

UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MEXICO



Facultad de Ingeniería

“Modelo preliminar para calcular el efecto
de la depositación de asfaltenos en el
medio poroso”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
HÉCTOR MANUEL GUTIÉRREZ JIMÉNEZ

DIRECTOR:
DR. EDGAR RAMÍREZ JARAMILLO



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F., NOVIEMBRE 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.

*A mi hija Ana Sofía
A mi esposa Ana Jazmín*

El resultado de este trabajo es el culmen de una trayectoria de esfuerzo y dualidad; lo favorable y lo desfavorable, pero, a pesar de lo adverso, se cumplió la meta.

El fruto es suyo, las amo.

Agradecimientos

A הרה' Por haberme permitido llegar hasta aquí.

A mis padres:

María de Jesús Jiménez Romero

Juan Manuel Gutiérrez Olvera

Por haberme dado todo lo que estuvo a su alcance, además de su amor. Con toda mi admiración, siempre serán mi ejemplo. Los quiero mucho.

A cada uno de mis hermanos:

Angélica, Anabel, Elías, Patricia y Edgar

Cada uno a su manera me infundaron fuerza y esperanza para seguir adelante. Siempre están presentes en mi vida, ustedes saben que también los quiero mucho. Si se pudo.

A mi esposa:

Ana Jazmín

Por tu apoyo, tu paciencia, tolerancia y cariño. Por todos los momentos en que estuve realizando este trabajo y tu estuviste a mi lado; eres parte del motivo.

Me faltarán líneas para agradecer a toda la gente que es parte de esto, en mayor o menor medida siempre estarán en mi corazón.

A mi amigo Raúl; por ser un hermano más, donde te encuentres, se que compartes mi alegría.

Al grupo volver a vivir a través de su líder Humberto Garza por que han sido un conducto para re-encontrarnos. A cada uno de mis padrinos: Mario, Enrique, Juan, Paris y Mercedes, siempre tuvieron la humildad de escucharme. A mis abuelos, Amalia[†], Romana[†], Pablo[†] y Elías[†], siempre tuvieron un momento para mí. A mi tío Perfecto, por ser un aliciente. A mi tío Enrique y a mi tía Celia, por apoyarnos siempre. A mi prima Wendy, por siempre estar dispuesta a hecharme la mano. A mi cuñado Juan, por apoyarme en mis proyectos. A la familia Maldonado, por su confianza. A Moisés Vargas, por todo tu apoyo y compañía. Al Ing. Fernando Sierra, por haber creído en mi. Al Ing. Fernando Valle, por enseñarme el trabajo en equipo, Al grupo de herramientas y sistemas del IMP por haberme dado la oportunidad. Al Ing. Isaac Miranda, por su amistad. A cada uno de mis amigos y compañeros de la Facultad de Ingeniería; Irene, Ing. Enrique Bobadilla, Ing. Alberto Nogueta, Ing. Israel Castro, gracias por todo su apoyo.

A todos mis maestros y maestras que he tenido desde pre-primaria hasta el día de hoy.

Al Dr. Edgar Ramírez quien dirigió esta tesis, gracias por sus comentarios y acertados consejos y por su gran paciencia en la realización de este trabajo.

Quiero agradecer a cada uno de mis sinodales por sus apreciables comentarios: Dr. Rafael Rodríguez Nieto, Ing. Israel Castro, M.I. Felipe de Jesús Lucero y M.I. Tomas Eduardo Pérez.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, en particular a la Facultad de Ingeniería, por haberme formado como Ingeniero y permitirme compartir sus aulas y toda la riqueza cultural y científica que emana de ella.

Con toda mi gratitud.

Por mi raza hablará el espíritu

Héctor Manuel Gutiérrez Jiménez

Índice de contenido

Agradecimientos.....	v
Lista de Figuras.....	xiii
Lista de Tablas.....	xvii
Resumen.....	xix
Introducción.....	xxi
Capítulo 1	
Antecedentes.....	1
1.1 El Petróleo.....	1
1.1.1 Resinas y Asfaltenos.....	4
1.1.2 Clasificación API.....	4
1.1.3 Origen y Localización.....	6
Capítulo 2	
Estado del arte.....	11
2.1 Modelado de asfaltenos cerca del pozo, daño a la formación.....	11
2.1.1 Mecanismos orgánicos de daño a la formación.....	11
2.1.2 Descripción del modelo.....	13
2.1.2.1 Distribución de tamaño de partículas de asfalteno.....	13
2.1.2.2 Radio Hidráulico.....	14
2.1.2.3 Alteración de la permeabilidad.....	15
2.1.2.4 Disminución de la porosidad.....	17
2.1.2.5 Erosión de Asfaltenos depositados.....	18
2.2 Modelos simples de daño a la permeabilidad en las rocas de yacimiento causado por depositación de asfaltenos	19
2.2.1 Aproximación de modelado de balance de masa	19
2.2.1.1 Modelado de daño para yacimientos penetrados por pozos verticales.....	19
2.3 Precipitación y depositación de asfaltenos en la región cercana al pozo: un modelo aproximado	22
2.3.1 Precipitación de asfaltenos.....	22
2.3.1.1 Determinación experimental de precipitación de asfaltenos.....	23
2.3.1.2 Modelos de depositación de asfaltenos.....	23
2.3.1.3 Adsorción.....	23
2.3.1.4 Entrampamiento Mecánico.....	24

2.3.1.5 Modelos de taponamiento por asfaltenos.....	24
2.3.2 Modelo simple de pozo para precipitación, depositación y taponamiento.....	25
2.3.2.1 Formulación matemática.....	25
2.3.3 Resultados experimentales.....	26
2.4 Un modelo de taponamiento de pozo por asfaltenos para la modelación de campo a escala	29
2.4.1 Modelos de Pozo.....	30
2.4.2 Entrampamiento Mecánico.....	31
2.4.3 Ecuación de Balance de Materia.....	32
2.4.3.1 Método Analítico.....	33
2.4.3.1.1 Observaciones de Campo.....	33
2.4.3.1.2 Resultados Analíticos.....	33
2.4.3.2 Observaciones Experimentales.....	34
2.4.3.3 Resultados Numéricos.....	34
2.4.3.4 Efecto de la velocidad.....	35
2.5 Influencia de la depositación de asfaltenos en las propiedades roca-fluidos en yacimientos de carbonatos de baja permeabilidad	35
2.5.1 Modelos experimentales y procedimientos.....	36
2.5.1.1 Influencia de la precipitación de asfaltenos sobre permeabilidad absoluta y porosidad efectiva.....	37
2.5.1.2 Influencia de la precipitación de asfaltenos sobre presión capilar.....	37
2.5.2 Distribución de tamaño de poro.....	39
2.6 Investigación experimental del mecanismo de depositación de asfalteno durante el flujo de petróleo en muestras de núcleos	39
2.6.1 Procedimientos Experimentales.....	40
2.6.1.2 Variables medidas.....	40
2.6.1.3 Inyección de núcleo y medidas de permeabilidad.....	40
2.6.2 Determinación de la concentración de asfaltenos.....	41
2.6.2.1 Caracterización de la estructura de poro.....	41
2.6.2.2 Asfalteno retenido en el núcleo.....	41
2.6.2.3 Descripción de los experimentos.....	41
2.6.2.3.1 Primer conjunto de experimentos: Fluidos inyectados en diferentes lugares del núcleo.....	43
2.6.2.3.2 Segundo conjunto de experimentos: tuberías coaxiales para la inyección de los fluidos.....	45
2.6.2.3.3 Tercer conjunto de experimentos: permeabilidad a lo largo del núcleo.....	47
2.6.2.3.4 Cuarto conjunto de experimentos: aceite a condiciones de yacimiento e inyección de gas bajo condiciones de yacimiento.....	49
2.7 Modelado de precipitación de asfaltenos.....	50

2.7.1 Modelo de solubilidad.....	50
2.7.2 Modelo de sólidos.....	51
2.7.3 Modelo termodinámico coloidal.....	51
2.7.4 Modelo termodinámico de micelización.....	51
2.8 Simulación de flujo de aceite en el medio poroso bajo depositación de asfaltenos	51
2.8.1 Modelo de red para calcular el daño a la formación.....	53
2.8.1.1 Simulador de flujo de aceite con daño a la formación.....	58

Capítulo 3

Generalidades de productividad de pozos.....	61
3.1 Sistema Integral de Producción.....	61
3.2 Productividad de pozos.....	64
3.2.1 Comportamiento de afluencia.....	65
3.2.1.1 Potencial del Pozo.....	65
3.2.1.2 Determinación de la ecuación de afluencia.....	66
3.2.1.2.1 Tipos de Fluido.....	66
3.2.1.2.2 Regímenes de flujo.....	69
3.2.1.2.3 Geometría de Flujo.....	70
3.2.1.2.4 Número de fases fluyendo en el yacimiento.....	73
3.2.1.2.5 Ecuaciones de Flujo.....	73
3.3 Índice de productividad.....	85

Capítulo 4

Propiedades del sistema roca-fluidos.....	89
4.1 Algunas propiedades de los fluidos.....	89
4.1.1 Densidad.....	89
4.1.2 Densidad relativa.....	89
4.1.3 Viscosidad.....	89
4.1.4 Mojabilidad.....	91
4.1.5 Presión Capilar.....	92
4.2 Algunas propiedades del medio poroso	94
4.2.1 Porosidad.....	94
4.2.2 Saturación.....	95
4.2.3 Permeabilidad.....	96

Capítulo 5

Los asfaltenos.....	99
5.1 Características generales.....	99

5.2 Estructura química.....	99
5.3 Agregación.....	102
Capítulo 6	
Daño a la formación.....	105
6.1 Factor de daño “S”	105
6.1.1 Régimen de flujo en estado estacionario para flujo radial (adicionando el factor de daño “s”)	109
6.1.2 Régimen de flujo en estado transitorio para flujo radial (adicionando el factor de daño “s”)	110
6.1.2.1 Para fluidos ligeramente compresibles.....	110
6.1.2.2 Para fluidos compresibles.....	110
6.1.3 Régimen de flujo en estado pseudo-estacionario para flujo radial (adicionando el factor de daño “s”)	110
6.1.3.1 Para fluidos ligeramente compresibles.....	110
6.1.3.2 Para fluidos compresibles.....	111
6.2 Eficiencia de flujo.....	111
6.3 Factores y mecanismos comunes del daño a la formación.....	112
6.4 Daño en la formación por asfaltenos.....	114
Capítulo 7	
Modelo propuesto.....	117
7.1 Descripción general.....	117
7.2 Derivación generalizada de las ecuaciones de flujo monofásico.....	118
7.3 Solución numérica de las ecuaciones de flujo monofásico.....	120
7.3.1 Formulación implícita.....	120
7.4 Geometría de flujo radial.....	121
7.5 Ecuaciones para predecir la presión de inicio de precipitación y de burbuja de asfaltenos	122
7.5.1 Conjunto de datos experimentales.....	124
7.6 Cálculo de la permeabilidad a partir de la ocurrencia de precipitación de asfaltenos en el medio poroso.....	131
7.7 Algoritmo Solución.....	133
Capítulo 8	
Casos de aplicación.....	135
8.1 Caso 1.....	135
8.2 Caso 2.....	139
8.2 Caso 3.....	141

Capítulo 9

Análisis y discusión de resultados.....	145
Conclusiones.....	147
Nomenclatura.....	149
Bibliografía.....	153
Anexo A.....	155
Simulador AsphaltSim© Versión 0.3.....	155

Lista de Figuras

Figura 1.1. Densidades y viscosidades de los hidrocarburos y de otros líquidos. El petróleo pesado puede poseer una viscosidad similar a la de la miel (Curtis 2003).....	6
Figura 1.2. Proceso de formación del petróleo (Tarbuck, 1999).....	7
Figura 1.3. Tipos de kerógeno y sus productos (Ramisa, 2004).....	8
Figura 1.4. Trampas petrolíferas comunes (Tarbuck, 1999).....	9
Figura 2.1. Corte de un pozo productor sufriendo daño a la formación inducida por asfaltenos.....	12
Figura 2.2. Modelo esquemático de daño causado por depositación de asfaltenos en un yacimiento penetrado por un pozo vertical (Garrouch y Al-Ruhaimani., 2005).....	20
Figura 2.3. Esquema de la envolvente de precipitación del asfalteno (Akbarzade et al., 2007).....	22
Figura 2.4. Saturación de asfaltenos en suspensión vs tiempo para los bloques cercanos al pozo, corrida # 1 (Almehaideb, 2004).....	27
Figura 2.5. Acumulación de asfalteno depositado alrededor del pozo para la corrida # 2 (Almehaideb, 2004).....	28
Figura 2.6. Cambio de la porosidad versus tiempo en los bloques cercanos al pozo, corrida # 2 (Almehaideb, 2004)	28
Figura 2.7. Cambio en la permeabilidad horizontal vs tiempo en los bloques cercanos al pozo, corrida # 2 (Almehaideb, 2004)	29
Figura 2.8 Permeabilidad dañada en el pozo —numérico— (Kocabas y Modarres, 2004).....	35
Figura 2.9. Influencia de la depositación de asfaltenos en la inyección de agua para diferentes contenidos de asfaltenos en el petróleo (Shedid, 2001).....	38
Figura 2.10. Influencia de la depositación de asfaltenos en la curva de presión capilar (Shedid, 2001)...	38
Figura 2.11. Evolución de la permeabilidad y concentración de asfaltenos a la salida de un experimento preliminar [núcleo 100 — 150 mD, aceite @ C.S.—iso-butano, 53 bar, 90 0C, variando la velocidad de flujo] (Papadimitrou et al., 2007).....	44
Figura 2.12. Masa de asfaltenos retenida en el núcleo [núcleo 100 — 150 mD, aceite @ C.S.—iso-butano, 53 bar, 90 0C, variando la velocidad de flujo] (Papadimitrou et al., 2007).....	44
Figura. 2.13. Evolución de la permeabilidad y concentración de asfaltenos a la salida [núcleo 100 — 200 mD, aceite @ C.S.—iso-butano vol. 1:3, flujo total 4.22 m/d, 53 bar, 90 0C] (Papadimitrou et al., 2007).....	46

Figura. 2.14. Cambios de porosidad (con respecto a los poros con diámetro entre 4 y 8000 nm) a lo largo del núcleo después de la inyección [núcleo 100 — 200 mD, aceite @ C.S.—iso-butano vol. 1:3, flujo total 4.22 m/d, 53 bar, 90 0C] (Papadimitrou et al., 2007).....	47
Figura. 2.15. Evolución de la permeabilidad a lo largo de cinco secciones de un núcleo [núcleo 250 — 300 mD, aceite @ C.S.—iso-butano vol. 1:3, flujo total 7.03 m/d, 53 bar, 90 0C] (Papadimitrou et al., 2007).....	48
Figura. 2.16. Evolución de la porosidad y masa de asfaltenos retenidos en el núcleo determinado por extracción Soxhlet [núcleo 250 — 300 mD, aceite @ C.S.—iso-butano vol. 1:3, flujo total 7.03 m/d, 53 bar, 90 0C] (Papadimitrou et al., 2007).....	48
Figura 3.1. Sistema Integral de Producción (Economides et al., 1999).....	63
Figura 3.2. Curva típica de IPR (Mukherjee y Brill, 1999).....	66
Figura 3.3. Regímenes de Flujo (Ahmed, 2006).....	70
Figura 3.4. Flujo lineal (Ahmed, 2006).....	71
Figura 3.5. Flujo lineal ideal en una fractura vertical (Ahmed, 2006).....	71
Figura 3.6. Flujo ideal radial en un pozo (Ahmed, 2006).....	72
Figura 3.7. Flujo esférico debido a un acceso limitado (Ahmed, 2006).....	72
Figura 3.8. Flujo hemisférico en un pozo con penetración parcial (Ahmed, 2006).....	73
:Figura 3.9. Distancia contra presión en flujo lineal (Ahmed, 2006).....	74
Figura 3.10. Gradiente de presión en flujo radial (Ahmed, 2006).....	74
Figura 3.11. Modelo de flujo radial.....	79
Figura 3.12. Comportamiento de afluencia para un yacimiento bajosaturado (Ramírez et al., 2007).....	86
Figura 3.13. Comportamiento de afluencia para un yacimiento saturado (Ramírez et al., 2007).....	87
Figura 3.14. Índice de productividad durante regímenes de flujo (Ahmed, 2006).....	88
Figura 4.1. Esfuerzo cortante provocando deformación del fluido (White, 2003).....	90
Figura 4.2. Comparación de un fluido mojante y no mojante (Heinemann, 2003).....	91
Figura 4.3. Definición del ángulo de contacto por Young (Heinemann, 2003).....	91
Figura 4.4. Subida de fluido dentro de un tubo capilar.....	92
Figura 4.5. Ilustración del principio de radio de curvaturas (Heinemann, 2003).....	94
Figura 4.6. Definición de un volumen de control representativo para mediciones de porosidad	95
Figura 5.1. Estructura molecular de algunos saturados y aromáticos.....	100

Figura 5.2. Caracterización multidimensional de un petróleo crudo (Akbarzade et al., 2007).....	101
Figura 5.3. Estructuras moleculares de asfaltenos (Akbarzade et al., 2007).....	101
Figura 5.4. Aglomeración de asfaltenos con el incremento de la concentración (Akbarzade et al., 2007).	103
Figura 6.1. Zona de daño en la vecindad del pozo.....	105
Figura 6.2. Representación de efectos de daño, positivo y negativo (Ahmed, 2006).....	107
Figura 6.3. Clasificación de los mecanismos más comunes de daño a la formación (Civan, 2000).....	113
Figura 7.1 Esquema de malla cilíndrica en la vecindad de un pozo (Abou-Kassem et al., 2001).....	121
Figura 7.2 Presiones de onset superior, P_{supp} , de 9 aceites vivos mexicanos como función de la temperatura (J. M. del Rio et al., 2009).....	124
Figura 7.3 Relación de T/P_{supp} vs. T de fluidos de aceites vivos en la fig. 7.2 (J. M. del Rio et al., 2009)	125
Figura 7.4 Correlación lineal de $T/P_{supp} - f_{supp}$ (C_{supp}) para los fluidos de yacimiento, 9 mexicanos y otros 12 (de Fahim) como función de la temperatura (J. M. del Rio et al., 2009).....	125
Figura 7.5 Presión del punto de burbuja P_{bp} de los 10 fluidos de yacimiento mexicanos de la tabla 1 como función de la temperatura (J. M. del Rio et al., 2009).....	127
Figura 7.6 Correlación de la línea recta $P_{sat} - f_{sat}$ (C_{sat}) para los fluidos de yacimiento 10 mexicanos y otros 12 (de Fahim) como función de la temperatura (J. M. del Rio et al., 2009).....	127
Figura 7.7 Calculo de presión de onset superior de precipitación de asfaltenos, P_{supp} para 9 fluidos de yacimientos mexicanos (J. M. del Rio et al., 2009).....	130
Figura 7.8: Distribución de tamaño de partícula de asfalteno, Leontaritis, 1998, (Civan, 2000).....	132
Figura 8.1 Perfil de presión a diferentes tiempos con Δt de 40 días en una formación sin daño.....	136
Figura 8.2 Perfil progresivo de presión en tiempo dentro de la zona de la formación con daño por deposición de asfaltenos.....	138
Figura 8.3 Perfil progresivo de permeabilidad en tiempo dentro de la zona de la formación con daño por deposición de asfaltenos.....	138
Figura 8.4 Perfil progresivo de presión en tiempo en una formación sin daño.....	139
Figura 8.5 Perfil progresivo de presión en tiempo con daño por deposición de asfaltenos.....	140
Figura 8.6 Perfil progresivo de presión en tiempo con daño por deposición de asfaltenos con ajuste.	140

Figura 8.7 Perfil progresivo de permeabilidades en tiempo dentro de la zona de la formación con daño por depositación de asfaltenos.....141

Figura 8.8 Perfil progresivo de presión en tiempo en una formación sin daño.....142

Figura 8.9 Perfil progresivo de presión en tiempo en una formación con daño.....143

Figura 8.10 Perfil progresivo de permeabilidades en tiempo dentro de la zona de la formación con daño por depositación de asfaltenos.....144

Figura 9.1 Perfil progresivo de permeabilidades en tiempo dentro de la zona de la formación con daño por depositación de asfaltenos (Leontaritis, 2005).....146

Figura 1 Anexo Ventana de inicio de AsphaltSim.....156

Figura 2 Anexo Ventana de proyecto.....156

Figura 3 Anexo Ventana de resultados.....157

Figura 4 Anexo Ventana de resultados ampliada.....158

Figura 5 Anexo Ventana calculo de onset y depositación de asfaltenos.....159

Figura 6 Anexo Ventana de reporte con calculo de onset de asfaltenos.....160

Figura 7 Anexo Ventana de reporte con calculo de onset de asfaltenos con perfil de permeabilidad modificada por presencia de asfaltenos en la formación.....160

Figura 8 Anexo Ventana de información del simulador AsphaltSim 0.3.....161

Lista de Tablas

Tabla 1.1: Composición básica del petróleo (Ramisa, 2004).....	1
Tabla 1.2 Composición típica del gas natural (McCain, 1990).....	2
Tabla 1.3 Fracciones del crudo de acuerdo a su punto de ebullición (McCain,1990).....	3
Tabla 1.4 Clasificación del petróleo crudo según densidad API.....	5
Tabla 2.1 Parámetros y propiedades de la red (Monteagudo et al., 2001).....	55
Tabla 7.1 Datos experimentales de presión Onset superior y de punto de burbuja de 11 aceites vivos mexicanos (J. M. del Rio et al., 2009).....	123
Tabla 7.2 Cortes ligeros de fluidos de yacimiento y composición SARA de aceite muerto, y valores $f_{supp}(C_{supp})$ y $f_{bp}(C_{bp})$ para cada aceite mostrado en la Tabla 7.1 (J. M. del Rio et al., 2009).....	128
Tabla 7.3 Pendiente universal y parámetros de correlación dependientes de la composición para las ecuaciones 7.17 a 7.22 (P_{supp}) y 7.8, 7.9 (P_{pb}) (J. M. del Rio et al., 2009).....	129
Tabla 8.1 Datos de entrada del pozo-prueba.....	136
Tabla 8.2 Datos del entrada del pozo-prueba para el cálculo del onset de asfaltenos y daño ala formación.....	137
Tabla 8.3 datos del entrada del pozo-Leontaritis para el cálculo del onset de asfaltenos.....	139
Tabla 8.4 datos del entrada del pozo-tupil para el cálculo de perfil de presión sin daño.....	142
Tabla 8.5 datos del entrada del pozo-tupil para predicción de onset de asfalteno y daño a la formación.....	143

Resumen

Uno de los principales procesos que causan daño a la formación en la vecindad del pozo es la depositación de asfaltenos. Esta depositación es un serio problema ya que puede dar lugar a taponamiento de los canales de flujo en la formación. La precipitación de asfaltenos puede ocurrir durante la explotación primaria en yacimientos bajo-saturados o durante la inyección de gas natural o inyección de CO₂.

La región donde la precipitación de asfaltenos ocurre está delimitada por la envolvente de fase de precipitación de asfaltenos. Esta es una pieza valiosa de información para los estudios de aseguramiento de flujo. Por lo tanto, los ingenieros de producción deben evitar cualquier ruta de flujo de los pozos que este dentro de la EPA, de otra forma podrá ocurrir la precipitación/depositación que afectará la productividad del pozo y la producción económica de una manera muy importante.

En la literatura se han reportado diversos modelos termodinámicos que describen el comportamiento de fase de precipitación de asfaltenos. En este trabajo se plantea el acoplamiento de 3 modelos que permitan predecir con relativa certeza el efecto que causa la depositación de asfaltenos en el medio poroso, mediante el daño a la formación. Estos modelos se acoplaron mediante el desarrollo de un programa de computo de simulación 1-D de geometría radial, en el lenguaje de programación C++ bajo el ambiente operativo GNU/Linux (distribución: Debian_5.0.6_amd64).

Introducción

La explotación de un campo petrolero experimenta diversas etapas, desde su descubrimiento hasta su eventual abandono. Durante este proceso, la aplicación de la ingeniería tiene como un objetivo la optimización de la producción petrolera de manera responsable y racional, salvaguardando el medio ambiente, teniendo en cuenta que una producción óptima permite un máximo retorno de la inversión, no una tasa máxima de producción.

Para una producción óptima, un pozo requiere consideraciones complejas en la ingeniería de los elementos que conforman el Sistema Integral de Producción. Una primera instancia en la fase de producción tiene que ver con el conocimiento de los fenómenos y condiciones de flujo que ocurren en los yacimientos petroleros, principalmente con aquellos fenómenos que impactan de manera negativa en la productividad de los pozos de petróleo.

Una de las causas que afectan la productividad de los pozos es el daño a la formación; este concepto genérico se refiere a todo aquello que altera la permeabilidad de la formación normalmente en la vecindad del pozo y si este factor es positivo entonces causa en o alrededor del pozo una caída de presión adicional a la que ocurre cuando el yacimiento es homogéneo y el pozo penetra totalmente la formación.

Un tipo de daño a la formación que ha recibido especial atención en los últimos años es el daño provocado por la depositación de asfaltenos en el medio poroso. Los asfaltenos son una clase compleja de componentes que comprende las fracciones más pesadas y polares del petróleo; además junto con las parafinas y resinas son las fuentes típicas de depositación orgánica en los pozos, líneas de conducción y formación rocosa durante la producción de hidrocarburos.

Esta depositación, que ocurre tanto a nivel superficial de un pozo como a nivel de poros de la formación, reduce la eficiencia de flujo y eventualmente puede obstruir las trayectorias de flujo completamente. Leontaritis,1998; sugirió que el daño por depósitos orgánicos en un yacimiento de petróleo es causado principalmente por la depositación de asfaltenos.

La investigación del mecanismo de depositación de asfaltenos se ha realizado en muestras de núcleos y se ha determinado el efecto de ciertos parámetros (composición del fluido, presión y temperatura entre otros) durante este proceso. Este estudio sobre depositación involucra condiciones dinámicas e investiga los parámetros experimentales como función tanto del tiempo como de la posición en el medio poroso.

La determinación de la depositación de asfaltenos a nivel de yacimiento en la vecindad del pozo es un proceso costoso y que puede tardar varias semanas además de que requiere muestras preservadas de petróleo del yacimiento. Como respuesta a esta problemática se hace imperativo contar con herramientas que con la mínima información y a un costo relativamente menor, (respecto al costo de los análisis de laboratorio) ofrezcan información que permita al ingeniero de producción anticiparse a los problemas que eventualmente pueden afectar la producción de un pozo por depositación de orgánicos —asfaltenos— en la vecindad del pozo. A este respecto se ha desarrollado de manera preliminar una herramienta de software (Asfaltsim[®] Ver. 0.3, anexo A) que acopla un simulador 1-D en geometría radial de nodos distribuidos conjuntamente a los modelos tanto de predicción de onset de asfaltenos (J. M. Del Río, et al. 2009.) como al modelo de cálculo de sus efectos sobre la permeabilidad (Leontaritis, 1998). El programa Asfaltsim[®] 0.3 se hizo sobre la base de simulación de un yacimiento homogéneo, isótropo e isotérmico.

El modelo fue programado en la plataforma C++ con el compilador gcc-4.3, en el sistema operativo GNU/Linux en la distribución Debian—5.0.6—amd64 (Lenny), bajo la GLP (Licencia Pública General). Adicionalmente todo el desarrollo de este trabajo se realizó con software libre en el mismo sistema operativo. Todo el software usado así como sus respectivas versiones son listados en el Anexo A.

Capítulo 1

Antecedentes

1.1 El Petróleo

La palabra petróleo esta formada de dos términos provenientes del latín a saber: *petra* (piedra) y *oleum* (aceite) que conjuntamente conforman el término “*aceite de piedra*”. Pero más allá del significado del vocablo, el petróleo es una mezcla compleja de carbono e hidrógeno además de contener en menores cantidades algunos elementos como son azufre, oxígeno, nitrógeno —y en una proporción muy pequeña— hierro, níquel y vanadio entre otros. Además se le conoce también como “hidrocarburo” precisamente porque esta mezcla química es rica en carbono e hidrógeno. La composición básica del petróleo se indica en la tabla 1.1.

ELEMENTOS	PORCENTAJE
Carbón	76 - 87
Hidrógeno	10 - 14
Oxígeno	1 - 6
Azufre	0 - 3
Nitrógeno	0.2

Tabla 1.1: *Composición básica del petróleo (Ramisa, 2004).*

Cuando dicha mezcla química esta compuesta de moléculas pequeñas se trata de un gas a condiciones normales de presión y temperatura, la Tabla 1.2 muestra la composición típica de los gases hidrocarburos de origen natural.

Cuando la mezcla contiene moléculas largas, es un líquido a condiciones normales de presión y temperatura. El aceite crudo contiene miles de diferentes compuestos químicos y estos se pueden separar mediante procesos de refinación de acuerdo al rango del punto de ebullición de los componentes incluidos en cada fracción como se muestra en la Tabla 1.3.

El petróleo crudo es clasificado químicamente de acuerdo a la estructura de las moléculas mayores contenidas en la mezcla ya que las moléculas más pequeñas de 6 átomos de carbono o menos, son

predominantemente parafinas. Los métodos de clasificación usan combinaciones de las palabras parafínico, nafténico, aromático y asfáltico; obviamente estos términos tienen relación con la estructura molecular de las especies químicas contenidas en el crudo.

Componentes típicos de los gases de petróleo	
Gas Natural	
Hidrocarburos	
Metano	70-98%
Etano	1-10%
Propano	trazas-5%
Butanos	trazas-2%
Pentanos	trazas-1%
Hexanos	trazas-½%
Heptanos +	trazas-½%
No hidrocarburos	
Nitrógeno	trazas-15%
Dióxido de carbono*	trazas-5%
Sulfuro de hidrógeno*	Trazas-3%
Helio	hasta 5%, usualmente ninguna traza

* Ocasionalmente los gases naturales que se encuentran son predominantemente dióxido de carbono o sulfuro de hidrógeno

Tabla 1.2 Composición típica del gas natural (McCain, 1990)

Sobre la base de su estructura, los hidrocarburos son divididos en dos principales clases, alifáticos y aromáticos. Los hidrocarburos alifáticos son comúnmente divididos en familias: alcanos, alquenos y alquinos y sus análogos cíclicos, las tres primeras familias también se les conoce como alifáticos de cadena abierta y la familia de análogos cíclicos también se les denomina hidrocarburos alicíclicos, alifáticos cíclicos o cicloalcanos.

Una familia de químicos orgánicos es conocida como una serie homóloga. Los miembros de una serie homóloga tienen estructuras moleculares similares y sus propiedades físicas difieren entre sí de acuerdo al número de átomos de carbono en su estructura.

Las series homólogas de hidrocarburos designadas con el nombre de *alcanos* (también llamados *hidrocarburos parafínicos* y normalmente llamados *parafinas*) tienen la fórmula general C_nH_{2n+2} . Los enlaces entre los átomos de carbono forman cadenas continuas o también se pueden conectar en ramas; estas diferentes configuraciones se conocen como *isómeros estructurales* o simplemente *isómeros*. La IUPAC (Unión Internacional de Química Pura y Aplicada) ha establecido reglas definidas para la nomenclatura de los compuestos químicos y dichas reglas se pueden consultar en la literatura.

Por otra parte, químicamente los alcanos son particularmente inactivos. El nombre parafina literalmente significa que no tiene suficiente afinidad, por lo que los fuertes enlaces simples entre carbono e hidrógeno y entre carbono y carbono son atacados solo por reactivos muy fuertes a temperaturas ordinarias.

Fracciones típicas de petróleo crudo			
Fracción de crudo	Punto de ebullición, °F (punto de fusión)	Composición química aproximada	Usos
Gas Hidrocarburo	hasta 100	C_1-C_2	Gas combustible
		C_3-C_6	Gas comprimido en cilindro, disolvente
Gasolina	100-350	C_5-C_{10}	Carburante, disolvente
Queroseno	350-450	$C_{11}-C_{12}$	Combustible para avión
Gasóleo ligero	450-580	$C_{13}-C_{17}$	Combustible diesel, combustóleo de calefacción
Gasóleo Pesado	580-750	$C_{18}-C_{25}$	Aceite lubricante, combustible de caldera
Lubricantes y Ceras	750-950 100	$C_{26}-C_{38}$	Aceite lubricante, parafina, cera, vaselina
Residuos	(950+)	$C_{38}+$	Alquitranes, compuestos para techos, asfaltos de pavimentación, coque, preservadores de maderas
	(200+)		

Tabla 1.3 Fracciones del crudo de acuerdo a su punto de ebullición (McCain, 1990)

Las series homólogas conocidas como *alquenos* igualmente llamadas *oleofinas* o *hidrocarburos insaturados* cuya fórmula general para esta familia es C_nH_{2n} , tienen la característica distintiva en su estructura de un doble enlace entre átomos de carbono, se trata de un enlace de cuatro electrones formado por el intercambio de dos electrones de cada uno de los átomos de carbono. Las propiedades físicas de los alquenos son muy similares a la de los alcanos; pero los alquenos son mucho más reactivos que los alcanos debido a sus enlaces dobles.

En el caso de la series homólogas de los *alquinos* que se caracterizan en su estructura por su enlace triple carbono-carbono tienen como fórmula general C_nH_{2n-2} . Los alquinos tienen propiedades físicas y químicas muy parecidas a la de los alcanos y alquenos, además son mucho más reactivos que los alcanos; como los alquenos, la mayoría de las reacciones químicas de los alquinos involucran la eliminación del triple enlace favoreciendo el doble y simple enlace.

En muchos compuestos de hidrocarburos los átomos de carbono son organizados en forma de anillo por lo que son llamados compuestos cíclicos. Los *cicloalcanos* también conocidos como *naftenos*, *cicloparafinas* o *hidrocarburos alicíclicos* tienen anillos saturados. La fórmula general para el anillo sin sustituyentes es C_nH_{2n} . Esta es la misma fórmula general de la serie de los alquenos; sin embargo la configuración estructural difiere completamente, por lo que las propiedades físicas y químicas no son del todo similares. A diferencia de la mayoría de las familias homólogas, los diferentes miembros de la familia de los cicloalcanos exhiben una reactividad química diferente. Las cicloparafinas pueden tener más de un anillo que comparten átomos de carbono. Estos son llamados *anillos condensados*.

Los componentes orgánicos en los que sus átomos de carbono se enlazan para formar un anillo con uno o dos enlaces dobles presentes en dicho anillo se conocen como *cicloalquenos* y *cicloalcadienos*. Los compuestos *aromáticos* incluyen al *benceno* y a los compuestos que se asemejan al benceno en su comportamiento químico. El benceno es una molécula plana con seis átomos de carbono organizados en un anillo hexagonal. Seis átomos de hidrógeno cada uno asociado a cada átomo de carbono de manera radial fuera del anillo.

1.1.1 Resinas y Asfaltenos

Las resinas y los asfaltenos son moléculas largas principalmente de hidrógeno y carbono con uno a tres átomos de azufre, oxígeno o nitrógeno. Su estructura básica se compone de anillos básicamente aromáticos que van de tres a diez o más anillos por molécula. Los átomos no hidrocarburos pueden formar parte de la estructura en anillo o pueden ser localizados en enlaces que conectan a los anillos. La estructura básica de las resinas y los asfaltenos son similares y ambos se pueden formar por oxidación de los hidrocarburos aromáticos policíclicos. Sin embargo, existen diferencias importantes entre las resinas y los asfaltenos por ejemplo, los asfaltenos no se disuelven en el petróleo porque son dispersados como *coloides*. Las resinas se disuelven fácilmente en el petróleo. Los asfaltenos puros son agregados sólidos, secos en forma de polvo negro y no volátiles. Las resinas puras son líquidos pesados o sólidos pegajosos y son tan volátiles como los hidrocarburos del mismo tamaño.

1.1.2 Clasificación API

La densidad y la viscosidad del petróleo son factores importantes para el enfoque de producción de un campo petrolero, la densidad varía poco con la temperatura y se ha convertido en el parámetro estándar más comúnmente utilizado para categorizar los petróleos crudos. La densidad se define usualmente en términos de grados API (Instituto Americano del Petróleo) y se relaciona con la gravedad específica (o densidad relativa), mientras más denso es el petróleo, más baja es la densidad API. La gravedad

específica de un líquido, $\gamma_{\text{líquido}}$ es definida como la relación de la densidad del líquido a la densidad del agua, ambos tomados a la misma presión y temperatura; en el caso de la gravedad específica del petróleo, se tiene la siguiente relación.

$$\gamma_o = \frac{\rho_{\text{aceite}}}{\rho_{\text{agua}}} \quad (1.1)$$

La gravedad específica parece ser adimensional ya que las unidades de densidad del líquido son las mismas unidades de densidad que las del agua, sin embargo esto no es estrictamente verdadero. Algunas veces la gravedad específica esta dada como sp. gr 60°/60°, que significa que las densidades tanto del líquido como del agua se midieron a 60°F a presión atmosférica, a estas condiciones de presión y temperatura también se les conoce de manera genérica como condiciones estándar. Los grados API se definen como:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad (1.2)$$

Las densidades API del hidrocarburo líquido va desde los 4° para el bitumen rico en brea hasta los 70° para los condensados. La clasificación del petróleo crudo de acuerdo a los grados API se muestra en la tabla 1.4

Aceite Crudo	Densidad (g/cm3)	Densidad grados API
Extrapesado	>1.0	10
Pesado	1.0-0.92	10.0-22.3
Mediano	0.92-0.87	22.3-31.1
Ligero	0.87-0.83	31.1-39
Superligero	<0.83	>39

Tabla 1.4 Clasificación del petróleo crudo según densidad API

En México se preparan tres variedades de petróleo crudo:

- **Maya.** Pesado con densidad de 22 °API
- **Istmo.** Ligero con densidad de 33.6 °API
- **Olmeca.** Superligero con densidad de 39.3 °API

El petróleo pesado abarca un amplio rango a lo largo del espectro que existe entre el petróleo ligero y el ultra pesado (Figura 1.1). En algunos yacimientos el petróleo con una densidad de 7 u 8 °API se considera pesado más que ultra pesado porque puede ser producido con métodos especiales. Originalmente, cuando la roca generadora produce petróleo crudo, este no es pesado. Los geoquímicos generalmente coinciden en que casi todos los petróleos crudos comienzan con densidades de 30° a

40°API, y estos se vuelven pesados después de que ocurre una degradación gradual durante la migración y luego del entrapamiento.

1.1.3 Origen y Localización

Dentro de las teorías que explican el origen del petróleo existen dos principales que son la *teoría inorgánica* (destacando la de Berthelot, 1886; Mendeleiev, 1897; y Moissan, 1902) que establece la formación de los aceites minerales por la descomposición de carburos metálicos por acción del agua de filtración ambos contenidos en las profundidades del subsuelo, darían hidrocarburos acetilénicos de cadena corta, que se transformarían en hidrocarburos saturados, cada vez más complejos, por polimerización y condensación.

Por otra parte es universalmente aceptado, cada vez con menor objeción que los hidrocarburos tienen un *origen orgánico* (teoría orgánica). Esto significa que la materia orgánica tuvo que ser sintetizada por organismos vivos y posteriormente esta debió ser depositada y preservada en sedimentos (Figura 1.2); dependiendo de la historia geológica la materia orgánica se puede transformar en componentes de petróleo ya que no todas las condiciones geológicas son favorables para la generación del mismo.

A partir del Precámbrico (hace aproximadamente 500 millones de años) hasta el Devónico (aproximadamente 400 millones de años) el productor primario de materia orgánica fue el fitoplancton marino y a partir del Devónico se incremento drásticamente la cantidad de materia orgánica por plantas terrestres. Los animales altamente especializados como los peces han contribuido poco con la masa orgánica en los sedimentos que prácticamente es despreciable.

Bacterias , fitoplancton, zooplancton y plantas superiores son los principales aportadores de materia orgánica a los sedimentos. Las condiciones favorables para la deposición de

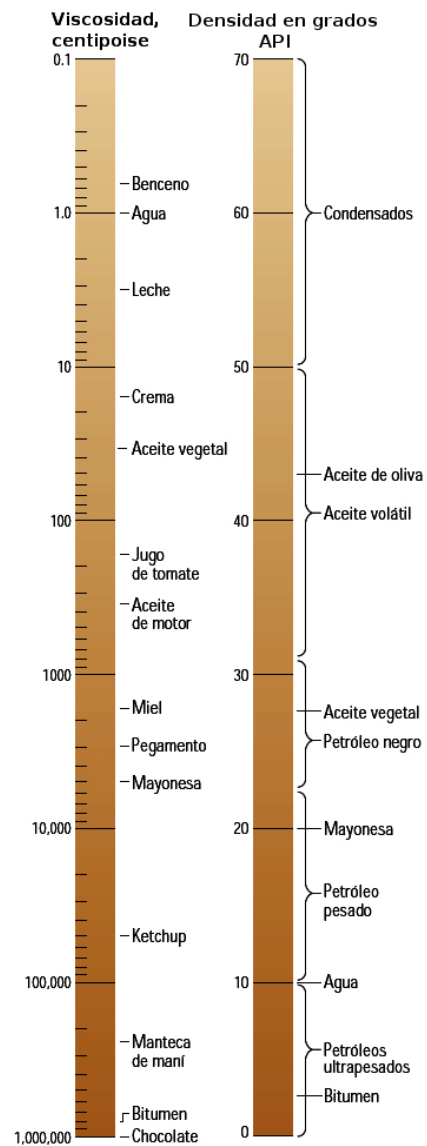


Figura 1.1 Densidades y viscosidades de los hidrocarburos y de otros líquidos. El petróleo pesado puede poseer una viscosidad similar a la de la miel (Curtis 2003).

los sedimentos ricos en materia orgánica se encuentran en las plataformas continentales en áreas de aguas tranquilas como lagos, estuarios, cuencas profundas de circulación restringida y en los taludes continentales

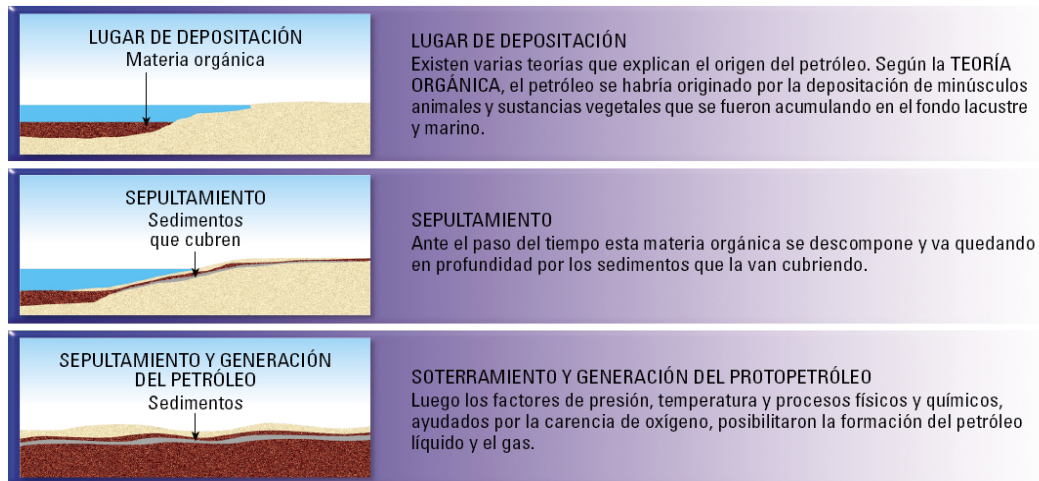


Figura 1.2. Proceso de formación del petróleo (Tarbuck, 1999)

Las tres principales etapas de la evolución de la materia orgánica en los sedimentos son la diagénesis, catagénesis y metagénesis:

- La diagénesis inicia inmediatamente cuando se depositan los sedimentos y ocurre una acción microbiana. Al final de la diagénesis la materia consiste principalmente de un residuo fósil orgánico insoluble llamado *kerógeno*.
- La catagénesis resulta del incremento en la temperatura durante el sepultamiento en cuencas sedimentarias. El rompimiento termal del *kerógeno* es responsable de la generación de la mayoría de hidrocarburos. En esta etapa el *kerógeno* entra en la ventana de generación del petróleo.
- Solo se llega a la metagénesis a grandes profundidades, en donde la presión y la temperatura son altas. En esta etapa, la materia orgánica esta compuesta de metano y residuos de carbón. Los componentes del *kerógeno* residual se convierten en grafito de carbón.

En función del tipo de materia orgánica depositada en las cuencas geológicas se originan distintos tipos de *kerógeno* (Figura 1.3) que a su vez constituirán diferentes tipos de hidrocarburos.

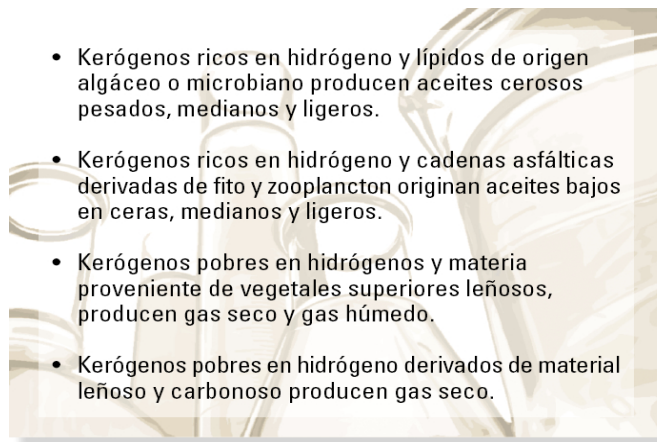


Figura 1.3. Tipos de kerógeno y sus productos (Ramisa, 2004)

Los eventos geológicos y los movimientos de los fluidos experimentados en las zonas de depositación originan cambios tanto en la estructura como en la posición original en que se encuentran los hidrocarburos. Se pueden identificar una gama de estructuras geológicas en donde pueden localizarse los yacimientos de hidrocarburos (Figura 1.4), estos ocupan el espacio libre (poro) del material rocoso principalmente de arenas y calizas.

Actualmente se han desarrollado técnicas que permiten estudiar en conjunto los elementos independientes y los procesos que forman la unidad funcional que crea la acumulación de hidrocarburos, para ello se ha introducido el concepto de *sistema petrolero*. Dicho sistema incluye todos los elementos y procesos geológicos que son esenciales para que un depósito de crudo y gas exista (Magno y Dow, 1994).

Los elementos que forman un sistema petrolero son:

Roca generadora de hidrocarburos: Es aquella que está generando o ha generado y expulsa aceite y/o gas. La roca generadora necesita haber estado sometida a unas condiciones de temperatura y presión dadas en un tiempo geológico para alcanzar la madures termal para generar hidrocarburos. Esta ventana de generación de hidrocarburos se da a profundidades mayores de 1000 m y menores de 8000 m y las temperaturas que alcanza van desde 50°C a 250°C.

Roca almacenadora: Es la roca que almacena hidrocarburos. La capacidad de una roca para almacenar un volumen significativo de fluidos depende de sus atributos como profundidad, porosidad y permeabilidad, de corrientes de ambiente deposicional y la diagénesis posterior.

Roca sello: Aquella que impide que el hidrocarburo se escape de las trampas donde se ha acumulado. El grado de deformación tectónica y la integridad de la roca sello son los dos parámetros clave usados para calificar los tipos de entrapamiento.

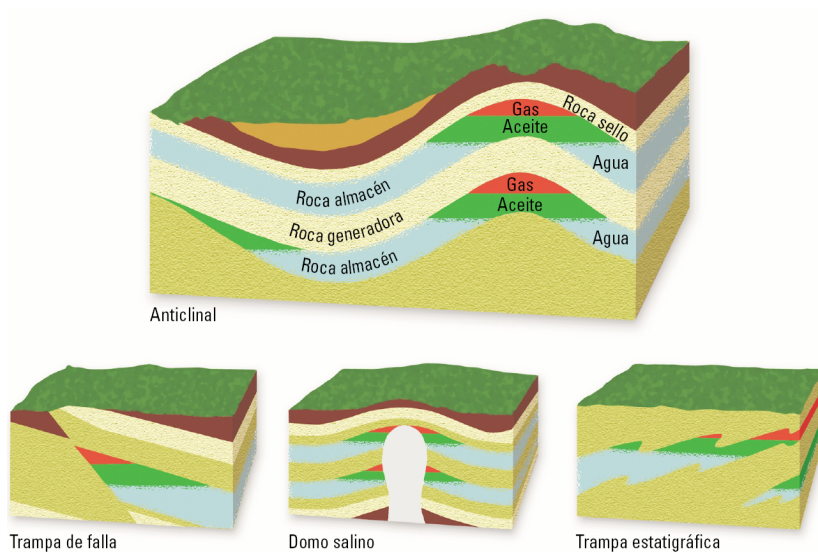


Figura 1.4. Trampas petrolíferas comunes (Tarbuck, 1999)

Capítulo 2

Estado del arte

2.1 Modelado de asfaltenos cerca del pozo, daño a la formación

La mayoría de las veces que se produce daño a la formación por orgánicos cerca del pozo es debida a la depositación de asfaltenos; por otra parte, el daño a la formación por ceras es principalmente causada por enfriamiento debido a la reducción excesiva a través de las perforaciones y/o debido a operaciones de inyección de aceite caliente o de sólidos orgánicos incorporados a la formación debido a las condiciones de sobre-balance. En todos los casos, el área del daño es restringida muy cerca del pozo (de 0 a 1 pie). Sin embargo, en el caso de los asfaltenos, el daño puede ocurrir algunos pies dentro del yacimiento dependiendo de la reducción. En el caso de la recuperación por miscibles el daño a la formación puede ocurrir aún más profundo dentro del yacimiento y esto está estrechamente correlacionado con el banco de aceite miscible.

2.1.1 Mecanismos orgánicos de daño a la formación

Refiriéndose a la Figura. 2.1, hay un pozo produciendo en un yacimiento de aceite bajo-saturado (con cero corte de agua) a una velocidad de flujo tal que la presión de fondo fluyendo, P_{wf} , es menor que la presión de inicio de floculación de asfaltenos P_{AF} , P_{AF} es por supuesto menor que la presión del yacimiento, P_y . Si este fluido no flocula y no deposita asfaltenos (dentro de la formación), el régimen de flujo será “Estado Estacionario”, por ejemplo, no habría cambios en el perfil de presión. Se asume que P_e no cambia durante el intervalo de tiempo bajo estudio. Este podría ser el caso por ejemplo, si el yacimiento tiene un fuerte empuje hidráulico o un casquete grande de gas. Bajo este escenario aunque la velocidad de flujo se pueda mantener constante mediante la apertura del estrangulador para compensar la caída de presión debida al daño a la formación causado por los asfaltenos, la situación no es en estado estacionario. P_e y P_{AF} a un r_e y r_{AF} , respectivamente, son constantes si la velocidad de flujo y q permanecen constantes. Pero P_{wf} está decreciendo continuamente (la reducción es cada vez mayor) para mantener la tasa de producción q . Podemos llamar a esto un temporalmente “estado pseudo-estacionario”. Es temporal porque, cuando el estrangulador está totalmente abierto, q comenzará a decrecer así como r_e y r_{AF} también disminuirán. De esta forma, r_e podría llegar a ser menor que el valor del estado pseudo-estacionario de r_{AF} , y r_{AF} podría ser cero. Bajo estas condiciones podría no ocurrir la floculación de asfaltenos dentro del yacimiento y, si no hay depositación en la tubería (podríamos suponer que se debe a una inyección química), el sistema alcanzaría una verdadera condición de estado estacionario. Por lo tanto, idealmente, el daño a la formación inducido por asfaltenos puede alcanzar un

limite máximo dictado por las condiciones del sistema como presión del yacimiento y temperatura, comportamiento de fase del aceite, erosión de partículas de asfaltenos e hidráulica de pozo. Aunque a esta condición de estado estacionario la tasa de producción podría no ser económica.

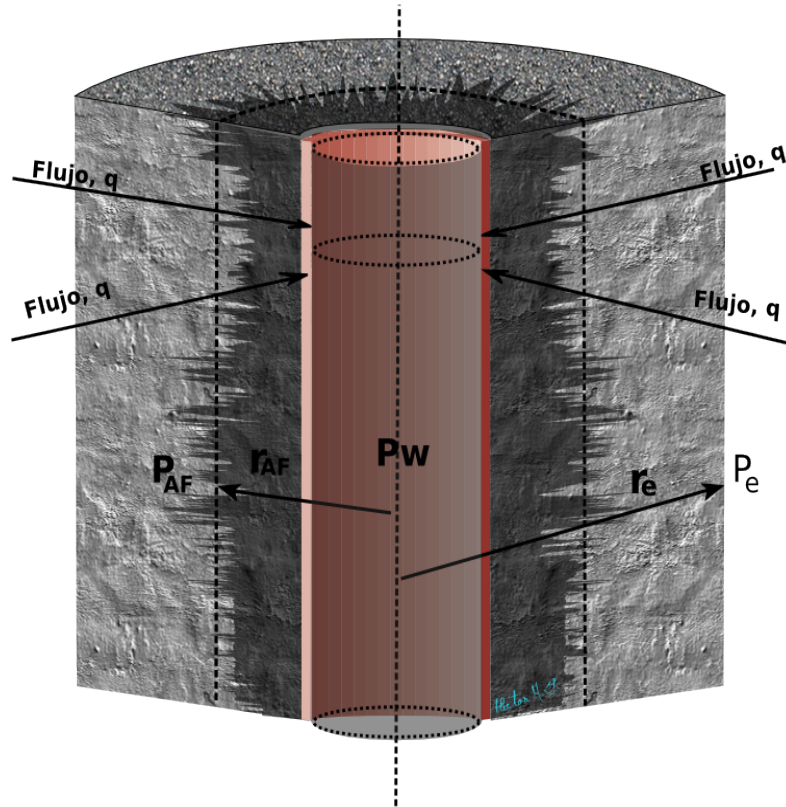


Figura 2.1. Corte de un pozo productor sufriendo daño a la formación inducida por asfaltenos.

En general hay tres formas de daño a la formación inducida por asfaltenos.

- Bloqueo Físico o Deterioro de la Permeabilidad
- Alteraciones de mojabilidad
- Incremento de la Viscosidad o Formación de Emulsiones

De los tres mecanismos anteriores el primero parece ser el mecanismo dominante, aunque ocasionalmente el segundo y algunas veces el tercero mecanismo parecen jugar un rol bajo ciertas circunstancias. También basados en la experiencia del autor, los yacimientos que tienen problemas de asfaltenos parecen tener una mezcla de mojabilidad a preferentemente por aceite incluso antes de que comience la producción. Es evidente entonces que la mayor causa del daño a la formación inducida por asfaltenos sea el primer mecanismo.

2.1.2 Descripción del modelo

El modelo de daño a la formación por asfaltenos es una descripción matemática de la detención o filtración de las recién formadas “partículas” de asfaltenos en las gargantas de poro o canales de la formación. Para formular el modelo, como requerimiento primario, se necesita conocer la cantidad y distribución de tamaño de las partículas (*psd* por sus siglas en ingles) de asfaltenos floculadas, como el fluido que se esta moviendo hacia el pozo. En otras palabras, se necesita saber la distribución de tamaño de las partículas de asfaltenos como una función de la termodinámica del sistema.

2.1.2.1 Distribución de tamaño de partículas de asfalteno

Cuando las partículas de asfaltenos taponan los poros de la formación a una distancia r desde el centro del pozo, el área disponible para el flujo es reducida. $A_{AP}(r,t)$ es el área taponada por partículas de asfaltenos en la posición r al tiempo t . Para calcular $A_{AP}(r,t)$, se necesita conocer $A_{trap}(r,t)$ el número de moles de partículas de asfaltenos atrapadas en la posición r al tiempo t . Por lo tanto, a un tiempo dado t y posición r , $\Delta AP_{trap}(r,t)$ representa el incremento de moles de partículas de asfaltenos atrapadas en la posición r al tiempo t dentro de un intervalo de tiempo Δt en la formación representada por Δr y $\Delta A_{AP}(r,t)$ es el incremento del área taponada. $\Delta AP_{trap}(r,t)$ y se obtiene como sigue:

A la presión y temperatura prevaleciente en el yacimiento en el lugar r al tiempo t , el modelo de comportamiento de fase de asfaltenos calcula la cantidad total de partículas de asfaltenos por mol en el fluido del yacimiento, s , y su *psd*, $f(x)$, donde x es el diámetro de la partícula de asfalteno, $f(x)$ es integrado de $x=d_{AP}$ a $x=\infty$ para obtener la fracción de partículas de asfaltenos, f_{trap} , por mol del fluido del yacimiento que quedan atrapadas en la posición r en un tiempo Δt . d_{AP} es el diámetro de la partícula de asfalteno más pequeña retenida en la formación.

El número total de moles del fluido del yacimiento, M_{RF} , fluyendo en la posición r es obtenido por el flujo del pozo a un gasto q durante algún incremento de tiempo específico Δt de producción.

El número de incremento de moles de partículas que son atrapadas en la posición r dentro del incremento j es:

$$AP_{trap}(r, j) = s(r, j) f_{trap}(r, j) M_{RF}(r, j) \quad (2.1)$$

Entonces, el número total de moles de partículas de asfaltenos que ha sido atrapadas en la posición r en un incremento de tiempo $t=j*\Delta t$, donde j es el j -ésimo incremento de tiempo, es:

$$AP_{trap}(r, t) = \sum_{j=1}^N [\Delta AP_{trap}(r, j)] = \sum_{j=1}^N [s(r, j) f_{trap}(r, j) M_{RF}(r, j)] \quad (2.2)$$

donde N es el total de incrementos Δt al tiempo t .

2.1.2.2 Radio Hidráulico

Ahora necesitamos conocer la distribución del diámetro de la garganta de poro ($ptdd$, por sus siglas en inglés) y/o su media. Vamos a designar a la media de $ptdd$ como d_H . De una manera bastante simple se calcula d_H que se basa en el supuesto de que el horizonte de producción es homogéneo. Se describe a continuación.

El radio hidráulico de un canal de flujo simple esta dado por

$$r_H = \frac{\text{Volumen vacío de canal de flujo}}{\text{área superficial de canal de flujo}} = \frac{SL}{L_p L} = \frac{S}{L_p} \quad (2.3)$$

donde:

- S : área seccional-x del canal de flujo
- L_p : perímetro mojado del canal de flujo
- L : longitud del canal de flujo

Un núcleo taponado consiste de muchos diminutos canales de flujo. El r_H de un núcleo taponado puede ser calculado de sus datos básicos de la siguiente manera.

$$\text{Volumen vacío de núcleo taponado} = S_{CORE} L_{CORE} \phi \quad (2.4)$$

donde

- ϕ : porosidad taponada del núcleo (= volumen vacío/volumen total)

$$\frac{\text{Área Superficial de canales de flujo de núcleo taponado}}{\text{flujo de núcleo taponado}} = S_{NÚCLEO} L_{NÚCLEO} (1 - \phi) \frac{S_p}{V_p} \quad (2.5)$$

donde

- S_p : área superficial de un grano o partícula de núcleo taponado
- V_p : volumen de un grano o partícula de núcleo taponado

Combinando las ecuaciones (2.3) y (2.4) en la ecuación (2.5), tenemos

$$r_H = \frac{\phi V_p}{(1 - \phi) S_p} \quad (2.6)$$

Si Φ , S_p , y V_p son obtenidos experimentalmente, pueden ser utilizados en la ec. (2.6) para calcular el radio hidráulico r_H (o el diámetro $d_H = 2r_H$). Algunas veces el promedio del diámetro de grano, d_g es

conocido. En este caso, si asumimos que los granos son idénticos o que d_g representa el promedio de diámetro de los granos, tenemos

$$\frac{V_p}{S_p} = \frac{d_g}{6} \quad (2.7)$$

Sustituyendo la ec. (2.6) en (2.7)

$$r_H = \frac{\phi}{(1-\phi)} \frac{d_g}{6} \quad (2.8)$$

Para conocer la eficiencia de filtración de partículas de asfaltenos, se aplica la regla simple de la teoría de filtración que establece que el filtro retiene partículas con diámetros de 1/3 del valor nominal del filtro. En este caso

$$d_{AP} = \frac{1}{3} d_H \quad (2.9)$$

donde:

d_{AP} : es el diámetro de la partícula más pequeña de asfalteno retenida en la formación

En un caso más general, sin embargo, una definición más apropiada

$$d_{AP} = \alpha d_H \quad (2.10)$$

α : es una constante que determina la variación del tamaño de partícula que es filtrada y que sirve como parámetro de ajuste y puede ser usada cuando se han tomado datos de producción de pozos con problemas de asfaltenos. Este valor varía de 0 a 1.

2.1.2.3 Alteración de la permeabilidad

Una forma de la ecuación de Darcy para flujo radial en régimen estacionario es:

$$\frac{\Delta P}{\Delta r}(r) = \frac{q\mu}{1.127 k A_{inicial}(r)} \quad (2.11)$$

Esta ecuación aplica para cada incremento Δr en la posición r . En el tiempo cero antes de que haya depositación de asfaltenos, el área disponible de flujo a la distancia r desde el centro del pozo es:

$$A_{inicial}(r) = 2\pi r h \phi_{inicial} \quad (2.12)$$

A medida que se depositen las partículas de asfaltenos, el área disponible al flujo se reduce. El resultado es un incremento en ΔP a un gasto dado. El ΔP se denomina “daño a la formación” o “daño”. Este daño se debe a una reducción en la permeabilidad k que resulta del área taponada $A_{AP}(r,t)$. El incremento del área taponada por las partículas de asfaltenos en la posición r dentro de un intervalo de tiempo j es $\Delta A_{AP}(r,j)$:

$$\begin{aligned} \Delta A_{AP}(r, j) &= \Delta AP_{atrap}(r, j) v_A(r, j) \frac{4\pi \left(\frac{d_{AP}}{2}\right)^2}{\frac{4}{3}\pi \left(\frac{d_{AP}}{2}\right)^3} \\ &= \Delta AP_{atrap}(r, j) v_A(r, j) \frac{6}{d_{AP}} \end{aligned} \quad (2.13)$$

donde:

$\Delta A_{ap}(r, j)$: es obtenida de la ecuación (2.1)

$v_A(r, t)$: es el volumen molar de las partículas de asfaltenos en la posición r al tiempo t .

El área total taponada en la posición r al tiempo t es

$$A_{AP}(r, t) = \sum_{j=1}^N [\Delta A_{AP}(r, j)] = \sum_{j=1}^N \left[\Delta A_{atrap}(r, j) v_A(r, j) \frac{6}{d_{AP}} \right] \quad (2.14)$$

Sustituyendo $\Delta A_{AP}(r,j)$ de la ec. (2.1) en la ec. (2.14) tenemos

$$A_{AP}(r, t) = \sum_{j=1}^N \left[S(r, j)_{fatrap}(r, j) M_{RF}(r, j) v_A(r, j) \frac{6}{d_H} \gamma \right] \quad (2.15)$$

donde γ es una constante cuyo valor es mayor o igual a 1. Dada la relación $\gamma = 1/\alpha$. Recordando que α varia de 0 a 1. γ (o α) indica la “eficiencia” de taponamiento por las partículas de asfaltenos. Esto puede ser usado para ajustar los parámetros si se tienen datos de campo disponibles.

El área total neta disponible para el flujo en la posición r después del taponamiento por asfaltenos para el tiempo t , se obtiene de la siguiente manera:

$$A_{neta}(r, t) = A_{inicial}(r) - A_{AP}(r, t) \quad (2.16)$$

donde $A_{inicial}(r)$ es obtenida de la ec. (2.12) y $A_{AP}(r,t)$ de la ecuación (2.15)

El “grado de daño” (DOD, por sus siglas en ingles) en cada posición r al tiempo t se puede definir como:

$$DOD(r, t) = \frac{\Delta P_{daño}(r, t)}{\Delta P_{inicial}(r)} \quad (2.17)$$

combinando las ecuaciones (2.11), (2.12), (2.16) y (2.17) y simplificando

$$DOD(r, t) = \frac{1}{1 - \frac{A_{AP}(r, t)}{A_{inicial}(r)}} \quad (2.18)$$

Usando la definición de DOD, ec. (2.17), y aplicando a la ley de Darcy ec. (2.11), tenemos tanto el daño como la situación al inicio.

$$\Delta P_{daño}(r, t) = \Delta P_{inicial}(r) DOD(r, t) = \frac{q\mu}{1.127 k_{inicial} A_{inicial}(r)} \Delta r DOD(r, t) \quad (2.19)$$

La ecuación anterior da la definición de daño a la permeabilidad:

$$k_{daño}(r, t) = \frac{k_{inicial}}{DOD(r, t)} = k_{inicial} \left(1 - \frac{A_{AP}(r, t)}{A_{inicial}(r)} \right) \quad (2.20)$$

La ecuación anterior da el daño a la permeabilidad, $k_{daño}(r, t)$ en la posición r que es usada en la ecuación de Darcy. Aparentemente el valor de k es un valor puntual, pero en realidad no es así, k no se refiere a un punto a la distancia r sino más bien a un incremento Δr a una r desde el centro del pozo.

2.1.2.4 Disminución de la porosidad

La pérdida de porosidad es modelada de manera similar que la permeabilidad. Usando la definición de la porosidad tenemos.

$$\phi_{daño}(r, t) = \frac{Volumen\ Vacio_{neto}(r, t)}{Volumen\ total(r)} \quad (2.21)$$

$$\phi_{inicial}(r, t) = \frac{Volumen\ Vacio_{inicial}(r, t)}{Volumen\ total(r)} \quad (2.22)$$

Dividiendo ambos lados de las ecuaciones anteriores:

$$\begin{aligned} \frac{\phi_{daño}(r, t)}{\phi_{inicial}(r, t)} &= \frac{Volumen\ Vacio_{neto}(r, t)}{Volumen\ Vacio_{inicial}(r)} \\ &= \frac{A_{neta}(r, t)}{A_{inicial}(r)} = \frac{A_{inicial}(r) - A_{AP}(r, t)}{A_{inicial}(r)} = \frac{1}{DOD} \end{aligned} \quad (2.23)$$

Finalmente

$$\Phi_{daño}(r, t) = \frac{\Phi_{inicial}}{DOD(r, t)} = \Phi_{inicial} \left(1 - \frac{A_{AP}(r, t)}{A_{inicial}(r)} \right) \quad (2.24)$$

Si se toma un incremento muy pequeño Δr podemos asumir que la disminución del área de flujo debida a la depositación de asfaltenos es uniforme a través del espesor Δr . Esto implica que $DOD(r, t)$ como se define en las ecuaciones. (2.17) y (2.18) es un valor promedio del incremento del espesor total Δr en la posición r .

El factor de daño *Van Everdingen-Hurst* es definido como

$$s(t) = \Delta P_s(t) \frac{7.08 k_{inicial} h}{q \mu} \quad (2.25)$$

$\Delta P_s(t)$ es obtenida de una forma integrada modificada de la ecuación de Darcy

$$P_e - P_w(t) - \Delta P_s(t) = \frac{q \mu \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}{7.08 k_{inicial} h} \quad (2.26)$$

Si $P_w(t)$ es calculada como una función del tiempo, $\Delta P_s(t)$ puede ser calculada de la siguiente manera:

$$(\Delta P_s)_{tiempo=t} = (P_w)_{tiempo=0} - (P_w)_{tiempo=t} \quad (2.27)$$

2.1.2.5 Erosión de Asfaltenos depositados

Si el sistema continua produciendo sin disturbios, la velocidad intersticial eventualmente comienza a ser igual y supera la velocidad crítica a un punto en el que las partículas de asfaltenos depositados comienzan a ser movidas con el flujo. A medida que aumenta la velocidad, la tasa de erosión comienza a ser igual que la tasas de depositación. Por lo tanto, no ocurre un daño adicional por asfaltenos en esa posición. Tal condición de “estado estacionario” se ha observado en campo en pozos sometidos a depositación de asfaltenos cerca de la pared de pozo. La tasa de producción bajo condiciones de régimen estacionario puede no ser (generalmente no lo es) económicamente aceptable o viable. Generalmente cuando se alcanzan condiciones de régimen de flujo en estado estacionario, el pozo requiere de estimulación para re-establecer la producción a una tasa que sea económicamente rentable.

2.2 Modelos simples de daño a la permeabilidad en las rocas de yacimiento causado por depositación de asfaltenos

Gruesbeck & Collins (1982) dividieron el medio poroso en vías taponables y no taponables. Por lo tanto, ellos representan el medio poroso por dos ramas continuas de modo que una tiene poros más pequeños que son susceptibles de ser taponados completamente; la vía no taponable sin embargo, no puede ser taponada completamente. A medida que la depositación actúa para reducir el diámetro de garganta de poro, la velocidad local se incrementa lo suficiente como para remover algunos de los depósitos acumulados fuera del espacio poroso.

Wang & Civan (1999) demostraron que la depositación superficial estática ocurre incluso cuando no hay flujo de fluido. Sin embargo, durante el flujo del fluido, la depositación superficial dinámica parece ser la dominante. El taponamiento de garganta de poro por depositación parece depender de las propiedades del fluido y del medio poroso y de las condiciones imperantes de presión y temperatura.

2.2.1 Aproximación de modelado de balance de masa

2.2.1.1 Modelado de daño para yacimientos penetrados por pozos verticales

Para yacimientos penetrados por pozos verticales, se asume una geometría de flujo cilíndrica como se muestra en la Figura 2.2. La región del yacimiento cercana al pozo es seccionada en un número (n) de pequeños anillos iguales de longitud Δr . A cualquier incremento fijo de tiempo, el daño a la permeabilidad ($k_{d,i}$) es calculado en cada anillo de la formación y la permeabilidad efectiva es calculada por:

$$k_{eff} = \frac{\log(r_e/r_w)}{\sum_{i=1}^n \frac{\log(r_i/r_i - 1)}{k_{d,i}}} \quad (2.28)$$

donde:

El daño a la permeabilidad es estimado comparando la sección del área transversal disponible al flujo (X_0) con el promedio de la sección transversal taponada por la depositación de asfaltenos (X_p).

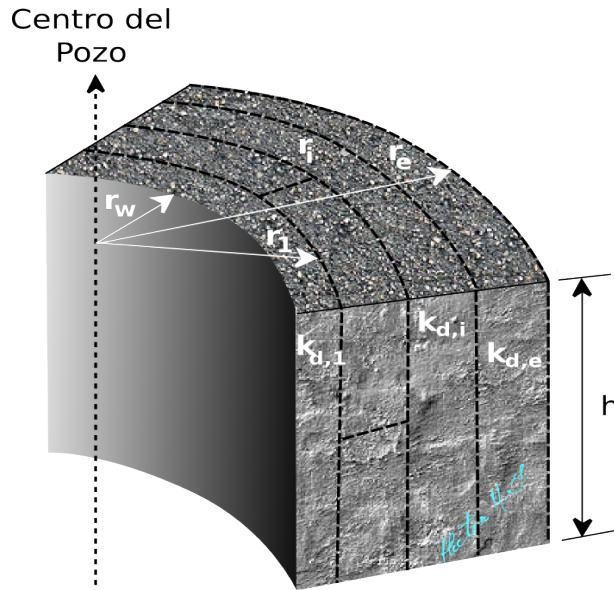


Figura 2.2. Modelo esquemático de daño causado por deposición de asfaltenos en un yacimiento penetrado por un pozo vertical (Garrouch y Al-Ruhaimani., 2005).

El daño a la permeabilidad en el anillo i a cualquier tiempo dado es calculado como:

$$k_{d,i}(t) = \left(\frac{\chi_{o,i} - \chi_{P,i}(t)}{\chi_{o,i}} \right) \quad (2.29)$$

El promedio original del área transversal disponible al flujo en el i -ésimo anillo esta dado por:

$$\chi_{o,i} = 2\pi h \phi_{o,i} \frac{\int_{r_{i-1}}^{r_i} r dr}{r_i - r_{i-1}} \quad (2.30)$$

El término $\chi_{P,i}(r, t)$ es el área promedio obstruida por partículas de asfaltano para el i -ésimo anillo al tiempo t . Como es indicado por Leontaritis (1998), este término está dado por la integración del área incremental taponada por asfaltenos como se muestra a continuación:

$$\Delta \chi_{P,i}(r, t) = \Delta \eta_i(r, t) V_i^a(t) * \frac{4\pi (r_p)^2}{\frac{4}{3}\pi (r_p)^3} \quad (2.31)$$

El término $V_i^a(t)$ es el volumen molar de partículas de asfaltano en el i -ésimo anillo al tiempo t . El término $\Delta \eta_i(r, t)$ es el número incremental de moles de partículas de asfaltano que son atrapadas en el i -ésimo anillo al tiempo t a la distancia r

Simplificando la ecuación anterior, se obtiene la siguiente expresión para el área incremental taponada por asfaltenos:

$$\Delta X_{P,i}(r, t) = \Delta \eta_i(r, t) V_i^a(t) * \frac{3}{r_P} \beta \quad (2.32)$$

La constante β indica la fracción del área superficial de una partícula de asfalto que contribuye al taponamiento de la garganta de poro. El número incremental de moles de partículas de asfalto que quedan atrapadas en el i -ésimo anillo al tiempo t , a la distancia r se expresa como:

$$\Delta \eta_i(r, t) = S_i(r, t) f_{trap,i} \frac{\rho_f q_o}{MW_f} \Delta t \quad (2.33)$$

donde:

ρ_f : densidad del crudo,

MW_f : peso molecular del crudo,

q_o : gasto volumétrico de aceite,

$S_i(t)$: número de partículas de asfalto por mol de fluido del yacimiento, dado por:

$$f_{trap,i} = \int_{r_P}^{\infty} f_i(r) dr \quad (2.34)$$

r_P : radio de la partícula más pequeña de asfalto retenida en la formación,

$f_i(r)$: distribución del radio de asfalto en el i -ésimo anillo.

Mediante la integración de la ecuación (2.34) y sustituyendo por el número de moles incrementales de partículas de asfalto que quedan atrapadas usando la ecuación (2.32), obtenemos una expresión para el área promedio taponada por partículas de asfalto para el i -ésimo anillo

$$X_{P,i}(t) = \frac{3\beta f_{trap,i} \rho_f q_o}{MW_f (r_i - r_{i-1}) r_P} \iint_{0}^{r_i} S_i V_i^a dr dt \quad (2.35)$$

Para cada anillo cilíndrico las condiciones de presión y temperatura determinan la variación en diversos parámetros como las funciones S_i , f_{trap} , y V_i^a . Las funciones S_i , y V_i^a , también varían dentro de un anillo particular como funciones del tiempo y el radio.

El taponamiento de asfaltenos actúa como un estrangulador en las gargantas de poro abiertas del medio poroso. La velocidad intersticial mantiene un incremento (a una constante tasa de producción) debido al taponamiento que ocurre dentro de la formación por los asfaltenos. Si la velocidad intersticial supera la velocidad crítica, las partículas de asfalto comienzan a ser desalojadas y a moverse con el flujo.

2.3 Precipitación y deposición de asfaltenos en la región cercana al pozo: un modelo aproximado

2.3.1 Precipitación de asfaltenos

Para que los asfaltenos se depositen en el medio poroso, este tiene que precipitar primero del aceite crudo, como solo se suspende (libera) el asfalteno se puede depositar y taponar el medio poroso. El estudio de comportamiento de fase muestra que la precipitación de asfaltenos comienza a ocurrir cuando la presión es mayor que la presión de burbuja, llamada presión superior de precipitación de asfaltenos, y alcanza su máximo valor en términos de *wt%* (porcentaje en peso) de asfalteno precipitado en el punto de burbuja. Después, el asfalteno puede iniciar a disolverse nuevamente en el aceite como se disuelve el gas por debajo de la envolvente del punto de burbuja, cambiando la composición del líquido. Para describir el fenómeno de la precipitación de asfaltenos, se necesita conocer la envolvente de precipitación de asfaltenos (APE, Figura. 2.3), así como la cantidad en *wt%* precipitada en cada decremento de presión.

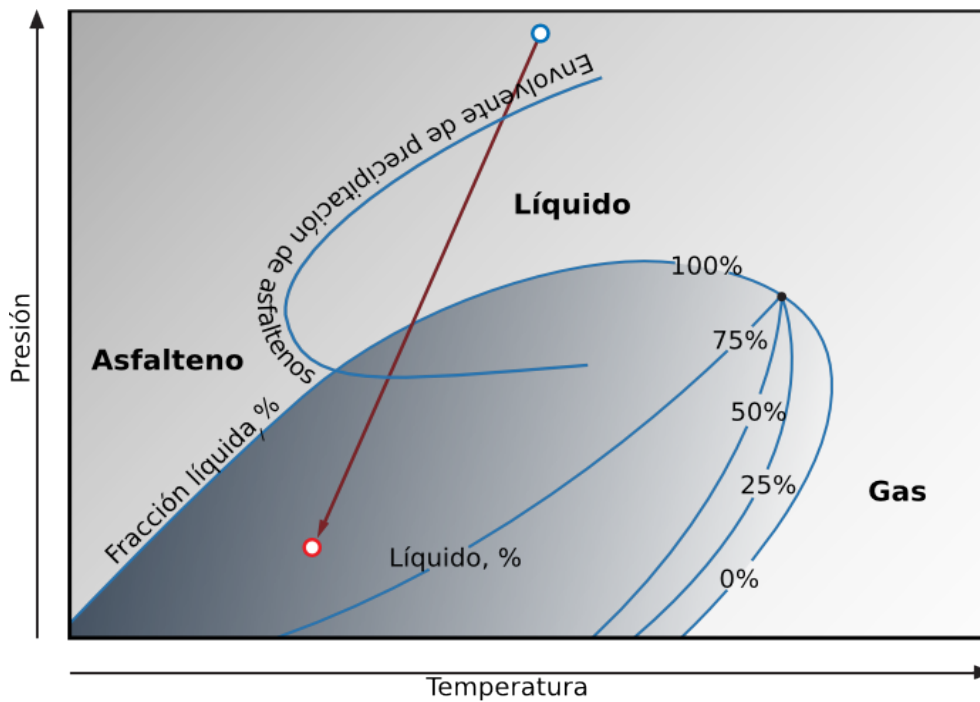


Figura. 2.3. Esquema de la envolvente de precipitación del asfalteno (Akbarzade et al., 2007)

La precipitación de asfaltenos es evaluada experimentalmente usando una variedad de métodos. Los más ampliamente usados son los métodos gravimétricos (estáticos) y los de filtración (dinámicos). El gravimétrico que fue usado en este trabajo esta basado en la evaluación de la precipitación de asfaltenos a partir de la solubilidad de asfaltenos versus presión de formación en una celda PVT.

2.3.1.1 Determinación experimental de precipitación de asfaltenos

Los modelos termodinámicos de precipitación de asfaltenos son ecuaciones matemáticas que pueden ser usadas para predecir la precipitación de asfaltenos y las cantidades precipitadas. Hay dos puntos de vista a considerar en la presencia de asfaltenos en petróleo. Un punto de vista considera que la precipitación de asfaltenos como otros componentes es reversible. De esta manera los modelos de equilibrio termodinámico establecen la precipitación como una función de la composición, presión y temperatura y los modelos de equilibrio termodinámico como el modelo termodinámico de miscelización, y el modelo de sólido puro son usados para este fin.

El otro punto de vista sostiene que la precipitación de asfaltenos es irreversible ya que los asfaltenos están dispersos en suspensión y son estabilizados en el aceite mediante su interacción con las resinas en forma de coloides, así que si la suspensión es desestabilizada, por ejemplo por una reducción de la concentración de las resinas debida al gas de inyección, los asfaltenos precipitan irreversiblemente.

Debido a estas diferencias han surgido un número de aproximaciones al modelo termodinámico de precipitación de asfaltenos que definen la envolvente de precipitación de asfaltenos (APE, por sus siglas en inglés) que se muestra en la Figura. 2.3. En estos modelos se incluyen el modelo de Solubilidad-Líquido (Hirschberg et al., 1982; Pan & Firoozabadi, 2000; Wang & Civan, 2001), el modelo termodinámico coloidal (Leontaritis & Mansoori, 1987; Correa & Donnaio, 2000), el modelo de miscelización termodinámico (Pan & Firoozabadi 1998,2000) y el modelo de sólido puro (Nghiem & Coombe, 1996; Nghiem et al., 1998, 2000; Kohse et al., 2000). Recientemente la evidencia experimental se inclina hacia la reversibilidad de la precipitación de asfaltenos, por ejemplo el modelo de miscelización termodinámica y el modelo de sólido puro. Este último se tomo como base para el modelo de pozo que aquí se propone

2.3.1.2 Modelos de depositación de asfaltenos

Existen dos reconocidos modelos de depositación para asfaltenos en el medio poroso, adsorción y entrapamiento mecánico.

2.3.1.3 Adsorción

Las partículas de asfaltenos son adsorbidas en la superficie de la roca debido a la polaridad, afinidad u otra fuerza de atracción. Este proceso es reversible con la desorción del asfalto del medio poroso cuando la concentración de asfaltenos en el aceite crudo disminuye. Estudios de adsorción en varios materiales rocosos realizados por diversos investigadores (Collins & Melrose, 1983; Dubey & Waxman, 1991; González & Travalloni-Louvisse, 1993) muestran que la adsorción de asfaltenos puede ser modelada usando la ecuación isotérmica de Langmuir en la forma:

$$W_{sa} = \frac{W_{sa,max} K_a C_{sf}}{K_a C_{sf} + 1} \quad (2.36)$$

donde C_{sf} es la masa de asfalteno suspendida por masa en fase aceite, W_{sa} es la masa de asfalteno adsorbida por masa de roca $W_{sa,max}$ es la fracción de masa adsorbida máxima, K_a es la relación de las constantes de velocidad de adsorción/desorción.

La contribución de la adsorción a la cantidad total depositada es típicamente pequeña (Leontaritis 1998). Sin embargo, la adsorción puede jugar un papel muy importante en la mojabilidad de la roca y de esta manera afectar a la permeabilidad relativa en las zonas afectadas por la depositación de asfaltenos.

2.3.1.4 Entrampamiento Mecánico

Existen varias ecuaciones desarrolladas tanto física como empíricamente para modelar el bloqueo del medio poroso por partículas de asfaltenos. Estas están basadas generalmente en teorías de migración y depositación de finos por Gruesbeck & Collins (1982). En este modelo hay dos ramas de flujo paralelo. Una rama tiene relativamente poros pequeños en donde se depositan los finos y taponan el canal, y la otra rama donde la depositación ocurre pero la garganta de poro es lo suficientemente grande para evitar el taponamiento. La distribución de canal taponable y no taponable depende de la distribución de tamaño de finos, (en este caso de partículas de asfaltenos) y de garganta de poro. Existen tres factores que contribuyen al entrampamiento: depositación en superficie, arrastre y taponamiento de garganta de poro. Ali & Islam (1998) & Wang & Civan (2001) usaron los tres parámetros para modelar el proceso de depositación

2.3.1.5 Modelos de taponamiento por asfaltenos

Los modelos de taponamiento se refieren a los efectos de la depositación de asfaltenos en la permeabilidad y la porosidad. Varios investigadores han indicado que la porosidad es reducida por la cantidad de volumen fraccional de poro ocupado por la depositación de asfaltenos, i.e.:

$$\phi = \phi_i - E_A - E_{AA} \quad (2.37)$$

donde ϕ , ϕ_i son las porosidades actual e inicial, y E_{AA} es la fracción de volumen de poro de asfalteno adsorbido, que es típicamente pequeño.

El efecto de la depositación en la permeabilidad es modelada en una variedad de formas. En el modelo de Ali & Islam (1998), la vías taponadas y no taponadas tienen permeabilidades iniciales diferentes y estas se modifican conforme ocurra el taponamiento.

Wang et al. & Civan et al. usaron un modelo para la reducción de la permeabilidad, a saber:

$$k = k_i (\phi / \phi_i)^3 \quad (2.38)$$

donde k_i es la permeabilidad inicial. Wang & Civan, (2001); usaron una versión modificada de la ecuación anterior incluyendo el efecto de válvula o compuerta, f_p , como un coeficiente de modificación de la permeabilidad:

$$k = k_i f_p (\phi / \phi_i)^3 \quad (2.39)$$

Las publicaciones actuales que describen la precipitación, depositación y taponamiento acerca de los pozos productores de petróleo, combinan dos modelos, un modelo termodinámico que describe la precipitación de asfaltenos debido a la caída de presión en las cercanías del pozo, y un modelo de flujo de fluidos para determinar la depositación de asfaltenos y el taponamiento. En el presente trabajo los valores determinados experimentalmente de precipitación de asfaltenos versus presión son usados directamente en el modelo de flujo de fluido, que tratan la disolución y precipitación de asfaltenos de manera análoga al tratamiento de gas libre disuelto en simuladores de aceite negro. Además el modelo es implementado en una geometría de flujo radial.

2.3.2 Modelo simple de pozo para precipitación, depositación y taponamiento

2.3.2.1 Formulación matemática

El modelo simple de pozo es una extensión del tradicional modelo de yacimiento de aceite negro (con tipo de flujo, trifásico: agua, aceite y gas) cuyas ecuaciones son descritas por Almehaideb et al. (1989). Se incluye una cuarta ecuación de balance de masa para el componente de asfaltenos. Las ecuaciones en coordenadas cilíndricas (r-z) son las siguientes:

Aceite:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \lambda_o \left(\frac{\partial p_o}{\partial r} - \gamma_o \frac{\partial D}{\partial r} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial z} \times \left[\lambda_o \left(\frac{\partial p_o}{\partial z} - \gamma_o \frac{\partial D}{\partial z} \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) + q_o \quad (2.40)$$

Agua:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \lambda_w \left(\frac{\partial p_w}{\partial r} - \gamma_w \frac{\partial D}{\partial r} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial z} \times \left[\lambda_w \left(\frac{\partial p_w}{\partial z} - \gamma_w \frac{\partial D}{\partial z} \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right) + q_w \quad (2.41)$$

Gas:

$$\begin{aligned}
 & \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \lambda_g \left(\frac{\partial p_g}{\partial r} - \gamma_g \frac{\partial D}{\partial r} \right) + r R_s \lambda_o \left(\frac{\partial p_o}{\partial r} - \gamma_o \frac{\partial D}{\partial r} \right) \right] \\
 & + \frac{\partial}{\partial z} \left[\lambda_g \left(\frac{\partial p_g}{\partial z} - \gamma_g \frac{\partial D}{\partial z} \right) + R_s \lambda_o \left(\frac{\partial p_o}{\partial z} - \gamma_o \frac{\partial D}{\partial z} \right) \right] \\
 & = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{R_s \phi S_o}{B_o} + \frac{\phi S_g}{B_g} \right) + q_g + R_s q_o
 \end{aligned} \tag{2.42}$$

Asfalteno:

$$\begin{aligned}
 & \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r (\lambda_A + R_A \lambda_o) \left(\frac{\partial p_o}{\partial r} - \gamma_o \frac{\partial D}{\partial r} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial z} \\
 & \times \left[(\lambda_A + R_A \lambda_o) \left(\frac{\partial p_o}{\partial z} - \gamma_o \frac{\partial D}{\partial z} \right) \right] \\
 & = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_A}{B_A} + \frac{R_A \phi S_o}{B_o} + \frac{E_A}{B_A} \right) + \left(\frac{S_A}{S_o} + R_A \right) q_o
 \end{aligned} \tag{2.43}$$

Las saturaciones de las cuatro fases se relacionan de la siguiente manera:

$$S_o + S_w + S_g + S_A = 1.0 \tag{2.44}$$

El modelo asume que el componente aceite solo existe en fase aceite y el componente agua solo existe en fase agua mientras que el componente gas existe ya sea como gas libre o disuelto en la fase aceite. De manera similar, el componente asfalteno existe ya sea como partículas sólidas suspendidas en fase aceite, depositadas en el medio poroso, o disueltas en la fase aceite. El modelo también asume que los asfaltenos suspendidos (y disueltos) fluyen en la fase aceite a la misma velocidad.

2.3.3 Resultados experimentales

Los resultados de las pruebas de solubilidad de asfaltenos fueron usadas en este trabajo, como datos de entrada para la precipitación de asfaltenos en el modelo de pozo. Se estudiaron dos casos de prueba, a saber: el caso base involucra la precipitación de asfaltenos pero sin deposición ni taponamiento. El segundo caso se hizo con deposición y taponamiento usando los modelos Wang & Civan. Este último modelo fue elegido porque es más general y fue desarrollado basándose en datos experimentales.

1. *Corrida #1: precipitación de asfaltenos (caso base)*

La Figura 2.4 muestra el crecimiento de la precipitación alrededor del pozo versus tiempo y caída de presión por debajo de la presión superior de precipitación de asfaltenos de 3600 psi. Este muestra que esta zona crece de manera continua hacia el exterior del pozo y las concentraciones de asfaltenos en suspensión se incrementa con el tiempo en relación a la caída de presión cerca del pozo. El aumento en de la zona de precipitación de asfaltenos nos da una indicación de las zonas que serán afectadas por el taponamiento.

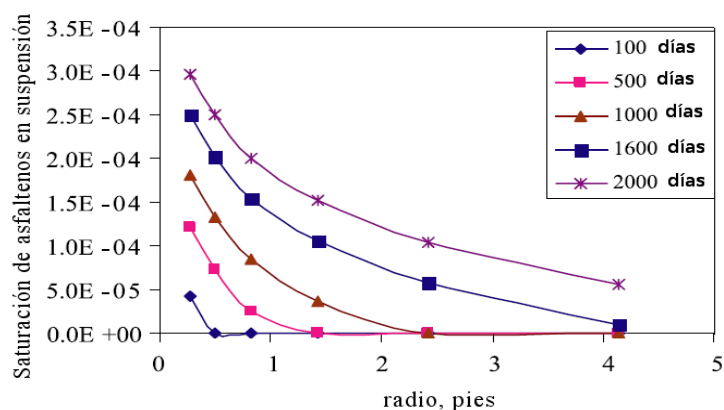


Figura 2.4. Saturación de asfaltenos en suspensión vs tiempo para los bloques cercanos al pozo, corrida # 1 (Almehaideb, 2004).

Corrida #2 precipitación de asfaltenos, depositación y taponamiento

La precipitación de asfaltenos es rápidamente adsorbida en la superficie de la roca hasta el máximo valor de adsorción usado en la corrida (0.1 mg/g), pero esta adsorción tiene un efecto muy pequeño en la porosidad y en la permeabilidad. La Figura 2.5 muestra la acumulación del asfalto depositado en la región cercana al pozo. Un taponamiento severo se ha desarrollado cerca del pozo después de unos 3 años. La porosidad y la permeabilidad en la región cercana al pozo se muestra en las Figuras 2.6 y 2.7, nuevamente se puede notar que la depositación de asfaltenos ha reducido severamente la permeabilidad y la porosidad cerca del pozo.

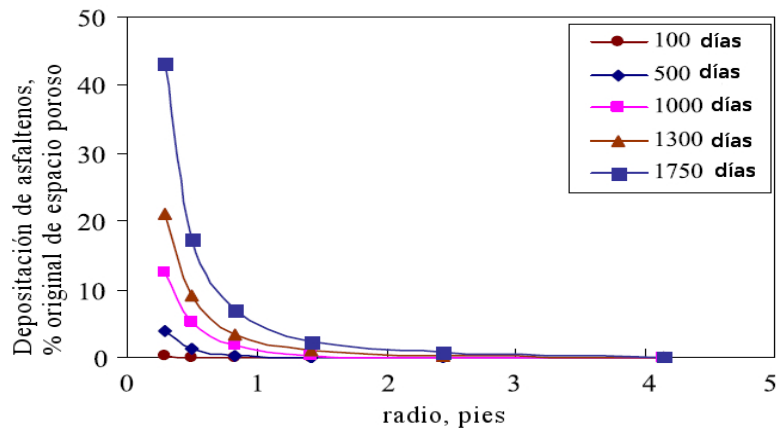


Figura 2.5. Acumulación de asfalteno depositado alrededor del pozo para la corrida # 2 (Almehaideb, 2004).

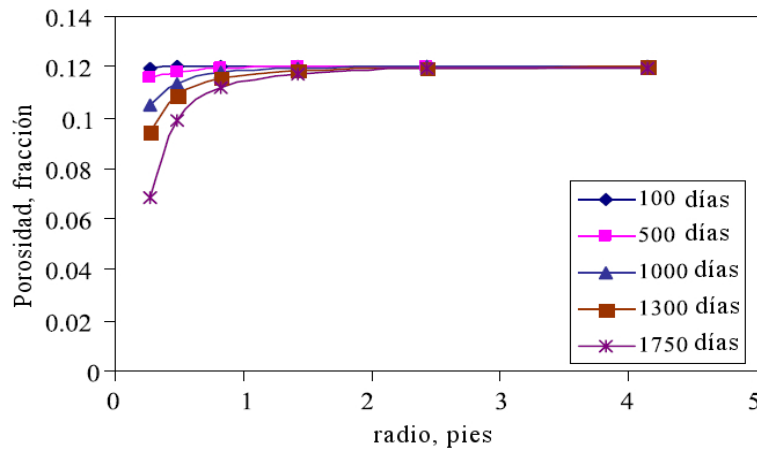


Figura 2.6. Cambio de la porosidad versus tiempo en los bloques cercanos al pozo, corrida # 2 (Almehaideb, 2004)

La presión de fondo fluyendo se redujo debido al taponamiento de 3267 psi a 3038 psi después de 1750 días, equivalente a un daño de 4.04. El índice de productividad cayó de un valor estabilizado de 1.7 bbl/día/psi a 1.18 bbl/día/psi después de 1750 días, una caída de 30.6%; más allá de 1750 días ocurre un taponamiento severo, reduciendo mucho más el índice de productividad.

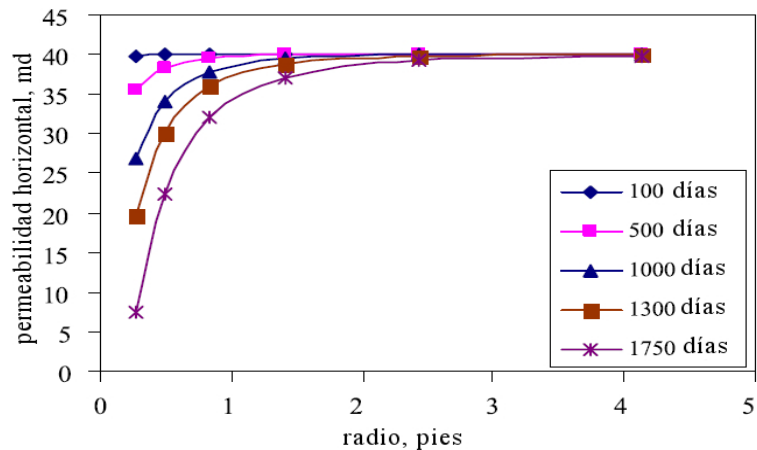


Figura 2.7. Cambio en la permeabilidad horizontal vs tiempo en los bloques cercanos al pozo, corrida # 2 (Almehaideb, 2004)

2.4 Un modelo de taponamiento de pozo por asfaltenos para la modelación de campo a escala

Aunque se sabe que la precipitación de asfaltenos tiene fuertes efectos en la reducción de la permeabilidad, el análisis cuantitativo a iniciado recientemente.

El modelo de pozo acopla el modelo de adsorción de asfaltenos con una serie de modelos fenomenológicos que son validados independientemente con otros experimentos o datos de campo. Estos modelos son incorporados dentro de un modelo matemático para un sistema de pozo tanto lineal como radial. Normalmente se usa el sistema radial porque se ajusta mejor a los cambios de velocidad de flujo.

Experimentalmente, se encontró que la depositación de asfaltenos es una función de la permeabilidad, velocidad de flujo y concentración. Se identificaron dos mecanismos llamados depositación y adsorción.

Se considera que la depositación de asfaltenos es uno de los principales problemas durante la explotación de los yacimientos de petróleo. En algunos casos la precipitación de asfaltenos puede ocurrir durante el agotamiento natural del yacimiento, el transporte y más comúnmente durante las operaciones de estimulación.

Ali & Islam (1988) proveen un nuevo modelo que incorpora la adsorción de asfaltenos con taponamiento de pozo usando la teoría de exceso superficial (Sircar et al., 1972) y la teoría de

entrapamiento mecánico (Gruesbeck y Collins, 1982). Este modelo fue validado con resultados experimentales en núcleos lineales. También se observó que algunos de los parámetros de depositación están relacionados con la velocidad local. Lo anterior plantea un problema en el modelado de la depositación de asfaltenos en zonas donde la velocidad está cambiando continuamente a lo largo de la dirección del flujo.

2.4.1 Modelos de Pozo

Algunos investigadores (Donalson & Chernoglazov, 1987, Civan & Engler 1991) desarrollaron modelos sin tomar en cuenta —en el primer caso— la geometría de flujo radial y por otra parte la no inclusión del entrapamiento mecánico de finos.

Recientemente Chang y Civan (1997) presentaron un modelo de pozo con las características más destacadas de daño a la formación químicamente inducida. Resolvieron la ecuación de difusión convectiva en coordenadas radiales, sin embargo esta solución numérica no incluye el término dispersión/difusión.

Se considera que la adsorción de asfalteno toma lugar en la fase de monómero. Piro et al. (1995) reportando que la adsorción de asfalteno es un proceso continuo. Nuestra afirmación es que la adsorción de asfalteno no es un proceso continuo en sí mismo. Sin embargo el carácter continuo de la depositación de asfaltenos proviene de la combinación de adsorción y captura de asfaltenos en los poros.

Así separamos la captura de la adsorción y el tratamiento de la adsorción con la teoría de exceso superficial (Sircar et al., 1972) mientras que el tratamiento mecánico de la captura de asfalteno con la teoría desarrollada por Gruesbeck & Collins (1982). Para un sistema binario, el exceso en superficie de un componente i está dado por (Sircar et al. 1972):

$$n_i^e = n_o (x_i^o - x_i) \quad (2.45)$$

$i = a$ denota asfalteno y $i = o$ denota la fase total que transporta el asfalteno (en este caso petróleo crudo), si se asume que la fase líquida está directamente en contacto con la fase sólida (en el caso de que el medio poroso esté mojado preferentemente por aceite o que el agua esté ausente), se asume la siguiente forma de la ecuación anterior:

$$n_i^e = n' (x'_i - x_i) \quad (2.46)$$

Utilizando el modelo de adsorción de monómero, el exceso en superficie puede ser expresado como:

$$\frac{1}{n'} = \frac{x'_a}{m_a} + \frac{x'_o}{m_o} \quad (2.47)$$

Donde m_a y m_o representan la cantidad de cobertura monocapa para asfalto y la fase total, respectivamente. Las evidencias muestran que la adsorción de asfalto se realiza a través de la monocapa. En este punto se puede introducir el concepto de selectividad. La selectividad S se puede definir de la siguiente forma:

$$S = \frac{x'_a/x'_o}{x_a/x_o} \quad (2.48)$$

Con la selectividad, la expresión de superficie en exceso puede ser escrita como:

$$n_i^e = \frac{m_a x_a x_o (S - 1)}{S x_a + (m_a/m_o) x_o} \quad (2.49)$$

La cantidad de asfalto adsorbido esta dado por:

$$n'_a = \frac{m_a x_a S}{S x_a + (m_a/m_o) x_o} \quad (2.50)$$

Finalmente el término cinético esta calculado como:

$$\frac{\partial n_a^{ea}}{\partial t} = k_i (n_a^e - n_a^{ea}) \quad (2.51)$$

Donde $k_i = k_1$ para adsorción y $k_i = k_2$ para desorción. Este término introduce la posibilidad de desorción de asfalto en un sistema de desplazamiento dinámico.

2.4.2 Entrampamiento Mecánico

El modelo matemático presentado aquí esta basado en la teoría desarrollada por Gruesbeck y Collins (1982) que originalmente desarrollaron la teoría para describir el entrampamiento y depositación de finos en el medio poroso. Ellos sugirieron una división hipotética del medio poroso en vías taponadas y no-taponadas. Esto involucra la representación del medio poroso formando dos continuas ramas en el que una de ellas será eventualmente taponada completamente.

Dos diferentes leyes de depositación son aplicadas en los dos tipos de rutas. Para rutas no taponables, se aplica la siguiente ecuación.

$$\frac{\partial V_{np}}{\partial t} = -\alpha (u_{np} - u_c) V_{np} + B C_a \quad (2.52)$$

La ecuación anterior implica que el asfalteno no se movilizará hasta que la velocidad local u sea mayor que la velocidad crítica u_c . Consecuentemente el primer término del lado derecho de la ecuación será cero en caso de que u_c sea mayor que u_{np} . Para rutas taponables, se introduce el efecto de *bola de nieve*, permitiendo esencialmente el taponamiento de estos poros. Esto se da como:

$$\frac{\partial V_p}{\partial t} = (\delta + \rho V_p) u_p C_a \quad (2.53)$$

Las velocidades locales en diferentes rutas son relacionadas a la permeabilidad absoluta por la siguiente relación:

$$\frac{u_p}{u} = \frac{k_p(V_p)}{k_p(V_p) + k_{np}(V_p)}, \quad (2.54)$$

donde las permeabilidades de las rutas taponadas y no taponadas necesitan ser acopladas con la permeabilidad inicial y la depositación de asfalteno. Esto se hace a través de la siguiente formulación empírica:

$$k_p \simeq k_{pi} e^{-av_p^4} \quad (2.55)$$

y

$$k_{np} \simeq \frac{k_{npi}}{1 + \varepsilon V_{np}} \quad (2.56)$$

donde a , k_{pi} , k_{npi} y ε son constantes fenomenológicas. Note que k_{pi} y k_{npi} son equivalentes a los valores de permeabilidad de los canales taponables y no taponables respectivamente. Sin embargo, permanecen las constantes fenomenológicas, porque sus valores no pueden determinarse independientemente.

2.4.3 Ecuación de Balance de Materia

La ecuación unidimensional para balance de materia que involucra tanto adsorción y depositación de asfaltenos esta dada por (Ali & Islam, 1988):

$$\lambda u \frac{\partial^2 C}{\partial x^2} - u \frac{\partial C}{\partial x} = \frac{1-\phi}{\phi} \frac{\partial C}{\partial t} + \frac{1-\phi}{\phi} \rho_r \frac{\partial n_a^{ea}}{\partial t} + \frac{\partial V}{\partial t} \quad (2.57)$$

El primer término de la ecuación anterior representa la difusión, mientras que el segundo término representa la convección. El primer término del lado derecho representa la acumulación. Finalmente, el último término representa la pérdida de asfaltenos debido a la adsorción (término de superficie en exceso) como también entrapamiento mecánico (V). Nótese que esta ecuación contiene la expresión de la depositación total debida al entrapamiento mecánico. La depositación total esta relacionada con los poros taponados y no taponados de acuerdo a la siguiente distribución.

$$\phi V = f V_p + (1 - f) V_{np} \quad (2.58)$$

donde f representa la fracción de la ruta taponable en el medio poroso.

2.4.3.1 Método Analítico

Con el fin de resolver las ecuaciones analíticamente, estas se reescribieron adimensionalmente para los casos lineal y radial respectivamente.

2.4.3.1.1 Observaciones de Campo

Varios pozos fueron considerados en el análisis de la distribución de los poros. El principal parámetro fue la fracción de rutas taponables (simbolizado como f). Con excepción de un caso la mayoría de los poros se encontraron taponados. Este es un comportamiento esperado para yacimientos de carbonatos.

Hay una tendencia general del incremento de f con el incremento de la profundidad. Esta observación apoyaría la historia diagenética de la formación geológica constituida de rocas carbonatadas.

2.4.3.1.2 Resultados Analíticos

En este documento solo se discuten las soluciones radiales. Para el caso de transporte de interés puramente dispersivo, la concentración aumenta con la disminución de pendientes monótonamente. Para los casos de depositación sin efectos de bola de nieve el medio poroso actúa como si la porosidad fuera cada vez mayor. A tiempos largos, el efecto bola de nieve domina el flujo, provocando una caída en la concentración de salida después de alcanzar un máximo.

Como se esperaba, se observa una pequeña diferencia en la depositación para diferentes tasas de depositación para valores pequeños de tiempo adimensional (menores que 15). Conforme el tiempo se incrementa, sin embargo, los valores de depositación divergen para diferentes casos, con un rápido taponamiento para altos valores de ρ . Conforme el parámetro de efecto de bola de nieve se incrementa, el tiempo requerido para completar el taponamiento disminuye.

El daño a la formación como disminución de la permeabilidad fue calculado usando la ecuación 2.55.

2.4.3.2 Observaciones Experimentales

Se ejecutaron una serie de experimentos por Ali & Islam (1998) Estas pruebas de inyección de núcleo lineal revelaron varias propiedades de la precipitación de asfaltenos en rocas carbonatadas. Se observaron tres regímenes de flujo, llamados, estado monótono continuo, estado semi-continuo y taponamiento continuo. Una de las más importantes observaciones fue la dependencia en la tasa de la depositación con la velocidad en las rutas no taponables para el régimen de taponamiento continuo. Interesantemente, la tasa de depositación se incrementa con el incremento de la velocidad.

Se encontro que la siguiente ecuación exponencial indica la relación más fiable entre la tasa de depositación y la velocidad:

$$\beta = 0.0006 e^{9.62v}$$

donde β es expresada en s^{-1} y la magnitud de la velocidad v es expresada en cm/min. La ecuación anterior tiene una exactitud del 90%. Para un sistema radial en que haya transición entre los diferentes tipos de flujo, consecuentemente se decidió usar la expresión anterior para β .

Ali & Islam (1998) también reportaron parámetros de adsorción. Estos valores se usaron sin un cambio significativo.

2.4.3.3 Resultados Numéricos

Inicialmente, se ejecutaron los modelos numéricos asumiendo que el medio poroso esta constituido por poros 100% taponables. El problema inicia en una dimensión, no se hacen consideraciones direccionales de la permeabilidad. Se noto que con asfalteno inicial en el medio poroso, si se induce precipitación con un fluido inyectado, la reducción de la permeabilidad es muy rápida. El daño más pronunciado es cercano al pozo.

En la Figura 2.8 se muestra que se reduce la permeabilidad a nada a una horas de inyección. Este es un caso equivalente al modelo analítico, excepto por el hecho de que no se considero adsorción en el caso analítico. Sin embargo en la realidad, la mayoría de los yacimientos están constituidos tanto de rutas taponables como no taponables.

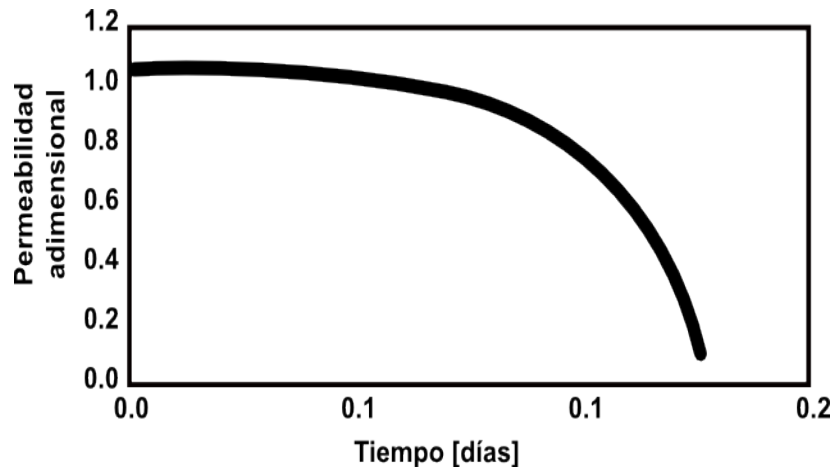


Figura 2.8 Permeabilidad dañada en el pozo —numérico— (Kocabas y Modarres, 2004)

Por otra parte se representa el caso de taponamiento continuo. De forma interesante, la reducción de la permeabilidad en este caso parece tener lugar instantáneamente.

Ya que la velocidad es más alta en el pozo, el daño es más pronunciado en la vecindad del pozo. Este efecto combinando de velocidad y depositación podría no ser incorporado en un sistema lineal para el que la velocidad local permanece igual en todos los puntos lineales

2.4.3.4 Efecto de la velocidad

Uno de los más importantes parámetros en el diseño de un pozo es la velocidad de flujo que tiene relación directa con problemas que pueden presentarse como fracturas, precipitación química e incompatibilidad de fluido. Es concebible sin embargo, que una reducción de la velocidad después de un periodo de inyección a altas velocidades no es benéfico. Es recomendable que los cálculos sean hechos antes de inyectar fluidos que puedan involucrar precipitación de asfaltenos.

2.5 Influencia de la depositación de asfaltenos en las propiedades roca-fluidos en yacimientos de carbonatos de baja permeabilidad

La depositación de asfaltenos tiene profundos efectos sobre el flujo de petróleo a través del medio poroso. La investigación de la influencia de la precipitación de asfaltenos en yacimientos de roca de carbonatos tiene un interés menor en comparación a los estudios de investigación de rocas areniscas. Por lo tanto este estudio se realiza para dar una visión precisa especialmente para yacimientos de carbonatos de baja permeabilidad.

Los resultados de los experimentos indicaron que la precipitación de asfaltenos daña drásticamente la permeabilidad absoluta y el radio hidráulico, reduce la porosidad efectiva y mejora la permeabilidad relativa al agua para diferentes contenidos de asfaltenos en el petróleo que fluye a través de los yacimientos carbonatados. Adicionalmente los yacimientos de petróleo con alto contenido de asfaltenos muestran altos valores de saturación de agua irreducible que los de bajo contenido de asfaltenos. La precipitación de asfaltenos en rocas carbonatadas causa cambios en la posición de la presión capilar en la saturación alta de aceite móvil y resultan valores reducidos para las curvas de distribución de tamaño de poro, especialmente para poros de radio pequeño llevando aceite crudo de alto contenido de asfaltenos.

Despreciando las influencias demostradas de precipitación de asfaltenos puede llevar a una descripción errónea de los yacimientos carbonatados. Por lo tanto, el análisis de las propiedades petrofísicas y distribución de tamaño de poro de yacimientos carbonatados tienen que ser actualizados a lo largo de su vida y basados en valores exactos de contenido de asfaltenos en el flujo de aceite crudo.

Es bien documentado para yacimientos de areniscas que la depositación de asfaltenos reduce la permeabilidad (Minssieux 1997, y Minssieux *et. 1998*) y/o altera la mojabilidad (de Pedroza *et. 1998*). Este estudio mostró que la depositación de asfaltenos causa una reducción de la permeabilidad similar al daño a la formación causado por migración de sólidos de grano fino.

Con respecto a los yacimientos carbonatados, se muestra poco interés a la investigación de este problema. Ali & Islam presentan un estudio tanto experimental como numérico acerca de los efectos de la depositación de asfaltenos en la reducción de la permeabilidad. Ellos usaron muestras de caliza pulverizada que tienen porosidad media de 35% y permeabilidad media de 11.3 md. El resultado mostrado es que la depositación de asfaltenos reduce la permeabilidad y la consecuente obstrucción de los poros que depende en gran medida de la velocidad de flujo y la existencia de un continuo régimen de taponamiento a altas velocidades.

2.5.1 Modelos experimentales y procedimientos

Este modelo se ha usado para conducir los experimentos a la investigación de los efectos de la depositación de asfaltenos sobre la permeabilidad absoluta, porosidad efectiva, permeabilidad relativa y eficiencia de inyección de agua.

El diseño de los experimentos para investigación de la influencia de la depositación de los asfaltenos en la descripción del yacimiento (usando presión capilar y curvas de distribución de tamaño de poro) se han realizado usando aparatos de presión capilar (Core Lab. Inc., Catalogo N0. 118). El aparato consiste

principalmente de fluido del yacimiento, plato de cerámica, y medidores/reguladores de baja y alta presión. Esta técnica es llamada medición de disco semi-permeable de presión capilar.

2.5.1.1 Influencia de la precipitación de asfaltenos sobre permeabilidad absoluta y porosidad efectiva

Los resultados indican que el daño a la permeabilidad incrementa continuamente tanto como se incrementa el volumen de petróleo inyectado a los poros a diferentes contenidos de asfaltenos en el petróleo. Se demuestra que el alto contenido de asfaltenos en el petróleo causa una reducción mayor en la permeabilidad de las rocas carbonatadas. El factor de daño de la permeabilidad está dado por

$$DF_k = (k_o - k_d) / k_o$$

Con respecto a el efecto de la depositación de asfaltenos sobre la porosidad efectiva, los mismos datos extraídos de los experimentos anteriores fueron usados para calcular el daño a la porosidad (por sustracción del volumen de asfaltenos depositados (dividiendo esta cantidad por la densidad de los asfaltenos = 1.15 gm/cc) del volumen de poros inicial de la muestra de núcleo utilizada) contra el volumen de aceite inyectado al volumen de poros. Es claro que el daño a la porosidad es una función del tiempo de flujo (o PVI).

El alto volumen de aceite inyectado a los poros permite una mayor reducción en la porosidad. El factor de daño de la porosidad se define como: $DF_\phi = (\phi_o - \phi_d) / \phi_o$. Comparando el grado del daño de la porosidad y la permeabilidad se observa claramente que el daño a la permeabilidad debida a la depositación de asfaltenos es mucho más severa que el daño a la porosidad.

El análisis del desempeño de inyección de agua muestra que el alto contenido de asfaltenos en el petróleo crudo acelera el rompimiento de agua y puede degradar el desempeño de la inyección de agua. Este análisis se basa en los valores obtenidos de saturación de agua antes del rompimiento (S_{wb}) contra el contenido de asfaltenos (Figura 2.9). Esta gráfica muestra que el incremento en el contenido de asfaltenos en el petróleo permite que a valores menores de saturación de agua ocurra antes el rompimiento.

2.5.1.2 Influencia de la precipitación de asfaltenos sobre presión capilar

La Figura. 2.10 dicta los resultados obtenidos y muestra el efecto dominante del contenido de asfaltenos en la presión capilar, especialmente a valores bajos de saturación de agua. De la figura antes mencionada, Figura 2.10, también se puede concluir que a un mayor contenido de asfaltenos en el petróleo se muestran altos valores de saturación de agua irreductible; estos resultados también son confirmados durante los experimentos de inyección de agua.

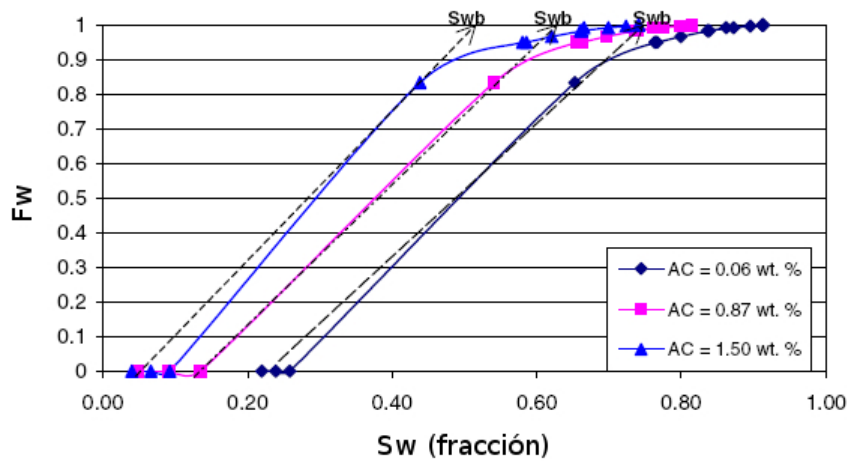


Figura 2.9. Influencia de la depositación de asfaltenos en la inyección de agua para diferentes contenidos de asfaltenos en el petróleo (Shedid, 2001)

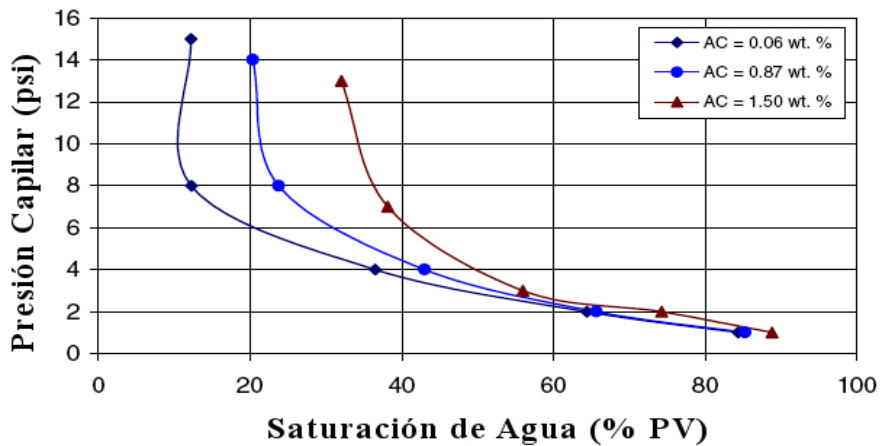


Figura. 2.10. Influencia de la depositación de asfaltenos en la curva de presión capilar (Shedid, 2001)

Se espera tener altos valores de saturación de agua irreductible en yacimientos de petróleo que tienen alto contenido de asfaltenos que en los yacimientos de bajo contenido de asfaltenos. Por otra parte, contenido diferente de asfaltenos en yacimientos carbonatados no afectan el umbral de presión del yacimiento.

2.5.2 Distribución de tamaño de poro

La determinación de la distribución del tamaño de poro es considerado como un parámetro clave para muchas de las propiedades de transporte de fluidos en el medio poroso. El uso de un parámetro de manera individual como son la porosidad, la permeabilidad o el radio hidráulico (definido como la permeabilidad dividida entre la porosidad) no representan la variable clave para proveer la mejor descripción/interpretación del daño causado por la precipitación de asfaltenos. El presente estudio sugiere el uso de la distribución de tamaño de poro como un parámetro importante para analizar el daño causado por precipitación de asfaltenos en yacimientos de carbonatos. La distribución de tamaño de poro involucra los datos extraídos de la presión capilar y de las propiedades petrofísicas de la roca.

Para estimar la distribución del área superficial promedio ($D_{(ri)}$) para diferentes contenidos de asfaltenos, se usó la siguiente ecuación:

$$D_{(ri)} = \left(P_c x \frac{V_p}{r} \right) \left(\frac{dS_w}{dP_c} \right) \quad (2.59)$$

La máxima garganta de poro de la muestra es calculada a la máxima saturación de agua $S_{w-max} = 1 - S_{or}$ mientras que la mínima garganta de poro de la muestra es calculada a la saturación irreductible (mínima) de agua $S_{w-min} = S_{wir}$.

La distribución de tamaño de poro puede ser usada para analizar la reducción en la permeabilidad causada por la depositación de asfaltenos.

2.6 Investigación experimental del mecanismo de depositación de asfalto durante el flujo de petróleo en muestras de núcleos

La depositación de asfaltenos es un tema que ha recibido mucha atención ya que se ha demostrado que es la causa de la mayoría de los problemas en los procesos de recuperación mejorada. Los asfaltenos son componentes pesados del petróleo que bajo ciertas condiciones, precipitan y la fase sólida que forma podría depositarse en el medio poroso del yacimiento de petróleo. Todas las técnicas de remediación han demostrado ser costosas y no muy eficaces, así que la prevención se convierte en la única forma para contrarrestar el problema. La revelación de los mecanismos de depositación y la determinación de los parámetros que la afectan son necesarios a fin de concebir estrategias de prevención fiables. Las principales herramientas utilizadas para este propósito son medidas de permeabilidad, análisis de

concentración de asfaltenos, técnicas de caracterización de estructuras de poro y extracción Soxhlet para la determinación de los asfaltenos depositados.

Por otra parte, la fluctuación de la concentración de asfaltenos en el petróleo producido puede dar información importante acerca de las condiciones del fluido en el yacimiento (grado de miscibilidad de la inyección de gas) y las características del flujo de petróleo hacia la superficie. Estas fluctuaciones son el resultado de la precipitación de asfaltenos y la interacción de material depositado con el medio poroso. En este contexto, los asfaltenos pueden actuar como un “trazador natural” en sustitución de los productos químicos (vr. SF₆) propensos a contaminación usados para propósitos similares. En un trabajo experimental reciente (BjØrkvik, 2003; Papadimitrou et al., 2005) donde se ha estudiado la deposición de asfaltenos en el medio poroso, se ha observado la migración de asfaltenos depositados y se ha determinado su concentración en mezclas de petróleo y gas que favorecen su precipitación.

Los resultados preliminares mostraron que la medida de la deposición de asfaltenos no es uniforme a lo largo del núcleo; consecuentemente, es necesaria la investigación de la deposición en varias secciones del núcleo.

El petróleo usado en los experimentos fue tomado a condiciones estándar originario del campo Snorre en el mar del norte. En la mayoría de los experimentos para inyección de gas se uso *iso*-butano puro. Para la simulación del medio poroso en el yacimiento, se usaron núcleos de areniscas de Berea.

2.6.1 Procedimientos Experimentales

2.6.1.2 Variables medidas

Las cantidades monitoreadas durante los experimentos son: evolución de la permeabilidad para varias secciones del núcleo, concentración de asfaltenos a la entrada y salida de fluidos, porosidad y distribución de tamaño de poro antes y después de pruebas de inyección y masa de asfalteno acumulada en cada sección del núcleo.

2.6.1.3 Inyección de núcleo y medidas de permeabilidad

Durante el experimento, la caída de presión es medida a lo largo del núcleo mientras toma lugar una inyección simultánea de aceite y gas. Las medidas de presión son registradas a intervalos regulares. La permeabilidad es calculada de los valores obtenidos de estas caídas de presión.

2.6.2 Determinación de la concentración de asfaltenos

Para determinar la concentración de asfaltenos en la muestra de fluidos es empleado una versión modificada del método estándar (Instituto de energía, 2005) IP 143 (ASTM D6560). Específicamente, una muestra de aproximadamente 4 g de petróleo bajo examinación es mezclada con *n*-pentano en una relación de 40 ml de *n*-pentano por 1 g de muestra de petróleo para inducir la precipitación de asfaltenos. La mezcla es agitada y después separada por filtración.

2.6.2.1 Caracterización de la estructura de poro

Para la caracterización de la estructura de poro, se empleo intrusión de mercurio para proveer datos adicionales relacionados al proceso de depositación. La porosimetría de mercurio revela cambios en la porosidad después del experimento de diferentes secciones del núcleo, así se posibilita la evaluación del grado de obstrucción de los poros. Esto también provee la respectiva distribución de tamaño de poro que puede revelar información valiosa acerca del mecanismo de depositación. La técnica puede detectar poros con diámetro entre 4 nm y 200 μm y en combinación con otras técnicas de caracterización (adsorción de gas, SEM etc.) comprende una herramienta de investigación valiosa para la depositación dentro del medio poroso.

2.6.2.2 Asfalteno retenido en el núcleo

Para comprobar el balance de masa de asfalteno, varias piezas de núcleo inyectado son sujetas a extracción Soxhlet. Los asfaltenos son removidos del núcleo por disolución en solvente, entonces precipitan de nuevo y se mide con el método extendido IP 143 descrito anteriormente.

2.6.2.3 Descripción de los experimentos

A continuación se reportan los resultados de un conjunto de 4 experimentos. El sistema de fluidos que fue mayormente investigado es una mezcla de aceite a condiciones standar (STO) e *iso*-butano en diferentes concentraciones. Este sistema ha sido examinado a fondo (BjØrkvik, 2003) y ha demostrado de modo significativo la depositación de asfaltenos a temperatura de yacimiento (aproximadamente 90°C). Además, el *iso*-butano tiene una presión de vapor relativamente baja (16.1 bar a 90°C) asegurando la existencia de una fase sólida única a través del núcleo para una mezcla de aceite a condiciones standar (componente más pesado) e *iso*-butano.

La permeabilidad es calculada de la caída de presión a lo largo del núcleo por la ley de Darcy:

$$k = \frac{Q_t L \mu}{A \Delta P} \quad (2.60)$$

donde:

- k : permeabilidad “intrínseca”
- Q_t : velocidad de flujo volumétrico total en el núcleo
- L : longitud efectiva en el núcleo (por ejemplo: longitud a lo largo de la cual se mide la caída de presión)
- μ : viscosidad del fluido
- A : área de sección transversal del núcleo
- ΔP : caída de presión a través de la longitud L

El conocimiento de la evolución de la concentración de asfaltenos en el fluido que existe en el núcleo permite el cálculo de la tasa de retención de asfaltenos en el núcleo (factor de retención de asfalteno). Para este cálculo, el balance de masa de asfaltenos esta dado por:

$$m_{ac}(t) = Q_i \rho_{out} w_o t - \int_0^t Q_{out} \rho_{out} w(t) dt \quad (2.61)$$

donde:

- t : tiempo (minutos)
- m_{ac} : masa total de asfaltenos acumulada en el núcleo después del tiempo t (g)
- Q_i, Q_{out} : gasto de aceite inyectado y de salida de líquido (cm^3/min)
- ρ_i, ρ_{out} : densidades de aceite inyectado y de salida (g/cm^3)
- w_o : concentración inicial de asfaltenos en el aceite inyectado en el núcleo ($\text{g}_{\text{asph}}/\text{g}_{\text{oil}}$)
- $w(t)$: concentración de asfalteno en el líquido de salida ($\text{g}_{\text{asph}}/\text{g}_{\text{oil}}$)

A la salida del núcleo, el fluido se expande a condiciones ambientales antes de que una muestra se tome para su análisis. Asumimos que las dos fases que se producen después de la expansión tienen la misma composición que las iniciales: la fase líquida es a condiciones estándar (STO) y la fase vapor es *iso*-butano puro. Así, la velocidad de flujo y la densidad de la fase líquida en el lado opuesto del núcleo puede ser considerado igual.

$$Q_{out} = Q_i \quad \text{y} \quad \rho_{out} = \rho_i \quad (2.62)$$

El volumen de poro inyectado por aceite es definido por la ecuación:

$$F = \frac{V_{\text{aceite.inj}}}{V_{\text{vacío}}} = \frac{Q_i t}{\frac{1}{4} \pi \epsilon D^2 L} \Rightarrow t = \frac{\pi \epsilon D^2 L}{4 Q_i} F \quad (2.63)$$

Sustituyendo las ecuaciones (2.62) y (2.63) en la ecuación (2.61) tenemos:

$$m_{ac}(F) = \frac{1}{4} \pi \epsilon D^2 L \rho_i \left(w_o - \int_0^F w(F) dF \right) \quad (2.64)$$

donde:

D : diámetro del núcleo (cm)

L : longitud del núcleo (cm)

ϵ : porosidad del núcleo

F : número de volumen de aceite inyectado en los poros.

2.6.2.3.1 Primer conjunto de experimentos: Fluidos inyectados en diferentes lugares del núcleo

Como se esperaba, se observa una rápida reducción de la permeabilidad inicial (una caída de 50% de su valor original) debida a la intensa depositación de asfaltenos. El primer resultado notable se observa en la Fig. 2.11 donde se ilustra la evolución tanto de la permeabilidad y la concentración de asfaltenos a la salida del núcleo. Después de la etapa inicial de inyección (inyección de 1.5 volumen de poro inyectado por aceite) estas dos cantidades presentan un comportamiento similar (correlacionado), alcanzando máximos y mínimos casi en fase. Cualquier disminución en la permeabilidad es acompañado por una respectiva reducción en la concentración de asfaltenos a la salida del núcleo. Esta situación puede ser atribuida a la migración de los asfaltenos depositados. Inicialmente, la depositación de asfaltenos toma lugar probablemente en la sección de entrada del núcleo, donde primero entran en contacto el aceite y el gas. En consecuencia, la permeabilidad disminuye y lo mismo ocurre con el contenido de asfaltenos en el fluido de salida debido a la retención de asfaltenos en el núcleo. Siempre y cuando la depositación continúe, la caída de presión a lo largo del medio poroso se incrementa gradualmente y un esfuerzo cortante se comienza a desarrollar. Cuando la caída de presión se incrementa la suficiente, la capa de asfaltenos depositados se rompe y el flujo de fluido recupera una parte de partículas de asfaltenos.

En este sentido, una cierta cantidad de asfaltenos depositados es alejada por el flujo del fluido resultando en un incremento temporal de la permeabilidad. Alguna fracción de asfaltenos arrastrados es depositada una vez más a lo largo del núcleo mientras que el resto alcanza la salida del núcleo donde se determinan totalmente la cantidad de asfaltenos suspendidos y precipitados.

Respecto a los resultados de la porosimetría de mercurio se observo que incluso los poros más pequeños son los más afectados por la depositación. Por esta razón a partir de ahora solo los poros más pequeños serán considerados y el término de porosidad solo se referirá a estos poros ($< 8 \mu m$).

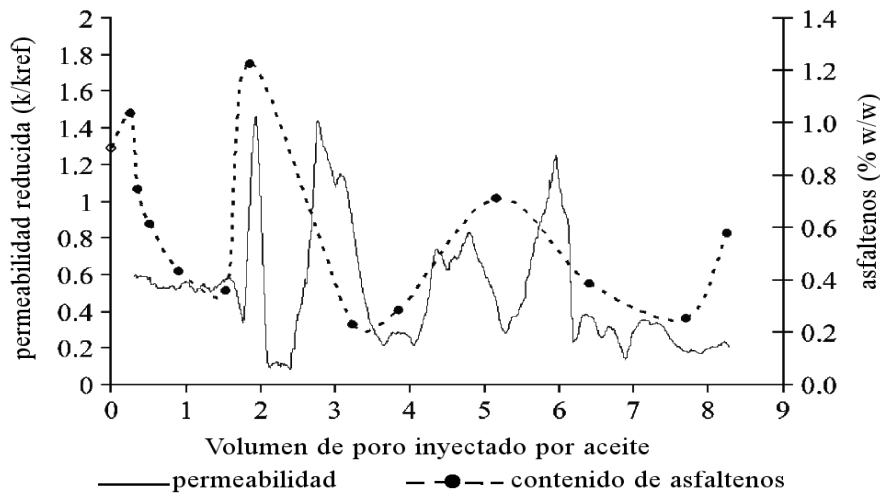


Figura. 2.11. Evolución de la permeabilidad y concentración de asfaltenos a la salida de un experimento preliminar [núcleo 100 — 150 mD, aceite @ C.S.—iso-butano, 53 bar, 90 °C, variando la velocidad de flujo] (Papadimitrou et al., 2007)

La ecuación 2.64 se usó para calcular la masa de asfaltenos acumulada en el núcleo versus volúmenes de poro de aceite inyectado. La curva correspondiente (Fig. 2.12) es casi monótonamente creciente y no presenta una meseta, al menos hasta el final del experimento.

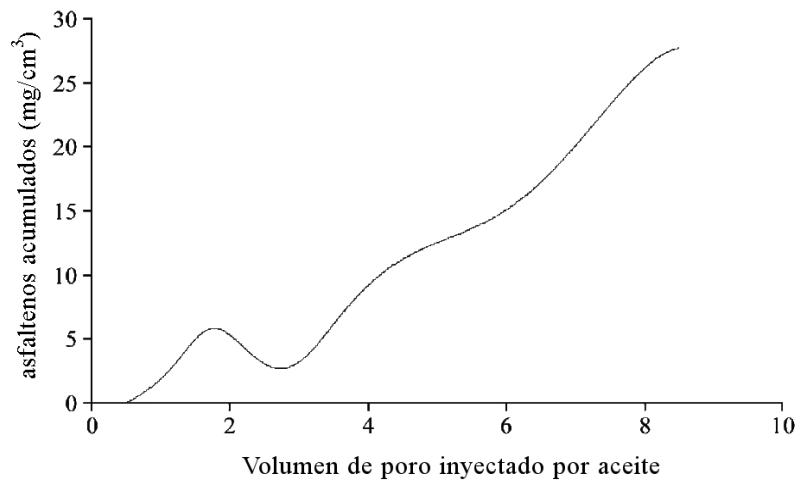


Figura. 2.12. Masa de asfaltenos retenida en el núcleo [núcleo 100 — 150 mD, aceite @ C.S.—iso-butano, 53 bar, 90 °C, variando la velocidad de flujo] (Papadimitrou et al., 2007)

La relación de los fluidos de inyección parece no tener un impacto significativo en la depositación pero una relación alta de gas en la mezcla de inyección reduce la posibilidad de la migración de asfaltenos porque una concentración alta de gas conduce a una menor solubilidad de asfaltenos. Finalmente, el lavado con tolueno después de la prueba de inyección no restablece totalmente la permeabilidad a su valor inicial aunque el tolueno es un buen solvente para asfaltenos. La primera posible explicación es que se necesitan altas cantidades de tolueno para completar la disolución de la cantidad total de asfaltenos ya que algunos de estos no son accesibles debido a los poros bloqueados. Por otra parte, la reducción sostenida de la permeabilidad después de la inyección del núcleo también puede atribuirse a los cambios de mojabilidad en el medio poroso. La depositación de material orgánico, como asfaltenos, gradualmente hace que la superficie de los poros sea fuertemente mojada preferentemente por aceite. Aunque el tolueno disuelve a los asfaltenos, esto no puede restablecer la mojabilidad porque como cualquier otro solvente no polar, este no puede desarrollar interacciones electrostáticas fuertes con la superficie porosa (Al-Sahhaf et al., 2002).

2.6.2.3.2 Segundo conjunto de experimentos: tuberías coaxiales para la inyección de los fluidos

Este conjunto incluye dos experimentos con núcleos de diferentes permeabilidades (100-200 mD y 300-350 mD); en estos experimentos las velocidades de inyección permanecieron constantes. En esta corrida, se realizó una nueva configuración a la entrada del núcleo. Los fluidos son introducidos al interior del núcleo mediante dos tubos coaxiales en donde el tubo interior lleva aceite y el otro lleva gas. En este sentido los fluidos entran en contacto tan pronto como llegan al núcleo llegando así a una mejor mezcla.

Los resultados de estas pruebas confirman la rápida depositación de asfaltenos observada en los anteriores experimentos. Además parece que los eventos de acarreo son más intensos en los núcleos menos permeables mientras que en los núcleos de alta permeabilidad los procesos de depositación es más suave y los asfaltenos depositados son más estables (Figura 2.13). En el caso de un núcleo de 100-200 mD, los procesos de depositación y migración parecen tener lugar en dos etapas distintas

La depositación continua trae una caída de presión a lo largo del núcleo, que a su vez desarrolla un esfuerzo cortante en el material depositado. La segunda capa por encima de la capa de asfaltenos es más susceptible de desarrollar el esfuerzo cortante que la adsorbida directamente en la superficie del sólido debida a las fuerzas débiles de adsorción. Consecuentemente múltiples capas de asfaltenos pueden ser fácilmente removidas por el esfuerzo cortante y arrastradas por el flujo del fluido. Así la permeabilidad regresa a su valor anterior a la segunda depositación y este proceso parece repetirse periódicamente.

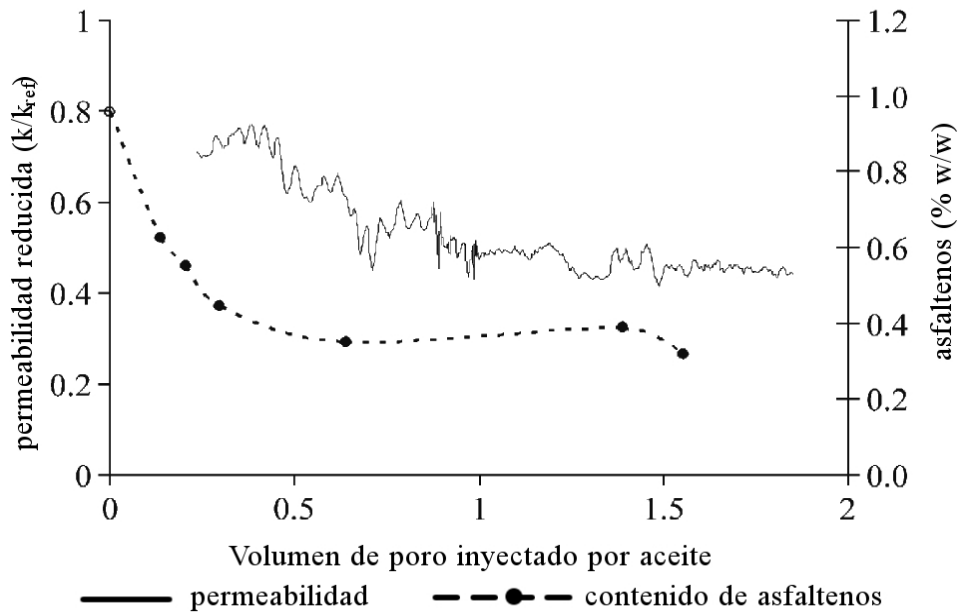


Figura. 2.13. Evolución de la permeabilidad y concentración de asfaltenos a la salida [núcleo 100 — 200 mD, aceite @ C.S.—iso-butano vol. 1:3, flujo total 4.22 m/d, 53 bar, 90 °C] (Papadimitrou et al., 2007)

Los resultados de la porosimetría de mercurio revelan que más asfaltenos son retenidos en las áreas cercanas a la entrada y salida del núcleo. Estas áreas presentan una distribución de tamaño de poro más desplazado hacia los poros más grandes y una reducción más pronunciada de porosidad (Fig. 2.14). Esta observación es consistente con la escala de producción real, donde el problema de la deposición de asfaltenos es más serio cerca de los pozos tanto de inyección como de producción. Como se ha observado en los experimentos anteriores la deposición se lleva a cabo principalmente en los poros pequeños mientras que los grandes permanecen prácticamente sin afectación. La garganta de poro puede tener un rol importante en el proceso de bloqueo de poro.

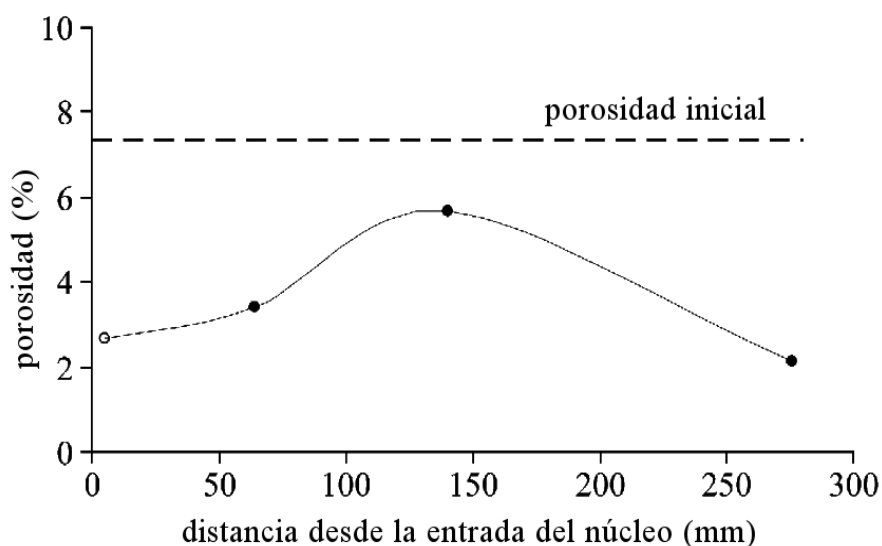


Figura. 2.14. Cambios de porosidad (con respecto a los poros con diámetro entre 4 y 8000 nm) a lo largo del núcleo después de la inyección [núcleo 100 – 200 mD, aceite @ C.S.—iso-butano vol. 1:3, flujo total 4.22 m/d, 53 bar, 90 °C] (Papadimitrou et al., 2007)

2.6.2.3.3 Tercer conjunto de experimentos: permeabilidad a lo largo del núcleo

Las conclusiones de las pruebas anteriores han sido una vez más confirmadas. En todos los experimentos de esta serie, como se ilustra en la Figura 2.15, la permeabilidad del núcleo entero presenta una significativa reducción después de la inyección de algunos volúmenes de aceite en el poro, seguido por un respectivo salto repentino en la permeabilidad de las primeras dos o tres secciones. Esto da una nueva evidencia soportando el concepto de migración de asfaltenos. La eliminación repentina de material depositado (evento de migración) ofrece la explicación para los distintos picos de permeabilidad en todas las secciones del núcleo (Figura 2.15) después de la inyección de volumen de aceite a 4.3 de volumen de poro. El incremento de la presión rompe el material depositado y temporalmente permite el flujo del fluido libremente hasta que nuevo material es depositado o el material acarreado es acumulado en la parte posterior de la tubería. Es más, después de la mayoría de los experimentos, la parte de la tubería cercana al núcleo fue encontrada parcial o completamente bloqueada.

Otro resultado, también observado en experimentos previos es el cambio de la distribución de tamaño de los poros hacia los poros más grandes, especialmente para la última sección.

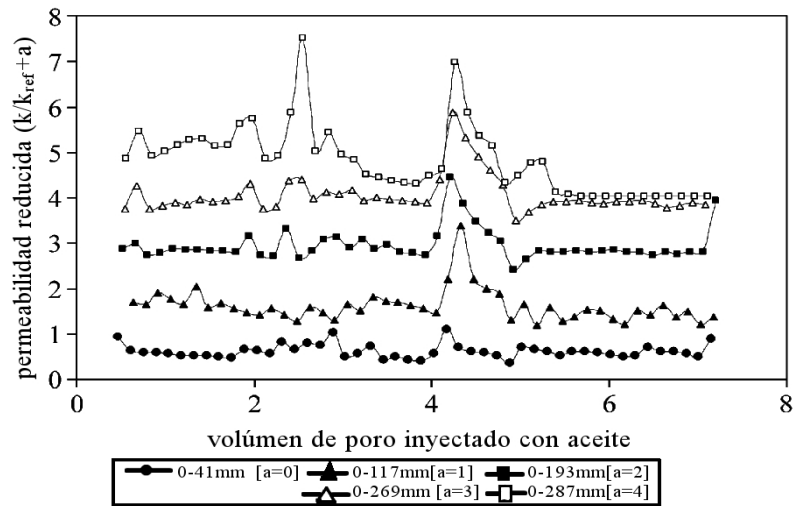


Figura. 2.15. Evolución de la permeabilidad a lo largo de cinco secciones de un núcleo [núcleo 250 — 300 mD, aceite @ C.S.—iso-butano vol. 1:3, flujo total 7.03 m/d, 53 bar, 90 0C] (Papadimitrou et al., 2007)

Cabe señalar que hay una completa correlación entre los cambios en la porosidad y la acumulación de asfaltenos a lo largo del núcleo (Figura. 2.16). Cualquier incremento en la acumulación de asfaltenos en una determinada sección del núcleo es seguida por su respectiva disminución en la porosidad y viceversa. Este resultado implica que la reducción de la porosidad puede ser exclusivamente atribuida a la deposición de asfaltenos.

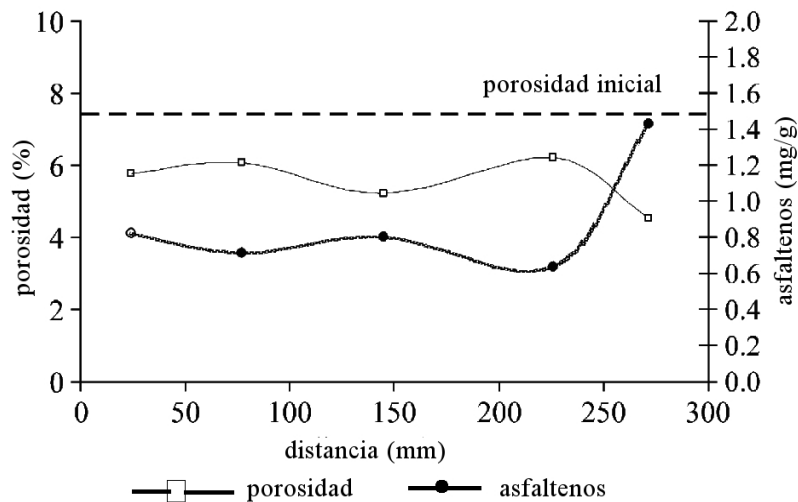


Figura. 2.16. Evolución de la porosidad y masa de asfaltenos retenidos en el núcleo determinado por extracción Soxhlet [núcleo 250 — 300 mD, aceite @ C.S.—iso-butano vol. 1:3, flujo total 7.03 m/d, 53 bar, 90 0C] (Papadimitrou et al., 2007)

2.6.2.3.4 Cuarto conjunto de experimentos: aceite a condiciones de yacimiento e inyección de gas bajo condiciones de yacimiento

El aceite a condiciones de yacimiento fue producido por una recombinación de aceite @ C.S y gas del separador. Para verificar que la mezcla es adecuada y que no hay fugas de gas, se mide la relación gas-aceite (RGA) de la mezcla.

En general, el experimento realista verifica los resultados de los anteriores con los fluidos simulados. Tal como se dedujo, la depositación más intensa de los asfaltenos toma lugar por la reducción de la permeabilidad más pronunciada. Esto puede ser atribuido a el hecho de que la inyección de gas es más rica en metano y etano que son peores solventes para asfaltenos que el *iso*-butano usado en experimentos previos. Sin embargo, la desorción y migración de asfaltenos depositados se sigue presentando aunque parezca que los asfaltenos depositados sean más estables después de la inyección de aceite a un volumen de poro.

Otra importante observación se refiere a un cambio menor en la distribución de tamaño de poro después de la inyección. La estructura y propiedades de los asfaltenos dependen fuertemente del agente precipitante y de las condiciones de precipitación. Es más, los asfaltenos producidos de hidrocarburos ligeros tienen un menor peso molecular promedio (Vázquez & Mansoori, 2000) pero son más suaves y flexibles. Así, durante la intrusión de mercurio, un incremento en la presión conduce a una reducción en el volumen de los asfaltenos depositados y esta podría ser la explicación de porque la retención de asfaltenos en el núcleo no es acompañada por una reducción significativa en la porosidad como se deduce de los datos de porosimetría. En contraste con los experimentos previos en donde los poros más pequeños (diámetro inferior a 8 μm) son casi exclusivamente afectados por la depositación, en este caso, el tamaño de poro parece no ser afectado significativamente.

Basados en los datos adquiridos de permeabilidad, podemos intentar una investigación cualitativa del mecanismo de depositación. Se han propuesto tres posibles mecanismos para la depositación de asfaltenos (Wojtanowicz et al., 1987; Minssieux et al., 1998):

1. *Depositación de superficie*: Bloqueo gradual de poro por adsorción de partículas de asfaltenos en la superficie de los poros. En este caso, la permeabilidad sigue la ecuación:

$$\sqrt{\frac{k}{k_o}} = 1 - A \cdot t \quad (2.65)$$

2. *Acortamiento de poro*: entrapamiento mecánico de partículas de asfaltenos en la garganta de poros. Se espera que la permeabilidad siga la ecuación:

$$\frac{k}{k_o} = 1 - B \cdot t \quad (2.66)$$

3. *Formación de enjarre*: acumulación de partículas en poros grandes corriente arriba en las gargantas de poro bloqueadas. Este mecanismo empieza a tener lugar solo después de que una fracción crítica de la garganta de poro ha sido bloqueada. La permeabilidad es descrita por la ecuación:

$$\frac{k}{k_o} = \frac{1}{1 + C \cdot t} \quad (2.67)$$

donde:

k : permeabilidad al tiempo t

k_o : permeabilidad de referencia (permeabilidad bajo exactamente las mismas condiciones pero sin deposición)

t : tiempo

A, B, C : constantes (dimensiones de tiempo inverso).

Estos mecanismos pueden coexistir en un momento dado pero uno de ellos puede convertirse en dominante sobre los otros.

2.7 Modelado de precipitación de asfaltenos

Los modelos constituyen una herramienta matemática que relaciona los parámetros físico-químicos del sistema asfalteno-solvente (medio de dispersión o solubilización) con los mecanismos intermoleculares que dan origen a la aglomeración y precipitación.

Los modelos se dividen en cuatro grupos: modelos de solubilidad, modelos sólidos, modelo termodinámico coloidal, modelos termodinámicos de micelización.

2.7.1 Modelo de solubilidad

Describen la estabilidad de los asfaltenos en términos del equilibrio reversible en solución. En primer lugar se calcula un equilibrio vapor-líquido (VLE) para determinar las propiedades en la fase líquida; luego se efectúa un cálculo del equilibrio líquido-líquido (LLE) —tratando al asfalteno como un pseudo-líquido— suponiendo que la fase de asfaltenos precipitados no tiene influencia sobre el valor de VLE calculado previamente. Este modelo también se ha efectuado tomando en cuenta el efecto de la precipitación de asfaltenos sobre la fase gaseosa y se ha implementado en equilibrio trifásico.

2.7.2 Modelo de sólidos

Estos modelos tratan los asfaltenos precipitados como un componente simple en fase sólida mientras que las fases crudo y gas son modeladas con una ecuación de estado cúbica, estos modelos requieren una gran cantidad de parámetros experimentales. Un modelo de sólido asume que los cortes pesados del petróleo crudo pueden dividirse en componentes precipitantes y no precipitantes. Los componentes precipitantes se toman como los asfaltenos.

2.7.3 Modelo termodinámico coloidal

Estos se basan en la termodinámica estadística y en la ciencia coloidal. Supone que los asfaltenos son partículas dispersas en el crudo en suspensión coloidal, estabilizados por resinas adsorbidas en sus superficies.

El modelo se fundamenta en los siguientes métodos:

- (a) Potencial químico de las resinas y la teoría de polímeros en solución de la termodinámica estadística.
- (b) Adsorción de las resinas e isoterma de Langmuir.
- (c) Fenómenos electrocinéticos durante la precipitación de los asfaltenos.

En este modelo, el equilibrio vapor líquido calculado con una ecuación de estado cúbica establece la composición de la fase líquida a partir de la cual puede flocular el asfalteno.

2.7.4 Modelo termodinámico de micelización

Estos modelos asumen que las moléculas de asfaltenos forman micelas rodeadas por resinas adsorbidas en la superficie de los agregados. El principio de la minimización de la energía libre de Gibbs es usado para determinar la estructura y concentración de las micelas. Estos métodos permiten calcular el tamaño de las micelas de asfaltenos y arroja una buena aproximación respecto a los datos experimentales.

2.8 Simulación de flujo de aceite en el medio poroso bajo depositación de asfaltenos

Se puede establecer que desde los trabajos de Bendsdorf, Durst y Schäfer (1999) que el flujo a través del medio poroso es simulado más rápido por el modelo LBA (Lattice Boltzmann Automaton) que resolviendo las ecuaciones de Navier-Stokes a nivel de poro. Sin embargo, estos métodos no pueden competir todavía en velocidad con simuladores basados en la teoría del continuo.

La teoría del continuo admite que las heterogeneidades a nivel de poro pueden ser homogeneizadas en un volumen elemental representativo (REV). Este REV debe ser lo suficientemente grande para homogeneizar las heterogeneidades a nivel de poro pero lo suficientemente pequeño como para tener en cuenta las heterogeneidades a mayores escalas

Los modelos convencionales para simuladores de yacimientos usualmente admiten que la permeabilidad de la roca es constante o si alguna heterogeneidad ha de tenerse en cuenta, son atributos que en la distribución de la permeabilidad en el yacimiento son independientes del tiempo. Sin embargo cuando la morfología de la roca es afectada por el flujo de fluidos, como es en el caso de la deposición de sólidos, la permeabilidad varía en el tiempo.

Algunos modelos de daño a la formación por sólidos se crearon formando celdas paralelas apiladas, sin tomar en cuenta el cambio en la morfología del medio. Sin embargo el medio poroso es más complejo que un conjunto de vías paralelas, comenzando por la conectividad de los poros que es una de sus principales características. De acuerdo con la teoría de la percolación, la conectividad afecta en gran medida a la permeabilidad.

Por otra parte, los modelos de red pueden representar aproximadamente el medio poroso a nivel microscópico tomando en cuenta la conectividad. La teoría de la percolación puede entonces ser usada para calcular las propiedades macroscópicas de la red. Mientras que los algoritmos para calcular la permeabilidad absoluta están bien determinados, no es así para la determinación de saturaciones y permeabilidades relativas en flujo multifásico.

El modelo de red desarrollado por Imdakm y Sahimi (1991) represento el medio poroso con un modelo 3D compuesto de poros cilíndricos con superficies fractales. La distribución del tamaño de poro se determino experimentalmente. Se uso una simulación Monte Carlo para seguir la ruta de flujo de las partículas en el medio poroso, sin embargo este no ha sido acoplado a un simulador de flujo de aceite.

En este trabajo se uso el modelo 3D desarrollado por Matthews, Moss, Spearing (1995) para representar el espacio poroso en areniscas, la permeabilidad macroscópica de la red se calculo con simulaciones Monte Carlo. Para el daño a la formación se uso un método heurístico con el fin de acelerar los cálculos de permeabilidad.

De esta manera se propone un nuevo procedimiento para simular el flujo de aceite en el medio poroso bajo deposición de sólidos, en el que el modelo de red representa el medio poroso permitiendo el monitoreo de la evolución del daño a la formación.

Cualquier simulador de flujo que tome en cuenta el efecto de la depositación de asfaltenos en el daño a la formación tiene que incluir un modelo termodinámico para predecir la depositación de asfaltenos y un modelo que relacione este con el cambio de permeabilidad en la roca. Pero falta la principal característica del medio poroso: la conectividad del espacio poroso.

En el presente trabajo se mostrara que es posible establecer la relación entre la representación del medio poroso incluyendo su conectividad y un modelo de red 3D.

2.8.1 Modelo de red para calcular el daño a la formación

El esquema consiste en una red de cubos en la que los poros son representados por pequeños cubos y la garganta de poro por pequeños cilindros. Matthews et al. (1993) también desarrollaron un modelo de simulación para calcular la permeabilidad absoluta de la red. La ecuación básica de este modelo fue:

$$k = \frac{\pi}{8} \Omega(K_e) \frac{l_{net}}{A_{net}} \quad (2.68)$$

donde Ω es un operador del promedio para el término de conductancia de todos los elementos de la red. El término de conductancia para los elementos de la red se describen por la ecuación (2.69). Los autores no especifican el tipo de método empleado para el promedio.

$$Ke = \frac{r_e^4}{l_e} = \frac{8}{\pi} \left[\frac{57}{4l_{pl}^3} + \frac{8h}{\pi r_t^4} + \frac{57}{4l_{p2}^3} \right]^{-1} \quad (2.69)$$

El algoritmo para la simulación de la curva porosimétrica fue basada en el desarrollo de Chatzis & Dullien (1977). El cálculo de la permeabilidad fue hecho a través de una simulación Monte Carlo, con el siguiente operador promedio en la ecuación (2.68)

$$\Omega(K_e) = \frac{1}{N_{rw}} \sum_i \left(\sum_j \left(\frac{r_{ej}^4}{l_{ej}} \right)^{-1} \right)^{-1} \quad (2.70)$$

donde i es el índice para todos los caminos aleatorios que tienen éxito en llegar a la parte inferior de la red y j es el índice de cada elemento perteneciente a la ruta seguida por el camino aleatorio i hasta la parte inferior de la red. Tales rutas están formadas por rutas de conductancia de gran tamaño que permiten a las rutas aleatorios moverse al siguiente plano horizontal de la red.

Una ruta aleatoria es seguida hasta que llega al siguiente plano inferior. Si no llega al siguiente plano inferior después de moverse a través de 100 elementos, entonces la ruta es abandonada. Si todas las rutas son abandonadas, la ruta entera se descarta, y un nuevo camino aleatorios es insertado en la parte superior de la red.

Ya que se utilizó una simulación Monte Carlo para calcular el valor de la permeabilidad absoluta de la red, evaluamos el efecto de los caminos aleatorios, N_{rw} , y el número de realizaciones de la red, N_{net} , en la estabilidad del valor calculado.

Parámetros adecuados de red

Los parámetros que definen la morfología del modelo cúbico de red de Matthews et. al. (1993) son listados abajo, en orden de importancia decreciente.

- Función de distribución del diámetro de garganta, que es mejor representada por una distribución uniforme sesgada para muestras de arenisca (Matthews et. al. 1996).
- Conectividad de la red, CN, que es el promedio del número de coordinación, N_c , definido como el número de gargantas conectadas al poro.
- El espacio entre los poros, SP, que es la distancia entre el centro de dos poros adyacentes, este tiene el mismo valor para toda la red. Así se fija la longitud de garganta entre dos poros. Este es principalmente usado para fijar un valor experimental a la porosidad en la red.
- El número de poros de la red por lado de esta. NOS, que esta relacionada al tamaño de la red, porque NOS a SP es el lado del cubo.

La función de distribución del tamaño de poro se estableció por la función de distribución de diámetro de garganta considerando que el tamaño de poro es igual al mayor diámetro de garganta conectado a este, como se estableció por Matthews et al. (1993) para muestras de arenisca.

El valor de la función distribución DMA del diámetro de garganta fue tomado como el máximo diámetro de la curva porosimétrica.

El principal problema en este procedimiento es que la simulación de la permeabilidad puede ser mucho menor que el valor experimental, como comenta Matthews et. al. (1993). Para nuestro caso experimental, la Tabla 2.1 muestra que la simulación de la permeabilidad es cerca de siete veces más pequeño que el valor experimental. Además, el valor calculado de la porosidad fue 30% mayor que el valor experimental. Por tanto en este trabajo se implemento una modificación al procedimiento usado por Matthews et al. (1993) a fin de minimizar estas diferencias.

Primero se tomaron en cuenta los daños que puede sufrir una muestra durante su preparación (daños superficiales a la garganta), esta alteración afecta la curva porosimétrica; también se tomo en cuenta el tamaño de la red.

Parámetro de red	Valor de ajuste	Valor Experimental
Tamaño de red	10x10x10	—
Número significativo de coordinación	2.3	—
Diámetro máximo de garganta (μm)	63	—
Distribución de función de tipo de garganta	0—2% distribución uniforme de sesgo	—
Espacio de poro (μm)	100	
Permeabilidad (mD)	44.42	300
(1 mDarcy = $9.86 \times 10^{-16} \text{ m}^2$)		
Porosidad (%)	26.7	21

Tabla 2.1 *Parámetros y propiedades de la red (Monteagudo et al., 2001)*

Es importante observar que entre más pequeño sea el tamaño de la red mayor es la permeabilidad simulada. Como la red es solo un modelo para el espacio poroso de un medio poroso, pensamos que el tamaño de la red puede ser tomado como un parámetro adecuado.

De esta manera, el procedimiento usado en el presente trabajo es el siguiente:

- (i) La conectividad de la red y el máximo diámetro de garganta todavía se ajusta contra la curva experimental porosimétrica usando una red de 10x10x10. Son tomados en cuenta los daños superficiales a la garganta. Así los valores para CN y Dmax se mantienen constantes durante el siguiente procedimiento.
- (ii) Ajuste del espacio poroso, SP, para obtener un razonable primer ajuste entre la red y los valores de la permeabilidad experimental. El valor mínimo permisible para SP es ($D_{\text{max}} + 1 \mu\text{m}$), de la cual se obtiene el máximo posible la porosidad de la red.
- (iii) Si la permeabilidad simulada es mucho menor cuando se compara con el valor experimental, recalculamos esta con el valor más pequeño de la red. El tamaño de la red es disminuido hasta que se obtiene el mejor ajuste para los valores de permeabilidad y porosidad. Si la porosidad de la red para el mínimo valor de SP es mayor que el valor experimental, entonces el valor de SP puede también cambiar durante este proceso de ajuste.
- (iv) Una nueva curva porosimétrica debe ser simulada para confirmar el ajuste con la curva experimental.

El tamaño de la red no debe disminuir indefinidamente porque pierde su calidad de representar adecuadamente el espacio poroso

Simulación del daño a la permeabilidad por depositación de sólidos

Debido a la adsorción y al fenómeno de entrapamiento mecánico, los asfaltenos pueden producir cambios en la mojabilidad y en la morfología de la roca del yacimiento, que a su vez causa modificaciones en el flujo de aceite. Los efectos de los cambios en la morfología son más importantes que los de mojabilidad (Leontaritis & Amaefule, 1997; Kamath, Yang, & Sharma, 1993). De esta forma, consideramos en este trabajo solo los daños debido a los cambios en la morfología.

La alteración de la morfología del medio poroso debida a la depositación de asfaltenos tiene dos principales mecanismos: las gargantas pequeñas son bloqueadas por partículas mayores de asfaltenos y el bloqueo por partículas de diámetro menor que la garganta de poro que eventualmente son depositadas en la superficie interior de la pared de la garganta, cambiando continuamente la distribución del tamaño de la garganta.

El modelado riguroso de captura de partículas fue remplazado por un método heurístico. Para la simulación dinámica de flujo de aceite, usamos el siguiente algoritmo.

- (a) Una vez precipitado el asfalteno es cuantificado por un modelo termodinámico, se calcula la fracción volumétrica de la fase asfalteno. La distribución del tamaño de asfalteno puede ser estimada por la distribución del peso molecular.
- (b) Para cada volumen de control, se calcula la relación entre el volumen de asfalteno depositado durante un intervalo considerado de tiempo y el volumen de espacio poroso de un volumen de control dado, $f \frac{\Delta}{va} = \frac{b\beta \Delta t}{Vcv\phi}$

Ya que este valor debe ser menor que 1, los incrementos de tiempo se limitan a fin de satisfacer esta restricción.

- (c) Todas las gargantas y poros abiertos al flujo (esto es, no taponado) son barridos en cada red y se genera un número aleatorio para cada garganta o poro barrido. Si el número aleatorio es menor que $f \frac{\Delta}{va}$, entonces se toma la siguiente decisión: si el tamaño medio del asfalteno es mayor que el tamaño medio garganta o el tamaño de poro, entonces el elemento es eliminado de la red. Si no, el diámetro de garganta o tamaño de poro es disminuido por el tamaño medio de poro.

Este algoritmo es simple, sin embargo se tienen en cuenta los dos principales efectos de la depositación de asfaltenos en el medio poroso: entrapamiento mecánico y adsorción. El entrapamiento afecta directamente la conectividad y la adsorción afecta el diámetro de garganta y las distribuciones de tamaño de poro.

Es claro que el modelo de la red no representa exactamente la morfología del medio poroso, pero es un medio equivalente con diferente morfología y, en el mejor de los casos con propiedades similares.

Nuestra propuesta en este trabajo fue usar el modelo de red para predecir el daño a la permeabilidad debida a la depositación de asfaltenos. Si las propiedades simuladas de la red, principalmente la permeabilidad difieren de los valores experimentales, entonces la red deberá ser usada para calcular los factores de daño, que son las relaciones del valor simulado y el valor inicial simulado para cada propiedad (permeabilidad y porosidad).

El modelo termodinámico es detallado en otros trabajos (Monteagudo et al., 2001). La hipótesis principal del modelo es:

- La precipitación de asfaltenos es considerada un proceso reversible; por lo tanto, el modelo molecular termodinámico puede ser aplicado.
- La precipitación de asfaltenos no interferirá con el equilibrio líquido-vapor, así se pueden ejecutar dos cálculos secuenciales de equilibrio de fase.
- Los asfaltenos se caracterizan como una familia continua con peso molecular como variable de la distribución. Entonces, los conceptos termodinámicos de mezclas semicontinuas pueden ser aplicados a fin de realizar los cálculos de equilibrios de fase. La familia continua es discretizada en pseudocomponentes como raíces de un polinomio ortogonal.
- Los pseudocomponentes de asfalto forman una fase multicomponente pseudo-líquida, libre de solventes. Esto significa que solo los asfaltenos precipitan dentro de una nueva fase. Esto es diferente del modelo de deposición de parafinas presentado por Lira-Galeana y Firoozabadi (1996), donde las parafinas forman varias fases de sólido-puro.
- El peso molecular medio de asfalto es correlacionado a la densidad del solvente con leyes de potencias.

2.8.1.1 Simulador de flujo de aceite con daño a la formación

El conjunto de ecuaciones necesarias para resolver el problema de flujo de aceite en una fase (Peaceman, 1977; Aziz & Settari, 1979) son la ecuación de conservación de masa.

$$-\nabla(\rho u) + q = \frac{\partial(\phi\rho)}{\partial t} \quad (2.71)$$

y la ecuación de momento que se puede ser simplificada a la ecuación de Darcy despreciando los efectos inerciales.

$$u = \frac{-k}{\mu} (\nabla p - g \nabla D) \quad (2.72)$$

Además de las ecuaciones de conservación, una ecuación de estado y una relación entre presión y porosidad son necesarios para cerrar el sistema de ecuaciones.

$$\rho = \rho(p), \quad (2.73)$$

$$\phi = \phi(p). \quad (2.74)$$

De acuerdo con Leontaritis (1989), los asfaltenos pueden precipitar principalmente durante “El agotamiento primario” o durante la inyección de gas (CO₂ o gas natural). Así, el simulador de flujo de aceite deberá ser un simulador híbrido composicional/aceite-negro a fin de hacer frente a ambas situaciones.

De esta manera, elegimos el caso más simple en el que el fenómeno puede ocurrir: el agotamiento primario del pozo, donde el aceite permanece no-saturado durante la ruta completa de acceso al pozo, haciendo necesario solo la ejecución de los cálculos de equilibrio sólido-líquido.

La red 3D es en si misma un elemento complejo para ser manipulado en código computacional si se usa una programación procedimental, por lo tanto preferimos usar una programación orientada a objetos. Además, la programación orientada a objetos permite la creación de arreglos de objetos, que es una ventaja para almacenar objetos complejos como las redes.

Finalmente, se calcula la nueva permeabilidad de la red modificada para cada volumen, y se verifica la convergencia de presión de campo a fin de ir al siguiente paso.

Se concibe que el modelo puede ser aplicado a un medio homogéneo y heterogéneo. La morfología de la red esta preparada para ejecutar pruebas experimentales en varias muestras de núcleos. De esta

manera, para el caso de un medio heterogéneo hay un conjunto inicial de redes diferentes para cada volumen mientras que, para uno homogéneo, todos los conjuntos iniciales de las redes son iguales.

Capítulo 3

Generalidades de productividad de pozos

3.1 *Sistema Integral de Producción*

Un sistema integral de producción de petróleo es un conjunto de elementos que transporta los fluidos del yacimiento hacia la superficie, los separa en aceite, gas y agua, y finalmente los envía a instalaciones para su almacenamiento y/o comercialización (Figura 3.1). Este sistema integral de producción consta de diversos componentes.

Los elementos básicos de un sistema integral de producción son (C. Lyons William et al., 2007)

- Yacimiento:

Es una formación subterránea porosa y permeable que contiene un banco individual de hidrocarburos confinado por rocas impermeables o barreras de agua y se caracteriza por un sistema de presión natural.

- Pozo:

Los pozos de petróleo y gas están perforados como un telescopio al revés. La sección del pozo de mayor diámetro esta en la parte superior del pozo. Cada sección se circunscribe a la superficie, o una tubería corta de revestimiento se coloca en el pozo sujeta a la última tubería de revestimiento. La última tubería colocada en el pozo es la tubería de producción (o tubería corta de producción) Por lo tanto, los fluidos producidos se ven obligados a salir de la perforación en el fondo del pozo y luego entrar en el interior de la tubería de producción para conducirlos a la superficie.

- Cabeza de pozo:

Se define como el equipo de superficie colocado por debajo de la válvula maestra (véase Figura 3.1) este incluye cabezal de revestimiento y cabezal de tubería de producción. El cabezal de revestimiento es un ensamble mecánico usado para colgar el arreglo de tuberías de revestimiento, este cabezal es colocado dentro de la tubería superficial. El equipo colocado sobre la cabeza de pozo se le conoce como árbol de válvulas o “árbol de navidad” y es usado para el control del flujo.

- Tubería de descarga:

Es una estructura cuya finalidad es transportar los fluidos (gas, aceite y en algunos casos agua) desde la cabeza del pozo hasta el tanque de almacenamiento. Un diámetro óptimo de la tubería es importante tanto para el manejo del gasto como por la disminución de los costos.

- Estrangulador de superficie:

Es un aditamento que se instala en los pozos productores con el fin de regular el flujo de los fluidos, es decir, permite obtener un gasto deseado, además de prevenir la conificación de agua, la producción de arena, administrar la energía del yacimiento y sobre todo, ofrecer seguridad a las instalaciones superficiales.

- Separadores:

Los fluidos producidos de los pozos de petróleo son normalmente mezclas complejas de miles de compuestos diferentes. Un flujo típico de un pozo es a alta velocidad, turbulento y constantemente expande la mezcla de gases e hidrocarburos líquidos y está íntimamente mezclado con vapor de agua, agua libre y en ocasiones con algunos sólidos. Este flujo debe ser procesado tan pronto como sea posible una vez que ha llegado a la superficie. Los separadores son equipos utilizados para separar la mezcla de fluidos (aceite, gas y en algunos casos agua) que proviene directamente de los pozos productores. Los separadores pueden clasificarse por su forma o geometría en horizontales, verticales y esféricos, y por las fases a separar por lo que pueden ser bifásicos (gas y líquido) o trifásicos (gas, aceite y agua)

- Tanques de almacenamiento:

Son recipientes de gran capacidad para almacenar la producción de fluidos de uno o varios pozos. Los tanques de almacenamiento pueden ser estructuras cilíndricas de acero instalados en tierra firme, o bien, buque-tanques, usualmente utilizados en pozos localizados costa afuera.

Durante la producción de un pozo se consideran tres áreas principales de flujo que son: Flujo del yacimiento al pozo, Flujo en el pozo y Flujo en estranguladores y líneas superficiales (Lozano, Ramírez y Pérez, 2004). A continuación se realizará una descripción breve de cada una de estas áreas .

- Flujo del yacimiento al pozo:

Este flujo representa una caída de presión en el yacimiento hasta el fondo del pozo, es decir; la presión del yacimiento menos la presión del fondo fluyendo $(\bar{P}_y - P_{wf})$. La relación entre el gasto y la caída de presión ocurrida en el medio poroso es muy compleja y depende de los parámetros tales como propiedades de los fluidos, propiedades de las rocas, saturación de los fluidos contenidos en la roca, daño a la formación, turbulencia y mecanismos de empuje.

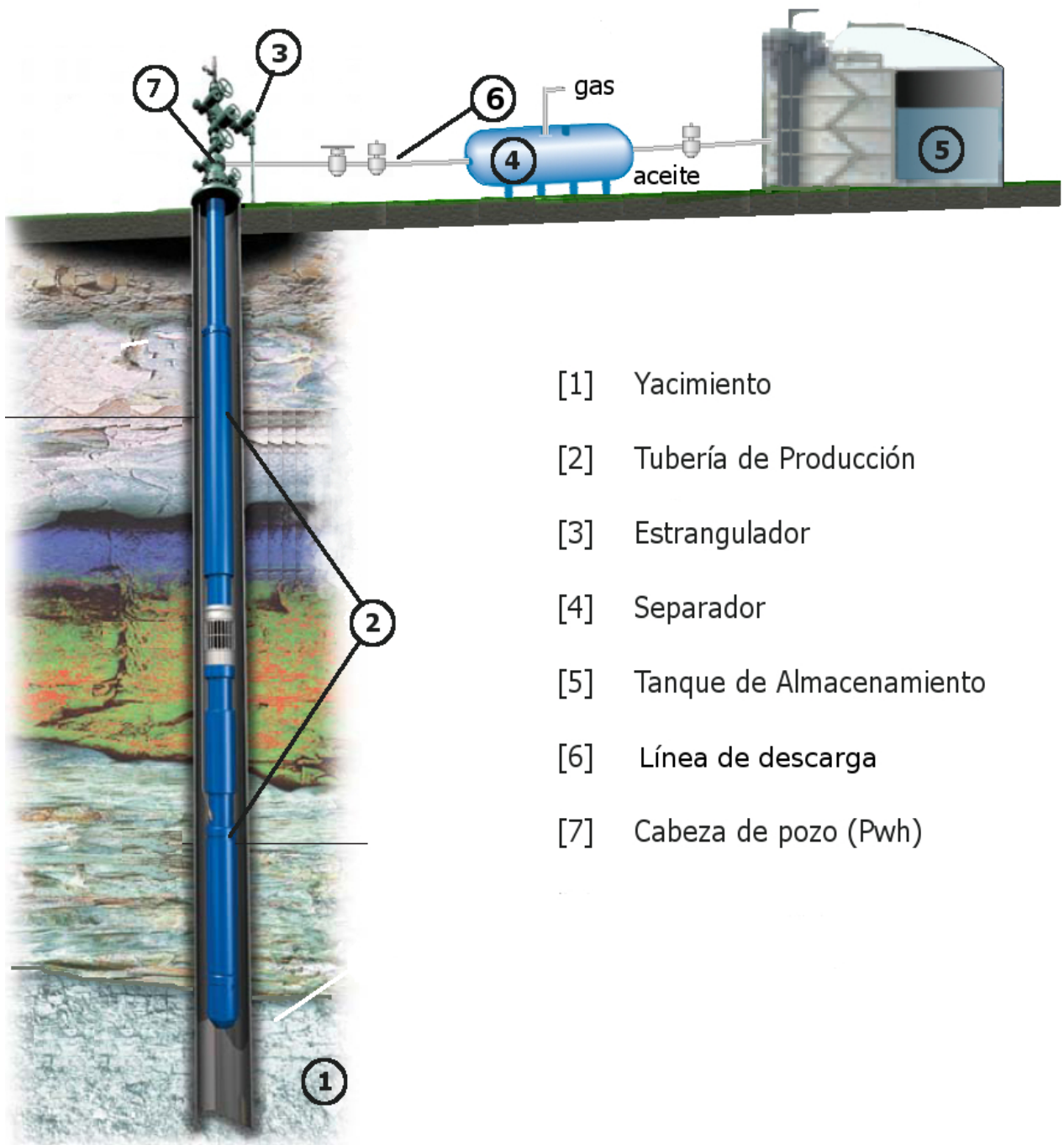


Figura 3.1. Sistema Integral de Producción (Economides et al., 1999)

- Flujo en tuberías

Una vez que se establece la comunicación entre el yacimiento y la superficie, los fluidos aportados por el yacimiento viajan a través de tuberías colocadas en el pozo y posteriormente en la superficie (verticales, horizontales e inclinadas) hasta llegar a los separadores y tanques de almacenamiento. Por esta razón se hace indispensable contar con una ecuación (o un conjunto de ecuaciones) que describan el comportamiento de los fluidos en función de las caídas de presión (pérdida de energía) a lo largo de la trayectoria de flujo, en este sentido la mayor caída de presión ocurre en la tubería de producción. La ecuación general que gobierna el flujo de fluidos a través de una tubería se obtiene a partir de un balance macroscópico de la energía asociada a la unidad de masa de un fluido, que pasa a través de un elemento aislado de un sistema.

- Flujo en estranguladores

Una vez que los fluidos son producidos por el pozo y llegan a la superficie, se regula su flujo mediante un estrangulador, cuando el flujo pasa por el estrangulador, el fluido es acelerado hasta alcanzar una velocidad muy alta en el interior del estrangulador, al ocurrir esto se tiene un flujo crítico. Cuando se tiene este tipo de flujo, las perturbaciones de presión corriente abajo del estrangulador no afectan a los componentes que están corriente arriba. Esto es; un cambio en los componentes corriente abajo (como por ejemplo; en el separador) no afectará los componentes corriente arriba (presión en la cabeza del pozo).

- Flujo en las líneas superficiales

El fluido del pozo es transportado al separador o a presa metálica mediante una tubería conocida como línea de descarga. El estrangulador causa una contra-presión en la línea de descarga. Los procedimientos para calcular las caídas de presión en la tubería superficial son requeridos en la industria petrolera para diseñar líneas de flujo o intersecciones de líneas y el diseño de líneas de largas distancias. Las caídas de presión en las líneas de flujo, se expresa como presión en la salida del estrangulador menos la presión en la cabeza, la caída de presión en la línea está entre el 20 y 30 % de la pérdida de presión del sistema

3.2 Productividad de pozos

En un sistema de producción de aceite y gas, los fluidos fluyen desde el límite del área de drene en el yacimiento a el pozo y posteriormente a las instalaciones superficiales. La presión promedio dentro de los límites del área de drene es conocida como presión promedio del yacimiento. Esta presión controla el flujo a través del sistema de producción y se asume que permanece constante sobre un periodo fijo de tiempo durante el agotamiento del yacimiento. Cuando esta presión cambia, el comportamiento del pozo cambia y el pozo necesita ser re-evaluado. La presión promedio del yacimiento cambia debido a su agotamiento natural o a la aplicación de un método de recuperación secundaria.

La presión del separador en la superficie se establece para optimizar la separación del fluido y retener de los hidrocarburos los componentes ligeros en la fase líquida; esta presión se puede mantener constante gracias al uso de dispositivos mecánicos como reguladores de presión. En los cálculos de diseño de pozos no es raro el uso de la presión de la cabeza del pozo para la presión de separación, suponiendo que tanto la cabeza del pozo como el separador se encuentran muy cerca.

Un nodo es un punto en el sistema de producción donde la presión puede ser calculada como una función del gasto. Como se muestra en la Figura 3.1 los dos nodos extremos son los límites del área de drenaje (nodo 1) y el separador (nodo 4). Las presiones en estos nodos se denominan: presión promedio del yacimiento, P_y y presión de separación, P_{sep} respectivamente. Otros dos nodos importantes son el fondo del pozo, cuya presión se denomina, presión de fondo fluyendo, P_{wf} y la cabeza del pozo (nodo 7) en donde tenemos la presión de cabeza de pozo, P_{wh} . Si las presiones son medidas en cada nodo, las pérdidas de presión entre los nodos se pueden calcular como una función del gasto. Algunos nodos (3 y 6) son llamados nodos funcionales. Estos se establecen en donde existe una caída de presión debida a un estrangulador, válvula de seguridad, o algún otro componente de la tubería. Para cada componente, el gasto q es una función de la diferencia de presión Δp a través del dicho componente:

$$q = f(\Delta p)$$

3.2.1 Comportamiento de afluencia

Básicamente el comportamiento de afluencia de un pozo representa la capacidad del yacimiento de aportar fluidos. La relación del comportamiento de afluencia (IPR, por sus siglas en ingles) se define como una función que relaciona el gasto de fluidos del yacimiento y la presión de fondo fluyendo. Gilbert propuso por primera vez el análisis de pozo usando esta relación. La IPR entonces es definida en un rango de presión que va desde la presión promedio del yacimiento hasta la presión atmosférica.

3.2.1.1 *Potencial del Pozo*

El potencial absoluto del pozo a flujo abierto (AOF, por sus siglas en ingles) o simplemente potencial del pozo, representado como $q_{o\ max}$ corresponde a condiciones ideales en las que no hay restricción al flujo y esto ocurre suponiendo condiciones de gasto a una presión de fondo fluyendo que iguale a la presión atmosférica, considerando que el gasto es siempre cero cuando la presión de fondo fluyendo es igual a la presión promedio del yacimiento, representando una condición de cierre. Al referirse al potencial del pozo en realidad se esta hablando del potencial de la formación. La Figura 3.2 muestra una IPR típica basada en la ley de Darcy para un flujo de líquidos en una fase.

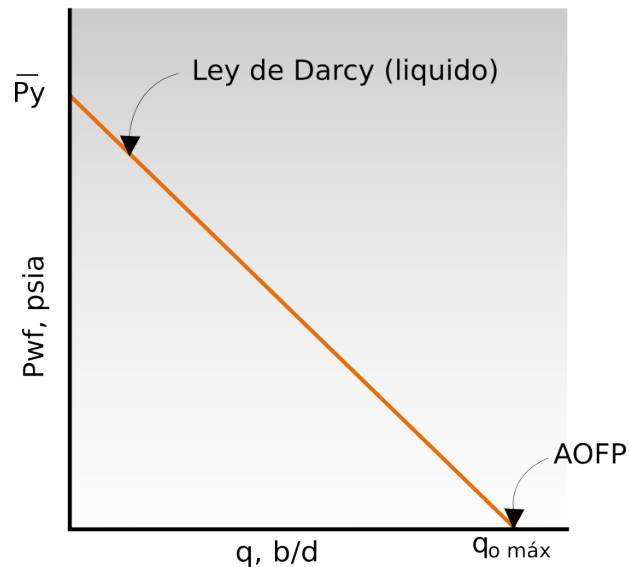


Figura 3.2. Curva típica de IPR (Mukherjee y Brill, 1999)

La presión real de fondo fluyendo también depende de la contra-presión generada por estranguladores u otras restricciones generadas en el pozo y en las líneas superficiales, esto causa un aumento en la presión de fondo fluyendo; dicho aumento disminuye la caída de presión del yacimiento a el pozo. De esta manera el incremento en la contra-presión del pozo disminuye el gasto desde el yacimiento.

3.2.1.2 Determinación de la ecuación de afluencia

Para determinar las caídas de presión que ocurren en el yacimiento se requiere de una expresión que muestre las pérdidas de energía o presión como una función del gasto además esta expresión estará sujeta a las características primarias de un yacimiento, a saber:

- tipos de fluidos en el yacimiento
- régimen de flujo
- geometría de flujo
- número de fases fluyendo en el yacimiento

3.2.1.2.1 Tipos de Fluido

El coeficiente de compresibilidad isotérmica es esencialmente el factor de control en la identificación del tipo de fluido en un yacimiento. En general los fluidos de un yacimiento son clasificados en tres grupos:

- (1) fluidos incompresibles;
- (2) fluidos ligeramente compresibles;

(3) fluidos compresibles.

El coeficiente isotérmico de compresibilidad c es descrito matemáticamente por las siguientes dos expresiones equivalentes: en términos del volumen de fluido:

$$c = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p} \quad (3.1)$$

en términos de la densidad del fluido:

$$c = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p} \quad (3.2)$$

donde:

V : volumen de fluido

ρ : densidad del fluido

p : presión, psi^{-1}

c : coeficiente isotérmico de compresibilidad, Ψ^{-1}

Fluidos Incompresibles

Un fluido incompresible se define como aquel fluido cuyo volumen o densidad no cambia con la presión. Esto es

$$\frac{\partial V}{\partial p} = 0 \quad \text{y} \quad \frac{\partial \rho}{\partial p} = 0$$

Los fluidos incompresibles no existen, sin embargo su definición es útil para simplificar la derivación y la forma final de algunas ecuaciones.

Fluidos ligeramente compresibles

Estos fluidos “ligeramente” compresibles exhiben cambios pequeños en su volumen o densidad en función de cambios en la presión. Conociendo el volumen V_{ref} de un líquido ligeramente compresible y su presión inicial de referencia P_{ref} los cambios en su comportamiento volumétrico como una función de la presión p pueden ser matemáticamente descritos por la integración de la ecuación 3.1, de la siguiente manera:

$$-c \int_{P_{ref}}^p dp = \int_{V_{ref}}^V \frac{dV}{V}$$

$$\exp [c(p_{ref} - p)] = \frac{V}{V_{ref}}$$

$$V = V_{ref} \exp [c(p_{ref} - p)] \quad (3.3)$$

donde:

p : presión, psia

V : volumen a la presión p , pie³

p_{ref} : presión inicial (de referencia), psia

V_{ref} : volumen de fluido a una presión (de referencia) inicial, psia

El exponente e^x puede ser representado por una serie de expansión como:

$$e^x = 1 + x + \frac{x^2}{2!} + \frac{x^3}{3!} + \dots + \frac{x^n}{n!} \quad (3.4)$$

Ya que el exponente x (que representa el término $c(p_{ref} - p)$) es muy pequeño, el término e^x puede ser truncado de la ecuación 3.4

$$e^x = 1 + x \quad (3.5)$$

combinando la ecuación 3.3 y 3.5 tenemos:

$$V = V_{ref} [1 + c(p_{ref} - p)] \quad (3.6)$$

una derivación similar se aplica a la ecuación 3.2

$$\rho = \rho_{ref} [1 + c(p_{ref} - p)] \quad (3.7)$$

donde:

V : volumen a la presión p

ρ : densidad a la presión p

p_{ref} : presión a una presión (de referencia) inicial, p_{ref}

V_{ref} : volumen a una presión (de referencia) inicial, p_{ref}

Los sistemas de aceite y agua entran dentro de esta categoría.

Fluidos compresibles

Estos fluidos experimentan grandes cambios en su volumen como función de la presión. Todos los gases son considerados como fluidos compresibles. En este caso no es valido el truncamiento que se da en la ecuación 3.5 y se usa la serie completa de la ecuación 3.4.

El coeficiente isotérmico de cualquier fluido compresible es descrito por la siguiente expresión:

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial p} \right)_T \quad (3.8)$$

3.2.1.2.2 Regímenes de flujo

Existen básicamente tres tipos de regímenes de flujo que describen el comportamiento del flujo de fluido y la distribución de la presión del yacimiento como una función del tiempo. Estos regímenes de flujo son:

- (1) flujo en régimen estacionario;
- (2) flujo en régimen transitorio;
- (3) flujo en régimen pseudo-estacionario.

Flujo en régimen estacionario

El régimen de flujo en estado estacionario ocurre si la presión en cada lugar en el yacimiento permanece constante, es decir; no cambia con el tiempo. Esta condición se puede expresar matemáticamente como:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t} \right)_i = 0 \quad (3.9)$$

Esta ecuación establece que la tasa de cambio de la presión p con respecto del tiempo t en cualquier lugar i es cero. En un yacimiento, la condición de flujo en régimen estacionario solo puede ocurrir cuando el yacimiento esta soportado y recargado por la influencia de un fuerte acuífero o por operaciones de mantenimiento de presión.

Flujo en régimen transitorio

El flujo transitorio se define como la condición del flujo de fluido en la que la tasa de cambio de la presión con respecto al tiempo en cualquier posición en el yacimiento no es cero y tampoco es constante. Esta definición sugiere que la derivada de la presión con respecto al tiempo es esencialmente una función tanto de la posición i como del tiempo t , por lo que:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t} \right)_i = f(i, t) \quad (3.10)$$

Flujo en régimen pseudo-estacionario

Cuando la presión en el yacimiento a diferentes posiciones declina linealmente como una función del tiempo, por ejemplo; a una tasa de declinación constante, la condición de flujo se caracteriza como flujo

pseudo-estacionario. Matemáticamente, esta definición establece que la tasa de cambio de la presión con respecto al tiempo en cualquier posición es constante, o:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_i = \text{constante} \quad (3.11)$$

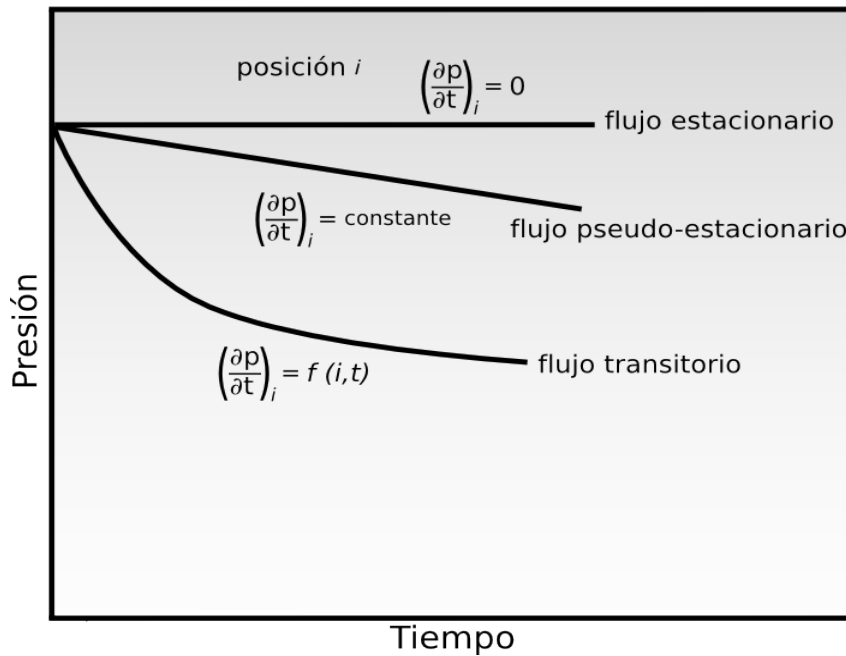


Figura 3.3. Regímenes de Flujo (Ahmed, 2006)

La Figura 3.3 muestra un esquema que compara los cambios de presión como función del tiempo para los tres regímenes de flujo.

3.2.1.2.3 Geometría de Flujo

La geometría del yacimiento tiene un efecto importante sobre el comportamiento de flujo. La irregularidad en la geometría de la mayoría de los yacimientos hace difícil su descripción, no obstante para propósitos de ingeniería la geometría de flujo efectivo puede ser representado por una de los siguientes geometrías de flujo:

- Flujo lineal;
- Flujo Radial;
- Flujo Esférico y Hemisférico

Flujo Lineal

El flujo lineal ocurre cuando las rutas del flujo son paralelas al flujo del fluido en una sola dirección. Adicionalmente, el área de sección transversal al flujo debe ser constante, Figura 3.4. Una aplicación común de las ecuaciones de flujo lineal es el flujo en fracturas hidráulicas verticales como se muestra en la Figura 3.5

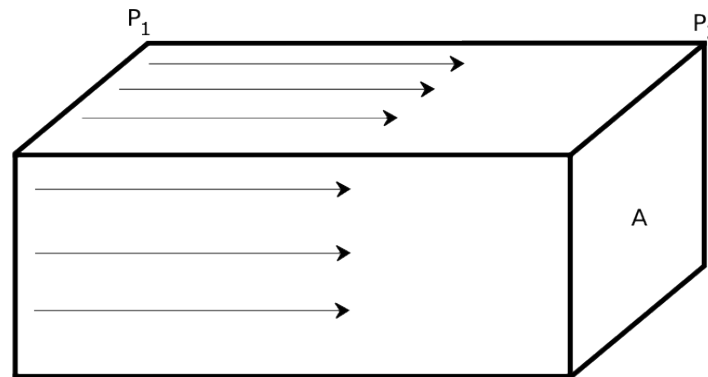


Figura 3.4. *Flujo lineal (Ahmed, 2006)*

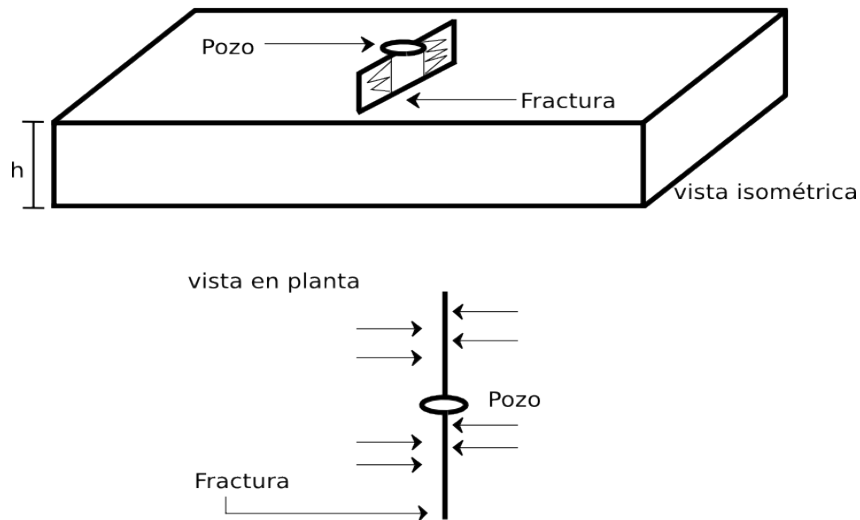


Figura 3.5. *Flujo lineal ideal en una fractura vertical (Ahmed, 2006)*

Flujo Radial

Sin haber una fuerte heterogeneidad en el yacimiento, el flujo fuera o dentro del pozo seguirá un patrón de flujo radial a una distancia sustancial del pozo ya que los fluidos se mueven hacia el pozo desde todas las direcciones. La Figura 3.6 muestra las líneas ideales de flujo y las líneas isopotenciales para el sistema de flujo radial.

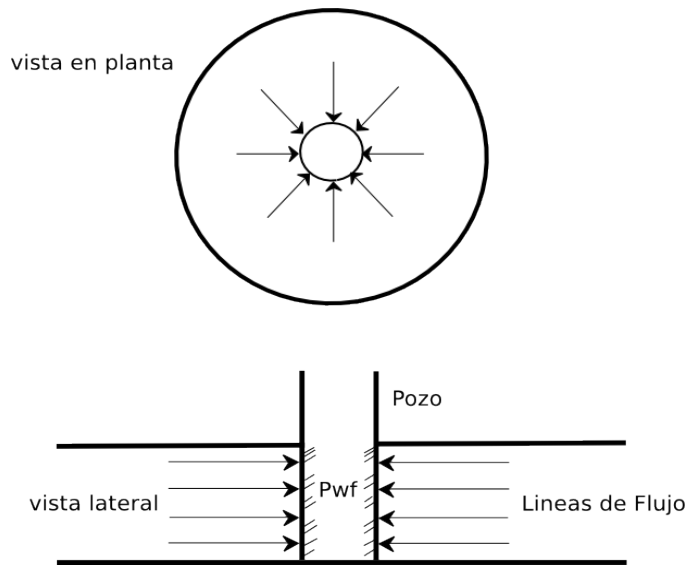


Figura 3.6. Flujo ideal radial en un pozo (Ahmed, 2006)

Flujo Esférico y Hemisférico

Dependiendo del tipo de terminación de un pozo, es posible tener flujo esférico o hemisférico en las cercanías del pozo. Un pozo con un intervalo de disparos limitado podría resultar en un flujo esférico en la vecindad de los disparos como se ilustra en la Figura 3.7. Un pozo que penetra parcialmente en el intervalo productor como se muestra en la Figura 3.8 podría resultar en un flujo hemisférico. La condición podría presentarse de manera importante en una situación de conificación de agua.

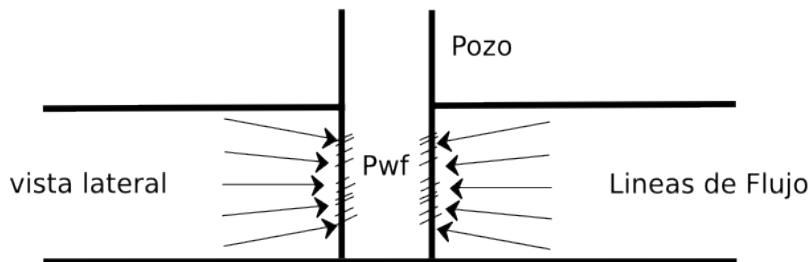


Figura 3.7. Flujo esférico debido a un acceso limitado (Ahmed, 2006)

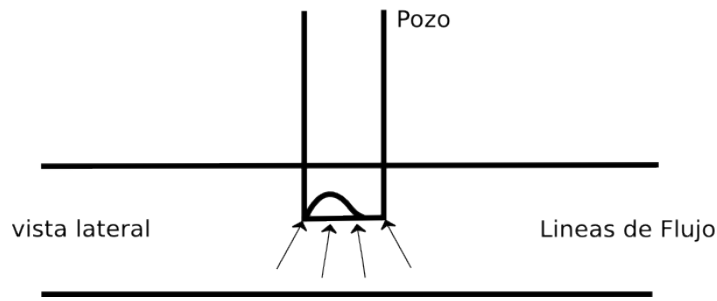


Figura 3.8. Flujo hemisférico en un pozo con penetración parcial (Ahmed, 2006)

3.2.1.2.4 Número de fases fluyendo en el yacimiento

Las expresiones matemáticas usadas para predecir el comportamiento tanto volumétrico como de presión en un yacimiento varían en forma y complejidad dependiendo del número de fases móviles en el mismo. Existen normalmente tres casos generales en un sistema de flujo. Un caso menos general pero que se ha tomado en cuenta ampliamente es el flujo en cuatro fases ya que es determinante en el daño por partículas sólidas:

- (1) flujo en una fase (aceite, agua o gas);
- (2) flujo en dos fases (aceite-agua, aceite-gas, gas-agua);
- (3) flujo en tres fases (aceite, agua y gas)
- (4) flujo en cuatro fases (aceite, agua, gas y sólidos)

3.2.1.2.5 Ecuaciones de Flujo

Las ecuaciones de flujo que describen el comportamiento de flujo en el yacimiento pueden tomar varias formas dependiendo de la combinación de las variables presentadas anteriormente (tipo de fluidos, tipo de flujo, etc.). Mediante la combinación de la ecuación de conservación de masa, la ecuación de transporte, también conocida como ecuación de movimiento (ecuación de Darcy) y varias ecuaciones de estado. Ya que las ecuaciones de flujo consideradas dependen la ecuación de la ley de Darcy, es importante considerar esta primero.

Ley de Darcy

La ley fundamenta de movimiento de un fluido en el medio poroso es la ley de Darcy. Para un sistema linear horizontal es:

$$v = \frac{q}{A} = - \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (3.12)$$

El signo negativo en la ecuación anterior (3.12) se adiciona porque el gradiente de presión dp/dx es negativo en la dirección de flujo como se muestra en la Figura 3.9. Para un sistema de flujo radial horizontal, el gradiente de presión es positivo (véase la Figura 3.10) y la ecuación de Darcy se puede expresar en la siguiente forma radial generalizada:

$$v = \frac{q_r}{A_r} = \frac{k}{\mu} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)_r \quad (3.13)$$

donde:

- q_r : gasto volumétrico en el radio r
- A_r : área de sección transversal al flujo en el radio r
- $(\partial p / \partial r)_r$: gradiente de presión en el radio r
- v : velocidad aparente en el radio r

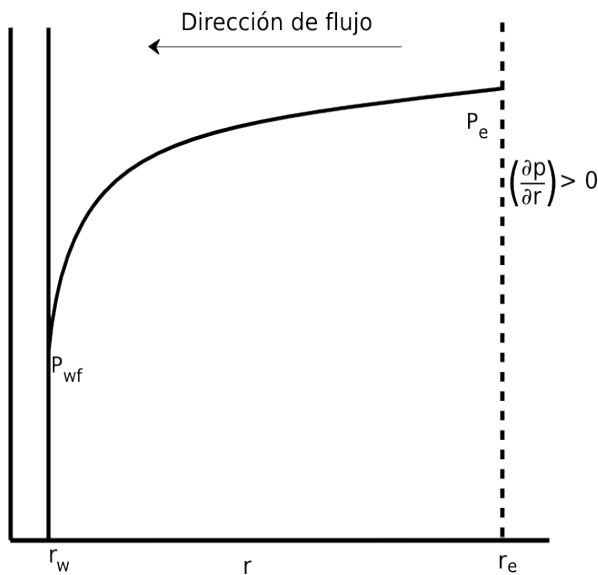


Figura 3.10. Gradiente de presión en flujo radial (Ahmed, 2006)

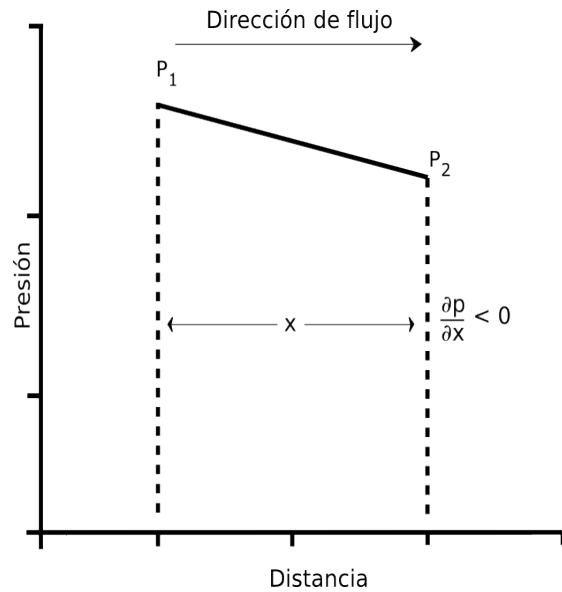


Figura 3.9. Distancia contra presión en flujo lineal (Ahmed, 2006)

El área de sección transversal en el radio r es esencialmente el área superficial de un cilindro. Para un pozo totalmente penetrado en un espesor neto h , el área de sección transversal A_r está dada por:

$$A_r = 2 \pi r h \quad (3.14)$$

La ley de Darcy aplica solo cuando existen las siguientes condiciones:

- flujo laminar (viscoso);
- flujo en régimen estacionario;
- fluidos incompresibles;
- formación homogénea

Para flujo turbulento, que ocurre a altas velocidades, el gradiente de presión se incrementa a un ritmo mayor a la que lo hace la velocidad de flujo y se hace necesario una modificación especial a la ecuación de Darcy.

Ecuaciones de flujo en régimen estacionario

Las aplicaciones del comportamiento del flujo en estado estacionario para diferentes tipos de fluidos en diferentes geometrías de flujo incluyen las siguientes:

- flujo lineal de fluidos incompresibles;
- flujo lineal de fluidos ligeramente compresibles;
- flujo lineal de fluidos compresibles;
- flujo radial de fluidos incompresibles;
- flujo radial de fluidos ligeramente compresibles;
- flujo radial de fluidos compresibles;
- flujo multifásico

De acuerdo con Golan y Whitson, los flujos lineal y radial son los más comunes en los pozos productores de aceite y gas; teniendo en cuenta esta consideración se hará énfasis en estas geometrías de flujo para los diferentes regímenes de flujo.

Flujo lineal de fluidos incompresibles

En el flujo lineal se asume que el flujo ocurre a través de un área de A sección transversal, donde ambos extremos están completamente abiertos al flujo, también se asume que no existe un flujo que atraviese los lados, la parte superior y la parte inferior del sistema. Si un fluido incompresible fluye a través del elemento dx , entonces la velocidad del fluido v y su gasto q son constantes en todos los puntos. El comportamiento de flujo en este sistema se puede expresar por la ecuación de Darcy en su forma diferencial (ecuación. 3.12) separando las variables e integrando sobre la longitud del sistema lineal:

$$\frac{q}{A} \int_0^L dx = -\frac{k}{\mu} \int_{p_1}^{p_2} dp \quad (3.15)$$

que resulta en:

$$q = \frac{kA(p_1 - p_2)}{\mu L} \quad (3.16)$$

Expresando la ecuación anterior en las unidades de campo acostumbradas:

$$q = \frac{0.001127 kA(p_1 - p_2)}{\mu L} \quad (3.17)$$

donde:

- q : gasto, bl/día
- k : permeabilidad absoluta, md
- p : presión, psia
- μ : viscosidad, cp
- L : distancia, pie
- A : área de sección transversal, pie²

Flujo lineal de fluidos ligeramente compresibles

La ecuación 3.6 describe la relación que existe entre la presión y el volumen para fluidos ligeramente compresibles, esta ecuación puede ser modificada y escrita en términos de gasto como:

$$q = q_{ref} [1 + c(p_{ref} - p)] \quad (3.18)$$

donde q_{ref} es el gasto a una presión de referencia p_{ref} . Sustituyendo la expresión anterior en la ecuación de Darcy tenemos:

$$\frac{q}{A} = \frac{q_{ref} [1 + c(p_{ref} - p)]}{A} = -0.001127 \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (3.19)$$

separando las variables e integrando:

$$\frac{q_{ref}}{A} \int_0^L dx = -0.001127 \frac{k}{\mu} \int_{p_1}^{p_2} \left[\frac{dp}{1 + c(p_{ref} - p)} \right] \quad (3.20)$$

cuyo resultado es:

$$q_{ref} = \left[\frac{-0.001127 kA}{\mu cL} \right] \ln \left[\frac{1 + c(p_{ref} - p_2)}{1 + c(p_{ref} - p_1)} \right] \quad (3.21)$$

donde:

q_{ref} : gasto a una presión de referencia p_{ref} , bl/día
 p_1 : corriente arriba, psi
 p_2 : corriente abajo, psi
 k : permeabilidad, md
 μ : viscosidad, cp
 c : compresibilidad promedio del líquido, psi⁻¹

Seleccionando la presión p_1 corriente arriba como la presión de referencia p_{ref} y sustituyendo en la ecuación 3.21 se obtiene el gasto en el punto 1:

$$q_1 = \left[\frac{0.001127 kA}{\mu cL} \right] \ln[1 + c(p_1 - p_2)] \quad (3.22)$$

Eligiendo la presión p_2 corriente abajo como presión de referencia y sustituyendo en la ecuación 3.21, se obtiene:

$$q_2 = \left[\frac{0.001127 kA}{\mu cL} \right] \ln \left[\frac{1}{1 + c(p_2 - p_1)} \right] \quad (3.23)$$

donde q_1 y q_2 son los gastos en los puntos de entrada y salida en el sistema lineal.

Flujo lineal de fluidos compresibles (gases)

Para un flujo laminar de gas en un sistema homogéneo lineal, se puede aplicar la ecuación de estado de gases reales para calcular el número de moles n a la presión p , temperatura T , y volumen V :

$$n = \frac{pV}{ZRT} \quad (3.24)$$

A condiciones estándar, el volumen ocupado por el número de moles anterior esta dado por:

$$V_{cs} = \frac{nZ_{cs}RT_{cs}}{p_{cs}} \quad (3.25)$$

Combinando las dos expresiones anteriores y asumiendo $Z_{cs}=1$ obtenemos:

$$\frac{pV}{ZT} = \frac{p_{cs}V_{cs}}{T_{cs}} \quad (3.26)$$

De manera equivalente, la relación anterior se puede expresar en términos de gasto q en bl/día a condiciones de yacimiento, y a condiciones de gasto Q_{cs} en pie³/día como:

$$\frac{p(5.615q)}{ZT} = \frac{p_{cs}Q_{cs}}{T_{cs}} \quad (3.27)$$

Rearreglando:

$$\left(\frac{p_{cs}}{T_{cs}}\right)\left(\frac{ZT}{p}\right)\left(\frac{Q_{cs}}{5.615}\right) = q \quad (3.28)$$

donde:

- q : gasto de gas a una una presión p , bl/día
- Q_{cs} : gasto de gas a condiciones estándar, pie³/día
- Z : factor de compresibilidad de gas
- T_{cs}, P_{cs} : temperatura en ⁰R y presión en psia a condiciones estándar respectivamente

Dividiendo ambos lados de la ecuación anterior por el área de sección transversal A e igualando esta con la ecuación de Darcy, obtenemos;

$$\frac{q}{A} = \left(\frac{p_{cs}}{T_{cs}}\right)\left(\frac{ZT}{p}\right)\left(\frac{Q_{cs}}{5.615}\right)\left(\frac{1}{A}\right) = -0.001127 \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (3.29)$$

la constante 0.001127 es para convertir las unidades de Darcy a unidades de campo. Separando las variables y agrupando términos:

$$\left[\frac{Q_{cs} p_{cs} T}{0.006328 k T_{cs} A} \right] \int_0^L dx = - \int_{p1}^{p2} \frac{p}{Z \mu_g} dp \quad (3.30)$$

Asumiendo que el producto de $Z \mu_g$ es constante en el rango de presiones especificado entre $p1$ y $p2$ e integrando tenemos:

$$\left[\frac{Q_{cs} p_{cs} T}{0.006328 k T_{cs} A} \right] \int_0^L dx = - \frac{1}{Z \mu_g} \int_{p1}^{p2} p dp \quad (3.31)$$

$$Q_{cs} = \frac{0.003164 T_{cs} A k (p_1^2 - p_2^2)}{p_{cs} T (Z \mu_g) L} \quad (3.32)$$

donde:

- Q_{sc} : gasto de gas a condiciones estándar, pie³/día
- k : permeabilidad, md
- T : temperatura, ⁰R
- μ_g : viscosidad del gas, cp
- A : sección de área transversal, pie²
- L : longitud total en un sistema lineal, pie

Ajustando $p_{cs} = 14.7$ psi, $T_{cs} = 520^0R$ en la expresión anterior tenemos:

$$Q_{cs} = \frac{0.111924 Ak(p_1^2 - p_2^2)}{TLZ \mu_g} \tag{3.33}$$

Es importante notar que las propiedades del gas Z y μ_g son funciones que dependen fuertemente de la presión, pero que se han eliminado de la integración para simplificar la forma final de la ecuación de flujo de gas. La ecuación anterior es válida para valores de presión menores a 2000 psi. Las propiedades del gas se deben evaluar con una presión promedio del gas \bar{p} como se muestra a continuación:

$$\bar{p} = \sqrt{\frac{p_1^2 + p_2^2}{2}} \tag{3.34}$$

Flujo radial de fluidos incompresibles

En un sistema de flujo radial, todos los fluidos se mueven hacia el pozo desde todas las direcciones. Sin embargo para que ocurra este movimiento, debe existir un gradiente de presión. De esta manera si el pozo produce aceite, implica un flujo de fluido a través de la formación hacia el pozo, por lo que existe un gradiente de presión entre el fondo del pozo y cualquier distancia desde este.

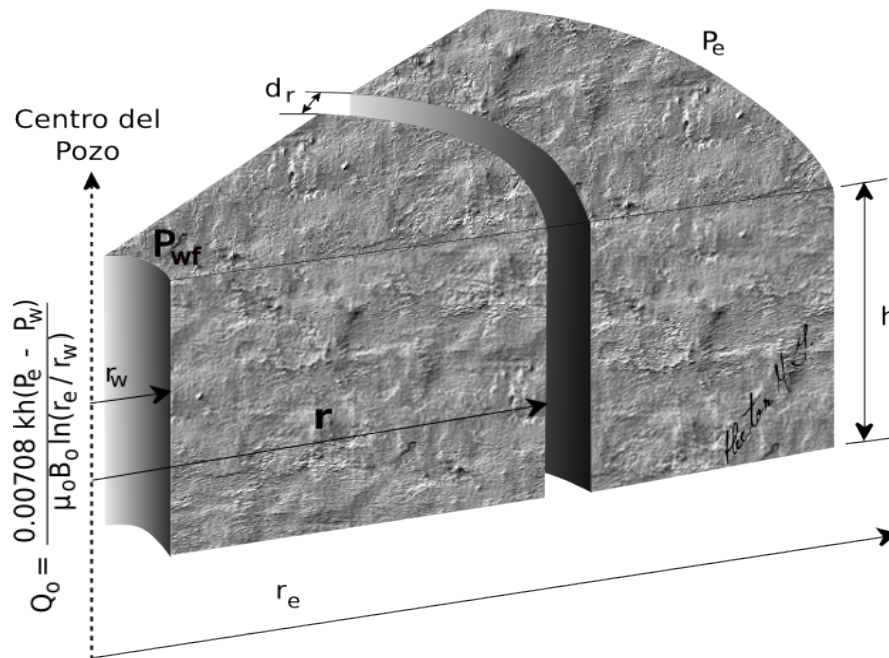


Figura 3.11. Modelo de flujo radial

La presión en el fondo del pozo que esta en producción se conoce como presión de fondo fluyendo: (P_{wf}).

Considerando la Figura 3.11 que ilustra el flujo radial de un fluido incompresible hacia un pozo vertical. Se considera que la formación tiene un espesor h uniforme y permeabilidad k constante; ya que el fluido es incompresible, el gasto debe ser constante a lo largo del radio. Debido a la condición de flujo estacionario, el perfil de presión al rededor del pozo se mantiene constante con el tiempo. P_{wf} representa el mantenimiento de la presión de fondo fluyendo en el radio del pozo r_w y p_e denota la presión en el radio de drene. La ecuación 3.13 puede ser usada para determinar el gasto a cualquier radio r :

$$v = \frac{q}{A_r} = 0.001127 \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dr} \quad (3.35)$$

donde:

v : velocidad aparente de flujo, bl/día-pie²

q : gasto en el radio r , bl/día

k : permeabilidad, md

μ :viscosidad, cp

0.001127: factor de conversión que expresa la ecuación en unidades de campo

A_r : área de sección transversal en el radio r

En cualquier punto del yacimiento el área de sección transversal a través de la que ocurre el flujo será el área superficial de un cilindro que es $2 \pi r h$ o;

$$v = \frac{q}{2 \pi r h} = 0.001127 \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dr}$$

El gasto para un aceite crudo es comúnmente expresado en unidades de superficie, por ejemplo, barriles a condiciones de almacenamiento (STB, por sus siglas en ingles), en lugar de unidades a condiciones de yacimiento. Usando el símbolo Q_o para representar el flujo de aceite expresado en STB/día, entonces:

$$q = B_o Q_o$$

donde B_o es el factor de volumen de aceite de formación, y se define como el volumen que ocupa en el yacimiento (con su gas disuelto), un volumen de aceite muerto medido a condiciones estándar. Lo anterior se expresa en (barriles de aceite con su gas disuelto @ c.y./ barriles de aceite @ c.s.). El gasto en la ecuación de Darcy se puede expresar como:

$$\frac{B_o Q_o}{2 \pi r h} = 0.001127 \frac{k}{\mu_o} \frac{dp}{dr}$$

Integrando esta ecuación entre los radios r_1 y r_2 cuando las presiones son p_1 y p_2 , tenemos:

$$\int_{r_1}^{r_2} \left(\frac{Q_o}{2 \pi r h} \right) \frac{dr}{r} = 0.001127 \int_{p_1}^{p_2} \left(\frac{k}{\mu_o B_o} \right) dp \quad (3.36)$$

Para un sistema compresible en una formación uniforme, la ecuación anterior se puede simplificar a:

$$\left(\frac{Q_o}{2 \pi r h} \right) \int_{r_1}^{r_2} \frac{dr}{r} = \frac{0.001127 k}{\mu_o B_o} \int_{p_1}^{p_2} dp$$

Realizando la integración tenemos:

$$Q_o = \frac{0.00708 kh (p_2 - p_1)}{\mu_o B_o \ln \left(\frac{r_2}{r_1} \right)}$$

Frecuentemente los radios de interés son el radio del pozo r_w y el radio de drene r_e entonces:

$$Q_o = \frac{0.00708 kh (p_e - p_w)}{\mu_o B_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (3.37)$$

donde:

- Q_o : gasto de aceite, bl/día
- p_e : presión en el radio de drene, psi
- p_{wf} : presión de fondo fluyendo, psi
- k : permeabilidad, md
- μ_o : viscosidad del aceite, cp
- B_o : factor de formación de volumen de aceite, bl@c.y./bl@c.s.
- h : espesor, pie
- r_e : radio de drene, pie
- r_w : radio de pozo, pie

La ecuación 3.37 se puede modificar para una solución de la presión p en el radio r , de esta manera:

$$p = p_{wf} + \left[\frac{Q_o B_o \mu_o}{0.00708 kh} \right] \ln \left(\frac{r}{r_w} \right) \quad (3.38)$$

Flujo radial para fluidos ligeramente compresibles

Terry et al., (1991) usaron la ecuación 3.18 para expresar la dependencia del gasto con la presión para fluidos ligeramente compresibles. En el caso de flujo radial para fluidos ligeramente compresibles, el gasto será una función del coeficiente de compresibilidad del fluido por lo tanto la ecuación 3.37 quedará en términos de dicho coeficiente realizando la integración correspondiente:

$$Q_o = \left[\frac{0.00708 kh}{\mu_o B_o c_o \ln(r_e/r_w)} \right] \ln[1 + c_o(p_e - p_{wf})] \quad (3.39)$$

donde:

- c_o : coeficiente de compresibilidad isotérmica del aceite, psi^{-1}
- Q_o : gasto de aceite, bl/día
- k : permeabilidad, md

Flujo radial para gases (fluidos compresibles)

La forma diferencial básica de la ecuación de Darcy para un flujo laminar horizontal es válida para describir el flujo para sistemas tanto de gas como de líquido. Para flujo radial de gas, la ecuación de Darcy toma la siguiente forma:

$$q_{gr} = \frac{0.001127 (2\pi rh) k}{\mu_g} \frac{dp}{dr} \quad (3.40)$$

donde:

- q_{gr} : gasto de gas en el radio r , bl/día
- r : distancia radial, pie
- h : espesor, pie
- μ_g : viscosidad del gas, cp
- p : presión, psi
- 0.001127 : constante de conversión de unidades de Darcy a unidades de campo.

El gasto de flujo de gas es tradicionalmente expresado en $\text{pie}^3/\text{día}$. Refiriendo el flujo de gas a condiciones estándar (superficie) como Q_g , el gasto de gas q_{gr} bajo condiciones de pozo fluyente, puede ser convertido a condiciones de superficie aplicando la definición de factor de volumen de gas de formación B_g a q_{gr} como:

$$Q_g = \frac{q_{gr}}{B_g}$$

donde:

$$B_g = \frac{P_{cs}}{5.615 T_{cs}} \frac{ZT}{p} [bl/ pie^3] \quad \text{o:}$$

$$\left(\frac{P_{cs}}{5.615 T_{cs}} \right) \left(\frac{ZT}{p} \right) Q_g = q_{gr} \quad (3.41)$$

donde:

P_{cs} : presión @c.s., psia

T_{cs} : temperatura @c.s., $^{\circ}R$

Q_g : gasto de gas , pie³/día

q_{gr} : gasto de gas al radio r, bl/día

p : presión al radio r, psia

T : temperatura del yacimiento, $^{\circ}R$

Z : factor de compresibilidad a la presión p y temperatura T

Z_{cs} : factor de compresibilidad del gas a condiciones estándar ≈ 1.0

Combinando las ecuaciones 3.40 y 3.41 tenemos:

$$\left(\frac{P_{cs}}{5.615 T_{cs}} \right) \left(\frac{ZT}{p} \right) Q_g = \frac{0.001127 (2 \pi r h) k}{\mu_g} \frac{dp}{dr}$$

Asumiendo que $T_{cs} = 520^{\circ}R$ y $P_{cs} = 14.7$ psia:

$$\left(\frac{TQ_g}{kh} \right) \frac{dr}{r} = 0.703 \left(\frac{2p}{\mu_g Z} \right) dp \quad (3.42)$$

Integrando la ecuación anterior desde las condiciones de pozo (r_w y p_{wf}) a cualquier punto del yacimiento (r y p) tenemos:

$$\int_{r_w}^r \left(\frac{TQ_g}{kh} \right) \frac{dr}{r} = 0.703 \int_{p_{wf}}^p \left(\frac{2p}{\mu_g Z} \right) dp \quad (3.43)$$

Estableciendo las condiciones de la ley de Darcy a la ecuación 3.43, para flujo en régimen estacionario que requiere que Q_g sea constante en todos los radios, en formación homogénea que implica que k y h sean constantes:

$$\left(\frac{TQ_g}{kh}\right) \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) = 0.703 \int_{p_{wf}}^p \left(\frac{2p}{\mu_g Z}\right) dp$$

el término:

$$\int_{p_{wf}}^p \left(\frac{2p}{\mu_g Z}\right) dp$$

puede ampliarse para dar:

$$\int_{p_{wf}}^p \left(\frac{2p}{\mu_g Z}\right) dp = \int_0^p \left(\frac{2p}{\mu_g Z}\right) dp - \int_0^{p_{wf}} \left(\frac{2p}{\mu_g Z}\right) dp$$

reemplazando la integral en la ecuación 3.42 con las expansión anterior tenemos:

$$\left(\frac{TQ_g}{kh}\right) \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) = 0.703 \left[\int_0^p \left(\frac{2p}{\mu_g Z}\right) dp - \int_0^{p_{wf}} \left(\frac{2p}{\mu_g Z}\right) dp \right] \quad (3.44)$$

La integral $\int_0^p 2p/(\mu_g Z) dp$ es llamada “pseudo-potencial real del gas” o “presión real del gas” y se representa usualmente por $m(p)$ o ψ de esta forma:

$$m(p) = \psi = \int_0^p \left(\frac{2p}{\mu_g Z}\right) dp \quad (3.45)$$

La ecuación 3.45 se puede escribir en términos de la pseudo-presión del gas:

$$\left(\frac{TQ_g}{kh}\right) \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) = 0.703(\psi - \psi_w)$$

o

$$\psi = \psi_w + \frac{Q_g T}{0.703 kh} \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) \quad (3.46)$$

En un caso particular cuando $r=r_e$, el gasto exacto esta dado :

$$Q_g = \frac{0.703 kh(\psi_e - \psi_w)}{T \ln(r_e/r_w)} \quad \text{donde:} \quad (3.47)$$

ψ_e : pseudo-presión real del gas que es evaluado de 0 a p_e , psi^2/cp

ψ_w : pseudo-presión real del gas que es evaluado de 0 a p_w , psi^2/cp

- k : permeabilidad, cp
 h : espesor, pie
 r_e : radio de drene, pie
 r_w : radio del pozo, pie
 Q_g : gasto de gas, pie³/día

Como se puede observar, la forma que adquiera la ecuación de afluencia para un determinado pozo, dependerá del tipo de fluidos producidos por el pozo así como de la geometría y régimen de flujo en el sistema roca-fluidos.

3.3 Índice de productividad

Una vez que un pozo sea puesto a producción es necesario evaluar su productividad a las condiciones en las que se encuentra. Existen diferentes métodos que se consideran como tradicionales que permiten elaborar curvas de comportamiento de afluencia, las cuales permiten determinar la capacidad de un pozo de producir fluidos. La determinación de la capacidad productora se conoce como IPR (Inflow Performance Relationship) o bien, relación de comportamiento de afluencia.

En el cálculo de la productividad de un pozo se asume que la producción Q_o de este es directamente proporcional a una caída de presión que ocurre entre el yacimiento y el pozo ($\bar{P}_y - P_{wf}$). La constante de proporcionalidad es conocida como *índice de productividad* (IP). La presión promedio del yacimiento \bar{P}_y también se le denomina P_{ws} es decir; presión estática de fondo y, al índice de productividad se acostumbra simbolizar con la letra J , para un pozo productor de aceite sin producción de agua, el índice de productividad esta dado por:

$$J = \frac{Q_o}{\bar{P}_y - P_{wf}} \quad (3.48)$$

donde:

- Q_o : flujo volumétrico, bl/día
 J : índice de productividad, bl/día/psi
 \bar{P}_y : presión estática promedio del yacimiento, psi
 P_{wf} : presión de fondo fluyendo, psi

despejando P_{wf} de la ecuación 3.48 y si $\bar{P}_y = P_{ws}$, tenemos:

$$P_{wf} = P_{ws} - \frac{Q_o}{J} \quad (3.49)$$

En una gráfica de presión vs gasto se tiene que la ecuación 3.49 representa una línea recta con pendiente $-Q_o / J$ donde para un periodo corto de tiempo de explotación J y P_{ws} se consideran constantes independientes de la producción. Ahora, una gráfica de presión de fondo fluyendo vs gasto de aceite, exhibirá una línea recta (Figura 3.12) siempre que la presión del yacimiento permanezca por encima de la presión de saturación (o presión de burbuja, P_b) que corresponde a un yacimiento bajosaturado o cuando el yacimiento esté sometido a un empuje hidráulico con $P_{wf} > P_b$ y bajo flujo laminar. De esta forma J permanecerá constante (Padilla, 1990). Se puede observar de la Figura 3.12 que el ángulo θ que forma la recta con el eje de las presiones es tal que:

$$\tan \theta = \frac{\overline{OB}}{\overline{OA}} = \frac{J p_{ws}}{p_{ws}} = J \quad (3.50)$$

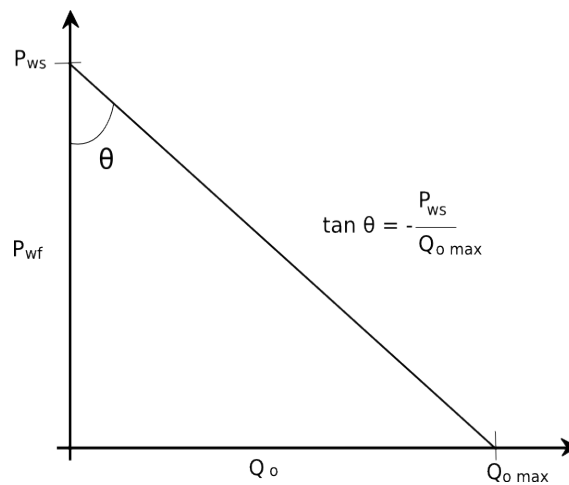


Figura 3.12. Comportamiento de afluencia para un yacimiento bajosaturado (Ramírez et al., 2007)

Cuando la presión de fondo fluyendo es menor que la presión de burbuja, el índice de productividad para cualquier gasto de producción se define como el ritmo de cambio del gasto de producción con el abatimiento de presión (Ramírez, et al. 2006), es decir, el comportamiento de una curva definida como:

$$J = \tan \theta = -\frac{dp}{dp_{wf}} \quad (3.51)$$

La dirección de la curvatura de AB es generalmente como se muestra en al Figura 3.13 que indica el decremento del índice de productividad conforme el gasto se incrementa, lo que explica el signo negativo en la ecuación anterior.

Es importante notar que el índice de productividad es una medición válida del potencial de productividad de un pozo solo si el pozo esta fluyendo a condiciones de flujo en régimen pseudo-estacionario. La Figura 3.14 indica que durante el periodo de flujo en régimen transitorio, los valores

calculados del índice de productividad del pozo variarán dependiendo del tiempo en que se realicen las mediciones de P_{wf} . (Ahmed, 2006)

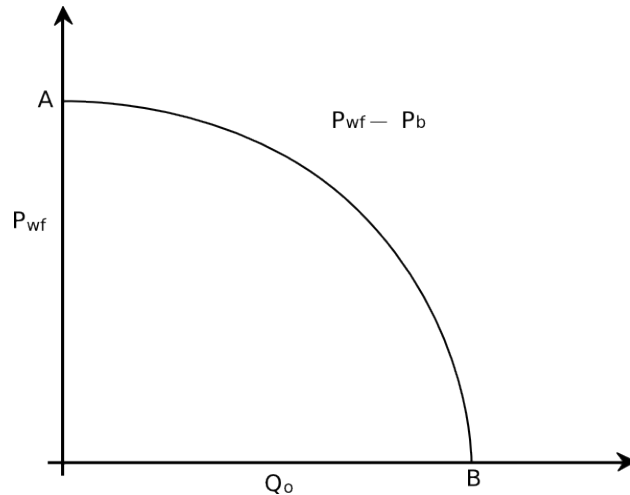


Figura 3.13. Comportamiento de afluencia para un yacimiento saturado (Ramírez et al., 2007)

El índice de productividad puede ser calculado numéricamente definiendo J en términos de condiciones de flujo en régimen pseudo-estacionario en la forma de la ecuación de Darcy para fluidos ligeramente compresibles en geometría de flujo radial considerando el daño.

$$Q_o = \frac{0.00708 k_o h (\bar{P}_y - P_{wf})}{\mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s \right]} \quad (3.52)$$

Combinando la ecuación anterior con la ecuación 3.48 tenemos:

$$J = \frac{0.00708 k_o h}{\mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s \right]} \quad (3.53)$$

donde:

- J : índice de productividad, bl/día/psi
- k_o : permeabilidad efectiva del aceite, md
- s : factor de daño
- h : espesor de la formación, pie

El concepto de permeabilidad relativa puede ser convenientemente introducido en la ecuación 3.53, así:

$$J = \frac{0.00708 hk}{\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) \quad (3.54)$$

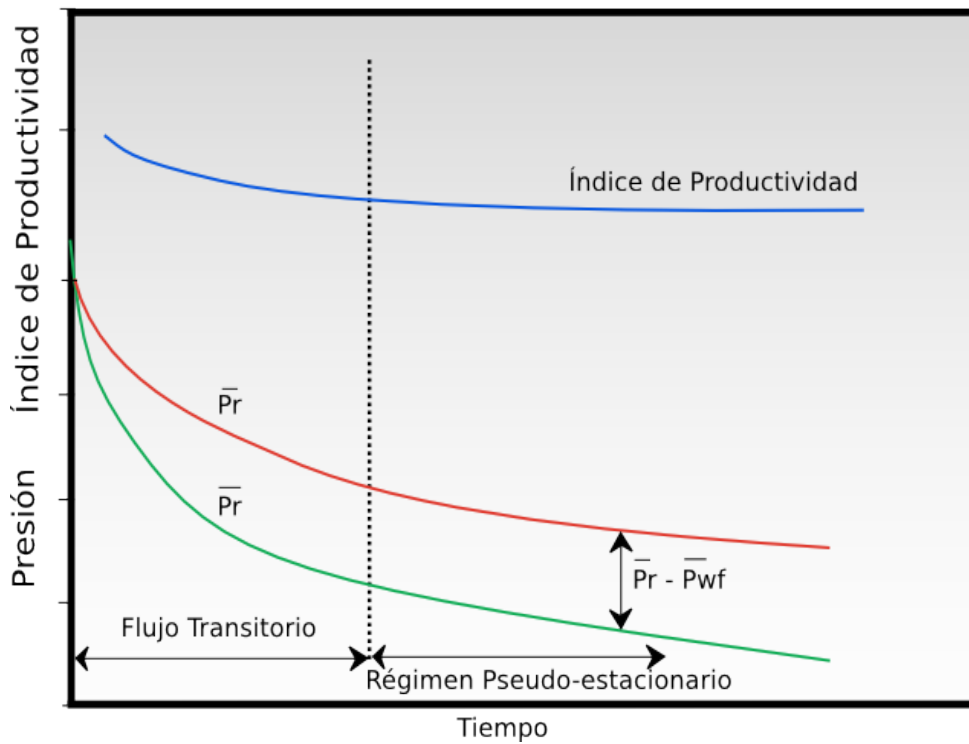


Figura 3.14. Índice de productividad durante regímenes de flujo (Ahmed, 2006)

Capítulo 4

Propiedades del sistema roca-fluidos

4.1 Algunas propiedades de los fluidos

4.1.1 Densidad

La densidad de un fluido, denominada ρ (rho griega minúscula), es su masa por unidad de volumen y se representa por la relación:

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (4.1)$$

Su unidad en el sistema internacional es el kilogramo por metro cúbico (kg/m^3), aunque frecuentemente se expresa en (g/cm^3); también se expresa en kilogramo por litro (kg/L) o kilogramo por decímetro cúbico (kg/dc^3). En el sistema ingles normalmente se expresa en libra por pulgada cúbica (lb/pg^3) o libra por pie cúbico (lb/pie^3).

4.1.2 Densidad relativa

La densidad relativa, denominada γ es la relación entre la densidad del fluido y la de un fluido estándar de referencia, típicamente el agua a 4°C (para líquidos) y el aire (para gases):

$$\gamma_{gas} = \frac{\rho_{gas}}{\rho_{aire}} \quad (4.2)$$

$$\gamma_{líquido} = \frac{\rho_{líquido}}{\rho_{agua}} \quad (4.3)$$

4.1.3 Viscosidad

La viscosidad es una medida cuantitativa de la resistencia de un fluido a fluir. Más concretamente, la viscosidad determina la velocidad de deformación del fluido cuando se le aplica un esfuerzo cortante dado. Consideremos una partícula fluida sometida a un esfuerzo cortante de valor τ en un plano, como indica la Figura 4.1. El ángulo $\delta\theta$ de la deformación aumentará continuamente con el tiempo mientras siga actuando el esfuerzo τ moviéndose la superficie superior con una velocidad δu

mayor que la de la inferior. Los fluidos comunes como el agua, el aceite y el aire presentan una relación lineal entre el esfuerzo aplicado y la velocidad de deformación resultante:^[17]

$$\tau \propto \frac{\delta \theta}{\delta t} \quad (4.4)$$

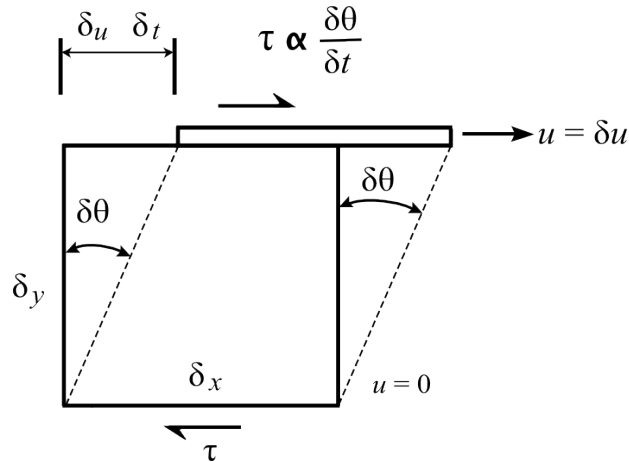


Figura 4.1. Esfuerzo cortante provocando deformación del fluido (White, 2003)

De la geometría de la figura anterior vemos que:

$$\tau \propto \delta \theta = \frac{\delta u \delta t}{\delta y} \quad (4.5)$$

En el caso límite de variaciones infinitesimales, queda una relación entre la velocidad de deformación y el gradiente de la velocidad:

$$\frac{d \theta}{d t} = \frac{d u}{d y} \quad (4.6)$$

La ecuación 4.4 indica que el esfuerzo aplicado es también proporcional al gradiente de la velocidad para los fluidos comunes. La constante de proporcionalidad es el coeficiente de viscosidad μ :

$$\tau = \mu \frac{d \theta}{d t} = \mu \frac{d u}{d y} \quad (4.7)$$

La ecuación 4.7 es dimensionalmente consistente; por tanto, μ tiene dimensiones de esfuerzo-tiempo: $\{FT/L^2\}$ o $\{M/(LT)\}$. La unidad del sistema ingles es slug por pie y segundo, y en el SI es kilogramo por metro y segundo. La unidad cgs para la viscosidad dinámica es el *poise* (P), cuyo nombre homenajea a Jean Louis Marie Poiseuille. Se suele usar más su submúltiplo el *centipoise* (cP). El centipoise es más usado debido a que el agua tiene una viscosidad de 1,0020 cp a 20 °C

1 poise = 100 centipoise = 1 g/(cm·s) = 0,1 Pa·s.

1 centipoise = 1 mPa·s.

4.1.4 Mojabilidad

La mojabilidad se define como la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles. Una gota de líquido en el plano de una superficie sólida puede tomar varias formas; dicha forma (ya sea plana o en forma de perla) depende de la capacidad de mojabilidad de los sólidos considerados o la preferencia de un sólido por estar en contacto por un fluido en lugar de otro, la Figura 4.2 ilustra esta propiedad. El término “preferencia” describe el equilibrio de las fuerzas superficiales e interfaciales, si la condición no es fuertemente mojable por petróleo ni fuertemente mojable por agua, el equilibrio de las fuerzas del sistema petróleo-agua-sólido dará como resultado un ángulo de contacto, θ (definido por *Young*), entre los fluidos en la superficie sólida (Figura 4.3).

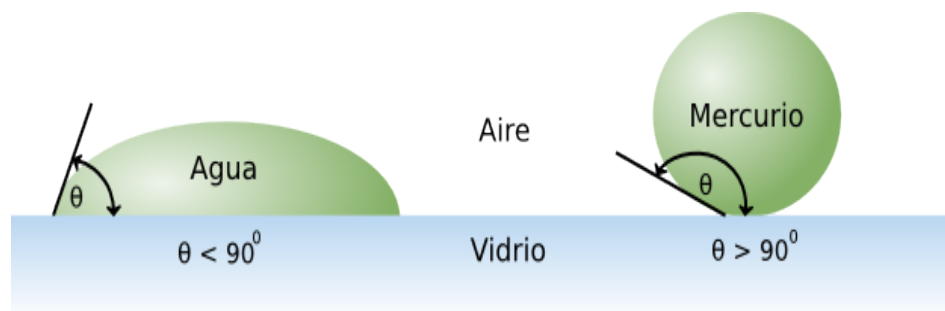


Figura 4.2. Comparación de un fluido mojante y no mojante (Heinemann, 2003)

El ángulo de contacto es usado como una medida de la mojabilidad. En el caso de un fluido mojante, el ángulo de contacto es menor de 90° , si el ángulo es mayor de 90° entonces el fluido referido es no mojante.

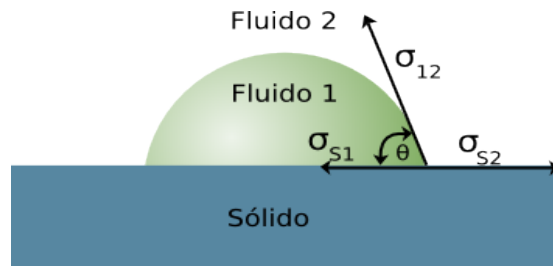


Figura 4.3. Definición del ángulo de contacto por Young (Heinemann, 2003)

De la figura anterior :

σ_{12} : tensión interfacial entre el fluido 1 y el fluido 2
 σ_{S1} y σ_{S2} : tensiones interfaciales entre el sólido y los fluidos

De la Figura 4.3 se obtienen las siguientes relaciones:

$$\cos \theta = \frac{\sigma_{S2} - \sigma_{S1}}{\sigma_{12}} \quad (4.8)$$

$$\sigma_{S1} + \sigma_{12} \cos \theta = \sigma_{S2} \quad (4.9)$$

4.1.5 Presión Capilar

Comúnmente, los fluidos de un yacimiento no son miscibles, por ejemplo, el aceite y el agua en su contacto físico exhiben una interfase con una presión diferencial a través de esta. Esta diferencia en presión entre las dos fases inmiscibles es referida como presión capilar. La presión capilar normalmente se define como la presión en la fase no mojanete menos la presión en la fase mojanete.

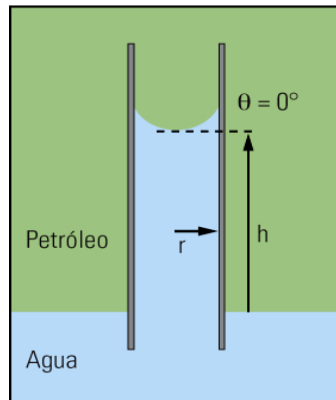


Figura 4.4. Subida de fluido dentro de un tubo capilar.

Considerando un tubo capilar dentro de un vaso que contiene agua y aceite superpuesto, Figura 4.4. En este caso normalmente:

$$P_c = P_o - P_a \quad (4.10)$$

Entonces se puede observar que la diferencia entre la presión de aceite y agua a través de la interfase dentro del capilar esta relacionada con la diferencia de densidades y de altura del agua que sube:

$$P_c = (\rho_o - \rho_a) gh \quad (4.11)$$

donde:

- ρ_a : densidad del agua
- ρ_o : densidad del aceite
- g : aceleración gravitacional
- h : altura del agua que sube en el capilar por encima del nivel en el contenedor

Observando el equilibrio de fuerzas dentro del capilar, la fuerza de tensión de adherencia es igual a la energía potencial representada por la subida del agua dentro del capilar o:

$$\text{tensión de adhesión} = \sigma_{oa} \cos \theta \quad (4.12)$$

$$2 \pi r \sigma_{oa} \cos \theta = \pi r^2 \Delta \rho h g \quad (4.13)$$

y

$$P_c = \Delta \rho h g \quad (4.14)$$

así

$$P_c = \frac{2 \sigma_{wo} \cos \theta}{r} \quad (4.15)$$

donde:

- r : radio del tubo capilar
- θ : ángulo de contacto (agua) en el tubo capilar
- σ_{oa} : tensión interfacial entre el agua y el aceite
- $\Delta \rho$: densidad del agua menos densidad del aceite

La presión capilar también se puede calcular mediante la ecuación de *Laplace*.

$$P_c = \sigma_{oa} \left(\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right) \quad (4.16)$$

La Figura 4.5 ilustra el principio de curvatura de los radios r_1 y r_2 que son elementos de la ecuación de *Laplace*.

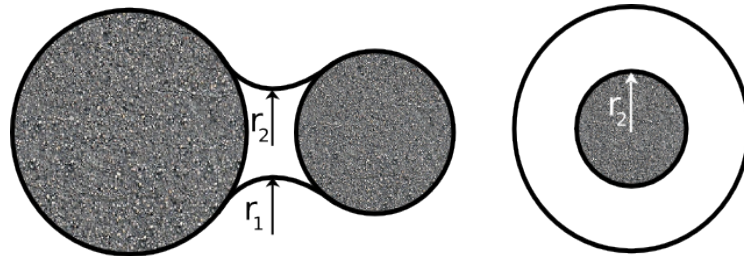


Figura 4.5. Ilustración del principio de radio de curvaturas (Heinemann, 2003)

4.2 Algunas propiedades del medio poroso

Un medio poroso es un sólido que contiene espacios vacíos (poros), ya sea conectados o no conectados, dispersos dentro del medio de manera regular o al azar. Estos poros pueden contener una variedad de fluidos como aire, agua, aceite etc. En el contexto de la ingeniería petrolera, el medio poroso (roca de yacimiento) almacena hidrocarburos. Básicamente se pueden distinguir dos grupos de medio poroso:

- Intergranular
- Fracturado

Estos tipos de porosidad dependen del tiempo de depositación. La porosidad primaria se asocia a la porosidad intergranular ya que ocurre en el momento de la depositación; V.gr, .porosidad de areniscas. La porosidad secundaria se refiere a la que se forma después de la depositación y se caracteriza por vórgulos en calizas y cualquier roca de yacimiento que tiene fracturas, fisuras y sus conexiones.

Los materiales que tienen porosidad tanto primaria como secundaria se dice que tienen porosidad dual o doble porosidad. Por otra parte, de acuerdo a las propiedades mecánicas se puede distinguir entre:

- consolidado
- no consolidado

En un medio poroso consolidado las partículas (granos) se mantienen unidos por un material cementante, en el medio poroso no consolidado los granos están sueltos.

4.2.1 Porosidad

Es la medida del volumen de espacio vacío contenido en la roca (medio poroso) expresado como fracción (o porcentaje) en relación con el volumen total de la roca. Por lo tanto podemos expresar el volumen total como:

$$\phi = \frac{V_t - V_s}{V_t} = \frac{V_p}{V_t} \quad \text{donde:} \quad (4.8)$$

- ϕ : porosidad
 V_t : Volumen total de roca
 V_s : Volumen neto ocupado por sólidos, o volumen de grano
 V_p : Volumen de poro

La porosidad puede ser de dos clases, absoluta y efectiva:

- Porosidad absoluta es la porosidad total de roca sin tener en cuenta las conexiones entre los espacios vacíos.
- La porosidad efectiva ϕ_{eff} es referida cuando los espacios vacíos están conectados.

La capacidad de almacenamiento de una roca de yacimiento siempre depende de la porosidad efectiva, ya que esta contiene los fluidos del yacimiento.

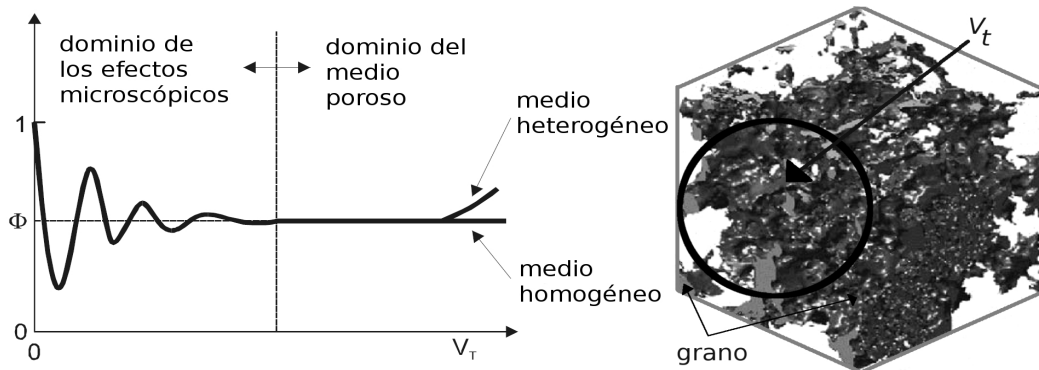


Figura 4.6. Definición de un volumen de control representativo para mediciones de porosidad

La porosidad es una cantidad estadística que depende de la magnitud del volumen tomado en consideración, Si el volumen es muy pequeño (por ejemplo: $V_t = 10^{-9} \text{m}^3$) el cálculo del valor de la porosidad se puede tener una desviación amplia del valor verdadero, de otra manera el volumen V_t debe ser lo suficientemente grande a fin de obtener un valor estadístico promedio de la porosidad.

Por otra parte si el volumen considerado es demasiado grande el valor de la porosidad se puede desviar del valor real debido a la influencia de la heterogeneidad (Figura 4.6).

4.2.2 Saturación

La saturación se define como la fracción o porcentaje del volumen de poro ocupado por un fluido en particular (aceite, gas o agua). Esta propiedad se expresa matemáticamente mediante la siguiente relación.

$$S_i = \frac{\text{Volumen total del fluido } i}{\text{Volumen efectivo de poro}}$$

De acuerdo a la relación anterior para cada fluido del yacimiento tenemos:

$$S_o = \frac{\text{Volumen de aceite}}{\text{Volumen efectivo de poro}} \quad (4.9)$$

$$S_g = \frac{\text{Volumen de gas}}{\text{Volumen efectivo de poro}} \quad (4.10)$$

$$S_a = \frac{\text{Volumen de agua}}{\text{Volumen efectivo de poro}} \quad (4.11)$$

donde:

S_o : saturación de aceite

S_g : saturación de gas

S_a : saturación de agua

El rango de saturación de cada fase individual varia entre 0 a 100 %. por definición la suma de todas las saturaciones es 100 por ciento, así

$$S_o + S_g + S_a = 1 \quad (4.12)$$

4.2.3 Permeabilidad

Por definición, la permeabilidad absoluta (denotada por “k”) de un medio poroso dado, es la capacidad para pasar un fluido a través de sus poros interconectados y/o su red de fracturas, si el medio esta 100% saturado con el fluido fluyente. Se ha encontrado que la permeabilidad esta relacionada con el tamaño de las vías de entrada en los espacios de los poros. Otros factores que afectan la permeabilidad absoluta son el empacamiento de los granos, distribución de tamaño de los granos, petrofábrica de la roca, angularidad de los granos, grado de cementación y consolidación.

En 1856 *Henry Darcy* probó la hipótesis que establece que la caída de presión ocurrida a través de un paquete de arena (filtro) por la que pasa un fluido, es proporcional a la velocidad de filtración. En forma general, la ecuación de *Darcy* para un sistema lineal horizontal es:

$$q = \frac{-Ak(\Delta p)}{\mu L} \quad (4.13)$$

donde:

- k : permeabilidad, darcies,
- q : gasto a la salida, cm^3/s ,
- μ : viscosidad del fluido a temperatura del sistema, cp,
- L : longitud del sistema (medio poroso) en dirección del flujo, cm,
- A : área de sección transversal del sistema, perpendicular a la dirección del flujo, cm^2 , y
- Δp : presión diferencial a través del sistema, atm.

La ley de Darcy establece que la velocidad de flujo (q/A) de un fluido homogéneo es proporcional a la movilidad del fluido, k/μ , y el gradiente de presión, $\Delta p/L$. Para la ecuación anterior se deben tomar en cuenta las siguientes suposiciones:

1. Medio poroso homogéneo (roca homogénea)
2. Medio (roca) no reactivo
3. Saturación 100% de un fluido homogéneo monofásico
4. Fluido Newtoniano
5. Flujo incompresible
6. Flujo Laminar
7. Flujo en estado estacionario
8. Temperatura constante

La velocidad de flujo involucrada en la ecuación 4.22 es llamada velocidad de flujo aparente (q/A) porque el flujo no atraviesa el área total de sección transversal perpendicular al flujo (la mayor parte del área "A" esta ocupada por volumen de grano). La velocidad actual dentro del medio poroso es igual a la velocidad de flujo aparente dividida por la porosidad. Debido a que todos los poros dentro de la roca son de un tamaño diferente, la velocidad de flujo de la ley de Darcy es más una cantidad estadística que una real.

La unidad de permeabilidad es el Darcy [D]. La permeabilidad del medio poroso será de 1 Darcy, si en una área de 1 cm^2 de sección transversal un fluido de viscosidad de 1 centipoise fluye a un gasto de $1 \text{ cm}^3/\text{s}$ a través de una longitud perpendicular a la sección transversal de 1 cm causará una caída de presión de 1 atm:

$$k = \frac{\mu q L}{A \Delta P} = \frac{[cp][\text{cm}^3/\text{s}][\text{cm}]}{[\text{cm}^2][\text{atm}]} = 1\text{Darcy} \quad (4.14)$$

utilizando unidades del SI:

$$\frac{[Nsm^{-2}][m^3 s^{-1}][m]}{[m^2][Nm^2]} = [m^2] \quad (4.15)$$

la relación entre las dos unidades es:

$$1\text{Darcy} = 0.987 \times 10^{-12} [m^2] \quad (4.16)$$

Por otra parte, en un sistema multifásico podemos definir la *permeabilidad efectiva* que es la permeabilidad a un fluido en particular por ejemplo; aceite, gas o agua: k_o , k_g , o k_a . Las unidades de la permeabilidad efectiva son las mismas que las de la permeabilidad absoluta.

De lo anterior podemos definir la permeabilidad relativa como la relación de la permeabilidad efectiva entre la permeabilidad absoluta:

$$k_{ri} = \frac{k_i}{k} \quad (4.17)$$

donde i es agua, aceite o gas.

Capítulo 5

Los asfaltenos

5.1 Características generales

Los asfaltenos son una clase de componentes de los hidrocarburos. Los fluidos de hidrocarburos son compuestos que abarcan un rango de composiciones que van desde el gas natural seco hasta el alquitrán. A lo largo de ese rango, la densidad y la viscosidad del fluido aumenta significativamente, conforme se incrementa el contenido de asfaltenos de 0 a casi 20%.

Algunas propiedades de los asfaltenos ya se conocían desde antes de que se perforarán los primeros pozos comerciales de petróleo. El término se originó en 1837 cuando J. B. Boussingault definió los asfaltenos como el residuo de la destilación de bitumen: insoluble en alcohol y soluble en trementina. La definición que se utiliza actualmente es similar: insoluble en n-alcános, tales como el n-pentano o el n-heptano, y soluble en tolueno.

Para cuantificar la fracción de asfaltenos en el crudo se ha desarrollado un método de laboratorio conveniente que consiste en una técnica para separar el petróleo muerto, o el petróleo que ha perdido sus componentes gaseosos, en saturados, resinas y asfaltenos (SARA), dependiendo de su solubilidad y polaridad. No obstante esta técnica presenta algunas desventajas. En primer lugar el petróleo muerto carece de los componentes gaseosos que están disueltos en los petróleos vivos. La solubilidad de los asfaltenos varía con el tipo de n-alcáno utilizado para precipitarlos. Aunque el método SARA constituye un primer paso razonable para categorizar los crudos muertos, provee una caracterización insuficiente tanto para las necesidades de refinación del petróleo como para los problemas del sector de exploración y producción, donde se necesitan las propiedades de los petróleos vivos.

La definición de los asfaltenos como una clase de solubilidad, más que como una clase química, los ha vuelto más difíciles de estudiar que los componentes más livianos del petróleo. Los componentes más livianos del petróleo (saturados y algunos aromáticos) poseen estructuras químicas (Figura 5.1). bien concisas

5.2 Estructura química

Si bien su estructura química ha tardado en dilucidarse, la composición promedio de los asfaltenos como clase es bastante conocida. El análisis elemental indica que están compuestos por carbono e

hidrógeno en una relación aproximada de 1 a 1.2, mientras que dicha relación varía en una relación aproximada de 1 a 2 en los alcanos. A diferencia de la mayoría de los componentes de los hidrocarburos, los asfaltenos contienen habitualmente un escaso porcentaje de otros átomos, denominados heteroátomos, tales como el azufre, el nitrógeno, el oxígeno, el vanadio y el níquel.

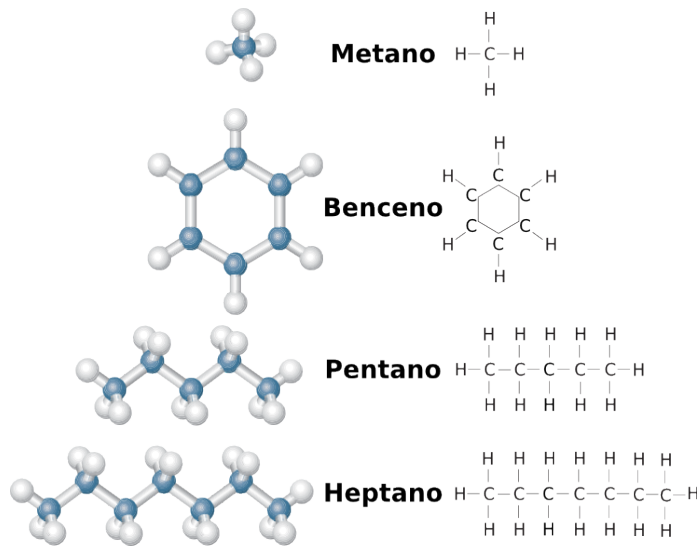


Figura 5.1. Estructura molecular de algunos saturados y aromáticos.

En lo que respecta a la estructura de los asfaltenos los especialistas coinciden en que algunos de los átomos de carbono e hidrógeno se ligan formando grupos aromáticos, de tipo anillo, que también contienen los heteroátomos. Las cadenas de moléculas de alcanos y los alcanos cíclicos contienen el resto de los átomos de carbono e hidrógeno y están ligados a los grupos de tipo anillo. Dentro de esta estructura, los asfaltenos presentan un rango de peso y composición molecular. Esta composición es generalmente aceptada por los especialistas, no obstante, deja un amplio margen sobre la estructura y tamaño de las moléculas individuales de asfaltenos; a este respecto, los métodos estándar a menudo no son aplicables, de forma que se requieren mediciones extraordinarias para obtener información precisa de la estructura de los componentes. La determinación de la estructura molecular de los asfaltenos se realiza mediante diversas técnicas analíticas, entre las más importantes se tiene difracción de rayos X, resonancia magnética nuclear, absorción óptica, espectrometría molecular de fluorescencia, difracción de neutrones a pequeños ángulos, espectroscopia de masas, ultracentrifugación, microscopia de sonda de barrido, hidrogenación, oxidación entre otras

En la técnica de espectrometría de masa se hace un mapeo de los componentes y se clasifican por clase de heteroátomo, en la Figura 5.2 se muestra una caracterización de las especies que contienen un átomo de azufre. En el eje vertical se gráfica el equivalente al doble enlace (DBE), que está relacionado con el número de carbono y los átomos de hidrógeno presentes en una molécula. La gráfica de la izquierda

muestra la caracterización de estas moléculas de petróleo crudo que contienen azufre, y la gráfica de la derecha exhibe la caracterización después de que el petróleo ha experimentado un proceso de hidrodesulfurización.

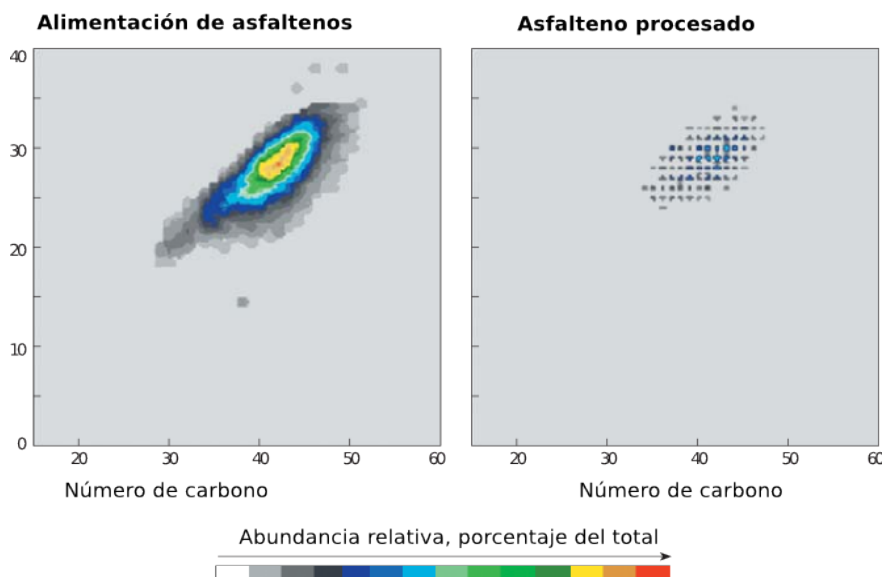


Figura 5.2. Caracterización multidimensional de un petróleo crudo (Akbarzade et al., 2007).

Durante los últimos años el concepto de molécula de asfalteno ha sufrido un proceso de transformación. Dado que la clasificación de la solubilidad de los asfaltenos abarca un amplio rango de estructuras moleculares, es imposible definir una sola estructura y un solo tamaño molecular. Sin embargo, esta surgiendo un escenario que refleja diversos resultados en las mediciones. Esta concepción estima el peso molecular promedio en aproximadamente 750 g/mol, dentro de un rango que oscila entre 300 y 1400 g/mol, que es compatible con una molécula que contiene siete u ocho anillos aromáticos fusionados; además, existen evidencias de que algunos asfaltenos están formados con múltiples grupos de anillos vinculados por cadenas de alcanos (Figura 5.3)

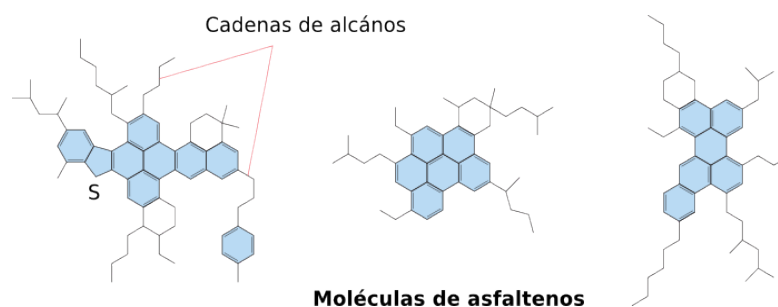


Figura 5.3. Estructuras moleculares de asfaltenos (Akbarzade et al., 2007).

En la Figura 5.3 se muestran tres de las numerosas estructura de asfaltenos posibles, que constituyen una clase de moléculas compuestas de anillos aromáticos agrupados (azul) con cadenas de alcanos. Algunos anillos pueden ser no aromáticos. Muchos de los anillos se fusionan, lo que implica que comparten al menos un lado. Los heteroátomos, tales como el azufre, nitrógeno, oxígeno, vanadio y níquel, pueden residir en los anillos aromáticos.

5.3 Agregación

Los heteroátomos contenidos principalmente en los sistemas de anillos pueden hacer que las moléculas se polaricen y que los centros de las moléculas vecinas de asfaltenos se aglutinen. Este comportamiento de aglomeración depende del tipo de solvente ya que en laboratorio se usan solventes como tolueno y petróleo crudo mostrando ciertas diferencias; por ejemplo, en tolueno a altas concentraciones del orden de una fracción másica de 10^{-4} , las moléculas de asfaltenos se aglutinan para formar nanoagregados, estos nanoagregados son dispersados en el fluido como un nanocoloide de esta manera quedan suspendidas de manera estable en la fase líquida continua. Conforme la concentración aumenta estos nanoagregados floculan formando bloques que dejan de ser estables y precipitan, dicho fenómeno se puede observar en la Figura 5.4. Una forma de considerar el comportamiento de la aglomeración de los asfaltenos con el incremento de la concentración. Los asfaltenos exhiben diferentes propiedades de aglomeración, dependiendo de si son disueltos en petróleo crudo (púrpura) o en tolueno (amarillo). Las moléculas individuales se observan solamente en concentraciones bajas, de menos de 100 mg/L, o una fracción másica de 10^{-4} . A medida que se incrementa la concentración, las moléculas se aglutinan, primero en pares, y luego en números mayores. Una vez que la concentración se eleva aproximadamente 100 mg/L, las moléculas forman nanoagregados casi esféricos de ocho a diez moléculas apiladas. Con niveles de concentración más altos los nanoagregados que no se superponen, forman grupos e interactúan con cadenas cercanas de alcanos con los grupos vecinos. El aumento en la concentración en el crudo formará un red viscoelástica pero en tolueno las concentraciones altas de grupos de asfaltenos permitirá la floculación de los mismos.

En el petróleo crudo la situación es menos clara por varias razones ya que otros compuestos presentes en el petróleo crudo afecta la solubilidad de los asfaltenos. No obstante los cambios en presión, temperatura y composición pueden hacer que los asfaltenos de petróleo crudo floculen y formen depósitos. Sin embargo, en ciertos petróleos crudos, los asfaltenos pueden permanecer en una solución estable y en una concentración extremadamente alta sin precipitar.

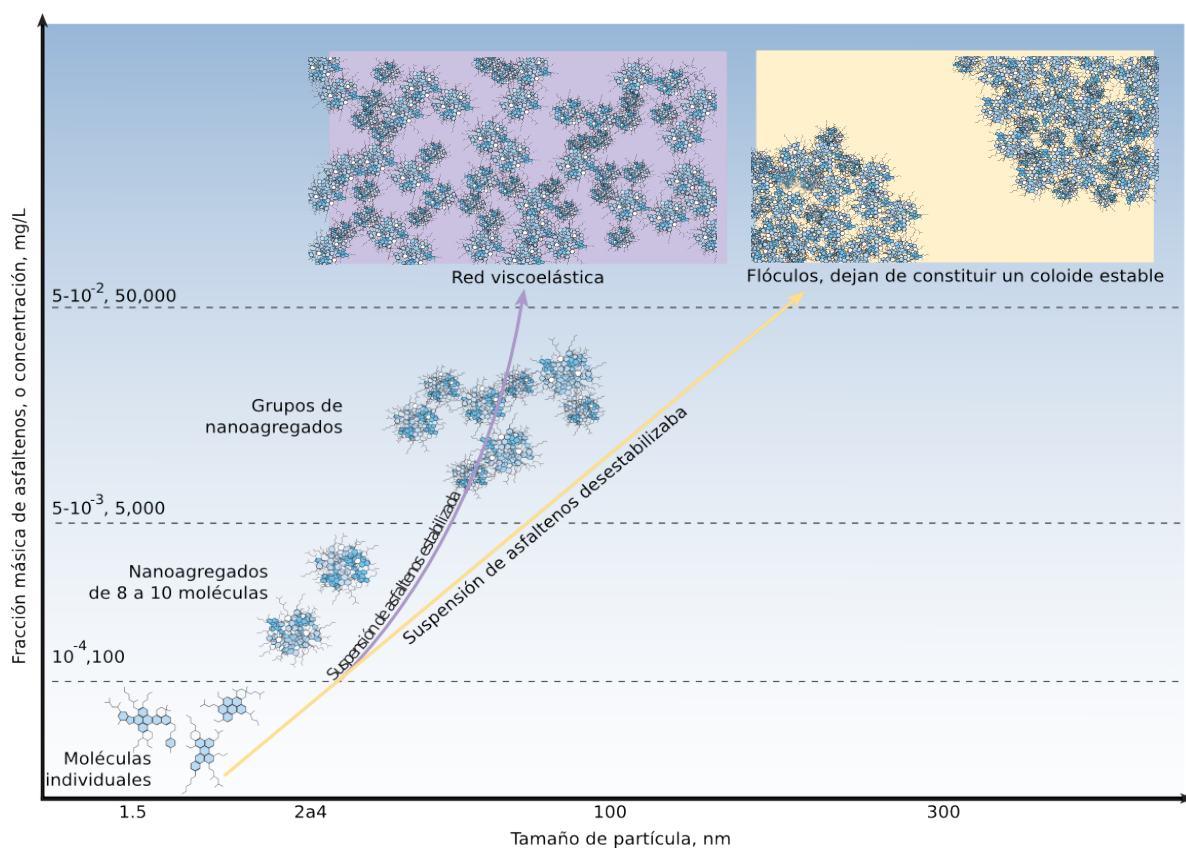


Figura 5.4. Aglomeración de asfaltenos con el incremento de la concentración (Akbarzade et al., 2007).

Capítulo 6

Daño a la formación

6.1 Factor de daño "S"

El daño a la formación es una terminología genérica que se usa para referirse a la alteración de la permeabilidad de las formaciones de petróleo que es comunmente causada por procesos adversos (Civan, 2000).

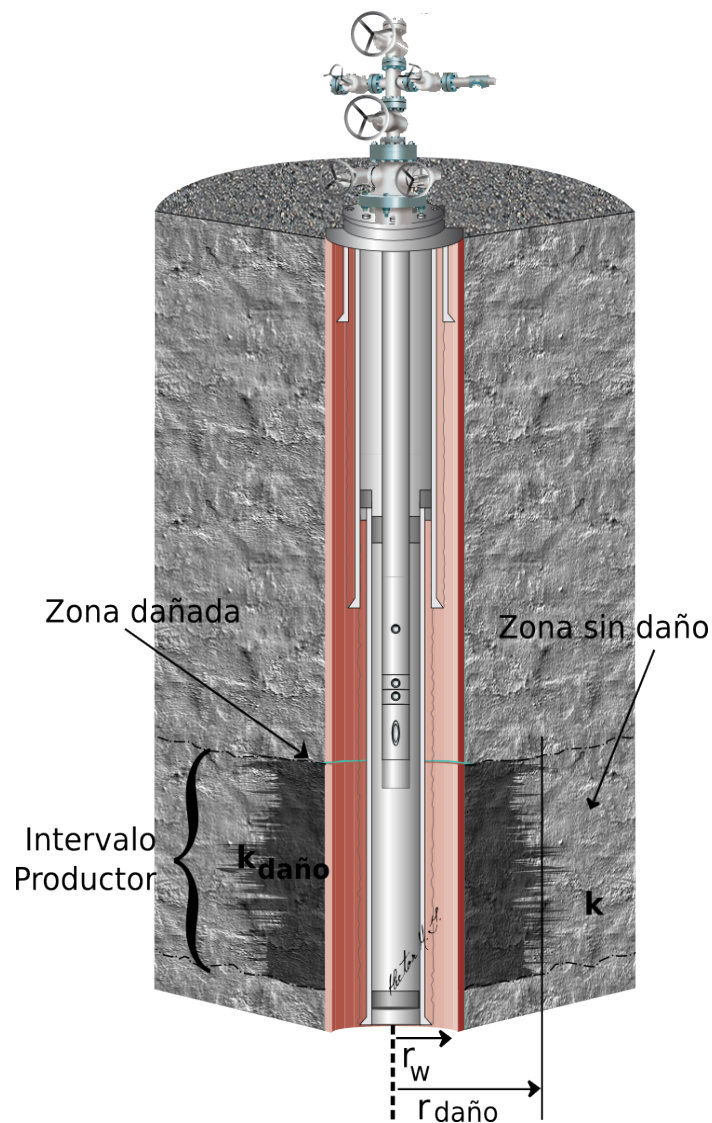


Figura 6.1. Zona de daño en la vecindad del pozo.

La zona en donde se presenta dicha alteración de la permeabilidad se conoce como “zona dañada” (Figura 6.1). El daño a la formación es un fenómeno indeseable que puede ocurrir durante varias fases de la recuperación del hidrocarburo incluyendo la perforación, fracturamiento hidráulico, producción y las operaciones de reacondicionamiento.

El efecto sobre la presión o comportamiento del flujo del pozo es denominado como efecto del daño. El efecto del daño es una medida cuantitativa empleada para evaluar el comportamiento de un pozo, dicha medida es relativa a la producción ideal de un pozo a partir de una formación completamente abierta y sin restricciones. La magnitud del daño indica si es necesaria la estimulación del pozo o en su caso establecer un programa de reacondicionamiento del mismo.

El concepto de daño fue propuesto por Hurst (1953) y Van Everdingen (1953) ya que observaron que las presiones medidas en un pozo frecuentemente no se ajustaban a las soluciones teóricas. Ellos propusieron que la diferencia era una caída adicional de presión causada por restricciones al flujo cercanas al pozo y que era el resultado de una película infinitesimal en la superficie del área cilíndrica de la cara del pozo. En relación al IPR de un pozo, el factor de daño considera la diferencia entre el abatimiento de presión ideal y el abatimiento de presión actual o real.

Las causas del daño a la formación se deben a las interacciones físico-químicas, químicas, biológicas, hidrodinámicas y termales que ocurren entre el poro de la formación, las partículas, los fluidos y los esfuerzos mecánicos a los que esta expuesta la formación. Los indicadores de daño a la formación incluyen la alteración de la permeabilidad, daño a la zona adyacente de la formación al pozo (skin damage) y disminución en el desempeño del pozo.

Un efecto de la zona de daño es la alteración de la distribución de la presión alrededor del pozo. En el caso de un daño a la formación la zona de daño causará una pérdida de presión adicional en la formación. En el caso de un mejoramiento en el pozo, ocurre el efecto opuesto a un pozo con daño. Si nos referimos a la caída de presión en la zona con daño (skin zone) como Δp_{skin} , podemos comparar (Figura 6.2) las diferencias en la caída de presión en la zona dañada para tres posibles resultados.

- Primero: $\Delta p_{skin} > 0$, que indica una caída de presión adicional debida al daño en el pozo, por ejemplo, una disminución en la permeabilidad, $k_{skin} < k$.
- Segundo: $\Delta p_{skin} < 0$, que indica una caída de presión menor debido a un mejoramiento en el pozo, por ejemplo un aumento en la permeabilidad, $k_{skin} > k$.
- Tercero: $\Delta p_{skin} = 0$, que indica que no hay cambios en las condiciones del pozo, por ejemplo que no cambia la permeabilidad, $k_{skin} = k$.

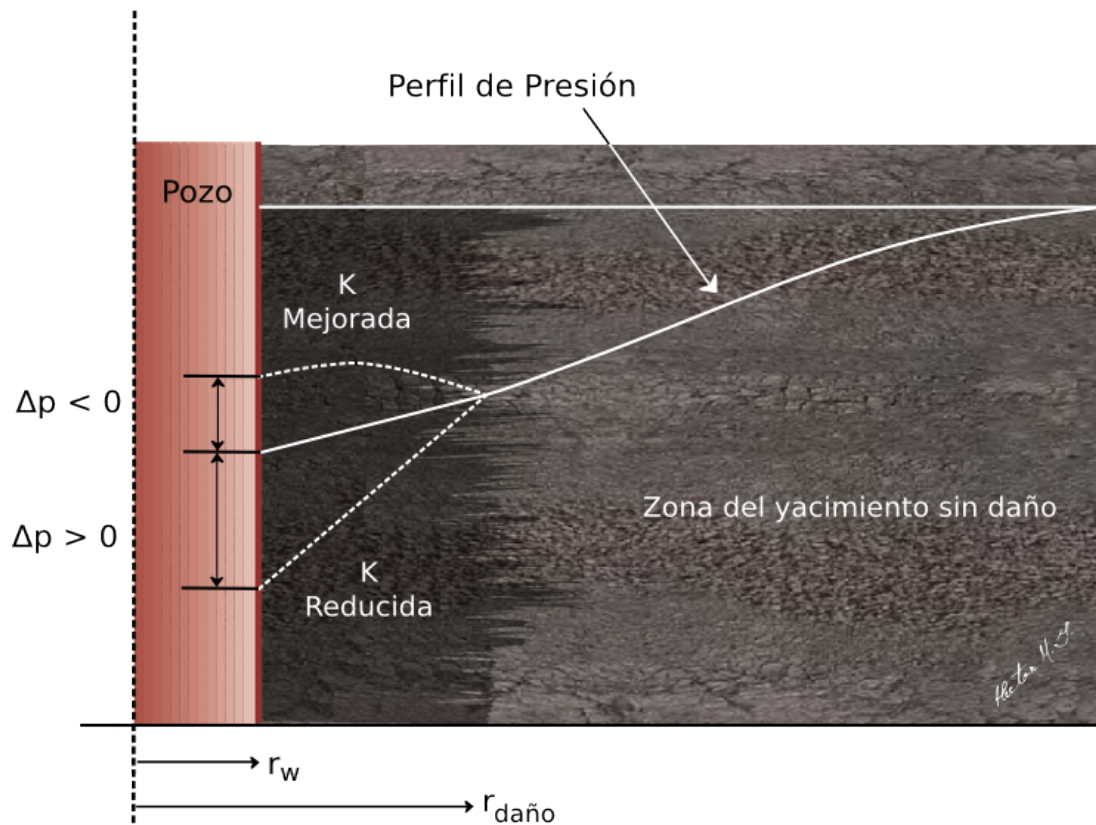


Figura 6.2. Representación de efectos de daño, positivo y negativo (Ahmed, 2006)

Hawkins (1956) propuso que la permeabilidad en la zona de daño k_{skin} es uniforme y la caída de presión a través de la zona se puede aproximar por la ecuación de Darcy. Hawkins propone la siguiente aproximación:

$$\Delta p_{skin} = [\Delta p \text{ zona con daño } k_{skin}] - [\Delta p \text{ zona con daño } k]$$

Aplicando la ecuación de Darcy obtenemos:

$$(\Delta p_{skin}) = \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{0.00708 h k_{skin}} \right) \ln \left(\frac{r_{skin}}{r_w} \right) - \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{0.00708 h k} \right) \ln \left(\frac{r_{skin}}{r_w} \right) \quad (6.1)$$

$$\Delta p_{skin} = \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{0.00708 h k} \right) \left[\frac{k}{k_{skin}} - 1 \right] \ln \left(\frac{r_{skin}}{r_w} \right) \quad (6.2)$$

donde:

k : permeabilidad de la formación, md

k_{skin} : permeabilidad de la zona dañada, md

La expresión anterior para determinar la caída de presión adicional en la zona dañada se expresa comúnmente de la siguiente forma:

$$\Delta p_{skin} = \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{0.00708 kh} \right) s = 141.2 \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{kh} \right) s \quad (6.3)$$

donde s es el factor de daño y se define como:

$$s = \left[\frac{k}{k_{skin}} - 1 \right] \ln \left(\frac{r_{skin}}{r_w} \right) \quad (6.4)$$

Dependiendo de la relación de permeabilidad k/k_{skin} y si $\ln(r_{skin}/r_w)$ es siempre positivo, hay solo tres posibles resultados en la evaluación del factor de daño “s”:

- (1) Factor de daño positivo, $s > 0$: Cuando existe zona de daño cercana al pozo, k_{skin} es menor a k y así “s” es un número positivo. La magnitud del factor de daño se incrementa a medida que k_{skin} disminuye y la profundidad del daño r_{skin} aumenta.
- (2) Factor de daño negativo, $s < 0$: Cuando la permeabilidad k_{skin} al rededor del pozo es mayor a la de formación k existe un factor de daño negativo. Este factor de daño negativo indica una condición de mejoramiento del pozo.
- (3) Factor de daño cero, $s = 0$: El factor de daño cero ocurre cuando no se observa alteración de la permeabilidad alrededor del pozo, por ejemplo: $k_{skin} = k$.

La ecuación 6.4 indica que un factor de daño negativo resultará en un valor negativo de Δp_{skin} . Lo anterior implica que un pozo estimulado requerirá menor presión para producir a un gasto q que un pozo con permeabilidad uniforme

La modificación propuesta en la ecuación de flujo anterior se basa en el concepto de una presión actual total se incrementará o disminuirá de acuerdo a Δp_{skin} . Asumiendo $(\Delta p)_{ideal}$ que representa la presión corriente abajo para el área de drene con permeabilidad uniforme k , entonces:

$$\begin{aligned} (\Delta p)_{actual} &= (\Delta p)_{ideal} + (\Delta p)_{skin} \\ (p_i - p_{wf})_{actual} &= (p_i - p_{wf})_{ideal} + (\Delta p)_{skin} \end{aligned} \quad (6.5)$$

El concepto anterior de modificación de la ecuación de flujo para determinar el cambio en la caída de presión debido al efecto de daño en el pozo se puede aplicar a los tres regímenes mencionados en el capítulo anterior:

- (1) Régimen de flujo en estado estacionario;
- (2) Régimen de flujo en estado transitorio;
- (3) Régimen de flujo en estado pseudo-estacionario;

Básicamente, la ecuación 6.5 se puede aplicar como sigue:

6.1.1 Régimen de flujo en estado estacionario para flujo radial (adicionando el factor de daño “s”)

Sustituyendo la ecuación 3.37 y 6.3 en la ecuación 6.5 tenemos:

$$(p_i - p_{wf})_{actual} = \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{0.00708 kh} \right) \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{0.00708 kh} \right) s \quad (6.6)$$

resolviendo para el gasto se tiene:

$$Q_o = \frac{0.00708 kh (p_i - p_{wf})}{\mu_o B_o \left[\ln \frac{r_e}{r_w} + s \right]} \quad (6.7)$$

donde:

- Q_o : gasto de aceite, bl/día
- k : permeabilidad, md
- h : espesor de la formación, pie
- s : factor de daño
- B_o : factor de formación de volumen de aceite, bl@c.y./bl@c.s.
- μ_o : viscosidad del aceite, cp
- p_i : presión inicial del yacimiento, psi
- p_{wf} : presión de fondo fluyendo, psi

6.1.2 Régimen de flujo en estado transitorio para flujo radial (adicionando el factor de daño “s”)

6.1.2.1 Para fluidos ligeramente compresibles

Combinando la ecuación:

$$p_{wf} = p_i - \frac{162.6 Q_o B_o \mu_o}{kh} \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.23 \right] \quad (6.8)$$

sustituyendo la ecuación 4.8 y 4.3 en la ecuación 4.5 tenemos:

$$p_i - p_{wf} = 162.6 \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{kh} \right) \left[\log \frac{kt}{\phi \mu c_t r_w^2} - 3.23 + 0.87s \right] \quad (6.9)$$

6.1.2.2 Para fluidos compresibles

$$p_i^2 - p_{wf}^2 = \frac{1637 Q_g T \bar{Z} \bar{\mu}_g}{kh} \left[\log \frac{kt}{\phi \mu_i c_{it} r_w^2} - 3.23 + 0.87s \right] \quad (6.10)$$

donde:

Q_g : gasto de gas, Mpie³/día

ϕ : porosidad

c_t : compresibilidad total, psi⁻¹

T : temperatura, °R

B_o : factor de formación de volumen de aceite, bl@c.y./bl@c.s.

$\bar{\mu}_g$: viscosidad del gas a la presión promedio \bar{p} , cp

\bar{Z} : factor de compresibilidad del gas a la presión promedio \bar{p}

6.1.3 Régimen de flujo en estado pseudo-estacionario para flujo radial (adicionando el factor de daño “s”)

6.1.3.1 Para fluidos ligeramente compresibles

$$Q_o = \frac{0.00708 kh (\bar{p}_y - p_{wf})}{\mu_o B_o \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s \right]} \quad (6.11)$$

6.1.3.2 Para fluidos compresibles

$$Q_g = \frac{kh[m(\bar{p}_y) - m(p_{wf})]}{1422T \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \quad (6.12)$$

o en términos de la aproximación del cuadrado de la presión:

$$Q_g = \frac{kh(p_y^2 - p_{wf}^2)}{1422 T \bar{\mu} \bar{Z} \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \quad (6.13)$$

6.2 Eficiencia de flujo

En algunas ocasiones resulta más útil expresar el efecto del daño y estimulación en términos de la eficiencia de flujo: EF; y se define como la relación entre el gasto actual y el gasto ideal para un abatimiento de presión dado y se expresa como:

$$E.F. = \frac{q_{actual}}{q_{ideal}} \quad (6.14)$$

En términos de la diferencia de presión ideal y actual se expresa:

$$E.F. = \frac{(\bar{P}_y - P_{wf})_{actual}}{(\bar{P}_y - P_{wf})_{ideal}} \quad (6.15)$$

En términos del factor de daño, se tiene:

$$E.F. = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s} \quad (6.16)$$

Otra relación utilizada para cuantificar las condiciones de flujo ideal es el radio aparente del pozo r_{wa} definido como:

$$r_{wa} = r_w e^{-s} \quad (6.17)$$

y r_{wa} se puede sustituir por el radio del pozo en las ecuaciones de flujo que incluyen el factor del daño.

El factor de daño “s” es un factor compuesto y estos componentes no pueden ser evaluados directamente por lo que es necesario calcularlos mediante correlaciones desarrolladas empíricamente, analíticamente y con simuladores numéricos; estos componentes afectan en menor o mayor grado al efecto total de daño. El efecto de daño total “s”, para un pozo es:

$$s = s_f + s_c + s_\phi + s_p + \sum_i s_{pseudo}^i \quad (6.18)$$

donde:

s : factor de daño compuesto,

s_f : factor de daño causado por la formación,

s_c : factor de daño causado por terminación parcial,

s_ϕ : factor de daño causado por terminación angular,

s_p : factor de daño causado por disparos,

$\sum_i s_{pseudo}^i$: representa la suma de pseudo-factores de daño debido al efecto de flujo.

6.3 Factores y mecanismos comunes del daño a la formación

Amaefule et. al. (1988) enumera las condiciones que contribuyen al daño a la formación en cuatro grupos:

- (1) Tipo, morfología, y localización de los minerales residentes;
- (2) Composición de los fluidos in-situ y fluidos externos;
- (3) Condiciones de estrés y temperatura in-situ y propiedades del poro de formación;
- (4) Desarrollo del pozo y prácticas de explotación del yacimiento.

Los factores que contribuyen al daño a la formación son clasificados por Amaefule et. al. (1988) de la siguiente manera:

- (1) Invasión de fluidos externos, como son agua y químicos usados para recuperación mejorada, invasión de lodo de perforación, y fluidos de reacondicionamiento del pozo;
- (2) Invasión de partículas externas y movilización de partículas indígenas, como arena, finos, bacterias y residuos;
- (3) Condiciones de operación como son producción, presión y temperatura del pozo;
- (4) Propiedades de los fluidos de la formación y del medio poroso.

En la Figura 6.3 Bennion (1999) muestra los mecanismos más comunes de daño a la formación. Bishop (1997) resume los siete mecanismos descritos por Bennion y Thomas (1991,1994) de la siguiente manera:

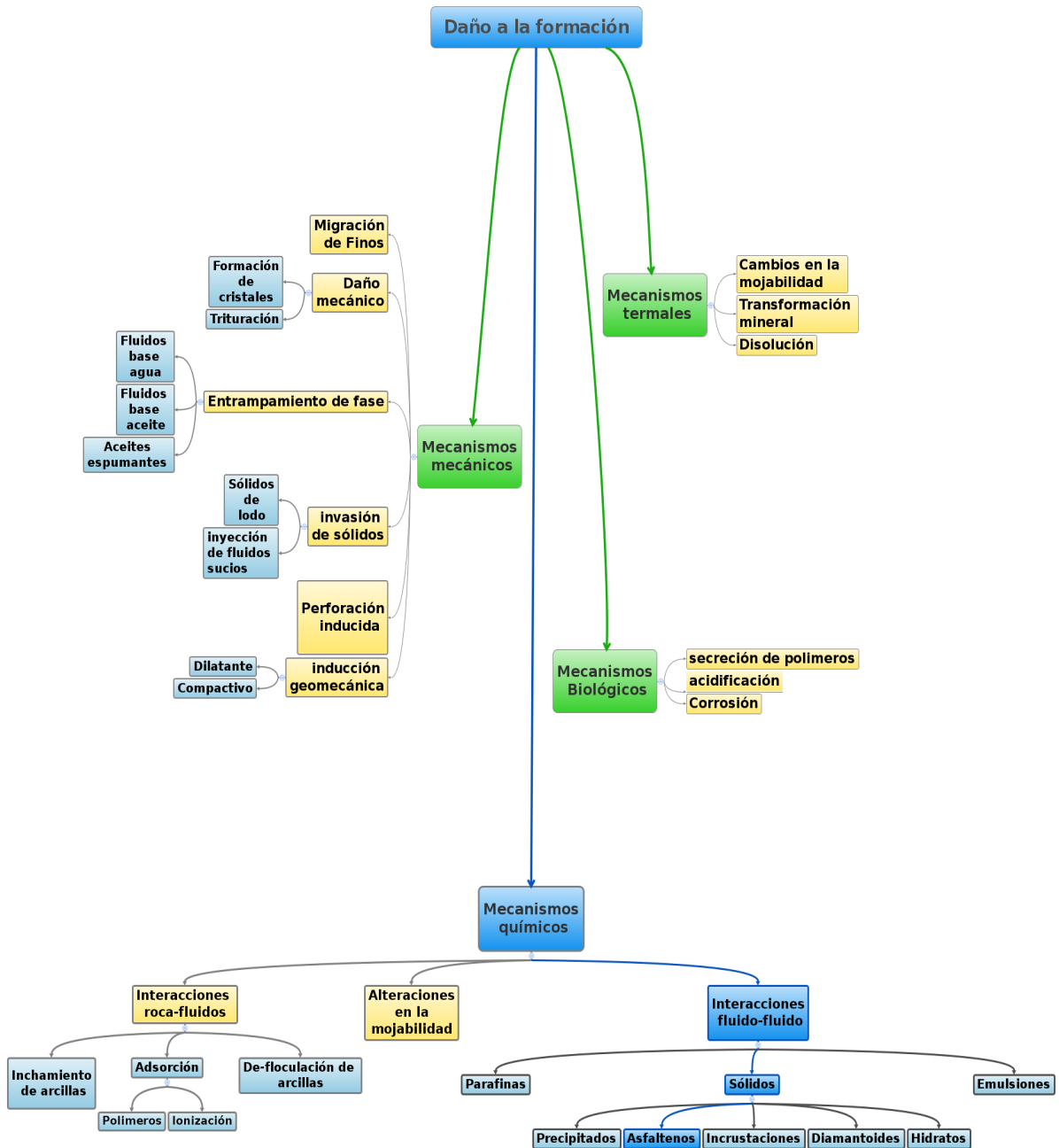


Figura 6.3. Clasificación de los mecanismos más comunes de daño a la formación (Civan, 2000)

- (1) Incompatibilidades fluido-fluido, por ejemplo; emulsiones generadas por la invasión entre lodo base aceite y el agua de formación.
- (2) Incompatibilidades roca-fluido, como el contacto con arcilla potencialmente hinchable o arcilla de kaolinita que se de-flocula causado por el desequilibrio de fluidos base agua con potencial de reducir grandemente la permeabilidad en las cercanías del pozo.
- (3) Invasión de sólidos; como la invasión de agentes densificantes o residuos sólidos de perforación.
- (4) Fase de entrapamiento o bloqueo; por ejemplo, invasión y entrapamiento de fluidos base agua en la región cercana al pozo de pozos de gas.
- (5) Alteración química de adsorción y mojabilidad; por ejemplo, adsorción de emulsificantes cambiando la mojabilidad y las características del flujo de fluido de formación.
- (6) Migración de finos, por ejemplo, movimiento interno de partículas dentro de la estructura interna de la roca resultando en su agregación y posterior taponamiento en la garganta de poro.
- (7) Actividad biológica; como la introducción de agentes bacterianos dentro de la formación durante la perforación y la subsecuente generación de finos de polisacáridos que reducen la permeabilidad.

6.4 Daño en la formación por asfaltenos

Las parafinas, los asfaltenos y las resinas son las fuentes típicas de la depositación orgánica en pozos, tuberías y a nivel de yacimiento, esto normalmente ocurre durante la producción de petróleo. Las ceras son un término genérico que se refiere a los depósitos de parafinas, asfaltenos y resinas mezclados con alguna materia orgánica como arcillas, arenas y otros residuos.

Los cambios en las propiedades de los fluidos que tienen lugar durante la producción de petróleo, tales como los cambios en presión, temperatura y la composición, pueden precipitar asfaltenos. La depositación de asfaltenos y sus problemas inherentes se han estudiado ampliamente en el sistema integral de producción de manera significativa en la tubería de producción, fondo del pozo y tubería de descarga.

En los últimos años se ha realizado un esfuerzo por tratar de entender la depositación de asfaltenos a nivel de yacimiento (medio poroso) ya que pequeñas cantidades de asfaltenos pueden adherirse a los granos de las formaciones y perturbar el flujo; sin embargo los depósitos mayores pueden disminuir la eficiencia de flujo y eventualmente obstruir las rutas de flujo —en los poros— completamente. La optimización de la producción requiere, en este caso, el conocimiento de la composición del petróleo y de las condiciones bajo las cuales sus asfaltenos se mantendrán en solución.

La mera presencia de asfaltenos en un petróleo crudo no es indicativa de la existencia de problemas de producción asociados con la presencia de asfaltenos. Los petróleos pesados, aquellos que contienen una mayor concentración de asfaltenos, suelen mantenerse estables durante la producción, y no contribuyen a taponar el pozo. Los problemas de precipitación de asfaltenos son más comunes en los petróleos más livianos que contienen cantidades menores de asfaltenos y se encuentran en yacimientos cuyas presiones son superiores a la presión de burbuja. Estas moléculas en solución normalmente permanecen peptizadas en solución por resinas. Cambios tanto en la composición del crudo como en la temperatura y las condiciones prevalentes de temperatura pueden alterar la asociación entre los asfaltenos y las resinas que como consecuencia causan la precipitación y depositación. Los asfaltenos son fácilmente precipitados del aceite crudo por *n*-heptano. Se cree que un conjunto de mecanismos causan la precipitación de asfaltenos al interior del yacimiento. Estos mecanismos pueden ocurrir ya sea natural o artificialmente. Oxidación, presión, temperatura y cambios en el PH son algunos de estos mecanismos. Se cree que la depositación de asfaltenos inducen el daño a la formación por la reducción de la permeabilidad de la roca mediante el taponamiento de la garganta de poro, invirtiendo la mojabilidad de la roca de preferentemente mojado por agua a preferentemente mojado por aceite por la adsorción en la superficie de la roca e incrementando la viscosidad del fluido por nucleación de emulsiones agua en aceite. Las evidencias experimentales indican que el mecanismo de daño dominante es la reducción de la permeabilidad de la roca por el bloqueo de la garganta de poro (Civan 2000).

Es claro que cualquier alteración en la permeabilidad se reflejará en el desempeño del pozo y se podrá cuantificar mediante el daño y su posterior análisis en las curvas de IPR.

La depositación de asfaltenos también se puede presentar en las etapas de recuperación mejorada debido a la inyección de gases miscibles como bióxido de carbono o nitrógeno (Hansen, 1977; Tuttle, 1983), tal es el caso de la precipitación de asfaltenos por inyección de estos gases en varios de los aceites crudos del activo Jujo-Tecominoacan —México— (Ramírez Jaramillo, 2001). Otro caso reportado en un pozo ubicado en el campo Abkatún, en la sonda de Campeche, en el que se observaron problemas muy severos de depositación de asfaltenos. Los costos por intervención para remover los depósitos ascendieron a más de \$4, 300,000 USD por pura producción diferida. Posteriormente fueron necesarias intervenciones continuas mediante la inyección de químicos para remover los depósitos. El costo de estas operaciones fue alrededor de \$20,000,000 USD.

Una comprensión adecuada de los asfaltenos permitirá la predicción del daño que estos causan a nivel de yacimiento además de su posible mitigación; esto redundará en una reducción en los costos de operación en la explotación de los yacimientos con presencia de asfaltenos.

Capítulo 7

Modelo propuesto

7.1 Descripción general

El modelo que se propone es el acoplamiento de tres modelos en uno, a fin de determinar el efecto —daño a la formación por depositación de asfaltenos— que tiene la depositación de asfaltenos en el medio poroso a través de la alteración en la permeabilidad. En primer lugar se generó un modelo de simulación para calcular la caída de presión que ocurre desde el radio de drenaje en el yacimiento hasta la vecindad del pozo, una vez que se obtiene el perfil de presiones a un tiempo t , dinámicamente se acopla el modelo de correlación desarrollado por J. M. del Río et al., (2009) para predecir la precipitación de asfaltenos. Finalmente si ocurre precipitación se acopla el modelo de Leontaritis (2005) (sección 2.1), para calcular el nuevo valor de la permeabilidad alterada por la depositación de asfaltenos, y generar así el nuevo perfil de presión.

La simulación para calcular la caída de presión desde la frontera de r_w hasta r_e se realizó mediante un simulador en 1-D de geometría radial de nodos distribuidos, en un yacimiento homogéneo, isotérmico e isotrópico. El nivel de la simulación es para una región del yacimiento y el tipo de simulación es para aceite negro aunque para determinar si el fluido entra en la EPA (Envolvente de Precipitación de Asfaltenos) es necesario el uso de un modelo pseudo-composicional de acuerdo a las ecuaciones para la predicción de precipitación de asfaltenos (J. M. del Río et al., 2009) que se describe en la siguiente sección (sección 7.2).

De acuerdo a Leontaritis (1989), los asfaltenos pueden precipitar principalmente durante el agotamiento primario del yacimiento o durante la inyección de gas (CO_2 o gas natural). Así, el tipo de simulación debe ser un híbrido de aceite negro-composicional con el fin de hacer frente a ambas situaciones, pero como se menciona en el párrafo anterior en el presente trabajo se acopla el modelo de correlación para la predicción de la presión *onset* (presión de inicio de precipitación de asfaltenos) de precipitación de asfaltenos con un simulador simple de yacimiento por lo que el tipo de simulación será un híbrido de aceite negro-pseudo-composicional. De esta manera, se eligió el caso más simple en el que este fenómeno puede ocurrir: la producción primaria de un pozo, en condiciones donde el aceite permanece bajo-saturado durante todo su recorrido hacia el pozo.

Considerando que los asfaltenos precipitados forman una fase inmóvil, por ejemplo, todos ellos precipitan dentro del volumen de control, por lo que el flujo de aceite puede ser modelado por las

ecuaciones de flujo de una fase (ecuaciones 7.1 a 7.5) con la permeabilidad absoluta cambiando con el tiempo debido a la deposición de asfaltenos y su incorporación en la matriz sólida.

7.2 Derivación generalizada de las ecuaciones de flujo monofásico

El conjunto de ecuaciones necesarias para resolver el problema de flujo en una sola fase (Peaceman, 1977, Aziz and Settari, 1979) son: la ecuación de continuidad que es una expresión matemática del principio de conservación de masa y se ha desarrollado considerando flujo másico a través de un volumen de control.

$$\vec{\nabla} \cdot (\rho \vec{u}) \pm \tilde{q}_m = - \frac{\partial(\phi S \rho)}{\partial t} \quad (7.1)$$

La ecuación de momento que puede ser simplificada de la ecuación de Darcy despreciando los efectos inerciales.

$$\vec{u} = - \frac{k}{\mu} (\vec{\nabla} p - g \vec{\nabla} D) \quad (7.2)$$

Sustituyendo las ecuaciones 7.2 en la 7.1 se llega a lo siguiente:

$$\vec{\nabla} \cdot \left(- \frac{k \rho}{\mu} (\vec{\nabla} p - g \vec{\nabla} D) \right) \pm \tilde{q}_m = - \frac{\partial(\phi S \rho)}{\partial t} \quad (7.3)$$

Para flujo monofásico de cualquier fase la ecuación anterior es:

$$\vec{\nabla} \cdot \left(\frac{k \rho}{\mu} (\vec{\nabla} p - g \vec{\nabla} D) \right) \pm \tilde{q}_m = \frac{\partial(\phi \rho)}{\partial t} \quad (7.4)$$

Además de las ecuaciones de conservación, una ecuación de estado y una relación entre la porosidad y la presión también son necesarias para cerrar el sistema de ecuaciones. Estas ecuaciones reflejan la relación de la densidad del fluido con respecto a la presión y temperatura del sistema. Por lo tanto, la ecuación de estado variará dependiendo del fluido o fluidos presentes en el sistema. El yacimiento es considerado como un medio isotérmico, por tal motivo las ecuaciones de estado están expresadas sólo en función de la presión. Primero se considerará el caso donde el fluido es líquido. Recordando que la ecuación general de la compresibilidad está dada por:

$$c = - \frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad (7.5)$$

a partir de ella se podrá obtener una ecuación que relacione la densidad del fluido con su compresibilidad, con la ayuda de la siguiente expresión:

$$\rho = \frac{m}{V} \Rightarrow V = \frac{\rho}{m} \quad (7.6)$$

La variación de la porosidad con la presión se muestra con la definición de la compresibilidad de la roca (asumiendo que el volumen de roca es constante):

$$c_r = \frac{1}{\phi} \left(\frac{\partial \phi}{\partial p} \right)_T \quad (7.7)$$

por lo tanto

$$c_r \phi = \left(\frac{\partial \phi}{\partial p} \right)_T \quad (7.7)$$

La ecuación que describe el flujo de fluidos a través de medios porosos, junto con las condiciones iniciales y de frontera, conforman el modelo matemático de nuestro sistema. De la ecuación 7.4 se obtiene la ecuación que gobierna el flujo de una sola fase en una dimensión en forma horizontal, asumiendo que se aplica la ecuación de Darcy por lo que se obtiene:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k \rho}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right) \pm \tilde{q}_m = \frac{\partial (\phi \rho)}{\partial t} \quad (7.8)$$

El desarrollo de la ecuación 7.8 se puede consultar en la literatura ya que no es el objetivo de este trabajo. Así, obviando una serie de pasos y sin considerar fuentes ni sumideros con k y μ constantes se obtiene la ecuación conocida como ecuación de difusión para flujo en la dirección x :

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{\phi \mu c_i}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (7.9)$$

En coordenadas radiales la ecuación 7.9 se escribe como:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c_i}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (7.10)$$

En la ecuación 7.10 se asume que las propiedades del fluido son constantes, el flujo es horizontal, la compresibilidad de poro es cero, los gradientes de presión son pequeños y los efectos gravitacionales son despreciables.

7.3 Solución numérica de las ecuaciones de flujo monofásico

Las ecuaciones que gobiernan el flujo de fluidos a través de un medio poroso son muy complejas. En general, estas ecuaciones no pueden ser resueltas analíticamente (exactamente) debido a su naturaleza no-lineal. Sólo en casos ideales, el flujo en una sola fase puede ser solucionado analíticamente. En consecuencia, se deben usar algoritmos numéricos para su solución, éstos funcionan en un dominio discreto en lugar de un dominio continuo como lo hacen las soluciones analíticas.

La discretización de una ecuación diferencial puede ser realizada por diferentes métodos, siendo el método de diferencias finitas (MDF) el que se usa en este trabajo. El principal objetivo del MDF es generar valores de la función $p(x,t)$ en los nodos de una malla que cubre el dominio de solución, en una secuencia de niveles de tiempo que son separados un Δt . La elección de coordenadas está guiada por la geometría del dominio del problema y es hecha con el propósito de facilitar la implantación de las condiciones de frontera.

El procedimiento para derivar ecuaciones en diferencias finitas (EDF) consiste en aproximar las derivadas en la ecuación diferencial mediante una serie de Taylor truncada; a este proceso se le denomina discretización.

Existen varios métodos para resolver numéricamente la ec. 7.10 por diferencias finitas, entre los más conocidos se encuentran el método explícito, el método implícito y el método Crank-Nicholson. El método aquí usado es el implícito.

7.3.1 Formulación implícita

Todos los valores de p en la derivada en espacio son evaluados al tiempo t^{n+1}

$$\frac{p_{i+1}^{n+1} - 2p_i^{n+1} + p_{i-1}^{n+1}}{(\Delta x)^2} = \left(\frac{\phi \mu c}{k} \right) \frac{p_i^{n+1} - p_i^n}{\Delta t} \quad (7.11)$$

Por lo tanto, se tienen tres incógnitas $(p_{i+1}^{n+1}, p_i^{n+1}, p_{i-1}^{n+1})$ en cada paso de tiempo donde la ec. 7.11 es utilizada, la cual representa un sistema de N ecuaciones con N incógnitas, las cuales deben ser resueltas simultáneamente. El número de ecuaciones e incógnitas N está dado por el número de celdas en las que se divide el dominio y es el mismo número de incógnitas $(p_1^{n+1}, p_2^{n+1}, \dots, p_N^{n+1})$. Esta formulación es condicionalmente estable (Abou-Kassem Jamal H. et al., 2001)

Esta formulación implícita para un simulador 1-D en términos de las transmicibilidades (ecuación 7.12) genera un sistema de ecuaciones de tipo matriz-tridiagonal que se resuelve mediante algoritmo de *Thomas*

$$T_{i+\frac{1}{2}}^n (P_{i+\frac{1}{2}}^{n+1} - P_i^{n+1}) - T_{i-\frac{1}{2}}^n (P_i^{n+1} - P_{i-1}^{n+1}) + q_i = \left(\frac{V_b \phi c_t}{B_o \Delta t} \right) (P_i^{n+1} - P_i^n) \quad (7.12)$$

Nótese que las presiones usadas en las derivadas espaciales en el lado izquierdo de la ecuación de flujo son asignadas al nivel de tiempo t^{n+1} . En otras palabras, las ecuaciones 7.11 y 7.12 escritas al nivel de tiempo t^{n+1} se conocen como ecuaciones en aproximaciones en diferencias regresivas.

7.4 Geometría de flujo radial

Las ecuaciones de flujo expresadas en coordenadas radiales se usan para problemas de simulación de un solo pozo. En este caso el pozo es localizado en el centro del radio de drene de modo que el pozo y las fronteras externas del área de drene son concéntricas. Debe tenerse en cuenta que el término externo de fuente o sumidero que es incluido como q_m en las coordenadas rectangulares es comunmente excluido en coordenadas radiales porque el pozo es el centro del área de drene y las especificaciones del pozo y las condiciones externas son incorporadas en la forma de condiciones de frontera como se hace en los análisis clásicos de pruebas de presión, la Figura 7.1 ilustra una malla cilíndrica en presencia de un pozo.

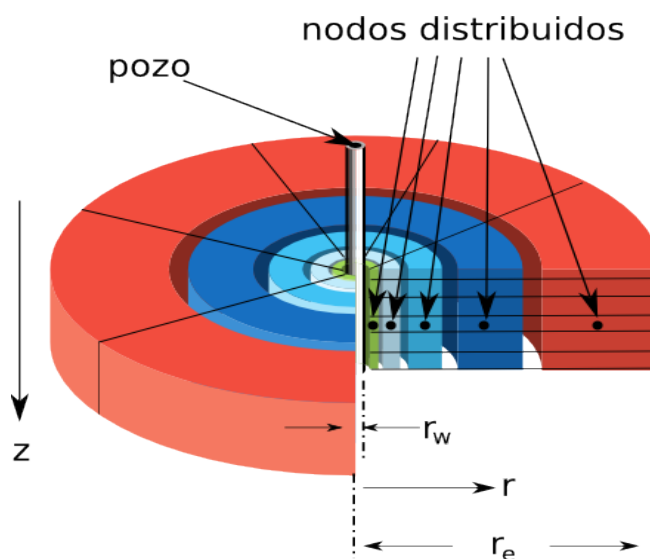


Figura 7.1 Esquema de malla cilíndrica en la vecindad de un pozo (Abou-Kassem et al., 2001)

Mientras los tamaños de los bloques de la malla son relativamente arbitrarios para los sistemas de malla rectangular, la construcción de un sistema de malla en forma radial sigue un particular conjunto de reglas.

1. Los puntos de presión (nodos) son espaciados a una distancia del pozo de forma logarítmica.

$$r_{i+1} = a_{lg} r_i \quad (7.13)$$

donde: $i=1,2,\dots,n_r-1$ y a_{lg} es una constante de espaciamiento logarítmico adimensional.

2. Las fronteras de los bloques para el cálculo de flujo interbloque son definidas por la formula

$$r_{i+1} = \frac{r_{i-1} - r_i}{\log_e(r_{i-1} / r_i)} \quad (7.14)$$

donde: $i=1,2,\dots,n_r-1$

3. Las fronteras de los bloques para cálculos volumétricos son definidos por la fórmula:

$$r_{i+1}^2 = \frac{r_{i-1}^2 - r_i^2}{\log_e(r_{i-1}^2 / r_i^2)} \quad (7.15)$$

Estas tres reglas son aplicables tanto para sistemas de mallas de nodos centrados como para mallas de nodos distribuidos. La ecuación 7.10 es usada para mantener caídas de presión aproximadamente iguales a través de los bloques (recuérdese que la distribución de presión al rededor del pozo es logarítmica). La ecuación 7.11 se usa para asegurar que el flujo desde un bloque hasta el siguiente bloque calculada por ecuaciones en diferencias finitas (discretización) sea igual a la calculada por la forma continua de la ley de Darcy. Finalmente la ecuación 7.12 se usa para asegurar que el volumen de los bloques discretos son iguales que el volumen de los bloques continuos.

7.5 Ecuaciones para predecir la presión de inicio de precipitación y de burbuja de asfaltenos

Los datos de la EPA (véase Figura 2.3) del fluido de un yacimiento normalmente son extremadamente escasos. Estos datos pueden ser obtenidos en el laboratorio usando un equipo PVT muy sofisticado y el tiempo requerido para una caracterización completa de la EPA del fluido puede tomar entre 3 y 6 semanas dependiendo de la restauración de la muestra. Por otra parte, para una fiable medición de la EPA, el protocolo de laboratorio requiere la recuperación de muestras de petróleo vivo con presión-preservada cuya adquisición en el campo, por una serie de razones muchas veces no es garantizada. Así, es altamente deseable un método fácil y rápido para estimar la EPA de los fluidos del yacimiento.

El modelo que aquí se propone para calcular el *onset* de precipitación de asfaltenos es el desarrollado por J.M. del Rio, et.al. (Junio 2009). Las ecuaciones desarrolladas son simples y pueden ser usadas para proveer una razonable predicción de las presiones de *onset* superior y de burbuja de aceites asfaltenicos en los casos donde los datos de laboratorio son escasos.

Se han usado las ideas generales de Fahim en el desarrollo de un conjunto de ecuaciones simples para predecir la presión *onset* y el punto de burbuja de una amplia diversidad de fluidos de yacimiento usando un mínimo de información experimental. El análisis comienza con un estudio de la topología de la presión *onset* superior y de burbuja y su comportamiento con la temperatura de diferentes aceites crudos. Se encontró una correlación general de las variables (presión *onset* y de burbuja) que demostró su validez con datos de aceites vivos de los cuales 11 fueron de origen mexicanos y 12 estudiados por Fahim. De esta correlación se proponen dos diferentes versiones de las ecuaciones. Se demuestra que cualquiera de las versiones de las expresiones propuestas proporciona valores exactos de la presión de precipitación, *onset* superior y de burbuja de aceites asfaltenicos vivos.

Datos de precipitación de asfaltenos de aceites vivos originarios de Mexico								
Pozo 1			Pozo 2			Pozo 3		
Temperatura K	Pbp Mpa		Temperatura K	Pbp Mpa		Temperatura K	Pbp Mpa	
308.15	4.83		308.15	4.83		308.15	4.83	
333.15	5.45		333.15	5.45		333.15	5.45	
358.15	6.76		358.15	6.76		358.15	6.76	
383.15	8.45		383.15	8.45		383.15	8.45	
Pozo 4			Pozo 5			Pozo 6		
Temperatura K	Psupp Mpa	Pbp Mpa	Temperatura K	Psupp Mpa	Pbp Mpa	Temperatura K	Psupp Mpa	Pbp Mpa
333.15		21.51	353.15	42.06	27.23	313.15	38.75	10.34
343.15	45.51	22.27	373.15	37.92	27.92	353.15	36.54	13.79
353.15	43.44	23.34	393.15		28.41	373.15	35.85	15.17
373.15	40.68	24.48	418.15		31.72	403.15	33.78	17.24
393.15	39.3	25.51				433.15	31.72	17.93
413.15	38.61	26.54						
433.15	37.92	26.54						
Pozo 7			Pozo 8			Pozo 9		
Temperatura K	Psupp Mpa	Pbp Mpa	Temperatura K	Psupp Mpa	Pbp Mpa	Temperatura K	Psupp Mpa	Pbp Mpa
303.15	91.07	10.49	303.15	79.34	10.82	303.15		10.53
345.15		12.83	345.15	59.61	13.24	345.15	81.63	12.74
387.15	44.26	15.13	387.15	59.18	15.5	387.15	66.8	15.14
428.15	35.01	16.85	428.15	58.75	17.33	428.15	61.2	16.96
Pozo 10			Pozo 11					
Temperatura K	Psupp Mpa	Pbp Mpa	Temperatura K	Psupp Mpa	Pbp Mpa			
333.15	37.23	16.69	313.15		54.72			
353.15	35.71	17.93	348.15		47.59			
373.15	33.09	19.31	393.15		44.62			
393.15	32.41	20.68	426.15		41.63			
413.15	31.72	21.37						

Tabla 7.1 Datos experimentales de presión Onset superior y de punto de burbuja de 11 aceites vivos mexicanos (J. M. del Rio et al., 2009)

7.5.1 Conjunto de datos experimentales

La tabla 7.1 muestra los datos experimentales de *onset* superior de precipitación y punto de burbuja de 11 aceites vivos producidos en diferentes regiones de México, con valores de RGA y °API en un rango de 30-215 m³/m³ y 14-36 respectivamente.

Estos datos fueron medidos durante los últimos años en laboratorio, usando un conjunto amplio de experimentos PVT. En la Figura 7.2 se muestran las presiones *onset* de precipitación de asfaltenos para 9 de 11 aceites vivos (3 al 11) se realizó un análisis de correlación. De varias formas funcionales, se encontró que si la relación T/P^{supp} de cada aceite es graficada con respecto a la temperatura del sistema (Figura 7.2), se obtiene un conjunto de líneas rectas de la forma general:

$$\frac{T}{P^{supp}} = f^{supp}(C_{supp}) + B^{supp} T \tag{7.16}$$

En la anterior ecuación (ec. 7.16), B^{supp} es la pendiente común para todas las rectas, mientras que $f^{supp}(C_{supp})$ es una intercepción particular que más adelante C_{supp} la haremos función de la composición. En la práctica B^{supp} y un valor individual de $f^{supp}(C_{supp})$ para cada crudo son calculados por un modificado procedimiento de regresión de mínimos cuadrados.

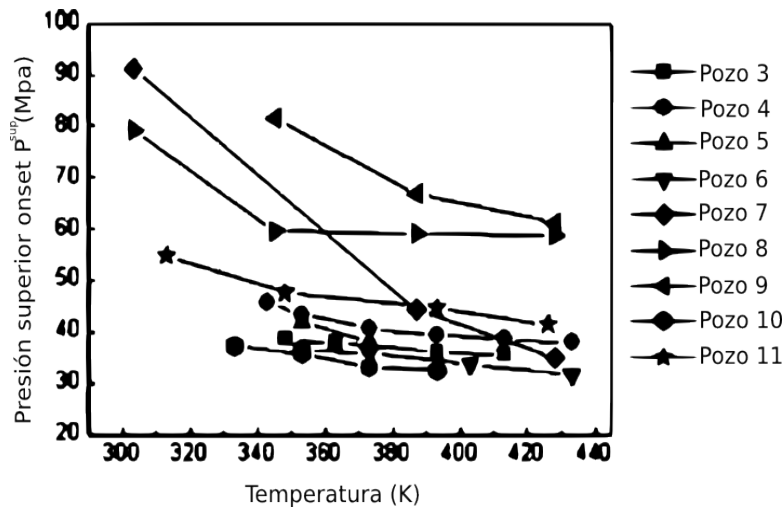


Figura 7.2 Presiones de onset superior, P^{supp} , de 9 aceites vivos mexicanos como función de la temperatura (J. M. del Rio et al., 2009)

Entonces, si los valores experimentales de $T/P^{supp} - f^{supp}(C_{supp})$ vs. T para cada aceite son graficados para los 9 aceites vivos mexicanos y 12 más aceites vivos estudiados por Fahim, entonces se muestra una

tendencia (Figura 7.4) de línea recta funcional para los 21 sistemas de fluidos de yacimiento. Como resultado, se puede resolver la ecuación 7.16 para $P^{supp}(T)$ quedando:

$$P^{supp}(T) = \frac{T}{f^{supp}(C_{supp}) + B^{supp} T} \tag{7.17}$$

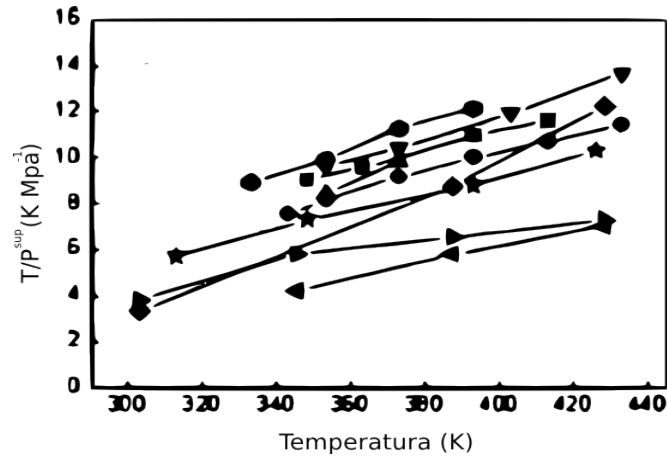


Figura 7.3 Relación de T/P^{supp} vs. T de fluidos de aceites vivos en la fig. 7.2 (J. M. del Rio et al., 2009)

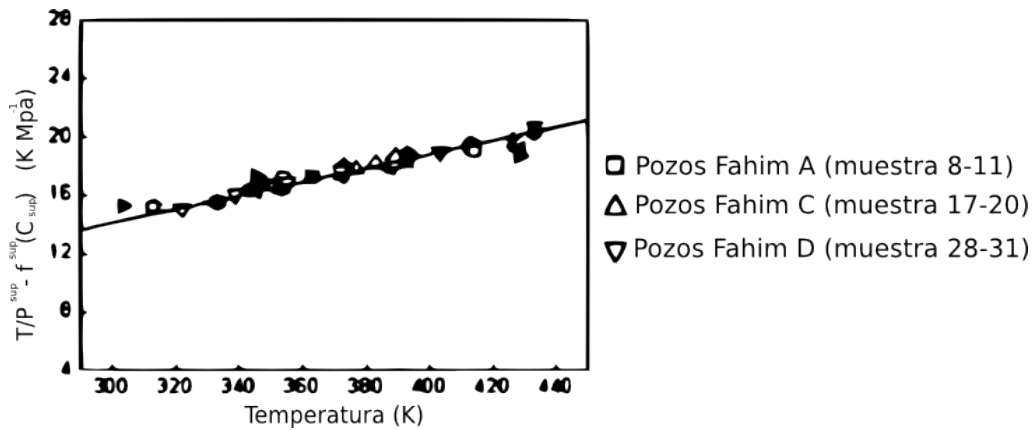


Figura 7.4 Correlación lineal de $T/P^{supp} - f^{supp}(C^{supp})$ para los fluidos de yacimiento, 9 mexicanos y otros 12 (de Fahim) como función de la temperatura (J. M. del Rio et al., 2009)

Ya que B^{supp} es una constante, se puede correlacionar $f^{supp}(C_{supp})$ con la composición del aceite a través del siguiente vector de composición:

$$C_{supp} = (xH_2S, xN_2, xCO_2, xC_{1-4}, t_{sat}, t_{arom}, t_{res}, t_{asf}) \quad (7.18)$$

donde xH_2S , xN_2 , xCO_2 y xC_{1-4} son las fracciones mol de gases ligeros H_2S , N_2 y CO_2 respectivamente. Mientras que C_{1-4} son las fracciones mol (conjuntas) de C_1 (metano) a C_4 (iso y butano normal), y t_{sat} , t_{arom} , t_{res} y t_{asf} son el conjunto de las fracciones en peso de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos de tanque de almacenamiento como se reporta en un análisis típico SARA respectivamente.

Una expansión de Taylor de primer orden para $f^{supp}(C_{supp})$ al rededor de $C_{supp} = 0$ resulta:

$$f^{supp}(C_{supp}) = f^{supp}(0) + \nabla f^{supp}(0)(C_{supp}) \quad (7.19)$$

Ya que un componente nulo de C_{supp} en la ecuación 7.18 no contribuye al valor de $f^{supp}(C_{supp})$, se puede escribir

$$f^{supp}(0) = 0 \quad (7.20)$$

Por lo tanto, asumiendo $\nabla f^{supp}(0)$ que es un vector de componentes de la forma

$$\nabla f^{supp}(0) = (f_{H_2S}^{supp}, f_{N_2}^{supp}, f_{CO_2}^{supp}, f_{C_{1-4}}^{supp}, f_{sat}^{supp}, f_{arom}^{supp}, f_{res}^{supp}, f_{asf}^{supp}) \quad (7.21)$$

por lo tanto se puede escribir:

$$f^{supp}(C_{supp}) = f_{H_2S}^{supp} \chi H_2S + f_{N_2}^{supp} \chi N_2 + f_{CO_2}^{supp} \chi CO_2 + f_{C_{1-4}}^{supp} \chi C_{1-4} + f_{sat}^{supp} t_{sat} + f_{arom}^{supp} t_{arom} + f_{res}^{supp} t_{res} + f_{asf}^{supp} t_{asf} \quad (7.22)$$

La ecuación 7.22 describe la dependencia de la composición $f^{supp}(C_{supp})$ para un fluido del yacimiento. Debe tenerse en cuenta que para la ecuación 7.22 los datos composicionales son comúnmente obtenidos por pruebas standar gas-líquido a alta temperatura (HTGLC) y por pruebas de cromatografía alto rendimiento de líquido (HPLC-SARA) del yacimiento y de aceite muerto.

En el análisis de los datos de punto de burbuja mostrados en la Tabla 7.1 se llevó a cabo un tratamiento similar que en la ecuación 7.17. Notesé que en la Figura 7.5 tiene una tendencia similar al de las líneas rectas paralelas de la Figura 7.1, por ejemplo; una pendiente común B^{bp} puede existir para el conjunto de datos (véase la Figura 7.6). Así todas las curvas en la Figura 7.5 pueden ser representadas por la expresión general:

$$P^{bp} = f^{bp}(C_{bp}) + B^{bp} T \quad (7.23)$$

En la ecuación 7.23, $f^{pp}(C_{bp})$ es una intercepción particular que depende del aceite en consideración. De manera similar que en las ecuaciones 7.16 – 7.22 se calculó un valor común para B^{bp} y de esta pendiente y de los puntos de burbuja experimentales, los valores individuales de $f^{pp}(C_{bp})$ se interceptaron para cada crudo.

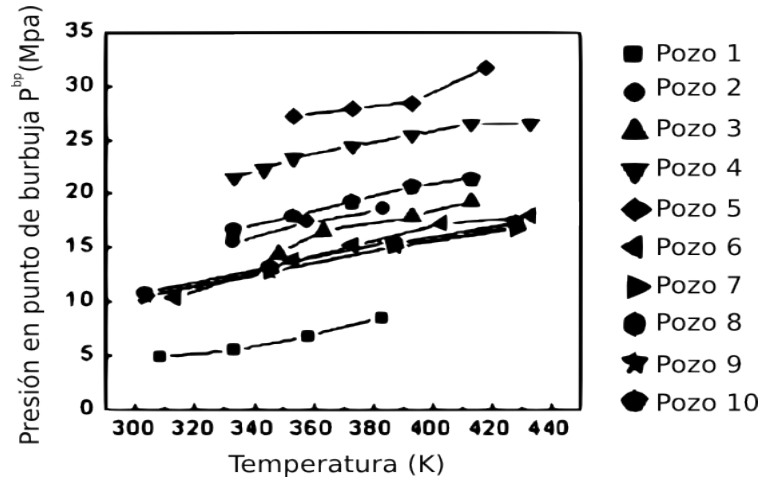


Figura 7.5 Presión del punto de burbuja P^{bp} de los 10 fluidos de yacimiento mexicanos de la tabla 1 como función de la temperatura (J. M. del Rio et al., 2009)

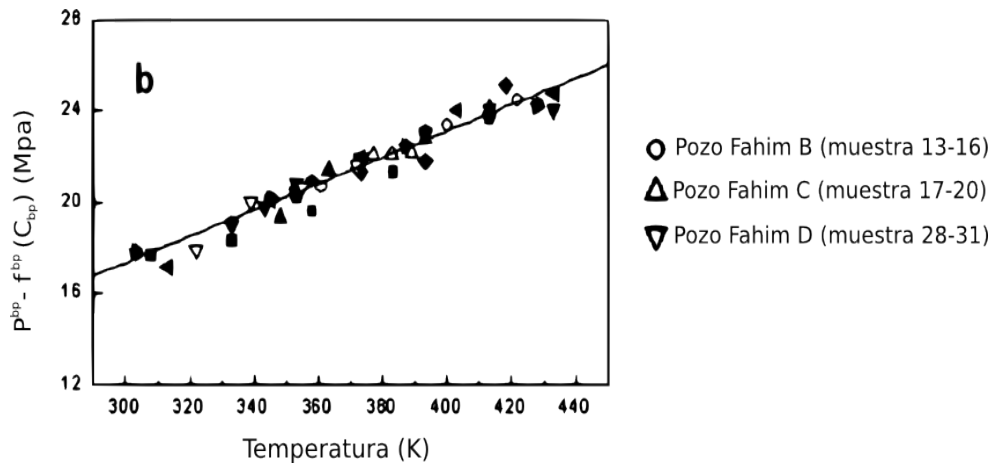


Figura 7.6 Correlación de la línea recta $P_{sat} - f_{sat}(C_{sat})$ para los fluidos de yacimiento 10 mexicanos y otros 12 (de Fahim) como función de la temperatura (J. M. del Rio et al., 2009)

Finalmente se escribió $f^{sat}(C_{sat})$ en la ecuación 7.23 para la siguiente expresión dependiente de la composición:

$$f^{bp}(C_{bp}) = f_{H_2S}^{bp} \chi H_2S + f_{N_2}^{bp} \chi N_2 + f_{CO_2}^{bp} \chi CO_2 + f_{sat}^{bp} t_{sat} + f_{arom}^{bp} t_{arom} + f_{res}^{bp} t_{res} + f_{asf}^{bp} t_{asf} \quad (7.24)$$

La ecuación 7.24 describe la dependencia en la composición de $f^{at}(C_{sat})$ para aceites vivos que contienen asfaltenos. En la ecuación 7.24 el contenido de (conjunto) C_1-C_4 del fluido del yacimiento se ha provado que contribuye muy poco a las propiedades estadísticas de esta ecuación y por simplicidad fue excluida de esta forma funcional.

La Tabla 7.2 muestra la composición SARA para los aceites vivos y muertos como se reporta en los análisis HTGLC y HPLC para cada uno de los aceites mostrados en la Tabla 1. Esta composición fue usada para correlacionar los parámetros $f^{supp}(C_{supp})$ y $f^{bp}(C_{bp})$ en las ecuaciones 7.16 y 7.18 respectivamente.

Composición de la mezcla										
Pozo	XH ₂ S	XN ₂	XCO ₂	XC ₁ -C ₄	t _{sat}	t _{arom}	t _{res}	t _{asf}	f ^{supp} (C _{supp})	f ^{bp} (C _{bp})
	% Mol	% Mol	% Mol	% Mol	% Peso	% Peso	% Peso	% Peso	K Mpa ⁻¹	K Mpa ⁻¹
1	0	0.4	1.4	47.34	31.5	49.49	14.3	4.06		-12.8296
2	0	0.75	1.72	46.75	36.12	45.78	14.06	3.04		-3.5487
3	5.39	0.91	1.57	50.35	54.67	28.89	13.36	3.08	-7.6938	-4.8569
4	0.35	0.28	6.7	44.87	33.63	37.21	14.33	14.83	-8.7878	2.5059
5	5.25	1.15	1.48	49.76	59.28	30.58	9.41	0.73	-8.0980	6.6097
6	0.08	0.66	1.03	45.99	43.87	43.29	9.74	3.1	-7.0365	-6.7832
7	0.02	0.71	1.05	59.77	46.89	33.07	17.3	2.72	-9.5731	-7.3176
8	0.12	0.7	1.2	56.51	44.65	34.55	14.9	2.86	-11.4865	-6.9189
9	0.02	0.63	1.05	59.2	46.48	34.34	17.74	1.43	-12.6651	-7.2982
10	1.44	0.47	1.59	61.83	55.14	30.73	11.42	4.21	-6.6555	1.3653
11	1.14	0.83	0	66.04	60.53	32.63	6.32	0.52	-9.5098	

Tabla 7.2 Cortes ligeros de fluidos de yacimiento y composición SARA de aceite muerto, y valores $f^{supp}(C_{supp})$ y $f^{bp}(C_{bp})$ para cada aceite mostrado en la Tabla 7.1 (J. M. del Rio et al., 2009)

La Tabla 7.3 muestra los valores finales de los coeficientes de la ecuación, junto con los valores globales de las pendientes B^{supp} y B^{bp} . En el proceso de regresión, se notó que los valores de los coeficientes cambian ligeramente particularmente los de $f^{supp}(C_{supp})$, cuando los datos de un aceite en particular fue arbitrariamente retirado del conjunto de datos.

La Figura 7.7 compara los valores determinados experimentalmente de los pozos 3 a 11 (círculos negros), conjuntamente con las presiones onset calculadas por las ecuaciones propuestas 7.17 y 7.22 (línea continua) con los parámetros de correlación de la Tabla 7.3 mostrando un buen ajuste; la línea discontinua son los cálculos de la ecuación 7.26 (aproximación de un punto), y la línea punteada son el

resultado de los cálculos de las ecuaciones 7.17 y 7.22, excluyendo los datos del pozo de prueba (opción predictiva).

Coeficientes de la ecuación de onset de presión superior			Coeficientes de la ecuación de presión de burbuja		
B^{supp}	(MPa ⁻¹)	0.047408719	B^{bp}	(K ⁻¹ MPa)	0.057778821
f_{H2S}^{supp}	(K Mpa ⁻¹)	-3.364315662	f_{H2S}^{bp}	(K Mpa ⁻¹)	-1.026579500
f_{N2}^{supp}	(K Mpa ⁻¹)	0.590476022	f_{N2}^{bp}	(K Mpa ⁻¹)	-2.708388597
f_{CO2}^{supp}	(K Mpa ⁻¹)	-3.337934227	f_{CO2}^{bp}	(K Mpa ⁻¹)	8.593888235
f_{C1-C4}^{supp}	(K Mpa ⁻¹)	-1.125509198	f_{sat}^{bp}	(K Mpa ⁻¹)	0.308387207
f_{sat}^{supp}	(K Mpa ⁻¹)	1.325877421	f_{arom}^{bp}	(Mpa ⁻¹)	-0.143981998
f_{arom}^{supp}	(K Mpa ⁻¹)	-0.515158363	f_{res}^{bp}	(Mpa ⁻¹)	-0.998941672
f_{res}^{supp}	(K Mpa ⁻¹)	0.576495619	f_{asf}^{bp}	(Mpa ⁻¹)	-2.984408230
f_{asf}^{supp}	(K Mpa ⁻¹)	2.118534736			

Tabla 7.3 Pendiente universal y parámetros de correlación dependientes de la composición para las ecuaciones 7.17 a 7.22 (P^{supp}) y 7.8, 7.9 (P^{pb}) (J. M. del Rio et al., 2009)

La desviación promedio absoluta (DPA) se define como:

$$DPA = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left| (P_i^{supp})_{calc} - (P_i^{supp})_{exp} \right| \quad (7.25)$$

donde n es el número total de puntos onset experimentales y $(P_i^{supp})_{calc}$ y $(P_i^{supp})_{exp}$ las presiones de precipitación experimentales a diferentes temperaturas que son calculados respectivamente.

Para probar la capacidad predictiva de las ecuaciones 7.17 y 7.23 los datos del pozo 3 se excluyeron de la regresión y solo se usaron los datos de los pozos 4 a 11 para obtener los parámetros de las ecuaciones. Los resultados predcidos comparados con los resultados experimentales son presentados en la Figura 7.7 (líneas punteadas). El resultado de la correlación es remarcadamente bueno considerando que en la predicción se uso un número menor número de puntos experimentales en la regresión. Además se recomiendan estos resultados para las capacidades predictivas de las ecuaciones 7.17 y 7.23 para aceites no considerados en la base de datos. Otra vez, la menor exactitud de los datos se obtuvo para los pozos 7 y 8, donde puede existir alguna incertidumbre experimental.

La Figura 7.5 muestra las presiones de punto de burbuja de varios aceites mexicanos vivos como función de la temperatura. Estos se redujeron usando el procedimiento de mínimos cuadrados (J.M. del Rio, et.al. Junio 2009). La Tabla 7.3 muestra el resultado de los valores de la pendiente común, B^{bp} y los coeficientes de la correlación para la intercepción, f^{bp} (C_{bp}) para cada crudo.(veáse la ecuación 7.24).

Estos coeficientes cambian moderadamente cuando un conjunto de datos individuales del ajuste es arbitrariamente eliminado.

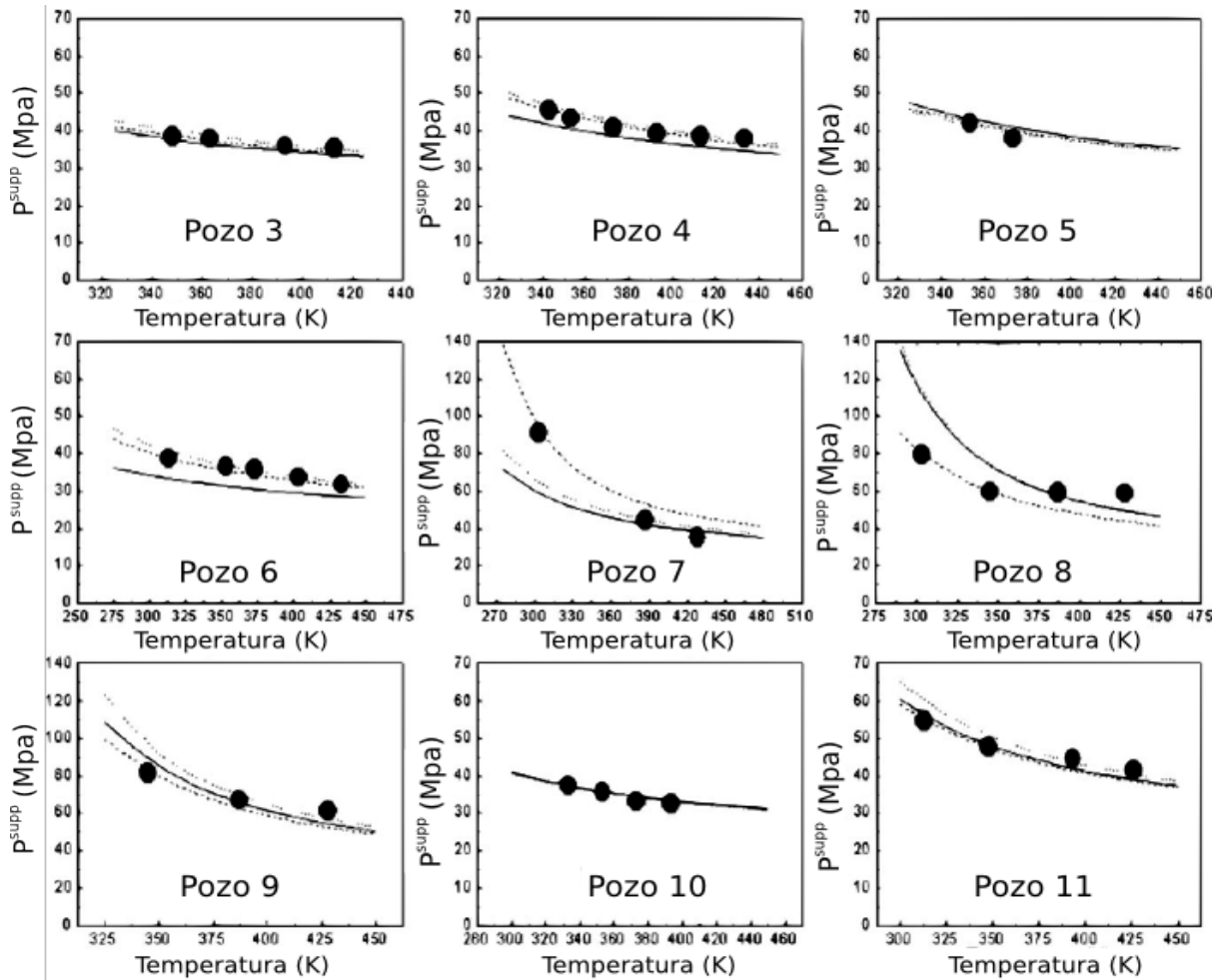


Figura 7.7 Cálculo de presión de onset superior de precipitación de asfaltenos, P^{supp} para 9 fluidos de yacimientos mexicanos (J. M. del Rio et al., 2009)

Ahora examinemos una interesante propiedad de la ecuación 7.17 suponiendo que un solo punto de datos experimentales de la EPA a una P^{supp} y T_0 es el único disponible a partir de experimentos, de la ecuación 7.16 tenemos:

$$f^{supp}(C_{upp}) = \frac{T_0}{P_0^{supp}} + B^{supp} T_0 \quad (7.26)$$

Sustituyendo la ecuación 7.26 en la ecuación 7.17 resulta.

$$P^{supp}(T) = \frac{T}{\frac{T_0}{P_0^{supp}} + B^{supp}[T - T_0]} \quad (7.27)$$

La ecuación 7.27 establece que a partir de un solo par de datos experimentales de presión *onset*, P^{supp} y T_0 , se puede conocer la totalidad de la curva $P^{supp}(T)$ a cualquier temperatura T . La Figura 7.7 muestra también los resultados de los cálculos usando la ecuación 7.26 (líneas discontinuas), donde los valores experimentales de temperatura mínima de $P^{supp}(T)$ se tomaron como P_0^{supp}, T_0 . Los resultados también fueron muy satisfactorios considerando que un solo punto experimental es usado para predecir los límites de la envolvente de fase. De manera similar a el caso de P_0^{supp} en la ecuación 7.27, si de la información experimental se dispone de un solo dato de presión P_0^{pb} a una temperatura dada T_0 en el punto de burbuja, se puede usar la ecuación 7.23 para obtener una ecuación para predecir la totalidad de la curva de burbuja de un fluido de yacimiento como una función de la temperatura. La expresión final es.

$$P^{bp} = P_0^{bp} + B^{bp}[T - T_0] \quad (7.28)$$

7.6 Cálculo de la permeabilidad a partir de la ocurrencia de precipitación de asfaltenos en el medio poroso

Para calcular el efecto que tendrá sobre la permeabilidad la depositación de asfaltenos en el medio poroso se usa el modelo de Leontaritis, Kosta J. (2005) previamente descrito en la sección 2.1. Leontaritis establece que el impacto de la alteración de la permeabilidad debida a la depositación de asfaltenos en el yacimiento es directamente proporcional a la reducción del área de flujo en la posición r a un tiempo t . De acuerdo a la ecuación 2.20 se obtiene

$$k_{daño}(r, t) = k_{inicial} \left(1 - \frac{A_{AP}(r, t)}{A_{inicial}(r)} \right) \quad (7.29)$$

La clave para resolver numéricamente el conjunto de ecuaciones en este modelo de daño a la formación se encuentra en resolver numéricamente la ecuación 2.15. Como ya se menciona, la formación en la vecindad del pozo se ha seccionado en segmentos distribuidos Δr e incrementos de tiempo Δt . La forma de la ecuación 2.15 en diferencias finitas es

$$A_i = \sum_{j=1}^N A_{AP}(i, j) = \sum_{j=1}^N \left[s(i, j) f_{atrap}(i, j) M_{RF}(r, j) v_A(r, i) \right] \frac{6}{d_H} \gamma \quad (7.30)$$

donde:

- A_i : es el área acumulativa cerrada al flujo por taponamiento de poros.
- i : se refiere al segmento radial o posición i en la formación y varía de 1 a M .
- j : se refiere al incremento de tiempo j y varía de 1 a N
- N : es el número total de incrementos de tiempo. Por lo tanto, el tiempo total = $N * \Delta t$,

Si se asume que durante un incremento de tiempo Δt la presión cambia y que esta presión induce un cambio en las propiedades termodinámicas del fluido que originen precipitación de asfaltenos, entonces durante este Δt se esta llevando a cabo el daño a la formación. La exactitud de esta aproximación obviamente mejora con incrementos de tiempo pequeños ya que esto lleva a cambios pequeños de presión y por lo tanto acerca al sistema a un régimen de flujo estacionario.

Para calcular la fracción partículas de asfaltenos retenidas por la formación se puede recurrir al esquema mostrado en la Figura 7.8 Leontaritis ,1998; que muestra la distribución típica de tamaño de partícula retenida por la formación.

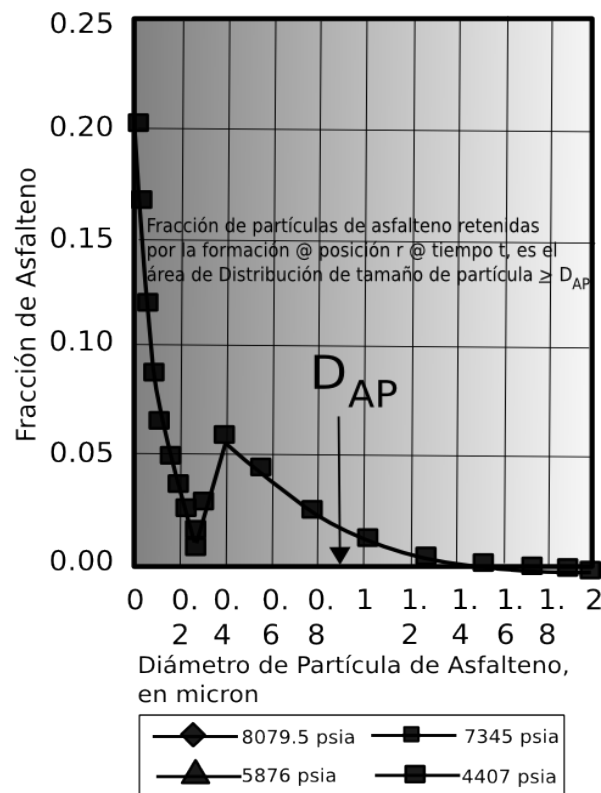


Figura 7.8: Distribución de tamaño de partícula de asfalteno, Leontaritis, 1998, (Civan, 2000)

7.7 Algoritmo Solución

Por simplicidad se omite cualquier efecto en régimen transitorio, por ejemplo; el crecimiento de r_e y r_{AF} hasta alcanzar el valor de régimen de flujo pseudo-estacionario o al momento en que ocurre un cambio en el perfil de presión cuando inicia el daño por depositación de asfaltenos. Además durante la depositación se mantendrán constantes los valores de fracción molar s , volumen molar v_a de coloides de asfaltenos floculados.

El algoritmo es el siguiente:

1. Se calcula el diámetro hidráulico dh y a partir de este se calcula D_{AP} (diámetro de partícula de asfalteno), o se puede tomar D_{AP} como un valor típico de acuerdo a la Figura 7.8. A una presión inicial promedio del yacimiento P_{ws} al tiempo t_0 (asumiendo que no hay daño presente al tiempo t_0) mediante el simulador 1-D se calcula el perfil de presión que se genera desde el radio del pozo r_w hacia el radio de drenaje r_e .
2. De manera dinámica a partir del primer incremento de tiempo Δt , $i=1$ se inicia el cálculo del onset de precipitación de asfaltenos mediante la ecuación 7.17. para la presión calculada en cada segmento radial.
3. Si existe onset de asfaltenos entonces se toman los valores de fracción molar s , volumen molar v_a de coloides de asfaltenos floculados. También el número total de moles de fluido de yacimiento M_{RF} .
4. La distribución de tamaño de partícula de asfalteno, $f(x)$, se integra de $x \geq D_{AP}$ para obtener la fracción de asfaltenos atrapadas en la formación f_{atrap} , de una manera práctica se puede usar la Figura 7.8 para estimar esta fracción.
5. La ecuación 7.30 se usa para calcular el área taponada por las partículas de asfalteno en la posición i en el intervalo de tiempo j .
6. A continuación se calcula la alteración de la permeabilidad k usando la ecuación 7.29.
7. La permeabilidad obtenida en el paso 6 es usada para calcular el nuevo perfil de presión en la región donde ocurre depositación.
8. Los pasos 2 a 7 se repiten para el siguiente incremento de tiempo Δt .
9. El proceso de cálculo se realizan hasta que se alcanza la condición tiempo especificado en la simulación.

Capítulo 8

Casos de aplicación

Tres aplicaciones se han desarrollado para verificar el modelo aquí presentado para calcular el efecto de la depositación de asfaltenos en el medio poroso. Se han efectuado varias corridas con AsphaltSim® Ver. 0.3. En la primera se ha generado un caso hipotético —denominado Caso 1— en el que se ha cargado el programa con datos congruentes supuestos a fin de generar una serie de perfiles en la vecindad del pozo, tanto de presión (sin daño y con daño por depositación de asfaltenos) como de permeabilidades, estas últimas bajo los efectos de la depositación de asfaltenos ya que la homogeneidad del yacimiento bajo un perfil sin daño hace de su permeabilidad una constante. La segunda corrida del programa — Caso 2— se hizo cargando datos de la literatura, en específico del artículo “*Asphaltene Near-well-bore Formation Damage Modeling*”, Leontaritis, 2005; donde reporta datos usados en el modelo sugerido por el mismo autor. Para el Caso 3 se cargaron datos de fluido de un pozo de la zona sur de México cuyas referencias se mantienen anónimas para mantener la privacidad de las empresas. Aunque para todos los casos no se obtuvieron todos los datos necesarios requeridos para la simulación, en cada caso se hicieron suposiciones de acuerdo al conjunto de datos usados para cada caso excepto (como ya se menciono anteriormente) en el caso 1, donde todos los datos fueron supuestos.

Para todos los casos no se introduce en la simulación el gasto de aceite ni la presión de fondo fluyendo ya que para el tipo de simulación no se requieren estos parámetros, como ya se estipulo en el capítulo anterior en las secciones 7.3 a 7.4. También se hace referencia al respecto en el anexo A en cuanto a los datos de entrada del simulador.

8.1 Caso 1

Este caso se ha nombrado *pozo_prueba* teniendo en cuenta que este caso se ha realizado con fines ilustrativos, para lo cual se supusieron todos los datos, manteniendo congruencia en la información que se introduce al simulador. La Tabla 8.1 muestra dichos datos. No se introducen datos para calcular el *onset* de asfaltenos ya que se tratará como una formación sin daño.

Datos del yacimiento	
Longitud de radio de drene:	50 [m]
Presión estática:	500 [kg/cm ²]
Permeabilidad horizontal:	20 [mD]
Temperatura del yacimiento:	70 [°C]
porosidad:	0.15 [1/100]
Compresibilidad total:	5 [psi ⁻¹]
Propiedades del fluido	
Factor de volumen de aceite:	1.4 [m ³ /m ³]
Viscosidad del aceite	0.18 [cp]
Datos de producción y del pozo	
radio del pozo:	3.25 [pulg]
Longitud de la zona de disparo:	20 [m]
Datos de la malla	
Número de nodos:	40
Número de tiempos:	40
Factor de Incremento de tiempo:	10

Tabla 8.1 Datos de entrada del pozo-prueba.

Los resultados de la tabla se muestran en la siguiente Figura 8.1

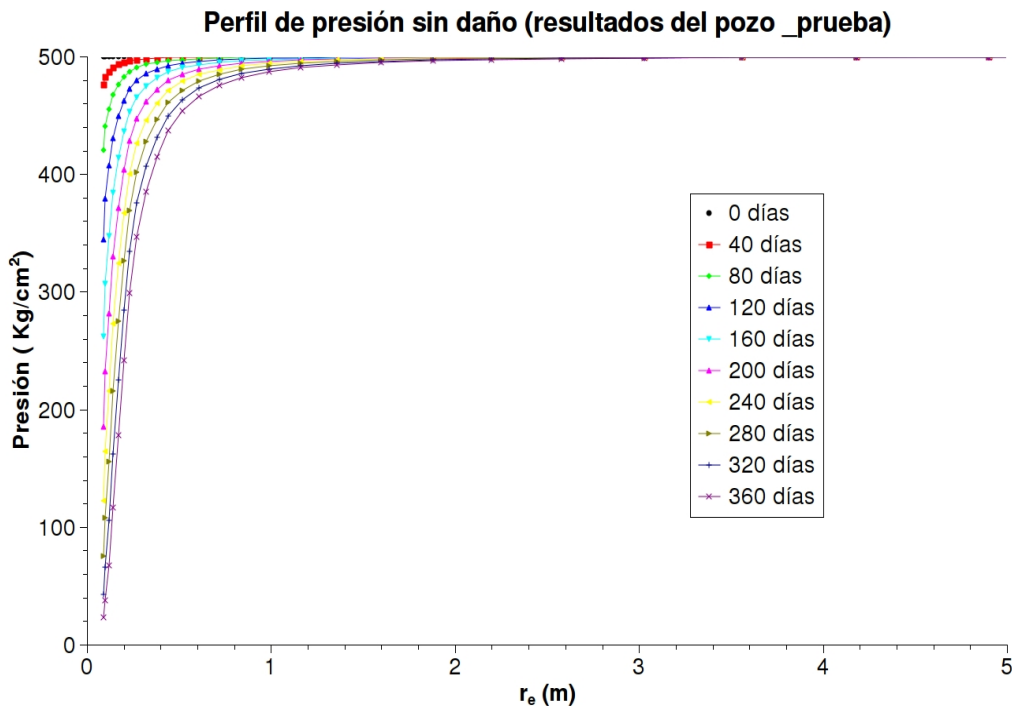


Figura 8.1 Perfil de presión a diferentes tiempos con Δt de 40 días en una formación sin daño.

Aunque la longitud de r_e es de 50 m, el rango en la gráfica que va de 0 a 5 m para dar una mejor visibilidad a las curvas de presión. A continuación se muestran los datos (Tabla 8.2) de composición del fluido y análisis SARA obtenidos del pozo número 4 usado por J. M. del Rio et al., (2009) —Tabla 7.2— para calcular la correlación que predice el *onset* de asfaltenos. Evidentemente la presión *onset* debe ser la misma que la obtenida para el desarrollo de la correlación.

Pseudocomposición del fluido		
Metano (C ₁):	30	% mol
Etano (C ₂):	10	% mol
Propano (C ₃):	2	% mol
n-Butano (n-C ₄):	2	% mol
I-Butano (I-C ₄):	0.87	% mol
Sulfuro de Hidrógeno (H ₂ S):	0.35	% mol
Nitrógeno (N ₂):	0.28	% mol
Bióxido de Carbono (CO ₂):	6.7	% mol
Análisis SARA		
Saturados:	33.63	% peso
Aromáticos:	37.21	% peso
Resinas :	14.33	% peso
Asfaltenos:	14.83	% peso
Datos para el cálculo de partículas retenidas por la formación		
Moles de la fase asfalteno:	0.8	% mol
Fracción de partículas de asfalteno atrapadas por la formación:	0.1	% mol
Moles del fluido del yacimiento	1	% mol
Volúmen Molar	0.8	cc/mol
Diámetro hidráulico promedio (Dh)	0.1	µm
Factor de ajuste (γ):	1	

Tabla 8.2 Datos del entrada del pozo-prueba para el cálculo del *onset* de asfaltenos y daño ala formación.

Los valores del C1 al C4 tomaron de manera que la suma corresponda al reportado en la tabla 7.2 para el pozo 4 que es de 44.87 %mol y la temperatura de yacimiento corresponde a la reportada para el mismo pozo. Los datos para el cálculo de partículas retenidas por la formación fueron supuestos; el resultado se muestra en la Figura 8.2. El resultado del la presión *onset* calculada por el simulador fue de 464.9 kg/cm²

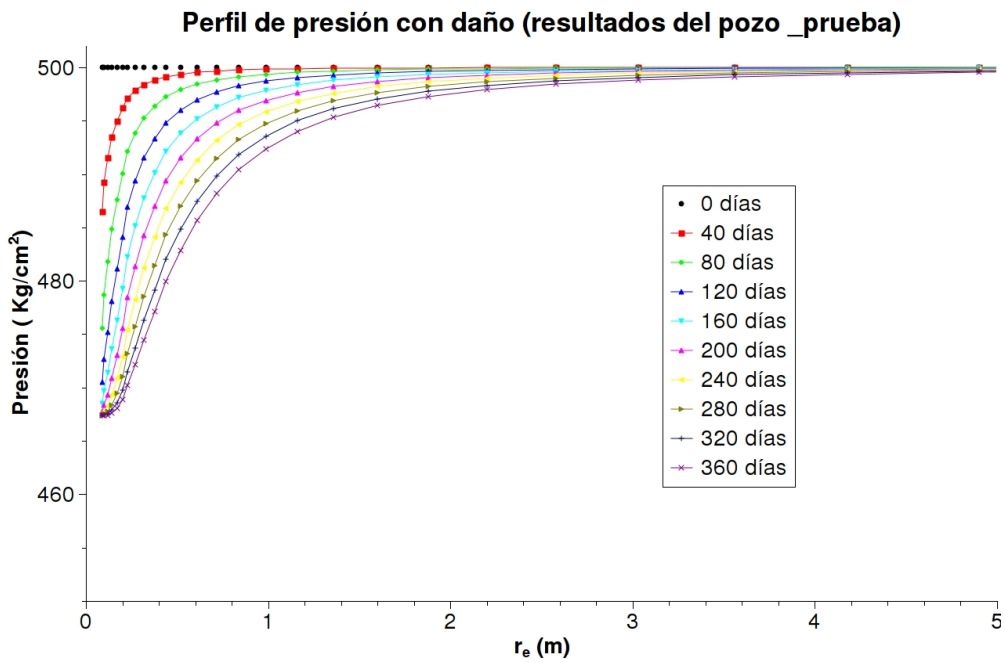


Figura 8.2 Perfil progresivo de presión en tiempo dentro de la zona de la formación con daño por deposición de asfaltenos.

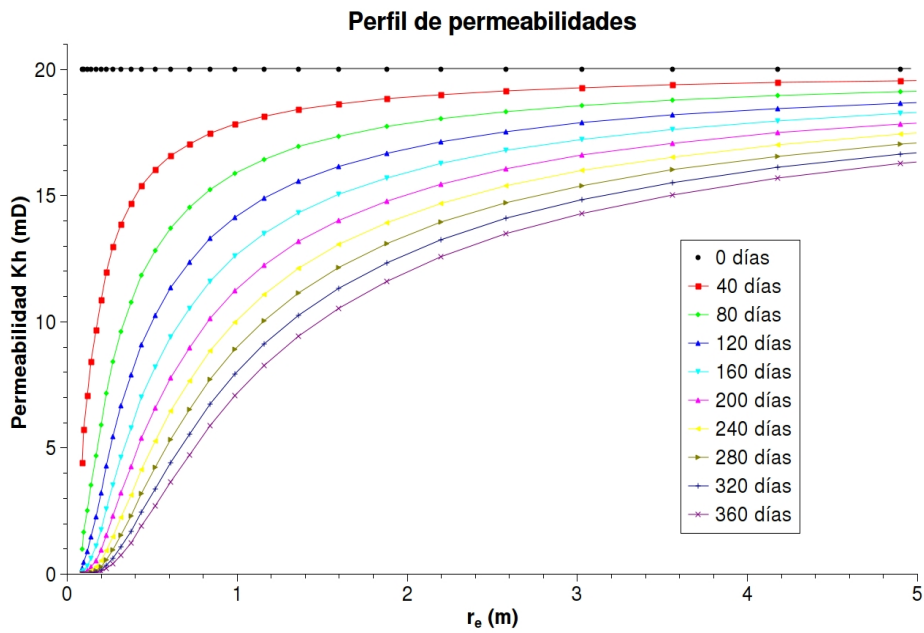


Figura 8.3 Perfil progresivo de permeabilidad en tiempo dentro de la zona de la formación con daño por deposición de asfaltenos.

La Figura 8.3 muestra el perfil de permeabilidades una vez que se alcanza el *onset* y la zona de influencia en la formación

8.2 Caso 2

Se nombro este caso *pozo_leontaritis*, Para este caso se tomaron los valores reportados por Leontaritis 2005 del documento al que se hace referencia en la bibliografía, los datos tomados están contenidos en las tablas 3 y 4 de dicho documento. Los datos usados se muestran en la siguiente Tabla 8.3 y los resultados correspondientes en la Figura 8.4..

Datos de la formación y de pozo	
Presión de yacimiento	597.6 kg/cm ²
Temperatura de yacimiento	104.4 ° C
Radio de pozo	3.48 pulg
permeabilidad de la formación	100 mD
Porosidad	0.25 fracción
Diámetro hidráulico de la formación D_H	0.26 0.26

Datos de la formación y de pozo al tiempo t=0	
Presión de yacimiento	597.6 kg/cm ²
Presión onset de asfalteno	547.38 kg/cm ²
Radio de drene:	318 m

Tabla 8.3 datos del entrada del pozo-Leontaritis para el cálculo del onset de asfaltenos.

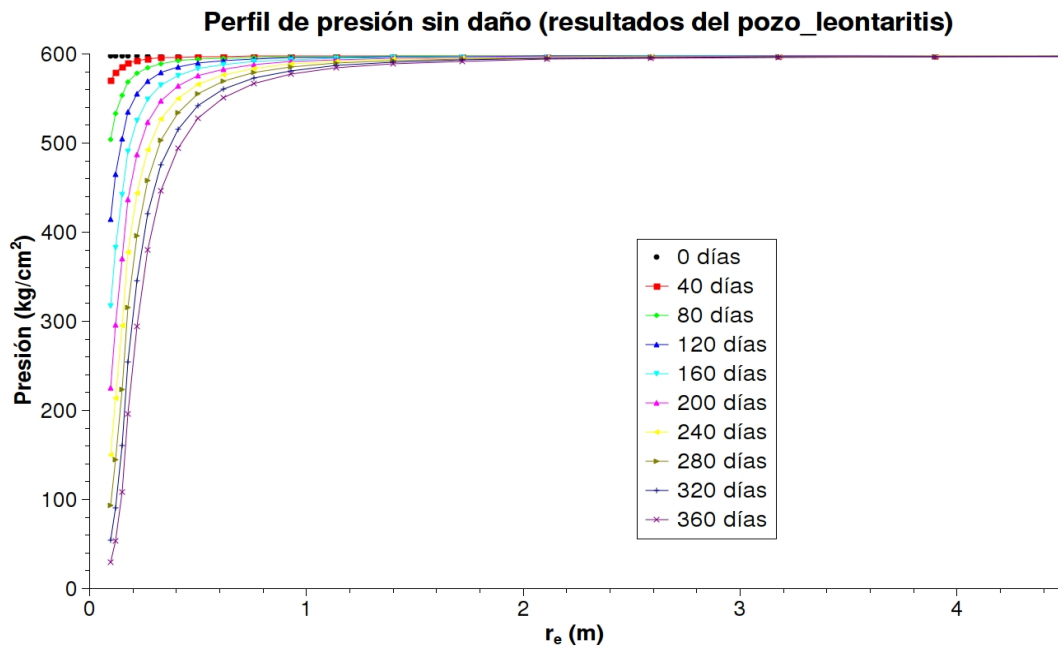


Figura 8.4 Perfil progresivo de presión en tiempo en una formación sin daño.

Para observar el mismo caso con daño por asfaltenos se tomo la información respecto a las características del fluido de acuerdo a la presión *onset* reportada por Leontaritis para este pozo que es de 547.38 kg/cm² y se busco un pozo de la Tabla 7.4 que fuera lo más aproximado a dicha presión y temperatura de *onset*, por consiguiente se eligieron los datos del pozo 8 correspondientes a 387.15 °K y 59.18 Mpa. Los resultados se muestran en la siguiente Figura 8.5.

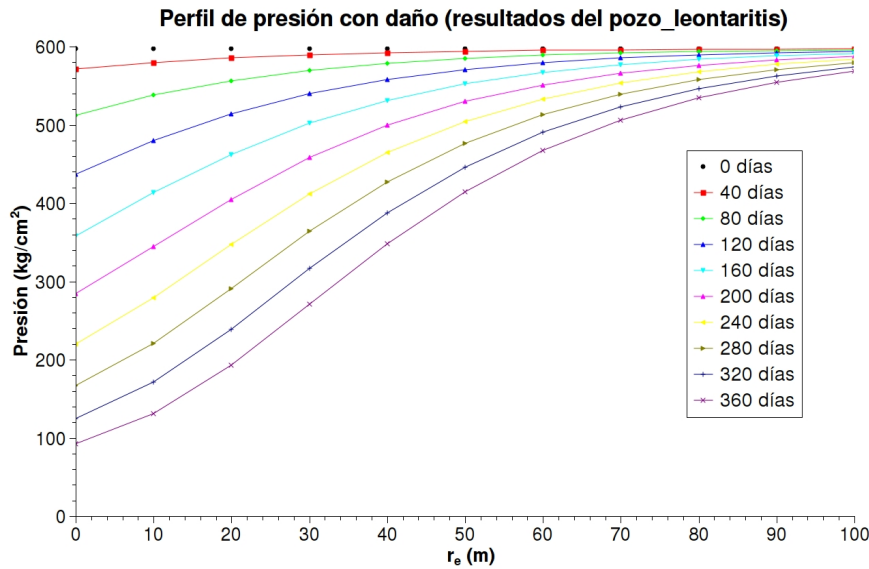


Figura 8.5 Perfil progresivo de presión en tiempo con daño por deposición de asfaltenos.

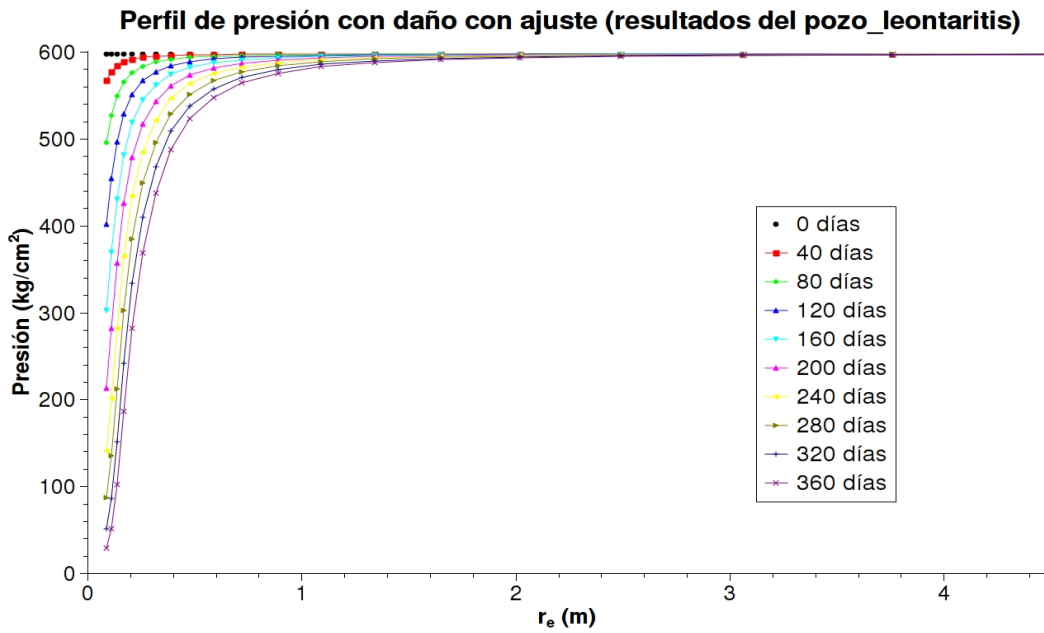


Figura 8.6 Perfil progresivo de presión en tiempo con daño por deposición de asfaltenos con ajuste.

Ya que los resultados de la Figura 8.5 generan caídas de presión altas hacia el radio de drenaje, se realizó un ajuste en la simulación con el parámetro *Factor de ajuste* con el valor de 0.2. El resultado se observa en la Figura 8.6. La curva de progresión de permeabilidad con el ajuste se observa a continuación (Figura 8.7)

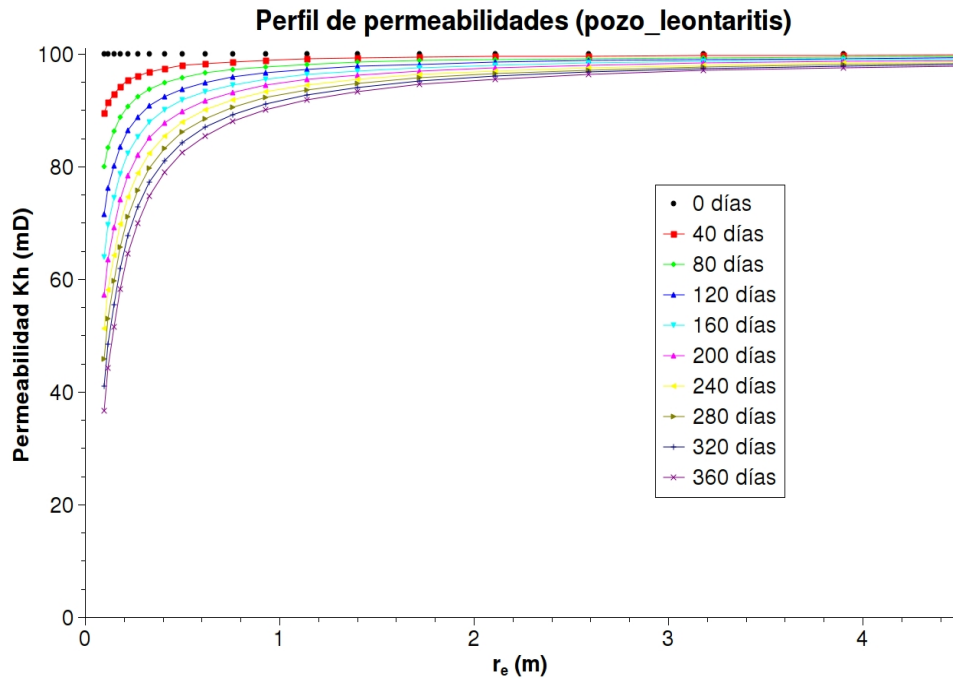


Figura 8.7 Perfil progresivo de permeabilidades en tiempo dentro de la zona de la formación con daño por depositación de asfaltenos.

8.2 Caso 3

Este último caso llamado *pozo_Tupil* corresponde a un pozo de México de la zona sur que es donde se produce más aceite ligero. Se han tomado los datos del fluido de un análisis de laboratorio de *onset* de asfaltenos; los datos correspondientes al pozo y sus parámetros petrofísicos fueron supuestos. La tabla 8.4 muestra los datos usados para la corrida sin daño. Los resultados del perfil de presión en una formación sin daño se dan en la Figura 8.8.

Datos del yacimiento	
Longitud de radio de drene:	100 [m]
Presión estática:	750.6 [kg/cm ²]
Permeabilidad horizontal:	25 [mD]
Temperatura del yacimiento:	123 [°C]
porosidad:	0.2 [1/100]
Compresibilidad total:	5 [psi ⁻¹]
Propiedades del fluido	
Factor de volumen de aceite:	1.5 [m ³ /m ³]
Viscosidad del aceite	0.31 [cp]
Datos de producción y del pozo	
radio del pozo:	5.92 [pulg]
Longitud de la zona de disparos:	15 [m]
Datos de la malla	
Número de nodos:	40
Número de tiempos:	40
Factor de Incremento de tiempos:	10

Tabla 8.4 datos del entrada del pozo-tupil para el cálculo de perfil de presión sin daño.

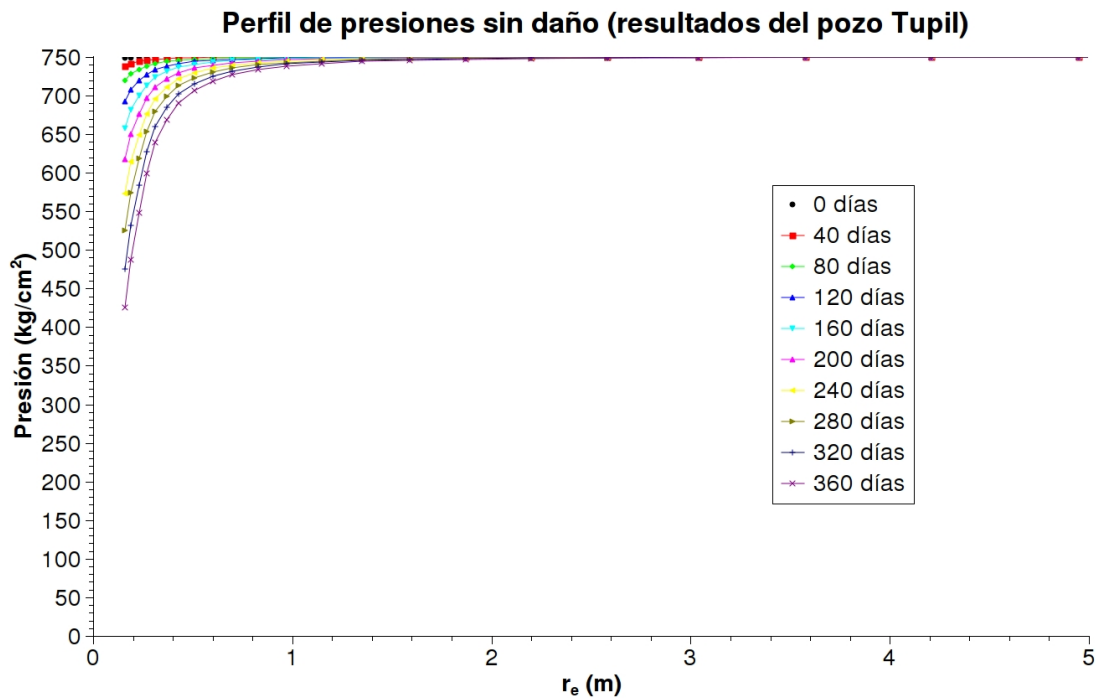


Figura 8.8 Perfil progresivo de presión en tiempo en una formación sin daño.

Para el caso de la predicción del *onset* de asfaltenos se tomaron los datos del análisis del fluido del yacimiento y para los datos de cálculo de partículas de asfaltenos retenidas por la formación los datos fueron supuestos; la información se muestra en la tabla 8.5.

Pseudocomposición del fluido		
Metano (C ₁):	31.482	% mol
Etano (C ₂):	20.488	% mol
Propano (C ₃):	19.092	% mol
n-Butano (n-C ₄):	9.940	% mol
I-Butano (I-C ₄):	3.967	% mol
Sulfuro de Hidrógeno (H ₂ S):	0.000	% mol
Nitrógeno (N ₂):	1.295	% mol
Bióxido de Carbono (CO ₂):	0.719	% mol

Análisis SARA		
Saturados:	68.380	% peso
Aromáticos:	24.910	% peso
Resinas :	5.710	% peso
Asfaltenos:	0.900	% peso

Datos para el cálculo de partículas retenidas por la formación		
Moles de la fase asfalteno:	0.8	% mol
Fracción de partículas de asfalteno atrapadas por la formación:	0.05	% mol
Moles del fluido del yacimiento	1	% mol
Volúmen Molar	0.8	cc/mol
Diámetro hidráulico promedio (Dh)	0.26	µm
Factor de ajuste (γ):	1	

Tabla 8.5 datos de la entrada del pozo-tupil para predicción de *onset* de asfalteno y daño a la formación.

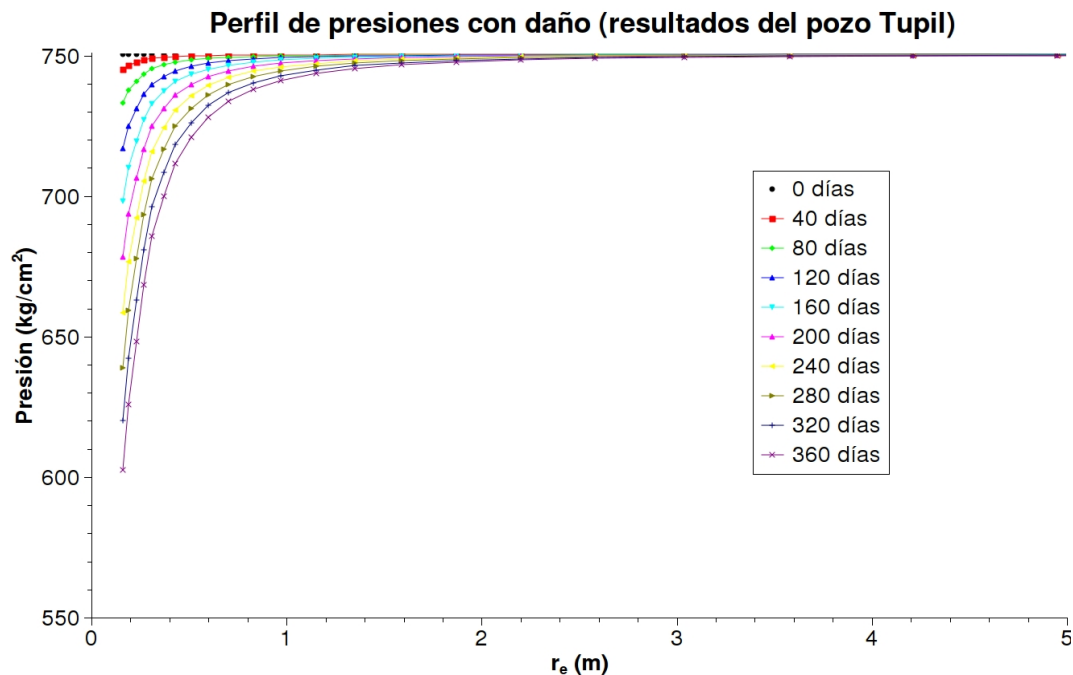


Figura 8.9 Perfil progresivo de presión en tiempo en una formación con daño.

El perfil de permeabilidades generadas con el daño a la formación por asfaltenos se muestra en la siguiente Figura 8.10

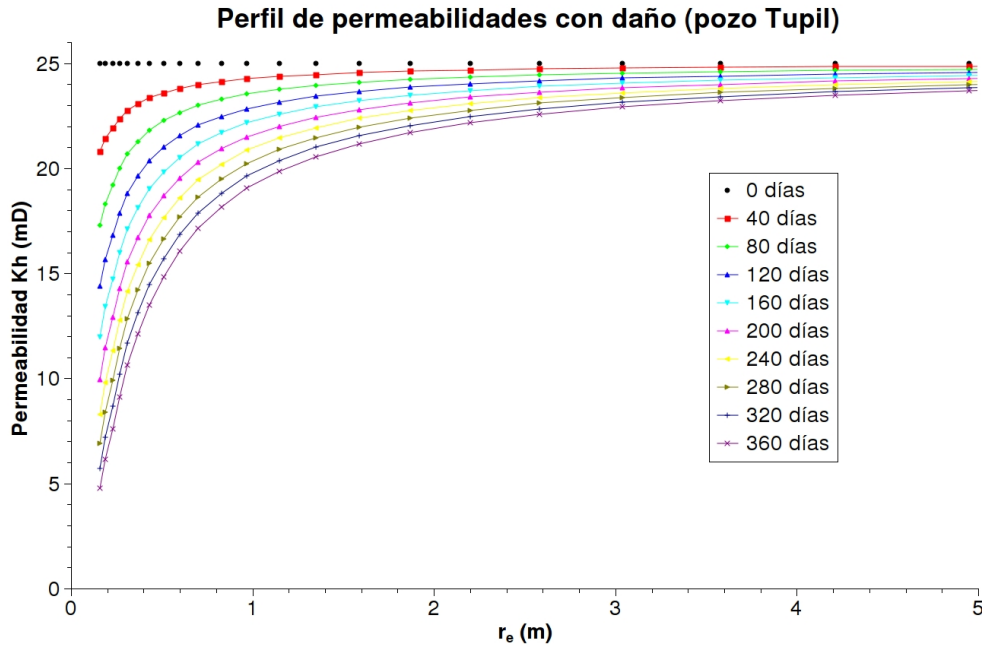


Figura 8.10 Perfil progresivo de permeabilidades en tiempo dentro de la zona de la formación con daño por deposición de asfaltenos.

Capítulo 9

Análisis y discusión de resultados

En este capítulo se analizarán cada uno de los casos expuestos en el capítulo 8 y sus implicaciones. Se asume para todos los casos que el régimen de flujo pseudo-estacionario se alcanza casi inmediatamente al inicio de la simulación para cada pozo. También se establece un radio de drenaje de 5 metros para cada pozo con el fin de observar casi a la misma escala el comportamiento progresivo de presiones excepto en el caso en que el *pozo_leontaritis* (Figura 8.5) con daño muestra una alta caída de presión hasta un radio de drenaje aproximado de 100 metros, donde fue necesario realizar un ajuste para tener un parámetro más adecuado de comparación. Bajo el mismo esquema se estableció un Δt de 40 días para todos los pozos hasta que alcanzan un máximo 360 días.

El caso 1 es muy ilustrativo porque permite observar el fenómeno de daño por deposición de asfaltenos, no obstante que los datos fueron congruentemente supuestos. Para calcular la presión *onset* de asfaltenos se eligieron datos de la Tabla 7.4 en particular del pozo 4 para asegurar que se presentará el *onset* de asfaltenos y poder tener datos de comparación respecto de un perfil de presiones sin daño y otro con daño por deposición de asfaltenos en la misma formación.

El perfil de progresión de presiones con daño por deposición de asfaltenos (Figura 8.2) de este caso muestra una caída muy pequeña de la presión en la vecindad del pozo respecto de la Figura 8.1 en donde no se tiene daño, lo que indica que existe taponamiento por partículas de asfaltenos depositadas en la formación obstruyendo la garganta de poro. Un resultado importante es el referente al impacto que tiene el fenómeno de daño aquí tratado y que se puede cuantificar por las altas variaciones en la permeabilidad de la formación mostradas en la Figura 8.3 donde se observa una caída abrupta de la misma al momento en que se llega al *onset* de asfaltenos

Para el caso 2 se buscó tener un parámetro de comparación con los resultados obtenidos por Leontaritis, no obstante se carece de datos sobre la composición del fluido por lo que se propone nuevamente un pozo en la Tabla 7.4 cuyos valores se aproximan al *onset* reportado que es de 547.38 kg/cm². Tampoco se cuenta con la presión de *onset* así que se sugirió un pozo que se acercara a la presión dada y a la temperatura de yacimiento que es de 104.4 °C. Los resultados muestran cierta similitud si se toma en consideración la carencia de la información

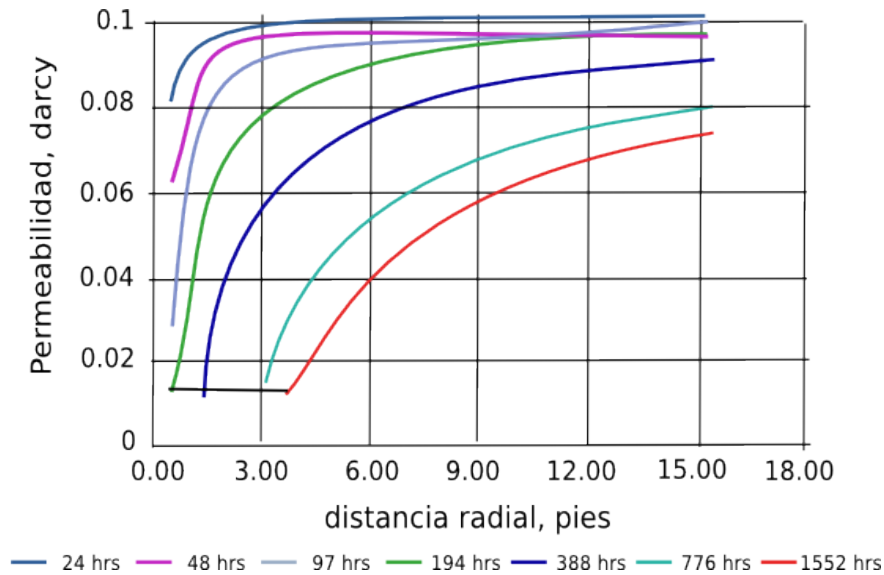


Figura 9.1 Perfil progresivo de permeabilidades en tiempo dentro de la zona de la formación con daño por deposición de asfaltenos (Leontaritis, 2005)

La Figura 9.1 que es el perfil de permeabilidades obtenido por Leontaritis se puede comparar con el perfil de permeabilidades obtenido en el caso 2 (Figura 8.7), y se observa que en la Figura 9.1 se tiene una mayor caída en la permeabilidad de aproximadamente 0.06 Darcy.

Finalmente en el caso 3, **pozo_Tupil**, es de alguna manera el caso inverso al caso 2 en cuanto a los datos de entrada del simulador ya que se cuenta con los datos del fluido pero con ningún dato petrofísico por lo que se hizo la suposición de los mismos (permeabilidad horizontal, porosidad, compresibilidad total y radio de drenaje), también se supuso el radio del pozo. Es interesante observar que los datos de laboratorio reportan un *onset* de asfaltenos a una presión de 716.02 kg/cm² y temperatura de 123 °C, y el resultado obtenido por el simulador para el *onset* fue de 750.4 kg/cm², es decir; una diferencia de 34.38 kg/cm², calculando el porcentaje de error:

$$\% \text{ error} = \frac{716.02 \text{ kg/cm}^2 - 750.4 \text{ kg/cm}^2}{716.02 \text{ kg/cm}^2} \times 100 = 4.80 \%$$

Considerando que se usó una correlación para el cálculo del *onset*, el porcentaje de error es aceptable. Los resultados de los perfiles de progresión de presión en tiempo muestran una evolución coherente del daño ocasionada por la deposición de asfaltenos. Así como el perfil de progresión de la disminución de la permeabilidad conforme se acerca a la vecindad del pozo.

Conclusiones

Se ha propuesto un modelo que acopla otros tres (un modelo de simulación 1-D en geometría radial a nivel de yacimiento, un modelo que predice el *onset* de asfaltenos mediante correlación y un modelo que cuantifica el efecto o daño que produce dicho fenómeno). Este modelo no está acoplado totalmente a un modelo de pozo ya que el fin que se persigue es cuantificar los efectos a nivel de yacimiento, no obstante es posible acoplar un modelo de pozo ya que la modularidad a nivel de programación lo permite.

El simulador presenta un escenario de depresionamiento natural del yacimiento con mecanismo de empuje por el sistema roca-fluidos por lo que se debe tener presente el tipo de empuje que está actuando, por ejemplo si se tiene un yacimiento cuya energía sea suministrada por empujes combinados por ejemplo empuje hidráulico, de ser este el caso es posible incluir en el programa dichos mecanismos de empuje. Ahora bien se puede aplicar el simulador solo para la predicción de la presión *onset* de precipitación de asfaltenos, no así para la progresión de presión en el tiempo ya que esto último depende de la energía natural actuando en el yacimiento que pueda permitir un abatimiento más lento de la presión.

Los datos obtenidos son razonablemente aceptables aún con el nivel de simulación y la homogeneización de los parámetros del yacimiento y con la falta de información que permita realizar mejores análisis, es evidente que se debe contar con información petrofísica y una adecuada caracterización del fluido.

Para una mejor aproximación se debe llevar la simulación a un modelo termodinámico-coloidal e incluir las respectivas ecuaciones de estado, de un modelo así tratado se puede obtener la presión *onset* y la cantidad de partículas retenidas en la formación.

El modelo que se ha propuesto en este trabajo pretende un acercamiento al comportamiento del fenómeno real en cuanto al problema que los asfaltenos presentan a nivel de yacimiento y de aseguramiento de flujo. Esto se ha hecho de manera preliminar pues es sabido que el comportamiento de los asfaltenos es complejo y que se han estudiado recientemente a nivel de yacimiento.

Recomendaciones

Para corroborar la implementación de los modelos programados se recomienda realizar corridas con diferentes datos reales de pozos que incluyan en su totalidad los datos que deben suministrarse al programa y para hacer una validación completa, los resultados deben analizarse con históricos de

producción o en su defecto; al hacer una predicción, observar el pozo en el que se espere daño por asfaltenos anticipando las medidas necesarias para intervenir dicho pozo.

Se puede incluir un modelo de pozo y ampliar la predicción de precipitación de asfaltenos en la tubería de producción.

Se sugiere ejecutar el software en distribución GNU/Linux Debian o Ubuntu ya que la programación se hizo en el entorno Debian; aunque no debería presentarse ningún problema al ejecutar el programa en otra distribución siempre y cuando se cuente con las librerías correspondientes.

En los parámetros del programa de simulación se recomienda usar el mismo número de nodos y de tiempos ya que se podría presentar inestabilidad del programa; en este sentido se debe hacer una depuración del código.

Nomenclatura

p	: presión, psia
T	: temperatura, °F
λ	: movilidad
μ	: viscosidad, cp
α	: constante del modelo, véase ec. (2.10)
Y	: constante del modelo, véase ec. (2.15)
M	: moles del fluido del yacimiento
s	: moles de la fase asfalteno
$f(x)$: distribución de tamaño de partículas de asfaltenos (PSD)
x	: diámetro de partícula, μm
f	: fracción de partículas de asfaltenos atrapadas
v	: volumen molar, cc/mole
Ap	: moles de asfalteno taponados
A	: (con subíndice) = área taponada
h	: espesor de zona productora
q	: gasto, de producción Bbls/día
r	: distancia radial
k	: permeabilidad, darcy
ϕ	:: porosidad
Sp	: área seccional x de canal de flujo
L	: longitud de canal de flujo
Lp	: área perimetral mojada del canal de flujo
Vp	: volumen de núcleo taponado
dg	: diámetro de grano promedio
r_H	: radio hidráulico de la formación
d_h	: diámetro hidráulico de la formación

d_{AP} : diámetro de la partícula de asfalto más pequeña retenida

$ptdd$: distribución de tamaño de poro

DOD : grado de daño, véase la ec. (2.17)

t : tiempo

s : factor de daño

h : constante de la ecuación de difusividad radial

C Concentración, $\text{pie}^3/\text{pie}^3$

D Profundidad, pies

E Volumen fraccional del volumen total, adimensional

f Fracción de poros taponables por deposición de asfaltenos

Ka Relación de constantes de la tasa de adsorción/desorción, adimensional

k Permeabilidad, md

p Presión, psia

R_A Relación de asfaltenos disueltos en el aceite, $\text{pie}^3/\text{pie}^3$

R_S Relación de gas en solución-aceite, $\text{pie}^3/\text{aceite@c.s.}$

R_F Factor de reducción de la permeabilidad

S Saturación, fracción de volumen vacío

t Tiempo, días

w Masa por masa de roca

AC Contenido de asfaltenos, wt %

C Concentración actual de asfaltenos depositados, wt%

C_o Concentración inicial de asfaltenos, wt%

DF Factor de daño

$D_{(ri)}$ Distribución promedio de superficie de poro, metro cuadrado

k Permeabilidad de la roca, md

K_d Permeabilidad de la roca con daño, md

K_o Permeabilidad original de la roca (inicial), md

PVI Volumen de poro inyectado, cc

r Tamaño de garganta de poro, micrón

S Saturación, fracción pv

(S_{wb}) Saturación de agua justo antes del rompimiento, fracción

V Volumen,

Griego

- α Coeficiente de depositación superficial, 1/día
- β Coeficiente de atrapamiento, 1/pe
- γ_i coeficiente de taponamiento de garganta de poro, 1/pe
- λ movilidad
- ϕ porosidad, fracción de espacio poroso
- γ coeficiente gravitacional, psi/pe
- k Diferencia
- Ψ Radio hidráulico $\{\Psi=(K/\phi)\}$, md

Bibliografía

- 1: Ramisa Roca Luis y col, 100 años de la industria petrolera en México, Schlumberger Oilfield Services, 2004, México, D.F.
- 2: William D. McCain, Jr., The Properties of Petroleum Fluids, PennWell Books, 1990, 1421 South Sheridan/P.O. Box 1260 Tulsa, Oklahoma.
- 3: Curtis C., Kopper R., Decoster E., Huggins C., Knauer L., Minner M., Guzmán A., Yacimientos de Petróleo Pesado, 14, Schlumberger, 2003, Sugar Land, Texas, EU.
- 4: Tarbuck, Edward J. y Lutgens, Frederick K., Ciencias de la Tierra: una introducción a la geología física, Prentice Hall Hispanoamerica, 1999, Madrid.
- 5: Garrouch, Ali A., Al-Ruhaimani Feras A., Simple models for permeability impairment in reservoirs rocks caused by asphaltene deposition, 23:811–826, 2005, Petroleum Science and Technology, 2005, Safat, Kuwait, Kuwait University.
- 6: Akbarzade karman, Hammami Ahmed, Kharrat Abdel, Zhang Zhang, et. al., Los asfaltenos: problemáticos pero ricos en potencial, 2, Schlumberger, 2007, Texas, EU.
- 7: Almehaideb, Reyadh A., Asphaltene precipitation and deposition in the near wellbore region: a modeling approach, 42 (2004) 157-170, Elsevier, 2004, UAE, United Arab Emirates.
- 8: Kocabas I. Islam M.R., Modarres H., A wellbore Model for field Scale Modeling of Asphaltene plugging, 26 (2000) 19–30, Elsevier, 2000, United Arab Emirates, UAE University.
- 9: Shedid A. Shedid, Influences of Asphaltene Deposition on Rock/Fluid Properties of Low Permeability Carboante Reservoirs, 68229, SPE, 2001, UAE, United Arab University.
- 10: Papadimitrou N.I., Romanos G.E., Charalambopolou G.Ch., Kainourgiakis M.E., Katsaros F.K., Stubos A.K., Experimental investigation of asphaltene deposition mechanism during oil flow in core samples, 57 (2007) 281-293, Elsevier, 2007, Attica, Grecia.
- 11: Monteagudo Jorge E.P., Rajagopal Krishnaswamy, Lage Paulo L.C., Simulating Oil Flow in Porous Media Under Asphaltene Deposition, Pergamon, 2001, Rio de Janeiro, Brasil, Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- 12: Economides Michael J., Hill A. Daniel, Ehlig-Economides Christine, Petroleum Production Systems, Prentice Hall PTR, 1994, Upper Saddle River, New Jersey 07458, EU.
- 13: Gilbert, W.E., Flowing and Gas-Lift Well performance, API Drill, Prod. Prac., 1954.

- 14: Mukherjee Hemanta, Brill Lames P., Multiphase Flow in Wells, SPE, 1999, Texas, E.U.
- 15: Ahmed Tarek, Reservoir Engineering Handbook, Elsevier, 2006, EU.
- 16: Ramírez Sabag Jetzabeth, Lozano Villajuana Gerardo, Pérez Tavares Rodolfo, Productividad de pozos Petroleros, Facultad de Ingeniería, 2007, México, Universidad Nacional Autónoma de México
- 17: White Frank M., Mecánica de Fluidos, McGraw Hill, 2003, Madrid, España.
- 18: E. Heinemann Zoltán, Fluid Flow In Porous Media, 2003, Leoben, University of Leoben.
- 19: Civan, Faruk, Reservoir Formation Damage, Gulf Publishing Company, 2000, Texas, EU., Universidad de Oklahoma.
- 20: Arana O. Victor H., Trujillo E. David, Sánchez Vela Juventino, Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos, Universidad Nacional Autónoma de México.
- 21: Abou-Kassem Jamal H., Ertekin Turgay, R. King Gregory, Basic Applied Reservoir Simulation, Society of Petroleum Engineers, 2001, Richardson, Texas.
- 22: Del Rio J.M., Ramírez Jaramillo Edgar, Lira Galeana C., Equations to Predict Precipitation Onset and Bubblepoint Pressures of Asphaltenic reservoir Fluids, 7, American Institute of Chemical Engineers Journal, 2009, México City, México.
- 23: Leontaritis, Kosta J., Asphaltene Near-well-bore Formation Damage Modeling, 127, Journal of Energy Resources Technology, 2005, Texas, EU.
- 24: R. Smith Charles, G.W. Tracy, R. Lance Farrar, Applied Reservoir Engineering, OGC Publications, 1992, Tulsa, Oklahoma, EU.
- 25: Ahmed Tarek, McKinney Paul D., Advance Reservoir Engineering, Elsevier, 2005, E.U.
- 26: Wang Shaojun, Civan Faruk, Model-Assisted Analysis of Simultaneous Paraffin and Asphaltene Deposition in Laboratory Core Test, 127, ASME, 2005, Oklahoma, EU., University of Oklahoma.
- 27: Kambiz Vafai, Handbook of Porous Media, Taylor & Francis Group, LLC, 2005, Boca Raton, FL.
- 28: Pozrikidis Constantine, Introduction to C++ Programming and Graphics, Springer, 2007, La Jolla, CA, University of California, San Diego.
- 29: Mirzabozorg A., Bagheri M.B., Kharrat R., Abedi J., Ghotbi C., Simulation Study of Permeability Impairment Due to Asphaltene Deposition in One of Iranian Oil Fractured Reservoirs, 2009-088, Petroleum Society, 2009, Canada.

Anexo A

Simulador AsphaltSim® Versión 0.3

Para el acoplamiento de los modelos que se han presentado a lo largo del trabajo, se hizo necesario el desarrollo de un simulador 1-D en geometría radial ya que la zona de afectación por asfaltenos es precisamente la vecindad del pozo, no obstante el simulador no esta acoplado totalmente a un modelo de pozo ya que por el momento solo son de interés los efectos a nivel yacimiento. El simulador fue programado en un ambiente GNU/Linux por ser un sistema operativo multitarea altamente estable y que para la simulación resulta eficiente, además realiza un buen manejo de la memoria entre muchas otras ventajas. La plataforma de programación es C++ que es un lenguaje permite la programación orientada a objetos, incluye muchas funciones intrínsecas, se puede programar modularmente y realizar programación orientada a objetos, el lenguaje C++ se ha popularizado por ser un lenguaje potente y relativamente fácil de entender

El simulador AsphaltSim® Versión 0.3 es un simulador de yacimiento en una dimensión de geometría radial aplicable a una formación homogénea, isotrópica, isotérmica, con mecanismo de empuje por sistema roca-fluidos con predicción por correlación de *onset* de asfaltenos y cálculo de daño a la formación por partículas de asfaltenos de acuerdo a datos introducidos por el usuario.

Hasta esta versión 0.3 no se tiene toda la funcionalidad de los menús del programa ya que sigue en desarrollo, pero se cuenta con las herramientas necesarias para realizar la simulación. A lo largo de este anexo se detallara que menú y que parte de los mismos están activados. En la medida de lo posible las unidades usadas son unidades de campo para la mayoría de los parámetros.

El programa se instala a partir del archivo empaquetado de manera habitual a como se instalan los programas en GNU/linux desde sus archivos fuente siempre y cuando se cuente con las respectivas dependencias instaladas. El programa se distribuye en el archivo empaquetado **simul_1d-0.3.tar.gz** Para instalar se prosigue de la siguiente manera:

1. Desempaquetar el archivo comprimido desde una terminal
`$tar -xvzf simul_1d-0.3.tar.gz`
nota: El símbolo “” significa espacio
2. Una vez desempaquetado se crea el directorio: `/simul_1d-0.3`
3. Dentro de ese directorio teclear: `./configure`
4. Una vez terminado correctamente el anterior comando teclear: `/make`

5. Finalmente teclear: /make install

El programa puede ser ejecutado tecleando “./simul_1d”, aparecerá la siguiente ventana.

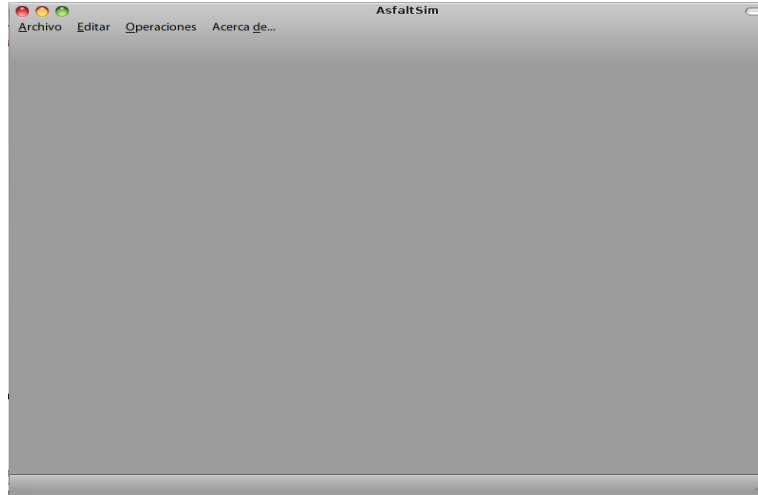


Figura 1 Anexo Ventana de inicio de AsphaltSim.

Para iniciar un proyecto debe ir al menú Archivo y teclear “Nuevo”, aparecerá la ventana de proyecto.

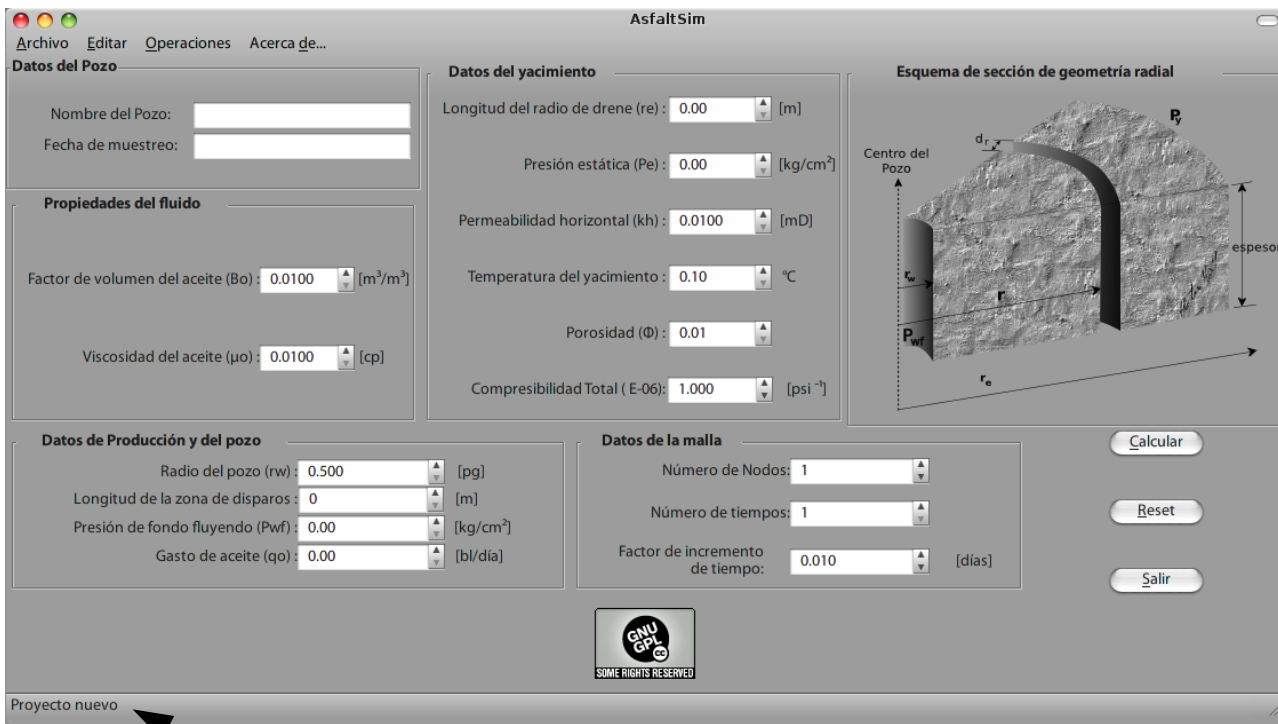


Figura 2 Anexo Ventana de proyecto.

Sección de mensajes de salida

La parte inferior de la ventana de proyecto indicara mensajes al usuario, en este caso se observará la leyenda “Proyecto nuevo”.

La ventana de proyecto tiene secciones en las que se especifican los datos a introducir, el campo *Nombre del Pozo* esta limitado a una longitud de 50 caracteres y el campo *Fecha de muestreo* tiene el formato dd/mm/aaaa. La sección *Esquema de sección de geometría radial* muestra el esquema de una sección de r_w hasta r_e a manera de ilustración.

Para realizar una simulación sin efectuar la predicción de *onset* de asfaltenos se llenan los campos correspondientes y se pulsa el boton “Calcular”, en ese momento se realiza el cálculo y se muestra una ventana de salida con los resultados:

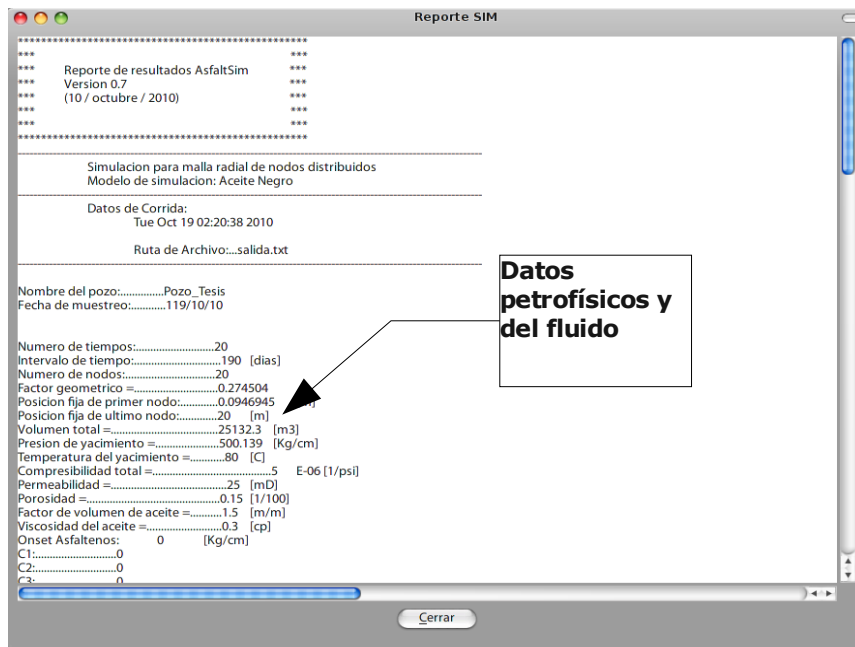


Figura 3 Anexo Ventana de resultados.

Al dar click sobre el botón se genera un archivo de salida llamado “salida.txt” en el en el mismo directorio en el que se esta corriendo el programa, este archivo contiene la misma información que la ventana de resultados

La ventana de resultados despliega los datos tanto del archivo de salida.txt, así como la mayoría los parámetros usados en la simulación,. Si se dezplaza hacia abajo de la ventana se pueden observar las columnas de tiempo, presiones y permeabilidades calculadas para cada celda de la malla.

Modelo preliminar para calcular el efecto de la deposición de asfaltenos en el medio poroso

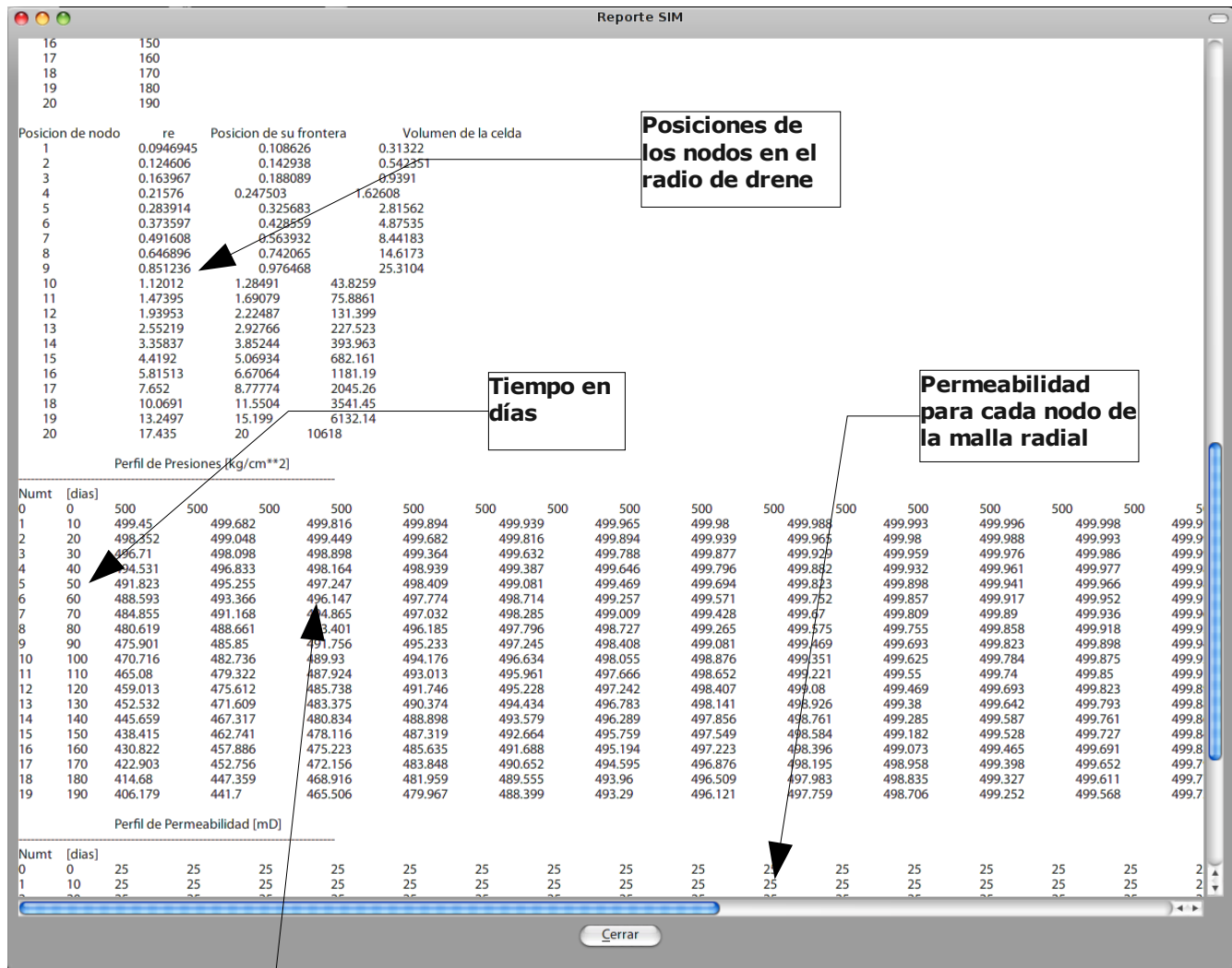


Figura 4 Anexo Ventana de resultados ampliada.

Para una simulación que se realiza sin calculo de onset de asfaltenos las permeabilidades son las mismas para cada nodo.

En la leyenda en la parte inferior de la ventana de proyecto se desplegara la leyenda:”Archivo de resultados: salida.txt”.

Para efectuar una simulación con datos de fluido para predicción del onset, debe pulsar en el menú “Operaciones” submenú: “Onset Asfaltenos” se mostrará la siguiente ventana

Datos para el onset y depositación de asfaltenos

Pseudo-composición del fluido

Componentes Hidrocarburos:	[%mol]:	Componentes NO Hidrocarburos:	[%mol]:
Metano (C1):	20.0000	Sulfuro de Hidrógeno (H2S):	0.3500
Etano (C2):	20.0000	Nitrógeno (N2):	0.2800
Propano (C3):	2.0000	Di-óxido de Carbono (CO2):	6.7000
n-Butano (n-C4):	2.0000		
i-Butano (i-C4):	0.8700		

Moles Totales = 52.2

Fracción peso (SARA)Total = 100

Análisis SARA

Fracción	[% peso]
Saturados:	33.6300
Aromaticos:	37.2100
Resinas:	14.3300
Asfaltenos:	14.8300

Datos para calculo de partículas retenidas por la formación

Moles de la fase asfalteno (s):	0.800
Frracc de partículas de A. atrapadas (ftrap):	0.100
Moles del fluido del yacimiento (M):	1.000
Volumen molar (cc/mol):	0.800
Diámetro Hidráulico (Dh promedio) μm :	0.256
Factor de ajuste (γ):	1.00000

Suma

Aceptar

Figura 5 Anexo Ventana calculo de onset y depositación de asfaltenos.

La ventana de la Figura 5 también tiene secciones para la introducción de datos, se sugiere que una vez que se han introducidos los datos se pulse el botón “Sumar” para verificar las cantidades sumadas del pseudo-composicional y del análisis SARA . Una vez que pulsa el botón “Aceptar” la ventana desaparece y regresa nuevamente a la ventana de proyecto donde. Para realizar los cálculos debe pulsar el botón “Calcular” y aparecerá la ventana de resultados. En el caso de que se presente el *onset* de asfaltenos, en la ventana de resultados se reportará la presión *onset* y también se reportara el cambio en el perfil de permeabilidades como se puede observar en la Figura 6. y Figura 7

De igual manera se genera un archivo de salida pero esta vez se llamara “salida_dam.txt” y también se crea en el directorio donde se instaló el programa. En la barra inferior de la venta de proyecto se observará el mensaje :“Archivo de resultados: “salida_dam.txt””.

En el caso de que se haya realizado una simulación sin daño, ya se puede contar con los archivos de salida para realizar la comparación.

Modelo preliminar para calcular el efecto de la deposición de asfaltenos en el medio poroso

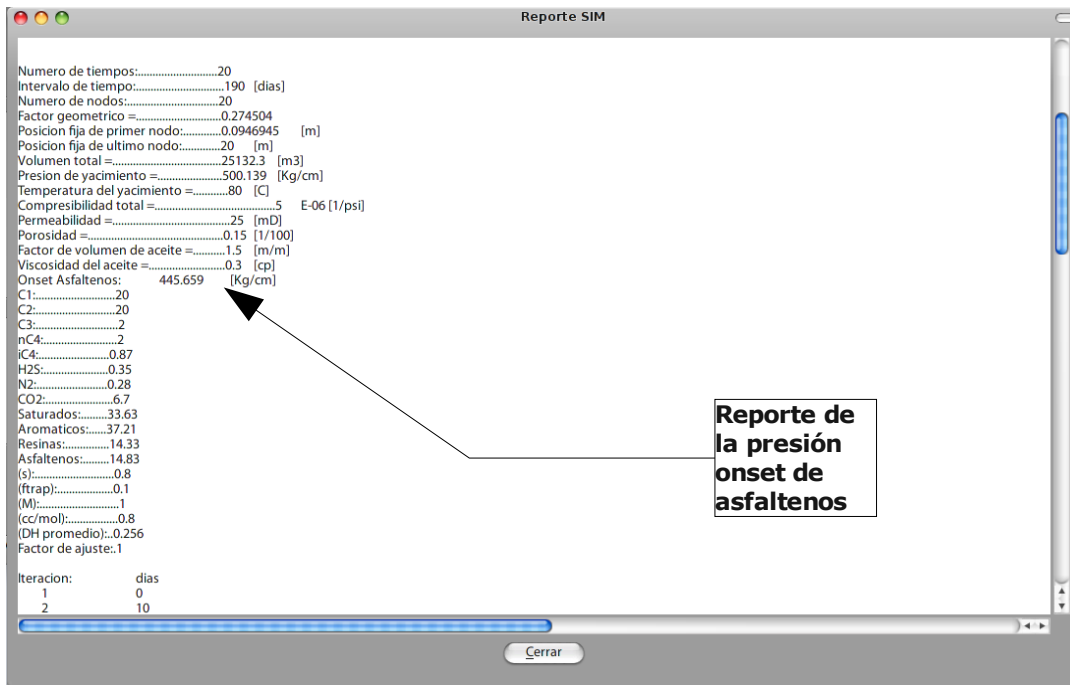


Figura 6 Anexo Ventana de reporte con calculo de onset de asfaltenos.

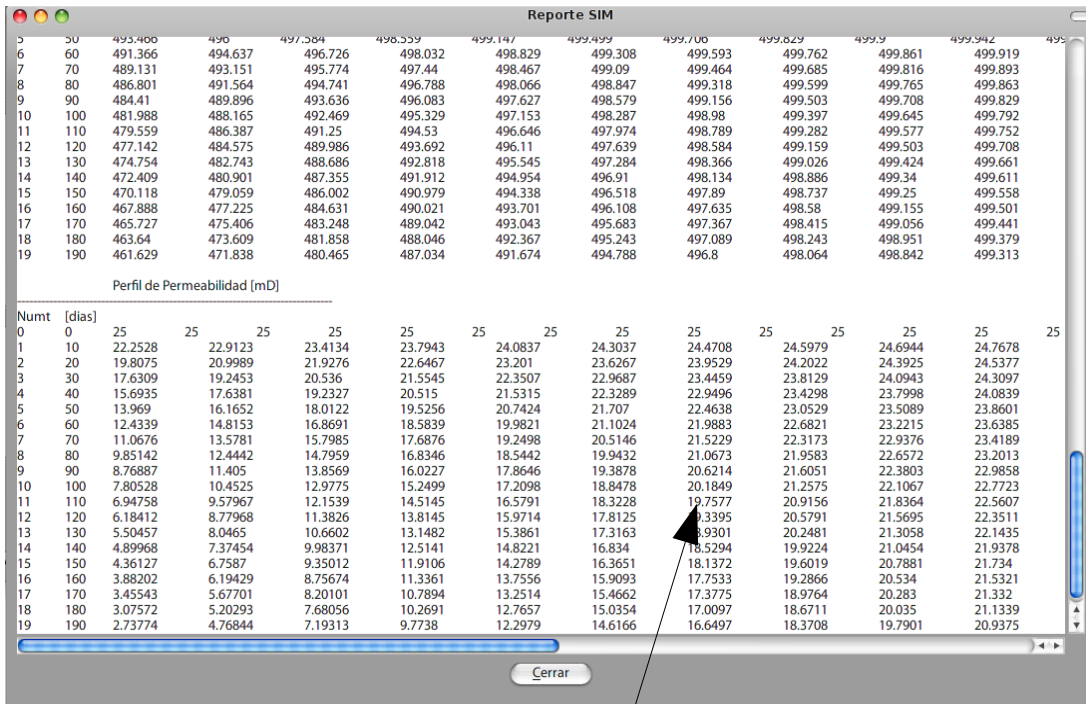


Figura 7 Anexo Ventana de reporte con calculo de onset de asfaltenos con perfil de permeabilidad modificada por presencia de asfaltenos en la formacion.

Perfil progresivo de permeabilidades en tiempo modificado por la presencia de asfaltenos en la formacion

El botón “Reset” en la ventana de proyecto sirve para reiniciar todos los valores y en la mayoría lo establece a 0, esto es necesario cuando se desea hacer una resimulación sin daño después de haber realizado una simulación en la que se introdujeron datos del fluido en la ventana de “Datos de onset...”

El menú “Editar” de la ventana de proyecto no tiene uso pero se han habilitado para incluir funciones a futuro en siguientes versiones del programa. El menú “Acerca de...” submenú “Acerca de” al ser pulsado o teclear enter sobre dicho submenú, muestra la ventana de la Figura 8, que es una ventana de dialogo que da los detalle acerca del programa y contiene detalles sobre la licencia

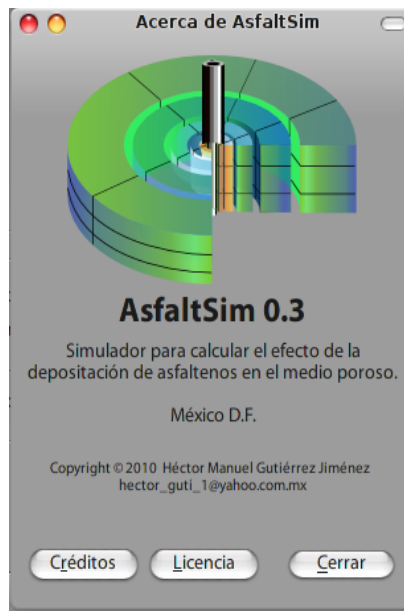


Figura 8 Anexo Ventana de información del simulador AsphaltSim 0.3

Todo el software aquí utilizado es de libre distribución auspiciado por la GPL (Licencia Pública General GNU) excepto Scilab aunque su licencia también es compatible con la GPL..

A continuación se lista todo el software que se uso tanto para la edición del presente trabajo como para la programación de AsphaltSim®

Todo se realizo en sistema operativo GNU/LINUX distribución Debian_5.0.6_amd64(Lenny), ambiente de 64 bits.

Distribución Debian_5.0.6_amd64(Lenny) http://www.debian.org/	GNU/Linux: Distribución preferida para mi PC de escritorio, corriendo a 64 bits.	
Kernel Versión 2.6.35.7 http://www.kernel.org/	Último kernel a la fecha de edición de esta tesis, compilado y tuneado ad-hoc. Para procesador Core 2 Quad de Intel (4 núcleos)	
GNOME Versión 2.22.3 http://www.gnome.org/	Ambiente de escritorio preferido que se integra bastante bien a fusion-icon.	
OpenOffice Versión 2.4 http://es.openoffice.org/	Ofimática para la edición de este trabajo: Writer para escribir, Calc: para formatear los datos generados por AsphaltSim, Math: para escribir las ecuaciones .e Impress para la presentación de la tesis.	
Anjuta Versión 2.4.2 http://www.anjuta.org	Entorno Integrado de Desarrollo donde se escribió AsphaltSim.	
Glade Versión 3.4.5 http://glade.gnome.org/	Un diseñador de interfaces para GTK+ y GNOME. Con el que se diseño el entorno gráfico de AsphaltSim	
Gimp Versión 2.4.7 http://www.gimp.org/	Editor de imagenes, retoques de imagenes prediseñadas y otras que se crearon artísticamente.	
Inkscape Versión 0.4.6 http://www.inkscape.org/	Editor de imagenes vectoriales. Las imagenes de los cabezales de pozos y de cortes en la formación	
QtiPlot Versión 0.9.6.2 http://soft.proindependent.com/contracts.html	Análisis de gráficas y ploteo 2-D, Edición de gráficas generadas por AsphaltSim	
Compilador gcc GNU C Versión 4.3.2 http://gcc.gnu.org/	Compilador para el programa AsphaltSim escrito en C++.	
Scilab Versión 5.3.0-beta-4 http://www.scilab.org/	Plataforma libre para computación numérica. Se verificaron los resultados de AsphaltSim	
Banshee Versión 1.0 (1.0.0) http://banshee.fm/	Reproductor multimedia. Para escuchar música y podcast mientras realizaba este trabajo	