

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“ELABORACIÓN DE UN PLAN DE EXPLOTACIÓN PARA LOS
YACIMIENTOS ASOCIADOS AL NIVEL ESTRATIGRÁFICO
U2M DE LA FORMACIÓN MERCURE DEL
CAMPO LEONA ESTE”**

Realizado por:
FRANKLIN RAFAEL ÁVILA CASTAÑEDA

Trabajo de Grado Presentado ante la Universidad de Oriente como Requisito Parcial
para Optar al Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

Puerto La Cruz, Marzo de 2011

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“ELABORACIÓN DE UN PLAN DE EXPLOTACIÓN PARA LOS
YACIMIENTOS ASOCIADOS AL NIVEL ESTRATIGRÁFICO
U2M DE LA FORMACIÓN MEREURE DEL
CAMPO LEONA ESTE”**

PRESENTADO POR:

FRANKLIN RAFAEL ÁVILA CASTAÑEDA

REVISADO POR:

**PROF. IVÓN ULACIO.
ASESOR ACADÉMICO.**

**ING. MARÍA JOSÉ VARGAS.
ASESOR INDUSTRIAL.**

Puerto La Cruz, Marzo de 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



**“ELABORACIÓN DE UN PLAN DE EXPLOTACIÓN PARA LOS
YACIMIENTOS ASOCIADOS AL NIVEL ESTRATIGRÁFICO
U2M DE LA FORMACIÓN MEREURE DEL
CAMPO LEONA ESTE”**

El jurado hace constar que asignó a esta Tesis la calificación de:

APROBADO

PROF. IVÓN ULACIO

Asesor Académico.

PROF. TANIA GONZÁLEZ

Jurado Principal.

PROF. AURA VILELA

Jurado Principal.

Puerto La Cruz, Marzo de 2011

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajo de grado:

“Los trabajo de grado son exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de núcleo respectivo, quien lo participará al consejo universitario”.

DEDICATORIA

A **Dios** y a la **Virgen del Valle**, por brindarme salud y protección en todo momento.

A mi mamá **Luisa Castañeda**, por ser mi mayor motivación y admiración, por ser el pilar fundamental de mi vida, tu has sido la que siempre me ha apoyado en las buenas y en las malas, por darme fuerzas para seguir adelante cuando pensaba que ya todo estaba perdido; eres la persona que ilumina mi vida, y la llenas de alegrías, paciencia, esperanzas, fe y mucho amor. Eres mi razón de ser y este trabajo, más que mío es **TUYO MAMÁ**.

A mi abuela **Josefina Castañeda (pochefina)**, por siempre estar al pendiente de mi, para mi eres un ejemplo de lucha, que supo arreglárselas como pudo para poder sacar a su familia adelante.

A mi hermana **Ariana Avila (yaya)**, por brindarme tu apoyo cuando lo necesite, siempre estuviste allí para ayudarme hermana, y el saber que mis logros te enorgullecen me inspira mucho más, te quiero mucho hermana, y espero verte pronto cumplir con tu objetivo de ser una **EXCELENTE DOCTORA**.

A mis tíos **Luis Alberto, Nancy, Nilda, Marina**, cada uno aportó su granito de arena para ayudarme a cumplir mi meta, se que se deben sentir orgullosos de tener otro ingeniero en la familia. Y aunque ya no estés físicamente, este logro te lo dedico a ti tía **Alcira**, porque se que deseabas que todos tus hijos y sobrinos nos superáramos, y llegáramos a ser profesionales, quisiera que me dieras un abrazo y dijeras: mi sobrino ya es ingeniero.

A todos mis primos, que siempre me apoyaban y me motivaban a seguir adelante, todos hemos pasado por malos y buenos momentos, y sin embargo siempre nos hemos mantenido muy unidos, quiero que este logro sirva de motivación para los que aún no alcanzan la meta de ser profesionales.

A mis demás familiares, amigos, seres queridos y todas las demás personas que me brindaron su apoyo, y dedicaron un poquito de su tiempo, para que pudiera alcanzar este logro.

A todas aquellas personas, que tienen sueños y se trazan metas en la vida, les dedico este trabajo, y deben saber que cuando se desea algo con fe, no hay nada ni nadie que pueda limitarnos.

AGRADECIMIENTOS

A **Dios**, quien siempre me cuida y protege en todo momento, gracias por todas las bendiciones que me das, por permitirme lograr alcanzar esta meta tan importante; en los momentos más difíciles por los que pasé durante mi tesis, siempre confié en ti y lo dejaba todo en tus manos, porque se que teniendo fe en ti, **TODO SE PUEDE**.

A mi madre **Luisa Castañeda**, gracias por brindarme tu cariño, gracias a tus consejos pude superar muchos obstáculos y problemas que se me presentaron a lo largo de mi carrera. Gracias por ser ese ángel que siempre estuvo pendiente de mantener mis ánimos intactos sin importar las dificultades. Gracias, porque siempre día tras día me preguntabas como me había ido, sin tu apoyo y ayuda no hubiese podido llegar a cumplir mi meta **MAMÁ**, gracias por ser la mujer perfecta, un ejemplo de perseverancia y patrón a seguir, de verdad que corrí con suerte de tener una madre tan especial como tú, eres **LO MÁXIMO MAMÁ**.

A mi hermana **Ariana (yaya)**, gracias por todo tu invaluable apoyo y fortaleza, hermana sin ti esto no hubiese sido posible, contar con una hermana como tú, echada pa' lante, me motivaba a seguir y seguir adelante, tú eres una de las personas más importantes e influyentes en mi vida, y por malos que fueran los tiempos siempre me tendías tu mano para ayudarme a resolver mis problemas.

A mi abuela **Josefina (pochefina)**, a ti abuelita te doy las gracias, porque en los momentos en que más te necesitaba, estuviste allí para escucharme, para hacerme reír y así poder olvidarme por un momento de los problemas que tenía. Eres una **GRAN MUJER**, y te quiero muchísimo abuela Dios te bendiga por siempre.

A mis tíos, por todas las enseñanzas que me han dado, sus buenos consejos, gracias por todo el apoyo que me han dado siempre, en especial quiero agradecerles a mi **tío Luis Alberto y María** (que en lo últimos días me adoptaron en su casa, y me brindaron el apoyo necesario para terminar mi tesis), a mis tías **Nancy y Nilda** que siempre se preocuparon por mí y me ayudaban en todo lo que podían, a mi tío **José Luis**, siempre que necesitaba de su ayuda me apoyaba y brindaba su colaboración, y aunque no está

físicamente conmigo debo agradecerle a mi tía **Alcira**, porque se que desde el cielo me guía, me protege y me da su bendición.

A mis primos, **Luimar, Ina, Johan, Nairubys, Gabriel, Ana Liz, Josaira, Mayerlin (maye), Sulima (suli), José Alberto, Marianny (nani), Yohana, José Daniel, Nilvic y Victor**, gracias por permitirme compartir tantos buenos momentos al lado de ustedes, y demostrarme que como la familia no hay nada igual, en especial quiero agradecerles a **Maye** y a **Suli** el gran apoyo que me brindaron durante la culminación de mi tesis, me es difícil pensar que sin su ayuda hubiera podido alcanzar tan rápido esta meta, su inmensa colaboración para mi fue muy importante y de verdad que no tengo palabras para agradecerles todo lo que hicieron por mi (disculpen por no dejarlas dormir tranquilas jejeje saben que las quiero).

A todos mis demás **familiares**, porque de una u otra manera han contribuido conmigo, gracias por brindarme el apoyo necesario para finalizar con éxito esta carrera. Tomen este fruto de mis estudios, como una retribución a todo lo dado todos estos años.

A mis amigos de la Universidad: **Lourdes (lourdita), Sandra (sandi), Vicmelys (vicme), Maidelys (maide), Ramón, Yomalis, Adriana (adri), Gaby Aponte, Gaby Oca, José Gregorio, Fátima, Fabiola, Eduin, Iramar, Antonio, Vanessa, Andrea, Amelia, Guillermo, Nelglis, Virginia, Ayarí, Mohamad, Mariam, Andreina**, por los inolvidables momentos que compartí con todos ustedes durante toda mi carrera, que incluyen trasnochos (estudiando y rumbeando), muchas alegrías al salir bien en los parciales, muchas decepciones cuando nos iba mal en alguna materia y bastante estrés con el día a día en la UDO, de cada uno de ustedes me llevo un aprendizaje y muchos recuerdos que perdurarán en el tiempo (a menos que pierda la memoria y “mejo”). De igual manera le agradezco mucho y en especial a **Yomalis**, por haberme brindado su apoyo incondicional durante todo el tiempo, siempre estuviste allí dispuesta a ayudarme en lo que fuera, gracias por levantarme los ánimos en los momentos más críticos, de verdad que agradezco mucho tu insistencia cuando me decías que no me dejara vencer por las dificultades, infinitas gracias **Yoma**.

A mi tutora académica **Ing. Ivón Ulacio**, gracias por brindarme su apoyo incondicional, y más que como una profesora y tutora, siempre la he visto como una excelente persona, que se preocupa y apoya a sus estudiantes, mil gracias por todas sus enseñanzas y su apoyo.

A mi asesora industrial **Ing. María Vargas**, gracias por prestarme su asesoría y orientación dedicándome parte de su tiempo, todo esto fue determinante para que este proyecto fuese realizado, gracias María.

Al Equipo de profesionales que laboran en la Gerencia Técnica de la empresa **Petroritupano S.A**, especialmente a **Eduardo Pinto** (por estar pendiente de mi trabajo y contribuir en la mejora del mismo), a **Pabloy, Solimar, Nairobis, Sr. Farfán, Carlos, Freddy, Luis, Yusmari, Marrón, Daniela**, por compartir sus conocimientos conmigo, por su paciencia y todos los momentos gratos, de verdad que gracias al granito de arena aportado por cada uno de ustedes, sin su ayuda esto no hubiese sido posible.

A la **Ing. Mery Dezio**, por haberme enseñado y orientado en la caracterización dinámica, gracias a las ideas que aportó para la realización de esta tesis, gracias a usted aprendí muchas cosas y le agradezco el haberme hecho reír en momentos en que lo necesitaba.

A todos los **Profesores** que a lo largo de mi carrera me orientaron y transmitieron sus conocimientos de la manera más sencilla, sin ellos no tendría el conocimiento necesario para llegar hasta este logro, entre ellos, **Melania Araujo, Roberto Salas, Aura Vilela, Tania González, Rafael Barrueta, Oly Guerra, José Rodríguez, Jhonles Morales, Edgar Bastos, Gregorio Bruzual**

A mi **Universidad de Oriente**, por ser mí segundo hogar y por abrirme sus puertas durante estos casi 5 años en los cuales pude formarme profesionalmente y al mismo tiempo pude ir formando grandes lazos de amistad.

Agradezco a **TODOS**, quienes de forma directa o indirecta, contribuyeron con su granito de arena a mi formación profesional, mil gracias a todos.

RESUMEN

El objetivo principal de este trabajo fue realizar un estudio de yacimientos a la arena U2M del Campo Leona Este, con el fin de elaborar un plan de explotación que permitiera recuperar las reservas remanentes de manera más óptima. Para lograr cumplir con el objetivo establecido fue necesaria la integración de disciplinas tales como Ingeniería de Petróleo y Geología, lo que permitió realizar una mejor caracterización de los yacimientos asociados a la arena estudiada. El primer paso consistió en recopilar y validar toda la información existente de la arena U2M del Campo Leona Este, donde se incluía: históricos de producción, pruebas de presión, análisis PVT, entre otros. Posteriormente se procedió a generar y analizar los comportamientos de producción del campo, así como también se elaboró el modelo de presiones del yacimiento, se estimaron los volúmenes originales en sitio tanto del petróleo como del gas por el método volumétrico, y por último se generó el plan de explotación apoyado en una evaluación técnico-económica, el cual permitiera drenar la mayor cantidad de reservas remanentes del yacimiento, trayendo consigo un aumento directo del factor de recobro. Como resultado de este estudio se determinó que todos los yacimientos asociados a la arena U2M se encontraban inicialmente en estado subsaturado, y que el POES calculado para el yacimiento U2M LG-301 es de 1.412 MBN con unas reservas primarias de 589 MBN, el yacimiento U2M LG-308 cuenta con 6.765 MBN de POES y 2.824 MBN de reservas de petróleo primarias, por último el POES calculado para el yacimiento U2M LG-314 fue de 316 MBN con unas reservas primarias asociadas de 134 MBN. Para drenar bajo un esquema rentable, las reservas remanentes de los yacimientos estudiados, se propuso la perforación de 2 pozos, permitiendo así fortalecer el plan de explotación propuesto, y ratificándolo como un horizonte óptimo que permita lograr una efectiva gerencia de yacimientos.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN.....	IV
DEDICATORIA.....	V
AGRADECIMIENTOS.....	VI
RESUMEN.....	X
CONTENIDO.....	XI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XXI
ÍNDICE DE TABLAS.....	XXV
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	XXVII
OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	XXIX
Objetivo General.....	XXIX
Objetivos Específicos.....	XXIX
CAPÍTULO I. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	
1.1. GEOLOGÍA REGIONAL CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA.....	30
1.1.1. Límites de la Cuenca.....	31
1.1.2. Desarrollo Estructural de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	34
1.1.3. Historia de la Evolución Tectónica y Sedimentaria.....	35
1.1.4. La Cuenca Oriental y la Tectónica Global.....	36
1.1.5. Principales Elementos Estructurales.....	37
1.1.6. Acumulaciones de Petróleo en la Cuenca Oriental de Venezuela.....	40

1.2. ÁREA MAYOR DE OFICINA.	40
1.3. ESTRUCTURA REGIONAL.	42
1.4. ESTRATIGRAFÍA DEL ÁREA MAYOR DE OFICINA.	43
1.4.1. Formación Mesa.	44
1.4.2. Formación Las Piedras.	45
1.4.3. Formación Freites.	45
1.5. ESTRUCTURA LOCAL.	48
1.6. ESTRATIGRAFÍA LOCAL.	48
1.6.1. Formación Merecure.	49
1.6.2. Formación Oficina.	49
1.6.3. Formación Freites.	51
1.6.4. Formación Las Piedras.	51
1.6.5. Formación Mesa.	52
1.7. UBICACIÓN GEOGRÁFICA Y RESEÑA HISTÓRICA DEL ÁREA EN ESTUDIO.	53
1.7.1. Características de los Yacimientos.	54

CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1. ESTUDIOS INTEGRADOS.	55
2.2. CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS.	56
2.2.1. Tipos de Caracterización de Yacimiento.	57
2.2.1.1. Caracterización Estática (Geología).	57
2.2.1.2. Caracterización Dinámica (Ingeniería de Yacimientos).	57
2.2.2. Estudio de Caracterización de Yacimientos.	57
2.2.3. Objetivos de un Estudio de Caracterización de Yacimientos.	58
2.2.4. Fases Presentes en un Estudio de Caracterización de Yacimientos.	58
2.2.4.1. Validación de Datos del Proyecto.	58

2.2.4.2. Modelo Estático.	59
2.2.4.2.1. Modelo Estructural.....	59
2.2.4.2.2. Modelo Estratigráfico.....	59
2.2.4.2.3. Modelo Sedimentológico.	59
2.2.4.2.4. Modelo Petrofísico.....	60
2.2.4.3. Modelo Dinámico.	60
2.2.4.3.1. Análisis de Historia de Presión.	60
2.2.4.3.2. Pruebas PVT.	61
2.2.4.4. Modelo de Producción.	62
2.2.4.5. Modelo de Negocio.....	64
2.3. OBJETIVOS DE LA GEOLOGÍA DE YACIMIENTOS.	64
2.3.1. Secciones Geológicas.....	65
2.3.1.1. Secciones Estructurales.....	65
2.3.1.2. Secciones Estratigráficas.....	65
2.4. ELABORACIÓN DE MAPAS.....	66
2.4.1. Mapa Estructural.	66
2.4.2. Mapa Isópaco de Arena Total.	66
2.4.3. Mapa Isópaco de Arena Neta.	66
2.4.4. Mapa Isópaco-Estructural.	67
2.4.5. Mapa de Isopropiedades.....	67
2.5. PROPIEDADES FÍSICAS DE LAS ROCAS Y LOS FLUIDOS.	68
2.5.1. Propiedades de las Rocas.	68
2.5.1.1. Porosidad (ϕ).....	68
2.5.1.2 Permeabilidad (K).	71
2.5.1.2.1. Permeabilidad Absoluta (k):	71
2.5.1.2.2. Permeabilidad Efectiva (kei):.....	71
2.5.1.2.3. Permeabilidad Relativa (kri):	72
2.5.1.3. Saturaciones (S).	72

2.5.2. Propiedades de los Fluidos.....	73
2.5.2.1. Presión de Burbuja (Pb).....	73
2.5.2.2. Factor Volumétrico del Petróleo (Bo).....	73
2.5.2.3. Factor Volumétrico del Gas (Bg).....	74
2.5.2.4. Factor Volumétrico Total (Bt).....	74
2.5.2.5. Factor Volumétrico del Agua (Bw).....	75
2.5.2.6. Gas en Solución (Rs).....	75
2.5.2.7. Compresibilidad del Petróleo (Co).....	75
2.5.2.8. Viscosidad del Petróleo (μ_o).....	76
2.5.2.9. Gravedad Específica del Gas (γ_g).....	76
2.5.2.10. Gravedad API ($^{\circ}$ API).....	76
2.6. PARÁMETROS PETROFÍSICOS.....	76
2.6.1. Coeficiente de Tortuosidad (a).....	77
2.6.2. Factor de Cementación (m).....	77
2.6.3. Exponente de Saturación (n).....	77
2.6.4. Resistividad Verdadera (Rt).....	78
2.6.5. Resistividad del Agua de Formación (Rw).....	78
2.6.6. Resistividad de la Arcilla (Rsh).....	80
2.6.7. Volumen de Arcillas (Vsh).....	80
2.7. CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS SEGÚN EL CRITERIO GEOLÓGICO.....	81
2.7.1. Trampa Estructural.....	81
2.7.2. Trampa Estratigráfica.....	82
2.8. CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS EN BASE A LOS HIDROCARBUROS QUE CONTIENEN.....	82
2.8.1. Yacimientos de Gas Seco.....	83
2.8.2. Yacimientos de Gas Húmedo.....	84
2.8.3. Yacimientos de Gas Condensado.....	84

2.8.4. Yacimientos de Gas Condensado con Zona de Petróleo.....	86
2.8.5. Yacimientos de Petróleo Volátil.	87
2.8.6. Yacimiento de Petróleo Negro.....	87
2.9. CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE ACUERDO AL MECANISMO DE PRODUCCIÓN.....	89
2.9.1. Desplazamiento por Expansión de la Roca y los Fluidos.	89
2.9.2. Desplazamiento por Gas en Solución.	89
2.9.3. Desplazamiento por Expansión de la Capa de Gas.....	90
2.9.4. Desplazamiento Hidráulico.....	90
2.9.5. Desplazamiento por Gravedad.....	91
2.10. RESERVAS DE LOS YACIMIENTOS.....	92
2.10.1. Clasificación de las Reservas.....	92
2.10.1.1. Reservas Probadas.....	93
2.10.1.2. Reservas Probables.....	93
2.10.1.3. Reservas Posibles.....	93
2.10.2. Métodos para el Cálculo de Reservas.....	94
2.10.2.1. Método Volumétrico.....	94
2.11. TÉCNICAS DE DIAGNÓSTICO PARA IDENTIFICAR LOS MECANISMOS QUE ORIGINAN LA PRODUCCIÓN DE AGUA.....	95
2.11.1. Gráficos del Corte de Agua (%) vs el Tiempo.....	95
2.11.1.1. Mecanismos Relacionados con la Completación.....	95
2.11.1.2. Mecanismos Relacionados con el Yacimiento.....	96
2.11.2. Gráficos de Diagnóstico de Chan.....	96
2.11.2.1. Caso de Conificación de Agua.....	97
2.11.2.2. Casos de Canalización de Agua:.....	98
2.11.2.3. Desplazamiento Normal con Alto Corte de Agua:.....	99
2.12. EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	100

2.12.1. Variables que Componen el Flujo de Caja.....	100
2.12.1.1. Ingresos	100
2.12.1.2. Egresos.....	100
2.12.2. Regalías (Derecho de Explotación).....	101
2.12.3. Aporte Legal a PDVSA.....	101
2.12.4. Impuesto Sobre la Renta.	102
2.12.5. Indicadores Económicos.	102
2.12.5.1. Valor Presente.....	102
2.12.5.2. Valor Presente Neto (VPN).....	102
2.12.5.3. Tasa Interna de Retorno (TIR).....	103
2.12.5.4. Eficiencia de la Inversión.....	104
2.12.5.5. Tiempo de Pago Dinámico.....	104
2.12.6. Análisis de Sensibilidad.....	104

CAPÍTULO III. HERRAMIENTAS UTILIZADAS

3.1. CARPETA FÍSICA.....	105
3.2. OIL FIELD MANAGER (OFM).....	105
3.2.1. Acceso a la Aplicación.....	107
3.2.2. Aplicaciones del OFM.....	108
3.2.2.1. Mapa Base.....	108
3.2.2.2. Gráficos.....	109
3.2.2.3. Análisis de Curvas de Declinación (DCA)	111
3.2.2.4. Archivo de Mapas Binarios.....	112
3.2.2.5. Reportes.	114
3.3. AUTOCAD.....	116
3.4. OPENWORKS.....	116
3.4.1. StratWorks.	116
3.4.1.1. Correlations.....	117

CAPÍTULO IV. MARCO METODOLÓGICO

4.1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.	119
4.2. CREACIÓN DE LA BASE DE DATOS.....	119
4.3. MODELO ESTÁTICO.	120
4.3.1. Mapa Isópaco-Estructural.	120
4.3.2. Elaboración de las Secciones Estratigráficas.	121
4.3.3. Modelo Sedimentológico.	121
4.3.4. Modelo Petrofísico.	121
4.3.4.1. Volumen de Arcilla (Vsh).	122
4.3.4.2. Porosidad Efectiva (\square_e).	124
4.3.4.3. Saturación de Agua (Sw).	125
4.3.4.4. Estimación de Parámetros Petrofísicos	127
4.3.4.5. Saturación de Agua Irreductible (Swirr).	129
4.3.4.6. Permeabilidad (K).	129
4.3.4.7. Parámetros Petrofísicos de Corte.	130
4.3.4.8. Propiedades Promedio del Yacimiento.	131
4.4. VALIDACIÓN DE HISTÓRICOS DE PRODUCCIÓN.	132
4.5. DISCRETIZACIÓN DE PRODUCCIÓN ACUMULADA.	135
4.6. PROFUNDIDAD DE REFERENCIA (DATUM).....	136
4.7. CARACTERIZACIÓN DEL MODELO DINÁMICO.....	137
4.7.1. Análisis de las Propiedades de los Fluidos.	138
4.7.1.1. Solubilidad del Gas Inicial (Rsi).	138
4.7.1.2. Gravedad API ($^{\circ}$ API).....	138
4.7.1.3. Gravedad del Gas (γ_g).....	138
4.7.1.4. Presión Inicial del Yacimiento.	139
4.7.1.5. Temperatura Inicial del Yacimiento.....	139

4.7.2. Obtención del PVT.....	140
4.7.2.1. Presión de Burbujeo (Pb).....	141
4.7.2.2. Relación Gas-Petróleo en Solución (Rs).....	141
4.7.2.2. Factor Volumétrico del Petróleo (β_o).....	143
4.7.2.2.1. Factor Volumétrico del Petróleo (Yac. Saturados).....	143
4.7.2.2.2. Factor Volumétrico del Petróleo (Yac. Sub-saturados).....	143
4.7.2.3. Viscosidad del Petróleo (μ_o).....	144
4.7.2.3.1. Viscosidad del Petróleo (Yac. Saturados).....	144
4.7.2.3.2. Viscosidad del Petróleo (Yac. Sub-saturados).....	145
4.7.2.4. Viscosidad del Gas (μ_g).....	145
4.7.2.5. Factor Volumétrico del Gas (β_g).....	146
4.7.3. Permeabilidades Relativas (Kr).....	146
4.7.3.1. Sistema Agua-Petróleo (Arenas Consolidadas).....	147
4.7.3.2. Sistema Gas-Petróleo (Arenas Consolidadas).....	151
4.7.4. Obtención del Gradiente del Yacimiento.....	152
4.7.5. Modelo de Presiones del Yacimiento.....	153
4.8. UBICACIÓN DEL CONTACTO AGUA-PETRÓLEO ACTUAL.....	156
4.9. CÁLCULOS DE VOLÚMENES ORIGINALES EN SITIO.....	156
4.9.1. Método Volumétrico.....	156
4.9.1.1. Estimación del POES.....	156
4.9.1.2. Estimación del GOES.....	157
4.10. GENERACIÓN DEL PLAN DE EXPLOTACIÓN.....	158
4.10.1. Ubicación de las Zonas Prospectivas del Yacimiento.....	158
4.10.2. Propuestas de Perforación de Pozos para el Plan de Explotación.....	158
4.10.3. Estimación del Potencial Inicial de los Pozos Propuestos.....	159
4.10.4. Estimación de Reservas.....	159

4.10.5. Cálculo de Factor de Recobro.....	159
4.10.6. Evaluación Económica.....	161

CAPÍTULO V. ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1. ANÁLISIS DEL MODELO ESTÁTICO.....	162
5.1.1 Mapa Isópaco-Estructural.....	162
5.1.2 Secciones Estratigráficas.....	163
5.1.3 Modelo Sedimentológico.....	163
5.1.4 Modelo Petrofísico.....	163
5.1.4.1 Parámetros de Corte.....	164
5.1.4.2 Propiedades Promedio.....	164
5.1.4.3 Mapas de Isopropiedades.....	165
5.2. VALIDACIÓN DE HISTÓRICOS DE PRODUCCIÓN.....	166
5.2.1 Validación de la Data de Producción.....	166
5.2.2 Análisis del Comportamiento de Producción del Yacimiento U2M LG-308.....	169
5.2.3 Análisis del Comportamiento del %AyS y RAP.....	173
5.3 MODELO DE PRESIONES DEL YACIMIENTO U2M LG-308.....	174
5.3.1 Profundidad del Nivel de Referencia (DATUM).....	174
5.3.2 Presiones del Yacimiento U2M LG-308.....	175
5.3.3 Historia de Presión Vs. Petróleo Producido.....	177
5.4 ANÁLISIS DEL MODELO DINÁMICO DEL YACIMIENTO U2M LG-308.....	178
5.4.1 Presión y Temperatura Inicial del Yacimiento.....	178
5.4.2 Gravedad API del Petróleo y Gravedad Específica del Gas Asociado....	179
5.4.3 Solubilidad Inicial del Gas en el Petróleo (Rsi).....	180
5.5 ANÁLISIS PVT.....	181

5.5.1 Presión de Burbujeo (Pb), Solubilidad del Gas en el Petróleo (Rs), Factor Volumétrico del Petróleo (Bo) y Viscosidad del Petróleo (μ_0).....	182
5.5.2 Factor Volumétrico del Gas (Bg) y Viscosidad del Gas (μ_g).....	183
5.6. CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS.....	184
5.7. ESTIMACIÓN DEL POES Y GOES POR EL MÉTODO VOLUMÉTRICO.....	187
5.8 ESTIMACIÓN DE RESERVAS Y FACTOR DE RECOBRO.	189
5.9 PLAN DE EXPLOTACIÓN.....	190
5.9.1 Propuestas de Perforación de Nuevos Pozos.	190
5.9.2 Estimación del Potencial de los Nuevos Pozos.....	190
5.9.3 Evaluación Económica.....	193
CONCLUSIONES.....	194
RECOMENDACIONES.....	196
BIBLIOGRAFÍA.....	197
APÉNDICES.....	201

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Ubicación Geográfica de las Cuencas Petrolíferas de Venezuela.	1
Figura 1.2. Rasgos Estructurales Principales de la Cuenca Oriental de Venezuela.	1
Figura 1.3. Características Estructurales Principales de la Actual Cuenca Oriental de Venezuela.....	1
Figura 1.4. Ubicación del Área Mayor de Oficina.	1
Figura 1.5. Línea sísmica interpretada SO-NE sobre el Área Mayor de Oficina	1
Figura 1.6. Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	1
Figura 1.7. Columna Estratigráfica del Campo Oritupano Leona.	1
Figura 1.8. Ubicación Campo Leona.	1
Figura 2.1. Concentración Equivalente de NaCl.....	79
Figura 2.2. Trampa Estructural	1
Figura 2.3 Trampa Estratigráfica.	1
Figura 2.4 Clasificación de los Yacimientos en Base a los Hidrocarburos que Contienen.	83
Figura 2.5 Diagrama de Fases de los Diferentes Tipos de Yacimientos.....	1

Figura 2.6. Influencia del Mecanismo de Producción en el porcentaje de Recobro y Presión del Yacimiento.....	1
Figura 2.8 Gráfico de Corte de Agua vs Tiempo.	1
Figura 2.9. Conificación de Agua.	1
Figura 2.10. Rápida Canalización	1
Figura 2.11. Canalización de Múltiples Capas	1
Figura 2.12. Desplazamiento Normal con Alto Corte de Agua.....	1
Figura 3.1. Ventana de ingreso a la aplicación de OFM.	1
Figura 3.2. Mapa base del campo Oritupano-Leona.	1
Figura 3.3. Ícono de la función Plot.....	1
Figura 3.4. Ventana del formato de gráficos de OFM. Fuente: Base de Datos de PDVSA.	1
Figura 3.5. Gráficos de producción presentados por OFM.	1
Figura 3.6. Ícono de la función Forecast.....	1
Figura 3.7. Gráfica de declinación de tasa con respecto al tiempo.....	1
Figura 3.8. Ícono de la función Bubble Map.	1
Figura 3.9 Ícono de la función Scatter Plot.	1
Figura 3.10. Ícono de la función Grid Map.	1
Figura 3.11. Ícono de la función Report.....	1

Figura 3.12. Ventana donde se seleccionan las variables de un reporte de OFM.	1
Figura 3.13. Ventana donde se visualiza un reporte de OFM.....	1
Figura 3.14. Ventana principal de OpenWorks.	1
Figura 3.15. Ventana principal de StratWorks.....	1
Figura 3.16. Acceso al módulo de Correlation.	1
Figura 3.17. Ventana de Correlation.....	1
Figura 3.18 Ventana de la opción SetUp.....	1
Figura 4.1. Cálculo de la Resistividad del agua @ 75 °F.	1
Figura 4.2. Cálculo de $K_{rw\text{máx}}$.	1
Figura 4.3. Cálculo de $K_{romáx}$.	1
Figura 4.4 Cálculo de K_{rg}/K_{rog}.	1
Figura 5.1. Diferencia entre Valor Oficial y Validado del N_p.	168
Figura 5.2 Diferencia entre Valor Oficial y Validado del W_p.	168
Figura 5.3. Diferencia entre Valor Oficial y Validado del G_p.	169
Figura 5.4. Pozos Activos por Año.....	170
Figura 5.5. Tasa y Producción Acumulada de Petróleo Vs. Tiempo.....	171
Figura 5.6. Tasa y Producción Acumulada de Gas Vs. Tiempo.	171
Figura 5.7. Comportamiento del GRP Vs Tiempo.....	172

Figura 5.8. Tasa y Producción Acumulada de Gas Vs. Tiempo.	172
Figura 5.9. %AyS y Producción Acumulada de Agua Vs. Tiempo.....	173
Figura 5.10 Ubicación Relativa del Datum.....	175
Figura 5.11. Comportamiento de Presión Vs. Tiempo.	176
Figura 5.12. Comportamiento de Presión Vs. Tiempo.	177
Figura 5.13. Presión Vs. Producción Acumulada de Petróleo	178
Figura 5.14 °API por Pozo Probado.....	180
Figura 5.15. Rsi a Partir de Pruebas Iniciales de los Pozos.	181
Figura 5.16 Permeabilidades Relativas (Yacimientos U2M LG-301 y U2M LG-308).	185
Figura 5.17 Permeabilidades Relativas (Yacimiento U2M LG-314).....	186
Figura 5.18. Pronóstico de la Tasa de Producción de Petróleo.....	191
Figura 5.19. Pronóstico Declinación de la Tasa de Producción de Petróleo.....	191
Figura 5.20. Pronóstico de la Tasa de Producción Bruta.	192
Figura 5.21. Pronóstico de la Producción Acumulada de Petróleo.	192

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Clasificación de la Porosidad Según el Tipo de Empaque.	69
Tabla 2.2. Composición Típica de Mezclas Provenientes de Yacimientos de.....	1
Hidrocarburos.	1
Tabla 4.1. Valores de las Constantes de las Ecuaciones de Presión de Burbujeo y Solubilidad del Gas en el Petróleo.	1
Tabla 5.1. Parámetros de Corte Obtenidos de la Evaluación Petrofísica	1
Tabla 5.2. Valores Promedio de las Propiedades de los Yacimientos U2M LG-301 y U2M LG-308.....	165
Tabla 5.3. Valores Promedio de las Propiedades del Yacimiento U2M LG-314.....	1
Tabla 5.4. Comparación entre Volúmenes Oficiales y Volúmenes Validados (Yacimiento U2M LG-308).....	167
Tabla 5.6. Cálculo del DATUM Yacimientos U2M LG-301 y U2M LG-314....	174
Tabla 5.5. Cálculo del DATUM Yacimiento U2M LG-308.	1
Tabla 5.7 Presión y Temperatura Inicial de los Yacimientos.	179
Tabla 5.8. Condiciones Iniciales de la Arena U2M, Yacimiento U2M LG-301.....	182

Tabla 5.9. Condiciones Iniciales de la Arena U2M, Yacimiento U2M LG-308.....	182
Tabla 5.10. Condiciones Iniciales de la Arena U2M, Yacimiento U2M LG-314.....	182
Tabla 5.11. Resultados Obtenidos a Partir de las Curvas de Permeabilidad Relativa en el Sistema Agua-Petróleo. Yacimientos U2M LG-301 y U2M LG-308.....	186
Tabla 5.12. Resultados Obtenidos a Partir de las Curvas de Permeabilidad Relativa en el Sistema Agua-Petróleo Yacimiento U2M LG-314.	186
Tabla 5.13. Resultados Obtenidos a Partir de las Curvas de Permeabilidad Relativa en el Sistema Gas-Petróleo Yacimientos U2M LG-301 y U2M LG-308.	187
Tabla 5.14. Resultados Obtenidos a Partir de las Curvas de Permeabilidad Relativa en el Sistema Gas-Petróleo Yacimiento U2M LG-314.....	187
Tabla 5.15. Resultados del POES y GOES para cada Yacimiento.....	189

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El Campo Leona se encuentra ubicado en el Oriente del país, al Oeste de la Unidad Oritupano-Leona, en el flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, en el área Mayor de Oficina, fue descubierto en el año 1938 con la perforación del pozo LM-1X, cuantificando de acuerdo al Libro de Reservas de Diciembre 2009 un POES de 910 MMBbbls, 197 MMBbbls en reservas recuperables y 101 MMBbbls de reservas remanentes.

Para lograr un rendimiento óptimo de los yacimientos que se están produciendo o se piensan producir, la ingeniería de petróleo propone esquemas de explotación adecuados a las condiciones de los mismos, la efectividad de estos esquemas estará subordinada al volumen de información confiable que se posea sobre el comportamiento de las rocas y los fluidos presentes en el área de drenaje, lo que hace necesario una buena caracterización de yacimientos que proporcione información de calidad en cantidad suficiente para hacer posible una planificación eficiente y tomar las decisiones más adecuadas sobre la vida del yacimiento.

La explotación del Campo Leona se debe reorientar a un esquema que permita maximizar las reservas, optimizar la producción y en consecuencia incrementar el valor del campo, es por esto que surge la necesidad de desarrollar el presente proyecto; el cual consistirá en elaborar un plan de explotación para los yacimientos asociados al nivel estratigráfico U2M de la formación Merecure del Campo Leona Este, este plan a desarrollar permitirá optimizar el recobro de hidrocarburos, y al mismo tiempo ayudará a minimizar el capital de inversión y los gastos de operaciones, siendo esto fundamental para lograr una efectiva gerencia de yacimientos.

Para llevar a cabo el desarrollo de dicho plan de explotación, es necesario cumplir con una serie de etapas, que van desde el análisis de los modelos sedimentológicos, petrofísicos, isópacos-estructural y de fluidos de los yacimientos asociados, hasta la propuesta de las posibles alternativas de explotación del campo, esto permitirá establecer una estrategia técnicamente viable y económicamente factible que haga posible el desarrollo óptimo del mismo, logrando así maximizar la producción de los yacimientos bajo los esquemas pre-establecidos por la industria petrolera, cuya meta principal es producir mayor cantidad de hidrocarburos a un menor costo.

OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

Objetivo General.

Elaborar un plan de explotación para los yacimientos asociados al nivel estratigráfico U2M de la formación Merecure del Campo Leona Este.

Objetivos Específicos.

1. Analizar los modelos sedimentológicos, petrofísicos, isópacos-estructural y de fluidos de los yacimientos asociados.
2. Realizar la validación de las propiedades PVT e historias de producción y presión de los yacimientos asociados.
3. Revisar el comportamiento de producción y presión de los yacimientos asociados.
4. Establecer las posibles alternativas de explotación del campo.
5. Presentar un análisis de factibilidad técnica que demuestre la viabilidad económica del plan de explotación.

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

1.1. Geología Regional Cuenca Oriental de Venezuela.

La Cuenca Oriental de Venezuela se encuentra ubicada en la zona Centro-Este de Venezuela, formando una depresión topográfica y estructural. Abarca los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, con una extensión menor en el estado Sucre (Figura 1.1). Se profundiza sobre la Plataforma Deltana y el Sur de Trinidad. En Venezuela, la cuenca se caracteriza por presentar extensas llanuras que abarcan alrededor de 165.000 km.² de superficie, con una longitud de 800 km. en sentido Oeste-Este y un ancho promedio de 200 km. en dirección Norte-Sur, aproximadamente. Representa la segunda cuenca petrolífera más importante del país.

[1]

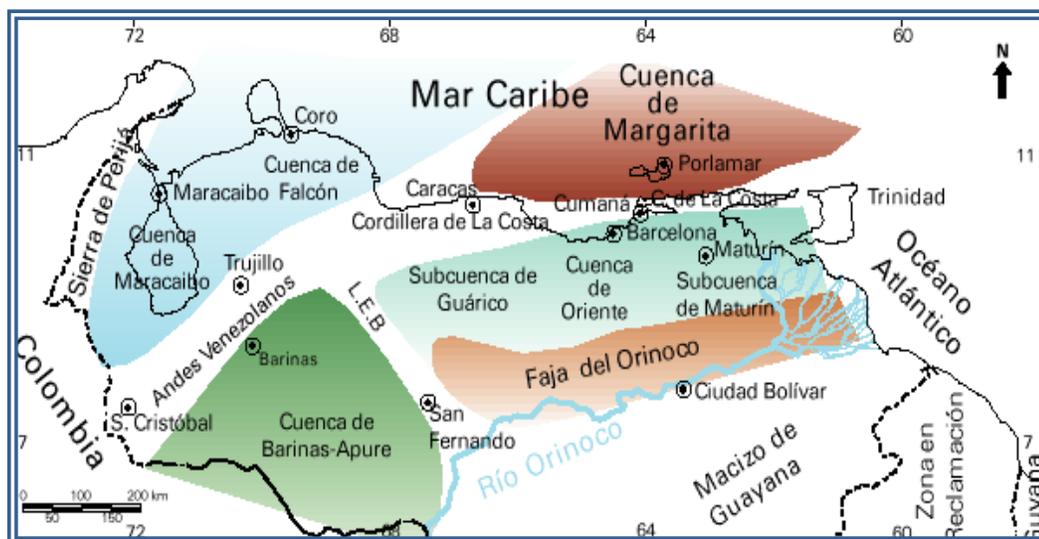


Figura 1.1. Ubicación Geográfica de las Cuencas Petrolíferas de Venezuela. [1]

Estructuralmente y estratigráficamente es una cuenca compleja, que contiene la acumulación de hidrocarburos más grande del mundo. El desarrollo de esta principal fuente de hidrocarburos se debe a la amplia deposición de ricos sedimentos durante el Cretácico, a los múltiples espesores de reservorios de areniscas y a la amplia deformación estructural.

1.1.1. Límites de la Cuenca.

Esta limitada al Norte con la línea que demarca el piedemonte de la Serranía del Interior Central y Oriental (cinturón móvil, plegado y fallado), los cinturones ígneo-metamórficos de la Cordillera de La Costa/Villa de Cura y de Araya/Paria y la Falla de El Pilar que la separa del Caribe; al Sur por el río Orinoco, desde la desembocadura del río Arauca hasta Boca Grande, siguiendo aproximadamente el borde septentrional de Cratón de Guayana, al este 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 ecuatorial al Oeste de la costa del delta del Orinoco; y hacia al Oeste con el levantamiento o Arco de El Baúl y su conexión estructural con el Cratón, el cual sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao.

A partir de las características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas de la Cuenca Oriental de Venezuela se subdivide en dos subcuencas:

- ✦ Subcuenca de Guárico (al Oeste), y
- ✦ Subcuenca de Maturín (al Este).

Las dos Subcuencas, localizadas al Noreste de Venezuela, están separadas por unos anticlinales en superficie, y en el subsuelo por el sistema de fallas de Anaco y sus estructuras inversas asociadas.^[1]

El límite que separa la Subcuenca de Guárico de la de Maturín es el Arco de Urica, el cual estuvo intermitentemente activo durante el Mioceno-Holoceno (Figura 1.2). Sin embargo, James (2.000, p. 142) sostiene que ambas subcuencas están separadas por la falla o Corrimiento de Anaco-Altamira, debido a la considerable actividad sedimentaria de ésta, que permite considerar suplantarse la falla de Urica.

La cuenca posee más de 20.000 pies de sedimentos paleozoicos, cretácicos y terciarios, localizados entre las cadenas montañosas terciarias situadas al Norte y el Escudo Guayanés emplazado al Sur.

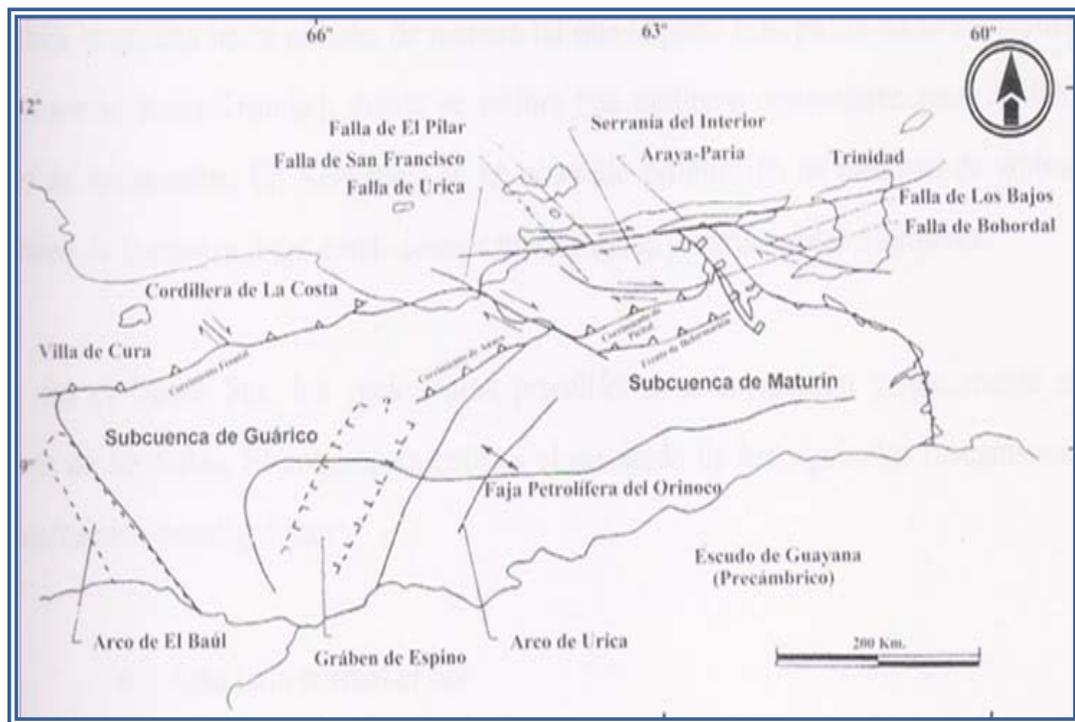


Figura 1.2. Rasgos Estructurales Principales de la Cuenca Oriental de Venezuela.^[1]

La Cuenca Oriental de Venezuela es estructuralmente asimétrica y presenta una inclinación general hacia el Este, de manera tal que la parte más profunda se

encuentra al Noreste, hacia Trinidad, donde se estima que pudieron acumularse unos 40.000 pies de sedimentos.

El flanco Sur buza levemente hacia el Norte, hasta que es interceptado por una zona de complejas perturbaciones tectónicas y plegamientos (mayores buzamientos), que constituyen el flanco Norte.

Este último se encuentra conectado a la zona plegada y fallada que constituye el flanco meridional de las cordilleras que limitan la cuenca en su parte Norte. Se ha obtenido producción de petróleo de ambos flancos de la cuenca, bajo condiciones estratigráficas y estructurales diferentes.

En el flanco Sur, los yacimientos petrolíferos se encuentran generalmente al Norte de las fallas. El entrampamiento es el resultado de los siguientes mecanismos estructurales-estratigráficos:

- ✦ Una falla normal al Sur.
- ✦ Buzamiento regional hacia el Noreste.
- ✦ Acuñaamiento arenoso lateral.

Hacia el extremo oriental y el flanco Norte de la cuenca las trampas presentan mayores complejidades estructurales y estratigráficas, en particular en los campos próximos al frente de montañas.

Las características distintivas y de ambientes de sedimentación fluctúan de Este a Oeste, los ambientes más continentales ocupan la parte más oriental y Sur de la cuenca y los más marinos, la región noroccidental.

Sánchez (1.990), dividió la Cuenca Oriental de Venezuela en varias sub-regiones o áreas principales productoras de petróleo, desde el punto de vista operacional, y diferenciadas entre sí ya sea por el tipo de acumulación o por las características geológicas, ellas son:

- ✦ Área Mayor Oficina.
- ✦ Norte de Anzoátegui: Área de Guaribe-Chaparro en el extremo Noroccidental.
- ✦ Área Mayor de Anaco al Sur, y el Área de Urica al este.
- ✦ Área Centro de Anzoátegui y Monagas.
- ✦ Área Norte de Monagas: Quiriquire, Jusepín, Santa Bárbara.
- ✦ Área de Guárico.
- ✦ Área Mayor de Temblador.
- ✦ Pedernales (Delta).
- ✦ Faja Petrolífera del Orinoco.

1.1.2. Desarrollo Estructural de la Cuenca Oriental de Venezuela.

En la parte septentrional de la Cuenca Oriental de Venezuela, al Norte del Corrimiento de Anaco y al Oeste de la Falla de Urica, se encuentra un área extensa caracterizada estructuralmente por domos y braquianticlinales fallados, varios de los cuales han demostrado la presencia de acumulación de hidrocarburos. Han sido agrupados como la subregión Norte de Anzoátegui. Comprende el Área Guaribe-Chaparro en el extremo Noroeste, el Área Mayor de Anaco al Sur, y el Área de Urica al Este.

La historia tectónica del Norte de Anzoátegui presenta una sucesión de largos lapsos extensivos y de períodos cortos compresivos desde el Oligoceno hasta el Cuaternario. Una primera compresión se observa principalmente en Quiamare y

Cerro Pelado, entre el Mioceno inferior y la base del Mioceno Medio, debajo del tope del Miembro Verde de la Formación Oficina.

Una segunda compresión que levantó la Serranía del Interior durante el Mioceno medio a superior, originó en el Norte de Anzoátegui la elevación, pliegues y fallamiento de las rocas anteriores. Las antiguas fallas de crecimiento (evidenciadas en Cerro Pelado y Anaco, desde el tope del Cretáceo hasta el tope del Miembro Naranja de la Formación Oficina) evolucionaron a fallas inversas, y la Falla de Urica se comporta como una falla transgresiva.

El fallamiento de Urica, de rumbo Noroeste es una amplia zona de dislocación de más de 10 km. de ancho que se extiende por 400 km. desde el Sur de Barcelona hasta las cercanías de Tucupita. La zona de falla de Urica actuó en el Norte de Anzoátegui como una fractura transgresiva dextral, separando dos bloques entre el Mioceno Medio y Superior y el Plioceno con características estructurales diferentes.

El sector oriental se caracteriza por pliegues volcados y sobrecorrimientos hacia el Sur. La zona occidental no presenta verdaderos corrimientos, sino pliegues amplios afectados por fallas de rumbo, subparalelas a la zona de falla de Urica y con un movimiento dextral.

1.1.3. Historia de la Evolución Tectónica y Sedimentaria.

Las acumulaciones petrolíferas en la Cuenca Oriental de Venezuela pudieran considerarse como un evento correspondiente al Terciario, sin embargo, resulta interesante conocer los distintos eventos por los cuales ha evolucionado. Desde el Paleozoico la Cuenca estuvo apoyada sobre el borde estable del Cratón de Guayana. Suaves movimientos de levantamientos y hundimientos de este borde dieron lugar a las transgresiones y regresiones.

La historia de la Cuenca Oriental de Venezuela, se sitúa en el Devónico-Carbonífero, hace unos 350 millones de años, se reconocen tres grandes ciclos, el primero corresponde al Paleozoico Medio-Superior; el segundo comienza durante el Cretácico Medio y se hace regresivo durante el Terciario Inferior y el tercero se desarrolló durante el Terciario Superior y fue definitivo para la configuración de la Cuenca petrolífera en el estado actual.

1.1.4. La Cuenca Oriental y la Tectónica Global.

Los actuales conceptos sobre tectónica global, placas tectónicas y deriva continental, así como la obtención de pruebas cada vez más abundantes y sorprendentes sobre la evolución de la interpretación y del modelaje estructural, la existencia de facies petrolíferas está íntimamente relacionadas con la evolución estructural y estratigráfica de las cuencas.

Esta interacción en el tiempo geológico produce movimientos verticales y horizontales que traen como consecuencia la acumulación y destrucción de grandes espesores de sedimentos y con ello la conjunción de factores y ambientes propicios para la generación, migración y acumulación de los hidrocarburos.

La Cuenca Oriental de Venezuela, al igual que el resto de las cuencas del país muestra evidencias de estos procesos: Un basamento ígneo-metamórfico, pliegues, fallas, bloques sobrecorridos, serranías, etc.

Todos estos procesos controlan la distribución geológica y geográfica de las reservas conocidas de petróleo y gas, y lo que es más importante, el emplazamiento de aquellos volúmenes de hidrocarburos que aún están por descubrirse en esta cuenca.

Actualmente, la Cuenca Oriental de Venezuela, se caracteriza por una topografía de extensas mesas y planicies correspondientes a la Formación Mesa. La superficie, en proceso de erosión, está generalmente recubierta por una costra de grava ferruginosa endurecida, de aspecto masivo y poco espesor, considerada como un paleosuelo del Pleistoceno Superior.

Hacia Guárico y parte de Anzoátegui las formaciones Chaguaramas y Roblecito, constituyen una zona positiva, remanente de una superficie erosional. En el área central de Anzoátegui, las Formaciones Oficina y Freites afloran en las crestas erosionadas de los domos de Santa Ana, San Joaquín y Guarío.

La Formación Mesa disminuye de altitud hacia el Estado Delta Amacuro, pasando gradualmente de sabana a caños de marea y de éstos a una planicie fluvial fragmentada y cenagosa. La parte baja del Delta del Orinoco es una planicie extensamente inundada que pasa a planicies fangosas hasta llegar a la Costa Atlántica.

Los sedimentos del Delta del Orinoco son principalmente arenas de grano fino, arcillas arenosas, arcillas limosas y carbonosas y depósitos lodosos. En la actualidad el Delta del Orinoco avanza hacia el noreste, a pesar de las fuertes corrientes costeras que tienden a frenar su desplazamiento hacia el mar mediante la dispersión de sus sedimentos a lo largo de la costa.^[1]

1.1.5. Principales Elementos Estructurales.

La Cuenca Oriental de Venezuela puede definirse como una gran depresión asimétrica limitada al Sur por el borde septentrional del Cratón de Guayana; al Norte por el cinturón móvil de las Serranías del Interior, Central y Oriental, y al Oeste por el levantamiento de El Baúl. Hacia el Este se extiende en la Plataforma Deltana.

Entre los principales elementos estructurales de la Cuenca que sugieren la compleja evolución de la misma, podemos mencionar: El Corrimiento Frontal de Guárico, El Corrimiento de Anaco, el Sistema de Corrimientos Frontales de Anzoátegui y Monagas, y el Sistema de Fallas del Flanco Sur de la Cuenca (Figura 1.3).

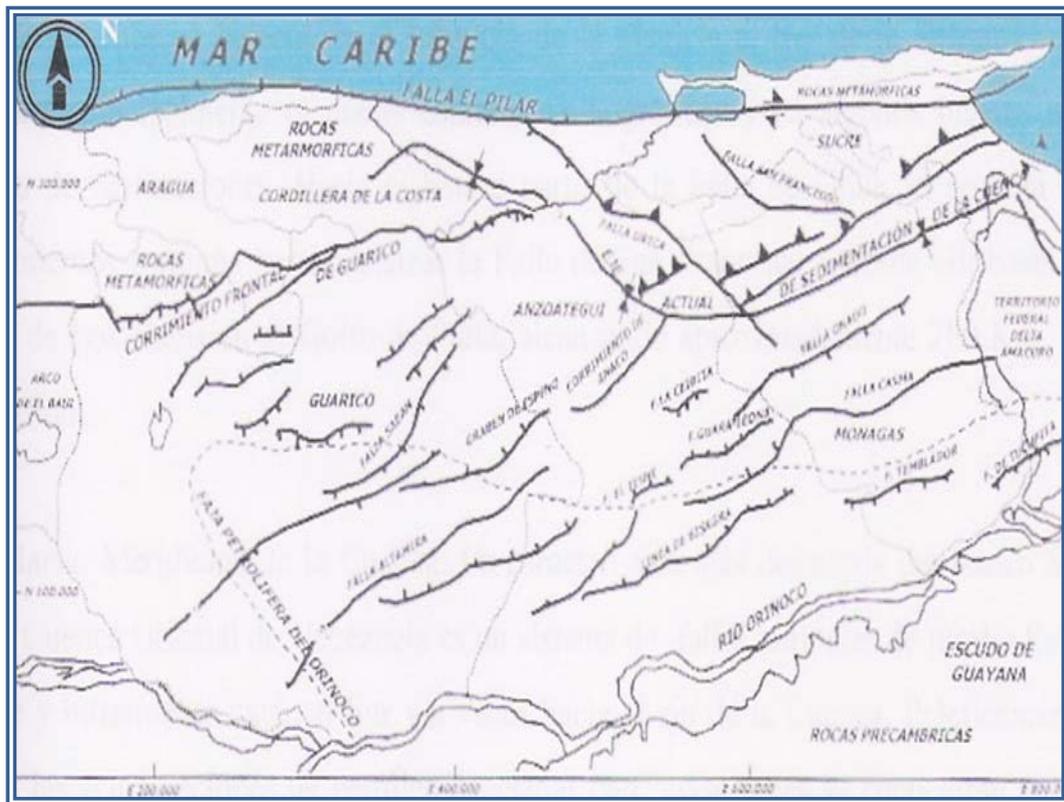


Figura 1.3. Características Estructurales Principales de la Actual Cuenca Oriental de Venezuela. ^[1]

- ✦ Corrimiento Frontal de Guárico: Constituye el límite septentrional del noroeste de la cuenca, al Norte del cual no se han encontrado acumulaciones de petróleo. Constituye una faja de anchura que puede alcanzar hasta 7 kilómetros, en la cual se desarrolla una serie de corrimientos segmentados por

fallas oblicuas. El buzamiento disminuye progresivamente con profundidad, hasta muy cerca de la horizontal.

- ✦ Límite septentrional del noroeste de la cuenca, al Norte del cual no se han encontrado acumulaciones de petróleo. Constituye una faja de anchura que puede alcanzar hasta 7 kilómetros, en la cual se desarrolla una serie de corrimientos segmentados por fallas oblicuas. El buzamiento disminuye progresivamente con profundidad, hasta muy cerca de la horizontal.
- ✦ Corrimiento de Anaco: se encuentra en la parte central del Estado Anzoátegui delimitando el Área Mayor Oficina y el Norte de Anzoátegui. Se extiende por aproximadamente 85 Km., desde el Sur del campo El Toco hasta el Este del campo de La Ceiba y se caracteriza por una línea de corrimiento con rumbo noreste y buzamiento promedio de 45° al noroeste, en cuyo lado Norte aparece una serie de domos asociados en el bloque levantado que es donde se encuentran las acumulaciones de hidrocarburos en los llamados campos de Anaco.
- ✦ Sistema de Corrimientos al Sur de la Serranía del 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.
- ✦ 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 su labio Norte. Tales fallas han sido consideradas fracturas de gravedad con crecimiento sin sedimentarios, originadas por el propio peso de los sedimentos y sin relación directa con ninguna fuerza orogénica externa.

1.1.6. Acumulaciones de Petróleo en la Cuenca Oriental de Venezuela.

Las acumulaciones de petróleo en la Cuenca Oriental de Venezuela se localizan preferentemente en el Área Mayor de Las Mercedes en la parte nor-central de Guárico; en unos domos estructurales alargados en sentido Noreste, que forman el alineamiento estructural de Anaco; en el Área Mayor Oficina en Anzoátegui Sur-Central; en el Área de Temblador, en el Centro-Sur de Monagas, y el Área Mayor de Jusepín en el norte de Monagas.

La mayoría de los campos de petróleo de las áreas mayores de Oficina, Temblador y Las Mercedes está situada en el flanco Sur de la cuenca, que buza hacia el Norte; mientras que los campos del Área Mayor Anaco, están situados en domos que separan las subcuencas de Guárico y Maturín.

1.2. Área mayor de oficina.

El Área Mayor de Oficina se encuentra en la región central de Anzoátegui y Monagas, la misma está limitada arbitrariamente al este por una línea de rumbo noreste, entre el extremo occidental del Campo Oritupano hacia el sur, y el Campo Onado al norte; al sur, por una línea este-oeste situada al sur de los Campos Melones, Miga y Yopales Sur, que marca el límite convencional entre los crudos pesados del sur del Área de Oficina y los crudos Pesados y Extra-Pesados de la Faja del Orinoco;

al oeste por el meridiano del Campo del Toco y Guárico y desde el último Campo, por una línea, aproximadamente, este-oeste hacia el Campo Onado (Figura 1.4).

La gravedad del petróleo dentro del Área Mayor de Oficina está distribuida de forma diversa en los diferentes Campos que la conforman, la variedad va desde petróleos muy pesados o extrapesados hasta los más livianos o condensados. Recientes estudios en esta área parecen haber determinado que, en general, las gravedades más bajas se encuentran hacia los bordes y las más altas hacia el centro de la cuenca. La producción anual registrada de 17 millones de metros cúbicos representa las dos terceras partes del total producido en la cuenca Oriental y un 13 %, aproximadamente, de la producción total nacional en Venezuela.^[2]

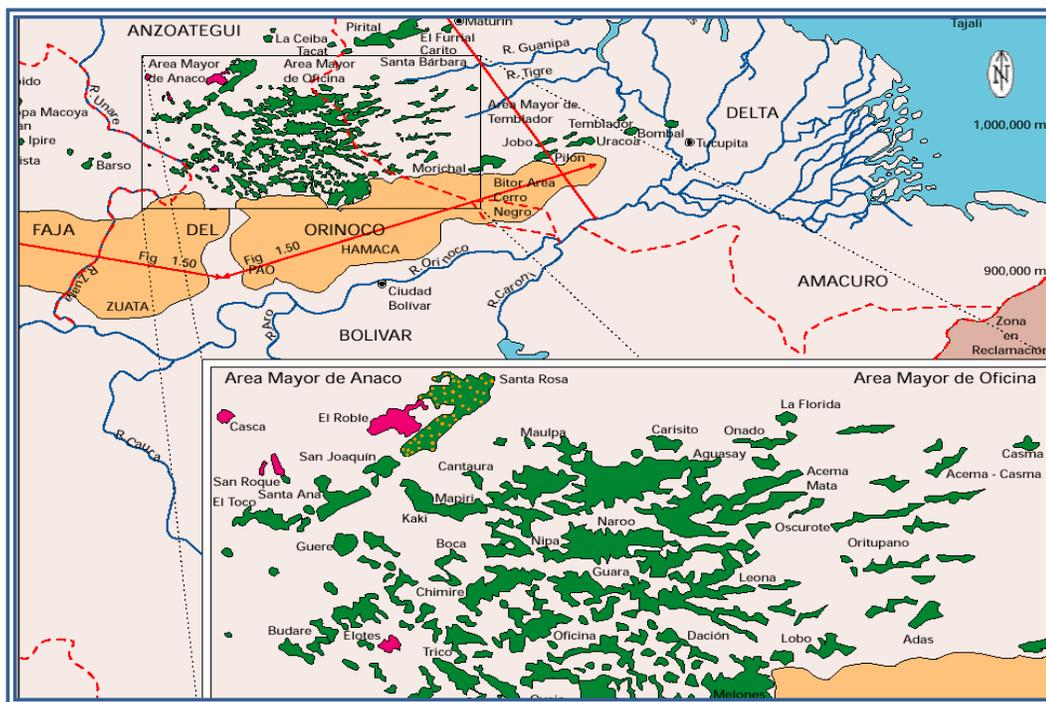


Figura 1.4. Ubicación del Área Mayor de Oficina.^[2]

1.3. Estructura Regional.

El Área Mayor de Oficina se localiza en el flanco sur de la subcuenca de Maturín y corresponde a un homoclinal fallado de dirección este-oeste / noreste que buza suavemente al norte de 3 a 5 grados. Localmente por efecto de la falla principal, se producen pliegues de arrastre en el bloque deprimido, además de sinclinales y anticlinales. Las fallas que afectan la estructura son de carácter normal y pueden ser agrupadas dentro de dos sistemas.

Se puede observar las terminaciones sísmicas del área en la figura 1.5.

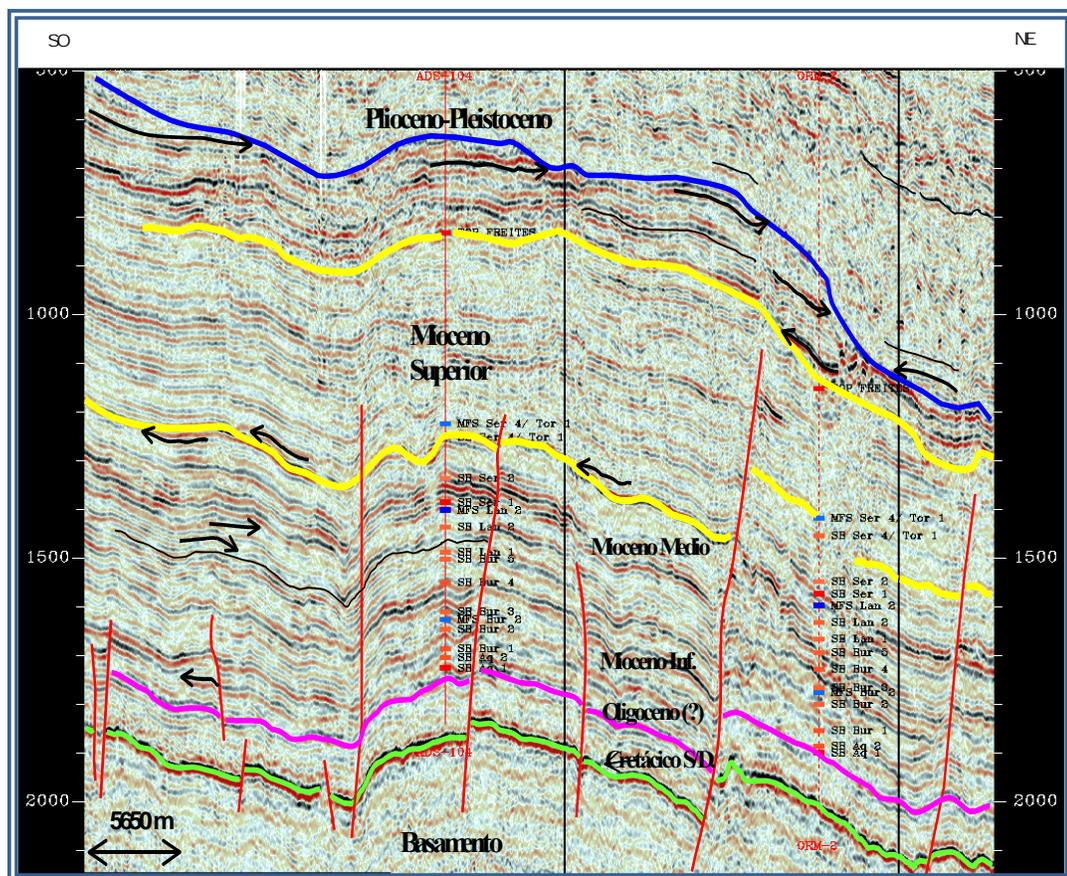


Figura 1.5. Línea sísmica interpretada SO-NE sobre el Área Mayor de Oficina.

Uno de estos sistemas es de dirección este-oeste/noreste que buza de 45 a 50 grados hacia el sur, y estas fallas omiten una sección que varía de 320 hasta 50 pies, afectando principalmente a la Formación Oficina.

El otro sistema de fallas de dirección noreste – suroeste se considera asociado a la falla Junta Merey, siendo el buzamiento de esta falla de 50 grados al norte, aproximadamente, con una sección omitida entre 100 y 500 pies; estas fallas, en conjunto con acuñamientos laterales de areniscas, constituyen el primordial factor para el entrapamiento buzamiento arriba del crudo.

Algunas de las fallas de este sistema se hallan ramificadas o unidas a otras fallas convergentes. Este sistema longitudinal se completa con los sistemas transversales de rumbo noroeste y noreste, respectivamente; éstas representan las características más destacadas del flanco sur de la cuenca, y las más importantes son la falla principal de Tucupita, las de Pílon, Jobo y Temblador, todas estas normales y con buzamiento hacia el sur.

En general, la estructura al nivel de la Formación Oficina presenta en el flanco norte fuertes plegamientos y grandes fallas de corrimiento, y en el flanco sur un homoclinal fallado con buzamiento muy suave en dirección norte.

1.4. Estratigrafía del área mayor de oficina.

La columna estratigráfica del área, dentro de la cuenca Oriental de Venezuela, (Figura 1.6) está constituida por las Formaciones Mesa - Las Piedras, Freites, Oficina y Merecure, siendo las Formaciones Oficina y Merecure las principales unidades productoras de hidrocarburos del área; ambas Formaciones son rocas recipientes.^[2]

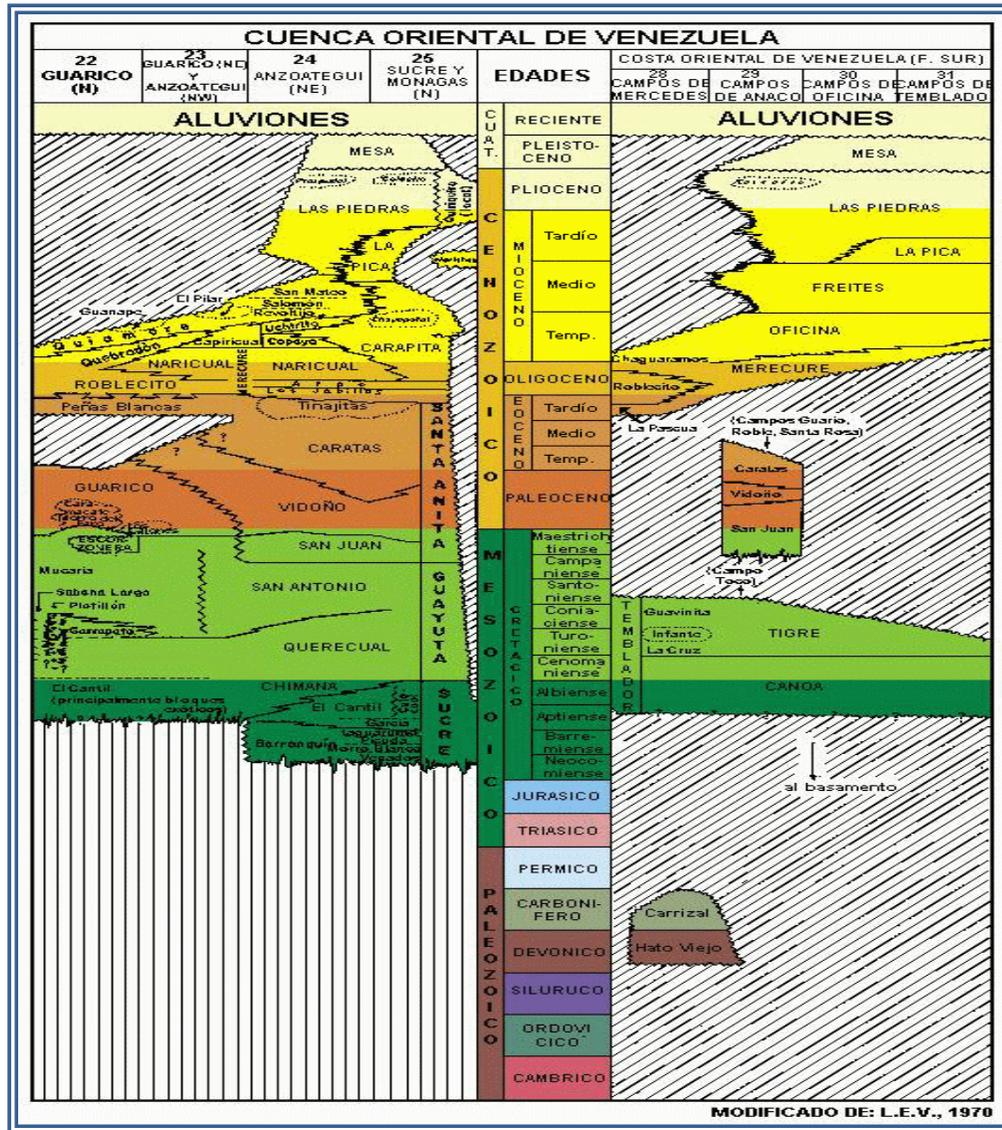


Figura 1.6. Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela. [2]

1.4.1. Formación Mesa.

Esta formación perteneciente a la Edad Cuaternaria, se extiende por los Llanos Orientales de Monagas, Anzoátegui, parte de Sucre y parte de Guárico; sus sedimentos gradan de norte a sur, de más gruesos a más finos al alejarse de las

cadena montañosas del norte;, desde la parte central de Monagas al Macizo de Guayana, gradan de más finos a más gruesos.

Esta formación consta de estratos horizontales a sub-horizontales de arenas no compactas de grano grueso y gravas con cemento ferruginoso, arenas blanco - amarillentas, y rojas y púrpuras con estratificación cruzada, además contiene lentes discontinuos de arcilla fina arenoso y lentes de limolitas; su espesor promedio es de 500 pies, aproximadamente.

1.4.2. Formación Las Piedras.

Perteneciente a la Edad Terciaria, aflora en la mayor parte de los estados Monagas y Anzoátegui. Esta unidad consiste en areniscas micáceas, friables de grano fino y colores gris claro a gris verdoso, intercalada con lutitas gris verdoso, lutitas ligníticas y lignitos.

La Formación Las Piedras carece de fósiles, se limitan a restos de plantas y peces, algunos moluscos de agua salobre y algunos foraminíferos; su sedimentación parece concordante sobre las formaciones La Pica y Freites infrayacentes. En esta formación, las arenas son productoras de petróleo pesado en los Campos de Orocuál, Manresa y Pirital, en el norte del Estado Monagas

1.4.3. Formación Freites.

Esta formación pertenece a la Edad Terciaria y se encuentra en los estados Anzoátegui y Monagas, al flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela. En sectores no especificados del Campo Oficina, la Formación Freites se caracteriza principalmente por arcillas verdes a verdosas, por lo que puede plantearse la división de esta unidad en tres intervalos, basándose en la presencia de areniscas cerca del

tope y de la base de la formación, en contraste con la parte media esencialmente lutítica.

En el intervalo superior, las areniscas son delgadas, arcillosas, de grano fino y ligeramente glauconíticas; el intervalo inferior, además de las lutitas gris verdosas típicas, incluye areniscas verde amarillentas de grano medio a grueso, glauconíticas, calcáreas y muy fosilíferas. En toda la formación se presentan concreciones calcáreo - ferruginosas amarillentas en las lutitas.

La Formación Freites constituye el sello principal de los reservorios petrolíferos de la Formación Oficina y tiene en la parte inferior arenas productoras de hidrocarburo. Esta formación suprayace a la Formación Oficina en casi toda su extensión, excepto en el área de Anaco, donde presenta una discordancia. Hacia el tope, la formación es concordante con la Formación Las Piedras suprayacente.

1.4.4. Formación Oficina.

Esta formación pertenece a la Edad Terciaria, y se representa en todo el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, ha sido reconocida en el subsuelo de los estados Anzoátegui y Monagas. Esta unidad consiste en lutitas y arenas alternantes; pese a la lenticularidad característica, los grupos de dichas arenas persisten y son correlacionables sobre grandes distancias, basado esto en la expresión de sus registros eléctricos. En la secuencia se intercalan lignitos de amplia extensión, especialmente dentro del Área Mayor de Oficina.

La Formación Oficina en el subsuelo de los Campos de Oficina, se describe como una alternancia de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limonitas de colores claros y granos de fino a grueso; componentes menores son las capas de lignitos y lutitas ligníticas. En el norte

del Área Mayor de Oficina y en Monagas Central, esta formación ha sido dividida en tres intervalos, los cuales son: Oficina superior, media e inferior. El contacto superior de la formación es generalmente concordante con la Formación Freites a pesar de la profundización de ambientes y es equivalente lateral a la Formación Carapita.

1.4.5. Formación Merecure.

Esta formación perteneciente a la Edad Terciaria se representa en los estados Anzoátegui y Monagas en el área de Anaco, Oficina y Temblador; la continuidad lateral de las arenas no es buena, como consecuencia de la natural lenticularidad de las mismas y de los frecuentes cambios de facie que se observan a través de toda el área. El espesor de la Formación Merecure está por el orden de los 500 pies, la presencia de hidrocarburos se ha detectado en la mayor parte de la secuencia (arenas U2 - U9).

Esta formación se compone de más del 50 % de areniscas de color gris claro a oscuro, incluso conglomeráticas, con estratificación cruzada y una alta variabilidad de porosidad y permeabilidad; se separan por láminas e intervalos delgados de lutitas de color gris oscuro a negro, carbonáceas, irregularmente laminadas y algunos lignitos. Se reportan escasos foraminíferos arenáceos y abundantes restos de plantas que sugieren un ambiente de sedimentación en aguas dulces a salobres.

La Formación Merecure yace en discordancia sobre el Cretáceo y es el equivalente arenoso del Grupo Merecure (Naricual, Areo y Los Jabillos) definidos en la Serranía del Interior; el contacto con la Formación Oficina es de aparente concordancia, pese al marcado cambio litológico a ese nivel. ^[2]

1.5. Estructura local.

El estilo estructural predominante en el área son los sistemas de fallas normales y los pliegues asociados a ellas. Se han reconocido dos sistemas de fallas normales con pliegues asociados:

- ✚ De orientación Este - Oeste con buzamiento predominante de 40 a 45 grados al sur.
- ✚ De orientación Sudoeste - Noreste y buzamiento predominante 40 - 45 grados al Noroeste.

El salto de falla en el primer grupo es de aproximadamente 130 a 180 pies, disminuyendo gradualmente hacia los extremos del área. El segundo grupo de fallas es antitético y su salto varía entre 80 a 0 pies de desplazamiento vertical. Los pliegues asociados ocurren tanto el bloque levantado como en el deprimido, los ejes de estos pliegues son paralelos a los rumbos de las fallas a los que se encuentran asociados. Existen también rampas de transferencia, las cuales consisten en segmentos de fallas subparalelas

Estas fallas de transferencia han permitido explicar mejor el comportamiento dinámico de los yacimientos en función de la explotación de los mismos. ^[3]

1.6. Estratigrafía local.

Para el Campo Leona, la columna estratigráfica va de base a tope desde el Oligoceno hasta el Reciente y las unidades litoestratigráfica (Figura 1.7.) presentes en ella son:

1.6.1. Formación Merecure.

Corresponde a la Edad del Oligoceno - Mioceno Inferior. En todo el bloque de esta unidad está constituida por extensos depósitos de areniscas masivas intercalados por delgados niveles de lutitas carbonosas y pelitas de poca continuidad lateral. La falta de continuidad de los niveles pelíticos y la difícil correlación de los niveles de areniscas podrían indicar que, esta unidad se depositó sobre una superficie de cierta pendiente que no fue afectada mayormente por cambios en el nivel de base. Para esta formación se interpreta un ambiente continental fluvial de alta energía que parece gradar a un ambiente transicional marino-deltáico.

1.6.2. Formación Oficina.

Corresponde a la Edad del Mioceno Inferior - Medio; en general esta formación, se encuentra integrada por una alternancia de areniscas, limolitas, lutitas, arcilitas y capas de lignito. Para estos depósitos se interpreta un ambiente transicional fluvio-deltáico retrogradante, donde los sistemas de barras de desembocadura se orientan de E a O y los sistemas de canales de S a N; hacia el eje de la cuenca esta unidad gradada las facies de ambiente marino distal de la Formación Carapita.

Numerosos niveles de pelita presentan carácter regional y permiten identificar superficies de inundación que limitan conjuntos de parasecuencias y secuencias dentro de los cuales, a pesar de los cambios de facies, los paquetes de arena son relativamente fáciles de correlacionar.

Este carácter indica que, las múltiples parasecuencias de la Formación Oficina se depositaron sobre una superficie de escasa pendiente extensamente afectada por un evento transgresivo, mayor con oscilaciones menores de gran amplitud que reflejan un balance entre la tasa de sedimentación y la tasa de subsidencia. Algunos de estos

marcadores regionales se utilizaron para subdividir a la Formación Oficina en tres secciones estratigráficas: Superior, Media e Inferior.

Secuencia Inferior: (Aquitaniense - Burdigaliense): contiene la sección comprendida entre las arenas U1 y las arenas K - L0. Representa la unidad más profunda del sistema. Se diferencian dos ambientes: en la base, predominan los canales distributarios fluviales y en menor proporción, los canales de marea. Las arenas son masivas y de grandes espesores. En muchos casos se encuentran comunicadas entre sí por efectos erosivos, cortando otros canales o barras de desembocadura.

La influencia fluvio-continental de estos cuerpos es notable. En el área de Leona Central se observan claros ejemplos de superposición o amalgamamiento de canales.

Los depósitos sedimentarios presentan incisiones amplias y profundas y patrón grano-decreciente, típico de sistemas de lowstand. Hacia el tope, se desarrolla una morfología tipo estuarina. Los depósitos arenosos están influenciados por mareas y en menor grado por el oleaje.

Los canales son de menor espesor, presentan poca continuidad y se observa el desarrollo de barras, las cuales se depositan a lo largo de las costas, en dirección preferencial E - W. Las lutitas son más extensas y representan períodos transgresivos locales.

Secuencia Intermedia: (Burdigaliense - Langhianiense): comprende las arenas K - L0 a B. Representa un período de avance marino hacia el continente. Esta secuencia muestra menores espesores de arena. Los lignitos son más frecuentes, indicativo de un ambiente más restringido, de influencia marina marcada por la

acción del oleaje y las mareas. Las arenas del intervalo han sido grandes productoras de hidrocarburos, especialmente las arenas I2L, I3 y G.

Los depósitos sedimentarios presentan pobre a moderada continuidad vertical y lateral, incisión moderada, patrón grano decreciente y están compuestos por sucesiones alternadas de clásticos, pertenecientes a sistemas transgresivos y por barras y depósitos no acanalados, de sistemas transgresivos tardíos. Las lutitas presentan mayor espesor y continuidad. Su máxima expresión coincide con la superficie de inundación de carácter global del Neógeno (Haq et. al., 1987).

Secuencia Superior: (Serravaliense - Tortoniense): abarca desde las arenas B a las arenas A0. Está constituida por areniscas espesas y lutitas depositadas en un ambiente marino somero. Los cuerpos de arena predominantes son barras de desembocadura, canales distributarios y de marea, de matriz carbonática. Presentan gran extensión lateral; sin embargo, solo se conocen acumulaciones importantes hacia los campos localizados al este del bloque.

1.6.3. Formación Freites.

Corresponde al Mioceno Medio a Superior; de ambiente marino somero, nerítico-costero, de sedimentación predominantemente pelítica con algunos eventos arenosos en su base en el extremo SO del Bloque. Suprayace en conformidad a la F. Oficina.

1.6.4. Formación Las Piedras.

Corresponde al Mioceno Superior a Plioceno Inferior; en relación de conformidad por sobre la Formación Freites se deposita esta unidad integrada por areniscas finas, limolitas, limolitas carbonosas, arcilitas y lignitos de ambiente marino nerítico-costero regresivo.

1.6.5. Formación Mesa.

Corresponde al Pleistoceno; suprayace en forma conformable y transicional a la formación anterior y se encuentra constituida por areniscas, conglomerados, limolitas y arcillitas de ambiente continental fluvio-deltaico. Con la depositación de las formaciones Las Piedras y Mesa se producen la regresión final del ciclo marino anterior.^[3]

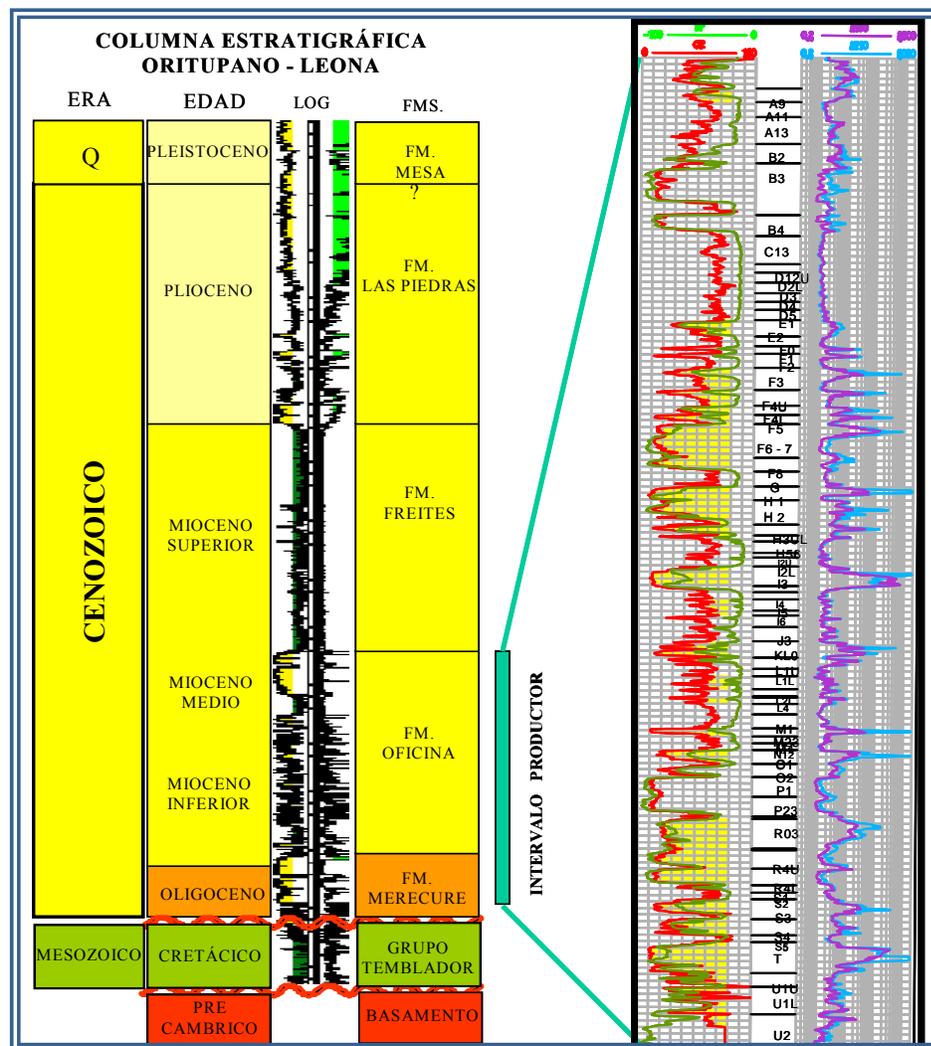


Figura 1.7. Columna Estratigráfica del Campo Oritupano Leona.^[3]

1.7. Ubicación geográfica y reseña histórica del área en estudio.

El Campo Leona se encuentra ubicado en el Oriente del país, al Oeste de la Unidad Oritupano-Leona, en el flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, en el área Mayor de Oficina. Limita al norte con el Campo de Casma-Anaco; al sur, con el Campo Lustro; al este, con el Campo Junta y Adjuntas; y al oeste con el Campo Leona/Lido. Se extiende por el Municipio Freites, perteneciente al Estado Anzoátegui. Ocupa una extensión aproximada de 189,16 Km² y superficie limitada por las coordenadas UTM siguientes: Norte 997.518 @ 982.577; Este 424.583. En la figura 1.8 se muestra la ubicación del Campo Leona en el Área Oritupano – Leona. ^[4]

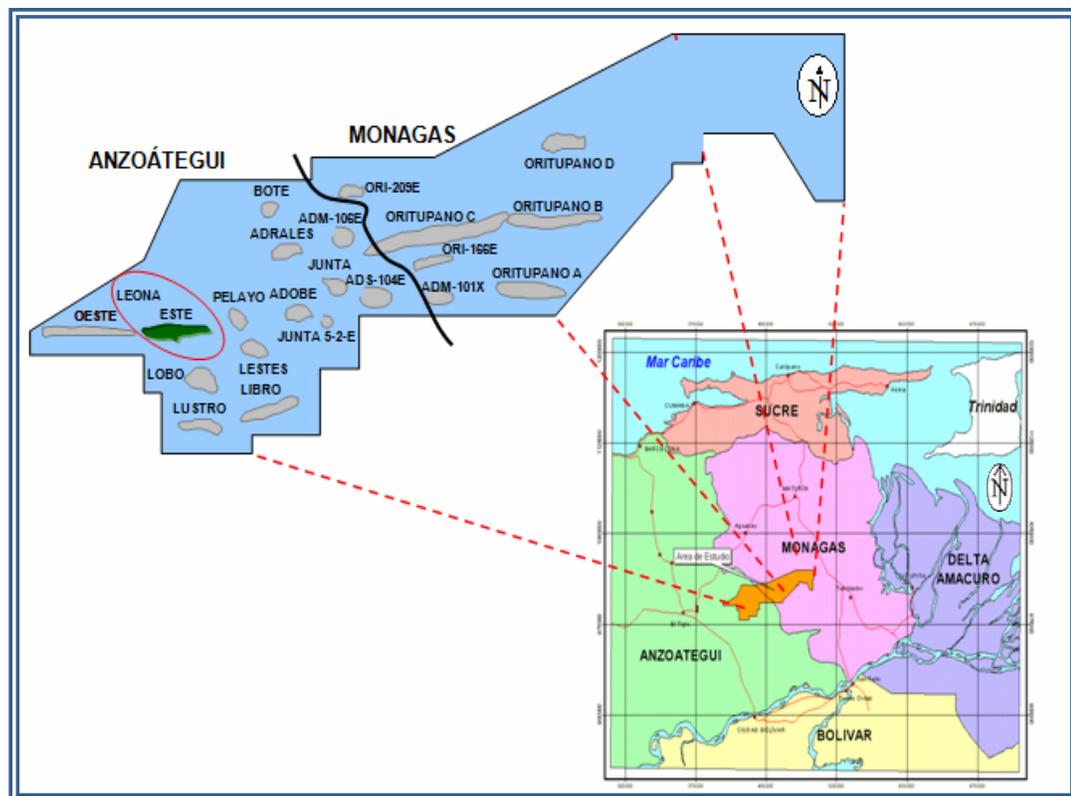


Figura 1.8. Ubicación Campo Leona. ^[4]

1.7.1. Características de los Yacimientos.

El Campo Leona conformado por los yacimientos de cada uno de los proyectos los cuales pertenecen en su mayoría a la Formación Oficina, del Mioceno Temprano - Mioceno Medio, constituida por niveles de areniscas de excelentes características petrofísicas, intercaladas con limolitas, arcilitas, lutitas y lignitos de ambiente de fuerte influencia fluvial en la base y marino somero en las secciones media y superior; en tanto la Formación Merecure, de edad oligocena a miocena inferior, se encuentra integrada por areniscas masivas intercaladas con delgados niveles de arcilitas y lutitas carbonosas de ambiente fluvial transicional.

Los múltiples niveles productivos de los distintos proyectos, se encuentran dentro de un rango de profundidad de entre 4.500 y 9.500 pies y corresponden en su mayoría a la Formación Oficina. El espesor útil promedio por arena está por el orden de 3 - 100 pies, la porosidad varía de 15 a 39 % y la permeabilidad oscila entre 40 a 7.280 md.

El cuadro estructural del Área de Oficina está representado por un monoclinal suavemente buzante al norte, con una inclinación promedio de 2° a 4°, interrumpido por dos sistemas principales de fallas normales que conforman una importante barrera para la migración de hidrocarburos buzamiento arriba.

La gran mayoría de las trampas corresponden a homoclinales cortados por fallas de rumbo Este-Oeste y planos buzantes al Sur en contra de la pendiente regional. En general las trampas presentan cierre estructural contra los planos de falla y éste, puede o no estar combinado con cierres estratigráficos como producto del cambio lateral de facies que algunos reservorios presentan en sentido Este-Oeste. Frecuentemente el cierre estructural es de tipo anticlinal como resultado del plegamiento generado por los esfuerzos de falla.^[4]

CAPÍTULO II

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1. Estudios integrados.

Es un análisis interpretativo y multidisciplinario de un yacimiento, como una unidad geológica e hidráulica integral, a fin de describir su naturaleza y geometría; calificar y cuantificar propiedades de roca y fluidos, y establecer distribución y volúmenes recuperables de hidrocarburos, integrando aspectos estructurales, estratigráficos, sedimentológicos, petrofísicos y de fluidos, en un modelo único, que permita establecer un plan de explotación que garantice la máxima recuperación económica de sus reservas.

La caracterización física y energética de un yacimiento, está basada en el estudio que integra al yacimiento en una sola unidad hidráulica. ^[7]

Dicho estudio es llamado "Estudio Integrado de Yacimientos" y está referido a la estrecha relación que tiene la descripción física y geológica del yacimiento con los fluidos contenidos en el mismo. ^[7]

En un estudio de esta naturaleza, tal integración implica el aporte de conocimientos previos y habilidades profesionales de diferentes disciplinas, asociadas a la explotación de hidrocarburos, tales como: Geología, Geogisica, Geoquímica, Petrofísica, Ingeniería de Yacimientos e ingeniería de Producción, entre otros. Este, tiene como objetivo usar de manera más adecuada los recursos disponibles para maximizar el índice de beneficios de un yacimiento, mediante la optimización de la

recuperación de petróleo, disminuyendo costos operacionales y capital para la inversión.

Los profesionales involucrados en un estudio integrado intercambian experiencias y puntos de vistas en la creación de un modelo representativo del yacimiento, el cual permitirá la predicción del comportamiento de producción y presiones del mismo, alternamente se compararía con otras opciones de recobro que mejoren la producción y los costos.

2.2. Caracterización de yacimientos.

La caracterización de yacimientos es una tarea compleja en la que intervienen diversas disciplinas tales como: petrofísica, geología, geofísica, geoquímica, ingeniería de yacimientos entre otras.

El ingeniero de yacimientos determina los procesos de recuperación óptimos, estima el número de pozos que pueden ser económicamente perforados y puede desempeñarse en la simulación y pronóstico del comportamiento de yacimientos utilizando modelos físicos, analíticos y numéricos. Para evaluar un yacimiento se cuenta con:

- ⊕ Información geológica.
- ⊕ Datos petrofísicos.
- ⊕ Estadística de producción.
- ⊕ Análisis de laboratorio (PVT) que representen el comportamiento del fluido en el yacimiento.
- ⊕ Técnicas estadísticas para evaluar propiedades promedias.
- ⊕ Ecuaciones matemáticas establecidas que permiten modelar, bajo ciertas suposiciones, el comportamiento de un yacimiento.

- ✦ Simuladores que sirven de herramientas para modelar un yacimiento según sus características.

2.2.1. Tipos de Caracterización de Yacimiento.

2.2.1.1. Caracterización Estática (Geología).

Permite la detección y evaluación de los elementos que constituyen un yacimiento, a partir del análisis e interpretación de la siguiente información ^[6]:

- ✦ Datos geológicos y geofísicos.
- ✦ Registros de pozos.
- ✦ Datos de núcleo.

2.2.1.2. Caracterización Dinámica (Ingeniería de Yacimientos).

Permite la detección y evaluación de los elementos que afectan el comportamiento de un yacimiento, tales como:

- ✦ Pruebas de presión.
- ✦ Datos de producción.
- ✦ Pruebas PVT/ análisis cromatográficos.

2.2.2. Estudio de Caracterización de Yacimientos.

Se define el estudio de yacimiento como un “análisis interpretativo y multidisciplinario de un yacimiento, como una unidad geológica e hidráulica integral, a fin de describir su naturaleza y geometría; calificar y cuantificar propiedades de la roca y fluidos, y establecer distribución y volúmenes recuperables de hidrocarburos,

integrando aspectos estructurales, estratigráficos, sedimentológicos, petrofísicos y de fluidos, en un modelo único, que permita establecer un plan de explotación que garantice la máxima recuperación económica de sus reservas”. [8]

2.2.3. Objetivos de un Estudio de Caracterización de Yacimientos.

- ✦ Reducir la incertidumbre en los planes de explotación.
- ✦ Incrementar reservas.
- ✦ Maximizar el recobro final.
- ✦ Minimizar declinación.
- ✦ Maximizar potencial de producción.
- ✦ Incrementar el porcentaje de las campañas y recuperación de pozos.
- ✦ Maximizar la creación del valor presente neto.

2.2.4. Fases Presentes en un Estudio de Caracterización de Yacimientos.

La realización de un estudio de yacimiento se lleva a cabo en varias fases, las cuales consisten en la revisión y/o generación de diversos modelos, detallados a continuación.

2.2.4.1. Validación de Datos del Proyecto.

En esta etapa se recolecta la data proveniente de estudios geológicos, de petrofísica, análisis PVT, pruebas de presiones, datos históricos de producción e inyección, entre otros, para luego validarlos y de esta forma contar con información confiable, lo cual es de suma importancia para cualquier estudio de ingeniería de yacimientos, también se captura data adicional si fuese necesario. [8]

2.2.4.2. Modelo Estático.

El modelo estático de un yacimiento es aquel que representa las propiedades de un yacimiento que no varían con el tiempo, como es el caso de la permeabilidad, porosidad, espesor, límites de roca, fallas, ambientes de deposición, que unidos a pruebas de yacimiento, permiten definir en forma clara el yacimiento.

El modelo estático comprende una serie de modelos que nos llevan a la caracterización del yacimiento en estudio, dichos modelos son los siguientes: ^[8]

2.2.4.2.1. Modelo Estructural.

Este modelo se logra con la revisión de la sísmica y de registros de pozos, con la cual se puede observar el tope del yacimiento, los lentes que lo conforman, además definir orientación y geometría de los elementos estructurales, y delimitar las estructuras o cierres que confinan la acumulación. Esta revisión abarca tanto el marco regional como el marco local, para determinar y generar planos de fallas, mapas estructurales y mapas de compartimientos.

2.2.4.2.2. Modelo Estratigráfico.

Es la representación de la geometría o arquitectura interna del yacimiento, el cual se obtiene a través de correlaciones litológicas pozo a pozo con la finalidad de conocer la extensión areal, los tipos de lentes que conforman el yacimiento, los cambios de espesores estratigráficos y cambios de facies. ^[5]

2.2.4.2.3. Modelo Sedimentológico.

Es la representación de la litología observada a través de los perfiles de pozos y

muestra de núcleos, con la finalidad de determinar el ambiente, geometría, orientación, distribución y calidad de los depósitos de las unidades sedimentarias, los límites laterales y barreras verticales. [5]

2.2.4.2.4. Modelo Petrofísico.

Cuantifica a través de la interpretación de perfiles de pozos, las propiedades básicas de la roca reservorio: porosidad, saturación, permeabilidad y contenido de arcillas. También permite la generación de mapas de isopropiedades y mapas de arena neta petrolífera.

2.2.4.3. Modelo Dinámico.

Es el análisis convencional del yacimiento en el cual se describe el movimiento de los fluidos en el yacimiento, mediante la integración de datos de producción e inyección, presión, permeabilidad relativa, presiones capilares, análisis PVT y eventos de pozos; una vez establecidas estas condiciones se determinan los volúmenes de hidrocarburo en sitio (POES/GOES), reservas, mecanismos de producción y eficiencia de extracción. [5]

Entre estudios principales, destinados a la caracterización dinámica del reservorio y en consecuencia empleados en la identificación de unidades hidráulicas se tiene:

2.2.4.3.1. Análisis de Historia de Presión.

La mayoría de las formaciones de alta productividad, y en consecuencia de elevado interés para la industria petrolera, poseen medidas de presión del yacimiento a través del tiempo que permiten observar su comportamiento de declinación. Por tanto, es

factible emplear los datos disponibles en la identificación de unidades hidráulicas de la siguiente manera:

✦ **Gráficas de Presión vs Profundidad.**

Puesto que la presión del yacimiento varia con profundidad en una relación casi lineal, al graficar los valores disponibles de presión contra profundidad, para un tiempo dado, se obtendrán una serie de puntos que presentan una tendencia aproximadamente lineal, donde lógicamente, cada unidad hidráulica presenta una pendiente única, en las zonas del yacimiento que poseen un mismo tipo de fluido puesto que el inverso de la pendiente obtenida representa el gradiente del fluido contenido en esa sección del reservorio.^[9, 10]

✦ **Gráficos de Presión vs Tiempo.**

El comportamiento de declinación de presión del yacimiento con el tiempo es distinto para cada unidad hidráulica, es decir, arenas o yacimientos comunicados lateral o verticalmente, presentan un comportamiento de presión con el tiempo característico.

✦ **Gráficas de Presión vs Producción Acumulada.**

El vaciamiento del yacimiento está determinado por el volumen de fluidos que son retirados del mismo y que es ocupado por el gas desprendido del petróleo, por la expansión de los fluidos que quedan en el reservorio y cuando ocurre intrusión de agua, por el agua neta que entra en el yacimiento.

2.2.4.3.2. Pruebas PVT.

Son análisis de laboratorio que se realizan a muestras representativas del crudo, a fin

de lograr una completa caracterización del mismo y consiste en observar sus variaciones de volumen con presión a temperatura constante.

Estas pruebas constan básicamente de dos fases: liberación diferencial y liberación instantánea. En la primera de ellas, la composición total de la muestra (gas y líquido), varía durante el agotamiento de presión, puesto que el gas liberado durante la reducción de presión es removido parcial o totalmente del contacto con el crudo, mientras que en la segunda, todo el gas liberado durante el agotamiento de presión permanece en contacto con el fluido, lo que implica que la composición del sistema se mantiene constante.

Una prueba PVT típica de crudo de baja volatilidad (livianos, medianos y pesados) incluye no solo pruebas de liberación diferencial isotérmica, y separación instantánea (prueba de separadores), sino también ensayos tales como composición constante (relación PV), y variación de la viscosidad de los fluidos de yacimiento con presión, cada una de las cuales proporciona información valiosa para la completa caracterización del fluido analizado. Entre estas informaciones se tiene presión de burbujeo, volumen relativo en función de presión, compresibilidad del petróleo, factor volumétrico del gas y del crudo, relación gas-petróleo en solución, densidad del líquido y gravedad API del crudo, entre otras. ^[9, 10]

2.2.4.4. Modelo de Producción.

El análisis del comportamiento del sistema de producción yacimiento-pozo permite conocer y/o determinar las fallas que afectan la productividad de los pozos. A partir de la información obtenida de pruebas o estudios hechos a pozos, se puede estimar la capacidad que tiene el yacimiento para producir hidrocarburos, ayudando esto a definir las características óptimas para la construcción de localizaciones, bajo similares condiciones de yacimiento. Dependiendo de las características y energía de

la formación productora, se estudian las posibilidades de aplicar diferentes métodos de levantamiento artificial.

Así mismo el modelo de producción comprende diversas actividades para aumentar y mantener el potencial de producción como se muestran a continuación:

- ✚ **Actividades generadoras de potencial:** son aquellas que contribuyen al aumento de potencial mediante trabajos de perforación y recuperación adicional, reperforación, reparación de pozos con taladro y plataforma, inyección de vapor y otras actividades generadoras (instalación de BES, cambio de método de producción, entre otros.).
- ✚ **Reparación y reacondicionamiento de pozos (RA/RC):** se refiere a aquellas actividades que se realizan en pozos activos (abiertos o cerrados) e inactivos, cuyo objetivo principal es mejorar sus condiciones productivas a través de recompletación, acidificación, fracturamiento, forzamiento arena petróleo, control de arena, control de gas o agua y trabajos de guaya relacionados con cambios en el intervalo productor.
- ✚ **Estimulación de pozos:** incluye la estimulación de zonas productoras por medio de la fractura de la arena, inyección de petróleo, surfactantes, ácidos, o por recañoneo u otros métodos para estimular la producción.
- ✚ **Procesos térmicos:** tienen como objetivo principal la disminución de la viscosidad del hidrocarburo para mejorar su movilidad hacia los pozos productores. Entre los principales procesos se destacan, la inyección continua y alternada de vapor, SAGD (Inyección de vapor asistida por gravedad) y combustión en sitio. Los procesos térmicos convencionales son ampliamente

aplicados en Venezuela y el mundo, especialmente en la producción de crudos pesados y extrapesados.

- ✦ **Perforación:** consiste en el conjunto de operaciones realizadas para perforar y completar pozos en el subsuelo con la finalidad de extraer hidrocarburos o inyectar fluidos (gas, vapor, agua).
- ✦ **Reperforación:** consiste en perforar nuevamente un pozo. La reperforación puede ser de dos tipos: vertical en el caso de que se tengan problemas para continuar la producción de un pozo o la obstrucción del educador.

2.2.4.5. Modelo de Negocio.

Conociendo la realidad del subsuelo, se puede entonces diseñar planes de acción, tales como: desarrollo primario, secundario y/o terciario, cambio de esquemas de explotación, cambio de patrones de inyección, necesidades de nuevas tecnologías, espaciamiento óptimo, número de pozos, entre otros. ^[9, 10]

2.3. Objetivos de la geología de yacimientos.

El estudio integral de un yacimiento y su adecuada explotación requiere del conocimiento de las características geológicas del mismo. En la evaluación y explotación de los cuerpos de arena que constituyen los yacimientos petrolíferos de los diferentes campos, se ha detectado que sus variadas formas de deposición, el comportamiento de su producción y presión es producto de la distribución heterogénea de las características geológicas y petrofísicas. Por estas razones, la producción de cada yacimiento es dependiente de la calidad de la zona donde se localice. La zonificación de los yacimientos según sus áreas óptimas, tiene relación

directa con las características sedimentológicas y petrofísicas (permeabilidad, porosidad, etc.). ^[11, 12]

2.3.1. Secciones Geológicas.

Las secciones geológicas son una forma de presentar verticalmente información geológica útil, mediante el uso de secciones transversales, éstas pueden ser estratigráficas o estructurales de acuerdo al tipo de información que se requiera.

2.3.1.1. Secciones Estructurales.

Las secciones estructurales muestran las profundidades y deformaciones sufridas por los estratos. La construcción de secciones estructurales a partir de perfiles de pozos muestra:

- ✚ Correlación.
- ✚ Ubicación de un dato estructural en profundidad (bajo el nivel del mar).
- ✚ Interpretación de la estructura actual (buzamiento, pliegues, fallas).
- ✚ Identificación de trampas potenciales de hidrocarburos. ^[11, 12]

2.3.1.2. Secciones Estratigráficas.

Las secciones estratigráficas son aquellas que muestran en el plano vertical las características litológicas, de facie y de espesor de roca. La construcción de secciones estratigráficas a partir de perfiles de pozo muestra:

- ✚ Correlación.
- ✚ Ubicación de marcadores estratigráficos.

2.4. Elaboración de mapas.

2.4.1. Mapa Estructural.

Es la proyección en el plano horizontal del tope a la base de un cuerpo de arena o nivel estratigráfico de interés. El mapa estructural muestra la relación espacial del nivel estratigráfico mapeado y en él se muestra la distribución de los fluidos dentro del yacimiento.

2.4.2. Mapa Isópaco de Arena Total.

Es la representación de un plano horizontal de los espesores de un cuerpo de arena, medidas en los perfiles de pozos (registros eléctricos-densidad-microlog). El espesor de cada cuerpo de arena se determina estableciendo el tope y la base del cuerpo completo. La construcción del isópaco se realiza trazando contornos de igual espesor guiándose con el modelo deposicional previamente establecido. La simbología es el trazado continuo. La interpretación de este informa sobre la orientación del cuerpo de arena y su distribución en el área.

2.4.3. Mapa Isópaco de Arena Neta.

Se construye de igual forma que el mapa descrito anteriormente, pero el espesor de arena determina la arena neta evaluada por el análisis petrofísico. Se elabora a partir del mapa de arena neta total al cual se le integran los límites del yacimiento ^[11, 12]

A partir de este mapa se evalúan los volúmenes de arena neta con hidrocarburos, es decir se estudia el espesor y cantidad de reserva que contiene la arena.

2.4.4. Mapa Isópaco-Estructural.

También llamado mapa de yacimiento, se elabora de acuerdo a los topes y espesores de arena neta de cada pozo. El mapa de yacimiento se realiza a partir de las siguientes etapas:

1. Correlación de las diferentes arenas a escala regional y local.
2. Correlación de espesores netos petrolíferos.
3. Trazado de los isópacos de arena neta petrolífera en el área limitada.
4. Planimetría de los isópacos así obtenidos y el cálculo del volumen de arena neta petrolífera.
5. Realización del estudio del volumen del yacimiento.

2.4.5. Mapa de Isopropiedades.

- ✦ **Mapa de Isoarcillosidad:** se realiza calculando los valores de arcillosidad de la arena en cada pozo que comprenda el yacimiento.
- ✦ **Mapa de Isoporosidad:** se realiza a partir de los valores de porosidad tomada en los registros: FDC, CNL, GR calculados de cada pozo.
- ✦ **Mapa de Isosaturación de agua:** se realiza a partir de los valores de saturación de agua obtenidos del análisis petrofísico.
- ✦ **Mapa de Isopermeabilidad:** se realiza a partir de los valores de permeabilidad calculados en cada pozo. ^[11, 12]

2.5. Propiedades físicas de las rocas y los fluidos.

La ingeniería de yacimientos tiene como función cuantificar el contenido de hidrocarburos, además de determinar la forma más eficiente, desde el punto de vista técnico-económico, de extraer la mayor cantidad posible de hidrocarburos de los yacimientos.

2.5.1. Propiedades de las Rocas.

Para lograr cuantificar el contenido de hidrocarburos presente en el yacimiento, es necesario determinar propiedades de la roca que integra al mismo, y que intervienen de una forma u otra en la acumulación y recobro de dichos hidrocarburos.

2.5.1.1. Porosidad (Φ).

Es la fracción del volumen total de la roca no ocupada por material sólido. Este espacio vacío es el que se encuentra disponible para almacenar los fluidos contenidos en la roca y por tanto su valor determina los volúmenes de petróleo o gas que pueden estar almacenados en dicha matriz.

La porosidad puede ser expresada en fracción o porcentaje.

$$\Phi = \frac{\text{Volumen Poroso}}{\text{Volumen Total}} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

En la mayoría de los yacimientos la porosidad varía en un rango de 5 a 35 %, sin embargo lo más común es que se encuentre entre 10 y 20 %. Cuando una roca presenta una porosidad menor a un 5 % se considera la arena como no comercial y en

caso de ser mayor de 35 % son consideradas arenas excelentes, aunque porosidades de este orden son muy raras. ^[12, 13]

De acuerdo a la comunicación de los poros, se reconocen dos tipos de porosidades:

- ✚ **Porosidad absoluta:** es la fracción del volumen total de la roca, libre de granos sin tomar en cuenta si los poros están interconectados entre sí.
- ✚ **Porosidad efectiva:** es la fracción del volumen total de la roca, correspondiente al volumen de poros conectados entre sí. Esta porosidad es en realidad la que interesa para las estimaciones de petróleo y gas en sitio. ^[14]

Los factores que afectan la porosidad son: el tipo de empaque, selección de los granos, material cementante, angularidad/redondez de los granos y la compactación.

1. **Tipo de empaque:** se refiere al arreglo que forman los granos, en el momento de depositación de los estratos.

Tabla 2.1. Clasificación de la Porosidad Según el Tipo de Empaque.

Tipo de empaque	Porosidad (%)
Cúbico	47,6
Rómbico u Ortorrombico	39,54
Tetraonal Esfenoidal	30,19
Rombohedral (Hexagonal)	26

2. **Selección de los granos:** se refiere a la variación en el tamaño y forma de las partículas. Una roca bien seleccionada es aquella compuesta por partículas con tamaño y forma uniforme, en tanto que una roca pobremente seleccionada es aquella compuesta por partículas con tamaño y forma variable.
3. **Material cementante:** el cemento es una sustancia que mantiene juntos los diversos granos o partículas, muy a menudo éste está compuesto de sílice, carbonato de calcio, arcilla y otros minerales. Es obvio que una roca bien cementada tiene una porosidad menor que aquella mal cementada.
4. **Angularidad y redondez:** ésta junto con el empaquetamiento y selección, afectan la porosidad debido al entrelazamiento de los granos así como al relleno de los espacios vacíos.
5. **Compactación:** es el grado de alteración del tamaño y forma de las partículas, debido a la presión causada por las rocas suprayacentes. Es lógico decir entonces que la porosidad disminuye con el aumento en la profundidad.^[12]

En general se puede decir que la porosidad es:

- + Despreciable si $\phi < 5\%$
- + Baja si $5\% < \phi < 10\%$
- + Buena si $10\% < \phi < 20\%$
- + Excelente si $\phi > 20\%$

2.5.1.2 Permeabilidad (K).

Es una medida de la facilidad con la cual un fluido de viscosidad dada se mueve a través de un sistema conectado de espacios porosos; es decir, a través de la roca yacimiento cuando es sometida a un gradiente de presión. La unidad de permeabilidad se expresa mediante una unidad arbitraria denominada Darcy, referida al francés Henry Darcy y ella expresa el flujo de un centímetro cúbico de líquido con viscosidad igual a un centipoise, a través de un centímetro cúbico de roca, en un segundo y con un diferencial de presión de una atmósfera. ^[15]

Todas las relaciones para determinar permeabilidad, con el uso de perfiles, están basados en el conocimiento y conexión entre la saturación de agua irreductible y la porosidad. ^[16]

Según las fases presentes en el medio poroso, se tienen los siguientes tipos de permeabilidad:

2.5.1.2.1. Permeabilidad Absoluta (k):

Cuando un solo fluido fluye a través de la formación se puede medir lo que se conoce como permeabilidad absoluta que es más o menos independiente del fluido.

2.5.1.2.2. Permeabilidad Efectiva (k_{ei}):

Cuando 2 o más fluidos están presentes, cada uno reduce la capacidad de fluir del otro. La permeabilidad efectiva es la permeabilidad de cada fluido en presencia de los otros.

2.5.1.2.3. Permeabilidad Relativa (kri):

La permeabilidad relativa es la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta.

$$K_{ri} = \frac{K_{ei}}{K} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Donde:

Kri: Permeabilidad relativa (i: petróleo, agua, gas).

Kei: Permeabilidad efectiva (i: petróleo, agua, gas).

K: Permeabilidad absoluta.

En un yacimiento en producción, el interés se centra en la permeabilidad efectiva, inicialmente de petróleo, gas o agua a diferentes saturaciones. ^[15]

2.5.1.3. Saturaciones (S).

La saturación de fluidos es la fracción de volumen poroso ocupada por cada uno de los fluidos presentes (agua, petróleo o gas). La fracción de volumen poroso ocupada por agua se denomina “saturación de agua, (Sw)”, la fracción restante, contentiva de petróleo o gas se denomina “saturación de hidrocarburo, (Sh)”; ésta última puede ser “saturación de gas, (Sg)” o “saturación de petróleo, (So)”. ^[16]

Los fluidos contenidos en un yacimiento pueden expresarse matemáticamente mediante la siguiente ecuación ^[12]:

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Donde:

So: Saturación de petróleo, (fracción).

Sg: Saturación de gas, (fracción).

Sw: Saturación de agua, (fracción).

2.5.2. Propiedades de los Fluidos.

Un yacimiento de hidrocarburos básicamente consiste en un depósito que contiene a esos hidrocarburos almacenados. Puede afirmarse que los fluidos presentes en un yacimiento son: petróleo, gas y agua. A continuación se presentan las propiedades más relevantes de los fluidos presentes en los yacimientos.^[17]

2.5.2.1. Presión de Burbuja (Pb).

Se define como la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas al pasar un sistema del estado líquido al estado de dos fases (líquido-gas), donde la fase líquida está en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas libre. A presiones por debajo del punto de burbujeo se forman dos fases: líquida y gaseosa, las cuales se encuentran en equilibrio termodinámico.

2.5.2.2. Factor Volumétrico del Petróleo (Bo).

Se define como el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal de petróleo más el gas que éste contenga en solución. El factor volumétrico del petróleo se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$B_o = \frac{\text{Volumen de (petróleo + gas disuelto)@P y T de yacimiento (BY)}}{\text{Volumen de petróleo @ CN (BN)}} \quad (\text{Ec. 2.4})$$

2.5.2.3. Factor Volumétrico del Gas (Bg).

Es el volumen en barriles (ó pies cúbicos) que un pie cúbico de gas ocupara como gas libre en el yacimiento a las condiciones de presión y temperatura prevalecientes. El factor volumétrico del gas se obtiene de la siguiente ecuación:

$$B_g = \frac{\text{Volumen de gas libre @P y T de yacimiento (BY)}}{\text{Volumen de gas libre @ CN (PCN)}} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

2.5.2.4. Factor Volumétrico Total (Bt).

El factor volumétrico total o bifásico, el cual se designa por el símbolo Bt, se define como el volumen en barriles que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal de petróleo más su gas originalmente (inicialmente) en solución. En otras palabras, incluye el volumen líquido, Bo, mas el volumen de la diferencia entre la razón gas-petróleo a las condiciones actuales del yacimiento. El factor bifásico se puede expresar de la siguiente manera:

$$B_t = \frac{\text{Volumen de (petróleo + gas disuelto + gas liberado)@Pb y T de yacimiento (BY)}}{\text{Volumen de petróleo @ CN (BN)}} \quad (\text{Ec. 2.6})$$

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s) * B_g \quad (\text{Ec. 2.7})$$

Donde:

Bo: Factor volumétrico del Petróleo, (BY/BN).

Bg: Factor volumétrico del Gas, (BY/PCN).

Rsi: Razón gas disuelto-petróleo a la Pb, (PCN/BN).

Rs: Razón gas disuelto petróleo a la presión de interés, (PCN/BN).

2.5.2.5. Factor Volumétrico del Agua (Bw).

Es el volumen que ocupa en el yacimiento la unidad volumétrica de agua a condiciones normales más su gas en solución (Rsw).

2.5.2.6. Gas en Solución (Rs).

La relación gas en solución petróleo o solubilidad del gas en el petróleo, se designa por el símbolo Rs, y se define como los pies cúbicos normales de gas (PCN) en solución en un barril normal (BN) de petróleo a determinadas condiciones de presión y temperatura prevalecientes en el yacimiento.^[17]

$$R_s = \frac{\text{Volumen de gas disuelto @ CN}}{\text{Volumen de petróleo @ CN (1)}} \quad (\text{Ec. 2.8})$$

2.5.2.7. Compresibilidad del Petróleo (Co).

La compresibilidad o coeficiente isotérmico de compresibilidad del petróleo es el cambio unitario de volumen con variación de presión a temperatura constante, lo cual se representa mediante la siguiente expresión para un yacimiento subsaturado:

$$C_o = \frac{\ln(B_o b) - \ln(B_o)}{p - p_b} \quad (\text{Ec. 2.9})$$

Donde:

Bob: Factor volumétrico en el punto de burbuja, (BY/BN).

Bo: Factor volumétrico a determinada condición de presión, (BY/BN).

Pb: Presión de saturación o burbuja, (Lpca).

P: Presión tomada por encima de la presión de burbuja, (Lpca).

2.5.2.8. Viscosidad del Petróleo (μ o).

Es la resistencia ofrecida por el fluido al movimiento relativo de sus partes. Es una de las características más importantes de los hidrocarburos en los aspectos operacionales de producción, transporte, refinación, etc. La viscosidad del petróleo disminuye con el aumento de la temperatura y con el aumento de la razón gas disuelto-petróleo. Por debajo del punto de burbujeo, la viscosidad disminuye con aumento de presión debido al efecto del gas que entra en solución.

2.5.2.9. Gravedad Específica del Gas (γ g).

Es la relación entre la densidad de una gas a una determinada presión y temperatura y densidad del aire a las mismas condiciones, generalmente 60°F y 14,7 Lpca.

2.5.2.10. Gravedad API ($^{\circ}$ API).

Los grados API (American Petroleum Institute) denota la relación correspondiente de peso específico y de fluidez de los crudos con respecto al agua, mientras más alto sean los $^{\circ}$ API indica que el petróleo tiene mayor fluidez.^[17]

2.6. Parámetros petrofísicos.

Para realizar una buena evaluación del yacimiento, es necesario conocer una serie de parámetros físicos de las rocas (porosidad, permeabilidad, espesor, saturación de agua e hidrocarburos), que pueden ser derivados de los perfiles eléctricos, nucleares y acústicos. Además de los valores del coeficiente de tortuosidad, factor de

cementación y factor de saturación, valores que se obtienen empíricamente, son necesarios para el cálculo de las saturaciones y se asumen según las características litológicas del área de estudio. [8]

2.6.1. Coeficiente de Tortuosidad (a).

Es una constante determinada empíricamente y permite compensar las variaciones en compactación, estructura de poros, tamaño y distribución, es la relación factor de formación y porosidad.

En líneas generales este parámetro se considera constante para una litología dada, varía entre 0,6 y 1, pudiéndose usar aceptablemente 0.81 para areniscas consolidadas y 1 para carbonatos.

2.6.2. Factor de Cementación (m).

El factor de cementación (m) varía con relación a la consolidación de la roca, la porosidad, la distribución de los granos, tamaño, la interconexión de los poros y la litología. En areniscas normales se toma $m=2$ con buenos resultados.

- ⊕ Archie $m=2$
- ⊕ Humble $m=2,15$

Para formaciones compactadas m puede llegar hasta 2.5.

2.6.3. Exponente de Saturación (n).

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

- ✦ Yacimientos Hidrófilos $n=2$
- ✦ Yacimientos Oleófilos $n>2$

2.6.4. Resistividad Verdadera (R_t).

Se considera como valor de R_t , la resistividad más profunda. Para determinar dicho valor se puede leer directamente el valor de la curva de alcance profundo (LN) frente a la arena de interés, o realizar un gráfico de LN (curva normal profunda) vs Saturación de agua (S_w) y cortar los valores mínimos de resistividades (línea de tendencia) con el eje de las ordenadas.

2.6.5. Resistividad del Agua de Formación (R_w).

El agua de formación, a veces llamada agua connata o intersticial, es el agua no contaminada por el lodo de perforación que satura la roca. La resistividad del agua de formación (R_w), es un parámetro importante para la interpretación petrofísica, ya que se requiere para el cálculo de saturaciones (de agua o de hidrocarburos).^[8]

El valor de la resistividad del agua de formación (R_w) varía de una zona a otra y está relacionado con los cambios de litología que se presentan y con la salinidad del agua de formación, se puede obtener de las siguientes formas:

- ✦ **Medición directa a muestras de agua**, se efectúa en el laboratorio o en la unidad de perfilaje en el pozo, mediante un celda se mide la resistividad en ohm-m a la temperatura ambiente.
- ✦ **Métodos gráficos (Crossplot)**, el gráfico Picket Plot el cual es muy útil en la interpretación de perfiles, basados en la ecuación de Archie. Por medio de gráficos Log-Log de porosidad vs Resistividad verdadera se calcula el índice de resistividad (IR) y la saturación de agua (S_w).

- + **Análisis químicos de muestras de agua (equivalencia de NaCl)**, dada la composición química de una muestra de formación, las concentraciones de cada ion o radical son introducidas en la figura 2.1 leyéndose un multiplicador para cada uno, el cual es aplicado a la respectiva concentración. Al final se suman todas las concentraciones corregidas, siendo el total igual a la salinidad de NaCl (el multiplicador para los iones Na y Cl es equivalente a la unidad).

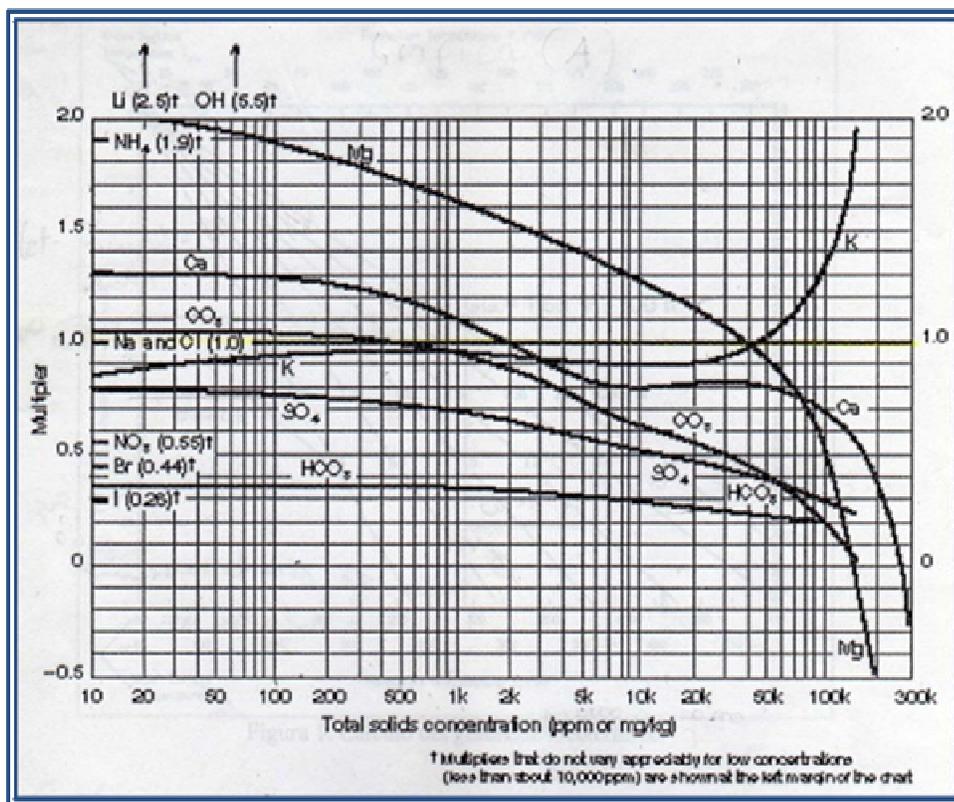


Figura 2.1. Concentración Equivalente de NaCl.^[8]

- + **Mediante cartas especializadas**, en este caso conociendo el potencial espontáneo estático (SSP) y la resistividad del filtrado del lodo (Rmf) en

superficie, se determina la resistividad a una profundidad determinada, mediante la temperatura de esa formación.

2.6.6. Resistividad de la Arcilla (Rsh).

Para obtener el valor de la saturación de agua (S_w) es importante conocer el valor de la resistividad de la arcilla (Rsh), especialmente en aquellas arenas que presentan intercalaciones de arcilla, por lo general, la Rsh se obtiene del perfil de investigación profunda, en una lutita por debajo o cercana a la arena de interés.

2.6.7. Volumen de Arcillas (Vsh).

La arcillosidad es una expresión volumétrica del contenido de minerales de arcilla, por unidad de roca, tiene efectos directos y marcados sobre la porosidad, permeabilidad y distribución de los fluidos de una roca.

Los tamaños de las partículas de arcilla son muy pequeños, de 1 a 3 órdenes de magnitud menos que las partículas de los granos de las arenas. Por este motivo, las arcillas pueden captar de manera eficiente grandes cantidades de agua, las cuales no fluyen, pero contribuyen a la respuesta de los perfiles.

Las lutitas son principalmente una mezcla de arcilla y limo (sílica fina) depositada en aguas de muy lento movimiento. Si por una parte pueden tener una buena porosidad, por otra, su permeabilidad es esencialmente cero.

Por lo tanto, las lutitas puras son de escaso interés para la producción de hidrocarburos. Por otro lado, las arenas o carbonatos que contienen cantidades modestas de arcilla, pueden ser productoras importantes de hidrocarburos. ^[8]

2.7. Clasificación de los yacimientos según el criterio geológico.

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

- ✚ Trampa Estructural.
- ✚ Trampa Estratigráfica.

2.7.1. Trampa Estructural.

Es aquella trampa cuya geometría se debe a procesos post-deposicionales que modifican la configuración especial de la roca reservorio, ejemplo de estos son: fracturas en calizas, discordancia, fallamientos en areniscas, anticlinales, sinclinales, domos, entre otros. Los límites de un yacimiento que se dan en una trampa estructural están determinados bien sea, por la intercepción del nivel de agua inferior con el techo de la recipiente deformada, como también por un límite de roca o cambios de facies (Figura 2.2). ^[12]

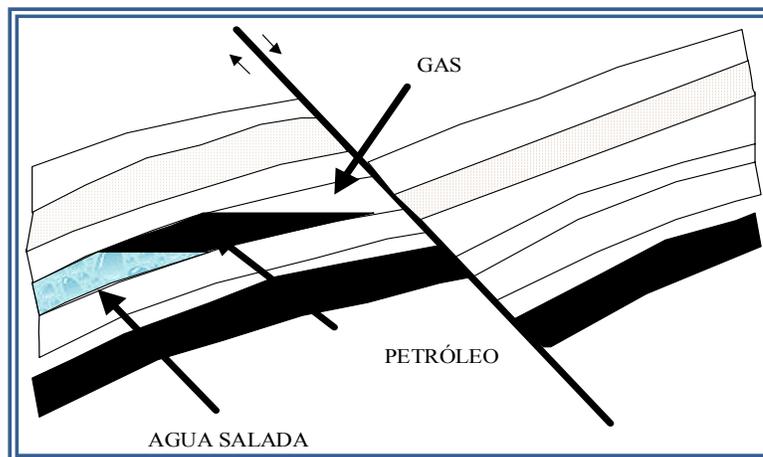


Figura 2.2. Trampa Estructural. ^[12]

2.7.2. Trampa Estratigráfica.

Es aquella en la que el principal elemento conformador de la trampa es alguna variación en la estratigrafía, en la litología o en ambas de la roca reservorio, como ser cambios, de facies, variaciones locales en la porosidad y en la permeabilidad o un cierre en la parte alta de la estructura independientemente del factor estructural. La extensión de un yacimiento ubicado en una trampa estratigráfica está determinada totalmente o en gran medida por alguna variación estratigráfica asociada con la roca reservorio. (Figura 2.3). ^[12]

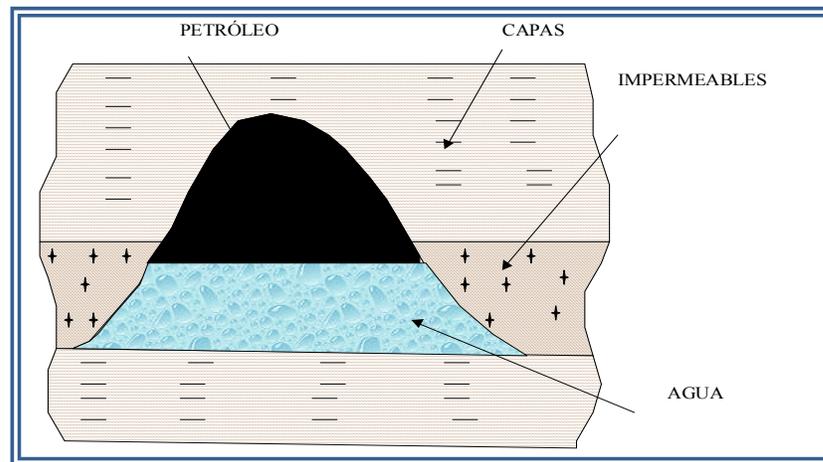


Figura 2.3 Trampa Estratigráfica. ^[12]

2.8. Clasificación de los yacimientos en base a los hidrocarburos que contienen.

Dependiendo del estado en que se encuentre la mezcla de hidrocarburo en los yacimientos, éstos se pueden clasificar en general en yacimientos de gas y en yacimientos de líquido o petróleo (figura 2.4).

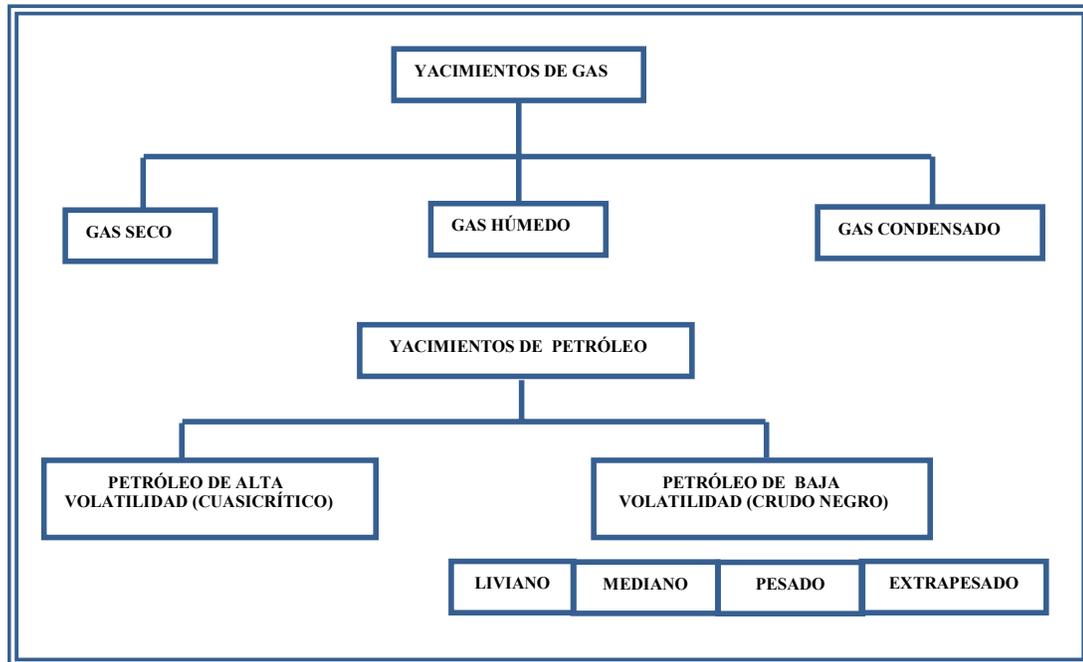


Figura 2.4 Clasificación de los Yacimientos en Base a los Hidrocarburos que Contienen. ^[12]

2.8.1. Yacimientos de Gas Seco.

Los yacimientos de gas seco contienen principalmente metano ($C_1 > 90\%$) con pequeñas cantidades de pentano y componentes más pesados ($C_5^+ < 1\%$). Debido al alto contenido de componentes volátiles del gas seco, la condensación de líquido sólo se alcanza a temperaturas bajo 0°F .

La temperatura de los yacimientos de gas seco es mayor que la temperatura cricondentérmica (T_{cdt}) y ni a las condiciones de yacimientos ni a las de superficie se entra a la región de dos (2) fases durante el agotamiento de presión del yacimiento, por lo que la muestra de hidrocarburo se encuentra siempre en fase gaseosa. ^[18]

2.8.2. Yacimientos de Gas Húmedo.

Los gases húmedos se caracterizan por un mayor contenido de componentes intermedios y pesados que los gases secos. El término “húmedo” proviene de que a las condiciones de separación en superficie, la mezcla cae en la región de dos (2) fases, generando relaciones gas-líquido que varían entre 60.000 y 100.000 PCN/BN. El líquido en el tanque tiende a ser incoloro (similar a la gasolina natural) con gravedad API mayor de 60°. El contenido líquido del gas húmedo es menor de 30 BN/MMPCN.

Los gases húmedos difieren de los gases condensados en lo siguiente:

- ✦ No ocurre condensación retrógrada durante el agotamiento de presión.
- ✦ Tiene menos cantidad de componentes pesados.
- ✦ La cantidad de líquido condensada en el separador es menor. ^[18]

2.8.3. Yacimientos de Gas Condensado.

La composición de la mezcla de hidrocarburos de un yacimiento de gas condensado es todavía predominante metano (>60 %) como en el caso de los yacimientos de gas seco y húmedo, aunque la cantidad relativa de hidrocarburos pesados es considerablemente mayor, un gas condensado se puede considerar como un gas con líquido disuelto.

La mezcla de hidrocarburos a las condiciones iniciales de presión y temperatura (punto P_i y T_f), se encuentran en fase gaseosa o en el punto de rocío. La temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica (T_c) y cricodentérmica (T_{cdt}) de la mezcla. (Figura 2.5)

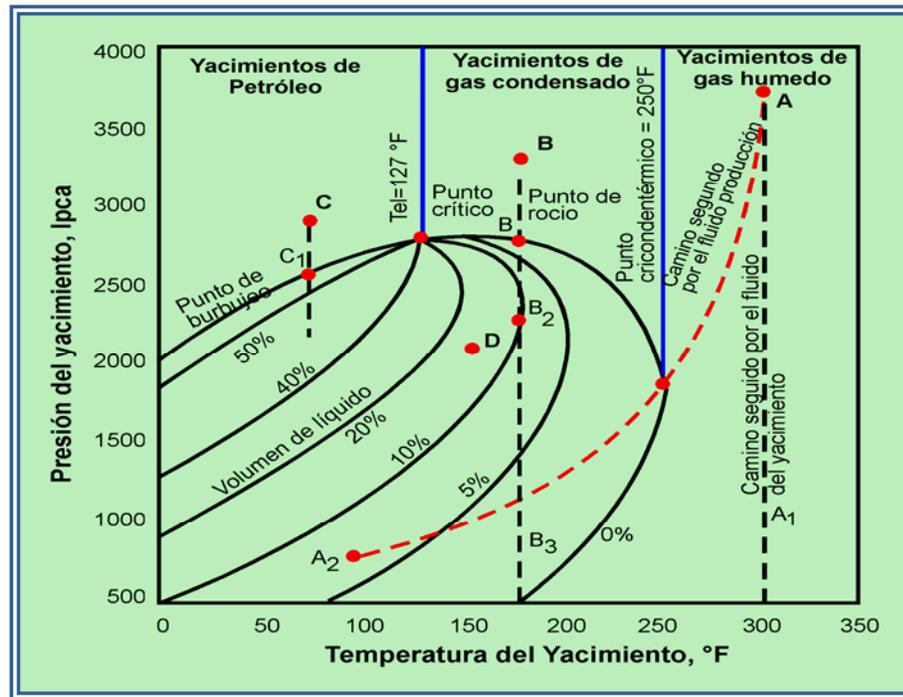


Figura 2.5 Diagrama de Fases de los Diferentes Tipos de Yacimientos. ^[18]

Un gas condensado presenta condensación retrógrada isotérmica en un rango de temperaturas (200 – 400 °F) y presiones (3.000-8.000 lpc) normales en el yacimiento. Cuando fluye hacia el tanque de almacenamiento el condensado experimenta una fuerte reducción de presión y temperatura y penetra rápidamente en la región de dos fases para llegar a la superficie con las siguientes características:

1. Relación Gas condensado (RGC): 5.000-10.000 PCN/BN.
2. Gravedad API del condensado: $>45^0$.
3. Color del Condensado: incoloro - amarillo claro.

Cuanto más rico en componentes pesados (C_7^+) sea el gas condensado menor es la RGC y la gravedad API del condensado. Además el color se torna oscuro. ^[18]

2.8.4. Yacimientos de Gas Condensado con Zona de Petróleo.

Es común encontrar una pequeña zona de petróleo en yacimientos de gas condensado. En este caso el gas condensado se encuentra saturado en un punto de rocío retrógrado y el crudo también se encuentra saturado en su punto de burbujeo. Una disminución de presión en este yacimiento produce condensación retrógrada, en la capa de gas y liberación de gas en la zona de petróleo. El gas liberado se mezcla con el gas de la capa de gas condensado y el condensado retrógrado con el crudo de la zona de petróleo.

La mejor manera de predecir el comportamiento de estos yacimientos es por medio de simulación composicional, teniendo en cuenta los cambios de composición del Gas Condensado y del Petróleo durante el agotamiento de presión; en algunos casos se puede utilizar métodos aproximados de predicción. Si la zona de petróleo es muy pequeña en comparación con la capa de Gas Condensado se puede despreciar la existencia de esta y modelar el yacimiento como si fuese todo de gas condensado.

Si ocurre lo contrario, se puede modelar el yacimiento como si fuera un yacimiento de Petróleo Negro o Volátil con capa de Gas (sin Condensación Retrógrada). En ambos casos se recomienda usar pseudopropiedades PVT en la predicción.

Para modelar el yacimiento como si fuera de petróleo negro con una capa de gas, se pueden utilizar las correlaciones PVT de Standing para crudos volátiles, y condensados saturados; o en su defecto utilizar los análisis PVT del laboratorio. En este caso, se debe considerar que el gas que satura al petróleo tiene la misma composición del gas condensado de la capa. Además se debe tener presente, que tanto el gas producido de la capa de gas condensado, como del gas liberado del petróleo se separa en superficie apreciable cantidad de líquido. ^[18]

2.8.5. Yacimientos de Petróleo Volátil.

Estos yacimientos tienen una temperatura menor, pero cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos. El equilibrio de las fases en estos yacimientos es precario y se produce un alto encogimiento del crudo (hasta un 45 %) cuando la presión cae ligeramente por debajo de la presión de burbujeo. El crudo proveniente de este tipo de yacimientos presenta una composición típica de: $C_1 \leq 60 \%$ y $C_7^+ > 12,5 \%$, de acuerdo a este contenido de C_7^+ el petróleo se encuentra en fase líquida en el yacimiento (Tabla 2.2).

Los crudos volátiles se caracterizan por presentar una RGP en el rango de 2.000 a 5.000 PCN/BN, un color amarillo oscuro a negro, gravedad °API superior a los 40° y un factor volumétrico mayor a 1,5 BY/BN.

En la mayoría de los casos es difícil saber si un yacimiento es de petróleo volátil o de gas condensado, porque en ambos la temperatura del yacimiento es cercana a la temperatura crítica de la mezcla. ^[18]

2.8.6. Yacimiento de Petróleo Negro.

Estos yacimientos se caracterizan por tener un alto contenido de C_7^+ (>40 %) y bajo contenido de metano (<50 %). La temperatura de estos yacimientos es inferior a la temperatura crítica de la mezcla y los fluidos producidos generalmente presentan relaciones gas – petróleo por debajo de los 2.000 PCN/BN de color negro o verde oscuro, gravedades °API iguales o menores a 40° y un factor volumétrico inferior a 1,5 BY/BN.

Dependiendo de la gravedad (o densidad) del petróleo, los crudos negros se pueden clasificar en:

- ✦ Livianos: $30^\circ < \text{°API} \leq 40^\circ$
- ✦ Medianos: $20^\circ < \text{°API} \leq 30^\circ$
- ✦ Pesados: $10^\circ < \text{°API} \leq 20^\circ$
- ✦ Extrapesados: $\text{°API} < 10^\circ$.

Tabla 2.2. Composición Típica de Mezclas Provenientes de Yacimientos de Hidrocarburos. ^[18]

COMPONENTES	GAS SECO	GAS HÚMEDO	GAS CONDENSADO	PETRÓLEO VOLÁTIL	PETRÓLEO NEGRO
	(% Molar)	(% Molar)	(% Molar)	(% Molar)	(% Molar)
C ₁	96	90	75	60	48,83
C ₂	2	3	7	8	2,75
C ₃	1	2	4,5	4	1,93
IC _{4-n} C ₄	0,5	2	3	4	1,6
IC _{5-n} C ₅	0,5	1	2	3	1,15
C ₆	-	0,5	2,5	4	1,59
C ₇ ⁺	-	1,5	6	17	42,15
MC ₇ ⁺	-	115	125	180	225
RGL, PCN/BN	-	26.000	7.000	2.000	625
GRAVEDAD API	-	60°	55°	50°	34,3°
Líquido de Tanque	-	Incoloro- Amarillo claro	Amarillo claro Amarillo	Amarillo oscuro	Negro

2.9. Clasificación de los yacimientos de acuerdo al mecanismo de producción.

En los yacimientos de hidrocarburos se encuentran presentes diversos mecanismos de producción que permiten el desplazamiento de fluidos desde el medio poroso hacia los pozos y de éstos a la superficie. Estos mecanismos son:

- ✦ Desplazamiento por Expansión de la Roca y los Fluidos.
- ✦ Desplazamiento por Gas en Solución.
- ✦ Desplazamiento por Expansión de la Capa de Gas.
- ✦ Desplazamiento Hidráulico.
- ✦ Desplazamiento por Gravedad. ^[19]

2.9.1. Desplazamiento por Expansión de la Roca y los Fluidos.

Este mecanismo está presente en todos los yacimientos, pero es más importante en yacimiento donde la presión es mayor a la presión de saturación, (presión de rocío para el caso de yacimientos de gas condensado y presión de burbujeo para el caso de yacimientos de petróleo) y, por lo tanto todos los componentes de los hidrocarburos se encuentran en una sola fase, en fase líquida los crudos y en fase gaseosa el gas condensado. Cuando se perfora un pozo en estos yacimientos, la producción de los líquidos favorece una reducción de presión que, a su vez, genera una expansión de los líquidos hidrocarburos y del agua del yacimiento. Conjuntamente ocurrirá una reducción del volumen poroso al mantenerse constante la presión o el peso de los estratos suprayacentes y reducirse la presión en los poros debido a la producción de los fluidos. ^[19]

2.9.2. Desplazamiento por Gas en Solución.

Es el mecanismo de producción más común y generalmente contribuye a la producción de la mayoría de los yacimientos. Ocurre cuando los fluidos del yacimiento se encuentran en una sola fase o en dos fases uniformemente distribuidas, a medida que se produce dicho yacimiento ocurre una disminución de presión, la cual origina una expansión de los fluidos liberándose los hidrocarburos livianos disueltos en el petróleo (gas) y ocupando el lugar del fluido producido.

Este desplazamiento tiene un factor de recobro alrededor del 25 %, y sus principales indicadores son la rápida declinación de la presión y de la tasa de producción así como la elevación de la relación gas - petróleo (RGP) por cierto período y una disminución posteriormente.

2.9.3. Desplazamiento por Expansión de la Capa de Gas.

Ocurre en yacimientos saturados, cuyos fluidos (petróleo y gas) no están uniformemente distribuidos y la presión es menor que la presión de burbujeo. Bajo estas condiciones existirá una capa de gas encima de la zona de petróleo, la cual se expandirá desplazando el petróleo hacia los pozos productores.

El factor de recobro por este método se encuentra entre 25 y 55 %, sin embargo su efectividad se reduce a medida que se produce el gas en forma descontrolada. Se caracteriza por una baja declinación de la presión del yacimiento y de la producción y así como por un aumento lento de la relación gas - petróleo.

2.9.4. Desplazamiento Hidráulico.

Se produce cuando la disminución de la presión del yacimiento origina la expansión de un acuífero adyacente al mismo. La efectividad de este desplazamiento depende del tamaño del acuífero y de la permeabilidad de la roca del yacimiento y los factores

de recobro pueden estar entre 40 y 60 %. En este desplazamiento existe inicialmente una rápida declinación de la presión que se hace cada vez menor con la producción; la tasa de producción de petróleo disminuye lentamente y a su vez la producción de agua aumenta.

El desplazamiento puede ser activo o parcial, según sea el reemplazo volumétrico de fluido del acuífero al yacimiento; y lateral o de fondo, según la posición del acuífero en la estructura del yacimiento.

2.9.5. Desplazamiento por Gravedad.

Ocurre únicamente bajo condiciones especiales, en las cuales el yacimiento tiene alto buzamiento y favorece la segregación por la diferencia de densidad del petróleo y el gas. Esta segregación es un flujo contracorriente donde el gas migra hacia la parte alta de la estructura, separándose del líquido por diferencia de densidad.

Con el tiempo y dependiendo del volumen del yacimiento es posible que se forme una capa de gas secundaria en el tope de la estructura, ayudando al drenaje total del yacimiento. Una segregación gravitacional efectiva, como también se le llama a este desplazamiento, requiere un yacimiento uniforme de alta permeabilidad vertical, espesor considerable o apreciable buzamiento. ^[19]

Los mecanismos mencionados anteriormente pueden estar activos en forma simultánea o en forma secuencial siendo importante su determinación para la optimización de la explotación del yacimiento. La figura 2.6, muestra en forma comparativa, el comportamiento de yacimientos sometidos a los principales mecanismos de producción:

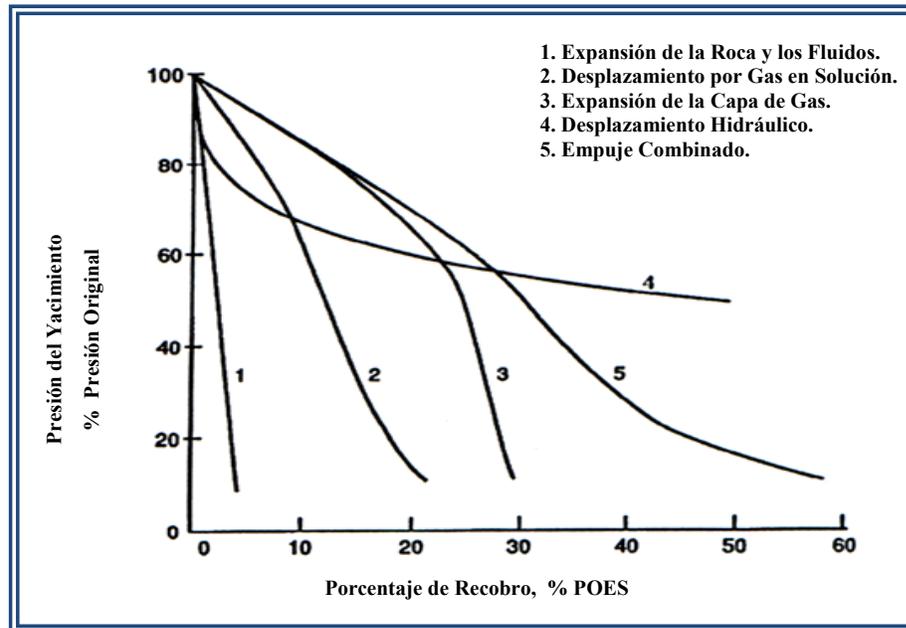


Figura 2.6. Influencia del Mecanismo de Producción en el porcentaje de Recobro y Presión del Yacimiento. ^[19]

2.10. Reservas de los yacimientos.

Las reservas son volúmenes de hidrocarburos presentes en los yacimientos que pueden ser recuperados por técnicas tradicionales o recobro primario. El concepto puede ampliarse cuando se piensa en inducir energía de yacimiento o cambios físico-químicos a la matriz de la roca y la reología de los fluidos obteniéndose una recuperación adicional de los hidrocarburos presentes originalmente en el yacimiento.

2.10.1. Clasificación de las Reservas.

De acuerdo al grado de certidumbre que se tenga de ellas, las reservas se clasifican en:

- ✦ Reservas probadas.
- ✦ Reservas probables.
- ✦ Reservas posibles.

2.10.1.1. Reservas Probadas.

Se considera reservas probadas el volumen de hidrocarburos contenido en yacimientos, los cuales, hayan sido constatados mediante pruebas de producción y que, según la información geológica y de ingeniería de yacimiento disponible, puedan ser producidos comercialmente. ^[7]

2.10.1.2. Reservas Probables.

Las reservas probables son aquellos volúmenes contenidos en áreas donde la información geológica y de ingeniería indica, desde el punto de vista de su recuperación, un grado menor de certeza comparado con el de las reservas probadas. Son aquellas que no han sido probadas directamente por medio de pruebas de producción, pero por encontrarse dentro de los límites geológicos conocidos del yacimiento son susceptibles a ser probadas por medio de nuevos pozos. ^[20]

2.10.1.3. Reservas Posibles.

Las reservas posibles son aquel los volúmenes contenidos en áreas donde la información geológica y de ingeniería indica un grado menor de certeza comparado con el de las reservas probables. Son aquellas de posible existencia pero que por falta de información fehaciente no puede dársele una clasificación categórica.

2.10.2. Métodos para el Cálculo de Reservas.

Los métodos para la estimación de las reservas de un yacimiento son: ^[20]

- ✦ Método volumétrico.
- ✦ Curvas de declinación de producción.
- ✦ Balance de materiales.

2.10.2.1. Método Volumétrico

Permite la estimación de petróleo original en sitio (POES) 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.

Debido a que estos parámetros son determinados a partir de los pozos del yacimiento, y éstos representan sólo una parte del mismo, los promedios obtenidos presentan una cierta dosis de incertidumbre por lo que se habla de “estimación” de reservas.

La ecuación del método volumétrico para petróleo es la siguiente:

$$POES = \frac{7.758 * \bar{\phi} * A * \bar{h}_p * (1 - \bar{S}_{wi})}{B_{oi}} \quad (BN) \quad (\text{Ec. 2.10})$$

Donde:

POES: Petróleo Original en Sitio (BN)

ϕ = Porosidad promedio del Yacimiento (fracción)

A = Área de arena neta Petrolífera (acres)

h_p = Espesor promedio de arena neta petrolífera (pies)

S_{wi} = Saturación promedio de agua inicial (fracción)

B_{oi} = Factor volumétrico inicial del petróleo (BY/BN).

2.11. Técnicas de diagnóstico para identificar los mecanismos que originan la producción de agua.

2.11.1. Gráficos del Corte de Agua (%) vs el Tiempo.

Con el propósito de determinar el tipo de problema específico, se pueden utilizar los datos de producción para realizar gráficas del porcentaje de corte de agua contra el tiempo (figura 2.8) con las que se puede obtener uno de los cuatro tipos de curvas cuyo perfil dará una idea del tipo de invasión de agua existente en el pozo. ^[22]

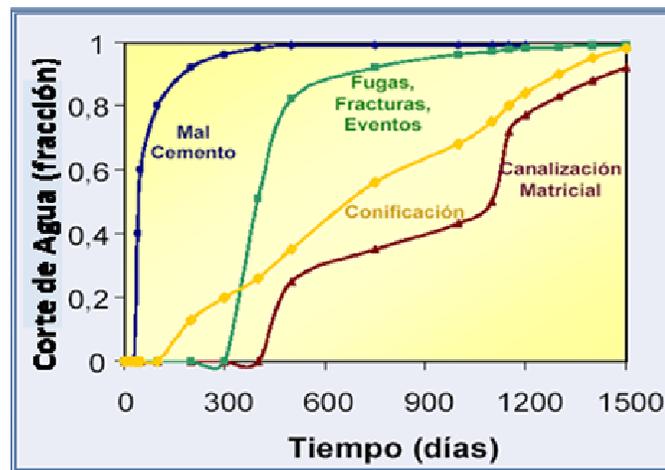


Figura 2.8 Gráfico de Corte de Agua vs Tiempo. ^[22]

2.11.1.1. Mecanismos Relacionados con la Completación.

Una trayectoria de flujo abierta muestra un incremento muy rápido. Este perfil indica la existencia de flujo a través del revestidor, filtraciones en la tuberías o mal cemento

y completaciones dentro de la zona de agua (curva azul en figura 2.8), fugas, fracturas y otros eventos (curva verde en figura 2.8).^[22]

2.11.1.2. Mecanismos Relacionados con el Yacimiento.

Un aumento gradual del perfil (curva amarilla en figura 2.8), indica la conificación de agua temprana en la vida del pozo. Una entrada temprana de agua (curva marrón en figura 2.8) refleja la existencia de canales de alta permeabilidad. Sin embargo, las gráficas de corte de agua en función del tiempo para los casos de canalización (multicapas) y conificación son muy parecidas, por lo que es necesaria la realización de otros gráficos que sean más efectivos para identificar los mecanismos de producción de agua.^[22]

2.11.2. Gráficos de Diagnóstico de Chan.

Chan demostró, que los gráficos doble logarítmicos de la relación agua petróleo (RAP) y su derivada (RAP') en función del tiempo, permiten visualizar a través de diferentes tendencias, los mecanismos de producción de agua.

Estos gráficos son generados principalmente a partir de históricos de producción e incluyen:^[23]

1. Historia de producción de un periodo entero o un periodo de flujo de agua.
2. Relación agua-petróleo (RAP) y sus derivadas.
3. Producción acumulada de petróleo o eficiencia en el recobro.
4. Declinación de la tasa de petróleo.

Estos puntos proporcionan una gráfica compuesta de la historia de producción del pozo. La metodología puede ser una herramienta efectiva para la selección de los candidatos al tratamiento del control de agua para mejorar el éxito del tratamiento.

2.11.2.1. Caso de Conificación de Agua.

Analizando la Figura 2.9, se puede distinguir tres periodos. Durante el primer periodo, la curva de la RAP queda plana mostrando la producción inicial esperada. La duración de éste periodo depende del mecanismo de desplazamiento de agua. El segundo periodo muestra un aumento de la RAP con el tiempo; sin embargo, la tasa de incremento de la relación agua-petróleo es relativamente lenta y gradualmente aproximada a un valor constante al final de éste.

En el tercer periodo se desarrolla un cono en estado semicontinuo; el pozo produce principalmente agua de fondo y el cono de agua se convierte en un canal de alta conductividad de agua.^[23]

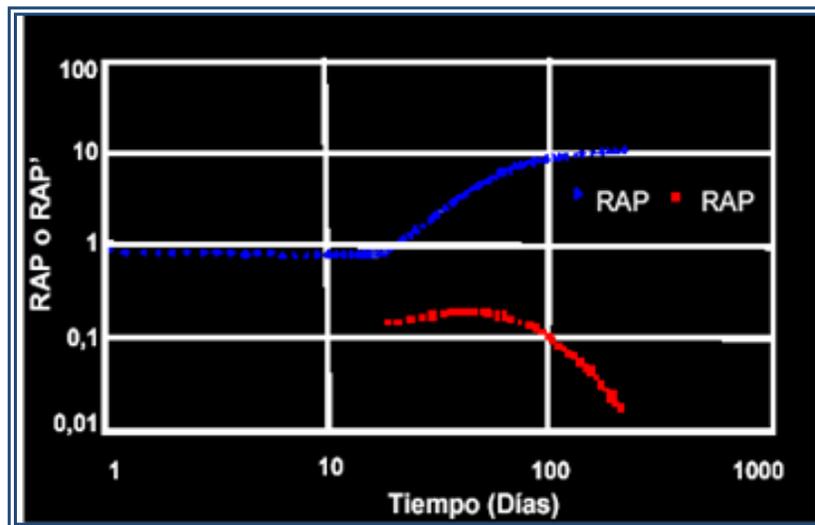


Figura 2.9. Conificación de Agua.^[19]

2.11.2.2. Casos de Canalización de Agua:

Para el caso de canalización rápida (Figura 2.10) se aprecia un aumento abrupto de la RAP y RAP' lo que indica la existencia del flujo proveniente de las cercanías del pozo.

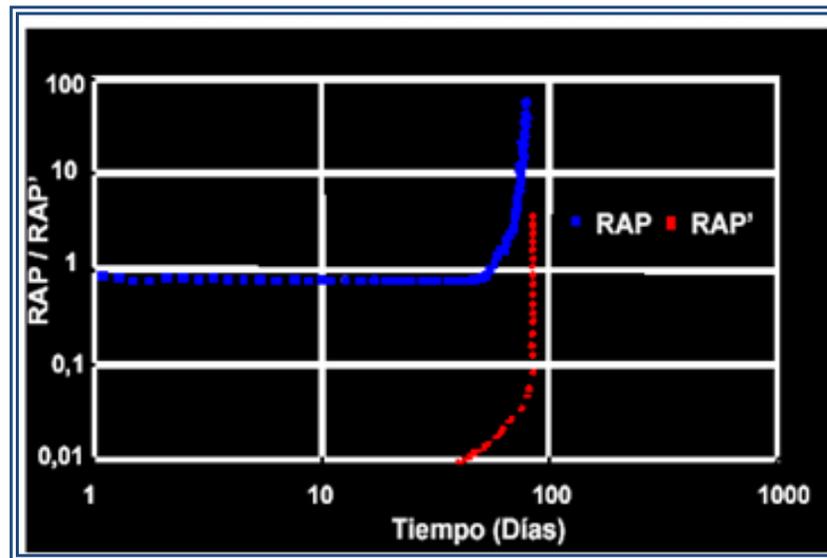


Figura 2.10. Rápida Canalización.^[19]

La Figura 2.11 muestra el caso de una canalización de múltiples capas, la producción de agua de una capa filtrada incrementa muy rápido. Físicamente, el tiempo de desviación de la curva de la RAP corresponde a la irrupción del agua en una capa de una formación multicapas. En el segundo periodo, la producción de agua de una capa fracturada incrementa muy rápido, pero al final de este periodo, el incremento de la RAP podría ser lento, por encontrarse por debajo de un periodo de transición, correspondiente al agotamiento de presión, debido la producción de la primera capa fracturada. En el tercer periodo la RAP aumenta, esto corresponde a la producción de agua en la capa próxima o de mayor conductividad de agua.^[23]

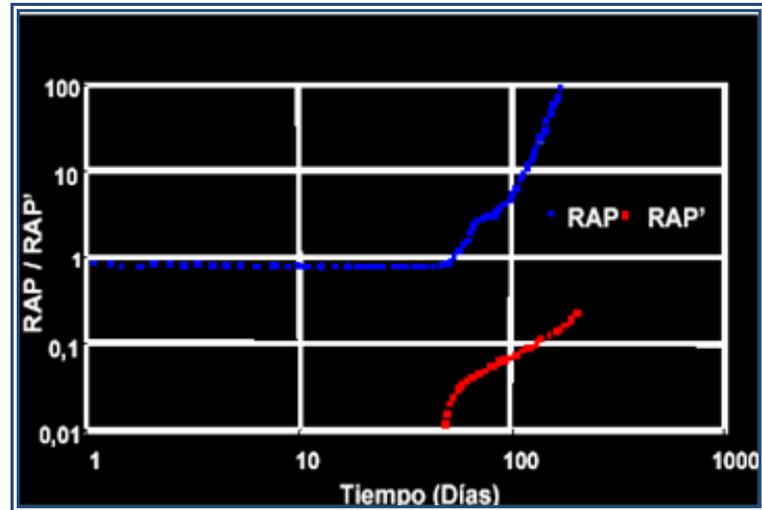


Figura 2.11. Canalización de Múltiples Capas. ^[18]

2.11.2.3. Desplazamiento Normal con Alto Corte de Agua:

La Figura 2.12 representa un barrido normal de un yacimiento por efecto de agua, aun cuando se trata de un elevado volumen de agua (corte de agua > 60%). ^[23]

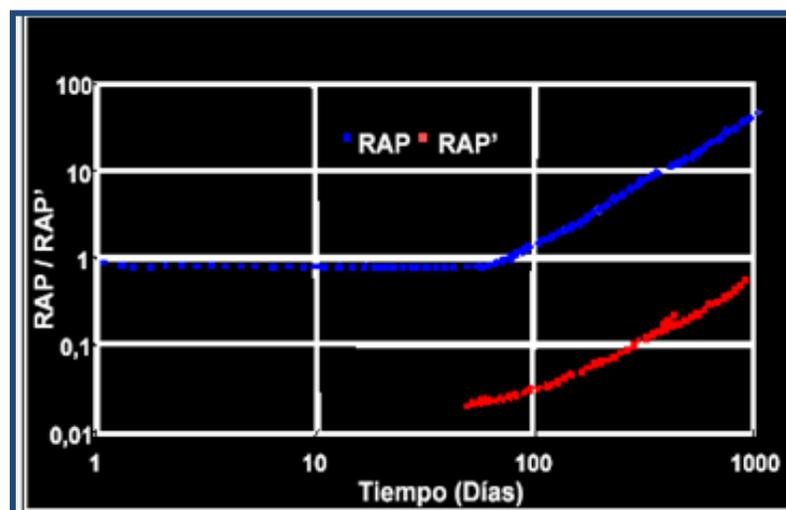


Figura 2.12. Desplazamiento Normal con Alto Corte de Agua. ^[23]

2.12. Evaluación económica.

Toda propuesta firme o tentativa requiere de una evaluación económica en forma integral que determine su rentabilidad incluyendo todas aquellas propuestas de inversión necesarias para la operación completa de la misma.

La evaluación económica de los proyectos de inversión se realiza mediante la metodología de flujo de caja descontado, utilizando el mejor estimado (conservador) referente a costos e inversiones a fin de garantizar en la medida de lo posible el entorno sobre la inversión planificada. ^[24]

2.12.1. Variables que Componen el Flujo de Caja.

Las variables que componen el flujo de caja deberán cumplir con las siguientes condiciones:

2.12.1.1. Ingresos

Es la producción de crudo o gas anual por el precio de venta del crudo o gas por la paridad cambiaria.

2.12.1.2. Egresos

- ⊕ **Inversiones:** Costo de adquisición, construcción e instalación de propiedades, plantas y equipos nuevos.
- ⊕ **Inversiones No Generadoras:** Se refiere a la alícuota que se carga a los proyectos generadores de ingresos, correspondiente a las inversiones realizadas en aquellos proyectos que no generan ingresos con el fin de

asegurar la rentabilidad global de la empresa.

$$\text{Inv. No Generadoras} = \frac{\text{MMB}_{\text{ No Generadores}}}{\text{Producción}} \quad (\text{Ec. 2.13})$$

✚ **Costos de Operación y Mantenimiento:**

1. Labor: Sueldos, salarios y beneficios.
2. Materiales: Equipos y repuestos.
3. Servicios industriales: Compra y/o suministro de electricidad, agua y vapor.
4. Servicios contratados: Asistencia técnica, transporte, alquiler de equipos y herramientas. ^[24]

2.12.2. Regalías (Derecho de Explotación).

Monto que se paga al estado por el derecho de explotación de los yacimientos, a manera de compensación por el agotamiento de los depósitos de hidrocarburos.

Este monto equivale al 30 % de los ingresos por producción de crudo, gas y líquidos, según lo establecido por convenio bilateral entre el Ministerio de Energía y Minas y Petróleos de Venezuela.

2.12.3. Aporte Legal a PDVSA.

Contribución mensual a la casa matriz, equivalente al 10 % de la ganancia neta obtenida por las exportaciones de crudos y productos.

$$\text{Aporte} = 0,1 * (\text{Ingresos de Exportación} - \text{Costos} - \text{Regalía} - \text{Depreciación})$$

(Ec. 2.14)

2.12.4. Impuesto Sobre la Renta.

Pago al estado por concepto de enriquecimiento neto como consecuencia de una actividad económica.

$$\text{ISLR} = 0,34 * (\text{Ingresos de Exportación} - \text{Regalías} - \text{Costos} - \text{Depreciación} - \%PDVSA)$$

(Ec. 2.15)

2.12.5. Indicadores Económicos.

2.12.5.1. Valor Presente.

Es el valor actual equivalente de un flujo de caja futuro descontado a una tasa actual.

$$\text{VP} = \frac{\text{FC}_n}{(1+\text{TD})^n} \quad (\text{Ec. 2.16})$$

Donde:

VP = Valor presente neto (Bs.).

FC = Flujo de caja del año “n” (Bs.).

TD = Tasa de descuento (%).

n = Año.

2.12.5.2. Valor Presente Neto (VPN).

Es la sumatoria del valor presente de los flujos de caja del proyecto correspondiente a cada año del horizonte económico.

$$VPN = FC0 + \frac{FC1}{(1+TD)} + \frac{FC2}{(1+TD)^2} + \dots + \frac{FCn}{(1+TD)^n} \quad (\text{Ec. 2.17})$$

Si:

- ✦ VPN > 0 (Proyecto rentable).
- ✦ VPN = 0 (Mínima rentabilidad).
- ✦ VPN < 0 (Se rechaza el proyecto).

2.12.5.3. Tasa Interna de Retorno (TIR).

Es la tasa de descuento que iguala el valor presente neto de un proyecto a cero. Es una medida del máximo rendimiento esperado sobre los saldos no recuperados.

$$0 = FC0 + \frac{FC1}{(1+TD)} + \frac{FC2}{(1+TD)^2} + \dots + \frac{FCn}{(1+TD)^n} \quad (\text{Ec. 2.18})$$

Si:

- ✦ TIR > TD (Proyecto rentable).
- ✦ TIR = TD (Mínima rentabilidad).
- ✦ TIR < TD (Se rechaza el proyecto).

Para el caso de la industria la tasa interna de retorno equivale a un 15% por lo que para una:

- ✦ TIR = 15 % Se recupera la inversión (inversión + costo del capital).
- ✦ TIR > 15 % Hay recuperación adicional de la inversión (inversión + costo del capital + ganancia adicional).
- ✦ TIR < 15 % No hay rentabilidad (Se rechaza el proyecto). En caso de aceptarse, se deberá complementar con argumentos técnicos/operacionales

que respalden su ejecución.

2.12.5.4. Eficiencia de la Inversión.

Es una medida de la ganancia obtenida por cada bolívar invertido. Se define como el cociente entre el VPN del proyecto y el valor presente de las inversiones realizadas.

$$EI = \frac{VPN \text{ Proyecto}}{VP \text{ Inversiones}} \quad (\text{Ec. 2.19})$$

2.12.5.5. Tiempo de Pago Dinámico.

Es el tiempo en el cual se logra recuperar la inversión realizada, es decir, aquel tiempo para el cual el flujo de caja acumulado se hace positivo.

2.12.6. Análisis de Sensibilidad.

Consiste en variar los parámetros que están posiblemente sujetos a cambio dentro de un proyecto, con el fin de conocer cuan sensibles son los indicadores de rentabilidad a estos cambios. Los resultados de este análisis pueden ser presentados en tablas o en forma gráfica (gráfico de araña). ^[24]

CAPÍTULO III

HERRAMIENTAS UTILIZADAS

3.1. Carpeta física.

En esta carpeta se encuentran archivados todos los trabajos y operaciones de perforación y producción que se le hicieron al pozo, comenzando desde su perforación hasta el momento del cierre del pozo.

3.2. Oil field manager (OFM).

Es un poderoso software de aplicación que ofrece un método eficiente para visualizar, relacionar, analizar e interpretar datos de producción y de yacimientos.

El OFM facilita todas las capacidades esperadas de un visualizador de datos de primera línea. Como un sistema integrado, esta aplicación provee un poderoso conjunto de herramientas para automatizar tareas, compartir datos y relacionar la información necesaria. Se puede usar OFM para análisis de pozos y campos; programas y operación de optimización del campo; gerencia de reservas, planes de desarrollo, programas de mantenimiento y administración del flujo de caja.

OFM también permite trabajar con una amplia variedad de tipos de datos para identificar tendencias, anomalías, y pronosticar producción. Estos tipos de datos se enumeran a continuación:

1. Datos dependientes del tiempo (mensual, diario y esporádico).



HERRAMIENTAS UTILIZADAS

2. Datos dependientes de la profundidad (registros de los pozos y diagramas de completación o pruebas especiales como el caso de pruebas de presiones).
3. Datos estadísticos (coordenadas, datos únicos para los pozos, datos de propiedades geológicas).
4. Datos financieros (ganancias y costos de operaciones).

Para la utilización de esta información, OFM trabaja con un grupo de tablas que contienen los datos correspondientes. Cada tabla es identificada por un nombre y cada elemento de la tabla para ser accedido por OFM es identificado de la siguiente forma: TABLA.CAMPO.

Se debe tomar en consideración esta regla para utilizar los datos dentro de los módulos del OFM.

Dentro de las tablas más importantes se encuentran:

- ✦ La tabla maestra de tipo estático y que contiene toda la información básica de los pozos incluyendo sus coordenadas.
- ✦ La tabla de producción de tipo mensual y con la información de producción mensual de los pozos.
- ✦ La tabla de pruebas y muestras de tipo esporádico con información de los resultados de las pruebas y muestras realizadas a cada pozo.

El OFM se constituye en un manejador de base de datos de rápida ayuda visual para determinar el comportamiento del campo y poder realizar la toma de decisiones para optimizar su explotación; sin ser ésta una herramienta de simulación.



HERRAMIENTAS UTILIZADAS

El programa puede manejar la data de la siguiente manera:

1. Convirtiendo la base de datos en un formato de Production Analyst (PA), constituyéndose en el formato convencional para la base de datos del OFM. Este formato puede realizarse en una hoja de cálculo.
2. Al cargar formatos predefinidos, los cuales provienen de un proyecto ya creado.
3. Definiendo la data directamente en un archivo ASCII, en el que es necesario definir las variables a utilizar en el proyecto.

El OFM fue desarrollado y es propiedad de Schlumberger Geoquest, diseñado para correr en PC's, trabajando en plataformas Windows y UNIX.

3.2.1. Acceso a la Aplicación.

Para acceder a la aplicación del OFM, se le debe dar doble clic encima del icono que lo representa. Seguidamente aparecerá la pantalla que permite seleccionar el proyecto con el cual se desea trabajar.

Mediante la opción FILE/NEW se pueden crear nuevos proyectos para los cuales se deben cargar los datos; y la opción FILE /OPEN, donde se pueden seleccionar los proyectos que hayan sido creados. (Figura 3.1). Una vez hecha la selección, aparecerá el mapa base y se podrá comenzar a trabajar en la aplicación.



HERRAMIENTAS UTILIZADAS

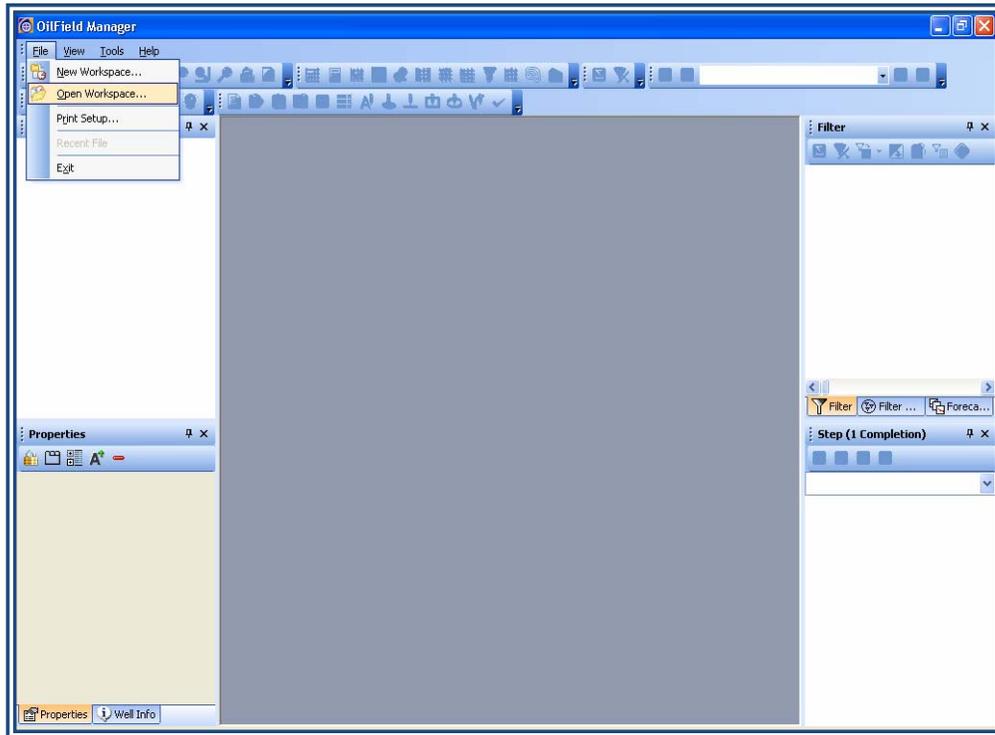


Figura 3.1. Ventana de ingreso a la aplicación de OFM.

Fuente: Base de Datos de PDVSA.

3.2.2. Aplicaciones del OFM.

A continuación se presentan diferentes opciones y funciones del Oil Field Manager:

3.2.2.1. Mapa Base.

Es la ventana inicial que se presenta en todo nuevo proyecto, permitiendo de esta manera acceso a todos los componentes principales del OFM (Figura 3.2).

Es posible realizar lo siguiente luego de tener el mapa base activado:



HERRAMIENTAS UTILIZADAS

- ✦ Cambio y/o asignación de asociaciones en el mapa base, los cuales son parámetros que se reflejan en el mismo, tales como: coordenadas de fondo y superficie, profundidad total del pozo, áreas, arenas y completaciones.
- ✦ Cambio del símbolo, color y tamaño de los pozos.
- ✦ Añadir anotaciones (fallas, ríos, carretera, etc.)
- ✦ Ajuste del tamaño del mapa.
- ✦ Cálculo de distancia entre pozos y áreas de cada uno de ellos.

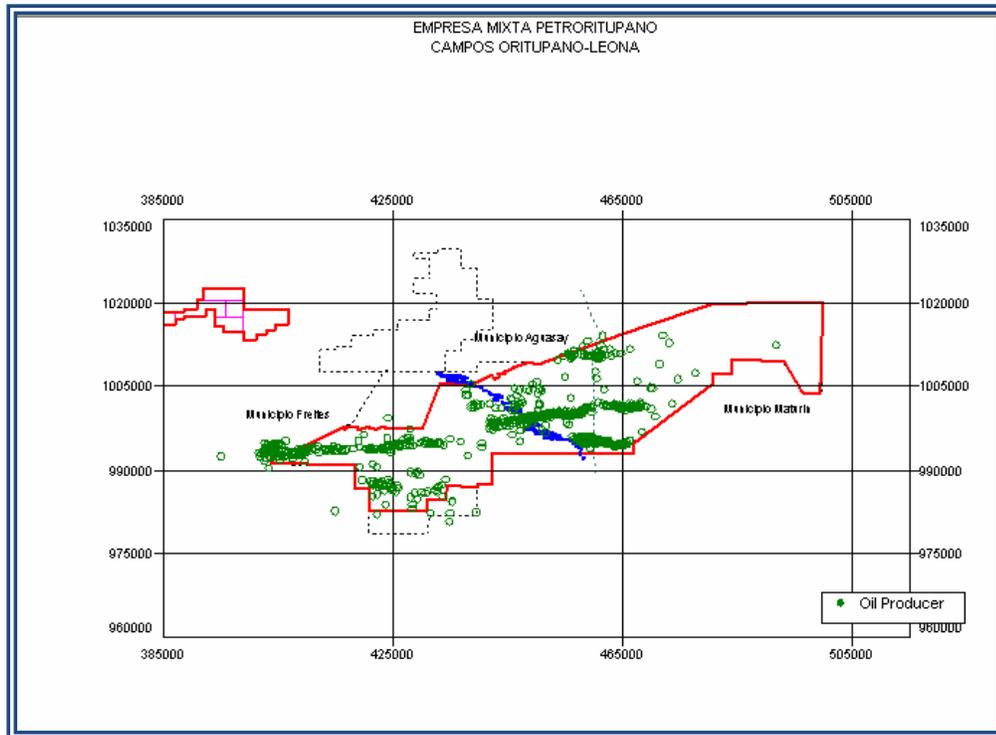


Figura 3.2. Mapa base del campo Oritupano-Leona.

Fuente: Base de Datos de PDVSA.

3.2.2.2. Gráficos.

Estos permiten efectuar el monitoreo y seguimiento del yacimiento o el campo, esta opción ofrece diversidad para el trabajo con un pozo o con un conjunto de ellos,



HERRAMIENTAS UTILIZADAS

debido a que el gráfico se presenta sobre una plantilla que sirve de base para todos los pozos. Dicha plantilla posee las siguientes opciones:

- ✦ Posibilidad de creación de un número ilimitado de ventanas de gráficos, mostrando hasta seis (6) gráficos por cada ventana.
- ✦ Cada gráfico logra poseer hasta dos (2) ejes Y con seis (6) curvas.
- ✦ Posibilidad de personalizar las leyendas, gráficos, curvas y ejes.

Para poder acceder al módulo de gráficos se activa la opción **Analisis/Plot** (ver figura 3.3). Después aparecerá una ventana solicitando la información que se desea mostrar en el gráfico. En ella se podrá seleccionar las variables que se desean graficar, el número de gráficos, formatos de los gráficos, etc. (Figura 3.4).



Figura 3.3. Ícono de la función Plot
Fuente: Base de Datos de PDVSA.

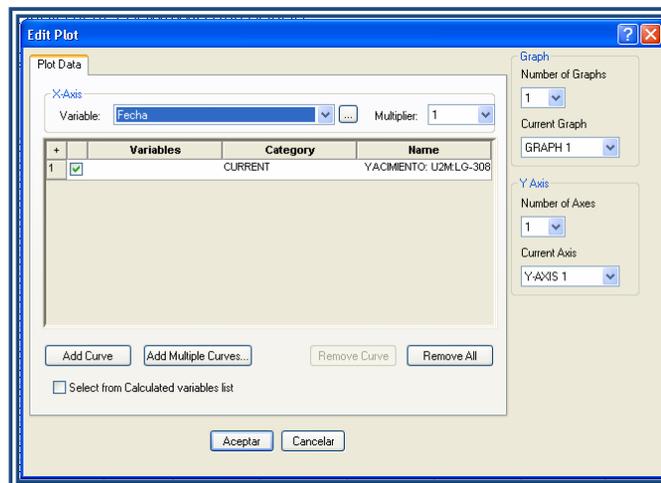


Figura 3.4. Ventana del formato de gráficos de OFM.
Fuente: Base de Datos de PDVSA.



HERRAMIENTAS UTILIZADAS

Luego se oprime el botón **Aceptar** y seguidamente el programa mostrará en pantalla el conjunto de gráficos y curvas a estudiar. (Figura 3.5).

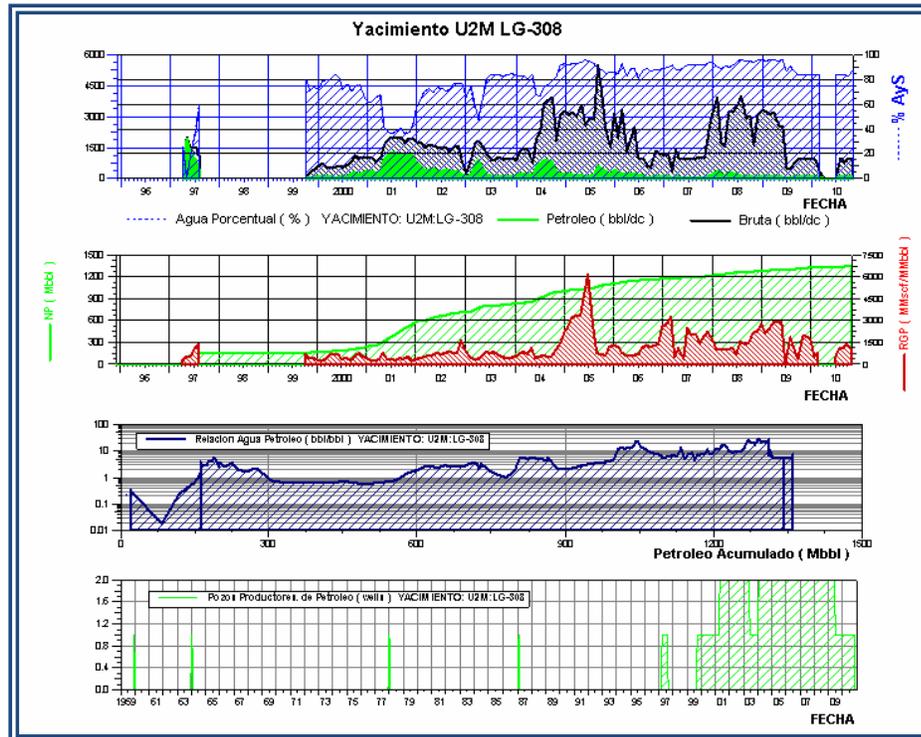


Figura 3.5. Gráficos de producción presentados por OFM.

3.2.2.3. Análisis de Curvas de Declinación (DCA)

Esta herramienta fue diseñada con el propósito de predecir, planificar y realizar cualquier análisis que contribuya en futuras evaluaciones y toma de decisiones de un proyecto. Mediante predicciones se evalúan el comportamiento de los pozos. Este comportamiento histórico varía dependiendo de la selección pudiendo de esta forma extrapolar en el tiempo a través de la curva. Para acceder a la opción de curvas de declinación se debe presionar el icono Forecast, en la barra de herramientas de la aplicación (Ver figura 3.6).



HERRAMIENTAS UTILIZADAS



Figura 3.6. Ícono de la función Forecast.
Fuente: Base de Datos de PDVSA.

Al hacer click en el botón de Forecast, se desplegará un gráfico, donde se aprecia el comportamiento de declinación del yacimiento o pozo, según sea la selección. (Figura 3.7).

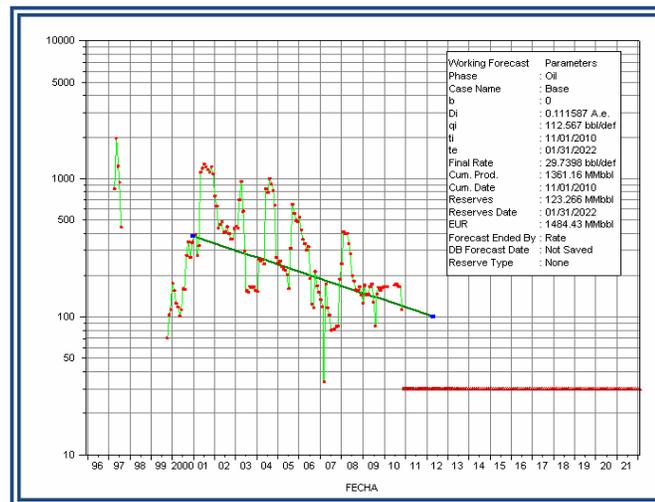


Figura 3.7. Gráfica de declinación de tasa con respecto al tiempo.
Fuente: Base de Datos de PDVSA.

3.2.2.4. Archivo de Mapas Binarios

Es un formato que sirve de acceso al análisis de datos de proyecto, haciendo viable la creación de múltiples Mapas Burbujas, Scatter Plot y Mapas de Grillas, bajo una similar plantilla la cual es presentada en forma de ventana. Al actualizar su base de datos en el OFM, los archivos binarios son cargados y corregidos de igual forma que sus mapas correspondientes.



HERRAMIENTAS UTILIZADAS

- + **Mapa de Burbuja:** Es una herramienta visual que permite mostrar de manera cualitativa (más no cuantitativa) el aporte de cada pozo durante la vida productiva del yacimiento. Estos datos son presentados como una burbuja de radio variable (dependiendo de la magnitud de la variable) por pozo dentro de la estructura del yacimiento. (Ver figura 3.8).



**Figura 3.8. Ícono de la función Bubble Map.
Fuente: Base de Datos de PDVSA.**

- + **Gráficos de Dispersión (Scatter Plot):** Es otra herramienta de tipo visual, es utilizada para graficar dos (2) variables en transición. Puede presentar la dos (2) variables para una fecha determinada o representar la variación de las mismas con el tiempo, permitiendo de esta manera conocer los cortes de producción a diferentes tiempos, permitiendo de esta forma conocer los cortes de producción a diferentes tiempo de explotación del campo; igualmente es de gran utilidad en la evaluación de parámetros petrofísicos, tales como porosidad y permeabilidad. (Figura 3.9).



**Figura 3.9 Ícono de la función Scatter Plot.
Fuente: Base de Datos de PDVSA.**

- + **Mapa de Grillas (Grid Map):** Es una herramienta analítico-cuantitativa empleada para identificar tendencias y posibles anomalías en el campo de estudio. Estos mapas permiten observar distribución de los fluidos presentes



HERRAMIENTAS UTILIZADAS

en el yacimiento y de esta forma determinar cuáles zonas han sido más o menos sometidas a producción, o en el caso de la inyección, cuales zonas han sido más o menos afectadas por la misma. (Figura 3.10).



**Figura 3.10. Ícono de la función Grid Map.
Fuente: Base de Datos de PDVSA.**

3.2.2.5. Reportes.

Es uno de los módulos de mayor utilidad en OFM. Esta aplicación permite crear tus propios reportes y preparar a tu requerimiento la apariencia, agregar ecuaciones y agrupar datos. Después que se ha desplazado el mapa base del proyecto en pantalla, se activa el menú **Analysis/Report** (figura 3.11), en ella aparecerá una ventana de reporte en blanco donde se procede a seleccionar cada una de las variables que se requieren para el desarrollo del proyecto, se oprime el botón **Add** (agregar); y la propiedad se verá reflejada en la pequeña ventana, por ejemplo: Fecha, Días de Producción, Petróleo Mensual, Petróleo Acumulado, etc. (Figura 3.12). Por último se activa el botón **Ok** (Aceptar), y el reporte se verá reflejado en pantalla. (Figura 3.13).



**Figura 3.11. Ícono de la función Report.
Fuente: Base de Datos de PDVSA.**



HERRAMIENTAS UTILIZADAS

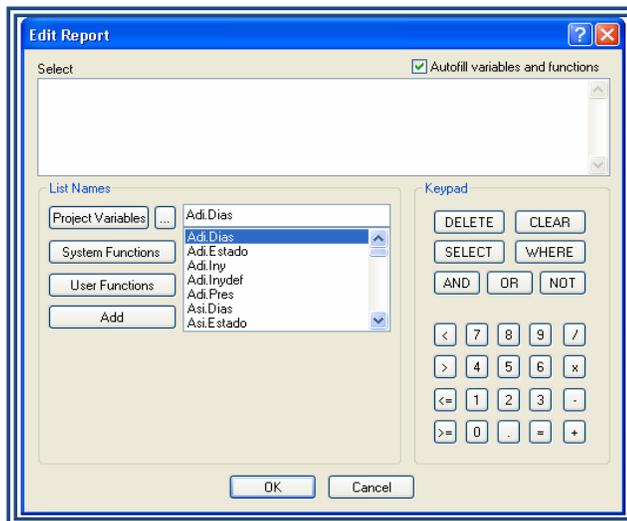


Figura 3.12. Ventana donde se seleccionan las variables de un reporte de OFM.
Fuente: Base de Datos de PDVSA.

CONSORCIO PEREZ COMPANC UPR COROD POZO / ARENA : YACIMIENTO: U2M/LG-308 ESTACION DE FLUJO : LED6_CAMPO : LEONA E								
	Date	Bruta bbl/dc	Petroleo bbl/dc	Agua Porcentual %	Bruta BRUTADEF bbl/def	Petroleo PETDEF bbl/def	Petroleo Acum bbl	Agua Acumulada bbl
1	01/12/1959	431.9	354.9	17.8	431.9	354.9	11002.0	2387.0
2	01/01/1964	0.0	0.0		0.0	0.0	11002.0	2387.0
3	01/01/1978	0.0	0.0		0.0	0.0	11002.0	2387.0
4	01/02/1987	0.0	0.0		0.0	0.0	11002.0	2387.0
5	01/04/1997	388.3	291.0	25.1	1131.0	847.5	19731.5	5307.0
6	01/05/1997	2016.2	1981.0	1.7	2016.2	1981.0	81142.2	6399.5
7	01/06/1997	1536.7	1235.4	19.6	1536.7	1235.4	118204.1	15439.9
8	01/07/1997	1523.0	944.0	38.0	1523.0	944.0	147468.9	33388.4
9	01/08/1997	1121.2	448.5	60.0	1121.2	448.5	161371.2	54241.8
10	01/10/1999	56.4	11.3	80.0	349.8	70.0	161721.0	55641.0
11	01/11/1999	346.9	99.9	71.2	358.8	103.3	164718.1	63050.5
12	01/12/1999	421.6	109.6	74.0	433.8	112.8	168116.4	72722.6
13	01/01/2000	635.8	171.4	73.0	650.5	175.3	173428.7	87119.9
14	01/02/2000	740.4	154.2	79.2	742.9	154.7	177900.5	104119.0
15	01/03/2000	536.4	109.1	79.7	615.8	125.2	181281.8	117364.7
16	01/04/2000	584.3	115.6	80.2	596.6	118.0	184749.8	131425.9
17	01/05/2000	592.2	94.7	84.0	634.8	101.5	187684.4	146849.0
18	01/06/2000	624.1	110.8	82.3	633.8	112.5	191007.6	162249.7
19	01/07/2000	560.5	156.5	72.1	568.9	158.8	195858.9	174775.2
20	01/08/2000	685.4	155.5	77.3	690.1	156.6	200680.5	191201.3
21	01/09/2000	858.3	252.8	70.5	946.0	278.6	208264.7	209366.6
22	01/10/2000	1121.2	293.9	73.8	1336.8	350.4	217374.3	235013.7
23	01/11/2000	995.8	231.9	76.7	1154.1	268.8	224331.4	257931.5

Figura 3.13. Ventana donde se visualiza un reporte de OFM.
Fuente: Base de Datos de PDVSA.



3.3. Autocad.

Es un sistema computarizado para la elaboración, actualización, validación y disponibilidad de una base de datos de mapas oficiales automatizados, en él se revisa, prepara y carga la data del cuadrángulo a incorporar en el sistema.

Entre las funciones más importantes de este sistema se encuentran: digitalizar diferentes tipos de elementos presentes en los mapas, automatizar el proceso de graficación de pozos, definir yacimientos, calcular volúmenes y reservas, entre otros.

3.4. Openworks.

Es el sistema geológico de integración de data y donde se encuentra creada la base de datos del Modelo Estático de Estudios Integrados. (Ver figura 3.14).



**Figura 3.14. Ventana principal de OpenWorks.
Fuente: Base de datos de PDVSA.**

Dentro de esta aplicación se encuentran:

3.4.1. StratWorks.

Es un software de la compañía Landmark en el que se pueden hacer interpretaciones geológicas, correlaciones, secciones estratigráficas y estructurales,



HERRAMIENTAS UTILIZADAS

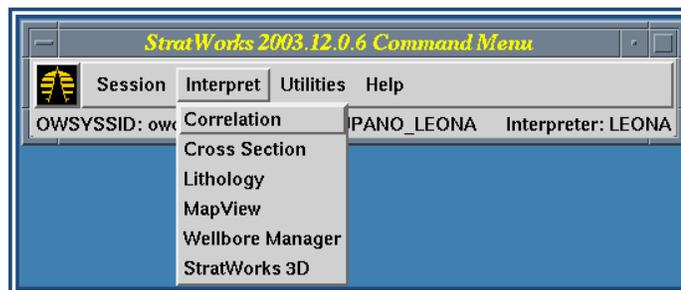
que ayudan a la generación del modelo estático del área estudiada (Figura 3.15). Entre los módulos con que cuenta, se tienen Correlation, Cross Section y Map View.



**Figura 3.15. Ventana principal de StratWorks.
Fuente: Base de datos de PDVSA.**

3.4.1.1. Correlations.

A través de la aplicación Stratworks de la compañía Landmark, específicamente en el menú “Correlations” se pueden visualizar la correlaciones existentes para cada una de las arenas del campo en estudio, en este modulo se pueden visualizar los registros litológicos y resistivos cargados para cada pozo, los cuales son necesarios para poder realizar la correlación con mayor precisión. (Figuras 3.16, 3.17).



**Figura 3.16. Acceso al módulo de Correlation.
Fuente: Base de Datos de PDVSA.**



HERRAMIENTAS UTILIZADAS

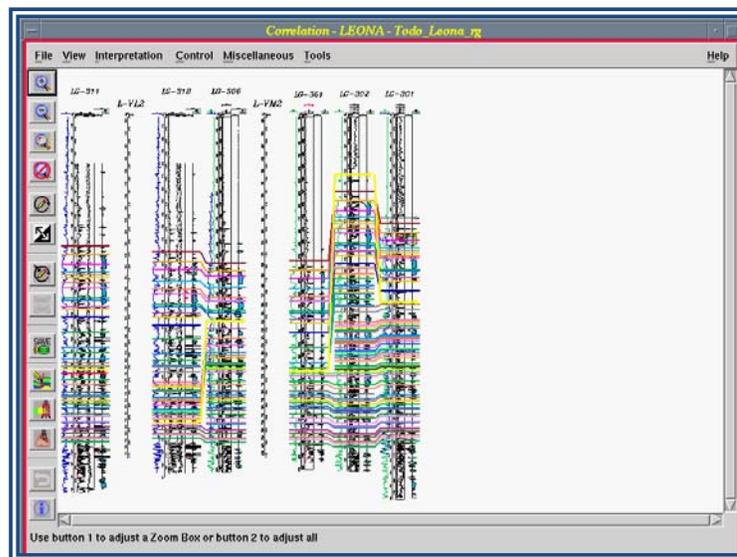


Figura 3.17. Ventana de Correlation.
Fuente: Base de Datos de PDVSA.

En la opción File, la cual se puede observar en la figura 3.17, se presenta la alternativa SetUp donde se escoge el pozo a estudiar y cada una de las curvas que se deseen desplegar con sus respectivas escalas. (Figura 3.18).

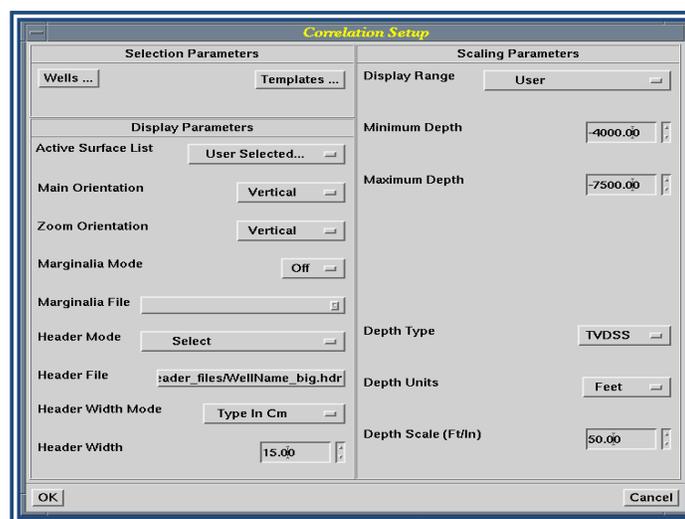


Figura 3.18 Ventana de la opción SetUp.
Fuente: Base de Datos de PDVSA.

CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO

Para poder elaborar un plan de explotación de la arena en estudio, fue necesario estructurar la siguiente metodología en diferentes etapas, las cuales van desde la integración de los modelos geológicos del yacimiento (modelo isopaco-estructural, sedimentológico, petrofísico), el modelo de fluidos (comportamiento de presiones, comportamiento de producción, propiedades pvt), así como también la evaluación económica que mostrara la rentabilidad de dicho plan de explotación.

4.1. Revisión bibliográfica.

En esta etapa se realizó la recolección y posterior revisión de la mayor cantidad de información teórica-bibliográfica existente respecto al tema, con la finalidad de sustentar el desarrollo de este estudio, afianzar los conocimientos, y así contribuir con las soluciones del problema planteado. Básicamente la información se obtuvo de libros, manuales técnicos, páginas web, tesis de grado, revistas técnicas.

4.2. Creación de la base de datos.

En esta etapa se procedió a revisar, organizar y clasificar toda la información disponible de la arena U2M perteneciente al Campo Leona Este, la información recopilada incluye: datos geológicos del campo, ubicación geográfica, estratigrafía, mapa isópaco-estructural, números de pozos perforados en la arena, históricos de producción y presión, datos oficiales de propiedades de la roca y los fluidos, entre otros. De igual forma, durante este período con el apoyo del mapa oficial de la arena en estudio, y las carpetas de pozos en físico, se identificó el estado de los pozos que

atravesaron la arena (productores, probados e interpretados), así como también sus coordenadas, elevación de la mesa rotaria, inventario de registros corridos en cada pozo, diagramas mecánicos y otros.

4.3. Modelo estático.

En esta etapa fue necesario revisar la correlación pozo a pozo de la arena en estudio, se elaboraron secciones estructurales y estratigráficas, se generó el mapa sedimentológico que permitiera definir el ambiente en el cual se depositaron los estratos, y se revisó el mapa isópaco-estructural con el fin de calcular el volumen del yacimiento.

Lo anteriormente explicado se realizó con el fin de establecer los límites del yacimiento, para así poder definir su orientación y geometría.

4.3.1. Mapa Isópaco-Estructural.

Fue elaborado con el apoyo de geólogos de la “Unidad de Estudios Integrados”, para esto se utilizó la aplicación AUTOCAD. En esta etapa se digitalizaron los contornos estructurales, las fallas, las líneas isópacas de arena neta, ubicación del contacto de agua-petróleo original y actual, ubicación y estado de los pozos así como también la profundidad del tope de la arena medida en pies bajo el nivel del mar.

Para poder elaborar el mapa isópaco-estructural se solicitó la correlación de todos los pozos perforados en la arena en estudio, esto con el propósito de validar las profundidades de los topes y bases de arena neta encontrados en el mapa oficial, este procedimiento fue realizado a través de la aplicación OpenWorks en el módulo “Correlation” de la plataforma LandMark. Así mismo, con el apoyo de la sísmica 3D se pudieron validar las fallas tanto principales como secundarias que limitan a los

yacimientos estudiados, todo esto fue realizado por medio de la aplicación AUTOCAD.

4.3.2. Elaboración de las Secciones Estratigráficas.

Con el fin de verificar la litología, la continuidad y extensión lateral y vertical de la arena de interés, se realizó una sección estratigráfica con dirección Suroeste-Noreste en donde también fue posible observar la secuencia de depositación y la variación de los espesores de la arena en estudio. Para la realización de las secciones se solicitó el apoyo de geólogos de la “Unidad de Estudios Integrados” y la aplicación utilizada fue OpenWorks en el módulo “Correlation” de la plataforma LandMark.

4.3.3. Modelo Sedimentológico.

Al igual que el mapa isópaco-estructural, este modelo fue realizado con el apoyo de los geólogos que laboran en la “Unidad de Estudios Integrados”, y fue realizado con el fin de identificar el patrón de sedimentación del yacimiento así como también verificar las facies presentes en él, para esto fue necesario crear un mapa de electrofacies el cual fue elaborado a partir de la interpretación de electrofacies de los pozos perforados en la arena en estudio.

4.3.4. Modelo Petrofísico.

La evaluación petrofísica se realizó luego de haber verificado en cada pozo las profundidades del tope y la base de la arena en estudio, la estimación de los parámetros petrofísicos se realizó solo en aquellos pozos que contaran con el set de registros necesarios para poder realizar los cálculos correspondientes, estos pozos son llamados pozos control, y dichos registros son: Gamma Ray, Resistividad Profunda (RD) o Microlog, y Densidad-Neutrón.

Es importante acotar que la obtención de las propiedades petrofísicas es de suma importancia, ya que con ellas se podrá: elaborar el modelo dinámico del yacimiento, estimar los volúmenes originales de petróleo y gas en sitio así como también realizar los mapas de isopropiedades que muestren las zonas más prospectivas para la producción. Los cálculos fueron realizados por medio de Excel y la metodología y ecuaciones usadas para la estimación de dichos parámetros fue la siguiente:

4.3.4.1. Volumen de Arcilla (Vsh).

Para poder estimar el volumen de arcilla, primero fue necesario calcular el índice de arcillosidad en el intervalo de la arena en estudio en cada pozo, para esto se tuvieron que tomar las lecturas de las curvas máximas y mínimas directamente en el registro Gamma Ray ^[25]. Luego se procedió a estimar el volumen de arcilla a través de varias ecuaciones y una vez obtenidos los resultados por cada método, se utilizó la función mínimo en Excel, para obtener los resultados más bajos de arcillosidad, esto es necesario ya que se sabe que los cálculos de arcillosidad por medio de registros tienden a sobreestimar los verdaderos volúmenes de arcilla encontrados en las formaciones. El modelo que arrojó los menores valores de volumen de arcilla fue el de Stieber 3.

✚ Cálculo de Índice de Arcillosidad.

$$Ish_{GR} = \frac{GR_{leido} - GR_{min}}{GR_{máx} - GR_{min}} \quad (Ec. 4.1)$$

Donde:

IshGR: Índice de arcillosidad (fracción).

GRleído: Valor leído de la curva GR en la arena en estudio (UAPI).

GRmin: Valor leído de la curva GR en la arena más limpia de la formación (UAPI).

GRmáx: Valor leído de la curva GR en la lutita representativa de la formación (UAPI).

✚ Cálculo de Volumen de Arcilla.

Ecuación de Clavier

$$V_{sh} = 1,7 - [3,38 - (I_{sh} + 0,7)^2]^{1/2} \quad (\text{Ec. 4.2})$$

Ecuación de Stieber 1

$$V_{sh} = \frac{I_{sh}}{2 - I_{sh}} \quad (\text{Ec. 4.3})$$

Ecuación de Stieber 2

$$V_{sh} = \frac{I_{sh}}{3 - 2I_{sh}} \quad (\text{Ec. 4.4})$$

Ecuación de Stieber 3

$$V_{sh} = \frac{I_{sh}}{4 - 3I_{sh}} \quad (\text{Ec. 4.5})$$

Ecuación de Larinov (rocas terciarias)

$$V_{sh} = \frac{2^{2,37 \cdot I_{sh}} - 1}{2^{2,37} - 1} \quad (\text{Ec. 4.6})$$

Donde:

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

I_{sh} : Índice de arcillosidad (fracción).

4.3.4.2. Porosidad Efectiva (ϕ_{ef}).

El cálculo de esta propiedad se realizó solo en los pozos que contaban con los registros RHOB y NPHI, en cada curva se leyó un valor de porosidad que luego fue corregido por efectos de la arcillosidad, para así poder determinar una porosidad efectiva total en el intervalo de arena en estudio, el método usado para estimar la porosidad fue el Densidad-Neutrón.^[25]

$$\phi_{Nc} = \phi_N - (V_{sh} * \phi_{Nsh}) \quad (\text{Ec. 4.7})$$

$$\phi_{Dc} = \phi_D - (V_{sh} * \phi_{Dsh}) \quad (\text{Ec. 4.8})$$

Ecuación de Gaymard

$$\phi_{ef} = \sqrt{\frac{\phi_{Dc}^2 + \phi_{Nc}^2}{2}} \quad (\text{Ec. 4.9})$$

Donde:

ϕ_D : Porosidad a partir del registro de densidad para la arena en estudio (fracción).

ϕ_{Dc} : Porosidad a partir del registro de densidad corregida por arcillosidad (fracción).

ϕ_{Dsh} : Porosidad a partir del registro de densidad para la lutita más cercana a la arena en estudio (fracción).

ϕ_N : Porosidad a partir del registro neutrón para la arena en estudio (fracción).

ϕ_{Nc} : Porosidad a partir del registro neutrón corregida por arcillosidad (fracción).

ϕ_{Nsh} : Porosidad a partir del registro neutrón para la lutita más cercana a la arena en estudio (fracción).

V_{sh} : Volumen de arcilla en la arena de interés (fracción).

ϕ_{ef} : Porosidad efectiva (fracción).

4.3.4.3. Saturación de Agua (Sw).

Para calcular la saturación de agua, fueron usadas varias correlaciones para comparar la diferencia entre un modelo y otro, luego de haber hecho los cálculos correspondientes, se tomó en modelo que arrojó los valores medios de saturación de agua, no se tomó el modelo con los valores más bajos para evitar subestimar la distribución de la saturación del agua en la arena en estudio^[25]. Estos modelos usados son:

⊕ Modelo de Simandoux.

$$S_w = \left[\left(\frac{\alpha * R_w}{\phi_e^m * R_t} \right) + \left(\frac{\alpha * R_w * V_{sh}}{2 * \phi_e^m * R_{sh}} \right)^2 \right]^{\frac{1}{n}} - \left[\left(\frac{\alpha * R_w * V_{sh}}{2 * \phi_e^m * R_{sh}} \right) \right] \quad (\text{Ec. 4.10})$$

⊕ Modelo de Simandoux Modificado.

$$S_w = \left[\left(\frac{\alpha * R_w * (1 - V_{sh})}{\phi_e^m * R_t} \right) + \left(\frac{\alpha * R_w * V_{sh} * (1 - V_{sh})}{2 * \phi_e^m * R_{sh}} \right)^2 \right]^{\frac{1}{n}} - \left[\left(\frac{\alpha * R_w * V_{sh} * (1 - V_{sh})}{2 * \phi_e^m * R_{sh}} \right) \right]$$

(Ec. 4.11)

✦ **Modelo de Poupon-Leveaux (Indonesia).**

$$S_w = \frac{\left(\frac{1}{\sqrt{R_t}} \right)}{\left(\frac{V_{sh} * \left(1 - \left(\frac{V_{sh}}{2} \right) \right)}{\sqrt{R_{sh}}} \right) + \left(\frac{\phi_e^{\frac{m}{2}}}{\sqrt{a * R_w}} \right)} \quad (\text{Ec. 4.12})$$

Donde:

S_w : Saturación de agua (fracción).

R_w : Resistividad del agua de formación (Ω -m).

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

R_{sh} : Resistividad de la lutita (Ω -m).

R_t : Resistividad verdadera de la formación (Ω -m).

ϕ_e : Porosidad efectiva (fracción).

a : Factor de tortuosidad (adim).

n : Exponente de saturación (adim).

m : Factor de cementación (adim).

El modelo que arrojó los valores medios de saturación de agua fue el de Simandoux.

4.3.4.4. Estimación de Parámetros Petrofísicos

Para la estimación de la saturación de agua fue necesario establecer y determinar algunos parámetros petrofísicos como: a , n , m , R_w , R_{sh} y R_t . Estos parámetros dependen directamente del tipo de formación que se esté estudiando, es decir; de las características de ésta.

Factor de Tortuosidad (a).

Se consideró igual a uno (1), ya que de estudios previos se ha podido comprobar que se obtienen buenos resultados en las areniscas de la zona en estudio.

Exponente de Saturación (n).

El factor fundamental en el control de la magnitud del parámetro n es la humectabilidad de la roca. La experiencia en el comportamiento de producción y las curvas de permeabilidades relativas de los yacimientos del área, han demostrado que las rocas son preferencialmente hidrófilas. Por ello, se considerará como magnitud fija de n el valor 2.

Factor de Cementación (m).

Se consideró igual a dos (2), ya que la arena en estudio se trata de una arenisca.

Resistividad del agua de Formación (R_w).

Esta fue obtenida a partir de análisis químicos de agua de formación realizados a la arena U2M en el Campo Leona Este, las concentraciones iónicas fueron introducidas en una hoja de cálculo de Excel, para así poder determinar la concentración de NaCl

equivalente y de esta manera poder hallar por medio de la figura 4.1 el valor de R_w a 75 °F, y a través de la ecuación (4.13) se pudo determinar el valor de R_w correspondiente a la temperatura de formación.

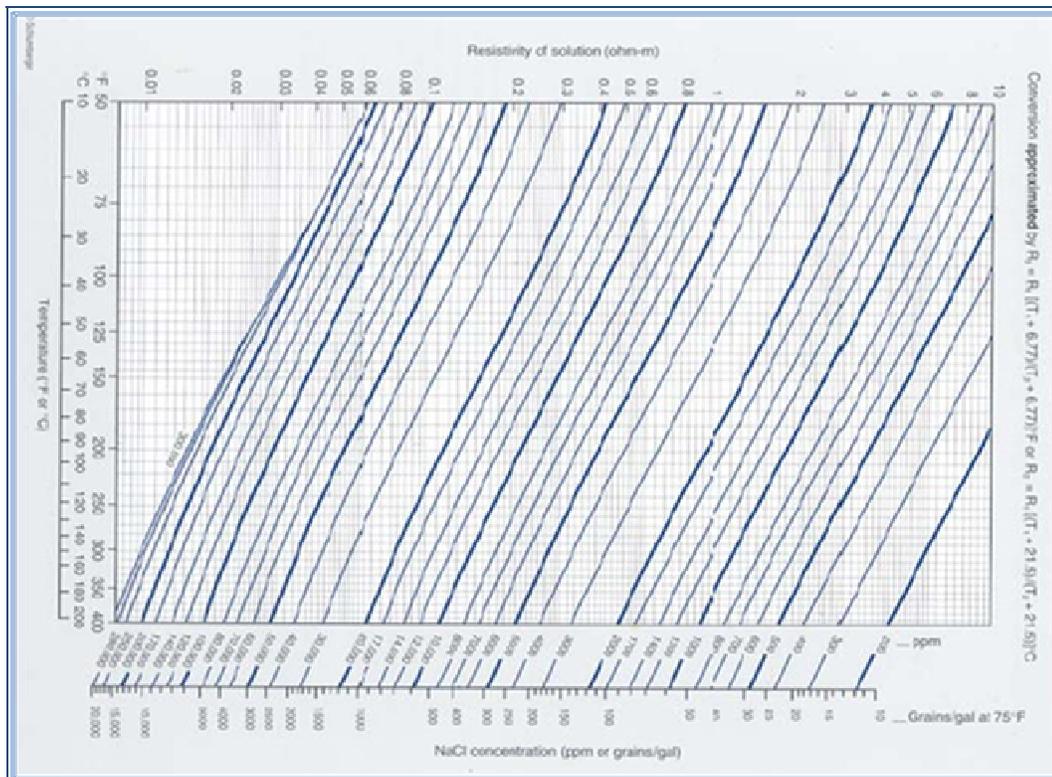


Figura 4.1. Gráfico para calcular la resistividad del agua @ 75 °F.

$$R_w @ T_f = R_w @ 75^\circ F * \left(\frac{T_1 + 6,77}{T_2 + 6,77} \right) \quad (\text{Ec. 4.13})$$

Donde:

$R_w @ T_f$: Resistividad del agua a temperatura de formación (Ω -m).

$R_w @ 75^\circ F$: Resistividad del agua a 75 °F (Ω -m).

T_1 : Temperatura de superficie (°F).

T_2 : Temperatura de formación (°F).

Resistividad de la Lutita (Rsh).

Este valor se obtuvo a partir de los registros de resistividad (Microlog, RD), y fue leído directamente en la zona lutítica ubicada por encima o por debajo de la arena de interés.

Resistividad Verdadera de la Formación (Rt).

Al igual que con el Rsh, este valor fue obtenido de los registros de resistividad de cada pozo, y se leyó directamente en la zona de arena limpia.

4.3.4.5. Saturación de Agua Irreductible (Swirr).

Luego de conocer cual modelo de saturación se ajustaba mejor a las condiciones del área en estudio, se realizó un gráfico (Rt Vs. Sw), se trazó una asíntota vertical tangente a la curva hasta cortar el eje X, leyéndose el valor de saturación de agua irreductible, en este gráfico solo se consideró la información de los pozos ubicados dentro de la zona petrolífera, es decir, se descartaron los pozos que se encontraban en el acuífero.

4.3.4.6. Permeabilidad (K).

Para la estimación de la permeabilidad, se utilizaron varias correlaciones para determinar cual se ajustaba más al comportamiento del campo, al final se demostró que la ecuación original de Coats se ajusta mejor al comportamiento de la arena en estudio, esto también ha sido comprobado en estudios previos realizados en la zona ^[25]. Los modelos de permeabilidad usados fueron los siguientes:

✦ **Modelo de Timur**

$$K = \frac{0,136 * \phi_e^{2,2}}{Swirr^2} \quad (\text{Ec. 4.14})$$

✦ **Modelo de Smitt**

$$K = \frac{100 * \phi_e^m * (1 - Swirr)}{Swirr} \quad (\text{Ec. 4.15})$$

✦ **Modelo de Coats Original**

$$K = \left[\left(\frac{\phi_e}{c} \right)^a \left(\frac{\phi_e * (1 - Swirr)}{\phi_e - \phi_e * (1 - Swirr)} \right) \right]^b \quad (\text{Ec. 4.16})$$

Donde:

K: Permeabilidad absoluta de la formación (mD).

Swirr: Saturación de agua irreductible (fracción).

ϕ_e : Porosidad efectiva (%).

m: Factor de cementación (adim).

a,b,c: Constantes adimensionales de Coats, cuyos valores son: 2, 2 y 10 respectivamente.

4.3.4.7. Parámetros Petrofísicos de Corte.

La estimación de estos parámetros se hace con el fin de evaluar la calidad de la formación en estudio, éstos permitirán definir cuáles son los intervalos de arena más

prospectivos para ser producidos. Para determinar dichos parámetros fue necesario realizar varios gráficos, que fueron generados con los resultados obtenidos de la evaluación petrofísica hecha durante este estudio.

Primero se graficó la R_t Vs. S_w de todos los pozos control encontrados dentro del yacimiento, en este gráfico se entró horizontalmente con el valor de resistividad de corte obtenida de estudios previos en el área, hasta cortar con la curva graficada y luego desplazándose verticalmente se lee el valor de saturación de agua de corte (S_{wcorte}). Seguidamente se creó un gráfico de V_{sh} Vs. S_w , se entró por eje horizontal con el valor de (S_{wcorte}) hasta cortar con la línea de tendencia y luego desplazándose hacia el eje vertical se obtuvo el valor de V_{sh} de corte ($V_{shcorte}$).

Luego de obtener el valor de arcillosidad de corte, se procedió a realizar un gráfico ϕ_e Vs. V_{sh} , en este gráfico se entró por el eje de las abscisas (eje X) con el valor de V_{sh} de corte, y se cortó la línea de tendencia obtenida, leyéndose en el eje de las ordenadas (eje Y) el valor de porosidad de corte (ϕ_{ecorte}). Por último se realizó un gráfico de permeabilidad en función de la porosidad, y con el valor de porosidad de corte obtenido anteriormente, se determinó la permeabilidad de corte (K_{corte}).

4.3.4.8. Propiedades Promedio del Yacimiento.

Luego de haber calculado las propiedades petrofísicas para la arena en estudio en cada uno de los pozos control, se procedió a calcular las propiedades promedio por espesor de arena neta, las propiedades consideradas para el cálculo promedio fueron: porosidad, permeabilidad, arcillosidad y saturación de agua.

La estimación de los valores las propiedades petrofísicas promedios de la arena estudiada, solo se pudo realizar para los yacimientos U2M LG-308 y el U2M

LG-314 ya que dentro de estos se encontraban perforados los pozos que poseían el set de registros básicos para poder estimar la petrofísica, en el caso del yacimiento U2M LG-301 se tomaron por analogía los valores promedios obtenidos para el yacimiento U2M LG-308. Por otra parte, se debe recalcar que para la estimación de la saturación de agua inicial del yacimiento U2M LG-308 solo se tomaron en cuenta los valores de S_w obtenidos de la evaluación petrofísica hecha para los pozos LG-303 y LG-312 ya que estos fueron perforados al inicio de la vida productiva del yacimiento, lo que permitía representar las condiciones originales del mismo, en el caso del yacimiento U2M LG-314 se tomaron como valores petrofísicos promedio los resultados obtenidos del pozo LG-314 ya que es el único que se encuentra en dicho yacimiento.

La ecuación empleada para el cálculo de propiedades promedio fue la siguiente:

$$X = \frac{\sum_{i=1}^n X_i * h_i}{\sum h_i} \quad (\text{Ec. 4.17})$$

Donde:

X : Propiedad promedio

X_i : Propiedad Petrofísica (porosidad, permeabilidad, arcillosidad y saturación de agua).

h_i : Espesor de arena (pies).

4.4. Validación de históricos de producción.

Antes de realizar la validación de la historia de producción de los pozos completados en la arena U2M del Campo Leona Este, fue necesario verificar a través de los diagramas mecánicos de los pozos y la correlación revisada de la arena en estudio,

que los intervalos cañoneados correspondieran a la U2M y no a otra arena, esto se hizo con el fin de tener la certeza de que la información de producción encontrada tanto en OFM como en las carpetas de los pozos, de verdad perteneciera a la arena que se estaba estudiando.

Para validar la historia de producción de los pozos productores, fue necesario utilizar varias herramientas, es decir; esta validación se realizó con la información de producción encontrada en la aplicación OFM, y las reportadas en las carpetas de pozos en físico que se encuentran en el archivo de datos de la sede administrativa Leona. La metodología usada consistió en comparar el histórico cargado en OFM y la registrada en las carpetas de pozos, esto se realizó con el fin de asegurar que las producciones acumuladas de petróleo, agua y gas tuvieran coherencia en ambas fuentes.

Por último con la información de producción que se obtuvo de OFM, se elaboró una hoja de cálculos en Excel con el propósito de determinar posibles errores en las ecuaciones cargadas en la aplicación, que pudieran generar errores en los históricos de producción. Este análisis fue realizado para validar la información de producción de hidrocarburos, de agua, %AyS, RGP y otros. Las fórmulas cargadas en la hoja de cálculos de Excel fueron las siguientes:

$$Np_{Men.Val} = q_o * t \quad (\text{Ec. 4.18})$$

$$Np_{Val)i} = Np_{Val)i-1} + \frac{Np_{Men.Val)i}}{1000} \quad (\text{Ec. 4.19})$$

$$AyS = \frac{Wp_{Men.Val}}{Wp_{Men.Val} + Np_{Men.Val}} \quad (\text{Ec. 4.20})$$

$$(\text{Ec. 4.21})$$

$$q_{o\ val} = q_L * (1 - AyS)$$

$$q_{w\ val} = \frac{AyS * q_o}{(1 - AyS)} \quad (\text{Ec. 4.22})$$

$$Wp_{Men.Val} = q_{w\ val} * t \quad (\text{Ec. 4.23})$$

$$Wp_{Val)i} = Wp_{Val)i-1} + Wp_{Men.Val)i} \quad (\text{Ec. 4.24})$$

$$Gp_{Men.Val} = q_g * t \quad (\text{Ec. 4.25})$$

$$Gp_{Val)i} = Gp_{Val)i-1} + Gp_{Me} \quad (\text{Ec. 4.26})$$

$$RGP_{Men.Val} = \frac{(q_g/1000)}{q_o} \quad (\text{Ec. 4.27})$$

$$RAP_{Men.Val} = \frac{Wp_{Men.Val}}{Np_{Men.Val}} \quad (\text{Ec. 4.28})$$

Donde:

q_o : Tasa de petróleo tomada de OFM (BPD).

$q_{o\ val}$: Tasa de petróleo validada (BPD).

t : Tiempo (Días).

$Np_{Men.Val}$: Petróleo mensual validado (BN).

$Np_{Val)i}$: Petróleo acumulado validado (BN).

q_L : Tasa de líquido (BPD).

AyS : Agua y sedimentos (fracción).

$q_{w\text{val}}$: Tasa de agua validada (BPD).

$Wp_{Men.Val}$: Agua mensual validada (BN).

$Wp_{Val(i)}$: Agua acumulada validada (BN).

q_g : Tasa de gas (PCND).

$Gp_{Men.Val}$: Gas producido mensual validado (MPCN).

$Gp_{Val(i)}$: Gas acumulado validado (MPCN).

$RGP_{Men.Val}$: Relación gas petróleo mensual validada (PCN/BN).

$RAP_{Men.Val}$: Relación agua petróleo mensual validada (BN/BN).

Luego de haber verificado que la información oficial de producción era consistente, se generaron los gráficos de producción entre los cuales están: N_p , W_p , y G_p en función del tiempo, q_o , q_w y q_g en función del tiempo, RGP y $\%AyS$ en función del tiempo, entre otros.

4.5. Discretización de producción acumulada.

Al momento de la revisión de los históricos de producción y los diagramas mecánicos, se encontró que los pozos LG-303, LG-315 y LG-362 fueron puestos a producción en varias arenas en conjunto, y dado que la producción de interés para este estudio era la de la arena U2M, se realizó una discretización de producción, basándose en la capacidad de flujo ($K \cdot h$) a través de la Ecuación de Darcy.

El método consiste en obtener las fracciones de capacidad de flujo (Khi), que aportan cada yacimiento completado y puesto en producción en el pozo, para luego multiplicar las fracciones por la producción total acumulada del pozo, en un período de tiempo determinado. La información de producción total acumulada de cada pozo, se tomó de la producción validada encontrada en la sección anterior. Los valores de permeabilidad absoluta de la arenisca fueron obtenidos mediante la evaluación petrofísica hecha a los intervalos de interés en los pozos involucrados, y los espesores cañoneados fueron obtenidos a partir de los diagramas mecánicos de los pozos.

Para el cálculo de los factores de producción, se emplearon las siguientes ecuaciones:

$$Fp_1 = \frac{k_1 * h_1}{k_1 * h_1 + k_2 * h_2} \quad (\text{Ec. 4.29})$$

$$Np_1 = Fp_1 * Np_{(\text{pozo})} \quad (\text{Ec. 4.30})$$

Donde:

Fp_1 : Factor de producción (adim).

K : Permeabilidad absoluta de la arenisca productora (mD)

h: Espesor cañoneado de la arenisca (Pies).

Np : Petróleo producido (BN).

4.6. Profundidad de referencia (DATUM).

La profundidad al DATUM es un parámetro de gran importancia, ya que mediante ésta, se podrá conocer cuál será la profundidad a la cual se deben referir las presiones

medidas en las pruebas de presión, para generar el modelo de presiones del yacimiento. Para poder validar la profundidad al DATUM oficial, se procedió a ubicar la profundidad del tope de la arena en el pozo que estuviera más arriba en la estructura y la profundidad del CAPO, con estas profundidades se calculó un promedio, el cual será la profundidad al DATUM para este estudio, la ecuación utilizada fue la siguiente:

$$Prof_{DATUM} = \frac{Prof_{\text{tope arena}} + Prof_{CAPO}}{2} \quad (\text{Ec. 4.31})$$

Donde:

$Prof_{DATUM}$: Profundidad de referencia DATUM (pbnm).

$Prof_{\text{tope arena}}$: Profundidad del tope de la arena en el pozo más arriba en la estructura. (pbnm).

$Prof_{CAPO}$: Profundidad del contacto agua petróleo (pbnm).

4.7. Caracterización del modelo dinámico.

El modelo dinámico permite definir el comportamiento y las características de los fluidos presentes en el yacimiento, determinar los mecanismos de producción, estimar reservas de hidrocarburos, entre otros. Al contar con una buena caracterización del modelo dinámico, disminuirá el grado de incertidumbre referente a la distribución de los fluidos y la manera en que estos se mueven dentro de la formación, esto conlleva a obtener mejores resultados al momento de poner en producción el yacimiento, lo que se traduce en optimización de producción.

4.7.1. Análisis de las Propiedades de los Fluidos.

4.7.1.1. Solubilidad del Gas Inicial (Rsi).

Este valor fue obtenido graficando los valores de la relación gas-petróleo arrojados por las pruebas de producción iniciales de los pozos completados en la arena estudiada, dichos valores se graficaron en función del tiempo, y trazando una línea de tendencia que cortara el eje vertical, se pudo leer el valor de la solubilidad del gas inicial correspondiente al yacimiento en estudio.

4.7.1.2. Gravedad API (°API)

Se obtuvo a partir de la gráfica de grados API vs. tiempo, en ésta se trazó una línea recta y seguidamente se tomó el valor donde los puntos presentaron la misma tendencia. Es importante acotar que la información utilizada para generar este gráfico fue obtenida a partir de las pruebas de producción realizadas a los pozos completados en la arena en estudio.

4.7.1.3. Gravedad del Gas (γ_g).

Este parámetro fue calculado a través de la correlación de Hernandez y Pichon, ya que de estudios previos se ha comprobado que esta ofrece mejores resultados adaptados al campo en estudio.^[26]

$$\gamma_g = 0,01438 * \text{°API} + 0,4657 \quad (\text{Ec. 4.32})$$

Donde:

γ_g : Gravedad del gas (adim).

°API : Grados API del crudo.

4.7.1.4. Presión Inicial del Yacimiento.

En el caso del yacimiento U2M LG-308 este valor se obtuvo a partir del modelo de presiones al Datum graficadas versus producción acumulada de petróleo y luego fue comparada con el resultado obtenido a partir de la correlación de la TOTAL para crudos del Oriente de Venezuela, pero para los yacimientos U2M LG-301 y U2M LG-314 la presión inicial solo se pudo obtener a través de la correlación de la TOTAL, ya que dichos yacimientos no cuentan con pruebas de presiones que permitieran determinar su presión inicial. La ecuación usada fue la siguiente:

$$P_i = 0,433 * H. datum + 71,117 \quad (\text{Ec. 4.33})$$

Donde:

P_i : Presión inicial (Lpc).

$H. datum$: Profundidad al Datum (pies).

4.7.1.5. Temperatura Inicial del Yacimiento.

Se determinó mediante el gráfico de Temperatura vs. profundidad generado a partir de los datos de las pruebas RFT y FMT realizadas en la arena estudiada, utilizando el gradiente geotérmico calculado para la zona, se obtuvo el valor de la temperatura inicial correspondiente a la profundidad de referencia (DATUM), luego dicho valor de temperatura fue comparado con el obtenido a partir de la correlación desarrollada por la TOTAL para crudos de Oriente.

✚ **Gradiente Geotérmico obtenido a partir de las pruebas RFT y FMT**

$$T_{yac} = 0,0144 * H. datum + 97,898 \quad (\text{Ec. 4.34})$$

✚ Correlación de la TOTAL

$$T_{yac} = 0,0167 * H. datum + 95,668 \quad (\text{Ec. 4.35})$$

Donde:

T_{yac} : Temperatura del yacimiento (°F).

$H. datum$: Profundidad al Datum (pies).

4.7.2. Obtención del PVT.

Para poder caracterizar los fluidos encontrados en el yacimiento, se debe contar con un análisis PVT que sea consistente y representativo, pero debido a que la arena en estudio carece de dichas pruebas de laboratorio, se tuvo que generar un PVT sintético a partir de correlaciones matemáticas, usando una hoja de cálculos en Excel.

Para generar el PVT sintético, se requerían conocer ciertos parámetros: Solubilidad del gas inicial, grados API del crudo, gravedad del gas, temperatura del yacimiento y la presión inicial del yacimiento. Estos parámetros fueron obtenidos usando la metodología explicada en el punto anterior.

Es importante destacar que debido a la falta de información de producción de los yacimientos U2M LG-301 y U2M LG-314, para poder estimar las propiedades PVT propias de dichos yacimientos, se tomaron por analogía los datos de R_{si} , °API y

gravedad del gas del yacimiento U2M LG-308. Las correlaciones usadas fueron las siguientes:

4.7.2.1. Presión de Burbujeo (P_b).

Este valor fue obtenido por medio de la correlación de la TOTAL, ya que esta fue la que mostró el resultado que más se ajustaba a las condiciones del área estudiada.^[26]

$$P_b = A * \left[\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right]^B * 10^Y \quad (\text{Ec. 4.36})$$

$$Y = C * T - (D * ^\circ API) \quad (\text{Ec. 4.37})$$

Donde:

P_b : Presión de burbujeo (Lpca).

R_{sb} : Relación gas-petróleo en solución @ P_b (PCN/BN).

γ_g : Gravedad del gas en solución (adim).

T : Temperatura ($^\circ\text{F}$).

$^\circ\text{API}$: Grados API del petróleo de tanque ($^\circ\text{API}$).

4.7.2.2. Relación Gas-Petróleo en Solución (R_s).

Al igual que con la presión de burbujeo, para el cálculo de la relación gas-petróleo en solución, se utilizó la correlación de la TOTAL ya que fue la que mejor se ajustaba al valor de R_s que se estimó con las pruebas de producción.

$$R_{sb} = \gamma_g * \left[\frac{(P_b) - 10^Y}{E} \right]^H \quad (\text{Ec. 4.38})$$

$$Y = F * \text{°API} - G * T \quad (\text{Ec. 4.39})$$

Donde:

P_b : Presión de burbujeo (Lpca).

R_{sb} : Relación gas-petróleo en solución @ Pb (PCN/BN).

γ_g : Gravedad del gas en solución (adim).

T : Temperatura (°F).

°API : Grados API del petróleo de tanque (°API).

Tabla 4.1. Valores de las Constantes de las Ecuaciones de Presión de Burbujeo y Solubilidad del Gas en el Petróleo.

Constante	°API ≤ 10	10 < °API ≤ 35	35 < °API ≤ 45
A	12,847	25,2755	216,4711
B	0,9636	0,7617	0,6922
C	0,000993	0,000835	-0,000427
D	0,03417	0,011292	0,02314

Tabla 4.1. Valores de las Constantes de las Ecuaciones de Presión de Burbujeo y Solubilidad del Gas en el Petróleo (Continuación).

Constante	°API ≤ 10	10 < °API ≤ 35	35 < °API ≤ 45
E	12,2651	15,0057	112,925
F	0,030405	0,0152	0,0248
G	0	0,000484	-0,001469
H	0,9699	1,095	1,129

4.7.2.2. Factor Volumétrico del Petróleo (β_o)

4.7.2.2.1. Factor Volumétrico del Petróleo (Yac. Saturados).

$$\beta_{ob} = 0,9759 + 1,2 * 10^{-4} * A^{1,2} \quad (\text{Ec. 4.40})$$

$$A = R_{sb} * \left[\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right]^{1/2} + 1,25 * T \quad (\text{Ec. 4.41})$$

Donde:

β_{ob} : Factor volumétrico del petróleo a $P \leq P_b$ (BY/BN).

R_{sb} : Relación gas-petróleo en solución @ P_b (PCN/BN).

γ_g : Gravedad del gas en solución (adim).

γ_o : Gravedad del petróleo (adim).

T : Temperatura (°F).

4.7.2.2.2. Factor Volumétrico del Petróleo (Yac. Sub-saturados).

$$\beta_o = \beta_{ob} * e^{Co(P_b - P)} \quad (\text{Ec. 4.42})$$

Donde:

β_o : Factor volumétrico del petróleo a $P > P_b$ (BY/BN).

β_{ob} : Factor volumétrico del petróleo @ P_b (BY/BN).

P_b : Presión de burbujeo (Lpca).

P : Presión de interés (Lpca).

C_o : Compresibilidad del petróleo (Lpc^{-1}).

4.7.2.3. Viscosidad del Petróleo (μ_o).

4.7.2.3.1. Viscosidad del Petróleo (Yac. Saturados).

La viscosidad del petróleo fue estimada a partir de la correlación de Beggs y Robinson.^[26]

$$\mu_{ob} = A * (\mu_{OD})^B \quad (\text{Ec. 4.43})$$

$$A = 10,715 * (R_s + 100)^{-0,515} \quad (\text{Ec. 4.44})$$

$$B = 5,44 * (R_s + 150)^{-0,338} \quad (\text{Ec. 4.45})$$

$$\mu_{OD} = 10^X - 1 \quad (\text{Ec. 4.46})$$

$$X = Y * T^{-1,163} \quad (\text{Ec. 4.47})$$

$$Y = 10^Z \quad (\text{Ec. 4.48})$$

$$Z = 3,0324 - 0,02023 * API \quad (\text{Ec. 4.49})$$

Donde:

μ_{ob} : Viscosidad del petróleo a $P \leq P_b$ (Cps).

μ_{OD} : Viscosidad del petróleo muerto (Cps).

R_g : Relación gas-petróleo en solución (PCN/BN).

T : Temperatura (°F).

$^{\circ}API$: Grados API del petróleo de tanque (°API).

4.7.2.3.2. Viscosidad del Petróleo (Yac. Sub-saturados).

Para el cálculo de la viscosidad del petróleo a presiones por encima de la presión de burbujeo la correlación usada fue la de Vásquez y Beggs.

$$\mu_o = \mu_{ob} * \left(\frac{P}{P_b}\right)^m \quad (\text{Ec. 4.50})$$

$$m = 2,6 * P^{1,187} * e^{(-11,513 - 8,99 * 10^{-5} * P)} \quad (\text{Ec. 4.51})$$

4.7.2.4. Viscosidad del Gas (μ_g).

Para determinar la viscosidad del gas se usó la correlación de Lee, A.L, González, M.H y Eakin, B.E. [26]

$$\mu_g = K * \frac{e^{(X * P_g^Y)}}{10^4} \quad (\text{Ec. 4.52})$$

$$M_g = 28,96 * \gamma_g \quad (\text{Ec. 4.53})$$

$$K = \frac{(9,4 + 0,02 * M_g) * T^{1,5}}{209 + 19 * M_g + T} \quad (\text{Ec. 4.54})$$

$$X = 3,5 + \frac{986}{T} + 0,01 * M_g \quad (\text{Ec. 4.55})$$

$$Y = 2,4 - 0,2 * X \quad (\text{Ec. 4.56})$$

$$\rho_g = 1,4935 * 10^{-3} * \frac{P * M_g}{Z * T} \quad (\text{Ec. 4.57})$$

Donde:

μ_g : Viscosidad del gas (Cps).

M_g : Peso molecular del gas (Lbs/lb-mol).

γ_g : Gravedad del gas (adim).

ρ_g : Densidad del gas (gr/cc).

T : Temperatura absoluta (°R).

P : Presión (Lpca)

Z : Factor de compresibilidad del gas (adim).

4.7.2.5. Factor Volumétrico del Gas (β_g).

$$\beta_g = 0,02829 * \frac{Z * T}{P} \quad (\text{Ec. 4.58})$$

Donde:

β_g : Factor volumétrico del gas (PCY/BN).

T : Temperatura absoluta (°R).

P: Presión (Lpca)

Z : Factor de compresibilidad del gas (adim).

4.7.3. Permeabilidades Relativas (Kr).

Para generar las curvas de permeabilidades relativas, se usaron correlaciones matemáticas debido a que la arena estudiada carecía de muestras de núcleos que permitieran estimar con mayor certeza el comportamiento de dichas curvas. Para poder generar las curvas de permeabilidades relativas, se utilizó una hoja de cálculos en Excel y los modelos matemáticos usados fueron los de la TOTAL creadas para los yacimientos del Oriente de Venezuela tanto para el sistema agua-petróleo como para el sistema gas-petróleo. El dato necesario para construir las curvas de permeabilidad era la saturación de agua inicial, que fue obtenida a partir de la evaluación petrofísica.

Es de importancia resaltar que debido a la falta de información petrofísica del yacimiento U2M LG-301 y para poder generar las curvas de permeabilidades relativas correspondientes a dicho yacimiento, se tomaron por analogía los datos del yacimiento U2M LG-308.

4.7.3.1. Sistema Agua-Petróleo (Arenas Consolidadas).

Para generar las curvas de permeabilidad relativa en el sistema agua-petróleo fue necesario calcular la saturación residual de petróleo en la zona invadida por agua

(S_{orw}), este valor de saturación residual fue calculado por medio de la correlación de la TOTAL.

$$S_{orw} = 0,32 * (1 - S_{wc}) \quad (\text{Ec. 4.59})$$

Donde:

S_{orw} : Saturación residual de petróleo (fracción).

S_{wc} : Saturación de agua connata (fracción).

$$K_{rw} = \left[\frac{K_{rw_{\max}}}{0,2} \right] * S_w^{\left(\frac{2+3\lambda}{\lambda}\right)} \quad (\text{Ec. 4.60})$$

$$S_w' = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \quad (\text{Ec. 4.61})$$

$$K_{row} = K_{ro_{\max}} * (S_{of}^*)^2 * \left[1 - (1 - S_{of}^*)^{\left(\frac{2+\lambda}{\lambda}\right)} \right] \quad (\text{Ec. 4.62})$$

$$S_{of}^* = \frac{1}{2} * (S_o^* - S_{orw}^*) * \left[1 + \sqrt{1 + \frac{4 * S_{orw}^*}{(1 - S_{orw}^*) * (S_o^* - S_{orw}^*)}} \right]$$

(Ec. 4.63)

$$S_{orw}^* = \frac{S_{orw}}{1 - S_{wc}} \quad (\text{Ec. 4.64})$$

$$S_o^* = \frac{S_o}{1 - S_{wc}} \quad (\text{Ec. 4.65})$$

Donde:

K_{rw} : Permeabilidad relativa del agua (adim).

$K_{rw_{\text{máx}}}$: Permeabilidad relativa máxima del agua (adim).

S_w : Saturación de agua (fracción).

S_{wc} : Saturación de agua connata (fracción).

K_{row} : Permeabilidad relativa del petróleo (adim).

$K_{ro_{\text{máx}}}$: Permeabilidad relativa máxima del petróleo (adim).

λ : Índice de distribución del tamaño de los poros ($\lambda = 1,668$) (adim).

El valor de $K_{rw_{\text{máx}}}$ fue obtenido a partir de la figura 4.2, y fue calculado en función de $(1 - S_{orw} - S_{wc})$, en el caso del $K_{ro_{\text{máx}}}$, este fue obtenido de la figura 4.3.

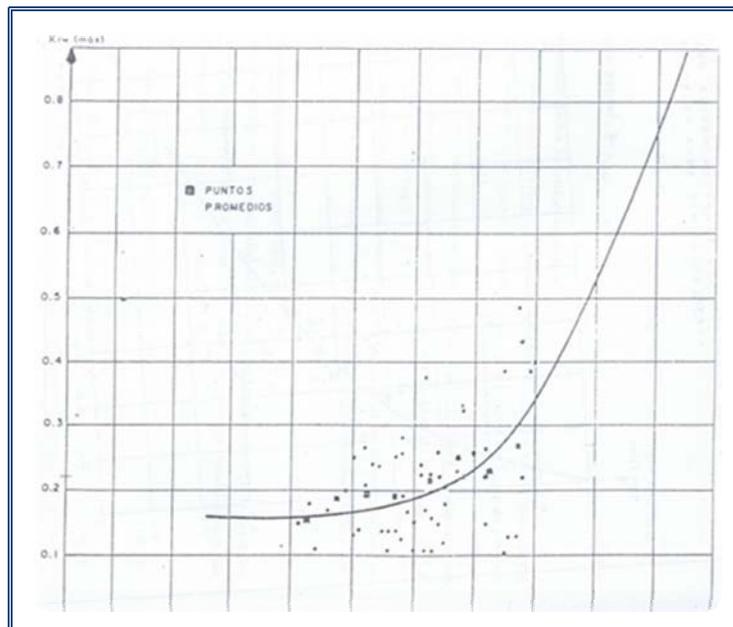


Figura 4.2. Cálculo de $K_{rw\max}$.

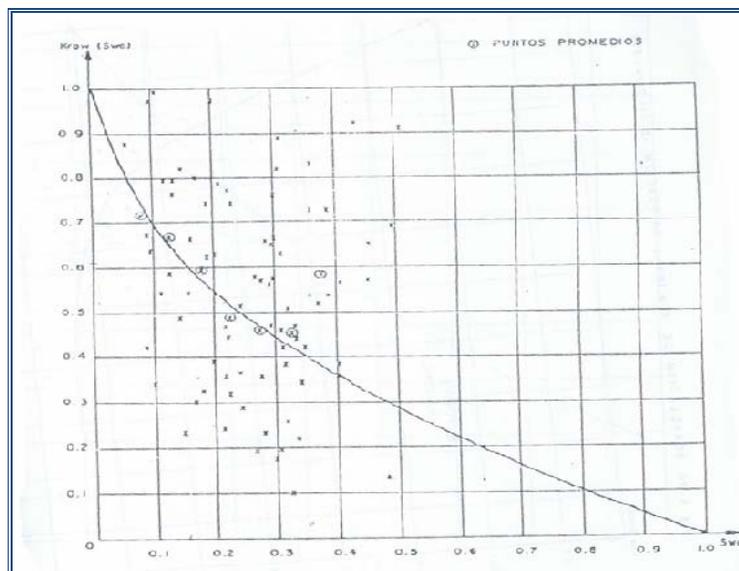


Figura 4.3. Cálculo de K_{romax} .

4.7.3.2. Sistema Gas-Petróleo (Arenas Consolidadas).

Asumiendo un índice de distribución de poros ($\lambda = 1,668$), las ecuaciones para el cálculo de permeabilidad relativa en un sistema gas-petróleo son:

$$K_{rog} = \left[\frac{S_o - 0,4 * (1 - S_{wc})}{0,6 * (1 - S_{wc})} \right]^2 * S_o^{2,2} \quad (\text{Ec. 4.66})$$

$$S_o^* = \frac{S_o}{1 - S_{wc}} \quad (\text{Ec. 4.67})$$

$$K_{rg} = K_{rog} * \left[\frac{K_{rg}}{K_{rog}} \right] \quad (\text{Ec. 4.68})$$

Donde:

K_{rog} : Permeabilidad relativa del petróleo (adim).

K_{rg} : Permeabilidad relativa del gas (adim).

S_o : Saturación de petróleo (fracción).

S_{wc} : Saturación de agua connata (fracción).

K_{rg}/K_{rog} : Se obtiene de la figura 4.4 (en función de $S_g - S_{gc} / 1 - S_{wc} - S_{org} - S_{gc}$).

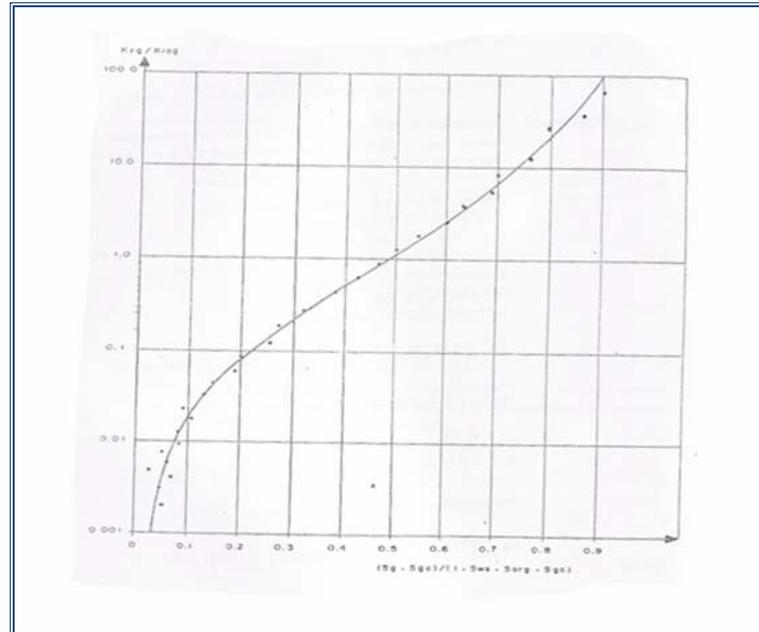


Figura 4.4 Cálculo de Krg/Krog.

4.7.4. Obtención del Gradiente del Yacimiento.

El cálculo del gradiente se efectuó utilizando propiedades volumétricas obtenidas de los PVT previamente validados a partir de la ecuación:

$$G_{yac} = \frac{\rho_o}{144} \quad (\text{Ec. 4.69})$$

Donde:

G_{yac} = Gravedad del yacimiento (Lpc/ft).

ρ_o = Densidad del petróleo (lb/PCN).

Para el cálculo del gradiente del yacimiento fue necesario calcular la densidad del crudo la cual se calculó a través de la siguiente ecuación:

$$\rho_o = \frac{\rho_{g\ ST} * (0,178 * R_s) + 1.000 * (\rho_{o\ ST} / 62,4)}{B_{oi}} \quad (\text{Ec. 4.70})$$

$$\rho_{o\ ST} = \gamma_o * 62,31 \quad (\text{Ec. 4.71})$$

$$\rho_{g\ ST} = \gamma_g * 0,07634 \quad (\text{Ec. 4.72})$$

Donde:

ρ_o : Densidad del petróleo (Kg/m³).

$\rho_{g\ ST}$: Densidad del gas a condiciones normales (estándar en lb/pie³) llevar a Kg/m³.

R_s : Relación Gas Petróleo en solución inicial (PCN/BN).

$\rho_{o\ ST}$: Densidad del crudo a condiciones estándar (lb/pie³).

Debido a que la ρ_o de la Ec. 4.70 se obtiene en Kg/m³, fue necesario realizar la conversión de unidades para poder obtener este parámetro en (lb/pie³), este cálculo fue realizado con la siguiente ecuación:

$$\rho_o \text{ (lb/pie}^3\text{)} = 0,0623 * \rho_o \text{ (Kg / m}^3\text{)} \quad (\text{Ec. 4.73})$$

Donde:

ρ_o : Densidad del petróleo.

4.7.5. Modelo de Presiones del Yacimiento.

Los valores de presión de un yacimiento son necesarios para controlar el desarrollo y la producción del mismo, al contar con un modelo de presiones representativo del

yacimiento, se podrá tener un menor grado de incertidumbre en caso de que se quiera simular o predecir el comportamiento de la presión con el paso del tiempo.

Para poder obtener el modelo de presiones del yacimiento, se empleó la metodología explicada a continuación:

El primer paso consistió en buscar en la base de datos de la empresa, cualquier información referente a pruebas de presión realizadas en el yacimiento, durante esta etapa se encontró que en varios pozos perforados en la arena U2M del Campo Leona Este (en total 7 pozos), fueron llevadas a cabo pruebas probadoras de formaciones como lo son: RFT y FMT.

Luego se validó que los puntos de presión tomados por la herramienta hayan sido estables, es decir; se verificó que durante la toma de presión la herramienta haya sellado y que el tiempo de toma haya sido el adecuado. Seguidamente todas las profundidades correspondientes a los puntos de presión fueron llevadas a pbnm ó TVDSS, de la siguiente manera:

$$Prof.pbnm = Prof.TVD - EMR \quad (Ec. 4.74)$$

Donde:

Prof.pbnm : Profundidad bajo el nivel del mar (pies).

Prof.TVD : Profundidad vertical verdadera (pies).

EMR : Elevación de la mesa rotaria (pies).

La elevación de la mesa rotaria fue obtenida a partir de los registros de cada uno de los pozos. Se realizó el gráfico de presión medida en función de Prof. pbnm,

para obtener el gradiente de presión pozo a pozo, también se verificó que los puntos mostraran una variación consistente con profundidad, con el objeto de obtener gradientes de presión válidos.

Seguidamente se efectuó la corrección de las presiones a un nivel de referencia, utilizando la presión medida a una profundidad correspondiente, la ecuación utilizada fue la siguiente:

$$P_{medida} = P_{ref} + (Prof_{medida} - Prof_{ref}) * G_{yac} \quad (\text{Ec. 4.75})$$

Donde:

P_{medida} : Presión medida (lpc).

G_{yac} : Gradiente del yacimiento (lpc/pie).

P_{ref} : Presión de referencia (pies).

$Prof_{ref}$: Profundidad de referencia (pies).

$Prof_{medida}$: Profundidad medida (pies).

Posteriormente se llevaron estos puntos de presión a la profundidad al Datum, haciendo uso de la siguiente ecuación:

$$P_{DATUM} = P_{medida} + (Prof_{DATUM} - Prof_{medida}) * G_{yac} \quad (\text{Ec. 4.76})$$

Donde:

P_{DATUM} : Presión medida (Lpc).

G_{yacc} : Gradiente del yacimiento (Lpc/pie).

P_{medida} : Presión medida (Lpc).

$Prof_{DATUM}$: Profundidad al DATUM (pies).

$Prof_{medida}$: Profundidad medida (pies).

Por último se realizaron gráficos de presión medida en función del tiempo y producción acumulada de petróleo, tomando en cuenta todos los puntos de presión calculados en cada pozo, esto se hizo con el objetivo de verificar el estado energético en que se encontraba el yacimiento y descartar los puntos de presión que no siguieran la misma tendencia.

4.8. Ubicación del contacto agua-petróleo actual.

Para poder trazar la línea que mostrara el avance del contacto de agua en la arena en estudio, fue necesario integrar la información de los registros de los últimos pozos perforados en la arena U2M, así como también información de producción que mostrara los valores de %AyS y de esta manera tener una idea del avance del contacto de agua en el yacimiento.

4.9. Cálculos de volúmenes originales en sitio.

4.9.1. Método Volumétrico.

4.9.1.1. Estimación del POES.

Para poder estimar el POES se requiere conocer ciertos parámetros como: factor volumétrico inicial del petróleo, saturación de agua inicial, porosidad y volumen total

del yacimiento. La estimación de dichos parámetros se realizó de la siguiente manera: la porosidad y la saturación de agua inicial se obtuvieron de la evaluación petrofísica realizada, el volumen total del yacimiento fue estimado mediante la aplicación AUTOCAD, y el factor volumétrico inicial del petróleo se obtuvo a partir del PVT sintético explicado en pasos anteriores. La ecuación utilizada para estimar el petróleo original en sitio es la siguiente:

$$POES = \frac{7758 \cdot V_t \cdot \phi \cdot (1 - S_{wi})}{B_{oi}} \quad (\text{Ec. 4.77})$$

Donde:

POES : Petróleo original en sitio (BN).

Vt: Volumen total del yacimiento (Acre-pie).

S_{wi}: Saturación de agua inicial (fracción).

ϕ: Porosidad (fracción).

B_{oi}: Factor volumétrico del petróleo inicial (BY/BN).

4.9.1.2. Estimación del GOES.

Luego de haber estimado el POES, se determinó el valor del GOES, para este cálculo se usó el valor de solubilidad del gas inicial calculado anteriormente, la ecuación utilizada fue la siguiente:

$$GOES = POES \cdot R_{si} \quad (\text{Ec. 4.78})$$

Donde:

GOES: Gas original en sitio (PCN).

POES: Petróleo original en sitio (BN).

R_{si}: Solubilidad del gas inicial (PCN/BN).

4.10. Generación del plan de explotación.

Con la finalidad de generar el plan de explotación que permitiera optimizar la producción de los volúmenes remanentes de hidrocarburos, fue necesario integrar el modelo estático y dinámico del yacimiento estudiado, una vez estos hayan sido validados. Con la información suministrada por cada modelo se pudo determinar las zonas más prospectivas a ser sometidas a explotación. Conjuntamente con el paso anterior; se revisaron las condiciones de los pozos completados en las zonas seleccionadas, y utilizando los históricos de producción de estos pozos se realizó el pronóstico que permitiera estimar del potencial con el que pudieran arrancar a producción los pozos propuestos a perforar; y por último se pudieron calcular los factores de recobro y las reservas remanentes de los yacimientos estudiados.

4.10.1. Ubicación de las Zonas Prospectivas del Yacimiento.

En esta etapa se utilizaron los mapas de isopropiedades realizados en OFM así como también el mapa isópaco-estructural que mostrara el avance del contacto agua-petróleo; esto con el objetivo de ubicar las zonas más prospectivas del yacimiento que aún puedan ser drenadas, con la perforación de nuevos pozos.

4.10.2. Propuestas de Perforación de Pozos para el Plan de Explotación.

Para la selección de las nuevas localizaciones fue necesario realizar un estudio de las condiciones de los pozos completados en las cercanías de las zonas con mejores características petrofísicas seleccionadas en el paso anterior; para la selección de las nuevas localizaciones se tomó en cuenta que éstas se ubicaran en las zonas de mayor elevación estructural, para evitar que estos pozos se vieran afectados por el avance del contacto agua-petróleo.

4.10.3. Estimación del Potencial Inicial de los Pozos Propuestos.

En esta etapa se procedió a seleccionar los históricos de producción de los pozos vecinos, y se realizaron gráficas de tasa bruta y tasa neta Vs. tiempo, para luego tomar un promedio de la tasa con la que abrirían a producción los nuevos pozos, este valor de tasa sería representativa ya que se tomó en el intervalo en donde la producción presentara un comportamiento constante. Seguidamente aplicando una declinación exponencial de la producción se pudo determinar cual sería el tiempo de vida productiva de los pozos, para este análisis se tomó como límite económico un RAP de 35.

4.10.4. Estimación de Reservas.

Para estimar las reservas remanentes del yacimiento se utilizó una hoja de cálculos en Excel, y usando los cálculos del POES y GOES volumétricos, se determinaron las reservas recuperables y remanentes del yacimiento.

4.10.5. Cálculo de Factor de Recobro.

Para calcular el factor de recobro primario y el factor de recobro actual del yacimiento, fue necesario integrar la data calculada en la evaluación petrofísica con los valores de algunas propiedades PVT tanto del agua como del petróleo.

El factor de recobro primario se calculó a través de la ecuación 4.79, y el factor de recobro actual del yacimiento se calculó usando la ecuación 4.80.

+ Factor de Recobro Primario.

$$Frp = 54,898 * \left[\frac{\phi * (1 - Swi)}{Boi} \right]^{0,042} * \left(\frac{K * \mu_{wi}}{\mu_{oi}} \right)^{0,077} * Swi^{-0,1983} * \left(\frac{Pb}{Pa} \right)^{-0,2159}$$

(Ec. 4.79)

Donde:

Frp: Factor de recobro primario.

ϕ : Porosidad promedio del yacimiento (fracción).

Swi: Saturación de agua inicial (fracción).

β_{oi} : Factor volumétrico inicial del petróleo (BY/BN).

K: Permeabilidad (mD).

μ_w : Viscosidad del agua (cps).

μ_o : Viscosidad del petróleo. (cps).

Pb: Presión de burbujeo (Lpc).

Pa: Presión de abandono (Lpc).

✦ **Factor de Recobro Actual.**

$$Fra = \left(\frac{Np}{POES} \right) \quad (\text{Ec. 4.80})$$

Donde:

Fra: Factor de recobro actual.

Np: Producción acumulada de petróleo (MBN).

POES: Petróleo original en sitio (MBN).

4.10.6. Evaluación Económica.

Luego de realizar la selección de las zonas destinadas a explotación, y haber hecho la predicción del comportamiento de producción de los pozos propuestos a ser perforados, se procedió a realizar el estudio económico, con el fin de determinar el tiempo de retorno del capital invertido y las ganancias obtenidas, para así poder demostrar la rentabilidad del plan de explotación a llevar a cabo.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1. Análisis del modelo estático.

5.1.1 Mapa Isópaco-Estructural.

El mapa obtenido como resultado final (Apéndice A) luego de la revisión geológica realizada con el apoyo de los geólogos pertenecientes a la Unidad de Estudios Integrados de la empresa Petroritupano, es bastante similar al mapa oficial existente para la arena U2M del campo Leona Este, en éste se observa que la arena estudiada en el yacimiento U2M LG-308 está conformada por una trampa estructural-estratigráfica con forma de homoclinal la cual tiene buzamiento hacia el norte. El yacimiento U2M LG-308 tiene como límites por el norte: un sistema de fallas normales secundarias con buzamiento hacia el norte y el contacto agua petróleo, por el sur limita con la falla normal principal de la región, por el este limita con el cierre del contacto agua petróleo con la falla y por el oeste con un límite de roca que lo separa del yacimiento U2M LG-314, este último limita tanto por el norte como por el oeste con el contacto agua-petróleo original, por el sur limita con la falla principal del campo, y por el este limita tanto con el cierre del contacto agua-petróleo original con el límite de roca existente. El yacimiento U2M LG-301 es una trampa estructural con forma de anticlinal y presenta como límite tanto por el norte, este y oeste el contacto agua-petróleo original y por el sur limita con una falla secundaria con buzamiento hacia el norte. En el mapa mostrado se puede observar que el yacimiento U2M LG-308 presenta mayores espesores hacia el este, y que el yacimiento U2M LG-314 posee los mayores espesores hacia el oeste.

5.1.2 Secciones Estratigráficas.

Con el apoyo de la interpretación de los registros se elaboró una sección estratigráfica en sentido perpendicular a la sedimentación (A-A') con orientación Suroeste-Noreste, en esta sección se pudo definir la extensión lateral de la arena U2M y se observa que esta presenta continuidad con espesores relativamente uniformes (Apéndice A).

5.1.3 Modelo Sedimentológico.

La definición del modelo sedimentológico se realizó en base al mapa de facies (Apéndice A) el cual permitió establecer la distribución y patrones areales de estratificación. Este modelo de facies en sentido Sur-Norte fue realizado basándose en las respuestas eléctricas de los registros de todos los pozos encontrados en la arena U2M. El mapa realizado muestra que esta arena está definida por barras de desembocadura y zonas de canales meandriiformes.

En el caso del yacimiento U2M LG-308 se observa que la arena fue depositada en una zona de barras atravesada por dos canales, en donde destaca por su gran extensión el canal ubicado al este del mapa, y con respecto al otro canal que atraviesa la barra de desembocadura central, este presenta una forma meandriiforme bien definida, a partir de la información del mapa de facies se puede decir que las zonas más limpias del yacimiento están representadas por las zonas de canales. El yacimiento U2M LG-314 fue depositado en una zona de canales.

5.1.4 Modelo Petrofísico.

La obtención del modelo petrofísico tiene como fin el determinar las zonas del yacimiento con las mejores calidades de roca, es decir, las más prospectivas para la

explotación, así como también permite la estimación de parámetros necesarios para realizar los cálculos volumétricos de hidrocarburos en sitio.

Para este estudio solo fue posible realizar el análisis petrofísico a 12 de los 40 pozos que están perforados en la arena U2M, entre los cuales 10 son pozos control, y los 2 restantes cuentan con registros neutrón como registros de porosidad.

5.1.4.1 Parámetros de Corte.

Luego de haber realizado los cálculos por pozos de los parámetros petrofísicos (ver Apéndice C) se calcularon los parámetros de cortes, los cuales permiten establecer los límites de la calidad de la arena. Cabe resaltar que los parámetros de corte fueron obtenidos a partir del R_t de corte ya establecido para el campo estudiado.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 5.1. Parámetros de Corte Obtenidos de la Evaluación Petrofísica.

Parámetros de Corte	
Resistividad (Ohm-m)	$R_t > 5$
Saturación de Agua (%)	$S_w > 55$
Porosidad (%)	$\phi > 11$
Arcillosidad (%)	$V_{sh} < 45$
Permeabilidad (mD)	$K > 55$

5.1.4.2 Propiedades Promedio.

Los resultados obtenidos al aplicar la ecuación de los promedios ponderados descrita en el capítulo IV son los siguientes:

Tabla 5.2. Valores Promedio de las Propiedades de los Yacimientos U2M LG-301 y U2M LG-308.

Propiedades Promedio	
Porosidad (%)	17
Permeabilidad (mD)	286,4
Saturación de Agua (%)	17
Arcillosidad (%)	3

Tabla 5.3. Valores Promedio de las Propiedades del Yacimiento U2M LG-314.

Propiedades Promedio	
Porosidad (%)	20
Permeabilidad (mD)	565,25
Saturación de Agua (%)	21
Arcillosidad (%)	6

5.1.4.3 Mapas de Isopropiedades.

En base a los resultados obtenidos de la evaluación petrofísica (ver Apéndice C), se puede decir que las zonas con mejores propiedades petrofísicas se encuentran en las zonas de canales, donde los valores de arcillosidad se encuentra entre 0,6 y 5,1 % a diferencia de la zona central donde se encuentra la barra de desembocadura en donde la arcillosidad oscila entre 5,9 y 6,1 %, es importante recalcar que la arena presenta valores bastante bajos de arcillosidad, por lo que se puede decir que es una arena bastante limpia. En relación a la porosidad, esta presenta mayores porcentajes en las zonas de canales (entre 16,4 y 18,1 %), siendo valores bastante aceptables, ya que la porosidad de corte del campo estudiado es de 11 %, indicando que la arena U2M presenta porosidades por encima a dicho parámetro de corte. Por otra parte en el mapa de isopermeabilidad se puede observar con claridad que esta propiedad presenta valores mayores a los 180 mD en las zonas de canal, considerándose una permeabilidad bastante buena, indicando la buena capacidad que tiene la roca para permitir el flujo de fluidos, es de importancia hacer notar que la permeabilidad

muestra valores de cero en las zonas cercanas al límite oeste del yacimiento, y esto se debe al límite de roca existente en esa zona (figura N°8, Apéndice C).

Por último en el mapa de isosaturación de agua, se observa que ésta propiedad presenta un comportamiento relativamente uniforme, y que los valores más altos de saturación se encuentra en las zonas cercanas al contacto agua-petróleo que limita al yacimiento.

5.2. Validación de históricos de producción.

5.2.1 Validación de la Data de Producción.

La producción de hidrocarburos es uno de los parámetros más importantes que intervienen en la caracterización de un yacimiento, el análisis de producción se realizó a manera de estudiar en detalle el comportamiento del yacimiento.

Como se dijo en el capítulo anterior, los históricos de producción de los pozos pertenecientes al yacimiento U2M LG-308 fueron tomados de la base de datos de Oil Field Manager (OFM) así como también del archivo físico (carpeta de pozo).

Luego de haber validado que la producción encontrada en la base de datos perteneciera a la arena en estudio, y una vez aplicadas las ecuaciones necesarias para validar la producción descritas en el capítulo IV, se realizó la discretización de producción.

Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Tabla 5.4. Comparación entre Volúmenes Oficiales y Volúmenes Validados (Yacimiento U2M LG-308).

Np OFM (MMBN)	Np Validado (MMBN)	% Diferencia
1,177	1,072	8,9
Wp OFM (MMBN)	Wp Validado (MMBN)	% Diferencia
4,218	3,598	14,7
Gp OFM (MMPCN)	Gp Validado (MMPCN)	% Diferencia
1048,64	894,507	14,7

Como se observa, existe una diferencia considerable entre los valores oficiales y los obtenidos según este estudio, esta discrepancia se debe a que algunos pozos (LG-303, LG-315 y LG-362) tenían producciones en conjunto con otras arenas y esta fue cargada al yacimiento U2M LG-308, los valores de Np, Gp y Wp obtenidos según este estudio son el resultado de la validación que se hizo utilizando las ecuaciones planteadas en el capítulo IV y de la discretización de producción realizada a los pozos antes mencionados, esto con el fin de estimar que cantidad de petróleo, gas y agua le correspondían a la arena en estudio.

Según la Tabla 5.4 el verdadero valor de petróleo producido es 1,072 MMBN, de agua producida es 3,598 MMBN y de gas producido es 894,507 MMPCN, lo que representa una disminución de casi 9 % con respecto al Np reportado oficial y de casi un 15 % tanto del Wp como del Gp oficiales.

Para detallar la diferencia entre los valores oficiales y los obtenidos según este análisis, se presentan los siguientes gráficos:

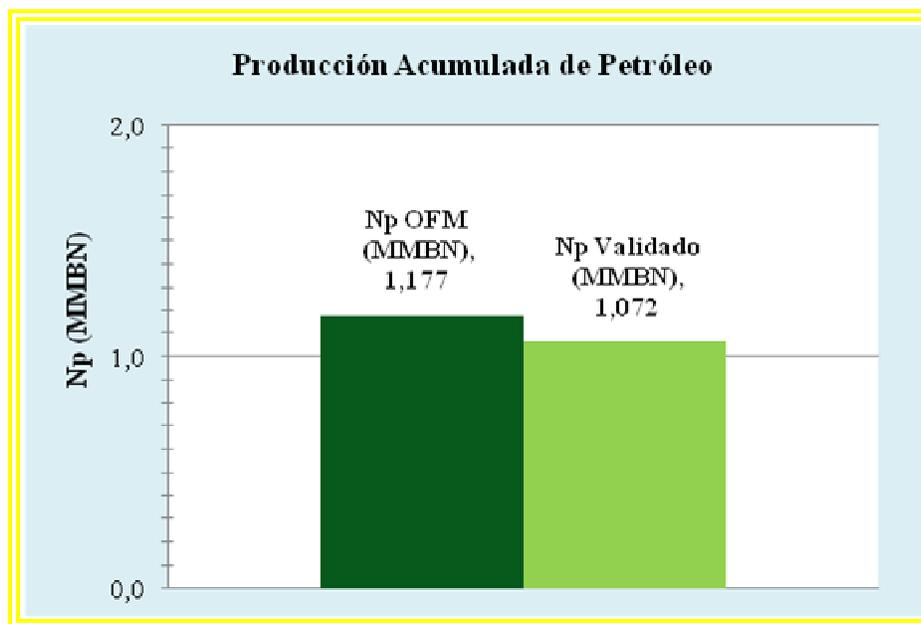


Figura 5.1. Diferencia entre Valor Oficial y Validado del Np.

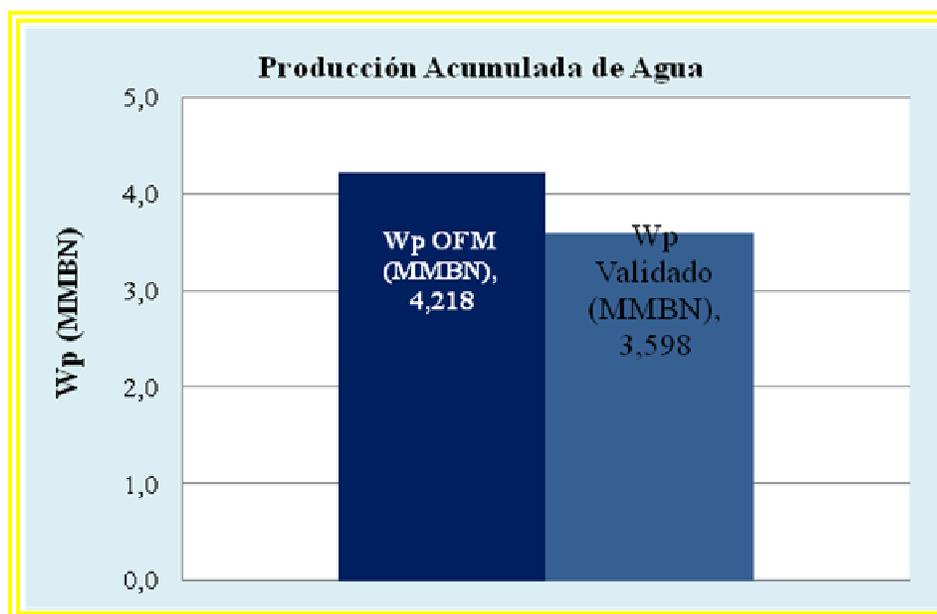


Figura 5.2 Diferencia entre Valor Oficial y Validado del Wp.

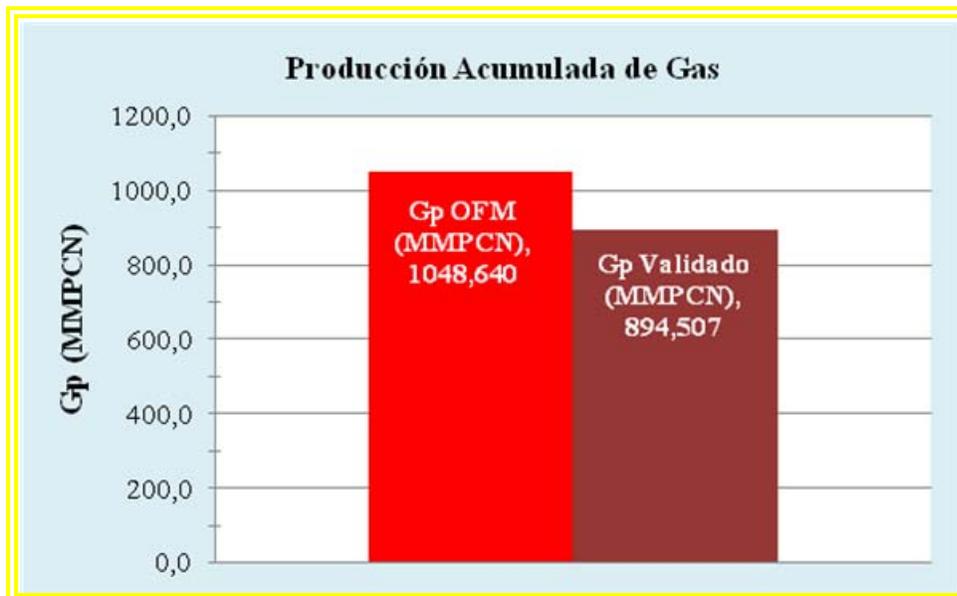


Figura 5.3. Diferencia entre Valor Oficial y Validado del Gp.

5.2.2 Análisis del Comportamiento de Producción del Yacimiento U2M LG-308.

Este yacimiento comienza su producción en Diciembre de 1959 con la completación del pozo LG-308 el cual solo produjo durante un mes, posteriormente en Noviembre de 1962 se incorporó a producción el pozo LG-303 cerrando a producción para Enero de 1963, desde esa fecha hasta Agosto de 1996 el yacimiento se mantuvo cerrado, siendo en Septiembre de 1996 cuando se reactivó la producción con el pozo LG-312, posteriormente se fueron incorporando otros pozos productores (LG-303, LG-312, LG-315, LG-316, LG-362 y LG-366), siendo entre agosto de 1999 hasta diciembre de ese mismo año el periodo en el cual la mayoría de los pozos estuvieron activos, alcanzándose un total de 4 pozos (figura 5.4). Actualmente con 2 pozos activos (LG-316 y LG-366) el yacimiento presenta un acumulado de petróleo de 1,072 MMBN, 894,507 MMPCN y un acumulado de agua de 3,598 MMBN.

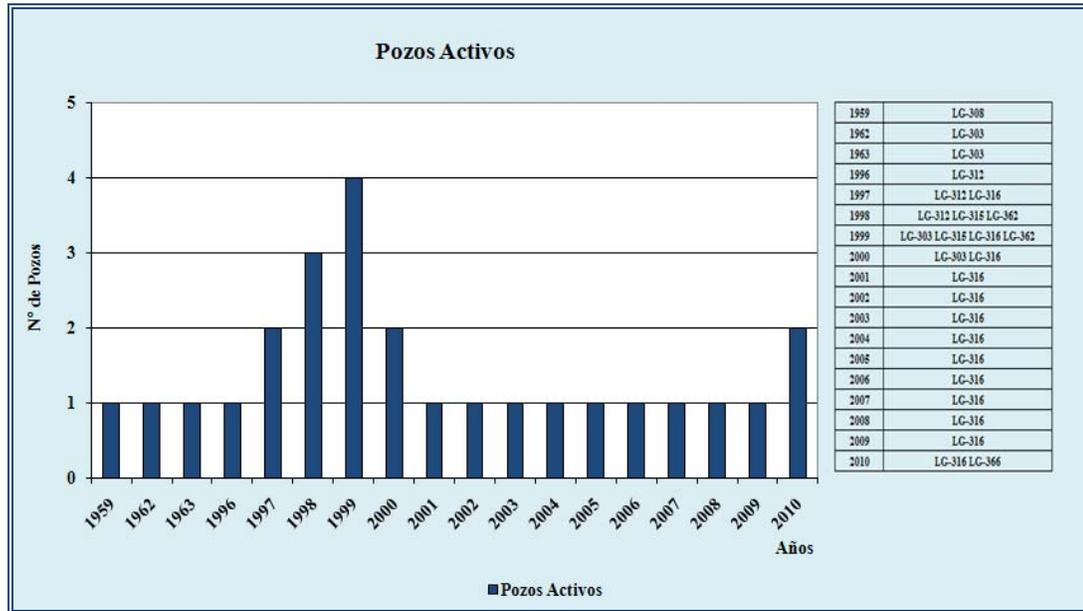


Figura 5.4. Pozos Activos por Año.

De acuerdo al histórico de producción del yacimiento (Apéndice E), éste alcanza sus topes de producción de petróleo y gas entre abril y agosto del año 1997 con tasas de petróleo mayores a los 850 BND y tasas de gas que sobrepasan los 680 MPCND (Figuras 5.5 y 5.6).

Estos altos volúmenes de petróleo se deben a las altas tasas brutas de fluidos con las que se producía para ese entonces, aunado a valores de %AyS relativamente bajos que presentaba el yacimiento. En el caso del gas, estos altos valores de Q_g se deben a que el gas producido era el producto del gas que aun quedaba disuelto en el petróleo más el gas de la capa de gas formada dentro del yacimiento, debido a que para ese período de tiempo la presión del yacimiento ya se encontraba por debajo de la presión de burbujeo (Figura 5.7).

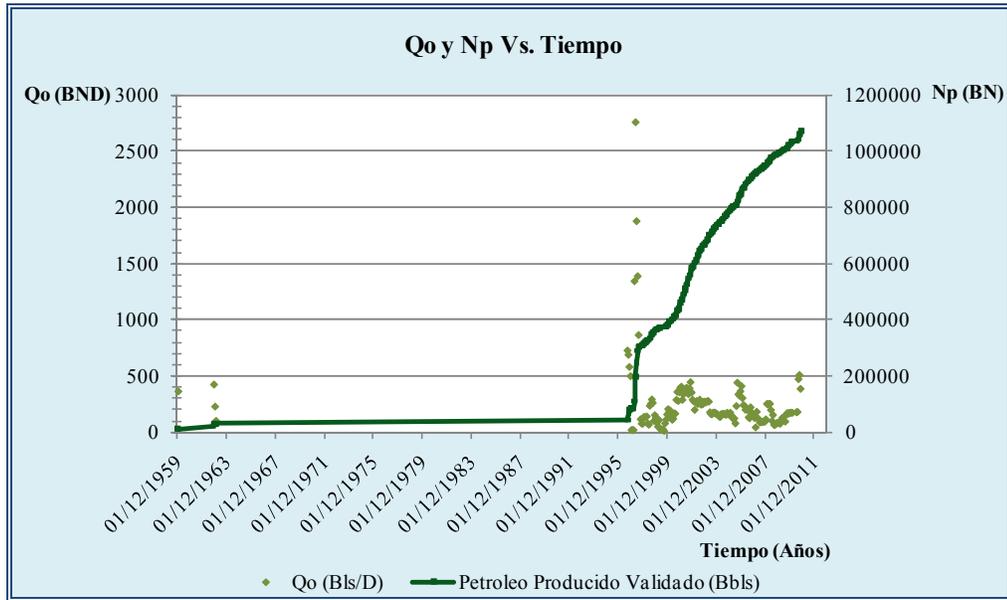


Figura 5.5. Tasa y Producción Acumulada de Petróleo Vs. Tiempo.

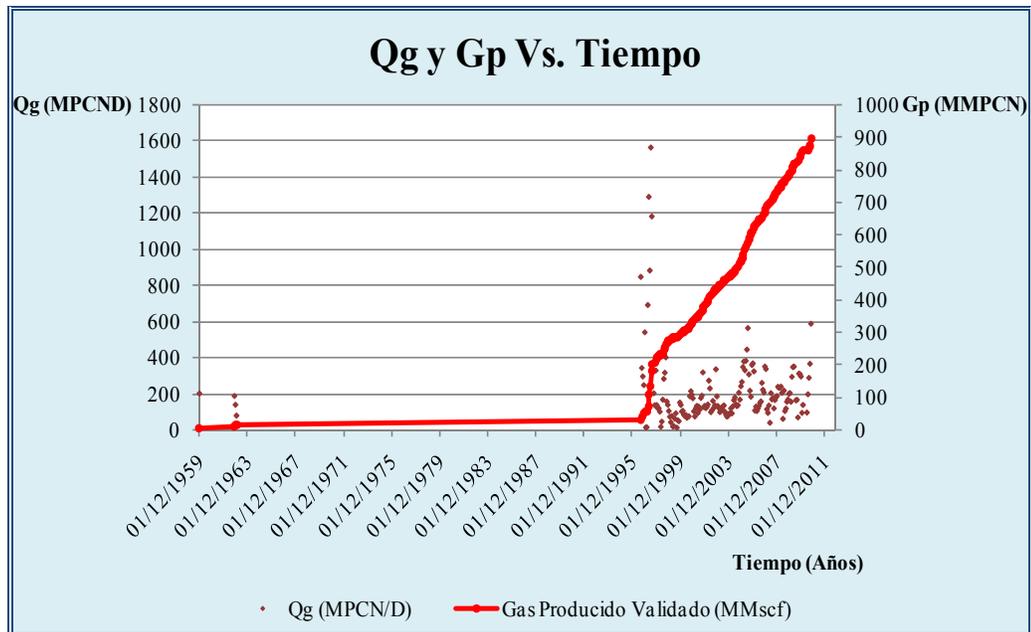


Figura 5.6. Tasa y Producción Acumulada de Gas Vs. Tiempo.

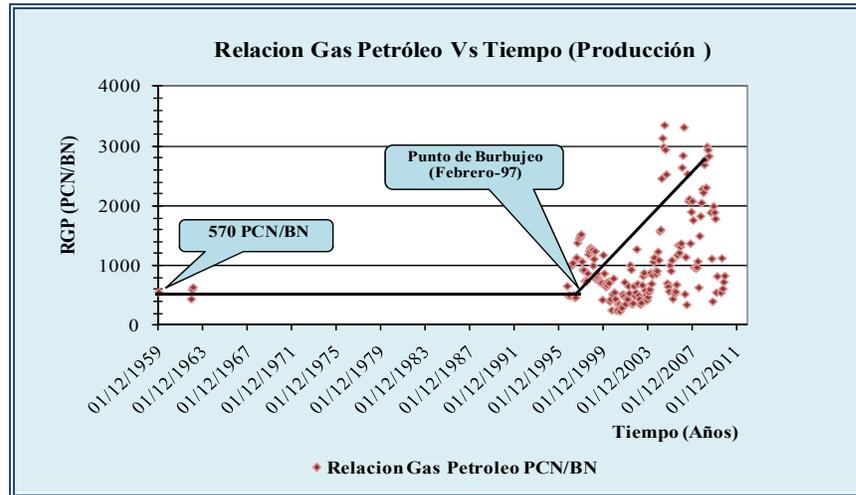


Figura 5.7. Comportamiento del GRP Vs Tiempo.

En la figura 5.8, se puede observar que el comportamiento de la tasa de agua no es tan irregular como en el caso del petróleo y del gas, en el gráfico se nota que solo un punto se sale del comportamiento normal de producción, y dicho punto corresponde a la producción del mes de Agosto del 2008, ese valor de Q_w se debe al elevado %AyS y a la alta tasa bruta de producción con la que se producía el yacimiento para esa fecha.

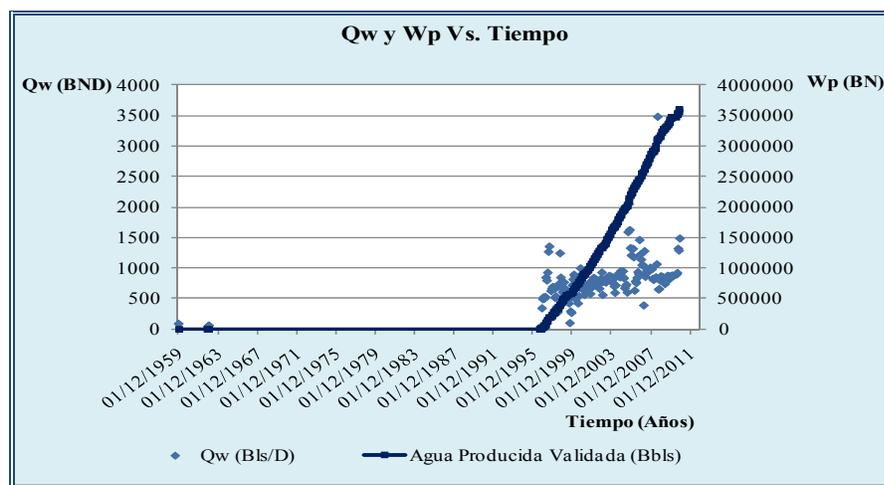


Figura 5.8. Tasa y Producción Acumulada de Gas Vs. Tiempo.

5.2.3 Análisis del Comportamiento del %AyS y RAP.

Por otra parte en la figura 5.9 se nota con claridad que el comportamiento mostrado por el %AyS indica que este ha mantenido una tendencia hacia valores bastante elevados entre el 60 y 97 % desde que el yacimiento se reactivó en el año 1996.

Para determinar la causa de esta alta producción de agua y descartar problemas relacionados con una mala completación se realizaron las curvas de Chan en los pozos con suficiente data de producción. A través del análisis realizado a dichas curvas, se pudo determinar que la alta producción de agua se debe a un desplazamiento normal con un alto corte de agua. (Apéndice E).

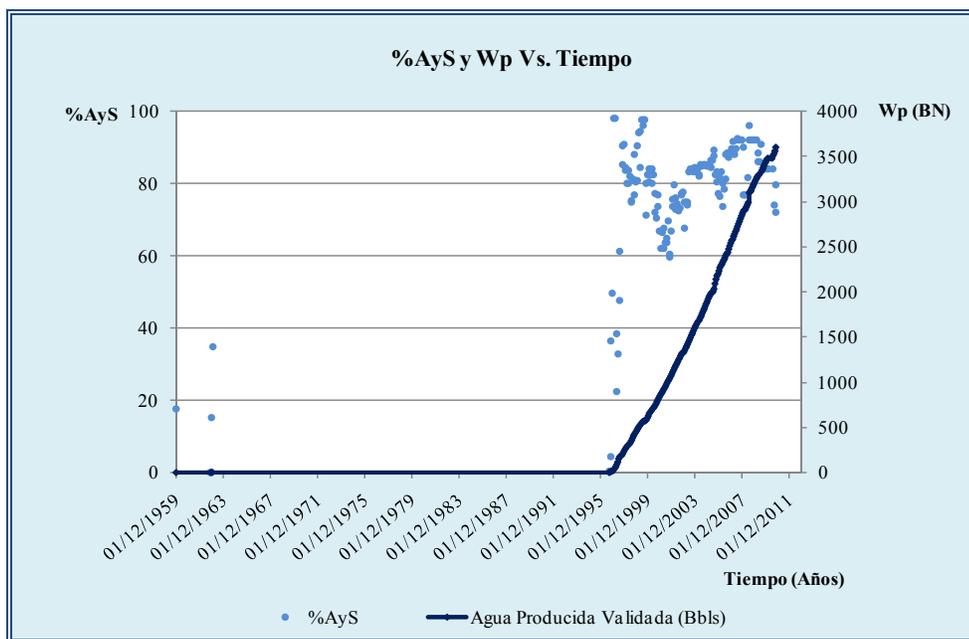


Figura 5.9. %AyS y Producción Acumulada de Agua Vs. Tiempo.

5.3 Modelo de presiones del yacimiento U2M LG-308.

5.3.1 Profundidad del Nivel de Referencia (DATUM).

Utilizando la ecuación para el cálculo del Datum planteada en el capítulo anterior, se obtuvo como resultado una profundidad de 6.689 pies, valor que se encuentra bastante cerca del la profundidad al Datum reportada en el Libro Oficial de Reservas (6.680 pies). En la Tabla 5.5 y en la Figura 5.10 se muestran los pozos seleccionados para realizar una pequeña sección estructural de referencia que mostrara el resultado del Datum obtenido y la ubicación de éste en el yacimiento.

Tabla 5.5. Cálculo del DATUM Yacimiento U2M LG-308.

Pozo	Arena	Tope (sub sea) U2M LG-308	Base (sub sea) U2M LG-308	Espesor	CAPO	Datum
LG-315	U2M	6.611	6.633	22	6.767	6.689
LG-312	U2M	6.658	6.676	18	6.767	6.689
LG-316	U2M	6.669	6.693	24	6.767	6.689
LG-318	U2M	6.677	6.703	26	6.767	6.689
LG-361	U2M	6.718	6.739	21	6.767	6.689
LG-366	U2M	6.669	6.692	23	6.767	6.689

Por otra parte, los valores de la profundidad de referencia para los yacimientos U2M LG-301 y U2M LG-314 pueden observarse en la Tabla 5.6.

Tabla 5.6. Cálculo del DATUM Yacimientos U2M LG-301 y U2M LG-314.

Yacimiento	Tope (p.b.n.m)	CAPO (p.b.n.m)	DATUM (p.b.n.m)
U2M LG-301	6708	6730	6719
U2M LG-314	6612	6630	6621

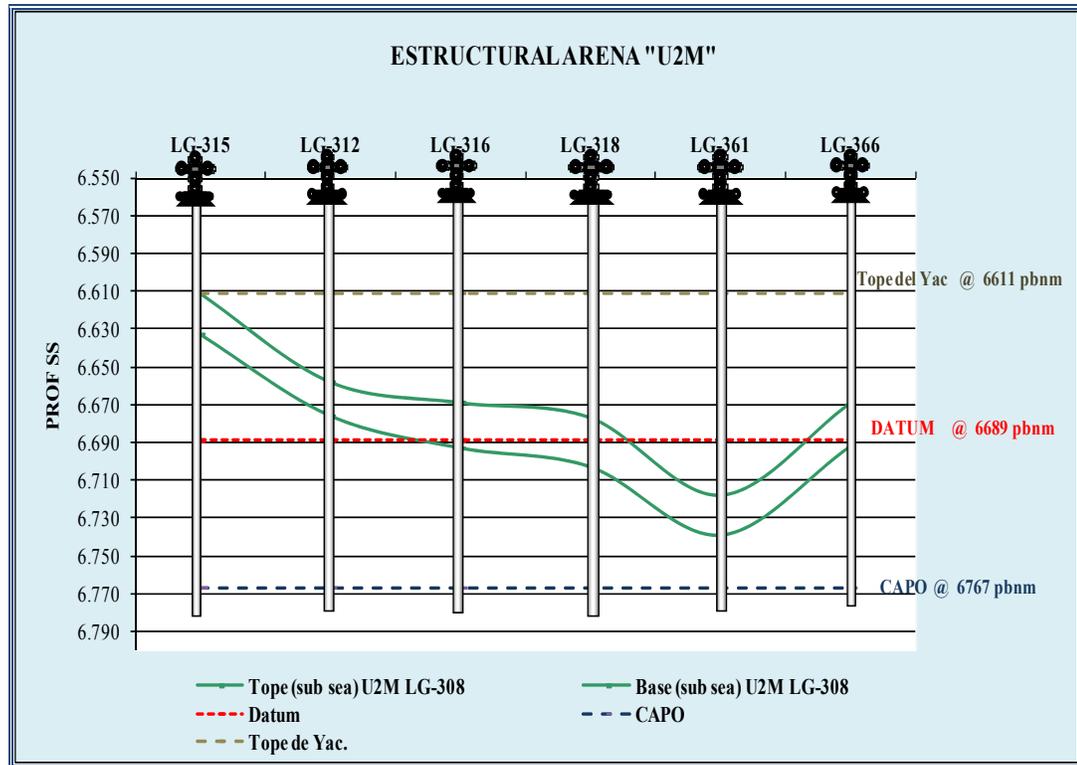


Figura 5.10 Ubicación Relativa del Datum

5.3.2 Presiones del Yacimiento U2M LG-308.

El modelo de presión permite conocer el agotamiento energético del yacimiento durante su vida productiva, así como también permite detectar fuentes de energía externa al yacimiento. Luego de haber validado las mediciones de presión de las pruebas RFT y FMT, y llevadas al nivel de referencia (6.689 p.b.n.m) haciendo uso del gradiente de yacimiento calculado 0,326 Lpc/pie (obtenido a través de la ecuación 4.69 planteada en el capítulo anterior), se obtuvieron los valores de presión reportados en el Apéndice F (Ver Figura 5.11).

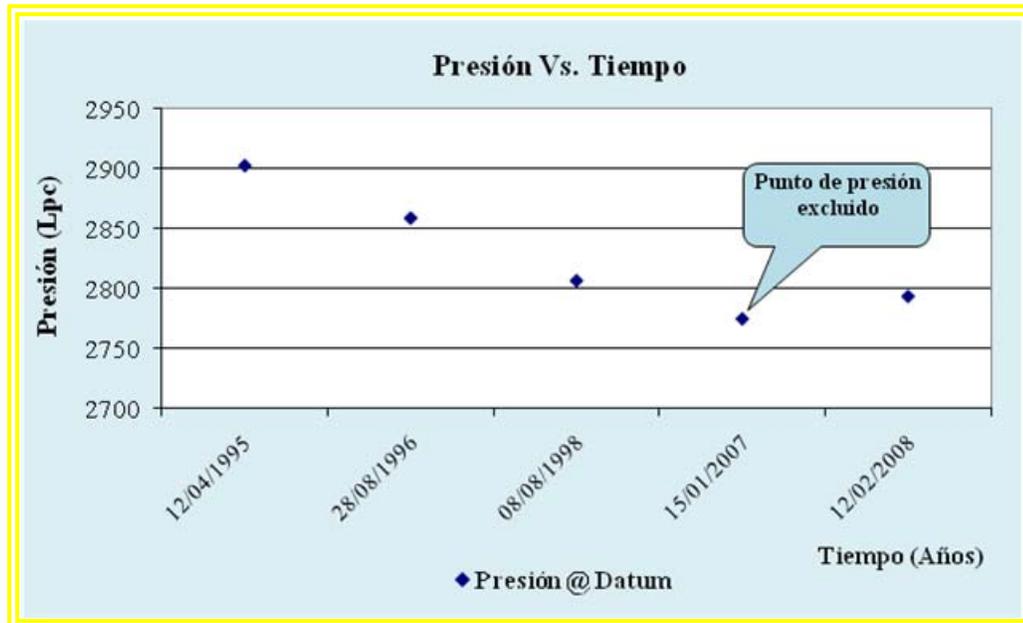


Figura 5.11. Comportamiento de Presión Vs. Tiempo.

Como puede observarse en la figura anterior, el punto de presión tomado en Enero del 2007 tomado en el pozo LM-359 no es representativo, ya que este pozo se ubica en una zona que no ha sido drenada, por lo que la presión medida no debería ser tan baja; este valor fuera del comportamiento de tendencia de la curva de presión se puede deber a una mala toma de presión causada posiblemente por una mala calibración de la herramienta, o a malas condiciones del pozo e inclusive a que no se esperó el tiempo suficiente para tener una buena toma de presión, por esta razón dicho punto fue excluido del gráfico, quedando como modelo de presión el mostrado en la figura 5.12.

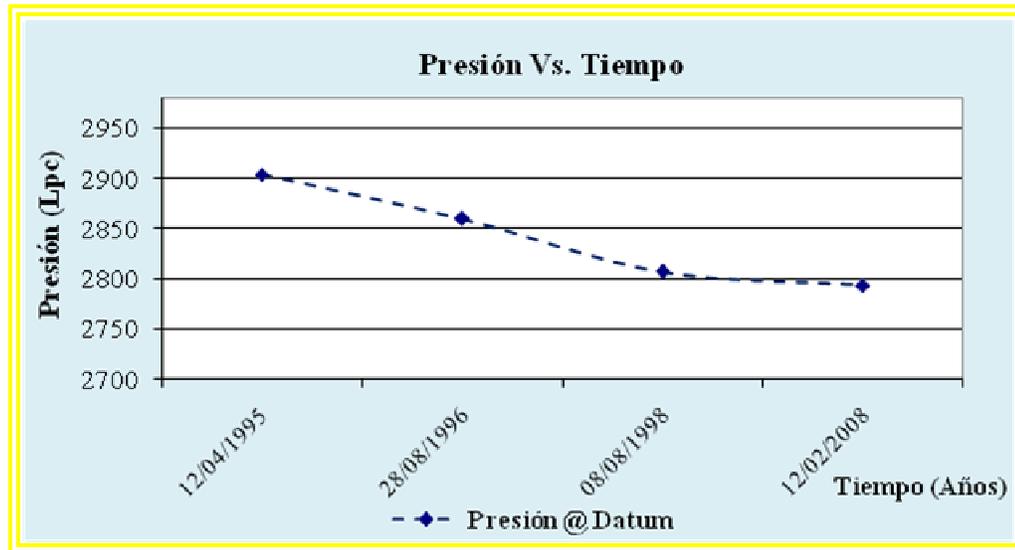


Figura 5.12. Comportamiento de Presión Vs. Tiempo.

5.3.3 Historia de Presión Vs. Petróleo Producido.

En la Figura 5.13, se muestra el comportamiento de la presión en función de la producción acumulada de petróleo, debido a que la relación de la presión con el tiempo no es determinante para poder obtener la presión inicial de un yacimiento, se realizó el análisis del gráfico de presión vs. petróleo producido, ya que se sabe que la presión está relacionada en forma directa con la producción de fluidos del yacimiento, es decir la declinación energética del yacimiento solo depende de su grado de vaciamiento. En el gráfico se extrapoló la presión inicial, tomando en cuenta los dos primeros puntos de presión obtenidos durante la validación de las pruebas de presión realizadas en el yacimiento, se observa que durante el inicio de la producción la presión va declinando en mayor proporción, luego la curva se va suavizando hasta que adopta un comportamiento un poco horizontal, esto es típico de yacimientos con acuíferos activos asociados a estos, en donde el mantenimiento de presión es bastante notable.

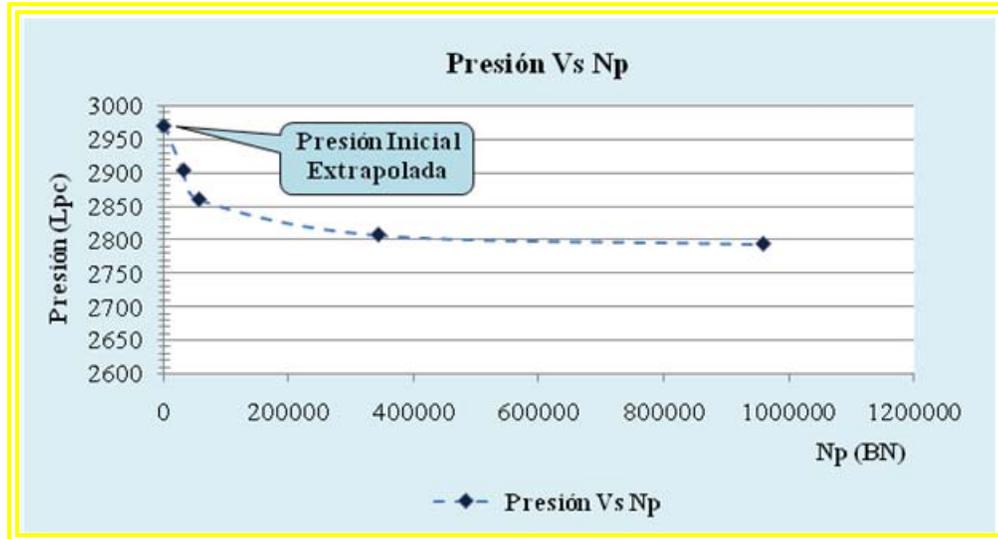


Figura 5.13. Presión Vs. Producción Acumulada de Petróleo

5.4 Análisis del modelo dinámico del yacimiento U2M LG-308.

5.4.1 Presión y Temperatura Inicial del Yacimiento.

Según el análisis hecho de las presiones llevadas al Datum graficadas en función del N_p , se pudo determinar que la presión inicial del yacimiento es 2970 Lpc dicho valor al ser comparado con el obtenido por la correlación de la TOTAL (2967 Lpc) se considera bastante aceptable, esto es debido a la pequeña diferencia entre los resultados obtenidos. En cuanto a la temperatura inicial del yacimiento, la obtenida a través del gradiente del campo generado con los valores reportados por las pruebas probadoras de formación (RFT, FMT) fue de 194 °F y la obtenida a través de la correlación de la TOTAL fue de 207 °F indicando una diferencia considerable entre los resultados obtenidos, para efectos de este estudio se tomó el valor obtenido por el gradiente geotérmico del campo, ya que se considera que es más representativo de la zona en estudio.

En el caso de los yacimientos a los que no se le pudo determinar la presión inicial por medio de un modelo de presiones (U2M LG-301 y U2M LG-314), la presión inicial fue obtenida a partir de la correlación de la TOTAL, y la temperatura de yacimiento se obtuvo a través del gradiente geotérmico calculado para el campo (Tabla 5.7).

Tabla 5.7 Presión y Temperatura Inicial de los Yacimientos.

Yacimiento	DATUM (p.b.n.m)	Presión inicial (Lpc)	Temperatura de yacimiento (°F)
U2M LG-301	6719	2980	195
U2M LG-308	6689	2970	194
U2M LG-314	6621	2938	193

5.4.2 Gravedad API del Petróleo y Gravedad Específica del Gas Asociado.

Una vez realizado el gráfico de °API por pozo basándose en las pruebas de producción, se trazó la línea de tendencia obteniéndose un valor promedio de 26° API para el crudo (Figura 5.14), lo que indica que el petróleo es de tipo mediano, con respecto a la gravedad del gas obtenida a partir de los °API del crudo, esta resultó ser de 0,84 lo que indica que el gas contenido en el yacimiento es un gas rico.

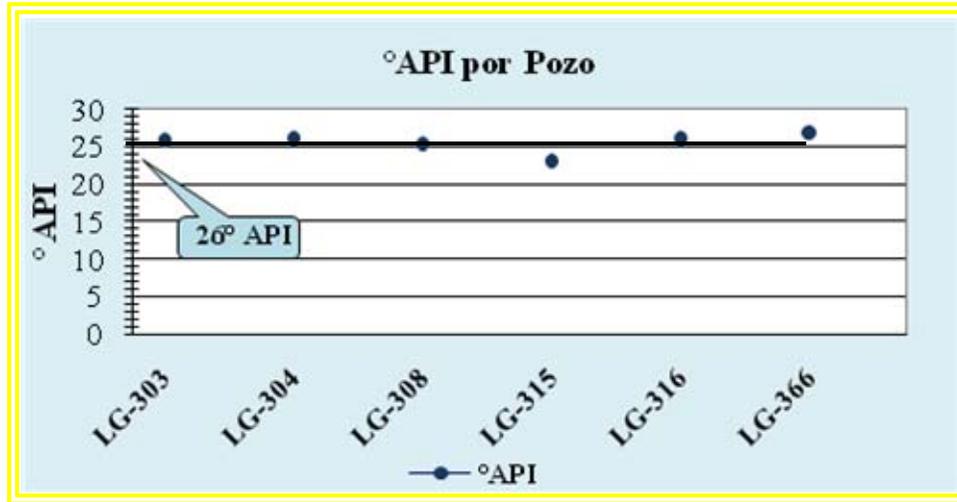


Figura 5.14 °API por Pozo Probado.

5.4.3 Solubilidad Inicial del Gas en el Petróleo (Rsi).

Al graficar los valores de la Relación Gas Petróleo de las pruebas iniciales en función del tiempo, tomando en cuenta solo los primeros años de la vida productiva del yacimiento, se trazó una línea de tendencia que permitiera determinar el valor promedio del Rsi el cual resultó ser 570 PCN/BN (Figura 5.15). Este valor de Rsi obtenido a partir de las pruebas iniciales fue validado con la información de producción del yacimiento, en la Figura 5.7 se puede observar que durante el inicio de la producción el RGP se mantiene relativamente constante, típico de yacimientos subsaturados ($RGP = Rsi$). Luego de cierto tiempo de producción (Febrero-1997) se observa el cambio de pendiente en el comportamiento del RGP, lo que indica que el yacimiento ha alcanzado su presión de burbujeo, y pasa a estado saturado.

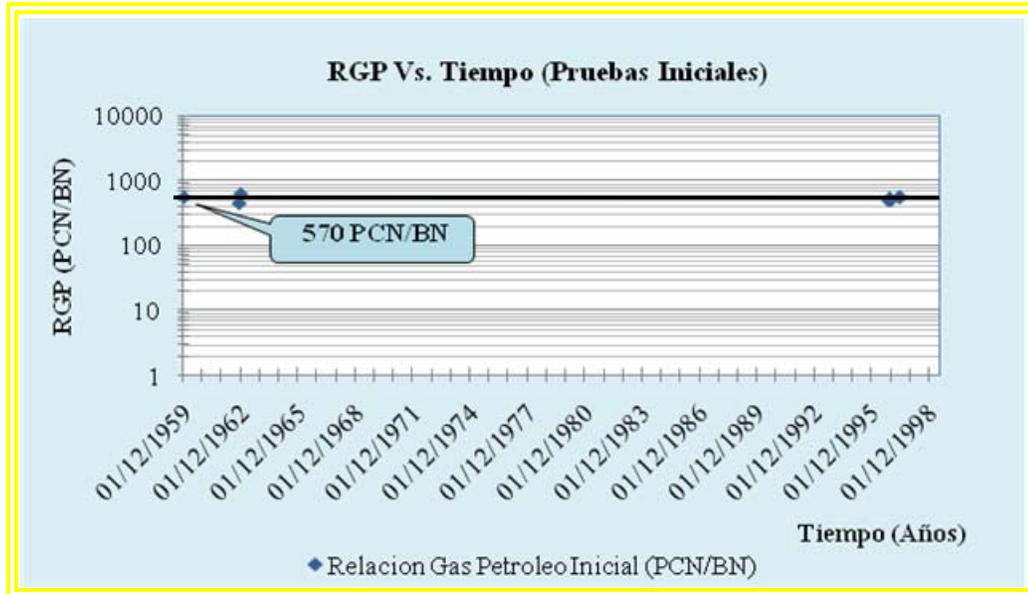


Figura 5.15. Rsi a Partir de Pruebas Iniciales de los Pozos.

5.5 Análisis PVT.

La generación del PVT sintético, que se realizó debido a la falta de pruebas PVT en la arena estudiada, requería de ciertos datos iniciales como lo eran: la presión y temperatura inicial del yacimiento, los grados API del crudo, la gravedad específica del gas y la solubilidad del gas inicial. Una vez estimados los parámetros requeridos (Tabla 5.8, 5.9 y 5.10), se procedió a generar el PVT que mostrara el comportamiento de las propiedades físicas tanto del petróleo como las del gas de los yacimientos asociados al nivel estratigráfico U2M.

Tabla 5.8. Condiciones Iniciales de la Arena U2M, Yacimiento U2M LG-301.

Condiciones Iniciales del Yacimiento U2M LG-301	
Presión Inicial (Lpc)	2980
Temperatura Inicial (°F)	195
Solubilidad del Gas Inicial (PCN/BN)	570
°API	26
Gravedad Específica del gas	0,84

Tabla 5.9. Condiciones Iniciales de la Arena U2M, Yacimiento U2M LG-308

Condiciones Iniciales del Yacimiento U2M LG-308	
Presión Inicial (Lpc)	2970
Temperatura Inicial (°F)	194
Solubilidad del Gas Inicial (PCN/BN)	570
°API	26
Gravedad Específica del gas	0,84

Tabla 5.10. Condiciones Iniciales de la Arena U2M, Yacimiento U2M LG-314

Condiciones Iniciales del Yacimiento U2M LG-314	
Presión Inicial (Lpc)	2938
Temperatura Inicial (°F)	193
Solubilidad del Gas Inicial (PCN/BN)	570
°API	26
Gravedad Específica del gas	0,84

5.5.1 Presión de Burbujeo (P_b), Solubilidad del Gas en el Petróleo (R_s), Factor Volumétrico del Petróleo (B_o) y Viscosidad del Petróleo (μ_o).

La presión de burbujeo obtenida a partir de la correlación de la TOTAL, fue de 2.845 Lpc para el yacimiento U2M LG-308, y para los yacimientos U2M LG-301 y U2M LG-314 fue de 2.847 y 2.841Lpc respectivamente, al comparar estas presiones de burbujeo con las presiones iniciales de cada yacimiento, se puede decir que inicialmente todos los yacimientos se encuentran en estado sub-saturados.

En el caso de la solubilidad del gas en el petróleo, esta resultó ser 570 PCN/BN, se puede observar que esta se mantiene constante hasta que se alcanza la presión de burbujeo, debido a que todo el gas se encuentra disuelto en el petróleo y la mezcla de hidrocarburos permanece en estado monofásico. A presiones por debajo del punto de burbujeo comienza la liberación del gas, lo que provoca que el R_s comience a disminuir (Apéndice G).

El factor volumétrico inicial del petróleo de los yacimientos U2M LG-301 y U2M LG-308 es de 1,3297 BY/BN, en el caso del yacimiento U2M LG-314 es 1,3298 BY/BN. Cuando la presión del yacimiento disminuye hasta alcanzar la presión de burbujeo el factor volumétrico aumenta debido a la expansión que sufre el líquido dentro del yacimiento, por debajo de la presión de burbujeo la cantidad de líquido disminuye debido a la liberación del gas que antes estaba en solución y como se observa en el Apéndice G el B_o comienza a disminuir.

Con respecto a la viscosidad del petróleo, se puede observar en el Apéndice G que ésta aumenta a presiones por debajo del punto de burbujeo ya que con cada disminución de presión se va liberando mayor cantidad de gas lo que causa que las moléculas más pesadas queden en la fase líquida y por ello el petróleo adquiere mayor resistencia al flujo, es decir: su viscosidad aumenta. A presiones mayores a la de burbujeo la viscosidad disminuye, debido a que el gas se encuentra en solución, lo que provoca que el petróleo dentro del yacimiento se vuelva menos viscoso.

5.5.2 Factor Volumétrico del Gas (B_g) y Viscosidad del Gas (μ_g).

En el Apéndice G se observa que el B_g aumenta a medida que la presión del yacimiento disminuye, esto es debido a la expansión y liberación del gas que inicialmente se encontraba disuelto en el petróleo.

En el caso de la viscosidad del gas, debido a la liberación del gas que existe en el yacimiento durante la disminución de la presión las distancias intermoleculares disminuyen, provocando que la viscosidad del gas también disminuya. (Apéndice G)

5.6. Curvas de permeabilidades relativas.

El análisis de las curvas de permeabilidades relativas para los yacimientos asociados a la arena U2M, fue enfocado a través de los sistemas bifásicos agua-petróleo y gas-petróleo haciendo uso de la información petrofísica obtenida durante este estudio y empleando las correlaciones de la TOTAL, todo esto permitió determinar cuál de los fluidos humecta preferiblemente a la roca así como también estimar los valores de permeabilidades máximas y saturaciones máximas o mínimas para cada uno de los fluidos.

En las figuras 5.16 y 5.17 se puede observar que tanto para los yacimientos U2M LG-301 y U2M LG-308 como para el U2M LG-314, a una saturación de agua igual al 50 % los valores de la permeabilidad relativa del agua son menores a los del petróleo, indicando que el medio poroso está siendo humectado preferiblemente por agua, lo que quiere decir que los tres yacimientos son de tipo hidrófilos. En las figuras 5.16 y 5.17 se observa que el valor de la permeabilidad máxima del petróleo para los yacimientos U2M LG-301 y U2M LG-308 es de 0,611 correspondiente a una saturación de agua crítica de 0,17, en el caso del yacimiento U2M LG-314 la permeabilidad máxima del petróleo es de 0,542 para una saturación de agua crítica de 0,21.

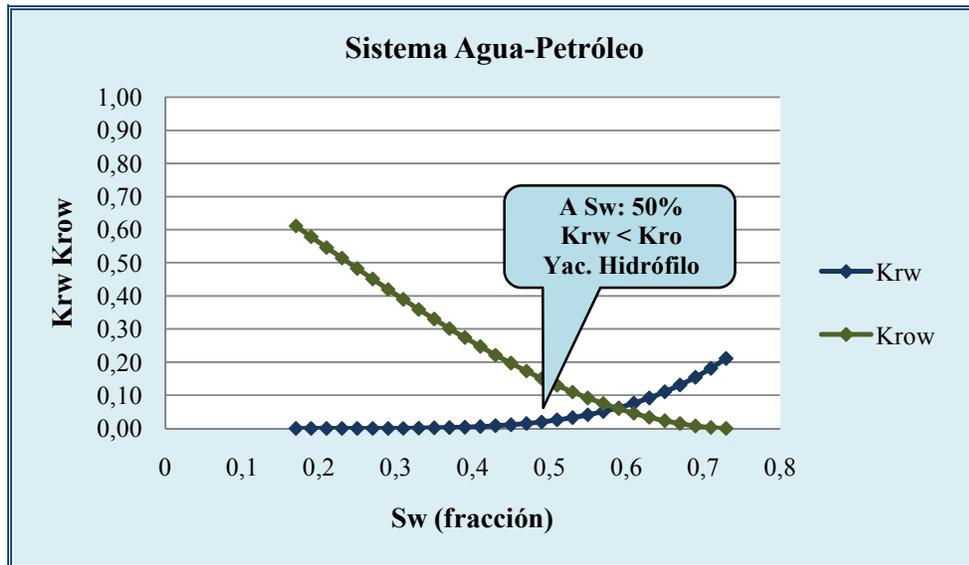


Figura 5.16 Permeabilidades Relativas (Yacimientos U2M LG-301 y U2M LG-308).

El petróleo deja de tener movilidad al alcanzar su saturación residual, la cual es de 0,27 en el caso de los yacimientos U2M LG-301 y U2M LG-308, y 0,25 para el yacimiento U2M LG-314. Con una máxima saturación de agua de 0,73 en los yacimientos U2M LG-301 y U2M LG-308 se observa que la permeabilidad máxima del agua es de 0,211 (Figura 5.16), y con 0,73 como máxima saturación de agua en el yacimiento U2M LG-314 se tiene una permeabilidad máxima del agua de 0,179 (Figura 5.17).

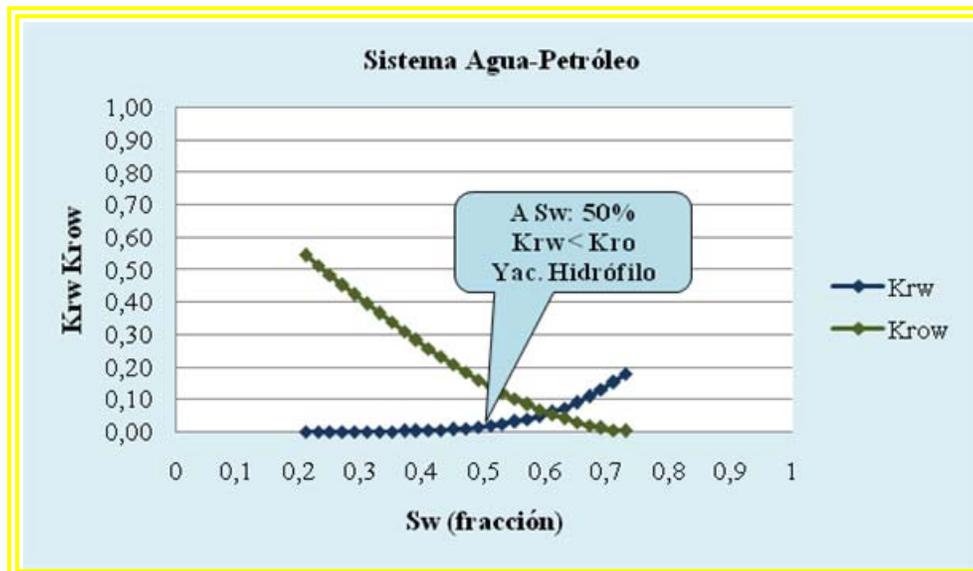


Figura 5.17 Permeabilidades Relativas (Yacimiento U2M LG-314).

Estos valores se encuentran tabulados a continuación:

Tabla 5.11. Resultados Obtenidos a Partir de las Curvas de Permeabilidad Relativa en el Sistema Agua-Petróleo. Yacimientos U2M LG-301 y U2M LG-308

Permeabilidad relativa máxima al petróleo desplazado por agua ($K_{rowmáx}$)	0,611
Permeabilidad relativa máxima al agua ($K_{rwmáx}$)	0,211
Saturación residual de petróleo (S_{orw})	0,27

Tabla 5.12. Resultados Obtenidos a Partir de las Curvas de Permeabilidad Relativa en el Sistema Agua-Petróleo Yacimiento U2M LG-314.

Permeabilidad relativa máxima al petróleo desplazado por agua ($K_{rowmáx}$)	0,542
Permeabilidad relativa máxima al agua ($K_{rwmáx}$)	0,179
Saturación residual de petróleo (S_{orw})	0,25

En el caso del sistema gas-petróleo (Apéndice D), el petróleo representa la fase mojante, la permeabilidad relativa del gas aumenta cuando ocurre un aumento en la saturación de gas, y en consecuencia la permeabilidad relativa del petróleo disminuye, la saturación a la cual comienza a fluir el gas es de 0,03 con una permeabilidad relativa máxima del petróleo de 0,579 en el caso de los yacimientos U2M LG-301 y U2M LG-308 y de 0,536 para el yacimiento U2M LG-314. En las tablas 5.13 y 5.14 se resumen los resultados obtenidos para este sistema.

Tabla 5.13. Resultados Obtenidos a Partir de las Curvas de Permeabilidad Relativa en el Sistema Gas-Petróleo Yacimientos U2M LG-301 y U2M LG-308.

Permeabilidad relativa máxima al petróleo desplazado por gas (Krogmáx)	0,579
Permeabilidad relativa máxima al gas (Krgmáx)	0,359
Saturación residual de petróleo (Sorg)	0,332
Saturación crítica de gas (Sgc)	0,03

Tabla 5.14. Resultados Obtenidos a Partir de las Curvas de Permeabilidad Relativa en el Sistema Gas-Petróleo Yacimiento U2M LG-314.

Permeabilidad relativa máxima al petróleo desplazado por gas (Krogmáx)	0,536
Permeabilidad relativa máxima al gas (Krgmáx)	0,336
Saturación residual de petróleo (Sorg)	0,316
Saturación crítica de gas (Sgc)	0,03

5.7. Estimación del POES y GOES por el método volumétrico.

Estos cálculos se realizaron partiendo del mapa isópaco-estructural de cada uno de los yacimientos estudiados, a partir de dichos mapas se determinó el área y espesor de cada yacimiento para luego poder estimar el volumen total, el cual fue de 1.715,77 acres-pie para el yacimiento U2M LG-301, 8.219,56 acres-pie para el U2M LG-308 y

428,13 acres-pie para el yacimiento U2M LG-314, en base a estos volúmenes totales, a los valores promedios de la evaluación petrofísica realizada y a los valores de las propiedades PVT determinadas, haciendo uso de la ecuación 4.77 se realizó el cálculo del POES, el cual resultó ser de 1.412 MBN para el yacimiento U2M LG-301, 316 MBN para el yacimiento U2M LG-314 y 6.765 MBN en el caso del yacimiento U2M LG-308, este último tiene como POES oficial 8.178 MBN, indicando que la diferencia entre el POES oficial y el estimado por este estudio es de 1.411 MBN, esta diferencia se debe a que el valor de porosidad oficial es mayor al estimado en este estudio, y el valor de saturación de agua inicial oficial es menor al obtenido en la evaluación petrofísica realizada, lo que causa que el POES oficial sea mayor al estimado por este estudio.

Con respecto al gas original en sitio (GOES) se tiene que para el yacimiento U2M LG-301 es 805 MMPCN, 180 MMPCN para el yacimiento U2M LG-314 y 3.856 MMPCN para el yacimiento U2M LG-308, cabe destacar que el GOES estimado para éste último yacimiento representa una disminución de 1.050 MMPCN con respecto al GOES oficial (4.907 MMPCN), esta diferencia se debe a la disminución en el petróleo original en sitio.

Para los yacimientos U2M LG-301 y U2M LG-314 no se cuenta con valores de POES y GOES oficiales. Los datos con que se realizaron los cálculos de hidrocarburos originales en sitio así como los resultados obtenidos se encuentran en la Tabla 5.15.

Tabla 5.15. Resultados del POES y GOES para cada Yacimiento.

Yacimiento	U2M LG-301	U2M LG-308	U2M LG-314
Área (Acres)	319,3	565,1	22,1
h prom (Pies)	5,4	15	19,4
Volumen (Acres-Pie)	1.715,77	8.219,56	428,13
Swi (fracción)	0,17	0,17	0,21
ϕ (fracción)	0,17	0,17	0,19
β_o (BY/BN)	1,3297	1,3297	1,3298
Rsi (PCN/BN)	570	570	570
POES (MBN)	1.412	6.765	316
GOES (MMPCN)	805	3.856	180

5.8 Estimación de reservas y factor de recobro.

Los resultados obtenidos de los factores de recobro primarios para cada yacimiento fueron obtenidos a través de la ecuación planteada en el capítulo anterior, dicha ecuación se aplica en yacimientos sometidos a un empuje hidráulico, el cual es el caso de los yacimientos del área estudiada. Luego de introducir la data requerida en la hoja de cálculos se determinaron los factores de recobro, los cuales fueron: 41,7 % de recobro primario en el caso del yacimiento U2M LG-301, 41,75 % y 42,5 % para los yacimientos U2M LG-308 y U2M LG-314 respectivamente.

Para el cálculo de las reservas recuperables, se utilizó el método volumétrico, el cual es el usado con bastante frecuencia en la industria petrolera y es el método exigido por el ministerio para poder oficializar reservas de los yacimientos. Para poder calcular el volumen de petróleo recuperable, se tomó como condición de abandono que la presión del yacimiento fuera 600 Lpc. Es decir; se calculó un factor volumétrico del petróleo correspondiente a la presión de abandono, y luego usando la ecuación 4.77 se pudo determinar las reservas remanentes. Los resultados obtenidos para las reservas primarias se encuentran en el Apéndice H.

5.9 Plan de explotación

5.9.1 Propuestas de Perforación de Nuevos Pozos.

Una vez integrada la información de la evaluación petrofísica, con el mapa de facies, y el mapa isópaco-estructural que mostrara el avance del contacto agua-petróleo, se propuso la perforación de 2 nuevos pozos que permitan drenar las zonas que aun se encuentran sin ser producidas, lo que traería como beneficio inmediato, un aumento en las producciones acumuladas, transformándose esto en un aumento de los factores de recobro tanto de petróleo como de gas. La ubicación de estos dos nuevos pozos, se encuentra en el mapa isópaco-estructural del Apéndice I.

5.9.2 Estimación del Potencial de los Nuevos Pozos.

Luego de graficar tanto la tasa bruta como la tasa de petróleo, se detalló cuales eran los intervalos más representativos, que permitieran estimar una declinación de producción representativa del yacimiento, se le asignó la tasa con la que abrirían a producción los nuevos pozos, y se aplicó una declinación exponencial, hasta alcanzar el límite de un $RAP = 35$. En el Apéndice I, se encuentran las tablas que muestran los valores de tasa de petróleo, en el caso de que los pozos comiencen produciendo con un 40 % de AyS.

Las siguientes figuras muestran los comportamientos obtenidos al graficar las producciones de los pozos cercanos a las localizaciones propuestas (LG-303, LG-366, LG-316 y LG-362), en estas también se muestra el pronóstico del comportamiento futuro de producción de los nuevos pozos (curva en color rojo).

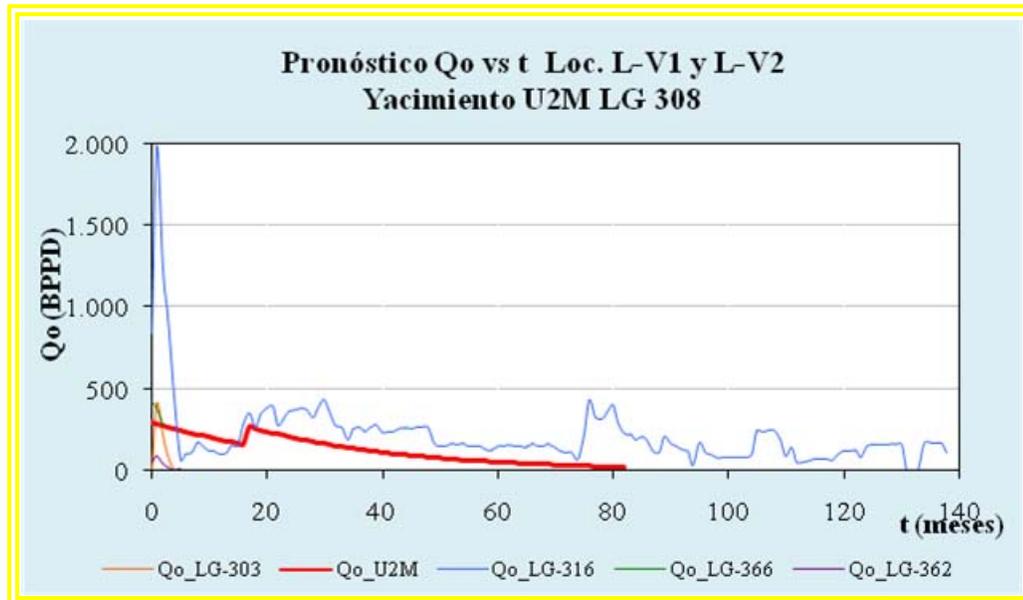


Figura 5.18. Pronóstico de la Tasa de Producción de Petróleo.

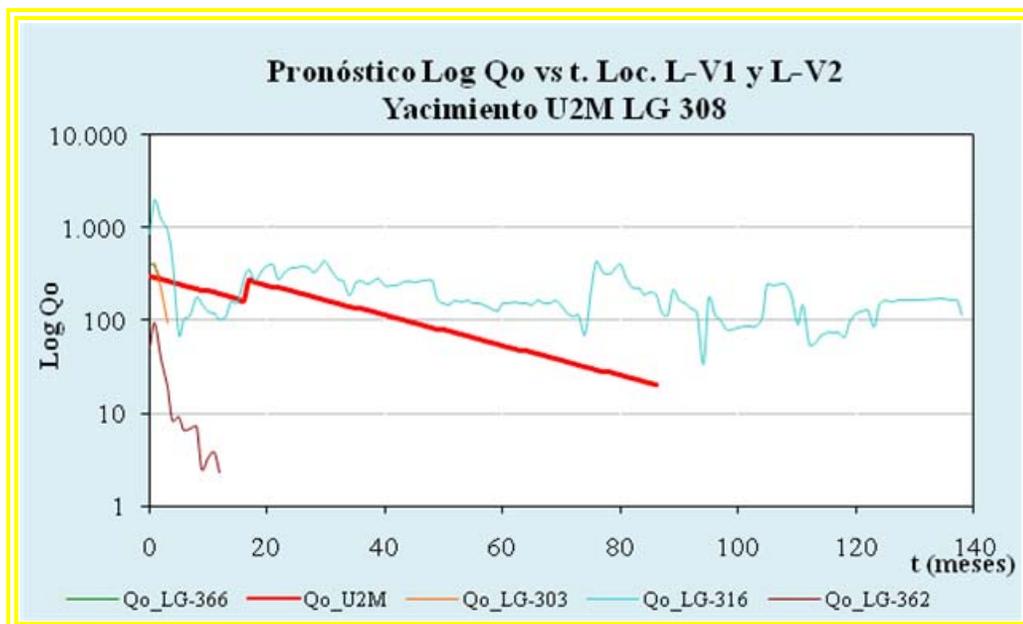


Figura 5.19. Pronóstico Declinación de la Tasa de Producción de Petróleo.

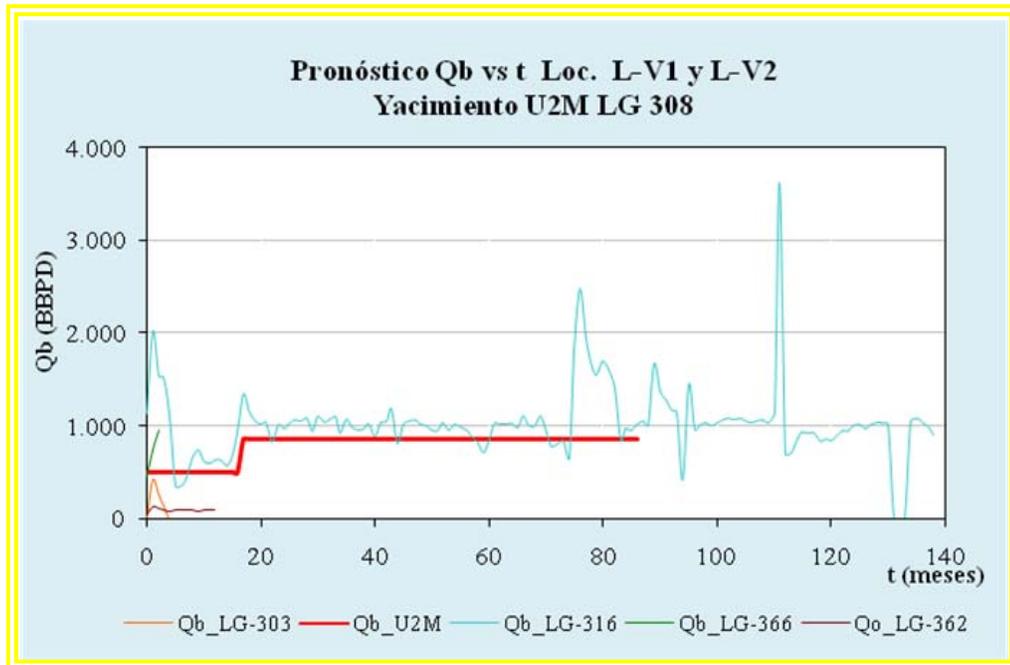


Figura 5.20. Pronóstico de la Tasa de Producción Bruta.

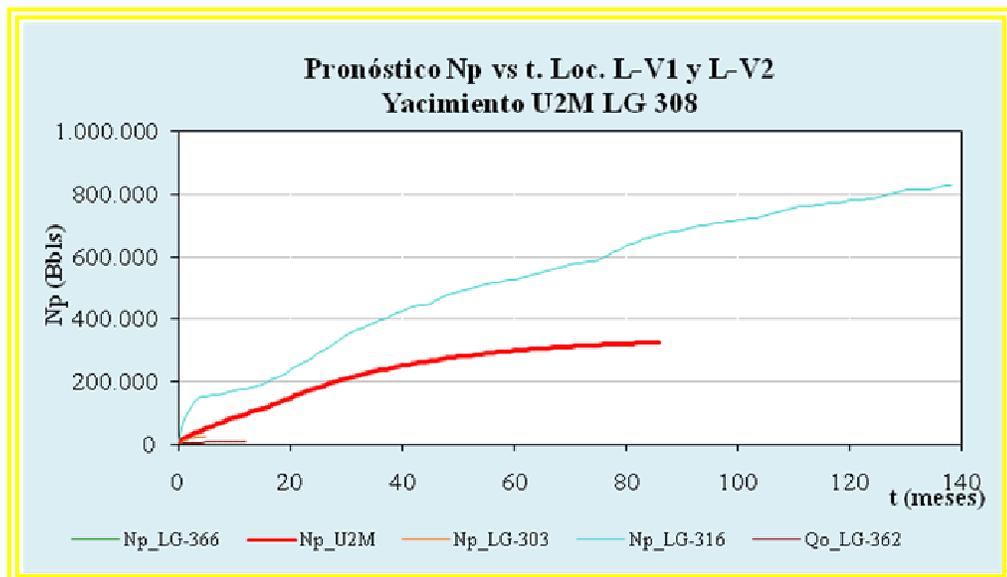


Figura 5.21. Pronóstico de la Producción Acumulada de Petróleo.

5.9.3 Evaluación Económica.

Al momento de la realización de la evaluación económica, se tomaron como premisas: un horizonte económico de 20 años, ya que este es el tiempo de vigencia del contrato suscrito por la empresa mixta, se evaluaron cada uno de los pozos por separado, para poder saber si cada uno cumplía con los parámetros que permiten determinar el éxito de un proyecto, estos parámetros preestablecidos son: $VPN > 0$, y un tiempo de repago menor a 12 trimestres. Los resultados obtenidos se muestran en el Apéndice J.

Es importante recalcar, que aparte de cumplir con los requerimientos básicos que permiten que esta propuesta de explotación sea exitosa desde el punto de vista económico, también se debe indicar que con la incorporación de estos nuevos pozos el factor de recobro se incrementaría en un 9,5 %, lo que afirmaría que desde el punto de vista de ingeniería de yacimientos, el plan de explotación planteado es bastante factible, ya que permitiría drenar una cantidad considerable de las reservas que actualmente se encuentran remanentes en el yacimiento.

CONCLUSIONES

1. Con la perforación de las localizaciones propuestas en el plan de explotación, se incrementaría el factor de recobro del yacimiento U2M LG-308 en 9,5 %.
2. El tiempo de repago del plan de explotación es de 11,34 trimestres para la localización LV-1 y 11,3 trimestres para la LV-2.
3. El plan de explotación propuesto es rentable desde el punto de vista técnico y económico.
4. Las zonas del yacimiento U2M LG-308 con mejores propiedades petrofísicas, son las zonas de canales.
5. Inicialmente los yacimientos asociados a la arena U2M se encontraban en estado subsaturado, U2M LG-301 $P_i = 2.980$ Lpc con $P_b = 2.847$ Lpc, U2M LG-308 $P_i = 2.970$ Lpc y $P_b = 2.845$ Lpc y el yacimiento U2M LG-314 $P_i = 2.938$ Lpc y $P_b = 2.841$ Lpc.
6. El petróleo entrampado en los yacimientos estudiados, es un crudo mediano con 26° API.
7. Los tres yacimientos estudiados son hidrófilos.
8. El POES volumétrico del yacimiento U2M LG-301 es 1.412 MBN el cual tiene un volumen original de gas asociado de 805 MMPCN, para el yacimiento U2M LG-308 el POES calculado fue de 6.765 MBN y un GOES

de 3.856 MMPCN y en el caso del yacimiento U2M LG-314 el POES estimado fue de 316 MBN con un GOES de 180 MMPCN.

9. Las reservas remanentes calculadas para el yacimiento U2M LG-301 son 589 MBN de petróleo y 658 MMPCN, las reservas del yacimiento U2M LG-308 están alrededor de 1.753 MBN de petróleo y 2.260 MBN de gas, y para el yacimiento U2M LG-314 las reservas son 134 MBN de petróleo y 147 MMPCN de gas.
10. La diferencia entre el acumulado de petróleo oficial y el validado es de casi 9 % con respecto al acumulado de agua y de gas, los validados por este estudio difieren en casi 15 % de los datos oficiales.

RECOMENDACIONES

1. Actualizar el modelo del mapa isópaco-estructural oficial de la arena U2M, con el obtenido en este proyecto.
2. Tomar registros de presión y temperatura (BHP / BHT) a los pozos, para así monitorear el comportamiento de declinación de presión, y obtener una óptima caracterización energética del yacimiento.
3. Aplicar el esquema de explotación planteado, debido a que tanto técnica como económicamente es rentable.
4. Realizar en futuras perforaciones, perfilajes modernos a los pozos, de forma tal que cada pozo cuente con el set mínimo de curvas necesaria para la evaluación petrofísica, igualmente llevar a cabo tomas de núcleos.
5. Realizar análisis PVT a los fluidos contenidos en los yacimientos U2M LG-301 y U2M LG-314, para poder tener un menor grado de incertidumbre al momento de caracterizar dichos yacimientos.
6. Actualizar los históricos de producción, con la información obtenida de este estudio.

BIBLIOGRAFÍA

1. GONZÁLEZ, J. e ITURRALDE, J. **“Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas”**. Tomo II Ediciones Foninves (1980).
2. MANNYRONM, CONSULTORES. **“Caracterización Geológica de las Cuencas de Venezuela”**. Maracaibo, Estado Zulia (2007).
3. Concise Design, **“Oritupano – Leona Project. Field Development Evaluation”**, Calgary, Canada (1997).
4. PETRORITUPANO, S.A., **“Plan de Desarrollo 2006-2025”** Oritupano Leona, Anzoátegui, Venezuela (2010).
5. Camero, B., Fanny R., **“Evaluación de las Estrategias de Explotación del Yacimiento R2/MFB-90, Campo Bare, Área Hamaca, Faja del Orinoco”** Trabajo de Grado, UDO. Departamento de Petróleo, (2005).
6. Fernández, M., Mahly M., **“Caracterización Dinámica del Yacimiento RC-15 con el Uso del Software MBAL”**. Trabajo de Grado, UDO. Departamento de Petróleo, Abril 2008.
7. José R., **“Ingeniería Básica de Yacimientos”** Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui, Mayo 2007. [En Línea] disponible en: <http://www.elrinconpetrolero.blogspot.com/2009/10/libros-guias-y-algo-mas.html> (Consultado el 3 de Marzo de 2010).

8. Regges C., Leidys R., “ **Caracterización Petrofísica de la Formación Escandalosa de Edad Cretácico Utilizando Perfiles de Pozos Exploratorios al Noroeste del Área de Apure en la Cuenca Barinas-Apure**”. Trabajo de Grado, UDO. Departamento de Petróleo, Octubre 2005.
9. Cardenas, M., “**Caracterización Estática y Dinámica del Yacimiento MEL-121 arena S5/T, del Campo Melones, Distrito Sur San Tomé**”, Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Departamento de Petróleo, Barcelona, Venezuela (2005).
10. Vaca, P., et. al., “**Simulación de Yacimientos de Petróleos Negros**”, Manual, PDVSA, Venezuela (2001).
11. Goya, J., “**Geología de Producción del Yacimiento BVR-6, Arena R0M del Campo BOCA Distrito Anaco Estado Anzoategui**”. Trabajo de grado, Universidad de Oriente, Nucleo Maturin (1996).
12. CIED., “**Caracterización Energetica de los Yacimientos**”. PDVSA, Puerto La Cruz (1997).
13. Amyx, J., Bass, D. y Whiting, R., “**Petroleum Reservoir Engineering Physical Properties**”, McGraw-Hill, United States of America. (1988).
14. Manucci, J., “**Caracterización de Yacimientos**”. Tecnopetrol de Venezuela. Maracaibo, Venezuela (1995).
15. Quilen S., Keyla del C., “**Integración de Atributos Sísmicos con Datos Petrofísicos Para Determinar Zonas Prospectivas, Arena L2M, Área de**

- Finca, Yopales, Edo. Anzoátegui**". Trabajo de Grado, Universalidad Simón Bolívar. Departamento de Geología, (2006).
16. Velásquez R., Teodagsi J., **"Generación y Aplicación de Modelo Petrofísico al Yacimiento Morichal-01. Campo Jobo, Integrando la Información de Núcleos de los Pozos joc-465 y joc-605"** Trabajo de Grado, UDO. Departamento de Petróleo, (2005).
 17. Pirson, S., **"Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos"**. Ediciones Omega, España (1965).
 18. ROJAS G. y LAPREA M., **"Manual de Ingeniería de Yacimientos y Gas Condensado"**, Fundaudo, Puerto la Cruz, (1989).
 19. CEPET., **"Curso Básico de Ingeniería de Yacimientos"**, Centro de Información y Adiestramiento de Petróleos de Venezuela y sus filiales.
 20. Barbieri E., **"El Pozo Ilustrado: Programa de Educación Petrolera"**, Foncied, Caracas, (1998).
 21. Hawkins M.F. y Craft B.C., **"Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos"**, Tecnos, S.A., Madrid, (1977).
 22. Franco, L., **"Evaluación y Aplicación de Técnicas de Control de Agua para Maximizar el Recobro de Hidrocarburos en Yacimientos de Crudo Pesado en la Unidad de Producción Pesado Oeste, San Tome"**, Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz, (2005).

23. Chan, K.S., **“Water Control Diagnostic Plots”**, artículo de la SPE 30775, presentado en la Conferencia y Exhibición Anual de la SPE, Dallas, USA, (1995).
24. Sapag, N., **“Preparación y Evaluación de Proyectos”**. Cuarta Edición. Editorial Mc Graw Hill. Chile (2000).
25. Acosta E. y Rosales E., **“Manual de Interpretación Petrofísica de la Formación Oficina”** Segunda Edición. PDVSA. Distrito Social San Tomé.
26. Banzer S., Carlos, **“Correlaciones Numéricas P.V.T.”** Universidad del Zulia, Maracaibo, 1996.

APÉNDICES

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADOS, TESIS Y ASENSO:

TÍTULO	ELABORACIÓN DE UN PLAN DE EXPLOTACIÓN PARA LOS YACIMIENTOS ASOCIADOS AL NIVEL ESTRATIGRAFICO U2M DE LA FORMACIÓN MEREURE DEL CAMPO LEONA ESTE.
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Avila C., Franklin R.,	CVLAC: 19.013.844 E MAIL: frac0304@gmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

Yacimiento, Estratigráfico, Análisis PVT, Modelo Dinámico, Plan de Explotación, Evaluación Económica.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADOS, TESIS Y ASENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas.	
	Ingeniería de Petróleo.

RESUMEN (ABSTRACT):

El objetivo principal de este trabajo fue realizar un estudio de yacimientos a la arena U2M del Campo Leona Este, con el fin de elaborar un plan de explotación que permitiera recuperar las reservas remanentes de manera más óptima. Para lograr cumplir con el objetivo establecido fue necesaria la integración de disciplinas tales como Ingeniería de Petróleo y Geología, lo que permitió realizar una mejor caracterización de los yacimientos asociados a la arena estudiada. El primer paso consistió en recopilar y validar toda la información existente de la arena U2M del Campo Leona Este, donde se incluía: históricos de producción, pruebas de presión, análisis PVT, entre otros. Posteriormente se procedió a generar y analizar los comportamientos de producción del campo, así como también se elaboró el modelo de presiones del yacimiento, se estimaron los volúmenes originales en sitio tanto del petróleo como del gas por el método volumétrico, y por último se generó el plan de explotación apoyado en una evaluación técnico-económica, el cual permitiera drenar la mayor cantidad de reservas remanentes del yacimiento, trayendo consigo un aumento directo del factor de recobro. Como resultado de este estudio se determinó que todos los yacimientos asociados a la arena U2M se encontraban inicialmente en estado subsaturado, y que el POES calculado para el yacimiento U2M LG-301 es de 1.412 MBN con unas reservas primarias de 589 MBN, el yacimiento U2M LG-308 cuenta con 6.765 MBN de POES y 2.824 MBN de reservas de petróleo primarias, por último el POES calculado para el yacimiento U2M LG-314 fue de 316 MBN con unas reservas primarias asociadas de 134 MBN. Para drenar bajo un esquema rentable, las reservas remanentes de los yacimientos estudiados, se propuso la perforación de 2 pozos, permitiendo así fortalecer el plan de explotación propuesto, y ratificándolo como un horizonte óptimo que permita lograr una efectiva gerencia de yacimientos.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADOS, TESIS Y ASENSO:**CONTRIBUIDORES:**

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Ivón Ulacio	ROL	CA	AS (X)	TU	JU
	CVLAC:	12.337.648			
	E_MAIL	ivonulacio@yahoo.es			
	E_MAIL				
María Vargas	ROL	CA	AS	TU(X)	JU
	CVLAC:	13.539.382			
	E_MAIL	mjvargas78@gmail.com			
	E_MAIL				
Aura Vilela	ROL	CA	AS	TU	JU (X)
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Tania González	ROL	CA	AS	TU	JU (X)
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	03	17
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADOS, TESIS Y ASENSO:**ARCHIVO (S):**

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Elaboración de Plan de Explotación.doc	Aplicación/msword

CARACTERES 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 Gerencia Técnica/ PDVSA PETRORITUPANO (Freites) **(OPCIONAL)**

TEMPORAL: 6 meses **(OPCIONAL)**

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo.

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado.

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Petróleo.

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente / Núcleo Anzoátegui.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**DERECHOS**

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajo de grado: _____

“Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la Universidad y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el conocimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quién lo participará al Consejo Universitario”

Avila, Franklin
AUTOR

Ulacio, Ivón
TUTOR

González, Tania
JURADO

Vilela, Aura
JURADO

Patiño, Rayda
POR LA SUBCOMISION DE TESIS