

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



**“ELABORACIÓN DE UN ESQUEMA DE
EXPLOTACIÓN DE LA ARENA H4 YACIMIENTO H4
ACE-48 DEL CAMPO ACEMA CAMAS
PERTENECIENTE AL DISTRITO SAN TOMÉ”**

REALIZADO POR:

VÁSQUEZ CAPICCIOTTI, RICARDO VALENTINO

**Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como requisito
parcial para optar al título de:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

Barcelona, Junio de 2011

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



**“ELABORACIÓN DE UN ESQUEMA DE
EXPLOTACIÓN DE LA ARENA H4 YACIMIENTO H4
ACE-48 DEL CAMPO ACEMA CAMAS
PERTENECIENTE AL DISTRITO SAN TOMÉ”**

ASESORES

Ing. Ivón Ulacio.
Asesor Académico

Ing. Marglys Muños
Asesor Industrial

Barcelona, Junio de 2011

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



**“ELABORACIÓN DE UN ESQUEMA DE
EXPLOTACIÓN DE LA ARENA H4 YACIMIENTO H4
ACE-48 DEL CAMPO ACEMA CAMAS
PERTENECIENTE AL DISTRITO SAN TOMÉ”**

VEREDICTO



JURADO

Ing. Ivón Ulacio.

Asesor Académico

Ing. José Rodríguez

Jurado Principal

Ing. Tania González

Jurado Principal

Barcelona, Junio de 2011

RESOLUCION

De acuerdo al Artículo 41 del Reglamento de Trabajos de Grado:

“Los trabajos de Grados son exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrá ser utilizado a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participara al consejo de núcleo”.

DEDICATORIA

Esta tesis está dedicada a mis padres Néstor Luis Vásquez y Marlene Capicciotti, por ser mis guías y pilares en el desarrollo de mi vida. Por brindarme su inmenso amor, cariño y apoyo en todo momento. Gracias, los quiero mucho, este logro es de ustedes.

A mis hermanos por estar presente en los momentos malos y buenos, tristes y alegres, por estar dispuestos a ayudarme en cualquier momento y en cualquier circunstancia. Espero que siempre sigamos unidos.

A mis queridos y tiernos abuelos, por toda la atención y consejos que me dedicaron en todo momento. Gracias abuelos.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios sobre todas las cosas, el cual espero que siempre este a mi lado. A mis padres, hermanos, abuelos y familia en general, por manifestarme en todo momento el mayor éxito posible durante mis estudios universitarios, gracias a todos.

A la casa más alta (UDO), y a los profesores que la conforman, gracias por permitirme entrar y poder brindarme sus conocimientos durante mi estadía como estudiante.

A mis amigos y compañeros de aula en la Universidad de Oriente, ayudándonos unos a los otros a vencer cada obstáculo que se presentaba durante el camino para la obtención del título.

A todos los compañeros e Ingenieros de la Unidad de Mediano Liviano San Tomé, por toda su colaboración y apoyo cuando lo necesite. Especialmente a mi tutora y coasesor industrial.

A todos aquellos que de una u otra forma colaboraron e hicieron posible la culminación de este Trabajo de Grado.

Para todos mis más sinceros agradecimientos.

Ricardo V. Vásquez Capicciotti.

CONTENIDO

RESOLUCION	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
CONTENIDO	vii
LISTA DE FIGURAS	xvi
LISTA DE TABLAS	xx
RESUMEN.....	xxi
INTRODUCCIÓN	xxii
CAPÍTULO I. FUNDAMENTOS TEORICOS.....	24
1.1. Yacimiento	24
1.2. Caracterización de Yacimientos.....	26
1.3. Tipos de Caracterización de Yacimiento.	27
1.3.1 Caracterización Estática:	27
1.3.2 Caracterización Dinámica:	27
1.4. Estudio de Caracterización de Yacimientos.....	27
1.4.1. Objetivo de un Estudio de Caracterización de Yacimientos.....	28
1.4.2 Fases Presentes en un Estudio de Caracterización de Yacimientos	28
1.4.2.1. Validación de Datos del Proyecto	28
1.4.2.2. Modelo Estático	29
1.4.2.3.1. Presión de Yacimiento.....	32
1.4.2.3.2. Análisis de Historia de Presión.....	32
1.4.2.3.3. Pruebas P.V.T	33
1.5. Clasificación de los Yacimientos.....	34
1.5.1. De Acuerdo a la Configuración de Trampas Geológicas.....	34
1.5.1.1. Trampas Estructurales.....	34
1.5.1.2. Trampas Estratigráficas.....	35
1.5.1.3. Trampas Combinadas.....	36

1.5.2. Clasificación de los Yacimientos Basándose en la Mezcla de Hidrocarburos que Contienen.....	37
1.5.2.1. Yacimiento de Gas Seco	38
1.5.2.2. Yacimiento de Gas Húmedo.	38
1.5.2.3. Yacimiento de Gas Condensado.	38
1.5.2.4. Yacimiento de Petróleo de Alta Volatilidad (Cuasicritico)	39
1.5.2.5. Yacimientos de Petróleo de Baja Volatilidad (Petróleo Negro).	39
1.5.3. Clasificación de Acuerdo al Punto de Burbuja	40
1.5.3.1. Saturados	40
1.5.3.2. Subsaturados	41
1.5.4. Clasificación de Acuerdo al Mecanismo de Producción.....	41
1.5.5. Clasificación de acuerdo a Variaciones del Volumen Originalmente Disponible a Hidrocarburos.....	47
1.6. Principales Propiedades de una Formación.....	48
1.6.1. Porosidad	48
1.6.2. Permeabilidad.....	49
1.6.3. Saturación De Fluidos	49
1.7. Propiedades de los Fluidos.....	50
1.7.1. Presión de Burbujeo (Pb)	50
1.7.2. Factor Volumétrico del Petróleo y del Gas (Bo, Bg)	50
1.7.3. Gravedad API.....	50
1.7.4. Viscosidad Del Petróleo	50
1.8. Reservas de los Yacimientos.....	51
1.8.1. Clasificación de las Reservas	51
1.8.1.1. Reservas Probadas.....	51
1.8.1.2. Reservas Probables	52
1.8.1.3. Reservas Posible	52
1.9. Métodos para el Cálculo De Reservas.....	52
1.9.1. Método Volumétrico	53

1.9.2. Método de Balance de Materiales	53
1.9.2.1. Suposiciones del Método de Balance de Materiales	54
1.9.2.2. Limitaciones de la Ecuación de Balance de Materiales	54
1.10. Mecanismo de Recuperación de Petróleo	55
1.10.1. Mecanismo de Recuperación Primaria de Petróleo.....	55
1.10.1.1. Levantamiento Artificial por Gas (Gas Lift).....	56
1.10.1.2. Bombeo Mecánico (BM).....	57
1.10.1.3. Bombeo Electro-Sumergible (BES).....	58
1.10.1.4. Bombeo de Cavidades Progresiva (BCP)	59
1.10.1.5. Bombeo Hidráulico	60
1.10.2. Mecanismos de Recuperación Secundaria	62
1.10.2.1. Inyección de Agua	62
1.10.2.2. Inyección de Gas	63
1.10.2.2.1. Aplicaciones de la Inyección de Gas	64
1.10.2.2.2. Modalidades de Inyección de Gas	64
1.10.3. Mecanismos de Recuperación Terciaria de Petróleo.	65
1.10.3.1. Métodos Térmicos.....	66
1.10.3.2. Métodos Químicos	66
1.10.3.3. Método de Inyección de Gas Miscible/Inmiscibles	67
1.11. Simulación Numérica de Yacimientos.....	68
CAPÍTULO II. UBICACIÓN GEOGRAFICA	70
2.1. Geología de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	70
2.1.1. Geología Estructural de la Cuenca Oriental de Venezuela	71
2.1.2. Áreas Productoras de la Cuenca Oriental de Venezuela	72
2.1.3. Estructura del Área Mayor de Oficina	73
2.1.4. Estratigrafía del Área Mayor de Oficina	74
2.1.4.1. Formación Hato Viejo (Paleozoico: Devónico).....	75
2.1.4.2. Formación Carrizal (Paleozoico: Devónico Superior a Carbonífero Inferior).	75

2.1.4.3. Grupo Temblador (Cretáceo)	76
2.1.4.4. Formación Canoa (Cretáceo: Aptiense-Albiense)	76
2.1.4.4.5. Formación Tigre Cretáceo Cenomaniense-Campaniense.....	76
2.1.4.6. Formación Merecure (Terciario: Oligoceno-Mioceno Inferior).	77
2.1.4.7. Formación oficina (Terciario: Mioceno Inferior a Medio)	77
2.1.4.8. Formación Freites (terciario: Mioceno medio)	77
2.1.4.9. Formación Las Piedras (Terciario: Mioceno Superior-Plioceno)	78
2.1.4.10. Formación Mesa (Plioceno-Pleistoceno)	78
2.2. Campo Acema Casma	79
CAPÍTULO III. DESCRIPCIÓN DE HERRAMIENTAS	80
3.1. Centinela.....	80
3.1.1 Beneficios.....	81
3.1.2. Aplicaciones de Centinela	81
3.1.2.1. Aplicación Gas.....	81
3.1.2.2. Aplicación Oleo	81
3.1.2.3. Aplicación Seila	82
3.1.2.4. Aplicación Tabla	82
3.1.2.5. Aplicación Vapor.....	82
3.1.2.6. Aplicación Pozo	83
3.2. Oil Field Manager (OFM)	83
3.2.1. Módulos de OFM	84
3.2.1.1. Módulos de Análisis Primario.....	84
3.2.1.2. Módulos de Geología y de Ingeniería Avanzados	85
3.2.1.3. Módulos Adicionales	85
3.2.2. Ejecución del Programa.....	86
3.4 PETREL	92
3.4.1. Herramientas de Petrel	92
3.4.1.1. Petrel Core.....	92
3.4.1.2 Modulo Workflow Editor.....	93

3.4.1.3. Construcción de la Grilla 3D.....	93
3.4.1.4. Correlación entre Pozos	93
3.4.1.5. Mapeo y Graficación.....	94
3.4.1.6. Clasificación y Estimación.....	94
3.4.1.7. Análisis de Fallas	95
3.4.2. Ejecución para Iniciar el Programa Petrel	95
3.4.3. Interface de Usuario Petrel	95
3.4.4. Guardado Automático (Automatic Save).....	97
3.4.5. Archivos de Respaldo (Back-up files (*.back))	97
3.4.6. Pasos para la Generación del Mallado	98
3.4.6.1. Creación del Proyecto	98
3.4.6.2. Carga de Datos	98
3.4.6.3. Ploteo de Trayectoria de los Pozos	99
3.4.6.4. Carga de Horizontes.....	101
3.4.6.5. Creación de Superficie	101
3.4.6.6. Digitalización del Modelo Estructural	103
3.4.6.7. Mallado	103
3.5. SPIYAC.....	104
3.6. MBAL 6.0 (Programa de Balance de Materiales).....	107
3.6.1. Datos de Entrada a la Aplicación	108
3.6.1.1. Parámetros del Modelo Tanque (Tank Parameters).....	109
3.6.1.2. Influjo de Agua (Water Influx)	109
3.6.1.3. Propiedades de las Rocas (Rock Properties).....	110
3.6.1.4. Permeabilidad Relativa (Relative Permeability).....	111
3.6.1.5. Historia de Producción (Production History).....	112
3.6.2. Análisis PVT	112
3.6.3. Ajuste y validación de la data introducida a la herramienta (History Matching)	114
3.6.3.1. Método Analítico (Analytical method)	114

3.6.3.2. Método Gráfico (Graphical method).....	114
3.6.4. Declinación de Producción.....	114
3.7. SEE PLUS.....	116
3.8. WELL FLOW (Análisis nodal).....	117
CAPITULO IV. METODOLOGIA APLICADA.....	119
4.1. Revisión Bibliográfica.....	119
4.2. Recopilación De Información.....	119
4.3. Revisión del Modelo Geológico.....	120
4.3.1. Correlación de Pozos.....	121
4.3.2. Revisión de las Secciones Estratigráficas.....	121
4.3.3. Revisión de las Secciones Estructurales.....	121
4.3.4. Generación del Mallado.....	122
4.3.5. Mapas de Facies.....	123
4.3.6. Evaluación de la Petrofísica.....	124
4.3.6.1. Gradiente Geotérmico.....	125
4.3.6.2. Resistividad del Agua de Formación (Rw) a través del Método Sp ..	125
4.3.6.3. Cálculos del Volumen de Arcillosidad.....	126
4.3.6.4. Saturación de Agua.....	127
4.3.6.5. Calculo de Porosidad.....	127
4.3.6.6. Calculo de Permeabilidad.....	128
4.3.6.7. Calculo de las Propiedades Promedio del Yacimiento.....	129
4.3.6.8. Parámetros de Corte.....	130
4.3.6.9. Elaboración de los Mapas de Isopropiedades.....	130
4.4. Análisis de las Propiedades de los Fluidos.....	130
4.4.1. Presión Inicial del Yacimiento (Pi).....	131
4.4.2. Temperatura del Yacimiento.....	132
4.4.3. Gravedad Específica del Gas o Densidad Relativa (γ_g).....	133
4.4.4. Solubilidad del Gas en el Petróleo Inicial (Rsi).....	133
4.4.5. Gravedad API del crudo.....	134

4.4.6. Generación de las Propiedades del Fluido a partir de Datos Reales de Producción y de Correlaciones de la TOTAL	134
4.4.6.1. Presión de Burbuja (Pb)	135
4.4.6.2. Factor Volumétrico del Petróleo a la Presión de Burbujeo (B_{ob})	136
4.4.6.3. Factor Volumétrico del Petróleo Inicialmente (B_{oi})	136
4.4.6.4. Densidad del Petróleo (ρ_o)	136
4.5. Cálculos Volumétricos	137
4.5.1. Profundidad del Nivel de Referencia (Datum)	137
4.5.2. Estimación del Petróleo Original en Sitio (POES)	137
4.5.3. Estimación del Gas en Solución (GOES)	138
4.6. Modelo Dinámico	139
4.6.1. Histórico de Producción	139
4.6.2. Análisis de la Historia de Presión	139
4.6.3. Calculo de Presiones al Datum	139
4.6.4. Determinación de las Permeabilidades Relativas	141
4.6.4.1. Saturaciones Residuales	141
4.6.4.2. Permeabilidad Relativa Agua-Petróleo	141
4.6.4.3. Permeabilidad Relativa Gas-Petróleo	142
4.6.5. Balance de Materiales	143
4.6.6. Estudio de las Curvas de Declinación de Producción para el Cálculo de Reservas	143
4.7. Generación del Plan de Explotación	144
4.8. Análisis Económico	144
CAPITULO V. DISCUSIÓN DE RESULTADOS	146
5.1. Recopilación y Validación de Información	146
5.2. Modelo Geológico	147
5.2.1. Modelo Estratigráfico	148

5.2.2. Modelo Estructural	149
5.2.3. Generación del Mallado 3D	150
5.2.4. Modelo Sedimentológico	152
5.2.5. Evaluación de la Petrofísica	153
5.2.5.1. Arena Neta Petrolífera.....	153
5.2.5.2. Resistividad del Agua de Formación (Rw) a través del Método Sp ..	154
5.2.5.3. Volumen de Arcilla (Vsh).....	155
5.2.5.4 Porosidad. ϕ	155
5.2.5.5. Permeabilidad (k).....	156
5.2.5.6. Saturación de Agua (Sw)	157
5.2.5.7. Parámetros de Corte (Cut-Offs)	159
5.2.5.8. Mapas de Isopropiedades	159
5.3. Análisis de las Propiedades de los Fluidos.....	162
5.3.1. Presión Inicial del Yacimiento	162
5.3.2. Temperatura del Yacimiento	163
5.3.3. Gravedad API del Crudo ($^{\circ}$ API)	164
5.3.4. Solubilidad Inicial del Gas en el Petróleo	165
5.3.5 Presión de Burbujeo (Pb)	167
5.4. Cálculos Volumétricos	168
5.4.1. Profundidad del Nivel de Referencia (Datum).....	168
5.4.2. Estimación del Petróleo Original en Sitio (POES).....	169
5.4.3. Estimación del Gas en Solución (GOES).....	169
5.5. Modelo Dinámico.....	170
5.5.1. Histórico de Producción	170
5.5.2 Mapas de Isoproducción.....	170
5.5.3. Análisis de la Historia de Presión.....	172
5.5.4. Permeabilidades Relativas (kr).....	172
5.5.5. Balance de Materiales	174

5.5.5.1. Identificación de los Mecanismos de Producción.....	176
5.5.6. Curvas de Declinación de Producción para el Cálculo de Reservas	177
5.6. Generación del Plan de Explotación	180
5.6.1. Pozos sin Posibilidades	181
5.6.2. Pozos con Posibilidades	182
5.7. Análisis Económico	187
CONCLUSIONES	189
RECOMENDACIONES.....	190
BIBLIOGRAFÍA	191
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO	194

LISTA DE FIGURAS

Figura N° 1.1. Diagrama de Fase.....	25
Figura N° 1.2. Diagramas de Fases para Diferentes Crudos.....	25
Figura N° 1.3. Trampa por Pliegue.....	34
Figura N° 1.4. Trampa por Falla.....	35
Figura N° 1.5. Trampas Estratigráficas.....	36
Figura N° 1.6. Trampa Combinada.....	36
Figura N° 1.7. Empuje Hidráulico.....	42
Figura N° 1.8. Empuje de Gas en Solución.....	43
Figura N° 1.9. Empuje por Capa de Gas.....	44
Figura N° 1.10. Segregación Gravitacional.....	45
Figura N° 1.11. Influencia de los Mecanismos de Producción en el Recobro de Hidrocarburo.....	47
Figura N° 1.12. Levantamiento Artificial por Gas.....	56
Figura N° 1.13. Bombeo Mecánico.....	57
Figura N° 1.14. Bombeo Electro-Sumergible.....	58
Figura N° 1.15. Bombeo de Cavidad Progresiva.....	60
Figura N° 1.16. Bombeo Hidráulico.....	61
Figura N° 1.17. Inyección de Agua.....	63
Figura N° 1.18. Inyección Interna de Gas.....	65
Figura N° 2.1. Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	71
Figura N° 3.1. Ventana Principal de Centinela.....	80
Figura N° 3.2. Ventana Principal de la Aplicación.....	84
Figura N° 3.3. Mapa del Proyecto Liviano Mediano San Tomé.....	87
Figura N° 3.4. Selección del Yacimiento.....	88
Figura N° 3.5. Icono de la Opción Report.....	88
Figura N° 3.6. Reportes de Producción.....	89
Figura N° 3.7. Icono de Opción Plot.....	89

Figura N° 3.8. Ventana para Generar las Gráficas.....	90
Figura N° 3.9. Gráficos del Comportamiento de Presión	91
Figura N° 3.10. Icono de la opción Forecast.....	91
Figura N° 3.11. Gráficos del Comportamiento de Producción.....	92
Figura N° 3.12. Ventana Principal de Petrel.....	92
Figura N° 3.13. Funciones del Programa Petrel.....	97
Figura N° 3.14. Ventana para Iniciar a crear un Pozo.	98
Figura N° 3.15. Carga de Datos	99
Figura N° 3.16. Ploteo de Trayectoria de un Pozo.....	100
Figura N° 3.17. Visualización de la Trayectoria de los Pozos.....	100
Figura N° 3.18. Carga de Topes y Base	101
Figura N° 3.19. Inicio para la Interpolación	102
Figura N° 3.20. Creación de la Superficie	102
Figura N° 3.21. Introducción de las Anotaciones	103
Figura N° 3.22. Generación del Mallado	104
Figura N° 3.23. Ventana Principal de la Aplicación Spiyac.....	105
Figura N° 3.24. Ventana de Datos de Entrada para Generar las Curvas de Permeabilidad Relativa	105
Figura N° 3.25. Curva de Permeabilidad Relativa Gas-Petróleo	106
Figura N° 3.26. Curva de Permeabilidad Relativa Sistema Agua-Petróleo.....	106
Figura N° 3.27. Ventana Principal de MBAL.....	108
Figura N° 3.28. Datos de Entrada del Tanque	109
Figura N° 3.29. Ventana Para los Datos del Acuífero	110
Figura N° 3.30. Ventana para los Datos de las Propiedades de la Roca.....	111
Figura N° 3.31. Ventana para los Datos de las Permeabilidades Relativas	111
Figura N° 3.32. Ventana para los Datos de Producción.....	112
Figura N° 3.33. Ventana de Entrada de Datos PVT.....	113
Figura N° 3.34. Tablas Cargadas del PVT	113
Figura N° 3.35. Selección del Análisis de Curvas de Declinación.....	115

Figura N° 3.36. Datos de Entrada para el Análisis de Declinación con MBAL.....	115
Figura N° 3.37. Ventana Principal del Sistema de Evaluaciones Económicas SEEPLUS.....	117
Figura N° 3.38. Ventana principal de Well Flo	118
Figura N° 5.1. Sección Estratigráfica A1.....	149
Figura N° 5.2. Sección Estructural C.....	150
Figura N° 5.3. Arena H4 con los Pozos y Anotaciones Cargadas	151
Figura N° 5.4. Mallado de la Arena H4	151
Figura N° 5.5. Mapa de Arena Neta.....	152
Figura N° 5.6. Mapa de Ambiente.....	153
Figura N° 5.7. Mapa de Arena Neta Petrolífera.....	154
Figura N° 5.8. Mapa de Isoporosidad.....	160
Figura N° 5.9. Mapa de Isopermeabilidad	160
Figura N° 5.10. Mapa de Isoarcillosidad.....	161
Figura N° 5.11. Mapa de Isosaturación.....	161
Figura N° 5.12. BHP vs Np.....	163
Figura N° 5.13. BHT vs Np	164
Figura N° 5.14. °API vs Fecha	165
Figura N° 5.15. RGP vs Np.....	166
Figura N° 5.16. RGP vs Np.....	166
Figura N° 5.17. BHP y RGP vs Np.....	167
Figura N° 5.18. Volumen Bruto Acumulado en Función de la Profundidad.....	169
Figura N° 5.19. Representación de la Producción Acumulada de Gas.....	170
Figura N° 5.20. Representación de la Producción Acumulada de Agua.....	171
Figura N° 5.21. Representación de la Producción Acumulada de Petróleo.....	171
Figura N° 5.22. Curvas de Permeabilidad Relativa Agua-Petróleo.....	173
Figura N° 5.23. Curvas de Permeabilidad Relativa Gas-Petróleo	174
Figura N° 5.24. Método Grafico para el Cálculo del POES	175
Figura N° 5.25. RGP vs Np.....	176

Figura N° 5.26. Mecanismo de Producción.....	177
Figura N° 5.27. Declinación del Pozo 33-AC-130	178
Figura N° 5.28. Declinación del Pozo 33-AC-137	178
Figura N° 5.29. Declinación del Pozo 33-AC-111	179
Figura N° 5.30. Declinación del Pozo 33-AC-49	179
Figura N° 5.32. Ubicación del Pozo 33-AC-130	183
Figura N° 5.33. Ubicación del Pozo 33-AC-137	184
Figura N° 5.34. Ubicación del Pozo 33-AC-111	185
Figura N° 5.35. Ubicación del Pozo 33-AC-130	186
Figura N° 5.36. Ubicación del Pozo 33-AC-137	186
Figura N° 5.37. Ubicación del Pozo 33-AC-111	187

LISTA DE TABLAS

Tabla N° 1.1. Clasificación de los Yacimientos Basándose en los Hidrocarburos que Contienen	37
Tabla N° 1.2. Componentes de los Hidrocarburos.....	40
Tabla N° 1.3. Características de los Diferentes Mecanismos de Producción	48
Tabla N° 4.1. Clasificación por Zonas de los Campos del Oriente del país.	131
Tabla N° 4.2. Datos Básicos para la Generación de las Propiedades del Fluido a partir de datos reales de producción del yacimiento y de la correlación de la TOTAL.....	134
Tabla N° 5.1. Comparación entre los Resultados Oficiales y los de Estudios.....	147
Tabla N° 5.2. Valores de Arcillosidad.	155
Tabla N° 5.3. Valores de Porosidad (\emptyset)	156
Tabla N° 5.4. Valores de Permeabilidad (k)	157
Tabla N° 5.5. Calculo de la Saturación de Agua (S_w).....	158
Tabla N° 5.6. Calculo de la Saturación de Agua (S_w).....	158
Tabla N° 5.7. Parámetros de Corte.....	159
Tabla N° 5.8. Calculo del Volumen por Estructura del Yacimiento H4 ACE-48. ..	168

RESUMEN

El objetivo principal de este estudio, fue el de establecer un plan de explotación del Yacimiento H4 ACE-48, arena H4 del Campo Acema Casma, basado en una caracterización del modelo estático y dinámico.

La revisión geológica consistió en la realización del mallado en 3D de la arena H4, el cual permitió delimitar el yacimiento. Se elaboró la evaluación petrofísica elaborando los mapas de isopropiedades, para de esta manera identificar las zonas con mejor propiedades del yacimiento. El estudio de ingeniería se realizó de manera convencional aplicando balances de materiales para caracterizar energéticamente el yacimiento, lo cual permitió definir los mecanismos de producción y las reservas.

Luego de haber concluido con el estudio se obtuvo una perspectiva diferente y una mejor visión para aplicar a la problemática del yacimiento. El estudio geológico de la arena H4 presento un POES inferior con respecto al oficial, motivado a la variación del nuevo mapa. Una vez lograda la caracterización geológica, se determinaron las reservas, y de acuerdo a las condiciones que presenta el yacimiento se tomaron la decisiones correspondientes para un adecuado esquema de explotación.

INTRODUCCIÓN

La humanidad se encontró hace algo más de cien años con un recurso único, que le dio la posibilidad tanto de disponer de una fuente de energía muy eficiente, fácil de extraer, transportar y utilizar, como de aprovechar otros recursos naturales y fabricar una gran variedad de materiales necesarios en nuestro modo de vida actual. Pero, sobre todo, ese recurso le permitió incrementar enormemente la capacidad de producir y distribuir alimentos y multiplicar explosivamente la población mundial, desde los mil millones de seres humanos a mediados del siglo XIX hasta los seis mil quinientos millones de la actualidad.

Sin embargo, pese a los retos que estos problemas constituyen, debidos en última instancia al uso del petróleo, paradójicamente, el verdadero reto al que se enfrenta la sociedad en nuestros días es la irremediable e irreversible disminución en su disponibilidad, según ya venían advirtiendo desde hace décadas los más eminentes geólogos, sin que exista la posibilidad de sustituirlo con otros recursos conocidos, y menos con tiempo suficiente para evitar la debacle.

Debido a esta escasez de petróleo convencional a nivel mundial, a la reducción de nuevos yacimientos petrolíferos y el aumento en la demanda han obligado a las empresas especializadas a voltear la mirada hacia la maximización de la rentabilidad de los yacimientos en campos maduros, mediante la optimización de sus activos inactivos (pozos) que ya habían dado lo mejor de ellos. El uso de nuevas tecnologías y software especializado, así como la implementación de metodologías integrales de análisis bajo el enfoque de equipos multidisciplinarios; han permitido en los últimos años incrementar la productividad en campos con avanzado estado de agotamiento y alto volumen de activos inactivos.

Es por esto que la Unidad de Mediano Liviano se decidió hacer un estudio profundo al yacimiento H4 ACE-48, el cual se encuentra en un estado crítico en cuanto a su producción que presenta actualmente. Este yacimiento fue en Diciembre de 1974, con el pozo 33-AC-6A, y su explotación comenzó en 1977 con el pozo 33-AC-13, el cual presento una producción de 705 Bls/d; 560 RGP; 0,3% AyS y una presión inicial de 4.127,817 Lpca. Esta arena presenta un POES de aproximadamente 32.100 MBN y se caracteriza por tener un crudo de 17 °API promedios. Hasta la fecha presenta una producción acumulada de 4.832 MBN, estimándose unas reservas primarias en el orden de 10.817 MBN.

El yacimiento H4 ACE-48, arena H4 no cuenta con un estudio actualizado del modelo estático y dinámico, es por ello que se decidió comenzar con una revisión detallada y de cada uno de los pozos completados en la arena H4, una vez culminada esta etapa, se procederá a actualizar el modelo geológico con el propósito de definir el comportamiento roca-fluido. Posteriormente se validaran las reservas empleando el método volumétrico y curvas de declinación de producción. Luego se dará inicio al modelo dinámico aplicando la ingeniería de yacimientos, con la finalidad de establecer un óptimo esquema de explotación y con esto mejorar el factor de recobro de dicho yacimiento.

CAPÍTULO I.

FUNDAMENTOS TEORICOS.

1.1. Yacimiento

Un yacimiento puede definirse como unidad geológica de volumen limitado, capaz de contener fluidos y que por su condición física presenta propiedades, tales como: porosidad, permeabilidad y resistividad. Posee dimensiones (área y espesor) que permiten ubicarlos, cuantificarlos y posee energía que permite extraer los fluidos. Los fluidos contenidos, hidrocarburo y agua, tiene sus propias características que permiten diferenciarlos unos de otros.

Un yacimiento para ser prospectivo debe tener suficiente espesor y volumen poroso como para producir hidrocarburos a una tasa económicamente satisfactoria. Los hidrocarburos han sido económicamente producidos primariamente en rocas sedimentarias, pero importantes yacimientos han sido descubiertos en rocas volcánicas porosas e intrusivas y metamórficas fracturadas. Dentro de las rocas sedimentarias las areniscas y carbonatos son los mayores productores.

Las mezclas de hidrocarburos naturales que se presentan en los yacimientos de petróleo y gas (o condensado), presentan cambio de fases en la medida en que los yacimientos son producidos. Estos cambios pueden ser observados a través de un diagrama presión-temperatura (P-T) (Figura 1.1), el cual permite analizar el comportamiento de los yacimientos en la medida en que sus condiciones de presión y temperatura varíen con el tiempo o con la producción de los mismos. Es de suma importancia saber que los diagramas de fases o diagramas (P-T), son característicos de cada mezcla de hidrocarburos y se mantendrá constante mientras permanezca

la proporción de componentes en la mezcla. En la Figura 1.2, se observa diferentes diagramas fases, pertenecientes a crudos de variadas composiciones. [1]

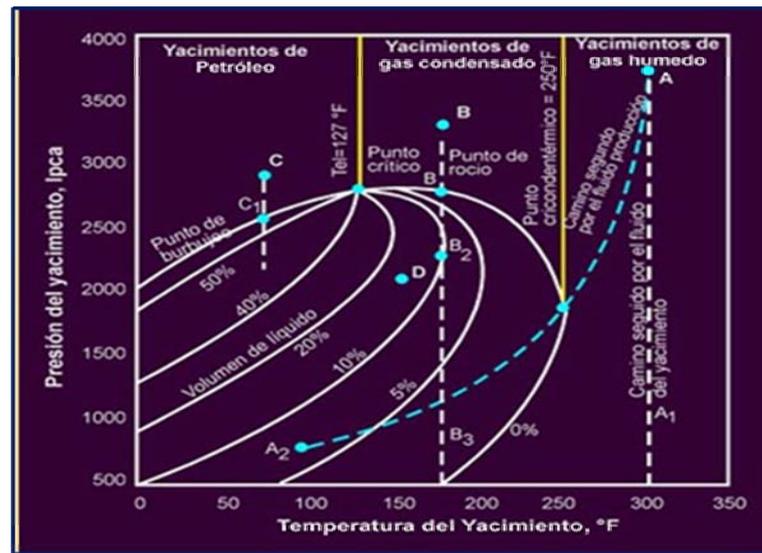


Figura N° 1.1. Diagrama de Fase

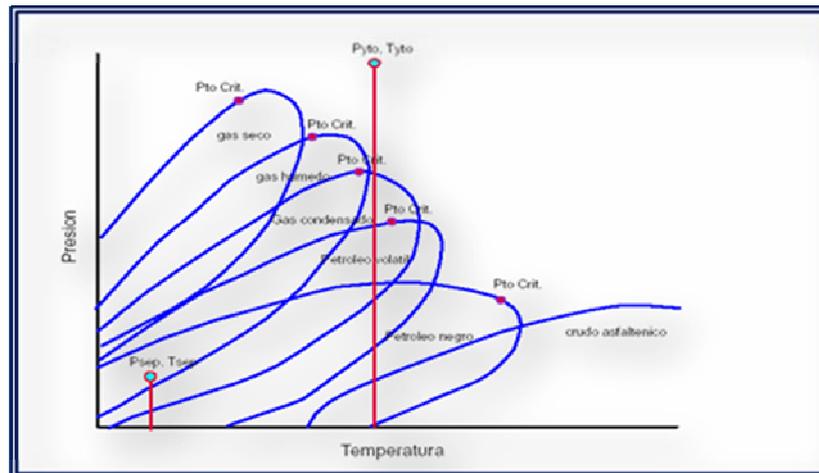


Figura N° 1.2. Diagramas de Fases para Diferentes Crudos

1.2. Caracterización de Yacimientos.

La caracterización de yacimientos es una tarea compleja en la que intervienen diversas disciplinas tales como: Petrofísica, geología, geofísica, geoquímica, ingeniería de yacimientos entre otras. Si se toma en cuenta la integración de equipos, la generación de nuevas técnicas de análisis e interpretación en las diferentes disciplinas, la posibilidad de manejar mayores volúmenes de datos así como la incorporación de una serie de técnicas geoestadísticas para la integración de información de diferentes fuentes, se observa que la realización de los estudios de yacimientos ha evolucionado, abriendo nuevos horizontes que permiten desarrollar procedimientos y análisis cada vez más sofisticados, los cuales han permitido obtener una mejor comprensión del sistema roca fluido.

Durante el proceso de caracterización, el ingeniero de yacimiento debe contar con la información del yacimiento que le permitirá realizar la evaluación confiable del mismo. Esta información son datos petrofísicos, historia de presión y producción, estudios geológicos previos, análisis PVT, así como también programas que contengan modelos matemáticos capaces de estimar la forma eficiente, las reservas del yacimiento y predecir su comportamiento. Esto le facilitara el control de las operaciones del campo, le permitirá el desarrollo de un plan de explotación óptimo y, lo más importante incrementara el recobro sin dañar el yacimiento y a un menor costo.

La caracterización de un yacimiento no puede empezar hasta no haber recopilado la mayor información posible sobre el mismo y sobre todo tener una concepción sólida y clara del yacimiento, solo bajo esta pauta es conveniente efectuar una definición y evaluación de cualquier yacimiento. La definición involucra la determinación de la extensión areal, espesor, límites, buzamientos y demás condiciones de deposición geológica del yacimiento. Por su parte la evaluación esta

relacionada con la determinación de las propiedades de las roca y los fluidos y su variación a través del yacimiento, barreras, fracturas, y otros factores que pueden afectar el flujo. Una vez que se ha realizado la definición y evaluación, se cuenta con software que nos permitirá predecir el comportamiento futuro de un yacimiento con alto nivel de confiabilidad. [2]

1.3. Tipos de Caracterización de Yacimiento.

1.3.1 Caracterización Estática:

Permite la detención y evaluación de los elementos que constituyen un yacimiento, a partir del análisis e interpretación de la siguiente información:

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

1.3.2 Caracterización Dinámica:

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

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

1.4. Estudio de Caracterización de Yacimientos.

Se define el estudio de un yacimiento como un “Análisis interpretativo y multidisciplinario de un yacimiento, como una unidad geológica e hidráulica integral,

a fin de describir su naturaleza y geometría; calificar y cuantificar propiedades de rocas y fluidos, y establecer distribución y volúmenes recuperables de hidrocarburos, iterando aspectos estructurales, estratigráficos, sedimentológicos, petrofísicos y de fluidos, en un modelo único, que permita establecer un plan de explotación que garantice la máxima recuperación económica de sus reservas.^[3]

1.4.1. Objetivo de un Estudio de Caracterización de Yacimientos.

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

1.4.2 Fases Presentes en un Estudio de Caracterización de Yacimientos

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

1.4.2.1. Validación de Datos del Proyecto

En esta etapa se recolecta la data proveniente de estudios geológicos, de Petrofísica, análisis PVT, pruebas de presión, datos históricos de producción e inyección, entre otros, para luego validarlos y de esta forma contar con data

confiable, lo cual es de suma importancia para cualquier estudio de ingeniería de yacimientos, también se captura data adicional si fuese necesario.

1.4.2.2. Modelo Estático

Representa las propiedades de un yacimiento que no varían en función del tiempo, como es el caso de la permeabilidad, porosidad, espesor, topes, límites, fallas, continuidad vertical y lateral de las arenas, petrofísica, litología y límites de la roca que, unidos a pruebas de yacimientos, permiten definir con mayor claridad al yacimiento.

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

➤ Modelo Estructural

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

El método sísmico tiene como objetivo interpretar la sísmica aportando nuevos elementos estructurales y estratigráficos a los modelos existentes. Esto permite, por una parte, validar las tendencias generales de los estudios previos, y por otra definir un modelo estático más detallado y de menor incertidumbre para los yacimientos de hidrocarburos.

➤ **Modelo Estratigráfico**

Este modelo define la arquitectura interna del yacimiento. Para realizarlo se correlacionan los reflectores intrayacimiento de las arenas o formaciones que lo conforman, apoyándose en relaciones litológicas pozo-pozo y análisis de estratigrafía secuencial. Se realizan secciones, para ilustrar correlaciones estratigráficas, discordancias, barreras de permeabilidad, cambios de espesores estratigráficos, cambios de facies, reconstruyendo la geometría de las arenas.

➤ **Modelo Sedimentológico**

Además el análisis de las facies permite definir ambientes e identificar unidades sedimentarias, además la geometría de los cuerpos y la calidad de los depósitos facilitan la caracterización de unidades de flujo y delimitan intervalos de producción.

La mayoría de las grandes estructuras geológicas mundiales han sido exploradas en busca de hidrocarburos; como consecuencia, las trampas estratigráficas se han vuelto más importantes para los exploradores y los estudios acerca de los diversos ambientes sedimentarios han tomado más énfasis. Todos los ambientes depositacionales son consecuencia de los procesos de erosión, transporte y depositación de sedimentos. Estos ambientes pueden volverse muy complejos a medida que el sedimento es trabajado, erosionado y transportado a otro lugar.

➤ **Modelo Petrofísico**

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

El objetivo principal de la evaluación de formaciones es estudiar y describir el sistema roca-fluido, esto implica una definición clara de la litología, porosidad, permeabilidad y saturación. La evaluación petrofísica no puede hacerse directamente de los pozos, es por ello que se realizan mediante el análisis de los perfiles de cada pozo pertenecientes al yacimiento. El estudio se inicia con el análisis y control de calidad de los datos de perfiles existentes para detectar y corregir problemas con los datos o para recalibrar algunos perfiles.

La fase siguiente consiste en zonificar los pozos según el modelo estratigráfico con el fin de obtener relaciones para porosidades, volumen de arcilla, exponente de saturación, coeficiente de cementación, etc. (Φ, vsh, n, m) , que permitan ajustar los valores de los perfiles a los obtenidos de los núcleos y/o de perfiles y tratando de establecer una comparación entre ellos y las definiciones de facies del modelo sedimentológico.

➤ **Modelo Dinámico de Yacimiento**

En este proceso se definen los tipos y condiciones de los fluidos en el yacimiento, su distribución y la forma como se mueven. Comienza con el análisis de los datos dinámicos: datos P.V.T, permeabilidad relativa, presión capilar, historia de producción, inyección y presión.

En un estudio de yacimiento, se incluye la simulación numérica, esta implica incorporar todos los modelos generados en las fases anteriores en un modelo numérico de cálculo, que utiliza ecuaciones de transferencia de masa y movimiento de fluidos en medios porosos para estimar POES, GOES, COES y reservas recuperables, analizar el comportamiento de producción y de presión y además predecir el comportamiento futuro del yacimiento.^[3]

La información proporcionada por el modelo estático del yacimiento, debe de ser validada con los datos provenientes de estudios de ingeniería de yacimientos. Entre estudios principales, destinados a la caracterización dinámica del reservorio y en consecuencia empleados en la identificación de unidades hidráulicas se tiene:

1.4.2.3.1. Presión de Yacimiento.

Es la presión inherente a la roca y a los fluidos que se encuentran en la formación.

1.4.2.3.2. Análisis de Historia de Presión.

La mayoría de las formaciones de alta productividad, y en consecuencia de elevado interés para la industria petrolera, poseen medidas de presión del yacimiento a través del tiempo que permite observar su comportamiento de declinación. Por tanto, es factible emplear los datos disponibles en la identificación de unidades hidráulicas de la siguiente manera:

➤ Graficas de Presión vs Profundidad:

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

➤ **Graficas Presión vs Tiempo:**

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

➤ **Graficas de Presión vs Producción Acumulada:**

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

1.4.2.3.3. Pruebas P.V.T

Son análisis de laboratorio que se realizan a muestras representativas del crudo, a fin de lograr una completa caracterización del mismo y consiste en observar sus variaciones de volumen con presión a temperatura constante.

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

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

1.5. Clasificación de los Yacimientos.

1.5.1. De Acuerdo a la Configuración de Trampas Geológicas.

1.5.1.1. Trampas Estructurales.

Son consecuencia directa de las deformaciones producidas por las fuerzas subterráneas luego de la sedimentación de los estratos en una cuenca sedimentaria, entre estos tipos se encuentran los pliegues y las fallas. En la Figura 1.3 y 1.4 se observan este tipo de trampas.^[4]



Figura N° 1.3. Trampa por Pliegue

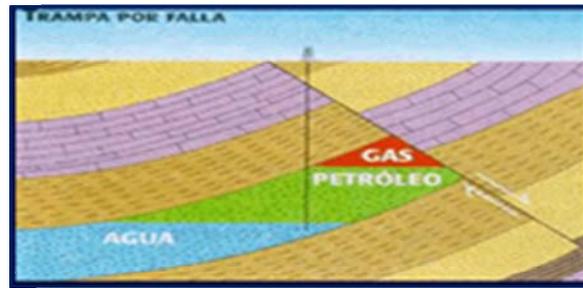


Figura N° 1.4. Trampa por Falla

1.5.1.2. Trampas Estratigráficas.

Son aquellas en que el factor principal que determina la trampa es la variación del tipo de roca, o el cambio litológico que ocurre a lo largo de un estrato o de una formación, su presencia está relacionada con el ambiente en el cual se depositaron los estratos y con el sitio que ocupan en la cuenca. Se debe a anomalías en la repartición de los sedimentos o la naturaleza litológica de las formaciones, como se muestra en la Figura 1.5 y se explica a continuación:

- Variaciones de facies, como paso lateral gradual o total de un horizonte poroso y permeable a un conjunto compacto e impermeable.
- Variación de los caracteres petrográficos de una formación que conserva sin embargo una litología sensiblemente similar (arena que se va haciendo arcillosa o se cementa).
- Acuñaamiento de un horizonte-almacén en una formación impermeable, transgresiva o discordante.
- Aparición local de una zona porosa en un conjunto compacto, por efecto de una modificación química (dolomitización, por ejemplo) o de una alteración (karstificación).

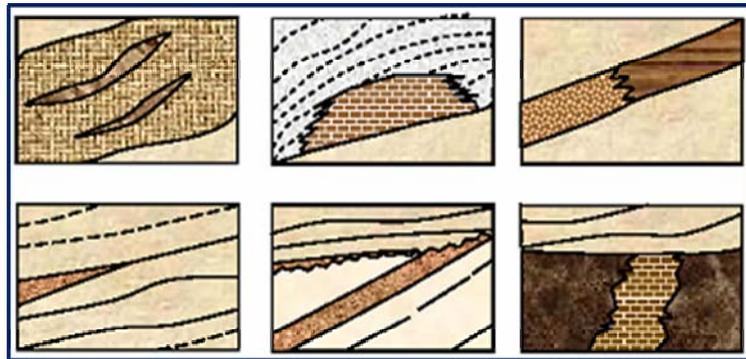


Figura N° 1.5. Trampas Estratigráficas

1.5.1.3. Trampas Combinadas.

Existen muchos yacimientos de petróleo y/o gas que se consideran constituidos por combinación de trampas, como se muestra en la Figura 1.6. Ello significa que tanto el aspecto estructural como los cambios estratigráficos en el estrato que forma el yacimiento, influenciaron el entrapamiento de los hidrocarburos. Pero siempre se requiere una estructura para que exista la acumulación petrolífera, ya que el contenido original del yacimiento se acumula porque el petróleo emigra buzamiento arriba.

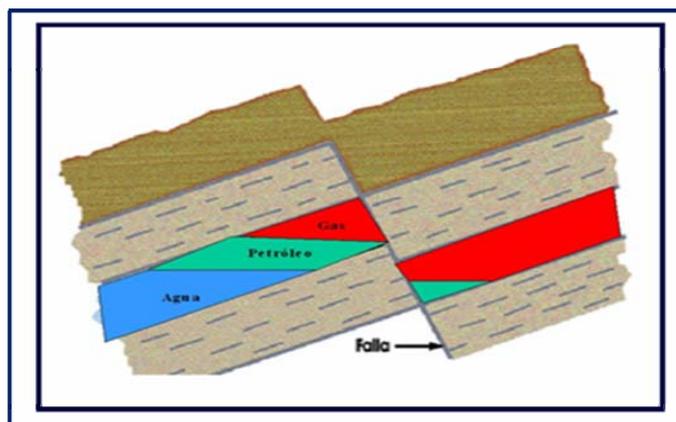


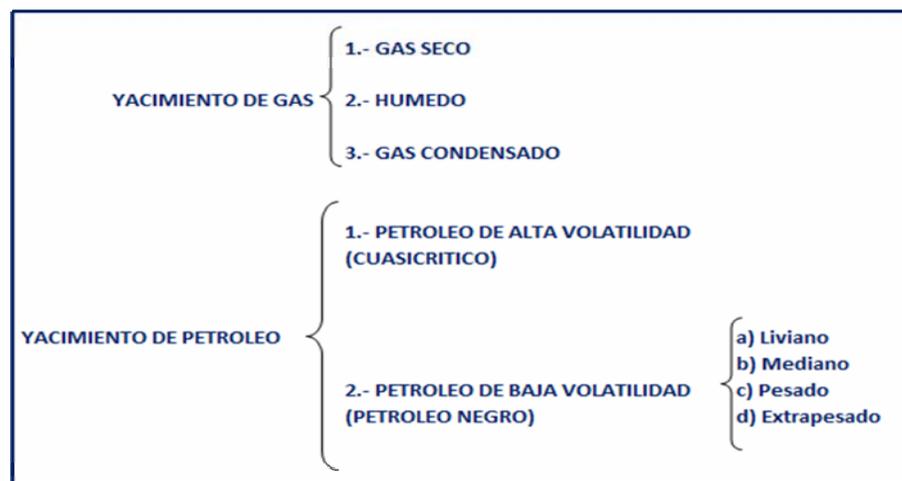
Figura N° 1.6. Trampa Combinada

1.5.2. Clasificación de los Yacimientos Basándose en la Mezcla de Hidrocarburos que Contienen

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

- Aquellos que se miden en el campo durante las pruebas de producción: presión, temperatura, relación gas-petróleo, gravedad °API y, color del líquido en el tanque.
- Aquellos que se obtienen en el laboratorio usando muestras representativas y simulando el comportamiento de los fluidos durante el agotamiento isotérmico de presión.
- Dependiendo del estado en que se encuentre la mezcla de hidrocarburos en los yacimientos, estos se pueden clasificar en general en yacimientos de gas y yacimientos de petróleo como se muestra en la Tabla 1.1. ^[5]

Tabla N° 1.1. Clasificación de los Yacimientos Basándose en los Hidrocarburos que Contienen



1.5.2.1. Yacimiento de Gas Seco

- La mezcla de hidrocarburos permanece en fase gaseosa a condiciones de yacimiento y de superficie. Sin embargo, en algunas oportunidades se forma una pequeña cantidad de líquido, la cual no es superior a 10BN/MMPCN.
- El gas está compuesto principalmente por metano (%C1MAYOR90) con pequeñas cantidades de pentano y más pesados (%C5+MENOR1%). Ver Tabla 1.2.
- La obtención de líquidos del gas producido solo se alcanza a temperaturas criogénicas (bajo 0° F).

1.5.2.2. Yacimiento de Gas Húmedo.

- Los gases húmedos tienen un mayor porcentaje de componentes intermedios y pesados que los gases secos. Tabla 1.2.
- La mezcla de hidrocarburos permanece en estado gaseoso en el yacimiento, pero a salir a superficie cae en la región de dos fases formándose una cantidad de líquido del orden de 10 a 20 BN/MMPCN.
- La temperatura de estos yacimientos también es mayor que la cricondermica del gas húmedo.
- El líquido producido es incoloro con gravedad °API mayor de 60°.

1.5.2.3. Yacimiento de Gas Condensado.

- El gas condensado se puede definir como un gas con líquido disuelto. El contenido de C1 es mayor de 60% y el de C7+ menor de 12.5%.
- La mezcla de hidrocarburos a condiciones iniciales de presión y temperatura se encuentra en fase gaseosa o en el punto de rocío. (Ver Figura 1.1).

- La temperatura del yacimiento tiene un valor entre la temperatura crítica y la cricondermica de la muestra.
- El gas presenta condensación retrograda durante el agotamiento isotérmico de presión.
- En su camino hacia el tanque (Figura 1.1). el gas condensado sufre una fuerte reducción de presión y temperatura penetrando rápidamente en la región de dos fases.

1.5.2.4. Yacimiento de Petróleo de Alta Volatilidad (Cuasicrítico)

- La mezcla de hidrocarburo se encuentra inicialmente en estado líquido cerca del punto crítico.
- La temperatura del yacimiento es ligeramente menor que la crítica de la mezcla.
- El equilibrio de fases de estos yacimientos es precario y se produce un alto encogimiento de crudo (hasta de un 45%) cuando la presión cae ligeramente por debajo de la presión de burbujeo.
- La RGP de estos yacimientos se encuentra en el rango de 2000 a 5000 PCN/BN.
- El petróleo del tanque tiene un color ligeramente amarillo oscuro a negro y una gravedad API mayor de 40°.
- El factor volumétrico del crudo es regularmente mayor de 1.5BY/BN.

1.5.2.5. Yacimientos de Petróleo de Baja Volatilidad (Petróleo Negro).

- El petróleo de baja volatilidad se caracteriza por tener un alto porcentaje de C7+(MAYOR40%).

- La temperatura del yacimiento es muy inferior a la temperatura crítica (figura 1.1).
- La RGP es menor de 2000 PCN/BN.
- El petróleo del tiene una gravedad API menor de 40° y un color negro o verde oscuro.
- El factor volumétrico regularmente es inferior a 1.5 BY/BN.

Tabla N° 1.2. Componentes de los Hidrocarburos.

COMPONENTES	GAS SECO	GAS HUMEDO	GAS CONDENSADO	PETROLEO VOLATIL	PETROLEO 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	***	26000	7000	2000	625
Líquido °API	***	60°	55°	50°	34,3°
Color	***	Incoloro	Amarillo claro	Amarillo oscuro	Negro

1.5.3. Clasificación de Acuerdo al Punto de Burbuja

Los fluidos en un yacimiento consisten de mezclas de diferentes tipos de hidrocarburos que dependen de la composición de la mezcla y de las condiciones de presión y temperatura existente en el yacimiento. ^[6]

1.5.3.1. Saturados

Cuando la presión del yacimiento es menor o igual que la presión de burbujeo y existe un equilibrio de fases. Pueden o no tener capa de gas. Generalmente producen por gas en solución o expansión de la capa de gas. ^[6]

1.5.3.2. Subsaturados

Cuando la presión de yacimiento es mayor que la presión de burbujeo, generalmente no existe capa de gas, su mecanismo de producción, puede ser primero por expansión del sistema roca-fluidos y luego por gas en solución.^[6]

1.5.4. Clasificación de Acuerdo al Mecanismo de Producción

Todos los yacimientos al estar confinados (en condición inicial) poseen una energía interna que propicia la expulsión de los fluidos. Al ser descubierto y comenzar la producción ésta presión de confinamiento actúa, y activa a su vez diferentes mecanismos de producción que no son más que los procesos que permiten a los fluidos del yacimiento desplazarse a través del medio poroso hacia el fondo del pozo .

El término recuperación primaria se refiere a la producción de petróleo o gas a través del uso de su energía natural. Estas fuerzas almacenadas en el yacimiento pueden estar presentes individualmente o en combinación, aunque por lo general es difícil definir claramente el tipo de energía activa durante un determinado período de la vida productiva de un yacimiento. Según el mecanismo de producción los yacimientos se clasifican en:

➤ **Empuje Hidráulico:**

Se produce cuando la disminución de la presión del yacimiento origina la expansión de un acuífero adyacente al mismo; entendiéndose como acuífero una arena con alta saturación de agua. En la Figura 1.7 se observa el empuje hidráulico.

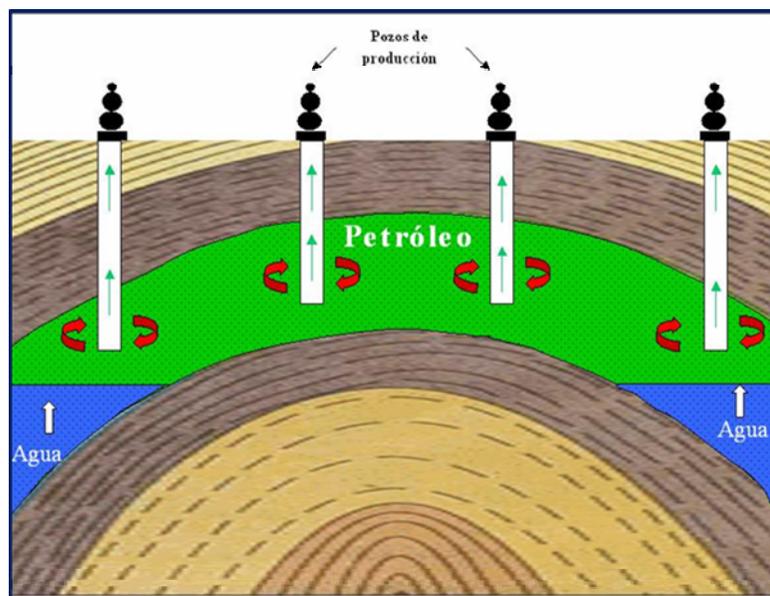


Figura N° 1.7. Empuje Hidráulico

La efectividad de este empuje depende del tamaño del acuífero y de la permeabilidad de la roca del yacimiento y los factores de recobro pueden estar entre 40 y 80%. En este empuje existe inicialmente una rápida declinación de la presión que se hace cada vez menor con la producción debido a la expansión del agua presente; esta expansión producirá el desplazamiento de los hidrocarburos hacia los pozos, pero, a medida que el acuífero avanza la tasa de producción de petróleo disminuye lentamente y la producción de agua aumenta y aparece temprano, en los pozos más cercanos al contacto agua-petróleo.

➤ **Empuje de Gas en Solución**

Es el mecanismo de producción más común cuando no existe un acuífero o capa de gas. Este tipo de empuje está confinado a yacimientos cerrados o volumétricos. Un yacimiento volumétrico puede ser definido como aquel donde el

área productiva no cambia, puede ser comparado con un tanque presurizado a temperatura constante. (Figura 1.8).

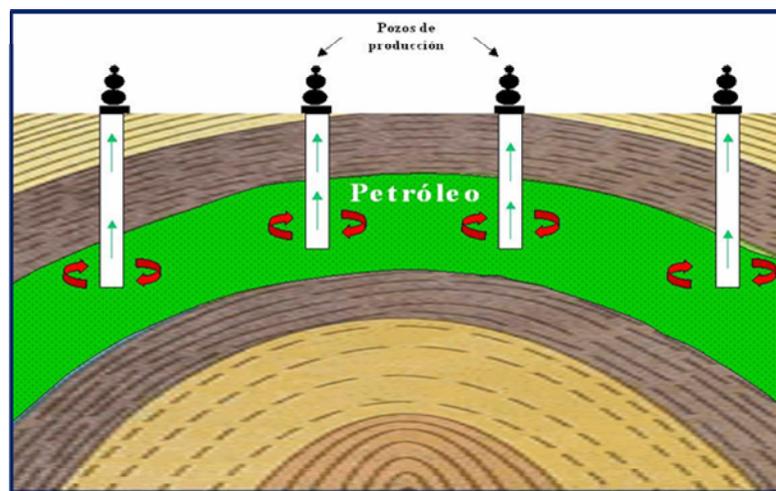


Figura N° 1.8. Empuje de Gas en Solución

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, el gas saldrá de solución y formará pequeñas burbujas en los poros.

➤ **Empuje por Capa de Gas:**

Ocurre en yacimientos saturados, cuyos fluidos (petróleo y gas) no están uniformemente distribuidos y la presión es menor que la 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, ver Figura 1.9.

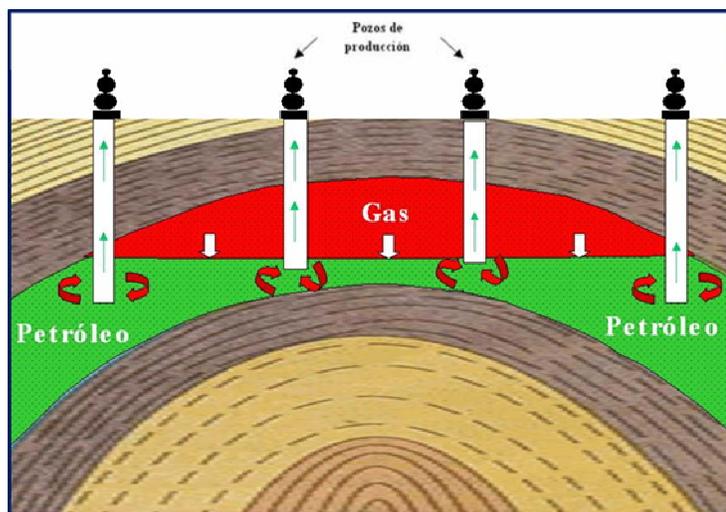


Figura N° 1.9. Empuje por Capa de Gas

El factor de recobro por este método se encuentra entre 20 y 40%, sin embargo su efectividad se reduce a medida que se produce el gas en forma descontrolada. Se caracteriza por una declinación de la presión del yacimiento lenta y continua, así como por un aumento relativo de la relación gas-petróleo; la relatividad tiene que ver con la ubicación de los pozos en el yacimiento - en los pozos ubicados en la parte alta de la estructura aumentará en forma continua, por el contrario, en los pozos ubicados en la parte baja, ésta estará a nivel de la relación gas en solución-petróleo correspondiente a la presión actual del yacimiento.

➤ **Gravedad o Segregación Vertical:**

El cual es común en yacimientos con espesor considerable y que tienen buena comunicación vertical o en yacimientos que tienen alto buzamiento pues permiten la migración del gas a la parte superior de la estructura, como se muestra en la Figura 1.10.

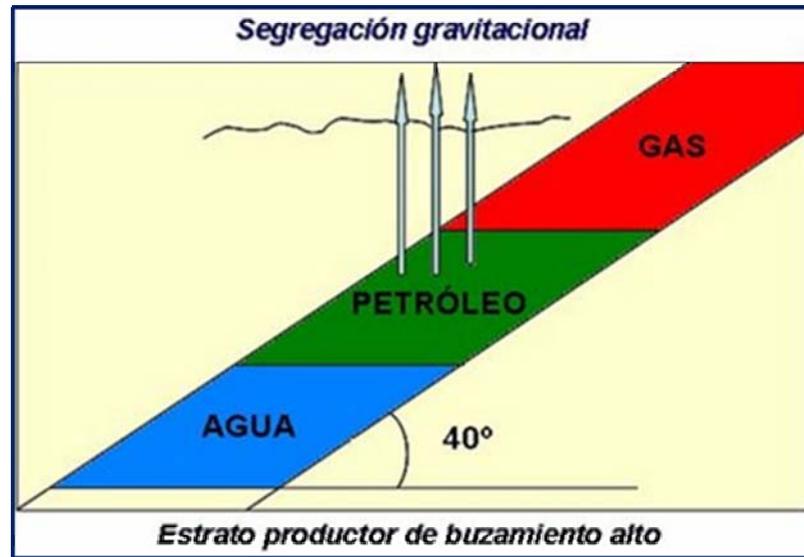


Figura N° 1.10. Segregación Gravitacional

Esta segregación es un flujo contracorriente donde el gas migra hacia la parte alta de la estructura, separándose del líquido por diferencia de densidad. En su recorrido hacia la parte alta de la estructura desplaza el petróleo a los pozos productores y el gas liberado forma 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 empuje, requiere un yacimiento uniforme de alta permeabilidad vertical, espesor considerable o apreciable buzamiento. El recobro puede oscilar entre un 40 y 80% del POES.

➤ **Empuje por Expansión Líquida:**

Ocurre en yacimientos subsaturados (presión inicial mayor a la presión de burbujeo), en los cuales; el gas en solución no sale hasta que la presión del

yacimiento decline por debajo de la presión de burbujeo. Mientras ocurre esta reducción, y si no existe en el yacimiento otro mecanismo de impulsión, la producción será debido a la expansión del petróleo líquido. La producción de los fluidos favorece una reducción de la presión, que a su vez, genera expansión del petróleo y el agua del yacimiento. Se caracteriza por una declinación rápida de la presión mientras sea éste el mecanismo predominante de producción, una RGP similar a la relación gas en solución-petróleo inicial (R_{si}), hasta alcanzar la presión de burbujeo. El recobro obtenido por este mecanismo es bajo, entre el 1 y 10% del POES.

➤ **Empuje por Compactación**

Este mecanismo está presente en todos los yacimientos, ocurre debido a la disminución del volumen poroso del yacimiento a consecuencia del peso de las rocas suprayacentes, creando un diferencial de presión entre la presión a la cual están los fluidos dentro de los poros de la formación y la presión ejercida por el peso de las rocas suprayacentes.

➤ **Empuje Combinado**

Ocurre cuando en el yacimiento actúan dos o más mecanismos de expulsión simultáneamente. La identificación del mecanismo de producción es de vital importancia para realizar cualquier estudio de yacimientos.

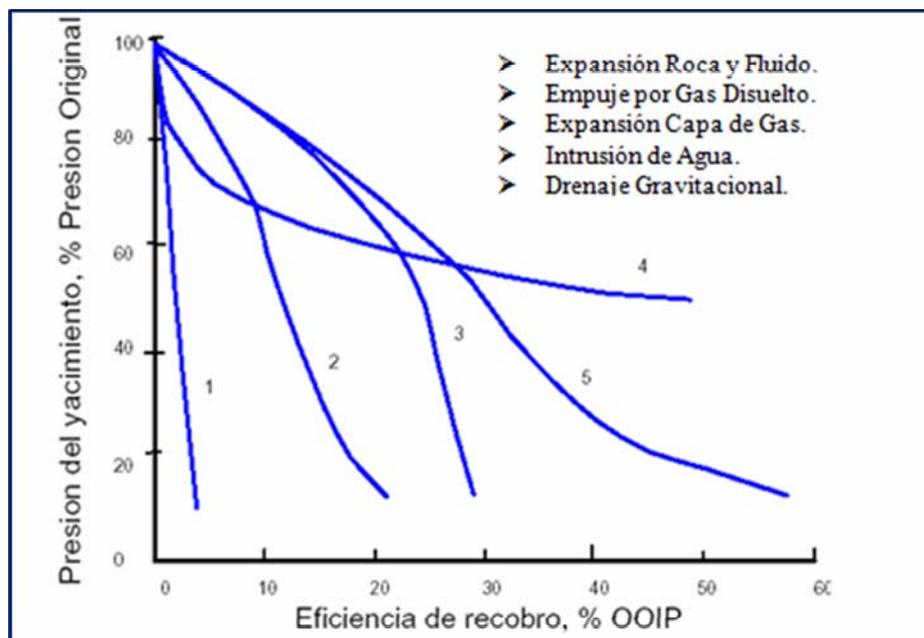


Figura N° 1.11. Influencia de los Mecanismos de Producción en el Recobro de Hidrocarburo

1.5.5. Clasificación de acuerdo a Variaciones del Volumen Originalmente Disponible a Hidrocarburos

- Volumétricos: Cuando no existe un acuífero adyacente al yacimiento (yacimiento cerrado).
- No volumétricos: El volumen disponible a hidrocarburos se reduce por la intrusión de agua procedente de un acuífero aledaño. En la Tabla 1.3, se muestran las características de los diferentes mecanismos de producción.^[10]

Tabla N° 1.3. Características de los Diferentes Mecanismos de Producción

Mecanismo	Presión de Yacimiento	GOR	Wp	Eficiencia	Otros
Expansión líquida y roca	Declina rápida y continuo.	Permanece bajo y constante.	No, excepto alta Sw.	1-10% Pnm. 3%	
Gas en solución	Declina rápido y continuo.	Alto incrementa y cae.	No, excepto alta Sw.	5-35% Pnm. 20%	Requiere bombeo temprano.
Capa de gas	Cae lenta y continuo.	Crece constante en formaciones inclinadas.	Despreciable.	20-40% Pnm. 25%	Ruptura temprana de gas.
Empuje de agua	Permanece alta. La presión depende del caudal.	Permanece bajo si la presión es alta.	Pozos bajos tienen Wp en crecimiento.	35-80% Pnm. 50%	N de BM crece si $We=0$.
Segregación gravitacional	Declina rápida y continuo.	Bajo en formaciones poco inclinadas. Alto en formaciones inclinadas.	Pozos bajos tienen Wp en crecimiento.	40-80% Pnm. 60%	

1.6. Principales Propiedades de una Formación

1.6.1. Porosidad

Es la capacidad que tiene una roca de almacenar fluidos y es denotada por la letra griega ϕ . Por definición, porosidad es el espacio vacío de la roca dividido por el volumen total de la misma, y puede ser expresada como fracción o como porcentaje.

Este espacio es ocupado por el fluido que satura a la roca en el subsuelo. Este fluido puede ser gas o petróleo y agua, y hasta una combinación de los tres, dependiendo de la temperatura y presión del yacimiento. La porosidad efectiva se define como la porosidad interconectada.^[10]

1.6.2. Permeabilidad

Es la factibilidad que tiene una roca de permitir el paso de los fluidos. Para que un yacimiento sea comercialmente explotable no basta que simplemente contenga gas o petróleo. Es la tasa de flujo de estos hidrocarburos, desde el subsuelo a la superficie, lo que determinara el potencial económico del yacimiento. Obviamente, el fluido se moverá solamente si los poros están interconectados, es decir, depende de la porosidad efectiva. La unidad de permeabilidad es el Darcy, y ella expresa el flujo de un centímetro cubico de líquido con viscosidad igual a un centipoise, a través de un centímetro cuadrado de roca, en un segundo y con un diferencial de presión de una atmósfera. La permeabilidad de los yacimientos varía entre algunos darcies y un milidarcy, es decir, una milésima parte de un Darcy. Usualmente, mientras más grande sea el poro mayor será la permeabilidad.

1.6.3. Saturación De Fluidos

Los sedimentos al depositarse lo hacen conteniendo agua del ambiente sedimentario correspondiente en el espacio poroso intreganular, es decir, que se depositan cien por ciento de agua connata en el espacio poroso. La saturación de fluidos de una roca es, por lo tanto, la relación entre el volumen de fluidos contenido en su espacio poroso y su volumen poroso total. A medida que la roca es soterrada, cierta fracción de la saturación de agua connata puede ser reemplazada por hidrocarburos si la roca constituye una trampa estructural o estratigráfica, por lo que la saturación de agua se torna irreducible, si la migración de hidrocarburos se realiza

bajo condiciones de capilaridad aproximadas. Por esta razón, la saturación de agua irreducible de los yacimientos está por debajo de un 50% del espacio poroso, en la mayoría de los casos, pudiendo llegar a un 60% en arenas de granos muy fino o muy arcillosos.

1.7. Propiedades de los Fluidos

1.7.1. Presión de Burbujeo (P_b)

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 (líquido-gas), donde la fase líquida está en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas libre.

1.7.2. Factor Volumétrico del Petróleo y del Gas (B_o , B_g)

Se definen como el volumen que ocupan a condiciones de yacimiento un barril normal de petróleo más el gas en solución, y en el caso del gas, el volumen en barriles o pies cúbicos que un pie cubico normal de gas ocupara como gas libre en el yacimiento a condiciones de presión y temperatura prevalecientes.

1.7.3. Gravedad API

La gravedad API (American Petroleum Institute) denota la relación correspondiente de peso específico y de fluidez de los crudos con respecto al agua.

1.7.4. Viscosidad Del Petróleo

En general, la viscosidad de un fluido es una medida de la fricción interna o resistencia que ofrecen sus moléculas a fluir. 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 solución que pueda disolverse a esas condiciones.

1.8. Reservas de los Yacimientos

Las reservas son volúmenes de hidrocarburos presentes en los yacimientos que pueden ser recuperadas por técnicas tradicionales. El concepto puede aplicarse cuando se piensa inducir energía de yacimiento o cambios físicos-químicos a la matriz de la roca y la reología de los fluidos obteniéndose una recuperación adicional de los hidrocarburos presentes originalmente en el yacimiento.^[11]

1.8.1. Clasificación de las Reservas

Según la clasificación establecida por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MPPEP), de acuerdo con el grado de incertidumbre que se tenga de las mismas, las reservas se clasifican en:

1.8.1.1. Reservas Probadas

Se consideran reservas probadas al volumen de hidrocarburo contenidos en yacimientos, los cuales, hayan sido constatados mediante pruebas de producción y que según la información geológica y de ingeniería de yacimiento disponible, puedan ser producidos comercialmente, clasificándose estas a su vez en:

- **Desarrolladas:** son aquellas que se encuentran sujeta a explotación comercial a través de las instalaciones existentes en el yacimiento.

- No Desarrolladas: son aquellas reservas probadas que no han sido sometidas a producción o que no pueden ser producidas con las instalaciones existentes (requieren de perforación de pozos nuevos).

1.8.1.2. Reservas Probables

Son aquellos volúmenes de hidrocarburo contenidos en áreas donde la información geológica y ingeniería indican, desde el punto de vista de su recuperación que pueden ser estimadas como recuperables basándose en las condiciones tecnológicas y económicas existentes en el momento de realizar la estimación. Estas se clasifican en:

- Inferidas: Volúmenes conocidos, no verificados (recuperación secundaria no aprobada, extensiones adyacentes).
- Indicadas: Volumen parcialmente descrito.

1.8.1.3. Reservas Posible

Son aquellos volúmenes de hidrocarburo contenidos en áreas donde la información geológica y de ingeniería indican, que pueden ser recuperadas en el futuro, si las técnicas aplicables a los yacimientos indican que sería factible una extracción comercial del crudo. Son aquellos volúmenes donde no se asegura que la perforación de pozos adicionales fuera del área probada dé resultados positivos.

1.9. Métodos para el Cálculo De Reservas

El cálculo consiste en cuantificar el volumen total de Petróleo y Gas Original en Sitio (POES y GOES) dentro de un yacimiento para determinar posteriormente la cantidad de petróleo que se puede extraer durante la vida productiva del yacimiento,

en las etapas de producción primaria y subsiguiente. Los métodos para estimar reservas de un yacimiento son:

1.9.1. Método Volumétrico

Permite la estimación del petróleo original en sitio (POES) y el 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 dichas rocas.

1.9.2. Método de Balance de Materiales

Comúnmente en ingeniería se utilizan dos principios básicos: La Ley de la Conservación de la Masa y la Ley de la Conservación de la Energía. La aplicación en conjunto de estos principios a yacimientos de hidrocarburo constituye el método de Balance de Materiales.

Este método infiere que el volumen poroso de un yacimiento permanece constante o cambia de una manera predecible, a medida que ocurre producción de fluidos, y en consecuencia, variación de la presión de formación.

La ecuación de Balance de Materiales, puede ser empleada para calcular la cantidad de hidrocarburo presente en un yacimiento a cualquier tiempo durante su agotamiento. Se utiliza para medir la cantidad de petróleo o gas originalmente en el yacimiento, así como también para predecir el comportamiento futuro y la recuperación total de fluidos bajo unas condiciones de abandono preestablecidas. Su aplicación en la identificación de unidades hidráulicas consiste en realizar un balance de materiales individual para cada una de las arenas que conforman la unidad; esto permitirá validar el POES de cada una, y observar el cotejo de los valores de historia

de presión reales de las arenas con los obtenidos por el balance de materiales, así como también comprobar factibilidad, en cuanto a petróleo original en sitio y producción acumulada, de que estas arenas se encuentren en comunicación hidráulica.

1.9.2.1. Suposiciones del Método de Balance de Materiales

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

1.9.2.2. Limitaciones de la Ecuación de Balance de Materiales

- El yacimiento es considerado como un volumen poroso constante (cero-dimensional) y todos los cálculos se efectúan a una profundidad determinada, que muchos casos coinciden con el datum.
- Considera uniformidad del yacimiento en todo momento, en relación a las propiedades de la rocas y fluidos, saturación de fluidos, presión, etc; es decir, no se consideran las variaciones con espacio, pero si el factor tiempo.
- El petróleo y gas existente 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 relaciona la producción al vaciamiento del yacimiento.

- Se supone que no existe flujo de fluido 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 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 considera igual a B_Y/BN y PCN/BN , respectivamente.

1.10. Mecanismo de Recuperación de Petróleo

Existen varios métodos para extraer el petróleo del subsuelo. La extracción del petróleo requiere energía. La producción natural es la que responde a la energía natural del pozo; esta energía la aportan el agua y el gas. Son ellos los que ejercen la presión para empujarlo hacia la superficie. Cuando la energía natural del pozo se debilita, se recurre a métodos alternos de producción: bombeo mecánico, levantamiento artificial por gas, inyección de gas y agua, inyección alternada y continua de vapor de agua. ^[12, 13, 14, 15, 16]

1.10.1. Mecanismo de Recuperación Primaria de Petróleo

Cuando el petróleo ya no llega a la superficie se hace necesario recurrir a mecanismos de levantamiento artificial para continuar extrayendo el crudo.

Entre estos mecanismos son:

1.10.1.1. Levantamiento Artificial por Gas (Gas Lift)

Consiste en suministrar gas a elevada presión al pozo, para aumentar su aporte o inducirlo a producir cuando no es capaz de hacerlo naturalmente de operación y mantenimiento.

El gas es comprimido e inyectado por el espacio anular, ayudando a levantar los fluidos hasta la superficie por una combinación de los siguientes procesos: reducción del gradiente de los fluidos, expansión del gas inyectado y arrastre de los fluidos por expansión del gas, ver Figura 1.12.

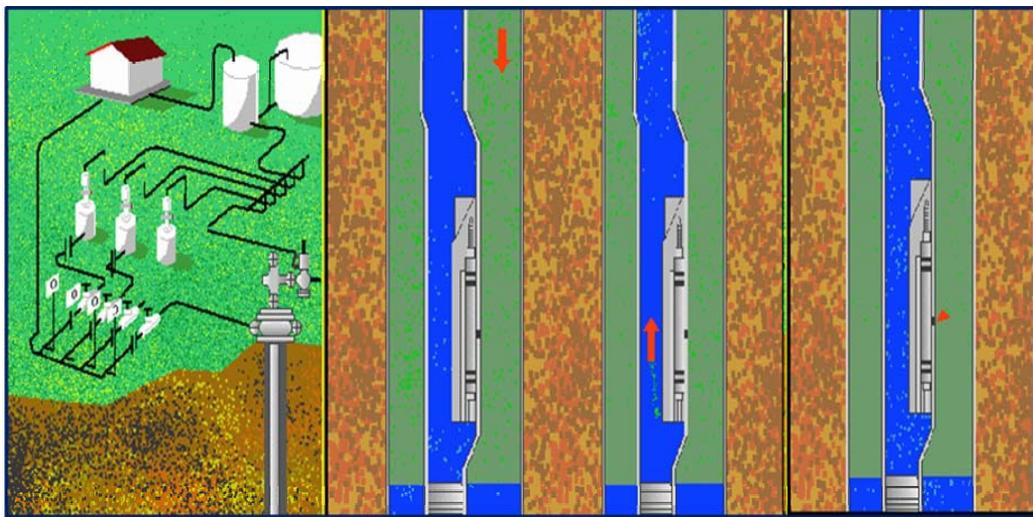


Figura N° 1.12. Levantamiento Artificial por Gas.

Existen dos modalidades del levantamiento artificial por gas: el flujo continuo y el intermitente, ambos utilizados para producir crudos livianos y medianos, este método está limitado en cuanto a su aplicación a crudos pesados, debido a que ocasiona un aumento de la viscosidad del crudo por enfriamiento durante la expansión del gas.

1.10.1.2. Bombeo Mecánico (BM)

Se fundamenta en la utilización del movimiento recíproco producido por una unidad de transmisión en la superficie (balancín) la cual acciona una sarta de varillas de succión en cuyo extremo inferior está conectado el pistón de la bomba dispuesta en el pozo, ver Figura 1.13.

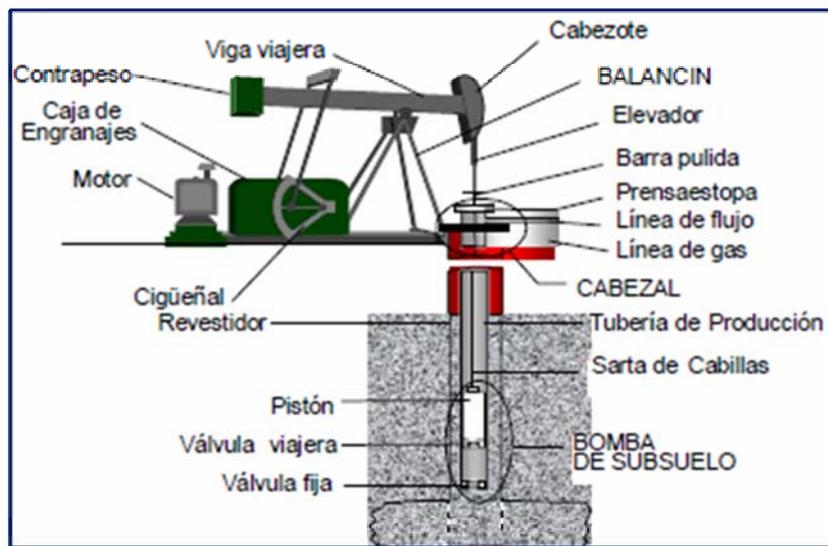


Figura N° 1.13. Bombeo Mecánico.

La bomba posee una válvula fija en el extremo inferior del cilindro y una válvula viajera en el extremo inferior del émbolo, las cuales se abren y cierran durante el movimiento ascendente y descendente del balancín, lo que permite llenar y vaciar continuamente el cilindro de la bomba y llevar los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie.

Otros equipos de bombeo mecánico son la Bomba Omnífera (flujo sin restricciones) capaz de levantar grandes volúmenes de arena y las Bombas de Cavidad Progresiva o Bomba Tornillo, las cuales no requieren de balancín y es

accionada por un motor hidráulico desde la superficie, para impartirle movimiento rotacional a lo largo de la sarta de varillas.

Este método es aplicable generalmente en pozos de crudo pesados con las siguientes especificaciones: profundidades entre 400 y 9000 pies, RGP hasta 500 PC/BPD, caudales desde 20 BPD hasta 2000 BPD, temperaturas menores o iguales a 550°F, viscosidades hasta 10000 cps a nivel de fondo, desviación de 70° en cabillas y porcentaje de sólidos de 0.1%.

1.10.1.3. Bombeo Electro-Sumergible (BES)

Permite producir los fluidos accionando una motobomba eléctrica de múltiples etapas, instalada en el fondo del pozo, la cual está acoplada a la tubería de producción y conectada al sistema eléctrico de superficie por medio de un cable, ver Figura 1.14.

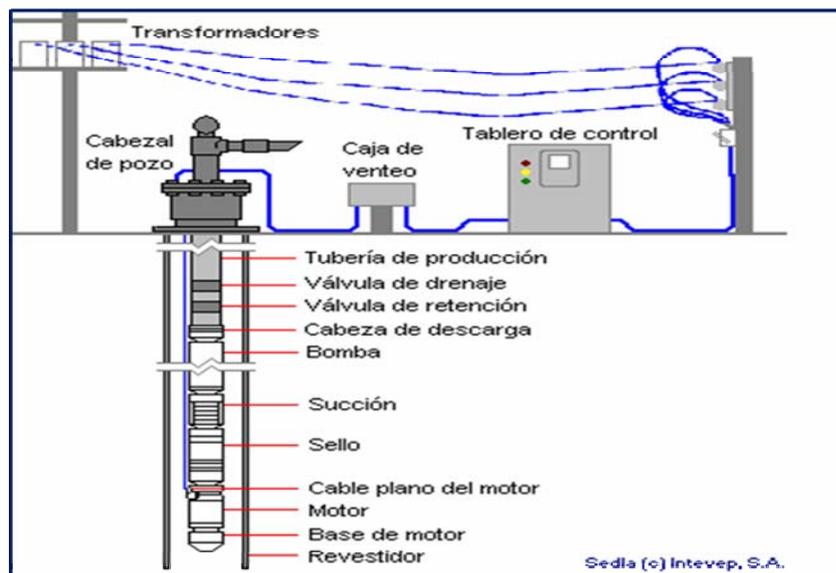


Figura N° 1.14. Bombeo Electro-Sumergible

La rotación centrífuga de los impulsores de la bomba permite que el fluido ascienda a través de las etapas de los mismos y llegue a la superficie con suficiente energía hasta la estación recolectora.

Este sistema tiene como principal ventaja su capacidad para levantar grandes volúmenes de fluidos, además de permitir la fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión y formación de escamas, así como también la fácil instalación de sensores de presión en el fondo del pozo.

Entre las desventajas que presenta tenemos que no se puede aplicar a terminaciones múltiples y que se ve fuertemente afectado por la producción de gas y de arena.

1.10.1.4. Bombeo de Cavidades Progresiva (BCP)

Este sistema consiste en accionar por rotación una bomba de subsuelo con desplazamiento positivo, compuesta por dos elementos: un rotor metálico y un estator de elastómeros. El rotor y el estator presentan una geometría helicoidal, en la cual el paso del estator es el doble del paso del rotor. Este último se puede definir como un tornillo de un hilo o entrada, mientras que el estator se definiría como una rosca de dos tornillos. Esta diferencia en el número de hilos o entradas y el paso de estos dos elementos, produce cavidades sucesivas entre la succión y la descarga de la bomba, separadas por líneas de sellos, y al girar el rotor dentro del estator, estas cavidades se desplazan desde la succión a la descarga, transportando así el flujo hasta la superficie, ver Figura 1.15.

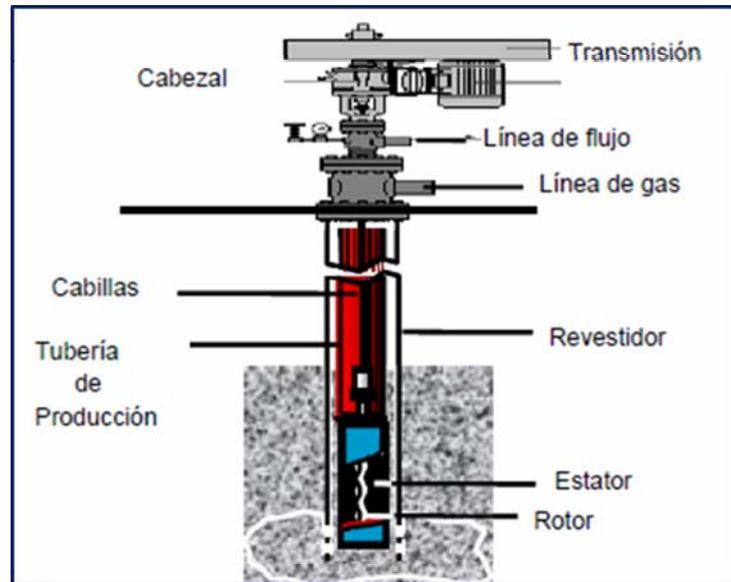


Figura N° 1.15. Bombeo de Cavidad Progresiva.

El accionamiento del rotor generalmente es realizado por medio de un motor instalado en superficie y una sarta de cabillas que transmite el movimiento giratorio.

Este método es aplicado a pozos con crudos pesados de 8.5 °API hasta crudos de 30°API, viscosidades desde 5 cps hasta 10000 cps a 130°F, profundidades hasta 6500 pies, caudales desde 50 BFPD hasta 3000 BFPD, temperaturas hasta 250°F, desviación de 70° y un porcentaje de sólidos de 10%.

1.10.1.5. Bombeo Hidráulico

Consiste en una bomba hidráulica instalada en el subsuelo, accionada por la inyección de un fluido motriz a alta presión suministrado desde la superficie, ver Figura 1.16, cuenta entre sus ventajas el poder levantar grandes volúmenes de fluidos a gran profundidad, pudiendo usar gas o electricidad como fuente energética.

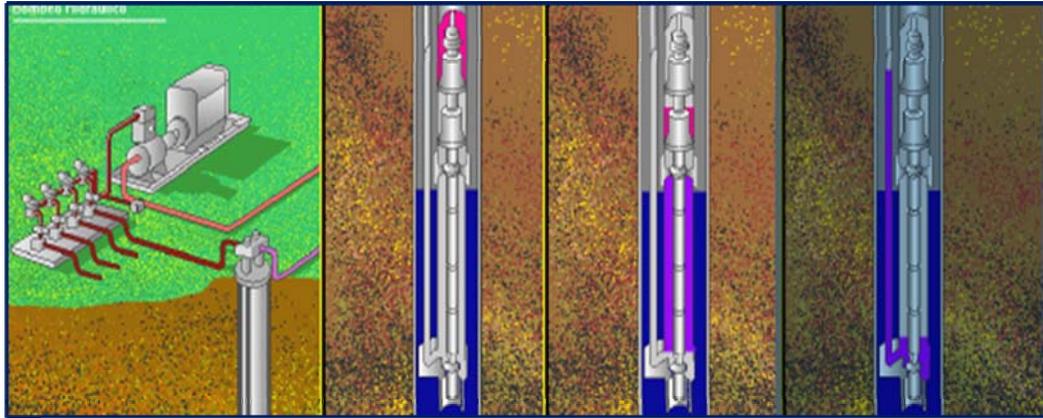


Figura N° 1.16. Bombeo Hidráulico

Entre sus desventajas tenemos que presenta problemas de seguridad debido a las altas presiones en superficie del fluido de trabajo y la dificultad de producción de sólidos.

Finalmente, la velocidad de flujo del petróleo se hace tan pequeña, y la dificultad de elevarlo hacia la superficie aumenta tanto, que el costo de funcionamiento del pozo es mayor que los ingresos que pueden obtenerse por la venta del crudo (una vez descontados los gastos de explotación, impuestos, seguros y rendimientos del capital). Esto significa que se ha alcanzado el límite económico del pozo, por lo que se abandona su explotación.

En el momento que la producción primaria se acerca a su límite económico es posible que sólo se haya extraído un pequeño porcentaje del crudo almacenado. Por ello, la industria petrolera ha desarrollado sistemas para complementar esta producción primaria que utiliza fundamentalmente la energía natural del yacimiento.

Los sistemas complementarios, conocidos como tecnología de recuperación mejorada de petróleo, pueden aumentar la recuperación de crudo, pero sólo con el costo adicional de suministrar energía externa al yacimiento.

En la actualidad se emplean dos sistemas complementarios: la inyección de agua y la inyección de gas. La tecnología de los procesos de inyección de agua o gas se han desarrollado a tal punto que los procesos han sido bien estudiados en el laboratorio, matemáticamente y en el campo.

1.10.2. Mecanismos de Recuperación Secundaria

Durante la producción primaria de crudo, la presión natural del yacimiento declina, por lo que es necesario recurrir a procesos de producción secundaria inyectando agua o gas en el yacimiento, a fin de desplazar el crudo hacia los pozos productores, y mantener niveles de presión adecuados.

Sin embargo, durante la producción secundaria se va incrementando paulatinamente la relación agua-petróleo o gas-petróleo, llegando al punto en que el proceso no es económico. Es en este momento cuando se recurre a un proceso de recuperación terciaria con el fin de recuperar el porcentaje considerable de crudo que queda retenido en el yacimiento por efecto de las fuerzas capilares.

1.10.2.1. Inyección de Agua

Es el método dominante entre los métodos de inyección de fluidos. Su popularidad se explica por:

- La disponibilidad general de agua.

- La relativa facilidad con la que se inyecta, debido a la carga hidrostática que se logra en el pozo de inyección.
- La facilidad con que el agua se extiende a través de una formación petrolífera.
- La eficiencia del agua para el desplazamiento del crudo.

En algunos depósitos con un alto grado de uniformidad y un bajo contenido en arcilla, la inyección de agua puede aumentar la eficiencia de recuperación hasta alcanzar el 60% o más del petróleo existente. En la Figura 1.17 se aprecia la inyección de agua.

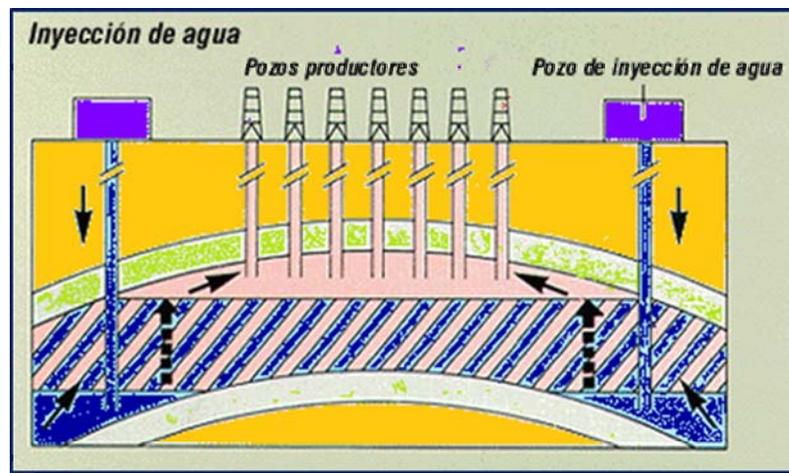


Figura N° 1.17. Inyección de Agua

1.10.2.2. Inyección de Gas

Generalmente un pozo deja de fluir naturalmente por un incremento en el porcentaje de agua o por una declinación de la presión estática del yacimiento. Razón por la cual, la Inyección de Gas es utilizada, generalmente, en yacimientos de crudo

mediano, liviano y condensado; con la finalidad de preservar la presión del yacimiento.

En el caso de condensados se requiere no llegar al punto de rocío, debido que a partir de allí se entra en la zona retrógrada, quedándose el líquido del gas atrapado en las paredes de la roca del yacimiento, ya que ocurre una condensación retrógrada.

1.10.2.2.1. Aplicaciones de la Inyección de Gas

- Mantenimiento de presión en yacimientos de petróleo mediano, liviano, volátil y gas condensado.
- Desplazamiento de petróleo en yacimientos con alto buzamiento.
- Energizar la capa de gas (Inyección en la capa de gas).
- Conservación del gas.

1.10.2.2.2. Modalidades de Inyección de Gas

➤ Inyección Interna de Gas: También se usan los términos de Inyección de Gas Dispersa o Inyección de Gas en Arreglo. Se refiere a la inyección de gas cuando se hace en la zona de petróleo, con una distribución de gas dentro del petróleo más o menos uniforme, Figura 1.18.

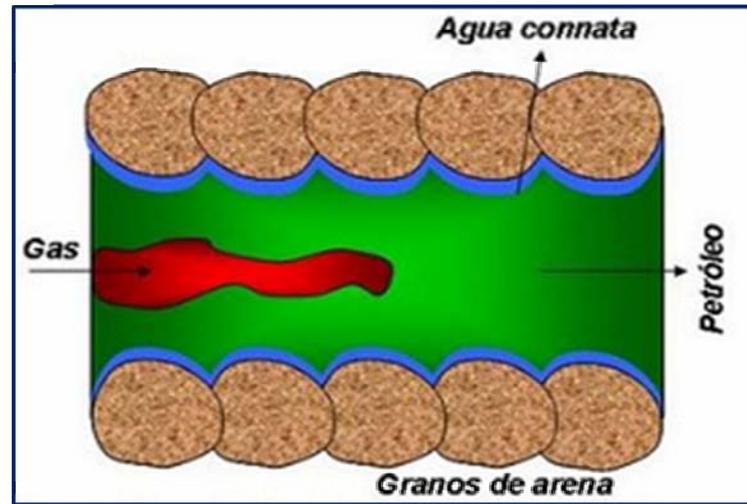


Figura N° 1.18. Inyección Interna de Gas

- Inyección Externa de Gas: También se usan los términos de Inyección en la Capa de Gas o Inyección de Gas en la cresta. Es la inyección de gas en la parte superior de la estructura, generalmente en la capa de gas inicial o secundario del yacimiento.

1.10.3. Mecanismos de Recuperación Terciaria de Petróleo.

La Recuperación Mejorada, llamada también Recuperación Terciaria, queda descrita por procesos térmicos, inyección de gas miscible e inmiscible y los químicos. Estos surgen como una alternativa para incrementar la recuperación de hidrocarburos, modificando las características de los fluidos y las fuerzas capilares que actúan sobre ellos.

Así pues, la Recuperación Mejorada de hidrocarburos se define como la producción de crudo, mediante la inyección de un fluido que, además de desplazarlo, modifica favorablemente los mecanismos de recuperación de hidrocarburos. La

misma puede ser aplicada en cualquier etapa durante la explotación del yacimiento; de hecho, existen formaciones que por sus características geológicas y petrofísicas, sólo pueden ser explotadas mediante estas técnicas.

1.10.3.1. Métodos Térmicos

Se conoce como Recuperación Térmica los procesos donde se suministra y origina energía térmica (calor) con el fin de aumentar la recuperación de petróleo. El objetivo es reducir la viscosidad del crudo para aumentar su movilidad y por lo tanto facilitar su salida del subsuelo. Estos métodos se aplican principalmente a los crudos que poseen una alta viscosidad (petróleos pesados) y requieren calor para mejorar la eficiencia de desplazamiento y de extracción. La reducción de la viscosidad del petróleo además mejora la relación de movilidad; las altas temperaturas generadas originan en el yacimiento procesos de destilación y craqueo del crudo contenido en sitio y reducen o minimizan la tensión superficial y las fuerzas capilares, lo que trae como consecuencia una reducción de la saturación residual de petróleo, mejorando la eficiencia de barrido.

Entre estos métodos se encuentran: La Inyección de Vapor, Inyección de Agua Caliente, Combustión En Sitio y Calentamiento Electromagnético.

1.10.3.2. Métodos Químicos

En estos métodos generalmente se inyecta por separado polímeros (P), surfactantes (F) y álcalis (A), aunque frecuentemente se combina surfactantes/polímeros, álcalis/polímeros, o ASP, de la siguiente manera: los tapones de polímeros usualmente siguen a los tapones de surfactantes o álcalis, de forma tal de mejorar la eficiencia de barrido. El diseño de los proyectos de inyección de químicos puede ser más complicado que el de los de inyección de agua. Las

condiciones del fondo del pozo para la inyección de polímeros, surfactantes, álcalis y combinaciones de ello (ASP) son más severas que las de producción por recobro primario y secundario.

Los métodos químicos pueden mejorar con la inyección de agua. Cada técnica es única, y depende de la estructura y roca del yacimiento, fluidos, calidad de agua de inyección. En cuanto a los químicos, los polímeros alteran las relaciones de movilidad y pueden mejorar el rendimiento de la inyección de agua, incrementar la viscosidad de los fluidos inyectados y obtener eficiencias de barridos areal y vertical.

Los surfactantes reducen la tensión interfacial (TIF) y permiten mover el petróleo no desplazado por el agua. Por último, los álcalis, que involucran químicos que aumentan el pH, interactúan con los compuestos ácidos orgánicos del petróleo y generan surfactantes en sitio que permiten disminuir la TIF, promueven cambios en la mojabilidad (mojado por petróleo a mojado por agua, y viceversa), y crean emulsiones en sitio para ayudar al control de la movilidad.

La inyección de químicos se aplica a petróleos más viscosos, en los que no es factible la aplicación de la inyección de gas, pero también se puede aplicar a petróleos menos viscosos que los utilizados en el método de recuperación térmica. La inyección de químicos no es recomendable en formaciones con alto contenido de arcillas, debido a que éstas incrementan la absorción de los químicos inyectados.

1.10.3.3. Método de Inyección de Gas Miscible/Inmiscibles

Desde 1930 ha sido una práctica exitosa, y uno de los gases más utilizados en estas operaciones ha sido el dióxido de carbono natural (CO₂). Sin embargo, su aplicación ha estado limitada por la no disponibilidad de este producto.

Las condiciones del yacimiento deben ser tales que el gas inyectado pueda ser miscible o inmisible con el petróleo remanente. La técnica con gas miscible involucra la inyección de un solvente que es miscible con el petróleo en sitio y es capaz de movilizar la fase de petróleo residual. La ventaja de este proceso es que el petróleo puede ser contactado por el gas solvente.

El solvente hidrocarburo actualmente consiste de una mezcla de tres gases, los cuales son: metano, etano y propano. Los yacimientos seleccionados para proyectos miscibles deben tener una presión suficiente como para permitir que el solvente inyectado sea miscible con el petróleo.

Durante un desplazamiento inmisible, se alcanza la recuperación a través de la separación de gas dentro de la fase de petróleo. Esta división ocasiona hinchamiento al petróleo y mejora el desplazamiento. Los procesos miscibles e inmiscibles se pueden llevar a cabo por inyección de gas directamente o alternada de agua y gas.

1.11. Simulación Numérica de Yacimientos.

La simulación de yacimientos, es el proceso de inferir el comportamiento real a partir de un modelo, basándose en técnicas y ecuaciones de ingeniería de yacimientos muy conocidas y usadas durante años. Los ingenieros desde siempre han utilizado modelos matemáticos para ejecutar cálculos de ingeniería de yacimientos, pero estos solo servirán para simular el yacimiento como un modelo simple, en el cual se usaban valores promedios que se alejan de la realidad del mismo. ^[17]

Gracias a los continuos avances tecnológicos, las computadoras modernas han facilitado el tratamiento más detallado del yacimiento y por ende la simulación resulta más práctica y exacta. Actualmente la simulación de yacimientos de petróleo se refiere a la construcción y operación de un modelo cuyo comportamiento la

aparición real del yacimiento. En los modelos de simulación los yacimientos son visualizados como un conjunto de regiones o bloques representan volúmenes discretos de una malla en que se han subdividido el yacimiento. Los simuladores utilizan métodos numéricos para obtener la solución de un sistema de ecuaciones en derivadas parciales que simulan los fenómenos que representan:

- Heterogeneidad del yacimiento.
- Variación no lineal de permeabilidades relativas y presión capilar con relación a las saturaciones.
- Variación no lineal en las propiedades PVT de los fluidos como función de presión.

En simulación, los elementos conceptuales de volumen son conocidos como bloques de la malla de simulación. Cada bloque tiene propiedades uniformes con paredes permeables que permiten el flujo de fluidos entrando y saliendo de dichas celdas. Las propiedades del yacimiento en cada una de los bloques son uniformes e independientes de su posición, no obstante las propiedades entre bloques pueden variar considerablemente.

CAPÍTULO II.

UBICACIÓN GEOGRAFICA

2.1. Geología de la Cuenca Oriental de Venezuela

Venezuela está localizada en el extremo norte de América del Sur y de acuerdo a su historia geológica, características tectónicas y a la existencia de petróleo fue dividida en cinco provincias, una ígneo – metamórfica y cuatro sedimentarias. Provincia Meridional (Provincia Ígneo – Metamórfica), provincia Maracaibo – Falcón, Provincia Barinas – Apure, Provincia Oriental de Venezuela (Cuenca Oriental de Venezuela) y Provincia de Margarita. ^[1]

Los Campos petrolíferos de Venezuela se encuentran divididos en tres provincias principales: Maracaibo – Falcón, Oriental de Venezuela y Barinas – Apure.

La Cuenca Oriental de Venezuela, es una depresión estructural ubicada en la región Centro-Este del país. Está limitada al Norte por el Piedemonte de la Serranía del Interior; al Sur por las rocas Pre-Cámbricas del Escudo de Guayana; al Oeste por El Alto de El Baúl, y hacia el Este continúa por debajo del Golfo de Paria y de la Plataforma Deltana.

Dicha cuenca tiene una longitud aproximada de 800 km, en sentido Este-Oeste, y un ancho promedio de 200 km, en dirección Norte-Sur. Comprende los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y parte de Sucre, prolongándose hasta la Plataforma Deltana y Sur de Trinidad. Topográficamente se caracteriza por extensas llanuras y una zona de mesas en Anzoátegui y Monagas. Posee una superficie aproximada de 165.000 km². ^[3]



Figura N° 2.1. Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.

2.1.1. Geología Estructural de la Cuenca Oriental de Venezuela

Estructuralmente la Cuenca Oriental de Venezuela puede definirse como una gran depresión limitada al Sur por el borde septentrional del cratón de Guayana, al Norte por el cinturón móvil de las Serranías del Interior Central y Oriental y al Oeste por el levantamiento del Baúl.

La Cuenca Oriental es marcadamente asimétrica. Desde el Eoceno hasta el Pleistoceno, se produjo una pronunciada translación paralela al eje de máxima deposición de la Cuenca hacia el sur, como lo describe H.D Hedberg (1947), resultado directo de los ajustes isostáticos de la cuenca en los bordes del geotectoclinal. Los elementos tectónicos del geosinclinal de la Cuenca Oriental se presentan en efectos deformantes de la intensidad decreciente a partir de la zona orogénica principal. La configuración final de la cuenca se alcanzó al final del

Plioceno Superior, cuando ocurrió un episodio de suaves levantamientos y de inclinación regional.

La evolución estructural de la parte Noreste de la Cuenca está descrita por González de Juana (1977) en la forma siguiente: El impulso orogénico del Eoceno Superior inició el levantamiento de la serranía del Interior Oriental. Durante el Mioceno una serie de levantamientos espasmódicos están marcados por gruesos intervalos conglomeráticos. Renovados empujes con una fuerte componente Norte-Sur ocasionaron grandes líneas de sobrecorrimento hacia el Sur, como lo son corrimientos de Pirital y Anaco. En la subprovincia occidental un sistema de corrimientos imbricados colocó una serie de cuñas, parcialmente con bloques de formaciones cretácicas y más frecuentemente formadas por sedimentos Paleocenos o del Eoceno Medio, sobre la sedimentación Oligo-Mioceno del flanco Norte de la Cuenca, que de esta forma quedó borrado o enmascarado. Estos movimientos tuvieron lugar durante el Eoceno Inferior y Mioceno Superior. Mientras estos fenómenos afectaban el flanco Norte de la cuenca, el flanco Sur, apoyado sobre el borde cratónico, no sufrió deformaciones tectónicas de mayor importancia, caracterizándose por la presencia de homoclinales suaves inclinados hacia el Norte y Noreste, la característica estructural más destacada del flanco Sur es un sistema de fallas normales con rumbo Este-Oeste aproximados y dominantes, que a veces buzcan hacia la cuenca, pero más frecuentemente presentan inclinación y desplazamiento hacia el Sur.

2.1.2. Áreas Productoras de la Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental se caracteriza por condiciones variables de entrapamiento y calidad de crudo. La producción proviene de arenas que varían en edad desde el Mioceno hasta el Cretáceo. Las principales trampas están controladas por combinación de factores estructurales y estratigráficos. Esta cuenca presenta 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 Mayor de Quiriquire y Área de Pedernales.

2.1.3. Estructura del Área Mayor de Oficina

Entre las zonas mejor conocida de la Cuenca Oriental de Venezuela se encuentra el Área Mayor de Oficina ubicada en el flanco Sur de la Cuenca, específicamente en la región central de los Estados Anzoátegui y Monagas. Llega en el Norte hasta el área 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 Guárico, incluye un gran número depozos petrolíferos desarrollados alrededor del campo Oficina. Se presenta en un Homoclinal de suave buzamiento regional de 2° hacia el Norte que aumenta gradualmente hacia el eje de la cuenca. Las fallas normales principales del sistema Este-Oeste se inclinan hacia el Norte, pero más frecuentemente hacia el Sur, con un desplazamiento desde 25° hasta la falla Guara-Leona. Algunas fallas de este sistema se encuentran bifurcadas, ramificadas o unidas a otras fallas convergentes, el buzamiento ha sido estimado en 45° a 60° como promedio. Los cierres asociados se presentan como semianticlinales mas o menos alargados contra las fallas principales o limitadas por fallas transversales. Las fallas normales secundarias, transversales, buzanan al Oeste y otras veces al Este con inclinación de hasta 70°. Las fallas constituyen generalmente el límite Sur de los yacimientos, que por lo general se encuentran en el bloque Norte levantado, formando las trampas mayores de la cuenca Guárico, Anzoátegui y Monagas. Las fallas más importantes de la Cuenca Oriental son el sistema principal de Tucupita, Pilón, Jobo, Temblador y las fallas más importantes: Anaco (corrimiento de Anaco), Soto-Zapatos, Mata-Onado, Zorro-Aguasay, Zorro-Acema, Zumo-mata, Elotes-Caico Seco, con buzamiento preferencial Sur; Guara-Leona y Merey-Oritupano con

buzamiento Norte. Dentro de este modelo dejan de presentarse situaciones distintas, como la falla Leona con la falla Merey-Oritupano, ambas de inclinación Nort

2.1.4. Estratigrafía del Área Mayor de Oficina

La Estratigrafía de área en estudio, correspondiente al Área Mayor de Oficina está representada por sedimentos que van desde el basamento Cristalino de edad Precámbrica hasta el cuaternario, los sedimentos más antiguos corresponden a la Formación Hato Viejo del Paleozoico Inferior, donde Hato Viejo se encuentra discordante con el basamento, siguiendo en orden estratigráfico ascendente se encuentra el grupo temblador perteneciente al Cretáceo Superior y constituido por las formaciones Canoa y Tigre, encontrándose discordante en su parte basal con la formación Carrizal y en la parte superior con la formación Merecure perteneciente al Oligoceno y luego pasa en contacto transicional a la Formación Oficina pertenecientes al Mioceno Medio y de aquí en adelante continúan los contactos transicionales en las formaciones Freites del Mioceno Superior, Las Piedras del Plioceno y Mesa del Pleistoceno donde estas dos últimas constituyen el relleno gradual del área.

El basamento (Precámbrico) constituido por rocas ígneas y metamórficas intensamente plegadas y erosionadas, generalmente se encuentran en contacto con formaciones Paleozoicas o Cretáceas, y menos comúnmente con formaciones terciarias. En el Área Mayor de Oficina el basamento está constituido por una gran variedad de rocas cristalinas entre las cuales pueden citarse granito gnésico, diorita cuarsífera gnésica, esquisto cuarcífero y filita.

2.1.4.1. Formación Hato Viejo (Paleozoico: Devónico)

Se presenta en el subsuelo de Guárico y en la parte Sur-Occidental de Anzoátegui, ocupando depresiones aisladas en el basamento cristalino. Consiste esencialmente en areniscas de grano fino a grueso, redondeados y muy bien cementados, en parte micácea, pirita y ligeramente calcárea. El color varía desde gris rosado a gris oscuro. Los clásticos son de origen continental y su espesor es variable, contando con 110 pies en la sección tipo. La unidad descansa discordantemente sobre el basamento y yace en forma concordante por debajo de la Formación Carrizal. Hasta el presente no se le han encontrado fósiles, su edad Paleozoico Medio, le ha sido asignada por su posición relativa con respecto a la Formación Carrizal. La unidad se considera equivalente parcial de la formación Cerrajón, presente en el Arco del Baúl.

2.1.4.2. Formación Carrizal (Paleozoico: Devónico Superior a Carbonífero Inferior).

Su extensión geográfica es similar a la de Hato viejo y litológicamente consta de arcilla gris verdosa, marrón o roja maciza, parcialmente glauconita y no calcárea.

Ocasionalmente contiene limonitas, areniscas y conglomerados hacia la base. Se han encontrado escamas, dientes y huesos de peces, así como algunos foraminíferos arenáceos mal conservado y un braquiópodo linguloide dudoso. La presencia de glauconita indica origen marino, al menos para una parte de la formación. El contacto con las unidades cretáceas suprayacentes es discordante por lo cual su espesor es muy variable y se estima que puede alcanzar más de 2000 pies.

2.1.4.3. Grupo Temblador (Cretáceo)

El Grupo Temblador aparece en el subsuelo de la parte meridional de Guárico, Anzoátegui y Monagas. Su espesor es mayor hacia el norte y disminuye hacia el Sur, desapareciendo en esa dirección, en la parte meridional del flanco sur de la Cuenca. Este Grupo está constituido por las Formaciones Canoa, Unidad Inferior y Tigre, las cuales son equivalentes al grupo Guayuta.

2.1.4.4. Formación Canoa (Cretáceo: Aptiense-Albiense)

Esta formación consiste de areniscas de grano grueso arcósicas, de color blanco y limolitas y arcillitas moteadas de verde y rojo que contienen restos de plantas. La secuencia de origen continental y su espesor máximo alcanza unos 1200 pies, el contacto inferior es discordante sobre la Formación Carrizal o Hato Viejo. El contacto con la Formación Tigre, suprayacente es de tipo transicional. Como fósiles se conocen sólo restos de plantas. Su edad es considerada posiblemente pre-Turonense, y se considera equivalente a las formaciones El Cantil y Chimana del Grupo Sucre, que afloran con la Serranía del Inferior y en el flanco norte de la Cuenca Oriental de Venezuela.

2.1.4.4.5. Formación Tigre Cretáceo Cenomaniense-Campaniense

Consiste de areniscas masivas, glauconíticas de grano fino y de color verde a gris; limolitas, lutitas carbonáceas, fosfáticas, capas delgadas de calizas y dolomitas. Su espesor varía desde los 600m hasta desaparecer hacia el escudo Guayana; generalmente suprayace en forma discordante a las areniscas de la formación La Pica al Oeste y a las areniscas de la formación Merecure y Oficina al Este.

2.1.4.6. Formación Merecure (Terciario: Oligoceno-Mioceno Inferior).

Se caracteriza por la abundancia de areniscas de grano fino a grueso dispuesto en capas masivas, muy lenticulares y mal estratificadas con intercalaciones de lutitas y limolitas. La sedimentación de la Formación Merecure ocurrió en aguas dulces a salobres. El ambiente es típico de clásticos basales transgresivos depositados por corrientes fluviales entrelazadas y, en posición más distal, por condiciones deltaicas. Las areniscas se orientan preferencialmente en sentido Sur-Norte.

2.1.4.7. Formación oficina (Terciario: Mioceno Inferior a Medio)

Se presenta en el subsuelo de todo el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela. Consiste en lutitas y arenas alternantes pertenecientes al Mioceno Medio. Las arenas desaparecen con el progresivo desarrollo de las lutitas hacia el eje pero se multiplican alrededor de la periferia de la cuenca. En la secuencia se intercalan lignitos de amplia extensión, los cuales constituyen un factor litológico característico de estas formaciones. Suprayace concordantemente a la formación Merecure y el contacto superior con la formación Freitas es también concordante, esta formación se hace espesa y menos arenosa por lo general hacia el Norte, en las Áreas Mayores de Oficina y Anaco. Debido a que el escudo de Guayana ubicado al Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela es probablemente la fuente de arenisca de la formación Oficina, es de esperarse una secuencia de ambiente desde fluvial, al Sur, pasando por deltáico o marino somero, a marino abierto en plataforma externa, al Norte.

2.1.4.8. Formación Freitas (terciario: Mioceno medio)

Se presenta en el flanco Sur de la Cuenca y consiste esencialmente de lutitas marinas de gran espesor con intercalaciones de arena en el tope y la base. En su porción inferior el ambiente de sedimentación predominante es el marino somero,

pasando a ambientes de aguas algo más profundas en la parte media. La parte superior corresponde de nuevo a ambientes de aguas someras. Esta Formación tiene una gran importancia económica puesto que las lutitas constituyen el sello principal de los reservorios petrolíferos de la Formación Oficina en el área mayor de Oficina, y además, contienen en la parte inferior, arenas productoras de hidrocarburos en algunos campos ubicados en la parte media y Sur de esa área.

2.1.4.9. Formación Las Piedras (Terciario: Mioceno Superior-Plioceno)

Aflora en la mayor parte de los estados Anzoátegui y Monagas, encontrándose también en el subsuelo de la Cuenca Oriental de Venezuela. Consiste principalmente de areniscas, limolitas, lutitas, arcillas y lignitos. Son frecuentes las discordancias intraformacionales de extensión local, su espesor máximo ha sido calculado en unos 5000 pies. En la mayor parte de la cuenca es concordante sobre las formaciones Freites o la Pica; hasta el flanco Norte, sin embargo suprayacen discordantemente sobre formaciones más antiguas, Terciarias o Cretáceas. El contacto superior de la Formación Mesa es aparentemente concordante y transicional. La unidad es fosilífera en el área mayor de oficina y al Norte de Monagas y los géneros de moluscos sugieren un ambiente deposicional de tipo fluvial

2.1.4.10. Formación Mesa (Plioceno-Pleistoceno)

Constituyen las mesas de cimas planas que caracterizan el relieve de la Cuenca Oriental de Venezuela, tales como la mesa de Guanipa y la de Tonoro en Monagas, la formación se extiende por los llanos orientales de Monagas y Anzoátegui, parte de Sucre y parte de Guárico. Consiste de estratos horizontales y subhorizontales, compuestos de areniscas y conglomerados ferruginosos poco coherentes, de color predominantemente rojizo y amarillento. Es muy común encontrar en la parte

superior de la mesa y en la colina de baja altura de la Formación, casquetes de arenas o gravas ferruginosas.

La unidad descansa en forma concordante y transicional sobre la formación Las Piedras. Como fósiles presenta trozos de madera salicificada y su edad es Pleistoceno. En la figura 1.5 se puede apreciar la columna estratigráfica y cada una de las formaciones que atraviesa el Área Mayor de Oficina y que fueron descritas anteriormente.

2.2. Campo Acema Casma

El campo Acema Casma se ubica geográficamente a unos 20 Km al Este del Campo Aguasay, y abarca una extensión de aproximadamente 35.952 acres. Geológicamente el campo se encuentra enmarcado dentro de la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en la Cuenca de Maturín, y forma parte de la Formación Oficina. El campo inicio operaciones el 21 de junio del año 1972 con la perforación y completación del pozo 33-AC-1 y en el mismo se han perforado un total de 157 pozos. El campo se caracteriza por presentar crudos con gravedades que varían entre 13 y 45 °API, con un total de 73 yacimientos en la Formación Oficina.

CAPÍTULO III. DESCRIPCIÓN DE HERRAMIENTAS

3.1. Centinela

CENTINELA es un producto enclavado en el negocio medular de la industria petrolera, que: soporta la actividad operacional de crudo y gas, mediante el procesamiento y utilización de los datos que genera las operaciones de producción y sirve de apoyo para facilitar información contable, operacional y de las instalaciones, de manera oportuna y en línea, asegurando flexibilidad de respuesta a los objetivos de producción e inyección; control, seguimiento y análisis de las operaciones de producción actuales y futuras; utilizando para ello tecnología de avanzada en el área de informática. La Figura 3.1 muestra la vista inicial de la herramienta.



Figura N° 3.1. Ventana Principal de Centinela

3.1.1 Beneficios

- Garantiza la calidad del dato, mediante el uso de modelos matemáticos de validación, lo cual incrementa la credibilidad del usuario.
- Permite el seguimiento continuo a los parámetros operacionales de las instalaciones, y al comportamiento de producción de cada pozo y de los proyectos de recuperación secundaria.
- Provee consultas gerenciales a través de páginas Web (Intranet).
- Dispone de mecanismos de seguridad para su acceso, de una forma integrada a nivel de cada componente del producto.
- Permite la incorporación de nuevas aplicaciones, y se integra fácilmente con otros productos.

3.1.2. Aplicaciones de Centinela

3.1.2.1. Aplicación Gas

Permite realizar el seguimiento y control de las operaciones de recolección, procesamiento y compresión/distribución de gas y LGN. Adicionalmente facilita la obtención de data relacionada con los volúmenes objetivos y reales de inyección de gas, en aquellos proyectos de recuperación secundaria, incluyendo pruebas de inyectividad a nivel del pozo. También realiza los balances operacionales y contables de dichos fluidos.

3.1.2.2. Aplicación Oleo

Facilita la información de los balances volumétricos del crudo y de los productos manejados en los patios de tanques y terminales de embarques, a fin de asegurar la facilidad de respuesta para llevar a cabo el cálculo de la producción

operada diaria, los movimientos internos, los inventarios, las ventas y la merma del crudo y de los productos. También proporciona de manera automática el manejo de la información referente a los embarques/desembarques de hidrocarburos que se llevan a cabo en los terminales.

3.1.2.3. Aplicación Seila

Permite el manejo y control de la información relacionada con los equipos e instalaciones utilizadas para el manejo de crudo y gas. Adicionalmente contribuye a facilitar el seguimiento de los procesos de producción y distribución de hidrocarburos.

3.1.2.4. Aplicación Tabla

En esta aplicación se dispone de la información de uso general del sistema, y es utilizada como insumo para apoyar el registro, ejecución y procesamiento de información.

3.1.2.5. Aplicación Vapor

Mediante esta aplicación se lleva el control, seguimiento y evaluación de los proyectos de inyección alterna de vapor, pozos no estimulados desde su entrada al proyecto, pozos estimulados con vapor, comportamiento de la producción del el pozo después de la inyección, así como también la interfaz gráfica que permite visualizar y seleccionar los pozos candidatos a inyectarle vapor.

3.1.2.6. Aplicación Pozo

Facilita el control y seguimiento diario del comportamiento de producción de los pozos, asegurando flexibilidad de respuestas a los objetivos de producción, inyección, control, seguimiento y análisis de las operaciones actuales y futuras; consolida los resultados contables del resto de las aplicaciones para realizar los balances operacionales y oficiales de crudo y gas.

El objetivo principal es asistir al personal de las Unidades de Explotación de los Grupos de Yacimientos y producción, en el control de la producción de pozos, facilitando la toma de decisiones necesarias para cumplir con los objetivos de producción.

3.2. Oil Field Manager (OFM)

OFM es una poderosa aplicación que desarrolla un eficiente método para relacionar y visualizar datos de producción del yacimiento. Facilita todas las capacidades esperadas de un visualizador de datos de primera línea como un sistema integrado, provee un conjunto de herramientas destinadas a automatizar tareas, compartir y relacionar datos. Esta aplicación permite trabajar una amplia variedad de tipos de datos (datos dependientes del tiempo y de la profundidad, datos estáticos, datos financieros) para identificar tendencias, anomalías y pronosticar producción. En la Figura 3.2 se muestra la pantalla inicial del programa.



Figura N° 3.2. Ventana Principal de la Aplicación

OFM es un paquete con capacidad de almacenamiento de datos, y realizar cálculos al mismo tiempo, que sirve, a través de sus módulos, como apoyo en el seguimiento y administración de campos de petróleo y gas. En el se pueden ver, modificar y analizar datos de producción y de yacimientos desde el nivel mas básico, hasta desarrollos complejo. Los módulos que se usan para ejecutar los análisis en OFM, son los siguientes:

3.2.1. Módulos de OFM

3.2.1.1. Módulos de Análisis Primario

➤ Mapas de Bases

Son mapas donde se definen los datos del proyecto y sirve de conector entre los módulos.

➤ Gráficos

Permite realizar gráficos personalizados de los datos para una o más completaciones.

➤ **Reportes**

Despliega los datos de entrada y calculados en un formato tabular.

3.2.1.2. Módulos de Geología y de Ingeniería Avanzados

➤ **Mapas de Burbuja**

Muestra gran cantidad de datos, lo que ayuda a identificar tendencias, anomalías y/o problemas potenciales en el campo.

➤ **Mapas de Grip**

Genera mapas de contorno, mapas rellenos con colores y representaciones en 3D de datos relacionados con tiempo y profundidad.

➤ **Gráficos Esparcidos**

Permiten comparar a través de gráficos cualquier par de variables a lo largo del tiempo, ayudando a identificar tendencias.

3.2.1.3. Módulos Adicionales

- **Funciones del Sistema (System Functions):** Es un conjunto de funciones programadas previamente y disponibles para construir variables, reportes, etc. Existen funciones del sistema para matemáticas, estadísticas, acceso a la base de datos, manipulación de archivos.

- **Funciones del Usuario (User Function):** Son funciones que el usuario debe programar, usando códigos básicos de programación, la diferencia entre una función del usuario y una variable calculada, es que a pesar que en ambas se obtiene como salida un valor único, en las funciones del usuario las variables pueden adquirir diversos valores en la medida en la que se realizan los cálculos.

- **Análisis de Curva de Declinación:** El presente método se apoya en los cálculos y ecuaciones de declinación de yacimientos, para obtener información sobre pronósticos de producción y reservas dinámicas de los pozos. Para ello se seleccionó la curva de tasa de petróleo (en escala logarítmica) vs tiempo, una de las curvas aceptadas por el “American Petroleum Institute (API)” y las curvas tipos para el cálculo de declinación, y la usada con más frecuencia cuando se trabaja con yacimientos de petróleo negro.

3.2.2. Ejecución del Programa

Para iniciar OFM se hace doble clic sobre el icono que representa al software o en el menú que corresponde a OFM, y se ejecuta. Seguidamente aparecerá la pantalla que permite seleccionar el proyecto con el cual se va a trabajar. En este caso Mediano San Tomé, Figura 3.3.

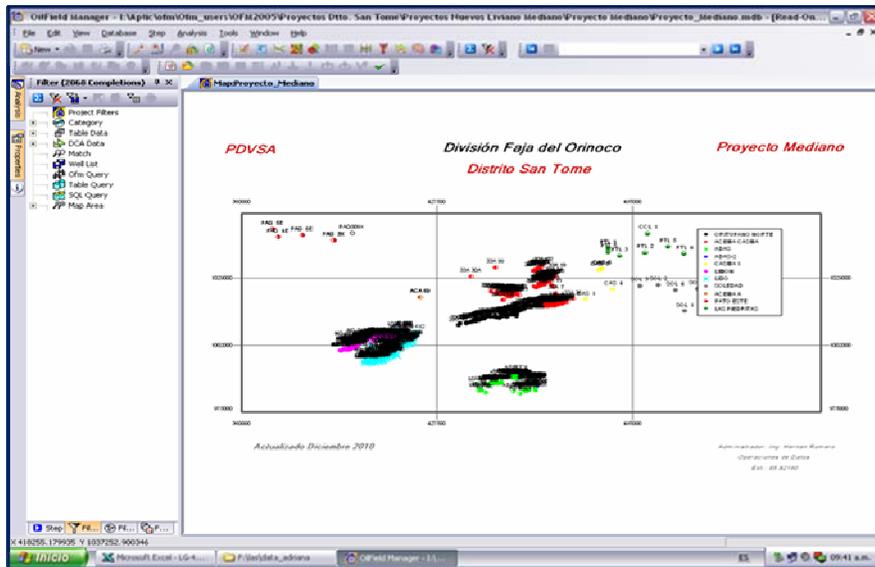


Figura N° 3.3. Mapa del Proyecto Liviano Mediano San Tomé

Ubicando la opción FILE/NEW se pueden crear nuevos proyectos para los cuales se deben cargar los datos correspondientes, y con la opción FILE/OPEN se puede seleccionar el proyecto con el cual se quiere trabajar. Una vez seleccionado el proyecto aparecerá el mapa base, indicando que ya se puede empezar a trabajar en el proyecto.

Luego se realiza un filtro por categoría de yacimientos, con el fin de cargar el proyecto de interés definido por arena y yacimiento; (Figura 3.4)

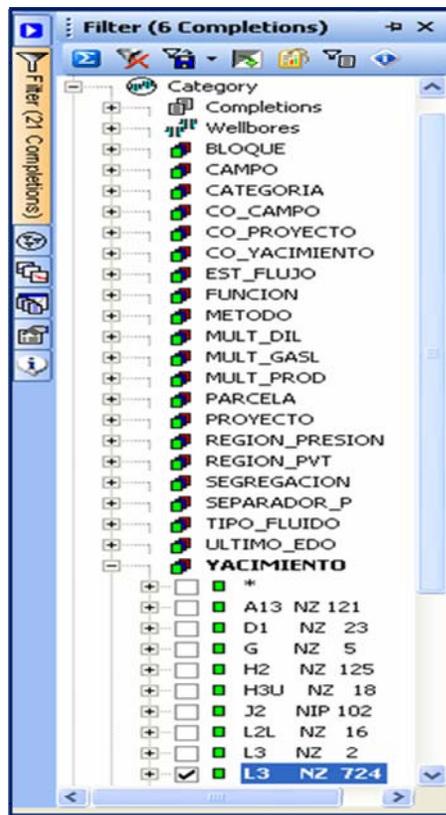


Figura N° 3.4. Selección del Yacimiento

Esta herramienta nos permite obtener reportes de producción mensual para cada pozo y para todo el yacimiento, a través de la función Report, la cual puede ser apreciada en la Figura 3.5.



Figura N° 3.5. Icono de la Opción Report

Por medio de ésta función se pueden obtener reportes de producción como tasa de petróleo agua y gas mensual, producción acumulada de las mismas, relación agua

petróleo y gas petróleo mensual y acumulada, inyección mensual, petrofísicas, corte de agua, relación de líquidos agrupando a un total de 450 variables más que pueden ser reportadas, (Figura 3.6).

	FECHA	Agua Acumulada	Agua Acumulada FINDER	Petróleo Acumulado	Petróleo Acumulado FINDER	Gas Acumulado	Gas Acumulado FINDER
1	31.01/1956	0	0	0	0	0	0
2	29.02/1956	0	0	0	0	0	0
3	31.03/1956	0	0	0	0	0	0
4	30.04/1956	0	0	0	0	0	0
5	31.05/1956	0	0	0	0	0	0
6	30.06/1956	0	0	0	0	0	0
7	31.07/1956	0	0	0	0	0	0
8	31.08/1956	0	0	0	0	0	0
9	30.09/1956	0	0	0	0	0	0
10	31.10/1956	0	0	0	0	0	0
11	30.11/1956	0	0	0	0	0	0
12	31.12/1956	54	54	17	16519	34496	344
13	31.01/1957	86	86	37	37237	47546	475
14	28.02/1957	101	101	54	54360	91926	919
15	31.03/1957	265	265	76	76362	173123	1731
16	30.04/1957	862	862	98	98213	198150	1981
17	31.05/1957	900	900	111	110738	216492	2164
18	30.06/1957	941	941	124	124236	237071	2370
19	31.07/1957	1006	1006	137	137302	268737	2687
20	31.08/1957	1071	1071	154	153718	284447	2844
21	30.09/1957	1102	1102	170	169508	313874	3138
22	31.10/1957	1134	1134	186	186636	341508	3415
23	30.11/1957	1151	1151	203	203205	368942	3689
24	31.12/1957	1178	1178	217	217038	396523	3965
25	31.01/1958	1189	1189	229	228957	416931	4169

Figura N° 3.6. Reportes de Producción

Una de las funciones fundamentales de esta herramienta es la creación de las curvas de producción de cada pozo y yacimiento, esto permitirá observar y analizar de manera rápida el comportamiento de la producción del yacimiento, identificando de esta manera las posibles irrupciones de los frentes de agua y/o gas en proyectos de desplazamiento de hidrocarburos o las posibles conificaciones de mantos de acuíferos y capas de gas, a través de aumentos abruptos en las gráficas de historia de producción. Presione el icono Plot, (Figura 3.7).



Figura N° 3.7. Icono de Opción Plot

Inmediatamente se despliega la ventana donde se debe seleccionar el número de gráficas y variables a graficar, (Figura 3.8.)

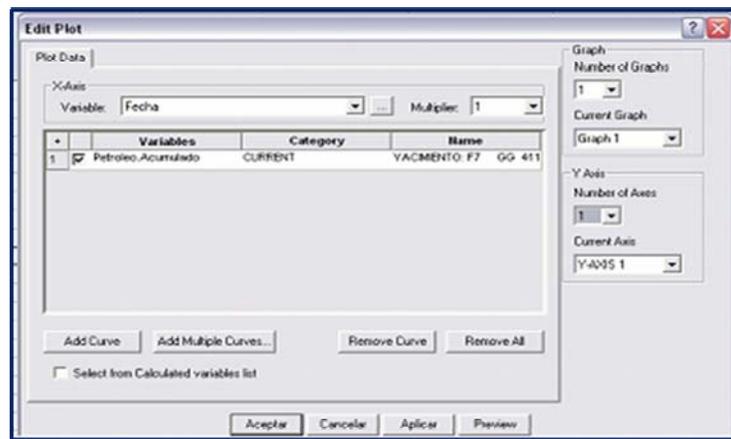


Figura N° 3.8. Ventana para Generar las Gráficas

Las gráficas de producción de agua, petróleo y gas acumulado para el yacimiento, pueden ser observadas en Figura 3.9.

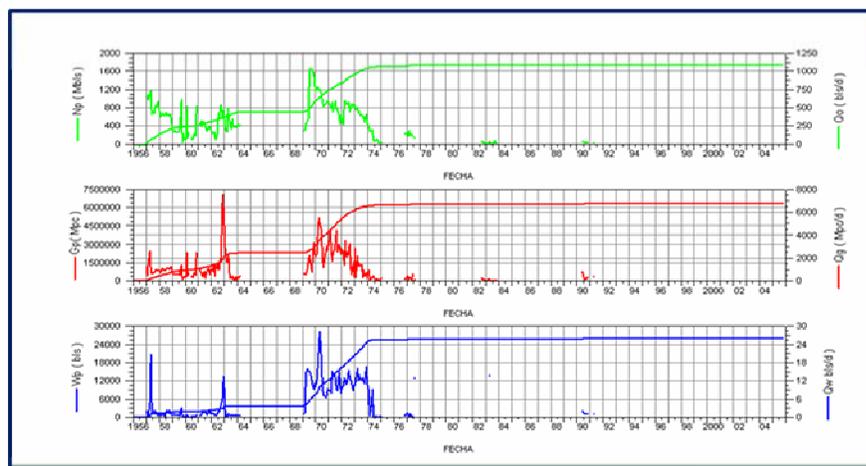


Figura N° 3.9. Gráficos del Comportamiento de Presión

Con OFM se puede realizar la predicción de producción y cálculos de reservas, a través de análisis de curvas de declinación.

Esta aplicación permite estimar el comportamiento de la producción a futuro, según la historia de producción del pozo y del yacimiento. Esto se logra haciendo clic en la ventana Forecast, este icono se puede apreciar en la Figura 3.10.



Figura N° 3.10. Icono de la opción Forecast

Se despliega el gráfico que se observa en la Figura 3.11, donde se aprecia el comportamiento de declinación del yacimiento o pozo, según sea la selección. En la leyenda se reflejan los volúmenes de hidrocarburos que pudieran ser drenados del yacimiento a las condiciones que se ajusten los cálculos además del tiempo y ritmo de producción.

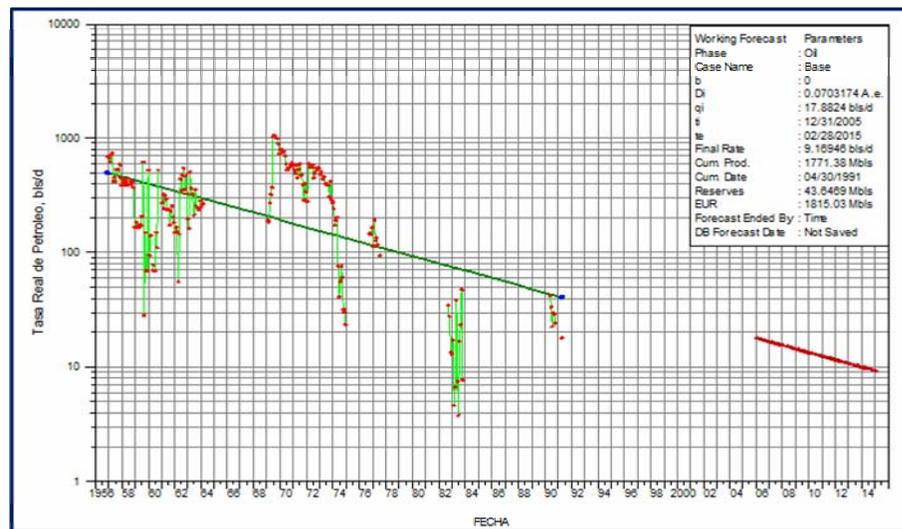


Figura N° 3.11. Gráficos del Comportamiento de Producción

3.4 PETREL

El programa Petrel ofrece una gama completa de herramientas para el geólogo que incluye la representación de marcadores, la correlación entre pozos, las aplicaciones de mapeo y graficación 2D Y 3D, además del modelo geocelular 3D. Las capacidades geológicas del programa Petrel, fácilmente unificadas con las herramientas de geofísica e ingeniería de yacimientos, posibilitan una descripción estática precisa.



Figura N° 3.12. Ventana Principal de Petrel

3.4.1. Herramientas de Petrel

3.4.1.1. Petrel Core

El modulo core es el punto de entrada al programa Petrel y es necesario para correr los diversos módulos geológicos y geofísicos. El sistema incluye herramientas de visualización 2D y 3D, aplicaciones de mapeo y graficación, construcción de grillas 3D, el módulo Workflow Editor, cálculos de registros de pozos, construcción de sismogramas sintéticos y generación de estéreo imágenes.

3.4.1.2 Modulo Workflow Editor

Como parte integrante de la secuencia de tareas que abarcan desde la sísmica hasta la simulación de yacimientos, el módulo Workflow Editor le ayuda a captar las relaciones entre los datos y sus parámetros. Esto le permite actualizar rápidamente los modelos a medida que llegan datos nuevos, crear múltiples realizaciones de modelos para evaluar el impacto sobre el aspecto volumétrico o calcular el costo de una estrategia de emplazamiento de pozos. En resumen, el editor ayuda a reducir el tiempo de ciclo del proyecto y a maximizar su productividad.

3.4.1.3. Construcción de la Grilla 3D

La generación de un modelo estructural con Petrel es un proceso iterativo. Las fallas y horizontes se interpretan y crean en un dominio tridimensional, lo que se traduce en intersecciones de fallas precisas y volúmenes de celdas exactos, y posibilita el modelo de fallas inversas. Cuando llegan datos nuevos, a menudo aparecen inconsistencias en el marco estructural. Mediante el empleo del módulo Workflow Editor, la actualización de los modelos estructurales y la reiteración de los cálculos entre distintas superficies es solo cuestión de minutos.

3.4.1.4. Correlación entre Pozos

El programa Petrel ofrece la funcionalidad de correlación entre pozos en una ventana 3D o en los tradicionales despliegues 2D. Se crean plantillas formateadas para los datos de pozos individuales, las que se aplican en forma global, agregando espacios para las fallas o las secciones repetidas y paneles divididos para la interpretación de pozos horizontales. Se puede adicionar al despliegue datos sintéticos, registros de imágenes y diagramas de flechas que representan echados o azimuts para maximizar su interpretación. Los despliegues pueden efectuarse con cualquier índice de profundidad, mientras que el picado de marcadores y la correlación de horizontes a través de pozos múltiples se logran mediante el picado de la traza del pozo en ventanas 2D o 3D.

3.4.1.5. Mapeo y Graficación

Utilizando algoritmos de construcción de grillas y de creación de curvas de contorno, desarrollados para el programa de mapeo y modelado de superficie CPS-3TM y comprobados con dicho programa, la creación de mapas estructurales, mapas isócronos (perfiles de tiempo), mapas isopaquicos o mapas de espesor neto de arena, constituyen una tarea simple.

3.4.1.6. Clasificación y Estimación.

Las Redes Neuronales emergieron como tecnología comprobada para encarar los problemas de estimación de datos y modelado directo. El módulo Classification and Estimation provee una alternativa ideal en términos de geoestadística cuando las operaciones de co-kriging NT o con simulación con una fuente de datos secundaria unitaria son demasiado restrictivas. El módulo Classification and Estimation es una opción adicional ofrecida por el programa Petrel en materia de modelado en objetos y estimación de propiedades geoestadísticas, e introduce nuevas secuencias de tareas para la evaluación de registros, el mapeo de propiedades y la clasificación sísmica.

3.4.1.7. Análisis de Fallas

Para diseñar un plan de desarrollo de campo adecuado, una vez completada la descripción estática del yacimiento, el equipo a cargo de los activos de su compañía necesita saber si las fallas actúan como sellos o si están abiertas al flujo. El módulo Fault Analysis le permite calcular las propiedades de flujo de fluidos y el potencial de sellado de todas las fallas del yacimiento, y constituye el siguiente paso de secuencia de tareas lógicas, previo a la simulación de yacimientos.

3.4.2. Ejecución para Iniciar el Programa Petrel

El programa Petrel se ejecuta por medio de licencias generadas por la empresa Schlumberger, las cuales el portal de inicio a las aplicaciones, dando click en la ventana de licencia, podemos seleccionar los módulos a utilizar según las prioridades de activación de la licencia introducida.

3.4.3. Interface de Usuario Petrel

La interfaz del usuario de Petrel consta de tres ventanas principales:

- Ventana Desplegada: en la que se muestran los objetos. Los objetos pueden ser de diferente tipos. Pueden abrirse cualquier número de ventanas al mismo tiempo.
- Primera ventana del explorador de Petrel: contiene todos los datos. Tanto los datos importados desde el tab de entrada, el modelo creado desde el tab “modelos”. El tab de “plantillas” (Templates Tab) contiene plantillas

predefinidas, mientras que el tab de resultados (Result Tab) es un filtro para los resultados de Simulación y Volumetricos.

- Segunda ventana del explorador de petrel: contiene el tab de “Diagramas del Proceso” (por ello es que normalmente se le nombra como “Ventana del Diagrama del Proceso”). Contiene una lista de los procesos disponibles en Petrel en el orden en el que deben ser ejecutados. También se ubica aquí, un tab de Flujo de Trabajo y un tab de Almacenamientos de Windows.
- Barra de herramientas: herramientas generales referidas a la importación y visualización.
- Barra de menú: menú familiares de Windows, tales como “Archivo>Abrir, Editar>Copiar, Editar>Guardar, Ayuda>Manual.
- Barra de funciones: herramientas referidas al proceso activo en el Proceso del Diagrama.
- Información del Objeto: cuando se haga un click sobre un objeto en la Ventana de Muestra, aparecerá la información de dicho objeto en la esquina inferior derecha.
- Barra de estado: muestra el estado de la última acción realizada.

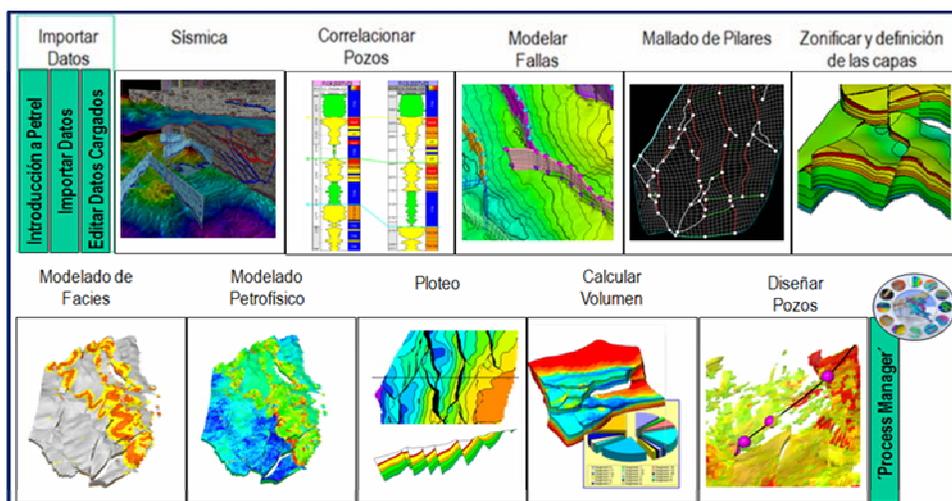


Figura N° 3.13. Funciones del Programa Petrel

Todos los datos del modelo se guardan para un archivo proyecto con la extensión < proyecto_nombre>.pet. Este archivo contiene links con todo los objetos relacionados en un proyecto guardado. Un directorio asociado al proyecto <proyecto_nombre>datos contienen todo los datos de archivos del objeto. Tanto el archivo pet como la carpeta dat, son necesarios para abrir y usar un proyecto Petrel.

3.4.4. Guardado Automático (Automatic Save)

Por defecto, Petrel lo invita a guardar el proyecto en un determinado intervalo de tiempo seleccionado (default=15 minutes), si no desea que el programa esto, vaya al menú Archivo, seleccione “Guarda Auctomatica” (Automatic Save) y elija “Guardar Proyecto Automáticamente” (SaveProject Automatically) y “Guardar Silenciosamente” (Save Silently), Advertencia: el guardado automático debe ser usado con precaución, ya que al usarlo se sobrescribirá el proyecto actual guardado. Con esta opción, no se puede volver a la versión original si es que se ha cometido algunos errores. También, cuando se trabaja con proyectos extensos, guárdalos a intervalos automáticos puede tomar un tiempo más prolongado.

3.4.5. Archivos de Respaldo (Back-up files (*.back))

Ocasionalmente, Petrel creara automáticamente copias de respaldos de los archivos. Pet, generalmente en respuesta a un problema detectado en Petrel. Si el proyecto principal esta OK, estos archivos pueden ser eliminados para liberar espacio del disco. Seleccionar Archivo>Limpiar Directorio del proyecto (Clean Project Directory). De cualquier manera, si el proyecto se ha corrompido, este se puede recuperar si un archivo .back está disponible, a través de los siguientes pasos:

- Quitar el archivo. pet original.
- Renombrar el archivo .bak, quitando la extensión .bak.
- Abrir el proyecto con el archivo de respaldo, renombrado.

3.4.6. Pasos para la Generación del Mallado

3.4.6.1. Creación del Proyecto

Se genera mediante la ventana Nuevo Proyecto “New Project”, Figura 3.14, en el cual se define el sistema métrico, la orientación por rotación (rumbo, y azimut).

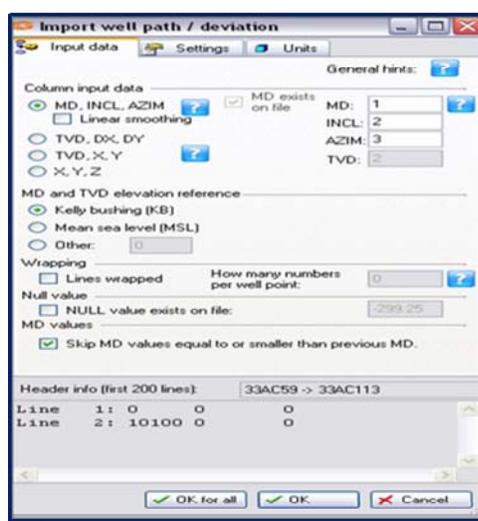


Figura N° 3.14. Ventana para Iniciar a crear un Pozo.

3.4.6.2. Carga de Datos

A través de esta se insertan la información básica de los pozos (coordenada, nombre, símbolo, profundidad final y elevación de la mesa rotaria “Kb”), por medio de la ventana pozo nuevo “New Well”, Figura 3.15.

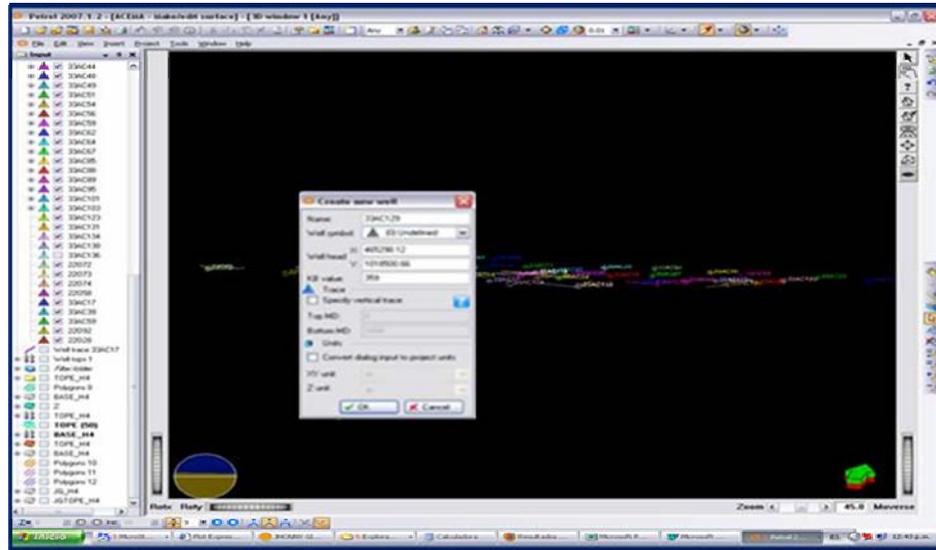


Figura N° 3.15. Carga de Datos

3.4.6.3. Ploteo de Trayectoria de los Pozos

Proceso en el cual se carga las desviaciones (survey), la data numérica del registro (archivo las), topes de arena medido (Archivo Prn), a través de la función por selección (función importo n selection), Figura 3.16; con el cual el software automáticamente delinea las trayectoria de los pozos (tipo S, J, Horizontales), y la proyección de distancia entre cada uno de ellos. En la Figura 3.17 se observa los pozos de la arena H4 con su respectiva trayectoria.

3.4.6.4. Carga de Horizontes

A través de la data recolectada y cargada se generan los intervalos de la arena (tope y base), que queremos representar, mediante un formato prn donde se identifica el nombre del horizonte y la profundidad medida para cada pozo, Figura 3.18. Dichos horizontes son validados mediante una correlación a través de las curvas generadas por los archivos las (Gamma Ray, Sp, Resistividad, Conductividad).

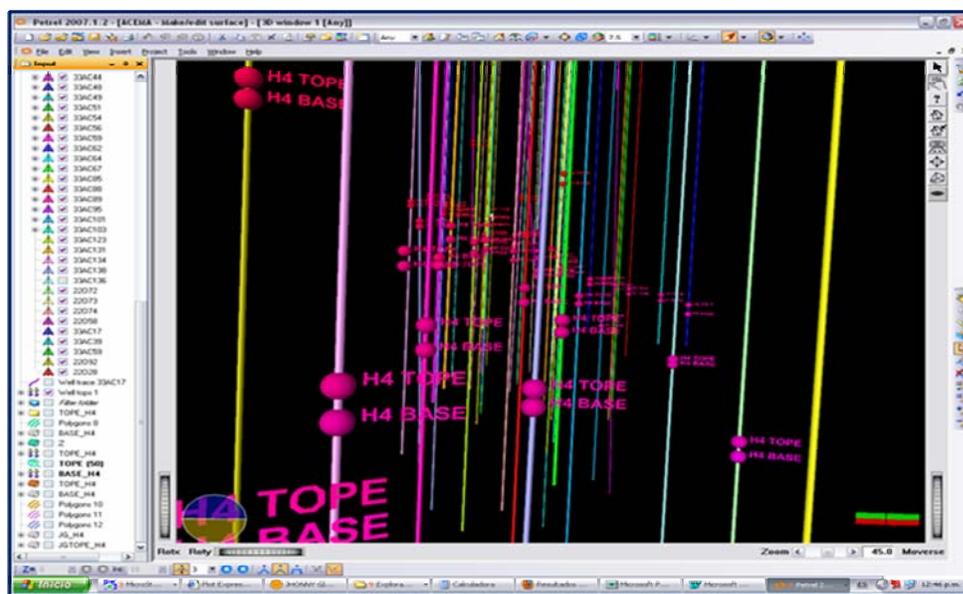


Figura N° 3.18. Carga de Topes y Base

3.4.6.5. Creación de Superficie

Proceso en el cual se genera interpolaciones entre un horizonte determinado (Tope y/o Base), con respecto a las pozos, Figura 3.19. Mediante la generación de polígonos que limiten la superficie a crear, los cuales al asignarle valores de interpolación, calculan o realizan una interpretación según el método (Kriging, logarítmico, de conversión, aritmético, entre otros). Proyectando de esta manera una superficie con valores computado, Figura 3.20.

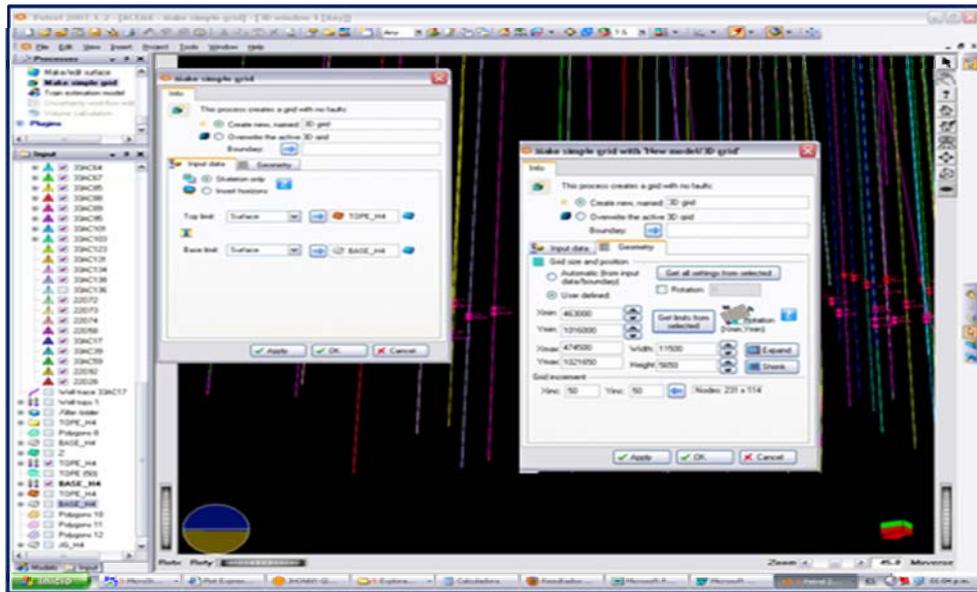


Figura N° 3.19. Inicio para la Interpolación

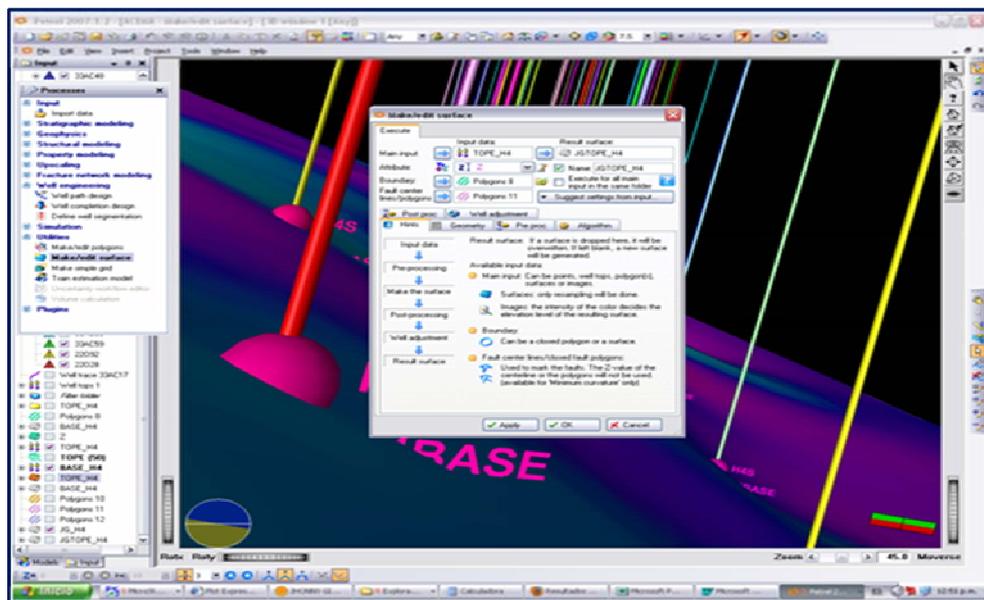


Figura N° 3.20. Creación de la Superficie

3.4.6.6. Digitalización del Modelo Estructural

Durante esta etapa se importa la data de la estructura del yacimiento, o de las anomalías estructurales (Fallas), mediante información sísmica y planos de falla, con los cuales se generan polígonos de pilares según el salto prominente de cada una de ellas (salto de falla), esta estimación es validada por secciones estructurales donde el software calcula los desplazamientos por anomalía y lo proyectan hacia los horizontes ya creados, Figura 3.21.

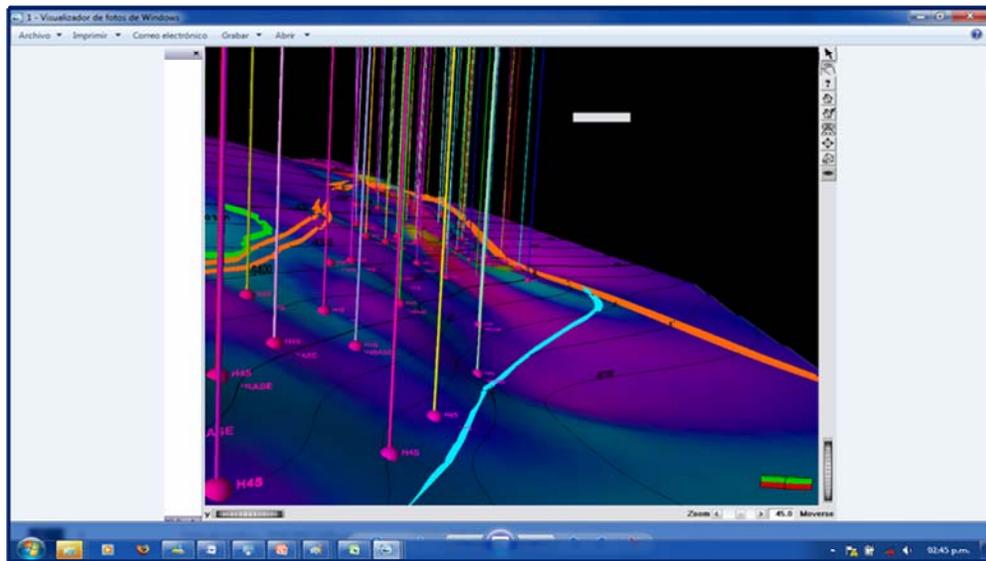


Figura N° 3.21. Introducción de las Anotaciones

3.4.6.7. Mallado

A partir de la generación de la superficie el modelo estructural se migra la data hacia una superficie de pilares que convergen entre si, hasta generar una estructura de modelo matemático, denominado mallado, Figura 3.22, con el cual podemos

convertir un modelo estático en archivos binarios y exportarlos a otros software de simulación como son ECLIPSE, Strenline y Stars.

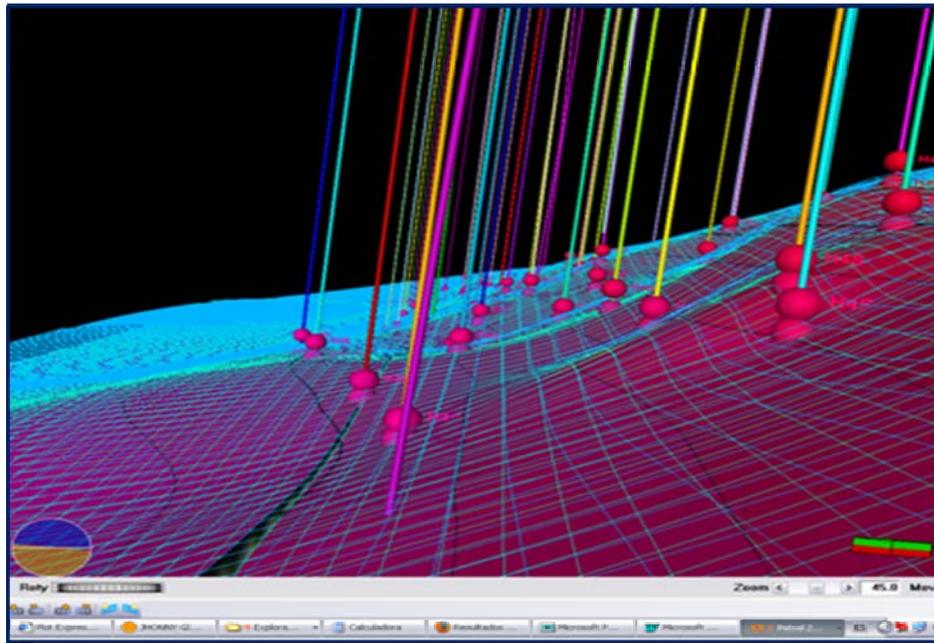


Figura N° 3.22. Generación del Mallado

3.5. SPIYAC

El sistema Spiyac es un conjunto de programas necesario para la ingeniería de yacimiento, fue elaborado en la gerencia de ingeniería de producción desde el año 1980. Este sistema está compuesto por un total de 10 módulos o programas; entre los usos que tiene esta herramienta se tienen: validación y consistencia de datos PVT, generación de PVT sintético, ajuste de curvas de permeabilidades relativas y presiones capilares, predicción de recobro por mecanismos naturales o recuperación secundarias entre otras aplicaciones (Figura 3.23).



Figura N° 3.23. Ventana Principal de la Aplicación Spiyac

En ésta aplicación se encuentra la opción RAPERME, la cual se utiliza para generar los valores de permeabilidad relativas al agua, gas y petróleo con los cambios de saturación de los fluidos dentro de los yacimientos mediante el uso de las correlaciones de TOTAL. Los datos requeridos son la saturación inicial de agua, la permeabilidad absoluta del yacimiento, el tamaño de los granos y el número de puntos que se desean calcular (Figura 3.24).

Figura N° 3.24. Ventana de Datos de Entrada para Generar las Curvas de Permeabilidad Relativa

Las salidas de estos programas es en ambiente Windows en hojas de cálculo tipo Excel y permite generar los gráficos mostrados en los análisis de los resultados. En las Figuras 3.25 y 3.26, se pueden observar las curvas de permeabilidad relativas tanto para el sistema gas-petróleo y agua petróleo, respectivamente.

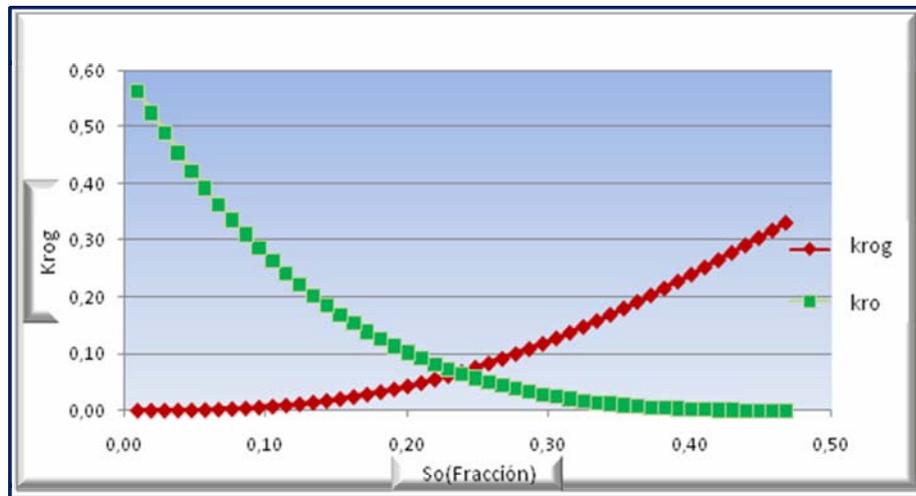


Figura N° 3.25. Curva de Permeabilidad Relativa Gas-Petróleo

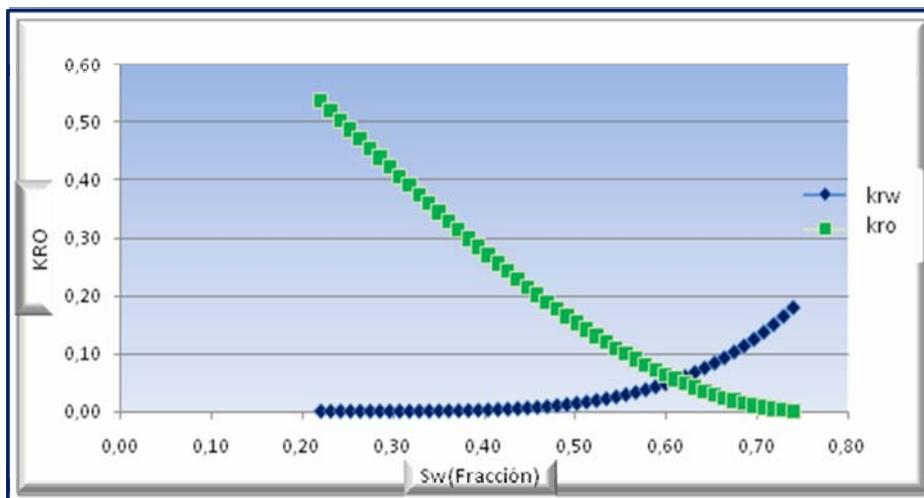


Figura N° 3.26. Curva de Permeabilidad Relativa Sistema Agua-Petróleo.

3.6. MBAL 6.0 (Programa de Balance de Materiales)

MBAL es un programa de balance de materiales diseñado por la empresa Petroleum Experts, Edimburg Scotland. Este software se fundamenta en el principio de conservación de la masa y de la energía y utiliza como base la ecuación general de balance de materiales, tiene como opciones principales:

- Ajuste de historia de producción e inyección.
- Estimación de reservas.
- Estimación de hidrocarburos originales en sitio.
- Predicciones tipo tanque.
- Análisis de declinación.

Mbal es un simulador 0D (cero dimensional) de balance de materiales que permite realizar el balance de fluidos del yacimiento y fluidos producidos, tomando en cuenta las diferentes fuentes de energía del mismo, tales como la intrusión de agua, desplazamiento por gas en solución y por capa de gas, expansión de las rocas y los fluidos. El programa cuenta con tres ambientes o módulos de trabajo a saber:

- Yacimientos de petróleo negro.
- Yacimientos de condensado.
- Yacimientos de gas.

Para ello el sistema no toma en cuenta la geometría del yacimiento, áreas de drenaje, posición y orientación de los pozos. Supone que el volumen poroso es constante para todo el yacimiento, como dato de entrada se tiene la capa original de gas, establece que el acuífero es homogéneo si existe, además toma la temperatura constante para todo el yacimiento y considera que la distribución de presión y saturación de fluidos es uniforme e instantánea.

Cuando se trabaja con el módulo de petróleo negro la aplicación no toma en cuenta los cambios de composición química de los fluidos en el yacimiento a temperatura constante en yacimientos de gran espesor (supone yacimientos no composicionales), además supone el hecho que el gas inyectado al yacimiento permanece en fase gaseosa. La ventana principal de Mbal se puede apreciar en la Figura 3.27.

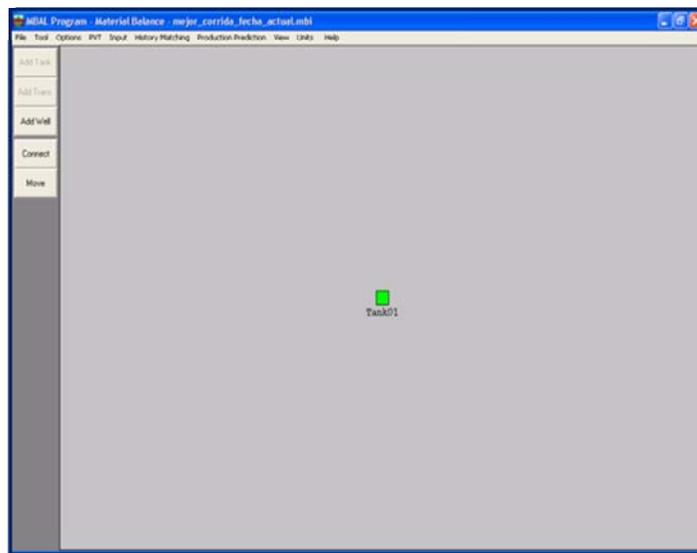


Figura N° 3.27. Ventana Principal de MBAL

3.6.1. Datos de Entrada a la Aplicación

Los datos principales para cargar el modelo comienza con los parámetros del yacimiento como lo son: temperatura de la formación, presión, porosidad, capa inicial de gas, POES, fecha de inicio de la producción, saturación de agua connata, historia de producción, permeabilidades relativas y tipo de fluido del yacimiento).

3.6.1.1. Parámetros del Modelo Tanque (Tank Parameters)

En esta opción se colocan los parámetros del yacimiento (POES, fecha de inicio de la producción, porosidad, saturación de agua connata, presión inicial del yacimiento, compresibilidad del agua de formación, temperatura y tipo de fluido del yacimiento), como se muestra en la Figura 3.28.

The screenshot shows the 'Tank Input Data - Tank Parameters' window. It features a toolbar with 'Done', 'Cancel', 'Help', and 'Import' buttons. Below the toolbar are tabs for 'Tank Parameters', 'Water Influx', 'Rock Properties', 'Pore Volume vs Depth', 'Relative Permeability', and 'Production History'. The 'Tank Parameters' tab is selected, displaying the following fields and values:

- Tank Type: Oil (dropdown)
- Temperature: 229 degrees F
- Initial Pressure: 3477.96 psig
- Porosity: 0.17 fraction
- Connate Water Saturation: 0.23 fraction
- Water Compressibility: Use Corr 1/psi
- Initial Gas Cap: 0.15
- Original Oil In Place: 1.6521e+7 STB
- Start of Production: 26/11/1956 date d/m/y

On the right side, there are four checkboxes: 'Monitor Contacts' (unchecked), 'Has Dry Gas Producers' (checked), 'Use Total Saturations' (checked), and 'Gas Coning' (unchecked). At the bottom, there are navigation buttons: '<< Prior', 'Next >>', and 'Validate'.

Figura N° 3.28. Datos de Entrada del Tanque

3.6.1.2. Influjo de Agua (Water Influx)

En este icono se introducen las propiedades del acuífero (Figura N° 3.29), se debe definir el modelo matemático con el que se desea representar el influjo de agua y el tipo de acuífero, en función a lo anterior cada modelo requiere de ciertos datos en particular los cuales van desde el volumen del acuífero, radio y espesor del

yacimiento, permeabilidad del acuífero y el ángulo de entrada del mismo al yacimiento.

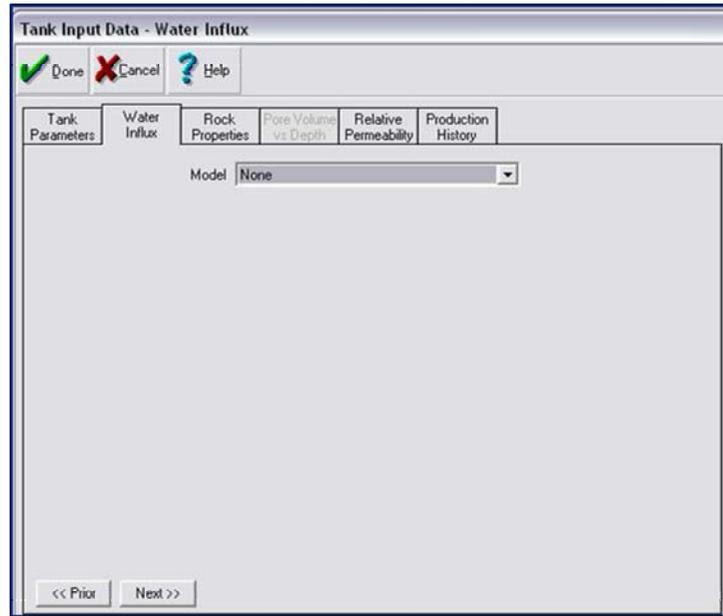


Figura N° 3.29. Ventana Para los Datos del Acuífero

3.6.1.3. Propiedades de las Rocas (Rock Properties)

En esta opción se introduce la compresibilidad de la roca, si se conoce el valor, de lo contrario ésta puede ser estimada directamente por la herramienta por medio de correlaciones internas, las cuales varían en función de la porosidad del yacimiento (Figura 3.30). Para este caso como la porosidad es menor del 30 %, la ecuación utilizada por el programa fue la siguiente:

$$C_f = 2,6E^{-6} + (0,3 - \phi)^{2,415} * 7,8E^{-5}$$

Ec. 3.1

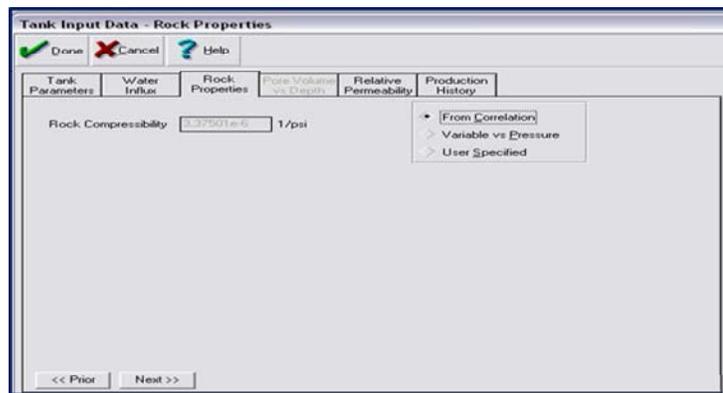


Figura N° 3.30. Ventana para los Datos de las Propiedades de la Roca

3.6.1.4. Permeabilidad Relativa (Relative Permeability)

En ésta opción se introduce las permeabilidades relativas de los fluidos existentes en el yacimiento obtenidas por correlaciones que se ajusten al comportamiento de fluido (Figura 3.31) o pueden ser calcularlas por medio de las correlaciones de Corey que posee relative permeability.

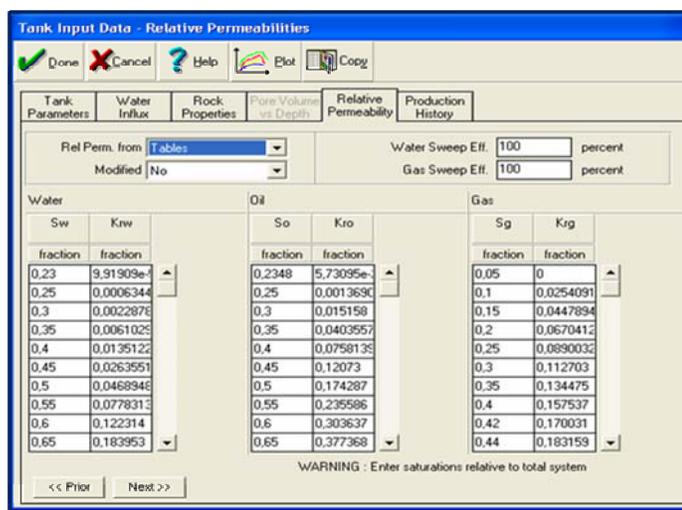


Figura N° 3.31. Ventana para los Datos de las Permeabilidades Relativas

3.6.1.5. Historia de Producción (Production History)

Por último se carga el histórico de producción e inyección previamente validado, con los valores de presión correspondiente a cada fecha introducida, (Figura 3.32).

	Time	Reservoir Pressure	Cum Oil Produced	Cum Gas Produced	Cum Wat. Produced	Cum Gas Injected	Cum Wat. Injected
	date d/m/y	psig	STB	Mscf	STB	Bscf	MMSTB
1	30/11/1956	3503,28	0	0	0		
2	31/12/1956		16519	34496	54		
3	31/01/1957		37237	47546	86		
4	28/02/1957		54360	91926	101		
5	31/03/1957		76352	173123	265		
6	30/04/1957		98213	198150	862		
7	31/05/1957	3370,18	110738	216492	900		
8	30/06/1957		124236	237071	941		
9	31/07/1957		137302	258737	1006		
10	31/08/1957		153718	284447	1071		
11	30/09/1957		169508	313874	1102		
12	31/10/1957	3370,28	185636	341508	1134		
13	30/11/1957		203205	368942	1151		
14	31/12/1957		217038	396523	1178		

Figura N° 3.32. Ventana para los Datos de Producción

3.6.2. Análisis PVT

Se debe cargar los datos del yacimiento, si se dispone de los mismos, para ello previamente se debe determinar la validez y representatividad del análisis PVT, ya que Mbal no válida la prueba, solo se ajusta a la correlación que presente menor desviación a los fluidos de la prueba diferencial, para determinar posteriormente los valores de P_b , RGP, B_o y μ_o a diferentes presiones. (Figura 3.33).

Oil - Black Oil: Data Input

Done Cancel Help Match Table Import Export Calc Match Param.

Input Parameters

Formation GOR: 740 scf/STB
 Oil gravity: 40 API
 Gas gravity: 0.71 sp grav
 Water salinity: 14800 ppm
 Mole percent H2S: 0 percent
 Mole percent CO2: 0 percent
 Mole percent N2: 0 percent

Separator
 Single-Stage

Correlations
 Pb, Rs, Bo
 Petrosky et al
 Oil Viscosity
 Beal et al

Controlled Miscibility
 Use Tables
 Use Matching

Figura N° 3.33. Ventana de Entrada de Datos PVT

En caso de que sea necesario generar el PVT con una correlación diferente a la de la aplicación se deben incluir los datos básicos del yacimiento en la opción Table, esta opción se puede apreciar en la Figura 3.34.

Oil - Flash PVT Table

Done Cancel Help Reset Import Plot

Temperature: 195.868 degrees F
 Bubble Point: 2111 psig

	Pressure psig	Gas Oil Ratio scf/STB	Oil FVF RB/STB	Oil Viscosity cp	Gas FVF RB/mcf	Gas Viscosity cp	Oil Density lb/ft3
1	2651	600	1.3475	0.5549			
2	2500	600	1.351	0.5483			
3	2400	600	1.3533	0.546			
4	2300	600	1.3557	0.5405			
5	2200	600	1.358	0.5351			
6	2111	600	1.3601	0.53			
7	2100	597	1.3581	0.5273			
8	2000	566	1.3401	0.5426			
9	1900	535	1.3221	0.5591			
10	1800	504	1.3042	0.5769			
11	1700	473	1.2864	0.5962			
12	1600	443	1.2687	0.6172			

Figura N° 3.34. Tablas Cargadas del PVT

3.6.3. Ajuste y validación de la data introducida a la herramienta (History Matching)

En esta etapa se presentan varias opciones para verificar la data introducida, permitiendo que el usuario ajuste los parámetros del yacimiento.

3.6.3.1. Método Analítico (Analytical method)

Este método aplica regresión no lineal iterativa de todos los datos del yacimiento introducidos en MBAL, generando una mínima diferencia entre el modelo obtenido y el modelo de producción.

3.6.3.2. Método Gráfico (Graphical method)

Con este método se obtiene el POES dinámico y las propiedades del acuífero. Basándose principalmente en la ecuación $F = N E_t + W_e$ para determinar las variables desconocidas. Los métodos que posee el programa son:

- Havlena y Oded (Intrusión de agua)
- F/E_t vs (W_e/E_t) (Intrusión de agua)
- $(F - W_e)$ vs E_t (yacimientos volumétricos y no volumétricos)
- $(F - W_e)/E_t$ vs F (Campbell, para crudo negro-Cole, condensado)
- $(F - W_e)/(E_o + E_{fw})$ vs $E_g/(E_o + E_{fw})$ (Yacimiento con capa de gas)

3.6.4. Declinación de Producción.

La herramienta Mbal, también permite hacer estudios de declinación al yacimiento, para ello, se debe seleccionar en el icono tool la opción decline curve analysis, como se muestra en la Figura 3.35.

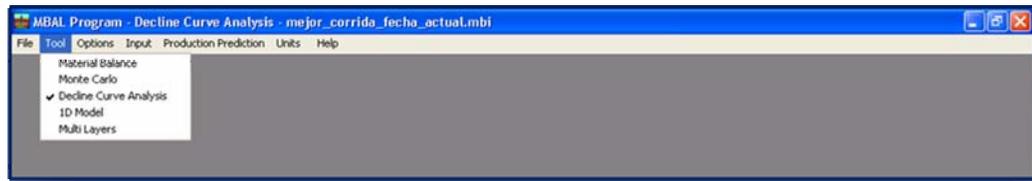


Figura N° 3.35. Selección del Análisis de Curvas de Declinación

En esta sección del programa se debe cargar la tasa de producción de petróleo para el yacimiento, introduciendo la fecha de inicio de la producción y el estimado de la tasa de abandono de esta manera el programa realizará los cálculos necesarios para presentar las curvas de declinación hiperbólica, armónica y exponencial. Tomando como válida aquella que presente menos desviación estándar, mostrando los resultados de la gráfica mediante la opción Match. En la Figura 3.36 se presentan los datos de entrada y la declinación obtenida por el programa.

 A screenshot of the "Production History" dialog box. The title bar says "Production History". The toolbar contains icons for Done, Cancel, Help, Reset, Plot, Match, and Import. The "Well Name" field contains "Well1" and the "Description" field is empty. The "Decline" dropdown is set to "Hyperbolic". The "Production Start" field contains "01/02/1961" with the unit "date d/m/y". The "Exponent" field contains "0". The "Abandonment Rate" field contains "200" with the unit "STB/d". Below these are two tables: "Decline Rates" and "Production History [optional]".

Decline Rates			Production History [optional]	
	Time	Initial Rate	Time	Oil Rate
	date d/m/y	STB/d	date d/m/y	STB/d
1	01/02/1961		1	
2			2	
3			3	
4			4	
5			5	
6			6	
7			7	
8			8	
9			9	
10			10	
11			11	
12			12	

Figura N° 3.36. Datos de Entrada para el Análisis de Declinación con MBAL.

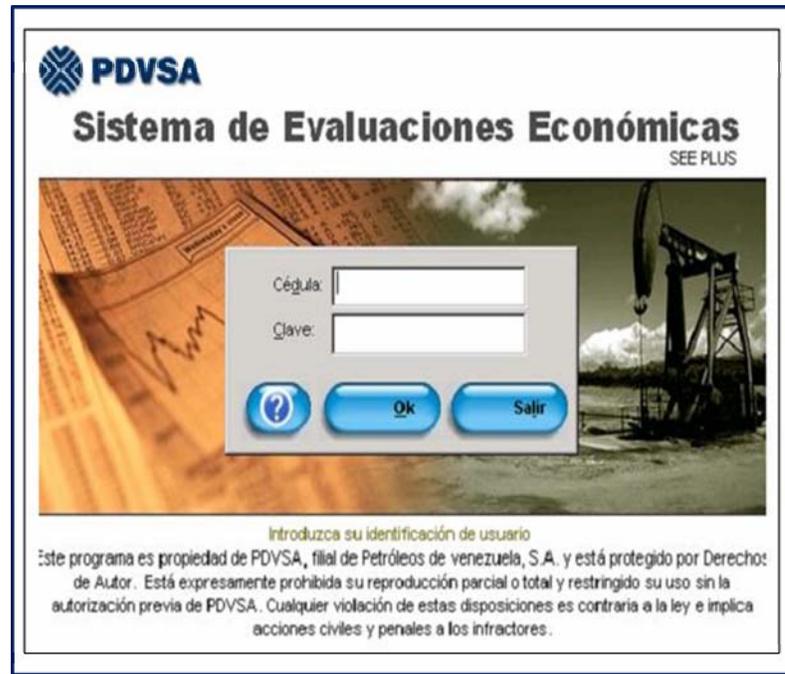
3.7. SEE PLUS

El sistema de Evaluaciones Económicas SEEPLUS es una herramienta económica que permite cuantificar la rentabilidad de un proyecto de Inversión a través de los siguientes indicadores económicos:

- Valor Presente Neto (V.P.N.)
- Tasa Interna de Retorno (T.I.R.)
- Tasa Interna de Retorno Modificada (T.I.R.M.)
- Eficiencia de la Inversión (E.I.).
- Tiempo de pago Dinámico (T.P.D.).

El sistema cuenta además con la facilidad de poder evaluar varias alternativas de un proyecto bajo diferentes escenarios económicos, entre otras, así como de realizar un gráfico de sensibilidad con el propósito de conocer cuán susceptible es el Valor Presente Neto (V.P.N.) del proyecto a los cambios en los parámetros tales como: Inversiones, Costos e Ingresos.

El programa funciona bajo el sistema operativo Windows y está desarrollado en la herramienta PowerBuilder 7.02, siendo compatible con ambientes Windows 95, 98, 2000, NT y XP, y bajo la plataforma Multiusuario ORACLE (Manejador de Base de Datos), haciendo que el mismo pueda ser accesado a través de la Intranet de PDVSA (Figura N° 3.32).



**Figura N° 3.37. Ventana Principal del Sistema de Evaluaciones Económicas
SEEPLUS**

3.8. WELL FLOW (Análisis nodal)

El Well Flow es un programa de producción que permite determinar el índice de productividad potencial máximo del pozo y saber cuánto puede aportar un pozo en base a la data de yacimiento, realizando sensibilidades de acuerdo a las facilidades de producción que existen en el sistema pozo-yacimiento. En la figura 3.33 se muestra la ventana principal del programa.

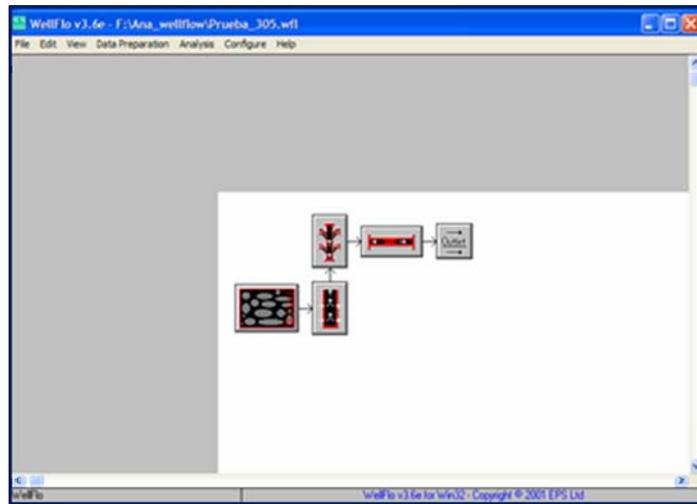


Figura N° 3.38. Ventana principal de Well Flo

El programa toma como datos de entrada una descripción del yacimiento, la completación del pozo, el equipo de superficie y las propiedades de los fluidos, el Well Flow realiza básicamente dos tipos de análisis nodal; el primero es determinar las tasas de flujo a diferentes presiones y el segundo es determinar las presiones para las tasas de flujo.

En la sección de yacimiento, se requieren datos de tipo de fluido, orientación del pozo, propiedades de los fluidos y características de la arena. En la sección de completación del pozo, se suministró toda la información referente a la configuración de la tubería de producción y revestimiento, el perfil detallado de longitud de los tramos de tubería y el perfil del pozo, donde se especifica; profundidad a la mitad de las perforaciones de la arena y la temperatura a nivel del intervalo cañoneado.

CAPITULO IV.

METODOLOGIA APLICADA

La finalidad de la metodología utilizada fue generar un esquema de explotación de la arena H4, yacimiento H4 ACE-48, la cual se apoyó con una serie de herramientas de ingeniería que junto a parámetros geológicos, petrofísicos, históricos de producción, entre otros, otorgaron las bases para un diagnóstico del estado y comportamiento del yacimiento.

En forma general el proyecto se divide en dos etapas, en la primera se realizó una revisión y validación del modelo estático y en la segunda etapa se generó el modelo dinámico del yacimiento en estudio. Dichas actividades se realizaron cronológica y ordenadamente, las cuales se describen a continuación en forma minuciosa.

4.1. Revisión Bibliográfica

En esta etapa se recopiló información relacionada con el tema, se contó con el apoyo tanto de la empresa como el tutor industrial y académico de permitir el acceso a informes técnicos, tesis de grado, estudios previos del área, manuales relacionado con el asunto en estudio, esto con el fin de tener una noción básica, facilitando la elaboración del proyecto que se quiere ejecutar.

4.2. Recopilación De Información

Aquí se obtuvo la mayor información posible del yacimiento, esta se basó en la revisión de las carpetas de cada pozos, donde se pudo extraer lo más resaltante, para luego ser almacenado en fichas, estas contiene el historial y valiosos datos del mismo,

tales como (profundidad de las arenas perforadas, fecha de completación, coordenadas, elevación de la mesa rotaria, elevación del terreno, los trabajos realizados, diagramas de completación actual, entre otras cosas), teniendo una reseña de la vida de cada pozo para su posterior análisis.

El historial de producción del pozo y del yacimiento son claves necesarias para la interpretación y comportamiento normal y anómalo durante la vida productiva del mismo, esta fue sustraída de la base de datos de Oil Field Manager (OFM), del sumario y de la herramienta CETINELA. También se contó con el libro de reserva para los datos oficiales del yacimiento que servirán de comparación para los valores y parámetros obtenidos en el estudio.

4.3. Revisión del Modelo Geológico

La interpretación geológica debe anteceder a cualquier análisis de yacimiento y es de gran importancia en la caracterización del mismo. El estudio se basó en corroborar el modelo estático del yacimiento ya existente. Durante este proceso se validó y actualizo los siguientes puntos:

- Límites del Yacimiento.
- Continuidad de la Arena.
- Ambiente de Deposición.

La identificación de estas características y evaluación petrofísica, permiten la identificación de las zonas con mejores propiedades, considerándolas idóneas para su futura explotación y extracción de hidrocarburos. Con el estudio geológico también se podrá conocer los tipos y cantidades de fluidos que se presentan, y de esta manera cuantificar el volumen con el que el yacimiento cuenta.

4.3.1. Correlación de Pozos

Durante esta etapa se realizó la correlación de cada pozo perteneciente a la arena H4, considerando un marcador lutítico, que fue el F8. Posteriormente se recopilaron tanto el tope y la base en MD y TVD, para luego esta información ser utilizada más adelante durante la elaboración del mallado en 3D.

4.3.2. Revisión de las Secciones Estratigráficas

El yacimiento H4 ACE-48 ya contaba con tres (3) secciones estratigráficas realizadas en la arena H4, con una dirección Oeste-Este (Apéndice B). Esta tiene como función determinar y confirmar la continuidad y extensión lateral entre las unidades geológicas atravesadas por diferentes pozos. Durante su elaboración los registros se llevaron a un mismo nivel a partir de un plano de referencia que presenta continuidad lateral a lo largo del área de estudio, este marcador lutítico fue el F8. Se utilizaron registros GR (Gamma Ray) y fueron elaboradas mediante el programa GeoGraphix Discovery.

4.3.3. Revisión de las Secciones Estructurales

También se contaba con las secciones estructurales realizadas en un estudio reciente, estas muestran los saltos o variaciones de profundidades que representan los horizontes geológicos a lo largo del plano vertical. Se tienen seis (6) secciones en total, tres (3) de ellas son en dirección Noreste-Suroeste, y las tres restantes de Sureste-Noroeste (Apéndice B), con la finalidad de determinar y deducir el ángulo de buzamiento y rumbo de los estratos, definir la posible ocurrencia de fallas, anomalías y trampas estructurales; ilustrar la distribución de los fluidos lo cual ayudara a ubicar las zonas óptima para la extracción de hidrocarburo.

Para la elaboración de estas secciones se utilizó como medio de referencia (DATUM) el nivel medio del mar y a este nivel se refirieron todas las mediciones. Se normalizaron las profundidades medidas en los registros respecto al nivel del mar restándole la elevación del terreno más la elevación de la mesa rotaria. Tomando este nivel como dato referencial para colgar todos los pozos a la misma profundidad.

Las secciones estructurales y estratigráficas se cargaron en el programa GeoGraphix Discovery. Las secciones estructurales al igual que las estratigráficas no se realizaron en este estudio, debido a que se pudieron validar con el mallado en 3D de la arena H4, elaborado en el programa Petrel.

4.3.4. Generación del Mallado.

El mallado contempla el modelo estático del yacimiento, este se generó a partir de la herramienta Petrel, para su exportación como archivos binarios (SP3). La generación de un modelo estructural con Petrel es un proceso iterativo. Las fallas y horizontes se interpretan y crean en un dominio tridimensional, lo que se traduce en intersecciones de fallas precisas y volúmenes de celdas exactos, y posibilita el modelo de fallas inversas. La generación del mallado aporta gran información sobre el yacimiento en estudio, ya que se podrá verificar las relaciones laterales y verticales de la unidad geológica atravesada por todos los pozos que se encuentran dentro y fuera de la misma. Con la construcción del mallado podemos tener una apreciación del cambio de espesor que presenta la arena en la cara del pozo.

Para la creación del mallado fue necesario buscar los registros de cada pozo que atraviesan la arena H4, para así precisar los topes y bases de la misma, estas profundidades fueron tomadas en MD, es decir, a la distancia recorrida del hoyo perforado, esto debido a que si el pozo es desviado ya sea de tipo (S, J y Horizontal),

el programa describe su trayectoria en la malla 3D cuando se le es insertado el survey de cada pozo.

El survey se bajó con un formato pdf por el programa Wetchanel, posteriormente se llevó a un formato txt para poder ser cargado y computado por el software. También fue necesario recopilar los datos de la elevación de la mesa rotaria y la elevación del terreno, para que el programa trabaje bajo un mismo plano de referencia o profundidad subsea, estas se obtuvieron de los registros de pozos.

4.3.5. Mapas de Facies

Con el modelo de ambiente se busca definir la forma y orientación en las cuales las arenas fueron originalmente depositadas en un ambiente sedimentario particular, para luego poder definir la geometría y extensión del yacimiento. Este modelo es de suma importancia para estudio geológico, ya que la distribución areal de los sedimentos y su calidad van a estar condicionados por los procesos ambientales existentes durante su depositación.

Ya se contaba con un mapa sedimentológico o de ambiente, para su validación se comenzó revisando los registros de cada pozo en la arena H4 a partir de la forma de respuesta de las curvas SP y GR, identificando los tipos de facies que presenta la arena en su respectivo pozo, para luego certificarlo con el mapa de ambiente ya existente. Este mapa sustenta la geometría, procesos y extensión de los cuerpos de arenas de interés así como también la dirección de la deposición de los sedimentos y ambientes de sedimentación predominante.

4.3.6. Evaluación de la Petrofísica

Para realizar los cálculos de las propiedades petrofísicas, se necesitó conocer algunos parámetros considerados como permanentes o fijos durante la evaluación, tales como: Profundidad y temperatura máxima del yacimiento, temperatura de superficie, resistividad del lodo a la temperatura de superficie leídos directamente del cabezal de los registros.

La petrofísica es de vital importancia para la caracterización de yacimientos, la cual por medio de registros eléctricos nos suministra los datos que nos explican las condiciones del yacimiento en estudio. Para el cálculo volumétrico, los perfiles eléctricos nos arrojan datos como los espesores de las arenas contenedoras, y por medio de correlaciones observar como varían éstos espesores a lo largo del yacimiento por los pozos perforados y donde se halla corrido un registro. En este estudio las propiedades petrofísicas se determinaron a partir de los registros tomados a los pozos, tales como Inducción (IEL), Densidad-Neutrón (FDC-CNL), Gamma-Ray (GR) y Potencial Espontáneo (SP).

Los cálculos petrofísicos que se describen a continuación se hicieron para cada pozo y luego se obtuvieron los resultados finales para el yacimiento por promedio ponderado. Para los modelos matemáticos se requiere de las propiedades eléctricas de la formación para realizar la evaluación petrofísica. Estos parámetros son: Factor de tortuosidad (a), el exponente de cementación (m), el exponente de saturación del agua (n), dichas propiedades se obtuvieron por muestras de núcleos y análisis previos al campo en estudio.

Los métodos y ecuaciones utilizados para la realización de la petrofísica son los siguientes:

4.3.6.1. Gradiente Geotérmico

$$GG = \frac{T_{max} - T_{min}}{P_{max}} \quad (\text{Ec. 4.1})$$

4.3.6.2. Resistividad del Agua de Formación (Rw) a través del Método Sp

$$T_a = T_{min} + (GG * PA) \quad (\text{Ec. 4.2})$$

$$R_{mf}@T_a = R_{mf}@T_m * \left(\frac{T_m + 6,77}{T_a + 6,77} \right) \quad (\text{Ec. 4.3})$$

$$R_{mfesq}@T_a = R_{mf}@T_a * 0,85; Si \left(R_{mf}@T_a (0,1) \right) \quad (\text{Ec. 4.4})$$

$$R_{wesq}@T_a = R_{mfesq}@T_a * 10^{\left(\frac{SSP}{60 + 0,122 * T_a} \right)} \quad (\text{Ec. 4.5})$$

$$R_{w1} = R_{wesq}@T_a + 0,131 * 10^{\left(\frac{1}{\log\left(\frac{T_a}{19,9}\right)} - 2 \right)} * \left(\frac{1}{-0,5 * R_{wesq} + 10^{\left(\frac{0,426}{\log\left(\frac{T_a}{30,8}\right)} \right)}} \right) \quad (\text{Ec. 4.6})$$

$$R_{w2} = R_{w1} * \left(\frac{T_1 + 6,77}{T_2 + 6,77} \right) \quad (\text{Ec. 4.7})$$

Donde:

GG= Gradiente geotérmico (°F/Pies).

Tmin= Temperatura de superficie (°F).

Tmax= Temperatura maxima alcanzada en el pozo (°F).

PA= Profundidad medida de la arena (Pies).

Rmf= Resistividad real de filtrado de lodo (ohm-m-).

Tm= Temperatura a la cual se midio el Rmf (ohm-m).

Ta= Temperatura de la arena (°F).

Rmf@Ta= Resistividad del filtrado de lodo a la temperatura de la arena (ohm-m).

Rmfe@Ta= Resistividad equivalente del filtrado de lodo a temperatura de la arena (ohm-m).

Rweq@Ta= Resistividad equivalente del agua de formación a la temperatura de la arena (ohm-m).

SSp= Diferencia en milivoltios entre el Sp medido en la línea de arena y el Sp medido en la línea base.

Rw₁= Resistividad de la arena de agua.

Rw₂= Resistividad corregida a la temperatura de la arena de interés.

T₁= Temperatura de la arena de agua.

T₂= Temperatura de la arena de interés.

4.3.6.3. Cálculos del Volumen de Arcillosidad

Para estos métodos el cálculo de volumen de arcilla está prácticamente basado en la comparación de las lecturas de una curva seleccionada de los perfiles frente a la arena que se está evaluando, con las lecturas frente a una zona considerada limpia y una lutita vecina que se considera como 100% arcilla. La ecuación es la siguiente:

$$V_{sh} = \frac{Gr_{leído} - Gr_{min}}{Gr_{max} - Gr_{min}} \quad (\text{Ec. 4.8})$$

Donde:

Gr leído= Lectura del perfil Rayo Gamma, en la arena de interés.

Gr min= Lectura del perfil Rayo Gamma, en una arena limpia.

Gr max= Lectura del perfil Rayos Gamma, en una lutita.

Durante la realización del cálculo del volumen de arcilla se debieron hacer unas correcciones para obtener el valor correcto. Estas correcciones fueron por los efectos de la mecha, derrumbe o revoque registrados en el registro.

4.3.6.4. Saturación de Agua

Para el cálculo de saturación de agua se utilizó la ecuación de SIMANDOUX.

$$S_w = \left[\left(\frac{R_w * F * V_{sh}}{2 * R_{sh}} \right)^2 + \frac{R_w * F}{R_T} \right]^{\frac{1}{n}} - \frac{R_w * F * V_{sh}}{2 * R_T} \quad (\text{Ec. 4.9})$$

Donde:

Rw= Resistividad del agua de formación (ohm-m)

F= Factor de formación; $F = \frac{a}{\phi^m}$, en donde m es el factor de cementación, a es el coeficiente de tortuosidad y ϕ es la porosidad efectiva de la muestra.

Vsh= Volumen de arcilla (Fraccion).

Rsh= Resistividad de la arcilla (ohm-m).

Rt= Resistividad verdadera de la formación saturada con hidrocarburo y agua (ohm-m).

4.3.6.5. Calculo de Porosidad.

Los registros de densidad neutrón fueron los utilizados para el cálculo de porosidad, ya que es el menos alterado por el volumen de arcilla, pero antes de aplicar esta ecuación fue necesario corregir las curvas por efecto de arcillosidad, a través de las siguientes ecuaciones:

$$\phi_{Dcorr} = \phi_{Dleido} - \phi_{Dsh} * V_{sh} \quad (\text{Ec. 4.10})$$

$$\phi_{Ncorr} = \phi_{Nleido} - \phi_{Nsh} * V_{sh} \quad (\text{Ec. 4.11})$$

$$\phi_{efect} = \sqrt{\frac{\phi_{Ncorr}^2 + \phi_{Dcorr}^2}{2}} \quad (\text{Ec. 4.12})$$

Donde:

ϕ_{Ncorr} = Porosidad Neutrón corregida por arcillosidad (Fracción).

ϕ_{Dcorr} = Porosidad Densidad corregida por arcillosidad (Fracción).

ϕ_{Dsh} = Porosidad Densidad leída en la lutita (Fracción).

ϕ_{Nsh} = Porosidad Neutrón leída en la lutita (Fracción).

V_{sh} = Volumen de arcilla calculado (Fracción).

4.3.6.6. Calculo de Permeabilidad

La ecuación de permeabilidad utilizada fue la de Timur Modificado.

$$k = \left(\frac{100 * \phi_{efect}^m}{S_{wirr}} \right)^2 \quad (\text{Ec. 4.13})$$

Donde:

k = Permeabilidad absoluta (md).

ϕ_{efect} = Porosidad efectiva (Fracción).

S_{wirr} = Saturación de agua irreducible (Fracción).

4.3.6.7. Calculo de las Propiedades Promedio del Yacimiento

Una vez obtenido los valores petrofísicos para cada pozo es necesario sacar un promedio ponderado, así el resultado será más representativo del yacimiento. A continuación se muestran las relaciones aplicadas:

- Volumen de arcilla (**Vsh**).

$$Vsh = \frac{\sum_{i=1}^n Vsh_i * AN_i}{\sum_{i=1}^n AN_i} \quad (\text{Ec. 14})$$

- Porosidad (**Ø**).

$$\text{Ø} = \frac{\sum_{i=1}^n \text{Ø}_i * AN_i}{\sum_{i=1}^n AN_i} \quad (\text{Ec. 4.15})$$

- Saturación de Agua Inicial (**Swi**).

$$Sw = \frac{\sum_{i=1}^n Sw_i * AN_i}{\sum_{i=1}^n AN_i} \quad (\text{Ec. 4.16})$$

- Permeabilidad (**k**).

$$K = \frac{\sum_{i=1}^n K_i * AN_i}{\sum_{i=1}^n AN_i} \quad (\text{Ec. 4.17})$$

4.3.6.8. Parámetros de Corte

Los parámetros de corte establecen el mínimo y el máximo de un objetivo para ser considerado prospectivo. Mediante graficas se puede observar si se encuentran dentro del rango establecido.

Para obtener la saturación de agua irreducible se grafica Resistividad (R_t) vs Saturación de agua (S_w), esta grafica también permite obtener la Saturación de Agua de Corte (S_{wc}) y Resistividad de Corte (R_{tc}). La grafica de Volumen de Arcilla (V_{sh}) y Porosidad (ϕ) en función de la Saturación de Agua (S_w), se estima el valor de Volumen de Arcillosidad de Corte (V_{shc}) y Porosidad de Corte (ϕ_c) respectivamente, y por último se realiza una gráfica de Permeabilidad (K) en función de la Porosidad (ϕ), se obtiene la Permeabilidad (K).

4.3.6.9. Elaboración de los Mapas de Isopropiedades

Luego de haber obtenido los datos petrofísicos se dio inicio a la elaboración de los mapas de saturación de agua, isoporosidad, isopermeabilidad e isoarcillosidad, dándonos una idea de la distribución de las propiedades petrofísicas dentro del yacimiento y así poder localizar las zonas más prospectas para la acumulación y producción de hidrocarburo. Estos mapas se generaron a través del programa OFM.

4.4 Análisis de las Propiedades de los Fluidos

El yacimiento H4 ACE-48, y yacimientos cercanos a él no cuentan con un PVT, debido a esto se originara uno sintético a través del programa MBAL, teniendo que calcular algunas propiedades de los fluidos a partir de correlaciones y en función de los valores arrojados establecer comparaciones con los valores reportados por el PVT

sintético, para ver las diferencias y poder constatar que se puede utilizar para continuar el estudio del yacimiento. Se utilizó las correlaciones de la TOTAL para crudos negro del Oriente de Venezuela, ya que se ha determinado que es la correlación que reproduce con menor porcentaje de error el comportamiento PVT de los fluidos en la zona estudiada, basándose en 336 análisis PVT de Crudos del Oriente de Venezuela.

4.4.1. Presión Inicial del Yacimiento (P_i)

La presión inicial del yacimiento fue obtenida utilizando la ecuación desarrollada por la compañía francesa TOTAL para los Campos del Oriente de Venezuela, la cual resultó en una ecuación lineal aplicable para la mayoría de las zonas incluidas en un análisis estadístico aplicado a varios estudios de estos Campos, y se basa en una profundidad de referencia del yacimiento (dátum). La Tabla 4.1, contiene la clasificación por zonas de los Campos incluidos en el estudio.

Tabla N° 4.1. Clasificación por Zonas de los Campos del Oriente del país.

Zonas	CAMPOS
1	Nardo, Lido, Nipa, Leona.
2	Oficina, Esquina, Caico Seco, Boca, Elotes, Mapiri.
3	Santa Rosa, La Ceiba.
6	Limón, GM 4, Soto, Aguasay, Mata, Nigua, Zapatos, Zumo.
7	F.P.D., Oritupano, Adas, Ostra, Oleos, Oca, Merey, Oveja, Migas, Yopales Sur.

A continuación se presenta la ecuación para el cálculo de presión inicial:

$$P_i = 0,43 * (\text{profundidad de referencia}) + 71,117 \quad (\text{Ec. 4.18})$$

Donde:

Pi= Presión inicial (Lpca).

Prof Ref= Datum o profundidad de referencia (Pies).

Esta presión se corrobora con un gráfico de valores obtenidos y recolectados de BHP vs la producción acumulada, luego se leyó el valor de presión donde el $N_p=0$, teniendo como diferencia entre el resultado arrojado por el grafico y el de la TOTAL 57 lpca, siendo esta representativo.

4.4.2. Temperatura del Yacimiento

Al igual que para la presión, la TOTAL desarrolló una ecuación lineal para el cálculo de la temperatura del yacimiento aplicable para todas las zonas del Oriente del país que comprendían el análisis estadístico, exceptuando los Campos Santa Rosa, Santa Ana y San Joaquín, cuyo comportamiento era anormal razón por la cual fueron generadas ecuaciones particulares para cada caso.

Así la ecuación aplicable para el área de San Tomé es:

$$T_f = 0,0167 * (\text{profundidad de referencia}) + 95,668 \quad (\text{Ec. 19})$$

Donde:

Tf= Temperatura de la formación o del yacimiento (°F).

Prof Ref= Datum o profundidad de referencia (Pies).

La temperatura del yacimiento también fue validada haciendo uso de la temperatura reportada en las pruebas BHP/BHT, que se realizaron en los pozos pertenecientes al yacimiento, llevadas al Datum con la ayuda del gradiente de temperatura extraído de las pruebas antes mencionadas y el gradiente del yacimiento que fue calculado.

4.4.3. Gravedad Específica del Gas o Densidad Relativa (γ_g)

Esta se determinó a partir de una correlación establecida luego de numerosos análisis a diferentes muestras PVT realizadas por la TOTAL, tal correlación es la siguiente:

$$\gamma_g = 0,01438 * API + 0,4657 \quad (\text{Ec. 20})$$

4.4.4. Solubilidad del Gas en el Petróleo Inicial (R_{si})

Inicialmente se realizó un gráfico de relación de gas-petróleo mensual en función al tiempo para definir el tipo de comportamiento que presentaba inicialmente el yacimiento, pudiendo constatar que el yacimiento originalmente se encontraba subsaturado, luego trazando una línea recta al comienzo de la producción de RGP, se pudo obtener el valor de R_{si} . También se determinó usando la correlación de la TOTAL, a través de la siguiente ecuación la cual se encontraba en los rangos de gravedad API del crudo en estudio.

$$R_{si} = \gamma_g \left[\frac{P}{15,0057} * 10^{(0,0152 * \gamma_{API} - 4,484 * 10^{-4} * T)} \right]^{1,0950} \quad \text{Ec. (21)}$$

4.4.5. Gravedad API del crudo

Se evaluó el comportamiento de la gravedad API del crudo registradas en las pruebas iniciales de producción de los pozos, tomando en cuenta para el promedio aquellas pruebas realizadas en los primeros años de productividad del yacimiento, a partir de esa prueba se graficó la gravedad API en función al tiempo.

4.4.6. Generación de las Propiedades del Fluido a partir de Datos Reales de Producción y de Correlaciones de la TOTAL

Luego de haber obtenido la presión y temperatura del yacimiento, y haber descubierto que el yacimiento estaba inicialmente subsaturado, se dio inicio a generar las propiedades del fluido, partiendo de los datos básicos de producción.

A continuación se muestra una tabla con las propiedades petrofísicas.

Tabla N° 4.2. Datos Básicos para la Generación de las Propiedades del Fluido a partir de datos reales de producción del yacimiento y de la correlación de la TOTAL.

Yacimiento H4 ACE-48, Arena H4	
Presión Inicial (LPC)	4.127
Temperatura del Yacimiento	252
°API	19
YG	0,741
Solubilidad Inicial del Gas en el Petróleo (Rsi PCN/BN)	400

A continuación se muestran las correlaciones de la TOTAL para yacimientos subsaturados, usadas para generar las propiedades del fluido:

4.4.6.1. Presión de Burbuja (Pb)

Para la obtención del punto de burbuja se graficó RGP y BHP vs Np, a partir de la gráfica RGP vs Np se trazó una línea vertical que partía del último punto de los valores constantes de RGP, para luego cortar la línea de los valores de BHP graficados, y así poder leer en el eje de las “y” la presión al punto de burbujeo.

También se determinó la presión de burbujeo por la correlación de la TOTAL. A continuación se les presenta la ecuación:

$$P_b = C_1 * \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{C_2} * 10^{(C_3 T - C_4 \gamma_{API})} \quad (\text{Ec. 4.22})$$

Donde:

Pb= Presión de burbuja (Lpca).

Rsb= Razón gas disuelto a $P \geq P_b$ (PCN/BN).

Tf= Temperatura de formación (°F).

γ_g = Gravedad específica del gas (aire=1).

γ_{API} = Gravedad del petróleo (°API).

C1= 25,2755.

C2= 0,7617.

C3= 0,000835.

C4= 0,011292.

4.4.6.2. Factor Volumétrico del Petróleo a la Presión de Burbujeo (B_{ob}).

$$B_{ob} = 1,022 + 4,857 \times 10^{-4} R_{sb} - 2,009 \times 10^{-6} (T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_g} \right) + 17,569 \times 10^{-9} R_{sb} (T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_g} \right) \quad (\text{Ec. 23})$$

Donde:

Bob= Factor volumétrico del petróleo a Pb (BY/BN).

Rsb= Razón gas disuelto-petróleo a $P \geq P_b$ (PCN/BN).

T= Temperatura de yacimiento (°F).

γ_g = Gravedad específica del gas (aire=1).

4.4.6.3. Factor Volumétrico del Petróleo Inicialmente (B_{oi}).

$$B_o = B_{ob} * EXP[C_o(P_b - P)] \quad (\text{Ec. 24})$$

Donde:

Bo= Factor volumétrico a $P > P_b$.

Bob= Factor volumétrico del petróleo a Pb (BY/BN).

Pb= Presión de burbuja (Lpca).

Co= Compresibilidad isotérmica del petróleo, $Lpca^{-1}$.

4.4.6.4. Densidad del Petróleo (ρ_o).

$$\rho_o = \rho_{ob} * EXP * [C_o(P - P_b)] \quad (\text{Ec. 25})$$

$$\rho_{ob} = \frac{350 * \gamma_o + 0.0764 * \gamma_g * R_{sb}}{5.615 * B_{ob}} \quad (\text{Ec. 26})$$

$$C_0 = \frac{-1,433+5 R_{gb}+17,2T-1,180\gamma_g+12,61 API}{10^3 p} \quad (\text{Ec. 27})$$

4.5. Cálculos Volumétricos

4.5.1. Profundidad del Nivel de Referencia (Datum)

Fue necesario la realización de la referencia al datum para validar el resultado con el oficial, esta profundidad se realizó a través de datos obtenidos del programa Sigemap, se comenzó dividiendo el mapa isopaco-estructural en diecisiete (17) áreas, esto con el fin de obtener un volumen más preciso del yacimiento, ya que cada zona presenta diferente espesor, representado por las líneas Isopacas.

Una vez obtenido el volumen por cada estructura con su respectiva profundidad, se realizó una gráfica de profundidad subsea vs volumen bruto acumulado correspondiente a cada estructura. Con esta grafica obtenida se halló la profundidad de referencia entrando con el 50% del volumen bruto acumulado normalizado, considerado como el cetron de masa del yacimiento, hasta el intercepto de la curva generada.

4.5.2. Estimación del Petróleo Original en Sitio (POES)

La estimación del volumen de hidrocarburo inicial en el yacimiento es uno de los pasos más importantes en la definición del yacimiento. El del petróleo Origina en Sitio (POES) conjuntamente con la distribución espacial de las propiedades de las rocas y los fluidos permiten caracterizar el yacimiento para generar un esquema óptimo de explotación. El método volumétrico consiste en estimar el POES mediante los parámetros geométricos del yacimiento, capacidad de acumulación de los fluidos, saturación de petróleo y factor volumétrico del petróleo.

A continuación se presenta la metodología empleada en el cálculo del POES.

Con el mapa isopaco-estructural ya validado se procedió al cálculo de área con la herramienta Sigemap, se dividió el mapa de acuerdo a las líneas isopacas de arena neta petrolífera para luego cada área ser multiplicado con su respectivo espesor promedio, posteriormente hacer la sumatoria de cada volumen para adquirir el volumen total de la arena H4. Luego se calcula el POES a través de las ecuaciones volumétricas con los valores promedio de la evaluación petrofísica y el factor volumétrico obtenido a través de la correlación de la TOTAL.

$$POES = \frac{7758 \cdot V_b \cdot \phi \cdot (1 - S_{wi})}{B_{oi}} \quad (\text{Ec. 28})$$

Donde:

ϕ = Porosidad (Fracción).

V_b = Volumen bruto (acre-pies).

S_{wi} = Saturación de agua inicial (Fracción).

4.5.3. Estimación del Gas en Solución (GOES)

Con el POES obtenido se procedió al cálculo del GOES a través de la siguiente ecuación:

$$GOES = POES \cdot R_{si} \quad (\text{Ec. 29})$$

Donde:

GOES = Gas en solución (PCN).

R_{si} = Relación gas disuelto en solución inicial (PCN/BN).

4.6. Modelo Dinámico

4.6.1. Histórico de Producción

Luego que se obtuvo toda la información de producción a través de las carpetas de los pozos se dio lugar a la validarla con la producción cargada en los programas de la empresa. Estas pruebas de producción se compararon con los valores arrojados por OFM y CEINELA, una vez validada esta información se procedió al desarrollo del modelo dinámico.

El estudio presento gráficamente la producción de los fluidos acumulados (petróleo, gas y agua), en donde se reflejó la influencia de producción de cada pozo en el yacimiento.

4.6.2. Análisis de la Historia de Presión

Se recolecto todas las pruebas estáticas realizadas (BHP/BHT) de los pozos del yacimiento, estas presiones se llevaron a la cara de la arena y posteriormente se extrapolaron a al Datum para tenerlas a una mismo nivel.

4.6.3. Calculo de Presiones al Datum

Las presiones estáticas tomadas en cada uno de los pozos pertenecientes al yacimiento generalmente se corrigen al punto medio de intervalo perforado empleando el gradiente del fluido en el pozo, mediante la siguiente expresión:

$$P_{arena} = P_{med} + G_{pozo} * (h_{arena} - h_{med}) \quad (\text{Ec. 30})$$

Y de allí a un nivel de referencia único para el yacimiento (dátum) haciendo uso del gradiente del yacimiento y de la siguiente ecuación:

$$P_{\text{datum}} = P_{\text{yac}} = P_{\text{arena}} + G_{\text{yac}} * (Prof_{\text{datum}} + EMR - h_{\text{arena}}) \quad (\text{Ec. 31})$$

Donde:

Harena= Profundidad de la arena (Pies).

Hmed= Ultima profundidad medida por el sensor (Pies).

Pmed= Ultima presión medida por la herramienta (Lpca).

Gpozo= Gradiente del fluido del pozo (Lpca/Pies).

Parena= Presión de la arena (Lpca).

EMR= Elevación de la mesa rotaria (Pies).

Prof datum= Profundidad datum del yacimiento (Pies).

Gyac= Gradiente del yacimiento (Lpca/Pies).

Pdatum= Presión llevada al datum del yacimiento (Lpca).

El gradiente del yacimiento representa la variación de la presión a lo largo de la columna litológica, debido a que en el yacimiento no se cuenta con estudios que permitan establecer este parámetro, se utilizó una correlación generada por la compañía francesa TOTAL, la ecuación es la siguiente:

$$G_y = 0,433 * \gamma_o \quad (\text{Ec. 32})$$

$$\gamma_o = \frac{141,5}{131,5 + \rho_{API}} \quad (\text{Ec. 33})$$

Donde:

γ_o = Gravedad específica del petróleo.

4.6.4. Determinación de las Permeabilidades Relativas

El cálculo de las permeabilidades relativas se realizó mediante el uso del programa SPIYAC el cual se basa en la aplicación de las correlaciones desarrolladas o adaptadas a la compañía TOTAL para yacimientos del Oriente del país. Las correlaciones son las siguientes:

4.6.4.1. Saturaciones Residuales

Las saturaciones de petróleo en zonas invadidas por agua (S_{orw}) o por gas (S_{org}) se determina por la correlación obtenida por la TOTAL, en función de la saturación de agua connata.

$$S_{orw} = 0,32 * (1 - S_{wc}) \quad (\text{Ec. 34})$$

$$S_{org} = 0,4 * (1 - S_{wc}) \quad (\text{Ec. 35})$$

4.6.4.2. Permeabilidad Relativa Agua-Petróleo

Se emplea la correlación teórica de Corey y Burdine ajustada por la TOTAL a los yacimientos del Oriente de país.

$$k_{rw} = \left[\frac{k_{rw_{max}}}{0,2} \right] * S_{w'}^{\left(\frac{2+3\lambda}{\lambda} \right)} \quad (\text{Ec. 36})$$

$$S_{w'} = \left(\frac{S_w - S_{wirr}}{1 - S_{wirr}} \right) \quad (\text{Ec. 37})$$

$$k_{row} = k_{romax} * (Sof')^2 * \left[1 - (1 - Sof')^{\left(\frac{2+2\lambda}{\lambda}\right)} \right] \quad (\text{Ec. 38})$$

$$Sof' = 0,5 * (So' - Sorw') * \left[1 + \sqrt{\frac{4 * Sorw'}{(1 - Sorw') * (So' - Sorw')}} \right] \quad (\text{Ec. 39})$$

$$Sorw' = \frac{Sorw}{(1 - Swirr)} \quad (\text{Ec. 40})$$

$$So' = \frac{So}{(1 - Swirr)} \quad (\text{Ec. 41})$$

Donde:

krw= Permeabilidad relativa del agua (Adimensional).

Krw max= Permeabilidad relativa máxima del agua.

Sw= Saturación de agua connata (Fracción).

Swirr= Saturación de agua irreducible (Fracción).

krow= Permeabilidad relativa del petróleo al agua (Adimensional).

kro max= Permeabilidad relativa máxima del petróleo.

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

Sorw= Saturación residual de petróleo en el desplazamiento por agua (Fracción).

4.6.4.3. Permeabilidad Relativa Gas-Petróleo

Se utilizaron las correlaciones utilizadas por la TOTAL, ya que arroja resultados confiables para los crudos del país, las cuales son:

$$k_{rog} = \left[\frac{S_o - S_{org}}{1 - S_{wirr} - S_{org}} \right]^2 * S_o^{(2+\lambda)/\lambda} \quad . \quad (Ec. 42)$$

Donde:

k_{rog} = Permeabilidad relativa gas-petróleo (Adimensional).

4.6.5. Balance de Materiales

A través de balance de materiales se generó un PVT sintético de la arena H4 ACE-48, ya que no se cuenta con uno, para de esta manera saber las energías naturales que actúan en el mismo, el PVT sintético se generara por el programa MBAL, previamente se calcularon algunas propiedades del fluido que servirá de comparación y validación de este. Para su desarrollo fue necesario tener la data de producción, POES y datos básicos del yacimiento. Se comenzó asumiendo la no existencia de un acuífero.

4.6.6. Estudio de las Curvas de Declinación de Producción para el Cálculo de Reservas

El estudio de las curvas de declinación de producción permitió determinar las reservas primarias y remanentes del yacimiento. Además permitió predecir la producción futura partiendo de las condiciones de producción actuales, tomando en consideración las tendencias de la declinación. Este análisis se realizó con el programa OFM el cual dispone de un módulo para este tipo de análisis.

➤ Pozos Activos en el Yacimiento en Estudio:

Al aumentar o disminuir el número de pozos activos, el coeficiente de declinación puede aumentar o disminuir, respectivamente. Durante el análisis de las

curvas de declinación es clave tener presente cuantos pozos activos se registraron en la arena, ya que estos fueron considerados para definir el intervalo de tiempo por flujo natural, en la vida productiva del yacimiento.

➤ **Fluctuaciones en las tasas de producción:**

Este parámetro es esencial durante el análisis de declinación que se realice, ya que basándose en el nivel de fluctuación de las tasas de producción de cada pozo, se logra obtener mediante el programa de monitoreo OFM, la tendencia que representa el comportamiento uniforme de las tasas de producción.

4.7. Generación del Plan de Explotación

Durante esa etapa se generara un plan de explotación acorde a las condiciones que se viven actualmente en el yacimiento H4 ACE-48, para esto fue necesario integral la información del modelo estático y dinámico del yacimiento, y así analizar y pronosticar las zonas que se presenten como las mas indicadas para la explotación de hidrocarburo, y ponerlas drenar a través de la perforación de nuevos pozos o puntos ya existentes en el yacimiento.

4.8. Análisis Económico

Con la finalidad de garantizar la rentabilidad de los escenarios propuestos para el esquema de explotación del yacimiento H4 ACE-48, se realizó la evaluación económica utilizando el programa de evaluaciones económicas corporativo de PDVSA (See-Plus) tomando en cuenta los parámetros establecidos por la empresa, como son:

➤ **Tasa Interna de Retorno (TIR) > 15%**

Es la tasa de interés promedio que iguala el valor presente de un flujo de ingresos y gastos con la inversión inicial. La importancia de este indicador es que es intrínseco al proyecto y no depende de otros factores. La TIR se utiliza cuando se desea obtener una indicación porcentual del rendimiento del proyecto que permita compararlo con el rendimiento de otros proyectos o instrumentos financieros. Los proyectos con una TIR mayor que la tasa de descuento son considerados aceptables. La tasa de descuento utilizada en evaluaciones económicas es la del diez por ciento (10%).

➤ **Eficiencia de Inversión Modificada (EIM) > 1**

Es la relación existente entre el flujo neto descontado y las inversiones realizadas durante la vida útil del proyecto. Representa la rentabilidad que se obtiene en términos reales por cada unidad monetaria obtenida.

➤ **Valor Presente Neto (VPN) > 0.**

Se refiere al valor descontado al tasa de descuento del portafolio de Petróleo de Venezuela, del flujo de efectivo neto del proyecto al año de la inversión (año cero).

Un VPN Positivo o igual a cero (0) indica que es más rentable usar el capital en el proyecto que invertirlo a la tasa de descuento utilizado. Por el contrario, VPN negativo indica que se obtendrá un rendimiento superior invirtiendo el capital a la tasa de descuento.

CAPITULO V.

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

5.1. Recopilación y Validación de Información

El Campo Acema Casma, yacimiento H4 ACE-48 es atravesado por 62 pozos, de los cuales 5 han sido abandonados, 20 han sido productores, y uno solo activo en la actualidad (pozo 33-AC-49), con una producción promedio de 54 BN a través del método de levantamiento artificial por gas (Gas Lift). Este yacimiento fue descubierto por el pozo 33-AC-6A, el 17 de Julio de 1974. Su producción comenzó con el pozo 33-AC-13 con una tasa de 705 Bls/d; 560 RGP; 0,3% AyS y una presión inicial de 4.127 Lpca. El yacimiento hasta la presente fecha ha acumulado 4.690 MBN, cuenta con un POES de 32.100 MBN y con unas reservas primarias de 10.817 MBN de acuerdo al estudio oficial.

De los 62 pozos contamos con 17 pozos tipo S (33-AC-111; 33-AC-112; 33-AC-113; 33-AC-114; 33-AC-115; 33-AC-116; 33-AC-117; 33-AC-118; 33-AC-120; 33-AC-122; 33-AC-129; 33-AC-130; 33-AC-132; 33-AC-133; 33-AC-135; 33-AC-136; 33-AC-137), con uno (1) tipo J (33-AC-138) y uno (1) horizontal (33-AC-127). En la tabla 5.1, se muestran la comparación entre los datos oficiales y los estudiados.

Tabla N° 5.1. Comparación entre los Resultados Oficiales y los de Estudios.

DATOS ARENA H4	OFICIAL	ESTUDIO
°API	17	19
Temperatura (°F)	252	252
Presión Inicial (Lpca)	4.119	4.127
Presión de Burbuja (Lpca)	4.119	3.560
Gravedad del Gas	0,71	0,741
Rsi (PCN/BN)	500	400
Boi (BY/BN)	1,296	1,237
Np (MBN)	4.832	4.832
Gp (MMPCN)	7.830	7.830
Wp (MBN)	573	573
Datum (pies)	9.380	9.400
Área (acres)	2.518	2.735
Volumen (acres-pies)	26.795	30.767
POES (MBN)	32.100	24.081
GOES (MMPCN)		9.632
Porosidad (%)	23	16
Permeabilidad (md)	789	948
Swi (%)	13	22
Vsh (%)		20

5.2. Modelo Geológico

El estudio integral de un yacimiento y su adecuada explotación requiere el conocimiento de las características geológicas del mismo. La identificación de las características estructurales y estratigráficas, evaluación petrofísica, permiten identificar las mejores condiciones del yacimiento para su explotación, la determinación de los límites y la cuantificación del volumen de hidrocarburo.

La definición del modelo estático fue el producto de la revisión y validación del modelo geológico existente, lográndose a través de la herramienta Petrel y métodos convencionales.

5.2.1. Modelo Estratigráfico

Se contaba con 3 secciones estratigráficas en dirección Oeste-Este perpendiculares al sentido de la sedimentación con el propósito de determinar la continuidad lateral de la arena. Por medio de estas secciones (Apéndice B), se determinó que el yacimiento H4 ACE-48 está definido como un solo cuerpo de arena. En la Figura 5.1 se puede apreciar la Sección A1.

Estas secciones estratigráficas estas conformadas por los siguientes pozos:

- Sección A1 (220-78; 33-AC-114; 33-AC-103; 33-AC-129; 33-AC-133; 33-AC-111; 33-AC-42).
- Sección A2 (33-AC-123; 33-AC-24; 33-AC-113; 33-AC-132; 33-AC-6A; 33-AC-130; 33-AC-137).
- Sección B (33-AC-25; 33-AC-56; 33-AC-64; 33-AC-62; 33-AC-29; 33-AC-37; 33-AC-85; 33-AC-89; 33-AC-59).

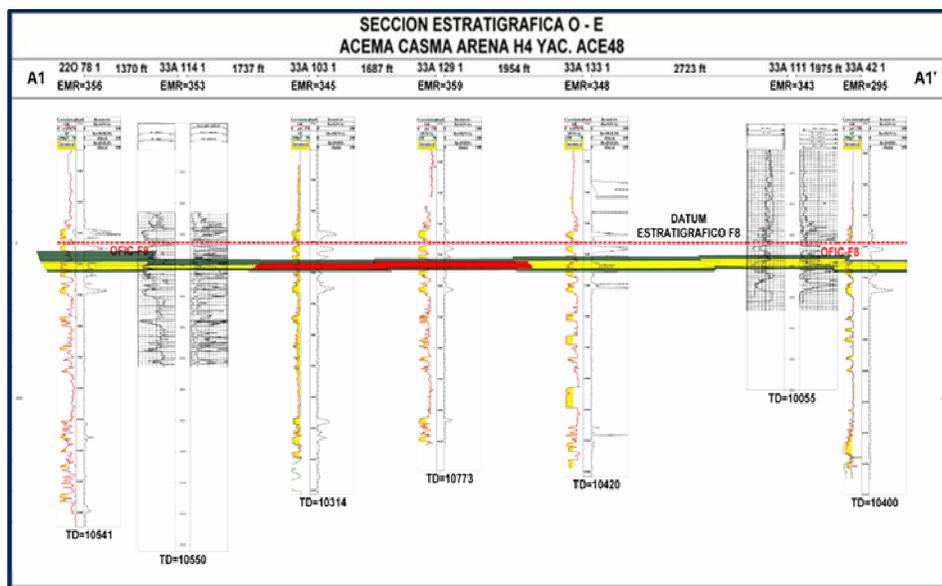


Figura N° 5.1. Sección Estratigráfica A1.

5.2.2. Modelo Estructural

Las secciones estructurales permitieron establecer variaciones en altura y profundidades que presentan los horizontes geológicos a lo largo de un plano vertical. En general se contaban con 6 secciones estructurales (Apéndice B), validándose los límites y cambio de buzamiento. En la Figura 5.2 se puede apreciar la falla que va en dirección Noreste-Suroeste.

Estas secciones estructurales estas conformadas por los siguientes pozos:

- Sección C (220-41; 220-78; 220-58).
- Sección D (33-AC-56; 33-AC-23; 33-AC-116; 33-AC-27; 33-AC-134).
- Sección E (33-AC-37; 33-AC-115; 33-AC-26).
- Sección F (220-92; 33-AC-114; 33-AC-13; 33-AC-117; 33-AC-62).
- Sección G (33-AC-134; 33-AC-110; 33-AC-24; 33-AC-95; 33-AC-37).

- Sección H (33-AC-6A; 33-AC-16; 33-AC-115; 33-AC-89).

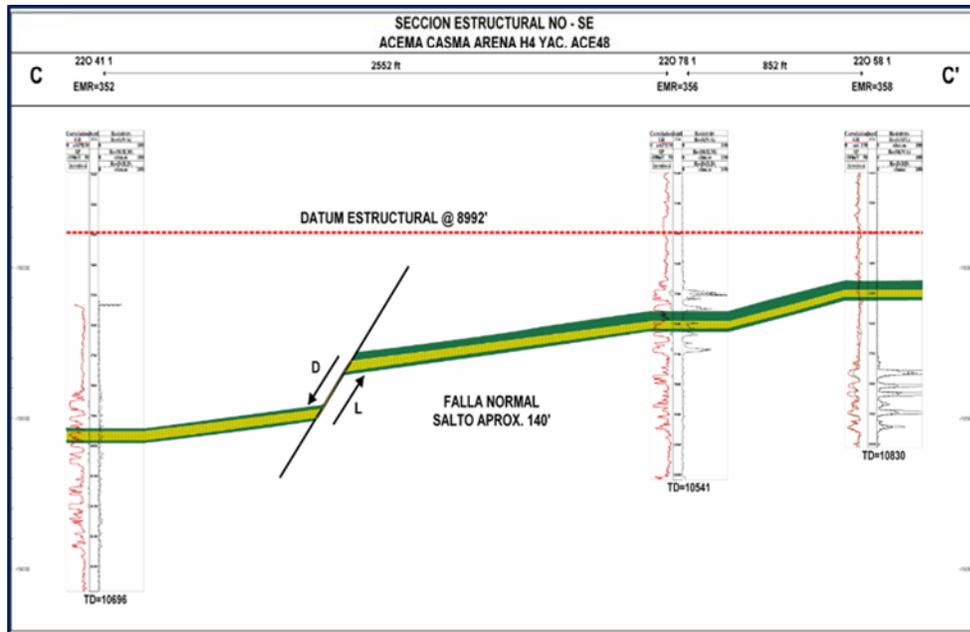


Figura N° 5.2. Sección Estructural C.

5.2.3. Generación del Mallado 3D

A través de la herramienta Petrel se generó el mallado en 3D, siendo este de gran importancia en el estudio y validación del modelo estático. Por medio de este se evidencia y se comprueba la continuidad de la arena H4, demostrando que no hay límites estructurales y sedimentológicos adicionales a los ya establecidos que puedan dividirla, considerándola una unidad hidráulica como es actualmente. El mallado de la arena H4 se puede apreciar en la Figura 5.3. En el Apéndice C se encuentran partes de las secciones del mallado 3D de la arena H4.

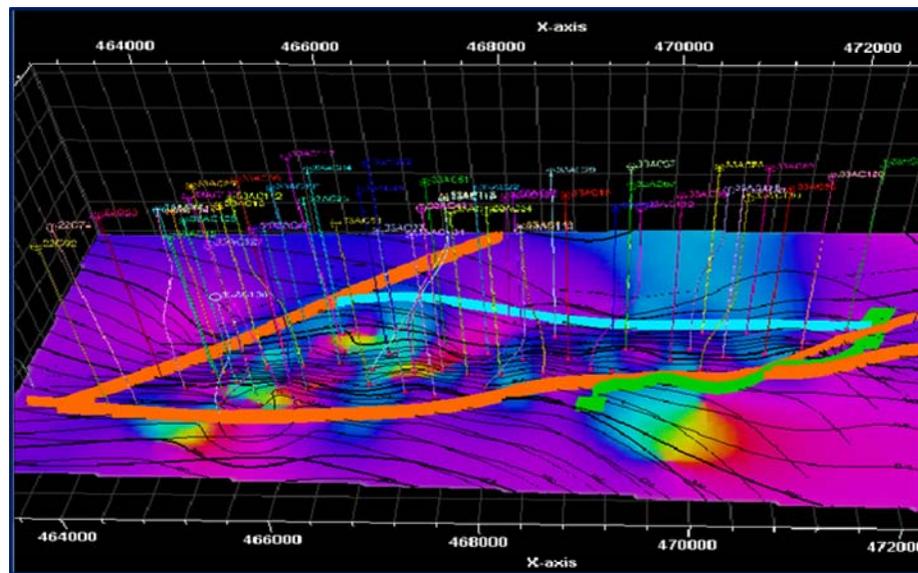


Figura N° 5.3. Arena H4 con los Pozos y Anotaciones Cargadas

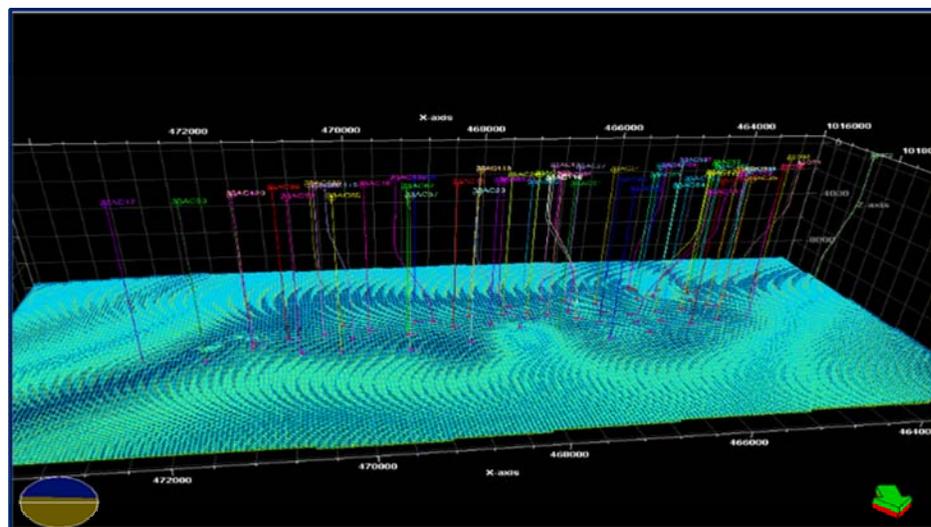


Figura N° 5.4. Mallado de la Arena H4

También se pudo obtener un mapa del espesor de arena neta, este se generó por medio del programa Petrel. A través del programa OFM se originó otro mapa, a diferencia del realizado por Petrel este refleja los valores de arena neta petrolífera, al hacer las comparaciones entre los dos se puede notar que no difieren mucho uno del otro. En la Figura 5.5 se puede apreciar el mapa realizado por Petrel.

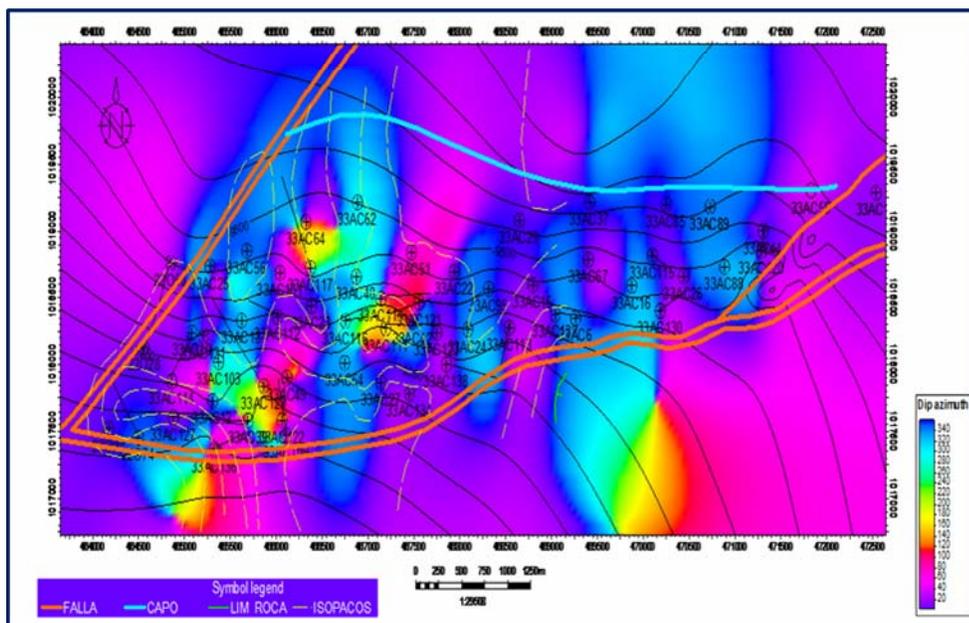


Figura N° 5.5. Mapa de Arena Neta

5.2.4. Modelo Sedimentológico

La arena en estudio pertenece a la Formación Oficina y según la dirección sedimentológica y el análisis de las electrofacies, permite interpretar esta área como un delta dominado por oleaje, caracterizándose por material sedimentario aportado por el mar a los canales distributarios, los cuales son distribuidos lateralmente por las corrientes litorales, con una dirección de sedimentación Noreste, Figura 5.6. Al ser comparado los mapas obtenidos a través del análisis petrofísico con el mapa

sedimentológico podemos apreciar la similitud que presentan estos con respecto a las zonas de mayor y menor calidad. A continuación se observa el mapa de ambiente.

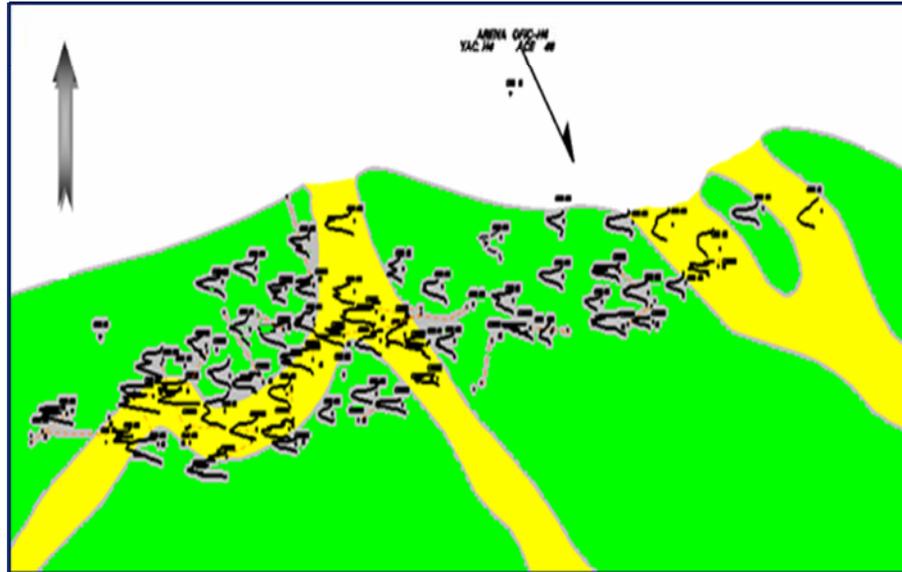


Figura N° 5.6. Mapa de Ambiente.

5.2.5. Evaluación de la Petrofísica

5.2.5.1. Arena Neta Petrolífera

El cálculo de esta propiedad es muy importante, ya que influirá en el cálculo del POES, debido a que si se empleara el valor de arena neta en lugar del espesor de arena neta petrolífera promedio se estaría tomando como petróleo un volumen que en realidad es agua, y por ende se estaría sobre estimando el POES. En la Figura 5.7 se pueden ver el cambio de espesor que presenta el yacimiento, presentado un rango de 5 a 34 pies.

5.2.5.3. Volumen de Arcilla (Vsh)

En cada pozo se evaluó el volumen de arcillosidad que se encuentra en el espacio poroso de la arena, utilizando los registros Gamma Ray, como se citó en el capítulo tres (3). Los valores obtenidos van desde un rango de 8% a 53%, estos se encuentran en la Tabla N° 5.2.

Tabla N° 5.2. Valores de Arcillosidad.

POZOS	Vsh	POZOS	Vsh	POZOS	Vsh	POZOS	Vsh
33AC-42	0,08	33AC-49	0,20	33AC-22	0,31	33AC-24	0,27
33AC-44	0,02	33AC-83	0,16	33AC-23	0,40	33AC-25	0,22
33AC-62	0,03	33AC-112	0,17	33AC-29	0,31	33AC-26	0,22
33AC-89	0,04	33AC-130	0,14	33AC-64	0,37	33AC-27	0,28
33AC-109	0,07	33AC-131	0,11	33AC-67	0,30	33AC-54	0,28
33AC-114	0,07	33AC-136	0,18	33AC-85	0,35	33AC-59	0,29
33AC-118	0,03	33AC-111	0,13	33AC-110	0,35	33AC-88	0,25
33AC-129	0,09	33AC-127	0,14	33AC-132	0,36	33AC-95	0,28
33AC-10	0,13	33AC-133	0,17	33AC-134	0,33	33AC-120	0,26
33AC-12	0,14	33AC-137	0,20	33AC-115	0,38	33AC-122	0,21
33AC-37	0,18	33AC-6	0,24	33AC-15	0,52	33AC-135	0,26
33AC-39	0,17	33AC-13	0,27	33AC-113	0,52	33AC-138	0,24
33AC-48	0,17	33AC-16	0,24	33AC-116	0,53	33AC-123	0,24

5.2.5.4 Porosidad. (\emptyset)

La porosidad se determinó por el método Densidad-Neutrón, obteniendo valores que van desde 7% y 24%, resultando un valor ponderado de 16%. En la Tabla 5.3 se muestran los valores para cada pozo.

Tabla N° 5.3. Valores de Porosidad (ϕ)

POZOS	ϕ (Frac)						
33AC-42	0,24	33AC-49	0,16	33AC-24	0,16	33AC-22	0,13
33AC-44	0,20	33AC-83	0,16	33AC-25	0,16	33AC-23	0,12
33AC-62	0,19	33AC-112	0,17	33AC-26	0,15	33AC-29	0,15
33AC-89	0,25	33AC-130	0,18	33AC-27	0,15	33AC-64	0,11
33AC-109	0,17	33AC-131	0,19	33AC-54	0,15	33AC-67	0,14
33AC-114	0,21	33AC-136	0,18	33AC-59	0,16	33AC-85	0,10
33AC-118	0,19	33AC-111	0,18	33AC-88	0,11	33AC-110	0,09
33AC-129	0,17	33AC-127	0,18	33AC-95	0,11	33AC-132	0,12
33AC-10	0,19	33AC-133	0,21	33AC-120	0,10	33AC-134	0,11
33AC-12	0,17	33AC-137	0,16	33AC-122	0,12	33AC-115	0,10
33AC-37	0,15	33AC-6	0,14	33AC-135	0,13	33AC-15	0,06
33AC-39	0,15	33AC-13	0,16	33AC-138	0,14	33AC-113	0,07
33AC-48	0,19	33AC-16	0,15	33AC-123	0,14	33AC-116	0,07

5.2.5.5. Permeabilidad (k)

La ecuación desarrollada por Timur Modificado es la que mejor se ajustó al área en estudio por medio de cálculos realizados. Este método de determinación de permeabilidad se considera bastante empírico, sin embargo el mismo permite establecer de forma relativa la variación de permeabilidad.

Los valores de permeabilidad oscilan entre 53,86 (md) a 2927,02 (md), obteniendo un valor promedio ponderado de 948 md. En la Tabla 5.4 se muestran los de permeabilidad.

Tabla N° 5.4. Valores de Permeabilidad (k)

POZOS	K(md)	POZOS	K(md)	POZOS	K(md)	POZOS	K(md)
33AC-42	2927,02	33AC-49	835,30	33AC-24	766,27	33AC-22	415,62
33AC-44	1516,43	33AC-83	705,08	33AC-25	729,72	33AC-23	308,98
33AC-62	1354,37	33AC-112	964,31	33AC-26	567,45	33AC-29	645,75
33AC-89	3331,09	33AC-130	1148,12	33AC-27	617,23	33AC-64	221,90
33AC-109	888,49	33AC-131	1308,56	33AC-54	644,41	33AC-67	476,67
33AC-114	1895,28	33AC-136	1168,12	33AC-59	730,16	33AC-85	147,21
33AC-118	1501,41	33AC-111	1233,29	33AC-88	199,59	33AC-110	108,80
33AC-129	885,98	33AC-127	1159,98	33AC-95	214,20	33AC-132	303,36
33AC-10	1310,08	33AC-133	1964,94	33AC-120	162,24	33AC-134	212,26
33AC-12	886,63	33AC-137	740,45	33AC-122	316,06	33AC-115	175,90
33AC-37	618,01	33AC-6	540,59	33AC-135	429,56	33AC-15	22,84
33AC-39	596,84	33AC-13	841,36	33AC-138	528,47	33AC-113	55,58
33AC-48	1437,33	33AC-16	687,27	33AC-123	547,35	33AC-116	53,86

5.2.5.6. Saturación de Agua (S_w)

La saturación de agua se determinó por la ecuación de SIMANDOUX, citada en el capítulo tres (3). Obteniéndose un rango de valores que van desde 0,16 a 0,97 %, arrojando un valor ponderado de 22%. En la Tabla 5.5 se observan los valores.

Tabla N° 5.5. Calculo de la Saturación de Agua (Sw)

POZO	Rt (ohm-m)	Rsh (ohm-m)	Vsh (Fracc)	Sw (Fracc)	POZO	Rt (ohm-m)	Rsh (ohm-m)	Vsh (Fracc)	Sw (Fracc)
33AC-6	8	2,5	0,24	0,52	33AC-37	6	2,5	0,18	0,66
33AC-10	16	4	0,13	0,34	33AC-39	12	3	0,17	0,44
33AC-12	12,5	3	0,14	0,41	33AC-42	21	4	0,08	0,25
33AC-13	16	4	0,27	0,34	33AC-44	22	3	0,02	0,29
33AC-15	6	3	0,52	0,97	33AC-48	25	3	0,17	0,22
33AC-16	15	4	0,24	0,41	33AC-49	20	3	0,20	0,28
33AC-22	12	4	0,31	0,50	33AC-54	14	4	0,28	0,38
33AC-23	8	2,5	0,40	0,49	33AC-59	6	4	0,29	0,63
33AC-24	9	4	0,27	0,49	33AC-62	20	3,5	0,03	0,32
33AC-25	12	4	0,22	0,46	33AC-64	7,5	2,5	0,37	0,57
33AC-26	14	3,5	0,22	0,39	33AC-67	7	3	0,30	0,58
33AC-27	26	4	0,28	0,27	33AC-83	7,5	2,5	0,16	0,57
33AC-29	38	3,5	0,31	0,16	33AC-85	11	5	0,35	0,60

Tabla N° 5.6. Calculo de la Saturación de Agua (Sw).

POZO	Rt (ohm-m)	Rsh (ohm-m)	Vsh (Fracc)	Sw (Fracc)	POZO	Rt (ohm-m)	Rsh (ohm-m)	Vsh (Fracc)	Sw (Fracc)
33AC-88	6	3	0,25	0,82	33AC-122	13,5		0,21	0,43
33AC-89	37	3	0,04	0,18	33AC-123	15	3	0,24	0,34
33AC-95	10	2,5	0,28	0,51	33AC-127	15	4	0,14	0,34
33AC-109	10	3	0,07	0,50	33AC-129	11	2,5	0,09	0,46
33AC-110	13	4	0,35	0,52	33AC-130	20	3	0,14	0,28
33AC-111	14	3	0,13	0,37	33AC-131	10	2,5	0,11	0,43
33AC-112	12	2,5	0,17	0,39	33AC-132	10	2,5	0,36	0,43
33AC-113	8	2	0,52	0,65	33AC-133	25	3	0,17	0,21
33AC-114	22	3	0,07	0,26	33AC-134	8	2,5	0,33	0,57
33AC-115	10	5	0,38	0,51	33AC-135	7	2	0,26	0,55
33AC-116	9	2,5	0,53	0,57	33AC-136	12	3	0,18	0,38
33AC-118	19	2,5	0,03	0,32	33AC-137	25	2,5	0,20	0,20
33AC-120	11	2,5	0,26	0,51	33AC-138	8	3	0,24	0,55

5.2.5.7. Parámetros de Corte (Cut-Offs)

A continuación se le presenta una tabla con los parámetros de corte arrojados de acuerdo a la tendencia obtenida de los diferentes pozos del yacimiento. En el Apéndice B se muestran los gráficos generados de la arena H4 para obtener los parámetros de corte, Tabla 5.7.

Tabla N° 5.7. Parámetros de Corte.

Parámetros de Corte	
ϕ	12%
Vsh	32%
Swc	70%
k	300md

5.2.5.8. Mapas de Isopropiedades

A partir de los valores obtenidos por pozo de las propiedades petrofísicas, se realizaron los mapas de isopropiedades con el uso de la herramienta OFM (Oil Field Manager). A continuación se presenta los mapas pertenecientes a su respectiva propiedad.

➤ Mapa de Isoporosidad

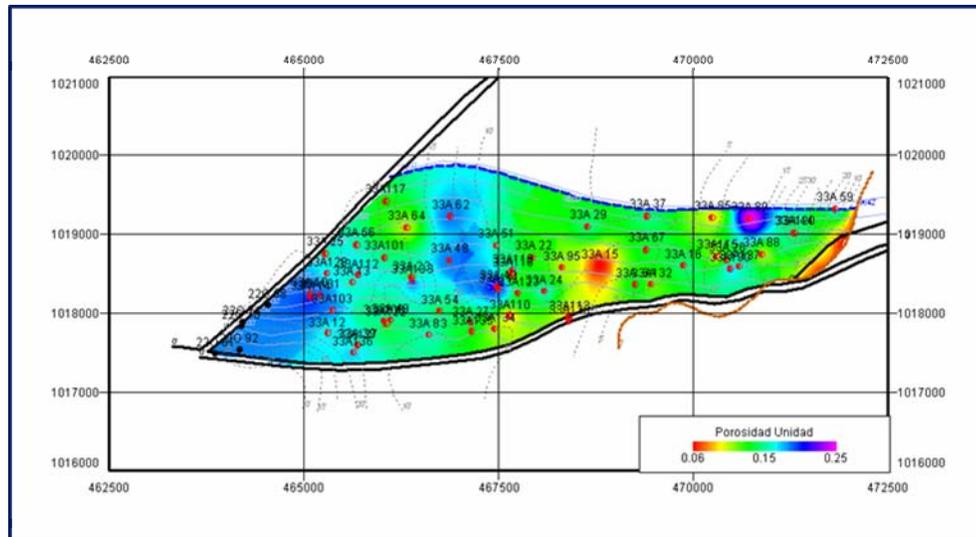


Figura N° 5.8. Mapa de Isoporosidad.

➤ Mapa de Isopermeabilidad.

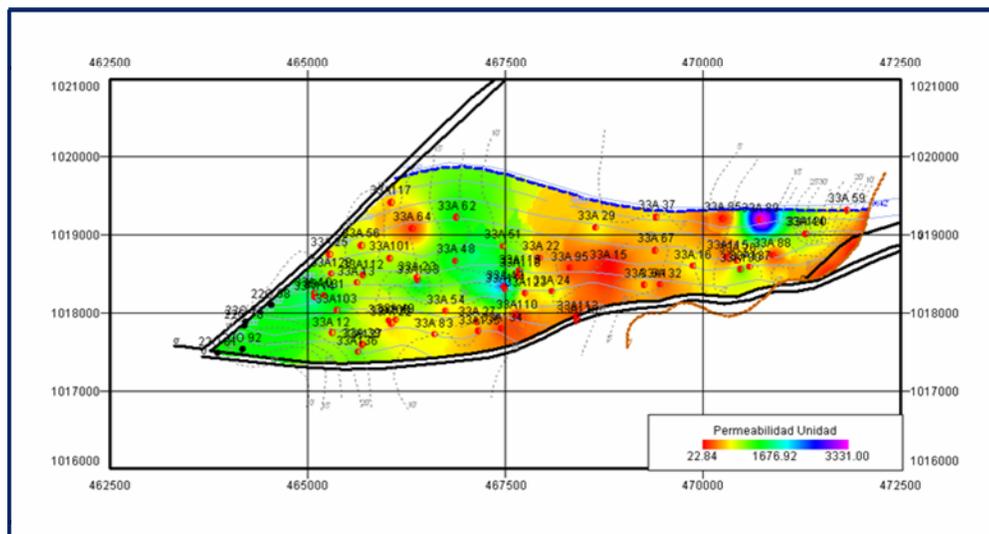


Figura N° 5.9. Mapa de Isopermeabilidad

5.3. Análisis de las Propiedades de los Fluidos

El yacimiento H4 ACE-48 no tiene un PVT ni cuenta con un vecino, se generó uno sintético a través de MBAL el cual fue validado por correlaciones de la TOTAL y por valores reales de la arena H4.

5.3.1. Presión Inicial del Yacimiento

Se recopilaron todas las pruebas estáticas realizadas a la arena H4, estas fueron llevadas al mismo nivel de referencia (Datum), para esto fue necesario el cálculo del gradiente del yacimiento ($Gy = 0,406$ lpc/pie), obteniendo por medio de la ecuación 4.18, mencionada en el capítulo 4.

Al no contar con la presión inicial del yacimiento debido a que no se tomó ningún un BHP/BHT al comienzo de la producción se procedió a graficar los BHP vs N_p . Se extrapolo lo valores de presión estática a un $N_p=0$, dando un valor de inicial de presión de 4.070 lpca, el cual no difiere mucho del calculado por la correlación de la TOTAL, resultando ser de 4.127 lpca, teniendo una diferencia de 57 lpca. En la Figura 5.12 se observa el valor obtenido.

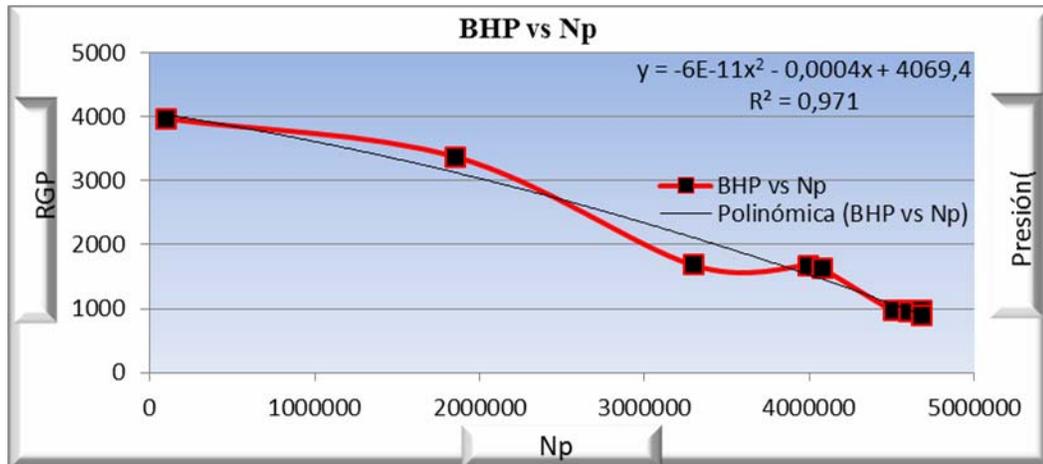


Figura N° 5.12. BHP vs Np

5.3.2. Temperatura del Yacimiento

La temperatura del yacimiento se calculó por la correlación de la TOTAL, ecuación 4.19, capítulo 4, arrojando un valor de temperatura de 252 °F, este valor se validó graficando los BHT vs Np, luego se tomó un promedio de los valores graficados, obteniendo un valor de 260 °F, Figura 5.13.

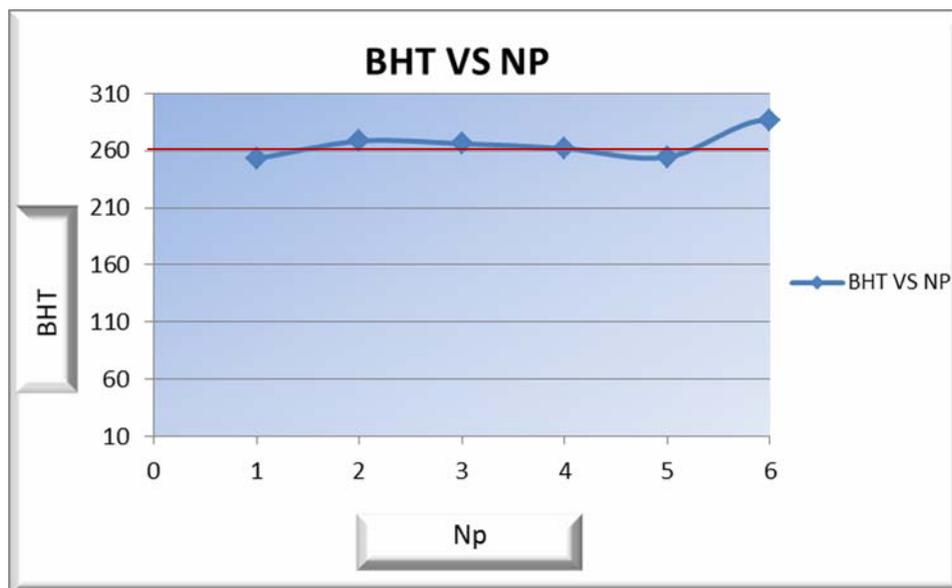


Figura N° 5.13. BHT vs Np

5.3.3. Gravedad API del Crudo (°API)

Se evaluó el comportamiento de la gravedad API del crudo al inicio de la producción, ante que la presión del yacimiento alcanzara un valor por debajo de la presión de burbujeo, a partir de estas pruebas se graficó la gravedad API en función al tiempo, generando un valor promedio de 19 °API, Figura 5.14, fijando al crudo de este yacimiento según la clasificación °API como pesado.

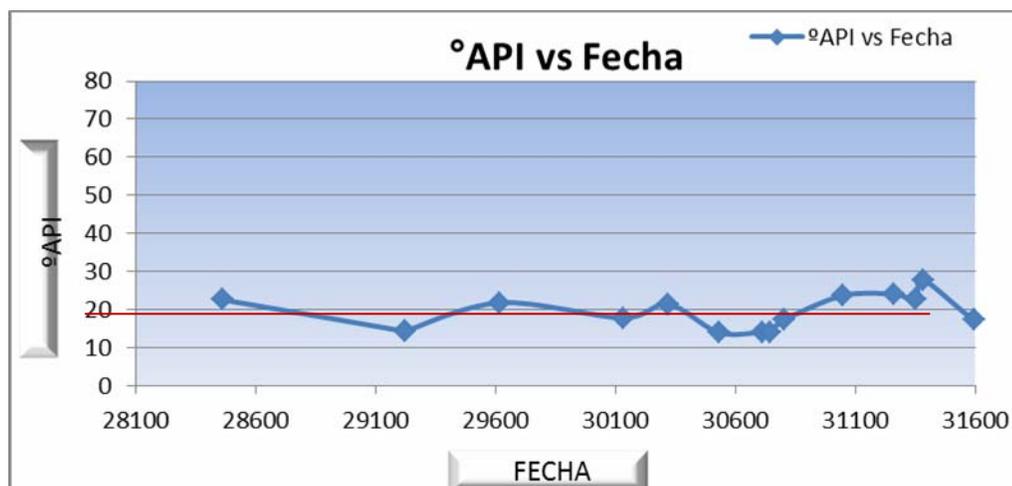


Figura N° 5.14. °API vs Fecha

5.3.4. Solubilidad Inicial del Gas en el Petróleo

Una vez tenido los valores de relación gas petróleo y la producción acumulada de petróleo se graficaron. Luego se descartaron los primeros puntos por posibles malas mediciones o cargas en la aplicación OFM, Figura 5.15, posteriormente se trazó una línea recta al inicio de la producción donde el RGP tenía y mantenía un comportamiento constante, obteniendo un valor de $R_{si} = 400 \text{ PCN/BN}$, Figura 5.16. Este comportamiento nos indica que el yacimiento inicialmente se encontraba subsaturado, por lo tanto no presenta capa de gas inicialmente como lo indica el mapa oficial. En el Apéndice A se puede apreciar el mapa oficial y el actual del yacimiento H4 ACE-48, arena H4.

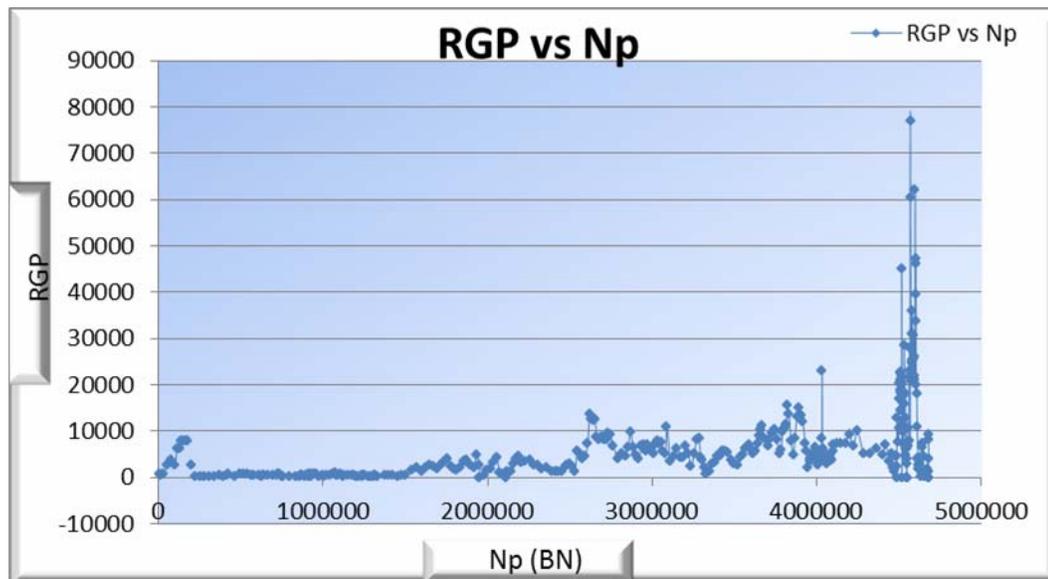


Figura N° 5.15. RGP vs Np

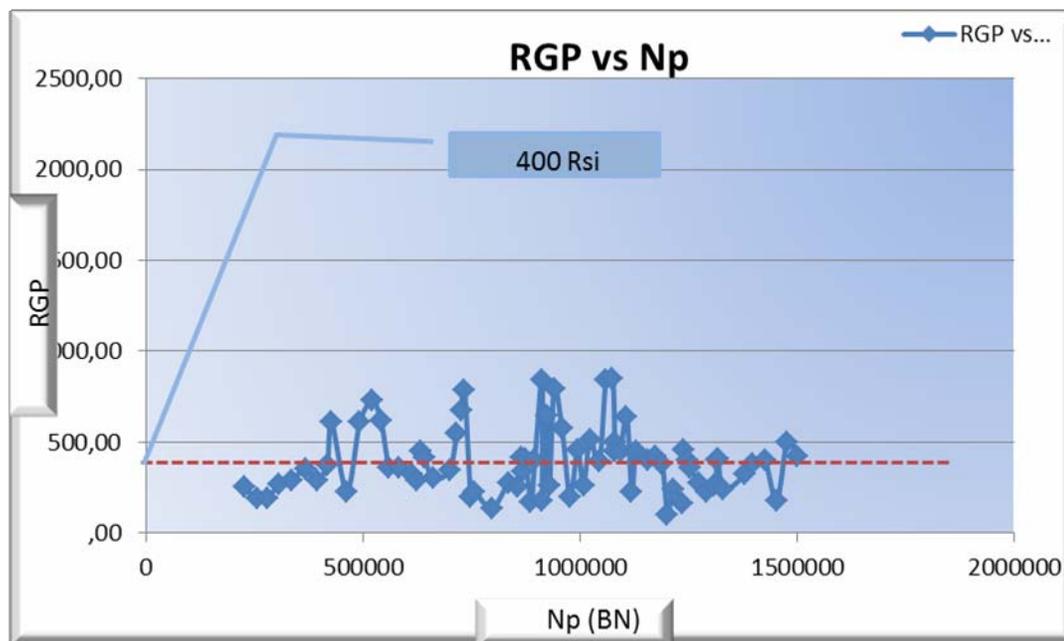


Figura N° 5.16. RGP vs Np

5.3.5 Presión de Burbujeo (Pb)

Se obtuvo la presión de burbujeo a través de la gráfica RGP y BHP vs Np como se explica en el capítulo 4 y como se puede apreciar en la Figura 5.17. Este valor de burbujeo generado de datos reales de la arena H4 fue de 3560 Lpca.

También se calculó este valor mediante la correlación de la TOTAL para corroborarlo con el obtenido por el gráfico, teniendo una diferencia de 557 Lpca.

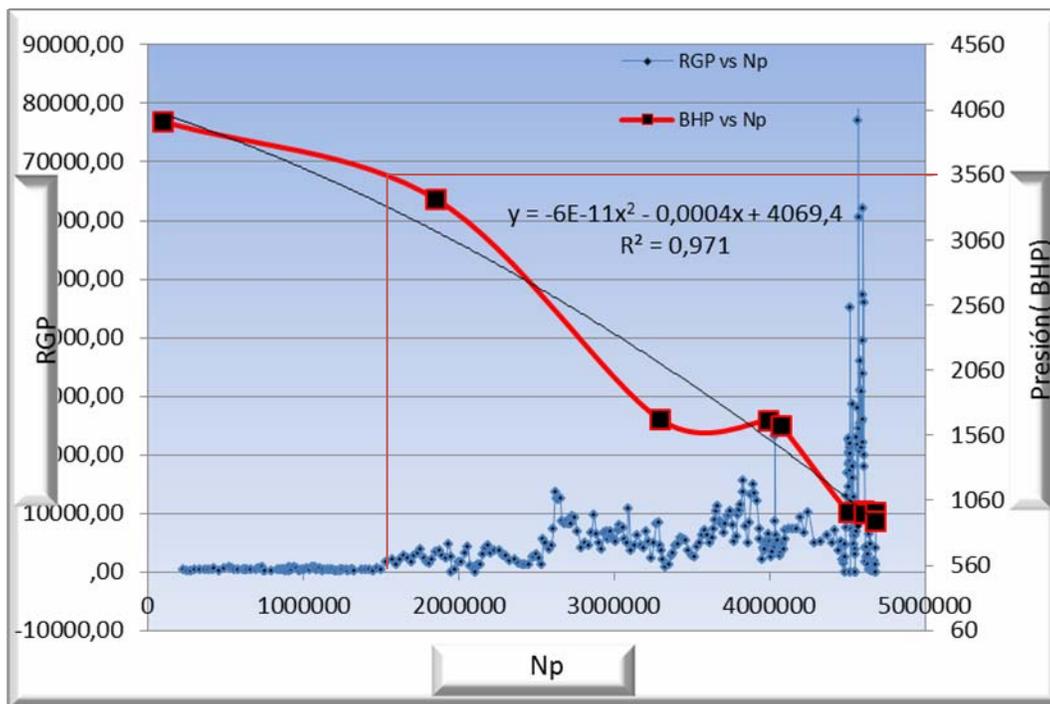


Figura N° 5.17. BHP y RGP vs Np.

5.4. Cálculos Volumétricos

5.4.1. Profundidad del Nivel de Referencia (Datum)

Con la profundidad al Datum se pudo llevar las presiones y temperaturas (BHP/BHT) recopiladas a esta profundidad, también sirvió para el cálculo de la presión original por la correlación de la TOTAL. El valor al Datum se halló cuando se graficó la profundidad subsae en función de la roca (considerando el centroides del yacimiento), obteniéndose una profundidad de referencia de 9400 pies bajo el nivel del mar. Figura 5.18, con una diferencia de 20 pies con respecto al Datum Oficial.

Tabla N° 5.8. Calculo del Volumen por Estructura del Yacimiento H4 ACE-48.

Profundidad (Pies)	Volumen (acres-pies)	Acumulado (acres-pies)	Fraccion
9642	2344,34	30770,18	1
9600	6359,33	28425,84	0,92
9500	7502,34	22066,51	0,71
9400	419,62	14564,17	0,47
9360	4926,7	14144,55	0,46
9300	615,4	9217,85	0,3
9250	4177	8602,45	0,28
9200	4425,45	4425,45	0,14
9150	0	0	0

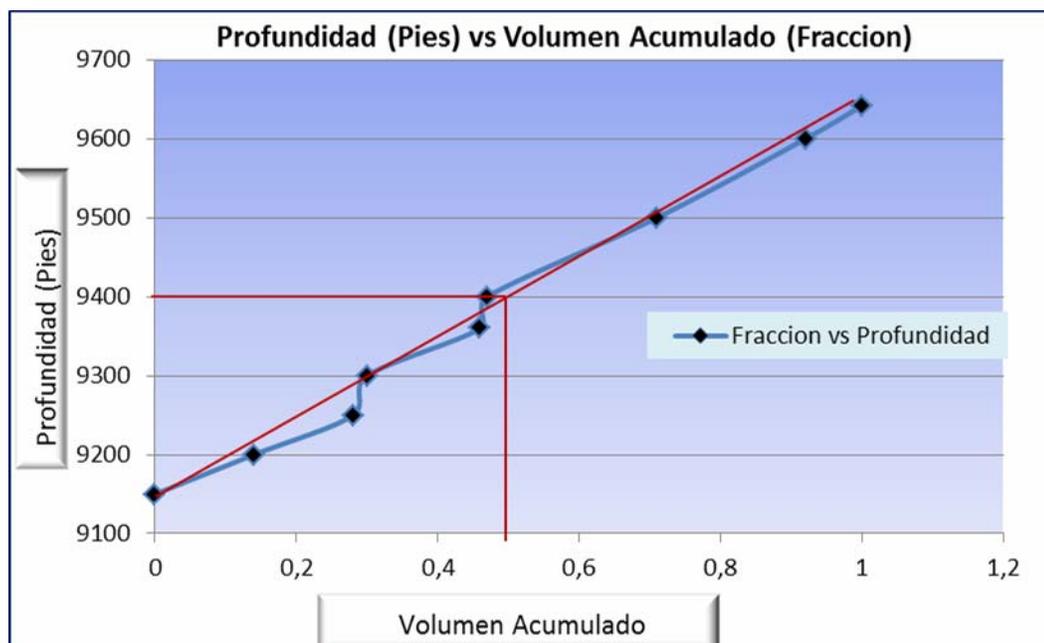


Figura N° 5.18. Volumen Bruto Acumulado en Función de la Profundidad.

5.4.2. Estimación del Petróleo Original en Sitio (POES)

Con el modelo estático ya validado se procedió al cálculo del volumen bruto del yacimiento por medio de la aplicación Sigemap, obteniéndose una área de 2.735 acre y un volumen de 30.767 acres-pies, dando un POES de 24.084.000 BN, menor que el POES oficial, debido al cambio de los valores de porosidad y saturación de agua inicial, datos originados por la petrofísica realizada durante el estudio.

5.4.3. Estimación del Gas en Solución (GOES)

En cuanto a la estimación de GOES, obtenida a través de la ecuación 4.29, este arroja un valor de 9.632 MMPCN.

5.5. Modelo Dinámico

5.5.1. Histórico de Producción

Se obtuvo toda la información de producción requerida a través de las herramientas con que cuenta PDVSA. Estos datos arrojados por diferentes programas se compararon entre sí, posterior a esto se revisaron con las carpetas de los pozos, pudiendo confirmar que la data obtenida es correcta.

5.5.2 Mapas de Isoproducción

A continuación se presentan los mapas de isoproducción realizados a través del programa OFM.

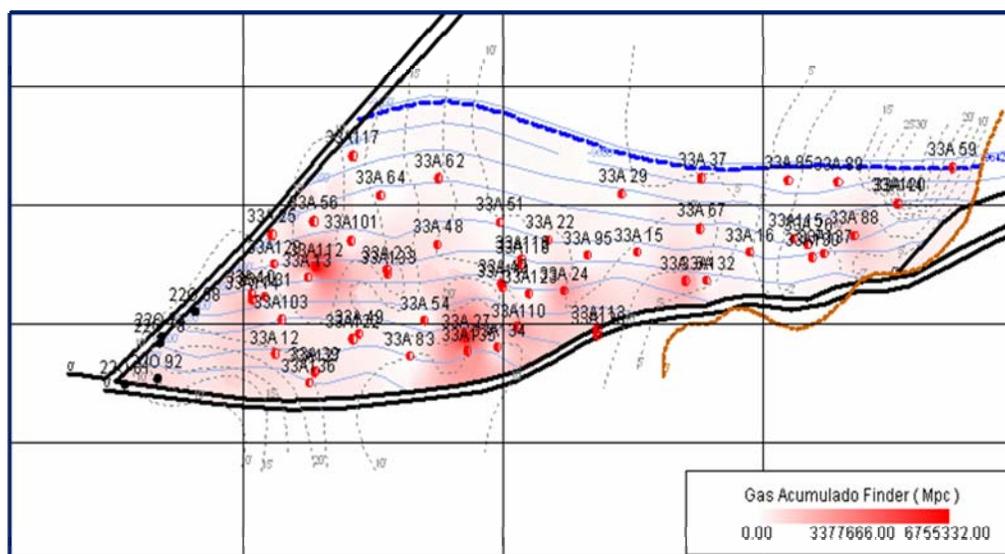


Figura N° 5.19. Representación de la Producción Acumulada de Gas.

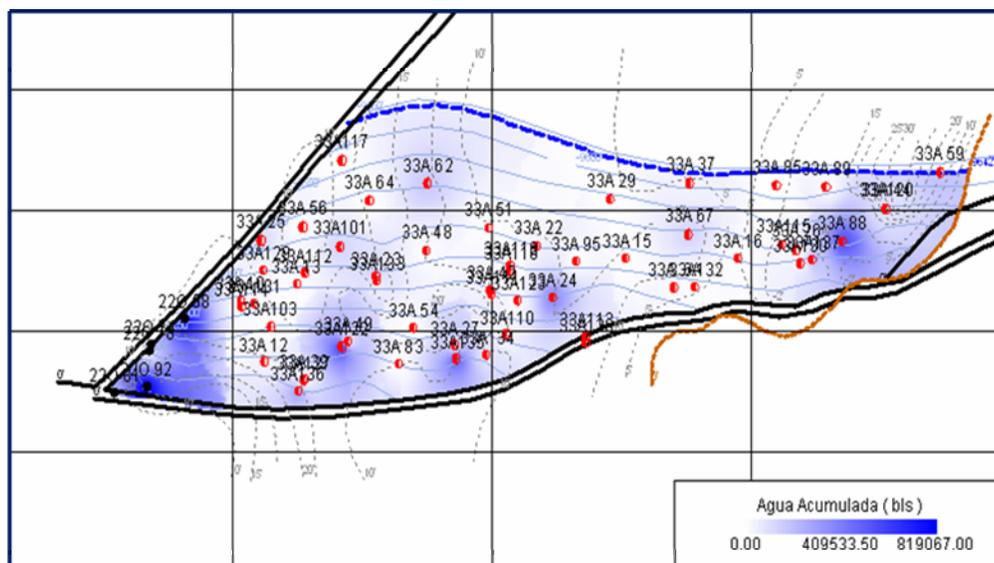


Figura N° 5.20. Representación de la Producción Acumulada de Agua.

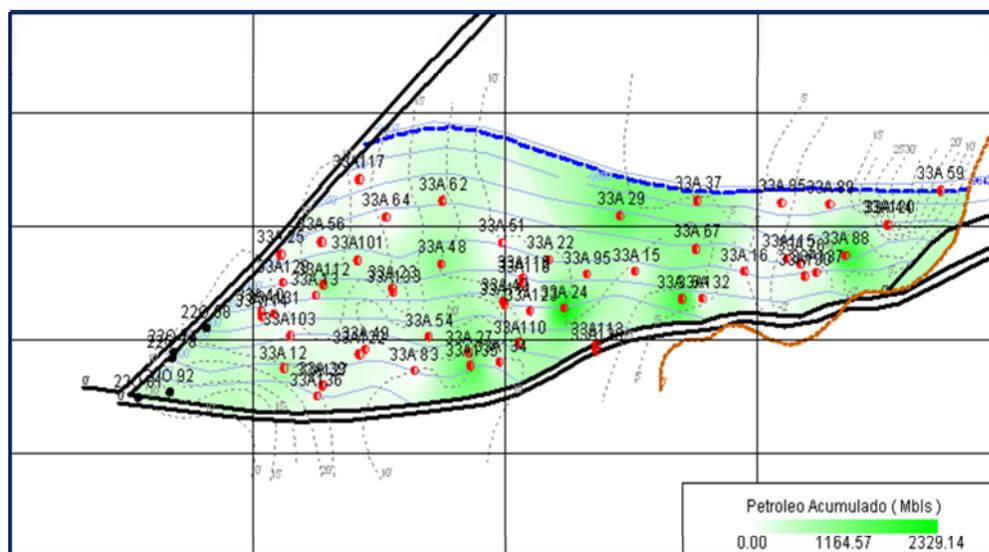


Figura N° 5.21. Representación de la Producción Acumulada de Petróleo

5.5.3. Análisis de la Historia de Presión

Las presiones se obtuvieron a partir de pruebas estáticas (BHP-BHT). Dichas presiones fueron llevadas a la cara de la arena, y extrapoladas al Datum. La última prueba se realizó el 12 de Septiembre del 2010 en el pozo 33-AC-49, arrojando un valor de 834 Lpca.

5.5.4. Permeabilidades Relativas (k_r)

La generación de un plan de explotación de un yacimiento se basa en la caracterización dinámica y efectiva del mismo que ayude a la óptima recuperación de las reservas. Uno de los modelos más importante para lograr el objetivo anteriormente mencionado es el que describe la interacción entre la roca y los fluidos presentes en el yacimiento, ya que además de contribuir a la obtención de las reservas originales en sitio, facilita la reproducción del comportamiento de un yacimiento al ser sometido algún proceso de recuperación mejorada. Por tal motivo se realizó un estudio de permeabilidades relativas a través de los sistemas bifásicos agua-petróleo y gas petróleo, permitiendo determinar el fluido que humecta preferencialmente al medio poroso, así como los valores de permeabilidad máximos para cada fluido y las saturaciones máximas o mínimas para los fluidos involucrados. Para generar los valores de permeabilidades relativas para cada sistema se utilizó el programa SPIYAC que utiliza las correlaciones mostradas en el capítulo 4, desarrolladas por la empresa TOTAL, a partir de núcleos de yacimiento pertenecientes en su momento a CORPOVEN, S.A, para yacimientos del oriente venezolano.

Se observó que para el sistema agua-petróleo, Figura 5.19, la fase mojante está representada por el agua, y por la teoría de flujo de canales, desarrollados por Moore y Slobod, se definió el yacimiento hidrófilo, puesto que para saturaciones de agua de 50%, la k_{ro} (fase no mojante) es mayor a la k_{rw} (fase mojante), es decir, la movilidad

del petróleo a este punto es mayor que el agua, mientras que a mayores saturaciones de agua se produce una disminución de la k_{ro} , impidiendo que el petróleo fluya con facilidad.

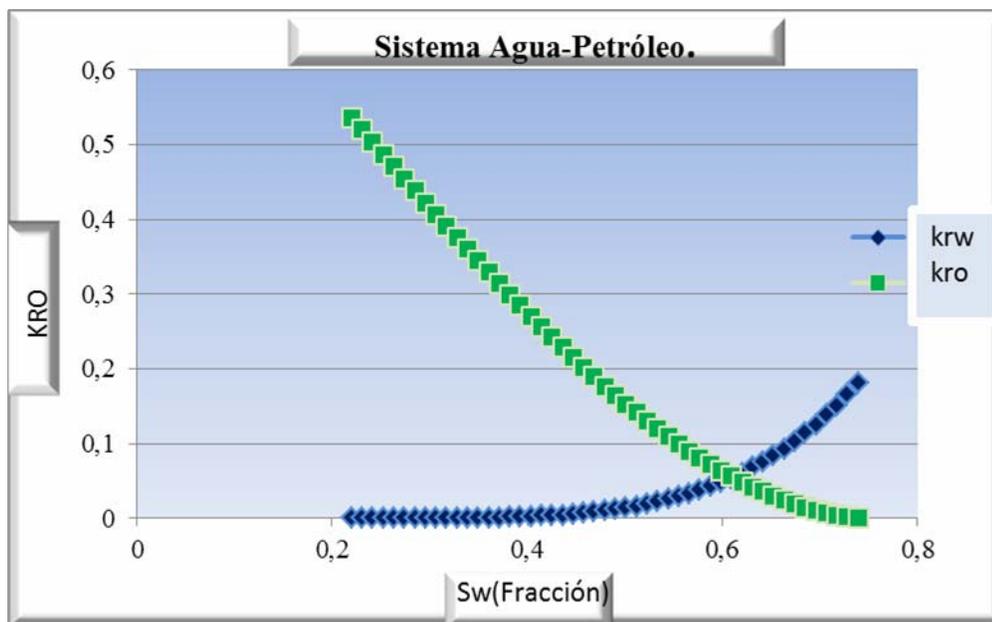


Figura N° 5.22. Curvas de Permeabilidad Relativa Agua-Petróleo.

A aquí se observa que el punto de intersección entre las curvas de permeabilidad relativa, se encuentra a 61% de saturación de agua, indicando que a saturaciones iguales o mayores que esta no sería recomendable sugerir que se cañonee o se proponga a producción dichos intervalos ya que el agua se moverá a través del medio poroso con mayor facilidad que el petróleo, canalizándose rápidamente.

Para el sistema gas-petróleo se tiene una saturación de gas crítica de 0,01 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 al petróleo, en la cual el

petróleo deja de ser una fase continua. En la figura 5.20 se observa el sistema Gas-Petróleo.

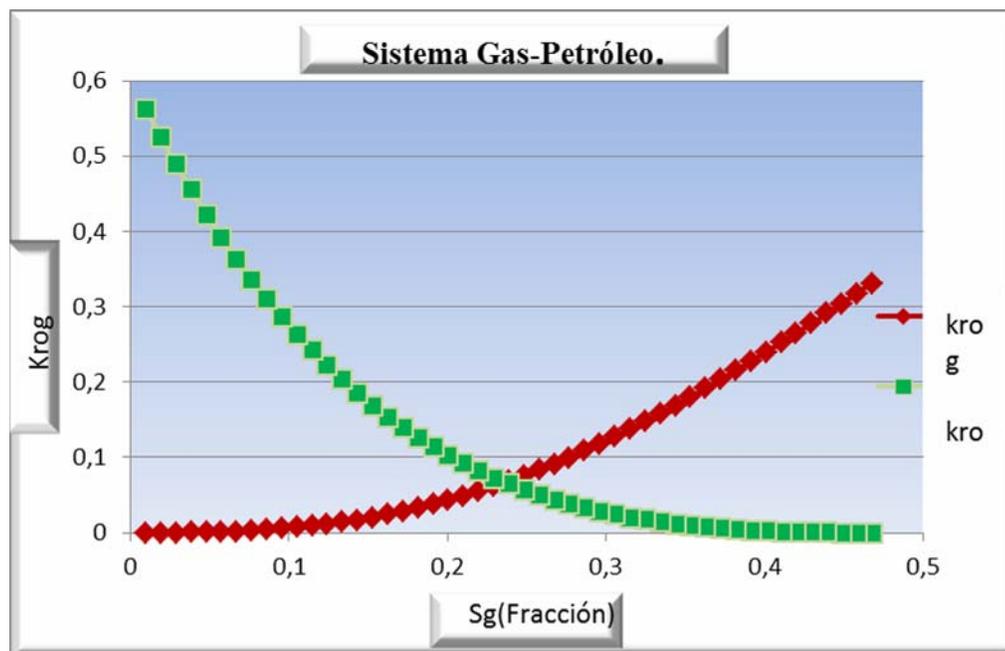


Figura N° 5.23. Curvas de Permeabilidad Relativa Gas-Petróleo

5.5.5. Balance de Materiales

El balance de materiales se llevó a cabo para validar el POES obtenido volumétricamente así como determinar el aporte de cada uno de los mecanismos de producción asociados a la vida productiva del yacimiento. Se calculó el POES por balance de materiales en el cual se realizó un cotejo tanto de producción como de presión. Inicialmente se cargaron los datos en la aplicación MBAL, tal como se explicó en el capítulo 4, los cuales fueron los parámetros del yacimiento así como los datos de producción de los fluidos y presión.

Luego de haber obtenido el cotejo de producción para los fluidos y para la presión a través de varias regresiones realizadas, se lograron dos valores de POES, uno por el método gráfico y otro por el método analítico. Los resultados del método gráfico fueron corroborados por medio del método analítico obteniendo un cotejo entre la presión y la producción acumulada de petróleo.

El POES por el método analítico a través de F-WE vs Et y por el método gráfico con respecto al método volumétrico se obtuvo un porcentaje de error de 0,21%. En la Figura 5.21 y 5.22 se muestra el método gráfico y el método analítico respectivamente.

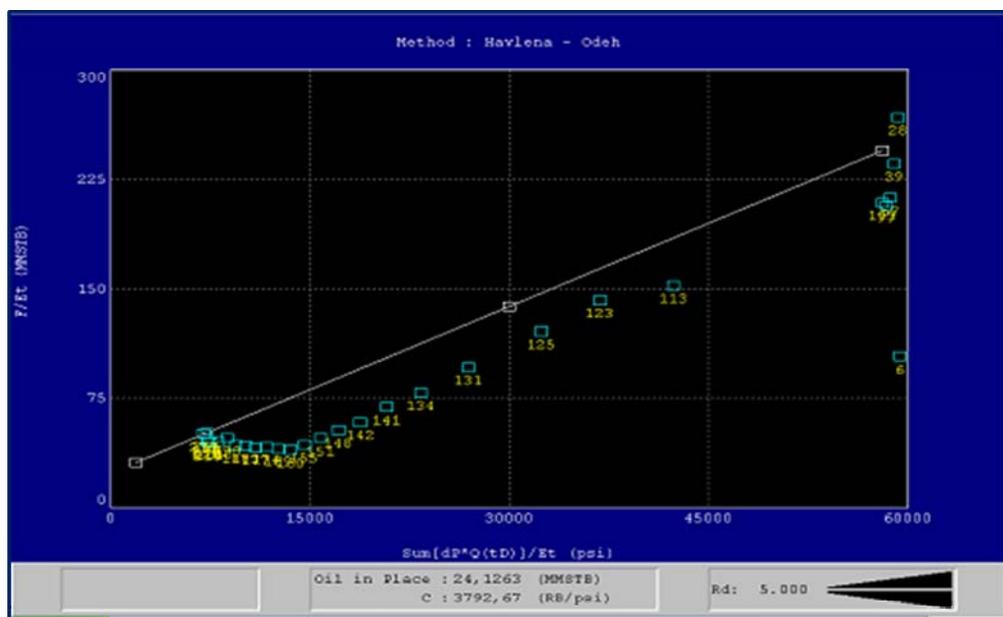


Figura N° 5.24. Método Gráfico para el Cálculo del POES

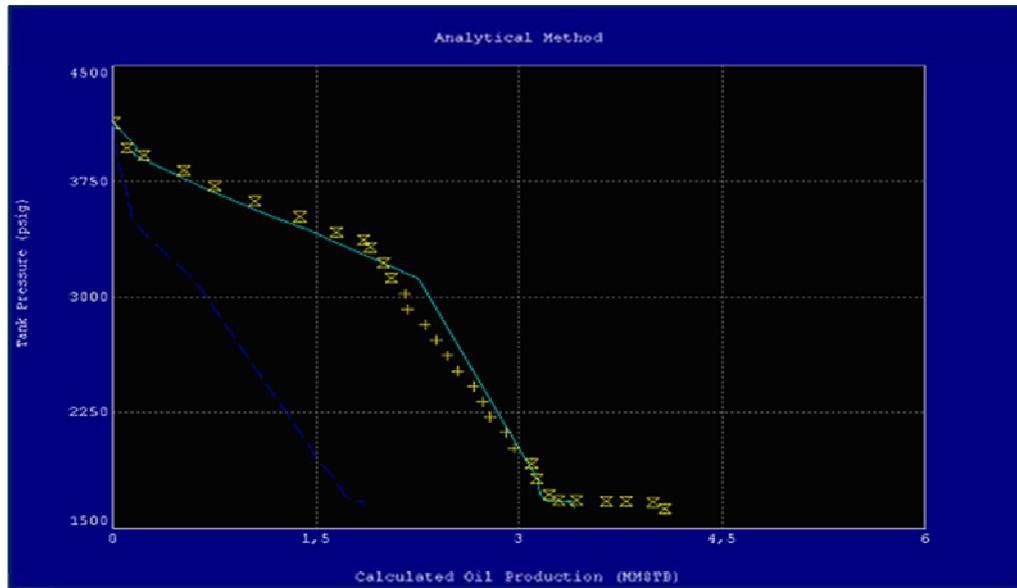


Figura N° 5.25. RGP vs N_p

5.5.5.1. Identificación de los Mecanismos de Producción.

En la Figura 5.23, se puede apreciar que el mecanismo que predomina es el influjo de agua al comienzo de la producción identificado con el color rojo. Posteriormente pasa a dominar la expansión de los fluidos identificado con un azul agua marina.

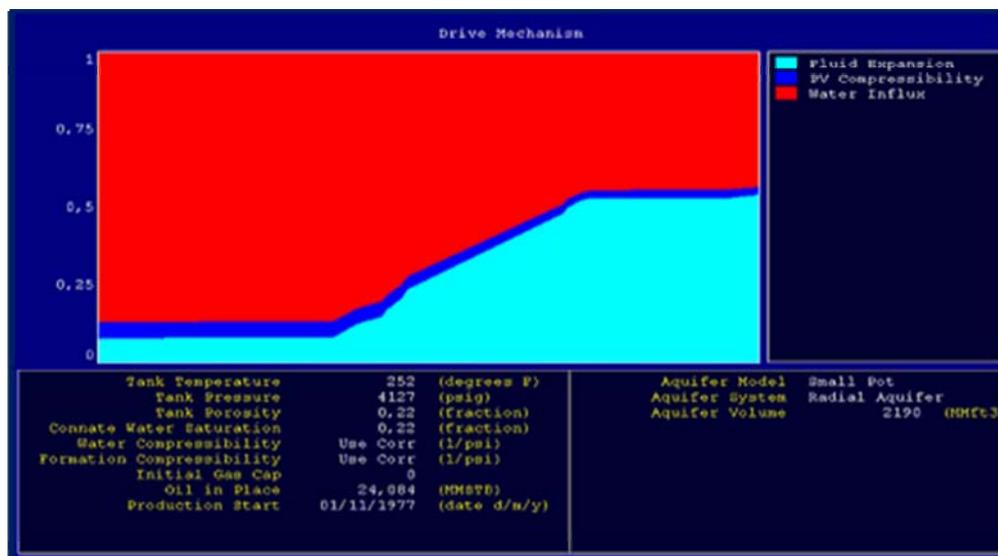


Figura N° 5.26. Mecanismo de Producción.

5.5.6. Curvas de Declinación de Producción para el Cálculo de Reservas

Las curvas de declinación de producción representan un método dinámico para la estimación de las reservas recuperables de un yacimiento. El análisis de declinación de producción en la arena H4 se realizó con el objeto de lograr un pronóstico de las reservas remanentes a través de gráficos de declinación exhibidos por el sistema de monitoreo de yacimientos OFM 2005. Durante el estudio se tomaron los pozos activos presentes en la arena H4, siendo el 33-AC-49 el único activo, y los pozos propuestos para un RA/RC y reactivación, obteniéndose unas reservas remanentes de 317 MBN, poniendo como límite económico una tasa de 15 BN/D.

A continuación se aprecia la declinación de los pozos 33-AC-49, 33-AC-130, 33-AC-137, 33-AC-111 y del yacimiento en las Figuras 27, 28, 29, 30, 31, respectivamente.

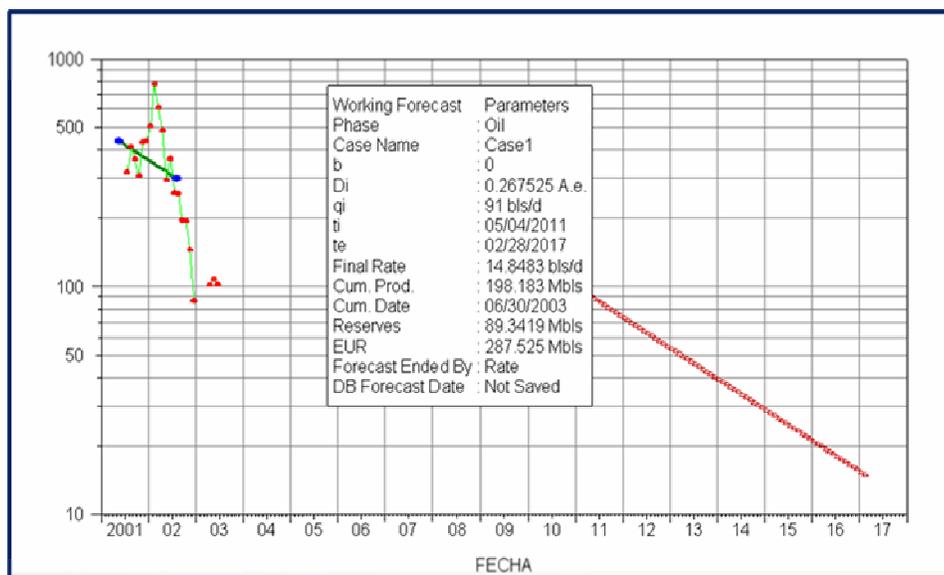


Figura N° 5.27. Declinación del Pozo 33-AC-130

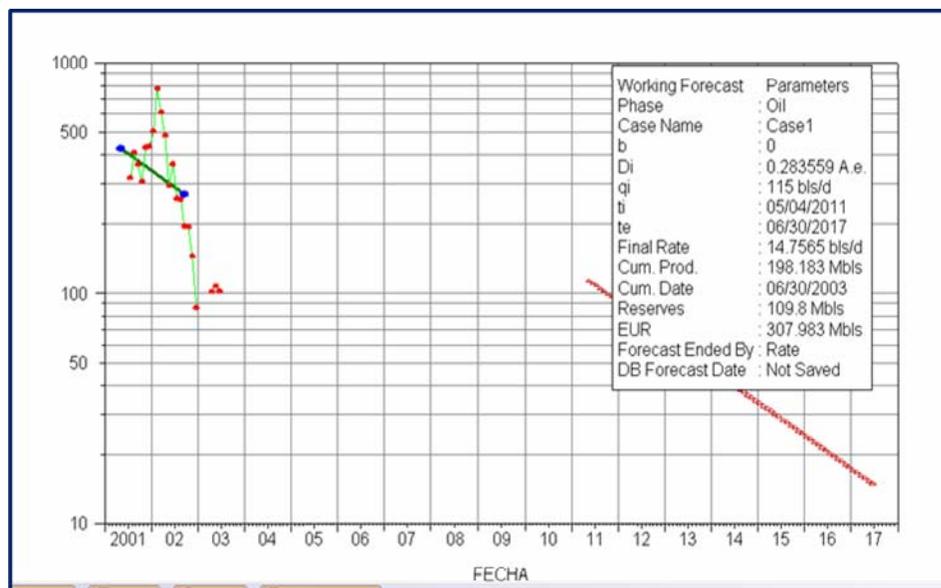


Figura N° 5.28. Declinación del Pozo 33-AC-137

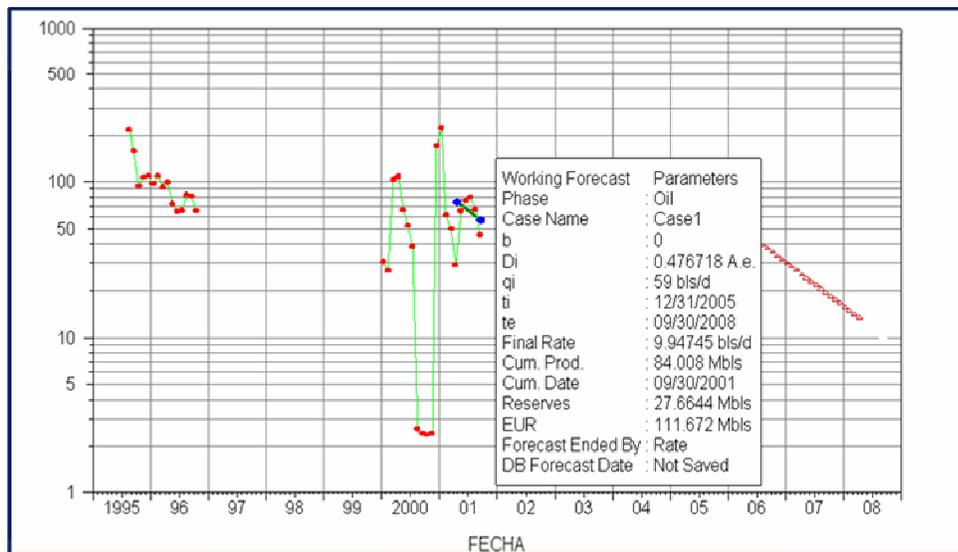


Figura N° 5.29. Declinación del Pozo 33-AC-111

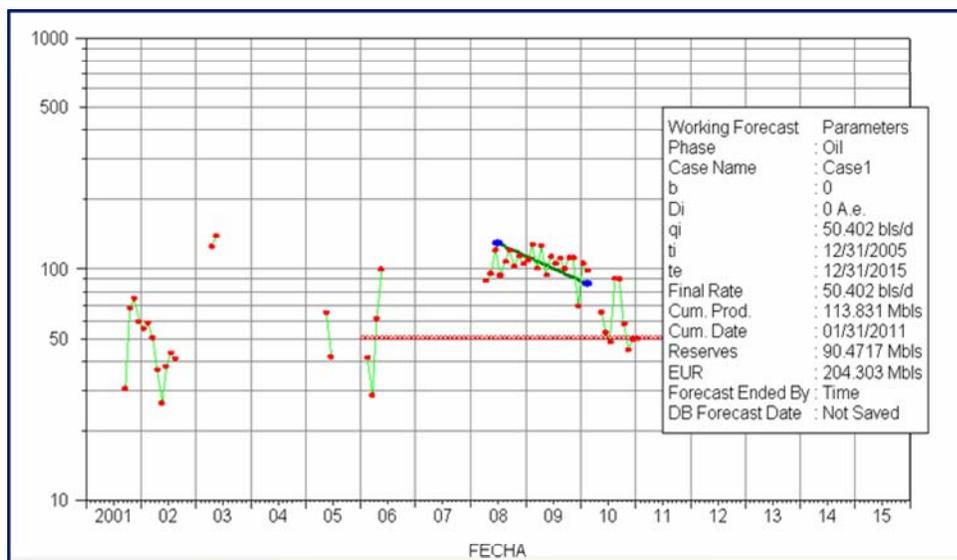


Figura N° 5.30. Declinación del Pozo 33-AC-49

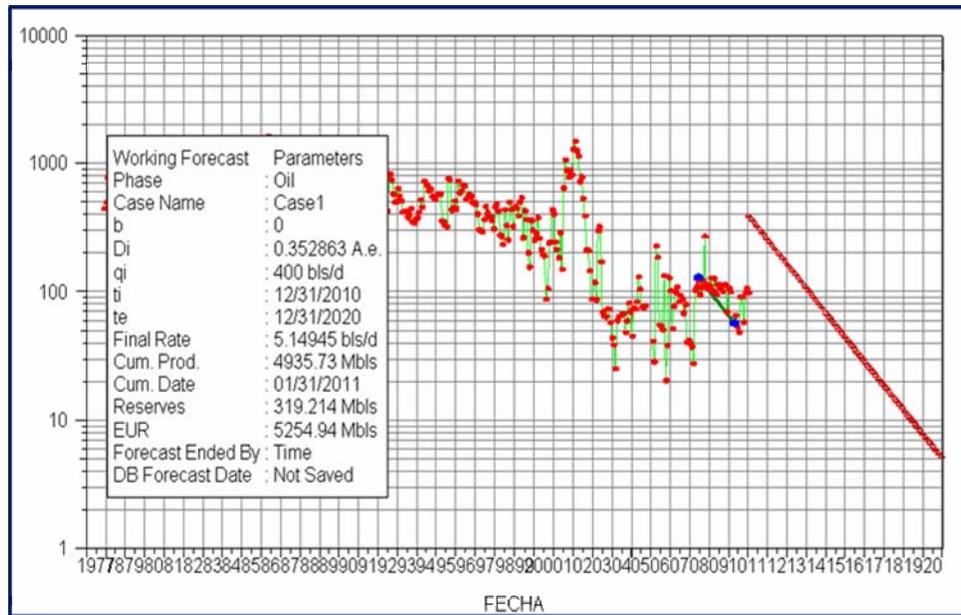


Figura N° 5.31. Declinación del Yacimiento

5.6. Generación del Plan de Explotación

A continuación se describe los factores considerados al momento de establecer los escenarios de explotación que se analizaron posteriormente, tanto desde el punto de vista de Ingeniería de Yacimiento como el económico. Esto permitió establecer cuál es el esquema de explotación más óptimo a las condiciones actuales del yacimiento, con el fin de recuperar la mayor cantidad de reservas recuperables contenidas en el yacimiento.

5.6.1. Pozos sin Posibilidades

1. Por Invasión del Acuífero

Los pozos, 33-AC-29, 33-AC-37, 33-AC-59, 33-AC-85, 33-AC-89, resultan pocos rentables debido a que su nivel estructural ya fue invadido por el agua proveniente del contacto agua petróleo.

2. Por Área Drenada

Los pozos 33-AC-13, 33-AC-25, 33-AC-48, 33-AC-54, 33-AC-56, 33-AC-103, 33-AC-114, 33-AC-133, son considerados no factibles para el esquema de explotación, debido a que el área de estos ha sido drenada casi completamente. Estos han sido los pozos con mayor producción acumulada de hidrocarburo, tal como se mostró en la Figuras 5.19, 5.20, 5.21.

3. Por Invasión de la Capa de Gas

Los pozos 33-AC-39, 33-AC-83, 33-AC-109, 33-AC-122, 33-AC-127, 33-AC-129, 33-AC-135, 33-AC-136, 220-58, 220-74, 220-81, 220-92, se encuentran muy cercanos a la capa de gas, presentando un alto RGP.

4. Por Área Interferida

Los pozos 33-AC-112, 33-AC-131 a pesar de encontrarse en zonas con buenas propiedades petrofísicas, se consideran antieconómicos debido a que los pozos con mayor producción acumulada en el yacimiento han invadido el área que les correspondía a estos.

5. Por Malas Propiedades Petrofísicos

Los pozos 33-AC-15, 33-AC-22, 33-AC-23, 33-AC-64, 33-AC-67, 33-AC-88, 33-AC-110, 33-AC-113, 33-AC-115, 33-AC-116, 33-AC-132, 33-AC-134, no se encuentran en rangos óptimos y deseados para la explotación de hidrocarburo.

6. Por Otras Causas

Los pozos 33-AC-6A, 33-AC-11, 33-AC-26, 33-AC-42, 33-AC-51, 33-AC-95, 33-AC-117, 33-AC-120, 33-AC-123, 33-AC-138, 220-28, 220-78, se encuentran cerrados por problemas mecánicos (pescados, comunicación mecánica, revestidores dañados, etc.). Los pozos 33-AC-10, 33-AC-25, 33-AC-44, 33-AC-62, 33-AC-101 se encuentran abandonados. El pozo 33-AC-24 se tiene como suplidor de gas. Y los pozos 33-AC-12, 33-AC-27, se encuentran como inyector de gas en la arena I2U.

5.6.2. Pozos con Posibilidades

7. Pozo 33-AC-130

Se propone realizar un reacondicionamiento para un futuro esperando como resultado 91 BPPD y 10 Bls/D de agua y sedimento. A través del análisis de declinación se logró determinar un horizonte económico de 6 años, obteniéndose así unas reservas de petróleo recuperables de 89 MBls. En la Figura 32 se muestra la ubicación de este pozo.

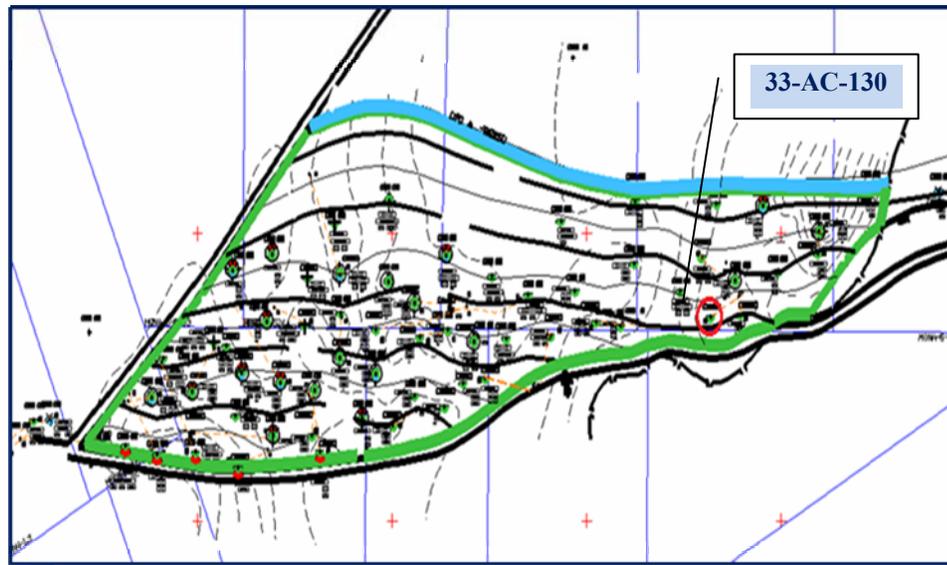


Figura N° 5.32. Ubicación del Pozo 33-AC-130

8. Pozo 33-AC-137.

Se propone realizar un reacondicionamiento en la arena H4 después que se agoten las reservas en la arena que se encuentra abierta actualmente, esperando como resultado 115 BPPD y 12 Bls/D de agua y sedimento. A través del análisis de declinación se logró determinar un horizonte económico de 6 años, obteniéndose así unas reservas de petróleo recuperables de 109 MBls. En la Figura 33 se muestra la ubicación de este pozo.

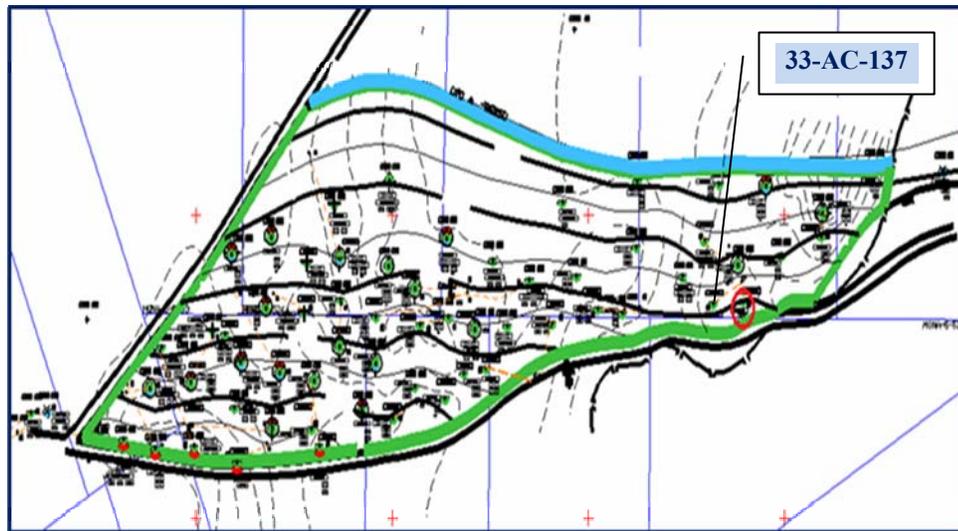


Figura N° 5.33. Ubicación del Pozo 33-AC-137

9. Pozo 33-AC-111.

Se propone realizar una reactivación en la arena H4, esperando como resultado 59 BPPD y 10 Bls/D de agua y sedimento. A través del análisis de declinación se logró determinar un horizonte económico de 6 años, obteniéndose así unas reservas de petróleo recuperables de 27 MBls. En la Figura 34 se muestra la ubicación de este pozo.

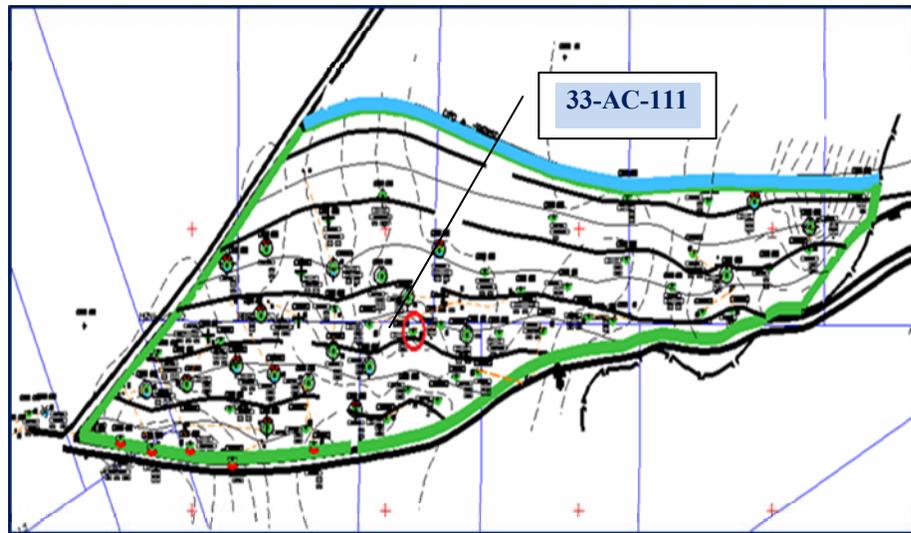


Figura N° 5.34. Ubicación del Pozo 33-AC-111

Por medio del simulador Wellflow se realizó una corrida para los pozos 33-AC-130, 33-AC-137 tomando como base los datos del pozo vecino 33-AC-26, ya que los pozos que se están proponiendo nunca han sido productores en la arena H4, obteniéndose así que los pozos fluirán con una tasa neta aproximada de 91 y 115 Bls/D respectivamente. Para el pozo 33-AC-111 se tomó como referencia el pozo 33-AC-118, arrojando una tasa neta de 59 Bls/D. A continuación se observa las corridas realizadas con el simulador Wellflow en las Figuras 35, 36, 37.

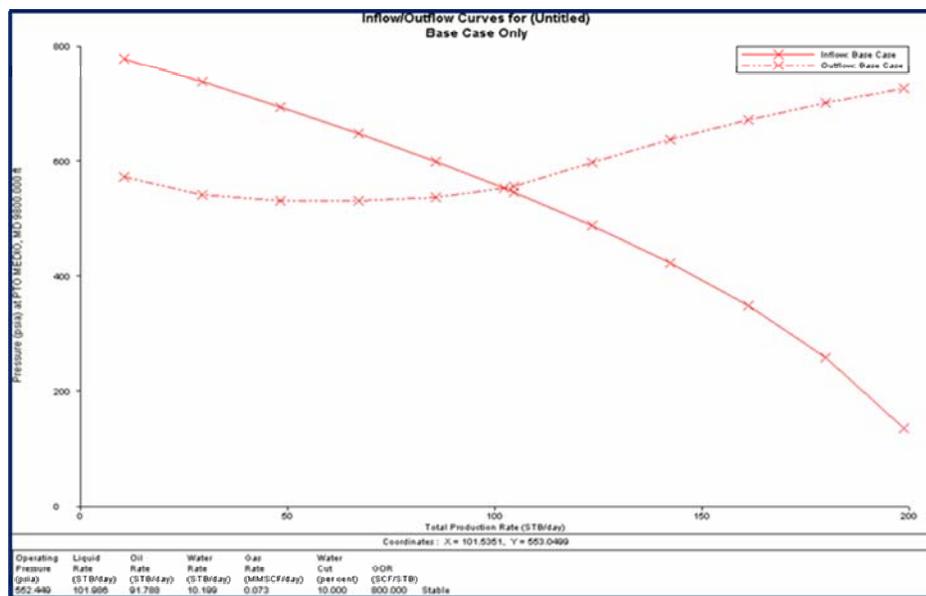


Figura N° 5.35. Ubicación del Pozo 33-AC-130

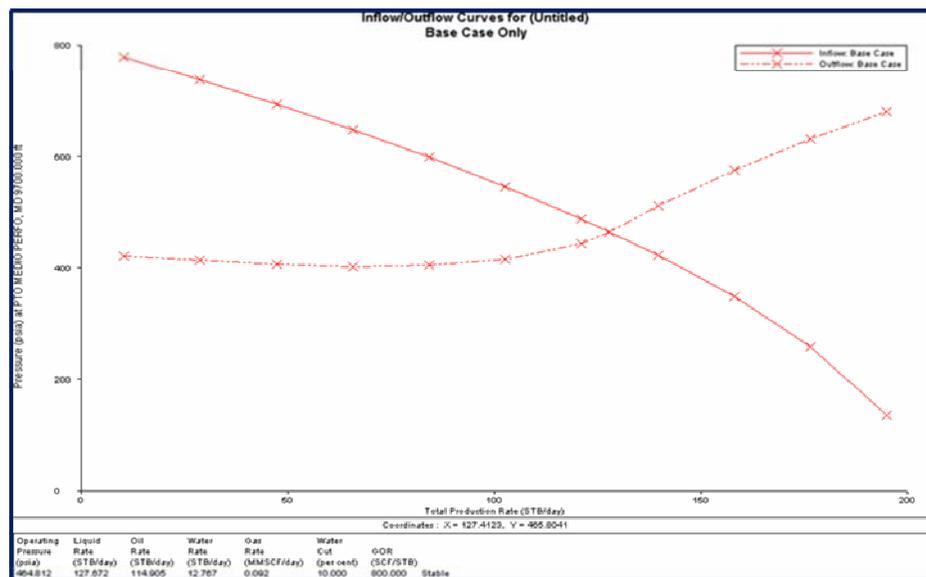


Figura N° 5.36. Ubicación del Pozo 33-AC-137

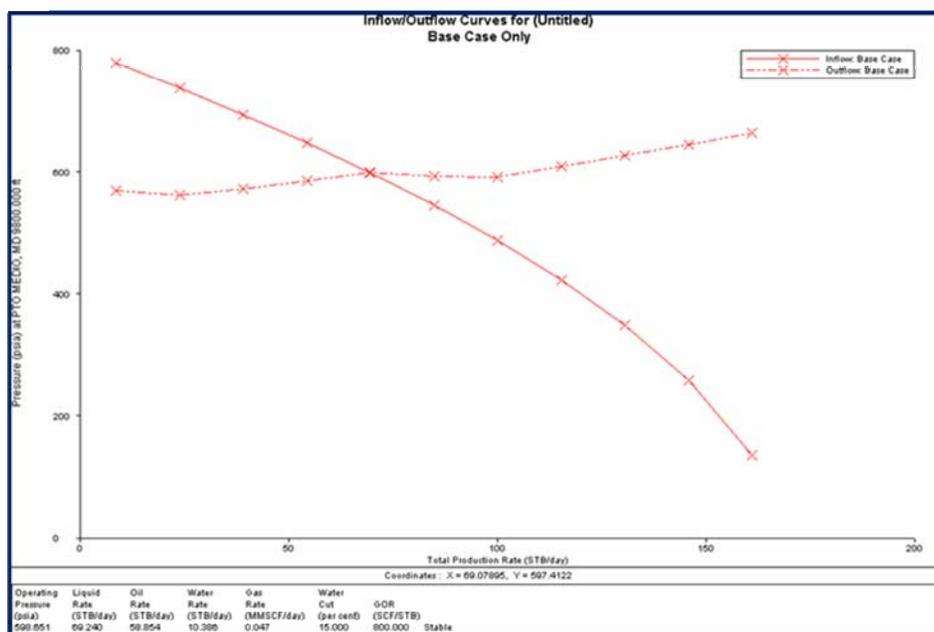


Figura N° 5.37. Ubicación del Pozo 33-AC-111

5.7. Análisis Económico

En la sección anterior se analizaron las propuestas para reacondicionar 2 pozos y activar 1. Para de esta forma drenar las reservas remanentes del yacimiento. Para este fin la evaluación de los planos se realizó a través del Sistema de Evaluaciones Económicas de PDVSA (SeePlus).

Los valores mínimos requeridos por PDVSA en toda evaluación económica son:

- Tasa Interna de Retorno (TIR) > 15%.
- Eficiencia de Inversión Modificada (EIM) > 1.
- Valor Presente Neto (VPN) > 0.

En toda evaluación económica los parámetros más importantes son la Tasa Interna de Retorno sin modificar (TIR) y el valor Presente Neto (VPN). En la actual evaluación económica estos valores están por encima de los valores mínimos exigidos por PDVSA, en términos generales se puede decir que estos indicadores son lo bastante sólidos como para permitir una alta probabilidad de éxito de la estrategia de la explotación, solo en el supuesto de que la producción de los pozos y los precios del petróleo disminuyan 40% y 30% respectivamente. En otras palabras, que ocurra una variación de -40% y -30% en los precios podrían poner en riesgo la rentabilidad del proyecto tomando en cuenta los rangos de los indicadores mínimos descritos anteriormente.

Los resultados obtenidos para cada uno de los pozos involucrados en este estudio son mostrados en el Apéndice J.

CONCLUSIONES

1. La estructura del yacimiento H4 ACE-48, Arena H4, es de tipo monoclinial de rumbo generalizado Este-Oeste, cortado por dos sistemas de fallas normales, uno de orientación Este-Oeste y otro de orientación Noreste-Sureste.
2. Se confirma la continuidad de la arena, basado en el estudio realizado a través del programa Petrel.
3. Los parámetros petrofísicos de la arena H4, cotejan con los reportados por el análisis de núcleo del pozo 33-AC-136.
4. Se determinó que la roca esta humectada preferencialmente por el agua, es decir estamos en presencia de un Yacimiento Hidrofilo.
5. El POES obtenido por el método volumétrico fue de 24.084 MBN, el cual fue validado por medio del balance de materiales (MBAL), resultando un valor de 24.135 MBN.
6. El yacimiento cuenta con unas reservas remanentes de 91 MBN.
7. Se determinó que el yacimiento inicialmente era subsaturado y no presentaba capa de gas.
8. La presión actual del yacimiento obtenida por BHP-BHT es de 820 Lpc, y llevada al Datum es de 900 Lpc.

RECOMENDACIONES

- Estudiar la factibilidad de aplicar un proyecto de recuperación secundaria en el yacimiento H4 ACE-48, Arena H4.
- Tratar de hacer pruebas BHP-BHT en el yacimiento y principalmente hacia la zona Este, debido a que no se cuenta con información.
- Se propone seguir drenando las reservas remanentes del yacimiento a través del pozo 33-AC-49 y los pozos propuestos.

BIBLIOGRAFÍA

1. PDVSA. **“Caracterización de Yacimientos”**. 1^{er} Encuentro Técnico de PDVSA E&PL, Junio (1998).
2. Mannucci, J. **“Caracterización Física de Yacimientos”**. Caracas (1983).
3. Cardenas, M. **“Caracterización Estática y Dinámica del Yacimiento MEL 121, arena S5/T del Campo Melones, Distrito San Tomé”**. Universidad de Oriente. Trabajo de Grado. Departamento de Petróleo, Barcelona. Venezuela (2005).
4. CIED. **“Caracterización Física de los Yacimientos”**. PDVSA. Febrero (1997).
5. Escobar, H. **“Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”**. Colombia (2000).
Paris de F. Magdalena. **“Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos”**. Ediciones Astro Data. Maracaibo (2001).
6. Quintero, L. **“Manual de Ingeniería de Yacimientos Básicos”**. Tecnopetrol de Venezuela. Maracaibo.
7. Laprea, M. **“Actualizaciones de Ingeniería de Yacimientos”**. CEPET. Caracas (1990).
8. Rojas, G. **“Recuperación Adicional de Petróleo por Inyección de Agua y/o Gas”**. CIED (1997).
9. Essenfeld, M. **“Análisis Gráficos del Comportamiento de Pozos y Yacimientos”**. Editorial Fonives, Caracas (1979).

10. TOTAL – Compagnie Française des Pétroles. **“Predicción del recobro por inyección de agua o gas para los yacimientos del oriente de Venezuela”**. MENEVEN S.A (1983).
11. Rojas, G. **“Recuperación Adicional de Petróleo por Inyección de Gas o Agua”**. Universidad de Oriente. Puerto la Cruz (1988).
12. Bernys, J. **“Seminario sobre Inyección de Agua o Gas en Yacimientos Petrolíferos (COMPENDIO)”**. PDVSA. Caracas. Venezuela (1980).
13. Thakur, G. **“Gerencia de Yacimientos Maduros”**. CIED (1996).
14. Lamus, J. **“Estado del Arte sobre el Método de Recuperación Mejorada de Petróleo”**. Centro de Información Técnica. Intevep S.A. Visión Tecnológica/Vol.4 Nro. 2. Caracas (1997).
15. Guilarte, S. **“Elaboración de un Plan de Explotación para drenar las reservas de hidrocarburos de la arena B2, yacimiento OFINF-SDZ-2X A2, Área Zuata, mediante la Simulación Numérica del Cluster WC”**. Universidad de Oriente, Trabajo de Grado. Departamento de Petróleo, Barcelona. Venezuela (2006).
16. Rivera, J. **“Prácticas de Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos”**. Septiembre (2004).
17. Villaroel, A. **“Modelo Roca Fluido”**. PDVSA. Puerto la Cruz, Venezuela (2007).
18. Rojas, G. **“Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensados.”** Puerto la Cruz (2003).

19. Craft, B. Hawkins, M. **“Ingeniería Aplicada a Yacimientos Petrolíferos”**. Editora Tecno. Madrid (1968).
20. Pirson, S. **“Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos”**. Ediciones Omega. España (1965).
21. CIED. **“Geología de Producción”**. Segunda Edición. Caracas (1998).
22. Gerencia de Tecnología de Información. **“Manual de Oil Field Manager (OFM)”**. (2004).
23. PDVSA. “Manual de Spiyac”. 2004.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	ELABORACIÓN DE UN ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN DE LA ARENA H4 YACIMIENTO H4 ACE-48 DEL CAMPO ACEMA CAMAS PERTENECIENTE AL DISTRITO SAN TOMÉ
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Vásquez Capicciotti Ricardo Valentino	CVLAC: V- 18.786.889 E MAIL: ricardovasquez_@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN

ARENAS

YACIMIENTOS

CAMPO ACEMA

YACIMIENTO

HIDROCARBUROS

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS	INGENIERÍA DE PETRÓLEO

RESUMEN (ABSTRACT):

El objetivo principal de este estudio, fue el de establecer un plan de explotación del Yacimiento H4 ACE-48, arena H4 del Campo Acema Casma, basado en una caracterización del modelo estático y dinámico.

La revisión geológica consistió en la realización del mallado en 3D de la arena H4, el cual permitió delimitar el yacimiento. Se elaboró la evaluación petrofísica elaborando los mapas de isopropiedades, para de esta manera identificar las zonas con mejor propiedades del yacimiento. El estudio de ingeniería se realizó de manera convencional aplicando balances de materiales para caracterizar energéticamente el yacimiento, lo cual permitió definir los mecanismos de producción y las reservas.

Luego de haber concluido con el estudio se obtuvo una perspectiva diferente y una mejor visión para aplicar a la problemática del yacimiento. El estudio geológico de la arena H4 presento un POES inferior con respecto al oficial, motivado a la variación del nuevo mapa. Una vez lograda la caracterización geológica, se determinaron las reservas, y de acuerdo a las condiciones que presenta el yacimiento se tomaron la decisiones correspondientes para un adecuado esquema de explotación.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

CONTRIBUIDORES

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
ULACIO, IVON		CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:	V-			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
RODRÍGUEZ, JOSÉ		CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	V-			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
GONZALEZ, TANIA		CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	V-			
	E_MAIL	taniavicgc@hotmail.com			
	E_MAIL				
		CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	06	10
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE: ESPAÑOL

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Elaboración de un esquema de explotación de la Arena H4 yacimiento H4 ACE-48 del Campo Acema.doc	Application/msword

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

ALCANCE

ESPACIAL: _____

TEMPORAL: _____

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería de Petróleo

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:

“Los trabajos son propiedad exclusiva de la Universidad de Oriente, y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento expreso del Consejo de Núcleo respectivo, quien participará al Consejo de Universidades”

AUTOR

Ricardo Valentino Vásquez Capicciotti

TUTOR

Ing. Ivón Ulacio

JURADO

Ing. José Rodríguez

JURADO

Ing. Tania González

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS

Prof. Rayda Patiño