



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE CIENCIAS DE LA TIERRA**

**EFFECTO DE LA DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS A
NIVEL POZO PRODUCTOR EN EL
COMPORTAMIENTO DE LAS CURVAS IPR**

T E S I S

**PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO**

PRESENTAN:

**MARÍA DE LOS ANGELES DOMÍNGUEZ GARCÍA
JAVIER ALEJANDRO MENDOZA ARRIAGA**

**DIRECTOR DE TESIS:
DR. EDGAR RAMÍREZ JARAMILLO**



**CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F.
MAYO 2009**



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.

ÍNDICE

	Página
Resumen	i
Índice de figuras	iii
Índice de tablas	viii
Capítulo 1: introducción	
1.1 El Petróleo	2
1.2 Composición	3
1.3 Tipos de petróleo	4
1.4 Fenómeno de la depositación de sólidos orgánicos	5
1.5 Depositación de asfaltenos	7
1.5.1 Depositación de asfaltenos a nivel pozo	15
1.5.2 Depositación de asfaltenos a nivel yacimiento	18
1.5.3 Depositación de asfaltenos en México	23
Capítulo 2. Revisión del estado del arte.	
2.1 Modelos de IPR	27
2.1.1 Evinger y Muskat	29
2.1.2 Vogel	29
2.1.3 Fetkovich	33
2.1.4 Uhri y Blount	34
2.1.5 Brown y Sukarno	34
2.1.6 Bendakhlia y Aziz	35
2.1.7 Klins y Majcher	36
2.1.8 Cheng	37

2.1.9 Wiggins	38
2.1.10 Camacho-V, Padilla-S y Vázquez-C	39
2.1.11 Fuad Qasem	40
2.2 Modelos de flujo multifásico	45
Capítulo 3. Modelo propuesto	
3.1 Modelo de flujo	58
3.2 Modelo de Afluencia	63
3.3 Correlación de flujo multifásico	74
3.4 Equilibrio de fases para asfaltenos	79
Capítulo 4. Caso de Estudio	90
Capítulo 5. Conclusiones	123
Nomenclatura	125
Bibliografía	129

Resumen

El objetivo de este trabajo tiene la finalidad de entender el comportamiento de los sólidos orgánicos “asfalténicos” en pozos altamente productores del Campo bajo estudio, pues se requiere contar con una metodología que primeramente reproduzca las condiciones actuales de producción de los pozos y posteriormente, sea capaz de predecir el comportamiento futuro que desarrollará el asfalteno en dichos pozos, pues es prioridad, implementar con certeza políticas óptimas de explotación y mecanismos de prevención y/o remoción a corto, mediano y largo plazo para el Campo.

De tal manera que los pronósticos de producción, los programas operativos y sobre todo los indicadores económicos del Activo Integral se vean beneficiados con el desarrollo de este trabajo.

Para lograr el objetivo planteado, se revisaron estudios de investigación desarrollados en el tema de la depositación de asfaltenos, así como diversos artículos referentes a este tema.

Posteriormente, se seleccionó el mejor pozo candidato y se evaluó la capacidad del simulador de flujo multifásico, el cual incluye el comportamiento de las fases sólidas asfalténicas y parafínicas. Dicho simulador fue desarrollado en el Instituto Mexicano del Petróleo, y se utilizó para el ajuste de las condiciones actuales de producción y en la determinación de los perfiles de presión y temperatura de los pozos en estudio.

Así mismo, se determinó como función del tiempo y de la posición a lo largo del pozo, los correspondientes perfiles del grosor de la capa de depósitos de asfaltenos.

Dependiendo de los resultados obtenidos, permitirá resaltar la confiabilidad de la metodología propuesta y del simulador.

En este trabajo se presentan los aspectos relevantes del caso de estudio, y una reseña de la problemática de depositación de asfaltenos en el Campo.

Así mismo se revisan brevemente, el equilibrio de fases para asfaltenos, algunos modelos de comportamiento de afluencia y se analiza el modelo de flujo multifásico utilizado en el simulador.

Con los resultados obtenidos, se hicieron comparaciones por medio de las gráficas de perfil dinámico de presiones y con las gráficas del perfil de depositación de asfaltenos. Para poder predecir la precipitación de asfaltenos, la profundidad a la que se encuentran y el grosor de la capa.

Es importante la predicción de la depositación de asfaltenos, para evitar futuras complicaciones en los pozos y reparaciones innecesarias que se tendrían que llevar a cabo, como la inyección de químicos para poder disolver los asfaltenos, los cuales debemos tener en cuenta que no se disuelven en su totalidad.

Índice de Figuras

Figura	Página
Figura (1.1) Clasificación de la composición del petróleo crudo en cuatro fracciones.	8
Figura (1.2) Envolvente de precipitación de asfáltenos (EPA).	9
Figura (1.3) Depositación de sólidos en un modelo de tubería, a) vertical y b) horizontal.	16
Figura (1.4) Comportamiento de la caída de presión en función del gasto de aceite en flujo vertical.	17
Figura (1.5) Comportamiento del índice de productividad como función del tiempo, Ahmed (2006).	21
Figura (2.1) Perfil de presiones para pozo dañado.	31
Figura (2.2) Correlación de Standing para eficiencias de flujo diferentes a 1.	31
Figura (2.3) Parámetro V y n contra factor de recuperación.	36
Figura (2.4) Curvas de IPR como función de la Presión Estática, para $\lambda=2 \times 10^{-9}$, $k_m=0.001$, $\omega=0.1$, y $^\circ\text{API}=45$ (a) $Pr/P_b=0.99$ a 0.9 (b) $Pr/P_b=0.88$ a 0.8 (c) $Pr/P_b=0.78$ a 0.7 (d) $Pr/P_b=0.68$ a 0.6	42
Figura (2.5) Curvas de IPR como función de la Presión Estática, para $\lambda=2 \times 10^{-9}$, $k_m=0.001$, $\omega=0.1$, y $^\circ\text{API}=35$ (a) $Pr/P_b=0.98$ a 0.9 (b) $Pr/P_b=0.88$ a 0.8 (c) $Pr/P_b=0.78$ a 0.7 (d) $Pr/P_b=0.68$ a 0.6	43
Figura (2.6) Curvas de IPR como función de la Presión Estática, para $\lambda=2 \times 10^{-9}$, $k_m=0.001$, $\omega=0.1$, y $^\circ\text{API}=25$ (a) $Pr/P_b=0.98$ a 0.9 (b) $Pr/P_b=0.88$ a 0.8 (c) $Pr/P_b=0.68$ a 0.6 (d) $Pr/P_b=0.58$ a 0.5	44
Figura (2.7) Diagrama de flujo en un conducto aislado.	48
Figura (2.8) Configuraciones geométricas en flujo vertical.	54
Figura (3.1) Aceite fluyendo a través de una tubería.	59

Figura (3.2) Fluido con temperatura T_s circulando por una tubería ($T_s > T_o$). Se muestra el cambio de la temperatura en (a) película laminar, (b) zona de transición y (c) núcleo turbulento.	61
Figura (3.3) Temperatura en la pared interna de la tubería.	62
Figura (3.4) (Ramírez-Sabag, 2007).	66
Figura (3.5). Comportamiento teórico de la curva IPR cuando $P_{wf} < P_b$	67
Figura (3.6). Eficiencia de flujo para un pozo con daño, (Brown and Beggs, 1977)	68
Figura (3.7). Curva IPR para yacimientos sin daño.	70
Figura (3.8). Cambio en la curva de presiones en la cabeza debido a la depositación de asfaltenos.	71
Figura (3.9). Correlación de Standing para diferentes eficiencias de flujo.	72
Figura (3.10). Curva de presiones en la cabeza, considerando una FE < 1.0	73
Figura (4.1) Estado mecánico del pozo estudiado.	91
Figura (4.2) Predicción de la envolvente de la precipitación de asfaltenos.	93
Figura (4.3) Grafica de ajuste de los datos del modelo propuesto a los datos de campo en el gradiente de presión.	95
Figura (4.4) Grafica de ajuste de los datos del modelo propuesto a los datos de campo en el gradiente de temperatura.	95
Figura (4.5) Grafica ajustada del perfil de presiones con el modelo utilizado, con respecto al estado mecánico del pozo.	96
Figura (4.6) Representación grafica de la depositación de asfaltenos por medio de la envolvente de depositación y el gradiente de presión dinámica.	97
Figura (4.7) Grafica de la curva de afluencia con el método generalizado y las correspondientes presiones en la cabeza del pozo.	98

Figura (4.8) Predicción del grosor del depósito de asfaltenos para un gasto (Q_o) de 479.96 BPD y una presión de fondo fluyendo (P_{wf}) de 1077.95 kg/cm ² considerando diferentes tiempos.	100
Figura (4.9) Efecto del grosor de la capa de depósito sobre el perfil dinámico de presión considerando diferentes tiempos.	101
Figura (4.10) Predicción del grosor del depósito de asfaltenos para un gasto (Q_o) de 2879.78 BPD y una presión de fondo fluyendo (P_{wf}) de 967.96 kg/cm ² considerando diferentes tiempos.	102
Figura (4.11) Efecto del grosor de la capa de depósito sobre el perfil dinámico de presión considerando diferentes tiempos.	102
Figura (4.12) Predicción del grosor del depósito de asfaltenos para un gasto (Q_o) de 4474.13 BPD y una presión de fondo fluyendo (P_{wf}) de 894.88 kg/cm ² considerando diferentes tiempos.	104
Figura (4.13) Efecto del grosor de la capa de depósito sobre el perfil dinámico de presión considerando diferentes tiempos.	104
Figura (4.14) Predicción del grosor del depósito de asfaltenos para un gasto (Q_o) de 5759.55 BPD y una presión de fondo fluyendo (P_{wf}) de 835.96 kg/cm ² considerando diferentes tiempos.	105
Figura (4.15) Efecto del grosor de la capa de depósito sobre el perfil dinámico de presión considerando diferentes tiempos.	106
Figura (4.16) Predicción del grosor del depósito de asfaltenos para un gasto (Q_o) de 8159.37 BPD y una presión de fondo fluyendo (P_{wf}) de 725.97 kg/cm ² considerando diferentes tiempos.	107
Figura (4.17) Efecto del grosor de la capa de depósito sobre el perfil dinámico de presión considerando diferentes tiempos.	107
Figura (4.18) Reducción en el gasto de producción debido a la depositación de asfaltenos considerando los tiempos de simulación.	108
Figura (4.19) Comparación de las graficas de las curvas de afluencia, utilizando un valor de FE = 0.8 y FE=1.0 y las correspondientes presiones en la cabeza del pozo.	109

Figura (4.20) Perfiles de depositación de asfaltenos a lo largo de la tubería, para los diferentes tiempos de simulación, con los valores de 498.48 BPD y 1077.95 kg/cm ² , tomando en consideración el daño a la formación.	111
Figura (4.21) Efecto del grosor de la capa de depósito sobre el perfil dinámico de presión considerando diferentes tiempos de simulación.	112
Figura (4.22) Perfiles de depositación de asfaltenos a lo largo de la tubería, para los diferentes tiempos de simulación, con los valores de 2924.13 BPD y 967.96 kg/cm ² , tomando en consideración el daño a la formación.	113
Figura (4.23) Efecto del grosor de la capa de depósito sobre el perfil dinámico de presión considerando diferentes tiempos de simulación.	114
Figura (4.24) Perfiles de depositación de asfaltenos a lo largo de la tubería, para los diferentes tiempos de simulación, con los valores de 4326.11 BPD y 901.96 kg/cm ² , tomando en consideración el daño a la formación.	115
Figura (4.25) Efecto del grosor de la capa de depósito sobre el perfil dinámico de presión considerando diferentes tiempos de simulación.	116
Figura (4.26) Perfiles de depositación de asfaltenos a lo largo de la tubería, para los diferentes tiempos de simulación, con los valores de 5688.03 BPD y 835.96 kg/cm ² , tomando en consideración el daño a la formación.	117
Figura (4.27) Efecto del grosor de la capa de depósito sobre el perfil dinámico de presión considerando diferentes tiempos de simulación.	118
Figura (4.28) Perfiles de depositación de asfaltenos a lo largo de la tubería, para los diferentes tiempos de simulación, con los valores de 8291.71 BPD y 703.97 kg/cm ² , tomando en consideración el daño a la formación.	119
Figura (4.29) Efecto del grosor de la capa de depósito sobre el perfil dinámico de presión considerando diferentes tiempos de simulación.	119
Figura (4.30) Reducción en el gasto de producción debido a la depositación de asfaltenos considerando los tiempos de simulación y el daño a la formación.	120

Figura (4.31) Comparación de los gastos aportados por el pozo con daño y sin daño, para los diferentes tiempos considerados.

121

Índice de Tablas

Tabla	Página
Tabla (1.1) Clasificación del petróleo de acuerdo a su densidad.	4
Tabla (1.2) Contribución a las caídas de presión durante el flujo de hidrocarburos producidos en un pozo de aceite.	17
Tabla (2.1). Métodos propuestos para la evaluación de IPR's.	28
Tabla (2.2) Ecuaciones de acuerdo al grado de desviación del pozo.	37
Tabla (2.3) Distribución de las pérdidas de presión en flujo de aceite.	46
Tabla (2.4) Distribución de pérdidas de presión en flujo de aceite.	53
Tabla (2.5) Correlaciones más importantes en flujo vertical para calcular la caída de presión en flujo multifásico.	57
Tabla (4.1) Datos del estado mecánico del pozo de estudio.	90
Tabla (4.2) Caracterización composicional del fluido estudiado.	92
Tabla (4.3) Resultados del análisis cromatográfico SARA.	93
Tabla (4.4) Datos relevantes de la producción del pozo.	94
Tabla (4.5) Resultados obtenidos para la curva de IPR.	99
Tabla (4.6) Resultados obtenidos para la curva de IPR, tomando en consideración daño a la formación.	110
Tabla (4.7) Porcentajes de reducción del gasto para los tiempos de simulación.	122

Capítulo 1: Introducción

El desarrollo tecnológico en la Industria Petrolera Mundial ha presentado una importante evolución en la última década, orientada principalmente en el rápido desarrollo tecnológico, buscando mejorar las técnicas de explotación de los hidrocarburos. Uno de los grandes retos a los que se enfrenta la Industria petrolera se relaciona con el problema de la depositación de sólidos orgánicos (asfaltenos, parafinas e hidratos) a lo largo de todas sus etapas de explotación, producción y procesamiento de los hidrocarburos. Importantes compañías operadoras así como reconocidos Institutos de Investigación, han destinado, una gran cantidad de esfuerzos técnico-económicos para encontrar una solución a la problemática de la depositación de asfaltenos en el sistema Yacimiento-Pozo-Instalaciones Superficiales.

Diversos Campos e Instalaciones alrededor del mundo padecen este grave problema. En nuestro País, Petróleos Mexicanos (PEMEX), y en particular el Activo Integral Bellota-Jujo, de la Región Sur de México, presenta problemas de depositación de asfaltenos en sus diferentes etapas de extracción y transporte de hidrocarburos.

Por la importancia que tienen, estos depósitos representan una disminución en la eficiencia operacional del proceso, repercutiendo negativamente en los indicadores económicos, pues originan enormes pérdidas económicas a la industria petrolera a nivel mundial.

Diversos e importantes Campos del Activo Integral Bellota-Jujo padecen este problema. Actualmente el principal Campo productor del Activo, es el Campo Puerto Ceiba, primero en el que se observó este fenómeno de depositación de asfaltenos (Salazar, et al. 2000). Este Campo, contiene a los pozos terrestres más productivos del País. Por la importancia de mantener constante su plataforma de producción, así como de reducir el número de intervenciones que cotidianamente se llevan a cabo para corregir este problema, los cuales implican altos costos operativos y económicos (en

promedio 180,000 USD por intervención por pozo), Petróleos Mexicanos a través del Activo Bellota-Jujo ha dedicado enormes recursos en la predicción, prevención, y remoción de los depósitos de asfaltenos.

Generalmente, los depósitos orgánicos encontrados a lo largo de toda la cadena de producción de hidrocarburos, incluyendo las instalaciones superficiales, contienen grandes proporciones de parafinas, algo de asfaltenos y resinas que se co-precipitan con las parafinas, algo de aceite atrapado dentro del depósito, y diferentes sustancias inorgánicas tales como arcillas, arenas y otros materiales (Khalil et al., 1997). La depositación de asfaltenos en el yacimiento ocurre debido a un cierto número de fenómenos complicados, los cuales incluyen, entre otros la polidispersidad, formación coloidal estérica, agregación y procesos electrocinéticos de depositación (Civan, 2000).

1.1 El Petróleo

Es bien conocido que la formación del petróleo está asociada al desarrollo de rocas sedimentarias depositadas en ambientes marinos o próximos al mar, y que es el resultado de procesos de descomposición de organismos de origen vegetal y animal, que en tiempos remotos quedaron incorporados en esos depósitos.

El petróleo no se encuentra distribuido de manera uniforme en el subsuelo, deben confluir por lo menos cuatro condiciones básicas para que éste se acumule: una roca permeable, de forma tal que bajo presión el petróleo pueda moverse a través de los poros microscópicos de la roca; una roca impermeable, que evite la fuga del aceite y gas hacia la superficie; el yacimiento debe comportarse como una trampa, ya que las rocas impermeables deben encontrarse dispuestas de tal forma que no existan movimientos laterales de fuga de hidrocarburos; y debe existir material orgánico suficiente y necesario para convertirse en petróleo por el efecto de la presión y temperatura que predomine en el yacimiento. Uno de los supuestos más aceptados acerca del origen del Petróleo lo constituye la Teoría de Engler, (1911). En esta se

distinguen claramente 3 etapas básicamente. En la primera, los depósitos de organismos de origen vegetal y animal se acumulan en el fondo de mares internos (lagunas marinas). Las bacterias actúan, descomponiendo los constituyentes carbohidratos en gases y materias solubles en agua, y de esta manera son desalojados del depósito. En la segunda etapa se observa que a condiciones de alta presión y temperatura, se desprende CO_2 de los compuestos con grupos carboxílicos, y H_2O de los ácidos hidroxílicos y de los alcoholes, dejando un residuo bituminoso. La continuación de exposiciones a calor y presión provoca un craqueo ligero con formación de olefinas (protopetróleo).

En la tercer etapa, los compuestos no saturados, en presencia de catalizadores naturales, se polimerizan y ciclizan para dar origen a hidrocarburos de tipo nafténico y parafínico. Los aromáticos se forman, presumiblemente, por reacciones de condensación acompañando al craqueo y ciclización, o durante la descomposición de las proteínas.

1.2 Composición

Dependiendo del número de átomos de carbono y de la estructura de los hidrocarburos que componen al petróleo, se tienen diferentes propiedades que los caracterizan y determinan su comportamiento como combustibles, lubricantes, ceras o solventes.

Las cadenas lineales de carbono asociadas a hidrógeno constituyen las parafinas; cuando las cadenas son ramificadas se tienen las isoparafinas; al presentarse dobles uniones entre los átomos de carbono se forman las olefinas; las moléculas en las que se forman ciclos de carbono son los naftenos, y cuando estos ciclos presentan dobles uniones alternas (anillo bencénico) se tiene la familia de los aromáticos.

Además hay hidrocarburos con presencia de azufre, nitrógeno y oxígeno formando familias bien caracterizadas, y un contenido menor de otros elementos. Al aumentar el peso molecular de los hidrocarburos las estructuras se hacen verdaderamente complejas y difíciles de identificar químicamente con precisión. Un ejemplo son los

asfaltenos que forman parte del residuo de la destilación al vacío; estos compuestos además están presentes como coloides en una suspensión estable que se genera por el agrupamiento envolvente de las moléculas grandes por otras cada vez menores para constituir un todo semicontinuo.

1.3 Tipos de petróleo

Son miles los compuestos químicos que constituyen el petróleo, y, entre muchas otras propiedades, estos compuestos se diferencian por su volatilidad (dependiendo de la temperatura de ebullición). Al calentarse el petróleo, se evaporan preferentemente los compuestos ligeros (de estructura química sencilla y bajo peso molecular), de tal manera que conforme aumenta la temperatura, los componentes más pesados van incorporándose al vapor.

Las curvas de destilación TBP (del inglés “true boiling point”, temperatura de ebullición real) distinguen a los diferentes tipos de petróleo y definen los rendimientos que se pueden obtener de los productos por separación directa. Por ejemplo, mientras que en el crudo Istmo se obtiene un rendimiento directo de 26% volumétrico de gasolina, en el Maya sólo se obtiene 15.7%.

La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo con su densidad API (parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, que diferencia las calidades del crudo). Como se muestra en la tabla (1.1).

Aceite crudo	Densidad (g/ cm³)	Densidad grados API
Extra pesado	>1.0	10.0
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 (1.1) Clasificación del petróleo de acuerdo a su densidad, Ramírez, 2001.

Desde el punto de vista comercial, en México se preparan tres variedades de petróleo crudo para su exportación, los cuales tienen las siguientes características:

Itsmo. Ligero con densidad de 33.6 grados API y 1.3% de azufre en peso.

Maya. Pesado con densidad de 22 grados API y 3.3% de azufre en peso.

Olmeca. Superligero con densidad de 39.3 grados API y 0.8% de azufre en peso.

El petróleo mexicano es materia prima de calidad que se encuentra presente en toda la industria nacional e internacional como lo es en transporte, alimentos, fármacos, fertilizantes, pinturas y textiles.

1.4 Fenómeno de la depositación de sólidos orgánicos.

Cuando se habla de problemas de depositación de sólidos en pozos productores de petróleo, es necesario distinguir entre las dos posibles fuentes, la depositación debido a asfaltenos o la depositación debido a parafinas o ceras. Debido a la naturaleza composicional del petróleo, generalmente en los depósitos, se pueden encontrar ambos componentes, sin embargo hasta el momento no se ha podido desarrollar un modelo termodinámico que describa ambos fenómenos. Esto debido a su diferencia sustancial.

Los asfaltenos se consideran como partículas coloidales con carga asociada, son sensibles a cambios de presión, pues tienden a formar agregados que crecen con el tiempo.

La depositación de asfaltenos, puede ocurrir en el yacimiento, dentro de la formación productora o en la cara del intervalo disparado. De igual forma en el aparejo de

producción y de las instalaciones superficiales. Los asfaltenos pueden depositarse en algunos aceites ligeros, pero probablemente no se depositen en aceites pesados. No se tiene una razón teórica precisa sobre este comportamiento, pero se ha observado en laboratorio que los aceites pesados tienen mayor cantidad de gas disuelto que los ligeros, pudiendo ocasionar que las fracciones pesadas sean menos propensas a depositarse en estos aceites. No existen reportes de depositación de asfaltenos en yacimientos productores de gas y condensados.

El fenómeno de la depositación de sólidos orgánicos (ceras o asfaltenos), se puede entender a partir de dos mecanismos básicos, relacionados fuertemente entre sí (precipitación y transporte lateral), y que a su vez dependen de las condiciones de presión, temperatura y composición del fluido que se presente en un punto dentro del sistema yacimiento - pozos - superficie.

Este primer mecanismo, es la precipitación de la fase sólida. Ocurre cuando en un punto del sistema yacimiento–pozo-superficie se alcanzan ciertas condiciones de presión y temperatura (propias de cada aceite), las cuales provocan una transición de fase de las fracciones más pesadas del líquido a la fase sólida (efecto termodinámico). Esto crea un gradiente de concentración local de sólidos precipitados, los cuales son transportados dentro del fluido por la misma inercia del flujo.

El segundo mecanismo es el transporte lateral (o radial) de la fase sólida, desde el bulto del líquido, hacía la pared interna de la tubería. Para este segundo mecanismo se han identificado tres procesos diferentes que contribuyen al transporte lateral, estos mecanismos son: (1) difusión molecular, (2) difusión browniana, y (3) dispersión de corte. Actualmente es ampliamente aceptado que el principal mecanismo que contribuye al transporte lateral de la fase sólida es la difusión molecular (Ramírez-Jaramillo, 2004). Estos procesos están bien estudiados y se sabe que describen de forma satisfactoria la depositación de las parafinas, sin embargo aun existen discusiones a nivel mundial sobre su aplicabilidad al problema de la depositación de asfaltenos. A pesar de esto, se ha logrado aplicar con éxito el mecanismo de la difusión molecular a modelos de flujo (Ramírez-Jaramillo et al., 2006).

1.5 Depositación de asfaltenos.

Se reconoce actualmente que los asfaltenos están formados por uno o varios sistemas de anillos aromáticos que pueden ser peri o cata condensados, sustituidos por cadenas alquílicas, sistemas nafténicos y distintos grupos funcionales de N, O y S. En la periferia de los sistemas aromáticos existen cadenas alifáticas de diferente longitud. Conforme se incrementa el peso molecular de la fracción asfáltica, tanto su aromaticidad como el contenido de heteroátomos se incrementa. Los metales, como níquel y vanadio, aunque han sido detectados en las fracciones asfálticas (Buenrostro-González *et al.*, 2001a), son difíciles de integrar a la estructura del asfalteno. Estos metales se encuentran comúnmente en las porfirinas, pero aún se desconoce si éstas son parte o no de la estructura de los asfaltenos.

Desde el punto de vista termodinámico, conforme se incrementa el punto de burbujeo de las fracciones del petróleo, la complejidad de los componentes en estas fracciones también se incrementa, y las diferencias entre las principales clases de hidrocarburos se vuelven menos evidentes. Las fracciones de petróleo con alto punto de burbujeo pueden ser consideradas como si tuvieran una composición extremadamente complicada.

Sin embargo, las propiedades de cualquier material son dictaminadas por su composición química, y una vez que la composición química del material ha sido establecida, se vuelve posible correlacionar la composición y propiedades. El petróleo no es la excepción para esta generalidad; es sabido que los componentes del petróleo contribuyen a su estado físico así como su comportamiento durante su procesamiento. Es por tanto deseable investigar la composición general del aceite crudo, no es de sorprenderse que la separación de los componentes del aceite crudo en virtud de sus propiedades físicas haya recibido una considerable atención.

Es generalmente conocido que el aceite crudo está compuesto por cuatro fracciones principales (saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos, como se muestra en la figura (1.1)) que difieren entre sí en solubilidad y absorción y su separación puede ser lograda

aplicando diferentes métodos. Aunque la química de estas cuatro fracciones es compleja, los métodos de separación se han ido modificando de tal manera que estas técnicas son un estudio en sí mismo.

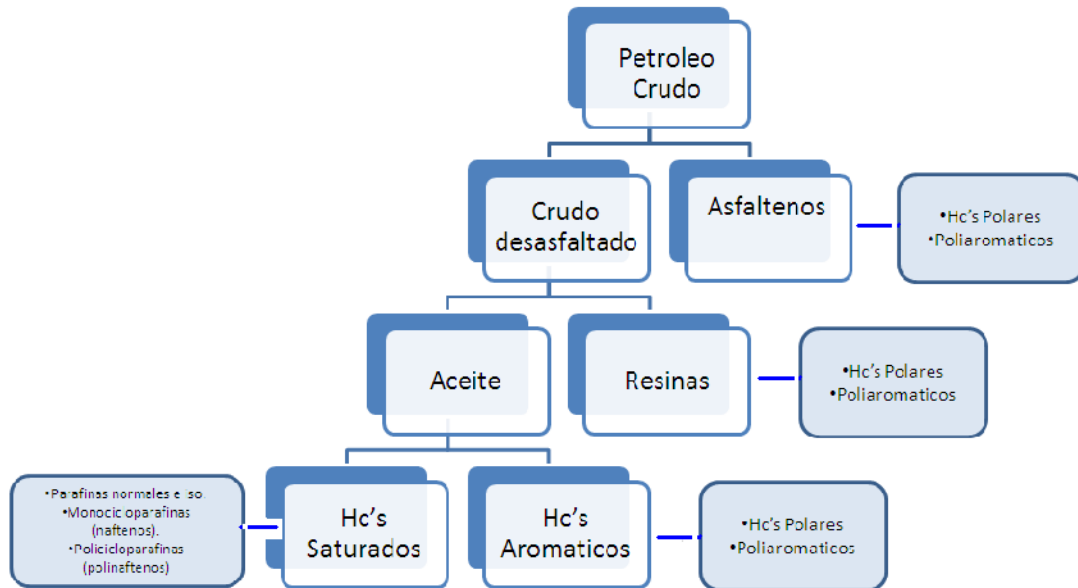


Figura (1.1) Clasificación de la composición del petróleo crudo en cuatro fracciones.

Las condiciones del campo conducen a la precipitación de asfaltenos, estas incluyen las caídas de presión normales, estimulación con ácidos, sistemas artificiales, y sistemas de recuperación mejorada, solo por mencionar algunos.

De acuerdo con experiencias de campo y observaciones experimentales, la estabilidad de los asfaltenos depende de un número de factores, incluyendo la composición del fluido circundante, presión y temperatura. Los efectos de la composición y presión en la precipitación de asfaltenos se cree que es mayor que los efectos de la temperatura. Agregar componentes parafínicos cambia la solubilidad de estos componentes en el aceite porque su poder de solvencia afecta las interacciones entre ellos. La caída de presión por sí misma puede desestabilizar a los asfaltenos y es la mayor razón de la depositación de asfaltenos en las tuberías de los pozos. Conforme disminuye la

densidad del aceite crudo (debido a la despresurización), el efecto en la interacción de los asfaltenos surge de la disminución de los componentes del aceite, causando que las interacciones se vuelvan más fuertes lo cual induce la precipitación.

La formación de la fase asfáltica durante el proceso de producción natural depende de la presión y temperatura. Este comportamiento puede ser representado en un diagrama presión-temperatura, donde se localizan los puntos de inicio de la precipitación, delimitando las fronteras de estabilidad, similar al diagrama de fases de los hidrocarburos. Este diagrama P-T de fluidos asfálticos ha sido llamado envoltente de precipitación de asfaltenos (EPA). En la figura (1.2) se esquematiza dicha envoltente.

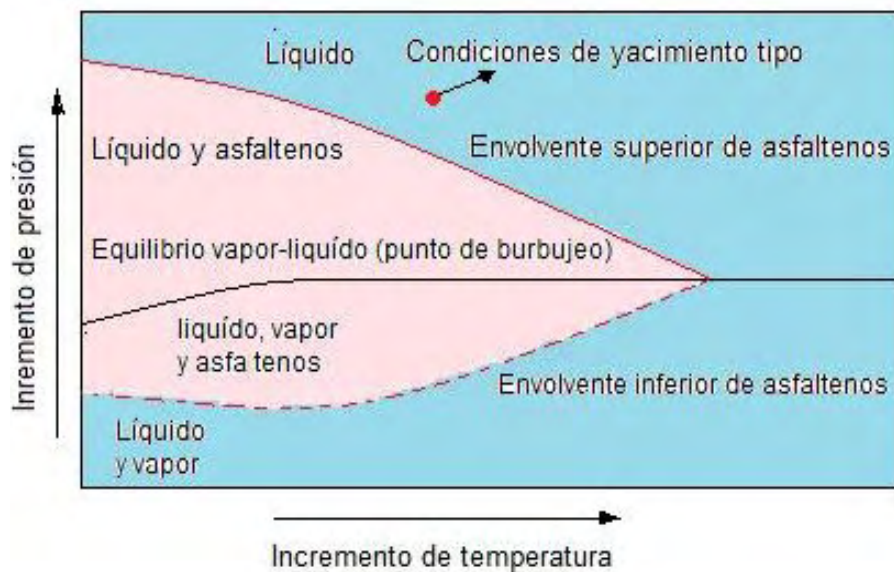


Figura (1.2) Envoltente de precipitación de asfaltenos (EPA).

El comportamiento de fases de sólidos orgánicos, es la mejor técnica experimental para representar las condiciones bajo las cuales se puede describir el fenómeno de la precipitación de sólidos orgánicos en el sistema yacimiento-pozo-instalaciones superficiales bajo condiciones estáticas de laboratorio.

El comportamiento de fases de los asfaltenos es un tanto diferente al comportamiento de fases convencional PVT. Los asfaltenos exhiben un comportamiento en algún estado termodinámico llamado floculación. Esto es, las partículas de asfaltenos o micelas, se agregan o floculan en agregados más grandes o flóculos. La floculación de los asfaltenos puede ser tanto reversible como irreversible (debido a su naturaleza coloidal).

Las micelas de asfaltenos se comportan como moléculas pesadas. Cuando su energía cinética es suficientemente reducida debido al enfriamiento, éstas se precipitan fuera de la solución, pero sin sufrir destrucción. Si se proporciona energía cinética en forma de calor a la solución, estas micelas podrán desagregarse y regresar a su estado natural en la solución.

Actualmente con el desarrollo tecnológico, se cuenta con mejores herramientas para la obtención de muestras de petróleo preservadas a alta presión (muestras cuya presión es casi la misma que la presión encontrada en el yacimiento). Los modernos equipos de muestreo pueden bajar esta clase de tecnología hasta zonas cercanas al yacimiento (comúnmente conocida como zona de disparos). Esto junto con mejores equipos de laboratorio con avanzados sistemas de detección del umbral de precipitación, ha hecho posible obtener las envolturas de precipitación de asfaltenos con mayor precisión para el caso de las muestras preservadas bajo presión.

Desafortunadamente debido a su naturaleza, los estudios arriba mencionados se realizan bajo condiciones estáticas, es decir en equipos de laboratorio, por lo que no es posible predecir de forma más aproximada el comportamiento del aceite bajo condiciones dinámicas, tal como sucede en el pozo.

Comercialmente existen en el mercado, simuladores de flujo multifásico pero con la desventaja que no contemplan la formación y evolución de la fase sólida asfáltica y cómo afecta esta a las condiciones de producción aportada por el pozo. A continuación se describe brevemente algunos de ellos.

PIPESIM

PIPESIM es un simulador multifásico para régimen estacionario, usado para el análisis de diagnóstico y diseño de sistemas de producción de aceite y gas. Las herramientas del software PIPESIM modelan el flujo multifásico del yacimiento a la cabeza del pozo. También analiza las líneas de flujo y las instalaciones superficiales para generar un análisis general de sistemas de producción.

Este simulador utiliza modelos de algoritmos avanzados para análisis nodal, análisis PVT, bombeo neumático, y modelados de erosión y corrosión, ayuda también a optimizar la producción y las operaciones de inyección.

Puede desarrollar un análisis nodal general en cualquier punto del sistema hidráulico usando múltiples parámetros de diseño. Diseñar nuevos pozos y analizar los ya existentes, ya sean verticales, horizontales o multilaterales. Diseñar sistemas de bombeo neumático creados por expertos en sistemas artificiales de Schlumberger.

PIPESIM cuenta con diversas herramientas, entre las cuales se encuentran: análisis de la producción y diseño de pozos, análisis y diseño de tuberías e instalaciones. Además de módulos como: módulo de análisis de administrador de red, módulo de planeación de campo, módulo de optimización de bombeo neumático.

Es muy importante un entendimiento detallado de la termo-hidráulica del sistema de producción para el diseño de las tuberías y los problemas de aseguramiento de flujo. El software de análisis de los sistemas de producción provee con una herramienta para analizar sistemas de tuberías multifásicas complejos.

Estos módulos están interconectados y PIPESIM permite construir un modelo completo integrado de toda la red de flujo de producción, conectándose con simuladores de yacimientos y de procesos como el simulador de yacimientos ECLIPSE y el simulador de procesos HYSYS de Aspen Tech's.

A pesar del amplio potencial que presenta este simulador, hasta el momento no es capaz de analizar el comportamiento de la depositación de asfaltenos en pozos o instalaciones superficiales, lo que limita su uso para los casos de pozos mexicanos con esta problemática.

ECLIPSE

El simulador de yacimientos ECLIPSE cuenta con varios simuladores como son: aceite negro, composicional, térmico, línea de vapor, entre otras opciones.

El simulador de ECLIPSE de aceite negro usa un modelo de tres componentes para la simulación de yacimientos en el cual se deben conocer las reservas y la recuperación de aceite, pero los efectos de la composición de la fase del fluido en el comportamiento del flujo no es necesario que sea considerado. El modelo de aceite negro asume que los fluidos del yacimiento consisten en tres componentes (agua, aceite y gas) en un sistema de tres fases (líquido, gas y gas en solución), con componentes miscibles en todas las proporciones. También pueden ser considerados cuatro componentes para modelar los mecanismos de recuperación del yacimiento cuando los fluidos inyectados son miscibles con los hidrocarburos en el yacimiento.

El simulador composicional es útil cuando se requiere una ecuación de estado para describir el comportamiento de fase del fluido del yacimiento o los cambios composicionales asociados con la profundidad. Un modelo composicional es la elección correcta para el estudio de condensados o aceites volátiles, programas de inyección de gas, y estudios de recuperación secundaria. El conocimiento del comportamiento composicional también se requiere para una planeación más exacta y el diseño de las instalaciones superficiales de producción.

Debido a las altas densidades y viscosidades, y a la complicada física envuelta cuando cambios masivos toman lugar en la temperatura del yacimiento y la energía calorífica, avanzados métodos térmicos de recuperación son requeridos para aceite pesado,

aceite extra pesado y yacimientos de bitumen. El simulador térmico de ECLIPSE usa una jerarquía implícita multinivel para generar un modelo de flujo cruzado del pozo para un mayor realismo. Permite el análisis del comportamiento de aceite, gas, agua, y sólidos (usados con reacciones químicas), así como modelos de aceite muerto o aceite vivo. El simulador modela el flujo de vapor y fluidos, el flujo de agua caliente y fría, combustión in situ, y virtualmente cualquier otro fenómeno térmico, incluyendo aceites espumosos.

Este simulador cuenta con diversos módulos para el comportamiento de las diferentes fases presentes en el yacimiento, sin embargo no cuenta con el análisis detallado del comportamiento y depositación de asfaltenos dentro del pozo y en las instalaciones superficiales, ya que este es un simulador a nivel yacimiento.

OLGA

OLGA es un simulador para el flujo de aceite, agua y gas en pozos, tuberías e instalaciones superficiales. El diseño exitoso y la operación de sistemas multifásicos dependen del entendimiento detallado del comportamiento de flujo. OLGA provee soluciones a través de un modelado más exacto de la dinámica del flujo. OLGA tiene un paquete extenso de módulos especializados y especificaciones desarrolladas a través de una extensa investigación y mediciones de campo, los cuales son capaces de simular retos demandantes en el transporte multifásico.

El módulo básico de OLGA incluye un administrador de red para solucionar dinámicamente un flujo en estado estacionario en dos fases, así como a la mayoría de los equipos de procesamiento. También incluye una interface que permite la interacción con otros simuladores.

El módulo de agua (flujo de tres fases) ofrece la capacidad de tres fases que permite la predicción del agua separada junto con los fluidos de hidrocarburos normales en dos fases. Este módulo fue desarrollado para simular el resbalamiento (diferencia de

velocidades) entre el aceite y el agua. En la mayoría de los casos, las tuberías de producción tienen un flujo de tres fases simultáneamente (gas, aceite y agua). A bajas velocidades existe un considerable resbalamiento entre la fase aceite y la fase agua. Como resultado, el agua tiende a acumularse en puntos bajos del sistema. Esto provoca altas acumulaciones y potenciales baches de agua. También puede causar serios problemas de corrosión.

El módulo de localización de baches tiene una característica única de localizar cada bache individual desde su formación hasta su salida de la tubería o su desaparición. El modelo considera los mecanismos de formación de baches, unión de baches, crecimiento o desintegración de baches. Este módulo tiene una considerable importancia en el diseño de las instalaciones de producción. Está diseñado para determinar si los equipos corriente abajo (como los separadores y compresores) serán capaces de procesar correctamente los baches.

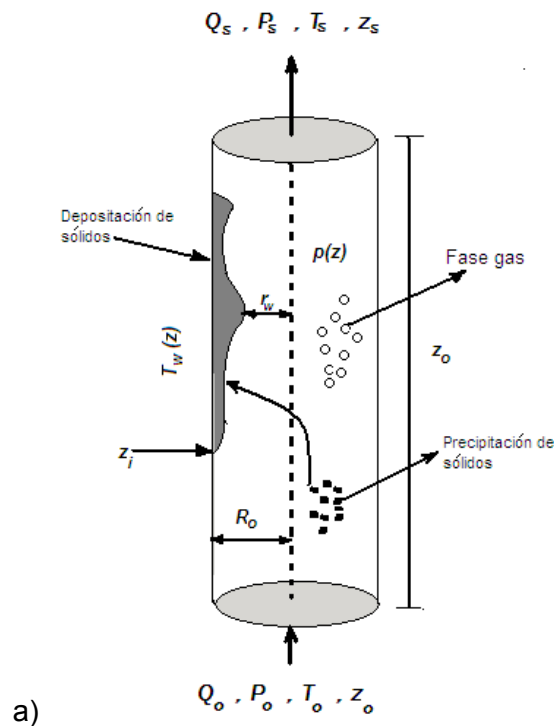
El módulo de localización composicional permite cambios dinámicos en la composición del fluido y la localización de componentes individuales a lo largo de la tubería. En el módulo la composición química está definida como constante a lo largo de la simulación. En realidad, la composición puede variar a lo largo de la tubería debido a los efectos de resbalamiento, transferencia de masa interfacial, unión de administradores de red con diferentes fluidos y cambios en la composición del fluido en la entrada. En el modelo composicional, las ecuaciones de masa son resueltas para cada componente en la fase gaseosa, formación de gotas, fase aceite y fase agua.

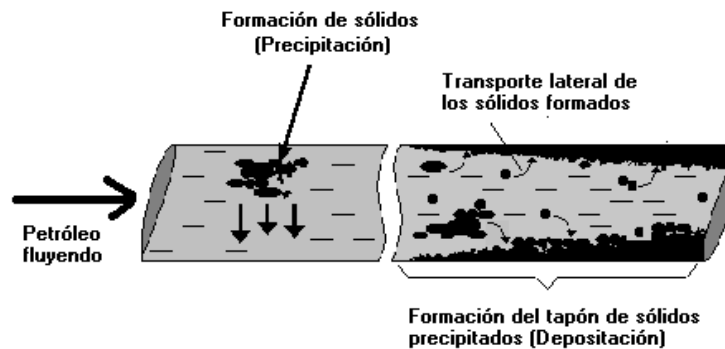
Este simulador cuenta con el análisis de precipitación de parafinas y presencia de hidratos, sin embargo para el estudio aquí presentado no cuenta con el análisis de la presencia y deposición de asfaltenos dentro de los pozos y las instalaciones superficiales.

1.5.1 Depositación de asfaltenos a nivel pozo.

La depositación de asfaltenos en pozos productores, tuberías y en las instalaciones superficiales ha sido un problema con grandes impactos económicos a la industria petrolera. Para reducir el número de operaciones para intentar limpiar los pozos productores, una gran cantidad de recursos son direccionados hoy día para predecir y prevenir el tiempo y alcance en los cuales los depósitos pueden afectar la producción.

La depositación de los sólidos orgánicos causada por asfaltenos conlleva a un gran número de problemas técnicos y operativos. Debido a los altos niveles de presión en el fondo de algunos pozos y al excesivo ángulo de inclinación de algunos sistemas direccionales, el uso de herramientas en tiempo real para monitorear los depósitos en el fondo del pozo presenta una gran dificultad. En algunos casos, la interferencia de los dispositivos de detección con el flujo de hidrocarburos puede inducir la depositación, alterando las caídas de presión, después se desestabiliza el sistema, causando bloqueos sólidos, la pérdida de la herramienta, y en casos críticos la pérdida del pozo. En la figura (1.3) se esquematiza dicho fenómeno.





b)

Figura (1.3) Deposición de sólidos en un modelo de tubería, a) vertical y b) horizontal, Ramírez, 2001.

Las instalaciones superficiales como las bombas, tuberías, válvulas, tanques y demás equipos también pueden ser afectados, principalmente en casos donde las condiciones de deposición están localizadas cerca de la superficie del pozo.

Un modelo predictivo para la deposición de asfaltenos aplicado a condiciones reales de producción es de gran importancia. El modelo de la deposición de orgánicos pesados en condiciones de flujo ha recibido una especial atención, especialmente la deposición de ceras en las tuberías de flujo. En contraste, los modelos para transporte multifásico de crudos asfálticos es prácticamente nulo, y solo se puede encontrar un modelo en la literatura.

Es importante la determinación de las caídas de presión en tuberías verticales, ya que se consume la energía disponible del pozo en estas caídas. En la tabla (1.2), se presenta la contribución del consumo total de energía de las caídas de presión a lo largo de todo el sistema de producción.

En la figura (1.4), se grafica la caída total de presión con el gasto de líquido vertical. En la región de flujo estable, las caídas de presión se incrementan con el flujo debido a las pérdidas por fricción, mientras que en la región de flujo inestable las caídas de presión

se incrementan a medida que disminuye el gasto. Esto es debido a que se incrementa el colgamiento y por eso el incremento en las caídas de presión es causado por un incremento en la densidad.

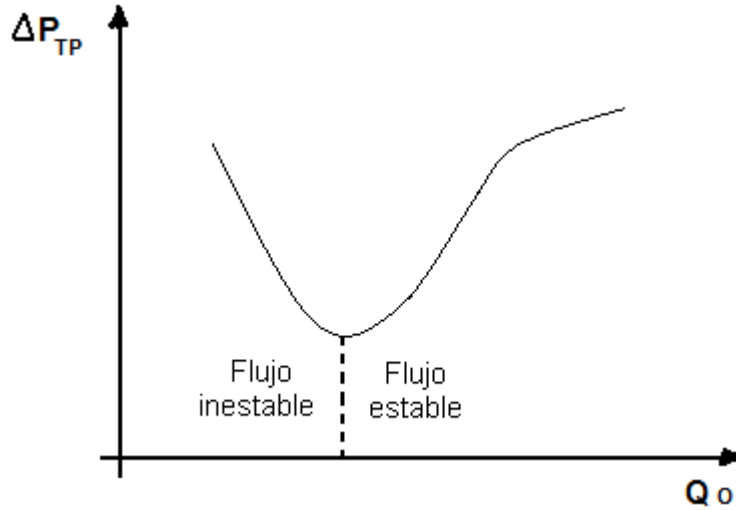


Figura (1.4) Comportamiento de la caída de presión en función del gasto de aceite en flujo vertical.

Índice de Productividad*10 ⁻⁹ (J) [(m ³ /s)/(Kg/m ²)]	Q _o (m ³ /s)	Q _o (BPD)	% Caída de presión		
			Yacimiento	Pozo	Superficie
6.54	0.005	2700	36	59	5
13.1	0.007	3700	25	69	6
26.2	0.008	4500	15	78	7
26.2	0.009	4800	11	81	8

Tabla (1.2) Contribución a las caídas de presión durante el flujo de hidrocarburos producidos en un pozo de aceite.

1.5.2 Depositación de asfaltenos a nivel yacimiento

A medida que un pozo está produciendo en un yacimiento que se presume tiene aceite asfáltico, se ha observado que en general, la depositación orgánica comienza en las secciones superiores del pozo, en las cuales la presión cae por debajo de la presión de formación de asfaltenos (onset superior). Posteriormente, la zona de depositación orgánica gradualmente comienza a desarrollarse hacia las zonas bajas del pozo y eventualmente podría entrar a la zona de la formación (near wellbore), próxima al pozo (Minssieux, 1997). Especialmente, los yacimientos que contienen arcillas de superficie específica grande, tales como la kaolita, pueden inicialmente absorber y retener rápidamente a los asfaltenos (componentes polares) y sus resinas (Minssieux, 1997). Como un resultado de lo anterior, se pueden formar depósitos moleculares multi-capas sobre la superficie del poro (Azevedo, 1995). Sin embargo, a medida que los asfaltenos precipitados que se mantienen suspendidos en la fase continua, se combinan y forman agregados suficientemente grandes, estos ya no podrán pasar a través de las gargantas de los poros, quedando atrapados (Minssieux, 1997). El taponamiento de las gargantas del poro causará una severa pérdida de permeabilidad debido a que los conductos (gargantas) que conectan a los poros estarán cerrados y/o se formará una plasta de material orgánico por el llenado del poro si la garganta taponada permite algún flujo de partículas hacia el poro. Simultáneamente, el flujo se desvía hacia trayectorias de flujo más grandes (Wojtanowicz et al., 1987; Civan, 1995; Chang and Civan, 1997; Minssieux, 1997). Se ha observado también que los depósitos orgánicos en el medio poroso, usualmente sellan las restricciones de flujo debido a que son pegajosos y deformables. Por lo tanto, la conductividad de un camino de flujo puede disminuir sin que se llene por completo el espacio del poro (Civan, 1994 and 1995).

Leontaritis (1998) sugirió que el daño por depósitos orgánicos en un yacimiento de petróleo es causado principalmente por la depositación de asfaltenos. La zona donde se da esta depositación puede extenderse a grandes distancias desde el pozo (wellbore), principalmente durante el proceso de recuperación miscible.

La declinación de la productividad de los pozos en yacimientos asfálticos, se atribuye generalmente a la reducción efectiva de la movilidad del aceite debido a diferentes factores (Amaefule et al., 1988; Leontaritis et al., 1992; Leontaritis, 1998). La movilidad del aceite es una medición conveniente de la capacidad del flujo de aceite en la roca dado por la ecuación:

$$\lambda_o = \frac{KK_{ro}}{\mu_o} \quad (1.1)$$

Donde K es la permeabilidad del yacimiento, K_{ro} y μ_o son la permeabilidad relativa y viscosidad del aceite, respectivamente. Leontaritis (1998) estableció que el daño a la formación inducido por la presencia de asfaltenos se puede explicar a través de tres mecanismos. El primer mecanismo propone que el incremento en la viscosidad del fluido del yacimiento se debe a la formación de una emulsión agua en aceite, si el pozo produce en forma simultánea agua y aceite. En este caso, la viscosidad del aceite se puede incrementar por el aumento en la concentración de partículas de asfaltenos en la región cercana al pozo a medida que el aceite converge en forma radial hacia esa zona, esto a pesar de que experimentalmente se ha reportado que el incremento de la viscosidad por floculación de asfaltenos es despreciable.

El segundo mecanismo trata sobre el cambio de la mojabilidad del medio poroso de mojado por agua a mojado por aceite debido a la absorción de asfaltenos sobre la superficie del poro. Sin embargo, este fenómeno es menos probable, ya que usualmente, los yacimientos asfálticos tienen un mojado mixto o un mojado por aceite, debido al hecho de que los asfaltenos han sido adsorbidos sobre la superficie del poro durante largos períodos de tiempos geológicos, mucho antes del inicio de la explotación de los pozos para la producción. El tercero y más probable mecanismo es la deficiencia de la permeabilidad de la formación por el taponamiento de las gargantas del poro por las partículas de asfaltenos.

Debido a la complejidad del problema de la depositación de asfaltenos en el yacimiento, el modelamiento matemático del mismo presenta todavía serias deficiencias y, por lo tanto, es difícil predecir el efecto que podría tener sobre la productividad de los pozos, más aún si se toma en cuenta que la depositación también podría aparecer a nivel de la tubería de producción. Ante esta situación, y con el objetivo de tener una mejor explotación de los yacimientos, se requiere predecir de una manera más precisa la relación entre el gasto y el comportamiento de la caída de presión, considerando la depositación de asfaltenos en todo el sistema productivo, esto con el fin de tener una continua optimización de la producción de los pozos. Para lograr esta tarea, comúnmente los ingenieros de campo utilizan modelos para determinar el índice de productividad del yacimiento (IPR). Estos modelos de IPR permiten considerar las diferentes condiciones de operación que se podrían encontrar, entre las cuales se pueden mencionar el esquema óptimo de producción, el diseño del equipo de producción, así como los sistemas ratificales de producción. El modelamiento IPR (inflow) debe ser combinado con un análisis de la tubería (outflow) utilizando la técnica de “análisis nodal”, la cual permite monitorear la productividad del pozo y por tanto tener la capacidad de elegir los métodos de remediación más apropiados al sistema (como por ejemplo el fracturamiento artificial, estimulaciones ácidas, etc..) y así lograr restituir el comportamiento óptimo del pozo.

Además del modelamiento IPR del yacimiento, se requiere también de información obtenida durante las primeras etapas de producción del pozo a través de una prueba de producción, donde se mide la capacidad de flujo de los pozos del campo. Esta información se procesa e interpreta basada en el concepto de la curva de capacidad de afluencia al pozo (también conocida como curva IPR). Los cálculos para la productividad de un pozo de aceite, requieren del conocimiento de la curva de IPR para establecer la relación entre la presión de fondo fluyendo contra el gasto de producción y una presión estática referida. Existen diversos métodos para predecir el comportamiento de yacimientos homogéneos producidos por empuje de gas en

solución (Flores-Ávila, 1998). Para un pozo productor de aceite (sin producción de agua), el índice de productividad esta dado por la ecuación:

$$J = \frac{Q_o}{\bar{P}_r - P_{wf}} = \frac{Q_o}{\Delta P} \quad (1.2)$$

Donde Q_o es el gasto volumétrico de fluido, J es el índice de productividad, \bar{P}_r es la presión estática del yacimiento promedio y P_{wf} es la presión de fondo de pozo fluyente. Es importante notar que el índice de productividad es una medición válida del potencial de productividad del pozo únicamente si el pozo se encuentra fluyendo bajo condiciones pseudo-estacionarias. En la figura (1.5) se muestra que durante el período de flujo transitorio, los valores calculados del índice de productividad variarán dependiendo del tiempo en el cual se realizó la medición de la P_{wf} (Ahmed, 2006).

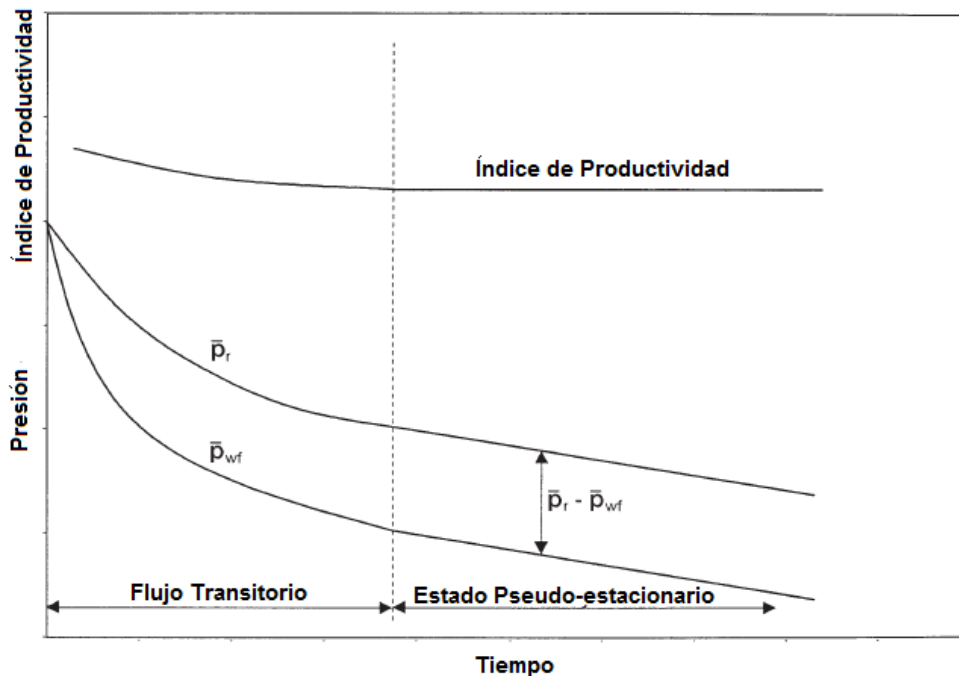


Figura (1.5) Comportamiento del índice de productividad como función del tiempo Ahmed (2006).

El índice de productividad se puede calcular numéricamente si se define a la J en términos de condiciones de flujo en estado semi-estacionario, en la siguiente forma de la ecuación de Darcy:

$$Q_o = \frac{0.00708 K_o h (\bar{P}r - P_{wf})}{\mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S \right]} \quad (1.3)$$

Combinando las ecuaciones (1.2) y (1.3), se obtiene la siguiente expresión:

$$J = \frac{0.00708 K_o h}{\mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S \right]} \quad (1.4)$$

Donde J es el índice de productividad, K_o es la permeabilidad efectiva del aceite, h es el espesor de la formación, r_e es el radio de drene, r_w es el radio del pozo, μ_o es la viscosidad del aceite, B_o es el factor de volumen de aceite y S es el factor de daño del yacimiento. Se sabe que este factor de daño tiene varios componentes, los cuales deben ser considerados para no incurrir en el error de diseños inapropiados de tratamientos correctivos para el yacimiento. Es decir, el factor S se tendría que calcular utilizando la expresión:

$$S = S_f + S_C + S_\phi + S_P + \sum_i S_{Pseudo}^i \quad (1.5)$$

Donde S_f es el factor de daño por la formación, S_C es el factor de daño por terminación parcial, S_ϕ es el factor de daño por terminación angular, S_P factor de daño por

perforaciones y $\sum_i S_{\text{Pseudo}}^i$ representa la suma de pseudo-factores de daño debido al efecto de flujo.

De acuerdo a la ecuación (1.5), son varios y muy diversos los factores que pueden contribuir a la generación de daño a la formación. El cálculo de cada uno de ellos se hace muy complicado y en algunos casos no es posible definirlos correctamente. Para el caso del daño a la formación por precipitación de asfaltenos, existen algunos modelos (Minissieux, 1998; Kocabas, et al., 2000; Qin, 2000; Almehaideb, 2004; Leontaritis, 2005; Amro, 2005; Hamadou, et al., 2008) en los cuales se considera que el efecto se refleja directamente en un cambio en la permeabilidad y la porosidad de la roca productora. Debido a la complejidad que representa el modelamiento de la depositación de asfaltenos en el medio poroso y su efecto en la productividad de los pozos, se propone en este trabajo una metodología nueva en la cual se estudia el comportamiento de la productividad de un pozo utilizando el concepto de la curva IPR, considerando la depositación de asfaltenos en el pozo junto con el concepto de eficiencia de flujo (FE) para considerar el daño a la formación por depositación de asfaltenos en el medio poroso.

1.5.3 Depositación de asfaltenos en México.

En México, el primer contacto sobre la depositación de asfaltenos, data de 1915 cuando el fenómeno fue investigado por Glazerbrook, Higgins y Pannell. Estos investigadores analizaron el incremento de viscosidad en crudos pesados almacenados.

En 1985, Guzmán et al., presentó un trabajo referente a un análisis termogravimétrico de asfaltenos derivados de un aceite crudo pesado mexicano. Posteriormente, se han publicado un gran número de reportes sobre la problemática de la depositación de sólidos en aceites crudos mexicanos (Escobedo et al., 1992).

Recientemente se ha desarrollado una herramienta de cómputo eficiente, basada en mediciones de laboratorio, datos de pozos productores y simulaciones numéricas para predecir la formación de depósitos de materia orgánica pesada (asfaltenos, resinas y ceras) que bloquean el flujo de los pozos de aceite en varios campos mexicanos.

Muestras de aceite crudo representativo son tomadas del fondo del pozo afectado por la depositación, y su composición química y comportamiento multifásico son analizados usando avanzadas técnicas de laboratorio.

En este punto, puede ser identificado si un tipo de crudo es sensible a la formación de sólidos con las condiciones de yacimiento simuladas a la presión y temperatura de superficie del pozo. Se observó en esas condiciones cuando se forman los sólidos al expandirse el aceite de la presión y temperatura del yacimiento a las condiciones en la cabeza del pozo, el estrangulador y en los separadores.

Usando datos de producción del pozo, se realizaron cálculos de flujo composicional para predecir las condiciones actuales y alternativas en las cuales el pozo puede fluir una vez que se cambia la geometría de la sarta de producción, gastos de producción y tiempo.

La tecnología desarrollada por el IMP combina información termodinámica cinética y comportamiento a nivel campo del sistema fluido-pozo. El ingeniero de campo proporciona las muestras de aceite y los datos relacionados a su sistema de producción, y con esta herramienta de cálculo, es posible analizar qué pudo haber ocurrido con ese sistema conforme el aceite se movía a través de las líneas de producción.

Alrededor del mundo, el aceite que se está produciendo se vuelve más complejo, más pesado y más problemático. Para los asfaltenos, este programa se vuelve más notable en campos maduros, en los cuales el aceite ha alcanzado la presión de burbuja a la temperatura del yacimiento. En este punto, el gas es liberado y esta situación puede permitir a los asfaltenos desprenderse de la solución.

En cuanto a los métodos de remediación utilizados para este problema se puede mencionar lo siguiente.

Normalmente se usan solventes químicos comerciales, los cuales son muy costosos, considerando además que se tienen que aplicar frecuentemente, ya que los depósitos de asfaltenos se tienden a formar poco después de las reparaciones. En una situación típica, se han presentado caídas a la mitad de la producción en unos pocos meses, debido a las depositaciones de sólidos que se presentan. Los gastos mensuales de la inyección de químicos pueden alcanzar hasta los \$800,000. Si se añade a esto el valor de la producción diferida (como resultado del bloqueo), se pueden tener pérdidas de alrededor de \$25 a \$30 millones al año en un pozo típico de aceite.

El IMP ha aplicado su tecnología a campos en tierra y costa afuera en el sur de México. No cabe duda que varios de los pozos de estos campos son importantes productores (hasta 8000 bpd).

En el Activo Integral Bellota-Jujo, se han realizado trabajos teóricos, experimentales y prácticos (Gutiérrez y Lozada, 1996; Reporte IMP, 1999; Salazar, et al. 2000, Bautista, et al. 2004), tratando de representar y de resolver el fenómeno de la depositación de asfaltenos. El primer pozo del Activo del que se tuvo conocimiento de cómo afectó de manera trascendente la depositación asfaltenos fue el pozo Puerto Ceiba 101-A.

El fenómeno de depositación de asfaltenos en los pozos del Campo en estudio, ha acarreado un sin fin de problemas técnicos – operativos, como por ejemplo, el que no se puedan introducir a los pozos herramientas de calibración y sondas de alta resolución para toma de registros de presión-temperatura, tan necesarios en el estudio del yacimiento. Se ha observado en campo, que estas sondas al entrar en contacto con los fluidos del pozo, generan a su alrededor depósitos de asfaltenos, ocasionando atrapamiento de las mismas e impidiéndoles su recuperación en superficie. Lo anterior puede generar desprendimientos de cable o línea, con los cuales se puede llegar a perder el pozo mismo.

Adicionalmente, las altas presiones de fondo fluyendo que se tienen en los pozos productores, y el fuerte ángulo de desviación que presentan los pozos direccionales del Campo, restringe la introducción de herramientas para toma de información, lo que conlleva a que no se tenga la certeza, a qué profundidad, o a qué nivel del sistema yacimiento-pozo se estén acumulando los depósitos de asfaltenos.

Por otro lado, los fluidos que se utilizan para perforar y terminar los pozos, juegan un papel clave en la depositación del asfalteno a nivel del yacimiento, de no ser cuidadosamente seleccionados se corre el riesgo de obturar con lodos asfálticos los canales permeables de la formación productora, impidiendo el flujo de fluidos del yacimiento al pozo y por ende, condenando zonas probables de acumulación de hidrocarburos.

En un intento por encontrar soluciones viables a esta problemática, en la última década, el Activo impulsó estudios experimentales, así como la aplicación en campo de técnicas desarrolladas en otras partes del mundo (Salazar et al, 2000), encaminadas a la búsqueda de métodos de solución y estrategias para prevenir este problema. Sin embargo, dada su complejidad, el problema está lejos de tener una solución definitiva, prevaleciendo una gran incertidumbre en la efectividad de los métodos de remediación y prevención, mientras que los modelos predictivos están lejos de satisfacer los requerimientos de precisión y flexibilidad que impone su aplicación en la industria petrolera.

Debido a que el problema de la depositación afecta de forma considerable a la Industria Petrolera Nacional, es necesario encontrar un modelo de predicción (bajo condiciones reales de producción de un pozo) que se convierta en una herramienta fundamental para la definición de estrategias más eficientes y seguras en la explotación y administración de los yacimientos de petróleo.

Capítulo 2. Revisión del estado del arte.

En este capítulo se analizará y discutirá el estado del arte actual referente a modelos de predicción de formación y depositación de asfaltenos a nivel yacimiento y pozo productor. Debido a la complejidad del fenómeno, en la actualidad son pocos los modelos disponibles que aborden esta problemática, más aún si se considera el comportamiento de afluencia de un pozo tomando en cuenta la depositación de asfaltenos.

Debido a esta situación, se analizará por separado los modelos existentes para la determinación de curvas IPR, posteriormente se discutirán los modelos de flujo multifásico para el cálculo de la caída de presión.

2.1 Modelos de IPR

Para una mejor explotación de los yacimientos, se requiere de información temprana de pruebas de producción, donde se mide la capacidad de flujo de los pozos del campo, y esta información es procesada e interpretada basada en conceptos como capacidad de afluencia del pozo (Inflow Performance Relationship, IPR). Las primeras pruebas de producción son esenciales para calibrar las curvas de IPR de un yacimiento, las cuales son base principal para el diseño de los aparejos de producción de los pozos de desarrollo, implementación de algún sistema artificial de producción en caso de ser necesario y dimensionamiento de las instalaciones superficiales de producción. Los cálculos para la productividad de un pozo de aceite, requieren del conocimiento de la curva de IPR para establecer la relación entre la presión de fondo fluyendo contra el gasto de producción y una presión estática referida. Existen diversos métodos para predecir el comportamiento de yacimientos homogéneos producidos por empuje de gas en solución y solo uno para yacimientos naturalmente fracturados. Los más importantes se resumen en la tabla (2.1).

<i>Autor</i>	<i>Fases que considera</i>	<i>Tipo de yacimiento</i>	<i>Tipo de pozo</i>
Evinger y Muskat (1942)	Gas-aceite Gas-aceite-agua	Homogéneo	Vertical
Vogel (1968)	Gas-aceite	Homogéneo	Vertical
Fetkovich (1973)	Gas-aceite	Homogéneo	Vertical
Uhri y Blount (1982)	Gas-aceite	Homogéneo	Vertical
Brown y Sukarno (1984,1986)	Gas-aceite Gas-aceite-agua	Homogéneo	Vertical
Bendakhlia y Aziz (1989)	Gas-aceite	Homogéneo	Horizontal
Klins y Majcher (1992)	Gas-aceite	Homogéneo	Vertical
Cheng (1990)	Gas-aceite	Homogéneo	Desviado/Horizontal
Wiggins (1994)	Gas-aceite-agua	Homogéneo	Vertical
Camacho-V, Padilla-S y Vázquez-C (1989)	Aceite y gas aceite con efectos inerciales	Homogéneo	Vertical
Fuad Qasem (1996)	Gas-aceite	Naturalmente fracturado	Vertical

Tabla (2.1). Métodos propuestos para la evaluación de IPR's.

A continuación se describen brevemente las principales características de cada uno de los modelos presentados en la tabla (2.1).

2.1.1 Evinger y Muskat (1942)

Estos autores presentaron en el año de 1942 un método para calcular los índices de productividad para yacimientos de aceite y gas, basado en las variaciones de las propiedades de los fluidos producidos, con la presión. Handy también presentó un método para el cálculo del índice de productividad a partir de datos de permeabilidad relativa para flujo de una y dos fases durante flujo estacionario y condiciones de flujo transitorio. Al igual que Evinger y Muskat, Handy asoció la reducción en el índice de productividad a la presencia de altas saturaciones de gas alrededor de la vecindad del pozo.

2.1.2 Vogel (1968)

En 1968 Vogel propuso la siguiente expresión para predecir el comportamiento de pozos produciendo con empuje de gas disuelto, usando una gráfica normalizada, con presiones y caudales adimensionales. La ecuación propuesta es:

$$\frac{q_o}{q_{o \max}} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_{ws}} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad (2.1)$$

donde:

q_o : Gasto de aceite medido a la P_{wf} .

P_{wf} : Presión de fondo fluyente.

P_{ws} : Presión estática del yacimiento.

$q_{o \max}$: Potencial del pozo (considerando $P_{wf} = 0$).

Esta ecuación aplica a casos donde no existe daño a la formación, es decir, la eficiencia de flujo es igual a 1. En esencia, la ecuación de Vogel representa un modelo

homogéneo donde las características estructurales del medio poroso no se reflejan. Los cambios en los índices de productividad son atribuidos a los cambios en saturación, permeabilidades relativas y depresionamiento del yacimiento. El factor de daño disminuye la capacidad de flujo y el abatimiento de la curva de IPR, al igual que el depresionamiento. Para el desarrollo de su modelo, Vogel realizó cálculos con datos de yacimientos sintéticos sin validarlo con datos de campo, mas sin embargo a través de los años este método ha ganado simpatía por la facilidad de aplicación y confiabilidad de resultados.

Standing en 1970 extiende el trabajo de Vogel y presenta un método gráfico basado en el método de Vogel, donde considera eficiencias de flujo definidas por la siguiente ecuación:

$$FE = \frac{P_{ws} - P'_{wf}}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (2.2)$$

donde:

P'_{wf} : Presión de fondo fluyente sin daño.

P_{wf} : Presión de fondo fluyente con daño.

P_{ws} : Presión estática del yacimiento.

En la figura (2.1) se muestra el concepto empleado por Standing, mientras que en la figura (2.2) se presenta la gráfica de la correlación propuesta.

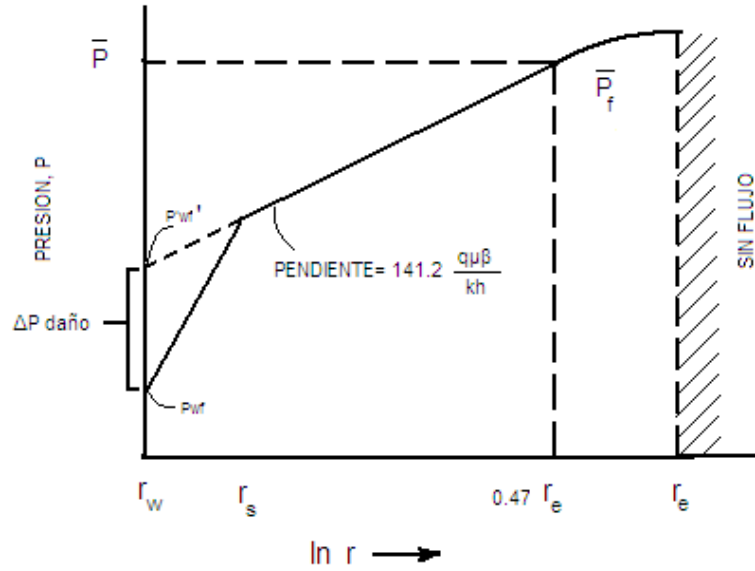


Figura (2.1) Perfil de presiones para pozo dañado.

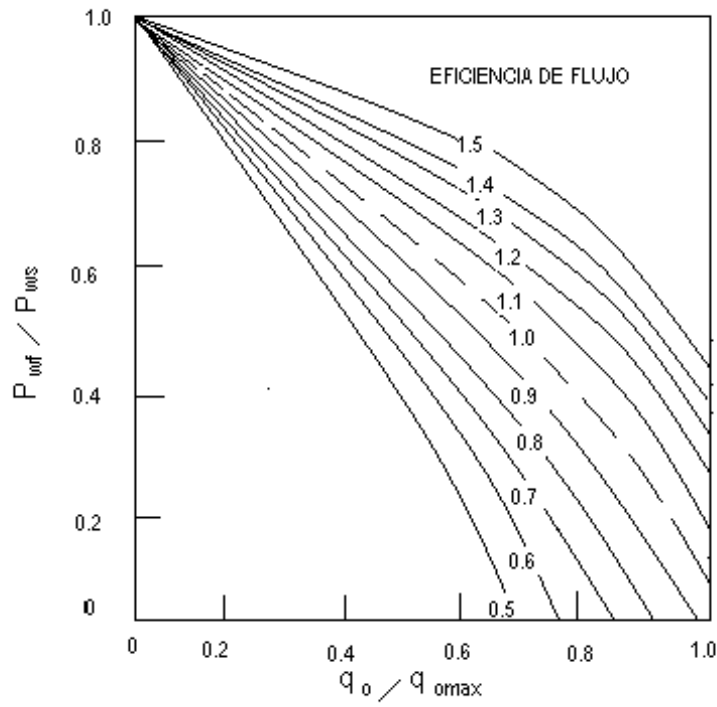


Figura (2.2) Correlación de Standing para eficiencias de flujo diferentes a 1.

Basado en este concepto, en caso de presiones de fondo fluyendo bajas y altas eficiencias de flujo, este método predice un comportamiento incorrecto al obtenerse P'_{wf} negativas y por tanto gastos mucho menores a los reales. Para solucionar esto, Harrison propone usar la siguiente expresión:

$$\frac{q_o}{q_o \max(FE = 1)} = 1.2 - 0.2e^{\left(\frac{1.792P'_{wf}}{P_{ws}}\right)} \quad (2.3)$$

La cual es aplicable para valores tanto positivos, como negativos de P'_{wf} pero subestima los gastos reales obtenidos.

En 1984 Brown sugirió el uso de la ecuación de Vogel hasta que se obtengan valores negativos de P'_{wf} y a partir de ese punto, usar la ecuación de Fetkovich para completar la curva de IPR.

En 1989 Camacho y Raghavan demuestran que la forma cuadrática de las ecuaciones propuestas por Vogel y Fetkovich aplican también si $s \neq 0$. Proponen que la definición de la eficiencia de flujo debe reflejar una forma cuadrática también, por lo que proponen la expresión:

$$FE = \frac{\left(1 + \frac{VP'_{wf}}{P_{ws}}\right)\left(1 - \frac{P'_{wf}}{P_{ws}}\right)}{\left(1 + \frac{VP_{wf}}{P_{ws}}\right)\left(1 - \frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right)} \quad (2.4)$$

Donde V toma el valor de 0.8 (Vogel) o 1 (Fetkovich). Con esta definición, el gasto del pozo para $FE \neq 1$ se puede obtener con la siguiente expresión:

$$\frac{q_o}{q_o \max(FE = 1)} = FE \left[1 + V \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) \right] \left[1 - \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) \right] \quad (2.5)$$

2.1.3 Fetkovich (1973)

En 1973 Fetkovich basado en el análisis de pruebas isocronales y de tipo bacheo en pozos de aceite con permeabilidades en el rango de 6 md a 1000 md, de yacimientos bajosaturados y saturados, ajustó el comportamiento de afluencia a una ecuación de la forma:

$$q_o = J \left(P_{ws}^2 - P_{wf}^2 \right)^n \quad (2.6)$$

donde:

J : Índice de productividad (Coeficiente de la curva de contrapresión).

n : Exponente (Pendiente de la curva de contrapresión).

De sus observaciones reporta que el exponente n se encuentra en el rango de 0.568 a 1, correspondiendo los valores menores a 1 a flujo no darciano. Las variaciones en las propiedades de los flujos de los fluidos pueden reducir los valores de n por debajo de la unidad, como lo indican Camacho y Raghavan (1989) en su trabajo.

2.1.4 Uhri y Blount (1982)

En 1982 Uhri y Blount presentaron el método del punto pivote para predecir IPR's futuras de pozos productores de aceite de yacimientos con empuje de gas disuelto, sin requerir datos PVT, saturaciones o permeabilidades relativas. Las ventajas de la técnica propuesta es que es un método gráfico de fácil aplicación en campo, que no requiere de información como la mencionada, además de no requerir tampoco datos de radio de drene o geometría del yacimiento.

Los efectos de daño a la formación y estados mecánicos de los pozos, son tomados en cuenta intrínsecamente. La técnica se basa en la ecuación de Vogel y requiere de al menos dos datos de afluencia a diferentes tiempos. Si el factor de daño cambia, la forma de la curva propuesta cambiará también.

El método consiste básicamente en construir una gráfica de $\frac{dq_o}{dP_{wf}}$ contra P_{ws} , con la información de las dos pruebas de producción a diferentes tiempos, donde se puede trazar una envolvente que servirá de referencia para el cálculo de nuevas P_{wf} y q_o a P_{ws} futuras previa determinación del potencial del pozo en ese momento, dado por la relación:

$$\left\{ \frac{dq_o}{dP_{wf}} \right\}_{P_{wf}=Pr} = 9x \left\{ \frac{dq_o}{dP_{wf}} \right\}_{P_{wf}=0} \quad (2.7)$$

2.1.5 Brown y Sukarno (1984,1986)

Estos autores propusieron un método para la determinación de curvas de IPR compuestas, es decir aplicables a pozos que producen aceite, gas y agua. Este método fue derivado por Petrobras basado en la combinación de la ecuación de Vogel para el flujo de aceite e índice de productividad constante para el flujo del agua. La curva de

IPR se determina de forma geométrica de las ecuaciones mencionadas, considerando el flujo fraccional de aceite y agua. Al igual que todas las curvas IPR, las ecuaciones para determinar la curva compuesta se deriva de acuerdo a:

- El cálculo de la presión de fondo fluyente a ciertos gastos totales.
- El cálculo de gastos totales a ciertas presiones de fondo fluyentes.

El método de Sukarno, también se basa en el flujo fraccional de aceite y agua.

2.1.6 Bendakhlia y Aziz (1989)

En 1989 Bendakhlia y Aziz proponen una modificación a la ecuación de Vogel para su aplicación en pozos horizontales, incluyendo un parámetro adicional n y un coeficiente variable V . La ecuación propuesta es del tipo:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = \left[1 - V \frac{P_{wf}}{P_{ws}} - (1 - V) \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \right]^n \quad (2.8)$$

En la figura (2.3) se grafican los parámetros V y n como función del factor de recuperación. Inicialmente la productividad de aceite es grande debido a la baja saturación de gas y alta permeabilidad efectiva al aceite. Una pronunciada declinación en la productividad se muestra al incrementar la recuperación.

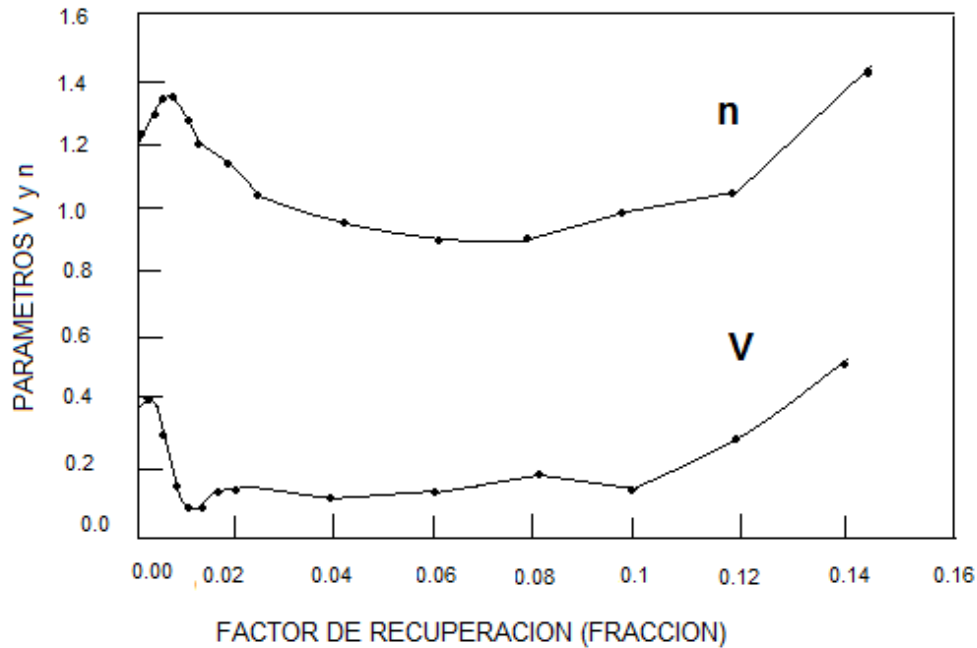


Figura (2.3) Parámetro V y n contra factor de recuperación.

2.1.7 Klins y Majcher (1992)

Estos autores presentaron un estudio detallado sobre el efecto de los parámetros del yacimiento y propiedades de los fluidos, sobre las curvas IPR. Desarrollaron un modelo de IPR usando el método propuesto por Weller para 21 yacimientos conceptuales de empuje con gas en solución. Trabajaron con un amplio rango de tipos de roca, propiedades de los fluidos y factores de daño. El estudio muestra que la presión de saturación y el depresionamiento del yacimiento, tienen un efecto significativo en las curvas adimensionales. A una baja presión de saturación y a una baja presión estática, la curva de IPR tiene una tendencia lineal. El factor de daño y el radio adimensional no afectan la curva IPR normalizada.

Klins y Clark presentaron una ecuación empírica que relaciona el exponente de flujo n y el índice de productividad J de la ecuación de Fetkovich al decaimiento de presión. El índice de productividad decrece mientras que el exponente de flujo se incrementa al

depresionar el yacimiento. Mediante el uso del método de Klins y Majcher para estimar el IPR y calcular el potencial presente del pozo, se pueden predecir futuros gastos usando el modelo de IPR de Fetkovich con J y n estimadas. Este método sugiere que el modelo de IPR actual sobrepredice el comportamiento futuro.

2.1.8 Cheng (1990)

En 1990 Cheng presentó modificaciones a la ecuación de Vogel para su aplicación en pozos desviados y/o horizontales. Propuso una serie de ecuaciones, de acuerdo al grado de desviación del pozo. Dichas ecuaciones se presentan en la tabla (2.2).

Grados de Desviación respecto a la vertical	Ecuación
0 (Vertical)	$q_o/q_{omax}=1-0.2(P_{wf}/P_{ws})-0.8(P_{wf}/P_{ws})^2$ (Ec. De Vogel)
15	$q_o/q_{omax}=0.9998-0.2210(P_{wf}/P_{ws})-0.7783(P_{wf}/P_{ws})^2$
30	$q_o/q_{omax}=0.9969-0.1254(P_{wf}/P_{ws})-0.8682(P_{wf}/P_{ws})^2$
45	$q_o/q_{omax}=0.9946-0.0221(P_{wf}/P_{ws})-0.9663(P_{wf}/P_{ws})^2$
60	$q_o/q_{omax}=0.9926+0.0549(P_{wf}/P_{ws})-1.0395(P_{wf}/P_{ws})^2$
75	$q_o/q_{omax}=0.9915+0.1002(P_{wf}/P_{ws})-1.0829(P_{wf}/P_{ws})^2$
85	$q_o/q_{omax}=0.9915+0.1120(P_{wf}/P_{ws})-1.0942(P_{wf}/P_{ws})^2$
88.56	$q_o/q_{omax}=0.9914+0.1141(P_{wf}/P_{ws})-1.0964(P_{wf}/P_{ws})^2$
90 (Horizontal)	$q_o/q_{omax}=0.9885+0.2055(P_{wf}/P_{ws})-1.1818(P_{wf}/P_{ws})^2$

Tabla (2.2) Ecuaciones de acuerdo al grado de desviación del pozo.

2.1.9 Wiggins (1994)

Wiggins propuso en 1994 una representación analítica de las curvas IPR para un flujo de tres fases (aceite-agua-gas) en términos de la movilidad de los fluidos. Un examen del término de la movilidad, muestra la necesidad de incorporar variaciones en las propiedades PVT y permeabilidades relativas en dos fases mientras son afectadas por el depresionamiento de la saturación de aceite. La relación indica que $(q_o/q_{o\max})$ es una función de las permeabilidades relativas, propiedades de los fluidos, presión de fondo fluyente y presión estática. También sugiere que los coeficientes de la curva IPR de Vogel tienen bases físicas y no son simplemente parámetros de ajuste. Basado en su IPR analítica, demuestra que la geometría de flujo, porosidad del yacimiento, permeabilidad absoluta y espesor de formación, no tienen efecto sobre la curva de IPR. Además encontraron que el daño no tiene efectos significativos en la forma de la curva de IPR. La expresión propuesta está dada por:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.52 \frac{P_{wf}}{P_{ws}} - 0.48 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad (2.9)$$

para la fase aceite y:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.72 \frac{P_{wf}}{P_{ws}} - 0.28 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad (2.10)$$

para la fase agua.

2.1.10 Camacho-V, Padilla-S y Vázquez-C (1989)

En 1993 Camacho et al., presenta un estudio, con resultados de IPR bajo la presencia de efectos inerciales en el yacimiento. Muestran que la presencia de flujo no Darciano tiene efectos en la forma de la curva de IPR para sistemas de flujo de líquidos, presentando un comportamiento parabólico similar a las curvas multifásicas de IPR. Se presentan dos casos, uno para flujo de líquido ligeramente compresible y sistemas que producen por empuje de gas disuelto.

Como conclusiones importantes de su estudio para el caso de flujo de líquido ligeramente compresible se tiene:

Si el parámetro $Dq_{o\max}/C$ es mayor a 3, entonces los efectos inerciales son importantes en el yacimiento. Este parámetro se obtiene de la grafica cartesiana de $\Delta P/q_o$ contra q_o , como la sugerida por Jones, Blount y Glaze, donde D es la pendiente de la recta generada en la gráfica y C la ordenada al origen.

Proporcionan la siguiente expresión para evaluar el gasto mínimo al cual se esperan efectos de flujo de alta velocidad:

$$q_{HVF} = \frac{887.2(2\pi)\mu hr_w}{9.115 \times 10^{-13} \beta \rho k B_o} \quad (2.11)$$

con:

$$\beta = \frac{48511}{\phi^{5.5} k^{0.5}} \quad (2.12)$$

donde:

q_{HVF} : Gasto mínimo al cual se esperan efectos de flujo de alta velocidad (BPD).

β : Coeficiente de inercia (pie^{-1}).

Para el caso de sistemas de gas en solución, presentan la siguiente expresión válida en condiciones de flujo no laminar, la cual ayuda a entender el comportamiento de la IPR bajo flujo no Darciano:

$$q_o(t) = \frac{2\pi h}{\left[\text{Ln}\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5 + \frac{r_s^2}{r_e^2} \right]} x \int_{P_{wf}}^{P_e} \frac{\left[-b + \sqrt{b^2 + 4ac} \right]}{2aB_o\left(\frac{\partial p}{\partial r}\right)} dp \quad (2.13)$$

2.1.11 Fuad Qasem (1996)

En 1996 Fuad Qasem presenta por primera vez una investigación basada en un simulador de doble porosidad y doble permeabilidad, con el cual genera curvas de IPR para yacimientos naturalmente fracturados conceptuales, producidos por empuje de gas en solución. Dentro de su expresión propuesta, se incluyen los términos que caracterizan el sistema de fracturas, como son ω (cociente de almacenamiento del sistema de fracturas) y λ (parámetro de flujo interporoso), así como también la relación (P_{wf}/P_b) . La ecuación propuesta es:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^B \quad (2.14)$$

Para el rango de $2 \times 10^{-4} \geq \lambda \geq 2 \times 10^{-8}$ y $1 \times 10^{-1} \geq \omega \geq 1 \times 10^{-3}$

$$B = 1.28(-\log(\omega))^{0.105} (-\log(\lambda))^{0.035} \left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right)^{-0.111} \quad (2.15)$$

Para el rango de $2 \times 10^{-8} \geq \lambda \geq 2 \times 10^{-9}$ y $1 \times 10^{-1} \geq \omega \geq 1 \times 10^{-3}$

$$B = 21.56(-\log(\omega))^{0.105} (-\log(\lambda))^{-1.383} \left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right)^{-0.131} \quad (2.16)$$

Los valores de B dentro de su estudio varían de 1.15 a 1.73. En las figuras (2.4) a (2.6) se muestran las curvas adimensionales encontradas en las cuales se puede advertir la fuerte influencia que tiene sobre el comportamiento, la variación de ω , λ y (P_{wf}/P_b) .

Su correlación se aplica estrictamente a condiciones de flujo pseudoestacionario. Como conclusiones importantes de su trabajo se tiene que las curvas de IPR son sensibles además de los parámetros ya mencionados, a la gravedad específica del aceite (API°). Las correlaciones para yacimientos no fracturados tales como la de Vogel, Fetkovich, etc., subestiman el comportamiento de las curvas de IPR para formaciones de este tipo.

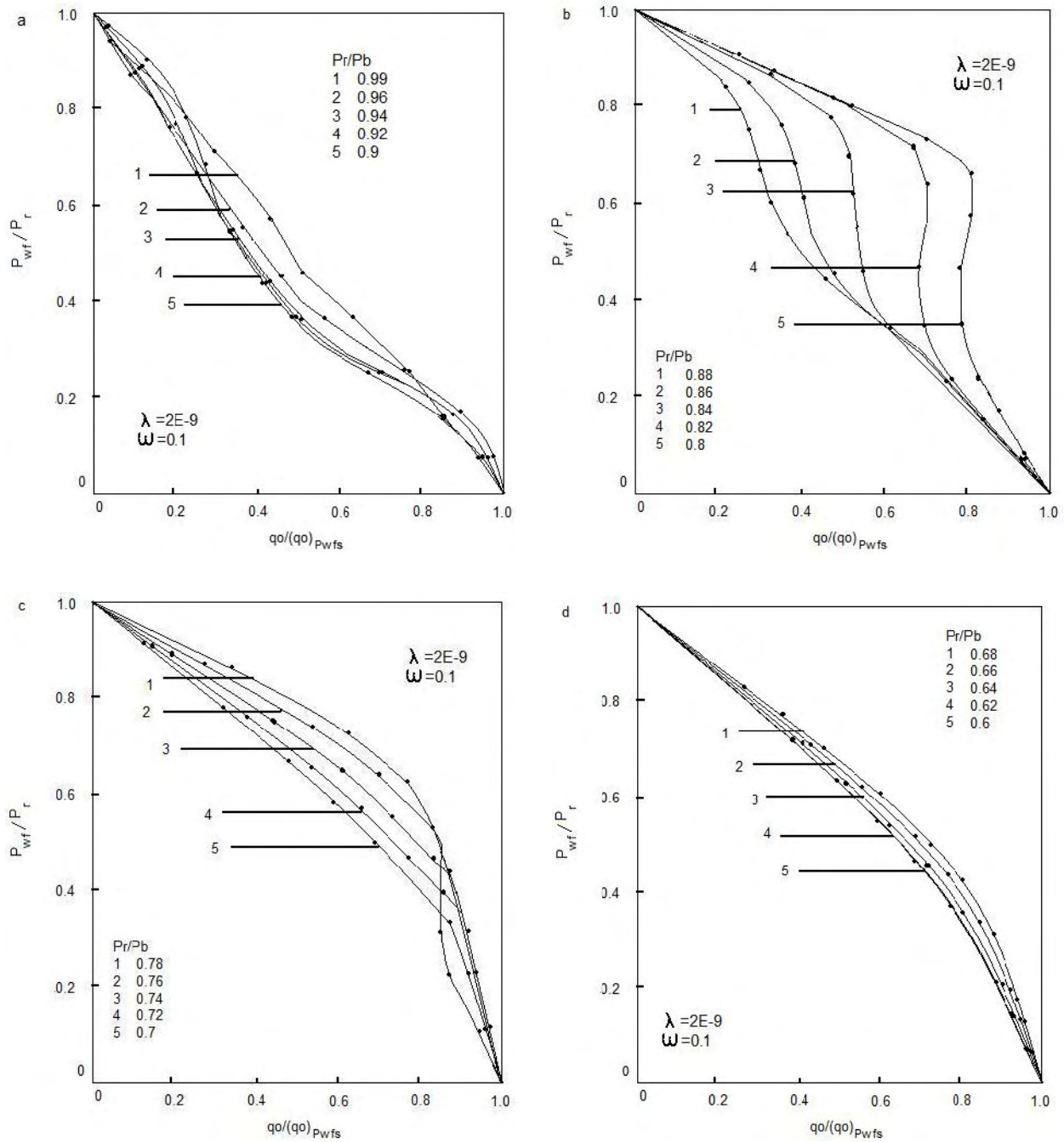


Figura (2.4) Curvas de IPR como función de la Presión Estática, para $\lambda=2 \times 10^{-9}$, $k_m=0.001$, $\omega=0.1$, y $\text{°API}=45$ (a) $Pr/Pb=0.99$ a 0.9 (b) $Pr/Pb=0.88$ a 0.8 (c) $Pr/Pb=0.78$ a 0.7 (d) $Pr/Pb=0.68$ a 0.6

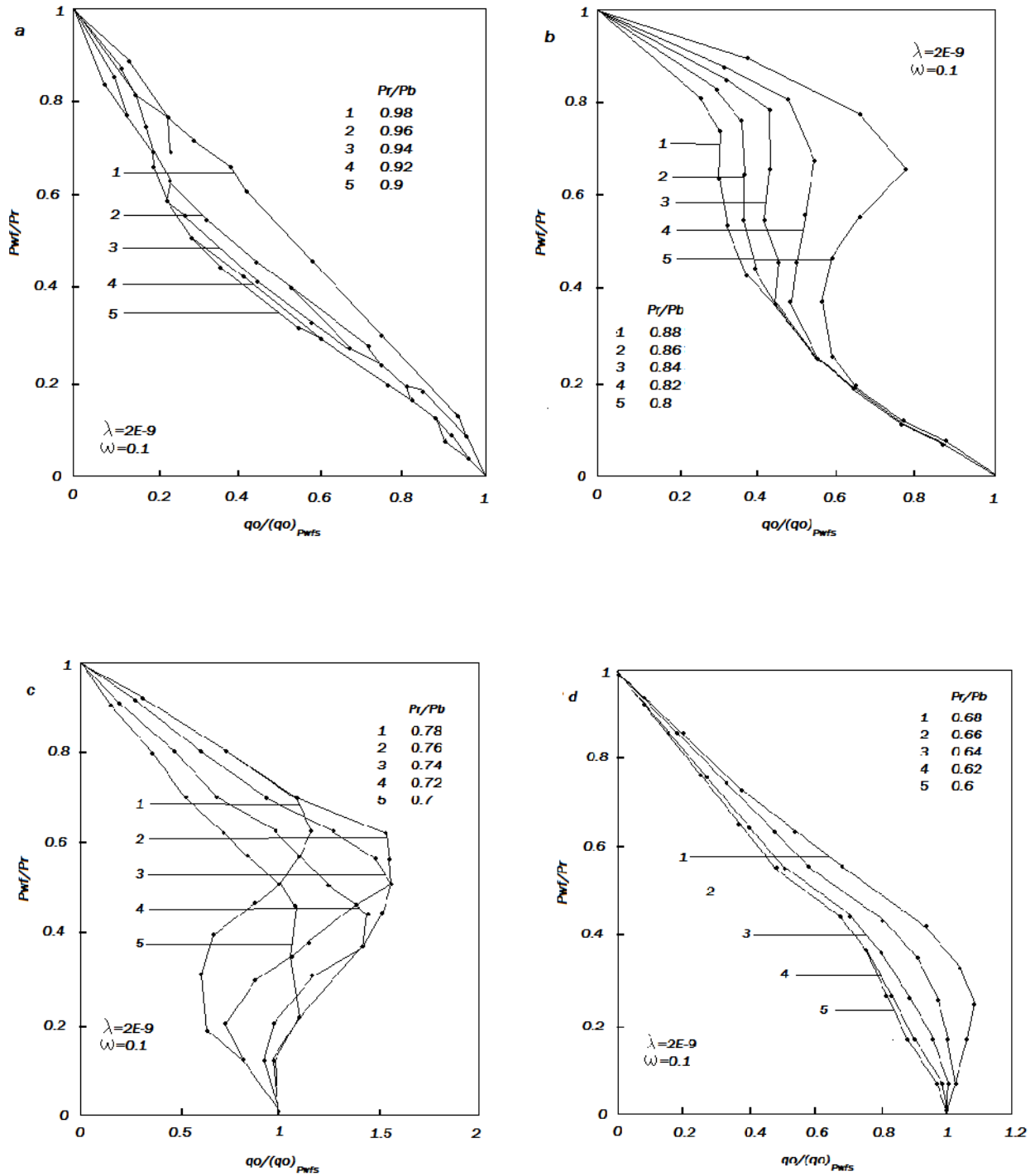


Figura (2.5) Curvas de IPR como función de la Presión Estática, para $\lambda=2 \times 10^{-9}$, $k_m=0.001$, $\omega=0.1$, y $^\circ\text{API}=35$ (a) $Pr/Pb=0.98$ a 0.9 (b) $Pr/Pb=0.88$ a 0.8 (c) $Pr/Pb=0.78$ a 0.7 (d) $Pr/Pb=0.68$ a 0.6

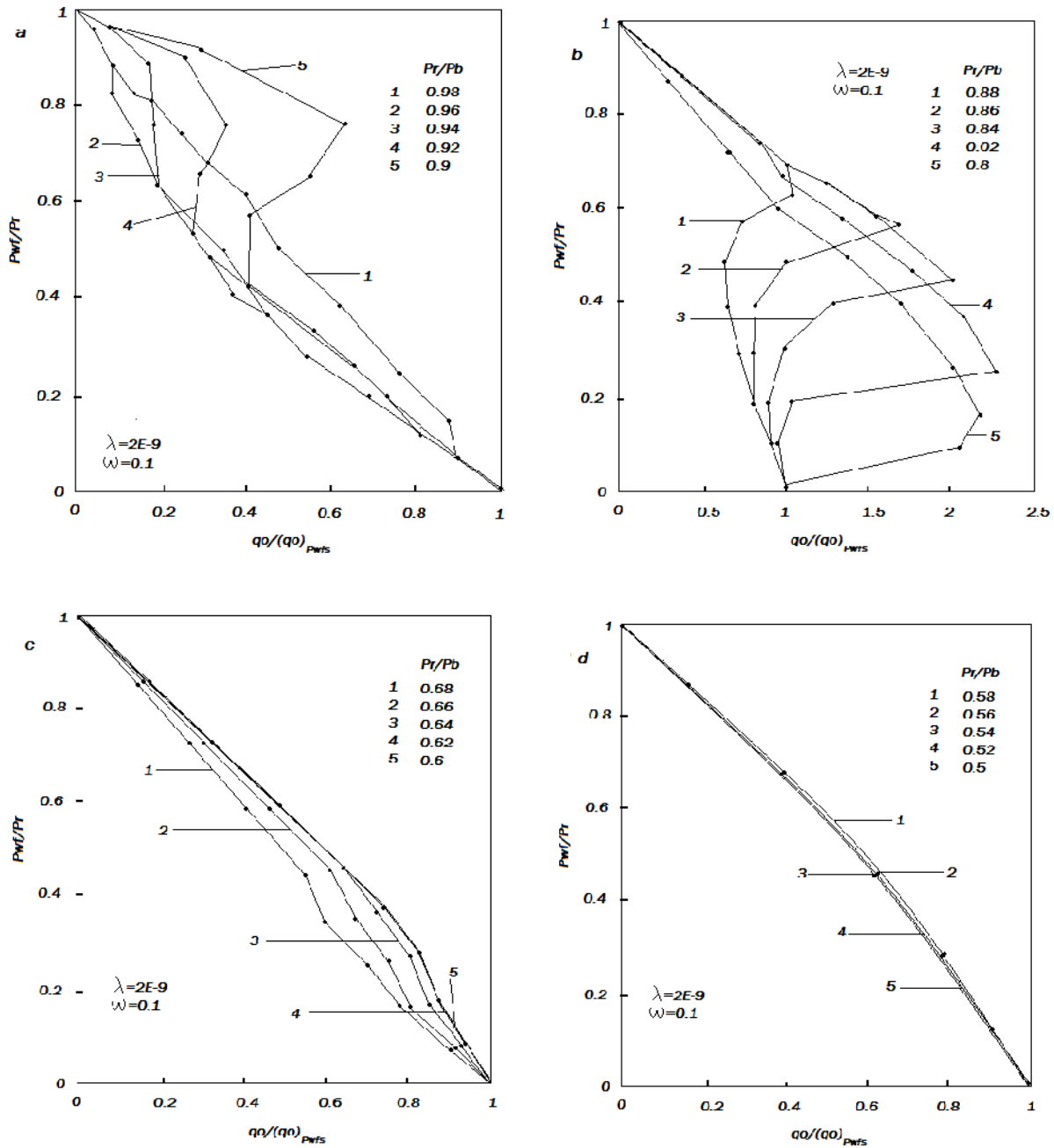


Figura (2.6) Curvas de IPR como función de la Presión Estática, para $\lambda=2 \times 10^{-9}$, $k_m=0.001$, $\omega=0.1$, y $^\circ\text{API}=25$ (a) $Pr/Pb=0.98$ a 0.9 (b) $Pr/Pb=0.88$ a 0.8 (c) $Pr/Pb=0.68$ a 0.6 (d) $Pr/Pb=0.58$ a 0.5

2.2 Modelos de flujo multifásico

Como se sabe, el flujo multifásico ocurre a través de los sistemas de producción que involucran el flujo de fluidos de yacimientos de aceite y gas. En este contexto los sistemas de producción incluyen los yacimientos, la terminación de pozos, los conectores tubulares del yacimiento a la superficie, fondo del mar o plataforma costa afuera. El flujo multifásico se encuentra en la producción de aceite y gas o una combinación de la fase de gas natural, fase líquida y fase agua.

El flujo multifásico en la industria del petróleo tiene muchas características que pueden crear complicaciones que no pueden ser consideradas por otras industrias. Los fluidos que se involucran son mezclas multicomponentes cuyo comportamiento es extremadamente complejo. Los rangos de presión y temperatura encontrados en los sistemas de producción son extremadamente amplios, ya que pueden variar desde las 15,000 psia (100 MPa) hasta las condiciones atmosféricas. Los rangos de temperatura pueden ser de 400 °F (200 °C), hasta abajo del punto de congelación del agua. La longitud de la tubería puede variar de algunos pies a varios cientos de miles para tuberías superficiales y más de 20,000 pies (6000 m), para los pozos. Los sistemas de tuberías obtenidos involucran significantes variaciones en su geometría, tal como el ángulo de inclinación, diámetro, rugosidad de la tubería, y cualquier forma; tal como el flujo de los fluidos en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería del pozo.

La simulación del flujo multifásico en pozos también requiere la habilidad de pronosticar la temperatura del fluido en sistemas que experimentan complejos fenómenos de transferencia de calor entre el yacimiento y la superficie.

Al pasar los fluidos del yacimiento a través de la tubería de producción, se consume la mayor parte de presión disponible para llevarlos del yacimiento a las baterías de separación, como se puede ver en la tabla (2.3), por lo que es de suma importancia

realizar una evaluación precisa de la distribución de la presión a lo largo de dichas tuberías. Al hacerlo conjuntamente con un análisis integral del sistema de producción, es posible:

- a) Diseñar las tuberías de producción y líneas de descarga.
- b) Proyectar aparejos de producción artificial (neumático, mecánico, eléctrico).
- c) Obtener la presión de fondo fluyendo, sin intervenir los pozos.
- d) Calcular el efecto de los estranguladores sobre el gasto.
- e) Determinar la vida fluyente de los pozos.
- f) Corroborar los datos obtenidos con la correlaciones para su ajuste.

J	Qo	% de pérdida		
		yacimiento	T.P.	L.D.
(bl / día / lb / pg ²)	(bl / día)			
2.5	2,700	36	59	5
5.0	3,700	25	69	6
10.0	4,500	15	78	7
15.0	4,800	11	81	8

Tabla (2.3) Distribución de las pérdidas de presión en flujo de aceite.

La mayoría de los simuladores de flujo de dos fases (gas-liquido) en tuberías están basados en correlaciones experimentales para hidrocarburos pesados (aceite negro) los cuales permiten la determinación del comportamiento de fase y el perfil de presiones.

Por otro lado, no pueden ser usadas las mismas correlaciones para aceites ligeros. Hoy en día, correlaciones semiempíricas de flujo multifásico con las ecuaciones de

conservación son usadas para calcular perfiles de presión y temperatura para el diseño de tuberías de producción.

Los modelos matemáticos que describen el flujo de hidrocarburos en tuberías pueden ser clasificados en dos categorías: los llamados modelos mecanísticos (los cuales usan correlaciones experimentales) basados en formulaciones de “aceite negro”; y los llamados modelos composicionales, los cuales usan ecuaciones de estado para predecir el equilibrio de fases. En el pasado, el aceite negro se mantenía como una mezcla homogénea de hidrocarburos líquidos, el cual está en equilibrio con la fase gas bajo una disminución de presión y temperatura. Las dos fases son consideradas como sistemas de un componente dependientes de la presión y temperatura, calculados por correlaciones experimentales. Este modelo puede ser aplicado a aceites pesados con una densidad API menor de 20. También puede ser aplicado a aceites ligeros saturados si la correlación para determinar la presión de saturación está disponible.

Beggs y Brill establecieron una correlación para calcular la distribución de la presión en tuberías con flujo multifásico, a partir de pruebas de laboratorio. El método es aplicable a flujos horizontal, inclinado y vertical.

Los experimentos se realizaron en tubos transparentes de acrílico. Estos tubos estaban dotados de un mecanismo que permitía variar su posición desde la horizontal hasta la vertical; además se tenían dispositivos para medir gastos, caídas de presión, ángulos de inclinación y el colgamiento. Los fluidos utilizados fueron aire y agua.

No obstante el método fue desarrollado dentro de rangos limitados, en trabajos posteriores se ha comprobado que permite predecir con bastante exactitud las caídas de presión en tuberías verticales con flujo simultaneo de aceite, gas y agua.

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 al fluido que pasa a través de un elemento aislado del sistema. Considerando un sistema aislado como el mostrado en la figura (2.7):

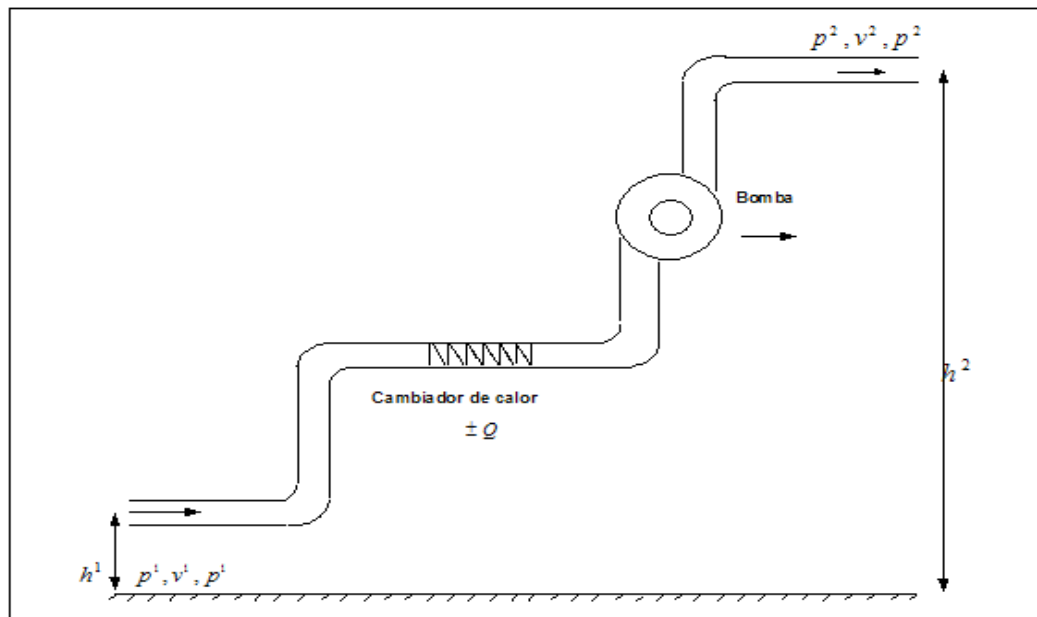


Figura (2.7) Diagrama de flujo en un conducto aislado.

La ecuación de balance de energía se fundamenta en el principio de conservación de la energía el cual establece que un fluido con flujo en régimen permanente, al abandonar una parte de un sistema, lo hace con una energía igual a aquella con la que entró, más el trabajo suministrado a dicho fluido (o cedido), es decir:



Por lo tanto de acuerdo con la Ley de conservación de la energía:

$$E_1 + \Delta W_F + \Delta W_S = E_2 \tag{2.17}$$

donde:

ΔW_f = Pérdidas de energía por fricción. Estas pérdidas corresponden a la fricción interna del fluido (viscosidad) y a la fricción del fluido con las paredes rugosas de la tubería.

ΔW_s = Pérdidas de energía por trabajo externo.

E_1 = Energía por unidad de masa, en la posición uno $\left(\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right)$.

E_2 = Energía por unidad de masa, en la posición dos $\left(\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right)$.

Cada uno de los términos que aparecen en la ecuación (2.17), se describen a continuación. La energía de Expansión (E_e) está dada por:

$$E_e \left(\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right) = p \left(\frac{lb_f}{pie^2} \right) V \left(\frac{pie^3}{lb_m} \right) = pV \quad (2.18)$$

donde $V = \text{volumen específico} \left(\frac{pie^3}{lb_m} \right)$

La energía potencial está dada por la expresión siguiente:

$$E_p \left(\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right) = g \left(\frac{pie}{seg^2} \right) \frac{1}{g_c} \left(\frac{lb_f - seg}{lb_m - pie} \right) h(pie) = \frac{g}{g_c} h \quad (2.19)$$

La energía cinética se expresa como sigue:

$$E_c \left(\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right) = \frac{v}{2} \left(\frac{pie}{seg^2} \right) \frac{1}{g_c} \left(\frac{lb_f - seg^2}{lb_m - pie} \right) = \frac{v^2}{2g_c} \quad (2.20)$$

donde $v = \text{velocidad} \left(\frac{pie}{seg} \right)$

Al sustituir las energías correspondientes a las posiciones 1 y 2 en la ecuación (2.17) se obtiene:

$$p_1 V_1 + \frac{g}{g_c} h_1 + \frac{v_1^2}{2g_c} + \Delta W_f + \Delta W_s = p_2 V_2 + \frac{g}{g_c} h_2 + \frac{v_2^2}{2g_c} \quad (2.21)$$

Reduciendo términos, se obtiene finalmente:

$$V\Delta p + \frac{g}{g_c}\Delta h + \frac{\Delta v^2}{2g_c} + \Delta W_f + \Delta W_s = 0 \quad (2.22)$$

donde:

$$\left(V = \frac{1}{\rho} \right) \text{ es el volumen específico medio del fluido} \quad (2.23)$$

De esta manera la ecuación de balance de energía se puede escribir como:

Multiplicando la ecuación (2.22) por $\frac{\rho}{\Delta L}$ y considerando despreciables las pérdidas de energía por trabajo externo, se tiene:

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} + \rho \frac{g\Delta h}{g_c\Delta L} + \rho \frac{\Delta v^2}{2g_c\Delta L} + \rho \frac{\Delta W_f}{\Delta L} = 0 \quad (2.24)$$

Considerando positiva la caída de presión en la dirección del flujo, se tiene:

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = \rho \frac{g\Delta h}{g_c\Delta L} + \rho \frac{\Delta v^2}{2g_c\Delta L} + \rho \frac{\Delta W_f}{\Delta L} \quad (2.25)$$

A esta ecuación se le acostumbra escribir en la forma siguiente:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{ac} + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f \quad (2.26)$$

donde:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_T = \text{Gradiente de presión total.}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{ac} = \text{Gradiente de presión debido a aceleración.}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_e = \text{Gradiente de presión debido a elevación.}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f = \text{Gradiente de presión debido a fricción.}$$

Generalmente, la mayor caída de presión que se tiene en una tubería vertical, es ocasionada por el gradiente de presión por cambio de elevación, lo cual no se cumple cuando se tiene condiciones de flujo a alta velocidad. Para este caso, se evalúa el gradiente de presión por aceleración, que para bajas velocidades de flujo se considera despreciable.

El término de la ecuación, caída de presión por aceleración se aplica a fluidos en condiciones transcientes y es cero para fluidos incompresibles en áreas constantes; el segundo término, caída de presión por fricción se aplica a cualquier tipo de fluido en cualquier condición y el efecto de la caída de presión siempre va en dirección al flujo y finalmente el término caída de presión por elevación se aplica para fluidos en estado transciente y estacionario, compresibles e incompresibles y en tuberías en posición inclinada o vertical; para tuberías en posición horizontal toma el valor de cero.

Es evidente la importancia de la evaluación de las caídas de presión en la tubería vertical, ya que la mayor proporción de la presión disponible para llevar los fluidos del yacimiento hasta los separadores se consume en dicha energía.

En la tabla (2.4) se muestran las proporciones en que cae la presión en el yacimiento, la tubería vertical y la línea de descarga del pozo, para cuatro valores de índice de productividad y gastos de aceite.

J (bl/día/lb/pg ²)	Q (bl/día)	% de pérdida			Características del pozo
		YAC. L.D.	T.P.		
2.5	2700	36	57	7	Z= 10 000 pies
5.0	3700	25	68	7	P _{ws} = 3 000 lb/pg
10.0	4500	5	78	7	RGA = 750 pies ³ /bl
15.0	4800	11	82	7	Φ _{TP} = 3 ½ pg
					P _f = 100 lb/pg ²

Tabla (2.4) Distribución de pérdidas de presión en flujo de aceite.

Un rasgo característico del flujo multifásico es la presencia de los patrones o regímenes de flujo y que representan la forma en que se encuentran distribuidas las fases dentro de la tubería.

Varios son los patrones que se presentan en la tubería dependiendo del gasto de cada fase, de las condiciones de presión y temperatura, diámetro de la tubería y características de los fluidos que se manejan, ya que existen varios cambios en su composición, flujo y propiedades físicas en cada fase como resultado de la caída de presión y la transferencia de calor con el medio que lo rodea. En la figura (2.8) se esquematizan los principales patrones de flujo que se conocen para el caso de flujo bifásico.

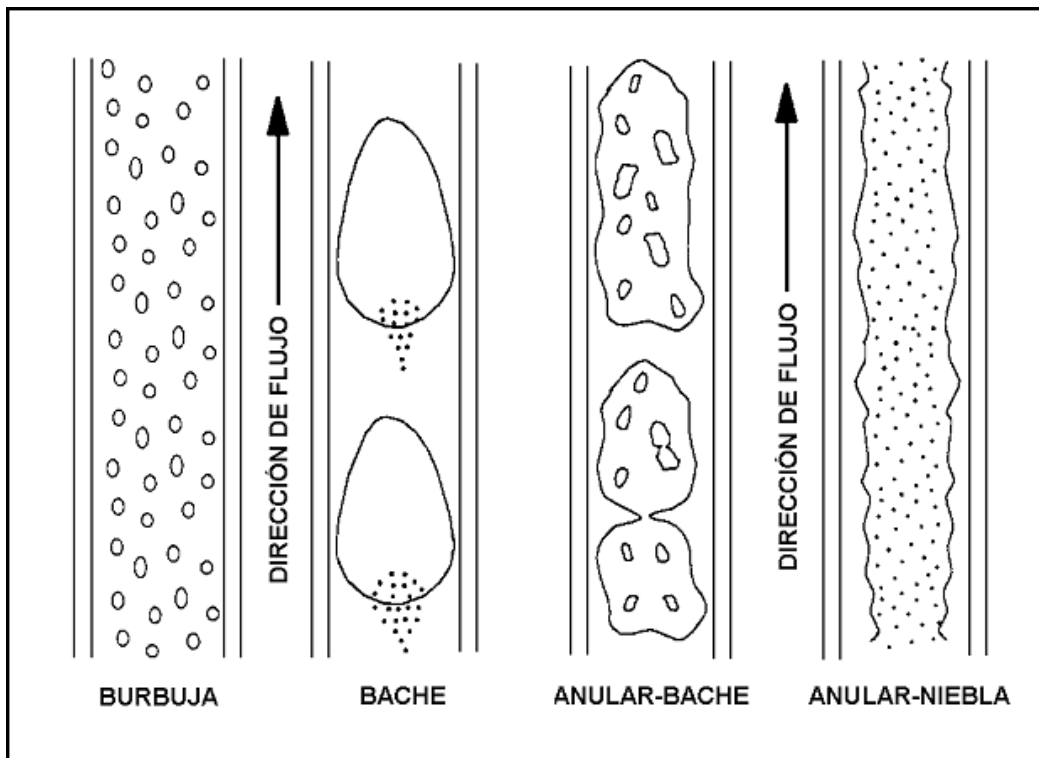


Figura (2.8) Configuraciones geométricas en flujo vertical.

Flujo Burbuja.- La tubería esta casi completamente llena con líquido y la fase de gas libre está presente en pequeñas burbujas. Las burbujas se mueven a lo largo de la tubería a diferentes velocidades y con excepción de su densidad, tienen poco efecto en el gradiente de presión. La pared de la tubería esta siempre en contacto con la fase líquida.

Flujo Bache.- La fase gaseosa está más profunda. Aunque la fase líquida es aun continua, las burbujas de gas coalescen y forman tapones o baches que casi llenan la sección transversal de la tubería. La velocidad de los baches de gas es mayor que la del líquido. Alrededor del bache el líquido forma una película que puede moverse hacia abajo a velocidades bajas. Ambos el gas y el líquido tienen efectos significantes en el gradiente de presión.

Flujo en Transición (Anular Bache).- Este flujo ocurre en el cambio de una fase líquida continua a una fase gaseosa continua. Los baches de gas pueden unirse y el líquido puede viajar en los baches. Aunque los efectos del líquido son significantes, los efectos de la fase gaseosa son predominantes.

Flujo Niebla.- La fase gaseosa es continua y el volumen de líquido es transportado como gotitas en la fase gaseosa. La pared de la tubería esta revestida con una película de líquido, pero la fase gaseosa influye predominantemente en el gradiente de presión.

Las diversas correlaciones existentes para el cálculo de distribuciones de presión con flujo multifásico en tuberías, pueden clasificarse en tres tipos en base al criterio utilizado en su desarrollo.

TIPO I.- No se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se obtiene en función de las propiedades de los fluidos, corregidas por presión y

temperatura. Las pérdidas por fricción y los efectos de colgamiento se expresan por medio de un factor de fricción correlacionado empíricamente. No se distinguen patrones de flujo. En este grupo están incluidos los métodos de Poettmann y Carpenter, Fancher y Brown, y Baxendell y Thomas.

TIPO II.- Se toma en cuenta el resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se calcula utilizando el efecto del colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades combinadas del gas y el líquido. No se distinguen regímenes de flujo. Un ejemplo de este grupo lo constituye el método de Hagedorn y Brown.

TIPO III.- Se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se calcula utilizando el efecto del colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades del fluido en la fase continua. Se distinguen diferentes patrones de flujo. Las principales correlaciones que caen dentro de este tipo son las de Duns y Ros, Orkiszewski, Aziz, Beggs y Brill, Chierici, Gould y Tek, etc.

Al principio, las primeras correlaciones se desarrollaron bajo la consideración de flujo homogéneo. Por lo que las ecuaciones de flujo para una sola fase en estado permanente fueron modificadas reemplazando las variables involucradas con variables que consideran la mezcla de flujo. Pero estos métodos homogéneos, no fueron suficientes para dimensionar los equipos de producción, por lo que fueron desarrolladas correlaciones para solucionar estos problemas las cuales se han ido mejorando con el paso de los años. En la tabla (2.5) se mencionan algunas características de las principales correlaciones utilizadas en este modelo.

CORRELACION	FECHA DE DESARROLLO	BASE	TIPO DE TUBERIA	TIPO DE FLUIDO
DUNS – ROS	1961	DATOS DE LAB. Y CAMPO	DIAMETROS MAYORES	ACEITE-GAS-AGUA
ANGEL-WELCHON-ROSS	1964	DATOS DE CAMPO	DIAMETROS MAYORES Y TUBERIA ANULAR	GAS-AGUA
HAGENDORN – BROWN	1965	DATOS DE LAB. Y DE CAMPO.	1” – 4”	ACEITE-GAS-AGUA
ORKISZEWSKI	1967	REVISION Y MODIFICACION DE OTROS METODOS	DIAMETROS MAYORES	ACEITE-GAS-AGUA
AZIZ - GOVIER	1972	DATOS DE LAB. Y CAMPO	DIAMETROS MAYORES	ACEITE-GAS-AGUA
BEGGS Y BRILL	1973	DATOS DE LABORATORIO	1” A 1.5”	GAS-AGUA
GRAY	1974	DATOS DE CAMPO	MENORES DE 3.5 “	

Tabla (2.5) Correlaciones más importantes en flujo vertical para calcular la caída de presión en flujo multifásico.

Capítulo 3. Modelo propuesto.

En este capítulo se presenta el modelo matemático propuesto para analizar el comportamiento de las curvas IPR considerando la deposición de asfaltenos en el pozo y el yacimiento a través del concepto de eficiencia de flujo. En primera instancia se describe brevemente el modelo de flujo considerado en este trabajo. Posteriormente se detalla el modelo de afluencia, describiendo el procedimiento para construir las curvas IPR. Posteriormente se describe la correlación de flujo multifásico empleada para calcular las caídas de presión a lo largo de la tubería y finalmente se describe el modelo termodinámico de la ecuación de estado (tipo SAFT) utilizada para determinar el punto de precipitación como función de la presión y la temperatura.

3.1. Modelo de flujo.

El sistema a estudiar se esquematiza en la figura (3.1). Este consiste de una tubería ideal (en dos dimensiones, r y z), con longitud z_0 en la cual fluye un fluido con composición inicial \underline{z}_0 . El fluido es una mezcla compleja de n componentes de hidrocarburos en equilibrio termodinámico, por lo que sus fracciones mol de los componentes presentes en la mezcla, son funciones de la presión y temperatura. En ella coexisten las fases líquida, sólida y vapor, las cuales en equilibrio a una presión y temperatura dadas, definen exactamente el estado y composición del fluido.

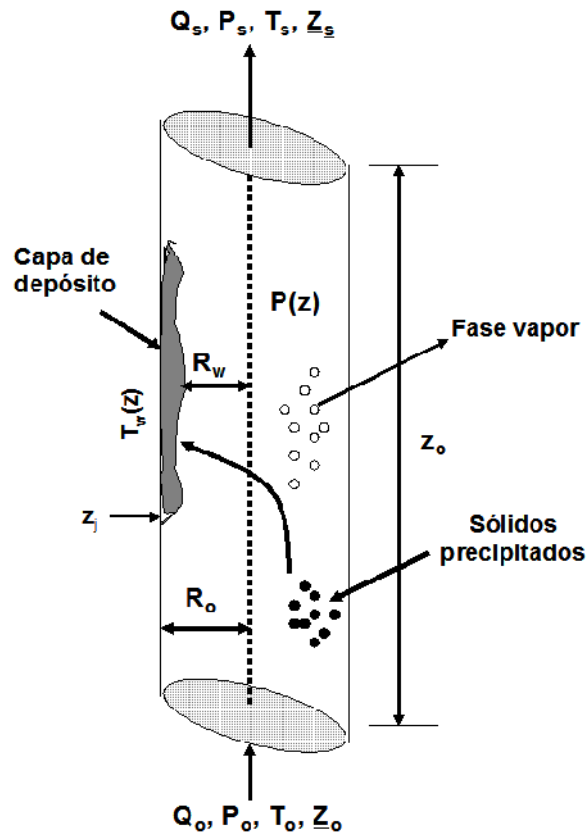


Figura (3.1) Aceite fluyendo a través de una tubería.

El aceite entra en la tubería, de radio interno R_o a una presión P_o , temperatura T_o y flujo volumétrico Q_o . Debido a las condiciones iniciales de presión y temperatura, no se presentan problemas de depositación de sólidos, por lo que el aceite se comporta como un fluido newtoniano. Tanto la temperatura externa de la tubería como la presión del fluido, cambian con la posición ($T_w(z), P(z)$), enfriándose y disminuyendo la presión a medida que se acerca al extremo contrario al que entra el fluido. Como la temperatura externa cambia axialmente a lo largo de la tubería, el proceso de transferencia de calor por convección forzada, induce un cambio en la temperatura del líquido. Este cambio de temperatura y presión provoca que en algún punto de la tubería se precipiten los sólidos y éstos a su vez se difundan por diferentes mecanismos hacia las paredes internas, formando el depósito de sólidos. Sea $R_w(z,t)$ el radio efectivo de la tubería (el cual será definido posteriormente en la parte de la ecuación de flux de masa), el cual

considera el espesor de la capa de depósito formada con el tiempo en alguna posición a lo largo de la tubería. Se sabe que para el caso de un fluido multicomponente en flujo bifásico (sólido-líquido) que fluye en una tubería, la composición de las fases cambia a lo largo de la tubería (Gould, 1979).

Para el caso de los asfaltenos, se toma en cuenta el hecho de que las partículas de asfaltenos se difundirán hacia la pared de la tubería debido únicamente al mecanismo de la difusión molecular. Por lo tanto, las consideraciones que se hacen para las ceras, se supondrá que también son válidas para el caso de los asfaltenos.

El flujo de aceite ceroso puede presentar también un régimen de flujo turbulento. Aquí se considerará que el tamaño de los remolinos turbulentos “eddies” se hacen grandes en la región central del flujo turbulento desarrollado en el interior de la tubería. Sin embargo, las turbulencias son suprimidas en la vecindad de la interfase sólido/aceite, de tal manera que existe una región laminar adyacente a la pared. La suposición anterior está contenida en el modelo de transferencia de calor y masa bajo condiciones de flujo turbulento, en el cual se divide al tubo en tres regiones básicamente: el núcleo turbulento, la zona de transición y la película laminar próxima a la pared.

En el núcleo turbulento la energía calorífica es transportada rápidamente de una zona a otra debido a la fuerte actividad de las turbulencias. Este mecanismo del rápido paso de energía calorífica da lugar a que la temperatura varíe ligeramente en todo el núcleo turbulento. Por otra parte, la actividad de la turbulencia junto a la pared es despreciable a una distancia axial determinada, y por lo que es conveniente considerar una región laminar en la que la energía se transporta exclusivamente por conducción de calor, el cual es un proceso lento en comparación con el transporte de los “eddies”.

Por tanto, es de esperar que se produzca una caída apreciable de temperatura a través de la delgada subcapa laminar. En la zona de transición se prevé una situación intermedia entre la del núcleo turbulento y la de la subcapa laminar, siendo importantes en esta región tanto el transporte de energía por conducción como por turbulencia. En la figura (3.2) se representa un perfil de temperatura típico (Bird et al., 1987).

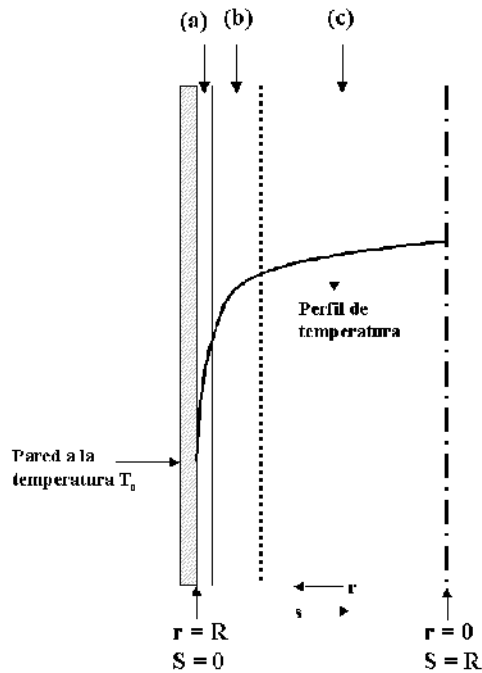


Figura (3.2). Fluido con temperatura T_s circulando por una tubería ($T_s > T_0$). Se muestra el cambio de la temperatura en (a) película laminar, (b) zona de transición y (c) núcleo turbulento.

En esta aproximación, para el cálculo del perfil radial de temperatura, se supondrá que la temperatura en la pared es ligeramente menor a la temperatura promedio del resto del aceite, de esta forma se mantiene el hecho de que la difusión molecular está presente debido a la existencia de un gradiente radial de temperatura. La expresión utilizada para determinar la temperatura en la pared es la siguiente (Lindeloff, 1999):

$$T_{pared} = T_{fluido} - \frac{Q}{h_{in} A} \quad (3.1)$$

Donde T_{pared} es la temperatura en la pared interna de la tubería, según se muestra en la figura (3.3)

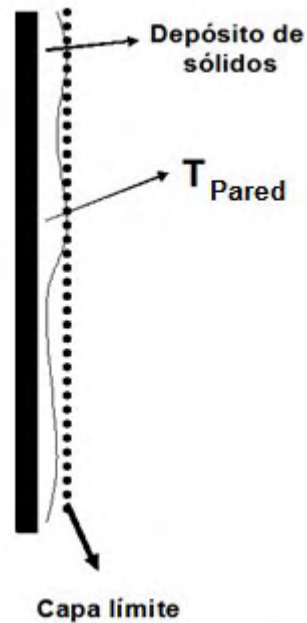


Figura (3.3). Temperatura en la pared interna de la tubería

T_{fluido} es la temperatura media del fluido a la profundidad de estudio, Q es el flux de calor total de los alrededores hacia la tubería, A es el área transversal interna de la tubería. El coeficiente h_{in} es el coeficiente de transferencia de calor interna, el cual se puede expresar de la siguiente forma, dependiendo del régimen en que se encuentre el fluido (laminar o turbulento):

$$h_{in} = 0.026 \frac{k_b}{D} \left(\frac{D \rho_m v_s}{\mu_b} \right)^{0.8} \left(\frac{C_p \mu}{k_b} \right)^{\frac{1}{3}} \left(\frac{\mu_b}{\mu_o} \right)^{0.14} \quad \text{para } Re > 20,000 \quad (3.2)$$

y

$$h_{in} = 1.86 \frac{k_b}{D} \left(Re Pr \frac{D}{L} \right)^{\frac{1}{3}} \left(\frac{\mu_b}{\mu_o} \right)^{0.14} \quad \text{para } Re < 20,000 \quad (3.3)$$

donde D es el diámetro de la tubería, L es la longitud, Re es el número de Reynolds, Pr es el número de Prandtl, C_p es la capacidad calorífica de la mezcla, μ_b es la viscosidad de la mezcla, μ_o es la viscosidad de la fase líquida, k_b es la conductividad térmica de la mezcla.

3.2. Modelo de Afluencia

Como es bien sabido, el comportamiento de afluencia de un pozo representa la capacidad de un pozo para aportar fluidos. Es decir, el comportamiento de flujo indicará la respuesta de la formación a un abatimiento de presión en el pozo productor. Por lo tanto, resulta primordial un buen entendimiento de los conceptos, interrelaciones y factores que determinan el comportamiento del flujo en el medio poroso, esto con el fin de utilizar en forma adecuada los métodos o técnicas que se empleen para obtener el comportamiento presente y futuro de un yacimiento (Ramírez-Sabag et al., 2007). Para calcular la caída de presión (abatimiento) en un yacimiento, se requiere una expresión que muestre las pérdidas de energía o presión debido al esfuerzo viscoso o fuerzas de fricción como una función de la velocidad o gasto. Para la mayoría de yacimientos productores de aceite y gas (a excepción de los productores de gas y condensados), se puede aplicar la ley de Darcy, suponiendo flujo laminar. El uso de esta ley se debe considerar en la predicción de los gastos de flujo desde el yacimiento hasta la cara del pozo. Evinger y Muskat (1943) propusieron la siguiente ecuación, la cual puede ser aplicada para predecir cualquier condición de flujo:

$$Q = \frac{C(K_a h)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \int_{P_{wf}}^{P_e} f(p) dp \quad (3.4)$$

Donde C es una constante, la cual en unidades de campo tiene un valor de 0.00708, $f(p)$ es una función de la presión, h el espesor de la formación, k_a la permeabilidad absoluta, P_e la presión en la frontera, P_{wfs} la presión de flujo en la pared del pozo, Q el gasto de fluido, r_e el radio de drene y r_w el radio del pozo. Esta ecuación puede aplicarse tanto a yacimientos saturados como bajosaturados. Sin embargo, en este trabajo solo consideraremos yacimientos bajosaturados, pues el sistema donde se aplicó, se trata de un pozo que produce en una sola fase (líquido).

Los yacimientos de aceite bajosaturado son aquellos cuya presión original se encuentra por arriba de la presión de saturación (P_b). Arriba de esta presión, todo el gas presente está disuelto en el aceite (yacimiento de aceite y gas disuelto).

Al inicio de la vida productiva de un pozo, como ya se mencionó anteriormente, se hace necesario evaluar la productividad del pozo a las condiciones en que se encuentra al momento de ponerlo a producir. Existen diversos métodos considerados como tradicionales que permiten elaborar curvas de comportamiento de afluencia, las cuales a su vez permiten determinar la capacidad de un pozo para producir fluidos. El método de determinación de la capacidad productora es conocida como IPR (Inflow Performance Relationship) o bien, relación de comportamiento de afluencia (Padilla, 1990). Con la preparación de las curvas de afluencia se tendrá una idea más precisa de la capacidad de producción de los pozos, sean estos de aceite o de gas y recaerá en el mejor conocimiento del gasto de producción con el cual se deberá explotar el yacimiento para extender la vida fluyente de éste.

En el cálculo de la productividad de un pozo, comúnmente se asume (Vogel, 1968) que el flujo hacia el pozo es directamente proporcional a la diferencial de presión entre el yacimiento y la pared del pozo. En otras palabras, la producción es directamente proporcional a una caída de presión existente en el sistema yacimiento-pozo. La

constante de proporcionalidad es conocida como índice de productividad (IP), derivada a partir de la ley de Darcy (ecuación 3.4) para flujo radial estacionario y un sólo fluido incompresible. El concepto de índice de productividad es un intento para encontrar una función simple que relacione la capacidad de un pozo para aportar fluidos y un determinado abatimiento de presión.

Moore (1939) sugirió un método para medir la productividad de pozos, el cual requiere medir la presión de fondo fluyendo, P_{wf} , y la presión estática del yacimiento, P_{ws} a varios gastos. La relación del gasto de producción de un pozo y el abatimiento de la presión en este gasto particular se denomina Índice de Productividad (IP) y se representa con la letra J . El IP se define de acuerdo a la ecuación (3.5).

El gasto de producción se mide directamente en la superficie a condiciones de almacenamiento, mientras que la presión del yacimiento se obtiene a partir de una prueba de incremento de presión. Generalmente se evalúa el J durante las primeras etapas productivas de un pozo y se utiliza este valor en etapas posteriores de explotación del mismo.

Para un yacimiento con empuje hidráulico muy activo, en el cual la presión permanece por arriba de la presión de saturación, el J será casi constante. Para un yacimiento con empuje por gas en solución, en el cual la P_{wf} es menor a la presión de saturación, el J cambiará en función de la recuperación de fluidos acumulada (Gómez, 1984). Suponiendo que el índice de productividad de un pozo no cambia con el tiempo y es independiente del gasto de producción, se tiene:

$$J = \frac{Q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (3.5)$$

Despejando P_{wf} de (3.5), se obtiene la siguiente ecuación:

$$P_{wf} = P_{ws} - \frac{Q_o}{J} \quad (3.6)$$

En una gráfica P vs Q , la ecuación (3.6) representa una línea recta con pendiente $-\frac{Q_o}{J}$, tal y como se muestra en la figura (3.4) (Ramírez-Sabag, 2007).

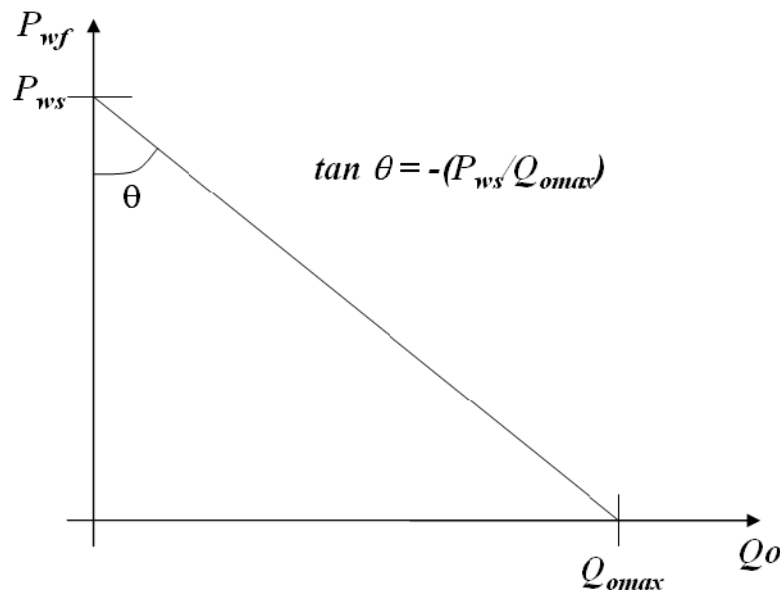


Figura (3.4). Comportamiento de afluencia para un yacimiento bajo saturado, es decir, con una IP lineal (Ramírez-Sabag, et al., 2007)

El comportamiento de una gráfica de P_{wf} contra Q_o , mostrará en general un comportamiento lineal siempre y cuando se cumpla con la condición $P_{ws} > P_b$ (condición que corresponde a un yacimiento bajosaturado o cuando el yacimiento está sometido a empuje hidráulico con $P_{wf} > P_b$) y en condiciones de flujo laminar. Bajo estas condiciones el J permanecerá constante (Padilla, 1990). Cuando se tiene la situación

$P_{wf} < P_b$, el índice de productividad para cualquier gasto de producción se define como el cambio del gasto producido como función del abatimiento de la presión. Dicho comportamiento se presenta en forma de una curva dada por la ecuación:

$$J = IPR = \tan \theta = -\frac{dQ}{dP_{wf}} \quad (3.7)$$

El comportamiento teórico de dicha curva se presenta en la figura (3.5).

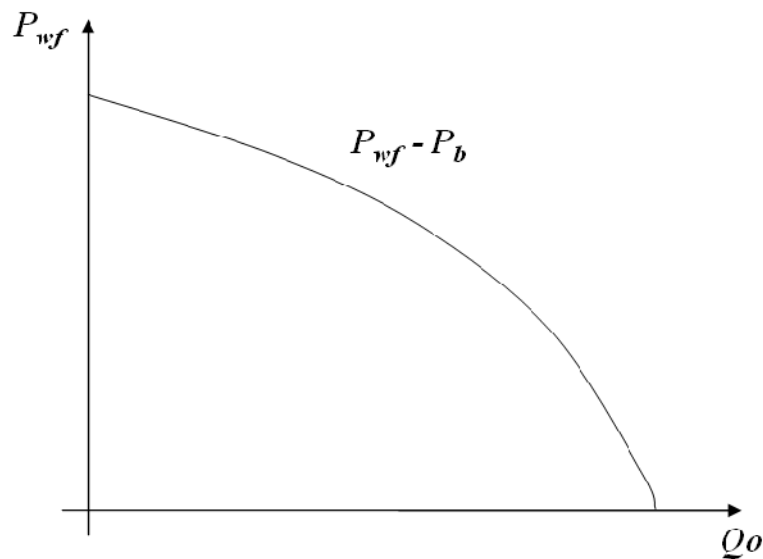


Figura (3.5). Comportamiento teórico de la curva IPR cuando $P_{wf} < P_b$

Además de los problemas con los que la formación y sus fluidos inciden en la variación de la producción en la etapa de explotación, como ya se mencionó anteriormente, existe un daño a la formación generado durante la perforación y terminación del pozo. Este daño se refleja en el análisis de las curvas obtenidas de una prueba de incremento de presión. El daño (o en algunos casos mejoramiento por operación de estimulación) a la formación modifica la eficiencia de flujo (FE), y por tanto, el comportamiento de afluencia al pozo (Stubhar et al., 1972).

La eficiencia de flujo depende del cambio en las condiciones naturales de la roca productora. Cualquier cambio en ellas, alterará la distribución de presión y por lo tanto el gasto de producción. Bajo condiciones ideales (agujero descubierto y sin daño), se tiene que $FE = 1$ (Vogel, 1968). Esta condición se podría dar para el caso de pozos nuevos. Por otro lado, Standing (1970) estableció el concepto de eficiencia de flujo considerando que la formación esta dañada, es decir $FE \neq 1$. En la figura (3.6) se esquematiza la eficiencia de flujo. La definición propuesta por Standig es:

$$FE = \frac{\Delta P^{ideal}}{\Delta P^{real}} \tag{3.8}$$

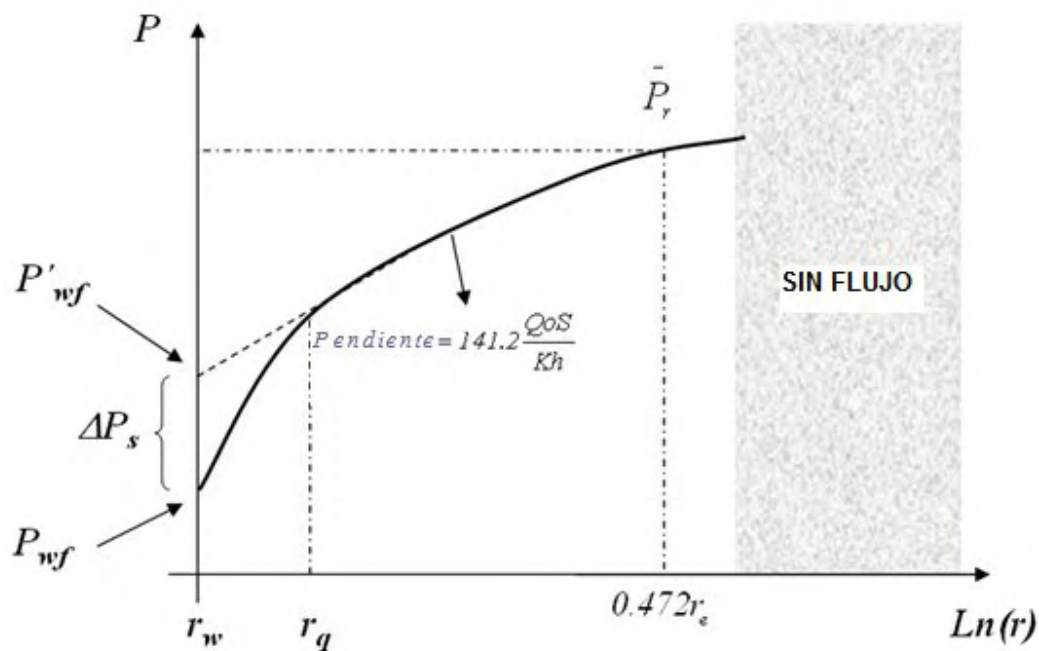


Figura (3.6). Eficiencia de flujo para un pozo con daño, (Brown and Beggs, 1977)

De la figura anterior se puede ver que: $P'_{wf} = P_{wf} + \Delta P_s$; es decir, un pozo sin daño fluiría a un gasto Q_0 para una presión P'_{wf} , mientras que un pozo con daño, fluiría a una presión menor (P_{wf}) con el fin de producir el mismo gasto. Por lo tanto, la ecuación (3.8) se transforma de la siguiente forma:

$$FE = \frac{\Delta P^{ideal}}{\Delta P^{real}} = \frac{P_{ws} - P'_{wf}}{P_{ws} - P_{wf}} = \frac{P_{ws} - P_{wf} - \Delta P_s}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (3.9)$$

Para el caso de flujo radial, Brown and Beggs, 1977 propusieron definir la eficiencia del flujo en términos del daño a la formación en la forma (ver figura 3.6):

$$FE = \frac{\ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w} + S\right)} \quad (3.10)$$

La FE expresa también la relación entre el gasto aportado por el pozo con daño al gasto aportado sin daño. La ecuación (3.10) representa la expresión básica para calcular la eficiencia de flujo, sin embargo para poder aplicarla es necesario conocer el valor del factor de daño, S , antes de aplicarse (Padilla, 1990).

Debido a la complejidad que representa calcular S , en este trabajo se propone una nueva metodología para determinar las curvas IPR de un pozo considerando la depositación de asfaltenos en el pozo productor. Como primera aproximación, esta metodología se aplicará solo a yacimientos nuevos, recién explotados, en los cuales se supone que el factor de daño es cero. Partiendo de esta suposición, el primer paso es calcular la curva IPR del pozo utilizando la ecuación generalizada. Dicha ecuación se esquematiza en la figura (3.7).

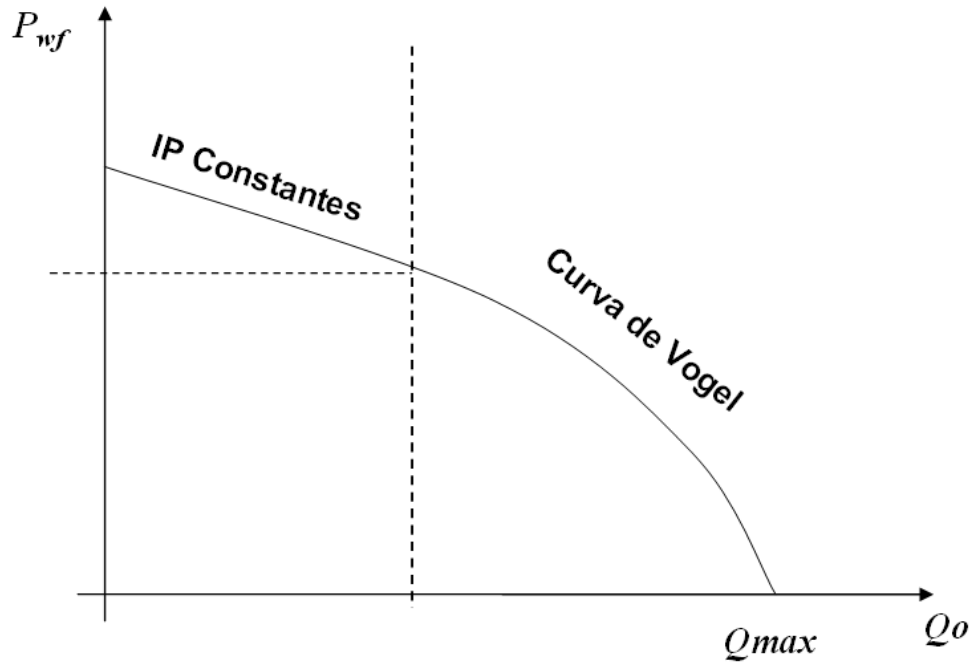


Figura (3.7). Curva IPR para yacimientos sin daño.

Este método es utilizado en yacimientos cuya presión de fondo fluente, esta por arriba de la presión de saturación. Combina la curva de IPR para índice de productividad lineal para el caso de $P_{wf} > P_b$, mientras que utiliza el método de Vogel para el caso de $P_{wf} < P_b$. Las ecuaciones de este método son:

$$P_{wf} > P_b :$$

$$Q = J(P_{ws} - P_b)$$

(3.11)

$$P_{wf} < P_b :$$

$$Q = Q_c \left(1.8 \left(\frac{P_{ws}}{P_b} \right) - 0.8 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right)$$

donde:

$$Q_c = \frac{Q_b}{1.8 \left(\frac{P_{ws} - P_b}{P_b} \right)} \tag{3.12}$$

$$Q_b = J(P_{ws} - P_{wf})$$

Una vez determinada la curva IPR con este método generalizado, se seleccionan parejas de valores (Q_o^i, P_{wf}^i) tomados directamente de la curva IPR y se calculan las correspondientes presiones en la cabeza (P_{wh}) para cada pareja y considerando depositación de asfaltenos en el pozo. De esta forma se obtendrá una curva de presiones en la cabeza afectada por la depositación. Dicha curva se esquematiza en la figura (3.8).

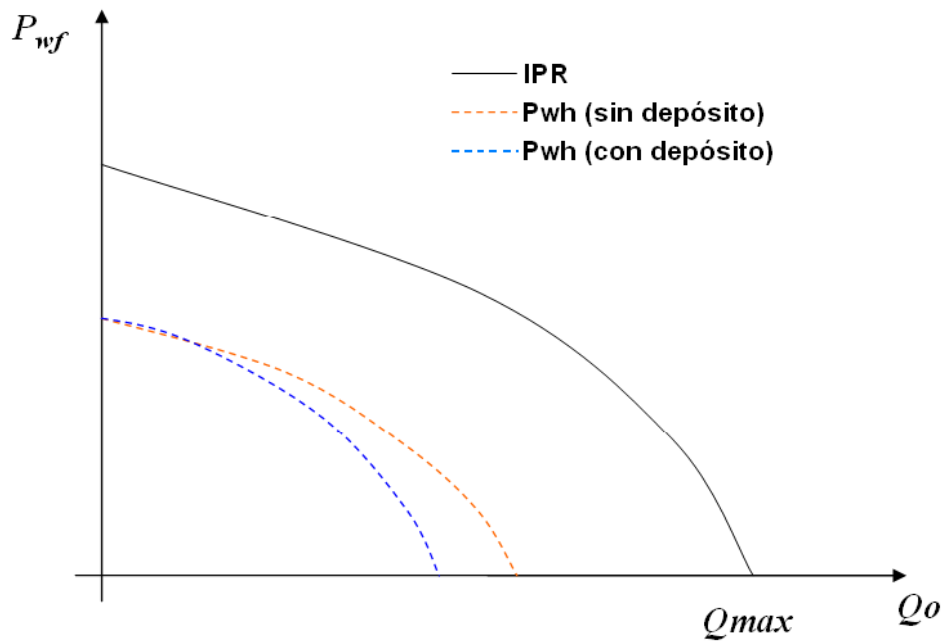


Figura (3.8). Cambio en la curva de presiones en la cabeza debido a la depositación de asfaltenos.

Con el fin de considerar el efecto de la depositación de asfaltenos en el yacimiento, utilizamos el concepto de eficiencia de flujo (ecuación 3.10) mediante el método de Standing para el cálculo de la curva IPR. Dicho método es una generalización del método de Vogel en la cual se introduce el concepto de factor de daño a la formación. En la figura (3.9) se esquematiza el comportamiento del método de Standing. Para valores de $FE < 1.0$, se supone que el yacimiento esta dañado debido a diferentes factores (disparos, desviación, asfaltenos, etc.), mientras que para $FE > 1.0$, se supone que el yacimiento ha sido estimulado químicamente.

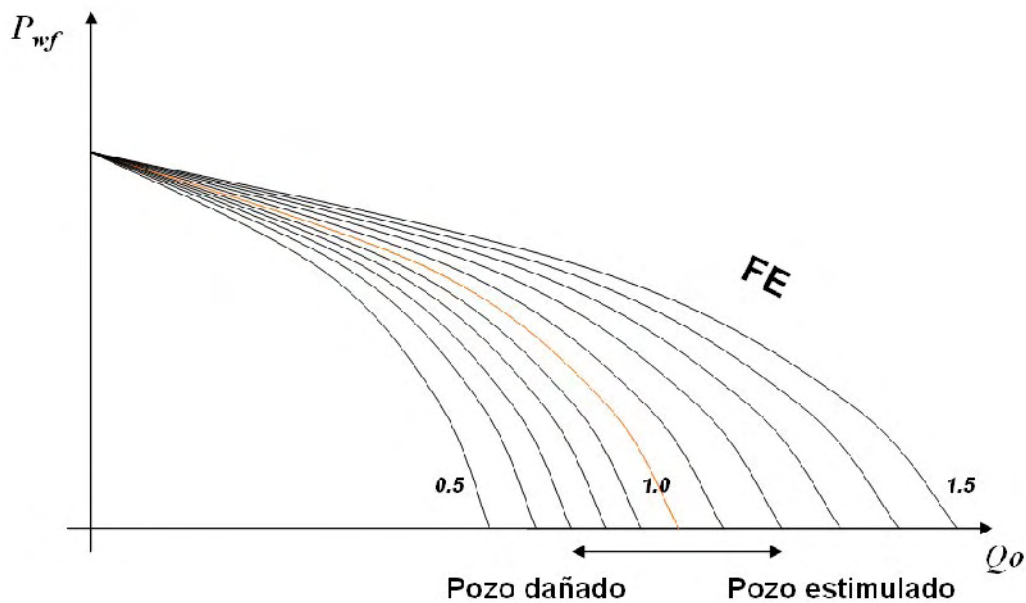


Figura (3.9). Correlación de Standing para diferentes eficiencias de flujo.

La ecuación para construir la curva IPR, de acuerdo al método de Standing esta dada por:

$$Q = Q_{max} (FE = 1.0) \left(1 - 0.2 \left(\frac{P'_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P'_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \right) \quad (3.13)$$

donde:

$$P'_{wf} = P_{ws} - (P_{ws} - P_{wf})FE \tag{3.14}$$

El comportamiento esperado de las curvas IPR y la curva de presiones en la cabeza, considerando ahora una FE diferente de cero, se esquematiza en la figura (3.10).

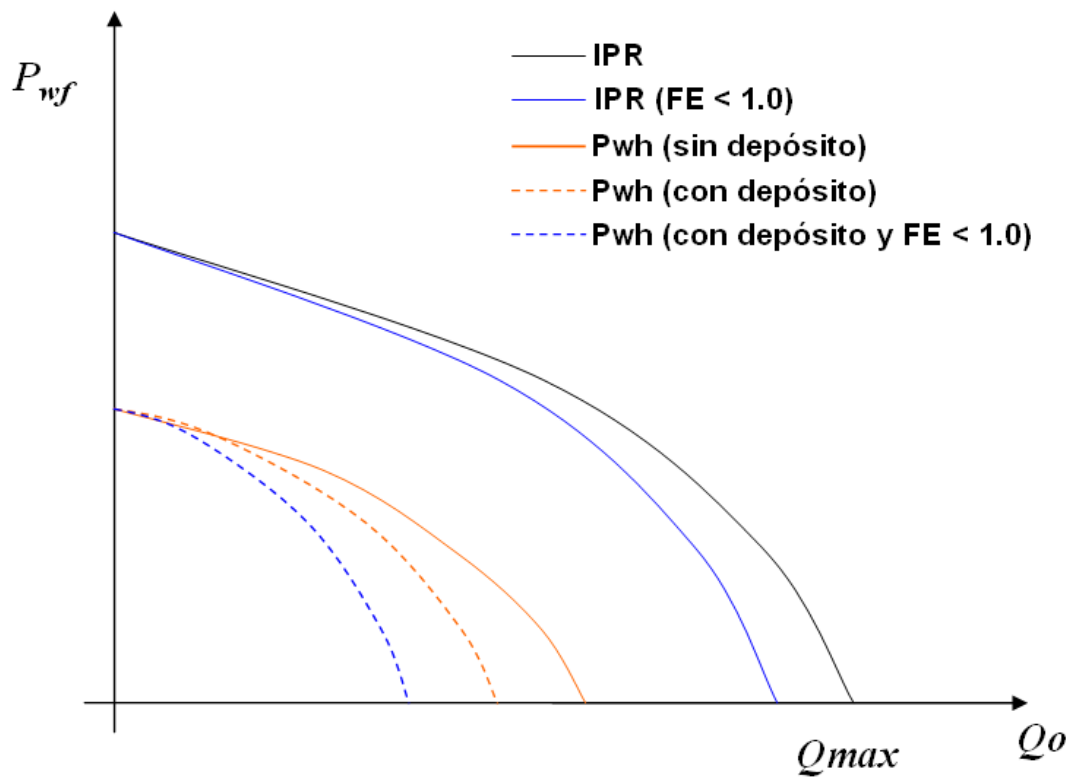


Figura 3.10. Curva de presiones en la cabeza, considerando una $FE < 1.0$

3.3. Correlación de flujo multifásico.

En cuanto a la parte hidrodinámica, para la caída de presión se utilizó la correlación de Mukherjee and Brill (1985), debido a que proporciona el mejor ajuste a los datos del gradiente dinámico presión-profundidad medido en el pozo bajo estudio.

La correlación de Mukherjee y Brill representa una mejora a la correlación original desarrollada por Beggs y Brill. Esta correlación fue desarrollada para sistemas aire-keroseno en los cuales se mejoraron las mediciones del colgamiento del líquido en un amplio intervalo de gastos de líquido y gas. Estos autores determinaron los patrones de flujo para cada fase utilizando números adimensionales para las velocidades del líquido y gas, los cuales fueron utilizados como coordenadas para construir dichos mapas de flujo. Las curvas correspondientes fueron ajustadas utilizando regresión lineal. Las ecuaciones que definen los mapas de flujo son, para el caso de la transición burbuja/tapón (Los subíndices que aparecerán en las siguientes ecuaciones BS, SM y ST se refieren a las transiciones burbuja-tapón, tapón-anular-niebla y estratificado, respectivamente):

$$N_{L_{V_{B/S}}} = 10^x \quad (3.15)$$

donde:

$$x = \log N_{g_v} + 0.940 + 0.074 \operatorname{sen} \theta - 0.855 \operatorname{sen}^2 \theta + 3.695 N_L \quad (3.16)$$

Donde N_{L_v} es el número de la velocidad del líquido, N_{g_v} es el número de la velocidad del gas y N_L es el número adimensional de la tubería.

Para el caso de la transición tapón a anular-niebla, esta es la misma para flujo horizontal y flujo inclinado. Sin embargo, la viscosidad del líquido tiene un efecto importante sobre esta transición. Un incremento en la viscosidad del líquido, acelera la transición tapón a anular-niebla. La descripción de esta se da en la siguiente ecuación:

$$N_{gV_S/M} = 10^{(1.401 - 2.694N_L + 0.521N_{Lv}^{0.329})} \quad (3.17)$$

En flujo descendente y flujo horizontal, la transición burbuja-tapón se describe por:

$$N_{gV_B/S} = 10^y \quad (3.18)$$

donde:

$$y = 0.431 - 3.003N_L - 1.138(\log N_{Lv})\text{sen}\theta - 0.429(\log N_{Lv})^2\text{sen}\theta + 1.132\text{sen}\theta \quad (3.19)$$

Esta última transición genera una familia de curvas para diferentes ángulos de inclinación y viscosidades del líquido. En flujo horizontal, la transición se hace función exclusiva de la viscosidad y se convierte en una línea recta vertical. La determinación de la frontera para flujo estratificado horizontal se da por:

$$N_{LV_{ST}} = 10^z \quad (3.20)$$

donde:

$$z = 0.321 - 0.017N_{gv} - 4.267\text{sen}\theta - 2.972N_L - 0.033(\log N_{gv})^2 - 3.925\text{sen}^2\theta \quad (3.21)$$

Cálculo del colgamiento del líquido.

Estos autores propusieron la siguiente correlación para calcular el colgamiento del líquido:

$$H_L = \exp \left[C_1 + C_2\text{sen}\theta + C_3\text{sen}^2\theta + C_4N_L^2 \left(\frac{N_{gv}^{C_5}}{N_{Lv}^{C_6}} \right) \right] \quad (3.22)$$

Donde los coeficientes C_1 a C_6 se dan dependiendo del tipo de tubería. Se consideran tres tipos diferentes de configuraciones, tubería ascendente, descendente y otras configuraciones.

El cálculo de la caída de presión total se realiza dependiendo del patrón de flujo presente en el flujo. En el caso de flujo burbuja y tapón, este se determina de la siguiente forma:

$$\frac{dP}{dL} = \frac{\frac{f\rho_s v_m^2}{2d} + \rho_s g \text{sen}\theta}{1 - E_K} \quad (3.23)$$

donde:

$$E_K = \frac{\rho_s v_m v_{sg}}{P} \quad (3.24)$$

Donde f es el factor de fricción, ρ_s es la densidad de resbalamiento, v_m es la velocidad de la mezcla, v_{sg} es la velocidad superficial del gas, P es la presión.

El factor de fricción se obtiene directamente del diagrama de Moody. Para el caso de flujo anular, el gradiente de presión total se calcula con la ecuación:

$$\frac{dP}{dL} = \frac{f \rho_n v_m^2 + \rho_s g \sin \theta}{1 - E_K} \quad (3.25)$$

Donde f es el factor de fricción, ρ_s es la densidad de resbalamiento, v_m es la velocidad de la mezcla, d es el diámetro, g es la constante gravitacional.

Mukherjee y Brill desarrollaron una relación empírica para el factor de fricción que depende del colgamiento del líquido, la expresión es:

$$H_R = \frac{\lambda_L}{H_L} \quad (3.26)$$

El factor de fricción se obtiene como el cociente entre el factor de fricción f_R , el cual se correlaciona de valores experimentales y f_n , es decir el factor de fricción sin resbalamiento, el cual se obtiene directamente del diagrama de Moody.

$$f = f_n f_R \quad (3.27)$$

En el caso de flujo estratificado, los autores utilizaron una aproximación de flujo separado o aproximación de dos-fluidos para desarrollar el gradiente de presión total, el cual esta dado por la ecuación:

$$\frac{dP}{dL} = -\tau_{wg} \frac{P_g}{A_g} - \rho_g g \text{sen} \theta \quad (3.28)$$

De consideraciones geométricas, se puede mostrar que existe una relación entre las cantidades δ , A_L , A_g , P_L y P_g con H_L y el diámetro d de la tubería. Dichas relaciones están dadas por:

$$\delta = 2 \cos^{-1} \left(1 - 2 \frac{h_L}{d} \right) \quad (3.29)$$

$$H_L = \left(\frac{A_L}{A} \right) = \frac{1}{2\pi} (\delta - \text{sen} \delta) \quad (3.30)$$

$$P = P_L + P_g \quad (3.31)$$

$$P_g = \left(1 - \frac{\delta}{2\pi}\right)P \quad (3.32)$$

En cuanto al esfuerzo cortante en la pared interna de la tubería, estos autores utilizaron la aproximación propuesta por Aziz, et al., 1972, la cual esta dada por:

$$\tau = \frac{f_i \rho_i V_L^2}{2g} \quad (3.33)$$

Donde el subíndice i se refiere a la fase respectiva, (1 líquido y 2 gas). Los factores de fricción se pueden obtener directamente del diagrama de Moody.

3.4. Equilibrio de fases para asfaltenos.

Para el cálculo de la depositación de asfaltenos en la tubería, se utiliza el modelo de flujo ampliamente discutido en otros trabajos (Ramírez-Jaramillo et al., 2006). Aquí solo se darán algunos detalles del mismo. En el caso del equilibrio de fases para calcular la precipitación, se utiliza una ecuación de estado tipo SAFT (Buenrostro-González, 2004) dada por:

$$\frac{A_H}{N_m KT} = \frac{A_H^{ideal}}{N_m KT} + \frac{A_H^{Mono}}{N_m KT} + \frac{A_H^{Chain}}{N_m KT} + \frac{A_H^{Assoc}}{N_m KT} \quad (3.34)$$

Donde A_H incluye todas las diferentes contribuciones a la energía libre de Helmholtz (ideal, monómeros, cadena y asociación). N_m es el número de moléculas, K es la constante de Boltzmann y T la temperatura. Cada una de las contribuciones se calculan de acuerdo a las ecuaciones que a continuación se muestran:

$$\frac{A^{Ideal}}{NkT} = \left(\sum_{i=1}^n x_i \ln \rho_i \Lambda_i^3 \right) - 1 \quad (3.35)$$

La ecuación (3.35) representa la contribución a la energía libre de Helmholtz de una mezcla de N moléculas en el estado de gas ideal a la temperatura T (Gil-Villegas *et al.*, 1997). En esta ecuación, ρ_i es la densidad de moléculas (cadenas) y no de segmentos esféricos o monómeros (dada en número de moléculas por unidad de volumen), x_i es la fracción molar, k es la constante de Boltzman y Λ es la longitud de onda de De Broglie ($\Lambda = h(2\pi mkT)^{-1/2}$ donde h es la constante de Planck y m es la masa molecular).

$$\frac{A^{Mono}}{NkT} = \left(\sum_{i=1}^n x_i m_i \right) \frac{A^M}{N_s kT} = \left(\sum_{i=1}^n x_i m_i \right) a^M \quad (3.36)$$

En la ecuación (3.36) se da la contribución a la energía libre de Helmholtz de una mezcla de monómeros o segmentos de cadena (Gil-Villegas *et al.*, 1997), y donde m_i es el número de segmentos esféricos de la cadena i , N_s número total de segmentos esféricos o monómeros.

En mecánica estadística la teoría estándar para sistemas de centro duro es la teoría de perturbaciones de (Barker y Henderson 1967 a, b, 1975). Esta teoría, originada en la

aproximación de la expansión de alta temperatura (HT, por sus siglas en inglés) de (Zwanzig 1954), utiliza un sistema de esferas duras como fluido de referencia y asume que el término atractivo $\varepsilon \Phi(r;\lambda)$ actúa como una perturbación. Esto permite expresar la energía libre del monómero por segmento de la mezcla, $a^M = A^M / N_s kT$, como una serie de expansión alrededor del inverso de la temperatura $\beta = 1/kT$ (Barker y Henderson, 1975)

$$a^M = a^{ed} + \beta a_1 + \beta^2 a_2 \quad (3.37)$$

donde a^{ed} representa la contribución de una mezcla de esferas duras; el término a_1 representa la energía atractiva promedio de la mezcla de monómeros y a_2 representa el primer término de la fluctuación de la energía atractiva promedio.

La energía libre del sistema de la mezcla de referencia de esferas duras, a^{ed} , se obtiene a partir de la expresión (Boublik 1970 y Mansoori *et al.*, 1971):

$$a^{ed} = \frac{6}{\pi \rho_s} \left[\left(\frac{\zeta_2^3}{\zeta_3^2} - \zeta_0 \right) \ln(1 - \zeta_3) + \frac{3\zeta_1 \zeta_2}{1 - \zeta_3} + \frac{3\zeta_2^3}{\zeta_3 (1 - \zeta_3)^2} \right] \quad (3.38)$$

En esta expresión $\rho_s = N_s / V$ es el la densidad número de la mezcla en términos del número de segmentos esféricos. Nótese que $\rho_s = \rho \left(\sum_i^n x_i m_i \right)$, donde ρ es la densidad molecular total de la mezcla. Las densidades reducidas, ζ_i se definen como sigue:

$$\zeta_l = \frac{\pi}{6} \rho_s \left[\sum_{i=1}^n x_{s,i} (\sigma_i)^l \right] \quad (3.39)$$

Donde σ_i es el diámetro del segmento esférico de la cadena i y $x_{s,i}$ es la fracción de segmentos de tipo i en la mezcla. La fracción de empaquetamiento de la mezcla está dada por ζ_3 .

La contribución a la energía libre debida al encadenamiento de los segmentos esféricos para formar moléculas de cadena se da en términos del valor de contacto de la función de distribución para monómeros (Chapman *et al.*, 1988).

$$\frac{A^{cadena}}{NkT} = - \sum_{i=1}^n x_i (m_i - 1) \ln y_{ii}^M(\sigma_{ii}) \quad (3.40)$$

donde $y_{ii}^M(\sigma_i)$ se obtiene a partir de la expansión de alta temperatura de la función de distribución radial binaria $g_{ii}^M(\sigma_i)$

$$y_{ij}^M(\sigma_{ij}) = g_{ij}^M(\sigma_{ij}) e^{-\beta \epsilon_{ij}} \quad (3.41)$$

Donde $g_{ij}^M(\sigma_{ij})$ se puede calcular de dos formas distintas dependiendo de la aproximación de la teoría SAFT que se esté considerando.

Dentro del marco de la teoría de Wertheim (Chapman *et al.*, 1988), la contribución a la energía libre debida a la asociación de moléculas de cadena se puede describir mediante la siguiente expresión:

$$\frac{A^{asoc}}{NkT} = \sum_{i=1}^n x_i \left[\sum_{a=1}^{s_i} \left(\ln X_{\alpha,i} - \frac{X_{\alpha,i}}{2} \right) + \frac{s_i}{2} \right] \quad (3.42)$$

La primera sumatoria se hace sobre las especies i , y la segunda sobre el número total de sitios s_i de asociación de una molécula de tipo i . La fracción $X_{\alpha,i}$ de moléculas de la especie i no asociadas en el sitio a se obtiene mediante la solución iterativa de la siguiente ecuación:

$$X_{\alpha,i} = \frac{1}{1 + \sum_{j=1}^n \sum_{b=1}^{s_j} \rho x_j X_{b,j} \Delta_{a,b,i,j}} \quad (3.43)$$

donde

$$\Delta_{a,b,i,j} = K_{a,b,i,j} f_{a,b,i,j} g_{ij}^M(\sigma_{ij}) \quad (3.44)$$

El parámetro $\Delta_{a,b,i,j}$ es específico para cada una de las interacciones de asociación sitio-sitio ($a-b$), e incorpora la fuerza de asociación en términos de la función de Mayer (Lee, 1984, capítulo V).

$$f_{a,b,i,j} = \exp\left(\frac{-\psi_{a,b,i,j}}{kT}\right) - 1 \quad (3.45)$$

La cual representa un potencial de pozo cuadrado de profundidad (energía de asociación) $\Psi_{a,b,i,j}$ y alcance definido por el volumen disponible a nivel molecular para la asociación $K_{a,b,i,j}$.

La aplicación de cualquier ecuación de estado a sistemas multicomponentes requiere de reglas de mezclado apropiadas para las variables termodinámicas y los parámetros de la ecuación. Estas reglas introducen una dependencia implícita de la composición dentro de la ecuación de estado. Con objeto de calcular la energía atractiva promedio de la mezcla, la aproximación SAFT-VR requiere conocer el valor de la constante de van der Waals (α) y de la función de distribución radial ($g(r)$) de la mezcla de esferas duras. Esto implica el uso de reglas de mezclado para la energía libre de mezclas no conformacionales así como de reglas de combinación para los parámetros de interacción cruzados, es decir para las parejas ij , con $i \neq j$ (Galindo *et al.*, 1998 a).

Para aplicaciones cuantitativas, los parámetros moleculares pueden ser determinados directamente a partir de la caracterización molecular de las especies involucradas o estimados a partir del ajuste del modelo con respecto a un conjunto de datos experimentales del equilibrio de fases. Los parámetros requeridos para este modelo son:

- 1) Diámetro de esfera dura del monómero de asfalteno y de resina.
- 2) Número de segmentos de la cadena de resina.
- 3) Constante de Hamaker de asfaltenos, resinas y el medio.
- 4) Alcance de las interacciones atractivas.
- 5) Energía de asociación entre asfaltenos y entre asfaltenos y resinas.
- 6) Alcance de potencial de asociación, caracterizado por el volumen de asociación.
- 7) Número de sitios de asociación de las resinas y de los asfaltenos.

Todos los parámetros moleculares correspondientes a los asfaltenos y a las resinas se suponen independientes de la temperatura y la presión, pero dependientes de la naturaleza del petróleo crudo.

Además de los parámetros anteriores, se requiere del valor de la densidad de componente puro de asfaltenos y resinas en términos del número de segmentos esféricos por unidad de volumen, la cual se tiene que derivar del peso molecular, la densidad másica y, para el caso de las resinas, del número de segmentos de la cadena.

En cualquier petróleo crudo existe una amplia distribución de pesos moleculares de asfaltenos, pero como en este modelo los asfaltenos están representados por un sólo pseudo-componente, es necesario especificar un valor promedio de su peso molecular. El peso molecular es un parámetro muy sensible pues de su valor dependen la concentración y la densidad molecular de los asfaltenos. El peso molecular de los asfaltenos depende de la técnica experimental utilizada. En el caso de técnicas que requieren de una solución de asfaltenos, como la osmometría de presión de vapor (VPO) y la cromatografía de exclusión de tamaño (SEC), la medición del peso molecular depende de la concentración de asfalteno y la naturaleza del disolvente. Con la técnica VPO, utilizando disolventes muy polares se encontró que el peso molecular de los asfaltenos estaba alrededor de 2000 ± 500 g/mol, mientras que usando disolventes aromáticos (tolueno, benceno) se reportan pesos moleculares > 5000 g/mol. Recientemente, experimentos con nuevas técnicas dan pesos moleculares de monómeros de asfalteno en el rango de 500 a 1000 g/mol.

Por lo que toca a las resinas, debido a la falta de información acerca de su tamaño promedio, el diámetro de esfera dura del segmento de la cadena de resina se fijó en 5 Å y la longitud de la cadena en 10 a partir de un valor de fracción de empaquetamiento

para las resinas de 0.49, el cual se considera razonable para hidrocarburos de alto punto de ebullición, de acuerdo a la estimación hecha por Wu *et al.*, (1998).

Para representar y predecir la precipitación de asfaltenos es necesario conocer tanto las condiciones de las fases en equilibrio como la distribución de los componentes entre ellas. Esto implica resolver las ecuaciones de equilibrio sujetas a las restricciones del balance de materia. Sin embargo, mientras que en el equilibrio de fases hay que considerar solamente las propiedades de los solutos, en el análisis del balance de materia debe incluirse también la información del disolvente, ya que tanto éste como los solutos se reparten entre ambas fases.

Como se sabe, para garantizar que las dos fases estén en equilibrio es necesario que se cumplan las siguientes condiciones:

$$\mu'_A = \mu''_A \quad (3.46)$$

$$\mu'_R = \mu''_R \quad (3.47)$$

$$P' = P'' \quad (3.48)$$

$$T' = T'' \quad (3.49)$$

en donde, debido a la reinterpretación de variables que requiere la teoría de McMillan – Mayer, P' y P'' son las presiones osmóticas de las dos fases. Siguiendo la analogía entre el sistema asfalteno – resina – aceite y los sistemas de soluto – disolvente, estas presiones corresponden a la presión adicional debida a la disminución de la actividad del disolvente o medio (a_m) por la presencia de los solutos. La relación de equilibrio representada por la igualdad de presiones osmóticas refleja la presencia del disolvente como un tercer componente en las dos fases del sistema real y de manera implícita corresponde a la igualdad de los potenciales químicos del disolvente en las dos fases. (Buenrostro-González, 2002).

Finalmente, para calcular el grosor de la capa de sólidos depositados sobre las paredes de la tubería, se considera en este caso que $M_w(z, t)$ es la cantidad total de deposición al tiempo t , desde $z = 0$ hasta $z = L$ (L es la longitud total de la tubería). Esta cantidad se expresa como:

$$M_w(z, t) = \sum_{i=1}^n M_{wi}(z, t) = \sum_{i=1}^n 2\pi \int_0^t \int_0^L r_w J_{MD}^i \Big|_{r=r_w} dz dt - 2\pi \int_0^t \int_0^L r_w J_{SR} dz dt \quad (3.50)$$

donde M_{wi} es la masa del sólido depositado en la pared interna de la tubería en un instante dado. Donde $r_w = r_w(z, t)$ es el radio efectivo de la tubería, n es el número total de componentes en la mezcla.

Las expresiones J_{MD}^i y J_{SR} se refieren a los flux de masa por difusión molecular y el flux por remoción de corte, respectivamente. Dichas expresiones están dadas por:

$$J_{MD} = \sum_{i=1}^n J_{MD}^i = -D_m \rho_m \left[\sum_{i=1}^n w_i \right] \frac{1}{T} \frac{\partial T}{\partial r} \quad (3.51)$$

Con $D_m = \frac{c}{\mu}$ siendo c una constante, la cual se determina para cada mezcla; μ es la

viscosidad de la mezcla; ρ_m es la densidad de la mezcla; $\frac{\partial T}{\partial r}$ es el gradiente radial de

temperatura mientras que w_i es una función dada por:

$$w_i = -T \frac{\partial w_{si}}{\partial T} - (w_i - w_{si}) \frac{T}{\rho_m} \frac{\partial \rho_m}{\partial T} \quad (3.52)$$

donde w_{si} es la fracción peso del componente i en la fase sólida, mientras que w_i es la fracción peso del componente i en la mezcla total.

Por otro lado, el flux por remoción de corte esta dado por:

$$J_{SR} = k_r \tau_w M_w \quad (3.53)$$

donde k_r es una constante asociada a la dureza de la capa de depósito; τ_w es el esfuerzo cortante en la pared y M_w es la masa depositada en la tubería (ecuación 3.50).

El incremento en la cantidad de depositación por metro de tubería al tiempo t es $\partial M_w / \partial z$. Esta cantidad es la derivada de la ecuación (3.50):

$$\frac{\partial M}{\partial z} = \pi (r_o^2 - r_w^2) \rho_w = \sum_{i=1}^n \frac{\partial M_i}{\partial z} = \sum_{i=1}^n 2\pi \int_0^t r_w J_{MD}^i \Big|_{r=r_w} dt - 2\pi \int_0^t r_w J_{SR} dt \quad (3.54)$$

Para determinar la cantidad de masa depositada como función del tiempo, es necesario calcular la derivada con respecto del tiempo de la ecuación (3.54), obteniéndose:

$$\frac{dM}{dt} = \sum_{i=1}^n \frac{dM_i}{dt} = \sum_{i=1}^n 2\pi \int_0^z r_w J_{MD}^i \Big|_{r=r_w} dz - 2\pi \int_0^z r_w J_{SR} dz \quad (3.55)$$

Finalmente, el radio efectivo interno de la tubería, $R_w(z, t)$, se puede calcular a partir de la expresión siguiente:

$$R_w = \left(R_0^2 - \frac{1}{\pi \rho_s} \frac{\partial M_w}{\partial z} \right)^{1/2} \quad (3.56)$$

donde ρ_s es la densidad del sólido depositado de cera; R_o es el radio interior de la tubería sin depósito. El correspondiente grosor de la capa de depósito de cera está dado por:

$$h(z, t) = R_o - R_w \quad (3.57)$$

Cabe mencionar en este punto, que cuando se requiere simular un pozo del cual se sabe que tiene problemas de asfáltenos, se utilizan los mecanismos de difusión molecular y remoción por corte, ya que en este caso, no tiene sentido la existencia de una estructura de depósito tipo gel, en la pared interna de la tubería la cual solo tiene significado físico cuando se está analizando problemas de deposición de parafinas.

Capítulo 4. Caso de Estudio.

El sistema a estudiar consiste de un pozo fluyente, productor de aceite ligero del Sureste de México. El estado mecánico del pozo se presenta en la tabla (4.1). El pozo comienza desde el intervalo medio disparado (aproximadamente 5,800 m) hasta la cabeza del pozo (0 mV). En la figura (4.1) se esquematiza el estado mecánico de dicho pozo. Dicho sistema ya ha sido estudiado y discutido ampliamente con anterioridad (Ramírez-Jaramillo et al., 2006), por lo que sólo se proporcionarán las principales características del mismo.

	# Sección de tubería	Dint / m	ΔL / m	Rugosidad / m	Angulo de inclinación/°
TR	1	0.175768	284.37	0.0000254	60.67
	2	0.175768	395.36	0.0000254	57.95
TP	3	0.069850	304.31	0.00000762	62.25
	4	0.069850	499.75	0.00000762	66.38
	5	0.069850	476.15	0.00000762	67.01
	6	0.069850	544.17	0.00000762	64.01
	7	0.069850	499.81	0.00000762	67.25
	8	0.069850	108.50	0.00000762	75.31
	9	0.069850	250.72	0.00000762	80.81
	10	0.069850	447.70	0.00000762	82.32
	11	0.069850	792.18	0.00000762	89.86
	12	0.069850	846.79	0.00000762	89.86
	13	0.069850	160.50	0.00000762	89.87

Tabla (4.1) Datos del estado mecánico del pozo de estudio.

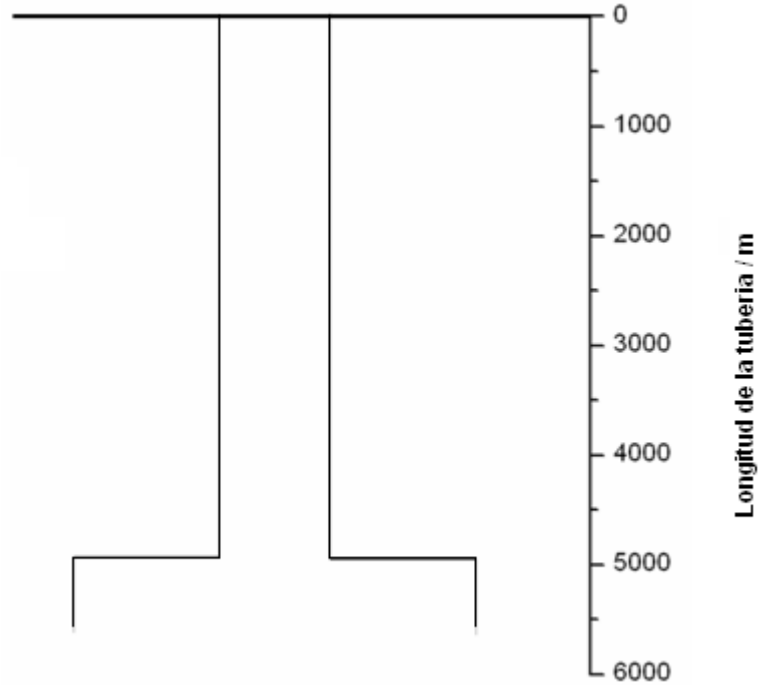


Figura (4.1) Estado mecánico del pozo estudiado.

En la tabla (4.2) se presenta la caracterización composicional del fluido estudiado. La composición global consiste de un total de 42 componentes hidrocarburos, y un corte (C_{30+}). Esta composición se obtuvo directamente de un análisis cromatográfico composicional realizado a una muestra de aceite preservada en presión.

Componente	Peso Molecular	% Mol
CO2	44.01	1.05
H2S	34.08	0.02
N2	28.01	0.63
C1	16.04	35.37
C2	30.07	11.63
C3	44.10	7.89
i-C4	58.12	1.17
n-C4	58.12	3.94
i-C5	72.15	1.69
n-C5	72.15	2.54
C6	85.00	3.44
Metil-Ciclo-C5	84.16	0.57
Benceno	78.11	0.17
Ciclo-C6	82.15	0.42
C7	99.00	2.42
Metil-Ciclo-C6	98.19	0.66
Tolueno	92.14	0.31
C8	113.00	2.77
Etil-Benceno	106.17	0.22
M y P-Xyleno	106.17	0.28
O-Xyleno	106.17	0.11
C9	128.30	2.29
C10	134.00	2.39
C11	147.00	1.80
C12	161.00	1.31
C13	175.00	1.07
C14	190.00	0.81
C15+	206.00	0.69
C16	222.00	0.52
C17	237.00	0.35
C18	251.00	0.27
C19	263.00	0.23
C20	275.00	0.18
C21	291.00	0.16
C22	305.00	0.12
C23	318.00	0.09
C24	331.00	0.06
C25	345.00	0.05
C26	359.00	0.03
C27	374.00	0.03
C28	388.00	0.02
C29	402.00	0.01
C30+	580.00	10.23

Tabla (4.2) Caracterización composicional del fluido estudiado.

Por otro lado, en la tabla (4.3) se presenta el análisis cromatográfico SARA (saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos). Esta información se utilizó para ajustar la envolvente de depositación de asfaltenos de dicho pozo.

% Saturados	46.48
% Aromáticos	34.34
% Resinas	17.74
% Asfaltenos	1.43

Tabla (4.3) Resultados del análisis cromatográfico SARA

Con la información presentada en las tablas (4.2) y (4.3), se realizó el cálculo de la envolvente de precipitación de asfaltenos, en la cual se determinó la curva de presiones de onset superior, la curva de onset inferior, así como la curva de presiones de saturación. La predicción de dicha envolvente se presenta en la figura (4.2). El cálculo se realizó utilizando una ecuación de estado basada en el modelo SAFT, la cual esta incluida en este modelo de flujo.

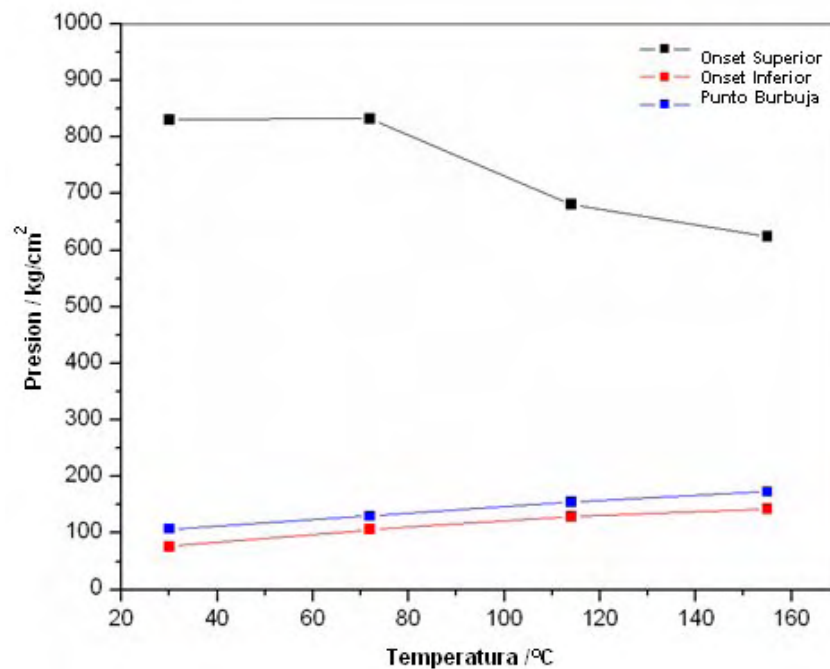


Figura (4.2) Predicción de la envolvente de la precipitación de asfaltenos.

En la tabla (4.4) se presentan los datos relevantes de producción del pozo, los cuales incluyen gasto, presiones, temperaturas, corte de agua, RGA, etc.

Parámetro	Valor
$P_{wf}/\text{kg/cm}^2$	894.9
$P_{wh}/\text{kg/cm}^2$	447.4
$T_{wf}/^{\circ}\text{C}$	153.1
$T_{wh}/^{\circ}\text{C}$	89.7
$^{\circ}\text{API}$	36.2
$\text{GOR}/\text{m}^3/\text{m}^3$	110
$\% \text{H}_2\text{O}$	0.0
$P_b @ T_{wf}/\text{kg/cm}^2$	176.7
Q_o/BPD	4474.1
Q_g/mmscd	2.76
$U/\text{Btu/hr/ft}^2/\text{F}$	2.5

Tabla (4.4) Datos relevantes de la producción del pozo.

El siguiente paso en este estudio fue el ajustar el perfil de presión a las condiciones actuales de producción y configuración original del pozo. Para esto, se ajustó el perfil de presión y temperatura a los datos de campo (perfil dinámico profundidad-presión-temperatura), medido directamente en el pozo. Las correlaciones de flujo multifásico empleadas para ajustar los perfiles de presión y temperatura fueron Beggs & Brill; Beggs & Brill (empleando el factor de corrección por colgamiento de Palmer); Dukler, Hegendorn & Brown; Mukherjee & Brill; Orkiszewski; Dun & Ros y Aziz, Govier & Fogorasi.

De los resultados obtenidos con las correlaciones anteriores, se observa que la correlación que mejor ajusta al perfil de presión es la de Mukherjee & Brill, por lo tanto es la que se utiliza para realizar el estudio. En las figuras (4.3) y (4.4) se muestran las comparaciones de los resultados obtenidos para los perfiles de presión y temperatura respectivamente. En la figura (4.5) se presenta la configuración original de la TP, así como el perfil de presión ajustado a los datos del aforo del pozo utilizando este modelo y que se toma como punto de inicio para el estudio.

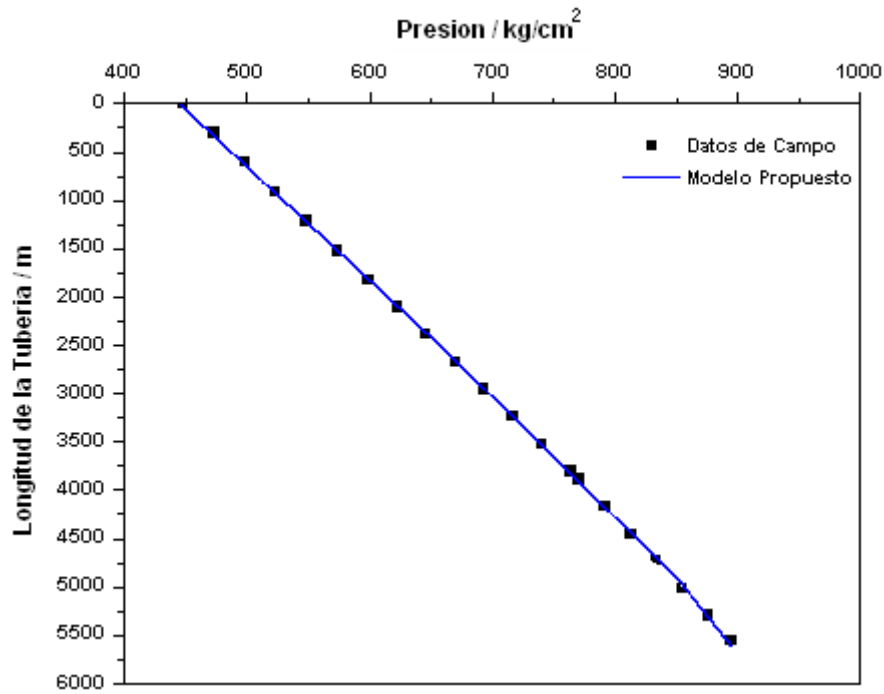


Figura (4.3) Gráfica de ajuste de los datos del modelo propuesto a los datos de campo en el gradiente de presión.

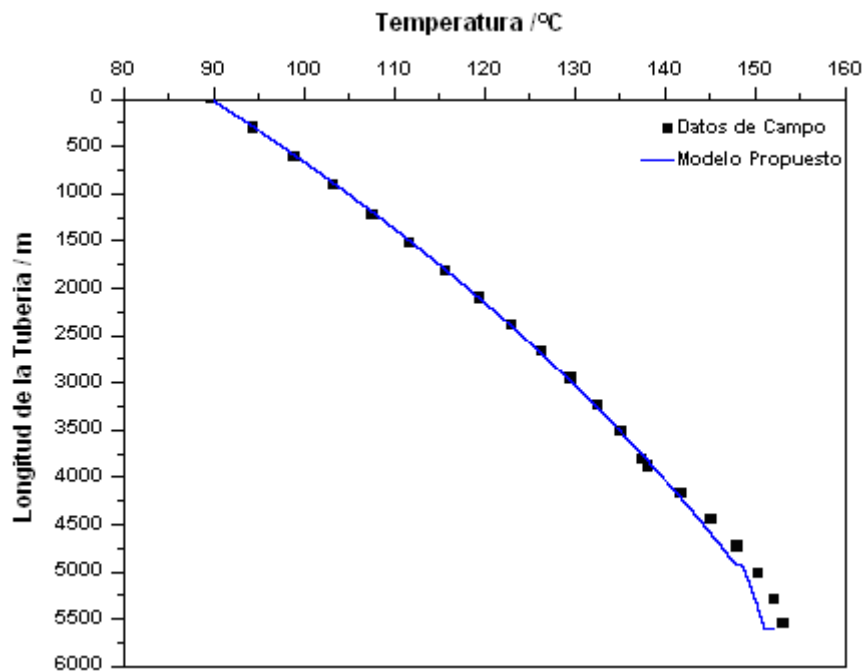


Figura (4.4) Gráfica de ajuste de los datos del modelo propuesto a los datos de campo en el gradiente de temperatura.

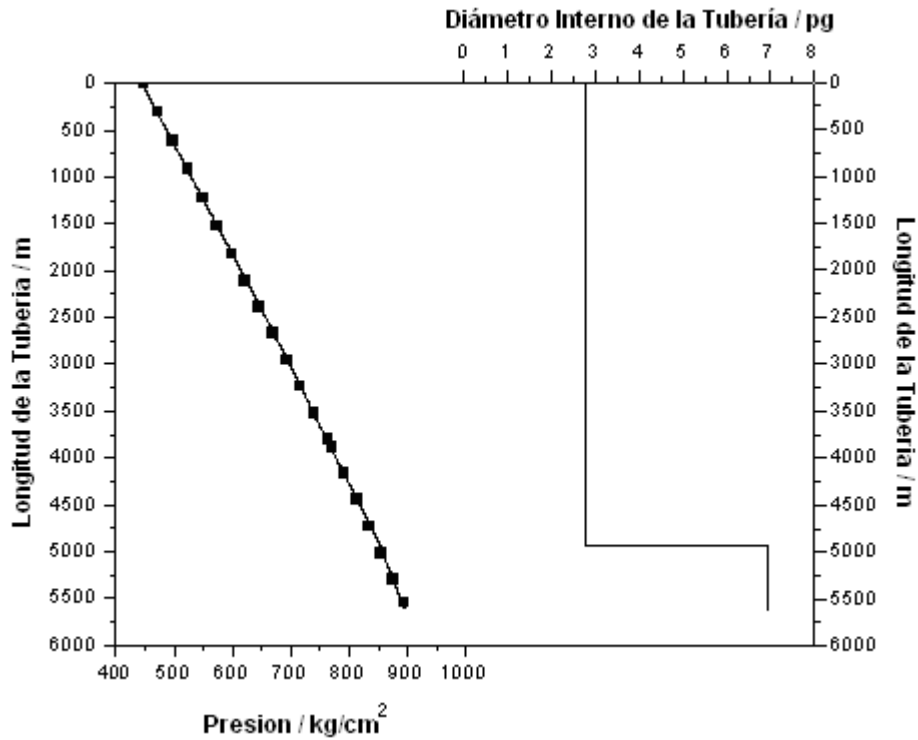


Figura (4.5) Gráfica ajustada del perfil de presiones con el modelo utilizado, con respecto al estado mecánico del pozo.

Con el fin de tener una idea aproximada respecto a la zona donde se podrá formar el depósito de sólidos a lo largo de la tubería, se aplicó la metodología desarrollada por Zapata-González et al., 1998, en la cual se sobreponen el perfil dinámico de presión-profundidad (figura 4.3) con la envolvente de precipitación de asfaltenos (figura 4.2). Esta superposición podrá indicar en cual región, a lo largo de la tubería, será propicia para la formación de los depósitos. El resultado de esto se muestra en la figura (4.6). En esta se puede observar la zona donde es más probable que se de el problema de la depositación. Esta zona, de acuerdo a la figura, podría empezar a una profundidad de aproximadamente 3500 m y se extendería hasta la superficie. Este comportamiento, obviamente esta en función de otros factores como podría ser el gasto volumétrico aportado por el pozo, tal y como se verá más adelante.

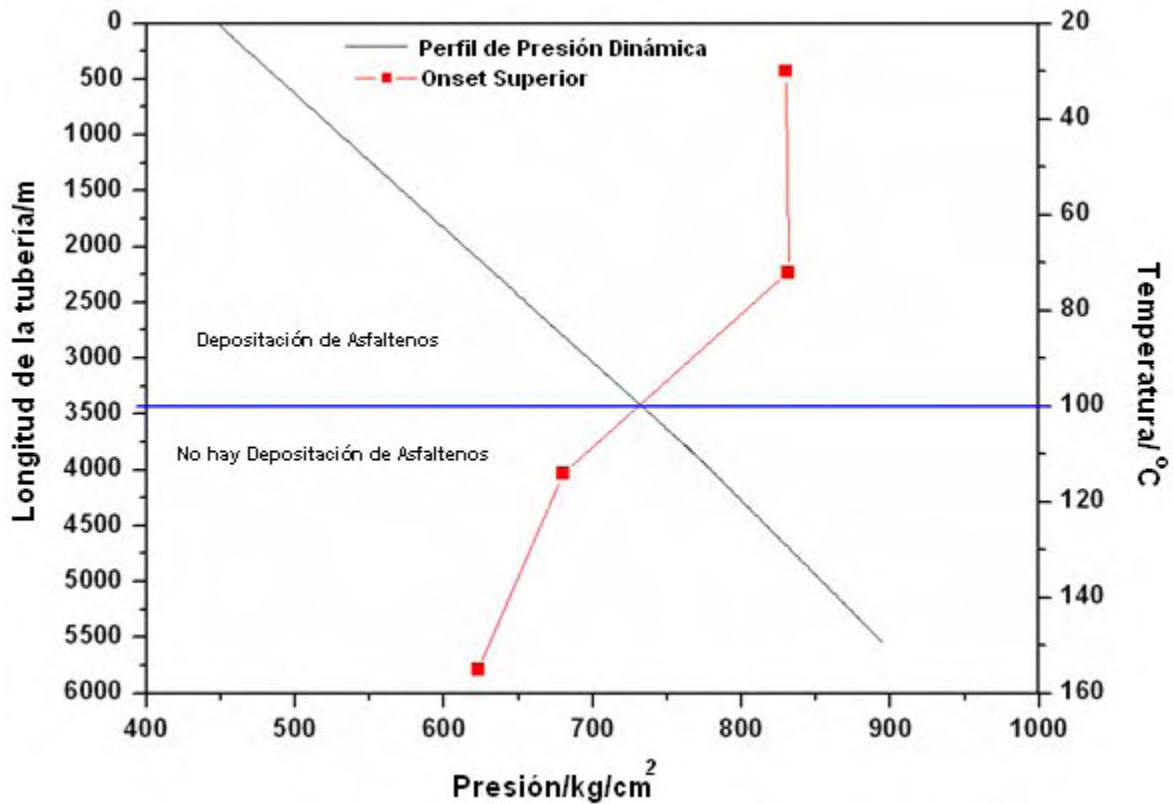


Figura (4.6) Representación gráfica de la deposición de asfaltenos por medio de la envolvente de depositación y el gradiente de presión dinámica.

El siguiente paso en el estudio, fue determinar la curva de afluencia (IPR) del sistema bajo estudio. En este caso, debido a que el pozo pertenece a un yacimiento bajo saturado, con un enorme potencial de flujo (el sistema considerado en este estudio, se encuentra produciendo en una sola fase), el modelo seleccionado para determinar la curva IPR fue el método generalizado. De acuerdo a estudios experimentales realizados al fluido, se encontró que la presión de saturación es de 152.3552 kg/cm², mientras que la presión del yacimiento es de aproximadamente 1099.9 kg/cm². Con esta información, se procedió al cálculo de la curva IPR. En la figura (4.7) se muestra el resultado obtenido. En la misma figura se muestra la curva correspondiente a las presiones en la cabeza del pozo (curva color azul), la cual se obtuvo seleccionando pares ordenados (P_{wf} , Q_o) tomados directamente de la curva IPR. De esta forma, se

asegura que dicha presión correspondería exactamente a condiciones de operación predichas en la curva IPR.

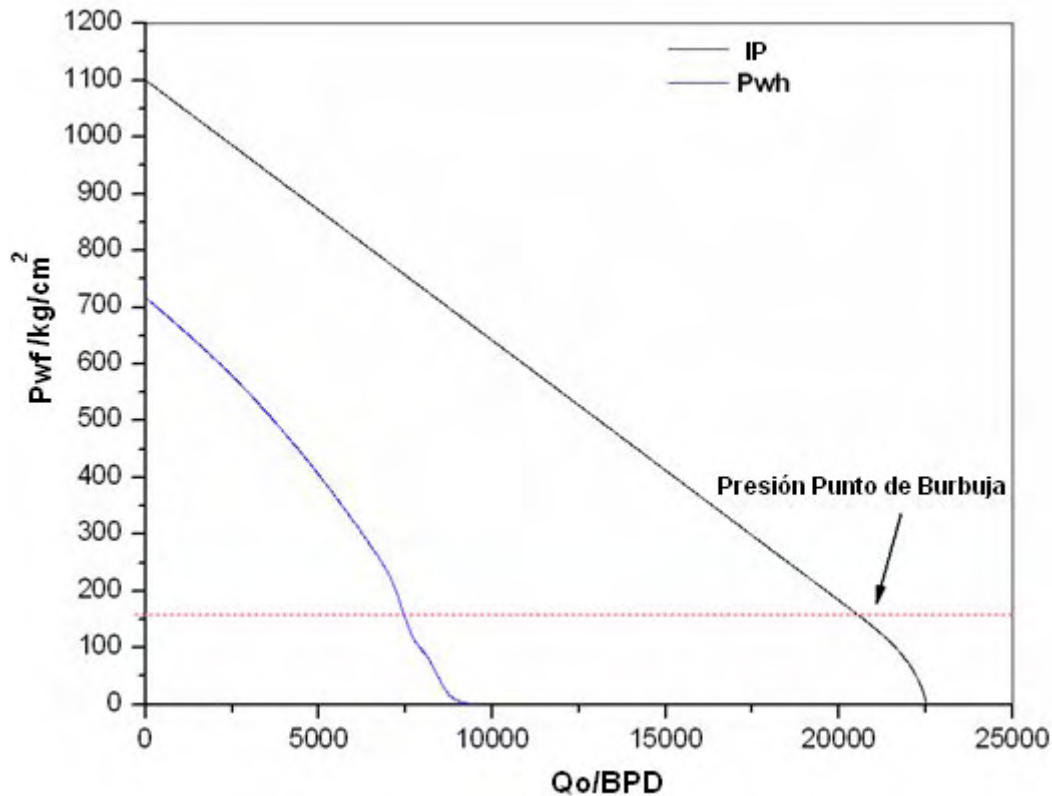


Figura (4.7) Gráfica de la curva de afluencia con el método generalizado y las correspondientes presiones en la cabeza del pozo.

En la tabla (4.5) se presentan los resultados obtenidos para la curva IPR mostrada en la figura (4.7). El siguiente paso fue seleccionar valores al azar (5) con los cuales se realizarían las simulaciones del pozo incluyendo la depositación de asfaltenos. El objetivo es determinar, para cada pareja de datos (P_{wf} , Q_o) seleccionados, la presión en la cabeza del pozo (P_{wh}), esto con el fin de determinar la curva correspondiente (ver curva color azul en la figura 4.5) afectada por los perfiles de depositación a nivel de pozo productor. Para cada pareja de datos (P_{wf} , Q_o), se realizó la simulación considerando 4 tiempos diferentes (50, 200, 350 y 550 días). Así, se obtuvo una curva de P_{wh} para cada uno de estos tiempos de simulación supuestos. En esta tabla, los

valores seleccionados se muestran resaltados en color gris, mientras que la pareja de datos en color azul indican las condiciones actuales de producción del pozo.

Qo/BPD	Pwf/kg/cm ²	Qo/BPD	Pwf/kg/cm ²
22520.80	0.00	11519.11	571.98
22436.67	22.00	11039.14	593.97
22290.94	44.00	10559.18	615.97
22083.60	66.00	10079.22	637.97
21814.66	88.00	9599.25	659.97
21484.12	110.00	9119.29	681.97
21091.97	131.99	8639.33	703.97
20638.40	153.99	8159.37	725.97
20158.43	175.99	7679.40	747.97
19678.47	197.99	7199.44	769.97
19198.51	219.99	6719.48	791.97
18718.55	241.99	6239.52	813.96
18238.58	263.99	5759.55	835.96
17758.62	285.99	5279.59	857.96
17278.66	307.99	4799.63	879.96
16798.70	329.99	4474.13	894.88
16318.73	351.98	4319.66	901.96
15838.77	373.98	3839.70	923.96
15358.81	395.98	3359.74	945.96
14878.84	417.98	2879.78	967.96
14398.88	439.98	2399.81	989.96
13918.92	461.98	1919.85	1011.96
13438.96	483.98	1439.89	1033.96
12958.99	505.98	959.93	1055.95
12479.03	527.98	479.96	1077.95
11999.07	549.98	0.00	1099.95

Tabla (4.5) Resultados obtenidos para la curva de IPR.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos con este modelo para la simulación de asfaltenos en el pozo. De acuerdo a estos resultados, se observa que el problema de la formación de la capa de depósito se da principalmente a nivel de la TP, por lo tanto, las figuras que se presentan se graficaron tomando como base el radio interno de la misma, es decir, el máximo valor en la escala x es de 0.035 m (ver tabla 4.1). Esto con el fin de poder observar con más claridad las dimensiones del depósito.

En la figura (4.8) se presenta la predicción del grosor del depósito de asfaltenos para un gasto (Q_o) de 479.96 BPD y una presión de fondo fluyendo (P_{wf}) de 1077.95 kg/cm². Se puede observar que la reducción del radio efectivo de la tubería en la superficie del pozo va del 1.34% (para un tiempo de 50 días) hasta un 15% aproximadamente para 550 días de simulación. La extensión de este depósito es de aproximadamente 250 m en la parte final de la tubería. En la figura (4.9) se muestra el efecto que tiene el grosor de la capa de depósito sobre el perfil dinámico de presión. Cualitativamente no se observa un cambio significativo, solo se da un incremento en la presión debido a que se utiliza una P_{wf} inicial mayor.

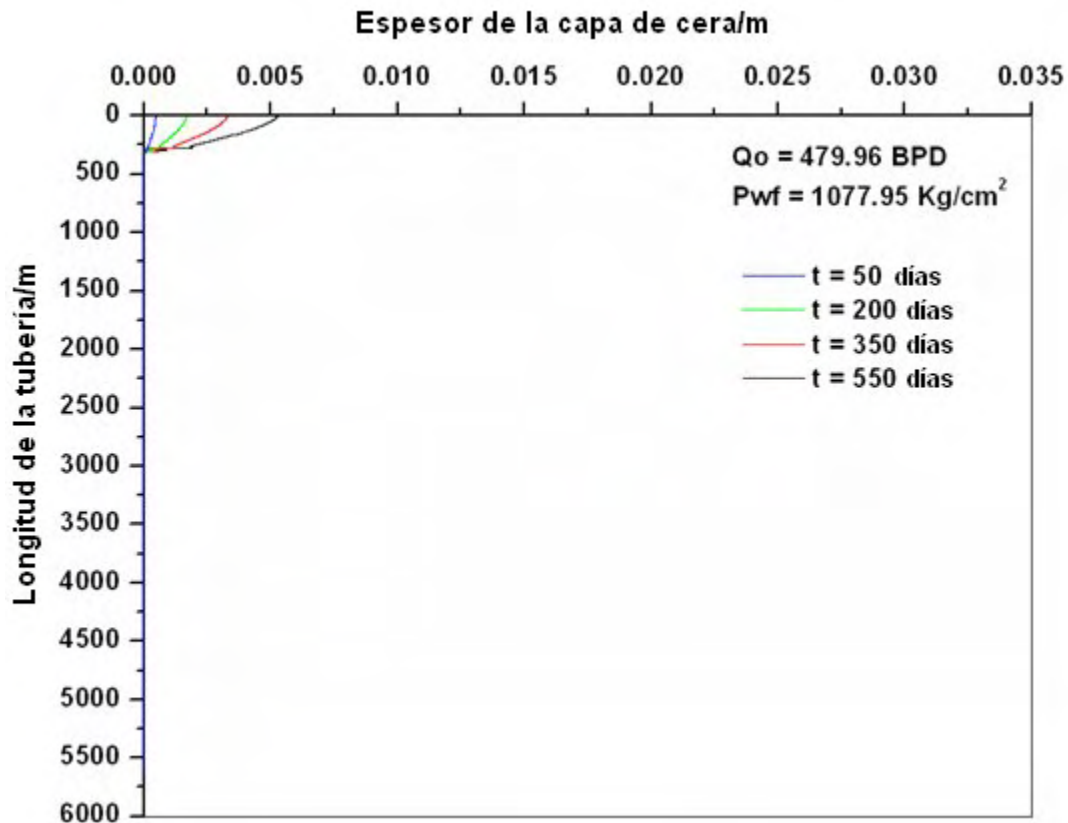


Figura (4.8) Predicción del grosor del depósito de asfaltenos para un gasto (Q_o) de 479.96 BPD y una presión de fondo fluyendo (P_{wf}) de 1077.95 kg/cm² considerando diferentes tiempos.

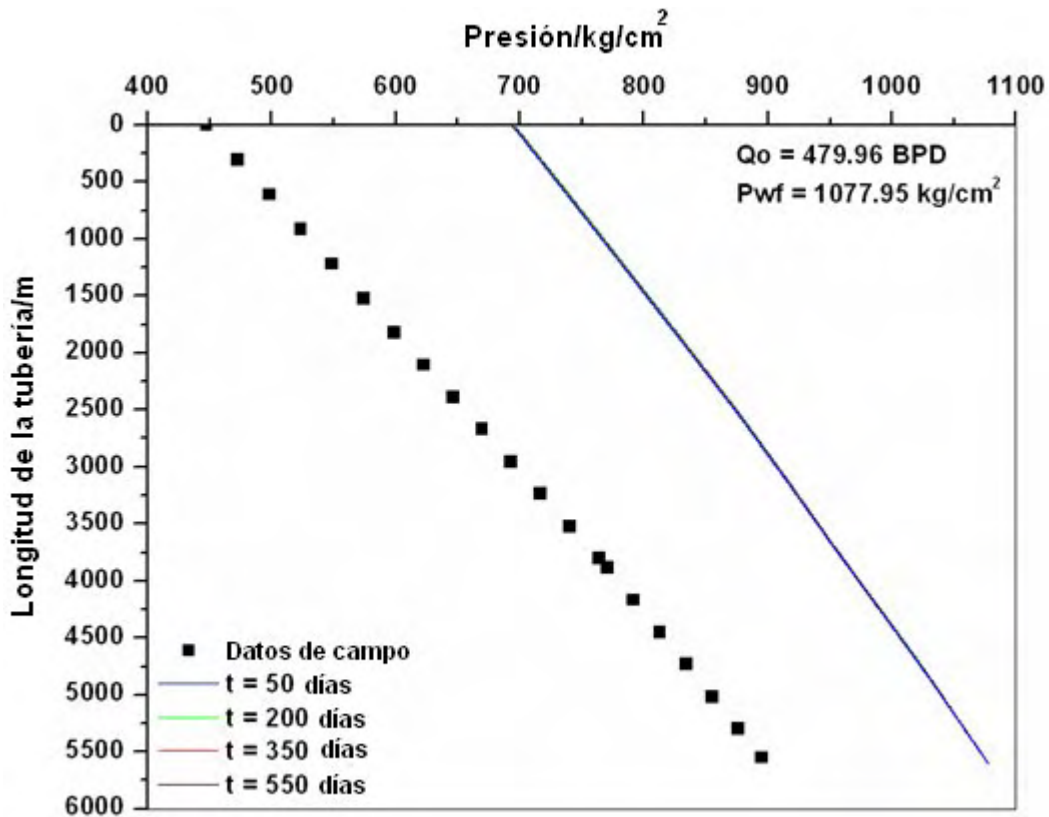


Figura (4.9) Efecto del grosor de la capa de depósito sobre el perfil dinámico de presión considerando diferentes tiempos.

En la figura (4.10) se presenta la predicción del grosor del depósito de asfaltenos para un gasto (Q_o) de 2879.78 BPD y una presión de fondo fluyendo (P_{wf}) de 967.96 kg/cm². A diferencia del caso anterior, el depósito se presenta a una profundidad de 1400 m y se extiende hasta los 500 m, aproximadamente. La longitud del mismo es de casi 900 m. La máxima reducción del radio de la tubería se alcanza a una profundidad aproximada de 500m. En este punto se puede observar que la reducción del radio efectivo va del 2% (para un tiempo de 50 días) hasta un 26% aproximadamente para 550 días de simulación. En la figura (4.11) se muestra el efecto que tiene el grosor de la capa de depósito sobre el perfil dinámico de presión. El principal cambio se da en el perfil calculado correspondiente a un tiempo de simulación de 550 días. En este caso, el perfil presenta una disminución en forma de escalón, empezando este en la zona donde se genera el depósito.

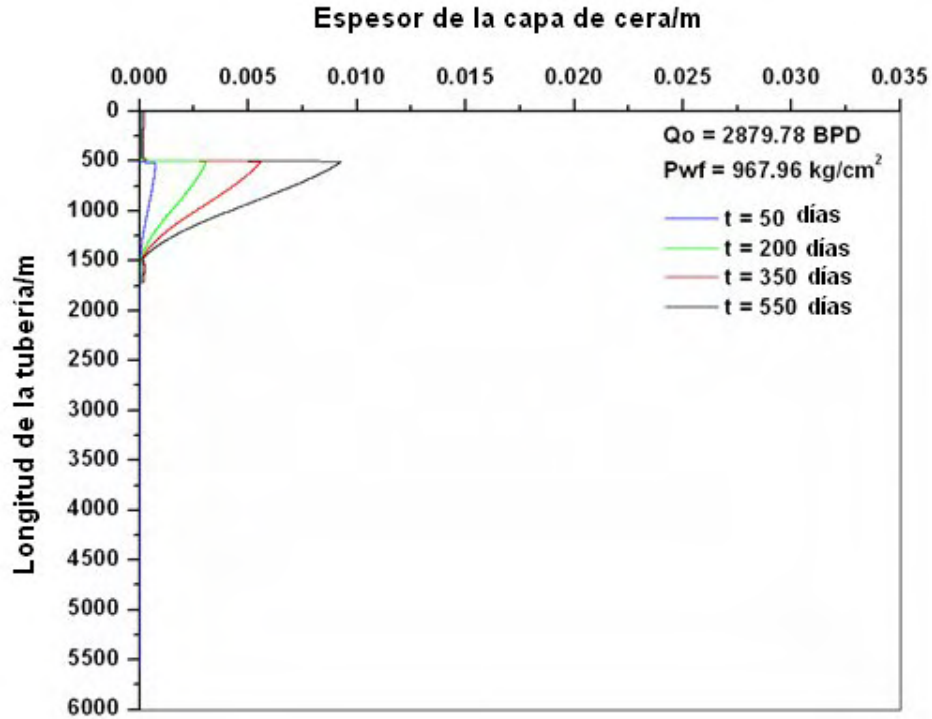


Figura (4.10) Predicción del grosor del depósito de asfaltenos para un gasto (Q_o) de 2879.78 BPD y una presión de fondo fluyendo (P_{wf}) de 967.96 kg/cm^2 considerando diferentes tiempos.

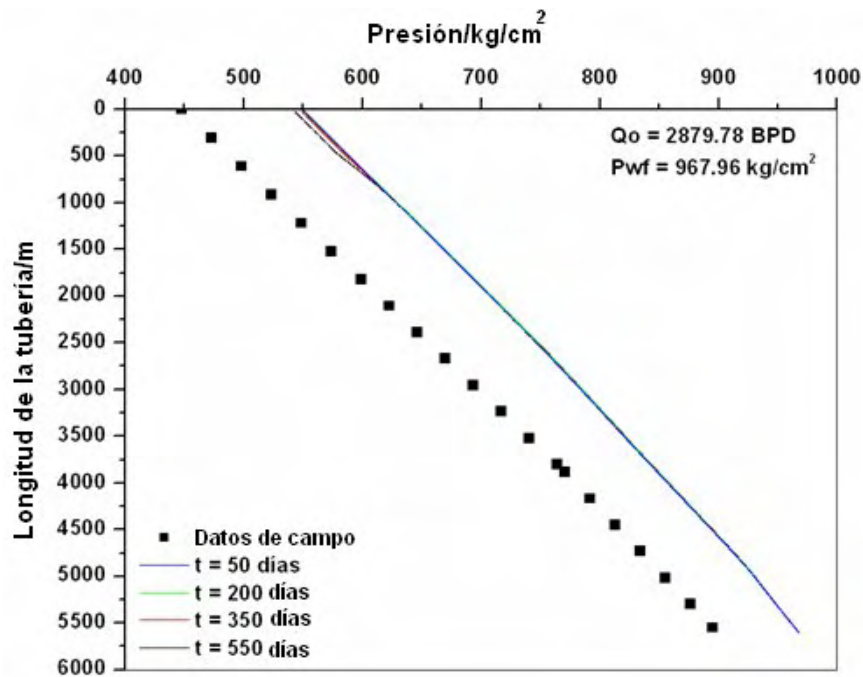


Figura (4.11) Efecto del grosor de la capa de depósito sobre el perfil dinámico de presión considerando diferentes tiempos.

En las siguientes dos figuras se presentan los resultados de la predicción del depósito de asfaltenos en las condiciones actuales de producción del pozo. Dichas condiciones se encuentran también como parte de la curva IPR (figura 4.7). En la figura (4.12) se presentan los perfiles de depósito para los tiempos de simulación considerados. Se observa que la localización de los mismos se recorre hacia mayores profundidades, iniciando a los 2600 m y extendiéndose hasta los 1500 m, aproximadamente. La extensión del depósito se mantiene casi igual (900 m). La máxima reducción del radio efectivo se da a una profundidad aproximada de 2300 m. En esta posición, la reducción del radio va desde un 3% para un tiempo de 50 días hasta 58% para 550 días de simulación. En la figura (4.13) se presentan los perfiles de presión modificados por los depósitos de sólidos de la figura (4.12). Se puede ver que estos perfiles decrecen de forma importante como función del tiempo. El cambio se da en la zona donde el depósito alcanza su máximo valor, originando que la presión disminuya hasta llegar a la superficie. Este es el comportamiento típico observado en flujo a través de estranguladores, con la diferencia de que aquí se trata de una disminución continua del radio a lo largo de 450 m aproximadamente.

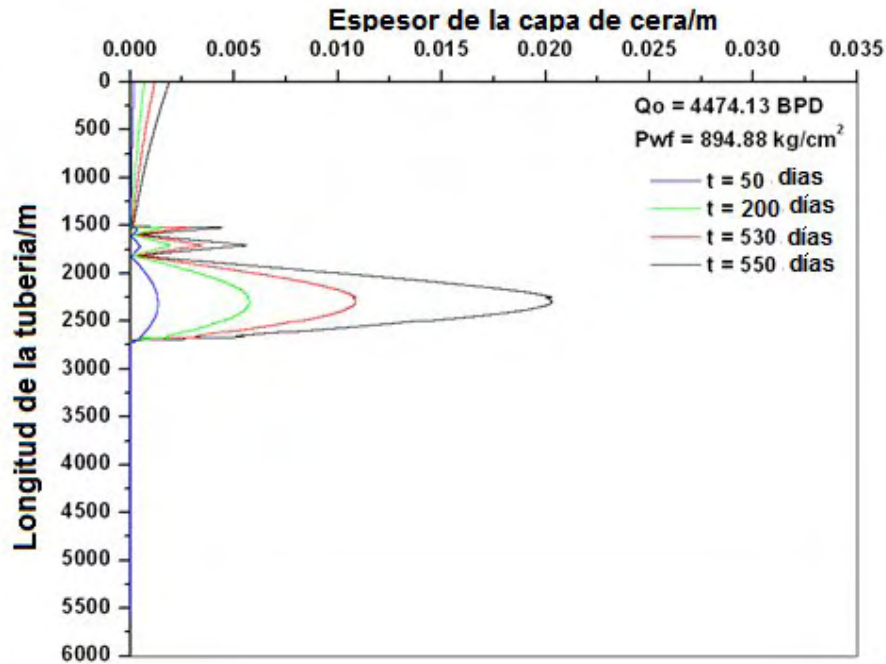


Figura (4.12) Predicción del grosor del depósito de asfaltenos para un gasto (Q_o) de 4474.13 BPD y una presión de fondo fluyendo (P_{wf}) de 894.88 kg/cm² considerando diferentes tiempos.

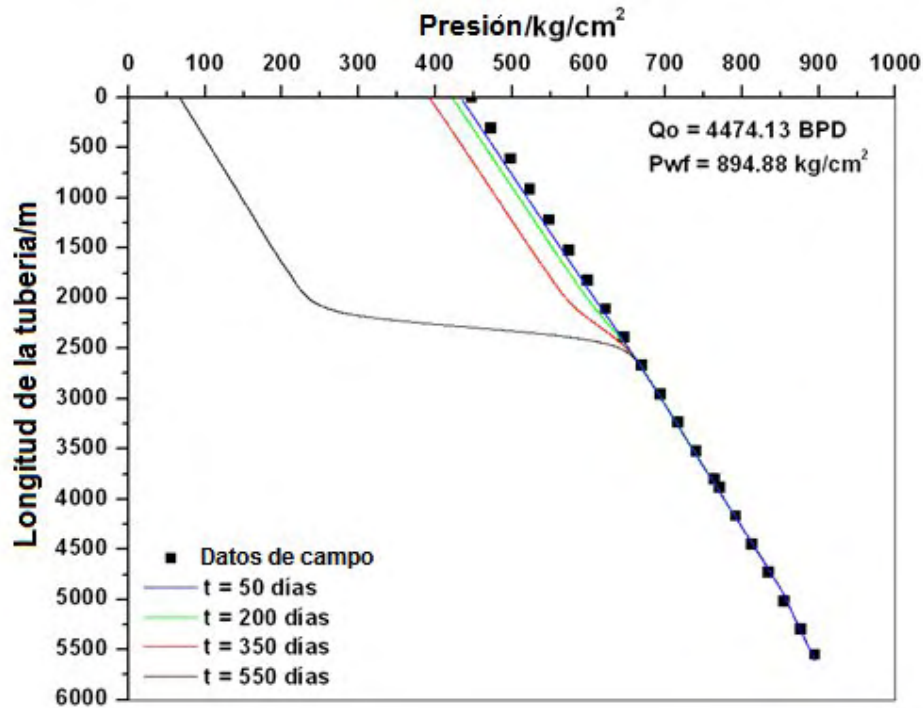


Figura (4.13) Efecto del grosor de la capa de depósito sobre el perfil dinámico de presión considerando diferentes tiempos.

En las siguientes figuras se presentan los resultados obtenidos para los casos de parejas de datos (P_{wf} , Q_o) por arriba de las condiciones actuales de flujo. En la figura (4.14) se presentan los perfiles de depósito para el caso de un gasto de 5759.55 BPD y una presión de fondo fluyendo de 835.96 kg/cm². En este caso, los cálculos se realizaron únicamente para tiempos de simulación de 50 y 200 días pues para más tiempo el pozo se tapa completamente. El depósito se recorre hasta una profundidad de 2300 a 3400 m aproximadamente. Para el caso de la simulación a 200 días, el grosor de la capa es casi del 100%. En este caso, el perfil presenta dos máximos en los cuales se reduce el radio casi por completo. El efecto de este taponamiento se puede observar en la figura (4.15) donde se muestran los perfiles de presión. Para el caso del perfil a 200 días, el perfil llega solamente a una profundidad de 3300 m aproximadamente, es decir, en ese punto el pozo deja de fluir por completo.

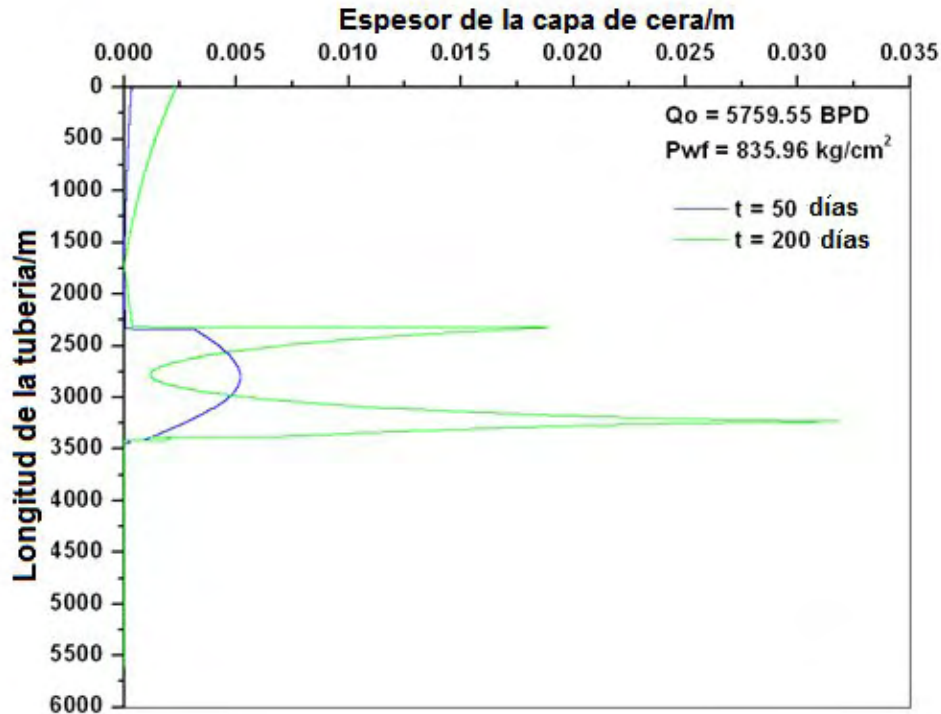


Figura (4.14) Predicción del grosor del depósito de asfaltenos para un gasto (Q_o) de 5759.55 BPD y una presión de fondo fluyendo (P_{wf}) de 835.96 kg/cm² considerando diferentes tiempos.

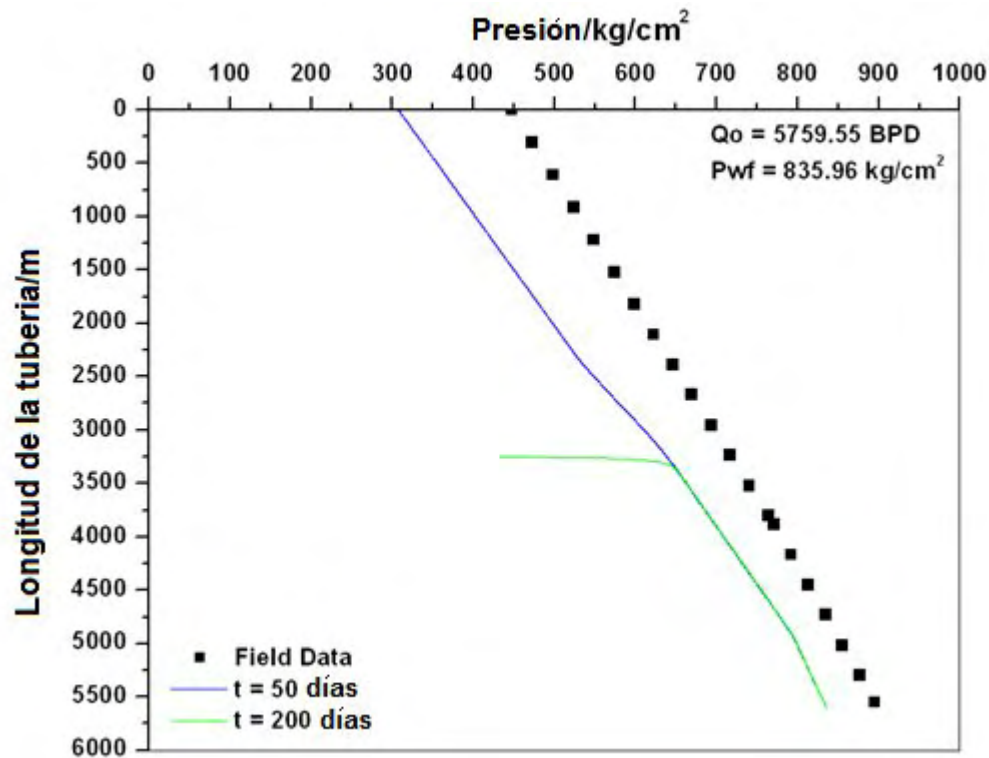


Figura (4.15) Efecto del grosor de la capa de depósito sobre el perfil dinámico de presión considerando diferentes tiempos.

Finalmente en la figura (4.16) se presenta el comportamiento de los perfiles de depositación para el caso de un gasto de 8159.37 BPD con una presión de fondo fluyendo de 725.97 kg/cm². Los perfiles de depositación aparecen ahora a una profundidad de 3600 hasta los 4500 m aproximadamente. En este caso, el perfil para los primeros 50 días se extiende unos 900 m, mientras que para los 200 días de simulación, la longitud del depósito es de aproximadamente 500 m. La disminución del radio efectivo de la tubería alcanza casi el 100% para los dos tiempos considerados. Resultado de lo anterior, en la figura (4.17) se presentan los perfiles de presión correspondientes a los perfiles de depósito de la figura anterior. Se observa nuevamente que estos perfiles sólo alcanzan una profundidad de 4000 m aproximadamente, es decir, el fluido deja de fluir en ese punto.

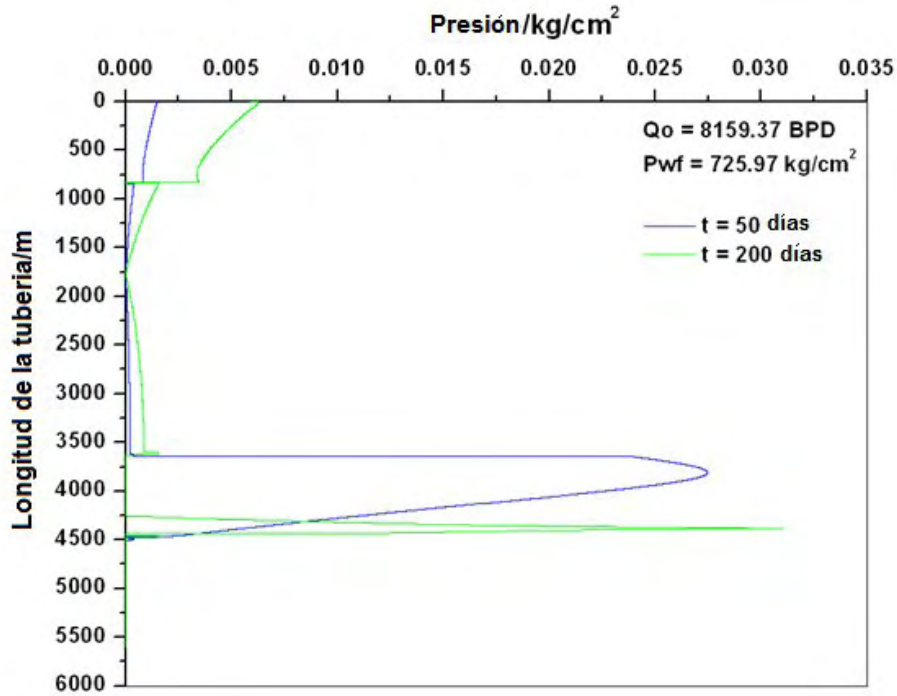


Figura (4.16) Predicción del grosor del depósito de asfaltenos para un gasto (Q_o) de 8159.37 BPD y una presión de fondo fluyendo (P_{wf}) de 725.97 kg/cm² considerando diferentes tiempos.

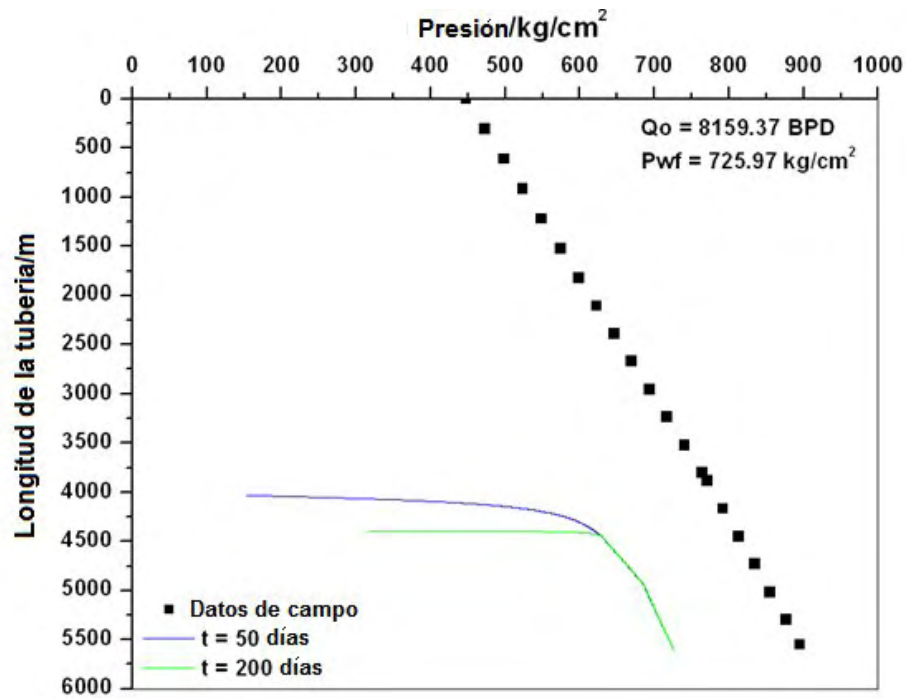


Figura (4.17) Efecto del grosor de la capa de depósito sobre el perfil dinámico de presión considerando diferentes tiempos.

Con los resultados anteriores, se procede a calcular nuevamente las curvas de presiones en la cabeza del pozo (P_{wh}) afectada por el grosor de la capa de depósito en el pozo. En la figura (4.18) se presenta el resultado. Se observa como disminuye la P_{wh} como función del tiempo de simulación. Esto indicaría que el pozo disminuye también el gasto aportado en superficie debido a una reducción en el radio efectivo de la tubería.

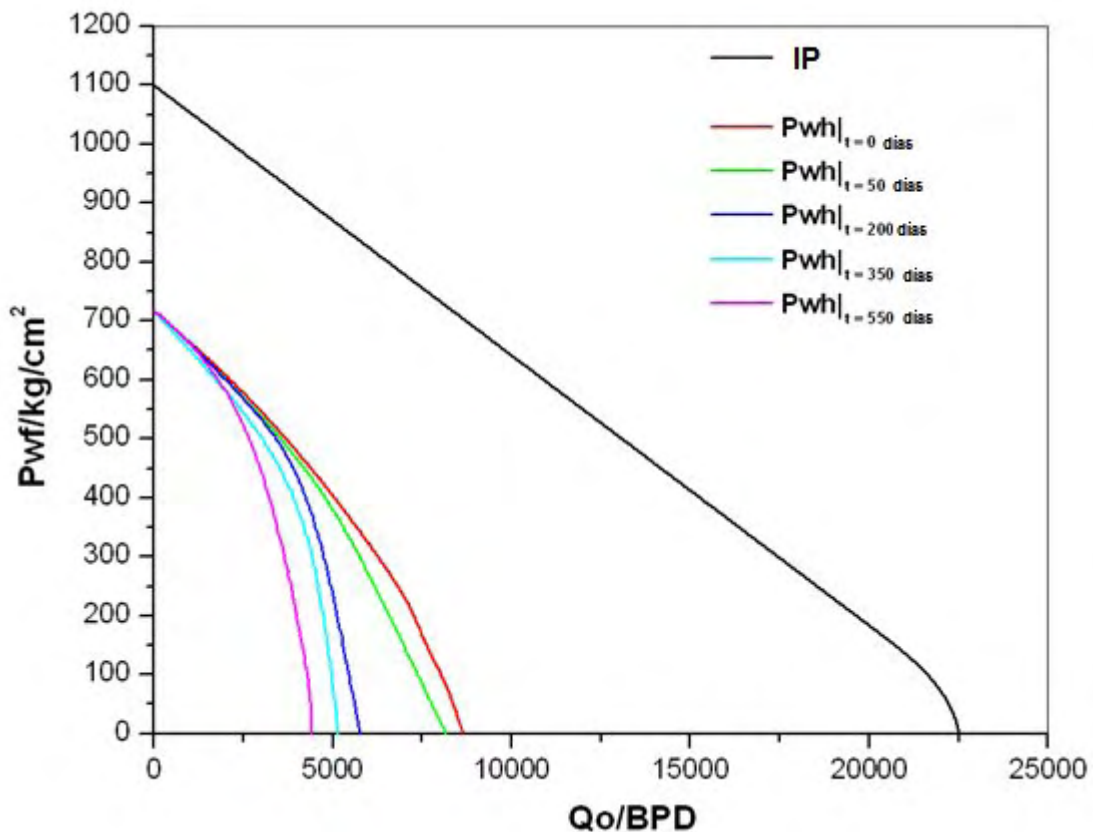


Figura (4.18) Reducción en el gasto de producción debido a la depositación de asfaltenos considerando los tiempos de simulación.

La siguiente etapa de este estudio, consistió en repetir los cálculos anteriores pero ahora considerando un daño al yacimiento y ver como esta suposición afecta el comportamiento del fluido en la tubería. Para esto, se utiliza el método de Standing, el cual como se ha mencionado anteriormente, esta basado en la ecuación de Vogel y es aplicable a yacimientos dañados o estimulados. Para esto, Standing desarrolló el concepto de eficiencia de flujo (FE), el cual es una medida del grado de daño que puede presentar el yacimiento. Para $FE > 1$, se dice que el yacimiento esta estimulado, mientras que en el caso de $FE < 1$, el yacimiento se encuentra dañado. Para fines ilustrativos en este trabajo, se considerará una $FE = 0.8$ y se repetirán los cálculos anteriores.

En la figura (4.19) se presenta la curva IPR, determinada con el modelo de Standing, utilizando un valor de $FE = 0.8$, así como la correspondiente curvas de P_{wh} . En la misma gráfica, se comparan estos resultados con el caso original (es decir, sin daño, figura 4.7).

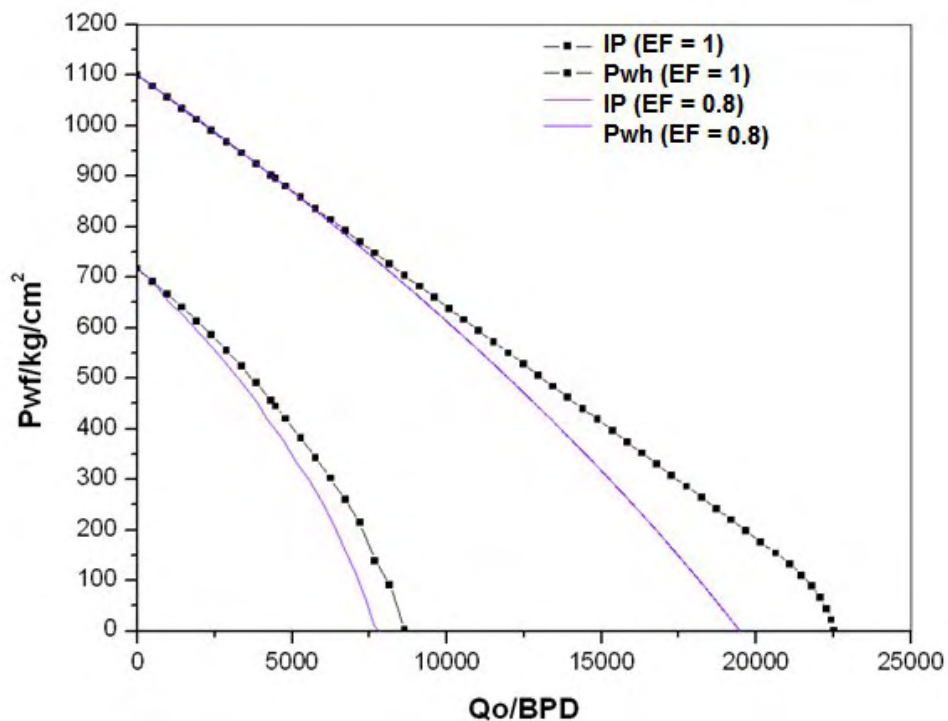


Figura (4.19) Comparación de las gráficas de las curvas de afluencia, utilizando un valor de $FE = 0.8$ y $FE = 1.0$ y las correspondientes presiones en la cabeza del pozo.

Una vez determinada la curva de afluencia considerando daño a nivel del yacimiento, se seleccionan 5 parejas de valores de Q_o y P_{wf} tomados directamente de la curva con el fin de realizar las simulaciones a nivel de pozo y así determinar la presión en la cabeza considerando la depositación de asfaltenos. Los valores de la curva y los valores seleccionados para hacer las simulaciones se presentan en la tabla (4.6). En esta tabla, los valores seleccionados se muestran resaltados en color gris.

Q_o /BPD	P_{wf} /kg/cm ²	Q_o /BPD	P_{wf} /kg/cm ²
19471.95	0.00	10735.16	571.98
19191.55	22.00	10339.05	593.97
18906.71	44.00	9938.48	615.97
18617.41	66.00	9533.47	637.97
18323.66	88.00	9124.00	659.97
18025.46	110.00	8710.08	681.97
17722.81	131.99	8291.71	703.97
17415.71	153.99	7868.89	725.97
17104.16	175.99	7441.62	747.97
16788.16	197.99	7009.90	769.97
16467.70	219.99	6573.73	791.97
16142.80	241.99	6133.11	813.96
15813.45	263.99	5688.03	835.96
15479.64	285.99	5238.51	857.96
15141.39	307.99	4784.54	879.96
14798.68	329.99	4326.11	901.96
14451.52	351.98	3863.23	923.96
14099.92	373.98	3395.91	945.96
13743.86	395.98	2924.13	967.96
13383.35	417.98	2447.90	989.96
13018.39	439.98	1967.22	1011.96
12648.98	461.98	1482.09	1033.96
12275.12	483.98	992.51	1055.95
11896.80	505.98	498.48	1077.95
11514.04	527.98	0.00	1099.95
11126.83	549.98		

Tabla (4.6) Resultados obtenidos para la curva de IPR, tomando en consideración daño a la formación.

A continuación se presentan los resultados obtenidos con el modelo, simulando la depositación de asfaltenos en el pozo, utilizando los valores calculados en la curva IPR considerando una $FE = 0.8$. En la figura (4.20) se presentan los perfiles de depositación a lo largo de la tubería, para los diferentes tiempos de simulación, con los valores de 498.48 BPD y 1077.95 kg/cm^2 . Se puede observar que el inicio del perfil se da durante los últimos 250 m de la tubería. La reducción del radio efectivo de la tubería va de 1.3 % hasta el 15%. El efecto de esta reducción es poco, pues como se muestra en la figura (4.21), los perfiles no cambian significativamente. Los perfiles de presión, para las condiciones de gasto y presión de fondo fluyendo, se trasladan hacia la derecha (mayores presiones) con respecto al perfil bajo condiciones de flujo actual.

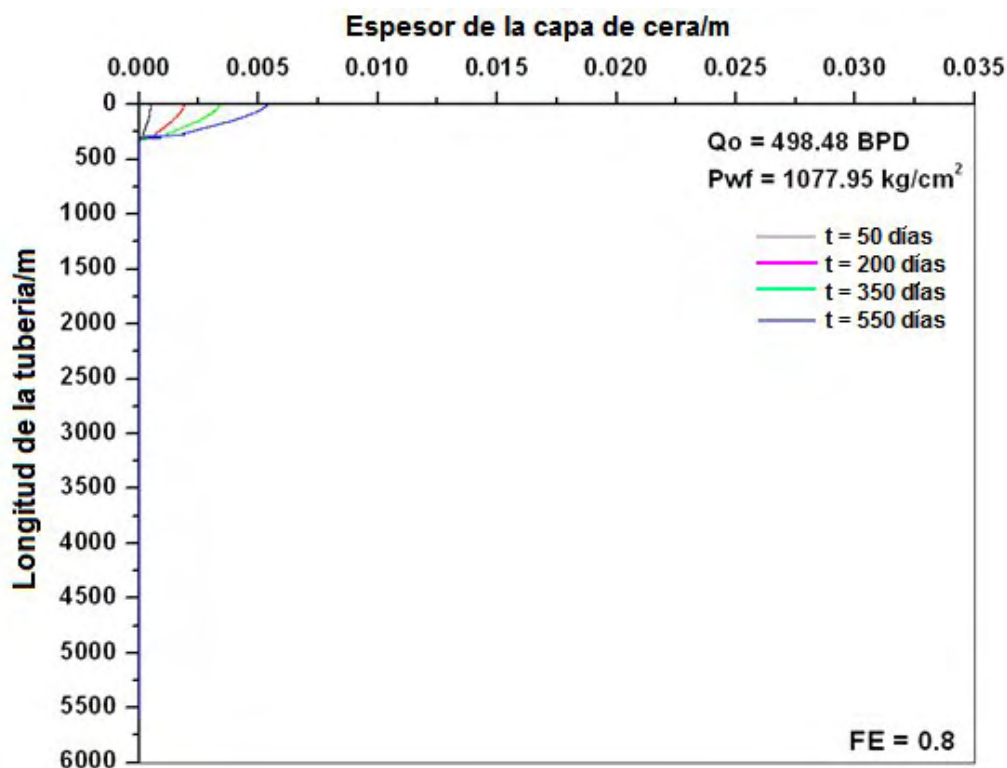


Figura (4.20) Perfiles de depositación de asfaltenos a lo largo de la tubería, para los diferentes tiempos de simulación, con los valores de 498.48 BPD y 1077.95 kg/cm^2 , tomando en consideración el daño a la formación.

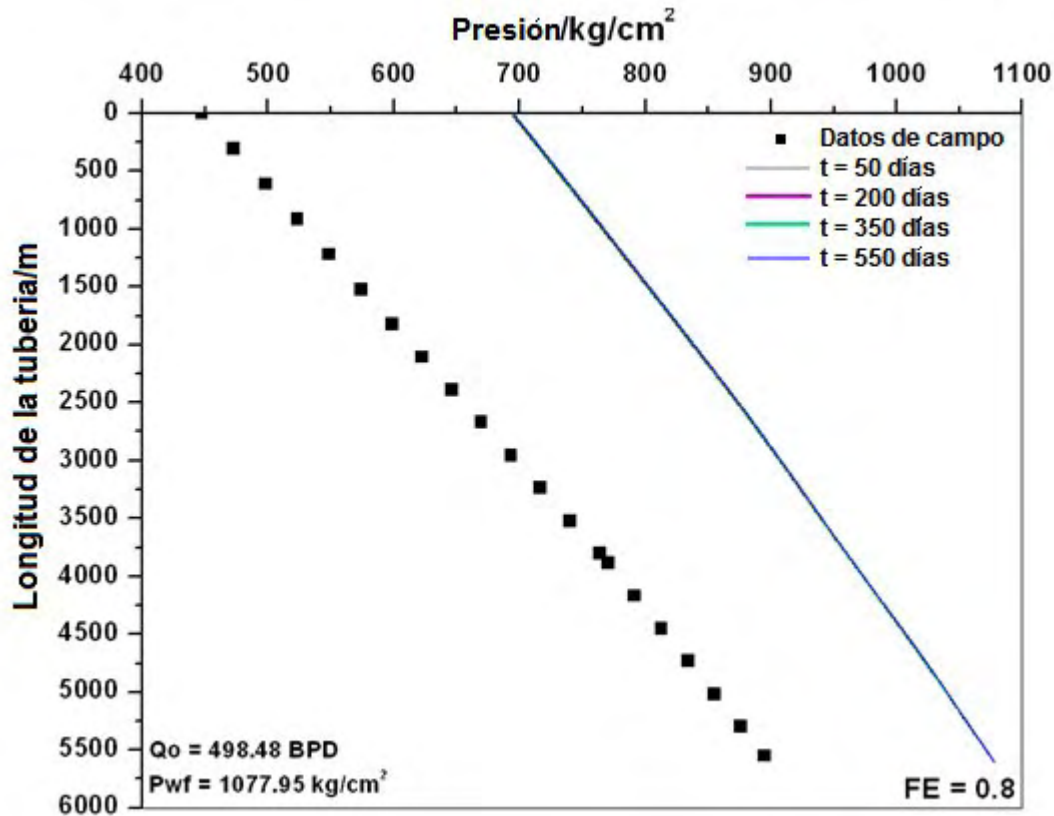


Figura (4.21) Efecto del grosor de la capa de depósito sobre el perfil dinámico de presión considerando diferentes tiempos de simulación.

En la figura (4.22) se presentan los perfiles de depositación para las condiciones de flujo de 2924.13 BPD y 967.96 kg/cm². Se observa que para estas condiciones, el grosor del perfil aumenta considerablemente para tiempos mayores a los 200 días de simulación. A 350 días, el grosor alcanza cerca del 95% del radio efectivo, lo que provoca que la mezcla de hidrocarburos deje de fluir en la tubería. La extensión del depósito comienza desde una profundidad de aproximadamente 1750 m. La profundidad donde se alcanza la máxima reducción del radio (máximo grosor del perfil) es alrededor de los 1000 m. A medida que aumenta el tiempo de simulación, la posición del máximo se mueve a mayores profundidades, iniciando en los 527 m a 50 días de simulación y llegando hasta los 928.5 m a los 550 días. El efecto que tiene esta reducción en el radio efectivo se presenta en la figura (4.23), donde se presentan los perfiles de presión. En este se puede ver los perfiles correspondientes a los tiempos de

350 y 550 días los cuales se cortan a profundidades de 1000 y 850 m aproximadamente. Esto implica que el pozo dejará de fluir a esa profundidad debido al tapón de asfaltenos que se presenta en la tubería. Contrario al caso anterior cuando $FE = 1$, para estas condiciones de flujo se observa (con $FE = 0.8$) una mayor depositación en la tubería.

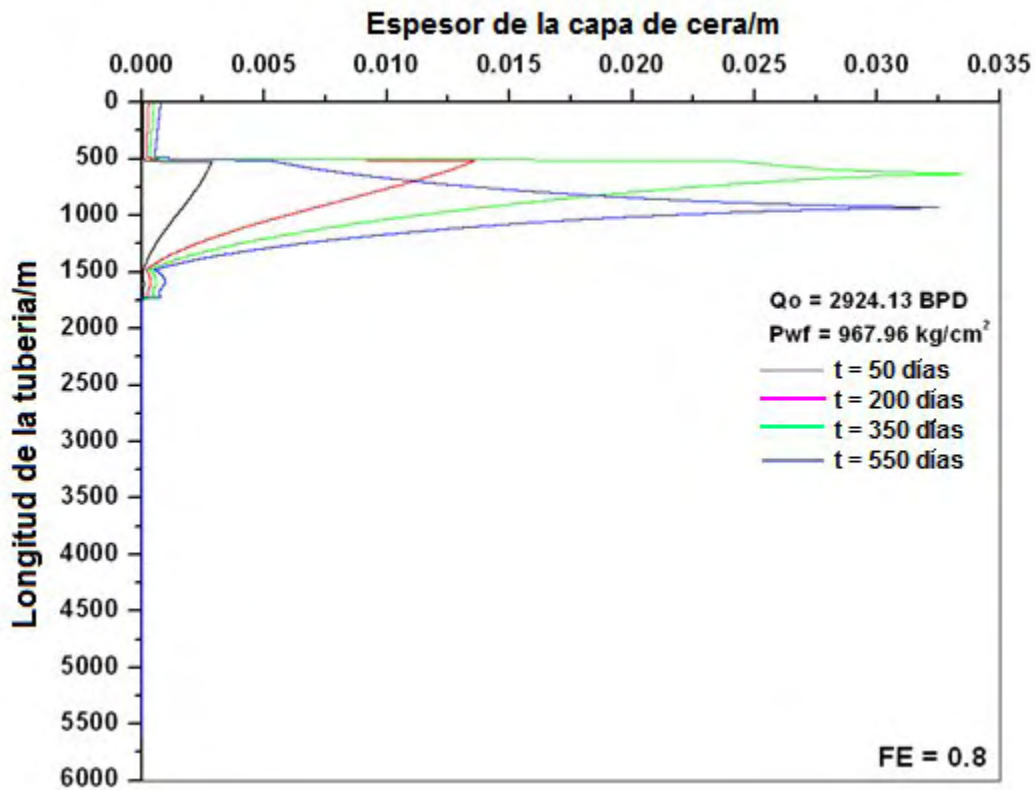


Figura (4.22) Perfiles de depositación de asfaltenos a lo largo de la tubería, para los diferentes tiempos de simulación, con los valores de 2924.13 BPD y 967.96 kg/cm², tomando en consideración el daño a la formación.

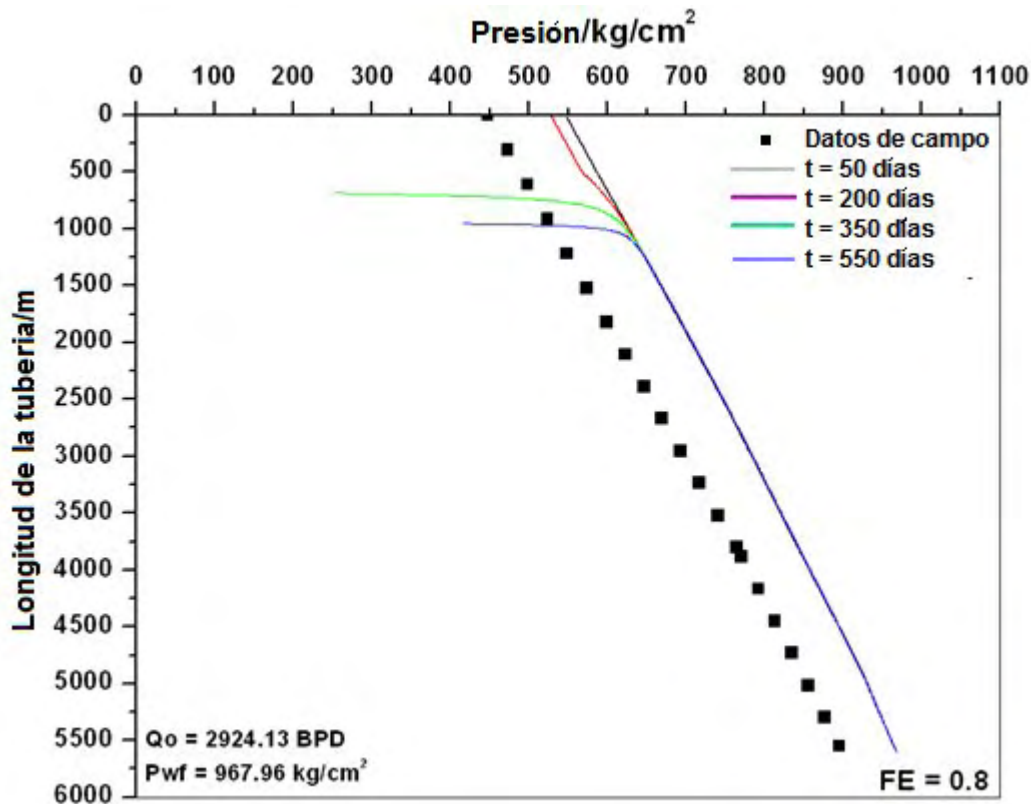


Figura (4.23) Efecto del grosor de la capa de depósito sobre el perfil dinámico de presión considerando diferentes tiempos de simulación.

Los resultados para las condiciones de $Q_o = 4326.11$ BPD y $P_{wf} = 901.96$ kg/cm² se presentan en la figura (4.24). A diferencia de los valores anteriores, aquí se puede observar que los depósitos de asfaltenos no aumentan más allá del 58% del radio efectivo de la tubería. Es decir, alrededor de estas condiciones de flujo, la formación de la capa de depósito no es tan severa, a comparación de cuando se aumenta el gasto y se reduce de forma considerable. El inicio del depósito se da a una profundidad de 2750 m aproximadamente, extendiéndose hasta la superficie. La ubicación del máximo grosor de la capa (máxima reducción del radio efectivo) aparece en una posición de 2250 m. En la figura (4.25) se muestran los perfiles de presión afectados por la presencia del perfil de depósito. Para todos los tiempos de simulación, se tiene una afectación en los mismos. Se observa un comportamiento típico de flujo a través de un

estrangulador, con la diferencia que la obstrucción se extiende por más de 1000 m de longitud. Para el caso del tiempo de 550 días, la caída de presión resulta ser de más del 80% con respecto a su valor inicial.

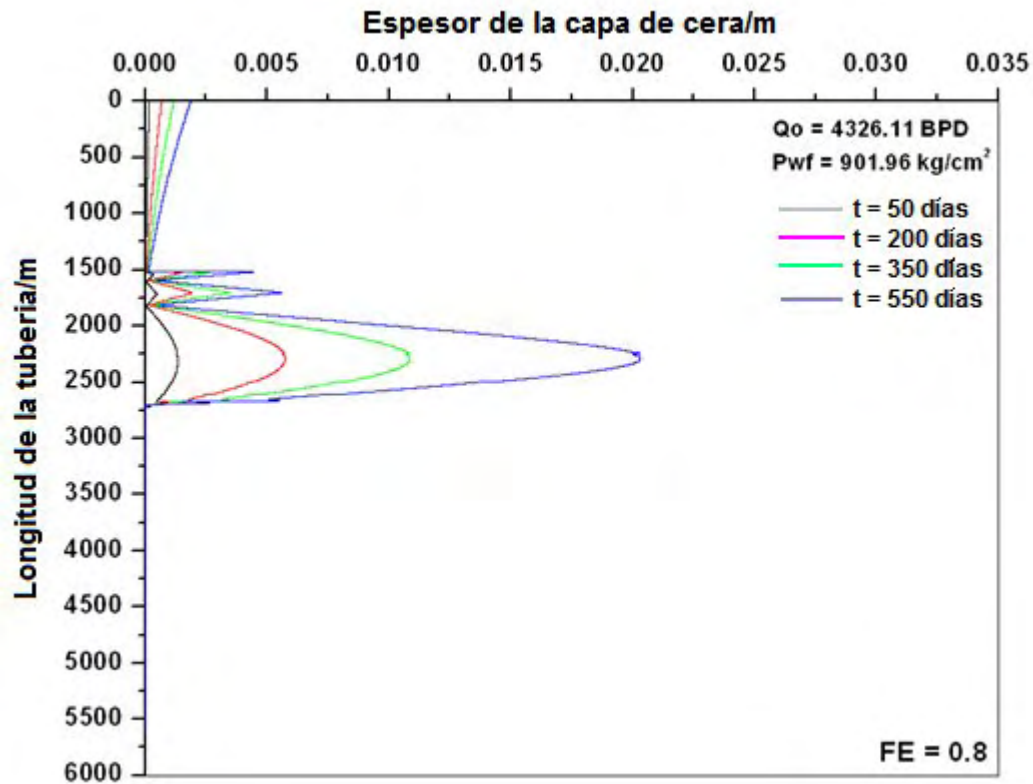


Figura (4.24) Perfiles de depositación de asfaltenos a lo largo de la tubería, para los diferentes tiempos de simulación, con los valores de 4326.11 BPD y 901.96 kg/cm², tomando en consideración el daño a la formación.

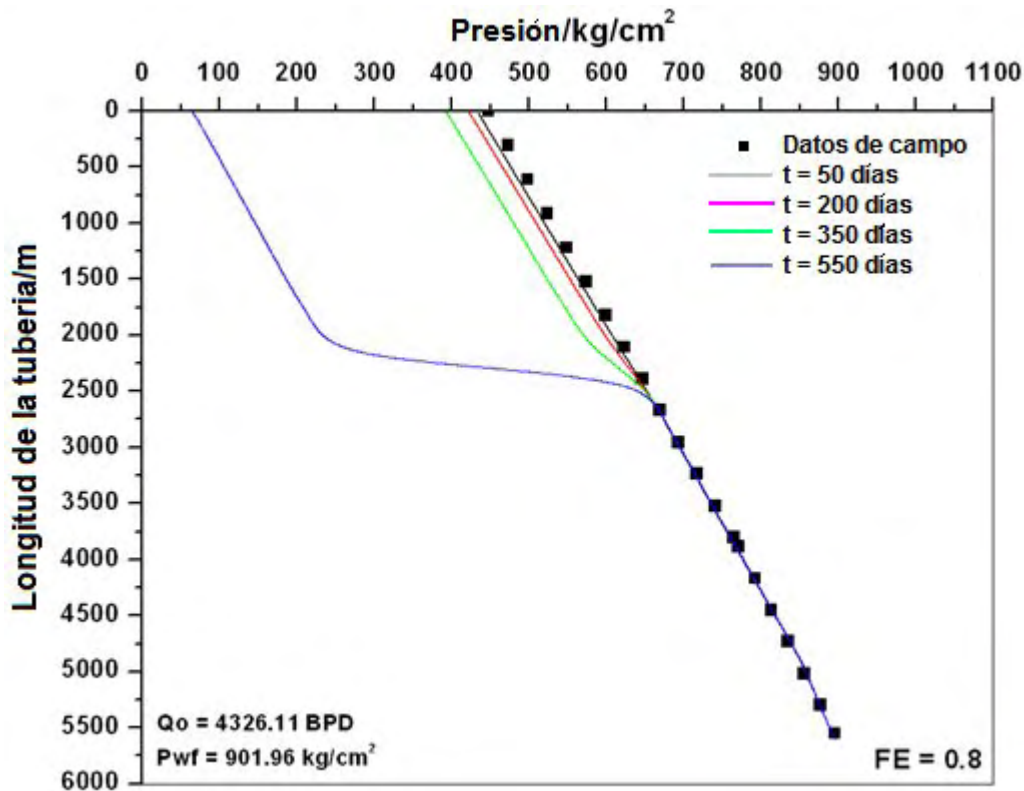


Figura (4.25) Efecto del grosor de la capa de depósito sobre el perfil dinámico de presión considerando diferentes tiempos de simulación.

Para el caso de un flujo de 5688 BPD y una presión de fondo fluyendo de 835.96 kg/cm², en las figuras (4.26) y (4.27) se muestran los comportamientos del perfil de depósito y los gradientes de presión afectados por dicho depósito, respectivamente. En la figura (4.26) se muestran los resultados para los diferentes perfiles de depósito calculados a los diferentes tiempos de simulación considerados. Se puede observar que después de los 50 días de simulación, el pozo se tapa casi en su totalidad (más del 95% de reducción en el radio efectivo). La posición de la capa inicia a una profundidad aproximada de 3450 m y se extiende hasta aproximadamente 2300 m, con una longitud de más de 1000 m. Sin embargo a una profundidad de 1750 m comienza a crecer de nuevo la capa de depósito y se extiende prácticamente hasta la superficie, alcanzándose una reducción del diámetro de aproximadamente 12%. El efecto del depósito sobre los perfiles de presión se da en la figura 4.27. Para tiempos mayores a

200 días, el gradiente de presión se corta a cierta altura, disminuyendo esta a medida que aumenta el tiempo de simulación. Estas profundidades van de los 3500 m hasta los 3000 m, es decir, a esta profundidad, el pozo dejaría de fluir.

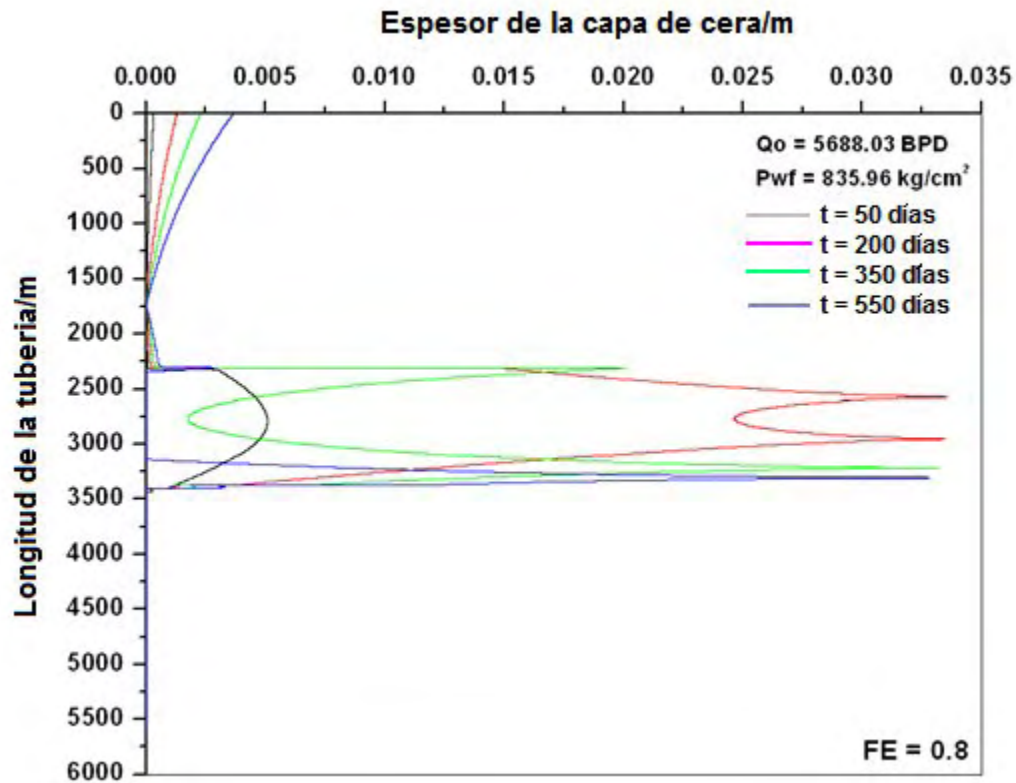


Figura (4.26) Perfiles de depositación de asfaltenos a lo largo de la tubería, para los diferentes tiempos de simulación, con los valores de 5688.03 BPD y 835.96 kg/cm², tomando en consideración el daño a la formación.

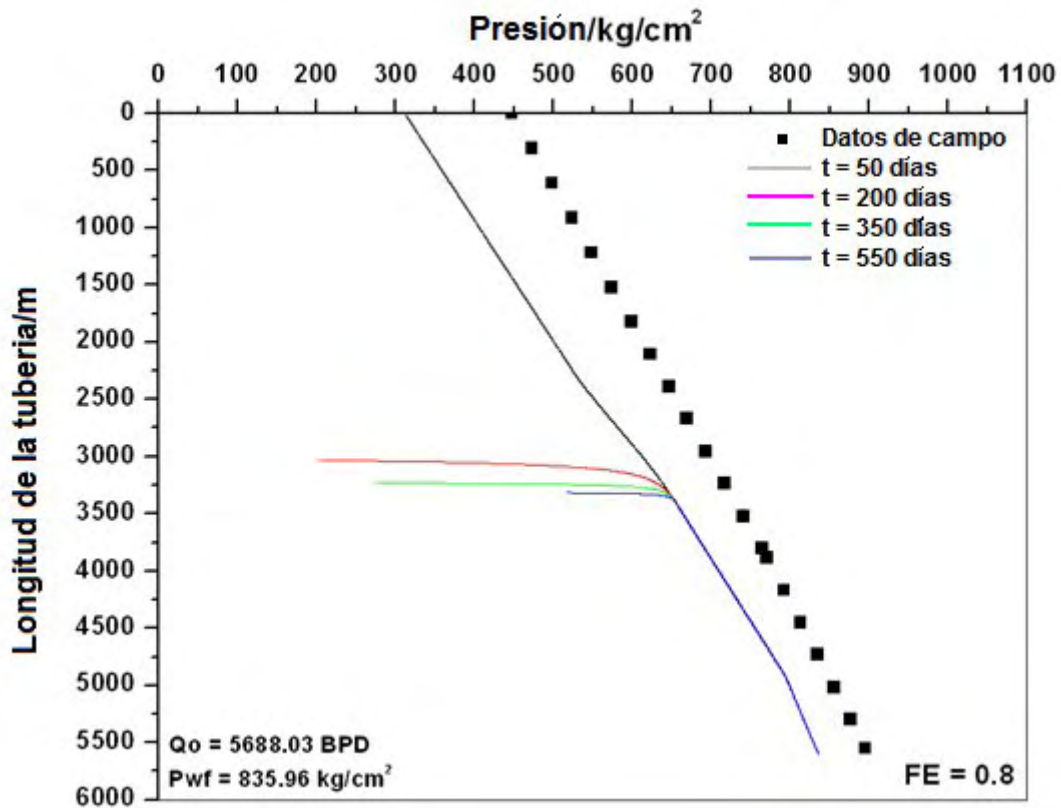


Figura (4.27) Efecto del grosor de la capa de depósito sobre el perfil dinámico de presión considerando diferentes tiempos de simulación.

En las figuras (4.28) y (4.29) se presentan los resultados obtenidos para las condiciones $Q_o = 8291.71$ BPD y $P_{wf} = 703.97$ kg/cm². Para estas condiciones de flujo, sólo se pudo simular el sistema para los tiempos de 50 y 200 días, pues prácticamente después de los 50 días, el pozo se tapa casi por completo. La ubicación del depósito se ubica en los 4700 m y se extiende hasta los 3750 m con una longitud de aproximadamente 1000 m. La reducción del radio efectivo a esta profundidad alcanza el 96%. Como en el caso anterior, la capa comienza a crecer a una profundidad aproximada de 1750 m hasta la superficie, alcanzando una reducción máxima del 20%. Por otro lado, de acuerdo a los resultados obtenidos para los perfiles de presión (figura 4.29), el pozo dejaría de fluir a 4750 y 4500 m, respectivamente.

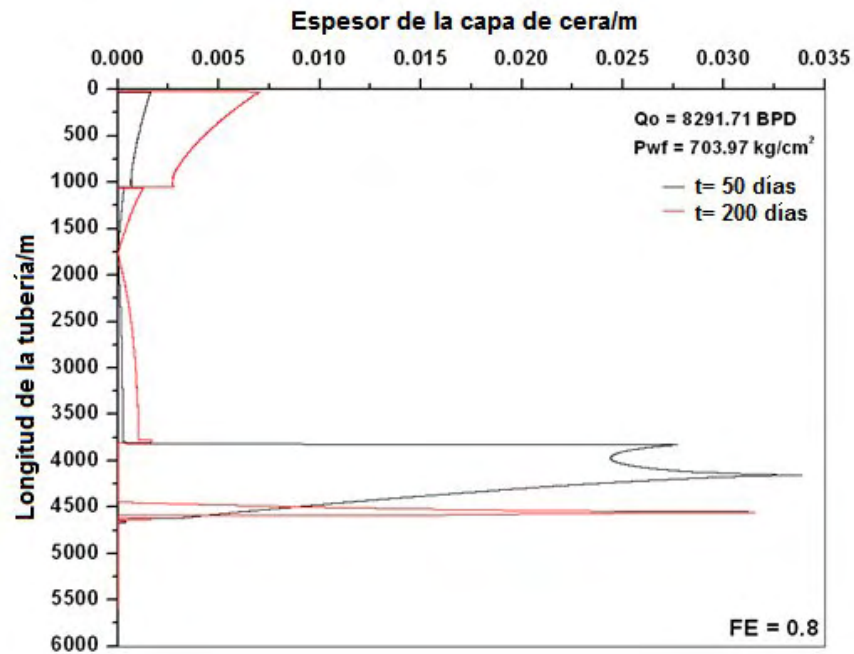


Figura (4.28) Perfiles de depositación de asfaltenos a lo largo de la tubería, para los diferentes tiempos de simulación, con los valores de 8291.71 BPD y 703.97 kg/cm², tomando en consideración el daño a la formación.

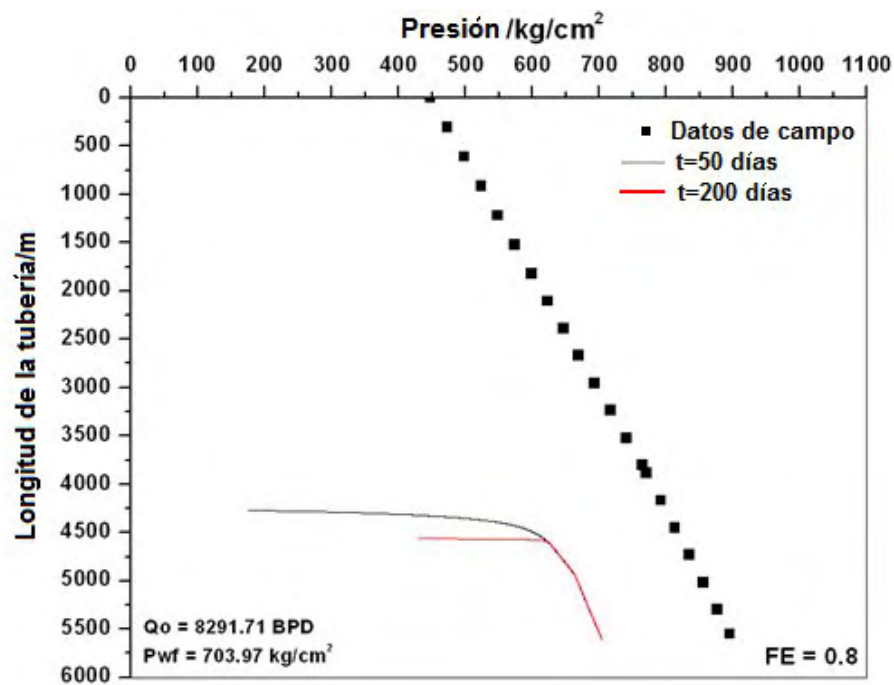


Figura (4.29) Efecto del grosor de la capa de depósito sobre el perfil dinámico de presión considerando diferentes tiempos de simulación.

En la figura (4.30) se muestra el comportamiento de la curva IPR afectada por la deposición de asfaltenos en la tubería y suponiendo un daño en la formación ($FE = 0.8$), así como las correspondientes curvas de presión en la cabeza del pozo para los diferentes tiempos de simulación. El comportamiento es similar al observado al caso cuando no se supone daño en la formación ($FE = 1$),

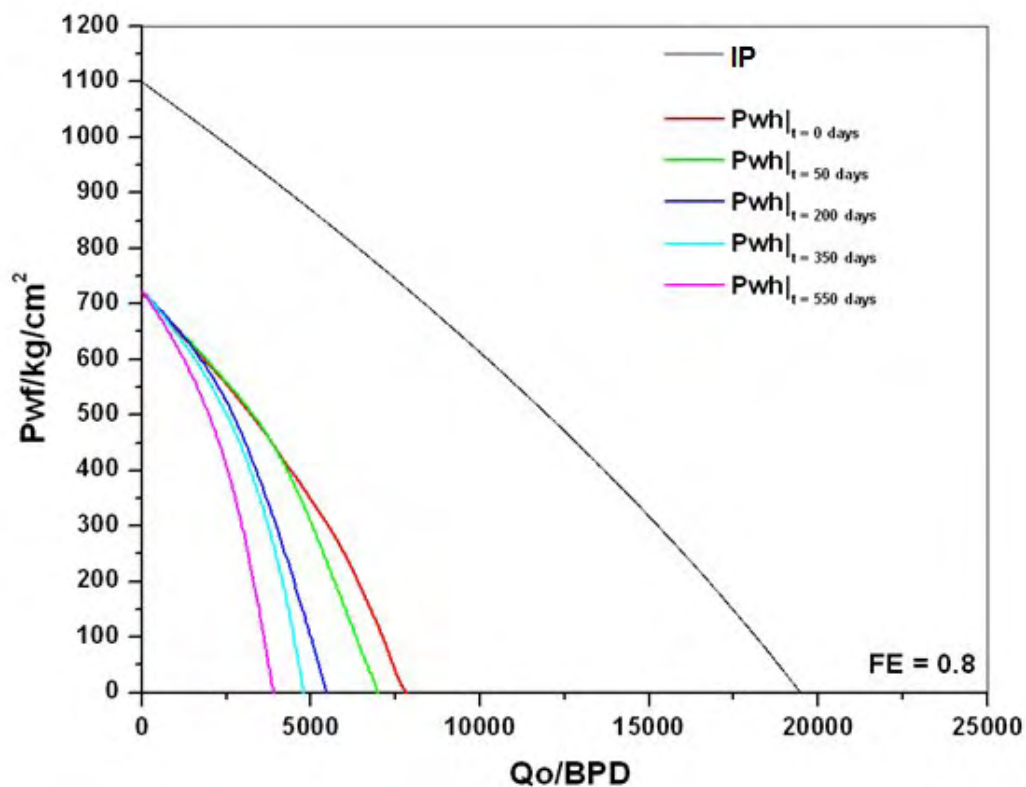


Figura (4.30) Reducción en el gasto de producción debido a la deposición de asfaltenos considerando los tiempos de simulación y el daño a la formación.

Con el fin de entender mejor el efecto que tiene la deposición de asfaltenos en la tubería sobre el comportamiento de las curvas IPR, en la figura (4.31) se presenta el gasto aportado por el pozo como función del tiempo. La forma en que se construye dicha curva es la siguiente. Tomando como base las curvas presentadas en las figuras (4.18) y (4.30), nos ubicamos a una presión de fondo fluyendo igual a 447.4 kg/cm^2

(condición actual de producción) y nos movemos hacia la derecha hasta intersectar las curvas de la presión en la cabeza. A estos puntos se les asigna su correspondiente valor de gasto, para cada curva correspondiente a cada tiempo de simulación. Este procedimiento se aplica a cada figura, las cuales corresponden a las eficiencias de flujo consideradas, es decir sin daño ($FE = 1$) y con un daño supuesto ($FE = 0.8$). Así, se puede observar que, en ambos casos, el decremento en el gasto aportado por el pozo es similar, aunque para un tiempo de 200 días, el comportamiento para el caso $FE = 0.8$ es menor. Posterior a este tiempo, el decremento es más pronunciado para este caso.

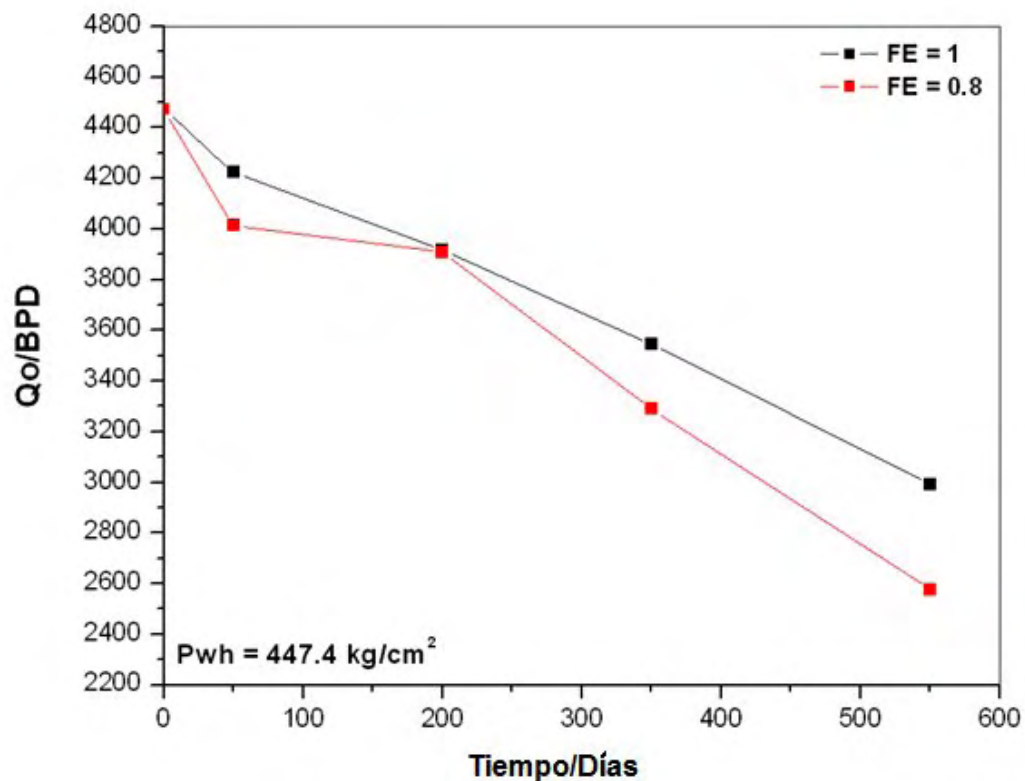


Figura (4.31) Comparación de los gastos aportados por el pozo con daño y sin daño, para los diferentes tiempos considerados.

Finalmente, los porcentajes de reducción del gasto, en base al valor actual reportado para este pozo (4474.133 BPD) se dan a continuación en la tabla (4.7).

t/Days	%Qo	
	FE = 1	FE = 0.8
0	100.00	100.00
50	94.43	89.74
200	87.54	87.35
350	79.27	73.53
550	66.86	57.58

Tabla (4.7) Porcentajes de reducción del gasto para los tiempos de simulación.

En esta tabla podemos observar los porcentajes de variación del gasto tomando en cuenta una eficiencia de flujo igual a 1 para un yacimiento sin daño, y una eficiencia de flujo de 0.8 para un yacimiento con daño. Se puede observar claramente que disminuye el gasto con una EF = 0.8, debido al daño en el yacimiento, que para este caso de estudio consideramos el daño producido por la depositación de asfaltenos.

Conclusiones

En este trabajo se presenta una nueva metodología para analizar el comportamiento de las curvas de afluencia para pozos con problemas de depositación de asfaltenos. Se han acoplado las ecuaciones generales para la construcción de curvas IPR, a un modelo de flujo multifásico el cual considera la formación y depositación de asfaltenos bajo condiciones dinámicas. Dicha metodología se ha aplicado a un pozo productor de hidrocarburos real localizado en la parte sur de México. Con la información obtenida directamente de la curva IPR, se alimenta al simulador el cual determina los perfiles de depositación de asfaltenos como función del tiempo y la posición a lo largo de la tubería de producción. Con esta información, se calcula la presión en la cabeza del pozo afectada por los perfiles de depósito en la tubería. De esta forma se determina la curva de presiones en la cabeza, proporcionando una mejor información respecto al flujo y presión proporcionados por el pozo. Así mismo, se estudia el efecto de la depositación de asfaltenos en el medio poroso al considerar la eficiencia de flujo para valores menores a uno, los cuales indican daño a la formación.

Para este caso se repite la metodología de construir la curva IPR dañada y posteriormente se calculan los perfiles de depositación y caída de presión para cada pareja de datos tomados directamente de la curva. Así se construye la curva de presiones en la cabeza, proporcionando información del comportamiento del gasto y la presión aportados por el pozo.

Los resultados obtenidos muestran que para ciertas condiciones de flujo alto y presión de fondo fluyendo bajo, para este caso estudiado, el pozo deja de fluir completamente a cierta profundidad, cercana a la zona de los disparos. Por ser una metodología nueva, no ha sido posible comparar los resultados con datos medidos.

Para las simulaciones realizadas, se tomaron en cuenta cinco pares de valores de Q_o y P_{wf} a diferentes tiempos, los cuales se eligieron al azar y son representativos de la

curva IPR. Con estos valores se obtuvieron los espesores de la capa de depositación de asfaltenos y la profundidad a la cual se manifiestan. Mientras se aumenta el gasto y se disminuye la presión, los asfaltenos se presentan a una profundidad mayor y el espesor de la capa aumenta. Debemos tomar en cuenta que las primeras simulaciones fueron realizadas con una eficiencia de flujo igual a 1, por lo que no tenemos daño a la formación. En la grafica de perfil de presiones en la cabeza se puede observar que para las condiciones actuales de producción que son las óptimas, la tubería no se bloquea, ya que la presión en la cabeza se registra para los diferentes tiempos de simulación.

Para el caso de una eficiencia de flujo igual a 0.8, se observa dentro de los perfiles de depósito un aumento del espesor de la capa de asfaltenos fuera de las condiciones óptimas de producción que son las actuales.

Este comportamiento es de esperarse, ya que tomando en cuenta que es un pozo real, las condiciones de producción deben de ser las óptimas, si se varían estas condiciones, se puede esperar la presencia más abrupta de asfaltenos.

Esta metodología se podría extender a pozos que presenten este tipo de problemática, ya que esta puede predecir las condiciones a las cuales se manifestaría la presencia de asfaltenos. Con esto, se pueden disminuir los costos en reparación de pozos, que son muy altos, además de que se interrumpe la producción causando pérdidas económicas.

Para mejorar esta metodología, se podría añadir un análisis integral del comportamiento de afluencia, tomando en cuenta diferentes diámetros de tubería y de estrangulador. Con esto se podría tener un análisis más detallado del comportamiento de los asfaltenos. Se pueden generar un mayor número de simulaciones, para poder ir siguiendo con mayor detalle la presencia de asfaltenos. Siendo esta una metodología nueva, no se tiene punto de comparación con otros simuladores.

Nomenclatura

A : Área transversal interna de la tubería

A_H : Energía libre de Helmholtz (ideal, monómeros, cadenas y asociaciones)

API : Densidad específica

B : Factor de volumen ($V_{lo@c.y}/V_{ol@c.s}$) o exponente de la ecuación de Fuad Qasem

B_o : Factor de volumen del aceite

C : Ordenada al origen, ecuación de Camacho-V, Padilla-S y Vázquez-C

C_p : Capacidad calorífica del la mezcla

Cte : Constante, la cual en unidades de campo es igual a 0.00708 de la ecuación de Evinger y Muskat

D : Pendiente de la recta, ecuación de Camacho-V, Padilla-S y Vázquez-C

d : Diámetro (pg)

D_{in} : Diámetro interno de la tubería

E_1 : Energía por unidad de masa, en la posición uno $\left(\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right)$

E_2 : Energía por unidad de masa, en la posición dos $\left(\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right)$

FE : Eficiencia de flujo

f_m, f_R : Factor de fricción

f_n : factor de fricción sin resbalamiento

f_1, f_2, f_3 : Factores adimensionales

$f(p)$: Alguna función de presión

g_c : Constante de conversión gravitacional ($=32.2 \text{ lb}_m \cdot \text{ft} / \text{lb}_f \cdot \text{s}^2$)

GOR : Relación gas-aceite

h : Espesor del yacimiento

H_L : Colgamiento del líquido

IPR : Inflow-performance-relationship

J : Índice de productividad

k : Constante de Boltzmann

K : Permeabilidad del yacimiento

k_b : Conductividad térmica de la mezcla

K_{ro} : Permeabilidad relativa

L_m : Función adimensional

L_s : Función adimensional

L_1 : Función adimensional

L_2 : Función adimensional

MW: Peso molecular

n : Exponente de la curva de afluencia

N_{gv} : Número de la velocidad del gas

N_{LV} : Número de la velocidad del líquido

N_d : Número del diámetro de tubería

N_m : Número de moléculas

P : Presión

P_b : Presión en el punto de burbuja

P_c : Presión crítica

P_e : Presión en la frontera exterior (psi)

P_i : Presión inicial (psi)

\bar{P}_r : Presión estática promedio del yacimiento

Pr : Número de Prandtl

P_{wf} : Presión de fondo fluyendo

P'_{wf} : Presión de fondo fluyendo sin daño (psi)

P_{wfs} : Presión de flujo en la pared del pozo (psi)

P_{wh} : Presión en la cabeza del pozo

P_{ws} : Presión estática del yacimiento

q_{HVF} : Gasto mínimo al cual se esperan efectos de flujo de alta velocidad (BPD)

Q : Flux de calor total de los alrededores hacia la tubería

Q_L : Gasto de líquido

Q_o : Gasto de aceite

$q_{o\max}$: Gasto máximo o potencial del pozo (BPD)

Re : Número de Reynolds

r_e : Radio de drene

r_w : Radio del pozo

S : Factor de daño

S_f : Factor de daño por la formación

S_C : Factor de daño por terminación parcial

S_ϕ : Factor de daño por terminación angular

S_P : Factor de daño por perforaciones

t : Tiempo (días)

T : Temperatura

T_b : Temperatura en el punto de burbuja

T_c : Temperatura crítica

T_{fluido} : Temperatura media del fluido a la profundidad de estudio

T_{pared} : Temperatura en la pared interna de la tubería

T_{wf} : Temperatura de pozo fluyendo

T_{wh} : Temperatura en la cabeza del pozo

TP: Tubería de producción

U : Coeficiente de transferencia de calor

v : Constante de la ecuación Bendakhliya y Aziz

v_c : Volumen crítico

v_g : Velocidad del gas

v_L : Velocidad del líquido

v_m : Velocidad de la mezcla

v_s : Velocidad de resbamiento

v_{sg} : Velocidad superficial del gas

v_{sL} : Velocidad superficial del líquido

z_i : Composición del componente i

Letras griegas

β : Coeficiente de inercia (pie^{-1})

λ : Parámetro de flujo interporoso

λ_L : Colgamiento del líquido sin resbalamiento

λ_o : Movilidad del aceite

\emptyset : Porosidad (Fracción)

μ : Viscosidad (cp)

π : 3.1416

$\sum_i S_{\text{Pseudo}}^i$: Suma de pseudo-factores de daño debido al efecto de flujo

ρ_s : Densidad de resbalamiento/ lb_m/ft^3

ρ_L : Densidad del líquido/ lb_m/ft^3

ρ_g : Densidad del gas/ lb_m/ft^3

ϕ : función , ec. (9)

ΔL : Longitud de la sección de tubería /m

ΔW_f : Pérdidas de energía por fricción

ΔW_e : Pérdidas de energía por trabajo externo

θ : Angulo de inclinación de la tubería

ΔP^{ideal} : Caída de presión ideal

ΔP^{real} : Caída de presión real

μ_o : Viscosidad del aceite

μ_b : Viscosidad de la mezcla

ω_t : Factor acéntrico del componente i

ω : Cociente de almacenamiento del sistema de fracturas

Bibliografía

Ahmed, T., Reservoir Engineering Handbook, cap. 6 & 7, 3rd edition, Elsevier, 2006.

Almehaideb, R. A., Asphaltene precipitation and deposition in the near wellbore region: a modeling approach, *J. Petroleum Sci. and Tech.*, 42, pp 157-170, 2004.

Amaefule, J. O., Kersey, D. G., Norman, D. L., & Shannon, P. M., "Advances in Formation Damage Assessment and Control Strategies," CIM Paper No. 88-39-65, Proceedings of the 39th Annual Technical Meeting of Petroleum Society of CIM and Canadian Gas Processors Association, June 12-16, Calgary, Alberta, 16 p., 1988.

Amro, M., Effect of scale and corrosion inhibitors on well productivity in reservoirs containing asphaltenes, *J. Petroleum Sci. and Tech.*, 46, pp 243– 252, 2005

Acevedo, S., Ranaudo, M. A., Escobar, G., Gutierrez, L., & Ortega, P., "Adsorption of Asphaltenes and Resins on Organic and Inorganic Substrates and Their Correlation with Precipitation Problems in Production Well Tubing," *Fuel*, Vol. 74, No. 4, pp. 595-598, 1995.

Brow K. E. and Beggs H. D. "The Technology of Artificial Lift Methods", vol 1. Penn Well Publ. Co., Tulsa, Oklahoma, 1977

Buenrostro-Gonzalez, E.; Lira-Galeana, C.; Gil-Villegas, A.; Wu, J. *AIChE J.* **2004**, *50*, 2552-2570.

Chang, F. F., & Civan, F., "Practical Model for Chemically Induced Formation Damage," *J. of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 17, pp. 123-137, 1997.

Civan, F, Predictability of Formation Damage: An Assessment Study and Generalized Models, Final Report, U.S. DOE Contract No. DE-AC22-90BC14658, April 1994.

Civan, F., "A Multi-Phase Mud Filtrate Invasion and Well Bore Filter Cake Formation Model," SPE 28709 paper, Proceedings of the SPE International Petroleum Conference & Exhibition of Mexico, October 10-13, Veracruz, Mexico, pp. 399-412, 1994.

Civan, F., "Modeling and Simulation of Formation Damage by Organic Deposition," Proceedings of the First International Symposium on Colloid Chemistry in Oil Production: Asphaltene and Wax Deposition, IS COP '95, Rio de Janeiro, Brazil, November 26-29, pp. 102-107, 1995.

Civan, F., Reservoir Formation Damage, cap. 14, Gulf Publishing Company, Houston Tx., 2000

Evinger, H.H. and Muskat M. Calculation of Theoretical Productivity Factor, Trans. AIME. Petroleum Division, vol. 146, p. 126, 1943.

Flores-Ávila, F.S. Comportamiento de Afluencia a Pozos en Yacimientos Bajosaturados Naturalmente Fracturados, Ms. C., Theses, UNAM, Mexico, 1998.

Gómez Cabrera J. A. "Pozos Fluyentes, Bombeo Neumático y Bombeo Hidráulico". Facultad de Ingeniería, U. N. A. M. 1984.

Aziz, K., Govier, G.W. and Fogarasi, M., Pressure Drop in Wells Producing Oil and Gas, J. of Canadian Techn., pp 28-47, 1972.

R. Hamadou, M. Khodja, M. Kartout , and A. Jada, Permeability reduction by asphaltenes and resins deposition in porous media, Fuel, 87, 2178–2185, 2008.

Khalil, C. N., Rocha, N. O., & Silva, E. B., "Detection of Formation Damage Associated to Paraffin in Reservoirs of the Reconcavo Baiano, Brazil," Proceedings of the 1997

SPE International Symposium on Oil Field Chemistry held in Houston, Texas, February 18-21, pp. 277-281, 1997.

Kocabas, I., M.R. Islam , and Modarress, H., A wellbore model for field-scale modeling of asphaltene plugging, J. Petroleum Sci. and Engineering, 26, pp. 19–30, 2000.

Leontaritis, K. J., Amaefule, J. O., and Charles, R. E., A Systematic Approach for the Prevention and Treatment of Formation Damage Caused by Asphaltene Deposition, SPE Paper 23810, Proceedings of the SPE International Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, LA, February 26-27, pp. 383-395, 1992.

Leontaritis, K. J., Asphaltene Near-Wellbore Formation Damage Modeling, SPE Paper 39446, Proceedings of the 1998 SPE Formation Damage Control Conference held in Lafayette, Louisiana, February 18-19, pp. 277-288, 1998.

Leontaritis, K. J., Asphaltene Near-well-bore Formation Damage Modeling, J. of Energy Resources Technology, Sep, Vol. 127, pp 191-200, 2005.

Minssieux, L., Core Damage From Crude Asphaltene Deposition, SPE 37250 paper, 1997 SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, February 18-21, Houston, Texas, 1997.

Minssieux, L., Nabzar, L., Chauveteau, G., Longeron, D. and R. Bensalem, Permeability Damage Due to Asphaltene Deposition: Experimental and Modeling Aspects, Revue de L'institut Français du Pétrole, vol. 53, N° 3, Mai-Juin, 1998.

Moore (1939)

Mukherjee H y Brill J. "Liquid Holdup Correlation for Inclined Two- Phase Flow". J. P. T. Mayo 1983

Padilla Sixto R. Tesis profesional. "Comportamiento de Afluencia con Flujo No-Darciano" Facultad de Ingeniería, U. N. A. M. 1990.

Qin, 2000

Ramirez-Jaramillo, E., Lira-Galeana, C. and O. Manero, Modeling Asphaltene Deposition in Production Pipelines, *Energy Fuels*, 20 (3), 2006.

Ramírez-Sabag J., Lozano-Villajuana G. and Pérez-Tavares, R., Productividad de Pozos Petroleros, FI-UNAM, México, 1ª ed, 2007.

Standing B. M. Inflow Performance Relationships for Damaged Wells Producing by Solution- Gas Drive. J. P. T. Noviembre 1970.

Strubhar M. K., Blackburn J. S and Lee W. J. "Production Operation Course II Well Diagnosis". SPE 1972

Swift G. W and Kiel O. G. "The Prediction of Gas- Well Performance Including the Effect of Non. Darcy Flow". J. P. T. Julio 1962

Vogel V. J. "Inflow Performance Relationships for Solution- Gas Wells". J. P. T. Enero, 1968.

Wojtanowicz, A. K., Krilov, Z. and Langlinais, J. P.: "Study on the Effect of Pore Blocking Mechanisms on Formation Damage," Paper SPE 16233, presented at Society of Petroleum Engineers Symposium, March 8-10, Oklahoma City, Oklahoma, pp. 449-463, 1987.

Zapata-González, C.; Lira-Galeana, C.; Firó-Reyes, J.; Lucero-Aranda, F.; García-Hernández, F. Ingeniería Petrolera, 38, 58, 1999.

Flores A. Fernando S.; "Comportamiento de afluencia a pozos en yacimientos bajosaturados naturalmente fracturados"; Tesis de Maestría, Ciudad Universitaria, Mayo 1998.

Akbarzadeli K., Hammami A., Kharrat A., Zhang D., Allenson S., Creek J., Kabir S., Jamaluddin A., Marshall A., Rodgers R., Mullins O., Solbakken T. Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial. Schlumberger Otoño de 2007.