

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

MODELO DE SIMULACIÓN DINÁMICO DEL YACIMIENTO G-8 GF 5, CAMPO GUAFITA, ÁREA SUR, CUENCA BARINAS- APURE

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Bastidas, Fabiola C
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2013.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

MODELO DE SIMULACIÓN DINÁMICO DEL YACIMIENTO G-8 GF 5, CAMPO GUAFITA, ÁREA SUR, CUENCA BARINAS- APURE

TUTOR ACADÉMICO: Prof. René Rojas

TUTOR INDUSTRIAL: Msc. Wilcy Zambrano

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Bastidas, Fabiola C
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

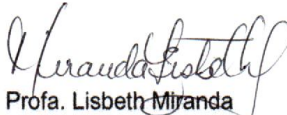
Caracas, 2013

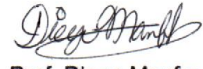
Caracas, 08 de Noviembre de 2013

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller, Fabiola Bastidas, titulado:

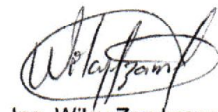
**“Modelo de Simulación Dinámico del Yacimiento G-8 GF 5, Campo
Guafita Área Sur, Cuenca Barinas-Apure”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.


Profa. Lisbeth Miranda
Jurado


Prof. Diego Manfre
Jurado


Prof. René Rojas
Tutor Académico


Ing. Wilcy Zambrano
Tutor Industrial



DEDICATORIA

En primer lugar dedico este trabajo a Dios Todopoderoso, porque con su bendición, ayuda y orientación ha guiado cada uno de mis pasos, iluminando mi camino hacia el éxito.

A la persona más importante en mi vida, mi Madre Hilda, gracias a su humildad, apoyo, y amor incondicional, he logrado superarme día a día. Te amo Mami, gracias por todo lo que me has dado, las palabras me quedan cortas para decirte lo Feliz que me hace ser tu hija. Este triunfo más que mío es tuyo.

A mis hermanos Iris, Yosmil, Joel, gracias por todo el apoyo, y especialmente a mi hermanita Nilda, con tu cariño y ayuda logré salir adelante, esto también es obra tuya, agradecida eternamente, te quiero.

A mi abuela Santos, tu bendición siempre me acompañó.

A mi sobrino Alfonso, tu llegada una bendición para mí.

A toda mi familia, tíos, tías, primos y todas aquellas personas que me brindaron su apoyo.

AGRADECIMIENTO

A Dios por darme una familia hermosa, grandes amigos, y una vida llena de momentos especiales.

A la Universidad Central de Venezuela, por brindarme la oportunidad de una excelente formación profesional, específicamente a la Escuela de Ingeniería de Petróleo por sus conocimientos impartidos que me permitieron alcanzar las metas propuestas.

A mi tutor Académico Lic René Rojas, por toda la ayuda brindada, por la asesoría y orientación para la realización de este trabajo.

A mi tutora Industrial Msc Wilcy Zambrano, por la dedicación, paciencia y entrega para desarrollar el proyecto, por todo el tiempo invertido, por brindarme tu amistad y por cada consejo que me llenaba de fortaleza para seguir, sé que más que una tutora, eres una amiga, tuve la dicha de tenerte en los momentos difíciles, que Dios te bendiga siempre y te permita seguir siendo excelente persona y admirable profesional.

A PDVSA División Boyacá, por haber confiado en mí y brindarme la oportunidad de realizar mi Trabajo Especial de Grado.

A todo el Equipo que conforma la Superintendencia de Yacimientos Apure, especialmente a los Ingenieros: Jennifer Cegarra, Jeimmy Sánchez, Yusbely Hernández, por el apoyo incondicional en aquellos momentos en los que requería su ayuda.

A los Ingenieros Franklyn Ángel, Víctor Fernández y Rolmys Espinoza, por colaborar cada uno con sus conocimientos y experiencia en la realización de este trabajo.

A Ricardo, por su amor, cariño, comprensión, apoyo y ayuda durante muchos años, y por siempre preocuparse por mí.

A mis amigos de la Universidad que me acompañaron en duros momentos: Gloriana, Robert, Niria, Geniver, Juan. Agradezco también a mis compañeros tesisistas de la Superintendencia de Yacimientos Apure: Gabriel, Yesika y especialmente Génesis por brindarme su amistad y ayuda cuando más lo necesite.

A la Sra Ysabel por abrirme las puertas de su casa, y considerarme una hija.

A mi amiga y compañera de Residencia Rosmi, me brindaste tu mano amiga cuando más lo requerí.

A todos.....Mil Gracias

Fabiola Bastidas

BASTIDAS, FABIOLA C.

**MODELO DE SIMULACIÓN DINÁMICO DEL YACIMIENTO G-8 GF 5,
CAMPO GUAFITA, ÁREA SUR, CUENCA BARINAS-APURE.**

Tutor Académico: Prof. Rene Rojas. Tutor Industrial: Msc. Wilcy Zambrano

**Tesis. Caracas, UCV. Facultad de Ingeniería. Escuela de Petróleo. Año 2013,
n° pag (187)**

Palabras Claves: Presión, Producción del Yacimiento, Simulación de Yacimientos, Simulador Eclipse 100, Campo Guafita, Área Sur (Estado Apure).

Resumen. El objetivo fundamental de la investigación fue realizar el modelo de simulación dinámico del Yacimiento G-8 GF 5 de la Formación Guafita, Miembro Arauca, perteneciente al Campo Guafita del Estado Apure que permitiera reproducir el comportamiento de presión y producción de los fluidos presentes en el yacimiento. Actualmente, existen 27 pozos activos de 75 completados en esta arena. En el presente trabajo inicialmente, se realizó el estudio de la Ingeniería de Yacimientos que comprende el análisis y validación de las propiedades del sistema Roca- fluido, el comportamiento histórico de presión y producción, se estimó el Petróleo Original en Sitio (POES) a través de diferentes métodos. Seguidamente, se integró toda la información dentro del software Eclipse 100 mediante especificaciones definidas por una malla de 91x35x50 celdas en las direcciones X, Y, Z respectivamente, con un total de 159250 celdas. Se conectó un acuífero de acción lateral a 7311 pies. Luego se inicializó el modelo obteniéndose el POES dinámico considerado como representativo para este. Posteriormente, se prosiguió con la etapa de cotejo histórico, la cual permitió evaluar la historia de producción de cada pozo en el simulador a lo largo de la vida del pozo hasta el momento actual. Esta etapa fue fundamental en la construcción del modelo ya que permitió corroborar el ajuste de datos, y así aumentar la confiabilidad del resultado final. Las presiones y la producción histórica fueron cotejadas, y la exactitud de este cotejo histórico dependió de la calidad del modelo de simulación y de la calidad y cantidad de los datos de presión y producción. Una vez que el modelo ha sido cotejado, puede ser usado para simular el comportamiento futuro del yacimiento.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS.....	xiv
ÍNDICE DE TABLAS.....	xix
ÍNDICE DE ANEXOS.....	xx
INTRODUCCIÓN.....	1
I.FUNDAMENTO DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
1.1 Planteamiento del problema.....	4
1.2 Objetivos.....	5
1.2.1 Objetivo General.....	5
1.2.2 Objetivos Específicos.....	5
1.3 Alcance.....	6
1.4 Justificación.....	6
1.5 Limitaciones.....	6
II. MARCO GEOLÓGICO.....	8
2.1 Descripción General de la Cuenca Barinas-Apure.....	9
2.1.1 Ubicación Geográfica de la Cuenca Barinas-Apure.....	9
2.1.2 Aspectos Estructurales de la Cuenca Barinas-Apure.....	10
2.1.3 Aspectos Petrolíferos de la Cuenca Barinas-Apure.....	12
2.1.4 Sub-División de la Cuenca Barinas-Apure.....	13
2.2 Descripción General del Campo Guafita.....	13

2.2.1 Ubicación Geográfica del Campo Guafita.....	13
2.2.2 Antecedentes del Campo Guafita.....	14
2.2.3 Marco Estructural del Campo Guafita.....	16
2.2.4 Estratigrafía del Campo Guafita.....	17
III. MARCO TEÓRICO.....	20
3.1 Antecedentes.....	21
3.2 Ingeniería de Yacimientos.....	22
3.2.1 Definición de Yacimiento.....	22
3.2.2 Clasificación de los Yacimientos.....	22
3.3 Propiedades Petrofísicas de la Roca.....	32
3.3.1 Porosidad.....	32
3.3.2 Permeabilidad.....	34
3.3.3 Saturación.....	40
3.3.4 Presión Capilar.....	41
3.3.5 Humectabilidad.....	44
3.3.6 Función “J” de Leverett.....	46
3.4 Propiedades Físicas de los Fluidos.....	46
3.4.1 Relación Gas-Petróleo en Solución.	46
3.4.2 Factor Volumétrico del Petróleo.....	47
3.4.3 Factor Volumétrico del Gas.....	48
3.4.4 Factor Volumétrico Total.....	49

3.4.5 Viscosidad del Petróleo.....	49
3.4.6 Compresibilidad.....	50
3.4.7 Presión de Burbujeo.....	51
3.4.8 Gravedad API.....	51
3.5 Análisis PVT.....	52
3.5.1 Prueba de Liberación Diferencial.....	52
3.5.2 Liberación Instantánea.....	53
3.5.3 Prueba de Separadores.....	54
3.5.4 Prueba de Viscosidad.....	54
3.5.5 Consistencia de los Análisis PVT.....	54
3.5.6 Información Obtenible de las Pruebas.....	56
3.6 Pruebas de Presión.....	57
3.6.1 Pruebas de declinación de presión (Draw Down).....	57
3.6.2 Prueba de Restauración (Build Up).....	57
3.6.3 Herramientas RFT.....	58
3.7 Estimación de Reservas.....	58
3.7.1 Métodos para el Cálculo de las Reservas.....	59
3.8 Comportamiento de Producción.....	64
3.9 Simulación de Yacimientos.....	65
3.9.1 Simulación Numérica de Yacimientos.....	65
3.9.2 Disciplinas que conforman la Simulación de Yacimientos.....	67

3.10 Caracterización de Yacimientos.....	67
3.10.1 Aplicaciones de la Simulación de Yacimientos.....	67
3.10.2 Etapas de la Simulación de Yacimientos.....	69
IV MARCO METODOLÓGICO.....	73
4.1 Generalidades de la Investigación.....	73
4.1.1 Nivel de la Investigación.....	73
4.1.2 Diseño de la Investigación.....	73
4.1.3 Población y Muestra.....	73
4.1.4 Herramientas y Recursos Utilizados.....	74
4.2 Desarrollo del Trabajo.....	75
4.2.1 ETAPA I: Revisión Bibliográfica.....	75
4.2.2 ETAPA II: Validación y Análisis de las Propiedades Roca – Fluidos y Análisis PVT.....	76
4.2.3 ETAPA III: Análisis del Comportamiento de Presión y Producción del Yacimiento.....	92
4.2.4 ETAPA IV: Estimación del Petróleo Original en Sitio (POES).....	94
4.2.5 ETAPA V: Integración de Datos e Inicialización del Modelo de Simulación.....	97
4.2.6 ETAPA VI: Cotejo del Comportamiento Histórico de Presión y Producción del Yacimiento.....	108

V ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	117
5.1 ETAPA I: Revisión Bibliográfica.....	118
5.2 ETAPA II: Validar y Analizar las Propiedades Roca-Fluido y Análisis PVT.....	118
5.2.1 Propiedades Roca-Fluido.....	119
5.2.2 Análisis de las Propiedades de los Fluidos.....	125
5.3 ETAPA III: Análisis del Comportamiento de Presión y Producción del Yacimiento.....	132
5.3.1 Análisis del Comportamiento de Presión del Yacimiento.....	133
5.3.2 Análisis del Comportamiento de Producción del Yacimiento.....	134
5.4 ETAPA IV: Estimación del Petróleo Original en Sitio.....	137
5.4.1 Método Volumétrico.....	137
5.4.2 Método Probabilístico (Monte Carlo).....	138
5.4.3 Método de Balance de Materiales.....	140
5.5 ETAPA V: Integración de datos e Inicialización del Modelo de Simulación.....	142
5.5.1 Integración de Datos.....	143
5.5.2 Inicialización del Modelo de Simulación.....	143
5.5.3 Gerencia de Pozos.....	144
5.6 ETAPA VI: Cotejo Histórico de Presión y Producción del Yacimiento.....	145

5.6.1 Cotejo Histórico de Presión del Yacimiento.....	145
5.6.2 Cotejo Histórico de Producción del Yacimiento.....	146
CONCLUSIONES.....	150
RECOMENDACIONES.....	152
BIBLIOGRAFÍA.....	153
ANEXOS.....	155

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Ubicación de las Cuencas Petrolíferas de Venezuela.....	9
Figura 2.2. Rasgos Estructurales de la Cuenca Barinas-Apure.....	10
Figura 2.3. Estratigrafía de la Cuenca Barinas-Apure.....	11
Figura 2.4. Mapa de Ubicación del Campo Guafita.....	14
Figura 2.5. Columna Estratigráfica del Campo Guafita.....	18
Figura 3.1. Diagrama de Fases de un Yacimiento de Gas Condensado.....	24
Figura 3.2. Diagrama de Fases de un Yacimientos de Gas Rico o Gas Mojado....	25
Figura 3.3. Diagrama de Fases de un Yacimiento de Gas Seco.....	26
Figura 3.4. Clasificación de los Yacimientos de acuerdo al punto de Burbuja.....	27
Figura 3.5. Yacimiento con Mecanismo de Producción Casquete de Gas.....	28
Figura 3.6. Yacimiento con Mecanismo de Producción Gas Disuelto.....	29
Figura 3.7. Yacimiento con Mecanismo de Producción Acuífero.....	30
Figura 3.8. Yacimiento con Mecanismo de Producción por Gravedad.....	31
Figura 3.9. Yacimiento con Mecanismo de Producción Combinado.....	31
Figura 3.10. Representación de volumen poroso y volumen total.....	32
Figura 3.11. Representación de Permeabilidad.....	35
Figura 3.12. Representación de las Permeabilidades Relativas de agua y Petróleo.....	38
Figura 3.13. Distribución de los Fluidos.....	40

Figura 3.14. Curva de Presión Capilar en procesos de Drenaje e Imbibición.....	43
Figura 3.15. Ángulo de Contacto.....	45
Figura 3.16. Comportamiento de R_s versus Presión de Yacimiento.....	47
Figura 3.17. Comportamiento de B_o versus Presión de Yacimiento.....	48
Figura 3.18. Etapas de la Prueba de Liberación Diferencial.....	53
Figura 3.19. Etapas de la Prueba de Liberación Diferencial.....	54
Figura 3.20. Etapas de la simulación de Yacimientos.....	69
Figura 4.1. Hoja Probabilística para el cálculo de v	79
Figura 4.2. Determinación del Indicador de la Zona de Flujo.....	80
Figura 4.3. FZI para Muestras con Permeabilidad Relativa.....	81
Figura 4.4. FZI para Muestras con Presión Capilar.....	81
Figura 4.5. Curva Normalizada de Permeabilidad Relativa para $FZI < 6$	83
Figura 4.6. Curva Promedio de Permeabilidad Relativa para $FZI < 6$	83
Figura 4.7. Función J de Leverett Promedio para la Región I con $FZI < 6$	85
Figura 4.8. Linealidad de la Función “Y” en PVT del Pozo GF-7X.....	87
Figura 4.9. Prueba de Compresibilidad en PVT del Pozo GF-7X.....	88
Figura 4.10. Comportamiento de Producción del Yacimiento G-8 GF 5.....	93
Figura 4.11. Método de Monte Carlo para el cálculo del POES.....	95
Figura 4.12. Método de Balance de Materiales para Cálculo del POES.....	96
Figura 4.13. Esquema de Trabajo de la Herramienta de Simulación Eclipse	
100.....	97

Figura 4.14. Case Definition, Fecha de inicio del Modelo Yacimiento G-8 GF 5...	98
Figura 4.15. Case Definition, Acuífero y Especificaciones del Mallado.....	98
Figura 4.16. Datos de Permeabilidad contenidos en la Malla de Simulación.....	99
Figura 4.17. Keywords Density, Sección PVT.....	100
Figura 4.18. Curvas de Permeabilidades Relativas y Presión Capilar Sección SCAL.....	100
Figura 4.19. EQUILNum para la Inicialización.....	101
Figura 4.20. Regiones de Saturación (SATNum).....	102
Figura 4.21. Definición del acuífero para la Inicialización.....	103
Figura 4.22. Corrida de Inicialización del Modelo.....	104
Figura 4.23. Archivo de eventos con extensión .EV.....	106
Figura 4.24. Gerencia de Pozo.....	107
Figura 4.25. Esquema del Cotejo Histórico de Presiones.....	109
Figura 4.26. Cotejo de Presión sin considerar los Pozos de Frontera.....	110
Figura 4.27. Representación del Límite del Yacimiento.....	110
Figura 4.28. Representación de los Pozos de Frontera.....	111
Figura 4.29. Cotejo de Presión Final del Yacimiento G-8 GF 5.....	112
Figura 4.30. Esquema para el Cotejo de Producción del Yacimiento.....	113
Figura 4.31. Cotejo de Producción, Tasa de Petróleo.....	113
Figura 4.32. Cotejo de Producción, Tasa de Agua.....	114
Figura 4.33. Cotejo de Producción, Corte de Agua.....	114

Figura 5.1. Determinación del Coeficiente de Permeabilidad.....	119
Figura 5.2. Curvas de Permeabilidades Relativas del Yacimiento. Región I.....	121
Figura 5.3. Curvas de Permeabilidades Relativas del Yacimiento. Región II.....	121
Figura 5.4. Curva Promedio de Permeabilidad Relativa, Región I.....	122
Figura 5.5. Curva Promedio de Permeabilidad Relativa, Región II.....	123
Figura 5.6. Curvas de Presión Capilar a condiciones de Yacimiento.....	124
Figura 5.7. Función J Leverett para las muestras de Presión Capilar.....	124
Figura 5.8. Presión Capilar para las Regiones I y II.....	125
Figura 5.9. Función “Y” del PVT GF-7X.....	126
Figura 5.10. Concavidad de la Prueba de Compresibilidad del PVT GF-7X.....	127
Figura 5.11. Gráfica Vrc-Vrm versus Presión.....	128
Figura 5.12. Comportamiento del Factor Volumétrico del Petróleo.....	131
Figura 5.13. Comportamiento de Presión versus Tiempo.....	133
Figura 5.14. Presión Estática del Yacimiento G-8 GF 5.....	134
Figura 5.15. Comportamiento de Producción del Yacimiento.....	135
Figura 5.16. Producción de fluidos y corte de agua del Yacimiento G-8 GF 5....	137
Figura 5.17. Gráfica de Frecuencia Vs N. Método Monte Carlo.....	139
Figura 5.18. Gráfico para la Obtención del POES, EBM.....	140
Figura 5.19. Mecanismo de Producción del Yacimiento G-8 GF 5.....	141
Figura 5.20. Corrida de Equilibrio del Modelo de Simulación.....	143
Figura 5.21. Cotejo del Comportamiento de Presión del Yacimiento G-8 GF 5...	146

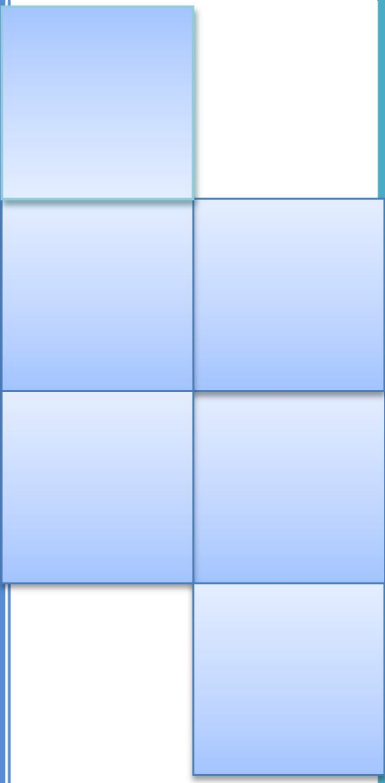
Figura 5.22. Cotejo Tasa de Petróleo del Yacimiento G-8 GF 5.....	147
Figura 5.23. Cotejo Tasa de Agua en el Yacimiento G-8 GF 5.....	148
Figura 5.24. Cotejo Corte de Agua en el Yacimiento G-8 GF 5.....	149

INDICE DE TABLAS

Tabla 3.1. Gravedad API del crudo.....	51
Tabla 4.1. Pruebas con Análisis Especial de Núcleo.....	76
Tabla 4.2. Determinación del Coeficiente de Variación de Permeabilidad.....	78
Tabla 4.3. Pruebas experimentales realizadas a los PVT del Pozo GF-7X.....	86
Tabla 4.4. Resultados de la Prueba de Balance de Materiales del Pozo GF-7X.....	89
Tabla 4.5. Prueba de Desigualdad en PVT del Pozo GF-7X.....	90
Tabla 5.1. Datos Oficiales del Yacimiento G-8 GF 5.....	138
Tabla 5.2. Muestras de Núcleo para determinar FZI.....	121
Tabla 5.3. Resultados de la Prueba de Densidad.....	130
Tabla 5.4. Resultados Prueba de Balance de Materiales.....	131
Tabla 5.5. Resultados Prueba de Desigualdad.....	132
Tabla 5.6. Presiones calculadas al Datum.....	133
Tabla 5.7. Valores Petrofísicos utilizados en el cálculo del POES Volumétrico....	139
Tabla 5.8. Datos Petrofísicos de los Pozos utilizados para cálculo del POES....	140
Tabla 5.9. Comparación de Resultados del POES.....	145

INDICE DE ANEXOS

Anexo A. Información disponible para el Análisis Roca-Fluido.....	157
Anexo B. Resultados de la Prueba de Linealidad de la Función “Y” del Pozo GF-7X.....	158
Anexo C. Datos de la Prueba de Separador.....	159
Anexo D. Diagrama Mecánico Pozo GF-5X.....	160
Anexo E. Mallado Fino.....	161
Anexo F. Mallado Escalado.....	162
Anexo G. Saturación de Petróleo, Estimación del CAPO.....	163
Anexo H. Saturación de Petróleo en la Malla de Simulación.....	164
Anexo I. Gerencia de pozos.....	165
Anexo J. Archivo de Producción de extensión .VOL.....	166
Anexo K. Archivo de Trayectoria de extensión.CNT.....	167



CAPÍTULO I

FUNDAMENTO DE LA INVESTIGACIÓN

CAPÍTULO I

FUNDAMENTO DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La Cuenca Barinas-Apure está localizada en la parte Sur-Occidental de Venezuela, al Norte de la frontera con Colombia y pertenece al sistema de Cuencas subandinas, representando la tercera cuenca más grande de Venezuela.

En el área Apure, se encuentra ubicado el Campo Guafita, descubierto en Marzo de 1985. El yacimiento G-8 GF 5 está ubicado geográficamente en el Campo Guafita Sur situado a unos 43 Km al suroeste del pueblo de Guasualito en el Municipio El Amparo, Distrito Páez, Estado Apure. Inicialmente fue explotado por flujo natural, sin embargo dos años después de iniciada su explotación, se implementó como proceso suplementario de producción el Bombeo Electrosumergible. Con el desarrollo del campo se han ido incrementando los problemas de arenamiento y producción de agua.

De las arenas productoras del Campo Guafita Sur la G-8 constituye la principal del área en cuanto a POES y reservas.

Sin embargo, el Yacimiento posee zonas sin drenar producto de la heterogeneidad y de la complejidad estructural que presenta el mismo, lo cual se ha podido visualizar actualmente mediante los registros de producción realizados a los diferentes pozos. Por esta razón, se plantea mediante el modelo de simulación dinámico la oportunidad de determinar el movimiento de los fluidos en el medio poroso, y determinar intervalos prospectivos y posibles áreas no drenadas con la finalidad de proponer futuros esquemas de explotación.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1. Objetivo General

Realizar el Modelo de Simulación Dinámico del Yacimiento G-8 GF 5, Campo Guafita, Área Sur, Cuenca Barinas-Apure.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Analizar el comportamiento histórico de producción y presión del yacimiento G-8 GF 5.
- Validar y analizar las propiedades roca - fluidos y análisis PVT.
- Estimar el POES del yacimiento G-8 GF 5, por medio de métodos estadísticos y Balance de Materiales.
- Construir los archivos de entrada al simulador: producción, eventos, trayectorias. Integrar los datos en el simulador.
- Inicializar el Modelo de Simulación (POES Dinámico).
- Elaborar el cotejo del comportamiento simulado con el comportamiento histórico de producción y presión del yacimiento G-8 GF 5.

1.3 ALCANCE

Con la realización de éste Trabajo Especial de Grado se plantea elaborar el Modelo de Simulación Dinámico del Yacimiento G-8 GF 5 Campo Guafita, asociado a la Superintendencia de Desarrollo Yacimientos Apure, División Boyacá. Esto implica que para el desarrollo de la investigación se tomará como base los 72 pozos pertenecientes al área en estudio, y que hayan atravesado el yacimiento.

De igual manera, mediante el uso de la plataforma Eclipse, se espera que con este modelo se puedan visualizar las zonas no drenadas del yacimiento.

1.4 JUSTIFICACIÓN

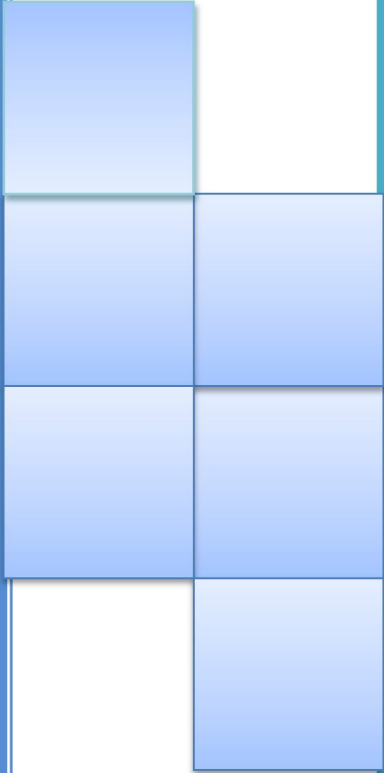
La importancia que para el negocio petrolero implica la simulación numérica de un yacimiento trasciende en que con éste modelo es posible evaluar y predecir diversos escenarios de explotación del yacimiento con la finalidad de definir el plan óptimo que permita el máximo aprovechamiento de los hidrocarburos recuperables en un lapso de tiempo determinado.

Para el equipo de Superintendencia de Desarrollo Yacimientos Apure, División Boyacá, realizar el modelo de simulación del yacimiento G-8 GF 5, representa una herramienta para soportar y visualizar futuros pozos candidatos a trabajos de reacondicionamiento y rehabilitación, que permitan la generación de un potencial óptimo y cumplir los compromisos volumétricos, generando así el aumento de la producción del yacimiento.

1.5 LIMITACIONES

El uso de un mallado óptimo para el Yacimiento G-8 GF 5, constituye una limitante considerable en la realización de este proyecto, debido a la alta heterogeneidad que presenta el yacimiento, y considerando que el mallado se obtiene mediante múltiples realizaciones que se ejecutan aplicando la herramienta de simulación Eclipse 100 hasta lograr la más representativa.

Por su parte, el Yacimiento G-8 GF 5, se encuentra limitado hacia la zona sureste del campo con los yacimientos de la zona de Colombia, esto representa cierta incertidumbre al momento de cotejar el grupo de pozos ubicados al límite, ya que no se cuenta con datos certeros de la producción de crudo de estos pozos.



CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DEL ÀREA

CAPÍTULO II

MARCO GEOLÓGICO

El siguiente capítulo está enfocado en la descripción geológica del área donde se desarrolló el estudio, las características principales de la Cuenca Barinas-Apure y del Campo Guafita.

2.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA CUENCA BARINAS-APURE

2.1.1. Ubicación Geográfica de la Cuenca Barinas-Apure

La cuenca Barinas-Apure se encuentra situada en la región suroccidental de Venezuela, al norte de la frontera con Colombia (figura 2.1) comprende aproximadamente un área de 100.000 Km², extendiéndose entre la Cordillera de los Andes y el Escudo de Guayana, limitada por rasgos estructurales definidos, como son: al este el Arco de El Baúl, que la separa de la Cuenca de Guárico, y al oeste el Arco de Arauca, que constituye el elemento divisorio de la subcuenca de Apure.

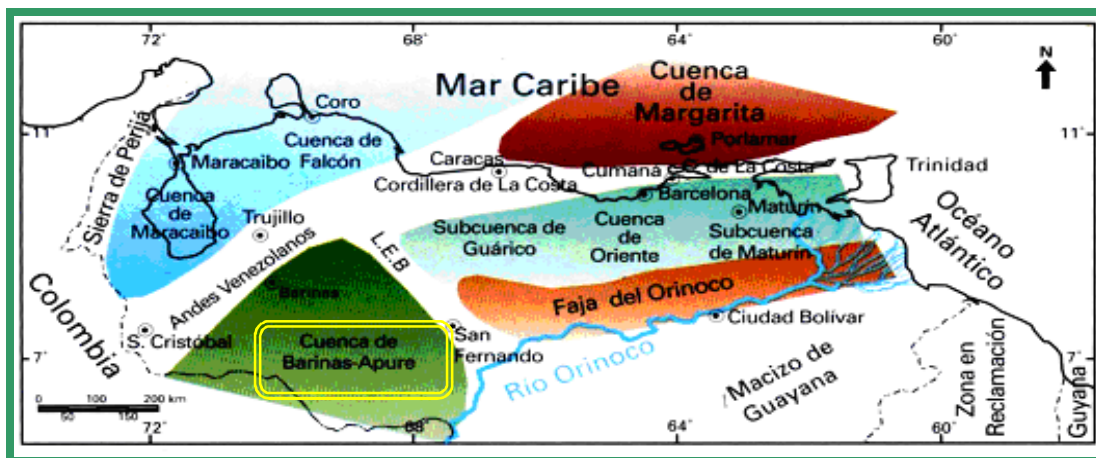


Figura 2.1. Ubicación de las Cuencas petrolíferas de Venezuela. (WEC, Evaluación de Pozos, 1997).

2.1.2. Aspectos Estructurales de la Cuenca Barinas-Apure

La Cuenca Barinas-Apure se caracteriza por ser una depresión estructural que se extiende de la Cuenca de Los Llanos Orientales Colombianos, presentando una forma alargada y asimétrica, cuyo eje tiene un rumbo aproximado N 40 E paralelo a la Cordillera Andina Venezolana. El plegamiento en el flanco sur es suave y los domos y anticlinales conocidos presentan buzamientos no mayores de 5 °.

La cuenca debe su configuración actual a la evolución del Sistema Andino cuyo levantamiento principal pudo comenzar a finales del Mioceno. Esta muestra su parte más profunda al pie de la Cordillera Andina, presentando una elevación constante de basamento en dirección al Escudo de Guayana al sur y hacia el Arco de El Baúl este. También se observa un alto estructural que es considerado como el rasgo estructural más importante de la cuenca conocida como el Alto de Mérida como se puede observar en la figura 2.2.

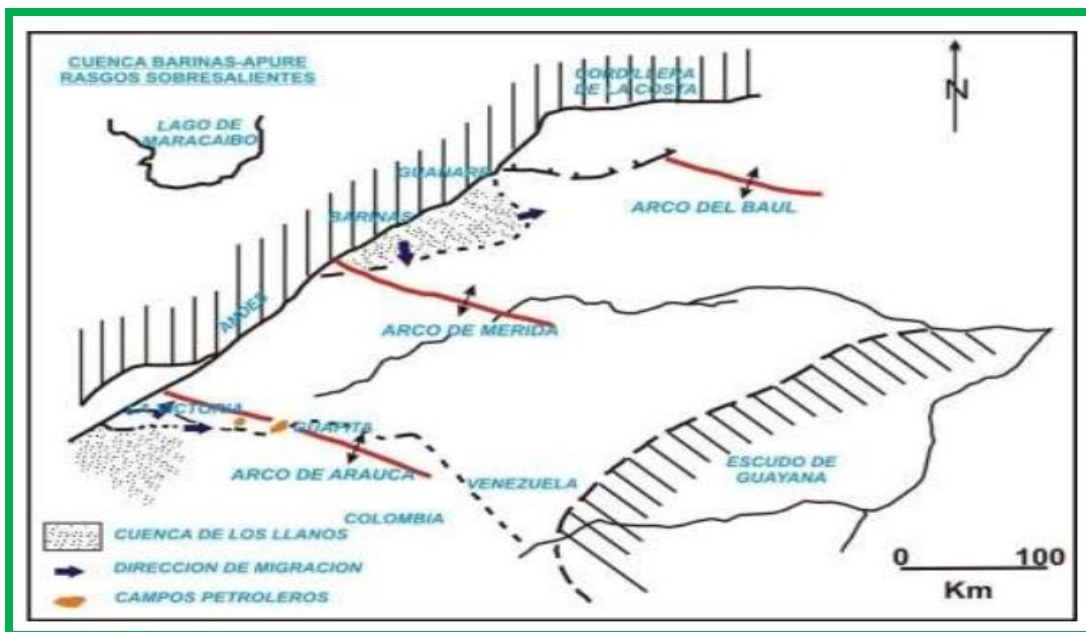


Figura 2.2. Rasgos estructurales de la Cuenca Barinas-Apure (Gil, 2003)

La tectónica extensional desarrollada entre el Cretáceo Superior y el Eoceno Medio afectó a la cuenca originando fallas normales y altos estructurales limitados por fallas. Durante el Oligoceno Superior y Mioceno Inferior, se inicia probablemente el primer evento de tectónica compresiva que está relacionado con el levantamiento de Los Andes. Esta tectónica compresional comienza a intensificarse durante el Mioceno Medio-Plioceno como resultado del intenso levantamiento andino. Este evento continuó hasta el Plioceno Superior-Pleistoceno (figura 2.3).

Las estructuras de estilo compresivo están probablemente relacionadas con la compresión oblicua desarrollada por efecto de cizalla a lo largo de las principales fallas; este efecto se nota en el pie de monte Andino. Así, la estructura actual de la cuenca es el resultado de fuerzas tectónicas que actuaron durante el Mio-Plioceno, sobre rasgos estructurales más antiguos.

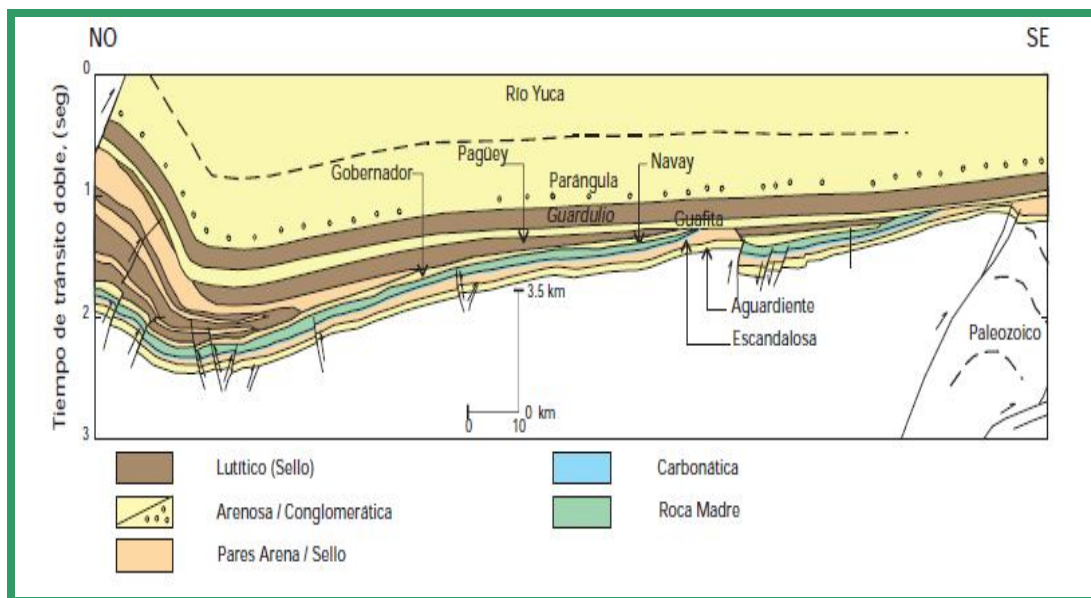


Figura 2.3. Estratigrafía de la Cuenca Barinas-Apure. (WEC, Evaluación de pozos, 1997)

2.1.3. Aspectos Petrolíferos de la Cuenca Barinas- Apure

La cuenca Barinas-Apure tiene a la Formación Navay (Cretácico tardío) con facies laterales equivalentes a la Formación La Luna roca madre por excelencia.

Las principales rocas yacimientos clásticas son las formaciones Escandalosa y Borgüita (Cretácico), el grupo Orocué (Paleoceno) y las formaciones Mirador y Guafita (Miembro Arauca) del Eoceno-Oligoceno. El yacimiento carbonático lo constituyen las calizas con porosidad secundaria del miembro Guayacán (Caliza "O" de la Formación Escandalosa).

Los sellos regionales más importantes son los intervalos lutíticos de las formaciones Burguita (Cretácico tardío), Pagüey (Eoceno) y Guafita (Miembro Guardulio).

Se han identificado dos eventos para la generación, migración y entrapamiento:

- El primero se relaciona con el sistema La Luna-Burgüita debido a la generación de petróleo en la cuenca de Maracaibo y su migración al sureste. En este caso, el sello lo constituyen unidades cretácicas: el superior, la lutita basal de la Formación Burguita y el inferior, las lutitas del Miembro La Morita (Formación Navay). El yacimiento principal está constituido por unidades cretácicas, como las Formaciones Aguardiente, Escandalosa (La Caliza "O" o Miembro Guayacán) y las arenas basales de la Formación Burguita.
- El segundo evento se relaciona con el depocentro del flanco surandino, el cual tiene su momento crítico hoy día. La roca madre sigue siendo cretácica y el yacimiento llega a incluir unidades eocenas como las Formaciones Gobernador y Pagüey, siendo el Miembro

Guardulio de la Formación Guafita el sello Oligoceno de mayor importancia regional.

2.1.4. Sub-División de la Cuenca Barinas-Apure

La Cuenca Barinas Apure se divide en dos sub-cuencas independientes considerando la generación y migración de hidrocarburos: Subcuenca de Barinas y Subcuenca de Apure.

PDVSA División Boyacá, presenta dos áreas productoras asignadas para la explotación del crudo cuya extensión es de 246.000 hectáreas. El área tradicional de Barinas a 45 Km. al Sur de la capital del estado Barinas, está constituida por 9 campos productores: Páez-Mingo, Hato, Sinco, Silvestre, Estero, Palmita, Silván, Maporal y Caipe. A su vez, la zona Norte está constituida por los campos Torunos, Borburata, Bejucal y Obispos) cubriendo una extensión de 242.000 hectáreas. El área de Apure, se encuentra ubicada en el Municipio El Amparo del Distrito Páez del Estado Apure, cubriendo una extensión areal de 4000 hectáreas está constituida por dos campos productores, Guafita descubierto en Marzo de 1984 y La Victoria descubierto en octubre de ese año, siendo el primero de ellos el enfoque de este estudio.

2.2. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO GUAFITTA

2.2.1. Ubicación Geográfica del Campo Guafita

El campo Guafita se encuentra ubicado aproximadamente a 43 Km al suroeste de la población de Guasualito en el Municipio El Amparo, Distrito Páez, Estado Apure. Esta limitado al norte y al sur por los ríos Sanare y Arauca. El campo se encuentra dividido en Guafita Norte y Guafita Sur como se muestra en la figura 2.4.

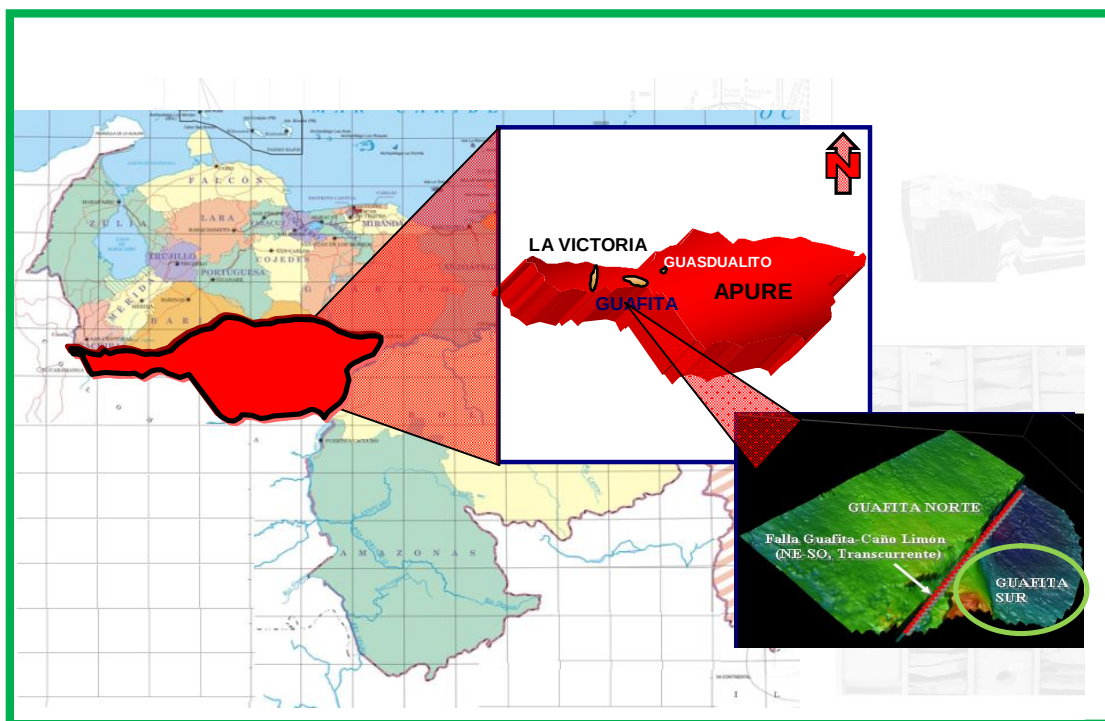


Figura 2.4. Mapa de Ubicación del Campo Guafita.

2.2.2. Antecedentes del Campo Guafita

El primer pozo exploratorio a perforar del campo fue el GF- 1X en el año 1984 en el bloque norte, este pozo se inició con una producción de 2000 BNPD de 29,8° API, su explotación surge debido a los descubrimientos de crudo liviano por la empresa occidental de Colombia en el complejo La Yuca-Caño Limón, el poco éxito de la perforación de avanzada en el campo Alpu (Costa Occidental Del Lago de Maracaibo), y los buenos resultados de la sísmica de reconocimiento de Apure y la presencia de menes en el área de Guafita.

Los primeros cuatro pozos exploratorios de CORPOVEN, S.A. (actualmente PDVSA) fueron perforados en el bloque norte del campo Guafita, del lado levantado de la falla Guafita-Caño Limón, con resultados exitosos pero

solamente atravesando una columna petrolífera delgada de aproximadamente 40 pies.

El pozo GF-5X, orientado en rumbo con los pozos del Campo La Yuca (Colombia), fue el primero que se perforó en el bloque sur o lado deprimido de la falla, penetrando una columna de petróleo mayor que la columna descubierta en el norte y similar a la de los pozos colombianos de aproximadamente 150 pies.

Los pozos del campo Guafita han penetrado aproximadamente 7500 pies de espesor promedio, en una secuencia representada de base a tope, con el basamento precretácico. En contacto discordante a esta unidad se encuentran las Formaciones Aguardientes, Escandalosa, Miembro La Morita y Quevedo. Por encima de esta formación se encuentra una sección de interés petrolífero de unos 150 pies que pertenece al Miembro Arauca de edad Oligoceno de la Formación Guafita (aproximadamente 1500 pies de espesor). Esta formación está separada del cretáceo por una discordancia de carácter regional de edad Eoceno.

La producción comenzó oficialmente en el año 1986 después de la instalación de oleoductos y bombas centrífugas en la mayoría de los pozos. Para abril de 1997 se habían perforado 92 pozos en el Campo Guafita con 40 pozos activos en el bloque sur.

Por lo general, los yacimientos de este campo se caracterizan por tener una baja relación gas-petróleo. El mecanismo de empuje de los yacimientos es hidráulico, producto de un acuífero que se alimenta continuamente en los afloramientos de los andes venezolanos, manteniendo así su energía, con una agua de poca salinidad.

Inicialmente los yacimientos del Campo Guafita fueron explotados por flujo natural, sin embargo dos años después de iniciada su explotación, se implementó como proceso suplementario de producción el bombeo electrosumergible, en todas las arenas productoras. Con el desarrollo y crecimiento del campo, se fueron incrementando los problemas de arenamiento y producción prematura de agua.

2.2.3. Marco Estructural del Campo Guafita

El Campo Guafita, se encuentra separado en dos bloques (Guafita Norte y Guafita Sur), por un tren de fallas denominado sistema de fallas Guafita Caño-Limón. El área Sur, se encuentra ubicada a 180 Km. al Suroeste de Barinas, dentro de un área aproximada de 10.000 Km² que colinda con los Campos del complejo Caño Limón de Colombia. La principal estructura en el Campo Guafita Sur consiste de un anticlinal elongado de buzamientos suaves cuyo eje tiene una orientación aproximada N 10 E° limitada al Norte por el sistema de fallas de Guafita-Caño Limón, mientras que su límite Sur corresponde a la falla de La Yuca de tipo inverso.

Las acumulaciones petrolíferas de Guafita se ubican entre 7200 y 7500 pies de profundidad en formaciones clásticas de edad Oligo-Mioceno (Terciario) con características de yacimientos como de crudo de muy buena calidad, formando yacimientos de crudo mediano con gravedad de 29° API subsaturados con un mecanismo de producción hidráulica asociado a un acuífero de características infinitas.

En el área Sur existen identificadas cinco Unidades de origen Fluvio-Deltaico, posiblemente con influencia de mareas: G7-3/4, G-8, G-9 1/2, G-9 3/4 y G-10, cuyos sedimentos descansan discordantemente sobre los sedimentos

del Cretáceo pertenecientes a la Formación Quevedo e infrayacen concordantemente con los sedimentos del Mioceno. Para Guafita Norte son productoras las arenas G-9 y G-10.

La estructura de los campos de petrolíferos de Apure, así como sus horizontes estratigráficos, están asociados a la estructura de la cuenca sedimentaria de los llanos colombianos.

2.2.4. Estratigrafía del Campo Guafita

El basamento de la Cuenca Barinas - Apure en el área de Guafita está compuesto por rocas metamórficas pre-Cretácicas, sobre estas rocas descansan las formaciones Aguardiente, Escandalosa y Navay del Cretácico y las formaciones Guafita, Parángula y Río Yuca del Paleógeno y Neógeno.

La estratigrafía atravesada por los pozos del área consiste en sedimentos Oligoceno-Mioceno (Formación Guafita) que descansan discordantemente sobre los sedimentos Cretáceos del Miembro Quevedo de la Formación Navay. Dentro de la Formación Guafita se diferencian cuatro unidades informales denominadas G-7, G-8, G-9 y G-10. En Guafita Norte, solamente las dos últimas tienen interés comercial y corresponden a Yacimientos con el mismo nombre (G-9 y G-10). Mientras que en Guafita Sur, dependiendo del área, todas las unidades pueden ser productoras. Las arenas G-7 y G-9 se dividen en dos sub-unidades, de esta forma, las unidades/yacimiento en Guafita Sur se denominan G-7-2, G-7-3, G-8, G-9-1/2, G-9-3/4 y G-10.

Con relación a los yacimientos del miembro Quevedo del Cretáceo se definieron 3 arenas; Q-1, Q-2 y Q-3.

UNIDAD GEOCRONOLÓGICA	FORMACIÓN	MIEMBRO		ESPESOR	OBSERVACIÓN			
		U. INFORMAL						
PLEISTOCENO	RIO YUCA			+5800'	Arcillas moteadas intercaladas con areniscas y conglomerados.			
PLIOCENO	PARANGULA							
MIOCENO	G U A F I T A	G U A R D U L I O			+800'	Lutitas con intercalaciones de areniscas de marrón claro		
			G 7	G 7 - 2	135 - 320'			
				G 7-3/4				
			A R	L. LIGNITICA	60 - 120'			
OLIGOCENO			A U C A	G-8		10 - 20'	Areniscas intercaladas con lutitas lenticulares de espesor variable	
				L. GUAFITA				
				G 9	G 9-1/2			30 - 45'
					G 9-3/4			
	G-10			115 - 300'				
EOCENO								
PALEOCENO								
CRETÁCEO	N A V A Y	Q U E V E D O	Q1		50' - 250'	Areniscas de grano medio color claro Petrólifera		
			Q2					
			Q3					
			LA MORITA		50 - 90'	Lutitas parduscas		
		ECANDALOSA			200 - 450'	Calizas finas Areniscas masivas pet.		
	AGUARDIENTE	—		685 - 935'	Areniscas masivas intercaladas con lutitas			
PRECRETACEO	METAMORFICAS			+50'	Esquistos grises serichos con inclusiones de cuarzo			

Figura 2.5. Columna Estratigráfica del Campo Guafita.

Formación Guafita (Oligoceno-Mioceno temprano)

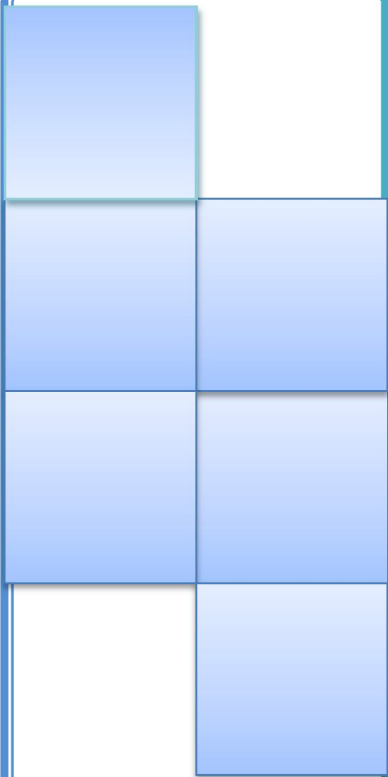
La Formación Guafita está compuesta por intercalaciones de vacas cuarzosas, lutitas, arcilistas, limolitas y algunas capas delgadas de lignito.

En el Campo Guafita, se pueden reconocer dos miembros:

- El *Miembro Arauca* (inferior): compuesto de un 75% de arenas, areniscas (wacas cuarcíticas y arcósicas) con matriz arcillosa-caolinítica, comúnmente con pirita. Las limolitas representan el 20% del miembro. Las lutitas son laminares a masivas, bien estratificadas y representan entre el 5 y el 10% de la unidad. En la base del miembro, se observan capas delgadas y aisladas de caliza tipo packstone.
- El *Miembro Guardulio* (superior): compuesto por un 40% de lutitas masivas a laminares, ocasionalmente moteadas de óxido de hierro. Las lutitas generalmente gradan a lutitas carbonosas y lignitos. Las arcilitas representan el 40%, generalmente abigarrada y manchada de óxido de hierro.

El ambiente de sedimentación de la Formación Guafita, se caracteriza por un complejo de canales distributarios activos y abandonados, abanicos de rotura, bahías y llanuras interdistributarias, canales de mareas, propios de un sistema deltaico progradante.

Ambos miembros de la Formación Guafita son transgresivos, siendo el inferior más litoral y el superior más marino.



CAPÍTULO III

MARCO TEÒRICO

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

El siguiente capítulo está orientado a ofrecer una serie de conceptos básicos sobre los tópicos y términos sobre los cuales se sustenta el presente Trabajo Especial de Grado. A lo largo de esta sección introductoria, se explicarán de forma resumida los términos y las definiciones más importantes usadas durante la realización de este proyecto.

3. 1. ANTECEDENTES

-“Validación de la Data de Presiones para los diferentes Yacimientos del Campo Guafita Sur”.

Autor: Araque, Yeangery

Fecha: Septiembre, 2006.

Objetivo: Validar y actualizar las pruebas de presión tomadas en los pozos del Campo Guafita Sur, Área Apure.

-“Análisis y Validación de las Pruebas de Presión Volumen y Temperatura de los Campo pertenecientes al Área de Apure”

Autor: Rivero, Yuliana

Fecha: Octubre, 2010.

Objetivo: Analizar y validar las pruebas PVT de los Campos Guafita y La Victoria en el Área de Apure.

-“Estimación de la Permeabilidad y Caracterización de Tipos de Roca en el Campo Guafita”

Autor: Lira, José

Fecha: Julio, 2010.

Objetivo: Estimar la permeabilidad y caracterizar tipos de roca en el Campo Guafita, a través de datos convencionales y especiales de núcleos.

-“Modelo Sedimentológico y Actualización del Modelo Estructural de las Parasecuencias Media y Superior de la Arena G-8 de la Formación Guafita, en el Campo Guafita, Área Sur, Estado Apure”

Autor: Campo, Daniel

Fecha: Febrero, 2011.

Objetivo: Realizar el modelo sedimentológico y actualizar el modelo estructural de las Parasecuencias Media y Superior de la Arena G-8 de la Formación Guafita, en el Campo Guafita Sur, Estado Apure, a partir de Registros, núcleos de pozo y reinterpretación de sísmica 3D.

3.2. INGENIERÍA DE YACIMIENTO

3.2.1. Definición de Yacimiento

Un yacimiento es aquella parte de una trampa geológica que contiene petróleo, gas o ambos como solo un sistema hidráulico conectado. Las acumulaciones de gas y petróleo, ocurren en trampas subterráneas limitadas por cierres estructurales, estratigráficos o la combinación de ambos. Estas acumulaciones se presentan en formaciones porosas y permeables constituidas principalmente por arenas, areniscas, calizas o dolomitas.

Los yacimientos son productos de la naturaleza y en consecuencia poseen características diferentes que varían de uno a otros; lo que significa que no existen dos yacimientos que se comporten exactamente de la misma manera y los fluidos que contienen están sujetos a la acción de fuerzas naturales que afectan su movimiento a través del medio poroso.

3.2.2 Clasificación de los Yacimientos

Los yacimientos se pueden clasificar de acuerdo a los siguientes criterios:

- Geológicos.
- Según los hidrocarburos presentes en el yacimiento.

- De acuerdo al mecanismo de producción.

3.2.2.1. Clasificación de los yacimientos según el criterio geológico

3.2.2.1.1. Estratigráficos: lentes de arena, cambio de facies, calizas o dolomitas porosas, sellos asfálticos, cambio de permeabilidad.

3.2.2.1.2. Estructurales: fracturas en calizas, discordancias, fallamiento en areniscas, anticlinales, sinclinales, domos.

3.2.2.2 Clasificación de los yacimientos en base a los hidrocarburos que contienen

3.2.2.2.1. Yacimientos de Gas

Los hidrocarburos que están en condición de vapor en el yacimiento están clasificados como gas, y se subdividen en tres clasificaciones: gas condensado, gas húmedo o gas seco.

3.2.2.2.2. *Yacimientos de Gas Condensado*

Un yacimiento de gas condensado o retrogrado existe cuando la temperatura inicial del yacimiento está entre la temperatura crítica y cricondetérmica, y la presión inicial del yacimiento es igual o mayor que la presión de rocío. A medida que va produciendo el yacimiento, la presión se va reduciendo, el porcentaje de líquido se incrementa hasta un punto donde cualquier otra disminución de la presión solo se encontrará gas (figura 3.1). Cuando se tiene este tipo de yacimiento, el mantenimiento de la presión es fundamental para optimizar la producción.

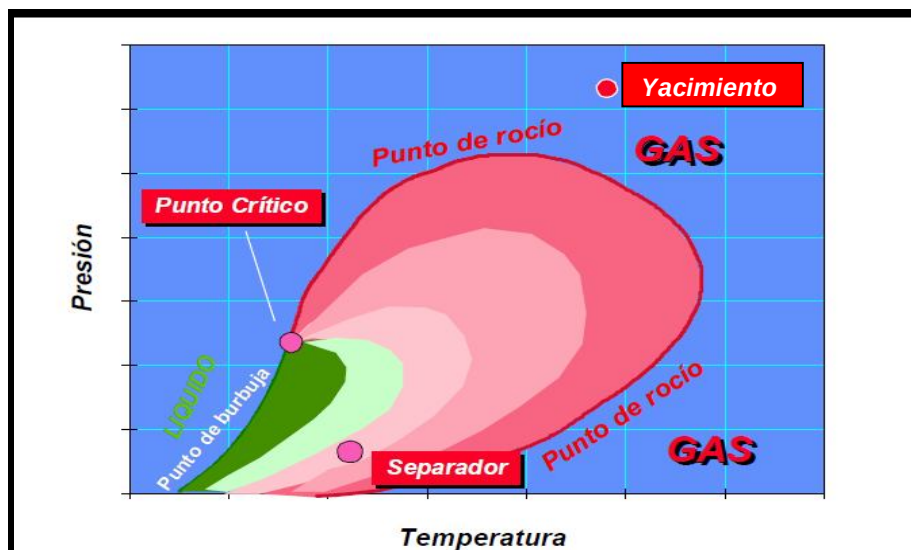


Figura 3.1. Diagrama de fases de un Yacimiento de Gas Condensado.

3.2.2.2.3. Yacimientos de Gas Rico

Un yacimiento de gas húmedo está compuesto de menor porcentaje de componentes pesados que el gas condensado. Esto causa que el diagrama de fases sea menos ancho y que el punto crítico esté a menor temperatura que el de gas condensado. La temperatura de yacimiento excede la temperatura cricondetérmica, la cual causa que el fluido del yacimiento permanezca en una sola fase a pesar de que disminuya la presión. Entonces en la región bifásica nunca se alcanza en el yacimiento por lo que no se encuentran líquidos en el mismo, pero esto no quiere decir que no se pueda producir líquido de estos yacimientos, como se muestra en la figura 3.2.

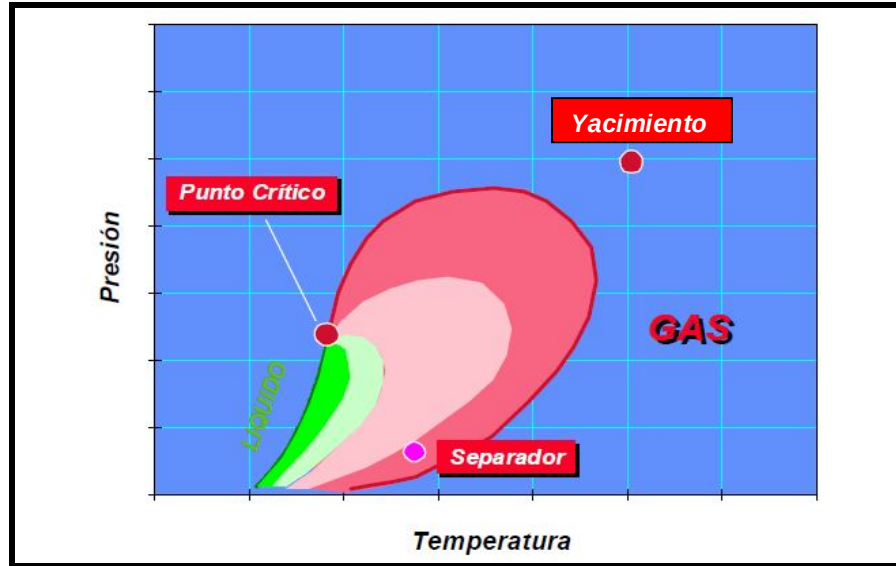


Figura 3.2. Diagrama de fases de un Yacimiento de Gas Rico o Gas Húmedo

3.2.2.2.4. Yacimientos de gas seco

Un yacimiento de gas seco está compuesto principalmente por metano y etano con pequeños porcentajes de componentes pesados. Los hidrocarburos no se condensan de la mezcla ni en el yacimiento ni en los separadores (figura 3.3). El término seco, en este caso se refiere solo a la falta de hidrocarburos líquidos no a otros líquidos que se puedan condensar durante la vida productiva del yacimiento o en el proceso de separación.

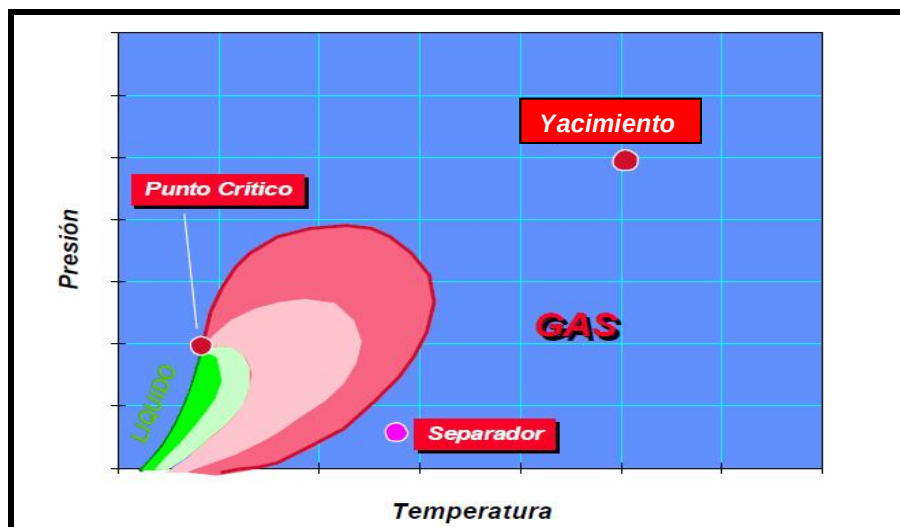


Figura 3.3. Diagrama de fases de un Yacimiento de gas Seco.

3.2.2.3. Yacimientos de Petróleo

Las mezclas de hidrocarburos que existen en estado líquido a condiciones de yacimiento son clasificados como yacimientos de petróleo. Dependiendo de las condiciones iniciales del yacimiento se clasifican como yacimientos saturados y subsaturados.

3.2.2.3.1. Yacimientos subsaturados

Yacimientos cuya presión inicial es mayor que la presión en el punto de burbuja. Como se indica en el punto A de la figura 3.4. Inicialmente solo se presenta la fase líquida. Las burbujas de gas se desprenden del crudo una vez el punto de burbuja se alcanza.

3.2.2.3.2. Yacimientos saturados

Yacimientos cuya presión inicial es menor o igual que la presión en el punto de burbuja. (Puntos B y C de la Figura 3.4). Este yacimiento bifásico consiste de una zona gaseosa suprayaciendo en una zona líquida.

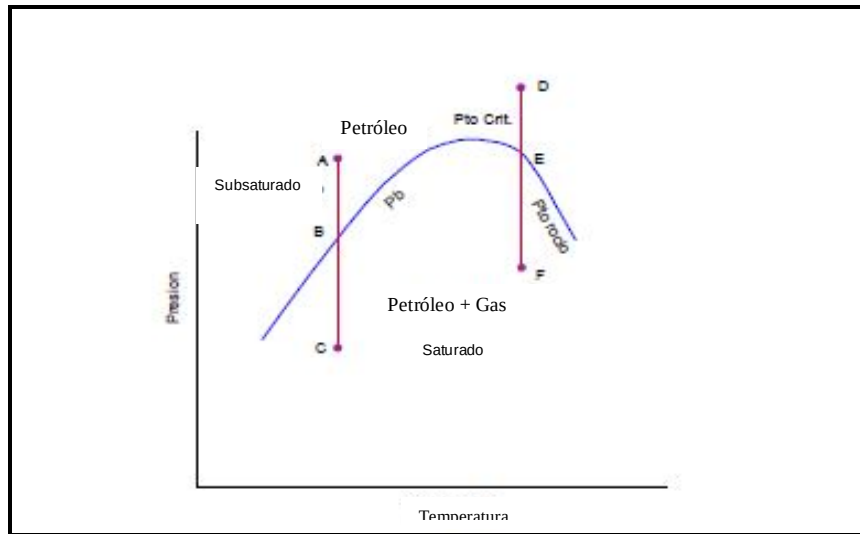


Figura 3.4 Clasificación de los Yacimientos de acuerdo al punto de burbuja

3.2.2.3. Clasificación de acuerdo al Mecanismo Natural de Producción del Yacimiento

El empuje del petróleo hacia los pozos se efectúa por la presión natural que tiene el yacimiento. Este empuje se puede derivar de la presencia de un casquete de gas libre que yace encima del petróleo; de un volumen de agua dinámica subyacente o de empuje por gravedad. Generalmente, se da el caso de que uno de estos mecanismos es preponderante en empujar el petróleo hacia los pozos y la posible presencia de otro podría actuar en forma conjunta.

3.2.2.3.1. Casquete o Empuje de Gas

En este tipo de yacimiento, bajo las condiciones originales de presión y temperatura. Existe un equilibrio entre el gas libre y el petróleo presente. La presión y la temperatura, bajo condiciones normales, están relacionadas con la profundidad (Figura 3.5).

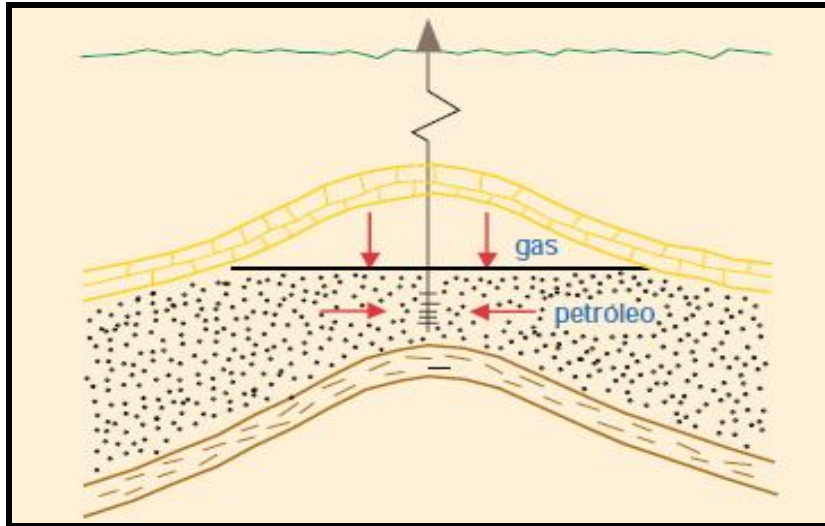


Figura 3.5. Yacimiento con mecanismo de producción Casquete de Gas

3.2.2.3.2. Empuje por gas disuelto

En este tipo de mecanismo no existe capa o casquete de gas. Todo el gas disuelto en el petróleo y el petróleo forman una sola fase, a presión y temperatura originalmente altas en el yacimiento.

Al comenzar la etapa de producción, el diferencial de presión creado hace que el gas comience a expandirse y arrastre el petróleo del yacimiento hacia los pozos durante cierta parte de la vida productiva del yacimiento (Figura 3.6). Eventualmente, a medida que se extrae petróleo, se manifiesta la presión de burbujeo en el yacimiento y comienza a desarrollarse el casquete o capa de gas en el yacimiento, inducida por la mecánica de flujo.

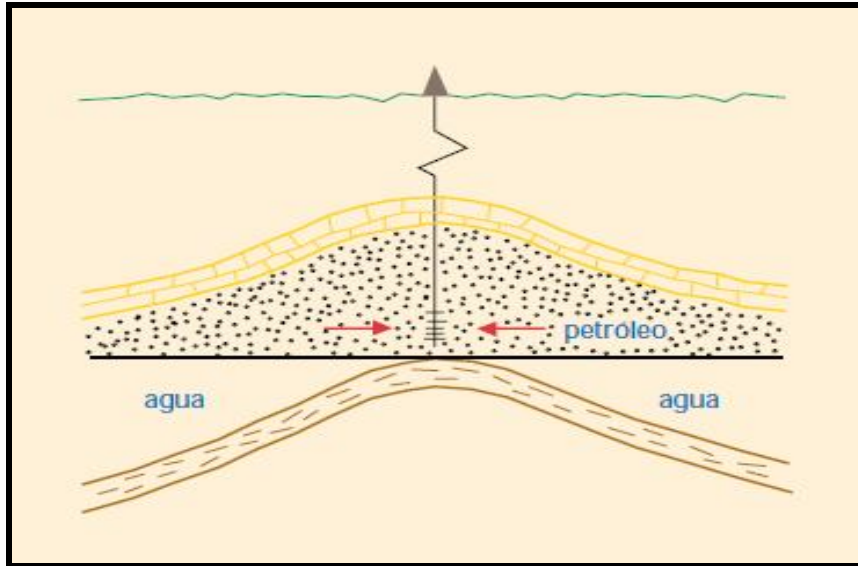


Figura 3.6. Yacimiento con mecanismo de Producción Gas Disuelto

3.2.2.3.3. Empuje por agua o hidráulico

El empuje por agua es considerado el mecanismo natural más eficiente para la extracción del petróleo. Su presencia y actuación efectiva puede lograr que se produzca hasta el 60% y quizás más del petróleo en sitio.

Sin embargo, este tipo de mecanismo requiere que se mantenga una relación muy ajustada entre el régimen de producción de petróleo que se establezca para el yacimiento y el volumen de agua que debe moverse en el yacimiento. El frente o contacto agua-petróleo debe mantenerse unido para que el espacio que va dejando el petróleo producido vaya siendo ocupado por uniformemente por el agua (Figura 3.7). Por otro lado, se debe mantener la presión en el yacimiento a un cierto nivel para evitar el desprendimiento de gas e inducción de un casquete de gas.

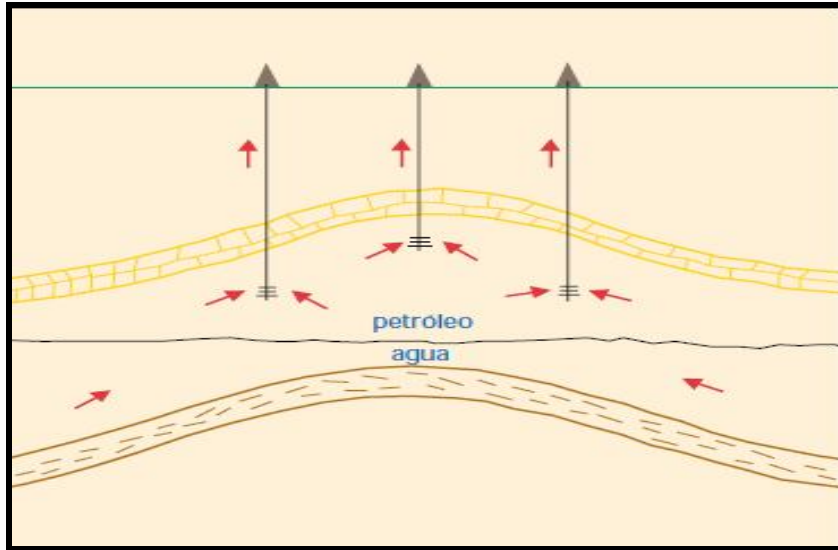


Figura 3.7. Yacimiento con mecanismo de Producción Acuífero

3.2.2.3.4. Empuje por segregación gravitacional

Ocurre en condiciones especiales cuando el yacimiento tiene un alto buzamiento y favorece la segregación por gravedad de petróleo y gas. Esta segregación es un flujo contracorriente donde el gas se desplaza hacia la parte más alta de la estructura, separándose del líquido por diferencia de densidades (Figura 3.8). Con el tiempo y dependiendo del volumen del yacimiento es posible que se forme una capa de gas secundaria en el tope de la estructura, ayudando al drenaje del yacimiento.

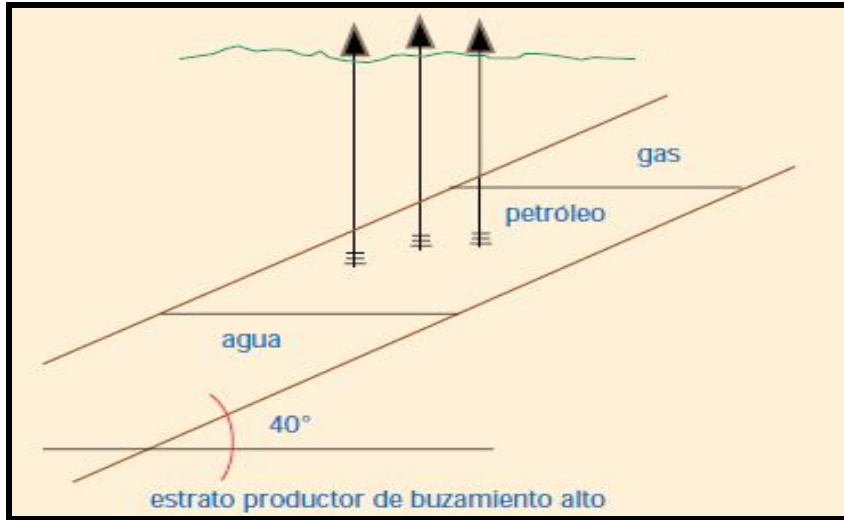


Figura 3.8. Yacimiento con mecanismo de Producción por Gravedad.

3.2.2.3.5. Desplazamiento 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. En la figura 3.9 se muestra la influencia de los mecanismos de producción con respecto al recobro de petróleo.

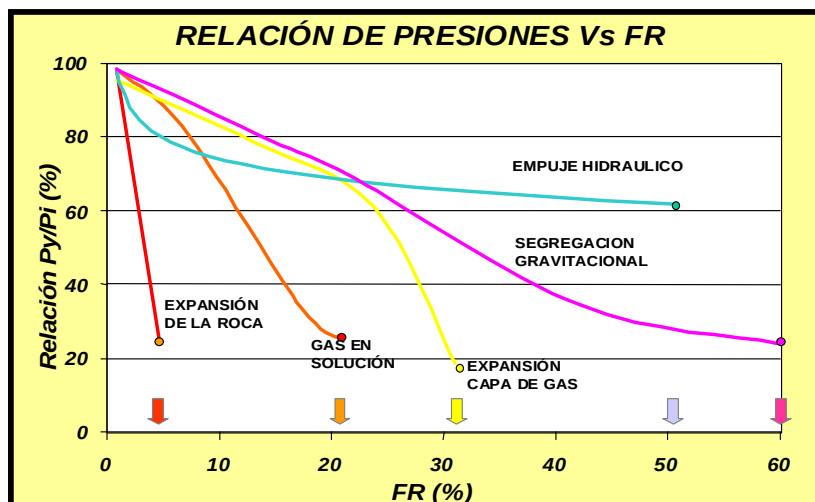


Figura 3.9. Yacimiento con mecanismo de Producción Combinado

3.3. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LA ROCA.

Entre las propiedades de las rocas, que son consideradas como más importantes, están: porosidad, permeabilidad, saturación, es por esta razón que a continuación se definen cada una de estas propiedades.

3.3.1. Porosidad

La porosidad de la roca se define como la relación existente entre el volumen poroso y el volumen total de la roca. Se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$\phi = \frac{\text{Volumen poroso}}{\text{Volumen total}} = \frac{V_p}{V_t} \quad [\text{Fracción}] \quad 3.1$$

En la figura 3.10 se observa la representación del volumen poroso que se puede expresar como el volumen total menos el volumen de granos o sólidos contenidos en la roca. Esta propiedad determina la capacidad de acumulación o de depósito de la arena y generalmente se expresa como porcentaje o fracción decimal.

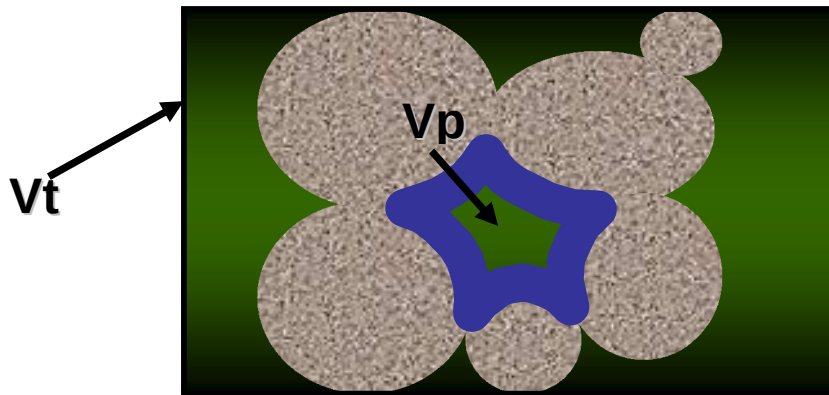


Figura 3.10. Representación de volumen poroso y volumen total.

La porosidad se puede medir en laboratorios mediante núcleos y en pozos a través de registros, tales como: sónico, densidad y neutrón. La precisión con la cual esta puede ser determinada es mayormente una función de los métodos usados en esas medidas. Varias herramientas de perfilaje, usando métodos eléctricos, nucleares, sónicos o de densidad, son usadas para determinar la porosidad continua en el pozo.

3.3.1.1. Tipos de Porosidad

De acuerdo a su origen:

- **Primaria:** Desarrollada durante la depositación del material que dió origen a la roca. Se refiere a la porosidad intergranular que existe básicamente en areniscas y la porosidad intercrystalina presente en algunas calizas.
- **Secundaria:** Es aquella que se ha formado por procesos químicos o mecánicos posteriores a la litificación de los sedimentos, tales como disolución o fracturamiento.

De acuerdo a la conectividad de los poros

- **Absoluta:** Representa la fracción del volumen total de la roca que no está ocupado por material denso o matriz.
- **Efectiva:** Es la fracción del volumen poroso total ocupado solo por poros interconectados. Es el parámetro adecuado para cuantificar reservas de hidrocarburos pues representa el volumen interconectado a través del cual se pueden mover los fluidos.

La porosidad total siempre va a ser mayor o igual a la efectiva. Para la ingeniería de yacimientos la porosidad más importante es la efectiva, pues constituye los canales porosos interconectados, lo que supone que

puede haber importantes saturaciones de hidrocarburos en dichos espacios.

La porosidad máxima que se puede encontrar es de 47.6%, la cual solo se daría en un arreglo cúbico perfecto.

3.3.1.2. Factores que afectan la porosidad:

3.3.1.2.1. Escogimiento de los granos. Mientras los granos de la roca sean más uniformes mayor será la porosidad.

3.3.1.2.2. Cementación. Los granos se encuentran unidos entre sí mediante una cementación natural que por supuesto resta espacio a ser ocupado por los hidrocarburos.

3.3.1.2.3. Presencia de grietas y cavidades. Son factores que favorecen la porosidad.

3.3.1.2.4. Consolidación. La presión de sobrecarga de un estrato crea acercamiento entre las rocas. Mientras sea menor su efecto, mayor será el valor de porosidad.

3.3.2. Permeabilidad

Se define como permeabilidad a la facilidad que tiene una roca de permitir el paso de los fluidos a través del volumen poroso de la misma.

Usualmente, mientras más grande sea el poro mayor será la permeabilidad. En areniscas bien seleccionadas el tamaño del poro aumenta en función del tamaño del grano, lo que implica aumento de la permeabilidad. De la misma manera, la permeabilidad aumenta mientras mejor es la selección o escogimiento de las arenas. Una mayor permeabilidad, generalmente corresponde con una mayor porosidad, sin embargo, esto no constituye una regla absoluta. Las lutitas y algunas

areniscas tienen una alta porosidad, pero los granos son tan pequeños y los conductos aprovechables para el movimiento del fluido son tan restringidos, que la permeabilidad es muy baja y generalmente casi nula. Otras formaciones como las calizas, pueden estar compuestas de roca dura interrumpidas por fisuras muy pequeñas o por fracturas de gran extensión; la porosidad de tales formaciones puede ser baja, pero la permeabilidad de tales fracturas puede ser muy grande.

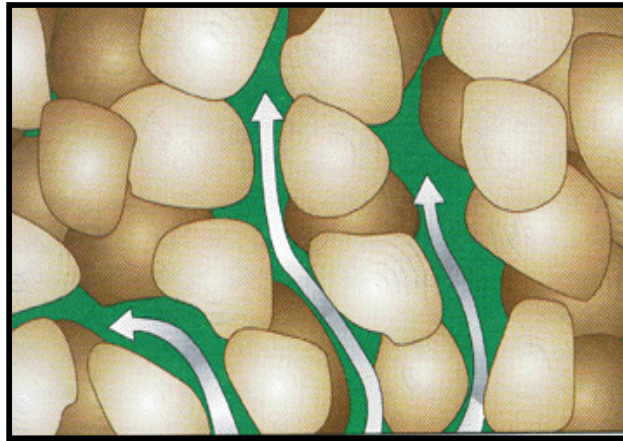


Figura 3.11. Representación de permeabilidad

La unidad de permeabilidad es el Darcy, y ella expresa el flujo de un centímetro cúbico de líquido con viscosidad igual a un centipoise, a través de un centímetro cúbico de roca, en un segundo y con diferencial de presión de una atmósfera.

La ecuación generalizada de Darcy se obtiene de la siguiente ecuación en unidades de campo, donde la permeabilidad (k) se expresa en milidarcies.

$$Q = 1.127 \times \left(\frac{K}{\mu} \right) \times \left(\frac{\Delta P}{L} \right) \times A \quad 3.2$$

Donde:

Q = Tasa de flujo, Bls/D

ΔP = Diferencial de presión, lpc

L = Distancia recorrida por el fluido, pies

A = Área transversal, pies²

μ = Viscosidad del fluido, cp

3.3.2.1. Clasificación de la permeabilidad

Según su origen

- Permeabilidad Primaria. La permeabilidad primaria se origina con la deposición de los sedimentos.
- Permeabilidad Secundaria. Es aquella que se forma posterior a la deposición de los estratos.

Según la saturación de los fluidos

- Permeabilidad absoluta. Se define como la habilidad del medio poroso para permitir el paso de fluido a través de él, cuando éste satura cien por ciento.
- Permeabilidad efectiva. Es la habilidad de un medio poroso para permitir el paso de un fluido a través de él, cuando éste lo satura parcialmente dicho fluido.
- Permeabilidad relativa. Es la relación de la permeabilidad efectiva de un fluido a la permeabilidad absoluta de la roca.

$$K_r = \frac{K_e}{K_b} \text{ [Fracción]} \quad 3.3$$

La permeabilidad efectiva (K_e) va a depender de la saturación del fluido, de tal forma que, mientras haya más volumen de un fluido existirá o habrá mayor permeabilidad efectiva a ese fluido.

3.3.2.2. Factores que afectan la permeabilidad

- Tipo de empaque.
- Material cementante.
- Presión de sobrecarga.
- Tamaño y distribución de los granos.
- Arcillosidad.
- Efecto de deslizamiento de las moléculas (Klinkenberg).

Debido al amplio campo de valores de permeabilidades que pueden tener las rocas del yacimiento; es conveniente normalizar las permeabilidades efectivas. Esto es llevado a cabo relacionándolas con la permeabilidad absoluta y los resultados son llamados permeabilidades relativas. Las curvas de permeabilidad relativas son determinadas por lo general para sistemas bifásicos agua-petróleo y gas-petróleo, con agua irreducible (inmóvil).

3.3.2.3. Representación de las Permeabilidades Relativas

El cálculo de las permeabilidades relativas representa gran utilidad en la ingeniería de yacimientos. Las curvas que describen como varían con respecto a las saturaciones de los fluidos muestran factores importantes para el yacimiento sometido a estudio.

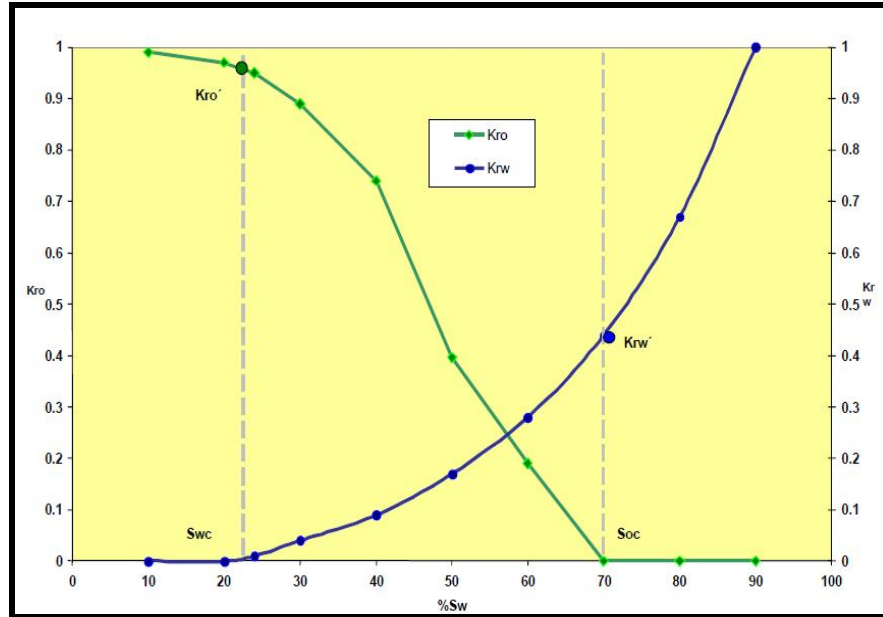


Figura 3.12. Representación de las permeabilidades relativas de agua y petróleo.

Con la curva de permeabilidades relativas entre el agua y el petróleo, para el caso de la figura 3.12, se pueden identificar cuatro puntos importantes: Swc (Saturación de Agua Connata), Soc (Saturación Crítica de Petróleo), Kro' (Permeabilidad Relativa del Petróleo en el punto de Swc) y Krw' (Permeabilidad Relativa del Agua en el punto de Soc) que constituyen los Ends Points o puntos finales de las curvas.

3.3.2.4. Características de las Curvas de Permeabilidad Relativa.

1. Para que un proceso de imbibición (desplazamiento de petróleo por agua) la fase mojante (fluido que tiende a adherirse a las paredes de la roca) comience a fluir se requiere alcanzar un cierto valor de saturación a fin de tomar una fase continua. Esto se denomina Saturación Crítica o de Equilibrio (0-30%).

2. La permeabilidad relativa de la fase mojante se caracteriza por una rápida declinación para pequeñas disminuciones en saturaciones a valores altos de saturación de la fase mojante.

3. La permeabilidad relativa de la fase no mojante aumenta rápidamente para pequeños incrementos de saturación de dicha fase por encima de la saturación de equilibrio.

4. Las sumas de las permeabilidades relativas ($K_{ro}+K_{rw}$) ó ($K_{ro}+K_{rg}$) representan la interacción mutua entre las fases, lo cual hace disminuir la suma de las permeabilidades relativas a un valor menor de la unidad, para la mayoría de los valores de saturación.

5. En la producción de petróleo, el agua y el petróleo fluirán a saturaciones que están entre los dos puntos finales.

3.3.2.5. Coeficiente de Variación de Dystra y Parson

Este coeficiente mide la variación de permeabilidad, y por ende, la heterogeneidad del yacimiento. Se basa principalmente en la utilización de datos de muestras de núcleo y se grafican en papel logarítmico probabilístico, la permeabilidad de cada muestra versus el porcentaje acumulado.

Para el cálculo del coeficiente es necesario realizar el siguiente procedimiento:

- Ordenar los valores de permeabilidad en orden decreciente.
- Trazar la mejor recta tomando en cuenta puntos entre 20% y 80%.
- Leer los valores de permeabilidad correspondientes a 50% y 84.1%.
- Si el coeficiente de variación es igual a cero, es indicativo de que el yacimiento es homogéneo, pero si este varía entre cero y uno el yacimiento es heterogéneo.

3.3.3. Saturación

La saturación de un fluido en una roca es la relación existente entre el volumen de fluido en los poros con respecto al volumen total de los poros. Las saturaciones se expresan como fracción o porcentaje del volumen de los poros. En un yacimiento de hidrocarburo se puede encontrar simultáneamente agua, petróleo y gas como se muestra en la Figura 3.13. Sin embargo, debido a los efectos de gravedad, los fluidos se separan en el yacimiento. Parte de los fluidos del yacimiento no pueden extraerse; esta parte de los fluidos reciben el nombre de saturación residual o reducible. Aquella fracción del espacio poroso que no contiene agua se supone que contiene hidrocarburos. Ellos pueden expresarse matemáticamente mediante la siguiente ecuación (3.4):

$$S_o = 1 - S_g - S_w \quad 3.4$$

Donde:

S_o = Saturación de Petróleo.

S_g = Saturación de Gas.

S_w = Saturación de Agua.

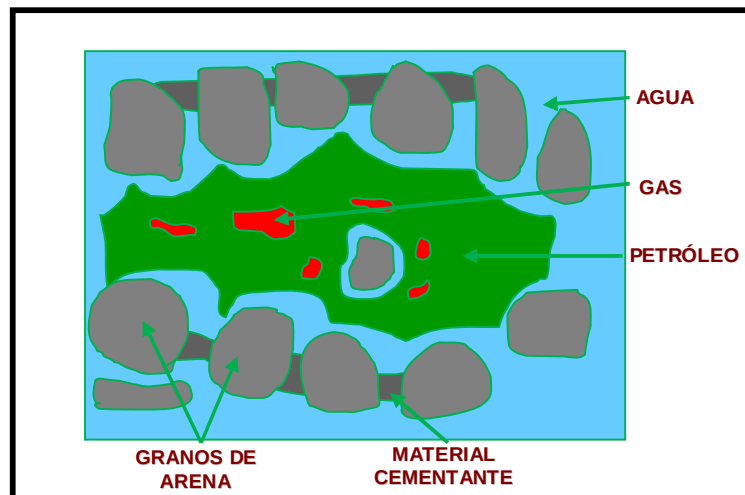


Figura 3.13. Distribución de fluidos

3.3.3.1. Saturación de agua connata

Es la saturación de agua existente en el yacimiento al momento del descubrimiento, la cual se considera como el remanente del agua que inicialmente fue depositada con la formación y que debido a la fuerza de presión capilar existente, no pudo ser desplazada por los hidrocarburos cuando éstos migraron al yacimiento. A mayor área superficial y menor tamaño de partículas, mayor es la saturación de agua connata.

3.3.3.2. Unidades de Flujo o Unidades Hidráulicas

Es el Volumen de roca en el cual las propiedades geológicas y petrofísicas que afectan el flujo de los fluidos son similares y diferentes de las propiedades de otro volumen de roca. Las Unidades Hidráulicas se relacionan con la distribución de las facies geológicas, pero no necesariamente coinciden en los límites de las facies. De esta forma, las unidades hidráulicas pueden no ser continuas verticalmente. Tales unidades son comúnmente definidas por:

- Similares atributos geológicos de textura, mineralogía, estructuras sedimentarias y contactos estratigráficos.
- Similares propiedades petrofísicas de porosidad, permeabilidad y presión capilar.

3.3.4. Presión Capilar

Se define como la diferencia de presión entre dos fluidos inmiscibles a través de la interfase que se forma entre ellos cuando un medio poroso, se pone en contacto entre ellos. Cuando fluidos como el agua y el petróleo están en contacto existe una interfase bien definida. Las moléculas cerca de la interfase están desigualmente atraídas por las moléculas vecinas y esto da un incremento en el nivel de energía libre en la superficie por unidad de área o tensión interfacial. Si la interfase es

curva la presión en el lado cóncavo excede el convexo y esta diferencia es conocida como presión capilar. Se define mediante la siguiente expresión:

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad 3.5$$

Donde:

P_c = Presión Capilar, Lpc.

P_{nm} = Presión de la Fase no Mojante, Lpc.

P_m = Presión de la Fase Mojante, Lpc.

La presión capilar es medida generalmente en el laboratorio usando muestras de núcleo o muestras de ripio.

Para usar las curvas de presión obtenidas en el laboratorio, es necesario convertirlas a condiciones de yacimiento. Esta conversión se puede hacer mediante la siguiente expresión:

$$P_{c_{yac}} = \frac{P_{c_{lab}} (\sigma \cos \theta)_{yac}}{(\sigma \cos \theta)_{lab}} \quad 3.6$$

Donde;

σ_{yac} . = Tensión Interfacial a condiciones de yacimiento.

σ_{lab} . = Tensión Interfacial a condiciones de laboratorio.

θ = Angulo de contacto.

3.3.4.1. Presión capilar y Saturación de agua.

Existe una relación inversa entre la presión capilar y la saturación de agua, dicha relación es llamada curva de presión capilar, la cual es medida rutinariamente en el laboratorio. Para tal fin se emplea aire versus salmuera o aire versus mercurio y la curva resultante se convierte al sistema agua-petróleo del yacimiento.

3.3.4.2. Curvas de Presión Capilar Drenaje e Imbibición.

- Drenaje. Proceso de flujo de fluidos en el cual la saturación de la fase no-mojante incrementa.
- Imbibición. Proceso de flujo de fluidos en el cual la saturación de la fase mojannte incrementa.

En la Figura 3.14 se muestran los procesos de drenaje e imbibición asociados a las curvas de presión capilar.

Histéresis. Es un término aplicado a la diferencia en las propiedades multifásicas de las rocas que dependen de la dirección del cambio de saturación.

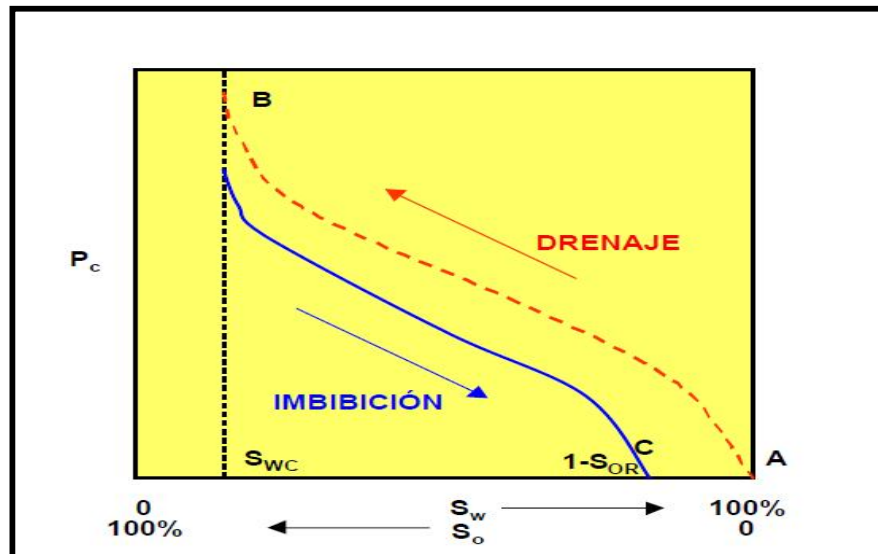


Figura 3.14. Curva de presión capilar en procesos de drenaje e imbibición.

La curva que comienza en el punto A, con la muestra saturada 100% de agua, la cual es desplazada por petróleo, representa el proceso de drenaje. En el punto B o de saturación de agua connata existe una discontinuidad aparente en la cual la saturación de agua no puede ser

reducida más (saturación irreducible), a pesar de la presión capilar que existe entre las fases. Si se tiene que el petróleo se desplaza con el agua, el resultado es la curva de imbibición. La diferencia entre los dos procesos se debe a la histéresis del ángulo de contacto. Cuando la saturación de agua ha crecido a su máximo valor $S_w=1-S_{or}$, la presión capilar es cero (punto C). en este punto la saturación residual de petróleo no puede ser reducida a pesar de las diferencias de presión capilar entre el agua y el crudo.

3.3.4.3. Métodos para calcular la presión capilar

Existen diferentes métodos a través de los cuales se puede determinar la presión capilar, algunos de ellos son:

- Método de inyección de mercurio.
- Método del plato o diafragma poroso.
- Método de alta velocidad centrifuga.

El Método de Inyección de Mercurio consiste en inyectar mercurio en la roca incrementando lentamente los valores de presión. La cantidad de líquido inyectado en cada incremento de la presión se registra y se presenta como una curva capilar.

Los métodos de diafragma o plato poroso y de alta velocidad de centrifuga suministra valores exactos sin destruir el núcleo. Sin embargo, el tiempo requerido para estas medidas puede ser de horas o días.

3.3.5. Humectabilidad

Es la tendencia de un fluido de adherirse a una superficie sólida, en presencia de otro fluido inmiscible, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible con dicho sólido. Esta tensión de adhesión ocurre cuando existe más de un fluido saturando el yacimiento y es función de la tensión interfacial. Esta propiedad es importante dado que determina la localización y distribución de los fluidos, así como también dependen de ella las permeabilidades relativas y eficiencias de desplazamiento. Los

fluidos pueden ser humectantes o mojantes si tienen una mayor tendencia a adherirse a la roca y no mojantes si no presentan esta tendencia.

3.3.5.1. Angulo de Contacto

Se denomina ángulo de contacto al ángulo formado por el plano de la interfase de dos fluidos inmiscibles con el plano de la superficie del sólido en el punto de contacto y medido a través del fluido más denso. El ángulo de contacto varía entre 0 y 180°. Cuando el ángulo de contacto es menor de 90° el yacimiento se encuentra humectado por agua y se denomina yacimiento hidrófilo, el agua es la fase mojante y se desplaza por los canales más pequeños mientras que el petróleo fluye por los más grandes; cuando el ángulo de contacto es mayor de 90° la roca está humectada por petróleo y se denominan yacimientos oleófilos. La figura 3.5 muestra lo anteriormente mencionado con respecto al ángulo de contacto.

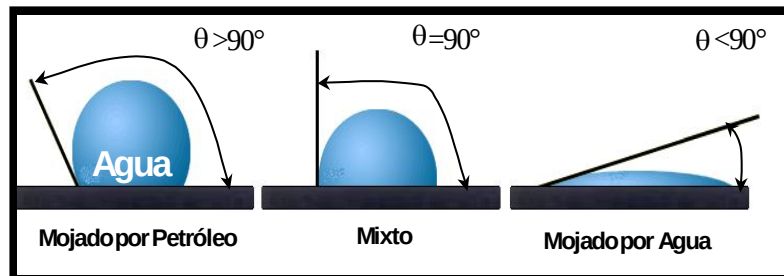


Figura 3.15. Ángulo de contacto.

3.3.5.2. Criterios Fundamentales de Humectabilidad de Rocas

1. La fase mojante ingresa al medio poroso en forma espontánea, por lo tanto, es necesario entregar energía para sacarla del medio poroso.
2. La fase mojante tiende a ocupar los capilares de menor diámetro dentro de la red poral, en consecuencia, la fase mojante es difícil de movilizar a través del medio poroso.

La humectabilidad no es un parámetro que se introduzca en forma directa en los cálculos de ingeniería de yacimientos. Sin embargo, los efectos de la mojabilidad se manifiestan en:

- ✓ La forma que adoptan las curvas de distribución de fluidos en el medio poroso.
- ✓ Las movilidades de las diferentes fases en función de la saturación del sistema.

3.2.6. Función “J” de Leverett

Esta función permite correlacionar datos de presión capilar de diferentes arenas de un mismo yacimiento o campo, siempre y cuando la litología y textura de las muestras no cambien notoriamente.

$$J(S_w) = \frac{P_c}{\sigma} \left(\frac{K}{\phi} \right)^{1/2} \quad 3.7$$

Donde;

P_c : Presión Capilar (dinas/cm²)

σ : Tensión Interfacial (dinas/cm)

K : Permeabilidad (cm²)

ϕ : Porosidad (fracción)

3.4. PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS FLUIDOS

De manera general los fluidos están clasificados como gases y líquidos. Un fluido puede existir como gas, líquido, dependiendo de la presión y temperatura a la cual el fluido está sometido. A continuación se presenta las propiedades más relevantes de los fluidos presentes en los yacimientos.

3.4.1. Relación Gas-Petróleo en Solución (Rs)

La solubilidad del gas en un crudo o relación gas-petróleo en solución (Rs) está dada por los pies cúbicos normales de gas (PCN) en solución

en un barril normal (BN) de crudo a determinadas condiciones de presión y temperatura (ecuación 3.8).

$$R_s = \frac{\text{Vol. Gas en Solución a P y T}}{\text{Barril de Petróleo a 14,7 lpca y 60 °F}} \cdot \frac{\text{PCN}}{\text{BN}} \quad 3.8$$

La figura 3.16 muestra el comportamiento de la solubilidad del gas con respecto a la presión del yacimiento.

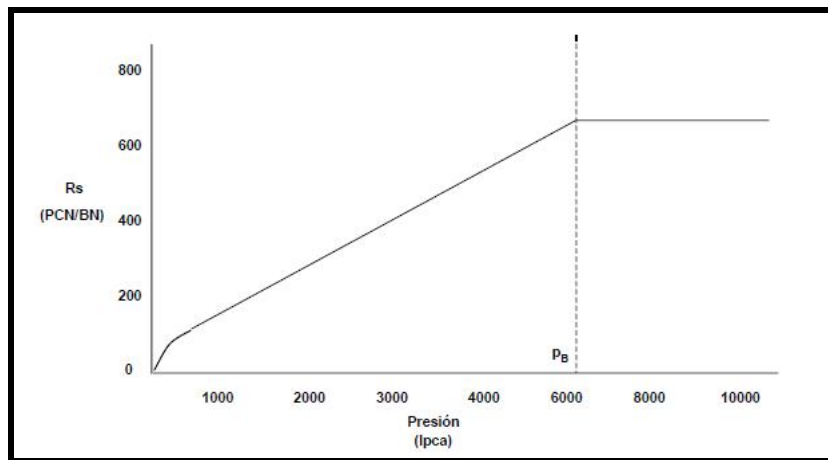


Figura 3.16. Comportamiento de Rs versus Presión de Yacimiento

Factores que afectan a Rs:

Presión: $P \uparrow \rightarrow R_s \uparrow$

Temperatura: $T \uparrow \rightarrow R_s \downarrow$

Gravedad del crudo: $^{\circ}\text{API} \uparrow \rightarrow R_s \uparrow$

Gravedad del gas en solución: $\gamma_g \uparrow \rightarrow R_s \uparrow$

Donde: $\uparrow$ = Aumenta $\downarrow$ = Disminuye

3.4.2. Factor Volumétrico del Petróleo (β_o)

Es el volumen de la masa de petróleo a presión y temperatura de yacimiento dividido por el volumen de la misma masa a condiciones de superficie. El volumen de petróleo es menor en superficie comparado con el volumen de petróleo de la formación debido a diversos factores (ecuación 3.9).

Uno de los factores que más influye en el β_o es la cantidad de gas que viene de solución cuando la presión y la temperatura caen de las condiciones del yacimiento a condiciones de superficie.

$$\beta_o = \frac{\text{Barriles de Crudo saturado con gas a P y T}}{\text{Barriles de Crudo a 14,7 lpc y 60 °F}} \cdot \frac{B_Y}{B_N} \quad 3.9$$

El comportamiento del factor volumétrico del petróleo con respecto a la presión se observa en la figura 3.17.

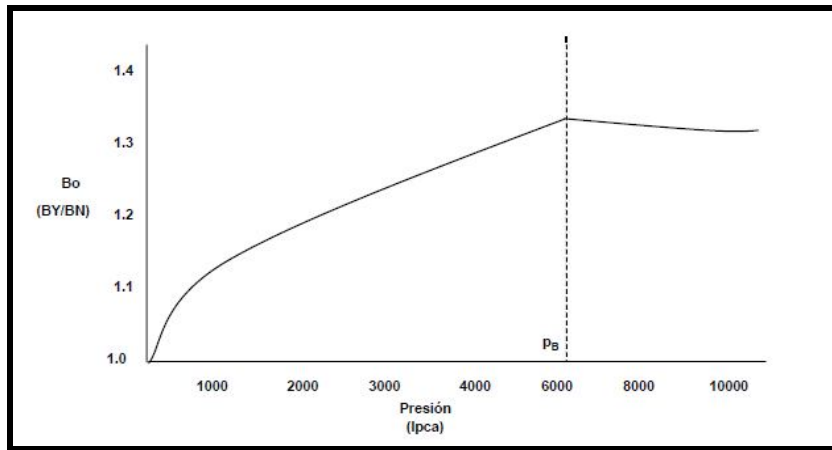


Figura 3.17. Comportamiento de B_o versus Presión de Yacimiento

El factor volumétrico del petróleo tiene en cuenta el efecto de la presión, temperatura y el gas en solución sobre el volumen del crudo. Regularmente $\beta_o > 1$ pero puede ser menor que uno en el caso de crudos con muy poco gas en solución sometidos a altas presiones y temperaturas moderadas.

3.4.3. Factor Volumétrico del gas (β_g)

El factor volumétrico del gas, se define como el volumen en barriles (ó pies cúbicos) que un pie cúbico normal de gas ocupará como gas libre en el yacimiento a las condiciones de presión y temperatura prevalecientes. Este factor se puede obtener mediante la siguiente ecuación (3.10).

$$\beta_g = \frac{\text{Volúmen de gas libre @ P y T}}{\text{Volúmen de gas libre @14.7_lpc y 60_°F}} \frac{PCY}{PCN} \quad 3.10$$

3.4.4. Factor volumétrico Total (β_t)

El factor volumétrico total ó bifásico, se define como el volumen en barriles que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal de petróleo más el gas originalmente (inicialmente) en solución. Es decir, incluye el volumen líquido, β_o más el volumen de la diferencia entre la razón gas-petróleo a las condiciones actuales del yacimiento. Se puede obtener mediante las siguientes ecuaciones:

$$\beta_t = \frac{\text{Volúmen de (pet. + gas dis. + gas. lib. de Pb a P) @ P y T}}{\text{Volúmen de petróleo @14.7_lpc y 60_°F}} \frac{BY}{BN} \quad 3.11$$

$$\beta_t = \beta_o + (R_{si} - R_s) * \beta_g$$

Donde,

β_o : Factor volumétrico del petróleo, (BY/BN).

R_{si} : Razón gas disuelto- petróleo a la P_b , (PCN/BN).

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

β_g : Factor volumétrico del gas, (PCY/PCN).

3.4.5. Viscosidad del Petróleo (μ_o)

Se define como viscosidad de fluido a la fricción interna o resistencia ofrecida por el fluido al movimiento relativo de sus partes. Es una de las características más importantes de los hidrocarburos en los aspectos operacionales de producción, transporte, refinación y petroquímica. La viscosidad de los crudos representa su característica de fluidez. La viscosidad del petróleo disminuye con el aumento de temperatura y con aumento de la razón gas disuelto-petróleo, pero la viscosidad aumenta con la presión. Por debajo del punto de burbujeo, la viscosidad disminuye

con aumento de presión debido al efecto del gas que entra en solución. Otro índice de apreciación de la fluidez de los crudos es la gravedad °API, que mientras más alta sea indica más fluidez.

Bajo el punto de vista de su comportamiento viscoso los fluidos se pueden clasificar como Newtonianos y No Newtonianos. Los Newtonianos siguen la ley de Newton y su viscosidad no depende de la tasa de corte. En cambio, la viscosidad de los fluidos No Newtonianos depende de la tasa de corte. La unidad más usada en la medición de viscosidad de los líquidos es el centipoise (cp) que es el equivalente a 1 m Pas (en unidades SI).

3.4.6. Compresibilidad

La compresibilidad de una sustancia se define como el cambio unitario de volumen con presión a temperatura constante. En el caso del petróleo se tiene que:

$$Co = -\frac{1}{Vo} \left(\frac{\partial Vo}{\partial p} \right)_T \quad 3.12$$

Donde,

P: Presión, lpc

Vo: Volumen

Co: Compresibilidad del petróleo, 1/lpc

Se antepone el signo negativo a la ecuación para que Co sea positivo ya que el término diferencial es negativo. Usando diferencias finitas, la ecuación puede escribirse en la forma siguiente:

$$Co = -\frac{1}{Vo1} \left(\frac{Vo1 - Vo2}{p1 - p2} \right) = \frac{1}{\beta_{o1}} \left(\frac{\beta_{o1} - \beta_{o2}}{p1 - p2} \right) \quad 3.13$$

3.4.7. Presión de Burbujeo

Se define como la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas al pasar un sistema del estado líquido al estado de dos fases (líquido-gas), donde la fase líquida está en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas libre. A presiones por debajo del punto de burbujeo se forman dos fases en equilibrio: líquida (crudo con gas en solución) y gaseosa (gas natural), la fase líquida está constituida por crudo saturado con gas natural, por lo cual a estas presiones se les llama presión de saturación.

3.4.8. Gravedad API

La densidad, la gravedad específica o los grados API (American Petroleum Institute) denota la relación correspondiente de peso específico y de fluidez de los crudos con respecto al agua. La clasificación de los crudos por rangos de gravedad API utilizada en la industria de hidrocarburos venezolana a condiciones normales son las siguientes:

La relación entre los grados API y la gravedad específica está dada por la siguiente ecuación:

$$^{\circ}API = 141.5 - 131.5 * \gamma_o \quad 3.14$$

Existe una clasificación aceptada por la empresa PDVSA para clasificar los crudos en base a su gravedad API, expresada en la tabla 3.1.

Tabla 3.1. Gravedad °API del crudo.

Tipo de Crudo	Gravedad
Extrapesado	°API <10
Pesado	10< °API< 21,9
Mediano	22< °API < 29,9
Liviano	30< °API < 40

3.5. ANÁLISIS PVT

Existen tres parámetros básicos: presión, volumen y temperatura (PVT) los cuales gobiernan gran parte el comportamiento de producción de un yacimiento de petróleo.

Se entiende por análisis PVT al conjunto de pruebas que se hacen en el laboratorio para determinar las propiedades, y su variación con la presión, de los fluidos de un yacimiento petrolífero.

Las pruebas de laboratorio usadas para obtener el comportamiento PVT deben simular los tipos de liberación gas-petróleo que ocurren durante el flujo de petróleo desde el yacimiento hasta los separadores en superficie. Ocurren dos tipos de liberación: diferencial e instantánea.

3.5.1. Prueba de Liberación diferencial

Es un estudio de expansión a composición variable, la cual se realiza en el laboratorio para simular el comportamiento de los fluidos en el yacimiento durante el agotamiento de presión. Se comienza a una presión igual a la presión de burbujeo ya que a $P \geq P_b$ la liberación diferencial es igual a la liberación instantánea. Luego se expande la muestra hasta una presión P inferior a P_b . La celda es agitada hasta alcanzar el equilibrio entre las fases. El gas liberado es desplazado de la celda a presión constante y expandido a través de un separador hasta la presión atmosférica (Figura 3.18).

De la prueba de liberación diferencial se pueden obtener las siguientes propiedades del petróleo y gas: relación gas petróleo en solución (R_s), factor volumétrico del petróleo (β_o), factor volumétrico total (β_t), densidad del petróleo (ρ_o), factor de compresibilidad del gas (Z), factor volumétrico del gas (β_g), gravedad específica del gas (γ_g) y gravedad API del crudo ($^\circ\text{API}$).

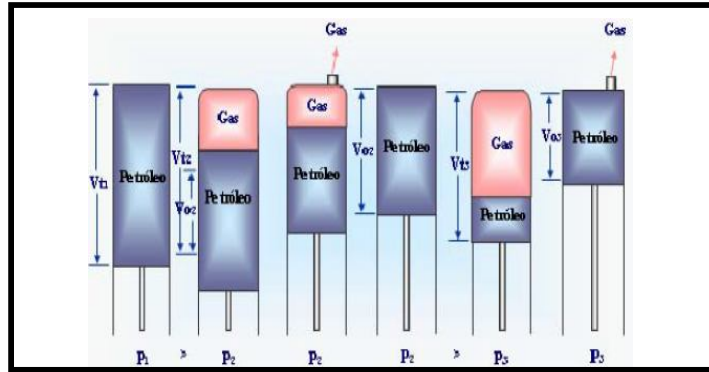


Figura 3.18. Etapas de la Prueba de Liberación Diferencial

3.5.2. Liberación instantánea

Es una prueba de liberación instantánea donde la muestra original es sometida a un proceso de expansión a composición y temperatura constante (igual a la temperatura de la muestra en el yacimiento). El gas liberado se mantiene en contacto con el crudo. La prueba se realiza en una celda de acero con volumen del orden de ½ litro, la cual resiste altas presiones (mayores a 10000 lpc) y temperaturas mayores a 350 °F (Figura 3.19).

En este caso todo el gas permanece en contacto con el líquido, lo que significa que la composición total del sistema permanece constante durante el agotamiento de presión.

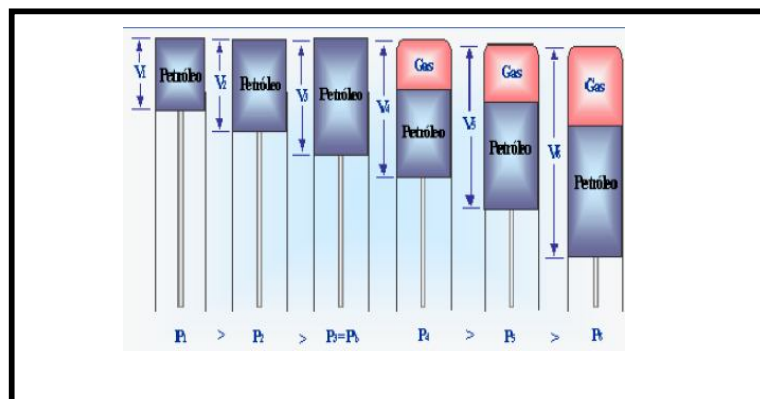


Figura 3.19. Etapas de la prueba de Liberación Instantánea.

3.5.3. Prueba de Separadores

Son pruebas de liberación instantánea que se realizan en un separador en el laboratorio, con el objeto de cuantificar el efecto de las condiciones de separación (P, T) en superficie sobre las propiedades del crudo (β_o y R_s). Al variar la presión del separador se puede obtener una presión óptima que produzca la mayor cantidad de petróleo en el tanque. La muestra de crudo saturado a la presión de burbujeo y temperatura del yacimiento es pasada a través de un separador y luego expandida a presión atmosférica. De esta prueba se obtienen, para cada una de las presiones de separador, los siguientes parámetros: factor volumétrico del petróleo a P_b (β_{ob}), relación gas-petróleo en solución a P_b (R_{sb}), gravedad API del petróleo de tanque y la composición del gas separado.

3.5.4. Prueba de Viscosidad

La viscosidad del petróleo con gas en solución se determina experimentalmente usando un viscosímetro de bola o uno rotacional que permite medir μ_o a cualquier P y T. El agotamiento de presión se realiza siguiendo un proceso de liberación diferencial. La variación de viscosidad del gas con presión se calcula por medio de correlaciones.

3.5.5. Consistencia de los Análisis PVT

Para que un análisis PVT simule correctamente el comportamiento de un yacimiento es necesario que la muestra sea representativa del fluido (mezcla de hidrocarburos) original en el yacimiento. Existen diversos métodos para validar y chequear la consistencia de los resultados de las pruebas PVT, ya que en algunos casos estos resultados pueden estar errados o no ser representativos. Esta revisión se realiza mediante las siguientes pruebas:

3.5.5.1 Prueba de Linealidad de la Función “Y”

Por lo general, el informe de las pruebas PVT incluye una tabla con la Función “Y” calculada de los datos de expansión a composición constante. Los valores de esta función se grafican contra la presión y se debe obtener una línea recta cuando el crudo tiene poca cantidad de componentes no hidrocarburos y las mediciones en el laboratorio fueron hechas con precisión. El comportamiento de la Función “Y” cerca del punto de burbujeo, permite conocer si la presión de burbujeo reportada en el informe PVT ha sido sobrestimada o subestimada en relación con la presión de burbujeo real del crudo en el yacimiento. Si la presión de burbujeo reportada del laboratorio es superior a la real, los puntos de la Función “Y” cerca de la presión de burbujeo se alejan por encima de la línea recta y se dice que la presión está sobrestimada, sin embargo, si la presión de burbujeo del informe es inferior a la real, entonces está subestimada y los puntos cerca de la P_b se alejan por debajo de la línea recta. El caso ideal del muestreo corresponde a la superposición de ambas curvas en forma lineal.

3.5.5.2 Prueba de Densidad

En esta prueba se debe cumplir que la densidad del petróleo saturado con gas a la presión de burbujeo de la prueba de liberación diferencial sea igual a la calculada a partir de los datos de las pruebas de separadores. Esta prueba se considera válida si la diferencia no es mayor de 5%.

3.5.5.3 Prueba de Balance de Materiales

Esta prueba consiste en chequear si la R_s experimental de la prueba de liberación diferencial es igual a la R_s calculada por balance de materiales. La diferencia entre estos dos valores no debe exceder 5%. Para realizar el balance de masas de la liberación diferencial se necesita la siguiente información obtenida del informe de la prueba PVT:

- Gravedad API del crudo residual
- Relación gas-petróleo en solución a diferentes presiones
- Factor volumétrico del petróleo a diferentes presiones
- Gravedad específica del gas en cada etapa de liberación.

3.5.5.4 Prueba de Desigualdad

Una restricción importante que deben cumplir los datos de la Prueba de Liberación Diferencial de un informe PVT para que sean consistentes es:

$$\frac{\Delta B_{od}}{\Delta P} < B_g \left(\frac{\Delta R_{sd}}{\Delta P} \right) \quad 3.15$$

Donde:

$\Delta B_{od}/\Delta P$: Diferencial Bo por cada disminución de presión.

$\Delta R_{sd}/\Delta P$: Diferencial de la Relación Gas- Petróleo por cada disminución de presión.

B_g : Factor Volumétrico del Gas (PCY/PCN).

3.4.6. Información Obtenible de las Pruebas PVT

La información necesaria para caracterizar la columna de hidrocarburo en un yacimiento es suministrada de los informes PVT, entre ellos se tiene:

- Gravedad API del crudo
- Presión de saturación
- Compresibilidad del petróleo
- Factor volumétrico de formación del petróleo en función de la presión
- Gravedad específica de los gases obtenidos en cada etapa de la liberación diferencial
- Densidad del petróleo en función de la presión
- Relación gas- petróleo en solución

- Factor de compresibilidad del gas durante el agotamiento, en caso de gas condensado

3.6. PRUEBAS DE PRESIÓN

Las pruebas de presión son ampliamente utilizadas en la industria como parte del proceso de caracterización de yacimientos, ya que a través de la interpretación de estas pruebas es posible cuantificar propiedades de los yacimientos. En general, lo que se hace es interpretar la respuesta de presión obtenida en un pozo durante un período de tiempo.

Las pruebas de presión se basan en la medición de dos variables, presión y tasa de producción; y se realizan en pozos productores y en pozos inyectores, siendo en estos últimos la tasa de inyección la variable a medir. Estas pruebas se pueden realizar en cualquier momento durante la vida productiva de un pozo y/o yacimiento; incluso ciertos tipos de pruebas de presión se realizan antes de iniciada la producción y/o inyección de fluidos en el yacimiento.

3.6.1. Pruebas de declinación de presión (Draw Down)

Se ejecuta tras un cierre durante el cual se asume que la presión es igual en todo el yacimiento, luego se hace producir el pozo a una tasa constante, registrando la presión en el fondo del pozo como una función del tiempo. La información que puede obtenerse a partir de esta prueba incluye: permeabilidad del yacimiento, transmisibilidad, efectos de almacenamiento del pozo, factor de daño, volumen y área de drenaje, geometría del yacimiento.

3.6.2. Prueba de Restauración (Build Up)

Consiste en cerrar el pozo en producción, que antes del cierre debe haber producido a una tasa constante, bien sea desde el comienzo de su producción o al menos por un período de tiempo lo suficientemente largo

como para establecer una distribución de presión estabilizada antes del cierre. Se mide la presión en función del tiempo y la resultante es analizada para determinar la permeabilidad, presión del yacimiento, caracterizar la condición del pozo perforado (daño o estimulación) y detectar heterogeneidad y fronteras del yacimiento y algunas otras propiedades del pozo.

3.6.3. Herramientas RFT

Otra de las herramientas eléctricas ampliamente utilizadas en la industria para realizar mediciones de presión son las herramientas RFT. Estas herramientas permiten obtener diversas mediciones de presión a diferentes profundidades en una sola bajada. Por otro lado, permiten tomar muestras de los fluidos contenidos en el yacimiento para futuros análisis y determinación de propiedades. Son pruebas relativamente cortas que se realizan antes de la completación del pozo lo cual en muchos casos permite optimizar dicha completación, es decir, determinación de zonas prospectivas o de interés.

La herramienta RFT permite obtener una cantidad limitada de medidas de presión en una sola bajada, en profundidades diferentes durante la operación a pozo abierto y hasta cuatro medidas en pozo entubado. Permite además establecer un índice de permeabilidad en la zona vecina a cada medición y obtener hasta dos muestras de fluido por bajada al pozo, en la misma o en profundidades diferentes.

3.7. ESTIMACIÓN DE RESERVAS

Las reservas están definidas como aquellas cantidades de petróleo las cuales anticipadamente se consideran comercialmente recuperables de una acumulación conocida en una fecha determinada. Todas las estimaciones involucran un grado de incertidumbre, la cual depende

principalmente de la cantidad de información geológica e ingeniería confiable y disponible al tiempo de interpretación de esos datos.

La estimación de reservas es determinística si es realizada basada en datos geológicos, económicos y de ingeniería conocidos. La estimación es probabilística cuando los datos geológicos, económicos y de ingeniería conocidos son usados para generar un rango de estimaciones y las probabilidades asociadas.

3.7.1. Métodos para el Cálculo de las Reservas

Para la estimación de reservas de un yacimiento se utiliza principalmente los siguientes métodos: Volumétrico, Curvas de declinación de Producción y Balance de Materiales.

3.7.1.1 Método Volumétrico Determinístico

El método volumétrico permite la estimación de Petróleo Original en Sitio (POES) a partir de la determinación del volumen de roca que conforma el yacimiento, la capacidad de almacenamiento de la roca y la fracción de hidrocarburos presentes en los poros de dicha roca.

Debido a que estos parámetros son determinados a partir de la información obtenida de los pozos de yacimientos, ya que estos representan sólo una pequeña parte del mismo, los promedios obtenidos presentan cierto rango de incertidumbre.

En el reconocimiento de la incertidumbre en los datos del yacimiento se expresa a través del cálculo de los valores promedios para estos datos. De acuerdo a la información que se tenga, estos promedios pueden ser ponderados por espesor, área o volumen relacionados al pozo que aporta los datos. El resultado de esta aplicación permite obtener un valor único del POES (N).

La ecuación del método volumétrico en su aplicación determinística es la siguiente:

$$POES = \frac{7758 * A * h * \phi * Soi}{\beta oi} \quad 3.16$$

Donde:

POES: Petróleo original en sitio (BN)
A: área del yacimiento (acres)
h: Espesor de arena neta petrolífera promedio (pies)
 ϕ : Porosidad efectiva promedio (fracción)
Soi: Saturación inicial de petróleo promedio (fracción)
Boi: Factor volumétrico del petróleo a Pi (BY/BN)

3.7.1.2. Método de Monte Carlo

Consiste en tomar muestras de la distribución de probabilidad de cada uno de los parámetros considerados estadísticos y sustituirlos en la ecuación del método volumétrico para obtener un valor de N. Después de repetir el proceso anterior, un número significativo de veces (1000 o más), los valores de N_i son ordenados en sentido creciente, asignándole a cada uno un valor de frecuencia acumulada igual a: $i/n+1$, donde n es el número de valores de N obtenidos. La Función de Distribución Acumulada es el resultado de la aplicación del método de Monte Carlo y representa un gráfico de frecuencia acumulada versus N. Dicho gráfico puede interpretarse como la probabilidad de que el valor del POES para el yacimiento considerado sea menor o igual a N. De esta manera, el POES correspondiente a una frecuencia 50% será el valor promedio del yacimiento. Por otra parte, el riesgo en la determinación del POES de un yacimiento se expresaría por la diferencia entre el valor de N a una probabilidad, por ejemplo del 90%, y el correspondiente a una probabilidad del 10%.

3.7.1.3. Curvas de Declinación de Producción

Las curvas de declinación de producción permiten representar, con cierto grado de certeza, el comportamiento de producción de los yacimientos, y

constituyen un método dinámico para la estimación de reservas. Su característica dinámica se debe a que emplea la historia de producción de los fluidos, de manera que permite determinar los volúmenes de gas o petróleo que se encuentran en comunicación con los pozos productores. El análisis de curvas de declinación se aplica por pozo, por regiones o a todo el yacimiento, cuando existe suficiente historia de producción como para establecer una tendencia de comportamiento.

3.7.1.4. Balance de Materiales

Es una herramienta para la interpretación y análisis de yacimientos, es un modelo adimensional que usa datos de producción y presión para determinar los volúmenes originalmente en sitio de hidrocarburos presentes en el yacimiento así como la identificación y grado de importancia relativa de los mecanismos de empuje.

El método de Balance de Materiales constituye la aplicación en conjunto de dos principios básicos: la Ley de la Conservación de la Masa y la Ley de la Conservación de la Energía. En la forma más simple, la ecuación de Balance de Materiales (EBM) para un yacimiento, puede describirse como lo expresa la ecuación (3.17):

$$\text{Volumen inicial} = \text{Volumen Producido} + \text{Volumen Remanente} \quad 3.17$$

La suposición básica de la ecuación anterior es la siguiente: “La suma de la producción acumulada de los fluidos y los fluidos remanentes es igual al total de fluidos originales presentes en el yacimiento”.

La ecuación generalizada de balance de materiales establece que la producción acumulada, expresada como vaciamiento en superficie, debe ser igual a la suma de las expansiones de los fluidos, debido a la caída de presión. Este balance debe hacerse a condiciones de yacimiento. La ecuación en su forma generalizada se expresa así:

$$\begin{aligned}
 & \overbrace{Np (\beta_o + \beta_g (R_p - R_s)) + W_p \beta_w - W_i \beta_{wi} - G_i \beta_{gi}}^F = \\
 & N \left[\underbrace{\beta_o - \beta_{oi} + \beta_g (R_{si} - R_s)}_{E_o} + \underbrace{m \beta_{oi} \left(\frac{\beta_g}{\beta_{gi}} - 1 \right)}_{E_g} + \underbrace{(1+m) \beta_{oi} \left(\frac{C_w S_{wc} + C_f}{1 - S_{wc}} \right) \Delta P}_{E_{f,w}} \right] + W_e \beta_w
 \end{aligned} \tag{3.18}$$

Técnica de Havlena y Odeh. Esta técnica se basa en ordenar la ecuación general de balance de materiales como la ecuación de la línea recta donde, después de definir esta tendencia, el cálculo de la pendiente y la intercepción permiten obtener algunos parámetros que sean desconocidos. a partir de la EBM, Havlena y Odeh definieron los siguientes factores:

a) El término de producción de los fluidos (F) es representado como sigue:

$$\text{[Redacted Equation]} \tag{3.19}$$

b) El término que describe la expansión del petróleo y el gas en solución (Eo) es :

$$\text{[Redacted Equation]} \tag{3.20}$$

c) La expansión de la capa de gas, por el factor Eg:

$$\text{[Redacted Equation]} \tag{3.21}$$

d) La expansión del agua connata y la reducción del volumen poroso, por el factor Ef,w:

$$\text{[Redacted Equation]} \tag{3.22}$$

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

$$F = N(E_o + mE_g + E_{f,w}) + W_eB_w \quad 3.23$$

Donde:

F = Fluidos producidos menos fluidos inyectados

N = petróleo original en sitio POES

E_o = Expansión del petróleo más gas en solución

m = proporción de la capa de gas con respecto al POES.

E_g = Expansión de la capa de gas

E_{f,w} = Expansión de agua más reducción del volumen poroso

W_eB_w = Intrusión de agua

Suposiciones básicas:

- Yacimiento con volumen poroso constante.
- El petróleo y gas existentes se encuentran en equilibrio a presión y temperatura del yacimiento.
- Los datos PVT disponibles o estimados simulan comportamiento del yacimiento.
- La expansión del agua connata y de la roca en el yacimiento se suponen despreciables.
- La temperatura del yacimiento se supone constante.

Limitaciones de la Ecuación de Balance de Materiales

Las limitaciones de la EBM son las siguientes:

- ✓ El yacimiento es considerado como un volumen poroso constante (cero dimensional) y todos los cálculos se efectúan a profundidades predeterminadas, que en muchos casos coinciden con el datum.
- ✓ Considera uniformidad del yacimiento en todo momento, en relación a las propiedades de las rocas y de los fluidos, saturación de fluidos y presión; es decir, no se considera la variación con espacio, pero si con el tiempo.
- ✓ El petróleo y gas existentes se encuentra siempre en equilibrio a la temperatura y presión promedio existente en el yacimiento.

- ✓ Los datos de laboratorio (PVT) disponibles o estimados simulan el comportamiento dentro del yacimiento y relacionan la producción al vaciamiento del yacimiento.

Aplicaciones de la EBM

A pesar de estas limitaciones, esta ecuación sigue siendo útil y las principales razones son:

- Su utilización es muy sencilla y puede resolverse con cualquier computadora e incluso manualmente. Esto hace que se pueda usar para obtener una respuesta a corto tiempo, y para monitorear un modelo numérico sin necesidad de más datos.
- Es una herramienta muy útil para entender los mecanismos de producción que operan en el yacimiento.
- Determina el petróleo y gas originalmente en sitio.
- Caracteriza el acuífero asociado al yacimiento en caso de existir.

Datos necesarios para aplicar la EBM

- P_i y P a diferentes tiempos.
- G_p (gas producido acumulado) a condiciones normales.
- N_p (petróleo producido acumulado) a condiciones normales.
- M (relación entre los volúmenes inicial de gas y petróleo libre del yacimiento).
- B_g , B_o y R_s en función de presión, según el tipo de liberación.
- W_p y W_e (volumen de agua de invasión)

3.8. COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN

Los pozos que drenan un yacimiento inician su vida productiva con una tasa de producción que corresponde principalmente a la energía original de dicho yacimiento, y continúan produciendo las reservas del mismo durante períodos considerables, conllevando a una reducción de sus

niveles energéticos, por lo tanto, se origina un descenso en la capacidad de producción del yacimiento como consecuencia de una disminución de su presión interna debido al vaciamiento de éste, hecho que se conoce como declinación de producción.

3.9. SIMULACIÓN DE YACIMENTOS

3.9.1. Simulación Numérica de Yacimientos

La simulación de yacimientos ha estado en práctica desde el comienzo de la Ingeniería de Petróleo. Sin embargo, el término simulación empezó a ser común en los años 60 como método predictivo dedicado principalmente a problemas de yacimientos de petróleo negro en dos o tres fases. Los procesos simulados estaban limitados a agotamiento natural y mantenimiento de presión. Para ese entonces solo era posible desarrollar un solo simulador capaz de manejar los problemas más comunes de los yacimientos.

Durante los años 70, el escenario cambió marcadamente. El incremento rápido en los precios del petróleo condujo a la proliferación de procesos de recuperación mejorada. Esto motivó a la implantación de simulación de nuevos procesos de recuperación que se extendieron de los métodos convencionales de agotamiento y mantenimiento de presión, inyección de químicos, inyección de CO₂, vapor de agua caliente y combustión in situ. El relativo entendimiento del flujo inmiscible de sistemas de hidrocarburos de dos componentes (gas-petróleo) fue reemplazado por una lucha para revelar y caracterizar la física del desplazamiento de petróleo bajo la influencia de temperatura y agentes químicos y comportamientos de fases de sistemas complejos multicomponentes.

En los últimos años, la simulación numérica de yacimientos ha ganado una amplia aceptación en la industria petrolera, como consecuencia de tres factores principales:

- Mayor poder de computación en términos de velocidad y memoria.
- Mejoramiento en los algoritmos numéricos para solucionar las ecuaciones y derivadas parciales
- Las generalidades construidas en los simuladores que permiten modelar de una manera más real la amplia variedad de yacimientos que existen en todo el mundo.

En la simulación de yacimientos intervienen todas las disciplinas relacionadas con la explotación del mismo.

3.9.1.1 Tipos de datos de entrada del simulador:

A. Descripción del yacimiento

1. Permeabilidad
2. Porosidad
3. Espesores de formación
4. Elevación o profundidad
5. Número y tamaño de los bloques de la malla
6. Saturaciones iniciales de cada fase
7. Presión inicial
8. Compresibilidad de la roca

B. Propiedades

1. Factor volumétrico del petróleo
2. Factor volumétrico del agua
3. Factor volumétrico del gas
4. Viscosidad del petróleo
5. Viscosidad del agua
6. Viscosidad del gas
7. Solubilidad del gas en el petróleo
8. Densidad del petróleo

- 9. Densidad del agua
- 10. Densidad del gas

C. Relaciones de interacción de fuerzas entre roca y fluidos

- 1. Curvas de permeabilidad relativa para petróleo, agua y gas
- 2. Curvas de presión capilar agua-petróleo
- 3. Curvas de presión capilar gas-petróleo

D. Datos de pozos

- 1. Localización de pozos y su estado
- 2. Historia de completación que incluya intervalos de producción, daño de formación, otros.
- 3. Historia de producción

Los resultados de una simulación contienen la distribución espacial de las presiones de fluidos y las saturaciones, las relaciones gas-petróleo y agua-petróleo de producción y las tasas de producción e inyección para cada pozo a cada intervalo de tiempo.

3.9.2. Disciplinas que conforman la simulación de yacimientos

La simulación de yacimientos demanda el manejo y análisis de datos que dependen de varias disciplinas: Geología, Petrofísica, Yacimiento y Producción.

3.10. Caracterización de Yacimientos

Consiste principalmente en el manejo y análisis de los datos del yacimiento con el fin de obtener una descripción detallada, que permita obtener sus reservas remanentes de manera rentable.

3.10.1. Aplicaciones de la Simulación de Yacimientos

La simulación de yacimientos, por lo general considera los siguientes aspectos:

3.10.1.1 Planificación de escenarios de desarrollo

La planificación de escenarios incluye los pasos que se deben ejecutar para obtener las reservas del yacimiento.

Los estudios de simulación de yacimientos se pueden conducir desde una etapa muy temprana del desarrollo, como una continuación de las aplicaciones técnicas sencillas.

En la medida en que la planificación del desarrollo progresa, se va utilizando o construyendo modelos más complicados.

La incorporación de nueva información conduce a tomar mejores decisiones para determinar y cuantificar la incertidumbre de los parámetros claves del yacimiento. Estos modelos serán extremadamente útiles al modificar los esquemas de desarrollo si así lo demandan las nuevas condiciones.

3.10.1.2. Esquemas de producción y Estimación de Reservas

Entre las tareas más importantes de la ingeniería de yacimientos está la estimación de futuros perfiles de producción y las reservas. Es necesario tener disponible un rango de esquemas de producción para cubrir el rango de las incertidumbres en los parámetros críticos y en las alternativas de desarrollo.

3.10.1.3. Seguimiento del yacimiento

Los modelos de simulación están reconocidos como la herramienta más importante para la evaluación de esquemas de explotación. en esta área se incluyen perforación, estrategias de producción, justificación de reparaciones, estimulaciones, perforación horizontal y recuperación adicional.

3.10.1.4. Distribución de producción

Existen campos que contienen sus yacimientos agrupados verticalmente presentan, por lo general, problemas de distribución de producción, al tener los pozos completados en algunos de ellos. Esta política de explotación de campo pudiera contra venir el esquema de explotación de un yacimiento en particular al no disponer de los pozos necesarios para su explotación optima.

Estos problemas de competencia de producción de yacimientos que comparten los mismos pozos pueden ser adecuadamente tratados con modelos de simulación conceptualizados para tales fines.

3.10.2. Etapas de la Simulación de Yacimientos

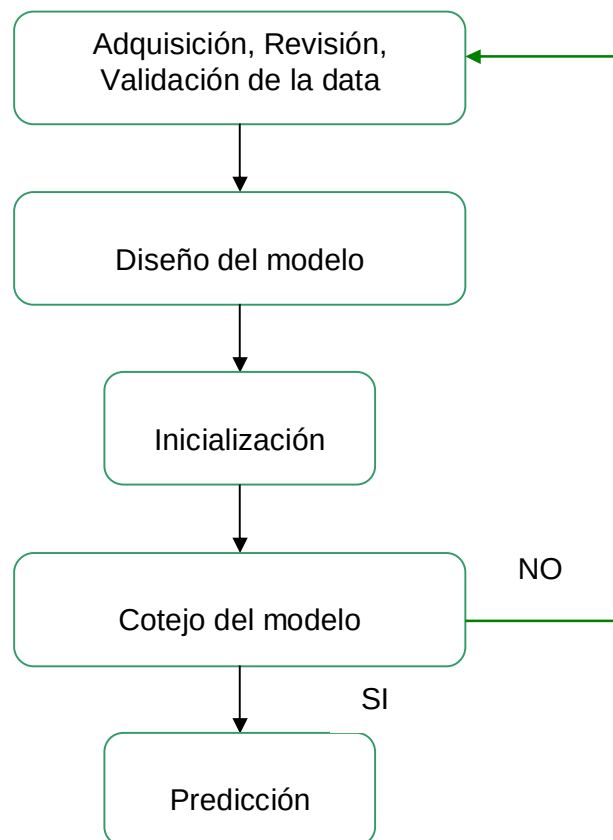


Figura 3.20. Etapas de la Simulación de Yacimientos

- Adquisición, revisión, validación de la data

Data Estática:

- o Análisis de Núcleos convencionales y especiales
- o Registros de pozos e interpretación sísmica
- o Evaluación petrofísica
- o Análisis PVT

Data Dinámica:

- o Información de producción e inyección de los pozos.
- o Información de presión.

Datos de Pozos del Yacimiento:

- o Fecha de completaciones
- o Apertura y cierre de pozos
- o Cambio de zonas
- o Espesor del cañoneo.

- Diseño del modelo

El diseño del modelo requiere considerar los siguientes elementos:

- o Malla y número de dimensiones
- o Heterogeneidad del yacimiento: Es importante debido a que si se tienen variaciones de las propiedades de las rocas, porosidad, permeabilidad, de esto dependerá el número de celdas o bloques del modelo (tamaño de la malla).
- o Pozos
 - Son especificados estableciendo su tasa de producción o presión de fondo.
 - Establecer tamaños de bloques que incluyan solo un pozo por bloque.

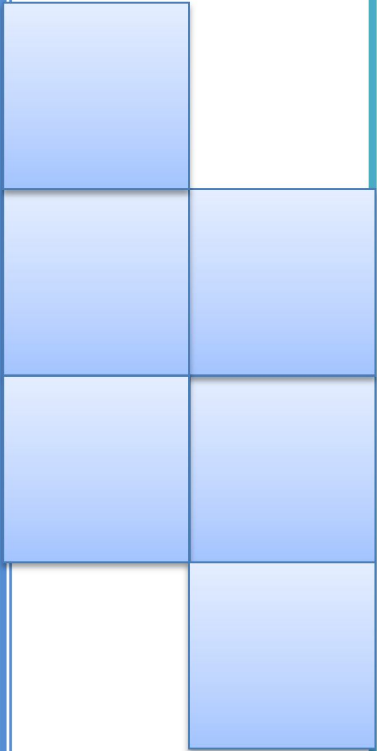
- Inicialización
 - Verificar el POES/GOES
 - Verificar datos PVT
 - Verificar tamaño de la capa de gas
 - Verificar tamaño del acuífero
 - Verificar las presiones iniciales
 - Verificar profundidades de CAP.

- Cotejo del modelo

Variables más frecuentes para cotejar (Yacimiento/Pozo):

 - Cotejo de presión promedio.
 - Cotejo de la RGP y del % AyS.
 - Variables a ajustar:
 - Distribución del volumen poroso.
 - Tamaño y permeabilidad del acuífero.
 - Compresibilidades de los fluidos y de la roca.
 - Existencia de fallas sellantes.
 - Permeabilidades relativas.
 - Viscosidad de los fluidos.
 - Transmisibilidad en los bloques.

- Predicción
 - Caso base (esquema actual)
 - Sensibilidades al caso base (RGP, perforación adicional)
 - Documentar aplicación y resultados del proceso
 - Preparar Plan Operacional.



CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO

CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO

4.1 GENERALIDADES DE LA INVESTIGACIÓN

4.1.1 Nivel de la Investigación

El grado de profundidad con que se aborda el tema en estudio, es decir, el nivel de indagación se refiere a una investigación descriptiva, ya que los parámetros que gobiernan el comportamiento de un yacimiento no se modifican durante el desarrollo del modelo de simulación. Fundamentalmente, se realiza un análisis de las propiedades que componen el yacimiento desde el inicio de su explotación hasta la presente fecha.

4.1.2 Diseño de la Investigación

Para el desarrollo del estudio, el primer paso fue la búsqueda documental, la cual consistió en la revisión de informes técnicos, Trabajos Especiales de Grado y todo aquel material realizado con anterioridad al Campo Guafita, por lo que el diseño de la investigación se cataloga de tipo documental

4.1.3 Población y Muestra

Para la ejecución del Modelo de Simulación Dinámico del yacimiento, fue necesaria la recopilación de toda la información referente a los pozos que fueron perforados en el Campo Guafita y que pertenecen al yacimiento G-8 GF 5, por esta razón, se considera una población de 75 pozos, distribuidos en un área de 4987 Km², porosidades y permeabilidad promedio de 26 % y 3000 mD respectivamente.

Sin embargo, los pozos que fueron completados y que además de ello produjeron oficialmente de este yacimiento, son los que aportan la mayor información sobre el comportamiento de producción. Por ello, al conjunto

de pozos que cumplen con tales características se define como muestra. Dentro de esta clasificación encontramos 72 pozos productores dentro de la misma área de población, con información disponible de volúmenes de crudo, agua y gas extraídos del yacimiento.

4.1.4 Herramientas y Recursos Utilizados

Para la realización del presente trabajo PDVSA División Boyacá, Superintendencia de Yacimientos Apure, suministró diferentes recursos para la obtención de la información necesaria para sustentar las bases del modelo de simulación., a través de programas que permiten la recopilación, validación, análisis e interpretación de distintos parámetros propios del yacimiento. Durante este proyecto se utilizaron los siguientes programas:

- CENTINELA, Red de Información de PDVSA.
- Oil Field Manager (OFM).
- Mbal.
- Red de Intranet e internet.
- PETREL.
- La plataforma más utilizada, fue el simulador ECLIPSE 100, que incluye subprogramas como Office, Schedule, PVTi, entre otros.

Adicionalmente, la información técnica requerida como análisis PVT, registros, fueron suministrados por el Centro de Investigación Técnica (CIT).

4.2 DESARROLLO DEL TRABAJO

Para la realización del trabajo fue necesaria la ejecución de las siguientes etapas:

4.2.1 ETAPA I: Revisión Bibliográfica

La primera etapa del presente trabajo de investigación comenzó con la búsqueda y ubicación de material necesario que permitió sustentar las bases del proyecto de investigación, de igual manera se emplearon bases teóricas propias de la Ingeniería de Yacimientos, análisis de pruebas de presión y producción, PVT, así como el uso y manejo de herramientas para facilitar el acceso a la información. Para esta etapa se utilizó como apoyo los siguientes recursos:

- Mapas Isópacos- Estructural.
- Carpetas de pozos.
- Registros de pozos.
- Diagramas Mecánicos.
- Libros, guías.
- Trabajos de Grado, informes técnicos, entre otros.

Una vez recopilada toda la información del yacimiento se realiza la interpretación, análisis y ordenamiento de la misma con la finalidad de conocer las características generales del yacimiento, validar la historia de perforación, completación, reacondicionamientos y servicios realizados a cada uno de los pozos, revisar el estado actual de los pozos productores, tasas de producción, cortes de agua.

4.2.2 ETAPA II: Validar y Analizar las Propiedades Roca-Fluidos y Análisis PVT.

En esta etapa, se analizó las propiedades roca-fluido (curvas de permeabilidades relativas y presión capilar), las propiedades de los fluidos. Todo esto basado en que un modelo de simulación dinámico se considera válido si se introducen en el simulador datos apropiados.

4.2.2.1 Análisis de Propiedades Roca-Fluido

Para realizar el modelaje de las propiedades roca-fluido se dispuso de tres núcleos pertenecientes a los pozos GF-5X, GF-26, GF-134, los cuales cuentan con análisis especial y convencional de núcleo. Para esta interpretación se tomaron en cuenta las pruebas de permeabilidad, porosidad y presión capilar.

La tabla 4.1 muestra los valores de permeabilidades relativas y presión capilar (K_r y P_c), utilizadas para el análisis de las propiedades Roca-Fluido.

Tabla 4.1. Pruebas con Análisis Especial de Núcleo

NUCLEO	YACIMIENTO	MUESTRA	PROF	ANALISIS	POROSIDAD	Kair(mD)
NUCLEO 6	G-8 GF 5	16	7336,5	KR	0,204	90
NUCLEO 6	G-8 GF 5	32	7352,5	KR	0,252	2320
NUCLEO 5	G-8 GF 5	512	8073,2	KR	0,265	3041
NUCLEO 5	G-8 GF 5	531	8091,7	KR	0,282	2486
NUCLEO 7	G-8 GF 5	602	8095,4	KR	0,277	2347
NUCLEO 7	G-8 GF 5	713	8115,3	KR	0,195	825
NUCLEO 7	G-8 GF 5	722	8124,5	KR	0,272	1096
NUCLEO 8	G-8 GF 5	806	8140,3	KR	0,283	4792
NUCLEO 5	G-8 GF 5	2	7311	PC	0,297	2268
NUCLEO 5	G-8 GF 5	8	7317	PC	0,292	126
NUCLEO 7	G-8 GF 5	38	7366	PC	0,342	8640
NUCLEO 5	G-8 GF 5	513	8074,1	PC	0,287	3865
NUCLEO 5	G-8 GF 5	527	8088,1	PC	0,259	2033
NUCLEO 6	G-8 GF 5	601	8094,3	PC	0,311	4956
NUCLEO 7	G-8 GF 5	705	8107,3	PC	0,313	3153
NUCLEO 7	G-8 GF 5	718	8120,3	PC	0,301	5041
NUCLEO 7	G-8 GF 5	721	8123,9	PC	0,21	437
NUCLEO 8	G-8 GF 5	803	8137,6	PC	0,274	6763

4.2.2.1.1 Coeficiente de Variación de Permeabilidad

Se estimó el Coeficiente de Variación de Permeabilidad (v), aplicando el método de Dykstra y Parsons, para obtener el coeficiente de heterogeneidad del yacimiento. Para ello se trabajó con datos de 82 muestras tomados en el yacimiento, aplicando la ecuación 4.1.

$$v = \frac{K_{50\%} - K_{84.1\%}}{K_{50\%}} \quad (4.1)$$

Donde,

v : Coeficiente de variación de permeabilidad, adimensional

$K_{50\%}$: Permeabilidad correspondiente al porcentaje mayor que 50%, mD

$K_{84.1\%}$: Permeabilidad correspondiente al porcentaje mayor que 84.1%, mD.

En primer lugar, se ordenaron las muestras de mayor a menor permeabilidad como se muestra en la tabla 4.2, se determinó el porcentaje de muestras con mayor permeabilidad y posteriormente se graficó en papel logarítmico-probabilístico, obteniendo la tendencia lineal observada en la Figura 4.1 de la cual se leyeron los valores pertinentes para determinar el valor de v .

Tabla 4.2. Determinación del coeficiente de Variación de Permeabilidad.

MUESTRA	KI (Md)	% mayor Que	MUESTRA	KI (Md)	% mayor Que
1	10248	0	42	1643	50
2	8668	1,2	43	1462	51,2
3	8581	2,4	44	1369	52,4
4	6750	3,7	45	1362	53,7
5	6242	4,9	46	1243	54,9
6	6217	6,1	47	1198	56,1
7	6069	7,3	48	1168	57,3
8	5762	8,5	49	1124	58,5
9	5523	9,8	50	1110	59,8
10	5316	11,0	51	1103	61,0
11	5276	12,2	52	1058	62,2
12	5223	13,4	53	1045	63,4
13	5219	14,6	54	946	64,6
14	5198	15,9	55	783	65,9
15	5176	17,1	56	769	67,1
16	5128	18,3	57	716	68,3
17	4949	19,5	58	647	69,5
18	4796	20,7	59	620	70,7
19	4536	22,0	60	617	72,0
20	4404	23,2	61	390	73,2
21	4059	24,4	62	385	74,4
22	4025	25,6	63	243	75,6
23	3984	26,8	64	223	76,8
24	3290	28,0	65	206	78,0
25	3229	29,3	66	146	79,3
26	3216	30,5	67	136	80,5
27	3196	31,7	68	115	81,7
28	3193	32,9	69	80	82,9
29	3166	34,1	70	78,9	84,1
30	3085	35,4	71	69,4	85,4
31	2991	36,6	72	62,4	86,6
32	2817	37,8	73	59,3	87,8
33	2799	39,0	74	52,9	89,0
34	2796	40,2	75	47,9	90,2
35	2730	41,5	76	23	91,5
36	2613	42,7	77	11,4	92,7
37	2478	43,9	78	8,39	93,9
38	2450	45,1	79	3,42	95,1
39	2251	46,3	80	2,43	96,3
40	2231	47,6	81	0,89	97,6
41	2180	48,8	82	0,80	98,8

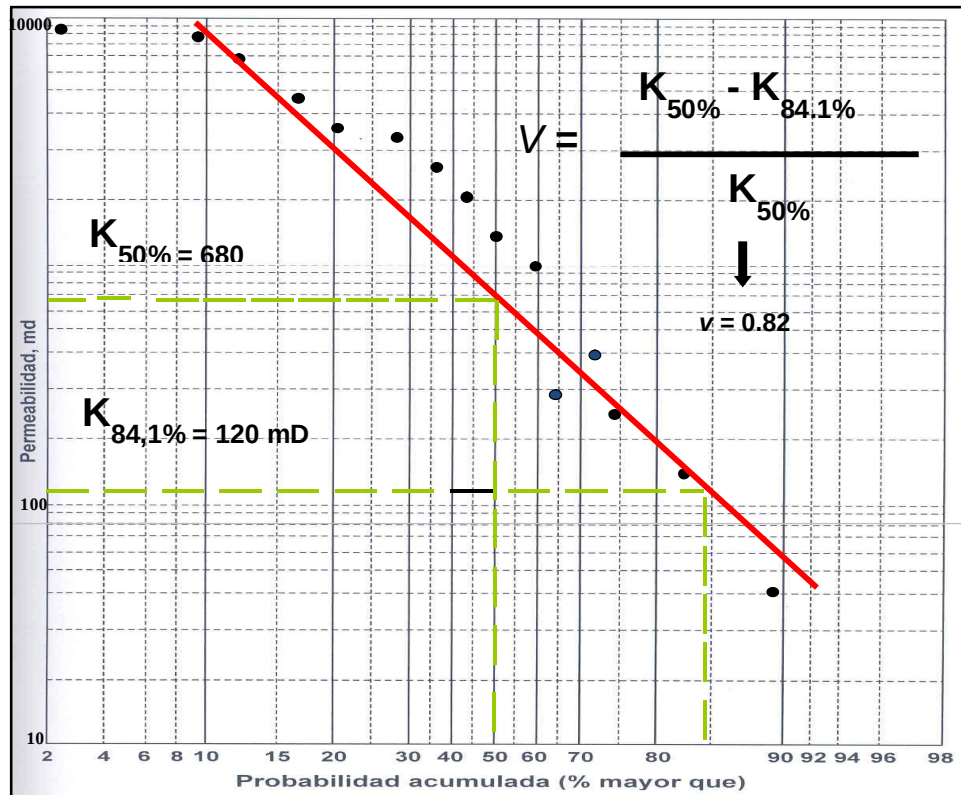
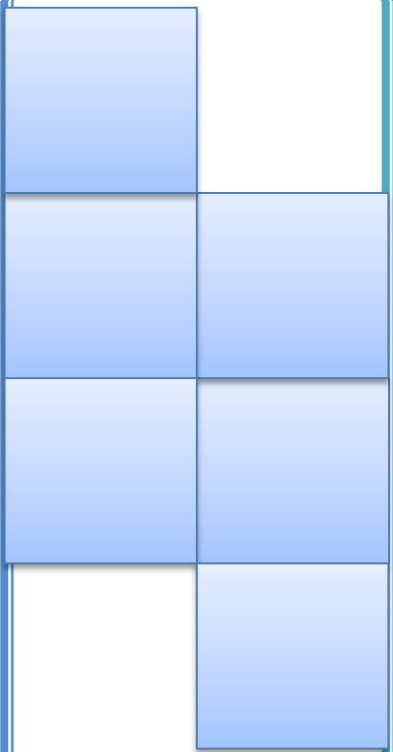


Figura 4.1. Hoja Probabilística para el cálculo de v

4.2.2.1.2 Determinación de las Regiones de Saturación

Para definir las regiones de saturación, se introdujeron los valores de porosidad y permeabilidad de las muestras representativas del yacimiento que poseían análisis convencional y especial de núcleos, en una hoja de cálculo a través de un gráfico de Permeabilidad versus Porosidad, observando las zonas que presentaban mayor coincidencia y agrupación de datos, permitiendo así definir un indicador de zona de flujo FZI= 6, indicativo de dos zonas de flujo para el yacimiento, como se observa en la figura 4.2.



CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

CAPITULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

El Yacimiento G-8 GF 5, pertenece a la Formación Guafita, Miembro Arauca del Campo Guafita, está situado aproximadamente 43 Km al suroeste del pueblo de Guasdualito en el Estado Apure, cuenta con un área de 2018 acres. El yacimiento fue descubierto en 1985 con la perforación del pozo GF-5X, alcanzando 9249 pies de profundidad. La producción del campo comenzó con la apertura de los pozos GF-5X y GF-7X, localizados al Nor-Este del yacimiento. Ambos pozos fluyeron de manera natural. Hasta la fecha cuenta con 72 pozos que han producido a nivel del yacimiento.

En la tabla 5.1 se observan los datos oficiales del Yacimiento G-8 GF 5, tomados del Libro de Reservas del Distrito Apure (diciembre 2012).

Tabla 5.1. Datos Oficiales del Yacimiento G-8 GF 5 (12/2012)

°API	29.2
POES (MMBNP)	138.88
Área (Acres)	2018
Saturación de Petróleo (%)	81
Porosidad (%)	26
Permeabilidad (mD)	3000
Presión Inicial (Lpc)	3200

En el siguiente capítulo se presentan los resultados obtenidos al aplicar la metodología explicada anteriormente. Se realizó un análisis de cada una de las etapas y los objetivos cumplidos.

5.1. ETAPA I: REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

A través de la consulta bibliográfica, con la revisión del material disponible (informes técnicos, trabajos de grado) y actualización de diagramas mecánicos se pudo conocer información general sobre el yacimiento en estudio y la historia de producción de cada uno de los pozos que lo integran. Además, de facilitar el conocimiento a fondo del yacimiento la información recopilada de los pozos resultó ser una herramienta muy útil al momento de construir los archivos de entrada del simulador.

5.2. ETAPA II: VALIDAR Y ANALIZAR LAS PROPIEDADES ROCA-FLUIDO Y ANÁLISIS PVT

5.2.1. Propiedades Roca-Fluidos

5.2.1.1 Determinación del coeficiente de variación de permeabilidad

El Yacimiento G-8 GF 5 cuenta con tres pozos con análisis convencional y especial de núcleo correspondientes a los pozos GF 5X, GF-26 y GF-134, por lo cual el estudio de las propiedades roca- fluidos fue realizado en función de la información suministrada por estos pozos. En principio, se estimó el coeficiente de variación de Dykstra y Parson (v), para obtener un estimado del índice de heterogeneidad del yacimiento. Se determinó el coeficiente mediante la ecuación 4.1, obteniendo un valor igual a 0.82, como se muestra en la figura 5.1, correspondiente a un yacimiento altamente heterogéneo ya que ($v > 0.1$ se considera heterogéneo, con escala de 0 a 1).

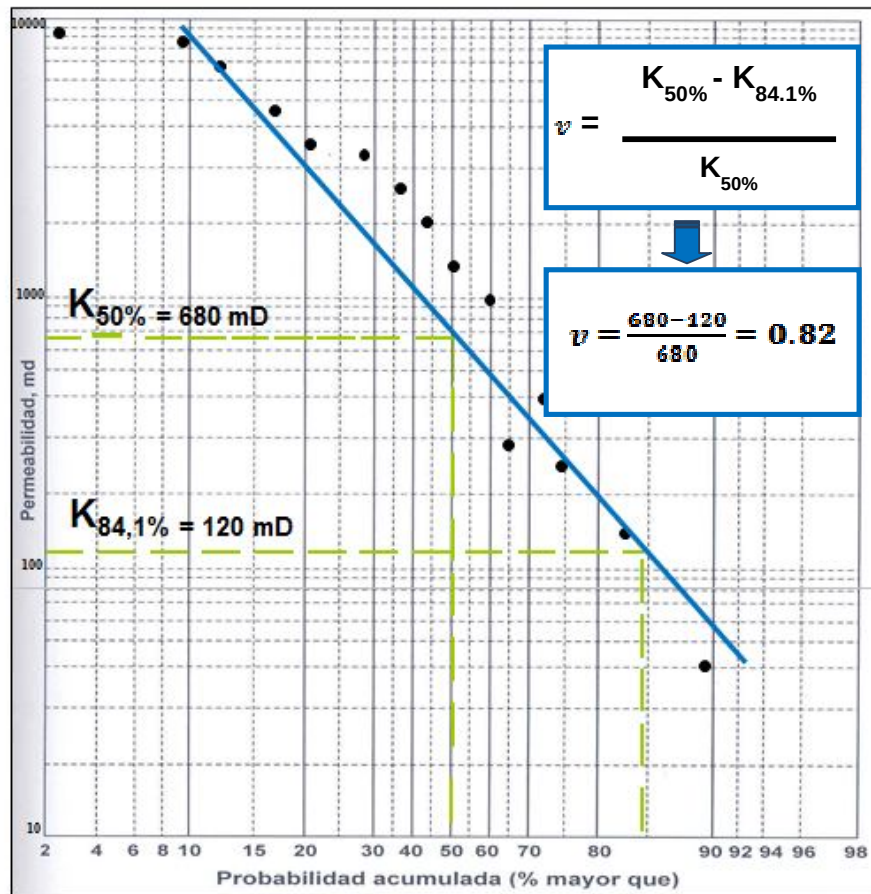


Figura 5.1. Determinación del Coeficiente de Permeabilidad.

5.2.1.2. Regiones de Saturación

Las muestras de los núcleos pertenecientes al yacimiento, proporcionan diversos valores de porosidad y permeabilidad, lo que indica la variación existente en las propiedades petrofísicas, por lo cual fue necesario conocer la distribución de esas propiedades, graficando ambos parámetros (permeabilidad vs porosidad) que permitiera visualizar las zonas de flujo del yacimiento, y a partir de lo obtenido se observó un valor de Indicador de la Zona de Flujo $FZI = 6$ que define dos posibles regiones de saturación, corroborando el alto grado de heterogeneidad del yacimiento. Esta

metodología, se afianzó con la aplicación de la técnica de Amaefule y Althunbay, donde se determinó FZI para cada una de las muestras con el fin de acercarnos más al comportamiento real del yacimiento y comparar la calidad de la roca ya que es inversamente proporcional a la porosidad (ecuaciones descritas en el capítulo anterior). En la tabla 5.2 se observan las muestras que fueron sometidas al análisis de núcleo y que fueron consideradas para llevar a cabo el proyecto.

Tabla 5.2. Muestras de nucleo para deterimnar el FZI.

NUCLEO	MUESTRA	ANALISIS	POROSIDAD	Kair(mD)	KL(Md)	POROZ	RQI	FZI
NUCLEO 6	16	KR	0,204	90	80	0,2563	0,6225	2,4288
NUCLEO 6	32	KR	0,252	2320	2231	0,3369	2,9544	8,7694
NUCLEO 5	512	KR	0,265	3041	2935	0,3605	3,3046	9,1657
NUCLEO 5	531	KR	0,282	2486	2393	0,3928	2,8923	7,3640
NUCLEO 7	602	KR	0,277	2347	2257	0,3831	2,8345	7,3983
NUCLEO 7	713	KR	0,195	825	787	0,2422	1,9950	8,2358
NUCLEO 7	722	KR	0,272	1096	1047	0,3736	1,9483	5,2146
NUCLEO 8	806	KR	0,283	4792	4667	0,3947	4,0324	10,2164
NUCLEO 5	2	PC	0,297	2268	2180	0,4225	2,6904	6,3681
NUCLEO 5	8	PC	0,292	126	115	0,4124	0,6219	1,5078
NUCLEO 7	38	PC	0,342	8640	8581	0,5198	4,9738	9,5696
NUCLEO 5	513	PC	0,287	3865	3746	0,4025	3,5876	8,9126
NUCLEO 5	527	PC	0,259	2033	1952	0,3495	2,7260	7,7990
NUCLEO 6	601	PC	0,311	4956	4831	0,4514	3,9135	8,6702
NUCLEO 7	705	PC	0,313	3153	3045	0,4556	3,0971	6,7978
NUCLEO 7	718	PC	0,301	5041	4916	0,4306	4,0128	9,3189
NUCLEO 7	721	PC	0,21	437	416	0,2658	1,3977	5,2581
NUCLEO 8	803	PC	0,274	6763	6654	0,3774	4,8931	12,9648

5.2.1.3. Análisis de Curvas de Permeabilidad Relativa

Considerando los análisis de núcleo correspondiente a cada región estimada de acuerdo al indicador de zona de flujo y sus respectivas características (porosidad, saturación y permeabilidad), se normalizaron las curvas de permeabilidades relativas con la finalidad de llevarlas a una misma escala y poder obtener un promedio de las mismas. Esto considerando el conjunto de curvas que abarca cada región. Para la región I definida con un $FZI \leq 6$, se tomó como muestras representativas las número 16 y 722 (Figura 5.2), y

para la región II con un FZI > 6 las muestras número 32, 512, 531, 602, 713, 806 (Figura 5.3).

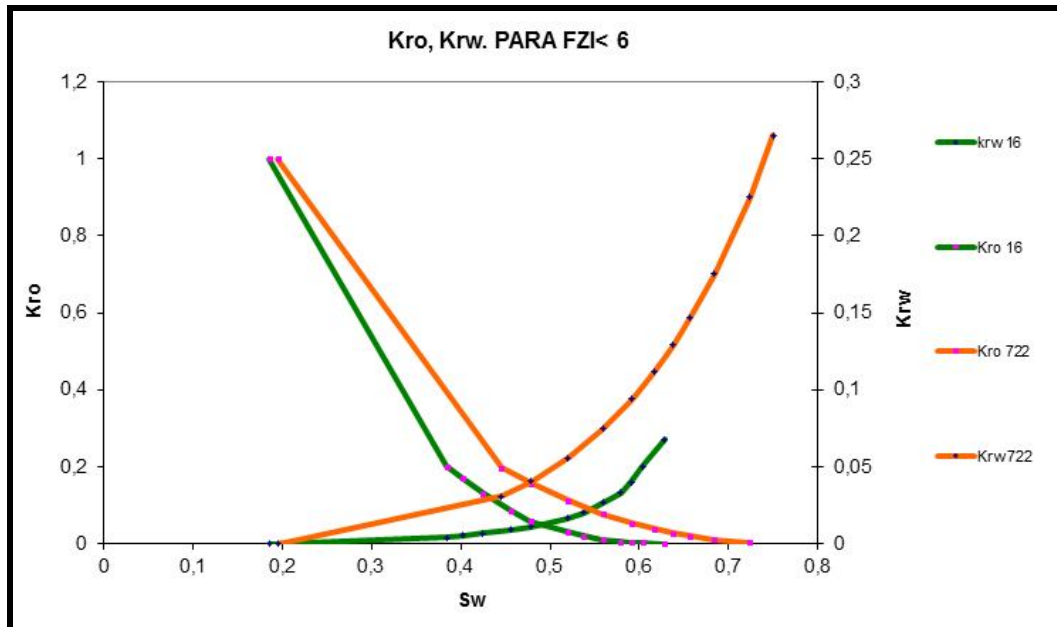


Figura 5.2 Curvas de Permeabilidades Relativas del Yacimiento G-8 GF 5. Región I

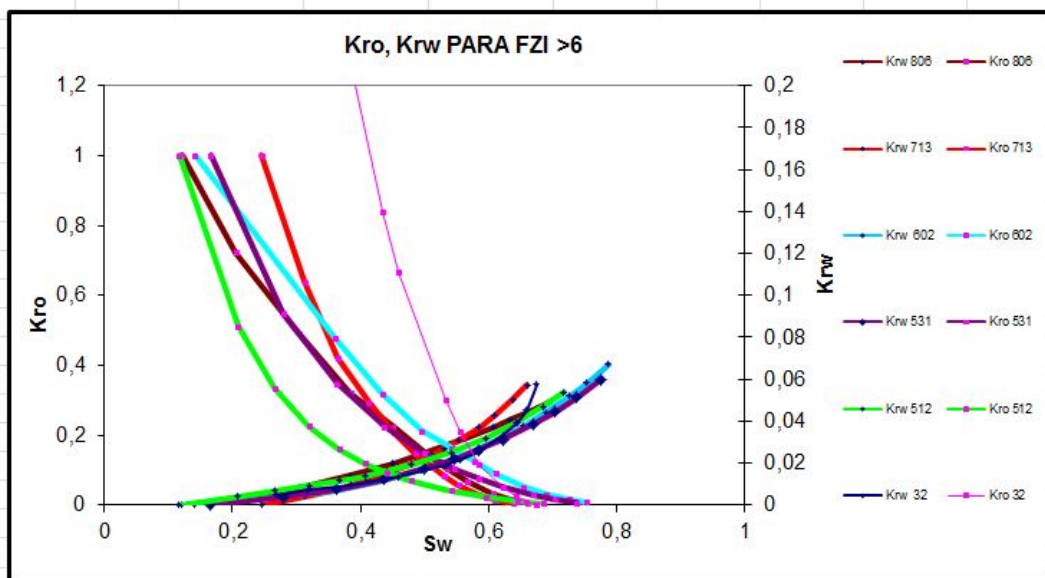


Figura 5.3 Curvas de Permeabilidades Relativas del Yacimiento G-8 GF 5. Región II.

Partiendo de la normalización, se obtuvo el primer grupo de curvas a través de las cuales se extrajeron las ecuaciones correspondientes donde posteriormente se supuso valores de S_w para calcular los valores correspondientes a permeabilidades relativas promedio normalizadas generando así una tabla de valores. Luego, se devolvieron los cambios, despejando S_w , K_{ro} , K_{rw} de las ecuaciones 4.5, 4.6, 4.7, respectivamente. Finalmente se obtuvieron las curvas de permeabilidades relativas como se observa en las figuras 5.4 y 5.5. El objetivo principal, es lograr una curva característica para cada región que sea representativa del yacimiento al momento de simular.

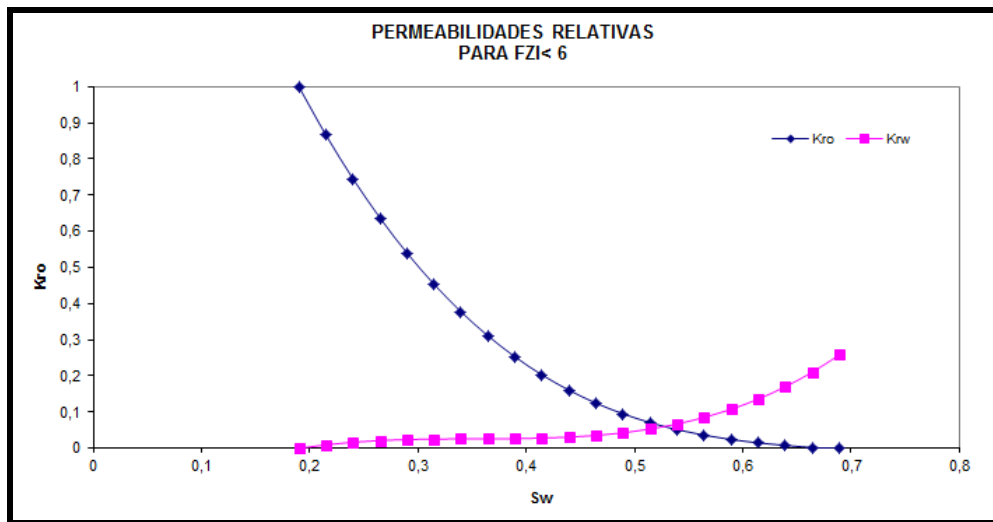


Figura 5.4. Curva promedio. Región I.

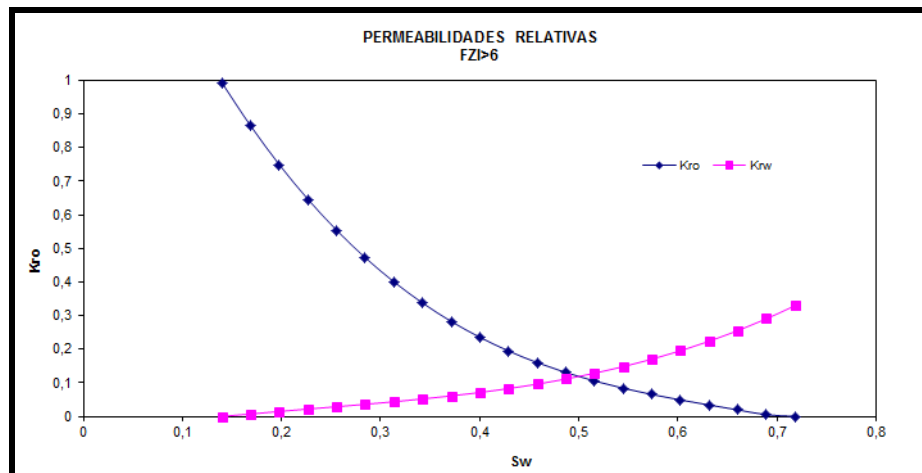


Figura 5.5. Curva promedio. Región II.

Analizando las curvas de permeabilidad relativas, se observa que las dos regiones de saturación están constituidas por una roca con tendencia a ser mojada preferiblemente por agua, esto permite tener preferencia al flujo de petróleo dentro de la roca.

5.2.1.4. Análisis de Curvas de Presión Capilar

Inicialmente se calculó el indicador de zona de flujo (FZI) para cada una de las 10 muestras correspondientes a los tres núcleos del yacimiento mediante las ecuaciones 4.2, 4.3 y 4.4; y así tener una idea de cuales muestras tienen características de roca similares.

Se procedió a agrupar las muestras considerando los resultados previos de FZI. Se llevaron las muestras a condiciones de yacimiento, mediante las ecuaciones establecidas en el capítulo IV.

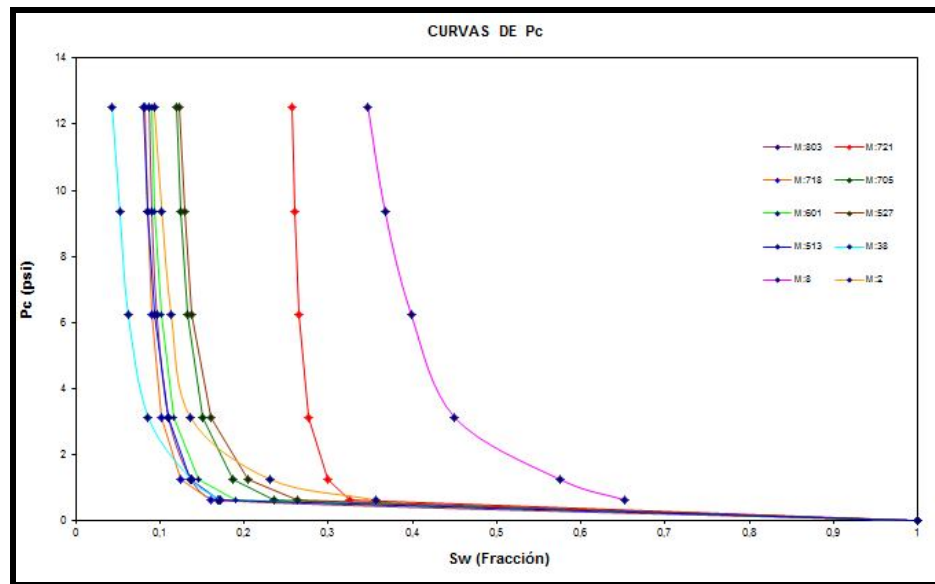


Figura 5.6. Curvas de Presión Capilar a condiciones de yacimiento.

En la figura 5.7 se muestra el cálculo de la función J mediante la ecuación 4.9, y así se pudo agrupar las muestras 2, 8 en el grupo con FZI menor a 6, y las muestras restantes para FZI mayor o igual a 6.

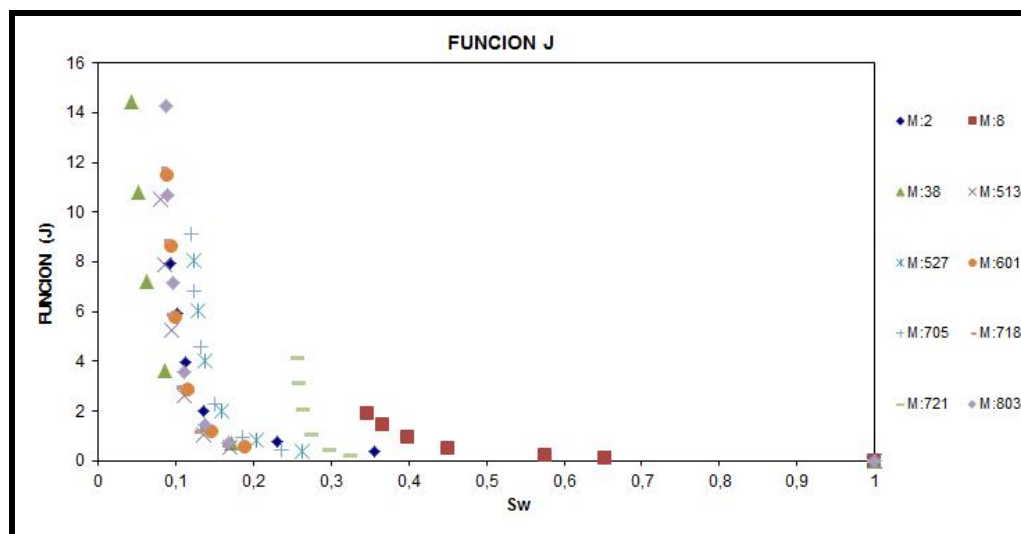


Figura 5.7. Función J Leverett para las muestras de Presión Capilar.

La presión capilar es controlada por el poro y la distribución del tamaño de la garganta de poro, por lo cual se supone que la porosidad y presión capilar están interrelacionados. La figura 5.8 muestra como la región II, presenta valores de presión capilar más altos constituidos por un radio de garganta poral más pequeño, originando así presiones capilares altas.

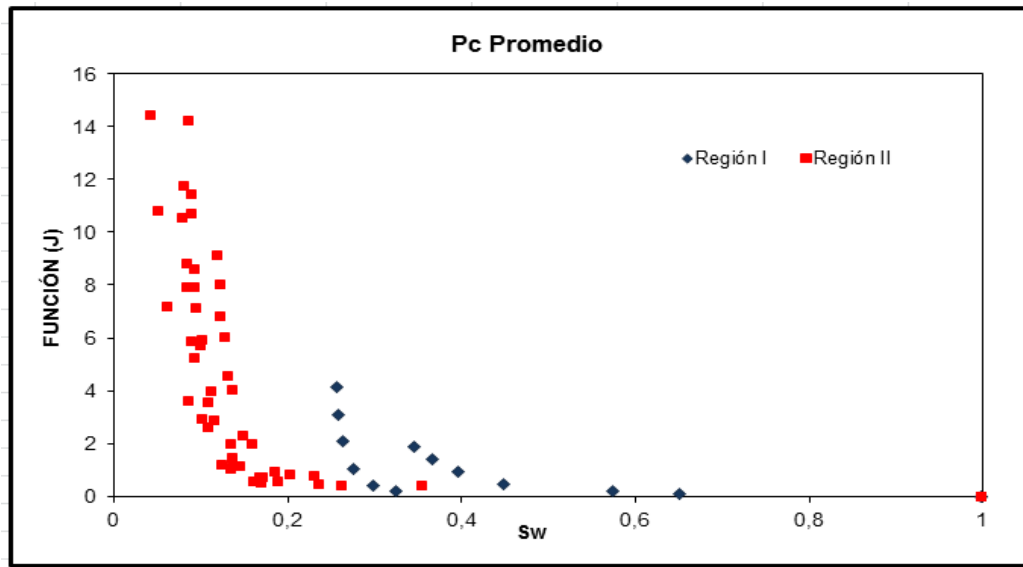


Figura 5.8. Presión Capilar para las regiones I y II.

5.2.2. Análisis de las Propiedades de los Fluidos

Como se mencionó en la metodología explicada, se tomó en consideración el análisis PVT del pozo GF-7X. Este análisis contiene; prueba de liberación instantánea, prueba de separador, compresibilidad entre otras.

5.2.2.1. Linealidad de la función “Y”

Para llevar a cabo esta prueba se tomaron los datos del volumen relativo para aquellas presiones mayores o igual a la presión de burbujeo ($P \geq P_b$) hasta la presión inicial.

Aplicando la ecuación 4.10 con los datos de la prueba de liberación a composición constante se obtiene el valor de función “Y”. Los valores de ésta función son graficados contra la presión, y se debe obtener una línea recta para considerar la validez de la prueba.

La figura 5.9 muestra los resultados de la Función “Y” para el análisis PVT de GF-7X.

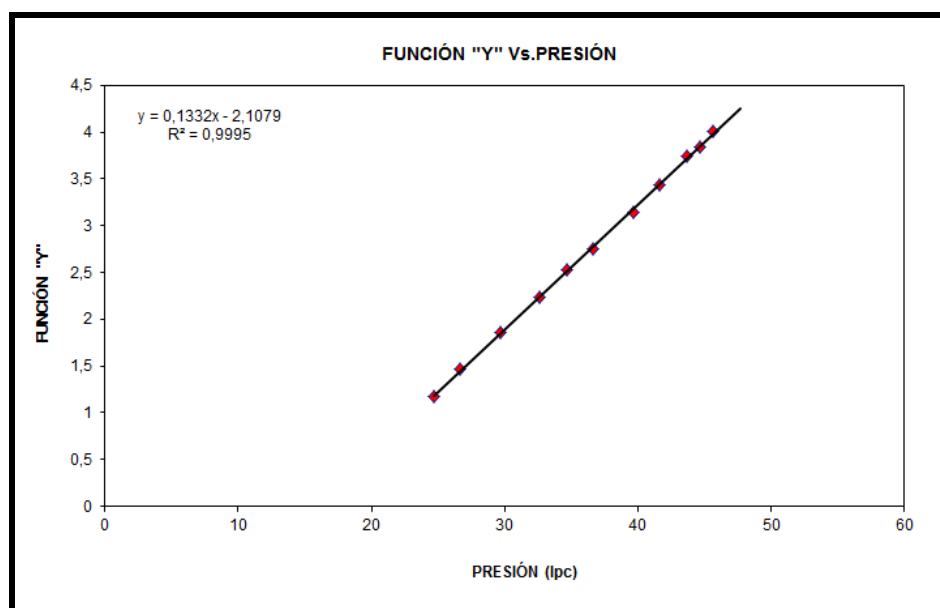


Figura 5.9. Función “Y” del PVT GF-7X.

Observando la gráfica, se considera que efectivamente se cumple el criterio de linealidad, lo cual indica que la presión del yacimiento fue bien estimada y que la muestra contiene poca cantidad de componentes no hidrocarburos como CO₂.

5.2.2.2. Prueba de Compresibilidad

El objetivo de esta prueba es validar los valores de volumen relativo a diferentes presiones por encima del punto de burbujeo. Empleando la ecuación 4.11.

Para ello, se necesitan los datos de los valores de compresibilidad para cada intervalo de presión entre la presión inicial y la presión de burbujeo y los volúmenes relativos a cada intervalo, necesarios para calcular nuevos valores de las compresibilidades y así verificar su validez.

Aplicando la prueba de compresibilidad a los valores PVT del pozo GF-7X se obtiene (Figura 5.10):

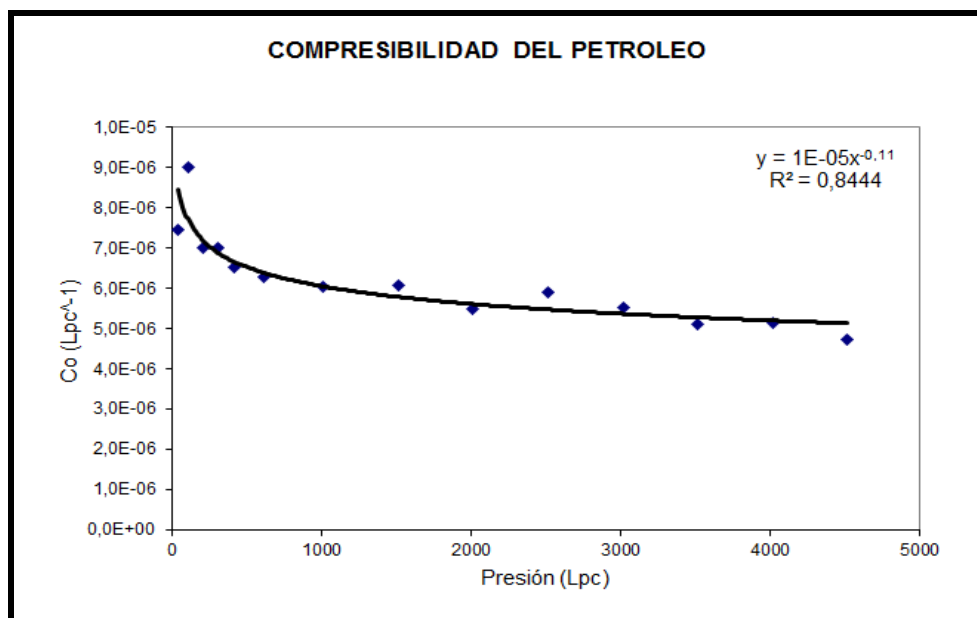


Figura 5.10. Concavidad de la prueba de compresibilidad del PVT GF-7X.

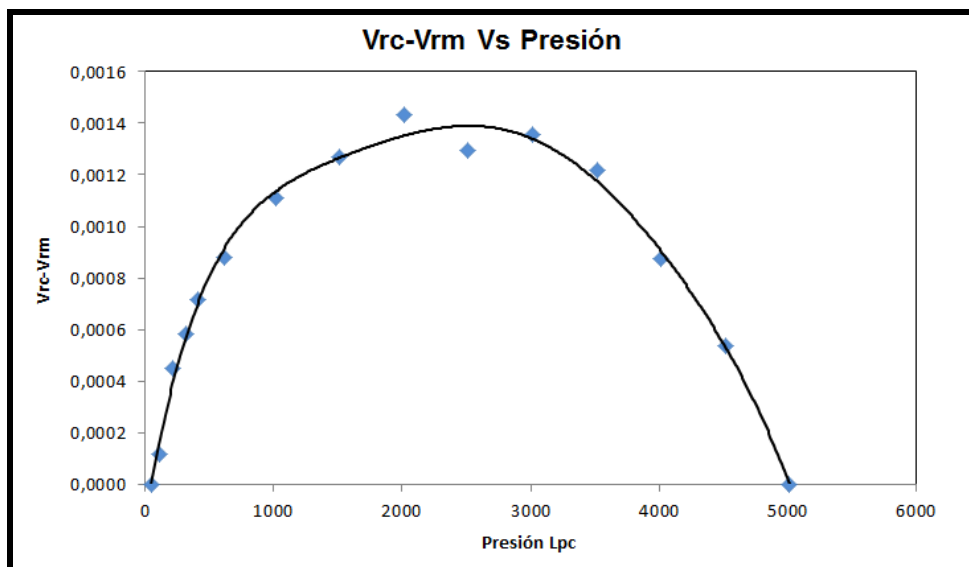


Figura 5.11. Gráfica Vrc-Vrm Vs P.

Como se observa en ambos gráficos (figuras 5.10 y 5.11), se cumplen las condiciones para validar esta prueba, muestra la concavidad hacia arriba por lo que cumple con las condiciones para validar esta prueba, la primera gráfica muestra concavidad hacia arriba y la segunda muestra una parábola un tanto uniforme.

5.2.2.3. Prueba de Densidad

En esta prueba se verificó que la densidad del petróleo a la presión de burbujeo, en las condiciones determinadas en la prueba de liberación diferencial fuese igual a la calculada a partir de los datos del separador. Considerando la información reflejada en la tabla 5.3.

Tabla 5.3 Resultados de la prueba de densidad

POZO: YACIMIENTO: INTERVALO:	GF-7X G8 7622' - 7640'
Prueba de liberacion diferencial: Den-odb (gr/cc) :	0,82980
Prueba del separador: Temperatura (°F):	198
Presión (Lpca):	14,7
Bofb (BY/BN):	1,064
Rs (PCN/BN):	
En el Separador:	7,2
En el Tanque:	0
Gravedad Especifica del Gas:	
En el Separador:	0
En el Tanque:	2,301
°API (crudo del tanque):	28,7
Den-ofb (lb/BY) =	290,5496
Den-ofb (gr/cc) =	0,82972
% Diferencia:	0,0091

Según lo obtenido el % de diferencia es menor al 5%, por lo cual se considera valida la prueba densidad, de acuerdo a lo establecido como criterio de validez de la prueba.

5.2.2.4. Prueba de Balance de Materiales

Esta prueba consiste en comparar los valores de Rs por debajo de la presión de burbuja, de la prueba de liberación diferencial con los valores de Rs calculados por balance de materiales (Tabla 5.4).

Tabla 5.4. Resultados Prueba de Balance de Materiales.

Presion(Lpcm)	Presion(Lpca)	Rs (PCN/BN)	Bo (BY/BN)	Den-Oil (gr/cc)	γ_{gd}	Densidad del Gas
0	14,7	0,0	1,00000	0,8297	1,0010	0,00122
33	47,7	6,8	1,06100	0,8298	0,7538	0,000922
$^{\circ}\text{API}$ (60°F)	29,5	Den-agua(g/cc)	0,999015			
γ_o	0,878881988					
MASA DE PETROLEO (gms) (14,7 Lpca, 60°F)	829,72					
MASA DE PETROLEO (gms) (P y T de la Prueba)	MASA DE GAS	VOLUMEN DE GAS (pcn)	Rs calculado (PCN/BN)	Rs de laboratorio (PCN/BN)	%DIF	
829,72	0,00	0	0	0		
880,4178	50,69369999	1,93773324	308,0995856	6,8	4430,8763	

Esta prueba se considera no valido, ya que el % de diferencia es mayor al 5%, lo que atribuye a que no existe una relación gas- petróleo en solución, lo cual es típico para los Yacimientos de Apure.

5.2.2.5. Prueba de Desigualdad

La prueba de desigualdad es una restricción importante que los datos del análisis PVT deben cumplir para que sean consistentes. Al analizar la prueba, lo que se hizo fue verificar, en los datos de la prueba de liberación, que el diferencial del factor volumétrico del petróleo que existía por cada disminución de presión fuese menor al producto entre el factor volumétrico del gas y el diferencial de la relación gas- petróleo existente en la misma disminución de presión (Tabla 5.5).

Tabla 5.5. Resultados Prueba de Desigualdad.

Presión (Lpc)	Δp -Int (lpca)	R_s (PCN/BN)	B_o (BY/BN)	B_g (PCY/PCN)	$\Delta B_{ob}/\Delta P$	$B_g \Delta R_{sd}/\Delta P$	Cond>0	Ugas (CPS)	Z
47,7		6,8	1,06100	0,389972					1,000000
14,7	33,0	0,0	1,00000	1,000000	0,00184848	0,036698	0,034850		1,000000

De acuerdo a la tabla anterior se corrobora la validez de la prueba de desigualdad, donde $B_g \Delta R_{sd}/\Delta P$ es mayor que $\Delta B_{ob}/\Delta P$ (Condición >0).

Finalmente, en la figura 5.12, se muestra el comportamiento del factor volumétrico del petróleo (B_o , BY/BN) contra la presión, donde se observa que la presión de burbuja fue estimada en 47.7 lpc y el factor volumétrico a la presión inicial se estimó en 1.061 BY/BN.

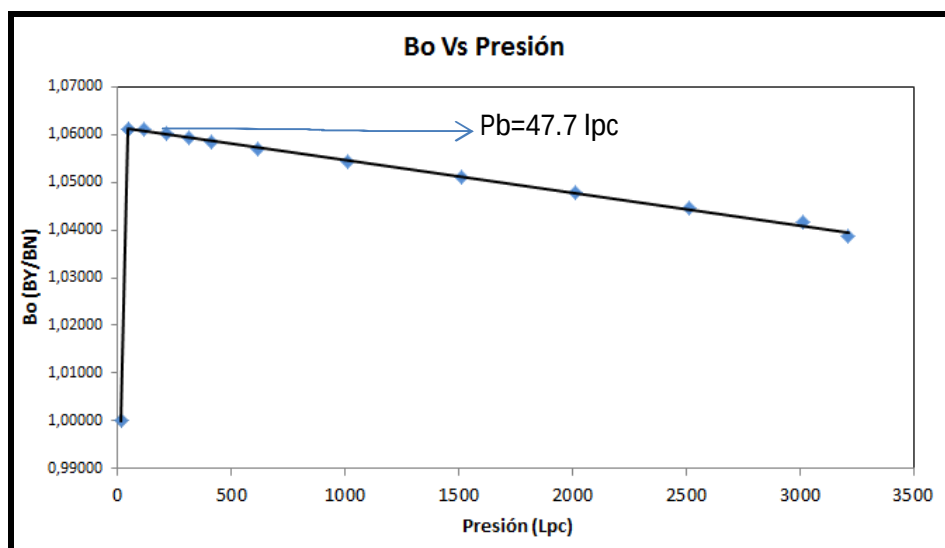


Figura 5.12. Comportamiento del factor volumétrico del petróleo.

El análisis PVT se considera consistente y confiable, ya que de las cinco pruebas realizadas, cuatro resultaron válidas.

5.3. ETAPA III: ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN Y PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO.

5.3.1. Análisis del Comportamiento de Presión del Yacimiento G-8 GF 5

La historia de presiones del yacimiento fue determinada a partir de varios puntos tomados desde el inicio de la explotación del yacimiento. La presión inicial del yacimiento fue estimada en 3200 lpc. Hasta la fecha se han tomado 42 pruebas de presión, entre pruebas Build Up y BHP.

Sin embargo, las pruebas Build Up son conocidas como más confiables en comparación a las BHP, debido a que toman un valor de presión cada cierto tiempo hasta que se estabiliza la presión y se determina un valor exacto de la presión del yacimiento, mientras que las pruebas estáticas del fondo o BHP solo consideran un valor puntual.

Las presiones fueron llevadas al nivel de referencia (Datum) de 7000 pies, haciendo uso de los gradientes del fluido calculados a partir del % AyS, y de las gravedades API del crudo.

A continuación se presenta la tabla 5.6 con algunas presiones tomadas al yacimiento.

Tabla 5.6. Presiones calculadas al Datum.

FECHA	POZO	MD (Pies)	TVD (Pies)	TVDSS (Pies)	Presión (Lpc)	Datum (Pies)	Gradiente	Presión al Datum (Lpc)	TIPO DE PRUEBA
25/12/1984	GF-5X	7433	7433	6954	3165	7000	0,39	3183	RFT-Build Up-Draw Down
		7393	7393	6914	3150	7000	0,39	3184	
28/06/1987	GF-19	7366	7304	6821	2994	7000	0,38	3062	BUILD UP
18/04/1998	GF-23	7668	7081	6602	2834	7000	0,38	2986	BHP
21/03/1999	GF-53	7687	7681	7212	2665	7000	0,38	2584	BHP
29/05/1999	GF-134	8037	7320	6843	1832	7000	0,38	1892	MDT
		8045	7327	6850	1835	7000	0,38	1892	
		8056	7336	6859	1838	7000	0,38	1892	
		8076	7354	6877	1846	7000	0,38	1893	
		8082	7559	7082	1848	7000	0,38	1817	
		8102	7576	7099	1874	7000	0,38	1837	
		8108	7381	6904	1876	7000	0,38	1913	
		8120	7392	6915	1914	7000	0,38	1946	
		8128	7399	6922	1915	7000	0,38	1945	
		8134	7404	6927	1917	7000	0,38	1944	
		8139	7408	6931	1918	7000	0,38	1945	
		8144	7412	6935	1920	7000	0,38	1945	

Luego de llevar las presiones al Datum, se procede a graficarlas en una figura de dispersión XY Figura 5.13, como se muestra a continuación:

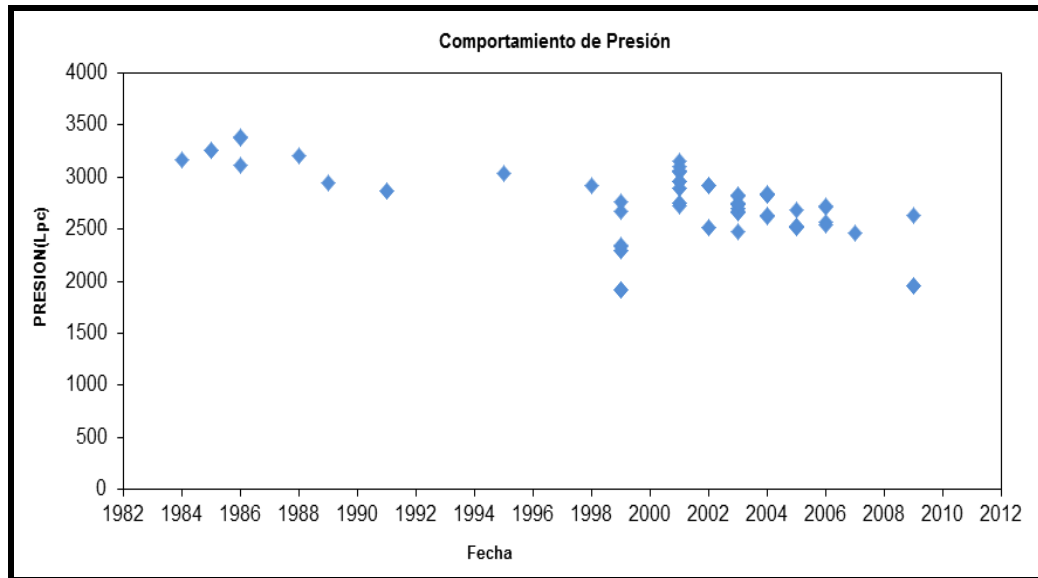


Figura 5.13. Comportamiento de Presión Vs Tiempo.

Debido al comportamiento de presión reflejado en la gráfica, se observa que existen pozos que presentan bajas medidas de presión, dichos pozos se ubican hacia la zona Nor-oeste del yacimiento, por lo cual se analizó el comportamiento de presión dividiendo el yacimiento en dos regiones.

La división del yacimiento en dos regiones de presión tiene como finalidad obtener una mejor visión de la distribución de la energía en el yacimiento, afectada por las diferentes zonas de drenaje, y en las cuales no se tiene certeza del carácter sellante de las fallas.

Para la interpretación de las dos posibles regiones de presión se calculó las presiones estáticas, a partir de los niveles estáticos de los fluidos (Figura 5.14).

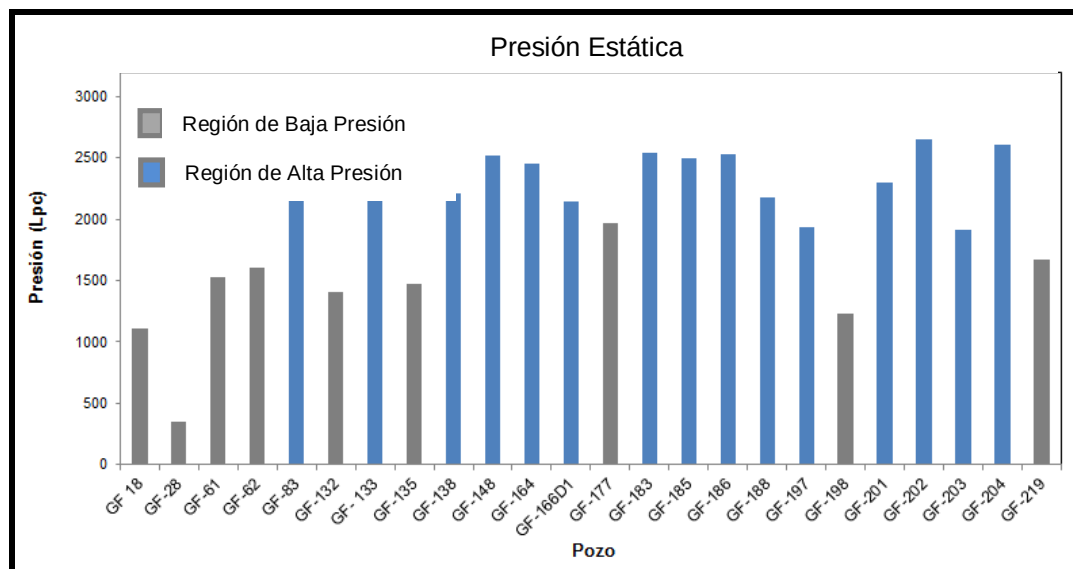


Figura 5.14. Presión Estática. Yacimiento G-8 GF 5.

La zona de alta presión se ubica hacia la parte nor-este del yacimiento, mientras que los pozos que conforman la región de baja presión se ubican hacia la zona nor-oeste, los cuales se ven influenciados por su cercanía con los pozos frontera, y donde el impacto del acuífero es deficiente, como fuente de energía.

5.3.2. Análisis del Comportamiento de Producción del Yacimiento G-8 GF 5

En el yacimiento G-8 GF 5, se han completado 75 pozos pertenecientes al Campo Guafita, con un petróleo acumulado de 92.326 MBNP y agua acumulado de 597.136 MBA (Figura 5.15). Entre las características principales del yacimiento figura: el mantenimiento de la presión ejercido por un acuífero activo, contiene un crudo de 29,2 °API y 27 pozos activos.

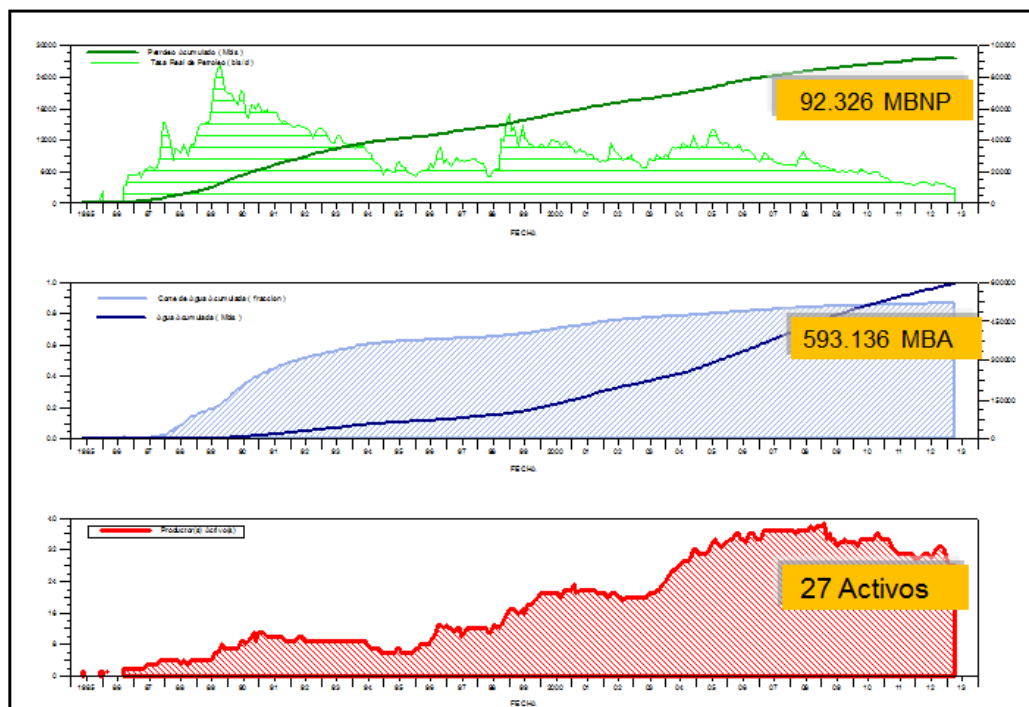


Figura 5.15. Comportamiento de Producción del Yacimiento G-8 GF 5.

Su explotación comercial se inició en 1987, con la apertura de los pozos GF-5X y GF-7X localizados al Nor-Este del yacimiento. Ambos pozos fluyeron de manera natural con una tasa total promedio de 2000 BPPD y 0.5% de AyS. Durante un año y dos meses la producción provenía de estos dos pozos y sin necesidad de instalar algún método de producción suplementario.

En el año 1987, se completó el pozo GF-20 en el sector Sur-Este del yacimiento, y con este se dio apertura a la incorporación del Bombeo Electrosumergible. Con la adición de este pozo se visualiza un incremento en el corte de agua.

Para 1988 el pozo GF-7X queda inactivo a nivel de la arena G-8. Para el periodo comprendido entre 1989 y 1994 el pozo GF-20, fue cerrado por la alta producción de agua.

En 1995 se inició una jornada de completación de nuevos pozos. El primer pozo incorporado es el GF-61, ubicado al Sur-Oeste.

Los pozos GF-62, GF-67, GF-18, GF-72, GF-23 y GF-53, fueron colocados a producción, sin embargo, estos pozos no tuvieron gran impacto en cuanto a la recuperación de petróleo. La mayor influencia en la producción de agua la presentaban los pozos GF-18 y GF-72, al poco tiempo fueron cerrados por la alta producción de agua.

En 1998, los pozos GF113 y GF-19, se incorporan a producción con altos cortes de agua, y la tasa de petróleo del yacimiento con tendencia a mantenerse.

A partir de 1999 y hasta 2004, se completaron nuevos pozos como el GF-132 y el GF-134, logrando mantener aumentar la producción de petróleo, y el corte de agua se mantuvo. Igualmente para incrementar la producción desde 2005 hasta 2008 se completaron algunos pozos como GF-183, GF-155, GF-192, GF-203, entre otros.

Y finalmente, se observa un ligero incremento en la producción de crudo para abril de 2013 con la entrada a producción del pozo GF-183 el cual se mantenía inactivo.

La figura 5.16, refleja el comportamiento de producción del yacimiento G-8 GF 5, antes descrito.

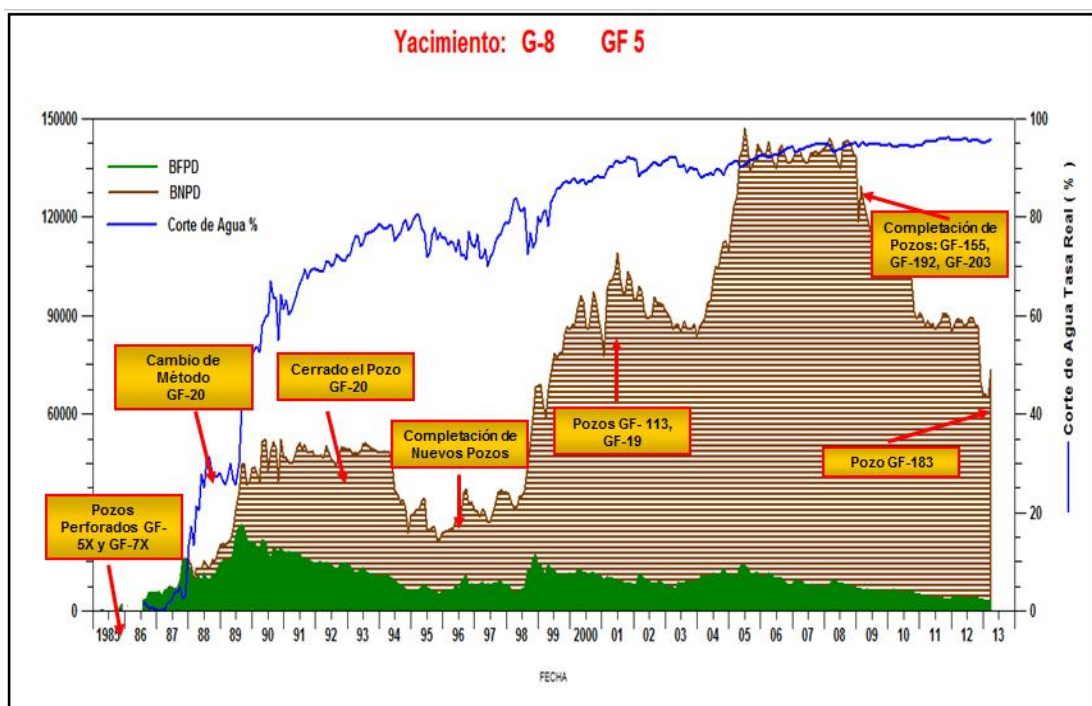


Figura 5.16. Producción de fluidos y corte de agua del Yacimiento G-8 GF 5

5.4. ETAPA IV: ESTIMACIÓN DEL PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO

En esta etapa se determinó a través de diferentes métodos, el POES del Yacimiento G-8 GF 5. Estos métodos fueron explicados en el marco metodológico. A continuación se realiza un análisis de los resultados obtenidos.

5.4.1. Método Volumétrico

Mediante la ecuación 4.27, se estimó el POES volumétrico, resultando en 163.62 MMBNP, los datos utilizados se muestran en la tabla 5.7, para este cálculo se asume que todo el yacimiento posee un comportamiento uniforme en cuanto a las propiedades petrofísicas.

Tabla 5.7. Valores Petrofísicos utilizados en el cálculo del POES Volumétrico

Área (Acres)	2218
Swi (Fracción)	0.20
Espesor (Pies)	54
Porosidad (Fracción)	0.23
Boi (BY/BN)	1.061
POES (MMBNP)	161.14

5.4.2. Método Probabilístico (Monte Carlo)

Este método considera parámetros representativos del yacimiento como: porosidad, espesor y saturación (tabla 5.8), para sustituirlos en la ecuación del método volumétrico (ecuación 4.27), para obtener el valor del POES. Después de repetir, el proceso anterior, un número significativo de veces los valores de N son ordenados en sentido creciente, asignándole un valor de frecuencia a cada uno. Finalmente, mediante un gráfico de frecuencia acumulada versus N se puede interpretar que el valor del POES para el yacimiento es de 164.12 MMBNP (Figura 5.17) el cual corresponde a una frecuencia del 50% considerado como valor promedio.

Tabla 5.8. Datos petrofísicos de los pozos utilizados para cálculo del POES

POZO	AN (Pies)	NTG (V/V)	ANP (Pies)	Φ	K (mD)	SW (V/V)
GF-5X	71,02	0,84	25,50	0,27	4462,33	0,33
GF-7X	77,97	0,66	51,97	0,27	4462,33	0,29
GF-17	91,71	0,65	4,34	0,24	3525,79	0,45
GF-18	61,30	0,72	25,00	0,24	3525,79	0,32
GF-19	83,97	0,74	20,50	0,24	3525,79	0,36
GF-20	38,40	0,46	22,70	0,26	4137,91	0,32
GF-21	20,48	0,16	5,70	0,24	3525,79	0,37
GF-22	43,56	0,43	20,15	0,24	3525,79	0,25
GF-23	47,25	0,46	26,44	0,27	4462,33	0,20
GF-24	57,74	0,31	38,96	0,26	4137,91	0,29
GF-25	62,50	0,75	42,50	0,23	1478,63	0,31
GF-26	62,53	0,54	19,96	0,25	3825,73	0,31
GF-27D	69,00	0,68	52,50	0,27	4462,33	0,31
GF-28	34,12	0,29	10,50	0,19	45,56	0,34
GF-29	71,39	0,68	46,01	0,25	3825,73	0,23
GF-31	61,50	0,48	1,50	0,24	3525,79	0,44
GF-35	56,00	0,54	4,00	0,18	19,09	0,47
GF-47	70,50	0,75	30,50	0,26	4137,91	0,31

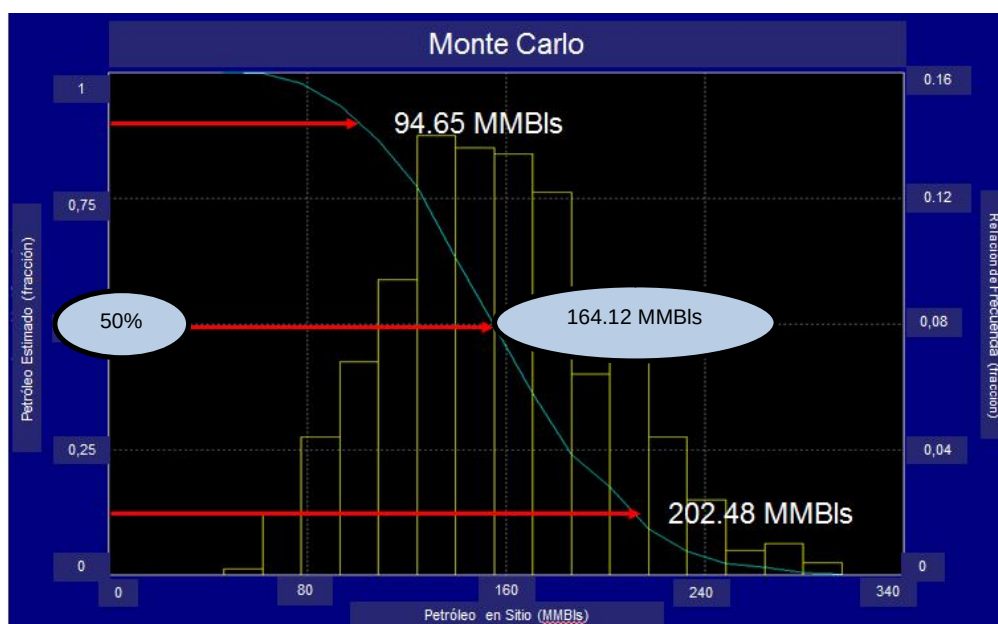


Figura 5.17. Gráfico de frecuencia Vs POES. Método Monte Carlo.

5.4.3. Método de Balance de Materiales

Mediante el método de Balance de Materiales se estimó el Petróleo Original en Sitio (POES) y el mecanismo de producción que predomina en el yacimiento, para cual se emplearon métodos gráficos.

Se ingresaron los datos de producción, presión, compresibilidad, factor volumétrico de petróleo y agua, necesarios, para la aplicación de la ecuación de balance de materiales para un yacimiento subsaturado, y aplicando la técnica de Havlena y Odeh (ecuaciones 4.28, 4.29), partiendo de la suposición que el influjo de agua es igual al vaciamiento de la ecuación, se obtuvo la gráfica de dispersión XY donde el corte con el eje Y arrojó un valor del POES igual a 160.39MMBls, como se observa en la siguiente figura.

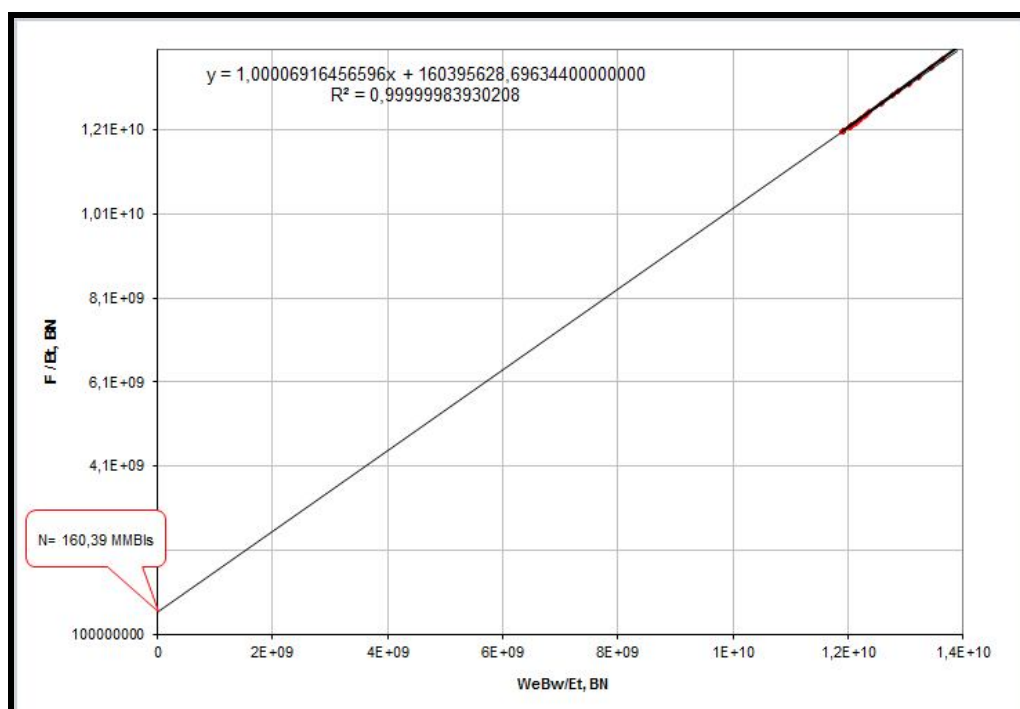


Figura 5.18. Gráfico para la obtención del POES. EBM.

Por último, se determinó y confirmó que el mecanismo de empuje hidráulico es el de mayor influencia en el aporte de energía sobre la producción del Yacimiento G-8 GF 5 con 98% (Figura 5.19) y en menor cantidad la compresibilidad de la roca y la expansión de petróleo, y la expansión de los fluidos.

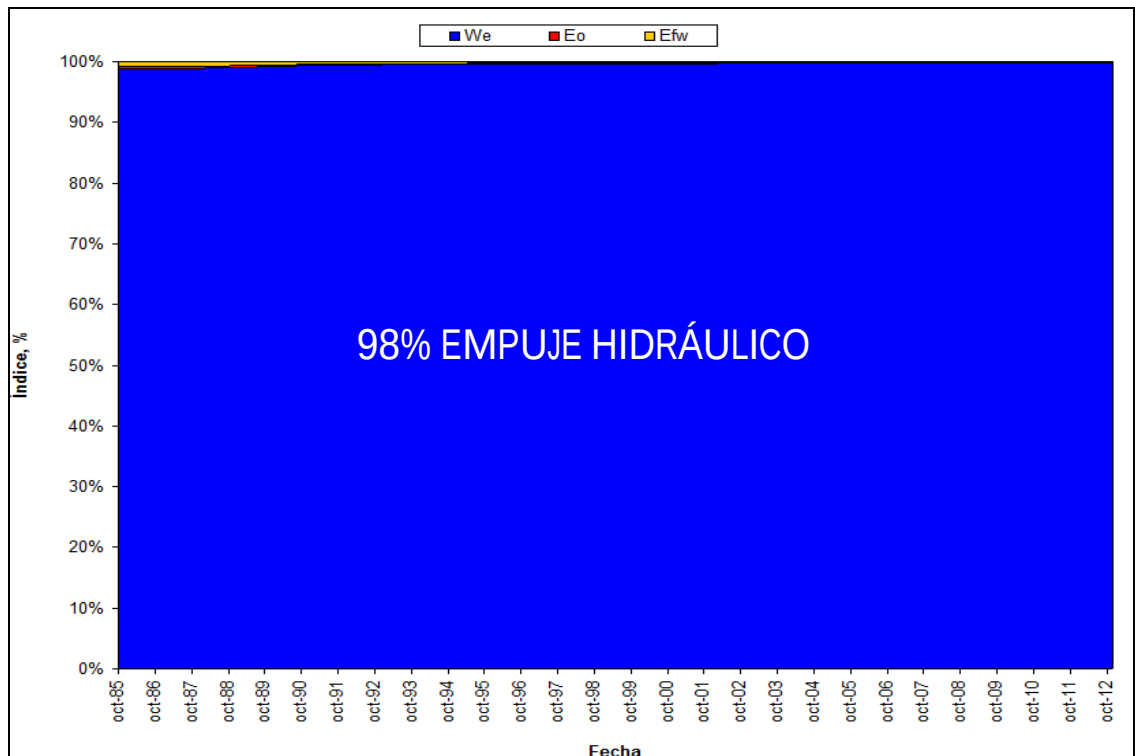


Figura 5.19. Mecanismo de producción del Yacimiento G-8 GF 5.

5.5. ETAPA V. INTEGRACIÓN DE DATOS E INICIALIZACIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN

5.5.1. Integración de datos

Se introdujo en el Simulador Eclipse 100, la malla generada con las propiedades petrofísicas del yacimiento de dimensiones 91*35*50 para un total de 159250 celdas, así como también, toda la información obtenida en los primeros pasos del proyecto como: propiedades roca-fluido, PVT, y distribución de las regiones de equilibrio y saturación (representadas por dos zonas). Posteriormente, se realizó la definición del acuífero de acción lateral considerando el contacto agua-petróleo ubicado a 7311 pies visto por el pozo GF-188.

5.5.2. Inicialización del Modelo de Simulación

Para la inicialización del modelo se realizó una corrida de 5 años sin incluir los datos correspondientes a los pozos productores, esto con la finalidad de comprobar que las ecuaciones que componen el programa funcionen correctamente. Se verificó que efectivamente esto ocurriera, y a su vez no existió variación en la producción ni en la presión, lo cual confirma que el sistema está en equilibrio. Adicionalmente, se obtuvo el Petróleo Original en Sitio (POES) de simulación arrojando un valor de 146.64 MMBNP. En la figura 5.20, se visualiza los resultados obtenidos de la corrida de inicialización, donde se observa como la presión inicial del yacimiento se mantiene constante al igual que la tasa de producción, la cual permanece igual a cero y el valor del POES dinámico.

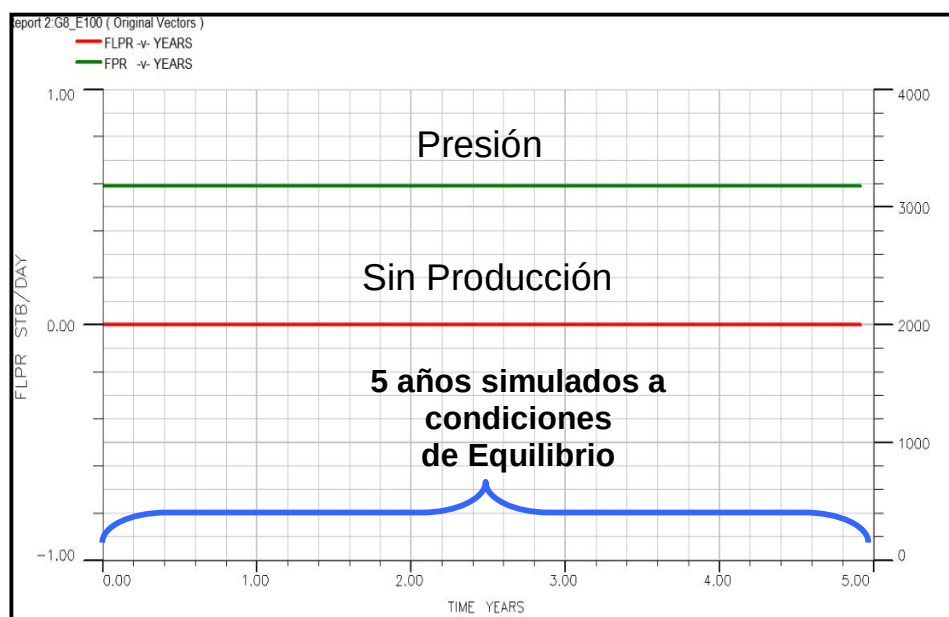


Figura 5.20. Corrida de Equilibrio del Modelo de simulación.

5.5.2.1. Comparación del Petróleo Original en Sitio (POES)

La tabla 5.9 muestra los valores de POES calculados por los métodos: volumétrico, probabilístico, balance de materiales, geoestadístico y dinámico. Se realizó una comparación entre el POES dinámico y el resto de los valores, observando cierto porcentaje de variación, y el más notorio fue con respecto al POES oficial, lo cual se puede atribuir a que para la realización de la fase de simulación se observó un contacto más profundo, que el determinado en el modelo estático del yacimiento, lo cual asoma la posibilidad de encontrar mayores reservas. Sin embargo, con respecto a los demás se visualiza cierta similitud, asignándole credibilidad a lo obtenido por el modelo de simulación, que además es calculado celda por celda.

Tabla 5.9. Comparación de Resultados del POES

Método	POES (MMBN)	% Diferencia
Oficial	138.88	5.29
Volumétrico	163.62	9.88
Probabilístico	164.12	11.92
Balance de M.	160.39	9.38
Geoestadístico	150	2.29
Dinámico	146.64	

5.5.3. Gerencia de pozos

En esta fase se insertó la información referente a los pozos como: trayectoria, eventos, completaciones, datos de producción, entre otros. Como se explicó en el marco metodológico, se utilizó el pre-procesador SCHEDULE.

En esta etapa se pudo constatar algunos desajustes que se presentaron al momento de comparar los intervalos cañoneados con las profundidades y espesores de la malla en las celdas conectadas a los pozos. Citando un ejemplo; se encontró un problema con el pozo GF-63, ya que el intervalo cañoneado no se encontraba especificado en la malla, por lo cual se verificó la información referente al pozo, revisión de los surveys constatando de esta manera que la zona cañoneada no pertenecía a la arena G-8, sino a la arena G7-3/4, por esta razón se decidió no incluir la producción de este pozo.

El procedimiento de verificación se aplicó para el resto de los 71 pozos con la finalidad de realizar un control de calidad de todos y cada uno de los parámetros que abordan a los pozos.

5.6. ETAPA VI. COTEJO HISTÓRICO DE PRESIÓN Y PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO

Esta etapa representó gran importancia en el desarrollo del modelo de simulación. Según lo explicado en la metodología, la fase del cotejo fue dividida en dos secciones: cotejo de presión y cotejo de producción.

5.6.1. Cotejo Histórico de Presión del Yacimiento

La primera corrida realizada para el cotejo de presión se realizó por controlador RESV, mediante la cual se obtuvo un cotejo deficiente, ya que la curva simulada se encontraba por encima de la histórica. Por eso se variaron las condiciones del yacimiento que poseían incertidumbre como la compresibilidad de la formación. Como no se pudo obtener un cotejo aceptable fue necesario colocar dos pozos ubicados hacia la zona de Colombiana, simulando la producción compartida que existe entre Venezuela y Colombia. Con la inclusión de los dos pozos de frontera se pudo mejorar el cotejo, lo que indica que efectivamente el Yacimiento G-8 GF 5 está afectado por el impacto que tiene la producción de la Zona de Colombia, es decir, que con la aplicación de esta “técnica” se está representando el comportamiento real del yacimiento.

Como se puede observar el comportamiento de presión simulado se ajustó considerablemente al histórico, por lo que se puede afirmar que existe un 80% de cotejo del comportamiento de presión, mostrado en la Figura 5.21, donde las curvas de color rojo y verde representan las zonas de alta y baja presión simulada respectivamente, y los puntos caracterizan el

comportamiento histórico. Para efectos de este trabajo solo se consideraron dos pozos en la zona fronteriza, sin embargo, el cotejo puede mejorar con la inclusión de otros pozos, considerando que no se tiene el conocimiento preciso de la cantidad de pozos en producción del lado Colombiano.

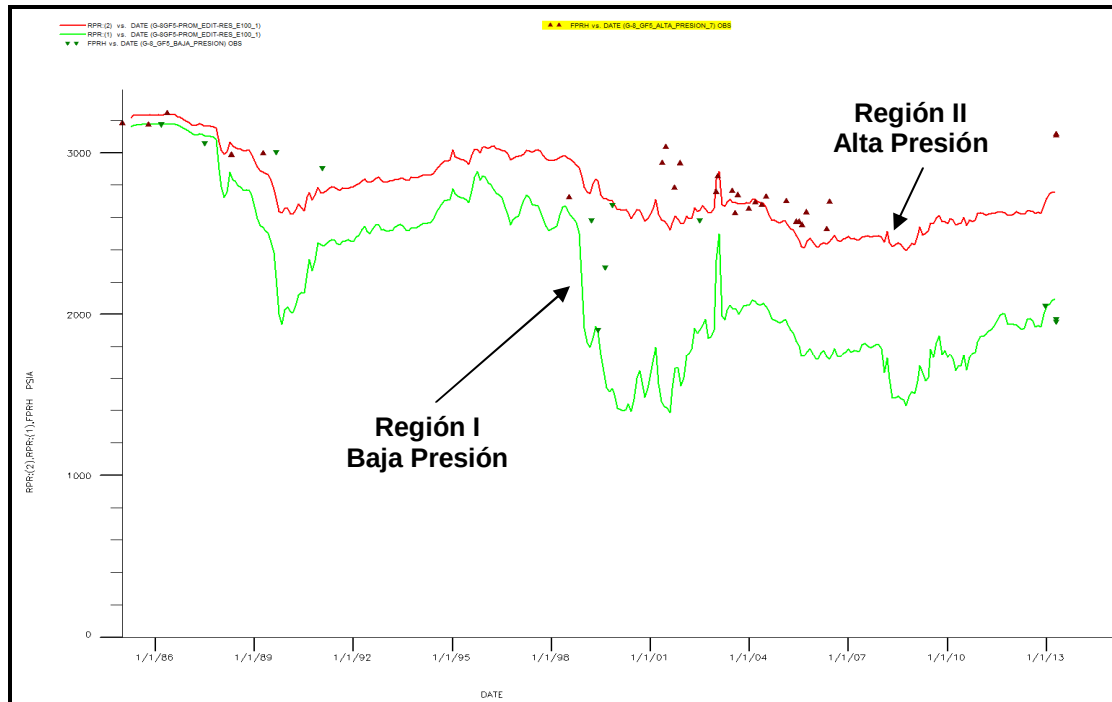


Figura 5.21. Cotejo del comportamiento de presión del Yacimiento G-8 GF 5.

5.6.2. Cotejo Histórico de Producción del Yacimiento

Esta etapa comprendió el cotejo de los fluidos como petróleo y agua. En primer lugar, se utilizó el controlador ORAT (tasa de petróleo) ya que la tasa de petróleo se mide con mayor exactitud. Con respecto al cotejo de producción de petróleo, como se muestra en la Figura 5.22, se obtuvo 100%; donde las curvas simulada e histórica coinciden exactamente.

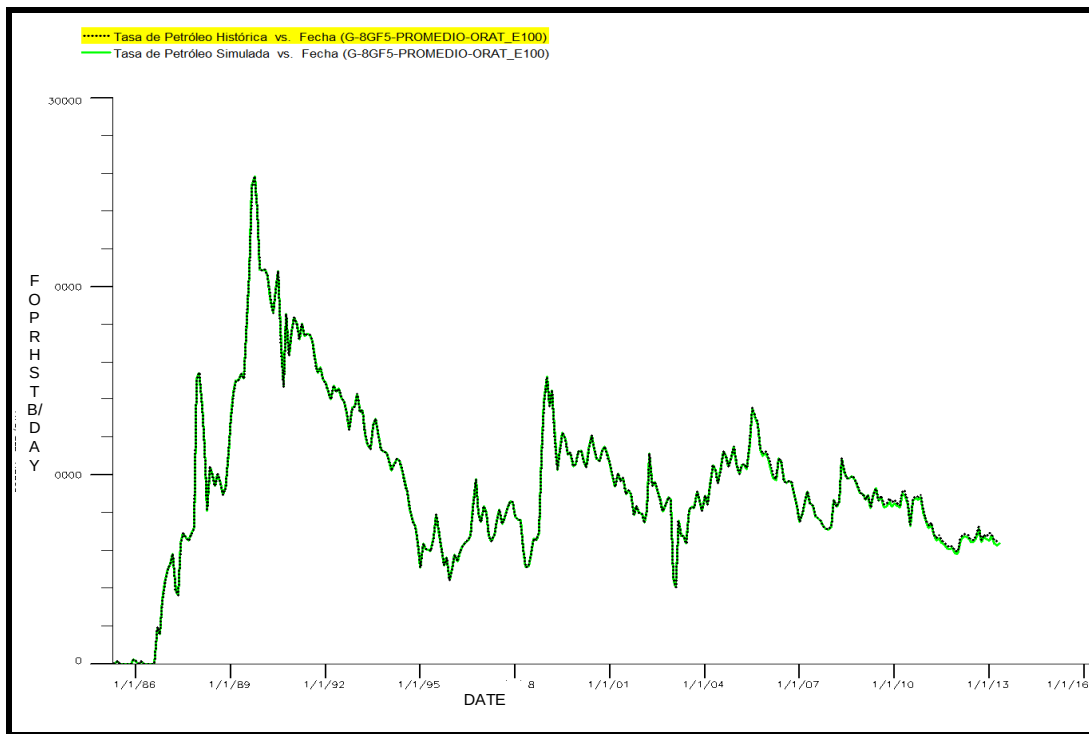


Figura 5.22. Cotejo de tasa de petróleo del Yacimiento G-8 GF 5.

Una vez obtenido el cotejo de tasa de petróleo, se procedió a cotejar la tasa y corte de agua, cuya fase fue más complicada del proyecto, la cual ameritó la mayor inversión de tiempo debido a la gran cantidad de pozos existentes en el modelo, y que no existe un controlador que ayude a controlar este fluido directamente.

Se obtuvo un cotejo aceptable de tasa de agua del yacimiento como se muestra en la Figura 5.23, en donde la curva de color azul oscuro representa la tasa de agua histórica y la curva en color azul claro la tasa de agua simulada, se puede apreciar un deficit en la tasa de agua entre los años 1999 y 2004 esto es causado principalmente por la influencia de los pozos GF-132, GF-138, los cuales se encuentran ubicados hacia la zona oeste del yacimiento, donde la fuerza del acuífero no tiene gran impacto, por lo cual fue difícil cotejar dichos pozos. A su vez, para el período comprendido entre 2010

y principios de 2013, ocurre el caso contrario estos pozos se ubican hacia el norte de la arena ubicandose muy cercanos al contacto agua-petróleo (CAPO), por lo cual se evidencia el exceso de agua, porque se ven fuertemente influenciados por el acuífero, como es el caso de los pozos GF-53, GF-152.

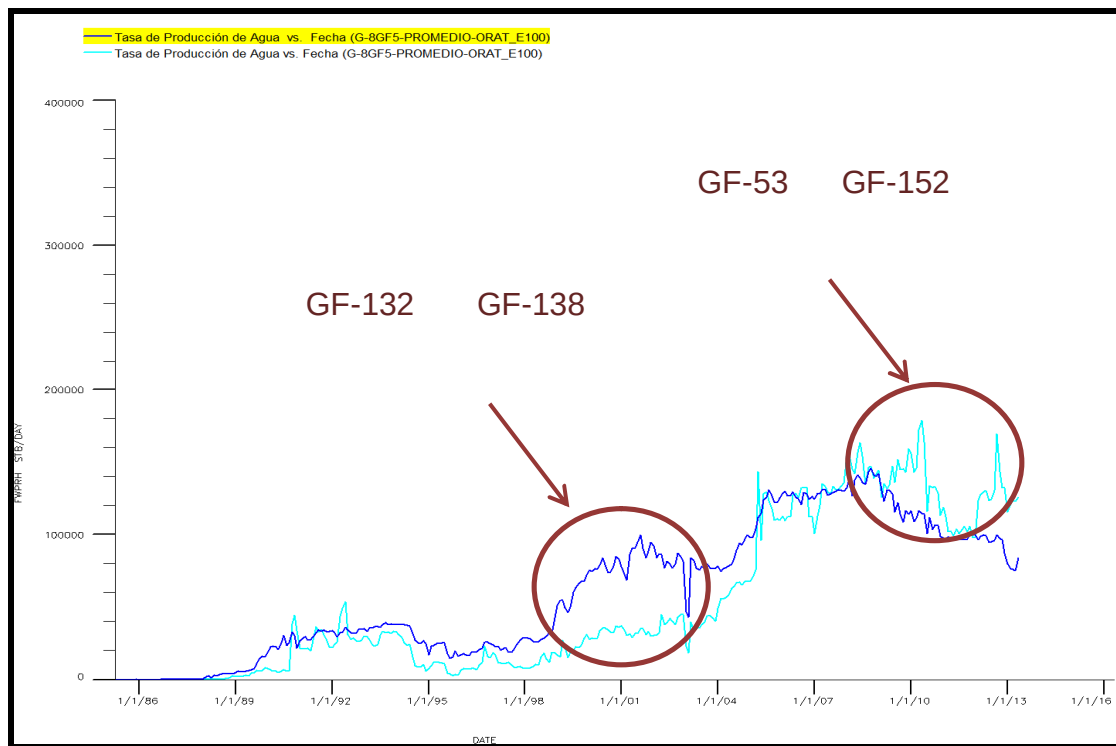


Figura 5.23. Cotejo de tasa de agua en el Yacimiento G-8 GF 5.

De igual forma se obtuvo el cotejo de corte de agua, considerando el criterio anterior, mostrado en la figura 5.24, donde los comportamientos se separan debido a que la curva simulada (azul claro) refleja lo que ocurre con los pozos ubicados al limite del yacimiento, cuya ubicación se encuentra lejana al acuífero.

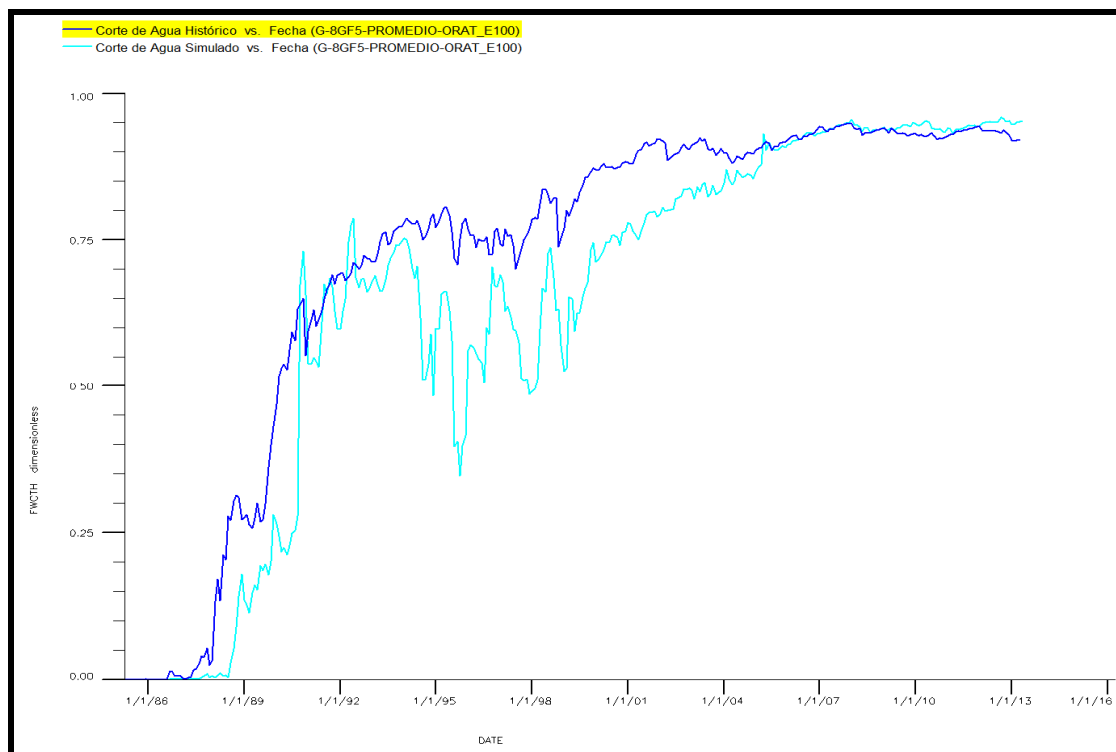


Figura 5.24. Cotejo de corte de agua en el Yacimiento G-8 GF 5.

CONCLUSIONES

- La simulación de yacimientos tomó en cuenta las variaciones en el tiempo y el espacio de las presiones, saturaciones y propiedades roca-fluido, entre otros, y por ende aportó mayor credibilidad y objetividad a los resultados.
- Se determinó la heterogeneidad del yacimiento, a través del análisis de las propiedades roca-fluido de los núcleos pertenecientes a los pozos GF-5X, GF-26 y GF-134, así como también se identificaron dos regiones de saturación.
- La muestra PVT tomada del pozo GF-7X, es representativa para la caracterización de las propiedades de los fluidos del yacimiento, presentando un crudo subsaturado, donde se definió una presión de burbujeo de 47.7 psi.
- La distribución de presión, no es homogénea, y se observa la presencia de dos zonas de presión (alta y baja), influenciado por el impacto del acuífero.
- El mecanismo de producción predominante en el yacimiento es el empuje hidráulico, lo cual se corroboró con la aplicación de la ecuación de Balance de Materiales.
- A través del análisis del comportamiento de producción, se visualizaron los 75 pozos completados, donde 96% de ellos han producido a nivel de la arena G-8, a través de éste se pudo construir los archivos de entrada al simulador.
- El POES de simulación (Dinámico) obtenido, se encuentra dentro de un rango aceptable en comparación con los demás métodos empleados,

sin embargo difiere en mayor proporción al POES oficial estimado en el Libro de Reservas del año 2012.

- La Gerencia de Pozos permitió, realizar un control de calidad de cada uno de los pozos productores del yacimiento, observando una anomalía en el pozo GF-63, y verificando que el resto de los pozos cumple con la ubicación espacial y la distribución de las propiedades características de cada uno.
- Mediante el Modelo de Simulación se verificó hacia la zona sur del yacimiento influencia de drenaje de los pozos en la Zona Colombiana.
- El cotejo de presión y producción arrojó un alto grado de aceptabilidad.

RECOMENDACIONES

- Realizar el análisis del carácter sellante de las fallas que conforman el yacimiento, mediante el estudio de transmisibilidad.
- Continuar con la actualización del modelo de simulación con la incorporación de nuevos pozos.
- Visualizar oportunidades de reacondicionamiento, y nuevos pozos, a partir del modelo dinámico.
- En el caso del pozo GF-63, se recomienda corregir los datos de información, especificando que el intervalo cañoneado no se encuentra en el yacimiento en estudio, si no en la arena G7-3/4.
- Identificar, mediante el modelo, las variables de mayor incertidumbre, las cuales deben ser sometidas a sensibilidad durante el cotejo histórico.
- Realizar un análisis PVT, que permita obtener información reciente sobre las propiedades de los fluidos.
- Incluir una mayor población de pozos hacia la zona de frontera con Colombia, con la finalidad de obtener un cotejo más aceptable.

BIBLIOGRAFÍA

- Aguilera, L., (2004). Caracterización Dinámica del Yacimiento G-8 GF 5, Campo Guafita, Área Sur, Estado Apure. Trabajo Especial de Grado. La Universidad del Zulia.
- Araque, Y., (2006). Validación de la Data de Presión para los diferentes Yacimientos del Campo Guafita Sur. Pasantía. Universidad de Oriente.
- Campo, D., (2011). Modelo Sedimentológico y Actualización del Modelo Estructural de las Parasecuencias Media y Superior de la Arena G-8 de la Formación Guafita, en el Campo Guafita Sur, Estado Apure. Trabajo Especial de Grado. Universidad de los Andes.
- Lira, J., (2010). Estimación de la Permeabilidad y Caracterización de Tipos de Roca en el Campo Guafita, a través de Datos Convencionales y Especial de Núcleos. Pasantía. Universidad de Los Llanos Ezequiel Zamora.
- Rivero, Y., (2010). Análisis y Validación de las Pruebas de Presión, Volumen y Temperatura de los Campos Guafita y La Victoria en el Área de Apure. Pasantía. Universidad de Los Llanos Ezequiel Zamora.
- Bánzer, C., (1996). Correlaciones numéricas P.V.T, Universidad del Zulia, Instituto de Investigaciones Petroleras, Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos Petroleros, Maracaibo.
- Barberii, E.E. (1985) El pozo ilustrado, 3ra ed. Caracas: PDVSA.

- CIED-PDVSA, (1997). Caracterización Física de los Yacimientos, Segunda edición.
- CIED-PDVSA, (2001). Simulación de Yacimientos de petróleos negros.
- Escobar, F. H. (2000). Fundamento de Ingeniería de yacimiento. Madrid: Editorial Tecnos.
- Craft, B. y Hawkins, M (1997). Ingeniería aplica de yacimientos petrolíferos. Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana.
- Paper SPE 88538. (2004) Using a Modified Brooks-Corey Model to Study Oil-Water Relative Permeability for Diverse Pore Structures.
- Schlumberger, Eclipse Office, User Guide 2009.1
- Schlumberger, Schedule, User Guide 2009.1
- Manuel OFM Avanzado (2005). PDVSA, Barinas.