

UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERIA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA



**PROPUESTA DE REACTIVACIÓN DE LAS RESERVAS DE GAS PARA LA  
ARENA G-3F DEL YACIMIENTO RE-40 DEL CAMPO AGUASAY  
CENTRAL ÁREA MAYOR DE OFICINA, MEDIANTE UN PLAN DE  
EXPLOTACIÓN, BASADO EN LA REVISIÓN DEL MODELO ESTÁTICO Y  
LA VALIDACIÓN DEL MODELO DINÁMICO**

**REALIZADO POR:**

**ROSIO DEL VALLE CHACÓN CAMACHO**

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

**INGENIERO QUÍMICO**

**BARCELONA, ABRIL 2010**

UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERIA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA



**PROPUESTA DE REACTIVACIÓN DE LAS RESERVAS DE GAS PARA LA  
ARENA G-3F DEL YACIMIENTO RE-40 DEL CAMPO AGUASAY  
CENTRAL ÁREA MAYOR DE OFICINA, MEDIANTE UN PLAN DE  
EXPLOTACIÓN, BASADO EN LA REVISIÓN DEL MODELO ESTÁTICO Y  
LA VALIDACIÓN DEL MODELO DINÁMICO**

EL JURADO CALIFICADOR HACE CONSTAR QUE ASIGNÓ A LA PRESENTE  
TESIS DE GRADO LA CALIFICACIÓN DE

**APROBADO**

**ING. Ana Blondell**  
(Asesor Académico)

\_\_\_\_\_  
Firma

**ING. José Rodríguez (PhD)**  
(Jurado Principal)

\_\_\_\_\_  
Firma

**ING. Luis Moreno**  
(Jurado Principal)

\_\_\_\_\_  
Firma

**BARCELONA, ABRIL 2010**

UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERIA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA



**PROPUESTA DE REACTIVACIÓN DE LAS RESERVAS DE GAS PARA LA  
ARENA G-3F DEL YACIMIENTO RE-40 DEL CAMPO AGUASAY  
CENTRAL ÁREA MAYOR DE OFICINA, MEDIANTE UN PLAN DE  
EXPLOTACIÓN, BASADO EN LA REVISIÓN DEL MODELO ESTÁTICO Y  
LA VALIDACIÓN DEL MODELO DINÁMICO**

**ASESOR**

---

**ING. Ana Blondell**  
*(Asesor Académico)*

**JURADO**

---

**ING. José Rodríguez (PhD)**  
*(Jurado Principal)*

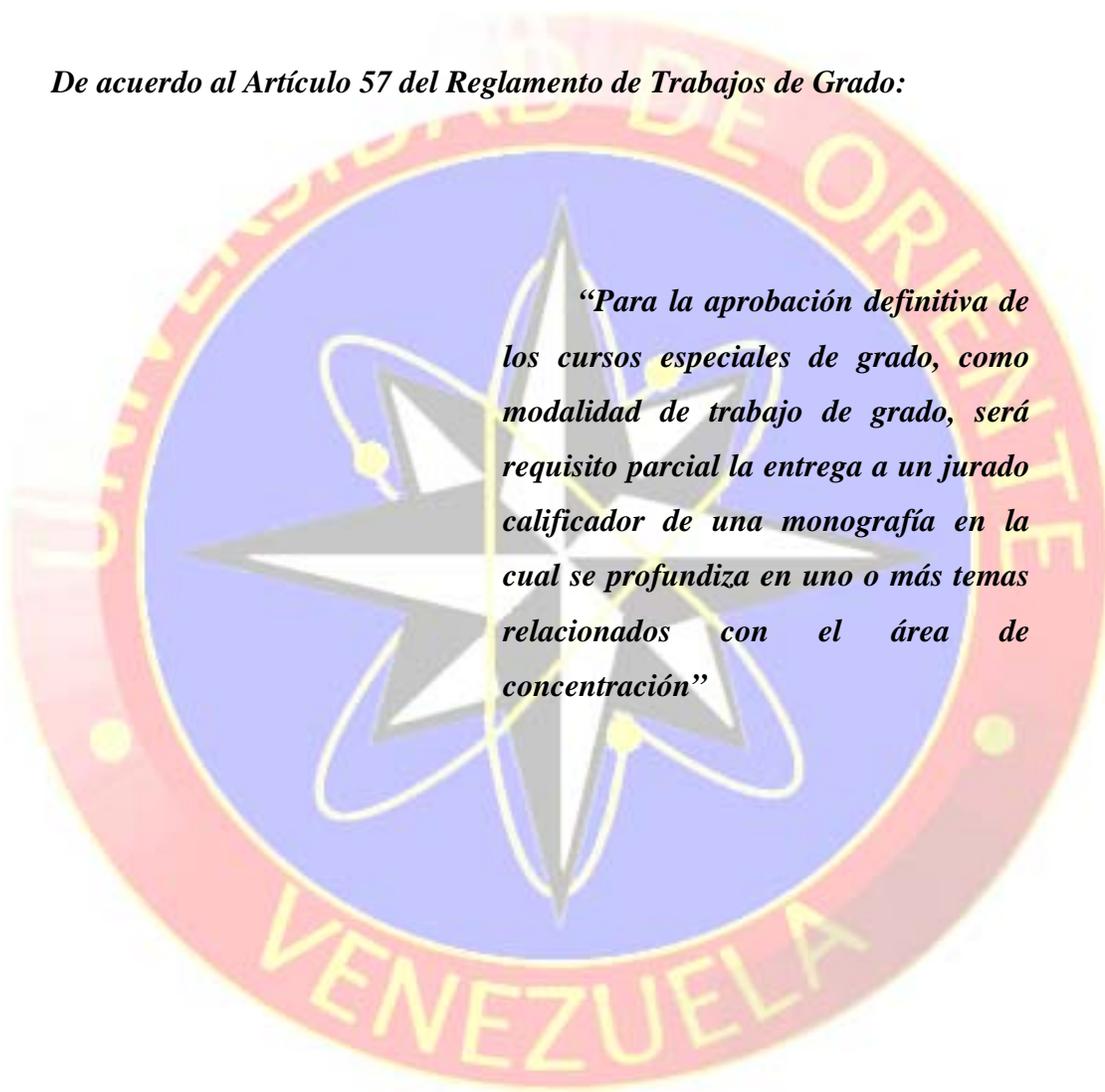
---

**ING. Luis Moreno**  
*(Jurado Principal)*

**BARCELONA, ABRIL 2010**

## RESOLUCIÓN

*De acuerdo al Artículo 57 del Reglamento de Trabajos de Grado:*

The logo of the Universidad de Oriente, Venezuela, is a circular emblem. It features a central white star with a grey outline, set against a blue background. The star is surrounded by a white atomic-like structure with three yellow dots. The entire emblem is enclosed in a red ring with the text 'UNIVERSIDAD DE ORIENTE' at the top and 'VENEZUELA' at the bottom in yellow capital letters.

*“Para la aprobación definitiva de los cursos especiales de grado, como modalidad de trabajo de grado, será requisito parcial la entrega a un jurado calificador de una monografía en la cual se profundiza en uno o más temas relacionados con el área de concentración”*

## **DEDICATORIA**

A **MI**; porque sin mi perseverancia, dedicación y constancia no hubiese podido lograrlo.

A **MIS PADRES**; Nancy González y José Villegas, quienes me han brindado todo su amor, apoyo, esfuerzo y han tenido la confianza en mí de poder alcanzar esta meta, este triunfo con todo mi amor es para ustedes.

A **MIS HERMANOS**; quiero que sepan que con esfuerzo, constancia y dedicación podemos lograr la meta trazada. Espero, Franklin y Yofran que este sueño hecho realidad sirva de inspiración para que ustedes también logren sus METAS!

A la **FAMILIA LEÓN-RODRÍGUEZ (José Luis, Luisa y Gregory José)**; quienes me han brindado en todo momento su apoyo, confianza y amor incondicional, este logro alcanzado también les pertenece.

A **MIS AMIGOS “LOS GALLOS”, jejeje (Luis Guirado, Gabriel Zapata, Edixon Romero, Alfredo Martínez, Javier Parra y Brauly Jordan)**; porque han estado presente siempre, compartiendo buenos y malos momentos, a quienes les debo muchas cosas, sin ustedes no hubiese sido lo mismo (LOS ADORO). Este logro también es suyo.

**Francis M. Villegas González**

## RESUMEN

El desarrollo del estudio consistió en la validación del Modelo Estático y la elaboración del Modelo Dinámico de la Arena G-3F Yacimiento RE-40, del campo Aguasay en el Área Mayor de Oficina, con la finalidad de generar un esquema de explotación que permitiera recuperar de una manera más eficiente y en menor tiempo las reservas remanentes del yacimiento. Geológicamente, se demostró que la estructura predominante en el yacimiento es un monoclinial de Buzamiento 4°NE y Rumbo N86°E, encontrándose limitado hacia el sur y el este por una falla normal, hacia el norte por un contacto agua-petróleo y hacia el oeste por un límite de roca. Dinámicamente, se validaron los volúmenes originales de hidrocarburos obtenidos por el Método Volumétrico, POES=20,818 MMBN y GOES=43,427 MMMPCN y se determinaron las reservas del yacimiento por balance de materiales; disponiendo de once (11) pruebas de presión representativas, historias de producción e inyección validadas y el uso de un PVT sintético ya que no se disponía de un análisis PVT. Seguidamente, se llevo a cabo el cotejo histórico y la predicción del yacimiento hasta la presión de abandono (1.100 Lpc), obteniendo reservas de gas y petróleo de 24,39 MMMPCN y 475,45 MBN respectivamente. Actualmente, el yacimiento cuenta con dos (02) pozos activos AGV-519 y AGV-509, y se propone la reactivación de dos (02) pozos con aplicación de trabajos de reacondicionamiento; éste esquema de explotación generará un potencial de 7 MMPCND de gas y 172 BND de petróleo, durante cinco (5) años.

# ÍNDICE GENERAL

<b>RESOLUCIÓN</b> .....	<b>IV</b>
<b>DEDICATORIA</b> .....	<b>V</b>
<b>RESUMEN</b> .....	<b>VI</b>
<b>ÍNDICE GENERAL</b> .....	<b>VII</b>
<b>LISTA DE TABLAS</b> .....	<b>XIV</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	<b>XV</b>
<b>CAPÍTULO I</b> .....	<b>17</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>17</b>
1.2 OBJETIVOS.....	18
1.2.1 Objetivo General .....	18
1.2.2 Objetivos Específicos.....	18
<b>CAPÍTULO II</b> .....	<b>19</b>
<b>FUNDAMENTOS TEÓRICOS</b> .....	<b>19</b>
2.1 ANTECEDENTES .....	19
2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO.....	19
2.2.1 Cuenca Oriental de Venezuela .....	19
2.2.2 Área Mayor de Oficina.....	22
2.2.3 Estructura del Área Mayor de Oficina.....	23
2.2.4 Estratigrafía del Área Mayor de Oficina .....	24
2.2.4.1 Basamento (Precámbrico).....	25
2.2.4.2 Formación Hato Viejo (Paleozoico) .....	25
2.2.4.3 Formación Carrizal (Paleozoico) .....	25
2.2.4.4 Grupo Temblador (Cretáceo).....	25
2.2.4.4.1 Formación Canoa (Cretáceo: Aptiense-Albiense).....	26
2.2.4.4.2 Formación Tigre (Cretáceo: Cenomaniense-Campaniense).....	26
2.2.4.5 Formación Merecure (Terciario: Oligoceno-Mioceno Inferior).....	26
2.2.4.6 Formación Oficina (Terciario: Mioceno Inferior a Medio).....	26
2.2.4.7 Formación Freites (Terciario: Mioceno Medio-Tardío).....	27
2.2.4.8 Formación Las Piedras (Terciario: Mioceno Superior-Plioceno).....	27

2.2.4.9 Formación Mesa (Plioceno-Pleistoceno) .....	28
2.2.5 Ubicación Geográfica del Área en Estudio .....	28
2.3 YACIMIENTO DE HIDROCARBUROS.....	29
2.4 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS .....	29
2.4.1 De acuerdo a la mezcla de hidrocarburos que contienen.....	30
2.4.1.1 Yacimientos de Gas Seco .....	30
2.4.1.2 Yacimientos de Gas Húmedo.....	31
2.4.1.3 Yacimientos de Gas Condensado.....	31
2.4.1.4 Yacimientos de Petróleo Volátil .....	31
2.4.1.5 Yacimientos de Petróleo Negro .....	32
2.4.2 De acuerdo al mecanismo de producción.....	33
2.4.2.1 Desplazamiento por Expansión de las Rocas y los Fluidos .....	33
2.4.2.2 Desplazamiento por Gas en Solución .....	33
2.4.2.3 Desplazamiento Hidráulico.....	34
2.4.2.4 Desplazamiento por Expansión de la Capa de Gas .....	34
2.4.2.5 Desplazamiento por Gravedad.....	35
2.4.3 De acuerdo a criterios geológicos .....	36
2.4.3.1 Trampas Estructurales.....	36
2.4.3.2 Trampas Estratigráficas .....	36
2.4.3.3 Trampas Mixtas .....	36
2.4.4 De acuerdo al estado de saturación .....	36
2.4.4.1 Saturados .....	37
2.4.4.2 Sub-saturados.....	37
2.5 PROPIEDADES DE LAS ROCAS .....	37
2.5.1 Porosidad ( $\varphi$ ).....	37
2.5.1.1 Clasificación de la porosidad según su origen.....	38
2.5.1.1.1 Porosidad Primaria.....	38
2.5.1.1.2 Porosidad Secundaria.....	38
2.5.1.2 Clasificación de la porosidad según el grado de interconexión de los poros.....	38
2.5.1.2.1 Porosidad Absoluta .....	38
2.5.1.2.2 Porosidad Efectiva .....	39
2.5.2 Permeabilidad (K) .....	39
2.5.2.1 Permeabilidad Absoluta (Ka).....	39
2.5.2.2 Permeabilidad Efectiva (Ke).....	40
2.5.2.3 Permeabilidad Relativa (Kr) .....	40
2.5.3 Saturación de Fluidos (S).....	40

2.5.4 Espesor de la Arena Productora .....	40
2.6 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS .....	41
2.6.1 Propiedades del Petróleo <sup>[9]</sup> .....	41
2.6.1.1 Presión de Burbujeo (Pb).....	41
2.6.1.2 Relación Gas-Petróleo en Solución (Rs).....	41
2.6.1.3 Factor Volumétrico (Bo).....	41
2.6.1.4 Compresibilidad (Co) .....	42
2.6.1.5 Viscosidad ( $\mu_o$ ).....	42
2.6.1.6 Gravedad API .....	42
2.6.1.7 Tensión Interfacial Gas-Petróleo ( $\sigma_{go}$ ).....	42
2.6.2 Propiedades del Gas <sup>[9]</sup> .....	42
2.6.2.1 Presión de Rocío (Pr).....	43
2.6.2.2 Densidad Relativa o Gravedad Específica ( $\gamma_g$ ).....	43
2.6.2.3 Factor de Compresibilidad (Z).....	43
2.6.2.4 Factor Volumétrico ( $\beta_g$ ) .....	43
2.6.2.5 Viscosidad ( $\mu_g$ ).....	43
2.7 PRESIÓN DEL YACIMIENTO O PRESIÓN ESTÁTICA DE FONDO (BPH BOTTOM HOLE PRESSURE).....	44
2.7.1 Presiones Estáticas al DATUM.....	45
2.7.2 Gradientes de Presión .....	46
2.7.3 Método para el Cálculo de la Presión al DATUM .....	46
2.8 RESERVAS DE HIDROCARBUROS .....	48
2.8.1 Clasificación de las Reservas .....	49
2.8.1.1 Reservas Probadas .....	49
2.8.1.2 Reservas Probables .....	50
2.8.1.3 Reservas Posibles.....	50
2.8.2 Factor de Recobro .....	51
2.8.3 Métodos Aplicados para la Estimación de Reservas .....	52
2.8.3.1 Método Volumétrico.....	52
2.8.3.1.1 Cálculos de Reservas del Yacimiento .....	53
2.8.3.2 Balance de Materiales.....	54
2.8.3.2.1 Técnica de Havlena y Odeh .....	57
2.9 REACTIVACIÓN.....	58
2.9.1 Pozos Candidatos a Reactivación.....	58
2.9.1.1 Reservas.....	58
2.9.1.2 Áreas prospectivas .....	58

2.9.1.3 Pozos vecinos .....	59
2.9.1.4 Estado mecánico del pozo.....	59
2.10 REACONDICIONAMIENTO Y RECOMPLETACIÓN DE POZOS .....	59
2.10.1 Reparación de Pozos .....	60
2.10.1.1 Planificación de la Reparación.....	60
2.10.1.2 Análisis de Pozos Problema.....	60
2.10.2 Reacondicionamientos a Pozos sin Problemas.....	61
2.10.2.1 Recompletación y Multicompletación .....	61
2.10.2.2 Evaluación de Yacimientos.....	61
2.10.3 Clasificación de los Trabajos de Reacondicionamiento .....	61
2.10.3.1 Reacondicionamiento Temporal .....	61
2.10.3.2 Reacondicionamiento Permanente.....	62
2.10.4 Tipos de Trabajo - Generación de Potencial .....	62
2.11 DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO .....	62
2.12 ANÁLISIS NODAL.....	62
2.12.1 Beneficios que aporta el Análisis Nodal .....	65
2.13 PLAN DE EXPLOTACIÓN.....	65
2.14 HERRAMIENTAS UTILIZADAS .....	65
2.14.1 Sistema de Manejo de Documentos Electrónicos (SIMDE).....	66
2.14.2 Carpetas de Pozos .....	66
2.14.3 Centinela Pozo .....	66
2.14.4 SIGEMAP .....	67
2.14.5 GEOFRAME.....	67
2.14.5.1 STRALOG (Interpretación de Secciones Geológicas).....	67
2.14.6 MBAL .....	68
2.14.7 OFM (Oil Field Manager).....	71
2.14.7.1 Aplicaciones de OFM (Oil Field Manager) .....	71
2.14.7.1.1 Mapa Base .....	71
2.14.7.1.2 Gráficos .....	72
2.14.7.1.3 Reportes.....	72
2.14.7.1.4 Mapas de Burbuja .....	72
2.14.7.1.5 Mapas de Grilla.....	73
2.14.8 PIPESIM .....	73
2.14.8.1 Modulo PIPESIM .....	73
<b>CAPÍTULO III.....</b>	<b>75</b>

<b>METODOLOGÍA .....</b>	<b>75</b>
3.1 ANÁLISIS DE LOS POZOS PERTENECIENTES A LA ARENA G-3F DEL YACIMIENTO RE-40 DEL CAMPO AGUASAY CENTRAL ÁREA MAYOR DE OFICINA .....	75
3.2 REVISIÓN DEL MODELO ESTÁTICO, PVT Y BALANCE DE MATERIALES DE LA ARENA G-3F DEL YACIMIENTO RE-40.....	76
3.2.1 Modelo Estático .....	76
3.2.1.1 Correlaciones (Identificación de la Secuencia de la Arena G-3F) .....	76
3.2.1.2 Elaboración de las Secciones Estratigráficas .....	77
3.2.1.3 Elaboración de las Secciones Estructurales .....	77
3.2.1.4 Evaluación Petrofísica .....	77
3.2.1.4.1 Resistividad del Agua (Rw) mediante Análisis Químico.....	78
3.2.1.4.2 Gradiente Geotérmico (GG) .....	78
3.2.1.4.3 Temperatura del Yacimiento (Tfm).....	79
3.2.1.4.4 Corrección de la Resistividad .....	79
3.2.1.4.5 Volumen de Arcilla.....	80
3.2.1.4.6 Porosidad ( $\phi$ Microlog).....	80
3.2.1.4.7 Porosidad mediante Registros Densidad-Neutrón.....	81
3.2.1.4.7.1 Volumen de Arcilla a partir de la Curva Gamma Ray ( $V_{shGR}$ ).....	81
3.2.1.4.7.2 Porosidad Corregida por Arcillosidad ( $\phi_{Dc}$ ), ( $\phi_{Nc}$ ).....	81
3.2.1.4.7.3 Porosidad Efectiva ( $\phi_e$ ).....	82
3.2.1.4.8 Saturación de Agua (Sw) .....	82
3.2.1.4.9 Permeabilidad mediante Registros Microlog y Densidad-Neutrón .....	83
3.2.1.4.10 Promedios Ponderados de la Propiedades Petrofísicas .....	83
3.2.1.4.11 Parámetros Críticos o de Corte .....	84
3.2.1.4.12 Elaboración de los Mapas de Isopropiedades.....	86
3.2.2 Análisis PVT (Presión, Volumen y Temperatura).....	87
3.2.2.1 Presión de Burbujeo.....	87
3.2.2.2 Relación Gas-Petróleo en Solución (Rs).....	88
3.2.2.3 Factor Volumétrico del Petróleo (Bo).....	89
3.2.2.4 Viscosidad del Petróleo ( $\mu_o$ ) .....	89
3.2.2.5 Compresibilidad del Petróleo (Co) .....	90
3.2.2.6 Propiedades del Gas.....	91
3.2.2.6.1 Factor de Compresibilidad (Z).....	91
3.2.2.6.2 Factor Volumétrico del Gas (Bg).....	93
3.2.2.6.3 Viscosidad del Gas ( $\mu_g$ ).....	93
3.2.2.7 Propiedades del Agua .....	94

3.2.2.7.1 Factor Volumétrico del Agua ( $B_w$ ).....	94
3.2.2.7.2 Viscosidad del Agua ( $\mu_w$ ).....	94
3.2.2.7.3 Compresibilidad del Agua ( $C_w$ ).....	95
3.2.2.8 Curvas de Permeabilidad Relativa.....	96
3.2.2.8.1 Saturaciones Residuales.....	96
3.2.2.8.2 Permeabilidades Relativas Agua-Petróleo.....	96
3.2.2.8.3 Permeabilidades Relativas Gas-Petróleo.....	97
3.2.3 Cálculo de los Volúmenes Originales en Sitio.....	98
3.2.3.1 Método Volumétrico.....	98
3.2.3.2 Balance de Materiales.....	98
3.2.3.3 Cálculo de las Reservas del Yacimiento.....	99
<b>3.3 ANÁLISIS DEL HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN Y PRESIÓN DE LA ARENA G-3F DEL YACIMIENTO RE-40.....</b>	<b>99</b>
3.3.1 Validación de las Historias de Producción e Inyección por Pozo.....	99
3.3.2 Análisis de Producción.....	100
3.3.2.1 Comportamiento de la Relación Gas-Petróleo (RGP).....	100
3.3.2.2 Gráfico de Tasa de Gas vs. Número de Pozos Activos.....	100
3.3.3 Análisis de los Datos de Producción Acumulada de los Fluidos.....	100
3.3.3.1 Mapas de Producción (Burbuja y Grilla).....	101
3.3.4 Modelo del Histórico de Presiones.....	101
<b>3.4 ESTUDIO DE NUEVAS ESTRATEGIAS DE EXPLOTACIÓN Y DESARROLLO DE LAS RESERVAS DE GAS PARA EL ÁREA EN ESTUDIO.....</b>	<b>101</b>
3.4.1 Análisis Nodal.....	102
<b>CAPÍTULO IV.....</b>	<b>103</b>
<b>ANÁLISIS DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>103</b>
4.1 ANÁLISIS DE LOS POZOS PERTENECIENTES A LA ARENA G-3F DEL YACIMIENTO RE-40 DEL CAMPO AGUASAY CENTRAL ÁREA MAYOR DE OFICINA.....	103
4.2 REVISIÓN DEL MODELO ESTÁTICO, PVT Y BALANCE DE MATERIALES DE LA ARENA G-3F DEL YACIMIENTO RE-40.....	111
4.2.1 Modelo Estático.....	112
4.2.1.1 Correlación.....	112
4.2.1.3 Análisis Estructural.....	114
4.2.1.4 Análisis Petrofísico.....	116
4.2.1.5 Validación del Contacto Agua-Petróleo.....	117
4.2.2 Análisis PVT (Presión, Volumen y Temperatura).....	118

4.2.2.1 Curvas de Permeabilidades Relativas .....	119
4.2.3 Volúmenes Originales en Sitio.....	122
4.2.3.1 Método Volumétrico.....	122
4.2.3.2 Análisis del histórico de producción y presión de la Arena G-3F del Yacimiento RE-40 .....	123
4.2.3.2.1 Comportamiento de Producción e Inyección .....	123
4.2.3.2.1.1 Históricos de Producción e Inyección.....	125
4.2.3.2.1.2 Comportamiento de la Relación Gas-Petróleo (RGP).....	125
4.2.3.2.1.3 Gráfico de Tasa de Gas vs. Número de Pozos Activos .....	127
4.2.3.2.1.4 Producción Acumulada de los Fluidos.....	127
4.2.3.2.2 Modelo de Presión .....	129
4.2.3.3 Balance de Materiales.....	130
4.2.3.4 Determinación de las Reservas .....	134
4.3 ESTUDIO DE NUEVAS ESTRATEGIAS DE EXPLOTACIÓN Y DESARROLLO DE LAS RESERVAS DE GAS PARA EL ÁREA EN ESTUDIO.....	136
4.4 CONCLUSIONES.....	140
4.5 RECOMENDACIONES .....	141
<b>BIBLIOGRAFÍA CITADA .....</b>	<b>142</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA ADICIONAL.....</b>	<b>145</b>

## LISTA DE TABLAS

Tabla. 2.1 Composición típica de mezclas provenientes de yacimientos de hidrocarburos .....	32
Tabla 3.1 Constantes de la correlación de la TOTAL para Pb.....	88
Tabla 3.2 Constantes de la correlación de la TOTAL para Rs.....	88
Tabla 3.3 Rangos de las variables usadas en la correlación de Beggs y Robinson para $\mu_o$ .....	89
Tabla 3.4 Rangos de las variables usadas en la correlación de Villena-Lanzi para Co .....	91
Tabla 3.5 Rangos de las variables usadas en la correlación de McCain para Cw.....	95
Tabla 4.1 Comparación entre los datos Oficiales y el Estudio del Yacimiento RE-40 .....	116
Tabla 4.2 Prueba inicial del Yacimiento RE-40.....	118
Tabla 4.3 Propiedades petrofísicas promedios.....	119
Tabla 4.4 Resultados del cálculo de $K_{rw}$ y $K_{row}$ .....	120
Tabla 4.5 Resultados del cálculo de $K_{rog}$ y $K_{rg}$ .....	120
Tabla 4.6 Cálculo de reservas por el Método Volumétrico .....	123
Tabla 4.7 Producción acumulada de petróleo y gas para los pozos productores del Yacimiento RE-40 Arena G-3F .....	128
Tabla 4.8 Reportes de BHP-BHT tomados del Yacimiento RE-40 .....	132
Tabla 4.9 Cálculo de reservas por el Método Volumétrico y Balance de Materiales.....	134
Tabla 4.10 Prueba de producción del Pozo AGV-505 .....	137
Tabla 4.11 Prueba de producción del Pozo AGV-520 .....	138

## LISTA DE FIGURAS

Figura. 2.1 Ubicación geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	20
Figura. 2.2 Cuenca Oriental de Venezuela.....	21
Figura. 2.3 Localización del Área Mayor de Oficina.....	22
Figura. 2.4 Columna estratigráfica del Área Mayor de Oficina.....	24
Figura. 2.5 Ubicación geográfica del área en estudio .....	29
Figura. 2.6 Diagrama de fases de los diferentes tipos de yacimientos.....	30
Figura. 2.7 Influencia del mecanismo de producción en el porcentaje de recobro y presión del yacimiento .....	35
Figura. 2.8 Tipos de presiones de formación .....	45
Figura. 2.9 Cálculo de la presión al dátum.....	47
Figura. 2.10 Balance de volúmenes de los fluidos del yacimiento .....	54
Figura. 2.11 Sistema clásico de producción.....	63
Figura. 3.1 Mallado de la correlación .....	76
Figura. 3.2 Resistividad (RT) vs. Saturación de agua (Sw).....	85
Figura. 3.3 Volumen de arcilla (Vsh) vs. Saturación de agua (Sw).....	85
Figura. 3.4 Porosidad ( $\varphi$ ) vs. Saturación de agua (Sw) .....	86
Figura. 3.5 Permeabilidad (K) vs. Porosidad ( $\varphi$ ).....	86
Figura. 4.1 Sección estratigráfica A-A' .....	113
Figura. 4.2 Sección estratigráfica C-C' .....	113
Figura. 4.3 Visualización 3D de la estructura .....	114
Figura. 4.4 Sección Estructural A-A' .....	115
Figura. 4.5 Sección Estructural 2-2' .....	115
Figura. 4.6 Contacto agua-petróleo del Yacimiento RE-40.....	118
Figura. 4.7 Permeabilidades relativas del sistema agua-petróleo .....	121
Figura. 4.8 Permeabilidades relativas del sistema gas-petróleo.....	122
Figura. 4.9 Comportamiento de la producción del Yacimiento RE-40, Arena G-3F124	

Figura. 4.10 Comportamiento de la relación gas-petróleo (RGP) con respecto al tiempo.....	126
Figura. 4.11 Comportamiento de la relación gas-petróleo (RGP) con respecto al petróleo producido (Np).....	126
Figura. 4.12 Comportamiento de la tasa de gas y número de pozos productores con respecto al tiempo .....	127
Figura. 4.13 Método de Campbell .....	128
Figura. 4.14 Comportamiento no validado de la presión.....	129
Figura. 4.15 Modelo de presión .....	130
Figura. 4.16 Cotejo del modelo de presión del yacimiento .....	131
Figura. 4.17 Método de Havlena y Odeh para la determinación del POES del Yacimiento RE-40.....	133
Figura. 4.18 Mecanismos de producción predominantes en el Yacimiento RE-40 ..	133
Figura. 4.19 Predicción de las reservas de gas.....	135
Figura. 4.20 Predicción de las reservas de petróleo .....	135
Figura. 4.21 Pozos propuestos a reacondicionamiento .....	136
Figura. 4.22 Análisis nodal del Pozo AGV-505 .....	138
Figura. 4.23 Análisis nodal del Pozo AGV-520 .....	139

# **CAPÍTULO I**

## **INTRODUCCIÓN**

### **1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

Las distintas aéreas o regiones a lo largo y ancho del territorio nacional en las cuales se llevan a cabo las diversas actividades de explotación y producción de hidrocarburos constituyen la principal actividad económica del país. Venezuela, siendo uno de los países exportadores de petróleo más importantes en el ámbito internacional, cuenta dentro de sus fronteras con inmensas acumulaciones de gas asociadas a sus yacimientos. En los últimos años, la demanda del gas se ha incrementado considerablemente; a raíz de este auge energético, el país experimentó esta evolución con la creación de PDVSA GAS, que ha sido la encargada de llevar adelante esta importante misión en beneficio del estado venezolano.

La Arena G-3F del Yacimiento RE-40 del Campo Aguasay Central, perteneciente al Área Mayor de Oficina (AMO), es una acumulación de petróleo liviano de aproximadamente 51.487 acre-pies y alberga en su interior un Petróleo Original en Sitio (POES) de 20,3 MMBN y un Gas Original en Sitio (GOES) de 40,2 MMMPCN. Esta arena fue puesta en producción por primera vez a través del pozo AGV-502 en Noviembre de 1.966.

En Febrero de 1.970 se implantó un proyecto de recuperación secundaria mediante la inyección de gas, hasta Marzo de 1.983 fecha en la cual es suspendido, debido a las altas relaciones gas-petróleo registradas en los pozos producto de la irrupción del gas inyectado; logrando acumular durante el proceso de inyección 48,198 MMMPCN de gas.

El Yacimiento cuenta con once (11) pozos completados en esta arena de los cuales dos (02) se encuentran produciendo, cinco (05) pozos productores que han sido abandonados y cuatro (04) pozos que se hayan inactivos a causa de fallas mecánicas.

En relación a esto, se hace necesario evaluar las propiedades del yacimiento y revisar los modelos estáticos y dinámicos que puedan sustentar y proponer la reactivación y/o creación de nuevos puntos de producción para así poder recuperar las considerables reservas que aún permanecen remanentes en el reservorio.

## **1.2 OBJETIVOS**

### **1.2.1 Objetivo General**

Proponer la reactivación de las reservas de gas para la Arena G-3F del Yacimiento RE-40 del Campo Aguasay Central Área Mayor de Oficina, mediante un plan de explotación, basado en la revisión del modelo estático y la validación del modelo dinámico.

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

- 1.** Analizar los pozos pertenecientes a la Arena G-3F del Yacimiento RE-40 del Campo Aguasay Central Área Mayor de Oficina.
- 2.** Revisar el modelo estático, PVT sintético y Balance de Materiales de la Arena G-3F del Yacimiento RE-40.
- 3.** Analizar el histórico de producción y presión de la Arena G-3F del Yacimiento RE-40.
- 4.** Estudiar nuevas estrategias de explotación y desarrollo de las reservas de gas para el área en estudio.

## **CAPÍTULO II**

### **FUNDAMENTOS TEÓRICOS**

#### **2.1 ANTECEDENTES**

**Arena (2006).** “Estudio de las Alternativas de Explotación para la Arena M3A, Yacimiento AG-40/50, Campo Aguasay Central, Área Mayor Oficina, mediante la validación del Modelo Dinámico”. El estudio fue realizado con el propósito de caracterizar el comportamiento de presión y producción del yacimiento, además de efectuar predicciones bajo diferentes esquemas de explotación; el mismo concluyó que los trabajos propuestos son rentables, debido a que los indicadores económicos son favorables y están dentro de lo establecido por PDVSA.

**Rodríguez (2006)** “Determinación de la Estrategia de Explotación Óptima para la Arena J1U, Yacimiento ZM 417, de los Campos Aguasay Central y Zulus, Área Mayor de Oficina”. Los objetivos de este estudio estuvieron orientados hacia la generación de un esquema de explotación que permitiera recuperar de una manera más eficiente y en menor tiempo las reservas remanentes del yacimiento; éste concluyó que con el plan de explotación propuesto sería posible recuperar la inversión en doce (12) meses con una tasa de producción ajustada al máximo recobro de las reservas de gas del yacimiento.

**Sterling (2005).** “Caracterización del Yacimiento AG-30, Arena M1/2 Campo Aguasay del Área Mayor de Oficina a través de los Modelos Estático y Dinámico”. El objetivo principal de esta investigación fue realizar la caracterización dinámica del Yacimiento AG-30 con la finalidad de actualizar las reservas y proponer un esquema de explotación óptimo que permita su recuperación; el cual concluyó que el modelo de explotación propuesto era rentable de acuerdo a la evaluación económica efectuada, encontrándose dentro de las especificaciones de PDVSA.

#### **2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO**

##### **2.2.1 Cuenca Oriental de Venezuela**

Está situada en la zona Centro-Este de Venezuela, formando una depresión topográfica y estructural; limitada al sur por el río Orinoco desde la desembocadura del río Arauca hasta Boca Grande, siguiendo aproximadamente el Cratón de Guayana; al oeste se encuentra limitada por el levantamiento del Macizo del Baúl y su conexión estructural con el mencionado Cratón, que sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao; al norte por la línea que demarca el piedemonte meridional de la Serranía del Interior (Central y Oriental). Hacia el este, la Cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al Sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico, al Este de la costa del Delta del Orinoco (**Figura 2.1**)<sup>[1]</sup>.



**Figura. 2.1** Ubicación geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela

Esta cuenca sedimentaria es la segunda en importancia entre las cuencas sedimentarias venezolanas, tiene una longitud aproximada de 800 kilómetros en sentido este-oeste, una anchura promedio de 200 kilómetros de norte a sur y un área total aproximada de 165.000 kilómetros cuadrados. Comprende la mayor parte de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y mitad Sur de Trinidad. Toda la cuenca tiene un suave declive hacia el este, variando el espesor de la columna sedimentaria desde pocos metros en la parte sur hasta 8 y 10 mil metros en las zonas más profundas de la cuenca (**Figura 2.2**).



Figura. 2.2 Cuenca Oriental de Venezuela

Topográficamente se caracteriza por extensas llanuras y un área de mesas que comprende los estados Anzoátegui y Monagas. Basándose en unas características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas, se subdivide en tres subcuencas, a saber: *Subcuenca de Guárico*, *Subcuenca de Maturín* y *Subcuenca de Paría*.

La producción proviene de arenas que datan desde el Cretáceo hasta el Mioceno. Las principales trampas están controladas por combinaciones de factores estructurales y estratigráficos. El flanco Norte de la Subcuenca de Maturín presenta acuñamiento en la Formación La Pica, asociación con fallas de gran desplazamiento y diapiros de barro.

El flanco Sur contiene yacimientos múltiples en las Formaciones Oficina y Merecure del Oligo-Mioceno, en domos cortados por fallas inversas, cierres contra fallas y posibles asociaciones con remanentes erosionales “monadnocks” hacia el extremo Sur de la cuenca, en la “Faja Petrolífera del Orinoco”.

Por su contenido de recursos de hidrocarburos es la segunda cuenca en magnitud de América del Sur, sólo sobrepasada por la cuenca del Lago de Maracaibo. Si se añaden a estos recursos las reservas estimadas para su parte meridional o Faja Petrolífera del Orinoco, pasaría a ser la cuenca de mayores recursos petrolíferos de América del Sur.

Se pueden distinguir ocho áreas principales productoras de petróleo: Área de Guárico, Área Mayor de Anaco, Área Mayor de Oficina, Área Mayor de Temblador, Faja Petrolífera del Orinoco, Área Mayor de Jusepín, Área de Quiriquire y Área de Pedernales<sup>[1]</sup>.

### 2.2.2 Área Mayor de Oficina

El Área Mayor de Oficina tiene aproximadamente 120 kilómetros de largo y 60 kilómetros de ancho. Incluye un gran número de campos petroleros situados cerca del Campo Oficina propiamente dicho, que es el mayor y más antiguo de la región. Está situada en el flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela en la región central de los estados Anzoátegui y Monagas (Subcuenca de Maturín), cuyo eje tiene un rumbo Este-Noroeste y un declive suave en ésta dirección; el buzamiento regional es de 2 a 4° hacia el Norte y aumenta gradualmente hacia el eje de la cuenca. Llega en el Norte hasta las áreas de Anaco y Jusepín, al Sur a los sectores de Hamaca y Zuata de la Faja del Orinoco, al Este los Campos de Temblador y al Oeste los del estado Guárico (**Figura 2.3**).



Figura. 2.3 Localización del Área Mayor de Oficina

Hay algunas estructuras pequeñas, pero lo que realmente controla las acumulaciones de hidrocarburos es la presencia de tres fallas normales, dos de ellas de mayor desplazamiento con rumbos aproximadamente paralelos al eje de la cuenca en direcciones Este-Oeste y Noroeste-Suroeste.

Las principales formaciones productoras de petróleo y gas del área Mayor de Oficina, están en las areniscas de las Formaciones Merecure y Oficina, aunque se han encontrado indicios de petróleo en el Grupo Temblador del Cretáceo, infrayacente. Las arenas van de poco consolidadas a muy duras y son de grano fino a medio. La extensión lateral de las arenas también es variable, desde considerable hasta en forma de canales angostos. La porosidad varía de 10 a 30% y la permeabilidad oscila entre 50 y 1.000 milidarcis. La gravedad del petróleo varía de acuerdo al campo; en general, la gama va desde petróleos pesados hasta livianos o condensados. Últimamente parece haberse determinado que en general las gravedades más bajas se encuentran hacia los bordes y las gravedades más altas hacia el centro de la cuenca.

Los horizontes productores se encuentran a profundidades que van de 4.000 a 14.200 pies<sup>[1]</sup>.

### **2.2.3 Estructura del Área Mayor de Oficina**

La estructura del Área Mayor de Oficina se caracteriza por la presencia de homoclinales suaves inclinados hacia el Norte-Noreste, cortados por sistemas de fallas normales en direcciones Noroeste-Suroeste (predominante) y Noroeste-Sureste, las cuales responden a esfuerzos tensionales característicos de bordes de cuencas. Algunas fallas de este sistema se encuentran ramificadas o unidas a otras fallas convergentes. Todas estas fallas en combinación unas con otras forman las trampas de hidrocarburos en el área. La magnitud de buzamientos fue estimada por **HEDBERG (1947)** alrededor de 45° y por **CEBULL (1972)** entre 22° y 46° con un promedio de 34°.

Adicionalmente, se observan cambios fuertes de buzamiento en las arenas prospectivas. Todos estos rasgos antes mencionados anteriormente requieren de una identificación precisa para así poder determinar el tamaño de los yacimientos existentes y poder planificar óptimamente la trayectoria de los pozos horizontales<sup>[2]</sup>.

Las zonas productoras son arenas masivas y no consolidadas de grano medio a

grueso, bien distribuido. Los registros eléctricos muestran intercalaciones lutíticas menores y una excelente continuidad.

### 2.2.4 Estratigrafía del Área Mayor de Oficina

La estratigrafía regional que enmarca el Área Mayor de Oficina, se extiende desde Basamento hasta la Formación Mesa. Las formaciones más antiguas son Hato Viejo y Carrizal, continuando en orden estratigráfico ascendente las Formaciones Canoa y Tigre pertenecientes al Grupo Temblador, seguidas por un hiato de aproximadamente 70 millones de años; posteriormente se tienen las Formaciones Merecure, Oficina, Freites y Las Piedras y se completa la columna estratigráfica con la Formación Mesa (Figura 2.4).

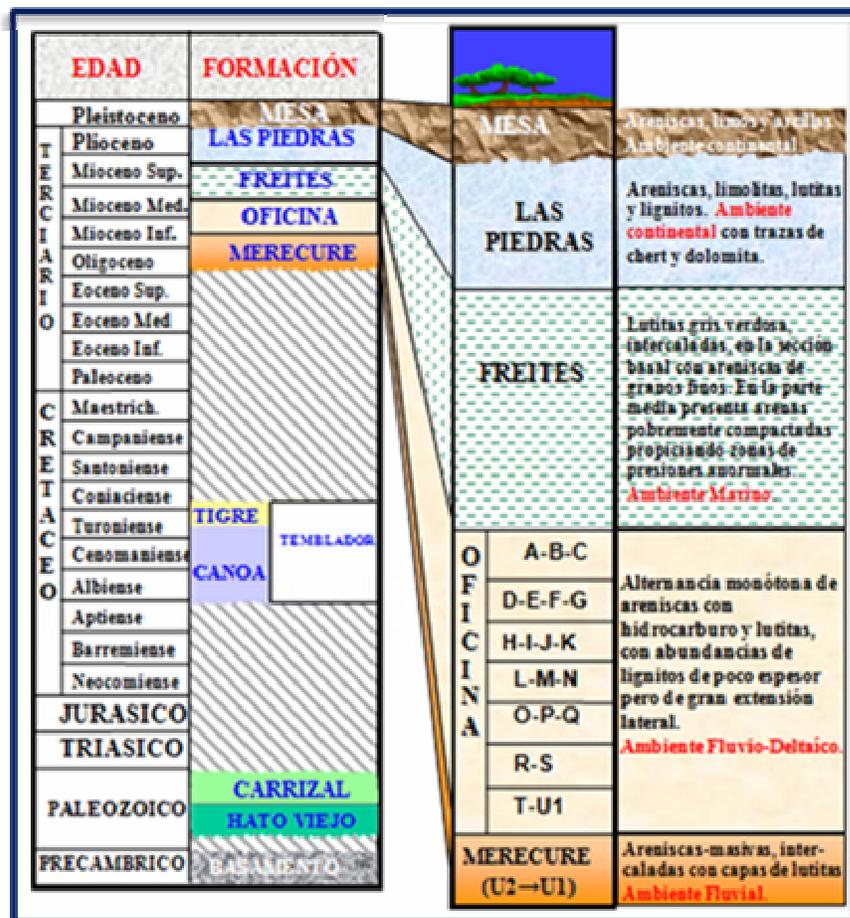


Figura. 2.4 Columna estratigráfica del Área Mayor de Oficina

#### **2.2.4.1 Basamento (Precámbrico)**

La parte basal de la sección estratigráfica del Área Mayor de Oficina, está constituida por una superficie llana donde la secuencia sedimentaria se deposita sobre un basamento ígneo-metamórfico perteneciente al Escudo de Guayana y representado por diversidad de tipos litológicos entre los cuales existe un alto porcentaje de rocas de composición granítica.

#### **2.2.4.2 Formación Hato Viejo (Paleozoico)**

Su extensión abarca la parte Nor-Oriental de los estados Guárico y Anzoátegui, y desaparece al Este de Anzoátegui Meridional. Esta formación es de origen continental y representa uno de los sedimentos más antiguos pertenecientes al Paleozoico-Devónico. Está constituida por arcosas de grano medio a grueso con algunas láminas de arcillitas verdosas. El espesor máximo penetrado es de unos 91 metros (300 pies).

#### **2.2.4.3 Formación Carrizal (Paleozoico)**

Su extensión abarca los estados Guárico y Anzoátegui Sur- Occidental, desaparece hacia el Este y en el estado Guárico es relativamente delgada. Está representada litológicamente por arcillas verdosas, duras, macizas y densas, las cuales, a pesar de la presencia de limos con intercalaciones locales de areniscas, se caracterizan por ser muy homogéneas. Esta formación es de origen marino y suprayace concordante con la Formación Hato Viejo.

#### **2.2.4.4 Grupo Temblador (Cretáceo)**

Se encuentra discordante sobre la Formación Carrizal. Está constituido por areniscas masivas con intercalaciones delgadas de lutitas. El grupo Temblador representa toda la sedimentación Cretácea conocida en el subsuelo de Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro que descansa discordantemente sobre el flanco Norte del Escudo de Guayana. Esta zona se subdivide en dos Formaciones, denominadas de más antigua a más joven en:

#### **2.2.4.4.1 Formación Canoa (Cretáceo: Aptiense-Albiense)**

Está representada en la parte meridional de los estados Anzoátegui, Monagas y Guárico. Su contenido litológico constituido por areniscas de grano grueso, limolitas y arcillas moteadas de verde rojizo que contiene restos de plantas. La secuencia es de origen continental, su espesor máximo alcanza unos 1.200 pies. El contacto inferior es discordante sobre la formación Carrizal o Hato Viejo.

#### **2.2.4.4.2 Formación Tigre (Cretáceo: Cenomaniense-Campaniense)**

Consiste de areniscas masivas, glauconíticas de grano fino; limolitas, lutitas carbonáceas, capas delgadas de calizas y dolomitas. Su espesor varía desde los 600 metros hasta desaparecer hacia el Escudo de Guayana. Su contacto superior es de tipo discordante y transicional con la formación Canoa y en la base es discordante a las areniscas de la Formación La Pascua al Oeste y a las areniscas de las Formaciones Merecure y Oficina al Este.

#### **2.2.4.5 Formación Merecure (Terciario: Oligoceno-Mioceno Inferior)**

Se presenta en el área de Anzoátegui y Monagas en las áreas de Anaco, Oficina y Temblador. Las arenas de esta formación se depositan en paquetes masivos y predominan sobre los intervalos lutíticos. Su contacto inferior con el Grupo Temblador del Cretáceo es discordante, y el superior con la Formación Oficina es concordante. La Formación Merecure se encuentra sedimentada en un ambiente fluvial donde se desarrollan canales en sus diferentes procesos de sedimentación tales como: entrecruzados, apilados, barras, barras de meandros, entre otros. El ambiente sedimentario por los fósiles y restos de plantas es de aguas dulces o salobres.

#### **2.2.4.6 Formación Oficina (Terciario: Mioceno Inferior a Medio)**

Se representa en el subsuelo del flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela y consiste en una alternancia de arenas y lutitas pertenecientes al Mioceno Medio. Los cuerpos de arenas son lenticulares, pero son correlacionables por distancias considerables. Contiene también horizontes ligníticos de amplia extensión, los cuales, constituyen un factor litológico característico de esta formación. Es importante mencionar que la lutita de la Formación Oficina ha sido considerada como

roca madre. En el norte del Área Mayor de Oficina y Monagas Central, esta formación ha sido dividida en tres intervalos, los cuales son Oficina Superior, Media e Inferior, cuya nomenclatura se inicia desde el estrato A0 en el tope, hasta la U1 en la base. Suprayace concordantemente a la Formación Merecure y el contacto superior con la Formación Freites es también concordante.

Los compuestos fósiles surgieron en un ambiente marino a salobre; estudios posteriores atribuyen a la Formación Oficina un ambiente fluvio-deltaico a marino de aguas someras.

Los procesos sedimentarios predominantes en la Formación Oficina son, canales, barras de desembocaduras, canales de marea, llanura deltaica, abanicos de rotura, etc.

#### **2.2.4.7 Formación Freites (Terciario: Mioceno Medio-Tardío)**

Se presenta en el flanco Sur de la Cuenca de Venezuela Oriental, y consiste esencialmente de lutitas marinas de color gris verdoso. En las secciones inferior y superior de la secuencia se presentan areniscas, en contraste con la parte media y mayor de la unidad. El espesor varía entre 825 y 3.000 pies. Yace con contacto concordante por encima de la Formación Oficina y descansa igualmente concordante por debajo de la Formación Las Piedras. Contiene un conjunto de moluscos y foraminíferos y algunas especies de ostrácodos.

#### **2.2.4.8 Formación Las Piedras (Terciario: Mioceno Superior-Plioceno)**

Aflora en la mayor parte de Anzoátegui y Monagas y está también presente en el subsuelo de la Cuenca Oriental de Venezuela. Consiste principalmente de areniscas, limolitas, lutitas, arcillitas y lignitos. Son frecuentes las discordancias intraformacionales de extensión local.

En la mayor parte de la cuenca es concordante sobre las Formaciones Freites o la Pica; hacia el flanco Norte, sin embargo, suprayace discordantemente con Formaciones más antiguas Terciarias o Cretáceas.

El contacto superior con la Formación Mesa es aparentemente concordante y

transicional. La unidad es fosilífera en el Área Mayor de Oficina y al Norte de Monagas, los géneros de moluscos sugieren un ambiente de deposicional de tipo fluvial.

#### **2.2.4.9 Formación Mesa (Plioceno-Pleistoceno)**

Constituye las mesas de cima plana que caracteriza el relieve de la Cuenca de Venezuela Oriental, tales como la Mesa de Guanipa en Anzoátegui y la de Tonoro en Monagas. La Formación se extiende por los llanos orientales de Monagas, Anzoátegui, parte de Sucre y de Guárico. Consiste de estratos horizontales o subhorizontales de areniscas y conglomerados ferruginosos pocos coherentes, de colores predominantes rojizos y amarillentos, lutitas grises, verdosas o amarillentas. Su espesor no supera los 180 pies. Descansa en forma concordante y transicional sobre la Formación Las Piedras. Esta Formación cubre la mayor parte del área Hamaca-Pao, y consiste de arenas y arcillas intercaladas. Las arenas son de grano grueso a medio no consolidadas, limpias y acuíferas. Las arcillas son blandas, pueden ser de colores grises y amarillentos, el espesor varía entre 26 y 145 pies.

#### **2.2.5 Ubicación Geográfica del Área en Estudio**

El Campo Aguasay se encuentra ubicado aproximadamente a 50 kilómetros al sudeste de la ciudad de Anaco, Estado Anzoátegui, como se detalla en la **Figura 2.5**. Geológicamente pertenece a la Cuenca Oriental de Venezuela, Subcuenca de Maturín en el Área Mayor de Oficina, la cual estratigráficamente se extiende desde el Cretáceo hasta el Pleistoceno. Geográficamente se localiza entre las coordenadas (9°12'00') de Latitud Norte y (64°11'00') de Longitud Este y entre las coordenadas UTM, N(1.018.000-1.030.000) y E(372.000-406.200).



Figura. 2.5 Ubicación geográfica del área en estudio

### 2.3 YACIMIENTO DE HIDROCARBUROS

Es una unidad geológica subterránea, de volumen limitado que por sus características estructurales y/o estratigráficas contiene hidrocarburos (petróleo, gas o ambos) como un solo sistema hidráulico conectado. Estas acumulaciones se presentan en las partes más porosas y permeables de los estratos, siendo éstos principalmente: arenas, areniscas, calizas y dolomitas con aberturas intergranulares o con espacios porosos debido a diaclasas, fracturas y efectos de soluciones.

Muchos yacimientos de hidrocarburos se hallan conectados hidráulicamente a rocas llenas con aguas denominada acuíferos. También muchos yacimientos se hallan localizados en grandes cuencas sedimentarias y comparten un acuífero común. En este caso la producción de fluidos en un yacimiento causará la disminución presión en otros, por la intercomunicación que existe a través del acuífero.

### 2.4 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

Los yacimientos de hidrocarburos pueden clasificarse de acuerdo a los siguientes criterios:

## 2.4.1 De acuerdo a la mezcla de hidrocarburos que contienen

Los fluidos en un yacimiento consisten en mezclas de diferentes tipos de hidrocarburos que dependen de la composición de la misma y de las condiciones de presión y temperaturas existentes en el yacimiento<sup>[3]</sup>. Para una composición fija de mezcla, un diagrama de presión-temperatura como el mostrado en la **Figura 2.6**, permite clasificar los yacimientos en:

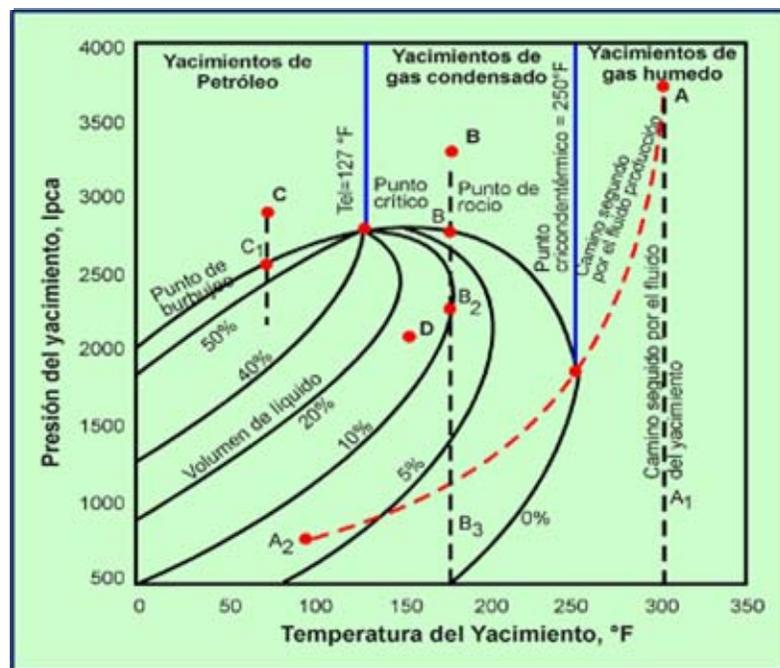


Figura. 2.6 Diagrama de fases de los diferentes tipos de yacimientos

### 2.4.1.1 Yacimientos de Gas Seco

Están compuestos principalmente por gas metano, con un porcentaje mayor al 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 del líquido solo se alcanza mediante procesos criogénicos (enfriamiento) a temperaturas menores a 0°F<sup>[3]</sup>.

La temperatura de los yacimientos de gas seco es mayor que la temperatura cricondentérmica y ni a condiciones de yacimiento, ni de superficie se entra en la región de dos fases durante el agotamiento de presión del yacimiento, por lo que la muestra de hidrocarburo se encuentra siempre en fase gaseosa.

#### **2.4.1.2 Yacimientos de Gas Húmedo**

Los gases húmedos se caracterizan por tener mayor contenido de componentes intermedios y pesados que los gases secos. Se denominan húmedos porque a condiciones de separación en superficie la mezcla cae en la región de dos fases generando relaciones gas-líquido mayores a 15.000 PCN/BN. El líquido de tanque tiende a ser incoloro (similar al de la gasolina natural) con gravedad API mayor de 60°. El contenido de líquido del gas húmedo es menor de 30 BN/MMPCN.

#### **2.4.1.3 Yacimientos de Gas Condensado**

Es una mezcla de hidrocarburos gaseosos con líquido disuelto. En su composición predomina el metano ( $\%C_1 > 60$ ) como en el caso de los yacimientos de gas seco y húmedo, aunque la cantidad relativa de hidrocarburos pesados es considerablemente mayor. El color del condensado en el tanque varía de incoloro a amarillo claro y las relaciones gas-condensado son mayores a 3.200 PCN/BN<sup>[3]</sup>.

Estos yacimientos tienen la característica principal de presentar condensación retrógrada cuando la presión del yacimiento se hace menor a la presión de rocío. A condiciones iniciales de presión y temperatura de yacimiento, la mezcla se encuentra en fase gaseosa o en el punto de rocío. La temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la temperatura cricondentérmica. A medida que la presión del yacimiento disminuye debido a la producción, la composición de la mezcla de hidrocarburos permanece constante hasta alcanzar la presión de rocío. Una vez que la presión del yacimiento disminuya por debajo de la presión de rocío se comienza a condensar el líquido del yacimiento ocurriendo condensación retrógrada<sup>[3]</sup>.

#### **2.4.1.4 Yacimientos de Petróleo Volátil**

Estos yacimientos presentan una temperatura menor, pero cercana a la

temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos. La presión crítica es aproximadamente igual a la presión cricondembárica, esto trae como consecuencia que el equilibrio de fases de estos yacimientos sea precario y se produce un alto encogimiento del crudo (hasta un 45%) cuando la presión del yacimiento cae ligeramente por debajo de la presión de burbujeo. Generalmente esta mezcla de hidrocarburos está compuesta por un  $\%C_1 < 60$  y  $\%C_7^+ > 12,5$ ; de acuerdo a este contenido de  $C_7^+$  el petróleo se encuentra en fase líquida en el yacimiento (**Tabla 2.1**). Presentan una relación gas-petróleo (RGP) de 1.750 a 3.200 PCN/BN, gravedad API superior a  $40^\circ$ , un factor volumétrico mayor a 1,5 BY/BN y su color en el tanque varía de amarillo oscuro a negro.

**Tabla. 2.1 Composición típica de mezclas provenientes de yacimientos de hidrocarburos**

COMPONENTES (% Molar)	GAS SECO	GAS HÚMEDO	GAS CONDENSADO	PETRÓLEO VOLÁTIL	PETRÓLEO NEGRO
$C_1$	96	90	75	60	48,83
$C_2$	2	3	7	8	2,75
$C_3$	1	2	4,5	4	1,93
$IC_4-nC_4$	0,5	2	3	4	1,6
$IC_5-nC_5$	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	-	$60^\circ$	$55^\circ$	$50^\circ$	$34,3^\circ$
Líquido de Tanque	-	Incoloro, Amarillo claro	Amarillo claro, Amarillo	Amarillo oscuro	Negro

#### 2.4.1.5 Yacimientos 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. Presentan una relación gas-petróleo (RGP) por debajo de los 1.750 PCN/BN, un color que varía de negro a verde oscuro, gravedad API igual o menor a  $40^\circ$  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:  $\text{°API} < 10^\circ$

## **2.4.2 De acuerdo al mecanismo de producción**

Generalmente, en los yacimientos de hidrocarburos se encuentran presentes diversos mecanismos de producción que permiten el desplazamiento de los fluidos desde el medio poroso hacia los pozos y de éstos a la superficie; entre los mecanismos más comunes se encuentran:

### **2.4.2.1 Desplazamiento por Expansión de las Rocas 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.

### **2.4.2.2 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.

#### **2.4.2.3 Desplazamiento Hidráulico**

Este mecanismo de desplazamiento debe ser considerado cuando exista, asociada a la zona de petróleo, una porción de roca con una alta saturación de agua (acuífero). A medida que transcurre la explotación del yacimiento y su presión se va reduciendo, al igual que todos los otros fluidos, el agua presente en el acuífero se irá expandiendo. Esta expansión del agua producirá un desplazamiento de los hidrocarburos hacia los pozos de producción. Este efecto se mantiene hasta que la capacidad expansiva del volumen de agua contenido en el agua del acuífero se agote. 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.

#### **2.4.2.4 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. A diferencia del empuje por gas en solución donde la expansión del gas es en la zona de hidrocarburos líquidos, aquí dicho efecto puede verse sobre la zona de hidrocarburos líquidos. 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.

#### 2.4.2.5 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.

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 2.7**, muestra en forma comparativa, el comportamiento de yacimientos sometidos a los principales mecanismos de producción:

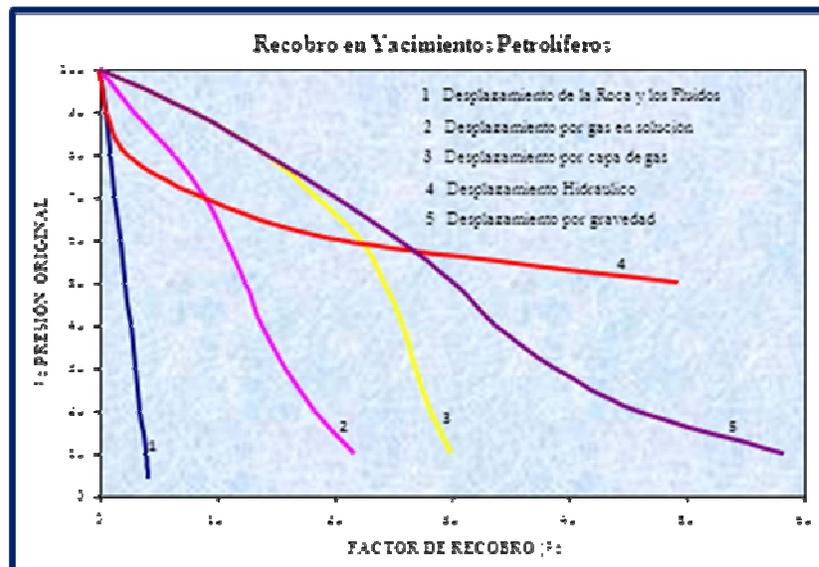


Figura. 2.7 Influencia del mecanismo de producción en el porcentaje de recobro y presión del yacimiento

### **2.4.3 De acuerdo a criterios geológicos**

El funcionamiento esperado de un yacimiento de hidrocarburos depende en gran parte de la configuración geométrica del yacimiento en general, también de su relación con las formaciones vecinas. La clasificación de los yacimientos en base a la configuración geométrica del yacimiento consiste en tres divisiones<sup>[4]</sup>:

#### **2.4.3.1 Trampas Estructurales**

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.

#### **2.4.3.2 Trampas Estratigráficas**

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.

#### **2.4.3.3 Trampas Mixtas**

Son yacimientos cuya geometría presenta límites tanto estratigráficos como estructurales. Son una combinación de pliegues y/o fallas con cambios en la porosidad de la roca.

### **2.4.4 De acuerdo al estado de saturación**

Los fluidos en un yacimiento consisten en mezclas de diferentes tipos de hidrocarburos que dependen de su composición y de las condiciones de presión y temperatura existentes en el yacimiento. De acuerdo a este criterio, los yacimientos se pueden clasificar en :

#### **2.4.4.1 Saturados**

Cuando la presión del yacimiento es menor o igual a la presión de saturación.

#### **2.4.4.2 Sub-saturados**

Cuando la presión del yacimiento es mayor a la presión de saturación.

### **2.5 PROPIEDADES DE LAS ROCAS**

Estas propiedades representan los principales parámetros petrofísicos necesarios para la evaluación de un yacimiento mediante un análisis petrofísico, son:

#### **2.5.1 Porosidad ( $\varphi$ )**

La porosidad de una roca es la característica física más conocida de un yacimiento de hidrocarburo. Se define como la fracción del volumen total de la roca que puede ser ocupada por fluidos. En los yacimientos de petróleo, la porosidad representa el porcentaje del espacio total que puede ser ocupado por líquidos o gases. Dicha propiedad determina la capacidad de acumulación o de depósito de la arena y generalmente se expresa como porcentaje, fracción o decimal. Analíticamente se determina por la siguiente ecuación<sup>[5]</sup>:

$$\varphi = \frac{V_p}{V_t} * 100 \quad \text{Ec. 2.1}$$

Donde:

$\varphi$ : Porosidad (%)

$V_p$ : Volumen poroso (pies<sup>3</sup>)

$V_t$ : Volumen total (pies<sup>3</sup>)

El volumen total se determina por la siguiente ecuación:

$$\text{Volumen total} = \text{Volumen poroso} + \text{Volumen de la matriz} \quad \text{Ec. 2.2}$$

### **2.5.1.1 Clasificación de la porosidad según su origen**

#### **2.5.1.1.1 Porosidad Primaria**

Es la fracción o porcentaje del volumen total de la roca representada por los espacios que quedan entre los granos y fragmentos minerales, después de los procesos físicos, biológicos y químicos convierten los sedimentos en roca<sup>[6]</sup>.

Los yacimientos de hidrocarburos constituidos por calizas con porosidad primaria rara vez son importantes excepto en el caso de las facies cretáceas (de cretas) y oolíticas. La porosidad primaria, sin embargo, facilita los medios para el desarrollo de la porosidad secundaria permitiendo la circulación de aguas secundarias<sup>[4]</sup>.

#### **2.5.1.1.2 Porosidad Secundaria**

Es la porosidad resultante de la acción de procesos post diagenéticos, como lixiviación, fracturamiento, fisuración, que ocurren después de la litificación de los sedimentos<sup>[6]</sup>.

La porosidad en la mayoría de los yacimientos de calizas se debe al proceso de lixiviación por aguas subterráneas.

### **2.5.1.2 Clasificación de la porosidad según el grado de interconexión de los poros**

#### **2.5.1.2.1 Porosidad Absoluta**

Es el porcentaje de espacio poroso total, con respecto al volumen total de la roca, sin tener en cuenta si los poros están interconectados o no entre sí. Una roca puede tener

una porosidad absoluta considerable y aun no así tener conductividad a los fluidos, debido a la falta de comunicación entre los poros<sup>[6]</sup>.

#### **2.5.1.2.2 Porosidad Efectiva**

Es el porcentaje de espacio poroso intercomunicado, con respecto al volumen total de la roca. Por consiguiente, es una indicación de la facilidad a la conductividad de los fluidos por la roca, aunque no es una media cualitativa de este parámetro. La porosidad efectiva es una función de muchos factores litológicos. Los más importantes son: tamaño de los granos, empaque de los granos, cementación, meteorización y lixiviación, cantidad y clases de arcillas, y estados de hidratación de las mismas<sup>[6]</sup>.

#### **2.5.2 Permeabilidad (K)**

La permeabilidad de una roca puede definirse como la conductividad de la roca a los fluidos o la facultad que la roca posee para permitir que los fluidos se muevan a través de la red de poros interconectados. Si los poros de la roca no están interconectados no existe permeabilidad; por consiguiente, es de esperar que exista una relación entre la permeabilidad y la porosidad efectiva, aunque no necesariamente con la porosidad absoluta<sup>[4]</sup>.

El hecho de que una roca sea porosa, no indica necesariamente que sea permeable, ya que la capacidad de tal roca porosa en permitir el movimiento de fluido depende también de la continuidad de los poros y del grado de interconexión. La permeabilidad es función del tamaño y forma de los poros.

De acuerdo a las fases almacenadas en el medio poroso, la permeabilidad puede clasificarse en tres tipos a saber<sup>[7,8]</sup>:

##### **2.5.2.1 Permeabilidad Absoluta (Ka)**

La permeabilidad absoluta de una roca es aquel parámetro que cuantitativamente indica la capacidad del sistema interconectado para permitir el movimiento de un fluido homogéneo de un punto a otro.

### 2.5.2.2 Permeabilidad Efectiva ( $K_e$ )

Este parámetro refleja la facilidad que ofrece el sistema poroso interconectado para el movimiento de un punto a otro de un fluido dado, en la presencia de por lo menos otro fluido adicional en el sistema de flujo.

### 2.5.2.3 Permeabilidad Relativa ( $K_r$ )

Se define como la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta del medio poroso, y se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$K_r = \frac{K_e}{K_a} \quad \text{Ec. 2.3}$$

Donde:

$K_r$ : Permeabilidad relativa (adimensional)

$K_e$ : Permeabilidad efectiva (mD)

$K_a$ : Permeabilidad absoluta (mD)

### 2.5.3 Saturación de Fluidos ( $S$ )

Se define como la fracción de volumen poroso ocupado por agua, petróleo o gas. La saturación de fluidos se puede determinar mediante registros de pozos, los cuales miden propiedades eléctricas y radiactivas (Registros Eléctricos, Neutrón, FDC, etc.) que permiten identificar los fluidos presentes en el yacimiento, o mediante pruebas de laboratorio que consisten en el análisis de núcleos del yacimiento.

### 2.5.4 Espesor de la Arena Productora

Este parámetro requiere que se diferencie cuidadosamente del espesor neto de la formación en el pozo, ya que éste es un valor puntual y debe ser el valor promedio que mejor represente la totalidad del área de drenaje.

Puede ser medido por los registros y por núcleos cuando son tomados a lo largo de la sección. La Ecuación de Darcy toma en cuenta toda la sección, no considera el espesor neto perforado lo que indica un cálculo de flujo de la formación

como si fluyera toda la arena. En estas condiciones, hay casos donde se cuenta con un mapa isópaco o de líneas de isoespesor. Por planimetría se puede obtener un espesor promedio ponderado dentro del área de drenaje de la formación productora.

## **2.6 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS**

### **2.6.1 Propiedades del Petróleo<sup>[9]</sup>**

#### **2.6.1.1 Presión de Burbujeo (Pb)**

Es la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas al pasar un sistema del estado líquido al estado de dos fases, donde la fase líquida está en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas libre. A presiones por debajo de la presión de burbujeo se forma dos fases en equilibrio: Líquido (crudo con gas en solución) y gaseosa (gas natural). La fase líquida está constituida por crudo saturado con gas natural, por esta razón a estas presiones se le llama también presión de saturación.

#### **2.6.1.2 Relación Gas-Petróleo en Solución (Rs)**

También llamado solubilidad del gas en el petróleo se define como el número de pies cúbicos normales (PCN) de gas que pueden disolverse en un barril normal (BN) de petróleo, cuando ambos son llevados a las condiciones de presión y temperatura prevalecientes en los yacimientos.

El Rs aumenta con la presión hasta llegar a presión de burbujeo, a partir de la cual se mantiene constante ya que no existe más gas disponible para entrar en solución con el petróleo (petróleo subsaturado). Los Factores que lo afectan son: a medida que aumenta la presión, gravedad del petróleo, gravedad del gas, el Rs aumenta. A medida que aumenta la temperatura, el Rs disminuye.

#### **2.6.1.3 Factor Volumétrico (Bo)**

Es el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal de petróleo junto a su gas de solución. El valor de Bo será mayor que la unidad debido al gas que entra en solución. Generalmente se expresa en barriles de yacimiento (BY)

por barril a condiciones normales (BN).

#### **2.6.1.4 Compresibilidad ( $C_o$ )**

Es el cambio fraccional en volumen cuando la presión cambia a temperatura constante. La compresibilidad del gas y del agua puede definirse de la misma manera a la del petróleo.

#### **2.6.1.5 Viscosidad ( $\mu_o$ )**

En el caso del petróleo deben distinguirse dos tipos de viscosidad: Viscosidad de un petróleo sin gas en solución y viscosidad de un petróleo a determinada  $p$  y  $T$  llevando consigo la cantidad de gas. En ambos casos, el efecto de la temperatura es disminuir la viscosidad, sin embargo, un aumento de presión en el primer caso aumenta la viscosidad y en el segundo la disminuye, ya que el efecto de disminución de la viscosidad por gas en solución es mayor que el efecto por compresibilidad del petróleo.

#### **2.6.1.6 Gravedad API**

Es una escala arbitraria del Instituto Americano del Petróleo, que guarda relación con la densidad relativa del petróleo y sus derivados. Cuanto más ligero es el petróleo, mayor es la gravedad API y mientras más pesado es el petróleo la gravedad API será menor. El grado API indica la ligereza del petróleo.

#### **2.6.1.7 Tensión Interfacial Gas-Petróleo ( $\sigma_{go}$ )**

Se define como la fuerza por unidad de longitud en la interfase entre dos fluidos inmiscibles. La tensión interfacial entre un gas y un hidrocarburo líquido varía aproximadamente entre 35 dinas/cm a bajas presiones y gravedades API a 0 dinas/cm a la presión crítica cuando ocurre solubilidad completa.

#### **2.6.2 Propiedades del Gas<sup>[9]</sup>**

El gas natural normalmente se encuentra presente en los yacimientos de hidrocarburos, por ello es de gran importancia el conocimiento de ciertas propiedades

físicas del mismo que son fundamentales en el análisis del comportamiento de yacimientos de petróleo, gas y condensado. Estas propiedades son:

#### **2.6.2.1 Presión de Rocío (Pr)**

Es la presión a la cual se forma la primera gota de líquido al pasar de un sistema del estado gaseoso al estado de dos fases, donde la fase gaseosa está en equilibrio con una cantidad infinitesimal de líquido.

#### **2.6.2.2 Densidad Relativa o Gravedad Específica ( $\gamma_g$ )**

Se define como la razón de la densidad del gas a la densidad del aire, ambas a las mismas condiciones de presión y temperatura.

#### **2.6.2.3 Factor de Compresibilidad (Z)**

Las ecuaciones aplicadas a gases ideales sólo se cumplen para presiones y temperaturas relativamente bajas. Con el propósito de utilizar la ecuación general de los gases a altas presiones y temperaturas, es necesario modificar dichas ecuaciones introduciendo un factor de corrección denominado factor de compresibilidad, factor de desviación o factor “Z” del gas. Este factor adimensional es afectado por presión, temperatura y composición del gas, y varía por lo general entre 0,70 y 1,20; 1,00 representa el comportamiento ideal.

#### **2.6.2.4 Factor Volumétrico ( $\beta_g$ )**

Se define como el volumen (generalmente en barriles o pies cúbicos) que ocupa en el yacimiento, la unidad volumétrica (generalmente 1 barril o 1 pie cúbico) de gas a condiciones normales. En otras palabras este factor relaciona el volumen de gas en el yacimiento al volumen del mismo en la superficie (14,7 Lpca y 60 °F).

#### **2.6.2.5 Viscosidad ( $\mu_g$ )**

En general, la viscosidad de un gas es mucho menor que la de un líquido, ya que las distancias intermoleculares en los gases son mayores. Todos los gases

presentan comportamiento reológico Newtoniano y se rigen por la Ley de viscosidad de Newton.

## **2.7 PRESIÓN DEL YACIMIENTO O PRESIÓN ESTÁTICA DE FONDO (BPH BOTTOM HOLE PRESSURE)**

La presión estática de fondo en un yacimiento, es la presión que existe cuando no hay alteraciones mecánicas o de flujo. Dicha presión denota la presión que existe al frente de la formación petrolífera, cuando la producción se ha interrumpido por un lapso suficiente de tiempo, para permitir la restauración de la presión en el fondo del pozo resultante de la columna de gas y de líquido. Esta presión restaurada, es la presión que existe en la zona petrolífera<sup>[10]</sup>.

Por consiguiente, la presión del yacimiento, es la presión que existe en condiciones de equilibrio antes o después de que se hayan establecido las operaciones de producción.

La presión en los yacimientos aumenta con la profundidad en una proporción casi lineal, información que ha podido obtenerse de afloramiento de formaciones geológicas que constituyen también la roca reservorio. Estas formaciones, saturadas de agua, acumulan una presión hidrostática correspondiente a la diferencia en elevación entre el afloramiento y el petróleo en el yacimiento. En muchos campos la presión aproximada del yacimiento se puede estimar antes del descubrimiento multiplicando la profundidad en pies debajo del nivel hidrostático por el gradiente de la columna de agua (0,435 libras por pulgada cuadrada/pie). Existen sin embargo, muchas excepciones a esta regla, especialmente a profundidades mayores de 7.000 pies, teniendo como explicación muy probable, el estado de fluencia de las rocas bajo el peso de los sedimentos superpuestos. A estas profundidades el límite elástico de algunos de los componentes de la roca es excedido estando expuestos a deformaciones plásticas.

Las presiones de formación pueden clasificarse, de acuerdo a su valor de gradiente de presión, en normales, subnormales y anormales (**Figura 2.8**).

La **presión de fondo estática**, tomada de un pozo viene a ser la presión del

yacimiento en el área influenciada por el pozo.

La presión requerida en estudios de ingeniería de yacimientos, es la presión promedio del yacimiento. Generalmente, la presión promedio de un yacimiento se obtiene mediante la extrapolación de las líneas rectas apropiadas, usando cualquiera de los métodos convencionales de análisis: el método de Horner, el método de Muskat, etc.

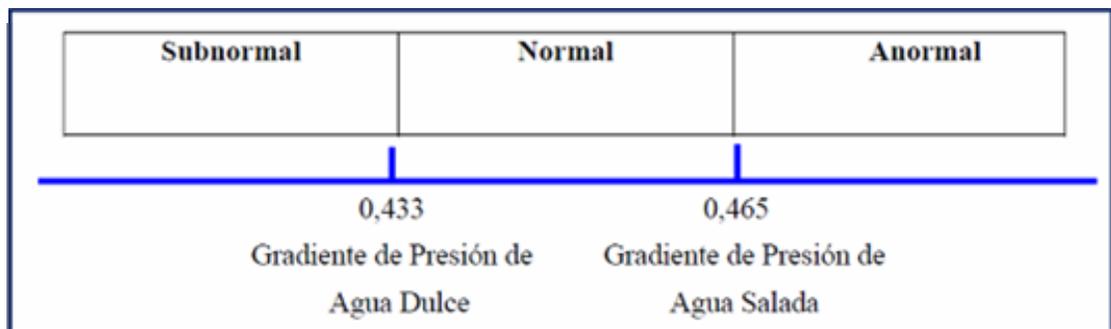


Figura. 2.8 Tipos de presiones de formación

### 2.7.1 Presiones Estáticas al DATUM

Las presiones estáticas medidas en los pozos, generalmente se corrigen al tope del intervalo de producción perforado empleando gradientes medidos en el pozo, y de allí hacia abajo o hacia arriba a un nivel de referencia usando el gradiente del fluido del yacimiento. El nivel de referencia es generalmente, seleccionado cerca del centro de gravedad de la acumulación inicial de hidrocarburos.

Las presiones promedio a utilizar para el estudio, son aquellas referidas a un plano de referencia denominado dátum, de tal manera que el promedio de presiones a este dátum se aproximará a la presión actual en todos los puntos del yacimiento.

Para efectuar el cálculo de presiones al dátum se requiere hacer una revisión de los siguientes parámetros:

- ✓ Gradiente estático de yacimiento.
- ✓ Gradiente estático del pozo.
- ✓ Profundidad de perforación.

- ✓ Profundidad de medición.
- ✓ Presión estática a la profundidad de medición.
- ✓ Profundidad del plano de referencia (DATUM).
- ✓ Elevación de la mesa rotatoria (RTE).

### 2.7.2 Gradientes de Presión

Es la presión ejercida por la columna de fluido por pie de profundidad, es decir, se le conoce como gradiente de presión a la variación de los valores de presión por unidad de profundidad, generalmente se expresa en Lpc/Pie. Los gradientes normales en los yacimientos, varían de un máximo alrededor de 0,50 Lpc/Pie para salmueras a 0,433 Lpc/Pie para agua dulce a 60°F, y varían de acuerdo con la presión, temperatura y salinidad del agua. Los gradientes de petróleos, de gas de alta presión y de condensado de gas varían entre 0,10 y 0,30 Lpc/Pie, además su variación dependerá de la presión, temperatura y composición del fluido. Los gases a presiones bajas tienen gradientes muy bajos, alrededor de 0,002 Lpc/Pie para gas natural a 100 Lpca<sup>[11]</sup>.

Los gradientes normales de presión son:

- ✓ 0,435 Lpc/Pie                      Para agua dulce
- ✓ 0,46 – 0,52 Lpc/Pie            Para agua salada
- ✓ 0,24 – 0,40 Lpc/Pie            Para petróleos
- ✓ 0,075 – 0,20 Lpc/Pie          Para gas

### 2.7.3 Método para el Cálculo de la Presión al DATUM

La presión al dátum es la presión promedio del yacimiento referida a una profundidad dada. Para validar esta presión es necesario validar algunos parámetros involucrados en el cálculo. Estos parámetros pueden ser observados en la **Figura 2.9**. Para la determinación de esta presión, se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$P_{ProfPerf} = P_{MED} + Grad_{POZO}(Prof_{Perf} - Prof_{Med}) \quad \text{Ec. 2.4}$$

$$P_{DATUM} = P_{ProfPerf} \pm Grad_{YAC}(Prof_{DATUM} + RTE - Prof_{Perf}) \quad \text{Ec. 2.5}$$

Donde:

$P_{\text{DATUM}}$ : Presión al dátum (Lpc)

$P_{\text{MED}}$ : Presión a la profundidad de medición (Lpc)

$\text{Grad}_{\text{POZO}}$ : Gradiente del pozo (Lpc/Pie)

$\text{Prof}_{\text{DATUM}}$ : Profundidad al dátum (Pie)

$\text{Prof}_{\text{Perf}}$ : Profundidad al punto medio de las perforaciones (Pie)

$\text{Prof}_{\text{Med}}$ : Profundidad de medición (Pie)

$\text{Grad}_{\text{YAC}}$ : Gradiente del yacimiento (Lpc/Pie)

$P_{\text{ProfPerf}}$ : Presión al punto medio de las perforaciones (Lpc)

RTE: Elevación de la mesa rotaria (Pie)

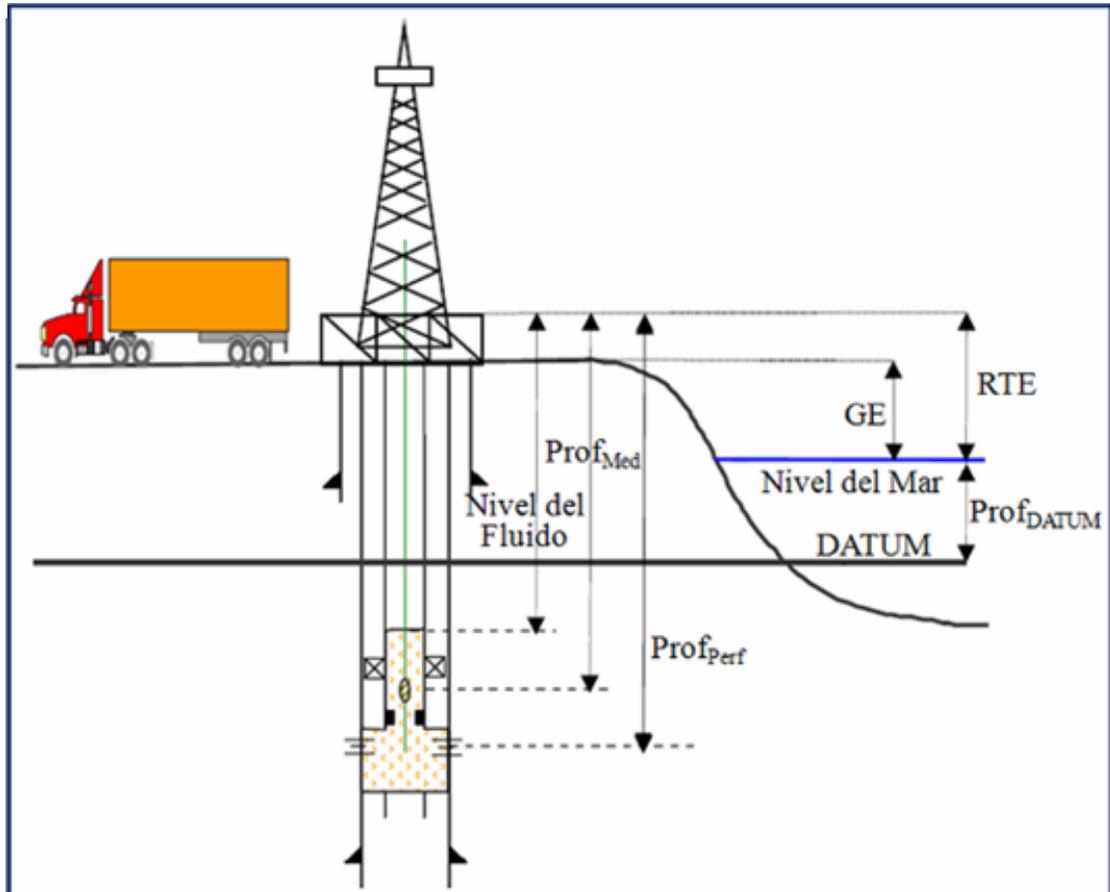


Figura. 2.9 Cálculo de la presión al dátum

Para el cálculo del gradiente de presión del yacimiento se utiliza la **Ec. 2.6**, previamente determinada la densidad del petróleo a condiciones de yacimiento.

$$\text{Grad}_{\text{YacFetr}} = \frac{\rho_{\text{CY}} * 0,433}{62,4} \quad \text{Ec. 2.6}$$

Donde:

$\rho_{\text{CY}}$ : Densidad del petróleo (Lbs/Pc)

$\text{Grad}_{\text{Yac}}$ : Gradiente del yacimiento (Lpc/Pie)

## 2.8 RESERVAS DE HIDROCARBUROS

Las Reservas de Hidrocarburos son los volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural y líquidos del gas natural que se pueden recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas, desde una fecha determinada en adelante. Para determinarlas lo primero que se debe saber es cuánto petróleo y/o gas contiene el yacimiento, lo que se conoce como el "Petróleo Original en Sitio (POES)" o "Gas Original en Sitio (GOES)". Este cálculo obliga al conocimiento de<sup>[12]</sup>:

- ✓ El volumen de roca productora.
- ✓ La porosidad de esta roca, que es el espacio intersticial disponible.
- ✓ La saturación de agua de estos espacios, porcentaje de poros ocupados por el agua.
- ✓ La profundidad, presión y temperatura de las capas productivas.

Toda esta información se obtiene sólo luego de perforar uno o más pozos que delimiten el yacimiento, lo que permite además tomar los registros y las muestras necesarias.

La reserva de un yacimiento es una fracción del "hidrocarburo original in sitio", ya que nunca se recupera el total del hidrocarburo existente. Para establecerla hay que conocer cuál será el factor de recuperación del yacimiento, factor que implica conocer el tipo de empuje del yacimiento, su presión, permeabilidad de la roca, medida de la transmisibilidad entre los poros de la roca y la forma de explotación. Para la obtención de estos datos se efectúa un seguimiento del comportamiento del yacimiento a través de diversas pruebas y ensayos, lo que conlleva un tiempo considerable y una importante inversión económica.

## **2.8.1 Clasificación de las Reservas**

El Ministerio de Energía y Minas estableció una clasificación de reservas de acuerdo al grado de certidumbre que se tenga de ella<sup>[12]</sup>:

### **2.8.1.1 Reservas Probadas**

Volúmenes de hidrocarburos estimadas a una fecha de terminada, cuya existencia está demostrada con una “razonable certeza” por información geológica y de ingeniería, y que pueden ser recuperadas bajo las condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales vigentes. El término "razonable certeza" indica un alto grado de confianza de que las cantidades estimadas serán recuperadas. Dentro de estas categorías se incluyen:

- ✓ Reservas contenidas en yacimientos con producción comercial, o donde se hayan realizado con éxito pruebas de producción o de formación.
- ✓ Reservas contenidas en yacimientos delimitados estructural y estratigráficamente y/o por contactos de fluidos.
- ✓ Reservas contenidas en áreas adyacentes a las ya perforadas, cuando existe una razonable certeza de producción comercial.
- ✓ Volúmenes de hidrocarburos producibles de áreas aun no perforadas, situadas entre yacimientos conocidos, donde las condiciones geológicas y de ingeniería indiquen continuidad.
- ✓ Volúmenes adicionales producibles de yacimientos, en proyectos comerciales de recuperación suplementaria (inyección de gas, inyección de agua, mantenimiento de presión, recuperación térmica u otros).
- ✓ Volúmenes adicionales provenientes de proyectos de recuperación adicional, cuando el estudio de geología e ingeniería que sustenta el proyecto está basado en un proyecto piloto con éxito, o en una respuesta favorable a un proyecto experimental implementado en ese yacimiento.
- ✓ En ciertas ocasiones, los volúmenes producibles de pozos, donde el análisis de núcleos y/o perfiles, indican que pertenecen a un yacimiento análogo a otros que están produciendo del mismo horizonte, o que han demostrado su capacidad productora a través de pruebas de formación.

### **2.8.1.2 Reservas Probables**

Volúmenes estimados de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica, de ingeniería, contractual y económica, bajo las condiciones operacionales prevalecientes, indican (con un grado menor de certeza al de las reservas probadas) que se podrán recuperar. Estas reservas pueden ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas. Dentro de esta categoría se incluyen:

- ✓ Volúmenes de hidrocarburos, que podrían recuperarse de yacimientos que han sido atravesados por pozos, en los cuales no se han efectuado pruebas de producción, y las características de los perfiles indican con razonable certeza la probabilidad de su existencia.
- ✓ Volúmenes de hidrocarburos, que podrían recuperarse a una distancia razonable, más allá del área probada de yacimientos productores, donde no se ha determinado el contacto agua-petróleo, y donde el límite probado se ha establecido en función del pozo estructuralmente más abajo.
- ✓ Volúmenes de hidrocarburos, que pudieran contener las áreas adyacentes a yacimientos conocidos, pero separados de estos por fallas sellantes, siempre que en dichas áreas haya razonable certeza de tener condiciones geológicas favorables para la acumulación.
- ✓ Volúmenes de hidrocarburos, estimados en estudios de geología y de ingeniería realizados, o que están en proceso, donde el juicio técnico indica, con menor certeza que en el caso de reservas probadas, podrían recuperarse de yacimientos probados, si se aplican procedimientos comprobados de recuperación adicional.
- ✓ Volúmenes de hidrocarburos adicionales a las reservas probadas, de un yacimiento que resulten de la reinterpretación de sus parámetros, su comportamiento o cambios en el patrón de desarrollo (modificación del espaciamiento, perforación horizontal, entre otros).

### **2.8.1.3 Reservas Posibles**

Volúmenes de hidrocarburos, asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica y de ingeniería indica (con un grado menor de certeza al de las reservas probables) que podrían ser recuperados bajo

condiciones operacionales y contractuales prevalecientes. Estas reservas podrían ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas. Dentro de esta categoría se incluyen:

- ✓ Volúmenes de hidrocarburos sustentados por pruebas de producción inconclusa, o de formación que no pueden ser producidos debido a las condiciones económicas en el momento de la estimación, pero que sería rentables al utilizar condiciones económicas futuras razonablemente ciertas.
- ✓ Volúmenes de hidrocarburos que podrían existir en formación, determinados con perfiles de pozos o núcleos de formación, con características que presentan un alto grado de incertidumbre.
- ✓ Volúmenes de hidrocarburos que podrían existir en áreas donde la interpretación de la información geofísica y geológica indica la existencia de una estructura mayor que la incluida dentro de los límite de reservas probadas y probables del yacimiento, y donde la perforación de pozos adicionales fuera del área probada o probable presentan incertidumbre de resultados positivos.
- ✓ Volúmenes de hidrocarburos que podrían existir en segmentos fallados, no probados, adyacentes a yacimientos probados, donde existe duda razonable sobre si ese segmento contiene volúmenes recuperables.
- ✓ Volúmenes de hidrocarburos adicionales, asociados a yacimientos cuyas características geológicas y de fluidos indican posibilidad de éxito de ser sometidos a métodos de recuperación suplementaria.

### 2.8.2 Factor de Recobro

El factor de recobro representa la fracción del volumen de gas original en sitio que puede extraerse (o que ha sido extraído) de un yacimiento. El factor de recobro depende en forma general de los de los mecanismos de producción y de las propiedades físicas de las rocas y fluidos del yacimiento.

Los factores que afectan el recobro son:

- ✓ **Presión de abandono:** Entre mayor sea la presión de abandono mayor es el recobro de hidrocarburos, ya que queda una menor cantidad (moles) de petróleo y/o gas remanente en el yacimiento.
- ✓ **Presencia de acuífero:** Cuanto mayor sea la actividad del acuífero el recobro de petróleo puede aumentar, gracias a la energía adicional proporcionada por

el acuífero, en caso de que este sea activo. El recobro de petróleo en yacimientos de crudo con empuje por agua varía de 35% a 80%.

### 2.8.3 Métodos Aplicados para la Estimación de Reservas

Los datos geológicos y físicos de un yacimiento para el momento en que este es descubierto, no son necesariamente conocidos, por lo tanto es necesario idear un plan que permita de forma redituable, la explotación del yacimiento teniendo así el mayor margen de recobro posible. Entre los métodos más importantes se tienen:

#### 2.8.3.1 Método Volumétrico

Es uno de los métodos más usados en campos nuevos, donde no existe mucha información, este método se realiza con la finalidad de tener una idea global del reservorio y de las reservas de gas que este contiene. Está fundamentado en la estimación de las propiedades petrofísicas de la roca y de los fluidos que se encuentran en el yacimiento aun cuando no se ha comenzado a producir.

El método volumétrico permite la estimación de hidrocarburo original en sitio, ya sea Petróleo Original En Sitio (POES), Bitumen Original En Sitio (BOES), Condensado Original En Sitio (COES) o Gas Original En Sitio (GOES), 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 la información obtenida de los pozos del yacimiento, y representan sólo una pequeña parte del mismo, los promedios obtenidos presentan cierta incertidumbre. Esta es la razón por la cual se habla de “estimación” de reservas en base a un factor de recobro que va a depender del tipo de hidrocarburo, gas, o petróleo negro, la gravedad específica, y tipo de crudo, en el caso del petróleo (volátil, liviano, mediano o pesado). Las ecuaciones que determinan estos valores son las siguientes:

$$POES = 7.758 \frac{\bar{\phi} * (1 - \bar{S}_{wi}) * V_r}{B_{oi}} \quad \text{Ec. 2.7}$$

**Nota:**  $V_r$ , representa el volumen de roca que originalmente se expresa como  $(A * h)$ ; donde  $A$  (Área, Acres) y  $h$  (Espesor de la arena neta petrolífera, Pies).

$$GOES = POES * R_{si} \quad \text{Ec. 2.8}$$

Donde:

POES: Petróleo original en sitio (BN)

GOES: Gas original en sitio (PCN)

$\bar{\phi}$ : Porosidad promedio (fracción)

$\bar{S}_{wi}$ : Saturación promedio de agua connata (fracción)

$V_r$ : Volumen de roca (Acres-Pie)

$B_{oi}$ : Factor volumétrico del petróleo a presión y temperatura iniciales del yacimiento (BY/BN)

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

### 2.8.3.1.1 Cálculos de Reservas del Yacimiento

- ✓ Reservas de Petróleo

$$\text{Reservas Recuperables}_{PET} = POES * fr_{PET} \quad \text{Ec. 2.9}$$

$$\text{Reservas Remanentes}_{PET} = \text{Reservas Recuperables}_{PET} - N_p \quad \text{Ec. 2.10}$$

Donde:

POES: Petróleo original en sitio (BN)

$fr_{PET}$ : Factor de recobro del petróleo (Fracción)

$N_p$ : Petróleo producido (BN)

- ✓ Reservas de Gas

$$\text{Reservas Recuperables}_{GAS} = GOES * fr_{GAS} \quad \text{Ec. 2.11}$$

$$\text{Reservas Remanentes}_{GAS} = \text{Reservas Recuperables}_{GAS} + G_{iny} - G_p \quad \text{Ec. 2.12}$$

Donde:

GOES: Gas original en sitio (PCN)

$fr_{GAS}$ : Factor de recobro del gas (Fracción)

Giny: Gas inyectado (PCN)

Gp: Gas producido (PCN)

### 2.8.3.2 Balance de Materiales

El método de *Balance de Materiales* constituye una de las herramientas más usadas en la interpretación y análisis de los yacimientos. Su aplicación permite determinar los volúmenes de hidrocarburos originales en sitio, la identificación y grado de importancia relativa de los mecanismos de empuje y la predicción del comportamiento futuro del yacimiento. Este método se fundamenta en dos principios básicos: la Ley de la Conservación de la Masa y la Ley de la Conservación de la Energía<sup>[6]</sup>.

Esta técnica se fundamenta en que el volumen poroso de un yacimiento (volumen de control) permanece constante o puede ser determinado cada vez que se produce una reducción de la presión del yacimiento como consecuencia de la producción de fluidos. En la forma más simple, la Ecuación de Balance de Materiales (EBM) para un yacimiento (**Figura 2.10**), puede escribirse de la siguiente forma<sup>[13]</sup>:



**Figura. 2.10 Balance de volúmenes de los fluidos del yacimiento**

En este balance los volúmenes de los fluidos deben calcularse bajo unas mismas condiciones de presión y temperatura para que tengan validez. Esta ecuación fue planteada por *Schilthuis* en 1.936. Desde aquella época hasta el presente han surgido otras ecuaciones y modelos matemáticos más rigurosos que han reemplazado

la utilización de la ecuación de *Schilthuis* en algunos análisis de yacimientos. Sin embargo, esta ecuación sigue siendo útil debido a su simplicidad. Así, por ejemplo, se utiliza para la determinación de los hidrocarburos existentes en un yacimiento y en el seguimiento de su vida productiva.

Las premisas básicas de esta herramienta son:

- ✓ El yacimiento es considerado como un tanque, y por esto es visto como un modelo de dimensión cero.
- ✓ Las propiedades de los fluidos y las rocas se consideran uniformes.
- ✓ Las presiones y las saturaciones se distribuyen en forma continua.
- ✓ Cualquier cambio en presión y saturación se distribuye en forma instantánea en el yacimiento.

La ecuación general de balance de materiales se expresa de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 N_p[B_o + (R_p - R_s)B_g] + W_pB_w \\
 = N[(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g] + m * N * B_{oi} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \\
 + \frac{NB_{oi}(C_w * S_{wc} + C_f)\Delta P}{(1 - S_{wc})} + W_e
 \end{aligned}
 \tag{Ec. 2.13}$$

Donde:

- N: Petróleo original en sitio (BN)
- $N_p$ : Volumen acumulado de petróleo (BN)
- $G_p$ : Volumen acumulado de gas (PCN)
- $W_p$ : Volumen acumulado de agua (BN)
- $R_p$ : Relación gas-petróleo acumulado (PCN/BN)

$$R_p = \frac{G_p}{N_p}
 \tag{Ec. 2.14}$$

- $N_p * B_o$ : Volumen de petróleo más gas en solución (BY)
- $N_p * R_s * B_g$ : Gas disuelto producido (BY)
- $N_p * R_p * B_g$ : Gas total producido (BY)
- $W_p * B_w$ : Agua producida (BY)

m: Razón de volumen de gas inicial y volumen de petróleo inicial (Adm)  
Swc: Saturación de agua connata (Fracción)  
Cw: Compresibilidad del agua ( $Lpc^{-1}$ )  
Cf: Compresibilidad de la formación ( $Lpc^{-1}$ )  
Bo: Factor volumétrico del petróleo (BY/BN)  
Bg: Factor volumétrico del gas (BY/PCN)  
We: Intrusión de agua (BY)

Esta ecuación debe evaluarse siempre, entre la presión inicial del yacimiento y cualquier otra presión “P” donde se tengan valores de la producción acumulada de petróleo, gas y agua. Los parámetros Boi, Bgi y Rsi se obtendrán de los datos PVT a presión inicial del yacimiento.

Si hubiese inyección de gas y/o agua en el yacimiento, los volúmenes acumulados de estos fluidos a condiciones de yacimientos deben ser sumados al lado derecho de la ecuación general de balance de materiales<sup>[14]</sup>.

La ecuación de Balance de Materiales presentan las siguientes limitaciones:

- ✓ El yacimiento es considerado como un volumen poroso constante (cero-dimensional) y todos los cálculos se efectúan a una profundidad determinada que en muchos casos coinciden con el DATUM.
- ✓ Considera uniformidad del yacimiento en todo momento, en relación a las propiedades de las rocas y fluidos, saturación de fluidos, presión, etc. Es decir, no se considera la variación con espacio (de ahí el nombre de cero-dimensional) pero si el factor tiempo.
- ✓ El petróleo y gas existentes se encuentran siempre en equilibrio a la temperatura y presión promedio existente en el yacimiento.
- ✓ Los datos PVT disponibles o estimados simulan el comportamiento dentro del yacimiento y relacionan la producción al vaciamiento del yacimiento.
- ✓ Se supone que no existe flujo de fluidos de una región a otra dentro del yacimiento. Sin embargo, estos movimientos de fluidos pueden ser incorporados en los cálculos a través de la historia de producción acumulada.
- ✓ Se requiere cierto grado de explotación del yacimiento a fin de disponer de suficientes datos de presión y producción.
- ✓ No se considera el factor geométrico del yacimiento, ya que resulta muy difícil determinar la distribución de los fluidos en la estructura.

- ✓ Generalmente, tanto para yacimientos de gas seco como de petróleo, el factor volumétrico del agua ( $B_w$ ) y la solubilidad del gas en el agua ( $R_{sw}$ ), se consideran igual a 1 BY/BN y 0 PCN/BN, respectivamente.

### 2.8.3.2.1 Técnica de Havlena y Odeh

La aplicación de la EBM (Ecuación de Balance Materiales) se reduce mediante la técnica de Havlena y Odeh. Esta técnica se fundamenta en ver la mencionada ecuación como la ecuación de una línea recta; después de definir esta tendencia, el cálculo de la pendiente y el intercepto permiten obtener algunos parámetros desconocidos<sup>[6]</sup>.

A partir de la EBM, Havlena y Odeh definieron los siguientes factores:

- ✓ El término de producción de los fluidos está representado de la siguiente forma:

$$F = N_p [B_o + (R_p - R_s) * B_g] + W_p * B_w \quad \text{Ec. 2.15}$$

- ✓ El término que describe la expansión del petróleo y el gas en solución es representado de la siguiente manera:

$$E_o = (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) * B_g \quad \text{Ec. 2.16}$$

- ✓ La expansión de la capa de gas se define como:

$$E_g = B_{oi} * \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \quad \text{Ec. 2.17}$$

- ✓ Y finalmente, la expansión del agua connata y la reducción del volumen poroso se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$E_{f,w} = [(1 + m) * B_{oi}] * \left( \frac{S_{wc} * C_w + C_f}{(1 - S_{wc})} \right) * \Delta P \quad \text{Ec. 2.18}$$

Al sustituir estos factores en la EBM, se obtiene la expresión propuesta por esta técnica para el análisis de yacimientos:

$$F = N * (E_t) + W_e * B_w \quad \text{Ec. 2.19}$$

Donde:

$$E_t = E_o + m * E_g + E_{f,w} \quad \text{Ec. 2.20}$$

## 2.9 REACTIVACIÓN

La reactivación de un pozo, yacimiento o campo, es el conjunto de operaciones necesarias para lograr establecer el flujo de fluido desde el yacimiento a la superficie. La reactivación de una zona de explotación petrolera puede llevarse a cabo usando técnicas de reacondicionamiento y reparaciones de los pozos pertenecientes a dicha área, así como también estudiando la factibilidad de realizar estimulaciones matriciales en las áreas productoras de petróleo o gas con la finalidad de mejorar las condiciones petrofísicas del yacimiento.

### 2.9.1 Pozos Candidatos a Reactivación

Se deben tomar en cuenta ciertos aspectos para establecer candidatos a reactivación, entre los cuales se encuentran

#### 2.9.1.1 Reservas

Los yacimientos discriminados de acuerdo a los volúmenes de hidrocarburo remanentes, serán candidatos aquellos cuyo porcentaje de reservas remanentes (gas, petróleo) esté por encima del promedio porcentual del total de reservas del campo.

#### 2.9.1.2 Áreas prospectivas

De acuerdo a los resultados dinámicos, complementados con la información estática (petrofísica, facies) se establecen aquellas áreas donde el drenaje de hidrocarburos haya sido significativo, de aquí se seleccionan los candidatos potenciales, según el estado de producción de los pozos reportados en las diferentes bases de datos (aplicación Centinela, OFM), considerando sus reservas remanentes.

### 2.9.1.3 Pozos vecinos

- ✓ **Candidatos probados y completados:** Se realiza una comparación de las características productivas (potenciales, volúmenes acumulados, RGP, % A y S) de los candidatos considerados con pozos “abiertos” en las vecindades.
- ✓ **Candidatos interpretados:** Se comparan las características electrográficas (registros) de los candidatos con pozos “abiertos” en las vecindades.

### 2.9.1.4 Estado mecánico del pozo

En este caso se evalúan las condiciones mecánicas en las que se encuentran los pozos en estudio; es decir, se observa si existe algún tipo de daño en las tuberías tales como: Corrosión, desprendimiento, obstrucción, pescado y otros. Observando los yacimientos que fueron completados en dicho pozo.

## 2.10 REACONDICIONAMIENTO Y RECOMPLETACIÓN DE POZOS

Los reacondicionamientos de pozos son muy requeridos por muchas razones, incluyendo tomar acción sobre un problema en el pozo para incrementar su productividad, eliminación de excesivas cantidades de agua y/o gas y reparación de fallas mecánicas. Los reacondicionamientos son también realizados en aquellos pozos que pueden ser agrupados en la categoría de pozos sin problemas. Esta categoría incluye el desarrollo de reacondicionamientos para ganar producción adicional por recompletación o multicompletación, para propósitos de evaluación y para proveer un servicio al pozo<sup>[15]</sup>.

Los trabajos de reacondicionamiento y recompletación se pueden clasificar de acuerdo a si se efectúan en el mismo yacimiento o si tiene como fin cambiar la zona de producción; donde, los trabajos efectuados en el yacimiento pueden tener como objetivo, cambiar el intervalo de completación existente mediante perforación con cañones o por otros medios, controlar la producción de petróleo ó gas, controlar los problemas de producción de arena, profundizar, desviar o perforar direccionalmente y completar en el mismo yacimiento.

Existen pozos llamados críticos en donde por las condiciones de seguridad se deben tomar precauciones adicionales para evitar accidentes. Estos trabajos se

refieren a aquellos ejecutados en pozos con fugas que estén cerca de centros poblados, plantas compresoras, carreteras, y que representan peligros de incendios.

### **2.10.1 Reparación de Pozos**

La reparación de pozos representa para la industria petrolera, la alternativa de alargar la vida productiva de los yacimientos a menor o ninguna inversión, y da la posibilidad de evaluar y producir varios horizontes por el mismo pozo; así como mantener un control sobre los diferentes problemas de producción (agua, gas, baja presión, daños de formación, etc.) que se presentan en un yacimiento. De aquí, la necesidad de mantener una constante planificación sobre los pozos por reparar, para lo cual se deben analizar los problemas específicos en cada pozo o identificar el pozo problema y el tipo de reparación que se ha de realizar para el mantenimiento o generación del potencial. Los pasos para la reparación incluyen la planificación y análisis del pozo problema<sup>[15]</sup>.

#### **2.10.1.1 Planificación de la Reparación**

La planificación de las reparaciones se hace con base en un objetivo específico, el cual es aumentar la productividad o rentabilidad de un yacimiento. En otras palabras, es la búsqueda de oportunidades para la generación de potencial. El tipo de reparación, menor o mayor, va a depender de los problemas presentados en el pozo, los cuales pueden estar localizados al nivel de pozo o en el yacimiento. Por esta razón se debe identificar el pozo problema para su análisis<sup>[15]</sup>.

#### **2.10.1.2 Análisis de Pozos Problema**

Un pozo problema es aquel que, dentro de un marco económico particular, presenta límites de: baja tasa de petróleo o gas, alta producción de gas (alta RGP), alta producción de agua (alto % A y S), o problemas mecánicos o de otra índole. Cuando se está haciendo un análisis de un pozo en forma individual, se debe estar seguro de que el problema que se presenta es a nivel del pozo, o si por el contrario está relacionado con el yacimiento o con la superficie, ya que de esto podría depender si el trabajo por realizar es menor o mayor<sup>[16]</sup>.

El análisis de dichos pozos puede efectuarse a nivel de un yacimiento, un área o un pozo. Sin embargo, de las conclusiones de estos análisis generalmente resultan recomendaciones como: realizar reacondicionamiento, continuar la producción hasta un límite económico, mantener presión con inyección, recuperación mejorada ó abandonar<sup>[16]</sup>.

## **2.10.2 Reacondicionamientos a Pozos sin Problemas**

Aunque la corrección a pozos con problemas constituye una gran parte de cualquier programa de reacondicionamiento, existen muchas otras razones para realizar un trabajo de reacondicionamiento de un pozo. Las razones principales son<sup>[16]</sup>:

### **2.10.2.1 Recompletación y Multicompletación**

Estos reacondicionamientos son desarrollados para obtener una producción adicional en nuevas zonas o mejorar la efectividad de drenaje de un yacimiento. Revisiones periódicas del comportamiento del yacimiento, mapas de subsuelo y capacidades de producción por pozo permitirán realizar reacondicionamientos aprovechables en esta categoría. La selección del intervalo productor podría ser cuidadosamente considerada para prevenir la prematura producción de gas o agua y minimizar los futuros trabajos de reacondicionamiento<sup>[15,16]</sup>.

### **2.10.2.2 Evaluación de Yacimientos**

El apropiado control geológico y de yacimiento a menudo requiere pruebas para localizar contactos o pruebas a prospectos de contenido de fluidos desconocidos. El análisis cuidadoso de toda la data disponible es necesario para asegurar que el costo de ese tipo de reacondicionamiento este justificado<sup>[15,16]</sup>.

## **2.10.3 Clasificación de los Trabajos de Reacondicionamiento**

### **2.10.3.1 Reacondicionamiento Temporal**

Son aquellos trabajos que se realizan en el pozo mediante dispositivos mecánicos que permiten la abertura o cierre de intervalos de un mismo horizonte o cambio del mismo<sup>[15]</sup>.

### **2.10.3.2 Reacondicionamiento Permanente**

Son aquellos trabajos efectuados al pozo que ocasionan cambios de horizonte o intervalo productor de dicho pozo. Estos trabajos necesitan ser aprobados por el ministerio de energía y minas<sup>[15]</sup>.

### **2.10.4 Tipos de Trabajo - Generación de Potencial**

Los tipos de reacondicionamiento que deben realizarse en un pozo dependerán de la magnitud del problema que lo afecte.

- ✓ **Menores:** Su objetivo principal es trabajar el pozo, sin sacar la tubería de producción. En este tipo de reparación se pueden incluir trabajo como: estimulaciones, cambios de zonas, cañoneo adicional o recañoneo, trabajos de pesca, apertura de pozos, cambios de métodos de producción, cambio de reductor, trabajos para individualizar el pozo (LAG, líneas de flujo, etc.), limpieza, optimizar el LAG<sup>[17]</sup>.
- ✓ **Mayores:** Este tipo de trabajo se realiza con taladro en sitio y consiste en sacar la tubería de producción, con el propósito de corregir fallas como: mala cementación, aislar zonas, eliminar zonas productoras de agua o gas<sup>[17]</sup>.

## **2.11 DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO**

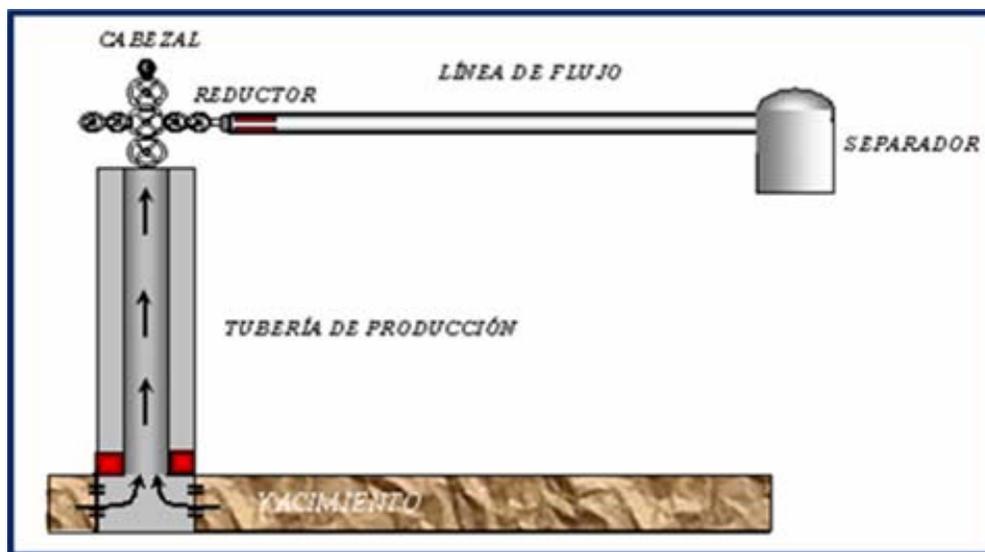
Representación gráfica que es elaborada de acuerdo a la completación de un pozo, en la cual se muestran esquemáticamente las profundidades de asiento de los revestidores, los diámetros de los mismos, arenas completadas, profundidad y espesor de estas, tipo de completación utilizada, equipos empleados y especificaciones de cada uno de ellos.

## **2.12 ANÁLISIS NODAL**

El análisis nodal es un procedimiento para determinar a cual tasa de flujo

producirá un pozo de petróleo o gas, evaluando con esto el efecto de varios componentes, tales como, el tamaño de la sarta de tubería, el tamaño de la línea de flujo, la presión del separador, situación del estrangulador, válvula de seguridad, restricciones hoyo abajo y las técnicas de completación del pozo incluyendo empaques con grava y pozos perforados normalmente; con el propósito de predecir las tasas óptimas de flujo y optimizar el funcionamiento de los diferentes componentes en el sistema (**Figura 2.11**); además de permitir modelar el comportamiento del pozo y hacer comparaciones desde diferentes escenarios. Estos componentes son entonces combinados para mejorar el sistema completo obteniendo la más eficiente tasa de flujo<sup>[17,18]</sup>.

En un análisis nodal se consideran todos los componentes del pozo, comenzando desde la presión estática del yacimiento ( $P_y$ ) y finalizando con la presión en el separador, esto incluye: flujo a través del medio poroso (yacimiento), flujo a través de perforaciones y completación, flujo a través de reductor (estrangulador) en superficie, continuando hasta el separador.



**Figura. 2.11 Sistema clásico de producción**

La selección de la estrategia de producción de un yacimiento está basada en su flexibilidad, conservación de la energía y lo más importante en su economía, por lo que es preciso conocer todos los parámetros involucrados en la misma. Para alcanzar

las condiciones óptimas del flujo de fluidos provenientes del yacimiento, los componentes del sistema de producción deben ser adecuados, es decir, se deben tomar en cuenta las características del yacimiento a fin de escoger de manera óptima los equipos de producción como:

- ✓ Diámetros de tuberías de producción, líneas de flujo, de reductores.
- ✓ Presiones de cabezal y en el separador.
- ✓ Diseño del levantamiento artificial, si es necesario.

Mediante la técnica de análisis nodal se obtiene la solución matemática de la interacción de los elementos o componentes de un sistema, permitiendo estudiar aspectos, como:

- ✓ Efectos de la densidad de perforaciones en la tubería.
- ✓ Agotamiento de la capacidad de producción.
- ✓ Sistema de producción conjunta.
- ✓ Restricciones anormales de flujo.
- ✓ Ubicación de las válvulas de inyección de gas en la sarta de producción en los pozos con levantamiento artificial por gas.

Así mismo, se pueden simular y evaluar diversos factores tales como: Presión de yacimiento, Relación Gas Petróleo, % Agua y Sedimentos. Al evaluar el efecto de la declinación de presión en el yacimiento (considerando constante el resto de las variables), se observa que a medida que esta presión disminuye la tasa de producción se reduce y es representada por la intersección entre las diversas curvas de oferta (función de la declinación o agotamiento) con la curva de demanda.

Para hallar las tasas de flujo, puede tomarse la posición solución en varios nodos (localizaciones), tales como: el fondo, el tope del pozo, o el separador. El cambio de la posición solución se utiliza con el fin de ilustrar el efecto de ciertos componentes del sistema cuando éste se encuentra produciendo por completo. Dependiendo de la variable que se desee analizar, la posición del nodo variará de la siguiente forma:

✓ **Nodo en el Fondo del Pozo**

Probablemente la ubicación del nodo más común es en el fondo del pozo, es decir, en el centro del intervalo perforado. Para encontrar la tasa de flujo en esta

posición, el sistema completo se divide en dos componentes: el yacimiento y el sistema total de tubería<sup>[18]</sup>.

✓ **Nodo en el Tope del Pozo**

También es frecuente ubicar el nodo solución en el cabezal del pozo. El sistema completo es de nuevo dividido en dos componentes con el propósito de hallar la posible tasa de flujo. El separador y la línea de flujo se consideran como un solo componente; se comienza con la presión del separador, determinando la presión de cabezal necesaria para mover las tasas de flujo asumidas, a través de la línea de flujo hasta el separador. El yacimiento y la sarta de tubería de producción se asumen como el otro componente; se comienza con la presión de yacimiento y se prosigue hasta el centro del borde del pozo para obtener la presión de fondo del pozo ( $P_{wf}$ ), utilizando la curva apropiada o ecuación IPR; luego se utiliza esta presión ( $P_{wf}$ ) y se prosigue hasta el tope de la tubería a fin de hallar la presión necesaria en el cabezal para la tasa de flujo establecida<sup>[18]</sup>.

### **2.12.1 Beneficios que aporta el Análisis Nodal**

- ✓ Mejora el diseño de completación.
- ✓ Aumento en la productividad del pozo.
- ✓ Mayor eficiencia de producción.
- ✓ Momento en el cual el pozo deja de producir.
- ✓ Optimización de la producción.
- ✓ Determinación de la tasa crítica.
- ✓ Determinación del reductor óptimo<sup>[18]</sup>.

### **2.13 PLAN DE EXPLOTACIÓN**

Constituyen el conjunto de estrategias aplicables que garantizan el máximo rendimiento en los procesos de recuperación de las reservas de hidrocarburos, para ello se requiere conocer el yacimiento y contar con herramientas eficientes que permitan elaborar un Esquema Óptimo de Explotación. Pueden proponerse trabajos de reacondicionamiento, estimulación, perforación de nuevas localizaciones, entre otras estrategias, con la finalidad de continuar con el desarrollo de las reservas en producción.

### **2.14 HERRAMIENTAS UTILIZADAS**

Para validar y generar la información necesaria para la caracterización dinámica del Yacimiento RE-40, Arena G-3F fueron aplicados diversos programas de computación empleados en la Industria Petrolera, en el área de yacimientos específicamente. Entre los sistemas utilizados tenemos:

#### **2.14.1 Sistema de Manejo de Documentos Electrónicos (SIMDE)**

Es un programa que permite la visualización electrónica de archivos de pozos que se encuentran en imagen digital administrando la información (documentos) de los eventos más importantes ocurridos en los pozos de determinada área, tales como: pruebas, reacondicionamientos, reparaciones, registros semanales, análisis de fluidos, diagramas de completación, entre otros. Resulta muy útil ya que sólo se requiere acceder a SIMDE a través de la red informática de la empresa.

#### **2.14.2 Carpetas de Pozos**

Esta herramienta agrupa toda la información del pozo, desde su perforación hasta su estado actual. En ella se registran y recopilan todos los trabajos, reparaciones, reacondicionamientos, yacimientos probados, resultados de las pruebas, diagramas actuales, etc. Esta se divide en secciones entre las cuales se tiene: Correspondencia, Operaciones, Geología, Perforación, Producción, Análisis, Misceláneos. Entre las informaciones más importantes que se pueden obtener en las carpetas de pozos para la caracterización del modelo dinámico de un yacimiento se tiene: información general del pozo (ubicación, coordenadas, elevación del terreno, mesa rotaria, diagramas de completación, trabajos realizados, operaciones realizadas); información de los yacimientos (arenas completadas, probadas, fechas de aperturas y cierres de pozos en determinadas arenas, pruebas PVT, pruebas de presión, etc.).

#### **2.14.3 Centinela Pozo**

Esta herramienta es un medio de visualización de la información de los procesos, operacionales y administrativos de la exploración y producción de los hidrocarburos. Este programa permite la obtención de información por pozo o por yacimiento, los datos incluyen reportes de producción e inyección de fluidos, resultados de pruebas de producción, así como también las condiciones de las pruebas, presión, temperatura, siendo entonces, una vía de fácil acceso hacia los

datos. Está compuesta por once (11) módulos entre los que se destacan: Pozo, Oleo, Gas, Seila, etc. Pozo permite el manejo y actualización de la información de los pozos, su estado, operaciones; Oleo contabiliza la producción manejada a partir de las estaciones principales en conjunto con los datos de los sistemas de recolección y distribución de los fluidos; Gas presenta datos del sistema de recolección y distribución de gas y; Seila comprende un inventario de las instalaciones de producción.

#### **2.14.4 SIGEMAP**

SIGEMAP (Sistema de Generación de Mapas), es un sistema computarizado para la elaboración, actualización y validación de mapas automatizados.

Consta de un ambiente de inicio de datos se revisa, prepara y carga la data del cuadrángulo a incorporar en el sistema. A través de esta herramienta se pueden elaborar y actualizar los mapas isópacos-estructurales, cambiar simbología a los distintos pozos del yacimiento, agregar o modificar los límites de rocas o barreras de permeabilidad, contacto de fluidos así como todos los esquemas de diseño que sea necesario agregarle al mapa. Una vez editado el mapa, éste es almacenado en una base de datos para consultas posteriores.

#### **2.14.5 GEOFRAME**

Es un software que permite llevar a cabo el manejo de información de forma rápida, requerida para aumentar la productividad y calidad en la toma de decisiones de los profesionales de exploración y producción, apoyándose en el uso eficiente y efectivo de la información.

Este software tiene varias aplicaciones dentro de las cuales, se encuentran: Finder 8.0, Stratlog, CPS3, Charisma, etc., los cuales determinan el ambiente integrado Geoframe. De esta gama de aplicaciones, sólo se utilizó para el desarrollo del estudio el software Stratlog.

##### **2.14.5.1 STRALOG (Interpretación de Secciones Geológicas)**

Su función principal es la obtención de secciones geológicas estructurales y/o

estratigráficas, lo cual es posible con la carga de la información relativa a los pozos perforados en áreas de interés para la exploración y/o explotación de hidrocarburos.

Stratlog dispone de dos tipos principales de ventanas, la de despliegue gráfico y las pantallas o formas de trabajo no gráficas. Las formas de trabajo se utilizan en operaciones no gráficas que incluyen la creación, apertura, listado y edición de objetos, así como carga de data y definición de atributos. Las ventanas de despliegue gráfico se agrupan alrededor de cinco pantallas, cada una con su paleta de herramientas, asociadas a herramientas específicas de la aplicación.

#### **2.14.6 MBAL**

Este programa fue diseñado por la compañía Petroleum Experts, Ediburgh-Scotland, bajo ambiente Windows, consta de cuatro herramientas básicas para la ingeniería de yacimientos en donde solo es utilizado el Balance de Materiales para el cálculo del POES y Mecanismos de Producción. Estas herramientas son:

- ✓ Balance de Materiales
- ✓ Modelo Estático de Monte Carlo
- ✓ Análisis de Declinación
- ✓ Modelo ID

El programa utiliza un modelo conceptual del yacimiento para predecir el comportamiento futuro del mismo; basado en los efectos de la producción e inyección de fluidos.

Para realizar el Balance de Materiales se recomienda seguir los siguientes pasos:

1. Verificar de tener disponible todos los datos:
  - ✓ PVT
  - ✓ Historia de producción
  - ✓ Historia de presión promedio del yacimiento
  - ✓ Información referente al acuífero y el yacimiento
  - ✓ Permeabilidades relativas
2. Validar todos los datos nombrados anteriormente, para verificar la consistencia de ellos.

3. Verificar que toda la selección de historia de producción de cada pozo, pertenezca al mismo tanque (yacimiento).
4. Encontrar el mejor cotejo usando el programa de regresión no lineal del método analítico.
5. Confirmar la calidad y exactitud del cotejo, usando el método gráfico.
6. Realizar la simulación para probar validez del cotejo.
7. Realizar predicción de la producción.

Ésta herramienta posee una serie de ventanas que permiten su funcionamiento. Estas son:

- **PVT:** Ésta es una sección importante de la herramienta, la cual permite generar PVT cuando no se cuenta con uno representativo. Si se tiene un PVT sintético de otra aplicación tiene la opción de ingresar los datos.

En esta sección se introducen las características o parámetros del yacimiento (Tank Parameter), tales como:

- ✓ Tipo de yacimiento
  - ✓ Temperatura
  - ✓ Presión inicial
  - ✓ Porosidad
  - ✓ Saturación de agua connata
  - ✓ Compresibilidad del agua
  - ✓ Tamaño de la capa de gas inicial
  - ✓ POES volumétrico
  - ✓ Fecha de inicio de la producción
- **Propiedades del Acuífero (Water Influx):** En esta sección se introducen las propiedades del acuífero asociado al yacimiento. Las propiedades necesarias a introducir son las siguientes:
    - ✓ Modelo del acuífero utilizado
    - ✓ Small Pot
    - ✓ Volumen del acuífero
  - **Propiedades de la Roca del Yacimiento (Rock Properties):** En esta sección

se introduce el valor de Compresibilidad de la roca, el programa ofrece dos opciones:

- ✓ Introducir un valor calculado por el usuario
- ✓ El programa permite realizar el cálculo en función de la porosidad
  
- **Curvas de Permeabilidad Relativa (Relative Permeability):** El programa permite dos opciones:
  - ✓ Calcula estos parámetros mediante correlaciones
  - ✓ Introducir tablas de valores calculadas por el usuario. El paquete con ecuaciones de Corey y Stone para la determinación de las curvas de permeabilidad relativa a dos y tres fases.
  
- **Historia de Producción (Production History):** En esta sección se debe introducir los siguientes parámetros:
  - ✓ Fechas de cada una de las presiones utilizadas
  - ✓ Modelo de presión
  - ✓ Historia de producción, tanto para petróleo, gas y agua, respectivamente para cada una de las fechas cargadas.
  
- **Ajuste y Validación de los Datos (History Matching):** La herramienta MBAL proporciona cuatro secciones separadas para validar la información ingresada, y estas son:
  - ✓ *Método Gráfico:* Usado para determinar el POES dinámico y las propiedades del acuífero.
  - ✓ *Método Analítico:* Empleado para encontrar la mejor aproximación matemática para el modelo dado. Mediante este método el usuario puede cotejar los datos del sistema del yacimiento y del acuífero, para así obtener el mejor modelo de acuífero que concuerde con las características del yacimiento.
  - ✓ *Gráfico de Energía:* Permite visualizar el comportamiento de los mecanismos de energía del yacimiento.
  - ✓ *Gráfico de Intrusión de Agua Adicional:* Mediante este gráfico el usuario podrá variar el tamaño del radio adimensional y ajustar el mejor modelo de

acuífero.

### **2.14.7 OFM (Oil Field Manager)**

Esta aplicación permite visualizar, relacionar, analizar e interpretar datos de producción y de yacimientos.

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. Asimismo, permite trabajar con una amplia variedad de datos para identificar tendencias, anomalías, y pronosticar producción. Estos datos son los siguientes:

- ✓ Datos dependientes del tiempo (mensual, diario y esporádico).
- ✓ Datos dependientes de la profundidad (registros de los pozos y diagramas de completación o pruebas especiales como el caso de pruebas de presiones).
- ✓ Datos estadísticos (coordenadas, datos únicos para los pozos, datos de propiedades geológicas).
- ✓ Datos financieros (ganancias y costos de operaciones).

Para iniciar OFM, se debe seleccionar el proyecto con el cual se desee 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. Una vez hecha la selección, aparecerá el mapa base, lo que indica el inicio del trabajo.

#### **2.14.7.1 Aplicaciones de OFM (Oil Field Manager)**

##### **2.14.7.1.1 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.

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

- ✓ Se cambian o asignan asociaciones en el mapa base, los cuales van a ser parámetros que van a ser reflejados en el mismo, tales como: coordenadas de fondo y superficie, profundidad total del pozo, áreas, arenas, completaciones.
- ✓ Cambio del símbolo, color y tamaño de los pozos.
- ✓ Agregar anotaciones (fallas, ríos, carreteras, etc.).
- ✓ Ajuste del tamaño del mapa.
- ✓ Cálculo de distancia entre pozos y áreas de cada uno de ellos.

#### **2.14.7.1.2 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 debido a que el gráfico se presenta sobre una planilla que sirve de base para todos los pozos. Posee las siguientes opciones para realizarlos y presentarlos:

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

#### **2.14.7.1.3 Reportes**

Representa el módulo de mayor utilidad en este paquete y permite crear diferentes tipos de reportes según el requerimiento del usuario. Su información es vital para introducirla como base de datos en los distintos simuladores.

Para generar un reporte se ubica la opción ANALYSIS/REPORT y luego se seleccionan una por una las diferentes variables de las cuales se quiere emitir el reporte.

#### **2.14.7.1.4 Mapas de Burbuja**

Un mapa de burbuja muestra la información con círculos sobrepuestos en la

ubicación de cada pozo. Los círculos varían en tamaño y color con relación a la información específica de cada pozo.

Cuando se seleccionan múltiples variables puede ser mostrado un diagrama de torta en el mapa de burbuja. Los mapas de burbujas pueden mostrar el comportamiento durante un periodo de tiempo dado.

#### **2.14.7.1.5 Mapas de Grilla**

El mapa de grilla es una aplicación que ayuda a identificar las tendencias y anomalías en el mapa base del proyecto.

A partir de los mapas de grilla, OFM permite elaborar mapas de contornos y de superficies, que muestran lo mismo que los mapas de grilla; estos mapas son muy útiles en la ingeniería de yacimientos, ya que pueden realizarse diferentes mapas tales como: mapas de producción, corte de agua, etc.

#### **2.14.8 PIPESIM**

Es un simulador que trabaja bajo ambiente Windows, para la optimización de sistemas de producción (pozos y redes) desarrollado por la empresa “Baker Jardine Petroleum Engineering & Software”. Este paquete incluye cinco programas:

- ✓ PIPESIM (para optimar pozos).
- ✓ PIPESIM NET (para optimar redes).
- ✓ PIPESIM GOAL (para optimar sistemas de levantamiento artificial por gas “Gas Lift”).
- ✓ FTP (planificador de producción) y HOSIM (permite la automatización de la producción)

##### **2.14.8.1 Modulo PIPESIM**

Permite modelar el comportamiento del pozo (yacimiento-pozo-línea de flujo), siendo posible realizar rápidas comparaciones de diferentes escenarios. Permite la entrada de los datos de una forma detallada, siendo posible caracterizar el fluido producido por el yacimiento (tipo de fluido, °API, propiedades PVT, etc.). Del

mismo modo es posible incorporar detalles de la tubería de producción así como la línea de flujo. Éste programa incorpora a su vez, dos módulos donde se puede modelar el comportamiento del pozo bajo levantamiento artificial para gas u operando bajo bombeo electro-sumergible. Además permite:

- ✓ Modelaje de la curva de comportamiento de oferta y demanda.
- ✓ Información de análisis Presión-Volumen-Temperatura (ajusta las propiedades PVT, calculadas a través de correlaciones).
- ✓ Calculo de temperatura.
- ✓ Correlaciones para modelar el flujo crítico y subcrítico en reductores, incluyendo modelos mecánicos.

## **CAPÍTULO III**

### **METODOLOGÍA**

Un estudio integrado de yacimientos generalmente conlleva a objetivos enfocados en la unificación de datos de geología, petrofísica (modelo estático) e ingeniería de yacimientos (modelo dinámico), con el propósito de estudiar y conocer la historia de los mismos y realizar predicciones que permitan analizar nuevas estrategias de explotación para recuperar reservas remanentes económicamente explotables.

Para ello fue necesario, realizar una amplia recopilación de la información bibliográfica referente al tema en estudio, basada en una revisión detallada del material disponible: reportes, textos académicos, tesis de grado, carpetas de pozos, reportes de producción e informes técnicos, con el objeto de disponer de una data consistente y así partir de una información representativa que sirva como sustento a la hora de tomar decisiones en la evaluación de las nuevas estrategias de explotación para los yacimientos en un futuro cercano; para el logro de una manera exhaustiva de lo antes planteado se desarrollaron los siguientes objetivos:

#### **3.1 ANÁLISIS DE LOS POZOS PERTENECIENTES A LA ARENA G-3F DEL YACIMIENTO RE-40 DEL CAMPO AGUASAY CENTRAL ÁREA MAYOR DE OFICINA**

En primer lugar, se llevó a cabo, una revisión minuciosa de los pozos que penetraron el yacimiento en estudio según el mapa oficial, resultando un total de diecinueve (19) pozos. Posteriormente, se verificó la cantidad de pozos completados en la arena de interés (G-3F). El número de pozos completados en dicha arena fue de once (11), de los cuales solo dos (02) se encuentran activos actualmente.

Esta recolección se realizó mediante el uso de las Carpetas de Pozos, tanto las físicas (archivo) como las digitales (SIMDE (Web PDVSA)), en la que se encuentran los datos concernientes a los trabajos realizados durante la vida productiva de los pozos (fecha de perforación/completación, intervalos cañoneados, trabajos de reacondicionamiento y recompletación (RA/RC), etc.), así como también los datos de producción y presión. Además, se manejó la aplicación OFM (Oil Field Manager) y

Centinela 2000, para la recopilación de pruebas de producción, estados actuales y mecánicos de los pozos.

### 3.2 REVISIÓN DEL MODELO ESTÁTICO, PVT Y BALANCE DE MATERIALES DE LA ARENA G-3F DEL YACIMIENTO RE-40

#### 3.2.1 Modelo Estático

##### 3.2.1.1 Correlaciones (Identificación de la Secuencia de la Arena G-3F)

Esto se realizó con la finalidad de identificar la secuencia sedimentaria tanto vertical como lateral de la arena G-3F, para tal fin se correlacionaron veinte (20) pozos, logrando obtener un total de siete (07) secciones en diferentes direcciones hasta delimitar completamente la geometría del yacimiento, a partir de perfiles inducción y/o eléctricos.

Para ello, el procedimiento consistió en trazar sobre el mapa base un mallado, es decir, unir mediante líneas pozos vecinos hasta cubrir toda el área en estudio; luego, se colocaron los registros de cada pozo uno al lado del otro siguiendo el mallado de triangulaciones establecido (**Figura 3.1**) y así se procedió a identificar el marcador regional (lutitas). Posteriormente, se alinearon los registros para realizar la correlación respectiva para así identificar de una mejor manera el tope y la base de la arena en estudio.

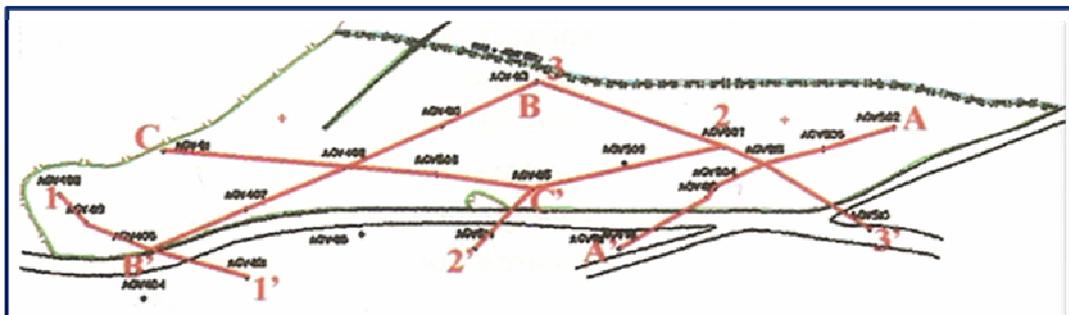


Figura. 3.1 Mallado de la correlación

### **3.2.1.2 Elaboración de las Secciones Estratigráficas**

Inicialmente, se seleccionó el sentido de las secciones, usando como guía el mapa base del yacimiento en estudio, utilizando el mallado de secciones ya definido. Se elaboraron tres (03) secciones estratigráficas:

- ✓ A-A' y B-B' en dirección (NE-SO)
- ✓ C-C' en dirección (NO-SE)

Estas se construyeron manualmente, es decir, la parte de interés de los registros se colgó haciendo referencia al marcador estratigráfico (lutita), consecutivamente se procedió a unir los topes y bases de las arenas en todos los registros, permitiendo así visualizar y estudiar la existencia de los límites de rocas y observar el espesor de las arenas presentes en el yacimiento. Una vez realizadas las secciones manuales éstas fueron generadas nuevamente con la herramienta Geoframe.

### **3.2.1.3 Elaboración de las Secciones Estructurales**

Con el objetivo de describir el marco estructural predominante del yacimiento RE-40, se seleccionaron los pozos y el sentido de las secciones estructurales, empleando para ello el mapa base de dicho yacimiento. Seguidamente, se procedió a construir las secciones normalizando cada uno de los registros a un nivel de referencia (dátum estructural) para visualizar la geometría estructural de la arena en estudio (G-3F), es decir, presencia de fallas, discordancias, etc. Para este estudio se elaboraron cuatro (04) secciones estructurales:

- ✓ 1-1' y 3-3' en dirección (NO-SE)
- ✓ 2-2' y A-A' en dirección (NE-SO)

Cabe destacar, que las secciones estructurales al igual que las estratigráficas después de haberse elaborado manualmente fueron nuevamente realizadas con el software Geoframe.

### **3.2.1.4 Evaluación Petrofísica**

Este modelo tiene como objeto establecer las propiedades y características de la

roca, relevantes para la evaluación de una formación de interés.

La evaluación petrofísica del área en estudio estuvo fundamentada en información proveniente de registros convencionales de solo catorce (14) pozos de los diecinueve (19) pertenecientes al Yacimiento RE-40, Arena G-3F, de los cuales diez (10) son de tipo Microlog, dos (02) de Densidad, uno (01) Sónico y uno (01) de Densidad-Neutrón. En el análisis petrofísico se emplearon los modelos matemáticos de Simandoux Modificado y Timur para el cálculo de la saturación de agua y permeabilidad respectivamente, para esto fue necesario conocer los siguientes parámetros: temperatura de fondo, temperatura de superficie, profundidad de la arena en estudio, temperatura de la arena de agua, temperatura de la formación, profundidad de la arena de agua, profundidad final del pozo, resistividad de la lutita, resistividad del intervalo de interés, SP del intervalo de interés,  $SP_{\text{máximo}}$  y  $SP_{\text{mínimo}}$ , resistividad del lodo (Rm), resistividad del filtrado del lodo (Rmf) y la resistividad del revoque (Rmc).

#### **3.2.1.4.1 Resistividad del Agua (Rw) mediante Análisis Químico**

La resistividad del agua se obtuvo a través de análisis químico realizados a muestras de agua tomadas de los pozos AGV-410 y AGV-509 (2450 y 4500 ppm respectivamente), para los cuales se promediaron las concentraciones de Cloruro de Sodio (NaCl) y la profundidad de la arena de interés; utilizando el **Apéndice A-1**, se determinó la resistividad del agua de formación.

#### **3.2.1.4.2 Gradiente Geotérmico (GG)**

Para su obtención fue necesario conocer la temperatura de superficie (Ts), la temperatura de fondo (Tf) y la profundidad de la arena a evaluar; posteriormente este valor se utilizó para el cálculo de la temperatura de formación (**Ec. 3.1**).

$$GG = \frac{Tf - Ts}{Prof} \quad \text{Ec. 3.1}$$

Donde:

GG: Gradiente geotérmico

Ts: Temperatura de superficie (°F)

Tf: Temperatura de fondo (°F)  
 Prof: Profundidad de la arena de interés

### 3.2.1.4.3 Temperatura del Yacimiento (T<sub>fm</sub>)

La temperatura del yacimiento se calculó mediante la siguiente ecuación:

$$T_{fm} = GG * Prof_{ARENA} + T_s \quad \text{Ec. 3.2}$$

Donde:  
 T<sub>fm</sub>: Temperatura de la formación  
 GG: Gradiente geotérmico  
 T<sub>s</sub>: Temperatura de superficie (°F)

### 3.2.1.4.4 Corrección de la Resistividad

Para esta corrección se emplearon las siguientes ecuaciones:

- ✓ Resistividad del Lodo (R<sub>m</sub>)

$$R_{mT_{fm}} = R_m * \frac{T_s + 6,7}{T_{formación} + 6,7} \quad \text{Ec. 3.3}$$

- ✓ Resistividad del Revoque (R<sub>mc</sub>)

$$R_{mcT_{fm}} = R_{mf} * \frac{T_s + 6,7}{T_{formación} + 6,7} \quad \text{Ec. 3.4}$$

- ✓ Resistividad del Filtrado del Lodo (R<sub>mf</sub>)

$$R_{mfT_{fm}} = R_{mf} * \frac{T_s + 6,7}{T_{formación} + 6,7} \quad \text{Ec. 3.5}$$

Donde:  
 R<sub>mfT<sub>fm</sub></sub>: Resistividad del filtrado del lodo a la temperatura de formación  
 R<sub>mT<sub>fm</sub></sub>: Resistividad del lodo a la temperatura de formación

$R_{mc_{Tfm}}$ : Resistividad del revoque a la temperatura de formación

$T_s$ : Temperatura de superficie (°F)

$T_f$ : Temperatura de fondo (°F)

#### 3.2.1.4.5 Volumen de Arcilla

El volumen de arcilla de la arena en estudio se determinó mediante los perfiles de pozos en función de la curva de Potencial Espontáneo (SP), aplicando los siguientes pasos:

1. Se estableció la línea base de arcillas ( $SP_{\text{máximo}}$ )
2. Se estableció la línea base de arenas ( $SP_{\text{mínimo}}$ )
3. Se determinó el valor SP leído

Finalmente se introdujeron estos valores en la siguiente ecuación:

$$V_{sh_{SP}} = 1 - \frac{SP_{LOG}}{SP_{MAX}} \quad \text{Ec. 3.6}$$

Donde:

$V_{sh_{SP}}$ : Volumen de arcillosidad

$SP_{LOG}$ : Lectura de la curva del SP en la zona a evaluar

$SP_{MAX}$ : Lectura de la curva del SP de una arena relativamente limpia en el intervalo geológico

#### 3.2.1.4.6 Porosidad ( $\varphi_{\text{Microlog}}$ )

La porosidad de registros Microlog, se calculó mediante la siguiente ecuación:

$$\varphi_{\text{Microlog}} = \frac{0,614 * (R_{mc_{Tfm}})^{0,61}}{(R_2)^{0,73}} \quad \text{Ec. 3.7}$$

Donde:

$\varphi_{\text{Microlog}}$ : Porosidad

$R_{mc_{Tfm}}$ : Resistividad del revoque a la temperatura de formación

$R_2$ : Lectura de la curva Micronormal en el intervalo a evaluar

### 3.2.1.4.7 Porosidad mediante Registros Densidad-Neutrón

Básicamente, la porosidad de una arena es función del tamaño de los granos y el acomodo de los mismos. En el mercado existen tres registros que permiten determinar la porosidad de una formación: Densidad, Sónico y Neutrón. A través de los registros Densidad-Neutrón se calcularon los siguientes parámetros:

#### 3.2.1.4.7.1 Volumen de Arcilla a partir de la Curva Gamma Ray ( $V_{shGR}$ )

Este volumen se determinó utilizando el registro que contiene la curva Gamma Ray, para ello se aplicaron los siguientes pasos:

1. Se estableció la línea base de arcillas ( $GR_{máximo}$ )
2. Se estableció la línea base de arenas ( $GR_{mínimo}$ )
3. Se determinó el valor GR leído

Finalmente se introdujeron estos valores en la siguiente ecuación:

$$V_{sh} = \frac{(GR_{LEIDO} - GR_{MIN})}{(GR_{MAX} - GR_{MIN})} \quad \text{Ec. 3.8}$$

Donde:

$V_{sh}$ : Volumen de arcilla

$GR_{LEIDO}$ : Gamma Ray leído

$GR_{MAX}$ : Gamma Ray máximo

$GR_{MIN}$ : Gamma Ray mínimo

#### 3.2.1.4.7.2 Porosidad Corregida por Arcillosidad ( $\phi_{Dc}$ ), ( $\phi_{Nc}$ )

Para la determinación de la porosidad efectiva de las arenas arcillosas, se realizó la corrección por arcillosidad de las porosidades de densidad-neutrón, de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

$$\phi_{Dc} = \phi_D - (V_{sh} * \phi_{Dsh}) \quad \text{Ec. 3.9}$$

$$\phi_{Nc} = \phi_N - (V_{sh} * \phi_{Nsh}) \quad \text{Ec. 3.10}$$

Donde:

$\phi_{Dc}$ : Porosidad corregida Densidad

$\phi_{Nc}$ : Porosidad corregida Neutrón

$V_{sh}$ : Volumen de arcillosidad

$\phi_{Dsh}$ : Porosidad de las arcillas medidas por el registro de Densidad

$\phi_{Nsh}$ : Porosidad de las arcillas medidas por el registro Neutrón

### 3.2.1.4.7.3 Porosidad Efectiva ( $\phi_e$ )

La porosidad efectiva corresponde al volumen total de espacios vacíos interconectados a través de los cuales puede haber potencial de movilización de fluidos, y se calculó con la siguiente ecuación:

$$\phi_e = \sqrt{\left(\frac{\phi_{Nc}^2 + \phi_{Dc}^2}{2}\right)} \quad \text{Ec. 3.11}$$

Donde:

$\phi_e$ : Porosidad efectiva

$\phi_{Dc2}$ : Porosidad Densidad corregida por arcillosidad

$\phi_{Nc2}$ : Porosidad Neutrón corregida por arcillosidad

### 3.2.1.4.8 Saturación de Agua ( $S_w$ )

La saturación de agua se estimó a través del modelo de Simandoux<sup>[10]</sup> modificado (Ec. 3.12), debido a que esta correlación arroja resultados confiables en arenas arcillosas ( $V_{sh} > 15\%$ ).

$$S_w = 0,4 * \left( \frac{R_w}{(\Phi_{\text{Microlog}})^2} \right) * \left[ \left( \frac{V_{shsp}}{R_{sh}} \right)^2 + \left( \frac{5 * (\Phi_{\text{Microlog}})^2}{R_w * R_t} \right) - \frac{V_{shsp}}{R_{sh}} \right] \quad \text{Ec. 3.12}$$

Donde:

Sw: Saturación de agua

Rw: Resistividad del agua de formación

Rt: Resistividad verdadera de la formación

Rsh: Resistividad de las arcillas

Vsh: Volumen de arcillosidad

#### 3.2.1.4.9 Permeabilidad mediante Registros Microlog y Densidad-Neutrón

Existen distintos métodos para obtener la permeabilidad de una formación: análisis de núcleos, registros especiales y utilización de correlaciones empíricas. Para determinar la permeabilidad se utilizó la Ecuación de Timur<sup>[19]</sup> para ambos tipos de registros, (Ec. 3.13):

$$K = \frac{(\phi_{Ef} * 10)^{4.4}}{(S_{w_{irr}} * 100)^2} * 0,136 \quad \text{Ec. 3.13}$$

Donde:

K: Permeabilidad

$\phi_{Ef}$ : Porosidad efectiva del Microlog

Sw<sub>irr</sub>: Saturación de agua irreductible

#### 3.2.1.4.10 Promedios Ponderados de la Propiedades Petrofísicas

Una vez obtenidas las propiedades petrofísicas en cada uno de los pozos, se procedió a unificar estos valores aplicando un promedio ponderado por espesor de arena neta, para determinar así las características petrofísicas más representativas del yacimiento. Las ecuaciones aplicadas son las siguientes:

$$\phi_{\text{PROM}} = \frac{\sum_{i=1}^n (\phi_i * h_i)}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad \text{Ec. 3.14}$$

$$K_{\text{PROM}} = \frac{\sum_{i=1}^n (K_i * h_i)}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad \text{Ec. 3.15}$$

$$S_{W_{\text{PROM}}} = \frac{\sum_{i=1}^n (S_{W_i} * h_i)}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad \text{Ec. 3.16}$$

Donde:

$\phi_i$ : Porosidad de la arena en cada pozo (Fracción)

$K_i$ : Permeabilidad de la arena en cada pozo (mD)

$S_{W_i}$ : Saturación de agua connata para cada pozo (Fracción)

$h_i$ : Espesor de la arena en cada pozo (Pie)

$\phi_{\text{PROM}}$ : Porosidad promedio del yacimiento (Fracción)

$K_{\text{PROM}}$ : Permeabilidad promedio del yacimiento (mD)

$S_{W_{\text{PROM}}}$ : Saturación promedio del yacimiento (Fracción)

#### 3.2.1.4.11 Parámetros Críticos o de Corte

Los parámetros críticos permiten determinar los límites de calidad de la arena. Los parámetros de corte utilizados en la evaluación petrofísica se obtuvieron graficando las resistividades contra las saturaciones de agua ( $S_w$ ) de cada lente de la arena en estudio. Posteriormente, se obtuvo la saturación irreductible de agua ( $S_{w_{ir}}$ ) en la verticalización de la curva y en la horizontalización se consiguió la resistividad de corte ( $RT_c$ ) (**Figura 3.2**) y la saturación de agua de corte ( $S_{w_c}$ ); con esta última se determinó el volumen de arcilla de corte ( $V_{shc}$ ) y la porosidad de corte ( $\phi_c$ ) (Figura 3.3) y (Figura 3.4) y finalmente, con la porosidad de corte ( $\phi_c$ ) se obtuvo la permeabilidad de corte ( $K_c$ ) (**Figura 3.5**).

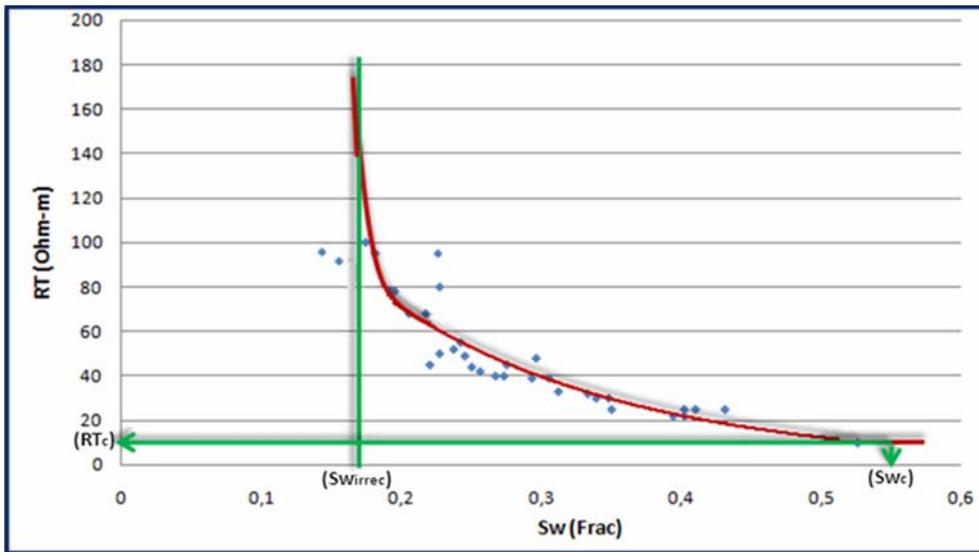


Figura. 3.2 Resistividad (RT) vs. Saturación de agua (Sw)

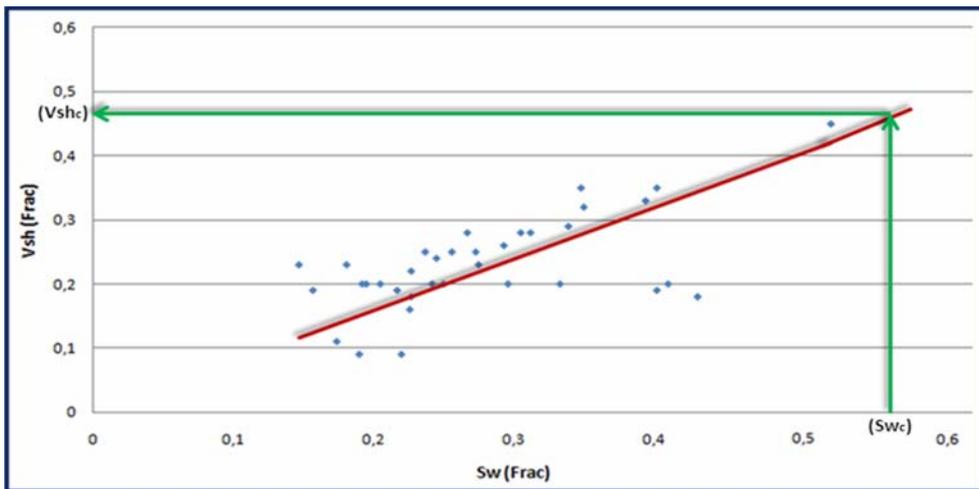


Figura. 3.3 Volumen de arcilla (Vsh) vs. Saturación de agua (Sw)

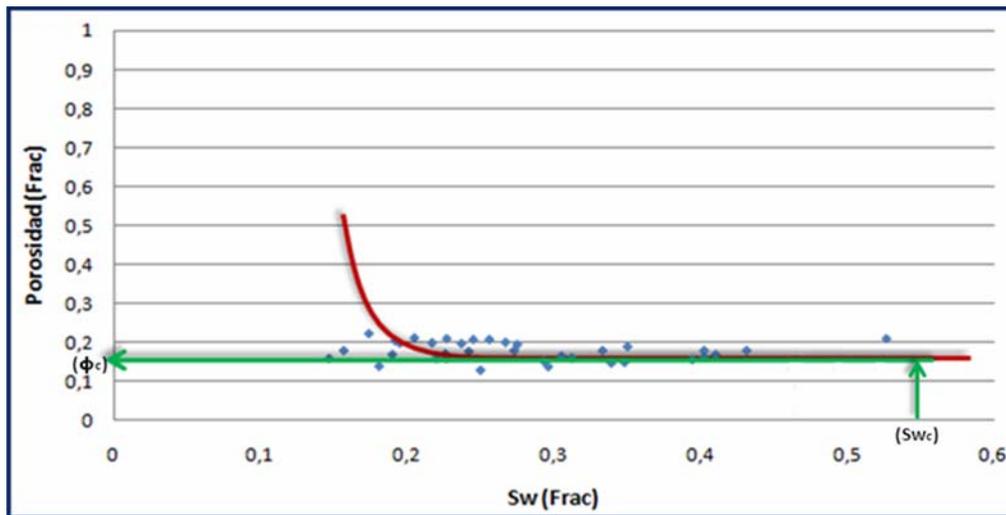


Figura. 3.4 Porosidad ( $\phi$ ) vs. Saturación de agua ( $S_w$ )

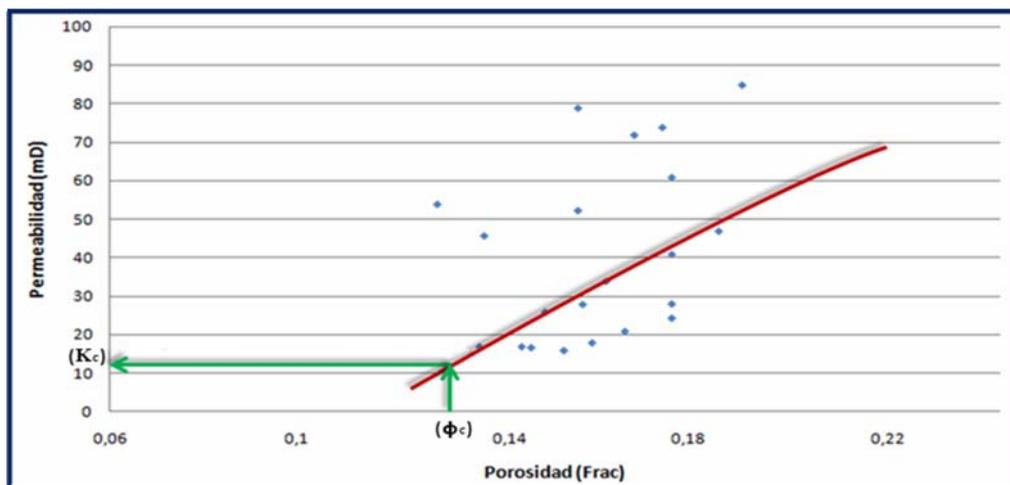


Figura. 3.5 Permeabilidad ( $K$ ) vs. Porosidad ( $\phi$ )

### 3.2.1.4.12 Elaboración de los Mapas de Isopropiedades

Con los resultados de la evaluación petrofísica y la interpretación geológica del yacimiento se elaboraron los mapas de isopropiedades (**Apéndices B-8 y B-9**), tomando los valores determinados de porosidad, permeabilidad, saturación de agua y porcentaje de arcilla a través de la petrofísica de cada pozo. Una vez creado el

proyecto independiente en OFM (Oil Field Manager) con todos los datos necesarios, se procedió a realizar los diferentes mapas para determinar las zonas con mejores propiedades petrofísicas. Es importante notar que los mapas elaborados a través del software son mapas de tendencia fundamentados en técnicas de interpolación.

### 3.2.2 Análisis PVT (Presión, Volumen y Temperatura)

Este análisis permite definir claramente el tipo de fluido presente en el yacimiento, de esto se deriva la importancia de la existencia de un análisis de Presión, Volumen y Temperatura, ya que estos parámetros en los yacimientos de hidrocarburos son los que regulan el comportamiento de producción de los mismos. En el estudio no se dispuso de un análisis PVT, lo cual conllevó a generar un PVT sintético, tomando como premisa la prueba inicial realizada al pozo que inició la producción en el yacimiento.

Para llevar a cabo el estudio del yacimiento se utilizaron diversas correlaciones que reproducen con mayor exactitud el comportamiento PVT de los fluidos, con el menor porcentaje de error posible, ya que las más importantes han sido desarrolladas con muestras del área en estudio.

#### 3.2.2.1 Presión de Burbujeo

Esta correlación fue desarrollada por la TOTAL Compañía Francesa de Petróleo para Corpoven S.A., y fue obtenida a partir de 336 análisis PVT de crudos del Oriente de Venezuela disponibles en el año 1.993. Un estudio estadístico realizado por la TOTAL mostró que el 86,5% de 272 valores de presión de burbujeo ( $P_b$ ) calculados por la correlación presentaron un error menor del 20% en comparación con los otros valores experimentales<sup>[20]</sup>. Y se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$P_b = A * \left( \frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^B * 10^Y \quad \text{Ec. 3.17}$$

$$Y = (C * T) - (D * API) \quad \text{Ec. 3.18}$$

Los valores de las constantes A, B, C y D se presentan en la siguiente tabla, de

acuerdo a la gravedad API del crudo:

**Tabla 3.1 Constantes de la correlación de la TOTAL para Pb**

CONSTANTES	°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

### 3.2.2.2 Relación Gas-Petróleo en Solución (Rs)

La Compañía TOTAL también desarrolló una correlación (**Ec. 3.19**) para determinar la relación gas-petróleo en solución (Rs), y fue la que más se adaptó a la información disponible (relación gas-petroleo inicial (Rsi) del yacimiento en estudio).

$$R_s = \gamma_g * \left[ \frac{(P_b * 10^Y)}{A} \right]^D \quad \text{Ec. 3.19}$$

$$Y = (B * API) - (C * T) \quad \text{Ec. 3.20}$$

Las constantes A, B, C y D se presentan en la Tabla 3.2, de acuerdo a la gravedad API del crudo:

**Tabla 3.2 Constantes de la correlación de la TOTAL para Rs**

CONSTANTES	°API ≤ 10	10 < °API ≤ 35	35 < °API ≤ 45
A	12,2651	15,0057	112,925
B	0,030405	0,0152	0,0248
C	0	4,484x10 <sup>-4</sup>	-0,001469
D	0,9699	1,095	1,129

### 3.2.2.3 Factor Volumétrico del Petróleo (Bo)

La TOTAL desarrolló la siguiente correlación para estimar el factor volumétrico del petróleo<sup>[20]</sup>:

$$B_o = 1,002 + (4,857 \times 10^{-4} * R_s) - \left( 2,009 \times 10^{-6} * (T - 60) * \left[ \frac{API}{\gamma_{g(sep)}} \right] \right) + \left( (17,569 \times 10^{-9} * (T - 60) * \left[ \frac{API}{\gamma_{g(sep)}} \right] * R_s) \right) \quad \text{Ec. 3.20}$$

Un estudio estadístico determinó que el 97% de 289 valores de factor volumétrico del petróleo (Bo) calculados con esta correlación, presentaron un error menor de 10% en comparación con los valores experimentales.

### 3.2.2.4 Viscosidad del Petróleo ( $\mu_o$ )

Beggs H.D. y Robinson, J. R. obtuvieron correlaciones empíricas para determinar la viscosidad de crudos muertos y de crudos saturados<sup>[21]</sup>. El rango usado en la correlación (**Tabla 3.3**) es el siguiente:

**Tabla 3.3 Rangos de las variables usadas en la correlación de Beggs y Robinson para  $\mu_o$**

VARIABLES	RANGOS
Gravedad API del crudo (°API)	16 – 58
Relación Gas-Petróleo en solución (PCN/BN)	20 – 2.070
Temperatura (°F)	70 – 295
Presión (Lpcm)	0 – 5.250

La correlación para crudos muertos está dada por:

$$\mu_{od} = 10^X - 1 \quad \text{Ec. 3.21}$$

$$X = Y * T^{-1.163} \quad \text{Ec. 3.22}$$

$$Y = 10^Z \quad \text{Ec. 3.23}$$

$$Z = 3,0324 - 0,02023 * \text{API} \quad \text{Ec. 3.24}$$

El porcentaje de error de esta correlación en ajustar los datos de Beggs y Robinson fue de 0,64%. A su vez, la correlación para estimar la viscosidad de los crudos con gas en solución está dada por y presenta un error de 1,83%:

$$\mu_{ob} = A * (\mu_{od})^B \quad \text{Ec. 3.25}$$

$$A = 10,715 * (R_s + 100)^{-0,415} \quad \text{Ec. 3.26}$$

$$\text{Ec. 3.27}$$

$$B = 5,44 * (R_s + 150)^{-0,338}$$

Donde:

$\mu_{od}$ : Viscosidad del crudo muerto (cPs)

$\mu_{ob}$ : Viscosidad del crudo saturado (cPs)

$R_s$ : Relación Gas-Petróleo en solución (PCN/BN)

### 3.2.2.5 Compresibilidad del Petróleo ( $C_o$ )

La correlación que más se ajustó para determinar la compresibilidad del petróleo fue la que desarrollaron Villena-Lanzi en el caso de presiones menor que la presión de burbujeo ( $P < P_b$ )<sup>[21]</sup>. El rango de parámetros (**Tabla 3.4**) viene dado por:

**Tabla 3.4 Rangos de las variables usadas en la correlación de Villena-Lanzi para Co**

VARIABLES	RANGOS
Gravedad API del crudo (°API)	6 – 52
Relación Gas-Petróleo en solución (PCN/BN)	1,5 – 1.945
Temperatura (°F)	78 – 330
Presión (Lpc)	500 – 5.300
Presion de burbujeo (Lpc)	763 – 5300
Gravedad del gas (Adm)	0,58 – 1,20

La ecuación desarrollada es la siguiente:

$$\ln(Co) = -0,664 - 1,430\ln(P) - 0,395\ln(Pb) + 0,390\ln(T) + 0,445\ln(Rsb) + 0,262\ln(API) \quad \text{Ec. 3.28}$$

Donde:

Co: Compresibilidad del petróleo ( $Lpc^{-1}$ )

P: Presion (Lpc)

Pb: Presión de burbujeo (Lpc)

T: Temperatura (°F)

Rsb: Gas en solución a la presión de burbujeo (PCN/BN)

API: Gravedad API del crudo (Adm)

### 3.2.2.6 Propiedades del Gas

Para determinar el factor de compresibilidad (Z), factor volumétrico (Bg) y viscosidad del gas ( $\mu_g$ ), se emplearon las correlaciones desarrolladas por Standing y Katz; Carr, Kobayashi y Burows; y Lee, Gonzalez y Eakin<sup>[22]</sup>.

#### 3.2.2.6.1 Factor de Compresibilidad (Z)

Para determinar este factor se utilizó el grafico de Standing y Katz, para ello se calculó las presiones y temperaturas pseudocriticas, utilizando las siguientes ecuaciones:

$$P_{sc} = \sum P_{ci} * Y_i \quad \text{Ec. 3.29}$$

$$T_{sc} = \sum T_{ci} * Y_i \quad \text{Ec. 3.30}$$

Es importante notar que debido al contenido de impurezas (N<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub>) se realizaron correcciones a las presiones y temperaturas pseudocríticas con las (Ec. 3.31) y (Ec. 3.32) determinadas por Carr, Kobayashi y Burrows.

$$P_{sc_c} = P_{sc} - (166,6 * Y_{N_2}) + (440 * Y_{CO_2}) + (600 * Y_{H_2S}) \quad \text{Ec. 3.31}$$

$$T_{sc_c} = T_{sc} - (250 * Y_{N_2}) - (83,3 * Y_{CO_2}) + (130 * Y_{H_2S}) \quad \text{Ec. 3.32}$$

Luego se determinaron las presiones y temperaturas seudoreducidas con las (Ec. 3.33) y (Ec. 3.34)

$$P_{sr} = \frac{P_y}{P_{sc}} \quad \text{Ec. 3.33}$$

$$T_{sr} = \frac{T_y}{T_{sc}} \quad \text{Ec. 3.34}$$

Donde:

P<sub>sc</sub>: Presión pseudocrítica (Lpca)

T<sub>sc</sub>: Temperatura pseudocrítica (°R)

P<sub>sc\_c</sub>: Presión pseudocrítica corregida (Lpca)

T<sub>sc\_c</sub>: Temperatura pseudocrítica corregida (°R)

P<sub>sr</sub>: Presión seudoreducida (Lpca)

T<sub>sr</sub>: Temperatura seudoreducida (°R)

Por último, se determina el factor de compresibilidad (Z) con el gráfico de Standing y Katz (**Apéndice A-3**)

### 3.2.2.6.2 Factor Volumétrico del Gas (Bg)

El factor volumétrico del gas (Bg) se obtuvo mediante la siguiente expresión:

$$B_g = 0,00504 * \left[ \frac{Z * T}{P} \right] \quad \text{Ec. 3.35}$$

Donde:

Bg: Factor volumétrico del gas (BY/PCN)

T: Temperatura del yacimiento (°R)

P: Presión del yacimiento (Lpca)

Z: Factor de compresibilidad del gas (Adm)

### 3.2.2.6.3 Viscosidad del Gas ( $\mu_g$ )

Lee, Gonzalez y Eakin, desarrollaron un método semi-empírico para determinar la viscosidad del gas ( $\mu_g$ ) teniendo ya un factor de compresibilidad (Z) corregido, y esta fue la correlación empleada en este estudio. (Ec. 3.36)

$$\mu_g = (K) * 10^{-4} * e^{(X * \rho_g^Y)} \quad \text{Ec. 3.36}$$

$$K = \frac{(9,376 + 0,01607 * M_g) * T^{1,5}}{(209,2 + 19,26 * M_g + T)} \quad \text{Ec. 3.37}$$

$$X = 3,448 + \frac{986,4}{T} + 0,01009 * M_g \quad \text{Ec. 3.38}$$

$$Y = 2,447 - 0,2224 * X \quad \text{Ec. 3.39}$$

Donde:

$\mu_g$ : Viscosidad del gas (cPs)

$\rho_g$ : Densidad del gas (gr/cc)

P: Presión (Lpca)

T: Temperatura (°R)

Mg: Peso molecular del gas (Lb/Lbmol)

### 3.2.2.7 Propiedades del Agua

Para determinar el factor volumétrico (Bw) y compresibilidad del agua (Cw), se emplearon las correlaciones desarrolladas por McCain W. D., Jr.; mientras que para la viscosidad ( $\mu_w$ ) se determinó por la ecuación de Van Wingen N.<sup>[21]</sup>

#### 3.2.2.7.1 Factor Volumétrico del Agua (Bw)

Para obtener este parámetro se utilizó la correlación de McCain W. D., Jr., (Ec. 3.40)

$$B_w = (1 - \Delta V_{wt}) * (1 + \Delta V_{wp}) \quad \text{Ec. 3.40}$$

$$\Delta V_{wt} = 1,00010 \times 10^{-2} + 1,33391 \times 10^{-4} * T + 5,50654 \times 10^{-7} * T^2 \quad \text{Ec. 3.41}$$

$$\Delta V_{wp} = (-1,95301 \times 10^{-9} * P * T) - (1,72834 \times 10^{-13} * P^2 * T) - 3,589224 \times 10^{-7} * P - 2,25341 \times 10^{-10} * P^2 \quad \text{Ec. 3.42}$$

Donde:

P: Presión (Lpca)

T: Temperatura (°R)

**Presentando un error de 2% en los análisis de muestras.**

#### 3.2.2.7.2 Viscosidad del Agua ( $\mu_w$ )

Para determinar este parámetro se utilizó la correlación de Van Wingen N., que toma en cuenta la temperatura del yacimiento. (Ec. 3.43)

$$\mu_w = e^{(1,003 - (0,01479 * T) + 0,00001982 * T^2)} \quad \text{Ec. 3.43}$$

Donde:

T: Temperatura (°R)

### 3.2.2.7.3 Compresibilidad del Agua (Cw)

La compresibilidad del agua (Cw), se determinó a través de la correlación de McCain para presiones por debajo de la presión de burbujeo ( $P \leq P_b$ ). El rango de los parámetros empleados (**Tabla 3.5**) viene dado por:

**Tabla 3.5 Rangos de las variables usadas en la correlación de McCain para Cw**

VARIABLES	RANGOS
Presión (Lpcm)	1.000 – 20.000
Concentración de cloruro de sodio (grNaCl/Ltr)	0 – 200
Temperatura (°F)	78 – 330

La ecuación desarrollada es la siguiente:

$$C_w = -\frac{1}{B_w} * \left(\frac{\partial B_w}{\partial P}\right)_T + \frac{B_g}{B_w} * \left(\frac{\partial R_{swp}}{\partial P}\right)_T \quad \text{Ec. 3.44}$$

$$-\frac{1}{B_w} * \left(\frac{\partial B_w}{\partial P}\right)_T = \frac{1}{[7,033 * P + 541,5 * C_{NaCl} - 5,370 * T + 403,300]} \quad \text{Ec. 3.45}$$

$$\left(\frac{\partial R_{swp}}{\partial P}\right)_T = B + (2 * C * P) \quad \text{Ec. 3.46}$$

$$B = 1,01021 \times 10^{-2} - 7,44241 \times 10^{-5} * T + 3,05553 \times 10^{-7} * T^2 - 2,94883 \times 10^{-10} * T^3 \quad \text{Ec. 3.47}$$

$$C = -10^{-7} * (9,02505 - 0,130237 * T + 8,53425 \times 10^{-4} * T^2 - 2,34122 \times 10^{-6} * T^3 + 2,37049 \times 10^{-9} * T^4) \quad \text{Ec. 3.48}$$

Donde:

P: Presión (Lpca)

T: Temperatura (°R)

Bw: Factor volumétrico del agua (BY/BN)

### 3.2.2.8 Curvas de Permeabilidad Relativa

Debido a la ausencia de datos de núcleos para el yacimiento en estudio, el cálculo de las permeabilidades relativas se realizó a través de las correlaciones desarrolladas por la Compañía TOTAL; las cuales son aplicables a los yacimientos petrolíferos del Oriente de Venezuela. Una vez obtenidos los valores de dichas permeabilidades se procedió a generar las curvas de permeabilidades relativas, logrando así inferir el nivel de saturaciones en las que el hidrocarburo es móvil dentro de la zona porosa, la fase mojante y los estados de imbibición del yacimiento.

#### 3.2.2.8.1 Saturaciones Residuales

Las saturaciones de petróleo en zonas invadidas por agua ( $S_{orw}$ ) o por gas ( $S_{org}$ ) se determinaron por la correlación obtenida por la compañía TOTAL, en función de la saturación de agua connata, como se muestran a continuación en las (Ec. 3.49) y (Ec. 3.50).

$$S_{orw} = 0,32 * (1 - S_{wc}) \quad \text{Ec. 3.49}$$

$$S_{org} = 0,4 * (1 - S_{wc}) \quad \text{Ec. 3.50}$$

Donde:

$S_{wc}$ : Saturación de agua connata (Fracción)

#### 3.2.2.8.2 Permeabilidades Relativas Agua-Petróleo

A continuación se describen las ecuaciones empleadas en la determinación de la permeabilidad relativa del sistema agua-petróleo:

$$K_{rw} = \frac{K_{rw_{\text{máx}}}}{0,2} * S_w^{4,2} \quad \text{Ec. 3.51}$$

Ec. 3.52

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}}$$

$$K_{row} = K_{ro_{m\acute{a}x}} (S_{of}^*)^2 * [1 - (1 - S_{of}^*)^{2.2}] \quad \text{Ec. 3.53}$$

$$S_{of}^* = \left[ \frac{0.68 - S_w^*}{2} \right] * \left[ 1 + \sqrt{1 + \frac{1.882}{0.68 - S_w^*}} \right] \quad \text{Ec. 3.54}$$

Donde:

$S_{wc}$ : Saturación de agua connata (Fracción)

$S_w$ : Saturación de agua (Fracción)

$K_{rw_{m\acute{a}x}}$ : Permeabilidad relativa máxima al agua

$K_{ro_{m\acute{a}x}}$ : Permeabilidad relativa máxima al petróleo

### 3.2.2.8.3 Permeabilidades Relativas Gas-Petróleo

Las ecuaciones usadas para la determinación de la permeabilidad relativa del sistema gas-petróleo son las siguientes:

$$K_{rg} = K_{rog} * \left[ \frac{K_{rg}}{K_{rog}} \right] \quad \text{Ec. 3.55}$$

$$K_{rog} = \left[ \frac{S_o - 0.4 * (1 - S_{wc})}{0.6 * (1 - S_{wc})} \right] * S_o^{2.2} \quad \text{Ec. 3.56}$$

El término  $\left[ \frac{K_{rg}}{K_{rog}} \right]$ ; se obtiene entrando en la grafica logarítmica generada

$\left[ \frac{K_{rg}}{K_{rog}} \right]$  vs.  $\frac{(S_g - S_{gc})}{(1 - S_{wi} - S_{gc})}$ , como se muestra en el **Apéndice A-4**.

$$S_o^* = \frac{S_o}{(1 - S_{wc})} \quad \text{Ec. 3.57}$$

Donde:

Swc: Saturación de agua connata (Fracción)

So: Saturación del petróleo (Fracción)

### 3.2.3 Cálculo de los Volúmenes Originales en Sitio

En este estudio se llevó a cabo el cálculo de los volúmenes originales en sitio empleando dos (02) metodologías: el método volumétrico y el balance de materiales a través de la técnica de Havlena y Odeh.

#### 3.2.3.1 Método Volumétrico

Una vez obtenidos tanto los datos petrofísicos como los de fluidos del yacimiento, se realizó la planimetría del área encerrada entre curvas isópacas para la obtención del volumen total del yacimiento en estudio. Posteriormente, se aplicó el método volumétrico con el cual se pudo estimar el Petróleo Original en Sitio (POES) y el Gas Original en Sitio (GOES). El GOES fue obtenido mediante el producto del POES y la solubilidad del gas inicial (Rsi), ya que para este caso específico todo el gas está disuelto en el petróleo y la fracción de gas libre (m) es cero (0). El cálculo del POES y GOES se realizó empleando las (Ec. 2.7) y (Ec. 2.8) (Sección 2.8.3.1).

#### 3.2.3.2 Balance de Materiales

En la fase de balance de materiales, después de validados los datos de producción/inyección, elaborado el PVT sintético representativo del yacimiento y generado el histórico de presiones se aplicó la herramienta MBAL (Sección 2.14.6) para obtener una estimación confiable del Petróleo Original en Sitio (POES), mecanismos de producción, tipo y características del acuífero; cabe destacar que se utilizó una de las correlaciones internas de la herramienta MBAL para determinar el valor de la compresibilidad de la formación, la cual se expresa de la siguiente manera:

$$C_f = 2,6e^{-4} + (0,3 - 0)^{2,413} * 7,8e^{-3} \quad \text{Ec. 3.58}$$

Para la linealización de la ecuación de balance de materiales se empleó la técnica de Havlena y Odeh, donde la pendiente de la recta representa el POES y las características de esta ofrece indicios de la actividad del acuífero. Este POES

obtenido a través del Balance de Materiales se comparó con el Método Volumétrico y de esta manera se validó la información geológica a través del modelo dinámico de los fluidos.

### **3.2.3.3 Cálculo de las Reservas del Yacimiento**

Para la determinación de las reservas del yacimiento se utilizaron las ecuaciones descritas en la **Sección 2.8.3.2.1.1**, fundamentándose en el método de Balance de Materiales.

## **3.3 ANÁLISIS DEL HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN Y PRESIÓN DE LA ARENA G-3F DEL YACIMIENTO RE-40**

### **3.3.1 Validación de las Historias de Producción e Inyección por Pozo**

Luego de recolectada y analizada la data se procedió a validarla. Para ello la información de producción/inyección generada por OFM (Oil Field Manager) se almacenó en hojas de Excel y se comparó con los históricos junto a los sumarios de producción e inyección en físico para observar si existía alguna discrepancia y así establecer las debidas correcciones en los históricos cargados en las respectivas bases de datos. Todo lo anterior se realizó pozo por pozo. Posteriormente, se llevó a cabo la sumatoria de la producción e inyección pozo por pozo a la misma fecha para obtener los acumulados de petróleo, gas, agua e inyección correspondientes a la arena-yacimiento en estudio (G-3F/RE-40) mensualmente. Para la obtención de la relación gas-petróleo (RGP), se utilizó la (**Ec. 3.59**).

$$RGP = \frac{Q_g}{Q_o} \quad \text{Ec. 3.59}$$

Donde:

Qg: Tasa de gas (PCN/D)

Qo: Tasa de petróleo (BN/D)

Una vez validada toda la información, ésta fue cargada en OFM creando un proyecto independiente debido a la incorporación de nuevos datos, esto se hizo con la finalidad de obtener una caracterización efectiva.

### **3.3.2 Análisis de Producción**

En esta etapa se observó el comportamiento del yacimiento a lo largo de su vida productiva, a través de las herramientas Excel y OFM se generaron ciertos gráficos para un análisis más exhaustivo, con la ayuda del número de pozos activos, tasa real de gas, RGP; todos con respecto al tiempo.

#### **3.3.2.1 Comportamiento de la Relación Gas-Petróleo (RGP)**

La relación gas-petróleo (RGP) se graficó en función del tiempo para apreciar el comportamiento del yacimiento y así inferir el tipo de reservorio en estudio (yacimiento subsaturado o saturado). En el caso de un yacimiento subsaturado este debe tener un comportamiento constante al inicio de la producción, mientras que para el yacimiento saturado la RGP aumenta progresivamente a lo largo de la vida productiva del yacimiento.

Del mismo modo, con este gráfico es posible observar en qué fecha el gas inyectado al yacimiento irrumpe en los pozos productores; además en caso de no existir un análisis PVT representativo el valor inicial de solubilidad del gas ( $R_{si}$ ) es indispensable para la elaboración de un PVT sintético a partir de determinadas correlaciones.

#### **3.3.2.2 Gráfico de Tasa de Gas vs. Número de Pozos Activos**

La tasa de gas se graficó en función del tiempo para estimar la potencialidad del yacimiento durante la vida productiva del mismo y se comparó con la gráfica de número de pozos activos en función del tiempo para evaluar la actividad de cada pozo durante cada periodo de productividad del yacimiento.

#### **3.3.3 Análisis de los Datos de Producción Acumulada de los Fluidos**

El análisis de los datos de producción permite hacer un estimado de los tipos de mecanismos de producción presentes en el yacimiento, además de evaluar el aporte de cada pozo a la producción y a su vez estimar la calidad del yacimiento.

### **3.3.3.1 Mapas de Producción (Burbuja y Grilla)**

Estos mapas fueron generados por la herramienta OFM, a través de ella fue posible visualizar en mapas binarios la producción de fluidos, o cualquier variable dinámica, por pozo solo de manera cualitativa, mostrando la distribución de los fluidos presentes en el yacimiento y así determinar cual zona ha sido más o menos drenada.

Estos valores son representados de forma circular (burbuja) o en degradación de colores (grilla) dependiendo de la magnitud de la variable dentro de la estructura del yacimiento.

### **3.3.4 Modelo del Histórico de Presiones**

Se elaboró un modelo de presión para establecer los niveles de energía del yacimiento y así determinar el potencial productivo del reservorio desde su descubrimiento hasta la actualidad con el objeto de pronosticar el comportamiento futuro de la producción de fluidos. Los datos necesarios para el diseño del modelo de presiones, se obtuvieron a través de pruebas de presión (BHP) tomadas en la arena-yacimiento (G-3F/RE-40) de interés, resultando un total de diecinueve (19) pruebas de las cuales solo once (11) fueron representativas. Posteriormente, se procedió a llevar los puntos de presión al DATUM para luego ser graficados al gas acumulado con la finalidad de observar como declina la presión a través del tiempo.

Por medio de la herramienta MBAL es posible modelar presiones con el uso de la ecuación de balance de materiales, partiendo de las historias de producción, PVT, datos petrofísicos y un modelo de presiones. Para efectos de este estudio, a través de los parámetros antes mencionados se generaron los puntos de presión empleando el POES volumétrico y la presión inicial, quedando como incógnita solo las presiones y con ellas fue posible validar si los puntos de presiones que se introdujeron (los obtenidos de BHP realizados a los pozos) tenían el mismo comportamiento que los modelados por MBAL.

## **3.4 ESTUDIO DE NUEVAS ESTRATEGIAS DE EXPLOTACIÓN Y DESARROLLO DE LAS RESERVAS DE GAS PARA EL ÁREA EN ESTUDIO**

Una vez realizado el análisis donde se obtuvo la distribución de reservas y declinación de presión del yacimiento, además de características petrofísicas y calidad de arena del yacimiento estudiado; se efectuó una revisión del estado actual de los pozos que atraviesan el mismo y se analizaron las zonas más prospectivas para drenar las reservas. Posteriormente, se procedió a jerarquizar los parámetros más importantes en el modelo para poder identificar dentro del yacimiento los pozos más indicados para reparaciones, reacondicionamientos y/o reactivaciones. Para lograr esto se tomaron en cuenta ciertos parámetros que permitieron definir cuáles serían los pozos a recomendar. Estos parámetros fueron los siguientes:

- ✓ Arena neta petrolífera
- ✓ Reservas remanentes de gas
- ✓ Disponibilidad mecánica

Durante la selección, el parámetro al cual se le asignó mayor peso fue a las reservas remanentes de gas, esto con la finalidad de recuperar gran parte del gas inyectado en años anteriores (cuando la prioridad del área era la producción de petróleo), ya que en la actualidad el objetivo principal de la Gerencia de Desarrollo de Yacimientos Distrito Anaco es explotar la mayor cantidad de gas posible en el área, estableciéndose un valor mínimo de producción inicial por pozo de 3 MMPCD, suficientes para justificar el reacondicionamiento.

### **3.4.1 Análisis Nodal**

Este procedimiento se llevó a cabo para determinar a cual tasa de flujo producirá un pozo, sensibilizando el daño de la formación en los alrededores del pozo y el diámetro de los diferentes reductores evaluando el efecto de varios componentes, tales como: El tamaño de la tubería de producción, línea de flujo, nivel de separación y técnicas de completación del hoyo.

El análisis nodal fue realizado a dos (02) pozos seleccionados en el yacimiento, estos son: AGV-505 y AGV-520. Este método fue llevado a cabo a través de la herramienta PIPESIM.

## **CAPÍTULO IV**

### **ANÁLISIS DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

El modelo estático se validó, elaborando secciones estratigráficas-estructurales, evaluación petrofísica y determinando los parámetros de corte de la arena en estudio. En el caso del modelo dinámico se enfocó hacia la caracterización de la Arena G-3F, Yacimiento RE-40, verificando y actualizando los datos disponibles del mismo, mediante la utilización de carpetas de pozos, OFM y Centinela, además de estudios previos suministrados por el Departamento de Yacimientos de PDVSA GAS Anaco, con el fin de generar un plan de explotación que permita el mayor recobro de las reservas de hidrocarburos existentes en el yacimiento.

#### **4.1 ANÁLISIS DE LOS POZOS PERTENECIENTES A LA ARENA G-3F DEL YACIMIENTO RE-40 DEL CAMPO AGUASAY CENTRAL ÁREA MAYOR DE OFICINA**

Éste análisis se realizó enfocando las características más sobresalientes e importantes que se encontraban en el historial de los pozos y en el mapa base del yacimiento al momento de la revisión. Las características extraídas de cada uno de los pozos de la arena-yacimiento (G-3F/RE-40) en estudio desde que fueron perforados hasta la actualidad son las que se describen a continuación:

##### **✓ AGV – 405**

La perforación de este pozo se inició el 07 de Noviembre de 1957, culminando el 24 de Junio de 1958. Durante las operaciones de completación fueron perforadas y probadas las siguientes arenas: J-U y M-4 y fue completado oficialmente el 31 de Julio de 1958 como productor sencillo de petróleo en la arena JU. Fue el primer pozo perforado, y completado de este yacimiento. Este pozo presentó una profundidad de 13.026 pies.

En Marzo de 1969, se efectúa el primer reacondicionamiento permanente a este pozo, en el cual se cementa a presión la arena J-U y se perfora la arena G-3F;

quedando el pozo completado con tubería sencilla en dicha arena.

Para Mayo de 1972, se lleva a cabo el segundo reacondicionamiento permanente, con el objeto de cementar la arena G-3F debido a baja producción de petróleo con alta relación gas-petróleo (RGP) y perforar las arenas R-0U y L-4M. Durante las operaciones de cementación se originó un pescadeo y el trabajo fue suspendido. Quedando completado cerrado por dificultades mecánicas.

En Marzo de 1974, se realiza el tercer trabajo de reacondicionamiento, en el cual el pozo quedo completado como productor de agua (WP) produciendo  $\pm$  900 BAPD (**Apéndice E-1**).

#### ✓ AGV – 407

Durante las operaciones de completación se perforaron las siguientes arenas: U-1 y M-4. Fue completado oficialmente el día 24 de Junio de 1958, como productor doble de petróleo en las arenas U-1 (tubería de producción) y M-4 (tubería de revestimiento).

El 11 de Noviembre de 1999, se efectúa el sexto trabajo de reacondicionamiento permanente con el objetivo de abandonar las arenas J-1U y S-2L, perforar las arenas F-4LA y G-3F; completar el pozo sencillo selectivo en las arenas F-4LA y G-3F por flujo natural (**Apéndice E-5**). En la arena G-3F la producción está registrada desde Febrero de 2005 hasta Mayo de 2006 según historial de producción.

#### ✓ AGV – 408

La perforación de este pozo inició el 16 de Julio de 1958 y culminó el 11 de Octubre de ese mismo año. Durante las operaciones de completación se perforaron y probaron las siguientes arenas: U-1 y S-4. Fue completado oficialmente el día 16 de Enero de 1959, como productor, en las arenas U-1 (tubería de producción 2 3/8") y S-4 (tubería de revestimiento 2 1/16"). El pozo fue perforado hasta una profundidad 13.712 pies.

Al pozo se le aplicaron siete trabajos de reacondicionamiento permanente. El 10 de Mayo de 1998, fue llevado a cabo el último de los trabajos con la finalidad de

abandonar las arenas L3-L y F-4L, perforar la arena F-4U, perforar las arenas R-4U y G-3F; y posteriormente completarlo sencillo selectivo por levantamiento artificial con gas en las arenas antes mencionadas.

#### ✓ AGV – 411

La perforación de este pozo inició el 06 de Marzo de 1960 y culminó el 04 de Mayo de ese mismo año. Durante las operaciones de completación se perforaron y probaron las siguientes arenas: R-4 y S-4. Fue completado oficialmente el día 21 de Mayo de 1960, como productor en las arenas R-4 (tubería de revestimiento) y S-4 (tubería de producción) por flujo natural. El pozo fue perforado hasta una profundidad 13.915 pies.

Los trabajos de reacondicionamiento aplicados al pozo fueron seis hasta el 27 de octubre de 1999, cuyo alcance fue abandonar las arenas S-3U y S-2U, reperforar las arenas U1 y G-3F; y posteriormente completar sencillo selectivo en las arenas U-1, G-3F y F-4LA flujo natural como productor de hidrocarburos.

En lo que contempla a la arena G-3F, para ese entonces se tomaron criterios de analogía con respecto al Yacimiento AG-46, siendo este un yacimiento que fue proyecto de recuperación secundaria por inyección de gas, y quedo descontinuado, presentando una resistividad promedio de 50 ohm-mts y según registro buena permeabilidad, el pozo vecino AGV-405 ubicado a 50 pies buzamiento arriba fue abandonado estado AON, tomando en consideración estos criterios se recomendó en el año 1999 la perforación de la arena G-3F y su completación como productora de gas.

#### ✓ AGV – 502

La perforación de este pozo inició el 07 de Agosto de 1966 y culminó el 04 de Octubre de ese mismo año. Durante las operaciones de completación se perforaron y probaron las siguientes arenas: G-3F, F-4L y R-4,5. Fue completado oficialmente el día 13 de Octubre de 1966, como productor doble en las arenas F-4L (anular) y R-4,5 (tubería eductora). La arena G-3F quedo aislada entre empacaduras. El pozo fue perforado hasta una profundidad 13.501 pies.

El 15 de Abril de 1967, se efectúa el primer trabajo de reparación, con el que

se intentó eliminar comunicación entre las arenas a través del equipo de fondo, resultando no satisfactorio debido a que la tubería de producción se partió a 1.700 pies, quedando suspendido el trabajo.

En Julio de 1967, se lleva a cabo una segunda reparación al pozo, logrando recuperar pescado a 1.700 pies después de quince días de trabajo de pesca. Se entró con el equipo de completación y se pusieron las arenas R-4/5, G-3F y F-4L al quemador para limpiarlas, mientras fluían al quemador se produjo un incendio en el pozo. Finalmente el pozo fue completado como productor doble de petróleo en las arenas F-4L (anular) y G-3F (tubería e ductora). La arena F-4L produjo hasta Enero de 1969 cuando fue cerrada por alto porcentaje de agua (100% A y S).

El 01 de Marzo de 1974, la arena G-3F fue sometida a un proceso de estimulación con 1.000 galones de Mud Acid al 7-1/2% y produjo 100% agua. Posiblemente durante la estimulación se estableció comunicación entre las arenas F-4L (100% agua) y la arena G-3F.

Para Mayo de 1974, se realiza el primer trabajo de reacondicionamiento permanente al pozo con la finalidad de perforar las arenas R-2L, J-U y H-L. El pozo fue completado en la arena R-2L, quedando las arenas H-L y J-U aisladas por camisa. La arena R-4/5 quedó aislada mediante tapón "RGZ" y la F-4L disponible en el anular.

El 29 de Julio de 1976, el pozo es sometido a un reacondicionamiento temporal para cerrar la camisa deslizante frente a la arena R-2L y abrir la manga frente a la arena G-3F. Posteriormente, el 30 de Septiembre de ese mismo año, se efectúa el segundo reacondicionamiento temporal con el objeto de cerrar la camisa deslizante frente a la arena G-3F y abrir la manga frente a la arena R-2L; para luego el 01 de Octubre de ese año cerrar la camisa frente a la R-2L y abrir la manga frente a la arena G-3F.

En Enero de 1977, se realiza el tercer reacondicionamiento temporal con el propósito de evaluar las arenas J-U y H-L (perforadas en Mayo de 1974) a objeto de identificar futuros reacondicionamientos en ese Campo. Para ello fueron abiertas todas las arenas a producción (R-4/5, R-2L, J-U, H-L y G-3F) y cerrando una por una, tomando en cada caso pruebas de producción. La arena R-4/5 se aisló con tapón "RGZ", la presión bajó 1.100 libras en dos horas se pasó al quemador y murió. Se

abrió camisa frente a la arena J-U, la presión subió de 0 a 1.100 libras, se pasó al quemador y murió. Se cerró la camisa frente a la arena J-U y se abrió frente a la arena H-L, no se obtuvo entrada de fluido (muerta). Se intentó dejar en producción el pozo en la arena R-4/5 sin éxito, debido a la presencia de un puente de arena encima del tapón “RGZ”. Finalmente el pozo fue dejado en producción en la arena G-3F; manteniéndose activo hasta Octubre de 1.90. Actualmente el pozo se encuentra muerto (**Apéndice E-2**).

### ✓ AGV – 505

La perforación de este pozo se inicio en Enero de 1967. Durante las operaciones de completación fueron perforadas y probadas las siguientes arenas: I-2L, I-2UL, F-4L y G-3F y fue completado oficialmente el 10 de Abril de 1967 como productor doble de petróleo en las arenas F-4L (anular) y G-3F (tubería eductora), mientras que la arena I-2UL quedo aislada mediante camisa y la I-2L aislada mediante tapón “RZG”. Este pozo presentó una profundidad de 12.538 pies.

El 11 de Enero de 1971; se efectúa el primer reacondicionamiento permanente a este pozo, mediante la aplicación de una estimulación a la arena G-3F con 70 barriles de Kerosene y 30 galones de J-37 (surfactante) a objeto de incrementar su producción comercial de petróleo; posteriormente y con el mismo propósito, el 03 de Marzo del mismo año se llevo a cabo una segunda estimulación a la arena G-3F con los mismos aditivos y cantidades antes mencionadas. Continuando con el reacondicionamiento, el 3 de Abril de 1974 se realizo la tercera estimulación a dicha arena con el fin de incrementar la producción de petróleo con la aplicación de 70 barriles de Gasoil y 30 galones de J-37 (surfactante).

La arena F-4L produjo hasta el 7 de Junio de 1976 cuando fue cerrada bajo estado “EH”, pero en Agosto del mismo año fue abierta a producción con la finalidad de aumentar la carga en una Planta Compresora, siendo cerrada al quedar normalizada la presión. El 26 de Octubre del mismo año, se efectuó una cuarta estimulación a la arena G-3F con el objeto de acrecentar la producción de petróleo con 70 barriles de Gasoil y 30 galones de HyFlo III (surfactante).

En Diciembre de 1989, la arena G-3F fue sometida a evaluaciones arrojando resultados de 100% agua, lo que indicó que el frente de agua había llegado al nivel de las perforaciones; razón por la cual esta arena fue abandonada con cemento bajo

estado (AWN).

Posteriormente, en Abril de 2000 se llevó a cabo el tercer trabajo de reacondicionamiento permanente con el objeto de recañonear la arena G-3F; la misma estuvo activa durante año y medio y nuevamente fue cementada (**Apéndice E-7**).

#### ✓ AGV – 507

La perforación de este pozo inició el 7 de Mayo de 1967 y culminó el 28 de Junio de ese mismo año. Durante las operaciones de completación se perforaron las siguientes arenas: G-3F, M-2 y M-3. Fue completado oficialmente el día 27 de Julio de 1967, como productor, con completación doble en las arenas G-3F y M-2 (fluyendo por el anular) y M-3 (fluyendo respectivamente por el eductor). El pozo fue perforado hasta una profundidad 12.938 pies.

En Noviembre de 1968, se efectuó un reacondicionamiento temporal #1 a la arena M-2 con la finalidad de cementarla.

El 27 de Julio de 1982, se lleva a cabo un reacondicionamiento permanente #1 con el propósito de convertir el pozo en productor de petróleo mediante la perforación de la arena L-2.

Para Abril de 1984, el pozo fue sometido a una reparación #1 con el objeto de eliminar comunicación anular-tubería y reactivar el pozo a producción comercial de petróleo, es decir, reperforar las arenas G-3F y M-3; con completación sencilla, triple zona selectiva en las arenas G-3F, L-2 y M-3. El 02 de Agosto del mismo año, en las labores de reparación se detectaron presiones iguales entre la tubería y el revestidor; veinticinco días después se cerró el pozo. Actualmente el pozo se encuentra muerto (**Apéndice E-3**).

#### ✓ AGV – 508

La perforación de este pozo inició el 24 de Mayo de 1967 y culminó el 27 de Junio de ese mismo año. Durante las operaciones de completación se perforaron y probaron las siguientes arenas: G-3F, F-4L, I-2A/B y M-3. Fue completado oficialmente el día 13 de Julio de 1967, como productor, con completación sencilla selectiva en las arenas F-4L y I-2A/B. El pozo fue perforado hasta una profundidad

12.642 pies.

En Enero de 1974, se efectuó el primer reacondicionamiento permanente, con el cual se cementó la arena F-4LA, se cañoneó la arena J-3 y se recompletó el pozo selectivamente natural en las arenas I-2A/B y J-3 con la arena G-3F por el espacio anular, sin reporte de producción para ninguna de estas arenas para fechas posteriores a Enero de 1974. En Julio de 1976 se limpió el pozo hasta 11.804 pies y se realizó el tratamiento #1 a la arena G-3F con 04 barriles de Mud Acid, con producción de 100% agua. En Diciembre del mismo año se volvió a tratar la arena G-3F (tratamiento #2), esta vez con 1200 galones de gasoil, 800 galones de paragón y 1500 galones Mud Flush, fluyó petróleo limpio durante una hora, luego quedó inactiva. Posteriormente dicha arena fue abandonada.

Para Diciembre de 1984, se lleva a cabo un segundo reacondicionamiento permanente con el objeto de cementar las arenas I-2A/B (11.912-30 pies) y J3, evaluar las arenas M-2, I-2A/B (11.923-34 pies), F-4U y L-1.

#### ✓ AGV – 509

La perforación de este pozo inició el 1 de Junio de 1967 y culminó el 11 de Julio de ese mismo año. Durante las operaciones de completación se perforaron y probaron las siguientes arenas: G-3F, F-4L, J-3 y E-3. Fue completado oficialmente el día 05 de Noviembre de 1967, como productor doble en las arenas F-4L y E-3 por flujo natural. El pozo fue perforado hasta una profundidad 12.900 pies.

En Enero de 1970 se efectuó el primer reacondicionamiento permanente con la finalidad de convertirlo en inyector de gas en la arena G-3F; se cementó la arena E-3. La arena G-3F fue cementada y recañoneada. El pozo quedó completado como inyector de gas en las arenas G-3F y F-4L; la inyección de gas se inició el 13 de Febrero del mismo año. En Diciembre de 1971 fue suspendida la inyección de gas en este pozo.

En Marzo de 1983, se aplicó un reacondicionamiento permanente #2, ya que al estar sacando la tubería con la completación vieja se notó pérdida de circulación en la arena G-3F, posteriormente se vino el pozo en la arena F-4L; al presentarse este problema se cementaron las arenas G-3F y F-4L. Una vez culminado esto se perforaron las arenas L-1U y M-3A y se reperforó la arena G-3F, quedando el pozo

completado sencillo, triple zona selectivo en las arenas G-3F, L-1U y M-3A (G-3F productora).

Consecutivamente, en Octubre de 1984 se realiza un tercer reacondicionamiento permanente a este pozo, con el que se cementan las arenas M-3A y L-1U, las cuales luego se reperforaron y evaluaron en otros intervalos reportando 100% agua, por lo que fueron abandonadas con TDH. Además se perforaron y probaron las arenas J-3 y J-1, la J-3 con 90% agua abandonada con TDH y la J-1 con 1.4% agua y 48.3°API, también se perforó la arena E-3. El pozo se completó sencillo, doble zona con equipo de levantamiento artificial con gas en las arenas J1 y E-3.

Para Agosto de 1986, se ejecutó un cuarto trabajo de reacondicionamiento permanente, con el que se abandonó la arena J1 y cementó la arena E-3. Asimismo, se reperforó la arena G-3F. El pozo quedó completado sencillo como inyector de gas en la arena G-3F.

En Agosto de 1997, se efectuó el reacondicionamiento permanente #5 con el objeto de reperforar las arenas J-1 y E-3 y recompletar el pozo sencillo selectivo con equipo de gas lift.

Posteriormente, en Agosto de 2000, se ejecuta un sexto reacondicionamiento permanente con el fin de abandonar la arena E-3, reperforar las arenas G-3F y F-4L y recompletar el pozo sencillo selectivo, flujo natural en las arenas J-1, G-3F y F-4LB. Actualmente el pozo se encuentra fluyendo en la arena de interes (G-3F) y no hay reporte de algun trabajo efectuado (**Apéndice E-4**).

#### ✓ AGV – 515

La perforación de este pozo inició el 22 de Noviembre de 1983. Fue completado oficialmente el día 25 de Julio de 1984, como productor doble en las arenas R-4/5 y S-4 (selectiva con equipo de levantamiento artificial con gas). El pozo fue perforado hasta una profundidad 13.827 pies.

Posteriormente, luego de 6 meses produciendo, el pozo tuvo que ser trabajado en su reacondicionamiento permanente #1 debido a que presentaba obstrucciones de escala a través de la tubería, se recañonean las arenas ya existentes y se completa con

equipo de levantamiento artificial con gas; el pozo es incorporado nuevamente a producción.

En Diciembre de 1992, es sometido a su reacondicionamiento permanente #2 en donde se recañonean las arenas S-2 y R-4/5, se perfora la arena M-3A y se completa el pozo sencillo selectivo con equipo de levantamiento artificial con gas, este trabajo resulto negativo motivado a que el pozo no fluyo y tuvo que ser declarado falla.

Consecutivamente, en Junio de 1994 se somete a reacondicionamiento permanente #3, en donde se abandonan las arenas existentes (S-2, R-4/5 y M-3A) y se completa las arenas F-4L y G-3F con equipo de levantamiento artificial con gas. Durante el trabajo se perforó y evaluó la arena S-2U, con prueba inconclusa. Luego del trabajo es sometido a un período de evaluación y los resultados fueron negativos, lo cual motiva nuevamente a decretar falla al pozo.

Para Junio de 2006, se efectúa en el pozo un reacondicionamiento permanente #4 con el objeto de abandonar con cemento las arenas F-4LB y G-3F. Perforar las arenas H-5/6, L-1U y R-2A, completar el pozo sencillo selectivo con tubería 2-7/8” como productor de hidrocarburos en las arenas H-5/6, L-1U y R-2A y dejar el pozo abierto en la arena R-2A.

#### ✓ AGV – 519

La perforación de este pozo inició el 19 de Septiembre de 2006 y culminó el 8 de Noviembre del mismo año. Durante las operaciones de completación se perforaron y probaron las siguientes arenas: G-3F, N-1S y T-U. Fue completado oficialmente el día 24 de Febrero de 2007, como pozo dual selectivo, flujo natural con tubería de 2 7/8” en las arenas G-3F, N-1S y T-U, quedando abiertas a producción las arenas G-3F y N-1S. El pozo fue perforado hasta una profundidad 13.884 pies. Actualmente el pozo se encuentra fluyendo en la arena de interes (G-3F) y no hay reporte de algun trabajo efectuado (**Apéndice E-6**).

## **4.2 REVISIÓN DEL MODELO ESTÁTICO, PVT Y BALANCE DE MATERIALES DE LA ARENA G-3F DEL YACIMIENTO RE-40**

## **4.2.1 Modelo Estático**

### **4.2.1.1 Correlación**

Se identificó la unidad cronoestratigráfica de la arena G-3F, sus límites superiores e inferiores respectivamente, determinándose que el intervalo está situado entre lutitas (marcadores regionales). Estas lutitas se encontraban presentes pozo a pozo en toda la extensión del yacimiento, formando excelentes sellos estratigráficos, lo que quiere decir que los topes y las bases de la arena G-3F se mantienen en la mayoría de los pozos.

### **4.2.1.2 Análisis Estratigráfico**

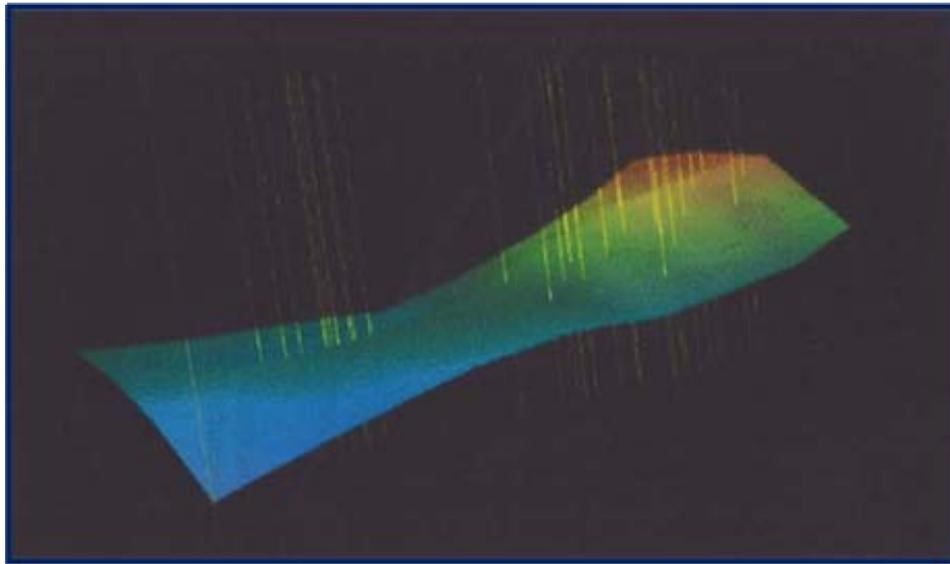
La interpretación de las secciones estratigráficas indica que la arena G-3F no tiene comunicación vertical con las unidades F4 y F6 (infrayacente y suprayacente respectivamente), presentando diversos lentes estratigráficos con intercalaciones lutíticas.

La unidad en estudio muestra buen desarrollo hacia el este (**Figura 4.1**) y adelgazamiento hacia el oeste y parte del sur (**Figura 4.2**), validando de esta manera los límites de rocas ubicados en dichas direcciones del yacimiento. Es importante acotar que la arena en estudio está separada por lutitas de gran espesor.



#### 4.2.1.3 Análisis Estructural

En cuanto al análisis estructural, el yacimiento se presenta como un monoclinal (**Figura 4.3**) de muy poca inclinación con rumbo N 86° E y un buzamiento de 4° NE.



**Figura. 4.3** Visualización 3D de la estructura

Detallando las secciones estructurales se corroboró la existencia de una falla de tipo normal (**Figura 4.4**) y (**Figura 4.5**), ya que existe repetición de estrato; esta falla presenta un desplazamiento aproximado de 250' limitando al yacimiento por el este y por el sur. Para este análisis estructural se emplearon los registros correlacionados de cada pozo en la zona de interés y a través de secciones estructurales se verificó la estructura predominante, debido a que no se contaba con información sísmica del Campo.

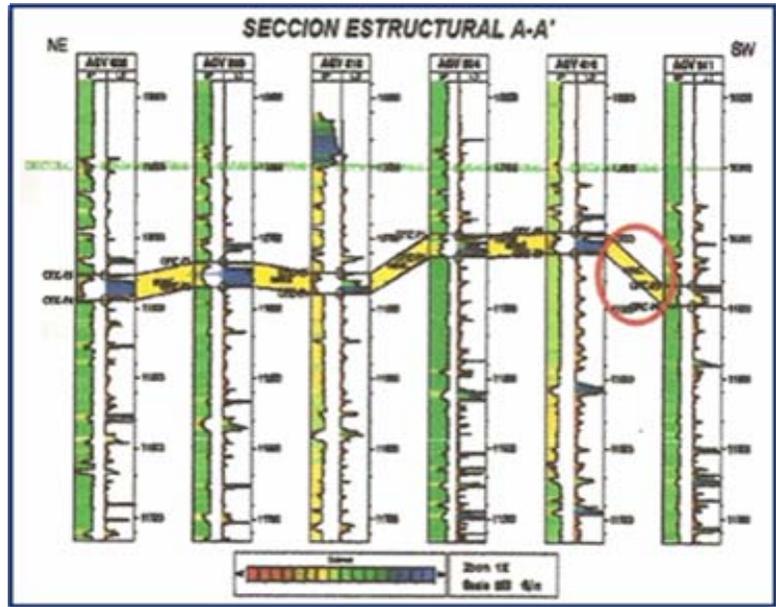


Figura. 4.4 Sección Estructural A-A'

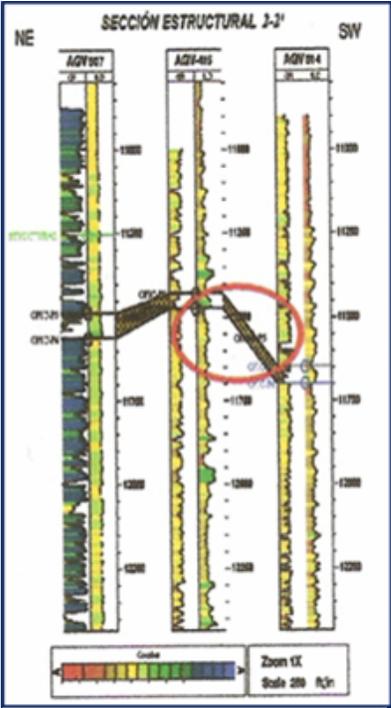


Figura. 4.5 Sección Estructural 2-2'

#### 4.2.1.4 Análisis Petrofísico

Para llevar a cabo el análisis petrofísico se determinaron todas las propiedades petrofísicas (**Apéndice B**) de cada lente perteneciente a la unidad en estudio (G-3F), siguiendo la metodología mostrada en la **Sección 3.2.1.4**. Encontrándose como zona de interés el este del yacimiento, valores que demuestran los pozos AGV-502, AGV-505, AGV-515, AGV-509 y AGV-504; los cuales poseen los mayores potenciales en cuanto a calidad y espesor neto petrolífero. Mientras que para la parte central resaltan los pozos AGV-408 y AGV-415; y hacia el oeste se degrada la calidad de la arena en cuanto a propiedades petrofísicas. En la **Tabla 4.1** se muestran los valores promedios ponderados (respecto al espesor) de cada propiedad petrofísica, las cuales son muy similares a las del libro de reservas excepto la permeabilidad de la que se desconoce su origen.

**Tabla 4.1 Comparación entre los datos Oficiales y el Estudio del Yacimiento RE-40**

PROPIEDADES	OFICIAL	ESTUDIO
H (Pies)	24	26
Sw (Fracción)	28	28
$\Phi$ (Fracción)	17	17
K (md)	334	91
Área (Acres)	2018	1990
Vb (Acre-pie)	51487	51740
Vsh (Fracción)	-----	21

Para jerarquizar las calidades de los cuerpos arenosos se obtuvieron parámetros críticos o de corte (**Sección 3.2.1.4.11**) obteniéndose los siguientes resultados:

- ✓  $Sw_{irr}$  de 18% en la verticalización de la curva,  $Rt_c$  de 12 ohm-m y  $Sw_c$  de 55% en la horizontalización de la curva (**Figura 3.2**).

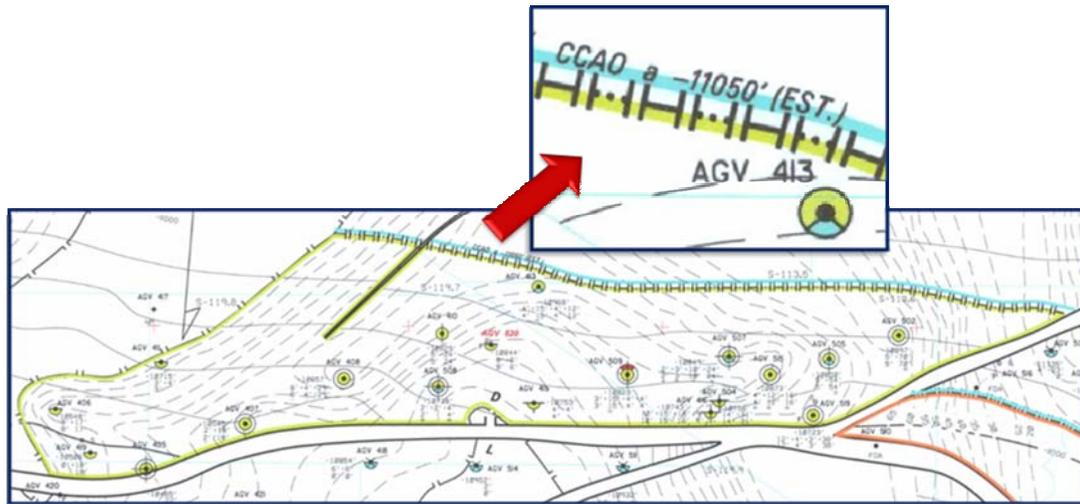
- ✓ Con el valor de  $S_{wc}$  se obtuvo un  $V_{shc}$  de 48% y  $\phi_c$  de 13% (**Figura 3.3**) y (**Figura 3.4**).
- ✓ Y por último, con la  $\phi_c$  se determinó la  $K_c$  de 12 md (**Figura 3.5**).  
Una vez definidos los parámetros de corte se tomó la siguiente interpretación:
- ✓  $S_w < 45\%$ , se interpreta como hidrocarburo
- ✓  $45\% < S_w < 55\%$ , se interpreta como hidrocarburo con alta  $S_w$
- ✓  $S_w > 55\%$ , se interpreta como agua

Tomando en cuenta la interpretación petrofísica y los parámetros de corte se determinó que todos los intervalos pertenecientes a la unidad contienen hidrocarburos, excepto el intervalo superior del pozo AGV-411, que se presenta con alta saturación de agua y alto contenido de arcilla, lo que puede ser producto de la retención de líquido que tienen las arcillas.

Una vez establecidas todas las propiedades petrofísicas por pozo se construyeron los mapas de isopropiedades, interpolando y extrapolando valores a los pozos que no tuvieron disponibilidad de registros; entre los mapas realizados se tienen: arena neta petrolífera, e isopermeabilidad (**Apéndices B-8** y **B-9**). Estos mapas facilitaron la visualización para determinar zonas de interés en el plan de explotación, reiterando que las mejores propiedades se encuentran hacia el este y las de menor calidad hacia el oeste del yacimiento.

#### **4.2.1.5 Validación del Contacto Agua-Petróleo**

Para la validación del contacto se tomó como premisa la prueba de producción del pozo AGV-413, ya que es el más cercano a dicho contacto según el mapa oficial (**Figura 4.6**).



**Figura. 4.6 Contacto agua-petróleo del Yacimiento RE-40**

Esta prueba fue tomada el 25 de Febrero de 1971 arrojando 100% de agua; confirmando entonces la posición del Contacto Agua-Petróleo a una profundidad de - 11.050 pies, tal como se encuentra en el mapa oficial del yacimiento.

#### **4.2.2 Análisis PVT (Presión, Volumen y Temperatura)**

Los análisis de Presión, Volumen y Temperatura son parámetros que permiten definir el tipo de fluido presente en el yacimiento. Para el estudio no se dispuso de ningún análisis PVT, por lo cual se generó uno sintético tomando como premisa la prueba inicial del yacimiento (**Tabla 4.2**).

**Tabla 4.2 Prueba inicial del Yacimiento RE-40**

POZO	FECHA (D/M/A)	Q <sub>o</sub> (BPPD)	°API	A y S (%)	RGP (PCN/BN)	PCAB (LPC)	TEMP (°F)	γ <sub>g</sub>
AGV-405	29/05/58	680	40	2,5	2.086	1.620	278	0,6938

Para generar el PVT sintético se utilizaron las correlaciones que más se ajustaron a las condiciones del yacimiento; obteniéndose una Presión de Burbujeo (P<sub>b</sub>) de 4.996 Lpc igual a la presión inicial del mismo. Cabe destacar, que la

solubilidad del gas inicial (**Rsi = 2.084 PCN/BN**) determinada es muy similar a la obtenida en la prueba inicial (Rsi = 2.086 PCN/BN) del yacimiento, ratificando la representatividad del PVT sintético y demostrando que la presión del yacimiento estuvo inicialmente en el punto de saturación.

Con respecto al petróleo, las propiedades iniciales obtenidas a la presión de 4.996 Lpc y temperatura de 278°F fueron las siguientes: Factor volumétrico (Boi=2,37 BY/BN), viscosidad ( $\mu_o=0,19$  cps) y compresibilidad ( $Co=6,89 \times 10^{-5}$ ). En el **Apéndice D** se pueden observar los resultados restantes de las propiedades para el petróleo, gas y agua obtenidas a través del PVT sintético; el PVT generado mostró consistencia en la reproducción del comportamiento de los fluidos presentes en el yacimiento, ya que los resultados obtenidos en el balance de materiales fueron muy satisfactorios.

#### 4.2.2.1 Curvas de Permeabilidades Relativas

Para el cálculo de las permeabilidades relativas, es necesario el conocimiento de los datos petrofísicos del yacimiento. En este caso los valores promedio empleados es posible observarlos en la **Tabla 4.3**.

**Tabla 4.3 Propiedades petrofísicas promedios**

PROPIEDADES	
Porosidad ( $\varphi$ )	17%
Permeabilidad (K)	91 md
Arena Neta Petrolífera (ANP)	27 Pies
Saturación de Petróleo Inicial ( $So_i$ )	72%

A partir de las correlaciones de la empresa TOTAL y con los datos petrofísicos anteriores se obtuvieron los valores de permeabilidades relativas máximas de los sistemas agua-petróleo y gas-petróleo presentes en el yacimiento (**Tabla 4.4**) y (**Tabla 4.5**).

**Tabla 4.4 Resultados del cálculo de K<sub>rw</sub> y K<sub>row</sub>**

Sw	K <sub>rw</sub>	K <sub>row</sub>
0,77	0,148511	1,32E-25
0,75	0,125099	0,0019
0,65	0,045813	0,040687
0,6	0,024902	0,075191
0,55	0,012201	0,118399
0,5	0,005163	0,169201
0,45	0,001749	0,226354
0,4	0,000405	0,288502
0,35	4,21E-05	0,354248
0,3	2,19E-07	0,422309
0,28	0	0,45

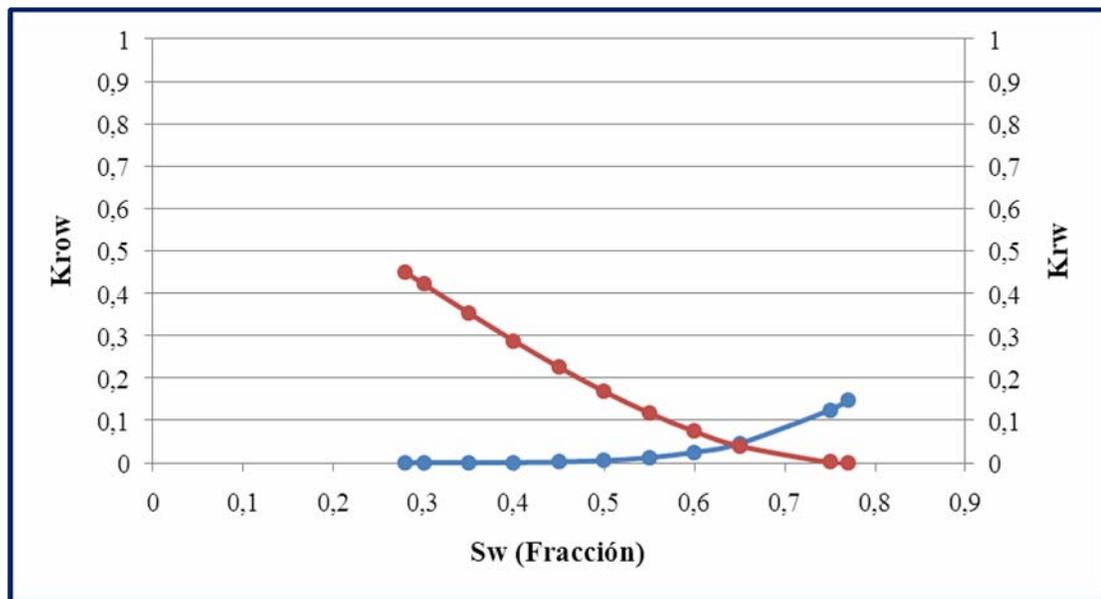
**Tabla 4.5 Resultados del cálculo de K<sub>rog</sub> y K<sub>rg</sub>**

S <sub>g</sub>	K <sub>rog</sub>	K <sub>rg</sub>
0,4	0,010042766	0,5121811
0,35	0,029079969	0,2762597
0,3	0,065079616	0,1822229
0,25	0,1254233	0,1254233
0,2	0,218876523	0,0875506
0,15	0,355624882	0,0533437
0,1	0,547306966	0,0240815
0,05	0,807044576	0

De esta manera, se observa en la **Figura 4.7** que la fase mojante está representada por el agua, ya que para un valor de saturación de agua de 50%, el valor de permeabilidad relativa al petróleo (K<sub>ro</sub>) es mayor que el valor de permeabilidad

relativa al agua ( $K_{rw}$ ), lo que permite concluir que la roca es preferentemente más permeable al petróleo que al agua, es decir, el yacimiento es hidrófilo. En esta figura también se aprecia el momento en que el agua comienza a moverse a una saturación de agua crítica de 28%.

El punto de intersección entre las curvas de permeabilidades relativas, se encuentra a 65% de saturación de agua, representa un punto de corte lo cual sirve como valor de referencia que indica que en los intervalos evaluados en donde se encuentran saturaciones de agua mayores o iguales a 65% no sería recomendable sugerir que se cañonee o se pongan a producción dichos intervalos ya que el agua se moverá a través del medio poroso con mayor facilidad que el petróleo tendiendo a canalizarse rápidamente.



**Figura. 4.7** Permeabilidades relativas del sistema agua-petróleo

En el caso del desplazamiento de petróleo por gas también se tiene una saturación de gas crítica o de equilibrio obtenida por análisis realizados en el laboratorio y suministrado por la unidad de registros integrados ( $S_{gc} = 0,05$ ; mostrada en la **Figura 4.8**, que es el punto donde el gas comienza a fluir y donde se empieza a desarrollar la permeabilidad relativa al gas y una saturación residual de petróleo, en la cual el petróleo deja de ser una fase continua. Cabe destacar, que

ninguno de los valores de permeabilidad relativa máxima es igual a la unidad teniendo como resultados los siguientes  $K_{ro_{m\acute{a}x}} = 0,45$ ;  $K_{rw_{m\acute{a}x}} = 0,15$  y  $K_{rg_{m\acute{a}x}} = 0,51$  (Tabla 4.4) y (Tabla 4.5) debido a que se trabajó con las curvas no normalizadas.

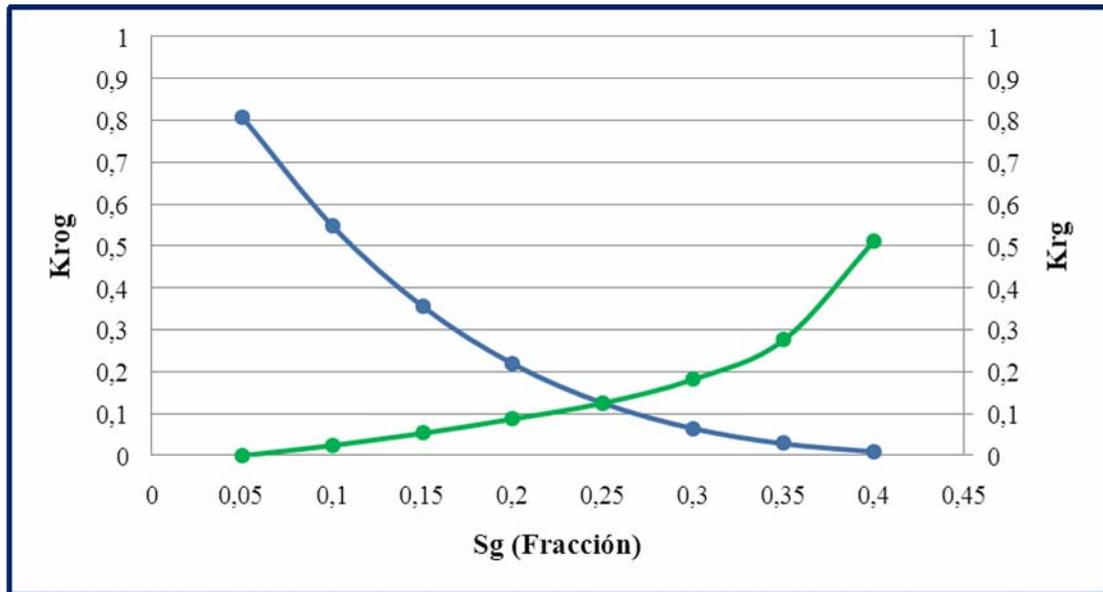


Figura. 4.8 Permeabilidades relativas del sistema gas-petróleo

## 4.2.3 Volúmenes Originales en Sitio

### 4.2.3.1 Método Volumétrico

Una vez realizada la reinterpretación del área y en base a los resultados del análisis petrofísico se realizó el cálculo de los volúmenes de hidrocarburos originales en sitio desde el punto de vista estático. Para su determinación, se utilizaron las propiedades petrofísicas (Tabla 4.1), el factor volumétrico del petróleo y la relación gas-petróleo (Sección 4.2.2). La Tabla 4.6 muestra los valores de las reservas obtenidas a través del Método Volumétrico y la comparación con los datos oficiales de la Arena G-3F del Yacimiento RE-40.

**Tabla 4.6 Cálculo de reservas por el Método Volumétrico**

RESERVA	OFICIAL	ESTUDIO
POES (MMBN)	20,3	20,818
GOES (MMMPCN)	40,2	43,427

Comparando los resultados, se obtiene una diferencia de **2,55%** y **8,02%** respectivamente.

#### **4.2.3.2 Análisis del histórico de producción y presión de la Arena G-3F del Yacimiento RE-40**

##### **4.2.3.2.1 Comportamiento de Producción e Inyección**

El yacimiento RE-40 está constituido por diecinueve (19) pozos, de los cuales once (11) están completados en la arena de interés. El pozo AGV-405 fue el descubridor del yacimiento en Mayo de 1958, reportando en la prueba 680 BPPD, °API de 40, agua y sedimentos de 2,5%, RGP de 2.086 PCN/BN, presión en el cabezal de 1.620 Lpc y temperatura de 278°F. Su producción comercial comenzó el 17 de Octubre de 1966 con el pozo AGV-502 alcanzando una producción mensual de hasta 125.052 MPCN, posteriormente se abrieron dos (02) pozos más (AGV-505 y AGV-507); al transcurrir dos años su producción comienza a declinar producto del agotamiento de presión, lo que conllevó a iniciar un proceso de recuperación secundaria el 12 de Febrero de 1970 mediante la inyección de gas a través del pozo AGV-509 con el fin de mantener la presión del yacimiento en 3.000 lpc; logrando alcanzar dicho objetivo a los nueve (09) meses de iniciarse el proyecto. A partir de 1981 comienza el cierre de pozos por la alta RGP (producto de la irrupción del gas inyectado), razón por la cual la tasa de inyección declinó manteniéndose así hasta Marzo de 1983, fecha para la cual se autoriza la suspensión del proceso de inyección. Luego en 1986 se intenta reiniciar el proyecto de recuperación secundaria pero no se tuvo éxito por problemas en la planta de Aguasay. La producción en el yacimiento estuvo activa hasta Octubre de 1990. En Febrero de 1996 el yacimiento es usado como depositario de gas, inyectando a una tasa promedio de 1,6 MMPCD durante seis (06) meses, logrando acumular 278 MMPCN de gas en ese periodo; esta

estrategia se llevó a cabo ya que no se tenía facilidad para el manejo de ciertos volúmenes de gas en superficie.

En Mayo de 2000 se reanudan las actividades de producción con el pozo AGV-505, el mismo produjo solo durante año y medio alcanzando una producción acumulada de 20.120.541 MPCN.

Posteriormente, en Febrero de 2005 entra en producción el pozo AGV-407 y es cerrado en Mayo de 2006, acumulando una producción de 757.042 MPCN. Un año más tarde se apertura el pozo AGV-519 y en Mayo de 2009 el AGV-509; ambos se encuentran activos actualmente. (Figura 4.9).

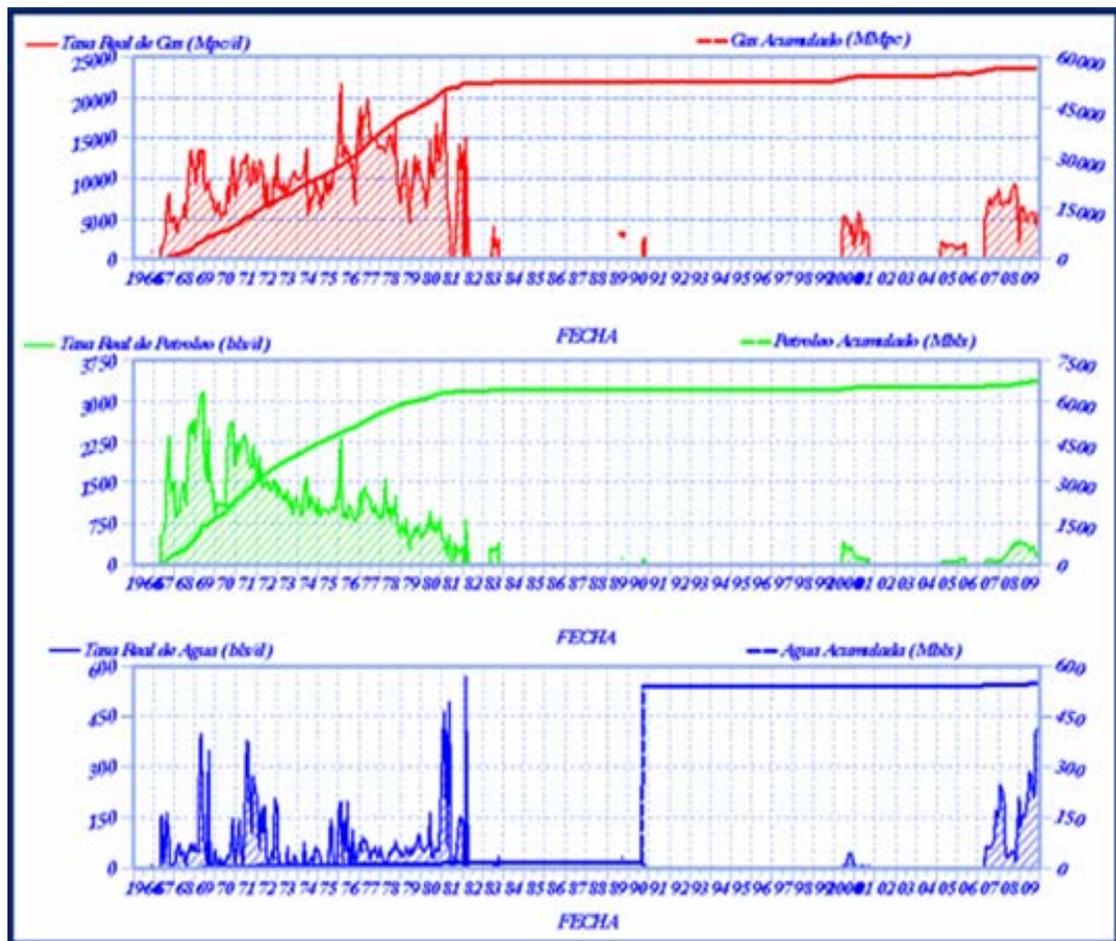


Figura. 4.9 Comportamiento de la producción del Yacimiento RE-40, Arena G-3F

#### 4.2.3.2.1.1 Históricos de Producción e Inyección

Las historia de producción de los pozos pertenecientes al Yacimiento RE-40, Arena G-3F, fueron tomadas de la base de datos de OFM (Oil Field Manager), del archivo físico o carpetas de pozos y de los sumarios de producción mensual. Consecutivamente, se verificó y corrigió la información obtenida, pues se observó una considerable discrepancia entre la producción mensual (suma de las tasas mensuales de los pozos) y la producción acumulada (reportada oficialmente), ambas suministradas por OFM. Esta discrepancia se debió a que:

- ✓ No fueron reportadas producciones durante algunos años.
- ✓ Las sumas de las producciones acumuladas no se realizaron debidamente.
- ✓ En algunos casos la producción acumulada de petróleo fue reportada a la producción de agua y viceversa.

Después de preparar el histórico de producción por pozo (**Apéndices C-1, C-2, C-3, C-4, C-5, C-6 y C-7**), se unificaron para construir el del yacimiento (**Apéndice C-8**).

Con respecto al histórico de inyección de gas del pozo AGV-509 (**Apéndice C-9**), este fue cargado directamente de los sumarios físicos y de los estudios previos (acumulando 48,198 MMMPCN), ya que en Centinela y OFM no se encontraban reportados estos valores.

#### 4.2.3.2.1.2 Comportamiento de la Relación Gas-Petróleo (RGP)

En las **Figura 4.10 y 4.11**, se demuestra (debido al comportamiento de la RGP) que el yacimiento se encontraba saturado al inicio de la producción ya que la RGP es variable con respecto al tiempo y no presenta la linealidad característica de un yacimiento subsaturado. Cabe destacar, que la RGP inicial fue el principal parámetro que se tomó en cuenta para generar el PVT sintético. Además, se observó un incremento en la RGP a partir de 1980, debido a la irrupción del gas inyectado en los pozos productores.

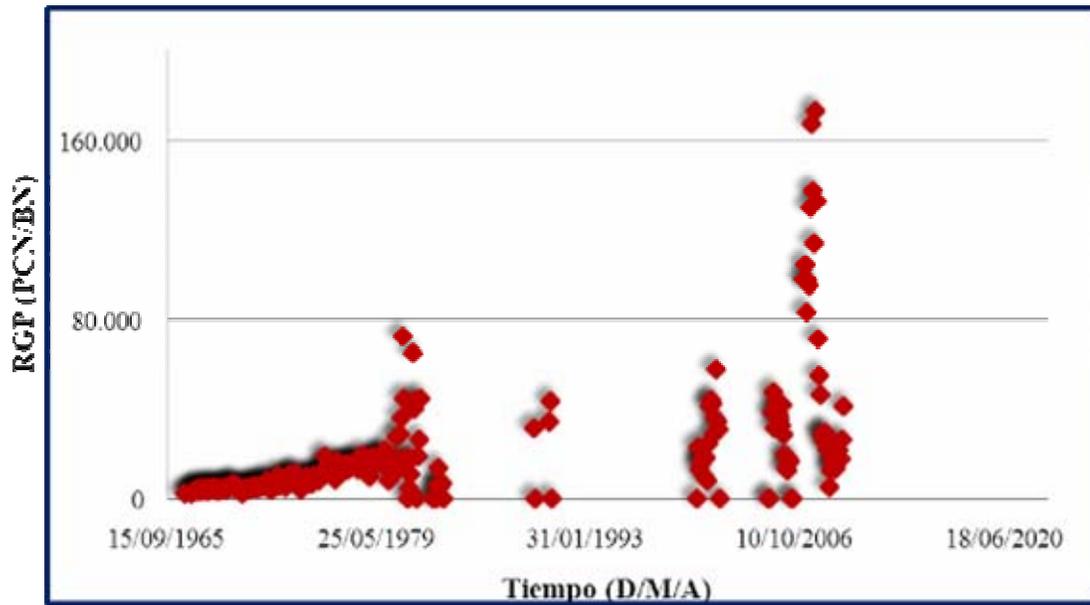


Figura. 4.10 Comportamiento de la relación gas-petróleo (RGP) con respecto al tiempo

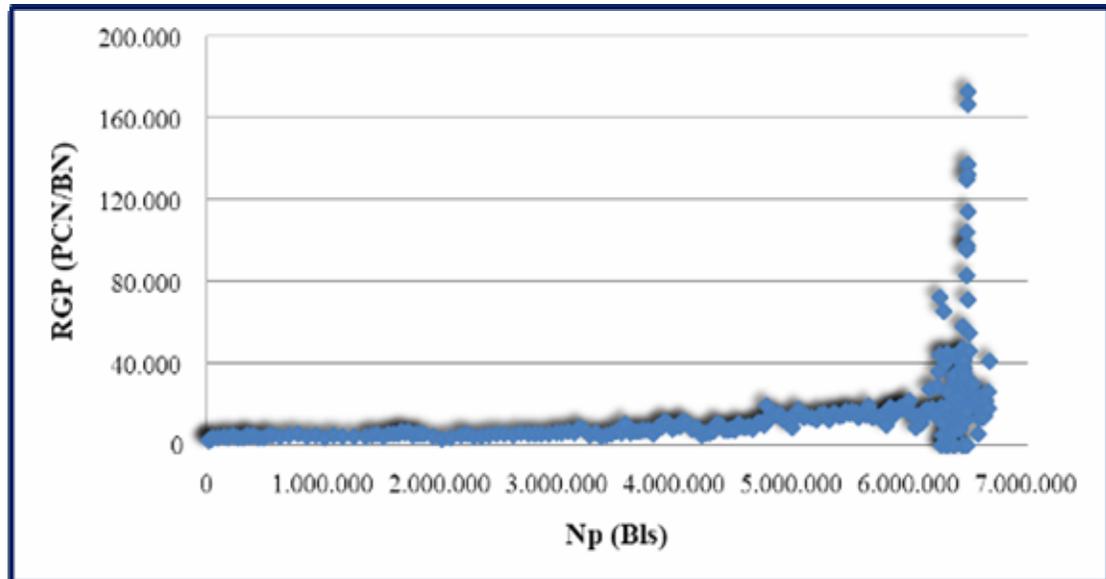


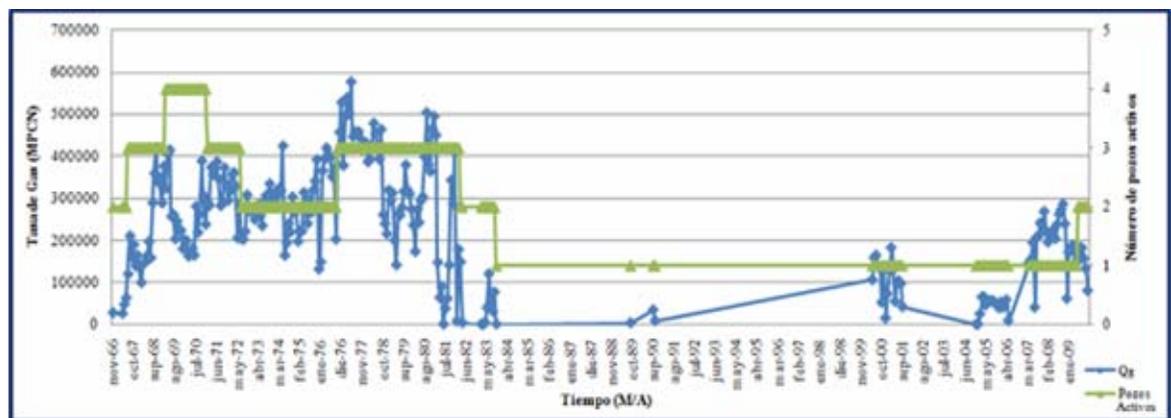
Figura. 4.11 Comportamiento de la relación gas-petróleo (RGP) con respecto al petróleo producido (Np)

#### 4.2.3.2.1.3 Gráfico de Tasa de Gas vs. Número de Pozos Activos

En la **Figura 4.12**, se aprecia el comportamiento productivo del yacimiento a lo largo de su vida mostrando una tasa de gas aproximada de 300 MMPCNM.

Los mejores periodos de producción de gas se encuentran desde Enero de 1976 a Octubre de 1978 y entre Agosto de 1980 y Junio de 1981 con tres pozos activos para ambos periodos. Cabe destacar que la mayor cantidad de pozos abiertos se observó en la etapa inicial de producción (Septiembre de 1968 a Julio de 1970).

Actualmente, el yacimiento tiene una producción mensual aproximada de 200 MMPCN con dos pozos activos (AGV-519 y AGV-509).



**Figura. 4.12** Comportamiento de la tasa de gas y número de pozos productores con respecto al tiempo

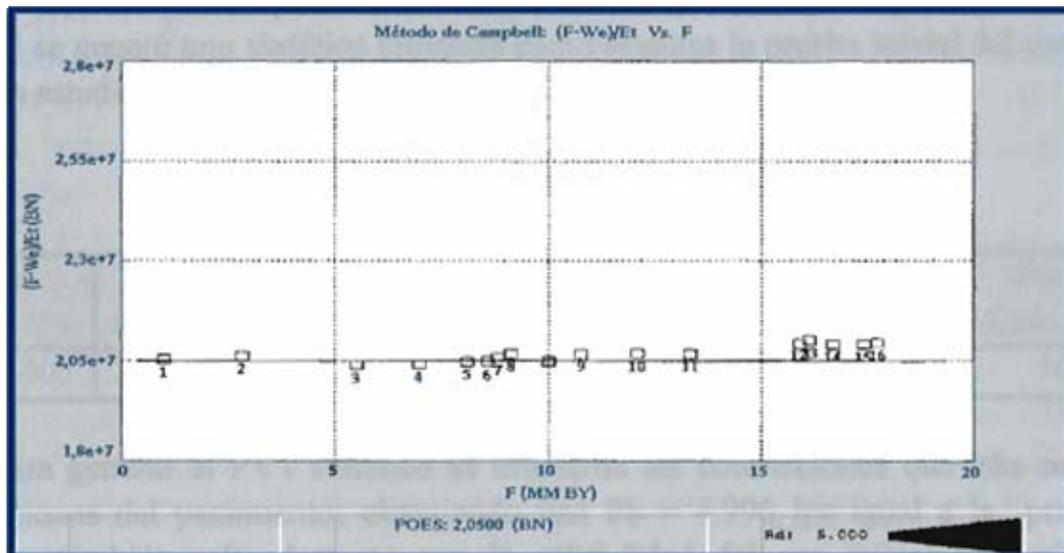
#### 4.2.3.2.1.4 Producción Acumulada de los Fluidos

En este estudio la producción acumulada de gas para los pozos productores (AGV-405, AGV-407, AGV-502, AGV-505, AGV-507, AGV-519 y AGV-509) fue de: 2,582; 0,757; 11,942; 20,120; 19,546; 5,704 y 0,347 MMMPCN respectivamente (**Apéndice C-8, C-10 y C-13**), observando que los cinco (05) últimos representan aproximadamente el 97% del potencial del yacimiento, los cuales se encuentran ubicados en la zona este del yacimiento, donde se tienen las mejores propiedades petrofísicas.

En relación a la producción acumulada de petróleo y agua, se tienen los siguientes valores (**Tabla 4.7**) para los pozos antes mencionados (**Apéndice C-8, C-11, C-12, C-14 y C-15**); observándose la baja producción de agua y por ende la despreciable actividad del acuífero asociado (**Figura 4.13**).

**Tabla 4.7 Producción acumulada de petróleo y gas para los pozos productores del Yacimiento RE-40 Arena G-3F**

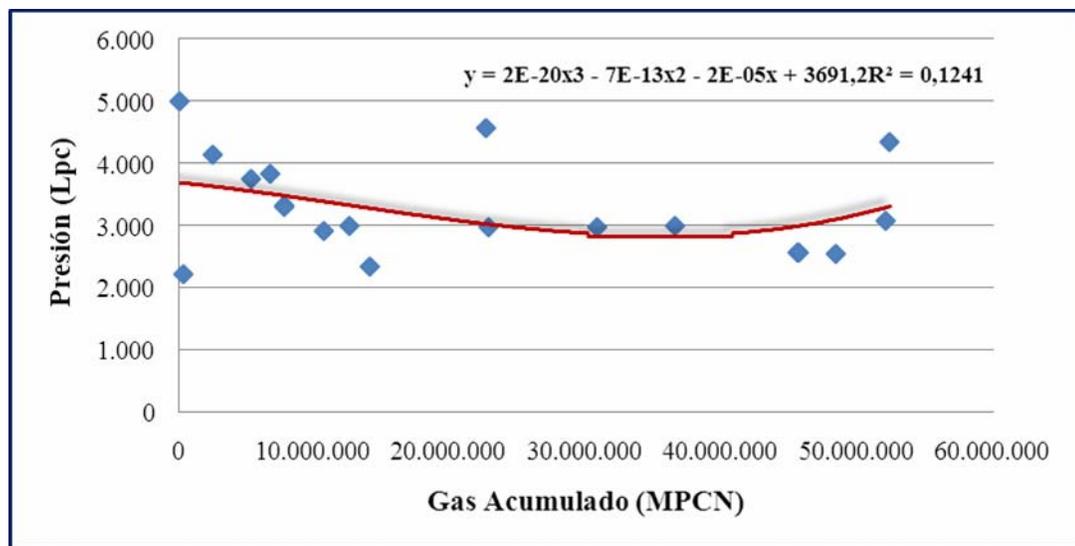
POZOS	N <sub>p</sub> (MMBN)	W <sub>p</sub> (MBN)
AGV-405	0,267	19,785
AGV-407	0,027	0
AGV-502	1,188	43,720
AGV-505	2,671	87,354
AGV-507	2,351	241,243
AGV-519	0,189	125,868
AGV-509	0,0057	125,868



**Figura. 4.13 Método de Campbell**

#### 4.2.3.2.2 Modelo de Presión

Para modelar el comportamiento de la presión se contó con un total de diecinueve (19) pruebas de presión BHP-BHT (**Figura 4.14**), de las cuales sólo once (11) fueron representativas (**Tabla 4.8, celdas grises**), analizando el gradiente del pozo mostrado en cada reporte. Posteriormente las presiones fueron llevadas al dátum y se graficaron con respecto al gas acumulado, para así definir el modelo de presión obteniendo una curva de tercer grado.



**Figura. 4.14** Comportamiento no validado de la presión

En la **Figura 4.15**, se reprodujo el comportamiento de la presión con respecto al gas acumulado, observándose que el yacimiento inicialmente cuenta con una presión de 4.996 Lpc (BHP del pozo AGV-502) y ésta va declinando a medida que transcurre el tiempo de forma significativa, siendo este comportamiento totalmente aceptable ya que en el yacimiento ocurre un agotamiento de la energía natural (presión) debido al vaciamiento. Consecutivamente, la tendencia muestra una etapa donde se mantiene la presión en 3.000 Lpc aproximadamente gracias al reemplazo favorable que se obtuvo por los altos volúmenes de gas inyectado. Seguidamente, se observa otra etapa donde empieza a declinar la presión debido a los bajos reemplazos obtenidos, consecuencia de la disminución del volumen de gas inyectado. Una vez finalizado el proceso de recuperación secundaria empieza nuevamente la depleción

natural hasta alcanzar una presión estimada de 2.500 Lpc.

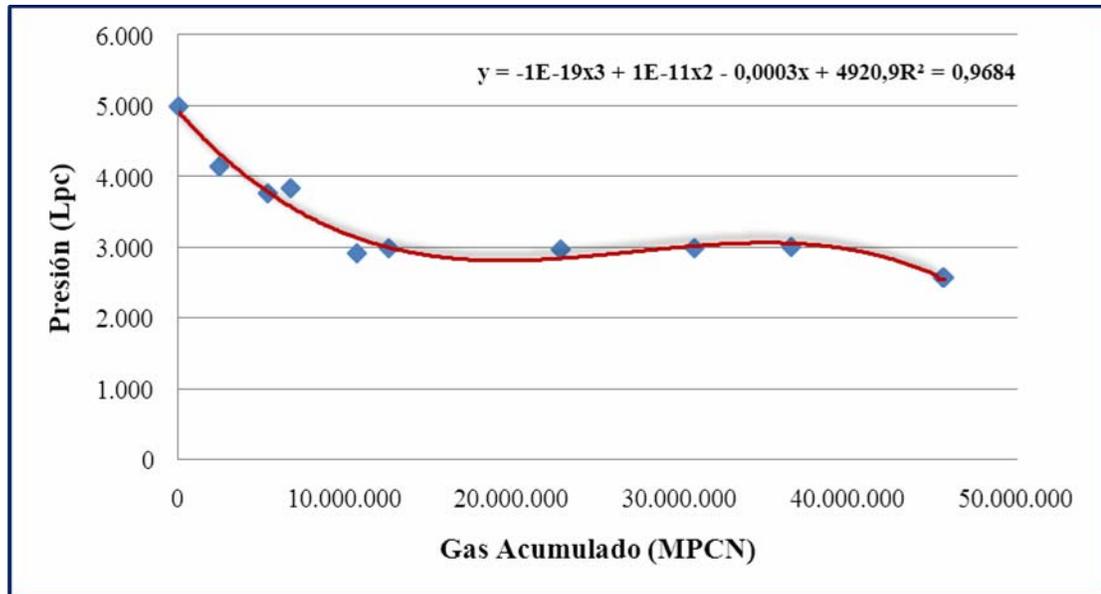


Figura. 4.15 Modelo de presión

#### 4.2.3.3 Balance de Materiales

Con el objeto de validar los volúmenes originales en sitio obtenidos volumétricamente se empleó la herramienta MBAL.

Una vez vaciados los datos al programa (PVT sintético, datos básicos del yacimiento e historia de producción) y disponiendo paralelamente del mejor estimado de historia de presión, se generó un “*pronostico de presión*” para el periodo de historia de producción, el cual cotejó muy bien con la historia de presión estimada para este estudio (**Figura 4.16**), luego de que se procediera al ajuste del modelo realizando cambios en la producción de gas y agua, debido a que estos son los más susceptibles a ser mal contabilizados en la historia de producción del yacimiento, bajo la consideración de que solo el valor del petróleo producido esta bien contabilizado en los primeros años de producción, logrando el ajuste de los datos a una línea recta a través del método de Havlena y Odeh mediante el grafico F/Et vs. We/Et (**Figura 4.17**).

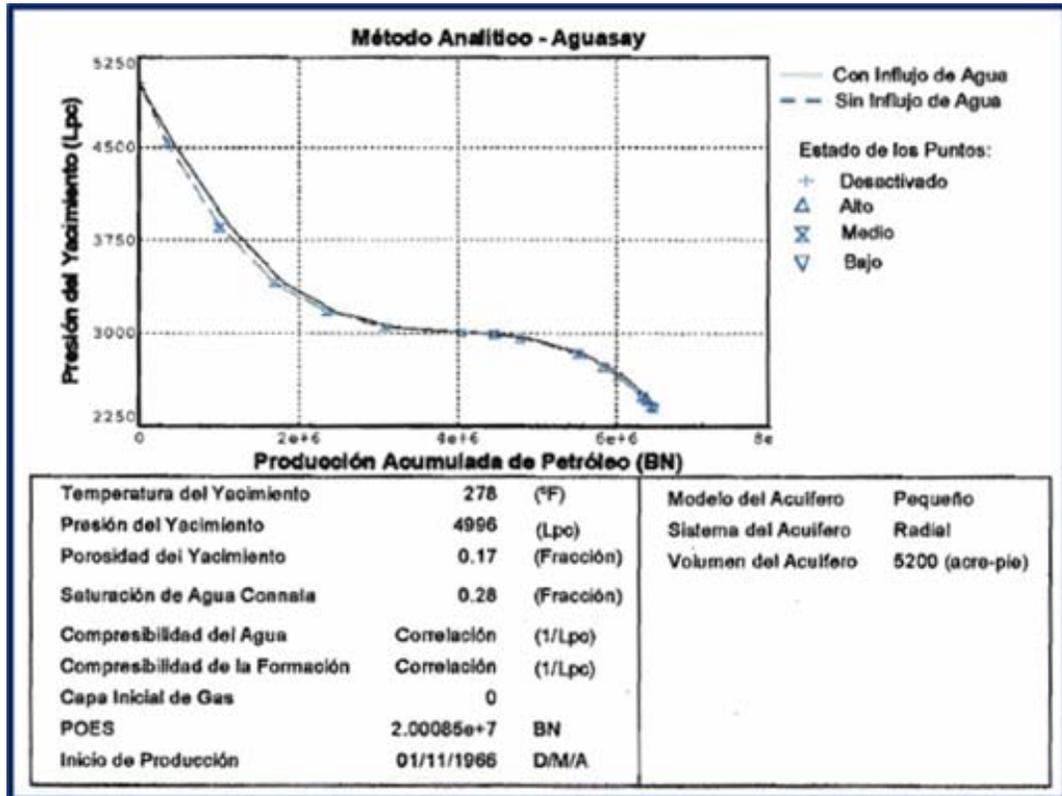


Figura. 4.16 Cotejo del modelo de presión del yacimiento

**Tabla 4.8 Reportes de BHP-BHT tomados del Yacimiento RE-40**

FECHA	POZO	P <sub>MEDIDA</sub> (LPC)	G <sub>POZO</sub> (LPC/PIE)	Prof <sub>ARENA</sub> (PIES)	Prof <sub>MEDIDA</sub> (PIES)	G <sub>YAC</sub> (LPC/PIE)	Prof <sub>DATUM</sub> (PIES)	EMR (PIES)	DATUM BNM (PIES)	P <sub>DATUM</sub> (LPC)
23/10/66	AGV-502	5.240	0,22	11.573	11.450	0,35	11.427	630	10.797	4.996
31/07/67	AGV-502	1.988	0,120	11.573	11.000	0,35	11.427	630	10.797	2.226
22/08/68	AGV-505	3.934	0,189	11.495	11.370	0,35	11.415	618	10.797	4.146
11/04/69	AGV-505	3.540	0,229	11.495	11.370	0,35	11.415	618	10.797	3.757
22/09/69	AGV-405	3.450	0,200	11.150	10.900	0,35	11.453	656	10.797	3.836
17/02/70	AGV-405	2.949	0,110	11.150	10.900	0,35	11.453	656	10.797	3.312
17/02/70	AGV-405	2.945	0,110	11.150	10.900	0,35	11.453	656	10.797	3.308
24/02/71	AGV-502	3.156	0,263	11.573	11.500	0,35	11.427	630	10.797	2.904
02/07/71	AGV-505	3.236	0,221	11.495	11.500	0,35	11.415	618	10.797	2.991
09/12/71	AGV-405	1.991	0,072	11.150	10.900	0,35	11.453	656	10.797	2.345
28/06/74	AGV-509	4.278	0,14	11.545	11.000	0,35	11.483	686	10.797	4.573
16/07/74	AGV-505	3.200	0,208	11.495	11.425	0,35	11.415	618	10.797	2.970
07/10/76	AGV-505	2.758	0,22	11.495	11.350	0,35	11.415	618	10.797	2.978
17/10/77	AGV-505	2.790	0,245	11.495	11.400	0,35	11.415	618	10.797	3.002
21/01/80	AGV-502	2.827	0,310	11.573	11.550	0,35	11.427	630	10.797	2.563
31/01/80	AGV-502	2.829	0,310	11.573	11.550	0,35	11.427	630	10.797	2.565
21/10/80	AGV-502	2.820	0,011	11.573	11.550	0,35	11.427	630	10.797	2.549
09/03/82	AGV-502	2.840	0,075	11.573	10.600	0,35	11.427	630	10.797	3.083
24/05/90	AGV-509	4.111	0,094	11.545	11.420	0,35	11.483	686	10.797	4.341

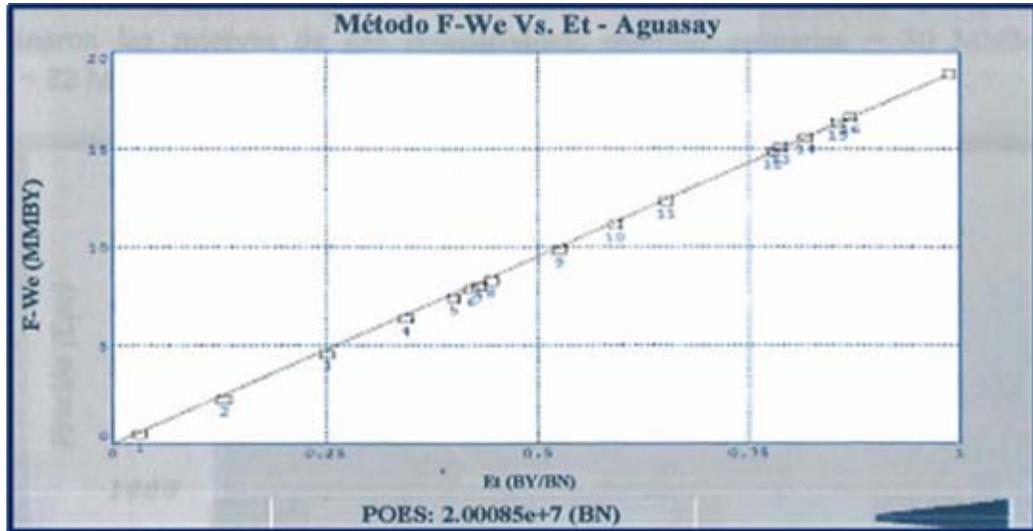


Figura. 4.17 Método de Havlena y Odeh para la determinación del POES del Yacimiento RE-40

La **Figura 4.18** muestra los mecanismos de producción predominantes en el yacimiento; observándose que el mecanismo que mayor energía aporta corresponde a la expansión de los fluidos.

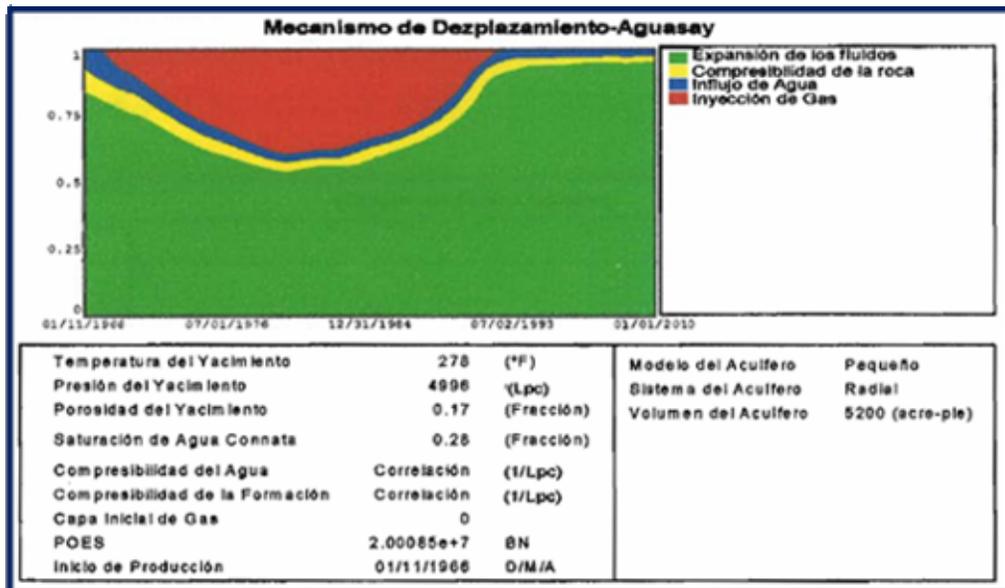


Figura. 4.18 Mecanismos de producción predominantes en el Yacimiento RE-40

En la **Tabla 4.9** se observa la comparación entre las reservas calculadas a través del Método Volumétrico y por Balance de Materiales.

**Tabla 4.9** Cálculo de reservas por el Método Volumétrico y Balance de Materiales

RESERVAS	Yacimiento RE-40 Arena G-3F	
	MÉTODO VOLUMÉTRICO	BALANCE DE MATERIALES
POES (MMBN)	20,818	20,008
	3,89% de Error	
GOES (MMMPCN)	43,427	43,156
	0,62% de Error	

#### 4.2.3.4 Determinación de las Reservas

Empleando la ecuación de Balance de Materiales se predijo el comportamiento del yacimiento a la presión de abandono (1.100 Lpc), obteniéndose los siguientes resultados: reservas remanentes 24,39 MMMPCN de gas (**Figura 4.19**) y 475,45 MBN de petróleo (**Figura 4.20**); y reservas totales de 79 MMMPCN y 7,1 MMBN respectivamente.

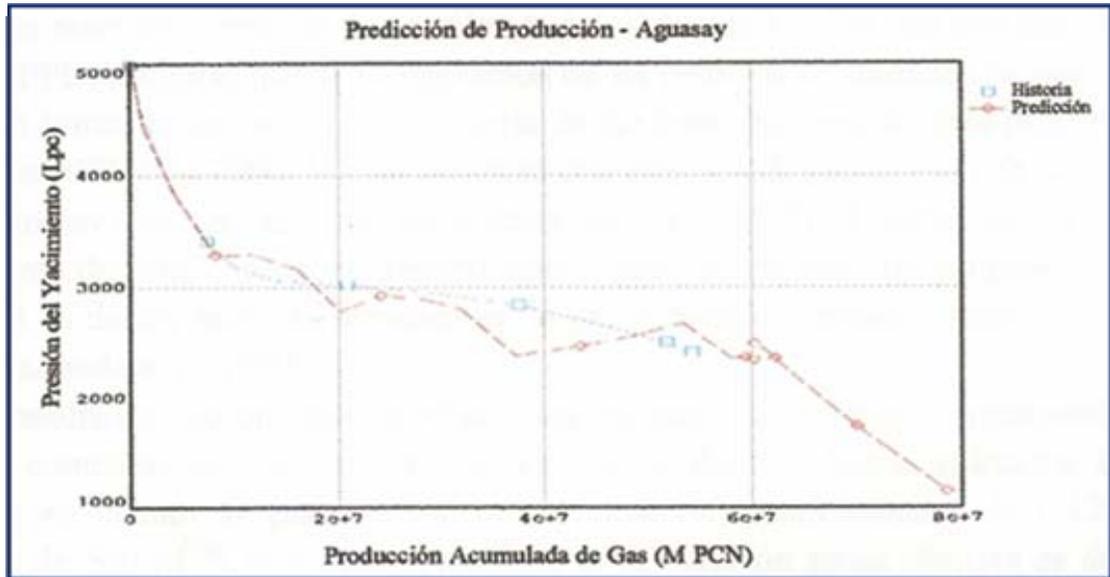


Figura. 4.19 Predicción de las reservas de gas

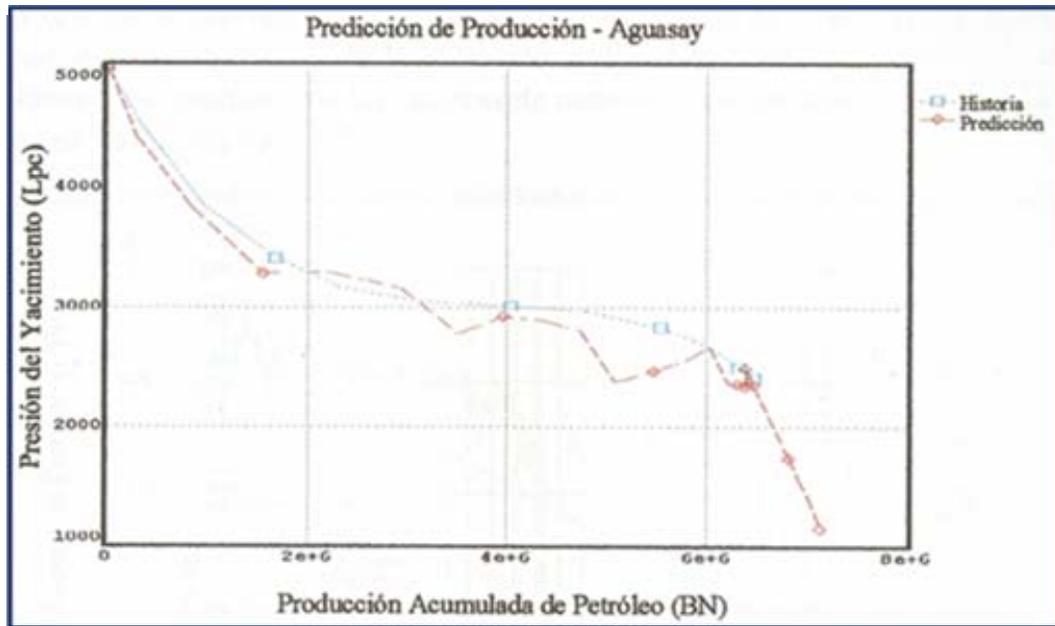


Figura. 4.20 Predicción de las reservas de petróleo

### 4.3 ESTUDIO DE NUEVAS ESTRATEGIAS DE EXPLOTACIÓN Y DESARROLLO DE LAS RESERVAS DE GAS PARA EL ÁREA EN ESTUDIO

En esta etapa se procedió a analizar los resultados obtenidos durante el desarrollo del proyecto, con la finalidad de establecer escenarios que indiquen el mejor esquema de explotación aplicable al yacimiento. En este caso se reunieron los parámetros más importantes para poder identificar dentro del yacimiento los pozos más indicados a futuras reparaciones y/o reacondicionamientos, cambio de zona y cambio de reductores, entre otros.

En tal sentido, se tomaron en cuenta principalmente las reservas remanentes de gas, las propiedades petrofísicas y el estado mecánico actual de los pozos con el objeto de conocer la disponibilidad de estos y así dirigir hacia ellos actividades de optimización que representen una menor inversión para el recobro de las reservas.

Para el estudio de la Arena G-3F del Yacimiento RE-40, sólo se consideró el análisis de los pozos que se encuentran operacionalmente aptos para llevar a cabo algún trabajo de reacondicionamiento, realizándoles análisis nodal con el simulador PIPESIM, tomando como premisa el último potencial del pozo y llevando a cabo sensibilizaciones con el daño de formación **S** (ya que no se tienen valores cuantificados) y con distintos diámetros de reductores con el fin de obtener la tasa optima de producción. Los pozos seleccionados son AGV-505 y AGV-520 (**Figura 4.21**).

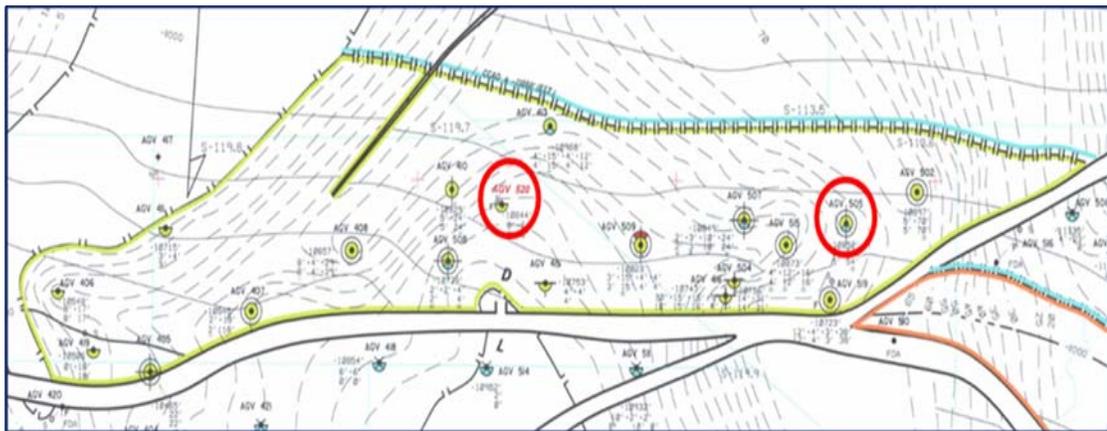


Figura. 4.21 Pozos propuestos a reacondicionamiento

### ✓ AGV-505

Este pozo tuvo los mejores potenciales de producción del yacimiento, acumulando 2,671 MMBN y 20,120 MMMPCN, convirtiéndolo de esta manera en candidato para reacondicionamiento; actualmente se encuentra aislado selectivamente completado en la arena J-1, como se observa en el **Apéndice E-7**.

Estudiando sus registros de cementación se observó mala cementación tanto en tope como en la base de la zona de interés, por lo que se recomienda aislar selectivamente con cemento el intervalo a cañonear.

El intervalo a cañonear es 11.480' – 11.515', correspondiente a 35 de los 59 pies de ANP de la arena. La prueba de producción tomada fue la siguiente (**Tabla 4.10**):

**Tabla 4.10 Prueba de producción del Pozo AGV-505**

RED	MMPCGD	BNPD	%AyS	°API
3/8"	3,9	106	20%	46,5

Obteniéndose los siguientes resultados del análisis nodal (**Figura 4.22**):

- S = 10
- Qg = 3,8 MMPCND
- Qo = 103 BNPD
- Reductor = 3/8"

### ✓ AGV-520

Es un pozo interpretado, que estructuralmente se encuentra en una zona poco drenada, se encuentra a -11.586 pies y de acuerdo al análisis petrofísico y mapas de isopropiedades posee buenas propiedades (porosidad promedio de 11% y permeabilidad de 35,94 md), es por ello que se propone como potencial productor por lo que se recomienda cañonear y completar el intervalo de la arena para drenar las reservas asociadas al pozo y así mantener la vida productiva del yacimiento

**(Apéndice E-8).**

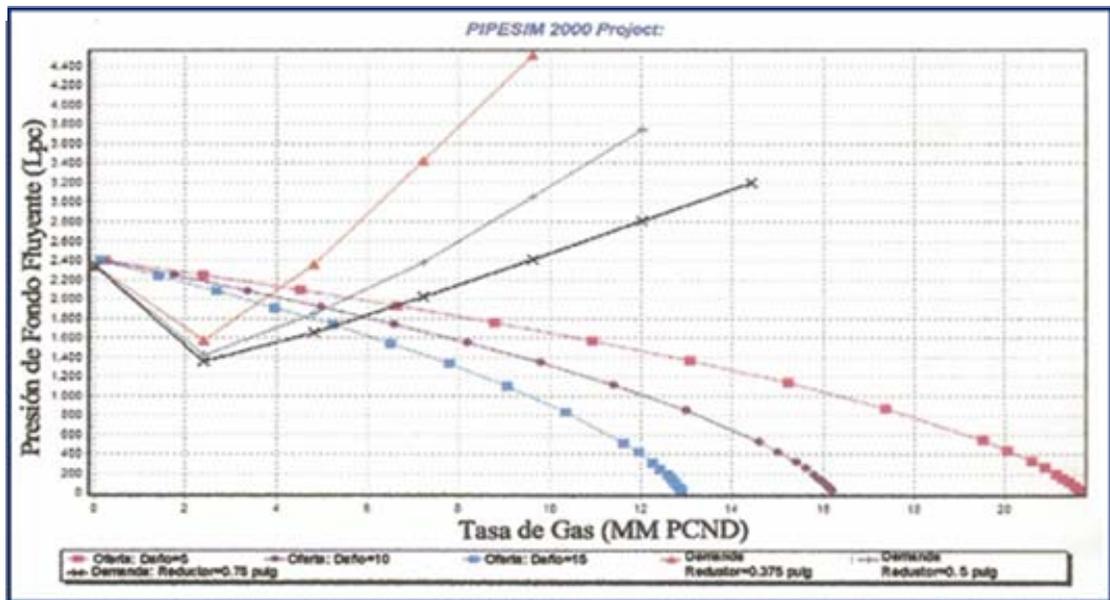
Para efectos del análisis nodal (**Figura 4.23**), por ser un pozo interpretado se consideró que tendría un comportamiento similar al pozo vecino AGV-507, por lo que se tomó su última prueba de producción como representativa (**Tabla 4.11**).

**Tabla 4.11 Prueba de producción del Pozo AGV-520**

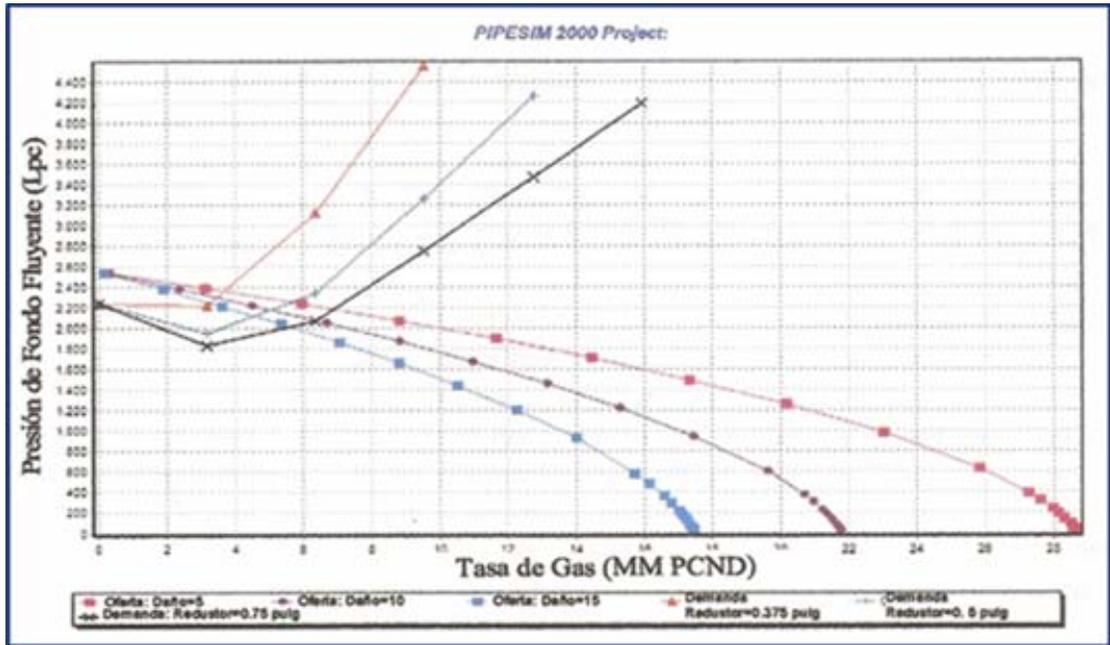
RED	MMPCGD	BNPD	%AyS	°API
3/8"	3,4	78	11%	47

Arrojando los siguientes resultados:

- $S = 5$
- $Q_g = 3,2$  MMPCND
- $Q_o = 69$  BNPD
- Reductor = 3/8"



**Figura. 4.22 Análisis nodal del Pozo AGV-505**



**Figura. 4.23 Análisis nodal del Pozo AGV-520**

De acuerdo al análisis nodal se obtuvieron resultados satisfactorios, ya que ambos pozos arrojaron producción de gas por encima de los 3 MMPCND, cifra que exige el Ministerio de Energía y Petróleo para autorizar un reacondicionamiento.

#### 4.4 CONCLUSIONES

- 1.- Con el plan de explotación propuesto (apertura de los pozos AGV-505 y AGV-520) se espera generar un potencial diario de 7 MMPCN y 172 BN, durante cinco (5) años.
- 2.- Estructuralmente, el yacimiento tiene un rumbo N86°E y buzamiento 4°NE, limitado al Sur por una falla tipo normal de 250-300 pies de desplazamiento.
- 3.- Del modelo petrofísico, se obtuvieron los siguientes promedios ponderados:  $S_{wi}=28\%$ ;  $\varphi=17\%$ ;  $V_{sh}=21\%$ ; espesor neto (H)=26 pies;  $K=91$  md, presentando una diferencia de 72,7% con respecto al valor oficial.
- 4.- La mejor zona, por sus propiedades petrofísicas se encuentra representada hacia el este del yacimiento.
- 5.- El POES y GOES estimados por Balance de Materiales (20,008 MMBN y 43,156 MMMPCN) validan los obtenidos por el Método Volumétrico (20,818 MMBN y 43,427 MMMPCN), obteniéndose una diferencia de 3,89% y 0,62% respectivamente.
- 6.- El yacimiento inicialmente se encuentra en el punto de saturación ( $P=P_b$ , yacimiento saturado), con una presión inicial de 4.996 Lpc, y una presión actual estimada de 2.500 Lpc.
- 7.- El proceso de recuperación secundaria (inyección de gas) al cual fue sometido el yacimiento mantuvo la presión en 3.000 Lpc aproximadamente durante doce (12) años de producción.
- 8.- El mecanismo de producción predominante en el yacimiento corresponde a la expansión de los fluidos, evidenciándose la inactividad del acuífero asociado.
- 9.- Actualmente, el yacimiento cuenta con una producción acumulada de 60,999 MMMPCN de gas; 6,677 MMBN de petróleo y 528,45 MBN de agua.
- 10.- El yacimiento cuenta con unas reservas remanentes de gas de 24,39MMMPCN y de petróleo de 475,45 MBN.

#### **4.5 RECOMENDACIONES**

- 1.-** Realizar reacondicionamiento permanente a los pozos AGV-505 y AGV-520.
- 2.-** Correr perfiles de cementación en los pozos propuestos para RA/RC, a fin de verificar la calidad del cemento en la zona de interés y así plantear posibles aislamientos requeridos para la puesta en producción de la arena G-3F.
- 3.-** Cañonear el pozo AGV-520 en el intervalo 11.586' – 11.592' y completar la arena G-3F para drenar las reservas remanentes.
- 4.-** Realizar pruebas de producción a los pozos propuestos en la arena de interés (G-3F) y realizar el análisis nodal correspondiente.
- 5.-** Tomar periódicamente pruebas de presión para monitorear la declinación de ésta en la arena.

## BIBLIOGRAFÍA CITADA

[1] Rodríguez, A., **“Estudio de Factibilidad para el Desarrollo de un Plan de Explotación para el Yacimiento I-4, 5 ZM-210 con Alta Relación Gas Petróleo del Distrito San Tomé”**. Tesis de Grado, Escuela de Ingeniería de Petróleo, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, Abril 2.004.

[2] Yaselli, L., **“Propuesta de un Plan de Explotación para el Yacimiento I1 CH1 100 perteneciente a la Unidad de Explotación de Yacimientos Livianos del Distrito Sur San Tomé”**. Tesis de Grado, Escuela de Ingeniería de Petróleo, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, Marzo 2.007.

[3] Rojas, G., **“Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado”**, Puerto La Cruz, Venezuela. Octubre 2.003.

[4] Pirson, S. J., **“Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos”**. Ediciones OMEGA. Barcelona, España 1.965.

[5] Vásquez, C., **“Estudio del Yacimiento Oficina I, Campo Pilón, Arenas A, B y C, para la Definición de las Condiciones de Acumulación del Gas y la Determinación de posibles Planes de Explotación”**. Tesis de Grado, Escuela de Ingeniería de Petróleo, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, 2.005.

[6] Craft, B. C. y Hawkins, M. F., **“Ingeniería Aplicada a Yacimientos Petrolíferos”**. Editorial TECNOS, S. A., Madrid, España 1.977.

[7] Essenfeld, M., **“Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”**. Ediciones Foninves. Caracas, Venezuela 1.979.

[8] Rojas, L., Miranda, J. y Hernández, C., **“Ingeniería de Yacimientos de Petróleo”**. Meneven, Departamento de Explotación, Distrito San Tomé – Estado Anzoátegui, 1.982.

[9] Ramírez, M., **“Evaluación del Modelo Dinámico de Yacimiento (ZM-129), Arena U1,3, Campo Zumo y Mata 11; Distrito San Tomé”**. Tesis de Grado, Escuela de Ingeniería de Petróleo, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, Enero 2.006.

[10] CIED, “**Seguimiento a Yacimiento**”. PDVSA. Puerto La Cruz, Venezuela 1.997.

[11] Fariñas, J., “**Análisis Estadístico del Comportamiento de Presiones de Yacimientos de Crudo Volátil y Condensado del Campo Santa Rosa**”. Tesis de Grado, Escuela de Ingeniería de Petróleo, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, 1.996.

[12] CEPET. “**Manual de Reservas**”. Corpoven. Caracas, Venezuela 1.991.

[13] Dake, L., “**Fundamentals of Reservoir Engineering**”. Editorial Elsevier. Amsterdam 1.978.

[14] Quintero, L. y Ferrer, M., “**Curso Básico de Ingeniería de Yacimientos**”. Instituto de Investigaciones Petroleras de LUZ. Maracaibo, Venezuela 1.983.

[15] Lanfranchi, E., “**Completación y Rehabilitación de Pozos**”. Cursos Gerenciales, Venezuela 2.000.

[16] Simancas, F., “**Manual Teórico-Práctico de Ingeniería de Completación y Rehabilitación de Pozos**”. Trabajo de Grado, UCV, Caracas, Venezuela 2.005.

[17] Ferrer, C., “**Principios De Levantamiento Artificial Por Gas**”. Puerto La Cruz, Venezuela 2.004.

[18] Gómez, V., “**Análisis Nodal**”. Instituto de Investigaciones Petroleras, Inpeluz, Maracaibo 1.990.

[19] Corpoven-Gerencia General de Geología, “**Petrofísica para Geólogos e Ingenieros de Perforación**”. Caracas, Venezuela 1.990.

[20] TOTAL Compagnie Française des Petroles, “**Correlaciones PVT para Crudos del Oriente de Venezuela**”. Septiembre 1.983.

[21] Bánzer, C., “**Correlaciones Numéricas P.V.T.**”. Universidad del Zulia. Maracaibo, Venezuela 1.996.

[22] Mannucci, J., **“Caracterización Física de Yacimientos”**. PDVSA, CIED, Universidad Corporativa. Puerto La Cruz, Venezuela, Febrero 1.997.

## BIBLIOGRAFÍA ADICIONAL

- ✓ Arena, C., **“Estudio de las Alternativas de Explotación para la Arena M3A, Yacimiento AG-40/50, Campo Aguasay Central, Área Mayor Oficina, mediante la Validación del Modelo Dinámico”**. Tesis de Grado, Escuela de Ingeniería de Petróleo, Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas, 2.006.
- ✓ Briones, M., **“Curso Análisis PVT”**. Puerto La Cruz, Venezuela 1.999.
- ✓ INTEVEP, **“Informe Técnico sobre Validación de Informes PVT para Crudos Livianos, Medianos y Pesados”**. Los Teques, Venezuela 1.988.
- ✓ Maggiolo, R., **“Básico de Ingeniería de Yacimientos”**. Caracas 1.995.
- ✓ Rodríguez, A., **“Determinación de la Estrategia de Explotación Óptima para la Arena J1U, Yacimiento ZM 417, de los Campos Aguasay Central y Zulus, Área Mayor de Oficina”**. Tesis de Grado, Escuela de Ingeniería de Petróleo, Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas, 2.006.
- ✓ Rojas, A., **“Propuestas de Explotación y Desarrollo de las Reservas de Gas, de Yacimientos Someros en el Campo San Joaquín, perteneciente al Área Mayor de Anaco”**. Tesis de Grado, Escuela de Ingeniería de Petróleo, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, Julio 2.006.
- ✓ Rojas, G. y Laprea, M., **“Ingeniería de Yacimientos de Gas y Gas Condensado”**. PDVSA, CIED, Universidad Corporativa. Puerto La Cruz, Venezuela 2.001.
- ✓ Schlumberger, **“Evaluación de Pozos”**. WEC, Venezuela 1.997.
- ✓ Schlumberger, **“Interpretación de Perfiles”**. Fundamentos Edición, Volumen 1. Caracas, Venezuela 1.972.
- ✓ Sterling, A., **“Caracterización del Yacimiento AG-30, Arena M1/2 Campo Aguasay del Área Mayor de Oficina a través de los Modelos Estático y Dinámico”**. Tesis de Grado, Escuela de Ingeniería de Petróleo, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, 2.005.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

<b>TÍTULO</b>	<b>Propuesta de reactivación de las reservas de gas para la arena G-3F del yacimiento RE-40 del campo Aguasay Central Área Mayor de Oficina, mediante un plan de explotación, basado en la revisión del modelo estático y la validación del modelo dinámico.</b>
<b>SUBTÍTULO</b>	

**AUTOR (ES):**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>CÓDIGO CULAC / E MAIL</b>
<b>Chacón Camacho Rosio del Valle</b>	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>

**PALÁBRAS O FRASES CLAVES:**

Modelo estático

Modelo dinámico

Balance de materiales

PVT

MBAL

Plan de explotación

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

<b>ÀREA</b>	<b>SUBÀREA</b>
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería de Petróleo

**RESUMEN (ABSTRACT):**

El desarrollo del estudio consistió en la validación del Modelo Estático y la elaboración del Modelo Dinámico de la Arena G-3F Yacimiento RE-40, del campo Aguasay en el Área Mayor de Oficina, con la finalidad de generar un esquema de explotación que permitiera recuperar de una manera más eficiente y en menor tiempo las reservas remanentes del yacimiento. Geológicamente, se demostró que la estructura predominante en el yacimiento es un monoclinal de Buzamiento 4°NE y Rumbo N86°E, encontrándose limitado hacia el sur y el este por una falla normal, hacia el norte por un contacto agua-petróleo y hacia el oeste por un límite de roca. Dinámicamente, se validaron los volúmenes originales de hidrocarburos obtenidos por el Método Volumétrico, POES=20,818 MMBN y GOES=43,427 MMMPCN y se determinaron las reservas del yacimiento por balance de materiales; disponiendo de once (11) pruebas de presión representativas, historias de producción e inyección validadas y el uso de un PVT sintético ya que no se disponía de un análisis PVT. Seguidamente, se llevo a cabo el cotejo histórico y la predicción del yacimiento hasta la presión de abandono (1.100 Lpc), obteniendo reservas de gas y petróleo de 24,39 MMMPCN y 475,45 MBN respectivamente. Actualmente, el yacimiento cuenta con dos (02) pozos activos AGV-519 y AGV-509, y se propone la reactivación de dos

(02) pozos con aplicación de trabajos de reacondicionamiento; éste esquema de explotación generará un potencial de 7 MMPCND de gas y 172 BND de petróleo, durante cinco (5) años.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

**CONTRIBUIDORES:**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL</b>				
	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU</b>
<b>Blondell, Ana</b>	<b>CVLAC:</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
<b>Rodríguez, José</b>	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU</b>
	<b>CVLAC:</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
<b>Luis Moreno</b>	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU</b>
	<b>CVLAC:</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>E_MAIL</b>				

**FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:**

<b>2010</b>	<b>04</b>	<b>16</b>
<b>AÑO</b>	<b>MES</b>	<b>DÍA</b>

**LENGUAJE. SPA**

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

**ARCHIVO (S):**

<b>NOMBRE DE ARCHIVO</b>	<b>TIPO MIME</b>
MONOGRAFIA.Plan de Explotación.doc	

**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:** \_\_\_\_\_ (OPCIONAL)

**TEMPORAL:** \_\_\_\_\_ (OPCIONAL)

**TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

**INGENIERO QUÍMICO**

**NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

**PREGRADO**

**ÁREA DE ESTUDIO:**

**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA**

**INSTITUCIÓN:**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE / NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI**

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

**DERECHOS**

**De acuerdo al artículo 44 del reglamento de trabajos de grado:**

**“Los Trabajos 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”.**

---

**Chacón C. Rosio Del Valle**  
**AUTOR**

---

**Ana Blondell**  
**ASESOR**

---

**José Rodríguez**  
**JURADO**

---

**Luis Moreno**  
**JURADO**

**POR LA SUBCOMISION DE TESIS**  
**Yraima Salas**