



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE
MEXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN
INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“ESTUDIO DE CONIFICACIÓN DE AGUA EN
YACIMIENTOS NATURALMENTE
FRACTURADOS”**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

**INGENIERÍA PETROLERA Y GAS NATURAL
YACIMIENTOS**

P R E S E N T A:

ERNESTO PÉREZ MARTÍNEZ

TUTOR:

Dr. RODRÍGUEZ DE LA GARZA FERNANDO

Dr. SAMANIEGO VERDUZCO FERNANDO



21 de febrero de 2011

JURADO ASIGNADO:

Presidente: **Dr. Samaniego Verduzco Fernando.**
Secretario: **Dr. Domínguez Vargas Guillermo Cruz.**
Vocal: **Dr. Rodríguez De la Garza Fernando.**
1^{er}. Suplente: **Dr. Rangel Germán Edgar René.**
2^{do}. Suplente: **Dr. Arana Ortiz Víctor Hugo.**

Lugar o lugares donde se realizó la tesis:

MÉXICO D. F. Y CD. DEL CARMEN, CAMPECHE

TUTOR DE TESIS:

DR. RODRÍGUEZ DE LA GARZA FERNANDO


FIRMA

Agradecimientos

Agradezco a Dios por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón, por iluminar mi mente y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido soporte y compañía durante toda mi vida.

Agradezco a mis padres y hermanos porque a pesar de no estar presentes físicamente siempre procuran mi bienestar.

Agradezco a mi esposa por su apoyo y compañía incondicional.

Agradezco al Dr. Fernando Rodríguez de la Garza, Dr. Fernando Samaniego Verduzco, Dr. Guillermo Cruz Domínguez Vargas, Dr. Edgar René Rangel Germán y al Dr. Víctor Hugo Arana Ortiz; por compartir su tiempo y conocimientos pero sobre todo por su amistad, en especial al Dr. Fernando Rodríguez De la Garza, por su acertada dirección en el presente trabajo.

Agradezco a Petróleos Mexicanos por las facilidades y apoyo que me brindó.

Agradezco a la UNAM por todas las experiencias, conocimientos y amigos adquiridos, durante mis maravillosos años de estudio.

Agradezco a todas y cada una de las personas que han vivido conmigo la realización de esta tesis, con sus altos y bajos y que no necesito nombrar porque tanto ellas como yo sabemos que desde lo más profundo de mi corazón les reconozco el haberme brindado todo el apoyo, colaboración, ánimo y sobre todo cariño y amistad.

Contenido

Agradecimientos.	3
Contenido.	4
Lista de figuras.	6
Índice de tablas.	12
Resumen.	14
Introducción.	15
Capítulo I.	18
Revisión Bibliográfica de Conificación de Agua.	19
Capítulo 2.	57
Características de las Mallas de Simulación.	58
Capítulo 3.	70
Conificación de agua en pozos bien cementados en el espacio anular (tubería de revestimiento- formación productora).	71
Producción de aceite (q_o).	74
Permeabilidad de la fractura (k_f).	78
Análisis del efecto de la distancia entre el intervalo productor y el Cwo .	80
Viscosidad del aceite.	83
Efecto de la partición de porosidad total en primaria y secundaria.	87
Densidad del aceite.	93
Radio de drene.	94
Obtención de la correlación para determinar la altura máxima de la conificación de agua.	95
Capítulo 4.	101
Conificación de agua en pozos mal cementados en el E. A. (T. R. - Formación Productora).	102
Análisis del efecto del gasto de aceite ($q_o B_o$) y la permeabilidad de fracturas (k_f).	103
Viscosidad del aceite (μ_o).	105
Obtención de la correlación para determinar la altura máxima de la conificación de agua.	110

Capítulo 5.	115
Tiempo de formación del cono de agua (t_{hwc}).	116
Tiempo de restablecimiento del contacto agua-aceite (t_{cwo}).	125
Capítulo 6.	128
Aplicación práctica de las correlaciones obtenidas.	129
Ejemplo 1. Análisis de la conificación de agua del pozo Ku-45D.	129
Ejemplo 3. Cálculo de la distancia adicional del cono de agua por efecto del E. A. mal cementado del pozo Maloob-416.	139
Ejemplo 4. Explotación de un pozo con producción de aceite extra pesado	143
Conclusiones.	150
Apéndice A.	152
Historia del comportamiento de producción de los yacimientos Ku, Maloob y Zaap.	153
Litología.	155
Análisis PVT.	156
Contacto Agua-Aceite.	157
Contacto Gas-Aceite del yacimiento Ku.	158
Pruebas de Interferencia y Trazadores.	159
Modelo Numérico.	162
Nomenclatura.	163
Referencias.	168

Lista de figuras

Figura 1.1.	Conificación de gas y agua.	19
Figura 1.2.	Representación de un poro cilíndrico con su superficie mojada por aceite.	20
Figura 1.3.	Representación esquemática de la elevación de agua, ocasionada por la explotación de un pozo de aceite parcialmente penetrante.	25
Figura 1.4.	Sistema coordinado de referencia para la construcción de la ecuación de equilibrio de la conificación de agua.	26
Figura 1.5.	Representación diagramática de un pozo produciendo por drene gravitacional.	29
Figura 1.6.	Resultados normalizados de corte de agua.	33
Figura 1.7.	Formación de dos conos en un sistema de doble porosidad, escenario de producción baja.	36
Figura 1.8.	Efecto de alta producción en la posición de los dos conos.	36
Figura 1.9.	Efecto de λ en el tiempo de irrupción del agua.	37
Figura 1.10.	Efecto de ω en el tiempo de irrupción del agua.	37
Figura 1.11.	Pozo parcialmente penetrante con condiciones de frontera para la solución analítica.	42
Figuras 1.12.	Curvas de gasto crítico, (1) Conificación agua-aceite curvas A, B, C, D y E; (2) Conificación gas-aceite curvas a, b, c, d y e.	47
Figura 1.13.	Funciones adimensionales para $r_{eD} = 5$	50
Figura 1.14.	Funciones adimensionales para $r_{eD} = 10$	51
Figura 1.15.	Funciones adimensionales para $r_{eD} = 20$	51
Figura 1.16.	Funciones adimensionales para $r_{eD} = 30$	52
Figura 1.17.	Funciones adimensionales para $r_{eD} = 40$	52
Figura 1.18.	Funciones adimensionales para $r_{eD} = 60$	53

Figura 1.19.	Funciones adimensionales para $r_{eD} = 80$.	53
Figura 1.20.	Altura adimensional del cono versus tiempo adimensional.	54
Figura 2.1.	Estado mecánico típico de un pozo terminado en la formación BTPKS.	59
Figura 2.2.	Aceleración del avance del agua por E. A. sin cemento.	60
Figura 2.3.	Estado mecánico típico de un pozo terminado en la formación KM.	60
Figura 2.4.	Modelo radial de simulación de un pozo.	61
Figura 2.5.	Zona de aceite del yacimiento, representada por 200 capas de 1 m de espesor.	62
Figura 2.6.	La zona de agua ó acuífero se representa con 7 capas de espesor creciente.	64
Figura 2.7.	Espacio anular sin cemento.	65
Figura 2.8.	Litología de los yacimientos del Cretácico.	65
Figura 2.9.	Variación de la relación de solubilidad del aceite en función de presión.	66
Figura 2.10.	Variación del factor de volumen del aceite en función de la presión.	67
Figura 2.11.	Variación de la viscosidad del aceite a temperatura del yacimiento en función de presión.	67
Figura 2.12.	Permeabilidades relativas agua-aceite de la matriz.	68
Figura 2.13.	Permeabilidades relativas agua-aceite de la fractura.	68
Figura 2.14.	Presión capilar agua-aceite en matriz.	69
Figura 3.1a.	Crecimiento del cono de agua a un tiempo t_1 .	72
Figura 3.1b.	Crecimiento del cono de agua a un tiempo t_2 , donde $t_2 > t_1$.	72
Figura 3.2a.	Avance pseudoestacionario del cono de agua a t_1 .	73
Figura 3.2b.	Avance pseudoestacionario del cono de agua a t_2 , donde $t_1 < t_2$.	73
Figura 3.2c.	Avance pseudoestacionario del cono de agua a t_3 , donde $t_2 < t_3$.	73
Figura 3.3.	Representación de la altura máxima de la conificación de agua, h_{wc} .	75
Figura 3.4a.	Conificación de agua en función de la producción de aceite.	77

Figura 3.4b.	Ajuste de la conificación h_{wc} con una ecuación de potencias.	77
Figura 3.5.	Conificación de agua en función de la producción de aceite a condiciones de yacimiento.	78
Figura 3.6a.	Curvas de h_{wc} en función k_f en escala cartesiana.	81
Figura 3.6b.	Curvas de h_{wc} en función k_f en escalas logarítmicas.	81
Figura 3.7.	Profundidad de dos intervalos analizados.	81
Figura 3.8.	Comparación de h_{wc} alcanzada en cada intervalo disparado.	81
Figura 3.9.	Ajuste de curvas de h_{wc} para varias k_f a ecuaciones de potencias.	83
Figura 3.10.	Curvas de h_{wc} en función k_f para $\mu_o = 5$ cp.	86
Figura 3.11.	Curvas de h_{wc} en función k_f para $\mu_o = 10$ cp.	86
Figura 3.12.	Curvas de h_{wc} en función k_f para $\mu_o = 20$ cp.	86
Figura 3.13.	Curvas de h_{wc} en función k_f para $\mu_o = 40$ cp.	86
Figura 3.14.	Curvas de h_{wc} en función k_f para una partición de porosidad matriz-fractura de 50%-50%.	90
Figura 3.15.	Curvas de h_{wc} en función k_f para una partición de porosidad matriz-fractura de 85%-15%.	90
Figura 3.16.	Comparación de h_{wc} en función del porcentaje de porosidad efectiva total correspondiente al sistema de porosidad secundaria y $k_f = 1$ Darcy y $\mu_o = 2$ cp.	91
Figura 3.17.	Comparación de h_{wc} en función del porcentaje de porosidad efectiva total correspondiente al sistema de porosidad secundaria y $k_f = 5$ Darcy y $\mu_o = 2$ y 20 cp.	91
Figura 3.18.	Comparación de h_{wc} en función del porcentaje de porosidad efectiva total correspondiente al sistema de porosidad secundaria y $k_f = 10$ Darcy y $\mu_o = 2$ y 20 cp.	92

Figura 3.19. Comparación de h_{wc} en función del porcentaje de porosidad efectiva total correspondiente al sistema de porosidad secundaria y la relación k_f/μ_o .	92
Figura 3.20. h_{wc} en función de densidad y viscosidad del aceite.	93
Figura 3.21a. h_{wc} en función del radio de drene del pozo.	94
Figura 3.21b. h_{wc} en función de $Ln(r_e/r_w)$.	94
Figura 3.22. Comportamiento del coeficiente a de la ecuación (3.1) en función de k_f/μ_o .	97
Figura 3.23. Comportamiento del coeficiente b de la ecuación (3.1) en función de k_f/μ_o .	97
Figuras 3.24. Comparación de los resultados del modelo de flujo hacia un pozo denotados por familias de puntos y la ecuación (3.6) curvas continuas.	100
Figura 4.1. Comparación de h_{wc} en pozos con buena y mala cementación de la T. R. de explotación.	103
Figura 4.2. Distribución de la envolvente de agua para $\mu_o=2$ cp, $q_o = 6$ Mrb/D y $t_p=6$ meses.	105
Figura 4.3. Distribución de la envolvente de agua para $\mu_o=5$ cp, $q_o = 6$ Mrb/D y $t_p=6$ meses.	105
Figura 4.4. Distribución de la envolvente de agua para $\mu_o=10$ cp, $q_o=6$ Mrb/D y $t_p=6$ meses.	106
Figura 4.5. Distribución de la envolvente de agua para $\mu_o=20$ cp, $q_o=6$ Mrb/D y $t_p=6$ meses.	106
Figura 4.6. Distribución de la envolvente de agua para $\mu_o=40$ cp, $q_o=6$ Mrb/D y $t_p=6$ meses.	106
Figura 4.7. Comparación de h_{wc} en pozos con buena y mala cementación de la T. R. de explotación y $\mu_o = 5$ cp.	109

Figura 4.8.	Comparación de h_{wc} en pozos con buena y mala cementación de la T. R. de explotación y $\mu_o = 10$ cp.	109
Figura 4.9.	Comparación de h_{wc} en pozos con buena y mala cementación de la T. R. de explotación y $\mu_o = 20$ cp.	109
Figura 4.10.	Comparación de h_{wc} en pozos con buena y mala cementación de la T. R. de explotación y $\mu_o = 40$ cp.	109
Figura 4.11.	Comportamiento del coeficiente a de la ecuación (3.1) en función de k_f/μ_o	112
Figura 4.12.	Comportamiento del coeficiente b de la ecuación (3.1) en función de k_f/μ_o	112
Figuras 5.1.	Tiempo de formación del cono de agua en función k_f/μ_o para aceites de viscosidad de 2, 5, 10 y 40 cp.	118
Figura 5.2.	Coeficiente a vs. $q_o B_o$ de la ecuación del tiempo de formación del cono de agua.	121
Figura 5.3.	Coeficiente b vs. $q_o B_o$ de la ecuación del tiempo de formación del cono de agua.	121
Figuras 5.4.	Ajuste de t_{hwc} en función $q_o B_o$ para aceites de viscosidad de 2, 5, 10, 20 y 40 cp.	122
Figuras 5.5.	Comparación de los ajustes obtenidos con las ecuaciones (5.3) y (5.5) de t_{hwc} para aceites de viscosidad de 2, 5, 10, 20 y 40 cp.	124
Figuras 5.6.	Tiempo de cierre requerido para que se abata el cono de agua para aceites de viscosidad de 2, 5, 10, 20 y 40 cp.	126
Figura 6.1.	Historia de explotación del pozo Ku-45D.	130
Figura 6.2.	Altura del cono de agua en el pozo Ku-45D.	133
Figura 6.3.	Control de la conificación de agua en el pozo Ku-45D.	134
Figura 6.4.	Historia de Explotación del pozo Ku-81.	137
Figura 6.5.	Control de la conificación de agua en el pozo Ku-81.	138

Figura 6.6.	Registros geofísicos del pozo Maloob-416.	140
Figura 6.7.	Registro PLT del pozo Maloob-416, donde se observa flujo atrás de la TR en el intervalo 3568.5-3560 m.	141
Figura 6.8.	Determinación del tiempo de cierre del pozo para la reconfiguración de cono de agua.	146
Figura 6.9.	Administración de la producción de un pozo, evitando producir agua.	147
Figura 6.10.	Conificación de agua 20 m, menor a la distancia entre el Cwo y la base del intervalo disparado.	148
Figuras A.1.	Ubicación de los campos Ku, Maloob y Zaap.	153
Figura A.2.	Historia de producción de los campos Ku, Maloob y Zaap.	154
Figuras A.3.	Litología de los yacimientos Ku, Maloob y Zaap.	155
Figura A.4.	Historia de presión de los yacimientos del Cretácico Ku, Maloob y Zaap.	156
Figura A.5.	Distribución de estudios PVT de los campos Ku, Maloob y Zaap.	157
Figura A.6.	Avance de los contactos del yacimiento Ku Cretácico.	158
Figura A.7.	Inyección de metano tritiado en el yacimiento Ku Cretácico.	160
Figura A.8.	Configuración estructural de los campos Ku, Maloob y Zaap Cretácico.	161
Figura A.9.	Malla del modelo numérico de los yacimientos Ku, Maloob y Zaap Cretácico.	162

Índice de tablas

Tabla 2.1.	Espesor radial de las celdas del modelo.	63
Tabla 3.1.	Altura máxima de la conificación de agua en función del gasto de aceite.	76
Tabla 3.2.	Resultados del modelo de simulación; los escenarios sombreados se descartan ya que el cono de agua no se desarrolló completamente.	79
Tabla 3.3.	Resultados de h_{wc} de dos intervalos disparados a diferentes profundidades, para permeabilidades de fractura de 1, 0.7 y 0.5 Darcys. Los escenarios sombreados se descartan ya que el cono de agua no se desarrolló completamente.	82
Tabla 3.4.	Valores de h_{wc} en función $q_o B_o$ para $\mu_o = 5$ cp, considerando diferentes k_f	84
Tabla 3.5.	Valores de h_{wc} en función $q_o B_o$ para $\mu_o = 10$ cp, considerando diferentes k_f	85
Tabla 3.6.	Valores de h_{wc} en función $q_o B_o$ para viscosidades del aceite de 20 y 40 cp, considerando diferentes k_f	85
Tabla 3.7.	Valores de h_{wc} en función $q_o B_o$ considerando diferentes k_f para una relación de porosidad efectiva matriz-fractura de 50%-50%.	88
Tabla 3.8.	Valores de h_{wc} en función $q_o B_o$, considerando diferentes k_f para una relación de porosidad efectiva matriz-fractura de 85%-15%.	89
Tabla 3.9.	Coeficientes a y b de las ecuaciones de potencias que reproducen los valores de h_{wc} para una partición de porosidad primaria-secundaria 0-100%.	95
Tabla 3.10.	Coeficientes a y b de las ecuaciones de potencias que reproducen los valores de h_{wc} para particiones de porosidad primaria-secundaria 50-50% y 85-15%.	96
Tabla 4.1.	Comparación de h_{wc} en función de la calidad de la cementación de la T. R. de explotación.	104
Tabla 4.2.	h_{wc} para tuberías de revestimiento de explotación bien y mal cementadas y $\mu_o = 5$ cp.	107

Tabla 4.3.	h_{wc} para tuberías de revestimiento de explotación bien y mal cementadas y $\mu_o = 10, 20$ y 40 cp.	108
Tabla 4.4.	Coeficientes a y b de las ecuaciones de potencias que reproducen los valores de h_{wc} para una partición de porosidad primaria-secundaria 0-100%.	110
Tabla 5.1	Tiempo requerido para la formación del cono de agua para un aceite de viscosidad de 2 cp.	116
Tabla 5.2.	Tiempo requerido para la formación del cono de agua para aceites de viscosidad de $5, 10, 20$ y 40 cp.	117
Tabla 5.3.	Tiempo requerido para abatimiento del cono de agua al $25, 50, 75$ y 100% de su altura máxima, para diferentes viscosidades del aceite.	127
Tabla 6.1.	Cálculo de la conificación de agua con diferentes correlaciones.	132
Tabla 6.2.	Cálculo de la conificación de agua en función de la producción del pozo Ku-81.	138
Tabla 6.3.	Programa de explotación del pozo, para evitar la irrupción del agua.	149
Tabla A.1.	Pruebas de Interferencia y Trazadores.	159

Resumen

En un yacimiento de aceite naturalmente fracturado con acuífero asociado, se genera bajo ciertas condiciones de flujo un desequilibrio entre las fuerzas de gravedad y viscosas. Este fenómeno se caracteriza por el crecimiento de un cono de agua en sentido vertical y radial, cuando la base del cono (contacto agua-aceite) llega al radio de drene, este adquiere su altura máxima, posteriormente toda la interfase agua-aceite avanza verticalmente en régimen pseudoestacionario sin sufrir deformación, cuando la interfase se encuentra a una distancia corta del intervalo productor, el agua se acelera irrumpiendo en el pozo.

Los objetivos de este trabajo fueron: a) modelar la conificación de agua en el medio fracturado mediante una malla radial muy fina, con capas de un metro de espesor, considerando el espacio anular del pozo con y sin cemento, este se representó con celdas de dos pulgadas de ancho y b) obtener correlaciones para determinar: la altura máxima de conificación de agua, el tiempo de formación del cono de agua y el tiempo requerido de cierre del pozo para que el contacto agua-aceite se restablezca.

De los resultados obtenidos se destaca lo siguiente:

Se concluye que en un medio fracturado dominan las fuerzas gravitacionales y viscosas en el fenómeno de conificación de agua.

Se obtuvo un factor de corrección para determinar la altura adicional del cono de agua del pozo por mala cementación de la tubería de revestimiento.

Se obtuvieron correlaciones en función de permeabilidad de fracturas, viscosidad del aceite, factor de volumen del aceite, producción de aceite, densidades del agua y aceite y radios del pozo y drene.

Las correlaciones en yacimientos naturalmente fracturados determinan lo siguiente: gasto crítico de aceite; altura máxima de la conificación de agua, tiempo requerido de cierre de pozo para que se restablezca el contacto agua-aceite y tiempo de formación del cono de agua.

Introducción

El objetivo primario de la Administración de Yacimientos, es obtener el máximo retorno económico a las inversiones en infraestructura y perforación de pozos, operación y mantenimiento de los mismos y costos asociados durante todo el proceso de explotación del yacimiento.

Lo anterior implica que antes de iniciar la explotación de un yacimiento se debe tener un cierto grado de conocimiento del mismo y conforme se vaya desarrollando mediante la perforación de pozos nuevos y la extracción de hidrocarburos, objeto del negocio, se obtendrá información nueva lo que permitirá caracterizar dinámicamente los elementos del yacimiento que afectan su comportamiento de producción; con esto se pretende incrementar el nivel de certidumbre en los estudios de Ingeniería de Yacimientos, para optimizar el volumen de reserva a recuperar.

Una vez que se dispone de una caracterización estática y dinámica detallada del yacimiento se generan modelos de simulación para evaluar el comportamiento de producción de cada pozo y del yacimiento. Con estos modelos se evalúan escenarios de explotación; es decir, se generan predicciones de producción para cada escenario planteado. En la actualidad, como mínimo indispensable se deben de evaluar los escenarios de explotación siguientes: agotamiento natural, pozos de relleno, sistemas artificiales de producción, recuperación secundaria y/o mejorada.

Durante la explotación de un yacimiento de aceite naturalmente fracturado con entrada natural de agua se genera bajo ciertas condiciones de flujo en el sistema de fracturas un desequilibrio entre la fuerza de gravedad y las fuerzas viscosas de los fluidos. Este fenómeno se acentúa en la vecindad del pozo y se caracteriza por el crecimiento paulatino de un cono de agua en sentido vertical y radial. Cuando la base del cono, ubicada en el contacto agua-aceite, alcanza al radio de drene el cono de agua adquiere su altura máxima; posteriormente la interfase agua-aceite avanza en régimen pseudo-estacionario sin sufrir deformación.

Cuando la interfase agua-aceite del cono de agua se encuentra a una distancia corta del intervalo disparado de los pozos productores, el avance del agua se acelera

provocando su irrupción en el pozo y un incremento súbito en la relación agua-aceite, RAA, en detrimento del ritmo de producción del aceite.

Cuando los campos petroleros no cuentan con instalaciones para separar, tratar y manejar el agua de formación, los pozos que producen con mayores porcentajes de agua se tienen que cerrar o bien someterlos a tratamientos de control de agua y/o reparaciones mayores, para reducir el contenido de agua en la corriente de aceite y evitar penalizaciones por su venta.

La conificación de agua es un problema muy serio y costoso que se presenta en muchos yacimientos, especialmente en los **principales yacimientos** de aceite de México, mismos que producen de rocas carbonatadas naturalmente fracturadas; estos yacimientos contienen más del 50% de la reserva probable de hidrocarburos de la Nación.

Las principales formaciones productoras de los campos de la Sonda de Campeche son carbonatos naturalmente fracturados del Cretácico (BTPKS, KM y KI) y Jurásico Superior Kimeridgiano (JSK) de espesor y/o relieve estructural considerable.

La formación Brecha Terciario Paleoceno Cretácico Superior (BTPKS), está constituida de rocas carbonatadas densamente fracturadas de muy alta permeabilidad, esto ocasiona severos problemas durante las operaciones de cementación de la última Tubería de Revestimiento (T. R.), ya que al circular cemento al pozo para ademarlarlo prácticamente todo el cemento se pierde en la formación, entonces el Espacio Anular (E. A.) entre la T. R. y la formación productora queda sin cemento, formándose un espacio vacío, es decir un canal sin restricción al flujo, por el cual **se magnifica la conificación del agua**.

La última reserva de hidrocarburos de los yacimientos de la formación Cretácico de la Sonda de Campeche se recuperará en un intervalo, o columna de aceite reducido, limitado en su parte superior por el **contacto gas-aceite (Cgo)** y en la inferior por el **contacto agua-aceite (Cwo)**. Por lo anterior, es de suma importancia conocer el comportamiento de la producción en estas condiciones para definir el rango de

operación óptimo al cual se explotarán los pozos y que permita maximizar la recuperación de aceite y controlar los problemas de conificación de gas y agua.

El comportamiento de conificación y canalización de fluidos en yacimientos naturalmente fracturados depende de las características de la formación y de los fluidos, de la geometría y estado mecánico de los pozos y de las condiciones de producción en que se operen. La diversidad de los tipos de aceite encontrados en los yacimientos de la Sonda de Campeche, impone un reto adicional pues a medida que la calidad de aceite disminuye, su densidad aumenta aproximándose a la del agua, así mismo la su viscosidad del aceite también aumenta, generando condiciones más propicias para la conificación de agua.

Los objetivos de este trabajo son: modelar con detalle la conificación de agua en el medio fracturado mediante una malla radial muy fina de un pozo, con capas de un metro de espesor, considerando el E. A. con y sin cemento mismo que se modela con celdas de 2" de espesor y como en la actualidad no es posible implementar este nivel de detalle en los modelos de todo el campo, se obtienen ecuaciones para determinar la altura máxima de la conificación y el tiempo que tarda en formarse el cono de agua, con el objeto de implementar estas restricciones en los modelos de campo e impactar en el volumen de reserva de hidrocarburos a recuperar.

Capítulo I

Revisión Bibliográfica de Conificación de Agua

Revisión Bibliográfica de Conificación de Agua

“Conificación de agua”¹ es el término empleado para el mecanismo de entrada de agua subyacente a pozos productores de aceite. La conificación de agua, se asocia generalmente con altas producciones de aceite y se desarrolla únicamente bajo ciertas condiciones de flujo, es el resultado del movimiento de fluidos en la dirección de la mínima resistencia, contrabalanceada por la tendencia de los mismos a mantener un equilibrio gravitacional.

En un sentido más amplio el fenómeno de conificación de agua, constituye uno de los problemas más complejos de la producción de aceite. En la formación productora bajo condiciones estáticas, el agua permanecerá en el fondo y el aceite en la parte superior, debido a que el aceite es menos denso que el agua.

La conificación de agua ó gas, ocurre cuando la componente vertical de las fuerzas viscosas excede la fuerza de la gravedad (figura 1.1). Considerando gasto constante y mantenimiento de presión en el contacto agua-aceite, el cono de agua tiene su altura máxima, cuando la base del cono (contacto agua-aceite) alcanza el radio de drene del pozo; posteriormente, la interfase agua-aceite avanza en régimen pseudoestacionario sin sufrir deformación²; el cono de agua es estable hasta una distancia corta de la base del intervalo productor, pero sí se incrementa ligeramente la producción de aceite, se desestabilizará, provocando su irrupción en el pozo, a esta condición de flujo se le denomina **gasto crítico**.^{3, 4, 11}

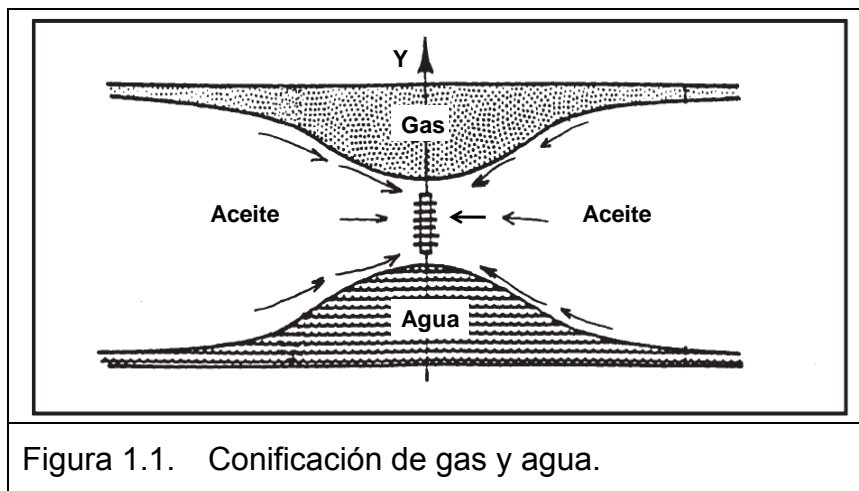


Figura 1.1. Conificación de gas y agua.

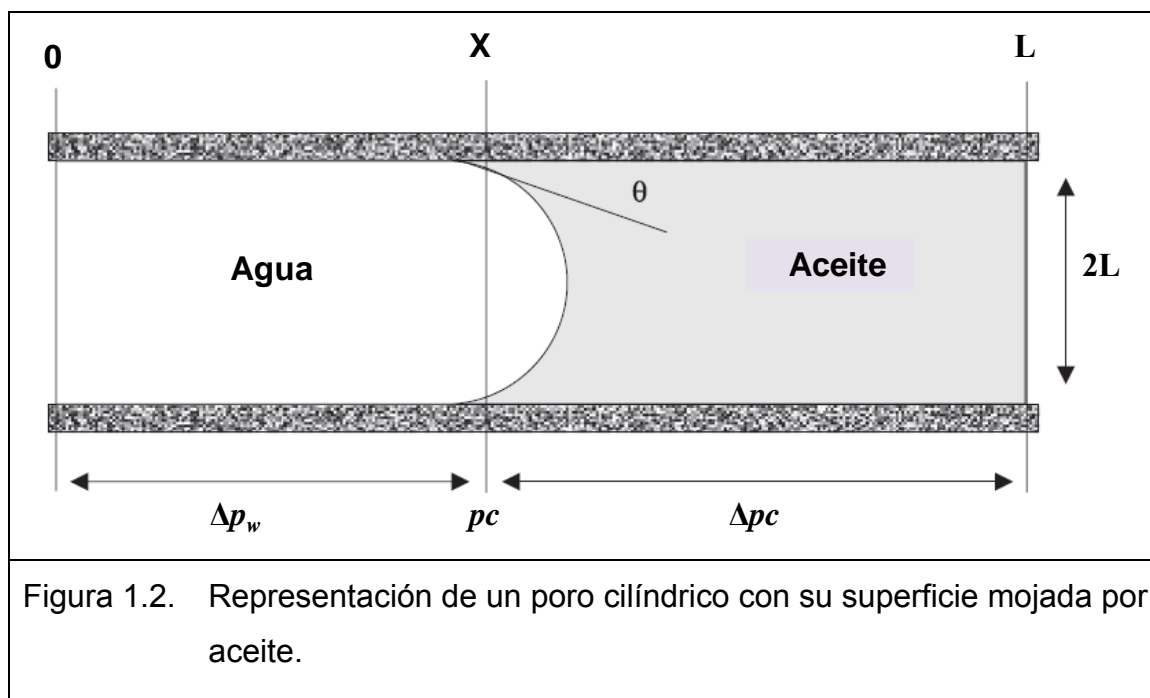
Esencialmente existen tres fuerzas que afectan la distribución de los fluidos alrededor del fondo del pozo, estas son: Fuerzas capilares (C), gravitacionales (G) y viscosas (V); estas fuerzas se pueden representar con números adimensionales.⁵

Las fuerzas capilares usualmente tienen efectos despreciables en el fenómeno de la conificación y por consecuencia se desprecian; las fuerzas gravitacionales actúan en el sentido vertical y dependen de las diferencias de densidad de los fluidos.

El término de fuerzas viscosas, se refieren a los gradientes de presión asociados al flujo de fluidos en el medio poroso, mismos que son determinados con la ley de Darcy.

A cualquier tiempo, existe un balance entre las fuerzas gravitacionales y viscosas en puntos cercanos y lejanos al pozo; cuando las fuerzas dinámicas (viscosas) en el pozo exceden las fuerzas gravitacionales, el cono de agua ó gas irrumpe en el pozo.

La relación entre las fuerzas capilares y viscosas, se pueden explicar fácilmente con un ejemplo de flujo lineal, en un poro cilíndrico de longitud, L y diámetro, $2R$, como se ilustra en la figura 1.2.



La caída de presión viscosa, Δp_v , es la suma de la caída de presión en las fases agua, (Δp_w) y en la fase aceite, (Δp_o); usando la ley de Poiseuille se tiene la expresión siguiente,

$$\Delta p_v = \Delta p_w + \Delta p_o = 8 \frac{v_w}{R^2} (\mu_w X + \mu_o (L - X)) \dots\dots\dots (1.1)$$

Donde,

μ_o , Viscosidad del aceite.

μ_w , Viscosidad del agua.

X , Posición de la interface capilar y es igual a $L/2$.

v_w , Velocidad media del agua.

La caída de presión en un tubo capilar p_c , a través de la interfase está dada por la expresión siguiente:

$$p_c = \frac{2\sigma_{wo} \cos(\theta)}{R} \dots\dots\dots (1.2)$$

Donde,

R , Radio del capilar,

σ_{wo} , Tensión interfasial agua-aceite,

θ , Ángulo de la fase mojante.

La relación entre las fuerzas capilares y viscosas se expresa como:

$$\frac{\Delta p_v}{p_c} = \frac{v_w \mu_o}{\sigma_{wo} \cos(\theta)} \frac{2L}{R} \left(\frac{\mu_w}{\mu_o} + 1 \right) \dots\dots\dots (1.3)$$

Considerando que la viscosidad del agua siempre es menor a la viscosidad de un aceite negro, $\mu_w < \mu_o$, y que en un tubo capilar la relación de la longitud sobre el radio del tubo normalmente es mucho mayor a uno; mientras que esta relación en una red de poros interconectados se puede asumir que es cercana a uno, $2L/R \sim 1$, entonces a la relación de las fuerzas viscosas entre las capilares se le denomina número capilar.

$$N_c = \frac{v_w \mu_o}{\sigma_{wo} \cos(\theta)} \dots\dots\dots (1.4)$$

Donde,

N_c , Número capilar,

v_w , Velocidad media del agua,

μ_o , Viscosidad del aceite,

σ_{wo} , Tensión interfásica,

θ , Ángulo de la fase mojante.

Considerando gotas pequeñas de agua y que estas son esféricas con un radio R_d , la diferencia de presión gravitacional Δp_G , que fuerza a la gota de agua hacia abajo es:

$$\Delta p_G = \frac{R_d}{3} \Delta \rho_{wo} g \cdot \dots\dots\dots (1.5)$$

Donde, $\Delta \rho_{wo} = \rho_w - \rho_o$ es la diferencia de densidades y g es la constante gravitacional.

La relación de la fuerza gravitacional sobre la fuerza capilar se expresa como:

$$\frac{\Delta p_G}{p_c} = \frac{R_d R}{3} \frac{\Delta \rho_{wo} g}{\sigma_{wo} \cos(\theta)} \cdot \dots\dots\dots (1.6)$$

Si asociamos la superficie $\frac{R_d R}{3}$ con una superficie imaginaria caracterizada por la permeabilidad absoluta k del medio poroso, la relación de la fuerza gravitacional sobre la fuerza capilar puede expresarse con el número de Bond,

$$N_B = \frac{k \Delta \rho_{wo} g}{\sigma_{wo} \cos(\theta)} \cdot \dots\dots\dots (1.7)$$

Donde,

N_B , Número de Bond,

k , Permeabilidad,

g , Aceleración de la gravedad,

σ_{wo} , Tensión interfasial agua-aceite,

θ , Ángulo de la fase mojante.

El número adimensional que describe la relación de las fuerzas viscosas sobre las gravitacionales, se obtiene fácilmente, al dividir el número capilar entre el número de Bond, $N(V / G) = N_C / N_B$, entonces se tiene que:

$$N(V / G) = \frac{v_w \mu_o}{k \Delta \rho_{wo} g} \dots \dots \dots (1.8)$$

Donde, v_w es la velocidad media del flujo de agua en el medio poroso.

- μ_o , Viscosidad del aceite,
- k , Permeabilidad,
- $\Delta \rho_{wo}$, Diferencia de densidades agua-aceite,
- g , Aceleración de la gravedad.

La determinación de la conificación de agua es crítica para desarrollar yacimientos con una zona de espesor reducido de aceite y predecir su comportamiento de producción hasta su agotamiento.⁶

En la mayoría de los casos, la heterogeneidad en los patrones de fractura puede desarrollar conos asimétricos con el potencial de irrumpir el agua en todo el intervalo productor. En estos sistemas, el parámetro más importante es el patrón de fracturas, por lo que sí no está caracterizado con mucho detalle, ninguna correlación ó modelo de simulación puede ayudarnos a predecir gastos críticos y tiempos de irrupción.^{2, 7}

Muskat¹, estableció que cuando un pozo inicia a producir en presencia de un contacto agua-aceite que actúa como frontera externa, se genera un gradiente de presión lo que provoca la elevación del agua subyacente creando un cono de agua, el cual dejará de

crecer cuando alcance el equilibrio con el gradiente de presión (figuras 1.3 y 1.4). La presión en la interfase agua-aceite se puede expresar como:

$$p(r, z) + \rho_w g (h - z) = p(r, z) + \rho_w g y. \dots\dots\dots (1.9)$$

La ecuación (1.9) representa una condición necesaria para obtener un equilibrio estático en la interfase agua-aceite. Para mantener un equilibrio dinámico la interfase agua-aceite debe coincidir con la envolvente que limita a la zona de aceite (figura 1.3), dado que la función de distribución de presión $p(r, z)$ depende de la forma y de la posición lugar del contacto agua-aceite, entonces la ecuación (1.9) puede proporcionar la localización y la forma del cono de agua. Sin embargo desde un punto de vista práctico esto no es factible, ya que es prácticamente imposible obtener la solución analítica de la distribución de presión $p(r, z)$ en un sistema tridimensional heterogéneo, a menos que se fijen todas las fronteras a una geometría simple.

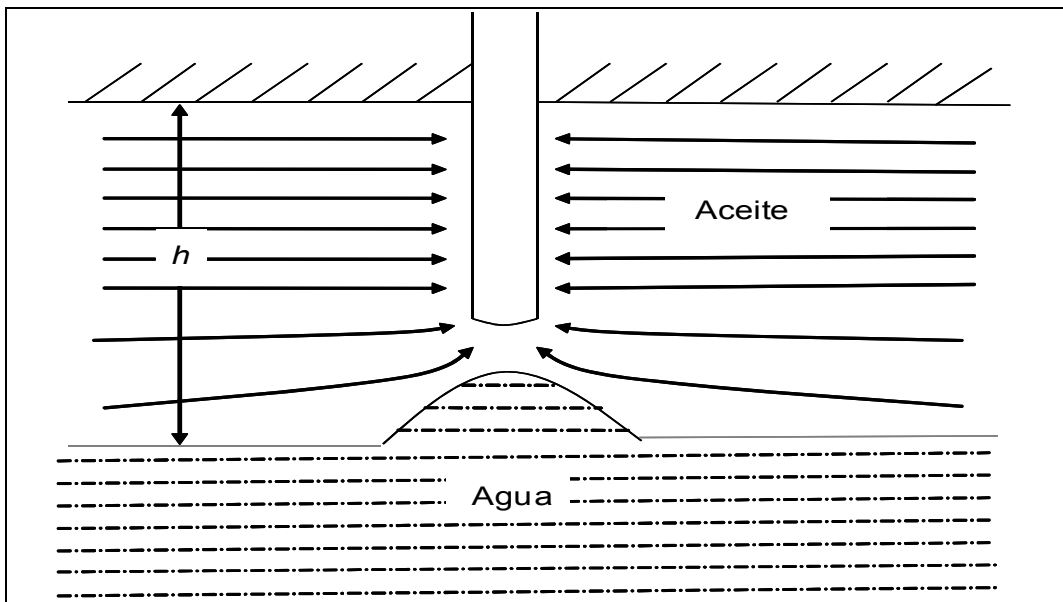


Figura 1.3. Representación esquemática de la elevación de agua, ocasionada por la explotación de un pozo de aceite parcialmente penetrante.

Si se considera un cono de agua en condiciones estáticas por abajo del pozo, es claro que su altura (gradiente gravitacional) se equilibra con la Δp del pozo como se ilustra en la figura 1.4. Existe un límite al cual la altura del cono de agua permanece en equilibrio estático; si se sobrepasa este límite y el pico del cono de agua se encuentra cercano al pozo, entonces el agua irrumpirá en el pozo; como el flujo de aceite converge hacia el pozo, el gradiente de presión es mayor conforme el cono se acerca al intervalo productor.

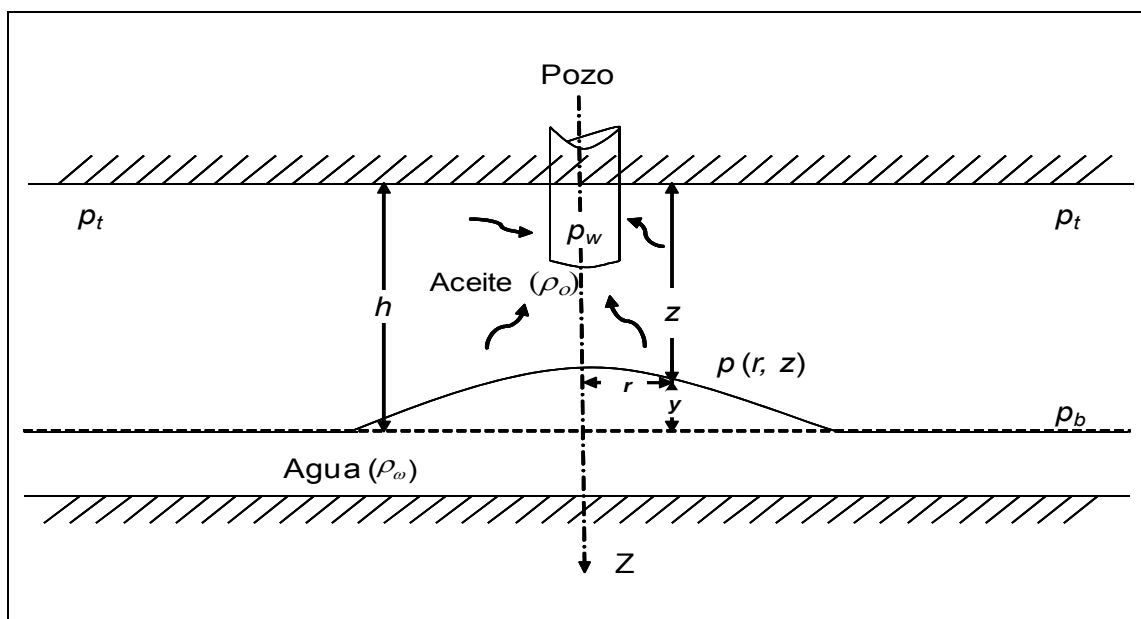


Figura 1.4. Sistema coordenado de referencia para la construcción de la ecuación de equilibrio de la conificación de agua.

De otra forma se puede visualizar que, si la caída de presión Δp del pozo continua creciendo por efecto del incremento de la producción, el cono de agua continuará desarrollándose hasta alcanzar el intervalo productor presentándose la irrupción del agua. Aplicando la ecuación (1.9) para determinar las condiciones críticas así como la forma de la interfase agua-aceite, se realizan las transformaciones siguientes:

$$\left. \begin{aligned} \phi &= \frac{k}{\mu} (p - \rho_o g z), \\ \Delta p &= p_t - p_w = p_b - \rho_o g h - p_w, \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots (1.10)$$

Donde:

g , Aceleración de la gravedad,

h , Espesor impregnado de aceite,

k , Permeabilidad,

p , Presión,

p_b , Presión en la base de la formación,

p_t , Presión en la cima de la formación.

z , Distancia de la cima de la formación a la envolvente de agua,

μ , Viscosidad,

ϕ , Función potencial,

ρ_o , Densidad del aceite,

Δp , Es la diferencia entre las presiones estáticas y de fondo fluyendo, medidas a la profundidad del intervalo productor.

La diferencia de potencial en cualquier punto (r, z) de la superficie del cono de agua y el pozo, está dada por la expresión siguiente:

$$\Delta\phi = \phi(r, z) - \phi_w(z=0) = \frac{k}{\mu} [\Delta p - g(h-z)\Delta\rho], \dots\dots\dots (1.11)$$

donde, $\Delta\rho = \rho_w - \rho_o$. Puede notarse que a lo largo de la distancia r , $\Delta\phi = (k/\mu)\Delta p \equiv (\Delta\phi)_e$; entonces la ecuación (1.11) se puede escribir como:

$$\frac{\Delta\phi(r, z)}{(\Delta\phi)_e} = 1 - \frac{gh\Delta\rho}{\Delta p} \left(1 - \frac{z}{h}\right). \dots\dots\dots(1.12)$$

La ecuación (1.12), es la ecuación básica, para determinar la forma de la interfase agua-aceite $z = z(r)$. Como se indicó previamente, la función potencial $\phi(r, z)$ y $\Delta\phi(r, z)$, se considera que corresponde a un líquido incompresible fluyendo hacia un pozo parcialmente penetrante. De esta forma la altura máxima del cono de agua se obtiene en $r = r_w$; rescribiendo la ecuación (1.12) se obtiene,

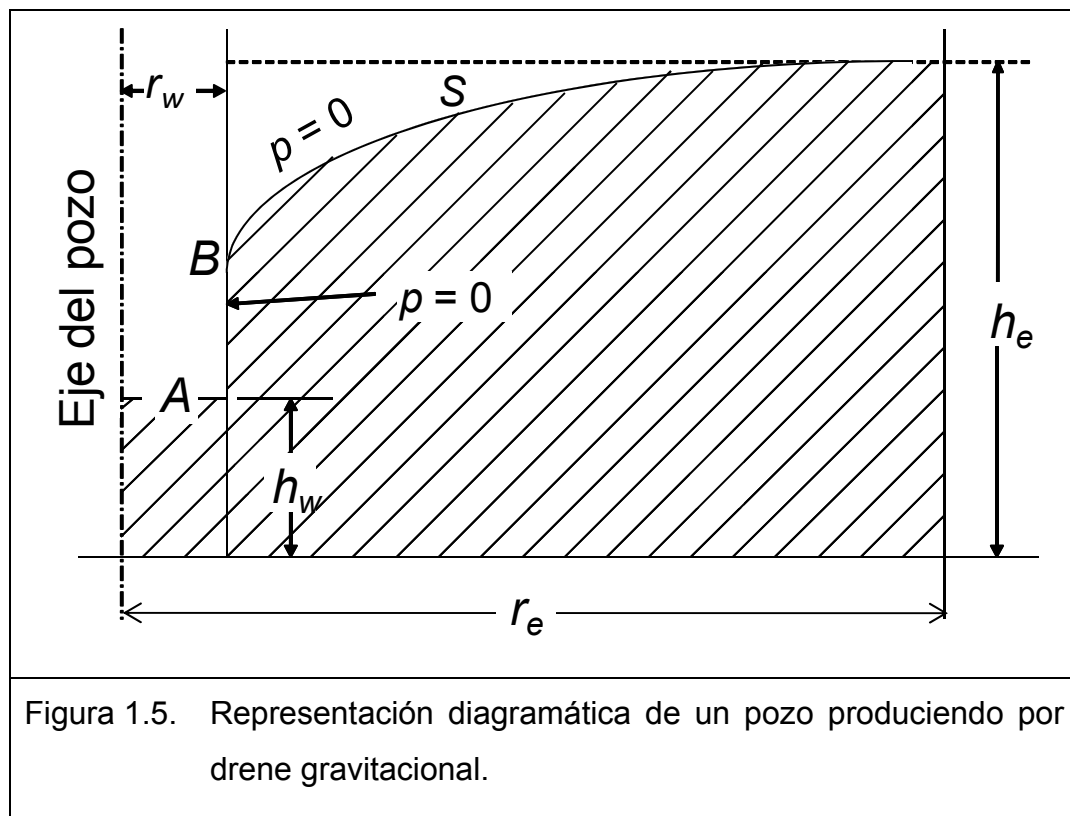
$$\left(1 - \frac{z}{h}\right)_{\max} = \left[1 - \frac{\Delta\phi(r_w, z)}{(\Delta\phi)_e}\right] \frac{\Delta p_w}{gh\Delta\rho} \dots\dots\dots(1.13)$$

$$\left(\frac{z}{h}\right)_{\max} = 1 - \left[1 - \frac{\Delta\phi(r_w, z)}{(\Delta\phi)_e}\right] \frac{\Delta p_w}{gh\Delta\rho}$$

Se percibe que la teoría presentada puede mejorarse; sin embargo, hay pocas razones para dudar de los principios físicos de esta discusión. Por ejemplo, sí en un pozo parcialmente penetrante ya se desarrollo un cono de agua, una solución efectiva es efectuar una reparación mayor para alejarse del agua, a menos de que la ventana de aceite sea muy reducida. Sin embargo primero se debe de tratar de reducir la Δp del pozo estrangulándolo; esto implica que al reducir la producción ó la Δp del pozo por debajo de sus valores críticos después de que el agua ha irrumpido, el cono de agua se reconfigura a un nuevo nivel estable.

Para el problema de la conificación de gas en yacimientos de aceite, es decir cuando el yacimiento cuenta con un casquete de gas, el pozo debe penetrar completamente la zona de aceite y ser disparado en la parte inferior de la zona de aceite; entonces las ecuaciones obtenidas se pueden aplicar realizando cambios pequeños.

Para la determinación de la relación de la penetración parcial se considera únicamente la zona de aceite y el intervalo productor, mientras que el término $\Delta\rho$ es la diferencia entre las densidades del aceite y de la fase gaseosa, ver figura 1.5.



La producción de aceite en régimen permanente a condiciones de superficie está dada por la ecuación siguiente:

$$q_o = 0.003076 \frac{kh\Delta p_w}{\mu_o B_o \log(r_e/r_w)} \quad (STB / D). \quad \dots\dots\dots (1.14)$$

Donde la ecuación (1.14) esta en unidades de campo.

Un caso especial, es cuando el pozo apenas llega a la cima del yacimiento, entonces la ecuación (1.14) se transforma a:

$$q_o = 0.003076 \frac{k \Delta p_w r_w}{\mu_o B_o} \quad (STB / D). \quad \dots\dots\dots (1.15)$$

En esta ecuación la producción de aceite varía directamente proporcional con el radio del pozo y es independiente del radio de drene, mientras que en el caso de que el pozo penetre más en el yacimiento, la producción es función del logaritmo de la relación de los radios de drene y del pozo.

Cuando un pozo produce por drene gravitacional gas-aceite, su producción está dada esencialmente por la Ec. (1.9). Por supuesto esta situación se alcanza sólo cuando la presión de fondo fluyendo es menor a la presión de la cima del yacimiento; además, se considera que el potencial del aceite en el pozo es constante desde el fondo del mismo hasta su nivel dinámico (punto A). En el yacimiento, el aceite saturado está limitado por una superficie libre Fig. 1.5, la cual al mismo tiempo es una superficie-frontera a presión constante. Sí el nivel de fluido en la frontera externa (r_e) es h_e y es igual o menor al espesor impregnado de aceite, mientras que en el pozo la columna de aceite es h_w , entonces la capacidad de producción de la formación en unidades de campo es:

$$q_o = \frac{6.667 \times 10^{-4} k \rho_o (h_e^2 - h_w^2)}{\mu_o B_o \log(r_e / r_w)} \quad (STB / D). \quad \dots\dots\dots (1.16)$$

Kuo y DesBrisay⁸, usaron un modelo de simulación numérica (Intercomb Beta II) para realizar un estudio de sensibilidad a los parámetros principales que afectan a la conificación de agua; este modelo radial consideró 6 celdas en r y 8 capas. Los resultados de la simulación se emplearon para generar correlaciones simples para la predicción de la conificación de agua. Su estudio cubrió un rango amplio de los parámetros del yacimiento, los cuales son:

Relación k_v/k_h , 0.01, 0.1, 0.5 y 1.0,

$21.4\% \leq \frac{h_p}{h} \leq 83.3\%$, donde h_p es el intervalo disparado y h es el espesor total impregnado de aceite,

$500 \leq q \leq 2000$ Producción total de líquido en rb/D,

Relación de movilidad $\frac{k_o/\mu_o}{k_w/\mu_w}$, 1.0, 4.36 y 9.81.

La correlación es válida para predecir el comportamiento de producción de agua-aceite para la mayoría de yacimientos con acuífero activo, excepto para aquellos yacimientos con barreras verticales locales.

Kuo y DesBrisay realizaron 13 corridas combinando los parámetros mencionados previamente, de los resultados obtenidos, definieron dos variables adimensionales, tiempo adimensional, t_D y corte de agua adimensional, $(WC)_D$.

Así,

$$t_D = \frac{t}{t_{BT}}, \dots\dots\dots (1.17)$$

$$(WC)_D = \frac{WC}{(WC)_{\text{limit}}}, \dots\dots\dots (1.18)$$

$$(WC)_{\text{limit}} = \frac{Mh_w}{Mh_w + h}. \dots\dots\dots (1.19)$$

Donde,

- h , Espesor de la zona de aceite, pies
- h_w , Espesor de la zona de agua, pies
- M , Relación de movilidad, adimensional,
- t , Tiempo, días,
- t_{BT} , Tiempo de irrupción, días, calculado con la correlación de Bournazel y Jeanson⁹
- WC , Corte de agua, fracción,
- $(WC)_{\text{limit}}$, Valor máximo de corte de agua, fracción.

Para cada caso el tiempo de irrupción se calculó usando la correlación de Bournazel; posteriormente el tiempo real se transformó a tiempo adimensional y el corte de agua se transforma a corte de agua adimensional usando el valor máximo de corte de agua, mismo que está en función de la relación de movilidad, espesores de la zona de agua y aceite.

Conforme se explota el pozo, el contacto agua-aceite se desplaza hacia arriba, por lo que el valor límite de corte de agua también cambia.

Los resultados obtenidos se graficaron en la figura 1.6, la cual muestra el tiempo adimensional con respecto al corte de agua adimensional. Estos datos se ajustaron a las correlaciones siguientes:

$$(WC)_D = 0 \quad , \quad t_D < 0.5, \quad \dots\dots\dots(1.20)$$

$$(WC)_D = 0.94 \log t_D + 0.29 \quad , \quad 0.5 \leq t_D \leq 5.7, \quad \dots\dots\dots(1.21)$$

$$(WC)_D = 1.0 \quad , \quad t_D > 5.7. \quad \dots\dots\dots(1.22)$$

Estas correlaciones representan la mayoría de los datos con una precisión del 90%; en algunos casos disminuye a 80%.

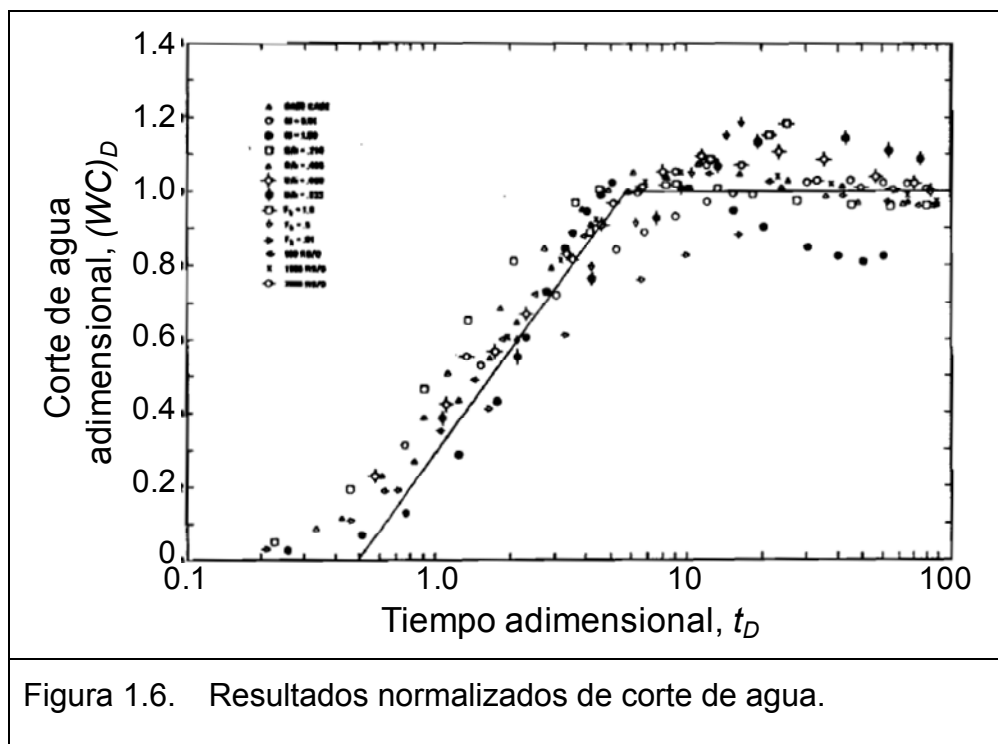


Figura 1.6. Resultados normalizados de corte de agua.

Bournazel y Jeanson⁹, desarrollaron un método para estimar el **tiempo de irrupción**, con base en datos experimentales. Su modelo considera un yacimiento homogéneo, flujo radial de aceite y agua en la frontera externa.

$$(t_D)_{BT} = \frac{Z}{3 - 0.7Z}, \quad \dots\dots\dots(1.23)$$

$$Z = \frac{0.0037 \Delta \rho k_H h (h - D)}{\mu_o B_o q_o}, \dots\dots\dots (1.24)$$

$$t_{BT} = \frac{\mu_o \phi h (t_D)_{BT}}{0.00137 \Delta \rho k_v (1 + M^\alpha)}. \dots\dots\dots (1.25)$$

Donde,

B_o ,	Factor del volumen del aceite,	rb/STB
D ,	Intervalo perforado, desde la cima de la formación hasta la base de los disparos,	pies
h ,	Espesor impregnado de aceite,	pies
k_H ,	Permeabilidad horizontal,	md
k_v ,	Permeabilidad vertical,	md
M ,	Relación de movilidad,	adimensional
q_o ,	Gasto de aceite,	STB/D
Z ,	Altura del cono de agua,	adimensional
μ_o ,	Viscosidad del aceite,	cp
$\Delta \rho$,	Diferencia de densidades,	lb/ft ³
$(t_D)_{BT}$,	Tiempo de irrupción adimensional,	adimensional
t_{BT} ,	Tiempo de irrupción,	días
	$\alpha = 0.5$ para $M < 1$; 0.6 para $1 < M < 10$.	

Al-Afaleg y Ershaghi⁷, analizaron el desarrollo de la conificación de agua en yacimientos naturalmente fracturados y la irrupción de la misma en el pozo. Adicionalmente desarrollaron correlaciones para estimar el tiempo de irrupción del agua en pozos produciendo a un gasto mayor al crítico.

Ellos encontraron que a permeabilidades verticales altas del medio fracturado, el proceso de la conificación de agua se acelera, dando como resultado la disminución del gasto crítico y menores tiempos de irrupción del agua en el pozo.

Además de considerar los parámetros del yacimiento que intervienen en las correlaciones analíticas y empíricas ya analizadas, Al-Afaleg y Ershaghi examinaron el contraste de permeabilidad y porosidad de la matriz y de la fractura en términos de la imbibición contracorriente.

Para realizar lo enunciado construyeron un modelo radial de pozo de doble porosidad, donde además analizaron los cambios de saturación en los dos medios porosos para conocer el avance del agua.

En la figura 1.7 se muestran los resultados del modelo de simulación de los dos medios porosos, donde se aprecia la formación de dos conos. Dependiendo de la producción, se puede desarrollar con mayor velocidad el cono de agua en las fracturas y un cono con menor movilidad en la matriz. La posición relativa de los dos conos uno respecto al otro depende del ritmo de producción y de las propiedades de la formación. En la figura 1.8 se muestra el desarrollo de la conificación en los dos medios porosos a un ritmo de producción mayor, $q_o = 3000$ STB/D que el empleado para la figura 1.7.

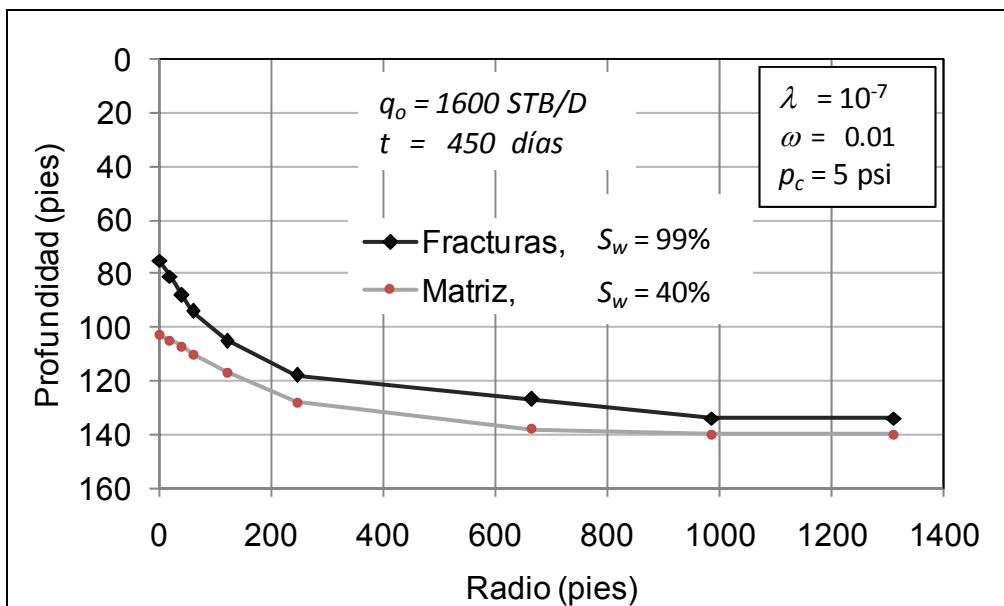


Figura 1.7. Formación de dos conos en un sistema de doble porosidad, escenario de producción baja.

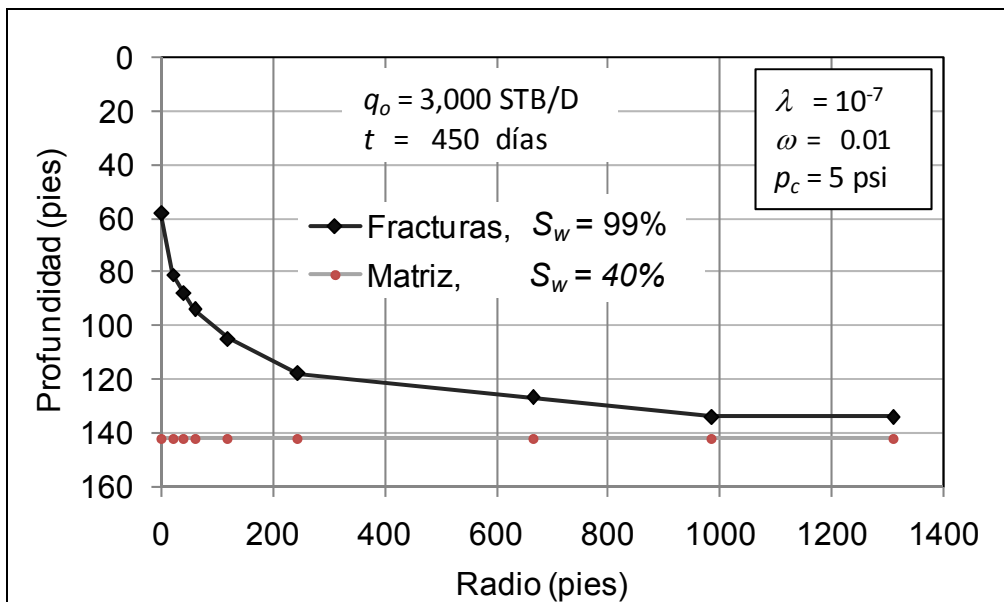


Figura 1.8. Efecto de alta producción en la posición de los dos conos.

En las figuras 1.9 y 1.10 se observa que para gastos altos de aceite, antes de que irrumpa el agua en el pozo λ y ω tienen poca influencia en el fenómeno de conificación; sin embargo a ritmos bajos de producción de aceite estos parámetros si afectan el tiempo de irrupción.

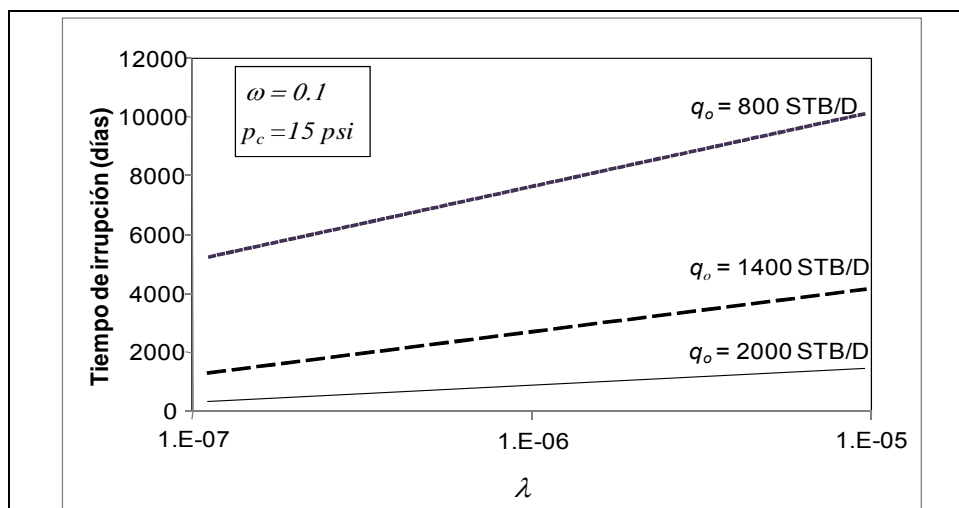


Figura 1.9. Efecto de λ en el tiempo de irrupción del agua.

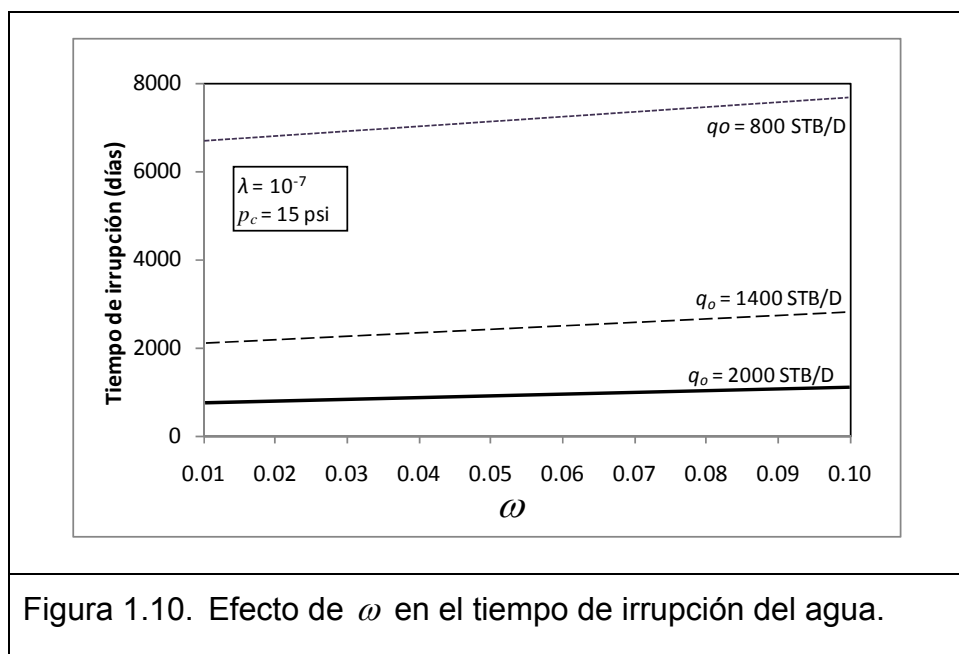


Figura 1.10. Efecto de ω en el tiempo de irrupción del agua.

La correlación desarrollada tiene como objetivo modelar el tiempo de irrupción, para yacimientos fracturados homogéneos y es válida para los rangos siguientes:

$$10^{-9} \leq \omega\lambda \leq 10^{-6}$$

$$q_D \leq 0.25 \dots\dots\dots (1.26)$$

$$0.0675 \leq p_{cD}$$

$$t_D = A(\text{Log } \lambda) + B(\text{Log } \lambda)^2 + c_w + D\text{Log} p_{cD} + E\left(\frac{1}{\text{Log} q_D}\right) + F \dots\dots\dots (1.27)$$

$$p_{cD} = \frac{p_c}{\bar{p} - p_{wf}} \dots\dots\dots (1.28)$$

$$q_D = \frac{887.31 q_o B_o \mu_o}{k_f h^2 \Delta \rho} \dots\dots\dots (1.29)$$

$$t_D = \frac{t_{bt2}}{t_{bt1}} \dots\dots\dots (1.30)$$

El tiempo de irrupción del agua en el primer medio poroso, matriz, esta dado por la expresión siguiente:

$$t_{BT1} = \frac{(Np)_{BT}}{q_o} \dots\dots\dots (1.31)$$

El tiempo de irrupción del agua para un medio naturalmente fracturado se determina con la expresión siguiente:

$$t_{BT2} = t_D \times t_{BT1} \dots\dots\dots (1.32)$$

$$(Np)_{BT} = \left(\frac{1}{5.615 B_o}\right) A \phi (S_w - S_{or}) (h - h_{wc} - h_{ap} - h_p) \dots\dots\dots (1.33)$$

Donde,

$$A = -0.051217$$

$$B = -0.032583$$

$$C = 1.557171$$

$$D = 0.338711$$

$$E = 0.548597$$

$$F = 2.493842$$

A	=	Área,	pies ²
B_o	=	Factor del volumen del aceite,	rb/STB
h	=	Espesor impregnado de aceite,	pies
h_{ap}	=	Columna de aceite por arriba del intervalo disparado,	pies
h_p	=	Intervalo disparado,	pies
h_{wc}	=	Altura de la conificación de agua,	pies
k_f	=	Permeabilidad del medio fracturado,	md
$(Np)_{BT}$	=	Producción acumulada al momento de la irrupción,	STB
p_c	=	Presión capilar,	psi
p_{cD}	=	Presión capilar adimensional,	adimensional
p_{wf}	=	Presión de fondo fluyendo,	psi
\bar{p}	=	Presión media del yacimiento,	psi
q_c	=	Gasto crítico de aceite,	STB/D

r_e	=	Radio de drene,	pies
r_w	=	Radio del pozo,	pies
t_{BT1}	=	Tiempo de irrupción del agua en matriz,	días
t_{BT2}	=	Tiempo de irrupción del agua en fractura,	días
μ_o	=	Viscosidad del aceite,	cp.
$\Delta\rho$	=	Diferencia de densidades agua-aceite,	gr/cm ³
λ	=	Parámetro de flujo interporoso	
ω	=	Almacenamiento del medio fracturado,	adimensional
ϕ	=	Porosidad,	fracción

Meyer y Garder¹⁰, presentaron una correlación para determinar el gasto máximo de aceite al cual la interfase agua-aceite, definida por el cono de agua no invade el intervalo productor del pozo. Ellos consideraron yacimiento homogéneo y flujo radial, obteniendo a la expresión siguiente:

$$q_c = \frac{0.0015351\Delta\rho(h^2 - D^2)k}{B_o\mu_o \ln(r_e/r_w)} \dots\dots\dots (1.34)$$

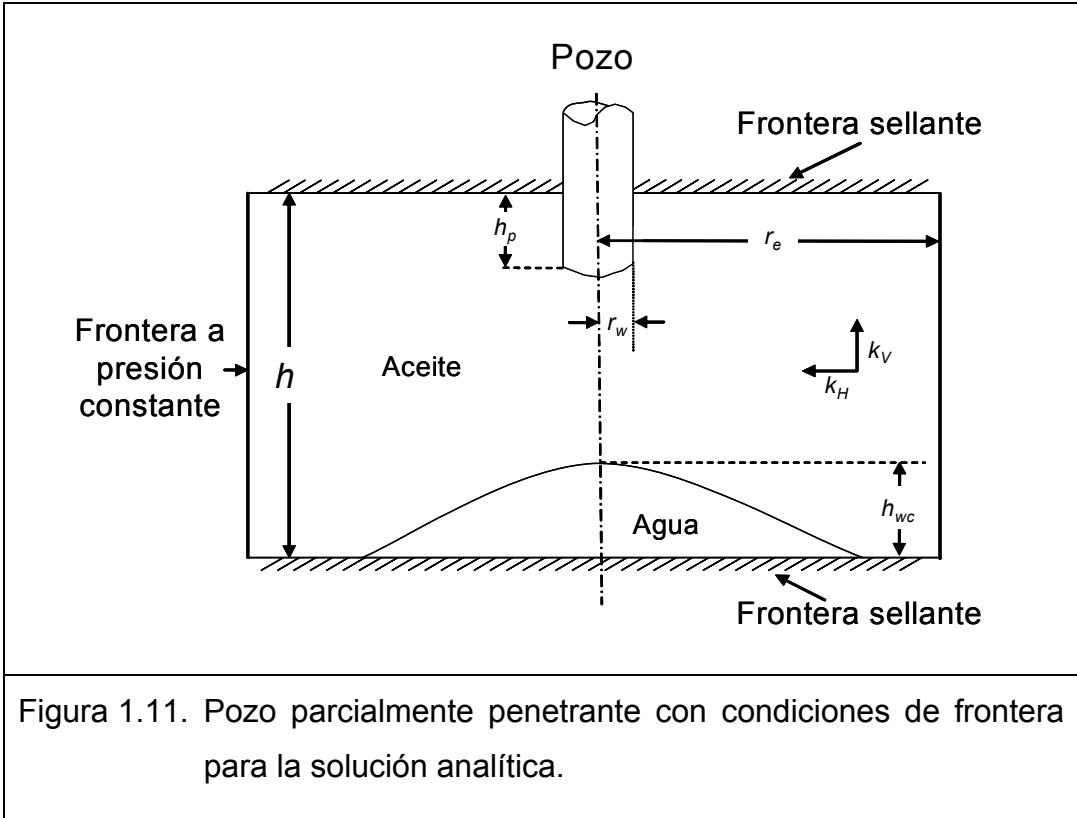
Donde:

B_o	=	Factor del volumen del aceite,	rb/STB
D	=	Intervalo disparado,	pies
h	=	Espesor impregnado de aceite,	pies

k	=	Permeabilidad,	md
q_c	=	Gasto crítico de aceite,	STB/D
r_e	=	Radio de drene,	pies
r_w	=	Radio del pozo,	pies
$\Delta\rho$	=	Diferencia de densidades agua-aceite,	gr/cm ³ .
μ_o	=	Viscosidad del aceite,	cp.

Høyland y Papatzacos¹¹, presentan una solución analítica para determinar la conificación de agua, la cual considera flujo multifásico y flujo transitorio en la vecindad del pozo; además desarrollaron una correlación para predecir el gasto crítico de aceite, obtenida con base en varias corridas de un modelo numérico de yacimientos. Sin embargo su estudio se limitó a un pozo terminado en la cima de la formación productora.

La solución analítica presentada por Høyland y Papatzacos, es una extensión de la teoría de Muskat y Wyckoff basada en el trabajo desarrollado por Papatzacos, quien obtuvo una solución en función del tiempo de la ecuación de difusión para un fluido ligeramente compresible, con flujo hacia un pozo de conductividad infinita en un yacimiento infinito. Para flujo estacionario, la solución adquiere una forma simple y se puede combinar con el método de imágenes para obtener las condiciones de frontera vertical y lateral, como se ilustra en la figura 1.11.



Para su solución de gasto crítico de aceite, Høyland y Papatzacos tomaron las mismas consideraciones que Muskat y Wyckoff, una fase y no se considera el cono de agua en la distribución del potencial. Ellos desarrollaron un programa para determinar el gasto crítico en un área cuadrada a presión constante. El área del cuadrado se transforma a un radio equivalente para tener un área circular a presión constante para relacionar los casos que se simularon con la figura 1.11. Los autores obtuvieron el modelo analítico siguiente:

$$q_{cD} = \frac{40,667.25 q_c B_o \mu_o}{k_H \Delta \rho h^2}, \dots\dots\dots (1.35)$$

$$r_D = \left(\frac{r_e}{h} \right) \sqrt{\frac{k_V}{k_H}} \dots\dots\dots (1.36)$$

Donde,

- B_o , Factor de volumen del aceite,
- h , Espesor impregnado de aceite,
- k_v , Permeabilidad vertical,
- k_H , Permeabilidad horizontal,
- q_{cD} , Gasto crítico adimensional,
- r_D , Radio adimensional,
- μ_o , Viscosidad del aceite,
- $\Delta\rho$, Diferencia de densidad entre el agua y el aceite.

- Hoyland y Papatzacos, además de presentar una solución analítica para determinar la conificación de agua, obtuvieron correlaciones para predecir la conificación de agua. Su modelo simuló el flujo hacia un pozo con un modelo de 10 celdas en dirección radial y 20 capas, donde representaron un Acuífero de fondo conectado en la última capa, asignándole valores de porosidad y permeabilidad infinita para obtener el efecto de una frontera a presión constante en el contacto agua-aceite. De igual forma modelaron la frontera externa en el radio de drene, asignándole valores infinitos de porosidad y permeabilidad a la última columna de celdas radiales, para que esta frontera también actuara a presión constante. La primera columna de celdas del modelo radial representó el pozo.

Para cierta geometría y parámetros del yacimiento así como cierta penetración del pozo en el yacimiento, los autores determinaron el gasto crítico con un 4% de

incertidumbre; ellos procedieron a determinar el gasto crítico cuando ya se había formado un cono de agua estable y muy cerca del intervalo productor, de tal forma que al incrementar ligeramente la producción del pozo, el agua irrumpía en el mismo.

Para el estudio anterior, realizaron más de 500 simulaciones, ya que para cada caso fue necesario hacer de 5 a 6 simulaciones.

Høyland y Papatzacos, concluyeron que el gasto crítico es una función lineal de la permeabilidad del aceite, diferencia de densidades de los fluidos, viscosidad y factor de volumen del aceite; mientras que el gasto crítico es una función no lineal de la penetración del pozo en el yacimiento, radio de drene, espesor de la columna de aceite y relación de permeabilidades.

La expresión a la que ellos llegaron es la siguiente:

$$q_c = \frac{k\Delta\rho}{10.822B_o\mu_o} \left[1 - \left(\frac{h_p}{h} \right)^2 \right]^{1.325} h^{2.238} [\ln(r_e)]^{-1.990}, \dots\dots\dots (1.37)$$

Donde,

- B_o = Factor del volumen del aceite, rb/STB
- h = Espesor impregnado de aceite, pies
- h_p = Intervalo disparado, pies
- k = Permeabilidad horizontal, md
- r_e = Radio de drene, pies
- q_c = Gasto crítico, STB/D
- $\Delta\rho$ = Diferencia de densidades agua-aceite, lbm/ft³
- μ_o = Viscosidad del aceite, cp

Chaney, et al. ¹², determinan curvas de conificación de agua matemáticamente y mediante análisis potenciométrico. Las curvas muestran los gastos de aceite en barriles por día a condiciones de yacimiento versus la distancia de la cima de la formación ó del contacto gas-aceite a la cima del intervalo perforado ó en el caso de conificación de agua es la distancia entre el contacto agua-aceite y la base del intervalo disparado, ver figura 1.12.

Las curvas de la figura 1.12 (1) se muestran para penetración del pozo en la formación de: A = 2.5 ft; B = 5.0 ft; C = 7.5 ft; D = 10.0 ft y E = 12.5 ft.

Las curvas de la figura 1.12 (2) se muestran para penetración del pozo en la formación de: A = 5.0 ft; B = 10.0 ft; C = 15.0 ft; D = 20.0 ft y E = 25.0 ft.

Las curvas de la figura 1.12 (3) se muestran para penetración del pozo en la formación de: A = 10.0 ft; B = 20.0 ft; C = 30.0 ft; D = 40.0 ft y E = 50.0 ft.

Nota las letras mayúsculas denotan las curvas de conificación de agua, mientras que las letras minúsculas denotan a las curvas de conificación de gas.

Para el análisis los autores usaron la información siguiente:

Permeabilidad	=	1000	md
Viscosidad del aceite	=	1	cp
Diferencia de densidades agua-aceite	=	0.3	gr/cm ³
Diferencia de densidades gas-aceite	=	0.6	gr/cm ³
Radio de drene	=	1000	pies

Entonces para emplear los gastos obtenidos de las curvas, se deben corregir por las propiedades del fluido y de la formación, estas correcciones se toman en cuenta en las ecuaciones siguientes:

Gasto crítico de aceite corregido, para un sistema agua-aceite.

$$q_c = \frac{0.00333k_o(\Delta\gamma_{ow})q_{curve}}{\mu_o B_o}, \quad (STB/D). \quad \dots\dots\dots (1.38)$$

Gasto crítico de gas corregido, para un sistema gas-agua,

$$q_c = \frac{0.00333k_g(\Delta\gamma_{gw})q_{curve}}{\mu_g V}, \quad (Mscf / D). \quad \dots\dots\dots (1.39)$$

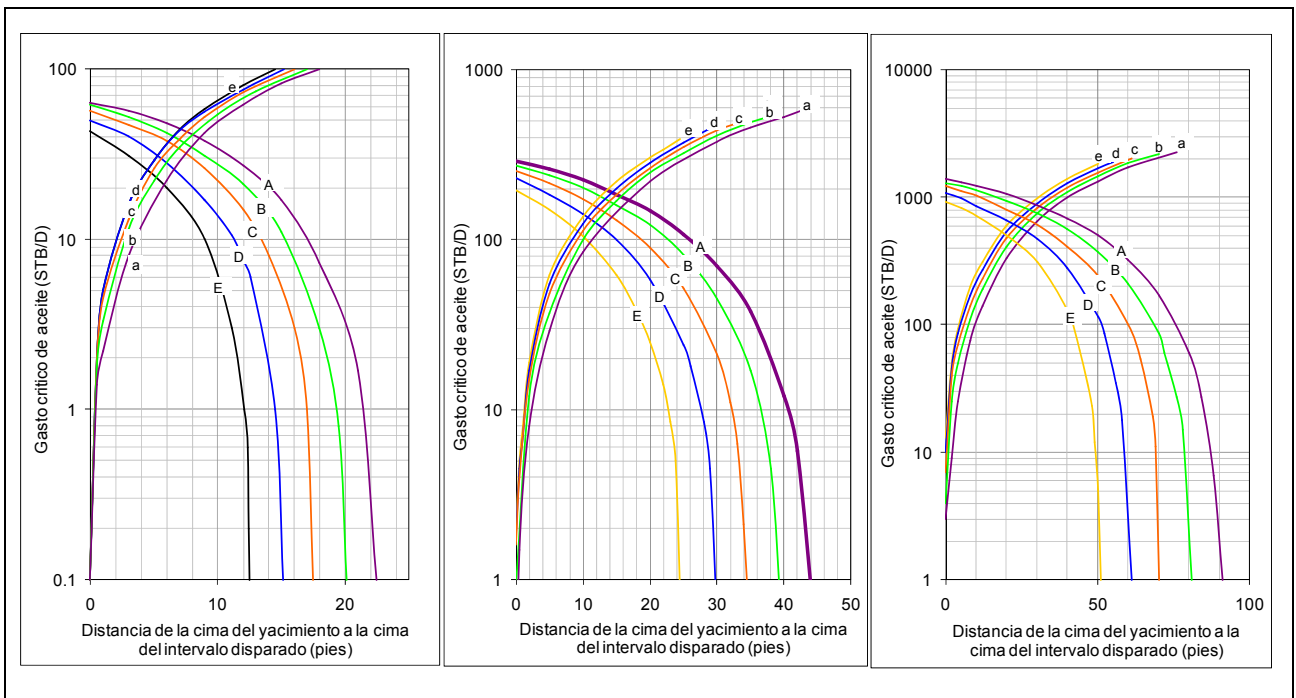
Gasto crítico de aceite corregido, para un sistema gas-aceite,

$$q_c = \frac{0.00167k_g(\Delta\gamma_{og})q_{curve}}{\mu_g B_o}, \quad (STB/D). \quad \dots\dots\dots (1.40)$$

Donde:

- B_o = Factor del volumen del aceite, rb/STB
- k_g = Permeabilidad efectiva al gas, md
- k_o = Permeabilidad efectiva al aceite, md
- k_w = Permeabilidad efectiva al agua, md
- q_{curve} = Gasto crítico a condiciones de yacimiento, rb/D

q_c	=	Gasto crítico corregido,	STB/D
V	=	rb ocupados por 1 Mscf de gas.	
μ_g	=	Viscosidad del gas,	cp
μ_o	=	Viscosidad del aceite,	cp
μ_w	=	Viscosidad del agua,	cp
$\Delta\gamma_{ow}$	=	Diferencia de densidades aceite-agua,	gr/cm ³
$\Delta\gamma_{og}$	=	Diferencia de densidades aceite-gas,	gr/cm ³
$\Delta\gamma_{gw}$	=	Diferencia de densidades agua-gas,	gr/cm ³



Figuras 1.12. Curvas de gasto crítico, (1) Conificación agua-aceite curvas A, B, C, D y E; (2) Conificación gas-aceite curvas a, b, c, d y e.

Chierici, Ciucci y Pizzi¹³, para determinar el gasto crítico presentan la correlación siguiente:

$$q_{ow} = 5.256 \times 10^{-3} h^2 \frac{\Delta\rho_{wo}}{B_o} \frac{k_H}{\mu_o} \Psi(r_{De}, \varepsilon, \delta_w), \dots\dots\dots (1.41)$$

$$q_{og} = 5.256 \times 10^{-3} h^2 \frac{\Delta\rho_{go}}{B_o} \frac{k_H}{\mu_o} \Psi(r_{De}, \varepsilon, \delta_g). \dots\dots\dots (1.42)$$

Donde:

- q_{ow} = Gasto crítico de aceite en un sistema agua-aceite, m³/d
- q_{og} = Gasto crítico de aceite en un sistema gas-aceite, m³/d
- h = Espesor impregnado de aceite, m
- k_H = Permeabilidad horizontal, md
- μ_o = Viscosidad del aceite, cp
- B_o = Factor del volumen del aceite, m³/ m³
- $\Delta\rho_{wo} = \rho_w - \rho_o$, diferencia de densidades agua-aceite, gr/cm³
- $\Delta\rho_{go} = \rho_o - \rho_g$, diferencia de densidades gas-aceite, gr/cm³

Ó bien,

$$q_{ow} = 4.92 \times 10^{-5} h^2 \frac{\Delta\rho_{wo}}{B_o} \frac{k_H}{\mu_o} \Psi(r_{De}, \varepsilon, \delta_w), \dots\dots\dots (1.43)$$

$$q_{og} = 4.92 \times 10^{-5} h^2 \frac{\Delta\rho_{go}}{B_o} \frac{k_H}{\mu_o} \Psi(r_{De}, \varepsilon, \delta_g), \dots\dots\dots (1.44)$$

$$Z = \frac{0.00307 \Delta \rho k_H h h_{wc}}{\mu_o q_o B_o}, \dots\dots\dots (1.45)$$

$$\varepsilon = \frac{h_p}{h}, \dots\dots\dots (1.46)$$

$$\delta_g = \frac{h_{gc}}{h}, \dots\dots\dots (1.47)$$

$$\delta_w = \frac{h_{wc}}{h}, \dots\dots\dots (1.48)$$

Donde:

B_o	=	Factor del volumen del aceite,	rb/STB
h	=	Espesor impregnado de aceite,	pies
h_p	=	Intervalo disparado,	pies
h_{gc}	=	Distancia del Cgo a la cima del Intervalo disparado,	pies
h_{wc}	=	Distancia del Cwo a la base del Intervalo disparado,	pies
k_V	=	Permeabilidad vertical,	md
k_H	=	Permeabilidad horizontal,	md
q_{og}	=	Gasto crítico de aceite en un sistema gas-aceite,	STB/D
q_{ow}	=	Gasto crítico de aceite en un sistema agua-aceite,	STB/D
r_e	=	Radio de drene,	pies
r_{eD}	=	Radio de drene adimensional,	adimensional
μ_o	=	Viscosidad del aceite,	cp

$\Delta\rho_{wo} = \rho_w - \rho_o$, diferencia de densidades agua-aceite, lb/ft³

$\Delta\rho_{go} = \rho_o - \rho_g$, diferencia de densidades gas-aceite, lb/ft³

ψ_g = Función adimensional de la fase gas, adimensional

ψ_w = Función adimensional de la fase agua, adimensional

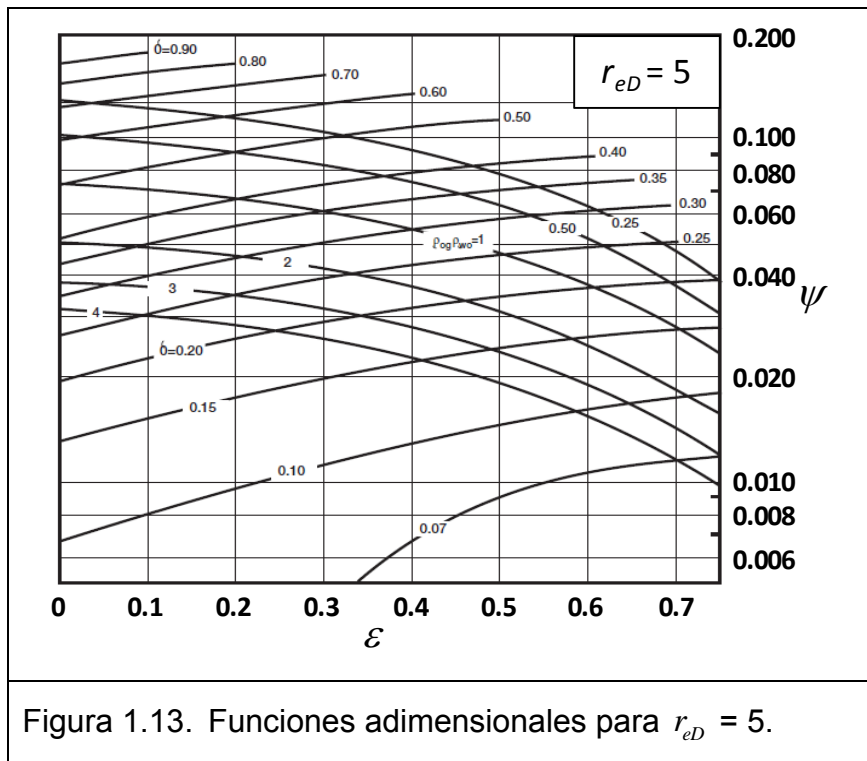
$$5 \leq r_{eD} = \frac{r_e}{h} \sqrt{\frac{k_V}{k_H}} \leq 80$$

$$0 \leq \varepsilon = \frac{h_p}{h} \leq 0.75$$

$$0.07 \leq \delta_g = \frac{h_{gc}}{h} \leq 0.9$$

$$0.07 \leq \delta_w = \frac{h_{wc}}{h} \leq 0.9$$

Las funciones del agua y del gas adimensionales son función de r_{eD} , ε y δ , y se obtienen de las figuras 1.13 a 1.19.



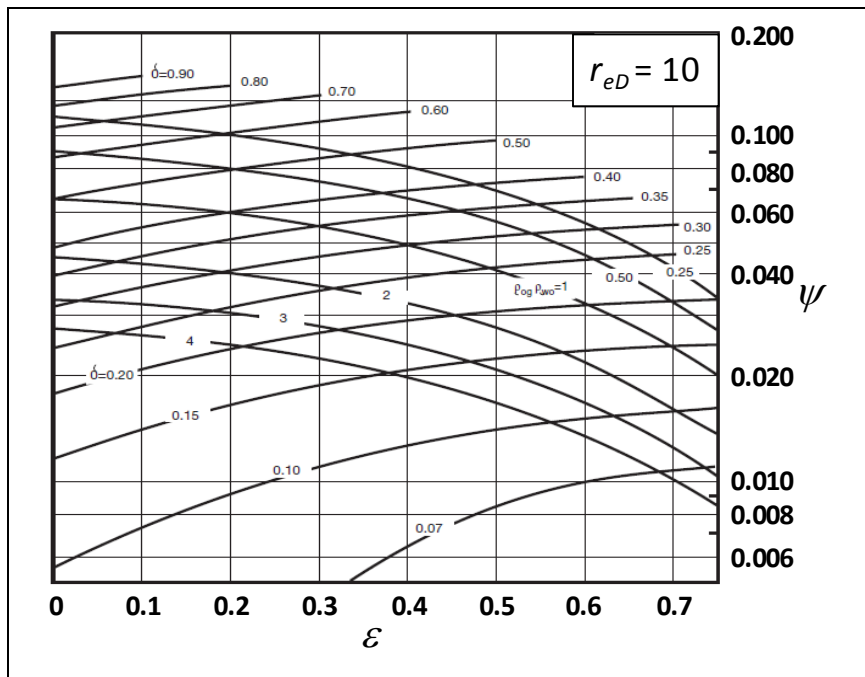


Figura 1.14. Funciones adimensionales para $r_{eD} = 10$.

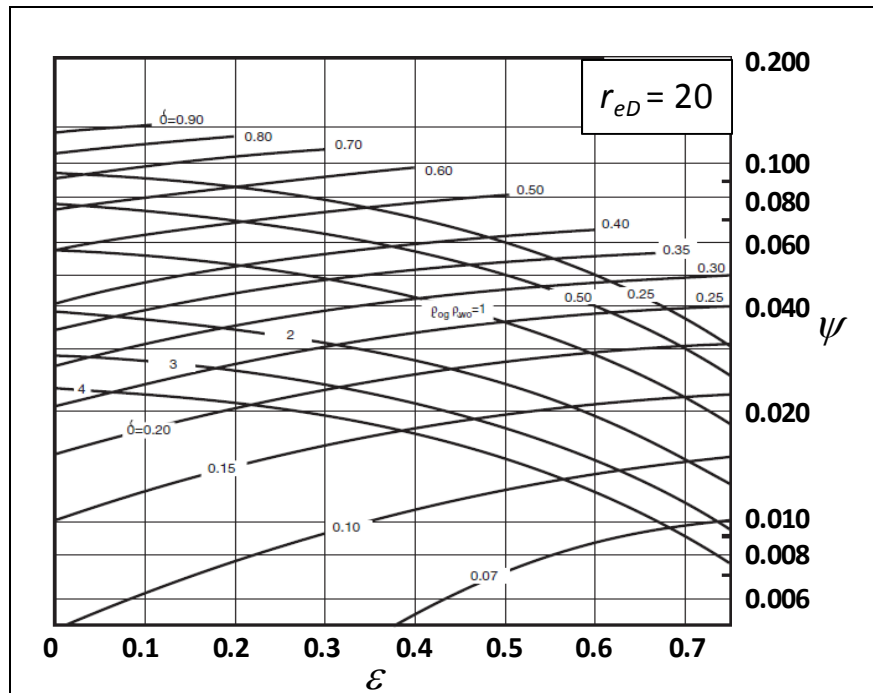


Figura 1.15. Funciones adimensionales para $r_{eD} = 20$.

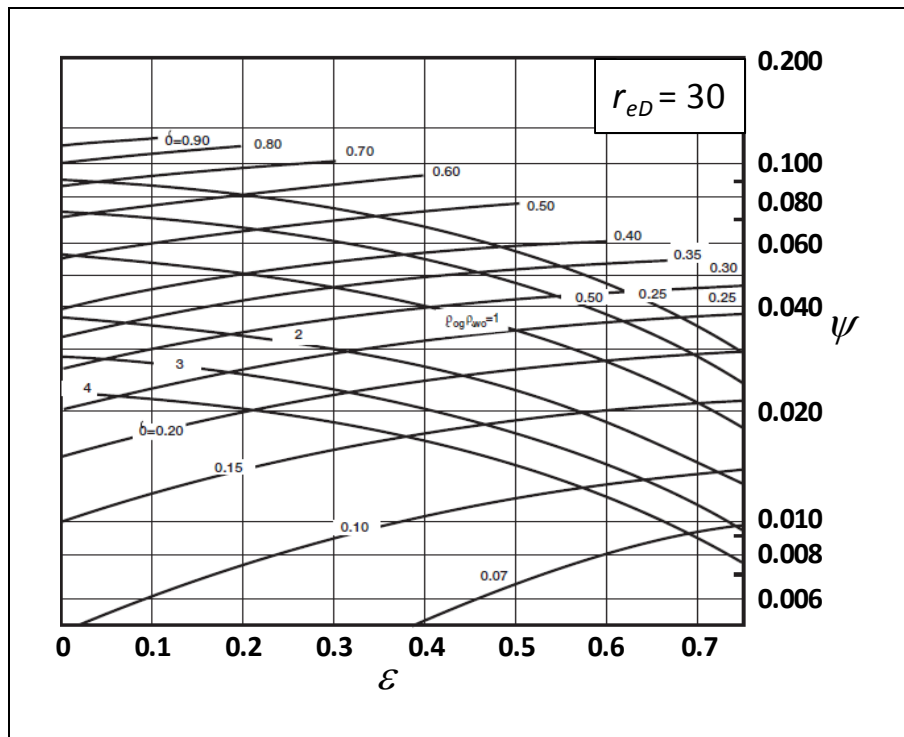


Figura 1.16. Funciones adimensionales para $r_{eD} = 30$.

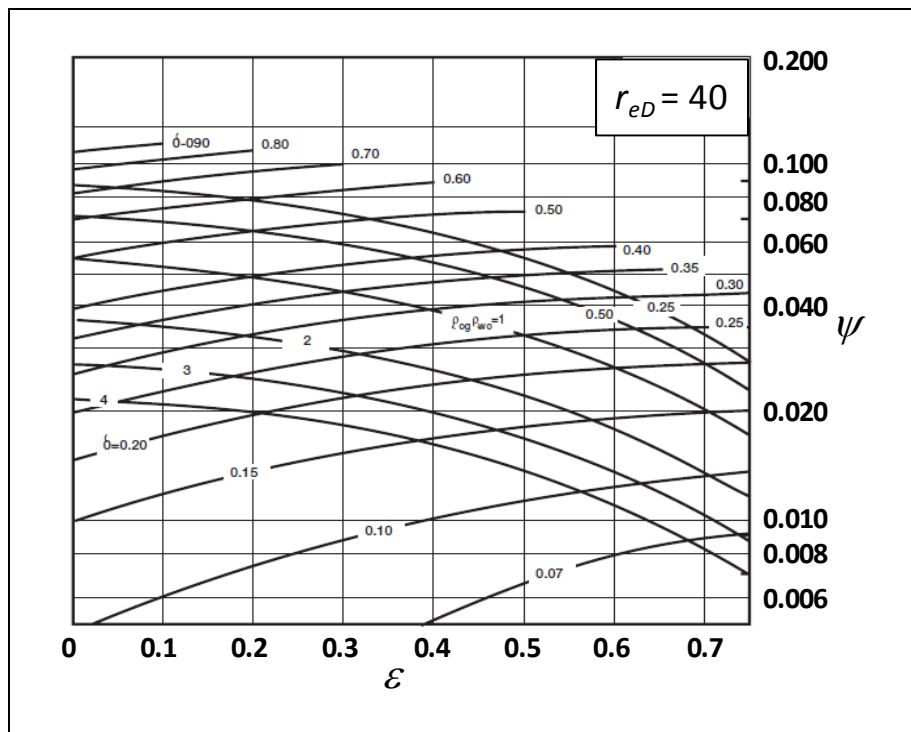


Figura 1.17. Funciones adimensionales para $r_{eD} = 40$.

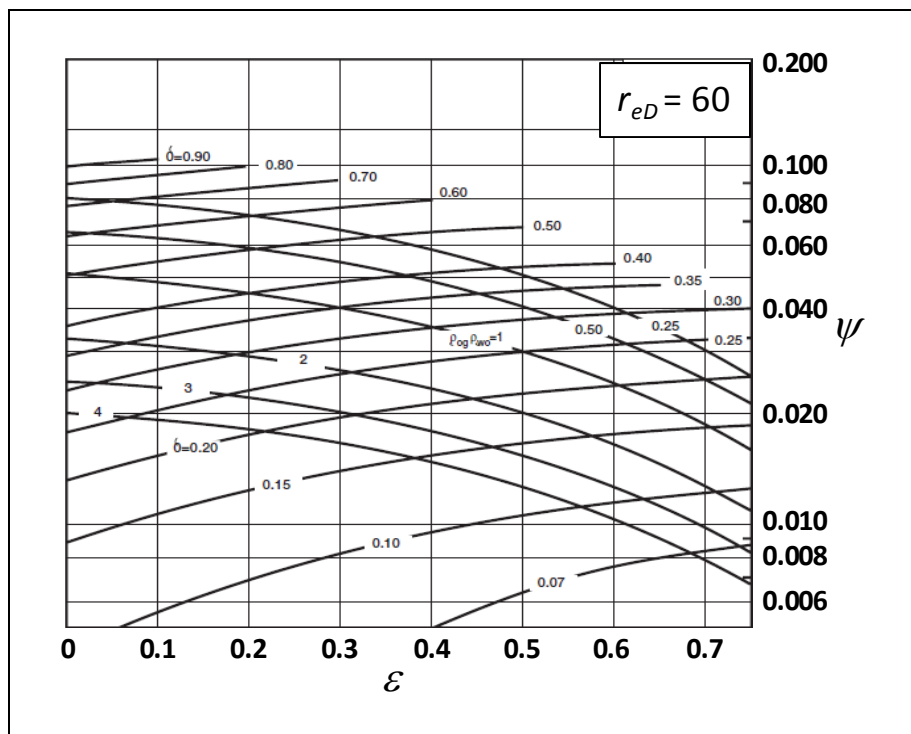


Figura 1.18. Funciones adimensionales para $r_{eD} = 60$.

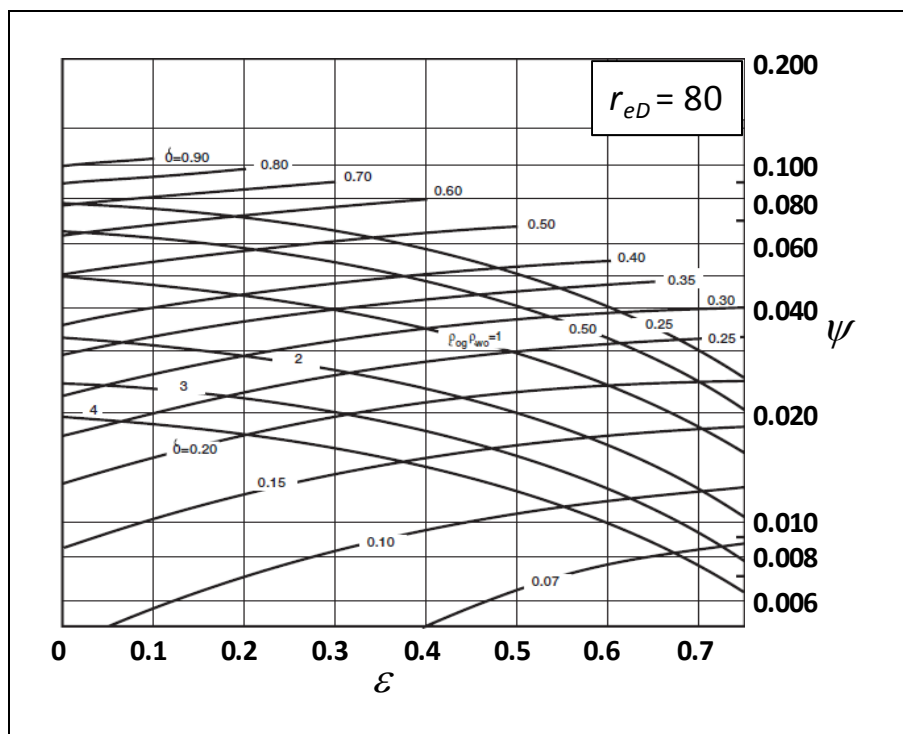


Figura 1.19. Funciones adimensionales para $r_{eD} = 80$.

Método de **Sobocinski y Cornelius**¹⁴ para predecir el tiempo de conificación de agua.

La curva superior de la figura 1.20, representa las condiciones a las que el cono de agua irrumpe en el pozo cuando este produce a gasto constante sin interrupciones.

La curva inferior de incremento, presenta la forma del cono de agua, antes de que el agua irrumpa en el pozo. Cabe hacer notar, que conforme los puntos de la curva se aproximan al pozo, la pendiente de la curva incrementa. Lo anterior significa que la interfase agua-aceite se acelera a medida que se va acercando al pozo.

Las cuatro curvas de la figura 1.20, que tienen el mismo origen, se obtuvieron de una cantidad limitada de datos de laboratorio y aplican únicamente para situaciones de conificación donde el tiempo adimensional es menor a 7.5.

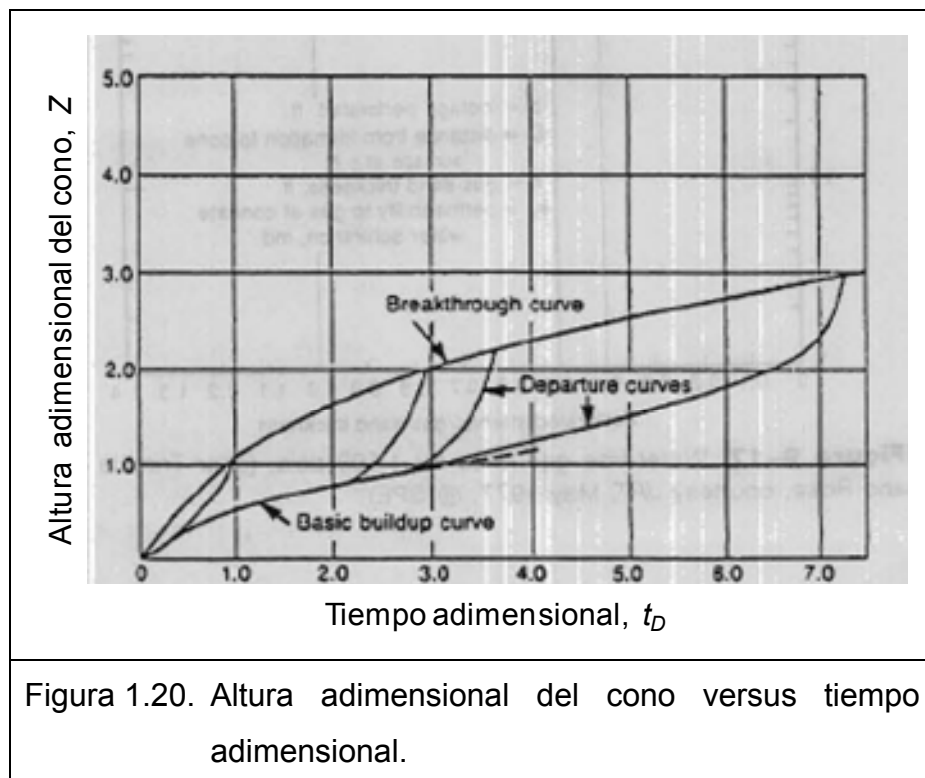


Figura 1.20. Altura adimensional del cono versus tiempo adimensional.

Método de cálculo,

1. Usando la ecuación (1.49) calcular la altura adimensional del cono de agua, para determinar si la irrupción de agua ocurre a un $Z \leq 3$ y determinar si esta aparecerá dentro de los límites de la figura 1.20.

$$Z = \frac{0.00307 \Delta \rho k_H h h_{wc}}{\mu_o q_o B_o} \dots \dots \dots (1.49)$$

Donde:

B_o	=	Factor del volumen del aceite,	rb/STB
h	=	Espesor impregnado de aceite,	pies
h_{wc}	=	Altura del cono de agua, por encima del C_{wo} ,	pies
k_H	=	Permeabilidad horizontal,	md
q_o	=	Gasto de aceite,	STB/D
$\Delta \rho$	=	Diferencia de densidad entre el agua y el aceite,	gr/cm ³
μ_o	=	Viscosidad del aceite,	cp

2. Con el valor de Z entrar a la figura 1.20 y determinar su tiempo adimensional, t_D correspondiente.
3. Usando la ecuación (1.50) calcular el tiempo de irrupción en días.

$$t_D = \frac{0.00137 \Delta \rho k_H (1 + M^\alpha) t}{\mu_o \phi h F_k} \dots \dots \dots (1.50)$$

Donde:

h	=	Espesor impregnado de aceite,	pies
k_H	=	Permeabilidad horizontal,	md
F_k	=	Relación de permeabilidad horizontal-vertical, k_H/k_V	
M	=	Relación de movilidad agua-aceite	
t	=	Tiempo,	días
t_D	=	Tiempo adimensional,	adimensional
α	=	0.5 para $M < 1$; 0.6 para $1 < M < 10$.	
ϕ	=	Porosidad de matriz,	fracción
$\Delta\rho$	=	Diferencia de densidad entre el agua y el aceite,	gr/cm ³
μ_o	=	Viscosidad del aceite,	cp

Capítulo 2

Construcción de los modelos de flujo hacia un pozo

Características de las Mallas de Simulación

Existen varios parámetros que tienen influencia en el fenómeno de conificación del agua, algunos que se pueden controlar y otros que no, por lo que se requirió construir varios modelos de flujo hacia un pozo, para analizar los parámetros que tienen mayor incidencia en el comportamiento de la producción de los pozos, tales como: ritmo de producción de aceite, permeabilidad de fracturas (k_f), viscosidad del aceite (μ_o), drene gravitacional, factor de volumen del aceite (B_o), distancia entre el intervalo disparado y el contacto agua-aceite.

Las principales formaciones productoras de los campos de la Sonda de Campeche son carbonatos naturalmente fracturados de las formaciones Brecha Terciario Paleoceno Cretácico Superior, (BTPKS); Cretácico Medio, (KM); Cretácico Inferior (KI) y Jurásico Superior Kimeridgiano (JSK) de espesor y/o relieve estructural considerable.

La formación BTPKS, está constituida de rocas carbonatadas densamente fracturadas de muy alta permeabilidad, esto ocasiona severos problemas durante las operaciones de cementación de la Tubería de Revestimiento (T. R.) en esta formación, ya que al circular cemento al pozo para ademararlo prácticamente todo el cemento se pierde en la formación, entonces el Espacio Anular (E. A.) entre la T. R. y la formación productora queda sin cemento (figura 2.1), formándose un espacio vacío, es decir un canal sin restricción al flujo, por el cual **se magnifica la conificación del agua** (figura 2.2). Las formaciones KM, KI y JSK tienen menor grado de fracturamiento y por consiguiente la permeabilidad es menor a la de la formación BTPKS, lo que permite que en estas formaciones sí se tengan pozos bien cementados (figura 2.3).

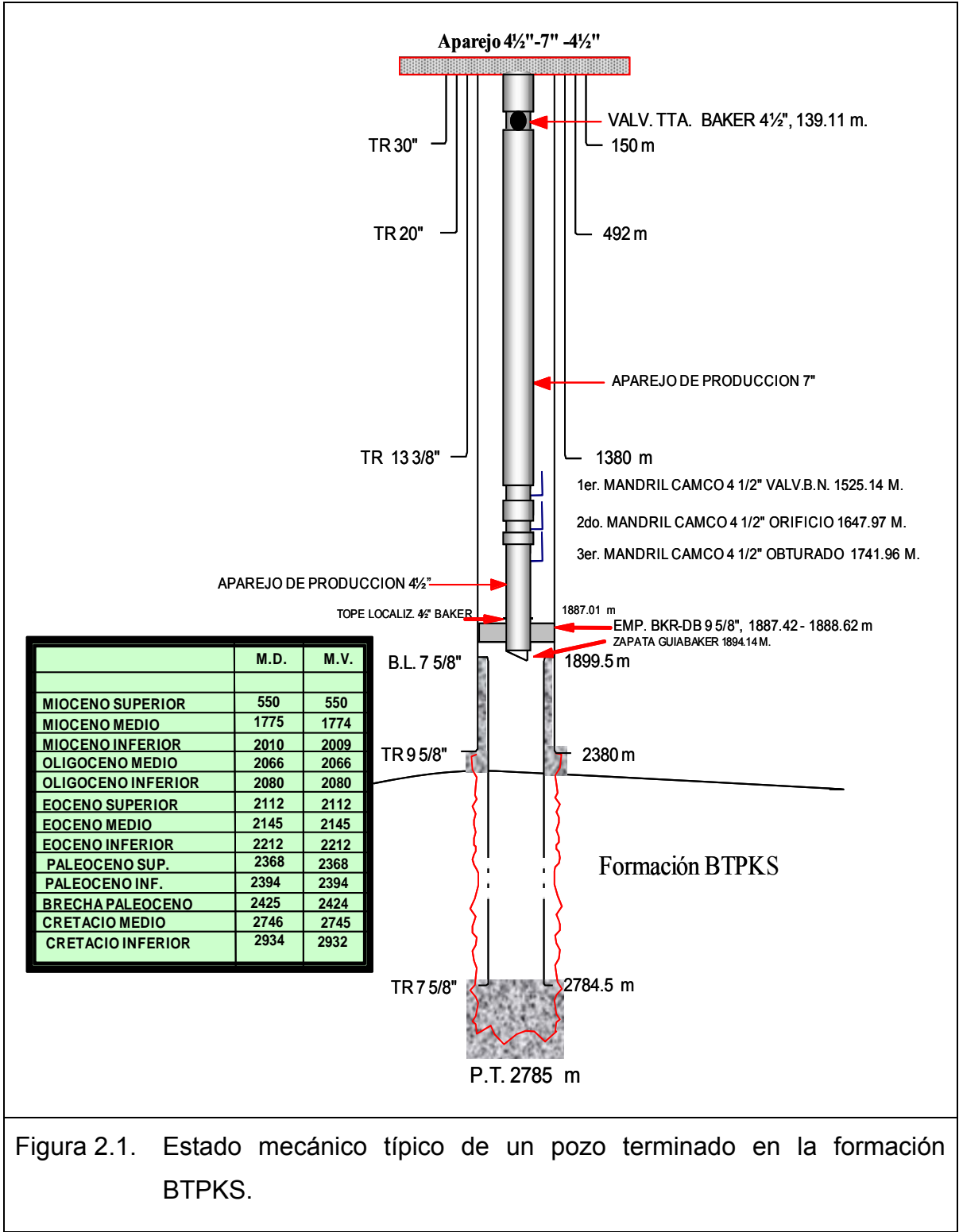


Figura 2.1. Estado mecánico típico de un pozo terminado en la formación BTPKS.

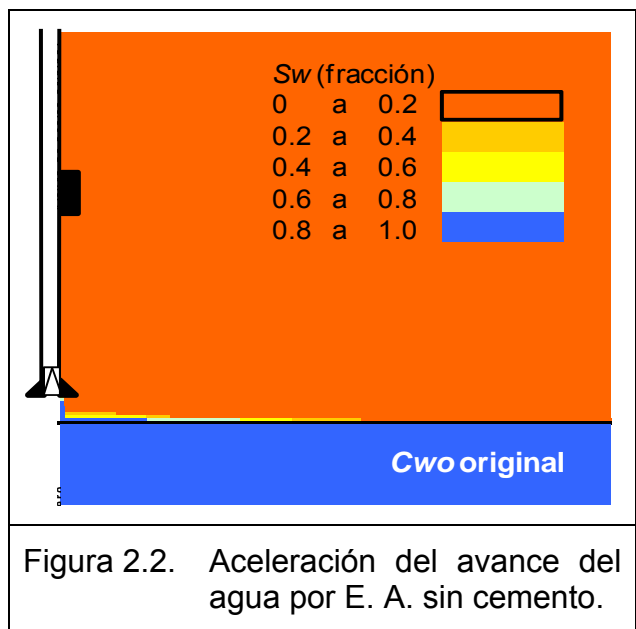


Figura 2.2. Aceleración del avance del agua por E. A. sin cemento.

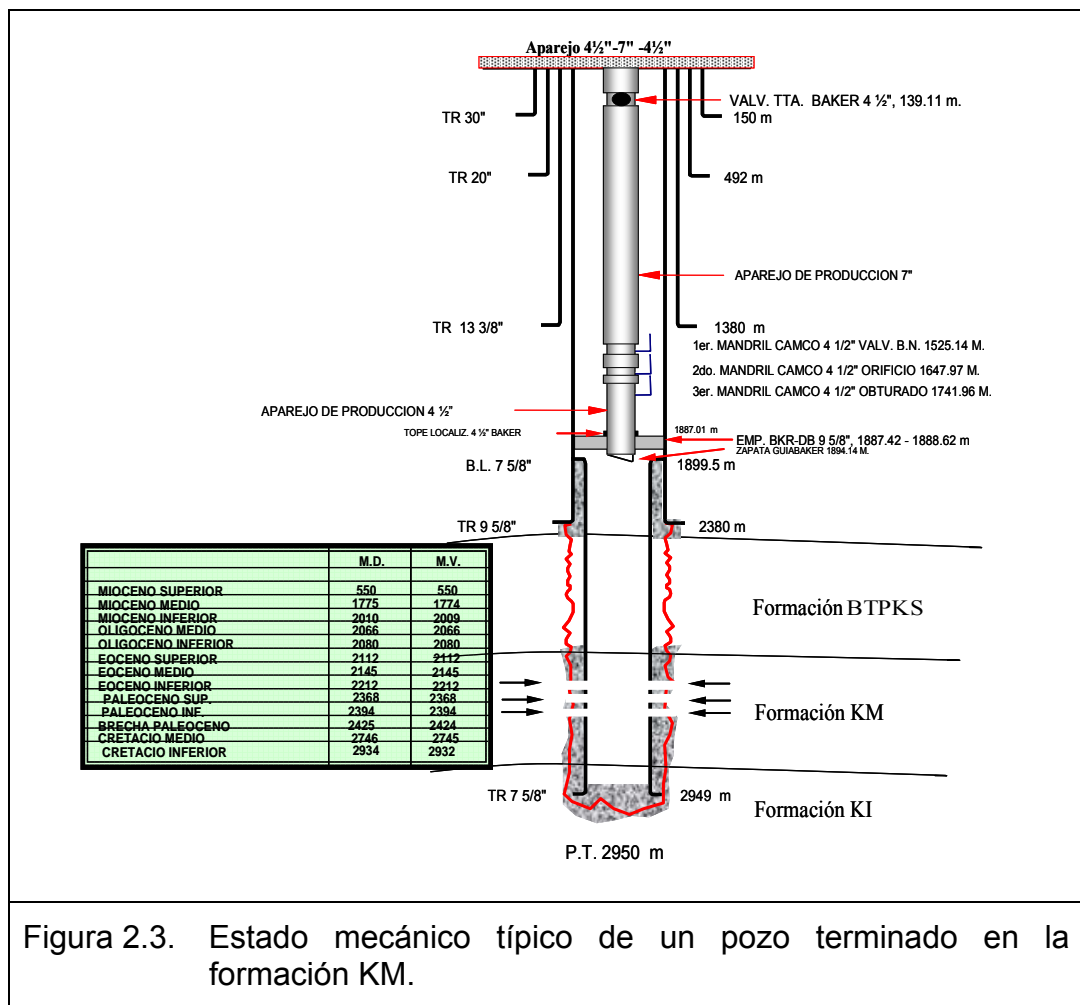


Figura 2.3. Estado mecánico típico de un pozo terminado en la formación KM.

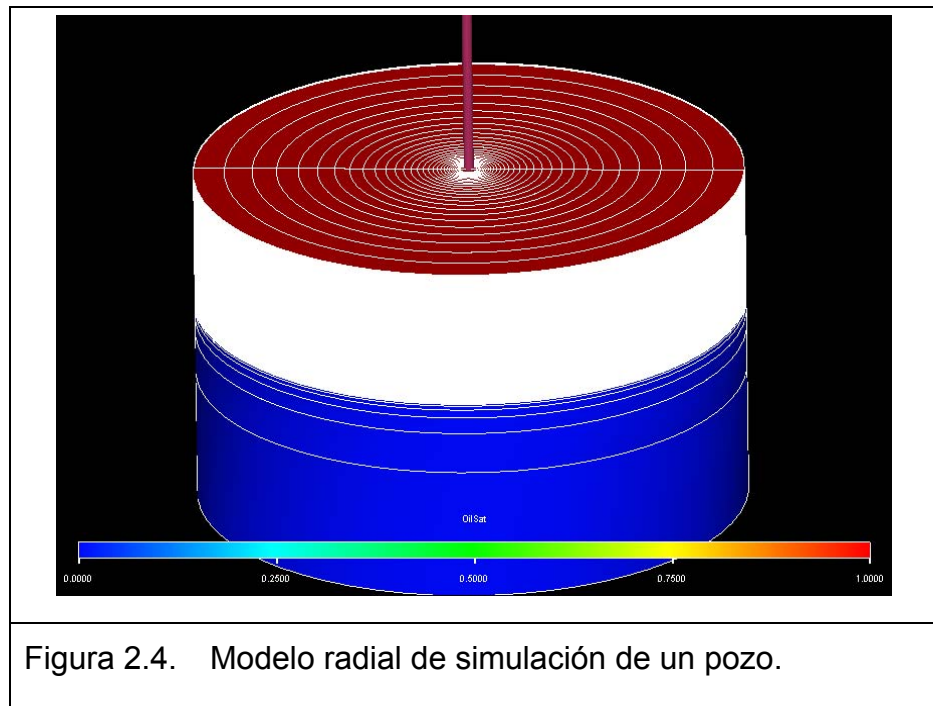
Para modelar las características de flujo de los pozos que producen de la formación Cretácico (caso base), se construyó una malla radial muy fina, la estructura del modelo es un cilindro que representa una región del yacimiento influenciada por un pozo, donde el radio externo del cilindro representa el radio de drenaje del pozo y su eje de simetría coincide con el eje de simetría del pozo. La cima y los flancos del cilindro son impermeables.

La entrada de agua es por la superficie inferior del cilindro, la presión en esta superficie se mantiene a un valor constante, además se considera que los fluidos son inmiscibles, agua y aceite, donde el aceite es ligeramente compresible.

Para modelar la dinámica del flujo de fluidos hacia el pozo, se utilizó el simulador Eclipse-100, con las características siguientes:

Características de la malla de simulación:

- Modelo radial con 30 celdas en dirección r y 207 capas en z (figura 2.4).



- Las primeras 200 capas del modelo son de un 1 m de espesor, representando la zona de aceite del yacimiento (figura 2.5)^{6, 15}.

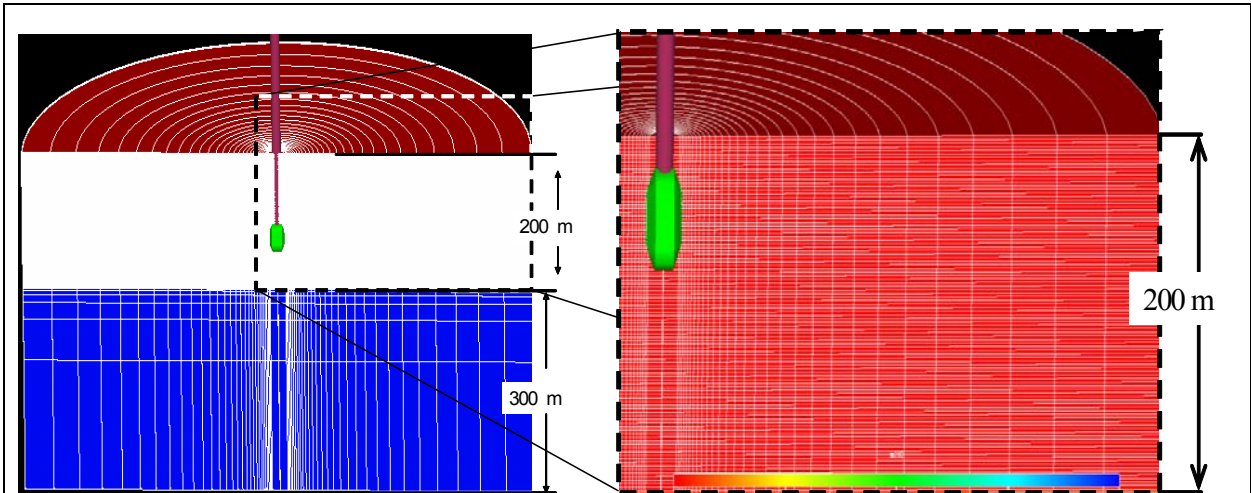
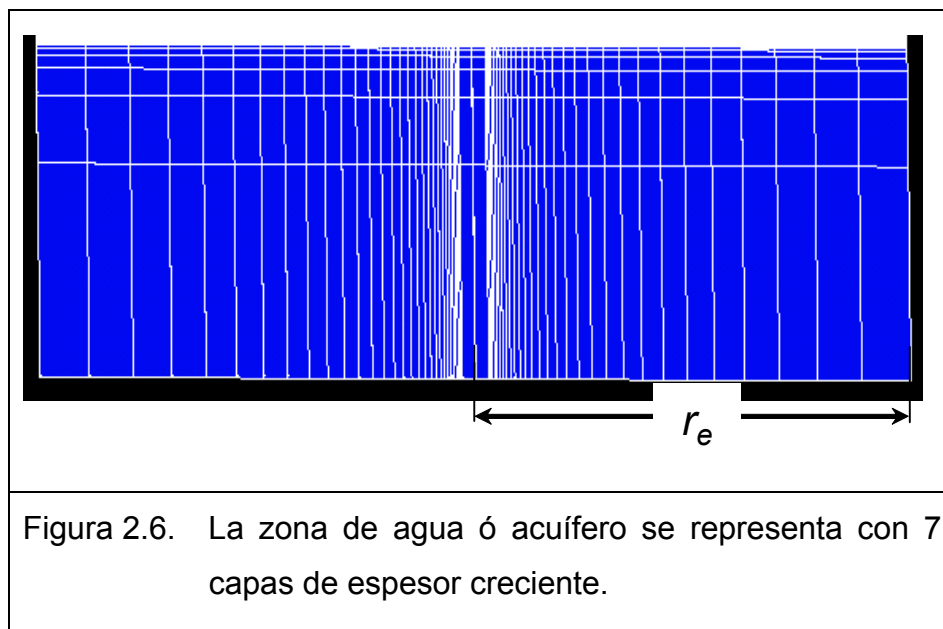


Figura 2.5. Zona de aceite del yacimiento, representada por 200 capas de 1 m de espesor.

- Las 7 capas siguientes se encuentran saturadas de agua, representando un espesor de toda esta zona de 300 m, teniendo las capas 201, 202, 203, 204, 205, 206 y 207 los espesores siguientes: 1.524, 3.048, 6.096, 12.192, 24.384, 60.960, 191.796 m (figura 2.6).
- Radio de drene (r_e) de 400 m.
- Espesor radial de celda,

Tabla 2.1. Espesor radial de las celdas del modelo.

Celda	Δr (pies)	Distancia Acumulada	
		(pies)	(m)
1	0.167	0.167	0.05
2	0.167	0.333	0.10
3	0.200	0.533	0.16
4	0.262	0.795	0.24
5	0.344	1.139	0.35
6	0.451	1.590	0.48
7	0.593	2.183	0.67
8	0.779	2.962	0.90
9	1.022	3.984	1.21
10	1.342	5.326	1.62
11	1.764	7.090	2.16
12	2.316	9.406	2.87
13	3.040	12.446	3.79
14	4.000	16.446	5.01
15	5.250	21.696	6.61
16	6.900	28.596	8.72
17	9.050	37.646	11.47
18	11.890	49.536	15.10
19	15.600	65.136	19.85
20	20.350	85.486	26.06
21	23.900	109.386	33.34
22	35.360	144.746	44.12
23	46.500	191.246	58.29
24	61.000	252.246	76.88
25	80.100	332.346	101.30
26	105.000	437.346	133.30
27	138.180	575.526	175.42
28	181.500	757.026	230.74
29	239.300	996.326	303.68
30	316.000	1312.326	400.00



- Diámetro de la T. R. de explotación de 7 5/8", (figura 2.7).
- E. A. entre la T. R. y la formación productora de 2"; el E. A. se considera sin cemento (figura 2.7).
- Cima de la formación productora = 2835 mVbnm.
- Contacto Agua-Aceite Inicial = 3035 mVbnm.
- Espesor del intervalo disparado de 15 m (2951-2965 mVbnm).

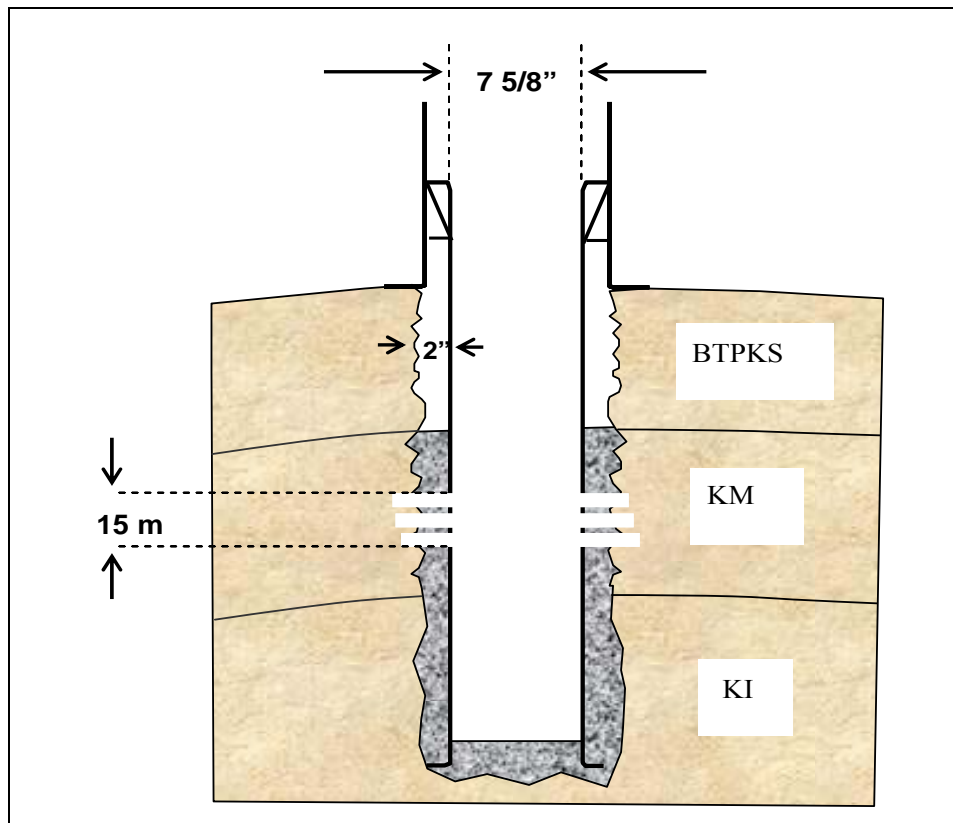


Figura 2.7. Espacio anular sin cemento.

- Porosidad del sistema matriz-fractura (figura 2.8). La porosidad de fractura matemáticamente en el simulador representa a las fracturas geológicas y a los vórgulos interconectados. La matriz en el simulador, representa a la porosidad primaria e incluye a las microfracturas.
 - Porosidad total, 8.55 %
 - Partición de porosidad matriz-fractura, 0%-100%, 50%-50%, 75%-25%.



Figura 2.8. Litología de los yacimientos del Cretácico.

- Propiedades del sistema matriz-fracturas.
 - Altura del bloque de matriz, 8 pies
 - $k_{Hm} = 10$ md
 - $k_{Vm} = 1$ md
 - $k_{Hf} = 0.5$ a 10 Darcys
 - $k_{Vf} = 0.5$ a 10 Darcys
 - $Sigma = 0.17$ pies⁻²
 - Compresibilidad de matriz, 4×10^{-6} psi⁻¹
 - Compresibilidad de fractura, 40×10^{-6} psi⁻¹

- Propiedades PVT.
- ⊙ PVT representativo del yacimiento Ku Cretácico.

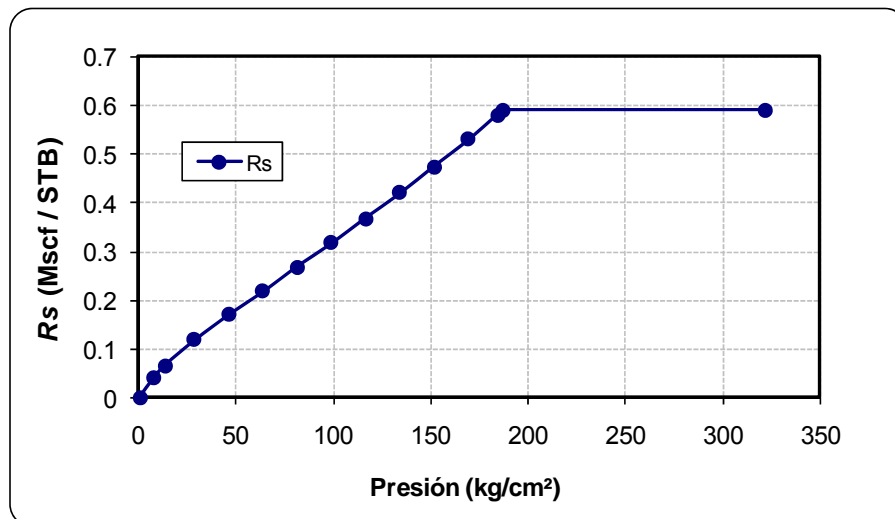


Figura 2.9. Variación de la relación de solubilidad del aceite en función de presión.

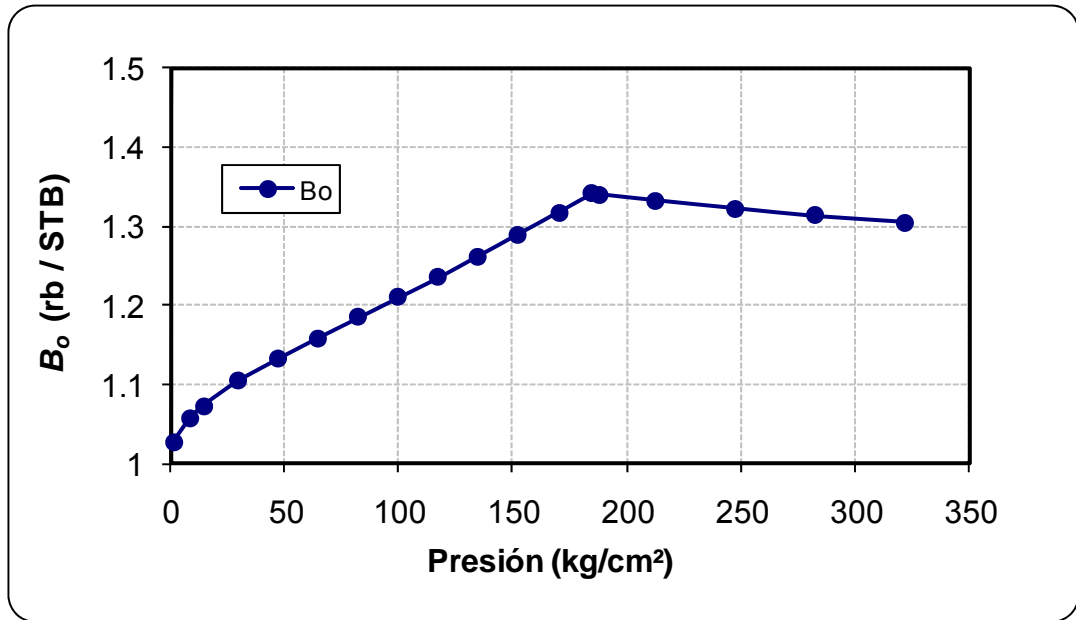


Figura 2.10. Variación del factor de volumen del aceite en función de la presión.

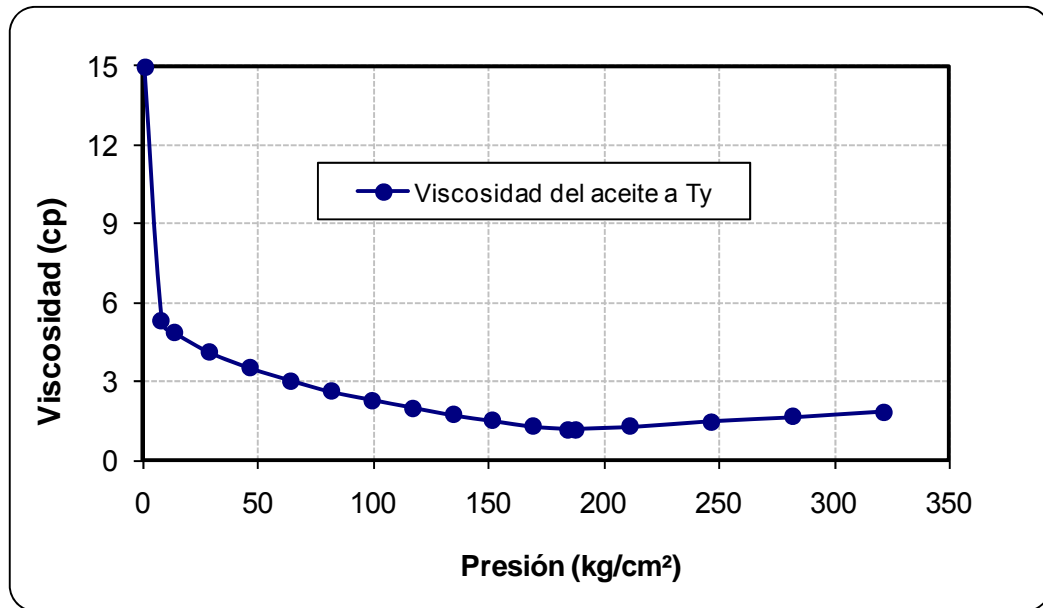
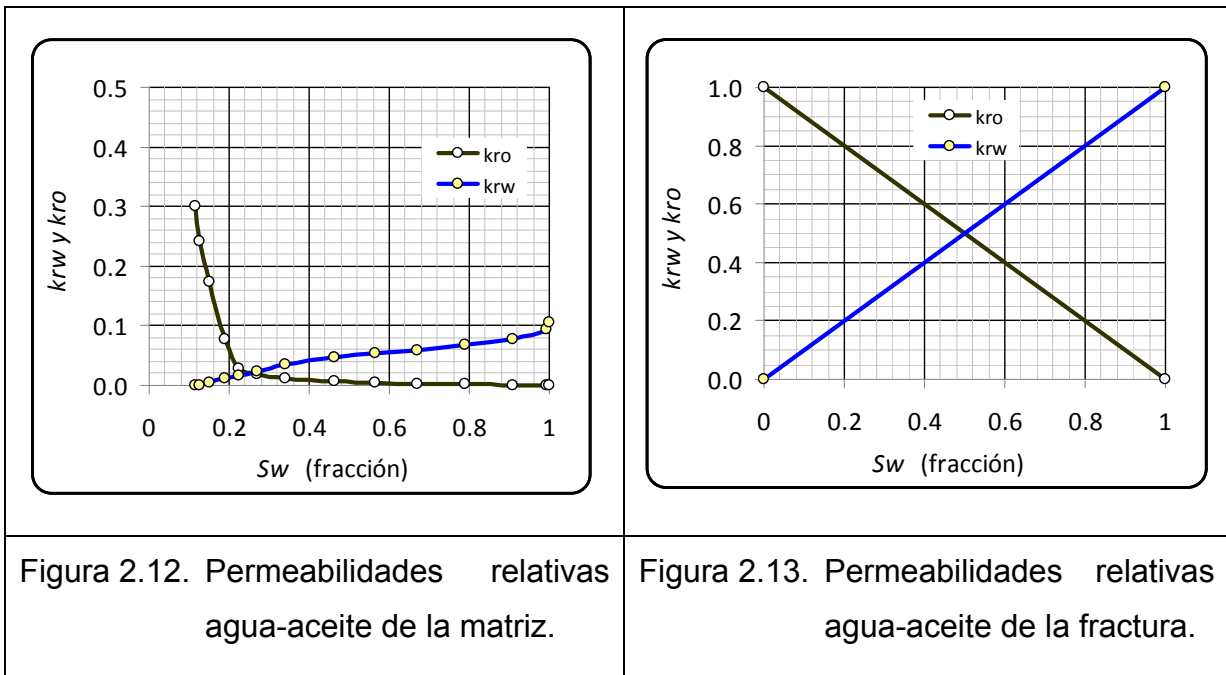


Figura 2.11. Variación de la viscosidad del aceite a temperatura del yacimiento en función de presión.

⊙ Permeabilidades relativas y presión capilar para matriz y fractura.

En yacimientos naturalmente fracturados frecuentemente se usan líneas rectas en las permeabilidades relativas y cero presión capilar en las fracturas, con base a los experimentos de Romm¹⁶ en 1966.

Los experimentos conducidos por Romm, se basaron en el flujo entre dos planos paralelos de vidrio, donde se observó una dependencia lineal entre la permeabilidad relativa y la saturación de las fases, así como una presión capilar igual a cero. Los experimentos no consideraron los efectos de la apertura de la fractura y la rugosidad de las paredes de fractura ni las implicaciones del escalamiento de estos resultados a nivel yacimiento.



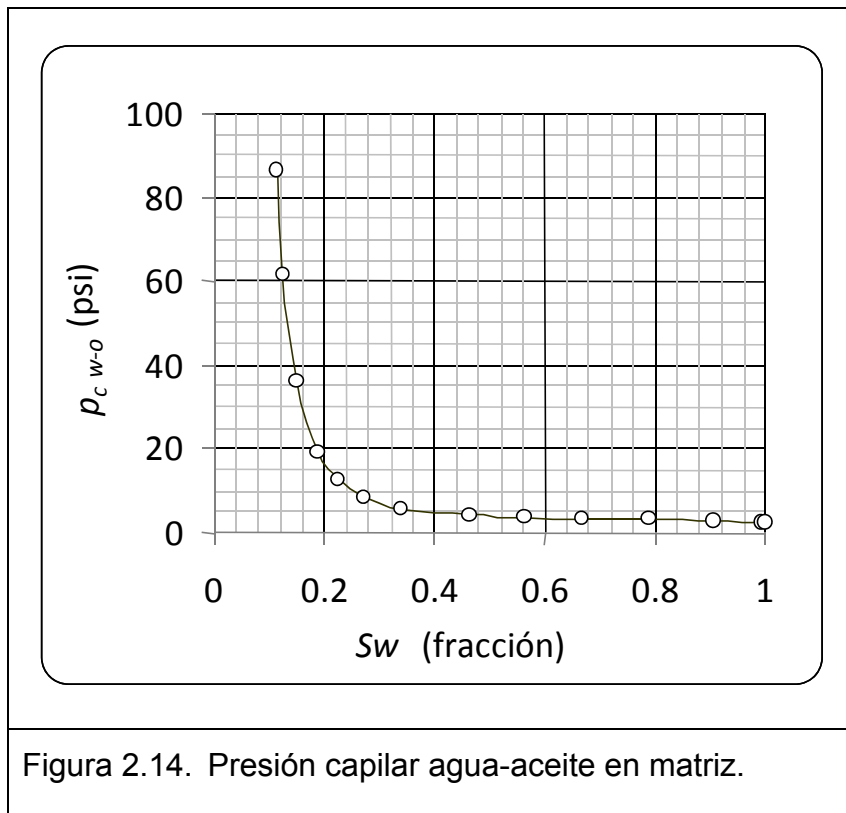


Figura 2.14. Presión capilar agua-aceite en matriz.

⊙ Definición del acuífero.

En el análisis de la conificación del agua, se considera la situación más adversa que se puede presentar en la explotación de un yacimiento naturalmente fracturado, que es la de considerar un empuje muy activo del acuífero, de tal forma que el contacto agua-aceite representa una frontera a presión constante: ésta condición se modeló empleando dos acuíferos; el primero es numérico y se encuentra conectado a la parte inferior de la zona de aceite, compuesto por 7 capas en el sentido vertical y 30 celdas radiales; el segundo es analítico, está conectado en la parte inferior del acuífero numérico y tiene la función de reemplazar con agua el volumen poroso drenado de aceite con una relación de vaciamiento 1:1.

Capítulo 3

Modelado del fenómeno de conificación de agua

Conificación de agua en pozos bien cementados en el espacio anular (tubería de revestimiento-formación productora)

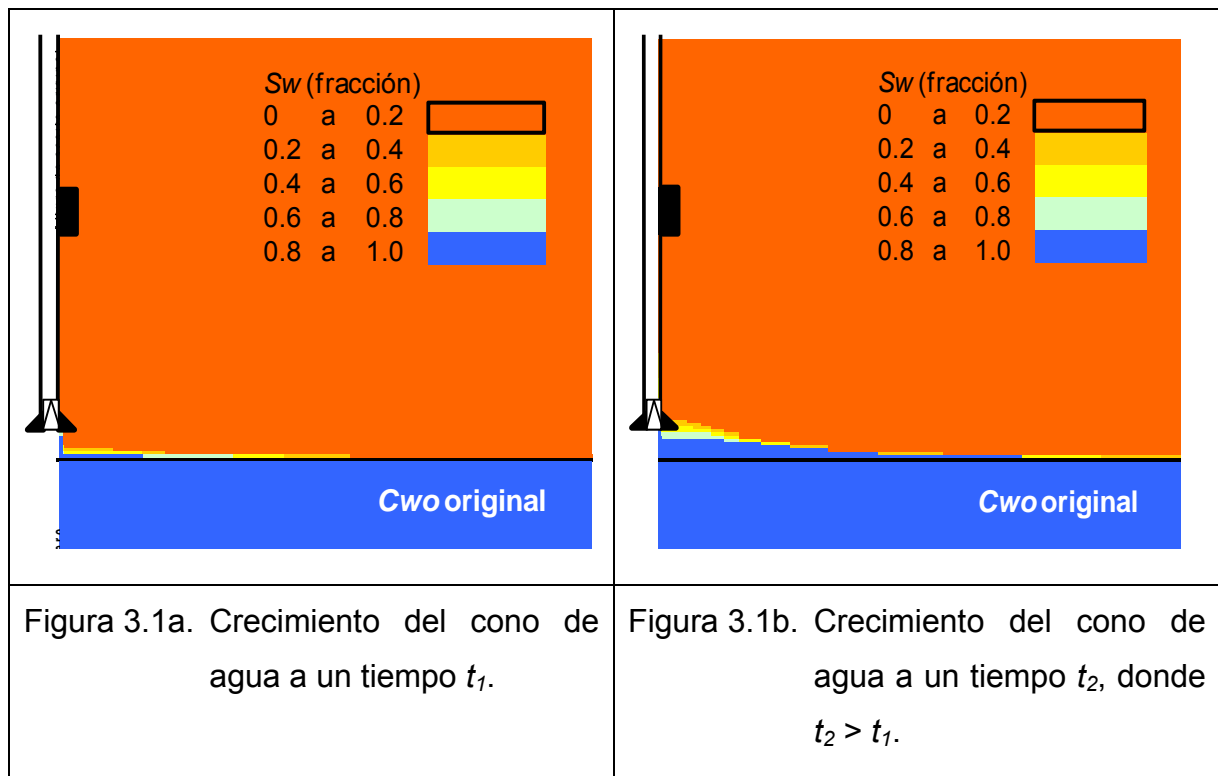
Al iniciar la explotación de un yacimiento mediante pozos productores de aceite, se genera un desequilibrio entre la fuerza de gravedad y las fuerzas viscosas de los fluidos contenidos en el yacimiento⁷. Este fenómeno se caracteriza por el crecimiento paulatino de un cono de agua en sentido vertical y radial, cuando la base (contacto agua-aceite) del cono alcanza el radio de drenaje el cono de agua alcanza su altura máxima, posteriormente, la interfase agua-aceite avanza en régimen pseudoestacionario sin sufrir deformación², considerando lo siguiente: que el pozo produce a gasto constante y que hay mantenimiento de presión a través del acuífero.

Cuando la interfase agua-aceite del cono de agua se encuentra a una distancia corta del intervalo disparado de los pozos productores, el agua se acelera provocando la irrupción del agua en el pozo y en este justo momento, se complica la vida ya que en particular los campos petroleros de las Regiones Marinas de México no cuentan con instalaciones para separar, tratar y manejar el agua de formación, por lo que cuando el corte de agua incrementa a aproximadamente 5% con respecto a la producción de aceite, los pozos que producen con mayor porcentaje de agua se tienen que cerrar, para reducir el contenido de agua en la corriente de aceite y evitar penalizaciones por su venta.

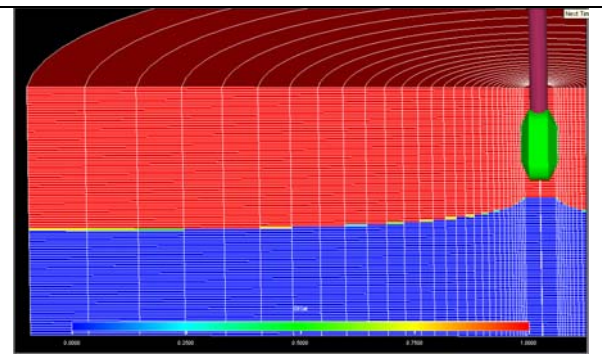
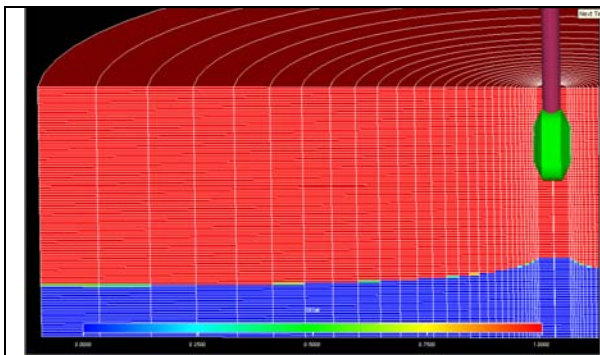
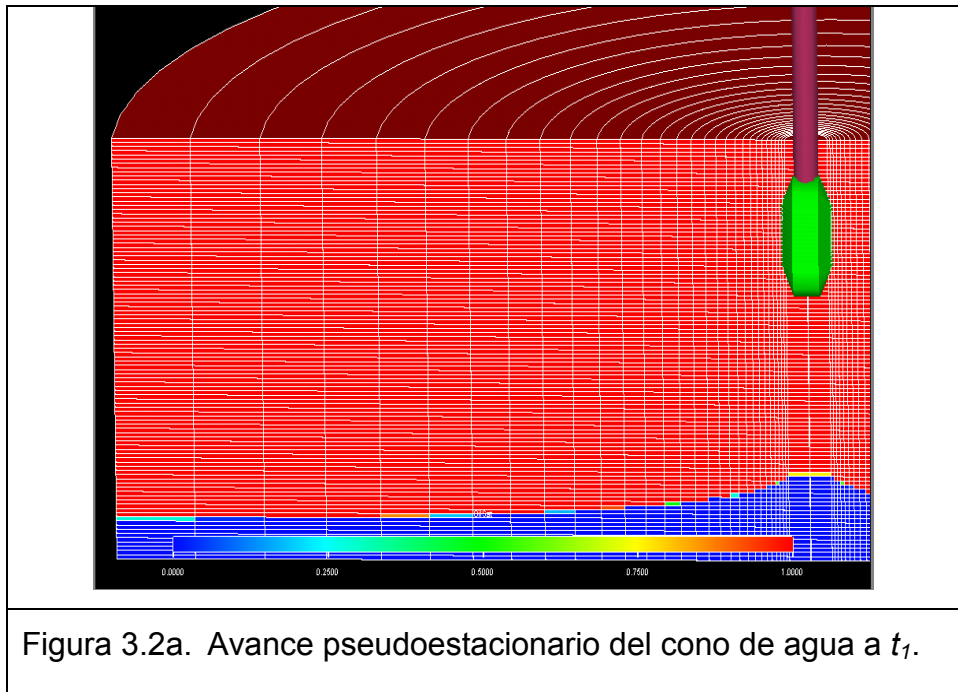
La conificación de agua es un **problema muy serio y costoso** en muchos yacimientos, especialmente en los **yacimientos principales** de aceite de México, mismos que contienen más del 50% de la reserva probable de hidrocarburos de la Nación, debido a que la formación productora, la Brecha Terciario Paleoceno Cretácico Superior (BTPKS), está constituida de rocas carbonatadas densamente fracturadas de muy alta permeabilidad. Esto ocasiona severos problemas durante las operaciones de cementación de la última Tubería de Revestimiento (T. R.), ya que al circular cemento al pozo para ademararlo, prácticamente todo el cemento se pierde en la formación, por lo que el Espacio Anular (E. A.) entre la T. R. y la formación productora queda sin cemento, formándose un espacio vacío; es decir un canal sin restricción al flujo, por el cual se magnifica la conificación del agua.

La última reserva de hidrocarburos de estos yacimientos, se recuperará en un intervalo de aceite reducido, limitado en la parte superior por el contacto **gas-aceite (Cgo)** y en la parte inferior por el **contacto agua-aceite (Cwo)**. Por lo anterior, es de suma importancia modelar el comportamiento de la producción de los pozos a estas condiciones, para definir el rango de operación al cual se explotarán dichos pozos; así mismo estar en posibilidad de programar la infraestructura necesaria para manejar altas tasas de producción de agua y gas.

El fenómeno de conificación de agua se caracteriza por el crecimiento paulatino de un cono de agua en sentido vertical y radial cuando inicia la explotación de un pozo (figuras 3.1a y 3.1b). El crecimiento del cono continúa hasta que la base del mismo alcanza el radio de drenaje del pozo, el cono de agua a estas condiciones llega a su altura máxima; posteriormente, la interfase agua-aceite avanza en sentido vertical, en régimen pseudoestacionario sin sufrir deformación.



La base del cono en el periodo en el que se está desarrollando, es el plano definido por el contacto agua-aceite inicial. Una vez que el cono alcanzó su máxima altura y entra al periodo pseudoestacionario de avance en el sentido vertical, el contacto agua-aceite se define como la ubicación vertical que tiene la interfase agua-aceite en el radio de drenaje del pozo, el cual avanza en forma paralela y a la misma velocidad que la envolvente creada por la conificación del agua (figuras 3.2a, 3.2b y 3.2c).



Este capítulo está orientado a analizar los parámetros que tienen mayor incidencia en el comportamiento de la conificación de agua, tales como: producción de aceite (q_o); permeabilidad de fracturas (k_f); viscosidad (μ_o), densidad (ρ_o) y factor de volumen del aceite (B_o); drene gravitacional; distancia entre el intervalo disparado y el contacto agua-aceite (Cwo); radio de drene (r_e); partición de la porosidad matriz-fractura y espacio anular entre la T. R. y la formación productora con cemento.

Producción de aceite (q_o)

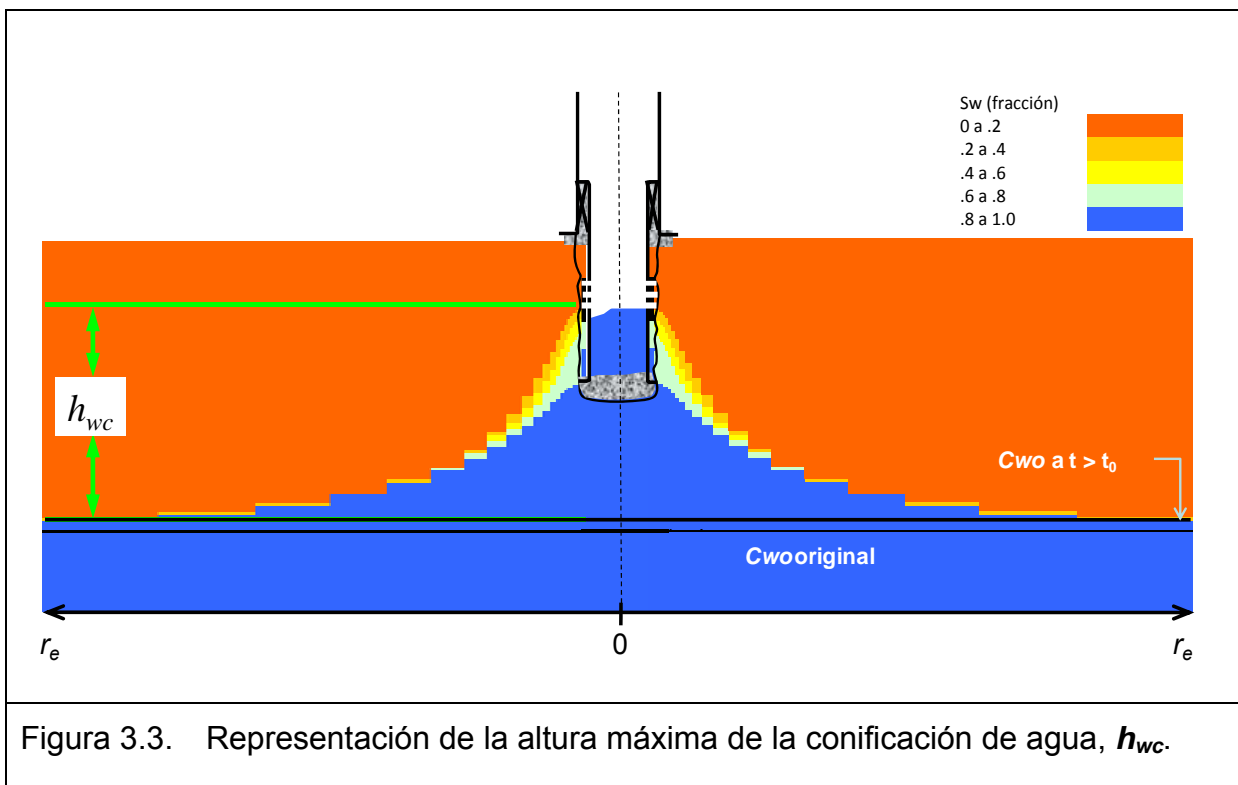
Cuando ocurre el fenómeno de la conificación del agua, intervienen varios parámetros¹¹, siendo el ritmo de producción de aceite, el parámetro donde tenemos el mayor control sobre este fenómeno. En todos los yacimientos de aceite con acuífero asociado existe un gasto crítico, para el cual al producir el pozo a gastos inferiores se puede evitar la irrupción del agua en el mismo⁸, por lo tanto es de gran importancia modelar el comportamiento de la conificación de agua en función de la producción de aceite y **optimizar la producción de los pozos**, produciéndolos al máximo caudal permisible previendo que no irrumpa el agua en el pozo.

En yacimientos de aceite con mucho relieve estructural ó gran espesor de aceite impregnado, los pozos se pueden terminar lejos del contacto agua-aceite, entonces el desbalance de fuerzas gravitacionales y viscosas ocasionadas por la extracción del aceite tiene mayor distancia para difundirse desde el intervalo disparado del pozo hasta la interfase agua-aceite, como consecuencia de esta condición, el gasto crítico del pozo será mayor.

En yacimientos naturalmente fracturados de alta permeabilidad y gran espesor de aceite impregnado, al inicio de la explotación sus pozos se pueden producir a altos caudales y comúnmente son menores a sus gastos críticos, sin embargo conforme avanza la explotación de los yacimientos es necesario monitorear el avance del contacto agua-aceite, pues la conificación de agua en los pozos es función de varios

parámetros del yacimiento, uno de estos es la distancia entre la base del intervalo disparado y el contacto agua-aceite.

En el momento que inicia la producción de un pozo, también inicia el crecimiento paulatino de un cono de agua en sentido vertical y radial teniendo como base el contacto agua-aceite inicial; el cono de agua crece hasta alcanzar el radio de drene del pozo, a este tiempo el cono de agua detiene su crecimiento y todos los puntos que definen su superficie, interfase agua-aceite, se mueven en sentido vertical a la misma velocidad en régimen pseudoestacionario. Cuando la interfase agua-aceite se encuentra a pocos metros del intervalo disparado, sufre una aceleración y en cuestión de horas irrumpe el agua en el pozo, en este momento es cuando **se mide la altura máxima del cono de agua (h_{wc})**, tomando de referencia la profundidad de la base del intervalo disparado y la profundidad de la interfase agua-aceite en el radio de drene, como se ilustra en la figura 3.3.



La tabla 3.1, muestra los resultados obtenidos con el modelo radial de pozo, donde se destacan los valores de la altura de conificación máxima de agua alcanzada a diferentes ritmos de producción de aceite, considerando una permeabilidad de fractura de 10 Darcys, viscosidades del agua y del aceite de 0.242 y 2 cp, respectivamente; densidades del agua y del aceite a condiciones de yacimiento de: 1.00 y 0.7996 gr/cm³ y factor de volumen del aceite a condiciones de presión de fondo fluyendo.

Tabla 3.1. Altura máxima de la conificación de agua en función del gasto de aceite.						
k_f (Darcys)	μ_o (cp)	k_f/μ_o (Darcy/cp)	q_o (MSTB/D)	B_o (rb/STB)	$q_o B_o$ (Mrb/D)	h_{wc} (m)
10	2	5	20	1.200	23.999	41.5
10	2	5	10	1.204	12.039	29.9
10	2	5	5	1.206	6.031	21.1
10	2	5	2	1.209	2.418	13.9
10	2	5	1	1.212	1.212	10.0

Graficando en escalas cartesianas la producción de aceite versus altura de la conificación máxima del agua, se obtiene una curva con pendiente positiva, figura 3.4a, sin embargo al convertir ambos ejes a escala logarítmica, h_{wc} se comporta en forma lineal en función de la producción de aceite. Este comportamiento se puede modelar con una ecuación de potencias, como se aprecia en la figura 3.4b.

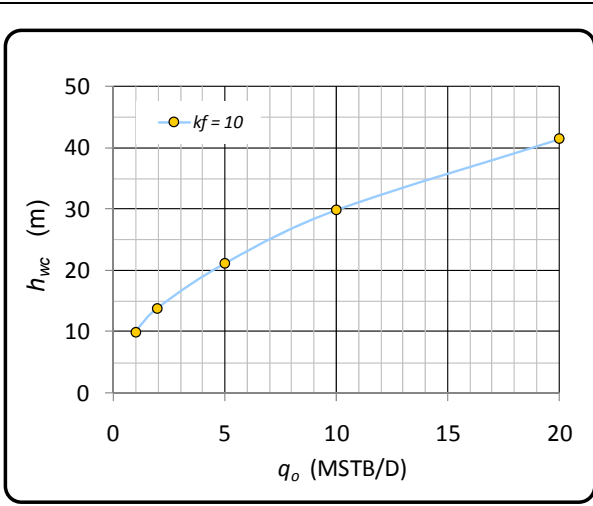


Figura 3.4a. Conificación de agua en función de la producción de aceite.

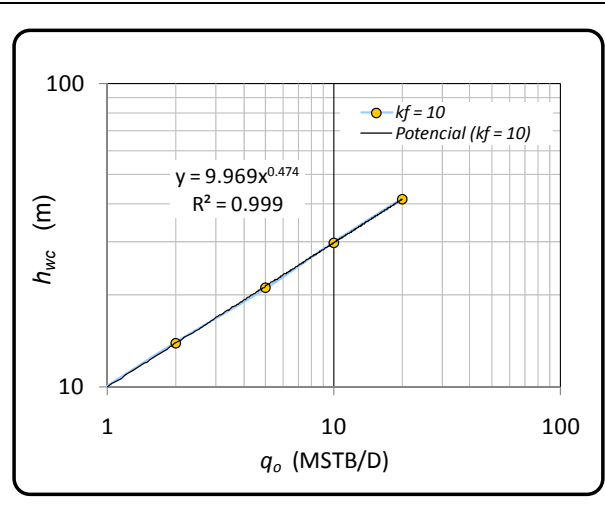
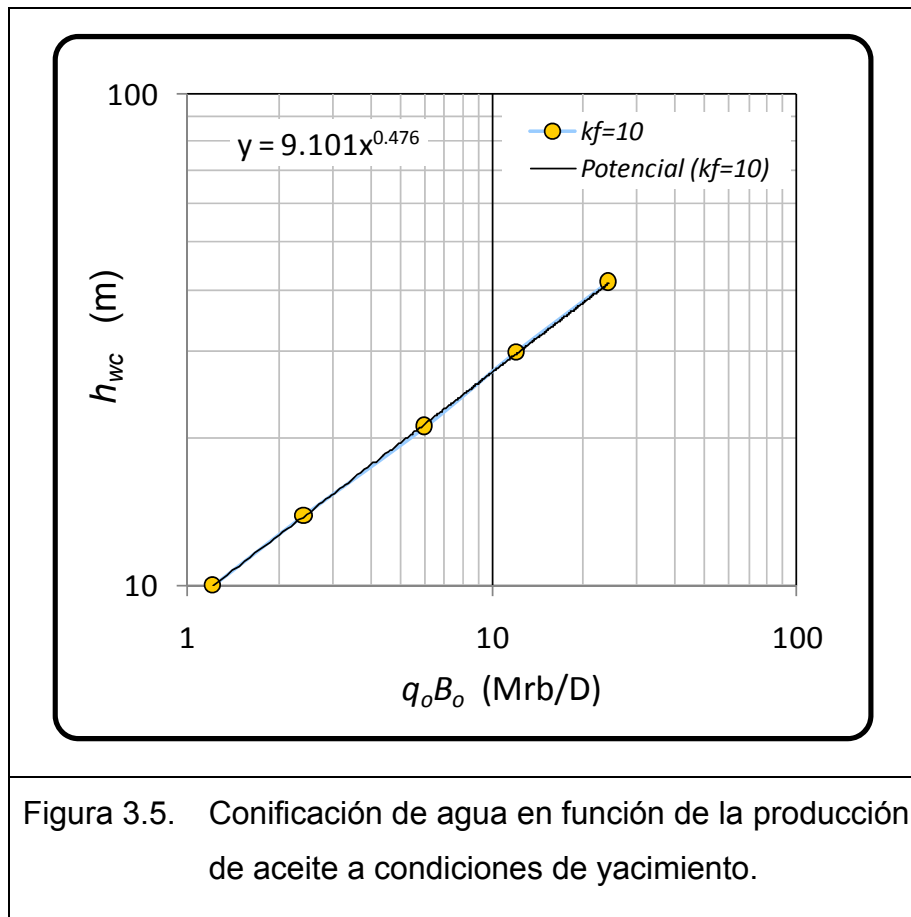


Figura 3.4b. Ajuste de la conificación h_{wc} con una ecuación de potencias.

Para modelar con más detalle el fenómeno de la conificación de agua, es necesario considerar el factor de volumen del aceite (B_o) en la producción, es decir se debe considerar la producción de aceite a condiciones de yacimiento; debido a que el aceite se encoge en el recorrido del yacimiento hacia la superficie por efecto de liberar su gas en solución. Entonces al considerar el volumen de aceite extraído a condiciones de yacimiento, se conoce con mayor precisión el volumen poroso invadido por el agua por lo que al graficar h_{wc} vs. $q_o B_o$ (figura 3.5), se observa que la curva generada tiene prácticamente la misma pendiente de la curva de h_{wc} vs. q_o , sin embargo presenta un pequeño corrimiento en h_{wc} (ordenada al origen del ciclo) de 9.9694 a 9.0962, lo cual es bastante lógico, pues al considerar el volumen de aceite a condiciones de yacimiento, este es mayor que a condiciones de superficie, esta situación es la que provoca dicho corrimiento.



Permeabilidad de la fractura (k_f)

La permeabilidad de la fractura (k_f), es el parámetro más importante que **no** se puede controlar en el fenómeno de la conificación de agua, esto se debe a que la k_f es intrínseca a la formación productora; para analizar el afecto de este parámetro se realizaron simulaciones a diferentes gastos de aceite, graficándose h_{wc} en función de $q_o B_o$, para los valores de k_f siguientes: 10, 5, 2, 1, 0.7 y 0.5 Darcys, manteniéndose constantes los demás parámetros de la roca y fluidos del yacimiento.

De las simulaciones realizadas se observa que al agrupar los resultados obtenidos para cada valor de k_f (tabla 3.2), se generan curvas bien definidas, donde la de mayor k_f es la que presenta las menores h_{wc} y la curva de menor k_f , es la que muestra las mayores h_{wc} , como se ilustra en la figura 3.6a; lo anterior se debe a que a mayor k_f , la distribución horizontal del agua es mayor por efecto del equilibrio gravitacional y

consecuentemente la altura del cono es menor, resultando en una interfase agua-aceite más estable.

Tabla 3.2. Resultados del modelo de simulación; los escenarios sombreados se descartan ya que el cono de agua no se desarrolló completamente.

k_f (Darcys)	μ_o (cp)	k_f/μ_o (Darcy/cp)	q_o (MSTB/D)	B_o (rb/STB)	$q_o B_o$ (Mrb/D)	h_{wc} (m)
10	2	5	20	1.200	23.999	41.5
10	2	5	10	1.204	12.039	29.9
10	2	5	5	1.206	6.031	21.1
10	2	5	2	1.209	2.418	13.9
10	2	5	1	1.212	1.212	10.0
5	2	2.5	20	1.194	23.871	57.8
5	2	2.5	10	1.200	12.001	41.6
5	2	2.5	5	1.204	6.019	29.8
5	2	2.5	2	1.206	2.412	19.0
5	2	2.5	1	1.209	1.209	13.9
2	2	1	20	1.176	23.511	88.1
2	2	1	10	1.190	11.904	62.3
2	2	1	5	1.198	5.991	46.3
2	2	1	2	1.204	2.408	29.9
2	2	1	1	1.204	1.204	21.4
1	2	1	20	1.256	25.123	99.9
1	2	0.5	10	1.176	11.756	88.1
1	2	0.5	5	1.187	5.934	62.2
1	2	0.5	2	1.193	2.386	41.7
1	2	0.5	1	1.201	1.201	29.9
0.7	2	0.35	20	1.256	25.123	99.9
0.7	2	0.35	10	1.162	11.617	97.0
0.7	2	0.35	5	1.172	5.859	72.0
0.7	2	0.35	2	1.194	2.389	49.4
0.7	2	0.35	1	1.201	1.201	35.6
0.5	2	0.25	20	1.256	25.123	99.9
0.5	2	0.25	10	1.146	11.458	97.6
0.5	2	0.25	5	1.174	5.870	88.2
0.5	2	0.25	2	1.192	2.384	57.8
0.5	2	0.25	1	1.200	1.200	41.7

Graficando la producción de aceite a condiciones de yacimiento vs. h_{wc} , en escalas logarítmicas (figura 3.6b), se observa que las curvas para k_f de 10, 5 y 2 Darcys tienen un comportamiento lineal, mientras que las curvas restantes de menor k_f (1, 0.7 y 0.5 Darcys) a producciones altas, tienden a ser horizontales convergiendo a un valor aproximado de $h_{wc} = 100$ m, este valor de h_{wc} no es una coincidencia, ya que se trata de la distancia existente entre el contacto agua-aceite original y la cima del intervalo productor del pozo; entonces lo que ocurre en estos puntos es que al reducir k_f , se incrementa la caída de presión de fondo del pozo, provocando un mayor crecimiento del cono de agua, de tal forma que este aún no termina de crecer cuando alcanza el intervalo productor del pozo e irrumpe el agua.

Análisis del efecto de la distancia entre el intervalo productor y el Cwo

Para realizar este análisis, se cambió la profundidad del intervalo disparado del pozo, ubicándolo 60 m más alejado del contacto agua-aceite inicial (de 2935-2950 mVbnm a 2875-2890 mVbnm, como se ilustra en la figura 3.7). Posteriormente se repitieron las simulaciones correspondientes a los casos sombreados de la tabla 3.2. En la tabla 3.3 se muestran los resultados para el intervalo más cercano y el más alejado del Cwo, respectivamente y en la figura 3.8 se hace la comparación gráfica de h_{wc} de los dos intervalos productores, observándose que efectivamente al incrementar la distancia del intervalo productor con respecto al Cwo la h_{wc} es mayor; además la curva del intervalo más alejado del Cwo presenta nuevamente el comportamiento lineal de h_{wc} en función de la producción de aceite. Este comportamiento se puede modelar perfectamente con una ecuación de potencias (figura 3.9) de la forma: $y = ax^b$, donde: $y = h_{wc}$ y $x = q_o B_o$

Por lo tanto:

$$h_{wc} = a(q_o B_o)^b \dots\dots\dots (3.1)$$

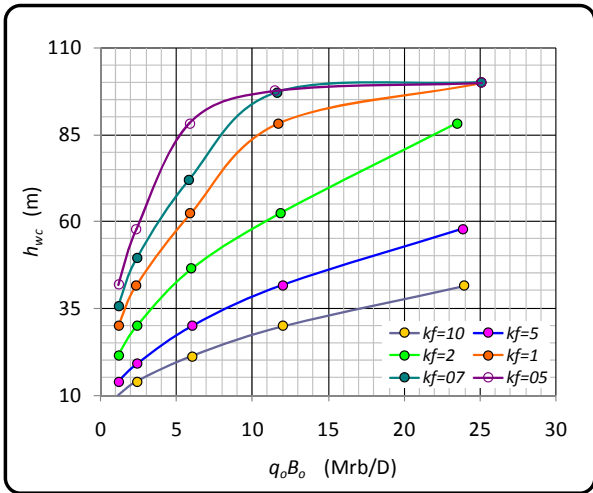


Figura 3.6a. Curvas de h_{wc} en función k_f en escala cartesiana.

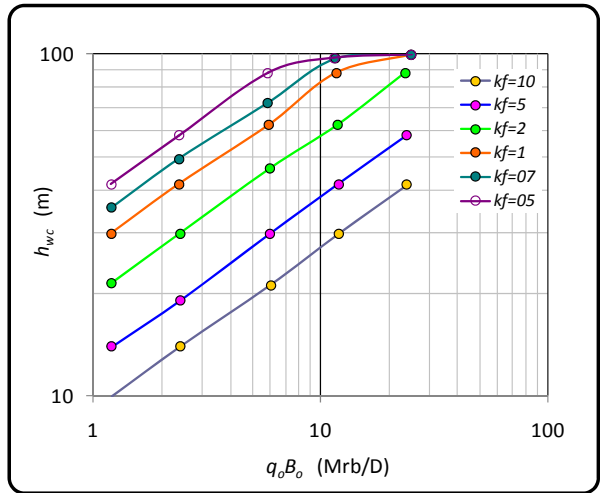


Figura 3.6b. Curvas de h_{wc} en función k_f en escalas logarítmicas.

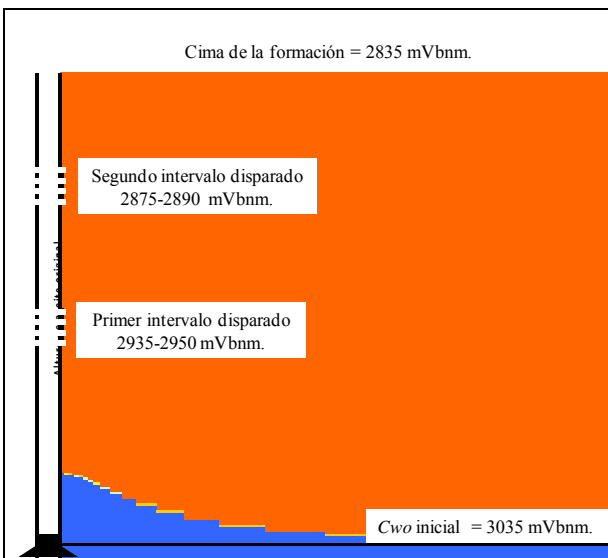


Figura 3.7. Profundidad de dos intervalos analizados.

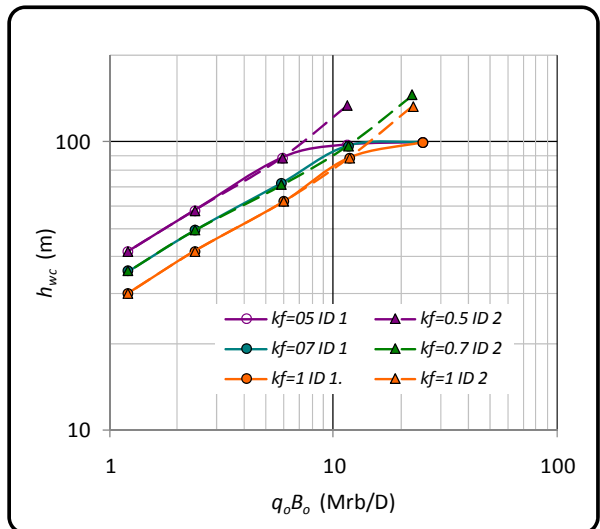


Figura 3.8. Comparación de h_{wc} alcanzada en cada intervalo disparado.

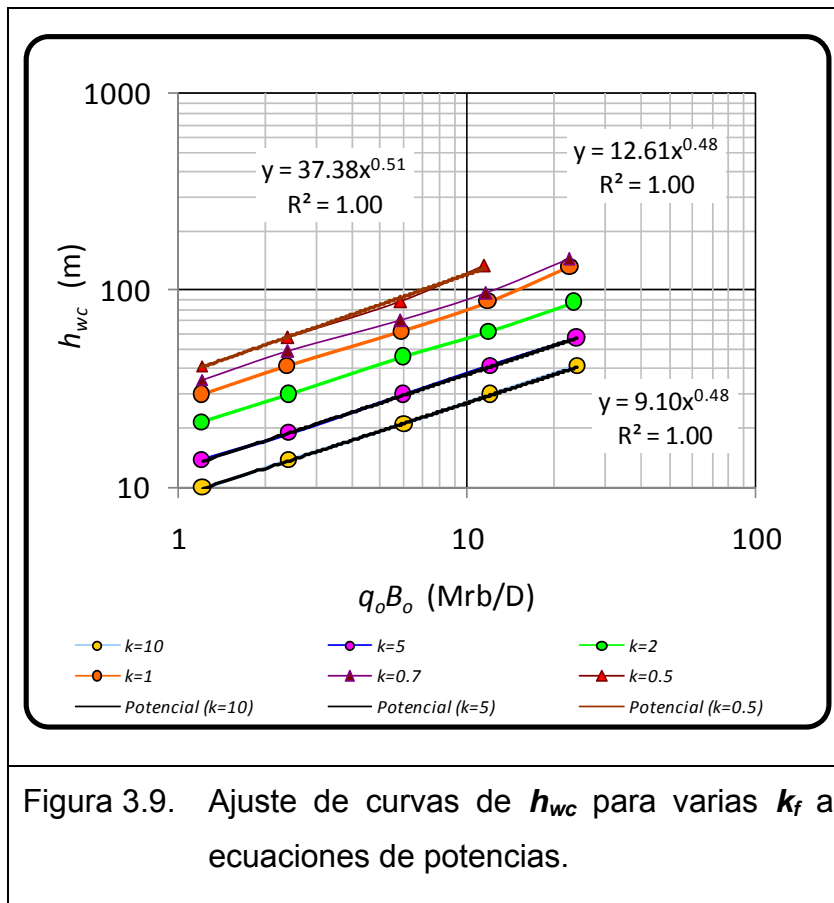
Tabla 3.3. Resultados de h_{wc} de **dos** intervalos disparados a diferentes profundidades, para permeabilidades de fractura de 1, 0.7 y 0.5 Darcys. Los escenarios sombreados se descartan ya que el cono de agua no se desarrolló completamente.

RESULTADOS DEL PRIMER INTERVALO (más cercano al Cwo)

k_f (Darcys)	μ_o (cp)	k_f/μ_o (Darcy/cp)	q_o (MSTB/D)	B_o (rb/STB)	$q_o B_o$ (Mrb/D)	h_{wc} (m)
1	2	1	20	1.256	25.123	99.9
1	2	0.5	10	1.176	11.756	88.1
1	2	0.5	5	1.187	5.934	62.2
1	2	0.5	2	1.193	2.386	41.7
1	2	0.5	1	1.201	1.201	29.9
0.7	2	0.35	20	1.256	25.123	99.9
0.7	2	0.35	10	1.162	11.617	97.0
0.7	2	0.35	5	1.172	5.859	72.0
0.7	2	0.35	2	1.194	2.389	49.4
0.7	2	0.35	1	1.201	1.201	35.6
0.5	2	0.25	20	1.256	25.123	99.9
0.5	2	0.25	10	1.146	11.458	97.6
0.5	2	0.25	5	1.174	5.870	88.2
0.5	2	0.25	2	1.192	2.384	57.8
0.5	2	0.25	1	1.200	1.200	41.7

RESULTADOS DEL SEGUNDO INTERVALO (60 m más alejado del Cwo)

1	2	0.5	20	1.131	22.622	132.6
1	2	0.5	10	1.176	11.756	88.1
1	2	0.5	5	1.187	5.934	62.2
1	2	0.5	2	1.193	2.386	41.7
1	2	0.5	1	1.201	1.201	29.9
0.7	2	0.35	20	1.123	22.459	145.4
0.7	2	0.35	10	1.162	11.617	97.0
0.7	2	0.35	5	1.172	5.859	70.9
0.7	2	0.35	2	1.194	2.389	49.4
0.7	2	0.35	1	1.201	1.201	35.6
0.5	2	0.25	10	1.146	11.457	133.5
0.5	2	0.25	5	1.174	5.870	88.2
0.5	2	0.25	2	1.192	2.384	57.8
0.5	2	0.25	1	1.200	1.200	41.7



Viscosidad del aceite

La viscosidad del aceite μ_o , es un parámetro que se puede modificar localmente en las vecindades del pozo mediante métodos térmicos ó químicos de recuperación mejorada; sin embargo el análisis para aplicar un método de recuperación mejorada a un yacimiento es tema de otro estudio.

Este análisis se enfoca a analizar el efecto de la magnitud de la viscosidad del aceite en el fenómeno de la conificación de agua; por consiguiente se realizaron simulaciones a diferentes gastos de aceite, graficándose h_{wc} en función de $q_o B_o$ para varios valores de k_f , variando la viscosidad del aceite a 2, 5, 10, 20 y 40 cp.

Para cada valor de viscosidad del aceite se realizó un procedimiento similar al efectuado en el análisis de la permeabilidad de fractura, donde se consideró $\mu_o = 2$ cp,

de este modo, en las tablas 3.4 a 3.6 se muestran los resultados del modelo de flujo hacia un pozo, considerando las viscosidades de aceite siguientes: 5, 10, 20 y 40 cp.

Tabla 3.4. Valores de h_{wc} en función $q_o B_o$. para $\mu_o = 5$ cp, considerando diferentes k_f .

k_f (Darcys)	μ_o (cp)	k_f/μ_o (Darcy/cp)	q_o (MSTB/D)	B_o (rb/STB)	$q_o B_o$ (Mrb/D)	h_{wc} (m)
10	5	2	20	1.190	23.806	64.6
10	5	2	10	1.198	11.983	47.9
10	5	2	5	1.203	6.014	34.4
10	5	2	2	1.206	2.411	22.0
10	5	2	1	1.207	1.207	16.0
5	5	1	10	1.190	11.902	64.7
5	5	1	5	1.198	5.991	48.0
5	5	1	2	1.204	2.408	30.9
5	5	1	1	1.206	1.206	22.0
2	5	0.4	10	1.169	11.685	95.8
2	5	0.4	5	1.187	5.933	66.9
2	5	0.4	2	1.198	2.397	48.0
2	5	0.4	1	1.203	1.203	34.5
1	5	0.2	5	1.168	5.841	95.9
1	5	0.2	2	1.189	2.378	64.6
1	5	0.2	1	1.198	1.198	48.0
0.5	5	0.1	2	1.148	2.297	92.2
0.5	5	0.1	1	1.202	1.202	66.6

Tabla 3.5. Valores de h_{wc} en función $q_o B_o$. para $\mu_o = 10$ cp, considerando diferentes k_f .

k_f (Darcys)	μ_o (cp)	k_f/μ_o (Darcy/cp)	q_o (MSTB/D)	B_o (rb/STB)	$q_o B_o$ (Mrb/D)	h_{wc} (m)
10	10	1	20	1.174	23.480	92.1
10	10	1	10	1.190	11.901	65.7
10	10	1	5	1.198	5.991	48.2
10	10	1	2	1.203	2.406	30.3
10	10	1	1	1.205	1.205	22.5
5	10	0.5	10	1.175	11.751	93.0
5	10	0.5	5	1.189	5.945	65.8
5	10	0.5	2	1.198	2.396	43.9
5	10	0.5	1	1.203	1.203	31.0
2	10	0.2	3	1.182	3.546	82.0
2	10	0.2	2	1.189	2.378	65.8
2	10	0.2	1	1.198	1.198	47.4
1	10	0.1	1.5	1.180	1.770	81.0
1	10	0.1	1	1.188	1.188	65.6

Tabla 3.6. Valores de h_{wc} en función $q_o B_o$ para viscosidades del aceite de 20 y 40 cp, considerando diferentes k_f .

k_f (Darcys)	μ_o (cp)	k_f/μ_o (Darcy/cp)	q_o (MSTB/D)	B_o (rb/STB)	$q_o B_o$ (Mrb/D)	h_{wc} (m)
10	20	0.5	10	1.174	11.740	91.0
10	20	0.5	5	1.190	5.950	64.4
10	20	0.5	2	1.199	2.398	42.2
10	20	0.5	1	1.203	1.203	29.8
5	20	0.25	5	1.173	5.866	93.0
5	20	0.25	2	1.192	2.385	59.5
5	20	0.25	1	1.200	1.200	43.2
2	20	0.1	2	1.171	2.343	98.8
2	20	0.1	1	1.190	1.190	70.0
10	40	0.25	5	1.174	5.870	92.3
10	40	0.25	2	1.193	2.385	59.0
10	40	0.25	1	1.199	1.199	40.9
5	40	0.125	7.5	1.121	8.406	96.8
5	40	0.125	5	1.145	5.726	96.0
5	40	0.125	3	1.166	3.499	93.9
5	40	0.125	2	1.179	2.357	83.4
5	40	0.125	1	1.192	1.192	59.0

Graficando en escalas logarítmicas los resultados del modelo de flujo hacia un pozo presentados en las tablas 3.4 a 3.6, se observa el mismo comportamiento lineal de la conificación máxima de agua en función de la producción de aceite (figuras 3.10 a 3.13), observado en las curvas de viscosidad del aceite de 2 cp.

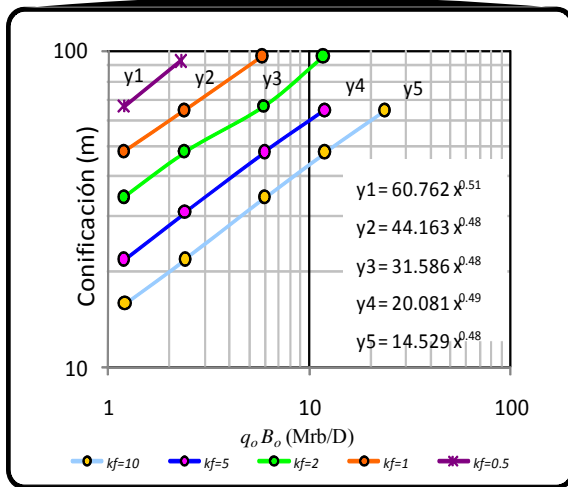


Figura 3.10. Curvas de h_{wc} en función k_f para $\mu_o = 5$ cp.

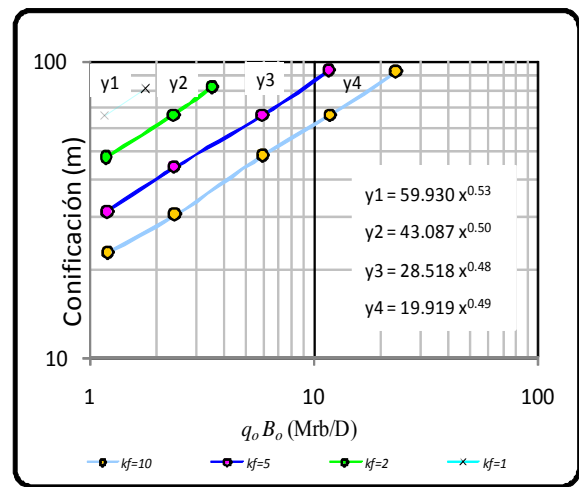


Figura 3.11. Curvas de h_{wc} en función k_f para $\mu_o = 10$ cp.

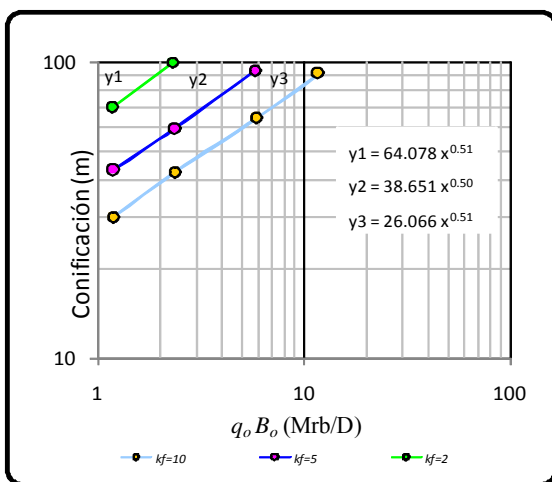


Figura 3.12. Curvas de h_{wc} en función k_f para $\mu_o = 20$ cp.

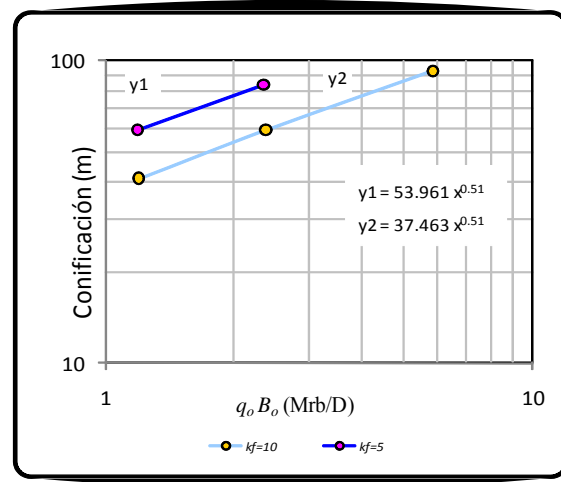


Figura 3.13. Curvas de h_{wc} en función k_f para $\mu_o = 40$ cp.

Efecto de la partición de porosidad total en primaria y secundaria

La partición de porosidad total en primaria (matriz) y secundaria (fractura y vugulos conectados), varía en función de la profundidad, en los yacimientos naturalmente fracturados de las Regiones Marinas de Pemex Exploración y Producción, de tal forma que la formación mas somera de estos yacimientos es la Brecha Terciario del Paleoceno Cretácico Superior (BTPKS) ó Cretácico Superior y llega a tener una relación de hasta 50% de la porosidad total efectiva, asociada al medio secundario, constituido por fracturas y vugulos; el 50% restante de la porosidad efectiva total está asociado a la matriz. La formación inmediata inferior a la BTPKS, es el Cretácico Medio (KM), donde la porosidad secundaria varía del 20 al 40% de la porosidad efectiva total. La formación siguiente (más profunda) es el Cretácico Inferior (KI), esta formación tiene valores menores de porosidad secundaria que la BTPKS y el KM, siendo del orden de 15 a 30% de la porosidad efectiva total.

Para modelar los sistemas porosos anteriores, se requirió construir adicionalmente dos modelos numéricos de flujo hacia un pozo, para analizar el efecto de la relación de porosidad primaria-secundaria en la altura máxima de conificación de agua.

El primer modelo considera una partición de la porosidad efectiva total de: 50% porosidad primaria y 50% de porosidad secundaria, obteniéndose los resultados que se muestran en la tabla 3.7 y figura 3.14. En este análisis se consideraron valores de permeabilidad de fractura de: 10, 5 y 1 Darcy y viscosidad del aceite de 2 cp; adicionalmente se repitió el análisis para estos valores de k_f , considerando un valor extremo de la viscosidad del aceite de 20 cp.

El segundo modelo considera una partición de la porosidad efectiva total de: 85% de porosidad primaria y 15% de porosidad secundaria, obteniéndose los resultados que se muestran en la tabla 3.8 y figura 3.15. En este análisis se consideró el mismo rango de valores de los parámetros analizados en el modelo de partición de la porosidad efectiva total de 50% primaria y 50% secundaria.

Tabla 3.7. Valores de h_{wc} en función $q_o B_o$ considerando diferentes k_f para una relación de porosidad efectiva matriz-fractura de 50%-50%.

k_f (Darcys)	μ_o (cp)	k_f/μ_o (Darcy/cp)	q_o (MSTB/D)	B_o (rb/STB)	$q_o B_o$ (Mrb/D)	h_{wc} (m)
1	2	0.5	20	1.156	23.116	103.0
1	2	0.5	10	1.185	11.852	74.0
1	2	0.5	5	1.201	6.004	53.0
1	2	0.5	2	1.210	2.421	34.0
1	2	0.5	1	1.216	1.216	24.0
5	2	2.5	20	1.206	24.112	48.0
5	2	2.5	10	1.213	12.130	34.0
5	2	2.5	5	1.215	6.076	24.0
5	2	2.5	2	1.218	2.436	16.0
5	2	2.5	1	1.218	1.218	11.0
10	2	5	20	1.214	24.281	34.0
10	2	5	10	1.217	12.165	24.0
10	2	5	5	1.218	6.090	17.0
10	2	5	2	1.218	2.437	11.0
10	2	5	1	1.219	1.219	8.0
5	20	2.5	5	1.169	5.846	108.0
5	20	2.5	2	1.182	2.365	68.0
5	20	2.5	1	1.197	1.197	46.0
10	20	5	10	1.169	11.688	109.0
10	20	5	5	1.156	5.779	74.0
10	20	5	2	1.185	2.371	46.0
10	20	5	1	1.197	1.197	30.0

Tabla 3.8. Valores de h_{wc} en función $q_o B_o$, considerando diferentes k_f para una relación de porosidad efectiva matriz-fractura de 85%-15%.

k_f (Darcys)	μ_o (cp)	k_f/μ_o (Darcy/cp)	q_o (MSTB/D)	B_o (rb/STB)	$q_o B_o$ (Mrb/D)	h_{wc} (m)
1	2	0.5	20	1.156	23.122	103.0
1	2	0.5	10	1.186	11.860	74.0
1	2	0.5	5	1.201	6.004	54.0
1	2	0.5	2	1.213	2.427	34.0
1	2	0.5	1	1.218	1.218	24.0
5	2	2.5	20	1.205	24.101	48.0
5	2	2.5	10	1.213	12.134	34.0
5	2	2.5	5	1.217	6.086	24.0
5	2	2.5	2	1.220	2.440	16.0
5	2	2.5	1	1.221	1.221	11.0
10	2	5	20	1.211	24.218	34.0
10	2	5	10	1.214	12.139	24.0
10	2	5	5	1.217	6.086	17.0
10	2	5	2	1.219	2.439	11.0
10	2	5	1	1.220	1.220	8.0
5	20	2.5	5	1.147	5.737	106.0
5	20	2.5	2	1.187	2.373	69.0
5	20	2.5	1	1.194	1.194	46.0
10	20	5	10	1.169	11.689	107.0
10	20	5	5	1.184	5.918	77.0
10	20	5	2	1.193	2.386	48.0
10	20	5	1	1.199	1.199	30.0

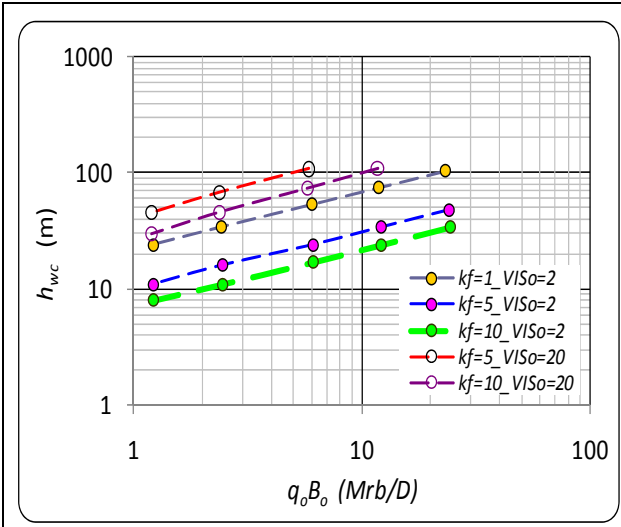


Figura 3.14. Curvas de h_{wc} en función k_f para una partición de porosidad matriz-fractura de 50%-50%.

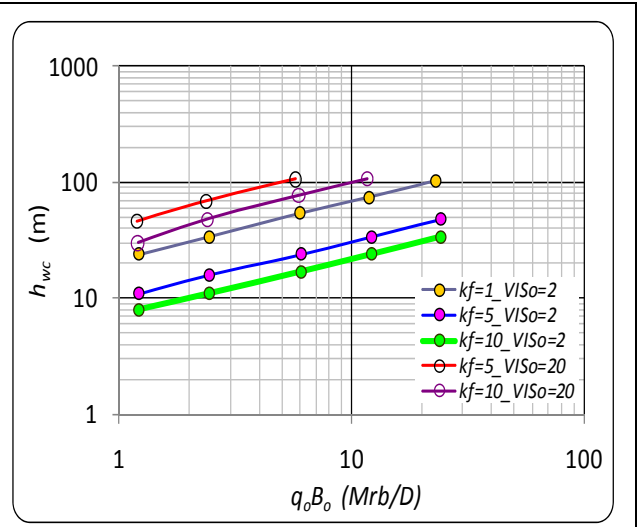


Figura 3.15. Curvas de h_{wc} en función k_f para una partición de porosidad matriz-fractura de 85%-15%.

En las figuras 3.16 a 3.18 se comparan los resultados obtenidos con los modelos de flujo hacia un pozo, considerando las particiones de porosidad efectiva siguientes:

1. $\phi_f = \phi_{total}$,
2. $\phi_f = 0.5\phi_{total}$ y $\phi_m = 0.5\phi_{total}$,
3. $\phi_f = 0.15\phi_{total}$ y $\phi_m = 0.85\phi_{total}$.

De esta forma la figura 3.16, muestra la variación de la altura máxima de conificación de agua para un sistema con $k_f = 1$ Darcy y $\mu_o = 2$ cp. Donde se observa que los resultados son prácticamente iguales, considerando la porosidad secundaria de 50 y 15% de la porosidad efectiva total, mientras que para el modelo que considera porosidad secundaria del 100%, tiene pequeñas diferencias respecto a los otros, siendo ligeramente mayor el valor de la altura máxima de la conificación de agua para este último.

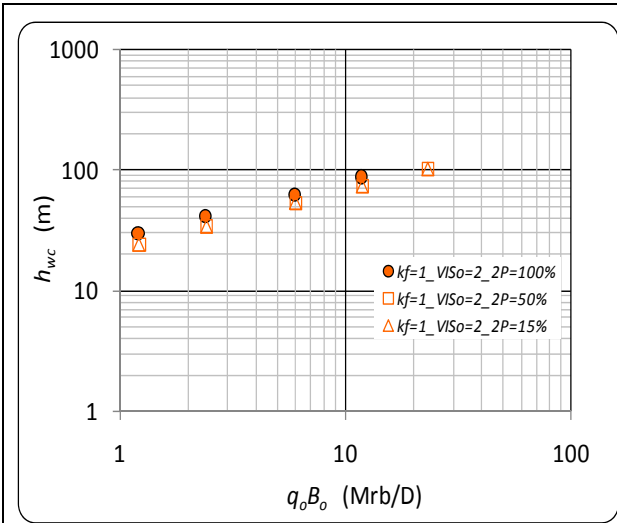


Figura 3.16. Comparación de h_{wc} en función del porcentaje de porosidad efectiva total correspondiente al sistema de porosidad secundaria y $k_f = 1$ Darcy y $\mu_o = 2$ cp .

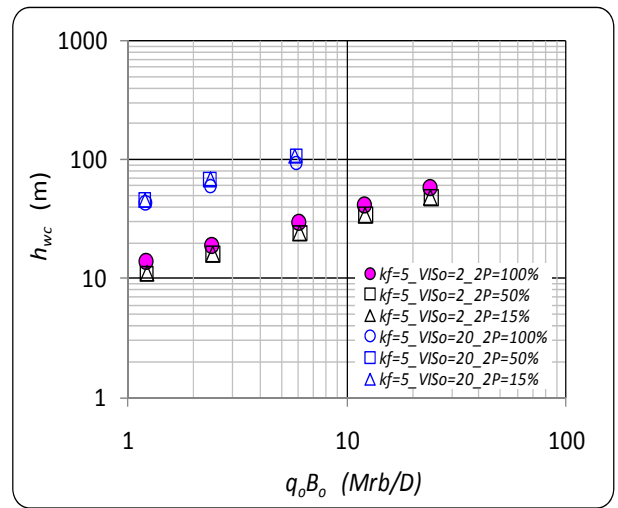
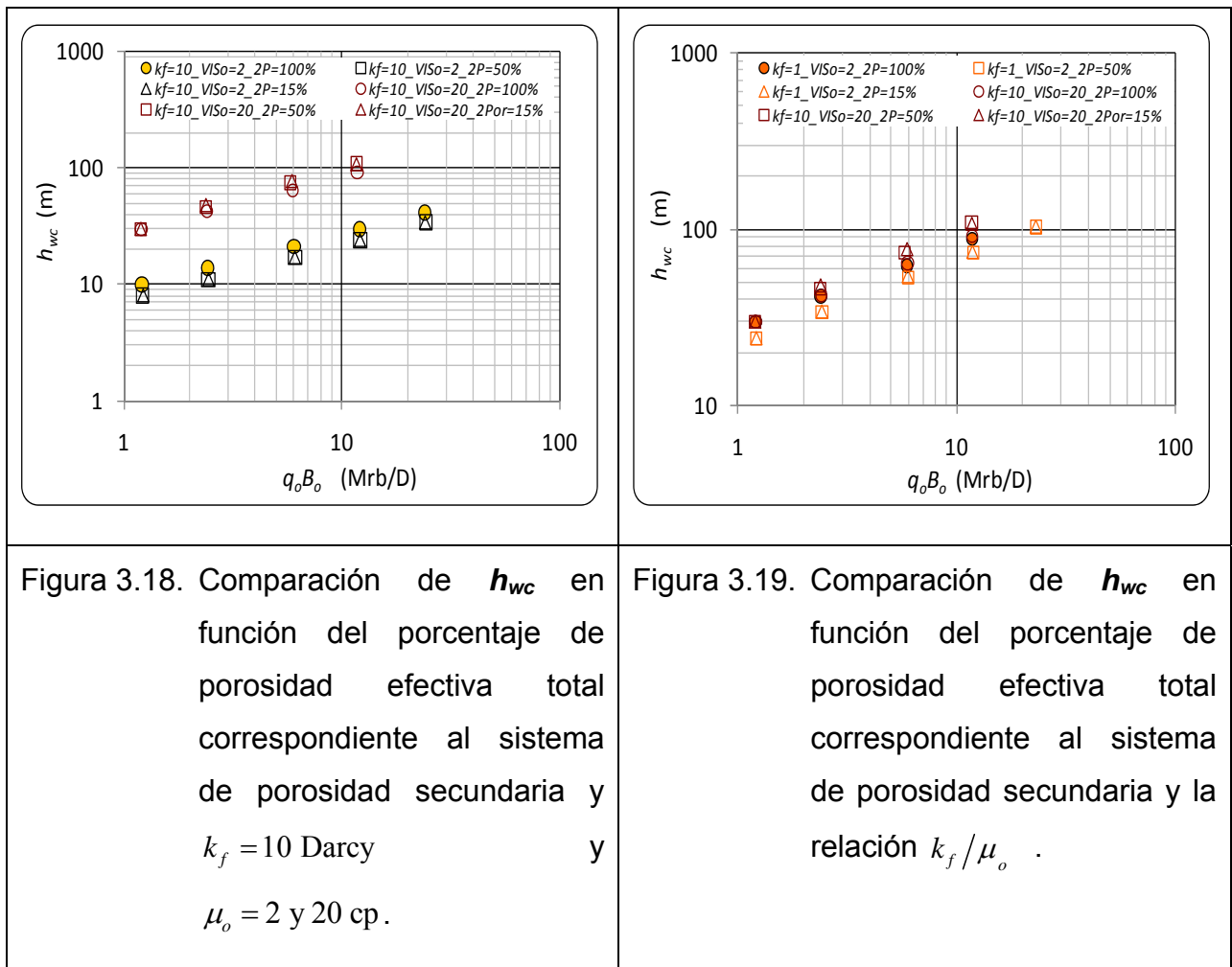


Figura 3.17. Comparación de h_{wc} en función del porcentaje de porosidad efectiva total correspondiente al sistema de porosidad secundaria y $k_f = 5$ Darcy y $\mu_o = 2$ y 20 cp .

En la figura 3.17 se considera un sistema con $k_f = 5$ Darcy y $\mu_o = 2$ y 20 cp, los resultados muestran, que la conificación de agua es prácticamente la misma en los modelos de porosidad secundaria de 50 y 15% de la porosidad efectiva total, mientras que para el modelo que considera porosidad secundaria del 100% de la porosidad efectiva, tiene ligeras diferencias respecto a los dos modelos anteriores; para el caso de aceite de viscosidad de 2 cp, la conificación de agua es ligeramente mayor en el modelo del 100%, respecto a los modelos de 50 y 15% de porosidad efectiva en el medio secundario. Sin embargo, cuando la viscosidad del aceite es de 20 cp, la respuesta se invierte siendo ligeramente menor la conificación de agua en el modelo del 100% de porosidad efectiva en el medio secundario.

La figura 3.18 considera un sistema de $k_f = 10$ Darcy y $\mu_o = 2$ y 20 cp, donde se observan comportamientos similares a los descritos en el párrafo anterior.

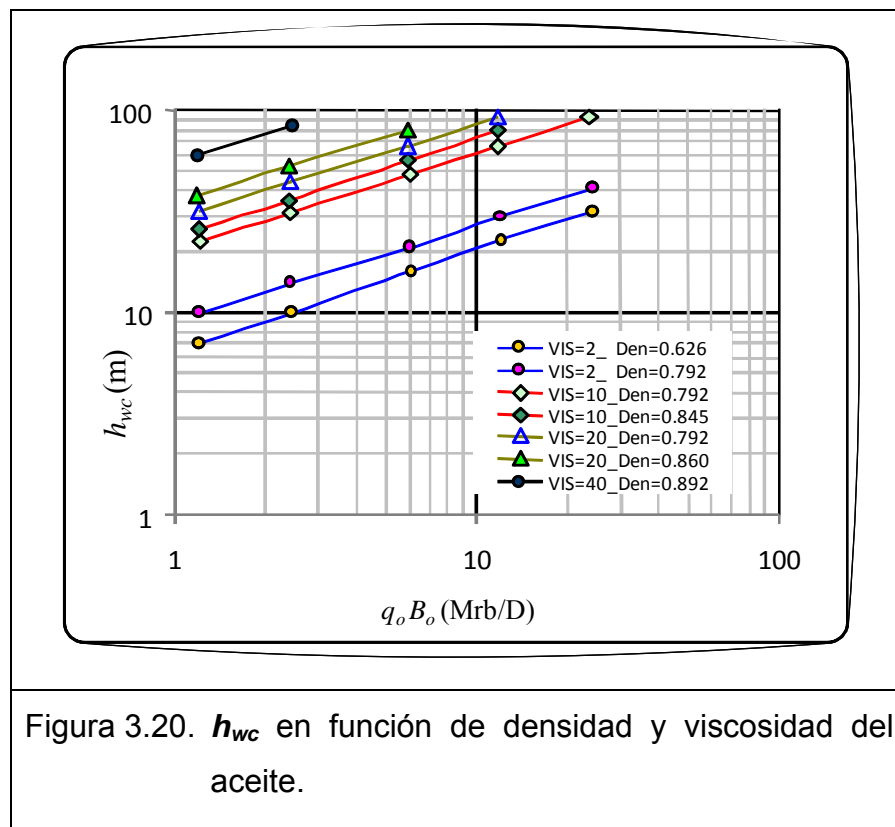
Adicionalmente en la figura 3.19, se compara la respuesta obtenida con el modelo para dos combinaciones de la relación k_f/μ_o , manteniendo constante esta relación, usándose los valores siguientes: $k_f/\mu_o = 10/20$ y $1/2$. Se observa que existen diferencias en los resultados, siendo mayor la conificación de agua para la relación de $k_f/\mu_o = 10/20$, de esto se desprende que para aceites viscosos el fenómeno de conificación se acentúa.



Densidad del aceite

Para analizar el efecto de la densidad del aceite, se simularon varios escenarios variando la densidad y viscosidad del aceite, considerando una partición del medio poroso efectivo en primario-secundario de 0-100% y $k_f = 10$ Darcys.

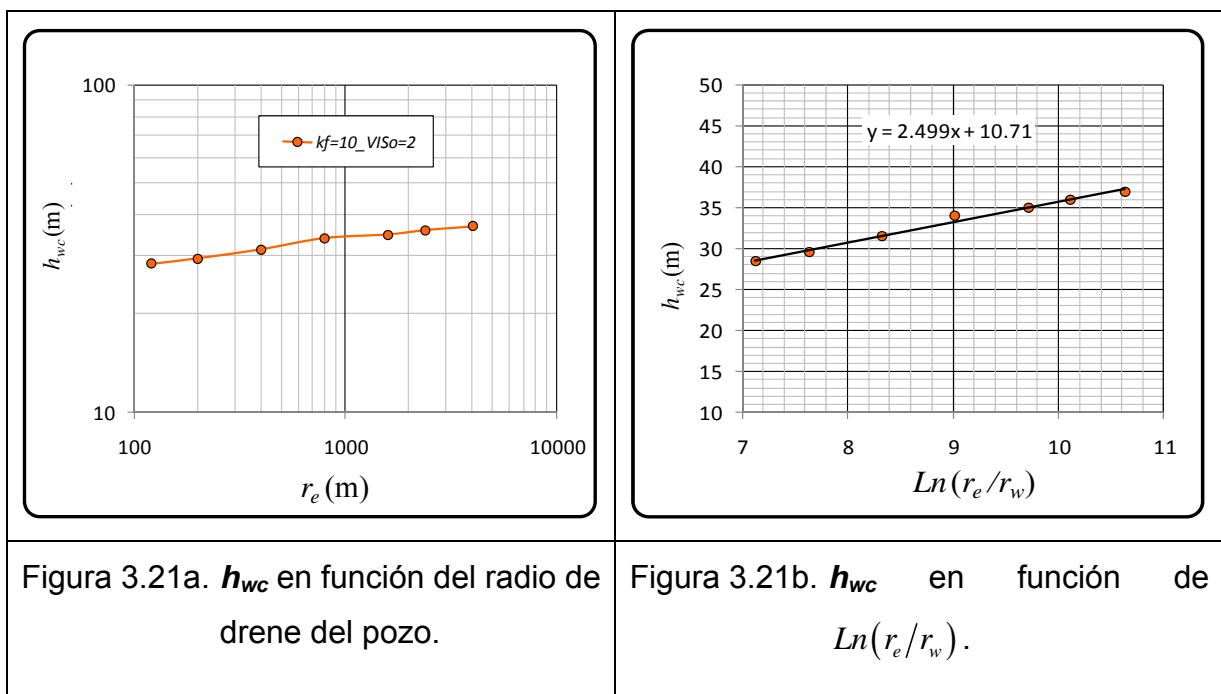
La densidad del aceite a condiciones de yacimiento se varió de 0.63 a 0.9 gr/cm^3 (24.3 a 6.5 °API a condiciones de tanque), de tal forma que cada conjunto de puntos de la figura 3.20 representa el comportamiento de la conificación del agua para un aceite con valores constantes de viscosidad y densidad, donde las curvas azules representan a un aceite de 2 cp de viscosidad, 0.626 y 0.792 gr/cm^3 de densidad, observándose que cuando el aceite tiene mayor densidad ($\rho_o = 0.792 \text{ gr}/\text{cm}^3$) la conificación de agua es mayor, este mismo efecto se muestra en las curvas rojas y verdes donde el aceite tiene 10 y 20 cp de viscosidad respectivamente.



Radio de drene

Para la investigación del efecto del radio de drene, se varió la magnitud de este en un rango de 120 a 4000 m, considerando una partición del medio poroso efectivo en primario-secundario de 0-100%, $k_f = 10$ Darcys, viscosidad y densidad del aceite a condiciones de yacimiento de 2 cp y 0.7996 gr/cm³ respectivamente y una producción de 10 Mrb/D.

Las figura 3.21 a y b, muestran el comportamiento de la altura máxima del cono de agua en función de la distancia radial a su frontera externa de no flujo, donde se puede apreciar que la conificación máxima de agua es función del logaritmo natural de r_e/r_w , es decir a mayor radio de drene se requiere una caída de presión mayor en el pozo, para que la variación de presión del medio poroso se difunda hacia la frontera externa, esto tiene como consecuencia, el incremento de la altura máxima de la conificación de agua en las vecindades del pozo. De esta forma al reducir el radio de drene entre pozos, la conificación máxima de agua también se reduce.



Obtención de la correlación para determinar la altura máxima de la conificación de agua

Se observa en los resultados obtenidos con los modelos de flujo hacia un pozo, al graficar h_{wc} en función de $q_o B_o$, para cada valor de k_f , curvas de h_{wc} que se ajustan perfectamente a ecuaciones de potencias. Para cada una de estas curvas se extraen los coeficientes a y b , las cuales se tabulan y grafican con su correspondiente relación k_f/μ_o (tablas 3.9 y 3.10 y figuras 3.22 y 3.23).

Tabla 3.9. Coeficientes a y b de las ecuaciones de potencias que reproducen los valores de h_{wc} para una partición de porosidad primaria-secundaria 0-100%.

k_f (Darcys)	μ_o (cp)	k_f/μ_o (Darcy/cp)	Coeficientes	
			a	b
10.0	2	5.00	9.10	0.48
5.0	2	2.50	12.61	0.48
2.0	2	1.00	19.68	0.47
1.0	2	0.50	27.45	0.47
0.7	2	0.35	32.25	0.47
0.5	2	0.25	37.38	0.51
10.0	5	2.00	14.53	0.48
5.0	5	1.00	20.08	0.49
2.0	5	0.40	31.59	0.48
1.0	5	0.20	44.16	0.48
0.5	5	0.10	60.76	0.51
10.0	10	1.00	19.92	0.49
5.0	10	0.50	28.52	0.48
2.0	10	0.20	43.09	0.50
1.0	10	0.10	59.93	0.53
10.0	20	0.50	26.07	0.51
5.0	20	0.25	38.65	0.50
2.0	20	0.10	64.08	0.51
10.0	40	0.25	37.46	0.51
5.0	40	0.13	53.96	0.51

Tabla 3.10. Coeficientes **a** y **b** de las ecuaciones de potencias que reproducen los valores de h_{wc} para particiones de porosidad primaria-secundaria 50-50% y 85-15%.

Partición de porosidad primaria-secundaria 50-50%.

k_f (Darcys)	μ_o (cp)	k_f/μ_o (Darcy/cp)	Coeficientes	
			a	b
10.0	2	5.00	6.869	0.50
5.0	2	2.50	9.688	0.50
1.0	2	0.50	21.87	0.49
10.0	20	0.50	28.79	0.54
5.0	20	0.25	43.8	0.51

Partición de porosidad primaria-secundaria 85-15%.

k_f (Darcys)	μ_o (cp)	k_f/μ_o (Darcy/cp)	Coeficientes	
			a	b
10.0	2	5.00	6.864	0.50
5.0	2	2.50	9.666	0.50
1.0	2	0.50	21.92	0.49
10.0	20	0.50	31.05	0.51
5.0	20	0.25	42.5	0.53

Los coeficientes **a** (figura 3.21), se ajustaron a la ecuación siguiente:

$$a = 19.1 \left(\frac{k_f}{\mu_o} \right)^{-0.5} \dots \dots \dots (3.2)$$

Mientras que el coeficiente **b**, se aproxima a 0.5. Sustituyendo las ecuaciones (3.2) y **b** = 0.5 en (3.1), se obtiene la ecuación para estimar la altura de la conificación máxima de agua en función de k_f/μ_o .

$$h_{wc} = \left[19.1 \left(\frac{k_f}{\mu_o} \right)^{-0.5} \right] (q_o B_o)^{0.5} \dots \dots \dots (3.3)$$

Simplificando la ecuación anterior,

$$h_{wc} = 19.1 \left(\frac{q_o B_o \mu_o}{k_f} \right)^{0.5} \dots\dots\dots (3.4)$$

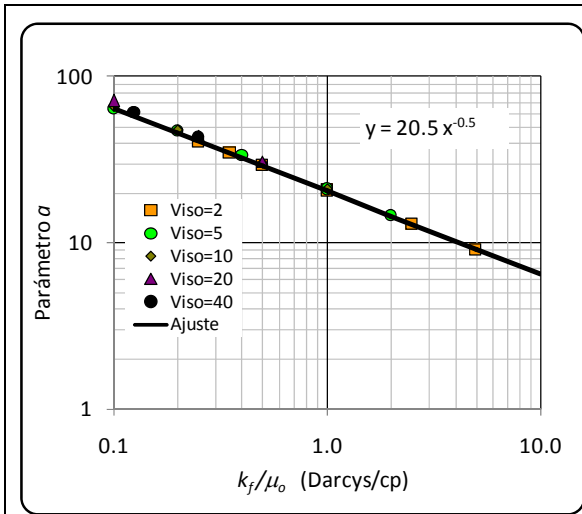


Figura 3.22. Comportamiento del coeficiente **a** de la ecuación (3.1) en función de k_f/μ_o .

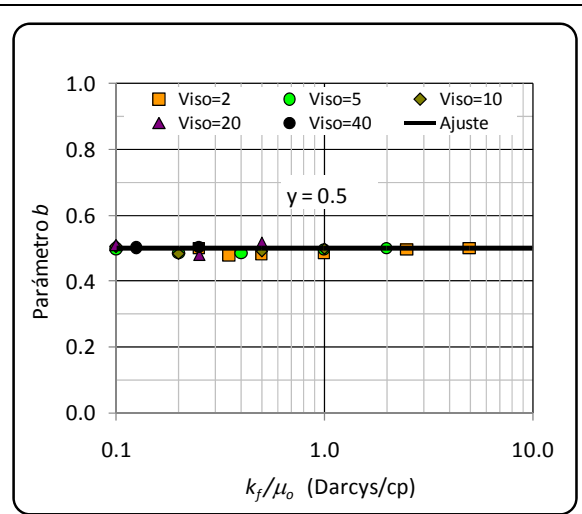


Figura 3.23. Comportamiento del coeficiente **b** de la ecuación (3.1) en función de k_f/μ_o .

Puesto que el exponente de los parámetros q_o , B_o , μ_o y k_f es 0.5, nos permite realizar un análisis dimensional, donde se observa la necesidad de incluir el potencial de dos fluidos en fase continua no miscibles en la ecuación (3.4), para que esta ecuación sea dimensionalmente homogénea.

Considerando solo el término gravitacional del potencial de dos líquidos no miscibles en contacto, se tiene:

$$\Delta\gamma_{wo} = \frac{g}{9.81}(\rho_w - \rho_o) \cong (\gamma_w - \gamma_o). \dots\dots\dots(3.5)$$

Incluyendo en la ecuación (3.4) el potencial de dos líquidos inmiscibles (ecuación (3.5)), y la ecuación que representa el comportamiento de la conificación de agua en función del $Ln(r_e/r_w)$ se tiene,

$$h_{wc} = 2.963 \left(\frac{q_o B_o \mu_o Ln(r_e/r_w)}{k_f \Delta\gamma_{wo}} \right)^{0.5} \dots\dots\dots(3.6)$$

Donde,

- B_o = Factor del volumen del aceite, rb/STB
- h_{wc} = Altura máxima de conificación de agua, m
- k_f = Permeabilidad del medio fracturado, Darcys
- q_o = Gasto de aceite, MSTB/D
- r_e = Radio de drene, m
- r_w = Radio del pozo, m
- μ_o = Viscosidad del aceite, cp
- $\Delta\gamma_{wo} \cong (\gamma_w - \gamma_o)$, Diferencia de densidades agua-aceite, gr/cm³

Así las dimensiones de las ecuaciones (3.5) y (3.6) respectivamente son:

$$\Delta\gamma_{wo} = \frac{L}{t^2} \left(\frac{M}{L^3} \right) = \frac{M}{t^2 L^2},$$

$$h_{wc} = \left[\left(\frac{L^3}{t} \frac{M}{Lt} \right) / \left(\frac{L^2}{t^2} \frac{M}{L^2 t^2} \right) \right]^{0.5} = \left[\left(\frac{L^2 M}{t^2} \right) / \left(\frac{M}{t^2} \right) \right]^{0.5} = L$$

Donde,

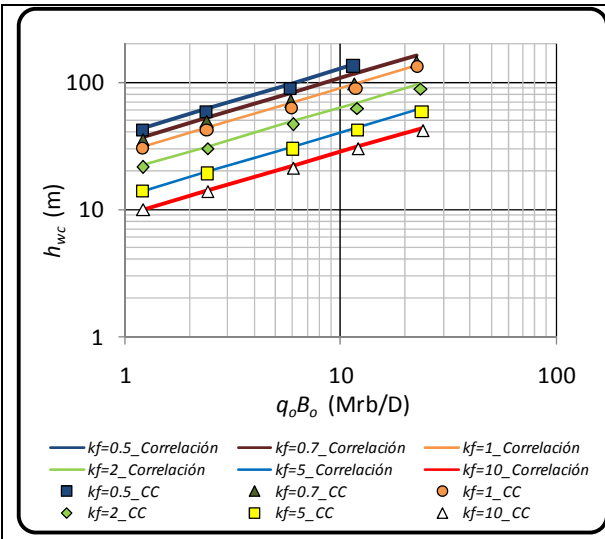
L = longitud,

M = masa y

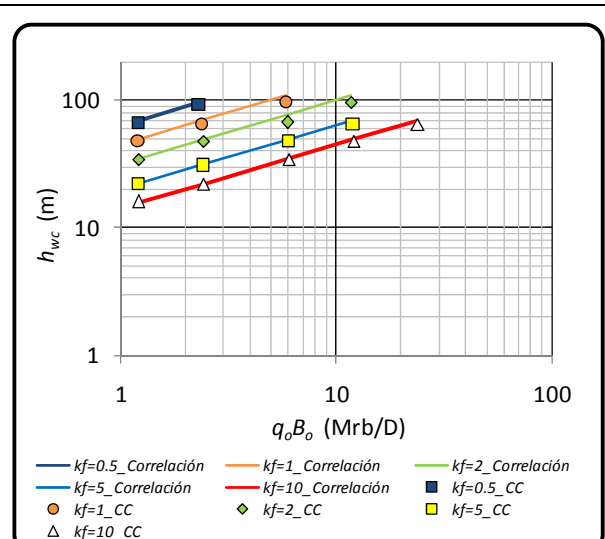
t = tiempo.

Por lo tanto la ecuación (3.6) es dimensionalmente consistente, ya que la altura máxima de la conificación de agua tiene dimensiones de longitud.

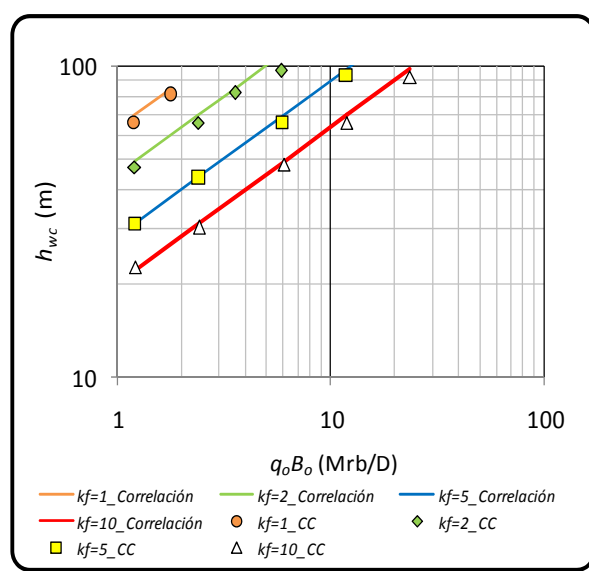
Comparando los valores obtenidos con el modelo de flujo hacia un pozo de h_{wc} (familias de puntos de las figuras 3.24a - 3.24e) y la ecuación (3.6) ($\gamma_o = 0.7996$ y $\gamma_w = 1.0 \text{ gr/cm}^3 @ \text{ C.Y.}$), se observa que la ecuación (3.6) reproduce con suficiente precisión los resultados del modelo de flujo (curvas continuas de las figuras 3.24a - 3.24e).



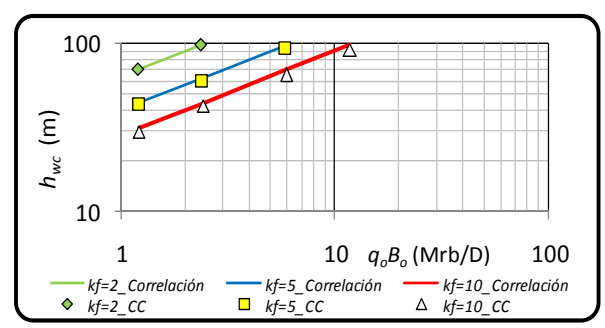
a. Viscosidad del aceite = 2 cp.



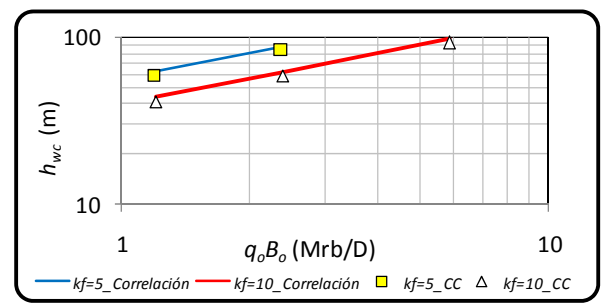
b. Viscosidad del aceite = 5 cp.



c. Viscosidad del aceite = 10 cp.



d. Viscosidad del aceite = 20 cp.



e. Viscosidad del aceite = 40 cp.

Figuras 3.24. Comparación de los resultados del modelo de flujo hacia un pozo denotados por familias de puntos y la ecuación (3.6) curvas continuas.

Capítulo 4

Conificación de agua en pozos con mala calidad del cemento en el E. A. (T. R. - Formación Productora)

Conificación de agua en pozos mal cementados en el E. A. (T. R. - Formación Productora)

La formación Brecha Terciario Paleoceno Cretácico Superior de los campos Ku, Maloob y Zaap, está constituida de rocas carbonatadas densamente fracturadas de muy alta permeabilidad, esto ocasiona severos problemas durante las operaciones de cementación de la última tubería de revestimiento (T. R.), ya que al circular cemento al pozo para ademararlo prácticamente todo el cemento se pierde en la formación, entonces el espacio anular (E. A.) entre la tubería de revestimiento y la formación productora queda sin cemento, formándose un espacio vacío, es decir un canal sin restricción al flujo, por el cual se magnifica la conificación del agua.

En este capítulo se analiza el fenómeno de conificación de agua en pozos mal cementados, así mismo se estudia el efecto de la variación de los parámetros de la roca y fluidos en la altura máxima de conificación de agua en este tipo de terminaciones.

Procediendo de igual forma que en el capítulo anterior, se construyó un modelo radial de pozo en Eclipse-100, empleando propiedades del medio naturalmente fracturado de los campos Ku, Maloob y Zaap, donde el E. A. se representó con celdas de 2" de espesor, porosidad del 100% y permeabilidad de 100 Darcys, con esto al E. A. se constituyó como un canal de alta conductividad, habilitando el flujo libre de fluidos a través del mismo.

Análisis del efecto del gasto de aceite ($q_o B_o$) y la permeabilidad de fracturas (k_f)

En este estudio se analizó el efecto de la producción de aceite y de la permeabilidad de un medio fracturado en la conificación de agua para un pozo mal cementado; observándose un comportamiento de las curvas de h_{wc} vs $q_o B_o$ para cada valor de k_f similar a las obtenidas en pozos bien cementados, donde a mayor producción del pozo, mayor conificación o altura del cono de agua; también se observa que conforme se reduce la permeabilidad del medio fracturado, la altura de la conificación es mayor para una producción de aceite dada.

Al comparar los resultados del espacio anular bien cementado (figura y tabla 4.1) con los del espacio anular mal cementado, considerando aceite de 2 cp de viscosidad; se observa que la altura del cono de agua es mayor con 2.7 y 7.9 m adicionales respecto al caso donde el pozo no tiene cemento en el espacio anular para una k_f de 10 y 2 Darcys respectivamente a ritmos altos de producción; conforme disminuye el gasto de aceite del pozo la diferencia en la altura de la conificación del agua entre ambas terminaciones tiende a ser menor.

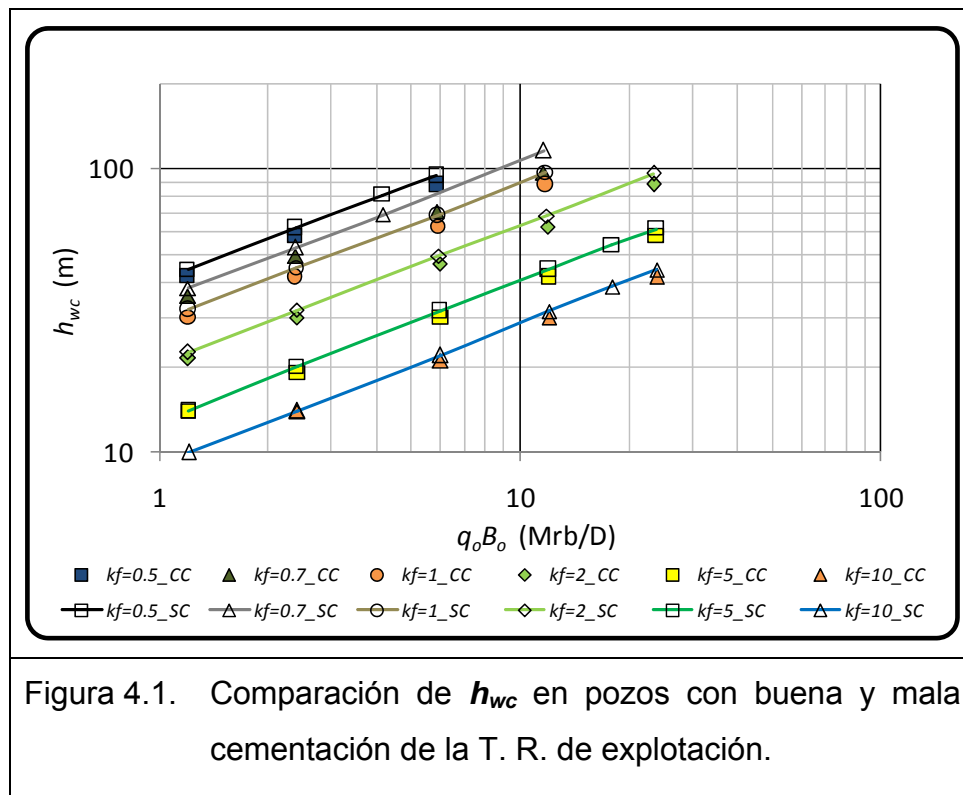


Tabla 4.1. Comparación de h_{wc} en función de la calidad de la cementación de la T. R. de explotación.

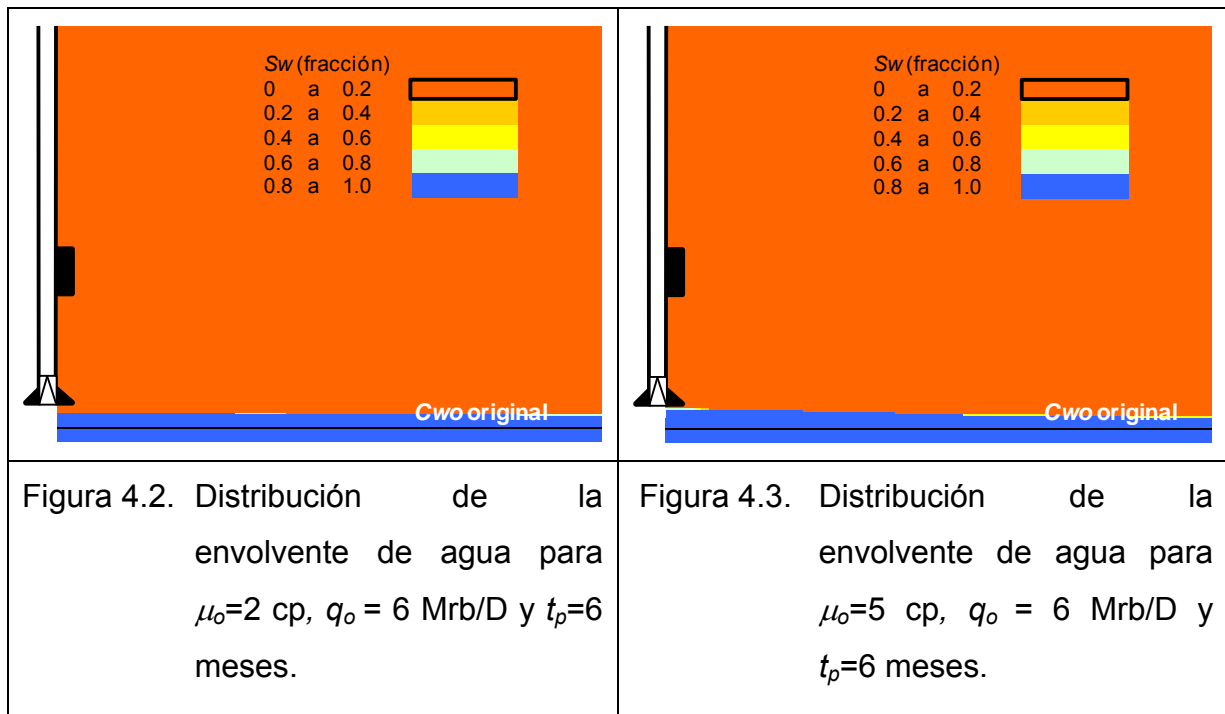
						E. A. sin cemento	E. A. con cemento
k_f (Darcys)	μ_o (cp)	k_f/μ_o (Darcy/cp)	q_o (MSTB/D)	B_o (rb/STB)	$q_o B_o$ (Mrb/D)	h_{wc} (m)	h_{wc} (m)
10	2	5	20	1.198	23.970	44.2	41.5
10	2	5	15	1.200	18.006	38.4	--
10	2	5	10	1.202	12.017	31.5	29.9
10	2	5	5	1.204	6.021	22.0	21.1
10	2	5	2	1.207	2.413	14.0	13.9
10	2	5	1	1.209	1.209	10.0	10.0
5	2	2.5	20	1.191	23.818	61.5	57.8
5	2	2.5	15	1.195	17.921	53.8	--
5	2	2.5	10	1.198	11.983	44.3	41.6
5	2	2.5	5	1.202	6.009	31.6	29.8
5	2	2.5	2	1.205	2.409	20.0	19.0
5	2	2.5	1	1.207	1.207	14.0	13.9
2	2	1	20	1.173	23.460	96.0	88.1
2	2	1	10	1.188	11.880	68.4	62.3
2	2	1	5	1.195	5.973	49.4	46.3
2	2	1	2	1.198	2.397	31.7	29.9
2	2	1	1	1.203	1.203	22.6	21.4
1	2	0.5	10	1.176	11.760	97.0	88.1
1	2	0.5	5	1.183	5.915	68.6	62.2
1	2	0.5	2	1.199	2.398	44.6	41.7
1	2	0.5	1	1.201	1.201	31.9	29.9
0.7	2	0.35	10	1.163	11.630	116.0	97.0
0.7	2	0.35	3.5	1.187	4.155	68.8	--
0.7	2	0.35	2	1.195	2.391	52.8	49.4
0.7	2	0.35	1	1.201	1.201	38.0	35.6
0.5	2	0.25	5	1.177	5.885	95.0	88.2
0.5	2	0.25	3.5	1.183	4.141	81.0	--
0.5	2	0.25	2	1.193	2.385	62.1	57.8
0.5	2	0.25	1	1.199	1.199	44.0	41.7

La diferencia de h_{wc} se magnifica para valores bajos de permeabilidad como se aprecia en las curvas correspondiente a k_f de 0.7 Darcys, donde para una producción de alrededor de 11.6 Mrb/D, la diferencia en la altura de la conificación de agua es de 19 m entre los escenarios que consideran buena y mala cementación de la T. R. de explotación.

Viscosidad del aceite (μ_o)

Como ya se analizó, la viscosidad del aceite es un parámetro determinante en la dinámica de flujo de fluidos en medios porosos, esto por consecuencia, afecta la distribución areal y altura del cono de agua en un pozo productor con acuífero subyacente.

Los resultados de las simulaciones muestran que en los casos de una relación de movilidad agua-aceite alta, el agua irrumpe rápidamente al pozo pero no se puede distribuir fácilmente en el plano horizontal. En las figuras 4.2 a 4.6 se observa la distribución vertical y horizontal de la envolvente de agua para un pozo terminado en una formación de $k_f = 10$ Darcys, con una producción de 6 Mrb/D, a un tiempo de explotación de 6 meses, variando la viscosidad del aceite desde 2 hasta 40 cp.



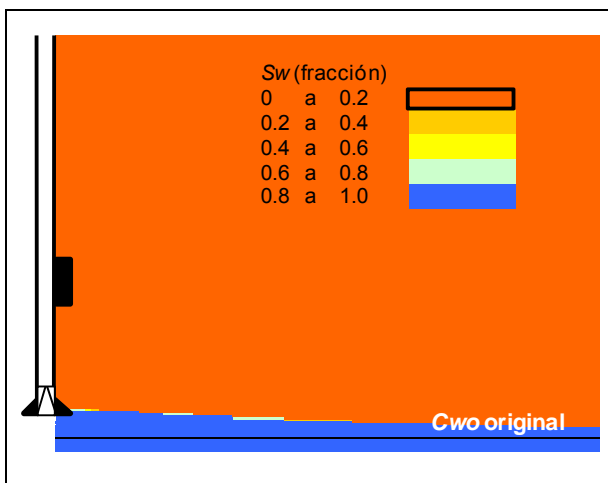


Figura 4.4. Distribución de la envolvente de agua para $\mu_o=10$ cp, $q_o=6$ Mrb/D y $t_p=6$ meses.

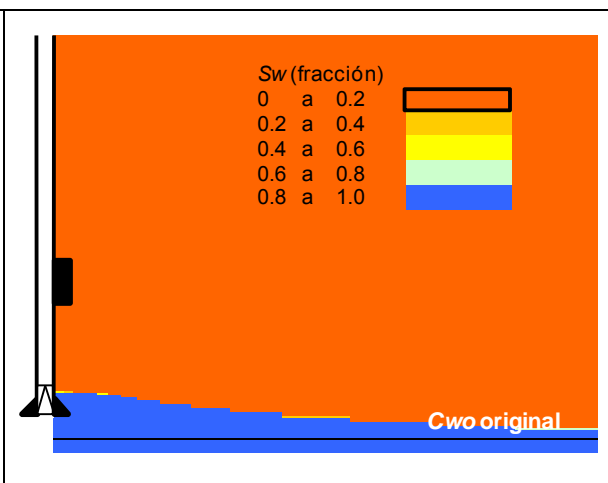


Figura 4.5. Distribución de la envolvente de agua para $\mu_o=20$ cp, $q_o=6$ Mrb/D y $t_p=6$ meses.

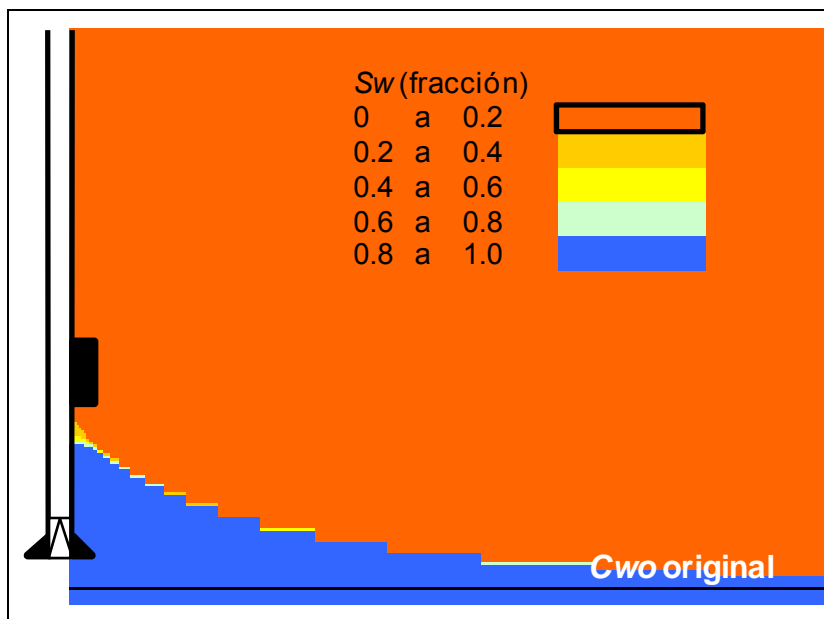


Figura 4.6. Distribución de la envolvente de agua para $\mu_o=40$ cp, $q_o=6$ Mrb/D y $t_p=6$ meses.

En las figuras 4.2 y 4.3 la viscosidad del aceite es de 2 y 5 cp respectivamente observándose que la interfase agua-aceite es prácticamente horizontal; por lo que la conificación del agua a estas condiciones de explotación no se presenta. Sin embargo, a estas mismas condiciones de explotación, pero con un aceite de viscosidad mayor o igual a 10 cp sí se presenta el fenómeno de conificación de agua, como se observa en las figuras 4.4 a 4.6; donde a mayor viscosidad del aceite mayor altura del cono de agua y por consiguiente menor recuperación de hidrocarburos, como se muestra, en la figura 4.6, con un aceite de viscosidad de 40 cp, el pozo en menos de un año de explotación se invade de agua.

Los resultados de las simulaciones se presentan en las tablas 4.2 y 4.3 para viscosidades del aceite de 5, 10, 20 y 40 cp. En estas tablas solo se incluyen las simulaciones validadas donde se desarrolló plenamente el cono de agua.

Tabla 4.2. h_{wc} para tuberías de revestimiento de explotación bien y mal cementadas y $\mu_o = 5$ cp.

k_f (Darcys)	μ_o (cp)	k_f/μ_o (Darcy/cp)	q_o (MSTB/D)	B_o (rb/STB)	$q_o B_o$ (Mrb/D)	E. A. sin cemento	E. A. con cemento
						h_{wc} (m)	h_{wc} (m)
10	5	2	20	1.188	23.754	71.0	64.6
10	5	2	15	1.192	17.877	61.9	--
10	5	2	10	1.197	11.966	50.9	47.9
10	5	2	5	1.201	6.004	36.0	34.4
10	5	2	2	1.204	2.408	22.9	22.0
10	5	2	1	1.206	1.206	16.0	16.0
5	5	1	10	1.188	11.879	71.0	64.7
5	5	1	5	1.196	5.981	50.9	48.0
5	5	1	2	1.202	2.404	32.4	30.9
5	5	1	1	1.204	1.204	22.9	22.0
2	5	0.4	5	1.185	5.923	78.0	66.9
2	5	0.4	2	1.197	2.393	51.0	48.0
2	5	0.4	1	1.201	1.201	36.5	34.5
1	5	0.2	5	1.157	5.785	108.0	95.9
1	5	0.2	3	1.182	3.546	85.4	--
1	5	0.2	2	1.189	2.378	71.3	64.6
1	5	0.2	1	1.197	1.197	51.2	48.0
0.5	5	0.1	2	1.186	2.371	101.0	92.2
0.5	5	0.1	1.3	1.186	1.542	79.3	--
0.5	5	0.1	1	1.190	1.190	69.7	66.6

Tabla 4.3. h_{wc} para tuberías de revestimiento de explotación bien y mal cementadas y $\mu_o = 10, 20$ y 40 cp.

k_f (Darcys)	μ_o (cp)	k_f/μ_o (Darcy/cp)	q_o (MSTB/D)	B_o (rb/STB)	$q_o B_o$ (Mrb/D)	E. A. sin cemento	E. A. con cemento
						h_{wc} (m)	h_{wc} (m)
10	10	1	10	1.188	11.877	72.1	65.7
10	10	1	5	1.196	5.981	51.8	48.2
10	10	1	2	1.201	2.403	32.9	30.3
10	10	1	1	1.204	1.204	23.0	22.5
5	10	0.5	5	1.188	5.940	72.2	65.8
5	10	0.5	2	1.198	2.397	46.5	43.9
5	10	0.5	1	1.201	1.201	32.9	31.0
2	10	0.2	2	1.188	2.375	72.3	65.8
2	10	0.2	1	1.196	1.196	51.9	47.4
1	10	0.1	1.5	1.181	1.772	90.0	81.0
1	10	0.1	1.2	1.174	1.409	79.0	--
1	10	0.1	1	1.189	1.189	72.5	65.6
10	20	0.5	10	1.173	11.728	109.7	91.0
10	20	0.5	5	1.190	5.948	78.0	64.4
10	20	0.5	2	1.198	2.396	47.9	42.2
10	20	0.5	1	1.201	1.201	34.1	29.8
5	20	0.25	5	1.173	5.865	108.6	93.0
5	20	0.25	2	1.191	2.382	66.7	59.5
5	20	0.25	1	1.198	1.198	47.9	43.2
2	20	0.1	3	1.159	3.476	134.5	--
2	20	0.1	2	1.173	2.346	110.1	98.8
2	20	0.1	1	1.188	1.188	75.2	70.0
10	40	0.25	5	1.175	5.875	106.7	92.3
10	40	0.25	2	1.196	2.391	66.0	59.0
10	40	0.25	1	1.203	1.203	47.7	40.9
5	40	0.125	3	1.169	3.507	113.4	93.9
5	40	0.125	2	1.180	2.359	93.0	83.4
5	40	0.125	1	1.190	1.190	66.0	59.0

A continuación, se presenta la comparación grafica de la altura de conificación del agua correspondientes a la viscosidades del aceite de $\mu_o = 5, 10, 20$ y 40 cp en las figuras 4.7 a 4.10; donde la altura máxima del cono de agua para pozos mal cementados se denota con marcas sin relleno unidas por líneas continuas, mientras que las curvas con marcas sólidas corresponden a la h_{wc} de pozos bien cementados.

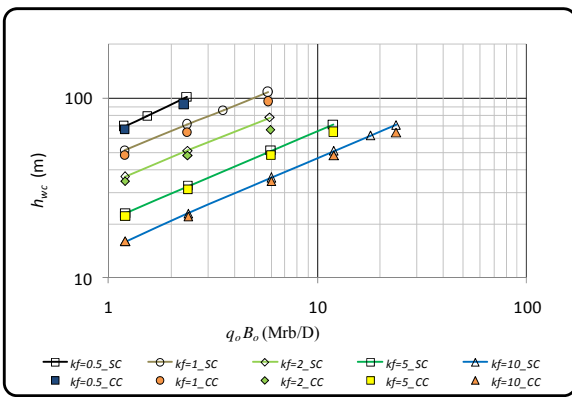


Figura 4.7. Comparación de h_{WC} en pozos con buena y mala cementación de la T. R. de explotación y $\mu_o = 5$ cp.

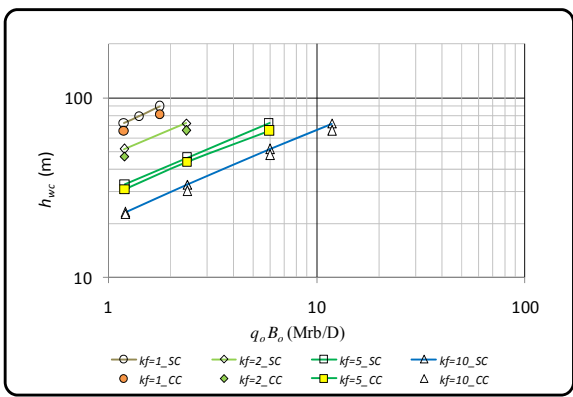


Figura 4.8. Comparación de h_{WC} en pozos con buena y mala cementación de la T. R. de explotación y $\mu_o = 10$ cp.

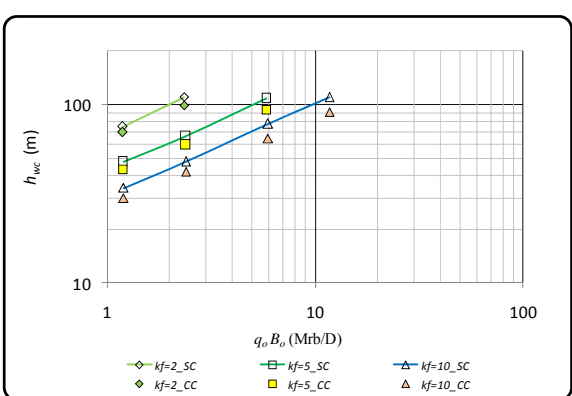


Figura 4.9. Comparación de h_{WC} en pozos con buena y mala cementación de la T. R. de explotación y $\mu_o = 20$ cp.

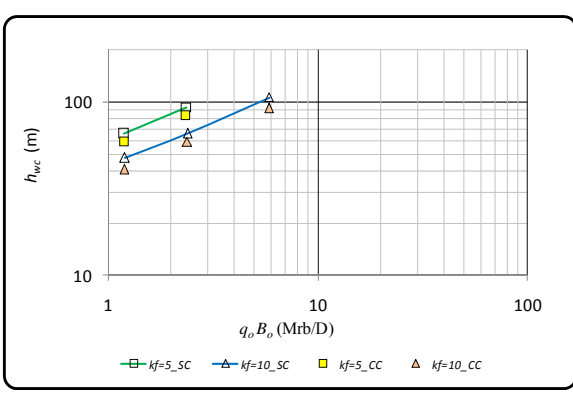


Figura 4.10. Comparación de h_{WC} en pozos con buena y mala cementación de la T. R. de explotación y $\mu_o = 40$ cp.

La diferencia en la altura máxima de conificación de agua, h_{WC} , en los escenarios de cuando se tiene el espacio anular bien cementado con los del espacio anular mal cementado, incrementa conforme el aceite se vuelve más viscoso; de este modo para un medio fracturado con $k_f = 10$ md, aceite de 40 cp de viscosidad y una producción de

6 Mrb/D la diferencia en h_{wc} es de 14.5 m, mientras que sí el aceite es de 2 cp la diferencia de h_{wc} es de 0.9 m.

Obtención de la correlación para determinar la altura máxima de la conificación de agua

Procediendo de forma similar a la obtención de la correlación para determinar la altura máxima de conificación de agua en pozos bien cementados, se extrajo los coeficientes a y b , de las curvas de h_{wc} , los cuales se tabulan y grafican con su correspondiente relación k_f/μ_o (tabla 4.4 y figuras 4.11 y 4.12).

Tabla 4.4. Coeficientes a y b de las ecuaciones de potencias que reproducen los valores de h_{wc} para una partición de porosidad primaria-secundaria 0-100%.

k_f (Darcys)	μ_o (cp)	k_f/μ_o (Darcy/cp)	Coeficientes	
			a	b
10.0	2	5.00	9.05	0.50
5.0	2	2.50	12.87	0.50
2.0	2	1.00	20.70	0.48
1.0	2	0.50	29.26	0.48
0.7	2	0.35	34.82	0.48
0.5	2	0.25	40.18	0.50
10.0	5	2.00	14.65	0.50
5.0	5	1.00	20.95	0.49
2.0	5	0.40	33.38	0.49
1.0	5	0.20	46.92	0.49
0.5	5	0.10	63.91	0.50
10.0	10	1.00	21.11	0.50
5.0	10	0.50	30.19	0.49
2.0	10	0.20	47.59	0.49
1.0	10	0.10	66.45	0.50
10.0	20	0.50	30.82	0.52
5.0	20	0.25	43.92	0.48
2.0	20	0.10	71.23	0.51
10.0	40	0.25	43.01	0.50
5.0	40	0.13	60.50	0.50

Los coeficientes **a** (figura 4.11), se ajustaron a la ecuación siguiente:

$$a = 20.5 \left(\frac{k_f}{\mu_o} \right)^{-0.5} \cdot \dots\dots\dots (4.1)$$

Mientras que el coeficiente **b**, se aproxima a 0.5.

Sustituyendo las ecuaciones (4.1) y **b** = 0.5 en (3.1), se obtiene la ecuación para estimar la altura de la conificación máxima de agua en función de k_f/μ_o

$$h_{wc} = \left[20.5 \left(\frac{k_f}{\mu_o} \right)^{-0.5} \right] (q_o B_o)^{0.5} \cdot \dots\dots\dots (4.2)$$

Simplificando la ecuación (4.2),

$$h_{wc} = 20.5 \left(\frac{q_o B_o \mu_o}{k_f} \right)^{0.5} \cdot \dots\dots\dots (4.3)$$

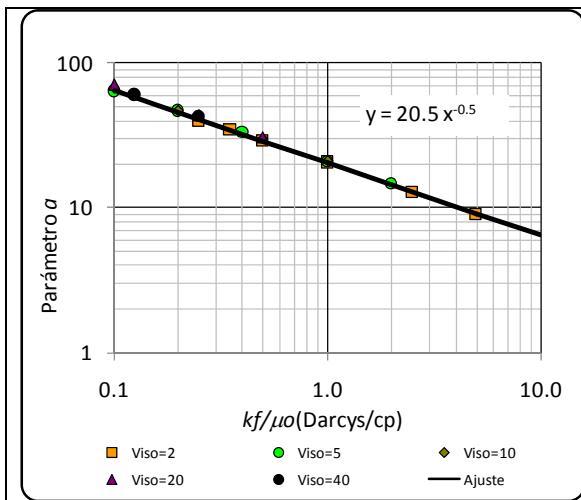


Figura 4.11. Comportamiento del coeficiente **a** de la ecuación (3.1) en función de k_f/μ_o .

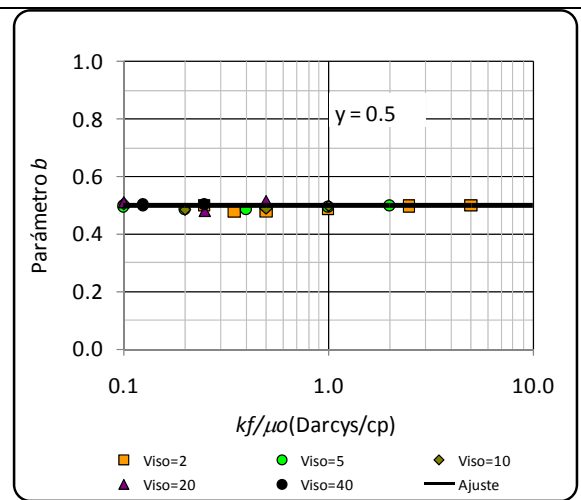


Figura 4.12. Comportamiento del coeficiente **b** de la ecuación (3.1) en función de k_f/μ_o .

Incluyendo la ecuación (3.5) y el $\ln(r_e/r_w)$ en la ecuación (4.3),

$$h_{wc} = 3.180 \left(\frac{q_o B_o \mu_o \ln(r_e/r_w)}{k_f \Delta \gamma_{wo}} \right)^{0.5} \dots \dots \dots (4.4)$$

Siendo la ecuación (4.4) similar a la ecuación (3.6), donde solo varia el coeficiente de las ecuaciones para un pozo bien cementado el coeficiente es **2.963** y para un pozo mal cementado el coeficiente es **3.180**.

Al comparar las dos correlaciones, la que considera mala cementación ó ausencia del cemento en el espacio anular entre la T. R. y la formación productora y la correlación que considera buena cementación del espacio anular, permite cuantificar **el factor por mala cementación, F_{bc}** .

El factor por mala cementación se relaciona directamente con la altura o distancia vertical adicional que tiene la conificación de agua en pozos mal cementados (Δh_{wc}), debido al flujo libre de fluidos que se presenta atrás de la T. R. en el espacio anular sin cemento.

Donde al obtener la diferencia de las ecuaciones (4.4) - (3.6) se tiene:

$$\Delta h_{wc} = 3.180 \left(\frac{q_o B_o \mu_o \text{Ln}(r_e/r_w)}{k_f \Delta \gamma_{wo}} \right)^{0.5} - 2.963 \left(\frac{q_o B_o \mu_o \text{Ln}(r_e/r_w)}{k_f \Delta \gamma_{wo}} \right)^{0.5} \dots \dots \dots (4.5)$$

$$\Delta h_{wc} = 0.217 \left(\frac{q_o B_o \mu_o \text{Ln}(r_e/r_w)}{k_f \Delta \gamma_{wo}} \right)^{0.5} = F_{bc} \left(\frac{q_o B_o \mu_o \text{Ln}(r_e/r_w)}{k_f \Delta \gamma_{wo}} \right)^{0.5} \dots \dots \dots (4.6)$$

$$\boxed{F_{bc} = 0.217} \dots \dots \dots (4.7)$$

Así $F_{bc} = 0.217$ para un pozo mal cementado mientras que para un pozo bien cementado $F_{bc} = 0$, incluyendo este factor en las ecuaciones (3.6) y (4.4) se pueden representar como una sola ecuación al incluir el factor por mala cementación F_{bc} como se ilustra en la ecuación (4.8).

$$\boxed{h_{wc} = (2.963 + F_{bc}) \left(\frac{q_o B_o \mu_o \text{Ln}(r_e/r_w)}{k_f \Delta \gamma_{wo}} \right)^{0.5}} \dots \dots \dots (4.8)$$

Donde,

- B_o = Factor del volumen del aceite, rb/STB
- h_{wc} = Altura máxima de conificación de agua, m
- F_{bc} = Factor por mala cementación, adimensional

k_f	=	Permeabilidad del medio fracturado,	Darcys
q_o	=	Gasto de aceite,	MSTB/D
r_e	=	Radio de drene,	m
r_w	=	Radio del pozo,	m
μ_o	=	Viscosidad del aceite,	cp
$\Delta\gamma_{wo} \cong (\gamma_w - \gamma_o)$		Diferencia de densidades agua-aceite,	gr/cm ³

Capítulo 5

Determinación de los tiempos de formación y abatimiento del cono de agua

Tiempo de formación del cono de agua (t_{hwc})

El tiempo de formación del cono de agua t_{hwc} se determina tomando en cuenta el tiempo de producción de cada pozo; es decir desde el momento en que se abre por primera vez a producción el pozo, hasta el momento en que la base del cono de agua alcanza el radio de drene. Posterior a este tiempo, el avance de la envolvente de agua se presentará en régimen pseudoestacionario, considerando mantenimiento de presión a través del acuífero y producción de aceite constante.

En este estudio se analizó la influencia de los parámetros siguientes: permeabilidad del medio fracturado, viscosidad y producción de aceite en el tiempo en el que se desarrolla completamente el cono de agua; en la tablas 5.1 y 5.2 se muestran los resultados obtenidos de las simulaciones.

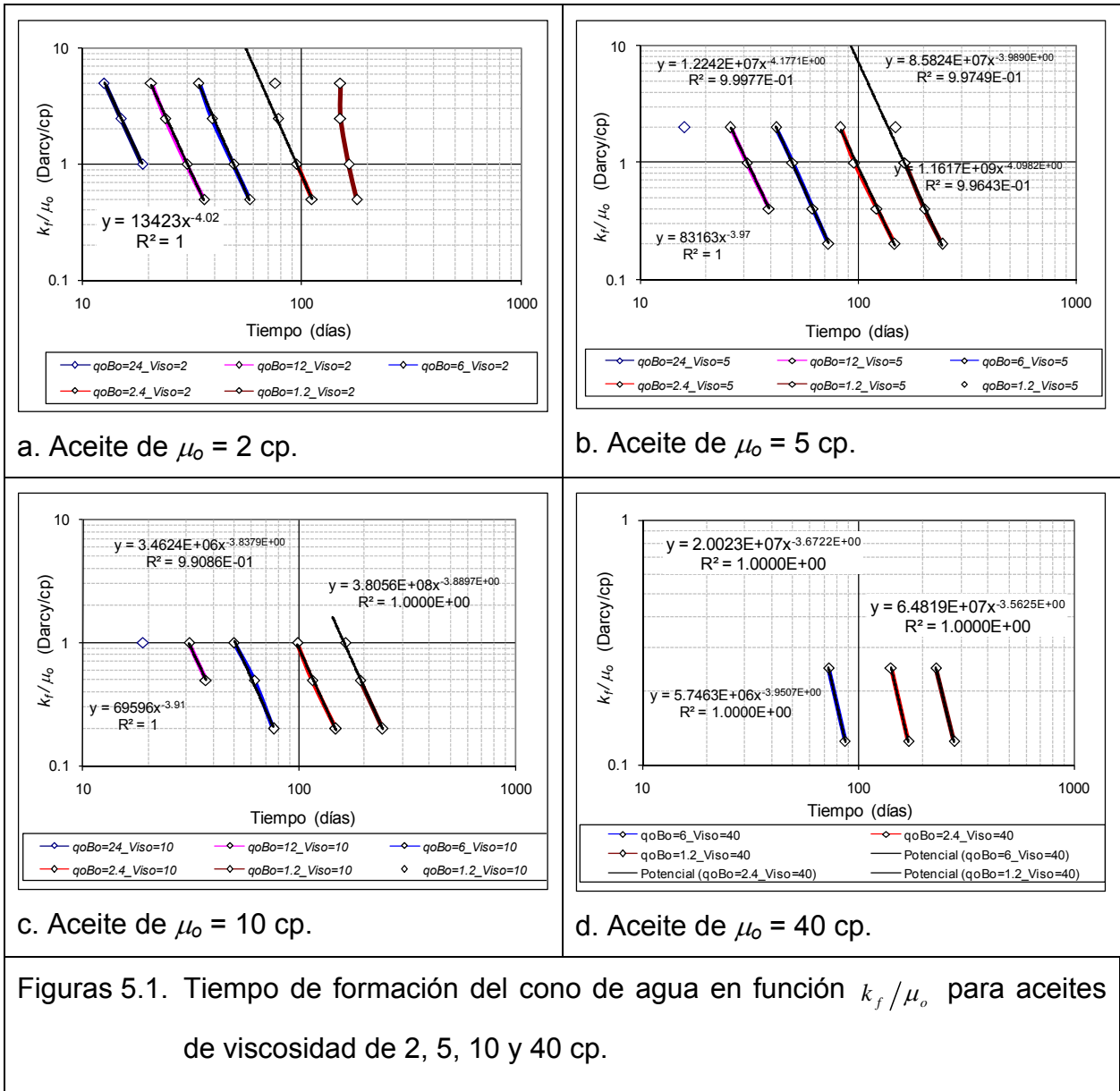
Tabla 5.1 Tiempo requerido para la formación del cono de agua para un aceite de viscosidad de 2 cp.

k_f (Darcys)	μ_o (cp)	k_f/μ_o (Darcy/cp)	q_o (MSTB/D)	B_o (rb/STB)	$q_o B_o$ (Mrb/D)	h_{wc} (m)	Tiempo (días)
10	2	5	20	1.200	23.999	41.51	12.6
10	2	5	10	1.204	12.039	29.87	20.6
10	2	5	5	1.206	6.031	21.11	34.0
10	2	5	2	1.209	2.418	13.92	76.0
10	2	5	1	1.212	1.212	9.99	150.0
5	2	2.5	20	1.194	23.871	57.78	15.0
5	2	2.5	10	1.200	12.001	41.59	24.0
5	2	2.5	5	1.204	6.019	29.85	39.0
5	2	2.5	2	1.206	2.412	18.99	78.0
5	2	2.5	1	1.209	1.209	13.93	150.0
2	2	1	20	1.176	23.511	88.06	18.8
2	2	1	10	1.190	11.904	62.32	30.0
2	2	1	5	1.198	5.991	46.34	49.0
2	2	1	2	1.204	2.408	29.88	95.0
2	2	1	1	1.204	1.204	21.43	164.0
1	2	0.5	10	1.176	11.756	88.14	36.0
1	2	0.5	5	1.187	5.934	62.21	58.0
1	2	0.5	2	1.193	2.386	41.67	111.4
1	2	0.5	1	1.201	1.201	29.88	178.0

Tabla 5.2. Tiempo requerido para la formación del cono de agua para aceites de viscosidad de 5, 10, 20 y 40 cp.

k_f (Darcys)	μ_o (cp)	k_f/μ_o (Darcy/cp)	q_o (MSTB/D)	B_o (rb/STB)	$q_o B_o$ (Mrb/D)	h_{wc} (m)	Tiempo (días)
10	5	2	20	1.190	23.806	64.62	16.0
10	5	2	10	1.198	11.983	47.93	26.0
10	5	2	5	1.203	6.014	34.44	42.0
10	5	2	2	1.206	2.411	21.96	83.0
10	5	2	1	1.207	1.207	16.00	149.0
5	5	1	10	1.190	11.902	64.69	31.0
5	5	1	5	1.198	5.991	47.95	50.0
5	5	1	2	1.204	2.408	30.90	96.0
5	5	1	1	1.206	1.206	21.96	164.0
2	5	0.4	10	1.169	11.685	95.81	39.0
2	5	0.4	5	1.187	5.933	66.90	62.0
2	5	0.4	2	1.198	2.397	47.97	122.0
2	5	0.4	1	1.203	1.203	34.50	201.0
1	5	0.2	5	1.168	5.841	95.88	73.0
1	5	0.2	2	1.189	2.378	64.61	147.0
1	5	0.2	1	1.198	1.198	47.98	243.0
10	10	1	20	1.174	23.480	92.10	19.0
10	10	1	10	1.190	11.901	65.74	31.0
10	10	1	5	1.198	5.991	48.20	50.0
10	10	1	2	1.203	2.406	30.30	98.0
10	10	1	1	1.205	1.205	22.54	164.0
5	10	0.5	10	1.175	11.751	93.00	37.0
5	10	0.5	5	1.189	5.945	65.77	62.0
5	10	0.5	2	1.198	2.396	43.85	115.0
5	10	0.5	1	1.203	1.203	31.00	192.0
2	10	0.2	3	1.182	3.546	82.01	76.0
2	10	0.2	2	1.189	2.378	65.76	148.0
2	10	0.2	1	1.198	1.198	47.40	243.0
10	20	0.5	10	1.174	11.740	90.96	37.0
10	20	0.5	5	1.190	5.950	64.43	62.0
10	20	0.5	2	1.199	2.398	42.22	117.0
10	20	0.5	1	1.203	1.203	29.81	190.0
5	20	0.25	5	1.173	5.866	93.02	74.0
5	20	0.25	2	1.192	2.385	59.50	141.0
5	20	0.25	1	1.200	1.200	43.23	229.0
10	40	0.25	5	1.174	5.870	92.30	73.0
10	40	0.25	2	1.193	2.385	59.00	142.0
10	40	0.25	1	1.199	1.199	40.90	230.0
5	40	0.125	2	1.179	2.357	83.38	171.5
5	40	0.125	1	1.192	1.192	59.00	279.4

Relacionando el cociente k_f / μ_o con el t_{hwc} se obtienen las graficas siguientes:



Cada curva de las figuras 5.1 representa para una producción de aceite determinada el tiempo de formación del cono de agua en función del cociente k_f / μ_o . En la figura 5.1a se consideró un aceite de viscosidad de 2 cp, donde se observa que las curvas de $q_o B_o = 1.2$ y 2.4 Mrb/D no tienen un comportamiento lineal, tienden a ser verticales para movilidades del aceite altas, lo cual se debe a que para producciones menores a

2.4 Mrb/D y permeabilidades de fractura mayores a 5 Darcys, la altura del cono de agua es menor a los 19 m, permitiendo que el acuífero realice un barrido homogéneo y la envolvente de agua tienda a un plano horizontal, por lo que el tiempo requerido para observar la formación de este cono de agua pequeño es prácticamente el mismo para permeabilidades de fractura iguales o mayores a 5 Darcys para una producción de aceite en particular, siempre y cuando sea menor o igual a 2.4 Mrb/D.

Al tener una permeabilidad de fractura menor de 5 Darcys la caída de presión del fondo del pozo se incrementa, provocando un desbalance mayor entre las fuerzas gravitacionales y viscosas, lo que ocasiona que la altura del cono de agua rebase los 19 m, siendo más ineficiente el barrido del acuífero y por consecuencia el factor de recuperación del aceite disminuye.

Otro fenómeno que se observa en estas figuras es que a mayor producción de aceite el tiempo de formación del cono de agua disminuye e incrementa la altura de la conificación haciendo aún más ineficiente el empuje hidráulico proporcionado por el acuífero, ya que en tiempos menores se presenta la irrupción de agua en los pozos, aún con el contacto agua-aceite relativamente retirado.

Al tener un aceite más viscoso se hace más desfavorable la relación de movilidad agua-aceite, por lo que incluso a gastos de aceite relativamente bajos se presenta la conificación del agua, como se aprecia en las curvas de la figura 5.1b, donde la viscosidad del aceite es de 5 cp; entonces ahora las curvas de 1.2 y 2.4 Mrbd prácticamente se ajustan a líneas rectas; es decir el tiempo para la formación del cono de agua se **reduce** y también se **incrementa** la altura del cono de agua.

Como la mayoría de las curvas tienen un comportamiento lineal en los gráficos de k_f / μ_o vs. t_{hwc} , se realizó un ajuste de los puntos simulados, donde por medio de ecuaciones de potencias se obtiene el mejor ajuste, estas ecuaciones tienen la forma $y = ax^b$. Sustituyendo en la ecuación anterior $x = t_{hwc}$ y $y = k_f / \mu_o$ se obtiene la ecuación siguiente:

$$\frac{k_f}{\mu_o} = a(t_{hwc})^b \dots\dots\dots(5.1)$$

Los coeficientes **a** y **b** se grafican en función de $q_o B_o$, definiendo una curva para cada coeficiente como se ilustra en las figuras 5.2 y 5.3, donde la curva roja representa el mejor ajuste de todos los datos de **a** con la ecuación siguiente:

$$a = 5.376e8(q_o B_o)^{-2.664} \dots\dots\dots(5.2)$$

Mientras que el coeficiente **b** fluctúa alrededor de -4 para producciones bajas y conforme se incrementa la producción de aceite los puntos convergen a -4.

Sustituyendo **a** y **b** en la ecuación (5.1) se tiene:

$$t_{hwc} = 152.27(q_o B_o)^{-0.666} \left(\frac{\mu_o}{k_f} \right)^{1/4} \dots\dots\dots(5.3)$$

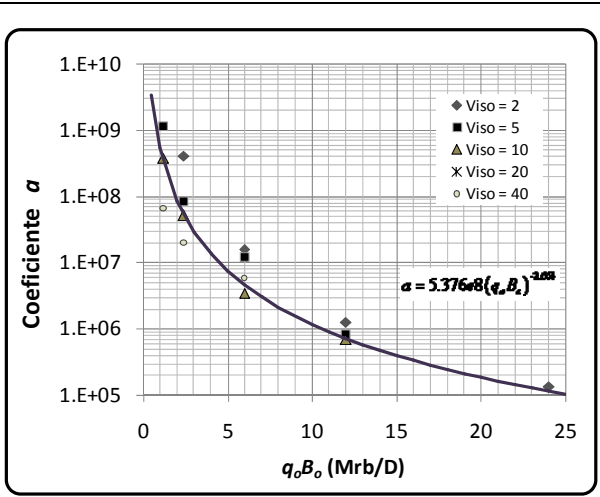


Figura 5.2. Coeficiente a vs. $q_o B_o$ de la ecuación del tiempo de formación del cono de agua.

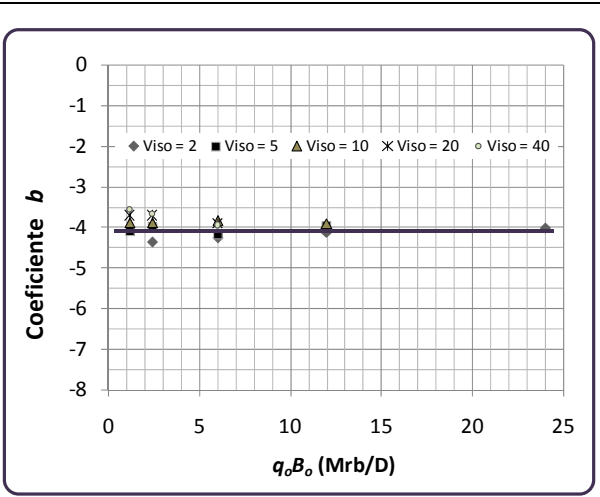
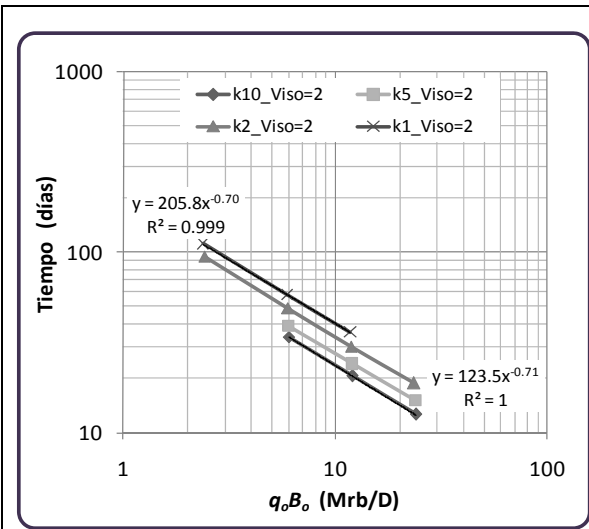
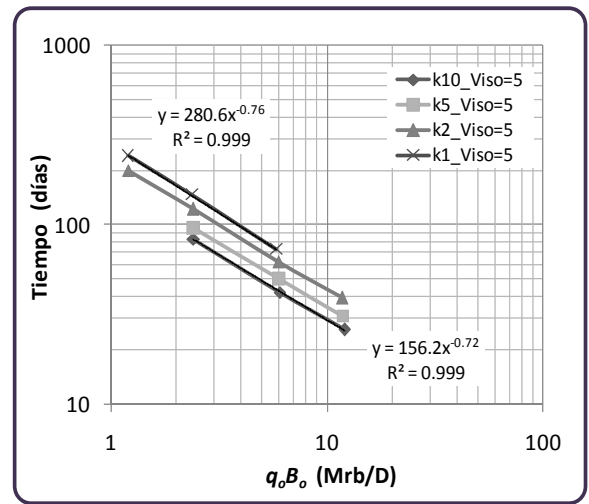


Figura 5.3. Coeficiente b vs. $q_o B_o$ de la ecuación del tiempo de formación del cono de agua.

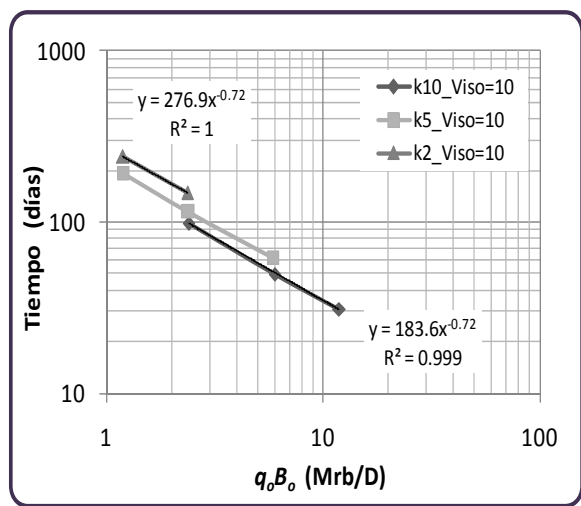
Al comparar los resultados de la ecuación (5.3) con los resultados obtenidos con el modelo de simulación se observa una desviación importante de los datos (figuras 5.5a-5.5d curvas rojas), por lo que se procedió a realizar un nuevo ajuste, relacionando primero el tiempo de formación de la conificación con la producción de aceite, descartando previamente los puntos donde la conificación de agua fue incipiente; es decir menor a 19 m; con esta forma de relacionar la información mejoró substancialmente el ajuste de los datos obtenidos con el simulador a ecuaciones de potencias, como se observa en las figuras 5.4a - 5.4d.



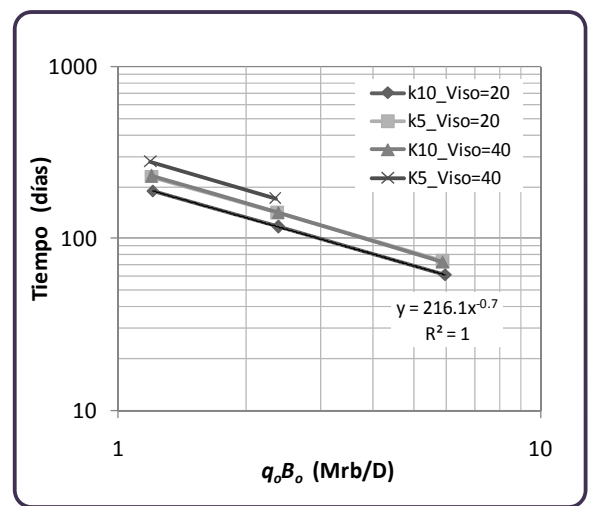
a. Aceite de $\mu_o = 2$ cp.



b. Aceite de $\mu_o = 5$ cp.



c. Aceite de $\mu_o = 10$ cp.



d. Aceites de $\mu_o = 20$ y 40 cp.

Figuras 5.4. Ajuste de t_{hwc} en función $q_o B_o$ para aceites de viscosidad de 2, 5, 10, 20 y 40 cp.

Posteriormente se graficaron los coeficientes **a** y **b** de cada curva vs. k_f/μ_o , observándose que el coeficiente **a** se ajusta a la ecuación siguiente:

$$a = 182.9 \left(\frac{k_f}{\mu_o} \right)^{-0.26} ; \dots\dots\dots (5.4)$$

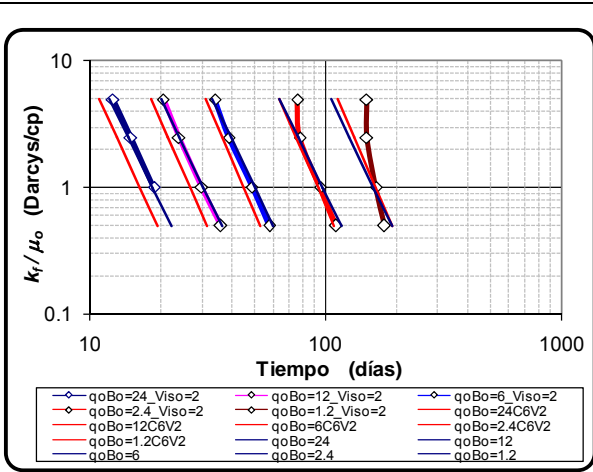
mientras que el coeficiente **b** adquiere un valor de -0.72.

Sustituyendo **a** y **b** en una ecuación de potencias, se obtiene la correlación que determina el tiempo de formación del cono de agua,

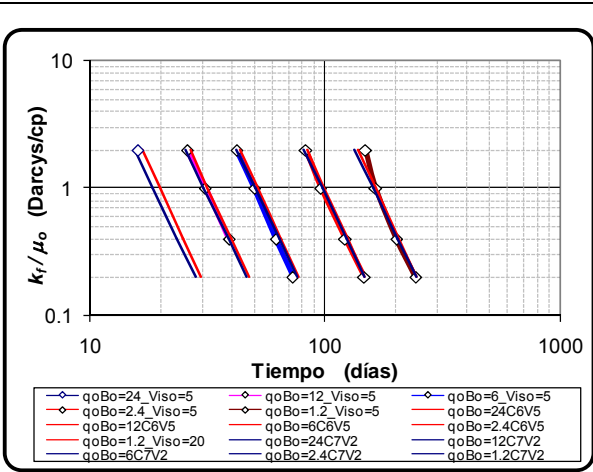
$$t_{hwc} = 182.9 \left(\frac{k_f}{\mu_o} \right)^{-0.26} (q_o B_o)^{-0.72} . \dots\dots\dots (5.5)$$

donde,

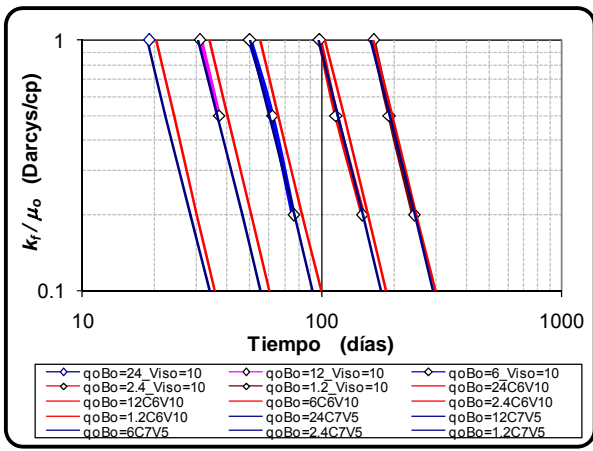
- B_o = Factor del volumen del aceite, rb/STB
- t_{hwc} = Tiempo de formación del cono de agua, días
- k_f = Permeabilidad del medio fracturado, Darcys
- μ_o = Viscosidad del aceite, cp
- q_o = Gasto de aceite, MSTB/D



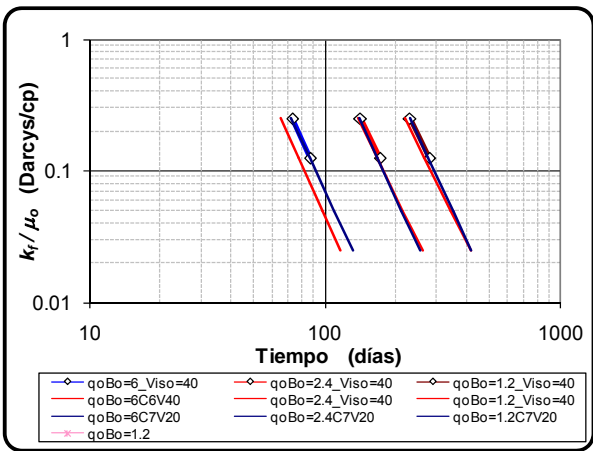
a. Aceite de $\mu_o = 2$ cp.



b. Aceite de $\mu_o = 5$ cp.



c. Aceite de $\mu_o = 10$ cp.



d. Aceite de $\mu_o = 40$ cp.

Figuras 5.5. Comparación de los ajustes obtenidos con las ecuaciones (5.3) y (5.5) de t_{hwc} para aceites de viscosidad de 2, 5, 10, 20 y 40 cp.

En las figuras 5.5 se comparan las dos correlaciones obtenidas para calcular el tiempo de formación del cono de agua, donde los resultados de la correlación (5.3) se representan con las curvas de color rojo y los resultados de la correlación (5.5) se graficaron con curvas de color azul oscuro; de estas gráficas se desprende que la ecuación (5.5) ajusta con mayor precisión los resultados de las simulaciones, mientras que la ecuación (5.3) presenta desviaciones de cerca de 15 días para el aceite de 40 cp, respecto a lo determinado en el modelo de la simulación.

Tiempo de restablecimiento del contacto agua-aceite (t_{Cwo})

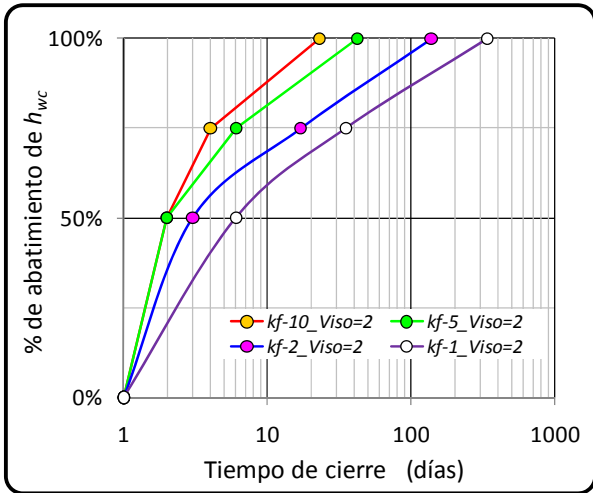
En el capítulo 3, se analizó el efecto de parámetros de roca y fluidos en la formación de la conificación de agua, estableciéndose que el único parámetro sobre el cual tenemos pleno control para afectar el desarrollo de la conificación de agua es el ritmo de producción de aceite del pozo; una vez que irrumpe el agua en el pozo es necesario estrangularlo para reducir el corte de agua ó cerrarlo para no seguir contaminando la corriente de aceite.

En el caso de que se tenga que cerrar el pozo por alta producción de agua, se requiere contar con una herramienta que nos indique cual es el tiempo óptimo que se debe mantener cerrado el pozo para que se abata ó reconfigure el cono de agua; por consiguiente, este análisis se enfoca a determinar este tiempo de cierre en función de la permeabilidad del medio fracturado y de la viscosidad del aceite.

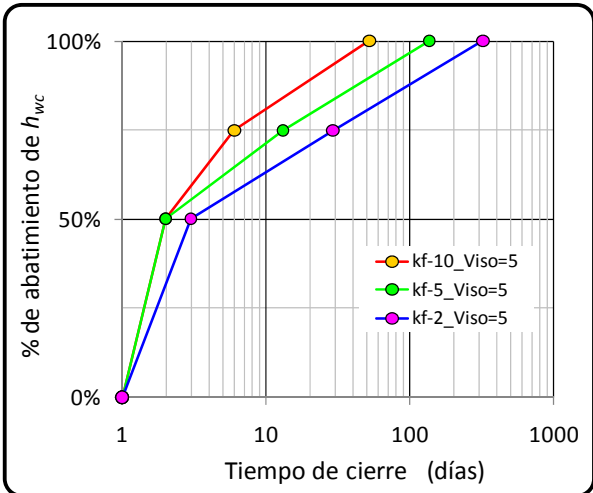
Para analizar el tiempo requerido de cierre de un pozo para que se reconfigure la envolvente de agua, abatiéndose el cono al 25%, 50%,75% y 100% se realizaron múltiples simulaciones variando la producción del pozo para un sistema roca-fluidos cuya permeabilidad de fractura y viscosidad del aceite se preestablecieron considerando el Cwo como una frontera a presión constante.

En las figuras 5.6 se graficó el tiempo de cierre del pozo vs el porcentaje de abatimiento de la altura máxima de la conificación de agua para una permeabilidad del medio fracturado y viscosidad del aceite dado. El tiempo requerido de abatimiento del cono de agua para un aceite de 2 cp y una roca de $k_f = 1$ Darcy es del orden de 338 días mientras que sí la roca tiene una $k_f = 10$ Darcy el $t_{Cwo} = 23$ días; ahora sí el aceite tiene una viscosidad de 40 cp los tiempos de abatimiento del cono de agua para $k_f = 2, 5$ y 10 Darcys son:

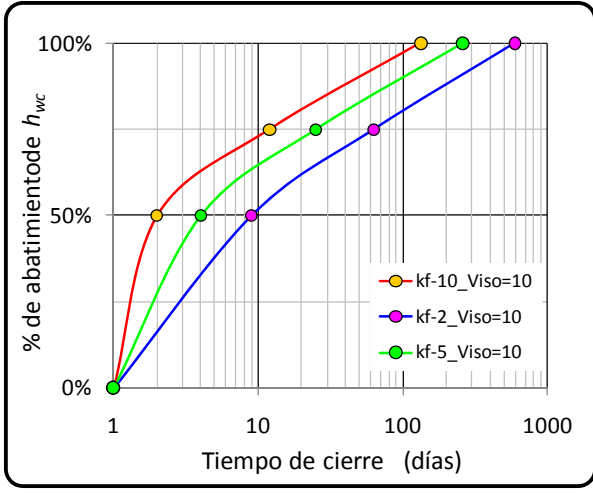
$t_{Cwo} = 1343, 804$ y 398 días respectivamente, como se observa en la tabla 5.3.



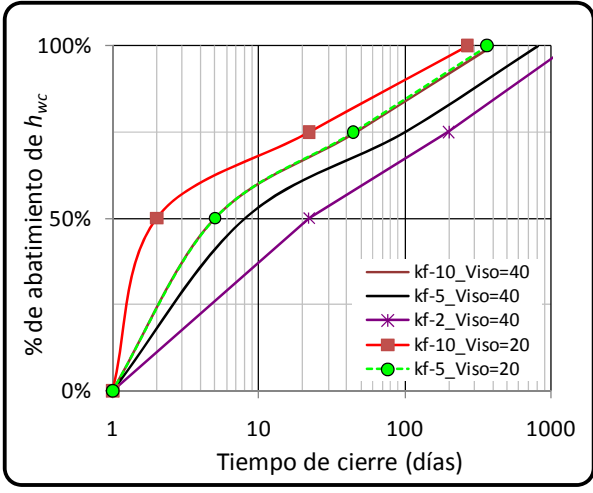
a. Aceite de $\mu_o = 2$ cp.



b. Aceite de $\mu_o = 5$ cp.



c. Aceite de $\mu_o = 10$ cp.



d. Aceites de $\mu_o = 20$ y 40 cp.

Figuras 5.6. Tiempo de cierre requerido para que se abata el cono de agua para aceites de viscosidad de 2, 5, 10, 20 y 40 cp.

Tabla 5.3. Tiempo requerido para abatimiento del cono de agua al 25, 50, 75 y 100% de su altura máxima, para diferentes viscosidades del aceite.

k_f (Darcys)	μ_o (cp)	k_f/μ_o (Darcy/cp)	$q_o B_o$ (Mrb/D)	h_{wc} (m)	% de restablecimiento del Cwo en días			
					100%	75%	50%	0%
10	2	5	23.999	41.51	23.0	4	2	1
5	2	2.5	23.871	57.78	42.0	6	2	1
2	2	1	23.511	88.06	137.0	17	3	1
1	2	0.5	11.756	88.14	338.0	35	6	1
10	5	2	23.806	64.62	52.0	6	2	1
5	5	1	11.902	64.69	136.0	13	2	1
2	5	0.4	11.685	95.81	319.0	29	3	1
10	10	1	23.480	92.10	133.0	12	2	1
5	10	0.5	11.751	92.22	259.0	25	4	1
2	10	0.2	3.546	82.01	596.0	63	9	1
10	20	0.5	11.740	92.96	268.0	22	2	1
5	20	0.25	5.866	93.02	364.0	44	5	1
10	40	0.25	5.870	93.95	398.0	46	5	1
5	40	0.125	2.357	86.38	804.0	99	8	1
2	40	0.05	1.171	93.73	1343.0	200	22	1

Capítulo 6

Aplicación Práctica de las Correlaciones Obtenidas

Aplicación práctica de las correlaciones obtenidas

El yacimiento Ku-BTPKS fue descubierto en 1979; está constituido por carbonatos fracturados de alto relieve estructural y se encuentra produciendo desde 1981 (**Anexo A**). Durante los primeros años de producción, el mecanismo principal de empuje fue la expansión roca-fluidos; posteriormente se observó el efecto del acuífero asociado; en 1988 se alcanzó la presión de saturación, iniciándose la formación de un casquete secundario de gas; actualmente los mecanismos de empuje prevaecientes en Ku-BTPKS son: expansión roca-fluidos, empuje hidráulico, expansión del casquete secundario de gas, e inyección de nitrógeno.

Para mejorar la recuperación de aceite del yacimiento, se desarrolló un proyecto de inyección de nitrógeno en el casquete secundario de gas, con el objeto de desplazar el aceite hacia la base del yacimiento mediante el drene gravitacional gas-aceite.

Derivado de lo anterior, los pozos se terminan y/o reparan lo más cercano al contacto agua-aceite, evitando producir agua, por lo que un aspecto importante que se debe de considerar en la explotación de estos pozos, es el efecto de la conificación de agua y gas, para administrar la producción de los pozos a gastos críticos y prolongar el tiempo de explotación de los mismos, maximizando la recuperación de aceite.

En esta sección se presenta el análisis realizado a algunos pozos de Ku-BTPKS para controlar la conificación de agua y maximizar la recuperación de aceite de estos pozos.

Ejemplo 1. Análisis de la conificación de agua del pozo Ku-45D

Este pozo inicio a producir en el año 2006, alcanzando una producción máxima de aceite 11,000 STB/D con un estrangulador de 3 7/8"; sin embargo a finales del año 2009 empezó a producir agua (f_w hasta de 5 %, ver figura 6.1), por lo que fue necesario estrangularlo 1 1/2", para producirlo a un gasto critico, con lo que se logró eliminar la entrada de agua (f_w : 0%); además este pozo cuenta con la información siguiente:

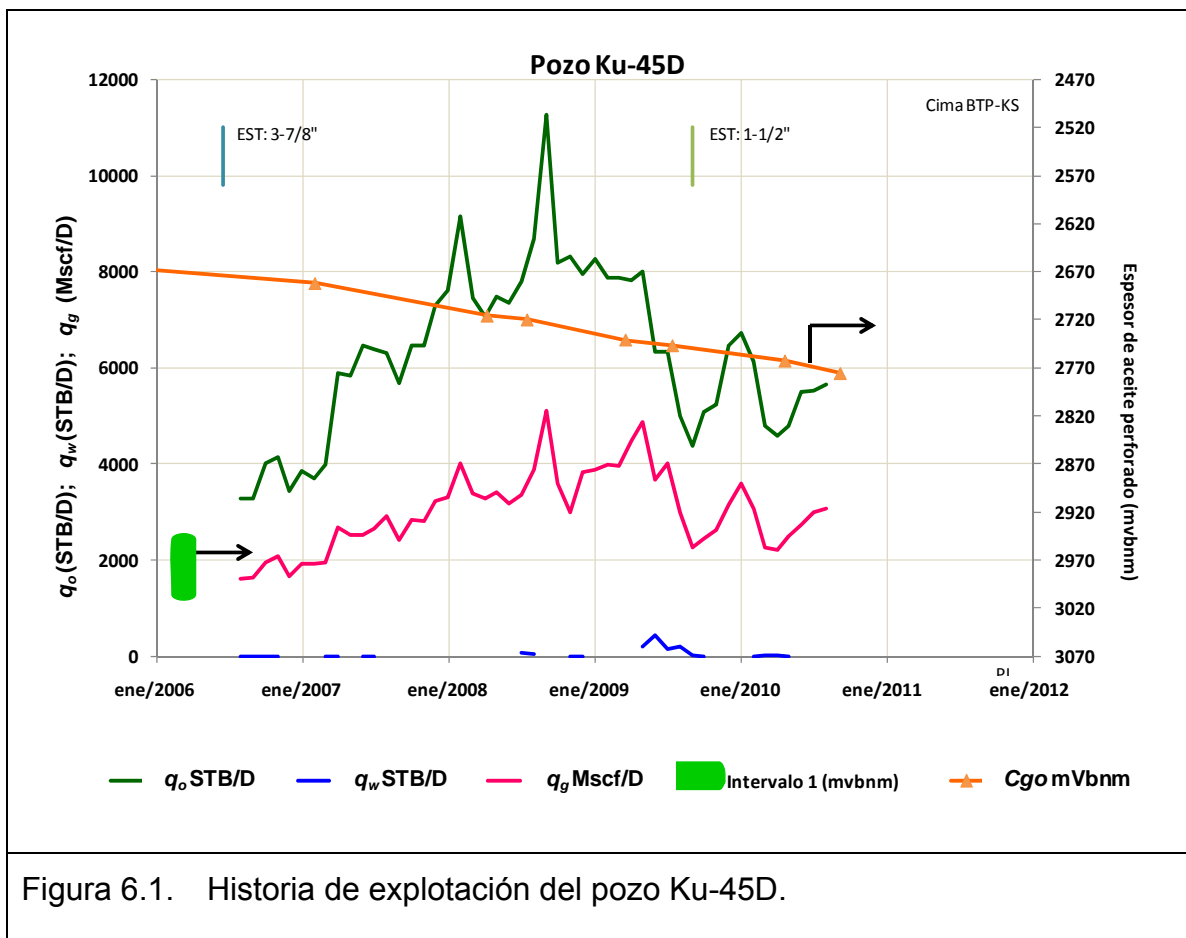


Figura 6.1. Historia de explotación del pozo Ku-45D.

Permeabilidad de fractura	=	1,070	md
Permeabilidad de matriz	=	10	md
Viscosidad del aceite	=	2.2	cp
Viscosidad del agua	=	0.4	cp
Factor de volumen del aceite	=	1.22	rb/STB
Densidad del aceite @.C.Y.	=	0.82	gr/cm ³
Densidad del agua @.C.Y.	=	1.002	gr/cm ³
Intervalo disparado	=	2955-2992	mVbnm
Contacto agua-aceite (año 2009)	=	3088	mVbnm
Radio de drene	=	400	m
Radio del pozo	=	9.684	cm
T. R. de explotación mal cementada.			

El análisis del comportamiento histórico de producción se dividió en dos partes, la primera es ajustar en un modelo analítico las condiciones de flujo a las cuales irrumpió el agua en el pozo y la segunda parte consiste en determinar cuáles son las condiciones de explotación del pozo, a los cuales se evita la producción del agua.

- a. Se calculó la altura del cono de agua considerando producciones de aceite a condiciones de yacimiento de 500 a 12,000 rb/D con las correlaciones siguientes:
 - Ecuación (4.8), E. Pérez M., F. Rodríguez de la G. y F. Samaniego V.
 - Correlación de Lelf A. Høyland y Paul Papatzacos.
 - Correlación de Meyer, H. I. y Garder, A. O.

En la tabla 6.1 se muestran los resultados del cálculo de la altura máxima de conificación de agua con diferentes correlaciones.

- b. En la figura 6.2, se graficaron la altura máxima del cono de agua obtenida con las correlaciones del inciso anterior; la distancia entre la base del intervalo disparado y el contacto agua-aceite y la producción de aceite del pozo cuando empieza a manifestar agua en el año 2009 (8,000 STB/D equivalen a 9,760 rb/D), figura 6.2.

Tabla 6.1. Cálculo de la conificación de agua con diferentes correlaciones.

$q_o B_o$ (rb/D)	Meyer H. I. y Garder A. O. h_{wc} (m)	Lelf A. Høyland y Paul Papatzacos h_{wc} (m)	E. Pérez M., F. Rodriguez de la G., F. Samaniego h_{wc} (m)
610	32.581	20.357	24.088
1220	54.181	32.331	34.065
1830	71.565	41.928	41.721
2440	86.527	50.164	48.176
3050	99.862	57.484	53.862
3660	112.009	64.131	59.003
4270	123.238	70.257	63.731
4880	133.730	75.964	68.131
5490	143.613	81.324	72.264
6100	152.983	86.392	76.173
6710	161.912	91.209	79.891
7320	170.457	95.806	83.443
7930	178.664	100.210	86.850
8540	186.570	104.443	90.129
9150	194.205	108.522	93.292
9760	201.596	112.462	96.352
10370	208.766	116.275	99.317
10980	215.731	119.972	102.196
11590	222.510	123.564	104.997
12200	229.117	127.057	107.724
12810	235.563	130.459	110.385
13420	241.860	133.777	112.982
14030	248.018	137.015	115.521
14640	254.046	140.181	118.006
15250	259.952	143.276	120.439
15860	265.742	146.307	122.825
16470	271.424	149.276	125.164
17080	277.003	152.188	127.461
17690	282.484	155.044	129.717
18300	287.873	157.848	131.935

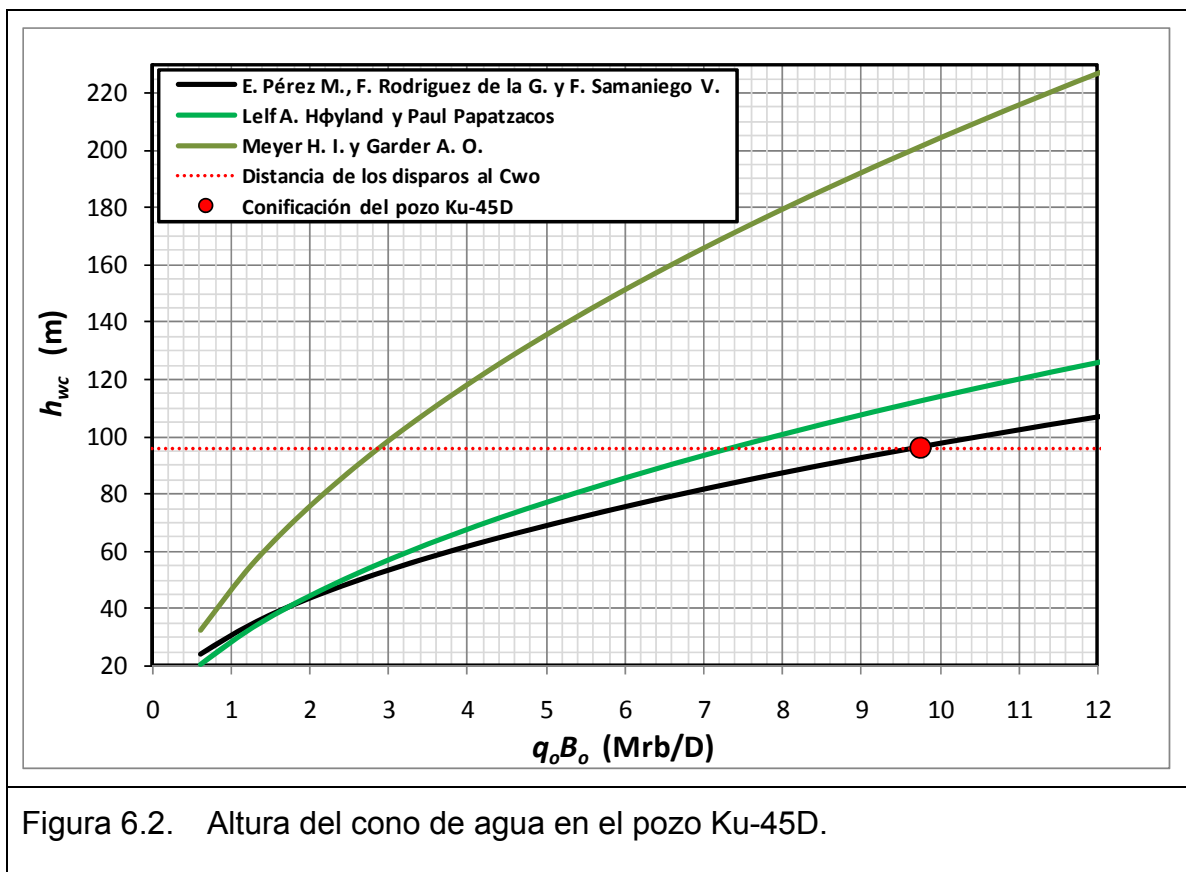


Figura 6.2. Altura del cono de agua en el pozo Ku-45D.

En la figura 6.2, se observa que se tiene mejor ajuste de la conificación de agua con la correlación de “Ernesto Pérez M. Fernando Rodríguez de la G. y Fernando Samaniego V.” para las condiciones de producción del pozo.

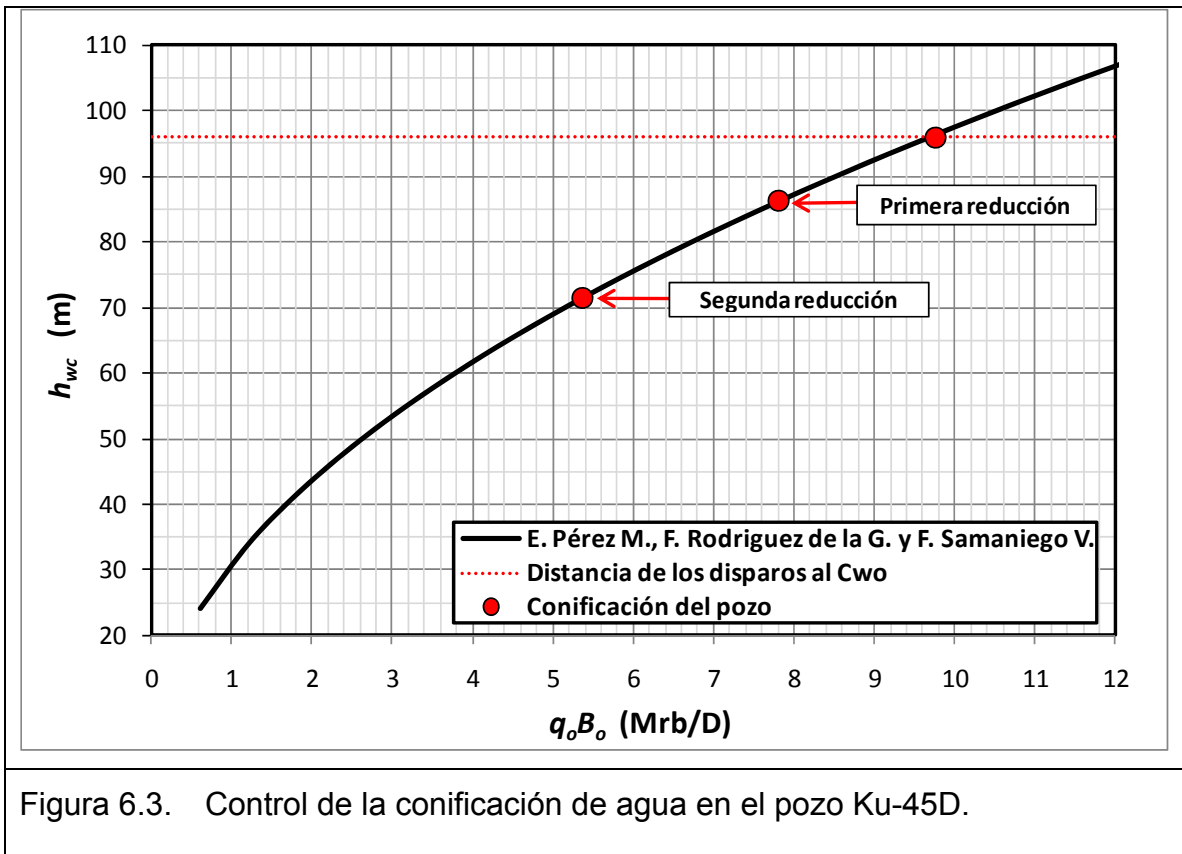
Para gastos de aceite menores a los 2,000 rb/D los resultados de las correlaciones de “Lelf A. Høyland y Paul Papatzacos” y “Ernesto Pérez M. Fernando Rodríguez de la G y Fernando Samaniego V.” son muy cercanos.

Los resultados de la correlación de “Meyer, H. I. y Garder, A. O.” son pesimistas, difiriendo en más de 100 m en su predicción para la altura de la conificación con respecto a la información del pozo Ku-45D y a las correlaciones analizadas.

- c. Una vez que se determina la curva de conificación de agua, se analiza a que gasto de aceite es conveniente explotar el pozo, para evitar la producción de

agua; para este caso se decidió reducir la producción de aceite a 6,400 STB/D (7,808 rb/D); sin embargo debido que **no se cerró el pozo** por un periodo de tiempo para permitir que se **abatiera el cono de agua**, se observó solo una disminución del corte de agua (ver figura 6.1), siendo necesario hacer una segunda reducción a la producción de aceite a 4,400 STB/D (5368 rb/D), para que por medio de este transiente, se **reconfigurará el cono de agua**; ver la figura 6.3, a estas condiciones de flujo la altura máxima del cono de agua es ± 70 m por lo que es necesario monitorear con mayor frecuencia el avance del C_{wo} para administrar adecuadamente la producción del pozo.

- d. De esta forma el gasto crítico del pozo será función de la velocidad del avance del C_{wo} , conforme se reduzca la ventana de aceite entre la base del intervalo disparado y el C_{wo} , el pozo se tendrá que estrangular cada vez más para reducir su Δp en el fondo y alcanzar un nuevo equilibrio entre las fuerzas viscosas y gravitacionales, para evitar la producción de agua.



Ejemplo 2. Análisis de la conificación de agua del pozo Ku-81

Problema

Analizar el comportamiento de la historia de explotación del pozo Ku-81 y emitir recomendaciones para controlar la producción de agua de este pozo.

Antecedentes

El pozo Ku-81 se terminó el 20 de octubre de 1986 en la formación BTPKS, produciendo del intervalo 2960-2990 mD (2790-2817 mV).

Con objeto de prevenir la invasión de gas (avance del contacto gas-aceite) en este pozo, el 28 de julio de 2008 se profundizó hasta 3270 md; se aisló intervalo de BTPKS (2960-2990 md) con líner de 5" y se disparó intervalo 3190-3210 md (2993-3010 mV) en la formación Cretácico Medio.

De septiembre 2008 a junio 2009, el pozo manifestó de 1-2% de producción de agua con contenido de sal en el aceite de 600 libras/MSTB para producir la producción de líquido se procedió a reducir el gas de bombeo neumático de 2.5 a 1.6, obteniéndose buenos resultados en el control del corte de agua.

El 7 de septiembre de 2009 se reemplazó el orificio del punto de inyección de gas de BN de 9/16" a 5/8", incrementando el BN a 3.0 MMscf/D, al día siguiente el corte de agua incremento de 0 a 5% y el contenido de sal a 1300 libras/MSTB. Posteriormente el pozo se estranguló a 2", reduciéndose la inyección de gas de BN a 2.6 MMscf/D observándose la disminución de el corte de agua a 3.2%.

El 6 de octubre de 2009 se aisló el intervalo 3190-3210 md (2993-3010 mV) y se disparó el intervalo: 3138-3158 md (2949-2966 mV) en la formación Cretácico Medio, abriéndose el pozo a producción por estrangulador de 2", $q_o = 6,350$ STB/D con 0% de agua, como se observa en la historia de explotación del pozo, figura 6.4.

El pozo Ku-81 tiene la información siguiente:

Permeabilidad de fractura	= 1,370	md
Permeabilidad de matriz	= 10	md
Viscosidad del aceite	= 2.2	cp
Viscosidad del agua	= 0.4	cp
Factor de volumen del aceite	= 1.22	rb/STB
Densidad del aceite @.C.Y	= 0.82	gr/cm ³
Densidad del agua @.C.Y.	= 1.002	gr/cm ³
Primer intervalo disparado	= 2993-3010	mVbnm
Segundo intervalo disparado	= 2949-2966	mVbnm
Contacto agua-aceite (año 2008)	= 3090	mVbnm
Radio de drene =	= 400	m
Radio del pozo	= 6.35	cm
T. R. de explotación mal cementada.		

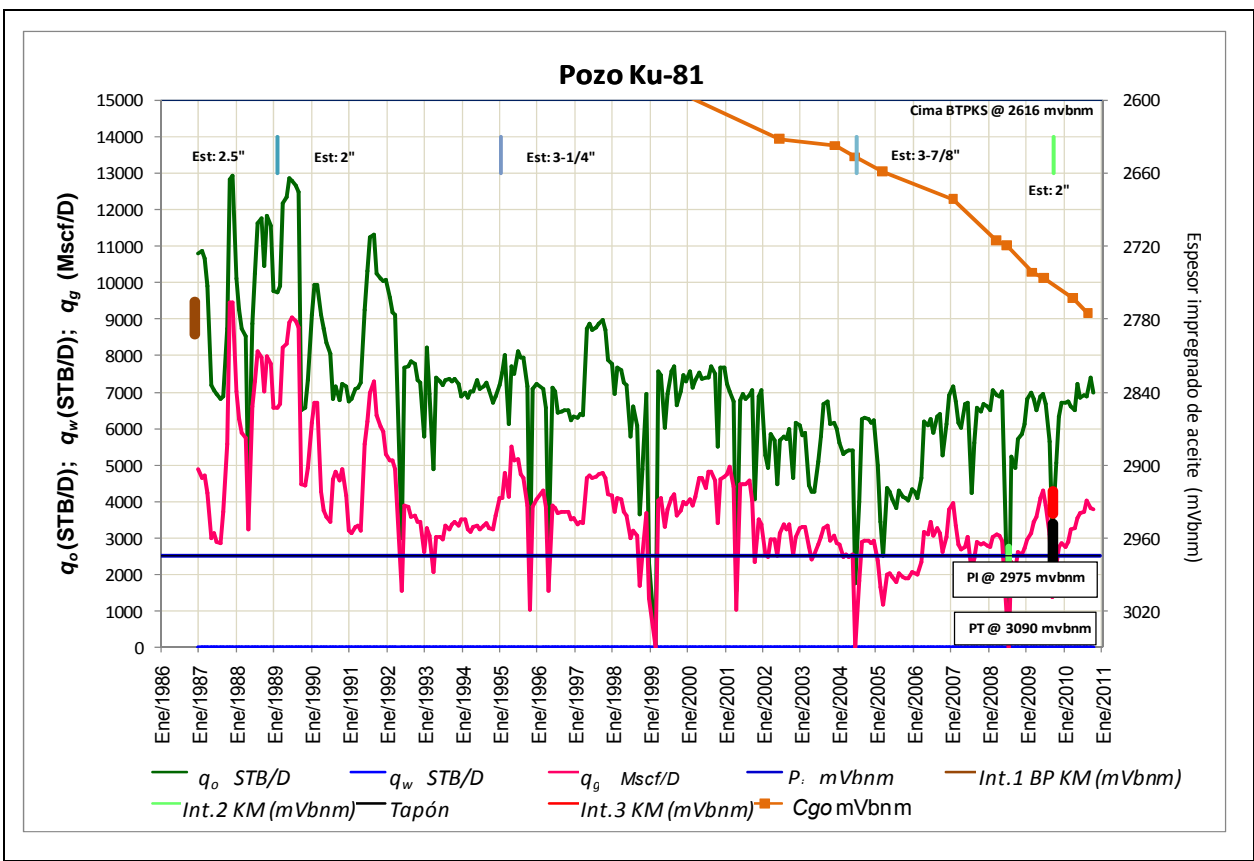


Figura 6.4. Historia de Explotación del pozo Ku-81.

Análisis

Dado el antecedente de irrupción temprana de agua, se determino la curva de conificación de agua en función de la producción de aceite y de las propiedades de la roca y fluidos producidos mediante la ecuación (4.8), obteniéndose los resultados que se muestran en la tabla 6.2; en la figura 6.5 se aprecia gráficamente la generación de un cono de agua de 80 m, para una producción de 8,540 rb/D, punto 1 de la curva de conificación de agua.

Tabla 6.2. Cálculo de la conificación de agua en función de la producción del pozo Ku-81.

$q_o B_o$ (rb/D)	h_{wc} , Ecuación (4.8) (m)	$q_o B_o$ (rb/D)	h_{wc} , Ecuación (4.8) (m)
610	21.288	9,760	85.151
1,220	30.105	10,370	87.772
1,830	36.872	10,980	90.316
2,440	42.576	11,590	92.791
3,050	47.601	12,200	95.202
3,660	52.144	12,810	97.553
4,270	56.322	13,420	99.849
4,880	60.211	14,030	102.093
5,490	63.863	14,640	104.288
6,100	67.318	15,250	106.439
6,710	70.604	15,860	108.547
7,320	73.743	16,470	110.615
7,930	76.754	17,080	112.644
8,540	79.652	17,690	114.638
9,150	82.447	18,300	116.598

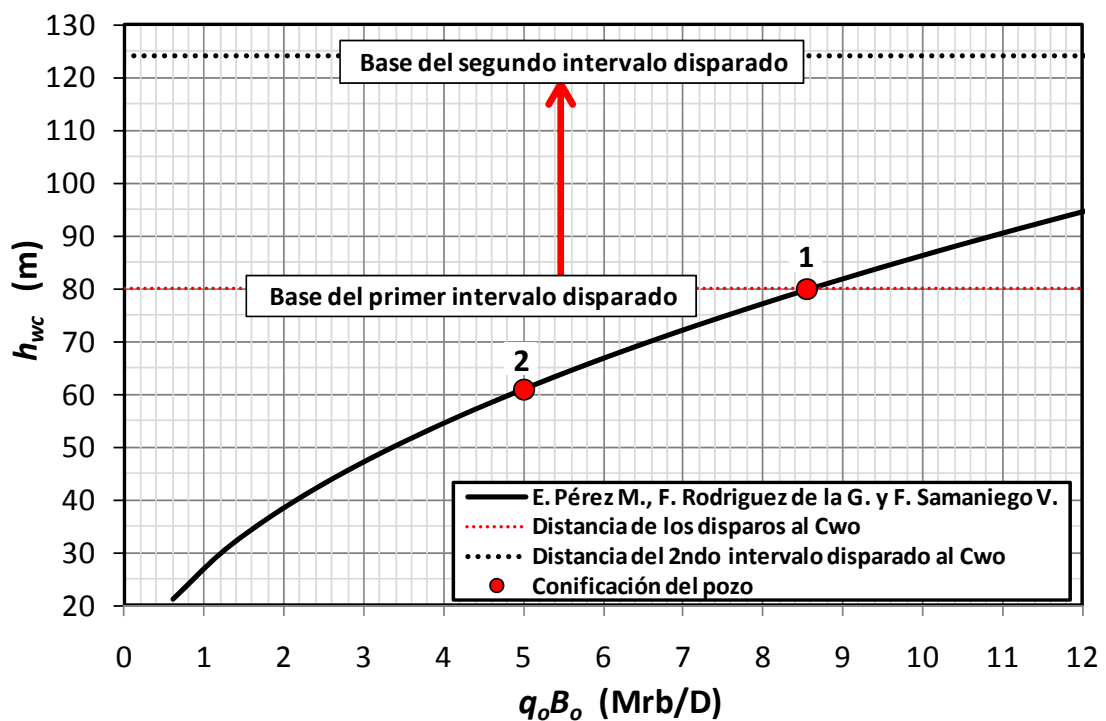


Figura 6.5. Control de la conificación de agua en el pozo Ku-81.

Solución

Para mantener el nivel de producción del pozo se procedió a obturar este intervalo y disparar un intervalo mas somero, con esto se incrementó la distancia entre el intervalo productor y el contacto agua-aceite, por lo que a las mismas condiciones de producción del pozo de 7,000 STB/D (8,540 rb/D), la interfase agua-aceite (cono de agua) se localiza 44 m abajo de la base del segundo intervalo permitiendo producir el mismo volumen de aceite sin agua, como se observa en la figura 6.4 sin embargo esta producción del pozo estará supeditada al avance del C_{wo} , ya que cuando la altura máxima del cono de agua se localice aproximadamente a 15 m de la base del intervalo disparado, será necesario reducir la producción del pozo para permitir que se reconfigure el cono de agua a una altura menor, como se ilustra en el punto 2 sobre la curva de conificación de agua de la figura 6.5.

Ejemplo 3. Cálculo de la distancia adicional del cono de agua por efecto del E. A. mal cementado del pozo Maloob-416

Antecedentes

El 28 de octubre de 2009 se terminó el pozo Maloob-416, en el intervalo productor 3540-3560 md, de la formación Cretácico Medio; de la información del registro CBL se observa que hay mala calidad del cemento atrás de la T. R. de explotación por abajo del intervalo disparado, ver la figura 6.6.

El pozo Maloob-416 cuenta con la información siguiente:

Información adicional

Permeabilidad de fractura	= 3,170	md
Permeabilidad de matriz	= 10	md
Viscosidad del aceite	= 12	cp
Viscosidad del agua	= 0.4	cp
Factor de volumen del aceite	= 1.20	rb/STB

Densidad del aceite @.C.Y.	= 0.85	gr/cm ³
Densidad del agua @.C.Y.	= 1.002	gr/cm ³
Radio de drene	= 400	m
Radio del pozo	= 12.22	cm

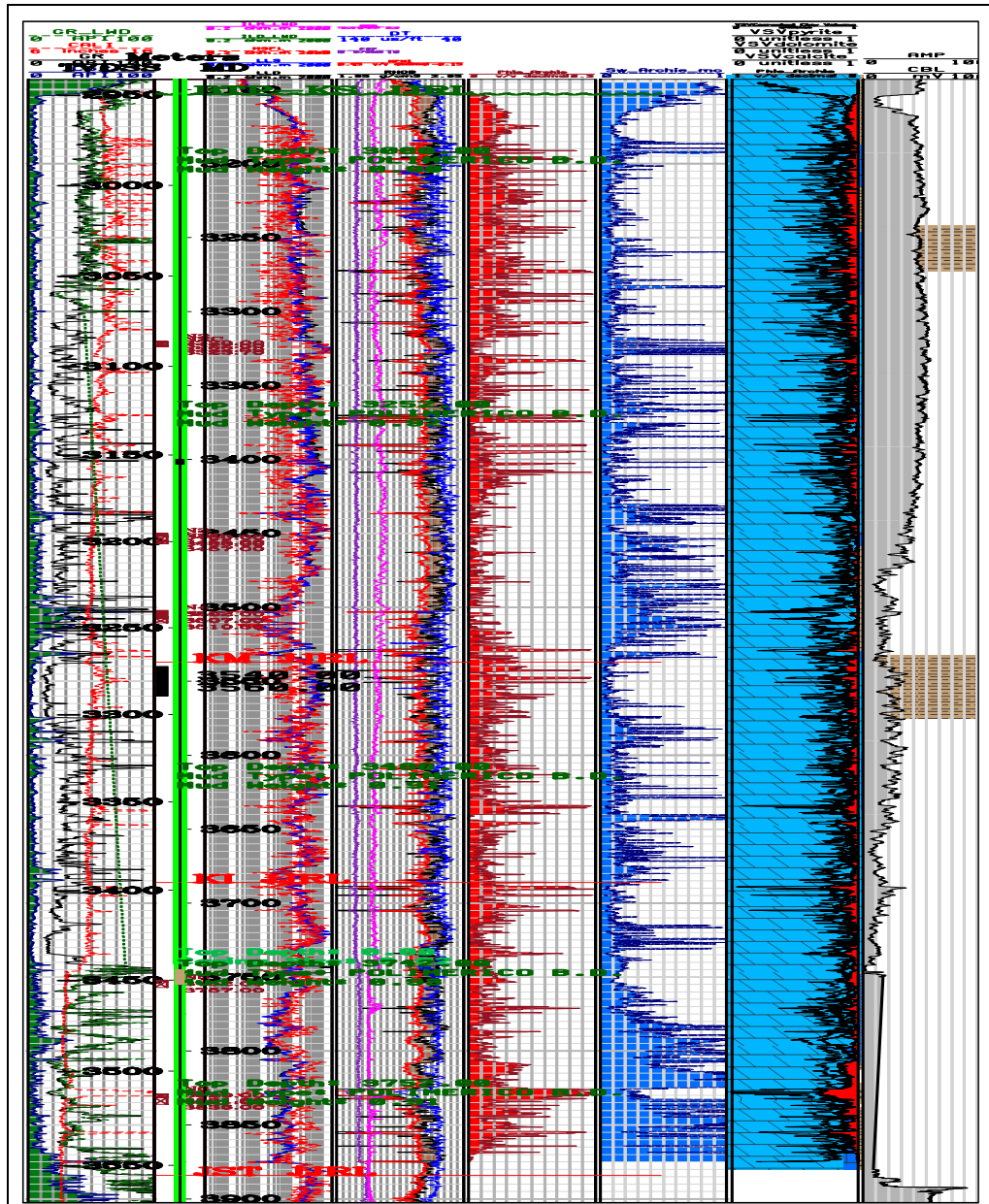
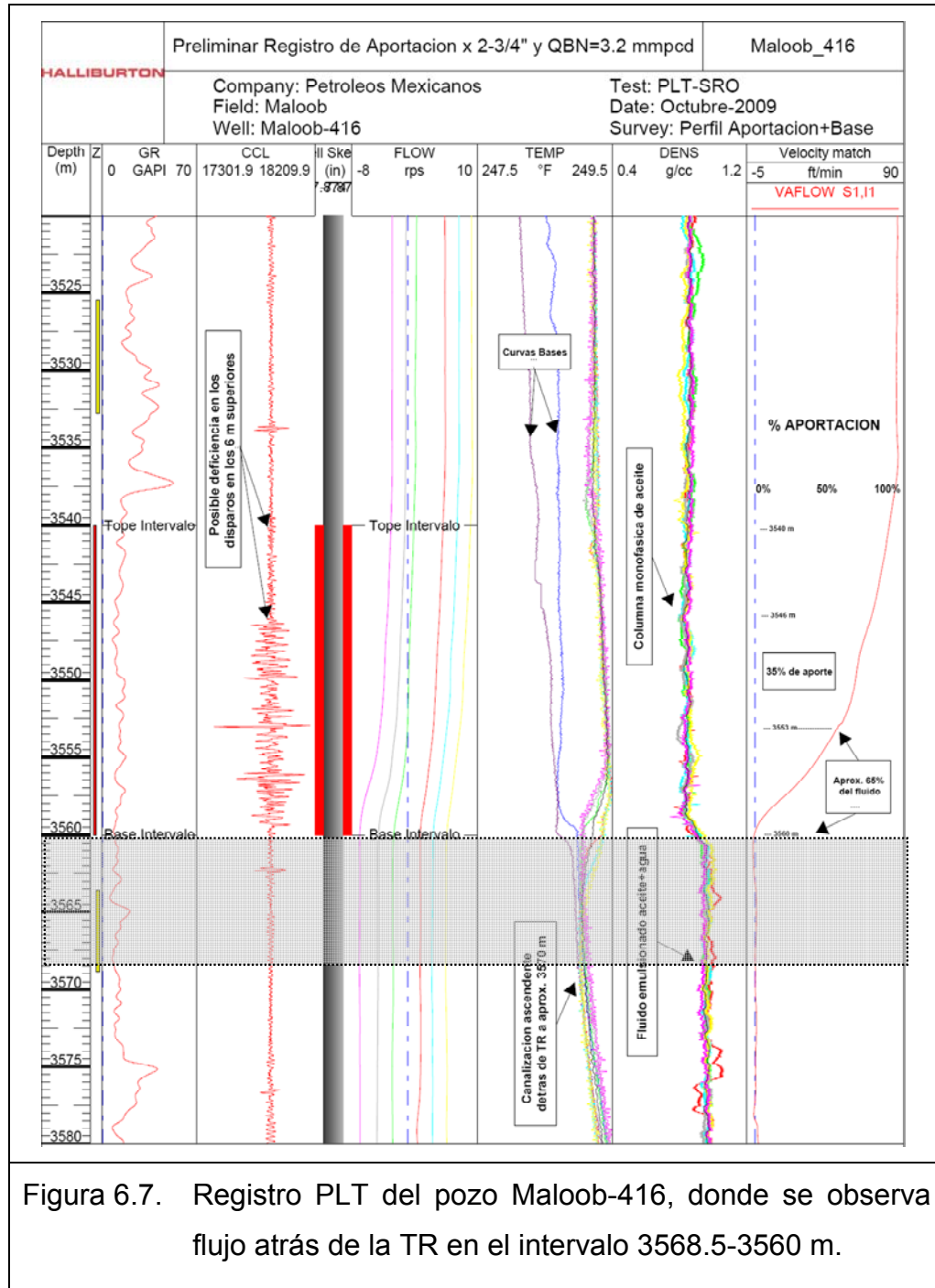


Figura 6.6. Registros geofísicos del pozo Maloob-416.

Para evaluar las condiciones de flujo, producción, permeabilidad, daño, índice de producción y el perfil de aportación del pozo, se programó y realizó un registro PLT (presión, temperatura y molinete hidráulico, ver figura 6.7) al pozo Maloob-416.



La prueba de producción con herramienta PLT, se realizó con las condiciones operativas siguientes:

Diámetro del estrangulador = 2 ¾”
Gasto de gas de BN = 3.2 MMscf/D.

Los resultados de la prueba de presión-producción muestran lo siguiente:

- Producción del pozo, 6,864 STB/D
- Permeabilidad 3,170 md
- El perfil de aportación del pozo indica, que el intervalo 3560-3553 m aporta el 45% de la producción y el 65% de la producción restante se produce en el intervalo 3554-3540 m.
- El registro de temperatura muestra que existe flujo atrás de la TR en el intervalo 3568.5-3560 m.

Análisis de los resultados

Para determinar en forma analítica, la longitud donde ocurre el fenómeno de flujo de fluidos atrás de la T. R., se sustituyen los valores en la ecuación (4.6),

$$\Delta h_{wc} = 0.217 \left(\frac{6.864 \times 1.2 \times 12 \times \ln(400/0.1222)}{3.17 \times (1.002 - 0.85)} \right)^{0.5} = 8.84 \text{ m}$$

Comparando el resultado anterior con respecto a lo observado en la prueba PLT, figura 6.7, se observa una diferencia de 0.34 m, mismos que representan un error del 4% de lo medido con respecto a lo calculado, por lo que se considera que la ecuación (4.6)

reproduce confiablemente el flujo de fluidos atrás de la T. R. de explotación, cuando hay mala cementación.

Ejemplo 4. Explotación de un pozo con producción de aceite extra pesado

Problema

Analizar la información disponible del pozo y determinar lo siguiente:

- a) el gasto de aceite crítico al cual el pozo producirá agua,
- b) tiempo de irrupción del agua,
- c) producción acumulada de aceite al momento de la irrupción del agua,
- d) tiempo de restablecimiento del contacto agua-aceite al 50, 75 y 100% y
- e) emitir recomendaciones para explotar el pozo de forma óptima.

El pozo cuenta con la información siguiente:

Permeabilidad de fractura	= 5	Darcys
Viscosidad del aceite	= 40	cp
Factor de volumen del aceite	= 1.1	
Densidad del aceite @.C.Y.	= 0.9	gr/cm ³
Densidad del agua @.C.Y.	= 1.0	gr/cm ³
Espesor impregnado de aceite	= 200	m
Longitud del intervalo disparado	= 30	m
Distancia de la Base del Intervalo Disparado (BID) al <i>Cwo</i>	= 170	m
Radio del pozo	= 0.09684	m

Radio de drene = 400 m

Acuífero activo, con un avance del contacto agua-aceite de 15 m por año.

Pozo mal cementado, no hay cemento entre la formación productora y la tubería de revestimiento.

Análisis

Como primer paso se determinará el gasto crítico al cual el pozo empezará a producir agua, de su información sabemos; que del contacto agua-aceite a la base del intervalo disparado existen 170 m, por lo que; $h_{wc} = 170$ m y que se encuentra mal cementado, entonces empleando el factor de mala cementación $F_{bc} = 0.217$ en la ecuación (4.8), se obtiene:

$$h_{wc} = 3.18 \left(\frac{q_o B_o \mu_o L n(r_e/r_w)}{k_f \Delta \gamma_{wo}} \right)^{0.5}.$$

Despejando q_o de la ecuación (4.8) se tiene,

$$q_o = \left(\frac{h_{wc}}{3.18} \right)^2 \frac{k_f \Delta \gamma_{wo}}{B_o \mu_o L n(r_e/r_w)}.$$

Sustituyendo valores en la ecuación anterior,

$$q_o = \left(\frac{170}{3.18} \right)^2 \frac{5 \times (1 - 0.9)}{1.1 \times 40 \times L n(400/0.09684)} = 3.9 \text{ MSTB/D.}$$

Respuesta inciso a

El **gasto crítico** del pozo es de 3,900 STB/D, lo que implica que sí el pozo se explota a un gasto similar o mayor, en el corto tiempo producirá agua. Para saber en qué tiempo se observará la irrupción del agua en el pozo, se emplea y sustituyen valores en la ecuación (5.5),

$$t_{hwc} = 182.9 \left(\frac{5}{40} \right)^{-0.26} (3.9 \times 1.1)^{-0.72} = 110 \text{ días.}$$

Respuesta inciso b

El cono de agua subyacente al pozo irrumpirá a los 110 días.

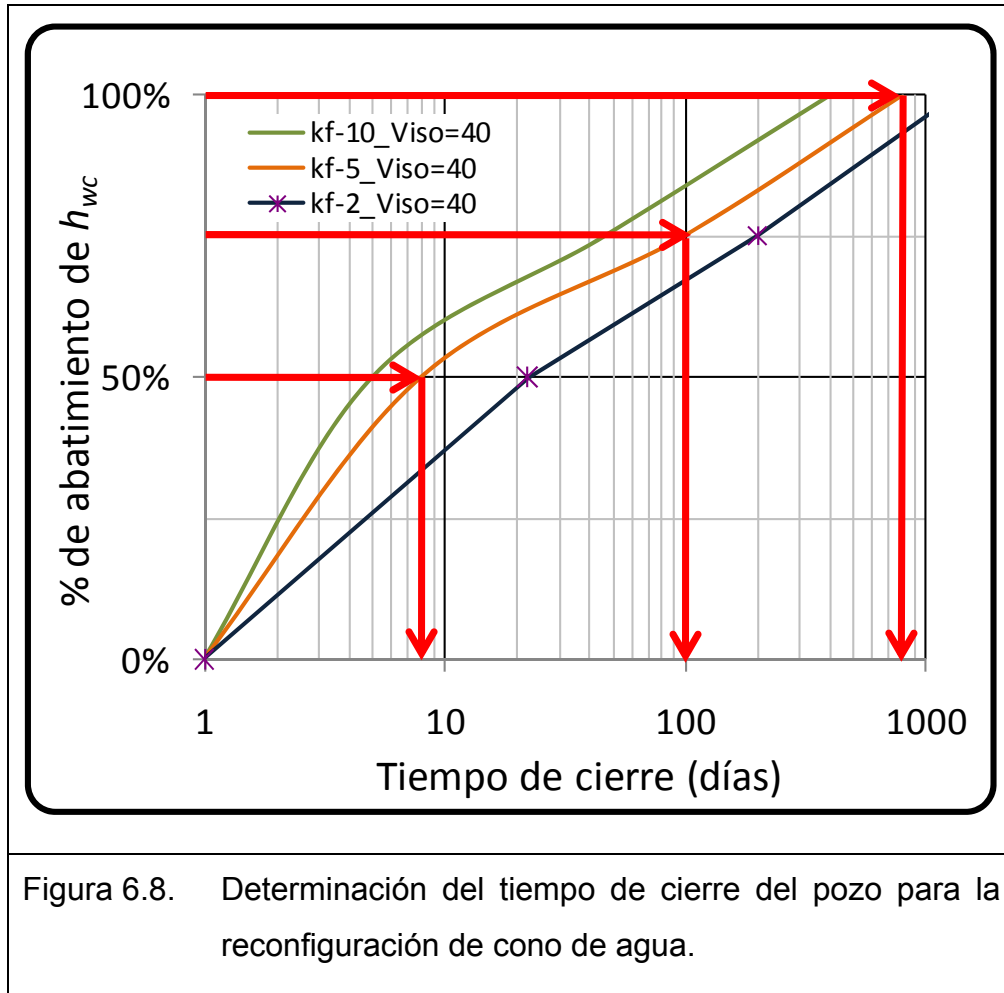
Respuesta inciso c

Considerando que el pozo se explota a gasto constante, su producción acumulada de aceite antes de la irrupción de agua es:

$$N_p = 3.9 \text{ Mstb/D} \times 110 \text{ días} = \mathbf{429 \text{ MSTB}}$$

Respuesta al inciso d

El tiempo de reconfiguración del cono de agua se obtiene de las correlaciones gráficas de las figuras 5.6, donde en el eje de las ordenadas se lee el porcentaje de abatimiento del cono de agua (100, 75 y 50 %) posteriormente se trazan líneas horizontales hasta interceptar a la curva de $k_f / \mu_o = 5/40$, como se ilustra en la figura 6.8 en los puntos de intersección se trazan líneas verticales hacia el eje de las abscisas, donde se lee el tiempo de cierre requerido para que la conificación de agua se abata al 100, 75 y 50%, obteniéndose valores de 800, 100 y 8 días, respectivamente.



Respuesta al inciso e

Sin duda cuando se perfora un pozo se espera obtener la producción máxima del mismo sin que se tenga aporte de agua, por lo que con la ecuación (4.8) se construye la curva que se presenta en la figura 6.9, donde se trazan las curvas correspondientes a la distancia entre el contacto agua-aceite y la base del intervalo disparado (BID) en función del tiempo, considerando un avance de 15 m por año del acuífero, el cual mantiene parcialmente la presión del yacimiento, se tiene que al año cero el C_{wo} se encuentra a 170 m; en el primer año de explotación del pozo el C_{wo} habrá avanzado

15 m ubicándose a 155 m de la BID, al segundo año el Cwo se ubicará a 140 m de la BID de tal forma que al séptimo año de explotación el Cwo se localizará a 65 m de la BID, a estas condiciones el pozo ya se tendrá que haber estrangulado para manejar una producción de 534 rb/D (486 STB/D) como se ilustra en la figura 6.9.

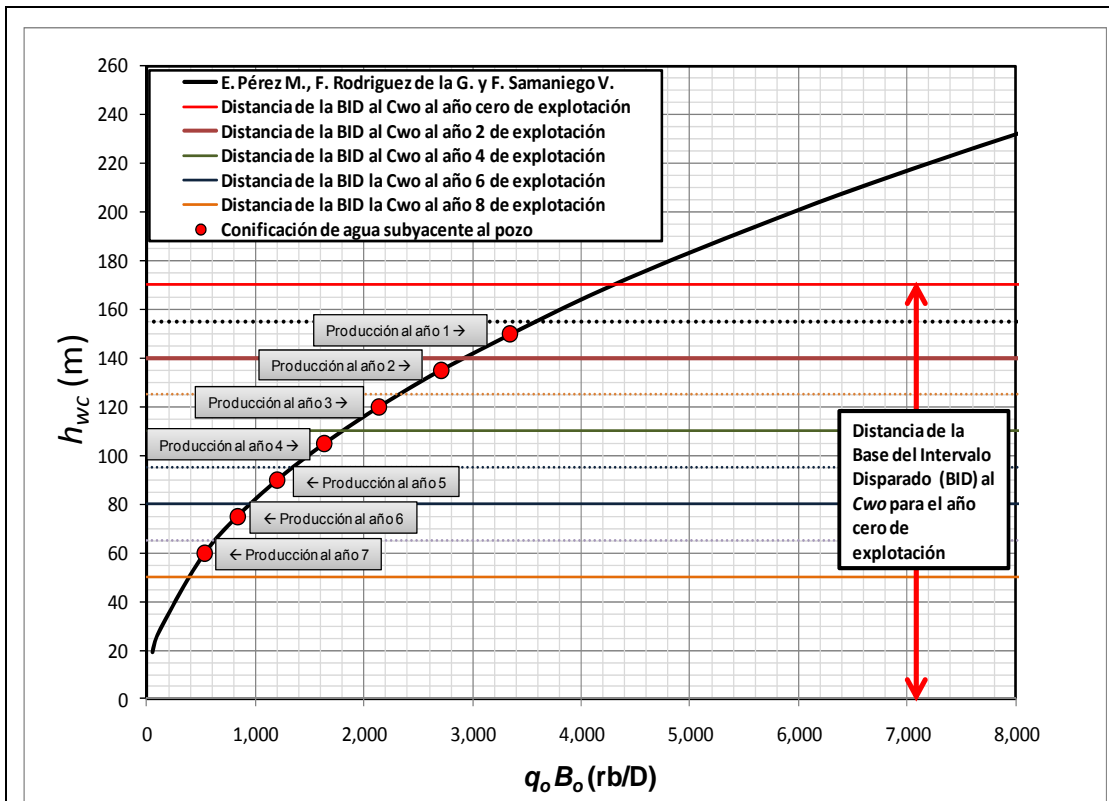
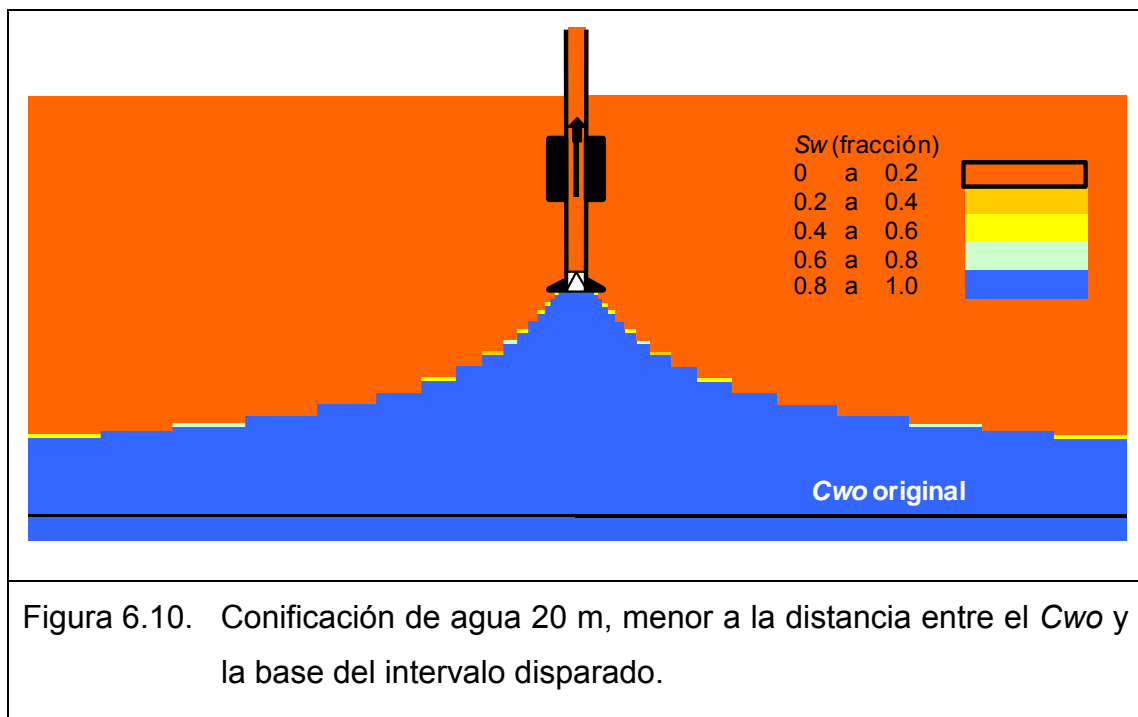


Figura 6.9. Administración de la producción de un pozo, evitando producir agua.

Análisis de resultados

De los resultados mostrados en la figura 6.9, se concluye lo siguiente:

- Para explotar yacimientos con características similares al de este ejemplo, es fundamental, monitorear rigurosamente el avance del contacto agua-aceite, para poder establecer un plan de administración del yacimiento con gastos críticos y obtener mayor recuperación de aceite sin producción de agua, lo cual impacta en la economía del proyecto, ya que se requiere menos tratamiento al aceite.
- En este ejercicio, se plantea que con el tiempo la columna de aceite disminuirá por efecto del avance del acuífero; entonces los puntos rojos de la figura 6.9 muestran la altura máxima de la conificación de agua a una producción de aceite determinada, esta altura debe ser al menos 20 m menor a la distancia existente entre el contacto agua-aceite y la base del intervalo disparado (figura 6.10) durante la mayor parte de la vida productiva del pozo.



- Derivado de lo anterior el escenario de producción del pozo en función del tiempo se lista en la tabla 6.3.

Tabla 6.3. Programa de explotación del pozo, para evitar la irrupción del agua.			
Período	$q_o B_o$ (rb/D)	q_o (STB/D)	N_p (MMSTB)
año 1	3340	3037	1.108
año 2	2706	2460	2.006
año 3	2138	1943	2.716
año 4	1637	1488	3.259
año 5	1203	1093	3.658
año 6	835	759	3.935
año 7	534	486	4.112

- Finalmente se destaca que al año 7 se tendrá aún 65 m de columna de aceite, la cual sí se desea explotar, deberá de evaluarse la viabilidad técnico-económica de un proyecto de deshidratación de aceite.

Conclusiones

El objetivo principal de este trabajo ha sido estudiar detalladamente el efecto de los parámetros principales de yacimientos naturalmente fracturados, que tienen incidencia en el fenómeno de la conificación y canalización de agua, en pozos con y sin buena calidad de la cementación de la T. R. de explotación.

El segundo objetivo de este trabajo fue obtener correlaciones de los resultados de múltiples simulaciones, que modelaron el fenómeno de conificación de agua en pozos bien y mal cementados; el tiempo en el que se desarrolla plenamente el cono de agua y el tiempo de cierre de pozo requerido para que se abata el cono de agua.

Con base en los resultados obtenidos en esta tesis, se pueden listar las conclusiones siguientes.

- 1) La conificación de agua, se caracteriza por el crecimiento paulatino del cono en sentido vertical y radial; cuando su base (contacto agua-aceite) llega al radio de drene, el cono de agua alcanza su altura máxima; posteriormente la interfase agua-aceite avanza sin presentar deformación; sin embargo cuando la interfase agua-aceite del cono de agua se encuentra a una distancia corta del intervalo disparado, el agua se acelera e irrumpe en el pozo.
- 2) De este estudio se desprende que en un medio fracturado dominan las fuerzas gravitacionales y viscosas en el fenómeno de conificación de agua.
- 3) Estas correlaciones son función de: permeabilidad del medio fracturado; viscosidad del aceite, diferencia de densidades agua-aceite, radio de drene, radio del pozo, factor de volumen y producción de aceite.
- 4) Por medio de los resultados obtenidos en este estudio, ha sido posible caracterizar un factor de corrección para determinar la altura máxima del cono de agua, ó el gasto crítico del pozo por mala cementación de la T. R.

- 5) Con las correlaciones obtenidas se puede determinar fácilmente la distancia mínima que debe de haber entre el contacto agua-aceite y el intervalo productor para una producción de aceite especificada, ó en el caso inverso, con la distancia existente entre el contacto agua-aceite y la base del intervalo productor, determinar el gasto crítico de aceite y el tiempo que tardará el agua en irrumpir.

Apéndice A

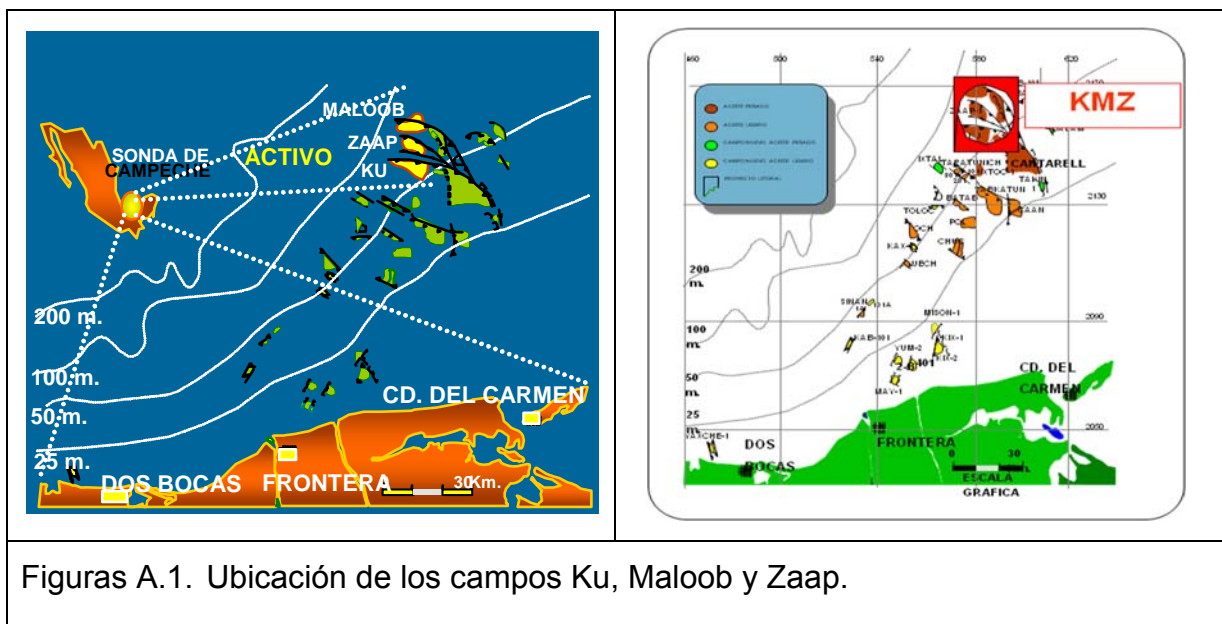
Historia de los yacimientos Ku, Maloob y Zaap

Historia del comportamiento de producción de los yacimientos Ku, Maloob y Zaap

Fue en el año de 1979 cuando se realizó el descubrimiento del campo Maloob al perforarse el pozo Maloob-1; posteriormente se descubrió el campo Ku con el pozo HA-1A, el cual en junio de 1980 atravesó 200 m de la formación y BTPKS 400 m del Cretácico Medio Inferior llegando a una profundidad de 3310 mVbmr; posteriormente en 1990 se descubrió el campo Zaap con el pozo Zaap-1, dando inicio la historia de los campos denominados “Ku-Maloob-Zaap”¹⁷.

Sin embargo, no fue sino hasta el año 1981 cuando se obtuvo la primera producción del complejo Ku, Maloob y Zaap (KMZ), a través de los pozos Ku-47 y Ku.89, los cuales producían con un gasto de 35 mil barriles por día cada uno, con una presión original de 320 kg/cm², un fluido tipo Maya en etapa de bajosaturación y densidad de aceite de 21° API.

La producción de los campos Ku, Maloob y Zaap proviene de doce yacimientos, localizados en los niveles geológicos: Calcarenitas del Eoceno Medio (CCE), Cretácico (BTPKS, KM Y KI) y Jurásico Superior Kimeridgiano (JSK), aproximadamente a 105 km al Noroeste de Cd. del Carmen, Campeche, en aguas territoriales del Golfo de México, figuras A.1.



Figuras A.1. Ubicación de los campos Ku, Maloob y Zaap.

La historia de producción de los campos se divide en las cinco etapas siguientes (figura A.2):

1. Inicio de la explotación del campo en 1981, con pozos de alto caudal, (S-1).
2. Se alcanza una plataforma de producción de 200 Mrb/D en 1983, la cual se mantiene durante 10 años y se desarrolla marginalmente Maloob, (S-2).
3. Desarrollo incipiente del campo Zaap e implantación de bombeo neumático, (S-3).
4. Se alcanza una producción de aproximadamente 330 Mrb/D en 1997 por el inicio de la explotación de Zaap-JSK y se manifiesta la declinación de los campos, (S-4)
5. Autorización del presupuesto para el desarrollo integral de los campos KMZ, contemplando la inyección de nitrógeno para mantener la presión de los yacimientos, (S-5).

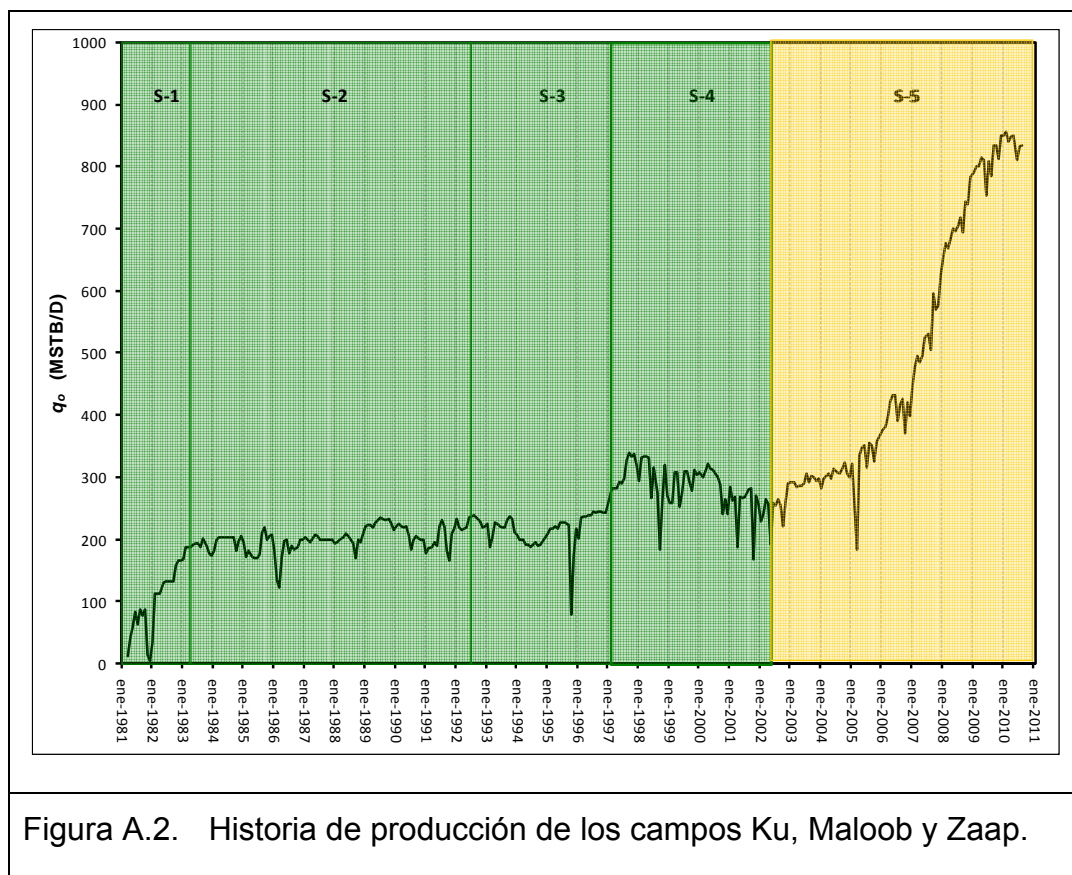


Figura A.2. Historia de producción de los campos Ku, Maloob y Zaap.

Litología

Los yacimientos Ku, Maloob y Zaap (KMZ) está formado por yacimientos de caliza, caliza fracturada, dolomías, brechas y calcarenitas (figura A.3), con edades geológicas que van del Eoceno Medio hasta el Jurásico Superior Oxfordiano.



Las rocas que constituyen los yacimientos petroleros KMZ se formaron por la acumulación de sedimentos en un ambiente marino, que fue experimentando sepultamiento debido a la sobrecarga de espesores potentes de sedimentos dentro del Golfo de México. Al paso de millones de años los sedimentos se fueron consolidando y sufrieron alteraciones que favorecieron la porosidad suficiente para almacenar los hidrocarburos.

Durante los veintisiete años de explotación de los campos Ku, Maloob y Zaap, la presión se ha reducido significativamente, propiciado la formación de un casquete de gas secundario en el yacimiento Ku, ha sido necesaria la implantación del sistema de bombeo neumático para mantener la producción. La presión en los tres campos Ku, Maloob y Zaap ha disminuido conforme avanza la producción del campo Ku, debido a que existe comunicación hidráulica a través de un acuífero común entre los tres campos en la formación Cretácico, por lo que aun cuando los campos Maloob y Zaap han producido marginalmente, su presión se ha reducido de manera significativa . En Ku de una presión inicial de 320 Kg/cm² se ha reducido a 122 Kg/cm² para diciembre de 2010, figura A.4.

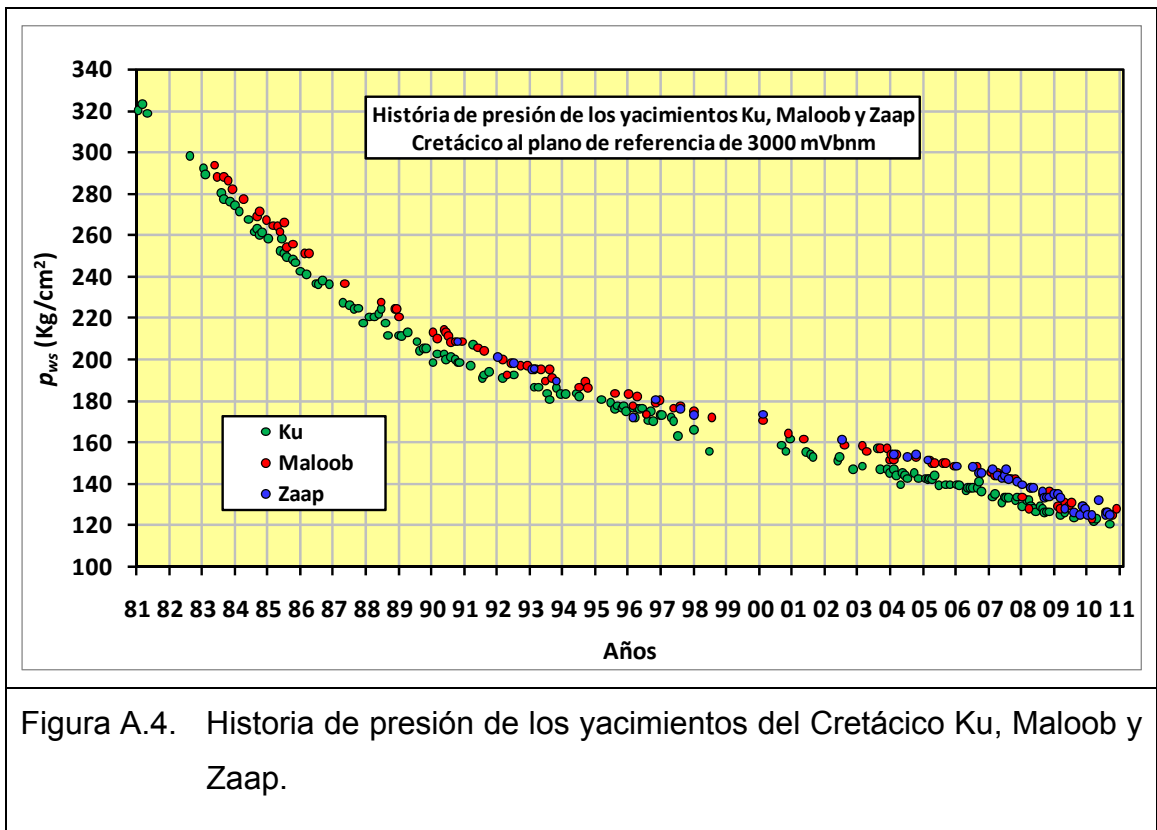


Figura A.4. Historia de presión de los yacimientos del Cretácico Ku, Maloob y Zaap.

Análisis PVT

En cuanto a la caracterización de los fluidos producidos, se han realizado 21 estudios PVT del campo Ku, 11 en Maloob y 6 en Zaap; varios de estos estudios son PVT composicionales del fluido original y otros en presencia de nitrógeno en diferentes porcentajes, figura A.5.

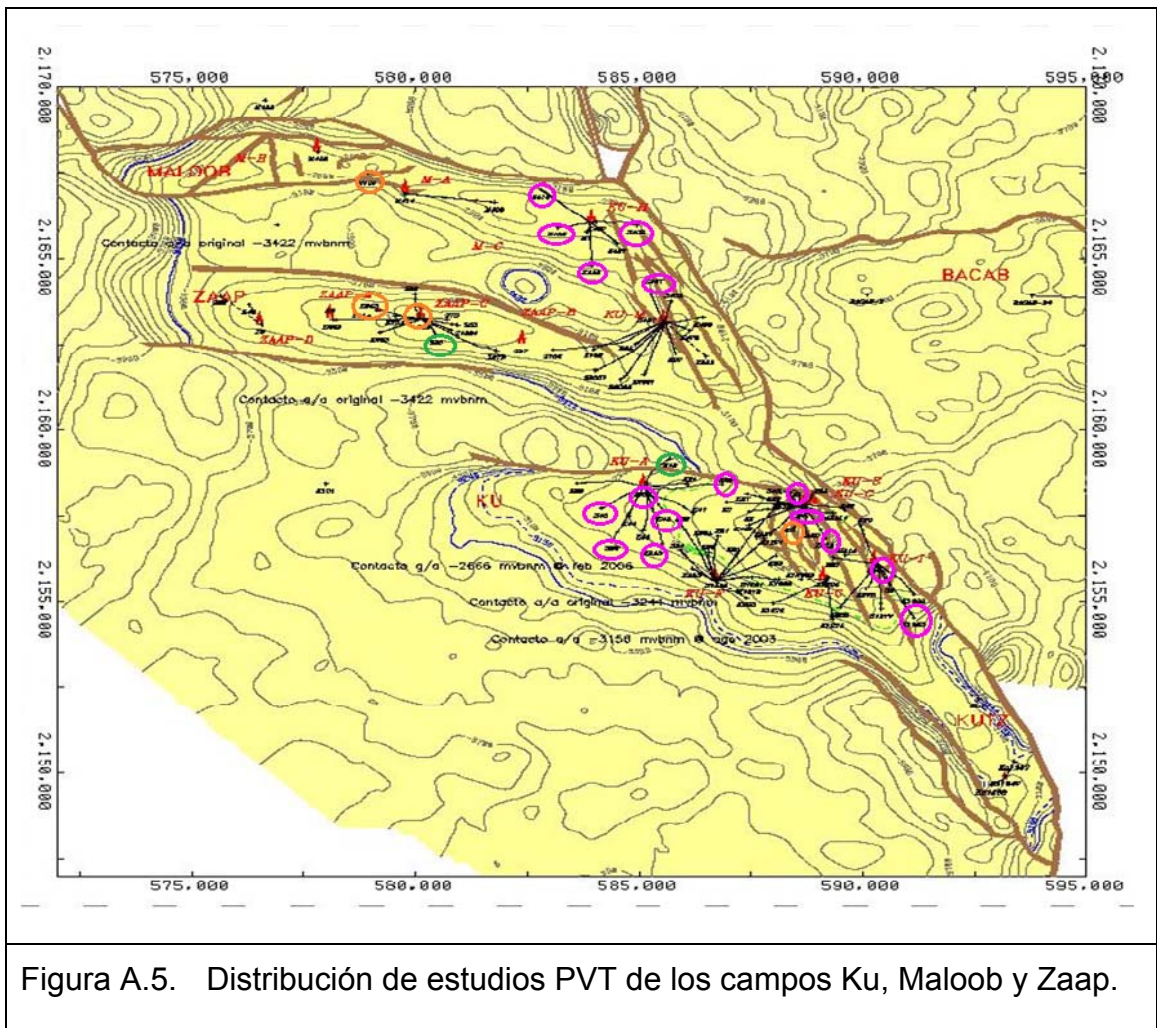


Figura A.5. Distribución de estudios PVT de los campos Ku, Maloob y Zaap.

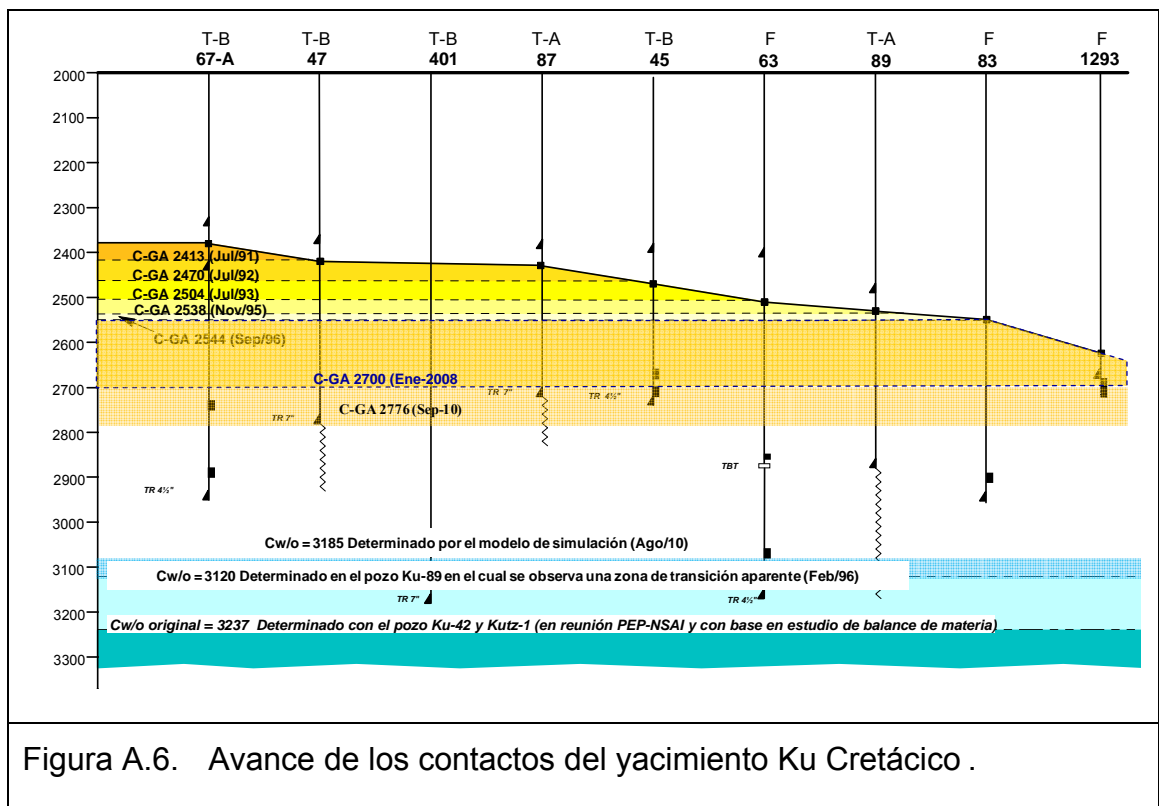
Contacto Agua-Aceite

Con la perforación de la localización exploratoria Ku-101, se observó que la formación BTPKS atravesada por el pozo desde 3500 a 3900 mVbmr, se encontraba invadida en su totalidad por agua salada. Posteriormente con la perforación de los pozos Ku-1292, 42 y 26 y por el análisis e interpretación de los registros geofísicos y pruebas de producción, se ubicó la interfase agua-aceite a 3244 mVbmr.

Desde la detección del contacto agua-aceite, el monitoreo del mismo ha sido limitado, pues generalmente los nuevos pozos no han penetrado o atravesado este contacto como para detectar la profundidad actual del mismo. Con la profundización del pozo

Ku-89, realizada en diciembre de 1995, se pudo observar la ubicación de los contactos de gas y agua a través del análisis de registros geofísicos, figura A.6.

El contacto agua-aceite se detectó a partir de la curva de sección de captura (sigma) del registro de decaimiento termal (TDT). Esta curva detecta indirectamente la cantidad de cloro en la formación, la cual está en función del contenido de agua. Así, en zonas de agua, como arcillas y acuíferos, esta curva leerá valores mayores a los de la zona de aceite (desplazándose a la izquierda).



Contacto Gas-Aceite del yacimiento Ku.

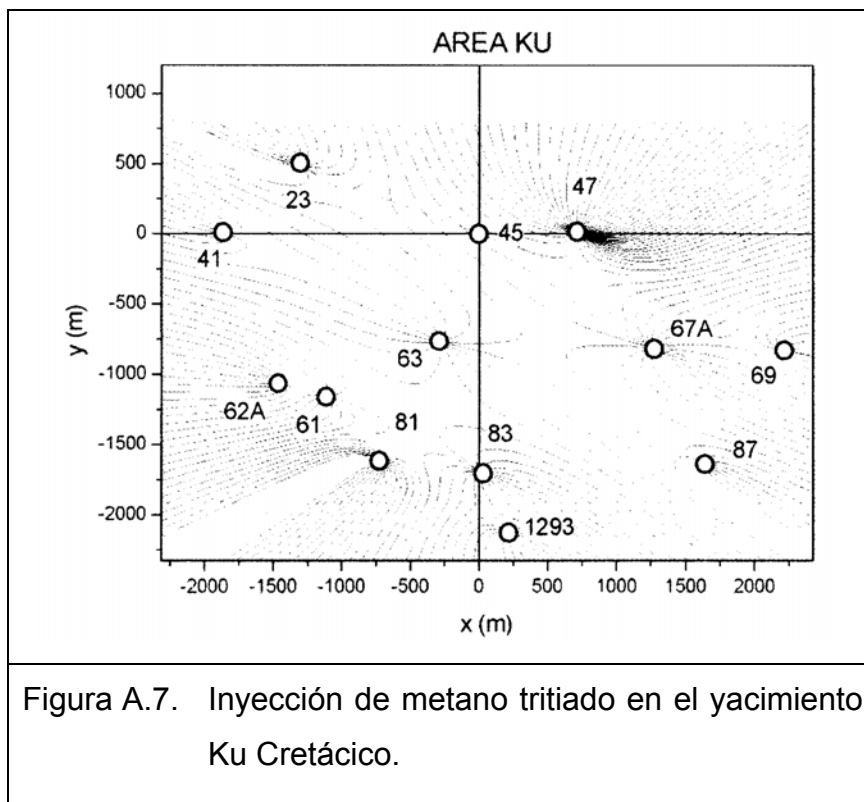
Para la definición de este contacto se tomaron en cuenta los perfiles radioactivos de decaimiento térmico y neutrón compensado (TDT), registrados inicialmente en el pozo Ku-67A en julio de 1991, ubicándose el contacto a 2443 mVbnm. Posteriormente se

han realizado tres registros TDT, 2 registros CNL, 6 registros TMDL, el último obtenido en el pozo Ku-85 en septiembre/2010, ubicando el contacto a 2776 mVbnm.

Pruebas de Interferencia y Trazadores

Para determinar el grado de comunicación horizontal y vertical se han realizado múltiples pruebas de interferencia, así como una prueba de trazadores radiactivos, inyectando metano tritiado en el pozo Ku-47 y monitoreando todos los pozos vecinos, tabla A.1 y figura A.7.

Tabla A.1. Pruebas de Interferencia y Trazadores.		
Yacimiento	Pozos	Fecha
Ku-BP	Ku-64, Ku-66, Ku-84D	Febrero a marzo de 2005
Ku-BP	Ku-1299, Ku-1277, Ku-89	Febrero a marzo de 2005
Maloob-BP	Ku-409, Ku-489 , Ku-407	Febrero a marzo de 2005
Maloob-BP	Ku-409, Ku-445 , Ku-407	Agosto a septiembre de 2005
Ku-BP	Ku-47 Prueba de Trazadores	Septiembre de 2002

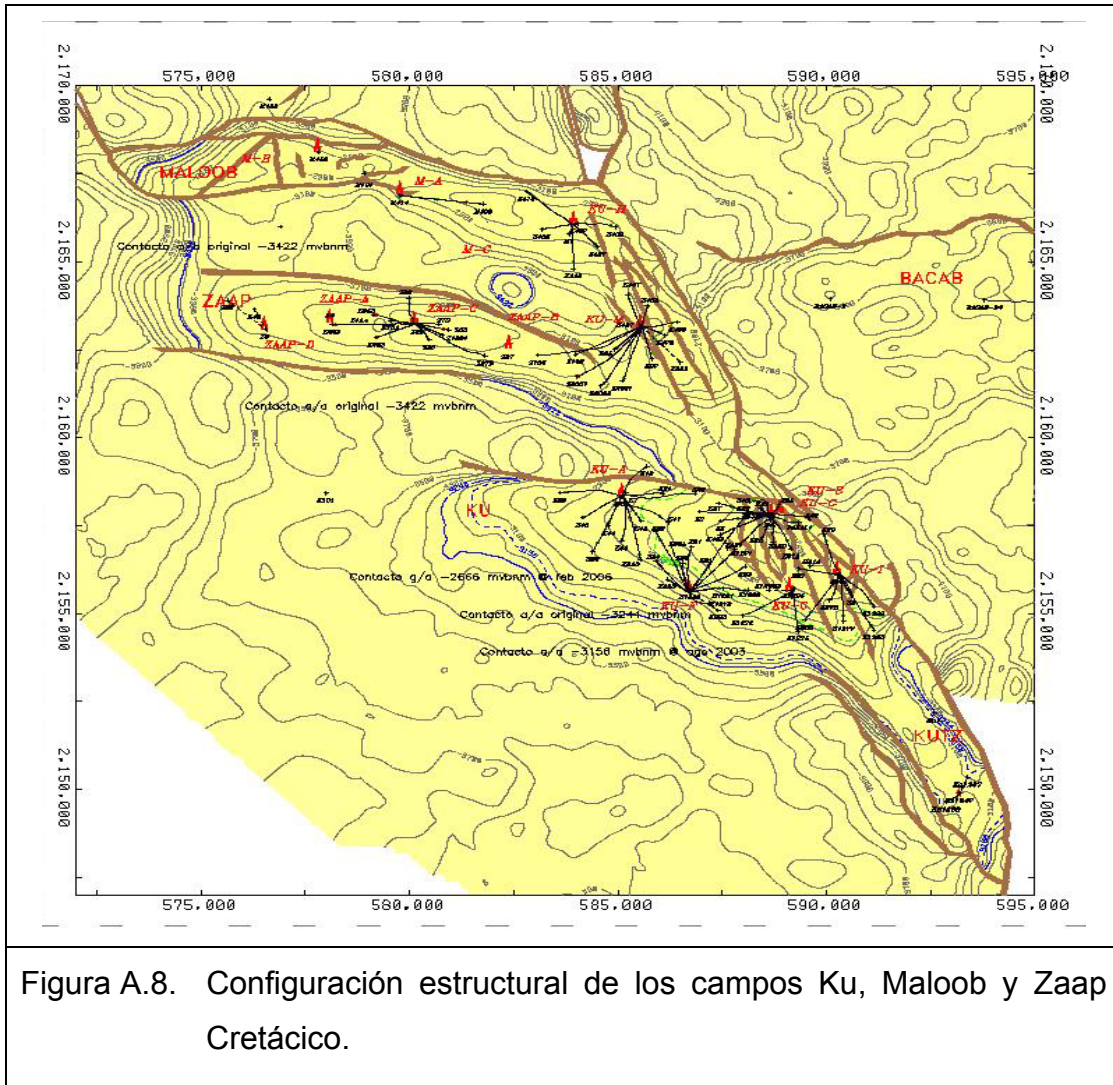


Con base en los resultados obtenidos en la prueba de trazadores radiactivos, se puede mencionar lo siguiente:

1. Se inyectó trazador fase gas (metano tritiado), mezclado con 15,000 m³ de nitrógeno en el seno de aceite (70 m abajo del contacto gas-aceite).
2. Una vez inyectado el nitrógeno, se cerró el pozo, lo que implica que el movimiento del trazador y del nitrógeno, fuera básicamente originado por el gradiente de presión establecido en el campo.
3. Se detectó el metano tritiado en todos los pozos muestreados, a excepción del pozo Ku-61, lo que nos indica una alta conectividad tanto horizontal como vertical en la zona de estudio, por lo que la prueba se considera exitosa.

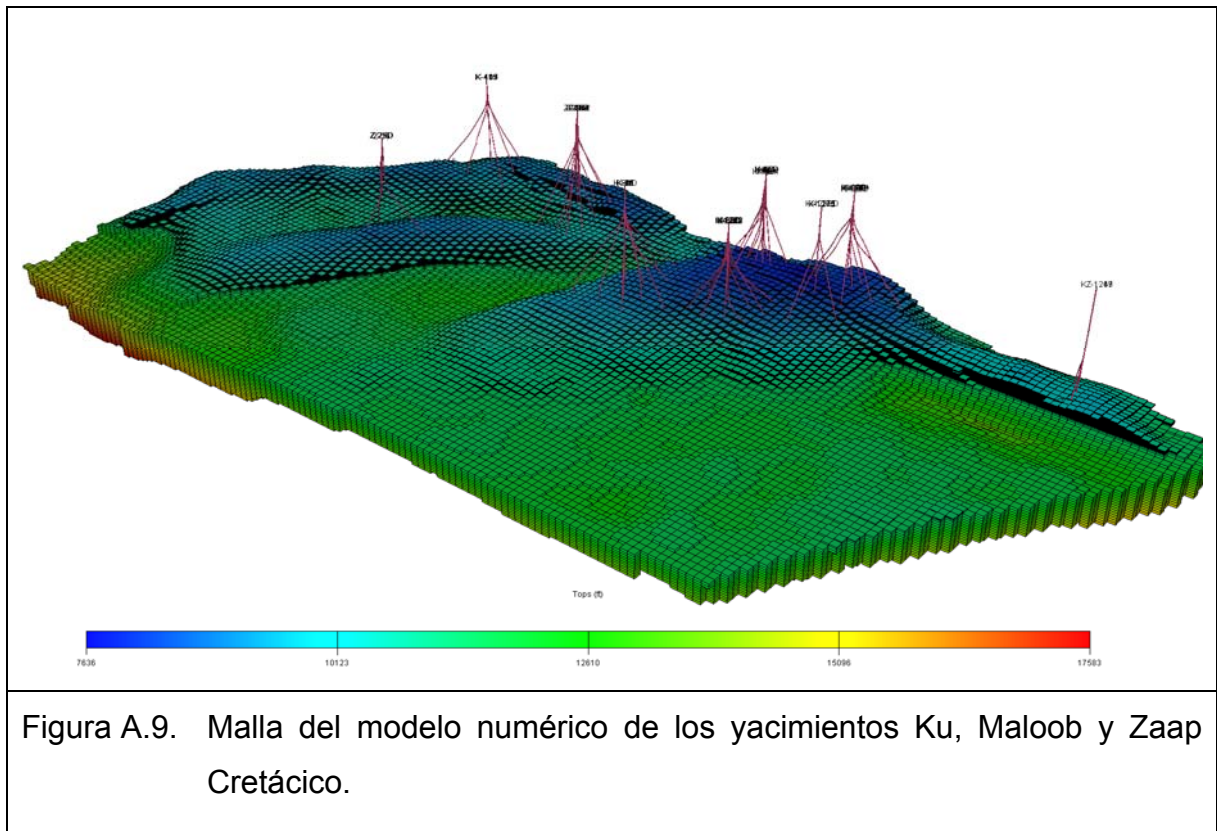
- **Modelo geológico.**

Este modelo se elaboró a partir de la información sísmica, registros geofísicos, núcleos y estudios de laboratorio; se definieron tres trampas estructurales, fuertemente plegadas y con dirección NW-SE. Las formaciones son altamente productivas debido a las condiciones de fracturamiento de las rocas productoras, figura A.8.



Modelo Numérico.

- El modelo numérico es un simulador que contempla la relación entre volúmenes y producción de hidrocarburos; se basó en una malla de 582,120 celdas que comprende los Campos Ku, Maloob y Zaap y el acuífero que los circunda. El tipo de modelo es composicional de doble porosidad, por lo que 291,060 celdas corresponden al primer medio poroso (matrial) y 291,060 celdas corresponden al segundo medio poroso (fracturas y vugulos). El modelo reproduce confiablemente los datos históricos de presión, producción y movimientos de contactos agua-aceite y gas-aceite.



Nomenclatura

Símbolo	Definición	Unidades
A	Área,	pies ²
B_o	Factor de volumen del aceite,	adimensional
C_{go}	Contacto gas-aceite,	m ó pies
c_t	Compresibilidad total,	psi ⁻¹
C_{wo}	Contacto agua-aceite,	m ó pies
D	Intervalo disparado,	m ó pies
F_k	Relación de permeabilidad horizontal-vertical,	K_H/K_V
f_w	Flujo fraccional de agua,	%
g	Aceleración de la gravedad,	m/seg ²
h	Espesor impregnado de aceite,	m ó pies
h_{ap}	Columna de aceite por arriba de la cima del intervalo disparado,	pies
h_p	Intervalo disparado,	m ó pies
h_{wc}	Altura máxima de la conificación de agua,	m ó pies
k	Permeabilidad,	md
k_f	Permeabilidad del medio fracturado,	Darcy
k_H	Permeabilidad horizontal,	md
k_m	Permeabilidad de matriz,	md
k_o	Permeabilidad efectiva al aceite,	md
k_r	Permeabilidad relativa,	fracción
k_{ro}	Permeabilidad relativa al aceite,	fracción
k_{rw}	Permeabilidad relativa al agua,	fracción

k_v	Permeabilidad vertical,	md
k_w	Permeabilidad efectiva al agua,	md
M	Relación de movilidad,	adimensional
N_B	Número de Bond,	adimensional
N_C	Número Capilar,	adimensional
N_p	Producción acumulada de aceite,	MMSTB
$(N_p)_{bt}$	Producción acumulada al momento de la irrupción,	STB
p_c	Presión capilar,	psi
p_{cD}	Presión capilar adimensional,	adimensional
p_i	Presión inicial,	psi
p_o	Presión de la fase aceite,	psi
p_w	Presión de la fase agua,	psi
p_{wf}	Presión de fondo fluyendo,	psi
p_{ws}	Presión de fondo con pozo cerrado,	psi
q_{curve}	Gasto crítico a condiciones de yacimiento,	rb/D
q_o	Producción de aceite,	MSTB/D
q_{og}	Gasto crítico de aceite en un sistema gas-aceite,	STB/D
q_{ow}	Gasto crítico de aceite en un sistema agua-aceite,	STB/D
r_D	Radio adimensional,	adimensional
r_e	Radio de drene,	m ó pies
r_w	Radio de pozo,	m ó pies
RAA	Relación agua-aceite,	adimensional

S_{or}	Saturación de aceite residual,	fracción
S_{wi}	Saturación de agua inicial,	fracción
S_w	Saturación de agua,	fracción
t	Tiempo,	días
t_{BT}	Tiempo de irrupción,	días
t_{BT1}	Tiempo de irrupción del agua en matriz,	días
t_{BT2}	Tiempo de irrupción del agua en fractura,	días
t_{cwo}	Tiempo de restablecimiento del Cwo ,	días
t_D	Tiempo adimensional,	adimensional
$(t_D)_{BT}$	Tiempo de irrupción adimensional,	adimensional
t_{hwc}	Tiempo de formación del cono de agua,	días
t_p	Tiempo de producción,	días
V	Barriles a condiciones de yacimiento ocupados por 1 Mscf de gas,	adimensional
V_w	Velocidad media del agua,	cm/seg
WC	Corte de agua,	fracción
$(WC)_D$	Corte de agua adimensional,	adimensional
$(WC)_{limit}$	Valor máximo de corte de agua,	fracción
Z	Altura adimensional del cono de agua,	adimensional
$\Delta\rho_{wo}$	Diferencia de densidades agua-aceite,	gr/cm ³
$\Delta\rho_{go}$	Diferencia de densidades gas-aceite,	(gr/cm ³)
$\Delta\gamma_{wo}$	Potencial agua-aceite,	gr/cm ³

μ_o	Viscosidad del aceite,	cp
μ_w	Viscosidad del agua,	cp
σ_{wo}	Tensión interfasial agua-aceite,	kg/cm ¹
θ	Ángulo de la fase mojante,	grados
Δp	Diferencia entre las presiones estáticas y de fondo fluyendo,	psi
α	0.5 para $M < 1$; 0.6 para $1 < M < 10$	adimensional
λ	Parámetro de flujo interporoso,	adimensional
ω	Almacenamiento del medio fracturado,	adimensional
ϕ	Porosidad,	fracción
Ψ_g	Función adimensional del gas,	adimensional
Ψ_o	Función adimensional del aceite,	adimensional
Ψ_w	Función adimensional del agua,	adimensional

Abreviaturas

<i>BTPKS</i>	Brecha Terciario Paleoceno Cretácico Superior,
<i>JSK</i>	Jurasico Superior Kimmeridgiano,
<i>KI</i>	Cretácico Inferior,
<i>KM</i>	Cretácico Medio,
<i>KS</i>	Cretácico Superior,
mVbnm	Metros verticales bajo nivel del mar,
Mscf/D	Miles de pies cúbicos por día a condiciones estándar,
MMscf/D	Millones de pies cúbicos por día a condiciones estándar,

MMSTB	Millones de barriles a condiciones de tanque,
Mrb/D	Miles de barriles por día a condiciones de yacimiento,
rb/D	Barriles por día a condiciones de yacimiento,
STB	Barriles a condiciones de tanque,
STB/D	Barriles por día a condiciones de tanque,
MSTB/D	Miles de barriles por día a condiciones de tanque.

Referencias

- 1 M. Muskat "*Physical Principles of Oil Production*", Páginas 226-240. Published in January 31, 1981, Springer.

- 2 Abbas A. Alikhan: "State-of-the-art of Water Coning Modelling and Operation", artículo SPE 13744, Middle East Oil Technical Conference and Exhibition, March 11-14, 1985, Bahrain.

- 3 T.D. Van Golf-Racht y Fernand Sonier "Water-Coning in a Fractured Reservoir", artículo SPE 28572, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, September 25-28, 1994, New Orleans, Louisiana, U.S.A.

- 4 M. Namani, M. Asadollahi y M. Haghghi "Investigation of Water Coning Phenomenon in Iranian Carbonate Fractured Reservoirs", artículo SPE 108254, International Oil Conference and Exhibition in Mexico, June 27-30, 2007, Veracruz, México.

- 5 Ursin Jann-Rune "Fluid flow in gas condensate reservoirs: the interplay of forces and their relative strengths", *Journal of Petroleum Science & Engineering*, Número 41, Páginas 253-267, 2004.

- 6 John Gallagher, Luis Prado y Johan Pieters: "Simulation of Coning in a Thin Oil Rim in a Fractured Reservoir", artículo SPE 25613-MS, SPE Middle East Oil Show, 3-6 April 1993.

7 Nabeel: Al-Afaleg y Iraj Ershaghi: "Coning Phenomena in Naturally Fractured Reservoirs", artículo SPE 26083, Western Regional Meeting, May 26-28, 1993, Anchorage, Alaska, U.S.A.

8 M.C.T. Kuo y C.L. DesBrisay "A Simplified Method for Water Coning Predictions", artículo SPE 12067, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, October 5-8, 1983, San Francisco, California.

9 Bournacel, C. y Jeanson, B.: "Fast Water-Coning Evaluation Method", artículo SPE 3628, Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, October 3-6, 1971, New Orleans, Louisiana.

10 Meyer, H. I. y Garder, A. O.: "Mechanics of Two Immiscible Fluids in Porous Media", *Journal Appl. Phys.* November 1954.

11 Lelf A. Høyland y Paul Papatzacos: "Critical Rate for Water Coning: Correlation and Analytical Solution", *SPE Reservoir Engineering*, Volumen 4, Numero 4, Páginas 495-502, November 1989.

12 E.H. Timmerman, "*Practical Reservoir Engineering*", PennWell Books, Tulsa, Oklahoma, 1982, Páginas 49-61.

13 Chierici, Gian Luigi, Ciucci, Giuseppe M., Pizzi, Giuseppe, "A Systematic Study of Gas and Water Coning By Potentiometric Models", *JPT*, Volumen 16, Número 8, Páginas 923-929, 1964.

14 Sobocinski, D. P., Cornelius, A. J., "A Correlation for Predicting Water Coning Time", *JPT* Volumen 17, Número 5, Páginas 594-600. Publicado en mayo de 1965.

15 Chen Huan-Zhang: "Numerical Simulation of Coning Behavior of a Single Well in a Naturally Fractured Reservoir", *SPE Journal*, Volumen 23, Número 6, Páginas 879-884, SPE 10566, December 1983.

16 Romm, E.S.: "Fluid Flow in Fracture Rocks", Phillips Petroleum Co., Bartlesville, Okla., 1972.

17 Información de las áreas técnicas de la Coordinación de Diseño de Explotación del Activo Integral Ku Maloob Zaap.