



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

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

**ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE
LAS CURVAS IPR CONSIDERANDO
DAÑO A LA FORMACIÓN POR
DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS.**

T E S I S

**PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
O M A R L Ó P E Z D Í A Z**

**DIRECTOR DE TESIS:
M.I. TOMÁS E. PÉREZ GARCÍA**

**DIRECTOR ADJUNTO:
Dr. EDGAR RAMÍREZ JARAMILLO**



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

ÍNDICE

	Página
Resumen	i
Índice de figuras	iii
Índice de tablas	vii
Nomenclatura	viii
Capítulo 1: Introducción	
1.1 El petróleo	1
1.2 Depositación de Sólidos Orgánicos (ceras y/o asfaltenos)	2
1.3 Caracterización de Asfaltenos	5
1.4 El Problema de la Depositación Orgánica en Pozos Petroleros de México	8
1.5 Depositación de Asfáltenos en el Yacimiento	10
1.5.1 Reducción de Daño	11
1.5.2 Taponamiento por Asfáltenos	12
1.6 Factores que Afectan la Productividad de Yacimientos	19
1.6.1 Permeabilidad Relativa	21
1.6.2 Eficiencia de la Terminación	22

1.7 Índice de Productividad	23
1.7.1 IP en Yacimientos Bajosaturados	24
1.7.2 IPR en Yacimientos de Aceites Saturados	26
1.8 Métodos de Construcción de Curvas IPR	27
1.8.1 Método de Vogel	27
1.8.2 Método de Fetkovich	34
1.8.3 Método de Eickemer	37
1.8.4 Método de Standing	38
1.8.5 Curvas IPR Futuras	40
1.8.6 Curvas Generalizadas de IPR	41
1.9 Flujo en el Yacimiento	42
1.9.1 Comportamiento de Flujo por la T.P.	42
1.9.2 Efecto del Diámetro de la T.P.	47
1.9.3 Efecto del Diámetro del Estrangulador	49
Capitulo 2: Revisión Bibliográfica	
2.1 Efecto de las Características de Fractura en la Reducción de la Permeabilidad por Deposición de Asfaltenos en Formaciones Carbonatadas	50
2.2 Modelo de Daño a la Formación por Asfaltenos Cerca de la Cara del Pozo	64
2.3 Precipitación y Deposición de Asfaltenos en la Región Cercana a la Cara del Pozo	83
Capitulo 3:Modelo Propuesto	
3.1 Modelo Propuesto	92

Capítulo 4: Aplicación del Modelo

4.1 Aplicación del Modelo	100
4.1.1 Caso Ideal	101
4.1.2 Caso de Literatura	102
4.1.3 Caso Real	103

Capítulo 5: Resultados y Conclusiones

5.1 Resultados y discusión	104
5.1.1 Caso Ideal	104
5.1.2 Caso de Literatura	113
5.1.3 Caso Real	120
5.2 Conclusiones	126

Bibliografía	128
--------------	-----

Resumen

El presente trabajo tiene como objetivo principal desarrollar un modelo preliminar para describir el daño a la formación debida a la depositación de asfaltenos en el yacimiento. Como es bien conocido, este fenómeno representa un serio problema en la producción de aceite crudo en algunas partes del mundo. El daño a la formación se define como el factor que causa, en ó alrededor del pozo, una caída de presión adicional que ocurre cuando el yacimiento es homogéneo y el pozo penetra totalmente a la formación. El factor de daño es una medida cuantitativa para evaluar el comportamiento de un pozo de relativa producción ideal. El daño a la formación puede ser causado en las operaciones realizadas al pozo tales como perforación, cementación, terminación, inicio de producción, estimulación y limpieza.

El modelo matemático desarrollado en este trabajo, se aplicó en la determinación de la reducción de la porosidad por la depositación de asfaltenos en la formación, ocasionando una restricción al flujo por lo que se ve afectada la permeabilidad de la formación. Este modelo se realizo apoyándose en información y estudios previos (Darcy; Zekri y Shedid, 2003). De acuerdo a estos trabajos presentados en la literatura, se pudo estimar que al afectarse la porosidad y la permeabilidad del medio poroso, se tiene una disminución en la producción de aceite crudo del yacimiento. A partir de lo anterior es posible obtener el comportamiento de las curvas IPR (Inflow Performace Relationships) y la magnitud del daño a la formación. Cabe mencionar que debido a la naturaleza compleja del fenómeno, no se tiene a la fecha un modelo de equilibrio de fases con el cual sea posible predecir la precipitación de los asfaltenos en el medio poroso, por lo tanto, este modelo aquí propuesto utiliza una aproximación cualitativa, basada en un criterio indirecto el cual propone una reducción en la permeabilidad y consecuente reducción de la porosidad por los asfaltenos presentes en la formación. Dicho modelo se aplico a tres casos particulares de estudio. El primero es un caso ideal,

en el cual se suponen todos los datos al emplear el modelo propuesto. El segundo es un caso tomado de la literatura especializada (Leontaritis, 1997). Finalmente se estudio un caso real de un pozo productor localizado en la región marina de PEP (Pemex Exploración y producción).

Los resultados obtenidos de los tres casos mencionados anteriormente se discuten a detalle. Se puede observar en estos una marcada disminución de la producción de aceite crudo del yacimiento por la presencia del daño a la formación debida a la depositación de asfaltenos.

Índice de Figuras

Figura	Página
Figura 1.2-1. Pozo productor de petróleo.	3
Figura 1.2-2. Fenómeno de depositación de sólidos.	4
Figura 1.3-1. Número de carbonos a diversas temperaturas en el punto de ebullición y fusión.	6
Figura 1.3-2. Clasificación de los componentes del petróleo.	7
Figura 1.5-1. Mojabilidad por aceite.	13
Figura 1.6-1. Curva típica de permeabilidades relativas para sistemas gas-agua o agua-aceite.	21
Figura 1.6-2. Perfil de presión para pozos dañados con fluidos drenados desde la frontera de un yacimiento circular.	23
Figura 1.7-1 Curvas típicas de comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo.	24
Figura 1.7-2. Curvas típicas del comportamiento de J.	26
Figura 1.7-3. Variación del IP para yacimientos saturados.	26
Figura 1.8-1. Curva de afluencia para pozos sin daño de un yacimiento por empuje de gas disuelto.	28
Figura 1.8-2. Curvas de afluencia para pozos con EF diferente a 1 de yacimientos con empuje de gas disuelto.	30
Figura 1.8-3. Errores al extrapolar con el método de Standing.	31

Figura 1.8-4. Curva de presión vs gasto para valores positivos de P_{wf} .	32
Figura 1.8-5. Gráfica log – log contra gasto.	33
Figura 1.8-6. Corrección de la curva de presión contra gasto.	33
Figura 1.8-7. Gráfica de locus $(k_{ro} / (\mu_o B_o))P_{ws}$ contra p .	35
Figura 1.8-8. Comportamiento de afluencia generalizado.	40
Figura 1.9-1. Pérdidas de presión en función del gasto para varias RGL.	42
Figura 1.9-2. Curvas típicas de gasto contra P_{wf} para diferentes diámetros de T.P.	43
Figura 1.9-3. Gráfica típica de condiciones de flujo estable.	43
Figura 1.9-4. Pozo fluyente en la posición 2.	44
Figura 1.9-5. Efecto de cambio de estrangulador sobre el comportamiento del flujo por la T.P.	45
Figura 1.9-6. Curvas de comportamiento de flujo correspondiente a un pozo “muerto”.	46
Figura 1.9-7. Efecto del gasto sobre las pérdidas de presión por el flujo vertical: diferentes diámetros de tubería de producción.	47
Figura 1.9-8. Gráfica de P_{th} vs q para diferentes diámetros del estrangulador.	48
Figura 2.1-1 Orientación de la fractura en núcleos.	51
Figura 2.1-2. Efecto del ángulo de fractura con una caída de presión en el núcleo.	57

Figura 2.1-3. Efecto del gasto en la caída de presión en el núcleo.	58
Figura 2.1-4. Factor de reducción de permeabilidad a diferentes gastos.	59
Figura 2.1-5. Efecto de la concentración de asfaltenos en PRF.	60
Figura 2.1-6. Efecto del PRF en la movilidad del aceite.	61
Figura 2.1-7. Efecto del factor de reducción de permeabilidad en la eficiencia de barrido.	63
Figura 2.2-1. Pozo productor con daño a la formación por inducción de asfaltenos.	65
Figura 2.2-2. Pozo productor con daño a la formación por asfaltenos.	66
Figura 2.2-3. Las áreas cercanas a la cara del pozo son divididas en segmentos Δr . el daño a la formación se obtiene mediante el desarrollo de cada incremento.	72
Figura 2.2-4. Presión al inicio de la producción.	80
Figura 2.2-5. Simulación del factor de daño de Everdigen y Hurst.	81
Figura 2.3-1. Solubilidad experimental de asfaltenos contra presión.	89
Figura 2.3-2. Solubilidad de asfaltenos contra presión.	90
Figura 3.1-1. Curvas IP para diversos daños a la formación.	96
Figura 3.1-2. Curvas de variación de presión de fondo fluyendo.	98
Figura 5.1-1. Presión de fondo fluyendo contra gasto con daño ($S=0$).	104

Figura 5.1-2. Presión de fondo fluyendo contra gasto con diferentes daños.	105
Figura 5.1-3. Presión de fondo fluyendo con daño (S=0).	106
Figura 5.1-4. Presión de fondo fluyendo para diferentes daños.	107
Figura 5.1-5. Presión de fondo fluyendo con daño (S=0).	109
Figura 5.1-6. Presión de fondo fluyendo con daño (S=1).	109
Figura 5.1-7. Presión de fondo fluyendo con daño (S=7.19).	110
Figura 5.1-8. Presión de fondo fluyendo con daño (S=20.37).	110
Figura 5.1-9. Gasto contra presión de fondo fluyendo.	111
Figura 5.1-10. Presión de fondo fluyendo contra gasto con daño (S=0).	112
Figura 5.1-11. Presión de fondo fluyendo contra gasto con daño (1.77).	113
Figura 5.1-12. Comparación de curvas de presión de fondo fluyendo contra gasto con daño (S=0, S=1.77).	114
Figura 5.1-13. Presión de fondo fluyendo con daño (S=0).	115
Figura 5.1-14. Presión de fondo fluyendo con daño (S=1.77).	116
Figura 5.1-15. Comparación de curvas de presión de fondo fluyendo con daño (S=0, S=1.77).	117
Figura 5.1-16. Presión de fondo fluyendo con daño (S=0).	118

Figura 5.1-17. Presión de fondo fluyendo con daño (S=1.77).	118
Figura 5.1-18. Presión de fondo fluyendo contra gasto con daño (S=0).	119
Figura 5.1-19. Presión de fondo fluyendo contra gasto con daño (S=2.86).	120
Figura 5.1-20. Comparación de curvas de presión de fondo fluyendo contra gasto con daño (S=0, S=2.86).	121
Figura 5.1-21. Presión de fondo fluyendo con daño (S=0).	122
Figura 5.1-22. Presión de fondo fluyendo con daño (S=2.86).	122
Figura 5.1-23. Comparación de curvas de presión de fondo fluyendo con daño (S=0, S=2.86).	123
Figura 5.1-24. Presión de fondo fluyendo con daño (S=0).	124
Figura 5.1-25. Presión de fondo fluyendo con daño (S=2.86).	124

Índice de Tablas

Tabla	Página
Tabla 1.1. Clasificación del petróleo de acuerdo a su densidad	1
Tabla 1.2. Datos empleados en el cálculo del efecto del gasto y el diámetro sobre pérdidas de presión en la T.P	47
Tabla 2.1. Datos de núcleos	51
Tabla 2.2. Datos de un pozo productor	79
Tabla 2.3. Datos de pozo productor para un tiempo=0	79
Tabla 2.4. Resultados de las pruebas de solubilidad de asfaltenos	89
Tabla 3.1. Relación de caídas de presión, daño y eficiencia	97
Tabla 4.1. Datos de un pozo bajasaturado (ideal)	100
Tabla 4.2. Datos de un pozo bajasaturado (literatura)	101
Tabla 4.3. Datos de pozo bajasaturado de la Región Sur	102
Tabla 5.1. Porcentaje de reducción del gasto con respecto al daño	105
Tabla 5.2. Porcentaje de incremento de P_{wf} con respecto al daño	108

Nomenclatura

Símbolo		Unidades
$A_{inicial}$	Área de flujo inicial	pulgada ²
A_{AP}	Área taponada por asfaltenos	pie ²
BPD	Barriles por día	bls/día
B_o	Factor de volumen del aceite	blo@c.y/blo@c.s
B_w	Factor de volumen del agua	blw@c.y/blw@c.s
c	Compresibilidad total	1/lb/pg ²
C_{sf}	Masa de asfaltenos suspendida en la fase continua	lb _m
C_{sfv}	Volumen de asfaltenos suspendidos en la fase continua	pie ³
DOD	Daño a la formación	
$d_{area\ tapada}$	Diámetro del área tapada	pulgada
d_H	Diámetro hidráulico	pulgada
d_g	Diámetro del grano	pulgada
d_p	Diámetro de la partícula	pulgada
d_{PA}	Diámetro de partículas de asfaltenos	pulgada
E_A	Fracción de volumen de asfaltenos depositados en la roca	fracción
EF	Eficiencia de flujo	fracción

E_p	Volumen fraccional de roca	fracción
E_s	Eficiencia de barrido	fracción
f	Fracción de partículas de asfaltenos entrampadas	fracción
f	Fracción del espacio de poro tapado	fracción
f_p	Factor que modifica la permeabilidad	
f_{tramp}	Fracción de partículas entrampadas	fracción
FRP	Fracción de permeabilidad retenida	fracción
h	Espesor productor neto	pie
IP	Abreviación de índice de productividad	
IPR	Comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo	
J	Índice de productividad	bl/día @ c.s/ lb/pg ²
J^*	Valor de J cuando P_{wf} tiende a P_{ws}	bl/día @ c.s/ lb/pg ²
J_f^*	Valor de J_p^* futuro	bl/día @ c.s/ lb/pg ²
J_p^*	Valor de J medido	bl/día @ c.s/ lb/pg ²
k	Permeabilidad	mD
k_a :	Relación de adsorción y desadsorción	adimensional
k_{af}	Permeabilidad después de la fractura	mD
k_{bf}	Permeabilidad antes de la fractura	mD
k_i	Permeabilidad inicial	mD

$k_{inicial}$	Permeabilidad inicial	mD
k_d	Permeabilidad con daño	mD
$k_{dañada}$	Permeabilidad con daño	mD
k_{np}	Permeabilidad sin taponamiento	mD
k_o	Permeabilidad al aceite	mD
k_p	Permeabilidad con taponamiento	mD
k_{pi}	Permeabilidad inicial	mD
k_r	Permeabilidad relativa	mD
k_{rg}	Permeabilidad relativa al gas	mD
k_{ro}	Permeabilidad relativa al aceite	mD
k_w	Permeabilidad al agua	mD
L	Longitud del canal	pie
LD	Abreviatura de línea de descarga	
L_p	Perímetro mojado del canal	pie
M_{RF}	Moles de fluido del yacimiento	lb-mol
m	Pendiente de la recta	lbme@c.s/blo@c.s
q	Gasto	BLS/día
P_b	Presión de saturación (burbuja)	lb/pg ²
P_e	Presión del yacimiento	lb/pg ²

P_{fa}	Presión de floculación de asfaltenos	lb/pg ²
P_w	Presión del fondo fluyendo	lb/pg ²
P_{wf}	Presión de fondo fluyendo real	lb/pg ²
P_{ws}	Presión estática	lb/pg ²
P_{wsi}	Presión estática inicial	lb/pg ²
P_{wf}'	Presión de fondo fluyendo ideal	lb/pg ²
PRF	Factor de reducción de la permeabilidad	fracción
PVT	Presión, volumen y temperatura	lb/pg ² , pie ³ , °F
q	Gasto	bl/día
q _i	Gasto inicial	bl/día
q _{max}	Gasto máximo	bl/día
q _o	Gasto de aceite	bl/día
R	Relación gas – aceite instantánea	pie ³ g@c.s./blo@c.s
R _f	Factor de reducción de la permeabilidad	fracción
R _{f,max}	Factor máximo de la reducción de la permeabilidad	fracción
RGL	Relación gas - líquido	pie ³ g@c.s./blo@c.s
r _e	Radio de drene	pie
r _{fa}	Radio de floculación de asfaltenos	pie
r _g	Radio del grano	pulgada

r_H	Radio hidráulico	pie
r_w	Radio del pozo	pie
S	Área seccional del canal de flujo	pulgada ²
S	Moles de la fase de asfaltenos	lb-mol
S	Factor de daño total a la formación	adimensional
S_o	Saturación de aceite	fracción
S_g	Saturación de gas	fracción
S_P	Área seccional del canal de flujo	pie ²
t	Tiempo	segundos
TP	Abreviatura de tubería de producción	
TR	Abreviatura de tubería de revestimiento	
V_P	Volumen del poro tapado	pie ³
W_{sa}	Masa de asfaltenos adsorbida por masa de roca	adimensional
$W_{sa,max}$	Máxima fracción de masa adsorbida	adimensional
W_{sd}	Peso molecular de los asfaltenos absorbidos	%
α	Variación del tamaño de partículas de asfaltenos	pulgada
α_1	Constante de depositación superficial	1/día
β	Eficiencia de taponamiento	fracción
β_1	Factor de arrastre	

ΔAP	Incremento de moles de asfaltenos entrampadas	lb-mol
ΔP	Caída de presión	lb/pg ²
$\Delta p_{dañada}$	Caída de presión con daño	lb/pg ²
$\Delta P_{inicial}$	Caída de presión sin daño	lb/pg ²
ΔP_s	Caída de presión adicional	lb/pg ²
Δt	Incremento de tiempo	segundos
γ	Factor que relaciona a y b	
γ_i	Coeficiente de taponamiento	1/pie
λ	Movilidad	
μ_o	Viscosidad del aceite	cp
μ_w	Viscosidad del agua	cp
ϕ	Porosidad	fracción
ϕ_{af}	Porosidad después de la fractura	fracción
ϕ_{bf}	Porosidad antes de la fractura	fracción
ϕ_i	Porosidad inicial	fracción
ϕ_d	Porosidad con daño	fracción
v_A	Volumen molar de las partículas de asfaltenos	cm ³ /mol
v_o	Velocidad de Darcy en la fase de aceite	pie/seg

Capítulo 1: Introducción

1.1 El Petróleo

El petróleo es una mezcla de hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo (a diferentes profundidades, dependiendo de la ubicación geográfica), generalmente en forma sólida, líquida o gaseosa. El bitumen natural (porción del petróleo en fase sólida o semi-sólida), el aceite crudo y el gas natural son ejemplos de estas acumulaciones, respectivamente, las cuales son denominadas yacimientos, y pueden ser de bitumen, de aceite y gas disuelto o de gas, dependiendo de la fase en que se encuentran (Informe interno STDP-PEP, 1999). En la tabla 1.1 se muestra una clasificación de acuerdo a la densidad del aceite.

Aceite crudo	Densidad (g/cm ³)	Densidad °API
Extrapesado	> 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 molecular, el petróleo es una mezcla compleja de hidrocarburos y no hidrocarburos, tales como el bióxido de azufre, oxígeno y nitrógeno, así como compuestos que contienen metales, particularmente vanadio, níquel, hierro y cobre. Estos componentes químicos del petróleo están clasificados principalmente como ceras (o parafinas), naftenos, aromáticos, y resinas asfálticas. Dependiendo de la clase de petróleo, la composición de las ceras puede variar desde predominantemente n-alcanos con bajo peso molecular

(C₂₀ - C₄₀) hasta altas proporciones de isoalcanos y alcanos cíclicos de alto peso molecular (Ronningesen y Bjornadal, 1991; Speight 1999). También existen hidrocarburos aromáticos y nafténicos en las ceras (Fagin, 1945; Goldman y Nathan, 1957; Katz y Bew, 1945).

1.2 Depositación de Sólidos Orgánicos (ceras y/o asfaltenos)

La deposición de ceras y asfaltenos representa un problema muy serio en la producción de petróleo en algunos yacimientos alrededor del mundo. Las ceras son las fracciones no polares más pesadas del petróleo, que pueden precipitar tanto en el pozo, como en instalaciones superficiales de producción y transporte de hidrocarburos. La deposición de ceras puede ocurrir en la producción o transporte de gases y condensados, aceites ligeros o aceites pesados a temperaturas tan altas como 66 °C aproximadamente (Firoozabadi, 1999).

La deposición de asfaltenos, sin embargo, puede ocurrir en la formación productora (yacimiento), tubería de producción (pozo) e 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 deposición de asfaltenos en yacimientos productores de gas y condensados. En la figura 1.2-1 se representa un pozo productor de petróleo, desde el yacimiento hasta las instalaciones superficiales.

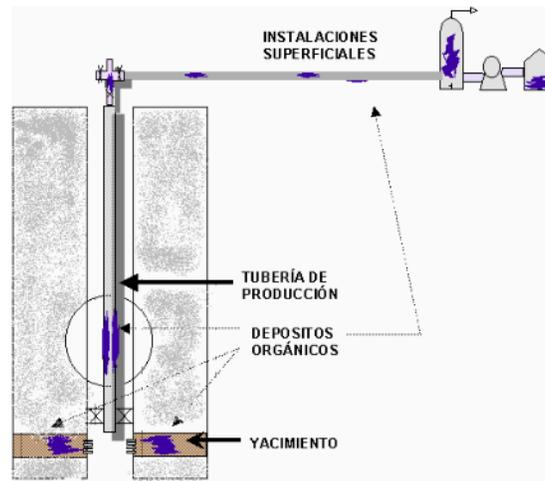


Figura 1.2-1. Pozo productor de petróleo, Ramírez, 2001.

La modelación de la deposición de ceras y asfaltenos requiere de diferentes aproximaciones debido a que son fundamentalmente diferentes. El efecto de la presión, temperatura y composición sobre la deposición, es también fundamentalmente diferente. La temperatura tiene un efecto dominante sobre la deposición de ceras en yacimientos de gas y condensado y aceite.

En general, cuando la presión aumenta en forma isotérmica, la cera se depositará en el aceite crudo, pero también bajo estas condiciones, las ceras pueden disolverse en sistemas de gases naturales y así prevenir la deposición. En el caso de los asfaltenos, la deposición es menos sensible a cambios en la temperatura. Se ha observado que cuando la presión disminuye, eventualmente ocurrirá la deposición. El efecto de la composición es también diferente en ambos fenómenos (Firoozabadi, 1999).

Las implicaciones económicas del problema de la deposición en pozos es enorme, considerando el hecho de que las pérdidas por la subexplotación (debido a la obstrucción de los equipos de producción, almacenamiento y procesamiento) de los pozos problemáticos pueden representar cientos de miles o hasta millones de dólares, dependiendo de la capacidad de producción del pozo y el tiempo que

tarde en restablecerse la producción normal (Firoozabadi, 1999). En la figura 1.2-2 se esquematiza dicho fenómeno.

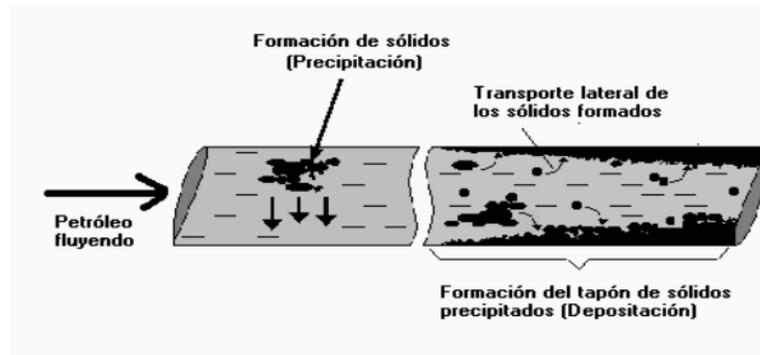


Figura 1.2-2. Fenómeno de depositación de sólidos, Ramírez, 2001.

Algunos autores (Burger et al., 1981) consideran que la depositación de los sólidos en la pared y su posterior crecimiento con el tiempo, se debe principalmente a una estructura porosa cuyos poros se van llenando con el aceite y las ceras disueltas. En la actualidad continúa el debate respecto al mecanismo que gobierna el crecimiento de esta capa.

La depositación de asfaltenos, se puede presentar también en la etapa de la llamada recuperación mejorada, debido a la inyección de gases miscibles como bióxido de carbono o nitrógeno (Hansen, 1977; Tuttle, 1983). Por otra parte, las instalaciones superficiales de producción, como los árboles de válvulas, tuberías, bombas, separadores, tanques, etc. también se ven afectadas frecuentemente por la formación de depósitos.

Hace algunos años, la prevención y/o remediación a los problemas de la depositación se llevó a cabo utilizando las siguientes técnicas: a) aislamiento y calentamiento periódico de la tubería (Simkin et al., 1967; Hunt, 1962), b) agregando polímeros y otros disolventes a la corriente de aceite producida (Holder y Winkler, 1965; Mieulet y Peinado, 1966; García-Hernández, 1989), y c) revistiendo el interior de las tuberías con materiales sofisticados como películas

aislantes hechas a partir de ciertas clases de polímeros (Lichaa y Herrera, 1975). En la actualidad las técnicas utilizadas para la remediación y/o prevención de la depositación, van desde la inyección de productos químicos inhibidores (Ramírez Jaramillo, 2001), hasta la colocación de dispositivos magnéticos en la tubería de producción (Reyes-Reza y Méndez-López, 1999).

Si bien existen métodos de remediación con los cuales es posible mitigar el problema a nivel de campo, aún no ha sido posible conjuntar una metodología general y confiable con la cual se pueda predecir o diagnosticar la precipitación y posterior depositación de asfaltenos en el yacimiento, pozo o instalaciones superficiales, bajo esquemas de producción variable.

1.3 Caracterización de Asfaltenos

Como se indica en la figura (1.3-1) por Philp et al (1995), los puntos de ebullición y fusión de los hidrocarburos se incrementan por el número de carbonos. Los aceites crudos pesados contienen grandes cantidades de componentes con un punto de ebullición alto que crea problemas durante la producción de aceite (Speight, 1996). Speight y Long (1996) encontraron que las alteraciones físicas y químicas de los aceites pueden afectar la dispersión y compatibilidad de sus fracciones de mayor peso molecular y crea varios problemas, tal como: separación de fases, precipitación y fluido de perforación (lodo de perforación) en la formación durante varias fases de producción de petróleo, transportación y procesamiento.

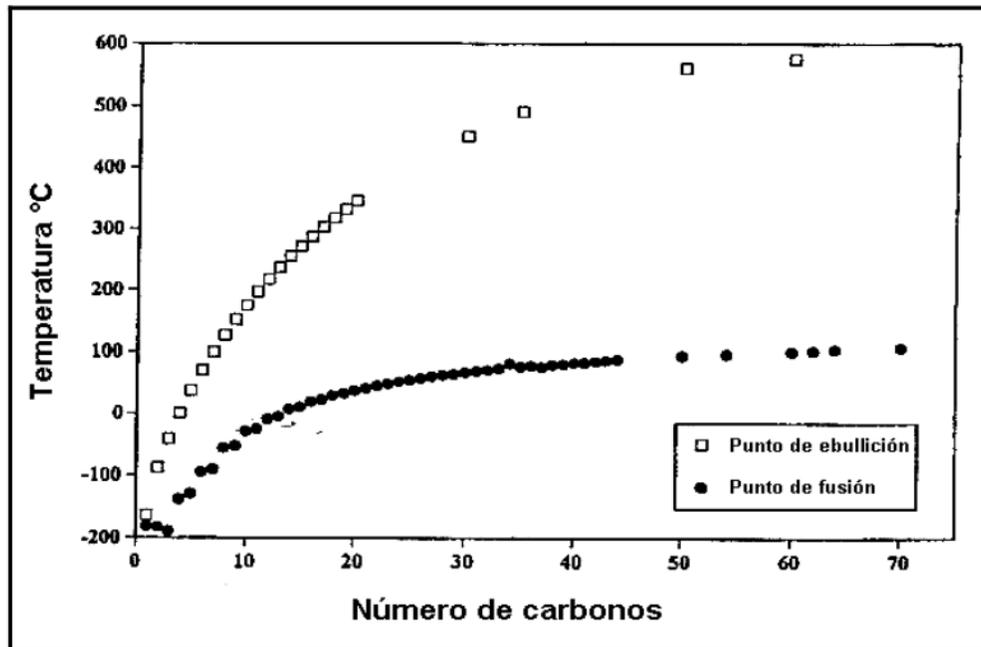


Figura 1.3-1. Número de carbonos a diversas temperaturas en el punto de ebullición y fusión, Civan, 2000.

Speight (1996) clasificó los componentes del aceite crudo en cuatro grupos de hidrocarburos: (1) volátiles saturados (parafinas) y aromáticos, (2) no volátiles saturados (ceras) y aromáticos, (3) resinas y (4) asfaltenos. La nomenclatura de las fracciones de petróleo se muestra en la figura (1.3-2) es basada en las técnicas de separación del aceite crudo en esas fracciones.

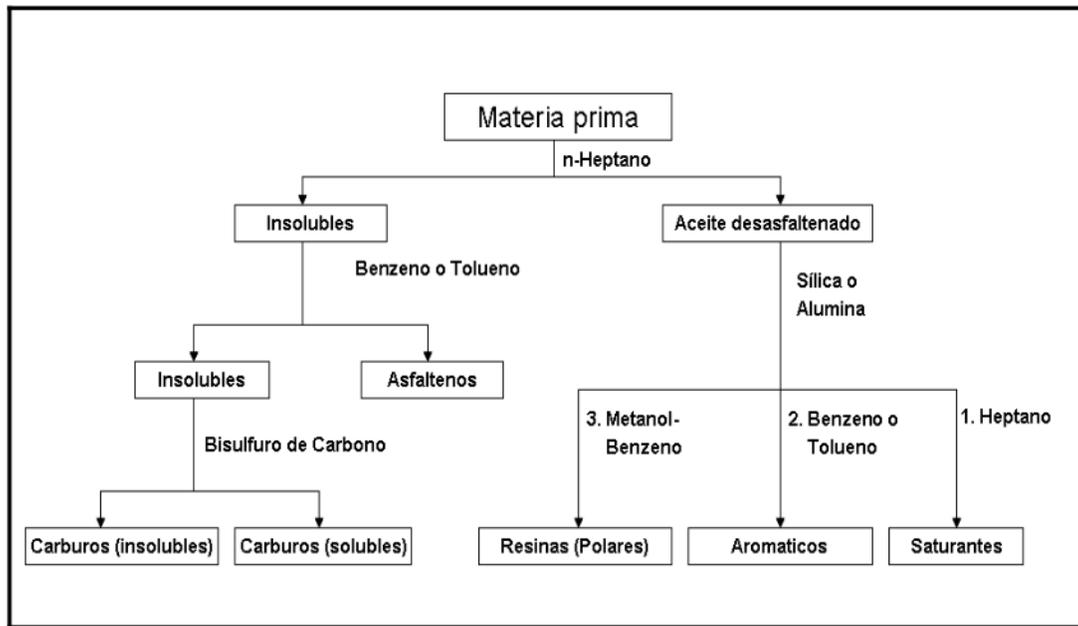


Figura 1.3-2. Clasificación de los componentes del petróleo, Civan, 2000.

El pentano y heptano son los dos solventes frecuentemente utilizados para separar asfaltenos del aceite crudo. Los prefijos n-pentano o n-heptano, también son utilizados como solventes para la separación de asfaltenos.

La fracción residual de asfaltenos (no destilable) del aceite crudo contiene asfaltenos suspendidos, resinas y aromáticos así como parafinas compuestas de aceites. De acuerdo a lo anterior, se ha observado que el propano es un eficiente y conveniente solvente para la separación de asfaltenos de petróleo.

En 1997, Anderson definió a los asfaltenos del petróleo como sólidos precipitados de un aceite crudo al adicionar un volumen excesivo de un solvente ligero de hidrocarburos, en general n-heptano o n-pentano. Por tanto, el aceite crudo es considerado en dos partes. La primera parte consiste en altos puntos de ebullición y componentes asfálticos polares. Esta fracción de aceite crudo crea varios problemas de depositación durante la explotación de los yacimientos petroleros. La segunda parte es el resto del aceite crudo que actúa como un solvente y

mantiene en suspensión a la parte de los asfaltenos en el aceite, que no presentan problemas de depositación.

Sin embargo ordinariamente los asfaltenos no se dispersan a menos que estén presentes ciertas cantidades de resinas en el aceite crudo. Las resinas ayudan a los asfaltenos a dispersarse en el aceite como una suspensión por medio de los procesos de adhesión de hidrogeno y las reacciones irreversibles de ácido-base entre las moléculas de asfaltenos y resinas.

1.4 El Problema de la Depositación Orgánica en Pozos Petroleros de México

La depositación de sólidos en aceites mexicanos fue investigada primero por Glazerbrook, Higgins y Pannell en 1915 cuando analizaron el incremento de viscosidad en crudos pesados almacenados. Ante la falta de información e investigación en el tema, estos autores supusieron una asociación molecular la cual daba por resultado la formación de nuevas moléculas. De estas investigaciones concluyeron que era debido al incremento en la viscosidad durante el almacenamiento. Observaron que la viscosidad inicial podía ser parcialmente restituida por agitación y que podría ser completamente restituida mediante agitación térmica.

En 1985, Guzmán et al., presentaron 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).

En los últimos años, el problema de la precipitación y depositación de sólidos en los yacimientos, las tuberías de producción y las instalaciones en superficie, se ha convertido en uno de los problemas tecnológicos de mayor impacto económico que enfrentan algunos de los mejores campos de producción de nuestro país.

Se ha observado también que, durante estudios de recuperación mejorada, se encontró que los mecanismos de inyección de gases miscibles como gas natural, bióxido de carbono y nitrógeno, provocan la precipitación de asfaltenos en varios de los aceites crudos del activo Jujo-Tecominoacan, (Ramírez Jaramillo, 2001) lo que ha obligado a las autoridades correspondientes a replantear sus estrategias para la recuperación mejorada del hidrocarburo.

Por ejemplo, en el caso particular de un pozo productor ubicado en el campo Abkatún, en la sonda de Campeche, se detectaron problemas de depositación muy severos. Los costos por intervención para remover los depósitos ascendieron a más de \$4, 300,000 USD por pura producción diferida. Posteriormente fue necesario realizarle intervenciones continuas mediante inyección de químicos para remover depósitos. El costo de estas operaciones fue alrededor de \$20, 000,000 USD.

El Instituto Mexicano del Petróleo realizó un estudio de mercado en diferentes campos productores de petróleo de PEMEX-Exploración y Producción (PEP) en la Región Sur de México con el fin de conocer la problemática que tiene PEMEX en sus pozos productores (Ramírez Jaramillo, 2001). El estudio proporcionó los siguientes datos: de una muestra de aproximadamente 636 pozos productores en operación actualmente en las regiones Sur, Marina Suroeste y Marina Noreste de PEMEX Exploración y Producción, el 18% (es decir, 116 pozos) presentan problemas de depositación de sólidos en sus diferentes etapas de producción. La distribución de pozos problemáticos por región es la siguiente: Región Marina Suroeste 7% (8 pozos); Región Marina Noreste 3% (3 pozos) y Región Sur 90% (105 pozos).

1.5 Depositación de Asfaltenos en el Yacimiento

Durante la perforación, terminación o producción de un pozo, es posible que se pueda desarrollar una zona del yacimiento donde se altere la permeabilidad original, esto alrededor de las paredes del pozo. La zona con la permeabilidad dañada es llamada “zona dañada” y su efecto sobre la presión o comportamiento de flujo del pozo se le denomina como efecto de daño. Así mismo se define el daño como un factor que causa, en o alrededor del pozo, una caída de presión adicional a la que ocurre cuando el yacimiento es homogéneo y el pozo penetra totalmente a la formación.

El factor de daño, es una medida cuantitativa empleada para evaluar el comportamiento de un pozo, es relativo a la producción ideal de un pozo a partir de una formación completamente abierta y sin restricciones. La magnitud del daño indica la necesidad de estimular un pozo o bien establecer un programa de reacondicionamiento del mismo.

La mayoría de las pruebas de flujo muestran casi invariablemente que un alto porcentaje de las zonas abiertas de las paredes del pozo no contribuyen al flujo total. Con la barrera de flujo vertical presente en la mayoría de las zonas, el daño a la formación puede restringir o impedir el efecto de decaimiento. Así un alto porcentaje de las reservas pueden quedar atrapadas en zonas potencialmente productivas. Esto podría deberse, entre otros factores, al taponamiento por sólidos, el cual ocurre en la cara de la formación. Los sólidos son materiales pesados, arcillas, partículas viscosas, material de fluidos de control, recortes, partículas de cemento, material de tuberías, sal sin disolverse, grava o fracciones de arenas finas (sólidos inorgánicos), parafinas o asfaltenos (sólidos orgánicos).

Los sólidos pueden también ser precipitados dentro de la formación. Por ejemplo, a menudo las precipitaciones debido a la mezcla de aguas incompatibles pueden contener sólidos que se precipitan dentro de la formación; los asfaltenos o

parafinas pueden ser precipitados debido al cambio de las condiciones de equilibrio (presión, temperatura o composición).

El sistema poroso es proporcionado por el camino o trayectoria de la tortuosidad de la cara del pozo. Las técnicas de laboratorio utilizadas para determinar estas trayectorias dentro del sistema poroso incluyen un microscópico electrónico de escaneo, que proporciona una imagen limpia de las partículas que taponan el sistema poroso de la formación, que se puede dar por partículas inherentes de la formación y por partículas llevadas al interior de la formación por varios fluidos que llegan a filtrarse.

1.5.1 Reducción de Daño

Un aspecto importante en la reducción del daño a la formación así como la depositación de partículas en la formación, es eliminar todas las fuentes posibles de partículas extrañas de la formación. Los fluidos que afectan a un pozo hasta hacerlo improductivo son una fuente de partículas extrañas.

Los iones son átomos que pierden o ganan electrones, y por tanto, posee una carga negativa (anión) o positiva (catión). Usualmente el contenido de cationes es ajustado para evitar la distribución de arcilla en la formación. Si bien esto no puede ser evitado completamente, estos pasos son apropiados a esa dirección:

- Limpieza de tanques de fluidos superficiales y tuberías.
- Filtrar todos los fluidos a través de un filtro de 2 micras en la superficie.
- Adicionar inhibidores de oxígeno al sistema de flujo para evitar la formación de partículas en el fondo que oxidan el hierro.
- Reducción de la presión hidrostática de fluidos en el pozo.

Estas precauciones pueden aminorar la reducción de la permeabilidad, regularmente si se tienen grandes cantidades de salmuera que se perdieron en la formación. Si los fluidos de control son filtrados en la formación, es necesario suministrar polvo de carbonato de calcio que debido a su tamaño puede ser utilizado a través de procesos de limpieza después de terminar, reacondicionar o tratar un pozo. El resultado es una “costra”, que puede ser parcialmente removida con ácido clorhídrico. Sin embargo, si se tienen grandes cantidades de carbonato de calcio fino, éste entra en el sistema poroso de la formación, por lo que su remoción completa se limita debido al desvío y digitación del ácido en el medio poroso.

1.5.2 Taponamiento por Asfaltenos

De acuerdo a observaciones experimentales y de campo, se sabe que los cambios en la presión y temperatura que sufre el aceite desde cierta localización dentro del yacimiento hasta la zona de disparos del pozo, pueden provocar que las fracciones de asfaltenos o parafinas o ambas, se precipiten para formar una fase sólida, que a su vez, pueden depositarse en el medio poroso (Allen, 1979).

La depositación de asfaltenos puede reducir la permeabilidad de la formación bloqueando los espacios porosos o causando en la formación una mojabilidad por aceite (Allen, 1979), es decir, que el aceite se encuentra en las paredes de los poros mientras que en los canales centrales se encuentra el agua la cual fluirá primero que el aceite al iniciar la producción, este fenómeno se aprecia en la figura 1.5-1.

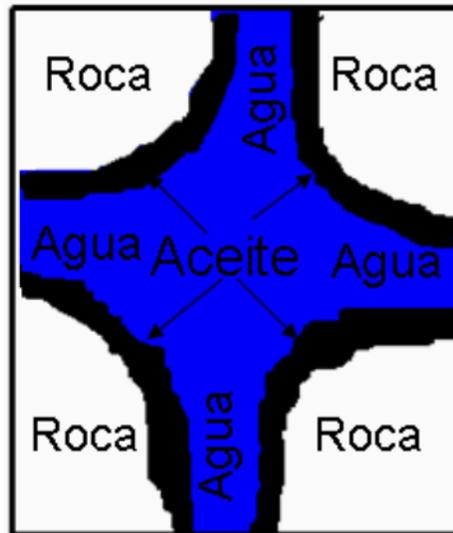


Figura 1.5-1. Mojabilidad por aceite.

El taponamiento por asfaltenos o parafinas, puede también resultar por inyección de aceite crudo de la formación existente en el tanque de almacenamiento.

Los procesos de diagnóstico incluyen pruebas de laboratorio a muestras de crudo obtenidas del fondo del pozo. Las pruebas de flujo en núcleos se llevan a cabo utilizando aceite existente en los tanques de almacenamiento que muestran si en particular el crudo puede o no ser utilizado como fluido de fractura.

Usualmente es posible determinar el daño a la formación o efecto superficial existente en un pozo en particular. Esto puede hacerse a través de pruebas en el pozo tales como pruebas de producción. El análisis de pruebas de caídas de presión puede indicar la magnitud relativa del daño o efecto superficial. Los estudios de registros de producción pueden mostrar zonas que no contribuyen en el flujo total.

La comparación de la productividad a la que se somete el pozo con producciones de pozos circundantes puede proveer indicios de daño. Para ello es conveniente primero descartar los problemas tales como acumulación de arena en las paredes del pozo o dificultades en levantamientos artificiales.

El diagnóstico de la causa específica de daño a la formación, en ocasiones se complica debido a la falta de información de las características de la roca del yacimiento y de fluidos del yacimiento, así como de las características del fluido del pozo o fluidos de tratamiento. Algunas de las causas más comunes de daño a la formación son:

1.- Daño Durante la Perforación de Zonas de aceite y gas.

- a) Los sólidos en el lodo de perforación pueden obstruir los poros, vóculos y fracturas naturales o inducidas.
- b) El lodo de perforación puede filtrarse invadiendo las zonas de gas y aceite; puede causar que se tenga una mojabilidad por aceite en la formación así mismo causar bloques de agua o emulsión. El filtrado también puede causar que las arcillas u otras partículas finas, se dispersen, hinchen, encojan o se muevan bloqueando la formación.
- c) Poros o fracturas cercanas a la cara del pozo pueden ser selladas por la acción de una barrena y tubería de perforación.

2.- Daño durante la instalación de la tubería de revestimiento y cementación.

- a) El cemento o sólidos en el fluido de perforación pueden tapar una gran cantidad de poros, vóculos y fracturas naturales o inducidas.
- b) Los químicos utilizados para limpiar el agujero después de la cementación, pueden causar cambios en las arcillas y en la zona productora de la formación.
- c) El filtrado de fluido cementante puede ocasionar cambios en la zona productora de la formación.

3.- Daño durante la terminación.

a) Daño por disparos.

- (1) Los disparos puede ser taponados con los recortes y sólidos.
- (2) La formación alrededor de los disparos puede ser afectada así como compactada por procesos de perforación. Estos efectos pueden causar zonas con una permeabilidad cero.

b) Daño durante la instalación de la tubería de producción y el empacador.

- (1) Durante la instalación de la tubería de producción, se pueden depositar sólidos de la formación en el fluido del pozo que pueden obstruir algunas fracturas cercanas a las paredes del pozo.
- (2) Las perforaciones (zona de disparos) se pueden taponar si los sólidos son forzados en las perforaciones (zona de disparos) por la diferencia de presión hidrostática en la formación.

c) Daño durante el inicio de la producción.

- (1) El daño puede ser causado por la incompatibilidad de los fluidos que están circulando en la formación y por la pérdida de arcillas u otros materiales finos en los poros de la formación, vugulos y fracturas.
- (2) El daño puede resultar por depositación de arcillas en las tuberías cuando circulan limpiadores de pozo.

- (3) Los fluidos de terminación incrustan a los asfaltenos que pueden causar daño de mojabilidad por aceite y taponamiento de poros.

4.- Daño durante la estimulación.

- a) Las perforaciones (zona de disparos), poros de la formación y fracturas pueden ser obstruidas con sólidos, llegando a ocasionar que el pozo sea improductivo.
- b) El filtrado de fluidos de circulación pueden causar daño.
- c) El rompimiento o fractura de la formación por ácido, puede reducir las acumulaciones del fluido de perforación “costras” entre la superficie de arena y el cemento o puede afectar también el canal del espacio anular.
- d) La limpieza o remoción de areniscas con ácido fluorhídrico puede permitir precipitados insolubles en la formación.
- e) Fracturamiento hidráulico.
 - (1) Las fracturas apropiadas pueden ser tapadas con fluidos de fractura, sólidos o fracciones de arenas finas.
 - (2) Inadecuados reductores de alta viscosidad para fluidos de fractura, pueden causar obstrucción de las fracturas que contribuyen al flujo de crudo.
 - (3) Los fluidos perdidos o agentes desviadores pueden causar taponamiento de las perforaciones (zona de disparos), de poros de la formación o fracturas apropiadas.

f) Fracturas por acidificación de carbonatos.

- (1) El fracaso al emplear fluidos de limpieza, puede causar taponamiento en las fracturas de los canales de flujo y las matrices de formaciones adyacentes.
- (2) Parafinas, asfaltenos, limos y otros materiales sólidos en la tubería de producción, pueden ocasionar el taponamiento de los orificios o fracturas.

5.- Daño causado por limpiadores de parafinas o asfaltenos en la tubería de producción (TP), tubería de revestimiento (TR) o paredes del pozo

- a) Los productos que comúnmente se utilizan como limpiadores de parafinas o asfaltenos para un pozo, son aceite o agua caliente. Sin embargo la formación y los orificios o perforaciones (zona de disparos) se pueden tapar a menos que el asfalto o parafinas se derritan y sean removidos por limpiadores de tubos, bombas o por flujo del pozo antes que se enfríen.
- b) Mientras se remueven las parafinas o asfalto de la tubería de producción, si son removidas las partículas que están en la parte inferior de la tubería de producción y en la parte superior del espacio anular, una porción del material desechado puede ser bombeado dentro de las perforaciones (zona de disparos) o de los poros, vórgulos o fracturas adyacentes a las paredes del pozo.

6.- Daño durante el mantenimiento al pozo.

- a) Esencialmente todos los tipos de daño se asocian con la terminación, que pueden ocurrir durante el mantenimiento al pozo.

- b) Los disparos, poros de la formación, vóculos o fracturas, pueden ser tapados u obstruidos con sólidos que hacen improductivo al pozo u obstruyen la circulación impidiendo el flujo de agua o aceite.
- c) La invasión de filtrado con agua incompatible, aceite u otros químicos puede causar bloques de agua, bloques de emulsión, mojabilidad de la formación por aceite, o cambios en las arcillas de la formación.
- d) Si a un pozo se le aplica un fracturamiento hidráulico, algunos sólidos de la formación entran en las fracturas que son el puente entre los granos de arena y otros minerales que causan reducción permanente de la capacidad de flujo de la fractura.

7.- Daño durante la fase de producción.

- a) Los inhibidores de corrosión, incrustaciones o de parafina generalmente causan reducción en la permeabilidad si se permite el contacto con las zonas de producción o de inyección.
- b) La precipitación de incrustaciones puede taponar la cara del pozo, disparos o la formación. Esto sucede si un pozo de aceite o gas produce agua en una zona, un canal o a través de una fuga en la tubería de revestimiento (TR).
- c) Los asfaltenos pueden ser depositados alrededor de la paredes del pozo en pozos con producción de aceite asfáltico con densidad relativamente alta. La depositación de asfaltenos causa mojabilidad por aceite y como resultado se pueden formar emulsiones alrededor de las paredes del pozo.

- d) Los yacimientos cuya presión es cercana a la presión de saturación son más susceptibles al taponamiento por depositación de asfaltenos y/o parafinas.
- e) Las paredes del intervalo productor en pozos de carbonato y areniscas puede llegar a ser tapadas con limo, lutita, sólidos del fluido de perforación, fragmentos de arena u otros materiales que se depositan.
- f) Los empacadores de grava pueden llegar a ser tapados con limo, arcilla, fluidos de perforación u otros escombros.
- g) Pozos en arenas consolidadas pueden llegar a ser tapados con limo, fluido de perforación u otros escombros. Además las arenas consolidadas reducen la permeabilidad de la formación variando la misma gradualmente.

1.6 Factores que Afectan la Productividad de Yacimientos

Para determinar la capacidad de producción de un pozo, se debe tener conocimiento del yacimiento, las propiedades de los fluidos, la declinación de la presión, la variación de la saturación, las permeabilidades relativas y el tipo y severidad del daño a la formación.

Los problemas asociados al potencial de la formación se relacionan con:

- a) La formación productora.

El flujo de fluidos del yacimiento al pozo puede estar restringido por problemas en la formación, como pueden ser: baja permeabilidad específica, baja presión del yacimiento, depósitos orgánicos e inorgánicos, residuos de materiales de estimulación, grado de consolidación de la formación, etc.

b) Los fluidos.

En el movimiento de los fluidos a través de medios porosos intervienen las fuerza de presión y gravitacionales, las capilares y viscosas.

De lo anterior se infiere que las variaciones de las propiedades de los fluidos, tales como: viscosidad, densidad y tensión interfacial provocarán que el potencial del yacimiento varíe. En condiciones naturales éste potencial disminuye. En operaciones de estimulación aumenta.

Algunos de los problemas que afecta el flujo de los hidrocarburos del yacimiento al pozo, es la presencia de crudo viscoso, la liberación y expansión de gas disuelto y la entrada de agua.

Las altas viscosidades del aceite reducen su movilidad y solo incrementando la temperatura en la vecindad del pozo mediante la inyección de fluidos calientes puede facilitar su recuperación.

La expansión continua del gas aumenta su movilidad y reduce la del aceite. Una elección adecuada de la profundidad de los disparos y buena selección del estrangulador permitirán que la presión disminuya lentamente en algunos casos.

La presencia de agua es un problema severo ya que reduce la saturación de aceite (S_o), incrementando el gradiente de flujo y por consecuencia disminuye la producción de aceite.

Esencialmente son dos las fuentes de presencia de agua: la entrada de agua del acuífero asociado y la interdigitación resultado de la existencia de zonas altamente permeables en las cuales la movilidad del agua es superior a la del aceite (Garaicochea, 1991).

1.6.1 Permeabilidad Relativa

La permeabilidad relativa es una medida de la facilidad con que el fluido pasa a través de un medio poroso, bajo condiciones de flujo no turbulento. Para flujo de más de una fase es conveniente expresarla como una fracción de la permeabilidad absoluta y, referirla como la permeabilidad relativa de la fase.

La permeabilidad relativa de cada fase depende de la saturación, y del grado de interconexión de los poros. Su evaluación representa las interacciones roca – fluido y fluido – fluido, durante el flujo multifásico en el yacimiento.

Las curvas de permeabilidad relativa deben obtenerse experimentalmente. Si no es posible, se obtendrán de correlaciones, o bien, a partir de datos de producción. Para un sistema gas-aceite o gas-agua como se muestra en la figura 1.6-1 (Garaicochea, 1991).

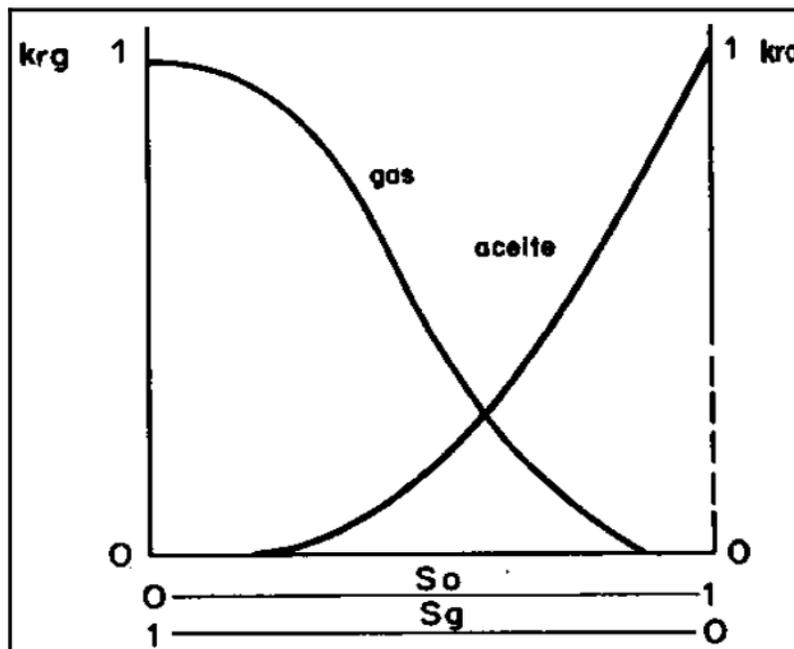


Figura 1.6-1. Curva típica de permeabilidades relativas para sistemas gas-agua o agua-aceite, Garaicochea, 1991.

1.6.2 Eficiencia de la Terminación

Además de los problemas con los que la formación y los fluidos afectan la producción en la etapa de explotación, existe un daño a la formación que se genera 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. Este daño a la formación modifica la eficiencia de flujo por lo tanto el comportamiento de afluencia.

La eficiencia de flujo EF, se define como la relación entre el gasto actual y el gasto ideal para un abatimiento de presión dado, ó bien, como la relación entre la caída de presión ideal y la caída de presión real a un gasto dado. La eficiencia de flujo se verá afectada por la variación de las condiciones naturales de la formación. Cualquier cambio en ellas, alterará la distribución de presiones y consecuentemente el gasto.

En la figura (1.6-2) se observa que la diferencia entre la presión de fondo fluyendo ideal (P'_{wf}) y la presión de fondo fluyendo real (P_{wf}), representa una diferencia o caída de presión adicional (ΔP_s) debida al daño a la formación (Garaicochea, 1991).

En la figura (1.7-1) se representa el comportamiento de flujo en el yacimiento de un pozo. La línea "A" representa la presión de fondo fluyendo cuando es mayor que la presión de saturación y cuando la presión de fondo fluyendo es menor que la presión de saturación su comportamiento es como el de la línea "B". Al depresionar su comportamiento será como el de la línea "C" y "D".

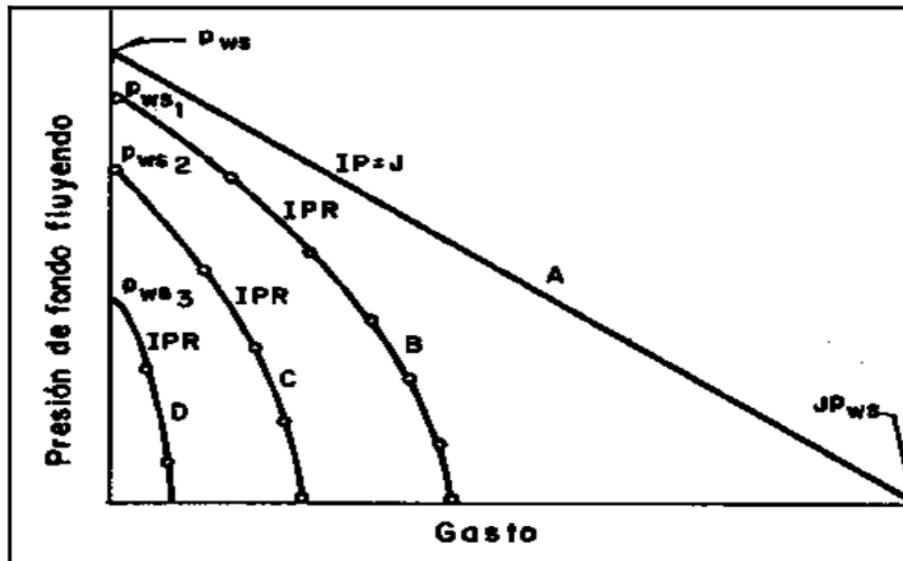


Figura 1.7-1 Curvas típicas de comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo, Garaicochea, 1991.

Cuando la tendencia de la línea es recta (línea "A") la pendiente de la recta es constante y entonces: $J = IP$, cuando $P_{wf} < P_b$ es un comportamiento no lineal al que se le conoce como IPR (líneas "B", "C" y "D").

El gasto teórico que se obtendría de un pozo cuando $P_{wf} = 0$ (presión de fondo fluyendo) se conoce como q_{max} .

1.7.1 IP en Yacimientos Bajosaturados

Para el caso de yacimientos bajosaturados, el comportamiento de su índice de productividad es casi constante, independientemente de la producción a condiciones superficiales y con producción de aceite y agua. T.V 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) (Ramírez, 2007).

Este se puede determinar empleando la siguiente expresión:

$$J = IP = \frac{q_o + q_w}{(P_{ws} - P_{wf})} \quad (1-1)$$

IP= índice de productividad; q_o = gasto de aceite; q_w = gasto de agua; P_{ws} = presión estática; P_{wf} = presión de fondo fluyendo.

Si se considera un flujo tipo radial, entonces se puede emplear la expresión siguiente:

$$J = IP = \frac{7.082 \times 10^3 h}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S + D_q} \left[\frac{k_o}{B_o \mu_o} + \frac{k_w}{B_w \mu_w} \right] \quad (1-2)$$

Donde: IP= índice de productividad; h= espesor de la formación productora; k_o = permeabilidad al aceite; k_w = permeabilidad al agua; r_e = radio de drene; r_w = radio del pozo, S= factor de daño total a la formación; D_q = término por flujo turbulento y se desprecia en gasto bajos o baja permeabilidad; B_o = factor de volumen del aceite; B_w = factor de volumen del agua; μ_o = viscosidad del aceite; μ_w = viscosidad del agua.

En la figura (1.7-2) se muestra el comportamiento de flujo de tres pozos productores de un mismo yacimiento, pero con diferente "J". Se infiere que si las características de la formación y de los fluidos son las mismas, las diferencias en los valores de "J" se deben al daño en la formación.

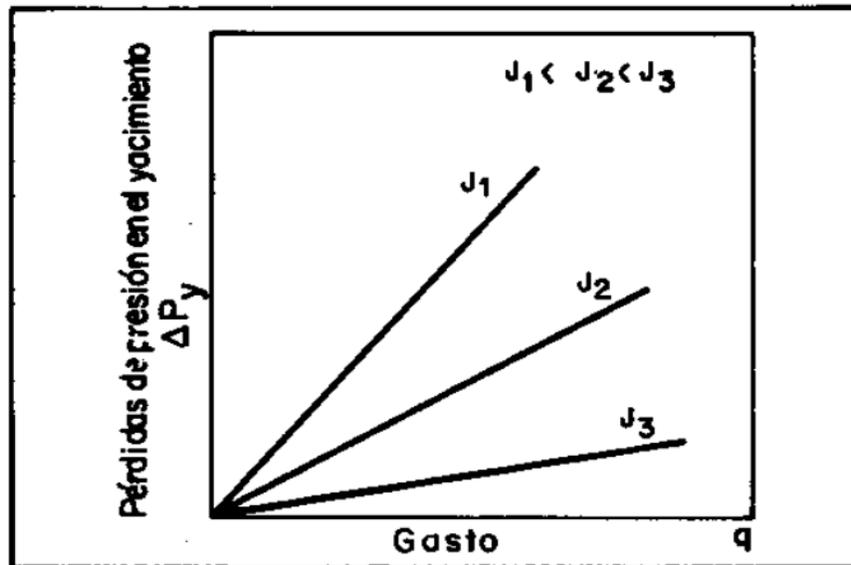


Figura 1.7-2. Curvas típicas del comportamiento de J, Garaicochea, 1991.

1.7.2 IPR en Yacimientos de Aceites Saturados

Cuando existe flujo en dos fases (líquido y gas) en el yacimiento, la expresión utilizada (ecuación (1-1)) para yacimientos bajosaturados no se cumple. Esto debido a que el valor de la pendiente cambia continuamente en función del abatimiento de la presión.

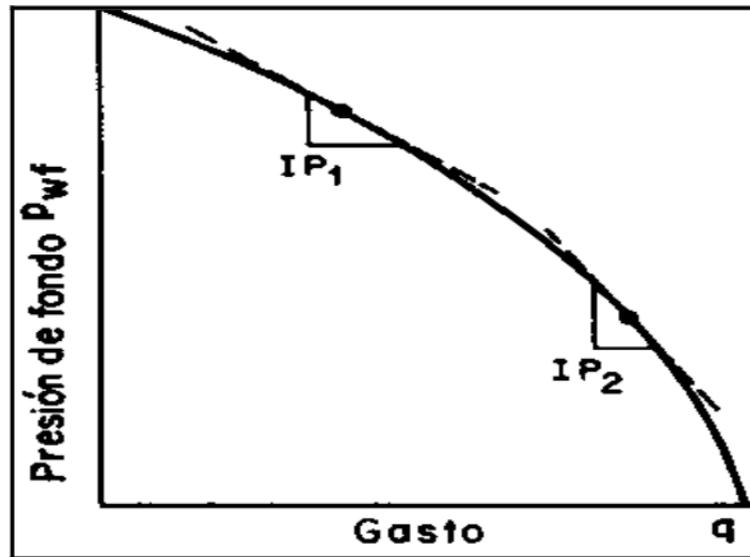


Figura 1.7-3. Variación del IP para yacimientos saturados, Ramírez, 2007.

Esto se justifica ya que cuando $P_{wf} < P_b$ (presión de fondo fluyendo y presión de saturación, respectivamente), el abatimiento continuo de la presión permite la liberación de gas. Como consecuencia, la permeabilidad relativa al gas (k_{rg}) se incrementa por encima de la permeabilidad relativa al aceite (k_{ro}), por lo que el IP (es función de la permeabilidad al aceite, k_o) disminuye y la relación gas-aceite instantánea (R) aumenta (Ramírez, 2007).

1.8 Métodos de Construcción de Curvas IPR

A continuación se describen los diferentes métodos comúnmente utilizados en la construcción de curvas IPR para yacimientos de aceite saturado y bajosaturado.

1.8.1 Método de Vogel

Para pozos productores por empuje de gas disuelto liberado ($P_{wf} < P_b$), y suponiendo flujo radial, saturación de agua constante y un medio poroso uniforme; en donde los efectos gravitacionales y de compresibilidad de la formación y el agua no son significativos, Vogel propuso para la determinación de la curva de comportamiento de flujo la siguiente relación empírica.

$$\frac{q}{q_{\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad (1-3)$$

q = gasto; q_{\max} = gasto máximo; P_{wf} = presión de fondo fluyendo; P_{ws} = presión estática.

El comportamiento de la ecuación anterior se muestra en la figura (1.8-1).

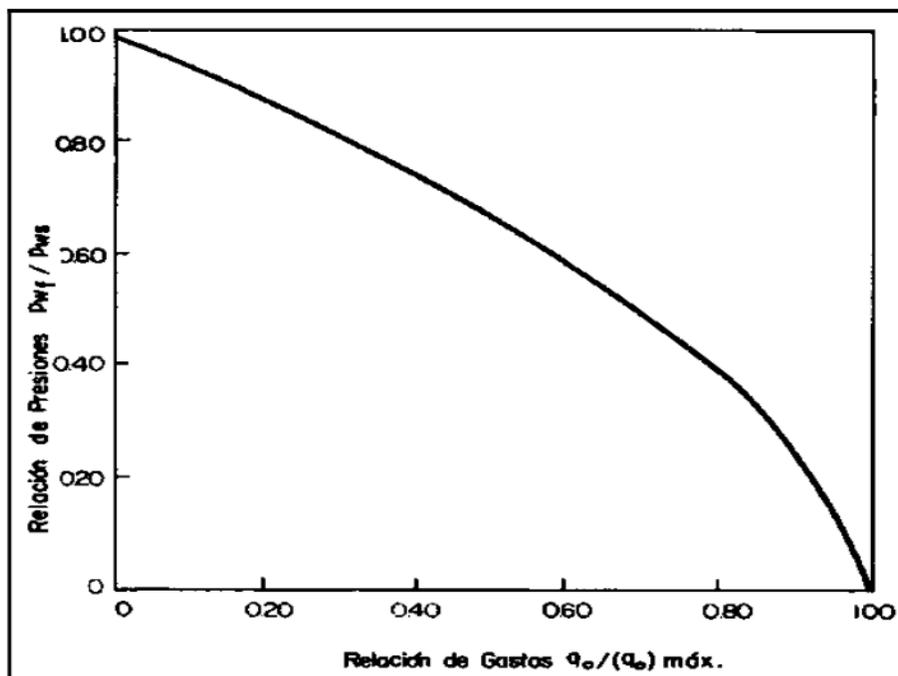


Figura 1.8-1. Curva de afluencia para pozos sin daño de un yacimiento por empuje de gas disuelto, Garaicochea, 1991.

Para obtener P_{wf} en forma directa se utiliza la expresión siguiente:

$$P_{wf} = 0.125P_{ws} \left(-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{q}{q_{max}} \right)} \right) \quad (1-4)$$

q = gasto; q_{max} = gasto máximo; P_{wf} = presión de fondo fluyendo; P_{ws} = presión estática.

El método de Vogel sólo se aplica para eficiencia de flujo = 1. Por ello, Standing presentó una familia de curvas en adición a la de Vogel para diferentes eficiencias de flujo (figura 1.8-2), estableciendo que:

$$EF = \frac{\Delta P_{ideal}}{\Delta P_{real}} = \frac{P_{ws} - P_{wf} - \Delta P_s}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (1-5)$$

EF= eficiencia de flujo; ΔP_{ideal} = caída de presión ideal; ΔP_{real} = caída de presión real; ΔP_s = caída de presión adicional; P_{ws} = presión estática; P_{wf} = presión de fondo fluyendo.

O bien para flujo radial

$$EF = \frac{\ln \left(\frac{0.47r_e}{r_w} \right)}{\ln \left(\frac{0.47r_e}{r_w} \right) + S} \quad (1-6)$$

EF= eficiencia de flujo; r_e = radio de drene; r_w = radio del pozo; S= daño a la formación.

Con esta mejora al método de Vogel es factible obtener: a) El gasto máximo posible para pozos con o sin daño, o bien estimulados; b) El gasto para cualquier P_{wf} y diferentes valores de EF; c) La curva de IPR para pozos dañados, estimulados o sin daño.

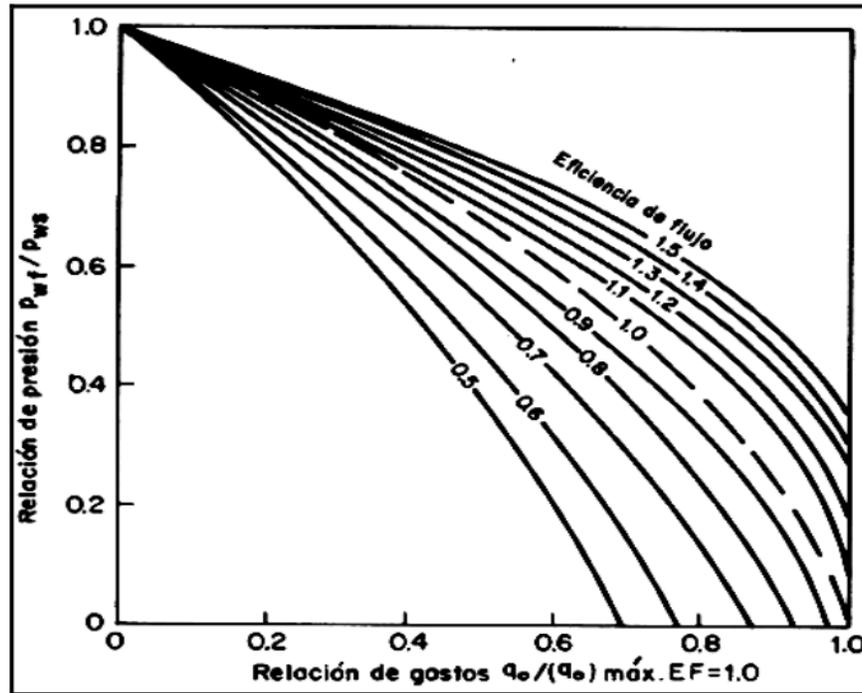


Figura 1.8-2. Curvas de afluencia para pozos con $EF \neq 1$ de yacimientos con empuje de gas disuelto, Garaicochea, 1991.

La ecuación de Vogel (1-3) para $EF = 1$ es modificada para diferentes EF quedando de la siguiente manera:

$$\frac{q}{q_{\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P'_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P'_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad (1-7)$$

q = gasto; q_{\max} = gasto máximo; P'_{wf} presión de fondo fluyendo ideal; P_{ws} : presión estática.

donde

$$P'_{wf} = P_{ws} - (P_{ws} - P_{wf})EF \quad (1-8)$$

P'_{wf} = presión de fondo fluyendo ideal; P_{wf} = presión de fondo fluyendo; P_{ws} : presión estática; EF = eficiencia de flujo.

Con la ecuación original de Vogel (1-3) y la ecuación modificada de Vogel (1-7), se tendrá un comportamiento como se muestra a continuación (figura 1.8-3). Por lo tanto para este caso se tendrán métodos de solución adicionales, propuestos por Harrison y Fetkovich.

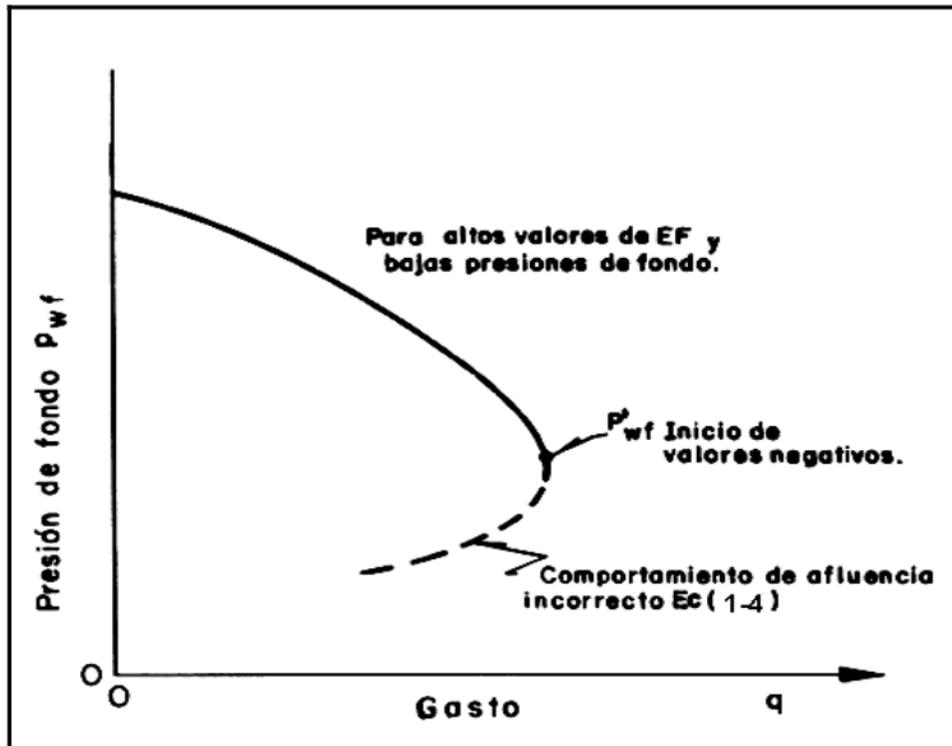


Figura 1.8-3. Errores al extrapolar con el método de Standing, Garaicochea, 1991.

- 1) Método de Harrison. Este sugiere el empleo de la siguiente ecuación:

$$\frac{q}{q_{\max}} = 1 - 0.2 \exp \left(1.792 \left(\frac{P'_{wf}}{P_{ws}} \right) \right) \quad (1-9)$$

Donde: q = gasto; q_{\max} = gasto máximo; P'_{wf} = presión de fondo fluyendo ideal; P_{ws} = presión estática.

Esta ecuación sustituye a la de Vogel, sin embargo se tienen resultados menores a los obtenidos con la ecuación de Vogel.

- 2) Método de Fetkovich emplea la siguiente ecuación:

$$q = J'_o (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n \quad (1-10)$$

q =gasto; P_{ws} : Presión estática; P_{wf} : Presión de fondo fluyendo;
 J'_o : intersección con el eje del gasto fig 1.8-5.

Que representa una línea recta en coordenadas log – log. Para poder aplicar ésta ecuación se debe utilizar la ecuación de Vogel hasta que inicien los valores negativos de P_{wf} (figura 1.8-4).

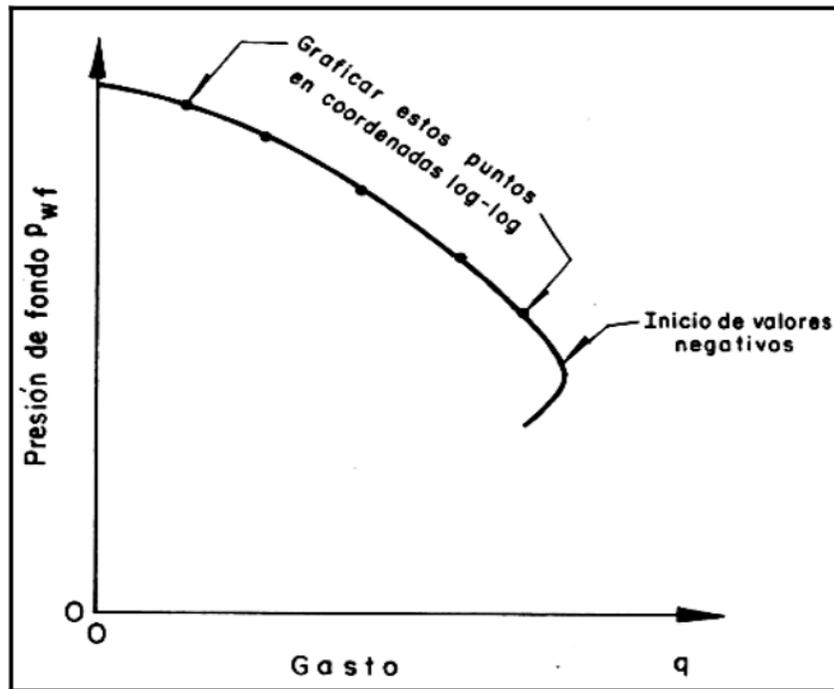


Figura 1.8-4. Curva de presión vs gasto para valores positivos de P_{wf} , Garaicochea, 1991.

Usando los valores de la línea continua se construye una gráfica log – log figura (1.8-5).

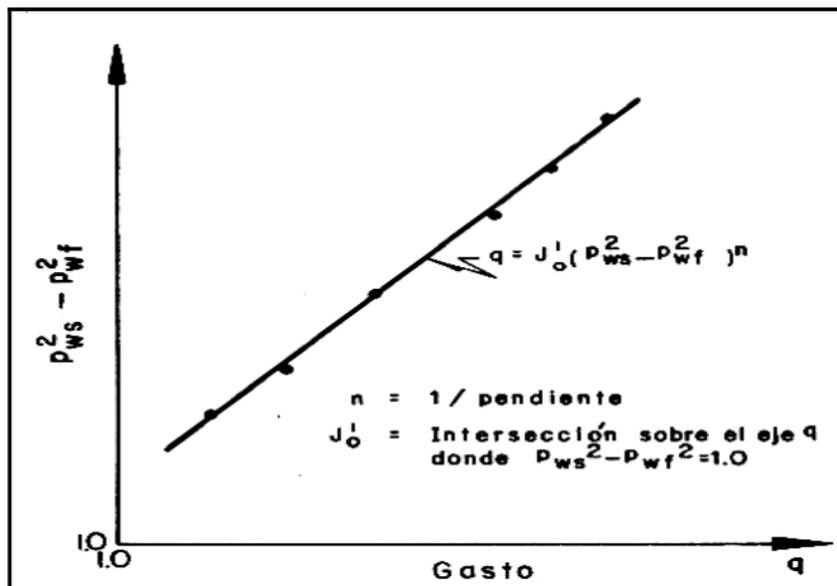


Figura 1.8-5. Gráfica log – log contra gasto, Garaicochea, 1991.

J'_0 es la intersección sobre el eje q , donde $(P_{ws}^2 - P_{wf}^2) = 1$ y $n = 1/$ pendiente, con éstos valores son sustituidos en la ecuación (1-10) para completar la curva IPR como se muestra figura (1.8-6) (Garaicochea,1991).

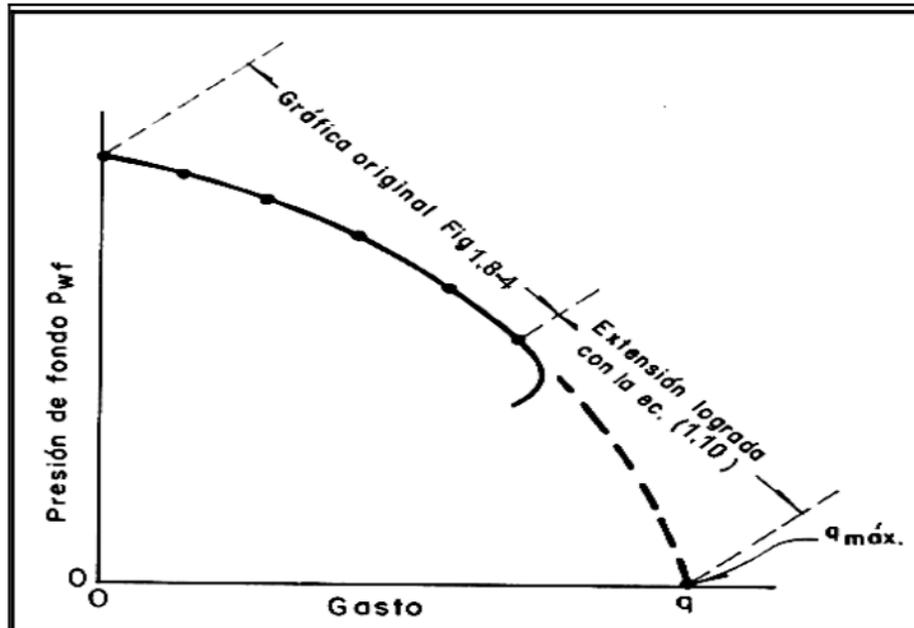


Figura 1.8-6. Corrección de la curva de presión contra gasto. Garaicochea, 1991.

1.8.2 Método de Fetkovich

Muskat en 1933 presentó la siguiente ecuación que relaciona el índice de productividad con un tiempo t_1 a otro tiempo t_2 .

$$\frac{J_1}{J_2} = \frac{\left(\frac{k_{r_o}}{\mu_o B_o} \right)_1}{\left(\frac{k_{r_o}}{\mu_o B_o} \right)_2} \quad (1-11)$$

Donde: J_1 = índice de productividad en un tiempo 1; k_{r_o} = permeabilidad relativa al aceite en un tiempo 1; B_o = factor de volumen del aceite en un tiempo 1;

μ_0 : viscosidad del aceite en un tiempo 1; J_2 =índice de productividad en un tiempo 2; k_{r0} = permeabilidad relativa al aceite en un tiempo 2; B_0 = factor de volumen del aceite en un tiempo 2; μ_0 = viscosidad del aceite en un tiempo 2.

De un balance de materia para un yacimiento con empuje del gas disuelto, Fetkovich (1973), encontró que el comportamiento de la permeabilidad relativa al aceite (k_{r0}), es casi lineal y se puede calcular aproximadamente utilizando la siguiente expresión:

$$\frac{k_o P_{ws}}{k_i} = \frac{P_{ws}}{P_{wsi}} \quad (1-12)$$

k_o = permeabilidad al aceite; P_{ws} : presión estática; k_i = permeabilidad inicial; P_{wsi} = presión estática inicial.

O bien

$$k_{r0} P_{ws} = \frac{P_{ws}}{P_{wsi}} \quad (1-13)$$

k_{r0} = permeabilidad relativa al aceite; P_{ws} = presión estática; P_{wsi} = presión estática inicial.

Donde la permeabilidad relativa al aceite (k_{r0}) se tiene con respecto a la permeabilidad inicial (k_i).

La figura (1.8-7) define el lugar geométrico de los valores de $(k_{r0} / (\mu_0 B_0)) P_{ws}$ vs presión.

k_{r0} = permeabilidad relativa al aceite; μ_0 = viscosidad del aceite; B_0 = factor de volumen del aceite; P_{ws} : presión estática.

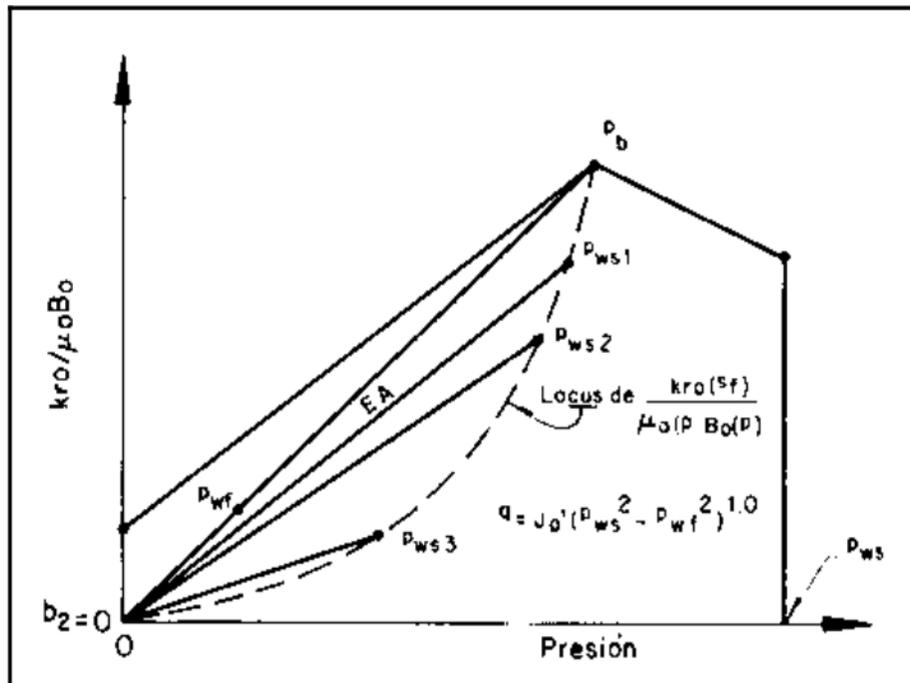


Figura 1.8-7. Gráfica de locus $(k_{ro}/(\mu_o B_o))P_{ws}$ contra p , Ramírez, 2007.

De ésta forma:

$$q_{o1} = J'_{o1}(P_{ws1}^2 - P_{wf}^2)^n \tag{1-14}$$

Que define el gasto contra el abatimiento de presión por otra parte la ecuación (1-13) proporciona la corrección por declinación de presión.

Finalmente la ecuación propuesta por Fetkovich es:

$$q_{o2} = J'_{o1} \left(\frac{P_{ws2}}{P_{ws1}} \right) (P_{ws2}^2 - P_{wf}^2)^n \tag{1-15}$$

q_{o2} = gasto para un tiempo 2; J'_{o1} = índice de productividad a un tiempo 1; P_{ws2} = presión estática a un tiempo 2; P_{ws1} = presión estática a un tiempo1; P_{wf} = presión de fondo fluyendo; $n= 1/\text{pendiente}$ (figura 1.8-5).

Con esta ecuación es posible construir las curvas de IPR para otras presiones estáticas (Ramírez, 2007).

1.8.3 Método de Eickemer

Eickemer 1968, advirtió que si se toman las ecuaciones de Fetkovich (1973) para la presión estática a un tiempo 1 y se divide entre la ecuación de flujo para la presión estática a un tiempo 2 se llega a una ecuación para determinar el gasto máximo para un tiempo 2, ecuación (1-16).

$$\frac{q_{\max 1}}{q_{\max 2}} = \left(\frac{P_{ws1}}{P_{ws2}} \right)^3 \quad (1-16)$$

$q_{\max 1}$ = gasto máximo en un tiempo 1; P_{ws1} = presión estática en un tiempo 1;
 $q_{\max 2}$ = gasto máximo en un tiempo 2; P_{ws2} = presión del estática en un tiempo 2.

La solución de la ecuación (1-16) requiere de una prueba de pozo al tiempo presente t_1 , a partir de la cual se puede obtener $q_{\max 1}$. Conociendo $q_{\max 1}$ y P_{ws} se puede resolver $q_{\max 2}$ a otra presión estática considerada y como complemento, puede construirse una curva completa de IPR para t_2 (Ramírez, 2007).

1.8.4 Método de Standing

Standing, 1970, propone una ecuación que tiene la siguiente forma:

$$\frac{q}{q_{\max}} = \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right) \left(1 + \frac{0.8P_{wf}}{P_{ws}}\right) \quad (1-17)$$

Donde: q = gasto; q_{\max} = gasto máximo; P_{wf} = presión de fondo fluyendo; P_{ws} = presión estática.

y

$$J = \frac{q_{\max} \left(1 + \frac{0.8P_{wf}}{P_{ws}}\right)}{P_{ws}} \quad (1-18)$$

J = índice de productividad; q_{\max} : gasto máximo; P_{wf} = presión de fondo fluyendo real; P_{ws} = presión estática.

Si el valor de J se toma para abatimientos bajos es decir, cuando $P_{wf} = P_{ws}$ se tendrá:

$$J^* = \frac{1.8q_{\max}}{P_{ws}} \quad (1-19)$$

J^* = índice de productividad para caídas de presión bajas; q_{\max} = gasto máximo; P_{ws} : presión estática.

Al realizar el cociente las ecuaciones: (1-18) y (1-19) se tiene:

$$J_p^* = \frac{1.8J}{1 + \frac{0.8P_{wf}}{P_{ws}}} \quad (1-20)$$

J= índice de productividad; J_p^* = factor auxiliar del índice de productividad;
 P_{wf} = presión de fondo fluyendo real; P_{ws} = presión estática.

J_p^* Se obtiene a partir de un valor medido de J se infiere que el valor futuro de J^* (J_f^*) se calcula a partir del valor presente J_p^* para cualquier P_{ws} futura.

$$J_f^* = J_p^* \frac{\left(\frac{k_{ro}}{B_o \mu_o} \right)_f}{\left(\frac{k_{ro}}{B_o \mu_o} \right)_p} \quad (1-21)$$

J_p^* = factor auxiliar del índice de productividad; J_f^* = valor futuro de J_p^* ;
 $k_{ro f}$ = permeabilidad relativa al aceite futura; $\mu_o f$ = viscosidad del aceite futura;
 $B_o f$ = factor de volumen del aceite futuro; $k_{ro p}$ = permeabilidad relativa al aceite presente;
 $\mu_o p$ = viscosidad del aceite presente; $B_o p$ = factor de volumen del aceite presente.

Finalmente se construye la curva de IPR futura a partir de la siguiente expresión (Garaicochea, 1991):

:

$$q = \frac{J_f^* P_{ws}}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \right] \quad (1-22)$$

Donde: q = gasto; J = índice de productividad; J_f^* = valor futuro de J_p^* ; P_{wf} = presión de fondo fluyendo real; P_{ws} = presión estática.

1.8.5 Curvas IPR Futuras

La importancia de la determinación de las curvas IPR futuras reside en el pronóstico del gasto del pozo, tanto para pozos fluyentes como para aquellos que tienen instalado un sistema artificial de producción.

Del estudio del comportamiento de flujo del yacimiento al pozo y en relación al gasto, se distinguen dos problemas a resolver. El primero es la forma de la curva de presión contra gasto en una etapa particular de la explotación. El segundo es la manera en que la IPR decrece a medida que continúa la explotación (Ramírez, 2007).

Sin embargo, para este tipo de estudios, prácticamente no existen modelos que consideren el daño que sufre la formación, debido a la generación y deposición de asfaltenos, esto, como se mostrará mas adelante, representa un problema muy serio en la industria petrolera a nivel mundial.

De esto surge la necesidad de desarrollar nuevos modelos matemáticos, con los cuales se pueda predecir el comportamiento de los yacimientos ante la presencia de asfaltenos en particular.

1.8.6 Curvas Generalizadas de IPR

Patton y Golond en adición a las ecuaciones (1-1), (1-3) y (1-10), obtuvieron al combinar éstas ecuaciones una serie de expresiones para construir curvas generalizadas de IPR (figura 1.8-8).

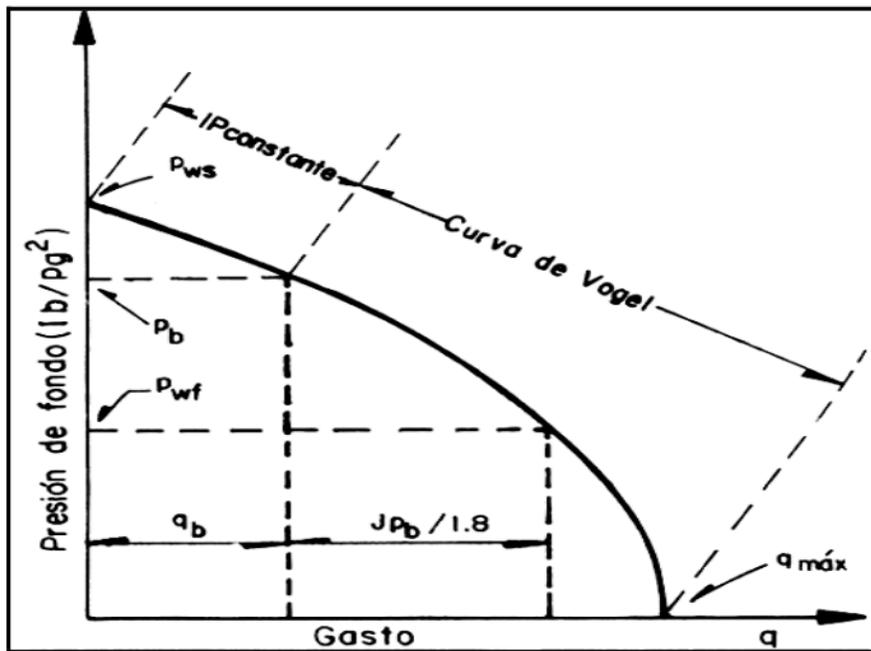


Figura 1.8-8. Comportamiento de afluencia generalizado, Garaicochea, 1991.

Para construir la curva IPR para la condición $P_{wf} < P_b$ (presión de fondo fluyendo y presión de saturación, respectivamente), se utiliza la siguiente expresión para calcular el gasto (q), a diferentes valores de presión de fondo fluyendo (P_{wf}) (Garaicochea, 1991).

$$q = q_b + [q_{\max} - q_b] \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \right] \quad (1-23)$$

q = gasto; q_b : gasto a la presión de saturación; q_{\max} : gasto máximo; P_{wf} = presión de fondo fluyendo; P_{ws} = presión estática.

Si la prueba se efectúa a una condición de presión abajo del punto de burbujeo, se debe primero calcular el valor de J con la siguiente expresión:

$$J = \frac{q}{\left[P_{ws} - P_b + \frac{P_b}{1.8 \left(1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right)} \right]} \quad (1-24)$$

J: índice de productividad; q= gasto; P_{ws} = presión estática; P_b = presión de saturación; P_{wf} = presión de fondo fluyendo.

1.9 Flujo en el Yacimiento

A medida que el gasto se incrementa, la diferencia entre la presión estática y la presión de fondo fluyendo se acentúa. Esta diferencia depende, de las características del sistema roca – fluidos y de la eficiencia de la terminación (Garaicochea, 1991).

1.9.1 Comportamiento de Flujo por la T.P

Nind para relacionar el gasto de producción con la relación gas-líquido (RGL) supone constante esta última mientras varia el gasto del líquido y muestra que: “Para cualquier diámetro y profundidad de tuberías dados, hay un gasto de producción que ocasiona la mínima pérdida de presión en la tubería de producción”. La figura (1.9-1) muestra la forma general del comportamiento indicado.

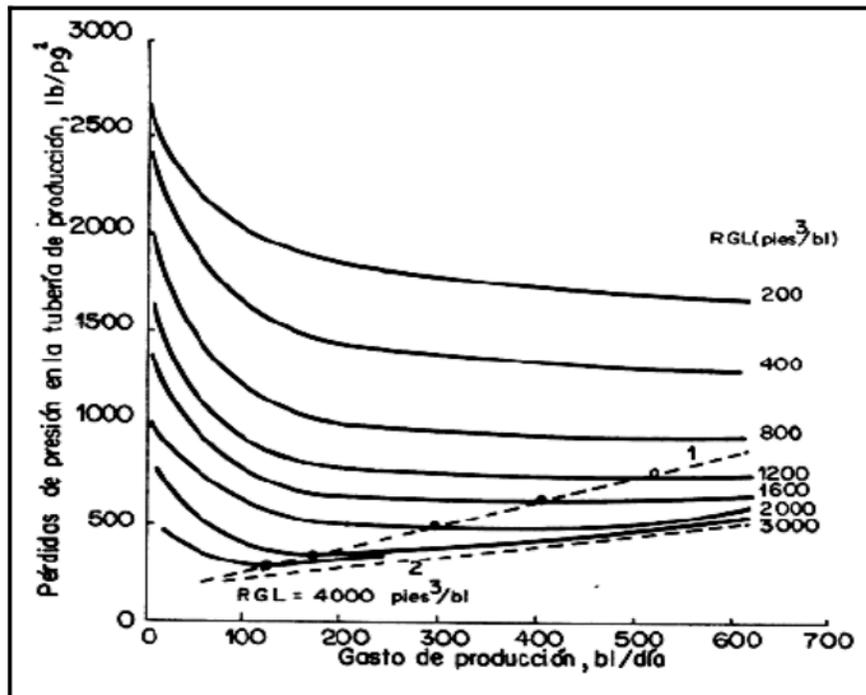


Figura 1.9-1. Pérdidas de presión en función del gasto para varias RGL, Garaicochea, 1991.

Es de esperarse que la declinación de la presión del yacimiento permite un incremento de la relación gas-líquido (RGL) que en principio beneficiará la producción de fluidos, pero después su continuo aumento, podría llegar a producir pérdidas por fricción paulatinamente mayores.

La figura (1.9-2) muestra los gastos que limitan el flujo estable. Un pozo que produzca con gasto menor, generalmente está produciendo con “cabeceo” o flujo inestable.

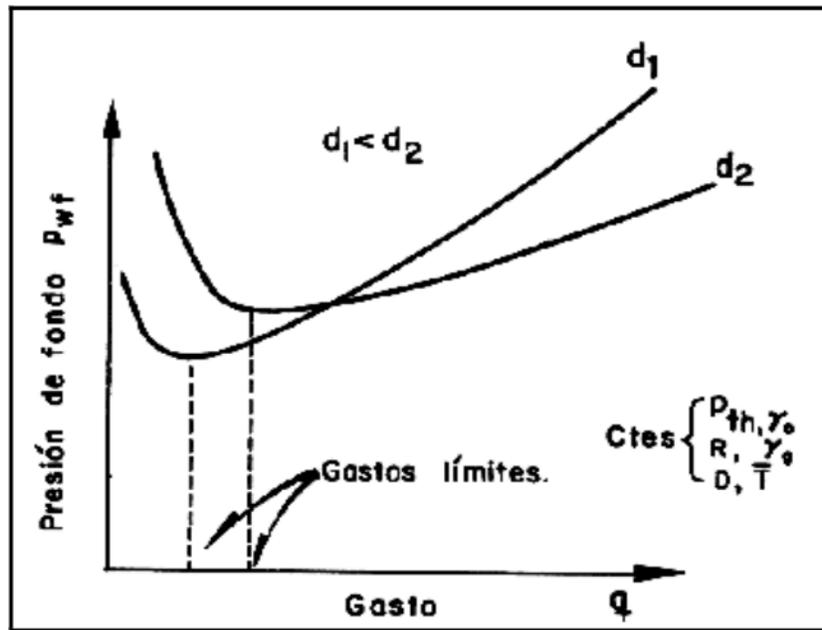


Figura 1.9-2. Curvas típicas de gasto contra P_{wf} para diferentes diámetros de T.P. Garaicochea, 1991.

Para tener un flujo estable, se debe agregar a la figura (1.9-2) la curva de IPR para tener un resultado semejante al que se muestra en la figura 1.9-3.

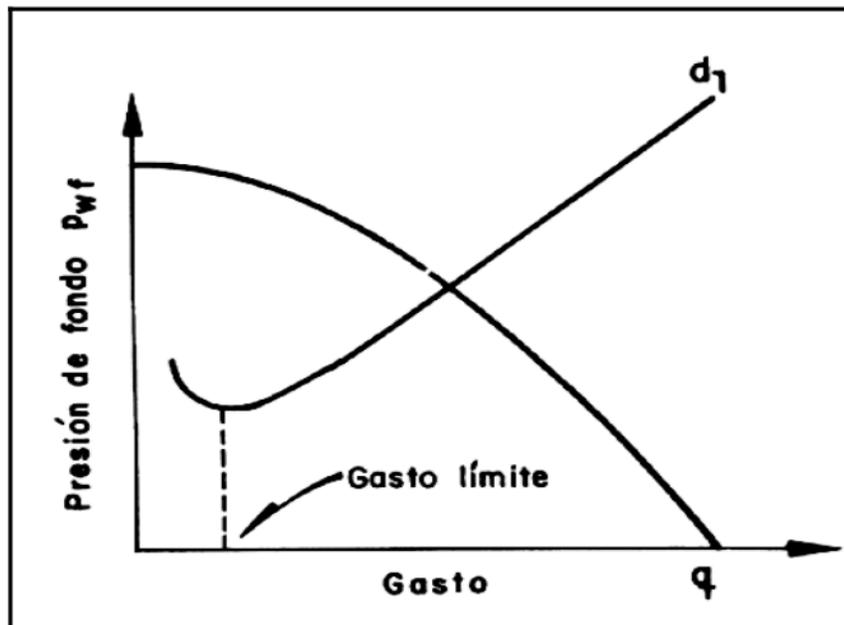


Figura 1.9-3. Gráfica típica de condiciones de flujo estable, Garaicochea, 1991.

Cuando la curva del flujo por la tubería de producción (TP) corta a la curva IPR lo hace en dos puntos. En la posición 1 se tiene un flujo inestable y en la posición 2 se tiene flujo estable, figura 1.9-4.

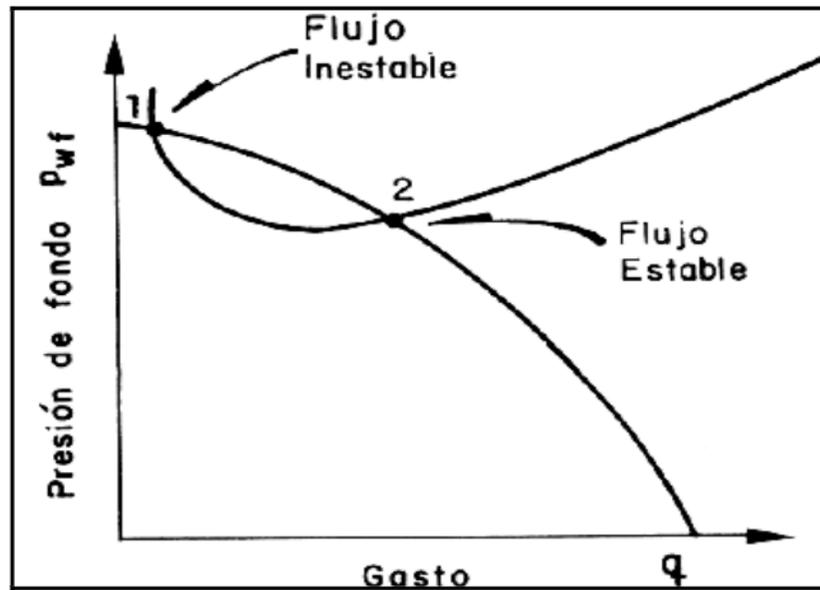


Figura 1.9-4. Pozo fluyente en la posición 2, Garaicochea, 1991.

El flujo inestable en la posición 1, no ocurre, a menos que se estrangule la cabeza del pozo, provocando un flujo inestable, esto originaría un cambio en la curva de flujo por la tubería de producción (TP), como se muestra en la figura 1.9-5.

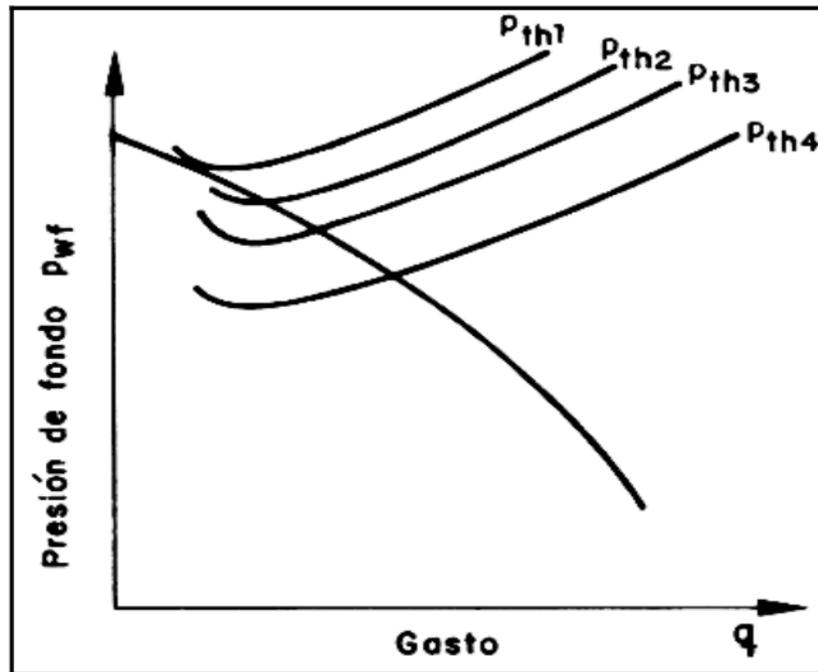


Figura 1.9-5. Efecto de cambio de estrangulador sobre el comportamiento del flujo por la T.P.

Garaicochea, 1991.

Cuando se utilizan estranguladores con diámetros menores, disminuye el gasto y aumenta la presión en la boca del pozo, hasta alcanzar un valor máximo. La reducción posterior del diámetro del estrangulador abate la presión en la cabeza del pozo (P_{th}) y el gasto, al incrementar las pérdidas de presión en la tubería vertical con el riesgo de provocar la "muerte al pozo", figura 1.9-6 (Garaicochea, 1991).

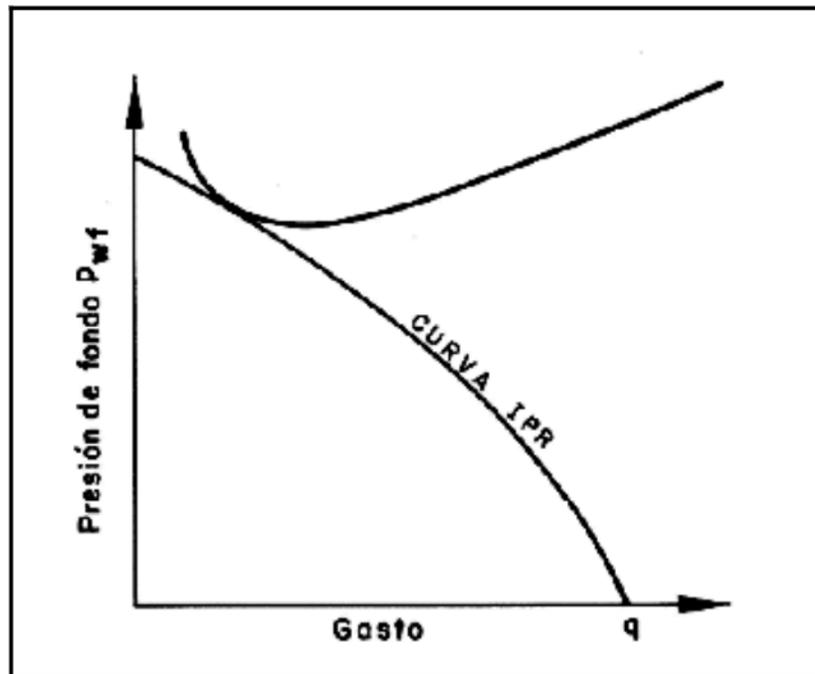


Figura 1.9-6. Curvas de comportamiento de flujo correspondiente a un pozo "muerto", Garaicochea, 1991.

1.9.2 Efecto del Diámetro de la T.P

Nind, demostró el efecto del cambio de diámetro de la tubería de producción (TP) sobre el gasto de producción y presión de fondo fluyendo. En sus cálculos, consideró un pozo con 10, 000 pies de profundidad y una presión en la cabeza del pozo ($P_{th} = 0$), en la tabla (1-2) se muestra que al incrementar el diámetro de la tubería de producción aumenta el gasto de aceite y la relación gas-líquido disminuye.

d (pg)	q (bl/día)	RGL (pie ³ /bl)
1.66	50	-----
1.90	100	1000
2 3/8	-----	-----
2 7/8	200	400
3 1/2	400	

Tabla 1.2. Datos empleados en el cálculo del efecto del gasto y el diámetro sobre pérdidas de presión en la TP, Garaicochea, 1991.

Nind determinó que a gastos bajos se reducen las pérdidas de presión al utilizar diámetros menores de tubería de producción (TP), figura 1.9-7, (Garaicochea, 1991).

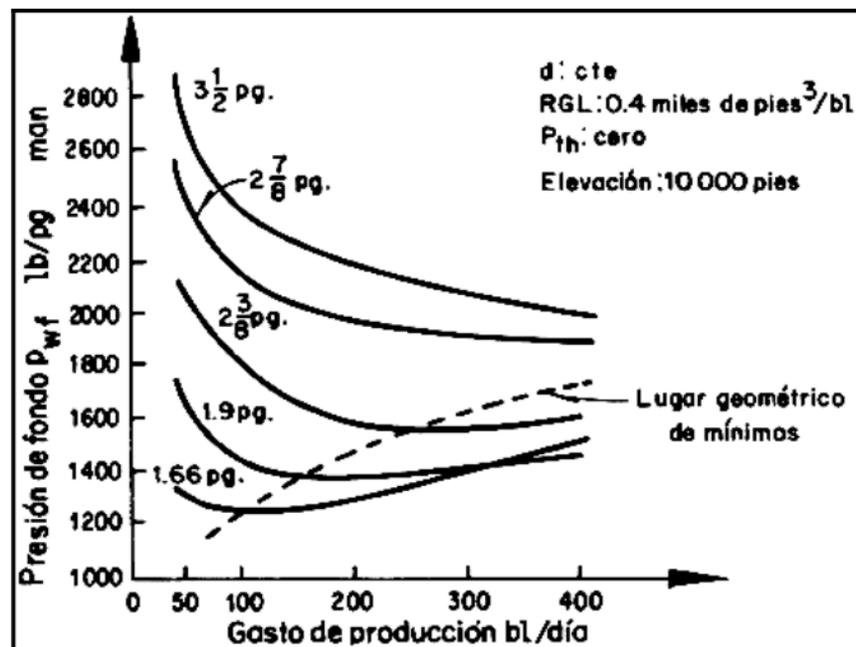


Figura 1.9-7. Efecto del gasto sobre las pérdidas de presión por el flujo vertical: diferentes diámetros de tubería de producción, Garaicochea, 1991.

1.9.3 Efecto del Diámetro del Estrangulador

Suponiendo un gasto pequeño, la presión en la cabeza del pozo y la presión corriente abajo tenderá a igualarse a la presión en el separador. Al fluir el pozo tendrá un comportamiento similar al mostrado en la figura 1.9-8 donde se aprecia que al incrementar el diámetro del estrangulador aumentará el gasto (Garaicochea, 1991).

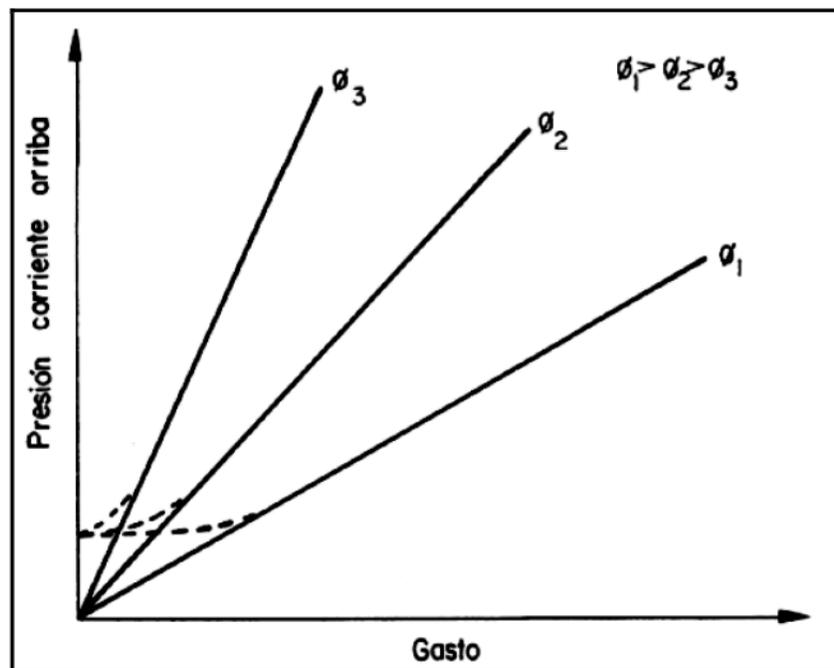


Figura 1.9-8. Gráfica de P_{th} vs q para diferentes diámetros del estrangulador, Garaicochea, 1991.

Capítulo 2: Revisión Bibliográfica

En este capítulo se discuten los principales trabajos presentados en la literatura referentes a la depositación de asfaltenos en el medio poroso.

2.1 Efecto de las Características de Fractura en la Reducción de la Permeabilidad por Depositación de Asfaltenos en Formaciones Carbonatadas

Abdulrazag Y. Zekri y Shedid Ali Shedid , 2003, analizaron el problema que representa el contenido de asfaltenos en el aceite crudo producido en algunas partes en el mundo. El fenómeno de depositación de asfaltenos tiene que ser investigado extensivamente en medios porosos homogéneos. Sin embargo Zekri y Shedid no encontraron reportado algún trabajo experimental acerca del taponamiento asfáltico en fracturas naturales o artificiales en los yacimientos. El objetivo principal de este estudio, es investigar el efecto de las características de las fracturas en la reducción de la permeabilidad por depositación de asfaltenos en una formación de carbonato.

Un sistema de fractura simple está compuesto con características diferentes de fractura tales como porosidad, permeabilidad y ángulo de fractura usando núcleos de caliza. La apertura de la fractura se mantuvo constante para la mayoría de los sistemas de estudio. El efecto del gasto de aceite, ángulo de fractura, la permeabilidad de la fractura de la matriz, concentración de asfaltenos en la permeabilidad retenida es presentado.

Las fracturas de los yacimientos constan de bloques de matriz y redes de fracturas. Las fracturas naturales y artificiales son canales a través de los cuales el fluido puede fluir hacia el pozo productor. Las fracturas artificiales como las naturales pueden tener un efecto negativo o positivo en la recuperación de aceite de los yacimientos. En el caso de la producción en una fase, las fracturas actúan como un camino para el aceite que existe en la matriz y reduce la caída de presión entre el pozo y el yacimiento. Sin embargo, si se tiene un flujo de dos fases (aceite y agua ó gas) la presencia de la red de fracturas puede resultar en

un flujo desviado, avanzando anticipadamente el agua o el aceite, reduciendo la eficiencia de salida de los fluidos y en general una eficiencia pobre de recuperación.

Han et al, 2001, simularon los efectos de las características de las fracturas en la reducción de la permeabilidad efectiva de rocas fracturadas debido al desarrollo de una bacteria en el lugar. Ellos mostraron que la reducción de la permeabilidad avanzó rápidamente para valores pequeños de longitud exponencial y para valores grandes exponenciales de Hurst. También concluyeron que la longitud de la distribución de las fracturas tiene un fuerte efecto en la rápida reducción de permeabilidad que la apertura de la distribución espacial.

Zekri y El-Mehaideb (2002), presentaron un trabajo experimental, en el cual llevaron a cabo el flujo de bacterias de laboratorio que podrían encontrarse en los yacimientos, a través de diferentes sistemas de fracturas. Los resultados indicaron que el ángulo de fractura tiene un fuerte efecto en el desarrollo microbial y la invasión de agua en sistemas de fracturas y las bacterias reducen exponencialmente la permeabilidad de diferentes sistemas de fracturas.

Iwere et al, 2002, modelaron los efectos de la precipitación de los asfaltenos en el flujo de fluidos a través del cambio en el volumen de poros y transmiscibilidad con presión del yacimiento.

El objetivo principal de este estudio, es investigar el efecto de las características de las fracturas en la reducción de la permeabilidad por depositación de asfaltenos en una formación de carbonato.

En el experimento realizado por Zekri y Shedid, utilizaron un sistema de fracturas sencillo con diferentes características de las fracturas utilizando núcleos de caliza obtenidos del afloramiento de la montaña Hafeet, de la ciudad Al-Ain, Unión de Emiratos Árabes. Las dimensiones fueron en promedio alrededor de 3.8 x 2.2, 3.8 x 7.74 y 3.8 x 6.02 centímetros. La porosidad y permeabilidad de estos núcleos se enlistan en la tabla 2.1.

Número de núcleo	Longitud (cm)	Diámetro (cm)	$\phi_{af}(\%)$	$\phi_{df}(\%)$	$k_{af}(\text{md})$	$k_{df}(\text{md})$	Ángulo de fractura (°)
ZB1	5.380	3.800	14.4	15.11	3.15	7.25	al azar
ZB2	5.400	3.780	9.7	10.12	3.82	4.41	30
ZB4	4.256	3.800	15.3	21.6	3.82	13.38	180
PA5	3.950	3.800	15.58	15.75	3.50	7.06	90
ZR8	5.230	3.760	15.11	15.5	3.27	12.36	180
ZB13	5.660	3.800	14.24	34.2	2.98	12.46	180
ZB2	4.570	3.800	13.6	16.34	2.34	14.53	180
ZZ4	5.760	3.800	17.8	NM	8.60	NM	180
ZZ5	5.650	3.800	18.2	NM	9.80	NM	180
ZZ13	5.700	3.800	17.9	20.2	8.63	20.9	180
ZZ16	5.700	3.800	19.4	20.7	43.5	45.68	180

NM = Sin Medir

Tabla 2.1 Datos de núcleos, Zekri, 2003.

Los núcleos de caliza son secados a una temperatura de 80° C por 72 horas. Cada núcleo fue limpiado por 12 horas y saturado con salmuera con un contenido de 50, 000 ppm de NaCl (sal) en solución. Durante este paso se midió el volumen de agua requerida para saturar completamente el núcleo para determinar el volumen de poro y calcular la porosidad. Cada uno de los núcleos fue cortado de acuerdo al ángulo de fractura preescrito (45°, 90° y 180°) figura 2.1-1.

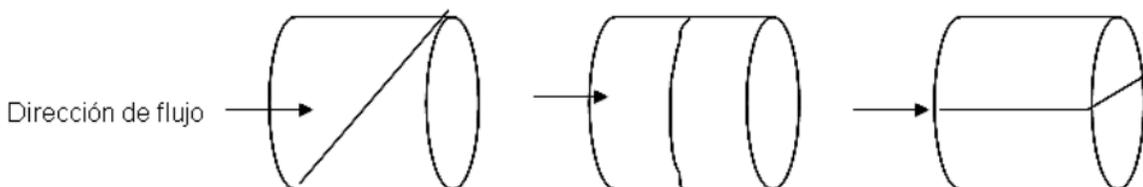


Figura 2.1-1 Orientación de la fractura en núcleos, Zekri, 2003.

Cada uno de los núcleos fue puesto bajo presión de confinación de 400 psi. La permeabilidad de la salmuera fue medida antes y después de cortar los núcleos para establecer la permeabilidad de la matriz y de la fractura. La temperatura del horno fue elevada lentamente hasta llegar a la temperatura del yacimiento (200 °F). Cuando el horno alcanza la temperatura del yacimiento, el fluido (salmuera) en el núcleo fue desplazado con un aceite crudo específico.

La concentración de asfaltenos es función del volumen de poro inyectado que fue medido.

Los parámetros para valuar los efectos de la precipitación de asfaltenos en la conductividad de la fractura fueron considerados, la permeabilidad y el índice de inyectividad. La ecuación de Darcy fue empleada para calcular los efectos de permeabilidad al aceite (ecuación 2-1):

$$k = \frac{Q\mu L}{A\Delta P} \quad (2-1)$$

k= permeabilidad; Q= gasto; μ = viscosidad; A= área transversal; ΔP = caída de presión.

El índice de inyectividad (permeabilidad fraccional retenida, FRP) es una medida de decremento de la permeabilidad (inyectividad) por el efecto de la precipitación de los asfaltenos. Este índice puede ser calculado para los datos de laboratorio (ecuación 2-2):

$$\frac{k_d}{k_i} = \frac{\frac{Q}{\Delta P_d}}{\frac{Q_i}{\Delta P_i}} \quad (2-2)$$

k_d = permeabilidad dañada; k_i = permeabilidad inicial; Q= gasto; Q_i = gasto inicial; ΔP_d = caída de presión con daño; ΔP_i = caída de presión sin daño.

Donde Q y ΔP_d son medidos durante la inyección de aceite y Q_i y ΔP_i son medidos a condiciones iniciales antes de alguna depositación. La inyección es constante antes y después de la depositación de asfaltenos. Por lo tanto la ecuación 2-2 puede expresarse como:

$$\frac{k_d}{k_i} = \frac{\Delta P_i}{\Delta P_d} \quad (2-3)$$

k_d = permeabilidad dañada; k_i = permeabilidad inicial; ΔP_d = caída de presión con daño; ΔP_i = caída de presión sin daño.

El factor de reducción de permeabilidad (PRF) el cual indica la pérdida fraccional de permeabilidad debido a la depositación de asfaltenos es definido como:

$$PRF = 1 - \frac{k_d}{k_i} \quad (2-4)$$

PRF= factor de reducción de la permeabilidad; k_i = permeabilidad inicial; k_d = permeabilidad con daño.

Pope et al, 1994, combinaron la ley de Darcy y la ecuación de Carmen – Kozency con lo que obtuvieron una simplificación suponiendo un caso particular con un número de Reynolds menor que 1 desarrollando la relación entre la porosidad y permeabilidad, obteniendo la siguiente ecuación:

$$k = \frac{d_p^2 g_c}{150} \frac{\phi^3}{(1 - \phi_d)^2} \quad (2-5)$$

d_p = diámetro de la partícula; k = permeabilidad; ϕ = porosidad; ϕ_d = porosidad dañada; g_c = factor de proporcionalidad.

De manera similar la permeabilidad dañada de la roca se puede escribir como:

$$k_d = \frac{d_p^2 g_c}{150} \frac{\phi^3}{(1-\phi_d)^2} \quad (2-6)$$

d_p = diámetro de la partícula; k_d = permeabilidad dañada; ϕ = porosidad; ϕ_d = porosidad dañada; g_c = factor de proporcionalidad.

Dividiendo la ecuación (2-6) y (2-5), la relación del daño a la permeabilidad inicial (permeabilidad fraccional retenida (FRP) para la reducción de porosidad debido a la precipitación de asfaltenos) se puede escribir en la forma siguiente:

$$\frac{k_d}{k_i} = \left(\frac{\phi_d}{\phi_i} \right)^3 \frac{(1-\phi_i)^2}{(1-\phi_d)^2} \quad (2-7)$$

Donde: k_i = permeabilidad inicial; k_d = permeabilidad dañada; ϕ_i = porosidad inicial; ϕ_d = porosidad dañada.

Por lo tanto la ecuación (2-8) correlaciona el factor de reducción de permeabilidad (PRF), con la reducción de porosidad y el daño en la matriz obteniendo la ecuación:

$$PRF = 1 - \left(\frac{\phi_d}{\phi_i} \right)^3 \frac{(1-\phi_i)^2}{(1-\phi_d)^2} \quad (2-8)$$

ϕ_i = porosidad inicial; ϕ_d = porosidad dañada; PRF= factor de reducción de permeabilidad.

La permeabilidad fraccional retenida, se calcula basándose en los datos de pérdidas de presión durante la invasión del núcleo con aceite asfáltico mientras que la porosidad dañada se obtiene basándose en la inyección, producción y saturación inicial de fluido utilizando el análisis de balance de materia.

La ecuación (2-9) relaciona la permeabilidad y la porosidad, las cuales pueden ser graficadas como la permeabilidad fraccional retenida y reducción de porosidad.

$$\frac{k_d}{k_i} = 1.0159 \exp\left[-4.3973\left(1 - \frac{\phi_d}{\phi}\right)\right] \quad (2-9)$$

k_d/k_i = permeabilidad fraccional retenida (FRP); k_d = permeabilidad dañada;
 k_i = permeabilidad inicial; ϕ_d = porosidad dañada; ϕ = porosidad inicial.

Reordenando la ecuación (2-9) se tiene:

$$\phi_d = \phi_i \left(1 + \frac{\ln \frac{FRP}{1.0159}}{4.3973} \right) \quad (2-10)$$

FRP= permeabilidad fraccional retenida; ϕ_d = porosidad dañada; ϕ_i = porosidad inicial.

Donde ϕ_d es el resultado de la porosidad del núcleo limpio multiplicada por el área barrida, y el área barrida puede ser calculada como sigue:

$$E_s = \left(1 + \frac{\ln \frac{FRP}{1.059}}{4.3973} \right) \quad (2-11)$$

Donde: E_s = área fraccional barrida; FRP= permeabilidad fraccional retenida.

Varios factores importantes son considerados en el análisis de resultados, tales como: la orientación de la fractura, la relación de flujo, permeabilidad de la matriz y fractura y la concentración de asfaltenos.

El factor importante a considerar es el flujo de aceite asfáltico. Este factor cambia la viscosidad del aceite como resultado de la precipitación de asfaltenos y cambios consecuentes de movilidad durante el flujo del aceite asfáltico en el medio poroso bajo condiciones de depositación.

Estos autores encontraron también que el ángulo de fractura afecta las pérdidas de presión con respecto al tiempo causadas por el crudo asfáltico a través de los sistemas de fracturas. En la figura (2.1-2) se muestra el efecto del ángulo de la fractura. La abrupta caída de presión se observa en el ángulo de fractura 30° , el cual es probablemente debido al flujo de aceite directamente en la fractura, por otra parte el ángulo de fractura de 90° es iniciado en la parte media del núcleo y para el sistema de ángulo 180° el flujo de aceite es paralelo al plano de fractura.

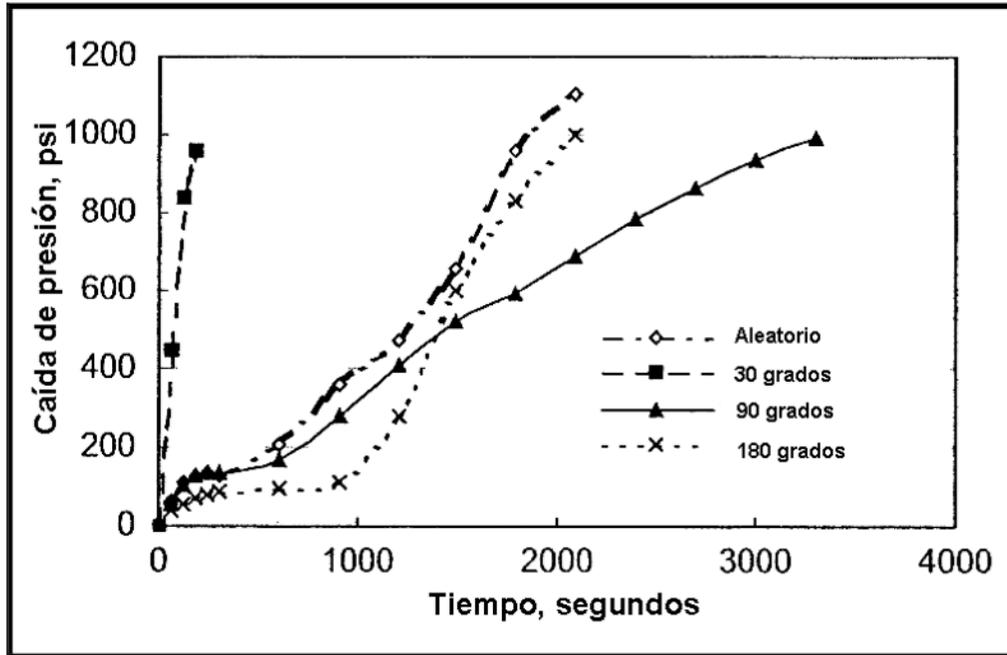


Figura 2.1-2. Efecto del ángulo de fractura con una caída de presión en el núcleo, Zekri, 2003.

El efecto de la relación de flujo es un factor que contribuye a la pérdida de presión con respecto al tiempo. En el siguiente ejemplo (figura 2.1-3), se observa el comportamiento de la caída de presión, como función del tiempo, esto para tres relaciones de flujo (1, 2 y 3 cm³/min) considerando que el ángulo de fractura para los tres casos es de 180°. Se observa que para el flujo de 3 cm³/min, el incremento en la pérdida de presión con respecto al tiempo es muy rápido que en los casos de 1 y 2 cm³/min. Este fenómeno se debe probablemente al alto potencial de agua asociada con una alta relación de flujo. El alto contenido de agua es un factor principal que contribuye a la precipitación de asfaltenos.

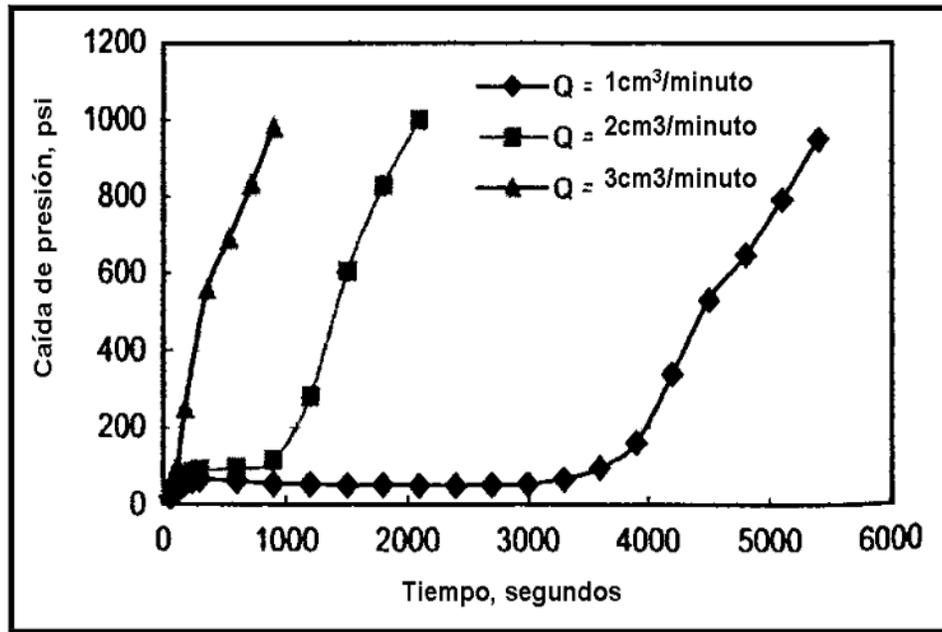


Figura 2.1-3. Efecto del gasto en la caída de presión en el núcleo, Zekry, 2003.

Un incremento en el gasto de aceite resulta en una gran pérdida de permeabilidad para el mismo ángulo de fractura como se muestra en la figura (2.1-4). Aquí se muestra también que para altos gastos, la precipitación es mayor que para gastos bajos.

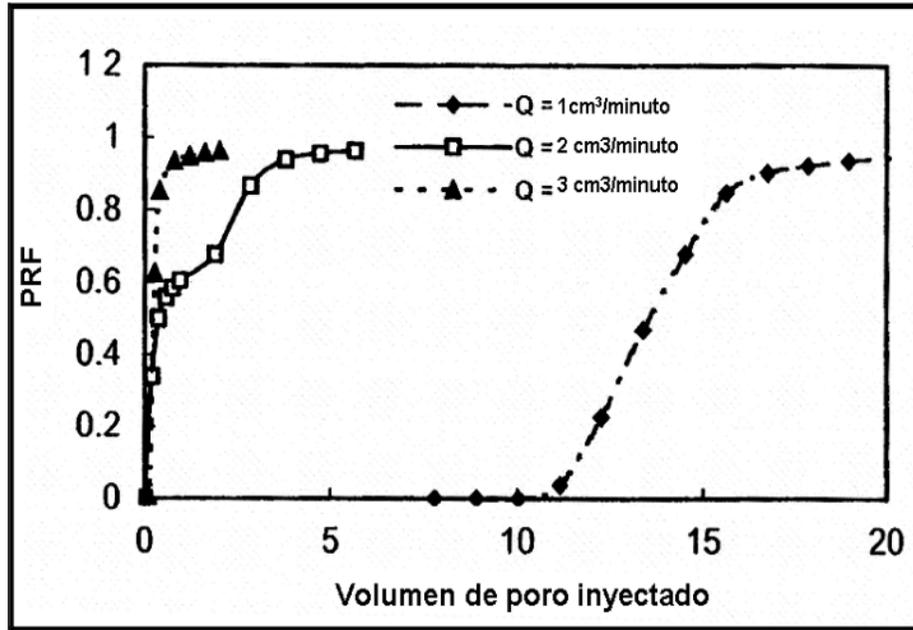


Figura 2.1-4. Factor de reducción de permeabilidad a diferentes gastos, Zekri, 2003.

Para el estudio del efecto de la concentración de asfaltenos en la permeabilidad dañada, se utilizaron tres tipos de aceite crudo con 0.1, 0.2, y 0.4 % de contenido de asfaltenos. El ángulo de fractura se mantuvo constante a 180° para los sistemas en estudio.

En la figura (2.1-5) se presenta el incremento de la concentración de asfaltenos, el cual proporciona un incremento de la cantidad del daño (PRF) en el sistema de fracturas. Este era un resultado esperado, desde el incremento de la concentración de asfaltenos, es decir a mayor cantidad de asfaltenos en el aceite, se tendrá una alta cantidad de asfaltenos que puedan taponar los poros y por lo tanto disminuir la permeabilidad del sistema.

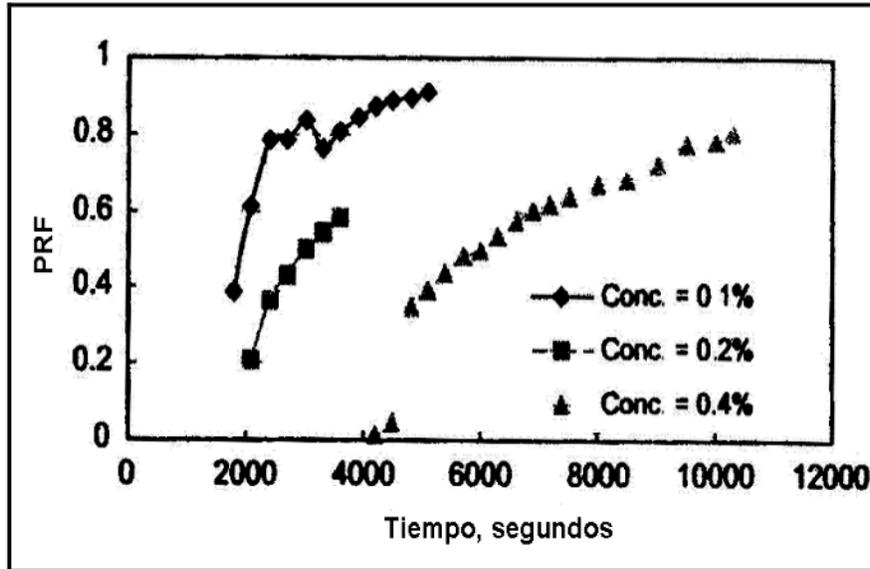


Figura 2.1-5. Efecto de la concentración de asfaltenos en PRF, Zekri, 2003.

La viscosidad del aceite puede ser medida en función del volumen de poro inyectado para los casos de alta y baja permeabilidad de la matriz. El objetivo de obtener la medición de la viscosidad del aceite es investigar el cambio en su movilidad, como el flujo de aceite a través del sistema de fracturas. En la figura (2.1-6) se muestra como decrece la movilidad con el incremento en el factor de reducción de permeabilidad del sistema de fractura. La permeabilidad de la matriz no tiene efectos de movilidad en el aceite debido a que la viscosidad y la permeabilidad cambian como resultado del taponamiento por los asfaltenos en los poros de la matriz fracturada.

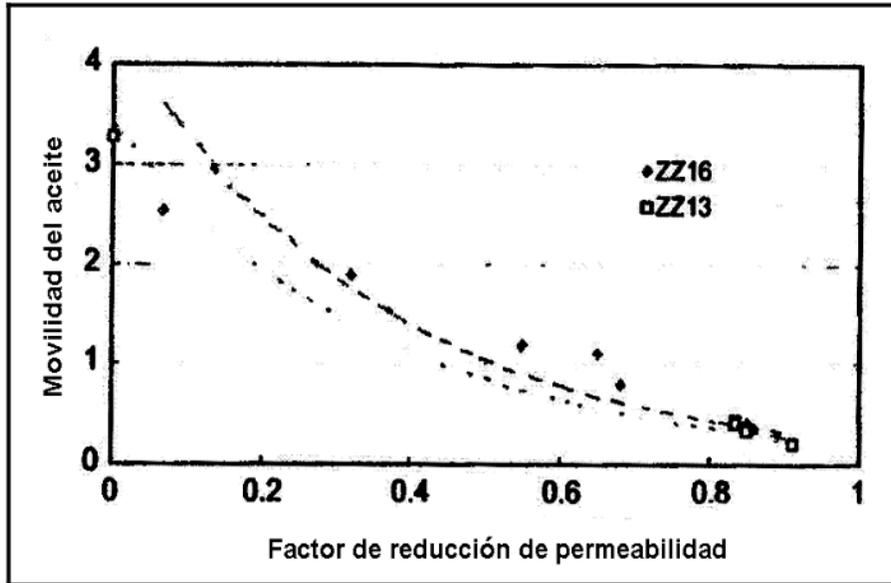


Figura 2.1-6. Efecto del PRF en la movilidad del aceite, Zekri, 2003.

La movilidad del aceite es obtenida mediante dos ecuaciones basándose en los datos presentados en la figura 2.1-6:

$$M = 4.3649 \exp^{-2.8292PRF} \quad (2-12)$$

M= movilidad del aceite; PRF= factor de reducción de permeabilidad.

Otra forma de obtener la movilidad del aceite se presenta en la ecuación siguiente:

$$M = 3.3763 \exp^{-2.7709PRF} \quad (2-13)$$

M= movilidad del aceite; PRF= factor de reducción de permeabilidad.

Esta ecuación puede ser utilizada para estimar la movilidad del aceite en el sistema de fracturas como función del volumen de poro inyectado, mientras que PRF es función de volumen de poro inyectado, que tuvo que ser estabilizado previamente para los diferentes ángulos de fractura y concentración de asfaltenos.

La eficiencia de barrido es un parámetro importante que refleja el éxito de algunos procesos de recuperación, especialmente en un sistema de fracturas. La eficiencia de barrido, E_s , decrece con el incremento en el factor de reducción de permeabilidad (PRF) de un sistema de fractura para diferentes permeabilidades. Experimentalmente se ha observado que la permeabilidad no afecta la eficiencia de barrido. Ver figura (2.1-7).

$$E_s = -0.6099PRF^2 + 0.0914PRF + 0.9444 \quad (2 - 14)$$

E_s = eficiencia fraccional de barrido: PRF= factor de reducción de permeabilidad.

La ecuación (2-14) puede ser utilizada para estimar el barrido fraccional de un sistema de fractura como una función del volumen de poro inyectado, desde que PRF es función de la inyección del volumen de poro.

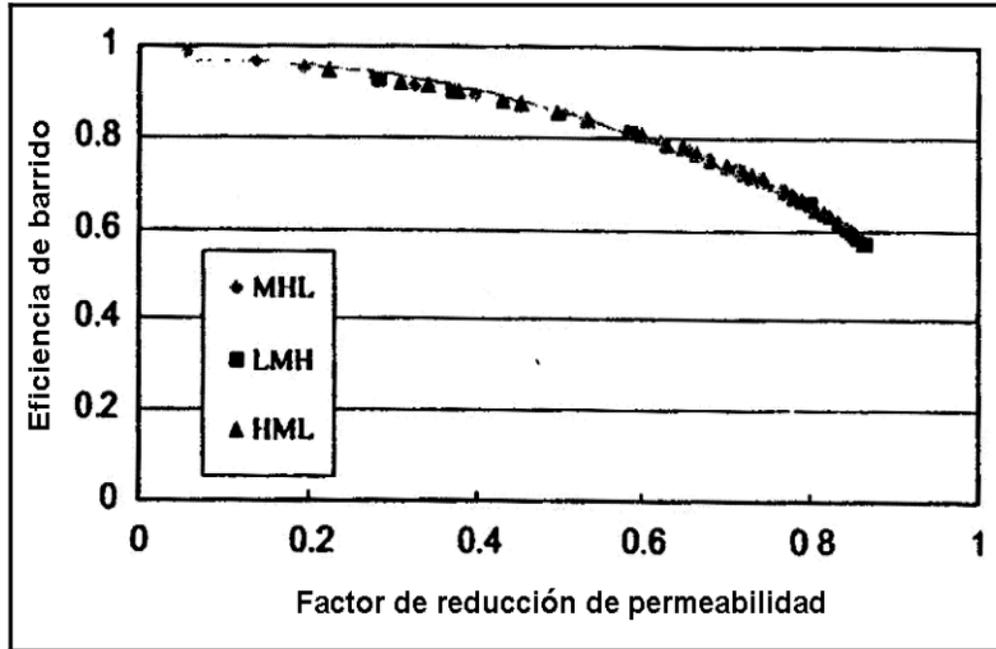


Figura 2.1-7. Efecto del factor de reducción de permeabilidad en la eficiencia de barrido, Zekri, 2003.

2.2 Modelo de Daño a la Formación por Asfaltenos Cerca de la Cara del Pozo

Kosta J. Leontaritis, 1997, mediante una serie de investigaciones determinó que durante la producción de aceite las condiciones termodinámicas cercanas a las paredes del pozo contribuyen a la depositación de asfaltenos en el fluido del yacimiento, la floculación de asfaltenos provoca el daño a la formación. Matemáticamente, el daño a la formación es una reducción en la movilidad efectiva del hidrocarburo, λ ($\lambda = k_o / \mu = k k_r / \mu$)

Donde: λ = movilidad; k_o = permeabilidad al aceite; k = permeabilidad; k_r = permeabilidad relativa; μ = viscosidad.

De acuerdo a observaciones experimentales y de campo, se puede decir que el daño a la formación es limitado, pues en algunos casos, la profundidad del daño no es mayor a 1 pie.

Leontaritis, analizó el problema de la depositación de asfaltenos mediante el estudio de un yacimiento bajosaturado, en el cual la reducción de flujo se reflejó por debajo de la presión de floculación de asfaltenos, P_{fa} . Esto puede ocurrir cuando un pozo este produciendo grandes relaciones de flujo.

En la figura (2.2-1) se representa un pozo productor de un yacimiento de aceite bajosaturado, se tiene que la presión de fondo fluyendo (P_w) es menor que la presión a la cual comienza la precipitación de asfaltenos (P_{fa}). P_{fa} es por supuesto menor que la presión del yacimiento (P_e). P_e se determina que no cambia durante el intervalo de tiempo en el estudio realizado. Esto podría ser el caso, si un yacimiento tiene una fuerte entrada de agua y un casquete de gas. Aunque la relación de flujo “q” puede mantenerse constante abriendo el estrangulador para compensar la pérdida de presión debido al daño a la formación causado por asfaltenos.

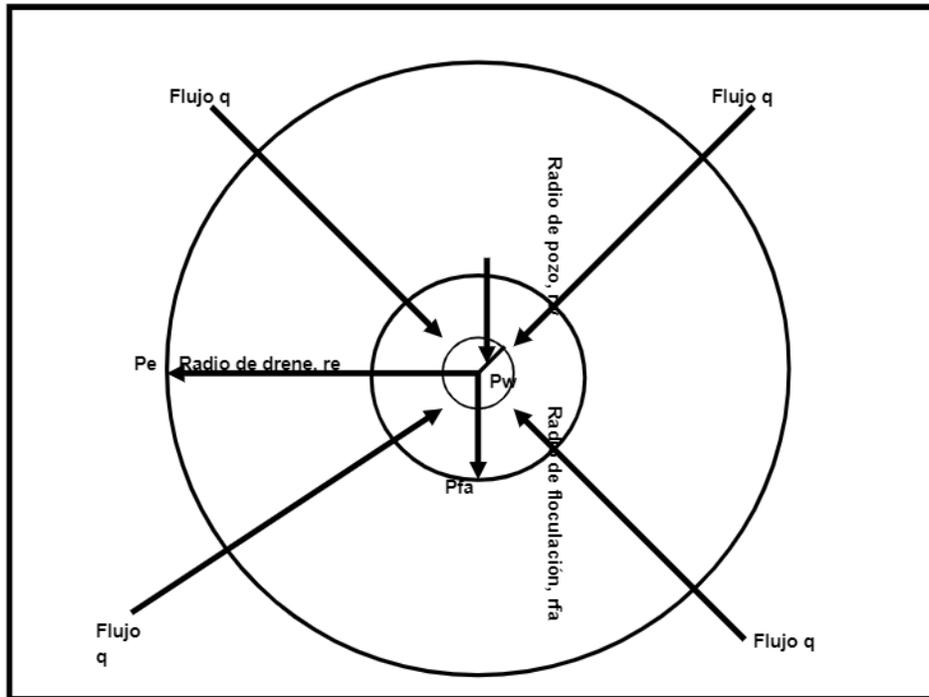


Figura 2.2-1. Pozo productor con daño a la formación por inducción de asfaltenos, Leontaritis, 1997.

El gasto puede mantenerse constante mediante la operación de un estrangulador para compensar la pérdida de presión debido al daño a la formación causado por asfaltenos. La presión del yacimiento (P_e), presión de floculación (P_{fa}), radio de drenaje (r_e) y radio de floculación de asfaltenos (r_{fa}); son constantes si la relación de flujo, q , es constante.

Cuando el estrangulador no está abierto completamente se puede asumir que la depositación no está ocurriendo en la tubería, o si esto está ocurriendo no impide el flujo de aceite significativamente o la presencia de asfaltenos es removida inmediatamente por la continua inyección de químicos que se utilizan para limpiar el pozo.

Algunos canales de poros llegan a ser tapados como se puede observar en la figura (2.2-2), en general existen tres formas de daño a la formación por precipitación de asfaltenos:

- Bloqueo físico o permeabilidad dañada.
- Alteraciones de mojabilidad.
- Incremento de viscosidad o formación de emulsiones.

Los tres mecanismos mencionados anteriormente representan un daño a la formación causado por asfaltenos. Si no se tiene entrada de agua, entonces no se esperan emulsiones agua-aceite. Por lo tanto, algún incremento en la viscosidad medida en laboratorio podría ser atribuido al incremento en la concentración de partículas de asfaltenos.

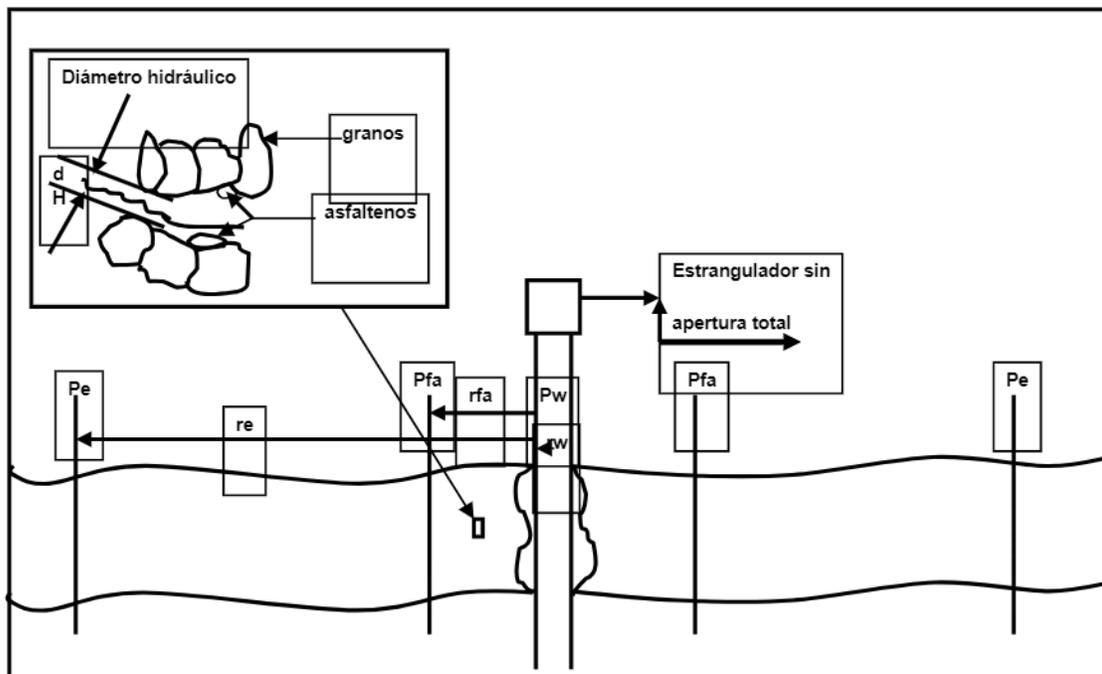


Figura 2.2-2. Pozo productor con daño a la formación por asfaltenos, Leontaritis, 1997.

El modelo del daño a la formación por asfaltenos, es una descripción matemática de la retención o filtración de la reciente formación de asfaltenos “partículas” en las gargantas de los poros de la formación.

Cuando las partículas de asfaltenos tapan la formación a una distancia r del centro de la cara del pozo, el área de flujo se reduce. $A_{AP}(r, t)$ es el área tapada por partículas de asfaltenos localizadas en el radio r y en el tiempo t . Para poder calcular A_{AP} , se necesita conocer el número de moles de las partículas de asfaltenos entrampadas en el radio r al tiempo t . Por lo tanto, teniendo r y t , $\Delta A_{APtramp}$ representa el incremento de moles de partículas de asfaltenos entrampadas localizadas en el radio r al tiempo t .

El incremento de partículas de asfaltenos puede obtenerse como sigue:

- Dadas las condiciones de presión y temperatura en la localización r , al tiempo t , el modelo del equilibrio de fases para los asfaltenos puede calcular la cantidad total de partículas de asfaltenos por mol de los fluidos del yacimiento, s , y la distribución de los asfaltenos, $f(x)$, donde x es el diámetro de la partícula.
- Posteriormente es integrada desde $x = d_{pA}$ hasta $x = \infty$ para obtener la fracción de las partículas de asfaltenos, f_{tramp} , entrampadas por mol de fluido del yacimiento localizado en r y en un tiempo Δt . d_{pA} es el diámetro de las pequeñas partículas de asfaltenos retenidas en la formación.
- El número total de moles del fluido del yacimiento (M_{RF}), se obtiene por el flujo del pozo para una producción específica en un incremento de tiempo Δt .

El número incremental de moles de las partículas entrampadas localizadas en un radio r en un tiempo incremental j se define por:

$$\Delta AP_{\text{entrampado}}(r, j) = S(r, j) f_{\text{entrampado}}(r, j) M_{RF}(r, j) \quad (2-15)$$

Donde: $\Delta AP_{\text{entrampado}}$ = incremento de moles de asfaltenos entrampadas; S = moles de la fase de asfaltenos; f = fracción de partículas de asfaltenos entrampadas; M_{RF} = moles del fluido del yacimiento.

Por lo tanto el número total de moles de las partículas de asfaltenos que son entrampadas en la sección r en un tiempo $t = j * \Delta t$, para j en un incremento de tiempo, es:

$$AP_{\text{entrampado}}(r, t) = \sum_{j=1}^N [\Delta AP_{\text{entrampado}}(r, j)] = \sum_{j=1}^N [S(r, j) f_{\text{entrampado}}(r, j) M_{RF}(r, j)] \quad (2-16)$$

$\Delta AP_{\text{entrampado}}$ = incremento de moles de asfaltenos entrampadas; S = moles de la fase de asfaltenos; f = fracción de partículas de asfaltenos entrampadas; M_{RF} = moles del fluido del yacimiento; N = número total de incrementos de tiempo Δt al tiempo t .

El radio hidráulico puede calcularse basándose en la suposición de una producción horizontal homogénea, como se describe.

El radio hidráulico de un canal de un flujo simple está dada por:

$$r_H = \frac{\text{Volumen vacío del poro tapado}}{\text{Área del núcleo tapado}} = \frac{SL}{L_p L} = \frac{S}{L_p} \quad (2-17)$$

Donde: S = x área seccional del canal de flujo; L_p = perímetro mojado del canal; L = longitud del canal.

El radio hidráulico de un núcleo, puede ser definido para datos básicos como sigue:

$$\text{Volumen vacío del poro tapado} = S_{\text{núcleo}} L_{\text{núcleo}} \phi \quad (2-18)$$

ϕ : es la porosidad del núcleo tapado; L = longitud; S = área seccional.

$$\text{área del núcleo tapado} = S_{\text{núcleo}} L_{\text{núcleo}} (1 - \phi) \frac{S_p}{V_p} \quad (2-19)$$

Donde: L = longitud; S = área seccional; S_p = x área seccional del canal de flujo; V_p = volumen del poro taponado por grano o partícula.

Combinando las ecuaciones (2-18) y (2-19) en (2-17), se tiene:

$$r_H = \frac{\phi V_P}{(1-\phi)S_P} \quad (2-20)$$

Si los valores de ϕ , V_P y S_P son obtenidos experimentalmente pueden ser utilizados en la ecuación (2-20) para obtener el radio hidráulico. Si se asume que los granos son idénticos o que d_g representa el promedio del diámetro del grano de los asfaltenos (ecuación 2-21):

$$\frac{V_P}{S_P} = \frac{\pi \frac{3}{4} r_g^3}{4\pi r_g^2} = \frac{r_g}{3} = \frac{d_g}{6} \quad (2-21)$$

Donde: V_P = volumen taponado del núcleo; S_P = x área seccional del canal de flujo;
 r_g = radio del grano; d_g = diámetro del grano.

Sustituyendo la ecuación (2-21) en (2-20) se tiene

$$r_H = \frac{\phi}{(1-\phi)} \frac{d_g}{6} \quad (2-22)$$

r_H = radio hidráulico; d_g = diámetro del grano; ϕ = porosidad.

La teoría de la filtración dice, que un filtro retiene partículas con diámetros de 1/3 del índice de filtración, como se muestra:

$$d_{AP} = \frac{1}{3}d_H \quad (2 - 23)$$

d_{AP} = diámetro de las partículas más pequeñas de los asfaltenos retenidas en la formación; d_H = diámetro hidráulico.

Una definición más apropiada para d_{AP} es:

$$d_{AP} = \alpha d_H \quad (2 - 24)$$

Donde: α = constante que describe la variación del tamaño de las partículas de asfaltenos más pequeñas filtradas; d_{AP} = diámetro de las partículas más pequeñas de los asfaltenos retenidas en la formación; d_H = diámetro hidráulico.

Para obtener el daño a la permeabilidad se hace referencia a la figura (2.2- 2) y a la ecuación de Darcy para flujo radial estacionario:

$$\frac{\Delta P}{\Delta r}(r) = \frac{q\mu}{1.127kA_{inicial}(r)} \quad (2 - 25)$$

μ = viscosidad; q = gasto; k = permeabilidad; P = presión; r = distancia a la cara del pozo; h = espesor productor neto.

La ecuación aplica a todos los incrementos Δr hasta r como se muestra en la figura (2.2-3).

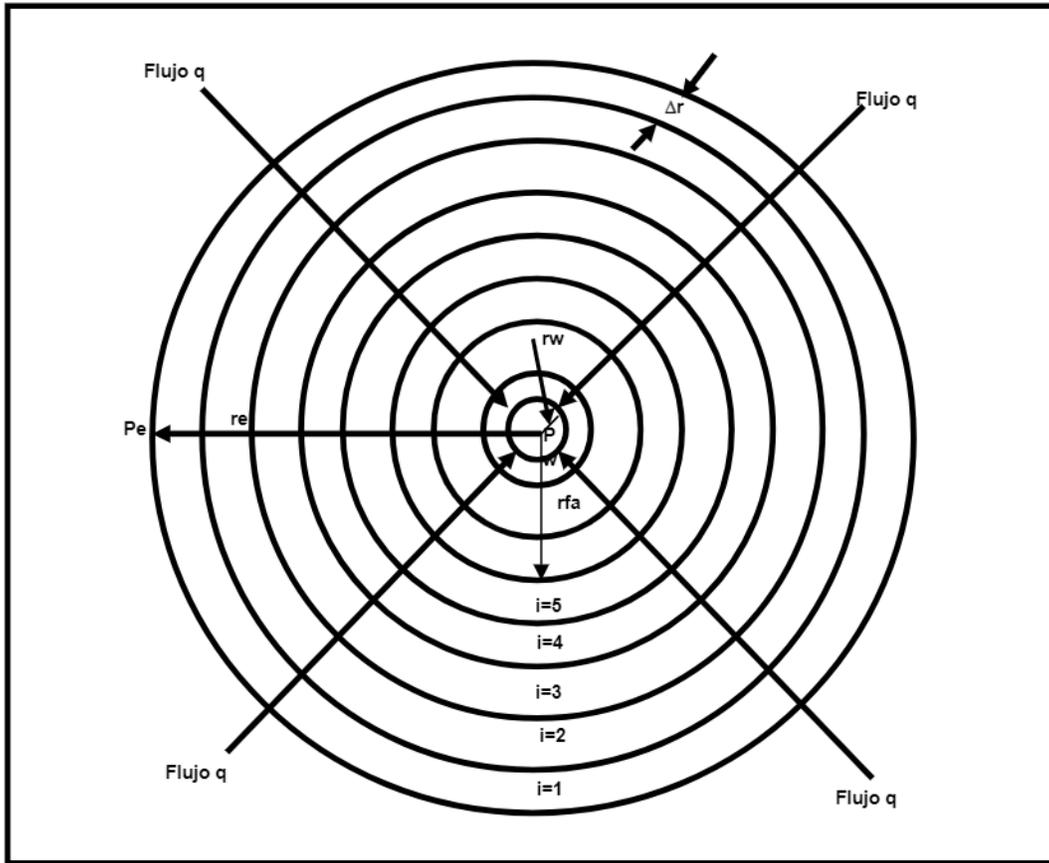


Figura 2.2-3. Las áreas cercanas a la cara del pozo son divididas en segmentos Δr . el daño a la formación se obtiene mediante el desarrollo de cada incremento, Leontaritis, 1997.

En el tiempo cero antes del taponamiento por asfaltenos, el área disponible de flujo a una distancia r del centro a la pared del pozo es:

$$A_{inicial}(r) = 2\pi r h \phi_{inicial} \quad (2 - 26)$$

h = espesor neto de la formación; $\phi_{inicial}$ = porosidad inicial promedio de la formación; $A_{inicial}$ = área inicial de flujo

Cuando las partículas de asfaltenos se depositan, el área disponible de flujo se reduce, como resultado del incremento de la caída de presión. La caída de presión adicional ΔP es llamada "daño a la formación". Este daño a la formación es debido a la reducción en la permeabilidad k que es el resultado del área tapada $A_{\text{área tapada}}(r,t)$.

El área incremental taponada por partículas de asfaltenos en un radio r dentro de un intervalo de tiempo j es $\Delta A_{\text{área tapada}}(r,j)$:

$$\Delta A_{\text{área tapada}}(r,j) = \Delta AP_{\text{entrampado}}(r,j) v_A(r,j)$$

$$\frac{4\pi \left(\frac{d_{\text{área tapada}}}{2} \right)^2}{\frac{4}{3}\pi \left(\frac{d_{\text{área tapada}}}{2} \right)^3} \beta =$$

$$= \Delta AP_{\text{entrampado}}(r,j) v_A(r,j) \frac{6}{d_{\text{área tapada}}} \beta \quad (2-27)$$

$d_{\text{área tapada}}$ = diámetro del área tapada; β = constante cuyo valor esta entre 0 y 1 e indica la eficiencia del taponamiento por partículas de asfaltenos; $\Delta P_{\text{área tapada}}$ = se obtiene de la ecuación (2-15); $v_A(r, t)$ = volumen molar de las partículas de asfaltenos localizadas en r y el tiempo t .

El área total taponada localizada en r y el tiempo t es:

$$\Delta AP_{\text{área tapada}}(r,t) = \sum_{j=1}^N \left[\Delta AP_{\text{área tapada}}(r,j) \right]$$

$$\sum_{j=1}^N \left[\Delta AP_{\text{entrampado}}(r,j) v_A(r,j) \frac{6}{d_{\text{área tapada}}} \beta \right] \quad (2-28)$$

$d_{\text{área tapada}}$ = diámetro del área tapada; β = constante cuyo valor esta entre 0 y 1 e indica la eficiencia del taponamiento por partículas de asfaltenos; $\Delta P_{\text{área tapada}}$ = se obtiene de la ecuación (2-15); $v_A(r, t)$ = volumen molar de las partículas de asfaltenos localizadas en r y el tiempo t.

Sustituyendo $\Delta P_{\text{área tapada}}(r,t)$ de la ecuación (2-15) en la ecuación (2-28) se obtiene:

$$\Delta AP_{\text{entrampado}}(r,t) =$$

$$\sum_{j=1}^N \left[S(r,j) f_{\text{entrampado}}(r,j) M_{RF}(r,j) v_A(r,j) \frac{6}{d_H} \gamma \right] \quad (2-29)$$

Donde: $\Delta P_{\text{área tapada}}$ = se obtiene de la ecuación (2-15); S = moles de la fase de asfaltenos; f = fracción de partículas de asfaltenos entrampadas; M_{RF} = moles de fluido del yacimiento; v_A = volumen molar de las partículas de asfaltenos; d_H = diámetro hidráulico; β = constante cuyo valor esta entre 0 y 1 e indica la eficiencia del taponamiento por partículas de asfaltenos; α = constante que describe la variación del tamaño de las partículas de asfaltenos más pequeñas filtradas; $\gamma = \beta/\alpha$.

El área disponible neta localizada en r , después del taponamiento de asfaltenos para el tiempo t , se define en la forma:

$$A_{neta}(r,t) = A_{inicial}(r) - A_{area\ tapada}(r,t) \quad (2-30)$$

$A_{inicial}(r)$ se obtiene de la ecuación (2-26); $A_{tapada}(r)$ se obtiene de la ecuación (2-29).

El daño a la formación, "DOD", localizado en cada sección de longitud r , a cada tiempo t , se puede definir como:

$$DOD(r,t) = \frac{\Delta P_{daño}(r,t)}{\Delta P_{inicial}(r,t)} \quad (2-31)$$

DOD= daño a la formación; $\Delta P_{daño}$ = caída de presión con daño; $\Delta P_{inicial}$ = caída de presión sin daño.

Combinando las ecuaciones (2-25), (2-26), (2-30) y (2-31) y simplificando se tiene:

$$DOD(r,t) = \frac{1}{1 - \frac{A_{tapada}(r,t)}{A_{inicial}(r,t)}} \quad (2-32)$$

DOD= daño a la formación; A_{tapada} = área de flujo tapada; $A_{inicial}$ = área de flujo inicial.

Utilizando la definición de daño a la formación, DOD, ecuación (2-31) y aplicando la ley de Darcy ecuación (2-25) para ambas, el daño y la situación inicial se obtienen de la forma:

$$\Delta P_{\text{daño}}(r,t) = \Delta P_{\text{inicial}}(r) * DOD(r,t) = \frac{q\mu}{1.127k_{\text{inicial}}A_{\text{inicial}}(r)} DOD(r,t) \quad (2-33)$$

$\Delta P_{\text{daño}}$ = caída de presión con daño; $\Delta P_{\text{inicial}}$ = caída de presión sin daño; DOD = daño a la formación; q = gasto; μ = viscosidad; k_{inicial} = permeabilidad inicial; A_{inicial} = área de flujo inicial.

La ecuación (2-33) proporciona la definición del daño en la permeabilidad:

$$k_{\text{dañada}}(r,t) = \frac{k_{\text{inicial}}}{DOD(r,t)} = k_{\text{inicial}} \left(1 - \frac{A_{\text{tapada}}(r,t)}{A_{\text{inicial}}(r,t)} \right) \quad (2-34)$$

$k_{\text{dañada}}$ = permeabilidad dañada; k_{inicial} = permeabilidad inicial; DOD = daño a la formación; A_{tapada} = área de flujo tapada; A_{inicial} = área de flujo inicial.

La pérdida o disminución de porosidad, se obtiene de una manera similar al de la disminución de permeabilidad:

$$\phi_{\text{dañada}}(r,t) = \frac{\text{Volumen vacío neto}(r,t)}{\text{Volumen total}(r)} \quad (2-35)$$

y

$$\phi_{inicial}(r) = \frac{\text{Volumen vacío inicial}(r,t)}{\text{Volumen total}(r)} \quad (2-36)$$

$\phi_{dañada}$ = porosidad dañada; $\phi_{inicial}$ = porosidad inicial.

Dividiendo ambos lados de las ecuaciones (2-35) y (2-36) se tiene:

$$\frac{\phi_{dañada}(r,t)}{\phi_{inicial}(r)} = \frac{V_{aceite, vol\ neto}(r,t)}{V_{inicial}(r,t)} = \frac{A_{neta}(r,t)}{A_{inicial}(r)}$$

$$\frac{A_{inicial}(r) - A_{tapada}(r,t)}{A_{inicial}(r)} = \frac{1}{DOD} \quad (2-37)$$

Finalmente:

$$\phi_{dañada}(r,t) = \frac{\phi_{inicial}}{DOD(r,t)} = \phi_{inicial} \left(1 - \frac{A_{tapada}(r,t)}{A_{inicial}(r,t)} \right) \quad (2-38)$$

$\phi_{dañada}$ = porosidad dañada; $\phi_{inicial}$ = porosidad inicial; DOD = daño a la formación; A_{tapada} = área de flujo tapada; $A_{inicial}$ = área de flujo inicial.

Everdingen y Hurst, 1953, definen el factor de daño como sigue:

$$s(t) = \Delta P_s(t) \frac{7.08k_{inicial} h}{q\mu} \quad (2 - 39)$$

s= daño a la formación; ΔP_s = caída de presión adicional; $k_{inicial}$ = permeabilidad inicial; h= espesor productor neto; q= gasto; μ = viscosidad.

$\Delta P_s(t)$ $\Delta P_s(t)$ es obtenida modificando la ecuación de Darcy:

$$P_e - P_w(t) - \Delta P_s(t) = \frac{q\mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{7.08k_{inicial} h} \quad (2 - 40)$$

Donde: P_e = presión del yacimiento; P_w = presión del pozo; ΔP_s = caída de presión adicional; $k_{inicial}$ = permeabilidad inicial; h= espesor productor neto; q= gasto; μ = viscosidad; r_e = radio de drene; r_w = radio del pozo.

Si $P_w(t)$ se calculada en función del tiempo, como se describe a continuación, $\Delta P_s(t)$ puede ser calculada como sigue:

$$(\Delta P_s)_{tiempo=t} = (P_w)_{tiempo=0} - (P_w)_{tiempo=t} \quad (2 - 41)$$

ΔP_s = caída de presión adicional; P_w = presión del pozo.

Al aplicar el modelo descrito, se utiliza para un caso real, los datos utilizados se muestran en la tabla 2.2.

Datos del Pozo en Estudio	
Presión del Yacimiento, psia	10579.5
Temperatura del Yacimiento, °F	250
Gasto, Bls/día	8000
Índice de Productividad, Bls/ psi	3.1
Radio del Pozo, pies	0.583
Permeabilidad de la Formación, darcy	0.3
Porosidad, fracción	0.25
Diámetro de la Partícula de Asfalteno, micrón	0.3

Tabla 2.2. Datos de un pozo productor, Leontaritis, 1997.

Suponiendo que el pozo se encuentra en un tiempo cero se tiene un estado pseudoestacionario, el desempeño del pozo para un tiempo cero se muestra en la tabla 2.3.

Datos del Pozo en Estudio para un tiempo=0	
Presión del Yacimiento, psia	10579.5
Presión de Fondo Fluyendo, psia	7998.9
Radio Dañado por Asfaltenos, pies	5.9
Radio de Drene, pies	626.1

Tabla 2.3. Datos de pozo productor para un tiempo=0, Leontaritis; 1997.

En la figura 2.2-4, se muestra como la presión inicial se perfila alrededor del pozo calculado por el modelo de daño a la formación para un tiempo $t=0.0$.

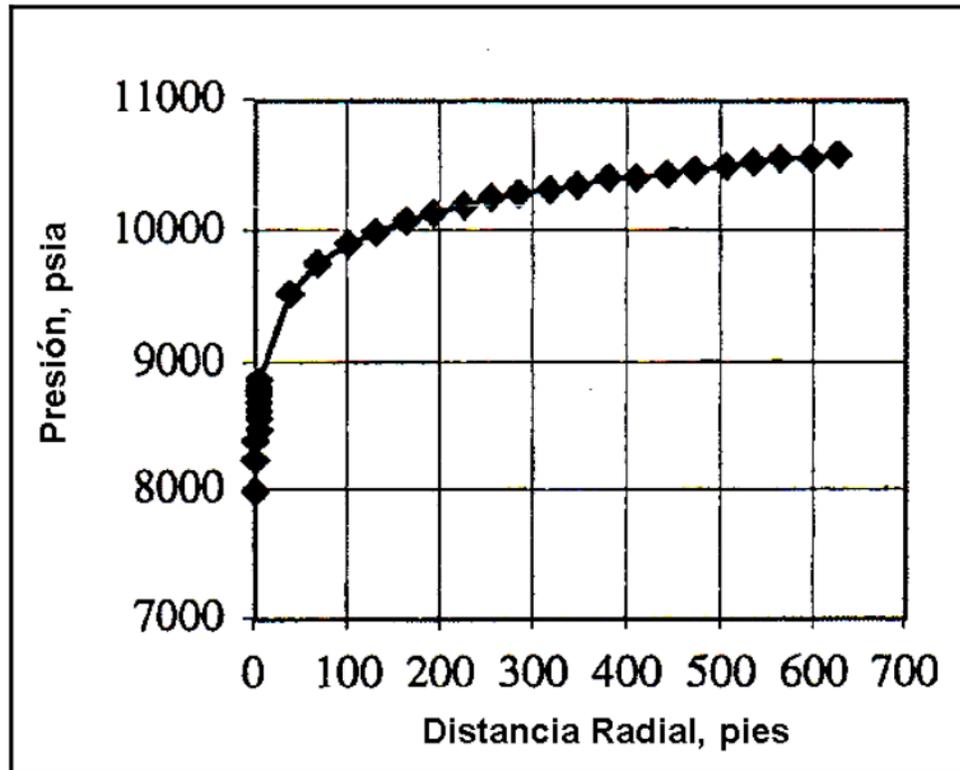


Figura 2.2-4. Presión al inicio de la producción, Leontaritis, 1997.

En este caso, se consideró que el diámetro de la partícula retenida en la formación no es afectado por el daño a la formación.

En la figura 2.2-5, el incremento del factor de daño para el caso en que el diámetro de la partícula es de 0.3 micrón, el comportamiento descrito se apega al modelo propuesto por Everdigen y Hurst, 1953.

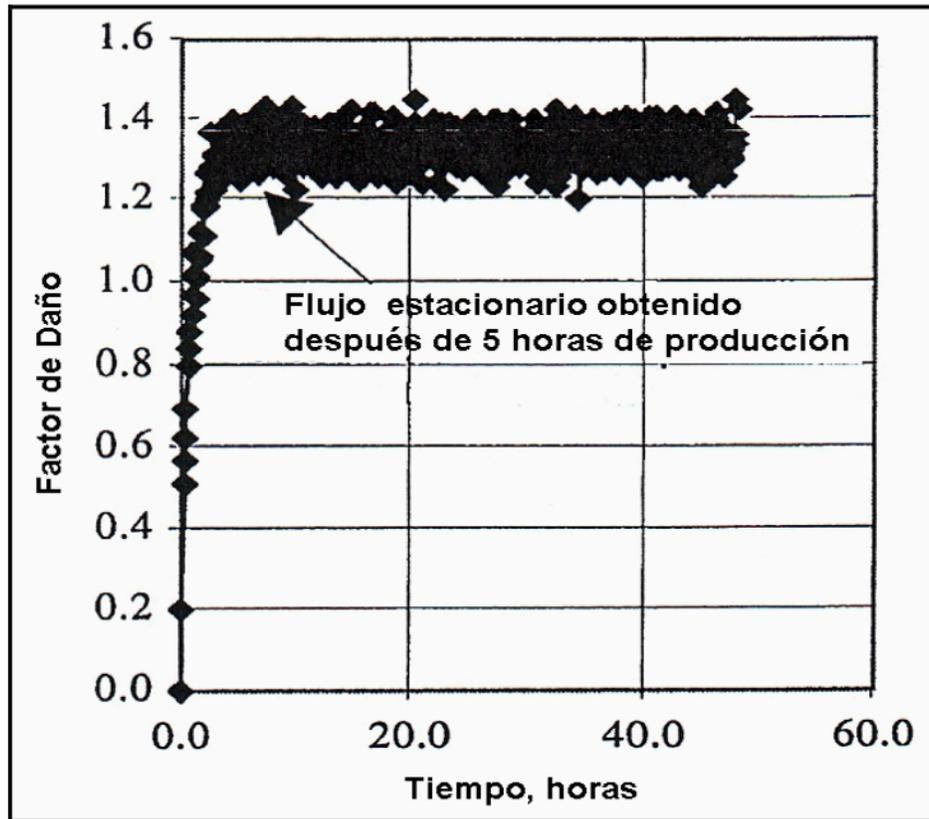


Figura 2.2-5. Simulación del factor de daño de Everdingen y Hurst, Leontaritis, 1997.

Se muestra evidente en la figura 2.2-5, que el estado estacionario ocurre alrededor de 5 horas de producción y el daño para el estado estacionario es alrededor de 1.35.

2.3 Precipitación y Depositación de Asfaltenos en la Región Cercana a la Cara del Pozo

Reyadh A. Almehaideb, 2004, realizó un modelo para simular la precipitación de asfaltenos, depositación y taponamiento de los pozos de aceite durante la producción primaria. El modelo es aplicado en un pozo típico de aceite asfáltico de la Unión de Emiratos Árabes. La solubilidad de asfaltenos contra presión es la primera evaluación experimental usando el método gravimétrico. Entonces, la precipitación y depositación alrededor de una producción típica es simulada.

Algunos investigadores definen a los asfaltenos como la fracción de pentano insoluble de aceite crudo, incluso la medición y caracterización de la precipitación de asfaltenos son diferentes (Kabir and Jamaluddin, 1999).

Los asfaltenos son aromáticos pesados, que naturalmente en el aceite crudo tienen rango de presencia de 0-60 % (Mohammed et al, 1996).

Para la depositación de asfaltenos en el medio poroso, los asfaltenos tienen que ser precipitados primero en el aceite crudo, como una suspensión (libre) que pueden depositarse y taponar el medio poroso. Los estudios de comportamiento de fase muestran que la precipitación de asfaltenos comienza a ocurrir a una temperatura mayor a la presión de saturación (presión de declinación), llamada presión superior de precipitación de asfaltenos. Después, los asfaltenos pueden empezar a disolverse en el aceite como gas disuelto por debajo del punto de burbuja cambiando la composición del líquido.

La precipitación de asfaltenos es evaluada experimentalmente utilizando una variedad de métodos. Los métodos utilizados comúnmente son el método gravimétrico (estático) y el método de filtración (dinámico). El método gravimétrico fue utilizado para realizar este trabajo, que se basa en la evaluación de la precipitación de asfaltenos para una solubilidad de asfaltenos contra presión en una celda PVT.

Las partículas de asfaltenos son absorbidas por la superficie de la roca debido a la polaridad, afinidad u otra fuerza de atracción. Este proceso es reversible con la desabsorción de asfaltenos del medio poroso cuando la concentración de asfaltenos suspendidos en el aceite crudo decrece. Estudios sobre la absorción de asfaltenos en la roca por un número de investigadores (Collin y Melrose, 1983; Dubey y Waxman, 1991; Gonzales y Travalloni Louvise, 1993) mostraron que la absorción de asfaltenos puede ser modelada mediante una ecuación isotérmica de la forma:

$$W_{sa} = \frac{W_{sa,max} k_a C_{sf}}{k_a C_{sf} + 1} \quad (2 - 42)$$

Donde: C_{sf} = masa suspendida de asfaltenos por masa de la fase de aceite; $W_{sa, max}$ = máxima absorción de masa de asfaltenos; k_a = relación de absorción y desabsorción; W_{sa} = absorción de asfaltenos.

La contribución de absorción para la cantidad total depositada es generalmente pequeña (Leontaritis, 1998). Sin embargo, la absorción puede jugar un papel muy importante en el cambio de mojabilidad de la roca y así las permeabilidades relativas en las zonas afectadas por la depositación de asfaltenos.

Varias ecuaciones empíricas y físicas se utilizaron para modelar el bloque físico del medio poroso por asfaltenos. Estas ecuaciones son en general basadas en la teoría de migración de finos y depositación en el medio poroso (Gruesbeck y Collins, 1982).

En éste modelo considera dos flujos paralelos, el primero tiene finas depositaciones en poros pequeños que pueden tapar los canales y el otro donde la depositación ocurre en la superficie, pero la garganta del poro es suficientemente mayor que los canales sin taponamiento. La distribución de los canales tapados y no tapados depende del tamaño de la distribución de finos (en

este caso asfaltenos) y de la garganta del poro. Estos son dos factores importantes en el entrapamiento, depositación superficial, arrastre y taponamiento de la garganta del poro. Ali e Islam (1998) y Wang y Civan (2001) utilizaron tres parámetros en el modelo del proceso de la depositación de asfaltenos. La ecuación es de la forma:

$$\frac{\delta(E_A)}{\delta t} = \alpha_1 C_{sf,v} \phi - \beta_1 E_A (v_o - v_{cr,o}) + \gamma_i (1 + \sigma E_A) u_o C_{sf,v} \quad (2-43)$$

Donde: E_A = fracción de volumen de asfaltenos depositados en la roca; α_1 : constante de depositación superficial; C_{sfv} = volumen de asfaltenos suspendidos en la fase de aceite; v_o = velocidad de Darcy en la fase de aceite; $v_o, v_{o,cr}$ = velocidad intersticial y crítica de la fase de aceite respectivamente; β_1 = arrastre; γ_i = coeficiente de taponamiento; σ = snowball.

De la ecuación (2-43) el primer término representa la depositación en la superficie, el segundo término el entrapamiento de los depósitos y el tercer término el taponamiento de la garganta del poro.

El taponamiento total es la suma del taponamiento, en los poros tapados y no tapados y están multiplicados por su fracción (ecuación 2-44):

$$E_A = f E_{A,p} + (1-f) E_{A,np} \quad (2-44)$$

f = fracción del espacio de poro tapado por asfaltenos; $E_{A,p}$, $E_{A,np}$ = depositación de asfaltenos como una fracción de volumen de roca en los poros tapados y sin tapar respectivamente.

Los modelos de taponamiento se refieren a los efectos de depositación de asfaltenos en los poros. Varios investigadores indican que la porosidad es reducida por la cantidad de la fracción del volumen de poro ocupada por depositación de asfaltenos:

$$\phi = \phi_i - E_A - E_{AA} \quad (2 - 45)$$

ϕ , ϕ_i = porosidad final e inicial respectivamente; E_{AA} = fracción de volumen de poro de absorción de asfaltenos.

Ali e Islam, 1998, modelaron el taponamiento y al ausencia de él para diferentes permeabilidades iniciales y dichas permeabilidades cambiaron de una manera diferente debido al taponamiento. Para los poros taponados, la permeabilidad instantánea debida al taponamiento k_p es la relación de la permeabilidad inicial de los canales taponados k_{pi} (ecuación 2-46):

$$k_p = k_{pi} e^{-aE_p^4} \quad (2 - 46)$$

k_p = permeabilidad debido al taponamiento; k_{pi} = permeabilidad inicial debida al taponamiento; E_p = volumen fraccional de roca; a : constante de la roca.

Mientras que para los poros sin taponamiento, la permeabilidad instantánea con depositación de asfaltenos, k_{np} es la relación de la permeabilidad inicial de los canales libres, k_{npi} (ecuación 2-47):

$$k_{np} = \frac{k_{npi}}{1 + bE_{np}} \quad (2 - 47)$$

k_{pi} = permeabilidad iniciales con taponamiento; k_{pn} = permeabilidad sin taponamiento respectivamente; b = constante de la roca.

La permeabilidad total en algún tiempo se describe a continuación:

$$k = fk_p + (1 - f)k_{np} \quad (2 - 48)$$

Donde: k = permeabilidad total; k_p = permeabilidad con taponamiento; k_{np} = permeabilidad sin taponamiento; f = fracción del espacio de poro tapado por asfaltenos.

Nghiem et al, 1998 y 2000, uso dos correlaciones para determinar el efecto de la de la depositación de asfaltenos en la permeabilidad, la primera correlación es la siguiente:

$$\frac{1}{R_f} = \left(\frac{\phi}{\phi_i} \right)^a \left[\frac{(1 - \phi)}{(1 - \phi_i)} \right]^b \quad (2 - 49)$$

R_f = factor de reducción de la permeabilidad; ϕ = porosidad dañada; ϕ_i = porosidad inicial; $a= 60$; $b= 90$.

La segunda correlación es un modelo lineal de la reducción de la permeabilidad descrito como sigue:

$$R_f = 1 + (R_{f,max} - 1) \left(\frac{W_{sa}}{W_{sd,max}} \right) \quad (2 - 50)$$

R_f = factor de reducción de la permeabilidad; $R_{f,max}$ = factor máximo de reducción de la permeabilidad; W_{sa} = masa de asfaltenos adsorbida por masa de roca; W_{sd} = peso molecular de los asfaltenos absorbidos.

Wang et al, 1999, utilizó el modelo de reducción de permeabilidad de Civan et al, 1989, definido:

$$k_d = k_i \left(\frac{\phi}{\phi_i} \right)^3 \quad (2 - 51)$$

k_d = permeabilidad dañada; k_i = permeabilidad inicial; ϕ = porosidad dañada; ϕ_i =porosidad inicial.

Wang y Civan, 2001, utilizaron la versión modificada de la ecuación (2-51) que incluye un factor como un coeficiente en la modificación de la permeabilidad como sigue:

$$k_d = k_i f_p \left(\frac{\phi}{\phi_i} \right)^3 \quad (2 - 52)$$

Donde: k_d = permeabilidad dañada; k_i = permeabilidad inicial; ϕ = porosidad dañada; ϕ_i =porosidad inicial; f_p = factor que modifica la permeabilidad.

Almehaideb, 2004, para llevar acabo este trabajo realizó una serie de experimentos para determinar la saturación de asfaltenos en el aceite vivo contra presión utilizando el método gravimétrico. Los experimentos consisten en lo siguiente:

- a. Extracción de alrededor de 3 gramos de asfaltenos de un tanque de almacenamiento de aceite crudo, utilizando el método ASTM 6560 como el residuo sólido insoluble de n-heptano.
- b. Mezclando alrededor de 80 cm³ de aceite crudo de los tanques de almacenamiento con el asfalteno extraído, se colocó la mezcla en una celda PVT, y se suministró gas natural a presión existente en los tanques de almacenamiento de aceite, hasta una mezcla de aceite vivo con un punto de saturación alrededor de 3,000 psi.
- c. Se presurizó la muestra a 6,000 psi y posteriormente se redujo la presión en incrementos. Para cada incremento, se extrajeron de 2 - 3 cm³ de la muestra para analizar el contenido de asfaltenos utilizando el método ASTM D-3279.

Los resultados de la pruebas se muestran a continuación en la tabla 2.4 y graficado en la figura (2.3-1).

Presión, psia	Asfaltenos, %masa
5,500	0.250
5,000	0.230
4,500	0.170
4,000	0.165
3,500	0.160
3,000	0.030
2,800	0.090
2,300	0.100
1,800	0.120
1,200	0.630
500	1.180
14.7	2.990

Tabla 2.4. Resultados de las pruebas de solubilidad de asfaltenos, Almehaideb, 2004.

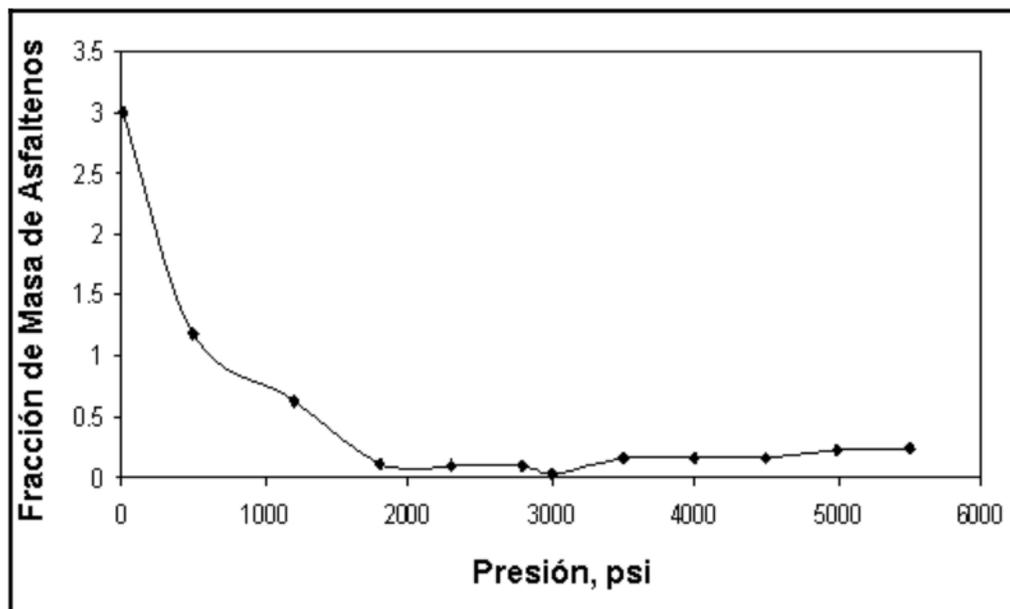


Figura 2.3-1. Solubilidad experimental de asfaltenos contra presión, Almehaideb, 2004.

Capítulo 3: Modelo Propuesto

3.1 Modelo Propuesto

En este capítulo se describe el modelo propuesto para el estudio del daño a la formación debido a la depositación de asfaltenos en el medio poroso. Cabe mencionar que este modelo propuesto no involucra el cálculo del equilibrio de fases de asfaltenos en el comportamiento de las curvas IPR al modificar la porosidad y la permeabilidad del medio. A continuación se describe dicho modelo.

Para describir el efecto que tiene la depositación de asfaltenos en la permeabilidad del medio se utilizan las ecuaciones (2-7 y 2-10, ver capítulo 2) la cual en su término izquierdo representa la permeabilidad fraccional retenida (FRP) para la reducción de porosidad debido a la precipitación de asfaltenos:

$$\frac{k_d}{k_i} = \left(\frac{\phi_d}{\phi_i} \right)^3 \frac{(1 - \phi_i)^2}{(1 - \phi_d)^2} \quad (3 - 1)$$

Donde: k_i = permeabilidad inicial; k_d = permeabilidad dañada; ϕ_i = porosidad inicial; ϕ_d = porosidad dañada.

$$\phi_d = \phi_i \left(1 + \frac{\ln \frac{FRP}{1.059}}{4.3973} \right) \quad (3 - 2)$$

FRP= permeabilidad fraccional retenida; ϕ_d = porosidad dañada; ϕ_i = porosidad inicial.

Sustituyendo la ecuación (3-1) en la ecuación (3-2) y ordenando se tiene:

$$\phi_d = \phi_i \left[1 + \frac{\ln\left(\frac{\phi_d}{\phi_i}\right)^3 + \ln\left(\frac{(1-\phi_i)^2}{(1-\phi_d)^2}\right) - \ln(1.059)}{4.3973} \right] \quad (3-3)$$

ϕ_d = porosidad dañada; ϕ_i = porosidad inicial.

Para desarrollar el modelo matemático, fue necesario apoyarse en un proceso iterativo para poder obtener la porosidad con daño.

Utilizando el Método de Newton Rapson (proceso iterativo) se plantea una función de la cual depende de ϕ_d (porosidad con daño) representada con la ecuación (3-4).

$$f(\phi_d) = 4.3973\phi_d - \phi_i[1 + 3\ln(\phi_d) - 3\ln(\phi_i) + 2\ln(1-\phi_i) - 2\ln(1-\phi_d) - \ln(1.059)] = 0 \quad (3-4)$$

ϕ_d = porosidad dañada; ϕ_i = porosidad inicial.

De la ecuación (3-4) se obtiene la porosidad con daño a partir de una porosidad inicial y una porosidad con daño supuesta.

$$\phi_d^{i+1} = \phi_d^i - \frac{f(\phi_d)}{f'(\phi_d)} \quad (3-5)$$

ϕ_d = porosidad dañada; ϕ_i = porosidad inicial.

Al obtener el valor de la porosidad con daño a partir del método iterativo, es posible obtener el valor de la permeabilidad con daño a partir de ϕ_d (porosidad con daño) y de la permeabilidad inicial apoyándose en la ecuación (3-1).

$$k_d = \left(\left(\frac{\phi_d}{\phi_i} \right)^3 \frac{(1-\phi_i)^2}{(1-\phi_d)^2} \right) k_i \quad (3-6)$$

k_d = permeabilidad dañada; k_i = permeabilidad inicial; ϕ_d = porosidad dañada; ϕ_i = porosidad inicial.

La ecuación (3-6) representa la permeabilidad con daño en función de la porosidad inicial, porosidad con daño obtenida con la ecuación (3-5) y de la permeabilidad inicial.

Con el valor de permeabilidad con daño obtenido con la ecuación (3-6), se calcula el daño a la formación mediante la ecuación 3-7.

$$S = \frac{0.00708 k_d h (P_{ws} - P_{wf})}{q_o \mu_o B_o} \cdot \ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right) \quad (3-7)$$

Donde: k_d = permeabilidad dañada; h = espesor productor; P_{ws} = presión estática; P_{wf} = presión de fondo fluyendo; q_o = gasto de aceite; μ_o = viscosidad del aceite; B_o = factor de volumen de aceite; r_e = radio de drene; r_w = radio del pozo.

Una vez obtenido el daño a la formación, se procede a calcular un gasto máximo con un dato de producción medido. El gasto máximo se utiliza para la construcción de las curvas IPR. El modelo aquí propuesto, se basa en el Método de Darcy para obtener las curvas IPR utilizando las ecuaciones (1-1 y 1-2, ver capítulo1).

$$J = IP = \frac{7.082 \times 10^3 h}{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S + D_q} \left[\frac{k_o}{B_o \mu_o} + \frac{k_w}{B_w \mu_w} \right] \quad (3-8)$$

Donde: IP = índice de productividad; h = espesor de la formación productora; k_o = permeabilidad al aceite; k_w = permeabilidad al agua; r_e = radio de drene; r_w = radio del pozo, S = factor de daño total a la formación; D_q = término por flujo turbulento y se desprecia en gasto bajos o baja permeabilidad; B_o = factor de volumen del aceite; B_w = factor de volumen del agua; μ_o = viscosidad del aceite; μ_w = viscosidad del agua.

Cuando el daño a la formación es cero, indica que el pozo fluye sin ninguna restricción al flujo. Cuando la tendencia del índice de productividad es lineal (IP), la pendiente de la recta es constante y entonces: $J = IP$, esto se cumple cuando $P_b < P_{wf}$.

El gasto teórico que se obtendría de un pozo cuando $P_{wf} = 0$ se conoce como q_{max} o gasto máximo que puede aportar el pozo. Esto se puede obtener a partir del índice de productividad con la ecuación (3-9).

$$J = IP = \frac{q_o + q_w}{(P_{ws} - P_{wf})} \quad (3-9)$$

IP= índice de productividad; q_o = gasto de aceite; q_w = gasto de agua; P_{ws} = presión estática; P_{wf} = presión de fondo fluyendo.

Ordenando la ecuación (3-9) para tener el gasto máximo a una P_{wf} determinada, se tiene la ecuación (3-10).

$$q_{max} = J(P_{ws} - P_{wf}) \quad (3-10)$$

q_{max} = gasto máximo de aceite cuando P_{wf} es cero; J = se obtenido con la ecuación (1-2) del capítulo 1; P_{ws} = presión estática; P_{wf} = presión de fondo fluyendo.

Una vez realizados todos cálculos, se procede a graficar los valores obtenidos de gasto contra presión de fondo fluyendo, esto para poder observar cómo el gasto de aceite disminuye a medida que se incrementa el daño a la formación. Se realizaron diversos cálculos con el fin de obtener la siguiente gráfica (figura 3.1-1).

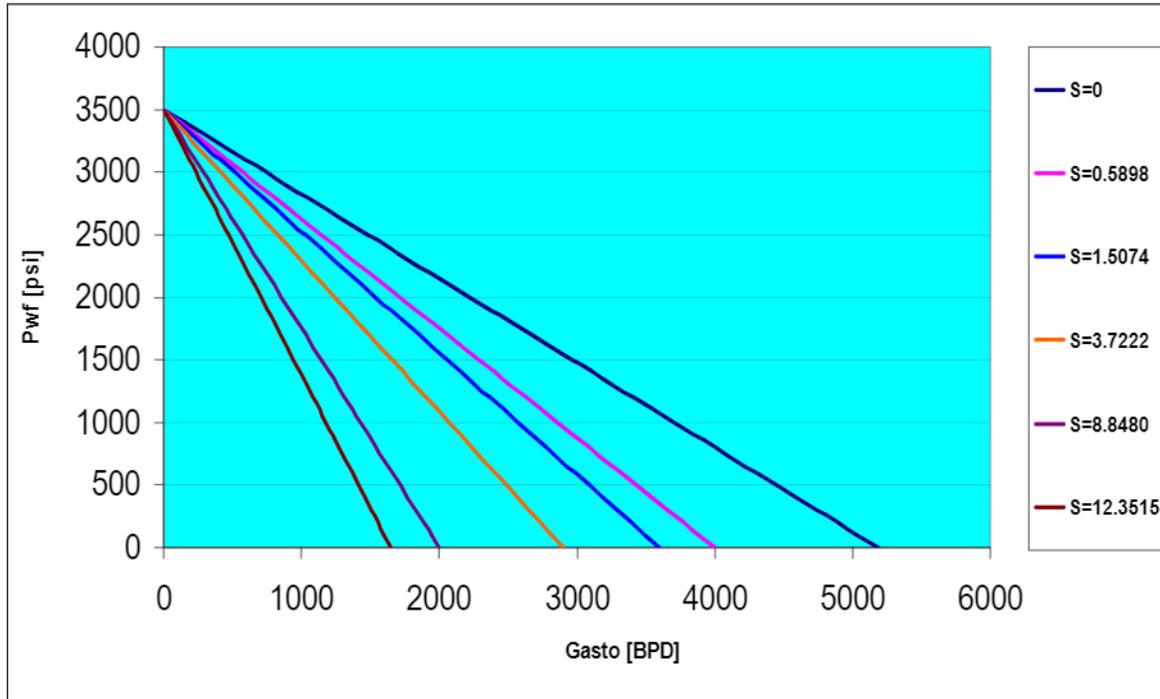


Figura 3.1-1. Curvas IP para diversos daños a la formación.

Los valores mostrados en la figura (3.1-1) son únicamente para ejemplificar el comportamiento que se desea tener al utilizar la información proporcionada para un caso de estudio particular.

En la tabla 3.1 muestra el carácter del pozo, dañado, estimulado e ideal, expresado en términos del daño relacionándolo con las caídas de presión.

Condición del pozo	ΔP_s	S
Dañado	$\Delta P_s > 0$	$S > 0$
Inalterado (sin daño)	$\Delta P_s = 0$	$S = 0$
Estimulado	$\Delta P_s < 0$	$S < 0$

Tabla 3.1. Relación de caídas de presión, daño y eficiencia, Ramírez, 2007.

Así mismo se procede a obtener el comportamiento de la presión del yacimiento (P) con respecto al radio drene (r_e) mediante la ecuación (3-11).

$$P(r) = P_{ws} - \frac{\mu q}{0.00708kh} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) \quad (3-11)$$

P_{ws} = presión estática; μ = viscosidad; q = gasto; k = permeabilidad; h =espesor productora; r_e = radio de drene; r_w = radio del pozo.

Dicho comportamiento se obtendrá al variar constantemente el radio de drene (r_e) desde la frontera del yacimiento hasta el radio del pozo (r_w), teniendo así un comportamiento similar el de la gráfica (3.1-2).

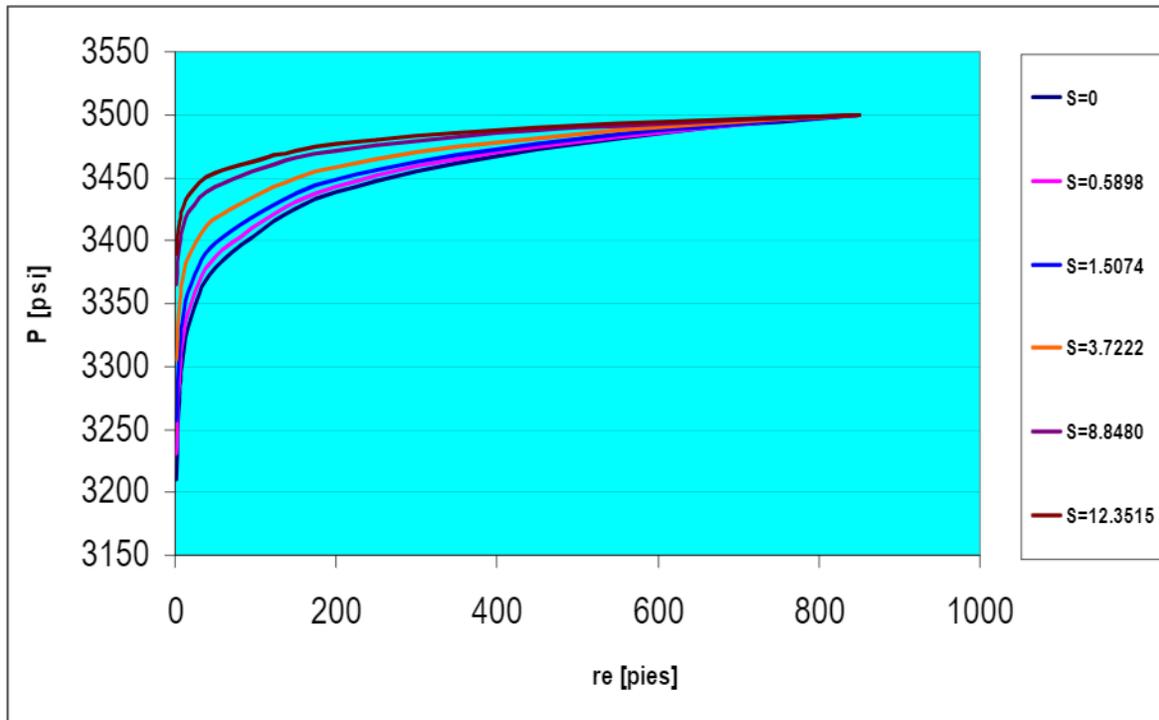


Figura 3.1-2. Curvas de variación de presión de fondo fluyendo.

Se observa que la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) es mayor con daño a la formación que cuando no existe restricción alguna, esto se debe que a medida de que el daño a la formación es mayor, menor será la recuperación de aceite del yacimiento y por tanto la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) tiene un ligero incremento, en el caso contrario es decir sin daño a la formación se tendrá un incremento en la producción del yacimiento y por consiguiente se tiene una mayor caída en la presión de fondo fluyendo (P_{wf}), es decir la presión decrecerá de una forma mas rápida que cuando se tiene daño.

Capítulo 4: Aplicación del Modelo

4.1 Aplicación de Modelo

En el presente capítulo se describen los casos a estudiar y se proporciona la información más relevante de cada uno de ellos. En este trabajo se aplicará el modelo propuesto al estudio de tres casos particulares. El primero es un sistema idealizado en el cual se supone toda la información. El segundo caso es un estudio tomado de la literatura. Finalmente, el modelo se aplica a un caso real a partir de datos medidos en un laboratorio.

Para el análisis de dichos casos se requiere la siguiente información.

h : espesor de la formación (ft).

r_e : radio de drenaje (ft).

r_w : radio del pozo (ft).

k_o : permeabilidad del aceite (mD).

B_o : factor de volumen del aceite.

μ_o : viscosidad del aceite (cp).

ϕ_i : porosidad inicial (%).

k : permeabilidad de la roca (mD).

P_{ws} : presión estática (psi).

P_{wf} : presión de fondo fluyendo (psi).

C_t : compresibilidad de la formación ($1/(\text{psi})$).

q : gasto de aceite (BPD).

A continuación, se describe cada uno de los casos estudiados en este trabajo.

4.1.1 Caso Ideal

Para analizar el presente caso se cuenta con un pozo productor ideal de aceite bajosaturado de un yacimiento del cual se obtuvieron las propiedades de los fluidos y de la formación, la información recabada se muestra a continuación en la tabla 4.1.

h	20	ft
r_e	1500	ft
r_w	0.5	ft
k_o	500	mD
B_o	1.2	-----
μ_o	0.7	cp
ϕ_i	22	%
k	500	mD
P_{ws}	3500	lb/pg ²
P_{wf}	2000	lb/pg ²
C_t	15×10^{-6}	$1/(\text{lb/pg}^2)^{-1}$
q	11380	BPD

Tabla 4.1. Datos de un pozo bajosaturado (ideal).

4.1.2 Caso de Literatura

Se tiene un pozo productor de un yacimiento de aceite bajosaturado con un gasto (q) a la presión de fondo fluyendo (P_{wf}), la presión estática (P_{ws}) se asume que no cambia durante el intervalo de tiempo en estudio.

Al aplicar el modelo descrito, se utiliza para un caso real, los datos utilizados se muestran en la tabla (4.2), la cual se utilizó en este trabajo.

h	17	ft
r_e	626.1	ft
r_w	0.583	ft
k_o	300	mD
B_o	2	-----
μ_o	0.5	cp
ϕ_i	0.25	%
k	300	mD
P_{ws}	10579.5	lb/pg ²
P_{wf}	7998.9	lb/pg ²
C_t	13x10-6	1/(lb/pg ²) ⁻¹
q	8000	BPD

Tabla 4.2. Datos de un pozo bajosaturado, Leontaritis, 1997.

4.1.3 Caso Real

Para el análisis de este caso se tomó un pozo de la Región Sur del distrito de Comalcalco cuyo aceite tiene una densidad de 40 °API y el volumen de aceite estimado del yacimiento es 9.38 MMBLS. Este estimado de volumen se realizó mediante balance de materia tomándose en cuenta una presión estática inicial (P_{ws}) de 12, 837 psia y una presión de fondo fluyendo (P_{wf}) de 12, 212 psia.

La prueba se realizó en el intervalo de 5, 762 – 5, 694 metros de profundidad en la formación J.S.K. La prueba se realizó en Noviembre de 1993. El pozo fluyó por aproximadamente 600 horas.

Con los datos que se muestran en la tabla 4.3 se determinó el factor de daño a la formación, obteniendo un valor de 4.9.

h	148	ft
r_e	850	ft
r_w	0.1875	ft
k_o	350	mD
B_o	2.122	-----
μ_o	0.5	cp
φi	0.12	%
k	11.5	mD
P_{ws}	12837	lb/pg ²
P_{wf}	12212	lb/pg ²
C_t	32.4x10 ⁻⁶	1/(lb/pg ²) ⁻¹
q	560	BPD

Tabla 4.3. Datos de pozo bajasaturado de la Región Marina.

Capítulo 5: Resultados y Discusión

5.1 Resultados y Discusión

En el presente capítulo se discuten los resultados obtenidos al aplicar el modelo propuesto a tres casos de estudio. El primero es un caso ideal. El segundo es un estudio de literatura (Leontaritis, 1997), y por último se estudió un caso real de un pozo productor de la región marina de PEP (Pemex Exploración y Producción).

El objetivo de aplicar este modelo es determinar como afecta directamente la depositación de asfaltenos (mediante el cambio en la permeabilidad de la roca productora), en la producción de hidrocarburos del yacimiento, a través de la construcción y comportamiento de las curvas IPR (Inflow Performance Relationships).

A continuación se presentan los resultados obtenidos para los casos de estudio propuestos.

5.1.1 Caso Ideal

En la figura 5.1-1, se presenta el comportamiento de la curva IPR en un tiempo inicial (es decir, no existe depositación de asfaltenos en la formación, por tanto el daño es cero, $s = 0$). Se observa como disminuye la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) conforme se incrementa la producción de hidrocarburos (q). En este caso, la producción máxima que puede alcanzar el sistema es de aproximadamente 41,000 BPD, de acuerdo al modelo propuesto (ecuaciones: 3-8 y 3-10, ver capítulo 3).

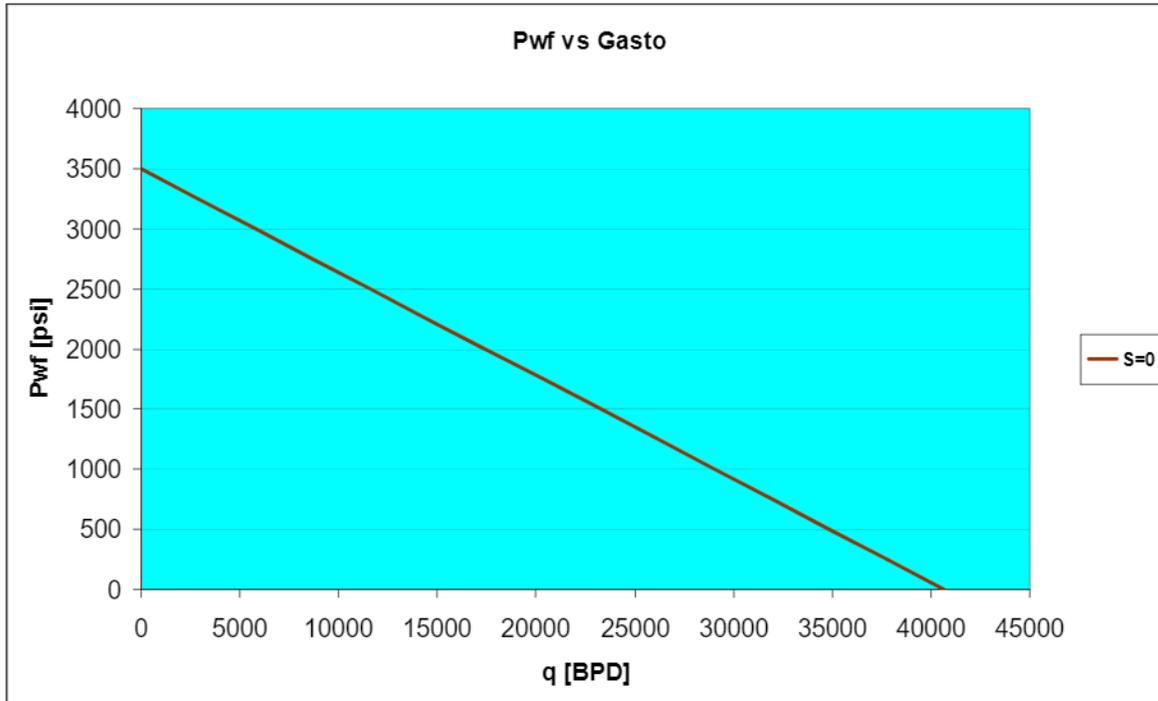


Figura 5.1-1. Presión de fondo fluyendo contra gasto con daño ($S=0$).

En la figura 5.1-2, se muestra el comportamiento de las curvas IPR como función de S provocado por la depositación de asfaltenos. Se puede observar que a medida que S se incrementa, la producción de hidrocarburos se ve afectada, disminuyendo en forma considerable, es decir, cuando existe un daño a la formación, la recuperación de hidrocarburos (aceite producido) disminuye a medida que aumenta dicho daño. En este caso el efecto se da sobre el gasto, considerando la misma presión de fondo fluyendo inicial constante, es decir, cuando el gasto es cero.

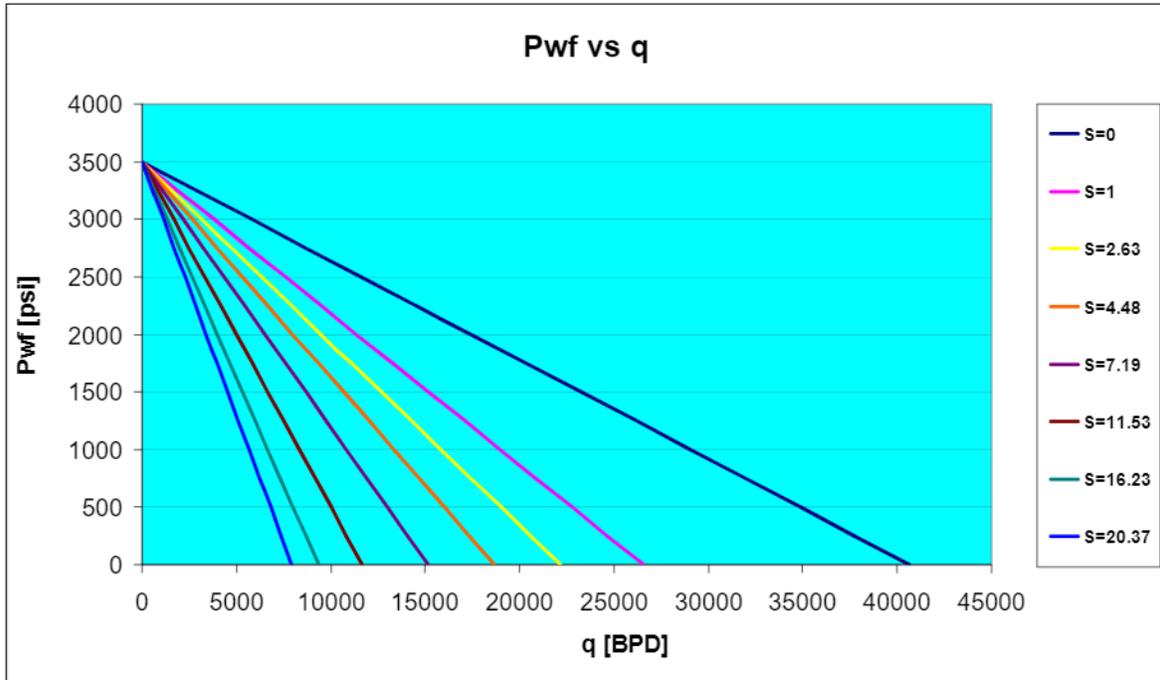


Figura 5.1-2. Presión de fondo fluyendo contra gasto con diferentes daños.

En la tabla 5.1 se presenta el comportamiento del porcentaje de reducción del gasto producido como función del daño (haciendo referencia a los valores de daño mostrados en la figura 5.1-2). Se puede observar que la reducción del gasto empieza a ser importante (aproximadamente 35%) para $S = 1$ y alcanza un valor de aproximadamente 80% para $S = 20.37$.

S	% Reducción Q
0	0
1	34.69063206
2.63	45.47903061
4.48	54.08703578
7.19	62.69525430
11.53	71.30368615
16.23	77.04275925
20.37	80.48624863

Tabla 5.1. Porcentaje de reducción del gasto con respecto al daño.

En la figura 5.1-3, se muestra la variación de la presión del yacimiento en función del radio de drene (r_e). Conforme r_e disminuye, P también decrece hasta llegar a la presión de fondo fluyendo. El comportamiento mostrado es de un pozo con $S = 0$.

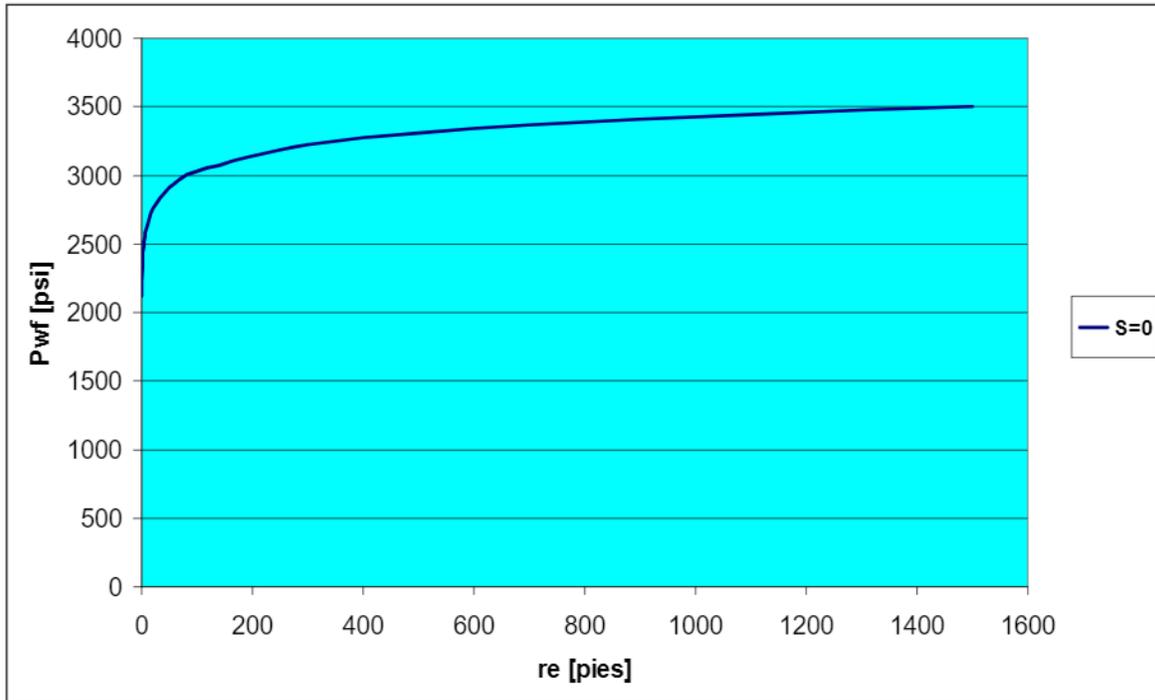


Figura 5.1-3. Presión de fondo fluyendo con daño ($S=0$).

En la figura 5.1-4, se aprecia que la presión del yacimiento decrece, cuando r_e se acerca al radio del pozo (r_w), así mismo se observa un incremento pequeño de la P_{wf} , provocando una disminución en el gasto (cuando existe daño a la formación debido a la disminución de la permeabilidad por depositación de asfaltenos); esto es porque la recuperación de hidrocarburos (aceite producido) disminuye por la presencia del daño a la formación.

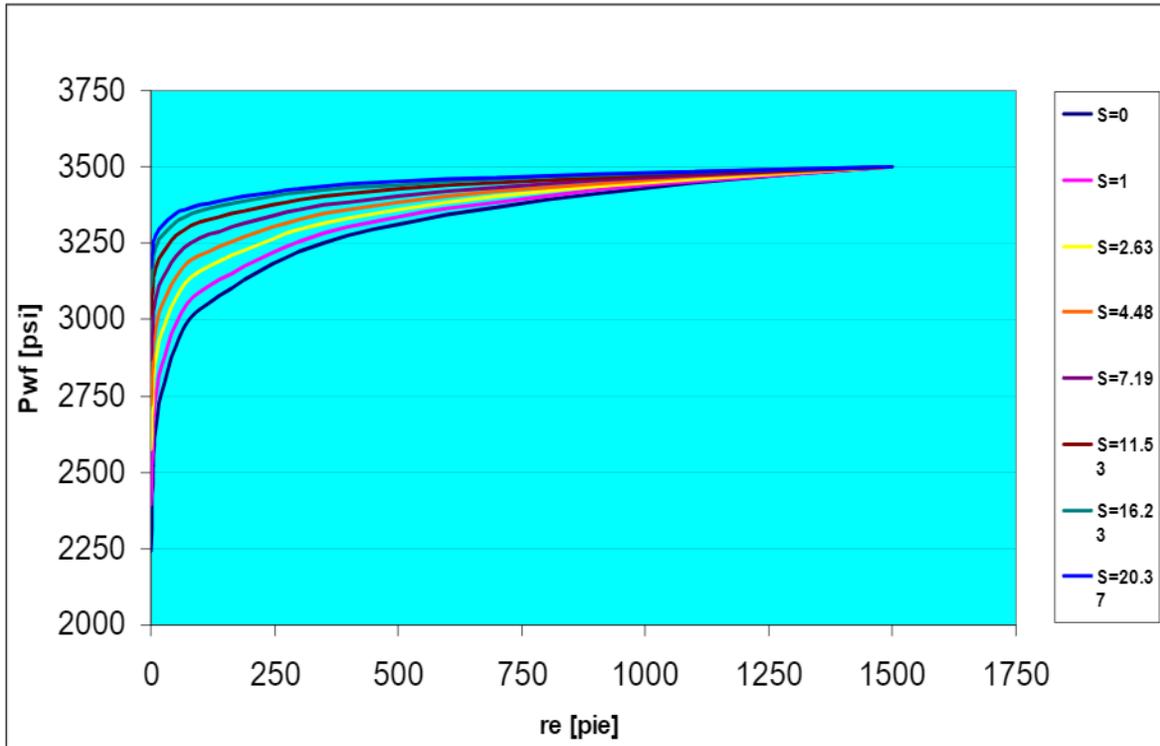


Figura 5.1-4. Presión de fondo fluyendo para diferentes daños.

En la tabla 5.2 se presenta el comportamiento del porcentaje del incremento de la P_{wf} como función del daño (haciendo referencia a los valores de daño mostrados en la figura 5.1-4). Se puede observar que el incremento de la P_{wf} empieza aproximadamente 6.82% para $S = 1$ y alcanza un valor de aproximadamente 41.49% para $S = 20.37$.

S	% Incremento de P _{wf}
0	0
1	6.829
2.63	14.995
4.48	21.511
7.19	28.026
11.53	34.542
16.23	38.886
20.37	41.492

Tabla 5.2. Porcentaje de incremento de P_{wf} con respecto al daño.

En las figuras (5.1-5, 5.1-6, 5.1-7 y 5.1-8) se muestra el incremento de la presión de fondo fluyendo, para diferentes valores de daño ($S = 0, 1, 7.19$ y 20.34). El aumento de la P_{wf} se acentúa conforme el daño se incrementa, ya que como la restricción al flujo es cada vez mayor, la producción de hidrocarburos es menor y por tanto la disminución en P_{wf} es cada vez menor. En estas gráficas se aprecia un comportamiento lineal debido a que se graficó el logaritmo natural de re utilizados en la gráfica 5.1-4.

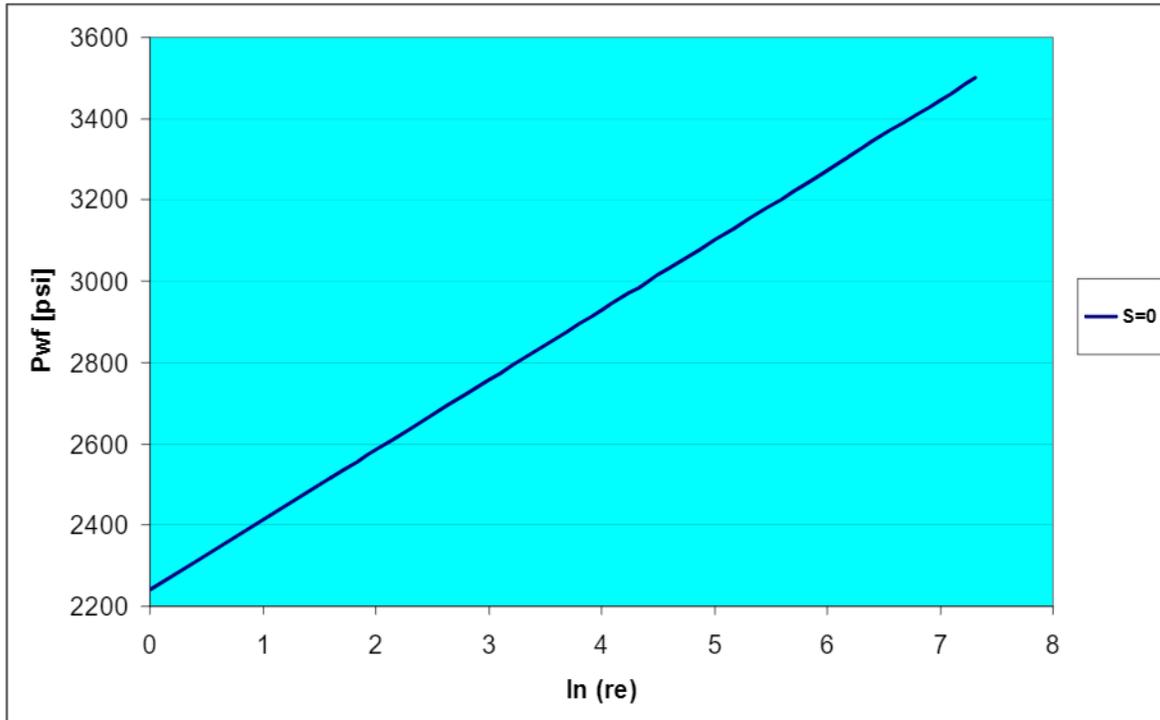


Figura 5.1-5. Presión de fondo fluyendo con daño ($S=0$).

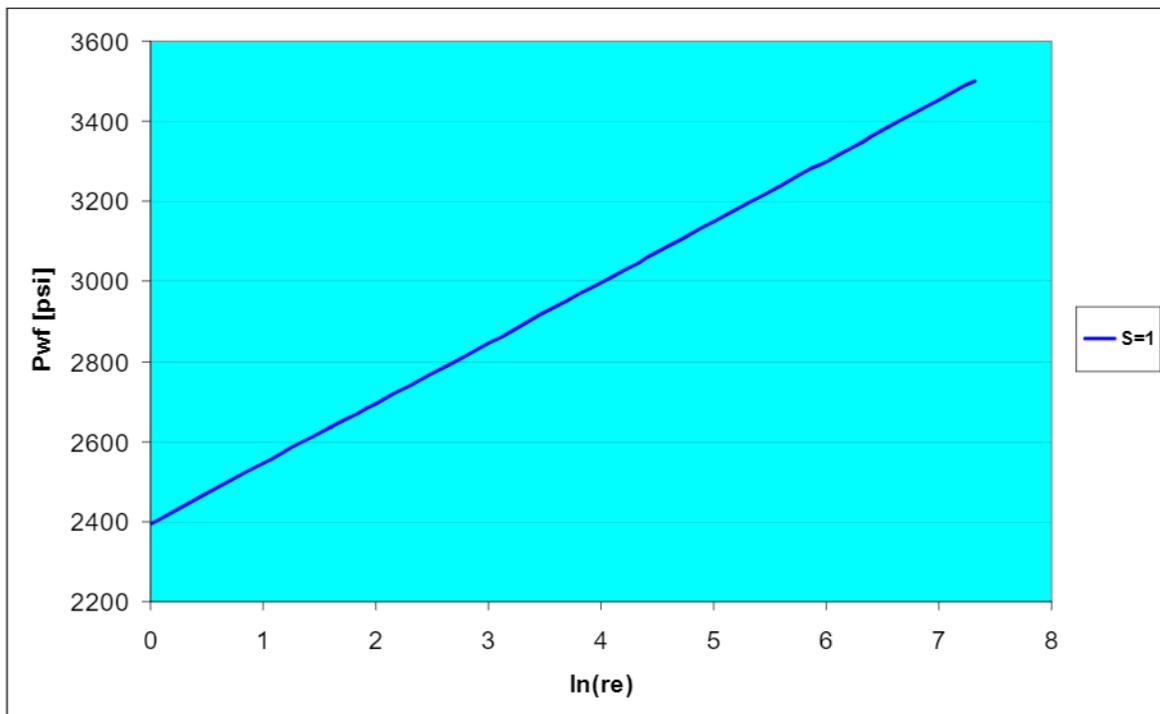


Figura 5.1-6. Presión de fondo fluyendo con daño ($S=1$).

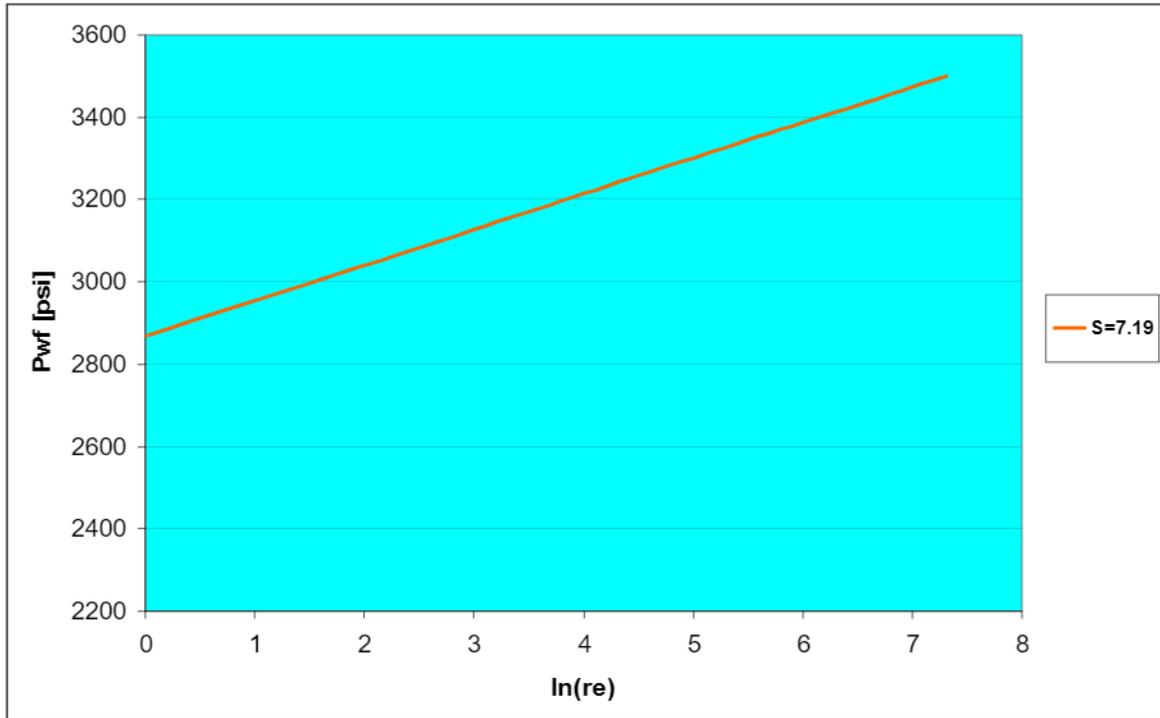


Figura 5.1-7. Presión de fondo fluyendo con daño ($S=7.19$).

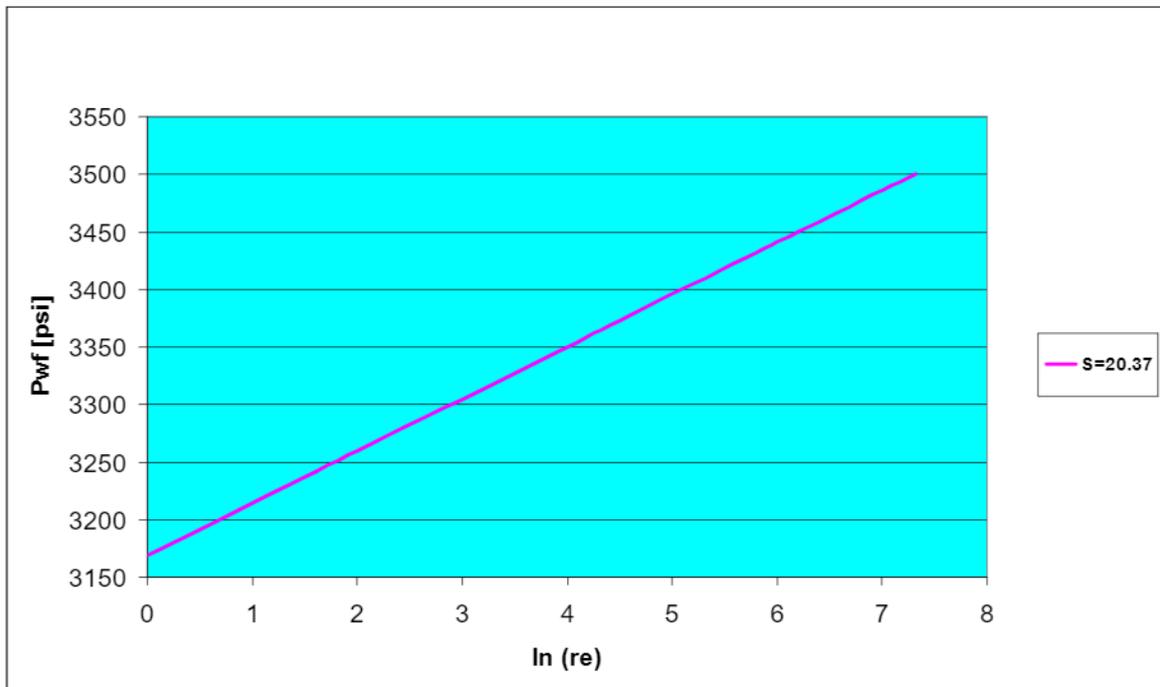


Figura 5.1-8. Presión de fondo fluyendo con daño ($S=20.37$).

En la figura 5.1-9 se presenta el comportamiento del gasto como función de la P_{wf} , para diferentes daños ($S = 0, 1, 2.63, 4.48, 7.19, 11.53, 16.23, 20.37$). Se observa como disminuye la producción de hidrocarburos al incrementarse la P_{wf} “dañada”; es decir esta P_{wf} corresponde a la calculada considerando el daño a la formación. Para construir esta gráfica, se tomaron en cuenta los valores de P_{wf} y q correspondientes a $r_e = 1$ ft.

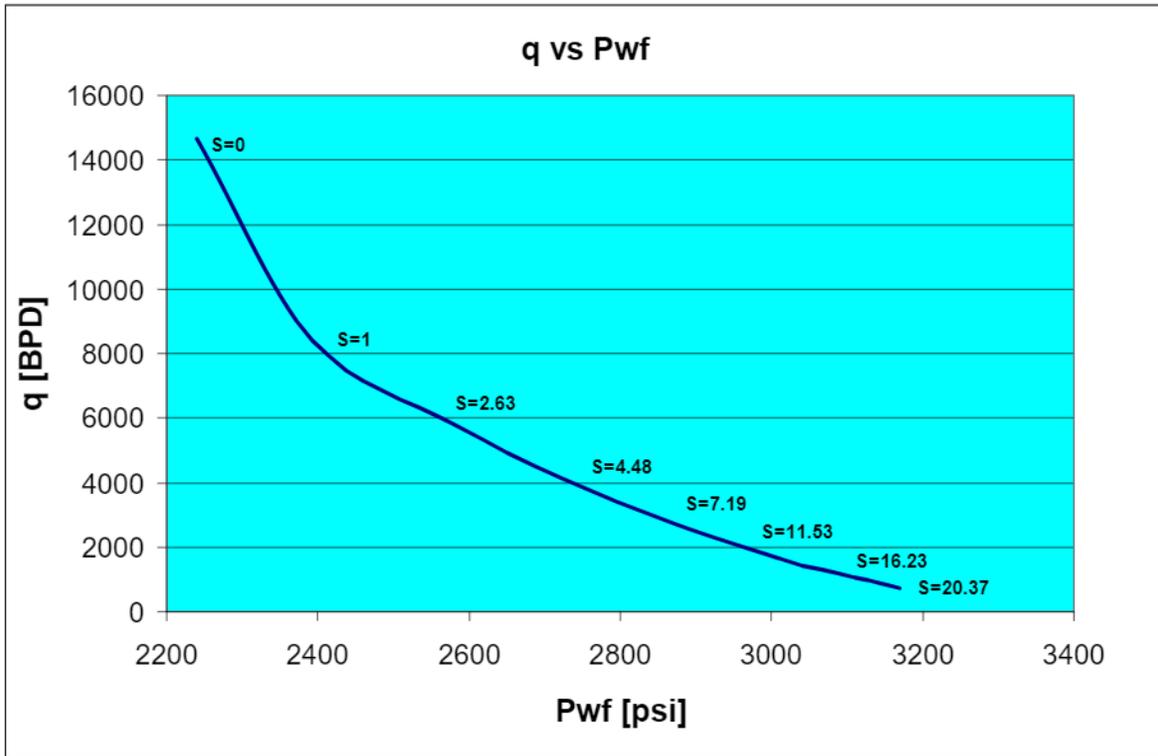


Figura 5.1-9. Gasto contra presión de fondo fluyendo.

5.1.2 Caso en Literatura

A continuación se presentan los resultados obtenidos para el sistema tomado de la literatura (Leontaritis, 1997); ver capítulo 2 apartado 2.2. En la figura 5.1-10, se muestra la curva IPR obtenida aplicando el modelo. Para este caso, la producción máxima aportada por el pozo sería de aproximadamente 60,000 BPD, suponiendo que la formación tenga daño cero.

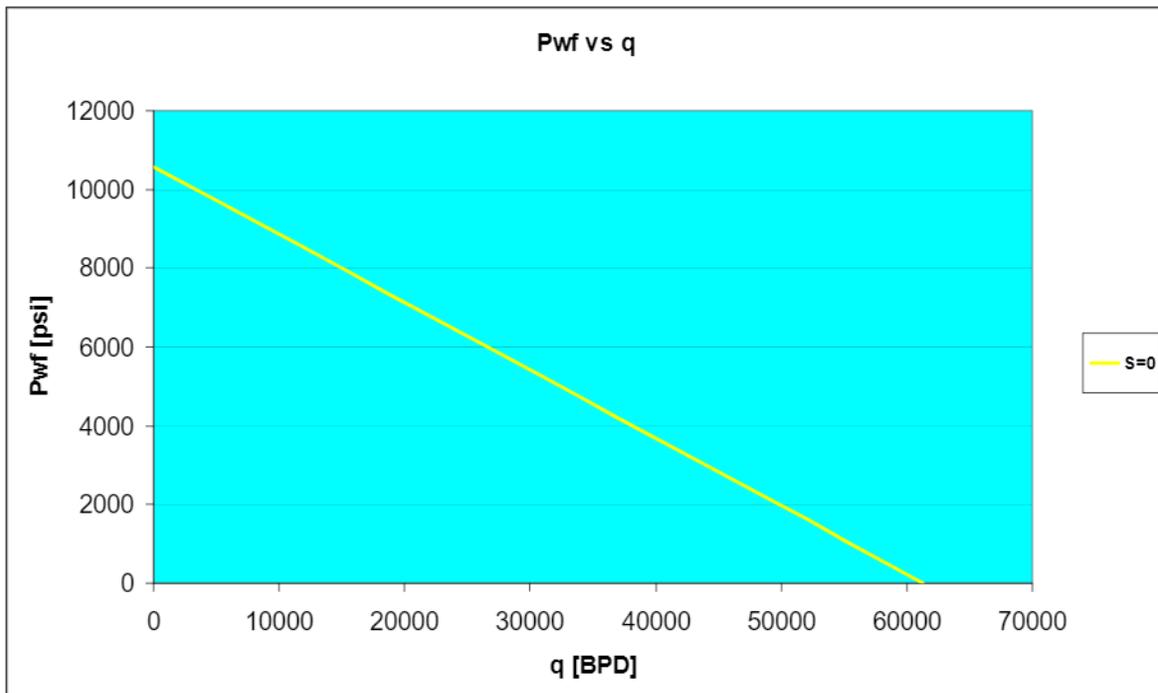


Figura 5.1-10. Presión de fondo fluyendo contra gasto con daño ($S=0$).

En la figura 5.1-11, se presenta el comportamiento de la curva IPR con un daño calculado de $S = 1.77$, el cual corresponde a una disminución de la permeabilidad de 31.24%. En este caso se puede observar también una disminución de la producción de hidrocarburos debido a la presencia del daño en la formación. Comparando esta gráfica con la gráfica 5.1-10, se observa una disminución de aproximadamente 47% de la producción, para el daño calculado. Para estas condiciones, el pozo aportaría una producción máxima de aproximadamente 32,500 BPD.

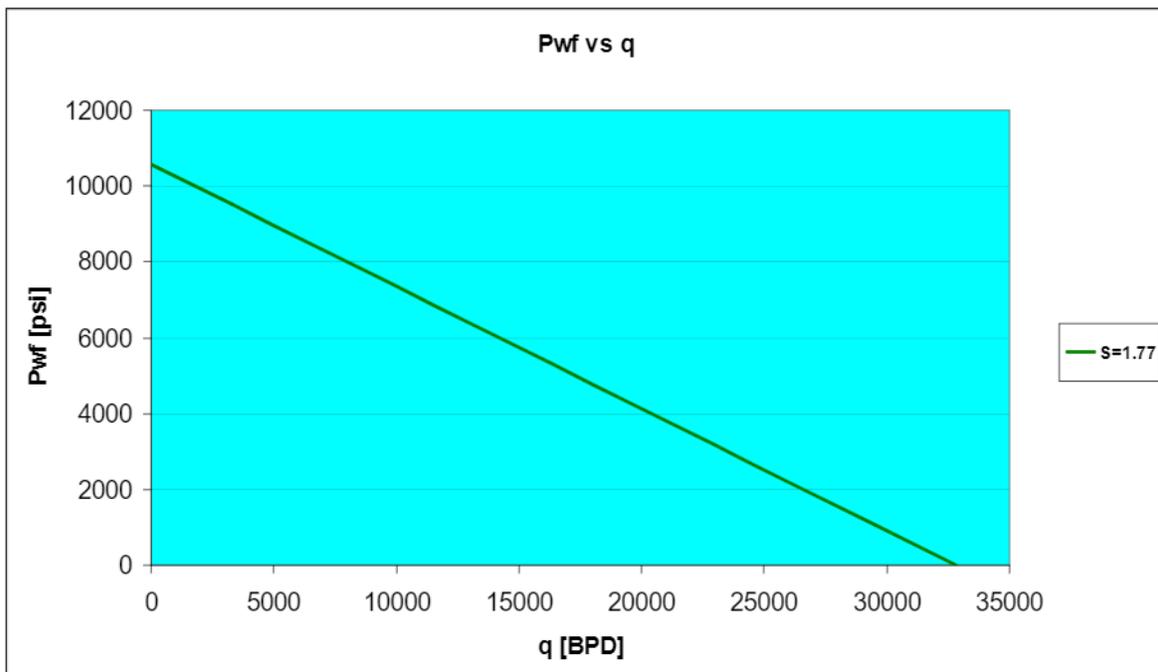


Figura 5.1-11. Presión de fondo fluyendo contra gasto con daño (1.77).

Lo anterior puede apreciarse con más claridad en la figura 5.1-12 ya que se muestran las curvas con y sin daño a la formación.

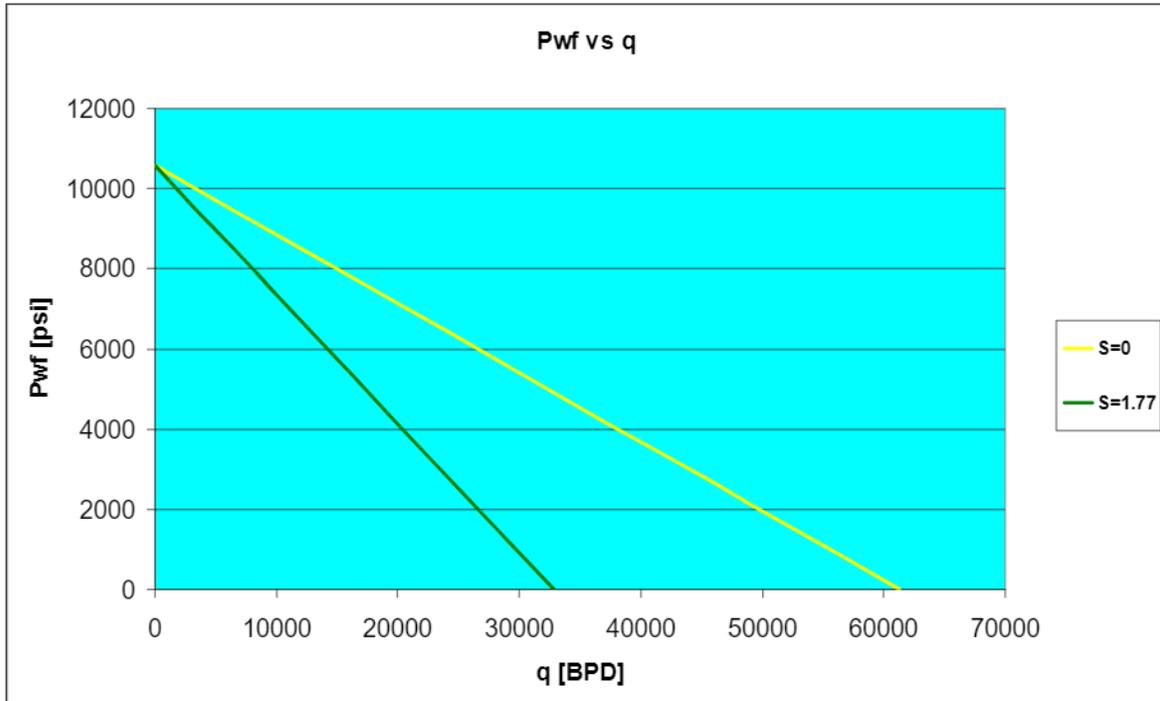


Figura 5.1-12. Comparación de curvas de presión de fondo fluyendo contra gasto con daño ($S=0$, $S=1.77$).

En la figura 5.1-13, se aprecia la variación de la presión del yacimiento conforme el radio de drene se acerca al radio del pozo, teniendo así el valor de la presión de fondo fluyendo. Para este caso se considera el comportamiento sin daño.

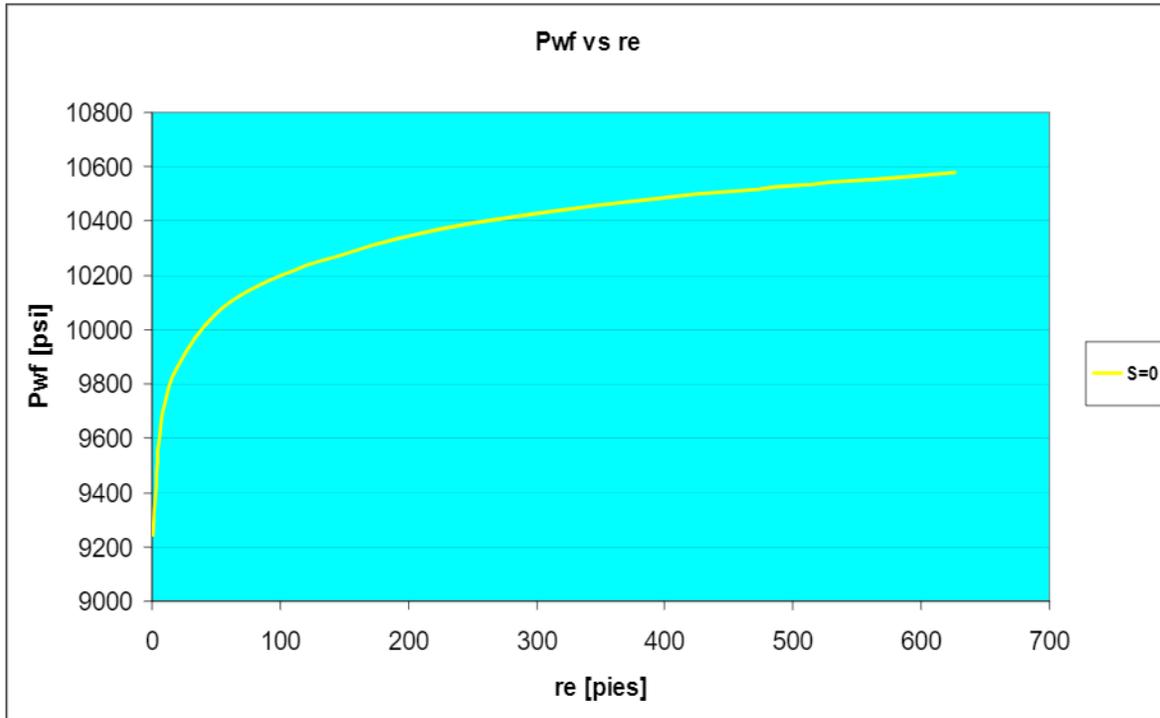


Figura 5.1-13. Presión de fondo fluyendo con daño ($S=0$).

El comportamiento de la presión del yacimiento como función del radio de drene con un daño $S = 1.77$, obtenido al aplicar el modelo propuesto, se muestra en la figura 5.1-14.

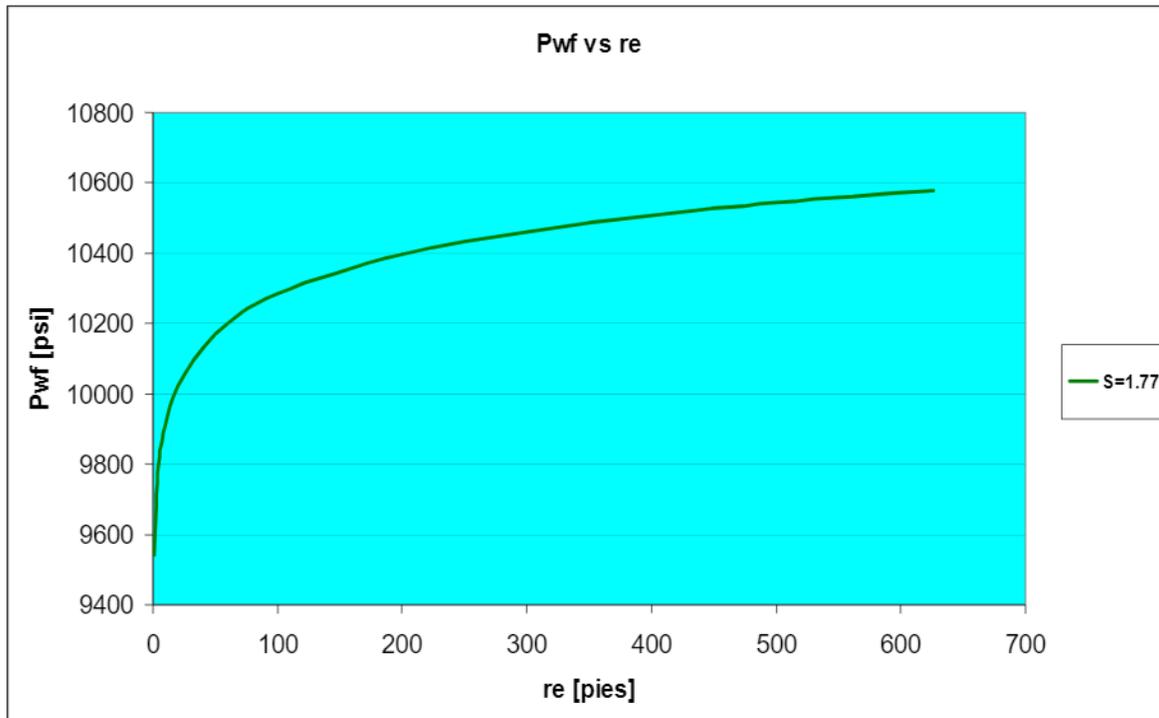


Figura 5.1-14. Presión de fondo fluyendo con daño ($S=1.77$).

Se realizó la comparación de las gráficas 5.1-14 y 5.1-13, donde se puede observar de manera más clara un incremento pequeño de la P_{wf} , provocando una disminución en el gasto, en la curva que presenta daño a la formación, (figura 5.1-15).

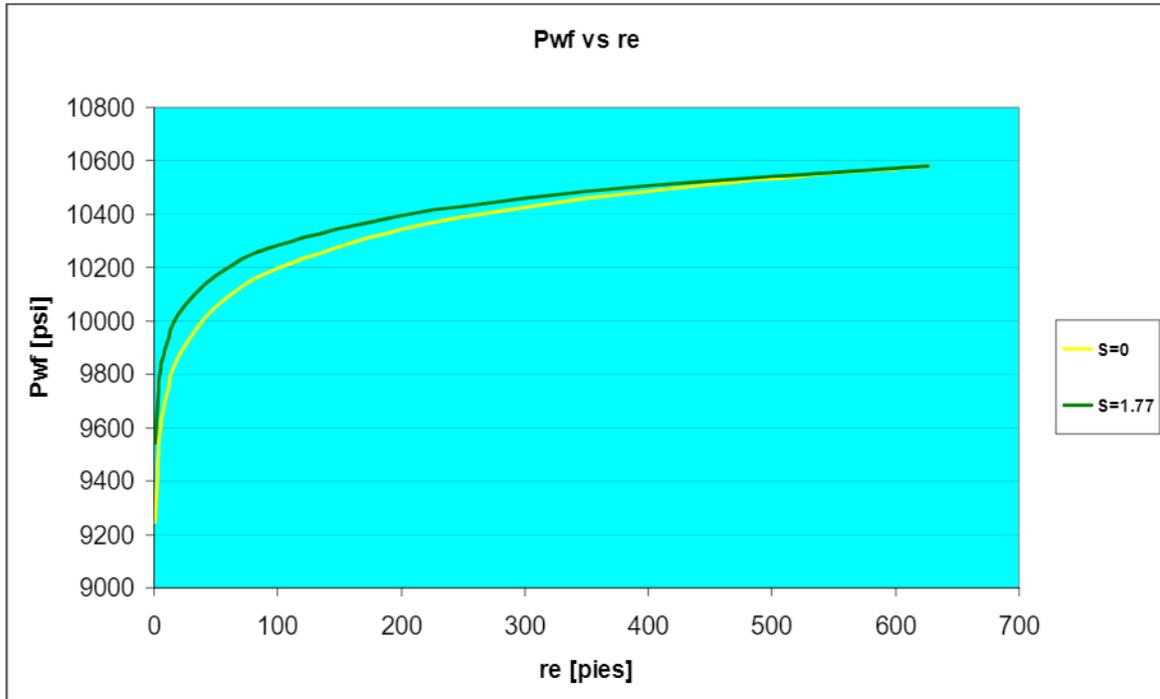


Figura 5.1-15. Comparación de curvas de presión de fondo fluyendo con daño ($S=0$, $S=1.77$).

Para construir las figuras 5.1-16 y 5.1-17, se utilizaron los valores de radio de drene presentados en las figuras 5.1-13 y 5.1-14, aplicando logaritmo natural, obteniendo así un comportamiento lineal de las figuras antes mencionadas, este comportamiento se representa a continuación.

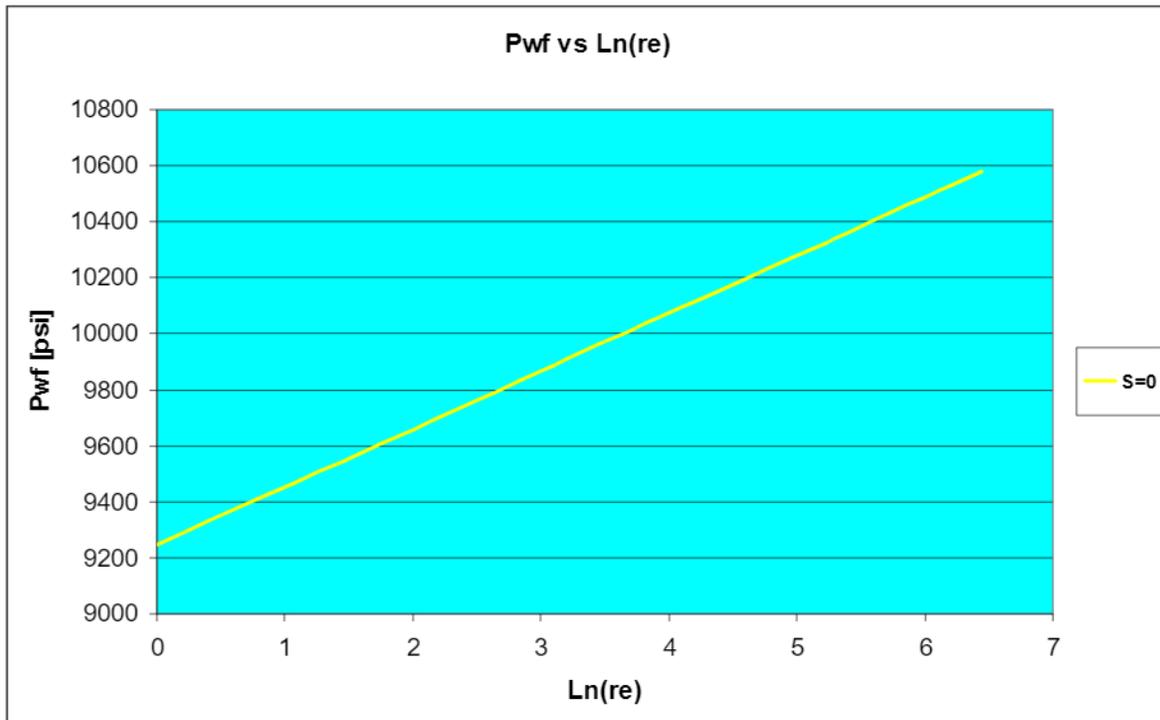


Figura 5.1-16. Presión de fondo fluyendo con daño ($S=0$).

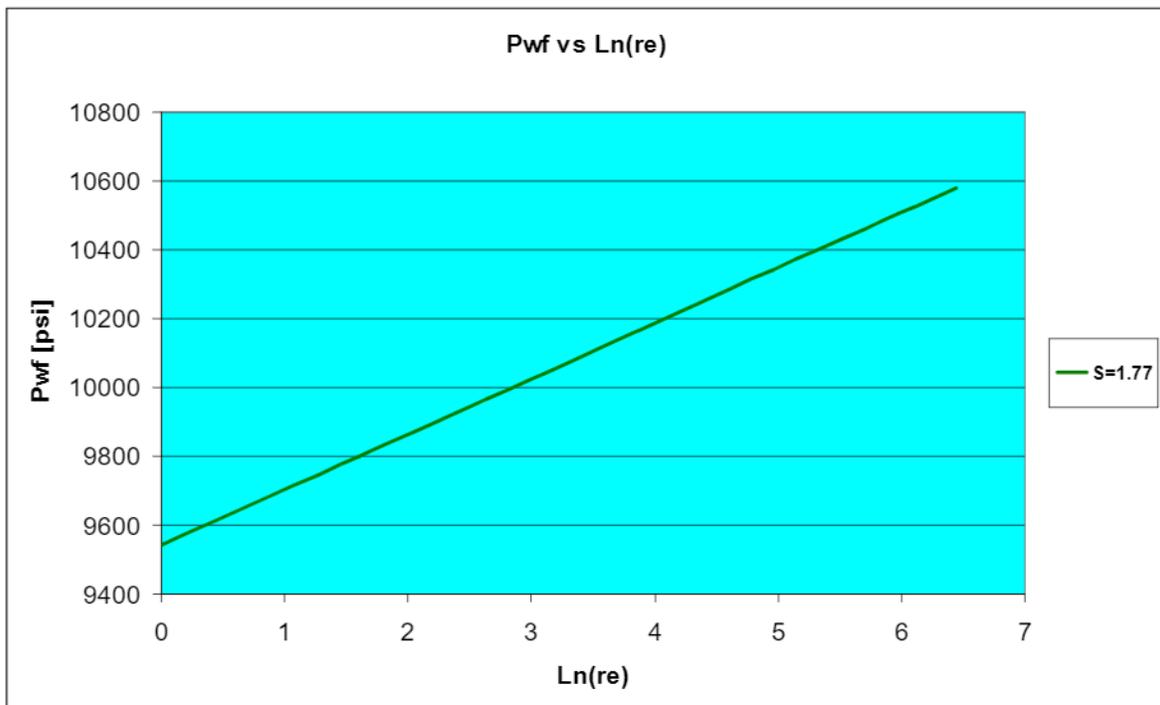


Figura 5.1-17. Presión de fondo fluyendo con daño ($S=1.77$).

5.1.3 Caso Real

Finalmente se presentan los resultados obtenidos para el caso real. Como se mencionó anteriormente, se trata de datos experimentales tomados de un pozo productor de la región marina de PEP.

En la figura 5.1-18 se muestra la curva IPR obtenida sin considerar daño. De acuerdo a esta, se puede ver que el gasto máximo aportado por el pozo es de aproximadamente 19,000 BPD.

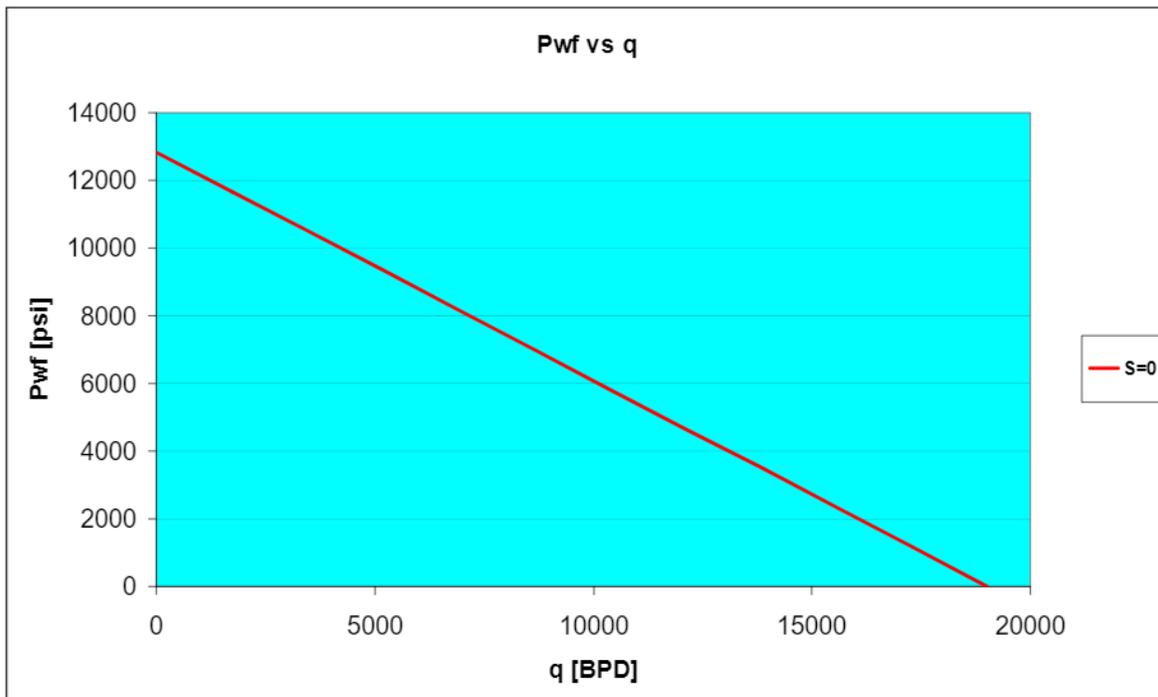


Figura 5.1-18. Presión de fondo fluyendo contra gasto con daño ($S=0$).

Las mismas condiciones utilizadas cuando no hay daño, se emplearon para determinar el comportamiento de la producción, cuando se tiene la presencia de un daño a la formación, este se obtuvo de igual forma que en el caso en literatura mediante la implementación del modelo propuesto. En este caso se obtuvo un daño de 2.86, el cual corresponde a una reducción del 16.89% en la permeabilidad

de la roca. Cabe mencionar en este punto, que, de acuerdo a la información analizada para este caso, se indica un daño total, calculado utilizando el modelo de Horner, de 4.9, por lo que podríamos decir, en forma preliminar, que el daño debido a la reducción de la permeabilidad por la depositación de asfaltenos, podría ser de aproximadamente el 58% del daño total. Lo anterior se presenta en la figura 5.1-19.

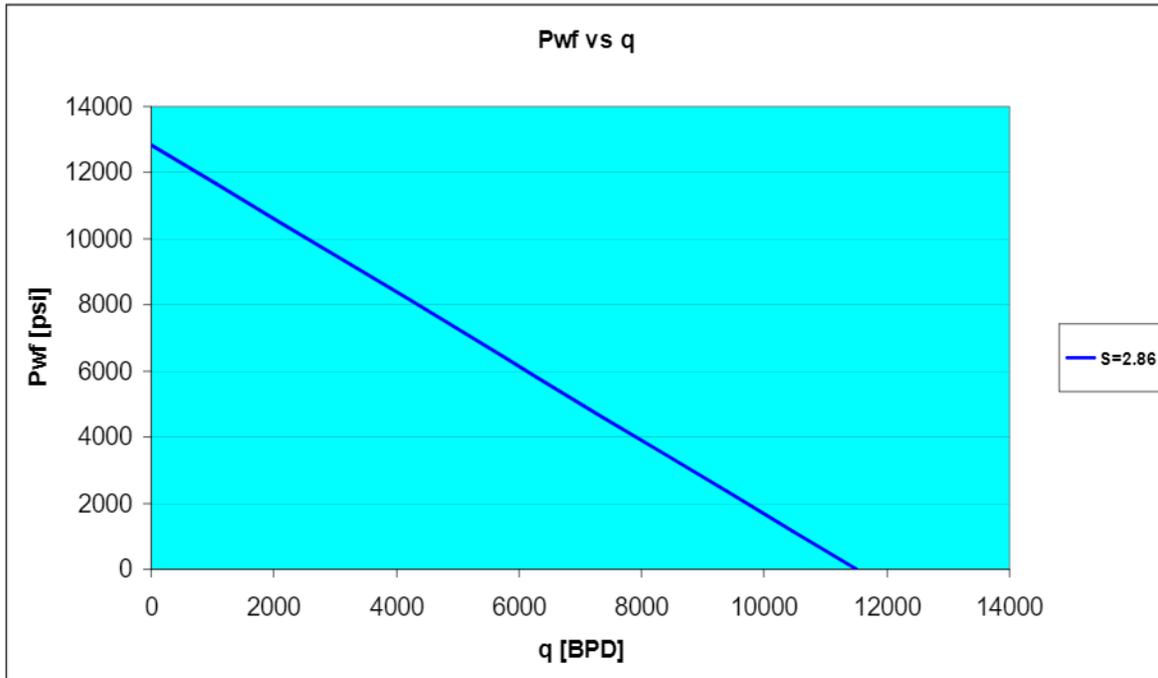


Figura 5.1-19. Presión de fondo fluyendo contra gasto con daño (S=2.86).

La diferencia que existe en el comportamiento de la producción, con y sin daño, se muestra en la figura 5.1-20. En esta se visualiza una pérdida considerable en la producción de hidrocarburos (aproximadamente 42%) ocasionada por el daño.

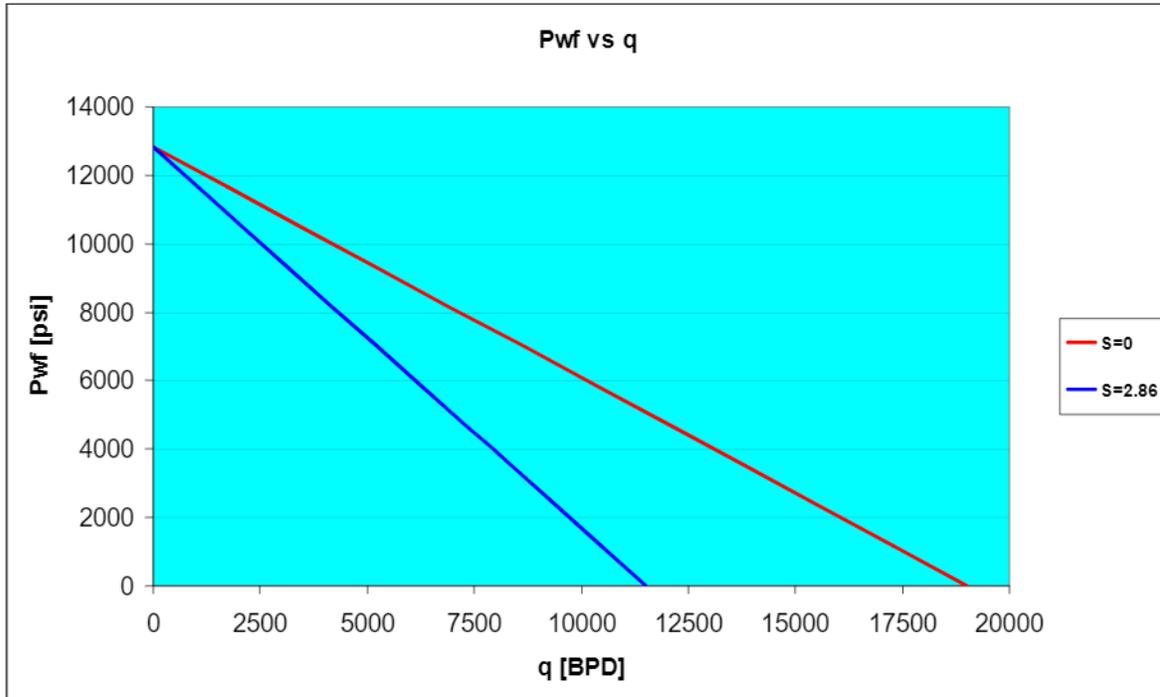


Figura 5.1-20. Comparación de curvas de presión de fondo fluyendo contra gasto con daño ($S=0$, $S=2.86$).

Se calculó la variación de la presión del yacimiento con respecto al radio de drene, los resultados se obtuvieron para un daño cero y un daño de 2.86, los datos se graficaron y se muestran en las figuras (5.1-21 y 5.1-22) sin daño y con daño, respectivamente. En la figura 5.1-23, se aprecia la diferencia del comportamiento de las curvas de las gráficas (5.1-21 y 5.1-22), de la cual se puede decir que, mientras el daño se incrementa, se observa un incremento pequeño de la P_{wf} , provocando una disminución en el gasto.

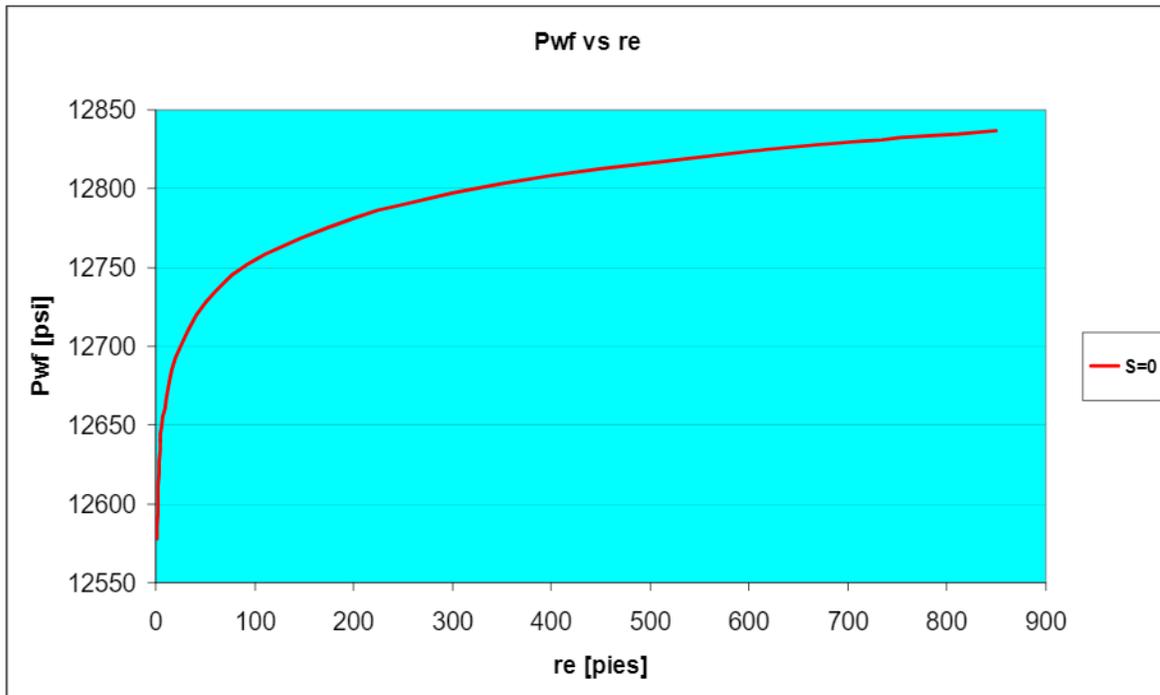


Figura 5.1-21. Presión de fondo fluyendo con daño ($S=0$).

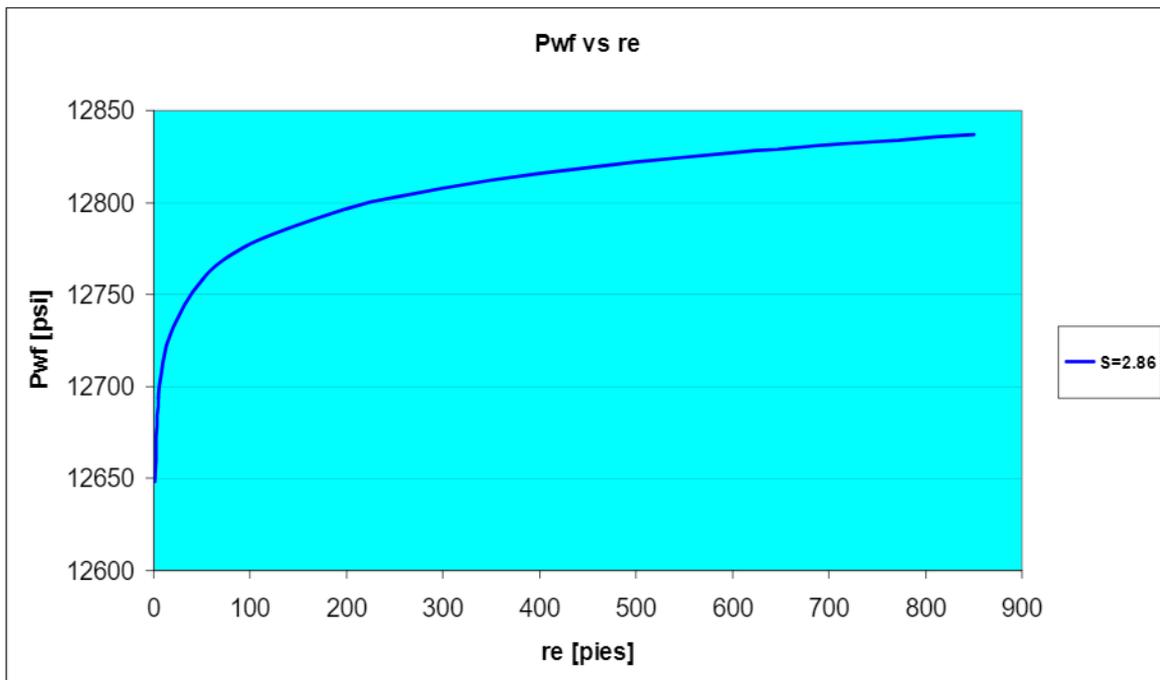


Figura 5.1-22. Presión de fondo fluyendo con daño ($S=2.86$).

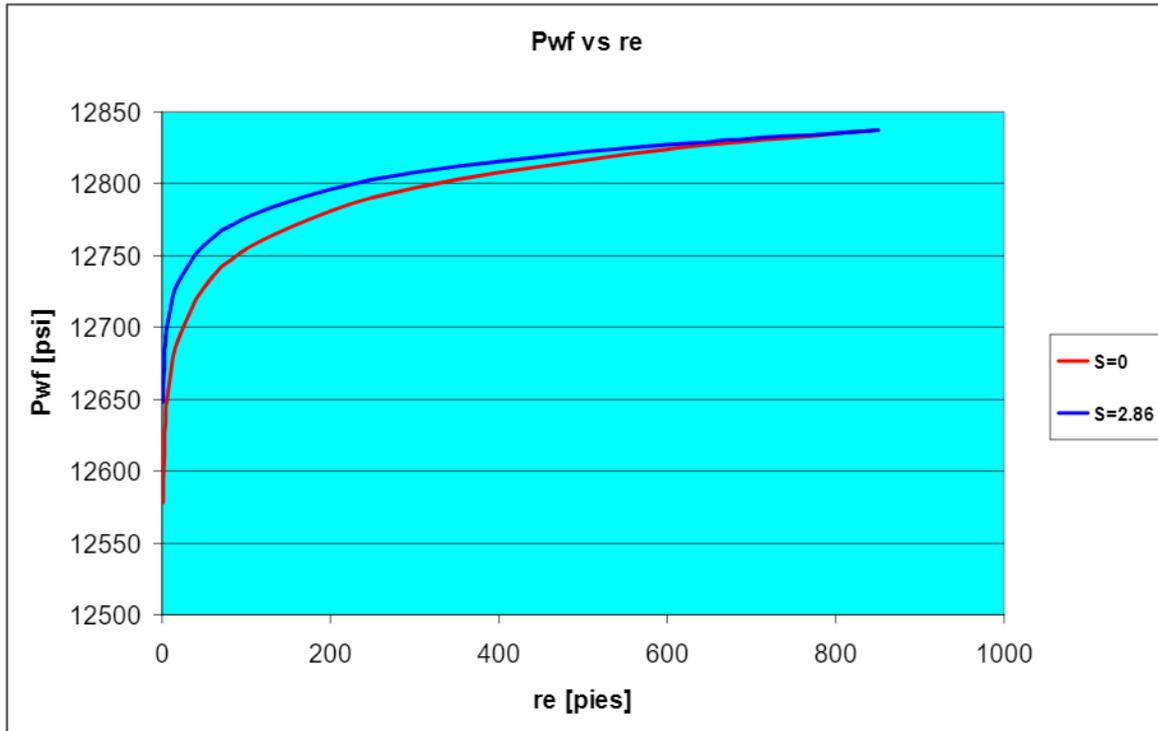


Figura 5.1-23. Comparación de curvas de presión de fondo fluyendo con daño ($S=0$, $S=2.86$).

Por último, se tiene la tendencia lineal de los valores de radio de drenaje utilizados en las gráficas (5.1-21 y 5.1-22). Este comportamiento, es debido a la aplicación del logaritmo natural a los valores mencionados anteriormente. Dicho comportamiento se muestra en las figuras (5.1-24 y 5.1-25) sin daño y con daño, respectivamente.

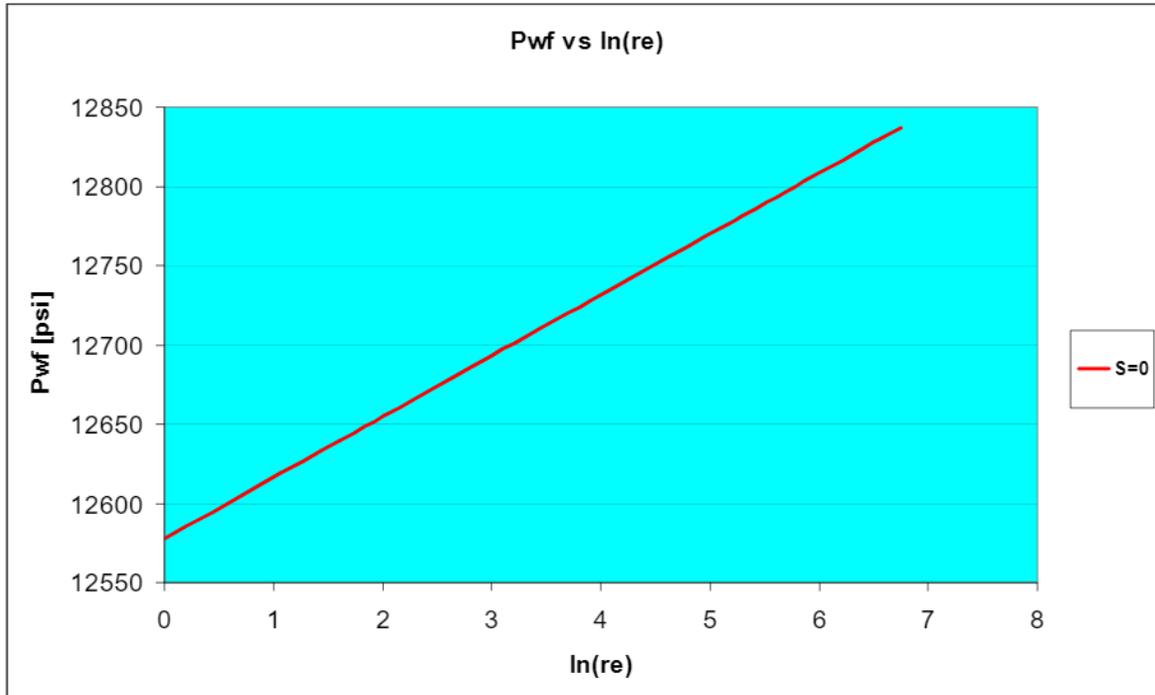


Figura 5.1-24. Presión de fondo fluyendo con daño ($S=0$).

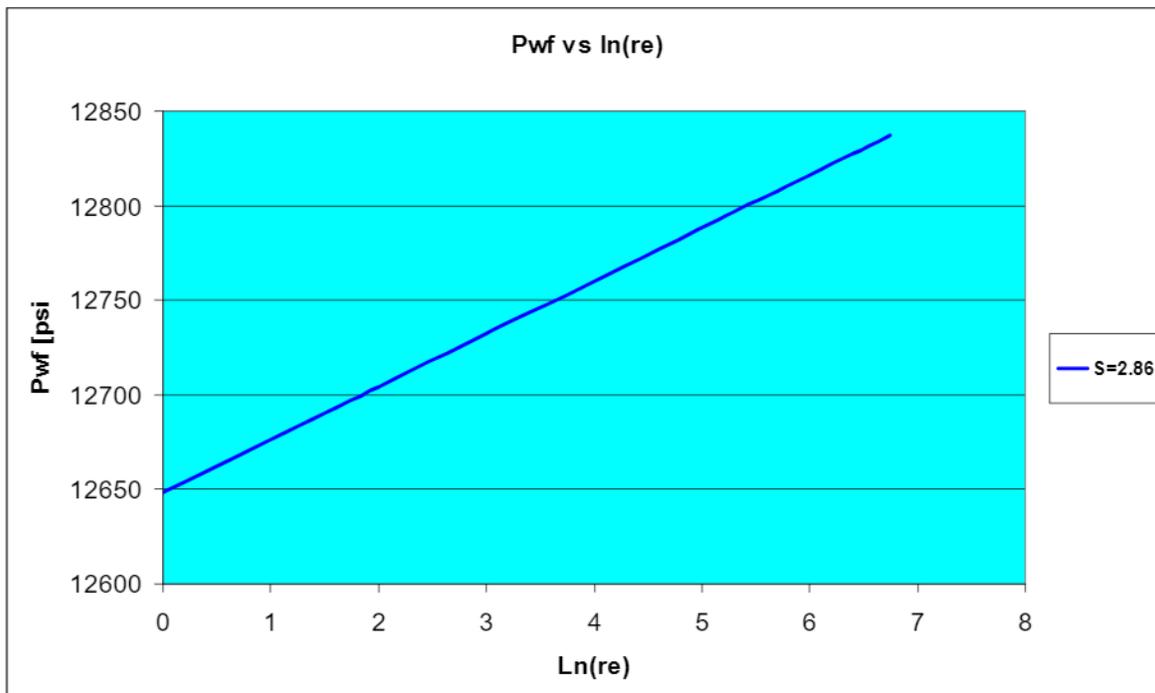


Figura 5.1-25. Presión de fondo fluyendo con daño ($S=2.86$).

5.2 Conclusiones

En este trabajo se ha propuesto un modelo para construir las curvas de afluencia (IPR) considerando el daño a la formación debido a la reducción de la permeabilidad causada por la depositación de asfaltenos.

Para construir este modelo nos basamos en el modelo de Darcy para curvas IPR y en modelo Zekri y Shedid, 2003, aplicados en la determinación de la reducción de la permeabilidad debida a la depositación de asfaltenos y que considera también un reducción en la porosidad. Por lo tanto el modelo aquí propuesto acopla los modelos antes mencionados y con el cual es posible estudiar pozos productores de hidrocarburos que se encuentran en yacimientos bajosaturados y en sus primeras etapas de explotación.

Para probar este modelo se han estudiado tres casos, un caso ideal en el que se supusieron todos los datos necesarios, un caso tomado de la literatura y finalmente un caso real de un pozo productor de la región marina PEP.

De acuerdo a los resultados obtenidos se puede observar una disminución importante en el gasto aportado por el pozo a medida que aumenta el daño llegando a ser hasta aproximadamente el 80% del gasto máximo para un valor de daño aproximadamente 20, esto para caso ideal, mientras que para los casos de literatura y real la reducción en la producción es en promedio 40% para daños de 1.77 y 2.86, respectivamente.

Cabe mencionar que los valores de daño calculados aquí corresponden únicamente al debido a la reducción en la permeabilidad por depositación de asfaltenos. Dicho daño corresponde a un porcentaje del daño total el cual se tendría que calcular utilizando alguna otra técnica. Para fines de comparación se da como ejemplo el valor proporcionado en el caso real en el cual se menciona, de acuerdo a la información analizada del pozo que el daño total es de 4.9 que al compararlo con el valor obtenido por este modelo de 2.86 corresponde a un 58%

del total. Para corroborar dicho valor será necesario una prueba de reducción en la permeabilidad en núcleos del yacimiento.

Por otro lado, por la misma naturaleza altamente compleja de la precipitación y posterior depositación de los asfaltenos en el medio poroso, no se cuenta a la fecha un modelo de equilibrio de fases capaz de predecir la formación de los asfaltenos en el yacimiento, por lo que el modelo aquí propuesto es una primera aproximación en el estudio de este fenómeno.

Como un trabajo futuro para mejorar el aquí propuesto sería necesario revisar el cálculo de la reducción de la permeabilidad considerando la cantidad de masa depositada en el medio poroso así como los fenómenos de absorción y adsorción del sistema asfaltano-roca y cómo este afecta directamente la permeabilidad. Además de esto es importante también mejorar los modelos para el cálculo del daño en la formación pues es necesario considerar todos los fenómenos que están involucrados así como el efecto que tendría sobre el daño total otros factores que afectan a la formación (disparos, lodos, acarreo de finos, mojabilidad, etc).

Finalmente como un trabajo futuro sería importante generalizar este modelo para el caso de yacimientos saturados, los cuales por su misma naturaleza podrían tener un daño considerable y que resultaría importante determinar que porcentaje de este daño corresponde a la depositación de asfaltenos, esto con el fin de establecer las operaciones de intervención necesarias para mitigar dicho problema.

Bibliografía

Allen, Thomas y Roberts, Alan. "Production Operations (well completion, workover and stimulation)". Oil & Gas Consultants International Inc., 1979, Vol. 2, pp. 95-108.

Almehaideb, Reyadh. "Asphaltene Precipitation and Deposition in the Near Wellbore Region: A Modeling Approach". Journal of Petroleum Science & Engineering, No 42, 2004, pp. 157-170.

Civan, Faruk. "Reservoir Formation Damage". Gulf Publish Company, 2000, pp. 379-449.

Dake L, "Fundamentals of Reservoirs Engineering". Journal of Petroleum Science & Engineering, 1978.

Garaicochea Francisco, Bernal Cesar y López Oscar. "Transporte de Hidrocarburos por Ductos". Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C., 1991.

Leontaritis, Kosta. "Asphaltene Near-wellbore Formation Damage Modeling". SPE, No 39446, 1997, pp. 277-288.

Ramírez, Edgar. "Modelación Matemática de la Depositación de Orgánicos Pesados (ceras y asfaltenos) en Tuberías de Producción y Transporte de Hidrocarburos", Tesis Doctoral, 2001, Instituto de Investigaciones en Materiales – UNAM.

Ramírez Jetzabeth, Lozano Gerardo y Pérez Rodolfo. "Productividad de Pozos Petroleros". Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, 2007.

Vogel, J. "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells", Journal of Petroleum Technology, Enero 1968, pp 82-92.

Zekri Abdulrazag. "The Effect of Fracture Characteristics on Reduction of Permeability by Asphaltene Precipitation in Carbonate Formation" Journal of Petroleum Science & Engineering, No 42, 2004, pp. 171-182.