



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

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



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 INGENIERIA
DIRECCION

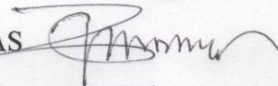


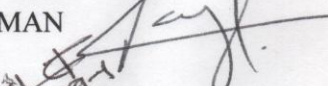
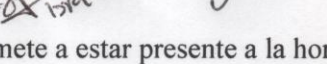
Notificación de Jurado y Fecha para Examen Profesional

Director General de Administración Escolar
Universidad Nacional Autónoma de México
Presente.

Por este conducto le comunico que el día 18 de Noviembre de 2010 a las 8:00 horas, se llevará a cabo en esta Facultad el Examen Profesional del señor RODRIGUEZ TAPIA RUBEN con número de cuenta 09604868-3 en la carrera de INGENIERÍA PETROLERA quien presenta :

" DETERMINACION DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS GAS-ACEITE DE LOS DATOS DE PRODUCCION DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS QUE CONTIENEN ACEITE PESADO "

Debido a que dicha persona ha cumplido con los requisitos que establece el Reglamento General de Exámenes, esta Dirección le asigna el jurado integrado por los profesores:

- PRESIDENTE: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS 
- VOCAL: DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO 
- SECRETARIO: M.I. MARIO BECERRA ZEPEDA 
- 1o. SUPLENTE: DR. EDGAR RENE RANGEL GERMAN 
- 2o. SUPLENTE: ING. ISRAEL CASTRO HERRERA 

Al asentar la firma cada uno de los miembros del jurado se compromete a estar presente a la hora y fecha del examen (Art.56 inciso D del Estatuto del Personal Académico de la UNAM) por lo que solicito, de la manera más atenta, se elabore el acta respectiva para asentar el resultado del examen.

Atentamente,
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, D.F. a 3 de Noviembre de 2010.
EL DIRECTOR

Mtro. José Gonzalo Guerrero Zepeda

JGGZ ' MFB ' ICH



FACULTAD DE INGENIERIA
SSA
COORDINACIÓN DE ADMINISTRACIÓN ESCOLAR

RECIBI


OFICINA DE EXAMENES PROFESIONALES

Agradecimientos

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

A la Universidad Nacional Autónoma de México.

A mi madre 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. Herón 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 y Dr. Rafael

Rodríguez Nieto.

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

Antúnez.

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

Gilberto Castillo y Lupansky Vázquez.

Índice

Resumen	V
Lista de Figuras	VI
Lista de Tablas	XII
Introducción	XIV
Capítulo 1. Factores que Modelan la Curva 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	6
1.1.3 Efecto del Gasto de Producción de Aceite	7
1.1.4 Efecto de la Viscosidad del líquido	12
1.1.5 Efecto de la Saturación Inicial de Agua	18
1.1.6 Efecto de la Temperatura	22
1.1.7 Efecto de la Presión Efectiva de Confinamiento	26
1.1.8 Efecto del Abatimiento de la Presión	30
1.1.9 Efecto de la Compresibilidad del Volumen Poroso en Roca	
Caliza	33
1.2 Discusión de los Resultados de las pruebas de laboratorio	37
Capítulo 2. Teoría para la Determinación de las Permeabilidades	
Relativas Gas–Aceite a partir de los Datos de Producción	39
2.1 Metodología de Fetkovich para la Determinación de las	
Permeabilidades Relativas Gas–Aceite	39
2.2 Comportamiento del Agua Intrusiva	42
2.2.1 Factor de Recuperación en Yacimientos con Empuje Lateral de	
Agua	49
2.3 Análisis de las Curvas de Declinación usando Curvas Tipo	50

2.4	Método del Gasto Recíproco	57
2.5	Ecuación de Balance de Materia	59
2.5.1	Producción de Aceite por Empuje del Acuífero	64
2.5.2	Cálculo de la Entrada de Agua Intrusiva	64
2.5.3	Ecuación de Balance de Materia Modificada con Entrada de Agua	66
2.5.4	Índices de Empuje	66
2.6	Comportamiento de Flujo de la Fase de Gas	67
2.7	Permeabilidades Relativas Gas–Aceite, Standing (1975)	72
Capítulo 3. Cálculo de las Permeabilidades Relativas Gas–Aceite a partir de los Datos de Producción		78
3.1	Aplicación de la Metodología de Fetkovich (1986)	78
3.2	Descripción Geológica del Campo, PEMEX (1999)	82
3.3	Comportamiento Volumétrico del Fluido, IMP (2002)	84
3.4	Comportamiento de Producción del Campo, PEMEX (2010)	86
3.5	Datos Promedio del Yacimiento y del Acuífero	87
3.6	Cálculo del Volumen Original de Aceite	89
3.6.1	Factor de Recuperación Final	92
3.7	Determinación de la Presión Promedio del Yacimiento	94
3.7.1	Comportamiento de la Compresibilidad del Volumen Poroso	96
3.7.2	Ecuación de Balance de Materia Modificada	97
3.8	Comportamiento de Flujo de la Fase de Gas	98
3.8.1	Relaciones de Movilidad y Movilidad Relativa	100
3.8.2	Factor de Recuperación de Aceite a la Irrupción de Agua	102
3.9	Determinación de las Curvas de Permeabilidad Relativa Gas– Aceite	103
Conclusiones		106
Apéndice		107
Apéndice A		107

A.1	Desarrollo del Modelo Matemático para Determinar las Permeabilidades Relativas Gas-Aceite de los Datos de Pruebas de Laboratorio	107
Apéndice B	110
B.1	Desarrollo de la Ecuación para Determinar la Permeabilidad Relativa del Aceite en Función de los Datos de Producción	110
Apéndice C	113
C.1.	Desarrollo del Número de Gravedad Adimensional	113
C.2.	Determinación del Número de Gravedad Adimensional	116
Apéndice D	118
D.1	Desarrollo y Uso del Tiempo de Balance de Materia para el Flujo de Líquido Bajo Régimen de Flujo Dominado por la Frontera Externa	118
Apéndice E	121
E.1.	Procedimiento para el Análisis de los Datos de Producción usando Curvas Tipo de Fetkovich-McCray	121
E.2.	Análisis de los Datos de Producción por Pozo con el Método de Curvas de Declinación usando Curvas Tipo	124
Apéndice F	126
F.1.	Desarrollo del Método del Gasto Recíproco	126
F.2.	Aplicación del Método del Gasto Recíproco por Pozo	128
Apéndice G	134
G.1.	Desarrollo de la Ecuación de Balance de Materia en Diferencias Finitas	134
G.1.1.	Yacimiento Volumétrico a Condiciones de Bajosaturación	134
G.1.2.	Yacimiento con Entrada de Agua a Condiciones de Bajosaturación	135

G.1.2.1.	Presión del Acuífero y Volumen Acumulado de Entrada de Agua	135
G.1.2.2.	Desarrollo de la Ecuación de Balance de Materia para un yacimiento con Entrada de Agua a Condiciones de Bajosaturación	139
G.1.3.	Yacimiento con Entrada de Agua para una Presión Inferior a la Presión de Saturación	140
G.2.	Desarrollo del Cálculo de la Presión Promedio del Yacimiento por Medio de la Ecuación de Balance de Materia	142
G.2.1.	Yacimiento Volumétrico a Condiciones de Bajosaturación	142
G.2.2.	Yacimiento con Entrada de Agua	145
G.3.	Consideraciones para la Aplicación del Método de Fetkovich para el Cálculo de Entrada de Agua	148
G.3.1.	Geometría de Flujo del Acuífero	148
G.3.2.	Comportamiento de la Longitud del Acuífero	149
G.3.3.	Presión del Contacto Agua–Aceite	150
	Nomenclatura	151
	Referencias	157

Resumen

En el estudio siguiente se desarrolló una metodología para la determinación de las permeabilidades relativas gas–aceite, a partir de los datos de producción de un yacimiento carbonatado naturalmente fracturado que contiene aceite pesado y un acuífero asociado. La metodología se aplicó a los datos de producción de cinco pozos pertenecientes a un yacimiento ubicado en el Golfo de México.

Previo al desarrollo de la metodología se analizó el comportamiento de la fase de gas, mediante la revisión de estudios basados en observaciones de campo y de pruebas de laboratorio en núcleos; el análisis indica que la segregación gravitacional y la compresibilidad de la formación causan un efecto retentivo significativo de la fase de gas en el yacimiento.

La contribución significativa de esta tesis es la selección y desarrollo de los métodos analíticos que son aplicados para el cálculo de las permeabilidades relativas gas–aceite, 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 curvas tipo, el cual incluye un modelo de entrada de agua; la ecuación de balance de materia modificada para yacimientos naturalmente fracturados, que incluye el método de Fetkovich para el cálculo de entrada de agua; 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 dinámica del yacimiento y del acuífero, los cuales son: el modelo de segregación gravitacional de Pirson para estimar el desarrollo de un casquete secundario de gas, la correlación de Arslan para determinar el factor de recuperación a la irrupción del agua; y el método del gasto recíproco de Blasingame para calcular el factor de recuperación final.

Lista de figuras

1.1. Esquema del equipo de laboratorio para los experimentos	3
1.2. Relación de permeabilidades gas-aceite en función de la saturación de gas, para arenas y areniscas (Arps, 1955)	5
1.3. Relación de permeabilidades gas-aceite en función de la saturación de gas, para calizas, dolomías y chert (Arps, 1955)	5
1.4. Comparación de las curvas de relación de permeabilidad gas-aceite por cada pozo (Fetkovich, 1985)	6
1.5. Comparación de las permeabilidades relativas gas-aceite por cada pozo (Fetkovich, 1985)	7
1.6. Presión promedio en función de la expansión volumétrica, datos experimentales y simulados. Experimento del efecto del gasto de producción (Kumar, 2000)	8
1.7. 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)	9
1.8. 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)	10
1.9. Saturación promedio de gas en función de la expansión volumétrica, datos experimentales y simulados. Experimento del efecto del gasto de producción (Kumar, 2000)	11
1.10. Producción de gas en función de la expansión volumétrica, datos experimentales y simulados. Experimento del efecto del gasto de producción (Kumar, 2000)	11
1.11. Permeabilidad relativa del gas en función de la expansión volumétrica, datos experimentales y simulados. Experimento del efecto del gasto de producción (Kumar, 2000)	12
1.12. Presión promedio en función de la expansión volumétrica para el aceite ligero. Experimento del efecto de la viscosidad del líquido (Pooladi-Darvish, 1999)	13
1.13. Saturación de gas en función de la expansión volumétrica del aceite ligero, datos experimentales y simulados. Experimento del efecto de la viscosidad del líquido (Pooladi-Darvish, 1999)	14
1.14. Presión promedio y diferencial de presión en función de la expansión volumétrica del aceite pesado. Experimento del efecto de la viscosidad del líquido (Pooladi-Darvish, 1999)	14
1.15. Fluctuaciones de la presión diferencial en función de la expansión volumétrica del aceite pesado. Experimento del efecto de la viscosidad del líquido (Pooladi-Darvish, 1999)	15
1.16. Saturación de gas en función de la expansión volumétrica del aceite pesado. Experimento del efecto de la viscosidad del líquido (Pooladi-Darvish, 1999)	16
1.17. Relación de permeabilidades relativas gas-aceite en función de la saturación de gas. Experimento del efecto de la viscosidad del líquido (Pooladi-Darvish, 1999)	17

1.18. Presión promedio en función de la expansión volumétrica, pruebas 7 y 8. Experimento del efecto de la saturación inicial de agua (Tang, 2005)	19
1.19. Efecto de la saturación inicial de agua sobre la formación de la fase de gas (Tang, 2005)	19
1.20. Presión diferencial en función de la expansión volumétrica, pruebas 7 y 8. Experimento del efecto de la saturación inicial de agua (Tang, 2005)	20
1.21. Recuperación del aceite en función de la expansión volumétrica, pruebas 7 y 8. Experimento del efecto de la saturación inicial de agua (Tang, 2005)	21
1.22. Producción de aceite y gas en función de la expansión volumétrica, pruebas 7 y 8. Experimento efecto de la saturación inicial de agua (Tang, 2005)	21
1.23. Permeabilidades relativas gas-aceite en función de la saturación de gas, pruebas 7 y 8. Experimento del efecto de la saturación inicial de agua (Tang, 2005)	22
1.24. Presión promedio en función de la expansión volumétrica, pruebas 7 y 10. Experimento del efecto de la temperatura (Tang, 2005)	23
1.25. Efecto de la temperatura sobre la formación de la fase de gas (Tang, 2005)	24
1.26. Presión diferencial en función de la expansión volumétrica, pruebas 7 y 10. Experimento del efecto de la temperatura (Tang, 2005)	24
1.27. Recuperación de aceite en función de la expansión volumétrica, pruebas 7 y 10. Experimento del efecto de la temperatura (Tang, 2005)	25
1.28. Gastos de producción de aceite y gas en función de la expansión volumétrica, pruebas 7 y 10. Experimento del efecto de la temperatura (Tang, 2005)	25
1.29. Permeabilidades relativas gas-aceite en función de la saturación de gas, pruebas 7 y 10. Experimento del efecto de la temperatura (Tang, 2005)	26
1.30. Presión y diferencial de presión en función del tiempo, prueba con presión de confinamiento constante (Andarcia, 2001)	27
1.31. Recuperación de aceite en función de la presión, prueba con presión de confinamiento constante (Andarcia, 2001)	28
1.32. Relación gas-aceite instantáneo en función de la presión, prueba con presión de confinamiento constante (Andarcia, 2001)	28
1.33. Presión y diferencial de presión en función del tiempo, prueba con presión de confinamiento no controlada (Andarcia, 2001)	29
1.34. Recuperación de aceite en función de la presión, prueba con presión de confinamiento no controlada (Andarcia, 2001)	29
1.35. Relación gas-aceite instantáneo en función de la presión, prueba con presión de confinamiento no controlada (Andarcia, 2001)	30
1.36. Comparación de los datos experimentales y calculados de la producción de aceite (Bauget, 2004)	31
1.37. Comparación de los datos experimentales y calculados de la producción de gas (Bauget, 2004)	32

1.38. Predicción del comportamiento de producción para un abatimiento de presión de 0.01 lb/pg ² /día (Bauget, 2004)	32
1.39. Resultados de laboratorio y estimación de la permeabilidad relativa del gas para diferentes abatimientos de presión (Bauget, 2004)	33
1.40. Comparación del efecto de la presión de confinamiento en la compresibilidad de poro de muestras de roca Wackestone, y de arenisca Berea (Harari, 1995)	34
1.41. Comportamiento de la compresibilidad del volumen poroso en función del esfuerzo efectivo para diferentes valores de porosidad secundaria (Iwere, 2002)	35
1.42. Comportamiento de la porosidad en función de la presión de confinamiento efectivo para una muestra de núcleo de diámetro completo (Hernández, 2007)	36
1.43. Diferencia entre permeabilidades de fractura y matriz medidas con gas (Herrera, 2000)	36
1.44. Diferencia entre permeabilidades de fractura y matriz medidas con aceite (Herrera, 2000)	37
2.1. Yacimiento con empuje lateral de agua (Tarek, 2006)	44
2.2. Modelo de yacimiento lineal, (a) vista de planta (b) sección transversal (Dake, 1978)	46
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, 1978)	47
2.4. Resultados de la simulación numérica para el avance de agua hacia un pozo parcialmente penetrante (Arslan, 2004)	49
2.5. Producción del corte de agua, datos de la simulación numérica (Arslan, 2004)	50
2.6. Curvas de declinación de Arps (1944)	51
2.7. Curvas tipo de Fetkovich (1980)	52
2.8. Curvas tipo de McCray, para la variación del gasto adimensional q_{Dd} con respecto al tiempo adimensional t_{Dd} (McCray, 1990)	55
2.9. Curvas tipo integral de McCray, para la variación del gasto adimensional q_{Dd} con respecto al tiempo adimensional t_{Dd} (McCray, 1990)	55
2.10. Curvas tipo con modelo de empuje de agua (FAST RTA, 2010)	56
2.11. Modelo radial con empuje lateral de agua (FAST RTA, 2010)	56
2.12. Comportamiento de la producción aceite-agua del ejemplo del método del gasto recíproco (Reese, 2007)	58
2.13. Gráfica cartesiana de los datos de producción del ejemplo del método del gasto recíproco (Reese, 2007)	58
2.14. Gráfica doble logarítmica de los datos de producción del ejemplo del método del gasto recíproco (Reese, 2007)	59
2.15. Representación esquemática de la distribución de los fluidos de un yacimiento bajo la combinación de empujes diferentes (Pirson, 1958)	60
2.16. Curvas de drene e imbibición de permeabilidades relativas gas-aceite con saturación inicial de agua (Standing, 1975)	73

2.17. Distribución de los fluidos para un sistema mojado por agua (Standing, 1975)	73
2.18. Representación cualitativa de las saturaciones efectivas para un sistema compuesto de agua irreductible, aceite y gas (Standing, 1975)	74
2.19. Distribución de los fluidos mojante y no mojante (Standing, 1975)	74
2.20. Inicio de la curva de permeabilidad relativa de la fase no mojante (Standing, 1975)	75
2.21. Distribución de tres fluidos que fluyen en un medio poroso para un sistema mojado por agua (Standing, 1975)	75
2.22. Representación cualitativa de las saturaciones efectivas para un sistema compuesto de agua irreductible, agua movable, aceite y gas (Standing, 1975)	76
2.23. Curvas de drene de las permeabilidades relativas gas-aceite para tres fases fluyendo (Standing, 1975)	77
2.24. Curvas de relación de permeabilidades relativas gas-aceite para tres diferentes valores de la saturación de agua (Standing, 1975)	77
3.1. Comportamiento volumétrico del fluido del campo Edda de estudio pVT de laboratorio (Fetkovich, 1986)	79
3.2. Comportamiento de la producción de aceite y relación de gas-aceite instantáneo del pozo C-9 en función del tiempo (Fetkovich, 1986)	79
3.3. Ajuste de los datos de producción de aceite del pozo C-9 con las curvas tipo (Fetkovich, 1986)	80
3.4. Comportamiento de la presión obtenida calculada comparada con la presión medida del pozo C-9 (Fetkovich, 1986)	81
3.5. Comportamiento de la relación de la permeabilidad gas-aceite del pozo C-9 (Fetkovich, 1986)	81
3.6. Curvas de permeabilidad relativa gas-aceite del pozo C-9 (Fetkovich, 1986)	82
3.7. Mapa estructural del campo en estudio	83
3.8. Comportamiento volumétrico del fluido del yacimiento del estudio pVT de laboratorio	85
3.9. Envolvente de fase, ajuste de la ecuación de estado usando Eclipse, modulo PVTi	85
3.10. Comportamiento de producción promedio mensual de aceite y RGA del campo	86
3.11. Ubicación estructural de los pozos	87
3.12. Comparación de producción de los pozos 01 y 06	87
3.13. Datos de presión de fondo fluyendo y presión promedio del yacimiento	89
3.14. Ajuste de los datos de producción total de aceite del campo, usando el programa comercial de Fekete modulo RTA	90
3.15. Gastos de producción del campo en función del volumen acumulado de aceite	92
3.16. Recíproco del gasto de producción del campo en función del tiempo de balance de materia, gráfica cartesiana	93
3.17. Recíproco del gasto de producción del campo en función del tiempo de balance de materia, gráfica doble logarítmica	93

3.18. Ajuste de los datos de producción total del campo con la ecuación de balance de materia (MBAL, 2010)	95
3.19. Fracción de aporte de los mecanismos de empuje (MBAL, 2010)	96
3.20. Comportamiento de la compresibilidad del volumen poroso secundario y de matriz	97
3.21. Ajuste de los datos de producción total del campo con la ecuación de balance de materia usando hoja de cálculo con programación visual basic	98
3.22. Comportamiento de la saturación de gas para un yacimiento con y sin contraflujo de gas y aceite	99
3.23. Porcentaje de aporte de los mecanismos de empuje usando hoja de cálculo con programación visual basic	100
3.24. Relación de permeabilidades gas-aceite del campo en estudio	104
3.25. Curva de drene de las permeabilidades relativas gas-aceite del campo en estudio	104
C.1. Corte transversal del yacimiento	117
E.1. Ajuste de los datos de producción de aceite del pozo 1, usando el paquete RTA de Fekete ...	124
E.2. Ajuste de los datos de producción de aceite del pozo 2, usando el paquete RTA de Fekete ...	124
E.3. Ajuste de los datos de producción de aceite del pozo 3, usando el paquete RTA de Fekete ...	125
E.4. Ajuste de los datos de producción de aceite del pozo 4, usando el paquete RTA de Fekete ...	125
F.1. Gastos de producción en función del volumen acumulado de aceite del pozo 1	128
F.2. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia, datos del pozo 1, gráfica cartesiana	128
F.3. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia, datos del pozo 1, gráfica doble logarítmica	129
F.4. Gastos de producción en función del volumen acumulado de aceite del pozo 3	129
F.5. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia, datos del pozo 3, gráfica cartesiana	129
F.6. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia, datos del pozo 3, gráfica doble logarítmica	130
F.7. Gastos de producción en función del volumen acumulado de aceite del pozo 4	130
F.8. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia, datos del pozo 4, gráfica cartesiana	131
F.9. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia, datos del pozo 4, gráfica doble logarítmica	131
F.10. Gastos de producción en función del volumen acumulado de aceite del pozo 2	132
F.11. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia; datos del pozo 2, gráfica cartesiana	132
F.12. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia, datos del pozo 2, gráfica doble logarítmica	132
F.13. Gastos de producción en función del volumen acumulado de aceite del pozo 5	133

F.14. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia, datos del pozo 5, gráfica cartesiana	133
F.15. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia, datos del pozo 5, gráfica doble logarítmica	134
G.1. Diagrama de flujo para la solución de la ecuación de balance de materia para un yacimiento volumétrico bajosaturado	143
G.2. Diagrama de flujo para la solución de la ecuación de balance de materia para un yacimiento con entrada de agua	146
G.3. Tipos de sistemas de flujo para definir la ecuación de gasto de agua (Fetkovich, 1971)	147
G.4. Comportamiento de la longitud del acuífero en función del tiempo	148
G.5. Comportamiento de las presiones del yacimiento, acuífero y contacto agua-aceite	149

Lista de tablas

1.1. Propiedades del empaque de arena y del aceite para analizar el efecto del gasto de producción de aceite (Kumar, 2000)	8
1.2. Propiedades del empaque de arena y de los aceites para analizar el efecto de la viscosidad del líquido (Pooladi-Darvish, 1999)	12
1.3. Propiedades del empaque de arena y fluido para analizar el efecto de la saturación inicial de agua (Tang, 2005)	18
1.4. Propiedades del empaque de arena y de los fluidos para analizar el efecto de la temperatura (Tang, 2005)	22
1.5. Propiedades físicas del medio poroso y de los fluidos para analizar el efecto de la presión de confinamiento (Andarcia, 2001)	26
1.6. Propiedades físicas del medio poroso y del fluido para analizar el efecto del abatimiento de la presión (Bauget, 2004)	31
2.1. Ecuaciones para calcular el índice de productividad del acuífero, Fetkovich (1971).....	65
3.1. Análisis composicional del estudio pVT de laboratorio del fluido del campo Edda (Fetkovich, 1986)	78
3.2. Análisis composicional del estudio pVT de laboratorio del campo en estudio	84
3.3. Datos y resultados de la prueba de presión del pozo 6	87
3.4. Propiedades del yacimiento y de los fluidos.....	88
3.5. Propiedades del acuífero y del agua	88
3.6. Resultados del análisis de curvas de declinación para la producción total del campo	90
3.7. Resultados del análisis del método del gasto recíproco.....	94
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	99
3.9. Valores de los parámetros adimensionales y la recuperación porcentual del aceite a la irrupción de agua, calculados con la correlación de Arslan	102
C.1. Gastos de producción promedio durante el segundo periodo de producción	117
G.1. Método de tabulación iterativa de Pirson para resolver la ecuación de balance de materia para un yacimiento volumétrico.....	142
G.2. Datos requeridos para resolver la ecuación de balance de materia para un yacimiento volumétrico bajosaturado.....	144
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	145

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.)	145
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	147

Introducción

Los yacimientos de aceite pesado han mostrado comportamientos anormales de la producción, observándose en campo, valores altos en los factores de recuperación y en el gasto inicial de producción del aceite , así como también, gastos bajos de producción de gas y una lenta declinación de la presión, tales comportamientos no pueden ser pronosticados usando caracterización convencional y prácticas de simulación.

Para poder pronosticar la producción de los fluidos y la declinación de la presión, se requiere la curva de permeabilidades relativas gas–aceite, la cual se puede obtener de dos maneras, a través de un ajuste histórico de otros campos de características similares que han producido por periodos largos de tiempo; también pueden generarse de los experimentos de laboratorio.

En un yacimiento carbonatado naturalmente fracturado la producción de aceite pesado se debe principalmente a cuatro mecanismos principales que contribuyen de manera significativa en el proceso de la recuperación primaria, los cuales son: la compresibilidad de la formación, la entrada de agua al yacimiento, el empuje de gas en solución y la segregación gravitacional; estos dos últimos procesos de empuje son quizás el mecanismo menos comprendido de los diferentes procesos de recuperación primaria.

Cuando un aceite se produce de un yacimiento carbonatado, el espacio poroso desocupado de la formación tiende a reducirse 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 favorece a la recuperación del aceite durante la etapa inicial de la producción.

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.

Cuando la presión del yacimiento es inferior a la presión de saturación, las burbujas de gas fluyen inmediatamente hacia la cima del yacimiento por efecto de flotabilidad a través de los canales de disolución, de los vugulos y las fracturas formando un casquete secundario de gas, desarrollándose así un proceso conocido como segregación gravitacional. Este mecanismo de recuperación puede llegar a ser eficiente cuando las propiedades del sistema roca–fluido son las siguientes: una permeabilidad alta de la roca, presencia de porosidad secundaria y una inclinación de moderada a alta del estrato; así como también, viscosidades bajas del aceite y del gas, una valor alto en la permeabilidad efectiva de los fluidos y una diferencia alta de la densidad entre el aceite y el gas a condiciones de yacimiento.

El objetivo de esta trabajo es analizar el comportamiento de la fase de gas comprendiendo el proceso de empuje del aceite durante las tres etapas de formación del gas: nucleación, crecimiento y flujo. La aplicación de la metodología tiene como propósito principal determinar las curvas de permeabilidad relativa gas–aceite para un proceso de drene, con lo cual se podrá mejorar el análisis y la interpretación del comportamiento de producción de estos yacimientos.

Capítulo 1

Factores que modelan la curva de permeabilidades relativas gas–aceite

La medición realizada en un laboratorio usando una muestra de la roca de la formación (un núcleo), es un método usado para la predicción de las permeabilidades relativas gas–aceite. Dentro de los experimentos efectuados en núcleos existen diferentes técnicas; el régimen transitorio (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; el tiempo requerido para llevar a cabo este experimento es 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 basada en el proceso de centrifugación, 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 cercanamente reproduce las condiciones de un yacimiento con empuje de gas en solución, es la que lleva el mismo nombre, en la que los hidrocarburos se inyectan al núcleo a presiones superiores a la presión de saturación; posteriormente se abate la presión y se miden los volúmenes producidos de aceite y gas. 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 explica el porqué, 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 de gas en solución para los experimentos de laboratorio usando empaques de arena. Así como también se revisó los estudios realizados en muestras de roca caliza, donde se realizaron experimentos para determinar el comportamiento variable de las propiedades del sistema roca–fluido.

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 del gas (s , S_{gc} y λ_g) al variar diferentes parámetros como: tipo de roca, gasto de producción, q , viscosidad del aceite, μ_o , saturación inicial de agua, S_{wi} , temperatura, T , presión efectiva de confinamiento y abatimiento de la presión; así como también, el efecto de la compresibilidad del volumen poroso en roca caliza.

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.

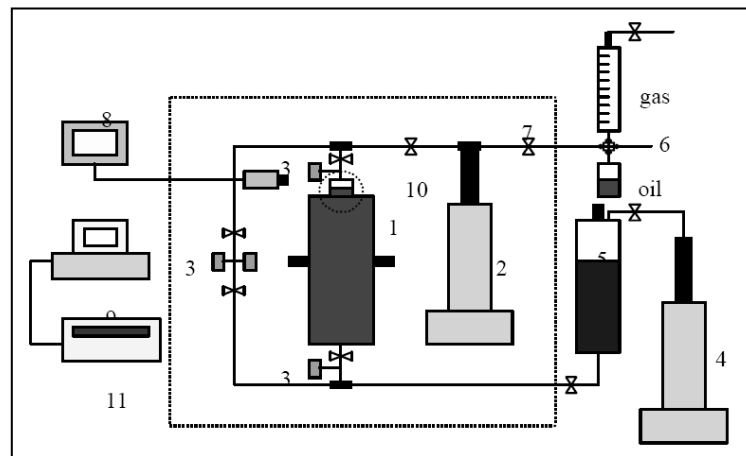


Fig. 1.1. Esquema del equipo de laboratorio para los experimentos

El fenómeno de supersaturación observado en pruebas experimentales de laboratorio se define como la diferencia 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 significativo sobre la recuperación final. En general, las arenas y areniscas muestran recuperaciones altas 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 el estudio realizado por Arps (1955); quién presentó 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 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 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.

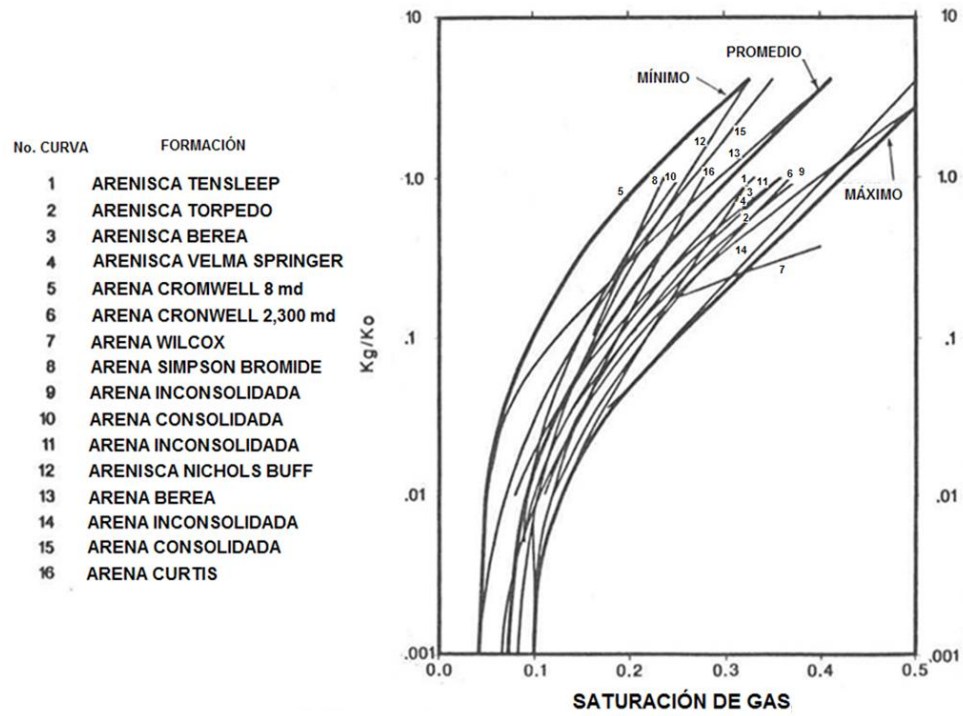


Fig. 1.2. Relación de permeabilidades gas-aceite en función de la saturación de gas, para arenas y areniscas (Arps, 1955).

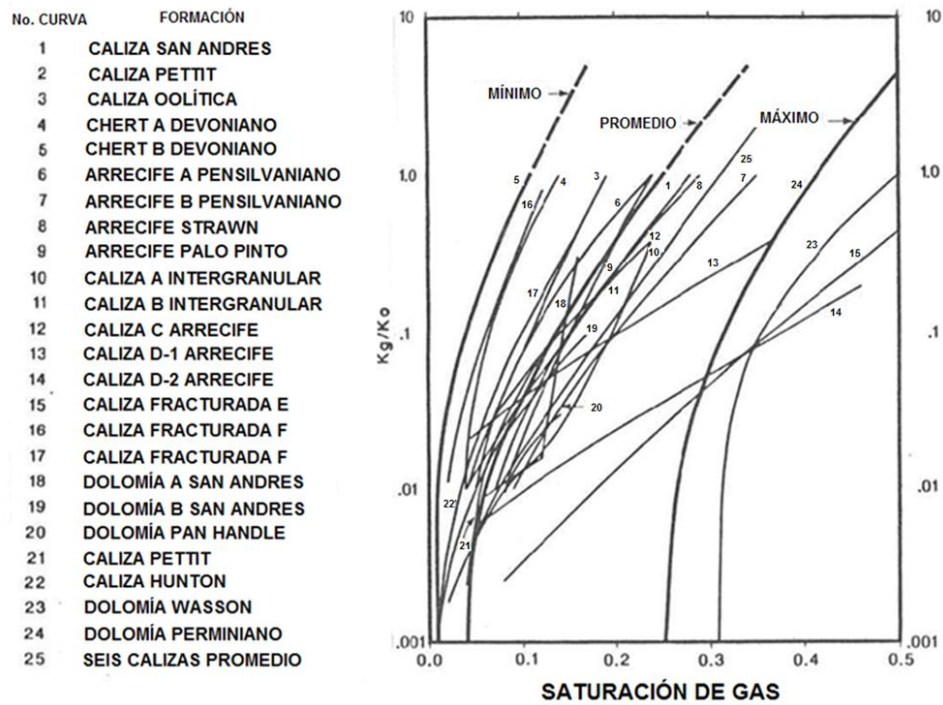


Fig. 1.3. Relación de permeabilidades gas-aceite en función de la saturación de gas, para calizas, dolomías y chert (Arps, 1955).

1.1.2 Efecto de la intensidad de fracturamiento de la formación

Debido a que muchos yacimientos que poseen una roca almacén como la caliza ó la dolomía, las cuales tienen una permeabilidad baja de la matriz, entonces el grado de fracturamiento usualmente determinará si el yacimiento será puesto a producción; para determinar la intensidad de fractura se divide el valor de la permeabilidad efectiva del área de drene 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 usando curvas tipo, y la segunda permeabilidad puede ser obtenida de pruebas de laboratorio o de una correlación.

Fetkovich (1985) 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 saturación de gas se muestran en la **Fig. 1.4**. Se observa que al incrementar la intensidad de fractura de cada curva será menos favorable para el flujo del aceite.

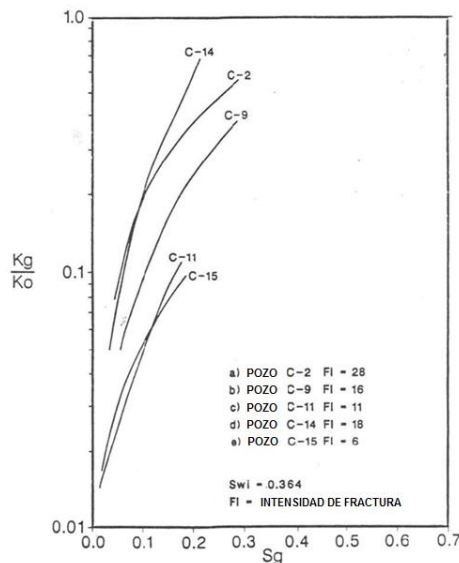


Fig. 1.4. Comparación de las curvas de relación de permeabilidad gas-aceite por cada pozo (Fetkovich, 1985).

Las permeabilidades relativas del aceite en función de la saturación total de líquido se muestran en la **Fig. 1.5**. Se observa que los pozos con una mayor intensidad de fractura generalmente tiene una curva 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.

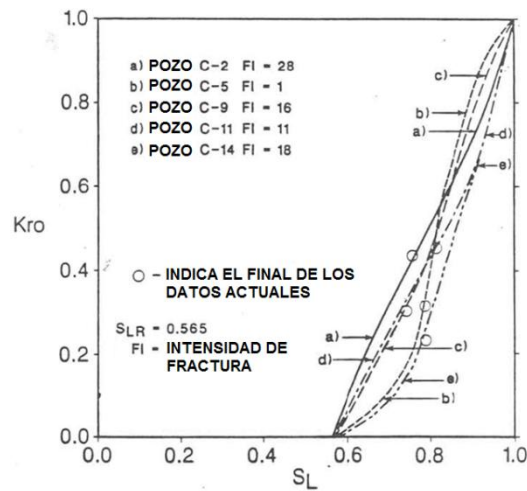


Fig. 1.5. Comparación de las permeabilidades relativas gas-aceite por cada pozo (Fetkovich, 1985).

1.1.3 Efecto del gasto de producción de aceite

Kumar (2000) estudio este efecto. Las propiedades del empaque de arena y del fluido utilizados para este experimento son mostrados en la **Tabla 1.1**. 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. Kumar usó el software comercial de Eclipse para ajustar los datos experimentales para determinar la permeabilidad relativa del gas. La **Fig. 1.6** 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 1.1. Propiedades del empaque de arena y del aceite para analizar el efecto del gasto de producción de aceite (Kumar, 2000).

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

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.

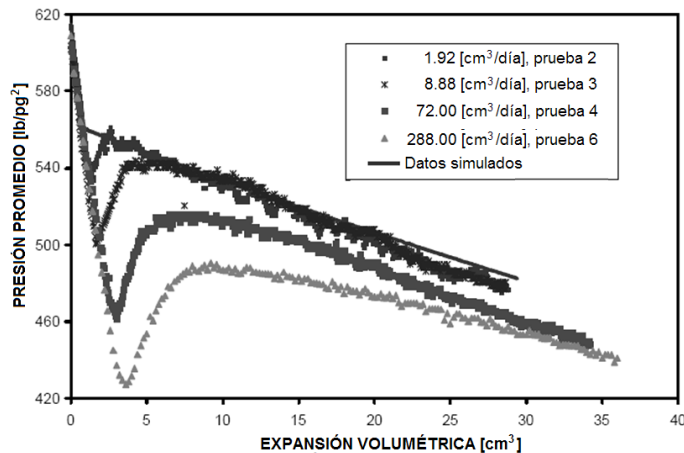


Fig. 1.6. Presión promedio en función de la expansión volumétrica, datos experimentales y simulados. Experimento del efecto del gasto de producción (Kumar, 2000).

La presión diferencial que atraviesa el empaque de arena para los diferentes gastos de producción es mostrada en las **Figs. 1.7 y 1.8**. 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 cm^3 , para los gastos de 1.92 y 8.88 $\text{cm}^3/\text{día}$.

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 esta 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.

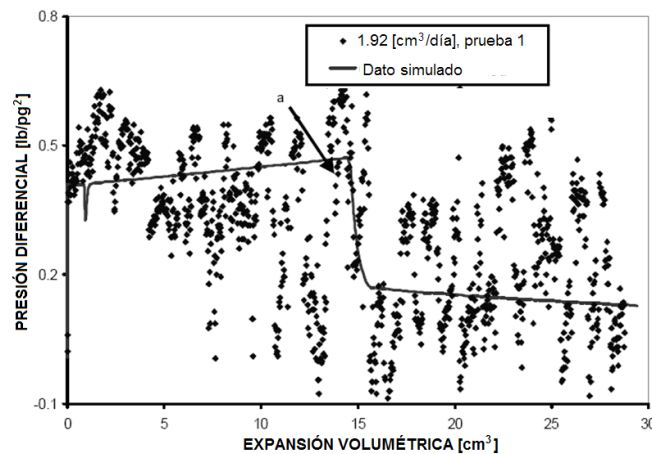


Fig. 1.7. Presión diferencial en función de la expansión volumétrica, datos experimentales y simulados del gasto de producción de 1.92 $\text{cm}^3/\text{día}$. Experimento del efecto del gasto de producción (Kumar, 2000).

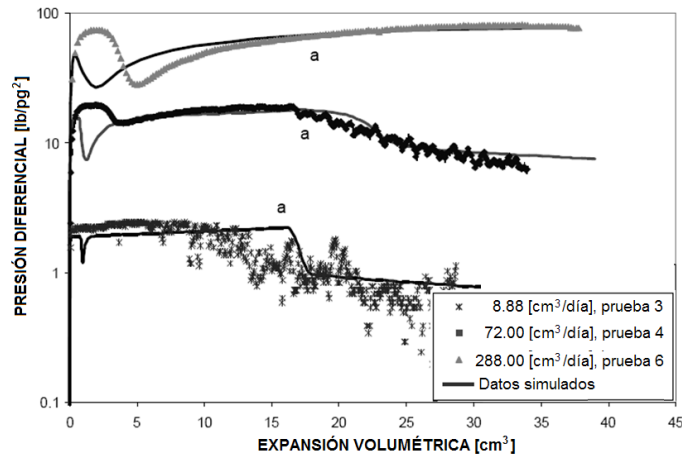


Fig. 1.8. Presión diferencial en función de la expansión volumétrica, datos experimentales y simulados de los gastos de producción de 8.88, 72 y 288 $\text{cm}^3/\text{día}$. Experimento del efecto del gasto de producción (Kumar, 2000).

Las **Figs. 1.9** y **1.10** muestran una saturación promedio del gas y una producción de gas, ambos en función de la expansión volumétrica. Para la expansión de 1.92 $\text{cm}^3/\text{día}$, la primera burbuja de gas en la celda visual fue observada después de los 14 cm^3 de expansión, lo cual corresponde a un 3.00% 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 $\text{cm}^3/\text{día}$, la producción de gas comenzó a los 17.3 cm^3 de expansión, que corresponde a un 3.40% de saturación promedio de gas, para este gasto se observó claramente la interface gas-aceite en la celda visual. Para la expansión de 72 $\text{cm}^3/\text{día}$, 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 3.70% 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. 1.9**, en donde para todas los gastos de producción es alrededor de 3 a 4%. En la **Fig. 1.10** muestra que para el gasto de 288 cm³/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. 1.11**, donde la permeabilidad relativa del gas es menor para un gasto alto de producción.

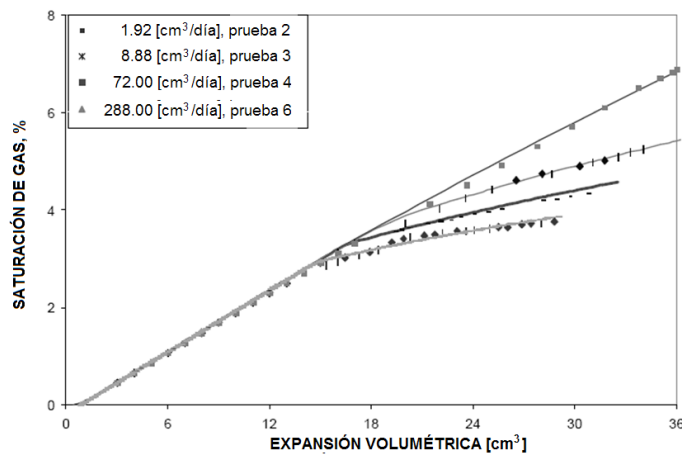


Fig. 1.9. Saturación promedio de gas en función de la expansión volumétrica, datos experimentales y simulados. Experimento del efecto del gasto de producción (Kumar, 2000).

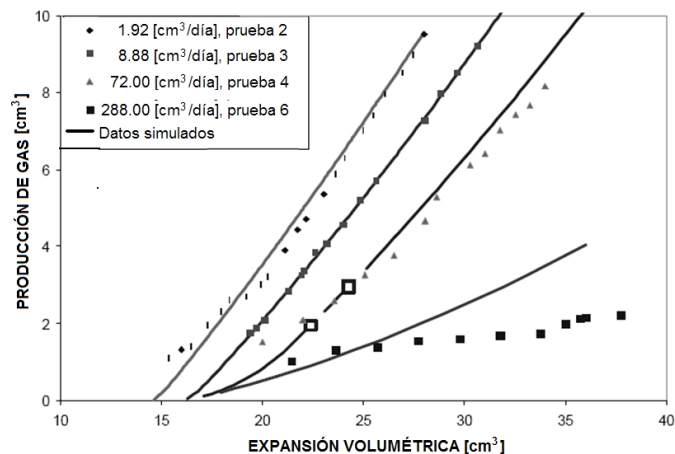


Fig. 1.10. Producción de gas en función de la expansión volumétrica, datos experimentales y simulados. Experimento del efecto del gasto de producción (Kumar, 2000).

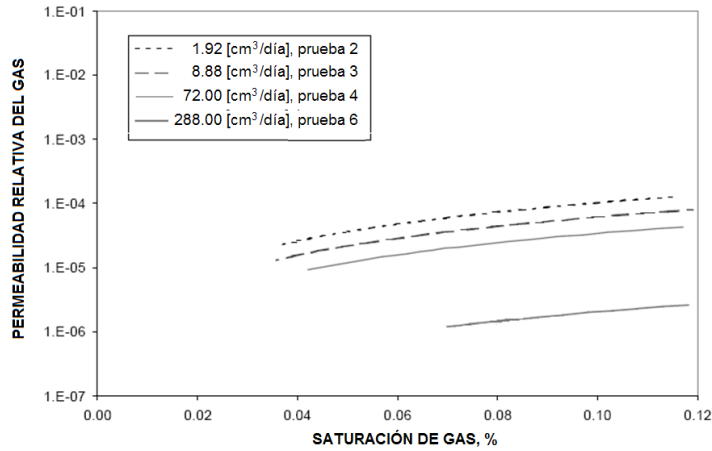


Fig. 1.11. Permeabilidad relativa del gas en función de la expansión volumétrica, datos experimentales y simulados. Experimento del efecto del gasto de producción (Kumar, 2000).

1.1.4 Efecto de la viscosidad del líquido

Pooladi-Darvish (1999) estudio el efecto de la viscosidad de líquido. Las propiedades del empaque de arena y del fluido utilizados para este experimento son mostrados en la **Tabla 1.2**. 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 1.2. Propiedades del empaque de arena y de los aceites para analizar el efecto de la viscosidad del líquido (Pooladi-Darvish, 1999)

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

Pooladi-Darvish 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. 1.12**, 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 detectó una presión diferencial, ya que la resolución de medición era grande.

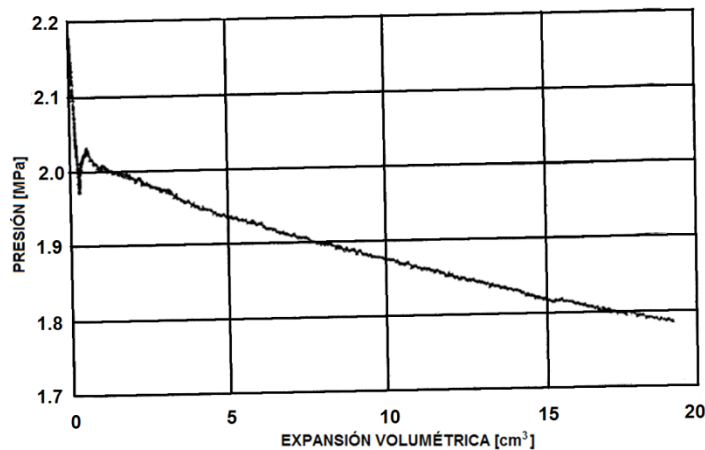


Fig. 1.12. Presión promedio en función de la expansión volumétrica para el aceite ligero. Experimento del efecto de la viscosidad del líquido (Pooladi-Darvish, 1999).

En la **Fig. 1.13** 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 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. 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.

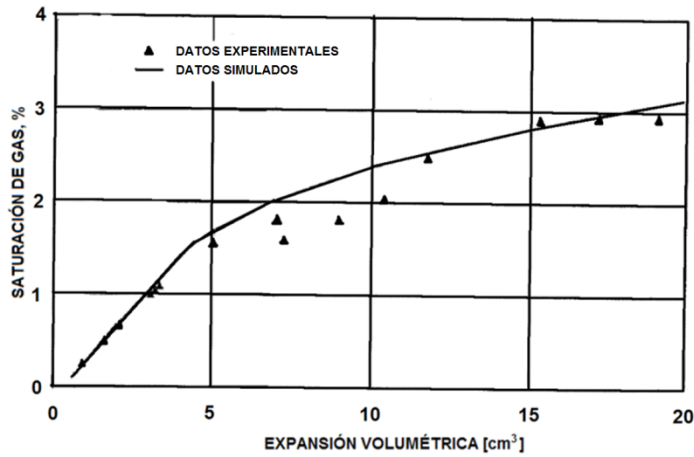


Fig. 1.13. Saturación de gas en función de la expansión volumétrica del aceite ligero, datos experimentales y simulados. Experimento del efecto de la viscosidad del líquido (Pooladi-Darvish, 1999).

El experimento con aceite pesado, llevado a cabo con el mismo gasto de producción que el aceite ligero, se muestra en la **Fig. 1.14**, donde se gráfica la presión promedio y la diferencial de presión ambos 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.

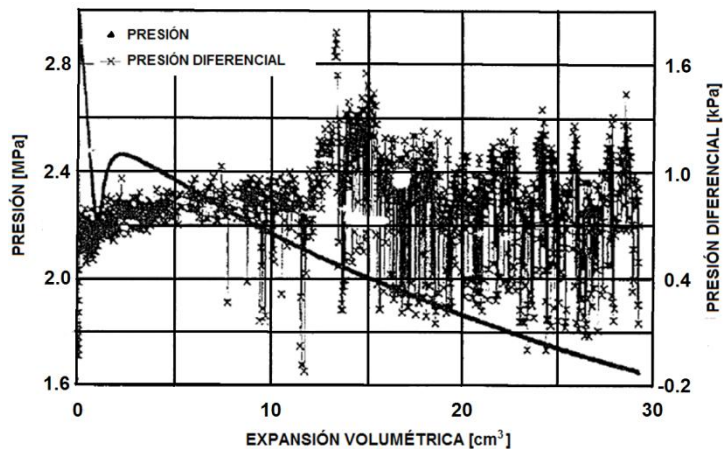


Fig. 1.14. Presión promedio y diferencial de presión en función de la expansión volumétrica del aceite pesado. Experimento del efecto de la viscosidad del líquido (Pooladi-Darvish, 1999).

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 **Fig. 1.15**. 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 incrementó 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.

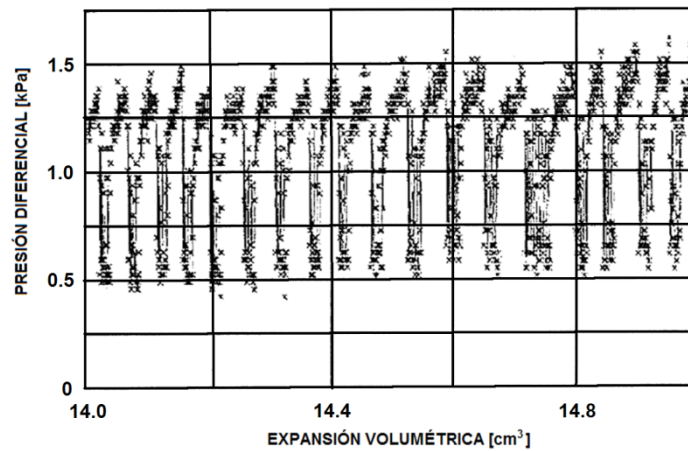


Fig. 1.15. Fluctuaciones de la presión diferencial en función de la expansión volumétrica del aceite pesado. Experimento del efecto de la viscosidad del líquido (Pooladi-Darvish, 1999).

La prueba con el aceite negro se terminó 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. 1.16**, 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.

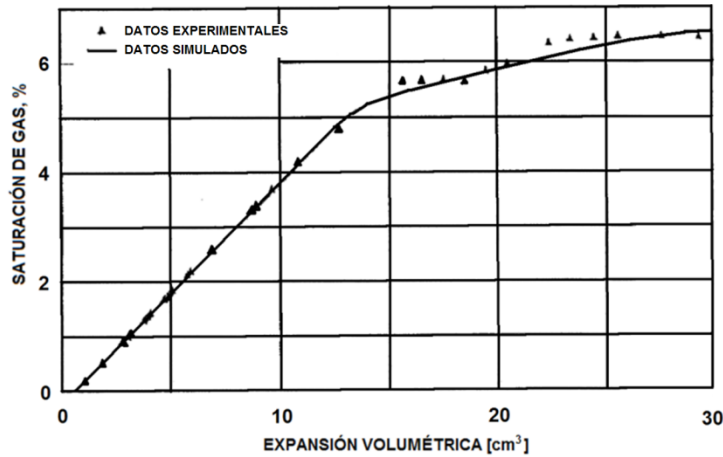


Fig. 1.16. Saturación de gas en función de la expansión volumétrica del aceite pesado. Experimento del efecto de la viscosidad del líquido (Pooladi-Darvish, 1999).

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 **Ec. 1.1** se puede obtener la relación de permeabilidad gas-aceite, k_g/k_o ,

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

Curvas suaves fueron ajustadas a través de los datos de recuperación de las **Figs. 1.13** y **1.16** para estimar la k_g/k_o , tanto para el aceite ligero como del aceite pesado. El resultado se muestra en la **Fig. 1.17**, la cual sugiere que la relación de permeabilidades para el aceite pesado es cinco veces menor en magnitud que para el aceite ligero.

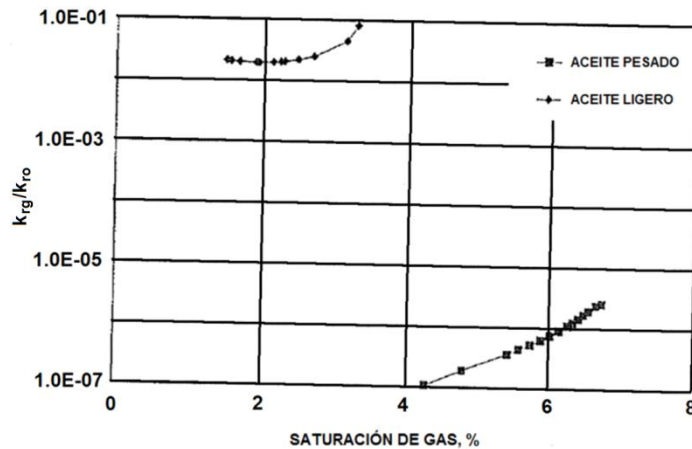


Fig. 1.17. Relación de permeabilidades relativas gas-aceite en función de la saturación de gas. Experimento del efecto de la viscosidad del líquido (Pooladi-Darvish, 1999).

El estudio realizado por Tang para analizar el efecto causado por la diferencia en los valores de los parámetros de saturación inicial de agua, S_{iw} , y temperatura, T , 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 una viscosidad alta 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 vario 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, Tang desarrollo un modelo matemático para el cálculo de las permeabilidades relativas gas-aceite con los datos obtenidos de las pruebas de laboratorio. 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 **Ec. 1.2** para calcular la permeabilidad relativa gas-aceite, el desarrollo del modelo 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 agua

Tang (2005) estudio el efecto de la saturación inicial de agua. Las propiedades del empaque de arena y del fluido, utilizados para este experimento son mostrados en la **Tabla 1.3**. El núcleo uno fue usado para la prueba 7 y el núcleo dos para la prueba 8.

Tabla 1.3. Propiedades del empaque de arena y fluido para analizar el efecto de la saturación inicial de agua (Tang, 2005).

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. 1.18**. 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_{iw} 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 alto para un núcleo que contiene una saturación inicial de agua. El fenómeno de supersaturación desaparece por completo en el sistema.

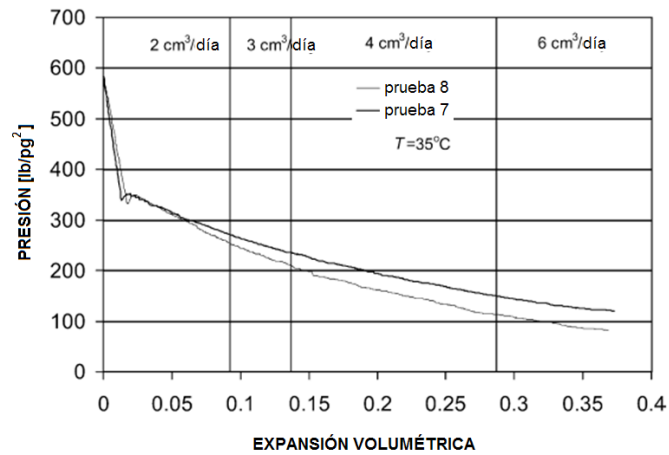


Fig. 1.18. Presión promedio en función de la expansión volumétrica, pruebas 7 y 8. Experimento del efecto de la saturación inicial de agua (Tang, 2005).

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 la **Fig. 1.19**, donde se observa una distribución uniforme de las burbujas de gas. 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.

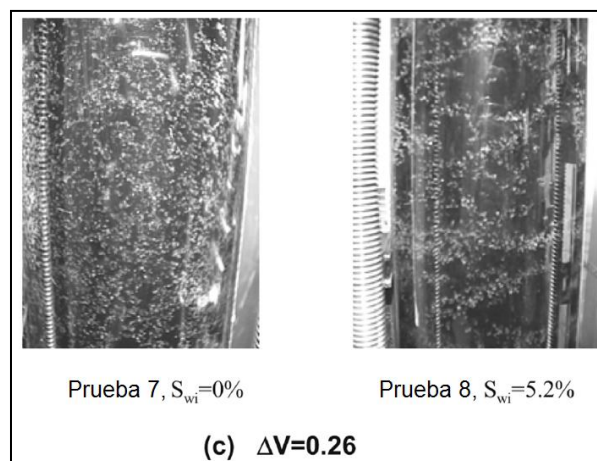


Fig. 1.19. Efecto de la saturación inicial de agua sobre la formación de la fase de gas (Tang, 2005).

La **Fig. 1.20** 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 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.

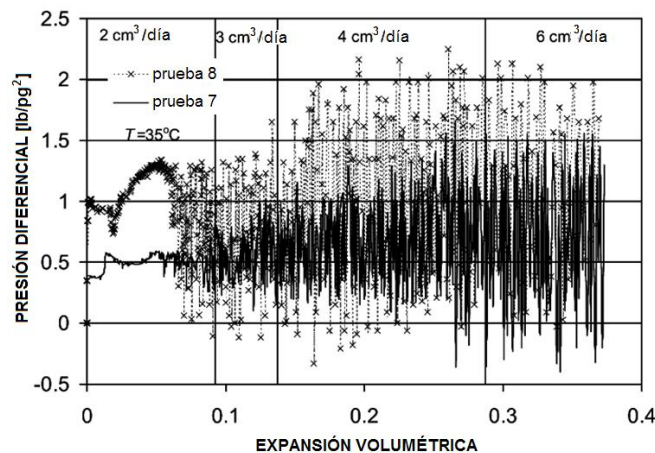


Fig. 1.20. Presión diferencial en función de la expansión volumétrica, pruebas 7 y 8. Experimento del efecto de la saturación inicial de agua (Tang, 2005).

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. 1.21** 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.

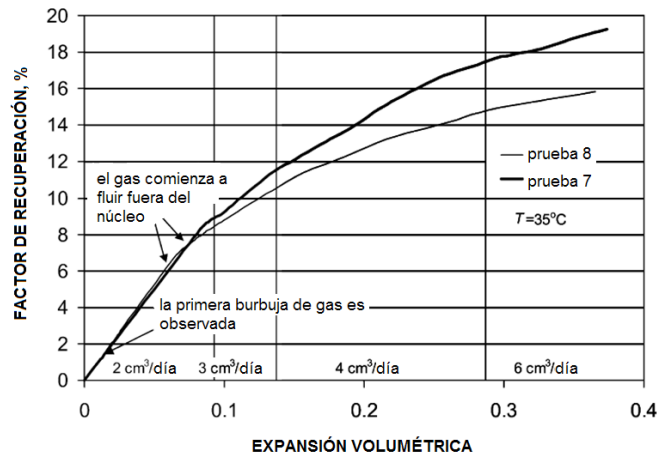


Fig. 1.21. Recuperación del aceite en función de la expansión volumétrica, pruebas 7 y 8. Experimento del efecto de la saturación inicial de agua (Tang, 2005).

La **Fig. 1.22** muestra las mediciones de los gastos de producción de ambos fluidos en función de la expansión volumétrica, y la **Fig. 1.23** 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.

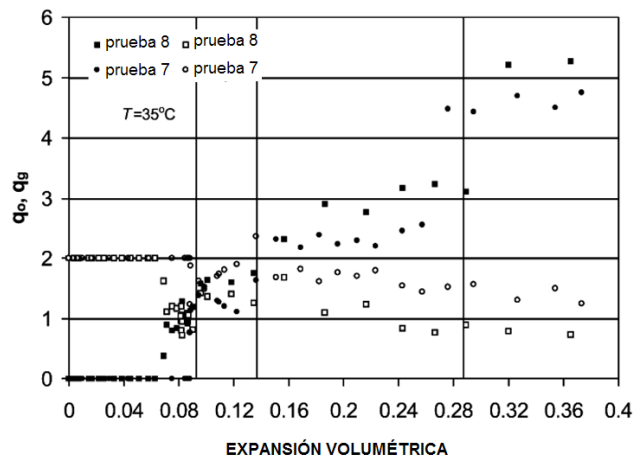


Fig. 1.22. Producción de aceite y gas en función de la expansión volumétrica, pruebas 7 y 8. Experimento efecto de la saturación inicial de agua (Tang, 2005).

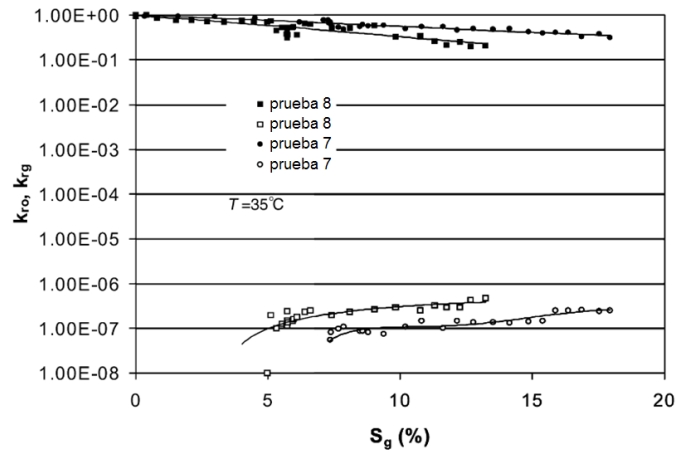


Fig. 1.23. Permeabilidades relativas gas-aceite en función de la saturación de gas, pruebas 7 y 8. Experimento del efecto de la saturación inicial de agua (Tang, 2005).

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. El 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 temperatura

Tang (2005) estudio el efecto de la temperatura. 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 1.4**.

Tabla 1.4. Propiedades del empaque de arena y de los fluidos para analizar el efecto de la temperatura (Tang, 2005).

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

Esta prueba se realizó a una temperatura cercana a la temperatura del yacimiento de Venezuela (46 °C). La **Fig. 1.24** 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.

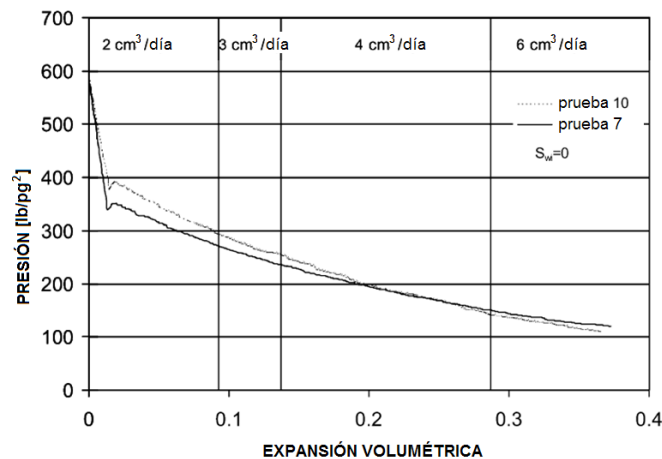


Fig. 1.24. Presión promedio en función de la expansión volumétrica, pruebas 7 y 10. Experimento del efecto de la temperatura (Tang, 2005).

La nucleación de las burbujas de gas para ambas pruebas fue muy similar. La **Fig. 1.25** muestra que la diferencia de distribución de las burbujas de gas entre las dos pruebas es pequeña.

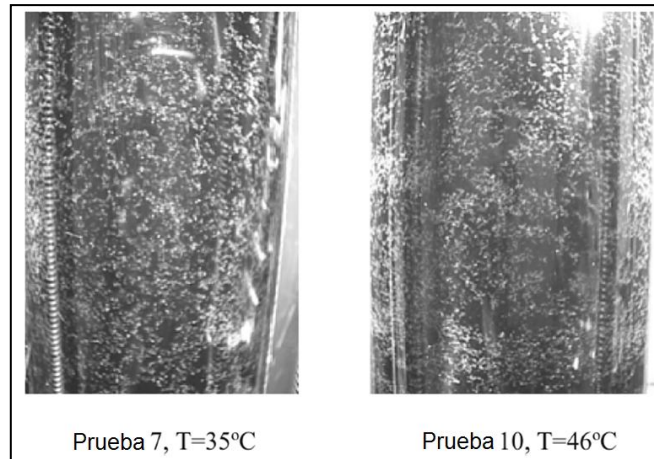


Fig. 1.25. Efecto de la temperatura sobre la formación de la fase de gas (Tang, 2005).

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 baja del núcleo, como se puede observar en la **Fig. 1.26**. Para un flujo de dos fases, las fluctuaciones de la presión diferencial fueron similares para ambas pruebas.

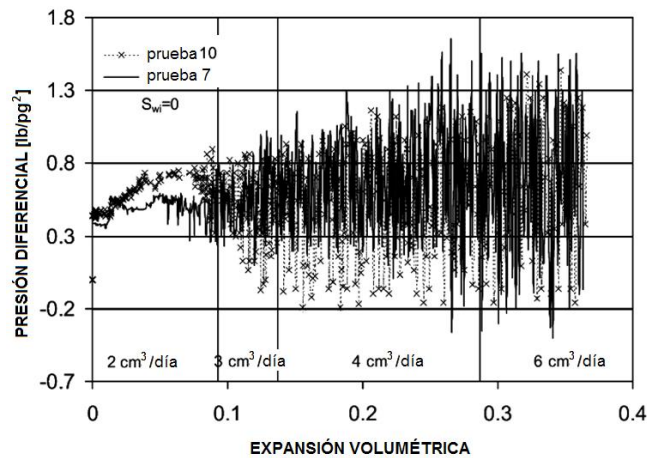


Fig. 1.26. Presión diferencial en función de la expansión volumétrica, pruebas 7 y 10. Experimento del efecto de la temperatura (Tang, 2005).

En la **Fig. 1.27** 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.

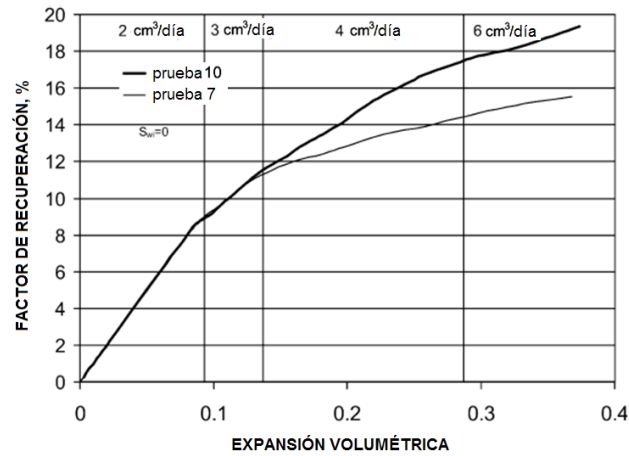


Fig. 1.27. Recuperación de aceite en función de la expansión volumétrica, pruebas 7 y 10. Experimento del efecto de la temperatura (Tang, 2005).

Los datos del gasto de producción del gas y del aceite y las permeabilidades relativas gas-aceite son mostrados en las **Figs. 1.28 y 1.29**. 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 $S_g > 10\%$.

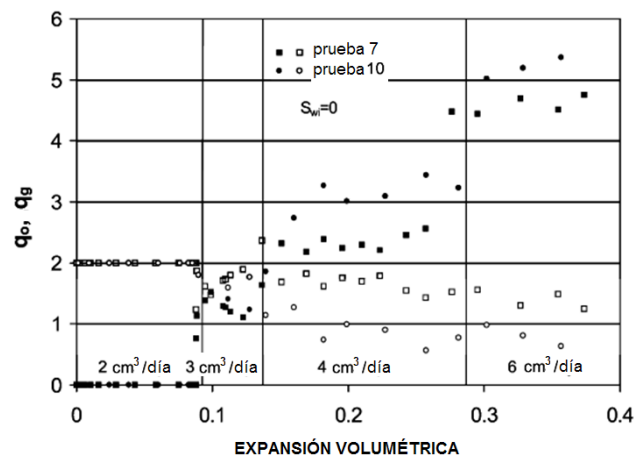


Fig. 1.28. Gastos de producción de aceite y gas en función de la expansión volumétrica, pruebas 7 y 10. Experimento del efecto de la temperatura (Tang, 2005).

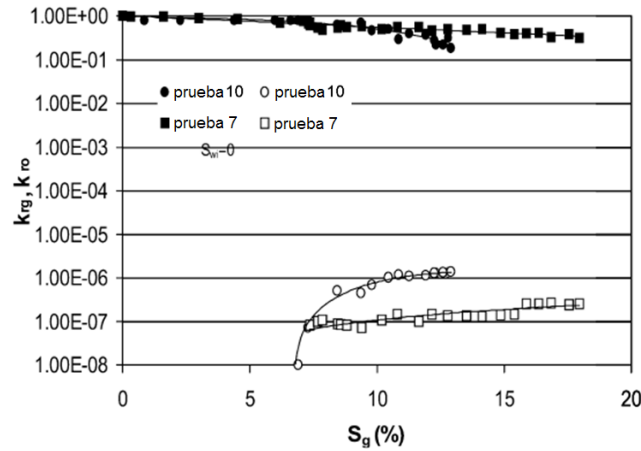


Fig. 1.29. Permeabilidades relativas gas-aceite en función de la saturación de gas, pruebas 7 y 10. Experimento del efecto de la temperatura (Tang, 2005).

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 presión efectiva de confinamiento

Andarcia (2001), 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 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 1.5**.

Tabla 1.5. Propiedades físicas del medio poroso y de los fluidos para analizar el efecto de la presión de confinamiento (Andarcia, 2001).

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

Para el experimento con el esfuerzo controlado de confinamiento la presión de confinamiento es llevado a 1,500 lb/pg², 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/pg². La razón de expansión volumétrica es de 15.84 cm³/día, en ambas pruebas.

En la **Fig. 1.30**, 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/pg², esta disminución corresponde a la compresibilidad del fluido y la compactación de la roca. La presión de saturación estimada es de 995 lb/pg², con una supersaturación máxima de 280 lb/pg². Entre los 700 y 400 lb/pg² se observa que la presión diferencial incrementa linealmente con el tiempo; para valores inferiores a los 400 lb/pg² 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.

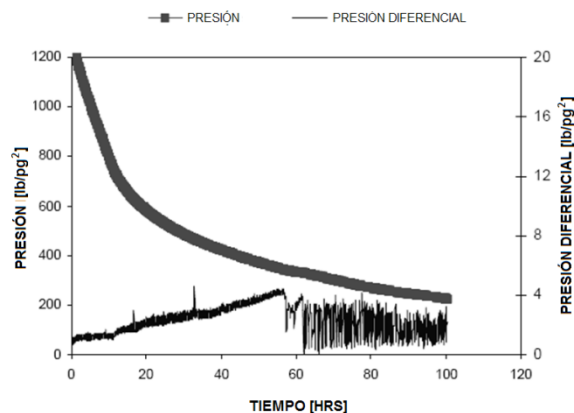


Fig. 1.30. Presión y diferencial de presión en función del tiempo, prueba con presión de confinamiento constante (Andarcia, 2001).

La **Fig. 1.31** 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,

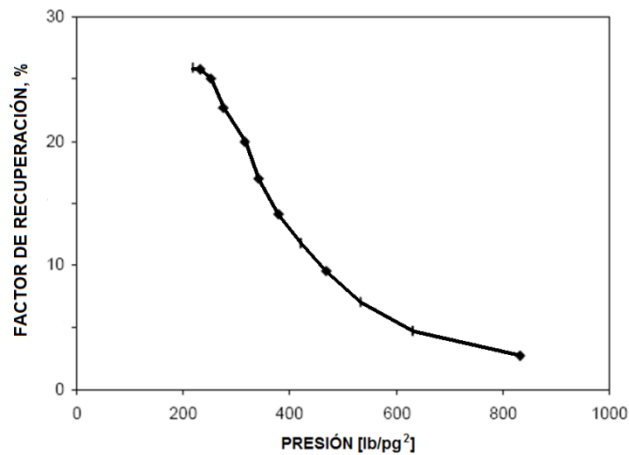


Fig. 1.31. Recuperación de aceite en función de la presión, prueba con presión de confinamiento constante (Andarcia, 2001).

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. 1.32**, 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.

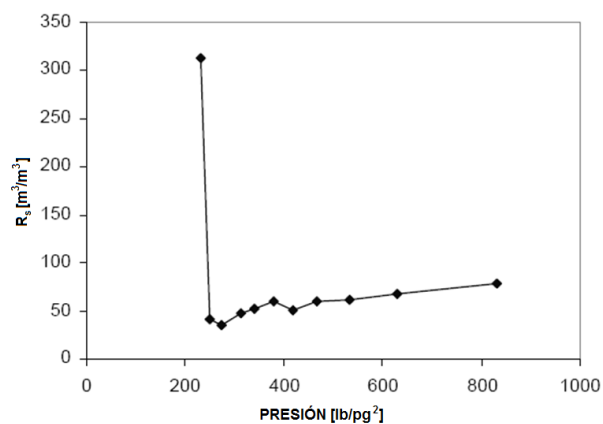


Fig. 1.32. Relación gas-aceite instantánea en función de la presión, prueba con presión de confinamiento constante (Andarcia, 2001).

En la **Fig. 1.33** 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.

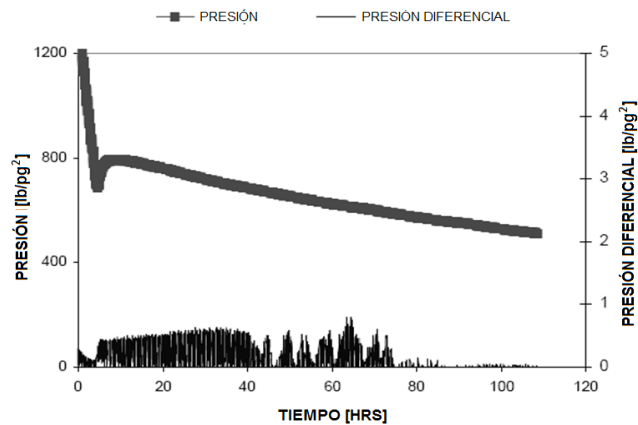


Fig. 1.33. Presión y diferencial de presión en función del tiempo, prueba con presión de confinamiento no controlada (Andarcia, 2001).

El factor de recuperación es de aproximadamente 9% del volumen original de aceite, como se observa en la **Fig. 1.34**. El comportamiento de la relación gas-aceite instantánea se muestra en la **Fig. 1.35**, donde la saturación crítica de gas es de 8.3%, para una presión de 620 lb/pg².

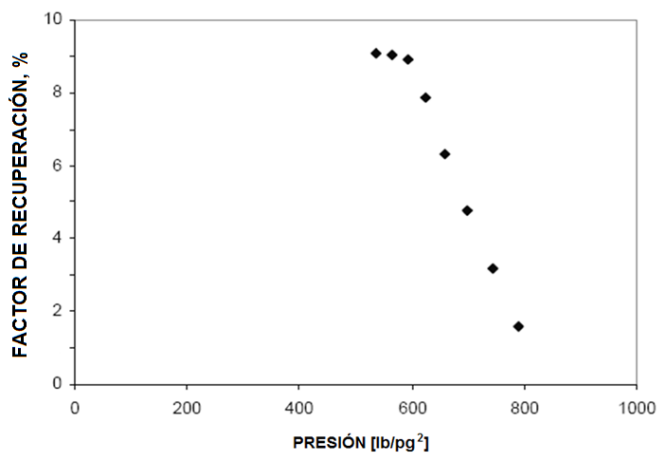


Fig. 1.34. Recuperación de aceite en función de la presión, prueba con presión de confinamiento no controlada (Andarcia, 2001).

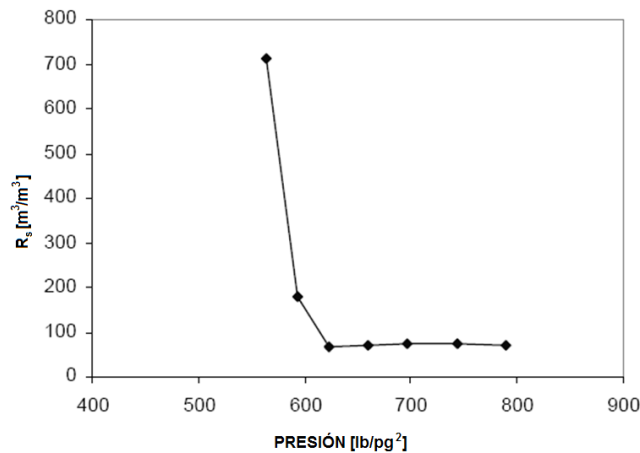


Fig. 1.35. Relación gas–aceite instantáneo en función de la presión, prueba con presión de confinamiento no controlada (Andarcia, 2001).

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.

1.1.8 Efecto del abatimiento de la presión

Bauget (2004) considera dos tipos de flujo de gas, que son el flujo de gas intermitente y flujo de gas continuo. El flujo de gas intermitente consiste de aglomeraciones de gas en el aceite, las cuales 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.

Bauget realizó un experimento con un aceite pesado del campo Boscan de Venezuela usando un empaque de arena consolidada, ver **Tabla 1.6**, para dos diferentes abatimientos de presión, 11.61 y 116.11 lb/pg²/día. 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. 1.36** y **1.37**, en donde se grafican el volumen producido acumulado de aceite y gas del núcleo en función de la presión de salida. Al ajustar los parámetros del modelo, se logra reproducir el comportamiento de los datos de laboratorio con una exactitud aceptable.

Tabla 1.6. Propiedades físicas del medio poroso y del fluido para analizar el efecto del abatimiento de la presión (Bauget, 2004).

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

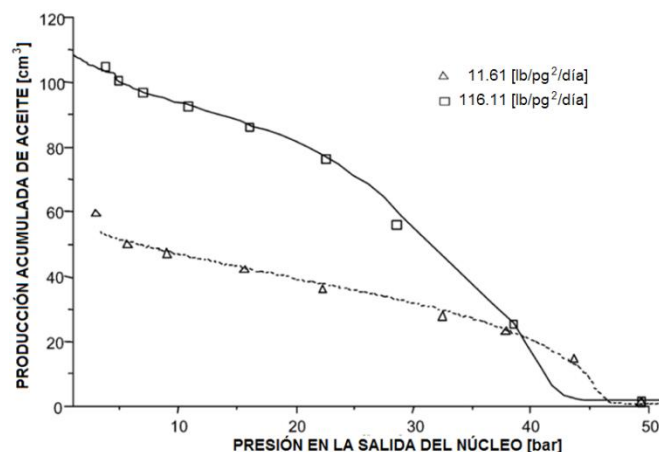


Fig. 1.36. Comparación de los datos experimentales y calculados de la producción de aceite (Bauget, 2004).

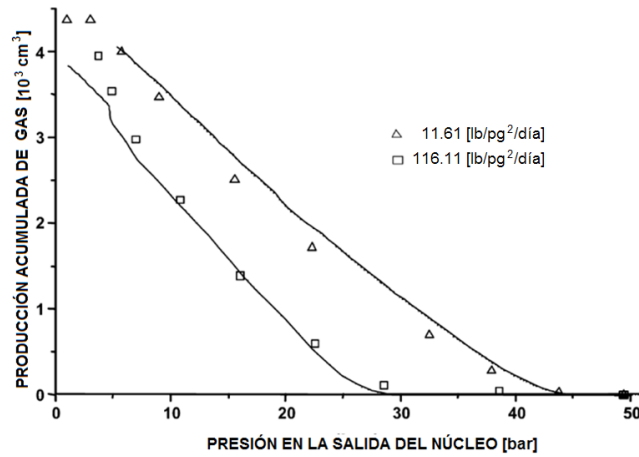


Fig. 1.37. Comparación de los datos experimentales y calculados de la producción de gas (Bauget, 2004).

Este modelo puede usarse para realizar la predicción del comportamiento de la producción para un valor bajo del abatimiento de la presión, lo cual permite predecir el comportamiento del yacimiento, como se ilustra en la **Fig. 1.38**; la predicción realizada consideró un abatimiento de presión bajo, 0.01 lb/pg²/día.

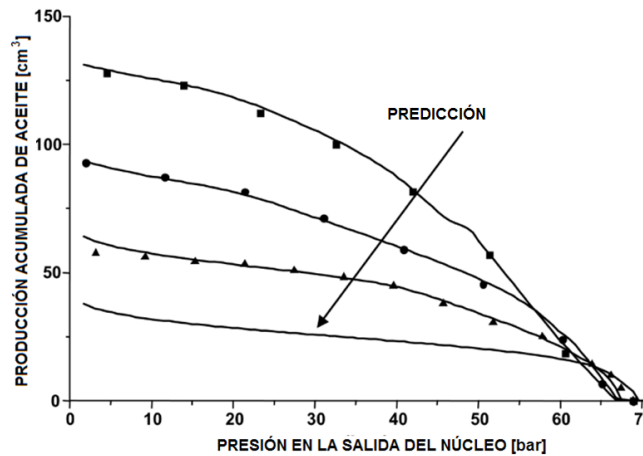


Fig. 1.38. Predicción del comportamiento de producción para un abatimiento de presión de 0.01 lb/pg²/día (Bauget, 2004).

La **Fig. 1.39** muestra diferentes curvas de permeabilidades relativas del gas, k_{rg} , en función de la saturación de gas, S_g , observándose el efecto del abatimiento de la presión.

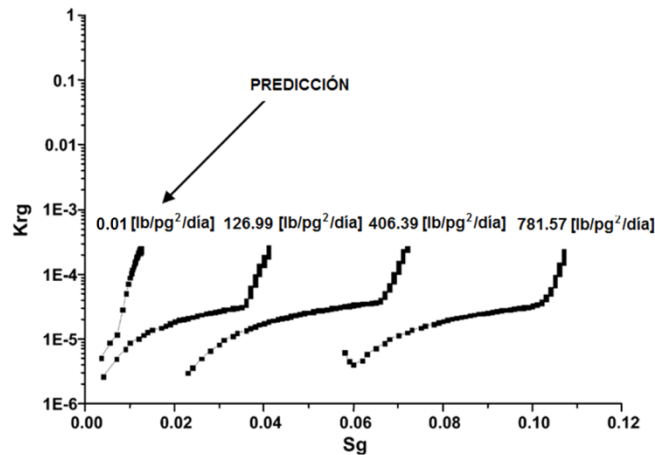


Fig. 1.39. Resultados de laboratorio y estimación de la permeabilidad relativa del gas para diferentes abatimientos de presión (Bauget, 2004).

1.1.9 Efecto de la compresibilidad del volumen poroso en roca caliza

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).

Diferentes autores han observado valores significativos de la compresibilidad del volumen poroso secundario, 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.

Artículos publicados 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 (1995), incluye correlaciones para calcular la compresibilidad del volumen poroso primario para cuatro tipos de calizas. Un resultado se presenta en la **Fig. 1.40**, en la cual se observa que para valores bajos de presión de confinamiento efectiva (presión diferencial) se tienen valores altos de la compresibilidad del volumen poroso primario; 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.

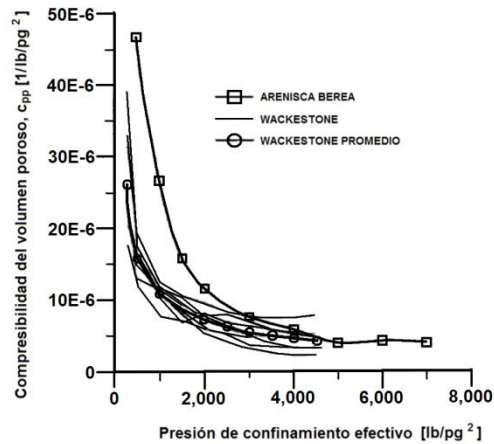


Fig. 1.40. Comparación del efecto de la presión de confinamiento en la compresibilidad de poro de muestras de roca Wackestone, y de arenisca Berea (Harari, 1995).

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 secundario es un mecanismo de empuje significativo para yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, que tienen un valor alto de la porosidad secundaria. Iwere (2002) realizó 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. 1.41**, 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.

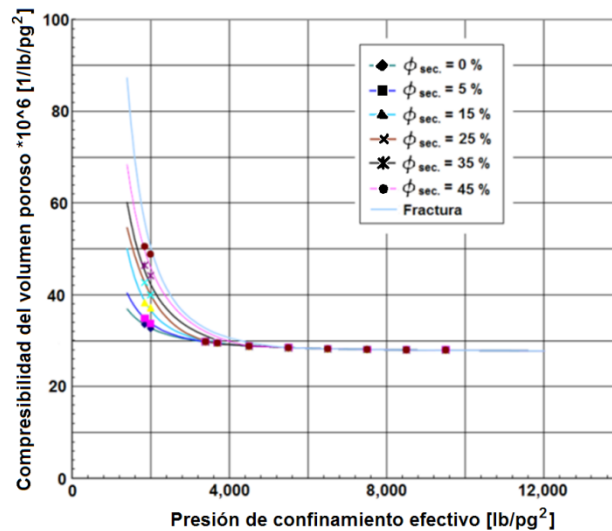


Fig. 1.41. Comportamiento de la compresibilidad del volumen poroso en función del esfuerzo efectivo para diferentes valores de porosidad secundaria (Iwere, 2002).

En los trabajos de laboratorio mostrados por Hernández (2007), 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. 1.42**. Cuando la formación posee doble porosidad, el comportamiento del volumen poroso en función de la presión de confinamiento efectivo, define varias relaciones lineales para cada una de las porosidades. Estos comportamientos lineales se deben a la propiedad elástica de la roca y se diferencian por el cambio de pendiente de uno a otro, correspondiendo al de mayor pendiente al sistema secundario y la más pequeña a la de matriz.

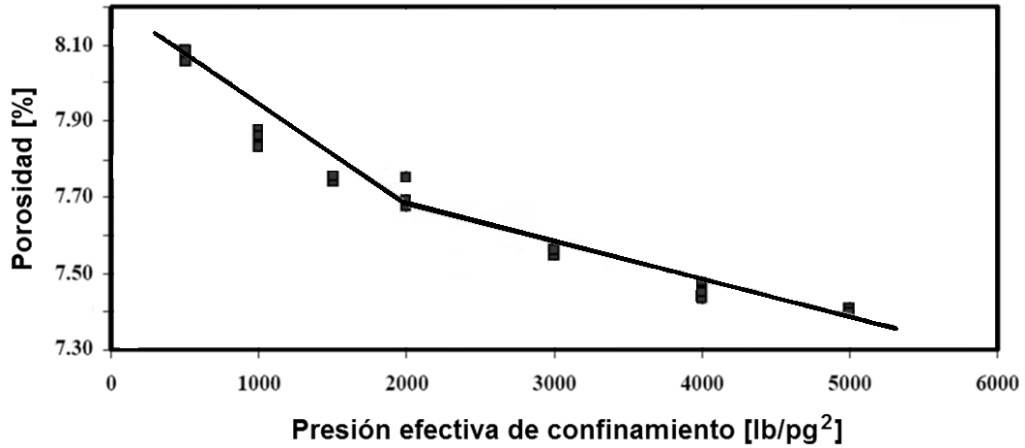


Fig. 1.42. Comportamiento de la porosidad en función de la presión de confinamiento efectivo para una muestra de núcleo de diámetro completo (Hernández, 2007).

Herrera (2000) determinó la permeabilidad al gas y la permeabilidad efectiva al aceite a condiciones de saturación irreducible de agua, variando la presión de confinamiento efectivo de las mismas muestras de roca con doble porosidad; el efecto generado se observa en las **Figs. 1.43 y 1.44**, observándose en ambas gráficas una reducción significativa de la permeabilidad efectiva de los fluidos al incremento inicial de la presión de confinamiento efectiva.

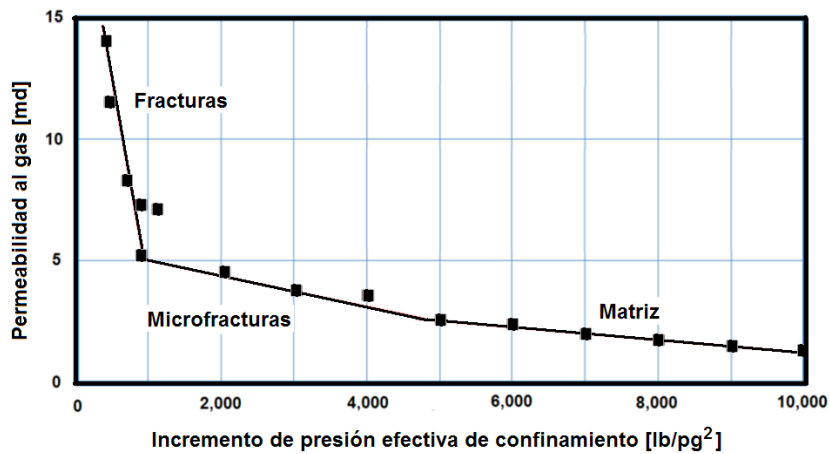


Fig. 1.43. Diferencia entre permeabilidades de fractura y matriz medidas con gas (Herrera, 2000).

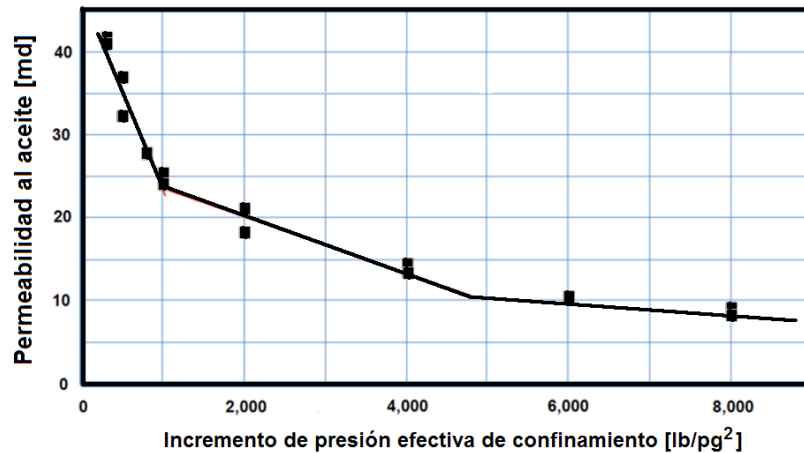


Fig. 1.44. Diferencia entre permeabilidades de fractura y matriz medidas con aceite (Herrera, 2000).

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 en este fenómeno 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 el modelo matemático de Bauget (2004) 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 Andarcia (2001), 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 Kumar (2000), Pooladi-Darvish (1999), Tang (2005) y Bauget (2004), 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 Andarcia (2001), el flujo de gas fue continuo, el cual fue indicado por un incremento abrupto en la relación gas–aceite instantánea.

Los experimentos realizados por Harari (1995), Iwere (2002) y Herrera (2000), en núcleos de roca caliza, mostrados en las **Figs. 1.41 a 1.44** indican que la compresibilidad del volumen poroso secundario, la porosidad secundaria efectiva y la permeabilidad efectiva de los fluidos, se reducen significativamente 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.

Capítulo 2

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

Existen varios métodos para obtener las permeabilidades relativas gas–aceite; uno de estos métodos es el de las curvas de presión capilar, que además proporciona la distribución del tamaño de poro y las áreas de flujo para las dos fases. La simulación numérica de yacimientos es otro método, el cual interpreta (ajusta) 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 efectos que introduce el proceso 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 carbonatado naturalmente fracturado son difíciles de obtener usando cualquiera de los métodos hasta ahora conocidos, a continuación se presenta el método basado en el comportamiento de los datos de producción.

2.1 Metodología de Fetkovich para la determinación de las permeabilidades relativas gas–aceite

La metodología desarrollada por Fetkovich (1985), quién obtuvo la curva de permeabilidades relativas gas–aceite de un yacimiento volumétrico y carbonatado naturalmente fracturado que contiene aceite volátil de una densidad de 41 °API, emplea los datos de producción de aceite y gas y aplica los métodos analíticos siguientes: un análisis de las curvas de declinación usando curvas tipo para calcular el volumen

original de aceite; una ecuación de balance de materia para determinar la presión promedio del yacimiento, la relación de permeabilidades gas-aceite y la saturación de los fluidos; y una ecuación para el comportamiento de afluencia del aceite para estimar la permeabilidad relativa del aceite y la permeabilidad relativa del gas.

El método para calcular la relación de permeabilidades gas-aceite de los datos de producción requiere la presión del yacimiento en función del tiempo. Esta información para la presión se usa en la 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 calculan 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 drene con los puntos de ajuste de las curvas tipo, entonces el volumen poroso se calcula con la ecuación siguiente,

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

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

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

el factor de productividad es calculado con,

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

Con el volumen original de aceite estimado se determina la presión promedio del yacimiento en función del tiempo usando una ecuación de balance de materia, utilizando los datos de producción gas-aceite y las propiedades de un estudio pVT ó 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 usarse 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 **Ec. 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 , se determinan para calcular la saturación de gas y la relación de permeabilidad gas-aceite usando las ecuaciones siguientes:

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

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

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

La permeabilidad relativa del aceite se calcula con la ecuación del comportamiento de afluencia del aceite propuesta por Fetkovich, **Ec. 2.8**, la cual se desarrolla en el **Apéndice B.1**:

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

entonces la permeabilidad relativa del gas se calcula al multiplicar la permeabilidad relativa del aceite por la relación de permeabilidad gas–aceite, a las misma saturación de gas, expresada como:

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

Considerando como referencia la metodología de Fetkovich para el cálculo de las permeabilidades relativas gas–aceite, la cual se derivó para un yacimiento volumétrico que contiene aceite volátil; se presenta a continuación una metodología modificada para el análisis de un yacimiento carbonatado naturalmente fracturado que contiene aceite pesado y que tiene un acuífero asociado.

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 del 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 considerados por Tarek (2006), los cuales son los siguientes,

- 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 si 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.

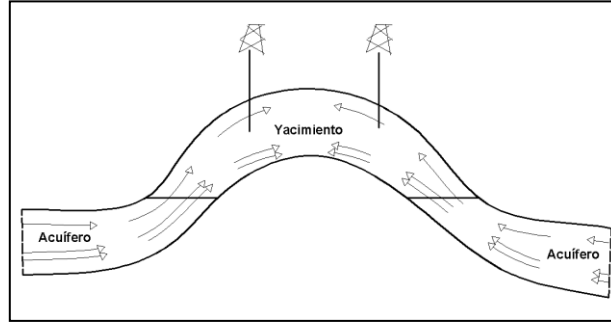


Fig. 2.1. Yacimiento con empuje lateral de agua (Tarek, 2006).

El mecanismo de desplazamiento del aceite por el agua es analizado por Dake (1978) a través de dos conceptos, la relación de movilidad relativa, M_r , y el número de gravedad adimensional, G . 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 si 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 aceite, proceso estudiado por Dake (1978). 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 de cuña, de lengua y, por último, conificación, y como resultado, sobrestima el tiempo de irrupción del agua.

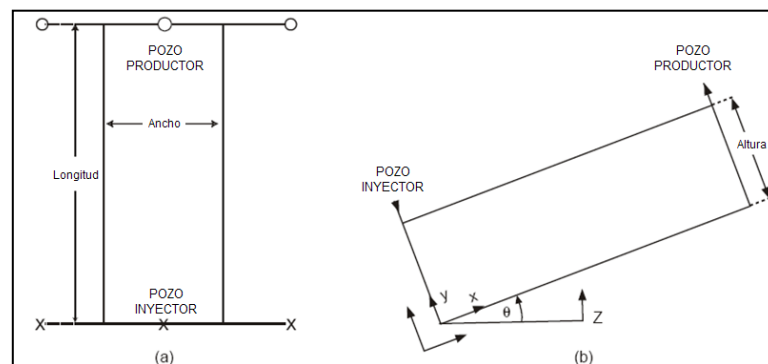


Fig. 2.2. Modelo de yacimiento lineal, (a) vista de planta (b) sección transversal (Dake, 1978).

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**

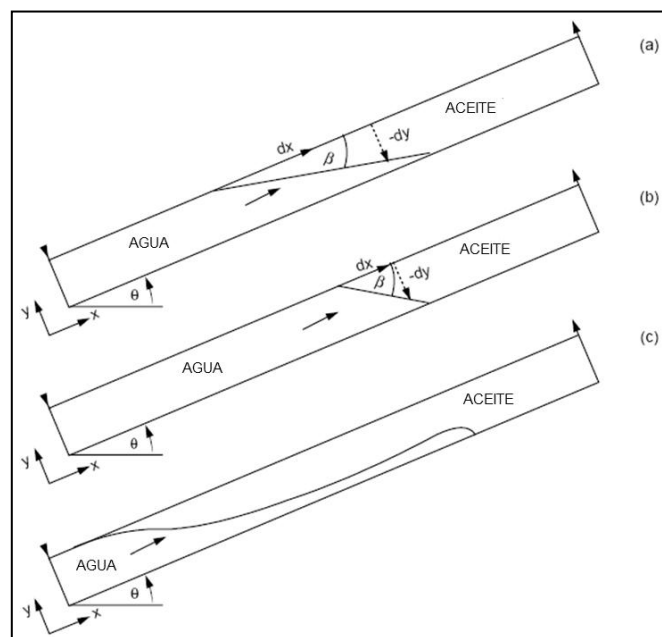


Fig. 2.3. Ilustración de la diferencia entre un desplazamiento estable e inestable, bajo condiciones de flujo segregado, en un yacimiento inclinado. (a) Estable, $G > M_r - 1$; $M_r > 1$; $\beta < \theta$ (b) Estable; $G > M_r - 1$; $M < 1$; $\beta > \theta$ (c) Inestable; $G < M_r - 1$ (Dake, 1978).

La condición para un 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 relativamente bajos de agua 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,

$$G > M_r - 1 \text{ Desplazamiento estable}$$

$$G < M_r - 1 \text{ Desplazamiento inestable,}$$

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,

$$G = 0.000488 \frac{k k_{rw} A \Delta \gamma \sin \theta}{q_i \mu_w} \dots \dots \dots (2.13)$$

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 **Ec. C.12**, como se detalla a continuación. Sí, $M_r > 1$ (esta condición física es la más común), el desplazamiento será estable sí $G > M_r - 1$, para el caso que $\beta < \theta$, **Fig. 2.3a**, e inestable sí $G < M_r - 1$. Ahora, sí $M_r = 1$, 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, $\beta > \theta$, **Fig. 2.3b**.

2.2.1 Factor de recuperación en yacimientos con empuje lateral de agua

Un estudio realizado por Arslan (2004), desarrolla una correlación para estimar el factor de recuperación a la irrupción del agua para yacimientos con empuje lateral de agua que presentan desplazamientos 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 espaciamiento 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**,

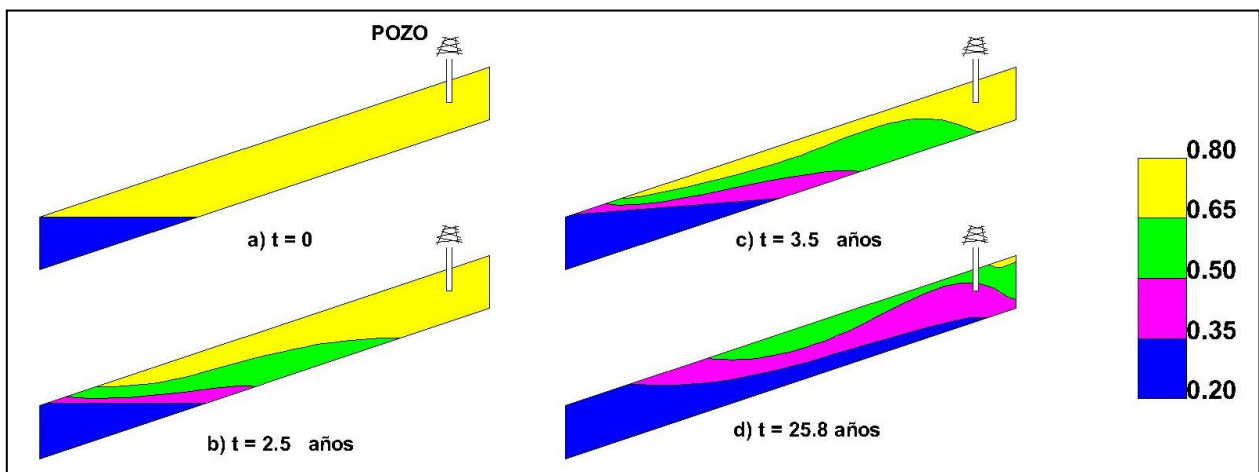


Fig. 2.4. Resultados de la simulación numérica para el avance de agua hacia un pozo parcialmente penetrante (Arslan, 2004)

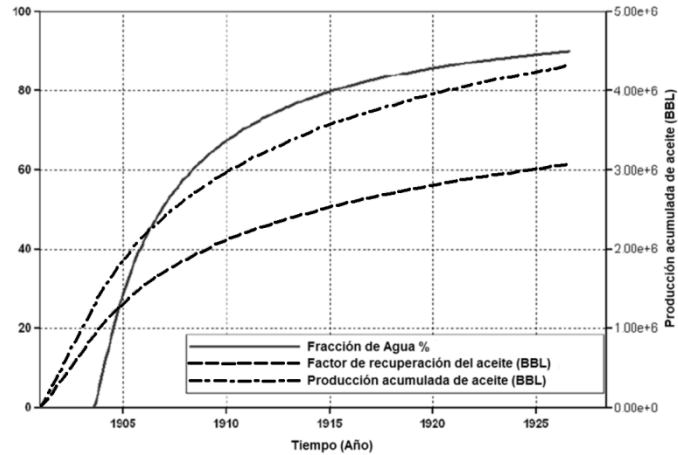


Fig. 2.5. Producción del corte de agua, datos de la simulación numérica (Arslan, 2004)

Arslan 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,

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

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 de las 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 **Ec.**

2.15:

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

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.

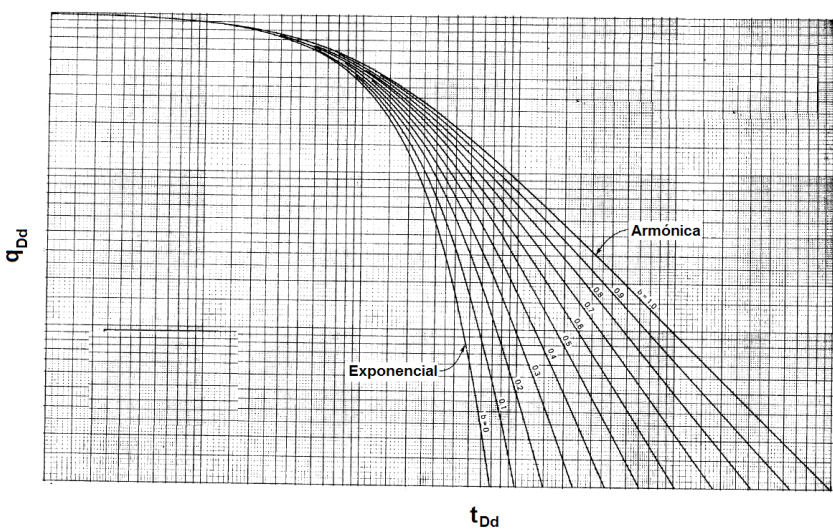


Fig. 2.6. Curvas de declinación de Arps (1944).

Fetkovich (1980) propuso un conjunto de curvas tipo, 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.

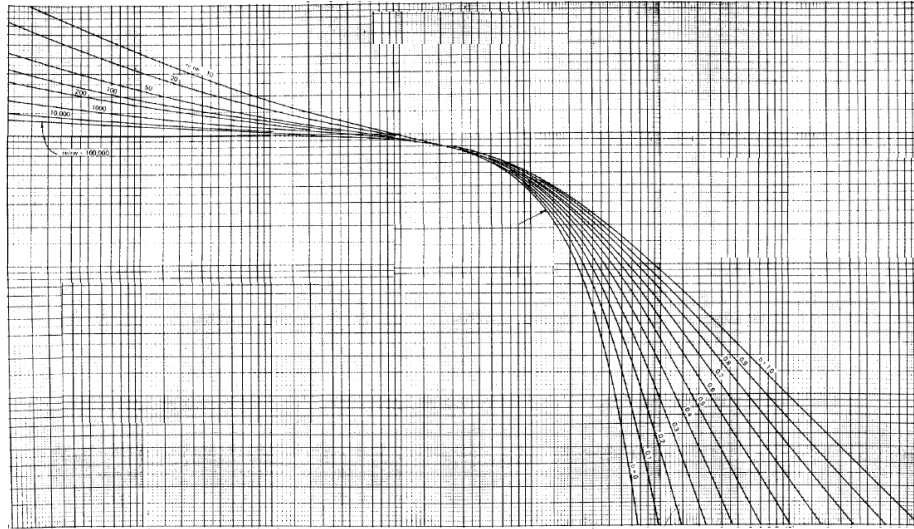


Fig. 2.7. Curvas tipo de Fetkovich (1980).

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 con 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/pg^2 , 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 $(\text{lb/pg}^2)^{-1}$ 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}

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

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

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 (1993), quien desarrollo 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:

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

desarrollando el recíproco de la **Ec. 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,

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

recordando la ecuación de declinación armónica de Arps ($b = 1$), en términos adimensionales definida por Fetkovich (1980):

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

Comparando las **Ecs. 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 **Ec. 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.

Este método desarrollado por Palacio, 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 McCray, ver **Fig. 2.8** y **2.9**, en la forma que se dicente en el **Apéndice E.1**.

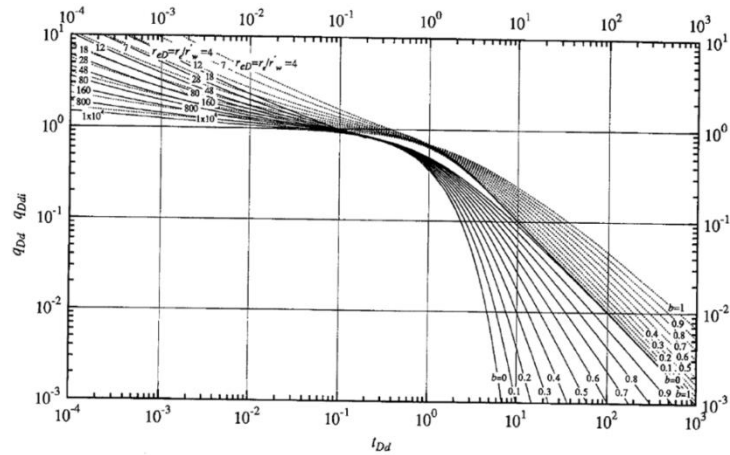


Fig. 2.8. Curvas tipo de McCray, para la variación del gasto adimensional q_{Dd} con respecto al tiempo adimensional t_{Dd} , (McCray, 1990).

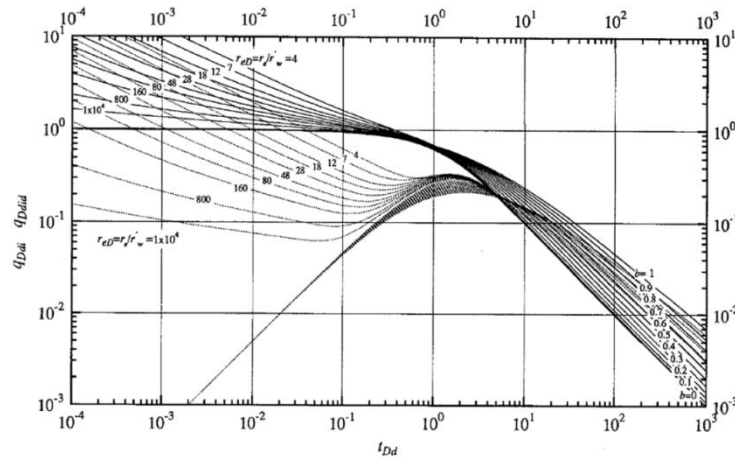


Fig. 2.9. Curva tipo integral de McCray, para la variación del gasto adimensional q_{Dd} con respecto al tiempo adimensional t_{Dd} , (McCray, 1990).

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.

El manual técnico de F.A.S.T. RTA (2010), muestra que 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

transitorio, 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 el análisis las curvas de declinación de Blasingame, las cuales se muestran en la **Fig. 2.10**.

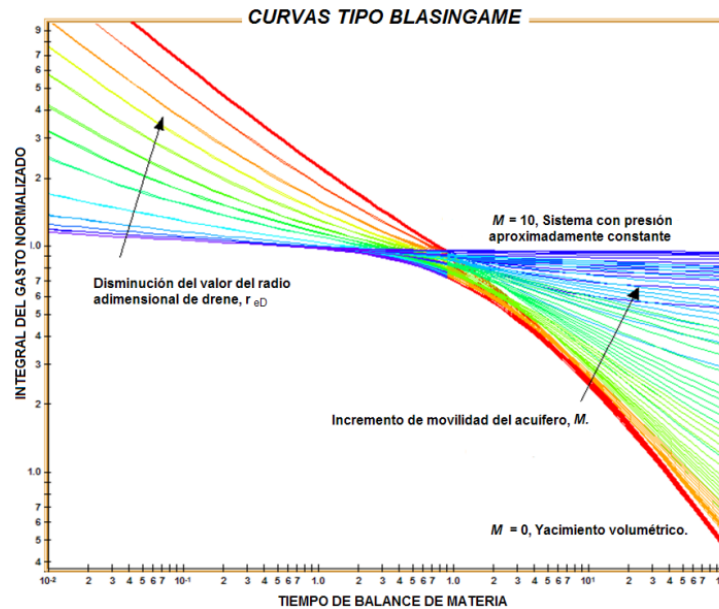


Fig. 2.10. Curvas tipo con modelo de empuje de agua (FAST RTA, 2010).

Estas curvas tipo se basan en un modelo radial compuesto, un yacimiento cilíndrico con un acuífero concéntricamente cilíndrico, como se observa en la **Fig. 2.11**. El yacimiento se representa por medio de la zona interna con una radio de drenaje, r'_e , la zona externa representa el acuífero, con un radio del acuífero, r_a .



Fig. 2.11. 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,

$$M = \frac{M_{aq}}{M_{res}} = \frac{k_a \mu_o}{k \mu_w} \cdot \dots\dots\dots (2.24)$$

2.4 Método del gasto recíproco

Este método desarrollado por Reese (2007), 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 producción alta 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.
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. 2.12**. La gráfica cartesiana de $1/q$ en función de N_p/q , **Fig. 2.13**, muestra una tendencia satisfactoria para los datos, dado que se observa un comportamiento lineal.

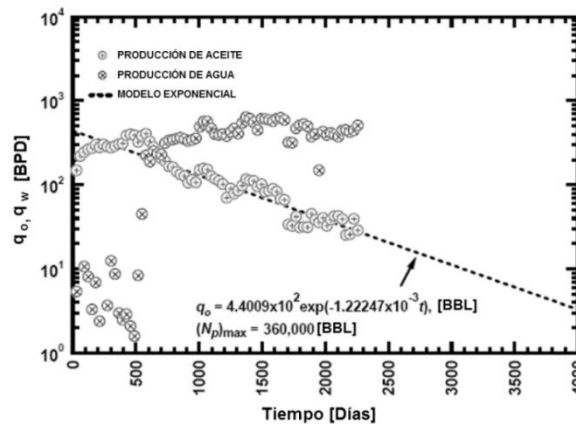


Fig. 2.12. Comportamiento de la producción aceite-agua del ejemplo del método del gasto recíproco (Reese, 2007).

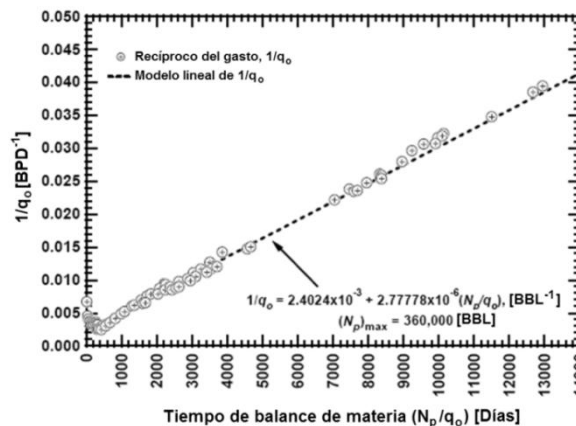


Fig. 2.13. Gráfica cartesiana de los datos de producción del ejemplo del método del gasto recíproco (Reese, 2007).

Los datos de la gráfica cartesiana se trazan en una gráfica doble logarítmica, **Fig. 2.14**, 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 hace válido el comportamiento gráfico cartesiano.

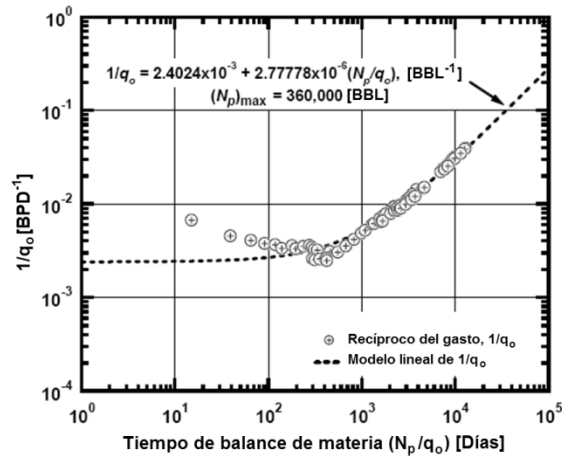


Fig. 2.14. Gráfica doble logarítmica de los datos de producción del ejemplo del método del gasto recíproco (Reese, 2007).

2.5 Ecuación de balance de materia

La ecuación de balance de materia expresa que la expansión total del sistema es igual a la producción de sus fluidos. 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 tienen un comportamiento similar al mostrado en el estudio pVT, por lo que las condiciones 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, desarrollada en esta tesis, 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. 2.15**, 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, la expansión del agua congénita y de la formación, y el empuje segregacional. La **Fig. 2.15a**, 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. 2.15b**, representa el mismo yacimiento después de haber producido un volumen producido acumulado de aceite, N_p , para una presión p .

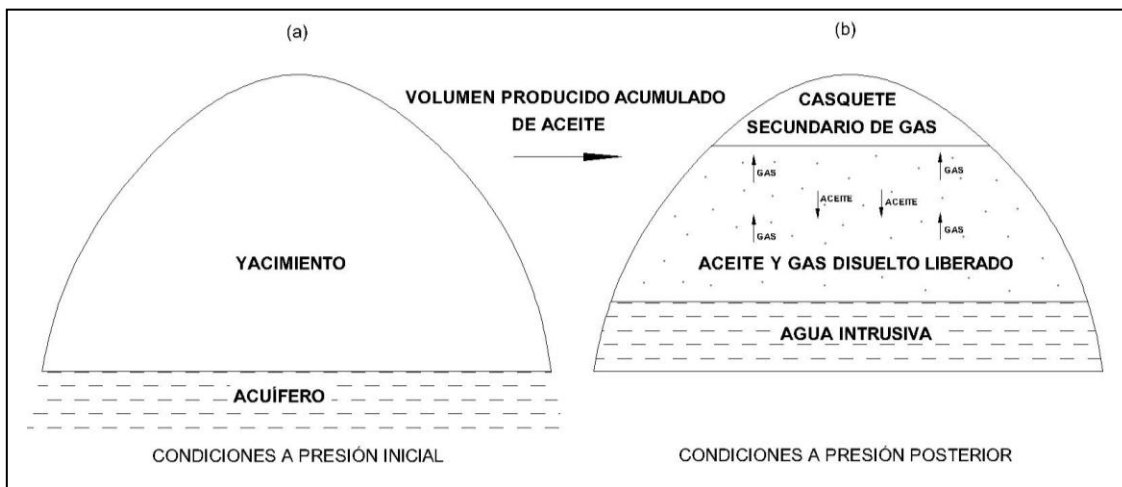


Fig. 2.15. Representación esquemática de la distribución de los fluidos de un yacimiento bajo la combinación de empujes diferentes (Pirson, 1958).

Pirson (1958), partiendo de una ecuación de balance de materia para la fase de gas, donde el espacio neto desocupado por la producción de aceite y gas es llenado por el gas disuelto liberado en el yacimiento, esto expresado como una igualdad en términos matemáticos,

$$\begin{aligned} & \text{Espacio neto desocupado por la producción de aceite y gas @ } c. y. = \\ & \text{Volumen de gas liberado en el yacimiento @ } c. y. \dots\dots\dots (2.25) \end{aligned}$$

Para el primer miembro de la **Ec. 2.25**, se considera que el espacio neto desocupado por la producción de aceite y gas es expresado por los términos siguientes: el 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, $NB_{oi}c_e\Delta p$, menos la intrusión total de agua, $W_e - W_pB_w$, representando al primer miembro en forma de ecuación, se tiene,

$$\begin{aligned} & \text{Espacio neto desocupado} = \\ & N_p B_{oi} + (N - N_p)(B_{oi} - B_o) - NB_{oi}c_e\Delta p - W_e - W_p B_w \quad , \quad \dots\dots\dots (2.26) \end{aligned}$$

donde

$$c_e = \frac{(c_w S_w + c_{pp})}{(1 - S_w)} \quad , \quad \dots\dots\dots (2.27)$$

c_{pp} es la compresibilidad isotérmica de la formación. Para el segundo miembro de la **Ec. 2.25**, 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,

$$\begin{aligned} & \text{Volumen de gas liberado en el yacimiento a condiciones estandar} = \\ & N_p R_{si} + (N - N_p)(R_{si} - R_s) - N_p R_p \quad . \quad \dots\dots\dots (2.28) \end{aligned}$$

El volumen de gas liberado calculado en la **Ec. 2.28** es reducido por el factor de formación volumétrico del gas, B_g , para convertir el volumen a condiciones de yacimiento. Sustituyendo las **Ecs. 2.26** y **2.28** en la **Ec. 2.25**, se tiene,

$$\begin{aligned} & N_p B_{oi} + (N - N_p)(B_{oi} - B_o) - NB_{oi}c_e\Delta p - W_e - W_p B_w = \\ & B_g \left[N_p R_{si} + (N - N_p)(R_{si} - R_s) - N_p R_p \right] \quad , \quad \dots\dots\dots (2.29) \end{aligned}$$

simplificando a la **Ec. 2.29** y despejando N_p , se tiene,

$$N_p = \frac{N \left[B_o - B_{oi} + B_g (R_{si} - R_s) + B_{oi} c_e \Delta p \right] + (W_e - W_p B_w)}{B_o - B_g (R_s - R_p)} \quad \dots \dots \dots (2.30)$$

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 de Schilthuis, como la incluida en la **Ec. 2.30**, considera un medio poroso pseudohomogéneo, que implica emplear un valor ponderado para la compresibilidad de la formación, 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 las fracturas y la matriz; este desarrollo parte de la propuesta de Chacon (2007) quién desarrollo una ecuación de balance de materia para un yacimiento volumétrico y naturalmente fracturado; en el desarrollo 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, **Ec. 2.30**, se obtiene,

$$N_p = \frac{N \left[B_o - B_{oi} + B_{oi} c_e \Delta p \right]}{B_o} \quad ; \quad \dots \dots \dots (2.31)$$

separando 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 ,

$$N = N_m + N_f \quad , \quad \dots \dots \dots (2.32)$$

sustituyendo la **Ec. 2.31**, en la **Ec. 2.32**, se obtiene

$$N_p B_o = N_f [B_o - B_{oi} + B_{oi} c_e \Delta p]_f + N_m [B_o - B_{oi} + B_{oi} c_e \Delta p]_m \quad (2.33)$$

Del segundo miembro de la **Ec. 2.33**, los términos multiplicados por N_f corresponden a la expansión volumétrica del sistema fracturado, y los términos multiplicados por N_m corresponde 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_i , la cual está definida como,

$$\omega_i = \frac{(\phi c_t)_f}{(\phi c_t)_f + (\phi c_t)_m} = \frac{(\phi c_t)_f}{(\phi c_t)_{f+m}} \approx \frac{N_f}{N} \quad (2.34)$$

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

$$[B_o - B_{oi}]_m = [B_o - B_{oi}]_f \quad (2.35)$$

sustituyendo las **Ecs. 2.34** y **2.35** en la **Ec. 2.33**, 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

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

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

Presentando la **Ec. 2.36** en forma de diferencias finitas (ver desarrollo en el **Apéndice G.1.1.**), expresado en función del volumen incremental producido acumulado de aceite $\Delta_n^{n+1} N_p$, resulta la **Ec. 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 **Ec. 2.39** para confirmar si el yacimiento presenta un comportamiento de un yacimiento volumétrico. Esta evaluación dependerá de la comparación de los datos de presión, tanto calculada como medida. Para cada periodo de tiempo, la presión promedio del yacimiento \bar{p}_r se calcula; si este valor es razonablemente similar al correspondiente obtenido de los datos medidos de presión se puede decir que el yacimiento tiene un comportamiento de un yacimiento volumétrico; pero si la \bar{p}_r calculada disminuye con el tiempo, esto indica la existencia de un empuje externo, causado por ejemplo, por un acuífero asociado.

2.5.1 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.

2.5.2 Cálculo de la entrada de agua intrusiva

Fetkovich (1971) 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, Fetkovich (1971)

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 para un intervalo de tiempo dado n con la **Ec. 2.47**, el desarrollo de esta ecuación se puede ver en el **Apéndice G.1.2.1.**,

$$\Delta W_e = \frac{W_{ei}}{p_{ai}} \left(p_{a_{n-1}} - \bar{p}_{CAA_n} \right) \left(1 - e^{\left(\frac{q_{w_{máx.}}}{W_{ei}} \right) \Delta t} \right) \quad . \quad \dots\dots\dots (2.47)$$

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

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

2.5.3 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 incremental producido acumulado de aceite $\Delta_n^{n+1}N_p$, se obtiene:

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

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 incremental producido acumulado de aceite $\Delta_n^{n+1}N_p$, se obtiene:

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

2.5.4 Índices de empuje

Los índices de empuje son la medición de la efectividad de cada mecanismo de desplazamiento para expulsar el aceite. Para un aceite bajosaturado, considerando la **Ec. 2.49** se tienen tres índices de empuje; el índice de empuje por expansión de los hidrocarburos, **IEH**, **Ec. 2.51**; el índice de empuje por agua congénita y la formación, **IEAF**, **Ec. 2.52** y el índice de empuje por el acuífero, **IEW**, **Ec. 2.53**, los cuales están dados por las ecuaciones siguientes:

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

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

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

Para un aceite saturado, considerando la **Ec. 2.50**, se consideran tres índices de empuje; el índice de empuje por expansión de los hidrocarburos, *IEH*, **Ec. 2.54**, el cual incluye la expansión del aceite y su gas disuelto y del gas disuelto liberado; el índice de empuje por agua congénita y la formación, *IEAF*, **Ec. 2.55**, y el índice de empuje por acuífero, *IEW*, **Ec. 2.56**, los cuales están dados por las ecuaciones siguientes:

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

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

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

2.6 Comportamiento de flujo de la fase de gas

El drene gravitacional es un mecanismo básico de recuperación de aceite y puede llegar a ser el más eficiente cuando las condiciones son las adecuadas. Bajo el efecto de la gravedad, el aceite, gas y agua tienden a separarse debido a la diferencia de densidades, pero las fuerzas capilares se oponen a este proceso de separación de las fases. Esta separación gravitacional se ha observado en yacimientos de aceite saturado recién descubierto, donde el gas se localiza en la cima, el aceite en la parte intermedia y el agua en la base del yacimiento. Así como también, se ha observado que este mismo efecto de la gravedad se presenta durante la vida productiva de un yacimiento de aceite bajosaturado, siendo evidente en la formación de un casquete secundario de gas en la parte alta de la estructura del yacimiento. Una clasificación de los yacimientos con respecto a este proceso de recuperación primaria en la siguiente:

- Drene gravitacional y la expansión del gas disuelto liberado.
- Drene gravitacional y la expansión del casquete original de gas.
- Drene gravitacional y la inyección de gas.
- Drene gravitacional y la entrada de agua intrusiva.
- Solamente drene gravitacional.

Existe una manera, a través de los datos de producción, de saber si se está llevando a cabo el proceso de segregación gravitacional; cuando en un yacimiento donde el valor de la presión del yacimiento es inferior de la presión de saturación y teniendo un pozo que tiene un intervalo de producción en la parte baja de la formación productora, sí el valor de la relación gas–aceite instantánea, RGA , tiene un valor igual o más bajo que el valor de la relación de solubilidad a condiciones de bajasaturación, entonces el mecanismo existe.

La petrofísica y geología del yacimiento define las condiciones para llevarse a cabo el drene gravitacional, este proceso requiere generalmente un valor alto en la permeabilidad de la roca y la presencia de porosidad secundaria. El contraflujo activo de aceite y gas puede darse de manera perpendicular al plano del estrato en yacimientos homogéneos o en yacimientos no homogéneos cuando se tienen fracturas, canales de disolución y vugulos. La segregación se presenta de manera paralela al plano del estrato cuando la roca de la formación esta deformada estructuralmente.

El efecto de las propiedades del fluido son también significativos para el drene gravitacional. Un valor bajo en las viscosidades del aceite y del gas, y un valor alto en la permeabilidad efectiva de los fluidos incrementa el gasto de la segregación gravitacional, así como también, una diferencia alta de la densidad entre el aceite y el gas a condiciones de yacimiento favorece este proceso.

Las fuerzas capilares indudablemente tienen un efecto significativo y opuesto con respecto al drene gravitacional bajo ciertas condiciones, especialmente para valores bajos de la saturación de aceite donde la fuerza capilar predomina en comparación con

la fuerza de gravedad. Sin embargo, **el efecto capilar es un proceso aún desconocido y no se considera en los modelos de segregación gravitacional.**

Pirson (1963) desarrolló un modelo simplificado para predecir el comportamiento de yacimientos con segregación gravitacional, el cual considera dos zonas en el yacimiento: una zona que contiene el casquete de gas y otra zona con aceite únicamente. Debido a que la presión del yacimiento disminuye, el gas es liberado en la zona de aceite, parte de este gas segrega en la cima del yacimiento, otro tanto es producido y el resto permanece en la zona de aceite. Para que este proceso se lleve a cabo se requiere que ciertas condiciones se satisfagan:

1. A medida que la presión del yacimiento disminuye el gas disuelto liberado formaran burbujas las cuales fluirán hacia la cima del yacimiento debido al efecto de flotabilidad ocasionado por la diferencia de densidades entre el aceite y el gas.
2. El flujo de gas hacia la cima se lleva a cabo con un valor bajo del gradiente de flujo, cualquier aplicación de presión dentro del casquete de gas podría revertir este gradiente y cesar el proceso.
3. El movimiento de gas hacia el casquete es controlado por el fluido el cual tiene una relación baja de movilidad, excepto en la vecindad de pozo donde la velocidad horizontal del fluido es predominante. Las expresiones de la velocidad de flujo para los dos fluidos en el medio poroso son las siguientes:

$$\downarrow v_o = \frac{1}{\phi} \frac{k_o}{\mu_o} \frac{\rho_o - \rho_g}{1,033} \text{sen}\alpha \quad , \quad \dots\dots\dots (2.57)$$

$$\uparrow v_g = \frac{1}{\phi} \frac{k_g}{\mu_g} \frac{\rho_o - \rho_g}{1,033} \text{sen}\alpha \quad , \quad \dots\dots\dots (2.58)$$

donde k_o y k_g es la permeabilidad efectiva vertical del aceite y del gas en unidades Darcy, ϑ es la densidad de los fluidos, μ la viscosidad de los fluidos en cp, ϕ la porosidad y α es el ángulo de inclinación de formación en la dirección de la segregación gravitacional.

4. El volumen incremental de gas segregado, ΔV_g , puede ser calculado para cada decremento de presión mediante la aplicación de la ley de Darcy:

$$\Delta_i^{i+1} V_g = 21,238 A_{ga} \left(\frac{k_g}{\mu_g} \dot{\sigma} \frac{k_o}{\mu_o} \right) \Delta \rho \text{sen} \alpha \Delta t \quad , \quad \dots \dots \dots (2.59)$$

donde A_{ga} es el área de la interface entre el casquete de gas y la zona de aceite en unidades de acres.

5. El volumen acumulado de gas segregado V_g medido a condiciones de yacimiento de presión y temperatura dentro del casquete de gas puede ser verificado por una ecuación de balance de gas la cual considera la posición de los fluidos en el yacimiento. La ecuación se deriva de suponer que el gas total en solución liberado en el yacimiento, $(N - N_p)(R_{si} - R_s) + N_p R_{si}$, será igual a la producción total de gas, $\sum \Delta N_p RGA$, más el gas total segregado al casquete, V_g/B_g , mas el gas libre que se mantiene en la zona de aceite, $(NB_{oi} - V_g/S'_g)(S_g/B_g)$, expresado matemáticamente se tiene la ecuación siguiente:

$$\sum \Delta_n^{n+1} N_p RGA = NR_{si} - (N - N_p)R_s - \frac{1}{B_g} \left[V_g + \frac{S_g}{S'_g} (NB_{oi} S'_g - V_g) \right] \quad , \quad \dots \dots \dots (2.60)$$

donde S'_g es la saturación de gas en el casquete secundario de gas, la ecuación para calcular la saturación total de líquido considerando el empuje segregacional es la ecuación siguiente, donde S_{or} es la saturación residual de aceite:

$$S_L = S_w + (1 - S_w) \frac{(N - N_p) B_o - V_g \frac{S_{or}}{S'_g}}{NB_{oi} - V_g \frac{1}{S'_g}} \quad . \quad \dots \dots \dots (2.61)$$

El procedimiento para predecir el comportamiento del yacimiento con un proceso de segregación gravitacional, es resolver de manera simultánea las **Ecs. 2.60** y **2.61**, con lo cual determinaremos los valores de la saturación de gas, S'_g , la saturación

residual de aceite del casquete secundario de gas, S_{or} , y el volumen de gas segregado, V_g , considerando que la saturación de gas en la zona de aceite a la presión de saturación es cero, $S_{g@p_b} = 0$, lo que significa que la suma de las saturaciones de los fluidos (aceite, gas y agua) contenidos en el casquete secundario de gas sea igual a uno, $S'_g + S_{or} + S_w = 1$. Los valores obtenidos de S'_g y S_{or} , se consideran constantes para valores sucesivos de presión.

Para cada uno de los cuatro procesos principales de recuperación primaria para un yacimiento con segregación gravitacional a una presión inferior a la presión de saturación, se tiene: el índice de empuje por expansión de los hidrocarburos, IEH , **Ec.2.62**, el cual incluye la expansión del aceite, gas disuelto y gas disuelto liberado menos el volumen de gas segregado; el índice de empuje por agua congénita y la formación, $IEAF$, **Ec. 2.63**, índice de empuje por el acuífero, IEW , **Ec. 2.64**; y el índice por empuje segregacional, IES , **Ec. 2.65**, se tienen las ecuaciones siguientes:

$$IEH = \frac{(N - N_p) \Delta_n^{n+1} \left(\frac{B_o}{B_g} - R_s \right) - NB_{oi} \Delta_n^{n+1} \left(\frac{1}{B_g} \right) - \Delta_n^{n+1} \left(\frac{V_g}{B_g} \right)}{\Delta_n^{n+1} N_p \left[\left(\frac{B_o}{B_g} - R_s \right)_{n+1} + R_{promedio} \right]}, \dots\dots\dots (2.62)$$

$$IEAF = \frac{NB_{oi} \Delta_n^{n+1} E_t}{\Delta_n^{n+1} N_p \left[\left(\frac{B_o}{B_g} - R_s \right)_{n+1} + R_{promedio} \right]}, \dots\dots\dots (2.63)$$

$$IEW = \frac{\Delta_n^{n+1} \left(\frac{W_e}{B_g} \right)}{\Delta_n^{n+1} N_p \left[\left(\frac{B_o}{B_g} - R_s \right)_{n+1} + R_{promedio} \right]}, \dots\dots\dots (2.64)$$

$$IES = \frac{\Delta_n^{n+1} \left(\frac{V_g}{B_g} \right)}{\Delta_n^{n+1} N_p \left[\left(\frac{B_o}{B_g} - R_s \right)_{n+1} + R_{promedio} \right]}, \dots\dots\dots (2.65)$$

2.7 Permeabilidades relativas gas–aceite, Standing (1975)

La función principal en el estudio de un yacimiento es poder predecir el flujo simultáneo de gas y líquido a través del medio poroso, la estimación de los gastos de producción de los fluidos y la recuperación podrá realizarse a través del valor de la permeabilidad relativa. Por lo que Standing considera los aspectos a mencionarse para la construcción de la curva de permeabilidades relativas gas–aceite.

Las ecuaciones que describen el flujo de fluidos en un medio poroso usan el parámetro de permeabilidad efectiva, el cual depende del tamaño de poro, distribución del tamaño de poro, mojabilidad, saturación de los fluidos y de los procesos de drene e imbibición. Las permeabilidades relativas son el resultado del valor normalizado de la permeabilidad efectiva, el valor base más común es la permeabilidad efectiva del aceite medido a la saturación irreductible del agua.

La curva de drene de permeabilidad relativa aplica para procesos en los cuales la saturación de la fase mojante disminuye en magnitud. La curva de imbibición de permeabilidad relativa aplica para procesos en los cuales la fase mojante es incrementada en magnitud. La manera de indicar valores de drene e imbibición son:

$k_{ro}]_{dr}$, Permeabilidad relativa del aceite para un proceso de drene

$k_{ro}]_{imb}$, Permeabilidad relativa del aceite para un proceso de imbibición

La **Fig. 2.16** muestra curvas de permeabilidades relativas gas–aceite en presencia de una saturación irreductible del agua, para los procesos de drene e imbibición. Para este caso se considera que el agua es la fase mojante. El valor de la abscisa es la saturación total de líquido, S_L , la cual se define como la saturación de aceite más la saturación irreductible de agua, $S_L = S_o + S_{wi}$.

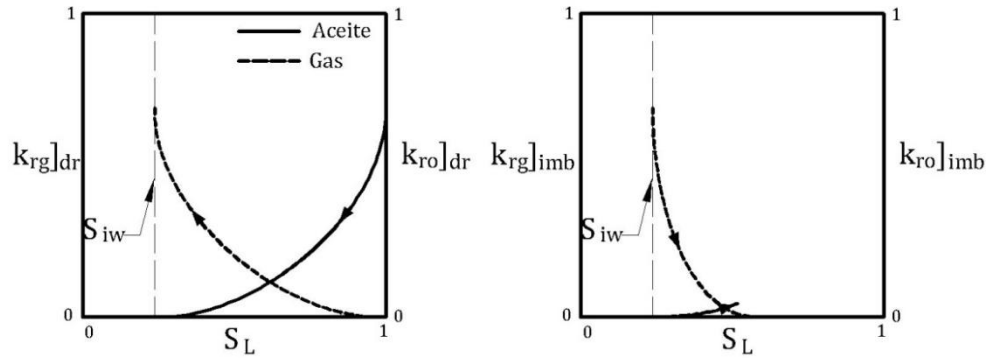


Fig. 2.16. Curvas de drene e imbibición de permeabilidades relativas gas-aceite con saturación inicial de agua (Standing, 1975)

Las curvas de drene se aplican para procesos del yacimiento como: cálculo del desplazamiento del aceite por el gas en solución, cálculo del drene gravitacional y cálculo del desplazamiento del agua por el aceite o por el gas. Y la aplicación para las curvas de imbibición es para cálculos del desplazamiento de aceite y gas por agua para procesos de entrada de agua de un acuífero adyacente y/o inyección de agua.

Las consideraciones fundamentales de Standing son: los fluidos contenidos en un medio poroso están distribuidos en función de la mojabilidad, los poros pequeños están llenos preferencialmente por agua (considerando un sistema mojado por agua), el gas llenará los poros grandes, y el aceite llenará los espacios disponibles, como se muestra en la **Fig. 2.17**. La permeabilidad relativa del agua depende únicamente de la cantidad de agua móvil, $(S_w - S_{iw})$. La permeabilidad relativa del gas depende de la cantidad (saturación) de gas presente. Y la permeabilidad relativa del aceite está en función de la cantidad (saturación) de aceite y del tamaño del poro en el que esta contenido.

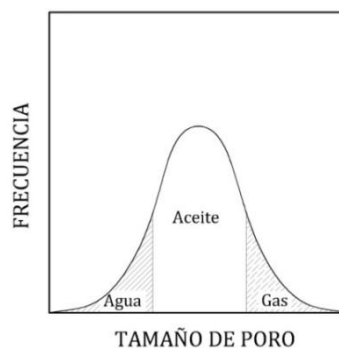


Fig. 2.17. Distribución de los fluidos para un sistema mojado por agua (Standing, 1975)

La saturación de los fluidos puede ser expresado en términos de saturaciones efectivas, S_{eg} , S_{eo} y S_{ew} , la cual es la saturación expresada como una fracción de espacio de poro que no es ocupado por el agua irreductible. La **Fig. 2.18** muestra una barra donde se ilustra las saturaciones efectivas para un sistema compuesto de agua irreductible, aceite y gas.

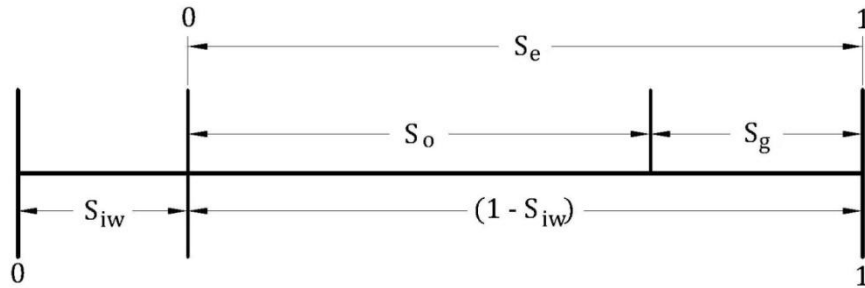


Fig. 2.18. Representación cualitativa de las saturaciones efectivas para un sistema compuesto de agua irreductible, aceite y gas (Standing, 1975)

Por lo que las expresiones matemáticas de las saturaciones efectivas serán:

$$S_{eo} = S_o / (1 - S_{iw}) \quad \dots\dots\dots (2.66)$$

$$S_{eg} = S_g / (1 - S_{iw}) \quad \dots\dots\dots (2.67)$$

Considerando un medio poroso que contiene una fase mojannte medido a condiciones de saturación residual y una fase no mojannte la **Fig. 2.19** muestra los rangos del tamaño de poro en los que se encuentran distribuidos los fluidos.

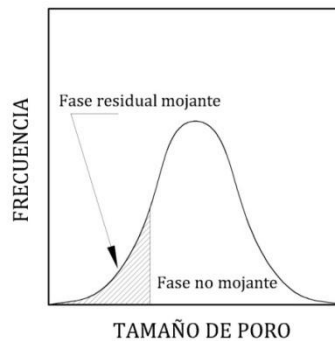


Fig. 2.19. Distribución de los fluidos mojannte y no mojannte (Standing, 1975)

La saturación necesaria del fluido no mojannte para permitir su flujo en el medio poroso es llamado saturación crítica, para un sistema gas-aceite se conoce por el

nombre de: saturación crítica del gas. El comportamiento de la curva de la permeabilidad relativa de la fase no mojante iniciará a la saturación crítica, como se muestra en la **Fig. 2.20**. Donde S_m se define como la saturación de la fase mojante que indica el inicio de la curva de permeabilidad relativa de la fase no mojante.

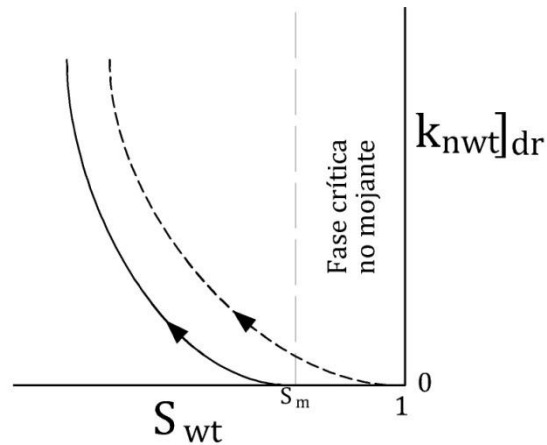


Fig. 2.20. Inicío de la curva de permeabilidad relativa de la fase no mojante (Standing, 1975)

La interacción de tres fluidos en el medio poroso a condiciones inmiscibles, se presenta en yacimientos en los que se considera flujo simultáneo de gas y aceite en presencia de agua. La **Fig. 2.21** muestra la distribución de los fluidos durante el flujo. El agua irreductible, siendo el fluido que se considera la fase mojante, ocupa los poros pequeños; el gas ocupa los poros grandes, y el agua movable y el aceite comparten los poros de dimensión intermedia.

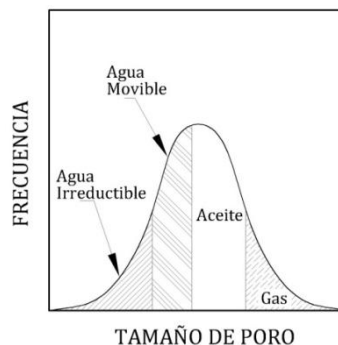


Fig. 2.21. Distribución de tres fluidos que fluyen en un medio poroso para un sistema mojado por agua (Standing, 1975)

La ecuación de saturación puede ser expresado como:

$$S_{iw} + (S_w - S_{iw}) + S_o + S_g = 1 \quad \dots\dots\dots (2.68)$$

Las saturaciones de los tres fluidos móviles pueden ser convertidas a saturaciones efectivas como se muestra en la **Fig. 2.22**, donde se tiene un sistema mojado por agua y tres fluidos fluyendo de manera simultánea: agua movable, aceite y gas.

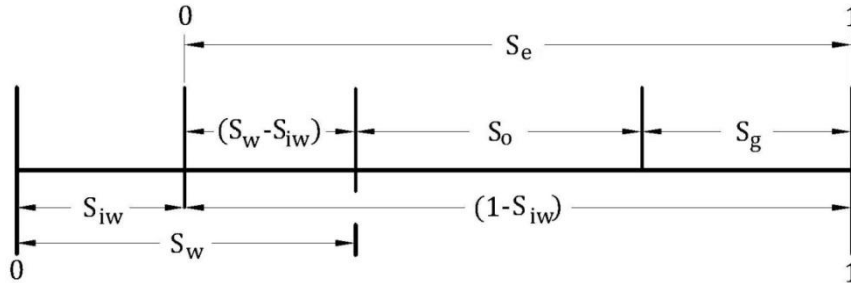


Fig. 2.22. Representación cualitativa de las saturaciones efectivas para un sistema compuesto de agua irreductible, agua movable, aceite y gas (Standing, 1975)

Las ecuaciones de las saturaciones efectivas se pueden expresar, además considerando las **Ecs. 2.66** y **2.67**, para el aceite y el gas, las ecuaciones siguientes corresponden al agua y al líquido total (aceite y agua):

$$S_{ew} = (S_w - S_{iw}) / (1 - S_{iw}) \quad \dots\dots\dots (2.69)$$

$$S_{eL} = (S_L - S_{iw}) / (1 - S_{iw}) = S_{ew} + S_{eo} \quad \dots\dots\dots (2.70)$$

La **Fig. 2.23** muestra la forma de la curva de permeabilidades relativas gas-aceite para dos valores de saturación irreductible de agua de 0.2 y 0.4. Donde la curva de gas no es afectada por la saturación de agua, mientras que la curva del aceite es drásticamente afectada. En los comportamientos gráficos la saturación crítica del gas es igual a cero.

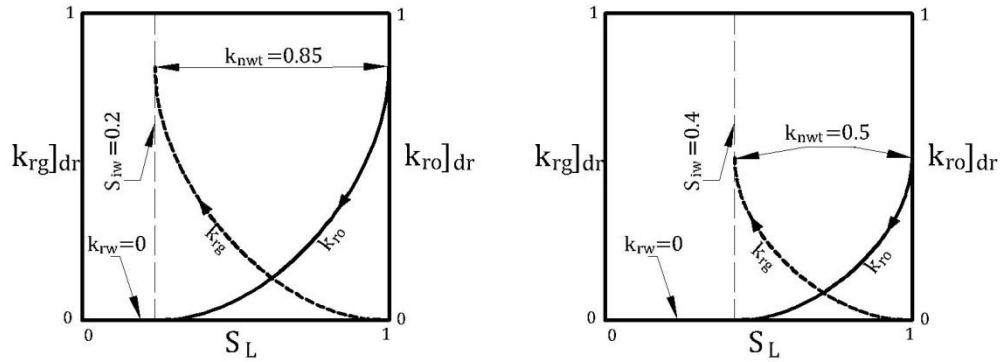


Fig. 2.23. Curvas de drenaje de las permeabilidades relativas gas-aceite para tres fases fluyendo (Standing, 1975)

La curva de la relación de permeabilidades relativas gas-aceite es frecuentemente reportada en función de la saturación de gas. La saturación de agua será indicada y usualmente será un valor cercano a la saturación irreductible del agua. La **Fig. 2.24** muestra dos gráficas semi-logarítmicas, en cada una de ellas se tiene tres curvas con diferentes saturaciones de agua, con lo que se observa que al normalizar la saturación de gas, las tres curvas tienden a tener el mismo comportamiento.

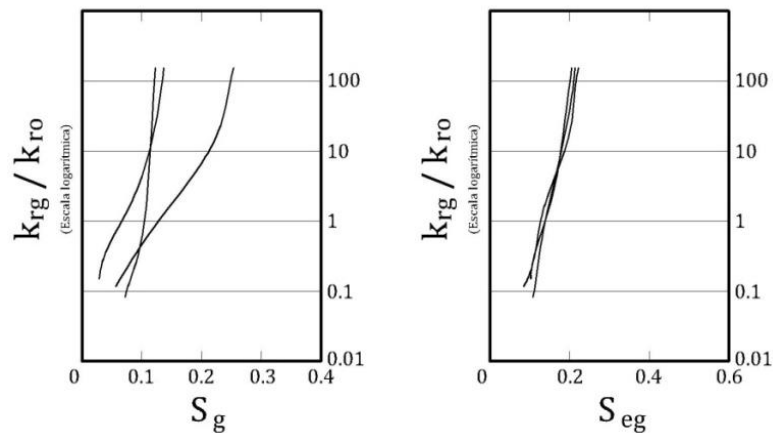


Fig. 2.24. Curvas de relación de permeabilidades relativas gas-aceite para tres diferentes valores de la saturación de agua (Standing, 1975)

Capítulo 3

Cálculo de las permeabilidades relativas gas-aceite a partir de los datos de producción

3.1 Aplicación de la metodología de Fetkovich (1986)

El campo Edda es un yacimiento carbonatado naturalmente fracturado de aceite volátil ubicado en el Mar del Norte que presenta presión anormal. La trampa estructural es una anticlinal con una formación fracturada, causada por intrusión salina. Los pozos atraviesan dos formaciones a una profundidad aproximada de 3,350 m., con una presión inicial de 495 [kg/cm²] (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 bajas 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 355 [kg/cm²] (5,045 [lb/pg²]).

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

COMPONENTE	% MOL
C1	0.5745
C2	0.0882
C3	0.0509
i-C4	0.0090
n-C4	0.0253
i-C5	0.0096
n-C5	0.0153
C6	0.0288
C7+	0.1917
H2S	0.0000
N2	0.0034
CO2	0.0033
Peso molecular C7+	220.76
Densidad C7+	0.8408

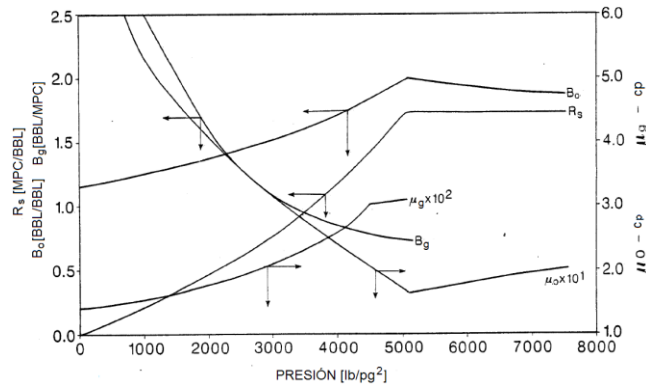


Fig. 3.1. Comportamiento volumétrico del fluido del campo Edda (Fetkovich, 1986)

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 por día a condiciones estándar, 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] (302 [BBL_{gas@c.s.}/BBL_{aceite@c.s.}]) y que posteriormente incremento lentamente su valor.

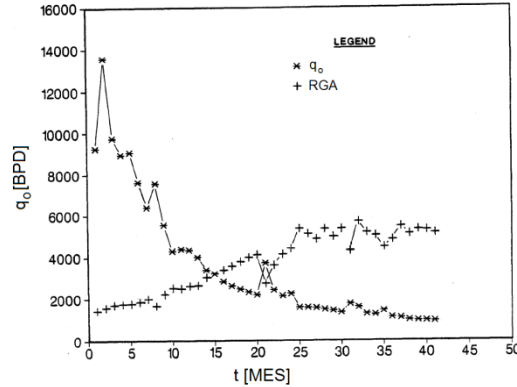


Fig. 3.2. Comportamiento de la producción de aceite y relación de gas-aceite instantáneo del pozo C-9 en función del tiempo (Fetkovich, 1986)

La saturación de agua congénita estimada es de 34.7% y el valor de la porosidad promedio de 24.6%, ambos se midieron con registros geofísicos. El espesor neto de la formación del pozo es de 37 m., 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 la formación de $c_t = 21.6 \times 10^{-6} [(lb/pg^2)^{-1}]$

El método de Fetkovich para el análisis con la curvas de declinación usando curvas tipo fue aplicado para estimar el volumen original de aceite asociado al área de drene del pozo; 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 $b = 0.5$. Las variables adimensionales de gasto y tiempo se obtuvieron considerando una presión de fondo fluyendo constante $p_{wf} = 1,500 [lb/pg^2]$. Determinando un volumen original de aceite del pozo, $N = 15.46 [MMBBL]$ y un factor de productividad de $0.984 [darcy \cdot pie]$.

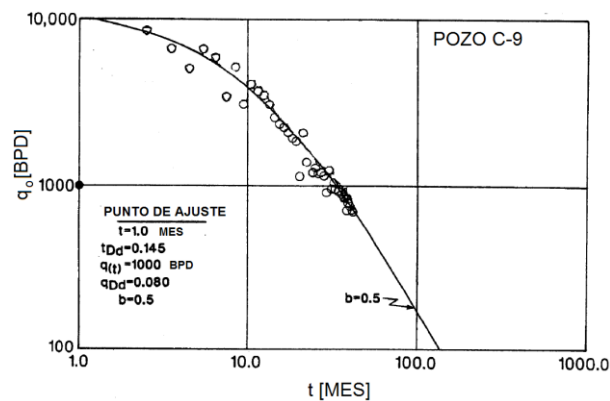


Fig. 3.3. Ajuste de los datos de producción de aceite del pozo C-9 con las curvas tipo (Fetkovich, 1986)

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.

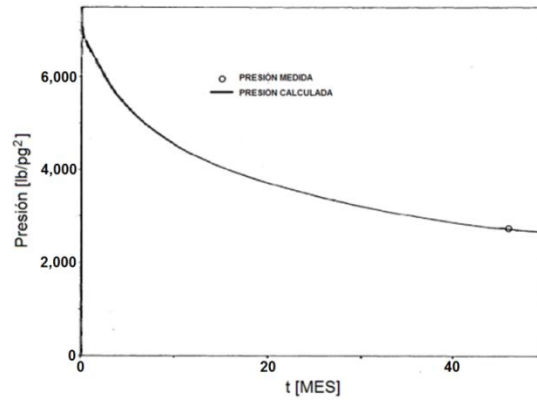


Fig. 3.4. Comportamiento de la presión obtenida calculada comparada con la presión medida del pozo C-9 (Fetkovich, 1986)

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.

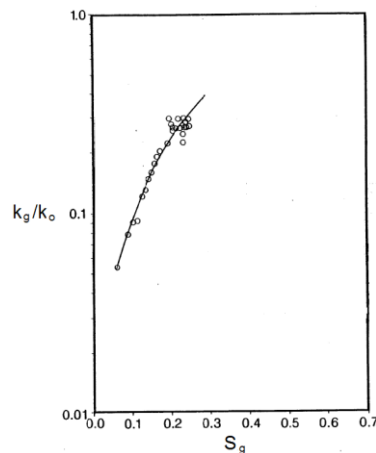


Fig. 3.5. Comportamiento de la relación de la permeabilidad gas-aceite del pozo C-9 (Fetkovich, 1986)

La permeabilidad relativa del aceite, k_{rO} , se calculó por medio de la ecuación del comportamiento de afluencia del aceite propuesto por Fetkovich, **Ec. 2.8**; 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.

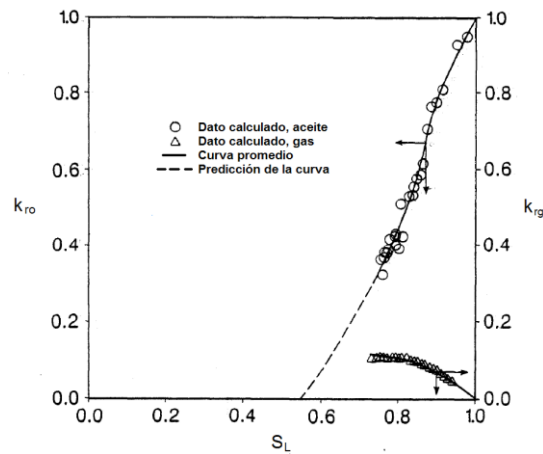


Fig. 3.6. Curvas de permeabilidad relativa gas-aceite del pozo C-9 (Fetkovich, 1986)

Las características roca-fluido de este yacimiento proporcionan las condiciones ideales para llevarse a cabo el proceso de segregación gravitacional, siendo no considerado en su análisis; parte de este mecanismo influye significativamente en el comportamiento de la fase de gas del campo Edda, el cual 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 significativo de 15.24%, aportado principalmente por los comportamientos de retención de la fase de gas en el medio poroso debido a la formación de un casquete secundario de gas y por el empuje de la expansión del gas disuelto liberado.

A continuación, empleando los datos de producción del campo en estudio, se aplica la metodología desarrollada para determinar las curvas de permeabilidad relativa gas-aceite.

3.2 Descripción geológica del campo en estudio, PEMEX (1999)

La localización geológica del campo en estudio 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.

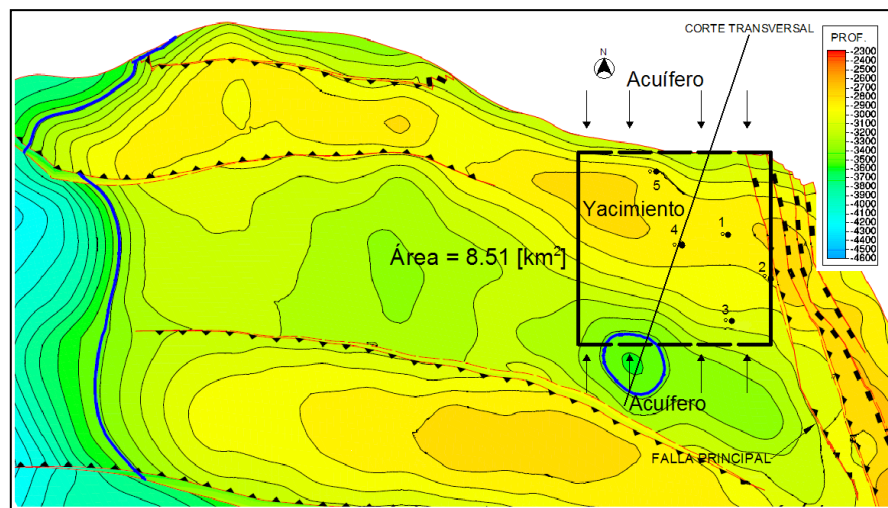


Fig. 3.7. Mapa estructural del campo en estudio

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 con porosidad secundaria predominante, siendo el resultado de un proceso de disolución del carbonato; la porosidad total promedio se ha estimado en 10%. Tiene un espesor promedio de 300 m.; 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 disminuido hasta una presión de 222 kg/cm²; estudios que se han desarrollado han revelado comunicación hidráulica con otros yacimientos vecinos a través del acuífero.

3.3 Comportamiento volumétrico del fluido, IMP (2002)

Se realizó un estudio pVT composicional para el aceite contenido en este yacimiento, analizándolo hasta el componente heptano y más pesados (C₇₊), observar **Tabla 3.2**. De los resultados obtenidos de laboratorio se concluyó que el fluido pertenece a un yacimiento de aceite negro 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.

Tabla 3.2. Análisis composicional del estudio pVT del fluido del campo en estudio, (IMP, 2002)

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 del fluido obtenidas en laboratorio y la envolvente de fases se muestran en las **Figs. 3.8 y 3.9**. El estudio pVT empleado en este estudio se validó, determinando qué bajo las condiciones de muestreo, el fluido es representativo del fluido original del yacimiento, y los resultados de laboratorio se encontraron consistentes. Se empleó el software comercial de Eclipse versión 2007.1, módulo PVTi, con el objetivo de reproducir y determinar el comportamiento volumétrico del fluido para condiciones de bajosaturación, usando la metodología de ajuste del Instituto Mexicano del Petróleo para la obtención de la ecuación de estado, logrando un ajuste confiable.

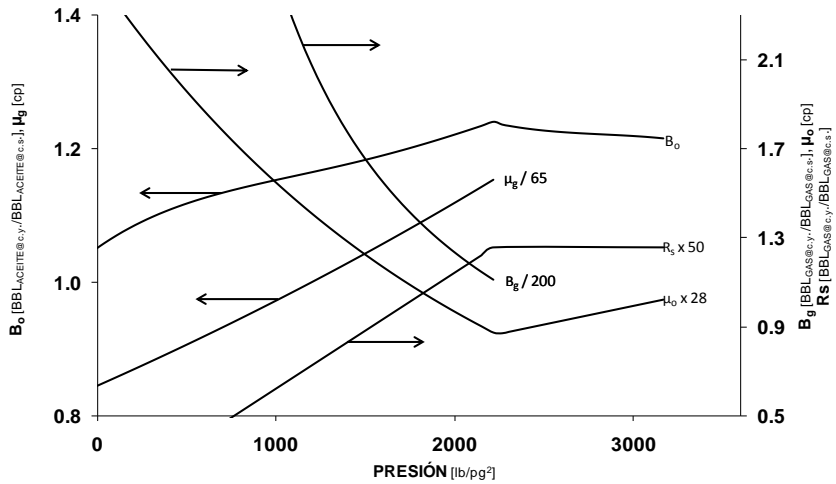


Fig. 3.8. Comportamiento volumétrico del fluido del yacimiento, (IMP, 2002)

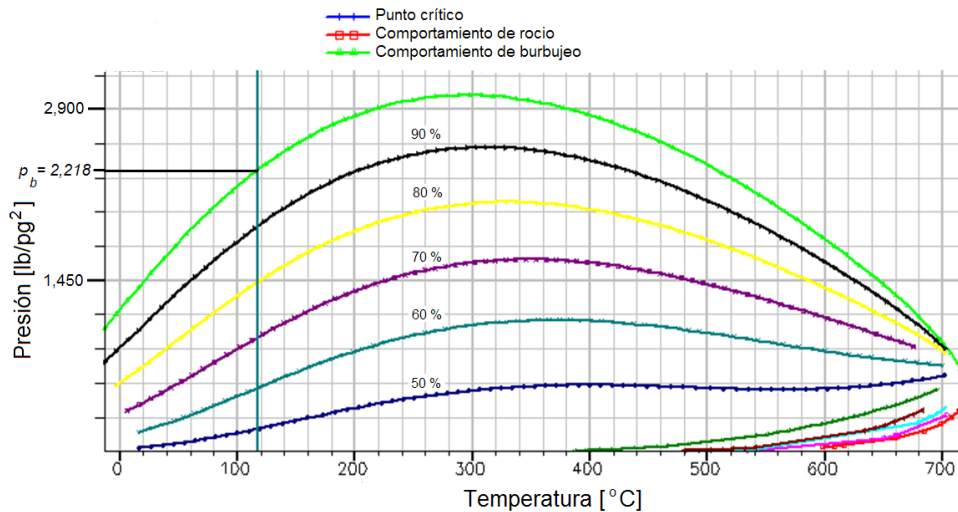


Fig. 3.9. Envolvente de fase, ajuste de la ecuación de estado usando Eclipse, modulo PVTi

3.4 Comportamiento de producción del campo, PEMEX (2010)

Los datos de producción promedio mensual de aceite, medidos durante un periodo de 262 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.

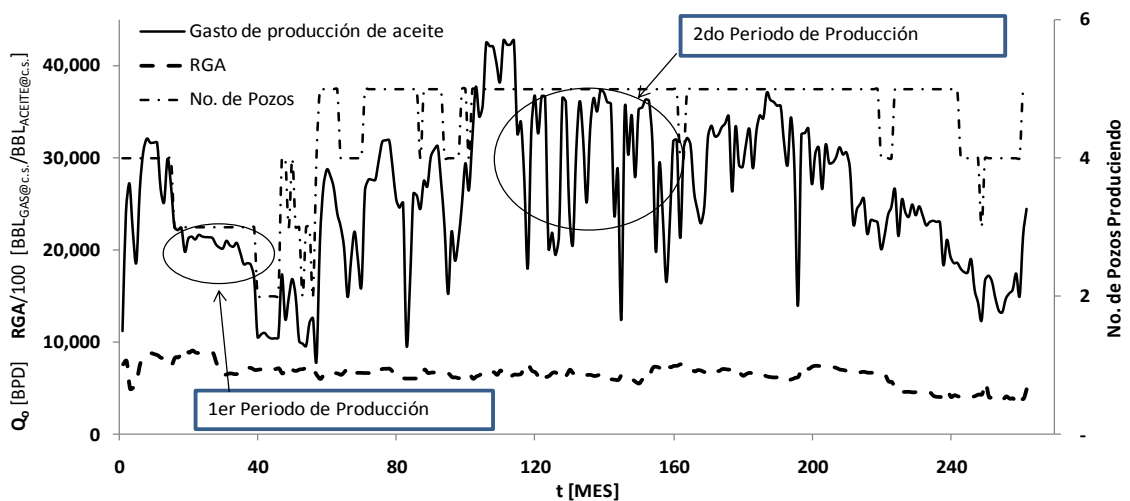


Fig. 3.10. Comportamiento de producción promedio mensual de aceite y RGA del campo

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 interpretación, IMP (2009), de dos pruebas de presión realizada en un pozo vecino (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 capacidad alta 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.

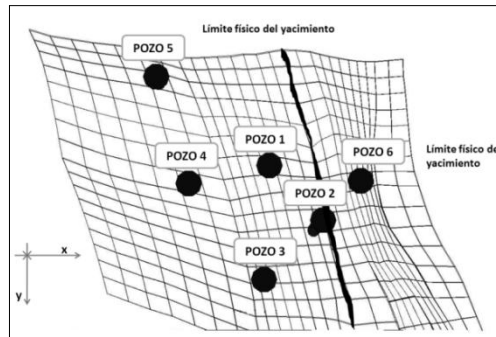


Fig. 3.11. Ubicación estructural de los pozos

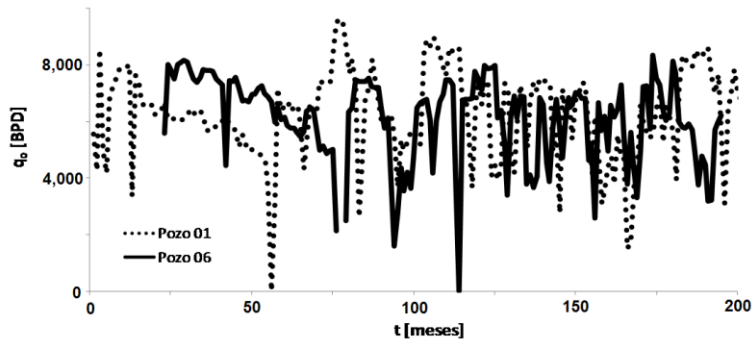


Fig. 3.12. Comparación de producción de los pozos 01 y 06

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 vecinos*, 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 consideran constantes, correspondientes al rango de valores observados dentro del campo donde se localiza el sistema de pozos en estudio.

Tabla 3.4. Propiedades del yacimiento y de los fluidos

Porosidad del yacimiento ,	$\phi = 0.10$	
Saturación irreductible de agua ,	$S_{wi} = 0.15$	
Compresibilidad del agua congénita ,	$c_w = 3 \times 10^{-6}$	$(\text{lb/pg}^2)^{-1}$
Temperatura,	$T = 117.3$	$^{\circ}\text{C}$
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

Las propiedades como k_a , μ_w y ϕ_a se obtienen de estudios especiales en el acuífero realizado por Netherland, Sewell & Associates Incorporated, NSAI (2001), las cuales se consideran 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 parámetros en el yacimiento.

Tabla 3.5. Propiedades del acuífero y del agua

Permeabilidad absoluta del acuífero ,	$k_a = 450$	md
Viscosidad del agua del acuífero ,	$\mu_w = 0.25$	cp
Porosidad del acuífero ,	$\phi_a = 0.09$	
Compresibilidad de la formación del acuífero ,	$c_{fa} = 8 \times 10^{-6}$	$(\text{lb/pg}^2)^{-1}$
Compresibilidad del agua del acuífero ,	$c_w = 3 \times 10^{-6}$	$(\text{lb/pg}^2)^{-1}$
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

* Comunicación personal, Ing. José Ramón Mayorquin Ruiz.

3.6 Cálculo del volumen original de aceite

Empleando la herramienta computacional de la compañía Fekete, programa F.A.S.T., modulo RTA versión 4.5.1.277, se realizó el 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 Palacio para el análisis de las curvas de declinación usando curvas tipo.

Debido a que no se dispuso de los datos de la presión de fondo fluyendo, los datos utilizados en este estudio son estimados de la simulación numérica del yacimiento. Los datos medidos de la presión promedio del yacimiento son medidos, ambas presiones se pueden ver en la **Fig. 3.13**. El valor de la compresibilidad de la formación usado para este análisis es de $50 \times 10^{-6} (lb/pg^2)^{-1}$.

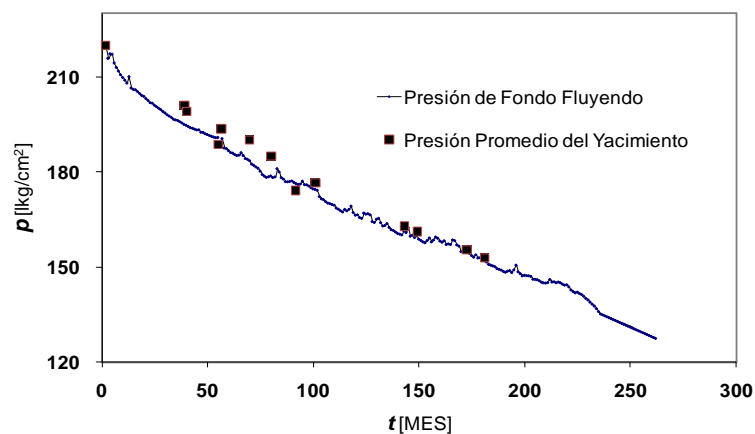


Fig. 3.13. Datos de presión de fondo fluyendo y presión promedio del yacimiento

El ajuste realizado con los datos de producción del campo se muestra en la **Fig. 3.14**; 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, $N_{p_{Histórico}}$, y el factor de recuperación histórico, $FR_{histórico}$. El análisis para los datos de producción por pozo se muestra en el **Apéndice E.2**. La producción del pozo 5 inicio hasta el mes 54, por lo que no fue posible determinar su volumen original de aceite asociado a su área de drene.

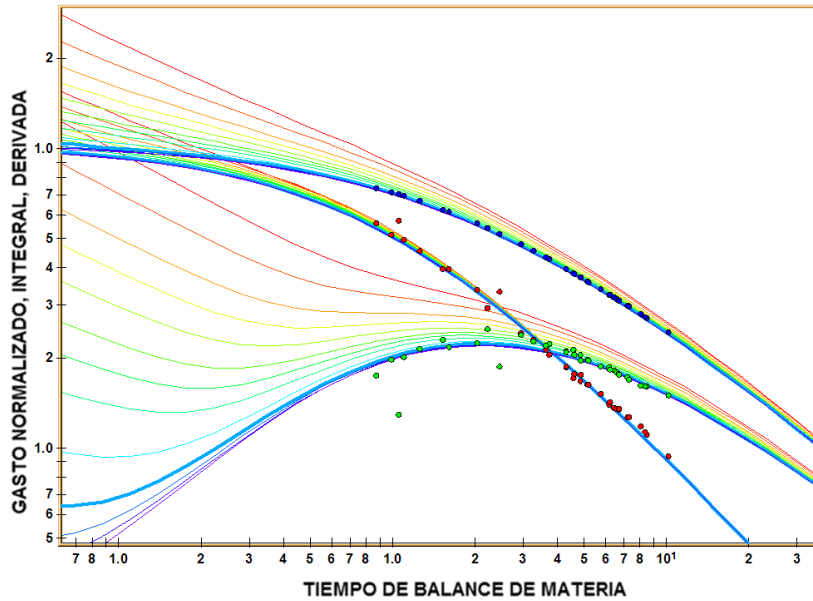


Fig. 3.14. Ajuste de los datos de producción total de aceite del campo, usando el programa comercial de Fekete modulo RTA

Tabla 3.6. Resultados del análisis de curvas de declinación para la producción total del campo

	Campo	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4	
$r_{eD} =$	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	
$M =$	0.000	0.001	0.000	0.010	0.001	
$k =$	18,249.13	2,177.96	5,903.82	3,426.59	3,293.31	md
$s_d =$	-1.57	-1.05	-0.86	-0.90	-0.88	
$A_e =$	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
$N_{p_{Histórico}} =$	203.39	46.53	37.44	45.53	49.48	MMBBL
$FR_{Histórico} =$	18.34	12.57	14.64	15.93	17.47	%

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 total de drene, $A_e = 8.51 [km^2]$, 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 baja de movilidad, 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 este efecto. 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 aceite, $\mu_o = 28.66 [cp]@p_b$, 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 ($k = 18,249.13 [md]$), **se tiene que $t_{pss} = 311.45 [hrs] = 0.43 [MES]$** , 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 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, 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. 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. 3.15**, donde se muestra la tendencia de declinación para cada uno de los periodos de producción. La línea continua remarcada en negro, en cada periodo de producción, proporciona la declinación real de los datos de producción.

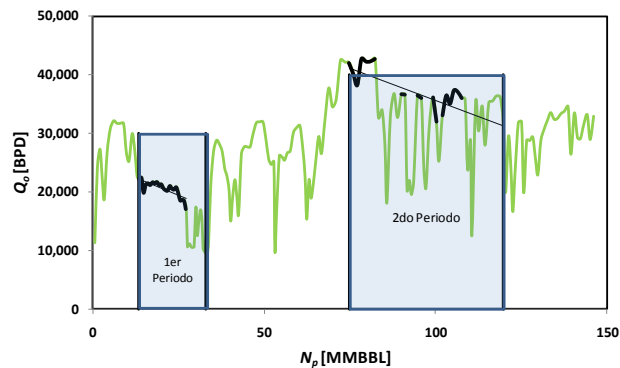


Fig. 3.15. Gastos de producción del campo en función del volumen acumulado de aceite

La gráfica cartesiana de $1/q$ en función de N_p/q , se muestra en la **Fig. 3.16**, 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.

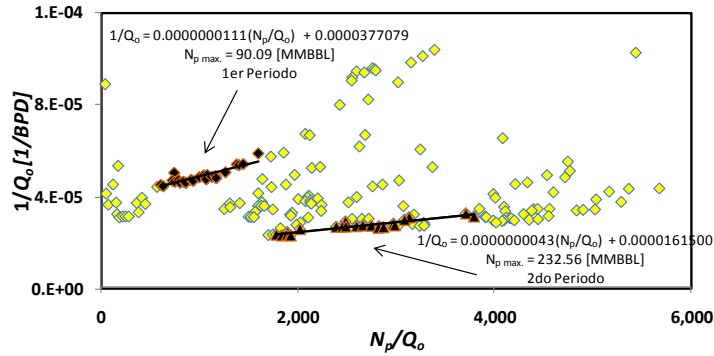


Fig. 3.16. Recíproco del gasto de producción del campo en función del tiempo de balance de materia, gráfica cartesiana

Los datos de la gráfica cartesiana se trazan en una gráfica doble logarítmica, **Fig. 3.17**, la tendencia de la línea recta observada como una exponencial, confirma la validación del comportamiento gráfico cartesiano.

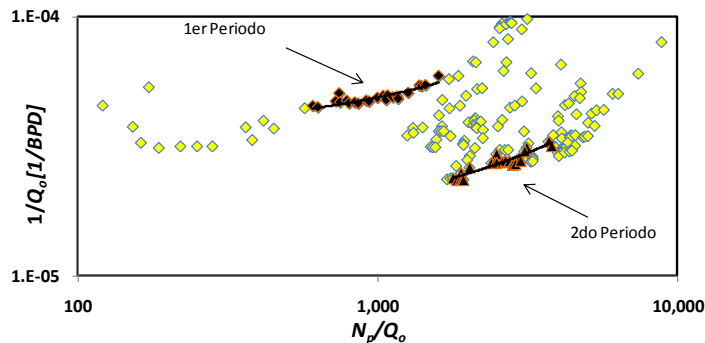


Fig. 3.17. Recíproco del gasto de producción del campo en función del tiempo de balance de materia, gráfica doble logarítmica

El análisis gráfico por pozo se incluye en el **Apéndice F.2**. El volumen acumulado máximo obtenido de la aplicación del método para el primer periodo de producción, $N_{p\ máx.GC1}$, y para el segundo periodo de producción, $N_{p\ máx.GC2}$, se presentan en la **Tabla 3.7**. El factor de recuperación final, FR_{GC2} , indicado 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, $N_{p\ máx.GC2} / N$.

Tabla 3.7. Resultados del análisis del método del gasto recíproco

Pozo	N [MMBBL]	N_p máx. _{GC1} [MMBBL]	N_p 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 personal 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 consideró lo siguiente:

1. Condiciones isotérmicas del yacimiento,
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 **Fig. 3.18**, 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, $w = 2,963.32 [pie]$.

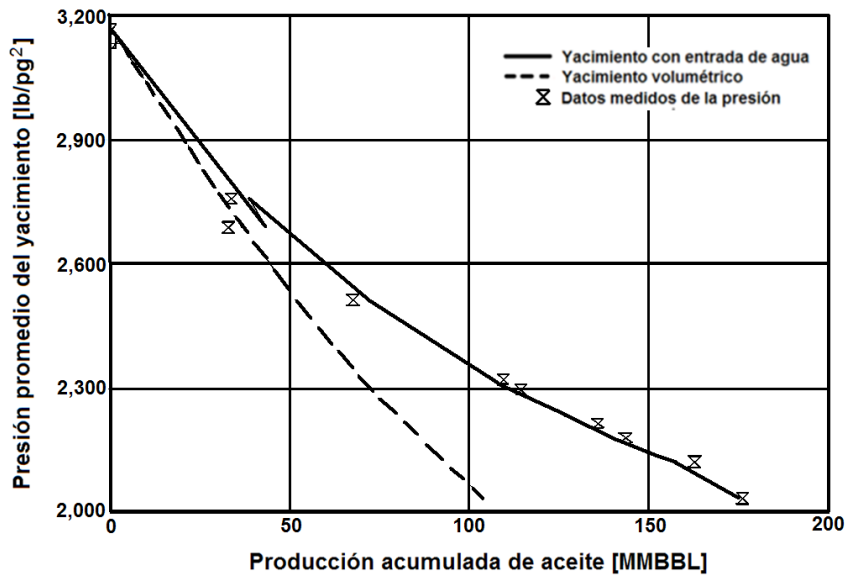


Fig. 3.18. Ajuste de los datos de producción total del campo con la ecuación de balance de materia (MBAL, 2010)

En la **Fig. 3.19** se muestra la fracción de aporte de los tres mecanismos de empuje del yacimiento en función del volumen acumulado producido de aceite; índices de empuje por expansión de los hidrocarburos, por compresibilidad de la formación y por entrada de agua.

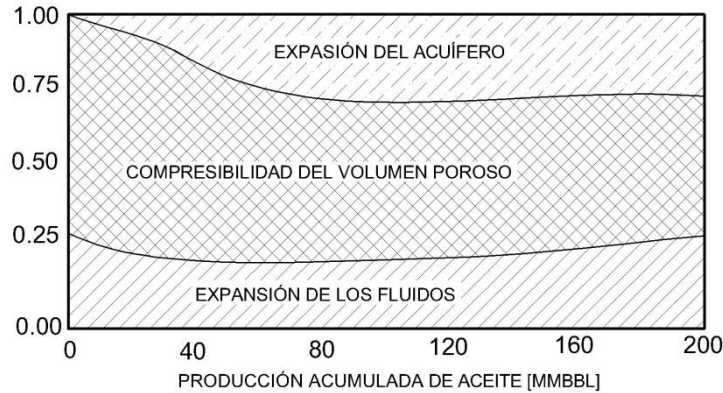


Fig. 3.19. Fracción de aporte de los mecanismos de empuje (Mbal, 2010)

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 estimada en $p_p = 320$ [kg/cm²]; la primera medición de la presión en el campo en estudio fue de 311 [kg/cm²], y para el inicio de la producción la presión era de 223 [kg/cm²]. Por lo que la caída de presión del yacimiento es de 97 [kg/cm²].

Considerando también que, el gradiente litológico de la región se considera de 0.231 [kg/cm²/m], y con una profundidad al plano de referencia de 3,200 [m], obtenemos una presión de sobrecarga de 739.2 [kg/cm²]. Con lo cual obtenemos una presión efectiva de confinamiento vertical al inicio de la producción de 516.2 [kg/cm²]. Por otro lado, considerando un esfuerzo horizontal del 50% con respecto al esfuerzo vertical, resulta de 369.6 [kg/m²]; entonces la presión efectiva de confinamiento horizontal al inicio de la producción es de 146.6 [kg/m²]; y para el último dato de producción se tiene una presión efectiva de confinamiento horizontal de 234.36 [kg/m²].

Las mediciones de compresibilidad de la formación varían en un rango de $40 - 60 \times 10^{-6}$ [(lb/pg²)⁻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 con base en el rango de las mediciones en campo, el cual se puede observar en la **Fig. 3.20**. Mediante la correlación de Harari (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,

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

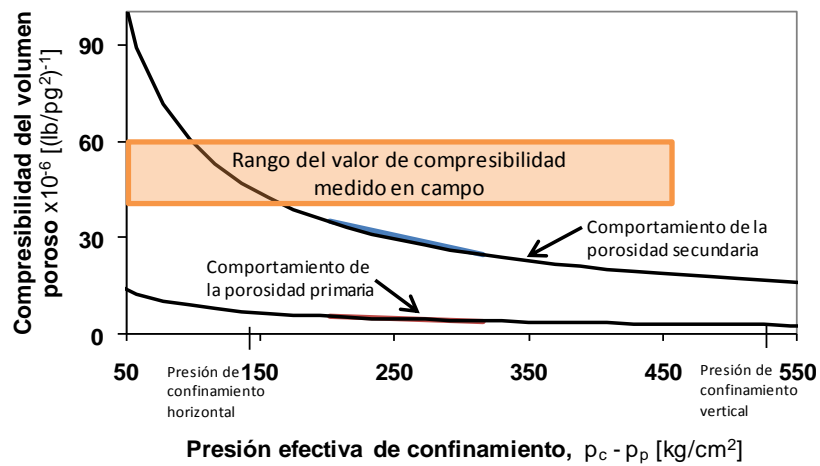


Fig. 3.20. Comportamiento de la compresibilidad del volumen poroso primario y secundario

3.7.2 Ecuación de balance de materia modificada

La ecuación de balance de materia modificada discretiza la compresibilidad del volumen poroso de fractura, $c_{pp,f}$, y de matriz, $c_{pp,m}$, ver **Apéndice G.2**, para la solución de la ecuación se realizó un programa con una herramienta computacional en hoja de cálculo con programación en visual basic. El comportamiento variable de la compresibilidad del volumen poroso de fractura se considera de la **Fig. 3.20**, y el valor de $c_{pp,m}$ se supone constante e igual a $4.9 \times 10^{-6} \text{ [(lb/pg}^2\text{)}^{-1}]$. El ajuste logrado se muestra en la **Fig. 3.21**, donde se tiene graficada la presión promedio del yacimiento en función del volumen producido acumulado de aceite. 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, **Ecs. 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.

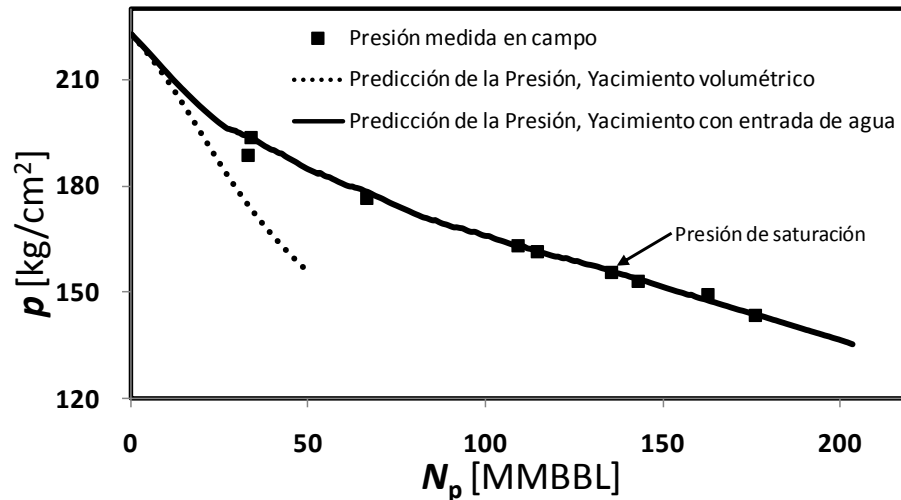


Fig. 3.21. Ajuste de los datos de producción total del campo con la ecuación de balance de materia usando hoja de cálculo con programación visual basic

Usando la ecuación de balance de materia modificada para yacimientos volumétricos de doble porosidad, **Ec. 2.39**, se observa en la **Fig. 3.21** que las presiones calculadas son inferiores a las presiones medidas, indicando la presencia de un acuífero; este mecanismo de empuje incrementa el factor de recuperación aproximadamente 7.76% al disminuir la presión a la presión de saturación.

3.8 Comportamiento de flujo de la fase de gas

Dadas las características del sistema roca-fluido, permeabilidad alta de la formación y una diferencia significativa entre la densidad del gas y el aceite, cuando la presión del yacimiento es inferior a la presión de saturación, los canales de disolución, fracturas y vórgulos permiten la canalización vertical de la fase de gas hacia la cima del yacimiento, proceso que se confirma por la similitud y disminución del valor de la relación gas-aceite instantánea. Este proceso de drene gravitacional desarrolla un casquete secundario de gas, por tal motivo, se aplicó el modelo de segregación gravitacional de Pirson a los datos de producción.

Empleando el modelo de segregación gravitacional de Pirson (1958), se obtuvo un valor para la saturación residual de aceite, $S_{or} = 32\%$ y la saturación de gas en el casquete secundario de gas, $S'_g = 53\%$; estos valores se consideran constantes. Se obtuvo el volumen incremental segregado de gas para cada periodo mensual y el comportamiento de la saturación de gas en la zona de aceite; en la **Fig. 3.22**, se puede observar una gráfica de la saturación de gas en función del volumen acumulado producido de aceite a partir de la presión de saturación, para con proceso sin contraflujo, **Ec. 2.6**, y para un proceso con contraflujo, **Ec. 2.61**.

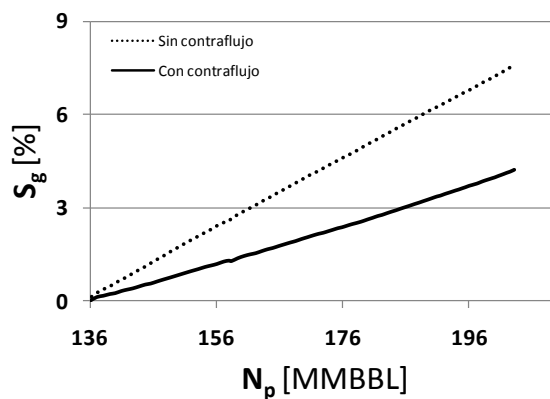


Fig. 3.22. Comportamiento de la saturación de gas para un yacimiento con y sin contraflujo de gas y aceite

La saturación de gas en la zona de aceite determinada por medio del modelo de segregación gravitacional, $S_g = 4.22\%$ (último dato), es menor que el valor determinado por una ecuación de balance de materia, $S_g = 7.58\%$ (último dato), donde no se considera el proceso de drene segregacional. Estos valores indican que parte del volumen de gas disuelto liberado fluirá hacia la cima y el volumen restante permanecerá en la zona de aceite.

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 **Ecs. 2.51, 2.52 y 2.53**, respectivamente, y para presiones inferiores a la presión de saturación los índices de empuje anteriores más el índice de empuje segregacional, IES , se obtuvieron con las **Ecs. 2.62, 2.63, 2.64 y 2.65**, respectivamente. El porcentaje de aporte por el empuje del

aceite por los cuatro mecanismos diferentes se muestra en la **Fig. 3.23**. La variabilidad alta de los índices de empuje a partir del mes 45 se debe a las fluctuaciones del volumen incremental producido acumulado mensual del aceite, $\Delta_n^{n+1}N_p$.

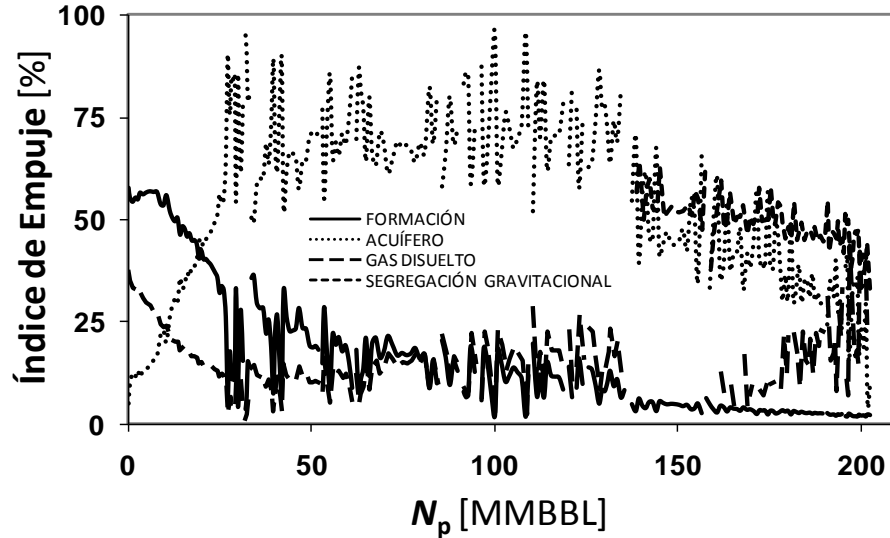


Fig. 3.23. Porcentaje de aporte de los mecanismos de empuje usando hoja de cálculo con programación visual basic

Para la etapa inicial de la producción el empuje principal del aceite se debe al valor alto de la compresibilidad de la formación, ocasionando una producción alta del aceite; conforme el valor de la compresibilidad disminuye el empuje por la entrada de agua se coloca como el empuje principal del aceite hasta que el aceite alcanza la presión de saturación. Cuando la presión del yacimiento es inferior a la presión de saturación, el empuje por la segregación gravitacional y el empuje por el gas disuelto liberado, predomina más que el empuje de la entrada de agua.

3.8.1 Relaciones de movilidad y movilidad relativa

Del resultado del análisis de acuífero mediante el análisis de las curvas de declinación empleando curvas tipo, se tiene lo siguiente: el valor más alto de la relación de movilidad se obtiene para el pozo 3, que es el más cercano al acuífero, $M = 0.01$; en los pozos 1 y 4 se obtiene un valor 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 $M = 0$.

Para un tiempo de producción posterior, la compresibilidad de la formación disminuye su efecto y por ende el porcentaje del índice 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**, $k_a = 450 [md]$. Entonces, calculando la relación de movilidad acuífero – yacimiento, M , empleando la **Ec. 3.1**, considerando el valor de k_a y μ_w , de la **Tabla 3.5**, además, el valor de $\mu_o = 28.66 [cp]_{@p_b}$, y el valor de la permeabilidad de la formación de la primera prueba de presión del pozo 6 ($k = 6,910 [md]$) 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 nulo de agua intrusiva 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 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, $k_{rw} = 0.15$, por lo tanto,

$$M_r = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k_{rw} / \mu_w}{k'_{ro} / \mu_o} = \frac{0.15 / 0.25}{1.00 / 28.68} = 17.21 > 1$$

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 las viscosidades de estos fluidos.

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 **Apéndice 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	76.25	>	16.21	Estable
Sur	37.50	>	16.21	Estable

La movilidad relativa agua–aceite, disminuye significativamente en el momento que la presión sea inferior a la presión de saturación, dicho de otra manera, la formación de las burbujas de gas ocuparan los poros grandes y por ende, detendrá gradualmente el desplazamiento del aceite por el agua.

3.8.2 Factor de recuperación de aceite a la irrupción de agua

Se utilizó la correlación de Arslan para calcular el factor de recuperación a la irrupción de agua, FR_{bt} . Los parámetros estructurales como la localización del pozo y el espaciamiento del área de drene se obtienen utilizando las distancias mostradas en las **Fig. 3.7 y C.1**. Con base en la demostración de Gulati y Ramey, contenida en el trabajo de Kumar (1977), 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 19.20% (valor promedio para ambos flancos), indica que la irrupción del agua se presentara al final de la vida productiva de los pozos.

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

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	37.50	17.21	19.36
1	Norte	3.27	1.73	0.5	1.0	76.25	17.21	19.15

3.9 Determinación de las curvas de permeabilidad relativa gas-aceite

Las curvas de la relación de permeabilidad gas-aceite y de permeabilidades relativas gas-aceite están construidas conforme a las consideraciones de Standing (1975). La relación de permeabilidad gas-aceite fue determinada a través de la **Ec. 2.7**, la saturación de gas se calculó con la **Ec. 2.61**, y la saturación efectiva del líquido con la **Ec. 2.70**. El resultado se muestra en la **Fig. 3.24**, donde se gráfica la relación de permeabilidades gas-aceite en función de la saturación efectiva del gas. Se observan valores bajos de la relación permeabilidades gas-aceite, por lo que la curva no puede ser comparada con las curvas de Arps para determinar el grado cualitativo de homogeneidad de la formación, **Fig. 1.3**, donde las curvas de Arps tienen un rango de k_g/k_o que varía de 0.001 a 10.

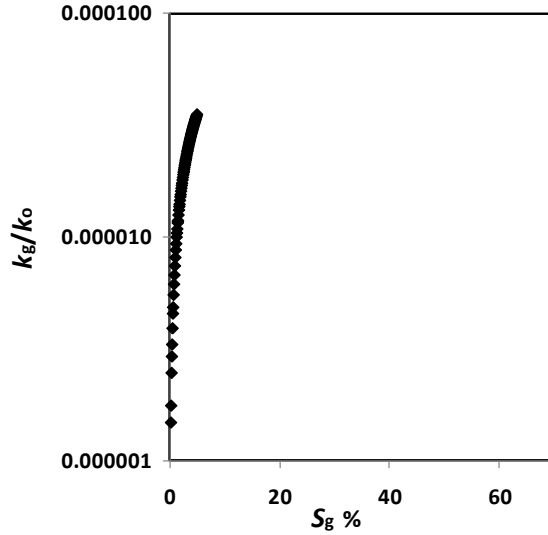


Fig. 3.24. Relación de permeabilidades gas-aceite del campo en estudio

La permeabilidad relativa del aceite, k_{ro} , se calculó por medio de la ecuación del comportamiento de afluencia del aceite propuesto por Fetkovich, **Ec. 2.8**, para cada uno de los cuatro pozos; la permeabilidad relativa del gas resultó de multiplicar la relación de permeabilidad gas-aceite por la permeabilidad relativa del aceite, $k_{rg} = (k_g/k_o)k_{ro}$. Las curvas de permeabilidad relativa gas-aceite en función de la saturación de líquido de los cuatro pozos productores se muestra en la **Fig. 3.25**.

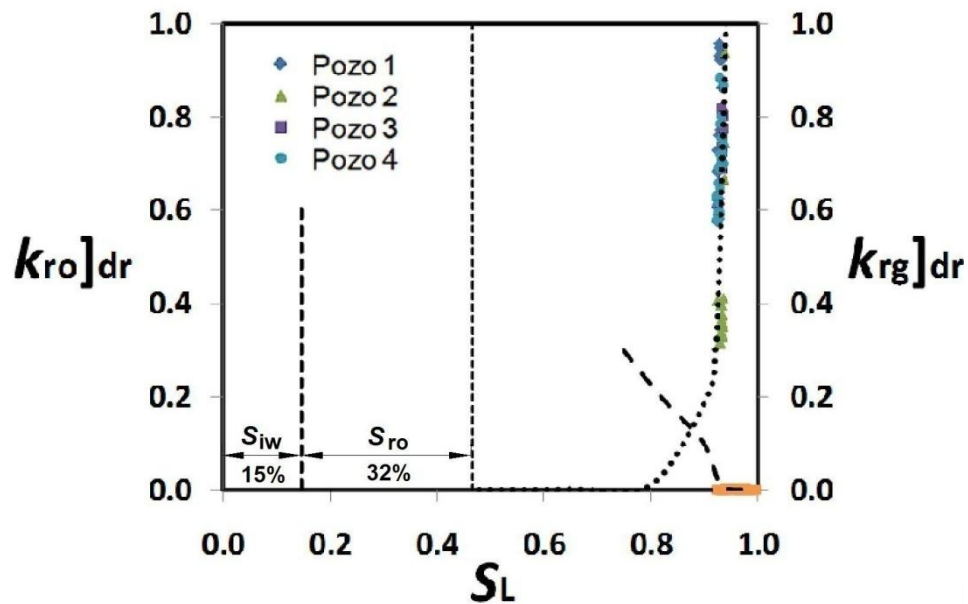


Fig. 3.25. Curva de drenaje de las permeabilidades relativas gas-aceite del campo en estudio

El valor de la permeabilidad relativa del aceite disminuye significativamente hasta 0.58 para los pozos 1, 3 y 4, y 0.32 para el pozo 2; mientras que el valor de la permeabilidad relativa del gas se mantiene bajo.

El flujo simultáneo de aceite y gas en la zona de aceite estará limitado por el valor de dos saturaciones, la saturación crítica de gas y por la saturación irreductible de líquido total (suma de la saturación irreductible de agua y de la saturación residual de aceite, $S_{iL} = S_{iw} + S_{ro}$).

Conclusiones

El propósito de este trabajo ha sido comprender el comportamiento de la fase de gas que fluye en un yacimiento mediante el análisis de los datos de producción, para obtener la curva de permeabilidad relativa gas–aceite de un yacimiento carbonatado naturalmente fracturado (cuya porosidad secundaria incluye canales de disolución, vórgulos y fracturas). Con base en los análisis realizados, se pueden establecer las conclusiones siguientes:

1. Se obtuvo un valor confiable del volumen original de aceite asociado al área de drene de los cinco pozos productores de 1,109.02 MMBBL, a través de la aplicación del análisis de las curvas de declinación empleando curvas tipo.
1. Para analizar el comportamiento de la presión de un yacimiento naturalmente fracturado se desarrolló la ecuación de balance de materia modificada, la cual discretiza el valor de la compresibilidad del volumen poroso en primaria y secundaria.
2. Se consideró un comportamiento variable de la compresibilidad del volumen poroso secundario, el cual permitió un ajuste confiable del comportamiento de la presión del yacimiento.
3. Debido a las características del sistema roca–fluido y al comportamiento de producción de los fluidos, indican que un volumen significativo del gas disuelto liberado en el yacimiento se está segregando gravitacionalmente hacia su cima, desarrollándose un casquete secundario de gas.
4. El procedimiento de ajuste del comportamiento del yacimiento por medio de la ecuación de balance de materia modificada permitió la obtención de un valor para la saturación residual del aceite de 32%.

Apéndice A

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

Se deriva un modelo matemático para las permeabilidades relativas realizado por Guo-Qing (2003) de las expresiones siguientes:

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 **Ec. 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 **Ecs. 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 **Ec. 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 **Ec. A.8** en la **Ec. 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 **Ec. 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 **Ecs. A.15** y **A.16** dentro de la **Ec. 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 **Ec. 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 Ecs. 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 producción

La ecuación de flujo básico dado por Evinger y Muskat para flujo en régimen estacionario, mostrado en el trabajo de Fetkovich (1985) 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 Ec. 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,

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

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

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

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,

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

despejando a k_{ro} tenemos,

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

Apéndice C

C.1 Desarrollo del número de gravedad adimensional

Dake (1978), analizó el trabajo de Dietz, quien 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 $k_w = k k'_{rw}$, 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 $k_o = k k'_{ro}$, 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,

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

Ocurrirá un desplazamiento inestable para una condición tal que,

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

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,

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

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

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

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

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

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

para un desplazamiento estable (dy/dx negativo),

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

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

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

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

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

ó, también como,

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

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

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

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 **Ec. C.10** puede resolverse dado una pendiente de la interface para flujo estable, como,

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

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 **Fig. 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 27), la longitud del área de contacto agua-aceite, y el espesor del yacimiento se considera constante $h = 300.00 \text{ m}$.

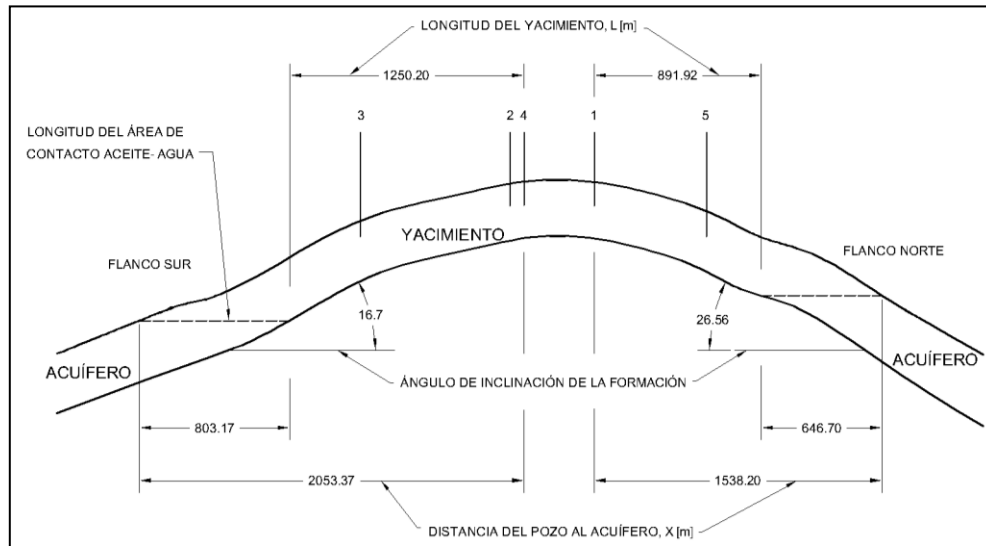


Fig. C.1. Corte transversal del yacimiento.

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**, ($k = 6,910 \text{ [md]}$), 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 $k_{rw} = 0.15$, y substituyendo cada uno de los parámetros necesarios para calcular el número de gravedad adimensional del flanco norte con la **Ec. C.11**, se tiene:

$$G = 0.000488 \frac{6,910 \text{ [md]}(0.15)(803.17 \text{ [pie]})(10,600.56 \text{ [pie]})(1.00 - 0.85)\text{sen}(16.70)}{(19,800 \text{ [BPD]})(0.25 \text{ [cp]})}$$

$$G = 37.50 \text{ Flanco sur,}$$

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

$$G = 0.000488 \frac{6,910 \text{ [md]}(0.15)(646.70 \text{ [pie]})(10,600.56 \text{ [pie]})(1.00 - 0.85)\text{sen}(26.56)}{(12,200 \text{ [BPD]})(0.25 \text{ [cp]})}$$

$$G = 76.25 \text{ Flanco norte.}$$

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 usó del tiempo de balance de materia para el flujo de líquido bajo régimen de flujo dominado por la frontera externa

Doublet (1994), realizaron el desarrollo siguiente. 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,

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

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 **Ec. D.3** resultara en la **Ec. 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 **Ec. 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 **Ec. 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;

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

Sustituyendo la **Ec. D.10** en la **Ec. 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 **Ec. 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 **Ec. 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,

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

La **Ec. D.12** se desarrolló para gasto constante con p_{wf} variable; Blasingame (1986) demostró que se obtenía una aproximación apropiada cuando la presión de fondo fluyendo se consideraba como fija y el gasto era variable. Entonces, sumando las **Ecs. 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 **Ec. D.13** sea estrictamente válida para régimen de flujo pseudoestacionario y para cualquier perfil de gasto de producción o abatimiento de presión. Combinando las **Ecs. 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

Palacio (1993), mostró el procedimiento siguiente. 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 **Ec. 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 **Ec. 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 **Ec. 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 (1990) definió la función integral del gasto adimensional 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 la función derivada del gasto adimensional 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 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 de 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 drenaje 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 drenaje, 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 :

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

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.

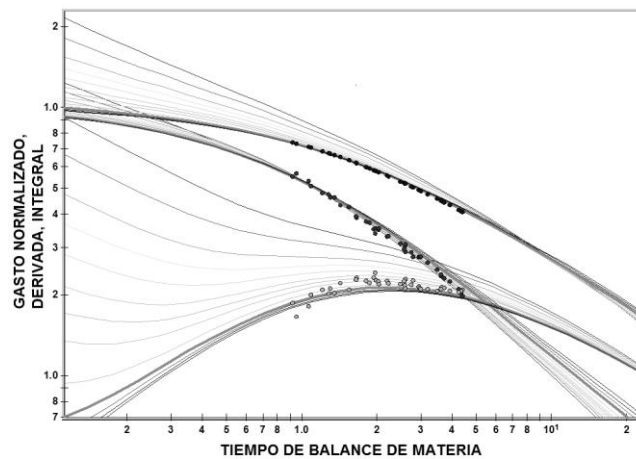


Fig. E.1. Ajuste de los datos de producción de aceite del pozo 1, usando el paquete RTA de Fekete.

Ajuste del pozo 2.

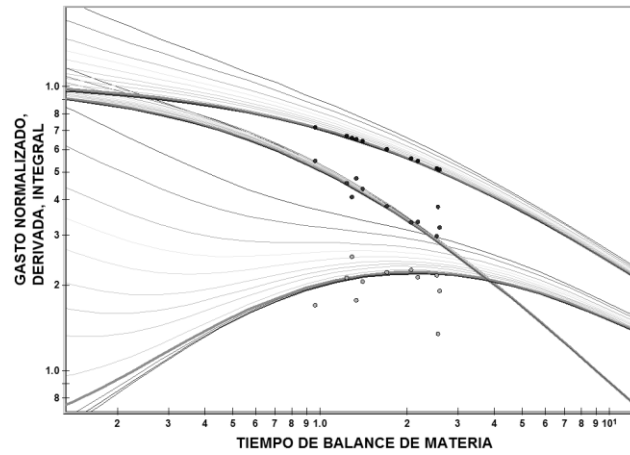


Fig. E.2. Ajuste de los datos de producción de aceite del pozo 2, usando el paquete RTA de Fekete.

Ajuste del pozo 3.

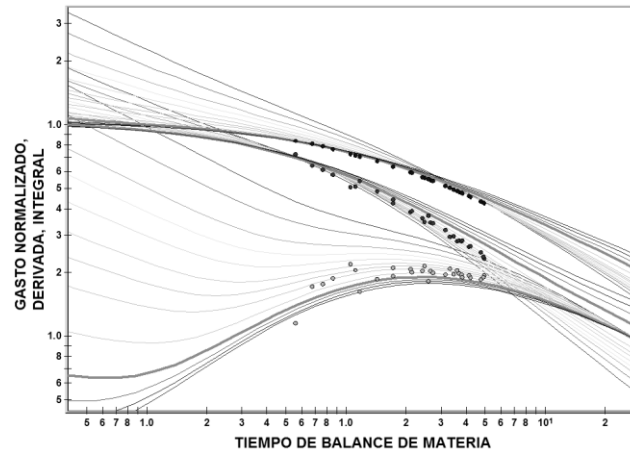


Fig. E.3. Ajuste de los datos de producción de aceite del pozo 3, usando el paquete RTA de Fekete.

Ajuste del pozo 4.

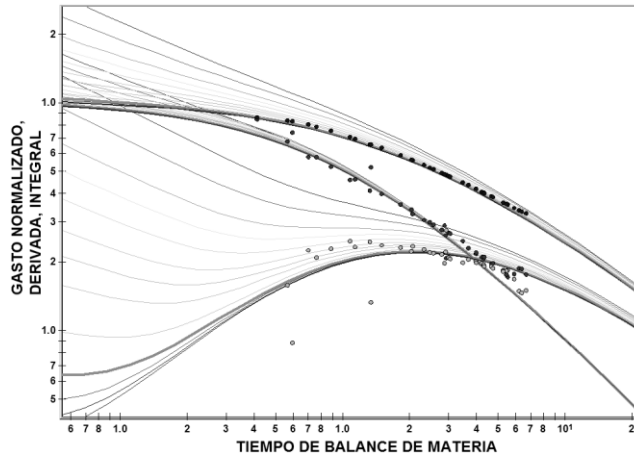


Fig. E.4. Ajuste de los datos de producción de aceite del pozo 4, usando el paquete RTA de Fekete.

Apéndice F

F.1 Desarrollo del método del gasto recíproco

Reese (2007) realizó el método siguiente. 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 ($p > p_b$),

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

donde m_{mb} se define como,

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

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

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

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 **Ecs. 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 **Ec. F.5**:

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

donde $\Delta p = p_i - p_{wf}$. La **Ec. 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,

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

De acuerdo a la **Ec. 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 **Ec. 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 **Ec. F.6** entre Δp_{cte} resulta,

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

donde,

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

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

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

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

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

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

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.

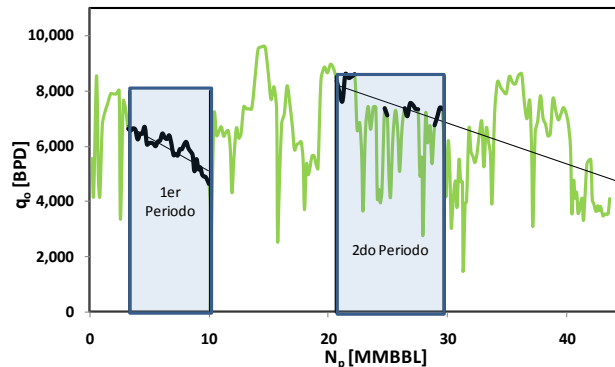


Fig. F.1. Gastos de producción en función del volumen acumulado de aceite del pozo 1.

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.

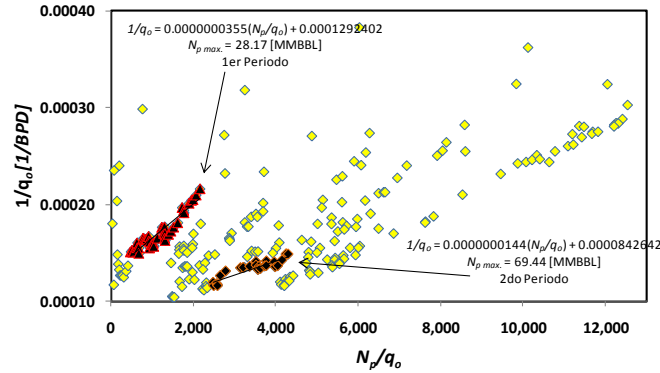


Fig. F.2. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia; datos del pozo 1, gráfica cartesiana.

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.

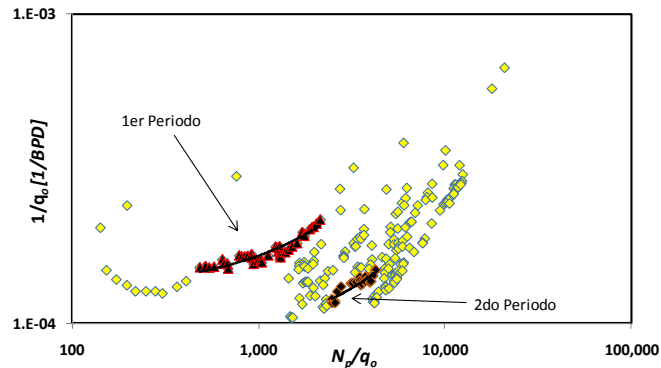


Fig. F.3. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia; datos del pozo 1, gráfica doble logarítmica.

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.

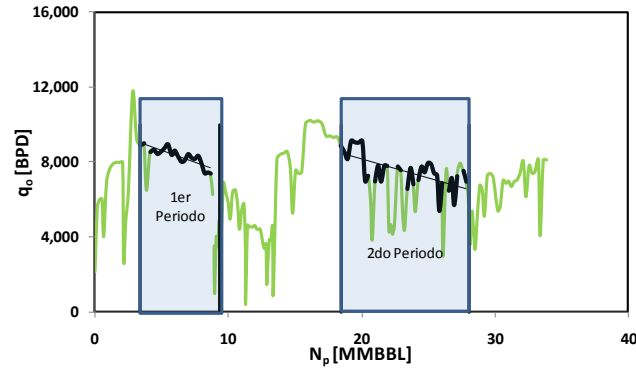


Fig. F.4. Gastos de producción en función del volumen acumulado de aceite del pozo 3.

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.

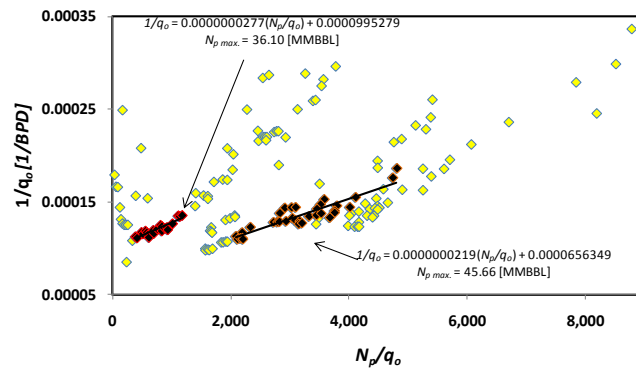


Fig. F.5. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia; datos del pozo 3, gráfica cartesiana.

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.

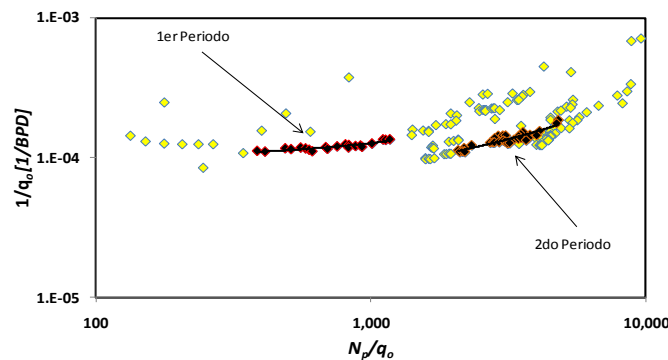


Fig. F.6. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia; datos del pozo 3, gráfica doble logarítmica.

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.

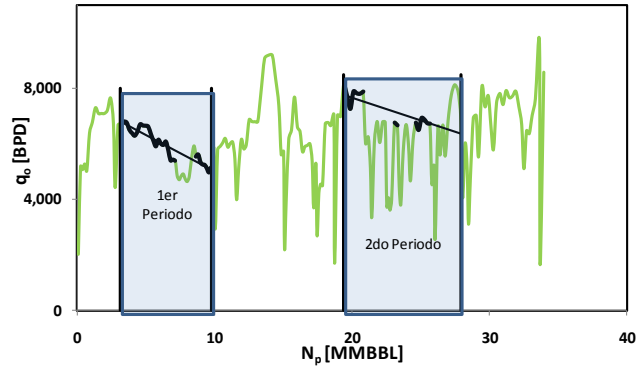


Fig. F.7. Gastos de producción en función del volumen acumulado de aceite del pozo 4.

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.

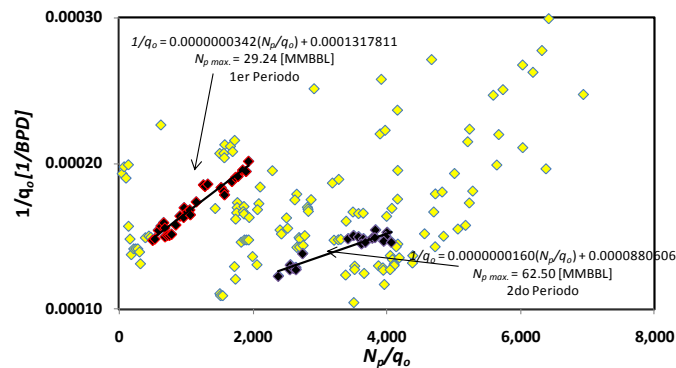


Fig. F.8. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia; datos del pozo 4, gráfica cartesiana.

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**.

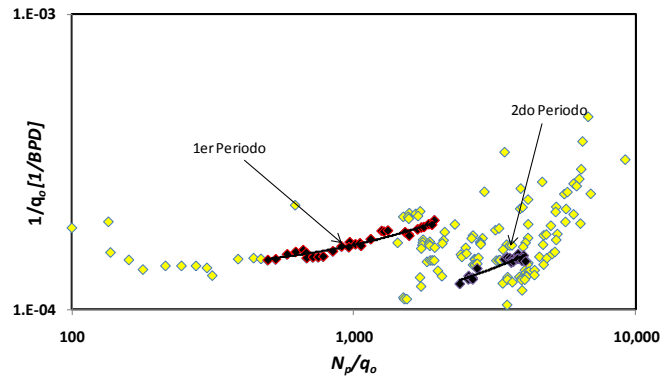


Fig. F.9. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia; datos del pozo 4, gráfica doble logarítmica.

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.

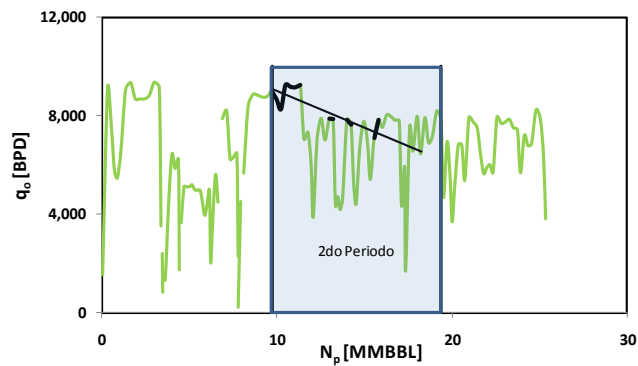


Fig. F.10. Gastos de producción en función del volumen acumulado de aceite del pozo 2.

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.

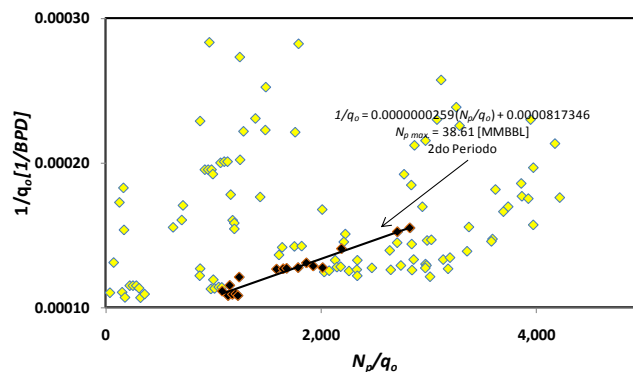


Fig. F.11. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia; datos del pozo 2, gráfica cartesiana.

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**.

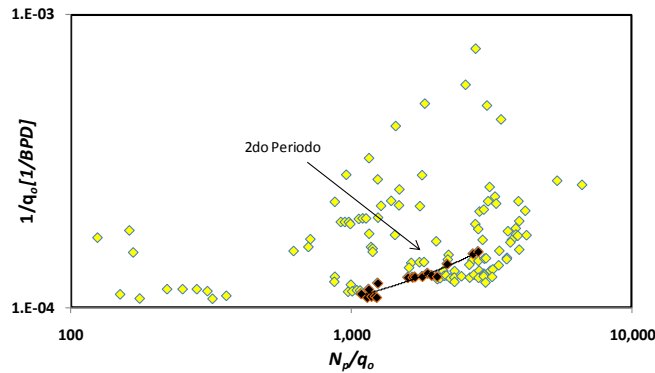


Fig. F.12. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia; datos del pozo 2, gráfica doble logarítmica.

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.

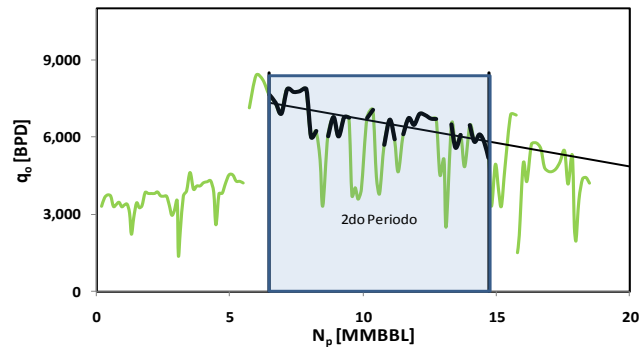


Fig. F.13. Gastos de producción en función del volumen acumulado de aceite del pozo 5.

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.

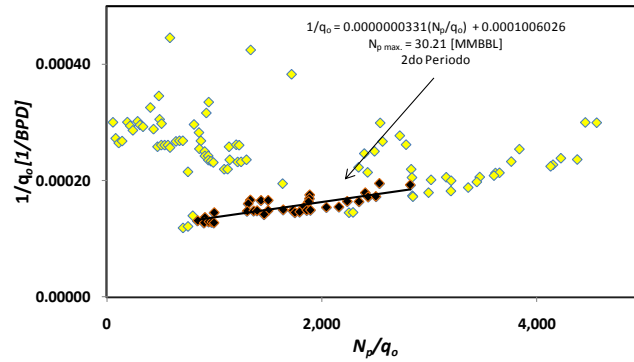


Fig. F.14. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia; datos del pozo 5, gráfica cartesiana.

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.

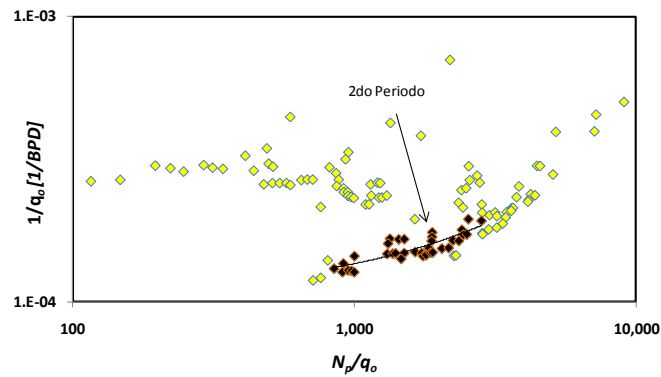


Fig. F.15. Recíproco del gasto de producción en función del tiempo de balance de materia, datos del pozo 5, gráfica doble logarítmica.

Apéndice G

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

G.1.1 Yacimiento volumétrico a condiciones de baj saturación

Partiendo de la **Ec. 2.30**,

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

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 :

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

para p_{n+1} :

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

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;

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

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 agua

Fetkovich (1971) 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,

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

si $B_w/B_{wi} = 1 + c_w(p_{ai} - p_a)$, sustituyendo en la **Ec. 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 **Ec. G.15**:

$$W_e = \int_0^t q_{wa} dt \quad ; \quad \dots\dots\dots (G.15)$$

derivando la **Ec. G.15**:

$$dW_e = q_{wa} dt \quad ; \quad \dots\dots\dots (G.16)$$

sustituyendo la **Ec. G.14** en la **Ec. 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 **Ec. 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 **Ec. G.12**:

$$\frac{dp_a}{dW_e} = -\frac{p_{ai}}{W_{ei}} \quad ; \quad \dots\dots\dots (G.19)$$

combinando las **Ecs. G.18** y **G.19**, se tiene,

$$dp_a = -\frac{p_{ai}}{W_{ei}} \left[\frac{q_{wa_{m\acute{a}x.}}}{p_{ai}} (p_a - p_{wfa}) dt \right] \quad , \quad \dots\dots\dots (G.20)$$

separando las variables de la **Ec. G.20**:

$$\int_{p_{ai}}^{p_a} \frac{dp_a}{(p_a - p_{wfa})} = -\frac{q_{wa_{m\acute{a}x.}}}{W_{ei}} \int_0^t dt \quad ; \quad \dots\dots\dots (G.21)$$

integrando la expresi3n anterior:

$$-\frac{q_{wa_{m\acute{a}x.}}}{W_{ei}} t = \ln \left[\frac{(p_{ai} - p_{wfa})}{(p_a - p_{wfa})} \right] \quad ; \quad \dots\dots\dots (G.22)$$

sustituyendo la **Ec. G.13** en la **Ec. G.22** se obtiene:

$$q_{wa(t)} = \frac{J_a (p_{ai} - p_{wfa})}{e^{\left(\frac{q_{wa_{m\acute{a}x.}}}{W_{ei}}\right)t}} \quad , \quad \dots\dots\dots (G.23)$$

ecuaci3n que expresa el gasto de agua en funci3n del tiempo; sustituyendo esta **Ec. G.23** en la **Ec. G.25**:

$$W_e = \int_0^t \frac{J_a (p_{ai} - p_{wfa})}{e^{\left(\frac{q_{wa_{m\acute{a}x.}}}{W_{ei}}\right)t}} dt \quad , \quad \dots\dots\dots (G.24)$$

empleando el concepto ya definido de entrada de agua instant\nea (gasto), $q_{wa_{m\acute{a}x.}} = J_a p_{ai}$; e integrando:

$$W_e = \frac{W_{ei}}{p_{ai}} (p_{ai} - p_{wfa}) \left(1 - e^{\left(\frac{q_{wa_{m\acute{a}x.}}}{W_{ei}}\right)t} \right) \quad , \quad \dots\dots\dots (G.25)$$

rescribiendo la **Ec. G.25** para un intervalo de tiempo, Δt , y por definici3n la presi3n de flujo fluyendo del ac\ufero es igual a la presi3n del contacto agua-aceite, $p_{wfa} = p_{CAA}$, por lo que se tiene,

$$\Delta W_e = \frac{W_{ei}}{p_{ai}} (p_{a_{n-1}} - p_{CAA_n}) \left(1 - e^{\left(\frac{q_{wa_{m\acute{a}x.}}}{W_{ei}}\right)\Delta t} \right) \quad , \quad \dots\dots\dots (G.26)$$

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 **Ec. 2.30**, en la que no se considera producción de agua, se obtiene,

$$N_p = \frac{N[B_o - B_{oi} + B_{oi}c_e \Delta p] + W_e}{B_o} \quad , \quad \dots\dots\dots (G.27)$$

sustituyendo las **Ecs. 2.32 y 2.34**, y tomando en cuenta la suposición de la **Ec. 2.25** en la **Ec. G.7**, resulta la **Ec. G.28**:

$$N_p B_o = N[B_o - B_{oi} + B_{oi}(\omega_i c_{e,f} + (1 - \omega_i)c_{e,m})\Delta p] + W_e \quad . \quad \dots\dots\dots (G.28)$$

Desarrollando la **Ec. 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 :

$$N_{p_n} B_{o_n} = N[B_{o_n} - B_{oi} + B_{oi}(\omega_i c_{e,f_n} + (1 - \omega_i)c_{e,m})(p_i - p_n)] + W_{e_n} \quad ; \quad \dots\dots\dots (G.29)$$

para p_{n+1} :

$$N_{p_{n+1}} B_{o_{n+1}} = N[B_{o_{n+1}} - B_{oi} + B_{oi}(\omega_i c_{e,f_{n+1}} + (1 - \omega_i)c_{e,m})(p_i - p_{n+1})] + W_{e_{n+1}} \quad , \quad \dots\dots\dots (G.30)$$

introduciendo las **Ecs. 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:

$$\Delta_n^{n+1} N_p = \frac{(N - N_p) \Delta_n^{n+1} B_o + N B_{oi} [\omega_i \Delta_n^{n+1} c_{e,f} + (1 - \omega_i) c_{e,m} \Delta_n^{n+1} p] + \Delta_n^{n+1} W_e}{B_{o_{n+1}}} \quad \dots\dots\dots (G.32)$$

G.1.3. Yacimiento con entrada de agua para una presión inferior a la presión de saturación

Empleando la **Ec. 2.30**, que no incluye la producción de agua:

$$N_p [B_o - B_g (R_s - R_p)] = N [B_o - B_{oi} + B_g (R_{si} - R_s) + B_{oi} c_e \Delta p] + W_e \quad , \quad \dots\dots\dots (G.33)$$

dividiendo ambos miembros de la **Ec. G.33** 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 **Ec. 2.32**, considerando además,

$$\left[\frac{B_o}{B_g} - R_s \right]_m = \left[\frac{B_o}{B_g} - R_s \right]_f \quad ; \quad \dots\dots\dots (G.35)$$

e introduciendo el término de la relación de capacidad de almacenamiento de la **Ec. 2.34**, y sustituyendo en la G.34:

$$N_p \left(\frac{B_o}{B_g} - R_s \right) + \sum \Delta N_p RGA = N \left(\frac{B_o}{B_g} - R_s \right) - N \left(\frac{B_{oi}}{B_g} - R_{si} \right) + N \frac{B_{oi}}{B_g} [(\omega_i c_{e,f} + (1 - \omega_i) c_{e,m}) \Delta p] + W_e \left(\frac{1}{B_g} \right) \quad \dots\dots\dots (G.36)$$

Desarrollando la **Ec. G.36** 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 :

$$N_{p_n} \left(\frac{B_o}{B_g} - R_s \right)_n + \sum_0^n \Delta N_p RGA = N \left(\frac{B_o}{B_g} - R_s \right)_n - N \left(\frac{B_{oi}}{B_{g_n}} - R_{si} \right) + N \frac{B_{oi}}{B_g} \left[(\omega_i c_{e,f_n} + (1 - \omega_i) c_{e,m}) (p_i - p_n) \right] + W_{e_n} \left(\frac{1}{B_{g_n}} \right) \dots \dots \dots (G.37)$$

para p_{n+1} :

$$N_{p_{n+1}} \left(\frac{B_o}{B_g} - R_s \right)_{n+1} + \sum_0^{n+1} \Delta N_p RGA = N \left(\frac{B_o}{B_g} - R_s \right)_{n+1} - N \left(\frac{B_{oi}}{B_{g_{n+1}}} - R_{si} \right) + N \frac{B_{oi}}{B_g} \left[(\omega_i c_{e,f_{n+1}} + (1 - \omega_i) c_{e,m}) (p_i - p_{n+1}) \right] + W_{e_{n+1}} \left(\frac{1}{B_{g_{n+1}}} \right) \dots \dots \dots (G.38)$$

introduciendo las ecuaciones:

$$\Delta_n^{n+1} \left(\frac{B_o}{B_g} - R_s \right) = \left(\frac{B_o}{B_g} - R_s \right)_{n+1} - \left(\frac{B_o}{B_g} - R_s \right)_n ; \dots \dots \dots (G.39)$$

$$\Delta_n^{n+1} \left(\frac{1}{B_g} \right) = \frac{1}{B_{g_{n+1}}} - \frac{1}{B_{g_n}} ; \dots \dots \dots (G.40)$$

$$\Delta_n^{n+1} \left(\frac{W_e}{B_g} \right) = \frac{W_{e_{n+1}}}{B_{g_{n+1}}} - \frac{W_{e_n}}{B_{g_n}} ; \dots \dots \dots (G.41)$$

$$\Delta_n^{n+1} c_{e,f} = c_{e,f_{n+1}} (p_i - p_{n+1}) - c_{e,f_n} (p_i - p_n) , \dots \dots \dots (G.42)$$

y restando la **Ec. G.37** de la **Ec. G.38**:

$$\Delta_n^{n+1} N_p = \frac{(N - N_p) \Delta_n^{n+1} \left(\frac{B_o}{B_g} - R_s \right) - NB_{oi} \Delta_n^{n+1} \left(\frac{1}{B_g} \right) + NB_{oi} \Delta_n^{n+1} E_t + \Delta_n^{n+1} \left(\frac{W_e}{B_g} \right)}{\left(\frac{B_o}{B_g} - R_s \right)_{n+1} + R_{promedio}} \quad \text{..... (G.43)}$$

donde

$$\Delta_n^{n+1} E_t = \Delta_n^{n+1} \left(\frac{1}{B_g} \right) \left[\omega_i c_{e,f_{n+1}} (p_i - p_{n+1}) + (1 - \omega_i) c_{e,m} (p_i - p_{n+1}) \right] + \frac{1}{B_{g_n}} \left[\omega_i \Delta c_{e,f} + (1 - \omega_i) c_{e,m} \Delta_n^{n+1} p \right] \quad \text{..... (G.44)}$$

G.2. Desarrollo del cálculo de la presión promedio del yacimiento por medio de la ecuación de balance de materia modificada

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 modificada, se usó el método tabular iterativo propuesto por Pirson (1958) 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 empleando un procedimiento tabular; en particular, para un yacimiento volumétrico la tabulación se muestra en la **Tabla G.1**, para el cual solo se necesita 6 columnas. La exactitud entre el valor calculado y el medido es de aproximadamente ± 1 BBL/MES, lo que representa aproximadamente un error de 0.0002%.

Tabla G.1. Método de tabulación iterativa de Pirson para resolver la ecuación de balance de materia modificada 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 saturación. 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.

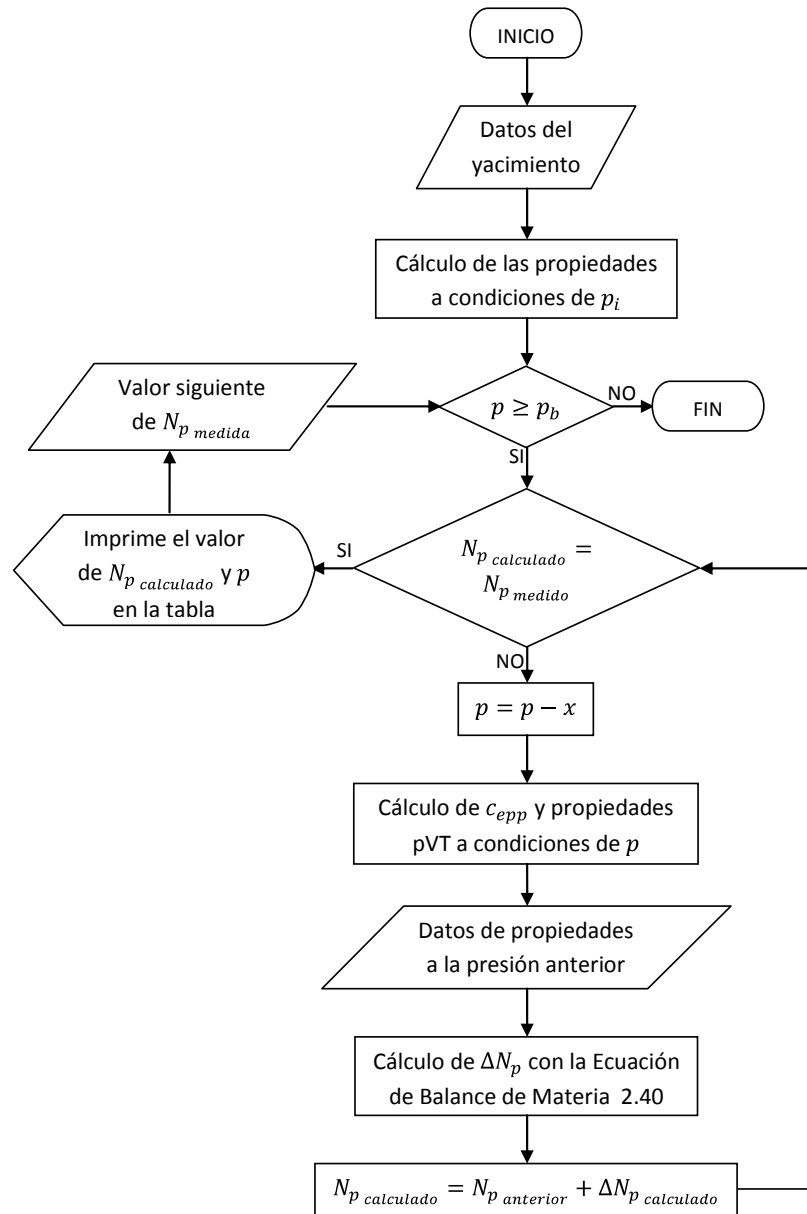


Fig. G.1. Diagrama de flujo para la solución de la ecuación de balance de materia modificada para un yacimiento volumétrico bajosaturado.

Tabla G.2. Datos requeridos para resolver la ecuación de balance de materia modificada para un yacimiento volumétrico bajosaturado.

Datos requeridos		Unidad
Volumen original de aceite,	N	MMBBL
Espesor 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 19 columnas. La columna 3 es el dato medido del volumen producido acumulado de aceite; la columna 2 incluye los valores para la N_p calculado con la ecuación de balance de materia modificada para cada valor considerado de la presión indicada en la 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 19, son la estimación de los índices de empuje para cada uno de los cuatro mecanismos, índice de empuje por hidrocarburos, IEH , índice de empuje por agua congénita y de la formación, $IEAF$, índice de empuje del acuífero, IEA , e índice de empuje segregacional, IES .

Tabla G.3. Método de tabulación iterativa de Pirson para resolver la ecuación de balance de materia modificada 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 modificada 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	19
P_{CAA}	P_{CAA} promedio	p_a	ΔW_e	W_e	IEH	IEAF	IEW	IES
lb/pg ² abs.	lb/pg ² abs.	lb/pg ² abs.	BBL@c.y.	BBL@c.y.	%	%	%	%
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	3.8	61.6	12.8	60.0
2,177.82	2,180.05	2,185.03	827,910	118,453,829	5.4	41.2	13.2	50.7

El diagrama de flujo para resolver la ecuación de balance de materia modificada para un yacimiento con entrada de agua se muestra en la **Fig. 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} .

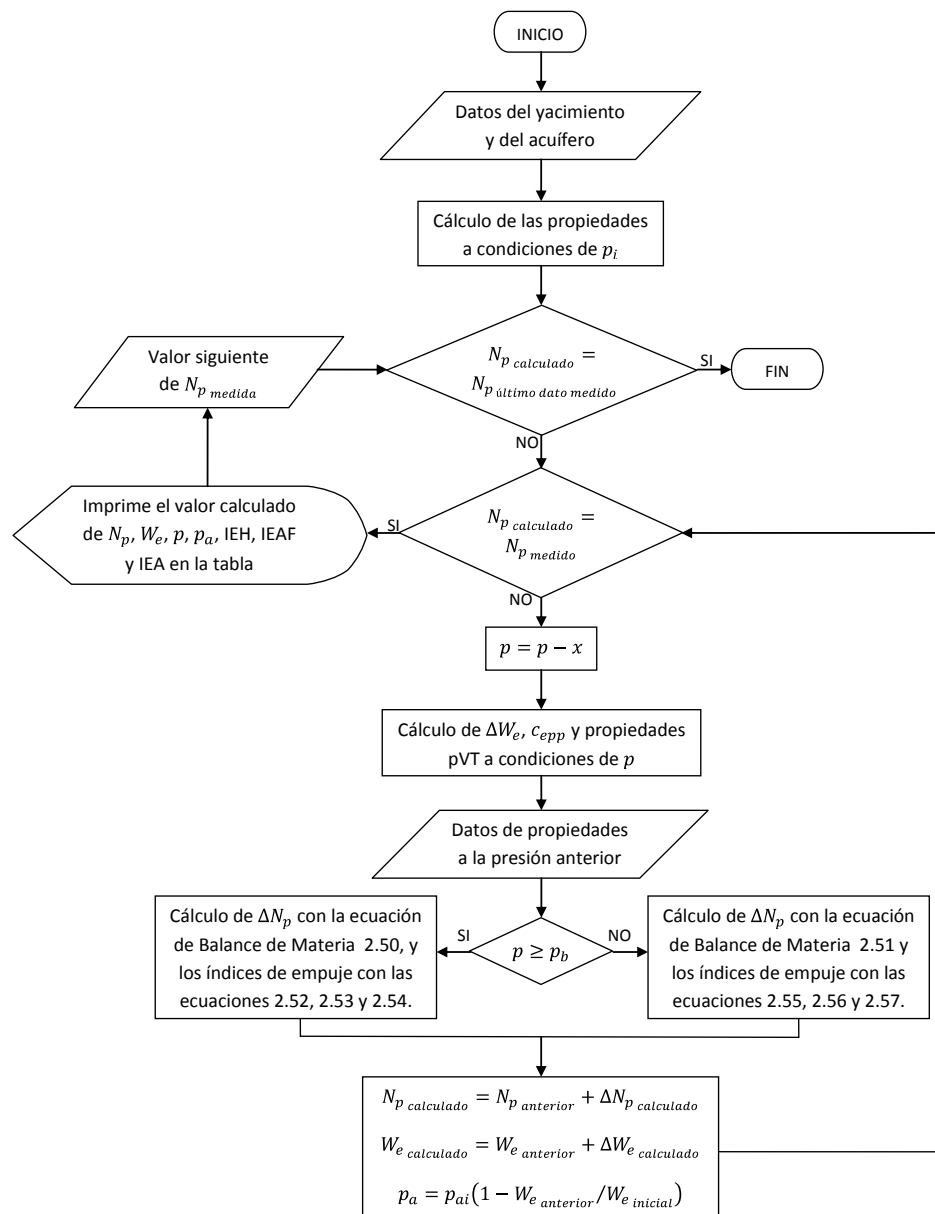


Fig. G.2. Diagrama de flujo para la solución de la ecuación de balance de materia modificada para un yacimiento con entrada de agua.

Tabla G.5. Datos requeridos, además los datos de la Tabla G.2, para resolver la ecuación de balance de materia modificada para un yacimiento con entrada de agua.

Datos requeridos		Unidad
Distancia vertical del plano de referencia al contacto agua aceite,	D_c	pie
Esesor 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 acuífero

La geometría de flujo del agua intrusiva del acuífero hacia el yacimiento, se elige de la guía de selección propuesta por Fetkovich (1971) 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.

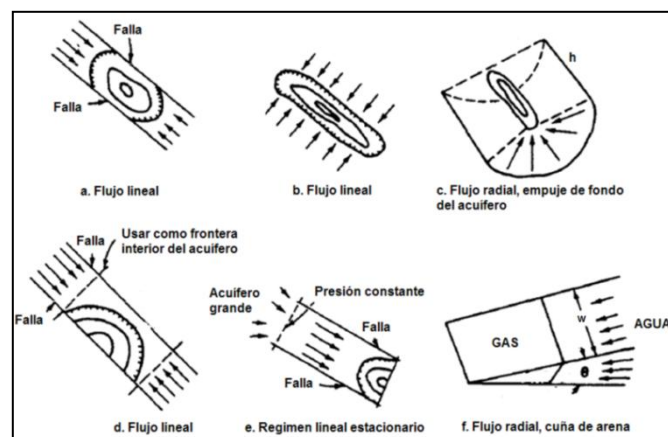


Fig. G.3. Tipos de sistemas de flujo para definir la ecuación de gasto de agua (Fetkovich, 1971)

G.3.2. Comportamiento de la longitud del acuífero

Revisando las **Ecs. 2.40 y 2.45** (ecuación para el índice de productividad del acuífero para flujo lineal), se obtiene,

$$W_{ei} = c_{ia} P_{ai} W \quad , \quad \dots\dots\dots (G.45)$$

$$J_a = \frac{0.001127 k_a w h_a}{\mu L_a} \quad . \quad \dots\dots\dots (G.46)$$

Se observa que en la **Ec. G.45** se desconoce el volumen original de agua del acuífero, W , y de la **Ec. G.46** 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,

$$W = \frac{(L_a w h_a \phi_a S_{wa})}{B_w} \quad , \quad \dots\dots\dots (G.47)$$

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 efecto de la entrada de agua es disminuido por los empujes de segregación gravitacional y por el empuje de gas en solución, los cuales predominan sobre el empuje por la entrada de agua, como se observa para valores mayores al valor de la presión de saturación, mes 173.

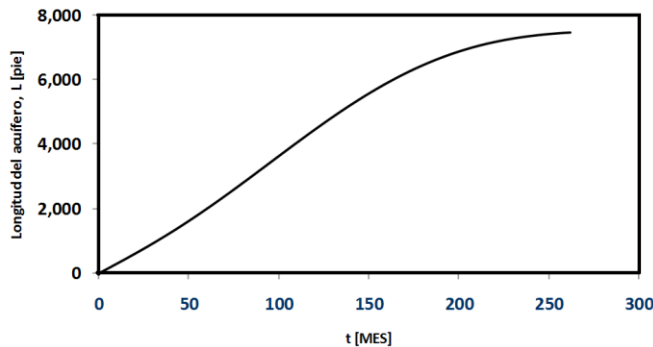


Fig. G.4. Comportamiento de la longitud del acuífero en función del tiempo.

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:

$$p_{CAAi} = p_i + gradD_c \quad \dots\dots\dots (G.48)$$

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 **Ec. G.12**. Y para valores subsecuentes de p_{CAA} , se determina con la ecuación,

$$p_{CAA} = \frac{(\bar{p}_r + p_a)}{2} \quad \dots\dots\dots (G.49)$$

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 **Fig. G.5**. Se puede observar que para tiempos largos de producción la presión del acuífero y la presión del yacimiento tienden al mismo valor.

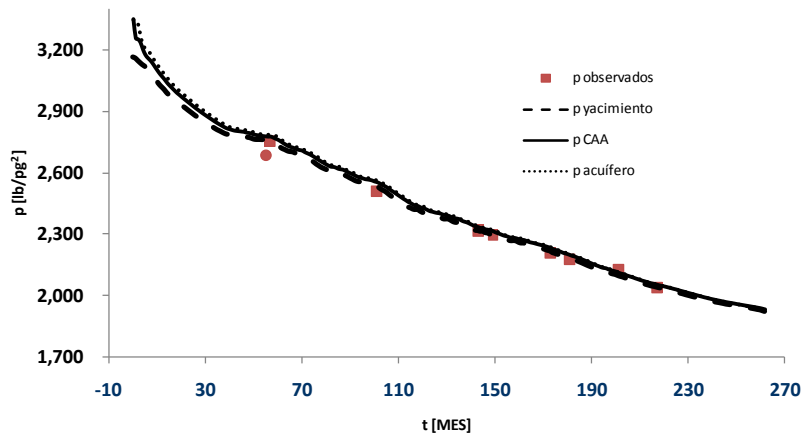


Fig. G.5. Comportamiento de las presiones del yacimiento, acuífero y contacto agua-aceite.

Nomenclatura

- A = Área de flujo del contacto agua – aceite, pie²
- a = $1/p_b(\mu_o B_o)_{p_b}$
- A_e = Área de drene del pozo, km²
- A_n = Área de la sección transversal del núcleo, cm²
- A_{ga} = Área de la interface entre el casquete de gas y la zona de aceite, Acre
- 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_{wi} = Factor del volumen de formación del agua inyectada, $BBL_{agua @c.y.}/BBL_{agua @c.s.}$
- 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, $BBL_{aceite @c.y.}/BBL_{aceite @c.s.}$
- \bar{b}_{pss} = Constante definida por la ecuación D. 16
- b_{pss} = Constante definida por la ecuación E. 8
- $\bar{\bar{b}}_{pss}$ = Constante definida por la ecuación F. 4 para una caída de presión constante
- c = Compresibilidad, $(lb/pg^2)^{-1}$
- C_A = Factor de forma del yacimiento
- c_e = Compresibilidad efectiva, $(lb/pg^2)^{-1}$
- c_g = Compresibilidad del gas, $(lb/pg^2)^{-1}$
- c_o = Compresibilidad del aceite, $(lb/pg^2)^{-1}$
- c_t = Compresibilidad total, $(lb/pg^2)^{-1}$
- c_w = Compresibilidad del agua, $(lb/pg^2)^{-1}$
- $c_{e,m}$ = 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_c = Distancia vertical del plano de referencia al contacto agua – aceite, pie
- D_i = Razón de declinación inicial
- 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
- 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_g = Permeabilidad efectiva al gas, md, D
- k_h = Permeabilidad horizontal de la formación
- k_o = Permeabilidad efectiva al aceite, md, D
- 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
- k_{nwt} = Permeabilidad efectiva de la fase no mojante
- L = Longitud del yacimiento, pie
- L_a = Longitud del acuífero, pie
- L_n = Longitud del núcleo, cm
- L_{GA} = Longitud del grano de arena, μm
- M = Relación de movilidades acuífero – yacimiento
- m = Constante definida por la ecuación D. 15
- M_r = Relación de movilidad relativa
- M_{aq} = Movilidad del agua en el acuífero
- 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
- M_{res} = Movilidad del aceite en el yacimiento
- N = Volumen original de aceite, MMBBL
- 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, MMBBL
$N_{p_{m\acute{a}x}\cdot GC}$	=	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, D * pie
p_g	=	Presión del gas, lb/pg ²
p_i	=	Presión inicial del yacimiento, lb/pg ²
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_{wf}	=	Presión de fondo fluyendo del yacimiento, lb/pg ²
\bar{p}_{CAA}	=	Presión promedio del contacto aceite – aceite, lb/pg ²
p_{wfa}	=	Presión de fondo fluyendo del acuífero, lb/pg ²
p_{echm}	=	Presión efectiva 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 máximo de entrada de agua
 r_a = Radio del acuífero
 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_r = Radio del yacimiento, 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 = Factor de daño en la vecindad del pozo ó estimulación
 S_e = Saturación efectiva, %, fracción
 S_g = Saturación de gas, %, fracción
 S'_g = Saturación de gas en el casquete de gas, %, fracción
 S_L = Saturación del líquido, %, fracción
 S_o = Saturación del aceite, %, fracción
 S_w = Saturación de agua, %, fracción
 S_{eo} = Saturación efectiva del aceite, %, fracción
 S_{eL} = Saturación efectiva del líquido, %, fracción
 S_{eg} = Saturación efectiva del , %, fracción
 S_{ew} = Saturación efectiva del agua, %, fracción
 S_{gc} = Saturación crítica del gas, %, fracción
 S_{iL} = Saturación irreductible total de líquido, %, 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
 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_o	=	Velocidad del flujo de aceite
u_t	=	Velocidad total de flujo de los fluidos
u_w	=	Velocidad del flujo de agua
V_g	=	Volumen segregado acumulado de gas, MMBBL
v_g	=	Velocidad vertical del flujo del gas
V_o	=	Volumen de aceite
v_o	=	Velocidad vertical del flujo del aceite
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, MMBBL
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

Simbología griega

α	=	Ángulo de inclinación de la formación en la dirección de la segregación gravitacional, grados
β	=	Ángulo de inclinación de la interface aceite – aceite, grados
γ_o	=	Densidad específica del aceite
γ_w	=	Densidad específica del agua
η	=	Difusividad de la formación
θ	=	Ángulo de inclinación de la formación ó núcleo, 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
λ_w	=	Movilidad del agua
μ	=	Viscosidad, cp
μ_g	=	Viscosidad del gas, cp
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_g = Densidad del gas, g/cm³, API
 ρ_w = Densidad del agua, g/cm³
 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. Andarcia, L., Kamp, A. M. y Vaca P. 2001. 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, Porlamar, Isla Margarita, Venezuela, marzo 12-14. doi: 10.2118/69715-MS
2. Arps, J. J. y Roberts, T. G. 1955. 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. *SPE 469-G. Trans., AIME* **204**: 120-127.
3. Arslan, O., Wojtanowicz, A. K., Kumar A. y White C. D. 2004. Early Water Production and Bypassed Oil in Edge Water Drive Reservoirs. Artículo PETSOC-2004-269, presentado en el Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, jun. 8–10. doi: 10.2118/2004-269
4. Bauget, F., Egermann, P. y Lenormand, R. 2004. A New Model to Obtain Representative Field Relative Permeability for Reservoirs Produced Under Solution Gas Drive. *SPE Res Eval & Eng* **8** (4): 348-356. SPE 84543-PA. doi: 10.2118/84543-PA.
5. Blasingame T. A. y Lee W. J. 1986. Variable Rate Reservoir Limits Testing. Artículo SPE 15028, presentado en el Permian Basin Oil & Gas Recovery Conference, Midland, Texa, USA, mar. 13-14. doi: 10.2118/15028-MS
6. Chacon, A. y Tiab D. 2007. Impact of Pressure Depletion on Oil Recovery in Naturally Fractured Reservoirs. Artículo SPE 108107, presentado en el Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference LACPEC 2007, Buenos Aires, Argentina, abr. 15–18. doi: 10.2118/108107-MS
7. Craft, B. C. y Hawkins, M. F. 1991. *Applied Petroleum Reservoir Engineering*, second edition, Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall.
8. Dake, L. P. 1978. *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Amsterdam: Elsevier.
9. Doublet, L. E., Pande, P. K., McCollum T. J. y Blasingame T. A. 1994. 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 International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico, Veracruz, México, oct. 10–13. doi: 10.2118/28688-MS.
10. FAST RTA Theory and Equations (2010). Models Reservoir. Water Drive, Version 4.5.1. 2010. Calgary, Alberta, Canada: Fekete Associates Incorporated. Manual Técnico.
11. Fetkovich, M. J. 1971. A Simplified Approach to Water Influx Calculations-Finite Aquifer Systems. *J Pet Tech* **23** (7): 814-828. SPE 2603-PA. doi: 10.2118/2603-PA.
12. Fetkovich, M. J. 1980. Decline Curves Analysis Using Type Curve. *J Pet Tech* **32** (6): 1065-1077. SPE 4629-PA. doi: 10.2118/4629-PA.
13. Fetkovich, M. D. 1985. Oil and Gas Relative Permeabilities From Well and Reservoir Performance Data. MSE dissertation, University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma.

14. Fetkovich, M. D., Guerrero, E. T., Fetkovich, M. J. y Thomas, L. K. 1986. Oil and Gas Relative Permeabilities Determined From Rate-Time Performance Data. Artículo SPE 15431, presentado en el SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, oct. 5-8. doi: 10.2118/15431-MS
15. Guo-Qing, T. y Firoozabadi, A. 2003. Gas and Liquid Relative Permeabilities for Cold Production from Heavy-Oil Reservoirs. *SPE Res Eval & Eng* **6** (2): 70-80. SPE 83667-PA. doi: 10.2118/83667-PA.
16. Harari, Z., Wang, S-T y Saner, S. 1995. Pore-Compressibility Study of Arabian Carbonates Reservoir Rocks. *SPE Form Eval* **10** (4): 207-214. SPE 27625. doi: 10.2118/27625-PA.
17. Hernández Robledo, J. L. 2007. Compresibilidad de la Porosidad Secundaria en Rocas de Yacimientos de Hidrocarburos. Tesis Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería, México, D. F.
18. Herrera Gómez, R. 2000. Estudio Petrofísico de Muestras de Núcleos de Diámetro Completo con Doble Porosidad. Tesis Doctorado, UNAM, Facultad de Ingeniería, México, D. F.
19. Instituto Mexicano del Petróleo. 2002. Análisis PVT Composicional y Separación en Etapas del Fluido. México, D.F. (junio 2002).
20. Instituto Mexicano del Petróleo. 2009. Tabla de Resultados de las Pruebas de Presión del Campo. México, D.F.
21. Iwere, F. O., Moreno, J. E., Apaydin, O. G., Leon Ventura, R. y García, J. L. 2002. 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 in Mexico, Villahermosa, Tabasco, feb. 10-12. doi: 10.2118/74341-MS.
22. Kumar, A. 1977. Drainage Areas for Wells in Edge Water-Drive Reservoirs. *J Pet Technol* **29** (12): 1673-1682. SPE 4966-PA. doi: 10.2118/4966-PA.
23. Kumar, R., Pooladi-Darvish, M. y Okazawa, T. 2000. An Investigation into Enhanced Recovery under Solution Gas Drives in Heavy Oil Reservoirs. Artículo SPE 59336, presentado en el SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, abr. 3-5. doi: 10.2118/59336-MS
24. Netherland, Sewell & Associates Incorporated, NSAI, 2001. Regional Simulation Model- Bay of Campeche, Mexico. Resumen del reporte técnico.
25. Palacio, J. C. y Blasingame, T. A. 1993. Decline Curve Analysis Using Type Curve - Analysis of Gas Well Production Data. Artículo SPE 25909, presentado en el SPE Rocky Mountain Regional/Low Permeability Reservoirs Symposium, Denver, Colorado, USA, abr. 25-28. doi: 10.2118/25909-MS.
26. PEMEX Exploración y Producción. 1999. Major oil and gas fields of Mexico. En *Hydrocarbon reserves of Mexico*, V. 2, 37-45. México, D. F.
27. PEMEX. 2010. Informe de Producción del Campo, del Periodo de enero de 1988 a marzo de 2004. México, D. F.
28. Pirson, S. J. 1958. *Oil Reservoir Engineering*, second edition. New York: McGraw Hill.

29. Pooladi-Darvish, M. y Firoozabadi, A. 1999. Solution-Gas Drive in Heavy Oil Reservoirs. *J Can Pet Technol* **38** (4): 54–61. Disponible en Internet: <http://www.eng.yale.edu/aflab/pdf/drive.pdf> [Fecha de acceso 5 de abril de 2010].
30. Reese, P. D., Ilk, D. y Blasingame, T. A. 2007. Estimation of Reserves Using the Reciprocal Rate Method. Artículo SPE 107981, presentado en el Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium. Denver, Colorado, USA, abr. 16–18. doi: 10.2118/107981-MS.
31. Standing M. B. 1975. Notes on Relative Permeability Relationships. Department of Petroleum Engineering School of Earth Sciences, Stanford University, California.
32. Tang, G–Q, y Firoozabadi, A. 2005. Effect of GOR, Temperature and Initial Water Saturation on Solution-Gas Drive in Heavy-Oil Reservoirs. *SPE J* **10** (1): 34-43. SPE 71499. doi: 10.2118/71499-PA
33. Tarek, A. 2006. *Reservoir Engineering Handbook*, third edition. Burlington, Massachusetts: Elsevier/Gulf Professional.