



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

FACULTAD DE INGENIERÍA

COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS  
NATURALMENTE FRACTURADOS USANDO  
BALANCE DE MATERIA

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

**VICENTE LÓPEZ GONZÁLEZ**

DIRECTOR DE TESIS:

DR. VÍCTOR HUGO ARANA ORTIZ



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2017



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



*A mis padres por apoyarme de manera incondicional en cada una de mis metas.  
A mis hermanos Antonio y Esther por siempre estar a mi lado.  
A la Facultad de Ingeniería y a la Universidad, por la formación que me han dado.  
A mi director de tesis por haberme dado la confianza, oportunidad y paciencia para  
que este trabajo llegará a su culminación.  
Es gracias a ustedes que es posible el presente trabajo.  
De verdad, gracias.*





# Resumen

---

México es uno de los países que ha sustentado su economía en la exploración y producción de hidrocarburos y cuenta con una gran oportunidad de recursos petroleros debido a las condiciones geológicas donde se encuentra ubicado el territorio Mexicano.

Los Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF) son una recurso importante en términos de las reservas de hidrocarburos a nivel mundial y actualmente están siendo explotados en diferentes regiones del mundo, incluido el Medio Oriente y México. Se estima que estos yacimientos cuentan con aproximadamente el 60 % de las reservas mundiales de hidrocarburos. Por esta razón es necesaria una buena caracterización de un medio complejo compuesto por un volumen rocoso (matriz) y que al mismo tiempo cuenta con un sistema poroso tanto primario (intergranular, intragranular, etc.) como otro de origen secundario (red de fracturas a diferentes escalas, vórgulos, canales de disolución, cavernas, etc.) que permite la acumulación de hidrocarburos y que establecen una relación estática y dinámica. La caracterización de los Yacimientos Naturalmente Fracturados no es tarea fácil debido a las características complejas que presentan, por lo tanto, al día de hoy existe gran cantidad de investigaciones para la comprensión y modelado de los fenómenos que actúan entre la matriz, la mayoría de las veces con una capacidad de almacenamiento más grande, pero con menor permeabilidad, y una red de fracturas que mejora la productividad de los Yacimientos Naturalmente Fracturados debido a su alta permeabilidad, pero en este caso menor capacidad de almacenamiento.

El principal objetivo acerca de esta tesis, en la vida temprana de explotación de los Yacimientos Naturalmente Fracturados, es la determinación tanto del volumen original de hidrocarburos in situ del medio poroso matriz y de la red de fracturas, apoyado de la Ecuación de Balance de Materia y de los convenientes arreglos que se le hagan de acuerdo a la metodología presentada por los artículos que se verán en el capítulo 5.

Por determinar el comportamiento de los yacimientos en su vida temprana, con una cantidad limitada de información que provea las propiedades del yacimiento, usando modelos matemáticos y sin contar con un simulador numérico de yacimientos para poder obtener una buena aproximación de los volúmenes de hidrocarburos recuperables con el fin de maximizar las ganancias y disminuir los costos, dan las herramientas

suficientes para la toma de decisiones sobre la administración integral de yacimientos y la implementación exitosa de los planes de desarrollo y explotación de los Yacimientos Naturalmente Fracturados.

# Índice general

---

<b>Índice de figuras</b>	<b>ix</b>
<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Importancia de los Yacimientos Naturalmente Fracturados. . . . .	1
<b>2. Conceptos de Ingeniería de Yacimientos</b>	<b>3</b>
2.1. Geología del Petróleo . . . . .	3
2.1.0.1. Fuente de los Hidrocarburos . . . . .	5
2.1.1. Rocas Generadoras . . . . .	6
2.1.1.1. Características Físicas . . . . .	7
2.1.1.2. Características Biológicas . . . . .	7
2.1.2. Migración . . . . .	7
2.1.2.1. Migración Primaria y Secundaria . . . . .	9
2.1.2.2. Fuerzas Hidráulicas . . . . .	10
2.1.2.3. Flotación . . . . .	11
2.1.2.4. Migraciones Posteriores al Primer Entrampamiento . . . . .	12
2.1.2.5. Otros Agentes de Migración . . . . .	14
2.1.2.6. Caracter de Movimiento . . . . .	14
2.1.2.7. Qué le pasa al agua de la trampa. . . . .	15
2.1.2.8. Dirección de la Migración del Aceite. . . . .	15
2.1.2.9. Distancia de la Migración del Aceite. . . . .	16
2.1.2.10. Presencia de Agua en el Subsuelo. . . . .	17
2.1.3. Rocas Almacenadoras. . . . .	17
2.1.3.1. Características Generales. . . . .	17
2.1.3.2. Rocas Almacenadoras Misceláneas. . . . .	18
2.1.3.3. Principales Rocas Almacenadoras. . . . .	18
2.1.3.4. Diferencias Fundamentales. . . . .	18
2.1.4. Rocas Sello. . . . .	19
2.1.4.1. Características Físicas. . . . .	19
2.1.4.2. Tipos de Roca. . . . .	24
2.1.4.3. Rocas sello arregladas en orden de ductilidad (plasticidad). . . . .	25

## ÍNDICE GENERAL

---

2.1.5.	Trampas. . . . .	26
2.1.5.1.	Área de Drenaje. . . . .	27
2.1.5.2.	Tiempo de Acumulación. . . . .	27
2.1.5.3.	Clasificación de las trampas. . . . .	27
2.1.5.4.	Clasificación de las Trampas de Aceite y Gas. . . . .	28
2.2.	Comportamiento de Fase. . . . .	32
2.2.1.	Defición de los Tipos de Yacimientos con Respecto a su Diagrama de Fase. . . . .	32
2.2.2.	Aceite Negro. . . . .	32
2.2.3.	Aceite Volátil. . . . .	33
2.2.4.	Gas Retrógrado. . . . .	34
2.2.5.	Gas Húmedo. . . . .	36
2.2.6.	Gas seco. . . . .	36
2.3.	Propiedades de la Roca. . . . .	37
2.3.1.	Porosidad. . . . .	37
2.3.1.1.	Clasificación de la Porosidad. . . . .	38
2.3.1.2.	Porosidad Absoluta. . . . .	38
2.3.1.3.	Porosidad Efectiva. . . . .	38
2.3.1.4.	Porosidad no Efectiva. . . . .	38
2.3.1.5.	Clasificación Geológica de la Porosidad. . . . .	38
2.3.2.	Porosidad Primaria o Intergranular. . . . .	38
2.3.2.1.	Porosidad Intercristalina. . . . .	39
2.3.2.2.	Porosidad Intergranular. . . . .	39
2.3.3.	Porosidad Secundaria, Inducida o Vugular. . . . .	39
2.3.3.1.	Porosidad de Disolución. . . . .	39
2.3.3.2.	Dolomitización. . . . .	39
2.3.3.3.	Porosidad de Fractura. . . . .	40
2.3.3.4.	Factores que Afectan la Porosidad. . . . .	40
2.3.3.5.	Tipo de Empaque. . . . .	40
2.3.4.	Saturación. . . . .	43
2.3.5.	Permeabilidad (k). . . . .	44
2.3.6.	Compresibilidad. . . . .	47
2.3.6.1.	Coefficiente de Compresibilidad Isotérmico. . . . .	47
2.3.6.2.	Compresibilidad de la Roca. . . . .	49
2.4.	Propiedades de los Fluidos. . . . .	50
2.4.1.	Viscosidad ( $\mu$ ). . . . .	50
2.4.2.	Compresibilidad de Fluidos. . . . .	52
2.4.2.1.	Comportamiento de los Gases Reales. . . . .	52
2.4.2.2.	Ecuación de Estado de Compresibilidad. . . . .	52
2.4.3.	Compresibilidad de un Gas Ideal. . . . .	54
2.4.4.	Compresibilidad de un Gas Real. . . . .	56
2.4.5.	Compresibilidad del Aceite. . . . .	57
2.4.5.1.	Presiones por Arriba de la Presión de Burbuja. . . . .	57

2.4.5.2.	Presiones por Abajo de la Presión de Burbuja. . . . .	59
2.4.6.	Compresibilidad del Agua de Formación. . . . .	60
2.4.6.1.	Presiones por Arriba de la Presión de Burbuja. . . . .	60
2.4.6.2.	Presiones por Debajo de la Presión de Burbuja. . . . .	62
2.4.7.	Propiedades Volumétricas. . . . .	63
2.4.7.1.	Factor de Volumen de Formación del Aceite. . . . .	63
2.4.7.2.	Factor de Volumen de Formación del Gas. . . . .	64
2.4.7.3.	Factor de Volumen de formación del Agua. . . . .	65
2.4.7.4.	Relación de Solubilidad Gas-Aceite. . . . .	69
2.4.7.5.	Relación Gas-Aceite Instantánea Producida. . . . .	70
2.4.8.	Relación de Solubilidad del Gas en el Agua de Formación. . . . .	71
2.5.	Propiedades Roca-Fluido. . . . .	73
2.5.1.	Capilaridad. . . . .	73
2.5.1.1.	Presión Capilar ( $P_c$ ). . . . .	73
2.5.2.	Fuerzas Interfaciales . . . . .	75
2.5.3.	Mojabilidad ( $W$ ). . . . .	76
2.6.	Distribución de Fluidos en el Yacimiento. . . . .	79
2.6.1.	Gradientes de Fluido. . . . .	81
2.6.2.	Contactos de Fluidos. . . . .	84
2.7.	Plano de Referencia. . . . .	92
2.7.1.	Calculo del Volumen Bruto de Roca. . . . .	92
2.7.1.1.	Método de Isopacas . . . . .	92
2.7.1.2.	Método de Cimas y Bases. . . . .	95
2.7.1.3.	Determinación del Plano de Referencia. . . . .	98
2.8.	Presión Referida al Plano de Referencia. . . . .	99
 <b>3. Ecuación de Balance de Materia para Yacimientos Naturalmente Frac-</b>		
<b>turados</b>		<b>101</b>
3.1.	Conceptualización de un YNF. . . . .	101
3.1.0.4.	Fractura. . . . .	101
3.1.0.5.	Matriz. . . . .	101
3.1.1.	Modelo de Doble Porosidad. . . . .	102
3.1.1.1.	Modelo de Warren y Root. . . . .	102
3.2.	Clasificación de los Yacimientos Naturalmente Fracturados . . . . .	103
3.3.	Tipos de Empuje. . . . .	104
3.3.1.	Expansión Roca-fluidos. . . . .	105
3.3.2.	Expansión Gas en Solución. . . . .	105
3.3.3.	Expansión Casquete de Gas. . . . .	106
3.3.4.	Expansión del Agua Congénita. . . . .	107
3.3.5.	Empuje por Segregación Gravitacional. . . . .	109
3.3.6.	Combinación de Empujes. . . . .	112
3.4.	Ecuación de Balance de Materia. . . . .	112
3.4.1.	Forma General. . . . .	113

## ÍNDICE GENERAL

---

3.4.1.1.	Cambio en el volumen del aceite. . . . .	116
3.4.1.2.	Cambio en el volumen del gas. . . . .	116
3.4.1.3.	Cambio en el volumen del agua. . . . .	117
3.4.1.4.	Cambio en el volumen del espacio poroso. . . . .	117
3.4.2.	Índice de Empujes. . . . .	120
3.4.3.	EBM en Forma de Línea Recta. . . . .	121
3.4.4.	EBM para YNF. . . . .	122
3.5.	Objetivo de la Administración Integral de Yacimientos. . . . .	125
<b>4.</b>	<b>Métodos Propuestos</b>	<b>129</b>
4.1.	Una Nueva Ecuación de Balance de Materia para Yacimientos Naturalmente Fracturados Usando un Enfoque de Sistema Doble. . . . .	129
4.1.0.1.	Idealizaciones del Modelo. . . . .	130
4.1.0.2.	Ecuación de Balance de Materia para Yacimientos Naturalmente Fracturados (Derivación) . . . . .	132
4.1.0.3.	Solución Gráfica de la EBM . . . . .	134
4.2.	Estimación de las Propiedades de un Yacimiento Naturalmente Fracturado de Aceite, usando el Método de Balance de Materia. . . . .	135
4.3.	Una Nueva Ecuación de Balance de Materia Generalizada para Yacimientos Naturalmente Fracturados. . . . .	137
4.3.1.	Ecuación de Balance de Materia. . . . .	137
4.3.1.1.	Solución de la Ecuación de Balance de Materia . . . . .	139
<b>5.</b>	<b>Discusión de Resultados</b>	<b>141</b>
5.1.	Aplicación a Yacimientos Hipotéticos (SPE 68831). . . . .	141
5.2.	Caso Real (Yacimiento de la Región Marina Suroeste). . . . .	151
5.3.	Caso con Información de Simulación Numérica. . . . .	155
<b>6.</b>	<b>Conclusiones y Recomendaciones</b>	<b>165</b>
6.1.	Conclusiones. . . . .	165
6.1.1.	Generales. . . . .	166
	<b>Bibliografía</b>	<b>167</b>

## Índice de figuras

---

2.1. Migración primaria, migración secundaria y entrapamiento. . . . .	9
2.2. La migración ocurre en un medio acuoso. . . . .	10
2.3. Desplazamiento y separación del aceite y gas por efectos hidrodinámicos. . . . .	11
2.4. Migración echado arriba. . . . .	12
2.5. Remigración del petróleo. . . . .	13
2.6. Relación entre la porosidad y la profundidad de sepultamiento para areniscas de diferente edad geológica. . . . .	23
2.7. Cierre estructural. . . . .	26
2.8. Tipos de trampas. . . . .	30
2.9. Tipos de trampas. . . . .	31
2.10. Clasificación de los 5 tipos de fluidos de acuerdo con su diagrama de fase. . . . .	37
2.11. Empaquetamiento cúbico, romboédrico y cúbico de varillas cilíndricas. . . . .	41
2.12. Sistema ortorrómbico . . . . .	41
2.13. Sistema romboédrico . . . . .	42
2.14. Modelo físico de Darcy para la determinación de la Permeabilidad. . . . .	45
2.15. Gráfica de permeabilidad relativa al aceite y al agua. . . . .	46
2.16. Recuperación primaria de aceite resultado de la expansión del aceite, agua y gas. . . . .	48
2.17. Flujo paralelo bien ordenado. . . . .	51
2.18. Representación de la viscosidad de un fluido entre dos capas. . . . .	51
2.19. Gráficas de la viscosidad del aceite y del gas contra la presión del yacimiento. . . . .	52
2.20. Gráfico típico del factor z, como una función de la presión a temperatura constante. . . . .	53
2.21. Factor z para el metano. . . . .	54
2.22. Factor z para el etano. . . . .	55
2.23. Factor z para el propano. . . . .	55
2.24. Gráfica de la compresibilidad del gas contra la presión. . . . .	57
2.25. Compresibilidad de un aceite en función de la presión del yacimiento. . . . .	60
2.26. Coeficiente isotérmico de compresibilidad del agua. . . . .	61
2.27. Efecto de la salinidad sobre el coeficiente isotérmico de compresibilidad del agua. . . . .	61



## ÍNDICE DE FIGURAS

---

2.28. Derivada de la razón de solubilidad gas en agua, con respecto a la presión.	62
2.29. Compresibilidades de los fluidos del yacimiento. . . . .	63
2.30. Gráfico típico del factor de volumen de formación del aceite, como función de la presión, a temperatura constante. . . . .	64
2.31. Gráfico típico del factor de volumen del gas, como función de la presión, a temperatura constante. . . . .	66
2.32. Curva típica de Bw como función de la presión, a temperatura constante.	67
2.33. Paso a paso del cambio en el volumen del agua de formación, desde las condiciones del yacimiento hasta condiciones estándar. . . . .	68
2.34. $\Delta V_{WT}$ en función de la temperatura del yacimiento. . . . .	68
2.35. $\Delta V_{wp}$ en función de la presión y temperatura del yacimiento. . . . .	69
2.36. Gráfico típico de $R_s$ . . . . .	70
2.37. Relación gas-aceite producido en función de la presión media del yacimiento para un yacimiento con energía del gas disuelto. . . . .	71
2.38. Relación entre los volúmenes de fluido en la formación y en la superficie.	72
2.39. Solubilidad de hidrocarburos puros en agua a 200 grados F. . . . .	72
2.40. Solubilidad del metano en agua pura. . . . .	73
2.41. Presión capilar. . . . .	74
2.42. Película superficial aparente causada por la atracción entre las moléculas del líquido. . . . .	75
2.43. Tensión superficial. . . . .	76
2.44. Roca mojada por aceite. . . . .	77
2.45. Roca mojada por agua. . . . .	77
2.46. Roca sin preferencia a ser mojada por agua o aceite. . . . .	78
2.47. Efecto del tamaño capilar sobre la altura del líquido. . . . .	80
2.48. Efecto de la densidad de los fluidos en el espesor de la zona de transición.	81
2.49. Gradientes de presión. . . . .	82
2.50. Gradientes de presión. . . . .	83
2.51. Determinación del GOC, por medio de los gradientes de presión. . . . .	85
2.52. Cambios en la composición de $C_1$ y $C_{7+}$ con la profundidad. . . . .	85
2.53. Variación de la densidad en el fondo del pozo y en el tanque de almacenamiento con la profundidad. . . . .	86
2.54. Gradiente de presión contra profundidad. . . . .	88
2.55. Un pozo en la zona de aceite. Un pozo descubridor penetra una columna de aceite. ¿Cuál es la posibilidad de un casquete de gas buzamiento hacia arriba?. . . . .	89
2.56. Un pozo descubridor penetra una columna de gas. ¿Cuál es la posibilidad de una columna de aceite?. . . . .	90
2.57. Dos pozos descubridores. . . . .	91
2.58. Plano de isopacas. . . . .	94
2.59. Gráfica correspondiente al plano de isopacas. . . . .	95
2.60. Planos de cimas y bases. . . . .	96
2.61. Profundidad del contacto agua-hidrocarburos=2540 [m]. . . . .	96

2.62. Plano de referencia. . . . .	99
2.63. Refiriendo las presiones de los pozos en el yacimiento al plano de referencia.	100
3.1. Idealización de un medio poroso heterogéneo (Warren y Root). . . . .	103
3.2. Clasificación de los Yacimientos Naturalmente Fracturados. . . . .	104
3.3. Curvas de variación de la presión y RGA, para un yacimiento productor por expansión del sistema y por empuje de gas disuelto liberado. . . . .	106
3.4. Distribución de las saturaciones de fluidos en un sistema de desplazamiento de aceite con agua en presencia de una fase gaseosa. . . . .	109
3.5. Variaciones en las curvas de declinación de la presión y relación gas-aceite producida, dependiendo del tipo de empuje del yacimiento. . . . .	110
3.6. Efecto de la segregación gravitacional en la recuperación total y en la relación gas-aceite instantánea. . . . .	111
3.7. Representación de las fuerzas que actúan sobre una burbuja de gas en un yacimiento. . . . .	112
3.8. Sección de una combinación de empujes en el yacimiento. . . . .	113
3.9. Sistema a un tiempo final, considerando dos depósitos interconectados, Peñuela 2001. . . . .	123
3.10. Ciclo de vida de un yacimiento. . . . .	126
3.11. Especialidades en la AIY. . . . .	127
4.1. Porosidad normalizada del sistema matriz y fractura como una función de la presión de confinamiento hidrostática. . . . .	130
4.2. Balance de materia volumétrico en un sistema fracturado. . . . .	132
4.3. Gráfico diagnóstico para un YNF inicialmente bajo-saturado. . . . .	135
4.4. Gráfico diagnóstico para un YNF inicialmente bajo-saturado. . . . .	136
5.1. Perfil de producción y curva de declinación de la presión, usado en los casos hipotéticos. . . . .	143
5.2. Interfaz. . . . .	144
5.3. . . . .	146
5.4. . . . .	147
5.5. . . . .	149
5.6. . . . .	152
5.7. . . . .	154
5.8. Yacimiento tipo 3: Análisis como Yacimiento Homogéneo. . . . .	157
5.9. Yacimiento tipo 3: Análisis como YNF usando EBM de Gherson et al. . . . .	158
5.10. Yacimiento tipo 3: Análisis como YNF usando EBM de Ebrahimi et al. . . . .	159
5.11. Yacimiento tipo 2: Análisis como Yacimiento Homogéneo. . . . .	160
5.12. Yacimiento tipo 2: Análisis como YNF usando EBM de Gherson et al. . . . .	160
5.13. Yacimiento tipo 2: Análisis como YNF usando EBM de Ebrahimi et al. . . . .	161
5.14. Yacimiento tipo 1: Análisis como Yacimiento Homogéneo. . . . .	162
5.15. Yacimiento tipo 1: Análisis como YNF usando EBM de Gherson et al. . . . .	163
5.16. Yacimiento tipo 1: Análisis como YNF usando EBM de Ebrahimi et al. . . . .	164



# Introducción

---

## 1.1. Importancia de los Yacimientos Naturalmente Fracturados.

México es uno de los países que tiene gran parte de su economía nacional enfocada a la exploración y producción de hidrocarburos y cuenta con una importante oportunidad de recursos petroleros debido a las condiciones geológicas y geográficas en las que se sitúa el territorio Mexicano.

Los yacimientos naturalmente fracturados (YNF) son un componente importante a lo que se refiere a las reservas de hidrocarburos a nivel mundial y actualmente explotados en diversas partes del mundo, incluido Medio Oriente y México. Estos yacimientos se ha estimado que cuentan con aproximadamente el 60% de las reservas mundiales de petróleo. En nuestro país la mayor parte de los hidrocarburos que se producen diariamente provienen los los yacimientos naturalmente fraturados.

Es debido a ello que se requiere de una buena aproximación de la caracterización de un medio complejo, constituido principalmente por un volumen de roca (matriz) que a su vez contiene un medio poroso de origen primario (porosidad intergranular, intra-granular, etc.) y otro secundario (red de fracturas a diferentes escalas, vóculos, canales de disolución, cavernas, etc.) que permiten la acumulación de los hidrocarburos y que interactúan de manera estática como dinámica. La caracterización de los YNF no es tarea fácil debido a la complejidad de sus características y hasta el día de hoy existen gran cantidad de estudios para poder entender y modelar la interacción que existe entre, una matriz que generalmente tiene una mayor capacidad de almacenamiento, pero baja permeabilidad, con una red de fracturas que mejora la productividad de los YNF debido a la alta permeabilidad, pero en su caso baja capacidad de almacenamiento.

El obtivo principal de esta tesis es poder determinar en la vida temprada de explota-

---

ción de los yacimientos naturalmente fracturados, el volumen original de hidrocarburos, de manera separada, aquel que ocupa el sistema poroso de la matriz como en la red de fracturas, apoyandome de la ecuación de balance de materia y los arreglos que se le hacen de acuerdo a la metodología propuesta por los autores que se verán en el tema 5.

El poder determinar el comportamiento de los yacimientos naturalmente fracturados de manera temprana, con poca información de las propiedades del yacimiento, el uso de modelos matemáticos que no exijan el uso de un simulador numérico de yacimientos y la buena aproximación de los resultados de estos modelos, generan así una disminución en los costos, permite tener las herramientas necesarias para la toma de decisiones en la administración integral de yacimientos y la correcta implementación de los planes de desarrollo y explotación de los YNF.

---

# Conceptos de Ingeniería de Yacimientos

---

## 2.1. Geología del Petróleo

La geología del petróleo es la aplicación de la geología en la exploración y explotación de yacimientos de petróleo y gas.

Como objetivos principales podemos enlistar:

1. Localizar yacimientos petrolíferos por medio de la geología.
2. Economizar en la exploración petrolera.
3. Conocer en todos sus aspectos la ciencia geológica.
4. Describir a la geología en tres dimensiones con ayuda de los datos de las perforaciones.
5. Evaluar los recursos petrolíferos.

Las compañías petroleras de todo el mundo, debido a los grandes intereses económicos y políticos, dan primordial importancia a sus departamentos de geología, geofísica y geoquímica, que cuentan con fuertes recursos económicos, canalizados a proyectos de investigación en las distintas ramas de la geología.

Con el tiempo la proyección de la geología del petróleo se ha extendido, ya que anteriormente en la exploración los criterios geológicos se usaban, principalmente, para encontrar los sitios favorables para la acumulación de hidrocarburos; posteriormente, la geología definió los tipos de ambientes favorables para la generación y acumulación de petróleo; actualmente, los conocimientos están enfocados al estudio integral de las cuencas sedimentarias.

Antes de la revolución industrial, los descubrimientos de aceite y gas eran accidentales, pues los hallazgos eran por medio de pozos de agua someros o manifestaciones superficiales.

---

El nacimiento de la industria petrolera se atribuye a cuatro hombres de EE. UU., un financiero, un asesor científico (Prof. Silliman<sup>1</sup> de la U. de Yale), un perforador y un superintendente (Coronel Edwin L. Drake<sup>2</sup>). Este grupo perforó en 1859, el primer pozo en América cerca de Titusville, Pensilvania, en el cual brotó aceite a 23 [m] de profundidad, con una producción de 20 barriles por día (1 barril = 42 galones = 158.98 litros).

Los primeros descubrimientos de petróleo en los EE. UU. se reflejaron rápidamente en México, ya que en 1864, Maximiliano otorga las primeras concesiones para explotar petróleo. Hacia el final del siglo XIX, la exploración del petróleo es muy atractiva. En México para esas fechas se encuentran geólogos europeos, que estudian las regiones potencialmente petroleras; se puede decir que la estratigrafía del este de México, fue establecida a principios del siglo XX, por geólogos de compañías petroleras extranjeras.

En 1902, en la región de Ebanos la Mexicana Petroleum Company, en el pozo La Pez #2, encontró petróleo pesado. Se puede mencionar, que la industria petrolera en México, se inició en el norte de Veracruz en la zona conocida como Faja de Oro.

El primer método geológico fue el de la teoría anticlinal (enunciado por W. Logan en 1824, explicado por Hunt en 1861, y aplicado por primera vez por I. C. White en 1880), el cual indicaba a la cima de los anticlinales como lugares favorables para la acumulación de los hidrocarburos. Esta teoría condujo a muchos descubrimientos y aún hoy en día, los estudios buscan estructuras sepultadas. Otros descubrimientos importantes los realizó J. F. Carll en 1874 quien señaló la importancia del gas en el movimiento del petróleo a través del pozo y en la presión del yacimiento. También propuso que el petróleo no se encontraba en cavernas, sino en los poros de las rocas.

El desarrollo de la industria petrolera tomó un impulso extraordinario durante la primera guerra mundial, e igualmente coincidió con la integración definitiva de la ciencia geológica en la exploración petrolera.

En los años 20, tuvo lugar un acontecimiento importante en la historia de la exploración, como fué la introducción de los métodos geofísicos, desarrollados en Hungría y Alemania, y con su máxima aplicación en Norteamérica. En la misma década, Francia introdujo en el mercado los registros geofísicos de pozos, lo cual resultó de enorme importancia para detectar las propiedades físicas de las rocas y diferenciar las distintas unidades litológicas en el subsuelo.

Las nuevas tecnologías, así como el estudio cuidadoso de las muestras colectadas durante la perforación propiciaron la aplicación de otras ramas de la Geología, como la Estratigrafía y Micropaleontología, que junto con la Geofísica se convirtieron en armas esenciales.

Los problemas de correlación debidos a cambios de facies, abrieron el interés por conocer las condiciones de depósito en los distintos paleoambientes; promoviendo así,

---

<sup>1</sup>Benjamin Silliman, nacido el 8 de agosto de 1779 en Stratford Connecticut, Estados Unidos. Silliman estudió química en la universidad de Yale e impartió las primeras clases de química en 1805.

<sup>2</sup>Edwin Laurentine "Coronel" Drake (1819-1880), nativo del condado de Greene, Nueva York, había pasado con anterioridad su vida trabajando como oficinista, agente de correos y conductor de ferrocarril.

---

el estudio de los sedimentos recientes con fines comparativos y la sedimentología, en general.

El desarrollo de las computadoras proporcionó, como en todos los campos, un apoyo más a la exploración petrolera.

La creciente dificultad para encontrar yacimientos en áreas tradicionalmente petroleras, enfocó el interés a otras áreas potencialmente productoras. En estas regiones se aplicó con éxito la prospección geoquímica. Los métodos geoquímicos permitieron también evaluar el potencial generador de las formaciones.

Si se contemplan las futuras tendencias de la exploración se puede extrapolar lo siguiente:

1. Una creciente aplicación de la estadística y modelos matemáticos con el auxilio de las computadoras.
2. Una reducción de los hallazgos petroleros en las regiones tradicionales, lo que tiende a extender las fronteras de la exploración a otras áreas (por ejemplo, aguas profundas en los mares, regiones polares, zonas de difícil acceso, etc.) y a emplear una tecnología más avanzada y costosa.
3. Una mecanización progresiva de los medios de exploración.

#### **2.1.0.1. Fuente de los Hidrocarburos**

A pesar de algunas eventuales objeciones, universalmente se está de acuerdo que los hidrocarburos tienen una procedencia de tipo orgánico. Lo que indica que la materia orgánica tuvo que ser sintetizada por organismos vivientes, y por lo tanto debió depositarse y preservarse en sedimentos. Dependiendo de las condiciones geológicas dadas, parte de este material se transforma en compuestos de naturaleza petrolera.

La base fundamental para la producción masiva de materia orgánica fue la fotosíntesis, la cual apareció aproximadamente hace 2000 millones de años en tiempos precámbricos. Desde esa época a la era devónica la primera fuente de materia orgánica el fitoplancton marino. A partir del devónico, la mayor contribución a la materia orgánica fue por parte de plantas terrestres. Algunos animales grandes, como peces, contribuyeron muy poco en la generación de materia orgánica. En resumen, los principales contribuidores de material orgánico en los sedimentos fueron las bacterias, fitoplancton, zooplancton y plantas de mayor tamaño.

Los escudos continentales en áreas de aguas tranquilas, como lagos, cuencas profundas y pendientes continentales, poseen las condiciones favorables para la depositación de los sedimentos ricos en materia orgánica. Las tres etapas principales para la evolución de la materia orgánica son diagénesis, catagénesis y metagénesis.

La diagénesis toma lugar en sedimentos recientemente depositados donde se presenta actividad microbial. Al finalizar la diagénesis, la materia orgánica consta principalmente de un residuo fosilizado e insoluble llamado kerógeno. La catagénesis resulta de un incremento en la temperatura durante el sepultamiento del material en las cuencas



sedimentarias. La mayor parte de la generación de hidrocarburos se debe a la descomposición térmica del kerógeno. La metagénesis toma lugar a altas profundidades, donde tanto la presión como la temperatura son altas. En esta etapa, la materia orgánica esta compuesta solamente de metano y carbono residual. Los constituyentes del kerógeno residual se convierten en carbono granítico.

### 2.1.1. Rocas Generadoras

El problema de la roca generadora está íntimamente ligado al problema del origen del petróleo.

Un Yacimiento petrolero es un lugar privilegiado, donde se han efectuado eventos favorables, repartidos en el tiempo y en el espacio, conjugando la historia geológica de de una cuenca sedimentaria.

Para que exista un yacimiento es necesario la existencia de 4 tipos de rocas: generadoras, conductoras, almacenadoras y sellos.

Las etapas de formación de un yacimiento petrolero se pueden resumir en cinco:

1. Formación del petróleo
2. Migración primaria
3. Migración secundaria
4. Entrampamiento
5. Conservación del yacimiento

La generación de petróleo y la migración primaria del mismo, se efectúan en la roca generadora; la distribución de este tipo de roca en una cuenca sedimentaria, depende de las condiciones del relieve y del clima reinante durante la época del depósito.

Para localizar este tipo de rocas en la superficie o en el subsuelo, es indispensable reconstruir la historia geológica de la cuenca, aplicando todos los conocimientos modernos sobre la evolución de la materia orgánica en las rocas, desde su depósito hasta su transformación en petróleo.

La determinación de una roca generadora está basada en:

1. Su contenido de materia orgánica
  2. El tipo de materia orgánica
-

### 2.1.1.1. Características Físicas

Una gran variedad de sedimentos derivados de provincias geográficas y estratigráficas diferentes han sido estudiadas y han dado datos para deducir varios hechos con respecto a la formación del sedimento rico en materia orgánica.

Bitterli (1963) establece que la riqueza de materia orgánica no es inherente a ninguna litología en particular, pero que más bien tiende a estar asociada con los sedimentos de grano fino. Este hecho ha sido enfatizado por Hunt (1963), quien demostró que las partículas más pequeñas, aparentemente debido a su mayor capacidad de absorción, están asociadas con mayor cantidad de materia orgánica.

### 2.1.1.2. Características Biológicas

La productividad biológica de los medios acuáticos, especialmente en los marinos, es de gran importancia para la formación de rocas generadoras con potenciales de hidrocarburos, pero no se deben despreciar los medios subaéreos sobre todo en la productividad primaria de la materia orgánica.

En los subaéreos el acceso libre del aire, conjuntamente con la presencia de humedad, permite el crecimiento y la acción de bacterias, que descomponen y destruyen la materia orgánica; por otro lado en los subacuáticos, el depósito de sedimentos de grano fino limita el acceso del oxígeno molecular disuelto, y por ende, la actividad de las bacterias aeróbicas llega a nulificarse. Abundando, el aire contiene 21 % de oxígeno, mientras que en el agua, hay escasos mililitros de oxígeno por litro. Por lo tanto, la materia orgánica es mejor preservada y posteriormente fosilizada en sedimentos subacuáticos.

### 2.1.2. Migración

Debido a que el aceite y el gas no se encuentran generalmente en las rocas en que se originan, se hace necesario postular una *migración de los hidrocarburos* de una roca generadora a una roca almacenadora; y además, pensar en una migración de los mismos hidrocarburos dentro de la roca almacenadora, hasta que escapen a la atmósfera, o bien, se encuentren un obstáculo o trampa natural donde se acumulen formando un yacimiento.

Debido a la gran movilidad del gas natural, no hay dudas acerca de su migración. El gas bajo presión, prácticamente se puede mover dentro de todas las rocas, a menos que estas sean extremadamente compactas, en la dirección de menos presión que generalmente es hacia arriba. El aceite, como se ha observado en yacimientos profundos, se mezcla con el gas en una fase homogénea de vapor, adquiriendo el aceite una movilidad comparable con la del gas natural. Bajo estas circunstancias, se cree que la migración por largas distancias es posible.

En el pasado geológico también existe evidencia de la migración, de la cual se mencionan los siguientes puntos:

**Presencia de chapopoterías.** La existencia de una chapopotería es evidencia de un movimiento natural del aceite a la superficie. El petróleo que aflora a la superficie proviene de un receptáculo en el subsuelo.

**Acumulaciones en rocas inorgánicas.** La mayoría de las acumulaciones comerciales de petróleo se encuentran en rocas que probablemente nunca tuvieron la materia orgánica necesaria para generar petróleo. Por lo tanto, este tuvo que haber migrado de la fuente de origen al receptáculo. Las rocas receptáculo más comunes (areniscas) se depositan en ambientes cercanos a la línea de costa que no son favorables para la preservación de la materia orgánica. Las rocas carbonatadas, segundas en importancia después de las areniscas como rocas almacenadoras, pueden ser de origen orgánico, pero en la mayoría de los casos el aceite no parece ser indígeno. Mucha de la porosidad de los carbonatos se debe a disolución y es difícil imaginar que el petróleo indígeno esté esperando la disolución de la roca para acumularse en ella.

Por otro lado, existen acumulaciones de aceite en rocas intrusivas y del basamento cristalino en las que el aceite no es definitivamente indígeno. Igualmente sucede cuando el aceite se acumula en colinas y cuevas sepultadas, cuya porosidad se desarrolla posteriormente a la formación de la roca misma.

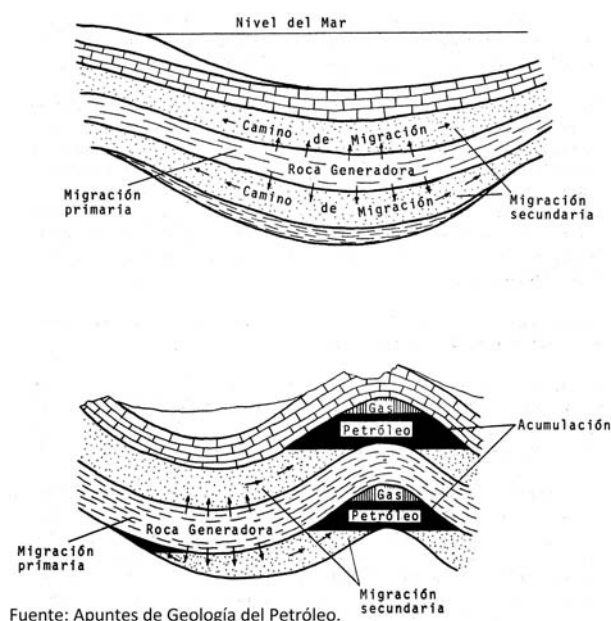
Desde el punto de vista geoquímico, se sabe que los compuestos fluidos del petróleo se generan en cantidades apreciables únicamente a través de la acción geotérmica sobre el kerógeno orgánico de alto peso molecular, que normalmente sólo se encuentra en rocas sedimentarias de grano fino, y no en rocas de grano más grueso que son las que constituyen las rocas almacenadoras. En la roca generadora siempre queda un residuo del petróleo generado.

**Correlación entre aceites del receptáculo y residuales.** Con el desarrollo de la geoquímica del petróleo, ahora es relativamente fácil correlacionar diferentes tipos de petróleos con diferentes rocas generadoras en una cuenca.

**Aceites químicamente semejantes; receptáculos superpuestos.** Al contrario de la regla, existen ejemplos de migración de aceite de receptáculo en receptáculo formando un campo con múltiples zonas productoras.

**Ajustes estructurales de los hidrocarburos en el yacimiento.** El gas, el aceite y el agua generalmente se ajustan a la estructura independientemente del diastrófismo. Los plegamientos y el basculamiento pueden afectar la estructura; pero el gas, el aceite y el agua migran relativamente rápido a sus nuevas posiciones, impuestas por los cambios estructurales. Las trampas con una adecuada sección sedimentaria pueden conservar sus hidrocarburos a pesar de ser muy jóvenes.

**Consideraciones cuantitativas.** Probablemente el argumento más fuerte en apoyo a la migración en gran escala, es la presencia del aceite en enormes cantidades en los campos gigantes de todo el mundo. Es cuantitativamente inconcebible que



**Figura 2.1:** Migración primaria, migración secundaria y entrapamiento.

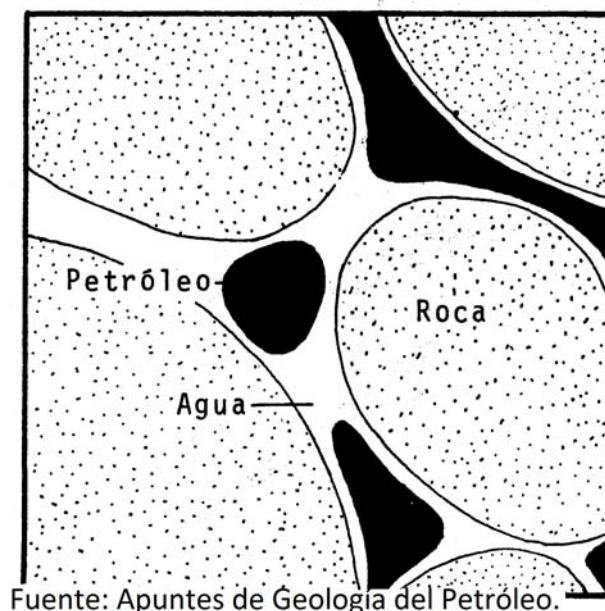
una acumulación local o casi local de restos orgánicos haya sido tan enorme como para generar todo el aceite que estos campos han producido.

La conclusión es en el sentido de que, aunque se reconocen migraciones cortas en algunos campos (arenas acordonadas o barras), en la gran mayoría de los campos la migración en gran escala no es solamente posible sino probable.

#### 2.1.2.1. Migración Primaria y Secundaria

La primera migración que experimenta el aceite después de su generación es de la roca generadora de grano fino a la roca porosa y permeable que representa la roca almacenadora. A esta migración se le llama primaria. Una segunda migración se lleva a cabo a lo largo de la roca almacenadora, hasta que el aceite llega a una trampa que impide su movimiento, o escapa a la superficie. Esta migración se denomina secundaria, Figura 2.1. Debe indicarse que esta segunda migración puede no existir cuando la trampa la constituye una lente arenosa aislada.

La migración primaria y secundaria de gas y de mezclas de gas y aceite en fase de vapor originada por altas temperaturas, es más fácil que la del petróleo líquido. El gas simplemente se mueve en la dirección de menor presión, presentando los poros saturados de agua una resistencia mínima al movimiento. La migración en fase de vapor no solamente se produce a través de los poros interconectados en que se puede mover el aceite, sino que también lo puede hacer a través de microporos y microfracturas.



**Figura 2.2:** La migración ocurre en un medio acuoso.

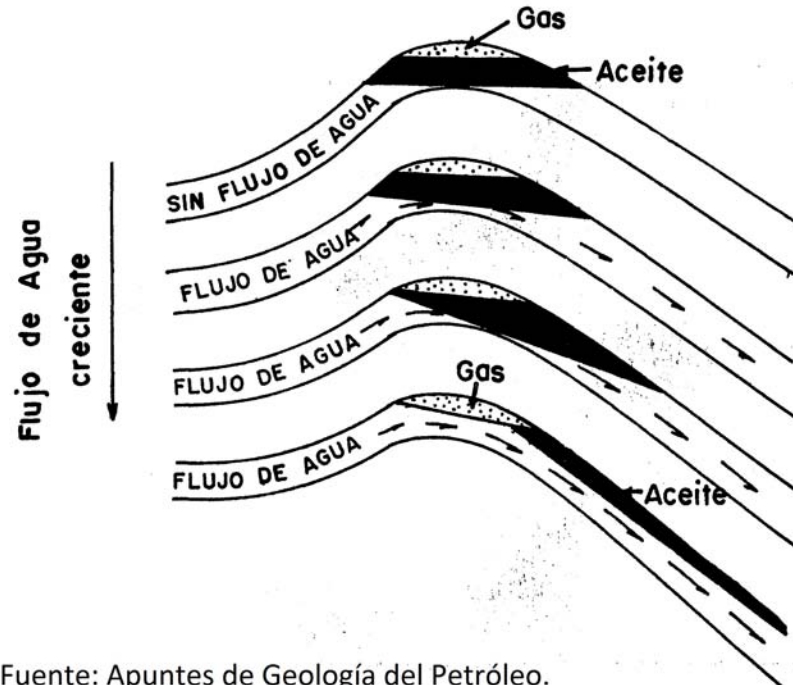
En la migración primaria las fuerzas hidráulicas son dominantes, pero en la migración secundaria la flotabilidad del aceite con respecto al agua asociada es probablemente lo más importante.

#### 2.1.2.2. Fuerzas Hidráulicas

El agua en movimiento es capaz de arrastrar consigo al aceite. La compactación de la roca generadora debida al peso de la columna de sedimentos o presiones laterales debidas a diastrofismo, es capaz de expulsar los fluidos que se encuentran dentro de ella. La porosidad original de una roca de grano fino puede ser de entre 85 a 90 %, y por compactación puede disminuir hasta 35 % o menos. Obviamente, los fluidos que ocupan los poros originales son expulsados de la roca al cerrarse los poros por compactación, produciéndose una migración en dirección de menor resistencia hacia rocas más porosas y permeables como son las areniscas y las calizas.

El agua es siempre el líquido más abundante, pero si en los poros entre los granos mojados por agua hay aceite, éste es empujado hacia afuera de la roca generadora junto con el agua libre. Figura 2.2.

Algunos geólogos también creen en la eficacia de las fuerzas hidráulicas para mover el aceite a lo largo de la roca almacenadora, produciendo acumulaciones con estratificación por densidad del agua y los hidrocarburos al alcanzarse la trampa. Sin embargo, la teoría hidráulica no es aceptada por muchos, a menos que se acepte en algunos casos, que la velocidad del agua circulando en el subsuelo es mayor que la velocidad echado arriba del aceite moviéndose a través del agua. Se debe considerar que a profundidades grandes,



Fuente: Apuntes de Geología del Petróleo.

**Figura 2.3:** Desplazamiento y separación del aceite y gas por efectos hidrodinámicos.

el agua es virtualmente estacionaria.

Sin embargo, existen evidencias de contactos agua-aceite inclinados por efectos hidrodinámicos. Figura 2.3.

Por otra parte es indiscutible que las fuerzas hidráulicas son responsables del movimiento del aceite en la roca almacén durante la explotación de un campo con empuje de agua. en este caso, el agua se pone en movimiento debido a la cercanía a la boca del pozo.

Otro factor que puede ayudar a la migración primaria, es la capilaridad, ya que muchos autores opinan que mediante su acción, el aceite y el gas se pueden mover de los poros más chicos a los más grandes; o bien, que la acción capilar tiende a introducir agua a los poros más finos desplazando de ellos el aceite y el gas. Sin embargo, hay opiniones de muchos autores en el sentido de que la capilaridad no sólo no ayuda a la migración, sino que la retarda.

### 2.1.2.3. Flotación

La migración secundaria, dentro de la roca almacén, es debida a la flotabilidad que es la primera causa del movimiento del aceite.

Para que la flotabilidad actúe, se requieren dos condiciones:

1. Líquidos inmiscibles.

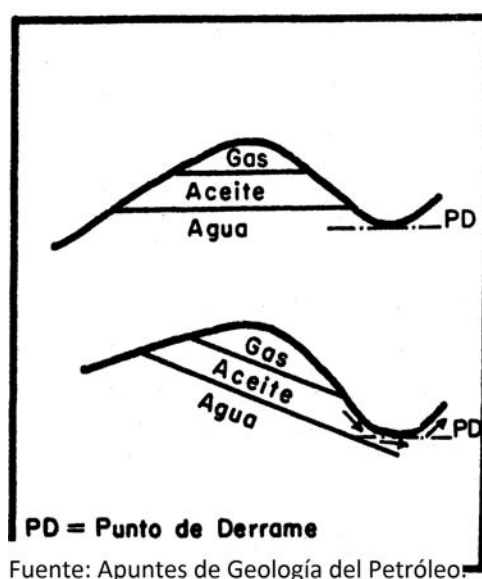


Figura 2.4: Migración echado arriba.

## 2. Fluidos de diferentes densidades.

Se ha señalado que el agua y el aceite no se mezclan y que el aceite es siempre más ligero que el agua del receptáculo, siendo el gas más ligero que todos.

Por lo tanto, siempre que se encuentra: agua y aceite, agua y gas, agua, aceite y gas, se produce una estratificación por densidad. Debido a que las rocas almacén siempre están llenas de agua en una trampa, siempre se encuentran el aceite y el gas en las partes más altas de ellas. Para llegar a la zona de estratificación, el aceite y el gas deben migrar a través de los poros de las rocas.

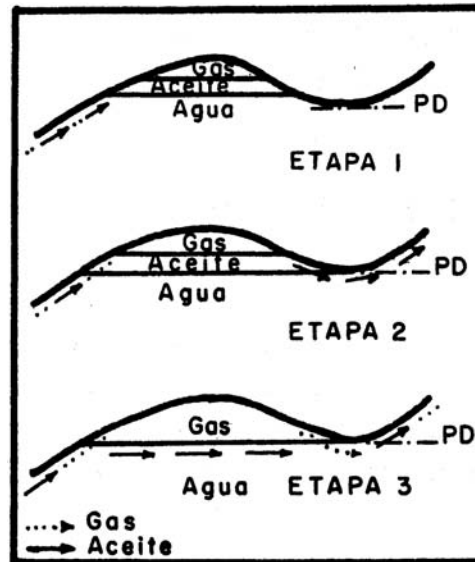
La roca debe contener poros de cierto tamaño que permitan actuar a la flotación pues de otra manera ésta no podría actuar. por ejemplo, en la roca generadora no se produce estratificación por densidad; pero como por definición las rocas almacén tienen suficiente porosidad y permeabilidad, la flotación actúa y se producen los ajustes por densidad. Por lo tanto, la teoría de la flotación se vuelve operativa cuando el aceite llega a la roca almacenadora. Los poros de la roca almacenadora están llenos de agua, y los aceites más ligeros se mueven hacia arriba.

### 2.1.2.4. Migraciones Posteriores al Primer Entrampamiento

La migración secundaria no necesariamente termina con el primer entrampamiento.

Basculamientos posteriores pueden resultar en el derrame de los hidrocarburos y renovación de la migración echado arriba. Figura 2.4.

Pero también la migración continua de aceite y gas a una trampa, puede producir que se rebase el punto de derrame (Spill Point) y se produzca una remigración. Figura



Fuente: Apuntes de Geología del Petróleo.

Figura 2.5: Remigración del petróleo.

2.5.

Explicación de la Figura 2.5.

Etapa 1.

En la trampa se observa estratificación de gas, aceite y agua, arriba del punto de derrame (PD).

Etapa 2.

Los hidrocarburos llenan la trampa hasta el PD, el aceite se derrama y migra echado arriba.

Etapa 3.

La trampa está llena de gas, el gas se mueve de abajo y entra a la trampa, pero el mismo volumen se derrama fuera de la trampa. El aceite pasa por debajo de la trampa.

Cada yacimiento es una evidencia de migración causada por la flotación.

Casi invariablemente:

1. El aceite suprayace a el agua o está en contacto con agua echado abajo



2. El aceite ocupa el punto más alto abajo de una roca impermeable o abajo de un casquete de gas natural más ligero.

Aunque actúen otros agentes en la migración secundaria, el arreglo final en la trampa es por diferencias de densidad; gas, aceite y agua.

#### 2.1.2.5. Otros Agentes de Migración

**Dilatancia:** Puede definirse como el incremento de volumen producido por el fracturamiento. Produce una disminución repentina de presión con el resultado de que los fluidos en las rocas son absorbidos por las fracturas recién formadas.

**Capilaridad:** Ayuda en la migración primaria, pero en la secundaria puede retardar el movimiento de los fluidos. En las areniscas donde los granos gruesos están envueltos por agua congénita, ésta puede impedir la entrada de aceite a la roca.

**Expansión del agua y corriente de gas (efervescencia):** Auxilian en la migración al liberarse la presión por la perforación de un pozo ayudando a los hidrocarburos a fluir hacia la superficie.

#### 2.1.2.6. Caracter de Movimiento

Roof y Rutherford (1958), postulan 4 mecanismos para la migración del petróleo:

1. Flujo simultáneo en fases de agua y petróleo.
2. Flujo en fase de petróleo; el agua permanece estacionaria.
3. Movimiento del petróleo en escala molecular **con** flujo de agua.
4. Movimiento del petróleo en escala molecular **sin** flujo.

El mecanismo 1, es aplicable a la migración primaria.

El mecanismo 2, el flujo del petróleo sólo con el agua estacionaria, es por mucho el mejor para explicar la migración secundaria.

De acuerdo con Roof y Rutherford:

*Después de que las gotas de aceite han sido removidas por algún medio de la roca generadora, pueden entonces moverse hacia arriba por flotación. Para las gotas más pequeñas de los poros más finos, tal movimiento parece ser posible... Si la ruta en todos sus puntos tiene una componente hacia arriba, y si las gotillas no mojan el medio húmedo poroso, se moverán continuamente a través de la formación y se acumularán en la cima.*

La migración secundaria no está confinada a las gotitas. Estas pueden unirse en masas flotadoras más grandes a medida que se mueven echado arriba, y abajo de una capa sello inclinada hasta la trampa.

Es más, una vez que la acumulación se ha efectuado, el aceite puede reasumir su migración en grandes “chorros” si se sale de la trampa al rebasar el Punto de Derrame. En este caso, los chorros adquieren una mayor flotabilidad y se pueden mover echado arriba expeditamente.

De acuerdo con los autores antes mencionados, los mecanismos 3 y 4 probablemente no aportan una migración sustancial en la escala molecular por sí solo, sin embargo, pueden auxiliar. El movimiento molecular es únicamente echado arriba.

#### **2.1.2.7. Qué le pasa al agua de la trampa.**

El aceite únicamente puede entrar a la roca almacén desplazando un volumen igual de agua.

En un sistema abierto, esto no es problema porque el volumen se conserva constante mediante el flujo de agua abajo del Nivel Freático que puede aflorar. Pero en un sistema cerrado el volumen adicional puede ser acomodado únicamente por:

1. Compresión de los fluidos en la roca.
2. Penetración forzada del agua desplazada a los estratos suprayacentes.

El agua tiene mayor penetrabilidad que el aceite, de tal manera que el sello puede permitir el paso del agua e impedir el del aceite.

#### **2.1.2.8. Dirección de la Migración del Aceite.**

Se considera en relación a los planos de estratificación. El aceite migra paralelo o transversalmente a la estratificación.

La migración paralela o lateral se realiza en la roca almacenadora, mientras que la transversal o vertical requiere de zonas permeables que atraviesen los planos de estratificación. Como regla, con sus correspondientes excepciones, la migración primaria es transversal y la secundaria es paralela.

La migración transversal puede ser ayudada por juntas, fracturas y a veces, por planos de falla, aunque éstos pueden frecuentemente impedir la migración.

La migración paralela se efectúa cuando se tiene una capa con porosidad y permeabilidad continua dentro de la columna geológica. Ejemplo: areniscas y calizas de amplia extensión; canales y barras arenosas entre lutitas.

---

La migración paralela es más frecuente que la transversal como lo evidencia el hecho de que existen extensos depósitos de hidrocarburos en una formación, sin que éstos se encuentren en formaciones suprayacentes. Una misma formación puede ser productora en muchos campos separados dentro de una cuenca muy grande, sin que formaciones superiores, con buenas condiciones de almacén cercanas a la formación productora, los contengan.

### **2.1.2.9. Distancia de la Migración del Aceite.**

La distancia de la migración es función del tiempo si la permeabilidad y el gradiente son suficientes. Si el aceite puede migrar 1 centímetro, puede migrar un kilómetro. Un movimiento de 30 centímetros al año se convierte en 300 kilómetros en un millón de años.

Obviamente, la migración paralela tiene más oportunidad de efectuarse por grandes distancias.

El área de recolecta o drenaje (gathering area) de una trampa está limitada por la extensión echado abajo de la roca almacenadora.

Si la trampa está en una parte alta en los flancos de la cuenca y la porosidad es de “sábana”, la trampa podrá drenar una área enorme.

Las distancias reales de migración son muy difíciles de calcular.

**Tiempo de la migración** El factor tiempo es sumamente importante. Para que exista una acumulación se requieren ciertas condiciones, y un orden determinado en el cumplimiento de ellas.

El ejemplo más claro en la importancia del tiempo y la secuencia de eventos, lo ilustra el caso de una migración de aceite anterior a la formación de la trampa. En este caso, aun existiendo roca generadora, almacenadora, sello y trampa, ésta será estéril por haberse formado posteriormente a la migración.

**Cambios en el aceite durante la migración** Al moverse el aceite de lugares de mayor a menor presión, pierde parte del gas disuelto.

Cambios de temperatura durante la migración también afectan la cantidad de gas.

Se producen cambios químicos por el contacto con agua.

Se puede presentar la formación de asfaltenos en los crudos cerca de la superficie por la interacción química con el agua dulce percolante.

Se puede producir filtración que separe componentes colorantes, mal olientes o que separe fracciones viscosas; de tal manera que el aceite al final será diferente del original.

---

### **2.1.2.10. Presencia de Agua en el Subsuelo.**

De todo lo anterior, se puede concluir que la migración del aceite y gas se produce siempre en presencia de agua, debido a que todas las rocas en el subsuelo que tengan naturalmente porosidad y permeabilidad, están saturadas por agua.

### **2.1.3. Rocas Almacenadoras.**

Se considera como roca almacenadora, a toda aquella roca que sea capaz de almacenar a los hidrocarburos. Generalmente tienen una extensión geográfica mayor que la de los yacimientos, debido a que éstos están restringidos a la trampa. Afuera de las áreas productoras, las rocas almacenadoras están casi siempre llenas de agua.

#### **2.1.3.1. Características Generales.**

Para que un cuerpo o estrato pueda considerarse como almacenador, debe mostrar las características siguientes:

1. Ser poroso, es decir poseer espacios suficientes para almacenar un volumen considerable de hidrocarburos.
2. Ser permeable, en otras palabras que sus poros estén de tal manera interconectados que cedan fácilmente los hidrocarburos al ser alcanzados por un pozo.
3. Mostrar cierta continuidad lateral y vertical.

El rango de valores que puede mostrar una roca almacenadora en sus características mencionadas depende, al final de cuentas, de la economía de explotación (precio del petróleo y costo de producción), que impere en el momento de su descubrimiento; ya que una roca almacenadora de escasa porosidad y permeabilidad puede ser económicamente explotable si su profundidad y extensión areal son adecuadas. Por otro lado, una roca almacenadora u horizonte productor de escaso espesor puede ser explotable si su porosidad y permeabilidad hacen costosa la extracción.

Las características almacenadoras de una roca pueden ser originales como la porosidad intergranular de las areniscas, o secundarias resultantes de cambios químicos como la disolución en las calizas o el fracturamiento de cualquier tipo de roca. Los cambios secundarios pueden aumentar la capacidad almacenadora de una roca o pueden provocarla en las rocas que no la tenían originalmente. A la porosidad original se le conoce como porosidad primaria y a la resultante de cualquier tipo de actividad geológica, después de que los sedimentos han sido convertidos en roca se le denomina porosidad secundaria.

---

### **2.1.3.2. Rocas Almacenadoras Misceláneas.**

Las rocas almacenadoras misceláneas incluyen a las rocas ígneas y metamórficas o a la mezcla de ambas. Los yacimientos en este tipo de rocas son geológicamente interesantes, pero rara vez lo son comercialmente. Donde se obtiene producción económica, el yacimiento se encuentra echado arriba o apoyándose sobre sedimentos de los cuales probablemente migró el petróleo, mismo que ocupó los espacios formados por el intenso fracturamiento frecuente en estas rocas. Otra forma de ocurrencia de yacimientos en roca volcánica se debe a que éstas se encuentran intercaladas en la secuencia sedimentaria.

### **2.1.3.3. Principales Rocas Almacenadoras.**

A excepción de los contados casos de yacimientos en rocas ígneas y metamórficas mencionados previamente, la mayor parte de las reservas mundiales de aceite y gas se encuentran en rocas almacenadoras detríticas o químicas.

En el primer grupo las representantes más importantes son las areniscas, mientras que en el segundo grupo, en que se localizan aproximadamente el 30 % de los yacimientos, esta representado por dolomías y calizas, a las que en lo sucesivo denominaremos rocas carbonatadas; un dato interesante de este grupo es que más del 40 % de los campos gigantes de petróleo y gas se encuentran en rocas carbonatadas. Es importante aclarar en este momento, el punto respecto a la aplicación de la geología del petróleo, por parte de los geólogos, geofísicos y petroleros.

### **2.1.3.4. Diferencias Fundamentales.**

#### 1. Areniscas Almacenadoras.

- a) La naturaleza generalmente silícea de las areniscas almacenadoras las hace menos susceptibles a las alteraciones diagenéticas reductoras de la porosidad y permeabilidad, por lo que tales rocas son bastante consistentes en dichas propiedades, tanto lateral como verticalmente, figura 2.6.
  - b) Debido a los procesos sedimentarios que intervienen en su formación, las partículas o granos detríticos que las constituyen tienden a adoptar formas más bien esféricas a subesféricas por efecto del transporte prolongado, lo que se traduce en una geometría porosa de alta calidad para la extracción de los fluidos que contengan (especialmente hidrocarburos).
  - c) El transporte prolongado también se traduce en otras características, tales como predominancia de minerales estables y graduación en la granulometría del sedimento (la mayor parte de las areniscas almacenadoras tienen diámetros de grano entre 0.05 y 0.25 mm), formando estrados en general bien definidos.
-

- d) Finalmente, las areniscas de tipo almacenador tienden a formar cuerpos en forma lenticular, más que en forma de capas muy extensas (excepto las depositadas en condiciones marinas transgresivas) y a acumularse en ambientes de alta energía.

## 2. Rocas Carbonatadas Almacenadoras.

- a) La naturaleza mineralógica de estas rocas (minerales inestables) las hace muy susceptibles a cambios diagenéticos que reducen notablemente su porosidad y permeabilidad primarias; así mismo, estas propiedades no son consistentes en toda la extensión de un mismo cuerpo, por lo que resultan ser muy heterogéneas desde el punto de vista de la explotación de los hidrocarburos que almacenan.
- b) A diferencia de las areniscas, las partículas que constituyen las rocas carbonatadas almacenadoras sufrieron un transporte muy reducido (excepto las que constituyen las turbiditas calcáreas) o nulo, es decir se formaron in-situ en la cuenca de depósito.
- c) El depósito de carbonatos químicos o bioquímicos requiere de condiciones ambientales y de energía del medio acuoso muy especiales, éstos se reflejan en cuerpos extensos arealmente y con gran potencia (espesor), frecuentemente masivos si dichas condiciones se mantienen estables; y de cuerpos extensos arealmente pero de escaso espesor (generalmente de estratos delgados), si las condiciones varían frecuentemente. La energía del medio acuoso debe ser esencialmente moderada a baja para repartir el depósito de las partículas que conforman estas rocas.

Dado que el primer elemento esencial de una roca almacenadora es su porosidad, a continuación se presenta una tabla de comparación de esta propiedad entre las rocas carbonatadas y las areniscas, publicada por Choquette y Pray (1970).

### 2.1.4. Rocas Sello.

Para que los hidrocarburos puedan quedar confinados a las rocas almacenadoras, es necesario que las paredes del depósito estén selladas de manera efectiva. Por lo tanto, resulta obvio la importancia de las rocas sello, las cuales constituyen el cierre de los yacimientos.

#### 2.1.4.1. Características Físicas.

Puede decirse que no existe una roca que sea absolutamente impermeable y los sellos de los yacimientos petroleros no son ninguna excepción. Por lo tanto, no es necesario que carezcan totalmente de porosidad, pues como se sabe, desde el punto de vista

---

Aspecto de la porosidad a comparar	Areniscas	Carbonatos
Porcentaje de porosidad primaria en los sedimentos.	Comunmente 25 - 40 %	Comunmente 40 - 70 %
Porcentaje de porosidad final en las rocas	Comunmente, la mitad o más de la mitad de la porosidad inicial 15-30 %	Normalmente nula o o una pequeña fracción de la porosidad inicial. 5-15 % es común en las facies almacenadoras.
Tipos de porosidad primaria.	Casi exclusivamente interpartícula.	Predomina generalmente la interpartícula, pero también la del tipo intrapartícula
Tipo(s) de porosidad final.	Casi exclusivamente interpartícula.	Muy variada debido a las modificaciones postdeposicionales.

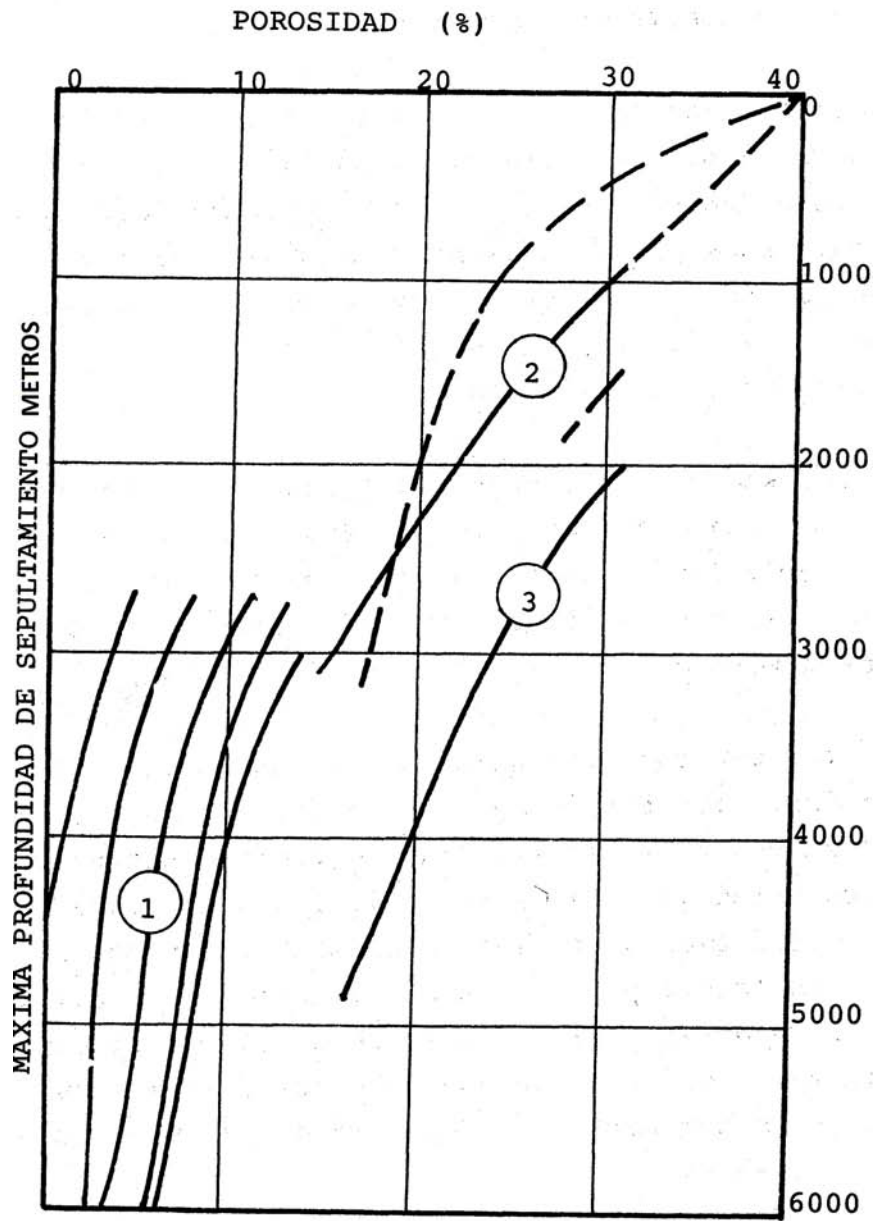
Aspecto de la porosidad a comparar	Areniscas	Carbonatos
Tamaño de los poros.	El tamaño de los poros y de los canales de interconexión están muy ligados al tamaño de las partículas sedimentarias.	El tamaño de los poros y de los canales de interconexión muestran poca relación al tamaño o clasificación de las partículas.
Forma de los poros.	Muestran una fuerte dependencia de la forma de las partículas, en general es un "negativo" de la forma de las partículas.	Muy variadas; de fuertemente dependientes a independientes de la forma de las partículas o de los componentes diagenéticos.
Uniformidad de la forma, tamaño y distribución.	Comunmente muy uniforme dentro de un cuerpo homogéneo.	Variable; desde uniforme a extremadamente heterogénea aún dentro de un mismo cuerpo.



---

Aspecto de la porosidad a comparar	Areniscas	Carbonatos
Influencia de la diagénesis.	Mínima; normalmente reducciones mínimas de la porosidad primaria por compactación y cementación.	Grande; puede crear, destruir o modificar en gran medida la porosidad inicial. La cementación y la solución son muy importantes.
Influencia de fracturamiento.	Generalmente no es de gran importancia en las propiedades almacenadoras.	De gran importancia en las propiedades almacenadoras.

---



Fuente: Apuntes de Geología del Petróleo.

**Figura 2.6:** Relación entre la porosidad y la profundidad de sepultamiento para areniscas de diferente edad geológica.

sedimentológico, las arcillas que constituyen una de las rocas sello más comunes, son también porosas; basta simplemente que la roca a través de la cual está circulando el petróleo, pierda paulatinamente su permeabilidad, por reducción del tamaño de los poros hasta un tamaño capilar o inferior que el petróleo no sea capaz de franquear para que quede detenido. Por lo tanto, la característica principal de la roca sello será la de constituir una barrera a la migración de los hidrocarburos y, de esa manera, permitir su acumulación en una trampa.

Para que una roca sea relativamente impermeable, no debe poseer fracturas interconectadas. Debido a que los yacimientos aparecen normalmente tectonizados en mayor o menor grado, las rocas deberán ser plásticas, de manera que respondan a los esfuerzos mecánicos deformándose en lugar de fracturándose, lo cual abriría vías a la migración del petróleo como es el caso de las rocas quebradizas que son vulnerables al fracturamiento.

Las mejores condiciones para la preservación de los sellos se tienen en las regiones con una historia geológica simple, ya que en áreas muy deformadas y falladas, los sellos se destruyen frecuentemente; de ahí que por ejemplo, de los 25 principales campos gasíferos del mundo, 21 se encuentran en áreas cratónicas<sup>1</sup>.

El espesor de la roca sello es muy variable y depende fundamentalmente de su calidad como tal (pero mientras mayor sea su potencia mayor será su habilidad para impedir la migración del petróleo), y del grado de tectonismo de la región.

En el caso de una roca sello de gran extensión es importante conocer la forma y el tamaño de los poros, el contenido de fluidos y régimen hidrodinámico; rasgos que pueden ser estudiados localmente, pero cuyos datos es difícil extrapolar a toda la extensión de una trampa. El estudio de la variabilidad lateral de las rocas sello se basa esencialmente en un problema sedimentológico que es importante resolver.

Se ha observado de manera general que las grandes acumulaciones de hidrocarburos se encuentran preferentemente en trampas que cuentan únicamente con un sello en su parte superior, los cuales se caracterizan por su gran extensión y continuidad lateral.

Como hemos visto, en la mayor parte de los casos, los sellos son constituidos por rocas que por sus características físicas originales impiden el paso de los hidrocarburos; pero hay casos aunque pocos, en los cuales un yacimiento está sellado por un tapón de hidrocarburos sólidos o semisólidos, como es el asfalto natural.

#### **2.1.4.2. Tipos de Roca.**

Los tipos de roca sello son muy variados; en general cualquiera que se adapte a la definición. Entre los tipos más comunes están, además de las lutitas, las margas y las calizas arcillosas muy finas y toda la serie de evaporitas.

---

<sup>1</sup>Un cratón o cratógeno (del griego kratos, “cuenco muy plano”) es una masa continental llegada a tal estado de rigidez en un lejano pasado geológico que, desde entonces, no ha sufrido fragmentaciones o deformaciones, al no haber sido afectadas por los movimientos orogénicos

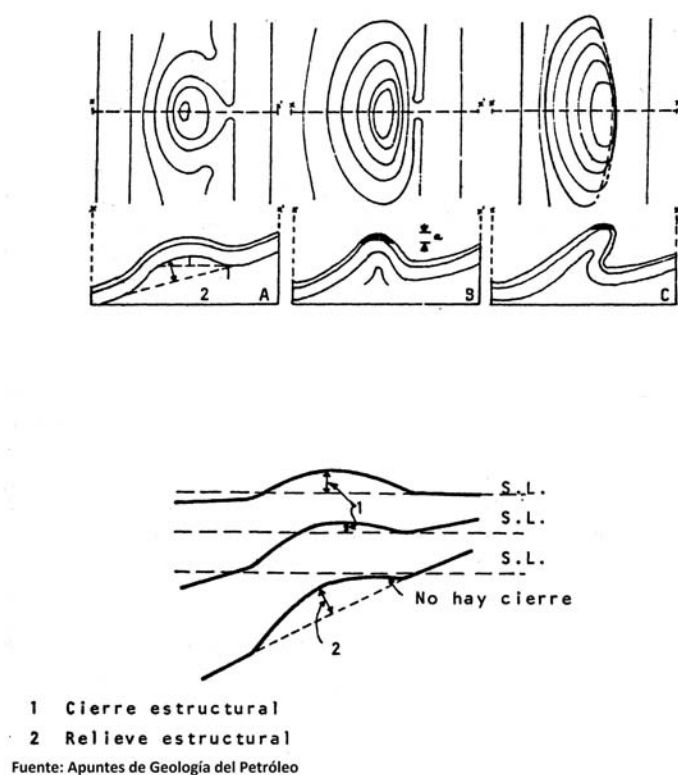
**Lutitas.** Las lutitas son las rocas sedimentarias más abundantes de la corteza sedimentaria. Comúnmente se encuentran interestratificadas con areniscas, rocas carbonatadas o ambas. De manera que existen muchas probabilidades de que una roca almacenadora esté situada entre capas de arcilla; como sucede en la columna sedimentaria productora del NE de México. El grado de impermeabilidad de las arcillas depende de su textura y de los minerales presentes. Una gran mayoría de los sellos están constituidos por lutitas.

**Rocas carbonatadas.** De las rocas carbonatadas hemos hablado tanto como rocas generadoras, como rocas almacenadoras; pero bajo ciertas condiciones actúan también como sellos. De entre ellas las calizas más comunes son las arcillosas, las que gradualmente pueden pasar a arcillas calcáreas; otro tipo son las margas y ciertas cretas, que son de grano extremadamente fino, y además plásticas en cierta medida, de manera que tienen una mejor capacidad a la deformación; y finalmente, las anhidríticas, o sea, aquellas calizas que contienen partículas diseminadas de anhidrita. Hay que recordar que las calizas densas puras, aunque de baja porosidad, son quebradizas y susceptibles al fracturamiento en el caso de sufrir esfuerzos.

**Evaporitas.** Después de las lutitas, las evaporitas siguen en importancia como rocas sello. De estas, la anhidrita es el mineral más importante como material de taponamiento y también es más abundante que el yeso, la sal y otros precipitados salinos. Idealmente, la sal sería un magnífico sello ya que es el más impermeable de los minerales y es bien conocida su fluidez bajo la presión, pero ordinariamente no actúa como tal y en la práctica, aún existiendo los diapiros de sal, la anhidrita es la que efectúa el sello. El yeso, es un mineral excepcionalmente compacto que también podría constituir un excelente sello.

#### 2.1.4.3. Rocas sello arregladas en orden de ductilidad (plasticidad).

- sal
  - Anhidrita
  - Lutitas ricas en kerógeno
  - Lutitas arcillosas
  - Lutitas limolíticas
  - Lodos carbonatados
  - Cretas
-



**Figura 2.7:** Cierre estructural.

### 2.1.5. Trampas.

La etapa final de la historia de un campo de aceite o gas la representa el entrapamiento de los hidrocarburos en acumulaciones económicamente explotables. Para esto es necesario que primeramente exista la roca almacén, y además, como condición indispensable que dicha roca se encuentre cerrada para que los hidrocarburos se puedan almacenar en ella.

Las trampas representan receptáculos cerrados y son cuerpos de roca almacenadoras completamente rodeadas hasta por cierto nivel por rocas impermeables. En otras palabras, una trampa es un obstáculo que impide la migración de los hidrocarburos, quedando éstos acumulados en ella.

Todas las trampas tienen un “cierre”, pero en los anticlinales es donde se manifiestan con mayor claridad. El cierre es la distancia vertical entre la curva estructural cerrada más baja y la cima de la estructura. El cierre representa por lo tanto la distancia máxima vertical en que los hidrocarburos se pueden acumular en la roca almacenadora. Cualquier cantidad adicional de aceite abajo del cierre fluirá sin entrar a la estructura. Figura 2.7.

Generalmente las trampas no están totalmente llenas de aceite, encontrándose el contacto agua-aceite dentro del cierre.

### 2.1.5.1. Área de Drenaje.

Es la extensión echado abajo de la trampa. En el caso de una trampa situada en el flanco de una cuenca el área de drenaje puede extenderse hasta el fondo de la cuenca. En condiciones iguales, serán mayores los campos que tengan área de drenaje mayores. De ahí la importancia de la localización del campo en la estructura regional.

### 2.1.5.2. Tiempo de Acumulación.

De gran importancia en la exploración. Se debe partir de la regla general de que la acumulación es siempre posterior a la trampa. No es fácil de determinarlo.

Hay evidencias de migración temprana como en las arenas lenticulares o acordonadas donde la acumulación puede efectuarse inmediata al depósito, por compactación de las lutitas. En algunos anticlinales la acumulación pudo efectuarse mucho antes del máximo o último plegamiento.

Estudios de subsuelo han mostrado que los plegamientos de las rocas más viejas de la corteza se han formado por una serie de movimientos recurrentes, y que cierres adecuados para el entrapamiento pueden haber existido antes del diastrofismo<sup>1</sup> mayor.

Lo mismo sucede con las fallas que también pueden ser recurrentes pero quizá desde el primer movimiento pudieron haber formado barreras impermeables. Por lo tanto, se pudieron formar acumulaciones comerciales tempranas y subsecuentemente los movimientos de la corteza acentuaron las trampas.

Sin embargo, se conocen anticlinales y fallas que se formaron en una sola etapa de diastrofismo tardío. Es más, en muchas trampas asociadas a discordancias, es innegable la acumulación tardía.

En algunos campos de las Rocallosas que producen rocas pensilvánicas y pérmicas, se cree que la acumulación se efectuó a fines del Cretácico o principios del Eoceno, cuando se efectuó el plegamiento.

Las discordancias dan evidencia de tiempos de migración muy variados y muchas teorías sobre la acumulación.

Hay ejemplos de petróleo viejo en trampas jóvenes.

### 2.1.5.3. Clasificación de las trampas.

Se han propuesto muchas clasificaciones de las trampas que incluyen una amplia variedad de condiciones geológicas en las que se acumulan el aceite y el gas. Sin embargo, debido a los numerosos tipos de yacimientos es muy difícil establecer una clasificación que incluya a todos los tipos.

Aun así, se puede establecer una regla: el aceite y el gas se acumulan cuando la migración vertical y lateral es obstruida por una trampa o un cierre.

---

<sup>1</sup>Es el conjunto de procesos y fenómenos geológicos de deformación, alteración y dislocación de la corteza terrestre por efecto de las fuerzas tectónicas internas.

---

Las trampas se forman por condiciones estratigráficas que fueron establecidas durante el tiempo de depósito de los sedimentos, por los cambios posteriores y la litificación de los sedimentos, por deformaciones estructurales, o por combinación de dos o más de estos factores.

Todas las clasificaciones han sido basadas en una o todos estos factores geológicos; sin embargo, se considera que una clasificación genética, relacionada al modo de origen, es preferible.

### **Definiciones.**

**Yacimiento:** es una acumulación de petróleo en el subsuelo en una roca almacén separada e individual, caracterizado por un sistema natural de presión, de tal manera que la producción de petróleo en una parte de él, afecta la presión de la roca almacén en toda su extensión.

Un yacimiento está limitado por barreras geológicas en todas direcciones, como pueden ser condiciones estructurales, estratos impermeables y agua en la formación, de tal manera que está efectivamente separado de otros yacimientos que pueden existir en el mismo distrito o en la misma estructura geológica.

**Campo:** puede ser un sólo yacimiento, o puede consistir de dos o más yacimientos contenidos en, o relacionados a una misma estructura geológica.

Cuando más de un yacimiento está presente en el mismo campo, los diferentes yacimientos están separados entre sí por barreras geológicas, tales como fallas, cambios de porosidad, y permeabilidad, acuñamientos y condiciones sinclinales.

Los distintos yacimientos pueden encontrarse en varios horizontes de diferentes edades geológicas, separados por formaciones relativamente impermeables, y pueden parcial o totalmente sobrelaparse unos a otros en sentido horizontal, sin ser el sobrelapamiento necesario.

#### **2.1.5.4. Clasificación de las Trampas de Aceite y Gas.**

Según Wilson incluido en Landes (1974).

1. Trampas Estructurales.
  - a) Sinclinales secos
  - b) Anticlinales
  - c) Estructuras debidas a sal (Domas)
  - d) Hidrodinámicas
  - e) Fallas
2. Trampas por Variación de Permeabilidad

- a) Permeabilidad variable por sedimentación
- b) Permeabilidad variable causada por aguas subterráneas
- c) Permeabilidad variable por truncamiento y sello

Las trampas estructurales son el resultado de movimientos de la corteza terrestre. Los anticlinales son los más importantes, habiendo producido el 80 % del petróleo extraído de todos los campos del mundo.

A las trampas de variación de permeabilidad también se les ha llamado estratigráficas, sin embargo, este término no es muy apropiado debido a que en un estrato puede continuar lateralmente, pero la permeabilidad no.

La acumulación de aceite puede resultar de una trampa sola, de trampas múltiples o trampas combinadas.

Una trampa sola puede estar representada por la acumulación de aceite en un anticlinal.

Ejemplos de trampas múltiples son la presencia de aceite abajo de un sello de asfalto en una parte del campo, y en otra parte a lo largo de la cima de un anticlinal; o una serie de pequeños domos superimpuestos en un anticlinal grande.

El entrapamiento combinado no es igual que el múltiple. En el combinado todas las trampas son mutuamente dependientes para efectuar el cierre.

La mayoría de las acumulaciones clasificadas como de permeabilidad variable son realmente debidas a una combinación de permeabilidad errática y posición estructural. Ejemplo: acumulaciones en anticlinales que contienen localmente zonas estériles debidas a variación de permeabilidad. En este caso, la acumulación es totalmente anticlinal, pero la distribución está controlada por porosidad local.

A este aspecto, Wilson opina que los campos en que la porosidad es secundaria, como en muchas calizas, no deben ser clasificados como estratigráficos.

El factor importante en este caso es saber si cuando se originó la estructura existía permeabilidad, o si ésta se formó posteriormente al plegamiento.

Otras clasificaciones incluyen las siguientes trampas, Figura 2.8 y 2.9.

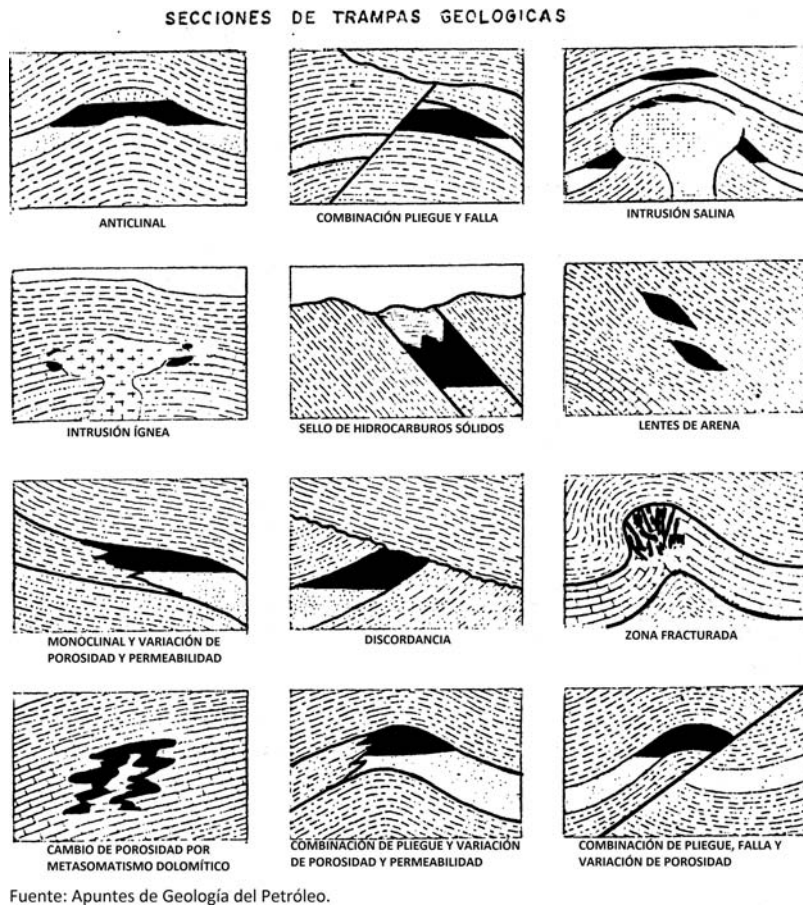
#### 1. Estructurales

- a) Pliegues
- b) Domos
- c) Fallas
- d) Fracturas

#### 2. Variación de permeabilidad

- a) Cambios de facies
  - b) Discordancias
-





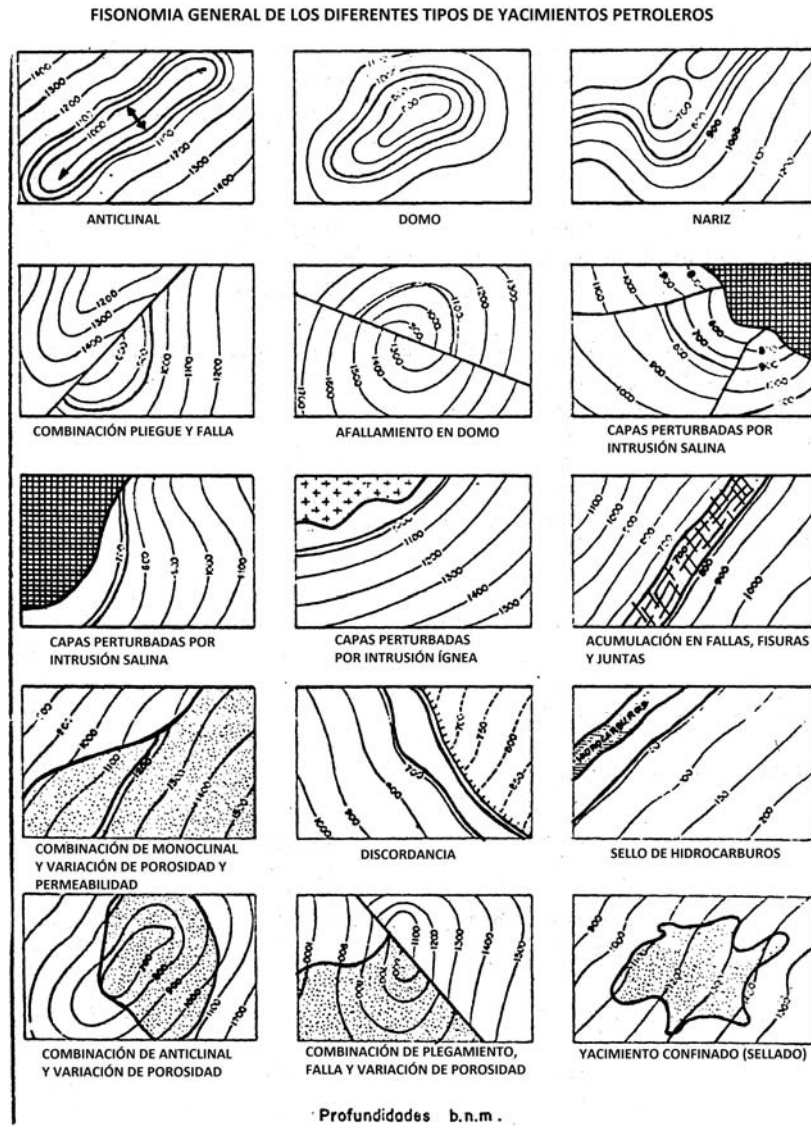
**Figura 2.8:** Tipos de trampas.

c) Diagénesis

3. Combinadas

4. Hidrodinámicas

5. Paleogeomórficas



Fuente: Apuntes de Geología del Petróleo.

**Figura 2.9:** Tipos de trampas.

## 2.2. Comportamiento de Fase.

### 2.2.1. Defición de los Tipos de Yacimientos con Respecto a su Diagrama de Fase.

Hay 5 tipos de yacimientos petroleros de acuerdo a los fluidos que contienen. Estos son usualmente llamados *aceite negro*, *aceite volátil*, *gas retrogrado*, *gas húmedo* y *gas seco*. Los 5 tipos de fluidos han sido definidos, ya que cada uno requiere diferentes aproximaciones por los ingenieros de yacimientos e ingenieros de producción.

El ingeniero petrolero debe determinar el tipo de fluido, desde muy temprano en la vida del yacimiento. El tipo de fluido es el factor decisivo en muchas de las decisiones que deben ser tomadas considerando el yacimiento. El método de muestreo de los fluidos, los tipos y diámetros del equipo superficial, los procedimientos de cálculo para determinar el aceite y gas *in situ*, las técnicas de predicción de las reservas de aceite y gas, el plan de explotación del yacimiento y la selección del método de recuperación mejorada, son todos dependientes del tipo de fluido en el yacimiento.

El comportamiento de los fluidos de los yacimientos durante su vida productiva es determinado por la forma de su diagrama de fase y la posición de su punto crítico. El conocimiento del comportamiento de una mezcla de dos componentes servirá como una guía para el comportamiento de las mezclas de multi-componentes.

### 2.2.2. Aceite Negro.

Los aceites negros consisten en una amplia variedad de especies químicas incluyendo, moléculas largas, pesadas y no volátiles. El diagrama de fase cubre un amplio rango de temperaturas.

Existen unas líneas dentro de la envolvente de fase que representan el volumen del líquido constante, medido como un porcentaje del volumen total. Estas líneas son llamadas *líneas de calidad*. Las líneas están separadas de manera uniforme dentro de la envolvente.

Cuando la presión del yacimiento se encuentra en cualquier lugar dentro de la envolvente, se dice que el aceite o el yacimiento se encuentra *bajosaturado*. La palabra *bajosaturado* se utiliza en el sentido de que el aceite podría disolver más gas, si existiera la presencia de más gas.

Si la presión se encuentra en algún punto sobre la línea a la izquierda del punto crítico, el aceite se encuentra en su punto de burbuja y se dice que está *saturado*. El aceite contiene tanto gas disuelto como puede. Una reducción en la presión liberará más gas para formar una fase libre en el yacimiento.

Como la presión declina, más gas se libera en el yacimiento. El volumen del gas en porcentaje es 100% menos el porcentaje del líquido. El agua siempre se encuentra presente en un yacimiento de petróleo, pero no se incluye en esta discusión.

En realidad el aceite está *saturado* en cualquier lugar dentro de la envolvente de saturación. El punto de burbuja, es un caso especial de la saturación, en el cual la primera burbuja de gas se forma. Desafortunadamente, la palabra *saturado* es a menudo utilizada para referirse al *punto de burbuja*.

Gas adicional se libera del aceite desde el yacimiento hasta la superficie. Esto causa un encogimiento del aceite. Sin embargo las condiciones del separador se encuentran aún dentro de la envolvente de fase, indicando que una relativamente gran cantidad de líquido llega a la superficie.

El nombre de *aceite negro* es un nombre equivocado, ya que, el color de este tipo de aceite no siempre es negro. Este tipo de fluido también ha sido llamado *aceite crudo de bajo encogimiento u ordinario*.

Los aceites negros se caracterizan por tener un RGA inicial de 2000 [scf/STB] o menor. La RGA se incrementará durante la producción del yacimiento conforme la presión decline por debajo de la presión de burbuja. El aceite en el tanque de almacenamiento tendrá una densidad de 45 °API. La densidad en el tanque decrese ligeramente con el tiempo hasta muy tarde en la vida del yacimiento cuando esta se vuelva a incrementar. El aceite en el tanque es muy oscuro, indicativo de la presencia de hidrocarburos pesados, a menudo negro, algunas veces con un tinte verdoso o café.

Los análisis de laboratorio indicarán que el  $B_{oi}$  es de 2.0 o menor. El factor de volumen de formación es la cantidad de líquido en el yacimiento, en barriles, requerido para producir un barril en el tanque de almacenamiento. Así que el volumen del aceite desde el yacimiento hasta la superficie, se encoge a la mitad, o menos, en su viaje hacia el tanque.

Se determinó en laboratorio que la composición de los  $C^{7+}$  puede llegar a ser más grande que 30% mol, un indicativo de la gran cantidad de hidrocarburos pesados en los aceites negros.

### 2.2.3. Aceite Volátil.

Los aceites volátiles contienen relativamente menos moléculas pesadas y más intermedias (definidas como etano hasta hexanos) que los aceites negros.

El diagrama de fase de un aceite volátil, es de alguna manera diferente del diagrama de fase de un aceite negro. El rango de temperatura cubierto por la envolvente de fase es de alguna manera más pequeño, pero de más interés es la posición del punto crítico. La temperatura crítica es mucho más baja que para un aceite negro y, en realidad, está cerca de la temperatura del yacimiento. También las líneas de calidad no están tan espaciadas, sino que están desplazadas hacia la línea de puntos de burbuja.

Una pequeña reducción en la presión por debajo del punto de burbuja, causa la liberación de una gran cantidad de gas en el yacimiento.

Un aceite volátil puede llegar a tener tanto gas como un 50%, en el yacimiento con sólo unos cuantos cientos de [psi] por debajo de la presión de burbuja. También una línea de calidad con un más bajo porcentaje de líquido cruza las condiciones del separador. He allí el nombre de aceite volátil.

Los aceites volátiles también han sido llamados *aceites crudos de alto encogimiento*, y aceites cercanos al punto crítico.

El conjunto de ecuaciones conocidas colectivamente como *ecuaciones de balance de materia*, las cuales son usadas para aceites negros no funcionan para aceites volátiles. Estas ecuaciones se derivaron bajo la suposición de que el gas asociado con el líquido del yacimiento, es un gas seco (definido más adelante). Esto es cierto para aceites negros excepto para bajas presiones en el yacimiento. Sin embargo el gas asociado con el aceite volátil es muy rico, usualmente un gas retrógrado (definido más adelante). Este gas rico libera una gran cantidad de líquido conforme se mueve hacia la superficie. A menudo más de la mitad del líquido en el tanque de almacenamiento producido, durante la vida de un yacimiento de aceite volátil, ingresa al fondo del pozo en forma de gas. Esta situación causa que las ecuaciones de balance de materia sean inválidas para aceites volátiles.

La línea divisoria entre los aceites negros y los aceites volátiles es de alguna manera arbitraria. La diferencia depende ampliamente del punto en el cual las ecuaciones de balance de materia comienzan a tener una inexactitud tolerable. La línea divisoria entre los aceites volátiles y los gases retrógrados es clara. Para un fluido que es un aceite volátil, su temperatura crítica deberá ser más grande que la temperatura del yacimiento.

Los aceites volátiles se identifican por tener una RGA inicial entre 2000 y 3300 [scf/STB]. La RGA se incrementa conforme la producción se da, y la presión del yacimiento decae por debajo de la presión de burbuja. La densidad en el tanque de almacenamiento usualmente es de 40 °API o mayor, y se incrementa durante la producción del yacimiento, mientras la presión decae por debajo del punto de burbuja. El color del aceite volátil es usualmente café, anaranjado o algunas veces verde.

Las observaciones de los aceites volátiles en el laboratorio revelarán un  $B_{oi}$  mayor a 2.0. El aceite producido se encogerá en más de la mitad, a menudo tres cuartas partes, durante el viaje desde el yacimiento hasta el tanque. Los aceites volátiles deberían ser producidos a través de 3 o más etapas de separación en la superficie para minimizar su encogimiento.

El laboratorio determinó que las composiciones de los aceites volátiles tienen de 12.5 a 30 por ciento mol de  $C^{7+}$ . La línea divisoria entre los aceites volátiles y los gases retrógrados con un 12.5 por ciento mol de  $C^{7+}$  es bastante definitiva. Cuando la concentración de  $C^{7+}$  es mayor que 12.5 % mol, el fluido del yacimiento es casi siempre líquido y presenta un punto de burbuja. Cuando la concentración de  $C^{7+}$  es menor que 12.5 % mol, el fluido del yacimiento es casi siempre gas y presenta un punto de rocío.

#### 2.2.4. Gas Retrógrado.

Este tercer tipo de fluido del yacimiento será considerado como *gas retrógrado*.

El diagrama de fase de un *gas retrógrado* es de alguna manera más pequeño que para los aceites, y el punto crítico se encuentra mucho más hacia la izquierda en la envolvente. Estos cambios son un resultado de que los gases retrógrados contienen una

menor cantidad de hidrocarburos pesados que los aceites.

El diagrama de fase de un gas retrógrado tiene una temperatura crítica menor que la temperatura del yacimiento y una cricondenterma mayor que la temperatura del yacimiento. Inicialmente el gas retrógrado es totalmente gas en el yacimiento, pero conforme la presión decrece, el gas alcanza el punto de rocío. Al reducirse la presión, el líquido se condensa del gas hasta formar un líquido en el yacimiento. Este líquido normalmente no fluye y no puede ser producido. La trayectoria de la presión de manera descendente, indica que, en alguna baja presión el líquido comienza a revaporizarse. Esto ocurre en el laboratorio; sin embargo probablemente esto no ocurra de manera tan extendida en el yacimiento, debido a que durante la producción, la composición del fluido en el yacimiento cambia.

El límite inferior de la RGA inicial para un gas retrógrado es de aproximadamente 3300 [scf/STB]. El límite superior no está bien definido; valores por arriba de 150000 [scf/STB] han sido observados. Gases con grandes RGA tienen cricondentermas cercanas a la temperatura del yacimiento y cae muy poco líquido retrógrado en el yacimiento.

Una manera práctica es que, cuando la RGA está por encima de 50000 [scf/STB], la cantidad de líquido retrógrado en el yacimiento es muy pequeña y el líquido en el yacimiento puede ser tratado como si fuera gas húmedo (definido más adelante).

La RGA para un gas retrógrado se incrementa después de que la producción comienza, cuando la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de rocío del gas.

Las densidades se encuentran dentro de los 40° y 60° [API] y se incrementa conforme la presión cae por debajo de la presión de rocío. El líquido puede ser ligeramente de color café, anaranjado, verdoso o como el agua.

Los gases retrógrados presentan un punto de rocío cuando la presión se reduce a la temperatura del yacimiento. La fracción de  $C^{7+}$  es menor que 12.5% mol. El comportamiento retrógrado ocurrirá a condiciones de yacimiento para gases con menos del 1% de  $C^{7+}$ , pero para estos gases la cantidad de líquido retrógrado es despreciado.

Los gases retrógrados son también llamados *gas y condensados retrógrados*, *gas condensado o condensado*. El uso de la palabra *condensado* en el nombre de este fluido del yacimiento no lleva a mucha confusión. Inicialmente el fluido es gas en el yacimiento y presenta un comportamiento retrógrado. Por lo tanto el nombre correcto es *gas retrógrado*

El líquido producido del gas retrógrado a menudo es llamado *condensado*. El líquido en el yacimiento también es llamado *condensado*. Pero un nombre adecuado es *líquido retrógrado*.

Una RGA inicial de 3300 a 5000 [scf/STB] indica que se trata de un gas retrógrado muy rico, del cual se condensará suficiente líquido para llenar 35% o más del volumen del yacimiento. Incluso esta cantidad de líquido rara vez fluirá y normalmente no puede ser producida.

El gas en superficie es muy rico en hidrocarburos intermedios y a menudo es procesado para remover el propano, butano, pentano e hidrocarburos más pesados líquidos.

### 2.2.5. Gas Húmedo.

El cuarto tipo de fluido es el gas húmedo.

El diagrama de fase entero de una mezcla de hidrocarburos, que en su mayoría predominan moléculas más pequeñas, se encuentra por debajo de la temperatura del yacimiento.

Un gas húmedo existe únicamente como gas en el yacimiento a través de toda la reducción de presión en el yacimiento. La trayectoria de la presión no entra en la envolvente de fase. Así no se forma nada de líquido en el yacimiento. Sin embargo las condiciones del separador si se encuentran dentro de la envolvente, causando que algo de líquido se forme en la superficie.

El líquido en la superficie normalmente es llamado *condensado*, y el gas en el yacimiento algunas veces es llamado *gas y condensado*. Esto nos lleva a una gran confusión entre gas húmedo y gas retrógrado.

La palabra *húmedo* en un gas húmedo no significa que el gas está húmedo (con agua) sino que se refiere al líquido hidrocarburo, el cual se condensa a condiciones de superficie.

Los gases húmedos producen líquidos en el tanque de almacenamiento con las mismas rangos de variedad que los líquidos provenientes de gases retrógrados. Sin embargo la densidad del líquido en el tanque de almacenamiento no cambia durante la vida del yacimiento. El líquido es usualmente como el agua en color. El gas húmedo tiene un gran valor de RGA, manteniéndose constante durante la vida del yacimiento de gas húmedo. Para propósitos de ingeniería, un yacimiento de gas el cual produce una RGA mayor a 50000 [scf/STB] puede ser tratado como si fuera un yacimiento de gas húmedo.

### 2.2.6. Gas seco.

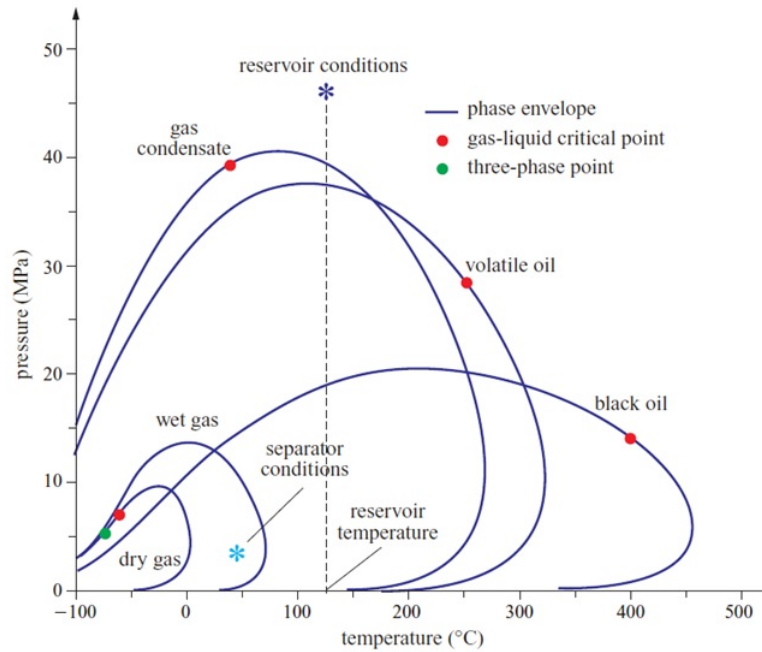
Un *gas seco* es primordialmente compuesto por metano y algunos hidrocarburos intermedios. La mezcla de hidrocarburos es únicamente gas en el yacimiento y las condiciones normales del separador en superficie, caén fuera de la envolvente de fase. Y así no se forma líquido en la superficie.

La palabra *seco* en un gas seco indica que el gas no contiene la suficientes moléculas pesadas para formar hidrocarburos líquidos en la superficie. Usualmente algo de agua se condensa en la superficie.

Un yacimiento de gas seco a menudo es llamado simplemente *yacimiento de gas*. Esto nos lleva a una confusión debido a que los yacimientos de gas húmedo en algunas ocasiones son llamados yacimientos de *gas*. Además un gas retrógrado inicialmente existe como gas en el yacimiento.

Un conjunto de ecuaciones conocidas colectivamente como *ecuaciones de balance de materia* han sido ideadas para determinar el volumen original *in situ* de gas y predecir las reservas. Estas ecuaciones se idearon para gases secos y pueden ser utilizadas para gases húmedos, si se toma cuidado en la definición de las propiedades de los gases húmedos. Las ecuaciones son aplicables para gases retrógrados sólo a presiones del

---



Fuente: Enciclopedia de los hidrocarburos.

**Figura 2.10:** Clasificación de los 5 tipos de fluidos de acuerdo con su diagrama de fase.

yacimiento por arriba del punto de rocío.

## 2.3. Propiedades de la Roca.

### 2.3.1. Porosidad.

La porosidad de un medio poroso está dada por el símbolo  $\phi$  (phi) y se define como la razón del volumen vacío o volumen poroso entre el volumen total de la roca. Esta razón puede ser expresada tanto en fracción como en porcentaje. Cuando utilizamos un valor de porosidad en una ecuación, es casi siempre expresada como una fracción.

$$\phi = \frac{V_p}{V_t}$$

$V_p$  : volumen poroso.

$V_t$  : volumen total.

De acuerdo a la interconexión del volumen poroso, la porosidad se define en porosidades absoluta, efectiva y no efectiva.



### **2.3.1.1. Clasificación de la Porosidad.**

Durante el proceso de sedimentación y litificación, algunos de los poros que se desarrollaron inicialmente pudieron sufrir aislamiento debido a varios procesos diagenéticos o catagénicos tales como cementación y compactación. Por ende, existirán poros interconectados y otros aislados. Esto conlleva a clasificar la porosidad en absoluta y efectiva dependiendo de que espacios porales se miden durante la determinación del volumen de estos espacios porosos.

### **2.3.1.2. Porosidad Absoluta.**

Es aquella porosidad que considera el volumen poroso de la roca esté o no interconectado. Esta propiedad es la que normalmente miden los porosímetros comerciales. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no tener conductividad de fluidos debido a la carencia de interconexión poral. La lava es un ejemplo típico de esto.

### **2.3.1.3. Porosidad Efectiva.**

Es la relación del volumen poroso interconectado con el volumen bruto de roca. Esta porosidad es una indicación de la habilidad de la roca para conducir fluidos, sin embargo esta porosidad no mide la capacidad de flujo de una roca. La porosidad efectiva es afectada por un número de factores litológicos como tipo, contenido e hidratación de arcillas presentes en la roca, entre otros.

### **2.3.1.4. Porosidad no Efectiva.**

Es la diferencia que existe entre la porosidad absoluta y la efectiva.

### **2.3.1.5. Clasificación Geológica de la Porosidad.**

A medida que los sedimentos se depositaron en los mares antiguos, el agua fue el primer fluido que llenó el espacio poroso. Esta agua se le denomina agua congénita. Un método común de clasificación de la porosidad se basa en la condición de, si la porosidad se formó inicialmente o si fue producto de una diagénesis subsiguiente (dolomitización), catagénesis, campo de esfuerzos o percolación de agua.

### **2.3.2. Porosidad Primaria o Intergranular.**

La cual se desarrolló al mismo tiempo que los sedimentos fueron depositados. Rocas sedimentarias con este tipo de porosidad son: areniscas (detriticas o clásticas) y calizas (no detriticas). La porosidad primaria a su vez se clasifica en:

---

### 2.3.2.1. Porosidad Intercristalina.

Se refiere a los espacios existentes entre los planos de un cristal o espacios vacíos entre cristales. Muchos de éstos poros son sub-capilares, por ejemplo, poros menores de 0.002 mm de diámetro. La porosidad que se encuentra entre cristales o partículas tamaño lodo se llama comúnmente *microporosidad*.

### 2.3.2.2. Porosidad Intergranular.

Es función del espacio vacío entre granos, es decir, de los espacios intersticiales de toda clase en todo tipo de roca. Esta porosidad comprende tamaño sub-capilar a super-capilar. Generalmente, los espacios tienen un diámetro mayor de 0.5 mm.

### 2.3.3. Porosidad Secundaria, Inducida o Vugular.

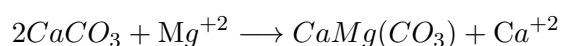
Ocurre por un proceso geológico o artificial subsiguiente a la depositación de sedimentos. Puede ser debida a la disolución o fractura (artificial o natural) o cuando una roca se convierte en otra (caliza a dolomita). La porosidad secundaria es el resultado de un proceso geológico (diagénesis y catagénesis) que tomó lugar después de la depositación de los sedimentos. La magnitud, forma, tamaño e interconexión de los poros podría no tener relación directa de la forma de las partículas sedimentarias originales. La porosidad secundaria se clasifica en:

#### 2.3.3.1. Porosidad de Disolución.

Integrada por canales resultantes de la disolución del material rocoso por acción de soluciones calientes o tibias que circulan o percolan a través de la roca. Las aperturas causadas por meteorización (juntas alargadas y cavernas) y espacios vacíos causados por organismos vivientes pueden sufrir alargamiento debido a dilución.

#### 2.3.3.2. Dolomitización.

Es el proceso mediante el cual la caliza se transforma en dolomita según la siguiente reacción:



Algunas rocas carbonatas están constituidas solamente por calizas. Si el agua circulante a través del espacio poroso contiene suficientes cantidades de magnesio disuelto, el calcio en la roca puede intercambiarse por el magnesio en solución. Como el magnesio es considerablemente más pequeño que el calcio, la resultante dolomita tendrá una porosidad mayor, cuyo incremento oscila entre el 12-13 %.

### 2.3.3.3. Porosidad de Fractura.

Son aperturas en la roca producto de fallamiento estructural de las rocas del yacimiento debido a tensión originada por actividades tectónicas tales como doblamiento y falla. Esta incluye juntas, fisuras, y fracturas. Las porosidades de fractura normalmente no superan el 1% en carbonatos.

### 2.3.3.4. Factores que Afectan la Porosidad.

### 2.3.3.5. Tipo de Empaque.

Idealmente se pueden formar los siguientes tipos de empaquetamientos los cuales tienen diferentes valores de porosidad. El incremento de la presión de confinamiento hace que los granos pobremente clasificados y angulares muestren un cambio progresivo de empaquetamiento aleatorio a un empaque más cerrado, reduciendo con ello la porosidad. Según el tipo de empaque se tienen los siguientes valores de porosidad:

- Cúbico, porosidad = 47.6 %
- Romboedral, porosidad = 25.9 %
- Ortorrómbico, porosidad = 39.54 %
- Tetragonal esfenoidal, porosidad = 30.91 %

Para el sistema cúbico se tiene:

$$V(\text{cubo}) = (4r)^3 = 64r^3$$

$$\phi = \frac{Vol.\text{cubo} - Vol.\text{esferas}}{Vol.\text{cubo}} = \frac{64r^3 - 8(4/3)\pi r^3}{64r^3} = 47.6 \%$$

Para el empaquetamiento cúbico de varillas se tiene:

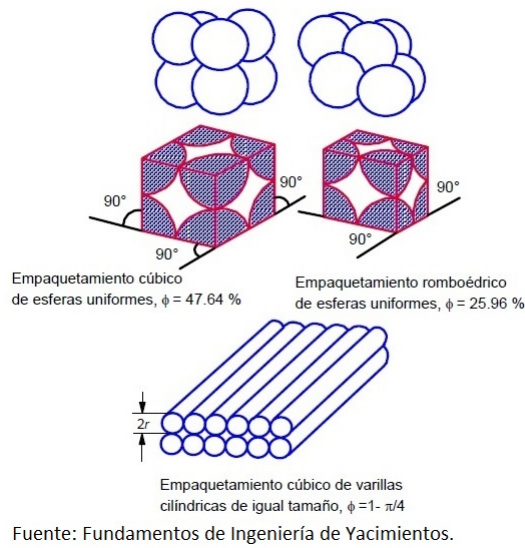
$$V(\text{paralelepipedo}) = (4r)(12r)L = 48r^2L$$

$$V(\text{varillas}) = 12\pi r^2L$$

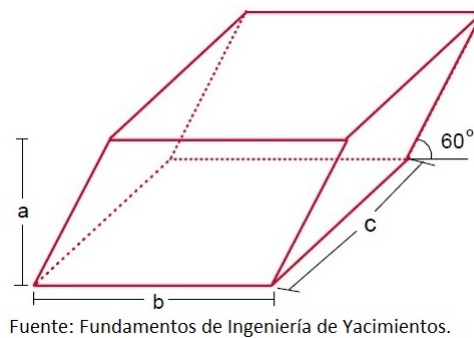
$$\phi = \frac{Vol.\text{paral} - Vol.\text{varillas}}{Vol.\text{paral}} = \frac{48r^2L - 12\pi r^2L}{48r^2L} = 1 - \frac{\pi}{4} = 21.46 \%$$

De acuerdo con la figura 2.12

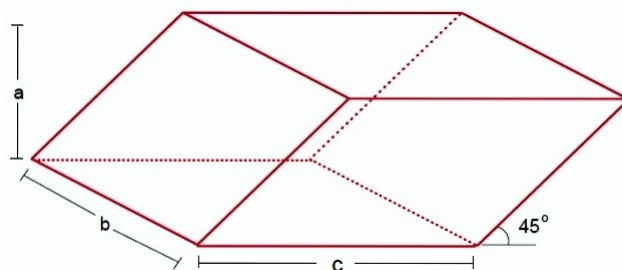
$$V_t = abc$$



**Figura 2.11:** Empaquetamiento cúbico, romboédrico y cúbico de varillas cilíndricas.



**Figura 2.12:** Sistema ortorrómbico



Fuente: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.

**Figura 2.13:** Sistema romboédrico

donde:

$$a = 4r \cos 30^\circ \quad b = 4r \quad c = 4r$$

El volumen total del ortorrombo es:

$$V_t = 64r^3 \cos 30^\circ \quad V_t = 55.426r^3$$

El volumen de los 8 granos está dado por:

$$V_{gr} = 8 \left( \frac{4}{3} \pi r^3 \right) V_{gr} = 33.51r^3$$

Puesto que la porosidad la definimos como:

$$\phi = \frac{V_t - V_{gr}}{V_t} \times 100 = \left( \frac{55.426r^3 - 33.51r^3}{55.426r^3} \right) \times 100 = 39.54 \%$$

De acuerdo con la figura 2.13

$$V_t = abc \quad a = 4r \cos 45^\circ \quad b = 4r \quad c = 4r$$

El volumen total del ortorrombo es:

$$V_t = 64r^3 \cos 45^\circ \quad V_t = 45.25r^3$$

El volumen de los 8 granos está dado por:

$$V_{gr} = 8 \left( \frac{4}{3} \pi r^3 \right)$$

$$V_{gr} = 33.51r^3$$

Puesto que la porosidad la definimos como:

$$\phi = \frac{V_t - V_{gr}}{V_t} \times 100 = \left( \frac{45.25r^3 - 33.51r^3}{45.25r^3} \right) \times 100 = 25.94 \%$$

### 2.3.4. Saturación.

En un yacimiento normalmente está presente más de un fluido. Se acepta que inicialmente los espacios porosos de la roca fueron llenados con agua de mar en su totalidad. Los hidrocarburos más ligeros se movieron por gravedad hacia la parte más alta de la estructura hasta alcanzar posiciones de equilibrio hidrostático y dinámico, desplazando en su recorrido agua de los intersticios hasta una saturación de agua congénita, de aquí que cuando un yacimiento es descubierto, este puede contener aceite, gas y agua.

La *saturación*  $S$  de un fluido en un medio poroso, se define como el volumen del fluido  $V_f$  medido a la presión y temperatura a que se encuentre el medio poroso, entre su volumen de poros  $V_p$ ; es decir:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p}$$

donde el subíndice “f” puede representar aceite, agua o gas.

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad [c.y.]$$

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad [c.y.]$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} \quad [c.y.]$$

Como en el caso de la porosidad,  $S$  puede considerarse también en forma puntual,  $S(x, y, z, t)$  y expresarse en porcentaje.

En todos los yacimientos de hidrocarburos existe agua; los valores de  $S_w$  congénita u original son del orden del 10 al 30%, por lo tanto en etapas avanzadas de extracción, por entrada natural o artificial de agua,  $S_w$  puede alcanzar valores de 0.8, quedando solamente saturaciones pequeñas de aceite y/o gas (saturaciones residuales). En yacimientos de aceite  $S_g$  puede variar desde cero (**aceite bajo saturado**) hasta valores del orden 0.7. Además, de la definición de  $S$  se demuestra que:

$$S_o + S_w + S_g = 1$$

para cualquier yacimiento, a un tiempo cualquiera de explotación, por lo que esto debe tomarse en cuenta al considerar cualquier situación de saturación de fluidos en los yacimientos.

Se llama saturación crítica al valor de  $S$  a partir del cual el fluido correspondiente puede empezar a moverse. Así por ejemplo, para el caso de un yacimiento de aceite bajo saturado, al llegar a la presión de saturación aparece la primera burbuja de gas; al continuar bajando la presión se va incrementando  $S_g$ , pero el gas no puede moverse hacia los pozos o hacia arriba de la estructura sino hasta que se alcanza la saturación

de gas crítica  $S_{gc}$ , que es del orden del 5 al 8 %, dependiendo de las características del sistema roca-fluidos.

### 2.3.5. Permeabilidad (k).

Es una propiedad del medio poroso y es la medida de la capacidad de un medio para permitir el flujo de fluidos a través de él. La unidad de la permeabilidad es el Darcy. Un Darcy es la permeabilidad de un medio poroso si a través de él fluye un solo fluido de 1 [cp] de viscosidad, a un gasto de 1 [ $cm^3/s$ ], a través de un área de 1 [ $cm^2$ ] y con un gradiente de presión de 1 [ $atm/cm$ ], ver figura 2.14.

En estudios de yacimientos petroleros se consideran varios tipos de permeabilidad, siendo cinco de ellos los siguientes:

**Permeabilidad absoluta ( $k_a$ ):** es la propiedad del medio que permite el paso de un fluido, cuando éste lo satura al 100 %. Esta permeabilidad depende exclusivamente de las características físicas de la estructura porosa.

**Permeabilidad a un fluido ( $k_f$ ):** indica la facilidad con que un fluido puede moverse a través de un medio poroso cuando está saturado 100 % con tal fluido. Puede tenerse  $k_g$ ,  $k_o$  y  $k_w$  en el laboratorio.

$$k_g = \frac{\bar{q}_g \mu_g L}{A \Delta P}$$

$$k_o = \frac{\bar{q}_o \mu_o L}{A \Delta P}$$

$$k_w = \frac{\bar{q}_w \mu_w L}{A \Delta P}$$

donde:

$k_g$ ,  $k_o$ ,  $k_w$  son las permeabilidades al gas, aceite y al agua

$\bar{q}_g$ ,  $\bar{q}_o$ ,  $\bar{q}_w$  son los gastos de gas, aceite y agua a condiciones medias de flujo

$\mu_g$ ,  $\mu_o$ ,  $\mu_w$  son las viscosidades del gas, aceite y agua

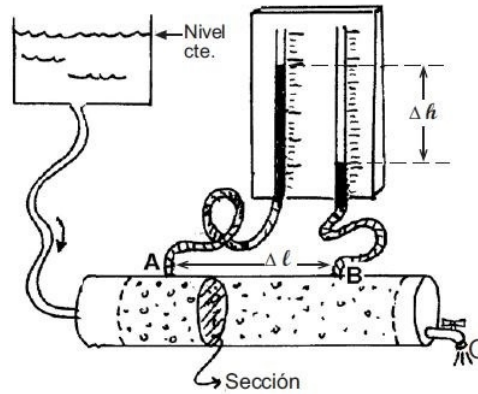
L es la longitud de la muestra

A es el área transversal de la muestra

$\Delta P$  es la caída de presión en la longitud (L)

**Permeabilidad al líquido ( $k_L$ ):** es la permeabilidad de un medio poroso obtenida con el método Klinkenberg y está dada por la siguiente ecuación:

$$k_L = k_g - m \frac{1}{P_m}$$



Fuente: Dynamics of Fluid in Porous Media.

**Figura 2.14:** Modelo físico de Darcy para la determinación de la Permeabilidad.

donde:

$K_L$  es la permeabilidad al líquido

$k_g$  es la permeabilidad al gas

$m$  es la pendiente de la gráfica de  $\frac{1}{P_m}$  vs  $k_g$

$P_m$  es la presión media de flujo

El valor de la  $k_L$  es prácticamente igual al de la  $k_a$ .

**Permeabilidad efectiva a un fluido ( $k_{ef}$ ):** la permeabilidad efectiva a un fluido es la permeabilidad del medio a ese fluido cuando su saturación es menor del 100%.

$$k_{ef} = \frac{\bar{q}_f \mu_f L}{A \Delta P} \quad \text{si} \quad S_f < 100\%$$

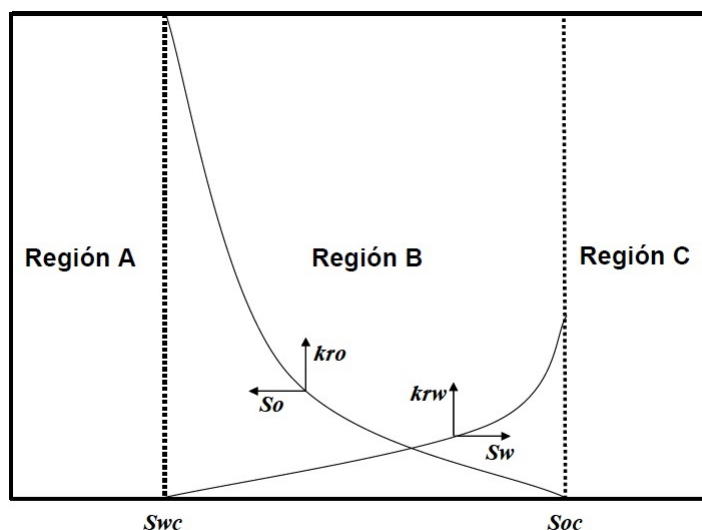
Se pueden tener diversos tipos de permeabilidad efectiva: permeabilidad efectiva al gas ( $k_{eg}$ ), permeabilidad efectiva al aceite ( $k_{eo}$ ) y permeabilidad efectiva al agua ( $k_{ew}$ )

**Permeabilidad relativa a un fluido ( $k_{rf}$ ):** es la relación de la permeabilidad efectiva a tal fluido entre la permeabilidad absoluta o la permeabilidad al líquido del medio poroso.

$$k_{rf} = \frac{k_{ef}}{k_a}$$

Se tiene permeabilidad relativa al gas, permeabilidad relativa al aceite y permeabilidad relativa al agua, las cuales son:





Fuente: Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos.

**Figura 2.15:** Gráfica de permeabilidad relativa al aceite y al agua.

$$k_{rg} = \frac{k_{eg}}{k_a}$$

$$k_{ro} = \frac{k_{eo}}{k_a}$$

$$k_{rw} = \frac{k_{ew}}{k_a}$$

La permeabilidad relativa depende de las características tanto del medio poroso como de los fluidos que lo saturan, así como del grado de saturación de los fluidos. Este tipo de permeabilidad se expresa en por ciento o fracción de la permeabilidad absoluta y es muy común representarla en función de la saturación de algún fluido. En la figura 2.15 se muestra una gráfica de  $k_{rw}$  y  $k_{ro}$  contra  $S_w$ .

**Región A:** Sólo el aceite puede fluir porque se tiene  $S_w \leq S_{wc}$

**Región B:** Puede fluir simultáneamente el aceite y el agua

**Región C:** Sólo fluirá el agua porque se tiene  $S_o \leq S_{oc}$

Los factores que afectan la permeabilidad relativa son:

- Saturación de fluidos
- Geometría y distribución del espacio poroso

- Mojabilidad
- Historia de saturación

### 2.3.6. Compresibilidad.

#### 2.3.6.1. Coeficiente de Compresibilidad Isotérmico.

El conjunto de mecanismos que hacen posible la recuperación primaria de hidrocarburos dependen de la expansión de los fluidos y de la roca en el yacimiento y pueden ser apreciados de una mejor manera si consideramos la definición de compresibilidad isotérmica.

La compresibilidad se define como el cambio de volumen que sufre un volumen unitario por unidad de variación de presión, o sea:

$$c = -\frac{1}{V} \left( \frac{dV}{dP} \right) \Big|_T \quad (2.1)$$

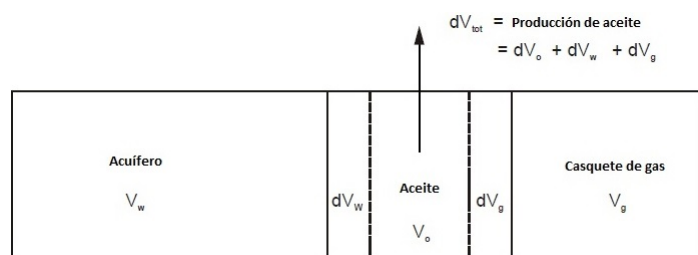
La compresibilidad isotérmica, a temperatura constante, es comunmente utilizada en la mayoría de los calculos de ingeniería de yacimientos debido a que se considera una razonable aproximación de cómo se producen los fluidos, y remueve calor del yacimiento por convección, todo el yacimiento se asume que actúa como una fuente de calor de extensión infinita, que inmediatamente reemplaza este calor por conducción y con ello que la temperatura del yacimiento se mantenga constante. Por lo tanto la compresibilidad, referida en esta tesis, se debe interpretar siempre como la compresibilidad isotérmica.

El signo negativo es una convección requerida en la ecuación 2.1 debido a que la compresibilidad es definida como un número positivo, mientras que la diferencial,  $\frac{dV}{dP}$ , es negativa, ya que los fluidos se expanden cuando su presión de confinamiento decrece. Cuando se utiliza la definición de compresibilidad de manera aislada, para describir la pérdida de presión en el yacimiento, es más ilustrativo expresarla en la forma.

$$dV = cVdP \quad (2.2)$$

en donde  $dV$  es una expansión y  $dP$  una caída de presión, de las cuales ambas son positivas. Esta es una ecuación muy básica enfatizando todos los mecanismos en la etapa de recuperación primaria. En el yacimiento, si  $dP$  se toma como la caída de presión desde un punto inicial hasta alguna presión menor,  $P_i - P$ , entonces  $dV$  será la correspondiente expansión del fluido, el cual se manifiesta a sí mismo como producción.

La habilidad de la ingeniería para obtener un alto factor de recuperación, durante la etapa primaria de producción, utilizando unicamente la energía natural del yacimiento, es asegurando que la  $dV$ , la cual es la producción, sea proveniente del fluido de mayor valor comercial en el mercado, llamado, petróleo o aceite.



Fuente: Fundamentals of Reservoir Engineering.

**Figura 2.16:** Recuperación primaria de aceite resultado de la expansión del aceite, agua y gas.

La figura 2.16 ilustra que, para hacer producir un yacimiento de aceite, deberán ser perforados pozos dentro de la zona de aceite. Si el yacimiento está en contacto con un casquete de gas y un acuífero, la producción de aceite debida a una caída uniforme de la presión,  $dP$ , en todo el sistema, tendrá componentes debido a la expansión por separado del aceite, gas y agua, y por lo tanto:

$$dV_{TOT} = \text{Producción de aceite} = dV_o + dV_w + dV_g$$

en la cual el balance se expresa en volúmenes de fluidos a las condiciones del yacimiento. Aplicando la ecuación 2.2, esto puede ser expresado como:

$$dV_{TOT} = c_o V_o \Delta P + c_w V_w \Delta P + c_g V_g \Delta P$$

Considerando los siguientes valores de compresibilidad, como típicos para cada uno de los fluidos presentes, a una presión de 2000 [psia]:

$$c_o = 15 \times 10^{-6} / \text{psi}$$

$$c_w = 3 \times 10^{-6} / \text{psi}$$

$$c_g = 500 \times 10^{-6} / \text{psi}$$

es evidente que la contribución para  $dV_{TOT}$  suministrada por la expansión del aceite y del agua, solo será significativa si tanto  $V_o$  como  $V_w$ , los volúmenes iniciales del aceite y del agua respectivamente, son lo suficientemente grandes. En contraparte, debido a su muy alta compresibilidad, inclusive un muy pequeño volumen de gas en el casquete contribuirá significativamente con la producción de aceite.

Por lo tanto, mientras que es obvio que no se produce el acuífero, sino que, se permite que el agua se expanda y desplace el aceite, así también, el gas en el casquete que aunque teniendo valor comercial, frecuentemente se le mantiene en el yacimiento jugando un papel muy importante en la contribución de la recuperación primaria a través de su expansión.

### 2.3.6.2. Compresibilidad de la Roca.

La compresibilidad de la roca al igual que la de los fluidos es un mecanismo de expulsión de hidrocarburos. Al comenzar la explotación de un yacimiento y caer la presión se expanden la roca y los fluidos. La expansión de la roca causa una disminución del espacio poroso interconectado. La expansión de los fluidos tiende a contrarrestar el vaciamiento ocurrido por la producción de fluidos que a su vez causó la caída de presión. Ambos efectos van en la misma dirección, la cual es la de expulsar fluidos del espacio poroso interconectado.

Este mecanismo de expulsión es especialmente importante en la producción de yacimientos bajo saturados sin empuje de agua y hasta que la presión baje a la presión de burbuja. De hecho, en ese caso la compresibilidad es la única fuente de energía de producción.

En el caso de la formación se definen tres tipos de compresibilidad, las cuales son las siguientes:

1. Compresibilidad de los poros  $c_p$ :

$$c_p = -\frac{1}{V_p} \frac{dV_p}{dp} \quad (2.3)$$

2. Compresibilidad de la roca  $c_r$ :

$$c_r = -\frac{1}{V_r} \frac{dV_r}{dp} \quad (2.4)$$

3. Compresibilidad total de la roca  $c_b$ :

$$c_b = -\frac{1}{V_b} \frac{dV_b}{dp} \quad (2.5)$$

donde:

$c_p$ ,  $c_r$  y  $c_b$  son las compresibilidades de los poros, la roca y la roca total respectivamente

$V_p$ ,  $V_r$  y  $V_b$  son los volúmenes de los poros, la roca y los poros más la roca respectivamente

Cuando se extrae fluido de una roca almacén, la presión interna cambia, aumentando la presión diferencial entre esta presión y la presión externa de sobrecarga que permanece constante. Esto trae como consecuencia el desarrollo de diferentes esfuerzos en la roca dando como resultado un cambio en la parte sólida, en los poros y por consiguiente en la roca total. Desde el punto de vista de la ingeniería de yacimientos, el

cambio principal es el sufrido por los poros. El cambio en el volumen total es importante en áreas donde ocurren hundimientos del terreno.

La relación entre  $c_p$ ,  $c_b$  y  $c_r$  con la porosidad ( $\phi$ ) viene dada por la ecuación siguiente:

$$c_b = \phi c_p + (1 - \phi)c_r \quad (2.6)$$

Según estudios hechos  $c_r$  es independiente de la presión entre 0 y 20000 [psi], por lo tanto, para propósitos prácticos puede considerarse  $c_r$  igual a cero y  $c_b = \phi c_p$

## 2.4. Propiedades de los Fluidos.

### 2.4.1. Viscosidad ( $\mu$ ).

Una propiedad muy importante se introducirá como consecuencia de la ley de viscosidad de Newton. Para un flujo bien ordenado<sup>1</sup> en el que las partículas de fluido se mueven en líneas rectas y paralelas (flujo paralelo), la ley establece que para ciertos fluidos, conocidos como fluidos newtonianos, el esfuerzo cortante sobre una interfaz (superficie) tangente a la dirección de flujo es proporcional a la tasa de cambio de la velocidad con respecto a la distancia, donde la diferenciación se toma en una dirección normal a la interfaz. Matemáticamente se establece como:

$$\tau \propto \frac{\delta V}{\delta \eta} \quad (2.7)$$

La figura 2.17 puede explicar con más detalle esta relación. Se escoge un área infinitesimal en el flujo que sea paralela al eje de velocidad horizontal, como se muestra. Se dibuja la normal  $\eta$  a esta área y se grafican las velocidades del fluido en puntos a lo largo de la normal, formando de esta manera un perfil de velocidad. La pendiente del perfil hacia el eje  $\eta$  en la posición correspondiente al elemento de área es el valor  $\delta V/\delta \eta$ , el cual se relaciona, tal como se planteó anteriormente, con el esfuerzo cortante  $\tau$  presente en la interfaz.

Al insertar el coeficiente de proporcionalidad en la ley de viscosidad de Newton se llega al resultado:

$$\tau = \mu \frac{\delta V}{\delta \eta} \quad (2.8)$$

donde  $\mu$  se conoce como el coeficiente de viscosidad. En el sistema de unidades cgs, la unidad de viscosidad es el *poise*, que corresponde a  $1 \frac{g}{cm \cdot s}$ . El *centipoise* es 1/100 de un poise. La unidad SI para la viscosidad es  $1 \frac{kg}{m \cdot s}$ . Ésta no tiene nombre particular y es 10 veces mayor que el poise, como se deduce utilizando las unidades básicas. En el

<sup>1</sup>Tal flujo, conocido como laminar, se encuentra libre de fluctuaciones macroscópicas de velocidades.

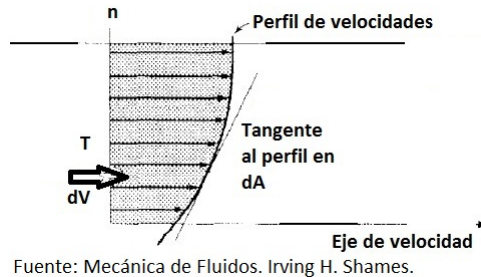


Figura 2.17: Flujo paralelo bien ordenado.

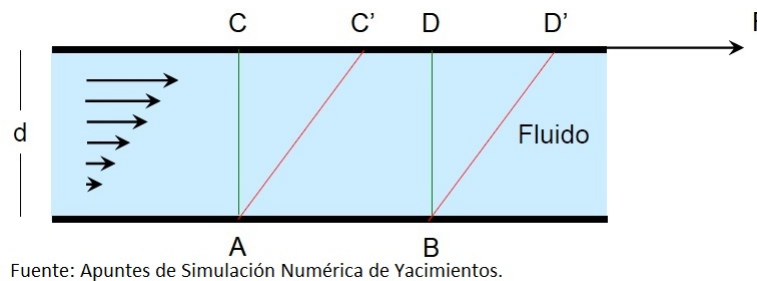


Figura 2.18: Representación de la viscosidad de un fluido entre dos capas.

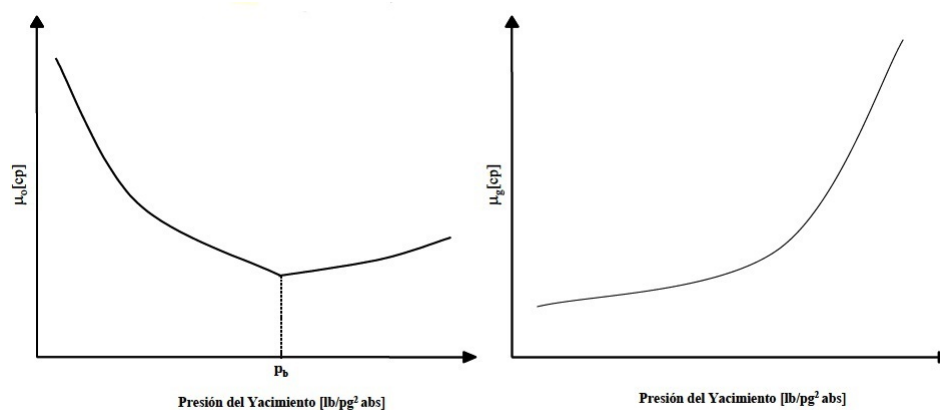
sistema USCS<sup>1</sup>, la unidad del coeficiente de viscosidad es  $1 \frac{\text{slug}}{\text{pie} \cdot \text{s}}$  y en el sistema SI no tiene nombre.

Es una medida de la resistencia de un fluido a fluir debido a interacciones moleculares; ésta varía con la presión y la temperatura. La mayoría de las teorías macroscópicas de la viscosidad son fenomenológicas, porque es muy difícil calcular, a partir de los principios fundamentales las muchas interacciones moleculares de las partículas que son responsables de la viscosidad. Puede obtenerse por análisis de laboratorio o bien mediante alguna correlación.

La viscosidad es el rozamiento interno entre las capas de fluido. A causa de la viscosidad, es necesario ejercer una fuerza para obligar a una capa de fluido a deslizarse sobre otra, como se puede observar en la figura 2.18, donde se representa un fluido confinado entre una capa inferior fija y una superior móvil.

La capa de fluido en contacto con la lámina móvil tiene la misma velocidad que ella, mientras que la adyacente a la pared fija está inmóvil. La velocidad de las distintas capas intermedias aumenta uniformemente entre ambas láminas, tal como sugieren las flechas. Un flujo de este tipo se denomina laminar.

<sup>1</sup>Al sistema de unidades inglesas se le conoce de varias maneras: Sistema de Unidades Comunes de Estados Unidos (USCS, por sus siglas en Inglés).



Fuente: Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos.

**Figura 2.19:** Gráficas de la viscosidad del aceite y del gas contra la presión del yacimiento.

Como consecuencia de este movimiento, una porción de líquido que en un determinado instante tiene la forma ABCD, al cabo de un cierto tiempo se deformará adquiriendo la forma ABC'D'.

La viscosidad del aceite aumenta al disminuir la presión bajo condiciones por debajo de la presión de saturación, esto es debido a la liberación del gas en solución. Estando sobre la presión de saturación la viscosidad aumenta al aumentar la presión debido a que las moléculas se ven forzadas a estar más juntas debido a la alta presión.

La viscosidad del gas aumenta al aumentar la presión y disminuye conforme aumenta la temperatura, figura 2.19.

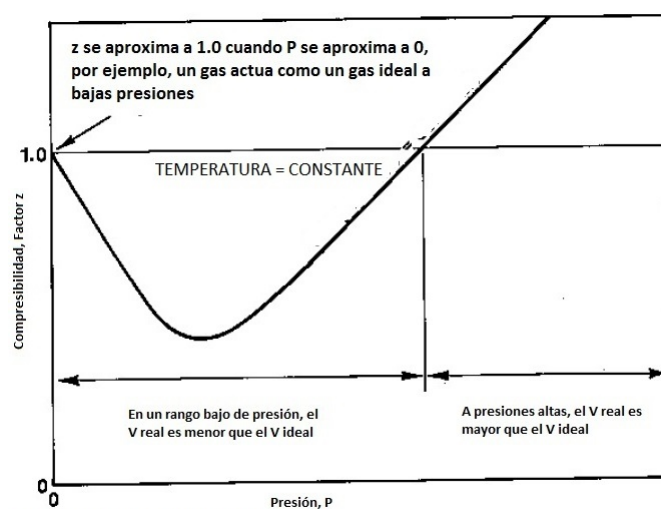
## 2.4.2. Compresibilidad de Fluidos.

### 2.4.2.1. Comportamiento de los Gases Reales.

Investigadores han propuesto cientos de ecuaciones de estado para gases reales. Consideremos primero la *ecuación de estado de compresibilidad*. Esta ecuación de estado es una de las más comúnmente utilizadas en la industria petrolera. Esta ecuación tiene algunas limitantes.

### 2.4.2.2. Ecuación de Estado de Compresibilidad.

El comportamiento de la mayoría de los gases reales no se desvian drásticamente del comportamiento predicho por la ecuación de los gases ideales. Así que la mejor manera



**Figura 2.20:** Gráfico típico del factor  $z$ , como una función de la presión a temperatura constante.

de escribir una ecuación de estado para un gas real es insertar un factor de corrección dentro de la ecuación del gas ideal. Esto resulta en:

$$PV = znRT, \quad PV_M = zRT, \quad Pv = \frac{zRT}{M}, \quad y \quad \rho = \frac{PM}{zRT} \quad (2.9)$$

donde el factor de corrección,  $z$ , se conoce como el *factor de compresibilidad* y la ecuación se conoce como la *ecuación de estado de compresibilidad*. La ecuación tiene varios nombres, tales como la *ecuación de compresibilidad* o la *ecuación de los gases reales*.

El factor de compresibilidad es también conocido como *factor de desviación del gas*, *super-compresibilidad*, o *factor  $z$* . Algunas veces el recíproco de la compresibilidad es llamado *supercompresibilidad*.

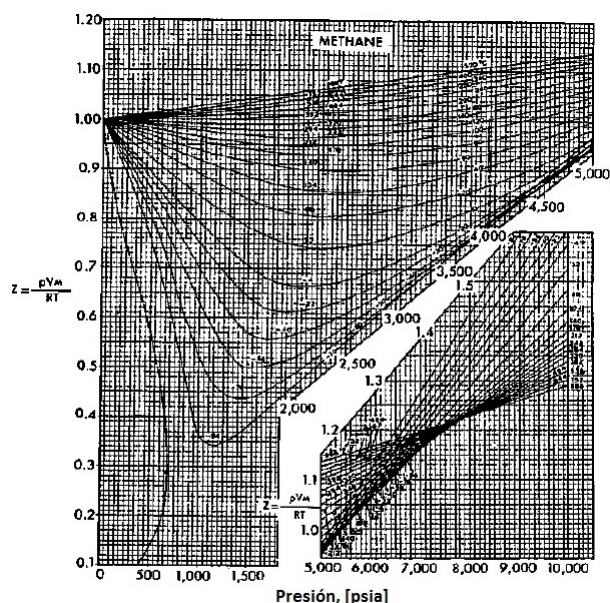
El factor  $z$  es la relación de el volumen real ocupado por un gas a una presión y temperatura dados, entre el volumen de gas que ocuparía a la misma presión y temperatura si se comportara como un gas ideal.

$$z = \frac{V_{real}}{V_{ideal}} \quad (2.10)$$

El factor  $z$  no es una constante. Varía con los cambios en la composición del gas, temperatura y presión. Debe ser determinado experimentalmente. Los resultados de la determinación experimental del factor  $z$  usualmente toman la forma mostrada en la figura 2.20.

La forma de la curva es consistente con nuestro conocimiento del comportamiento de los gases. A muy baja presión las moléculas se encuentran relativamente separadas, y se reúnen las condiciones con mayor probabilidad del comportamiento de un gas ideal.





Fuente: Properties of Petroleum Fluids.

**Figura 2.21:** Factor z para el metano.

Los experimentos muestran que a muy bajas presiones el factor z se aproxima a un valor de 1.0. Esto indica que el comportamiento de un gas ideal en realidad ocurre a muy bajas presiones.

A moderadas presiones, las moléculas se encuentran más cercanas entre ellas, lo suficiente para ejercer alguna atracción entre las moléculas. Esta atracción causa que el volumen real sea, de alguna manera, menor que el volumen predicho por la ecuación del gas ideal, así que, el factor z será menor a 1.0.

A altas presiones las moléculas son forzadas a permanecer juntas, y fuerzas repulsivas entran en juego, el volumen real es más grande que el volumen ideal y el factor z será más grande que 1.0.

El factor z para varios hidrocarburos gaseosos están dados en las figuras 2.21, 2.22 y 2.23.

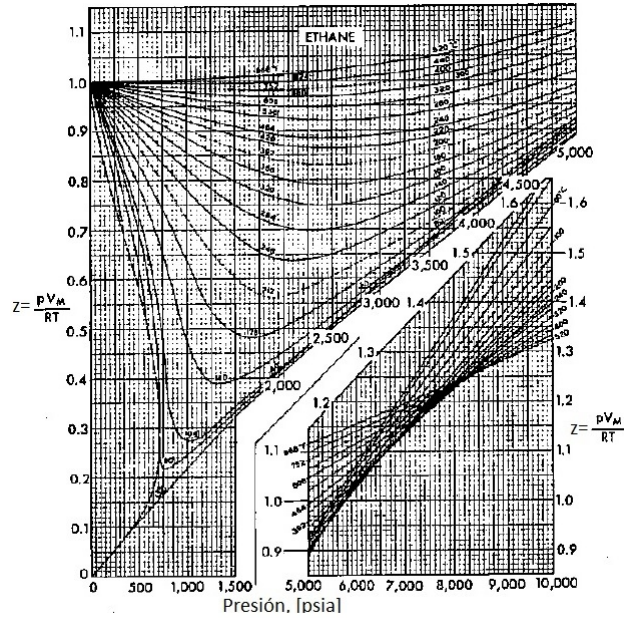
### 2.4.3. Compresibilidad de un Gas Ideal.

La ecuación de estado más simple para un gas ideal.

$$PV = nRT \quad \text{o} \quad V = \frac{nRT}{P} \tag{2.11}$$

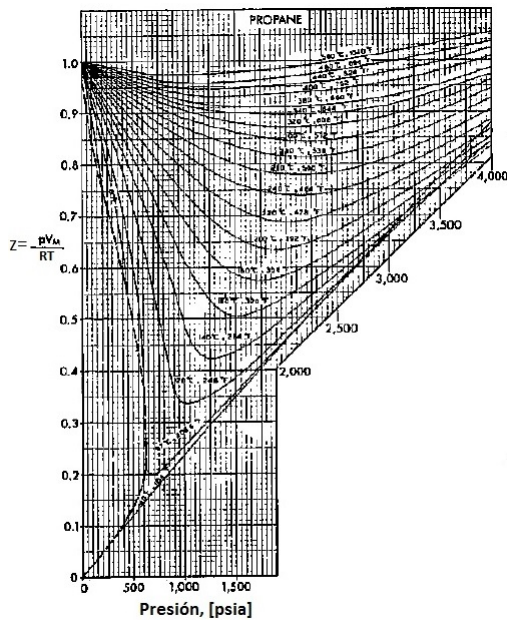
Si deseamos eliminar el término  $dV/dP$  en la ecuación 2.1, y obtenemos la derivada de éste término de la ecuación 2.11 como:

$$\left(\frac{dV}{dP}\right)_T = -\frac{nRT}{P^2} \tag{2.12}$$



Fuente: Properties of Petroleum Fluids.

Figura 2.22: Factor z para el etano.



Fuente: Properties of Petroleum Fluids.

Figura 2.23: Factor z para el propano.

Combinando la ecuación 2.12 con la ecuación 2.1 da como resultado:

$$c_g = -\left(\frac{1}{V}\right)\left(-\frac{nRT}{P^2}\right)$$

$$c_g = \left(-\frac{P}{nRT}\right)\left(-\frac{nRT}{P^2}\right) = \frac{1}{P} \quad (2.13)$$

Debemos reconocer que la ecuación de estado para un gas ideal no describe adecuadamente el comportamiento de gases a temperaturas y presiones normalmente encontradas en los yacimientos petroleros. Sin embargo, la ecuación 2.13 ilustra muy bien los valores que podemos esperar del coeficiente de compresibilidad isotérmico de un gas y que resulta ser inversamente proporcional a la presión. La ecuación 2.13 puede ser utilizada para determinar el orden de magnitud esperada de la compresibilidad de un gas.

#### 2.4.4. Compresibilidad de un Gas Real.

La ecuación de estado comunmente más utilizada en la industria petrolera para gases reales es:

$$V = nRT \frac{z}{P} \quad (2.14)$$

donde el *factor z* cambia conforme la presión cambia y debe ser considerado como una variable.

Si combinamos esta ecuación con aquella que define el coeficiente de compresibilidad, entonces obtenemos:

$$\left(\frac{dV}{dP}\right)_T = nRT \frac{P \left(\frac{dz}{dP}\right)_T - z}{P^2} \quad (2.15)$$

y de

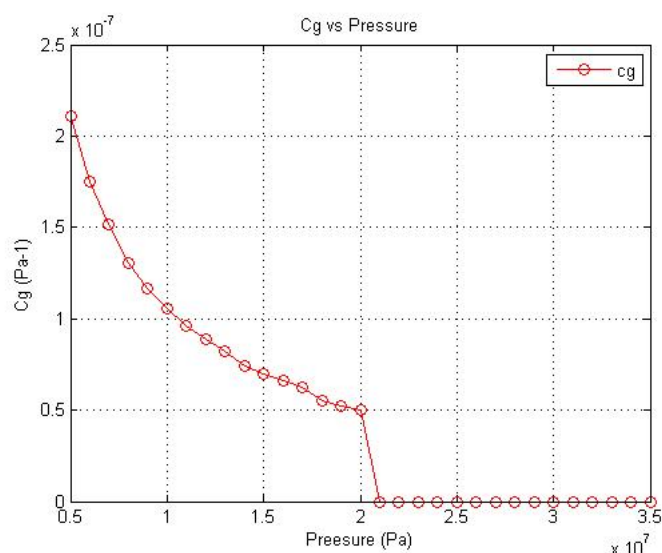
$$c_g = -\frac{1}{V} \left(\frac{dV}{dP}\right)_T$$

$$c_g = \left[-\frac{P}{znRT}\right] \left\{ \frac{nRT}{P^2} \left[ P \left(\frac{dz}{dP}\right)_T - z \right] \right\}$$

$$c_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{z} \left(\frac{dz}{dP}\right)_T \quad (2.16)$$

La figura 2.24 muestra el comportamiento típico de la compresibilidad de un gas real conforme varia la presión.

Para el caso especial, de un gas ideal, en el cual el *factor z* es una constante igual a 1.0 la derivada parcial del *factor z* con respecto de *P* es igual a cero y la ecuación 2.16 se reduce a la ecuación 2.13.



**Figura 2.24:** Gráfica de la compresibilidad del gas contra la presión.

La derivada parcial,  $(dz/dP)_T$ , es la pendiente del *factor z* graficado contra la presión a temperatura constante. Las pendientes de las isotérmicas de las figuras 2.21, 2.22 y 2.23 muestran como el segundo término de la ecuación 2.16 puede llegar a ser significativamente grande.

A bajas presiones, el *factor z* decrece conforme la presión se incrementa. Por lo tanto la derivada parcial del *factor z* con respecto a la presión es negativa, y  $c_g$  es más grande que en el caso de un gas ideal. Sin embargo a muy altas presiones, el *factor z* se incrementa con la presión; la derivada parcial del *factor z* con respecto a  $P$  es positiva, y  $c_g$  es menor que en el caso de un gas ideal.

### 2.4.5. Compresibilidad del Aceite.

A presiones por arriba del punto de burbuja, el *coeficiente de compresibilidad del aceite* se define exactamente como el coeficiente de compresibilidad de un gas. A presiones por debajo del punto de burbuja, un término adicional debe ser agregado a la definición para cuantificar el volumen del gas que se libera.

Así como con los gases, el coeficiente de compresibilidad isotérmico del aceite es usualmente llamado *compresibilidad*, o en este caso, *compresibilidad del aceite*.

#### 2.4.5.1. Presiones por Arriba de la Presión de Burbuja.

La definición del coeficiente de compresibilidad, a presiones por encima del punto de burbuja es:

$$c_o = -\frac{1}{V} \left( \frac{dV}{dP} \right)_T \quad o \quad c_o = -\frac{1}{V_M} \left( \frac{dV_M}{dP} \right)_T$$

o

$$c_o = -\frac{1}{v} \left( \frac{dv}{dP} \right)_T \quad (2.17)$$

Estas ecuaciones determinan el cambio fraccional del volumen de un líquido cuando la presión cambia a temperatura constante. La derivada ordinaria se utiliza en lugar de la derivada parcial debido a que únicamente es permitida la variación de una variable, la presión.

La relación que existe entre la compresibilidad del aceite y la presión para un aceite negro típico, a temperatura constante se muestra en la figura 2.25.

La compresibilidad del aceite negro es virtualmente constante, excepto a presiones cercanas al punto de burbuja. Los valores rara vez exceden de  $35 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ . La ecuación 2.17, aplican únicamente para presiones por arriba de la presión de burbuja.

Las ecuación 2.17 pueden ser escrita como:

$$c_o = -\left( \frac{d \ln V}{dP} \right)_T \quad o \quad c_o = -\left( \frac{d \ln V_M}{dP} \right)_T$$

o

$$c_o = -\left( \frac{d \ln v}{dP} \right)_T \quad (2.18)$$

Una sustitución directa del factor de formación de volumen del aceite dentro de la primera ecuación 2.17 da como resultado:

$$c_o = -\frac{1}{B_o} \left( \frac{dB_o}{dP} \right)_T \quad (2.19)$$

La ecuación 2.17 puede ser integrada si se asume que  $c_o$  permanece constante con los cambios de presión.

$$c_o \int_{P_1}^{P_2} dP = - \int_{v_1}^{v_2} \frac{dv}{v} \quad (2.20)$$

resultando en:

$$c_o(P_2 - P_1) = - \ln \frac{v_2}{v_1}$$

o

$$c_o(P_2 - P_1) = - \ln \frac{V_2}{V_1} \quad (2.21)$$

La ecuación resultante es usualmente reordenada, así que, los cambios en el volumen específico pueden ser calculados para conocidos cambios en la presión.

$$V_2 = V_1 \exp c_o(P_1 - P_2) \quad (2.22)$$

#### 2.4.5.2. Presiones por Abajo de la Presión de Burbuja.

Cuando la presión del yacimiento se encuentra por debajo del punto de burbuja, la situación es muy diferente. El volumen líquido del yacimiento decrece al reducirse la presión. Sin embargo, el volumen ocupado del yacimiento, por la masa que originalmente era líquida, se incrementa debido a la liberación del gas. El cambio en el volumen del líquido puede ser representado por:

$$\left(\frac{dB_o}{dP}\right)_T \quad (2.23)$$

El cambio en la cantidad de gas disuelto es:

$$\left(\frac{dR_s}{dP}\right)_T \quad (2.24)$$

y por lo tanto, el cambio en el volumen del gas libre es:

$$-\left(\frac{dR_s}{dP}\right)_T \quad (2.25)$$

Entonces el cambio total en el volumen del yacimiento, a la presión por debajo del punto de burbuja, es la suma del cambio en el volumen del líquido más el cambio en el volumen del gas libre.

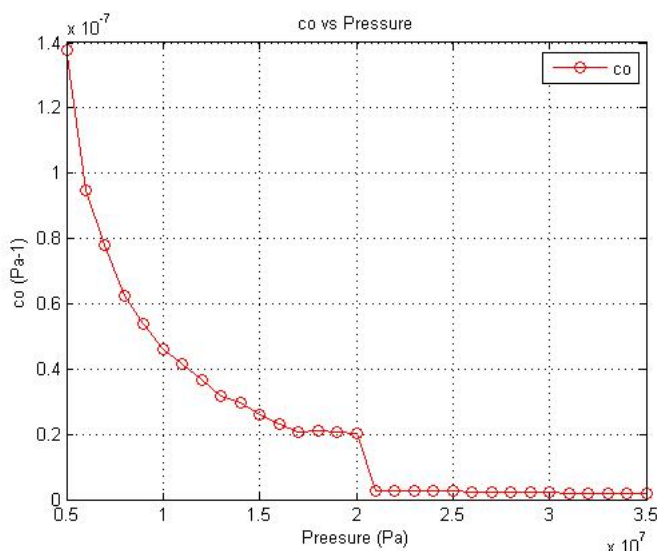
$$\left[\left(\frac{dB_o}{dP}\right)_T - B_g\left(\frac{dR_s}{dP}\right)_T\right] \quad (2.26)$$

donde  $B_g$  es agregado para convertir el volumen del gas liberado a condiciones de yacimiento.

Consecuentemente, el cambio fraccional del volumen cuando la presión cambia, es:

$$c_o = -\frac{1}{B_o} \left[\left(\frac{dB_o}{dP}\right)_T - B_g\left(\frac{dR_s}{dP}\right)_T\right] \quad (2.27)$$

Esto es consistente con la ecuación 2.19 en la cual, la derivada de  $R_s$  con respecto de la presión, es cero a presiones por arriba de la presión de burbuja. En el gráfico de la figura 2.25, existe una discontinuidad justo en el punto de burbuja. La liberación de la primera burbuja de gas, provoca un cambio grande en el valor de la compresibilidad. La ecuación 2.17 aplica para presiones por arriba de la presión de burbuja y la ecuación 2.27 aplica para presiones por debajo de la presión de burbuja.



**Figura 2.25:** Compresibilidad de un aceite en función de la presión del yacimiento.

## 2.4.6. Compresibilidad del Agua de Formación.

Como vimos anteriormente el coeficiente de compresibilidad del aceite tiene una discontinuidad justo en el punto de burbuja. *El coeficiente de compresibilidad isotérmico del agua* tiene la misma discontinuidad por la misma razón, como en la figura 2.25, la cual muestra la típica relación entre la compresibilidad del agua y la presión del yacimiento. Pero por otro lado, los valores de compresibilidad del agua son de alguna manera más pequeños que los de la compresibilidad del aceite.

### 2.4.6.1. Presiones por Arriba de la Presión de Burbuja.

Apresiones por arriba de la presión de burbuja, la compresibilidad del agua se define como:

$$c_w = -\frac{1}{V_w} \left( \frac{dV_w}{dP} \right)_T, \quad c_w = -\frac{1}{B_w} \left( \frac{dB_w}{dP} \right)_T, \quad c_w = \frac{1}{\rho_w} \left( \frac{d\rho_w}{dP} \right)_T \quad (2.28)$$

La figura 2.26 muestra el coeficiente de compresibilidad del agua pura.

La figura 2.27 muestra el factor de corrección que suele usarse para ajustar la compresibilidad por el efecto de los sólidos disueltos. Sorprendentemente la cantidad de gas disuelto no tiene efecto en la compresibilidad del agua.

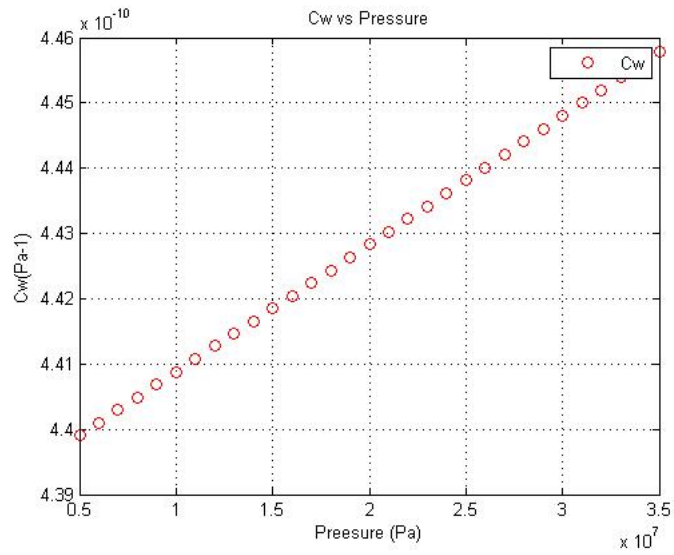
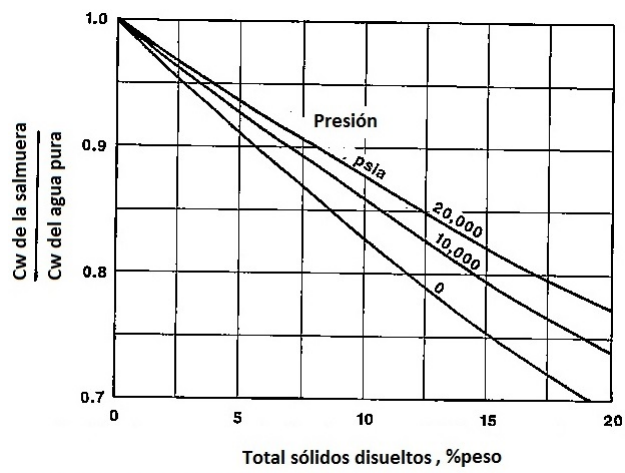


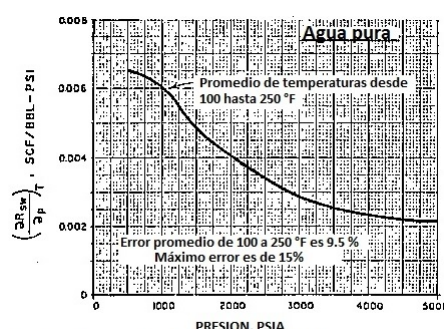
Figura 2.26: Coeficiente isotérmico de compresibilidad del agua.



Fuente: Properties of Petroleum Fluids.

Figura 2.27: Efecto de la salinidad sobre el coeficiente isotérmico de compresibilidad del agua.





Fuente: Properties of Petroleum Fluids.

**Figura 2.28:** Derivada de la razón de solubilidad gas en agua, con respecto a la presión.

### 2.4.6.2. Presiones por Debajo de la Presión de Burbuja.

A presiones por debajo del punto de burbuja, la compresibilidad del agua se define como:

$$c_w = -\frac{1}{B_w} \left[ \left( \frac{dB_w}{dP} \right)_T - B_g \left( \frac{dR_{sw}}{dP} \right)_T \right] \quad (2.29)$$

Esta ecuación es análoga a la ecuación 2.27 para la  $c_o$ . La ecuación 2.29 es diferente de la ecuación 2.28 por la misma razón que la ecuación 2.27 es diferente de la ecuación 2.17.

La ecuación anterior puede ser escrita como:

$$c_w = -\frac{1}{B_w} \left( \frac{dB_w}{dP} \right)_T + \frac{B_g}{B_w} \left( \frac{dR_{sw}}{dP} \right)_T \quad (2.30)$$

El primer término del lado derecho de la ecuación 2.30 está relacionado con  $c_w$  a presiones por arriba del punto de burbuja y se calcula utilizando las figuras 2.26 y 2.27.

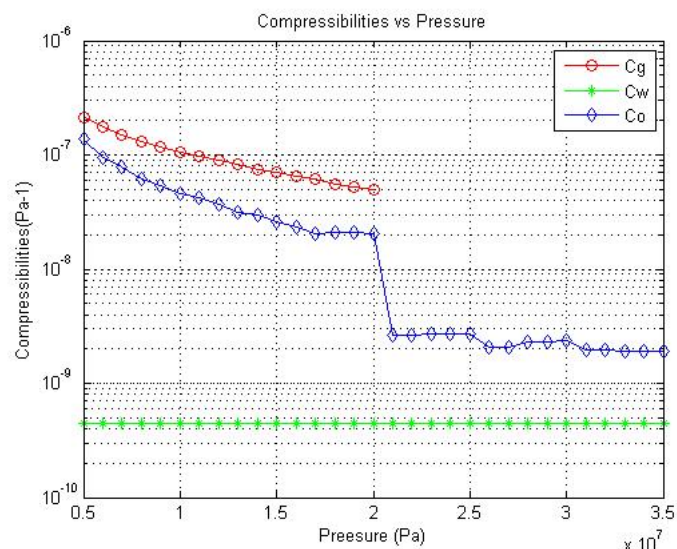
El segundo término de la derecha de la ecuación se calcula por separado en tres partes.

El factor de volumen de formación del agua,  $B_w$ , se calcula con la ecuación 2.36 y las figuras 2.34 y 2.36.

El factor de volumen de formación del gas,  $B_g$ , se calcula usando la ecuación 2.32. Use un valor de 0.63 para la gravedad específica del gas liberado del agua, para determinar un *factor*  $z$  en la ecuación 2.32 este valor se basa en información limitada y su presión se desconoce; sin embargo, los valores que entrega parecen ser muy razonables.

La derivada  $(dR_{sw}/dP)_T$  se estima de la figura 2.28. Multiplicando los valores de la derivada de la figura 2.28 por el factor de ajuste de la figura 2.27 para contar con el efecto de los sólidos disueltos.

La figura 2.29 muestra en un mismo gráfico las compresibilidades del aceite, gas y agua.



**Figura 2.29:** Compresibilidades de los fluidos del yacimiento.

### 2.4.7. Propiedades Volumétricas.

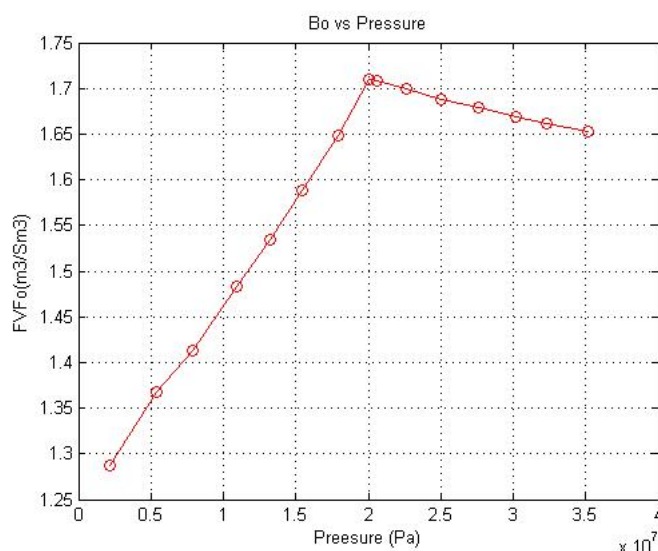
Cuando el petróleo, el gas y el agua de la formación son producidos en la superficie, sus volúmenes se modifican debido a la compresibilidad de los tres fluidos y a la solubilidad del gas en el petróleo y en el agua. Para convertir los volúmenes (o gastos) desde las condiciones de fondo hasta las condiciones de superficie se aplican los parámetros PVT. Ellos son los factores de volumen de formación para el petróleo, gas y agua y la relación de solubilidad del gas en el aceite y en el agua.

Los factores de volumen de la formación relacionan el volumen del fluido en condiciones de presión y temperatura del yacimiento con el volumen en condiciones estándar. Se denominan  $B_o$ ,  $B_g$  y  $B_w$  y son funciones de la composición de los fluidos y, por supuesto, de la presión y temperatura.

La relación de solubilidad gas-aceite,  $R_s$ , también se llama relación gas-petróleo disuelto. Existe una pequeñísima solubilidad del gas en el agua,  $R_{sw}$ , que a menudo se desprecia. Ahora bien, el gas producido en la superficie proviene tanto del gas disuelto como del gas libre en el yacimiento. La relación gas-aceite producido instantánea se denomina  $RGA$ . La relación gas-aceite, tanto disuelto como producido, se mide en volumen de gas en condiciones estándar por unidad de volumen de aceite en condiciones estándar.

#### 2.4.7.1. Factor de Volumen de Formación del Aceite.

El petróleo es una mezcla de hidrocarburos que a la presión y temperatura del yacimiento se encuentra en estado líquido. A medida que se produce, disminuye la



**Figura 2.30:** Gráfico típico del factor de volumen de formación del aceite, como función de la presión, a temperatura constante.

presión, y las fracciones más livianas se gasifican. Se define *el factor de volumen de formación del aceite*,  $B_o$ , como la relación entre el volumen de petróleo a condiciones de yacimiento y el volumen de petróleo a condiciones estándar de superficie. El factor de volumen de formación del aceite es siempre mayor que la unidad.

$B_o$  es adimensional. Sin embargo es costumbre distinguir las condiciones de referencia en las unidades [API]:

$$B_o = \frac{\text{Volumen de aceite + su gas disuelto}}{\text{Volumen de aceite}} \left[ \frac{c.y.}{c.e.} \right]$$

En la figura 2.30 se muestra la variación del factor de volumen de formación del aceite con la presión para un petróleo negro típico. A presiones mayores que la presión de burbuja el petróleo es un líquido monofásico y, por lo tanto, al disminuir la presión, aumenta su volumen. A presiones menores que la de burbuja se libera gas y el volumen disminuye.

#### 2.4.7.2. Factor de Volumen de Formación del Gas.

El *factor de volumen del gas*,  $B_g$ , es la relación entre el volumen ocupado por el gas a condiciones de yacimiento  $(V_g)_{P,T}$  y a condiciones estándar  $(V_g)_{c.e.}$ . Se aplica la ecuación de estado de los gases ideales a las condiciones de superficie o estándar, y la ecuación de estado de los gases reales a las condiciones de yacimiento. Se obtiene:

$$B_g = \frac{(V_g)_{P,T}}{(V_g)_{c.e.}} = \frac{P_{c.e.} T z}{P T_{c.e.}} \quad (2.31)$$

La ecuación 2.31 es adimensional si las unidades de volumen son iguales.

en los textos de habla inglesa, se reemplaza  $P_{c.e.} = 14.7$  [psia] y  $T_{c.e.} = 519.7^\circ R$ . De tal modo que:

$$B_g = 0.02828 \frac{zT}{P} \quad (2.32)$$

si  $P$ =[psia] y  $T$ =[°R]. Por ejemplo, para condiciones de yacimiento de 2000 [psia] y 585 [°R],  $z=0.85$  y  $B_g = 7.031 \times 10^{-3}$  [Barriles a c.y./Barriles a c.e.].

En unidades inglesas se utilizan también los miles de pies cúbicos (MSCF) para expresar el volumen de gas a condiciones estándar. Como 1 barril=5.615 [CF], resulta:

$$B_g = 5.03 \frac{zT}{P} = \left[ \frac{\text{Barriles a c.y.}}{\text{MSCF a c.e.}} \right] \quad (2.33)$$

si  $P$ =[psia] y  $T$ =[°R] y para el ejemplo anterior  $B_g = 1.2516$  [barriles a c.y./MSCF]

Además, se define el factor de expansión del gas,  $E$ , como el inverso de  $B_g$ .

$$E = \frac{1}{B_g} \quad (2.34)$$

$B_g$  se representa en la figura 2.31. Nótese que para pequeñas variaciones de la presión en las cuales  $z$  se puede considerar aproximadamente constante, la ecuación 2.31 indica que:

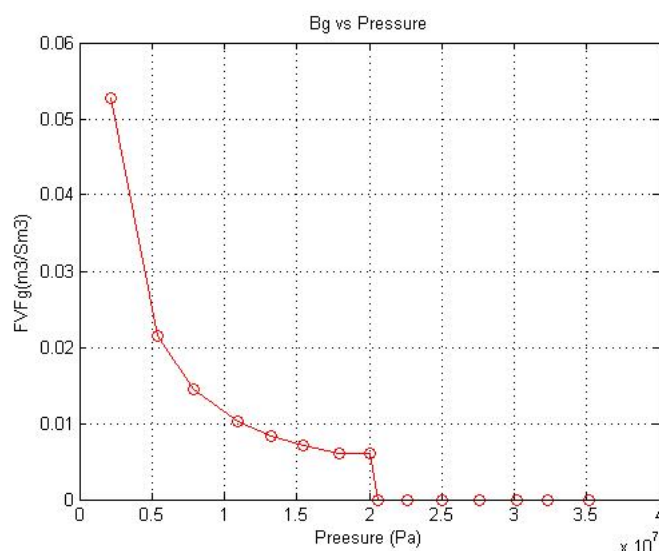
$$B_g \cong \frac{\text{constante}}{P} \quad (2.35)$$

lo que justifica la forma hiperbólica de  $B_g(P)$ .

### 2.4.7.3. Factor de Volumen de formación del Agua.

El *factor de volumen de formación del agua*  $B_w$  representa el cambio en el volumen de la salmuera conforme ésta es transportada desde las condiciones del yacimiento hasta las condiciones en superficie. Las unidades son barriles a condiciones de yacimiento, sobre barriles a condiciones estándar en superficie, [bbl/STB]. Tres efectos se relacionan en la determinación del factor de volumen de formación del agua:

- La liberación del gas disuelto en la salmuera conforme la presión se reduce,
- La expansión de la salmuera conforme la presión se reduce, y
- La concentración de la salmuera conforme la temperatura se reduce



**Figura 2.31:** Gráfico típico del factor de volumen del gas, como función de la presión, a temperatura constante.

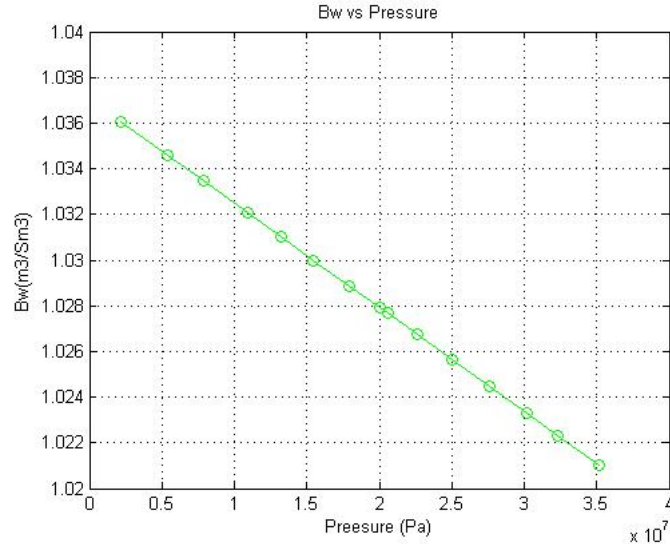
Hay que recordar que la mayor contribución que tiene el factor de volumen de formación en el aceite, es la cantidad de gas que se libera. La solubilidad del gas hidrocarburo en el agua, es considerablemente menor que la cantidad de gas en el aceite, así que la solubilidad del gas tiene un pequeño efecto en  $B_w$ . La contracción y expansión debidas a la reducción de la temperatura y de la presión respectivamente, son pequeñas y se contrarrestan, así que el factor  $B_w$  es numericamente pequeño y rara vez más grande que 1.06 [bbl/STB].

La figura 2.32 muestra una relación típica entre el factor de formación del agua contra la presión. La figura muestra desde la presión inicial del yacimiento, que se encuentra por arriba de la presión de burbuja del agua. Conforme la presión del yacimiento se reduce desde la presión inicial hasta la presión en el punto de burbuja, el factor de formación se incrementa debido a la expansión del agua en el yacimiento.

Una reducción en la presión del yacimiento por debajo de la presión de burbuja da como resultado la liberación de gas desde el agua que se encuentra en el medio poroso del yacimiento. La pérdida en el volumen del líquido debida a la liberación de gas, sólo es parcialmente compensada con la expansión del agua debido a la reducción de la presión en el yacimiento. Así que el factor de volumen de formación del agua continúa incrementándose conforme la presión del yacimiento se reduce.

Si la presión del yacimiento se reduce hasta la presión atmosférica, se alcanzará el máximo valor de  $B_w$ . En este punto la temperatura debe ser reducida a 60 [°F] para traer el factor de volumen de formación a exactamente 1.0 [bbl/STB].

Note que el  $B_w$  puede tener valores mores que 1.0 [bbl/STB]. Esto ocurre altas presiones del yacimiento cuando la expansión de la salmuera fue causada por la disminución



**Figura 2.32:** Curva típica de Bw como función de la presión, a temperatura constante.

de la presión durante el viaje hasta la superficie y ahí es más grande la concentración de la salmuera debido a la caída de la temperatura y la pérdida del gas.

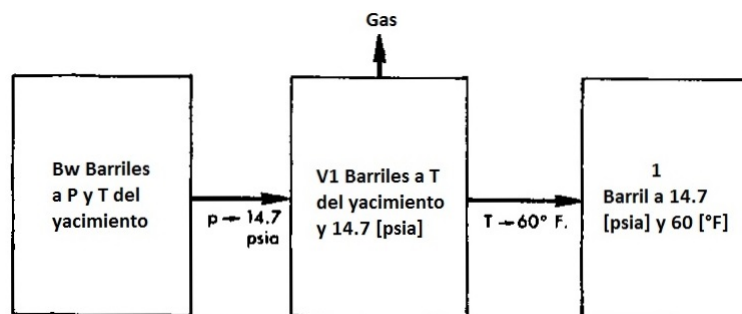
El factor de volumen de formación para salmueras saturadas con gas han sido correlacionados. La figura 2.33 ilustra el procedimiento de la correlación. Un volumen de  $B_w$  barriles de salmuera a condiciones de yacimiento, es convertido a  $V_1$  barriles de salmuera, por la reducción de la presión a 14.65 [psia]. Normalmente  $V_1$  es más grande que  $B_w$  debido a la expansión como resultado de la reducción en la presión y es más grande debido a la reducción del volumen del líquido resultado de la liberación del gas. Los  $V_1$  barriles de salmuera son convertidos a 1 barril de salmuera a condiciones de superficie por la reducción de la temperatura, desde el yacimiento hasta 60 °F.

El cambio en el volumen durante la reducción de la presión se representa por  $\Delta V_{wp}$  y el cambio en el volumen debido a la reducción en la temperatura se representa por  $\Delta V_{wT}$ . Figuras 2.34 y 2.35 dan los valores de  $\Delta V_{wp}$  y  $\Delta V_{wT}$  como funciones de la temperatura y la presión del yacimiento. El factor de volumen de formación del agua puede ser calculado con estos valores utilizando la ecuación 2.36.

$$B_w = (1 + \Delta V_{wp})(1 + \Delta V_{wT}) \tag{2.36}$$

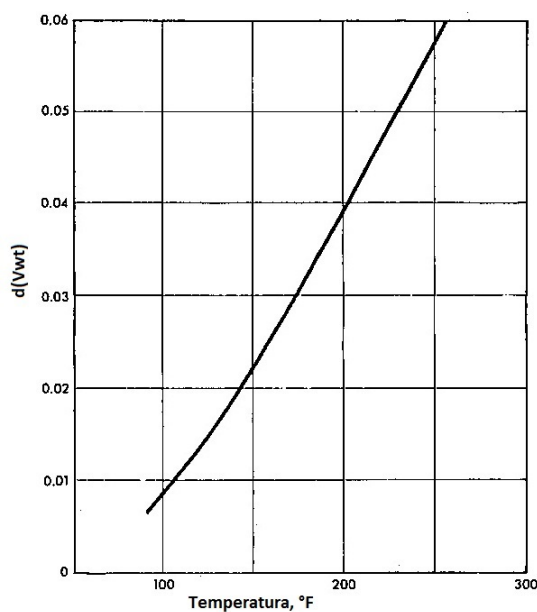
Los valores del factor de volumen de formación del agua, estimados usando esta correlación va de acuerdo al limite con los datos experimentales publicados, hasta en un 100 %.

Sorprendentemente esta correlación es valida para aguas de formación de campos con una amplia variedad de salmueras a diferentes concentraciones. Un incremento en la concentración de la salmuera causa un ligero incremento en el coeficiente térmico de expansión del agua. Y esto a la vez causa un ligero incremento en el valor de  $\Delta V_{wT}$ .



Fuente: Properties of Petroleum Fluids.

**Figura 2.33:** Paso a paso del cambio en el volumen del agua de formación, desde las condiciones del yacimiento hasta condiciones estándar.



Fuente: Properties of Petroleum Fluids.

**Figura 2.34:**  $\Delta V_{WT}$  en función de la temperatura del yacimiento.

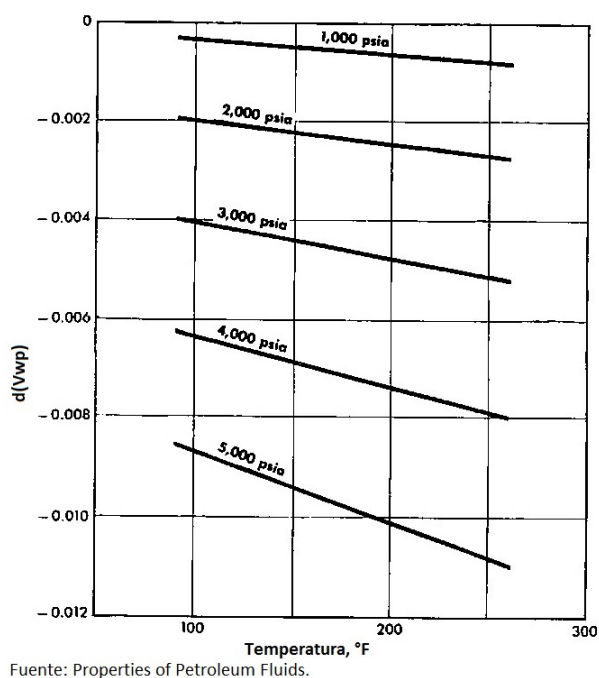


Figura 2.35:  $\Delta V_{wp}$  en función de la presión y temperatura del yacimiento.

Un incremento en la concentración de la salmuera también causa un decremento en la solubilidad del gas en el agua y esto a la vez causa un ligero decremento en el valor de  $\Delta V_{wp}$ . Estos cambios en los valores de  $\Delta V_{wT}$  y  $\Delta V_{wp}$  son compensados entre ellos, hasta en un 100 % en todo el rango de concentraciones de salmuera desde cero hasta 30 por ciento.

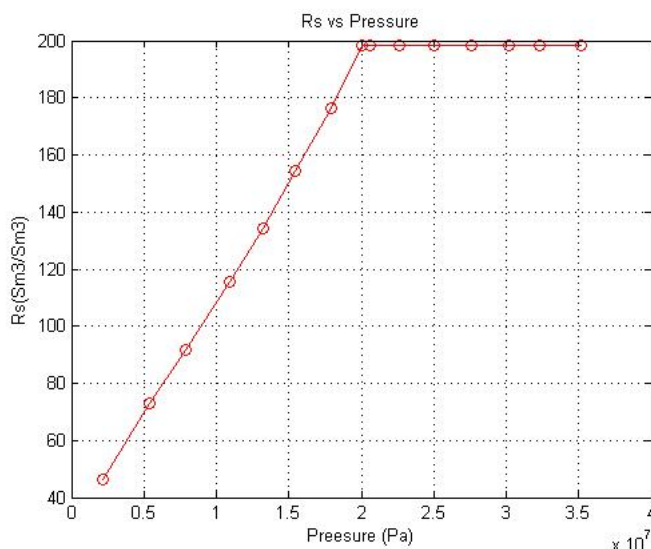
#### 2.4.7.4. Relación de Solubilidad Gas-Aceite.

La *relación de solubilidad gas-aceite*,  $R_s$ , es el volumen de gas que se solubiliza (o disuelve) en una unidad de volumen de petróleo a una determinada presión. Se mide en, volumen de gas a condiciones estándar por unidad de volumen de petróleo a condiciones estándar. Sus unidades en los sistemas inglés e internacional son:

$$R_s = \left[ \frac{SCF}{STB} \right] \quad o \quad \left[ \frac{m^3}{m^3} \right]$$

En la figura 2.36 se muestra la evolución de  $R_s(P)$ . A presiones mayores que la presión de burbuja, el volumen de gas disuelto en el aceite es constante e igual a  $R_{si}$ , relación de solubilidad gas-aceite inicial. A presiones menores que la de burbuja, las fracciones livianas de hidrocarburos se evaporan y el volumen de gas disuelto disminuye con la presión.





**Figura 2.36:** Gráfico típico de  $R_s$ .

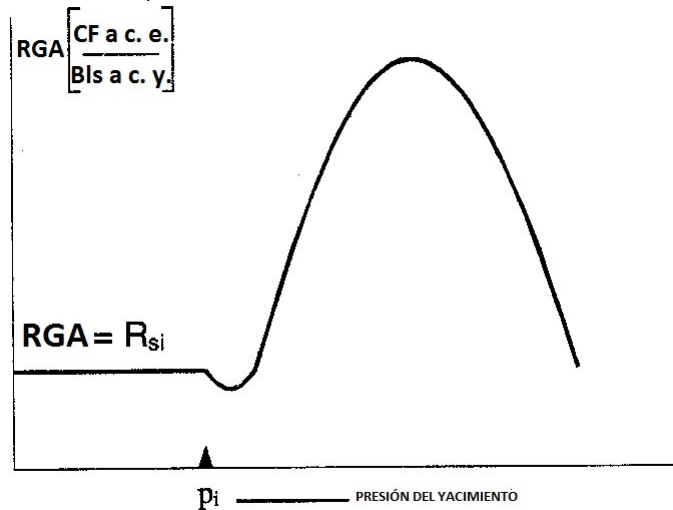
#### 2.4.7.5. Relación Gas-Aceite Instantánea Producida.

La *relación gas-aceite instantánea producida*,  $RGA$ , también se denomina GOR (*Gas Oil Ratio*) de producción. Es el volumen de gas que se produce en campo (boca del pozo) por unidad de volumen de petróleo producido en un corto intervalo de tiempo. Ambos volúmenes se miden a condiciones estándar. No es un parámetro PVT, sino una medición de campo. Sus unidades son las mismas que para la relación de solubilidad gas-aceite:

$$RGA = \left[ \frac{SCF}{STB} \right] \quad \text{o} \quad \left[ \frac{m^3}{m^3} \right]$$

En la figura 2.37 se presenta la evolución de  $RGA(P)$  para un yacimiento cuyo mecanismo de drenaje se debe al gas disuelto. A presiones mayores que la de burbuja, el gas producido proviene íntegramente del gas disuelto inicialmente en el yacimiento,  $RGA = R_{si}$ . La pequeña caída en la producción de gas a presiones cercanas pero menores que la de burbuja se debe a la formación de una saturación de gas libre en el yacimiento que no se produce en forma instantánea. En efecto, se ha comprobado que el gas sólo comienza a moverse cuando su saturación en el yacimiento excede un valor crítico, generalmente no mayor a 5%. A saturaciones mayores que la crítica, el gas —mucho más móvil que el petróleo— comienza a producirse en volúmenes cada vez mayores. En esta etapa  $RGA$  es mucho mayor que  $R_{si}$  y alcanza valores enormes, arribando a un máximo. A partir del máximo, el volumen de gas producido disminuye y la presión cae.

La figura 2.38 muestra cómo influyen  $B_o$ ,  $B_g$ ,  $R_s$  y  $RGA$  en los volúmenes de



Fuente: Propiedades de la Roca y los Fluidos en Reservorios de Petróleo.

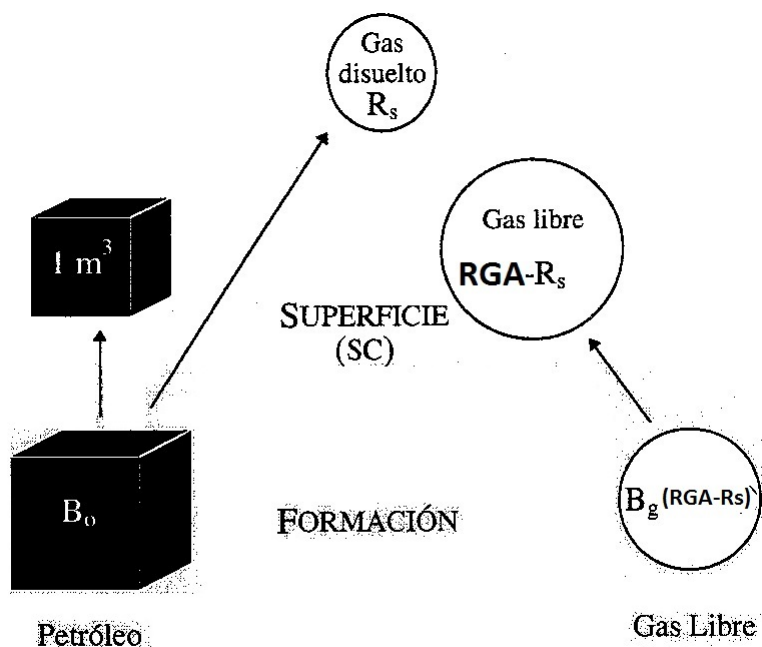
**Figura 2.37:** Relación gas-aceite producido en función de la presión media del yacimiento para un yacimiento con energía del gas disuelto.

hidrocarburos en la formación y en la superficie.

#### 2.4.8. Relación de Solubilidad del Gas en el Agua de Formación.

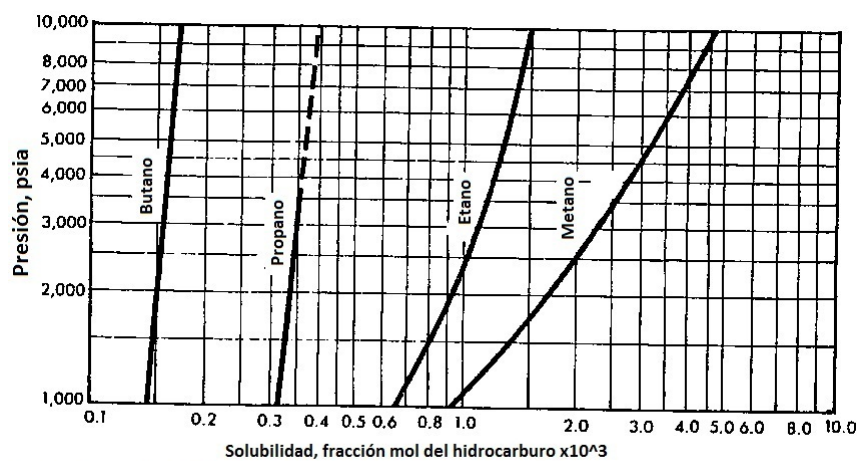
La figura 2.39 nos muestra la comparación de las solubilidades de varios componentes del gas natural en el agua de formación. Note que la solubilidad de cada hidrocarburo parafínico es dos o tres veces menor que la solubilidad de el siguiente hidrocarburo más ligero. También la presión parece tener un gran efecto en la solubilidad de los hidrocarburos más ligeros.

La figura 2.40 muestra la solubilidad del metano en agua pura a condiciones del yacimiento. Esta figura puede ser utilizada con precisión de alrededor de 5% para estimar la solubilidad del gas natural en el agua pura.



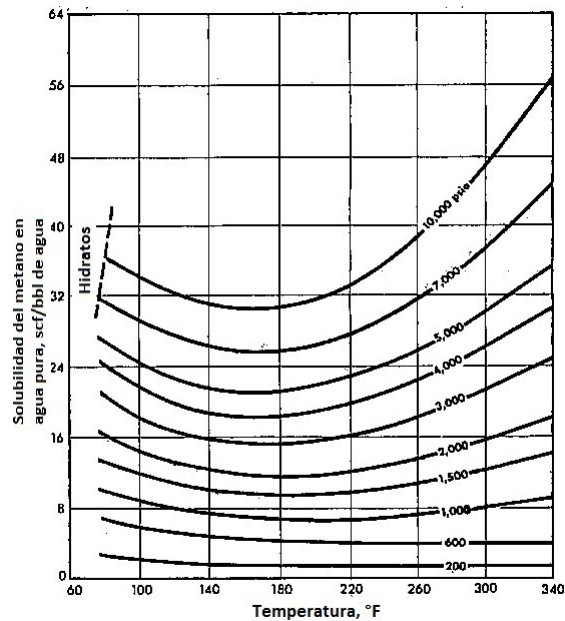
Fuente: Propiedades de la Roca y los Fluidos en Reservorios de Petróleo.

Figura 2.38: Relación entre los volúmenes de fluido en la formación y en la superficie.



Fuente: Properties of Petroleum Fluids.

Figura 2.39: Solubilidad de hidrocarburos puros en agua a 200 grados F.



Fuente: Properties of Petroleum Fluids.

Figura 2.40: Solubilidad del metano en agua pura.

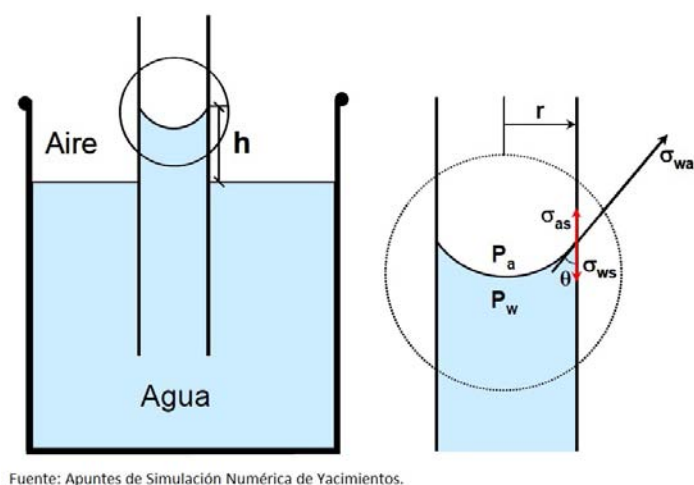
## 2.5. Propiedades Roca-Fluido.

### 2.5.1. Capilaridad.

Cuando un capilar se sumerge en la fase de dos fluidos, puede producirse un ascenso o un descenso de la interfase. En el primer caso se produce el denominado “ascenso capilar”, figura 2.41, y en el segundo caso se habla de “descenso capilar”. Estos movimientos ocurren como consecuencia de los fenómenos de superficie, que dan lugar a que la fase mojante invada en forma preferencial el medio poroso. En términos generales, el ascenso o descenso capilar se detiene cuando la gravedad contraresta (en función de la altura y de la diferencia de densidad entre los fluidos) la fuerza capilar desarrollada en el sistema. Estas fuerzas, en los yacimientos de hidrocarburos, son el resultado de los efectos combinados de las tensiones interfaciales y superficiales, de la forma y tamaño de los poros y del valor relativo de las fuerzas de adhesión entre fluidos y sólidos y las fuerzas de cohesión en los líquidos; es decir, de las propiedades de mojabilidad del sistema roca-fluidos.

#### 2.5.1.1. Presión Capilar ( $P_c$ ).

Es la diferencia de presiones que existe en la interfase que separa a dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferente a la roca. También se define la presión



Fuente: Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos.

**Figura 2.41:** Presión capilar.

capilar como la capacidad que tiene el medio poroso de absorber el fluido mojante y de repeler al no mojante.

Aplicando un balance de fuerzas:

$$2\pi A_T = \pi r^2 h \rho_w g$$

También se tiene:

$$P_c = P_a - P_w = \rho_w g h$$

Nótese que:

$$\pi r^2 P_c = \pi r^2 \rho_w g h = 2\pi r A_T$$

Para un par de fluidos inmiscibles que tienen un valor de tensión interfacial  $\sigma$ , confinados en un poro de sección circular de radio  $r$ , la presión capilar está dada por:

$$P_c = \frac{2A_T}{r} = \frac{2\sigma \cos \theta}{r}$$

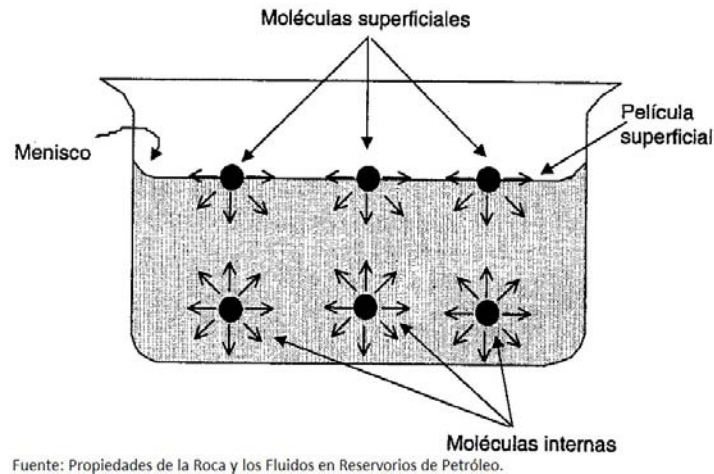
en donde  $\theta$  es el ángulo de contacto que es medido a través de la fase mojante, que hace la interfase con la superficie del poro.

La presión capilar normalmente es definida como la presión en la fase no mojante, menos la presión en la fase mojante.

$$P_c = P_{nm} - P_m$$

La presión capilar se usa para:

1. Determinar la distribución de fluidos en el yacimiento.



**Figura 2.42:** Película superficial aparente causada por la atracción entre las moléculas del líquido.

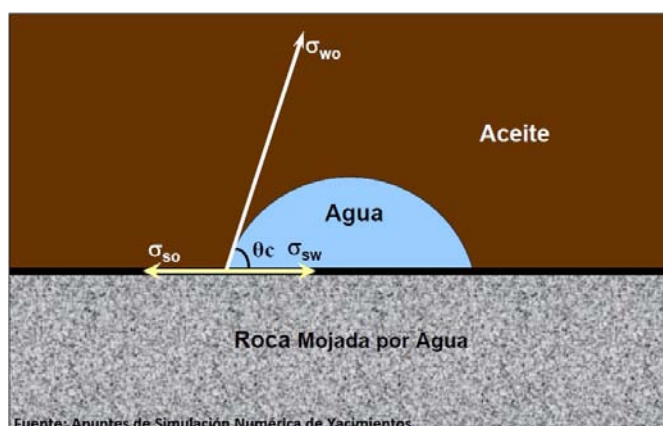
2. Determinar la saturación de aceite residual para efectos de desplazamiento.
3. Determinar la distribución de poros en la roca.
4. Diferenciar zonas o tipos de roca.

### 2.5.2. Fuerzas Interfaciales

Si sobre la superficie de un líquido se coloca con cuidado una aguja o lámina delgada de metal, ésta flota pese a ser más pesada que el líquido. Este experimento demuestra la existencia de una aparente película superficial, constituida por una o varias capas de moléculas que actúan como una membrana elástica. La aparente membrana se origina por la atracción que las moléculas del líquido ejercen entre sí, figura 2.42. Por eso, en la superficie se crea una tensión denominada *tensión superficial*.

Dos fluidos inmiscibles en contacto no se mezclan y los separa una interfase. Las moléculas no se mezclan por su mayor afinidad con las moléculas de su propia clase. Cerca de la superficie las moléculas se atraen con mayor intensidad produciendo una fuerza mecánica en la superficie que se conoce como *tensión interfacial*  $\sigma$ . Ésta es el resultado de efectos moleculares por los cuales se forma una interfase o superficie que separa dos fluidos; en el caso de líquidos, si  $\sigma$  es nula, se dice que los líquidos son miscibles entre sí. Como ejemplo de líquidos inmiscibles se tiene el agua y el aceite, en tanto que el agua y el alcohol son miscibles. En el caso de que se tenga una interfase líquido-gas, al fenómeno se le llama *tensión superficial*. Figura 2.43.

Las energías de superficie en un sistema de este tipo (figura 2.43) se relacionan mediante la ecuación de Young-Dupre, en la forma siguiente:



**Figura 2.43:** Tensión superficial.

$$A_T = \sigma_{SO} - \sigma_{SW} = \sigma_{WO} \cos \theta_C$$

donde:

$A_T$  = Tensión de adhesión, [dina/cm]

$\sigma_{so}$  es la energía interfacial (tensión interfacial) entre el aceite y el sólido, [dina/cm]

$\sigma_{sw}$  es la energía interfacial entre el agua y el sólido, [dina/cm]

$\sigma_{wo}$  es la energía interfacial entre el aceite y el agua, [dina/cm]

$\theta_c$  es el ángulo de interfase o de contacto aceite-agua con respecto al sólido, medido a través del agua, [grados].

Ninguna de las energías interfaciales, aceite-sólido o agua-sólido, pueden medirse directamente. Son embargo, los términos equivalentes (la tensión superficial aceite-agua y el ángulo de contacto) pueden determinarse independientemente, en el laboratorio.

### 2.5.3. Mojabilidad (W).

Cuando una roca contiene más de un fluido saturando su espacio poroso, la tensión interfacial, es la que determina la preferencia de la roca a ser mojada por alguno de los fluidos. La mojabilidad es la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse sobre una superficie sólida, en presencia de otro fluido. Un parámetro que refleja tal preferencia es el ángulo de contacto. Si la roca es mojada por aceite se dice que oleófila, figura 2.44, y si es por agua será hidrófila, figura 2.45.

La mojabilidad es de gran importancia para el flujo de aceite en un medio poroso. Se han demostrado que si la roca es mojada por agua, figura 2.45, la permeabilidad relativa al aceite es muy superior al caso en que la roca sea mojada por aceite. Esto es debido a que la fase mojanante (en este caso el agua) está adherida a la roca, disminu-

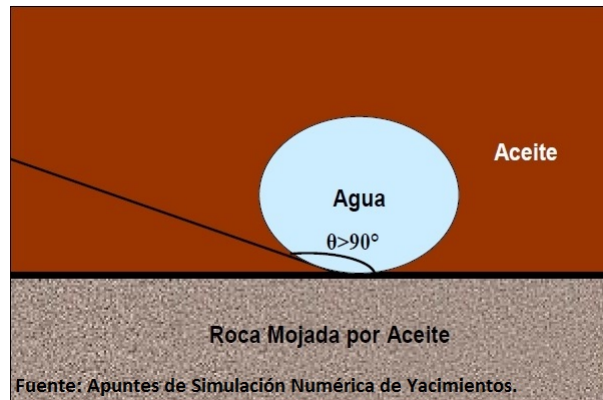


Figura 2.44: Roca mojada por aceite.

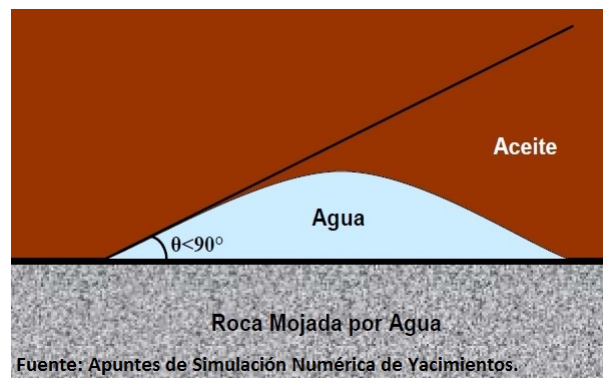
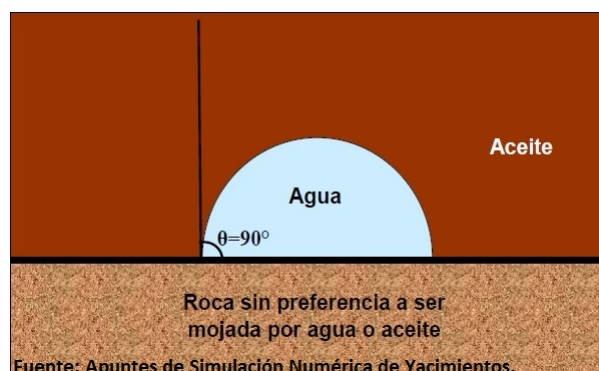


Figura 2.45: Roca mojada por agua.





**Figura 2.46:** Roca sin preferencia a ser mojada por agua o aceite.

yendo de esta manera su movilidad.

En la aplicación de esta propiedad a la ingeniería de yacimientos, la superficie sólida es la roca del yacimiento, frecuentemente formada por un material detrítico de cuarzo, caliza o dolomía y un cementante. Los fluidos que existen en los espacios o poros de la roca son: aceite, agua y gas.

Como se ilustra en la figura 2.43, el valor del ángulo de contacto puede variar desde  $0^\circ$  hasta  $180^\circ$ , como límites. Los ángulos de contacto de menos de  $90^\circ$ , medidos a través de la fase de agua, indican condiciones de mojabilidad preferentemente por agua, figura 2.45, mientras que los ángulos de contacto mayores de  $90^\circ$ , indican condiciones de mojabilidad preferentemente por aceite, figura 2.44. Un ángulo de contacto exactamente de  $90^\circ$  indicaría que la superficie de la roca tiene igual preferencia de ser mojada por el agua o por el aceite, figura 2.46.

También han aparecido referencias a la mojabilidad en un sentido cualitativo. En la literatura técnica, aparecen los términos “fuertemente mojados por agua”, “fuertemente mojados por aceite”, y “mojabilidad intermedia”.

El gas natural es el fluido no mojante; el aceite es el fluido mojante cuando se compara con el gas y por lo regular el aceite es el fluido no mojante cuando se compara con el agua. Dependiendo del tipo de roca en el yacimiento, la capacidad de mojabilidad varía. El fluido mojante cubrirá por completo la superficie de la roca y estará ubicado en los espacios porosos más pequeños, debido a la acción de la capilaridad. La fase no mojante tenderá a congregarse en grandes espacios porosos, o en el centro de éstos.

Rara vez se indican los límites cuantitativos de estos términos cualitativos de mojabilidad. Sin embargo, a veces se usan los límites aproximados siguientes: los ángulos de contacto cercanos a  $0^\circ$  y a  $180^\circ$  se consideran respectivamente como fuertemente mojados por agua o por aceite.

**FASE MOJANTE**

- La fase mojante ingresa al medio poroso en forma espontánea. Y por lo tanto, es necesario entregar energía para sacarla del medio poroso.
- Se adhiere preferentemente a la superficie de la roca.
- Debido a las fuerzas de atracción entre la roca y el fluido mojante, éste tiende a ubicarse en los poros más pequeños de la roca.
- La fase mojante usualmente no es móvil
- Las fuerzas de atracción entre la fase mojante y la superficie de la roca impiden que la saturación de la fase mojante descienda por debajo de un valor mínimo (saturación irreductible).
- Muchos yacimientos tienden a ser totalmente o parcialmente mojados por agua.

**FASE NO MOJANTE**

- La fase no mojante es expulsada del medio poroso en forma espontánea. Y por lo tanto, no es necesario entregar energía para extraerla de los poros. Sólo es necesario disponer de una fuente de fase mojante para que la reemplace en forma espontánea.
- No tiene preferencia a adherirse a la superficie de la roca.
- Debido a las fuerzas de repulsión entre la roca y el fluido no mojante, éste tiende a ubicarse en los poros más grandes de la roca.
- La fase no mojante es usualmente la fase más móvil, especialmente a saturaciones altas de la fase no mojante.
- El gas natural es siempre la fase no mojante, en yacimientos de hidrocarburos.

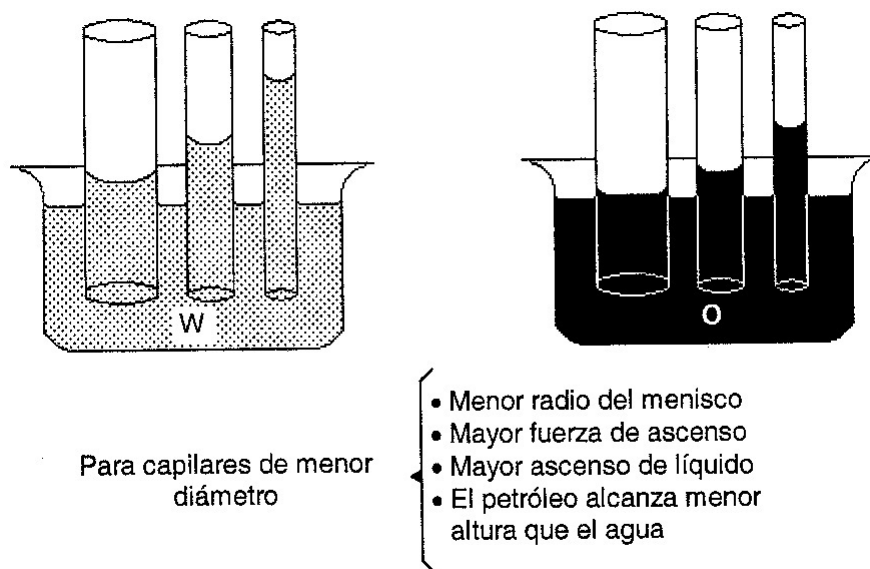
**2.6. Distribución de Fluidos en el Yacimiento.**

Si agua, petróleo y gas son colocados en un tubo vertical, se distribuyen según sus densidades. Las dos interfases son planas y separan las fase completamente.

Si el tubo está lleno de arena (o contiene una muestra de roca) la situación es diferente.

No se observan interfases definidas y planas. La parte inferior se encuentra saturada 100 % con agua. Por encima se extiende una zona agua-aceite, denominada zona de transición en donde la saturación de agua disminuye desde el 100 % hasta la saturación irreductible o congénita.

---



Fuente: Propiedades de la Roca y los Fluidos en Reservorios de Petróleo.

**Figura 2.47:** Efecto del tamaño capilar sobre la altura del líquido.

La presencia de zonas de transición de importante espesor se debe a que las fuerzas capilares (mojabilidad y tensión interfacial) logran el ascenso del agua por sobre el nivel original agua-aceite. El ascenso será mayor en los poros de menor tamaño, figura 2.47. Por eso, la zona de transición es mayor cuanto menor es la permeabilidad. Para una permeabilidad promedio dada, la zona es más extendida cuanto más amplia es la distribución del tamaño de poros.

También hay zonas de transición agua-gas en los yacimientos de gas y aceite-gas en los yacimientos petroleros con casquete de gas. Estas zonas son de menor espesor debidos a la mayor diferencia de densidades entre el gas y el agua, o entre el gas y el aceite, como se esquematiza en la figura 2.48.

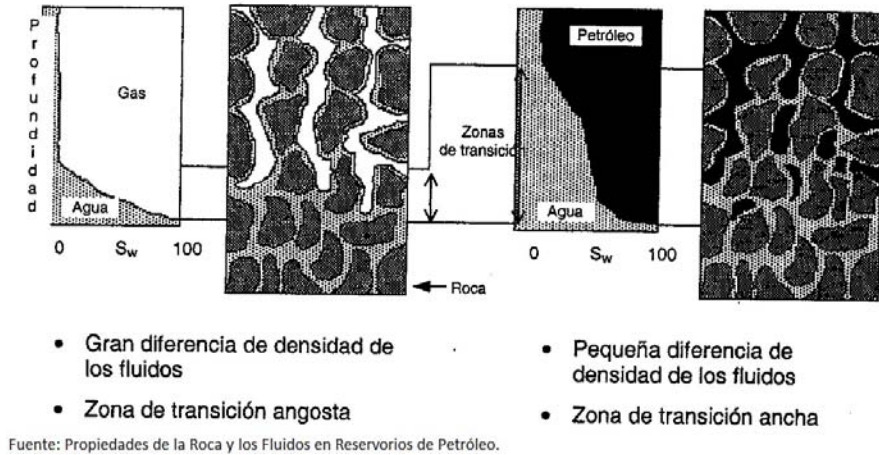
La distribución de los fluidos en el yacimiento puede estimarse indirectamente partiendo de curvas de presión capilar. Despejando la altura de la ecuación 2.37.

$$P_c = (\rho_w - \rho_o)gh \tag{2.37}$$

Y así obtener la ecuación 2.38.

$$h(S_w) = \frac{P_c(S_w)}{(\rho_w - \rho_o)g} \tag{2.38}$$

donde tanto  $P_c$  como  $h$  son funciones de la saturación. Esta ecuación es también válida para un sistema gas-agua reemplazando  $\rho_o$  por  $\rho_g$ .



**Figura 2.48:** Efecto de la densidad de los fluidos en el espesor de la zona de transición.

### 2.6.1. Gradientes de Fluido.

La presión total a cierta profundidad es la combinación del peso de la roca (GP) + fluidos (FP) = presión de sobrecarga (OP). En la mayoría de las formaciones sedimentarias es aproximadamente 1 [psi/ft], figura 2.49.

$$OP = FP + GP \quad (2.39)$$

la presión de sobrecarga es constante, luego:

$$d(FP) = -d(GP) \quad (2.40)$$

Es decir, una reducción en la presión del fluido conduce a un incremento en la presión de los granos de la roca (matriz) o viceversa. Para un caso normal de agua:

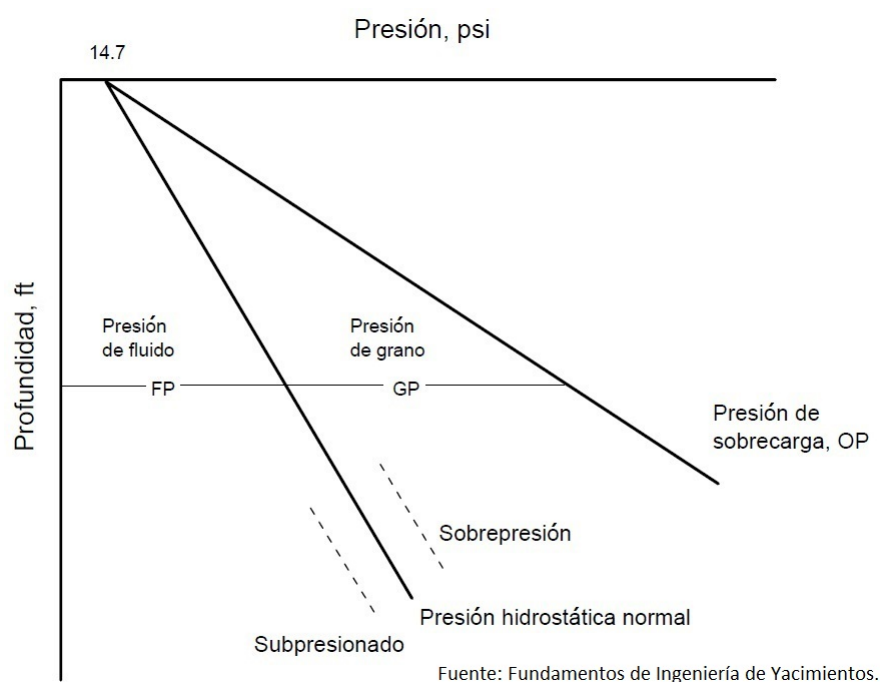
$$P_w = \left(\frac{dP}{dD}\right)_{agua} D + 14.7 \quad (2.41)$$

Esta ecuación asume que hay continuidad desde la superficie hasta el fondo y además de salinidad constante. El gradiente del agua dulce es 0.4335 [psi/ft]. Para un caso anormal de agua:

$$P_w = \left(\frac{dP}{dD}\right)_{agua} D + 14.7 + C \quad (2.42)$$

donde C es (+sobrepresión) o (-subpresión). Los gradientes aproximados para agua salada (depende de la salinidad) son:

$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_{agua} = 0.45 \quad [psi/ft]$$



**Figura 2.49:** Gradientes de presión.

$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_{aceite} = 0.35 \quad [psi/ft]$$

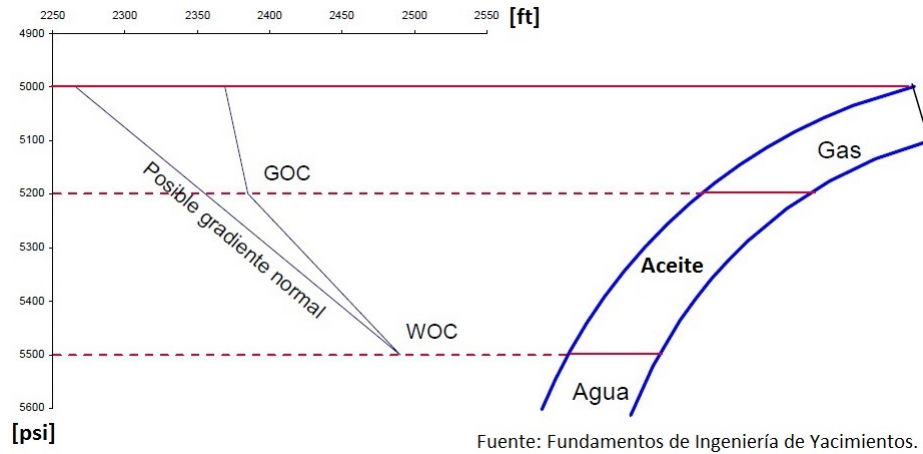
$$\left(\frac{dP}{dD}\right)_{gas} = 0.08 \quad [psi/ft]$$

Presiones anormales se deben a:

- Cambios en temperatura. Un grado Fahrenheit causa un cambio de 125 [psi] en sistemas sellados
- Cambios geológicos por levantamiento del yacimiento
- Osmosis entre aguas que tienen diferente salinidad. Si el agua dentro de la formación es más salada que los alrededores, causa altas presiones anormales.

Usando los gradientes promedios y de acuerdo con la figura 2.50, en el contacto agua-aceite, WOC, a 5500 [ft], la presión del agua y del petróleo deben ser iguales para que exista una interfase estática. La presión del agua a 5500 [ft] puede ser determinada usando la ecuación 2.41 y redondeando 14.7 a 15 [psi]. De modo que:

$$P_w = 0.45D + 14.7 = 0.45(5500) + 15 = 2490 \quad [psi]$$



**Figura 2.50:** Gradientes de presión.

Ahora, la ecuación lineal para el aceite encima de la zona de agua es:

$$P_o = 0.35D + C(\text{constante})$$

Puesto que se debe cumplir que  $P_o = 2490[\text{psi}]$  a  $5500[\text{ft}]$ , la constante se evalúa de modo que:

$$2490 = 0.35(5500) + C$$

de donde:

$$C = 565[\text{psi}]; \quad P_o = 0.35D + 565$$

En el GOC a  $5200 [\text{ft}]$ ,  $P_g = P_o$ , entonces:

$$P_o = 0.35D + 565 = 0.35(5200) + 565 = 2385 \quad [\text{psi}]$$

La ecuación de gas, arriba de la zona de aceite, es  $P_g = 0.08D + C$

Puesto que  $P_g = P_o$  a  $5200 [\text{ft}]$  y  $2385 [\text{psi}]$ , se tiene  $2385 = 0.08(5200) + C$  de donde:

$$C = 1969[\text{psi}]; \quad P_g = 0.08D + 1969[\text{psi}]$$

La presión en el tope de la formación ( $5000 [\text{ft}]$ ) es:

$$P_g = 0.08D + 1969 = 0.08(5000) + 1969 = 2369[\text{psi}]$$

Si se asume que se está perforando una formación con agua dulce, a la profundidad de  $5000 [\text{ft}]$  (en la cima), la presión será de:

$$P_w = 0.433D + 14.7 = 0.433(5000) + 15 = 2266[\text{psi}]$$

Lo que equivale a una patada o una presión diferencial de  $2369-2266=103$  [psi] al entrar a la zona de gas.

### 2.6.2. Contactos de Fluidos.

Las muestras de fluidos obtenidas de un nuevo campo descubierto pueden ser utilizadas en la definición de la existencia de un sistema de dos fases, esto es, con un casquete de gas suprayacente o una zona de aceite subyacente. Ya que las composiciones del aceite y del gas son completamente diferentes una de la otra, ambos sistemas pueden ser representados por un diagrama de fase individual y que tienen poca relación entre ellos o con la composición. La zona de aceite se encontrará en el punto de burbuja y produciría como un yacimiento de aceite saturado, pero modificado por la presencia del casquete de gas. Dependiendo de la composición y del diagrama de fase del gas, el casquete de gas podría ser gas retrógrado o seco, o húmedo. Por lo tanto un pozo descubridor perforado a través de un yacimiento saturado usualmente requiere de más delimitación del campo para sustentar la presencia de una segunda fase en equilibrio ya sea por arriba (casquete de gas) o por debajo (zona de aceite) de donde se realice la prueba al pozo. Esto puede implicar correr una herramienta en repetidas ocasiones para probar la formación y determinar el gradiente de presión de los fluidos como una función de la profundidad; o puede ser requerido un nuevo pozo.

Cuando varias muestras son recolectadas a diferentes profundidades, estas exhiben propiedades PVT como una función de la profundidad expresada gráficamente para localizar el contacto gas-aceite (GOC por sus siglas en inglés). Las variaciones de las propiedades PVT pueden ser expresadas gráficamente en términos de los cambios de composición de  $C_1$  y  $C_{7+}$  con la profundidad y en términos del agujero del pozo y de las densidades en el tanque de almacenamiento con la profundidad, como se muestra en la figura 2.51 a la 2.53.

Al definir los contactos gas-aceite (GOC) y agua-aceite (WOC), son extremadamente importantes al momento de determinar el volumen original de hidrocarburos in-situ y planear el desarrollo del campo. La incertidumbre en la ubicación de los contactos entre los fluidos puede tener un significativo impacto en la estimación de las reservas. Los contactos pueden ser determinados por:

1. Registros eléctricos, tales como herramientas de resistividad.
2. Mediciones de presión, tales como un probador de formación repetida (RFT) o un probador dinámico de formación modular (MDT).
3. Y posiblemente por medio de la interpretación de información sísmica.

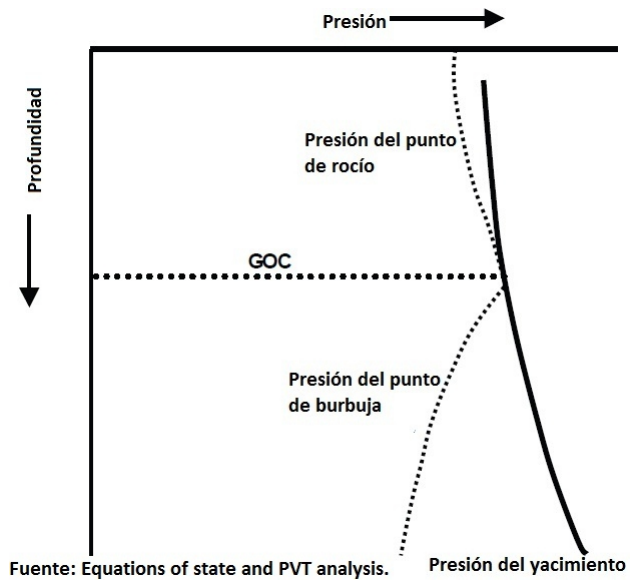


Figura 2.51: Determinación del GOC, por medio de los gradientes de presión.

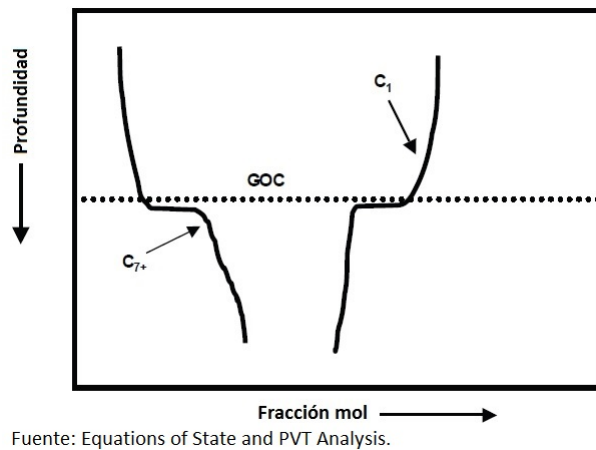
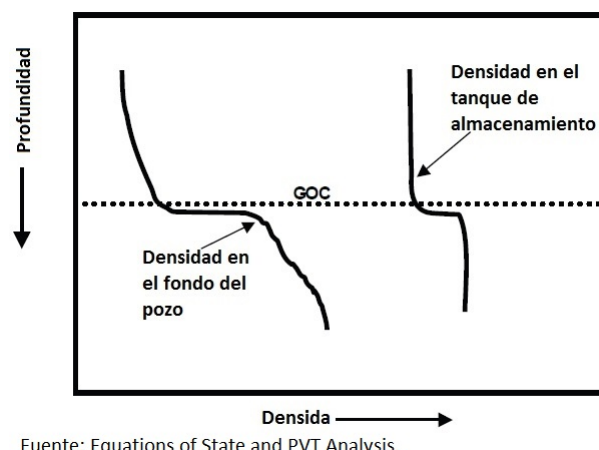


Figura 2.52: Cambios en la composición de  $C_1$  y  $C_{7+}$  con la profundidad.





Fuente: Equations of State and PVT Analysis.

**Figura 2.53:** Variación de la densidad en el fondo del pozo y en el tanque de almacenamiento con la profundidad.

Normalmente, a menos que un pozo penetre el contacto entre los fluidos directamente, se mantiene la duda en su ubicación. El RFT es un nombre apropiado utilizado por Schlumberger para una herramienta de registros en agujero descubierto que establece la distribución de la presión verticalmente en el yacimiento (por ejemplo, provee un perfil de la presión contra profundidad en el yacimiento) y obtiene muestras de fluido. En la etapa de evaluación de un nuevo campo, el estudio de RFT provee la mejor calidad de información de la presión y rutinariamente se corre para establecer el contacto de los fluidos. Los estudios son usualmente sencillos de interpretar comparados con los DST (pruebas de formación), ya que no se requiere un análisis complejo con una prueba de incremento de presión para determinar la presión del yacimiento, ni son tan extensos por las correcciones en la profundidad para ser aplicados, ya que la profundidad calibrada coincide con la de la prueba RFT.

La herramienta RFT es equipada con un transductor de presión y posicionado a través de la zona objetivo. El dispositivo es colocado contra el lado de la pared del pozo por un empacador. Una prueba que consiste de dos cámaras de preprueba, cada una equipada con un pistón, es empujado contra la formación y el enjarre. Se crea una caída de presión debido a la prueba por la extracción de los pistones en las cámaras de preprueba. Estas dos cámaras operan en serie: El primer pistón es extraído lentamente (tomando unos 4 segundos para extraer  $10 \text{ cm}^3$  de fluido); El segundo pistón es extraído a un gasto mayor. Antes de que la herramienta es colocada contra la formación, el transductor de presión registra la presión a la que se encuentra el lodo de perforación a la profundidad objetivo.

Como la primera cámara de preprueba es llenada (lentamente) con el fluido; la primera caída de presión importante  $\Delta P_1$  se observa, seguida por  $\Delta P_2$  debida a la segunda cámara que es llenada. Cuanto más estrecha es la formación, más grandes son  $\Delta P_1$  y  $\Delta P_2$ . El registro da por lo tanto, una indicación cualitativa de la permeabilidad del

yacimiento. Debido a que el gasto y la caída de presión son conocidas, la permeabilidad real de la formación puede ser calculada, y esto es realizado por el CSU (la unidad de computo en registros). Se debe tener precaución en los valores de la permeabilidad, ya que una muy pequeña parte del yacimiento esta siendo probada y el análisis asume un régimen de flujo, el cual puede no ser representativo en algunos casos. La confiabilidad de los valores deben ser considerados como un indicador del orden de magnitud de la permeabilidad.

Una vez que ambas caídas han ocurrido, la extracción del fluido termina y la presión de la formación se permite que se reestablezca. Esta recuperación es registrada como un incremento de la presión, la cual debería estabilizarse a la presión verdadera de la formación a la profundidad considerada. Debe notar que las caídas de presión,  $\Delta P_1$  y  $\Delta P_2$  son relativas al incremento de presión final y no a la presión inicial, que fue la presión del lodo. La velocidad del incremento de la presión puede ser usada para estimar la permeabilidad; la prueba por lo tanto, da tres permeabilidades estimadas en el mismo punto.

Una formación estrecha conduce a caídas de presión muy grandes y a incrementos de presión muy lentos. Si la presión no se ha incrementado dentro de los 4 a 5 minutos, la prueba de presión usualmente es abandonada por temor a que la herramienta se haya quedado atascada. La herramienta es retraída y el proceso repetido a una nueva profundidad. Una vez que la herramienta es desinstalada, la lectura de la presión debe regresar a la misma presión del lodo como al momento antes de ser instalada. Esto se usa como una revisión de control de calidad en la calibración. No hay un limite del número de profundidades, a las cuales las muestras de presión pueden ser tomadas.

Si es requerida una muestra de fluido, esta se puede tomar dividiendo el flujo del fluido durante el muestreo hacia las camaras en la herramienta.

Debe ser tomado en cuenta que, cuando se grafica la presión contra la profundidad, las unidades de la presión deben mantenerse consistentes, esto es, ya sean presión absoluta en [psia] o presión manométrica [psig]. La profundidad debe ser la profundidad vertical real, preferentemente a la profundidad referenciada por debajo de la superficie.

El grafico básico de la presión contra la profundidad se ilustra en la figura 2.54.

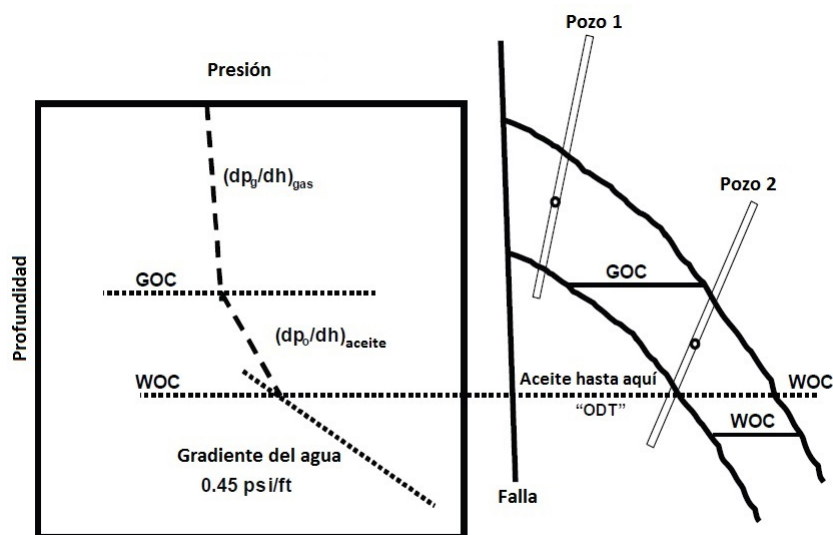
Esta ilustración muestra dos pozos:

- El pozo 1 penetra el casquete de gas con una presión registrada de  $P_g$  y una medición de la densidad del gas de  $\rho_g$ .
- El pozo 2 penetra la zona de aceite con una presión del aceite registrada de  $P_o$  y una densidad del aceite de  $\rho_o$ .

Los gradientes del gas, el aceite y el agua se pueden calcular de:

$$\frac{dP_g}{dh} = \frac{\rho_g}{144} = \gamma_g$$

$$\frac{dP_o}{dh} = \frac{\rho_o}{144} = \gamma_o$$



Fuente: Equations of State and PVT Analysis.

**Figura 2.54:** Gradiente de presión contra profundidad.

$$\frac{dP_w}{dh} = \frac{\rho_w}{144} = \gamma_w$$

donde:

$dp/dh$ : gradiente del fluido, [psi/ft]

$\gamma_g$ : gradiente del gas, [psi/ft]

$\gamma_o$ : gradiente del aceite, [psi/ft]

$\gamma_w$ : gradiente del agua, [psi/ft]

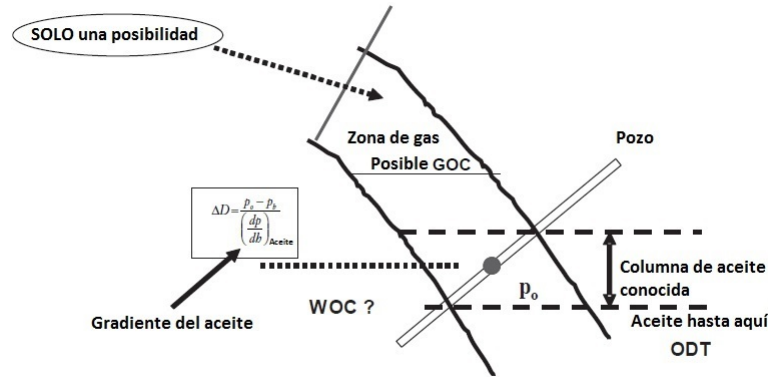
$\rho_g$ : densidad del gas, [lb/ft<sup>3</sup>]

$\rho_o$ : densidad del aceite, [lb/ft<sup>3</sup>]

$\rho_w$ : densidad del agua, [lb/ft<sup>3</sup>]

Como se muestra en la figura 2.54, la intersección entre las líneas de los gradientes del gas y del aceite localizan la posición del contacto gas-aceite. Dese cuenta que el aceite puede ser visto únicamente hasta el nivel llamado “aceite por encima” (ODT, oil down to, por sus siglas en inglés). El nivel es asignado al contacto agua-aceite a menos que un pozo sea perforado más allá del contacto para ser localizado el WOC.

La figura 2.55 muestra otro caso donde un pozo penetra una columna de aceite. El aceite puede ser visto hasta el nivel ODT. Sin embargo, puede existir un casquete de gas. Si la presión del aceite es registrada como  $P_o$  y la presión de burbuja es medida como  $P_b$  a esta específica profundidad, el contacto gas-aceite puede ser determinado de:



Fuente: Equations of State and PVT Analysis.

**Figura 2.55:** Un pozo en la zona de aceite. Un pozo descubridor penetra una columna de aceite. ¿Cuál es la posibilidad de un casquete de gas buzamiento hacia arriba?.

$$\Delta D = \frac{P_o - P_b}{\left(\frac{dP}{dh}\right)_{aceite}} = \frac{P_o - P_b}{\gamma_o} \quad (2.43)$$

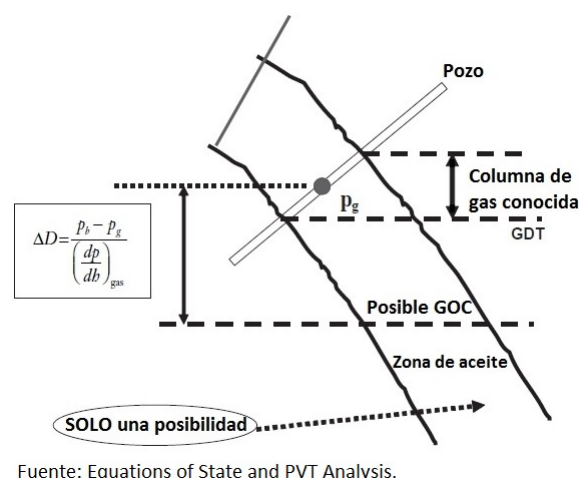
Si el valor calculado de  $\Delta D$  localiza al contacto GOC dentro del yacimiento, entonces hay una posibilidad de que exista un casquete de gas, pero esto no es seguro. La ecuación 2.43 asume que la propiedades PVT, incluyendo la presión de burbuja no varían con la profundidad. La única manera de estar seguros de que un casquete de gas existe es perforando un pozo en la cima del yacimiento.

Un escenario similar puede ser encontrado en la figura 2.56. Aquí un pozo descubridor penetra una columna de gas con gas visto hasta por encima del nivel GDT (gas por encima de), lo cual permite la posibilidad de una zona de aceite buzamiento hacia abajo. Si el operador del campo siente que una zona de aceite existe, basado en la similitud con otros campos en el área, la distancia al GOC puede ser estimada de:

$$\Delta D = \frac{P_b - P_g}{\left(\frac{dP}{dh}\right)_{gas}} = \frac{P_b - P_g}{\gamma_g}$$

La figura 2.57 muestra un caso donde dos pozos son perforados: El primer pozo esta en la columna de gas y el segundo penetra la zona del acuífero. Por supuesto, sólo hay dos posibilidades:

1. La primera posibilidad se muestra en la figura 2.57 (a), la cual sugiere una columna de gas conocida con una zona de agua subyacente. También, el contacto gas-



Fuente: Equations of State and PVT Analysis.

**Figura 2.56:** Un pozo descubridor penetra una columna de gas. ¿Cuál es la posibilidad de una columna de aceite?.

agua (GWC) no ha sido establecido. Un “posible” GWC puede ser calculado de la siguiente relación:

$$D_1 = \frac{P_g - \left[ P_w - D \left( \frac{dp}{dh} \right)_{agua} \right]}{\left( \frac{dp}{dh} \right)_{agua} - \left( \frac{dp}{dh} \right)_{gas}} = \frac{P_g - [P_w - D\gamma_{agua}]}{\gamma_{agua} - \gamma_{gas}}$$

donde:

$\gamma$ : gradiente del fluido, [psi/ft] que es,  $\rho/144$

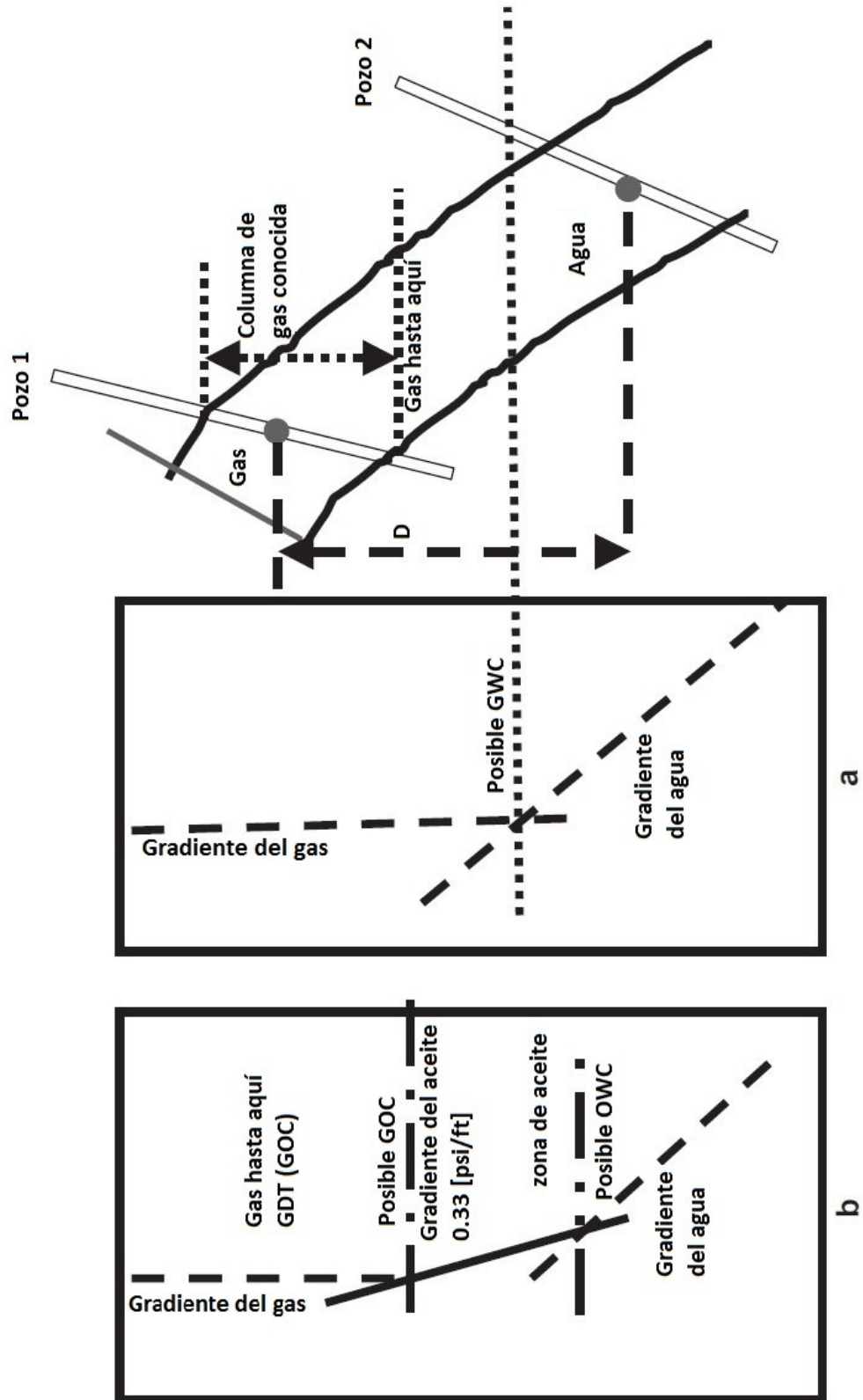
$\rho$ : densidad del fluido, lb/ft<sup>3</sup>

$D_1$ : distancia vertical entre el pozo en la zona de gas y el GWC, en [ft]

$D$ : distancia vertical entre los dos pozos

$dp/dh = \gamma$ : gradiente del fluido, [psi/ft]

- La segunda posibilidad se muestra en la figura 2.57(b), donde existe la posibilidad de una zona de aceite entre los dos pozos. Asumiendo un rango de gradientes de aceite de entre 0.28–0.38 [psi/ft], el máximo espesor posible de aceite puede ser estimado graficamente como lo muestra la figura 2.57(b), trazando una línea originada en el nivel GDT con una pendiente en el rango de 0.28–0.38 [psi/ft] para interceptar con la línea del gradiente del agua.



Fuente: Equations of State and PVT Analysis.

Figura 2.57: Dos pozos descubridores.

Si la presión de burbuja puede ser asumida, el espesor máximo de la columna de aceite puede ser estimado, como se muestra en la figura 2.58, de la siguiente expresión:

$$\begin{aligned}\Delta D_2 &= \frac{\Delta D \left( \frac{dP_w}{dh} \right) - (P_w - P_b) - (P_b - P_g) \frac{dP_w/dh}{dP_g/dh}}{\frac{dP_w}{dh} - \frac{dP_o}{dh}} \\ &= \frac{\Delta D \gamma_w - (P_w - P_b) - (P_b - P_g) \frac{\gamma_w}{\gamma_g}}{\gamma_w - \gamma_o}\end{aligned}$$

donde:

$\Delta D_2$ : máximo espesor posible de la columna de aceite, [ft]

$\Delta D$ : distancia vertical entre los dos pozos, [ft]

$dP/dh$ : gradiente de presión del fluido, [psi/ft]

## 2.7. Plano de Referencia.

Con la ayuda del método de isopacas y de cimasy bases podemos obtener un plano de referencia tal que divida al volumen de roca almacenante de hidrocarburos en dos partes iguales.

El fin que persigue es el de poder referir cualquier parámetro a este plano, siendo estos uno de los tantos métodos que existen para definir un plano de referencia.

### 2.7.1. Cálculo del Volumen Bruto de Roca.

Para poder calcular el volumen de roca, existen dos métodos:

1. Método de *isopacas*.
2. Método de *cimasy bases*.

#### 2.7.1.1. Método de Isopacas

Este método y el de cimasy bases se utilizan para determinar el volumen de roca de un yacimiento, con el cual se puede obtener, con los valores correspondientes de saturaciones, el volumen original de hidrocarburos, que es básico para toda actividad de la industria petrolera. Con el método de isohidrocarburos se calcula en forma directa, sin determinar previamente el volumen de roca, dicho volumen original de hidrocarburos.

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Pozo No.	Espesor Neto (m)	Espesor de la Isopaca en (m)	Area del plano en ( $cm^2$ )	Area del terreno en ( $10^6 m^2$ )
1	18.4	00	207.4	51.85
2	25.1	10	170.1	42.53
3	20.0	15	141.8	35.45
4	19.8	20	86.2	21.55
5	19.0	25	51.0	12.75
6	34.0	30	26.6	6.65
7	34.0	35	8.2	2.05
8	21.3	40	1.2	0.30

Tabla A

El método de isopacas tiene como base la configuración de un mapa con curvas de igual espesor de formación, para cuya preparación se tiene que disponer de un plano con las localizaciones de todos los pozos que constituyen el campo en estudio. Se anota en cada uno de ellos el espesor neto de la formación y se hace la configuración por interpolación o extrapolación de datos para tener curvas con valores cerrados, tal como se observa en la figura 2.58, que es un plano de isopacas para un campo hipotético que se toma como ejemplo.

Las áreas encerradas por las diferentes curvas se miden, con ayuda de un planímetro o usando fórmulas de integración numérica o por cualquier otro método conocido. Los valores encontrados se anotan en la tabla A, columna (4). En la misma tabla aparecen los espesores y las áreas convertidas a dimensiones reales.

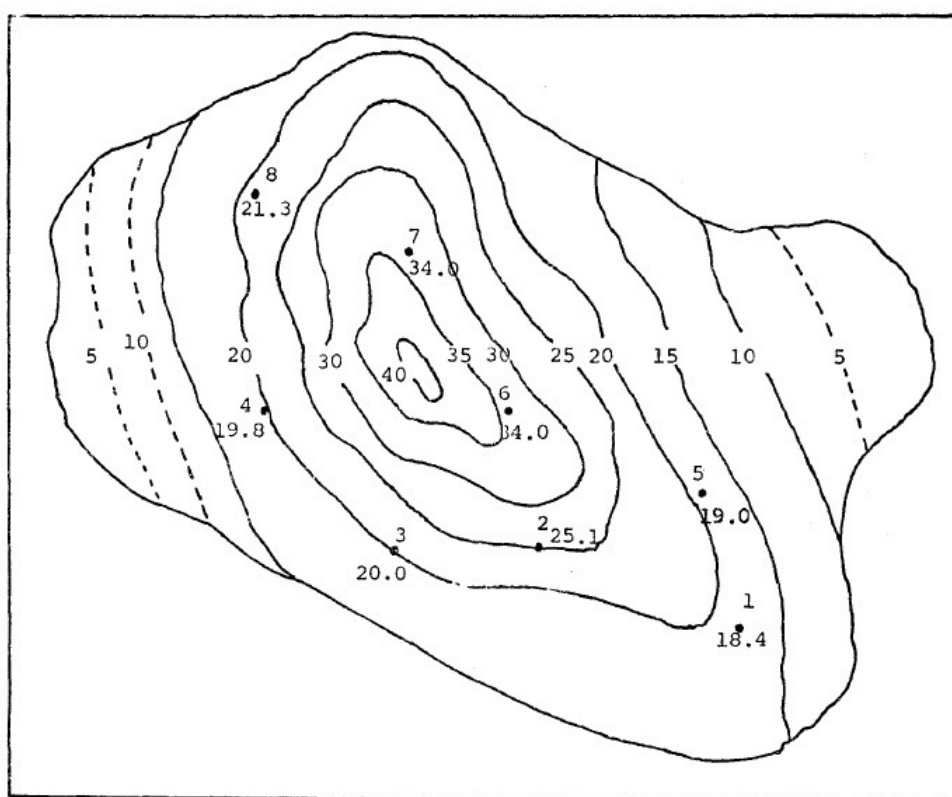
En la figura 2.59, aparece una gráfica en cuyas ordenadas están los espesores netos de la formación que fueron anotados en la columna (3) de la tabla A y en las abscisas, las áreas del terreno anotadas en la columna (5) de la misma tabla.

Se determina el área bajo la curva entre los límites cero y área máxima. El valor encontrado se multiplica por la escala de la gráfica para obtener "el volumen neto de roca". Al multiplicarse este volumen neto de roca por la porosidad media de la formación y por la saturación media de hidrocarburos, da precisamente el volumen de hidrocarburos que se trata de conocer a condiciones de yacimiento.

Escala vertical: 1 [cm] — 4 [m]

Escala horizontal: 1 [cm] —  $4 \times 10^6 [m^2]$





Fuente: Principios de Mecánica de Yacimientos.

ESCALA: 1:50000

**Figura 2.58:** Plano de isopacas.

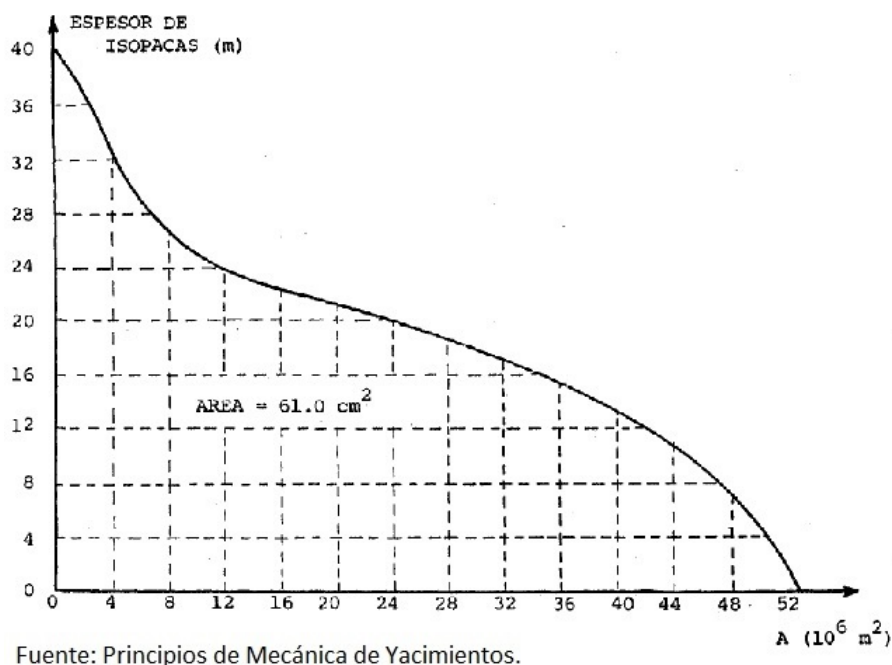


Figura 2.59: Gráfica correspondiente al plano de isopacas.

por tanto

$$1 [cm^2] \text{ (plano)} - 16x10^6 [m^3] \text{ (terreno)}$$

$$61.0 [cm^2] \text{ (plano)} - 976x10^6 [m^3] \text{ (terreno)}$$

El volumen neto de roca es igual a  $976x10^6 [m^3]$ .

### 2.7.1.2. Método de Cimas y Bases.

Este método tiene como base la configuración de mapas con curvas de igual profundidad tanto de las cimas como de las bases de la formación, para cuya preparación es necesario disponer de planos con las localizaciones de todos los pozos que constituyen el campo de estudio. Por medio de registros geofísicos, se puede determinar la cima y la base de la formación productora para cada uno de los pozos.

En el plano de localización de los pozos se anotan en cada uno de ellos la profundidad de la cima y de la base de la formación correspondiente (Tabla B) y se hace la configuración por interpolación o extrapolación de datos para tener curvas con valores cerrados, tal como se observa en la figura 2.60.

Las áreas encerradas por las diferentes curvas se miden con la ayuda de un planímetro o usando fórmulas de integración numérica conocidas. Los valores encontrados se

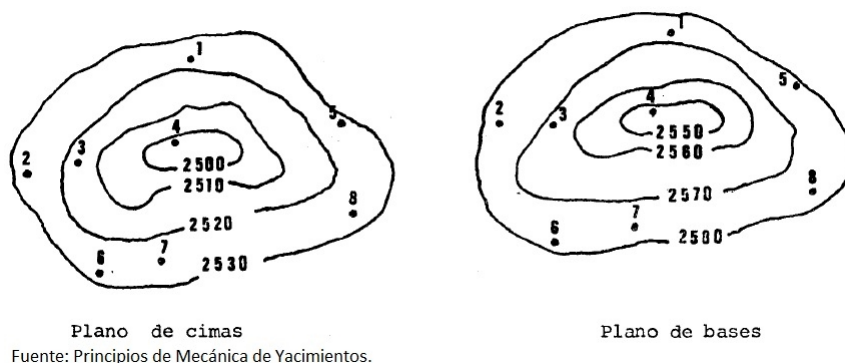


Figura 2.60: Planos de cimas y bases.

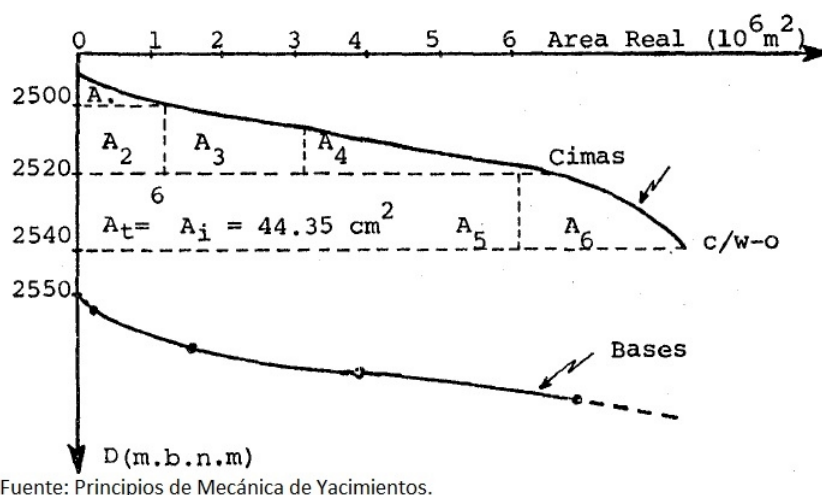


Figura 2.61: Profundidad del contacto agua-hidrocarburos=2540 [m].

anotan en la Tabla C, columna (2). En la misma tabla aparecen las áreas convertidas a dimensiones reales. En la figura 2.61, aparece una gráfica en cuyas ordenadas están las profundidades de las cimas y bases que fueron anotadas en la columna (1) de la Tabla C y en las abscisas las áreas del terreno anotadas en las columnas (2) y (3) de la misma Tabla C.

Se determina el área delimitada por los perfiles de cimas y bases, tomando en cuenta el caso en que exista un contacto agua-aceite como en el ejemplo. El valor encontrado se multiplica por la escala de la gráfica para obtener de esta forma, el volumen bruto de roca, que al multiplicarse por la porosidad media de la formación y por la saturación media de hidrocarburos, da aproximadamente el volumen de hidrocarburos que se trata de conocer; si se conoce el factor de compacidad del yacimiento, el volumen de hidrocarburos deberá multiplicarse por este factor para obtener un valor más real, ya que de otra manera se estaría considerando que no existen intercalaciones compactas.

(1)	(2)	(3)
Pozo No.	Profundidad de las Cimas (m.b.n.m.)	Profundidad de las Bases (m.b.n.m.)
1	2527	2576
2	2535	2575
3	2512	2557
4	2495	2548
5	2528	2575
6	2526	2575
7	2528	2571
8	2528	2576

Tabla B

Profundidad (m.b.n.m.)	Curvas		Curvas	
	Área Plano ( $cm^2$ )	Cimas Real ( $10^6 m^2$ )	Área Plano ( $cm^2$ )	Base Real ( $10^6 m^2$ )
2500	60	0.150		
2510	600	1.500		
2520	1200	3.000		
2530	2400	6.000		
2550			40	0.100
2560			400	1.000
2570			1000	2.500
2580			2300	5.750

Tabla C

---

Profundidad (m.b.n.m.)	Volumen de roca ( $10^6 m^3$ )
2407	0
2510	9.75
2520	32.25
2530	77.25
2540	150.05

---

Tabla D

### 2.7.1.3. Determinación del Plano de Referencia.

Con este mismo método, podemos obtener un plano de referencia tal que divida al volumen total de roca almacenante de hidrocarburos en dos partes iguales.

El fin que se persigue es el de poder referir cualquier parámetro a este plano, siendo éste uno de los tantos métodos que existen para definir un plano de referencia. La secuencia a seguir es bastante sencilla. A partir de la gráfica (Figura 2.61) (Profundidad vs. Área real), se construye una tabla (Tabla D); colocando en la columna (1) de la misma, los valores de la profundidad y en la columna (2) los valores correspondientes de las áreas comprendidas entre la curva de “cimas” y la curva de “bases”, y la profundidad fijada.

Como ya se vio anteriormente estas áreas representan volúmenes de roca. Una vez construida la Tabla D, se grafican los valores contenidos en ella en un plano de coordenadas cartesianas, tomando como ordenadas a las profundidades y como abscisas a los volúmenes correspondientes (Figura 2.62).

A partir del volumen medio de roca total ( $1/2 V_b$ ), se baja una línea vertical hasta intersectar la curva; desde este punto, se traza otra línea horizontal en forma tal que intersecte al eje de ordenadas. El valor sobre las ordenadas dará la profundidad del plano de referencia.

Del plano anterior; figura 2.62, se puede apreciar que la profundidad del plano es de:

$$\bar{D} = 2529 \text{ m.b.n.m.}$$


---

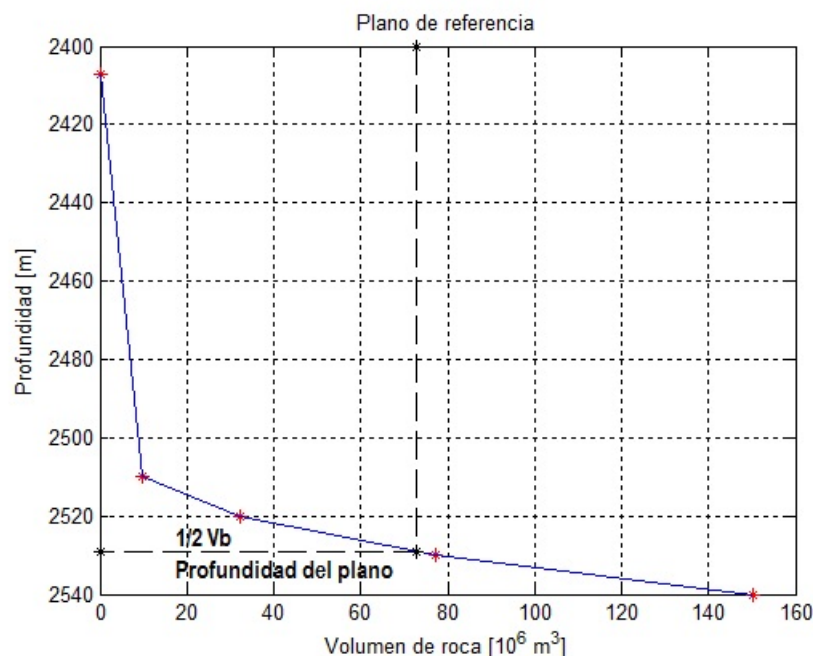


Figura 2.62: Plano de referencia.

## 2.8. Presión Referida al Plano de Referencia.

Una manera de expresar el potencial o presión a cierta profundidad de un fluido en el yacimiento es

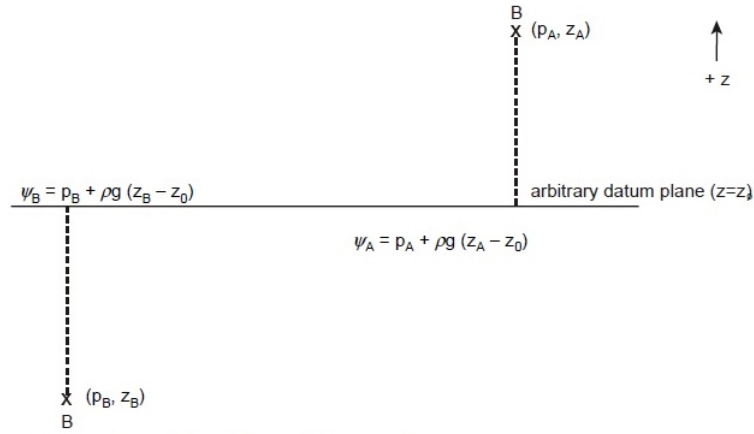
$$\psi = \rho\phi = P + \rho gz$$

donde  $\psi$  es el potencial y tiene unidades de potencial (presión) por unidad de volumen.

Supongamos que se mide la presión en dos pozos, A y B, en un yacimiento en el cual se tiene un plano de referencia arbitrario, que ha sido seleccionado a  $z = z_0$ . Si las presiones se miden con respecto al plano de referencia de cero, entonces como se muestra en la figura 2.63, los valores calculados de  $\psi_A$  y de  $\psi_B$  son simplemente las presiones observadas en los pozos, pero referidas al plano, esto es:

$$\psi_A = (\text{presión absoluta en})_A \pm (\rho gz)$$

En un sentido práctico es muy útil referir las presiones medidas en los pozos a un nivel de referencia e incluso así poder mapear la distribución de las presiones a lo largo del yacimiento. De esta manera se puede conocer la distribución del potencial y por



Fuente: Fundamentals of Reservoir Engineering.

**Figura 2.63:** Refiriendo las presiones de los pozos en el yacimiento al plano de referencia.

lo tanto el movimiento de los fluidos en el yacimiento puede ser conocido de un vistazo ya que la distribución de la presión en el plano es equivalente a la distribución del potencial.

# Ecuación de Balance de Materia para Yacimientos Naturalmente Fracturados

---

## 3.1. Conceptualización de un YNF.

Más del 90 por ciento de los yacimientos de hidrocarburos nacionales se ubican en la clasificación de naturalmente fracturados. Actualmente, el estudio de los yacimientos naturalmente fracturados representa una tecnología en crecimiento. Para explotarlos de manera adecuada es preciso identificar y modelar los sistemas de fracturas, cavidades de disolución y bloques de matriz. Esto requiere aplicar, de manera consistente, diversas fuentes de información de tipo estático y dinámico; lo que hace necesario desarrollar tecnologías de vanguardia para comprender los mecanismos de interacción de los fluidos con dichos sistemas.

### 3.1.0.4. Fractura.

Las fracturas se definen como superficies planas de discontinuidad, en donde la roca ha perdido cohesión. Desde una perspectiva general se manejan diversos modelos para representar los medios fracturados. En el más simple se consideran bloques de roca, separados por planos de ancho variable, representando fracturas.

Uno de los principales aspectos de las fracturas es la habilidad de mejorar la permeabilidad total de la roca (fractura y matriz rocosa), lo cual tiene una influencia significativa en la producción del pozo.

### 3.1.0.5. Matriz.

La matriz es el medio que almacena la mayor parte del fluido. Su área superficial está expuesta a una red de fracturas, lo que permite que exista transferencia de fluidos entre ambos medios.

---



Las permeabilidades de la matriz tienen un rango muy bajo de hasta 0.001 [mD], mientras que las permeabilidades de la fractura son muy altas, desde pocos miliDarcy hasta miles de miliDarcy.

Las porosidades de la matriz son muy altas, de hasta 40 %, mientras que las porosidades de las fracturas son muy bajas, llegando a ser de hasta 0.01 %.

La matriz puede contener más fluido porque tiene una porosidad intergranular más alta mientras que las fracturas tienen una muy baja capacidad de almacenamiento, actuando sólo como un medio de conducción primario. En los modelos de doble porosidad se establece que la matriz actúa como el medio de almacenamiento, y las fracturas como medios de conducción y transmisión de fluidos, hacia los pozos productores.

### 3.1.1. Modelo de Doble Porosidad.

#### 3.1.1.1. Modelo de Warren y Root.

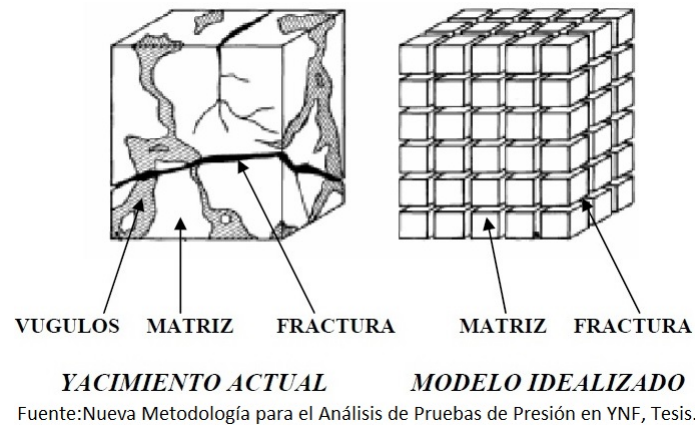
El modelo de doble porosidad fue introducido por Barenblatt<sup>1</sup> y cols, y más tarde extendido por Warren y Root. Los modelos de doble porosidad están basados en un medio de flujo idealizado, figura 3.1, que consta de una porosidad primaria creada por depositación y litificación, y una porosidad secundaria creada por fracturamiento [Warren y Root]. La base de estos modelos es la observación de que la masa de roca no fracturada (matriz), presenta gran parte de la porosidad del medio (almacenamiento) pero poca permeabilidad (flujo). Por otro lado, la fractura puede presentar poco almacenamiento pero alta permeabilidad. La matriz y la fractura están idealizados como dos medios separados pero que se encuentran interactuando en espacio y tiempo, donde la transferencia de fluidos ocurre de acuerdo al potencial del fluido entre los dos medios.

En el modelo de doble porosidad, un yacimiento fracturado se concibe formado por dos sistemas: uno de fracturas, que constituye un medio continuo; y un sistema de bloques de matriz, que constituye un medio discontinuo. Adicionalmente se realizan las suposiciones siguientes con respecto a la estructura del yacimiento y a la formulación matemática.

1. El sistema continuo de fracturas proporciona la trayectoria principal de flujo del fluido en el yacimiento. El fluido que es desplazado de los bloques de matriz fluye cerca de la interfase matriz-fractura, y entonces fluye a través del sistema de fracturas hacia el pozo. Lo anterior significa que los pozos se encuentran ubicados únicamente en el sistema de fracturas.
2. Los bloques de la matriz son idénticos y homogéneos.

---

<sup>1</sup>Grigory Isaakovich Barrenblatt matemático ruso graduado en 1950 de la universidad estatal de Moscow. Sus principales áreas de investigación son: la mecánica de fracturas, la teoría del flujo de fluidos y gas en medios porosos.



**Figura 3.1:** Idealización de un medio poroso heterogéneo (Warren y Root).

3. La ley de Darcy es aplicable para describir el flujo multifásico en la fractura.
4. Los sistemas de fracturas y de bloques de matriz ocupan una misma malla computacional, y por lo tanto, para cada conjunto de soluciones para el sistema de fracturas, se obtiene un conjunto de soluciones para el sistema de bloques de matriz.

La esencia de esta aproximación es que en el medio poroso fracturado, las fracturas se caracterizan por tener mayor difusividad (de aquí los pequeños tiempos de respuesta), que la roca matriz. Por lo tanto, la respuesta “temprana” del sistema es controlada por las fracturas, mientras que la respuesta “tardía”, es influenciada por la matriz.

### 3.2. Clasificación de los Yacimientos Naturalmente Fracturados

De acuerdo con Nelson R. A., una vez que el origen, la continuidad y las propiedades del sistema fracturado han sido determinados y la interacción de flujo entre las fracturas y la matriz ha sido investigada, el yacimiento debe ser clasificado con base en, qué efectos positivos provee el sistema fracturado en la calidad del yacimiento en conjunto. La siguiente clasificación ha demostrado ser útil en este aspecto.

**Tipo 1:** las fracturas proveen esencialmente la porosidad y la permeabilidad del yacimiento.

**Tipo 2:** las fracturas proveen esencialmente permeabilidad al yacimiento.

**Tipo 3:** las fracturas ayudan a la permeabilidad en un yacimiento ya en producción.

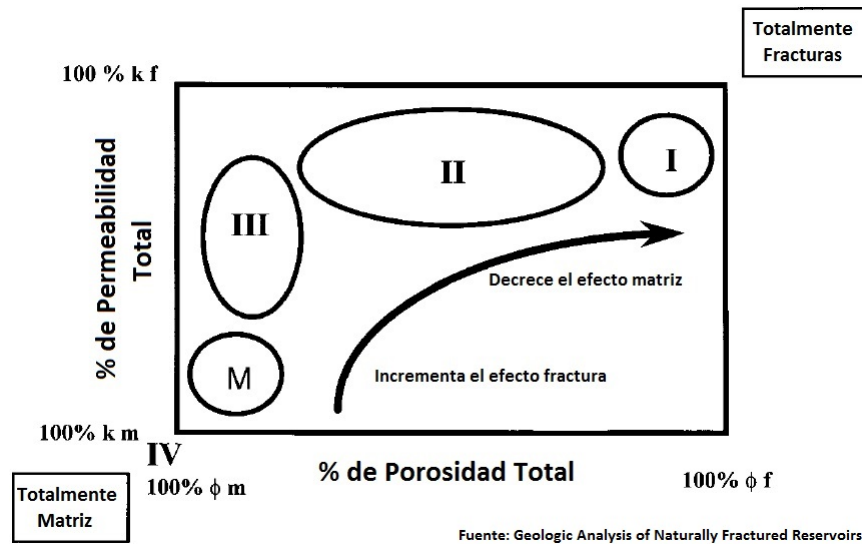


Figura 3.2: Clasificación de los Yacimientos Naturalmente Fracturados.

**Tipo 4:** las fracturas no proveen ninguna porosidad o permeabilidad adicional, pero sí crean anisotropía significativa en el yacimiento (barreras).

### 3.3. Tipos de Empuje.

La recuperación de aceite se obtiene mediante un proceso de desplazamiento. El gradiente de presión obliga al aceite a fluir hacia los pozos, pero ese movimiento se verifica solamente si otro material llena el espacio desocupado por el aceite y mantiene, en dicho espacio, la presión requerida para continuar el movimiento de los fluidos. En cierto modo el aceite no fluye del yacimiento, sino que es expulsado mediante un proceso de desplazamiento, siendo los principales agentes el gas y el agua.

Los procesos de desplazamiento son:

1. Expansión de la roca y los líquidos.
2. Empuje por gas disuelto liberado.
3. Empuje por casquete de gas.
4. Empuje por agua.
5. Desplazamiento por segregación.

### 3.3.1. Expansión Roca-fluidos.

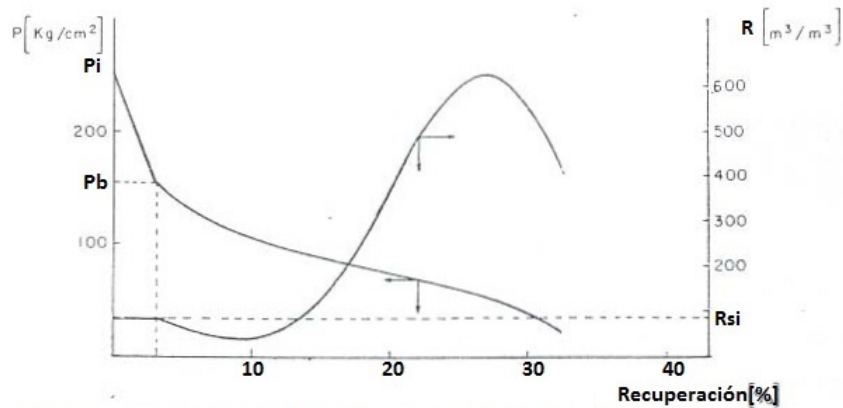
Este tipo de desplazamiento ocurre en los yacimientos bajosaturados, hasta que se alcanza la presión de saturación. La expulsión del aceite se debe a la expansión del sistema. El aceite, el agua congénita y la roca se expanden, desalojando hacia los pozos productores el aceite contenido en el yacimiento. Dada la baja compresibilidad del sistema, el ritmo de declinación de la presión con respecto a la extracción, es muy pronunciado. La liberación del gas disuelto en el aceite ocurre en la tubería de producción, al tiempo en que obtiene la presión de saturación. La relación gas aceite producida (RGA) permanece constante durante esta etapa de explotación, e igual a  $R_{gi}$ . La saturación de aceite prácticamente no varía. La porosidad y la permeabilidad absoluta disminuye ligeramente, así como la viscosidad del aceite. El factor de volumen del aceite ( $B_o$ ) aumenta también en forma muy ligera.

### 3.3.2. Expansión Gas en Solución.

Una vez iniciada en el yacimiento la liberación del gas disuelto en el aceite, al alcanzarse la presión de saturación, el mecanismo de desplazamiento del aceite se deberá, primordialmente, al empuje de gas disuelto liberado; ya que si bien es cierto que tanto el agua intersticial y la roca continuarán expandiéndose, su efecto resulta despreciable, puesto que la compresibilidad (o expansionabilidad) del gas es mucho mayor que la de los otros componentes de la formación. El gas liberado no fluye inicialmente hacia los pozos, sino que se acumula en forma de pequeñas burbujas aisladas, las cuales por motivo de la declinación de la presión, llegan a formar posteriormente una fase continua, que permitirá el flujo de gas hacia los pozos.

La saturación de gas mínima para que ocurra el flujo del mismo se denomina saturación de gas crítica. Durante esta etapa, en la que la saturación de gas es menor que la crítica, la relación gas-aceite producida (RGA) disminuye ligeramente, ya que el gas disuelto en el aceite que se libera, queda atrapado en el yacimiento. El gas liberado llena totalmente el espacio desocupado por el aceite producido. La saturación de aceite disminuirá constantemente, a causa de su producción y encogimiento por la liberación del gas disuelto; por lo tanto, mientras que la permeabilidad al aceite disminuye continuamente, la permeabilidad al gas aumentará. El gas fluirá más fácilmente que el aceite, debido a que es más ligero, menos viscoso y a que en su trayectoria se desplaza por la parte central de los poros (bajo condiciones equivalentes, su movilidad es mucho mayor que la del aceite). De esta manera la relación gas-aceite producida (RGA) que fluye en el yacimiento aumentará constantemente y la relación gas-aceite producida en la superficie mostrará un progresivo incremento, hasta que la presión del yacimiento se abata substancialmente. Cuando esto ocurra, la relación medida en la superficie disminuirá, debido a que a presiones bajas, los volúmenes de gas en el yacimiento se aproximan a los volúmenes medidos en la superficie.

Debido a que este tipo de mecanismos se presentan generalmente en yacimientos cerrados, la producción de agua es muy pequeña o nula. Las recuperaciones por empuje



Fuente: Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos.

**Figura 3.3:** Curvas de variación de la presión y RGA, para un yacimiento productor por expansión del sistema y por empuje de gas disuelto liberado.

de gas disuelto son casi siempre bajas, variando generalmente entre el 5 y el 35 % del aceite contenido a la presión de saturación.

Cuando este mecanismo de desplazamiento ocurre en yacimientos que no presentan condiciones favorables de segregación, la recuperación es totalmente independiente del ritmo de extracción.

Se acostumbra representar gráficamente el comportamiento de los yacimientos indicando la variación de la presión y la relación gas-aceite contra la recuperación o la producción acumulada. En la figura 3.3 se muestra diagramáticamente el comportamiento de un yacimiento productor bajo los dos mecanismos indicados.

### 3.3.3. Expansión Casquete de Gas.

El empuje por casquete de gas consiste en una invasión progresiva de la zona de aceite por gas, acompañada por un desplazamiento direccional del aceite fuera de la zona de gas libre y hacia los pozos productores. Los requerimientos básicos son:

1. Que la parte superior del yacimiento contenga una alta saturación de gas.
2. Que exista un continuo crecimiento o agrandamiento de la zona ocupada por el casquete de gas.

La zona de gas libre requerida puede presentarse de tres maneras:

1. Existir inicialmente en el yacimiento como casquete.
2. Bajo ciertas condiciones, puede formarse por la acumulación de gas liberado por el aceite al abatirse la presión del yacimiento, a consecuencia, de la segregación gravitacional.

3. La capa de gas puede crearse artificialmente por inyección de gas en la parte superior del yacimiento, si existen condiciones favorables para su segregación.

El mecanismo por el cual el aceite se recupera bajo este proceso, se entiende fácilmente considerando primero la naturaleza del desplazamiento cuando la presión del yacimiento se mantiene constante por inyección de gas, y analizando a continuación las diferencias que surgen cuando se permite la declinación de la presión en el yacimiento. Es obvio que si la presión del yacimiento se mantiene en su valor original, el gas inyectado no tiene acceso a la zona de aceite, excepto atrás o en el frente de avance del gas libre y por lo tanto la parte inferior de la estructura conserva sus condiciones originales de saturación de aceite, hasta que se invade por el gas inyectado. La producción de aceite proviene de los pozos localizados en la zona de aceite, pero el aceite producido es reemplazado por el que se mueve adelante del frente de gas. En esta forma el proceso obliga al aceite a moverse hacia la parte inferior del yacimiento.

La ventaja de este mecanismo consiste en que propicia, mediante una adecuada localización y terminación de los pozos, la obtención de producciones de aceite de la sección del yacimiento que no contiene gas libre, reteniéndose, en la parte superior del yacimiento, el gas libre que se utiliza para desplazar el aceite.

Sin inyección de gas, el empuje por casquete de gas tendrá lugar en virtud de la expansión del mismo, debida a la declinación de la presión. Si el volumen de gas libre inicialmente presente en el yacimiento es grande, comparado con el volumen total original de aceite, y si no se produce gas libre durante la explotación, la declinación de presión requerida para la invasión total de la zona de aceite por el casquete de gas será ligera y el comportamiento del yacimiento se aproximará al obtenido con inyección de gas. Si por otra parte el volumen del casquete de gas es relativamente pequeño, la presión del yacimiento declinará a mayor ritmo, permitiendo la liberación del gas disuelto y el desarrollo de una saturación de gas libre en la zona de aceite. Cuando la saturación de gas libre forme una fase continua, su exclusión de los pozos productores será imposible y el mecanismo de desplazamiento se aproximará al empuje por gas disuelto.

Las recuperaciones en yacimientos con caquete de gas varían normalmente del 20 al 40 % del aceite contenido originalmente, pero si existen condiciones favorables de segregación se pueden obtener recuperaciones del orden del 60 % o más.

#### **3.3.4. Expansión del Agua Congénita.**

El desplazamiento por invasión de agua es en muchos sentidos similar al del casquete de gas. El desplazamiento de los hidrocarburos tiene lugar en este caso atrás y en la interfase agua-aceite móvil. En este proceso el agua invade y desplaza al aceite, progresivamente, desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores. Si la magnitud del empuje hidráulico es lo suficientemente fuerte para mantener la presión

---

del aycimiento o permitir sólo un ligero abatimiento de ella, entonces el aceite será casi totalmente recuperado por desplazamiento con agua, puesto que no habrá liberación de gas en solución o dicha liberación será pequeña y asimismo el desplazamiento que ocasione.

Los requerimientos básicos para este proceso son:

1. En primer lugar una fuente adecuada que suministre agua en forma accesible al yacimiento.
2. En segundo término una presión diferencial entre la zona de aceite (yacimiento) y la zona de agua (acuífero), que induzca y mantenga la invasión. El empuje hidráulico puede ser natural o artificial. Para que se presente en forma natural debe existir, junto a la zona productora, un gran volumen de agua en la misma formación, sin barreras entre el aceite y el agua, y la permeabilidad de la formación facilitar su filtración adecuada.

La formación acuífera puede algunas veces alcanzar la superficie. En este caso la fuente del agua de invasión podrá disponerse a través de la entrada de agua superficial por el afloramiento. Esta condición no es muy común. Generalmente la invasión de agua tiene lugar por la expansión de la roca y el agua en el acuífero, como resultado de la declinación de presión transmitida desde el yacimiento. Debido a que las compresibilidades de la roca y el agua son pequeñas, un empuje hidráulico regular requerirá de un acuífero extenso y grande, miles de veces mayor que el yacimiento.

Tan pronto como el agua invade una sección de la zona de aceite y desplaza algo de él, la saturación de agua aumenta, la formación adquiere e incrementa su permeabilidad al gua y ésta tiende a fluir junto con el aceite.

Como agente desplazante el agua tiene una ventaja sobre el gas, ya que debido a su menor movilidad (mayor viscosidad), un volumen dado de agua introducido en el espacio poroso desalojará más aceite que el mismo volumen de gas y se acumulará también en mayor grado, mostrando menos tendencia que el gas a fluir a través del aceite.

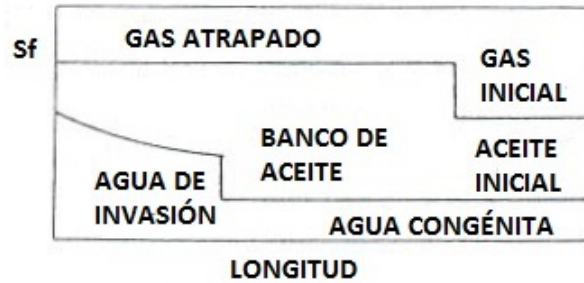
Después que la interfase o contacto agua-aceite alcanza un pozo, su producción de agua aumenta progresivamente. El proceso se termina al abandonar el yacimiento cuando se invaden los pozos superiores y su producción disminuye a un nivel tal que la recuperación deja de ser costeaable.

En la mayoría de los yacimientos agotados por empuje de agua, la presión del yacimiento se conserva a un nivel relativamente alto cuando se abandona su explotación.

La relación gas-aceite producida (RGA) en yacimientos con empuje hidráulico efectivo no sufre cambios substanciales, debido a que al mantenerse alta la presión, se evita la liberación del gas disuelto y su disipación en la producción.

Las recuperaciones varían normalmente entre el 35 y el 75 % del volumen original de aceite en el yacimiento. Las recuperaciones bajas corresponden a yacimientos heterogéneos o con aceite viscoso.

---



Fuente: Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos.

**Figura 3.4:** Distribución de las saturaciones de fluidos en un sistema de desplazamiento de aceite con agua en presencia de una fase gaseosa.

En yacimientos con empuje hidráulico la recuperación es sensible al ritmo de explotación. Si los gastos son altos el depresionamiento propiciará la liberación de gas y el desplazamiento con agua se efectuará en presencia de una fase gaseosa. En estas condiciones la saturación de aceite residual puede reducirse substancialmente. Esta reducción proporciona una recuperación de aceite mayor que la obtenida con invasión de agua donde no existe una fase gaseosa. El desplazamiento con agua en una formación parcialmente saturada de gas da lugar al desarrollo de una zona de alta saturación de aceite (banco de aceite), formada adelante del agua de invasión. El banco de aceite desplaza parte de la fase gas móvil inicial, dejando gas residual “atrapado” distribuido en los poros en forma de burbujas discontinuas o filamentos. El aceite es desplazado posteriormente por el agua, en presencia de la fase gaseosa inmóvil. En la figura 3.4 se presenta la secuencia del sistema de desplazamiento descrito.

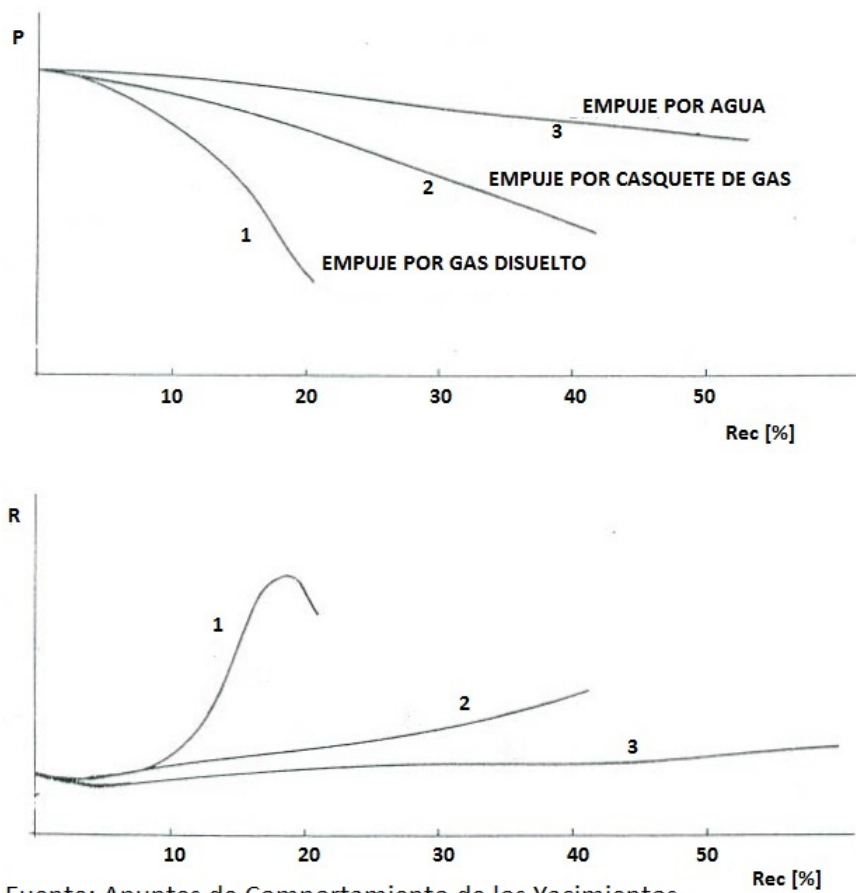
Si se desea obtener la máxima recuperación, se deberá controlar el ritmo de producción a fin de que el desplazamiento por agua se efectúe a la presión más conveniente.

En la figura 3.5 se muestra una comparación de los comportamientos de yacimientos de acuerdo al mecanismo de empuje operante.

### 3.3.5. Empuje por Segregación Gravitacional.

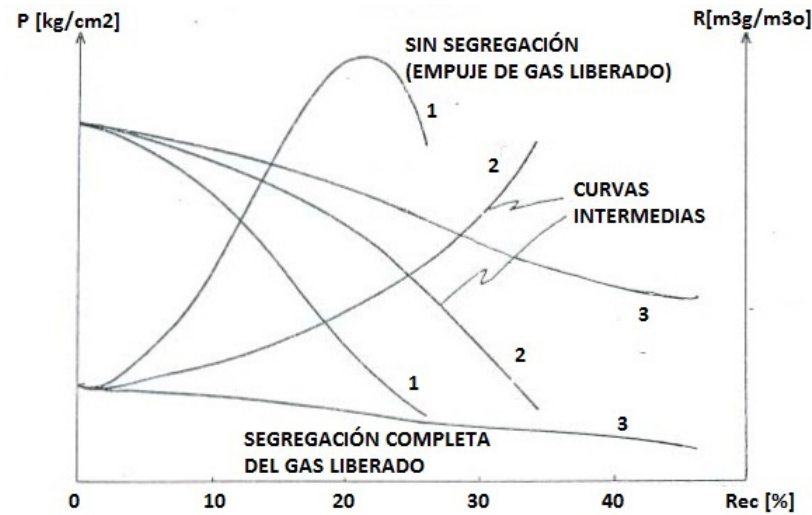
La segregación gravitacional o drene por gravedad, puede clasificarse como un mecanismo de empuje; sin embargo, se considera más bien como una modificación de los demás. La segregación gravitacional es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades. El drene por gravedad puede participar activamente en la recuperación del aceite. Por ejemplo, en un yacimiento bajo condiciones favorables de segregación, gran parte del gas liberado fluirá a la parte superior del yacimiento, en vez de ser arrastrado hacia los pozos por la fuerza de presión contribuyendo así a la formación o agrandamiento del casquete de gas y aumentando la





Fuente: Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos.

**Figura 3.5:** Variaciones en las curvas de declinación de la presión y relación gas-aceite producida, dependiendo del tipo de empuje del yacimiento.



Fuente: Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos.

**Figura 3.6:** Efecto de la segregación gravitacional en la recuperación total y en la relación gas-aceite instantánea.

eficiencia total del desplazamiento.

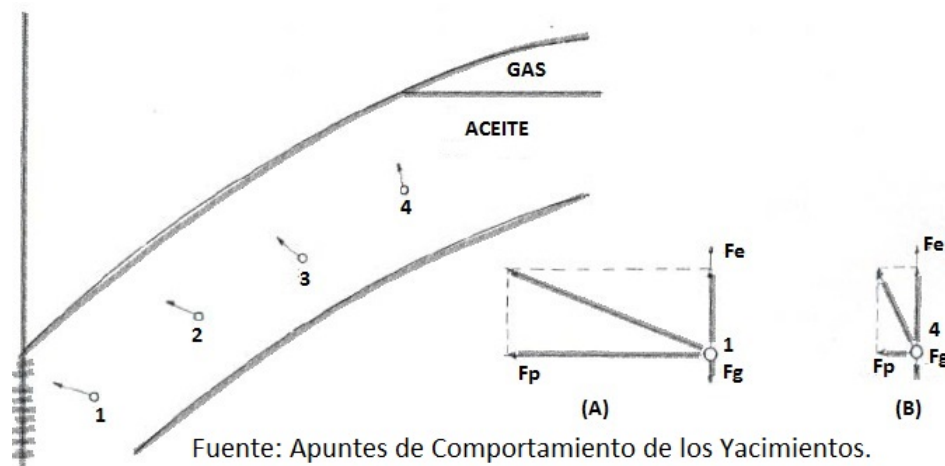
Los yacimientos presentan condiciones propicias a la segregación de sus fluidos, cuando poseen espesores considerables o alto relieve estructural, alta permeabilidad y cuando los gradientes de presión aplicados, no gobiernan totalmente el movimiento de los fluidos.

La recuperación en yacimientos donde existe segregación de gas y/o de agua, es sensible al ritmo de producción. Mientras menores sean los gastos, menores serán los gradientes de presión y mayor la segregación. Si se establece en un yacimiento contra flujo de aceite y gas, se desarrollará una capa de gas y la relación de gas-aceite producida mostrará una disminución. En la figura 3.6 se presenta diagramáticamente el efecto que se produce, en un yacimiento con y sin segregación, sobre su recuperación y su relación gas-aceite producida.

La observación de la figura 3.7 permite analizar, en forma cualitativa, las trayectorias de las burbujas de gas liberado en un yacimiento, así como las fuerzas que actúan sobre las mismas.

Dichas fuerzas son: el peso de la burbuja de gas, el empuje debido a la diferencia de densidades entre el gas y el aceite, y la fuerza debida al gradiente de presión.

El gradiente de presión es menor entre mayor es la distancia al pozo productor. Así una burbuja como la mostrada en (1), cuyo diagrama de cuerpo libre se presenta en la figura 3.7 (A), tenderá a ascender, pero su movimiento predominante será hacia el pozo; sin embargo, en una burbuja como la indicada en (4), cuyo diagrama de cuerpo libre se presenta en la figura 3.7 (B), la resultante de las fuerzas, tenderá a incorporarla



**Figura 3.7:** Representación de las fuerzas que actúan sobre una burbuja de gas en un yacimiento.

al casquete, en vez de desplazarse hacia el pozo.

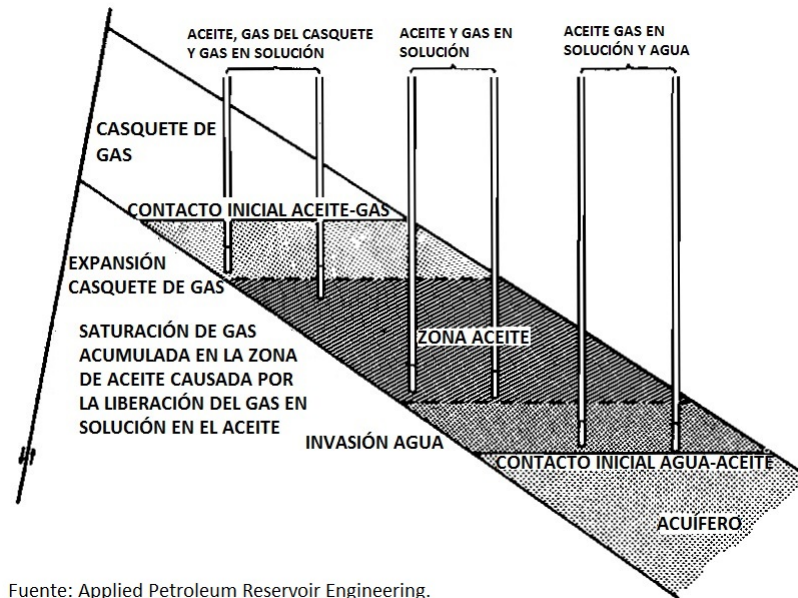
### 3.3.6. Combinación de Empujes.

La mayoría de los yacimientos quedan sometidos durante su explotación a más de uno de los mecanismos de desplazamiento explicados. Por ejemplo: un yacimiento grande puede comportarse inicialmente como productor por empuje de gas disuelto. Después de un corto período de producción, el casquete de gas asociado actúa efectivamente y contribuye substancialmente a desplazar aceite. Posteriormente, después de una extensa extracción, la presión del yacimiento caerá lo suficiente como para establecer la entrada de agua del acuífero, de modo que el empuje por agua se presentará como parte importante del mecanismo de desplazamiento.

## 3.4. Ecuación de Balance de Materia.

La ecuación general de balance de materia fue desarrollada por primera vez por Schilthuis<sup>1</sup> en 1936. Desde entonces, el uso de computadoras y sofisticados modelos matemáticos multidimensionales han reemplazado la ecuación de Schilthuis de dimensión

<sup>1</sup>Ralph J. Schilthuis se graduó de la Escuela de Minas de Colorado, Estados Unidos de Norteamérica. Fue un alumno destacado de la clase de 1930, trabajó en el departamento de investigación de "The Humble Oil and Refining Co." en Tulsa, Oklahoma. Fue premiado con la medalla de oro por la A.I.M.E. debido a su extraordinario trabajo y exposición maestra de un artículo técnico "Connate Waters" en conexión con el desarrollo de la industria petrolera.



Fuente: Applied Petroleum Reservoir Engineering.

**Figura 3.8:** Sección de una combinación de empujes en el yacimiento.

cero, en muchas aplicaciones. Sin embargo, la ecuación de Schilthuis, si se comprendiera completamente, puede proveer una mayor visión para la práctica del ingeniero de yacimientos.

### 3.4.1. Forma General.

Cuando un yacimiento de aceite y gas es explotado mediante pozos; aceite y gas, y frecuentemente algo de agua, son producidos, de esta manera al reducir la presión del yacimiento y causando que el aceite y gas remanente se expandan para llenar el espacio desocupado por los fluidos extraídos. Cuando los estratos que contienen aceite y gas están hidráulicamente conectados con el estrato que contiene agua, o acuíferos, el agua invade dentro del yacimiento al momento en que la presión cae debido a la producción, como se ilustra en la figura 3.8.

Esta invasión del agua disminuye el grado en que el aceite y gas remanentes se expanden y en consecuencia retarda la declinación de la presión en el yacimiento. En la medida en que la temperatura de los yacimientos de aceite y gas se mantiene substancialmente constante durante el curso de la producción, el grado en la cual se dan la expansión del aceite y el gas remanentes dependen únicamente de la presión. Al tomar muestras del fondo del pozo de los fluidos del yacimiento bajo presión y medir sus volúmenes relativos en el laboratorio a la presión del yacimiento y bajo varias presiones, es posible predecir como es que estos fluidos se comportan en el yacimiento al declinar la presión.

La siguiente tabla da un rango de los valores de las compresibilidades de los fluidos

y de la formación de los cuales se puede concluir que las compresibilidades del agua y de la formación son menos significativos en los yacimientos de gas y en los casquetes de gas (yacimiento saturado) donde hay una apreciable saturación de gas. Debido a esto y a las complicaciones que presentarían las ya inicialmente, bastante complejas ecuaciones, las compresibilidades del agua y de la formación son generalmente omitidas, excepto en los yacimientos bajo saturados que producen por arriba del punto de burbuja.

Tabla de rango de compresibilidades

Formación	3 - 10	$x10^{-6}psi^{-1}$
Agua	2 - 4	$x10^{-6}psi^{-1}$
Aceite bajo saturado	5 - 100	$x10^{-6}psi^{-1}$
Gas a 1000 psi	900 - 1300	$x10^{-6}psi^{-1}$
Gas a 5000 psi	50 - 200	$x10^{-6}psi^{-1}$

Un término para tener en cuenta el cambio en los volúmenes del agua y de la formación debido a sus compresibilidades se incluye en la derivación de la ecuación de balance de materia; el ingeniero puede seleccionar o eliminarlos para casos o aplicaciones particulares. El gas en solución en el agua de formación es omitido y en varios ejemplos el volumen del agua producida no se conoce con suficiente exactitud para justificar el uso de factor de volumen de formación con el agua producida.

La ecuación de balance de materia general es simplemente un balance volumétrico, el cual establece, ya que el volumen de un yacimiento (así definido por sus límites iniciales) es constante, la suma algebraica de los cambios en el volumen del aceite, el gas libre, el agua, y los volúmenes de roca en el yacimiento deben ser igual a cero. Por ejemplo, si ambos tanto el volumen del aceite como el del gas decrecen, la suma de estos dos decrementos deben ser balanceados por los cambios de igual magnitud en los volúmenes del agua y de la roca. Si se hace la suposición de que se alcanza el equilibrio completo en todo momento en el yacimiento entre el aceite y su gas disuelto, es posible escribir una expresión de balance de materia generalizada que relacione las cantidades de aceite, gas y agua producidas, el promedio de la presión en el yacimiento, la cantidad de agua que puede haber invadido desde el acuífero, y finalmente los volúmenes originales de aceite y gas en el yacimiento. Haciendo estos cálculos se ven involucrados los siguientes datos de producción, información del yacimiento e información del laboratorio:

1. La presión inicial del yacimiento y la presión promedio del yacimiento a sucesivos intervalos de tiempo después de haber comenzado la producción.
2. El volumen de aceite producido y medido en el tanque de almacenamiento a 1 [atm] y 60[°F], a cualquier momento o durante cualquier intervalo de producción.
3. Los pies cúbicos totales a condiciones estándar producidos. Cuando el gas es inyectado dentro del yacimiento, esto será la diferencia entre el gas total producido y aquel reincorporado al yacimiento.

4. La razón del volumen del casquete de gas inicial entre el volumen de aceite original, símbolo  $m$ .

$$m = \frac{\text{volumen de gas libre inicial}}{\text{volumen de aceite original}}$$

Si este valor puede ser determinado con razonable precisión, solo hay una incógnita ( $N$ ) en el balance de materia para yacimientos volumétricos con casquete de gas, y dos ( $N$  y  $W_e$ ) para los yacimientos con empuje hidráulico. El valor de  $m$  se determina de la información de registros y de núcleos y de la información de la terminación del pozo, el cual frecuentemente ayuda a localizar los contactos aceite-gas y agua-aceite. La razón  $m$  se conoce en varios casos mucho más exactamente que los valores absolutos de los volúmenes del casquete de gas y del aceite. Por ejemplo, cuando la roca en el casquete de gas y aquella en la zona de aceite, parecen ser esencialmente la misma, puede ser tomada como la razón de los volúmenes netos o brutos de la roca, sin saber el promedio de agua congénita o el promedio de la porosidad.

5. Los factores de volumen del gas y del aceite y las relaciones de gas-aceite en solución. Estos son obtenidos como funciones de la presión por mediciones de laboratorio sobre muestras del fondo del pozo, por métodos de separación diferencial y flash.
6. La cantidad de agua que ha sido producida.
7. La cantidad de agua que ha invadido al yacimiento proveniente del acuífero

Por simplicidad, la derivación de la ecuación es dividida en los cambios de volumen del aceite, gas, agua y roca que ocurren entre el comienzo de la producción y cualquier momento  $t$ . El cambio en el volumen de la roca se expresa como un cambio en el volumen del espacio vacío, el cual es simplemente el negativo del cambio en el volumen de la roca. En el desarrollo de la ecuación de balance de materia general, los siguientes términos son utilizados:

**N** Volumen de aceite original a condiciones estándar, [Bls a c.e.]

$B_{oi}$  Factor de volumen de formación del aceite inicial, [Bls a c.y./Bls a c.e.]

$N_p$  Volumen de aceite producido y acumulado, [Bls a c.e.]

$B_o$  Factor de volumen de formación del aceite, [Bls a c.y./Bls a c.e.]

**G** Volumen de gas original, [ $pies^3$  a c.e.]

$B_{gi}$  factor de volumen de formación del gas inicial, [Bls a c.y./ $pies^3$  a c.e.]

$G_f$  Cantidad de gas libre en el yacimiento, [ $pies^3$  a c.e.]

$R_{soi}$  Relación gas-aceite en solución inicial, [ $pies^3$  a c.e./Bls a c.e.]

$R_p$  Relación volúmenes gas-aceite producidos y acumulados, [ $pies^3$  a c.e./Bls a c.e.]

$R_{so}$  Relación gas-aceite en solución, [ $pies^3$  a c.e./Bls a c.e.]

$B_g$  Factor de volumende formación del gas, [Bls a c.y./ $pies^3$  a c.e.]

$W$  Volumen de agua inicial, [Bls a c.e.]

$W_p$  Volumen de agua producida y acumulada, [Bls a c.e.]

$B_w$  Factor de volumen de formación del agua, [Bls a c.y./Bls a c.e.]

$W_e$  Volumen del influjo de agua hacia el yacimiento, [Bls a c.e.]

$c_w$  Compresibilidad del agua, [ $psi^{-1}$ ]

$\Delta\bar{p}$  Cambio en el promedio de la presión del yacimiento, [psia]

$S_{wi}$  Saturación de agua inicial

$V_f$  Espacio poroso inicial, [Bls]

$c_f$  Compresibilidad de la formación, [ $psi^{-1}$ ]

#### 3.4.1.1. Cambio en el volumen del aceite.

Volumen original inicial del aceite a condiciones de yacimiento:

$$NB_{oi}$$

Volumen del aceite al tiempo  $t$  y a la presión  $p$ :

$$(N - N_p)B_o$$

Cambio en el volumen del aceite:

$$NB_{oi} - (N - N_p)B_o$$

#### 3.4.1.2. Cambio en el volumen del gas.

Relación del volumen de gas libre inicial y del volumen de aceite inicial:

$$m = \frac{GB_{gi}}{NB_{oi}}$$

Volumen del gas libre inicial:

$$GB_{gi} = NmB_{oi}$$

[Pies cúbicos de gas al tiempo t]=[Pies cúbicos de gas inicial, libre y disuelto]-[Pies cúbicos de gas producidos]-[Pies cúbicos remanentes en solución]

$$G_f = \left[ \frac{NmB_{oi}}{B_{gi}} + NR_{soi} \right] - [N_p R_p] - [(N - N_p)R_{so}]$$

Volumen del gas libre en el yacimiento al tiempo  $t$ :

$$\left[ \frac{NmB_{oi}}{B_{gi}} + NR_{soi} - N_p R_p - (N - N_p)R_{so} \right] B_g$$

Cambio en el volumen del gas libre:

$$NmB_{oi} - \left[ \frac{NmB_{oi}}{B_{gi}} + NR_{soi} - N_p R_p - (N - N_p)R_{so} \right] B_g$$

#### 3.4.1.3. Cambio en el volumen del agua.

Volumen de agua inicial en el yacimiento

$$W$$

Volumen del agua producida y acumulada al tiempo  $t$ :

$$W_p$$

Volumen de agua producida y acumulada a condiciones de yacimiento:

$$B_w W_p$$

Volumen del agua que invade al yacimiento:

$$W_e$$

Cambio en el volumen del agua:

$$W - (W + W_e - B_w W_p + W_{c_w} \Delta \bar{p}) = -W_e + B_w W_p - W_{c_w} \Delta \bar{p}$$

#### 3.4.1.4. Cambio en el volumen del espacio poroso.

Volumen del espacio poroso inicial:

$$V_t$$

Cambio en el volumen del espacio poroso

$$V_f - [V_f - V_f c_f \Delta \bar{p}] = V_f c_f \Delta \bar{p}$$



Ya que el cambio en el volumen del espacio poroso es el negativo del cambio en el volumen de roca.

Cambio en el volumen de roca:

$$-V_f c_f \Delta \bar{p}$$

Combinando los cambios en los volúmenes del agua y de la roca e introduciendolos en un solo término, resulta como:

$$= -W_e + B_w W_p - W c_w \Delta \bar{p} - V_f c_f \Delta \bar{p}$$

Considerando que:

$$W = V_f S_{wi}$$

y que:

$$V_f = \frac{NB_{oi} + NmB_{oi}}{1 - S_{wi}}$$

y sustituyendo, se obtiene lo siguiente:

$$= W_e + B_w W_p - \left[ \frac{NB_{oi} + NmB_{oi}}{1 - S_{wi}} \right] (c_w S_{wi} + c_f) \Delta \bar{p}$$

O también como:

$$= -W_e + B_w W_p - (1 + m) NB_{oi} \left[ \frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta \bar{p} \quad (3.1)$$

Igualando los cambios de los volúmenes del aceite y del gas libre con el negativo de los cambios de volumen del agua y de la roca y expandiendo todos los términos:

$$NB_{oi} - NB_o + N_p B_o + NmB_{oi} - \left[ \frac{NmB_{oi} B_g}{B_{gi}} \right] - NR_{soi} B_g + N_p R_p B_g + NB_g R_{so}$$

$$-N_p B_g R_{so} = W_e - B_w W_p + (1 + m) NB_{oi} \left[ \frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta \bar{p}$$

Ahora agregando y sustrayendo el término  $N_p B_g R_{soi}$

$$\begin{aligned}
 & NB_{oi} - NB_o + N_p B_o + NmB_{oi} - \left[ \frac{NmB_{oi}B_g}{B_{gi}} \right] - NR_{soi}B_g + N_p R_p B_g + NB_g R_{so} \\
 & - N_p B_g R_{so} + \underline{N_p B_g R_{soi}} - N_p B_g R_{soi} = W_e - B_w W_p + (1 + m)NB_{oi} \left[ \frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta \bar{p}
 \end{aligned}$$

Agrupando términos:

$$\begin{aligned}
 & NB_{oi} + NmB_{oi} - N[B_o + (R_{soi} - R_{so})B_g] + N_p[B_o + (R_{soi} - R_{so})B_g] + (R_p - R_{soi})B_g N_p \\
 & - \left[ \frac{NmB_{oi}B_g}{B_{gi}} \right] = W_e - B_w W_p + (1 + m)NB_{oi} \left[ \frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta \bar{p}
 \end{aligned}$$

Ahora escribiendo  $B_{oi} = B_{ti}$  y  $[B_o + (R_{soi} - R_{so})B_g] = B_t$ , donde  $B_t$  es el factor de volumen de formación de las dos fases:

$$\begin{aligned}
 & N(B_{ti} - B_t) + N_p[B_t + (R_p - R_{oi})B_g] + NmB_{ti} \left( 1 - \frac{B_g}{B_{gi}} \right) \\
 & = W_e - B_w W_p + (1 + m)NB_{ti} \left[ \frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta \bar{p} \tag{3.2}
 \end{aligned}$$

Esta es la **ecuación general de balance de materia**. Puede ser reordenada de la siguiente forma, que es útil para propósitos de estudio.

$$\begin{aligned}
 & N(B_t - B_{ti}) + \frac{NmB_{ti}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi}) + (1 + m)NB_{ti} \left[ \frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta \bar{p} + W_e \\
 & = N_p[B_t + (R_p - R_{soi})B_g] + B_w W_p \tag{3.3}
 \end{aligned}$$

Cada término del lado izquierdo de la ecuación 3.3 toma en cuenta un método de producción de los fluidos, y cada término del lado derecho de la ecuación representa una cantidad de hidrocarburo o agua producidos. Los primeros dos términos del lado izquierdo toma en cuenta la expansión de cualquiera de las dos zonas, ya sea de aceite o de gas, que puedan estar presentes. El tercer término considera el cambio en el volumen del espacio poroso, el cual es la expansión de la formación y del agua congénita. El cuarto término es la cantidad de agua que invade al yacimiento. Del lado derecho de la igualdad, el primer término representa la producción de aceite y gas, y el segundo

término representa la producción de agua.

La ecuación 3.3 puede ser reordenada para poder ser aplicada a cualquier de los diferentes tipos de yacimientos, discutidos en el capítulo 2. Sin eliminar ninguno de los términos de la ecuación 3.3 puede ser utilizada para el caso de yacimientos de aceite saturados con un casquete de gas asociado. Cuando no existe la presencia de gas libre en yacimiento, como es el caso de un yacimiento de aceite bajo saturado,  $m = 0$  y la ecuación puede ser reducida.

### 3.4.2. Índice de Empujes.

En el estudio de los yacimientos que se producen simultáneamente por los tres principales mecanismos de empuje, casquete de gas, empuje hidráulico y segregación gravitacional, es de interés práctico el poder determinar la magnitud relativa de cada uno de los tres mecanismos que contribuyen a la producción. Pirson<sup>1</sup> reordenó la ecuación de balance de materia, ecuación 3.3, como a continuación se presenta, para obtener tres fracciones, de las cuales su suma es igual a 1, a los que el llamó índice de empuje por agotamiento ( $I_{DD}$ ), índice de empuje por segregación ( $I_{SD}$ ), e índice de empuje por entrada de agua ( $I_{WD}$ ).

Cuando los tres mecanismos de empuje contribuyen a la producción de aceite y gas del yacimiento, el término de compresibilidad en la ecuación 3.3 es despreciado y puede ser ignorado. Cambiando el término de producción de agua al lado izquierdo de la ecuación, se obtiene:

$$N(B_t - B_{ti}) + \frac{NmB_{ti}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi}) + (W_e - B_w W_p) = N_p[B_t + (R_p - R_{soi})B_g] \quad (3.4)$$

Dividiendo toda la ecuación por el término del lado derecho de la igualdad:

$$\begin{aligned} & \frac{N(B_t - B_{ti})}{N_p[B_t + (R_p - R_{soi})B_g]} \\ & + \frac{\frac{NmB_{ti}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi})}{N_p[B_t + (R_p - R_{soi})B_g]} \\ & + \frac{(W_e - B_w W_p)}{N_p[B_t + (R_p - R_{soi})B_g]} = 1 \end{aligned} \quad (3.5)$$

Los numeradores de estas tres fracciones que resultan del lado izquierdo de la igualdad de la ecuación 3.5 son la expansión de la zona de aceite, la expansión de la zona

---

<sup>1</sup>Dr. Sylvain J. Pirson, una autoridad renombrada mundialmente en el análisis de registros de pozos e ingeniería de yacimientos. Su trabajo benefició a la industria petrolera alrededor del mundo por lo que recibió “the Gold Metal Award” por la Sociedad de Analistas Profesionales en Registros de Pozos. Condujo la investigación en la Universidad de Texas en Austin de 1956 a 1974.

de gas y la entrada de agua respectivamente. El denominador común es el volumen acumulado producido de aceite y gas del yacimiento expresado a una presión más baja, la cual evidentemente iguala la suma de las expansiones de las zonas de gas y aceite, más la entrada de agua total. Por lo tanto utilizando las abreviaciones de Pirson:

$$I_{DD} + I_{SD} + I_{WD} = 1$$

### 3.4.3. EBM en Forma de Linea Recta.

A inicios del año de 1953, van Everdingen, Timmerman y McMahon identificaron un método de aplicar la ecuación de balance de materia como una línea recta. Pero no fue sino hasta que Havlena y Odeh (1963) publicaron su trabajo que, el método llegó a ser completamente explotado. Normalmente cuando se usa la ecuación de balance de materia, un ingeniero considera cada presión y la correspondiente información de producción como puntos separados de otros valores de presión. Para cada punto separado, se realiza un cálculo para una variable dependiente. Los resultados de los cálculos son algunas veces promediados. El método de Havlena-Odeh usa todos los puntos de la información, con el requisito adicional de que estos puntos deben producir soluciones para la ecuación de balance de materia que se comporta linealmente para obtener valores de la variable independiente. El método de la línea recta comienza con la ecuación de balance de materia escrita de la siguiente manera:

$$N_p[B_t + (R_p - R_{soi})B_g] + B_w W_p - W_I - G_I B_{Ig} \\ = N \left[ (B_t - B_{ti}) + B_{ti}(1 + m) \left( \frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right) \Delta \bar{p} + \frac{m B_{ti}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi}) \right] + W_e \quad (3.6)$$

Los términos  $W_I$ , agua acumulada inyecta,  $G_I$ , gas acumulado inyectado, y  $B_{Ig}$ , factor de volumen de formación del gas inyectado, han sido agregados a la ecuación 3.3. En el desarrollo original de Havlena y Odeh, ellos eligieron omitir el efecto de las compresibilidades de la formación y del agua congénita en la porción del casquete de gas en el yacimiento. Así es que, en su desarrollo el término de la compresibilidad es multiplicado por  $N$  y no por  $N(1+m)$ . En la ecuación 3.6, el término de compresibilidad es multiplicado por  $N(1+m)$  para su integridad. Se puede decidir ignorar el término multiplicador  $(1+m)$  para aplicaciones particulares. Havlena y Odeh definieron los siguientes términos y reescribieron la ecuación 3.3 como:

$$F = N_p[B_t + (R_p - R_{soi})B_g] + B_w W_p - W_I - G_I B_{Ig} \\ E_o = B_t - B_{ti} \\ E_{f,w} = \left[ \frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta \bar{p} \\ E_g = B_g - B_{gi}$$

$$F = NE_o + N(1 + m)B_{ti}E_{f,w} + \left[ \frac{NmB_{ti}}{B_{gi}} \right] E_g + W_e \quad (3.7)$$

En la ecuación 3.7  $F$  representa la producción neta del yacimiento.  $E_o$ ,  $E_{f,w}$ , y  $E_g$  representa la expansión del aceite, formación y agua, y gas respectivamente. Havlena y Odeh examinaron varios casos de varios tipos de yacimientos con esta ecuación y hallaron que la ecuación puede ser reordenada en la forma de la ecuación de una línea recta. Por ejemplo, considerar el caso de que no existe casquete de gas, no haya entrada de agua y se desprecian las compresibilidades de la formación y del agua. Con estas consideraciones la ecuación 3.7 se reduce a:

$$F = NE_o \quad (3.8)$$

Esto sugeriría un gráfico de  $F$  como la coordenada  $y$  y  $E_o$  como la coordenada  $x$  que produciría la forma de una línea recta con pendiente  $N$  e intercepción igual a cero.

Una vez que la relación lineal se ha obtenido, se puede usar el gráfico como una herramienta predictiva para estimar la producción futura.

#### 3.4.4. EBM para YNF.

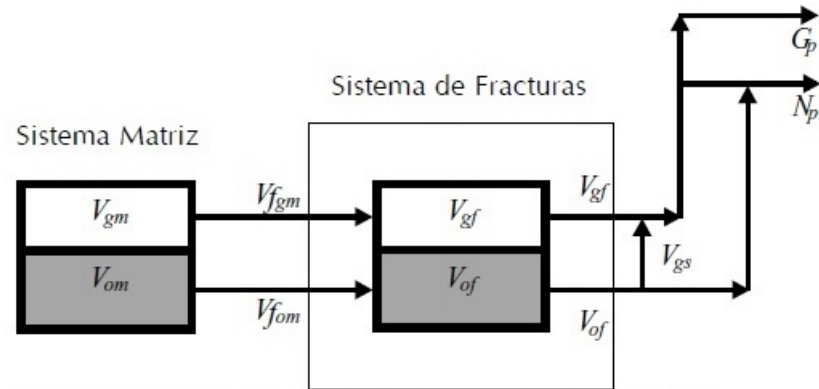
La complejidad física asociada a los yacimientos naturalmente fracturados exige el uso de formulaciones más robustas de la Ecuación de Balance de Materia (EBM) para determinar el volumen original de hidrocarburos in-situ y predecir el comportamiento del yacimiento.

Arreglos matemáticos convenientes de la ecuación permiten la estimación no sólo de los volúmenes de petróleo y gas originales, sino de la capacidad de almacenamiento relativa de los medios porosos (matriz y fracturas) y de la compresibilidad para los sistemas fracturado y total. La nueva ecuación puede ser aplicada a un rango más amplio de yacimientos, debido a su carácter más general.

El aporte más significativo que se dió con esta expresión radica en el hecho de considerar, por primera vez en una EBM, la separación de los continuos matriz y fractura, reflejada en la diferenciación de las compresibilidades. Con esta ecuación es posible calcular el petróleo original existente en cada medio poroso, como incógnitas independientes, en un sistema inicialmente subsaturado.

En la figura 3.9 se observa el modelo simplificado de yacimiento en el cual se apoya el planteamiento del balance que conlleva a la EBM. La matriz y las fracturas se consideran como depósitos independientes conectados. La matriz aporta fluido al sistema de fracturas y estas conducen el fluido que será producido.

Donde:



Fuente: EBM para Sistemas de Doble Porosidad con Casquete de Gas Inicial.

**Figura 3.9:** Sistema a un tiempo final, considerando dos depósitos interconectados, Peñuela 2001.

$V_{gm}$  Volumen de gas en la matriz [Bls]

$V_{om}$  Volumen de petróleo en la matriz [Bls]

$V_{fgm}$  Volumen de gas que fluye de la matriz hacia las fracturas [Bls]

$V_{fom}$  Volumen de petróleo que fluye de la matriz hacia las fracturas [Bls]

$V_{gf}$  Volumen de gas en las fracturas [Bls]

$V_{of}$  Volumen de petróleo en las fracturas [Bls]

$V_{gs}$  Volumen de gas que se libera del aceite en las fracturas y fluye hacia superficie [Bls]

$N_p$  Volumen de petróleo producido y acumulado [STB]

$G_p$  Volumen de gas producido y acumulado [SCF]

Expresando convenientemente los volúmenes contenidos en los depósitos y transferidos desde el inicio de la producción, en función de variables como el volumen de petróleo original en el yacimiento, los factores volumétricos, la relación de solubilidad y los volúmenes de petróleo y gas producidos, se llega a la expresión:

$$N_p[B_o + (R_p - R_s)B_g] = N_1 \left[ B_o - B_{oi} + (R_{si} - R_s)B_g + \left( \frac{c_w S_{wmi} + c_m}{1 - S_{wmi}} \right) \Delta p B_{oi} \right] +$$

$$N_2 \left[ B_o - B_{oi} + (R_{si} - R_s)B_g + \left( \frac{c_w S_{wfi} + c_f}{1 - S_{wfi}} \right) \Delta p B_{oi} \right] \quad (3.9)$$

Los autores propusieron un método de solución basado en un gráfico diagnóstico que resulta en una línea recta, de cuya pendiente y ordenada se obtiene el volumen de petróleo original en las fracturas y en la matriz, respectivamente. Niz (2003) rescribió la ecuación 3.9 de la siguiente forma:

$$F = N_1 [(B_t - B_{ti}) + c_{em} \Delta p B_{oi}] + N_2 [(B_t - B_{ti}) + c_{ef} \Delta p B_{oi}]$$

Donde:

$$F = \frac{N_p}{B_{oi}} [B_o + (R_p - R_s)B_g]$$

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s)B_g$$

$$c_{em} = \frac{c_w S_{wmi} + c_m}{1 - S_{wmi}}$$

$$c_{em} = \frac{c_w S_{wfi} + c_f}{1 - S_{wfi}}$$

Y propuso que la EBM en la forma de la ecuación 3.9 podría resolverse para N1 y N2 utilizando regresión lineal, ya que tiene la forma

$$y = a_1 x_1 + a_2 x_2$$

con

$$y = F$$

$$a_1 = N_1$$

$$x_1 = (B_t - B_{ti}) + c_{em} \Delta p B_{oi}$$

$$a_2 = N_2$$

$$x_2 = (B_t - B_{ti}) + c_{ef} \Delta p B_{oi}$$

El método gráfico tiene la desventaja de que se presenta distorsión numérica para los primeros datos, puesto que la transformación de las variables implica dividir toda la expresión entre el coeficiente  $x_2$ , el cual tiende a cero a presiones cercanas a la inicial, generando una exageración de la variable dependiente. Lo anterior contribuye a que se desarrolle una región de comportamiento no lineal temprano en el gráfico propuesto,

que sumado los efectos derivados de la discordancia entre los fenómenos reales y las suposiciones inherentes al modelo matemático, dificultan la selección de la mejor recta. Por su parte, la solución utilizando regresión lineal permite hacer un análisis estadístico de la solución, al hallar los intervalos de confianza y analizar la viabilidad de aplicar el modelo matemático, observando el comportamiento de los gráficos de residuos (Fair, 1994).

### 3.5. Objetivo de la Administración Integral de Yacimientos.

El desarrollo de la ecuación general de balance de materia, y en particular, para yacimientos naturalmente fracturados tienen la finalidad de poder inferir el comportamiento de un yacimiento sea éste, de petróleo, gas o ambos; poder determinar el volumen original de aceite y gas no ha sido tarea fácil. La ecuación de balance de materia es y seguirá siendo una herramienta muy útil en las etapas tempranas, y en general en cualquier etapa, de desarrollo de los campos petroleros, debido a su fácil manejo y bajo costo en los recursos tanto económicos como de capacidad de computo. El desarrollo de estos modelos matemáticos nos permiten tener una mayor certeza de la manera óptima de administrar un yacimiento petrolero, así como tomar decisiones para la selección de las mejores alternativas de explotación e implementarlas para lograr el mayor recobro de hidrocarburos.

#### ¿Qué es la administración integral de yacimientos?

*“El empleo de recursos humanos, técnicos y financieros para maximizar las ganancias obtenidas de un yacimiento, optimizando la recuperación de hidrocarburos mientras que se minimizan los costos de inversión y de operación”<sup>1</sup>.*

*“La Administración de Yacimientos puede definirse como: “El uso adecuado de los recursos humanos, tecnológicos y financieros disponibles, para maximizar la rentabilidad económica de un yacimiento, minimizando costos de inversión y operación, y maximizando ingresos con las consideraciones de seguridad industrial y protección ambiental necesarias”<sup>2</sup>.*

**Objetivo General:** en el largo plazo, optimizar el valor económico asociado a la recuperación de hidrocarburos de un yacimiento. El objetivo general se consigue mediante...

---

<sup>1</sup>Satter y Thakur: “Integrated Petroleum Reservoir Management: A Team Approach”, Penn Well Publishing Co., 1994 Tulsa, OK.

<sup>2</sup>Dr. Néstor Martínez Romero, 05 de junio del 2008, Senado de la República.

---





Fuente: Qué es administración integral de yacimientos (presentación), Dr. V. Hugo Arana Ortiz.

**Figura 3.10:** Ciclo de vida de un yacimiento.

**Objetivos Específicos:** que se establecen a lo largo del tiempo de acuerdo a las etapas que atraviesa el yacimiento durante su vida productiva. Las etapas son interdependientes, cualquier operación que en ellas se realice, o deje de realizarse, incide en la agregación o desagregación de valor económico en el largo plazo.

La administración integral de yacimientos se considera un trabajo en equipo multidisciplinario. Las especialidades que requiere la administración integral de yacimientos son múltiples y abarca disciplinas técnicas, administrativas, económicas, legales y ambientales trabajando integralmente para crear sinergia y valor en el activo.



Fuente: STE-Gerencia de proyectos de explotación sur.

Figura 3.11: Especialidades en la AIY.



## Métodos Propuestos

---

### 4.1. Una Nueva Ecuación de Balance de Materia para Yacimientos Naturalmente Fracturados Usando un Enfoque de Sistema Doble.

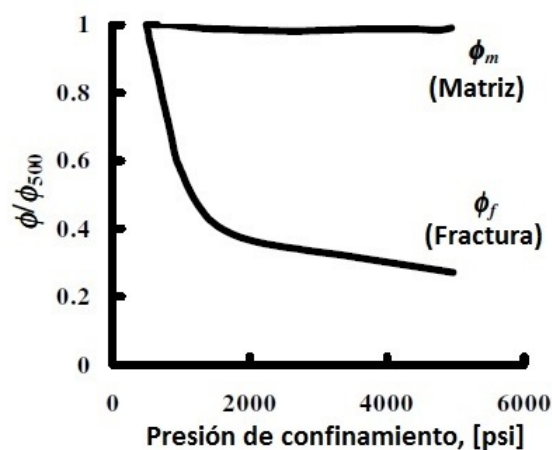
**Gherson Penuela, University of Oklahoma; Eduardo A. Idrobo, Anibal Ordonez, Carlos E. Medina y Nestor S. Meza, ECOPETROL-ICP. SPE-68831.**

La complejidad asociada a las formaciones naturalmente fracturadas obliga a los ingenieros de yacimientos a usar versiones simplificadas de la ecuación de balance de materia (EBM) para determinar el volumen original de hidrocarburos in-situ y predecir el comportamiento del yacimiento. Aunque en casos particulares, una variante limitada de la EBM, puede terminar en pequeños errores volumétricos y el riesgo de usarla puede ser extremadamente alto.

Una de las idealizaciones básicas de la ecuación de balance de materia convencional es que, las propiedades de la roca, tales como porosidad y compresibilidad, son uniformes a través de todo el yacimiento. Para un medio de doble porosidad, como el encontrado en los yacimientos naturalmente fracturados (YNF), esta idealización ya no es válida. La porosidad de la fractura como de la matriz cambian de manera diferente con los cambios de presión, ya que las fracturas son altamente compresibles en comparación con la matriz. Figura 4.1.

Desde el punto de vista de capacidad de almacenamiento, los YNF pueden ser clasificados en tres grupos. Yacimientos del tipo A, tienen alta capacidad de almacenamiento en el sistema matriz y baja en el sistema fractura, los yacimientos del tipo B, tienen casi la misma capacidad de almacenamiento entre la matriz y las fracturas, y en los yacimientos del tipo C, la capacidad de almacenamiento es exclusivamente en la red de

---



A New MBE for NFR using a Dual-System Approach.

**Figura 4.1:** Porosidad normalizada del sistema matriz y fractura como una función de la presión de confinamiento hidrostática.

fracturas.

Para los yacimientos del tipo A y C, la EBM convencional es aplicable ya que la idealización de un modelo de simple porosidad se mantiene. Sin embargo, hay un número importante de YNF en los cuales las fracturas no sólo ayudan a la permeabilidad (en un yacimiento en producción desde la matriz) sino que también contribuye con la capacidad de almacenamiento. Para los yacimientos del tipo B, se derivó una nueva EBM.

La ecuación propuesta es aplicable para fluidos de aceite negro, inicialmente bajo-saturados, en un medio poroso (matriz) y que se produce a través de una red fracturada. El método gráfico de solución de Havlena y Odeh es aplicable y puede estimar el volumen original de hidrocarburos in-situ, tanto de la fractura como de la matriz.

#### 4.1.0.1. Idealizaciones del Modelo.

El origen de la ecuación de balance de materia volumétrica se basa en las siguientes idealizaciones:

1. El yacimiento es un sistema isotérmico.
2. El yacimiento está compuesto de cuatro componentes: aceite en el tanque de almacenamiento, gas en superficie, producción de agua y roca naturalmente fracturada.

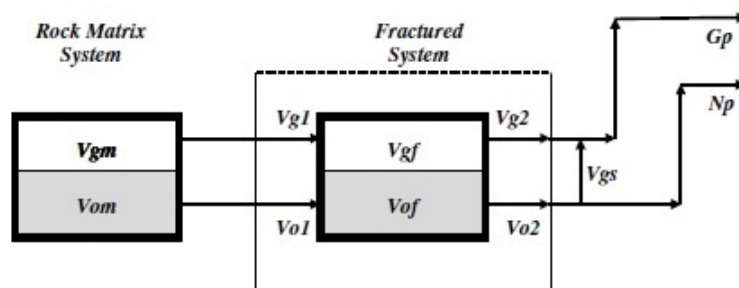
3. El yacimiento esta compuesto de cuatro fases: aceite, gas, agua y roca naturalmente fracturada.
4. El componente, aceite en el tanque, existe únicamente en la fase aceite y no se divide en fase agua, gas o roca.
5. En el yacimiento, el componente gas en superficie existe libre en la fase gaseosa y disuelto en la fase aceite.
6. El componente agua existe en fase agua inmóvil, que para propósitos de balance, sólo reduce el espacio poroso disponible para la acumulación de los hidrocarburos y del flujo.
7. La componente roca existe únicamente en la fase roca.
8. La fase roca se compone de dos medios porosos con comunicación hidráulica: el sistema fracturado y el sistema roca-matriz (porosidad primaria).
9. Los sistemas porosos fractura y matriz, son compresibles.
10. No hay entrada de agua al yacimiento y la producción de agua es despreciable.
11. No hay inyección de fluidos (agua y/o gas) dentro del yacimiento.
12. La porosidad por fracturas, la porosidad de la roca-matriz y la saturación de agua inicial son uniformes a través de todo el yacimiento.
13. La presión del yacimiento es uniforme en toda su extensión, lo cual implica que no hay gradientes de presión verticales u horizontales.

Las idealizaciones anteriores son una modificación de aquellas usadas en los modelos de simple porosidad.

Las afirmaciones anteriores definen un tipo de fluido conocido como aceite negro, el cual se asume que tiene una presión inicial por arriba de la presión de burbuja. Por debajo de la presión de burbuja, el gas se libera de la solución y fluye también hacia la cima de la formación o hacia el pozo a través de la fracturas. Por lo tanto, el gas en superficie llega desde la fase gas-libre y del gas disuelto en la fase aceite.

Los yacimientos naturalmente fracturados son ejemplos ideales para probar la ecuación de balance de materia. Una de las razones por las cuales la EBM volumétrica funciona tan bien es debido a la alta comunicación de la presión a través del sistema fractura haciendo que la idealización de yacimientos con un comportamiento “como tanque” sea válida.

---



Fuente: A New MBE for NFR using a Dual-System Approach.

Figura 4.2: Balance de materia volumétrica en un sistema fracturado.

#### 4.1.0.2. Ecuación de Balance de Materia para Yacimientos Naturalmente Fracturados (Derivación)

Aplicando las idealizaciones previamente establecidas, la derivación de la EBM para YNF se lleva a cabo basada en el modelo idealizado de la figura 4.2.

Un balance de materia volumétrico en el sistema fracturado demanda:

$$V_{ofi} + V_{gfi} = V_{of2} + V_{gf2} + V_{o1} + V_{g1} - V_{o2} - V_{g2} + \Delta V_{fw} + \Delta V_f \quad (4.1)$$

El volumen original del aceite que se encuentra en el sistema fracturado es:

$$V_{ofi} = N_2 B_{oi} \quad (4.2)$$

El volumen de gas que se encuentra inicialmente en el sistema fracturado esta dado por:

$$V_{gfi} = 0 \quad (4.3)$$

ya que se asumió que el aceite se encontraba inicialmente bajo-saturado y por lo tanto no hay gas libre. El aceite en el sistema fracturado después de una caída de presión, se estima como:

$$V_{of2} = N_2 B_o \quad (4.4)$$

Y el gas libre presente en el medio fracturado después de la misma caída de presión se calcula de:

$$V_{gf2} = N_2 (R_{si} - R_s) B_g \quad (4.5)$$

en donde el volumen original in-situ en el medio fraturado se calcula:

$$N_2 = \frac{V_b \phi_{fi} (1 - S_{wfi})}{B_{oi}} \quad (4.6)$$

Por otra parte, el aceite que proviene desde el sistema matriz, de la roca, se calcula como la expansión del aceite de la acumulación inicial, de acuerdo a el siguiente balance de materia volumétrico en el sistema matriz:

$$V_{o1} = N_1 B_o + \Delta V_p + \Delta V_w - N_1 B_{oi} \quad (4.7)$$

donde:

$$N_1 = \frac{V_b \phi_{mi} (1 - S_{wi})}{B_{oi}} \quad (4.8)$$

$$\Delta V_p = V_b \phi_{mi} c_m \Delta P \quad (4.9)$$

$$\Delta V_w = V_b \phi_{mi} S_{wi} c_w \Delta P \quad (4.10)$$

Sustituyendo las ecuaciones 4.8, 4.9 y 4.10 en la ecuación 4.7 se obtiene la expresión siguiente:

$$V_{o1} = N_1 \left[ B_o - B_{oi} + \left( \frac{c_w S_w + c_m}{1 - S_{wi}} \right) \Delta P B_{oi} \right] \quad (4.11)$$

La fase de gas libre se asume que fluye directamente hacia el sistema fracturado tan pronto como esta se libera desde la solución en el sistema matriz. El gas libre que entra hacia las fracturas es:

$$V_{g1} = N_1 (R_{si} - R_s) B_g \quad (4.12)$$

La corriente producida se compone de aceite, el cual se calcula de:

$$V_{o2} = N_p B_o \quad (4.13)$$

y un volumen de gas, el cual se estima de la siguiente expresión:

$$V_{g2} = N_p (R_p - R_s) B_g \quad (4.14)$$

La expansión del volumen poroso de la fractura es dado por:

$$\Delta V_f = V_b \phi_f c_f \Delta P \quad (4.15)$$

y la expansión neta del agua congénita en el sistema fractura es:

$$\Delta V_w = V_b \phi_f S_w c_w \Delta P \quad (4.16)$$

Sustituyendo las ecuaciones previas en la ecuación 4.1, la EBM para YNF con la presencia de aceite inicialmente bajo-saturado, se obtiene:



$$\begin{aligned}
& N_p[B_o + (R_p - R_s)B_g] = \\
& N_1 \left\{ B_o - B_{oi} + (R_{si} - R_s)B_g + \left( \frac{c_w S_{wi} + c_m}{1 - S_{wi}} \right) \Delta P B_{oi} \right\} + \\
& N_2 \left\{ B_o - B_{oi} + (R_{si} - R_s)B_g + \left( \frac{c_w S_{wfi} + c_f}{1 - S_{wfi}} \right) \Delta P B_{oi} \right\} \quad (4.17)
\end{aligned}$$

Donde  $N_1$  es el volumen original in-situ presente en la matriz de la roca y  $N_2$  es el volumen original in-situ en las fracturas,  $N_p$  es el volumen de aceite producido y acumulado y  $R_p$  es la relación de gas-aceite producido y acumulado,  $c_m$  es la compresibilidad promedio de la matriz y  $c_f$  es la compresibilidad promedio de la fractura.

#### 4.1.0.3. Solución Grafica de la EBM

Un método de solución muy útil de la EBM fue presentado por Havlena y Odeh. Este método conocido como el método de la línea recta consiste en reordenar la EBM para obtener grupos de variables que se grafican como la ecuación de una línea recta.

Por lo tanto, si se definen las siguientes variables:

$$F = N_p[B_o + (R_p - R_s)B_g] \quad (4.18)$$

$$E_{o1} = B_o - B_{oi} + (R_{si} - R_s)B_g + \left( \frac{c_w S_{wi} + c_m}{1 - S_{wi}} \right) \Delta P B_{oi} \quad (4.19)$$

$$E_{o2} = B_o - B_{oi} + (R_{si} - R_s)B_g + \left( \frac{c_w S_{wfi} + c_f}{1 - S_{wfi}} \right) \Delta P B_{oi} \quad (4.20)$$

La ecuación 4.17 puede ser expresada de la siguiente forma:

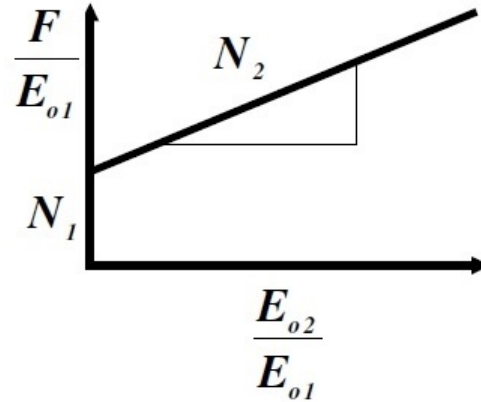
$$F = N_1 E_{o1} + N_2 E_{o2} \quad (4.21)$$

donde  $E_{o1}$  representa la expansión neta del volumen original de la fase aceite en la matriz y  $E_{o2}$  es la expansión neta del volumen original de la fase aceite en la fractura.

El reordenamiento de la EBM puede ser escrito como:

$$\frac{F}{E_{o1}} = N_1 + N_2 \frac{E_{o2}}{E_{o1}} \quad (4.22)$$

Por lo tanto un gráfico de  $\frac{F}{E_{o1}}$  contra  $\frac{E_{o2}}{E_{o1}}$  debería resultar en una línea recta con pendiente  $N_2$  y ordenada  $N_1$ . Este gráfico es presentado en la figura 4.3.



Fuente: A New MBE for NFR using a Dual-System Approach.

**Figura 4.3:** Gráfico diagnóstico para un YNF inicialmente bajo-saturado.

## 4.2. Estimación de las Propiedades de un Yacimiento Naturalmente Fracturado de Aceite, usando el Método de Balance de Materia.

N. Ebrahimi, S. Jamshidi y S. Gholinezhad.  
Sharif University of Technology.

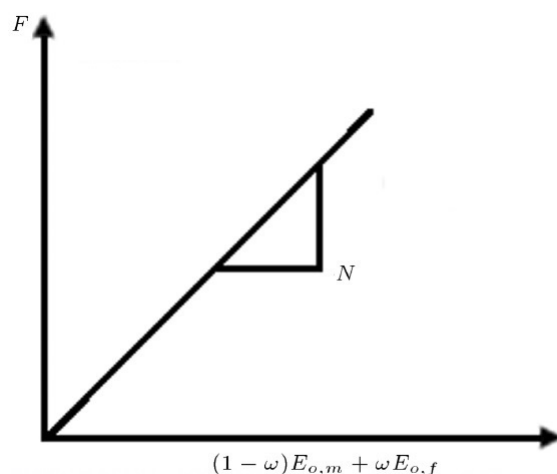
En principio este método tiene el mismo desarrollo de la ecuación de balance de materia que el método expuesto anteriormente, la diferencia primordial es la introducción de la razón de la capacidad de almacenamiento (Warren y Root), bajo condiciones iniciales de un yacimiento bajosaturado:

$$\omega = \frac{(\phi c_t)_f}{(\phi c_t)_f + (\phi c_t)_m} = \frac{(\phi c_t)_f}{(\phi c_t)_{f+m}} \quad (4.23)$$

Sustituyendo esta ecuación en la ecuación 4.21 y reordenando los términos, se obtiene:

$$F = N[(1 - \omega)E_{o1} + \omega E_{o2}] \quad (4.24)$$

Por lo tanto si se realiza un gráfico de  $F$  contra  $(1 - \omega)E_{o1} + \omega E_{o2}$  daría como resultado una línea recta que pase a través del origen con una pendiente como se representa en la figura 4.4.



Fuente: Estimation of naturally fractured oil reservoir properties using material balance method.

**Figura 4.4:** Gráfico diagnóstico para un YNF inicialmente bajo-saturado.

El método gráfico propuesto en la ecuación 4.24 tiene algunas ventajas sobre el propuesto por Peñuela et al. (ecuación 4.22):

1. Requiere menos información de producción.
2. Únicamente un parámetro de regresión se necesita para obtener buenas estimaciones del volumen original de hidrocarburos in situ.

El volumen de aceite inicial en fracturas puede ser estimado de:

$$N_f = \omega N \tag{4.25}$$

Tomando en cuenta que:

$$N = N_f + N_m \tag{4.26}$$

$$N_m = (1 - \omega)N \tag{4.27}$$

es bueno hacer notar que el valor de  $\omega$  puede ser estimado mediante dos métodos:

1. con registros de pozos e información de análisis de núcleos y
2. pruebas a pozos.

en este estudio el valor de  $\omega$  se calcula usando una aproximación mediante pruebas a pozos.

### 4.3. Una Nueva Ecuación de Balance de Materia Generalizada para Yacimientos Naturalmente Fracturados.

**P. Sandoval, Ecopetrol; Z. Calderon, UIS; A. Ordonez, Ecopetrol. SPE-122395.**

Durante los últimos años, las investigaciones han desarrollado ecuaciones de balance de materia para YNF, con el fin de mejorar el análisis del comportamiento del yacimiento. Sin embargo, todos los esfuerzos del pasado son aplicables únicamente para rangos restringidos de fluidos en el yacimiento.

En 1994, Walsh desarrollo el método de la línea recta generalizado para estimar las reservas de petróleo en yacimientos convencionales aplicable para el rango completo de fluidos del yacimiento. En 2001 Peñuela et al. introduce un modelo matemático original que considera un aceite negro inicialmente bajo-saturado en un medio poroso compuesto de un sistema interdependiente matriz-fractura. La ecuación propuesta mejora el método de modelar los YNF considerando la diferencia de compresibilidades entre el sistema matriz y fractura. Finalmente en 2003, Niz propuso la formulación de la línea recta extendida para YNF presentada por Peñuela para yacimientos inicialmente con casquete de gas. Este trabajo completa la búsqueda de un método de línea recta general para estimar el volumen original de aceite y gas in-situ en YNF sin restricciones en la composición del fluido. Esto fue posible incluyendo tanto el aceite volátil  $-R_v-$  y el gas disuelto  $-R_s-$  en el balance individual de cada componente.

#### 4.3.1. Ecuación de Balance de Materia.

El modelo se basa en las mismas idealizaciones que en el primer método.

Un balance de materia para el componente aceite ya sea tanto para el sistema matriz o para la red de fracturas, a un tiempo inicial es:

$$V_{oi} = (N_m + N_f)B_{oi}$$

Y un balance en el aceite para ambos sistemas a un tiempo  $=t$  es:

$$V_{ot} = (N_{m,t} + N_{f,t})B_o = (N_m + N_f - N_p + G_m^* + G_f^*)B_o$$

Donde  $G^*$  es el gas en solución en la fase aceite de cada sistema y se calcula como:

$$G_m^* = G_m R_{vi} - G_{m,t} R_v$$

$$G_f^* = G_f R_{vi} - G_{f,t} R_v$$

De igual manera se realiza un balance de materia para el componente gas tanto en el sistema matriz como en las fracturas al tiempo inicial:

$$V_{gi} = (G_m + G_f)B_{gi}$$

Y un balance de materia para el gas en ambos sistemas al tiempo=t:

$$V_{gt} = (G_{m,t} + G_{f,t})B_g = (G_m + G_f - G_p + N_m^* + N_f^*)B_g$$

Donde  $N^*$  es el aceite volatilizado en la fase gas en cada sistema y se calcula como:

$$N_m^* = N_m R_{si} - N_{m,t} R_s$$

$$N_f^* = N_f R_{si} - N_{f,t} R_s$$

El cambio neto en cada uno de los componentes se calcula como la diferencia entre el balance de materia al tiempo=t y el balance al tiempo inicial.

$$\Delta V_o = V_{oi} - V_{ot}$$

Considerando que la principal idealización del balance de materia en la cual el sistema se considera como un volumen de tanque constante.

$$\Delta V_t = \Delta V_o + \Delta V_g + \Delta V_w + \Delta V_r = 0$$

Reemplazando los cambios netos individuales en la ecuación anterior, la EBMG para YNF, se obtiene:

$$F = N_m E_{o,m} + G_m E_{g,m} + N_f E_{o,f} + G_f E_{g,f} + \Delta W \quad (4.28)$$

Donde:

$F$  es el fluido producido y se calcula como:

$$F = \frac{N_p(B_o - R_s B_g) + G_p(B_g - R_v B_o)}{(1 - R_s R_v)} \quad (4.29)$$

$E_{om}$  es la expansión neta del volumen original de la fase aceite en el sistema matriz:

$$E_{o,m} = \frac{B_o - B_{oi} + R_v(R_s B_{oi} - R_{si} B_o) + B_g(R_{si} - R_s)}{(1 - R_s R_v)} + \frac{B_{oi} \Delta P (S_{wmi} c_{wm} + c_{fm})}{(1 - S_{wmi})} \quad (4.30)$$

$E_{gm}$  es la expansión neta del volumen original de la fase gas en el sistema matriz:

$$E_{g,m} = \frac{B_g - B_{gi} + R_s(R_v B_{gi} - R_{vi} B_g) + B_o(R_{vi} - R_v)}{(1 - R_s R_v)} +$$

$$\frac{B_{gi}\Delta P(S_{wmi}c_{wm} + c_{fm})}{(1 - S_{wmi})} \quad (4.31)$$

$E_{of}$  es la expansión neta del volumen original de la fase aceite en la red de fracturas:

$$E_{o,f} = \frac{B_o - B_{oi} + R_v(R_s B_{oi} - R_{si} B_o) + B_g(R_{si} - R_s)}{(1 - R_s R_v)} + \frac{B_{oi}\Delta P(S_{wfi}c_{wf} + c_{ff})}{(1 - S_{wfi})} \quad (4.32)$$

$E_{gf}$  es la expansión neta del volumen original de la fase gas en la red de fracturas:

$$E_{g,f} = \frac{B_g - B_{gi} + R_s(R_v B_{gi} - R_{vi} B_g) + B_o(R_{vi} - R_v)}{(1 - R_s R_v)} + \frac{B_{gi}\Delta P(S_{wfi}c_{wf} + c_{ff})}{(1 - S_{wfi})} \quad (4.33)$$

#### 4.3.1.1. Solución de la Ecuación de Balance de Materia

La EBM generalizada para YNF desarrollada, presenta cuatro incógnitas:

- Volumen original de aceite in-situ en la matriz — $N_m$ —
- Volumen original de gas in-situ en la matriz — $G_m$ —
- Volumen original de aceite in-situ en las fracturas — $N_f$ —
- Volumen original de gas in-situ en las fracturas — $G_f$ —

Esto hace imposible el uso del método gráfico de la línea recta de Havlena y Odeh debido a que este fue un método diseñado para resolver como máximo dos incógnitas. Con el fin de resolver el modelo propuesto se utilizó el método de regresión multilínea.

La regresión multilínea, asume que la información dependiente  $y_i$ , depende linealmente de varias variables independientes,  $x_1, x_2, \dots, x_k$ . Para los propósitos de esta discusión, se asume que los datos dados dependen únicamente de dos variables independientes. Así, cada uno de los datos son de la forma  $(x_{11}, x_{21}, y_1), (x_{12}, x_{22}, y_2), (x_{13}, x_{23}, y_3), \dots, (x_{1n}, x_{2n}, y_n)$ .

El objetivo es minimizar la suma:

$$R^2 = \sum_{i=1}^n (a_1 x_{1i} + a_2 x_{2i} + b - y_i)^2 \quad (4.34)$$

Idealmente, queremos encontrar  $a_0, a_1, a_2$  así que:

$$a_1x_{11} + a_2x_{21} + b = y_1$$

$$a_1x_{12} + a_2x_{22} + b = y_2$$

$$a_1x_{13} + a_2x_{23} + b = y_3$$

$$\vdots$$

$$a_1x_{1n} + a_2x_{2n} + b = y_n$$

Reescribimos este sistema como:

$$AW = Y$$

Donde

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} x_{11} & x_{21} & 1 \\ x_{12} & x_{22} & 1 \\ x_{13} & x_{23} & 1 \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ x_{1n} & x_{2n} & 1 \end{pmatrix}$$

Y

$$\mathbf{W} = \begin{pmatrix} a_1 \\ a_2 \\ b \end{pmatrix}$$

Y así la solución para la regresión multilineal es:

$$W = (A^t A)^{(-1)} A^t Y$$

## Discusión de Resultados

---

### 5.1. Aplicación a Yacimientos Hipotéticos (SPE 68831).

Para probar la exactitud de la Ecuación de Balance de Materia propuesta, tres casos hipotéticos de producción de aceite para un Yacimiento Naturalmente Fracturado fueron diseñados. El **caso 1** modela una situación donde el aceite en el medio fracturado es dos veces el aceite que en la matriz. En el **caso 2**, se asume que el aceite inicial en ambos sistemas es aproximadamente el mismo,  $\omega \approx 0.5$ , y en el **caso 3**, el aceite inicial *in-situ* del sistema matriz es dos veces el aceite que se encuentra en el medio fracturado. En todos los casos sólo es un único pozo el que se utiliza para drenar el yacimiento cuadrado.

La petrofísica y las propiedades de los fluidos utilizados para todos los casos están dados en las siguientes tablas 1 y 2, y en la figura 5.1. La información de producción se obtuvo de un simulador de yacimientos con diferencias finitas que puede manejar un sistema de doble porosidad y con el cual las estimaciones volumétricas de  $N_1$  y  $N_2$  se utilizaron para validar los resultados obtenidos de los cálculos de la Ecuación de Balance de Materia.

---



Tabla 1. Información usada para el caso sintético

Información del yacimiento	
Área	826 [acres]
Espesor productor	50 [ft]
Permeabilidad de la matriz	50 [mD]
Compresibilidad de la matriz	$3 \times 10^{-6}$ [psi <sup>-1</sup> ]
Permeabilidad en fracturas	300 [mD]
Compresibilidad en fracturas	$3 \times 10^{-5}$ [psi <sup>-1</sup> ]
Saturación de agua inicial en el sistema matriz	20 [%]
Saturación de agua inicial en el sistema fracturado	5 [%]
Información del fluido	
Densidad del aceite	30 [API]
Gravedad específica del gas	0.7 (aire = 1)
Compresibilidad del agua de formación	$3 \times 10^{-6}$ [psi <sup>-1</sup> ]
Presión inicial del yacimiento	3800 [psia]
Presión de burbuja	2000 [psia]

Tabla 2. PVT

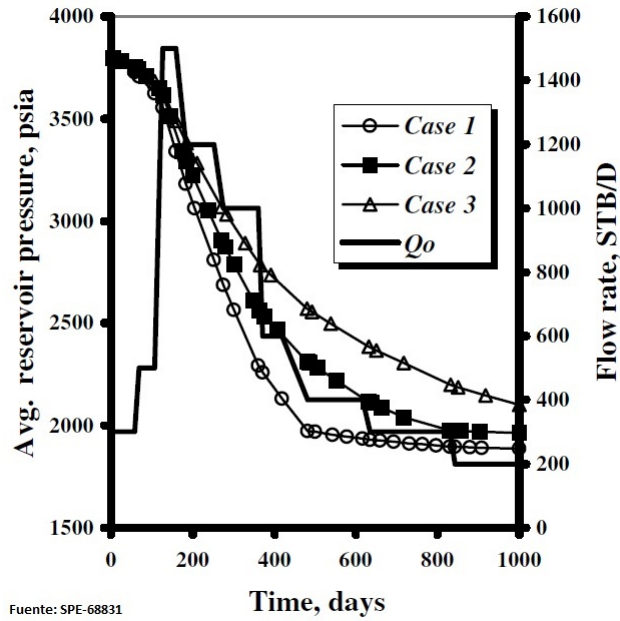
P	$\mu_o$	$B_o$	$R_{so}$	$\mu_g$	$B_g$
psia	cP	rb/STB	scf/STB	cP	rb/scf
1000	1.1252	1.1653	150.01	0.01465	0.003082
1500	0.9241	1.1976	150.01	0.01582	0.001991
2000	0.7866	1.2322	242.07	0.01726	0.001467
2500	0.8270	1.2238	340.62	0.01890	0.001171
3000	0.8763	1.2182	340.62	0.02066	0.000987
3500	0.9333	1.2142	340.62	0.02247	0.000865
4000	0.9973	1.2112	340.62	0.02427	0.000779

El caso seleccionado para aplicar el modelo descrito en el capítulo 4 (SPE 68831) fue el caso 2, para el cual se considera que tanto el medio matriz como el medio fracturado tienen la misma capacidad de almacenamiento.

Tabla 3. Resultados obtenidos del simulador.

MMSTB	Simulador		EBM para YNF	
	$N_1$	$N_2$	$N_1$	$N_2$
Caso 1	2.38	4.75	2.49	4.60
<b>Caso 2</b>	<b>4.75</b>	<b>4.75</b>	<b>4.79</b>	<b>4.54</b>
Caso 3	9.50	4.75	9.80	4.58

Una vez contando con el método para poder determinar los volúmenes originales *in situ*, desarrollé una interfaz para poder hacer más amigable la manera en que se calcularían ambos volúmenes con la ayuda de información de producción y análisis PVT



**Figura 5.1:** Perfil de producción y curva de declinación de la presión, usado en los casos hipotéticos.

(Información sintética).

La interfaz requiere que se ingrese información como son el  $B_{oi}$  y  $R_{si}$  además de propiedades petrofísicas y de la roca, tal como se muestra en la figura 5.2.

Donde las unidades que se deben utilizar con cada propiedad son las siguientes:

- $[B_{oi}]_u = \left[ \frac{\text{Barriles-a-condiciones-de-yacimiento}}{\text{Barriles-a-condiciones-estandar}} \right]$
- $[R_{si}]_u = \left[ \frac{\text{Pies-cubicos-a-condiciones-estandar}}{\text{Barriles-a-condiciones-estandar}} \right]$
- $[c_w]_u = [psia^{-1}]$
- $[c_m]_u = [psia^{-1}]$
- $[c_f]_u = [psia^{-1}]$
- $[S_{wim}]_u = [Fraccion]$
- $[S_{wif}]_u = [Fraccion]$
- $[\omega(\text{Razon - de - almacenamiento})]_u = [Fraccion]$

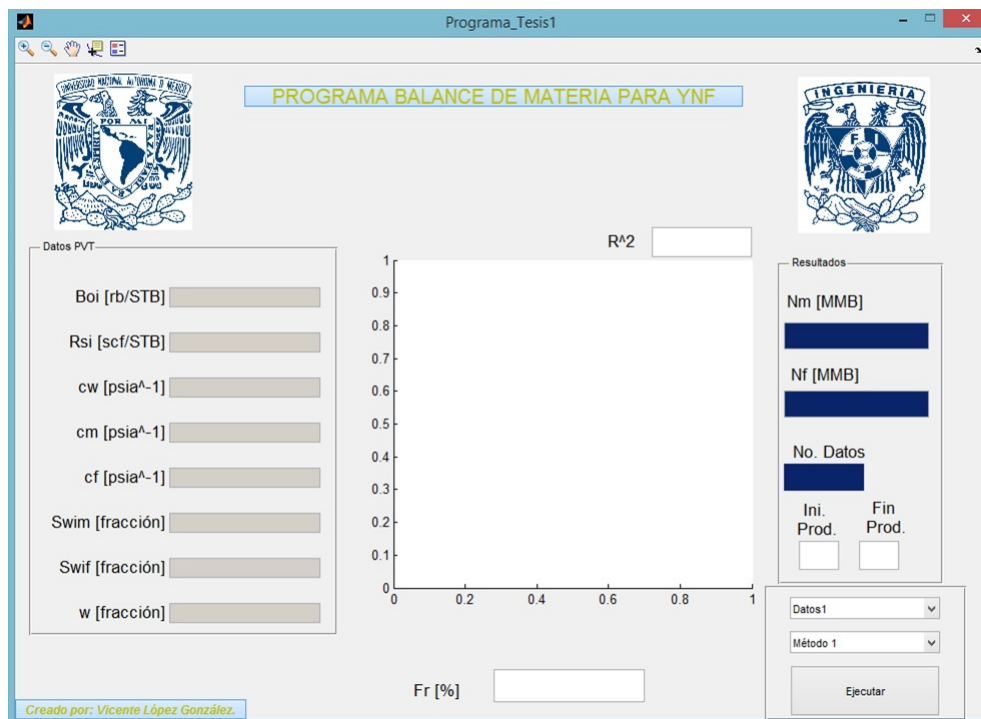


Figura 5.2: Interfaz.

Los datos de producción del yacimiento se deberán ingresar mediante un formato .txt en el siguiente orden.

Para un primer archivo de txt, la primera columna es el tiempo en [días], iniciando con el primer día de producción. En la segunda columna se colocará la presión en orden cronológico a como se da la explotación y la caída de presión en el yacimiento en [psia]. De la tercera a la quinta columna los volúmenes producidos y acumulados de aceite, gas y agua en [barriles a condiciones estándar], [pies cúbicos a condiciones estándar] y [barriles a condiciones estándar] respectivamente, acorde a las presiones del yacimiento que se van generando. La última columna es para el gasto de aceite [Barriles/día].

Para el análisis PVT se necesita un segundo archivo txt, en donde se capturan cuatro columnas, con los valores de la presión [psia], la relación de solubilidad del gas en aceite [Pies cúbicos a condiciones estándar/Barriles de aceite a condiciones de yacimiento], el factor de formación del aceite [Barriles de aceite a condiciones de yacimiento/Barriles de aceite a condiciones estándar] y por último el factor de formación del gas en [Barriles a condiciones de yacimiento/pies cúbicos a condiciones estándar]. Colocando la columna de la presión en orden creciente y a su vez asociando las demás propiedades a la presión.

Al correr el programa nos damos cuenta que no se obtuvo una buena correlación (Figura 5.3) debido a los primeros datos que corresponden a los inicios de la producción, cuando las fracturas aportan fluidos hacia los pozos y la matriz no es capaz de aportar fluidos hacia las fracturas logrando evitar esa descompensación ya que el sistema se encuentra en un estado transitorio.

Es posible ajustar nuestra gráfica para poder obtener una mejor correlación entre nuestros datos.

Se alcanza un buen ajuste a partir del dato 7, pero no se obtiene una buena aproximación en el valor del volumen original *in-situ* de la matriz. Al realizar algunas sencibilidades de las compresibilidades (Figura 5.4), principalmente de la fractura, se concluye que el modelo no ajusta realmente a los datos con los que se cuenta. Quizás el contar con más datos de producción sería una manera de ver como se comporta el modelo a tiempos más largos de producción, sin embargo el modelo únicamente considera un yacimiento bajosaturado, por lo cual no mejoraría su aproximación porque ya se encontraría por debajo de la presión de saturación.

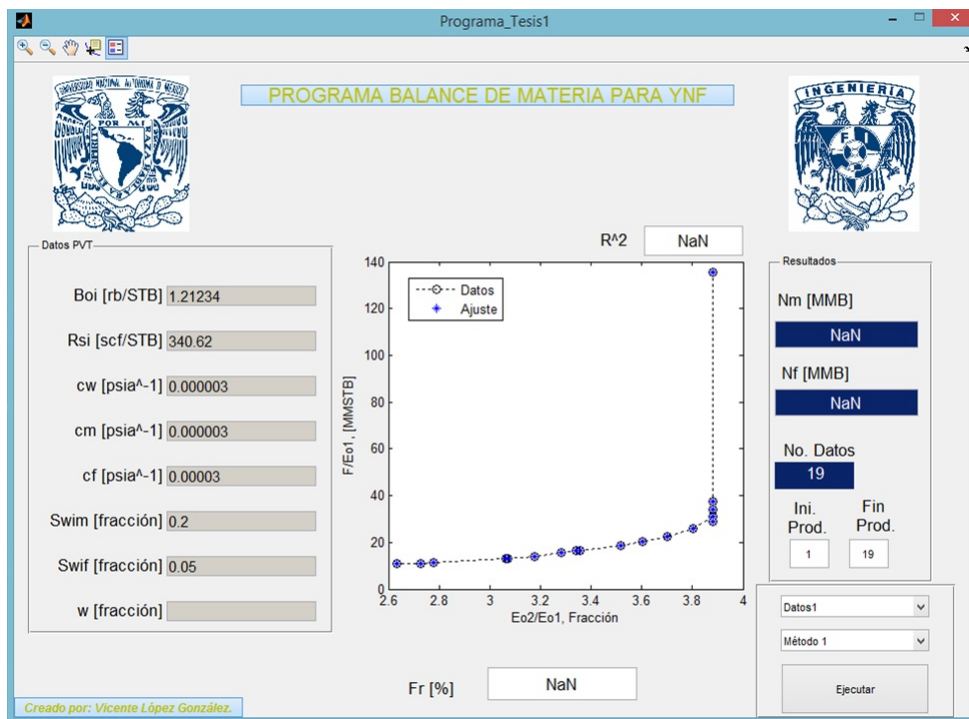


Figura 5.3

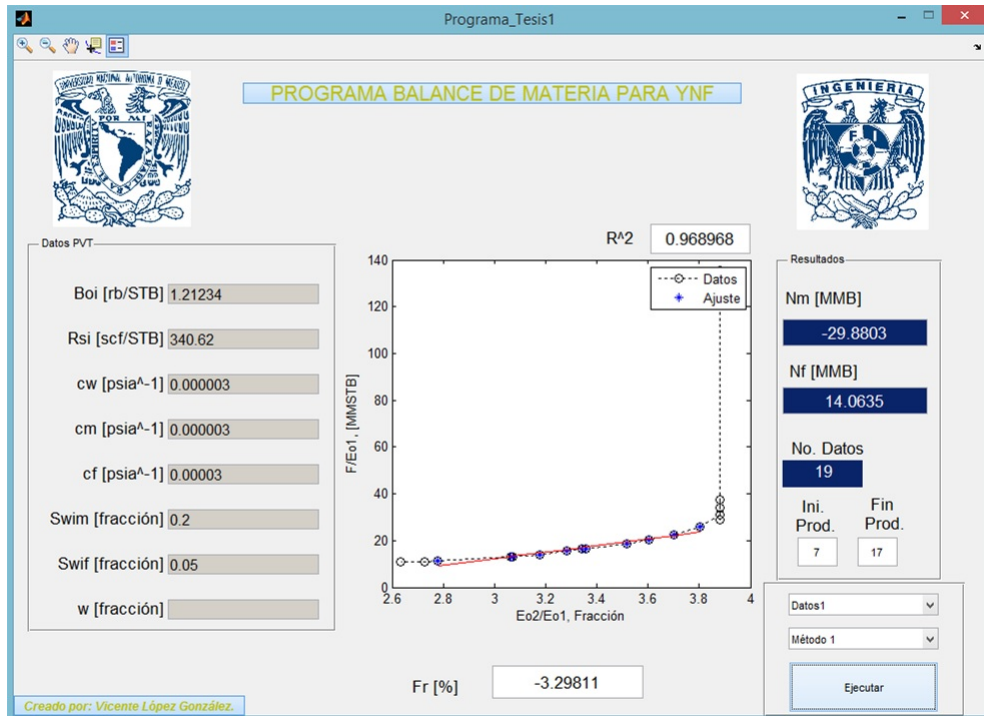


Figura 5.4

Tabla 4.

Método 1 (Datos Sintéticos)					
$N_m$	$N_f$	$R^2$	$F_r$	$c_m$	$c_f$
MMSTB	MMSTB	[1]	[1]	$psia^{-1}x10^{-6}$	$psia^{-1}x10^{-6}$
11 datos para todos los casos (7 - 17).					
-28.1476	11.7346	0.9764	-3.18	1	30
-22.1040	5.6910	0.9764	-3.18	1	60
-20.1694	3.7564	0.9764	-3.18	1	90
-19.2164	2.8034	0.9764	-3.18	1	120
-18.6491	2.2361	0.9764	-3.18	1	150
-28.9283	12.84	0.9726	-3.24	2	30
-22.1734	6.0935	0.9726	-3.24	2	60
-20.0737	3.9938	0.9726	-3.24	2	90
-19.0502	2.9703	0.9726	-3.24	2	120
-18.4442	2.3644	0.9726	-3.24	2	150
-29.8803	14.0635	0.9690	-3.30	3	30
-22.3295	6.5126	0.9690	-3.30	3	60
-20.0543	4.2375	0.9690	-3.30	3	90
-18.9572	3.1404	0.9690	-3.30	3	120
-18.3114	2.4946	0.9690	-3.30	3	150
-30.9983	15.3947	0.9655	-3.34	4	30
-22.5532	6.9496	0.9655	-3.34	4	60
-20.0914	4.4878	0.9655	-3.34	4	90
-18.9174	3.3139	0.9655	-3.34	4	120
-18.2303	2.6267	0.9655	-3.34	4	150

Para este yacimiento hipotético considerado del tipo B (razón de almacenamiento igual a 0.5) se utiliza el segundo método para poder conocer que tan efectiva puede ser su aplicación, bajo las mismas suposiciones.

Haciendo algunas sencibilidades se llega a valores muy aproximados de los volúmenes originales de matriz y de fractura (Figura 5.5), de acuerdo con los valores obtenidos por medio de simulación numérica.

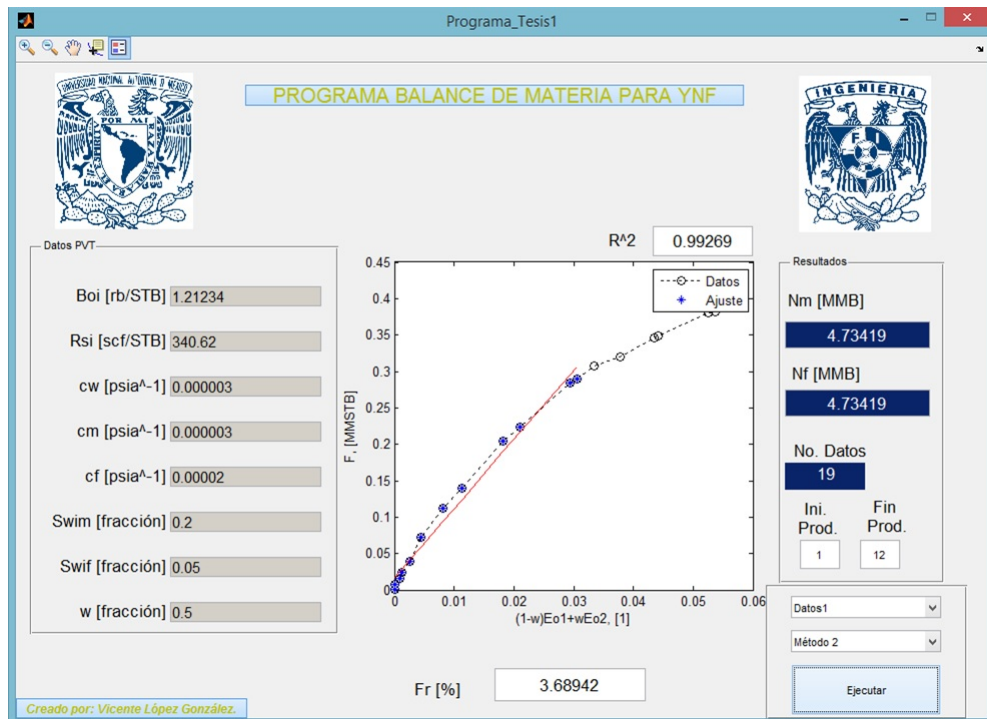


Figura 5.5



Tabla 5.

Método 2 (Datos Sintéticos)					
$N_m$	$N_f$	$R^2$	$F_r$	$c_m$	$c_f$
MMSTB	MMSTB	[1]	[1]	$psia^{-1}x10^{-6}$	$psia^{-1}x10^{-6}$
12 datos (1 - 12).					
7.0291	7.0291	0.9905	2.48	1	10
5.0509	5.0509	0.9924	3.46	1	20
3.9407	3.9407	0.9934	4.43	1	30
2.3742	2.3742	0.9946	7.36	1	60
1.6987	1.6987	0.9951	10.28	1	90
1.3225	1.3225	0.9954	13.21	1	120
1.0826	1.0826	0.9955	16.13	1	150
6.7169	6.7169	0.9908	2.60	2	10
4.8874	4.8874	0.9926	3.57	2	20
3.8405	3.8405	0.9935	4.55	2	30
2.3374	2.3374	0.9946	7.47	2	60
1.6798	1.6798	0.9951	10.40	2	90
1.3110	1.3110	0.9954	13.32	2	120
1.0749	1.0749	0.9955	16.25	2	150
6.4312	6.4312	0.9911	2.72	3	10
<b>4.7342</b>	<b>4.7342</b>	<b>0.9927</b>	<b>3.69</b>	<b>3</b>	<b>20</b>
3.7452	3.7452	0.9936	4.66	3	30
2.3018	2.3018	0.9947	7.59	3	60
1.6613	1.6613	0.9951	10.51	3	90
1.2997	1.2997	0.9954	13.44	3	120
1.0673	1.0673	0.9955	16.37	3	150
6.1688	6.1688	0.9914	2.83	4	10
4.5903	4.5903	0.9928	3.81	4	20
3.6545	3.6545	0.9936	4.78	4	30
2.2672	2.2672	0.9947	7.70	4	60
1.6432	1.6432	0.9951	10.63	4	90
1.2886	1.2886	0.9954	13.56	4	120
1.0598	1.0598	0.9955	16.48	4	150

El segundo método genera una mejor aproximación en los resultados de los volúmenes originales en matriz y fractura con base en las sensibilidades que se hicieron a las compresibilidades del medio matriz y fractura, y comparando con los valores reportados de la simulación numérica para un yacimiento naturalmente fracturado. Se logra un buen ajuste ( $R^2 = 0.9927$ ) y con una menor cantidad de datos que en comparación con el primer método.

Tabla 6. Resultados.

	$N_m$	$N_f$	$c_m$	$c_f$	<i>Error</i>
	[MMSTB]	[MMSTB]	$psia^{-1}x10^{-6}$	$psia^{-1}x10^{-6}$	[%]
Simulador	4.75	4.75	3	30	
EBM para YNF (Método 2)	<b>4.7342</b>	<b>4.7342</b>	<b>3</b>	<b>20</b>	<b>0.33</b>

## 5.2. Caso Real (Yacimiento de la Región Marina Suroeste).

Con información de producción y PVT de un yacimiento real, se intenta determinar el volumen original *in-situ* tanto en matriz como en la red de fracturas con ayuda de los dos modelos. La importancia de la determinación yace en poder hacer una mejor caracterización y evaluación de los recursos, así como de las técnicas o métodos que se aplicaran para la óptima explotación del yacimiento.

Tabla 7. Información usada en el caso real

Información del yacimiento	
Compresibilidad de la matriz	$3x10^{-6}[psi^{-1}]$
Compresibilidad en fracturas	$10 - 40x10^{-6}[psi^{-1}]$
Compresibilidad del agua de formación	$3x10^{-6}[psi^{-1}]$
Saturación de agua inicial en el sistema matriz	30 [%]
Saturación de agua inicial en el sistema fracturado	0 [%]
Información del fluido	
Densidad del aceite	39.59 [API]
Gravedad específica del gas	0.797 (aire = 1)
Presión inicial del yacimiento	10899 [psia]
Presión de burbuja	4694 [psia]

La figura 5.6 nos permite visualizar el mejor ajuste que se obtiene con la mayor cantidad de datos posibles.

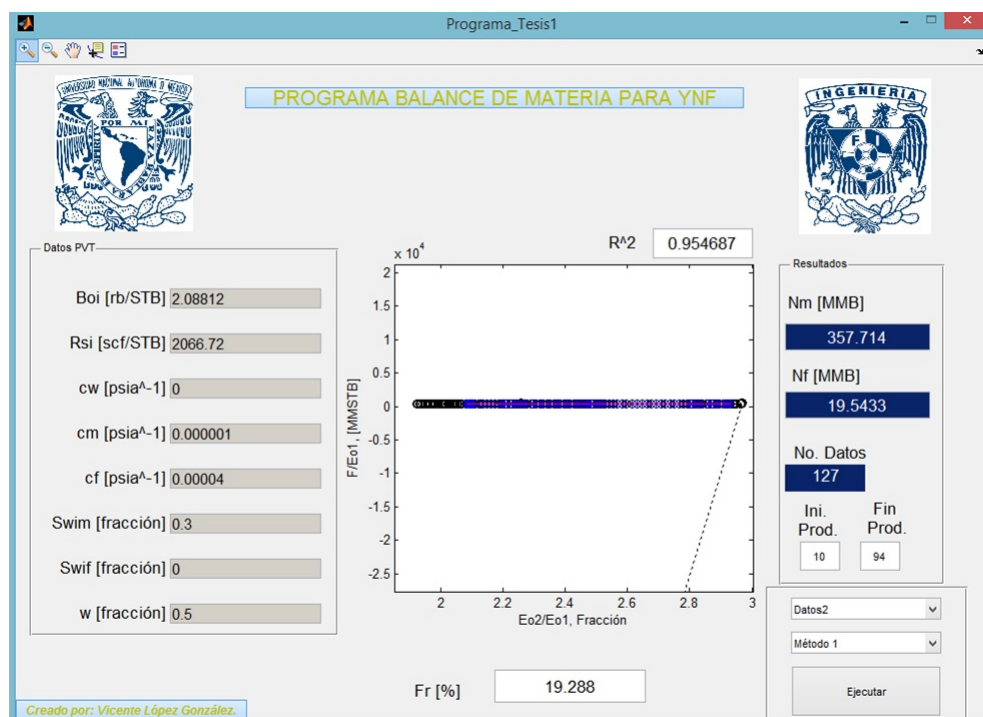


Figura 5.6

Tabla 8.

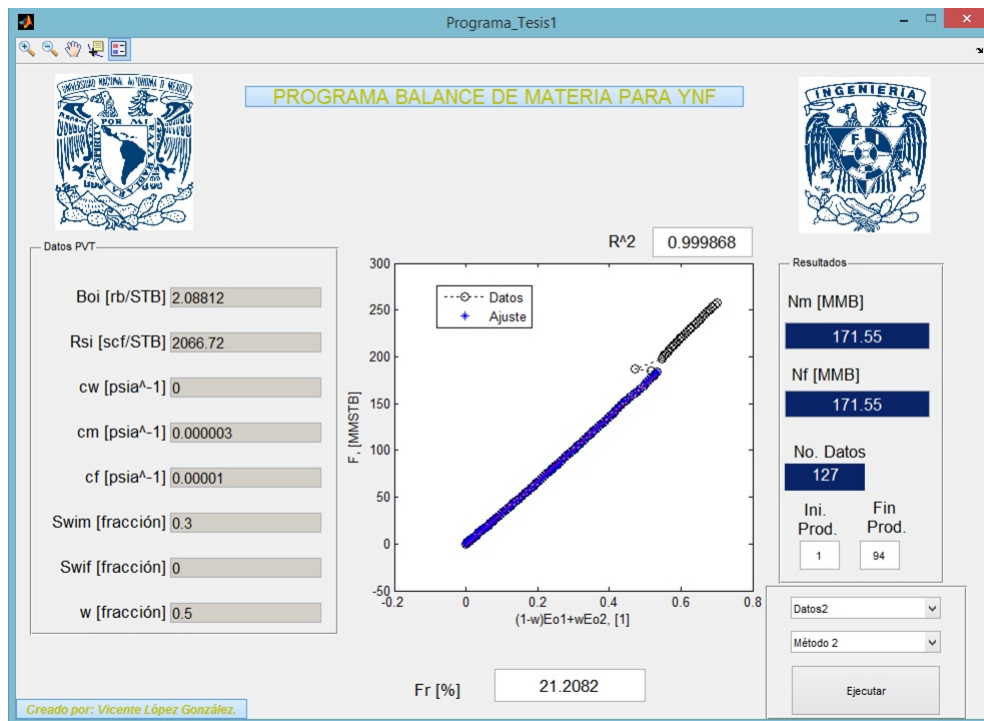
Método 1 (Datos Reales)					
$N_m$	$N_f$	$R^2$	$F_r$	$c_m$	$c_f$
MMSTB	MMSTB	[1]	[1]	$psia^{-1} \times 10^{-6}$	$psia^{-1} \times 10^{-6}$
10 a 94 meses.					
289.313	87.9448	0.9547	19.29	1	10
336.668	40.5899	0.9547	19.29	1	20
350.874	26.3834	0.9547	19.29	1	30
357.714	19.5433	0.9547	19.29	1	40
10 a 94 meses.					
347.473	29.8463	0.6542	19.28	2	10
364.883	12.4359	0.6542	19.28	2	20
369.465	7.8543	0.6542	19.28	2	30
371.579	5.7397	0.6542	19.28	2	40
10 a 28 meses.					
-20.0209	308.353	0.9176	4.41	2	10
159.851	128.48	0.9176	4.41	2	20
207.186	81.1454	0.9176	4.41	2	30
229.033	59.2986	0.9176	4.41	2	40
10 a 24 meses.					
-177.359	435.623	0.9169	3.96	3	10
99.8558	158.408	0.9169	3.96	3	20
161.459	96.8051	0.9169	3.96	3	30
188.564	69.6997	0.9169	3.96	3	40

$N_m$	$N_f$	$R^2$	$F_r$	$c_m$	$c_f$
MMSTB	MMSTB	[1]	[1]	$psia^{-1}x10^{-6}$	$psia^{-1}x10^{-6}$
10 a 21 meses.					
-437.854	666.207	0.9137	3.75	4	10
28.4911	199.862	0.9137	3.75	4	20
110.787	117.566	0.9137	3.75	4	30
145.077	83.2759	0.9137	3.75	4	40

El primer método (SPE 68831) no es muy preciso y varía fácilmente con cualquier cambio en los valores de las compresibilidades, principalmente con las sensibilidades de la compresibilidad de la fractura y con la cantidad de datos que se ingresan de producción. Aún así se alcanzó un buen ajuste para valores de compresibilidad de la matriz de 1 [ $psi^{-1}$ ] y de fractura entre 10 y 40 [ $psi^{-1}$ ]

Cabe volver a mencionar que el primer método fue desarrollado para ser aplicado con aceite negro o de bajo enconamiento. Lo cual no se cumple en este caso, ya que se trata de un aceite de 39.59 [°API]. Para este caso se recomienda hacer uso de aquella ecuación de balance de materia (SPE 122395, tercer método) que considera una variable adicional como lo es la  $Rv$ , relación de volatilidad líquido en gas, que ayudaría a disminuir la incertidumbre asociada al volumen calculado tanto para la zona matriz como para la región de fracturas. Ya que aplica para aceites ligeros que arrastran líquidos condensables a la corriente de gas.

A continuación en la Figura 5.7 se puede verificar que con ayuda del segundo método, los datos se ajustan mejor a lo largo de la vida de producción del yacimiento (aproximadamente 10 años). Debido a que este método solo considera una sola fase en el yacimiento, se optó por solo tomar como datos a partir del primer mes y hasta el mes 94 donde se alcanza la presión de saturación que gráficamente se puede notar una ligera desviación y discontinuidad de los datos. Parece ser que este método tiene una mejor aproximación independientemente del tipo de fluido del yacimiento, pues que aún después de la presión de saturación se aprecia una buena correlación.



**Figura 5.7**

Tabla 9.

Método 2 (Datos Reales)						
$N_m$	$N_f$	$R^2$	$F_r$	$c_m$	$c_f$	
MMSTB	MMSTB	[1]	[1]	$psia^{-1}x10^{-6}$	$psia^{-1}x10^{-6}$	
1 a 94 meses.						
177.798	177.798	0.9999	20.46	1		10
157.667	157.667	0.9996	23.08	1		20
141.574	141.574	0.9992	25.70	1		30
128.427	128.427	0.9987	28.33	1		40
174.619	174.619	0.9999	20.84	2		10
155.152	155.152	0.9996	23.45	2		20
139.536	139.536	0.9991	26.07	2		30
126.744	126.744	0.9986	28.71	2		40
171.55	171.55	0.9999	21.21	3		10
152.714	152.714	0.9995	23.82	3		20
137.555	137.555	0.9990	26.45	3		30
125.103	125.103	0.9985	29.08	3		40
168.585	168.585	0.9998	21.58	4		10
150.35	150.35	0.9994	24.20	4		20
135.628	135.628	0.9990	26.83	4		30
123.504	123.504	0.9984	29.46	4		40

### 5.3. Caso con Información de Simulación Numérica.

Un tercer caso se realizó con información generada a través de un simulador de diferencias finitas. Se generó información para tres diferentes yacimientos.

De acuerdo con la clasificación de Nelson, se plantearon tres yacimientos; tipo 1, tipo 2 y tipo 3. Los cuales solo se hizo variar la porosidad de cada medio y no la permeabilidad.

Tabla 10.

	$\phi_{matriz}$	$\phi_{fractura}$	
Yacimiento Tipo 3	10 %	3 %	Mayor porosidad en el medio matriz.
Yacimiento Tipo 2	6.5 %	6.5 %	Misma porosidad en ambos medios.
Yacimiento Tipo 1	3 %	10 %	Mayor porosidad en el medio de fracturas.

Para cada tipo de yacimiento se realizaron tres análisis:

- El primero, utilizando la ecuación de balance de materia considerando un yacimiento homogéneo con una porosidad (primaria).
- El segundo, utilizando la EBM para YNF desarrollada por Gherson et al.(2001).
- Y el tercero, utilizando la EBM para YNF desarrollada por Ebrahimi et al. (2013).

Los datos utilizados para llevar a cabo el cálculo de los volúmenes originales ( $N_m$  y  $N_f$ ) se presentan en las siguientes figuras (interfaz de pantalla del programa desarrollado).

Para los diferentes tipos de yacimiento que analicé encontré un mejor ajuste de los resultados considerando el modelo Iraní de Ebrahimi et al. que en esencia retoma el modelo de Gherson et al., pero que agrega una consideración adicional como lo vimos en su desarrollo, que es la relación de almacenamiento  $\omega$  (la cual debemos ser capaces de calcularla a través de los registros eléctricos o medirla de las pruebas a núcleos).

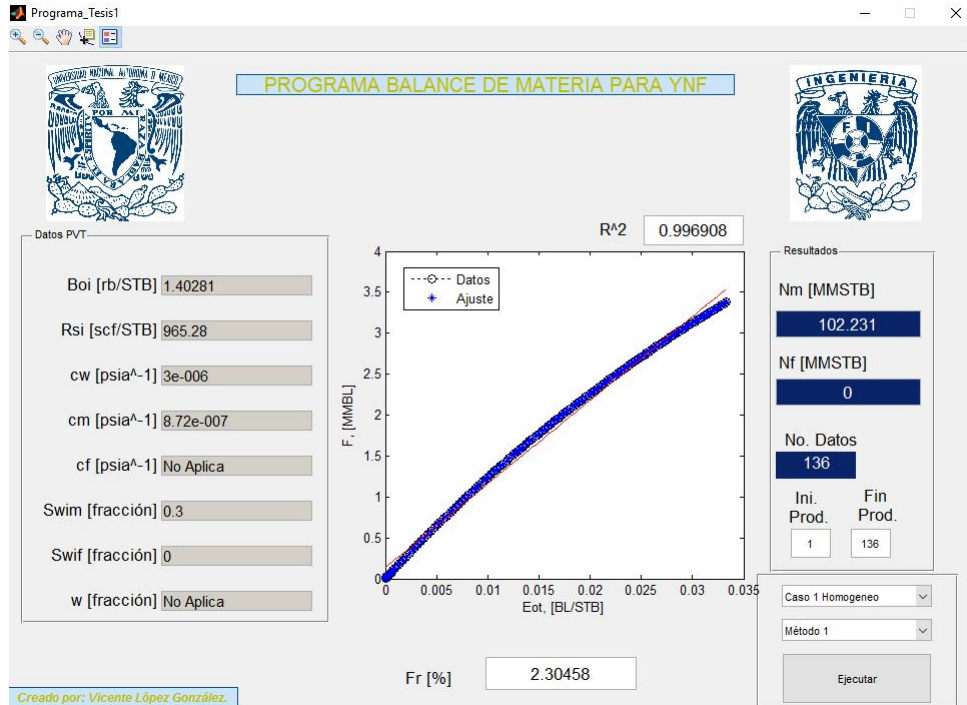
Comparé los resultados del modelo de Gherson et al. y de Ebrahimi et al. con el resultado del modelo de yacimiento homogéneo que considera una sola porosidad, una saturación de agua y una compresibilidad, constantes a lo largo de todo el yacimiento, para tener un volumen original total de comparación. Teniendo en cuenta que en cada tipo de yacimiento las proporciones que guardan las porosidades de matriz y de fractura pueden hacer viable que se considere como un solo medio (homogéneo) el que aporte la producción.

En los resultados obtenidos nunca se alcanzó un resultado favorable usando el modelo de Gherson et al. como en los casos anteriores. Pero hubo una buena aproximación entre los resultados del modelo homogéneo y el modelo de Ebrahimi et al. como se puede ver en las siguientes tablas.

Tabla 11.

Yacimiento Tipo 3 Figuras 5.8, 5.9 y 5.10	$\phi_{matriz}$ 10 %	$\phi_{fractura}$ 3 %	Mayor porosidad del medio matriz.
	$N_{total}$ [MMSTB]	Fr [%]	Coefficiente de correlación
Modelo homogéneo	102.231	2.30	0.9969
Modelo Gherson et al.	Error	-0.11	0.9727
Modelo Ebrahimi et al.	93.3	2.53	9969

Al parecer aún cuando la porosidad del medio matriz va disminuyendo de un tipo de yacimiento a otro el volumen original se va incrementando, esto podría ser consecuencia de:



**Figura 5.8:** Yacimiento tipo 3: Análisis como Yacimiento Homogéneo.

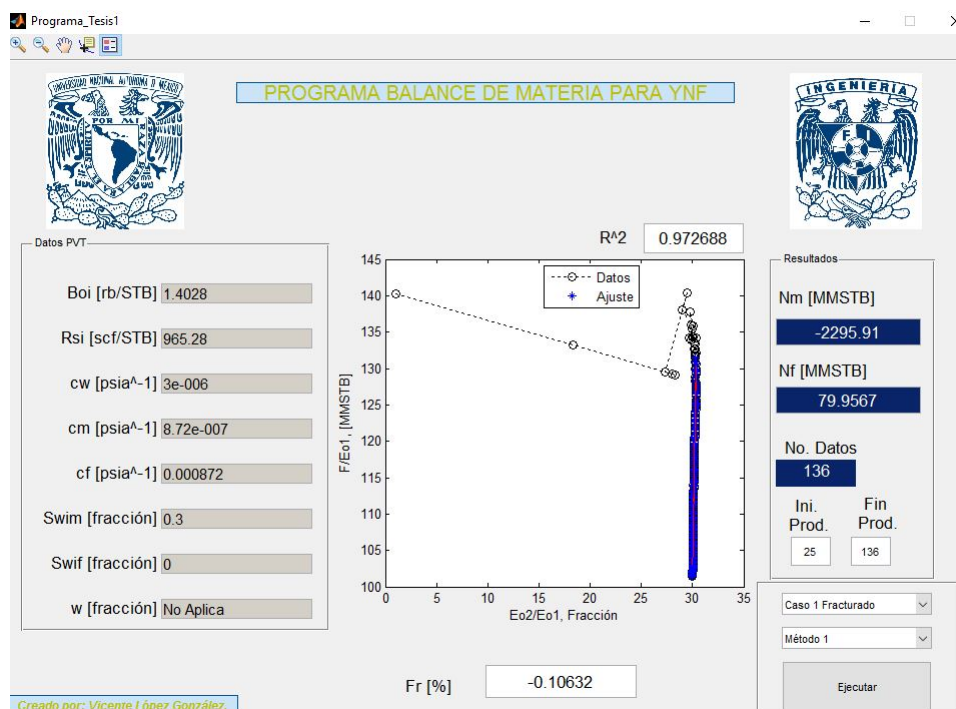
1. La densidad de fracturamiento es alta, así como la conductividad de la red de fracturas.
2. La alta compresibilidad de las fracturas en comparación con la compresibilidad de la matriz permite que se genere una mayor capacidad de almacenamiento en la red de fracturas a lo largo de la vida de explotación del yacimiento. La compresibilidad es una propiedad que depende de la presión y esta varía con el tiempo de explotación

Tabla 12.

Yacimiento Tipo 2 Figuras 5.11, 5.12 y 5.13	$\phi_{matriz}$ 6.5 %	$\phi_{fractura}$ 6.5 %	Misma porosidad en ambos medios.
	$N_{total}$ [MMSTB]	Fr [%]	Coefficiente de correlación
Modelo homogéneo	239.217	0.99	0.9992
Modelo Gherson et al.	Error	-0.11	0.9850
Modelo Ebrahimi et al.	232.425	2.53	9969

Al realizar las sensibilidades para las diferentes propiedades para diferentes tiempos de producción, me di cuenta que las variables más sensibles son las compresibilidades





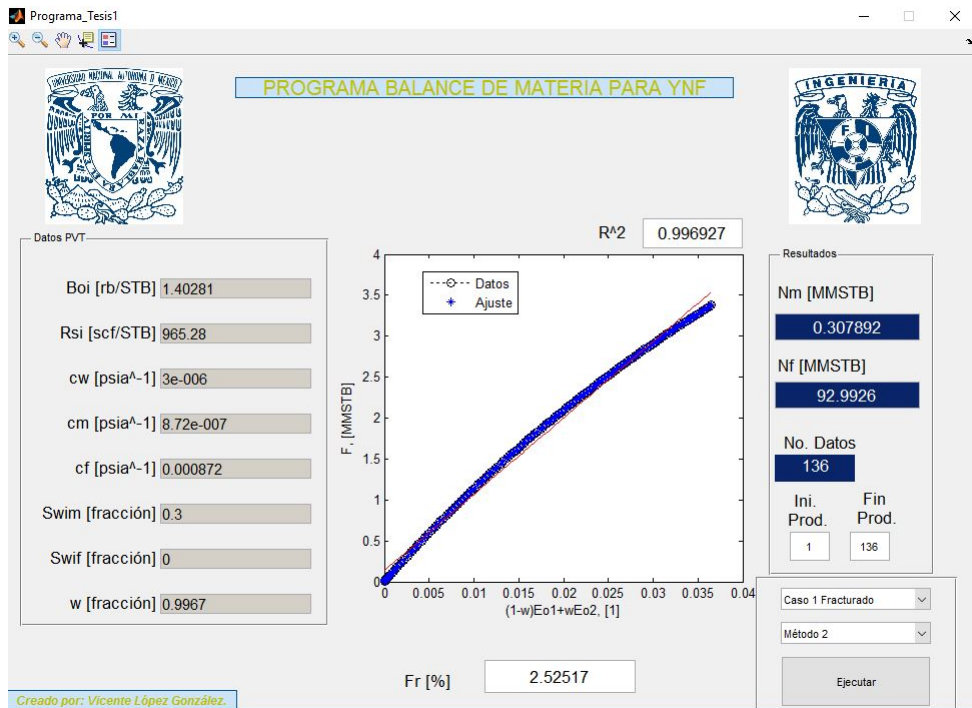
**Figura 5.9:** Yacimiento tipo 3: Análisis como YNF usando EBM de Gherson et al.

y el valor del factor de formación del aceite.

El modelo de Ebrahimi et al. da buenos resultados en las estimaciones de los volúmenes originales de matriz y de fractura. A pesar que se logran buenos ajustes con la información de producción a tiempos cortos desde el inicio de la explotación del yacimiento, es recomendable determinar el período adecuado para no sobrestimar los volúmenes originales.

Tabla 13.

Yacimiento Tipo 1 Figuras 5.14, 5.15 y 5.16	$\phi_{matriz}$ 3 %	$\phi_{fractura}$ 10 %	Mayor porosidad en el medio de fracturas. Coeficiente de correlación
	$N_{total}$ [MMSTB]	Fr [%]	
Modelo homogéneo	379.458	0.61	0.9997
Modelo Gherson et al.	Error	-0.06	0.4761
Modelo Ebrahimi et al.	376.146	0.62	9997



**Figura 5.10:** Yacimiento tipo 3: Análisis como YNF usando EBM de Ebrahimi et al.

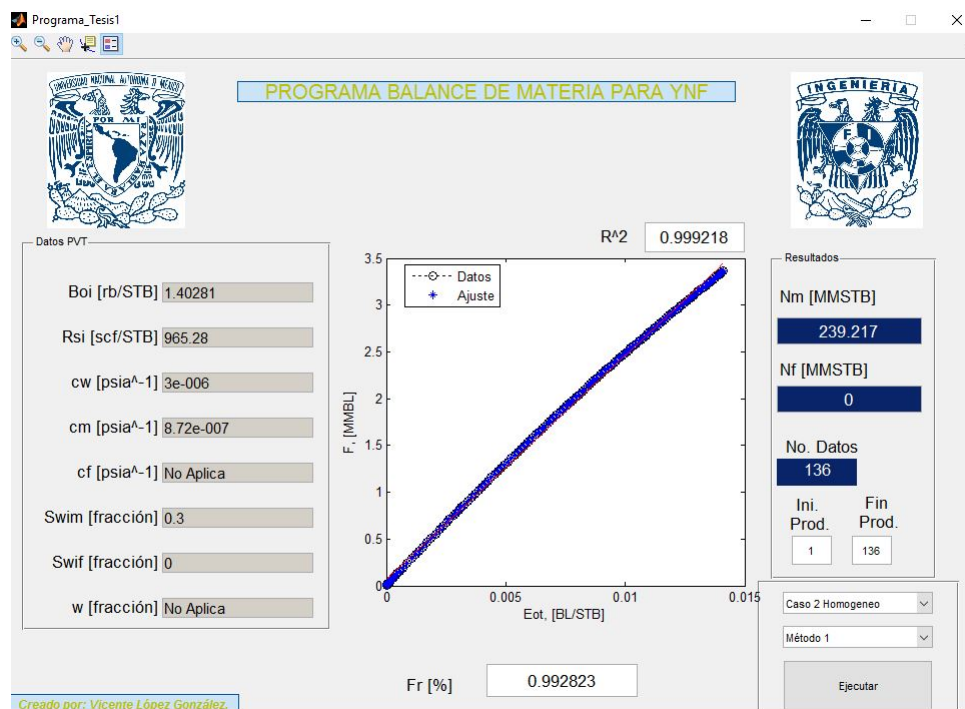


Figura 5.11: Yacimiento tipo 2: Análisis como Yacimiento Homogéneo.

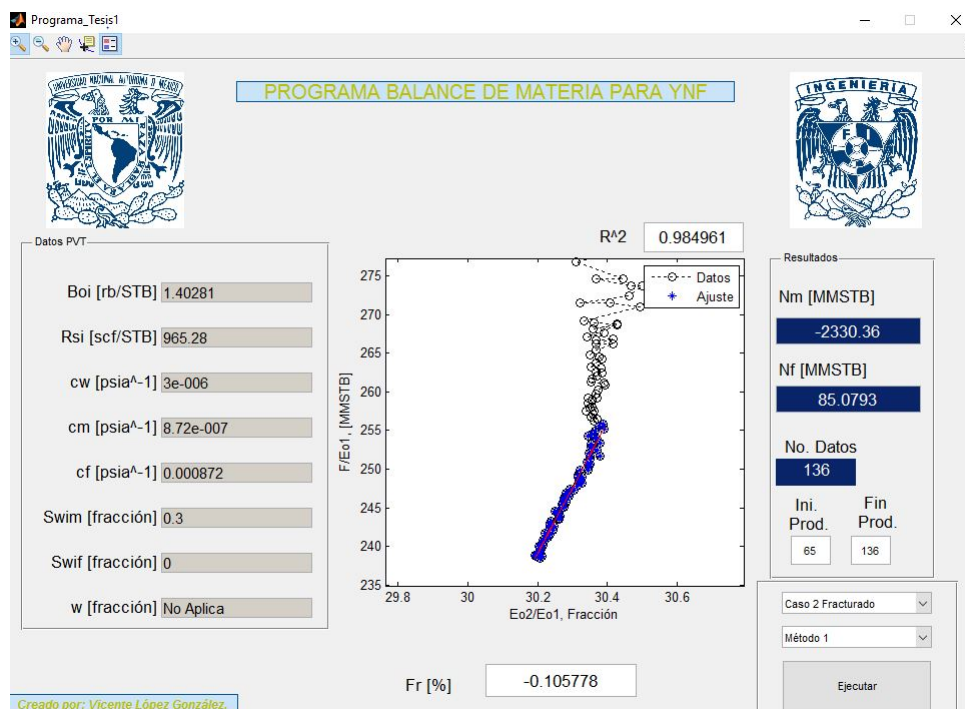
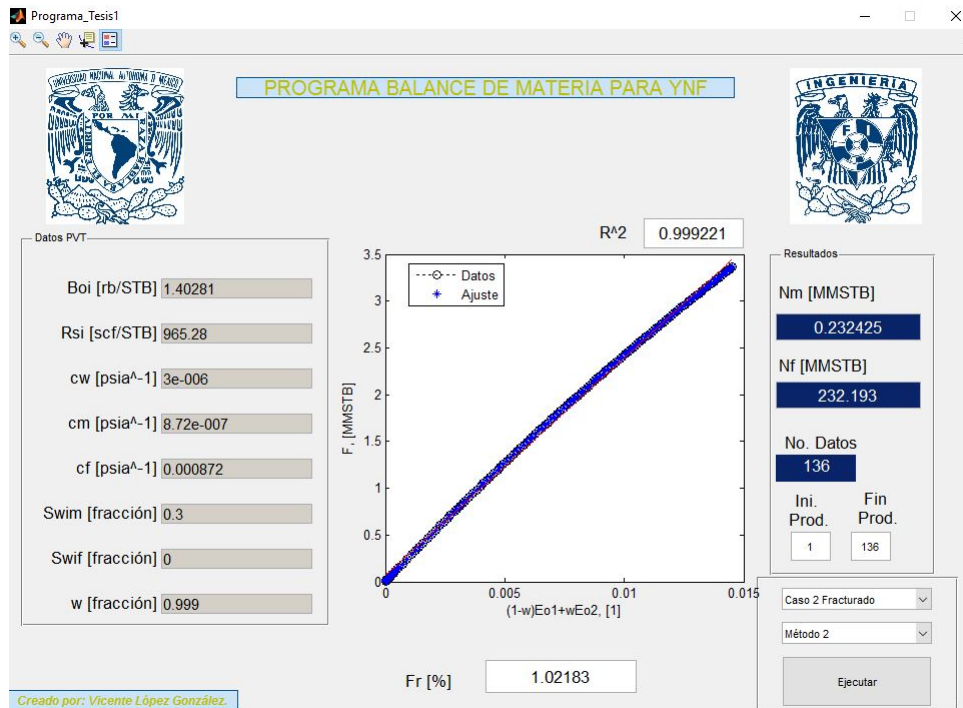
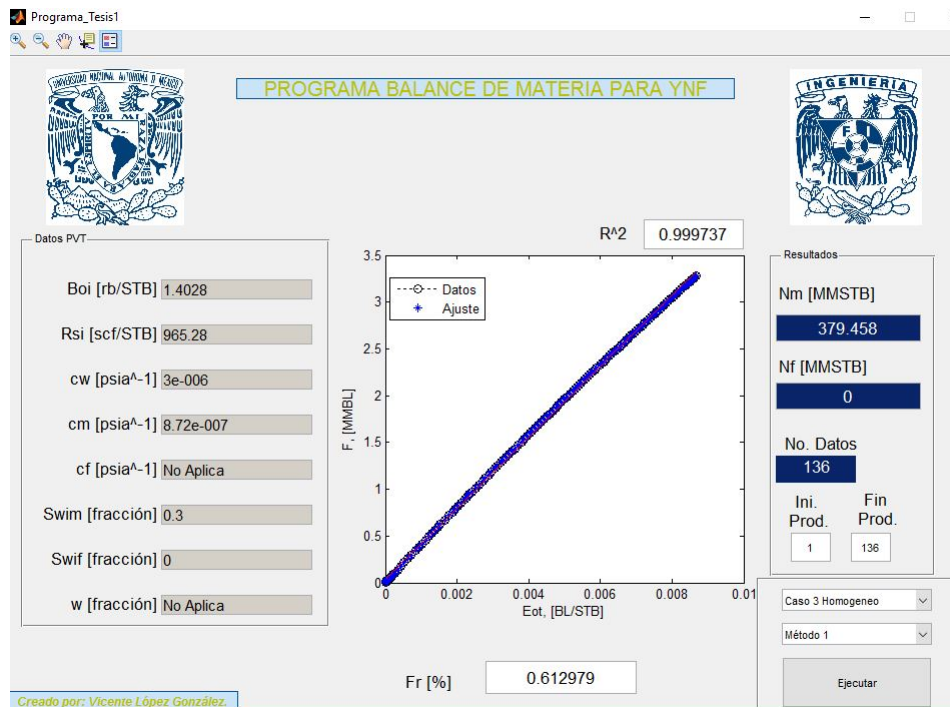


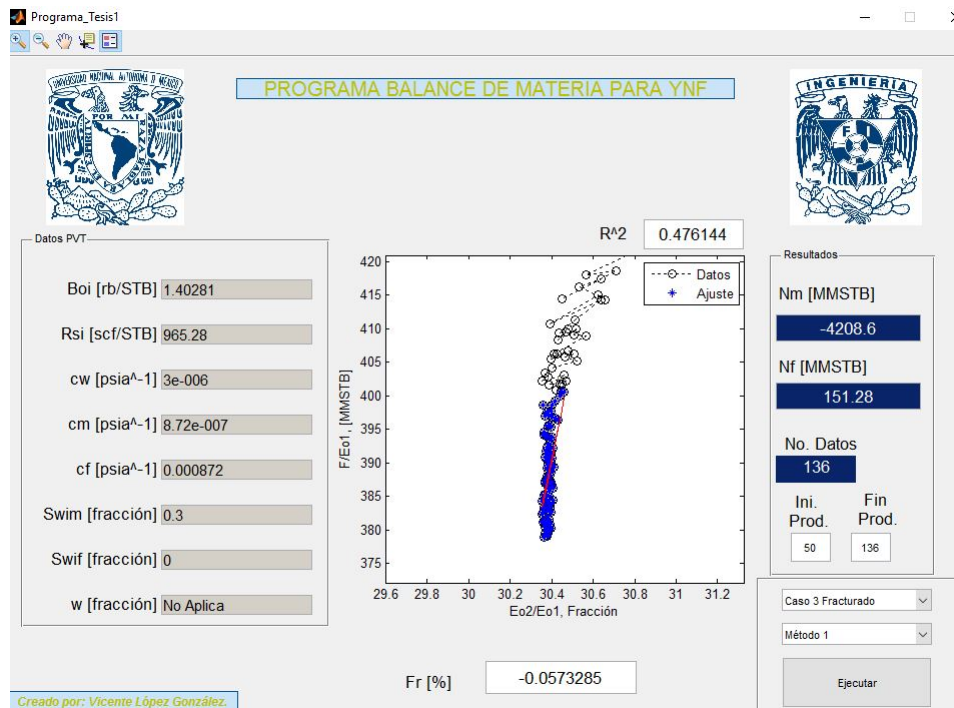
Figura 5.12: Yacimiento tipo 2: Análisis como YNF usando EBM de Gherson et al.



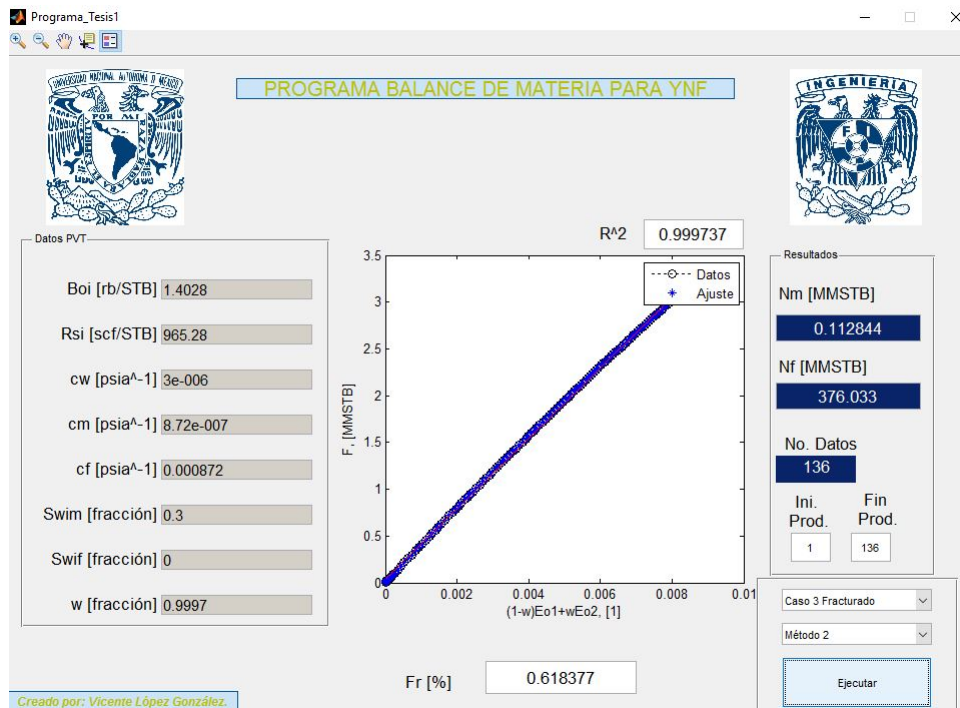
**Figura 5.13:** Yacimiento tipo 2: Análisis como YNF usando EBM de Ebrahimi et al.



**Figura 5.14:** Yacimiento tipo 1: Análisis como Yacimiento Homogéneo.



**Figura 5.15:** Yacimiento tipo 1: Análisis como YNF usando EBM de Gherson et al.



**Figura 5.16:** Yacimiento tipo 1: Análisis como YNF usando EBM de Ebrahimi et al.

# Conclusiones y Recomendaciones

---

## 6.1. Conclusiones.

Primer método.

- La comunicación que existe entre los medios matriz y red de fracturas genera gastos iniciales muy altos debido a que la producción es obtenida principalmente por la alta permeabilidad de las fracturas. Las fracturas enmascaran la contribución que tiene el medio matriz, por lo cual el yacimiento se encuentra en un estado transitorio lo que ocasiona que con pocos valores de producción nos den valores muy altos del volumen original en las fracturas y volúmenes negativos en los volúmenes originales en la matriz.
- Es importante resaltar que a pesar que las compresibilidades del agua y de la formación son bastante pequeñas con respecto a las compresibilidades de los fluidos hidrocarburos, por encima de la presión de saturación, son significativas las sencibilidades que se pueden hacer a éstas y contribuir a una fracción apreciable de la producción.
- Uno de los principales problemas a la hora de poder determinar los volúmenes originales es que el medio poroso no logra comunicarse todo al mismo tiempo.
- Se necesitan tiempos largos, que dependen del tipo de yacimiento, para poder alcanzar la tendencia de una línea recta.
- Uno de los parámetros más sencibles en la ecuación es la compresibilidad de las fracturas.
- Es necesario tener buenos valores de la compresibilidad de las fracturas y de la formación.

Segundo método.

---



- Se necesita menor cantidad de datos de producción para un buen ajuste.
- Hay que determinar a partir de qué período de tiempo de la explotación temprana del yacimiento nos darán los mejores resultados y sin generar sobrestimaciones en los volúmenes.
- Parece ser que es posible estimar el volumen original de hidrocarburos con datos que se encuentran por debajo de la presión de saturación, aunque se recomendaría considerar otros parámetros que incluyan por ejemplo la relación de volatilidad aceite en gas.
- Existe más estabilidad en los valores obtenidos, pero es necesario poder determinar un buen valor de la relación de almacenamiento.

#### **6.1.1. Generales.**

- El balance de materia para yacimientos naturalmente fracturados nos permite de una manera económica y temprana, en la vida de explotación de un yacimiento petrolero, hacer una estimación de los volúmenes originales de aceite en matriz y en la red de fracturas para una buena administración de los recursos.
  - Sería bueno validar los resultados obtenidos del balance de materia con algún simulador e ir ajustando los parámetros pertinentes, para mejorar los modelos.
  - Como recomendación debería incluirse en el balance de materia una parte estocástica de las variables que son susceptibles a mayores cambios, debido a que durante la vida de explotación del yacimiento se va recopilando nueva información y enriqueciendo la caracterización estática y dinámica del yacimiento.
  - Las compresibilidades de la matriz y de fractura son de importante determinación y son variables que dependen de la presión. Por lo cual hay que considerar el período de tiempo para el cual aún pueden ser válidos estos valores.
-

# Bibliografía

---

- [1] Craft, B. C. 2a ed. *Applied Petroleum Reservoir Engineering*, Estados Unidos de Norteamérica: Prentice Hall, Inc.
  - [2] McCain, W, ed. 1990. *The Properties of Petroleum Fluids*, Estados Unidos de Norteamérica: PennWell.
  - [3] Dake, L. P., 1998, *Fundamentals of Reservoir Engineering*, Estados Unidos de Norteamérica: Shell Learning and Development.
  - [4] Escobar, F. H., 1a ed. *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*, Colombia: Universidad Surcolombiana.
  - [5] Bidner. M. S., 1a ed. Julio, 2001, *Propiedades de la Roca y los Fluidos en Reservorios de Petróleo*, Universitaria de Buenos Aires.
  - [6] Rodríguez, E. 2a ed. Enero, 1986, *Apuntes de Geología del Petróleo*, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Facultad de Ingeniería, UNAM.
  - [7] Rodríguez, R., *Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos*, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Facultad de Ingeniería, UNAM.
  - [8] Garaicochea, F., *Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos*, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Facultad de Ingeniería, UNAM.
  - [9] Arana, V. H., *Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos*, Facultad de Ingeniería.
  - [10] Mannucci, J. E., *Caracterización Física de Yacimientos*, Mannyron Consultores.
  - [11] Cortes, E. F., 2008, *Simulación de Yacimientos Naturalmente Fracturados con Triple Porosidad*, Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería, Facultad de Ingeniería, UNAM.
  - [12] Shames, I. H., 3a ed. Enero, 1995, *Mecánica de Fluidos*, Colombia: McGraw Hill.
  - [13] Ahmed, T. H., 2007, *Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling*, Houston, TX: Gulf Publishing Company.
-

- [14] Lugo Ruiz, M., 2010, *Discretización de la Porosidad de los Yacimientos Naturalmente Fracturados*, Tesis, Facultad de Ingeniería, UNAM.
- [15] Nelson, R., 2001, *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*, Gulf Professional Publishing.
- [16] Tarbell, I. M., 1904, *The History of the Standard Oil Company*, Nueva York: McClure, Phillips & Co.

## Artículos

1. Peñuela, G., Idrobo, E. A., Ordóñez, A., Medina, C. E. y Meza, N. E., 2001. "A New Material Balance equation for Naturally Fractured Reservoirs Using a Dual-System Approach". Paper SPE 68831.
2. Ebrahimi, N., Jamshidi, S. y Gholinezhad, S., 2013. "Estimation of Naturally Fractured Oil Reservoir Properties Using the Material Balance Method". Sharif University of Technology.
3. Niz, E., Idrobo, E. A., Peñuela, G., Ordóñez, A. y Calderón, Z. H., 2004. "Ecuación de Balance de Materia para Sistemas de Doble Porosidad con Capa de Gas Inicial". Ciencia, tecnología y futuro, Vol. 2, No. 5.
4. Chacon, A., 2007. "Impact of Pressure Depletion on Oil Recovery in Naturally Fractured Reservoirs". Paper SPE 108107.
5. Delauretis, E. F., Yarranton, H. W., Baker, R. O., 2008. "Application of Material Balance and Volumetrics to Determine Reservoir Fluid Saturation and Fluid Contact Levels". Journal of Canadian Petroleum Technology, volume 47, No. 3.
6. Havlena, D. and Odeh, A.S.: "The Material Balance as an Equation of a Straight-Line" JPT (Aug. 1963) 896-900, Trans. AIME 228.
7. Warren, J. E., Root, P. J., 1963. "The Behaviour of Naturally Fractured Reservoirs". Paper SPE 426.
8. Galecio, R. A., Huerta, V. A., 2010. "Traditional Material-Balance Analysis from a Stochastic Point of View: Predicting Reservoir Performance". SPE 139357.
9. Weber, K. J., Bakker, K., 1981. "Fracture and Vuggy Porosity". Paper SPE 10332.