



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

“DETERMINACIÓN DE LAS
PERMEABILIDADES RELATIVAS GAS-ACEITE
DE LOS DATOS DE PRODUCCIÓN DE
YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS
QUE CONTIENEN ACEITE PESADO”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

RUBÉN RODRÍGUEZ TAPIA



DIRECTOR DE TESIS:
DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO

MÉXICO, D. F., CIUDAD UNIVERSITARIA, 2010



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
60-I-918

SR. RUBÉN RODRÍGUEZ TAPIA

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Dr. Fernando Samaniego Verduzco y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

DETERMINACIÓN DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS GAS-ACEITE DE LOS DATOS DE PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS QUE CONTIENEN ACEITES PESADOS

- RESUMEN
- INTRODUCCIÓN
- I FACTORES QUE MODELAN LAS CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS GAS-ACEITE
- II TEORÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS GAS-ACEITE A PARTIR DE LOS DATOS DE PRODUCCIÓN
- III CÁLCULO DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS GAS-ACEITE DE LOS DATOS DE PRODUCCIÓN
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- NOMENCLATURA
- APÉNDICES
- REFERENCIAS

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F., a 29 de Septiembre del 2010

El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

DR. RICARDO JOSÉ PADILLA Y SÁNCHEZ

RJPYS*ICH*srs





UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN

Designación de sinodales de Examen Profesional

A los señores profesores:

Presidente	ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS	<i>[Firma]</i> 15/10/2010
Vocal	DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO	<i>[Firma]</i> 14/10/2010
Secretario	M.I. MARIO BECERRA ZEPEDA	<i>[Firma]</i> 15/10/2010
1o. suplente	DR. EDGAR RENE RANGEL GERMAN	<i>[Firma]</i> 13-X-2010
2o. suplente	ING. ISRAEL CASTRO HERRERA	<i>[Firma]</i> 18/octubre/2010

Me permito informar a ustedes que han sido designados sinodales del Examen Profesional del señor RODRIGUEZ TAPIA RUBEN registrado con número de cuenta 09604868-3 en la carrera de INGENIERÍA PETROLERA quien ha concluido el desarrollo del tema que le fue autorizado.

Ruego a ustedes se sirvan revisar el trabajo adjunto y manifestar a esta Dirección, si es el caso, la aceptación del mismo.

Con el fin de asegurar el pronto cumplimiento de las disposiciones normativas correspondientes y de no afectar innecesariamente los tiempos de titulación, les ruego tomar en consideración que para lo anterior cuentan ustedes con un plazo máximo de **cinco días hábiles** contados a partir del momento en que ustedes **acusen recibo de esta notificación**. Si transcurrido este plazo el interesado no tuviera observaciones de su parte, se entendería que el trabajo ha sido aprobado, por lo que deberán **firmar el oficio de aceptación del trabajo escrito**.

Doy a ustedes las más cumplidas gracias por su atención y les reitero las seguridades de mi consideración más distinguida.

Atentamente,

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D.F. a 13 de Octubre de 2010.

EL DIRECTOR

[Firma]
Mtro. José Gonzalo Guerrero Zepeda

Agradecimientos

Brindo mis más sinceros agradecimientos para todas aquellas personas e instituciones que me ofrecieron su apoyo para la realización de este trabajo.

A la Universidad Nacional Autónoma de México.

A mi madre Rosita y hermanos, Ricardo, Synthia y Elsa.

A mi esposa Gaby y mi hijo Leonardo.

A mi asesor, Dr. Fernando Samaniego Verduzco.

A Michael D. Fetkovich.

A mis sinodales, M. I. Mario Becerra Zepeda, Ing. Manuel Villamar Viguera,

Dr. Edgar Rangel German e Ing. Israel Castro Herrera.

A Petróleos de México, M. C. Heron Gachuz Muro, M. I. Raúl Barrón Torres

y M. I. José Ramón Mayorquin Ruiz.

Al Instituto Mexicano del Petróleo, M. I. Héctor Hernández García,

Ing. Berenice Aguilar López, Ing. Edgar Urquieta Saavedra,

M. I. Gorgonio Fuentes Cruz e Ing. Rubén Mercado Díaz.

Al Posgrado de la Facultad de Ingeniería, UNAM, Dr. Rafael Herrera Gómez.

A los consultores, Fís. Abraham de Swaan Oliva, Ing. Alejandro Cortez Galicia,

Dr. Jesús Rivera Rodríguez y Dr. Emilio Antúnez.

A mis compañeros, David Guzmán, Omar Rubio, Uriel Cedillo,

Gilberto Castillo y Lupansky Vázquez.

Resumen	V
Lista de Figuras	VI
Lista de Tablas	XII
Introducción	XIV
Capítulo 1. Factores que Modelan las Curvas de Permeabilidades Relativas Gas–Aceite	1
1.1 Análisis del Comportamiento de la Fase de Gas	2
1.1.1 Efecto del Tipo de Roca	3
1.1.2 Efecto de la Intensidad de Fracturamiento de la Formación	12
1.1.3 Efecto del Gasto de Producción de Aceite	14
1.1.4 Efecto de la Viscosidad del líquido	18
1.1.5 Efecto de la Saturación Inicial de Agua	24
1.1.6 Efecto de la Temperatura	29
1.1.7 Efecto de la Relación de Solubilidad del Gas	33
1.1.8 Efecto de la Presión Efectiva de Confinamiento	37
1.1.9 Efecto del Abatimiento de la Presión	42
1.2 Discusión de los Resultados de las pruebas de laboratorio	44
Capítulo 2. Teoría para la Determinación de las Permeabilidades Relativas Gas–Aceite a partir de los Datos de Producción	46
2.1 Metodología de Fetkovich para la Determinación de las Permeabilidades Relativas Gas–Aceite	46
2.2 Comportamiento del Agua Intrusiva	49
2.2.1 Factor de Recuperación en Yacimientos con Empuje Lateral de Agua	56
2.3 Análisis con Curvas de Declinación usando Curvas Tipo	57
2.4 Método del Gasto Recíproco	62

2.5	Compresibilidad del Volumen Poroso	65
2.6	Ecuación de Balance de Materia Modificada	69
2.6.1	Producción de Aceite por Empuje del Acuífero	74
2.6.2	Cálculo de la Entrada de Agua Intrusiva	74
2.6.3	Ecuación de Balance de Materia Modificada con Entrada de Agua	76
2.6.4	Índices de Empuje	76
2.7	Mecanismo de Empuje por Gas Disuelto Liberado	77
Capítulo 3.	Cálculo de las Permeabilidades Relativas Gas–Aceite a partir de los Datos de Producción	83
3.1	Aplicación de la Metodología de Fetkovich	83
3.2	Descripción Geológica del Campo	88
3.3	Comportamiento Volumétrico del Fluido	90
3.4	Comportamiento de Producción Aceite y Gas del Campo	92
3.5	Datos Promedio del Yacimiento y del Acuífero	93
3.6	Cálculo del Volumen Original de Aceite	94
3.6.1	Factor de Recuperación Final	99
3.7	Determinación de la Presión Promedio del Yacimiento	101
3.7.1	Comportamiento de la Compresibilidad del Volumen Poroso	103
3.7.2	Ecuación de Balance de Materia Modificada	104
3.7.3	Relaciones de Movilidad y Movilidad Relativa	106
3.7.4	Factor de Recuperación de Aceite a la Irrupción del Agua	108
3.8	Comportamiento de la Fase de Gas	108
Conclusiones y Recomendaciones		110
 Apéndice		112
 Apéndice A		112
A.1	Desarrollo del Modelo Matemático para Determinar las Permeabilidades Relativas Gas–Aceite de los Datos de Pruebas de Laboratorio	112

Apéndice B	115
B.1 Desarrollo de la Ecuación para Determinar la Permeabilidad Relativas del Aceite en Función de los Datos de Producción	115
Apéndice C	118
C.1. Desarrollo del Número de Gravedad Adimensional	118
C.2. Determinación del Número de Gravedad Adimensional	121
Apéndice D	123
D.1 Desarrollo y Uso del Tiempo de Balance de Materia para Líquido Bajo Régimen de Flujo Dominado por la Frontera Externa	123
Apéndice E	126
E.1. Procedimiento para el Análisis de los Datos de Producción usando Curvas Tipo de Fetkovich–McCray	126
E.2. Análisis de los Datos de Producción por Pozo con el Método de Curvas de Declinación usando Curvas Tipo	129
Apéndice F	131
F.1. Desarrollo del Método del Gasto Recíproco	131
F.2. Aplicación del Método del Gasto Recíproco por Pozo	133
Apéndice G	140
G.1. Desarrollo de la Ecuación de Balance de Materia en Diferencias Finitas	140
G.1.1. Yacimiento Volumétrico a Condiciones de Bajosaturación	140
G.1.2. Yacimiento con Entrada de Agua a Condiciones de Bajosaturación	141
G.1.2.1. Presión del Acuífero y Volumen Acumulado de Entrada de Agua	141
G.1.2.2. Desarrollo de la Ecuación de Balance de Materia para un yacimiento con Entrada de Agua a Condiciones de Bajosaturación	144

G.1.3.	Yacimiento con Entrada de Agua para una Presión Inferior a la Presión de Saturación	145
G.2.	Desarrollo del Cálculo con la Ecuación de Balance de Materia	148
G.2.1.	Yacimiento Volumétrico a Condiciones de Bajosaturación	148
G.2.2.	Yacimiento con Entrada de Agua	150
G.3.	Consideraciones para la Aplicación del Método de Fetkovich para el Cálculo de Entrada de Agua	153
G.3.1.	Geometría de Flujo del Acuífero	153
G.3.2.	Comportamiento de la Longitud del Acuífero	154
G.3.3.	Presión del Contacto Agua–Aceite	155
	Apéndice H	155
H.1.	Teoría de Pre–existencia de Burbujas	155
H.1.1.	Coeficiente de Transferencia Volumétrico	155
	Nomenclatura	161
	Referencias	167

Resumen

En el estudio siguiente se desarrolla una metodología para la determinación de las permeabilidades relativas gas–aceite, a partir de los datos de producción de yacimientos naturalmente fracturados que contienen aceite pesado y que tienen un acuífero asociado, a través de la aplicación de diferentes métodos analíticos como el análisis de las curvas de declinación usando curvas tipo, la ecuación de balance de materia y la ecuación del comportamiento de afluencia del aceite.

Previo al desarrollo de la metodología se analiza el comportamiento de la fase de gas y su influencia en la forma que adquieren las curvas de las permeabilidades relativas gas–aceite, mediante la revisión de diferentes estudios basados en observaciones de campo, y principalmente, de pruebas de laboratorio.

La contribución significativa de este trabajo es la selección y desarrollo de los métodos analíticos los cuales consideran los aspectos físicos que reproducen la mayoría, o totalidad, de las condiciones del yacimiento y del acuífero en estudio. Los métodos analíticos son: el método de Blasingame para el análisis de las curva de declinación usando las curvas tipo de Fetkovich–McCray, el cual incluye el efecto de entrada de agua; la ecuación de balance de materia modificada para yacimientos naturalmente fracturados y la ecuación del comportamiento de afluencia del aceite propuesta por Fetkovich.

Se incluyen además otros métodos analíticos con la finalidad de obtener una mejor caracterización del yacimiento y del acuífero, los cuales son: la correlación de Kumar para determinar el factor de recuperación a la irrupción del agua; el método del gasto recíproco de Blasingame para calcular el factor de recuperación final; y el método de Fetkovich para el cálculo de entrada de agua.

Se aplica la metodología desarrollada en este trabajo para el análisis y la interpretación de los datos de producción de cinco pozos pertenecientes a un yacimiento naturalmente fracturado ubicado en el Golfo de México, durante un periodo de producción de 184 meses.

Lista de figuras

1.1.	Esquema del equipo de laboratorio para los experimentos de Firoozabadi y colaboradores	3
1.2.	Relación de permeabilidades gas-aceite en función de la saturación de gas, para arenas y areniscas. (Arps y Roberts, 1955)	5
1.3.	Relación de permeabilidades gas-aceite en función de la saturación de gas, para calizas, dolomías y chert. (Arps y Roberts, 1955)	5
1.4.	Presión promedio en función de la expansión volumétrica de fluido 1 de alta σ , pruebas 6 y 7 con arenisca Berea. Experimento del tipo de roca. (Firoozabadi, 1992)	7
1.5.	Presión promedio en función de la expansión volumétrica de fluido 1 de alta σ , prueba 8 con arenisca Berea. Experimento del tipo de roca. (Firoozabadi, 1992)	7
1.6.	Presión promedio en función de la expansión volumétrica de fluido 2 de baja σ , prueba 10 con arenisca Berea. Experimento del tipo de roca. (Firoozabadi, 1992)	8
1.7.	Presión promedio en función de la expansión volumétrica de fluido 2 de baja σ , pruebas 12 y 14 con arenisca Berea. Experimento del tipo de roca. (Firoozabadi, 1992)	9
1.8.	Presión promedio en función de la expansión volumétrica de fluido 3 de alta σ , prueba 17 con roca chalk. Experimento del tipo de roca. (Firoozabadi, 1992)	9
1.9.	Presión promedio en función de la expansión volumétrica de fluido 3 de alta σ , prueba 18 con roca chalk. Experimento del tipo de roca. (Firoozabadi, 1992)	10
1.10.	Presión promedio en función de la expansión volumétrica de fluido 4 de baja σ , prueba 19 con roca chalk. Experimento del tipo de roca. (Firoozabadi, 1992)	11
1.11.	Presión promedio en función de la expansión volumétrica de fluido 4 de baja σ , pruebas 20 y 22 con roca chalk. Experimento del tipo de roca. (Firoozabadi, 1992)	11
1.12.	Comparación de las curvas de relación de permeabilidad gas-aceite por cada pozo. (Fetkovich, 1985)	13
1.13.	Comparación de las permeabilidades relativas gas-aceite por cada pozo. (Fetkovich, 1985)	13
1.14.	Presión promedio en función de la expansión volumétrica, datos experimentales y simulados. Experimento del efecto del gasto de producción. (Kumar, 2000)	15
1.15.	Presión diferencial en función de la expansión volumétrica, datos experimentales y simulados del gasto de producción de 1.92 cm ³ /día. Experimento del efecto del gasto de producción. (Kumar, 2000)	16
1.16.	Presión diferencial en función de la expansión volumétrica, datos experimentales y simulados de los gastos de producción de 8.88, 72 y 288 cm ³ /día. Experimento del efecto del gasto de producción. (Kumar, 2000)	16
1.17.	Saturación promedio de gas en función de la expansión volumétrica, datos experimentales y simulados. Experimento del efecto del gasto de producción. (Kumar, 2000)	17

1.18. Producción de gas en función de la expansión volumétrica, datos experimentales y simulados. Experimento del efecto del gasto de producción. (Kumar, 2000)	18
1.19. Permeabilidad relativa del gas en función de la expansión volumétrica, datos experimentales y simulados. Experimento del efecto del gasto de producción. (Kumar, 2000)	18
1.20. Presión promedio en función de la expansión volumétrica para el aceite ligero. Experimento del efecto de la viscosidad del líquido. (Firoozabadi, 1999)	19
1.21. Saturación de gas en función de la expansión volumétrica del aceite ligero, datos experimentales y simulados. Experimento del efecto de la viscosidad del líquido. (Firoozabadi, 1999)	20
1.22. Presión promedio y diferencial de presión en función de la expansión volumétrica del aceite pesado. Experimento del efecto de la viscosidad del líquido. (Firoozabadi, 1999)	21
1.23. Fluctuaciones de la presión diferencial en función de la expansión volumétrica del aceite pesado. Experimento del efecto de la viscosidad del líquido. (Firoozabadi, 1999)	21
1.24. Saturación de gas en función de la expansión volumétrica del aceite pesado. Experimento del efecto de la viscosidad del líquido. (Firoozabadi, 1999)	22
1.25. Relación de permeabilidades relativas gas-aceite en función de la saturación de gas. Experimento del efecto de la viscosidad del líquido. (Firoozabadi, 1999)	23
1.26. Presión promedio en función de la expansión volumétrica, pruebas 7 y 8. Experimento del efecto de la saturación inicial de agua. (Firoozabadi, 2001)	25
1.27. Efecto de la saturación inicial de agua sobre la formación de la fase de gas. (Firoozabadi, 2001)	26
1.28. Presión diferencial en función de la expansión volumétrica, pruebas 7 y 8. Experimento del efecto de la saturación inicial de agua. (Firoozabadi, 2001)	27
1.29. Recuperación del aceite en función de la expansión volumétrica, pruebas 7 y 8. Experimento del efecto de la saturación inicial de agua. (Firoozabadi, 2001)	28
1.30. Producción de aceite y gas en función de la expansión volumétrica, pruebas 7 y 8. Experimento efecto de la saturación inicial de agua. (Firoozabadi, 2001)	28
1.31. Permeabilidades relativas gas-aceite en función de la saturación de gas, pruebas 7 y 8. Experimento del efecto de la saturación inicial de agua. (Firoozabadi, 2001)	29
1.32. Presión promedio en función de la expansión volumétrica, pruebas 7 y 10. Experimento del efecto de la temperatura. (Firoozabadi, 2001)	30
1.33. Efecto de la temperatura sobre la formación de la fase de gas. (Firoozabadi, 2001)	31
1.34. Presión diferencial en función de la expansión volumétrica, pruebas 7 y 10. Experimento del efecto de la temperatura. (Firoozabadi, 2001)	31
1.35. Recuperación de aceite en función de la expansión volumétrica, pruebas 7 y 10. Experimento del efecto de la temperatura. (Firoozabadi, 2001)	32
1.36. Gastos de producción de aceite y gas en función de la expansión volumétrica, pruebas 7 y 10. Experimento del efecto de la temperatura. (Firoozabadi, 2001)	33

1.37. Permeabilidades relativas gas–aceite en función de la saturación de gas, pruebas 7 y 10. Experimento del efecto de la temperatura. (Firoozabadi, 2001)	33
1.38. Presión promedio en función de la expansión volumétrica, pruebas 7, 11 y 12. Experimento de la relación de solubilidad del gas. (Firoozabadi, 2001)	34
1.39. Efecto de la relación de solubilidad del gas sobre la formación de la fase de gas. (Firoozabadi, 2001)	35
1.40. Presión diferencial en función de la expansión volumétrica, pruebas 7, 11 y 12. Experimento de la relación de solubilidad del gas. (Firoozabadi, 2001)	36
1.41. Recuperación de aceite en función de la expansión volumétrica, pruebas 7, 11 y 12. Experimento de la relación de solubilidad del gas. (Firoozabadi, 2001)	36
1.42. Permeabilidades relativas gas–aceite en función de la saturación de gas, pruebas 7, 11 y 12. Experimento de la relación de solubilidad del gas. (Firoozabadi, 2001)	37
1.43. Presión y diferencial de presión en función del tiempo, prueba con presión de confinamiento constante. (Vaca, 2001)	38
1.44. Recuperación de aceite en función de la presión, prueba con presión de confinamiento constante. (Vaca, 2001)	39
1.45. Relación gas–aceite instantáneo en función de la presión, prueba con presión de confinamiento constante. (Vaca, 2001)	39
1.46. Presión y diferencial de presión en función del tiempo, prueba con presión de confinamiento no controlada. (Vaca, 2001)	40
1.47. Recuperación de aceite en función de la presión, prueba con presión de confinamiento no controlada. (Vaca, 2001)	41
1.48. Relación gas–aceite instantáneo en función de la presión, prueba con presión de confinamiento no controlada. (Vaca, 2001)	41
1.49. Comparación de los datos experimentales y calculados de la producción de aceite. (Bauget, 2005)	43
1.50. Comparación de los datos experimentales y calculados de la producción de gas. (Bauget, 2005)	43
1.51. Predicción del comportamiento de producción para un abatimiento pequeño de presión. (Bauget, 2005)	44
1.52. Resultados de laboratorio y estimación de la permeabilidad relativa del gas para diferentes abatimientos de presión. (Bauget, 2005)	44
2.1. Yacimiento con empuje lateral de agua. (Tarek, 2006)	51
2.2. Modelo de yacimiento lineal, (a) vista de planta (b) sección transversal. (Dake, 1998)	53
2.3. Ilustración de la diferencia entre un desplazamiento estable e inestable, bajo condiciones de flujo segregado, en un yacimiento inclinado. (a) Estable, $G > M_r - 1$; $M_r > 1$; $\beta < \theta$ (b) Estable; $G > M_r - 1$; $M < 1$; $\beta > \theta$ (c) Inestable; $G < M_r - 1$. (Dake, 1998)	54

2.4. Resultados de la simulación numérica para el avance de agua hacia un pozo parcialmente penetrante. (A. Kumar, 2004)	56
2.5. Producción del corte de agua, datos de la simulación numérica. (A. Kumar, 2004)	57
2.6. Curvas de declinación de Arps, (1944)	58
2.7. Curvas tipo de Fetkovich. (1980)	59
2.8. Curvas tipo de Fetkovich-McCray, para la variación del gasto adimensional q_{Dd} con respecto al tiempo adimensional t_{Dd} . (1990)	62
2.9. Curvas tipo integral de McCray, para la variación del gasto adimensional q_{Dd} con respecto al tiempo adimensional t_{Dd} . (1990)	62
2.10. Comportamiento de la producción aceite-agua del ejemplo del método del gasto recíproco. (Blasingame, 2007)	64
2.11. Gráfica cartesiana de los datos de producción del ejemplo del método del gasto recíproco. (Blasingame, 2007)	64
2.12. Gráfica doble logarítmica de los datos de producción del ejemplo del método del gasto recíproco. (Blasingame, 2007)	65
2.13. Comparación del efecto de la presión de confinamiento en la compresibilidad de poro de muestras de roca Wackestone, y de arenisca Berea. (Harari, 1995)	66
2.14. Comportamiento de la compresibilidad del volumen poroso en función del esfuerzo efectivo para diferentes valores de porosidad secundaria. (León Ventura, 2002)	67
2.15. Comportamiento de la porosidad en función de la presión de confinamiento efectivo para una muestra de núcleo de diámetro completo, (Herrera, 2007)	68
2.16. Diferencia entre permeabilidades de fractura y matriz medidas con gas. (Herrera, 2000)	68
2.17. Diferencia entre permeabilidades de fractura y matriz medidas con aceite. (Herrera, 2000)	69
2.18. Representación esquemática de la distribución de los fluidos de un yacimiento bajo la combinación de diferentes empujes. (Pirson, 1958)	70
2.19. Coexistencia de las fases de gas y líquido, a) interface plana b) burbuja de gas. (Bauget, 2002)	78
2.20. Las moléculas sólidas absorbidas por la interface forman una capa sólida. (Bauget, 2002)	79
2.21. Principio de entrapamiento y crecimiento del gas en una hendidura cónica. (Bauget, 2002) ...	81
3.1. Comportamiento volumétrico del fluido del campo Edda de estudio pVT de laboratorio. (Fetkovich, 1986)	85
3.2. Comportamiento de la producción de aceite y relación de gas - aceite instantáneo del pozo C-9 en función del tiempo. (Fetkovich, 1986)	85
3.3. Ajuste de los datos de producción de aceite del pozo C-9 con las curvas tipo. (Fetkovich, 1986)	86
3.4. Comportamiento de la presión obtenida calculada comparada con la presión medida del pozo C-9. (Fetkovich, 1986)	87

3.5. Comportamiento de la relación de la permeabilidad gas–aceite del pozo C–9. (Fetkovich, 1986)	87
3.6. Curvas de las permeabilidades relativas gas–aceite del pozo C–9. (Fetkovich, 1986)	88
3.7. Mapa estructural del campo en estudio	89
3.8. Comportamiento volumétrico del fluido del yacimiento del estudio pVT de laboratorio	91
3.9. Envoltente de fase, ajuste de la ecuación de estado usando Eclipse, modulo PVTi	91
3.10. Comportamiento de producción promedio mensual de aceite y <i>RGA</i> del campo	92
3.11. Ubicación estructural de los pozos	93
3.12. Comparación de producción de los pozos 01 y 06	93
3.13. Curvas tipo con modelo de empuje de agua. (FAST RTA, 2010)	95
3.14. Modelo radial con empuje lateral de agua. (FAST RTA, 2010)	96
3.15. Datos de presión de fondo fluyendo y presión promedio del yacimiento	96
3.16. Ajuste de los datos de producción total de aceite, usando el paquete RTA de Fekete	97
3.17. Gastos de producción del campo en función del volumen acumulado de aceite	99
3.18. Recíproco del gasto de producción del campo en función del tiempo de balance de materia, gráfica cartesiana	100
3.19. Recíproco del gasto de producción del campo en función del tiempo de balance de materia, gráfica doble logarítmica	100
3.20. Ajuste de los datos de producción total del campo con la ecuación de balance de materia usando <i>Mbal</i>	102
3.21. Fracción de aporte de los mecanismos de empuje. (<i>Mbal</i> , ver. 9.3)	103
3.22. Comportamiento de la compresibilidad del volumen poroso secundario y de matriz	104
3.23. Ajuste de los datos de producción total del campo con la ecuación de balance de materia usando hoja de cálculo con programación visual basic	105
3.24. Porcentaje de aporte de los mecanismos de empuje usando hoja de cálculo con programación visual basic	106
C.1. Corte transversal del yacimiento	122
E.1. Ajuste de los datos de producción de aceite del pozo 1, usando el paquete RTA de Fekete ..	129
E.2. Ajuste de los datos de producción de aceite del pozo 2, usando el paquete RTA de Fekete ...	130
E.3. Ajuste de los datos de producción de aceite del pozo 3, usando el paquete RTA de Fekete ...	130
E.4. Ajuste de los datos de producción de aceite del pozo 4, usando el paquete RTA de Fekete ...	131
F.1. Gastos de producción en función del volumen acumulado de aceite del pozo 1	134
F.2. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia, datos del pozo 1, gráfica cartesiana	134
F.3. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia, datos del pozo 1, gráfica doble logarítmica	135
F.4. Gastos de producción en función del volumen acumulado de aceite del pozo 3	135

F.5. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia, datos del pozo 3, gráfica cartesiana	135
F.6. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia, datos del pozo 3, gráfica doble logarítmica	136
F.7. Gastos de producción en función del volumen acumulado de aceite del pozo 4	136
F.8. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia, datos del pozo 4, gráfica cartesiana	137
F.9. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia, datos del pozo 4, gráfica doble logarítmica	137
F.10. Gastos de producción en función del volumen acumulado de aceite del pozo 2	138
F.11. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia; datos del pozo 2, gráfica cartesiana	138
F.12. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia, datos del pozo 2, gráfica doble logarítmica	138
F.13. Gastos de producción en función del volumen acumulado de aceite del pozo 5	139
F.14. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia, datos del pozo 5, gráfica cartesiana	139
F.15. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia, datos del pozo 2, gráfica doble logarítmica	140
G.1. Diagrama de flujo para la solución de la ecuación de balance de materia para un yacimiento volumétrico bajosaturado	149
G.2. Diagrama de flujo para la solución de la ecuación de balance de materia para un yacimiento con entrada de agua	152
G.3. Tipos de sistemas de flujo para definir la ecuación de gasto de agua	153
G.4. Comportamiento de la longitud del acuífero en función del tiempo	156
G.5. Comportamiento de las presiones del yacimiento, acuífero y contacto agua-aceite	155
H.1. Representación de una burbuja ramificada. (F. Bauguet, 2005)	159

Lista de tablas

1.1. Datos de la composición y presión de saturación de los fluidos a 38 °C. Experimento del tipo de roca. (Firoozabadi, 1992)	6
1.2. Propiedades del empaque de arena y del aceite para analizar el efecto del gasto de producción de aceite. (Kumar, 2000)	14
1.3. Propiedades del empaque de arena y de los aceites para analizar el efecto de la viscosidad del líquido. (Firoozabadi, 1999)	19
1.4. Propiedades del empaque de arena y fluido para analizar el efecto de la saturación inicial de agua. (Firoozabadi, 2001)	24
1.5. Propiedades del empaque de arena y de los fluidos para analizar el efecto de la temperatura. (Firoozabadi, 2001)	29
1.6. Propiedades del empaque de arena y de los fluidos para analizar el efecto de la relación de solubilidad del gas en el aceite. (Firoozabadi, 2001)	34
1.7. Propiedades físicas del medio poroso y de los fluidos para analizar el efecto de la presión de confinamiento. (Vaca, 2001)	37
1.8. Propiedades físicas del medio poroso y del fluido para analizar el efecto del abatimiento de la presión. (Bauget, 2005)	42
2.1. Ecuaciones para calcular el índice de productividad del acuífero, método de Fetkovich	75
3.1. Análisis composicional del estudio pVT de laboratorio del fluido del campo Edda. (Fetkovich, 1986)	84
3.2. Análisis composicional del estudio pVT de laboratorio del campo en estudio	90
3.3. Datos y resultados de la prueba de presión del pozo 6	93
3.4. Propiedades del yacimiento y de los fluidos.....	94
3.5. Propiedades del acuífero y del agua	94
3.6. Resultados del análisis de curvas de declinación usando curvas tipo para los datos de producción total.....	97
3.7. Resultados del análisis del método del gasto recíproco.....	101
3.8. Tipo de desplazamiento para el segundo periodo de producción con base en la comparación del número de gravedad adimensional con respecto a la relación de movilidad relativa	107
3.9. Valores de los parámetros adimensionales y la recuperación porcentual del aceite a la irrupción de agua, calculados con la correlación de Kumar	108
C.1. Gastos de producción promedio durante el segundo periodo de producción	122
G.1. Método de tabulación iterativa de Pirson para resolver la ecuación de balance de materia para un yacimiento volumétrico.....	148

G.2. Datos requeridos para resolver la ecuación de balance de materia para un yacimiento volumétrico bajosaturado	150
G.3. Método de tabulación iterativa de Pirson para resolver la ecuación de balance de materia para un yacimiento con entrada de agua, columnas 1 a la 10.....	151
G.4. Método de tabulación iterativa de Pirson para resolver la ecuación de balance de materia para un yacimiento con entrada de agua, columnas 11 a la 18. (Continuación de la tabla G.3.)	151
G.5. Datos requeridos, además los datos de la tabla G.2, para resolver la ecuación de balance de materia para un yacimiento con entrada de agua.....	153

Introducción

Bajo la influencia de la reducción de la presión de un yacimiento naturalmente fracturado la producción de aceite pesado se debe principalmente a tres mecanismos de empuje, la compresibilidad del volumen poroso, la entrada de agua proveniente de un acuífero adyacente y al empuje por el gas disuelto liberado; este último proceso de empuje es quizás el mecanismo menos comprendido de los diferentes procesos de recuperación primaria.

Cuando un aceite de bajo encogimiento a condiciones de bajosaturación se produce de un yacimiento carbonatado, el espacio poroso desocupado se llena rápidamente por la misma roca de la formación debido a un proceso de compactación de la porosidad secundaria, los cuales son causados por el aumento en los esfuerzos de sobrecarga y compresionales que se aplican sobre la formación; tal comportamiento reduce significativamente el valor de la permeabilidad efectiva de los fluidos, contribuyendo con ello a la retención de la fase de gas en el yacimiento y favoreciendo significativamente a la recuperación de aceite.

Para un valor alto de la permeabilidad de la formación, el abatimiento de la presión recorre rápidamente todo el sistema hidráulicamente comunicado, por lo que simultáneamente al efecto de la compresibilidad del volumen poroso se agrega la expansión del acuífero adyacente en forma de entrada de agua. La cantidad de entrada de agua para la etapa inicial de la producción dependerá del comportamiento de la compresibilidad de la formación. Para un yacimiento bajosaturado el empuje fuerte de un acuífero logra una recuperación final muy significativa debido a que mantiene un abatimiento pequeño de la presión del yacimiento retrasando con ello la presión de saturación.

Análisis de pruebas de laboratorio en medios porosos usando la técnica de empuje de gas en solución muestran que el comportamiento de la fase de gas cuando la presión de un aceite bajosaturado es disminuido a presiones inferiores que la presión de saturación presenta un fenómeno de desequilibrio. En tal proceso, el aceite pasa de

un estado bajosaturado a un estado supersaturado en la cual la fase de gas no muestra señales de crecimiento significativo. Por lo tanto, las curvas de permeabilidad relativa gas–aceite obtenidas no proporcionan parámetros de flujo representativos de las condiciones dinámicas del yacimiento; además la representatividad de la porosidad secundaria de un yacimiento carbonatado sobre un volumen de roca muy pequeño es limitada.

Entonces, para poder entender el comportamiento de la fase de gas se analizan los datos de producción de los experimentos de laboratorio y de campo; los datos de campo son analizados a través de diferentes métodos analíticos. El análisis servirá para determinar las curvas de permeabilidad relativa gas–aceite, con el objetivo de proporcionar la apariencia real que adquieren estas curvas, con lo cual se podrá mejorar la interpretación para una predicción más confiable con los métodos tradicionales.

Capítulo 1

Factores que modelan las curvas de permeabilidades relativas gas–aceite

La medición realizada en un laboratorio usando una muestra de la roca de la formación (un núcleo), es el método más confiable para la predicción de las permeabilidades relativas gas–aceite. Dentro de los experimentos realizados en núcleos existen diferentes técnicas; el régimen no estacionario, es una técnica de desplazamiento dinámico la cual determina la permeabilidad relativa por el desplazamiento de una fase por otra fase no miscible en un medio poroso, su tiempo requerido de análisis es prácticamente corto. En la técnica de régimen estacionario se inyectan de manera simultánea al núcleo dos o tres fluidos no miscibles con relaciones específicas de volumen hasta lograr una caída de presión constante, este proceso experimental requiere un tiempo relativamente largo con respecto a la técnica de régimen no estacionario. La técnica de centrifuga, simplifica y acelera el tiempo experimental para obtener curvas completas de permeabilidades relativas, debido al mecanismo de centrifugado que este ejerce se generan caídas de presión grandes.

La técnica de laboratorio que más se acerca a las condiciones de un yacimiento con empuje de gas en solución es la técnica que lleva el mismo nombre; en donde los hidrocarburos son inyectados al núcleo a presiones superiores a la presión de saturación, posteriormente se abate la presión y los volúmenes producidos de aceite y gas son medidos. Sin embargo, debido a que el abatimiento de la presión es mayor que el presentado en la producción de un yacimiento, el aceite presentará el fenómeno de supersaturación, dicho de otra manera, el aceite tendrá más gas en solución que el determinado a condiciones de equilibrio por un estudio pVT (relación presión–Volumen–Temperatura de un fluido). Esto explicaría del porque, bajo condiciones de laboratorio, la eficiencia del desplazamiento del aceite es más alta que las mostradas en un yacimiento.

Considerando lo anterior, los resultados de laboratorio mostrados en este capítulo para estudiar el comportamiento de la fase de gas corresponden a la aplicación de la técnica de empuje del gas en solución sobre diferentes medios porosos.

1.1 Análisis del comportamiento de la fase de gas

El comportamiento de la fase de gas caracterizado por la supersaturación, s , la saturación crítica de gas, S_{gc} , y la movilidad del gas, λ_g , son parámetros poco comprendidos en el estudio de un yacimiento de aceite pesado. Diferentes experimentos de laboratorio fueron realizados para estudiar la nucleación, crecimiento y el flujo de la fase de gas de un aceite pesado contenido en un medio poroso bajo un empuje de gas en solución, analizando con ello el efecto sobre las tres propiedades principales del gas (s , S_{gc} y λ_g) al variar diferentes parámetros como: tipo de roca, tensión interfacial, σ , gasto de producción, q , viscosidad del aceite, μ_o , saturación inicial de agua, S_{wi} , temperatura, T , relación de solubilidad del gas, R_s , presión efectiva de confinamiento y abatimiento de la presión.

Una arena limpia de Ottawa con tamaños diferentes de grano, fue usada para simular el medio poroso en los experimentos. La arena fue empacada dentro de un portanúcleo que tiene un diámetro interno de 6.35 cm., y una longitud de 60.00 cm. Un esquema del equipo usado en laboratorio se muestra en la **fig. 1.1**, su componente principal es un portanúcleo transparente (1), el cual fue colocado sobre un soporte que puede ser rotado 180°, en donde los fluidos son producidos por la parte de arriba. La celda visual se localiza en la parte alta del portanúcleo, la cual permite observar el inicio del flujo de gas. Una bomba ISCO (2) la cual está conectada a la salida del portanúcleo fue usada para controlar el abatimiento de la presión a través del pistón desarrollando una expansión volumétrica dentro del empaque de arena a un gasto constante o variable. A la entrada y salida del portanúcleo, están colocados unos transductores de presión para medir las presiones de fondo y de la parte alta del portanúcleo. Dos transductores de presión diferencial fueron colocados a la mitad del portanúcleo para medir la caída de presión. El portanúcleo, los transductores de presión y la bomba 1, fueron colocados en un cuarto que se encuentra a una temperatura constante, dos sensores térmicos en ambos lados del portanúcleo miden y controlan la temperatura a

través de una computadora. Un cilindro para presiones altas (5) fue usado para la preparación e inyección del aceite, la cual está conectada a una bomba ISCO (4). Un separador gas-aceite (6) fue instalado para medir la producción de ambos fluidos. Una computadora (11) fue usada para adquirir y almacenar los datos de presión y temperatura de manera automática.

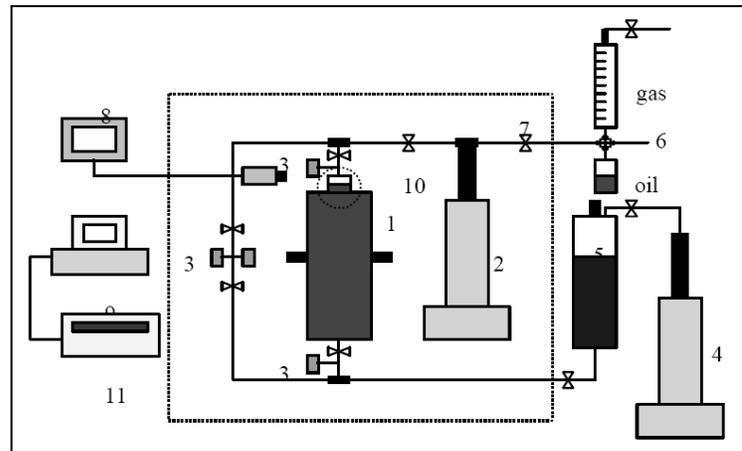


Fig. 1.1. Esquema del equipo de laboratorio para los experimentos de Firoozabadi y colaboradores.

El fenómeno de supersaturación observado en pruebas experimentales de laboratorio se define como la diferencia de presiones entre la presión del líquido a la cual las fases de líquido y gas están en equilibrio y la presión del líquido a la cual esta supersaturado, $s = p_e - p$. La presión de supersaturación crítica de gas para la nucleación de burbujas a condiciones isotérmicas se define como la presión a la cual ocurre la nucleación de las burbujas de gas.

1.1.1 Efecto del tipo de roca

El tipo de roca del yacimiento tiene un efecto muy pronunciado sobre la recuperación final. En general, las arenas y areniscas muestran altas recuperaciones más que las calizas y dolomías. La recuperación de las arenas y areniscas generalmente disminuye con el incremento en la cementación y en la consolidación, mientras que la recuperación de aceite en calizas y dolomías es más alta para rocas intergranulares, y disminuye para una roca con doble porosidad. Para el efecto causado por el tipo de roca, se presentan dos estudios, el realizado por Arps y Roberts, y el estudio de laboratorio de Firoozabadi.

Arps y Roberts^{1*} presentaron una comparación de las curvas de la relación de permeabilidades relativas gas–aceite de yacimientos con diferentes tipos de roca, la cuales son mostradas en la **fig. 1.2** para arenas y areniscas y en la **fig. 1.3** para formaciones de calizas, dolomías y chert.

Arps propuso curvas mínimas, máximas y promedio las cuales clasifican la calidad de la roca del yacimiento. Se puede observar que para las areniscas estas curvas se localizan dentro de un rango estrecho, y para las calizas el rango es más amplio. Para las curvas de las arenas y areniscas tres casos son seleccionados, los cuales son indicados sobre la **fig. 1.2** con líneas gruesas y los cuales son considerados para representar el rango posible proporcionando una relación de permeabilidades relativas máxima, mínima y un promedio. La curva máxima tiene un comportamiento típico de arenas no consolidadas, mientras que la curva mínima es más representativa de areniscas altamente cementadas. La curva promedio puede ser considerada típica de arenas consolidadas o areniscas.

Para formaciones de calizas, dolomías y chert de la **fig. 1.3** la separación en las curvas es más amplia. La roca chert fracturada tiende a ser escalonada y la más desfavorable. En el otro extremo del rango, aparentemente no hay casos definidos para el caso de la curva máxima. La presencia de porosidad intergranular en calizas parece un punto favorable a la curva. La curva seleccionada como promedio tiende a ser típica de calizas vulgares.

*El superíndice indica el número de la referencia, la cual se muestra al final del documento.

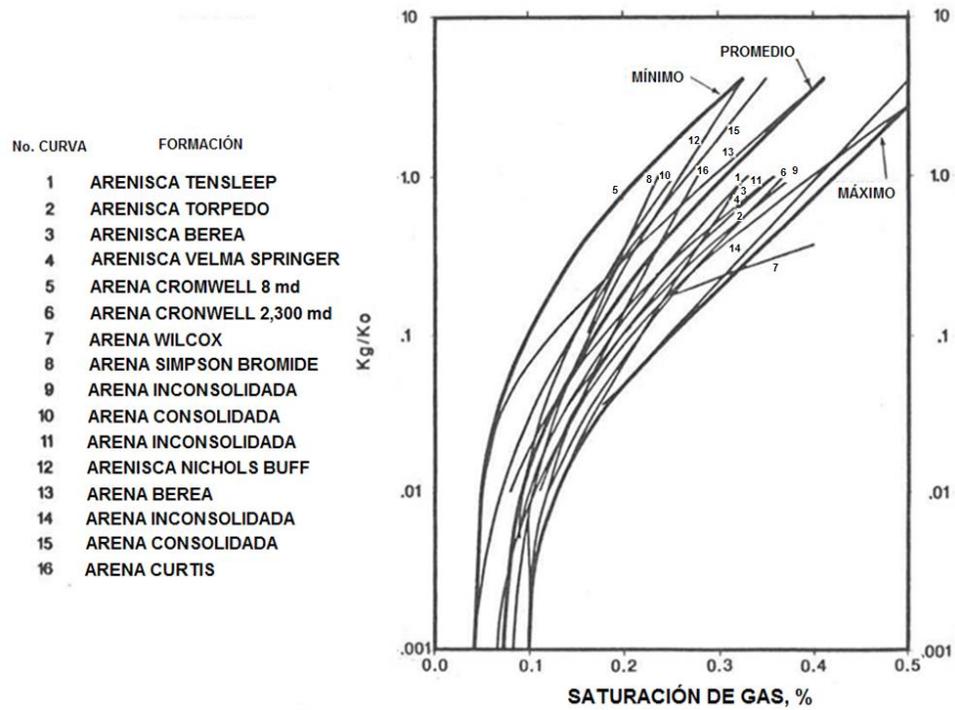


Fig. 1.2. Relación de permeabilidades gas-aceite en función de la saturación de gas, para arenas y areniscas. (Arps y Roberts, 1955).

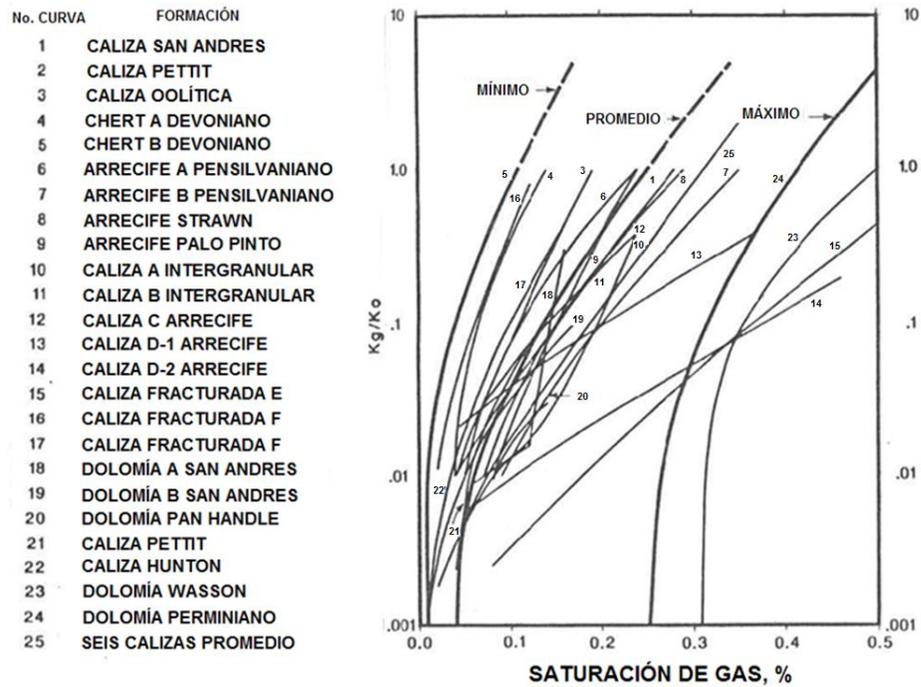


Fig. 1.3. Relación de permeabilidades gas-aceite en función de la saturación de gas, para calizas, dolomías y chert. (Arps y Roberts, 1955).

El estudio realizado por Firoozabadi¹⁶ reporta los efectos causados por dos tipos de roca sobre la saturación crítica de gas y la supersaturación, arenisca Berea ($\phi = 22.3\%$ y $k = 605$ md) y una muestra de roca chalk de un afloramiento ($\phi = 40.4\%$ y $k = 2.7$ md) para una temperatura de $38\text{ }^{\circ}\text{C}$. Los fluidos, ver **tabla 1.1**, presentan dos tensiones superficiales, σ , de 13 y 2.1 dina/cm., los fluidos 1 y 3 fueron usados para las pruebas de alta σ , y los fluidos 2 y 4 para las pruebas de baja σ . La ecuación de estado de Peng Robinson fue usada para calcular el comportamiento volumétrico de los fluidos. El equipo de laboratorio tiene la misma configuración de la **fig. 1.1**, a excepción que, el portanúcleo es de un material no transparente.

Tabla 1.1. Datos de la composición y presión de saturación de los fluidos a $38\text{ }^{\circ}\text{C}$. Experimento del tipo de roca. (Firoozabadi, 1992)

Fluido	Composición	p_b [lb/pg ²]
1	C1 28.52%, C2 0.02%, C10 71.46%	1,056
2	C1 65.14%, C2 0.22%, C10 34.29%, n-C11 0.35%	3,629
3	C1 29.98%, C2 0.02%, C10 70.00%	1,121
4	C1 65.65%, C2 0.05%, C10 34.30%	3,638

La **fig. 1.4** muestra los resultados de las pruebas 6 y 7 con arenisca Berea, fluido 1 de alta σ con una expansión volumétrica $q_i = 1.44\text{ cm}^3/\text{día}$. La línea sólida representa el comportamiento volumétrico a condiciones de equilibrio calculado con la ecuación de estado; comparándolo con los datos medidos de las pruebas se observa que, en la región de bajosaturación los datos medidos siguen la misma tendencia que los datos calculados con la ecuación de estado. Pero, para presiones inferiores a la presión de saturación, los datos medidos tienen el mismo comportamiento como en la región de bajosaturación, implicando que el fluido en el medio poroso tenga la misma compresibilidad que la del líquido, a este comportamiento se le conoce como supersaturación, y es en este momento cuando el sistema se encuentra en condiciones de desequilibrio. Al llegar a la presión de $1,013\text{ lb/pg}^2$, la presión comienza a incrementarse debido a la formación de la fase de gas, hasta llegar a una cierta presión, para después mostrar una ligera declinación de la presión. El último punto (designado por un círculo abierto) corresponde a la saturación de gas a la cual se observa la producción de gas a través de la celda visual. Las dos pruebas realizadas con las

mismas muestras de roca y fluido muestran un comportamiento similar. Los valores obtenidos de saturación crítica del gas para las pruebas 6 y 7, son de 1.4% y 1.3%, respectivamente.

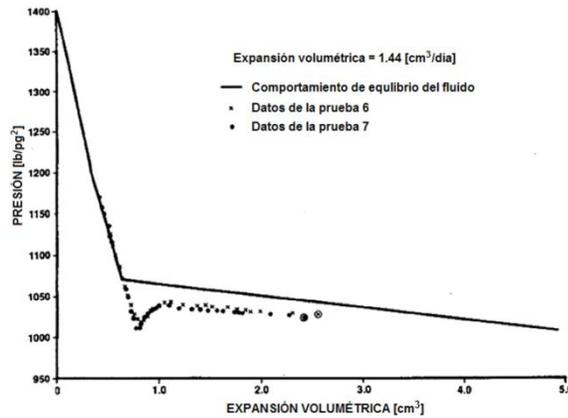


Fig. 1.4. Presión promedio en función de la expansión volumétrica de fluido 1 de alta σ , pruebas 6 y 7 con arenisca Berea. Experimento del tipo de roca. (Firoozabadi, 1992).

La **fig. 1.5** muestra los resultados de la prueba 8 con arenisca Berea, fluido 1 de alta σ con $q_i = 7.2 \text{ cm}^3/\text{día}$. Para esta prueba al llegar a una presión de 985 lb/pg², presión menor que para las pruebas 6 y 7, la presión comienza a incrementarse debido a la expansión de la fase de gas. El último punto muestra la saturación de gas a la cual se observó su producción a través de la celda visual, entonces la saturación crítica de gas es del 2%.

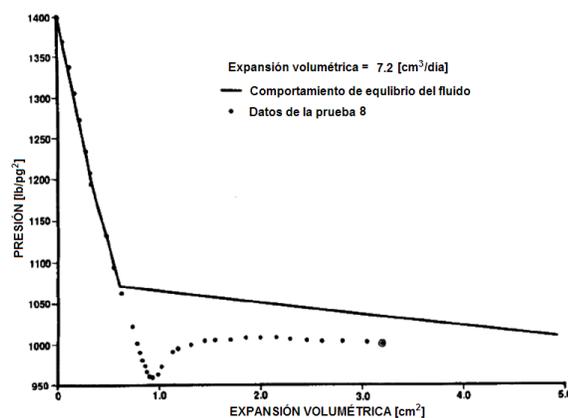


Fig. 1.5. Presión promedio en función de la expansión volumétrica de fluido 1 de alta σ , prueba 8 con arenisca Berea. Experimento del tipo de roca. (Firoozabadi, 1992).

La **fig. 1.6** muestra los resultados de la prueba 10 con arenisca Berea, fluido 2 de baja σ con $q_i = 1.44 \text{ cm}^3/\text{día}$. Los datos muestran que el fluido se mantiene supersaturado hasta una presión de $3,600 \text{ lb/pg}^2$, posteriormente la presión no presenta un incremento por la expansión de gas, además, se observa que la presión de supersaturación comenzó a ser despreciable para valores posteriores de la expansión volumétrica. La saturación crítica de gas fue de 1.1%. Una comparación del comportamiento volumétrico de los fluidos 1 y 2, implica que un valor alto de la tensión interfacial resultará en un valor alto de la supersaturación crítica.

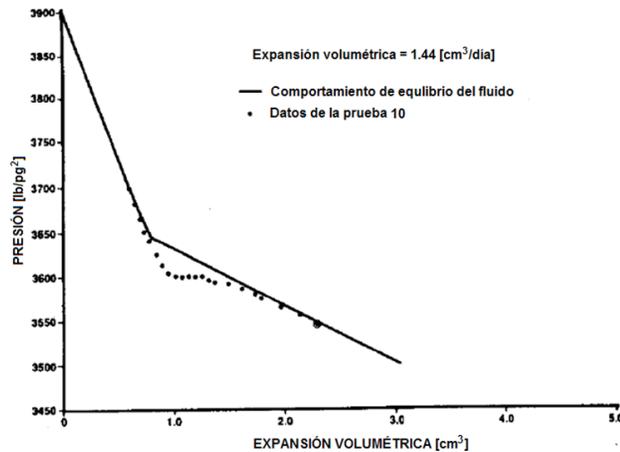


Fig. 1.6. Presión promedio en función de la expansión volumétrica de fluido 2 de baja σ , prueba 10 con arenisca Berea. Experimento del tipo de roca. (Firoozabadi, 1992).

La **fig. 1.7** muestra los resultados de las pruebas 12 y 14 con arenisca Berea, fluido 2 de baja σ con $q_i = 7.2 \text{ cm}^3/\text{día}$. Los datos del fluido bajosaturado siguen la misma tendencia que los datos calculados con la ecuación de estado. El valor de la presión crítica de supersaturación es de $3,550 \text{ lb/pg}^2$, siendo un valor de 100 lb/pg^2 inferior al de la presión de saturación, posteriormente la presión muestra un ligero incremento, para después iniciar una declinación de la presión, durante la cual la presión de supersaturación disminuye; por lo que la saturación crítica de gas es de 1.5%.

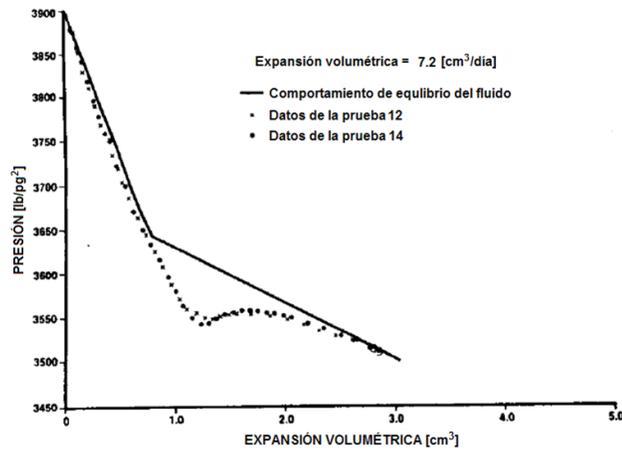


Fig. 1.7. Presión promedio en función de la expansión volumétrica de fluido 2 de baja σ , pruebas 12 y 14 con arenisca Berea. Experimento del tipo de roca. (Firoozabadi, 1992).

Los fluidos 3 y 4, los cuales son similares a los fluidos 1 y 2, fueron usados para realizar los experimentos de baja y alta σ , en la muestra de roca chalk. Las **fig. 1.8** y **1.9** muestran los resultados de las pruebas 17 y 18 con el fluido 3 a una expansión volumétrica de 7.2 y 12.96 cm³/día, respectivamente. La presión máxima de supersaturación para la prueba 17 es ligeramente más alta que para la prueba 18, esta diferencia puede estar relacionada por los valores diferentes de la expansión volumétrica de cada prueba. Posteriormente se observa que la presión aumenta rápidamente, por lo que la supersaturación desaparece. Con respecto a la saturación crítica de gas para las pruebas 17 y 18, las cuales resultaron diferentes, variando de un valor mínimo de 0.6% a un valor máximo de 1.2%.

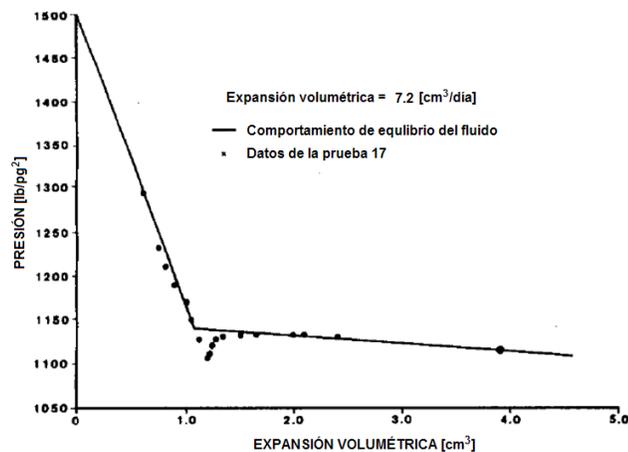


Fig. 1.8. Presión promedio en función de la expansión volumétrica de fluido 3 de alta σ , prueba 17 con roca chalk. Experimento del tipo de roca. (Firoozabadi, 1992).

Para la prueba 18, donde la expansión volumétrica es cercana a la de la prueba 8, la presión crítica de supersaturación es más alta para la prueba 8, comparando los comportamientos volumétricos de estas pruebas en las **fig. 1.5** y **1.9**, muestra que la supersaturación es más pronunciada para la arenisca Berea.

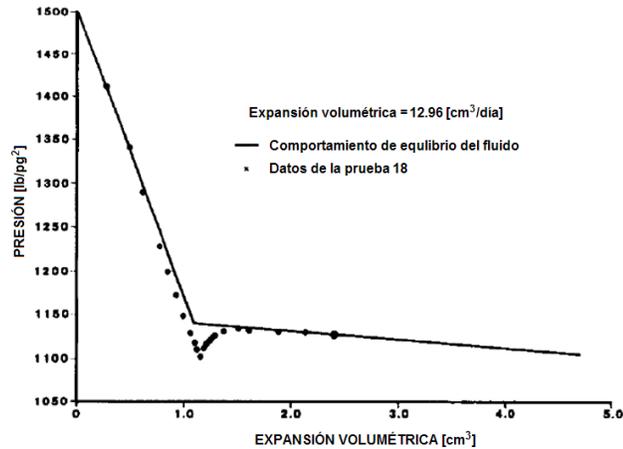


Fig. 1.9. Presión promedio en función de la expansión volumétrica de fluido 3 de alta σ , prueba 18 con roca chalk. Experimento del tipo de roca. (Firoozabadi, 1992).

El fluido 4 fue usado para realizar el experimento de baja σ sobre la roca chalk en la prueba 19, la **fig. 1.10** muestra los resultados con una $q_i = 12.96 \text{ cm}^3/\text{día}$. Como se observa en pruebas anteriores, el comportamiento volumétrico del fluido para la prueba 19, presenta una tendencia similar de declinación para valores superiores de la presión de saturación. Para valores inferiores al punto de saturación, el fluido supersaturado no se comporta como un líquido, indicando que la nucleación de burbujas puede comenzar a la presión de saturación, entonces el grado de supersaturación es significativamente menor que los obtenidos en la arenisca Berea. La saturación crítica de gas para esta prueba fue de 0.8%.

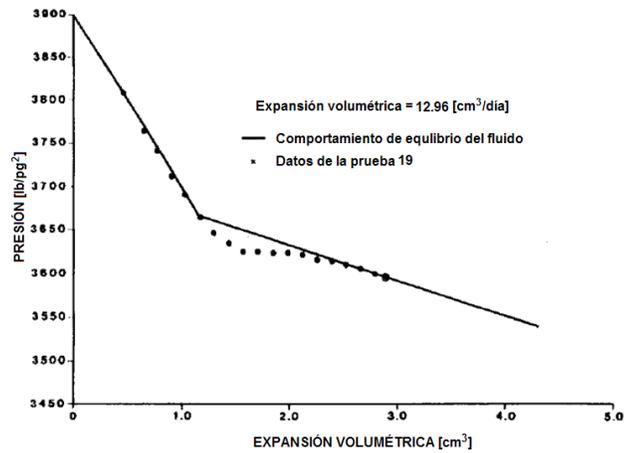


Fig. 1.10. Presión promedio en función de la expansión volumétrica de fluido 4 de baja σ , prueba 19 con roca chalk. Experimento del tipo de roca. (Firoozabadi, 1992).

La **fig. 1.11** muestra los resultados de las pruebas 20 y 22 con roca chalk, fluido 4 de baja σ con $q_i = 7.2 \text{ cm}^3/\text{día}$. Se observa que para valores superiores al de la presión de saturación los datos medidos de laboratorio tienen la misma tendencia que los valores calculados con la ecuación de estado, además, el comportamiento volumétrico es similar al de la prueba 19. La presión crítica de supersaturación de las pruebas 20 y 22 son 10 lb/pg^2 más alta que para la prueba 19, esta diferencia está relacionada a la razón de expansión volumétrica del fluido. Las saturaciones críticas de gas para las pruebas 20 y 22, son 0.7% y 0.6%, respectivamente.

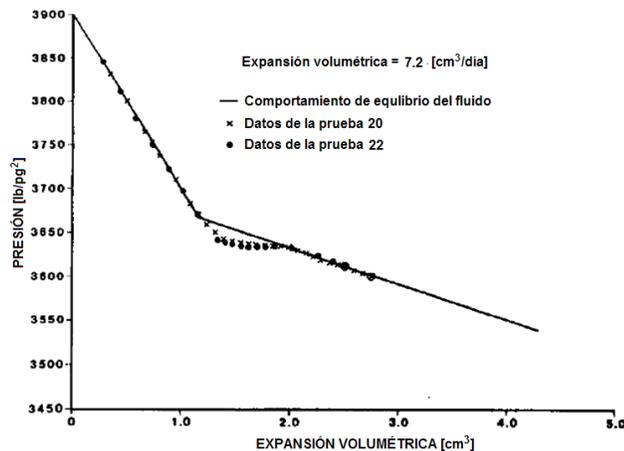


Fig. 1.11. Presión promedio en función de la expansión volumétrica de fluido 4 de baja σ , pruebas 20 y 22 con roca chalk. Experimento del tipo de roca. (Firoozabadi, 1992).

Los resultados de laboratorio, para este experimento, indican que la estructura del poro puede afectar significativamente el grado de supersaturación. Observándose un valor pequeño de la supersaturación para un medio poroso con granos pequeños. Además, la saturación crítica de gas podría estar relacionada a la supersaturación, ya que en las pruebas con un valor pequeño de la supersaturación el valor de la saturación crítica de gas fue bajo.

1.1.2 Efecto de la intensidad de fracturamiento de la formación^{13, 14}

Debido a que muchos yacimientos que poseen una roca almacén como la caliza tienen una permeabilidad de matriz baja, entonces el grado de fracturamiento usualmente determinará si el yacimiento será desarrollado, para determinar la intensidad de fractura se divide el valor de la permeabilidad efectiva del área de drenaje alrededor del pozo entre la permeabilidad efectiva de la matriz. La primera permeabilidad puede ser obtenida de las pruebas de presión o del periodo transitorio de los análisis de las curvas de declinación con curvas tipo, y la segunda permeabilidad puede ser obtenida de pruebas de laboratorio o de una correlación.

Fetkovich analizó los datos de producción del campo Edda localizado en el Mar del Norte, el cual produce un aceite ligero, con una profundidad aproximada de 3,350 m. El análisis de cinco pozos del campo muestra intensidades de fractura que varían de 28 a 6. La relación de permeabilidad gas-aceite y la permeabilidad relativa del aceite fueron obtenidas, para cada uno de los pozos, de los datos de producción, y estas fueron analizadas en función de la intensidad de fractura. Las curvas de relación de permeabilidad gas-aceite en función de la intensidad de fractura se muestran en la **fig. 1.12**. Se observa que al incrementar la intensidad de fractura la curva de permeabilidad será menos favorable para el flujo del aceite.

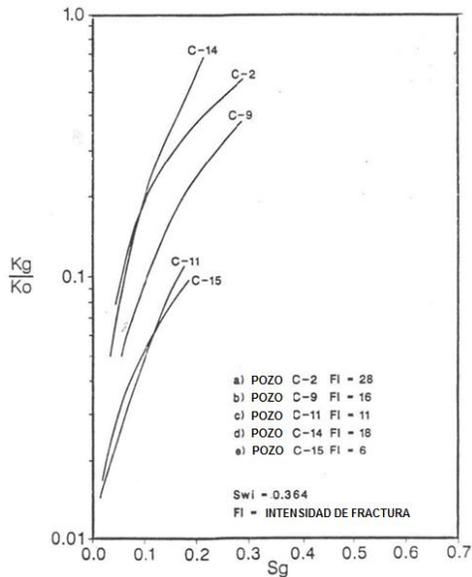


Fig. 1.12. Comparación de las curvas de relación de permeabilidad gas – aceite por cada pozo. (Fetkovich, 1985).

Las permeabilidades relativas del aceite en función de la intensidad de fractura se muestran en la **fig. 1.13**. Se observa que los pozos con una mayor intensidad de fractura generalmente tiene una curva de permeabilidad relativa del aceite más favorable. El pozo C-2 con un valor de la intensidad de fractura más alto tiene un comportamiento de la curva de permeabilidad aparentemente lineal, lo que indica que el flujo de aceite está dominado por la fractura. Por el contrario, el pozo C-5 tiene el valor más bajo, lo que indica la ausencia o poco efecto del flujo del aceite por fractura.

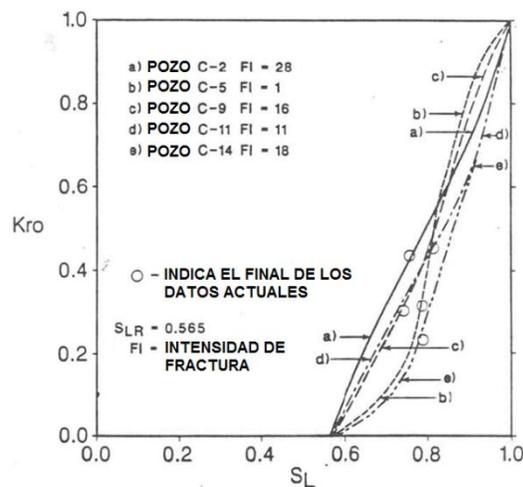


Fig. 1.13. Comparación de las permeabilidades relativas gas–aceite por cada pozo. (Fetkovich, 1985).

1.1.3 Efecto del gasto de producción de aceite²⁶

Las propiedades del empaque de arena y del fluido utilizados para este experimento son mostrados en la **tabla 1.2**. El portanúcleo para este experimento es de un material no transparente. Los gastos de producción considerados fueron de 1.92, 8.88, 72 y 288 cm³/día. Se usó el software comercial de Eclipse para ajustar los datos experimentales para determinar la permeabilidad relativa del gas. La **fig. 1.14** muestra los datos de la presión promedio en función del volumen producido de aceite. Se observa que, durante la parte inicial de la producción la presión cae rápidamente, al llegar a la presión de saturación el comportamiento de la presión sigue disminuyendo con la misma tendencia de un fluido bajosaturado. La caída de presión llega al punto de la supersaturación crítica donde se forma una fase de gas detectable, para después iniciar un ligero incremento en la presión hasta un cierto valor máximo antes que su comportamiento de declinación continúe como un fluido saturado. Las curvas generadas se aproximan a un mismo valor de la pendiente para tiempos prolongados, siendo este un comportamiento de equilibrio. Los experimentos realizados a un gasto bajo de producción logran esta condición rápidamente. Sin embargo, para gastos altos la aproximación al valor de equilibrio es gradual a un tiempo más largo.

Tabla 1.2. Propiedades del empaque de arena y del aceite para analizar el efecto del gasto de producción de aceite. (Kumar, 2000).

Empaque de arena (medio poroso)	Aceite
$\phi = 38.6\%$	$\mu_o @ c.s. = 2,477 \text{ cp}$
$k = 1.25 \text{ D.}$	$\mu_o @ c.y. = 1,100 \text{ cp}$
$k_o = 1.18 \text{ D.}$	$\gamma_o = 0.85$
$S_{cw} = 2.13 \%$	$RGA @ 25^\circ C = 15.57 \text{ v/v}$
$L_{GA} = 50 - 75 \text{ }\mu\text{m}$	$p_b = 575 \text{ lb/pg}^2$

Se puede observar que para un incremento del gasto de producción, la trayectoria de declinación de la presión será más pronunciada, aumentando con ello la etapa de desequilibrio. Esta trayectoria de la presión se atribuye al hecho que para un gasto alto de producción se tiene un menor tiempo disponible para el crecimiento de la fase de gas.

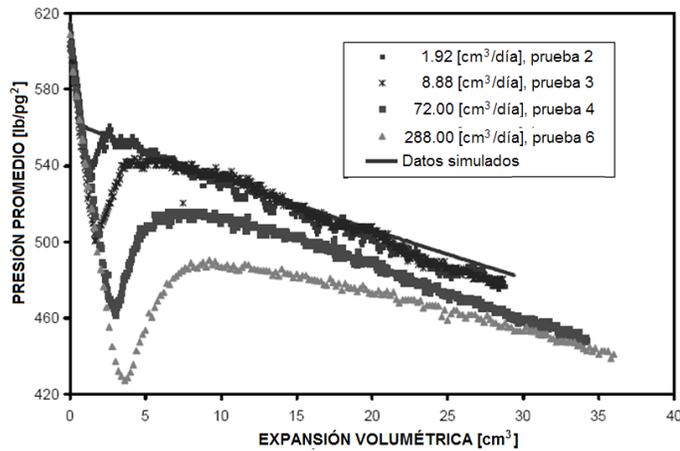


Fig. 1.14. Presión promedio en función de la expansión volumétrica, datos experimentales y simulados. Experimento del efecto del gasto de producción. (Kumar, 2000).

La presión diferencial que atraviesa el empaque de arena para los diferentes gastos de producción es mostrada en las **figs. 1.15** y **1.16**. Para gastos bajos, la primera presión diferencial se eleva abruptamente durante la fase transitoria, entonces comienza a ser constante por algún tiempo. Después, la presión diferencial empieza a incrementar, indicando la generación de la fase de gas, por lo que la movilidad del aceite disminuye, esto puede ser visto en un rango de expansión volumétrica de 2 a 13 cm³, para los gastos de 1.92 y 8.88 cm³/día.

El movimiento de la fase de gas dentro del empaque de arena es marcado por fluctuaciones en la presión diferencial, la producción de gas es indicado por la letra “a”. Cuando el valor de la saturación crítica de gas es alcanzado, indicado por una producción sostenida de gas en la celda visual, la presión diferencial tiende a ser más caótica y fluctuante con grandes frecuencias y altas amplitudes. Esto indica que el gas está fluyendo intermitentemente más que si fluyera de manera continua. Además, el valor de la presión diferencial empieza a disminuir debido a un flujo de un fluido menos viscoso en el medio poroso.

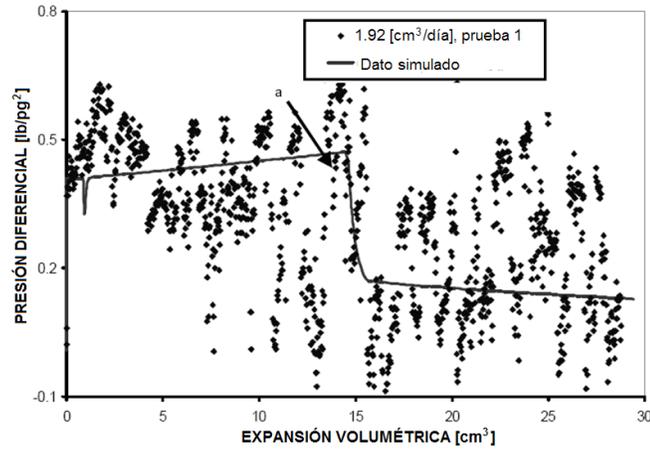


Fig. 1.15. Presión diferencial en función de la expansión volumétrica, datos experimentales y simulados de los gastos de producción de 1.92 cm³/día. Experimento del efecto del gasto de producción. (Kumar, 2000).

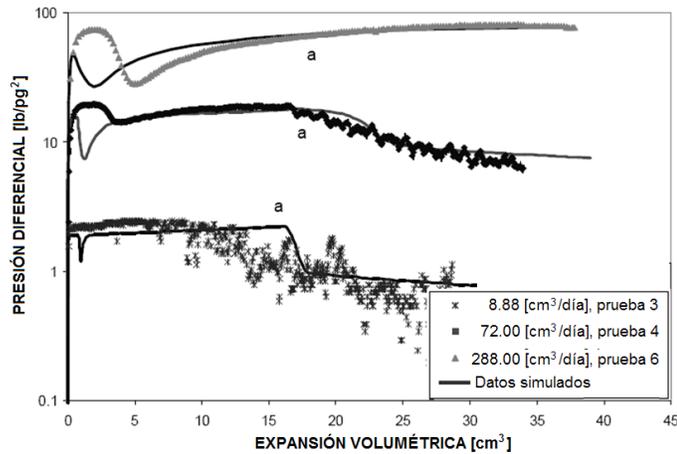


Fig. 1.16. Presión diferencial en función de la expansión volumétrica, datos experimentales y simulados de los gastos de producción de 8.88, 72 y 288 cm³/día. Experimento del efecto del gasto de producción. (Kumar, 2000).

Las gráficas 1.17 y 1.18 muestran una saturación promedio del gas y una producción de gas, ambos en función de la expansión volumétrica. Para la expansión de 1.92 cm³/día, la primera burbuja de gas en la celda visual fue observada después de los 14 cm³ de expansión, lo cual corresponde a un 3% de saturación promedio de gas, el proceso de expansión para este gasto finalizó después de 15 días cuando en la celda visual solamente se observó flujo de gas. Para la expansión de 8.88 cm³/día, la producción de gas comenzó a los 17.3 cm³ de expansión, que corresponde a un 3.4% de saturación promedio de gas, para este gasto se observó claramente la interface gas-aceite en la celda visual. Para la expansión de 72 cm³/día, el inicio de la

producción de gas fue después de los 18.8 cm^3 de expansión el cual corresponde a 3.85% de saturación promedio de gas, durante la expansión de este gasto no pudo distinguirse la interface gas-aceite, la cual fue señalada por pequeñas burbujas de gas sobre la superficie. Para la expansión de $288 \text{ cm}^3/\text{día}$, hileras de burbujas muy pequeñas fueron observadas inicialmente a una expansión volumétrica de 14 cm^3 , aún así no existe producción de gas por un tiempo, la producción sostenida de gas inicio a los 18 cm^3 de expansión, que corresponde a un 3.7% de saturación promedio de gas. Para este valor de expansión, una interface gas-aceite no muy clara fue observada en la celda visual. El espacio de gas fue completamente llenado con burbujas de gas separadas con líquido, dado que las burbujas de gas no se unieron rápidamente.

Los cambios en las pendientes de la línea indican el establecimiento de la saturación crítica de gas, como se observa en la **fig. 1.17**, en donde para todas los gastos de producción es alrededor de 3 a 4%. En la **fig. 1.18** muestra que para el gasto de $288 \text{ cm}^3/\text{día}$ existe una menor producción de gas, lo que genera una retención alta de la fase de gas en el empaque de arena. Esto indica que para la fase de gas, la resistencia al flujo incrementa con el gasto de producción, como puede ser observado en la **fig. 1.19**, donde la permeabilidad relativa del gas es menor para un gasto alto de producción.

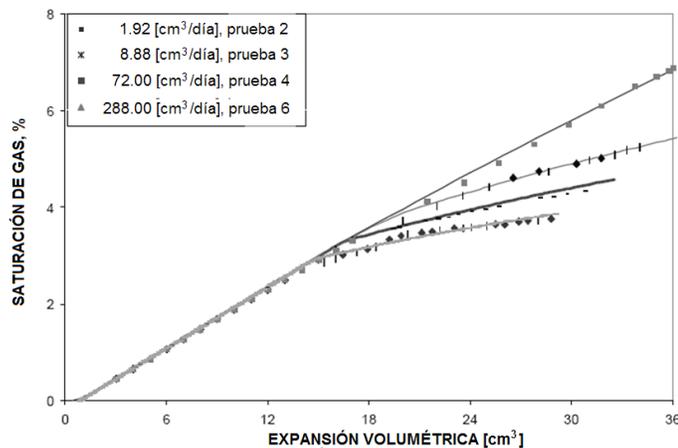


Fig. 1.17. Saturación promedio de gas en función de la expansión volumétrica, datos experimentales y simulados. Experimento del efecto del gasto de producción. (Kumar, 2000).

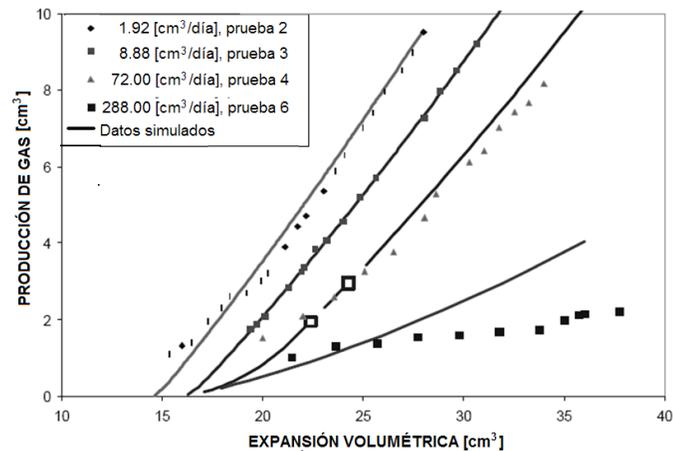


Fig. 1.18. Producción de gas en función de la expansión volumétrica, datos experimentales y simulados. Experimento del efecto del gasto de producción. (Kumar, 2000).

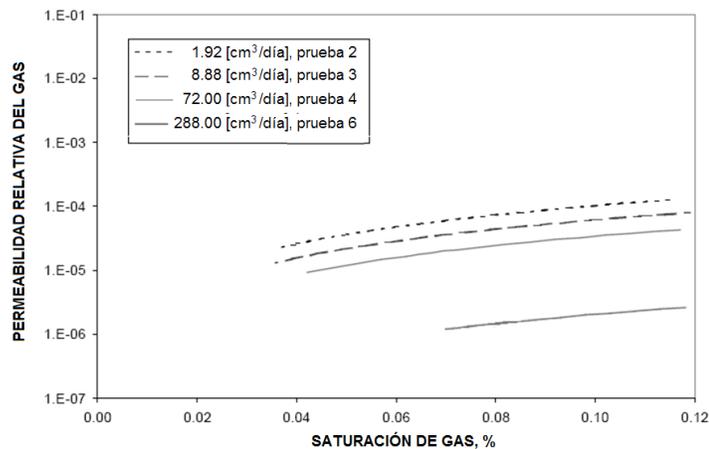


Fig. 1.19. Permeabilidad relativa del gas en función de la expansión volumétrica, datos experimentales y simulados. Experimento del efecto del gasto de producción. (Kumar, 2000).

1.1.4 Efecto de la viscosidad del líquido¹⁷

Las propiedades del empaque de arena y del fluido utilizados para este experimento son mostrados en la **tabla 1.3**. El comportamiento por empuje de gas en solución de un aceite ligero fue comparado con el de un aceite pesado, mostrando que en un aceite ligero las burbujas de gas se forman y unen muy rápidamente, creando burbujas muy grandes que fluyen en un lapso promedio de 30 minutos. El comportamiento del aceite pesado fue muy diferente, el proceso de formación, unión de las burbujas y el flujo de gas duraron aproximadamente 50 horas. La observación del aceite pesado muestra que las burbujas de gas eran de un tamaño muy pequeño y la unión entre las burbujas (sí acaso existía) fue mucho más lento.

Tabla 1.3. Propiedades del empaque de arena y de los aceites para analizar el efecto de la viscosidad del líquido. (Firoozabadi, 1999)

Empaque de arena	Aceite ligero	Aceite pesado
$\phi = 36\%$	$\mu_{o@c.s.} = 0.9 \text{ cp}$	56,000 cp
$k = 18 \text{ D.}$	$Peso \text{ molecular} = 142$	455 - 468
$L_{GA} = 212 - 355 \mu\text{m}$	$\gamma_{o@c.s.} = 0.724$	0.9854
	$R_s = 13 \text{ v/v}$	6.5 v/v

Firoozabadi usó el software comercial de Eclipse para ajustar los datos experimentales y determinar la saturación de gas. La presión promedio en función de la expansión volumétrica para el experimento con aceite ligero a un gasto constante de $10.37 \text{ cm}^3/\text{día}$, se muestran en la **fig. 1.20**, donde se aprecia inicialmente que bajo la expansión volumétrica, la presión del líquido disminuye a un valor inferior del punto de saturación, llegando a la presión crítica de supersaturación. Seguido de esto, la tendencia de declinación se invierte e inicia un incremento en la presión hasta lograr un valor máximo en una duración de 10 horas. A partir de este tiempo, la presión disminuye a una razón menor comparado con la región de una sola fase. Debido a una viscosidad baja del aceite el transductor no detecto una presión diferencial, ya que la resolución de medición era grande.

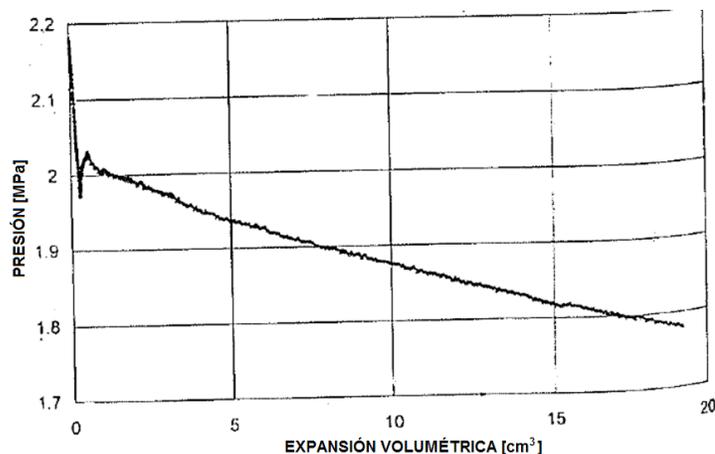


Fig. 1.20. Presión promedio en función de la expansión volumétrica para el aceite ligero. Experimento del efecto de la viscosidad del líquido. (Firoozabadi, 1999).

En la **fig. 1.21** se muestra la saturación de gas en función de la expansión volumétrica para el aceite ligero así como también los resultados de la simulación,

donde se muestra que a una saturación de gas de 0.1% dos burbujas de gas fueron observadas, cada burbuja cubría unos pocos granos de arena. A una saturación de gas de 1.5%, un flujo de gas de 50 burbujas fue observado durante dos minutos a través de la celda visual, la saturación a la cual ocurrió el flujo de gas fue considerado como la saturación crítica de gas. A esta etapa, el flujo de gas dentro de la celda visual continuó a una frecuencia de dos a cuatro veces por día. Se muestra que a partir que la saturación de gas es mayor de 1.5% el comportamiento de la curva se desvió de la tendencia de una línea recta, mostrando una reducción en la eficiencia de recuperación después de que inicio el flujo de gas. Cuando la saturación de gas logró un valor de 2.9%, el gas fue el único fluido producido.

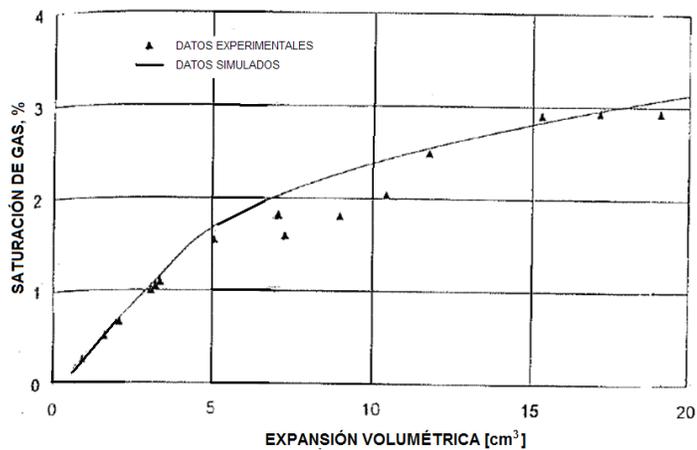


Fig. 1.21. Saturación de gas en función de la expansión volumétrica del aceite ligero, datos experimentales y simulados. Experimento del efecto de la viscosidad del líquido. (Firoozabadi, 1999).

El experimento con aceite pesado, llevado a cabo con el mismo gasto de producción que el aceite ligero, se muestra en la **fig. 1.22**, donde se gráfica la presión promedio y la diferencial de presión en función de la expansión volumétrica. Entre el proceso de nucleación y la saturación crítica de gas el aceite es la única fase fluyente y su gasto es constante e igual a la expansión volumétrica de la bomba. Después de la formación del gas en el medio poroso, inferido por el aumento en la presión diferencial, unas pocas burbujas de gas fueron observadas en la superficie del empaque de arena. El tamaño y número de las burbujas incremento con el tiempo, pero generalmente, la densidad de las burbujas para el aceite pesado fue más alta que para el aceite ligero.

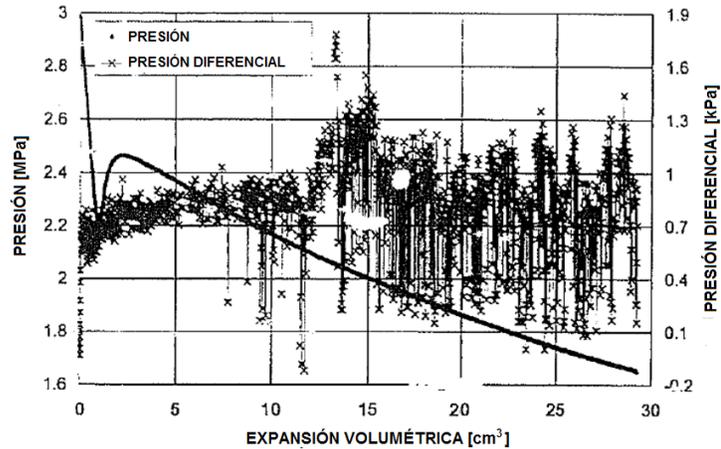


Fig. 1.22. Presión promedio y diferencial de presión en función de la expansión volumétrica del aceite pesado. Experimento del efecto de la viscosidad del líquido. (Firozabadi, 1999).

A una saturación de gas superior al 3.5%, algunas fluctuaciones de la presión diferencial fueron observadas en las lecturas de los transductores, como se observa en la figura 1.23. La fase de gas no fue detectada en la celda visual sino hasta una saturación de 4.8%, considerándose como la saturación crítica del gas. Para valores superiores al de la saturación crítica de gas, el volumen de gas incremento en la celda visual, mientras que las lecturas de la presión diferencial fueron dominadas por oscilaciones con una duración de 24 horas, las cuales están relacionadas al flujo intermitente de gas, para después disminuir el valor de la presión diferencial dado que la fase gas empezaría a fluir de manera continua en el medio poroso.

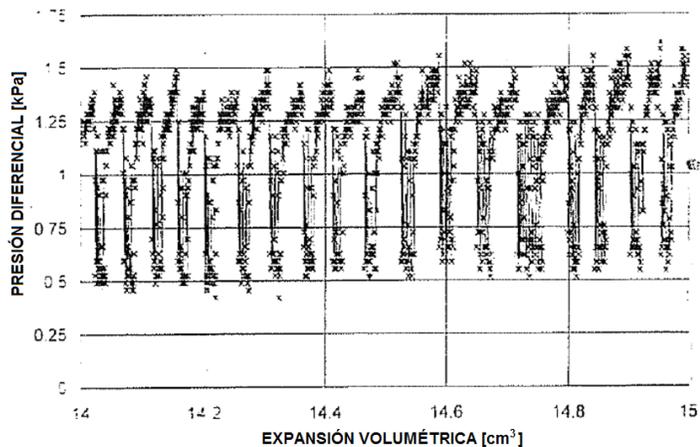


Fig. 1.23. Fluctuaciones de la presión diferencial en función de la expansión volumétrica del aceite pesado. Experimento del efecto de la viscosidad del líquido. (Firozabadi, 1999).

La prueba con el aceite negro se término a los 30 cm³ de expansión volumétrica, cuando la saturación de gas alcanzó un valor máximo de 6.6%, como se puede ver en la **fig. 1.24**, donde muestra la variación de la saturación de gas en función de la expansión volumétrica. Se puede concluir, al final de la prueba que la supersaturación inicial prácticamente desapareció, o sea, en el transcurso de un mes de esta prueba, con una caída de presión relativamente pequeña, los efectos de la supersaturación se reducen a cero. Por lo tanto, a las condiciones de campo, para caídas pequeñas de presión la importancia de los efectos de desequilibrio tiende a ser menor.

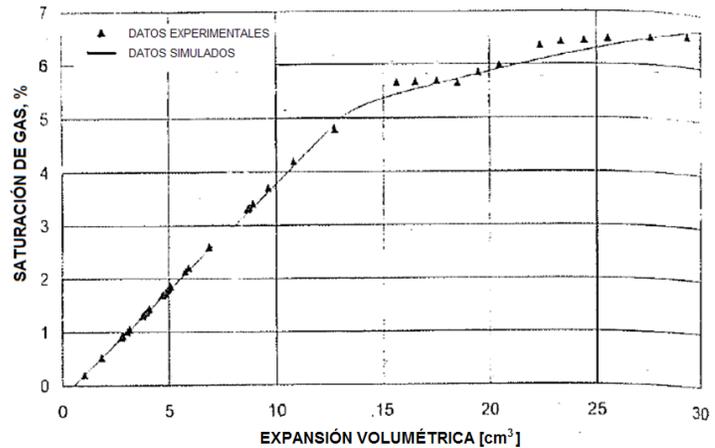


Fig. 1.24. Saturación de gas en función de la expansión volumétrica del aceite pesado. Experimento del efecto de la viscosidad del líquido. (Firoozabadi, 1999).

El flujo intermitente de gas sugiere la discontinuidad de esta fase, cuando se presenta esta discontinuidad se presenta una movilidad baja del gas. Esto es comúnmente observado en un flujo de aceite con burbujas de gas donde la movilidad del gas, la cual es discontinua por el líquido, es mucho menor que la movilidad del gas cuando este fluye de manera continúa. Para la cuantificación de la movilidad del gas, se puede despreciar el gradiente de saturación y la fuerza gravitacional; usando la **ecua. 1.1** se puede obtener la relación de permeabilidad gas-aceite,

$$\frac{k_{rg}}{k_{ro}} = \frac{\mu_g q_g}{\mu_o q_o} \dots \dots \dots (1.1)$$

Curvas suaves fueron ajustadas a través de los datos de recuperación de las **figs. 1.21 y 1.24** para estimar la k_g/k_o , tanto para el aceite ligero como del aceite pesado. El resultado se muestra en la **fig. 1.25**, la cual sugiere que la relación de permeabilidades para el aceite pesado es cinco veces menor en magnitud que para el aceite ligero.

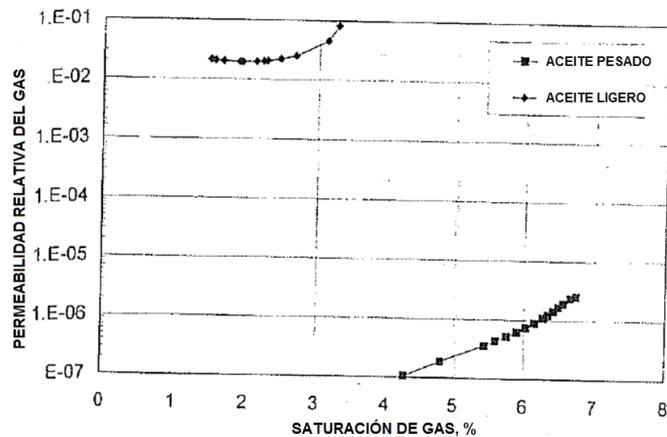


Fig. 1.25. Relación de permeabilidades relativas gas-aceite en función de la saturación de gas.

Experimento del efecto de la viscosidad del líquido. (Firoozabadi, 1999).

El estudio realizado por Firoozabadi y colaboradores para analizar el efecto causado por la diferencia en los valores de los parámetros de saturación inicial de agua, S_{iw} , temperatura, T , y relación de solubilidad del gas, R_s , son descritos a continuación para analizar la eficiencia de recuperación del aceite. El aceite utilizado para esta prueba es del campo Hamaca de Venezuela, debido a las condiciones de una alta viscosidad del aceite cada una de las pruebas tuvo una duración aproximada de 3 meses. Seis pruebas son descritas, la prueba 7 fue establecida como la prueba base. Para las pruebas 8 a la 12, se varió algún parámetro comparando los comportamientos gráficos con los de la prueba 7. Además, se propuso un modelo matemático para estimar la permeabilidad relativa gas-aceite para el empuje de gas en solución.

Para los siguientes experimentos, Firoozabadi y colaboradores desarrollaron un modelo matemático para el cálculo de las permeabilidades relativas gas-aceite con los datos obtenidos de las pruebas de laboratorio⁷. Basado sobre las características observadas de las pruebas, se asume que:

1. El flujo de gas y aceite presentan un régimen pseudoestacionario debido a que la presión diferencial que atraviesa el núcleo es prácticamente constante para un gasto de expansión dado.
2. La saturación de gas y aceite del núcleo son uniformes en todo el medio poroso, como evidencia por la observación de las burbujas de gas en la superficie del portanúcleo.
3. Se tiene flujo en una sola dirección.
4. La presión de poro de la entrada y salida del núcleo es prácticamente la misma para el sistema en estudio.

De estas suposiciones se deriva la **ecua. 1.2** para calcular la permeabilidad relativa gas-aceite, el desarrollo del modelo matemático se puede consultar en el **apéndice A.1**,

$$k_{ri} = \frac{\mu_i q_i L_n}{2kA_n (\Delta p_o + \rho_i g L_n \text{sen}\theta)} \quad \dots \dots \dots (1.2)$$

1.1.5 Efecto de la saturación inicial de agua¹⁹

Las propiedades del empaque de arena y del fluido, utilizados para este experimento son mostrados en la **tabla 1.4**. El núcleo uno fue usado para la prueba 7 y el núcleo 2 para la prueba 8.

Tabla 1.4. Propiedades del empaque de arena y fluido para analizar el efecto de la saturación inicial de agua. (Firoozabadi, 2001).

Empaque de arena		Aceite
Núcleo 1	Núcleo 2	$T = 35 \text{ }^\circ\text{C}$
$\phi = 35.6\%$	34.1%	$\mu_{o@c.s.} = 54,500 \text{ cp}$
$k = 13.7 \text{ D.}$	7.4 D.	$\rho = 8.75 \text{ }^\circ\text{API}$
$S_{wi} = 0.0 \%$	5.2%	$R_{s@c.s.} = 6.5 \text{ m}^3/\text{m}^3$
$L_{GA} = 212 - 355 \text{ }\mu\text{m}$	212 - 355 μm	$p_b = 359 \text{ lb/pg}^2$
		$c_o = 2.2 \times 10^{-5} \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1}$

El comportamiento de la presión en función de la expansión volumétrica se muestra en la **fig. 1.26**. Durante el flujo de una sola fase, las presiones disminuyeron a diferentes gradientes de presión, a 54 y 60 lb/pg²/día, hasta lograr una presión de supersaturación crítica, observando que el efecto de la S_{wi} sobre la presión de supersaturación es despreciable. Al llegar a la región de dos fases, se observa al final de la prueba una diferencia de presiones entre las dos pruebas que gradualmente incrementaba con la expansión volumétrica de los fluidos, disminuyendo más rápidamente la presión de la prueba 8. Concluyendo que el valor de la movilidad del gas es alta para un núcleo que contiene una saturación inicial de agua. El fenómeno de supersaturación desaparece por completo en el sistema.

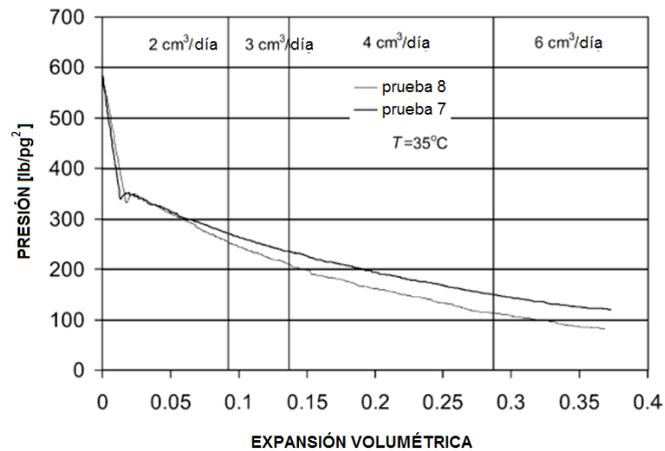


Fig. 1.26. Presión promedio en función de la expansión volumétrica, pruebas 7 y 8. Experimento del efecto de la saturación inicial de agua. (Firoozabadi, 2001).

Mientras que en el portanúcleo transparente se puede observar que, el incremento en la densidad de las burbujas de gas fue diferente para cada una de las pruebas, como se muestra en las **fig. 1.27**, donde se observa una distribución uniforme de las burbujas de gas. Para cada uno de los tres valores de expansión volumétrica, se observa una mayor densidad de burbujas en la prueba 7 que en la prueba 8, concluyendo que la S_{wi} afecta en la formación de burbujas de gas, donde al incrementar la S_{wi} disminuye la densidad en la formación de la fase de gas.

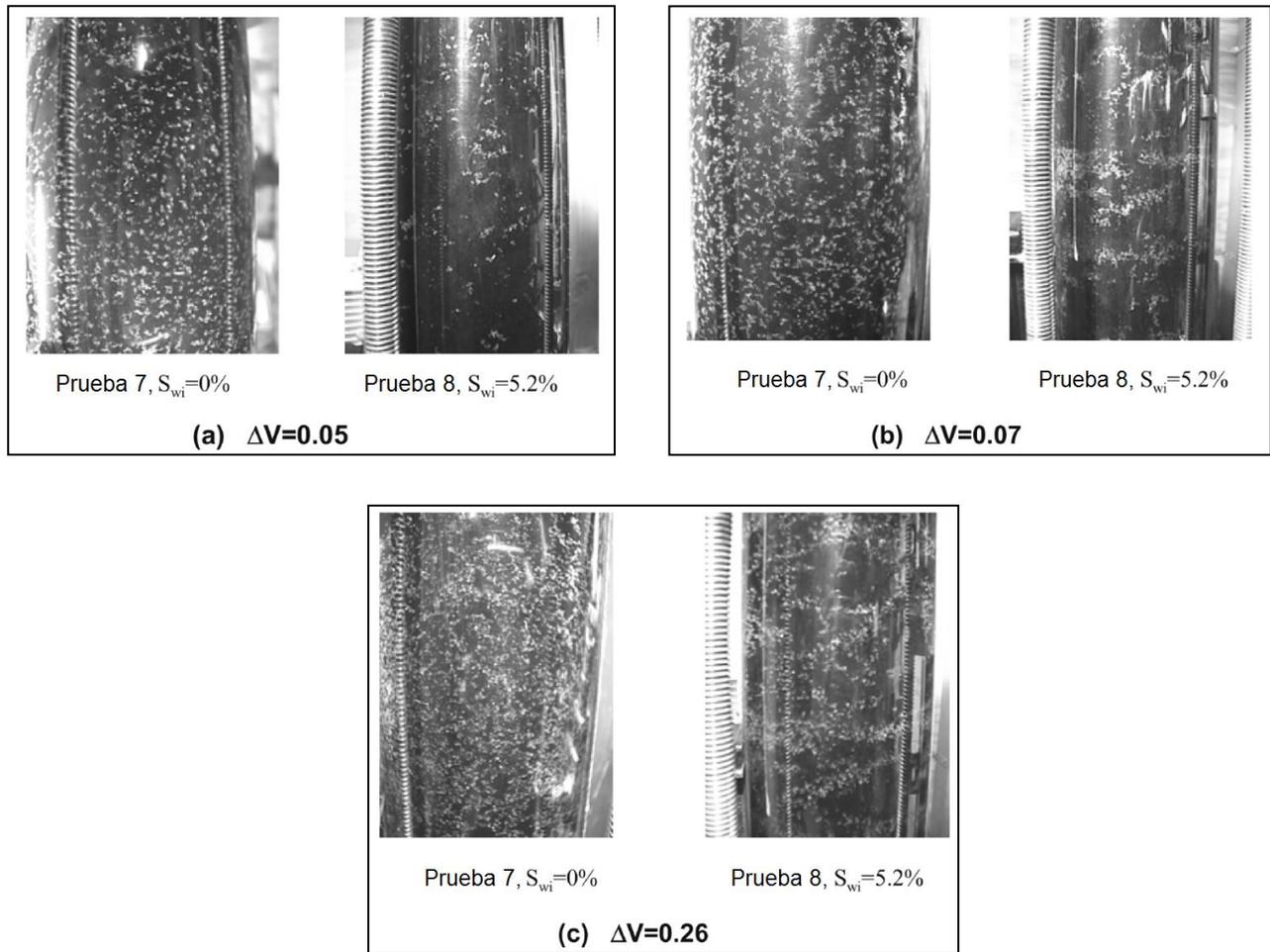


Fig. 1.27. Efecto de la saturación inicial de agua sobre la formación de la fase de gas.
(Firoozabadi, 2001).

La **fig. 1.28** presenta los datos de la presión diferencial en función de la expansión volumétrica. La presión diferencial durante el flujo de una sola fase fue menor para la prueba 7 que con respecto a la prueba 8, esta diferencia se interpreta dado que para la prueba 8 presenta una permeabilidad efectiva baja del aceite debido a la saturación inicial de agua y por la permeabilidad absoluta baja del núcleo. En la prueba 7 la presión diferencial, después de iniciar la formación del gas, incremento rápidamente manteniéndose prácticamente constante, al momento de iniciar la producción de gas la presión diferencial comenzó a fluctuar, indicando que el flujo de gas es intermitente. En la prueba 8, la presión diferencial tuvo un comportamiento diferente, al iniciar la formación de gas, la presión diferencial disminuyó, para después

incrementar continuamente hasta que el gas comenzó a fluir; posteriormente, la presión diferencial inicio a fluctuar con amplitudes más grandes que en la prueba 7, sugiriendo un incremento en el tamaño de las cadenas de flujo del gas.

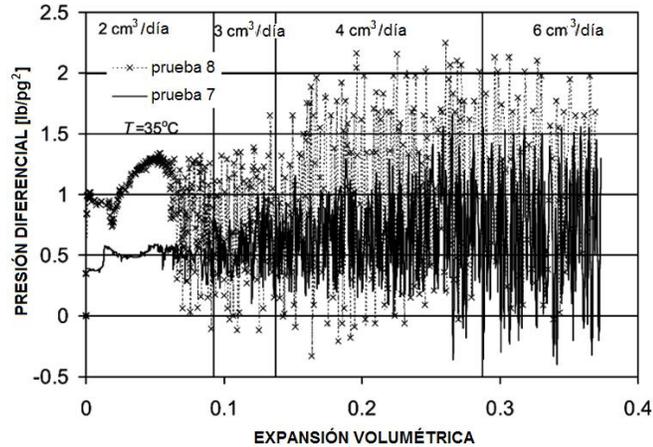


Fig. 1.28. Presión diferencial en función de la expansión volumétrica, pruebas 7 y 8. Experimento del efecto de la saturación inicial de agua. (Firoozabadi, 2001).

Para este experimento y debido a que el aceite del campo Hamaca es muy viscoso y de color negro, la observación del flujo de gas en la celda visual no fue lo suficientemente claro, sin embargo, el flujo de gas fue evidente por las fluctuaciones en la presión diferencial, usándolo como indicador para determinar la saturación crítica del gas. En la **fig. 1.29** se muestra la recuperación del aceite en función de la expansión volumétrica para las pruebas 7 y 8, donde se observa que la saturación crítica de gas es de 6.5% para la prueba 7 y 5.0% para la prueba 8. La recuperación final de aceite para la prueba 7 es de 19.2% y para la prueba 8 es de aproximadamente 16%, se muestra que la saturación inicial del agua afecta la recuperación del aceite.

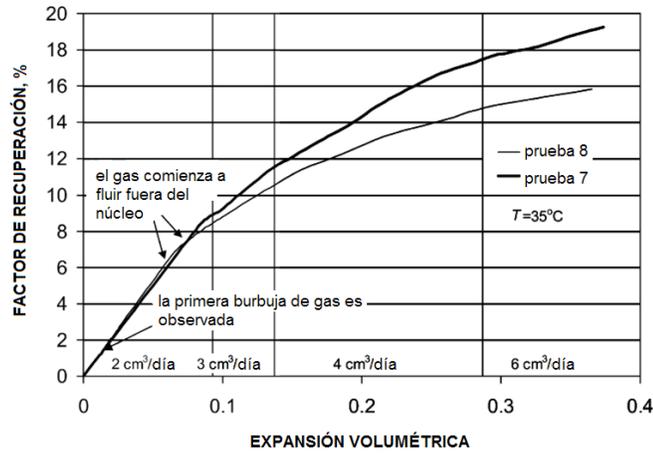


Fig. 1.29. Recuperación del aceite en función de la expansión volumétrica, pruebas 7 y 8. Experimento del efecto de la saturación inicial de agua. (Firoozabadi, 2001).

La **fig. 1.30** muestra las mediciones de los gastos de producción de ambos fluidos en función de la expansión volumétrica, y la **fig. 1.31** muestra las permeabilidades relativas gas-aceite en función de la saturación de gas, donde se observa claramente que la saturación inicial de agua causa un incremento en la movilidad del gas y una disminución en la movilidad del aceite.

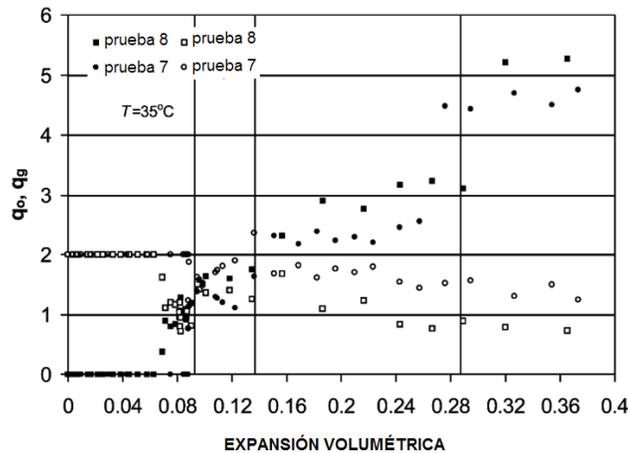


Fig. 1.30. Producción de aceite y gas en función de la expansión volumétrica, pruebas 7 y 8. Experimento efecto de la saturación inicial de agua. (Firoozabadi, 2001).

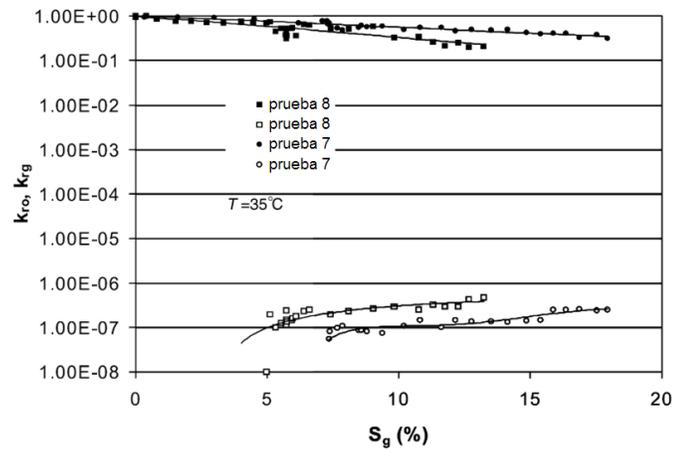


Fig. 1.31. Permeabilidades relativas gas-aceite en función de la saturación de gas, pruebas 7 y 8. Experimento del efecto de la saturación inicial de agua. (Firoozabadi, 2001).

El agua contenida en los espacios porosos y sobre la superficie de la roca pueden cambiar las propiedades de la roca o de las micelas de un aceite, los cuales puede afectar los procesos de nucleación y crecimiento de las burbujas. En general, una burbuja de gas es formada en superficies sólidas, o en las micelas de los asfáltenos los cuales pueden servir como sitios de nucleación en la fase líquida. La saturación inicial de agua puede desactivar algunos sitios de nucleación en la medida que el agua cubre las superficies sólidas o envuelve parte de las micelas de los asfáltenos. Esto podría explicar del porque la S_{wi} reduce la densidad de las burbujas de gas.

1.1.6 Efecto de la temperatura¹⁹

Para observar el efecto del cambio de la temperatura, se realizó la prueba 10 con el núcleo 4, las propiedades del fluido y del medio poroso se muestran en la **tabla 1.5**.

Tabla 1.5. Propiedades del empaque de arena y de los fluidos para analizar el efecto de la temperatura. (Firoozabadi, 2001).

Empaque de arena	Aceite
Núcleo 4	$T = 46\text{ °C}$
$\phi = 34.7\%$	$\mu_o @c.s. = 22,000\text{ cp}$
$k = 7.9\text{ D.}$	$\rho = 8.75\text{ API}$
$S_{wi} = 0.00\text{ \%}$	$R_s @c.s. = 6.5\text{ m}^3/\text{m}^3$
$L_{GA} = 212 - 355\text{ }\mu\text{m}$	$p_b = 403\text{ lb/pg}^2$
	$c_o = 3.1 \times 10^{-5}\text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1}$

Esta prueba se realizó a una temperatura cercana a la temperatura del yacimiento de Venezuela (46 °C). La **fig. 1.32** muestra el comportamiento de la presión promedio en función de la expansión volumétrica para las pruebas 7 y 10. Se observa que en la región de flujo de una sola fase, la razón de declinación de presión para la prueba 10 fue de 56 lb/pg²/día, la cual fue menor que para la prueba 7 (60 lb/pg²/día). E igualmente, la presión crítica de supersaturación fue mayor para la prueba 10 (379 lb/pg²) que para la prueba 7 (339 lb/pg²), demostrando el efecto de la temperatura. La duración del fenómeno de desequilibrio para ambas pruebas fue el mismo, indicando que la temperatura no tiene efecto sobre la supersaturación. Después de lograr una presión máxima debido a la expansión de las burbujas, inicia una declinación relativamente menor para ambas pruebas. Las burbujas de gas fueron observadas en la superficie del portanúcleo a una presión mayor para la prueba 10 debido a su presión alta de saturación, por lo que para un periodo inicial de flujo de dos fases la presión de la prueba 10 se mantuvo mayor a la de la prueba 7. Este comportamiento de la presión nos indica una movilidad alta del gas para la prueba 10 con respecto a la prueba 7.

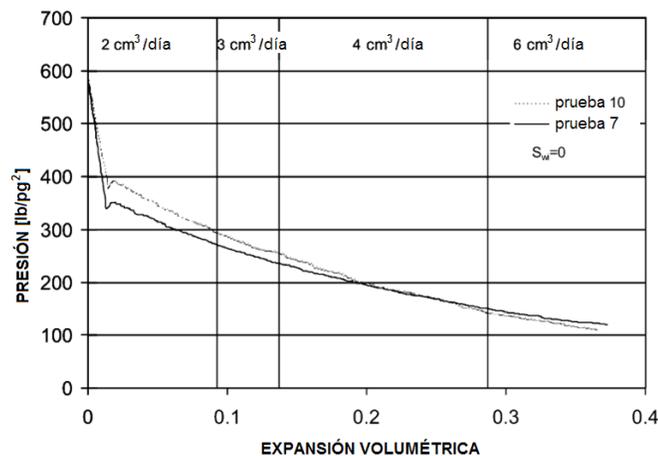


Fig. 1.32. Presión promedio en función de la expansión volumétrica, pruebas 7 y 10. Experimento del efecto de la temperatura. (Firoozabadi, 2001).

La nucleación de las burbujas de gas para ambas pruebas fue muy similar. La **fig. 1.33** muestra que la diferencia de distribución de las burbujas de gas entre las dos pruebas es pequeña.

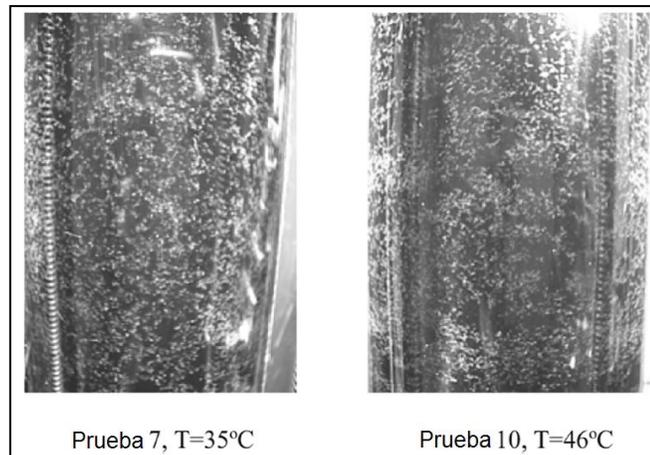


Fig. 1.33. Efecto de la temperatura sobre la formación de la fase de gas. (Firoozabadi, 2001).

La presión diferencial para la prueba 10 fue inicialmente más alta que para la prueba 7 debido al efecto combinado de la viscosidad baja del aceite y la permeabilidad absoluta baja del núcleo, como se puede observar en la **fig. 1.34**. Para un flujo de dos fases, las fluctuaciones de la presión diferencial fueron similares para ambas pruebas.

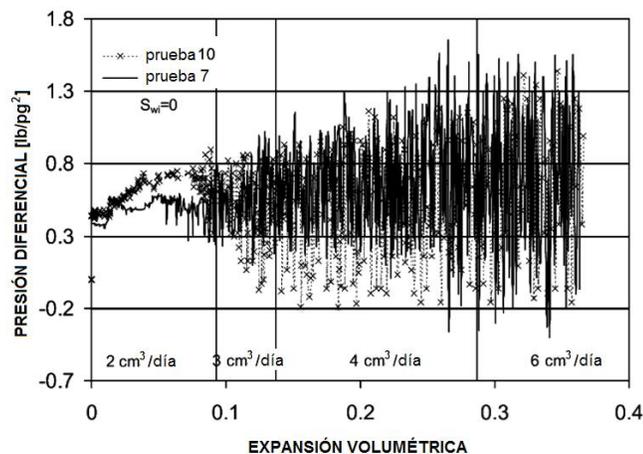


Fig. 1.34. Presión diferencial en función de la expansión volumétrica, pruebas 7 y 10. Experimento del efecto de la temperatura. (Firoozabadi, 2001).

En la **fig. 1.35** se muestra la recuperación de aceite en función de la expansión volumétrica, se observa que la saturación crítica de gas fue aproximadamente de 6.3 y 6.5% para estas dos pruebas. Aparentemente, la temperatura no afecto a la S_{gc} dentro del rango de la temperatura en análisis. La recuperación de aceite fue idéntica para ambas pruebas hasta una expansión volumétrica de 0.085 de volumen poroso. Después de eso, la eficiencia de recuperación del aceite para la prueba 10 fue más baja

que para la prueba 7, mostrando el efecto de la temperatura sobre la producción. Este efecto puede ser relacionado al cambio en las permeabilidades relativas gas-aceite causado por la reducción de la viscosidad del aceite a través del incremento de la temperatura.

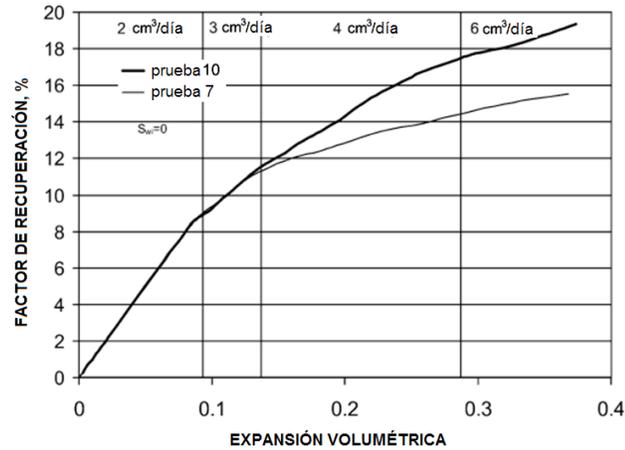


Fig. 1.35. Recuperación de aceite en función de la expansión volumétrica, pruebas 7 y 10. Experimento del efecto de la temperatura. (Firoozabadi, 2001).

Los datos del gasto de producción del gas y del aceite y las permeabilidades relativas gas-aceite son mostrados en las **fig. 1.36** y **1.37**. Después de que el gas fluyera a través del núcleo, el gasto de producción de aceite para la prueba 10 fue bajo más que para la prueba 7, y el gasto de producción de gas para la prueba 10 fue más alto que para la prueba 7. La permeabilidad relativa del gas para la prueba 10 fue más grande que para la prueba 7 a la misma saturación de gas. Correspondientemente, la permeabilidad relativa del aceite para la prueba 10 disminuyó rápidamente para una $S_g > 10\%$.

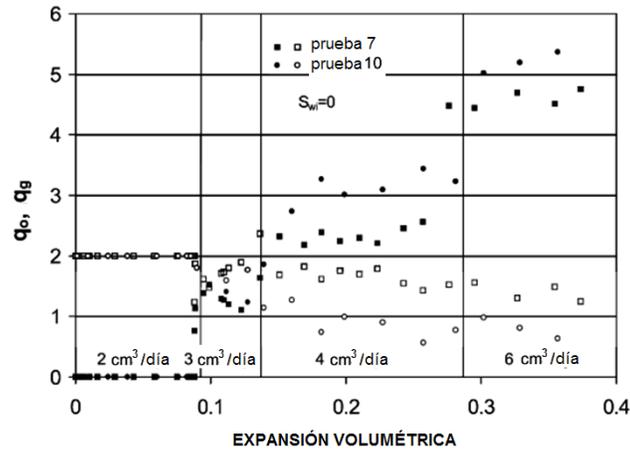


Fig. 1.36. Gastos de producción de aceite y gas en función de la expansión volumétrica, pruebas 7 y 10. Experimento del efecto de la temperatura. (Firoozabadi, 2001).

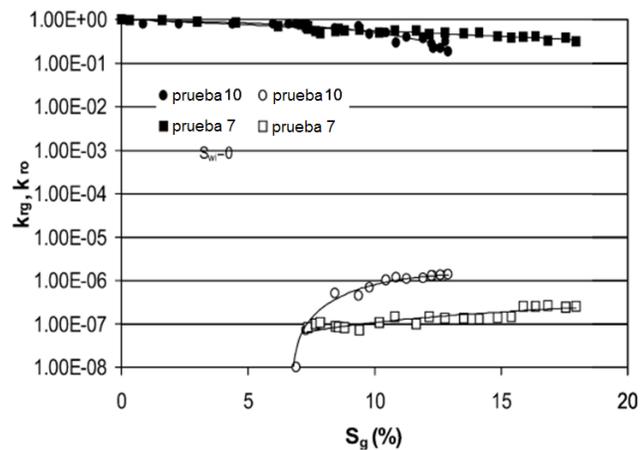


Fig. 1.37. Permeabilidades relativas gas-aceite en función de la saturación de gas, pruebas 7 y 10. Experimento del efecto de la temperatura. (Firoozabadi, 2001).

Como se observa, el efecto de la temperatura sobre un empuje de gas en solución en un aceite pesado está relacionado principalmente a la viscosidad del aceite. Un incremento en la temperatura disminuye significativamente la viscosidad del aceite, por lo que puede incrementar la movilidad del gas, resultando en la disminución de la eficiencia de producción de aceite pesado.

1.1.7 Efecto de la relación de solubilidad del gas¹⁹

Para observar el efecto de la relación de solubilidad del gas en el aceite, se diseñaron las pruebas 11 y 12, las propiedades del fluido y del medio poroso se muestran en la **tabla 1.6**.

Tabla 1.6. Propiedades del empaque de arena y de los fluidos para analizar el efecto de la relación de solubilidad del gas en el aceite. (Firoozabadi, 2001).

Empaque de arena (medio poroso)	Aceite	
Núcleo 4	Prueba 11	Prueba 12
$\phi = 34.7\%$	$T = 35\text{ }^{\circ}\text{C}$	$35\text{ }^{\circ}\text{C}$
$k = 7.9\text{ D.}$	$\mu_o @c.s. = 42,500\text{ cp}$	$31,000\text{ cp}$
$S_{wi} = 0.00\text{ } \%$.	$\rho = 8.75\text{ API}$	8.75 API
$L_{GA} = 212 - 355\text{ }\mu\text{m}$	$R_s @c.s. = 9.00\text{ v/v}$	12.2 v/v
	$p_b = 491\text{ lb/pg}^2$	701 lb/pg^2
	$c_o = 2.9 \times 10^{-5}\text{ (lb/pg}^2)^{-1}$	$3.4 \times 10^{-5}\text{ (lb/pg}^2)^{-1}$

El comportamiento de la presión promedio para las pruebas fue diferente (ver **fig. 1.38**) debido a que la presión de saturación para cada fluido varió según sus propiedades. Durante el flujo de una sola fase, la razón de declinación de la presión fue prácticamente la misma para las tres pruebas. La presión de supersaturación al momento de la formación del gas sobre la superficie del portanúcleo tuvo un comportamiento diferente para cada prueba. Pero especialmente, la prueba 12 no presento un incremento de la presión debido a la expansión del gas.

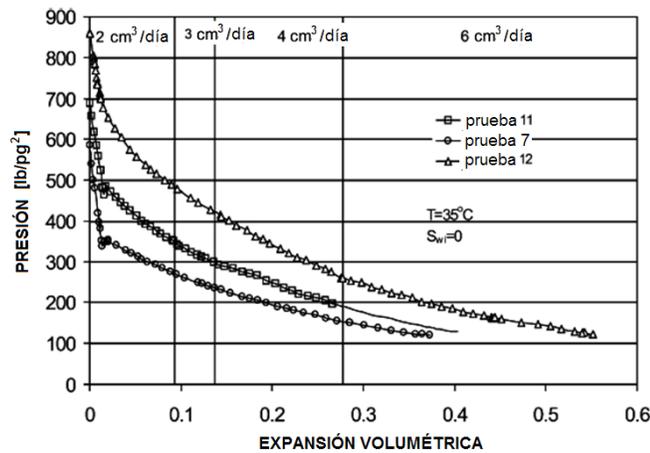


Fig. 1.38. Presión promedio en función de la expansión volumétrica, pruebas 7, 11 y 12. Experimento de la relación de solubilidad del gas. (Firoozabadi, 2001).

La nucleación observada a varios periodos de expansión volumétrica sobre la superficie del portanúcleo para la prueba 11 fue diferente de la prueba 7. Se observa que el crecimiento a periodos iniciales la formación de gas en el núcleo de la prueba 11

fueron lentos, véase la **fig. 1.39**. Para un periodo posterior, las burbujas de gas para la prueba 11 tienen una densidad alta de burbujas más que para la prueba 7.

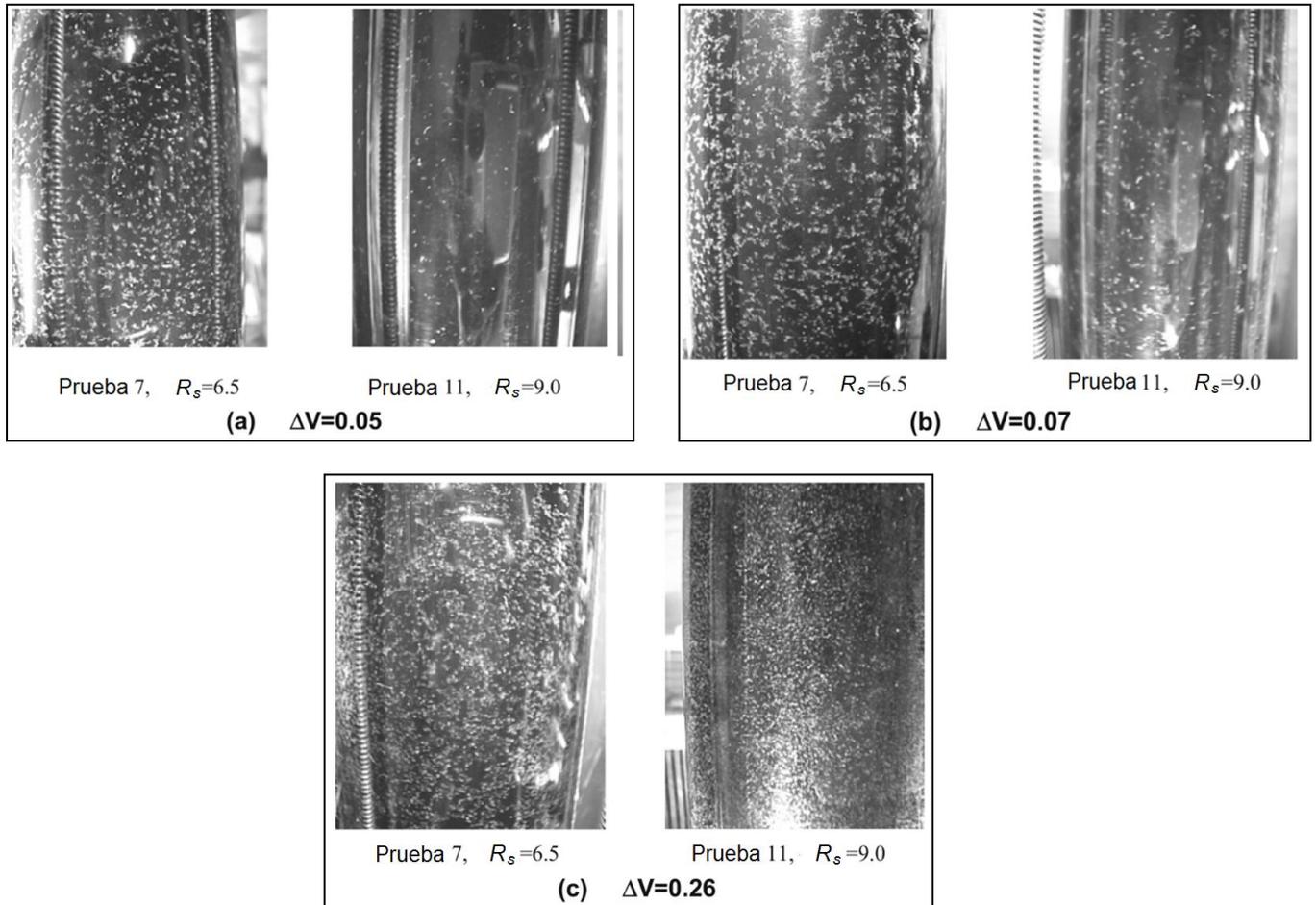


Fig. 1.39. Efecto de la relación de solubilidad del gas sobre la formación de la fase de gas.
(Firoozabadi, 2001).

Los datos de la presión diferencial en función de la expansión volumétrica son mostrados en la **fig. 1.40**. Durante el flujo de una sola fase se presentó una disminución en la presión diferencial en las pruebas 11 y 12 causada por la disminución de la viscosidad del aceite de 42,500 cp para una $RGA = 9$ y 31,000 cp para una $RGA = 12.2$. Una diferencia significativa entre las pruebas fue el incremento en la variación después de la formación del gas hasta que las burbujas comenzaron a fluir. Esto indica que el proceso de nucleación duro más tiempo cuando el valor de la relación de solubilidad del gas fue alta. Después de que el gas comenzó a fluir fuera del núcleo, la presión diferencial mostró un patrón similar para las tres pruebas.

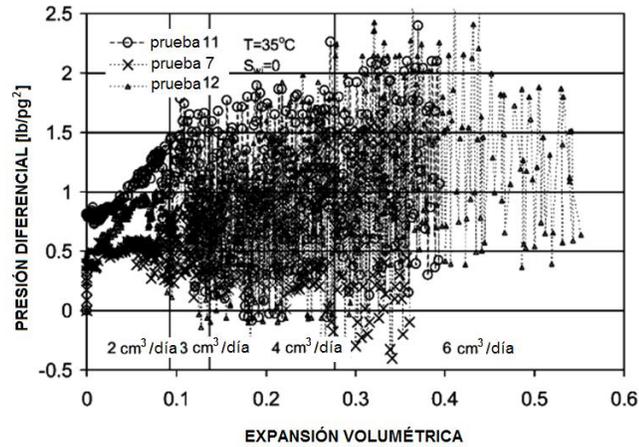


Fig. 1.40. Presión diferencial en función de la expansión volumétrica, pruebas 7, 11 y 12. Experimento de la relación de solubilidad del gas. (Firoozabadi, 2001).

En la **fig. 1.41** se presenta la recuperación del aceite, donde es mostrado que la saturación crítica del gas es del 6.5% para la prueba 7, 8.5% para la prueba 11, y 9.8% para la prueba 12. Entonces, se puede concluir que el incremento en la solubilidad del gas en el aceite incrementa la saturación crítica del gas. Para una expansión volumétrica del 36%, la recuperación del aceite de la prueba 7 fue la más eficiente de las tres pruebas y la prueba 11 la menos eficiente.

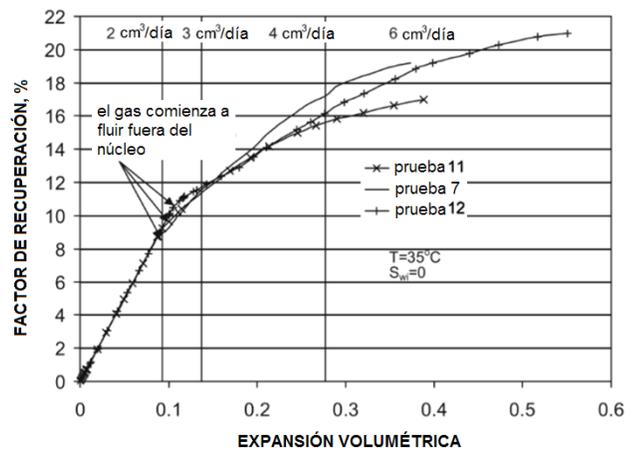


Fig. 1.41. Recuperación de aceite en función de la expansión volumétrica, pruebas 7, 11 y 12. Experimento de la relación de solubilidad del gas. (Firoozabadi, 2001).

Los datos de las permeabilidades relativas gas-aceite son presentadas en la **fig. 1.42**, la cual no mostró una clara tendencia con la variación de la relación de solubilidad

del gas, encontrando que se tiene un efecto menor sobre las permeabilidades relativas gas-aceite.

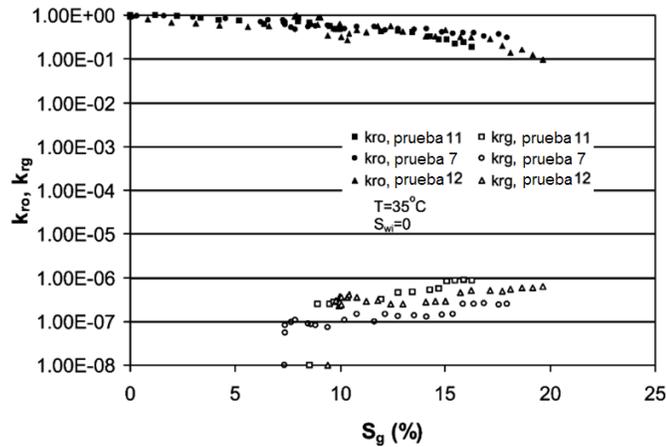


Fig. 1.42. Permeabilidades relativas gas-aceite en función de la saturación de gas, pruebas 7, 11 y 12. Experimento de la relación de solubilidad del gas. (Firoozabadi, 2001).

1.1.8 Efecto de la presión efectiva de confinamiento³⁴

Vaca realizó dos pruebas de laboratorio, bajo un proceso de abatimiento natural de la presión para caracterizar el comportamiento de un aceite pesado bajo un empuje por gas disuelto liberado. En una prueba se empleó un esfuerzo constante de confinamiento, mientras que en la otra prueba la presión de confinamiento no fue controlada, utilizando para este último un portanúcleo rígido. Las propiedades físicas del empaque de arena y del fluido utilizado se encuentran en la **tabla 1.7**.

Tabla 1.7. Propiedades físicas del medio poroso y de los fluidos para analizar el efecto de la presión de confinamiento. (Vaca, 2001).

Empaque de arena		Aceite
Prueba 1	Prueba 2	
$\phi = 39\%$	38%	$T = 54^\circ\text{C}$
$k = 6.7 \text{ D.}$	11.0 D.	$\rho = 8 \text{ API}$
$k_o @ S_{wi} = 5.8 \text{ D.}$	10.5 D.	$p_b = 995 \text{ lb/pg}^2$
$S_{wi} = 0.06 \%$	0.03 %.	
$L_{GA} = 80 \mu\text{m}$	80 μm	
Arcillosidad = 2 %	2 %	

Para el experimento con el esfuerzo controlado de confinamiento la presión de confinamiento es llevado a $1,500 \text{ lb/pg}^2$, manteniendo esta presión constante durante la prueba, además la presión diferencial entre la presión de confinamiento y la presión de poro al inicio de la prueba fue de 100 lb/pg^2 . La razón de expansión volumétrica es de $15.84 \text{ cm}^3/\text{día}$, en ambas pruebas.

En la **fig. 1.43**, se observa el comportamiento de la presión y de la presión diferencial en función del tiempo. Inicialmente, la presión disminuye rápidamente hasta un valor de 700 lb/pg^2 , esta disminución corresponde a la compresibilidad del fluido y la compactación de la roca. La presión de saturación estimada es de 995 lb/pg^2 , estimando una supersaturación máxima de 280 lb/pg^2 . Entre los 700 y 400 lb/pg^2 se observa que la presión diferencial incrementa linealmente con el tiempo; para valores inferiores a los 400 lb/pg^2 la presión diferencial cae súbitamente acompañada de un incremento en la amplitud de las fluctuaciones. El incremento inicial de la presión diferencial se explica considerando dos factores, el crecimiento de las burbujas de gas y la reducción del espacio poroso para el flujo del aceite. Para valores de la presión entre el punto de nucleación y la saturación crítica de gas, el gas liberado es retenido por el medio poroso y el aceite fluye a través de los espacios porosos disponibles, adicionalmente la compactación del medio poroso tendrá un pequeño efecto sobre la disminución de la permeabilidad absoluta. Cuando el gas comienza a fluir a distancias más grandes que el espacio poroso, el gas comenzara a fluir de manera intermitente, lo cual origina fluctuaciones en la presión diferencial.

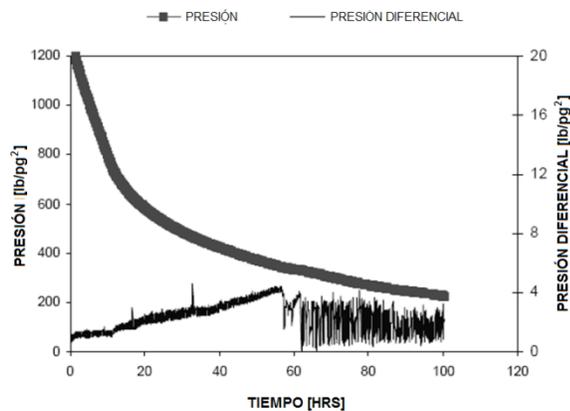


Fig. 1.43. Presión y diferencial de presión en función del tiempo, prueba con presión de confinamiento constante. (Vaca, 2001).

La **fig. 1.44** muestra la recuperación de aceite en función de la presión, donde se observa que más del 25% del volumen original de aceite es recuperado a una presión de abandono de 250 lb/pg²,

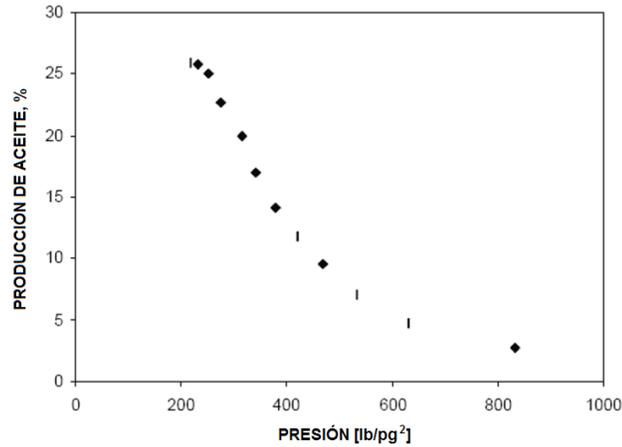


Fig. 1.44. Recuperación de aceite en función de la presión, prueba con presión de confinamiento constante. (Vaca, 2001).

Para este experimento la saturación crítica de gas se define cuando se incrementa de forma repentina el gasto de gas producido, como se observa en la **fig. 1.45**, este incremento ocurre a una presión de 300 lb/pg² para un valor de la saturación de gas del 24.7%. Un comportamiento observado durante esta prueba, es que la relación de solubilidad gas, R_s , disminuye desde la etapa inicial de la producción, por lo tanto, indica que parte del gas liberado es temporalmente retenido en el núcleo, aunque los valores de la presión sean superiores al de la presión de saturación.

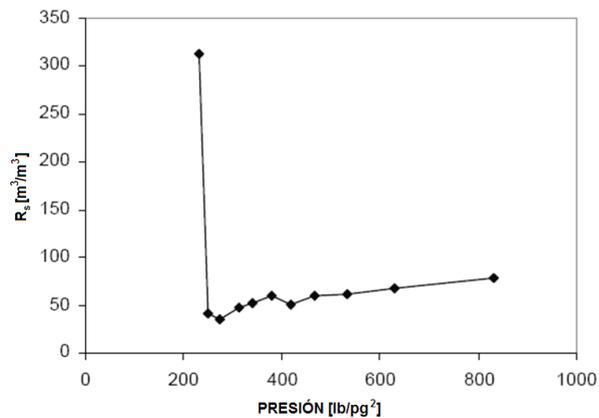


Fig. 1.45. Relación gas-aceite instantáneo en función de la presión, prueba con presión de confinamiento constante. (Vaca, 2001).

En la **fig. 1.46** se observa el comportamiento de la presión y de la presión diferencial en función del tiempo para la prueba 2, la cual se realizó sin mantener un control sobre la presión de confinamiento. Se aprecia que la presión cae rápidamente hasta llegar a una presión de 700 lb/pg². Entonces, la presión incrementa bruscamente hasta llegar a una presión de 800 lb/pg², subsecuentemente la presión vuelve a disminuir con una declinación menor de la presión. La interpretación de la presión diferencial para esta prueba no fue posible, dado que el límite de resolución del dispositivo de medición no fue el correcto.

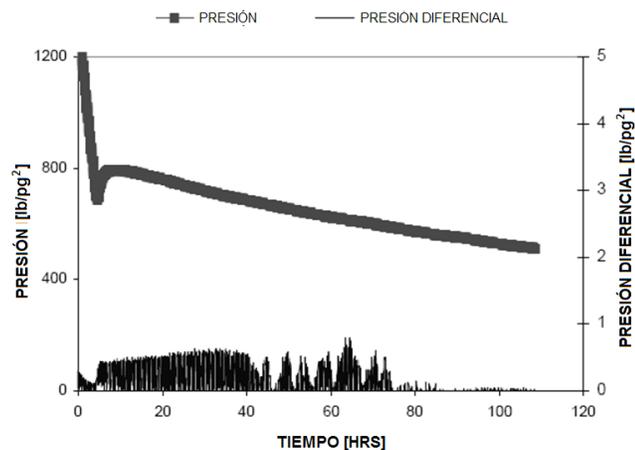


Fig. 1.46. Presión y diferencial de presión en función del tiempo, prueba con presión de confinamiento no controlada. (Vaca, 2001).

El factor de recuperación es de aproximadamente 9% del volumen original de aceite, como se observa en la **fig. 1.47**. El comportamiento de la relación gas-aceite instantánea se muestra en la **fig. 1.48**, donde la saturación crítica de gas es de 8.3%, para una presión de 620 lb/pg².

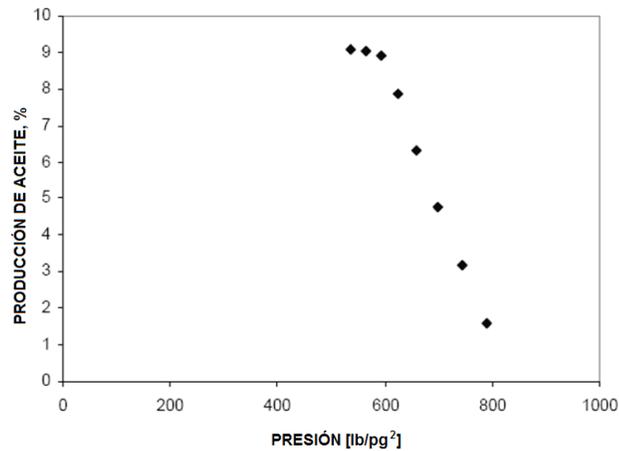


Fig. 1.47. Recuperación de aceite en función de la presión, prueba con presión de confinamiento no controlada. (Vaca, 2001).

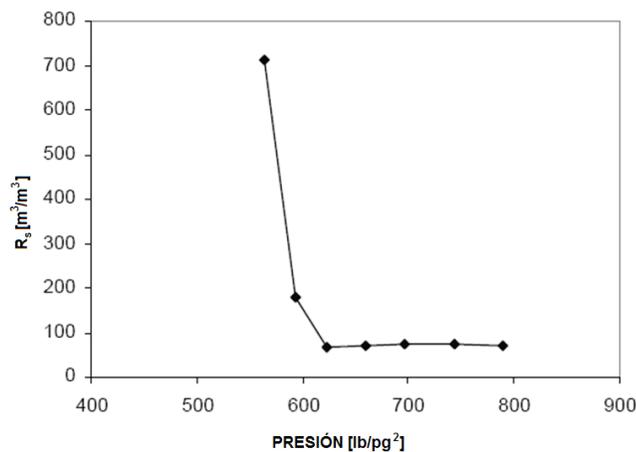


Fig. 1.48. Relación gas-aceite instantáneo en función de la presión, prueba con presión de confinamiento no controlada. (Vaca, 2001).

En el experimento del efecto del gasto de producción indica que para un aumento en la expansión volumétrica se obtiene una mayor recuperación del aceite. Esta observación, en comparación con los resultados para el experimento del efecto de la presión de confinamiento, parece indicar que la variación en la expansión volumétrica no tiene un efecto sobre el volumen recuperado de aceite.

Comparando las diferencias entre las pruebas 1 y 2 del experimento de presión de confinamiento, en términos de la saturación crítica de gas, está claro que para la prueba con compactación constante, el gas es retenido en el núcleo hasta un valor bajo de la presión. Esta retención incrementa la compresibilidad del sistema permitiendo una

recuperación mayor del aceite; indicando que la compactación favorece a un valor alto de la saturación crítica de gas, lo cual puede estar relacionado a la reducción del tamaño de poro durante la compactación, haciendo más difícil a las burbujas de gas unirse y moverse.

1.1.9 Efecto del abatimiento de la presión^{2, 3, 4}

Bauget considera dos tipos de flujo de gas, flujo de gas intermitente y flujo de gas continuo. El flujo de gas intermitente consiste de aglomeraciones de gas en el aceite, estos fluirán tan pronto como las fuerzas viscosas del gas excedan las fuerzas capilares. Esto sugiere dos definiciones diferentes de la saturación crítica de gas; para un flujo intermitente corresponde a una saturación a la cual la producción de gas comienza a incrementarse, y para un flujo continuo, es la saturación mínima a la cual una fracción del gas puede fluir continuamente.

Se realizó un experimento con un aceite pesado del campo Boscan de Venezuela usando un empaque de arena consolidada, ver **tabla 1.8**, para dos diferentes abatimientos de presión, 11.61 y 116.11 lb/pg²/día. Se usó el modelo de pre-existencia de microburbujas para calcular la producción de aceite y gas, la permeabilidad relativa del gas y su saturación. La comparación de los datos experimentales y calculados de la producción de aceite y gas se muestran en las **fig. 1.49** y **1.50**, en donde se gráfica el volumen producido acumulado de aceite y gas del núcleo en función de la presión de salida. Al ajustar los parámetros del modelo este reproduce el comportamiento de los datos de laboratorio con una exactitud aceptable. **La compresibilidad del medio poroso no es controlado en este experimento.**

Tabla 1.8. Propiedades físicas del medio poroso y del fluido para analizar el efecto del abatimiento de la presión. (Bauget, 2005).

Medio poroso	Aceite
$\phi = 21.6 \%$	$\mu_{o@p_b} = 308.00 \text{ cp}$
$k = 0.63 \text{ D}$	$p_b = 754.19 \text{ lb/pg}^2$
$L_n = 91.2 \text{ cm.}$	$S_{wi} = 18.00 \%$
$\text{Diámetro} = 5.0 \text{ cm.}$	

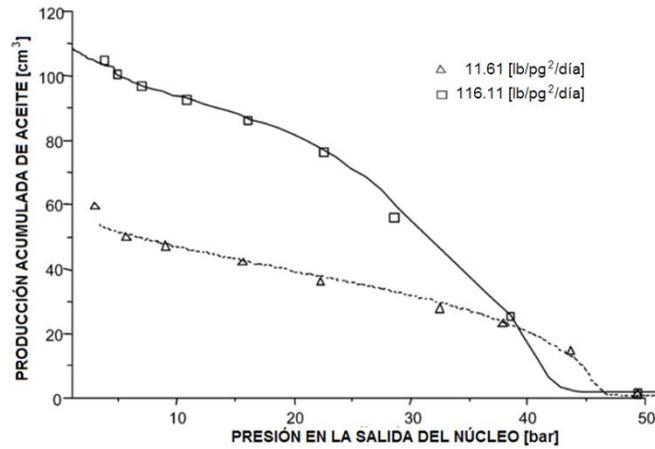


Fig. 1.49. Comparación de los datos experimentales y calculados de la producción de aceite. (Bauget, 2005).

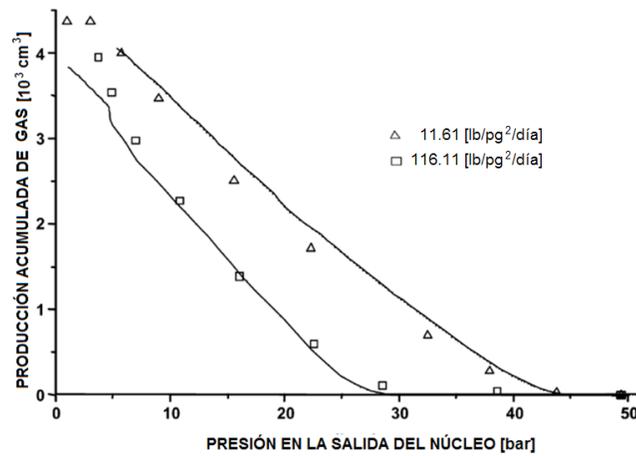


Fig. 1.50. Comparación de los datos experimentales y calculados de la producción de gas. (Bauget, 2005).

Este modelo puede ser usado para realizar la predicción del comportamiento de la producción para un valor bajo del abatimiento de la presión, lo cual hace posible predecir el comportamiento del yacimiento, como se ilustra en la **fig. 1.51**. Una predicción fue realizada con un abatimiento de presión muy bajo, 0.01 lb/pg²/día (0.14 kg/cm²/día).

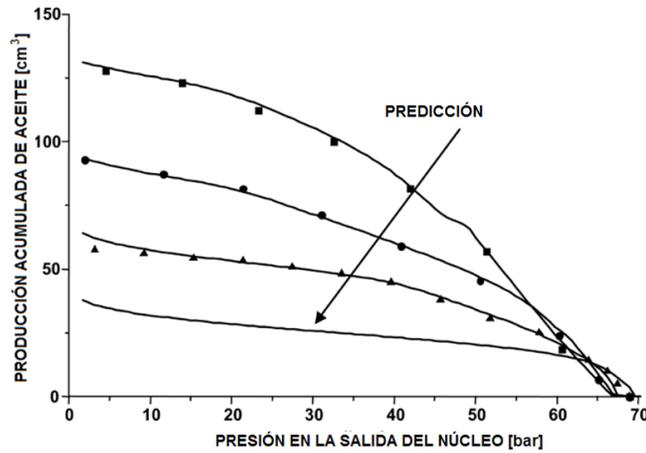


Fig. 1.51. Predicción del comportamiento de producción para un abatimiento pequeño de presión. (Bauget, 2005).

La **fig. 1.52** muestra los diferentes curvas de permeabilidades relativas del gas, k_{rg} , en función de la saturación de gas, S_g , en donde se observa el efecto del abatimiento de la presión.

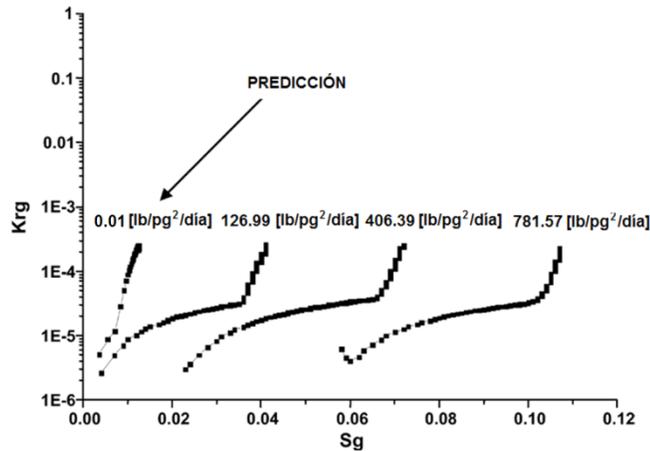


Fig. 1.52. Resultados de laboratorio y estimación de la permeabilidad relativa del gas para diferentes abatimientos de presión. (Bauget, 2005).

1.2 Discusión de los resultados de las pruebas de laboratorio.

El fenómeno de la supersaturación es un comportamiento de la fase de gas que se presenta únicamente en pruebas de laboratorio, los cuales mostraron esta condición de desequilibrio; el factor que más influye es el abatimiento de la presión; a mayor valor del abatimiento mayor fue la diferencia entre la presión de supersaturación y la presión de equilibrio. Entonces, este fenómeno disminuirá cuanto más pequeño sea el abatimiento

de la presión; el efectuar estos experimentos a estas condiciones incrementaría significativamente el tiempo de realización de las pruebas de laboratorio, por lo que la otra opción es aplicar un modelo matemático mediante el cual pueda corregirse el comportamiento de desequilibrio.

La reproducción en el laboratorio de las condiciones del yacimiento con respecto a la compresibilidad de la formación fue únicamente considerada en la prueba de laboratorio que realizó Vaca, en la cual obtuvo una saturación crítica del gas del 24.7% (saturación a la cual la relación gas-aceite instantáneo incrementó abruptamente), para los demás experimentos realizados por Firoozabadi, Kumar, Poladi y Bauget, donde no hubo control en la compresibilidad del medio poroso se obtuvieron valores relativamente pequeños de la saturación crítica del gas, entre 0.6% a 9.8%.

El flujo de gas intermitente fue observado en todas las pruebas de laboratorio donde la compresibilidad de la formación no fue controlada, observándose gráficamente como una fluctuación en la medición de la presión diferencial; pero en el experimento de Vaca el flujo de gas fue continuo, el cual fue indicado por un incremento abrupto en la relación gas-aceite instantánea.

Capítulo 2

Teoría para la determinación de las permeabilidades relativas gas–aceite a partir de los datos de producción

Existen varios métodos para calcular las permeabilidades relativas gas–aceite; uno de ellos son las curvas de presión capilar, que además proporcionan la distribución del tamaño de poro y las áreas de flujo para dos fases. La simulación numérica de yacimientos es otro método, el cual interpreta el comportamiento del flujo de fluidos en un núcleo.

Los registros geofísicos son probablemente el método más controversial debido a que únicamente proporciona las características de flujo de los fluidos en la vecindad del pozo. Su interpretación puede ser incorrecta debido a los procesos de la perforación del pozo como la formación del enjarre en la pared del pozo y la interacción de los químicos del lodo de perforación con los fluidos y la roca, además de no considerar la forma del poro, la heterogeneidad del yacimiento y los efectos de la presión capilar.

Debido a que las curvas de permeabilidad relativa gas–aceite de un yacimiento naturalmente fracturado son muy difíciles de obtener usando cualquier método hasta ahora conocido, el método derivado del comportamiento de los datos de producción es presentado a continuación.

2.1 Metodología de Fetkovich para la determinación de las permeabilidades relativas gas–aceite^{13, 14}

Esta metodología propuesta por Fetkovich en 1985, determina la relación de permeabilidades gas–aceite, k_g/k_o , la permeabilidad relativa del aceite, k_{ro} , y la permeabilidad relativa del gas, k_{rg} , empleando los datos de producción de aceite y gas. Un análisis de curvas de declinación es usado para calcular el volumen original de aceite, N , posteriormente se calcula la saturación de los fluidos y por último, con la

ecuación del comportamiento de afluencia se determina la permeabilidad relativa del aceite para valores inferiores a la presión de saturación,

El método para calcular la relación de permeabilidades gas-aceite de los datos de producción requiere que las presiones del yacimiento en función del tiempo sean disponibles. Estos datos medidos de presión son usados con una ecuación de balance de materia con lo que se podrá calcular k_g/k_o y la saturación del gas para cada valor de presión disponible.

Primeramente, con el método del análisis de las curvas de declinación usando curvas tipo de Fetkovich se calcula el volumen original de aceite y el factor de productividad, suponiendo que el pozo en estudio haya alcanzado el flujo en régimen pseudoestacionario, se determinará su volumen de drenaje con los puntos de ajuste de las curvas tipo, entonces el volumen poroso se calcula con la ecuación siguiente,

$$V_p = \frac{5.615 \left[\frac{q(t)}{q_{Dd}} \right] \left(\frac{t}{t_{Dd}} \right)}{(\mu c_t)_{p_r} \left[\frac{p_r - p_b}{(B_o \mu_o)_{p_r, p_b}} + \frac{p_b^2 - p_{wf}^2}{2 p_b (\mu_o B_o)_{p_b}} \right]}, \dots \dots \dots (2.1)$$

y el volumen original de aceite se calcula con la ecuación,

$$N = V_p (1 - S_{wi}) / B_{oi}; \dots \dots \dots (2.2)$$

el factor de productividad es calculado con,

$$PF = \frac{\frac{q(t)}{q_{Dd}}}{\frac{p_r - p_b}{(B_o \mu_o)_{p_r, p_b}} + \frac{p_b^2 - p_{wf}^2}{2 p_b (\mu_o B_o)_{p_b}}}. \dots \dots \dots (2.3)$$

Con el volumen original de aceite calculado se determina la presión promedio del yacimiento en función del tiempo usando una ecuación de balance de materia con los

datos de producción gas-aceite y estudios pVT o correlaciones del fluido del yacimiento.

Para valores inferiores a la presión de saturación para un yacimiento con empuje de gas en solución, sin considerar entrada de agua y sin presentar un casquete inicial de gas, la ecuación siguiente puede ser usada para estimar la presión promedio del yacimiento,

$$N_p = \frac{N \left[B_o - B_{oi} + B_g (R_{si} - R_s) + B_{oi} C_e (\bar{p}_{r@pb} - \bar{p}_r) \right]}{B_o - B_g (R_s - R_p)} \quad \dots \dots \dots (2.4)$$

La **ecua. 2.4** se resuelve iterativamente hasta que ambos miembros de la ecuación sean iguales. Los términos dependientes de la presión, R_s , B_o , B_g , μ_g y μ_o , son determinados para calcular la saturación de gas y la relación de permeabilidad gas-aceite usando las ecuaciones siguientes,

$$S_L = \left(1 - \frac{N_p}{N} \right) \frac{B_o}{B_{oi}} (1 - S_{wc}) + S_{wc} \quad , \quad \dots \dots \dots (2.5)$$

$$S_g = 1 - S_L \quad , \quad \dots \dots \dots (2.6)$$

$$\frac{k_g}{k_o} = (RGA - R_s) \frac{\mu_g B_g}{\mu_o B_o} \quad . \quad \dots \dots \dots (2.7)$$

La permeabilidad relativa del aceite se calcula con la ecuación del comportamiento de afluencia del aceite propuesta por Fetkovich, **ecua. 2.8**, la cual es desarrollada en el **apéndice B.1**:

$$k_{ro} = \frac{2 \bar{p}_r (\mu_o B_o)_{\bar{p}_r} q_o}{PF \left(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2 \right)} \quad , \quad \dots \dots \dots (2.8)$$

entonces la permeabilidad relativa del gas se calcula multiplicando la permeabilidad relativa del aceite por la relación de permeabilidad gas-aceite a las misma saturación de gas, expresado como:

$$k_{rg} = \frac{k_{rg}}{k_{ro}} k_{ro} \dots\dots\dots (2.9)$$

Considerando como referencia la metodología de Fetkovich para el cálculo de las permeabilidades relativas gas-aceite, la cual fue realizada para un yacimiento volumétrico que contiene aceite volátil; se presenta en lo siguiente el desarrollo de una metodología para el análisis de un yacimiento naturalmente fracturado que contiene aceite pesado y con entrada de agua, siendo el propósito principal de este estudio. Iniciando con el análisis del comportamiento de flujo de la entrada de agua en el yacimiento.

2.2 Comportamiento del agua intrusiva

Muchos de los yacimientos de hidrocarburos producen bajo un mecanismo denominado empuje natural de agua la cual procede de un acuífero adyacente, este comportamiento del agua en los yacimientos tiene un propósito doble, mantener la presión y desplazar el aceite a los pozos productores. La producción de los hidrocarburos genera un abatimiento de presión en el yacimiento subsecuentemente influyendo en el acuífero, esta respuesta del acuífero comienza en forma de entrada de agua, comúnmente llamado agua intrusiva, el cual se atribuye a un conjunto de procesos, como la expansión de agua en el acuífero, expansión de saturación residual de aceite contenida en el acuífero, compresibilidad de la roca del acuífero y/o flujo artesiano (acuífero comunicado hidráulicamente con un afloramiento). Un yacimiento asociado a un acuífero es comúnmente clasificado con base en los aspectos siguientes³²,

- Grado de mantenimiento de presión.
- Condiciones de frontera externa del acuífero.
- Régimen de flujo del acuífero.
- Geometría de flujo del agua intrusiva.

Considerando el grado de mantenimiento de presión proporcionado por el acuífero, el empuje de agua se describe cualitativamente como, empuje activo, empuje parcial y empuje limitado. El término de empuje activo de agua se refiere al mecanismo

de agua intrusiva en el cual el gasto de entrada de agua es igual al gasto de producción total del yacimiento, el cual se caracteriza por una presión del yacimiento prácticamente constante.

Considerando la condición de frontera externa, el acuífero puede presentar un comportamiento infinito o finito. Geológicamente, todos los acuíferos son finitos, pero pueden actuar como infinitos sí los cambios de la presión en el contacto aceite-agua no influyen en la frontera externa del acuífero. Y en un acuífero con una frontera externa finita, el límite externo se alcanza por el abatimiento de presión.

Existen básicamente dos tipos de régimen de flujo que están en función del tiempo, los cuales influyen en el gasto de agua intrusiva, los cuales son, régimen de flujo estacionario y no estacionario. El régimen de flujo estacionario asume que la presión en la frontera externa del acuífero es constante, e igual al valor inicial de la presión.

El régimen de flujo no estacionario, se divide a su vez en dos, el régimen de flujo pseudoestacionario el cual es un flujo dominado por la frontera externa del acuífero, mientras que el régimen de flujo transitorio es un periodo en el cual el abatimiento de presión no ha alcanzado la frontera externa del acuífero.

La geometría de flujo del agua intrusiva se clasifica en tres: empuje lateral, empuje de fondo y empuje lineal. En un empuje lateral de agua, como se muestra en la **fig. 2.1**, el empuje de agua se presenta en uno o más flancos del yacimiento; se caracteriza por un área pequeña de contacto en la interface aceite-agua, y por un movimiento del agua esencialmente paralelo al plano del estrato. El empuje de fondo ocurre en yacimientos con grandes extensiones de área que tienen un buzamiento moderado donde el contacto aceite-agua subyace completamente al yacimiento, el cual presenta flujo vertical. El empuje lineal se presenta por un flanco del yacimiento; el flujo es estrictamente lineal con un área seccional constante.

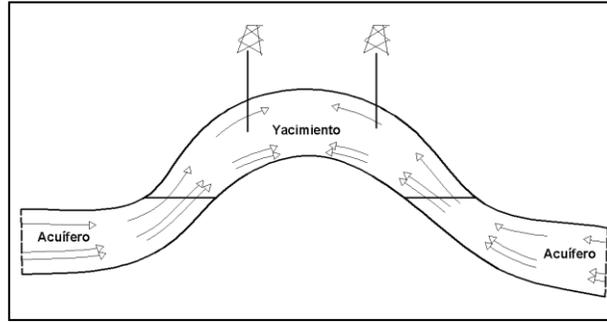


Fig. 2.1. Yacimiento con empuje lateral de agua. (Tarek, 2006).

El mecanismo de desplazamiento del aceite por el agua es analizado a través de dos conceptos, la relación de movilidad relativa, M_r y el número de gravedad adimensional, G^{10} . La movilidad de cualquier fluido, λ_f , es definido como:

$$\lambda = \frac{kk_r}{\mu}, \dots\dots\dots (2.10)$$

donde k es la permeabilidad absoluta de la formación, k_r es la permeabilidad relativa del fluido y μ es la viscosidad del fluido. El término k_r/μ es la movilidad relativa, en donde un fluido fluye en presencia de otro fluido inmisible contenidos en la misma formación.

Existen dos tipos de desplazamiento, ideal y no ideal. Esta clasificación considera qué, en un desplazamiento ideal existe una interface entre el aceite y el agua, hacia adelante de esta interface, el aceite fluye en presencia de agua congénita, donde la permeabilidad relativa del aceite se considera a la saturación irreductible de agua, y se denota como k'_{ro} . Por el contrario, detrás de la interface el agua fluye en presencia de aceite residual, donde la permeabilidad relativa del agua se considera a la saturación residual de aceite, y se denota como k'_{rw} .

Este desplazamiento ideal, o también llamado como desplazamiento tipo pistón ocurre únicamente sí se cumple que,

$$M_r = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k'_{rw}/\mu_w}{k'_{ro}/\mu_o} \leq 1, \dots\dots\dots (2.11)$$

donde M_r se conoce como la relación de movilidad relativa a las saturaciones finales de los fluidos, y k'_{ro} y k'_{rw} son constantes. Si $M_r \leq 1$ significa que bajo un abatimiento de presión, el aceite es capaz de fluir con una velocidad igual ó mayor que la del agua. La característica más notable de un desplazamiento ideal es que la cantidad total de aceite que puede ser recuperado será obtenido por la entrada de agua del mismo volumen de aceite movable, donde,

$$N_{p \text{ máx.}} = V_p (1 - S_{or} - S_{wc}) \quad , \quad \dots\dots\dots (2.12)$$

donde S_{or} es la saturación residual de aceite y S_{wc} es la saturación congénita de agua. El desplazamiento no ideal ocurre cuando $M_r > 1$. En este caso, el agua fluiría más rápido que el aceite, y dado que el agua empuja al aceite, el agua tendera a fluir desviándose del aceite avanzando dentro del yacimiento de dos formas posibles en forma de una cuña o en forma de una lengua.

Bajo un empuje de agua donde el aceite es más viscoso que el agua intrusiva, el agua tenderá a fluir hacia el pozo desviándose del aceite¹⁰. A gastos bajos de flujo, la diferencia en las densidades del fluido equilibra el efecto en la diferencia de viscosidades y mantiene el flujo del agua por debajo del aceite. Por tal, permite mantener de manera horizontal la interface aceite-agua, así que el equilibrio se desarrolla tal que la interface se mueve buzamiento arriba a través de la formación manteniéndolo con una pendiente constante. Sin embargo, a gastos altos de flujo, este equilibrio no se logra y se presenta un flujo de agua en forma de lengua dentro de la formación, resultando en una producción prematura del agua en los pozos productores. La producción de agua continuará incrementándose hasta alcanzar el límite económico del pozo, y el aceite remanente puede llegar a ser considerable.

Existen métodos analíticos para calcular el volumen de aceite desplazado, los cuales se basan fundamentalmente, en las suposiciones siguientes.

- El agua es el fluido desplazante y el aceite el fluido desplazado, considerando que el yacimiento es mojado por agua.

- Los cambios en la saturación de agua son instantáneamente redistribuidos en el yacimiento debido a un efecto de equilibrio entre fuerzas capilares y gravitacionales.
- Se consideran fluidos incompresibles en un yacimiento homogéneo.
- El desplazamiento del aceite por el agua considera una geometría de flujo lineal.

Estas suposiciones se reducen a casos poco prácticos y de uso limitado, dado que no consideran al desplazamiento del agua cuando este se presenta en forma de lengua y/o conificación. Puede también mencionarse que estos modelos están disponibles para inyección de agua pero no directamente para un empuje lateral del acuífero.

Uno de estos modelos analíticos fue desarrollado por Buckley y Leverett. La aproximación con este modelo de yacimiento lineal, como en la **fig. 2.2**, considera un frente de saturación constante que se mueve de un pozo inyector a un pozo productor. Existen diferentes suposiciones involucradas en este modelo; la más notable es el hecho de considerar un flujo difuso en el yacimiento, tal flujo es cuando las saturaciones del fluido en cualquier punto en la trayectoria del desplazamiento lineal se encuentran uniformemente distribuidas con respecto al espesor. El modelo de Buckley y Leverett está severamente limitado por la inhabilidad de predecir el flujo de agua en forma cuña, de lengua y, por último, conificación, y como resultado, sobrestima el tiempo de irrupción del agua.

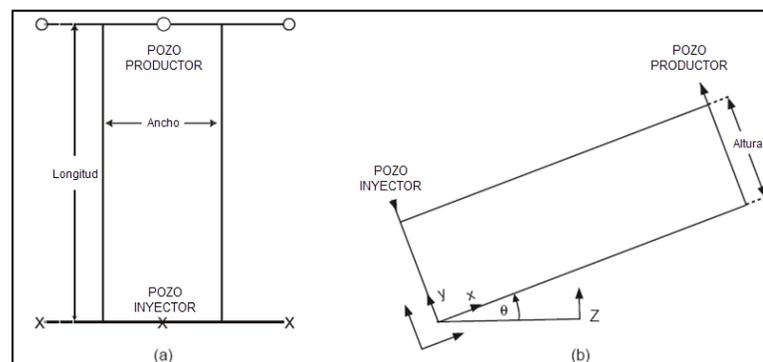


Fig. 2.2. Modelo de yacimiento lineal, (a) vista de planta (b) sección transversal. (Dake, 1998).

Empleando la suposición de flujo segregado, Dietz desarrollo la teoría interfacial aceite-agua que permite al agua fluir por debajo del aceite bajo una relación de movilidad desfavorable. Se considera que en la zona de entrada de agua, fluye únicamente el agua en presencia de aceite residual. Similarmente, en la zona no invadida por el agua, únicamente fluye el aceite en presencia de agua congénita.

Dietz realizó investigaciones sobre este tipo de desplazamientos, y en particular, bajo condiciones estables; la diferencia entre un desplazamiento estable e inestable en un yacimiento inclinado se ilustra en la **fig. 2.3**

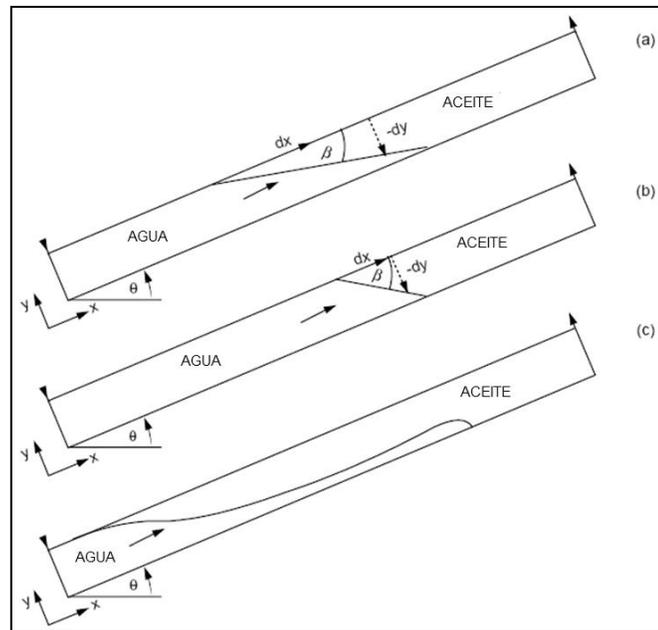


Fig. 2.3. Ilustración de la diferencia entre un desplazamiento estable e inestable, bajo condiciones de flujo segregado, en un yacimiento inclinado. (a) Estable, $G > M_r - 1$; $M_r > 1$; $\beta < \theta$ (b) Estable; $G > M_r - 1$; $M < 1$; $\beta > \theta$ (c) Inestable; $G < M_r - 1$. (Dake, 1998).

La condición para desplazamiento estable es que el ángulo de interface entre los fluidos y la dirección de flujo se mantenga constante durante el desplazamiento. Esto se cumple con gastos de agua relativamente bajos cuando los efectos de gravedad y dada la diferencia de densidades de los fluidos, actúa intentando mantener la interface horizontal. Para gastos altos del agua, en el empuje de los fluidos a través del yacimiento, la gravedad prevalecerá actuando en la dirección buzamiento abajo

resultando en un desplazamiento inestable. Debido a la diferencia de densidades el agua fluirá por debajo del aceite en forma de una lengua, presentándose una irrupción temprana del agua.

Dietz propuso un término llamado número de gravedad adimensional (ver el desarrollo matemático en el **apéndice C.1.**), el cual diagnostica, relacionándolo con la relación de movilidades relativas, M_r , si existe un desplazamiento estable o inestable, dado que cumple que,

$G > M_r - 1$ Desplazamiento estable

$G < M_r - 1$ Desplazamiento inestable,

donde la relación de movilidades relativas, M_r , es constante, y el número adimensional de gravedad, G , esta dado por la ecuación siguiente en unidades de campo,

$$G = 0.000488 \frac{kk'_{rw} A \Delta \gamma \text{sen} \theta}{q_i \mu_w} \dots \dots \dots (2.13)$$

A través de este modelo de Dietz, el cual está basado fundamentalmente en un desplazamiento estable, no podrá predecir la conificación del agua, sobrestimando su tiempo de irrupción y reportando valores bajos de aceite remanente a condiciones de abandono.

La magnitud de la relación de movilidades relativas también influye en el desplazamiento; este efecto puede apreciarse en la **ecua. A.12**, como se detalla a continuación. Sí, $M_r > 1$ (esta condición física es la más común), el desplazamiento será estable si $G > M_r - 1$, para el caso que $\beta < \theta$, figura 2.3a, e inestable si $G < M_r - 1$. Ahora, si $M_r = 1$, corresponde a una relación de movilidad favorable para la cual no existe la tendencia de flujo en forma de lengua, y el desplazamiento es incondicionalmente estable. Por lo tanto, $\beta = \theta$, y la interface se mueve horizontalmente al yacimiento. Pero sí, $M_r < 1$, esta relación de movilidad también conduce a un desplazamiento incondicionalmente estable pero en este caso, $\beta > \theta$, figura 2.3b.

2.2.1 Factor de recuperación en yacimientos con empuje lateral de agua²⁷

Un estudio realizado por Kumar, desarrolla una correlación para estimar el factor de recuperación a la irrupción del agua para yacimientos con empuje lateral de agua que presentan desplazamiento estable o inestable; para lo cual considera los efectos de flujo del agua en forma de lengua y conificación. Los términos considerados para el estudio de sensibilidad de la correlación son la relación de espaciamento del pozo (ancho del yacimiento, w), la longitud del yacimiento (longitud, L), el posicionamiento del pozo con respecto al acuífero (distancia al acuífero, X), la relación de penetración del pozo (h_p/h), la relación de permeabilidad vertical–horizontal (k_v/k_h), número de gravedad adimensional, G , y la relación de movilidad relativa, M_r .

Parte de los resultados se muestran en la **fig. 2.4**, donde se ilustra el proceso de entrada de agua para un pozo parcialmente disparado en un sistema inclinado. El pozo produce únicamente aceite sin producción de agua por 3.66 años de los 26 años estimados para su vida productiva hasta que es cerrado por una producción alta de agua. Las condiciones de irrupción indican una elevación rápida del corte de agua, resultando en una recuperación lenta y reducida del aceite, cuando el pozo alcanza su límite económico con respecto al corte de agua máximo permisible, existe una cantidad considerable de aceite remanente, como se observa en la **fig. 2.5**,

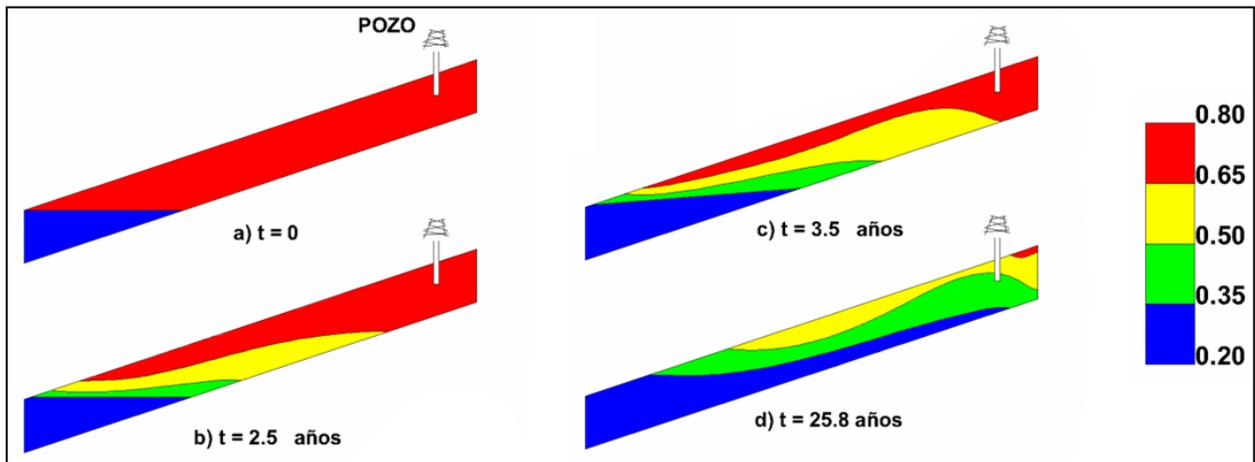


Fig. 2.4. Resultados de la simulación numérica para el avance de agua hacia un pozo parcialmente penetrante. (Kumar, 2004)

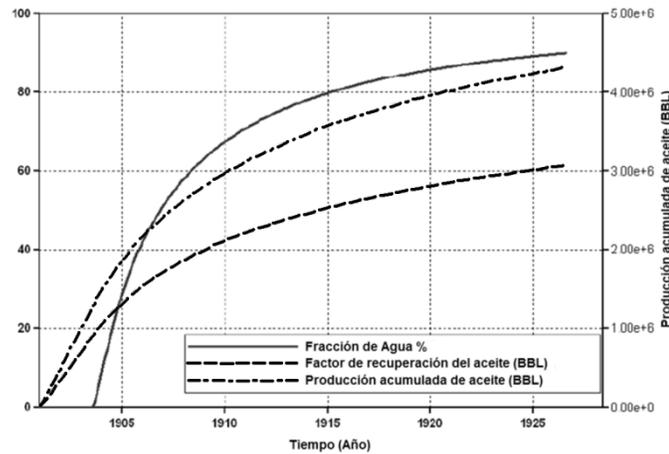


Fig. 2.5. Producción del corte de agua, datos de la simulación numérica. (A. Kumar, 2004)

Se utilizó una ecuación no lineal para encontrar los coeficientes de la correlación, para reproducir el comportamiento de los 729 casos analizados en el estudio de simulación, la cual presentó una aproximación con un coeficiente de regresión igual a 0.9643. Con la correlación obtenida se estima el factor de recuperación de aceite al tiempo de irrupción del agua,

$$RF_{bt} = \frac{0.5449 \left(\frac{X}{L}\right)^{1.5032}}{\left(\frac{w}{L}\right)^{0.1689} \left(\frac{h_p}{h}\right)^{0.06605} \left(\frac{k_v}{k_h}\right)^{0.09223} G^{0.01537} M_r^{0.5713}} \dots \dots \dots (2.14)$$

Los términos de elevación en la correlación indican que la localización del pozo y la relación de movilidad tienen un efecto importante en la recuperación de aceite; el coeficiente de mínima sensibilidad es observado por el número de gravedad adimensional.

2.3 Análisis con curvas de declinación usando curvas tipo

El método de análisis de curvas de declinación lo propuso inicialmente Arps en 1944, siendo la primera técnica convencional para el análisis y predicción de los datos de producción. Estas curvas de declinación están basadas en ecuaciones del gasto de producción en función del tiempo, expresado en forma general por medio de la **ecua.**

2.15:

$$q(t) = \frac{q_{oi}}{[1 + bD_i t]^{1/b}}, \dots\dots\dots (2.15)$$

donde $q(t)$ es el gasto de producción, q_{oi} es el gasto inicial de producción del aceite, D_i es la razón de declinación inicial, t el tiempo y b es un parámetro de declinación que varía entre 0 y 1. Se consideran tres tipos de declinación: hiperbólica, exponencial y armónica. Cuando $b = 0$ se presenta una declinación exponencial y para una declinación armónica $b = 1$. La representación gráfica de las curvas de declinación de Arps se muestra en la **fig. 2.6**.

Las ecuaciones de las curvas de declinación se aplican únicamente después de que ha finalizado el flujo transitorio, o sea, para tiempos en el que el flujo hacia el pozo está dominado por los efectos de la frontera exterior, teniéndose las limitaciones siguientes:

- La presión de fondo fluyendo será ligeramente constante.
- El comportamiento del pozo se asume constante.
- El área de drene del pozo se considera como constante.

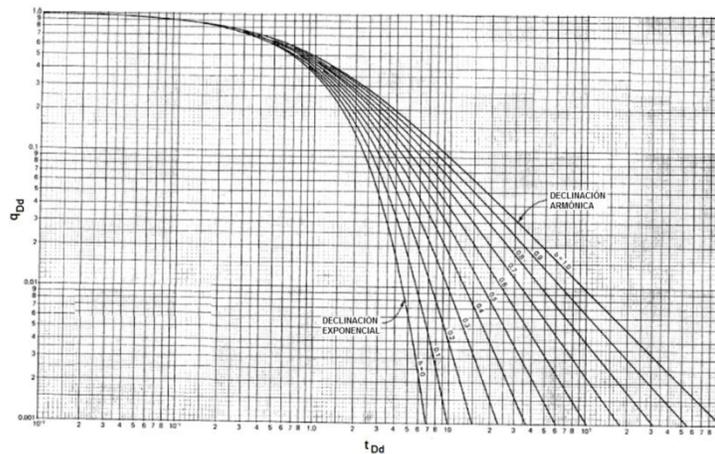


Fig. 2.6. Curvas de declinación de Arps, (1944).

En 1980 Fetkovich propuso un conjunto de curvas tipo¹², las cuales ampliaron el trabajo de Arps para poder obtener un análisis en la región de flujo transitorio, como se

observa en la **fig. 2.7**. Esta gráfica consiste de dos secciones, las curvas de la parte izquierda se emplean para un análisis de flujo transitorio, basado en las ecuaciones utilizadas en los análisis de pruebas de presión, y las curvas del lado derecho corresponden al análisis de flujo dominado por la frontera exterior propuestas por Arps.

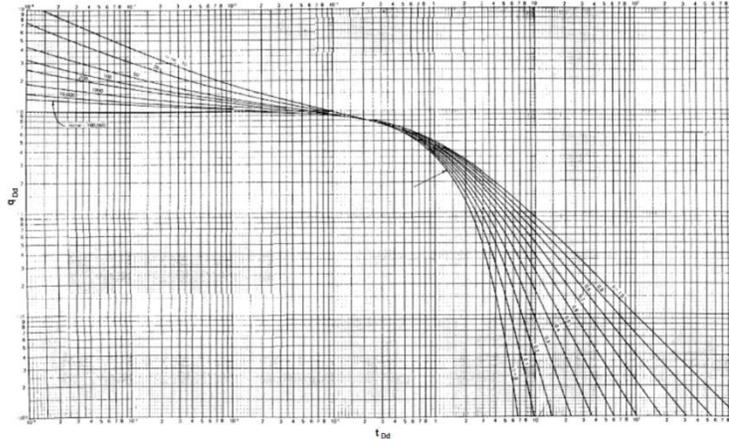


Fig. 2.7. Curvas tipo de Fetkovich. (1980).

Fetkovich consideró un yacimiento circular con un pozo en el centro. El modelo matemático empleado incluye las mismas suposiciones usadas en las pruebas de presión: yacimiento homogéneo, espesor constante, fluido en una sola fase y ligeramente compresible, sin flujo en la frontera externa del yacimiento y presión de fondo fluyendo constante en el pozo.

Para una prueba de presión el gasto adimensional de aceite, q_{oD} , y el tiempo adimensional, t_D , ambos en base al radio de drene, se definen como:

$$t_D = 0.00634kt / \phi\mu c_i r_w^2 \quad , \quad \dots\dots\dots (2.16)$$

$$q_{oD} = \frac{141.2q(t)\mu B}{kh(p_i - p_{wf})} \quad , \quad \dots\dots\dots (2.17)$$

donde q es el gasto de aceite en BPD, μ la viscosidad en cp, B el factor de volumen de formación del aceite, k la permeabilidad de la formación en md, h el espesor neto en pies, p_i la presión inicial del yacimiento en lb/pg², p_{wf} la presión de fondo fluyendo en

lb/pg^2 , t el tiempo de flujo en días, ϕ la porosidad, c_t la compresibilidad total en $(lb/pg^2)^{-1}$ y r_w el radio del pozo en pie.

La definición para las variables adimensionales utilizadas en las curvas tipo de Fetkovich son el gasto adimensional, q_{Dd} , y el tiempo adimensional de la curva de declinación, t_{Dd}

$$t_{Dd} = \frac{t_D}{\left(\frac{1}{2} \left[\left(\frac{r_e}{r_w} \right)^2 - 1 \right] \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} \right] \right)}, \dots\dots\dots (2.18)$$

$$q_{Dd} = q_{oD} \ln \left[\left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} \right] . \dots\dots\dots (2.19)$$

Una limitación particular del análisis e interpretación de los datos de producción basada en las curvas tipo de Fetkovich se presenta cuando los datos muestran variaciones significativas en la presión de fondo fluyendo, así como también los efectos de los cierres del pozo y otros contratiempos operacionales. Una propuesta para incorporar los cambios en el gasto de producción y la presión de fondo fluyendo dentro del análisis e interpretación de los datos de producción, se propuso por Palacio y Blasingame⁵ en 1993, quienes desarrollaron una solución general para gasto variable y caída de presión variable para el flujo en una sola fase y en régimen pseudoestacionario (flujo dominado por la frontera exterior cerrada). Desarrollaron este método considerando la ecuación de flujo en régimen pseudoestacionario, ver el desarrollo incluido en el **apéndice D.1.**, donde se obtiene la ecuación siguiente:

$$\frac{\Delta p}{q_o} = m\bar{t} + b_{pss} \ ; \ \dots\dots\dots (2.20)$$

desarrollando el recíproco de la **ecua. 2.20** y acomodando términos, se obtiene,

$$\frac{q_o}{\Delta p} b_{pss} = \frac{1}{\left(1 + \frac{m}{b_{pss}} \bar{t} \right)}, \dots\dots\dots (2.21)$$

reacomodando lo términos en variables adimensionales, se tiene,

$$q_{Dd} = \frac{1}{(1 + \bar{t}_{Dd})} \quad \dots\dots\dots (2.22)$$

recordando la ecuación de declinación armónica de Arps ($b = 1$), en términos adimensionales definida por Fetkovich¹¹:

$$q_{Dd} = \frac{1}{(1 + t_{Dd})} \quad \dots\dots\dots (2.23)$$

Comparando las **ecuas. 2.22 y 2.23** se observa que son idénticas; además, considerando cualquier variación en el comportamiento de producción de un pozo, el comportamiento gráfico de la **ecua. 2.21** durante el flujo dominado por la frontera exterior con respecto al gasto normalizado, $q_o/\Delta p$, en función del tiempo de balance de materia, \bar{t} ; el comportamiento de las curvas tendrán la misma trayectoria que la de las curvas tipo de Fetkovich. Esta observación fue la fundamentación para el análisis realizado por Palacio y Blasingame.

Este método desarrollado por Palacio y Blasingame, estima propiedades del yacimiento como el factor de daño en la vecindad del pozo o estimulación, s_d , y la permeabilidad de la formación, k , así como también el **volumen original de aceite, N** , y el área de drene del yacimiento, A_e . Para emplear este procedimiento, se traza el gasto normalizado en función del tiempo de balance de materia en escala doble logarítmica y se ajustan los datos sobre las curvas tipo de Fetkovich–McCray, ver **fig. 2.8 y 2.9**, en la forma que se dicente en el **apéndice E.1**.

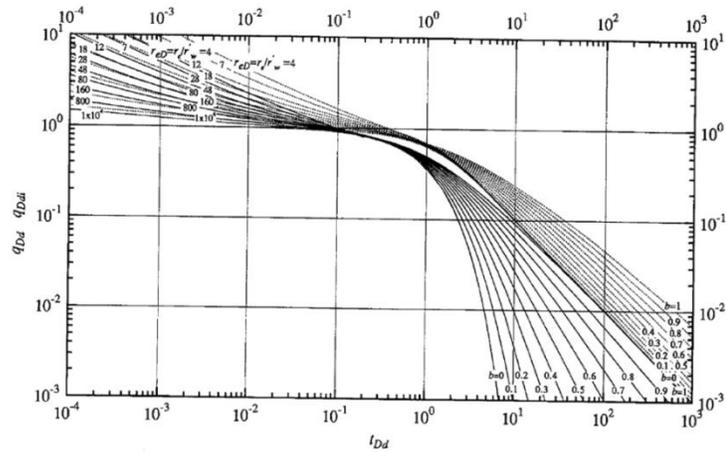


Fig. 2.8. Curvas tipo de Fetkovich–McCray, para la variación del gasto adimensional q_{Dd} con respecto al tiempo adimensional t_{Dd} . (1990).

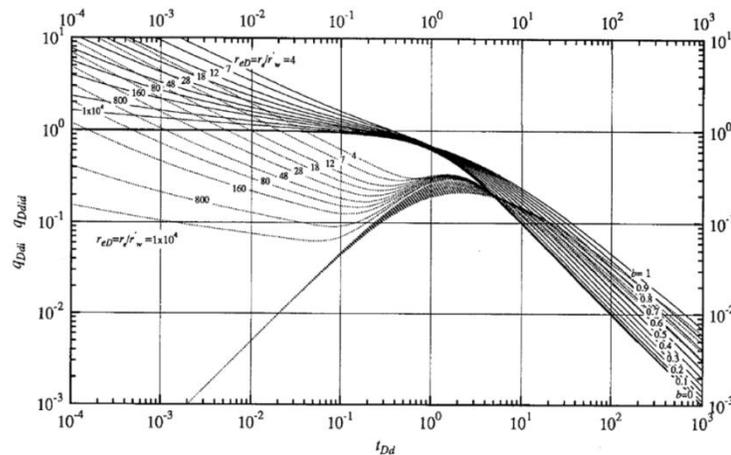


Fig. 2.9. Curvas tipo integral de McCray, para la variación del gasto adimensional q_{Dd} con respecto al tiempo adimensional t_{Dd} . (1990).

La utilidad de estas curvas tipo es para poder realizar un ajuste simultáneo entre las tres curvas. Esta metodología puede usarse para analizar cualquier tipo de datos de producción, incluyendo aquellos que presentan cambios arbitrarios en el gasto y la producción, siempre y cuando se encuentre en régimen de flujo dominado por la frontera exterior y puedan ajustarse dentro de una declinación armónica; cabe resaltar que este análisis se aplica únicamente para casos con flujo radial.

2.4 Método del gasto recíproco⁷

Este método desarrollado por Blasingame, se aplica como una herramienta diagnóstico para estimar el volumen acumulado máximo de aceite usando únicamente los datos de

producción en función del tiempo. Su estimación resulta de la extrapolación del comportamiento gráfico de los datos de producción, y las bases teóricas que sustentan al método son más rigurosas que el método de Arps, por lo que puede utilizarse para validar las estimaciones de recuperación calculadas de modelos numéricos y analíticos.

Esta aproximación requiere una gráfica del recíproco del gasto ($1/q$) en función del “*tiempo de balance de materia*” (N_p/q). Esta metodología se ha aplicado para pozos de aceite (incluyendo pozos de aceite con alta producción de agua) y en todos los casos ha sido consistente. Existen limitaciones, en particular para los pozos de gas los cuales no presentan características de líquido (declinación exponencial del gasto).

El método requiere que el pozo ó yacimiento, haya alcanzado un flujo dominado por la frontera exterior y que la presión de fondo fluyendo sea constante; sin embargo, este método ha demostrado tolerar cambios ligeros en la presión de fondo fluyendo. La base matemática para el método del gasto recíproco parte de la relación entre una ecuación de balance de materia y una ecuación para flujo pseudoestacionario, ambas ecuaciones para aceite negro y a condiciones de bajosaturación; ver el desarrollo en el **apéndice F.1**. El procedimiento para la metodología es como sigue:

1. Se gráfica $1/q$ en función de N_p/q .
2. Se obtiene la pendiente de la línea recta de la tendencia de los datos, m .
3. Se calcula el recíproco de la pendiente para estimar la recuperación final del aceite, la cual es estimada para un escenario de producción en particular.

El método de este estudio se explica con el ejemplo siguiente, el cual considera una producción del pozo en un yacimiento de permeabilidad alta, que experimenta simultáneamente el efecto de empuje natural de agua y un proceso de inyección de agua. El objetivo de presentar este ejemplo es para validar el uso del método del gasto recíproco en la aplicación de yacimientos con energía adicional. Los datos del comportamiento de la producción para este caso se presentan en la **fig. 2.10**.

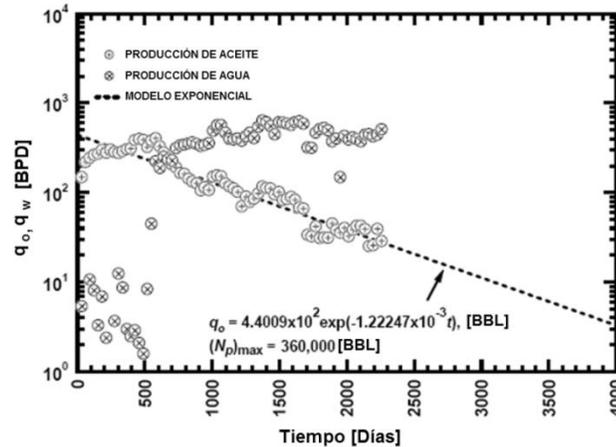


Fig. 2.10. Comportamiento de la producción aceite-agua del ejemplo del método del gasto recíproco. (Blasingame, 2007).

La gráfica cartesiana de $1/q$ en función de N_p/q , **fig. 2.11**, muestra una tendencia satisfactoria para los datos, dado que se observa un comportamiento lineal.

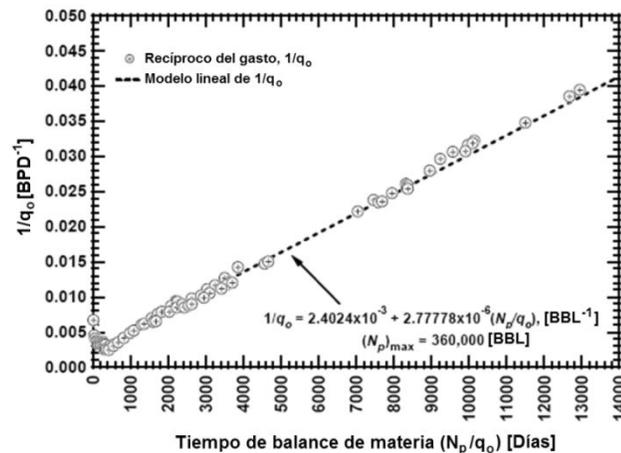


Fig. 2.11. Gráfica cartesiana de los datos de producción del ejemplo del método del gasto recíproco. (Blasingame, 2007).

Los datos de la gráfica cartesiana se trazan en una gráfica doble logarítmica, **fig. 2.12**, la cual sirve como un diagnostico para confirmar que la línea recta observada en la gráfica cartesiana señale un comportamiento representativo. El hecho de haber trasladado los datos a una gráfica doble logarítmica, es observado que la tendencia de la línea recta se convertirá en una tendencia exponencial lo cual valida el comportamiento gráfico cartesiano.

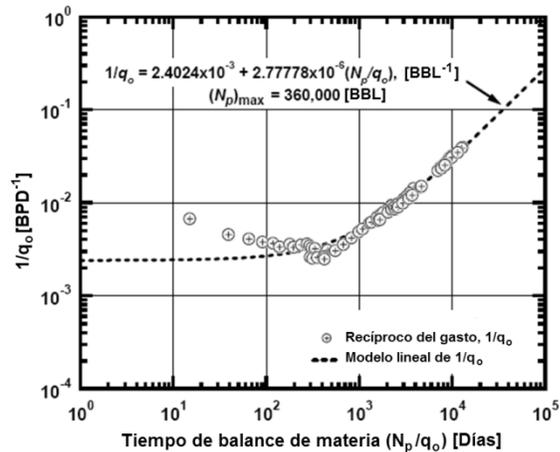


Fig. 2.12. Gráfica doble logarítmica de los datos de producción del ejemplo del método del gasto recíproco. (Blasingame, 2007).

2.5 Compresibilidad del volumen poroso

Geertsma (1957) definió para un medio poroso tres tipos de compresibilidad: compresibilidad de la matriz de la roca (cambio fraccional en el volumen del material sólido de la roca por unidad de cambio en la presión), compresibilidad total de la roca (cambio fraccional del volumen total de la roca porosa por unidad de cambio en la presión) y la compresibilidad de poro (cambio fraccional en el volumen poroso por unidad de cambio en la presión).

Los diferentes autores han observado valores significativos de la compresibilidad del volumen poroso de fractura, la cual depende de la presión de confinamiento efectiva y de la porosidad secundaria. La presión de confinamiento efectiva es la diferencia entre la presión externa (debido principalmente al esfuerzo máximo horizontal) y la presión de poro.

Diferentes investigaciones publicadas muestran el comportamiento de la compresibilidad en función de la presión efectiva (ó esfuerzo efectivo) y/o también en función de la porosidad efectiva. El estudio de laboratorio de Harari y col.²⁰, incluye correlaciones para calcular la compresibilidad del volumen poroso para cuatro tipos de calizas. Un resultado se presenta en la **fig. 2.13**, en la cual se observa que para valores de presión de confinamiento efectiva bajos (presión diferencial) se tienen valores altos de la compresibilidad del volumen poroso; conforme se incrementa la presión efectiva

de confinamiento el valor de la compresibilidad tiende a valores bajos. Para una presión efectiva dada el valor de la compresibilidad para la caliza es relativamente más bajo que el valor de la arenisca Berea, ambas rocas convergen a valores bajos de compresibilidad para valores altos de presión efectiva.

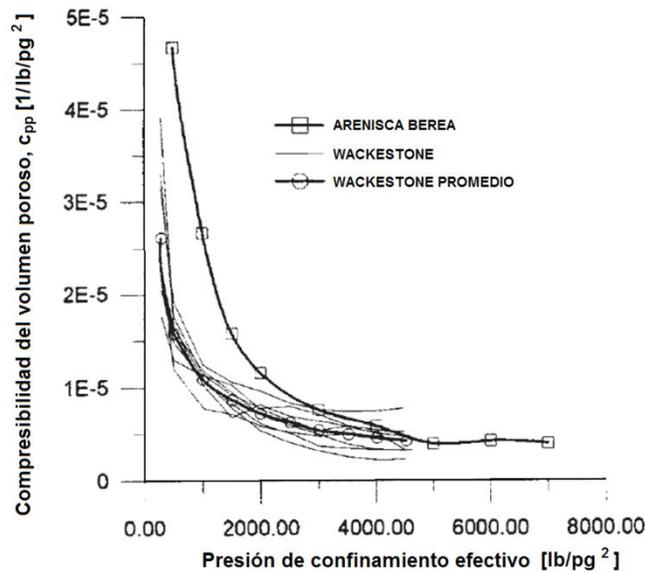


Fig. 2.13. Comparación del efecto de la presión de confinamiento en la compresibilidad de poro de muestras de roca Wackestone, y de arenisca Berea. (Harari, 1995).

La caracterización petrofísica de una roca carbonatada (caliza, dolomía e intermedia entre ambas) presenta dos tipos de porosidad, primaria y secundaria. La porosidad primaria puede ser intergranular o intercrystalina. La porosidad secundaria se debe a diferentes procesos como la disolución, recristalización, dolomitización y fracturas.

La fracción mayor de la porosidad en una roca carbonatada corresponde a la disolución; la calcita y la dolomía se ven afectadas por el proceso de lixiviación causado por el agua que se filtra a través de la porosidad primaria, agrandando los poros ya existentes. Las cavidades resultantes varían en tamaño y son extremadamente irregulares, formando la llamada porosidad vugular. Por otro lado, estas rocas carbonatadas son quebradizas y en muchas partes están extensamente fracturadas, aumentando con ello la porosidad secundaria.

La compresibilidad del volumen poroso de fractura es un mecanismo de empuje significativo para yacimientos naturalmente fracturados, que tienen un valor alto de la porosidad secundaria³⁵. León Ventura y col. (2002) realizaron estudios en núcleos de roca caliza para valores diferentes de porosidad secundaria, observando el comportamiento de la compresibilidad del volumen poroso. Parte de los resultados que obtuvieron se muestra en la **fig. 2.14**, donde se ha graficado la compresibilidad total (compresibilidad que considera el sistema de porosidad primaria y secundaria) en función de la presión de confinamiento efectiva. La gráfica muestra claramente la dependencia de la compresibilidad de la formación con respecto a la porosidad secundaria a valores bajos del esfuerzo efectivo. Esta dependencia desaparece gradualmente conforme el esfuerzo efectivo aumenta.

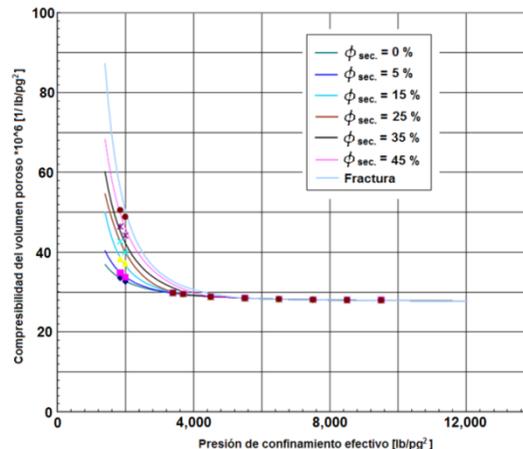


Fig. 2.14. Comportamiento de la compresibilidad del volumen poroso en función del esfuerzo efectivo para diferentes valores de porosidad secundaria. (Ventura, 2002).

En los trabajos de laboratorio realizados por Herrera²¹, se calcula la compresibilidad del volumen de la porosidad secundaria y primaria. Considerando que al actuar la presión de confinamiento efectiva en incrementos sucesivos sobre el núcleo, cada sistema de poro reduce su espacio de manera diferente, al realizar la medición de la porosidad se presentan diferentes comportamientos lineales como se observa en la **fig. 2.15**. Cuando la formación posee doble porosidad, el comportamiento del volumen poroso en función de la presión de confinamiento efectiva, define varias relaciones lineales para cada una de las porosidades. Estos comportamientos lineales

se diferencian por el cambio de pendiente de uno a otro, correspondiendo al de mayor pendiente al de las fracturas y la más pequeña a la de matriz.

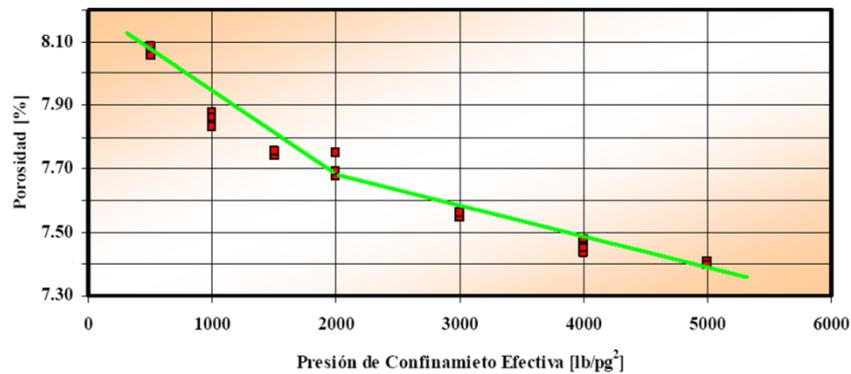


Fig. 2.15. Comportamiento de la porosidad en función de la presión de confinamiento efectivo para una muestra de núcleo de diámetro completo, (Herrera, 2007).

Herrera también determinó la permeabilidad al gas y la permeabilidad efectiva al aceite a condiciones de saturación irreductible de agua, variando la presión de confinamiento efectivo de las mismas muestras de roca con doble porosidad²²; el efecto generado se observa en las **fig. 2.16** y **2.17**, observándose en ambos gráficas una reducción significativa de la permeabilidad efectiva de los fluidos al incremento inicial de la presión de confinamiento efectiva.

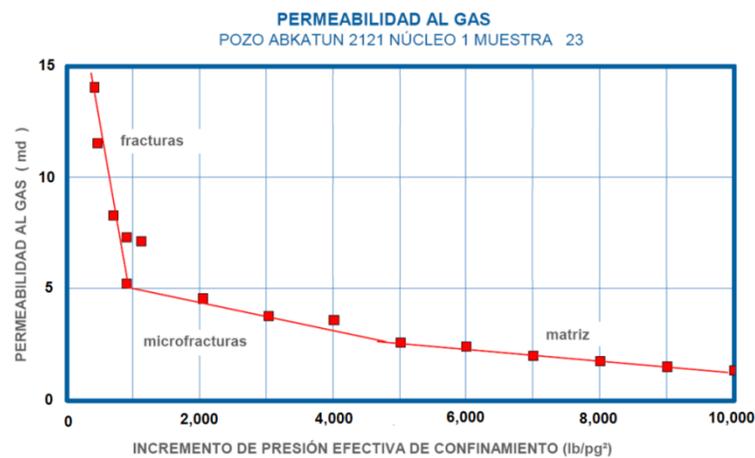


Fig. 2.16. Diferencia entre permeabilidades de fractura y matriz medidas con gas. (Herrera, 2000).

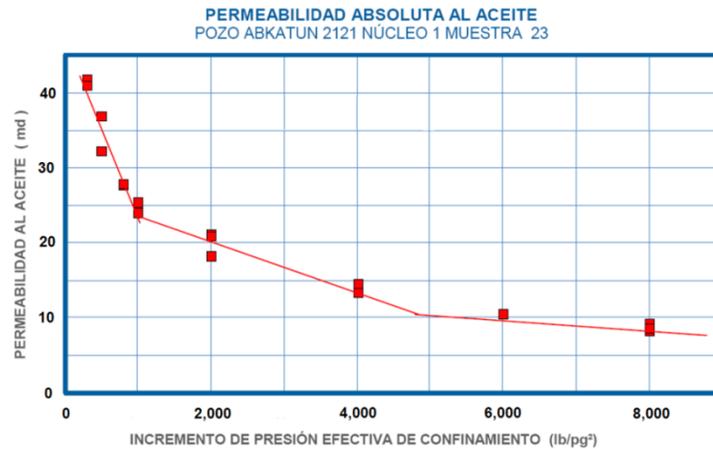


Fig. 2.17. Diferencia entre permeabilidades de fractura y matriz medidas con aceite. (Herrera, 2000).

Los experimentos realizados por Harari, Ventura y Herrera, en núcleos de roca caliza, mostrados en las **fig. 2.14 a 2.17** indican que la compresibilidad del volumen poroso de fractura, la porosidad secundaria efectiva y la permeabilidad efectiva de los fluidos, se reducen drásticamente al aumentar la presión efectiva de confinamiento durante la etapa inicial de abatimiento de la presión, y que posteriormente estos valores convergen a los valores de matriz; por ende, se presenta un efecto retentivo de la fase gas en el medio poroso, este comportamiento se refleja en un aporte significativo de la recuperación del aceite en las pruebas de laboratorio.

2.6 Ecuación de balance de materia modificada

La ecuación de balance de materia expresa que la expansión total del sistema es igual a la producción de los fluidos del mismo sistema. Su principal consideración es que todas las propiedades del yacimiento, tanto de la roca como de los fluidos, son constantes e iguales en todo el sistema. Así como también, supone que los fluidos del yacimiento se comportaran de manera similar al comportamiento mostrado en el estudio pVT obtenido de laboratorio, por lo que la presión de equilibrio prevalece a través de todo el volumen del yacimiento y a todo tiempo durante la producción.

La ecuación de balance de materia modificada tiene como propósito principal para este estudio: pronosticar la presión promedio del yacimiento y determinar el gasto de entrada de agua (obteniendo previamente el volumen original de aceite, N , de un

método independiente de la ecuación de balance de materia, por ejemplo, el análisis de las curvas de declinación usando curvas tipo).

Considerando la **fig. 2.18**, la cual es una representación esquemática de la distribución de los fluidos de un yacimiento bajo el efecto combinatorio de diferentes empujes, como la expansión del aceite, expansión del acuífero asociado, expansión del gas disuelto liberado y la expansión del agua congénita y de la formación. La **fig. 2.18a**, indica las condiciones iniciales del yacimiento con una zona de aceite y un acuífero asociado, a una presión inicial, p_i , mientras que la **fig. 2.18b**, representa el mismo yacimiento después de haber producido un volumen acumulado de aceite, N_p , para una presión p . Para la **fig. 2.18a**, el término NB_{oi} , es el volumen ocupado por el volumen original de aceite con gas en solución. Después de una cierta producción acumulada de aceite, N_p , la presión es reducida a una presión, p , por lo que las condiciones son representadas por la **fig. 2.18b**, donde $(N - N_p)B_o$ es el volumen de aceite remanente con gas disuelto bajo una presión p , $W_e - W_p B_w$, es el volumen de agua intrusiva total debido a la expansión del acuífero.

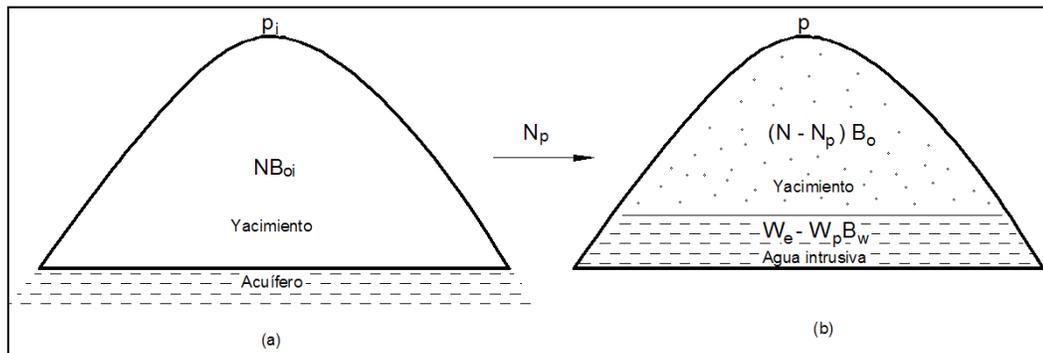


Fig. 2.18. Representación esquemática de la distribución de los fluidos de un yacimiento bajo la combinación de diferentes empujes. (Pirson, 1958).

Partiendo de una ecuación de balance de materia del gas, donde el espacio neto desocupado por el aceite y gas producido es llenado por el gas disuelto liberado³¹, esto expresado como una igualdad en términos matemáticos,

$$\begin{aligned} \text{Espacio neto desocupado por el aceite y gas producidos @ c. y.} = \\ \text{Volumen de gas liberado en el yacimiento @ c. y.} \quad \dots\dots\dots (2.24) \end{aligned}$$

Para el primer miembro de la **ecua. 2.24**, se considera que el espacio neto desocupado por el aceite y gas producido es igual al volumen poroso del yacimiento ocupado por el aceite producido, $N_p B_{oi}$, mas el encogimiento volumétrico del aceite remanente $(N - N_p)(B_{oi} - B_o)$, menos la expansión volumétrica del agua congénita y de la formación, $N B_{oi} c_e \Delta p$, menos la intrusión total de agua, $W_e - W_p B_w$, expresando al primer miembro en forma de ecuación, se tiene,

$$\begin{aligned} \text{Espacio neto desocupado} &= \\ &= N_p B_{oi} + (N - N_p)(B_{oi} - B_o) - N B_{oi} c_e \Delta p - W_e - W_p B_w \quad , \quad \dots\dots\dots (2.25) \end{aligned}$$

donde

$$c_e = \frac{(c_w S_w + c_{pp})}{(1 - S_w)} \quad , \quad \dots\dots\dots (2.26)$$

c_{pp} es la compresibilidad isotérmica de la formación. Para el segundo miembro de la **ecua. 2.24**, se considera que, el volumen de gas disuelto a condiciones estándar que se libera en el yacimiento del gas neto producido, es igual a la suma del gas originalmente en solución del volumen producido acumulado de aceite, $N_p R_{si}$, y del gas liberado del aceite remanente, $(N - N_p)(R_{si} - R_s)$, menos el gas neto producido, $N_p R_p$; expresando al segundo miembro en forma de ecuación,

$$\begin{aligned} \text{Volumen de gas liberado en el yacimiento a condiciones estandar} &= \\ &= N_p R_{si} + (N - N_p)(R_{si} - R_s) - N_p R_p \quad . \quad \dots\dots\dots (2.27) \end{aligned}$$

El volumen de gas liberado calculado en la **ecua. 2.27** es reducido por el factor de formación volumétrico del gas, B_g , para convertir el volumen a condiciones de yacimiento. Sustituyendo las **ecuas. 2.25** y **2.27** en la **ecua. 2.24**, se tiene,

$$\begin{aligned} N_p B_{oi} + (N - N_p)(B_{oi} - B_o) - N B_{oi} c_e \Delta p - W_e - W_p B_w &= \\ = B_g [N_p R_{si} + (N - N_p)(R_{si} - R_s) - N_p R_p] \quad , \quad \dots\dots\dots (2.28) \end{aligned}$$

simplificando a la **ecua. 2.28** y despejando N_p , se tiene,

$$N_p = \frac{N[B_o - B_{oi} + B_g(R_{si} - R_s) + B_{oi}c_e\Delta p] + (W_e - W_p B_w)}{B_o - B_g(R_s - R_p)} \quad \dots \dots \dots (2.29)$$

Esta ecuación es equivalente a la expresión derivada originalmente por Schilthuis (1936), solamente vista de forma diferente. Esta equivalencia puede ser verificada sustituyendo la expresión $B_t = B_o + B_g(R_{si} - R_s)$.

En yacimientos naturalmente fracturados, el análisis basado en la ecuación de balance de materia, como la incluida en la **ecua. 2.29**, considera un medio poroso pseudohomogéneo, que implica emplear un valor ponderado para la compresibilidad, basado en los valores para las fracturas y la matriz, lo cual no siempre es una suposición válida. Por lo anterior, se desarrolló una ecuación de balance de materia en forma de diferencias finitas para un yacimiento naturalmente fracturado que tiene un acuífero asociado, el cual discretiza las compresibilidades del volumen poroso de fractura y matriz; este desarrollo parte de la propuesta de Chacon y Tiab³³ quienes desarrollaron una ecuación de balance de materia para un yacimiento volumétrico y naturalmente fracturado; también es involucrado el término de la relación de capacidad de almacenamiento de fractura a las condiciones iniciales del yacimiento, ω_i , propuesto por Warren y Root (1963).

Considerando un yacimiento volumétrico a condiciones de bajosaturación y partiendo de la ecuación general de balance de materia presentada por Schilthuis, **ecua. 2.29**, se obtiene,

$$N_p = \frac{N[B_o - B_{oi} + B_{oi}c_e\Delta p]}{B_o} \quad ; \quad \dots \dots \dots (2.30)$$

discretizando el valor del volumen original de aceite, N , en un volumen original de aceite contenido en matriz, N_m , y en un volumen original de aceite contenido en las fracturas, N_f ,

$$N = N_m + N_f \quad , \quad \dots \dots \dots (2.31)$$

sustituyendo la **ecua. 2.30**, en 2.31, se obtiene

$$N_p B_o = N_f [B_o - B_{oi} + B_{oi} c_e \Delta p]_f + N_m [B_o - B_{oi} + B_{oi} c_e \Delta p]_m \quad (2.32)$$

Del segundo miembro de la **ecua. 2.32**, los términos multiplicados por N_f corresponden a la expansión volumétrica del sistema fracturado, y los términos multiplicados por N_m a la expansión volumétrica del sistema de la matriz. Introduciendo el término de la relación de capacidad de almacenamiento de la fractura para condiciones iniciales del yacimiento, ω , la cual está definida como,

$$\omega = \frac{(\phi c_t)_f}{(\phi c_t)_f + (\phi c_t)_m} = \frac{(\phi c_t)_f}{(\phi c_t)_{f+m}} \approx \frac{N_f}{N} \quad (2.33)$$

Adicionalmente, para el aceite y el agua contenidos en la matriz y en las fracturas se supone que su expansión volumétrica son iguales; así que,

$$[B_o - B_{oi}]_m = [B_o - B_{oi}]_f \quad (2.34)$$

$$[c_w S_w]_m = [c_w S_w]_f \quad (2.35)$$

Sustituyendo las **ecuas. 2.33, 2.34 y 2.35** en la **ecua. 2.32**, se obtiene

$$N_p B_o = N [B_o - B_{oi} + B_{oi} (\omega_i c_{e,f} + (1 - \omega_i) c_{e,m}) \Delta p] \quad (2.36)$$

donde

$$c_{e,f} = \frac{(c_w S_w + c_{pp,f})}{(1 - S_w)} \quad (2.37)$$

$$c_{e,m} = \frac{(c_w S_w + c_{pp,m})}{(1 - S_w)} \quad (2.38)$$

Presentando la **ecua. 2.36** en forma de diferencias finitas (ver desarrollo en el **apéndice G.1.1.**, expresado en función del volumen producido acumulado de aceite $\Delta_n^{n+1} N_p$, resulta la **ecua. 2.39**,

$$\Delta_n^{n+1} N_p = \frac{(N - N_p) \Delta_n^{n+1} B_o + NB_{oi} [\omega_i \Delta_n^{n+1} c_{e,f} + (1 - \omega_i) c_{e,m} \Delta_n^{n+1} P]}{B_{o_{n+1}}} \dots \dots \dots (2.39)$$

Se puede aplicar la **ecua. 2.39** para confirmar si el yacimiento presenta un comportamiento de un yacimiento volumétrico. Esta evaluación dependerá de los datos históricos de producción disponibles y de los datos del comportamiento volumétrico del fluido, reportados en el estudio pVT de laboratorio. Para cada periodo de tiempo, considerando un volumen original determinado de aceite, N , la presión promedio del yacimiento \bar{p}_r se calcula; si este valor es razonablemente similar al correspondiente obtenido de los datos históricos de presión se puede decir que el yacimiento tiene un comportamiento de un yacimiento volumétrico; pero si la \bar{p}_r observada se incrementa con el tiempo, esto estaría indicando la existencia de un empuje externo, causado por ejemplo, por un acuífero asociado.

2.6.1 Producción de aceite por empuje del acuífero

Todos los yacimientos de aceite y gas están asociados a acuíferos que varían en extensión. Cuando el agua de un acuífero entra a un yacimiento ya sea de manera natural o artificial, el aceite es desplazado por el avance del agua en forma de un frente. El comportamiento de la presión del yacimiento bajo un empuje de agua, depende del gasto de producción y del gasto de entrada intrusiva de agua. Cuando el balance volumétrico existe entre el agua intrusiva y la producción de aceite, la presión del campo se mantiene constante. Por lo tanto, la recuperación final del aceite depende en gran medida del comportamiento de la presión, por lo cual es importante determinar el volumen de agua intrusiva que entra al yacimiento.

2.6.2 Cálculo de la entrada de agua intrusiva¹¹

Fetkovich propuso un método para el cálculo de entrada de agua al yacimiento. Tal método se basa haciendo una analogía en el estudio entre la producción de un pozo, a

la producción de agua de un acuífero. Manejando los mismos conceptos de índice de productividad y balance de materia, ahora aplicado al acuífero. El procedimiento siguiente es el propuesto:

1. Se calcula el volumen máximo de agua del acuífero que puede entrar al yacimiento si la presión del yacimiento fuera reducida a cero, W_{ei} .

$$W_{ei} = c_{ta} p_{ai} W \quad , \quad \dots\dots\dots (2.40)$$

donde W es el volumen original de agua en el acuífero, c_{ta} la compresibilidad total del acuífero y p_{ai} la presión inicial del acuífero.

2. Se calcula el índice de productividad del acuífero J_a , seleccionando previamente el modelo que depende de las condiciones de frontera externa del acuífero y el tipo geometría de flujo del agua del acuífero, ecuaciones en la **tabla 2.1**

Tabla 2.1. Ecuaciones para calcular el índice de productividad del acuífero, método de Fetkovich.

Tipo de frontera externa del acuífero	J_a , flujo radial	J_a , flujo lineal
Finito, cerrado en frontera externa	$J_a = \frac{0.0078k_a h_a}{\mu_w \left[\ln \left(\frac{r_a}{r_r} \right) - 0.75 \right]} \dots (2.41)$	$J_a = \frac{3(0.001127)k_a w h_a}{\mu_w L_a} \dots (2.44)$
Finito, presión constante en frontera externa	$J_a = \frac{0.0078k_a h_a}{\mu_w \ln \left(\frac{r_a}{r_r} \right)} \dots\dots\dots (2.42)$	$J_a = \frac{0.001127k_a w h_a}{\mu_w L_a} \dots\dots\dots (2.45)$
Infinito	$J_a = \frac{0.0078k_a h_a}{\mu_w \ln \sqrt{\frac{0.0142k_a t}{\phi_a \mu_w c_{ta} r_r^2}}} \dots\dots\dots (2.43)$	$J_a = \frac{k_a w h_a}{1000 \mu_w \sqrt{\frac{0.0633k_a t}{\phi_a \mu_w c_{ta}}}} \dots (2.46)$

3. Se calcula la intrusión de agua incremental, ΔW_{en} del acuífero durante el intervalo de tiempo n con la **ecua. 2.47**, el desarrollo de esta ecuación se puede ver en el **apéndice G.1.2.1.**,

$$\Delta W_e = \frac{W_{ei}}{P_{ai}} \left(p_{a_{n-1}} - \bar{p}_{CAA_n} \right) \left(1 - e^{\left(\frac{q_{wam\acute{a}x.}}{W_{ei}} \right) \Delta t} \right) \dots \dots \dots (2.47)$$

4. Por último, se calcula la entrada de agua intrusiva acumulada W_e durante cada paso de tiempo,

$$W_e = \sum \Delta W_{en} \dots \dots \dots (2.48)$$

2.6.3 Ecuación de balance de materia modificada con entrada de agua

Considerando un yacimiento naturalmente fracturado con entrada de agua a condiciones de bajosaturación, desarrollando la ecuación en forma de diferencias finitas (ver desarrollo en el **apéndice G.1.2.2.**), expresado en función del volumen producido acumulado de aceite $\Delta_n^{n+1} N_p$, se obtiene:

$$\Delta_n^{n+1} N_p = \frac{(N - N_p) \Delta_n^{n+1} B_o + NB_{oi} \left[\omega_i \Delta_n^{n+1} c_{e,f} + (1 - \omega_i) c_{e,m} \Delta_n^{n+1} P \right] + \Delta_n^{n+1} W_e}{B_{o_{n+1}}} \dots \dots \dots (2.49)$$

Para una presión inferior a la presión de burbujeo, desarrollando la ecuación en forma de diferencias finitas, (ver desarrollo en el **apéndice G.1.3.**), expresado en función del volumen producido acumulado de aceite $\Delta_n^{n+1} N_p$, se obtiene:

$$\Delta_n^{n+1} N_p = \frac{(N - N_p) \Delta_n^{n+1} \left(\frac{B_o}{B_g} - R_s \right) - NB_{oi} \Delta_n^{n+1} \left(\frac{1}{B_g} \right) + NB_{oi} \Delta_n^{n+1} E_t + \Delta_n^{n+1} \left(\frac{W_e}{B_g} \right)}{\left(\frac{B_o}{B_g} - R_s \right)_{n+1} + R_{promedio}} \dots \dots \dots (2.50)$$

2.6.4 Índices de empuje

Los índices de empuje son la medición de la efectividad de cada mecanismo de desplazamiento para expulsar el aceite. Para la **ecua. 2.49** se tienen tres índices de empuje, el índice de empuje por expansión de los hidrocarburos (IEH) **ecua. 2.51**, el cual incluye la expansión del aceite bajosaturado, el índice de empuje por agua

congénita y la formación (IEAF) **ecua. 2.52** y el índice de empuje por el acuífero (IEW) **ecua. 2.53**. Estos índices están dados por las ecuaciones siguientes:

$$IEH = \frac{(N - N_p) \Delta_n^{n+1} B_o}{\Delta_n^{n+1} N_p B_{o_{n+1}}} \quad , \quad \dots \dots \dots (2.51)$$

$$IEAF = \frac{NB_{oi} \left[\omega_i \Delta_n^{n+1} c_{e,f} + (1 - \omega_i) c_{e,m} \Delta_n^{n+1} p \right]}{\Delta_n^{n+1} N_p B_{o_{n+1}}} \quad , \quad \dots \dots \dots (2.52)$$

$$IEW = \frac{\Delta_n^{n+1} W_e}{\Delta_n^{n+1} N_p B_{o_{n+1}}} \quad . \quad \dots \dots \dots (2.53)$$

Para la **ecua. 2.50**, se consideran tres índices de empuje, el índice de empuje por expansión de los hidrocarburos (IEH) **ecua. 2.54**, el cual incluye la expansión del aceite y del gas, el índice de empuje por agua congénita y la formación (IEAF) **ecua. 2.55**, y el índice de empuje por acuífero (IEW) **ecua. 2.57**. Estos índices están dados por las ecuaciones siguientes:

$$IEH = \frac{(N - N_p) \Delta_n^{n+1} \left(\frac{B_o}{B_g} - R_s \right) - NB_{oi} \Delta_n^{n+1} \left(\frac{1}{B_g} \right)}{\Delta_n^{n+1} N_p \left[\left(\frac{B_o}{B_g} - R_s \right)_{n+1} + R_{promedio} \right]} \quad , \quad \dots \dots \dots (2.54)$$

$$IEAF = \frac{NB_{oi} \Delta_n^{n+1} E_t}{\Delta_n^{n+1} N_p \left[\left(\frac{B_o}{B_g} - R_s \right)_{n+1} + R_{promedio} \right]} \quad , \quad \dots \dots \dots (2.55)$$

$$IEW = \frac{\Delta_n^{n+1} \left(\frac{W_e}{B_g} \right)}{\Delta_n^{n+1} N_p \left[\left(\frac{B_o}{B_g} - R_s \right)_{n+1} + R_{promedio} \right]} \quad . \quad \dots \dots \dots (2.56)$$

2.7 Mecanismo de empuje por gas disuelto liberado

La teoría de pre-existencia de microburbujas describe la primera etapa del mecanismo de empuje del gas en solución, la formación (ó nucleación) del gas^{2, 3}. Considerando la coexistencia de líquido y gas de un componente simple como se observa en la **fig. 2.19**, a temperatura constante y suponiendo un comportamiento de gas perfecto y un

volumen molar del líquido despreciable para el cálculo del potencial químico, se tiene que el equilibrio mecánico y químico se expresan como:

$$p_G - p_L = \frac{2\sigma}{r} \quad , \quad \dots\dots\dots (2.57)$$

$$\mu_G = \mu_L \quad , \quad \dots\dots\dots (2.58)$$

donde p_G y p_L , son respectivamente la presión del gas y del líquido, σ es la tensión interfacial y r es el radio capilar de la burbuja, μ_G y μ_L , son respectivamente el potencial químico del gas y del líquido.

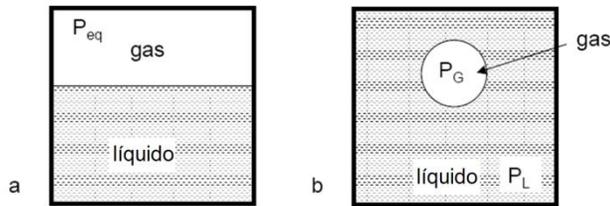


Fig. 2.19. Coexistencia de las fases de gas y líquido, a) interfaz plana b) burbuja de gas. (Bauget, 2002).

Usando la relación del equilibrio para la interface, se tiene,

$$p_L = p_e - \frac{2\sigma}{r} \quad , \quad \dots\dots\dots (2.59)$$

donde $p_e = p_G$, esto implica que la presión del líquido está por debajo de la presión de equilibrio. Esta ecuación determina la condición de equilibrio para una burbuja de gas de radio r en un líquido. La ecuación puede ser generalizada para cualquier forma de interface usando la notación de presión capilar, p_C , el cual puede tomar valor positivo o negativo,

$$p_L = p_e - p_C \quad , \quad \dots\dots\dots (2.60)$$

Se asume que esta ecuación es válida en presencia de una pared sólida. Sí la presión del líquido es diferente de la presión de equilibrio, la interface gas-líquido será estable solamente sí la forma del menisco puede ajustarse a una presión capilar dada.

Debido a la rugosidad de cualquier sólido, el menisco puede tomar cualquier forma y consecuentemente la presión capilar puede ser positiva o negativa.

Existen dos maneras para la preexistencia de microburbujas, debido a la presencia de impurezas sólidas en el líquido y debido a las hendeduras contenidas en la rugosidad de la pared. Cuando existen impurezas naturales en el líquido estos forman una capa sólida en la interface gas-líquido, como se observa en la **fig. 2.20**. A la presión de equilibrio las burbujas pueden formarse, entonces la burbuja de gas inicia a formarse y la impureza o sustancia orgánica incrementa la interface hasta formar una capa sólida la cual previene la difusión del gas y estabiliza la microburbuja.

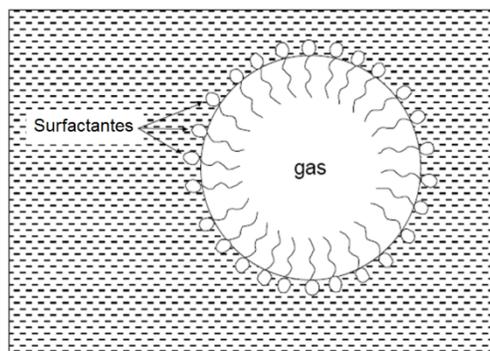


Fig. 2.20. Las moléculas sólidas absorbidas por la interface forman una capa sólida.
(Bauget, 2002).

La segunda manera es la preexistencia de gas atrapado en la rugosidad de la pared, el cual describe el mecanismo de estabilización por efecto capilar en la hendedura. Considerando una hendedura cónica sobre una superficie saturada con líquido y gas a la presión de equilibrio. La estabilización después del atrapamiento en la hendedura estando el líquido a la presión de saturación, se observa en la **fig. 2.21a**, si el menisco es convexo, la presión es alta y el potencial químico del gas es grande más que la del líquido, consecuentemente, el gas se disuelve en el líquido para reducir μ_G hasta que este se iguala con μ_L , esto corresponde también a que $p_G = p_L$. Pero si la interface es cóncava el gas empezara a salirse de la hendedura.

Para intentar remover el gas atrapado incrementando la presión del líquido por encima de la presión de saturación, como se observa en la **fig. 2.21b**, y dado que

se tiene que el potencial del líquido es independiente de la presión y es igual a valor cuando la presión esta al punto de saturación, $\mu_{L@p>p_b} = \mu_{L@p_b}$, si la curvatura de interface se mantiene plana, entonces $p_G = p_L$, y $\mu_G > \mu_L$, debido a que μ_G está en función de la presión. Entonces, el gas se disolverá hasta que los potenciales químicos del líquido y gas sean iguales, cuando $p_G = p_L - p_C$, lo cual es posible con un menisco cóncavo.

El crecimiento de las burbujas se presenta si el abatimiento de la presión del líquido llega al punto de saturación, por lo que la presión del gas también disminuye, así que el menisco toma una forma convexa. La presión capilar mantiene a la presión del gas por encima de la presión del líquido, lo que nos lleva a que el gas se disuelva hasta lograr una interface plana, donde se logra una presión de equilibrio, $p_G = p_L$ y $\mu_G = \mu_L$. Posteriormente, la presión seguirá disminuyendo por debajo de la presión de saturación, la forma del menisco será convexa, la presión del gas será más alta que la presión del líquido, pero menor a la presión de saturación, resultando para estas condiciones que el potencial químico del gas es más bajo que la del líquido, entonces las burbujas crecerán por difusión, véase **fig. 2.21c**.

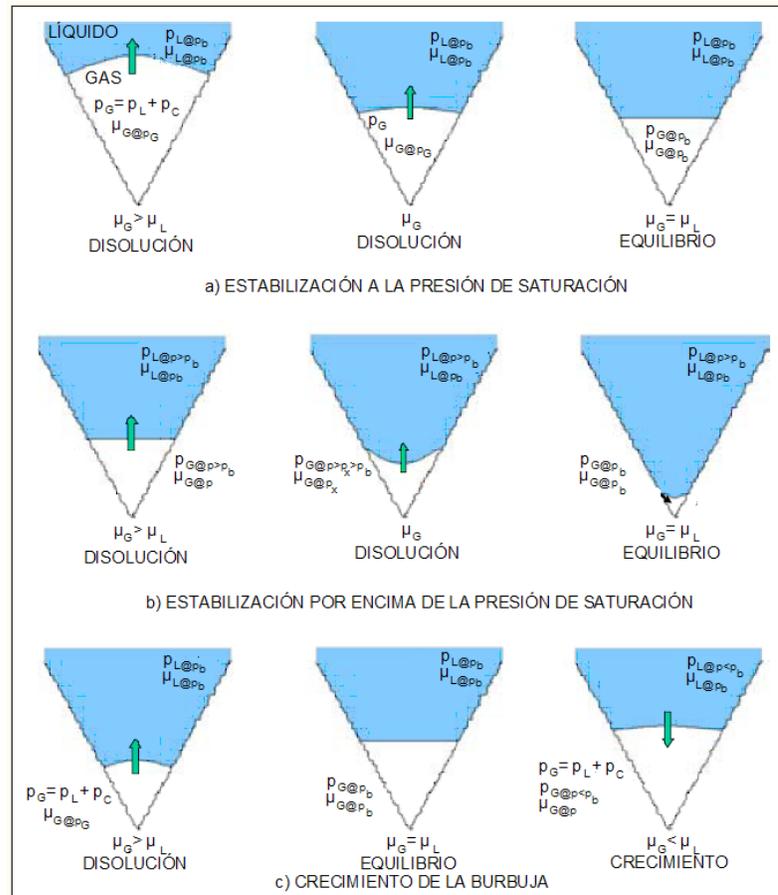


Fig. 2.21. Principio de entrapamiento y crecimiento del gas en una hendidura cónica. (Bauget, 2002).

El único parámetro ajustable para la nucleación es la distribución del tamaño del diámetro de la burbuja pre-existente a las condiciones de supersaturación, F , el cual se puede calcular experimentalmente de las propiedades del sistema roca-fluido, y no es sensible a las condiciones experimentales, como el abatimiento de la presión⁴. El número total de burbujas, N_b , formadas para un valor dado de supersaturación, s , es calculado con la ecuación siguiente,

$$N_b(s) = \beta_n F \quad , \quad \dots \dots \dots (2.61)$$

donde β_n es el parámetro de control de la distribución del tamaño de la burbuja y F es la distribución del tamaño de la burbuja del modelo de Wang,

$$F = e^{(-\delta/s)} \dots \dots \dots (2.62)$$

El modelado de la transferencia de masa para el crecimiento de las burbujas bajo condiciones físicas a una escala de poro, se logra en dos pasos,

- La transferencia de masa, o dicho de otra manera, el flujo de masa del gas en solución, Φ , pasando del líquido a la fase de gas es proporcional a la diferencia entre la concentración del gas en solución, C , y su concentración bajo condiciones de equilibrio termodinámico a la misma presión, C_{eq} , multiplicado por el coeficiente de transferencia volumétrico, h_v ,

$$\Phi = h_v (C - C_{eq}) \dots \dots \dots (2.63)$$

- h_v depende de varios parámetros, los detalles se muestran en el **apéndice H.1.1.**,

$$h_v (S_g) = \beta_D S_g^{2/D_f} \left[e^{(-\delta/s)} - e^{(-\delta/s_{gc})} \right]^{1-2/D_f} \dots \dots \dots (2.64)$$

Dos tipos de flujo son considerados, flujo intermitente de gas y flujo continuo de gas. Para un flujo intermitente de gas se debe cumplir que la fuerza de viscosidad del gas sea mayor a la presión capilar, esto se logra cuando el número capilar, C_a , logra un valor máximo, $C_{a_{máx}}$, el cual corresponde a la saturación de gas denotado como $S_{gc_{fi}}$. La velocidad del gas ha sido expresado como función de la velocidad del líquido, como es sugerido en estudios realizados para flujo intermitente,

$$u_{g_{fi}} = 0, \text{ para } S_g < S_{gc_{fi}}$$

$$u_{g_{fi}} = c (S_g - S_{gc_{fi}}) u_o, \text{ para } S_g > S_{gc_{fi}} \dots \dots \dots (2.65)$$

donde c es un parámetro que influye en el flujo intermitente de gas con aceite. Para un flujo continuo de gas, su velocidad es,

$$u_{g_{fc}} = \frac{kk_{rg} (S_g - S_{gc_{fc}})}{\mu_g} \frac{\partial p}{\partial x}, \text{ para } S_g > S_{gc_{fc}}, \dots\dots\dots (2.66)$$

entonces, la velocidad total del gas es,

$$u_g = u_{g_{fi}} + u_{g_{fc}} \dots\dots\dots (2.67)$$

El modelo ha sido desarrollado numéricamente a través de ecuaciones de balance de materia para las fases de aceite, gas y la concentración del gas en solución,

$$\Phi \frac{\partial}{\partial t} \rho_o S_o + \frac{\partial}{\partial x} \rho_o u_o = 0 \dots\dots\dots (2.68)$$

$$\Phi \frac{\partial}{\partial t} p S_g + \frac{\partial}{\partial x} p u_g = \Phi R T h_v (S_g) (C - k_s p) \dots\dots\dots (2.69)$$

$$\Phi \frac{\partial}{\partial t} C S_o + \frac{\partial}{\partial x} C u_o = -\Phi h_v (S_g) (C - k_s p) \dots\dots\dots (2.70)$$

Estas ecuaciones han sido discretizadas con el método de diferencias finitas y son resueltas iterativamente para cada periodo de tiempo. Las principales ventajas de este modelo son,

- Todos los parámetros tienen un significado físico.
- Se ajustan en total cinco parámetros; tres para la distribución del tamaño de burbuja (β_n , δ y S_{gc}), y dos para el flujo intermitente de gas con la fase de aceite (c y C_{afi}), los cuales serán ajustados con el comportamiento de la producción.
- Los parámetros están en función únicamente del sistema roca-fluido, además que son independientes a las condiciones experimentales.
- Todas las variables son macroscópicas de tal manera que las propiedades son representativas para estudios a nivel yacimiento y en núcleos.

Capítulo 3

Calculo de las permeabilidades relativas gas-aceite de los datos de producción

3.1 Aplicación de la metodología de Fetkovich^{13, 14}

El campo Edda es un yacimiento de aceite volátil ubicado en el Mar del Norte que presenta presión anormal. La trampa estructural es una anticlinal con una formación fracturada, causado por una fuerte intrusión salina. Los pozos atraviesan dos formaciones a una profundidad aproximada de 3,353 m., con una presión inicial de 7,043 [lb/pg²]. La formación Paleoceno inferior (Daniano) es mojado por aceite mientras que la formación Cretácico superior (Maastrichianiano) es mojado por agua, siendo esta última la que aporta la mayoría de la producción del aceite.

La composición del fluido del yacimiento Edda se muestra en la **tabla 3.1**, el comportamiento de las propiedades pVT se muestra en la **fig. 3.1**. Por las fracciones altas de los componentes ligeros e intermedios se concluye que se trata de un aceite volátil con una densidad de 41 °API; la presión de saturación estimada es de 5,045 [lb/pg²].

Tabla 3.1. Análisis composicional del estudio pVT de laboratorio del fluido del campo Edda.
(Fetkovich, 1986)

COMPONENTE	% MOL
C ₁	0.5745
C ₂	0.0882
C ₃	0.0509
i-C ₄	0.0090
n-C ₄	0.0253
i-C ₅	0.0096
n-C ₅	0.0153
C ₆	0.0288
C ₇₊	0.1917
H ₂ S	0.0000
N ₂	0.0034
CO ₂	0.0033
Peso molecular C ₇₊	220.76
Densidad C ₇₊	0.8408

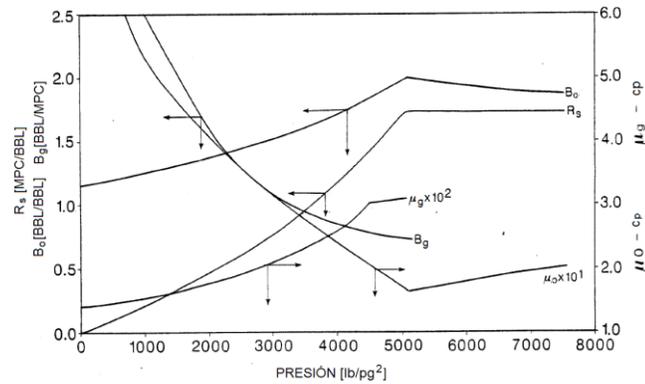


Fig. 3.1. Comportamiento volumétrico del fluido del campo Edda de estudio pVT de laboratorio. (Fetkovich, 1986)

Los datos de producción y de la relación gas-aceite instantánea, RGA , del pozo C-9 se muestran en la **fig. 3.2**, la producción de aceite esta dado en barriles a condiciones estándar por día, la RGA esta dado en pies cúbicos a condiciones estándar por cada barril a condiciones estándar. Los gastos de producción de aceite varían de 13,500 a 1,000 [BPD], mientras que la RGA tuvo un valor aproximado inicial de 1,700 [pie³/BBL] y que posteriormente incremento lentamente su valor.

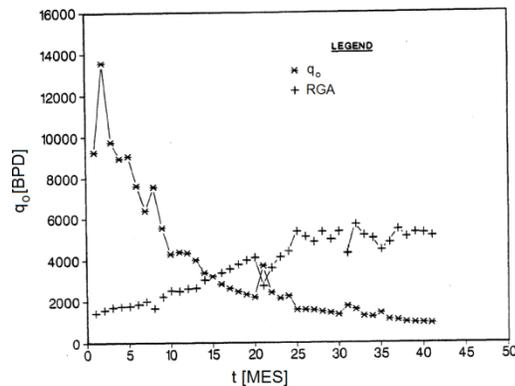


Fig. 3.2. Comportamiento de la producción de aceite y relación de gas-aceite instantáneo del pozo C-9 en función del tiempo. (Fetkovich, 1986).

La saturación de agua congénita fue de 34.7% y el valor de la porosidad promedio es de 24.6%, ambos se midieron con registros geofísicos. El espesor neto de la formación del pozo es de 120 pies, el cual fue calculado usando un corte de agua del 70%. La saturación irreductible total de líquido fue estimado de pruebas de inyección de

agua en laboratorio, obteniendo un valor del 55%. Se considera una compresibilidad total de $c_t = 21.6 \times 10^{-6} [(lb/pg^2)^{-1}]$

El análisis con la curvas de declinación usando las curvas tipo de Fetkovich aplicadas para estimar el volumen de drene del pozo; fue realizado graficando la producción de aceite en función del tiempo en una gráfica doble logarítmica, como se muestra en la **fig. 3.3**, donde se puede observar que el exponente de declinación es de $b = 0.5$. Para determinar las variables adimensionales de gasto y tiempo, se considero una presión de fondo fluyendo constante $p_{wf} = 1,500 [lb/pg^2]$, los puntos de ajuste seleccionados fueron a un mes y a 1,000 BPD, con lo cual se obtiene un gasto adimensional de 0.080 y un tiempo adimensional de 0.145. Usando estos valores adimensionales se calculó el volumen original de aceite del pozo, $N = 15.46 [MMBBL]$ y un factor de productividad de 0.984 [darcy*pie].

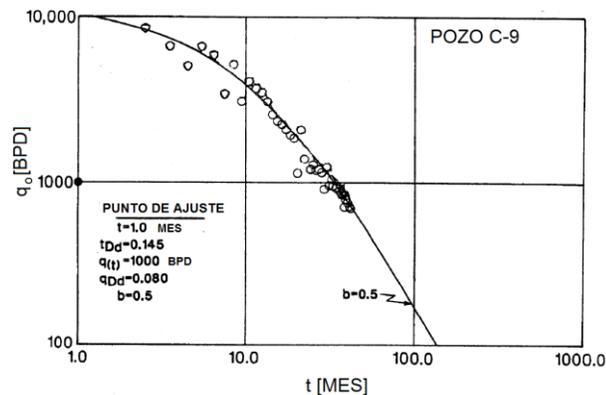


Fig. 3.3. Ajuste de los datos de producción de aceite del pozo C-9 con las curvas tipo.
(Fetkovich, 1986).

Para confirmar que el volumen original de aceite calculado con el método de curvas de declinación es correcto, la presión promedio del yacimiento obtenido con el balance de materia fue comparada con la presión promedio obtenida de una prueba de presión, como se muestra en la **fig. 3.4**, en el cual se gráfica la presión promedio del yacimiento en función del tiempo, donde se observa que con la ecuación de balance de materia se logra el valor de la presión medida. No se observó un comportamiento de un acuífero asociado, por lo que se considera un yacimiento volumétrico. En los datos de la **fig. 3.4**, la fase de gas no muestra condiciones de desequilibrio.

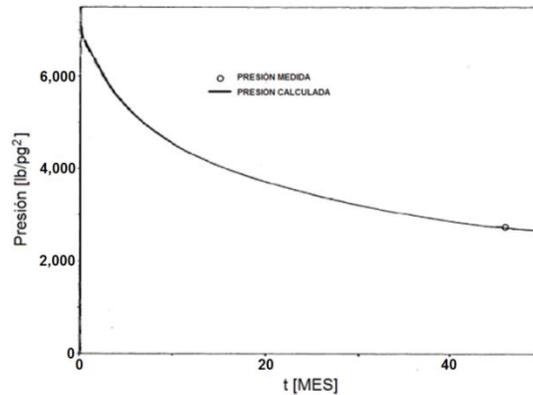


Fig. 3.4. Comportamiento de la presión obtenida calculada comparada con la presión medida del pozo C-9. (Fetkovich, 1986).

La relación de permeabilidad gas-aceite fue determinada por iteración hasta que la relación gas-aceite calculada con la ecuación de balance de materia fuera igual a la relación gas-aceite de los datos de producción. Los resultados se muestran en la **fig. 3.5**, donde se observa que en comparación con las curvas de la relación de permeabilidades gas-aceite propuestas de Arps, para yacimientos de caliza y dolomías, el campo Edda tiene un fracturamiento moderado.

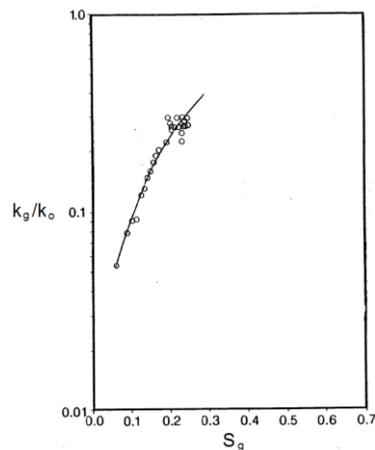


Fig. 3.5. Comportamiento de la relación de la permeabilidad gas-aceite del pozo C-9. (Fetkovich, 1986).

La permeabilidad relativa del aceite, k_{rO} , se calculó por medio de la ecuación del comportamiento de afluencia del aceite propuesto por Fetkovich, **ecua. 3.9**; el resultado para el pozo C-9 se muestra en la **fig. 3.6**, en donde el comportamiento de la permeabilidad relativa del gas no alcanza la saturación crítica del gas, lo cual es un aspecto típico de yacimientos naturalmente fracturados. Se puede observar que la

movilidad de aceite es disminuida significativamente cuando la presión del yacimiento alcanza la presión de saturación.

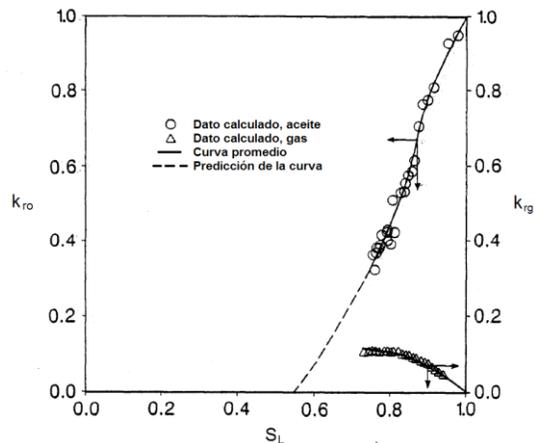


Fig. 3.6. Curvas de las permeabilidades relativas gas-aceite del pozo C-9. (Fetkovich, 1986).

Los resultados experimentales de Firoozabadi indican que la saturación del agua congénita retrasa la formación de las burbujas de gas, pero además, acelera la saturación crítica del gas incrementando con ello su movilidad. Probablemente parte de estos mecanismos influyan en el comportamiento de la fase de gas del campo Edda, el cual tiene una saturación de agua congénita del 34.7%; el campo presenta un factor de recuperación del aceite a la presión de saturación del 9.04%, y para el último dato de producción disponible alcanza un factor de recuperación del aceite del 24.28%; siendo un valor de la recuperación adicional muy significativo de 15.24%, aportado principalmente por los comportamientos de retención del medio poroso y por el empuje de la expansión del gas disuelto liberado.

En lo siguiente se aplica el desarrollo descrito en el capítulo 3 para determinar las permeabilidades relativas gas-aceite de los datos de producción de un yacimiento naturalmente fracturado que contiene aceite pesado que tiene un acuífero asociado.

3.2 Descripción geológica del campo en estudio²⁹

La localización geológica del campo es costafuera, el cual tiene dos formaciones productoras, en Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) y en brecha carbonífera (esta última será la formación en estudio). El aceite producido es pesado, de una densidad

13.4. °API. Debido a la caída de presión se ha implementado bombeo neumático como sistema artificial de producción.

La falla de mayor deslizamiento en el área se muestra en la **fig. 3.7** la cual tiene relativamente un buzamiento muy pronunciado dentro de los intervalos de interés, sin embargo esta característica no es sísmicamente visible por debajo de JSK. La fuerzas compresionales originadas de sureste tensan las capas sedimentarias en el noroeste, por lo que las estructuras tienden a ser pequeñas hacia el noroeste. Las unidades estratigráficas por encima de la base del Cretácico muestran una consistencia en su espesor.

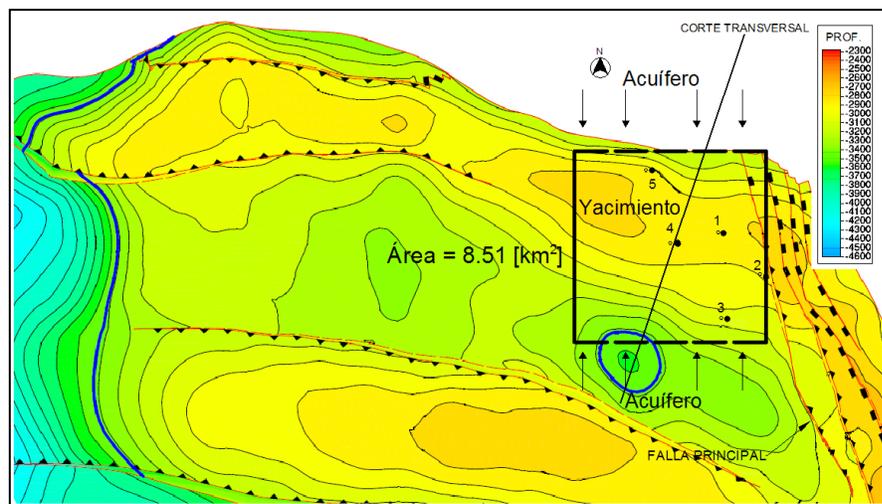


Fig. 3.7. Mapa estructural del campo en estudio.

La formación productora de Brecha deriva de calizas dolomitizadas cementadas con arcillas, pertenecientes al periodo Cretácico superior. El paleoceno inferior está compuesto de limolita ligeramente calcárea con interestratificación de lutita, de wackestone a packstone.

La roca madre principal corresponde a la formación Jurásico Superior Tithoniano, la cuales se conforman de lutitas bituminosas y lutita calcárea con abundante material orgánico, su espesor varía de 80 a 200 m. Y la roca sello corresponde a una lutita calcárea.

Brecha paleoceno inferior–cretácico superior fue originalmente caliza, la cual debido al proceso diagenético fue transformado a dolomía. Tiene un espesor promedio de 300 m., con porosidad primaria y secundaria. La porosidad secundaria es el resultado de un proceso de disolución del carbonato; la porosidad total promedio se ha estimado en 10%. La saturación promedio de agua es del 15%.

Es importante puntualizar que la presión del yacimiento se abatió inicialmente sin haber existido producción de hidrocarburos, la presión inicial del yacimiento fue de 320 kg/cm² y ha caído hasta una presión de 222 kg/cm²; estudios que se han desarrollado han revelado comunicación hidráulica con otros yacimientos de la región.

3.3 Comportamiento volumétrico del fluido²³

Se realizó un estudio pVT composicional para aceite negro al fluido del yacimiento, analizándolo hasta el componente heptano y más pesados (C_{7+}), ver **tabla 3.2**. De los resultados obtenidos de laboratorio se concluyó que el fluido pertenece a un yacimiento de aceite negro con gas disuelto de bajo encogimiento, en etapa de bajosaturación, como lo demuestran las características siguientes: presión de muestreo 158 [kg/cm²], presión de saturación, $p_b = 156.00$ [kg/cm²], relación de solubilidad del gas, $R_s = 64.55$ [m³/m³], factor de volumen de formación del aceite a la presión de saturación, $B_{ob} = 1.2398$, y una densidad de aceite residual de 13.40 °API (0.9765 [kg/cm²]).

Tabla 3.2. Análisis composicional del estudio pVT de laboratorio del campo en estudio

COMPONENTE	% MOL	DENSIDAD	PESO MOLECULAR
N2	0.358		
CO2	3.013		
H2S	2.583		
C1	31.090		
C2	7.093		
C3	6.056		
iC4	0.837		
nC4	3.072		
iC5	1.147		
nC5	1.617		
C6	2.644		
C7+	40.490	0.989	520.0

El comportamiento gráfico de las propiedades obtenidas en laboratorio y la envolvente de fases se muestran en las **fig. 3.8** y **3.9**. El estudio pVT utilizado en este estudio fue previamente validado, determinando qué bajo las condiciones de muestreo, el fluido es representativo del fluido original del yacimiento, y los resultados de laboratorio indicaron ser consistentes. Se utilizó el software comercial de Eclipse versión 2007.1, módulo PVTi, con el objetivo de reproducir el comportamiento volumétrico del fluido con la metodología de ajuste del Instituto Mexicano del Petróleo para la obtención de la ecuación de estado, se logró un ajuste confiable, mostrando sus resultados en las gráficas del comportamiento de las propiedades.

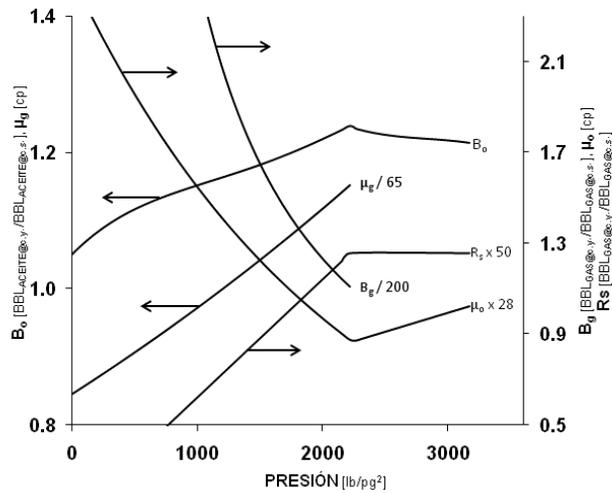


Fig. 3.8. Comportamiento volumétrico del fluido del yacimiento del estudio pVT de laboratorio.

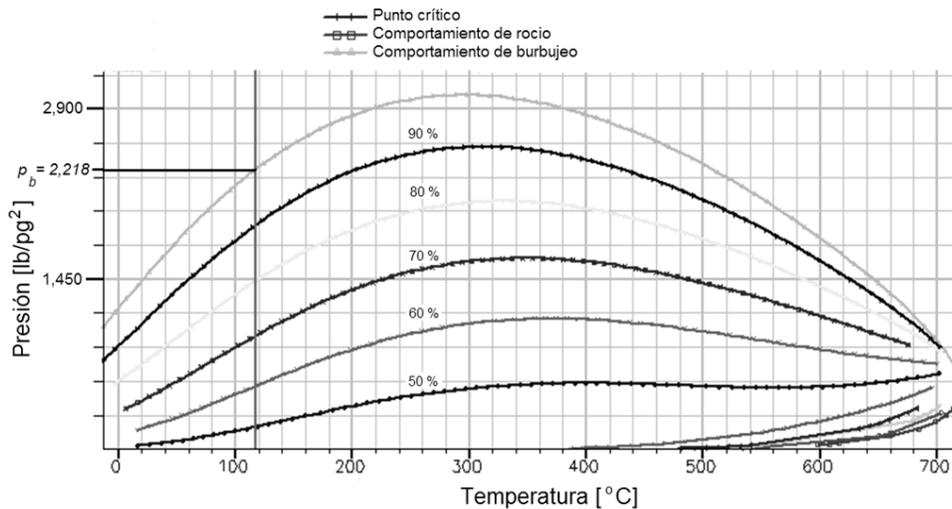


Fig. 3.9. Envoltura de fase, ajuste de la ecuación de estado usando Eclipse, modulo PVTi.

3.4 Comportamiento de producción aceite y gas del campo³⁰

Los datos de producción promedio mensual de aceite, medidos durante un periodo de 184 meses de producción, conjuntamente con el número de pozos fluyendo, se presentan en la **fig. 3.10**. La producción de aceite está expresada en barriles por día a condiciones estándar, BPD@c.s. Los datos mensuales de la relación gas-aceite instantánea promedio mensual, RGA , se obtienen al relacionar los gastos de producción de aceite y gas, expresado en barriles de gas a condiciones estándar entre barriles de aceite a condiciones estándar, $BBL_{gas@c.s.}/BBL_{aceite@c.s.}$.

La producción inicial de aceite fue de 11,244 BPD@c.s., alcanzando una producción máxima a los 111 meses después del inicio de explotación de 42,722 BPD@c.s. Se observa que el gasto de producción mantiene un comportamiento relacionado con el número de pozos produciendo.

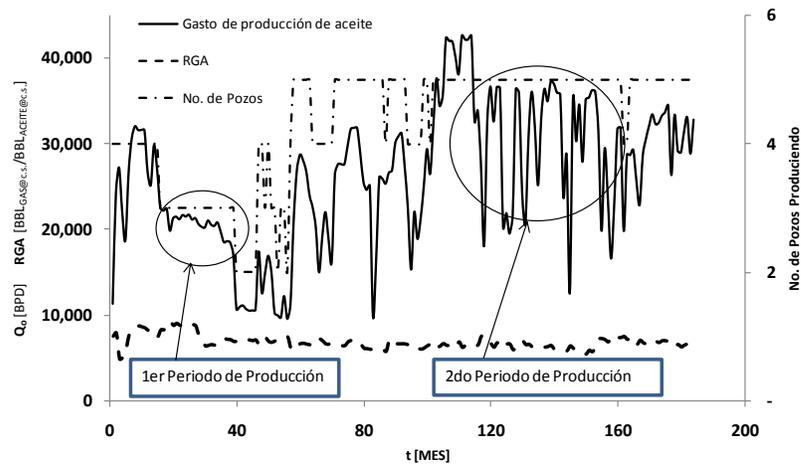


Fig. 3.10. Comportamiento de producción promedio mensual de aceite y RGA del campo.

En la **fig. 3.10** se observa un comportamiento muy variable del gasto de producción. Para cuestiones prácticas del análisis, se definieron dos periodos de producción, ambos a condiciones de bajosaturación. El primer periodo de producción se considera cuando se tienen produciendo de manera natural tres pozos, durante los meses 17 a 55 (39 meses de duración). El segundo periodo de producción, dentro del cual se realizan una serie de reparaciones en los cinco pozos productores, se alcanza una estabilidad en la producción entre los meses 108 al 154 (47 meses de duración).

3.5 Datos promedio del yacimiento y del acuífero

De la información de dos pruebas de presión realizadas en un pozo vecino²⁴ (pozo 6) ver **fig. 3.11**, en los meses 180 y 184, respectivamente, se observa cualitativamente a partir del análisis de cada una de ellas un sistema de alta capacidad de flujo, ver **tabla 3.3**. Considerando un comparativo de producción del pozo vecino con el pozo 1, se observa que mantienen un comportamiento similar, ver **fig. 3.12**; entonces, las estimaciones obtenidas de la prueba de presión, como son la capacidad de flujo y la permeabilidad absoluta de la formación, se consideran similares para el conjunto de pozos en estudio.

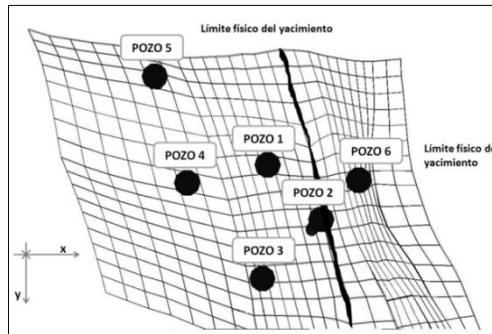


Fig. 3.11. Ubicación estructural de los pozos.

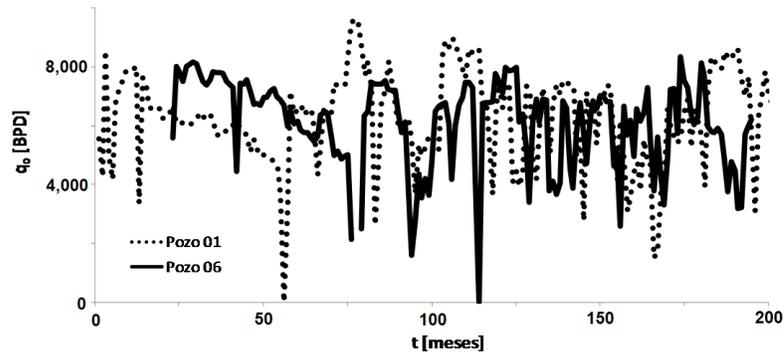


Fig. 3.12. Comparación de producción de los pozos 01 y 06.

Tabla 3.3. Datos y resultados de la prueba de presión del pozo 6.

Prueba de Presión 01	
$kh =$	5,620,000 md pie
$k =$	6,910 md
Prueba de Presión 02	
$kh =$	3,550,000 md pie
$k =$	4,370 md

Se realizó una prueba de interferencia entre los pozos vecinos⁸, la cual indica que existe una comunicación hidráulica entre los pozos 1, 2, 3, 4 y 5, se determinó que el pozo 6 está aislado a través de una falla sellante, como se muestra en la **fig. 3.7**. Los parámetros siguientes del yacimiento enlistados en la **tabla 3.4** son datos promedio, que se considerarán constantes y corresponden al rango de valores observados dentro del campo donde se localiza el sistema de pozos de interés.

Tabla 3.4. Propiedades del yacimiento y de los fluidos.

Porosidad del yacimiento ,	$\phi = 0.10$	
Saturación de agua irreductible ,	$S_{wi} = 0.15$	
Compresibilidad del agua congénita ,	$c_w = 3 \times 10^{-6}$	(lb/pg ²) ⁻¹
Temperatura,	$T = 117.3$	°C
Espesor neto,	$h = 300$	m
Salinidad del agua,	$= 100,000$	PPM
Relación de capacidad de almacenamiento inicial en fractura,	$\omega_i = 0.34$	
Gradiente del aceite,	$grad. = 0.37$	lb/pg ² /pie

Propiedades k , μ_w y ϕ , se obtienen de estudios especiales en el acuífero²⁸, las cuales se considerarán constantes, ver **tabla 3.5**. La compresibilidad del agua del acuífero, el espesor y la salinidad del agua son datos promedio para el rango que presentan estos valores en el yacimiento.

Tabla 3.5. Propiedades del acuífero y del agua.

Permeabilidad absoluta del acuífero ,	$k = 450$	md
Viscosidad del agua del acuífero ,	$\mu_w = 0.25$	cp
Porosidad del acuífero ,	$\phi = 0.09$	
Compresibilidad de la formación del acuífero ,	$c_f = 8 \times 10^{-6}$	(lb/pg ²) ⁻¹
Compresibilidad del agua del acuífero ,	$c_w = 3 \times 10^{-6}$	(lb/pg ²) ⁻¹
Espesor neto del acuífero,	$h_a = 300$	m
Salinidad del agua,	$= 100,000$	PPM
Saturación residual de aceite,	$S_{or} = 0.11$	
Distancia vertical del plano de referencia al contacto agua aceite,	$D_c = 485.23$	pie
Ancho del acuífero,	$w = 10,600.56$	pie

3.6 Cálculo del volumen original de aceite

Con el apoyo de la herramienta computacional de la compañía Fekete, programa F.A.S.T., modulo RTA versión 4.5.1.277, se realizó un análisis con los datos del primer

periodo de producción, debido a que presenta una declinación natural del yacimiento, efectuado a nivel campo y por pozo, empleando el método de curvas de declinación de Blasingame usando las curvas tipo de Fetkovich-McCray. Las curvas tipo adimensionales contenidas en este programa computacional tienen la opción de analizar los datos de producción con un modelo de empuje de agua en régimen de flujo transitorio¹⁵, el cual el modelo considera un acuífero infinito, basado en un sistema radial con una geometría de flujo lateral de agua. Este modelo se emplea en yacimientos con acuífero asociado de tamaño significativo, con movilidad de baja a media, particularmente para análisis en periodos tempranos de producción.

El modelo de empuje de agua empleado utiliza en el análisis las curvas de declinación de Blasingame, las cuales se muestran en la **fig. 3.13**.

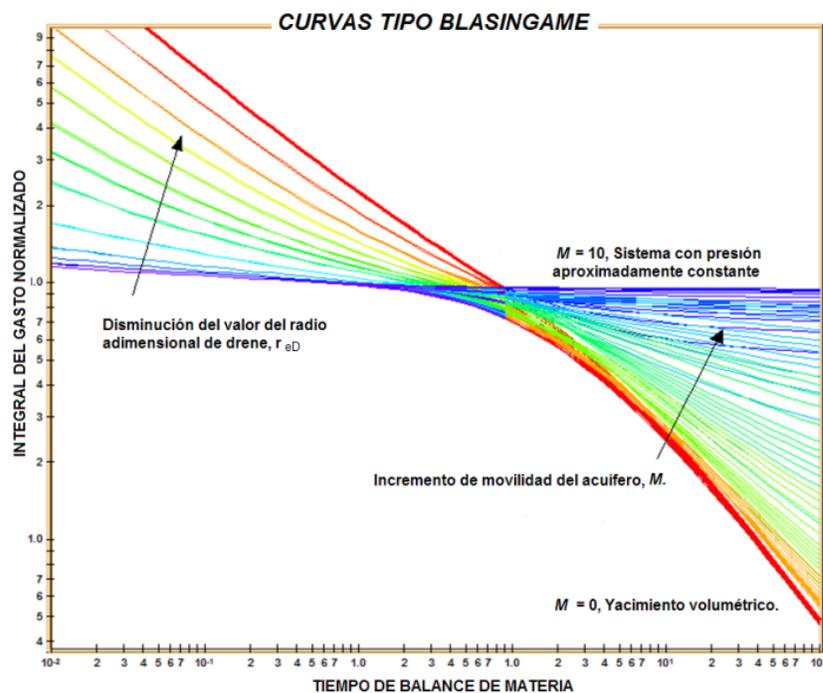


Fig. 3.13. Curvas tipo con modelo de empuje de agua. (FAST RTA, 2010).

Estas curvas tipo se basan en un modelo radial compuesto, un yacimiento cilíndrico con un acuífero concéntricamente cilíndrico, como se observa en la **fig. 3.14**. El yacimiento se representa por medio de la zona interna con una radio de drene, r'_e , la zona externa representa el acuífero, con un radio del acuífero, r_a .

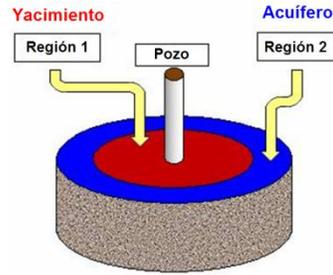


Fig. 3.14. Modelo radial con empuje lateral de agua (FAST RTA, 2010).

Las curvas tipo permiten usar el ajuste de los datos de producción para estimar la movilidad del acuífero, las relaciones de movilidad varían de cero (sin acuífero) hasta un valor de diez (frontera a presión constante). El ajuste permitirá estimar el volumen original del fluido, la relación de movilidad y la permeabilidad del acuífero. Los resultados serán confiables siempre y cuando la relación de movilidad no sea igual o cercana a uno. Esta relación de movilidades se define como la relación de la movilidad del acuífero a la del yacimiento, expresado matemáticamente como,

$$M = \frac{M_{aq}}{M_{res}} = \frac{k_a \mu_o}{k \mu_w} \cdot \dots\dots\dots (3.1)$$

La información utilizada de presión de fondo fluyendo son datos estimados de la simulación numérica del yacimiento, debido a que no se dispuso de estas mediciones. Los datos de la presión promedio del yacimiento se han medido esporádicamente, ambas presiones se pueden ver en la **fig. 3.15**. El valor de la compresibilidad de la formación usado para este análisis es de $50 \times 10^{-6} (lb/pg^2)^{-1}$.

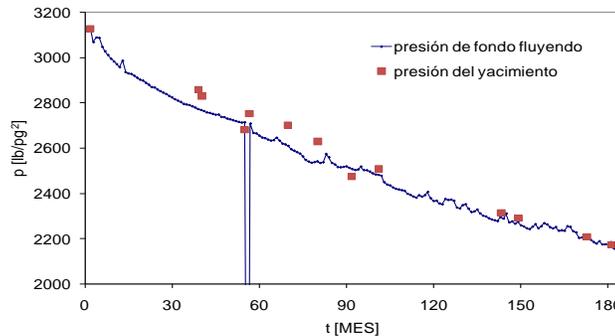


Fig. 3.15. Datos de presión de fondo fluyendo y presión promedio del yacimiento.

El ajuste realizado con los datos de producción total del campo se muestra en la **fig. 3.16**; los resultados obtenidos del análisis de campo y por pozo se presentan en la **tabla 3.6**; también se incluyen el volumen producido acumulado histórico, $N_{p\text{Histórico}}$, y el factor de recuperación histórico, $FR_{\text{histórico}}$. El análisis para los datos de producción por pozo se muestra en el **apéndice E.2**.

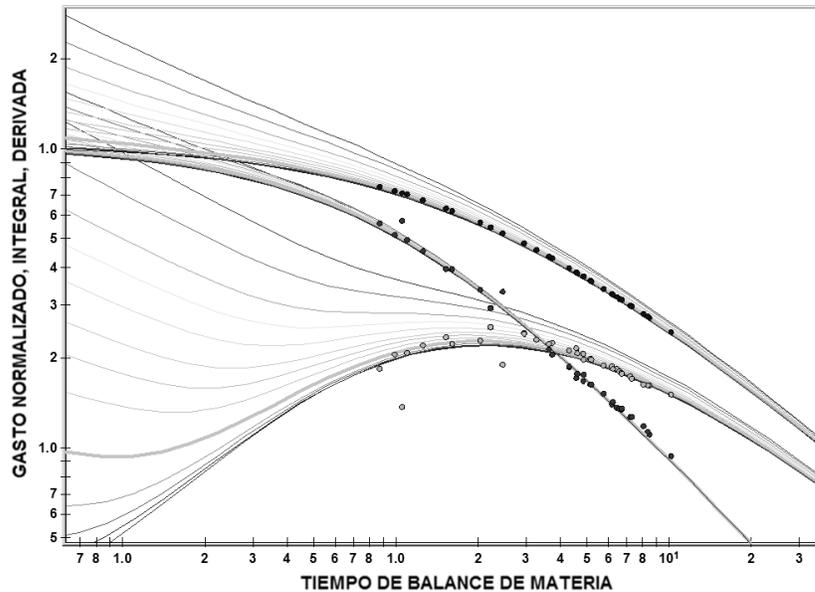


Fig. 3.16. Ajuste de los datos de producción total de aceite, usando el paquete RTA de Fekete.

Tabla 3.6. Resultados del análisis de curvas de declinación usando curvas tipo para los datos de producción total.

	Campo	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4	
$r_{eD} =$	800.00	800.00	800.00	800.00	800.00	
$M =$	0.000	0.001	0.000	0.010	0.001	
$k =$	12,957.45	1,546.42	4,191.90	2,432.98	2,338.35	md
$s_d =$	-4.10	-3.57	-3.39	-3.42	-3.41	
$A_e =$	8.51	2.80	1.94	2.18	2.12	km ²
$N =$	1,109.02	370.09	255.76	285.85	283.25	MMBBL

$N_{p_{Histórico}} =$	146.19	34.44	25.37	33.89	33.99	MMBBL
$FR_{Histórico} =$	13.18	9.30	9.92	11.86	12.00	%

Se puede observar en la **tabla 3.6** que el volumen original de aceite calculado de los datos del campo es aproximadamente igual a la suma de los volúmenes originales de aceite calculados por cada uno de los pozos. Con el área de drene total, $A_e = 8.51 [km^2]$, se trazó una área cuadrada de 2,917.19 m por cada lado, considerando los límites físicos sobre el mapa estructural de la **fig. 3.7**.

El análisis muestra valores de relación de movilidad bajos, los cuales muestran un comportamiento de un yacimiento volumétrico, por lo que los datos son aún insuficientes para una descripción confiable del acuífero; por lo que, para etapas tempranas de la producción el mecanismo principal de empuje se debe al valor alto de la compresibilidad de la formación.

Los datos del primer periodo de producción se encuentran, desde un inicio, en régimen de flujo dominado por la frontera externa, la permeabilidad alta de la formación permite que el abatimiento de la presión alcance rápidamente los efectos de frontera. Lo anterior se puede verificar calculando el tiempo al cual se indica un régimen de flujo dominado por la frontera externa, empleando la ecuación siguiente,

$$t_{pss} \cong \frac{1,200r_e^2}{\eta} = \frac{1,200r_e^2\phi\mu_o c_t}{k} \quad , \quad \dots\dots\dots (3.2)$$

donde η es la difusividad de la formación, $\eta = k/\phi\mu_o c_t$. Considerando las viscosidad del aceite²², $\mu_o = 28.66 [cp]@p_b$, y los parámetros obtenidos en el método de curvas de declinación de los datos de producción total, como el radio de drene $r_e = \sqrt{A_e/\pi} = 5,399.70 [pie]$ (donde $A_e = 8.51 [km^2]$), así como también la compresibilidad total del yacimiento ($c_t = 56.68 \times 10^{-6} [lb/pg^2]$) y la permeabilidad de la formación ($k = 12,957.45 [md]$), **se tiene que $t_{pss} = 438.64 [hrs] = 0.61 [MES]$** , y dado que el primer periodo de producción inicia al mes 17, el yacimiento presentara régimen de flujo dominado por la frontera externa desde la primera parte de su análisis.

La caracterización dinámica del acuífero mediante el análisis de las curvas de declinación usando curvas tipo genera cierta incertidumbre en el cálculo del volumen original de aceite debido a dos aspectos, el primero es que el modelo contenido en este análisis está basado en un acuífero con una geometría de empuje radial del agua, siendo que a través del mapa estructural del yacimiento en estudio, **fig. 3.7**, indica que se tiene un acuífero con una geometría de empuje lateral del agua. El segundo aspecto sobre el acuífero es que este se consideró aislado, siendo que se tiene evidencia que forma parte de un acuífero regional que esta comunicado hidráulicamente con varios yacimientos.

3.6.1 Factor de recuperación final

Se aplica el método del gasto recíproco a nivel campo y por pozo para los dos periodos de producción antes definidos, con lo cual se estima el volumen máximo de aceite recuperable.

Los datos del comportamiento de producción a nivel campo se presentan en la **fig. 3.17**, donde se muestra la tendencia de declinación para cada uno de los periodos de producción.

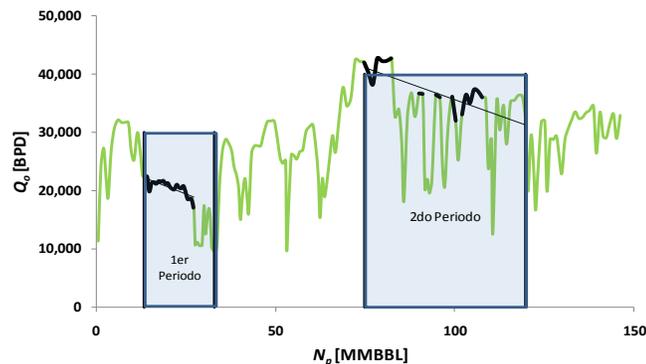


Fig. 3.17. Gastos de producción del campo en función del volumen acumulado de aceite.

La gráfica cartesiana de $1/q$ en función de N_p/q , se muestra en la **fig. 3.18**, pudiendo observarse las tendencias lineales para cada uno de los dos periodos de producción, y el valor del volumen acumulado máximo de aceite cuando el gasto de producción tiende a cero, con un valor para el primer periodo de producción de $N_{p \text{ máx.}} = 90.09$ [MMBBL] y de 232.56 [MMBBL], para el segundo periodo de producción. La

alineación de puntos oscuros ubicados en el lado izquierdo del gráfico corresponde a los datos del primer periodo de producción, y la alineación de puntos oscuros ubicados en la parte central del gráfico corresponden a los datos del segundo periodo de producción.

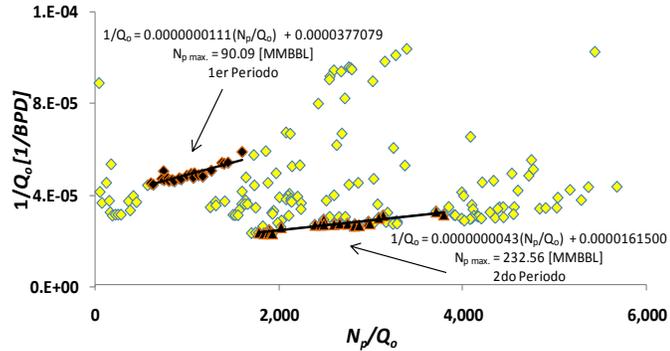


Fig. 3.18. Recíproco del gasto de producción del campo en función del tiempo de balance de materia, gráfica cartesiana.

Los datos de la gráfica cartesiana se trazan en una gráfica doble logarítmica, **fig. 3.19**, la tendencia de la línea recta observada como una exponencial, confirma la validación del comportamiento gráfico cartesiano.

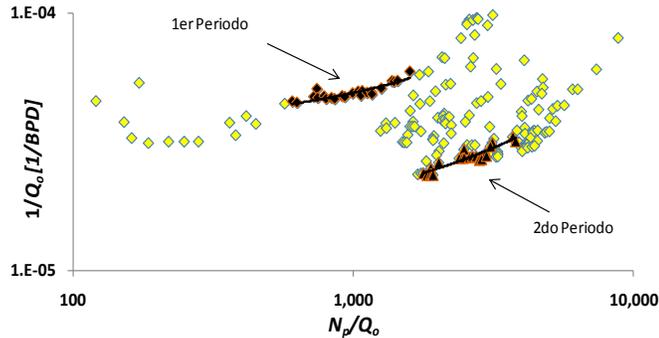


Fig. 3.19. Recíproco del gasto de producción del campo en función del tiempo de balance de materia, gráfica doble logarítmica.

El análisis gráfico por pozo se incluye en el anexo F, “*Aplicación del método del gasto recíproco por pozo*”. El volumen acumulado máximo obtenido de la aplicación del método para el primer periodo de producción, $N_{p\text{ máx. }GC1}$, y para el segundo periodo de producción, $N_{p\text{ máx. }GC2}$, se presentan en la **tabla 3.7**. El factor de recuperación incluido

en la **tabla 3.6** se calcula al relacionar el volumen original de aceite, N , calculado por el método curvas de declinación con el volumen máximo acumulado del segundo periodo de producción calculado con el método del gasto recíproco, $N_{p\text{ máx. GC2}}/N$.

Tabla 3.7. Resultados del análisis del método del gasto recíproco.

Pozo	N [MMBBL]	$N_{p\text{ máx. GC1}}$ [MMBBL]	$N_{p\text{ máx. GC2}}$ [MMBBL]	FR_{GC2} %
1	370.09	28.17	69.44	18.76
2	255.76	-	38.61	15.10
3	285.85	36.10	45.66	15.97
4	283.25	29.24	62.50	22.06
5	-	-	30.21	-
Campo	1,109.02	90.09	232.56	20.97

Se puede observar en la interpretación de los gráficos cartesianos, $1/q_o$ en función de N_p/q_o , para los pozos 1, 3 y 4, así como también a nivel de campo; que la tendencia lineal fue consistente para el primer periodo de producción, además, su comportamiento gráfico doble logarítmico mostró una tendencia exponencial. Por el contrario, la tendencia lineal para el segundo periodo de producción en todos los gráficos, tanto de pozo como de campo, genera cierta incertidumbre en la interpretación, debido a la variabilidad alta de los gastos de producción, mostrando en el comportamiento gráfico doble logarítmico una tendencia casi lineal para el periodo de análisis corto.

3.7 Determinación de la presión promedio del yacimiento

Se aplicó la ecuación de balance de materia para calcular la presión promedio del yacimiento; además, se cuantificó el efecto del acuífero asociado. Se emplearon dos herramientas computacionales; programa desarrollado en hoja de cálculo con programación en visual basic 6.0, y de la compañía Petroleum Expert, IPM versión 6.30, modulo Mbal versión 9.3. Para ambos análisis con la ecuación de balance de materia se considero lo siguiente:

1. Condiciones isotérmicas.
2. El comportamiento de la producción de cinco pozos,
3. El volumen original de aceite, $N = 1,109.02$ [MMBBL],

4. Un yacimiento sin comunicación hidráulica y con un acuífero aislado,
5. Propiedades pVT de laboratorio constantes para todo el yacimiento, y
6. El método de Fetkovich para cuantificar el efecto del acuífero.

Primeramente se muestra el análisis realizado con Mbal, para el cual se consideró, además de lo anterior, una compresibilidad constante de la formación, $c_t = 50 \times 10^{-6} [lb/pg^2]$. El ajuste logrado se muestra en la figura 3.20, en la cual se tiene graficada la presión promedio del yacimiento en función del volumen producido acumulado de aceite. Para el ajuste se usó el modelo de Fetkovich para un acuífero con régimen de flujo estacionario, con una geometría de flujo lineal del agua intrusiva y un volumen original de agua del acuífero de 13,000 [MMBBL@c.y.]. El único parámetro que se determinó por medio de una regresión de los datos de comportamiento para lograr el ajuste fue el ancho del yacimiento, obteniéndose un valor, $w = 2,900.88 [pie]$.

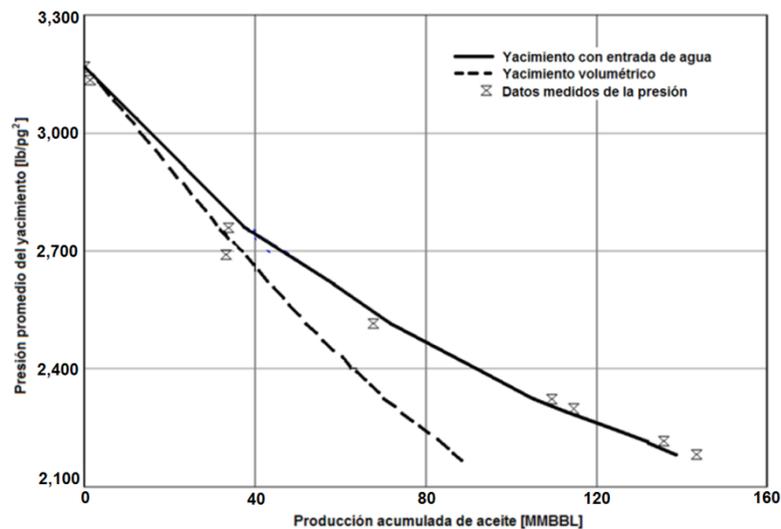


Fig. 3.20. Ajuste de los datos de producción total del campo con la ecuación de balance de materia usando Mbal.

En la **fig. 3.21** se muestra la fracción de aporte de los tres mecanismos de empuje del yacimiento en función del volumen acumulado producido de aceite, por expansión de fluido, por compresibilidad de la formación y por entrada de agua.

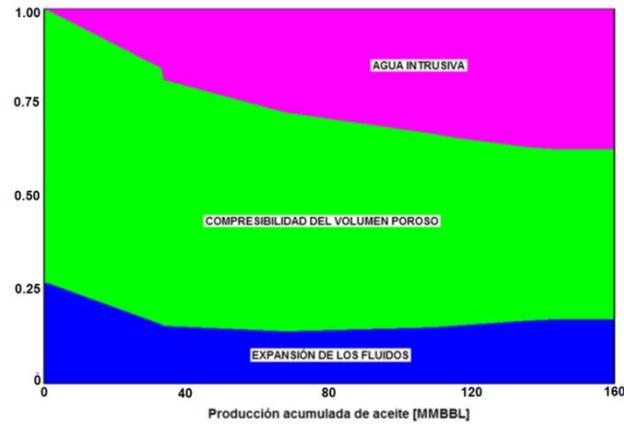


Fig. 3.21. Fracción de aporte de los mecanismos de empuje. (Mbal, ver. 9.3)

3.7.1 Comportamiento de la compresibilidad del volumen poroso

Durante la medición de presión del yacimiento, se observó que la presión del campo disminuyó sin haber existido producción alguna de hidrocarburos, por lo que se dedujo que existía comunicación hidráulica a través del acuífero con los campos vecinos; debido a este abatimiento inicial de la presión, el yacimiento incrementó su presión efectiva de confinamiento.

La presión original de la región fue de $p_p = 320 \text{ kg/cm}^2$; la primera medición de la presión en el campo en estudio fue de 311 kg/cm^2 , y para el inicio de la producción la presión era de 223 kg/cm^2 . Por lo que la caída de presión del yacimiento es de 97 kg/cm^2 ($1,379.34 \text{ lb/pg}^2$).

Considerando también qué, el gradiente litológico de la región se considera de $0.231 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$, y con una profundidad al plano de referencia de $3,200 \text{ m.}$, obtenemos una presión de sobrecarga de 739.2 kg/cm^2 . Con lo cual obtenemos una presión efectiva de confinamiento vertical al inicio de la producción de 516.2 kg/cm^2 ($7,340.36 \text{ lb/pg}^2$). Por otro lado, considerando un esfuerzo horizontal del 50% con respecto al esfuerzo vertical¹⁶, resulta de 369.6 kg/m^2 ($5,255.71 \text{ lb/pg}^2$); entonces la presión efectiva de confinamiento horizontal al inicio de la producción es de 146.6 kg/m^2 ($2,084.65 \text{ lb/pg}^2$).

Las mediciones de compresibilidad de la formación varían en un rango de $40 - 60 \times 10^{-6} [(\text{lb/pg}^2)^{-1}]$, y dado que no se dispone de los valores del

comportamiento de la compresibilidad del volumen poroso de la fractura, se propone un comportamiento gráfico exponencial de esta propiedad en base al rango de las mediciones en campo, como se puede ver en la **fig. 3.22**. Mediante la correlación de Harari²⁰ (1995), para una caliza con clasificación litológica Wackestone, se estima la compresibilidad del volumen de la porosidad de la matriz, $c_{pp,m}$, la cual está en función de la presión efectiva de confinamiento,

$$c_{pp,m} = 0.000953(p_c - p_p)^{-0.644}, \dots\dots\dots (3.3)$$

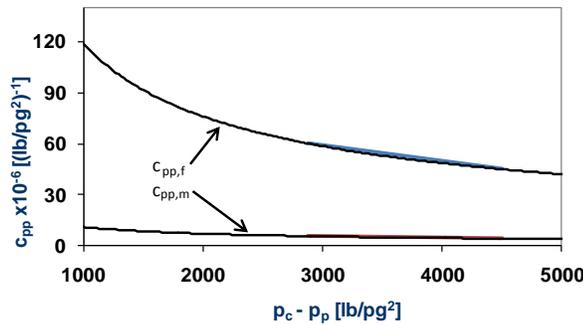


Fig. 3.22. Comportamiento de la compresibilidad del volumen poroso de fractura y de matriz.

3.7.2 Ecuación de balance de materia modificada

La ecuación de balance de materia modificada realizada con herramienta computacional en hoja de cálculo con programación en visual basic, discretiza la compresibilidad del volumen poroso de fractura, $c_{pp,f}$, y de matriz, $c_{pp,m}$. Ver **apéndice G.2**. El comportamiento variable de la compresibilidad del volumen poroso de fractura se considera de la **fig. 3.22**, y el valor de $c_{pp,m}$ se supone constante e igual a $4.9 \times 10^{-6} [(lb/pg^2)^{-1}]$. El ajuste logrado se muestra en la **fig. 3.23**, donde se tiene graficada la presión promedio del yacimiento en función del tiempo. Para el ajuste se usaron las ecuaciones de balance de materia modificadas para yacimiento volumétrico y con entrada de agua, para condiciones de bajosaturación y para valores de presión inferiores de la presión de saturación, **ecuas. 2.39, 2.49 y 2.50**, respectivamente, así como también se utilizó el método de Fetkovich para el cálculo de entrada de agua, ver **apéndice G.3.**, considerando un acuífero finito a presión constante en su frontera externa y con una geometría de flujo lineal del agua intrusiva.

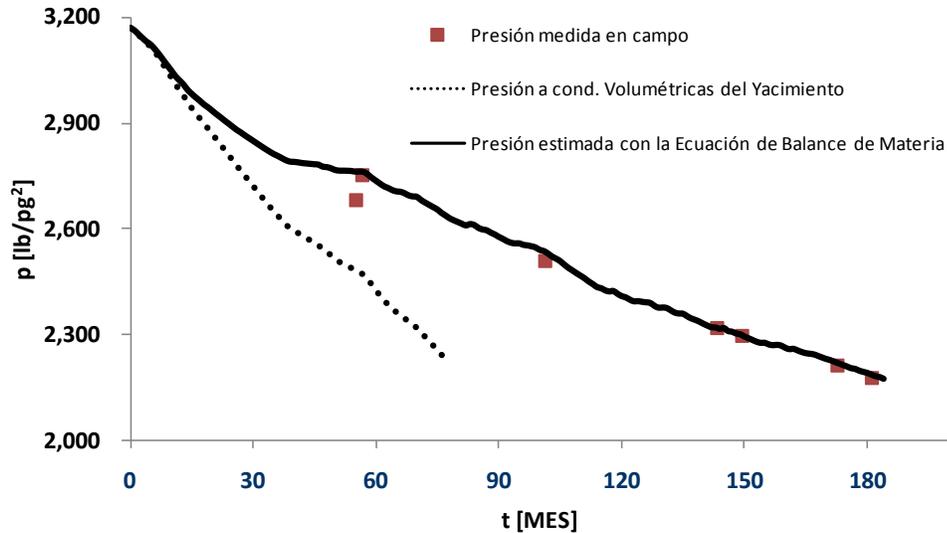


Fig. 3.23. Ajuste de los datos de producción total del campo con la ecuación de balance de materia usando hoja de cálculo con programación visual basic.

Usando la ecuación de balance de materia modificada para yacimientos volumétricos de doble porosidad, **ecua. 2.39**, se observa en la **fig. 3.23** que las presiones calculadas son más bajas que las presiones medidas, indicando la presencia de un acuífero; el efecto del empuje por el acuífero se observa en el comportamiento de presión del campo en estudio, donde se alcanzó un factor de recuperación adicional por el empuje del acuífero de aproximadamente 7.76%.

El índice de empuje por expansión de los hidrocarburos, IEH , índice de empuje por agua congénita y por la formación, $IEAF$, y el índice de empuje por el acuífero, IEW , para condiciones de bajosaturación, se calcularon con la **ecuas. 2.51, 2.52 y 2.53**, respectivamente, y para presiones inferiores a la presión de saturación los índices de empuje se obtuvieron con las **ecuas. 2.54, 2.55 y 2.56**. El porcentaje de aporte por el empuje del aceite por los tres mecanismos diferentes se muestra en la **fig. 3.24**. La variabilidad alta de los índices de empuje a partir del mes 45 se debe a las fluctuaciones del volumen producido acumulado mensual del aceite, $\Delta_n^{n+1} N_p$.

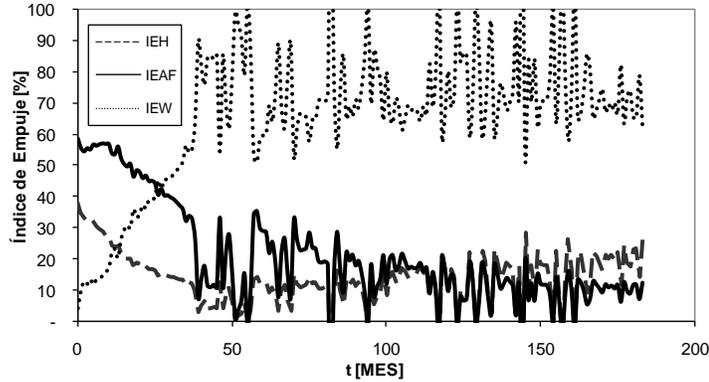


Fig. 3.24. Porcentaje de aporte de los mecanismos de empuje usando hoja de cálculo con programación visual basic.

3.7.3 Relaciones de movilidad y movilidad relativa

Del resultado del análisis de acuífero mediante el análisis de las curvas de declinación usando curvas tipo, se tienen los siguiente: el valor más alto de la relación de movilidad se obtiene para el pozo 3, que es el más cercano al acuífero, $M = 0.1$; en los pozos 1 y 4 se obtiene un valor para ambos pozos de $M = 0.001$, siendo los pozos más alejados del acuífero, y para el pozo 2, la movilidad del agua no se vio reflejado en su producción, dado que se obtuvo un valor de cero.

Para un tiempo de producción posterior, la compresibilidad de la formación disminuye su efecto y por ende el porcentaje de empuje por el acuífero aumenta, hasta alcanzar un valor promedio del 70%. Debido a este valor alto del empuje, probablemente el valor de la permeabilidad del acuífero alcanzó el valor obtenido de la **tabla 3.5**, $k_a = 450 \text{ md}$. Entonces, calculando la relación de movilidades acuífero-yacimiento, M , empleando la **ecua. 3.1**, considerando el valor de k_a y μ_w , de la **tabla 3.5**, además, el valor de $\mu_o = 28.66 \text{ [cp]}@p_b$, y el valor de la permeabilidad de la formación de la primera prueba de presión del pozo 6 ($k = 6,910 \text{ [md]}$) de la **tabla 3.2**; **se tiene que $M = 7.46$** , el cual se considera un valor constante a partir del mes 55.

Por otro lado, la relación de movilidad relativa en la etapa inicial de la producción tiende a cero, debido al flujo de agua intrusiva nulo en el yacimiento, por lo que el desplazamiento del aceite por el agua se considera despreciable.

En el momento en que el empuje del aceite por el agua intrusiva comienza a tener un efecto significativo, la relación de movilidad relativa podrá calcularse; considerando un valor para la permeabilidad relativa del aceite a la saturación irreductible del agua es de $k'_{ro} = 1.00$, debido a que el aceite es el único fluido fluyente adelante del frente de empuje. El valor de la viscosidad del aceite a la presión inicial es, $\mu_o = 28.68$ cp., así como también, suponiendo un valor para la permeabilidad relativa del agua a la saturación residual del aceite, $k_{rw} = 0.20$, por lo tanto,

$$M_r = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k'_{rw} / \mu_w}{k'_{ro} / \mu_o} = \frac{0.20 / 0.25}{1.00 / 28.68} = 22.94 > 1$$

Debido a que $M_r > 1$, el desplazamiento del aceite por el agua no será ideal, por lo que el agua tenderá a moverse con mayor facilidad que el aceite dentro de la formación productora, consecuencia de la diferencia alta entre viscosidades.

Para realizar la evaluación del tipo de desplazamiento estable o inestable, para el segundo periodo de producción, se calculan los valores del número de gravedad adimensional, G , para cada uno de los flancos correspondientes, los cuales serán, flanco norte y flanco sur, véase la **fig. C.1**. El cálculo del número de gravedad adimensional se encuentra en el anexo C.2. Los valores obtenidos de G para cada uno de los flancos del yacimiento se comparan con la relación de movilidades; los resultados obtenidos se presentan en la **tabla 3.8**. El tipo de desplazamiento del aceite por el agua determinado analíticamente mediante la comparación entre la relación de movilidad relativa agua-aceite y el número de gravedad adimensional indican que para el segundo periodo de producción el desplazamiento es estable y el agua desplazará al aceite en forma de cuña

Tabla 3.8. Tipo de desplazamiento para el segundo periodo de producción con base en la comparación del número de gravedad adimensional con respecto a la relación de movilidad relativa.

Flanco	G	$M_r - 1$	Tipo de desplazamiento
Norte	101.67	> 21.94	Estable
Sur	50.00	> 21.94	Estable

3.7.4 Factor de recuperación de aceite a la irrupción del agua

Se utilizó la correlación de Kumar para calcular el factor de recuperación a la irrupción de agua, FR_{bt} . Los parámetros estructurales como la localización del pozo y el espaciado del área de drenaje se obtienen utilizando las distancias mostradas en las **fig. 3.7** y **C.1**. Con base en la demostración de Gulati y Ramey²⁵, los gastos de producción de aceite de los pozos 2, 3 y 4, se agrupan y son colocados en el pozo 4; y los gastos de producción de aceite de los pozos 1 y 5, se asocian con el pozo 1.

La relación de penetración del pozo y la relación de permeabilidades absolutas vertical–horizontal, se suponen iguales a los valores observados en campo, $h_p/h = 0.5$, y $k_v/k_h = 1.0$. Se tienen los valores del número de gravedad adimensional calculado en el **apéndice C.2.**, y la relación de movilidades relativas, las cuales se calcularon anteriormente. Por lo tanto, los resultados para el factor de recuperación son los que se incluyen en la **tabla 3.9**. El factor de recuperación a la irrupción del agua de aproximadamente 17.5% (valor promedio para ambos flancos), obtenido mediante la correlación de Kumar indica que la irrupción del agua se presentara al final de la vida productiva de los pozos, esto considerando que el factor de recuperación máximo calculado del método del gasto recíproco es de 18.52% para los pozos 2, 3 y 4 (valor promedio ponderado); y de 18.76% para el pozo 1.

Tabla 3.9. Valores de los parámetros adimensionales y la recuperación porcentual del aceite a la irrupción de agua, calculados con la correlación de Kumar.

Pozo	Flanco	$\frac{w}{L}$	$\frac{X}{L}$	$\frac{h_p}{h}$	$\frac{k_v}{k_h}$	G	M_r	FR_{bt} %
4	Sur	2.33	1.64	0.5	1.0	50.00	22.94	16.36
1	Norte	3.27	1.73	0.5	1.0	101.67	22.94	16.56

3.8 Comportamiento de la fase de gas

La presión promedio del yacimiento calculada con la ecuación de balance de materia para un yacimiento con doble porosidad $p = 2,217$ [lb/pg²], indica que la presión de saturación se alcanzó en el mes 173, lo cual se confirma con la medición de la presión del yacimiento en el mismo mes, $p = 2,209$ [lb/pg²]. Posteriormente, el comportamiento

calculado de la presión del yacimiento ha continuado disminuyendo hasta $p = 2,173 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$ para el mes 184, que es el último dato del histórico de producción que se tiene disponible para el análisis, de igual manera, el valor de la disminución de la presión se confirma con la medición en el mes 181 donde la $p = 2,174 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$. Debido a que no se observan incrementos significativos en la producción del gas durante los 11 meses transcurridos después de alcanzada la presión de saturación, los datos de la producción de aceite y gas son aún insuficientes para describir el comportamiento de la fase de gas.

Conclusiones y recomendaciones.

3.1 Conclusiones

El propósito de este trabajo fue comprender el comportamiento de la fase de gas a través del análisis de los datos de producción de experimentos de laboratorio y de campo; los datos de campo fueron analizados a través de métodos analíticos. Se analizó las curvas de permeabilidad relativa gas–aceite presentadas por Fetkovich, debido a que los datos de producción del campo en estudio no presentaron información suficiente para analizar el comportamiento de la fase de gas.

Con base en los análisis realizados en esta tesis, se pueden establecer las conclusiones siguientes:

1. Los experimentos realizados en núcleos de roca caliza, muestran que la porosidad secundaria es reducida significativamente al aumentar la presión efectiva de confinamiento, por ende, la permeabilidad efectiva de los fluidos es drásticamente disminuida resultando en un efecto retentivo de la fase gas en el medio poroso.
2. Los resultados experimentales de Firoozabadi, el cual indica que la presencia de agua en el medio poroso retrasa la formación de las burbujas, incrementando en cierta medida el efecto de retención de la fase del gas.
3. En lo general, la ecuación de balance de materia puede ser usada para estimar la presión promedio del yacimiento y el gasto de entrada de agua, debido a que el comportamiento de la fase de gas en el campo no presenta condiciones de desequilibrio.
4. La ecuación de balance de materia de Schilthuis es usada para yacimientos homogéneos, pero para analizar el comportamiento de la presión de un yacimiento naturalmente fracturado se usó la ecuación de balance de materia modificada, en la cual se discretiza el valor de la compresibilidad del volumen poroso de fractura y de matriz.

5. Se consideró un comportamiento variable de la compresibilidad del volumen de la porosidad de fractura. Obteniendo un ajuste confiable del comportamiento de la presión del yacimiento.
6. El valor bajo de la movilidad del agua intrusiva del campo en estudio, ocasiona que el desplazamiento del aceite por el agua se presente de manera estable, siendo esto un aspecto muy favorable ocasionando que la irrupción del agua se pronostique para cuando los pozos lleguen, prácticamente, al final de su vida productiva derivado de una producción baja del aceite.

3.2 Recomendaciones

Se proponen dos recomendaciones para mejorar la interpretación de las pruebas de laboratorio en la predicción de las curvas de permeabilidad relativa gas–aceite, las cuales son:

1. En los experimentos de laboratorio realizados con núcleos del yacimiento para reproducir las condiciones del comportamiento de producción de un campo, se recomienda usar una presión controlada de confinamiento, el cual sea equivalente al esfuerzo efectivo presente en el yacimiento. Esta consideración permitirá observar los valores altos aproximados de la recuperación del aceite y de la saturación crítica del gas.
2. La condición de desequilibrio podría ser disminuido cuanto más pequeño sea el abatimiento de la presión en el núcleo; el efectuar estos experimentos a estas condiciones incrementaría significativamente el tiempo de realización de las pruebas de laboratorio, por lo que la otra opción es aplicar el modelo propuesto por Bauget para corregir este comportamiento de desequilibrio, qué independientemente del grado de abatimiento de la presión, el modelo podrá predecir la saturación de gas y las permeabilidades relativas gas–aceite para valores pequeños de abatimiento de la presión como los llevados a cabo en la explotación de un yacimiento.

Apéndice A

A.1 Desarrollo del modelo matemático para determinar las permeabilidades relativas gas–aceite de los datos de pruebas de laboratorio¹⁸

De las suposiciones realizadas en el capítulo 1 se deriva un modelo matemático para las permeabilidades relativas de las siguientes expresiones:

Flujo de la fase de aceite. La ecuación de Darcy para la fase del aceite es dado por,

$$\frac{\partial p_o}{\partial x} = -\frac{\mu_o}{\phi k k_{ro}} u_o - \rho_o g \text{sen} \theta_n \quad , \quad \dots\dots\dots (A.1)$$

donde θ_n es el ángulo del plano horizontal. Integrando la **ecua. A.1** con respecto a x dado la presión diferencial que atraviesa el núcleo,

$$\Delta p_o = -\frac{\mu_o}{\phi k k_{ro}} \int_0^{L_n} u_o dx - \rho_o g L_n \text{sen} \theta_n \quad . \quad \dots\dots\dots (A.2)$$

La ecuación de continuidad para la fase de aceite es dada por,

$$\frac{\partial (u_o \rho_o)}{\partial x} = -\phi c_o \frac{dp_o}{dt} \quad , \quad \dots\dots\dots (A.3)$$

donde

$$\frac{\partial p_o}{\partial t} = \frac{\partial \rho_o}{\partial p_o} \frac{dp_o}{dt} = -\rho_o \left(\frac{1}{V_o} \frac{dV_o}{dp_o} \right) \frac{dp_o}{dt} \quad , \quad \dots\dots\dots (A.4)$$

y dado que,

$$c_o = -\left(\frac{1}{V_o} \frac{dV_o}{dp_o} \right) \frac{dp_o}{dt} \quad , \quad \dots\dots\dots (A.5)$$

donde c_o es la compresibilidad isotérmica de la fase del aceite, y dp_o/dt es la razón de declinación de la presión durante el depresionamiento. Combinando las **ecuas. A.3** y **A.4**, y asumiendo que ρ_o es constante en todo el núcleo,

$$\frac{du_o}{dx} = -\phi c_o \frac{dp_o}{dt} \quad , \quad \dots\dots\dots (A.6)$$

integrando la **ecua. A.6** con respecto a x nos dará la expresión del gasto de aceite producido a la salida del núcleo,

$$u_o(L_n) = -\phi c_o L_n \frac{dp_o}{dt} \quad , \quad \dots\dots\dots (A.7)$$

sí asumimos que el medio poroso es homogéneo, la velocidad del aceite a cualquier punto del núcleo, x , es,

$$u_o(x) = -\phi c_o x \frac{dp_o}{dt} \quad , \quad \dots\dots\dots (A.8)$$

substituyendo la **ecua. A.8** en la **ecua. A.2** e integrando con respecto a x , se obtiene,

$$\Delta p_o = \frac{\mu_o c_o L_n^2}{2k k_{ro}} \frac{dp_o}{dt} - \rho_o g L_n \text{sen}\theta \quad , \quad \dots\dots\dots (A.9)$$

Despejando la permeabilidad relativa del aceite, puede ser calculado de,

$$k_{ro} = \frac{\mu_o c_o L_n^2}{2k (\Delta p_o + \rho_o g L_n \text{sen}\theta_n)} \frac{dp_o}{dt} \quad . \quad \dots\dots\dots (A.10)$$

Flujo de la fase de gas. La ecuación de Darcy para el flujo de gas puede ser expresada como,

$$\frac{\partial p_g}{\partial x} = -\frac{\mu_g}{\phi k k_{rg}} u_g - \rho_g g \text{sen}\theta_n \quad . \quad \dots\dots\dots (A.11)$$

La presión capilar está dada por $p_c = p_g - p_o$ ó $p_g = p_o - p_c$; entonces,

$$\frac{\partial p_o}{\partial x} + \frac{\partial p_c}{\partial x} = -\frac{\mu_g}{\phi k k_{rg}} u_g - \rho_g g \text{sen} \theta_n \quad , \quad \dots\dots\dots (A.12)$$

donde

$$\frac{\partial p_c}{\partial x} = \frac{\partial p_c}{\partial S_o} \frac{\partial S_o}{\partial x} = 0 \quad , \quad \dots\dots\dots (A.13)$$

dado que se asume una saturación uniforme en todo el núcleo, y la integración de la **ecua. A.12** con respecto a x ,

$$\Delta p_o = -\frac{\mu_g}{\phi k k_{rg}} \int_0^{L_n} u_g dx - \rho_g g L_n \text{sen} \theta_n \quad , \quad \dots\dots\dots (A.14)$$

se puede derivar la expresión para $u_g(x)$ similarmente a la $u_o(x)$,

$$u_g(x) = -\phi c_g x \frac{dp_g}{dt} \quad , \quad \dots\dots\dots (A.15)$$

donde dp_g/dt puede ser expresado por,

$$\frac{dp_g}{dt} = \frac{dp_o}{dt} + \frac{dp_c}{dt} = \frac{dp_o}{dt} + \frac{dp_c}{dS_o} \frac{dS_o}{dt} \quad . \quad \dots\dots\dots (A.16)$$

Substituyendo las **ecuas. A.15** y **A.16** dentro de la **ecua. A.14**, e integrando la ecuación con respecto a x ,

$$\Delta p_o = \frac{\mu_g c_g L_n^2}{2k k_{rg}} \left(\frac{dp_o}{dt} + \frac{dp_c}{dS_o} \frac{dS_o}{dt} \right) - \rho_g g L_n \text{sen} \theta \quad , \quad \dots\dots\dots (A.17)$$

derivando la **ecua. A.17** para calcular la permeabilidad relativa del gas,

$$k_{rg} = \frac{\mu_g c_g L_n^2}{2k (\Delta p_o + \rho_g g L_n \text{sen} \theta_n)} \left(\frac{dp_o}{dt} + \frac{dp_c}{dS_o} \frac{dS_o}{dt} \right) \quad . \quad \dots\dots\dots (A.18)$$

Las **ecuas. A.10 y A.18** son usadas para estimar las permeabilidades relativas gas-aceite para un proceso de abatimiento de la presión en una prueba de laboratorio. Además, pueden ser convertidas en las siguientes expresiones eliminando la compresibilidad,

$$k_{ro} = \frac{\mu_o q_o L_n}{2kA_n (\Delta p_o + \rho_o g L_n \text{sen}\theta_n)} ; \dots\dots\dots (A.19)$$

$$k_{rg} = \frac{\mu_g q_g L_n}{2kA_n (\Delta p_o + \rho_g g L_n \text{sen}\theta_n)} , \dots\dots\dots (A.20)$$

donde k_{rg} , k_{ro} son las permeabilidad relativas gas-aceite, μ es la viscosidad (cp), q_i es la expansión volumétrica de la fase (cm³/s), L_n es la longitud del núcleo (cm), k es la permeabilidad absoluta (Darcy), A_n es el área de la sección transversal (cm²), ρ es la densidad (g/cm³), Δp_o es la presión diferencial del aceite que atraviesa el núcleo (atm), g es la constante gravitacional, y θ_n es el ángulo del plano horizontal del núcleo (grados).

Apéndice B

B.1 Desarrollo de la ecuación para determinar la permeabilidad relativa del aceite en función de los datos de producción¹³

La ecuación de flujo básico dado por Evinger y Muskat para flujo en régimen estacionario es,

$$q_o = \frac{7.08kh}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \left[\int_{p_{wf}}^{p_{eb}} \frac{k_{ro}(S)}{\mu_o B_o} dp \right] . \dots\dots\dots (B.1)$$

Evaluando la **ecua. B.1** para el aceite requerido separando la integral en dos partes, para valores de la presión superiores e inferiores a la presión de saturación,

$$q_o = \frac{7.08kh}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \left[\int_{p_{wf}}^{p_b} \frac{k_{ro}(S)}{\mu_o B_o} dp + \int_{p_b}^{p_{ob}} \frac{1}{\mu_o B_o} dp \right] \cdot \dots \dots \dots (B.2)$$

Para el flujo en la región de bajosaturación, la integral puede ser calculada asumiendo $k_{ro} = 1$ y $(\mu_o B_o)$ es ahora evaluado a la presión promedio entre la \bar{p}_r y p_b .

$$q_o = \frac{7.08kh}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2}\right)} \left[\int_{p_{wf}}^{p_b} \frac{k_{ro}(S)}{\mu_o B_o} dp + \frac{(\bar{p}_r - p_b)}{\mu_o B_{o\bar{p}_r, p_b}} \right] \cdot \dots \dots \dots (B.3)$$

Se asume que la función de la presión para el agotamiento, $k_{ro}/\mu_o B_o$ en función de la presión es lineal para presiones fluyendo inferiores a la presión de saturación e intercepta en cero. A presión cero,

$$\int_{p_{wf}}^{p_b} \frac{k_{ro}(S)}{\mu_o B_o} dp = \int_{p_{wf}}^{p_b} [a_2^p + b_2] dp \quad , \quad \dots \dots \dots (B.4)$$

dónde $a_2 = 1/p_b(\mu_o B_o)_{p_b}$. Para flujo a condiciones de saturación la integral puede ser calculada como sigue,

$$\int_{p_{wf}}^{p_b} [a_2^p + b_2] dp = \frac{a_2}{2} (p_b^2 - p_{wf}^2) + b_2 (p_b - p_{wf}) \quad , \quad \dots \dots \dots (B.5)$$

el término b_2 es cero. Para cero, intercepta el $k_{ro}/\mu_o B_o$ en función de la presión,

$$\int_{p_{wf}}^{p_b} [a_2^p + b_2] dp = \frac{a_2}{2} (p_b^2 - p_{wf}^2) \quad \cdot \quad \dots \dots \dots (B.6)$$

Sí la presión promedio del yacimiento es inferior a la presión de burbujeo el gasto de aceite puede ser calculado por,

$$q_o = \frac{7.08kh}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2}\right)} = \frac{a_2}{2} \left(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2 \right) \quad \dots \dots \dots (B.7)$$

Ahora combinando el flujo para valores de presión superiores e inferiores de la presión de burbujeo, **ecua. B.3** y **B.7**, la ecuación obtenida es,

$$q_o = \frac{7.08kh}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2}\right)} \left[\frac{p_b^2 - p_{wf}^2}{2p_b (\mu_o B_o)_{p_b}} + \frac{\bar{p}_r^2 - p_b^2}{(B_o \mu_o)_{\bar{p}_r, p_b}} \right], \quad \dots \dots \dots (B.8)$$

como \bar{p}_r tiende a ser p_b ,

$$q_o = \frac{7.08k_o k_{ro} h}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2}\right)} \left[\frac{p_b^2 - p_{wf}^2}{2p_b (\mu_o B_o)_{p_b}} \right], \quad \dots \dots \dots (B.9)$$

donde k_{ro} es evaluado a la presión promedio del yacimiento \bar{p}_r .

El factor de productividad, PF , calculado para condiciones de bajosaturación puede ser usado para determinar el término de la constante en la ecuación de flujo del aceite (k_{ro} es igual a 1 por encima del punto de burbujeo),

$$PF = \frac{7.08kh}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2}\right)} \quad \dots \dots \dots (B.10)$$

El factor de productividad por encima de la presión de burbujeo puede entonces ser substituida en la ecuación de flujo del aceite para calcular el flujo por debajo del punto de burbujeo a la presión promedio del yacimiento por substitución de la ecuación dentro de la ecuación tenemos,

$$q_o = \frac{PF \left(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2 \right) k_{ro}}{2\bar{p}_r (\mu_o B_o)_{\bar{p}_r}}, \quad \dots \dots \dots (B.11)$$

despejando a k_{ro} tenemos,

$$k_{ro} = \frac{2\bar{p}_r (\mu_o B_o)_{\bar{p}_r} q_o}{PF (\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)} \dots\dots\dots (B.12)$$

Apéndice C

C.1 Desarrollo del número de gravedad adimensional¹⁰

Dietz realizó estudios relacionados con el desplazamiento de aceite por agua bajo condiciones de flujo segregado. La suposición fundamental considerada es que en la parte invadida del yacimiento por el agua intrusiva, sea entrada natural o artificial de agua, el agua es el único fluido fluyendo en presencia de un aceite residual, con una permeabilidad efectiva $k_w = kk'_{rw}$, donde k'_{rw} es la permeabilidad relativa del agua a la saturación residual del aceite. Similarmente, en la zona no invadida del yacimiento por el agua intrusiva, el aceite fluye en presencia de agua congénita con una permeabilidad efectiva $k_o = kk'_{ro}$, donde k'_{ro} es la permeabilidad relativa del aceite a la saturación irreductible del agua. Dada esta condición, en cualquier punto sobre la interface las presiones entre los fluidos son iguales, lo cual significa que no existe una zona de transición capilar, siendo las fuerzas gravitacionales las únicas responsables de la distribución instantánea de los fluidos en la dirección del buzamiento.

Desarrollando un trabajo bajo estas condiciones de flujo segregado, para lograr un desplazamiento estable e inestable, siendo su diferencia entre ambos desplazamientos ilustrado en la **fig. 2.3**. La condición para un desplazamiento estable es que el ángulo de la interface entre los fluidos, β , y la dirección de flujo sea constante durante el desplazamiento, tal que,

$$\frac{dy}{dx} = -\tan\beta = constante \dots\dots\dots (C.1)$$

Ocurrirá un desplazamiento inestable para una condición tal que,

$$\frac{dy}{dx} = -\tan\beta = 0. \quad \dots\dots\dots (C.2)$$

Sí el desplazamiento es estable entonces, en toda la interface las fases de aceite y agua deben tener la misma velocidad, aplicando la ley de Darcy para cualquier punto sobre la interface en la dirección x , se obtiene,

$$u_o = u_t = -\frac{kk'_{ro}}{\mu_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial x} + \frac{\rho_o g \text{sen}\theta}{1.0133 \times 10^6} \right) , \quad \dots\dots\dots (C.3)$$

$$u_w = u_t = -\frac{kk'_{rw}}{\mu_w} \left(\frac{\partial p_w}{\partial x} + \frac{\rho_w g \text{sen}\theta}{1.0133 \times 10^6} \right) . \quad \dots\dots\dots (C.4)$$

donde u_o , u_w y u_t , son las velocidades del aceite, agua y flujo total, respectivamente; combinando las **ecuas. C.3 y C.4**:

$$u_t \left(\frac{\mu_o}{kk'_{ro}} - \frac{\mu_w}{kk'_{rw}} \right) = - \left(\frac{\partial}{\partial x} (p_o - p_w) + \frac{\Delta\rho g \text{sen}\theta}{1.0133 \times 10^6} \right) , \quad \dots\dots\dots (C.5)$$

donde $\Delta\rho = \rho_w - \rho_o$. Aplicando la ecuación de presión capilar,

$$dp_c = d(p_o - p_w) = \frac{\Delta\rho g \cos\theta}{1.0133 \times 10^6} dy , \quad \dots\dots\dots (C.6)$$

para un desplazamiento estable (dy/dx negativo),

$$\frac{\partial p_c}{\partial x} = -\frac{\Delta\rho g \text{sen}\theta}{1.0133 \times 10^6} \frac{dy}{dx} , \quad \dots\dots\dots (C.7)$$

substituyendo C.7 en la **ecua. C.5**, se obtiene,

$$u_t \left(\frac{\mu_o}{kk'_{ro}} - \frac{\mu_w}{kk'_{rw}} \right) = \frac{\Delta\rho g}{1.0133 \times 10^6} \left(\cos\theta \frac{dy}{dx} + \text{sen}\theta \right) . \quad \dots\dots\dots (C.8)$$

Esta ecuación puede expresarse en términos del gasto total, q_t , como,

$$\left(\frac{\frac{k'_{rw}}{\mu_w}}{\frac{k'_{ro}}{\mu_o}} - 1 \right) = \frac{kk'_{rw}A\Delta\rho g \text{sen}\theta}{1.0133 \times 10^6 \mu_w q_t} \left(\frac{dy}{dx} \frac{1}{\tan\theta} + 1 \right) , \dots\dots\dots (C.9)$$

ó, también como,

$$M_r - 1 = G \left(\frac{dy}{dx} \frac{1}{\tan\theta} + 1 \right) , \dots\dots\dots (C.10)$$

donde M_r es la relación de movilidades relativas a las saturaciones finales y G , el número de gravedad adimensional, dado por la ecuación,

$$G = 0.000488 \frac{kk'_{rw}A\Delta\gamma \text{sen}\theta}{q_t \mu_w} , \dots\dots\dots (C.11)$$

donde,

- k = permeabilidad absoluta de la formación, md.
- k'_{rw} = permeabilidad relativa del agua a la saturación residual del aceite.
- A = Área de flujo del contacto agua-aceite, pie².
- $\Delta\gamma$ = diferencia de densidades específicas = $\gamma_w - \gamma_o$
- θ = ángulo de inclinación de la formación
- q_t = gasto total de producción de agua y aceite, BPD.
- μ_w = viscosidad del agua, cp.

La **ecua. A.10** puede resolverse dado una pendiente de la interface para flujo estable, como,

$$\frac{dy}{dx} = -\tan\beta = \left(\frac{M_r - 1 - G}{G} \right) \tan\theta . \dots\dots\dots (C.12)$$

En esta ecuación M_r es una constante y, cuando desplazamos al aceite con agua a un gasto fijo en la dirección buzamiento arriba, G es una constante positiva.

Entonces, la inclinación de la interface dy/dx asume un valor fijo. Para desplazamiento estable, dy/dx es una constante negativa y esta suposición impone la condición para estabilidad que,

$$G > M_r - 1 \quad \dots\dots\dots (C.13)$$

El caso limitado es cuando $dy/dx = 0$, como se muestra en la figura 2.3c, el agua fluirá por debajo del aceite en forma de lengua. Esto ocurrirá cuando,

$$G = M_r - 1 \quad \dots\dots\dots (C.14)$$

C.2 Determinación del número de gravedad adimensional

En la **fig. 3.7**, se observa la trampa tipo estructural, en donde el yacimiento está limitado por una falla sellante por el lado este, y hacia el oeste, norte y sur, se encuentra rodeado por un acuífero. Un corte transversal del mapa estructural, **fig. C.1**, muestra los datos siguientes: la localización de los cinco pozos productores del yacimiento, los ángulos de inclinación de buzamiento de ambos flancos, θ , la longitud del yacimiento, L , la distancia del pozo al acuífero, X (L es la longitud del pozo a la distancia más corta hacia el contacto agua – aceite, y X se considera del pozo a la distancia más alejada del contacto agua – aceite, ambas longitudes se muestran en las figuras 2 y 6 de la referencia 15), la longitud del área de contacto agua–aceite, y el espesor del yacimiento se considera constante $h = 300.00 m$.

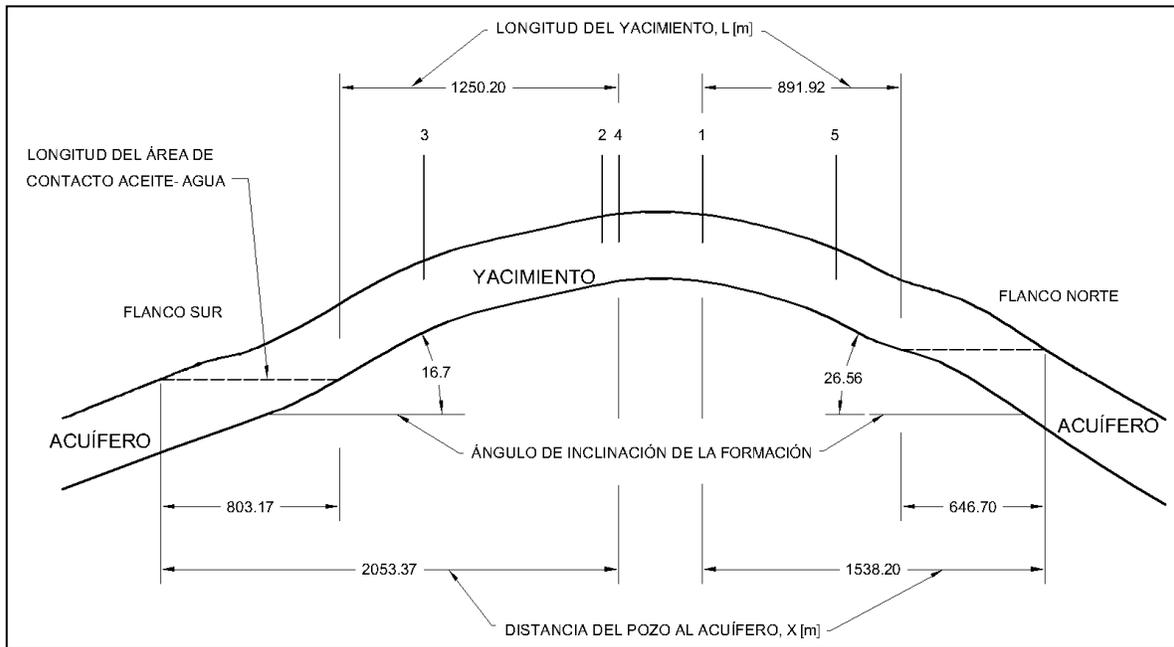


Fig. C.1. Corte transversal del yacimiento.

Se calculan los valores del número de gravedad adimensional solamente para el segundo periodo de producción, entre los meses 108 al 154, para el cual se obtuvo un valor promedio del gasto de producción, ver **tabla C.1**.

Tabla C.1. Gastos de producción promedio durante el segundo periodo de producción.

Pozo	Gastos de producción promedio [BPD]
1	6,400
2	6,900
3	6,800
4	6,100
5	5,800

Durante el segundo periodo de producción, el abatimiento de presión del flanco sur se genera por los gastos de producción de los pozos 2, 3 y 4, el cual, influirá en la reacción de expansión del acuífero proveniente del mismo flanco, por lo cual, los gastos de producción de estos pozos se agrupan y concentran en el pozo 2.

$$q'_{2,3,4} = q_2 + q_3 + q_4 = 6,900 + 6,800 + 6,100 = 19,800 \text{ [BPD]} \quad .$$

De la misma manera, el abatimiento de presión del yacimiento generado por los gastos de producción de los pozos 1 y 5, influirá en la reacción de expansión del

acuífero proveniente del flanco norte. Entonces, el gasto total de producción de los pozos 1 y 5 se coloca en el pozo 1:

$$q'_{1,5} = q_1 + q_5 = 6,400 + 5,800 = 12,200 \text{ [BPD]} \quad .$$

Considerando el valor de la permeabilidad de la formación de la primera prueba de presión de la **tabla 3.2**, ($k = 6910 \text{ [md]}$), las densidades relativas del agua igual a uno, y la del aceite a la presión de saturación de 0.8495, la permeabilidad relativa al agua $k_{rw} = 0.2$, y substituyendo cada uno de los parámetros necesarios para calcular el número de gravedad adimensional del flanco norte con la **ecua. C.11**, se tiene:

$$G = 0.000488 \frac{6,910 \text{ [md]}(0.20)(803.17 \text{ [pie]})(10,600.56 \text{ [pie]})(1.00 - 0.85)\text{sen}(16.70)}{(19,800 \text{ [BPD]})(0.25 \text{ [cp]})}$$

$$G = 50.00 \text{ Flanco sur,}$$

y los parámetros para el número adimensional de gravedad del flanco norte,

$$G = 0.000488 \frac{6,910 \text{ [md]}(0.20)(646.70 \text{ [pie]})(10,600.56 \text{ [pie]})(1.00 - 0.85)\text{sen}(26.56)}{(12,200 \text{ [BPD]})(0.25 \text{ [cp]})}$$

$$G = 101.67 \text{ Flanco norte.}$$

La interpretación de los valores obtenidos del número de gravedad adimensional, G , son analizados en el capítulo 3 **tabla 3.8**.

Apéndice D

D.1 Desarrollo y uso del tiempo de balance de materia para líquido bajo régimen de flujo dominado por la frontera externa¹²

Usando la definición de compresibilidad, la producción de aceite se relaciona con la caída de presión promedio del yacimiento, como sigue:

$$c = -\frac{1}{V_o} \frac{\partial V_o}{\partial p} \quad ; \quad \dots\dots\dots (D.1)$$

entonces la compresibilidad total del sistema se expresa como,

$$c_t = -\frac{5.615 (q_o B_o) dt}{A_e h \phi \bar{d} \bar{p}} \quad ; \quad \dots\dots\dots (D.2)$$

despejando el gasto de producción de aceite, se obtiene,

$$q_o = -\frac{A_e h \phi c_t}{5.615 B_o} \frac{d\bar{p}}{dt} \quad ; \quad \dots\dots\dots (D.3)$$

Para el caso de flujo en una sola fase, en este caso aceite bajosaturado, la compresibilidad total se asume constante; entonces la integración de la **ecua. D.3** resultara en la **ecua. D.4**:

$$\int_0^t q_o dt = -\frac{A_e h \phi c_t}{5.615 B_o} \int_{p_i}^{\bar{p}} d\bar{p} \quad ; \quad \dots\dots\dots (D.4)$$

La integral del primer miembro de la **ecua. D.4** corresponde a la producción acumulada de aceite, con lo que se tiene,

$$N_p = \frac{A_e h \phi c_t}{5.615 B_o} (p_i - \bar{p}) \quad ; \quad \dots\dots\dots (D.5)$$

despejando la diferencia de presiones y acomodando la **ecua. D.5**, se obtiene,

$$(p_i - \bar{p}) \frac{h}{B_o} = \frac{5.615 N_p}{A_e \phi c_t} \quad ; \quad \dots\dots\dots (D.6)$$

Multiplicando a ambos miembros por $k_o/141.2q_o\mu_o$, se obtiene,

$$(p_i - \bar{p}) \frac{k_o h}{141.2 q_o \mu_o B_o} = \frac{5.615 k_o}{141.2 \mu_o A_e \phi c_t} \frac{N_p}{q_o} \quad ; \quad \dots\dots\dots (D.7)$$

reacomodando los coeficientes donde $5.615/141.2 = 2\pi(0.00633)$, y dado que $N_p/q_o = \bar{t}$, donde \bar{t} es el tiempo de balance de materia:

$$\left(p_i - \bar{p} \right) \frac{k_o h}{141.2 q_o \mu_o B_o} = \frac{2\pi (0.00633) k_o \bar{t}}{\mu_o A_e \phi c_t} \quad \dots \dots \dots (D.9)$$

Asimismo, si el tiempo de balance de materia adimensional se define basado el área de drene;

$$\bar{t}_{DA} = \frac{0.00633 k_o \bar{t}}{\mu_o A_e \phi c_t} \quad , \quad \dots \dots \dots (D.10)$$

Sustituyendo la **ecua. D.10** en la **ecua. D.9**, se obtiene,

$$\left(p_i - \bar{p} \right) \frac{k_o h}{141.2 q_o \mu_o B_o} = 2\pi \bar{t}_{DA} \quad \dots \dots \dots (D.11)$$

La característica principal de la **ecua. D.11** es que siempre es válida independientemente del tiempo, del régimen de flujo, o del escenario de producción, y sí el gasto o la presión son variables o constantes. Esto se debe al hecho que la **ecua. D.11** es una ecuación de tipo balance de materia.

Se ha demostrado que para un esquema de producción a gasto constante de líquido en una sola fase, la ecuación de flujo para el cambio de la presión bajo flujo dominado por la frontera exterior puede expresarse como,

$$\left(\bar{p} - p_{wf} \right) \frac{k_o h}{141.2 q_o \mu_o B_o} = \frac{1}{2} \ln \left(\frac{4}{e^\gamma} \frac{A}{C_A r_w'^2} \right) \quad , \quad \dots \dots \dots (D.12)$$

La **ecua. D.12** se desarrolló para gasto constante con p_{wf} variable; Blasingame y Lee (1986) demostraron que se obtenía una aproximación apropiada cuando la presión de fondo fluyendo se consideraba como fija y el gasto era variable. Entonces, sumando las **ecuas. D.11 y D.12**, se obtiene:

$$\left(p_i - p_{wf} \right) \frac{k_o h}{141.2 q_o \mu_o B_o} = 2\pi \bar{t}_{DA} + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{4}{e^\gamma} \frac{A}{C_A r_w'^2} \right) \quad \dots \dots \dots (D.13)$$

Las consideraciones anteriores implican que la **ecua. D.13** sea estrictamente válida para régimen de flujo pseudoestacionario y para cualquier perfil de gasto de producción o abatimiento de presión. Combinando las **ecuas. D.10 y D.13**, se tiene,

$$\frac{p_i - p_{wf}}{q_o} = m\bar{t} + b_{pss} \quad , \quad \dots\dots\dots (D.14)$$

donde

$$m = \frac{2\pi(0.00633)k_o}{\mu_o A \phi c_t} \frac{141.2\mu_o}{k_o h} = \frac{5.615B_o}{hA\phi c_t} = \frac{1}{Nc_t} \quad , \quad \dots\dots\dots (D.15)$$

$$b_{pss} = \frac{141.2\mu_o}{k_o h} \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{4}{e^\gamma} \frac{A}{C_A r_w'^2} \right) \right] \quad . \quad \dots\dots\dots (D.16)$$

Apéndice E

E.1 Procedimiento para el análisis de los datos de producción usando curvas tipo de Fetkovich–McCray⁵

Para generalizar el método de declinación de la producción para yacimientos con geometría no circular, se definen las expresiones modificadas para las variables de declinación adimensionales, por lo que se introduce el factor de forma del yacimiento, C_A , el cual permite la consideración de otras geometrías. Iniciando con el tiempo adimensional de declinación, se obtiene:

$$t_{Dd} = \frac{1}{\frac{1}{2} \ln \left[\frac{4A_e}{e^\gamma C_A r_w'^2} \right]} 2\pi t_{DA} = \frac{1}{\frac{1}{2} \frac{A_e}{r_w'^2} \ln \left[\frac{4A_e}{e^\gamma C_A r_w'^2} \right]} 2\pi t_D \quad , \quad \dots\dots\dots (E.1)$$

donde el tiempo adimensional basado en el área de drene, t_{DA} , esta expresado por la **ecua. E.2**:

$$t_{DA} = \frac{0.00633k_o t}{\mu_o \phi c_t A_e} \quad , \quad \dots\dots\dots (E.2)$$

y el tiempo adimensional basado en el radio del pozo, por la **ecua. E.3**:

$$t_D = \frac{0.00633k_o t}{\mu_o \phi c_t r_w^2} ; \dots\dots\dots (E.3)$$

sustituyendo cualquiera de las ecuaciones para los tiempos adimensionales (E.2 ó E.3) en la **ecua. E.1** del tiempo adimensional de declinación, se obtiene,

$$t_{Dd} = \frac{0.00633k_o t}{\mu_o \phi c_t A_e} \frac{2\pi}{\frac{1}{2} \ln \left[\frac{4A_e}{e^\gamma C_A r_w'^2} \right]} \cdot \dots\dots\dots (E.4)$$

De manera similar, la definición de gasto adimensional de la curva de declinación está dada por,

$$q_{Dd} = \frac{141.2B_o \mu_o}{kh} \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{4A}{e^\gamma C_A r_w'^2} \right) \right] \frac{q}{\Delta p} \cdot \dots\dots\dots (E.5)$$

McCray definió el gasto adimensional integral de la curva de declinación como,

$$q_{Ddi} = \frac{1}{t_{Dd}} \int_0^{t_{Dd}} q_{Dd} dt_{Dd} ; \dots\dots\dots (E.6)$$

así como también el gasto adimensional derivado de la integral de la curva de declinación como,

$$q_{Ddid} = -\frac{dq_{Ddi}}{d \ln(t_{Dd})} = -t_{Dd} \frac{dq_{Ddi}}{dt_{Dd}} \cdot \dots\dots\dots (E.7)$$

El procedimiento para el ajuste con la curvas tipo de Fetkovich–McCray, asume una caída de presión constante, $\Delta p = p_i - p_{wf}$, donde p_{wf} se considera constante con el tiempo. Entonces el procedimiento es el siguiente:

1. Se calcula el tiempo de balance de materia, \bar{t} , a partir de los datos de gastos de producción.
2. Se calcula $q_o/\Delta p$, q_{Ddi} y q_{Ddid} .
3. Se grafican $q_o/\Delta p$, q_{Ddi} y q_{Ddid} en función de \bar{t} en una escala doble logarítmica. La tendencia de los datos se ajustan sobre la trayectoria de la declinación armónica de las curvas tipo Fetkovich – McCray.

El punto de ajuste de tiempo y gasto se utiliza para calcular b_{pss} y N ,

$$b_{pss} = \frac{(q_{Dd})_{MP}}{\left(\frac{q_o}{\Delta p}\right)_{MP}}, \dots\dots\dots (E.8)$$

$$N = \frac{1}{c_t} \frac{(\bar{t})_{MP}}{(t_{Dd})_{MP}} \frac{\left(\frac{q_o}{\Delta p}\right)_{MP}}{(q_{Dd})_{MP}}, \dots\dots\dots (E.9)$$

donde el subíndice MP es el valor de la variable del punto de ajuste. Por consiguiente se calcula el área de drene usando el volumen original de aceite estimado,

$$A_e = 5.6148 \frac{NB_o}{\phi h(1-S_{wi})} ; \dots\dots\dots (E.10)$$

el radio efectivo de drene, r_e , se estima de la identidad siguiente,

$$r_e = \sqrt{\frac{A_e}{\pi}} ; \dots\dots\dots (E.11)$$

empleando la información del punto de ajuste del gasto se puede estimar la permeabilidad de la formación, k :

$$k = 141.2 \frac{B_o \mu_o}{h} \left(\frac{4A_e}{e^{\gamma} C_A r_w'^2} \right) \left[\frac{\left(\frac{q_o}{\Delta p}\right)_{MP}}{(q_{Dd})_{MP}} \right] \dots\dots\dots (E.12)$$

Del ajuste obtenido sobre una trayectoria específica en régimen transitorio se obtiene un valor del radio adimensional de drene, r_{eD} , con el cual se puede calcular el radio efectivo del pozo, r'_w , y el factor de daño, s_d , usando,

$$r'_w = \frac{r_e}{r_{eD}} \quad , \quad \dots\dots\dots (E.13)$$

$$s_d = -\ln\left(\frac{r'_w}{r_w}\right) \quad . \quad \dots\dots\dots (E.14)$$

E.2 Análisis de los datos de producción por pozo empleando el método de declinación usando curvas tipo

Ajuste del pozo 1.

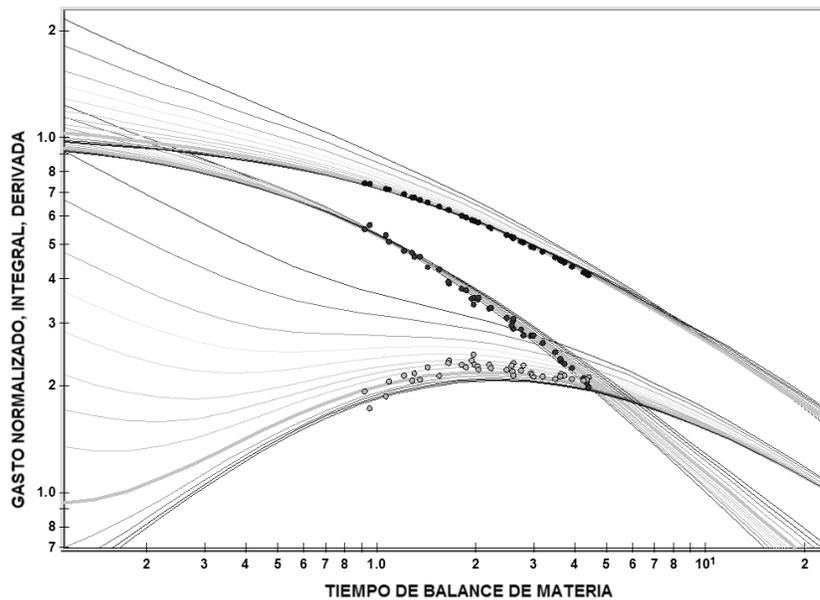


Fig. E.1. Ajuste de los datos de producción de aceite del pozo 1, usando el paquete RTA de Fekete.

Ajuste del pozo 2.

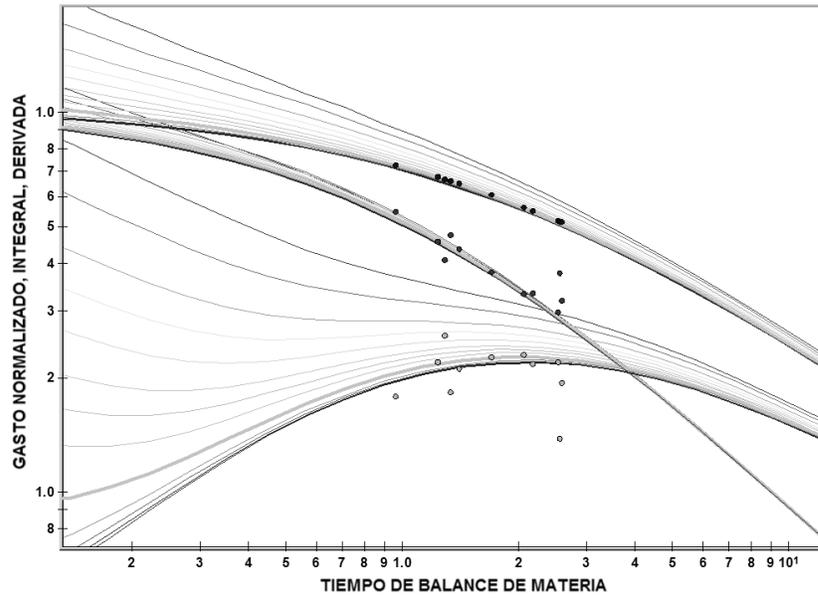


Fig. E.2. Ajuste de los datos de producción de aceite del pozo 2, usando el paquete RTA de Fekete.

Ajuste del pozo 3.

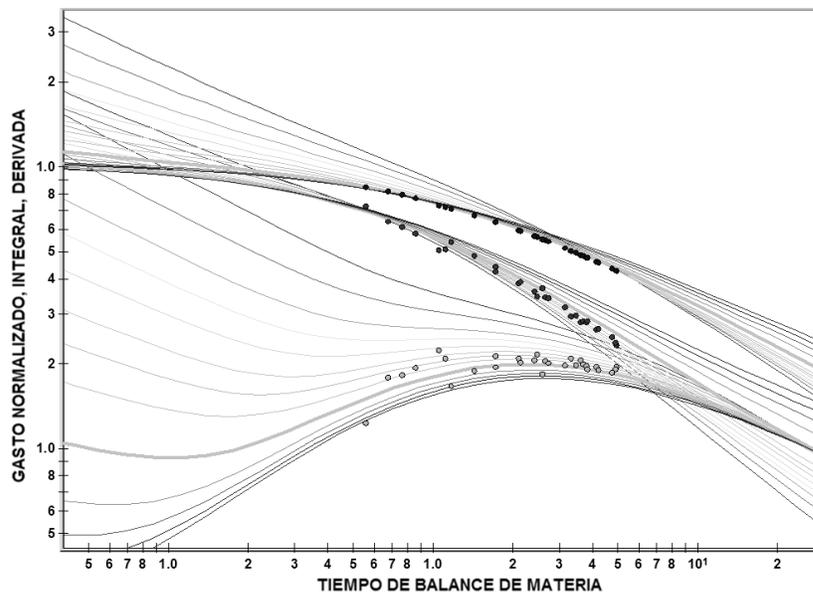


Fig. E.3. Ajuste de los datos de producción de aceite del pozo 3, usando el paquete RTA de Fekete.

Ajuste del pozo 4.

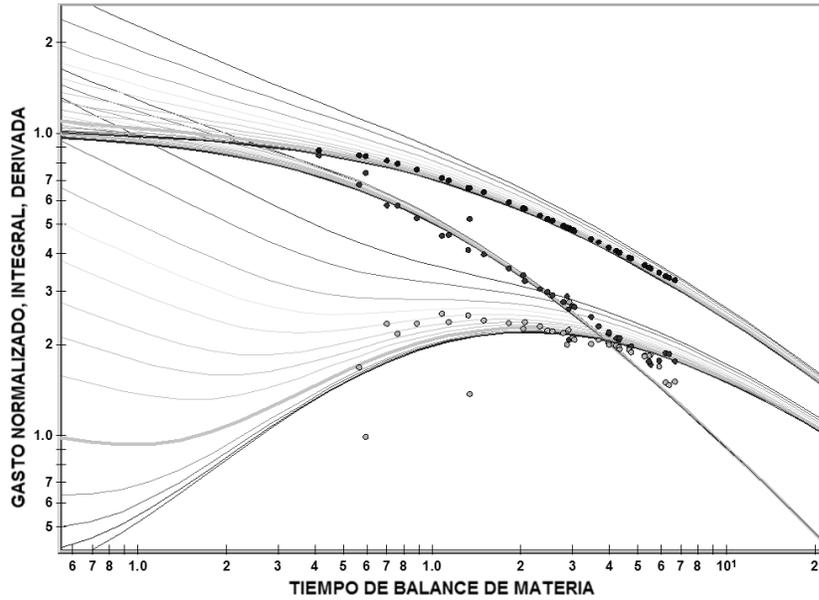


Fig. E.4. Ajuste de los datos de producción de aceite del pozo 4, usando el paquete RTA de Fekete.

Apéndice F

F.1 Desarrollo del método del gasto recíproco⁷

Usando una relación entre la ecuación de balance de materia para aceite negro en un yacimiento bajosaturado, y una ecuación de flujo pseudoestacionario (también para aceite negro), se obtiene la ecuación de balance de materia para aceite negro ($p > p_b$),

$$\bar{p} = p_i - m_{mb} N_p \quad , \quad \dots \dots \dots \quad (F.1)$$

donde m_{mb} se define como,

$$m_{mb} = \frac{1}{Nc_t} \frac{B_o}{B_{oi}} \quad \cdot \quad \dots \dots \dots \quad (F.2)$$

La ecuación de flujo pseudoestacionario para aceite negro ($p > p_b$),

$$\bar{p} = p_{wf} + b_{ps} q \quad \cdot \quad \dots \dots \dots \quad (F.3)$$

donde b_{pss} se define como,

$$b_{pss} = 141.2 \frac{\mu_o B_o}{kh} \left[\frac{1}{2} \ln \left[\frac{4}{e^\gamma} \frac{1}{C_A} \frac{A}{r_w^2} \right] + s \right] \quad \dots \dots \dots (F.4)$$

Combinando las **ecuas. F.1 y F.3**, y despejando la caída de presión ($p_i - p_{wf}$), se obtiene,

$$(p_i - p_{wf}) = m_{mb} N_p + b_{pss} q \quad \dots \dots \dots (F.5)$$

Rearreglando la **ecua. F.5**:

$$\frac{\Delta p}{q} = b_{pss} + m_{mb} \left[\frac{N_p}{q} \right] \quad \dots \dots \dots (F.6)$$

donde $\Delta p = p_i - p_{wf}$. La **ecua. F.6** es la base del análisis de los datos de producción; interviene en ella tiempo de balance de materia, el cual se define como,

$$\bar{t} = \frac{N_p}{q} \quad \dots \dots \dots (F.7)$$

De acuerdo a la **ecua. F.6**, una gráfica de $\Delta p/q$ en función de N_p/q presentará una línea recta cuya pendiente, m_{mb} , es inversamente proporcional al volumen original de aceite del yacimiento. La **ecua. E.7** considera que el pozo produce en su etapa avanzada de explotación a una presión de fondo fluyendo constante (p_{wf}), la cual resulta en una caída de presión constante Δp_{cte} . Dividiendo la **ecua. F.6** entre Δp_{cte} resulta,

$$\frac{1}{q} = \hat{b}_{pss} + \hat{m}_{mb} \left[\frac{N_p}{q} \right] \quad \dots \dots \dots (F.8)$$

donde,

$$\hat{b}_{pss} = b_{pss} / \Delta p_{cte} \quad ; \quad \dots\dots\dots (F.9)$$

$$\hat{m}_{mb} = m_{mb} / \Delta p_{cte} \quad \cdot \quad \dots\dots\dots (F.10)$$

Es necesario tener presente que en la derivación de la **ecua. F.8** se ha supuesto una caída de presión constante. Multiplicando a la **ecua. F.8** por el gasto, se tiene,

$$q = \hat{b}_{pss} + \hat{m}_{mb} N_p \quad \cdot \quad \dots\dots\dots (F.11)$$

Como el gasto disminuye a cero (por ejemplo, $q \rightarrow 0$), la **ecua. F.11** se reduce a la siguiente identidad,

$$(N_p)_{q \rightarrow 0} \equiv \frac{1}{\hat{m}_{mb}} \quad , \quad \dots\dots\dots (F.12)$$

donde la producción máxima acumulada $(N_p)_{q \rightarrow 0}$ corresponde a la recuperación final.

F.2 Aplicación del método del gasto recíproco por pozo

Los resultados del análisis e interpretación se muestran en los gráficos, primeramente de los pozos 1, 3 y 4, los cuales han sido pozos productores desde el primer periodo de producción, y después se muestra la aplicación del método del gasto recíproco para los pozos 2 y 5, productores durante el segundo periodo de producción. Los datos del comportamiento de producción histórico del pozo 1, se presentan en la **fig. F.1**, donde se muestra la tendencia de declinación para cada uno de los periodos de producción.

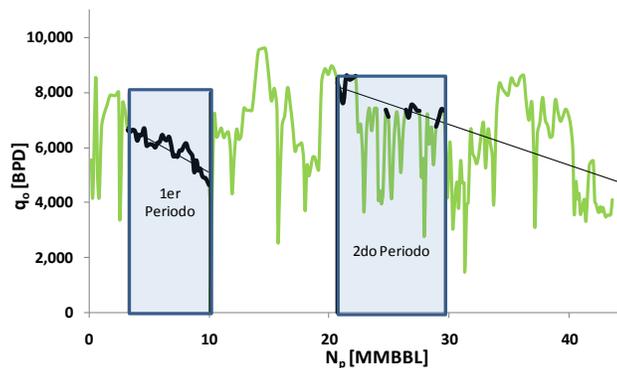


Fig. F.1. Gastos de producción en función del volumen acumulado de aceite del pozo 1.

La gráfica cartesiana de $1/q$ en función de N_p/q , **fig. F.2**, muestra los valores de N_p máximo y las tendencias lineales para cada uno de los dos periodos de producción del pozo 1. La alineación de puntos ubicados en el lado izquierdo inferior del gráfico, corresponden a los datos del primer periodo de producción, y la alineación de puntos ubicados en la parte central inferior, corresponden a los datos del segundo periodo de producción.

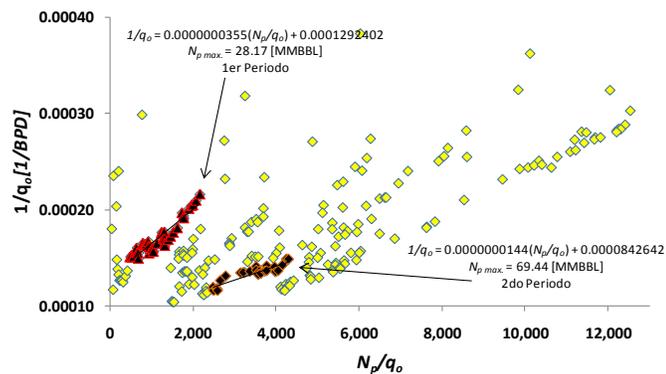


Fig. F.2. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia, datos del pozo 1, gráfica cartesiana.

Los datos de la gráfica cartesiana del pozo 1 se presentan en una gráfica doble logarítmica, **fig. F.3**; la tendencia de la línea recta de la **fig. F.2** se observa como una tendencia exponencial, lo cual confirma la validación del comportamiento gráfico cartesiano.

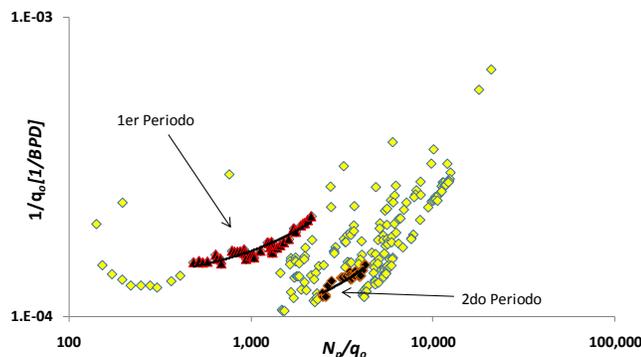


Fig. F.3. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia, datos del pozo 1, gráfica doble logarítmica.

Los datos del comportamiento histórico del pozo 3, se muestran en la **fig. F.4**, donde se observa la tendencia de declinación de ambos periodos de producción.

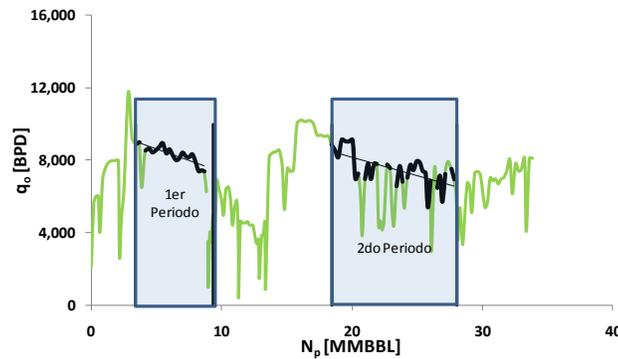


Fig. F.4. Gastos de producción en función del volumen acumulado de aceite del pozo 3.

La gráfica cartesiana de $1/q$ en función de N_p/q , **fig. F.5**, muestra los valores de N_p máximo y las tendencias lineales para cada uno de los dos periodos de producción del pozo 3.

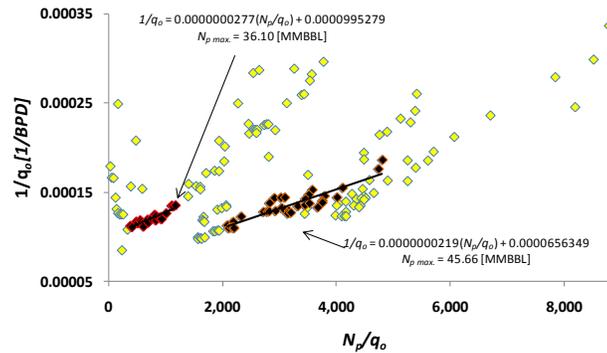


Fig. F.5. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia, datos del pozo 3, gráfica cartesiana.

Los datos de la gráfica cartesiana del pozo 3 se incluyen en una gráfica doble logarítmica, **fig. F.6**; la tendencia de la línea recta se observa como una tendencia exponencial, lo cual confirma la validación del comportamiento gráfico cartesiano.

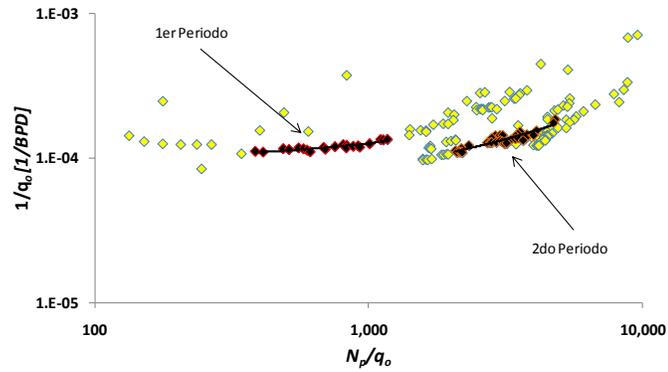


Fig. F.6. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia, datos del pozo 3, gráfica doble logarítmica.

Los datos del comportamiento histórico del pozo 4, se presentan en la **fig. F.7**, donde se muestra la tendencia de declinación de ambos periodos de producción.

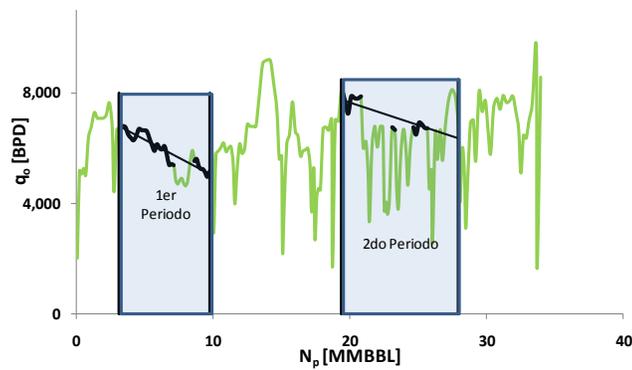


Fig. F.7. Gastos de producción en función del volumen acumulado de aceite del pozo 4.

La gráfica cartesiana de $1/q$ en función de N_p/q , **fig. F.8**, muestra los valores de N_p máximo y las tendencias lineales para cada uno de los dos periodos de producción del pozo 4.

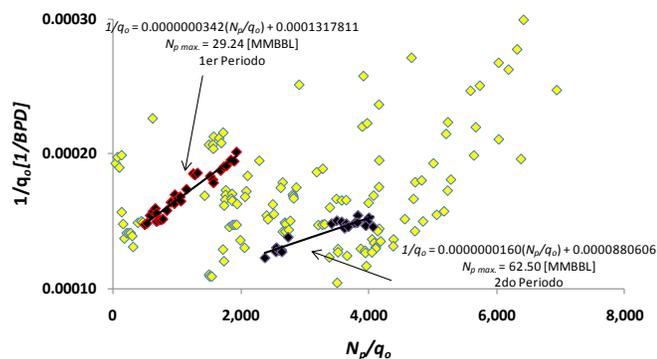


Fig. F.8. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia, datos del pozo 4, gráfica cartesiana.

Los datos de la gráfica cartesiana del pozo 4 se trazan en una gráfica doble logarítmica, **fig. F.9**; la tendencia de la línea recta se observa exponencial, lo cual confirma la validación del comportamiento gráfico cartesiano de la **fig. F.8**.

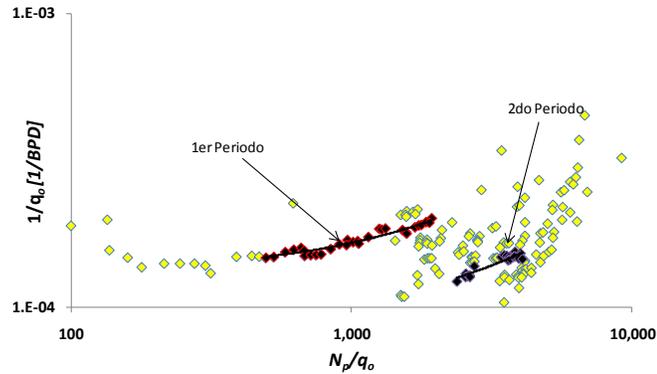


Fig. F.9. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia, datos del pozo 4, gráfica doble logarítmica.

A continuación se muestran los análisis e interpretaciones de los pozos 2 y 5, los cuales producen en el segundo periodo. Los datos del comportamiento histórico del pozo 2 se presentan en la **fig. F.10**, donde se incluye la tendencia de declinación del segundo periodo de producción.

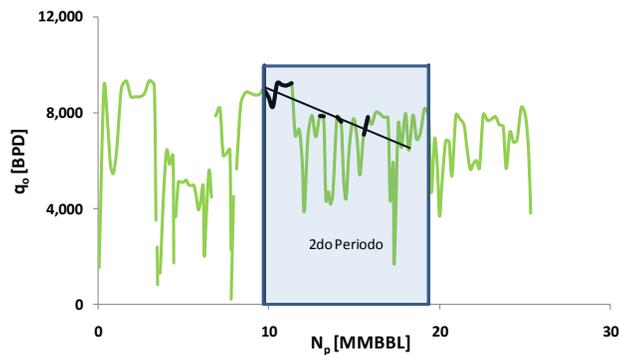


Fig. F.10. Gastos de producción en función del volumen acumulado de aceite del pozo 2.

La gráfica cartesiana de $1/q$ en función de N_p/q , **fig. F.11**, muestra el valor de N_p máximo y la tendencia lineal para el segundo periodo de producción del pozo 2.

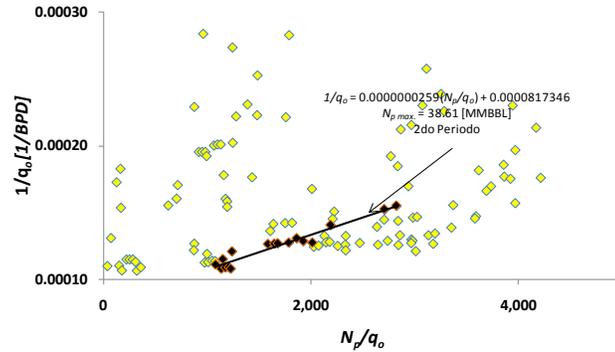


Fig. F.11. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia; datos del pozo 2, gráfica cartesiana.

Los datos de la gráfica cartesiana del pozo 2 se trazan en una gráfica doble logarítmica, **fig. F.12**; la tendencia de la línea recta se observa exponencial, lo cual confirma la validación del comportamiento gráfico cartesiano incluida en la **fig. F.11**.

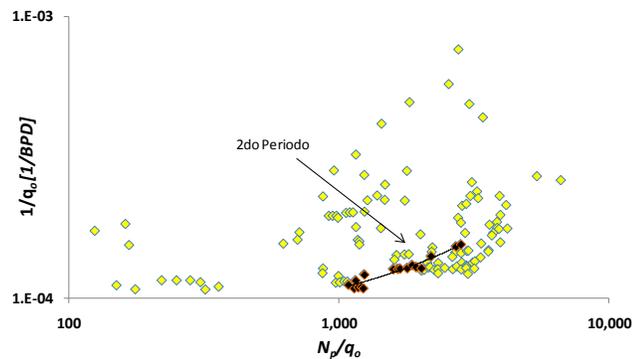


Fig. F.12. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia, datos del pozo 2, gráfica doble logarítmica.

Los datos del comportamiento histórico del pozo 5, se presentan en la **fig. F.13**, donde se muestra la tendencia de declinación del segundo periodo de producción.

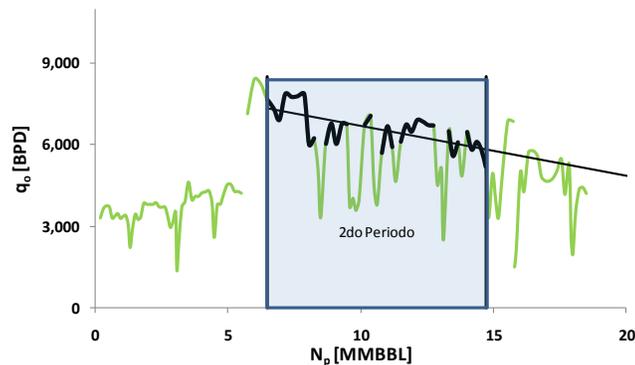


Fig. F.13. Gastos de producción en función del volumen acumulado de aceite del pozo 5.

La gráfica cartesiana de $1/q$ en función de N_p/q , **fig. F.14**, muestra el valor de N_p máximo y la tendencia lineal para el segundo periodo de producción del pozo 5.

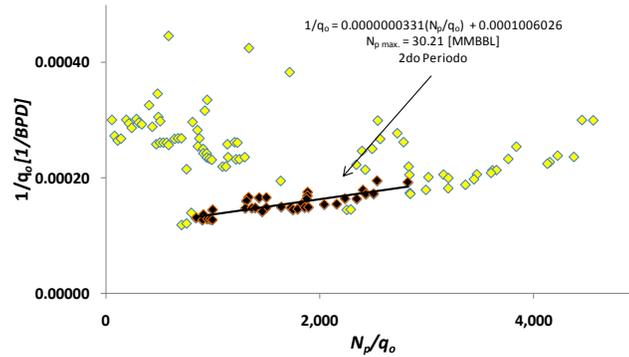


Fig. F.14. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia, datos del pozo 5, gráfica cartesiana.

Los datos de la gráfica cartesiana del pozo 5 se trazan en una gráfica doble logarítmica, **fig. F.15**; la tendencia de la línea recta mostrada en la **fig. F.14** se observa en la gráfica presente como una tendencia exponencial, lo cual confirma la validación del comportamiento gráfico cartesiano.

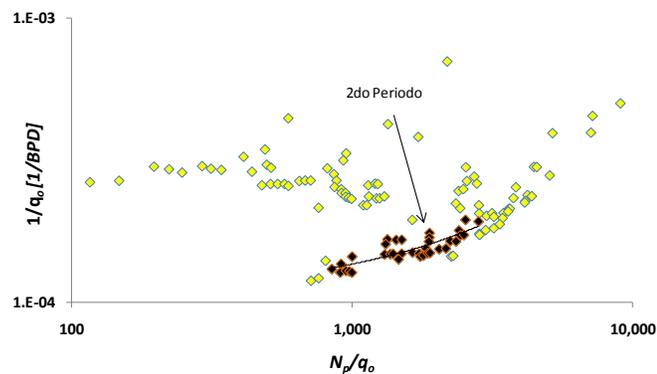


Fig. F.15. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia, datos del pozo 2, gráfica doble logarítmica.

Apéndice G

G.1 Desarrollo de la ecuación de balance de materia en diferencias finitas

G.1.1 Yacimiento volumétrico a condiciones de bajosaturación

Partiendo de la **ecua. 2.27**,

$$N_p B_o = N \left[B_o - B_{oi} + B_{oi} \left(\omega_i c_{e,f} + (1 - \omega_i) c_{e,m} \right) \Delta p \right] ; \dots\dots\dots (G.1)$$

considerando la disminución de la presión del yacimiento de p_n a p_{n+1} causada por el incremento en la producción $\Delta_n^{n+1} N_p$, se puede escribir el balance de materia para cada una de estas presiones en la forma siguiente:

para p_n :

$$N_{p_n} B_{o_n} = N \left[B_{o_n} - B_{oi} + B_{oi} \left(\omega_i c_{e,f_n} + (1 - \omega_i) c_{e,m} \right) (p_i - p_n) \right] ; \dots\dots\dots (G.2)$$

para p_{n+1} :

$$N_{p_{n+1}} B_{o_{n+1}} = N \left[B_{o_{n+1}} - B_{oi} + B_{oi} \left(\omega_i c_{e,f_{n+1}} + (1 - \omega_i) c_{e,m} \right) (p_i - p_{n+1}) \right] , \dots\dots\dots (G.3)$$

introduciendo las ecuaciones siguientes:

$$\Delta_n^{n+1} N_p = N_{p_{n+1}} - N_{p_n} ; \dots\dots\dots (G.4)$$

$$\Delta_n^{n+1} B_o = B_{o_{n+1}} - B_{o_n} ; \dots\dots\dots (G.5)$$

$$\Delta_n^{n+1} c_{e,f} = c_{e,f_{n+1}} (p_i - p_{n+1}) - c_{e,f_n} (p_i - p_n) . \dots\dots\dots (G.6)$$

restando p_n a p_{n+1} se obtiene;

$$\Delta_n^{n+1} N_p = \frac{(N - N_p) \Delta_n^{n+1} B_o + N B_{oi} \left[\omega_i \Delta_n^{n+1} c_{e,f} + (1 - \omega_i) c_{e,m} \Delta_n^{n+1} p \right]}{B_{o_{n+1}}} . \dots\dots\dots (G.7)$$

G.1.2. Yacimiento con entrada de agua a condiciones de bajosaturación

G.1.2.1 Presión del acuífero y volumen acumulado de entrada de agua¹¹

Fetkovich determina la presión promedio del acuífero, p_a , a través de una ecuación de balance de materia y el volumen acumulado de entrada de agua, W_e , empleando una ecuación para el gasto en función del tiempo; el desarrollo de la ecuación de balance de materia considera un acuífero finito con una $S_{wc} = 1$, partiendo de que el volumen total del acuífero menos el volumen de poro es igual al total del volumen desocupado a una presión p_a , expresado algebraicamente como:

$$(WB_w + W_i B_w) - [WB_{wi} - c_{fa}(p_{ai} - p_a)WB_{wi}] = (W_e + W_p B_w) \quad ; \quad \dots\dots\dots (G.8)$$

donde W es el volumen original de agua del acuífero, W_i es el volumen acumulado de agua inyectado, W_e el volumen que ha entrado al yacimiento de agua, W_p el volumen producido acumulado de agua, B_w el factor del volumen de formación del agua, B_{wi} el factor del volumen de formación del agua inyectada y p_a es la presión promedio del acuífero. Considerando una yacimiento sin producción ni inyección de agua, $W_i = W_p = 0$, además, dividiendo a ambos miembros por B_{wi} , se obtiene,

$$W \frac{B_w}{B_{wi}} - [W - c_{fa}(p_{ai} - p_a)W] = \frac{W_e}{B_{wi}} \quad ; \quad \dots\dots\dots (G.9)$$

sí $B_w/B_{wi} = 1 + c_w(p_{ai} - p_a)$, sustituyendo en la **ecua. G.9**,

$$p_a = - \left[\frac{1}{(c_w + c_{fa})WB_{wi}} \right] W_e + p_{ai} \quad ; \quad \dots\dots\dots (G.10)$$

definiendo $(c_w + c_{fa})WB_{wi}p_{ai} = W_{ei}$, como la entrada inicial de agua intrusiva, reescribiendo la ecuación de balance de materia:

$$p_a = - \left[\frac{p_{ai}}{W_{ei}} \right] W_e + p_{ai} \quad . \quad \dots\dots\dots (G.12)$$

Para el cálculo de la entrada de agua W_e , se inicia a partir de una ecuación del gasto de agua del acuífero;

$$q_{wa} = J_a (p_a - p_{wfa})^n \quad ; \quad \dots\dots\dots (G.13)$$

considerado que el flujo de agua obedece a la ley de Darcy, $n = 1$, para un régimen de flujo pseudoestacionario o estacionario. J_a se define como el índice de productividad del acuífero y es análogo al término usado para un pozo de aceite.

El volumen acumulado de entrada de agua se determina por medio de la **ecua. G.15**:

$$W_e = \int_0^t q_{wa} dt \quad ; \quad \dots\dots\dots (G.15)$$

derivando la **ecua. G.15**:

$$dW_e = q_{wa} dt \quad ; \quad \dots\dots\dots (G.16)$$

sustituyendo la **ecua. G.14** en la **ecua. G.16**,

$$\frac{dW_e}{dt} = J_a (p_a - p_{wfa}) \quad . \quad \dots\dots\dots (G.17)$$

Para condiciones iniciales de presión, p_{ai} y $p_{wfa} = 0$, se define la capacidad máxima de gasto del acuífero, $q_{wa_{m\acute{a}x.}} = J_a p_{ai}$; despejando el índice de productividad y sustituyéndolo en la **ecua. G.17**,

$$\frac{dW_e}{dt} = \frac{q_{wa_{m\acute{a}x.}}}{p_{ai}} (p_a - p_{wfa}) \quad . \quad \dots\dots\dots (G.18)$$

Del concepto de la pendiente de la ecuación de balance de materia del acuífero, establecido en la **ecua. G.12**:

$$\frac{dp_a}{dW_e} = -\frac{P_{ai}}{W_{ei}} ; \dots\dots\dots (G.19)$$

combinando las **ecuas. G.18** y **G.19**, se tiene,

$$dp_a = -\frac{P_{ai}}{W_{ei}} \left[\frac{q_{wa_{m\acute{a}x.}}}{P_{ai}} (p_a - p_{wfa}) dt \right] , \dots\dots\dots (G.20)$$

separando las variables de la **ecua. G.20**:

$$\int_{P_{ai}}^{p_a} \frac{dp_a}{(p_a - p_{wfa})} = -\frac{q_{wa_{m\acute{a}x.}}}{W_{ei}} \int_0^t dt ; \dots\dots\dots (G.21)$$

integrando la expresi3n anterior:

$$-\frac{q_{wa_{m\acute{a}x.}}}{W_{ei}} t = \ln \left[\frac{(p_{ai} - p_{wfa})}{(p_a - p_{wfa})} \right] ; \dots\dots\dots (G.22)$$

sustituyendo la **ecua. G.13** en la **ecua. G.22** se obtiene:

$$q_{wa(t)} = \frac{J_a (p_{ai} - p_{wfa})}{e^{\left(\frac{q_{wa_{m\acute{a}x.}}}{W_{ei}}\right)t}} , \dots\dots\dots (G.23)$$

ecuaci3n que expresa el gasto de agua en funci3n del tiempo; sustituyendo esta **ecua. G.23** en la **ecua. G.25**:

$$W_e = \int_0^t \frac{J_a (p_{ai} - p_{wfa})}{e^{\left(\frac{q_{wa_{m\acute{a}x.}}}{W_{ei}}\right)t}} dt , \dots\dots\dots (G.24)$$

empleando el concepto ya definido de entrada de agua instant3nea (gasto), $q_{wa_{m\acute{a}x.}} = J_a p_{ai}$; e integrando:

$$W_e = \frac{W_{ei}}{P_{ai}} (P_{ai} - P_{wfa}) \left(1 - e^{-\left(\frac{q_{wa_{m\acute{a}x}}}{W_{ei}} \right) t} \right) , \dots\dots\dots (G.25)$$

rescribiendo la **ecua. G.25** para un intervalo de tiempo, Δt , y por definición la presión de flujo fluyendo del acuífero es igual a la presión del contacto agua-aceite, $p_{wfa} = p_{CAA}$, por lo que se tiene,

$$\Delta W_e = \frac{W_{ei}}{P_{ai}} (P_{a_{n-1}} - \bar{P}_{CAA_n}) \left(1 - e^{-\left(\frac{q_{wa_{m\acute{a}x}}}{W_{ei}} \right) \Delta t} \right) , \dots\dots\dots (G.26)$$

donde $\Delta t = t_n - t_{n-1}$, y $\bar{P}_{CAA} = (p_{CAA_{n-1}} + p_{CAA_n})/2$.

G.1.2.2. Desarrollo de la ecuación de balance de materia para un yacimiento con entrada de agua a condiciones de bajosaturación

Empleando la **ecua. 2.20**, en la que no se considera producción de agua, se obtiene,

$$N_p = \frac{N [B_o - B_{oi} + B_{oi} c_e \Delta p] + W_e}{B_o} , \dots\dots\dots (G.27)$$

sustituyendo las **ecuas. 2.22 y 2.24**, y tomando en cuenta las suposiciones 2.25 y 2.26 en la **ecua. G.7**, resulta la **ecua. G.28**:

$$N_p B_o = N \left[B_o - B_{oi} + B_{oi} (\omega_i c_{e,f} + (1 - \omega_i) c_{e,m}) \Delta p \right] + W_e . \dots\dots\dots (G.28)$$

Desarrollando la **ecua. G.28** en forma de diferencias finitas, considerando la disminución de la presión del yacimiento de p_n a p_{n+1} causada por el incremento en la producción $\Delta_n^{n+1} N_p$, se puede escribir el balance de materia para cada una de estas presiones en la forma siguiente:

para p_n :

$$N_{p_n} B_{o_n} = N \left[B_{o_n} - B_{oi} + B_{oi} \left(\omega_i c_{e,f_n} + (1 - \omega_i) c_{e,m} \right) (p_i - p_n) \right] + W_{e_n} \quad ; \quad \dots\dots\dots (G.29)$$

para p_{n+1} :

$$N_{p_{n+1}} B_{o_{n+1}} = N \left[B_{o_{n+1}} - B_{oi} + B_{oi} \left(\omega_i c_{e,f_{n+1}} + (1 - \omega_i) c_{e,m} \right) (p_i - p_{n+1}) \right] + W_{e_{n+1}} \quad , \quad \dots\dots\dots (G.30)$$

introduciendo las **ecuas. G.4, G.5 y G.6**, y la ecuación siguiente

$$\Delta_n^{n+1} W_e = W_{e_{n+1}} - W_{e_n} \quad ; \quad \dots\dots\dots (G.31)$$

restando p_n a p_{n+1} , quedara como sigue:

$$\Delta_n^{n+1} N_p = \frac{(N - N_p) \Delta_n^{n+1} B_o + N B_{oi} \left[\omega_i \Delta_n^{n+1} c_{e,f} + (1 - \omega_i) c_{e,m} \Delta_n^{n+1} p \right] + \Delta_n^{n+1} W_e}{B_{o_{n+1}}} \quad . \quad \dots\dots\dots (G.32)$$

G.1.3. Yacimiento con entrada de agua para una presión inferior a la presión de saturación

Empleando la **ecua. 2.20**, que no incluye la producción de agua:

$$N_p \left[B_o - B_g (R_s - R_p) \right] = N \left[B_o - B_{oi} + B_g (R_{si} - R_s) + B_{oi} c_e \Delta p \right] + W_e \quad , \quad \dots\dots\dots (G.33)$$

dividiendo ambos miembros de la ecuación anterior por B_g y reagrupando términos, reemplazando $N_p R_p$ por $N_p R_p = \sum \Delta N_p RGA$;

$$N_p \left(\frac{B_o}{B_g} - R_s \right) + \sum \Delta N_p RGA = N \left(\frac{B_o}{B_g} - R_s \right) - N \left(\frac{B_{oi}}{B_g} - R_{si} \right) + N \left(\frac{B_{oi}}{B_g} c_e \Delta p \right) + W_e \left(\frac{1}{B_g} \right) \quad , \quad (G.34)$$

separando a N en volumen de aceite contenido en la fracturas y en la matriz, con la **ecua. 2.22**, considerando además,

$$\left[\frac{B_o}{B_g} - R_s \right]_m = \left[\frac{B_o}{B_g} - R_s \right]_f \quad ; \quad \dots\dots\dots (G.35)$$

$$[c_w S_w]_m = [c_w S_w]_f , \dots\dots\dots (G.36)$$

e introduciendo el término de la relación de capacidad de almacenamiento de la **ecua. 2.24**, y sustituyendo en la G.34:

$$N_p \left(\frac{B_o}{B_g} - R_s \right) + \sum \Delta N_p RGA = N \left(\frac{B_o}{B_g} - R_s \right) - N \left(\frac{B_{oi}}{B_g} - R_{si} \right) +$$

$$+ N \frac{B_{oi}}{B_g} \left[(\omega_i c_{e,f} + (1 - \omega_i) c_{e,m}) \Delta p \right] + W_e \left(\frac{1}{B_g} \right) . \dots\dots\dots (G.37)$$

Desarrollando la **ecua. G.37** en forma de diferencias finitas, considerando dos presiones sucesivas p_n y p_{n+1} durante las cuales la presión disminuye debido al incremento en la producción de aceite $\Delta n^{n+1} N_p$, escribiendo el balance de materia a estas presiones sucesivas se obtiene:

para p_n :

$$N_{p_n} \left(\frac{B_o}{B_g} - R_s \right)_n + \sum_0^n \Delta N_p RGA = N \left(\frac{B_o}{B_g} - R_s \right)_n - N \left(\frac{B_{oi}}{B_{g_n}} - R_{si} \right) +$$

$$+ N \frac{B_{oi}}{B_g} \left[(\omega_i c_{e,f_n} + (1 - \omega_i) c_{e,m}) (p_i - p_n) \right] + W_{e_n} \left(\frac{1}{B_{g_n}} \right) . \dots\dots\dots (G.38)$$

para p_{n+1} :

$$N_{p_{n+1}} \left(\frac{B_o}{B_g} - R_s \right)_{n+1} + \sum_0^{n+1} \Delta N_p RGA = N \left(\frac{B_o}{B_g} - R_s \right)_{n+1} - N \left(\frac{B_{oi}}{B_{g_{n+1}}} - R_{si} \right) +$$

$$+ N \frac{B_{oi}}{B_g} \left[(\omega_i c_{e,f_{n+1}} + (1 - \omega_i) c_{e,m}) (p_i - p_{n+1}) \right] + W_{e_{n+1}} \left(\frac{1}{B_{g_{n+1}}} \right) . \dots\dots\dots (G.39)$$

introduciendo las ecuaciones:

$$\Delta_n^{n+1} \left(\frac{B_o}{B_g} - R_s \right) = \left(\frac{B_o}{B_g} - R_s \right)_{n+1} - \left(\frac{B_o}{B_g} - R_s \right)_n ; \dots\dots\dots (G.40)$$

$$\Delta_n^{n+1} \left(\frac{1}{B_g} \right) = \frac{1}{B_{g_{n+1}}} - \frac{1}{B_{g_n}} ; \dots\dots\dots (G.41)$$

$$\Delta_n^{n+1} \left(\frac{W_e}{B_g} \right) = \frac{W_{e_{n+1}}}{B_{g_{n+1}}} - \frac{W_{e_n}}{B_{g_n}} ; \dots\dots\dots (G.43)$$

$$\Delta_n^{n+1} c_{e,f} = c_{e,f_{n+1}} (p_i - p_{n+1}) - c_{e,f_n} (p_i - p_n) , \dots\dots\dots (G.44)$$

y restando la **ecua. G.38** de la **ecua. G.39**:

$$\Delta_n^{n+1} N_p = \frac{(N - N_p) \Delta_n^{n+1} \left(\frac{B_o}{B_g} - R_s \right) - NB_{oi} \Delta_n^{n+1} \left(\frac{1}{B_g} \right) + NB_{oi} \Delta_n^{n+1} E_t + \Delta_n^{n+1} \left(\frac{W_e}{B_g} \right)}{\left(\frac{B_o}{B_g} - R_s \right)_{n+1} + R_{promedio}} . \dots\dots\dots (G.45)$$

donde

$$\begin{aligned} \Delta_n^{n+1} E_t &= \Delta_n^{n+1} \left(\frac{1}{B_g} \right) \left[\omega_i c_{e,f_{n+1}} (p_i - p_{n+1}) + (1 - \omega_i) c_{e,m} (p_i - p_{n+1}) \right] + \\ &+ \frac{1}{B_{g_n}} \left[\omega_i \Delta c_{e,f} + (1 - \omega_i) c_{e,m} \Delta_n^{n+1} p \right] . \dots\dots\dots (G.46) \end{aligned}$$

G.2. Desarrollo del cálculo con la ecuación de balance de materia

G.2.1. Yacimiento volumétrico bajo condiciones de bajosaturación

Para realizar el cálculo de la presión promedio del yacimiento por medio de la ecuación de balance de materia, se uso el método tabular iterativo propuesto por Pirson³¹ y un algoritmo de programación. El método tabular iterativo consiste en realizar, partiendo del valor para la presión inicial; suposiciones acertadas para el decremento del valor de la presión promedio del yacimiento, el valor de la presión correcto será aquel que

calcule un volumen acumulado producido de aceite idéntico al mismo volumen acumulado producido de aceite medido, $N_{p_{calculado}} = N_{p_{medido}}$. Los cálculos se realizan de un procedimiento tabular; en particular, para un yacimiento volumétrico la tabulación se muestra en la **tabla G.1**, para el cual solo se necesitaron 6 columnas. La exactitud entre el valor calculado y el medido es de aproximadamente ± 1 BPM, lo que representa aproximadamente un error de 0.0002 % considerando el valor más bajo de producción mensual acumulado de 455,000 BPM.

Tabla G.1. Método de tabulación iterativa de Pirson para resolver la ecuación de balance de materia para un yacimiento volumétrico.

1	2	3	4	5	6
Tiempo	N_p (Calculado)	N_p (Observado)	p_{ws}	B_o	μ_o
MES	BBL@c.s.	BBL@c.s.	lb/pg ² abs.	m ³ /m ³	cp
0	-	-	3,167.57	1.21480	
1	455,031	455,031	3,159.99	1.21500	28.626
10	7,874,514	7,874,514	3,020.83	1.21799	27.972
20	15,431,907	15,431,907	2,847.23	1.22052	27.156
30	21,846,508	21,846,508	2,686.79	1.22273	26.402
40	27,504,558	27,504,558	2,553.88	1.22521	25.777
50	31,354,056	31,354,055	2,473.12	1.22726	25.398
60	36,009,000	36,008,999	2,386.26	1.23012	24.989
70	42,466,976	42,466,974	2,282.51	1.23463	24.502
76	47,036,800	47,646,710	2,218.47	1.23811	24.201

El diagrama de flujo para resolver la ecuación de balance de materia para un yacimiento volumétrico se muestra en la **fig. G.1**. Para este caso solo se realizan los cálculos hasta que la presión disminuye hasta el punto de burbujeo. Los datos requeridos para realizar estos cálculos están listados en la **tabla G.2**. Las propiedades necesarias a condiciones iniciales de presión son B_{oi} , R_{si} , y la compresibilidad efectiva inicial de la formación, c_{efi} . El parámetro x es el valor reducción de la presión que varía entre $5 < x \leq 1$ [psi]; para valores de $x < 1$ se calcula usando el método de extrapolación lineal.

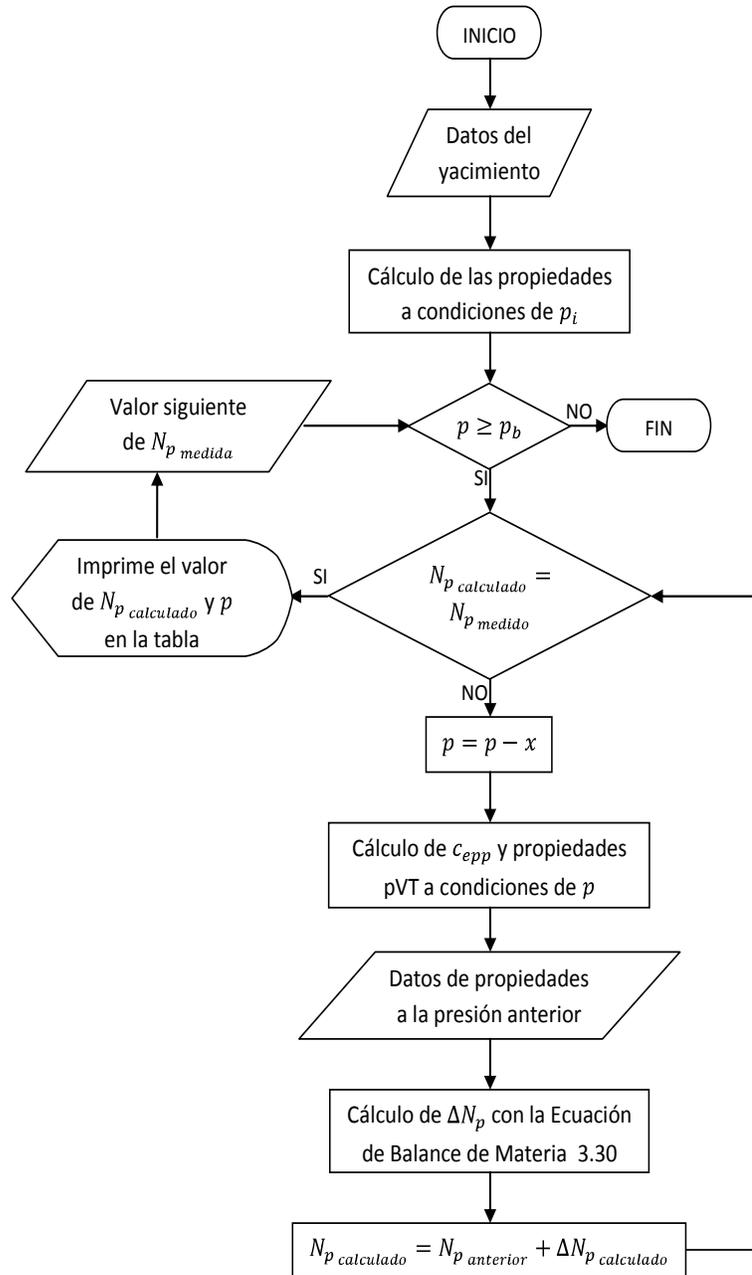


Fig. G.1. Diagrama de flujo para la solución de la ecuación de balance de materia para un yacimiento volumétrico bajosaturado.

Tabla G.2. Datos requeridos para resolver la ecuación de balance de materia para un yacimiento volumétrico bajosaturado.

Datos requeridos		Unidad
Volumen original de aceite,	N	MMBBL
Esesor neto del yacimiento,	h	pie
Presión inicial,	p_i	lb/pg ²
Presión de burbujeo,	p_b	lb/pg ²

Relación de solubilidad del gas en el aceite,	R_{Si}	m^3/m^3
Saturación congénita de agua,	S_w	fracción
Compresibilidad del agua,	c_w	$(lb/pg^2)^{-1}$
Compresibilidad del volumen poroso de matriz,	$c_{pp,m}$	$(lb/pg^2)^{-1}$
Relación de la capacidad de almacenamiento inicial en fractura,	ω_i	fracción
Presión efectiva de confinamiento horizontal máximo,	p_{echm}	lb/pg^2
Permeabilidad absoluta del yacimiento,	k	md

G.2.2. Yacimiento con entrada de agua

La tabulación para este tipo de yacimiento se muestra en las **tablas G.3 y G.4**, la cual comprende 18 columnas. La columna 3 es el dato medido del volumen producido acumulado de aceite hasta el mes 184; la columna 2 incluye los valores para la N_p calculado con la ecuación de balance de materia para cada valor considerado de presión, columna 4; las columnas de la 5 a la 10 muestra el valor de la propiedad pVT para cada valor de presión dado. Las columnas 11 a la 15 son los resultados del método de Fetkovich para el cálculo de entrada de agua, y las columnas 16 a la 18, son la estimación de los índices de empuje para cada uno de los tres mecanismos, índice de empuje por hidrocarburos, IEH , índice de empuje por agua congénita y de la formación, $IEAF$, e índice de empuje del acuífero, IEA .

Tabla G.3. Método de tabulación iterativa de Pirson para resolver la ecuación de balance de materia para un yacimiento con entrada de agua, columnas 1 a la 10.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Tiempo	N_p (Calculado)	N_p (Observado)	p_{ws}	B_o	R_s	Z	B_g	μ_o	μ_g
meses	BBL@c.s.	BBL@c.s.	lb/pg ² abs.		m ³ /m ³			cp	cp
0	0	0	3,168	1.21480	64.55				
1	455,350	455,031	3,160	1.21499	64.55	0.000000	0.000000	28.628	0.000000
10	7,874,514	7,874,514	3,048	1.21749	64.55	0.000000	0.000000	28.101	0.000000
20	15,431,907	15,431,907	2,937	1.21931	64.55	0.000000	0.000000	27.578	0.000000
30	21,846,508	21,846,508	2,853	1.22045	64.55	0.000000	0.000000	27.184	0.000000
40	27,504,558	27,504,558	2,793	1.22123	64.55	0.000000	0.000000	26.902	0.000000
50	31,354,056	31,354,055	2,768	1.22156	64.55	0.000000	0.000000	26.784	0.000000
60	36,009,000	36,008,999	2,734	1.22204	64.55	0.000000	0.000000	26.623	0.000000
70	42,466,976	42,466,974	2,684	1.22278	64.55	0.000000	0.000000	26.389	0.000000
80	51,250,440	51,250,441	2,608	1.22410	64.55	0.000000	0.000000	26.030	0.000000
90	58,479,672	58,479,673	2,562	1.22503	64.55	0.000000	0.000000	25.815	0.000000
100	65,879,676	65,879,678	2,522	1.22595	64.55	0.000000	0.000000	25.629	0.000000
120	87,892,896	87,892,895	2,389	1.23003	64.55	0.000000	0.000000	25.001	0.000000
130	96,573,672	96,573,672	2,357	1.23126	64.55	0.000000	0.000000	24.852	0.000000
140	106,450,272	106,450,271	2,312	1.23320	64.55	0.000000	0.000000	24.641	0.000000
150	115,568,056	115,568,053	2,278	1.23484	64.55	0.000000	0.000000	24.482	0.000000
160	124,195,448	124,195,446	2,249	1.23639	64.55	0.000000	0.000000	24.343	0.000000
171	133,465,392	133,648,884	2,218	1.23967	64.69	0.885889	0.005551	24.499	0.017735
180	142,336,624	142,336,618	2,182	1.23644	63.75	0.886235	0.005644	24.916	0.017646
184	146,194,752	146,194,752	2,167	1.23503	63.34	0.886389	0.005686	25.102	0.017607

Tabla G.4. Método de tabulación iterativa de Pirson para resolver la ecuación de balance de materia para un yacimiento con entrada de agua, columnas 11 a la 18.

(Continuación de la tabla G.3.)

11	12	13	14	15	16	17	18
P_{CAA}	P_{CAA} promedio	P_o	ΔW_e	W_e	IEH	IEAF	IEW
lb/pg ² abs.	lb/pg ² abs.	lb/pg ² abs.	BBL@c.y.	BBL@c.y.	BBL@c.s.	BBL@c.s.	BBL@c.s.
3,348.46		3,348.46					
3,254.44	3,301.45	3,348.46	30,938	30,938	41.0	53.4	5.6
3,095.20	3,103.86	3,125.13	238,448	1,628,194	29.5	49.9	20.6
2,968.48	2,973.39	2,989.92	315,745	4,565,810	19.5	41.2	39.3
2,879.30	2,883.33	2,897.26	379,169	8,122,736	15.5	34.9	49.6
2,811.39	2,813.14	2,823.65	367,981	12,097,279	2.6	5.6	91.9
2,784.53	2,786.81	2,797.34	392,322	15,580,790	12.4	26.2	61.4
2,755.84	2,758.72	2,771.31	632,402	19,610,356	13.4	26.6	60.0
2,698.94	2,700.37	2,708.52	520,159	25,073,129	4.4	7.8	87.8
2,626.75	2,630.36	2,638.08	685,141	31,962,330	12.2	17.1	70.7
2,580.01	2,583.00	2,593.35	750,870	38,392,239	15.5	18.8	65.7
2,537.78	2,540.37	2,549.95	715,089	45,262,721	17.5	18.5	64.0
2,404.54	2,406.91	2,417.80	905,240	63,994,156	19.8	13.4	66.7
2,370.48	2,371.25	2,378.00	929,598	72,458,934	- 2.5	- 1.5	104.1
2,327.54	2,330.51	2,337.26	965,416	81,321,701	20.8	11.1	68.1
2,291.31	2,294.00	2,300.57	852,763	89,913,709	24.7	12.0	63.3
2,259.07	2,261.04	2,268.54	724,388	98,140,737	28.0	12.5	59.5
2,229.34	2,230.66	2,236.14	868,299	107,109,101	11.9	4.9	83.2
2,193.08	2,194.66	2,200.09	834,504	115,058,921	33.9	2.7	63.4
2,177.82	2,180.05	2,185.03	827,910	118,453,829	52.1	3.9	44.0

El diagrama de flujo para resolver la ecuación de balance de materia para un yacimiento con entrada de agua se muestra en la figura G.2. Para este caso se

realizaron los cálculos hasta el último dato de volumen producido acumulado de aceite medido. Los datos que se requieren para efectuar estos cálculos, adicionales a los datos de la **tabla G.2**, se muestran en la **tabla G.5**. Las propiedades necesarias a condiciones iniciales de presión son B_{oi} , R_{si} , c_{efi} , la presión inicial del contacto agua – aceite, p_{CAAi} y la presión inicial del acuífero, p_{ai} .

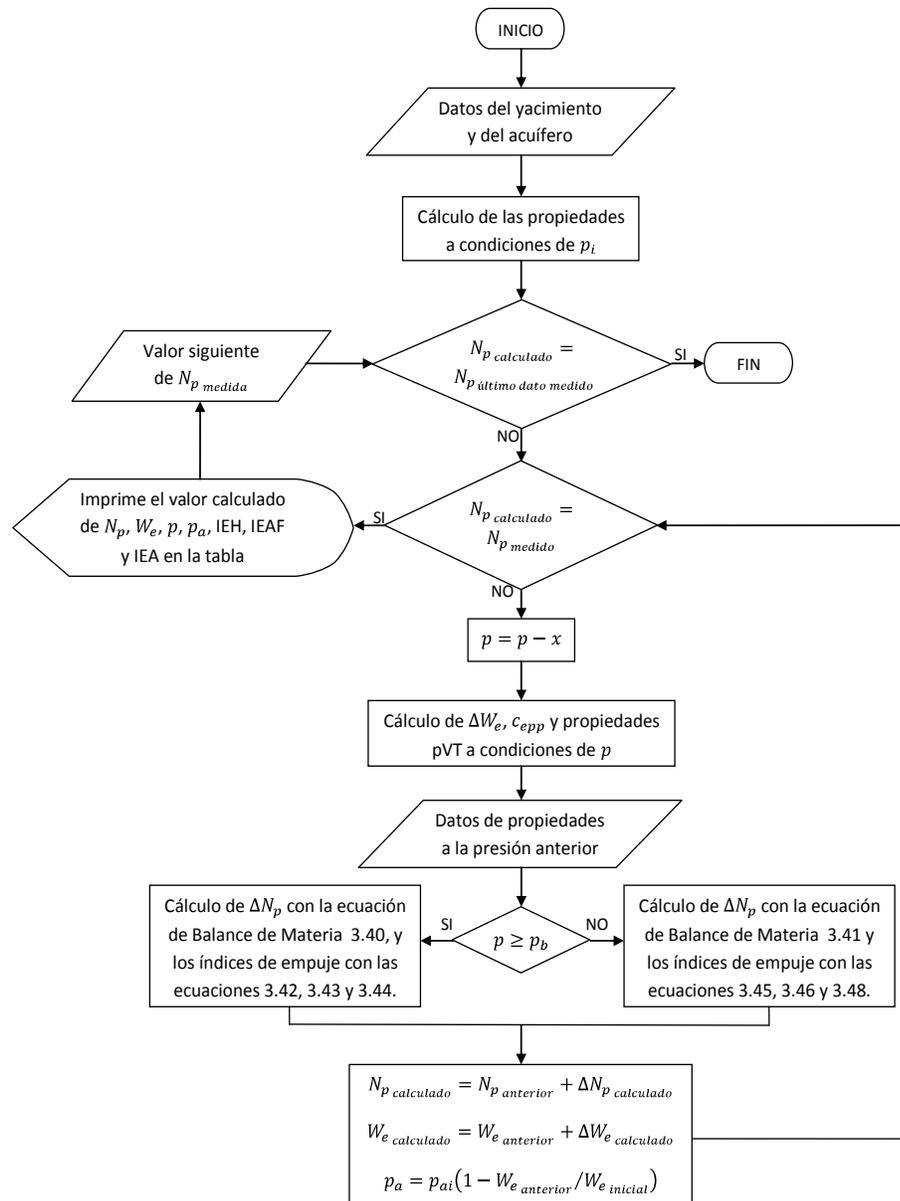


Fig. G.2. Diagrama de flujo para la solución de la ecuación de balance de materia para un yacimiento con entrada de agua.

Tabla G.5. Datos requeridos, además los datos de la tabla G.2, para resolver la ecuación de balance de materia para un yacimiento con entrada de agua.

Datos requeridos		Unidad
Distancia vertical del plano de referencia al contacto agua aceite,	D_c	pie
Espesor neto del acuífero,	h_a	pie
Gradiente del aceite,	$grad.$	lb/pg ² /pie
Ancho del acuífero,	w_a	pie
Saturación congénita de agua del acuífero,	S_{wa}	fracción
Compresibilidad del agua,	c_w	(lb/pg ²) ⁻¹
Compresibilidad de la formación del acuífero,	c_{pp}	(lb/pg ²) ⁻¹
Viscosidad del agua,	μ_w	cp
Permeabilidad de la formación del acuífero,	k	md
Porosidad del acuífero,	ϕ_a	fracción

G.3. Consideraciones para la aplicación del método de Fetkovich para el cálculo de entrada de agua

G.3.1. Geometría de flujo del acuífero¹¹

La geometría de flujo del agua intrusiva del acuífero hacia el yacimiento, se elige de la guía de selección propuesta por Fetkovich para los diferentes tipos de sistema de flujo, incluida en la **fig. G.3**. El tipo de flujo representativo de acuerdo a la configuración estructural del yacimiento en estudio es el flujo lineal, **fig. G.3.d**, en donde la línea de puntos será la nueva frontera.

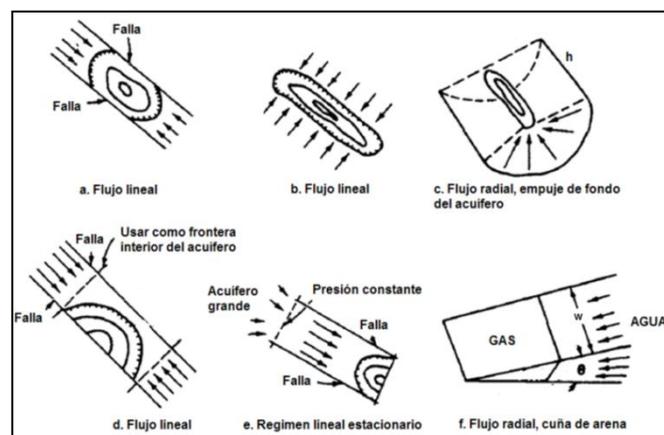


Fig. G.3. Tipos de sistemas de flujo para definir la ecuación de gasto de agua.
(Fetkovich, 1969)

G.3.2. Comportamiento de la longitud del acuífero

Revisando las **ecuas. 2.41 y 2.46** (ecuación para el índice de productividad del acuífero para flujo lineal), se obtiene,

$$W_{ei} = c_{ia} p_{ai} W \quad , \quad \dots\dots\dots (G.47)$$

$$J_a = \frac{0.001127 k_a w h_a}{\mu L_a} \quad . \quad \dots\dots\dots (G.48)$$

Se observa que en la **ecua. G.47** se desconoce el volumen original de agua del acuífero, W , y de la **ecua. G.48** se desconoce la longitud del acuífero, L_a . Dado que ambos parámetros definen el volumen del acuífero, se expresa uno en función del otro empleando la ecuación siguiente,

$$W = \frac{(L_a w h_a \phi_a S_{wa})}{B_w} \quad , \quad \dots\dots\dots (G.49)$$

para conocer la longitud total del acuífero, es necesario que se hayan alcanzado condiciones de flujo dominado por su frontera externa cerradas, o sea, flujo pseudoestacionario, y dado que el acuífero iniciará con un régimen transitorio, el valor de la longitud iniciará de cero hasta alcanzar un valor de la longitud total. Conforme avanza el tiempo la longitud toma valores cada vez mayores, como se observa en la **fig. G.4**, el cual aún sigue incrementando el valor de la longitud, interpretando el hecho de que el acuífero no ha alcanzado un flujo dominado por la frontera externa.

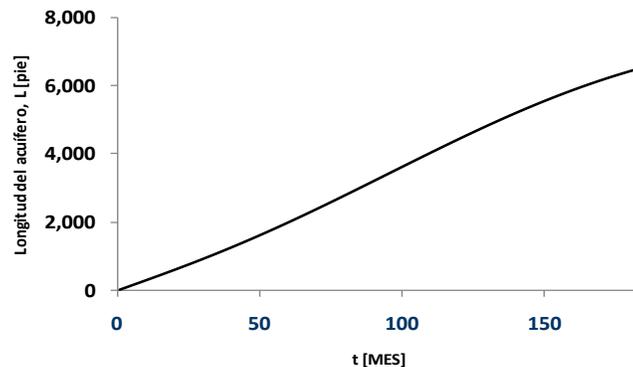


Fig. G.4. Comportamiento de la longitud del acuífero en función del tiempo.

G.3.3. Presión en el contacto agua–aceite

La presión inicial en el contacto agua–aceite, p_{CAAi} , se calcula por medio de la expresión siguiente:

$$p_{CAAi} = p_i + gradD_c \quad \dots\dots\dots (G.50)$$

La presión inicial del acuífero se considera que $p_{ai} = p_{CAAi}$, para valores subsecuentes de la presión en el contacto agua–aceite se calcula empleando la **ecua. G.12**. Y para valores subsecuentes de p_{CAA} , se determina con la ecuación,

$$p_{CAA} = \frac{(p_r + p_a)}{2} \quad \dots\dots\dots (G.51)$$

lo cual representa una presión promedio entre la presión del yacimiento y la presión del acuífero. El comportamiento de las presiones durante el tiempo de producción se muestra en la figura G.5.

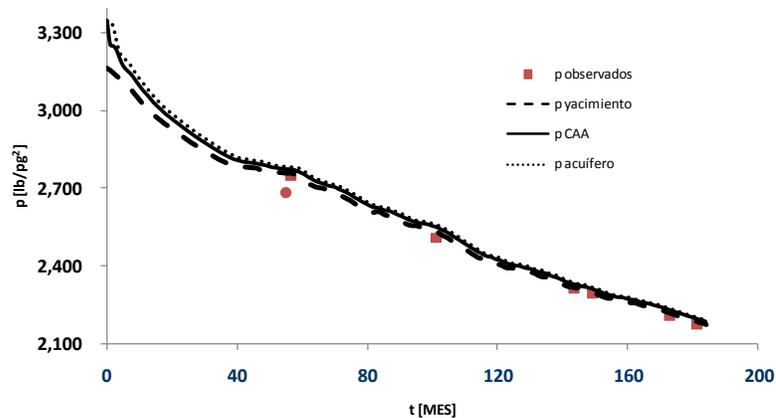


Fig. G.5. Comportamiento de las presiones del yacimiento, acuífero y contacto agua – aceite.

Apéndice H.

H.1 Teoría de pre-existencia de burbujas⁴

H.1.1. Coeficiente de transferencia volumétrico, h_v

El crecimiento de una burbuja por difusión está controlado por diferentes mecanismos: transferencia de masa, fuerzas inerciales, tensión superficial, y fuerzas viscosas, así

como también las fuerzas capilares para un medio poroso. La densidad de flujo es supuesta a ser proporcional a la diferencia de la concentración principal del gas en el líquido, C , y el valor en equilibrio, C_{eq} , para las condiciones dadas. Se introduce una constante h_s para realizar la igualdad siguiente,

$$\Phi = h_s (C - C_{eq}) \quad \dots\dots\dots (H.1)$$

Evaluando la constante h_s para el caso del crecimiento de una población de burbujas esféricas en un medio infinito. Se considera un volumen de poro V_p , la presión de la fase de gas es p_G , se denota A_b como la superficie total de las burbujas y N_b como el número total de burbujas por unidad de volumen del líquido. Todas las burbujas se suponen con el mismo radio r_b , entonces el volumen total del gas es,

$$V_G = N_b V_p \frac{4\pi r_b^3}{3} \quad \dots\dots\dots (H.2)$$

y el área total de la superficie de las burbujas,

$$A_b = N_b V_p 4\pi r_b^2 \quad \dots\dots\dots (H.3)$$

Por definición la densidad de flujo es,

$$\frac{dn}{dt} = \Phi A_b \quad \dots\dots\dots (H.4)$$

La ley de Henry proporciona,

$$C_{eq} = k_s p_G \quad \dots\dots\dots (H.5)$$

donde k_s es la constante de solubilidad de la ley de Henry. Sustituyendo las **ecuas. H.1, H.2, H.3, y H.5**, en **H.4**, se tiene,

$$\frac{dn}{dt} = h_s N_b V_p 4\pi \left(\frac{3V_G}{N_b V_L 4\pi} \right)^{\frac{2}{3}} (C - k_s p_G) \quad , \quad \dots\dots\dots (H.6)$$

una estimación de h_s puede ser obtenido reemplazando el gradiente a la interface en una aproximación local por un gradiente principal usando la distancia promedio entre las burbujas,

$$h_s \approx D/d \quad , \quad \dots\dots\dots (H.7)$$

la distancia promedio entre las burbujas puede ser expresado como función del número de burbujas, $d = 1/N_b$, el cual sustituyendo en la **ecua. H.6**, y simplificando la ecuación con una constante $a = (4\pi)^{\frac{1}{3}} 3^{\frac{1}{3}} \approx 4.84$, queda como,

$$\frac{dn}{dt} = a D N_b^{\frac{2}{3}} V_p^{\frac{1}{3}} V_g^{\frac{2}{3}} (C - k_s p_G) \quad , \quad \dots\dots\dots (H.8)$$

dado que la superficie de las burbujas es desconocido, el coeficiente de transferencia volumétrico, h_v , es introducido para calcular el flujo de moles de gas por unidad de volumen del líquido,

$$\Phi = h_v (C - C_{eq}) \quad . \quad \dots\dots\dots (H.9)$$

La expresión de h_v será calculado para identificar la dependencia sobre los parámetros microscópicos,

$$\Phi = \frac{1}{V} \frac{dn}{dt} = h_v (C - C_{eq}) \quad , \quad \dots\dots\dots (H.10)$$

de donde se deduce que,

$$h_v \approx a D N_b^{\frac{2}{3}} V_p^{-\frac{2}{3}} V_g^{\frac{2}{3}} \quad , \quad \dots\dots\dots (H.11)$$

la saturación de gas es introducido por $S_g = V_g/V_p$, sustituyendo en la **ecua. H.11**, se tiene,

$$h_v \approx aDN_b^{\frac{2}{3}}S_g^{\frac{2}{3}} \quad \dots\dots\dots (H.12)$$

Para aplicaciones prácticas, la constante a y los exponentes pueden ser ajustados para igualar el comportamiento histórico de producción. La **ecua. H.12** proporciona la evolución de los moles de gas, desarrollándolo en base a la saturación de gas a partir de la ley ideal de los gases, se tiene,

$$n = \frac{p_G V_g}{RT} \quad \dots\dots\dots (H.13)$$

entonces,

$$\frac{d(p_G S_g)}{dt} = h_v RT (C - C_{eq}) \quad \dots\dots\dots (H.14)$$

esta expresión se basa únicamente en parámetros macroscópicos (p_G , S_g y C). Si consideramos el modelo de nucleación de Yang para calcular la distribución del tamaño de la burbuja,

$$F = e^{\left(\frac{-\delta}{s}\right)} \quad \dots\dots\dots (H.15)$$

entonces se tiene que,

$$N_b = \beta_n e^{\left(\frac{-\delta}{s}\right)} \quad \dots\dots\dots (H.16)$$

donde β_n y δ son dos constantes, y $s = p - p_{eq}$. Considerando la supersaturación crítica del gas, s_{cg} , donde $N_b = 0$ para $s < s_{cg}$, ó,

$$N_b = \beta_n \left[e^{\left(\frac{-\delta}{s}\right)} - e^{\left(\frac{-\delta}{s_{cg}}\right)} \right] \quad \dots\dots\dots (H.17)$$

sustituyendo la **ecua. H.17** en **H.11**, se tiene,

$$h_v(S_g) = a S_g^{\frac{2}{3}} \beta_n^{\frac{2}{3}} \left[e^{(-\delta/s)} - e^{(-\delta/s_{gc})} \right]^{\frac{2}{3}} \dots\dots\dots (H.18)$$

La **ecua. H.16**, está basado para burbujas esféricas, si consideramos burbujas ramificadas el cual puede ser modelado como un objeto fractal, como se muestra en la **fig. H.1**, entonces el radio efectivo,

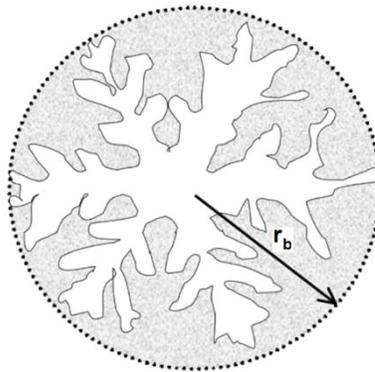


Fig. H.1. Representación de una burbuja ramificada. (F. Bauget, 2005).

$$R/r_c \propto \left(v_b / r_c^3 \right)^{1/D_f} \dots\dots\dots (H.19)$$

donde D_f es la dimensión fractal, v_b es el volumen de la burbuja, y r_c es una longitud característica que toma igual el tamaño de poro. v_b es proporcional a S_g/N_b , entonces,

$$R \propto \left(S_g / N_b \right)^{1/D_f} r_c^{(1-3/D_f)} \dots\dots\dots (H.20)$$

el área total superficial de las burbujas se puede expresar como,

$$A_b \propto V_p N_b^{(1-2/D_f)} S_g^{2/D_f} r_c^{2(1-3/D_f)} \dots\dots\dots (H.21)$$

entonces se tiene que,

$$\frac{dn}{dt} \propto h_s V_p N_b^{(1-2/D_f)} S_g^{2/D_f} r_c^{2(1-3/D_f)} (C - k_s p_G) \quad \dots \quad (H.22)$$

La longitud característica, r_c , entre las burbujas se ha reducido en comparación con el caso de las burbujas esféricas causada por la ramificación. Si r_c se considera,

$$\frac{1}{V} \frac{dn}{dt} \propto DN_b^{(1-2/D_f)} S_g^{2/D_f} r_c^{(1-6/D_f)} (C - k_s p_G) \quad , \quad \dots \quad (H.23)$$

$$h_v \propto DN_b^{(1-2/D_f)} S_g^{2/D_f} r_c^{(1-6/D_f)} \quad , \quad \dots \quad (H.24)$$

finalmente, la expresión general para h_v se expresa como,

$$h_v(S_g) = \beta_D S_g^{2/D_f} \left[e^{(-\delta/s)} - e^{(-\delta/s_{gc})} \right]^{1-2/D_f} \quad \dots \quad (H.25)$$

donde β_D es una constante que depende del coeficiente de difusión molecular.

Nomenclatura

- A = Área de flujo del contacto agua – aceite, pie²
- A_b = Área total de la burbujas
- A_e = Área de drene del pozo, km²
- A_n = Área de la sección transversal del núcleo, cm²
- b = Exponente de la curva de declinación de Fetkovich/Arps
- B_g = Factor del volumen de formación del gas, $BBL_{gas @c.y.}/BBL_{gas @c.s.}$
- B_o = Factor del volumen de formación del aceite, $BBL_{aceite @c.y.}/BBL_{aceite @c.s.}$
- B_t = Factor del volumen de formación del aceite y del gas, $BBL_{aceite+gas @c.y.}/BBL_{aceite+gas @c.s.}$
- B_w = Factor del volumen de formación del agua, $BBL_{agua @c.y.}/BBL_{agua @c.s.}$
- B_{ob} = Factor del volumen de formación del aceite a la presión de saturación, $BBL_{aceite @c.y.}/BBL_{aceite @c.s.}$
- B_{oi} = Factor inicial del volumen de formación del aceite, $BBL_{aceite @c.y.}/BBL_{aceite @c.s.}$
- b_{pss} = Constante definida por la ecuación F. 4
- \hat{b}_{pss} = Constante definida por la ecuación F. 4 para una caída de presión constante
- C = Concentración molar del gas en solución
- c = Paraméetro que influye en el flujo intermitente de gas con aceite
- C_A = Factor de forma del yacimiento
- C_a = Número capilar
- c_e = Compresibilidad efectiva, $(lb/pg^2)^{-1}$
- c_o = Compresibilidad del aceite, $(lb/pg^2)^{-1}$
- c_t = Compresibilidad total, $(lb/pg^2)^{-1}$
- c_w = Compresibilidad del agua, $(lb/pg^2)^{-1}$
- C_{eq} = Concentración molar del gas en solución bajo condiciones de equilibrio termodinámico
- $c_{e,m}$ = Compresibilidad efectiva de la matriz, $(lb/pg^2)^{-1}$
- $c_{e,f}$ = Compresibilidad efectiva de la fractura, $(lb/pg^2)^{-1}$
- c_{fa} = Compresibilidad de la formación del acuífero, $(lb/pg^2)^{-1}$
- c_{pp} = Compresibilidad isotérmica de la formación, $(lb/pg^2)^{-1}$
- c_{ta} = Compresibilidad total del acuífero, $(lb/pg^2)^{-1}$
- $c_{ei,f}$ = Compresibilidad efectiva inicial de la fractura, $(lb/pg^2)^{-1}$
- D = Diámetro de la burbuja
- D_c = Distancia vertical del plano de referencia al contacto agua – aceite, pie
- D_f = Dimensión fractal
- D_i = Razón de declinación inicial
- F = Distribución del tamaño del diámetro de la burbuja pre existente a las condiciones –

- de supersaturación
- FI = Intensidad de fractura, fracción
- FR = Factor de recuperación, %
- FR_{bt} = Factor de recuperación a la irrupción del agua, %
- G = Numero de gravedad adimensional
- g = Constante gravitacional
- h = Espesor neto de la formación, m, pie
- h_a = Espesor neto del acuífero, pie
- h_p = Penetración del pozo en la formación productora, m
- h_v = Coeficiente de transferencia volumétrico
- J = Índice de productividad del yacimiento, BPD/lb/pg²
- J_a = Índice de productividad del acuífero, BPD/lb/pg²
- k = Permeabilidad absoluta de la formación ó del núcleo, md, D
- k_a = Permeabilidad absoluta del acuífero, md
- k_h = Permeabilidad horizontal de la formación
- k_o = Permeabilidad efectiva al aceite, md, D
- k_s = Constante de solubilidad de la Ley de Henry
- k_v = Permeabilidad vertical de la formación
- k_w = Permeabilidad efectiva del agua
- k_{rg} = Permeabilidad relativa del gas
- k_{ri} = Permeabilidad relativa de un fluido i
- k_{ro} = Permeabilidad relativa del aceite
- k_{rw} = Permeabilidad relativa del agua
- k'_{ro} = Permeabilidad relativa del aceite a la saturación irreductible del agua
- k'_{rw} = Permeabilidad relativa del agua a la saturación residual del aceite
- L = Longitud del yacimiento, pie
- L_a = Longitud del acuífero, pie
- L_n = Longitud del núcleo, cm
- L_{GA} = Longitud del grano de arena, μ m
- M = Relación de movilidades
- m = Constante definida por la ecuación D. 15
- M_r = Relación de movilidad relativa
- m_{mb} = Constante definida por la ecuación F. 2.
- \tilde{m}_{mb} = Constante definida por la ecuación F. 2. para una caída de presión constante
- N = Volumen original de aceite, MMBBL
- n = número de moles de gas, mol
- N_b = Número total de burbujas por unidad de volumen de líquido

N_f	=	Volumen original de aceite en la fractura, MMBBL
N_m	=	Volumen original de aceite en la matriz, MMBBL
N_p	=	Volumen producido acumulado de aceite, MMBBL
$N_{p_{m\acute{a}x}}$	=	Volumen producido acumulado máximo de aceite cuando el gasto tiende a cero, MMBBL
$N_{p_{m\acute{a}x.GC}}$	=	Volumen producido acumulado máximo cuando el gasto tiende a cero obtenido del método del gasto recíproco, MMBBL
p	=	Presión, lb/pg ²
\bar{p}	=	Presión promedio, lb/pg ²
p_a	=	Presión del acuífero, lb/pg ²
p_b	=	Presión de saturación, lb/pg ²
p_c	=	Presión capilar
p_c	=	Presión de confinamiento, kg/cm ²
p_e	=	Presión a condiciones de equilibrio, lb/pg ²
PF	=	Factor de productividad
p_G	=	Presión del gas, lb/pg ²
p_i	=	Presión inicial del yacimiento, lb/pg ²
p_L	=	Presión del líquido
p_o	=	Presión del aceite
p_p	=	Presión de poro, kg/cm ²
\bar{p}_r	=	Presión promedio del yacimiento, lb/pg ²
p_w	=	Presión del agua, lb/pg ²
p_{ai}	=	Presión inicial del acuífero, lb/pg ²
p_{eb}	=	Presión en la frontera externa
p_{w_f}	=	Presión de fondo fluyendo del yacimiento, lb/pg ²
\bar{p}_{CAA}	=	Presión promedio del contacto aceite – aceite, lb/pg ²
$p_{w_{fa}}$	=	Presión de fondo fluyendo del acuífero, lb/pg ²
p_{echm}	=	Presión de confinamiento horizontal máximo, lb/pg ²
q	=	Gasto de producción, BPD
q_i	=	Expansión volumétrica de un fluido i, cm ³ /día
Q_o	=	Gasto total de producción de aceite del campo, BPD
q_o	=	Gasto de producción de aceite, BPD
Q_g	=	Gasto total de producción de gas del campo, MMPCD
q_g	=	Gasto de producción del gas, MMPCD
q_t	=	Gasto total de los fluidos, BPD
$q(t)$	=	Gasto de producción en función del tiempo
q_{Dd}	=	Gasto adimensional de la curva de declinación
q_{oD}	=	Gasto adimensional de producción del aceite

- q_{oi} = Gasto inicial de aceite, BPD
 q_{wa} = Gasto de entrada de agua al yacimiento, BPD
 q_{Ddi} = Gasto adimensional integral de la curva de declinación
 q_{Ddid} = Gasto adimensional derivado de la integral de la curva de declinación
 $q_{wa_{máx.}}$ = Gasto de entrada máxima de agua cuando $p_{wfa} = 0$
 R = Constante universal de los gases
 r = radio capilar de la burbuja
 r_a = Radio del acuífero
 r_b = Radio de la burbuja
 r_c = Longitud característica
 r_e = Radio de drene del pozo, pie
 R_s = Relación de solubilidad del gas, $BBL_{gas@c.s.}/BBL_{aceite@c.s.}$
 R_p = Relación acumulado gas – aceite, $BBL_{gas@c.s.}/BBL_{aceite@c.s.}$
 r_w = Radio del pozo, pie
 r_w' = Radio efectivo del pozo
 r_{eD} = Radio adimensional de drene
 R_{si} = Relación inicial de solubilidad del gas, $BBL_{gas@c.s.}/BBL_{aceite@c.s.}$
 RGA = Relación gas – aceite instantanea, $BBL_{gas@c.s.}/BBL_{aceite@c.s.}$
 $R_{promedio}$ = Relación gas – aceite instantanea promedio mensual, $BBL_{gas@c.s.}/BBL_{aceite@c.s.}$
 s = Supersaturación, lb/pg²
 s_d = Daño a la formación
 S_g = Saturación de gas, %, fracción
 S_L = Saturación del líquido, %, fracción
 S_{gc} = Saturación crítica del gas, %, fracción
 S_{or} = Saturación residual del aceite, %, fracción
 S_{wa} = Saturación congénita de agua del acuífero
 S_{wc} = Saturación congénita de agua, %, fracción
 S_{wi} = Saturación inicial de agua, %, fracción
 S_{gcfc} = Saturación crítica del gas para flujo continuo, %, fracción
 S_{gcfi} = Saturación crítica del gas para flujo intermitente, %, fracción
 T = Temperatura, °C
 t = Tiempo, día, mes
 \bar{t} = Tiempo de balance de materia
 t_D = Tiempo adimensional
 t_{DA} = Tiempo adimensional basado al área de drene
 \bar{t}_{DA} = Tiempo de balance de materia adimensional basado al área de drene

t_{Da}	=	Tiempo adimensional de la curva de declinación
\bar{t}_{Da}	=	Tiempo de balance de materia adimensional de la curva de declinación
t_{pss}	=	Tiempo necesario para lograr flujo pseudoestacionario, hrs
u_g	=	Velocidad del flujo de gas
u_o	=	Velocidad del flujo de aceite
u_t	=	Velocidad total de flujo de los fluidos
u_w	=	Velocidad del flujo de agua
u_{gfc}	=	Velocidad del flujo continuo de gas
u_{gfi}	=	Velocidad del flujo intermitente de gas
v_b	=	Volumen de una burbuja
V_G	=	Volumen de gas, MMPC
V_o	=	Volumen de aceite, MMBBL
V_p	=	Volumen poroso, MMBBL
W	=	Volumen original de agua en el acuífero, MMBBL
w	=	Ancho de la frontera externa del yacimiento, pie
W_e	=	Volumen de entrada de agua, MMBBL
W_i	=	Volumen acumulado inyectado de agua, MMBBL
W_p	=	Volumen producido de agua
W_{ei}	=	Volumen de entrada inicial de agua
X	=	Distancia del pozo al acuífero, pie
x	=	Parametro para la reducción de la presión, lb/pg ²
Z	=	Factor de compresibilidad isotérmico del gas

Simbología griega

β	=	Ángulo de inclinación de la interface aceite – aceite, grados
β_D	=	Constante que depende del coeficiente de difusión molecular
β_n	=	Parametro de control de la distribución del tamaño de la burbuja
γ_o	=	Densidad específica del aceite
δ	=	Constante del modelo de Wang
ΔV	=	Cambio en la expansión volumétrica, fracción
Δp_o	=	Presión diferencial del aceite que atraviesa el núcleo, atm
η	=	Difusión de la formación
θ	=	Ángulo de inclinación de la formación, grados
θ_n	=	Ángulo del plano horizontal del núcleo, grados
λ_f	=	Movilidad de un fluido
λ_g	=	Movilidad del gas

- λ_o = Movilidad del aceite
 μ = Viscosidad, cp
 μ_G = Potencial químico del gas
 μ_g = Viscosidad del gas, cp
 μ_L = Potencial químico del líquido
 μ_o = Viscosidad del aceite, cp
 μ_w = viscosidad del agua, cp
 ρ = Densidad, g/cm³, API
 ρ_o = Densidad del aceite, g/cm³, API
 ρ_w = Densidad del agua, g/cm³
 σ = Tensión interfacial, dina/cm
 Φ = Flujo de masa del gas en solución
 ϕ = Porosidad, %, fracción
 ϕ_a = Porosidad del acuífero, %, fracción
 $\phi_{sec.}$ = Porosidad secundaria, %, fracción
 ω_i = Relación inicial de la capacidad de almacenamiento de aceite en las fracturas, fracción

Referencias

1. Arps J. J. y Roberts T. G. "The effect of the relative permeability ratio, the oil gravity, and the solution gas oil ratio on the primary recovery from a depletion type reservoir". Artículo SPE 469, presentado en el AIME Annual Meeting 1955 en Chicago (Feb. 13–17).
2. Bauguet F. y Lenormand R. "Mechanisms of bubble formation by pressure decline in porous media: a critical review". Artículo Institut Français du Pétrole, IFP, presentado en el 23rd Annual Workshop and Symposium Collaborative Project on Enhanced Oil Recovery 2002 – International Energy Agency, en Caracas. (Sep. 8–11).
3. Bauguet F. y Lenormand R. "Mechanisms of bubble formation by pressure decline in porous media: a critical review". Artículo SPE 77457, presentado en el SPE Annual Technical Conference and Exhibition 2002 en San Antonio, Texas. (Oct. Sep. 29 – Oct. 2).
4. Bauguet F., Egermann P. y Lenormand R. "A new model to obtain representative field relative permeability for reservoirs produced under solution gas drive". Artículo SPE 84543, presentado en el SPE Annual Technical Conference and Exhibition 2004 en Denver. (Oct. 5–8).
5. Blasingame T. A. y Palacio J. C. "Decline curve analysis using type curve. Analysis of gas well production data" Artículo SPE 25909, presentado en el SPE Rocky Mountain Regional and Low Permeability Reservoirs Symposium 1993 en Denver, Colorado. (Abr. 25–28).
6. Blasingame T. A., Doublet L. E., Pande P. K. y McCollum T. J. "Decline curve analysis using type curve. Analysis of oil well production data using material balance time: applications to field cases". Artículo SPE 28688, presentado en el Petroleum Conference and Exhibition 1994 en Veracruz, México. (Oct. 10–13).
7. Blasingame T. A., Reese P. D. y Ilk D. "Estimation of reserves using the reciprocal rate method". Artículo SPE 107981, presentado en el SPE Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium 2007 en Denver, Colorado. (Abr. 16–18).
8. Comunicación personal, Ing. José Ramón Mayorquin Ruíz.
9. Craft B. C. y Hawkins M. F. "*Applied Petroleum Reservoir Engineering*". 2da edición, Prentice Hall PTR 1991.
10. Dake L. P. "*Fundamentals of Reservoir Engineering*". 1^{ra} edición 1978, 17^{ava} impresión 1998. Elsevier. Development in petroleum science, 8. Shell learning development.
11. Fetkovich M. J. "*A simplified approach to water influx calculations, finite aquifer systems*". Artículo SPE 2603, presentado en el SPE 44th Annual Fall Meeting 1969 en Denver. (Sep. 28–Oct. 1).
12. Fetkovich M. J. "Decline curves analysis using type curve". Artículo SPE 4629, aceptado para su publicación el 07 de Agosto de 1974.
13. Fetkovich M. D. "Oil and gas relative permeabilities from well and reservoir performance data". Tesis profesional nivel maestría, Universidad de Tulsa, 1985. Director: Dr. E. T. Guerrero.

14. Fetkovich M. D., Guerrero E. T., Fetkovich M. J. y Thomas L. K. "Oil and gas relative permeabilities determined from rate-time performance data". Artículo SPE 15431, presentado en el SPE Annual Technical Conference and Exhibition 1986 en New Orleans. (Oct. 5-8).
15. Fekete FAST RTA 4.5.1. "Theory and equations. Models reservoir. Water drive". Manual técnico.
16. Firoozabadi, A., Ottesen B. y Mikkelsen M. "Measurements of supersaturation and critical gas saturation". Artículo SPE 19694, aceptado para su publicación el 14 de Abril de 1992.
17. Firoozabadi, A., y Pooladi D. M. "Solution gas drive in heavy oil reservoirs". Journal of Canadian Petroleum Technology JCPT, Abril 1999, volumen 38, no. 4, pág. 54 – 61.
18. Firoozabadi, A., y Guo-Qing T. "Gas and liquid relative permeabilities for cold production from heavy oil reservoirs". Artículo SPE 83667, presentado en el SPE Annual Technical Conference and Exhibition 1999 en Houston. (Oct. 3-6).
19. Firoozabadi, A., y Guo-Qing T. "Effect of GOR, temperature and initial water saturation on solution gas drive in heavy oil reservoirs". Artículo SPE 71499, presentado en el SPE Annual Technical Conference and Exhibition 2001 en New Orleans. (Sep. 30 – Oct. 3).
20. Harari Z., Shu-The W. y Saner S. "Pore compressibility study of Arabian carbonates reservoir rocks". Artículo SPE 27625 Formation Evaluation, Diciembre 1995, pág. 207-214.
21. Hernández, J. L. "Compresibilidad de la porosidad secundaria en rocas de yacimientos de hidrocarburos". Tesis profesional nivel licenciatura UNAM 2007. Director: Dr. Rafael Herrera Gómez.
22. Herrera, R. G. "Estudio petrofísico de muestras de núcleos de diámetro completo con doble porosidad". Tesis profesional nivel doctorado UNAM 2000. Director: Dr. Fernando Samaniego Verduzco.
23. IMP. "Análisis pVT composicional y separación en etapas del fluido". Junio 2002.
24. IMP. "Tabla de resultados de las pruebas de presión del campo".
25. Kumar A. "Drainage areas for wells in edge water drive reservoirs". Artículo SPE – AIME 4966, Journal of Petroleum Technology JPT 1971.
26. Kumar R., Pooladi D. M. y Okazawa T. "An investigation into enhanced recovery under solution gas drives in heavy oil reservoirs". Artículo SPE 59336, presentado en el SPE/DOE 2000, Improved Oil Recovery Symposium en Tulsa. (Abr 3-5).
27. Kumar A., Arslan O., Wojtanowicz A. K. y White C. D. "Early water production and bypassed oil in edge water drive reservoirs". Artículo PETSOC 2004 269, presentado en el 55th Annual Technical Meeting en Calgary, Alberta, Canada. (Jun. 8-10).
28. NSAI. "Regional simulation model – Bay of Campeche, Mexico". Resumen del reporte técnico.
29. PEMEX Exploración y Producción. "Hydrocarbon reserves of Mexico. Volumen II: Major oil and gas fields of Mexico ", 1999. Pág. 37 – 45.
30. PEMEX. "Informe de producción del campo". Del periodo de enero de 1988 a marzo de 2004.

31. Pirson S. J. *"Oil Reservoir Engineering"*. 2da edición, McGraw Hill 1958.
32. Tarek A. *"Reservoir Engineering Handbook"* 3^{ra} edición, Elsevier, 2006.
33. Tiab D., y Chacon A. "Impact of pressure depletion on oil recovery in naturally fractured reservoirs". Artículo SPE 108107, presentado en el SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference LACPEC 2007 en Buenos Aires, Argentina. (Abr. 15–18).
34. Vaca P., Andarcia L., Kamp A. M. y Eggenschwiler M. "Heavy oil solution gas drive in the Venezuelan Orinoco Belt: Laboratory experiments and field simulation". Artículo SPE 69715, presentado en el SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium 2001 en Porlamar, Venezuela. (Mar. 12–14).
35. Ventura R. L., García J. L., Iwere F. O., Moreno J. E. y Apaydin O. G. "Vug characterization and pore volume compressibility for numerical simulation of vuggy and fractured carbonate reservoirs". Artículo SPE 74341, presentado en el SPE International Petroleum Conference and Exhibition 2002 en Villahermosa, Tabasco. (Feb. 10–12).