



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO Y SENSIBILIDAD
PARA SIMULAR EFECTOS DE SEGREGACIÓN
EN YACIMIENTOS HOMOGÉNEOS

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
ENRIQUE CHAVEZ YAÑEZ

DIRECTOR DE TESIS: M.I. ROBERTO PADILLA SIXTO



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

MEXICO, D. F.

1997



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-55

SR. ENRIQUE CHAVEZ YAÑEZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. en I. Roberto Padilla Sixto, y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO Y SENSIBILIDAD PARA SIMULAR EFECTOS DE
SEGREGACION EN YACIMIENTOS HOMOGENEOS**

- I INTRODUCCION**
- II MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO DE HIDROCARBUROS
EFECTOS DE SEGREGACION EN EL COMPORTAMIENTO DE
YACIMIENTOS**
- III ANALISIS DE SENSIBILIDAD Y COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS**
- IV CONCLUSIONES
NOMENCLATURA
REFERENCIAS**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 13 de agosto de 1996
EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

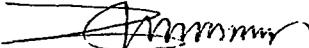
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA

**“ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO Y SENSIBILIDAD PARA SIMULAR
EFECTOS DE SEGREGACION EN YACIMIENTOS HOMOGENEOS”**

REALIZADO POR:

ENRIQUE CHAVEZ YAÑEZ
(8403537-0)

JURADO DE EXAMEN PROFESIONAL:


ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS
(Presidente)


M.I. TEODULO GUTIERREZ ACOSTA
(Vocal)


M.J. ROBERTO PADILLA SIXTO
(Secretario)


ING. SALVADOR MACIAS HERRERA
(1er. Suplente)


ING. NESTOR MARTINEZ ROMERO
(2o. Suplente)

Noviembre de 1996.

A mis padres:

Por esfuerzos, angustias y cariño absolutos,
entregados para culminar la realización de
mi anhelo infantil: “Ser Ingeniero Petrolero.”

A mis abuelos:

**Quienes alimentaron mi infancia con sueños y
esperanzas de una realidad plagada de éxitos.**

A Josefina:

**Mi novia amada, como muestra de gratitud
a su admirable decisión y la infinita
seguridad de su amor por mí.**

Al Alma Mater:

Mi orgullosa Universidad, la mejor.

Gracias.

“Felix qui potuit rerum cognoscere causas”
“Feliz quien pudo conocer las causas de las cosas”

Virgilio
(Geórgicas, II, 489)

***“ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO Y SENSIBILIDAD
PARA SIMULAR EFECTOS DE SEGREGACION EN
YACIMIENTOS HOMOGENEOS”***

CONTENIDO

	Página
AGRADECIMIENTOS	i
CONTENIDO	vi
INTRODUCCION	1
CAPITULO I	
MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO DE HIDROCARBUROS	
INTRODUCCION	2
CONSIDERACIONES GENERALES	2
DESPLAZAMIENTO POR EXPANSION DEL SISTEMA ROCA-FLUIDOS	5
DETERMINACION DE N Y W_e	9
ECUACION GENERAL DE BALANCE DE MATERIA	11
DESPLAZAMIENTO POR EMPUJE DE GAS EN SOLUCION	13
DESPLAZAMIENTO POR EXPANSION DEL CASQUETE DE GAS	16
DESPLAZAMIENTO POR ENTRADA DE AGUA	18
DESPLAZAMIENTO POR SEGREGACION GRAVITACIONAL	22
COMBINACION DE MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO	25
ECUACION DE BALANCE DE MATERIA COMO ECUACION DE LINEA RECTA	27
YACIMIENTOS SATURADOS ($P < P_b$)	27
A) SI NO EXISTE EMPUJE HIDRAULICO Y CASQUETE ORIGINAL DE GAS	28
B) SI NO EXISTE EMPUJE HIDRAULICO CON CASQUETE DE GAS	28
C) N Y m SON DESCONOCIDOS Y NO EXISTE EMPUJE HIDRAULICO	28
D) EMPUJE HIDRULICO SIN CASQUETE ORIGINAL DE GAS	29
E) SI NO EXISTE CASQUETE DE GAS CON ACUIFERO PEQUEÑO	29
F) EMPUJE HIDRAULICO Y CASQUETE DE GAS CONOCIDOS	30
G) ACUIFERO PEQUEÑO Y CASQUETE CONOCIDO DE GAS	30
YACIMIENTOS BAJOSATURADOS ($P > P_b$)	30

A) SI NO EXISTE EMPUJE HIDRAULICO	30
B) EXISTE EMPUJE HIDRAULICO	31
YACIMIENTOS DE GAS	31
A) EXISTE EMPUJE HIDRAULICO	31

CAPITULO II EFECTOS DE SEGREGACION EN EL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

INTRODUCCION	33
A) COMPLETO MANTENIMIENTO DE PRESION	40
B) DECLINACION DE PRESION	41
CASOS REALES DE CAMPO	66
YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	73

CAPITULO III ANALISIS DE SENSIBILIDAD Y COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

INTRODUCCION	79
MODELO NUMERICO	79
ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL NUMERO DE BLOQUES VERTICALES	81
ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO EN YACIMIENTOS HOMOGENEOS	87
POZO TOTALMENTE PENETRANTE	87
POZO PARCIALMENTE PENETRANTE	90
FIGURAS	95

CAPITULO IV CONCLUSIONES

NOMENCLATURA	120
---------------------	------------

REFERENCIAS	123
--------------------	------------

INTRODUCCION

El objetivo de este trabajo es presentar un breve estudio enfocado a yacimientos homogéneos bajo efectos de segregación gravitacional.

En esta tesis, se resalta la importancia de cada uno de los mecanismos naturales de empuje en la recuperación de hidrocarburos, así como las características que exhiben los yacimientos bajo el efecto de drene por gravedad.

De acuerdo al objetivo y a los pasos de tiempo utilizados, se presentan resultados cualitativos del efecto de la malla, así como del comportamiento de yacimientos sujetos a empuje de gas en solución en combinación con segregación gravitacional. En base a lo anterior, se presentan resultados para el caso de un pozo totalmente penetrante así como parcialmente penetrante. Por último, y en base a los resultados obtenidos, al final del trabajo se presentan las conclusiones y observaciones a las que se llegó con este estudio.

CAPITULO I

MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO DE HIDROCARBUROS

INTRODUCCION

El objetivo de este capítulo es establecer las características generales de los mecanismos de desplazamiento en la producción de hidrocarburos.

CONSIDERACIONES GENERALES

Los principales tipos de energía disponibles para poner en producción un yacimiento son:¹

- 1) Energía de compresión de la fase líquida contenida en la formación productora del yacimiento.
- 2) Energía gravitacional de los fluidos hacia la parte inferior y superior de la formación productora.
- 3) Energía de compresión del gas disuelto en el aceite (y también en el agua) dentro de la formación productora, o en zonas de gas libre sobreyaciendo a la zona saturada de aceite.
- 4) Energía de compresión del agua intercomunicada con la roca almacenadora.

¹ Referencias al final del trabajo

MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO DE HIDROCARBUROS

De lo anterior se puede señalar que la energía de compresión, tanto del aceite como del agua, se refiere al cambio que experimenta su volumen cuando se registra un cambio en la presión, dada la operación y la misma perforación de los pozos, manifestándose en una expansión de los fluidos dentro del yacimiento y el flujo del volumen de dicha expansión hacia los pozos. La energía gravitacional es referida a la capacidad que tienen los fluidos de acomodarse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades.

Sin entrar a detalle, de las cuatro fuentes primarias de energía señaladas anteriormente, la primera es definitivamente la menos importante. La compresibilidad del aceite no es lo suficientemente grande para generar la mayor parte de la producción total obtenida y mucho menos el garantizar una explotación comercial.

Conforme a las características estructurales, propiedades del fluido y de la roca, la fuerza de gravedad tendrá influencia en el yacimiento, y la tendencia por segregación gravitacional entre las fases líquida y gaseosa estará siempre presente, lo cual se manifiesta comúnmente con el desarrollo de un casquete de gas.

Desde el punto de vista de producción, el drene por gravedad será de gran significado, principalmente bajo condiciones donde dicha energía ayuda a retardar el depresionamiento del yacimiento. Por otro lado, la acción de la gravedad juega su máximo papel en la segregación del gas y con ello la expansión del casquete, con un correspondiente drene del aceite. Lo anterior resulta de gran valor, ya que pueden obtenerse altas recuperaciones, siempre y cuando el yacimiento reúna características como alta permeabilidad vertical, gran espesor, bajo una tasa de producción moderada tal, que no llegue a perjudicar el efecto positivo del fenómeno de segregación gravitacional como mecanismo de recuperación.

MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO DE HIDROCARBUROS

Si no existe un casquete de gas inicialmente, el mecanismo de producción será el debido a empuje por gas en solución. Si el yacimiento contiene un casquete de gas de magnitud apreciable y la producción está controlada, tal que permita la expansión de dicho casquete, sin una directa producción del mismo, el mecanismo es denominado empuje por expansión del casquete de gas.

Aunque como ya se mencionó, bajo condiciones de empuje por gas disuelto y efectos de segregación, intrínsecamente se genera un casquete de gas secundario, con lo cual se inicia el fenómeno de contraflujo gas-aceite. Lo anterior conlleva a un efecto de represionamiento, en donde la fase gaseosa tiende a la parte alta de la estructura y el aceite a la parte baja, creándose una zona de gas y otra de aceite, siendo esta última la que tendrá que recuperarse considerando aspectos estructurales y de políticas de producción.

Por lo anterior, está comprobado que bajo condiciones favorables, el proceso de drenaje por gravedad puede conducir a recuperaciones mucho más altas que aquellas observadas en yacimientos bajo intenso empuje de agua, alcanzándose recuperaciones hasta del 85% del volumen original. Más adelante se presentan algunos casos históricos donde se muestra la efectividad de este mecanismo.

Cabe señalar, que para que los efectos gravitacionales cobren importancia en la recuperación de hidrocarburos, deben observarse por igual tanto los aspectos intrínsecos del yacimiento como los aspectos operativos.

DESPLAZAMIENTO POR EXPANSION DEL SISTEMA ROCA-FLUIDOS

Este mecanismo se presenta en yacimientos bajosaturados ($p > p_b$), y es el único que actúa en yacimientos volumétricos hasta que el aceite alcanza la presión de saturación, p_b .

Al observarse un abatimiento de presión se logra la expansión de la roca, aceite y agua congénita (no existe gas libre, ya que se encuentra disuelto), lo cual da como resultado el desplazamiento del aceite. El ritmo de declinación de la presión con respecto al gasto de producción es aproximadamente constante (ver Fig. 1).

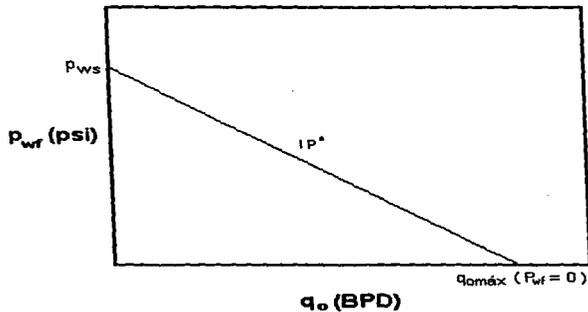


Fig. 1 Gráfica presión de fondo vs. gasto de producción.

* Ver nomenclatura y unidades al final del trabajo.

MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO DE HIDROCARBUROS

Asimismo, en este tipo de desplazamiento, la relación gas-aceite instantánea permanece constante e igual a la relación de solubilidad inicial² (ver Fig. 2), debido a que no existe liberación de gas disuelto en el yacimiento.

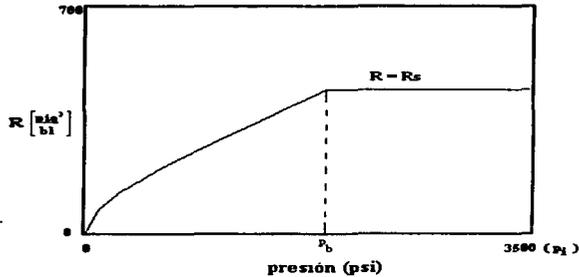


Fig. 2 Gráfica gas en solución vs. presión, mostrando la igualdad entre R y R_s .

Particularmente, el factor de volumen del aceite aumenta en forma ligera hasta que se alcanza la presión de saturación, como se muestra en la Fig. 3.

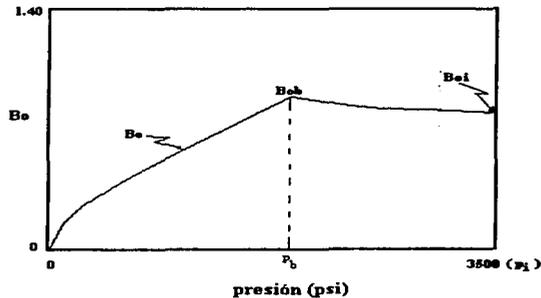


Fig. 3 Gráfica presión vs. factor de volumen del aceite.

MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO DE HIDROCARBUROS

La máxima recuperación de aceite debido a la expansión del sistema roca-fluidos en un yacimiento, fluctúa entre 2 y 4% del aceite contenido desde que éste es bajosaturado hasta que alcanza su presión de saturación, posteriormente el desplazamiento por este mecanismo se torna despreciable.³

Para establecer la ecuación de balance de materia⁴ en yacimientos con desplazamiento por expansión del sistema roca-fluidos, se parte del siguiente balance volumétrico (a condiciones de yacimiento):

$$V_{fd} = E_o + E_w + E_s + W_e \quad (1)$$

donde V_{fd} es el volumen de fluidos desplazados; E_o , E_s y E_w son los volúmenes debidos a la expansión del aceite, sólidos y agua, respectivamente. W_e es el volumen de entrada de agua. Por otra parte:

$$E_o = V_o C_o \Delta p = V_{pi} (1 - S_{wi}) C_o \Delta p \quad (2)$$

$$E_w = V_w C_w \Delta p = V_{pi} S_{wi} C_w \Delta p \quad (3)$$

$$E_s = V_s C_s \Delta p = V_{pi} C_f \Delta p \quad (4)$$

donde V_{pi} es el volumen de poro inicial @ C.Y. y $V_s C_s = V_{pi} C_f$.

Si no existe producción de agua, el incremento neto de volumen de agua en el yacimiento debido a la caída de presión Δp , será igual a W_e más E_w . Por el contrario, si se está produciendo agua, entonces el incremento neto del volumen de agua, después de una Δp en el yacimiento, será $W_e - W_p B_w + E_w$, donde $W_p B_w$ es el volumen de agua producido, @ C.Y.

El volumen de fluidos producidos o desplazados del yacimiento a la presión final será:

$$V_{fd} @ C.Y. = N_p B_o + W_p B_w \quad (5)$$

MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO DE HIDROCARBUROS

Si el volumen inicial de poros es definido por $V_{pi} = V_{oi}/S_{oi} = NBoi/1-S_{wi}$, de las ecs. (2) a (4) y utilizando la ec. (5) en la expresión de V_{fd} (ec. 1), se tiene que:

$$NpBo + WpBw = NBoi\Delta p \left[\frac{(1 - S_{wi})C_o + S_w C_w + C_f}{1 - S_{wi}} \right] + W_e \quad (6)$$

donde la compresibilidad efectiva (C_e) está definida por los términos dentro del corchete.

La ecuación (6) puede expresarse como:

$NBoi\Delta p C_e$	+	W_e	=	$NpBo + Wp Bw$	(7)
Expansión del aceite, agua y sólidos, @ C.Y.		Entrada de agua, @ C.Y.		Volumen de fluidos desplazados (producidos), @ C.Y.	

Despejando el volumen original @ C.S. de la ec. (7), se obtiene la ecuación general de balance de materia para un yacimiento bajosaturado:

$$N = \frac{NpBo + WpBw - W_e}{Boi\Delta p C_e} \quad (8)$$

La ecuación (8) permite calcular el volumen original de hidrocarburos @ C.S., y la recuperación de hidrocarburos puede ser calculada ($W_e = 0$, $WpBw = 0$) a través de:

$$Rec = \frac{Np}{N} = \frac{Boi C_e \Delta p}{Bo} \quad (9)$$

Si se desea calcular la recuperación en un yacimiento con entrada de agua, tendrá que evaluarse W_e , para lo cual existen métodos como el de Stanley.⁵

DETERMINACION DE N Y We

Si se toma en cuenta la entrada de agua en la ecuación de balance de materia, N y We son incógnitas, ya que si no se conoce We, no se puede determinar el volumen original de hidrocarburos. Por lo tanto, una forma de cuantificar dichos parámetros es a través de la ecuación (8), la cual puede ser expresada por:

$$N = N' - \frac{We}{Boi\Delta\rho Ce} \quad (10)$$

donde:
$$N' = \frac{NpBo + WpBw}{Boi\Delta\rho Ce}$$

Despejando N' de la ec. (10), se tiene:

$$N' = N + \frac{We}{Boi\Delta\rho Ce} \quad (11)$$

Podemos observar que si no existe entrada de agua ($We = 0$), entonces $N = N'$. La Fig. 4 muestra valores de N' contra Np, utilizando la ecuación (10):

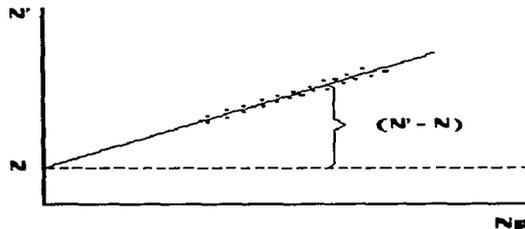


Fig. 4 Gráfica N' vs. Np.

MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO DE HIDROCARBUROS

La línea resultante se prolonga hasta $N_p=0$, con lo cual se obtiene un valor de N . Dicho valor debe coincidir con el calculado por métodos volumétricos, dentro de una tolerancia menor del 10%. Una vez obtenido N , la entrada de agua se determina por medio de la ecuación siguiente:

$$W_e = (N' - N) B o i \Delta p C e \quad (12)$$

Este procedimiento es más confiable a medida que la tendencia de la curva es más parecida a una recta. La evaluación de la entrada de agua es muy importante, dado que permite apreciar el avance del contacto agua-aceite, con lo que se puede programar la reparación y terminación de los pozos. Otra forma de evaluar W_e es mediante una función de presión, en intervalos determinados de tiempo, es decir una función de la forma $W_e = W_e(p, t)$ donde p es la presión en el contacto agua-aceite. Como ejemplo, la ecuación de Stanley⁵ para W_e :

$$W_e = C' \sum_{i=1}^n \Delta' p_i (t_{i_n})^\alpha (n_i + 1 - i) \quad (13)$$

donde:

- C' : Constante de entrada de agua (volumen/presión).
- α : Exponente empírico.
- t_{i_n} : Tiempo adimensional.
- n_i : No. de periodos de tiempo.
- $\Delta' p_i$: Diferencia de presión en el contacto agua-aceite (frontera acuífero-yacimiento) entre un intervalo de tiempo t_1 y t_2 .
- i : No. de iteración (desde $i = 1$ hasta n).

El valor del exponente empírico α varía entre los límites de 0.5 y 0.8, dependiendo del tipo de flujo. En la práctica se ha determinado que estos límites corresponden a flujos lineal y radial, respectivamente.

MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO DE HIDROCARBUROS

ECUACION GENERAL DE BALANCE DE MATERIA

Conceptualmente, la ecuación de balance de materia servirá para establecer que el volumen inicial de aceite es igual al volumen remanente de aceite más el volumen de aceite producido, esto es:

$$\text{Vol. original de aceite} = \text{Vol. aceite remanente} + \text{Vol. aceite producido} \quad (14)$$

Si a un tiempo $t = t_0$, tenemos un yacimiento conteniendo un volumen original de aceite @ C.Y. más un volumen original de gas libre @ C.Y. y, al ocurrir un abatimiento de presión, Δp , a un tiempo $t = t_1$, dicho yacimiento presenta un volumen remanente de aceite más un volumen remanente de gas libre, con entrada de agua, por lo tanto, al realizar la igualdad volumétrica se tiene:

$$N_{Boi} + mN_{Boi} = (N - N_p) B_o + \text{Gas libre remanente} + W_e - W_p B_w \quad (15)$$

El gas libre remanente considera tanto al gas libre del casquete como al de la zona de aceite. De donde, al despejar el gas libre remanente se tiene:

$$\text{Gas libre remanente} = N_{Boi} + mN_{Boi} - (N - N_p) B_o - (W_e - W_p B_w) \quad (16)$$

Para un tiempo t de explotación, habrá cambios en el yacimiento debido a la extracción de hidrocarburos. Estableciendo ahora un balance volumétrico para el gas, @ C.S:

Vol. inicial de gas libre	+	Vol. inicial de gas disuelto	=	Vol. remanente de gas libre	+	Vol. remanente de gas disuelto	+	Vol. de gas producido
---------------------------------	---	------------------------------------	---	-----------------------------------	---	--------------------------------------	---	--------------------------

MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO DE HIDROCARBUROS

Expresando la igualdad considerando las definiciones dadas, y además utilizando la ecuación del gas libre remanente:

$$\frac{mNBoi}{Bg_i} + NR_{si} = \frac{mNBoi + NBoi - (N - Np)Bo - (We - WpBw)}{Bg} + (N - Np)R_s + NpR \quad (17)$$

Multiplicando ambos miembros por Bg y usando la definición del factor de volumen total (Bt = Bo + Bg (Rsi - Rs)), así como Boi = Bti (p > pb), se tiene que:

$$N = \frac{Np[Bo + Bg(R - Rs)] - (We - WpBw)}{Bt - Bti + mBti \left[\frac{Bg}{Bg_i} - 1 \right]} \quad (18)$$

La ecuación de balance de materia comúnmente expresa la relación de las expansiones y los volúmenes de fluidos producidos @ C.Y., es decir:

$$N(Bt - Bti) + NmBti \left[\frac{Bg}{Bg_i} - 1 \right] + We = Np[Bo + Bg(R - Rs)] + WpBw \quad (19)$$

donde:

N(Bt - Bti): Representa la expansión del aceite y su gas disuelto liberado, contenidos originalmente en el yacimiento.

NmBti((Bg /Bg_i) - 1): Representa la expansión del gas del casquete original.

We: Volumen de agua que entra al yacimiento.

Np [Bo + Bg (R - Rs)]: Volumen total de hidrocarburos producidos.

WpBw: Volumen de agua producida.

Para determinar la efectividad de cada mecanismo de desplazamiento en la expulsión del aceite del yacimiento se hace uso de los índices de empuje. Para

MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO DE HIDROCARBUROS

Turner⁶ y Muskat⁷ presentan ecuaciones para predecir el comportamiento de yacimientos con empuje de gas en solución, sin considerar efectos gravitacionales. Así, en el método de Turner⁶ las condiciones son las siguientes:

- 1) Únicamente influye el empuje por gas en solución.
- 2) No existe segregación gravitacional.
- 3) No existe gas libre inicial.
- 4) No existe entrada de agua al yacimiento (yacimiento volumétrico).
- 5) La producción de agua es despreciable (se considera que el volumen de agua dentro de los poros permanece constante).
- 6) Presión inicial menor o igual a p_b .
- 7) El aceite y el gas liberado permanecen uniformemente distribuidos (el método considera saturación promedio de aceite en todo el yacimiento).
- 8) El volumen de poros del yacimiento permanece constante.
- 9) El yacimiento se depresiona uniformemente (considera un yacimiento homogéneo).

Turner⁶ presenta la siguiente ecuación de saturación de aceite para yacimientos con empuje de gas en solución:

$$S_o = \frac{\left[1 - \frac{N_p}{N}\right] B_o(1 - S_{wc})}{B_o} \quad (21)$$

donde la relación gas-aceite instantánea se puede calcular con:

$$R = R_s + \frac{k_{rg}\mu_o B_o}{k_{ro}\mu_g B_g} \quad (22)$$

Se puede observar que se requiere información de permeabilidades relativas, PVT y volumen original.

MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO DE HIDROCARBUROS

Muskat⁷ también presenta una ecuación para predecir el comportamiento de yacimientos con empuje de gas en solución, tomando para su desarrollo las mismas consideraciones que Turner.⁶ Dicha ecuación es la siguiente:

$$\frac{dS_o}{dp} = \frac{1}{1 + \frac{\mu o k r g}{\mu g k r o}} \left[\frac{S_g}{B_g} \frac{dB_g}{dp} + \frac{S_o B_g}{B_o} \frac{dR_s}{dp} + \frac{k r g \mu o}{k r o \mu g B_o} \frac{S_o}{dp} \frac{dB_o}{dp} \right] \quad (23)$$

la cual es una ecuación diferencial ordinaria de primer orden, y proporciona la variación de saturación promedio de aceite respecto a presión promedio. El término $\frac{1}{1 + \frac{\mu o k r g}{\mu g k r o}}$ representa la fracción de aceite en la mezcla de aceite y gas.

En la Fig. 5 se puede observar el comportamiento de presión y relación gas-aceite con respecto a la recuperación, para el caso de un yacimiento con empuje de gas en solución y por expansión del sistema roca-fluidos.

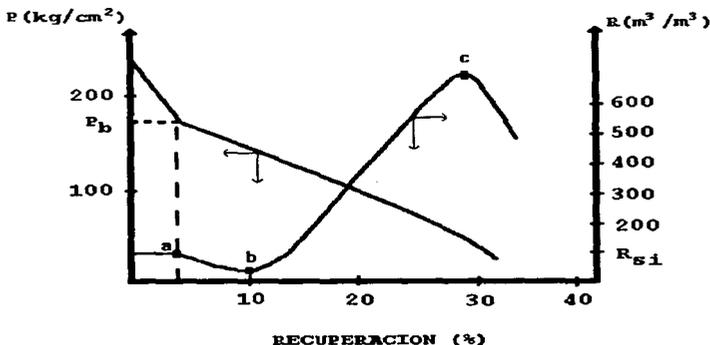


Fig. 5 Curvas de variación de presión y RGA vs. recuperación

MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO DE HIDROCARBUROS

Para explicar la figura 5, se debe tomar en cuenta que la saturación de gas mínima para que ocurra flujo del mismo se denomina saturación de gas crítica (punto b). Durante esta etapa, en la que la saturación de gas es menor que la crítica (punto a), la RGA disminuye ligeramente, ya que el gas disuelto en el aceite (que se libera), queda atrapado en el yacimiento. El gas liberado llena totalmente el espacio desocupado por el aceite producido. La saturación de aceite disminuirá constantemente a causa de su producción y-encogimiento por la liberación del gas disuelto; por lo tanto, mientras que la permeabilidad al aceite disminuye, la permeabilidad al gas aumentará. De esta forma la relación gas-aceite que fluye en el yacimiento aumentará constantemente, mientras que la relación gas-aceite producida en superficie mostrará un progresivo incremento, hasta que la presión del yacimiento se abata de manera substancial (punto c).

Si no existen condiciones favorables para la segregación gravitacional, la recuperación será totalmente independiente del ritmo de extracción, es decir, la recuperación estará en función del nivel de depresionamiento del yacimiento. Las recuperaciones por empuje de gas disuelto varían entre el 5 y el 35% del aceite total contenido en el yacimiento, ésto, una vez que se ha alcanzado la presión de saturación.

DESPLAZAMIENTO POR EXPANSION DEL CASQUETE DE GAS

La condición principal para el desarrollo de este mecanismo es la existencia de un casquete de gas, el cual puede originarse de manera natural, debido a la segregación del gas disuelto liberado en formaciones que presentan condiciones favorables para ello, o puede crearse artificialmente mediante la inyección de gas en la cima de la estructura.

La característica principal de este mecanismo consiste en la invasión progresiva de la zona de gas sobre la zona de aceite, debido a la expansión del casquete, logrando el desplazamiento del aceite hacia los pozos.

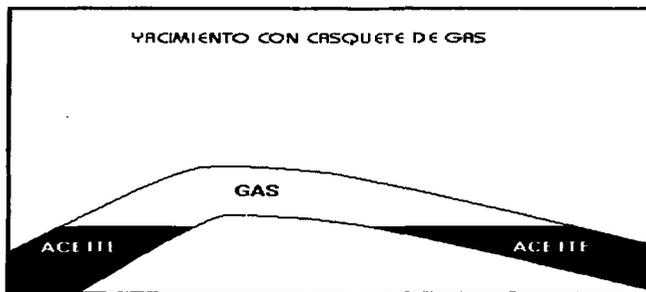


Fig. 6 Representación esquemática de un yacimiento con casquete de gas.

Se requiere, además de una alta saturación de gas, que exista un crecimiento continuo de la zona ocupada por el casquete de gas. Mientras mayor sea el casquete original de gas, menor será el abatimiento de presión al inicio de la explotación. Contrariamente, si el casquete es pequeño, se observará un abatimiento más pronunciado de la presión, liberándose más gas, predominando así el mecanismo de desplazamiento por gas disuelto.

En el caso de inyección de gas, manteniendo la presión del yacimiento en su valor original, el gas inyectado no tiene acceso a la zona de aceite, excepto atrás o en el frente de invasión, por lo que la parte inferior de la estructura conserva sus condiciones originales de saturación de aceite, hasta que es invadida por dicho gas de inyección. El aceite producido es reemplazado por el gas que se mueve adelante del frente de invasión; de esta manera el proceso obliga al aceite a moverse hacia la parte inferior del yacimiento.

MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO DE HIDROCARBUROS

Las recuperaciones en yacimientos con casquete de gas varían normalmente del 20 al 40% del aceite contenido originalmente, pero si existen condiciones favorables para la segregación se pueden obtener recuperaciones hasta del 60%.

Para establecer la ecuación de balance para yacimientos con empuje por expansión del casquete de gas, deberá suponerse que el tamaño de dicho casquete relativo al tamaño de la zona de aceite, m , se conoce, y que no existe entrada de agua. Por lo tanto, la ecuación es de la forma siguiente:

$$N = \frac{Np[Bo + Bg(R - Rs)] + WpBw}{mBob \left[\frac{Bg}{Bgb} - 1 \right] + Bg(Rsb - Rs) - (Bob - Bo)} \quad (24)$$

Nótese que el subíndice "i" (inicial) ha sido reemplazado por "b" (saturado), ya que el casquete de gas está presente, por lo que el aceite del yacimiento a condiciones iniciales estará en el punto de saturación. Esta ecuación se aplica exclusivamente a aquellos yacimientos donde no existe segregación activa de aceite y gas a medida que se produce el campo.

DESPLAZAMIENTO POR ENTRADA DE AGUA

El mecanismo de producción por empuje de agua es aquel en donde el gasto de entrada de agua dentro de la zona de interés equivale al gasto volumétrico neto de aceite y gas que se producen. Esta definición no implica necesariamente que, una vez establecida la igualdad volumétrica entre la entrada de agua y la extracción de aceite y gas, no exista ninguna declinación posterior en la presión del yacimiento. Por el contrario, la presión puede continuar declinando a través de toda la historia de producción, aún cuando la relación de entrada de agua sea, a cualquier tiempo, igual al ritmo de extracción de aceite y gas.

MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO DE HIDROCARBUROS

La historia de producción de un yacimiento con empuje por entrada de agua generalmente conduce a un lento depresionamiento con incremento significativo en la recuperación de hidrocarburos. La estabilización de la presión, a medida que continua la producción a un gasto fijo, es una evidencia definitiva de que el desplazamiento por entrada de agua está presente. También, cuando el empuje por entrada de agua es el principal mecanismo de producción, la presión de yacimiento será sensible al gasto.

De lo anterior, si el aceite es bajosaturado, como generalmente es el caso en sistemas con empuje por entrada de agua, la relación gas-aceite permanecerá constante hasta que las presiones de fondo fluyendo alcancen el punto de saturación. En cualquier caso, entre más tiempo permanezca efectivo este tipo de empuje, la relación gas-aceite variará rápidamente, no con el gasto de producción, tampoco con la producción acumulada, sino en la medida en que más pozos sean localizados cerca del contacto gas-aceite, de tal forma que la conificación de gas sea inducida por gastos excesivos de producción.

Cabe señalar que la aparición temprana de agua en pozos productores de aceite no es una prueba del mecanismo de empuje por entrada de agua, a menos que se conozca que los pozos se localizan muy cerca del contacto original agua-aceite.

El desplazamiento por entrada de agua puede ser natural o artificial. En forma natural, debe existir junto al yacimiento un gran volumen de agua, sin barreras entre el aceite y el agua, con una adecuada permeabilidad que facilite la filtración. En forma artificial, será mediante la inyección de agua compatible con el agua de formación. El agua, como agente desplazante, tiene gran ventaja sobre el gas debido a su menor movilidad ($\lambda_r = k_r / \mu_r$) dada su mayor viscosidad; un determinado volumen de agua desalojará más aceite que el mismo volumen de gas, mostrando menos tendencia que este último a fluir a través del aceite.

MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO DE HIDROCARBUROS

Para establecer la ecuación de balance en yacimientos con entrada de agua, el cálculo del volumen original de aceite puede ser realizado también utilizando la ec. (18). Si no existe casquete de gas, dicha ecuación puede escribirse como:

$$N = \frac{Np[Bo + Bg(R - Rs)] + WpBw}{Bt - Bti + mBti \left[\frac{Bg}{Bgi} - 1 \right]} - \frac{We}{Bt - Bti + mBti \left[\frac{Bg}{Bgi} - 1 \right]} \quad (25)$$

El primer término de la ec. (25) representa la contribución del empuje por gas disuelto, mientras que el segundo término indica la contribución de todo el mecanismo de desplazamiento que es abastecido por entrada de agua. Si la presión del yacimiento excede la presión de saturación ($p > p_b$), la ec. (25) puede simplificarse, dado que $R = R_s = R_{si}$. Es decir que :

$$N = \frac{(NpBo + WpBw)}{Bo - Boi} - \frac{We}{Bo - Boi} \quad (26)$$

El procedimiento normal para la determinación del volumen original de aceite en un yacimiento con entrada de agua es ignorar, desde un principio, la contribución del término de entrada de agua, We , ya que rara vez estará disponible en las mediciones de campo.

Para este mecanismo, las recuperaciones varían normalmente entre el 35 y el 75% del volumen original de hidrocarburos. La Fig. 7 muestra una comparación general del comportamiento de yacimientos de acuerdo al mecanismo de empuje operante: (1) Empuje por gas disuelto, (2) Empuje por casquete de gas y (3) Empuje por entrada de agua.

MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO DE HIDROCARBUROS

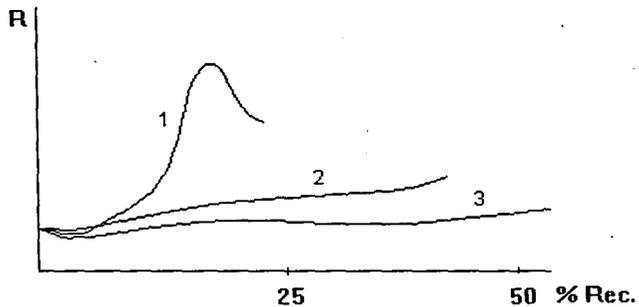
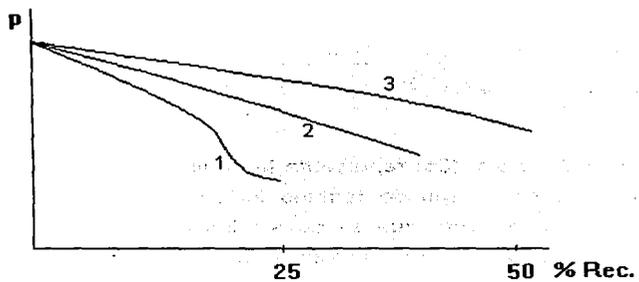


Fig. 7 Variaciones de las curvas de presión y relación gas-aceite, dependiendo del tipo de empuje del yacimiento.

DESPLAZAMIENTO POR SEGREGACION GRAVITACIONAL

El desplazamiento de hidrocarburos por segregación gravitacional, o drene por gravedad, es un proceso de recuperación en el cual el efecto de gravedad actúa como la fuerza principal de desplazamiento y donde el gas reemplaza al volumen de aceite evacuado.⁸ En otras palabras, es un desplazamiento gas-aceite en el que predomina la fuerza de gravedad. Definido también como la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades (ver Fig. 8), originando un casquete de gas secundario o aumentando el preexistente.

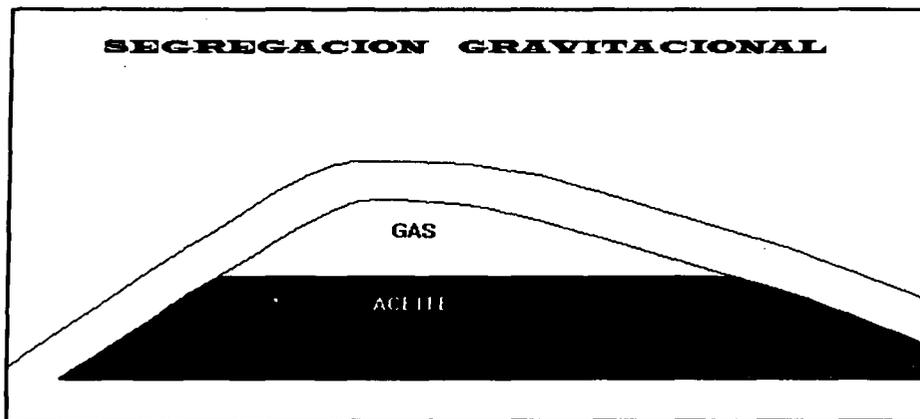


Fig. 8 Tendencia de los fluidos del yacimiento a distribuirse de acuerdo a sus densidades.

La característica importante en yacimientos con drene por gravedad es la diferencia de densidad entre el gas y el aceite (agua, si también existe). Dichas fases tienden a segregarse en el yacimiento, con el resultado de que en el

MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO DE HIDROCARBUROS

casquete de gas, la saturación de aceite es despreciable, mientras que el aceite puede ser producido de la zona de aceite a una baja RGA, lo cual conlleva a obtener grandes recuperaciones del mismo.

Las condiciones favorables para la ocurrencia de este mecanismo incluyen grandes espesores, echado pronunciado, alta permeabilidad vertical, baja viscosidad del aceite, tiempos grandes de producción. Además de que los gradientes de presión aplicados no gobiernen totalmente el movimiento de los fluidos, para que una buena cantidad del gas fluya hacia la parte superior del yacimiento en lugar de hacerlo hacia los pozos. Entonces, bajo condiciones favorables de segregación gravitacional, este mecanismo de desplazamiento es generalmente más eficiente que el propio desplazamiento por entrada de agua.

La recuperación en yacimientos con efectos favorables de segregación gravitacional es sensible al ritmo de producción, ya que, mientras menores sean los gastos, menores serán los gradientes de presión, haciendo más importante el efecto de segregación. Por lo tanto, bajo condiciones de segregación gravitacional, se han obtenido recuperaciones que varían entre el 30 y el 75% y algunas más altas, del orden del 87% (observada en el campo Hawkins^{9,10}) en zonas invadidas por gas, y más del 80% (campo East Texas,^{10,11} en zonas invadidas por agua). Más adelante, en el capítulo II, se presentan con detalle casos históricos de campo donde el efecto de segregación gravitacional fue decisivo en las grandes recuperaciones obtenidas.

Puede señalarse que al tenerse una segregación completa del gas liberado, a medida que éste se segrega, el aceite desciende, dando origen a un contraflujo en el medio poroso, consecuentemente se dará origen al desarrollo o incremento, según sea el caso, del casquete de gas (movimiento del contacto gas-aceite).

Para un mejor entendimiento, las fuerzas que actúan sobre una burbuja de gas pueden ser vistas en el siguiente diagrama:

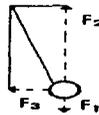


Fig. 9 Fuerzas que actúan sobre una burbuja de gas.

donde:

- F_1 es el peso de la burbuja.
- F_2 es el empuje debido a la diferencia de densidades entre el gas y el aceite.
- F_3 es originada por las fuerzas viscosas y el gradiente de presión (el gradiente de presión es menor entre mayor sea la distancia hacia el pozo productor o entre menor sea el gasto de producción).

De lo anterior, en la Fig. 10 se muestra la variación de presión y relación gas-aceite en un yacimiento con y sin segregación, contra la recuperación.

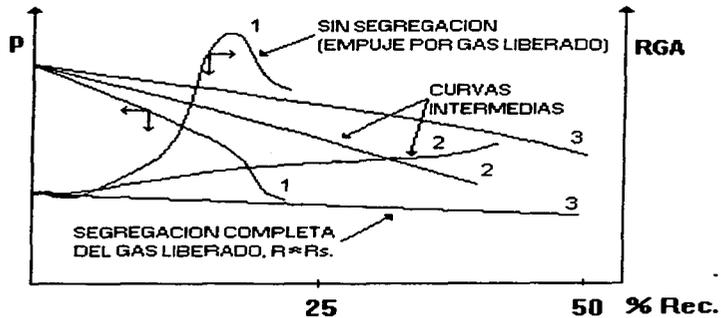


Fig. 10 Efecto de la segregación gravitacional en la recuperación total y en la RGA.

MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO DE HIDROCARBUROS

De la Fig. 10 se observa que, leyendo las curvas 1,2 y 3 respecto a la presión y recuperación, claramente se nota el abatimiento y el porcentaje recuperado para cada tipo de mecanismo, mostrando mayor recuperación el desplazamiento por segregación gravitacional. En relación a las curvas leídas en la escala de R, se observa que para el mecanismo de empuje por gas disuelto (curva 1), R se incrementa a partir de haberse alcanzado la saturación crítica de gas, hasta que la presión del yacimiento se abate de manera substancial. Asimismo para la curva que representa el mecanismo de empuje por expansión del casquete de gas (curva 2), muestra un incremento gradual de R. En el caso del mecanismo de empuje por segregación completa, $R \approx R_s$.

El mecanismo de drene por gravedad es una de las formas más eficientes de producir un campo petrolero. Desafortunadamente, la mayoría de los campos no pueden ser producidos económicamente bajo gravedad únicamente, debido a que la permeabilidad efectiva al aceite es demasiado baja, o la viscosidad del aceite es demasiado alta, o el echado de la formación es demasiado pequeño. Sin embargo, existen muchos yacimientos que pueden tomar ventaja de la gravedad, especialmente bajo mantenimiento de presión en áreas donde se dispone de gas.

COMBINACION DE MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO

Durante la vida de un yacimiento, más de uno de los mecanismos de desplazamiento se presentan en éste. Determinar qué tipo de desplazamiento se tiene a determinado tiempo en el yacimiento es de suma importancia para obtener una adecuada explotación del yacimiento.

A continuación y en complemento a lo señalado anteriormente, la ecuación general para determinar la producción de aceite en función del factor de recuperación y del volumen de aceite, es dada por:^{12,13}

$$\text{Producción} = R_{\text{exps}} \times V_{\text{goz}} + R_{\text{gd}} \times V_{\text{goz}} + R_{\text{w}} \times V_{\text{wiz}} + R_{\text{expg}} \times V_{\text{u}} + R_{\text{sgd}} \times V_{\text{goz}} \quad (27)$$

MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO DE HIDROCARBUROS

donde $exps$, gd , w , $expg$ y sgd representan, respectivamente, expansión del sistema roca-fluidos, desplazamiento por gas disuelto liberado, empuje por entrada de agua, expansión del gas libre inicial y el desplazamiento por segregación gravitacional; asimismo, iz , u y goz representan, respectivamente, las zonas invadida, no invadida y gas-aceite.

Para establecer la ecuación de balance en yacimientos con combinación de empujes, el volumen original de aceite puede ser calculado también con buena exactitud donde existan empujes por casquete de gas y por entrada de agua, esto si se dispone de información referente a datos de producción y propiedades de los fluidos. Asimismo, el término "m" debe ser conocido, o de lo contrario habrá muchas incógnitas. Si el casquete de gas está presente, el aceite se encontrará a condiciones de saturación, inicialmente, por lo que la ecuación será:

$$N = Np[Bo + Bg(R - Rs)] - \frac{Bw(We - Wp)}{mBob \left(\frac{Bg}{Bgb} - 1 \right)} + Bg(Rsb - Rs) - (Bob - Bo) \quad (28)$$

Si existe invasión de agua, será conveniente modificar la ecuación anterior, de la siguiente forma:

$$N = \frac{Np[Bo + Bg(R - Rs)] + WpBw}{mBob \left(\frac{Bg}{Bgb} - 1 \right) + Bg(Rsb - Rs) - (Bob - Bo)} - \frac{WeBw}{mBob \left(\frac{Bg}{Bgb} - 1 \right) + Bg(Rsb - Rs) - (Bob - Bo)}$$

(29)

ECUACION DE BALANCE DE MATERIA COMO ECUACION DE LINEA RECTA

Havlena y Odeh presentaron dos trabajos^{14,15} en los cuales describen la técnica de interpretación de la ecuación de balance de materia como una ecuación de línea recta, así como la aplicación a casos de campo. El método permite evaluar el volumen original de aceite, gas y la entrada de agua al yacimiento.

YACIMIENTOS SATURADOS ($P < P_b$)

La ecuación de balance de materia para yacimientos saturados ($p < p_b$) y casquete original de gas, es la siguiente:

$$Np[B_o + B_g(R - R_s)] + W_p B_w = N(B_t - B_{ti}) + NmB_t \left[\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right] + W_e \quad (30)$$

El lado izquierdo de la ec. (30) representa el volumen de fluidos producidos, el cual es representado con F:

$$F = Np[B_o + B_g(R - R_s)] + W_p B_w \quad (31)$$

y el lado derecho incluye los efectos de la expansión del aceite y del gas libre, asimismo el último término representa la entrada de agua.

Haciendo $E_o = B_t - B_{ti}$ y $E_g = B_g - B_{gi}$

la ecuación general queda expresada como:

$$F = NE_o + Nm \frac{B_{ti}}{B_{gi}} E_g + C \sum \Delta p (t_p)^a \quad (32)$$

A) SI NO EXISTE EMPUJE HIDRAULICO Y CASQUETE ORIGINAL DE GAS

Para este caso, la ec. (32) queda como:

$$F = NEo \quad (33)$$

la cual, al graficar F vs. E_o , se obtendrá una línea recta que pase por el origen, siendo N la pendiente.

B) SI NO EXISTE EMPUJE HIDRAULICO CON CASQUETE DE GAS

Para este caso la ec. (32) queda como:

$$F = NEo + Nm \frac{B_{ti}}{B_{gi}} E_g \quad (34)$$

Graficando F vs. $E_o + mB_{ti} E_g/B_{gi}$, se obtendrá una línea recta que pase por el origen, siendo N la pendiente.

C) N Y m SON DESCONOCIDOS Y NO EXISTE EMPUJE HIDRAULICO

Dividiendo entre E_o la ec. (34), se tiene:

$$\frac{F}{E_o} = N + Nm \frac{B_{ti} E_g}{B_{gi} E_o} \quad (35)$$

donde el término $Nm B_{ti}/B_{gi}$ representa el volumen de gas libre original (G).

Graficando F/E_o vs. E_g/E_o se obtendrá una recta, donde N es la ordenada al origen y G la pendiente.

D) EMPUJE HIDRAULICO SIN CASQUETE ORIGINAL DE GAS

Reacomodando la ecuación (32), se tiene:

$$\frac{F}{E_o} = N + C \frac{\sum \Delta p(t_n)^\alpha}{E_o} \quad (36)$$

Graficando F/E_o vs. $C \sum \Delta p(t_n)^\alpha / E_o$, se obtendrá una línea recta, siendo C la pendiente y N la ordenada al origen.

E) SI NO EXISTE CASQUETE DE GAS CON ACUIFERO PEQUEÑO

En este caso, se puede utilizar una ecuación más simple para el cálculo de entrada de agua:

$$We = WC_w \Delta' p \quad (37)$$

donde W es el volumen de agua del acuífero, y se supone que el volumen de agua que entra al yacimiento no varía con el tiempo. Por lo tanto, la ecuación queda expresada por:

$$\frac{F}{E_o} = N + W \frac{C_w \Delta' p}{E_o} \quad (38)$$

Graficando F/E_o vs. $\Delta' p/E_o$ se obtendrá una línea recta, siendo N la ordenada al origen y W la pendiente.

Los puntos se graficarán hacia atrás (en forma inversa), debido a que E_o aumenta más rápidamente que $\Delta' p$, por lo que el valor de $\Delta' p/E_o$ decrece cuando la presión disminuye.

F) EMPUJE HIDRAULICO Y CASQUETE DE GAS CONOCIDOS

Reacomodando la ecuación (32), se tiene:

$$\frac{F}{E_o + m \frac{B_{li}}{B_{gi}} E_g} = N + C \frac{\Delta p (t_D)^\alpha}{E_o + m \frac{B_{li}}{B_{gi}} E_g} \quad (39)$$

Al graficar el lado izquierdo de esta ecuación contra el término variable del lado derecho, se obtiene una línea recta, siendo N la ordenada al origen y C la pendiente.

G) ACUIFERO PEQUEÑO Y CASQUETE CONOCIDO DE GAS

$$\frac{F}{E_o + m \frac{B_{li}}{B_{gi}} E_g} = N + W \frac{C_w \Delta' p}{E_o + m \frac{B_{li}}{B_{gi}} E_g} \quad (40)$$

Graficando el lado izquierdo contra la parte que multiplica a W, se obtendrá una línea recta. Se graficará en forma inversa.

YACIMIENTOS BAJOSATURADOS (P>P_b)

A) SI NO EXISTE EMPUJE HIDRAULICO

De la ecuación de balance para yacimientos bajosaturados:

$$N p B_o = N B_{oi} C_e \Delta' p \quad (41)$$

donde, graficando NpB_o vs. B_{oi}C_eΔ'p se obtendrá una línea recta que pasa por el origen, siendo N la pendiente.

B) EXISTE EMPUJE HIDRAULICO

Se tiene que:

$$\frac{NpBo + WpBw}{BoiCe\Delta'p} = N + C \frac{\sum \Delta p(t_n)^a}{BoiCe\Delta'p} \quad (42)$$

En este caso se graficará el lado izquierdo de la ecuación contra el término que multiplica a C, donde N es la ordenada al origen y C la pendiente.

YACIMIENTOS DE GAS

Para yacimientos de gas, se tiene:

$$GpBg = GEg \quad (43)$$

Se grafica $GpBg$ contra Eg , siendo G, en este caso, la pendiente de la recta.

A) EXISTE EMPUJE HIDRAULICO

Adicionando el término de entrada de agua y reacomodando, se tiene que:

$$\frac{GpBg + WpBw}{Eg} = G + C \frac{\sum \Delta p(t_n)^a}{Eg} \quad (44)$$

Graficando el lado izquierdo contra el término que multiplica a C, se obtiene una línea recta, siendo G la ordenada al origen y C la pendiente.

MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO DE HIDROCARBUROS

En términos generales, para poder aplicar este procedimiento de análisis, deberá contarse con información precisa de la variación de la presión del yacimiento, así como de todos los parámetros que influyen, obteniéndose valores más aproximados.

CAPITULO II

EFFECTOS DE SEGREGACION EN EL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

INTRODUCCION

El drene por gravedad es un proceso de recuperación en el cual la gravedad actúa como la principal fuerza de empuje y donde el gas reemplaza al volumen de aceite producido. Puede ocurrir en etapas primarias de producción de aceite, así como en etapas suplementarias donde el gas es abastecido desde una fuente externa. Bajo esas condiciones, la fase gaseosa tiende a migrar hacia la parte superior de la estructura, mientras que el aceite lo hace hacia la parte baja de la misma (contraflujo de fases).

La producción de aceite de un yacimiento mediante segregación gravitacional puede implicar la preexistencia de un casquete de gas con o sin declinación de presión, en donde se puede dar lugar a una segregación parcial o completa de aceite y gas en dos zonas separadas, zona de aceite y casquete de gas. Cuando no existe casquete de gas, el fenómeno de segregación conlleva a lo que se denomina desarrollo de un casquete secundario de gas.

El desarrollo de un casquete de gas y su expansión pueden ocurrir de acuerdo a dos procesos:¹⁶

EFFECTOS DE SEGREGACION EN EL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

- 1) Mediante la expansión de un casquete de gas preexistente con o sin inyección dentro del mismo, o mediante la inducción de un casquete de gas a través de inyección en la cima de la estructura. La cantidad inyectada de gas puede ser una fracción constante o variable del gas producido, y puede ser también una cantidad mayor que la del gas producido con el aceite. Este proceso implica que no existe gas en movimiento desde la zona de aceite y dentro del casquete bajo el efecto de diferencia de densidades. Este es el caso de formaciones de baja permeabilidad o de arenas y calizas laminadas y lenticulares o intercaladas. Este proceso de producción es denominado "empuje por segregación sin contraflujo."
- 2) Por contraflujo de aceite y gas dentro de la zona de aceite bajo la influencia del efecto de la gravedad, dada la diferencia de densidad entre el aceite y gas. Este proceso generalmente requiere de la existencia de una roca con alta permeabilidad o la presencia de fracturas verticales o canales. El contraflujo activo de aceite y gas puede tomar lugar de manera perpendicular a las capas en rocas homogéneas, o en rocas no homogéneas cuando las fracturas y canales están presentes. Este proceso de producción se denomina "empuje por segregación con contraflujo."

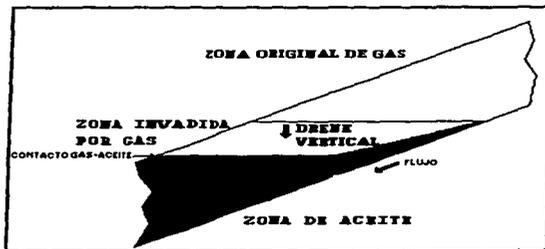


Fig. 11 Mecanismo de Segregación Gravitacional.

EFFECTOS DE SEGREGACION EN EL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

En todos los casos, el casquete de gas actúa como un empuje frontal que mantiene en todo momento una superficie de contacto entre las zonas de aceite y gas.

El efecto de la segregación gravitacional en yacimientos homogéneos resulta de gran importancia, toda vez que en la actualidad aún se investiga en este campo.¹⁷ De lo anterior, Terwilliger et al.¹⁸ presentaron datos de laboratorio acerca de recuperación, gasto de producción y distribuciones de saturación como función tanto del gasto como del tiempo, para una columna de arena no consolidada. Los resultados de su trabajo muestran altas recuperaciones obtenidas cuando la gravedad es parte importante del mecanismo de desplazamiento. Obtuvieron recuperaciones del orden del 70% a bajos gastos, en una columna de 13 pies de longitud, asimismo se calcularon otras de 80% en una columna de 1000 pies.

Con el objeto de determinar el flujo de dos fases en el mecanismo de segregación gravitacional, es conveniente considerar la teoría de Buckley-Leverett,¹⁹ cuya ecuación de flujo fraccional, incluyendo efectos capilares y gravitacionales a condiciones de yacimiento, está dada por:

$$f_D = \frac{1 - 1.127 \frac{k_D A}{q_T \mu_D} \left[-\frac{\partial p_c}{\partial S} + 0.433(\rho_D - \rho_O)g \sin \alpha \right]}{1 + \left[\frac{k_D \mu_D}{\mu_O k_D} \right]} \quad (45)$$

donde:

f_D : Flujo fraccional del fluido desplazante, [fracción].

A : Area de la sección transversal al flujo, [pg^2].

k : Permeabilidad, [md].

q_T : Gasto total a través de la sección transversal @ C.Y., [bpd].

P_C : Presión capilar, [psi].

S : Trayectoria de flujo, [pies].

EFECTOS DE SEGREGACION EN EL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

$\delta p_c / \delta S$: Gradiente de presión de la interfase respecto a la dirección flujo, [psi/pie].

μ_o, μ_D : Viscosidad (del aceite y del fluido desplazante, respectivamente), [cp].

g : Aceleración de la gravedad, [32.2 pie/seg²].

α : Angulo de echado medido a partir de la horizontal (el signo es positivo cuando el flujo es hacia abajo), [grados].

ρ_D : Densidad del fluido desplazante, [lb/pie³].

ρ_o : Densidad del aceite, [lb/pie³].

El modelo matemático sobre el que se desarrolló esta teoría está constituido por un elemento lineal de formación, en el que por medio de un balance de materia del fluido que entra y el que sale, se desarrolla una ecuación para flujo en dos fases. El mecanismo de desplazamiento implica la formación de un frente de agua, tras el cual se establece un gradiente de saturación de aceite.

Para flujo de más de una fase en el yacimiento, generalmente se tiene gas y agua como fluidos desplazantes, ya sea de forma asociada al aceite o abastecidos por fuentes externas. Si la cantidad de gas es relativamente pequeña, se encontrará disuelta en el aceite, a menos que exceda la cantidad que el aceite pueda tomar en solución, encontrándose entonces en estado libre. Bajo ciertas condiciones, el agua puede avanzar dentro de la zona de aceite y desplazar al mismo.

A gastos bajos de producción y en arenas altamente permeables, la segregación gravitacional conduce a la formación de zonas de gas libre en la parte superior de la estructura (alta saturación de gas y baja saturación de aceite).

Si el área de alta saturación de gas se incrementa mediante una continua segregación, o mediante el retorno de gas producido al yacimiento, permitiendo únicamente la producción de los pozos en la parte baja del yacimiento, puede efectuarse entonces un desplazamiento de aceite en donde el área de alta saturación de gas invadirá el área de alta saturación de aceite hasta que esta

última llegue a ser tan pequeña que permita el control efectivo de la producción de gas.

El mecanismo mediante el cual el área de alta saturación de gas invade el área de alta saturación de aceite, es similar al del agua que invade y desplaza aceite de una arena. En cualquier caso, el fluido desplazante se mueve de una región de alta saturación a una de más baja, removiendo el aceite y convirtiendo la región invadida en una de saturación más alta del fluido desplazante, donde el fluido desplazante, gas o agua, fluye simultáneamente con el aceite a través de los poros.

Así, la rapidez de flujo a través de la formación se incrementa con la saturación del fluido desplazante dentro de la misma. A medida que el desplazamiento se lleva a cabo, la permeabilidad al aceite disminuirá continuamente, mientras que la permeabilidad al fluido desplazante se incrementará. La recuperación de aceite es determinada por la disponibilidad de fluido desplazante, así como por su acumulación neta durante el proceso de desplazamiento.

Considerando flujo en una sola dirección a través de un pequeño elemento, dentro de un cuerpo continuo de arena, se puede expresar que:

$$\frac{\delta u}{\delta t} = \frac{q_T}{\phi A} \frac{\delta f_D}{\delta S_D} \quad (46)$$

donde:

u : Distancia de la trayectoria de flujo.

t : Tiempo.

la cual establece que el ritmo de avance de un plano de determinada saturación, es proporcional al cambio en la composición del flujo, causado por un cambio pequeño en la saturación del fluido desplazante.

EFFECTOS DE SEGREGACION EN EL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

Si despreciamos el tiempo, el flujo fraccional en cualquier punto se relaciona a las propiedades del sistema roca-fluidos mediante:

$$f_D = \frac{1}{1 + \left[\frac{k_o \mu_D}{k_D \mu_o} \right]} \quad (47)$$

donde K_o y K_D son las permeabilidades de la arena al aceite y al fluido desplazante, y μ_o y μ_D las viscosidad del aceite y del fluido desplazante, respectivamente.

La Fig. 12 muestra la relación entre K_o , K_w y S_w para una arena no consolidada que contiene agua y aceite.

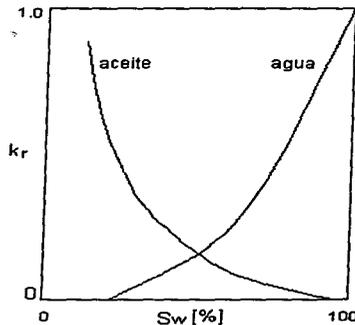


Fig. 12 Relación entre la saturación de agua (S_w) y la permeabilidad relativa.

y la Fig. 13 muestra la relación entre el flujo fraccional de agua (f_w) contra la saturación de agua (S_w) y df_w/dS_w .

EFFECTOS DE SEGREGACION EN EL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

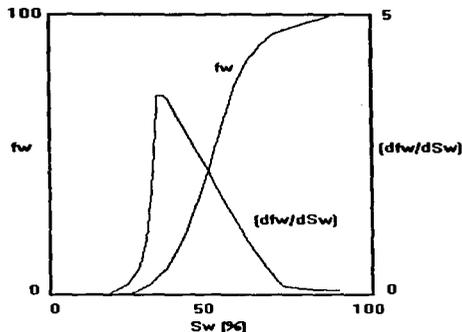


Fig. 13 Flujo fraccional de agua (f_w) y (df_w / dS_w) como función de la saturación de agua (S_w).

Templeton et al.²⁰ trabajaron experimentalmente el efecto de segregación con contraflujo, encontrando que las funciones dependientes de la saturación, presión capilar y permeabilidades relativas, cambian a lo largo del proceso de segregación, ya que tanto el mecanismo de imbibición como el de drene ocurren simultáneamente en distintas partes del medio poroso. Asimismo, Pirson¹⁶ desarrolló un modelo simplificado para predecir el comportamiento de yacimientos con segregación gravitacional considerando dos zonas en el yacimiento: Una que contiene el casquete de gas y otra que contiene solamente aceite. A medida que la presión declina en el yacimiento, el gas se libera en la zona de aceite. Parte de ese gas se segrega a la cima y el resto es producido.

Hay que señalar que las condiciones de operación en yacimientos con segregación gravitacional se pueden clasificar en dos categorías.²¹

- A) Bajo completo mantenimiento de presión.
- B) Con declinación de la presión.

A) Completo mantenimiento de presión

La característica más común en yacimientos con segregación gravitacional es un casquete de gas localizado en la cima de la estructura. En dicho casquete, la saturación de aceite es muy baja, lo cual es lógico. Así, la columna de aceite y el casquete de gas están separados por el contacto gas-aceite. Bajo la condición de completo mantenimiento de presión (suficiente gas es inyectado dentro del casquete de gas), da como resultado que no se desarrolle ninguna saturación de gas dentro de la columna de aceite, y que todo el aceite producido provenga del movimiento descendente del contacto gas-aceite.

La Fig. 14 muestra la comparación esquemática entre las saturaciones de aceite y de gas, representando al yacimiento (a) con casquete de gas (parte superior) y aceite (parte inferior), así como su equivalente (b) en porcentaje de saturación.

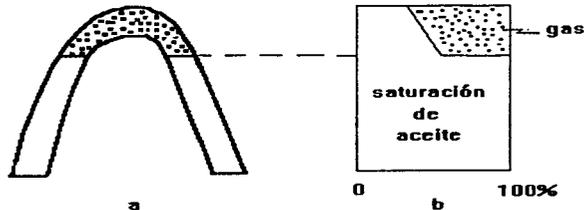


Fig. 14 Comparación esquemática entre las saturaciones de aceite y de gas.

Asimismo, la Fig. 15 muestra el avance del contacto gas-aceite, así como la evolución de las saturaciones de aceite y de gas como consecuencia de la caída de presión. Como resultado de la producción de aceite de la columna, éste drena hacia la parte baja de la estructura, y el contacto gas-aceite se mueve de la posición A a la nueva posición B.

EFFECTOS DE SEGREGACION EN EL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

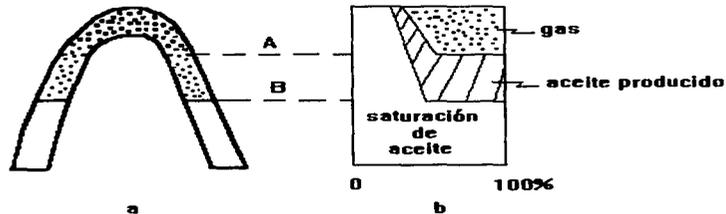


Fig. 15 Avance del contacto gas-aceite.

Bajo las condiciones de gasto constante de producción, el gradiente de presión asumirá un valor estable después de cierto periodo de producción (tiempos largos).

B) Declinación de presión

La declinación de la presión ocurre debido a que no se inyecta gas dentro del casquete o la cantidad inyectada es insuficiente para mantener la presión. Tan pronto como la presión declina a la presión de saturación, el gas saldrá de solución y tenderá a migrar en el yacimiento. Si el gradiente de presión en la columna de aceite es exactamente igual al gradiente hidrostático del gas, el gas liberado no se moverá.

El aceite total producido durante el intervalo de tiempo en que el contacto gas-aceite se mueve de A a B, proviene de una combinación de drene arriba del contacto gas-aceite, desplazamiento frontal en el contacto gas-aceite y un decremento en el contenido de aceite de la columna, mismo que se ilustra en la Fig. 16:

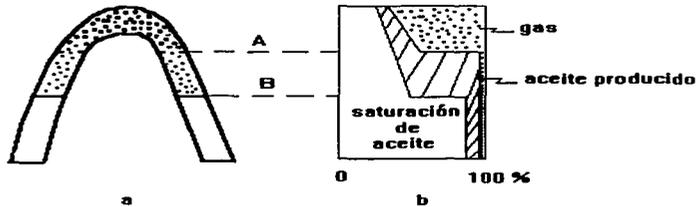


Fig. 16 Decremento en el contenido de aceite de la columna.

Bajo procesos normales donde el drene por gravedad no es efectivo, la producción causa un decremento en la saturación de aceite en la columna del mismo. En cambio, en yacimientos con condiciones favorables para la segregación gravitacional, la saturación de aceite permanece a un alto nivel en toda la vida del yacimiento como resultado del drene y, consecuentemente, el aceite puede ser producido a una baja relación gas-aceite.

La experiencia de campo ha mostrado que bajo ciertas condiciones, el drene por gravedad puede resultar en recuperaciones muy altas, por lo que, donde este mecanismo se considere importante, la presión del yacimiento debe mantenerse. Cuando se tiene una completa segregación del gas liberado, a medida que éste sube, el aceite desciende, originando un contraflujo en el medio poroso, consecuentemente se dará paso al desarrollo o incremento, según sea el caso, del casquete de gas.

En la producción de aceite, la saturación de gas en la zona de aceite es determinada únicamente por la presión que prevalece en el campo. Los cálculos pueden hacerse tomando o no en cuenta la liberación del gas en solución en el aceite residual.

EFFECTOS DE SEGREGACION EN EL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

Para el caso de empuje por segregación con contraflujo, el desarrollo y expansión del casquete de gas sobre una zona de aceite puede ser resultado del contraflujo de aceite y gas dentro de la misma zona de aceite. La existencia de tal proceso requiere que ciertas condiciones sean cumplidas:

a) Deberá darse una declinación de la presión para que el gas salga de la solución y forme burbujas, tomando lugar el flujo de gas bajo la influencia del efecto de la gravedad, debido a la diferencia de densidad entre el aceite y el gas a condiciones de yacimiento.

b) El flujo de gas toma lugar bajo un gradiente de potencial de flujo muy bajo. El movimiento de gas hacia el casquete mediante segregación activa, está controlado por el fluido, el cual tiene movilidad más pequeña. Volumétricamente, debe haber más gas en ascenso a medida que hay más aceite descendiendo en cualquier punto dentro de la columna, excepto en la vecindad inmediata de un pozo donde la componente horizontal del vector velocidad de flujo de gas predomina.

De lo anterior, la expresión de velocidad de flujo para los dos fases fluyendo en el medio poroso está dada por:¹⁶

$$v_f [cm / seg] = \frac{k_r \Delta \rho \text{ sen } \alpha}{1033 \phi \mu_f} \quad (48)$$

donde:

k_r : Permeabilidad efectiva en la fase f, donde f = aceite o gas, respectivamente, [Darcys].

EFECTOS DE SEGREGACION EN EL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

$\Delta\rho$: Diferencia de densidades de los fluidos, [lb/pie³].

α : Angulo de echado en dirección de la segregación activa, [grados]

ϕ : Porosidad, [fracción].

μ_f : Viscosidad de la fase f, [cp].

Cuando se logra la máxima segregación, movilidades iguales, la expresión (48) para aceite y gas, respectivamente, es la misma, por lo tanto se tiene:^{16,29}

$$\frac{k_o}{\mu_o} = \frac{k_g}{\mu_g} \quad (49)$$

El volumen de gas segregado dentro del casquete de gas puede ser calculado en cada decremento de presión. Esto es, por supuesto, una función del tiempo, y el proceso de producción por segregación es sensible al gasto. Una aproximación para el volumen de gas segregado puede obtenerse con:

$$V_g = 21238 A \left[\frac{k_o}{\mu_o} o \frac{k_g}{\mu_g} \right] \Delta\rho \text{ sen } \alpha \Delta t \quad (50)$$

donde:

V_g : Volumen de gas segregado a condiciones de yacimiento, [b].

A : Area del contacto gas-aceite entre el casquete de gas y la zona de aceite, [acres].

Δt : Intervalo de tiempo, [días].

A medida que la saturación de aceite disminuye, la permeabilidad también se reduce y, posteriormente, el drene es retardado. Por lo tanto, no será factible mantener el máximo drene por gravedad en las partes superiores de la sección saturada por aceite, aún si las presiones se mantienen por encima del punto de burbuja. Por otro lado, el mantenimiento de presión implicará un alto factor de volumen del aceite.

Para la estimación del gasto de drenaje por gravedad de una sola fase, se toma en cuenta el modelo de flujo de líquido a través de una columna de arena,²² considerando la variación de la permeabilidad, así como su saturación.

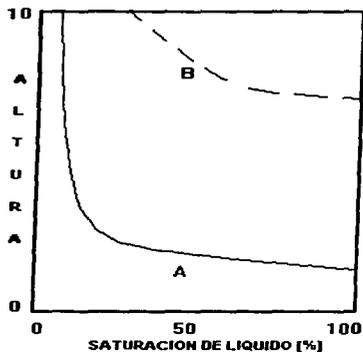


Fig. 17 Saturación de líquido vs. altura de columna del empacamiento.

Las curvas de la Fig. 17 representan la distribución de la saturación del líquido obtenida cuando se abre al drenaje una columna vertical con empacamiento de arena. En la parte inferior de dicha columna existe una región 100% saturada, por encima de la cual se encuentra una zona con una saturación decreciente en forma gradual, denominada región de transición. Arriba de esta región, la saturación que disminuye por unidad de altura llega a ser tan pequeña que existe, prácticamente, una zona de saturación constante. Considerando ahora otra distribución de saturación en la misma columna, la cual es representada por la curva B de la figura anterior, se observa que tal distribución tiende a cambiar a medida que se aproxima a la distribución de la curva A, la cual no varía con el tiempo. Este

EFFECTOS DE SEGREGACION EN EL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

movimiento obedece a la ley de Darcy, la cual, para fines prácticos, se puede escribir como:

$$v = \frac{k}{\mu} \left[\frac{\partial p}{\partial z} - \rho g \right] \quad (51)$$

donde v es la velocidad del fluido en la dirección z (movimiento descendente).

De esta manera, si la cima de la región representada por la curva A se encuentra a una altura H , la presión es de magnitud $\rho g H$. Por lo tanto, es de suponer que una presión semejante existe en el límite superior de la región 100% saturada, donde el gradiente de presión está dado por $\rho g H/h$.

Ahora, si la ecuación de velocidad para la región superior es:

$$v_{NS} = \frac{k}{\mu} \left[\frac{\partial p}{\partial z} - \rho g \right] \quad (52)$$

y la ecuación de velocidad para la región inferior es dada por:

$$v_N = \frac{k}{\mu} \left[\rho g - \rho g \frac{H}{h} \right] \quad (53)$$

la velocidad del contacto está dada por la siguiente ecuación:

$$\frac{dZ_d}{dt} = \frac{v_N - v_{NS}}{\phi(1 - S_l)} \quad (54)$$

donde S_l es la saturación de líquido.

Omitiendo el término de la presión en la ecuación (52) y sustituyendo ésta junto con la ecuación (53) en (54), resulta:

$$\frac{dZ_d}{dt} = \frac{\rho_g \left[k_i \left(1 - \frac{H}{h} \right) - k_d \right]}{\mu \phi (1 - S_i)} \quad (55)$$

donde:

k_i : Permeabilidad del medio al fluido @ 100% de saturación, [md].

k_d : Permeabilidad @ saturación arriba del contacto gas aceite

(a una distancia infinitesimal), [md].

Ahora, si la columna de drene es de longitud L, entonces $h = L - Z_d$, de tal forma que la ecuación que determina la velocidad del contacto es dada por:

$$\frac{dZ_d}{dt} = \frac{\rho_g \left[k_i \left(1 - \frac{H}{L - z_d} \right) - k_d \right]}{\mu \phi (1 - S_i)} \quad (56)$$

Dado que los fluidos tienden a buscar su propio nivel por efecto de densidad, el contacto gas-aceite se supone en forma horizontal. También se supone que no habrá cambio de presión con la distancia en el casquete de gas, por lo tanto, la presión en todos los puntos del contacto gas-aceite será constante. Debido a que todo el flujo se supone paralelo al echado de la estructura, las líneas de igual presión serán horizontales.

Uno de los factores más sensibles en la predicción del comportamiento de drene por gravedad es el que describe el movimiento del contacto gas-aceite (dz/dt). Aunque este contacto tiene una longitud finita, se supone como cero para el manejo matemático. Esta suposición está justificada por el hecho de que el volumen de aceite incluido dentro de esta zona es muy pequeño comparado con el aceite total del yacimiento.

Basados en la suposición de que el flujo de aceite en el contacto gas-aceite será siempre echado abajo, la cantidad de gas libre fluyendo a través de dicho contacto y su dirección de flujo determinarán la eficiencia de desplazamiento que ocurre. Dykstra²³ señala que el movimiento del contacto gas-aceite se da a cierta velocidad en forma descendente, y éste es modelado por:

$$\frac{dZ_d}{dt} = \frac{\frac{\rho g k}{\mu \phi'} \left[k_r(S_i) \left(1 - \frac{H}{L - Z_d} - \left(\frac{mZ_d}{t} \right)^{\left(\frac{H}{H-1} \right)} \right) \right]}{\left[S_i - \left(\frac{mZ_d}{t} \right)^{\left(\frac{1}{H-1} \right)} \right]} \quad (57)$$

Asimismo, señala que la recuperación está dada por:

$$Rec = \frac{Z_d}{L} \left[1 - \frac{BoiSor}{SoiBo} - \frac{Boi}{Soi} \frac{1 - Sor}{Bo} \frac{B-1}{B} \left(\frac{mZ_d}{t} \right)^{\left(\frac{1}{H-1} \right)} \right] \quad (58)$$

y el gasto con que el aceite drena hacia la parte inferior de la estructura, bajo el efecto de gravedad, es:

$$q_o = 0.001127 \frac{k_o h W C (\rho_o - \rho_g) \text{sen } \alpha}{\mu_o B_o} \quad (59)$$

donde:

ϕ' : $\phi (1 - Sor)$ para sistema de dos fases, o $\phi (1 - Sor - Sw)$ para sistema de tres fases, [fracción].

Sor : Saturación residual de aceite, [fracción].

Z_d : Distancia del contacto gas-liquido desde la cima de la columna de drene, [pies].

- H : Altura de equilibrio del ascenso capilar, [pies].
L : Longitud de la columna de drene o formación, [fracción].
S : Saturación = $(S_w - S_{wr}) / (1 - S_{wr})$, [fracción].
 S_{wr} : Saturación residual de agua, [fracción].
B : Exponente de la ecuación de $k_r = S^B$ donde B = 3.2
h : Espesor de la formación, [pies].
C : Coeficiente de restricción $(\pi L / W \ln(4 / k_1 k_2))$.
W : Amplitud de la formación, [pies].

King²⁴ llevó a cabo pruebas de drene en cinco tipos de arena en tubos de 8 pies de longitud, utilizando agua como fluido saturante. Dichas pruebas duraron alrededor de 2.5 años, desensamblando los tubos al final de este periodo y determinándose el peso en cada sección de 3 pulgadas del empacamiento de arena de cada uno de los tubos. Con los datos obtenidos se estableció la distribución de saturación contra profundidad. En sus experimentos, se coincide con el comportamiento de la gráfica de tiempo de drene vs. porcentaje de recuperación, como lo muestra la Fig. 18:

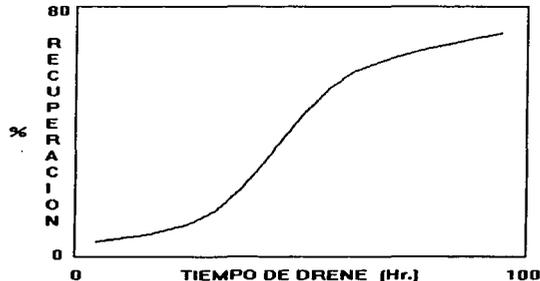


Fig. 18 Tiempo de drene vs. porcentaje de recuperación.

EFECTOS DE SEGREGACION EN EL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

De sus experimentos, establece una ecuación denominada como módulo de drene (R'), lo cual es una característica del sistema que incluye tanto las propiedades del fluido como de la roca, dada por:

$$R' = 0.274 \frac{k_o \rho_o C \text{sen } \alpha}{\mu_o L S_m \phi} \quad (60)$$

donde ρ_o se utiliza en gr/cm^3 .

Debido a que el flujo es restringido en la parte del fondo de la vecindad del pozo, el gasto debido a segregación gravitacional es menor en comparación al que se tendría si toda esa parte estuviera abierta al flujo. Así, el coeficiente de restricción está definido por:

$$C = \frac{\pi L}{W \ln \left(\frac{4}{\frac{\pi r_w}{W} - \frac{W}{2L}} \right)} \quad (61)$$

donde r_w es el radio del pozo, en pulgadas.

La Tabla 1 muestra la recuperación observada y calculada para el campo Mile Six Pool,²⁵ el cual fue explotado mediante segregación gravitacional. Se observó que la presión no varió de manera considerable, promediando 800 psi durante la vida del campo.

EFFECTOS DE SEGREGACION EN EL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

Tabla No. 1

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
FECHA	Rec. (MM Bis.)	Rec (%)	Contacto gas aceite (pies)	Cambio en el contacto gas- aceite (pies)	Relacion $\Delta F / \Delta h$ a AF/h
30/09/33	0	-	1875	-	-
30/09/34	2.392	4.7	1975	100	0.480
31/03/36	8.260	16.1	2110	235	0.613
31/01/38	17.244	33.5	2250	375	0.765
31/10/39	21.810	42.4	2310	435	0.840
30/04/42	24.757	48.2	2340	465	0.878
30/04/44	26.454	51.5	2360	485	0.901
30/09/45	27.233	53.0	2370	495	0.913
31/08/46	27.791	54.1	2380	505	0.925
30/09/48	29.072	56.6	2390	515	0.939
31/01/50	29.655	57.7	2395	520	0.945
31/05/52	30.091	58.5	2400	525	0.950

EFFECTOS DE SEGREGACION EN EL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
Mes-Año	Días	Zd (pies)	Rec. Calculada (%)	Ajuste de la Rec. Calc.	Rec. Calc. - Rec. Obs.
0-1	365	333	10.9	5.2	+0.5
6-2	913	781	25.8	15.8	-0.3
4-4	1582	1247	41.6	32.0	-1.5
1-6	2220	1447	49.2	41.4	-1.0
7-8	3133	1546	54.0	47.4	-0.8
7-10	3863	1613	57.1	51.5	0
0-12	4380	1656	59.1	54.0	+1.0
11-12	4715	1679	60.2	55.7	+1.6
0-15	5475	1713	62.0	58.2	+1.6
4-16	5962	1729	62.9	59.5	+1.8
8-18	6813	1746	64.1	60.9	+2.4

Columnas 1, 2 y 4 tomadas de tabla No. 4 (Ref. 25)

Columna (9) = Columna (5) /scn (17.5)

Columna (10) = Ec. (58)

Columna (11) = Columna (10) x Columna (6)

Columna (12) = Columna (11) - Columna (3)

La columna 6 representa la relación entre el volumen del yacimiento que es barrido por cada pie (movimiento descendente del contacto gas-aceite), $\Delta AF/\Delta h$, y el volumen barrido desde el contacto inicial gas-aceite hasta el contacto agua-aceite, AF/h . Por ejemplo, en los primeros 100 pies que desciende el contacto gas-aceite, se barre solamente el 48% del yacimiento. Por lo tanto, la recuperación calculada de la ecuación (58) debe ser multiplicada por esta relación para obtener la recuperación corregida (columna 11). Podemos observar que existe una aproximación aceptable entre la recuperaciones calculada y observada, ya que la diferencia se encuentra en el rango de -1.5 a +2.4 en porcentaje.

El ejemplo anterior ilustra la forma de predecir la recuperación por segregación gravitacional, así como la comparación entre el comportamiento observado y el comportamiento calculado.

EFFECTOS DE SEGREGACION EN EL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

Se ha concluido que ocurre un decremento en la recuperación a gastos de producción por encima del "máximo gasto de drene por gravedad", de donde dicho término se define como el gasto de producción de un sistema 100% saturado con líquido, bajo un gradiente de flujo igual al gradiente por gravedad o diferencial de gradiente debido a la diferencia de densidades. La Fig. 19 muestra la distribución de saturación a diferentes tiempos.

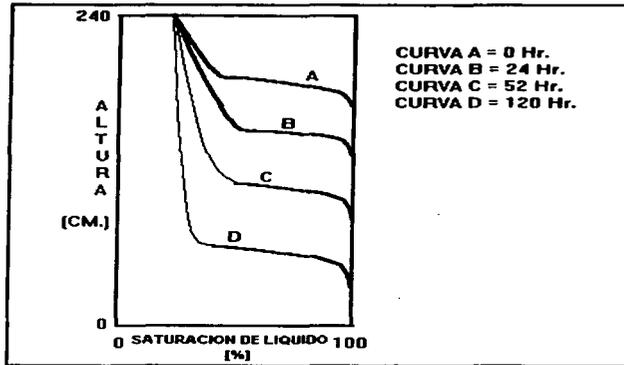


Fig. 19 Distribución de saturación vs. altura.

Como se mencionó anteriormente, el "máximo gasto de drene por gravedad" es un parámetro que se utiliza como criterio de eficiencia en yacimientos con empuje por efectos gravitacionales. Este gasto de referencia está definido por la siguiente ecuación:¹⁸

$$GRR = \frac{7.83 \times 10^{-6} k k_{ro} A \Delta \rho \text{ sen } \alpha}{\mu} \quad (62)$$

donde:

GRR: Máximo gasto de drene por gravedad, [bpd].

k : Permeabilidad absoluta, [md].

k_{ro} : Permeabilidad relativa al aceite, [fracción].

A : Area transversal a través de la cual ocurre el flujo, [pie²].

μ_o : Viscosidad del aceite, [cp].

La Fig. 20 muestra la recuperación de una columna con empacamiento de arena como función del gasto de referencia. Este gasto de referencia (GRR) contiene sólo parte de los factores que pueden afectar la recuperación por segregación gravitacional, tales como permeabilidad, área, viscosidad del aceite y gradiente de presión debido a la diferencia de densidad entre el gas y el aceite. Sin embargo, existen tres factores importantes que no se incluyen en dicha expresión y que son la presión capilar, permeabilidad relativa y viscosidad del fluido desplazante.

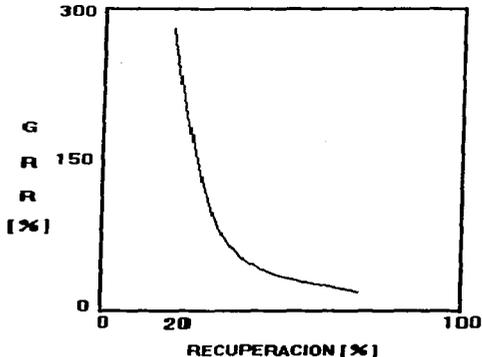


Fig. 20 Recuperación vs. gasto de referencia (GRR).

EFFECTOS DE SEGREGACION EN EL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

Para el gasto crítico de producción, Richardson²⁶ propuso un procedimiento, el cual sólo se aplica cuando el ritmo de producción es menor que ½ del ritmo crítico. En el primer cálculo se determina la saturación de gas arriba del contacto gas-aceite, resolviendo la ecuación de flujo fraccional:

$$f_g = \frac{1 + \left(\frac{0.044 k k_{or} \Delta \rho A \sin \alpha}{q_T \mu_o} \right)}{1 + \left(\frac{k_{or} \mu_g}{k_{gr} \mu_o} \right)} \quad (63)$$

donde f_g es el flujo fraccional de gas, (fracción) y q_T es el gasto total, (pie³/día).

Esta saturación se encuentra graficando f_g vs. S_g y encontrando la tangente a la curva que pasa a través del origen. Para efectos de cálculo, se supondrá que el contacto gas-aceite se mueve a velocidad constante.

En el segundo cálculo se determina la cantidad de aceite que drena de la región invadida por gas en un tiempo dado. Para drene vertical de aceite, el gasto está dado por la ley de Darcy, con la fuerza de empuje originada por la diferencia de densidades entre el gas y el aceite:

$$q_o = -0.044 \frac{k_o \Delta \rho}{\mu_o} \quad (64)$$

donde q_o es el gasto de aceite, (pie³/día), y k_o la permeabilidad efectiva al aceite, (darcys).

Los datos de recuperación pueden correlacionarse mediante el parámetro adimensional, $\frac{q_T \mu_o h_v}{k_v \Delta \rho L}$, el cual se deriva dividiendo el tiempo requerido para drene

EFFECTOS DE SEGREGACION EN EL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

vertical, $t_r = \frac{h_v \mu_o}{k_r \Delta \rho}$, entre el tiempo requerido para el flujo a lo largo de la capa, $t_h = \frac{L}{q_r}$, donde h_v es el espesor en dirección vertical.

En la referencia 26, se presenta el cálculo de la recuperación debido a empuje de gas disuelto y drene por gravedad en un yacimiento. Utilizando la ecuación de velocidad crítica y las propiedades promedio de la roca y los fluidos, la velocidad crítica resulta ser 0.173 pie/día. Dado que la velocidad promedio actual de 0.0365 pie/día representa tan sólo el 21% de la velocidad crítica, el modelo es factible de aplicarse. Utilizando la ec. (63), la saturación promedio de gas arriba del contacto gas-aceite resulta ser de 45%, siendo la velocidad actual del movimiento frontal:

$$v_{actual} = \frac{q_r}{\phi \Delta S} = \frac{0.0365(365)}{0.279(0.45)} = 106 \text{ pie/año}$$

y el tiempo para la irrupción del gas = $3500/106 = 33$ años.

La recuperación a la irrupción se puede estimar dividiendo el yacimiento en 7 bloques de 500 pies de longitud y 49 pies de espesor, cada uno. El aceite residual dejado en cada bloque se determina mediante integración gráfica de S_o vs. altura. Los resultados de dichos cálculos se muestran en la Tabla 2:

Tabla No. 2

SATURACIONES PROMEDIO ATRAS DEL FRENTE DE GAS

1	0 a 500	11180	30.60	5.0
2	500 a 1000	9460	25.90	5.5
3	1000 a 1500	7740	21.20	6.0
4	1500 a 2000	6020	16.50	6.7
5	2000 a 2500	4300	11.80	7.5
6	2500 a 3000	2580	7.07	9.0
7	3000 a 3500	860	2.36	13.5
			PROMEDIO =	7.6

La recuperación de aceite al rompimiento del gas es $[(0.92-0.76)/0.92] (100) = 91.5\%$ del volumen original de aceite. Dicho resultado es un valor aceptable, tomando en cuenta que se observó una recuperación de 87% en el campo.

Las recuperaciones observadas en campo y calculadas mediante modelos que permiten el flujo en dos dimensiones, son un 15% mayores que aquellas calculadas mediante técnicas convencionales en una dimensión. Esas diferencias aumentan debido a que el drenaje vertical no se toma en cuenta en los métodos de cálculo en una sola dimensión.

El concepto de gasto crítico ha sido utilizado para establecer condiciones bajo las cuales las fuerzas de gravedad vencen a las fuerzas viscosas. Para condiciones de flujo en dos fases (gas-aceite) en un sistema lineal vertical (1D) originalmente bajosaturado (ver Fig. 21), bajo condiciones de saturación, la ecuación para el gasto crítico es dada por:²⁷

$$q_{oc} = 7.826 \times 10^{-6} \frac{k k_m A}{\mu_n B_n} \frac{g}{g_c} \Delta \rho \quad (65)$$

la cual se aplica a cualquier tiempo y punto en el yacimiento.

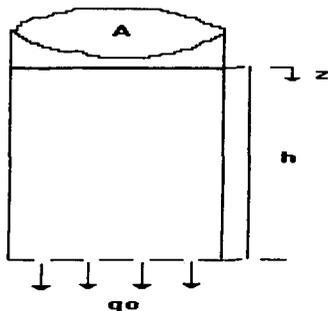


Fig. No. 21 Modelo supuesto de yacimiento homogéneo.²⁷

En esta referencia también definen un número de segregación gravitacional, ξ_r , el cual relaciona fuerzas viscosas sobre gravitacionales, lo cual depende directamente del gasto de producción, como:

$$\xi_r = \frac{q_{mv} \mu_n B_n}{7.826 \times 10^{-6} k A k_{rm} S_{Nc} \Delta \rho \frac{g}{g_c}} \quad (66)$$

y señalan que las fuerzas de gravedad vencen las fuerzas viscosas cuando $0 < \xi_r < 1$, es decir que a medida que ξ_r se incrementa, la segregación gravitacional llega a ser menos efectiva.

Cuando $0 < \xi_r < 1$, a medida que el gas llega a ser móvil, éste es segregado a la cima del yacimiento, dejando en la parte inferior y al final del periodo de

EFFECTOS DE SEGREGACION EN EL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

producción, la saturación crítica de gas. Lo anterior puede observarse en la Fig. 22, donde se grafica la saturación de gas al final del periodo de explotación contra la saturación promedio de gas para diferentes valores de ξ_r .

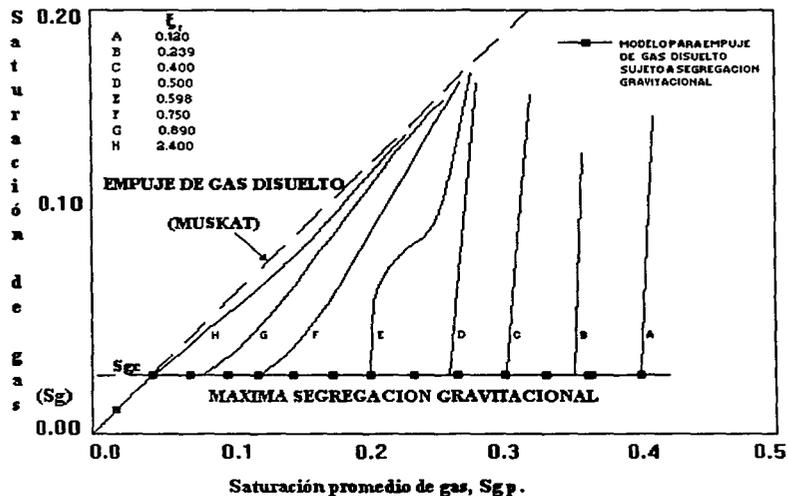


Fig. 22 Saturación de gas vs. saturación promedio de gas.²⁷

Como se mencionó al inicio del capítulo, han sido pocos los trabajos publicados sobre el comportamiento de yacimientos con empuje de gas en solución, sujetos a segregación gravitacional durante el depresionamiento natural. Se ha concluido que dichos yacimientos, productores bajo considerables gradientes de presión y saturación, son sensibles al gasto de producción.^{27,28}

EFFECTOS DE SEGREGACION EN EL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

El modelo mostrado en la Fig. 21, considera que la producción toma lugar en el límite inferior, cerrado al flujo el límite superior, no tomando en cuenta ninguna fuente o daño, despreciando la presión capilar y considerando únicamente la fuerza de gravedad, de donde se llega a establecer que:

a) Las ecuaciones que describen el comportamiento de la presión promedio, p , y saturación promedio de aceite, S_o , durante el depresionamiento del yacimiento son:

$$\frac{d\bar{p}}{dt} = -5.615 \frac{q_{ow} \bar{B}_o}{V_p \bar{C}_i} \left[1 + \frac{\bar{B}_g}{\bar{B}_o} \left(\frac{\lambda_g B_o}{\lambda_o B_g} \right)_{z=h} \right] \quad (67)$$

y

$$\frac{d\bar{S}_o}{d\bar{p}} = \frac{\bar{S}_o}{\bar{B}_o} \frac{d\bar{B}_o}{d\bar{p}} + \bar{C}_i \left[1 + \frac{\bar{B}_g}{\bar{B}_o} \left(\frac{\lambda_g B_o}{\lambda_o B_g} \right)_{z=h} \right]^{-1} \quad (68)$$

b) Si se considera el caso límite de ξ_r pequeño, cuando la fuerza de gravedad vence la fuerza viscosa, bajo estas circunstancias todo el gas liberado se segrega a la cima del yacimiento, por lo tanto:

$$\frac{d\bar{S}_o}{d\bar{p}} = \bar{C}_i + \frac{\bar{S}_o}{\bar{B}_o} \frac{d\bar{B}_o}{d\bar{p}} \quad (69)$$

c) La velocidad del frente de saturación de gas:

$$\frac{dz_g}{dt} = 5.615 \frac{q_r}{\phi A} \left[\frac{1 - f_R(S_{gr})}{1 - S_{gr}} \right] \quad (70)$$

donde las variables son definidas en la sección de nomenclatura.

Al igual que la referencia 27, pero para un sistema en coordenadas cilíndricas (r,z) , las referencias 28 y 29 presentan resultados para yacimientos con efectos

EFFECTOS DE SEGREGACION EN EL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

combinados de segregación gravitacional y empuje por gas disuelto, donde se establecen para la estimación de la posición del frente de saturación las siguientes expresiones:

a) Partiendo de la ecuación diferencial de presión para flujo de aceite y gas, considerando que $(\delta p/\delta r)^2$, $(\delta p/\delta r)(\delta S_o/\delta r)$, $(\delta p/\delta z)^2$ y $(\delta p/\delta z)(\delta S_o/\delta z)$ son pequeñas comparadas con $\delta p/\delta r$, $\delta S_o/\delta r$, $\delta p/\delta z$ y $\delta S_o/\delta z$, se establece que:

$$\frac{dz}{dt} = \frac{\frac{k_g k'_{og} \gamma_o}{\mu_g \mu_o} - \frac{k_o k'_{gz} \gamma_g}{\mu_o \mu_g}}{158.03 \phi \left(\frac{k_g}{\mu_g} + \frac{k_o}{\mu_o} \right)} \quad (71)$$

donde dz/dt está en pie/día. Además, considerando que $\delta S_o/\delta z = \delta S_o/\delta t \delta t / \delta z$, se puede establecer la variación de saturación de aceite con tiempo:

$$\frac{\delta S_o}{\delta t} = -\frac{C}{2\alpha} \quad (72)$$

donde $\alpha = \phi \rho_o \rho_g \left(\frac{k_g}{\mu_g} + \frac{k_o}{\mu_o} \right)$ y el parámetro C depende de la variación de presión con tiempo y profundidad, además de los valores de permeabilidades relativas y PVT.

b) Del comportamiento de presión y saturación contra r y z, considerando que $\delta p/\delta r = \text{cte.}$ y $\delta p/\delta z = \text{cte.}$, entonces $\delta^2 p/\delta r^2 = 0$, $\delta^2 p/\delta z^2 = 0$, de donde $\delta p/\delta z = \gamma_o$, presentan la siguiente ecuación de velocidad:

EFFECTOS DE SEGREGACION EN EL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

$$\frac{dz}{dt} = - \frac{\frac{k'_{xz}}{\mu_x} \gamma_x}{158.03 \phi \left(1 + \frac{k_x \mu_o}{k_o \mu_x} \right)} \quad (73)$$

la cual tiene la forma de la ecuación de velocidad crítica en desplazamientos con efectos gravitacionales. Asimismo:

$$\frac{\delta S_o}{\delta t} = \frac{-\frac{\delta p}{\delta t} \left[-S_o \left(\frac{R_s}{B_o} \right) - S_g \left(\frac{1}{B_g} \right) + S_o \left(\frac{1}{B_o} \right) \left(R_s + \frac{kg}{\mu_g B_g} \frac{\mu_o B_o}{k_o} \right) \right]}{2 \left[1 + \frac{kg}{k_o} \frac{\mu_o}{\mu_g} \right]} \quad (74)$$

y para $\delta S_o / \delta p$:

$$\frac{\delta S_o}{\delta p} = \frac{1}{2} \left[\frac{S_o}{B_o} \frac{dB_o}{dp} + \frac{\lambda_o}{\lambda_l} C_l \right] \quad (75)$$

C) Para el caso de penetración parcial se establece que:

$$\frac{dz}{dt} = \frac{\frac{k'_{xz}}{\mu_x} \left(\frac{\delta p}{\delta z} - \gamma_x \right) - \frac{k_x k'_{xz}}{\mu_x k_o} \left(\frac{\delta p}{\delta z} - \gamma_o \right)}{158.03 \phi \left(1 + \frac{k_x \mu_o}{k_o \mu_x} \right)} \quad (76)$$

Adicionalmente presentan un número de efectos gravitacionales, el cual relaciona efectos gravitacionales sobre efectos viscosos, y es dado por:

$$N_{EG} = \frac{rh}{5.615 q_o B_o} \frac{dz}{dt} \quad (77)$$

el cual es inversamente proporcional al gasto de producción. Señalando que, cuando $N_{EG} > 0$, los efectos gravitacionales cobran importancia.

De su estudio, presentan gráficos como el mostrado en la Fig. 23, donde existe una desviación del comportamiento de \bar{S}_g contra \bar{p} a gastos bajos de producción, donde los efectos de segregación son importantes con respecto al obtenido sin segregación (Muskat⁷). Asimismo, la Fig. 24 presenta el comportamiento de velocidad para un gasto de 100 bpd, donde se puede observar el avance del contacto gas-aceite respecto al tiempo, y por último, en la Fig. 25, cuando N_{EG} es mayor a cero, los efectos gravitacionales son importantes en el comportamiento de yacimientos con flujo multifásico.

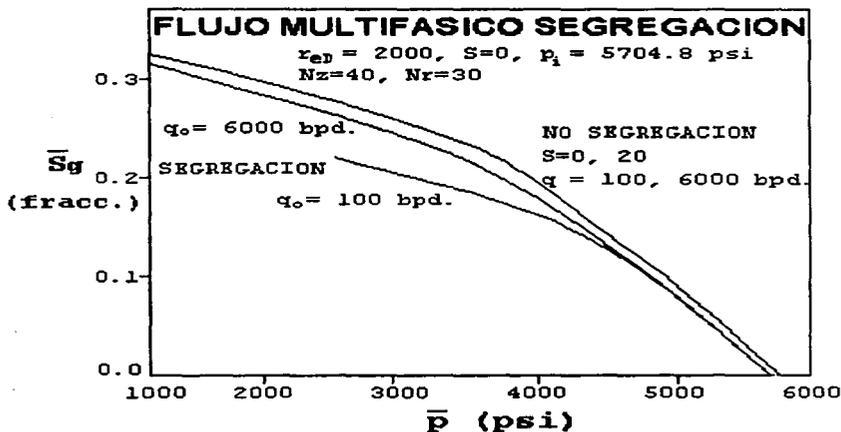


Fig. 23 Gráfica de saturación promedio de gas vs. presión promedio, $q_o = 100$ y 6000 bpd , $S=0$ y 20 con/sin segregación.²⁸

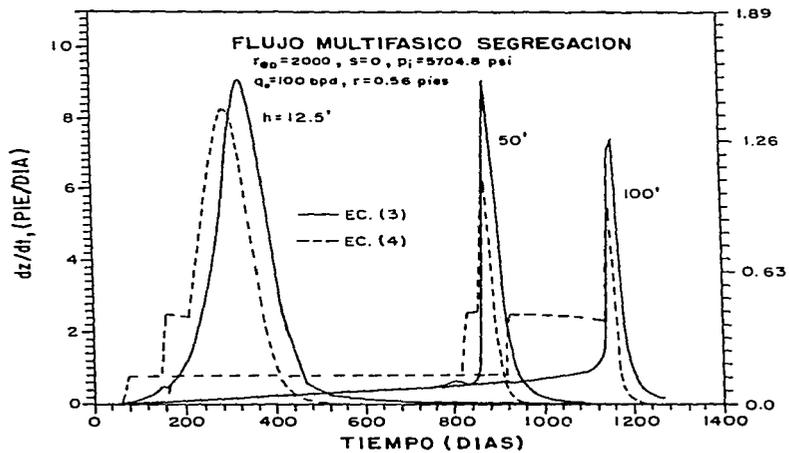


FIG. 24 Gráfica de dz/dt vs. t , (REF. 29)

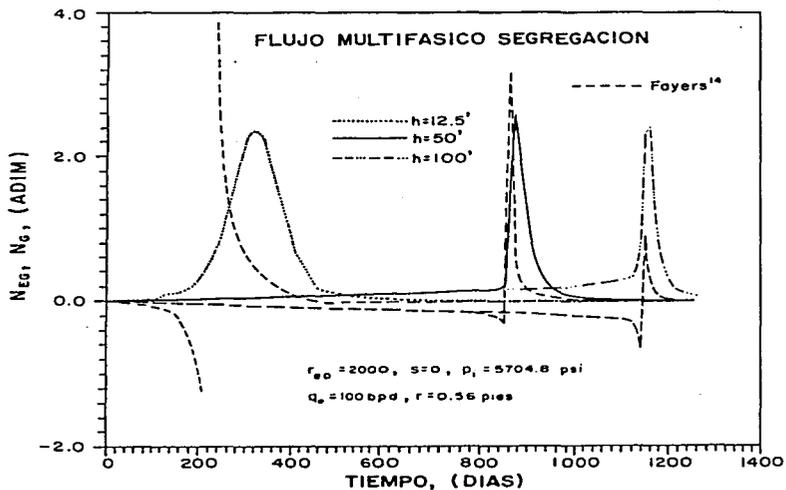


FIG. 25 Gráfica de N_{EG}, N_G , VS. t , (REF. 29)

CASOS REALES DE CAMPO

A continuación se presentan en forma breve algunos ejemplos históricos de campo, resaltando la importancia de la segregación gravitacional como un mecanismo efectivo de recuperación de hidrocarburos:^{21,25,30-33}

A) Cook Ranch, Texas.

Este yacimiento consta de arenas lenticulares con espesor promedio de 4.88 m. El ángulo promedio de echado es de 0.5 grados, la permeabilidad absoluta promedia 1200 md tanto horizontal como vertical, obteniéndose un aceite de 39° API. Al tiempo que se publicó la historia del campo, se había recuperado el 72% del volumen original de aceite @ C.S. y se produjeron aún 10,000 bl. por mes.

B) Elk Basin, Wyoming y Montana.

Este yacimiento es un anticlinal con 21° de echado hacia el oeste y 45° de echado hacia el este. La arena tiene 76 m. de espesor con una permeabilidad promedio de 118 md. El aceite promedia 29° API y la viscosidad promedio del aceite @ C.Y. es de aproximadamente 2 cp. En un principio, la producción se debió a la expansión de los fluidos hasta que la presión declinó por debajo de la presión de saturación ($p < p_b$), permitiendo la liberación del gas en solución, el cual migró hacia la parte superior del yacimiento, formando un casquete de gas. Desde entonces, la presión ha sido mantenida mediante inyección de gas inerte en el casquete para aprovechar al máximo las ventajas de la segregación gravitacional.

Al tiempo que se llevó a cabo este estudio, la recuperación bajo mantenimiento de presión y utilizando el método de Buckley-Leverett, indicó un 66% del volumen original @ C.S.

C) Lakeview Pool, California.

Este campo fue descubierto en 1910, mediante la perforación del pozo Lakeview, el cual fluyó descontrolado durante 544 días y produjo un estimado de 8,250,000

EFFECTOS DE SEGREGACION EN EL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

bl. de aceite. Después de que la presión del yacimiento declinó y cesó el flujo, ninguno de los pozos terminados en el área fluyó. En 1935, mediante un programa de desarrollo, se inició la perforación de 100 pozos, recuperándose 30,000,000 de barriles de aceite hasta el año de 1950 (55% del volumen original de aceite @ C.S.). Esta recuperación por segregación gravitacional, se atribuye al ángulo de echado relativamente alto, 24°, y la permeabilidad de más de 3.5 darcys. El aceite promedia 22.5° API y su viscosidad 8 cp.

D) Lance Creek, Wyoming.

El echado promedio de la arena del yacimiento es de 4.5°, el espesor de la formación productora tiene 15.85 m., la permeabilidad promedio es de 250 md y la viscosidad del aceite de 0.42 cp @ C.Y. El método de máximo gasto de drene por gravedad¹⁸ se utilizó para estimar la contribución de la segregación gravitacional a la recuperación de aceite. La conclusión es que el drene por gravedad desempeñó un papel importante, pero los gastos de producción fueron demasiado altos para tomar amplia ventaja de los efectos de gravedad.

E) Mile Six Pool, Perú.

Durante toda su vida productiva, este yacimiento se ha manejado mediante mantenimiento de presión por inyección de gas. El ángulo de echado promedia 17.5°, la permeabilidad efectiva al aceite es de 300 md y la viscosidad @ C.Y. es de 1.32 cp. Anders²⁵ estima una recuperación de 67% del volumen original de aceite @ C.S.

F) Oficina L1-D, Venezuela.

El ángulo de echado es de 2°, permeabilidad máxima de 1000 md, el espesor de la arena productora varía de 3 a 18.3 m. y la viscosidad del aceite es de 0.6 cp. @ C.Y. Se analizó el comportamiento de este yacimiento a través del método de Muskat,⁷ estimando que la máxima recuperación sería de 38% del volumen original de aceite si los gastos de producción fueran lo suficientemente bajos para obtener una eficiente segregación.

G) Oklahoma City.

El ángulo de echado es de 15° en algunas porciones. Una evidencia del drene por gravedad en este campo es el gasto de producción de 75,000 bpd en 1941, cuando la presión del yacimiento declinó substancialmente hasta la presión atmosférica.

H) Velma Pool, Oklahoma.

El ángulo de echado de esta arena es de 45°, la permeabilidad varía de 30 a 300 md. y la viscosidad del aceite es de aproximadamente 5 cp. @ C.Y. Los análisis de yacimiento, apoyados por el comportamiento del campo, indican que el mecanismo de producción es empuje por gas disuelto, ayudado por segregación gravitacional. La máxima recuperación es de 37%, comparada con el 18% aportado únicamente por el mecanismo de empuje por gas disuelto.

I) LL-370, Venezuela.

El yacimiento se ubica en un anticlinal formado por areniscas del Eoceno de permeabilidad vertical igual a 500 md., con una inclinación de 3°. El espesor de la formación es de 51.83 m., aceite de 26.1° API y viscosidad igual a 1.8 cp. La recuperación de aceite, calculada en forma teórica y comprobada por medio de datos del comportamiento del campo, es de 69%.

J) Hawkins Woodbine, Texas.

La formación productora es la formación Dexter que presenta una permeabilidad elevada (3396 md). El cierre máximo de la estructura es aproximadamente 1200 m., de los cuales 1000 m. se encuentran saturados de aceite. Con el propósito de evitar la migración de aceite hacia el casquete secundario de gas, causada por el acuífero, se estableció un proceso de inyección de gas al casquete. Resultados teóricos comprobados por datos reales de comportamiento del yacimiento muestran una recuperación de aceite en la zona invadida por el gas de 80%, superior en 20% a la recuperación estimada por desplazamiento por agua.

K) Gachsaran, Irán.

Presenta un cierre estructural máximo de 1830 m. La formación productora es calcárea y presenta un alto grado de fracturamiento. Se ha identificado la presencia de un casquete de gas y de un acuífero. La recuperación puede aumentarse por medio de inyección de gas al casquete hasta en un 70% sobre la que se obtendría por declinación natural del yacimiento.

L) Akal, México.

La columna de rocas productoras está compuesta principalmente por la brecha paleocénica, seguida por las calizas arcillosas y las rocas dolomíticas, alcanzando un espesor del orden de 800 m. La porosidad es 0.07, mientras que la permeabilidad es de 5000 md. El aceite tiene una viscosidad de 2.6 cp. Dado que se cumplen satisfactoriamente las condiciones de alto espesor, alta permeabilidad y aceptable viscosidad, se concluye que la segregación gravitacional presenta excelentes posibilidades como mecanismo de producción en este yacimiento.

M) Intisar "D", República Árabe Libia.

El yacimiento tiene un espesor de 396 m. con porosidad y permeabilidad medias de 22% y 87 md, respectivamente. Las características del aceite son: Presión inicial 300 kg/cm², presión de saturación 156 kg/cm², factor de volumen del aceite 1.5, relación de solubilidad 90 m³/m³, densidad 0.825 y viscosidad 0.46 cp. Debido al alto grado de bajosaturación se concluyó que la recuperación primaria sería baja, por lo que se decidió mantener la presión con inyección de agua casi desde el principio de su explotación, estimándose una recuperación de 40%. Para aumentar esta recuperación, poco después se inició la inyección de gas a alta presión (280 kg/cm²), obteniéndose un desplazamiento miscible por efectos de vaporización.

N) Fairway.

La formación productora es arrecifal, altamente estratificada, de permeabilidad variable, en la que se distinguen tres zonas principales. El espesor promedio es

EFFECTOS DE SEGREGACION EN EL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

de 21 m. La permeabilidad media para las tres zonas es de 3.2, 22.6 y 42.5 md. y la porosidad varía de 12 a 13%. El aceite es bajosaturado con una relación de solubilidad de 240 a 285 m³/m³. La presión de saturación varía con la profundidad desde 276 hasta 305 kg/cm² para las partes altas de la estructura. Se inició un proceso de recuperación secundaria por inyección de gas a alta presión, alternando con inyección de agua.

O) Ante Creek.

El espesor promedio de la formación es de 9 m., porosidad 6.2%, permeabilidad 9.3 md., presión inicial de 364 kg/cm², presión de saturación 292 kg/cm², factor de volumen del aceite (tipo volátil) 2.16 y relación de solubilidad @ p_b 345 m³/m³. Experimentalmente se determinó que inyectando gas del separador, a una presión mayor de 275 kg/cm², se obtendrían condiciones de desplazamiento miscible. Para mantener la presión del yacimiento y mejorar la eficiencia del barrido se decidió alternar la inyección de gas con la de agua. La recuperación calculada para este proceso es de 61.5% del aceite original.

P) Raleigh, Mississippi.

La formación de interés de este campo es una arena de 6 m. de espesor. Su permeabilidad promedio es de 40.7 md. y su porosidad de 12%. El factor de volumen del aceite (tipo volátil) 1.836, relación de solubilidad @ p_b 215 m³/m³, presión de saturación 228 kg/cm². La inyección de gas se inició a principios de 1960, habiéndose recuperado el 52.4% del aceite original a principios de 1965, estimándose una recuperación final de 55% aproximadamente.

Q) Pickton.

El yacimiento está localizado en una formación caliza de baja porosidad, permeabilidad y relieve estructural. El espesor promedio es de 10 m. A la presión promedio de saturación (247 kg/cm²), el factor de volumen de aceite y la relación de solubilidad son de 2.42 y 393 m³/m³, respectivamente. La recuperación primaria por empuje de gas disuelto se estimó en 19.4% y por mantenimiento de

presión con inyección de gas en 36%. La inyección de gas se inició en 1949. A mediados de 1963 la recuperación obtenida ascendía al 47% del aceite original, calculándose la final en 73%.

R) Ellenburger.

La explotación de este yacimiento dolomítico, altamente fracturado y cavernoso, se inició en 1949. Su porosidad es de 3% y su permeabilidad inferior a 50 md. El espesor máximo es de 240 m. El factor de volumen del aceite 2.04 y la relación de solubilidad $277 \text{ m}^3/\text{m}^3 @ p_b$ (238 kg/cm²). En 1959 se inició la inyección de agua, la cual fue suspendida en 1963, debido a su severa canalización y baja eficiencia de barrido. Durante la explotación se observó un decremento en la relación gas-aceite, formándose algunos casquetes de gas secundarios (evidencia de efectos gravitacionales), lo cual fundamentó la inyección de gas en la parte superior del yacimiento, iniciándose ésta en 1967. La recuperación con inyección de agua se estimó en 26% y la obtenida por efectos de segregación en más de 40%.

S) Abqaiq, Arabia Saudita.

Fue descubierto en 1940 y su desarrollo inició hasta 1946 mediante un programa de inyección de gas a través de dos pozos localizados cerca de la cima del yacimiento, con gasto promedio de $122 \times 10^6 \text{ pie}^3/\text{día}$, manteniendo la presión del yacimiento en 2450 psi. La formación productora está constituida por rocas carbonatadas con espesor de 61 m., con porosidad y permeabilidad promedio de 0.22 y 500 md., respectivamente. El cierre máximo del contacto gas-aceite es de 427 m. Los echados de la formación son de 3° a 4° cerca de la cima.

A continuación se presenta una tabla donde se resumen los campos mencionados anteriormente:

EFFECTOS DE SEGREGACION EN EL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

Tabla No. 3

RECUPERACIONES OBTENIDAS POR EFECTOS GRAVITACIONALES

Nombre del campo	País	Espesor de la		Recuperación
		formación	Permeabilidad	
		(m)	(md)	(%)
Cook Ranch	Estados Unidos	4.88	1200	72
Elk Basin	Estados Unidos	76.00	118	66
Lakeview Pool	Estados Unidos	-	3500	55
Lance Creek	Estados Unidos	15.85	250	-
Mile Six Pool	Perú	-	300	67
Oficina L1-D	Venezuela	3 - 18.30	1000	38
Oklahoma	Estados Unidos	-	-	-
Velma Pool	Estados Unidos	-	30-300	37
LL-370	Venezuela	51.83	500	69
HawkinsWoodbine	Estados Unidos	1000.00	3396	80
Gachsaran	Irán	1830.00	-	70
Akal	México	800.00	5000	produciendo
Intisar "D"	Rep.ArabeLibia	396.00	87	80
Fairway	Estados Unidos	21.00	3.2-42.5	50
Ante Creek	Estados Unidos	9.00	9.3	61.5
Raleigh	Estados Unidos	6.00	40.7	55
Pickton	Estados Unidos	10.00	-	73
Ellenburger	Estados Unidos	240.00	50	40
Abqaiq	Arabia Saudita	61.00	500	-

Como puede observarse, las recuperaciones que se obtienen con el efecto de segregación gravitacional son considerables, no obstante la variación en el espesor de la formación productora y la permeabilidad, en cada caso.

YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Aunque no es el objetivo de este trabajo, en esta sección se mencionan en forma resumida algunos aspectos relacionados con yacimientos naturalmente fracturados, que debido a su alta capacidad de flujo en las fracturas es factible que los efectos gravitacionales cobren mayor importancia.

La mecánica de yacimientos de sistemas fracturados es significativamente diferente de la de los sistemas homogéneos. Los yacimientos naturalmente fracturados están constituidos por dos medios, fracturas y matriz. Las fracturas sirven como medios de flujo altamente conductivos, y cuyo volumen es generalmente pequeño comparado con la matriz, la cual sirve como fuente primaria de hidrocarburos. En primer término, el flujo de fluidos en este tipo de yacimientos es a través de las fracturas (de alta permeabilidad y baja porosidad), originándose un intercambio de fluidos entre el sistema de fracturas y los bloques de matriz.³⁴

Para llevar a cabo el análisis de flujo en yacimientos naturalmente fracturados, se puede hacer uso de los modelos convencionales de doble porosidad y doble porosidad-doble permeabilidad, según sea el caso. Así, el modelo doble porosidad considera un medio continuo (fracturas) y a los bloques de matriz como un medio discontinuo. Las fracturas son el medio por el cual los fluidos fluyen del yacimiento hacia los pozos, mientras que los bloques de matriz se consideran desconectados entre sí, siendo su interacción sólo a través de las fracturas, por lo que, el flujo primario en el yacimiento ocurre dentro de las fracturas con intercambio de fluidos entre el sistema de fractura y los bloques de matriz.

El modelo para un yacimiento naturalmente fracturado, incluyendo segregación gravitacional, es el que se presenta en la Fig. 26, (Ref. 35).

EFFECTOS DE SEGREGACION EN EL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

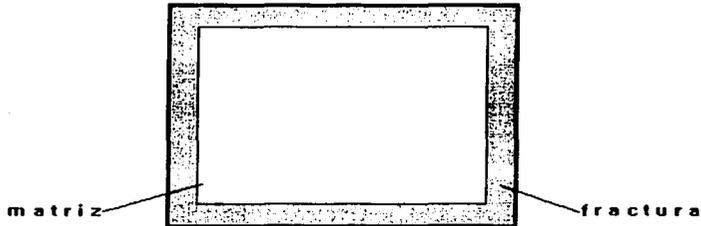


Fig. 26 Bloque matriz-fractura para simular el proceso de drene por gravedad.³⁵

En el modelo anterior, al presentarse el mecanismo de segregación gravitacional, el proceso toma lugar cuando el gas de las fracturas desplaza aceite en la matriz. El gas libre puede ser gas liberado del aceite que se ha segregado en las fracturas, así como también producto de la expansión del casquete de gas o de inyección. La diferencia de densidad entre el aceite y el gas aporta la energía para que se lleve a cabo el proceso de segregación gravitacional.

Por otro lado, el concepto doble permeabilidad se refiere al conjunto matriz-fractura como fuente de aporte de hidrocarburos, el cual permite una conexión matriz-matriz o fractura-fractura entre los bloques. Por lo tanto, no sólo las fracturas forman un medio continuo sino también los bloques de matriz³⁶ (ver Fig. 27).

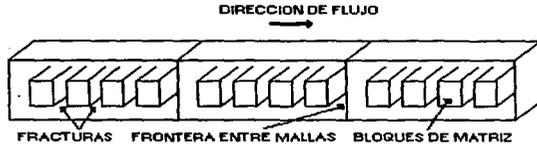


Fig. 27 Modelo doble permeabilidad.³⁶

Al igual que el modelo doble porosidad, el modelo doble permeabilidad puede usarse en la simulación considerando segregación gravitacional, conectando los bloques en forma vertical (Fig. 27), con el flujo a través de cada celda.

Por lo tanto, cabe destacar que la reinfiltración de aceite drenado de un bloque superior de matriz a un bloque inferior, también de matriz, ocurre a través del contacto interbloque o de la fractura. Dicha reinfiltración se lleva a cabo gracias a un gradiente capilar favorable cerca de la superficie de la matriz. La reinfiltración se refiere al reingreso de aceite dentro de la matriz, y es más baja cuando no existe contacto intermatriz. Asimismo el tiempo de reinfiltración también es menor cuando el área de contacto de la matriz es más pequeña, ya que el gas necesita ser desplazado por el aceite drenado antes de que inicie la reinfiltración. El aceite puede drenar de la matriz solamente si el potencial de gravedad excede la presión capilar de entrada, y seguirá drenando hasta que esas dos fuerzas estén en equilibrio.³⁷

Por lo que respecta a los mecanismos específicos que controlan el flujo en sistemas fracturados, éstos son imbibición de agua, imbibición de aceite, drene gas-aceite y expansión del fluido.

EFFECTOS DE SEGREGACION EN EL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

El proceso de imbibición de agua ocurre cuando un bloque de matriz se encuentra saturado por un fluido no mojante (aceite) y el sistema de fracturas que rodean el bloque de matriz se encuentra saturado por un fluido mojante (agua). El agua presente en las fracturas se imbebe en los bloques de matriz, desplazando el aceite contenido en éstos a través de fuerzas capilares entre la fractura y la matriz y las fuerzas gravitacionales. Mientras que el proceso de imbibición de aceite se refiere al caso en que el aceite drenado gravitacionalmente de un bloque de matriz rodeado por gas, se imbebe parcial o totalmente en los bloques de matriz situados más abajo en el yacimiento.

El mecanismo de drene gravitacional gas-aceite ocurre cuando la fase no mojante (gas) presente en las fracturas, desplaza a la fase mojante (aceite) en la matriz. En este mecanismo, las fuerzas capilares actúan en contra del desplazamiento mientras que las fuerzas gravitacionales actúan a favor.

La expansión del fluido empuja a los hidrocarburos desde la matriz porosa hacia las fracturas (medio conductor), donde el volumen de fractura en el yacimiento es pequeño, de alta permeabilidad y baja porosidad, mientras que la matriz posee baja permeabilidad y alta porosidad.

Analizando un yacimiento que únicamente contiene gas y aceite bajo el efecto de segregación gravitacional, podemos decir que al simular el proceso en un sólo bloque (Fig. 27), el gas libre invade las fracturas que circundan los bloques de matriz saturados. El aceite empieza a drenar hacia abajo debido a la diferencia de gravedad entre el aceite y gas, mientras el gas penetra en la cima del bloque para reemplazar el aceite producido. La permeabilidad de las fracturas que rodean el bloque es infinita comparada con la permeabilidad de la matriz.³⁸

La ecuación que describe el gasto de aceite en forma vertical a través de una sección transversal del bloque es:

$$q_o = A \frac{k}{\mu_o B_o} k_{ro} \Delta \rho_{og} + \frac{\delta P_c}{\delta z} \quad (78)$$

donde el gradiente inicial de presión capilar está definido como:

$$\frac{\delta P_c}{\delta z} = \frac{P_{CE}}{h_{BL}} \quad (79)$$

El máximo gasto de aceite de un bloque por desaturación de aceite con gas es dado por la siguiente expresión:

$$q_{OM} = A \frac{k}{\mu_o B_o} k_{ro} \Delta \rho_{og} - \frac{P_{CE}}{h_{BL}} \quad (80)$$

donde:

A : Área de la sección transversal horizontal del bloque, [pie²].

k : Permeabilidad absoluta, [md].

μ : Viscosidad, [cp].

B_o : Factor de volumen del aceite.

k_{ro} : Permeabilidad relativa al aceite; k_{ro} (S_g = 0).

Δρ_{og} : Diferencia de densidad entre aceite y gas, [lb_m/pie³].

P_{CE} : Presión capilar de entrada, [psi].

h_{BL} : Altura del bloque vertical, [pie].

Se puede observar que el gasto de aceite disminuye rápidamente de su máximo valor inicial a medida que la permeabilidad relativa al aceite y el gradiente de presión declinan con el incremento de saturación de gas en el bloque.

EFFECTOS DE SEGREGACION EN EL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

Como el gas no puede penetrar en el bloque de matriz hasta que la diferencia de presión gas-aceite exceda la presión capilar de entrada, la diferencia de presión requerida es equivalente a una altura:

$$P_{CG} = \Delta\rho_{og} h_{TH} \quad (81)$$

La relación entre la altura del bloque (h_{BL}) y la altura capilar (h_{TH}) controla el gasto de aceite del bloque.³⁷ Cuando la altura del bloque es grande comparada con la altura capilar ($h_{TH} \ll h_{BL}$), la influencia de la presión capilar en el gasto es despreciable en la ecuación de gasto máximo, por lo que:

$$q_{OM} = A \frac{k}{\mu_o B_o} k_m \Delta\rho_{og} \quad (82)$$

Cuando la altura del bloque es cercana a la altura capilar ($h_{TH} \geq h_{BL}$), la diferencia de presión gas-aceite es menor que la presión capilar de entrada en la mayor parte del bloque, por lo que se espera una pobre recuperación y bajo gasto ($q_{om}=0$).

Para el caso de un arreglo de bloques de matriz y fracturas como el mostrado en la Fig. 27, se hace la suposición de que los modelos de doble porosidad y doble porosidad-doble permeabilidad se comportan de forma idéntica, pudiendo determinarse con exactitud la presión y saturación alrededor del bloque de matriz. La variación en resultados es influenciada por el número de bloques (en el caso de los modelos doble permeabilidad y doble porosidad) y rejillas (en el caso de celdas) utilizadas en cada caso, además de variar parámetros como el gasto de producción.

CAPITULO III

ANALISIS DE SENSIBILIDAD Y COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

INTRODUCCION

En esta parte del trabajo se presentan los resultados generados para el caso específico de un yacimiento homogéneo bajo condiciones de empuje por gas disuelto y efectos de segregación gravitacional. En primer término, se muestra un estudio de la influencia que tiene el número de bloques verticales en la simulación de yacimientos sujetos a efectos gravitacionales.

El segundo punto está dirigido al estudio del comportamiento de yacimientos bajo efectos combinados de segregación y empuje de gas en solución, mostrándose resultados correspondientes a la variación de presión, saturación, movilidad del aceite, relación gas-aceite en espacio y tiempo. También se incluyen resultados para el caso de un pozo parcialmente penetrante.

MODELO NUMERICO

Para obtener los resultados mostrados en este trabajo, se utilizó la información generada con un simulador numérico de pozos.³⁹ Algunas consideraciones generales son que las fronteras superior e inferior del yacimiento y la frontera externa se consideran cerradas, asimismo los efectos capilares e iniciales son despreciados (ver Fig. 28).

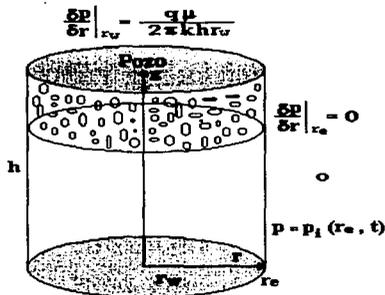


Fig. 28 Modelo Físico del Yacimiento.²⁹

En este trabajo no se considera la influencia de daño en la vecindad del pozo ($s=0$); el espesor se fija a 500 pies y la relación de permeabilidades vertical/horizontal se considera igual a uno. Cabe señalar que todos los resultados fueron generados bajo las consideraciones establecidas en la referencia 29, en la cual también se especifica lo referente a las propiedades PVT y permeabilidades relativas.

Adicionalmente a lo anterior, los resultados que se presentan están registrados a 0.56 pies del pozo, y para el caso de pozo parcialmente penetrante, el intervalo productor está localizado en la parte baja del yacimiento, con una relación de penetración (hw/h) igual a 0.025.

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL NUMERO DE BLOQUES VERTICALES

De acuerdo a la referencia 29, la realización de un estudio de sensibilidad es necesario para la obtención de una respuesta numérica aceptable, de tal forma que las variaciones en presión y saturación sean captadas con buena precisión, tanto radial como verticalmente y en tiempo. También, se señala que la definición radial se logra básicamente con una malla logarítmica.

Conforme a lo anterior, y de acuerdo al objetivo, se presenta un estudio cualitativo únicamente del efecto de número de bloques verticales en la respuesta (presión, saturación, etc.), evitando otro tipo de aspectos referentes al comportamiento, dado que posteriormente, en la siguiente sección de este capítulo, el estudio se avocará a yacimientos homogéneos bajo la influencia de segregación y empuje de gas en solución, incluyendo el efecto de penetración parcial. En la mayor parte de los resultados se hace referencia a la dirección vertical, denotada como "Nz". Asimismo, para mejor entendimiento SG y EGD se refieren a segregación gravitacional y empuje por gas disuelto, respectivamente. Los datos generados son mostrados en la tabla 7.

Tabla No. 7

D A T O S G E N E R A L E S	
Radio de drenaje	1000 pies.
Radio del pozo	0.5 pies.
Espesor del yacimiento	500 pies.
Presión inicial	$5704.8 \text{ lb/pg}^2 = p_b$.
Presión de saturación	5704.8 lb/pg^2 .
Porosidad	5 %.
Relación de permeabilidades	1
Relación de penetración	0.025
Saturación de agua	0.3

Entrando en materia, y de acuerdo a lo anterior, la Fig. 29 muestra una gráfica de saturación de gas contra profundidad a tres tiempos adimensionales, $t_D = 1 \times 10^6$, 5.1×10^8 y 8.1×10^8 para un gasto de producción de 6000 bpd. Se observa cómo en dirección radial (0.56 (A) y 879 pies (B)) la influencia es despreciable. Por otro lado, se puede verificar una gran diferencia en la respuesta al considerar 4 y 8 bloques en dirección vertical. Adicionalmente, esta diferencia se acentúa más a tiempos largos (dentro del periodo dominado por frontera $t_D > 1 \times 10^6$) y a profundidades pequeñas como se verá más adelante.

Para corroborar lo antes señalado, la Fig. 30 (A y B) muestra el mismo tipo de gráfica que la Fig. 29 (A y B), pero para un gasto de 100 bpd y a tiempos adimensionales de 1×10^9 , 8.1×10^9 y 1×10^{10} . Se puede observar cómo existe una diferencia muy marcada en la respuesta de saturación al considerar la variación de 4 a 8 en el número de bloques verticales, principalmente en la parte superior del yacimiento, que es donde se tienen los cambios más fuertes de saturación y a tiempos grandes, recalcando que los efectos gravitacionales son un fenómeno a tiempos largos y a bajos gastos de producción, como se puede observar al comparar la Fig. 29 ($q_0 = 6000$ bpd) con la Fig. 30 ($q_0 = 100$ bpd).

De las dos figuras anteriores se puede concluir que: a) El efecto de número de bloques utilizados afecta la respuesta de saturación, el efecto principalmente es observado en la zona más alta del yacimiento, a gastos bajos y a tiempos largos; b) Se presenta una zona de transición (cambio abrupto) en la respuesta de saturación, principalmente a gastos bajos, mientras que a gastos altos la variación es uniforme en todo el espesor del yacimiento y c) En dirección radial (no en cuanto al número de bloques) la variación en la respuesta puede considerarse aproximadamente constante.

Se puede mencionar que, aunque los valores probados para el número de bloques en dirección vertical no son los definitivos, sí se puede apreciar la baja precisión de la respuesta lograda. Esto da pauta a tomar en cuenta este tipo de análisis en problemas que involucren la simulación numérica de fenómenos como éste.

Se puede señalar de lo anterior que la respuesta de saturación es muy sensibles al número de bloques verticales en el caso de empuje de gas disuelto y segregación gravitacional. Ahora, en cuanto a la respuesta de presión, la Fig. 31 presenta perfiles de presión contra distancia a un tiempo $t_D = 1 \times 10^7$ y $q_0 = 6000$ bpd, aunque el comportamiento es suave, se observan diferencias a distintos niveles de profundidad ($h = 100, 300$ y 500 pies) al variar el número de bloques en dirección vertical. Asimismo, la Fig. 32 muestra, para un tiempo adimensional de 1.5×10^7 y un gasto de 6000 bpd., el comportamiento de saturación contra profundidad a tres distancias radiales del pozo ($0.56, 5.53$ y 529 pies) y a tres valores de N_z , mostrando en (A) diferencias en cuanto al número de bloques verticales y (B) con respecto al efecto debido a la variación en el cambio máximo en saturación ($\Delta S_{m\acute{a}x}$).

Se puede observar lo siguiente:

- a) Aunque variar el número de bloques radiales no influye en la respuesta de presión y saturación, el valor de N_z sí afecta la respuesta tanto de presión como de saturación, (Fig. 31). Por otro lado, a diferentes posiciones radiales, la respuesta en términos prácticos es semejante, aún variando el número de bloques verticales (Fig. 32 A y B), siempre y cuando el valor de N_z sea cercano al óptimo.
- b) El valor de cambio máximo en saturación ($\Delta S_{m\acute{a}x}$) hace que se tenga menor precisión en la respuesta, esto se verifica en la Fig. 32 (A) con $\Delta S = 0.1$ y en la Fig. 32 (B) con $\Delta S = 0.01$. Se debe mencionar que el valor de $\Delta S_{m\acute{a}x}$ que se

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD Y COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

fije, influirá directamente en el cambio de pasos de tiempo, haciendo que la variación de éstos sea más pequeña (mayor precisión), lo cual puede verse al comparar ambas respuestas. El único inconveniente es que a tiempos largos y en el tipo de problema como el que se estudia, la evolución del gas es fuerte, lo que conlleva a problemas de convergencia y, consecuentemente, a la reducción aún más en los pasos de tiempo, implicando que a nivel de simulación el proceso se torne difícil y complicado.

Como se ha hecho mención, el gasto de producción es un parámetro relevante en yacimientos con segregación gravitacional. De acuerdo a esto, la Fig. 33 muestra, para un gasto de producción de 100 bpd. y a un tiempo adimensional de 1.0×10^{10} , la respuesta de presión (A) y saturación de gas (B) contra distancia y profundidad, respectivamente. Se puede observar cómo el efecto de número de bloques en dirección vertical es rotundo. Así por ejemplo, a una distancia de 500 pies se puede tener una diferencia en presión de hasta 130 lb/pg² y en saturación, en la parte alta del yacimiento, una variación de 80% al considerar una diferencia de 30 a 60 bloques en z. Es importante mencionar que los perfiles de presión y saturación a través del yacimiento (en dirección radial) tienen una variación suave y permanecen aproximadamente constantes a gastos bajos, mientras a gastos de producción altos presentan una caída de presión cerca del pozo.

Hasta aquí se puede visualizar lo importante de un análisis de sensibilidad de los bloques a utilizar, que como se mencionó, no sólo en este problema sino en una gran variedad de ellos, recordando el fenómeno de segregación gravitacional como mecanismo de desplazamiento, principalmente a tiempos largos, a gastos de producción bajos y en formaciones de alto relieve estructural.

Debido a la gran evolución de gas a la parte alta del yacimiento y posteriormente la formación de un casquete, también en la Fig. 33 (B), aparte de mostrar el efecto de número de bloques en z (30, 40 y 60) en la respuesta de saturación de gas contra profundidad, también muestra para las dos distancias (0.56 y 5.5 pies),

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD Y COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

valores de S_g para los tres valores de N_z . Se observa que, a profundidades mayores a 100 pies, se define una zona de aceite saturado, donde el valor de N_z no muestra influencia, y a profundidades menores de 100 pies se observa una zona de gas en donde se presentan fuertes cambios de saturación de gas, asimismo se verifican diferencias en S_g contra h al comparar los valores de S_g con $N_z = 30$ y 40 (línea punteada). Por lo tanto, de acuerdo a la Fig. 33 (B), una pequeña variación en profundidad tendrá una fuerte variación en saturación.

Podría decirse que debido al avance del frente de saturación en profundidad y tiempo, esto recae en una baja precisión de la respuesta de saturación en un intervalo de profundidad (frente de saturación). Se puede señalar que este problema es posible resolverlo:

a) Aumentando el número de bloques verticales, b) Haciendo un refinamiento local y c) Debido a que el frente de S_g varía con tiempo, sería deseable un refinamiento dinámico. Aunque el problema computacional se verá aumentado.

Para condiciones de saturación de gas promedio contra tiempo, la Fig. 34 muestra el efecto de N_z (8, 16, 25 y 30 bloques verticales), donde se puede observar una gran variación de \bar{S}_g . Una diferencia máxima hasta del 80% es observada con respecto a $N_z = 8$ y 30 a tiempos largos, lo cual da una idea de la importancia de la determinación del número correcto de celdas de la rejilla a utilizar. Además se observa cómo la diferencia tiende a disminuir al aumentar el valor de N_z (por ejemplo de 25 a 30), donde se puede observar que aún bajo condiciones promedio se tienen fuertes diferencias en los valores de saturación. Estas diferencias también son manifestadas en el comportamiento de S_g obtenida con la ecuación de balance de Muskat,⁷ la cual no incluye efectos gravitacionales.

De igual forma, las respuestas de saturación de gas promedio y la S_g calculada con Muskat contra tiempo, son mostradas en la Fig. 35 para 8 bloques verticales. Un punto importante, aparte de N_z utilizado, es la variación de S_g al considerar en las pruebas: a) Paso de tiempo logarítmico y b) Paso de tiempo controlado por los

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD Y COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

cambios máximos en saturación. En el primer caso, los tiempos por ciclo logaritmico son fijados, mientras que en el caso b) éstos se establecen de acuerdo a los cambios máximos en saturación y presión, lo cual hace que los saltos de tiempo de simulación se ajusten a las condiciones prevaletientes, con reducciones en Δt hasta lograr la convergencia de las respuestas. Se debe mencionar además, que la diferencia entre \bar{S}_g y $S_{g \text{ MUSKAT}}$ se debe únicamente a efectos gravitacionales. Cabe señalar que la opción (b) de paso de tiempo proporciona una mayor cantidad de información por ciclo logarítmico, así como mayor precisión en la respuesta, siendo el único inconveniente, el consumo excesivo de recursos computacionales.

En las Figs. 34 y 35 se pueden observar, además del efecto de paso de tiempo y número de bloques verticales, diferencias marcadas en la respuesta a tiempos largos, donde los efectos gravitacionales dominan el comportamiento; no así a tiempos cortos donde el empuje por gas disuelto es más importante y ambas respuestas son aproximadamente iguales. Para ratificar lo anterior, también en la Fig. 36 (A y B) se muestra la respuesta de S_g contra r (A) con efecto de Nz , a diferentes profundidades y a $q_0 = 100$ bpd con un caso drástico a una profundidad de 125 pies, y la respuesta de S_g contra h (B) con efecto de paso de tiempo a $q_0 = 6000$ bpd y a diferentes tiempos, donde a tiempos largos son mostradas las diferencias más grandes..

Un resultado preliminar al comportamiento de yacimientos sujetos a efectos gravitacionales se muestra en la Fig. 37, en la cual se presenta la respuesta de la presión de fondo (p_{wf}) (Fig. 37 A) y relación gas-aceite con tiempo (Fig. 37 B), para $Nz = 4$ y gastos acotados entre 100 y 6000 bpd. La incertidumbre al observar estos resultados surge al preguntarse ¿el número de bloques verticales utilizado es adecuado y, por lo tanto, la respuestas de p_{wf} y RGA son las correctas? Definitivamente se puede verificar que el comportamiento es correcto conforme a las variaciones del gasto de producción, y no en cuanto a la precisión con que se obtienen; de acuerdo a lo que se ha mostrado en esta parte del trabajo, pueden

presentarse variaciones mayores al 100% de los valores determinados previo análisis de sensibilidad, tanto del número de bloques de rejillas como de paso de tiempo. Se puede concluir que, tanto la respuesta de presión como la de saturación son sensibles al tamaño de bloque y paso de tiempo, al menos en problemas de segregación gravitacional en combinación con empuje de gas en solución, como el que es analizado en este trabajo.

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO EN YACIMIENTOS HOMOGENEOS

Del análisis de sensibilidad, necesario para la obtención de una respuesta numérica aceptable en presión y saturación, discutido anteriormente, es necesario señalar que en términos generales, una definición vertical adecuada se logra con 40 a 60 bloques, aunque en este trabajo el número utilizado fue de 40, debido a la poca variación en la respuesta al usar 50 y 60 bloques y al incremento en los requerimientos computacionales. Todos los resultados presentados en este trabajo fueron obtenidos con una malla uniforme de 30 x 40 y paso de tiempo real, tanto para el caso de pozo totalmente penetrante como para el caso de penetración parcial. En el caso de penetración parcial ($h_w \ll h$), la malla fue reduciéndose cerca de la zona del intervalo productor, localizada en la parte baja del yacimiento, con la finalidad de acentuarán más los efectos gravitacionales. Por lo tanto, en esta parte de la tesis se presentan resultados del comportamiento para los casos de pozo parcial y totalmente penetrantes bajo condiciones de empuje por gas disuelto y efectos de segregación gravitacional.

POZO TOTALMENTE PENETRANTE

De lo anterior, la Fig. 38 (A y B) muestra los perfiles de presión contra profundidad para dos gastos de producción ($q_D = 100$ y 6000 bpd, respectivamente), distancia de 0.56 pies y cinco tiempos adimensionales. Se puede observar que la mayoría de las respuestas de presión contra profundidad se encuentran dentro del periodo dominado por frontera ($t_D = 1 \times 10^6$). Se pueden visualizar gradientes

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD Y COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

aproximadamente constantes ($\delta p/\delta z = \text{cte.}$), invariablemente del gasto de producción.

También para diferentes niveles de tiempo, la Fig. 39 (A y B) muestra los perfiles de saturación de gas (S_g) contra profundidad, para las mismas consideraciones de la Fig. 38, de tal forma que, para los dos gastos de producción se observa cómo la saturación de gas se incrementa hacia la cima del yacimiento debido a la gran evolución del gas por efectos de segregación (diferencia de densidades). Así mismo, es posible visualizar el avance del frente de gas con profundidad y tiempo.

En resumen, de las Figs. 38 y 39 se pueden hacer las siguientes observaciones:

a) La variación en la distribución de saturación para 100 bpd tiene un cambio abrupto aproximadamente a los 125 pies de profundidad. Así, se presenta un cambio de saturación de gas de 0.05 al máximo de 0.7 a esta profundidad, lo cual indica la presencia de una zona de gas. Por otro lado, una zona de aceite saturado se extiende de 125 a 500 pies; b) Para 6000 bpd, la zona de transición se distribuye en todo el espesor del yacimiento; c) A tiempos cortos, los perfiles de saturación son aproximadamente constantes ($\delta S_g/\delta z = \text{cte.}$), no así para tiempos largos donde los efectos gravitacionales cobran importancia, principalmente a gastos de producción bajos, y d) Se observan, indistintamente del gasto de producción y tiempo, gradientes de presión aproximadamente constantes ($\delta S_g/\delta z = \text{cte.}$).

Estas observaciones son de mucha utilidad para poder establecer simplificaciones en las ecuaciones diferenciales no lineales, lo cual permita el desarrollo de posibles soluciones analíticas.

La influencia de la Fig. 39 es reflejada en la Fig. 40 (A y B), donde se muestra el comportamiento de la movilidad del aceite ($k_{ro}/\mu_o B_o$). El efecto de segregación y el incremento de saturación al disminuir la profundidad hacen que los valores de λ_o disminuyan drásticamente en la cima de la formación (zona de gas) y a tiempos

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD Y COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

largos. Así, para 100 bpd se observa cómo a tiempos cortos, $t_D = 3.5 \times 10^5$, λ_o es aproximadamente constante en todo el espesor (no casquete de gas), pero al avanzar el tiempo y bajo la formación del casquete de gas, hacen que la movilidad del aceite se reduzca hasta cero ($S_g = \text{máx.}$) hacia la cima del yacimiento.

De lo anterior y de acuerdo a la referencia 29 se establece que los efectos gravitacionales no son dominantes ni en la zona de gas ni en la de aceite, sino en la transición, que es donde se tienen los máximos efectos gravitacionales ($N_{EG} > 0$), esto de acuerdo a las observaciones y al valor obtenido del número de segregación establecido por estos autores.

También de la Fig. 40 (B), para un gasto de producción de 6000 bpd, se observa cómo λ_o varía suavemente, esto debido a los menores efectos gravitacionales. Se puede señalar que debido al gasto de producción y considerando que la formación está totalmente abierta a producción, es de esperarse que los gradientes de presión dominen el comportamiento cerca del pozo y segregándose sólo una pequeña cantidad del mismo. Aún en este caso λ_o puede llegar a ser nula en la zona alta del yacimiento saturada de gas.

En términos de relación gas-aceite, la Fig. 41 (A y B) muestra la variación de RGA contra h , para $q_o = 100$ y 6000 bpd, respectivamente. Se observa cómo el rango de variación es mucho mayor para gastos bajos y a tiempos largos. Por otro lado, la RGA es cercana a cero abajo del contacto gas-aceite, debido a que, aún a tiempos muy largos, existen zonas de aceite hacia la parte inferior del yacimiento con saturaciones de gas muy bajas, donde el flujo hacia el pozo es predominantemente de aceite saturado.

POZO PARCIALMENTE PENETRANTE

Para el caso de un pozo parcialmente penetrante, con el intervalo productor en la parte baja del yacimiento y con razón de penetración de 0.025, en la Fig. 42 (A y B) se puede verificar que para estas condiciones, el gradiente de presión deja de ser aproximadamente constante como para el caso de un pozo totalmente penetrante.

Para lo anterior, se observa que para una distancia de 0.56 pies del pozo, dos gastos de producción ($q_0 = 100$ y 6000 bpd) y a diferentes tiempos, cómo la distribución o gradiente de presión, indistintamente del gasto de producción, muestra una caída en la zona productora. También se puede observar cómo a gastos de producción altos, esta caída de presión puede ser del orden de miles de lb/pg^2 , lo cual será causa de daño, referido comúnmente como pseudo daño por penetración parcial, S_p .

Es importante señalar que aún a tiempos cortos ($t_D = 1 \times 10^6$) o a tiempos largos ($t_D = 1.9 \times 10^{10}$ o 1.6×10^8 para cada gasto respectivamente) el efecto de la penetración parcial se manifiesta en menor o mayor grado en la respuesta de presión, siendo el efecto mucho más marcado a gastos altos de producción, además que arriba del intervalo, en ambos casos, el gradiente de presión también es aproximadamente constante.

Si la Fig. 42 es importante, la Fig. 43 (A y B) es aún más, dado que muestra la distribución de saturación de gas contra profundidad. Se observa también que, invariablemente del gasto de producción, se presentan dos zonas de cambio de saturación, una es la zona productora y otra en la parte más alta del yacimiento (zona de gas). Lo anterior no es observado para el caso donde se considera que el pozo produce en todo el espesor del yacimiento, Fig. 39 (A y B).

De la Fig. 43 se pueden hacer los siguientes comentarios:

- a) Para gastos bajos, aunque la S_g en la zona abierta al flujo es pequeña ($S_g < 0.05$), muestra un cambio súbito arriba de los 100 pies de profundidad (zona de gas) hasta un valor de $S_g = 0.64$, lo cual hace que la zona de transición (gas-aceite) se reduzca, causando que los efectos de segregación cobren mayor importancia bajo condiciones de penetración parcial. Se puede observar cómo el avance máximo de la zona de alta saturación de gas ($h = 100$ pies) sea menor que para el caso de un pozo totalmente penetrante ($h = 130$ pies).

- b) Para 6000 bpd, y debido al gradiente de presión más pronunciado en la zona productora, se presenta un incremento en los valores de saturación de gas. Asimismo, en la zona de gas, los valores se incrementan aproximadamente a menos de $\frac{1}{2}$ de los valores obtenidos a gastos bajos. Aunque existe un cambio en los valores de saturación, éstos siguen siendo menores que a gastos bajos, con un avance de la zona de gas inferior a los 30 pies de profundidad. Lo anterior es muestra que a gastos altos, los efectos de segregación se minimizan.

En términos de movilidad de aceite, la Fig. 44 (A y B) muestra el comportamiento de λ_o contra profundidad. Se verifican valores de $k_{ro}/\mu_o B_o$ mayores a tiempos cortos y a profundidades mayores a la zona saturada de gas, y reduciéndose substancialmente éstos a tiempos largos hacia la zona productora y principalmente en la zona de gas.

De lo antes visto, en término de valores de saturación y en forma cualitativa, se puede observar la variación del contacto gas-aceite. Estudios más avanzados se han adentrado analíticamente al comportamiento de sistemas con segregación y flujo multifásico, ya sea lineales²⁷ (1D) o radiales^{28,29} (2D), donde se muestra la

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD Y COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

trascendencia del efecto de segregación gravitacional en el comportamiento de yacimientos.

Por otro lado, en dirección radial y a diferentes profundidades (a un tiempo fijo) para 100 bpd, la Fig. 45 muestra la variación de presión (Fig. 45 A) y saturación de gas (Fig. 45 B), en la cual los perfiles de presión y saturación son suaves y aproximadamente constantes arriba del intervalo abierto al flujo, y además que tanto presión como saturación, dentro del intervalo productor, caen rápidamente hacia la vecindad del pozo. De igual manera, el comportamiento de saturación (Fig. 45 B) presenta mayores valores en la zona vecina al pozo ($h = 487.5$ y 496 pies) como en la cima del yacimiento a 12.5 pies.

Al igual que la Fig. 45, la Fig. 46 (A y B) muestra caídas de presión mucho menores hacia la zona productora que a gastos altos, aún a tiempos cortos de producción, al inicio del periodo dominado por frontera. En esta figura se observa un comportamiento suave y aproximadamente constante a profundidades arriba del intervalo productor. En el comportamiento de S_g contra r observado en la Fig. 46 (B) se tiene un valor aproximadamente constante a 12.5 pies de profundidad, mientras que en la zona productora S_g viene de más cerca del pozo y disminuye al alejarse, estabilizándose aproximadamente a los 20 pies del pozo. En la Fig. 47, se presentan valores de λ_o contra distancia, observándose cómo a tiempos cortos, al inicio del periodo dominado por frontera y hacia la parte alta del yacimiento, la movilidad del aceite se mantiene aproximadamente constante en dirección radial, a profundidades menores de 300 pies. Lo anterior, debido a que a este tiempo no se ha formado una zona de gas por efecto del gasto de producción.

Es de notarse que, hacia la zona productora y cerca del pozo se presentan las mayores variaciones de presión y saturación, principalmente a gastos altos, lo cual ocasiona que dentro de la zona productora exista una fuerte liberación de gas, siendo la mayor cantidad producida y una pequeña porción segregada.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD Y COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

Para complementar los resultados antes señalados, la Fig. 48 (A y B) presenta perfiles de presión contra tiempo, para gastos de producción de 3000 y 6000 bpd. Se muestran variaciones en diferentes posiciones del yacimiento, incluyendo la cima y la zona del intervalo productor. Se verifica una variación de p vs. t más fuerte para 6000 bpd que para 3000 bpd. Pero en general, el perfil de presión es mucho más pronunciado en el intervalo productor cerca del pozo que arriba de h_w y lejos del pozo.

Hay que observar cómo el tiempo de producción es mayor a 3000 bpd, además que la caída de presión fue más suave. Lo anterior sugiere posibilidades de recuperaciones mayores a gastos más bajos, que como es sabido, es cuando los efectos de segregación cobran real importancia, no a gastos altos e intermedios como en este caso.

Las gráficas de saturación de gas correspondientes a la Fig. 48 (A y B) son mostradas en la Fig. 49 (A y B) para las mismas condiciones de producción. Es claro de esta figura que, a gastos altos, el gradiente de presión domina sobre el gradiente de segregación. De acuerdo a ello, mayores valores de S_g se presentan en espacio y tiempo a 3000 bpd, en donde la evolución del gas es aún mayor y parte del gas fluye hacia la parte alta del yacimiento. Lo anterior es mostrado con valores de S_g de 0 a 0.6 y 0 a 0.2 para $q_D = 3000$ y 6000 bpd, respectivamente. En ambos casos, en la zona productora el aceite se encuentra predominantemente a condiciones de saturación

Considerando segregación y asimismo despreciándola, la Fig. 50 (A y B) muestra la variación de S_g contra distancia y tiempo para 100 y 6000 bpd, a una profundidad fija de 500 pies (en la zona productora). Se observa cómo al inicio del periodo dominado por frontera, las respuestas con y sin efectos gravitacionales son aproximadamente iguales. De lo anterior, se puede observar cómo a 6000 bpd las respuestas con y sin segregación son semejantes en los valores de saturación, debido a que a gastos altos los efectos gravitacionales se

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD Y COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS

minimizan, aún a tiempos adimensionales tan grandes como 1×10^8 . No así para para un gasto de 100 bpd (Fig. 50 A) donde las diferencias con y sin segregación son marcadas, principalmente a tiempos largos ($t_D > 1 \times 10^9$). Un detalle importante de esta figura y mejor visualizado en la Fig. 50 A es que a nivel de zona productora o abajo del casquete de gas, esta zona productora está predominantemente saturada de aceite. Se puede concluir que, bajo condiciones de penetración parcial, se manifiesta una zona de aceite saturado a nivel de zona productora, lo cual no sucede al considerar únicamente empuje por gas disuelto.

A continuación se presentan todas las gráficas mencionadas en este capítulo:

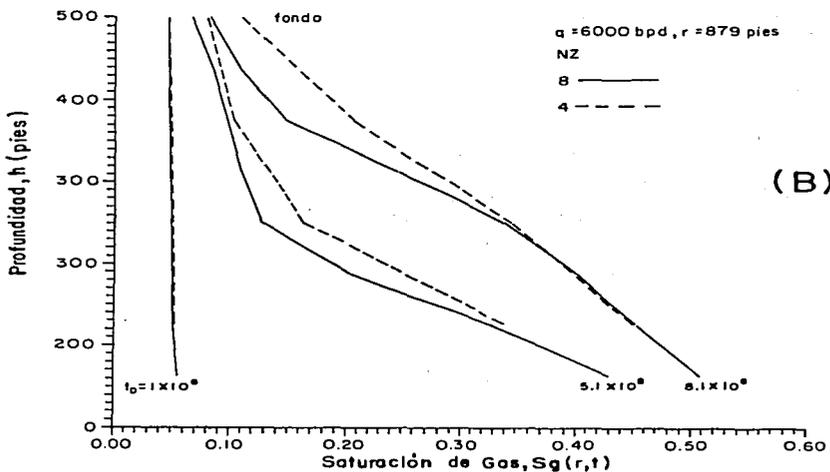
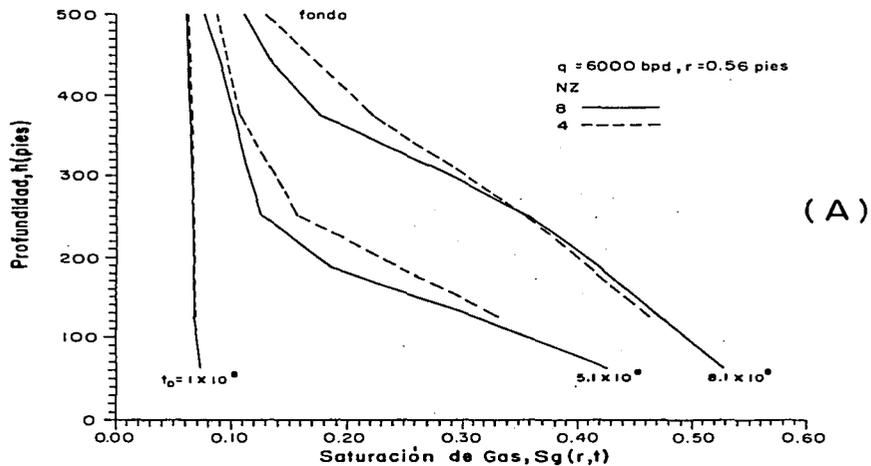


FIG. 29 GRÁFICAS DE SATURACIÓN DE GAS VS. PROFUNDIDAD, PARA UN GASTO DE 6000 BPD, (A) $r = 0.56'$ Y (B) $r = 879'$.

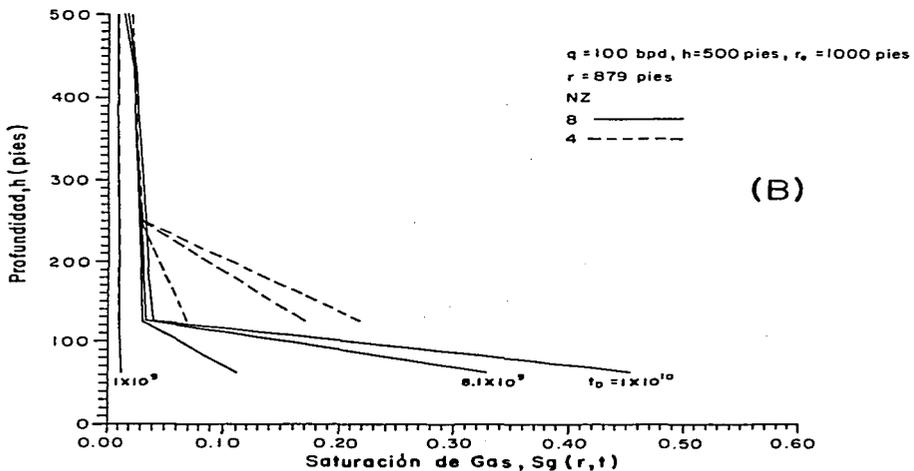
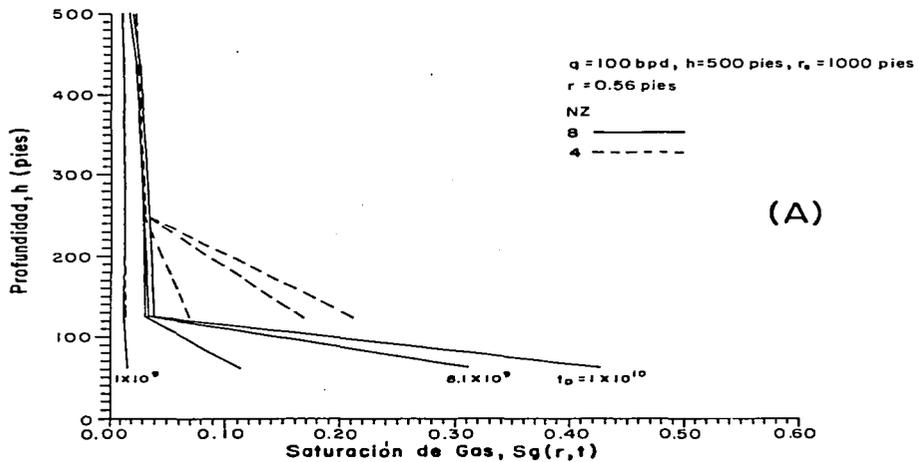
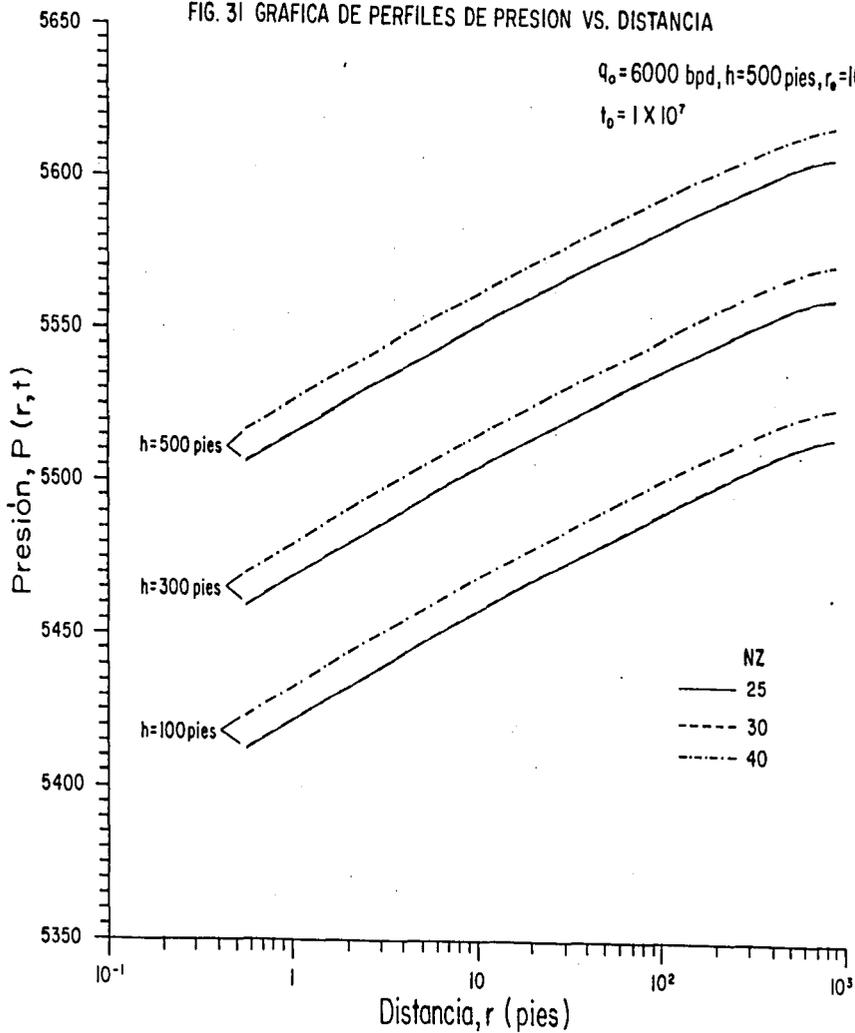


FIG. 30 GRAFICAS DE SATURACION DE GAS VS. PROFUNDIDAD
 PARA UN GASTO DE 100 BPD, (A) $r = 0.56'$ Y (B) $r = 879'$

FIG. 31 GRAFICA DE PERFILES DE PRESION VS. DISTANCIA

$Q_o = 6000$ bpd, $h = 500$ pies, $r_o = 1000$ pies
 $t_o = 1 \times 10^7$



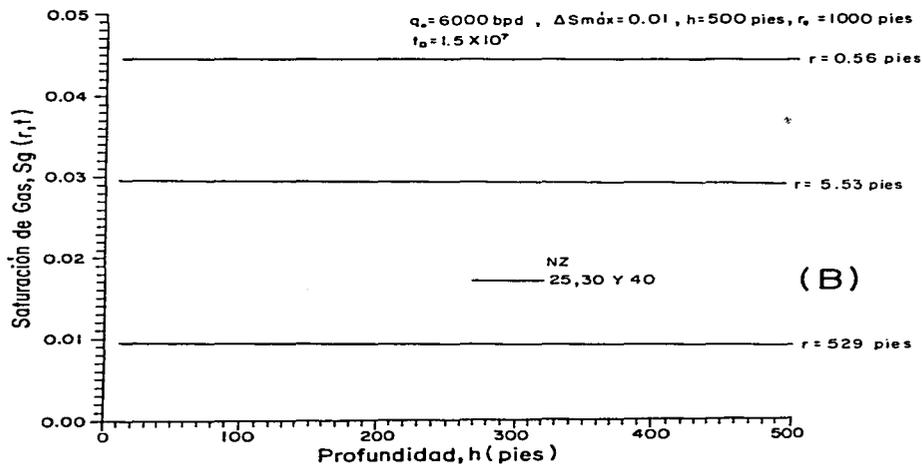
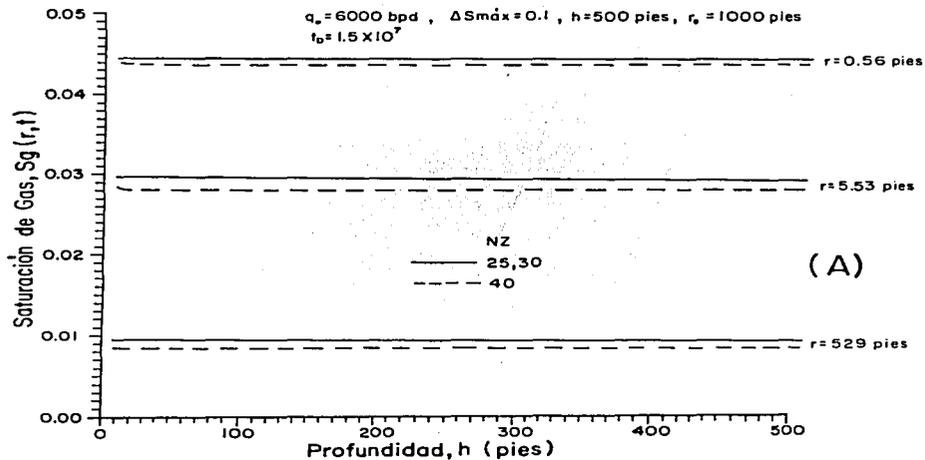


FIG.32 GRAFICAS DE COMPORTAMIENTO DE SATURACION VS. PROFUNDIDAD

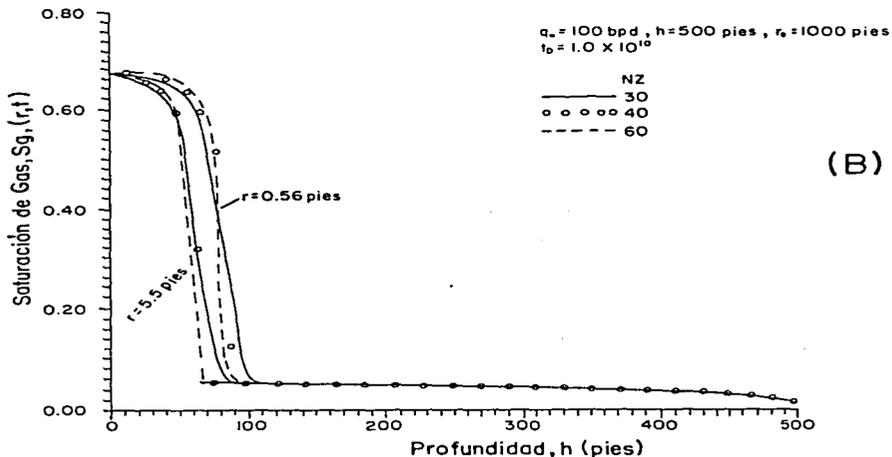
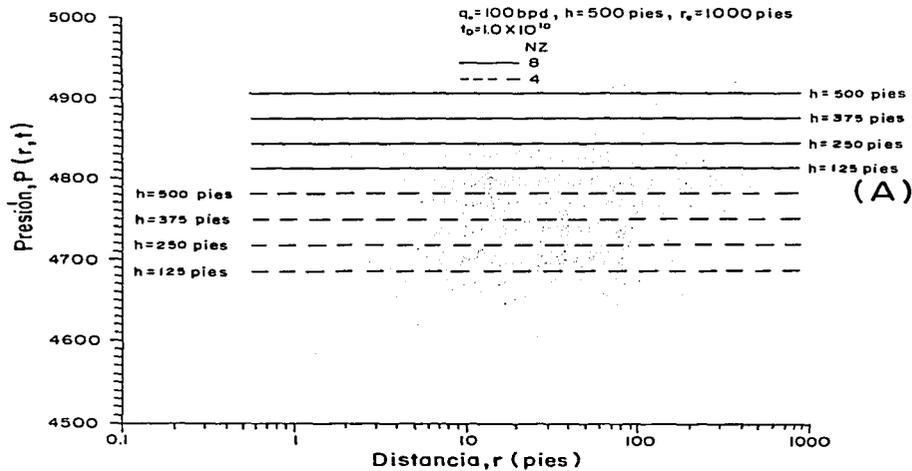


FIG. 33 GRAFICAS DE RESPUESTA DE PRESION Y SATURACION DE GAS VS. DISTANCIA (A) Y PROFUNDIDAD (B)

FIG. 34 GRAFICA DE SATURACION PROMEDIO DE GAS VS. TIEMPO

$q_w = 100 \text{ bpd}$, $h = 500 \text{ pies}$, $r_e = 1000 \text{ pies}$

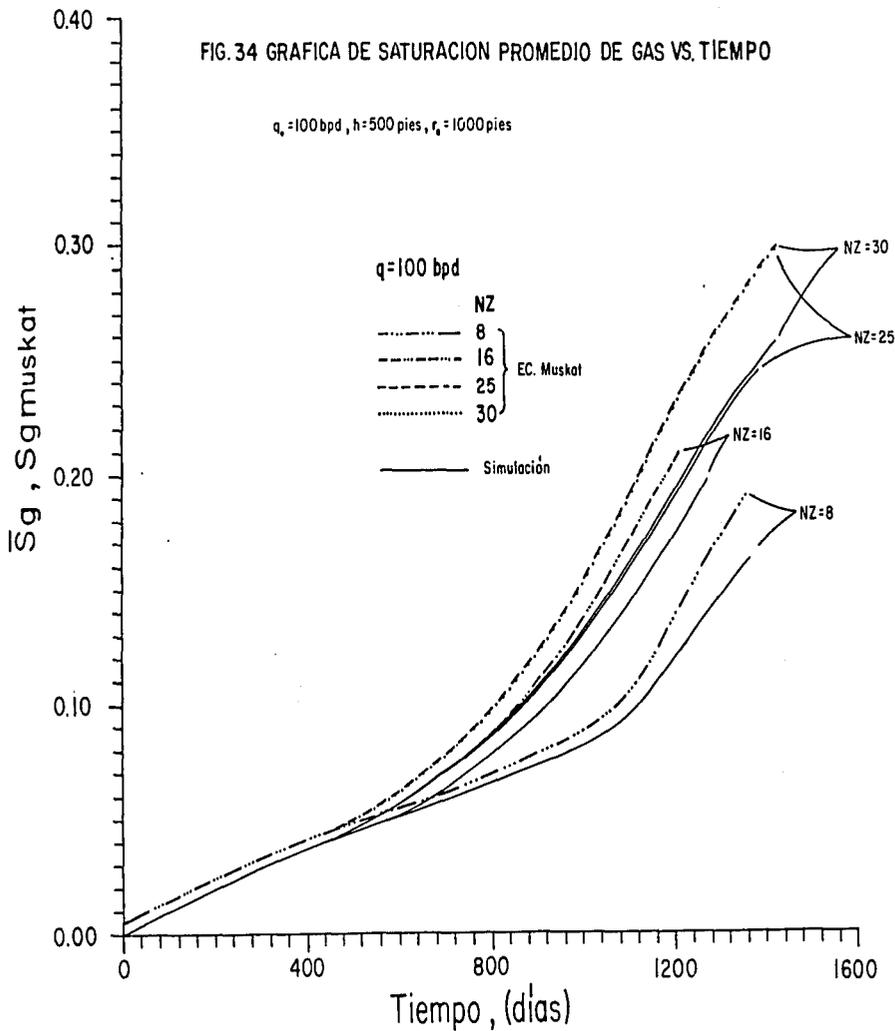


FIG. 35 GRAFICA DE SATURACION PROMEDIO DE GAS VS. TIEMPO

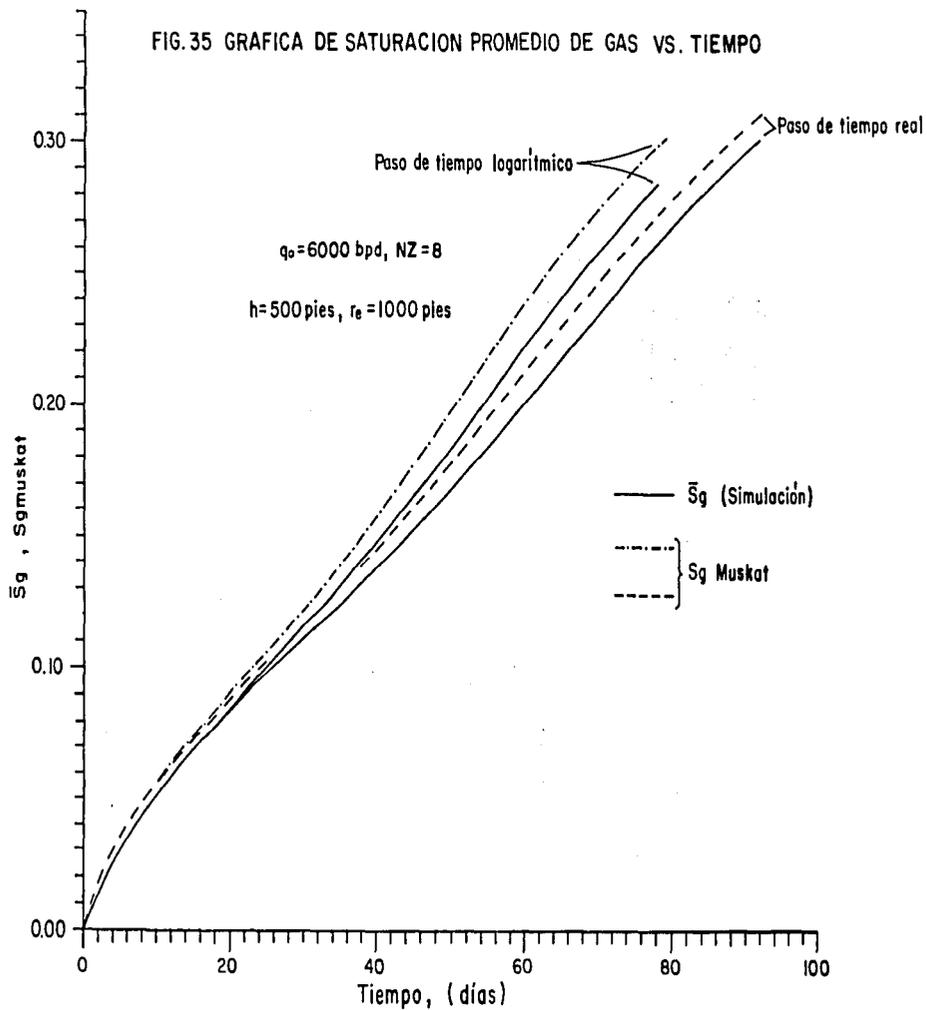
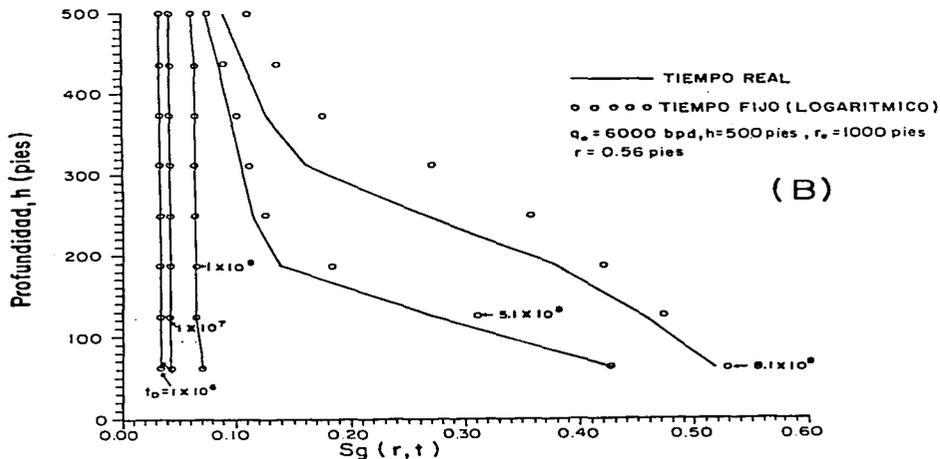
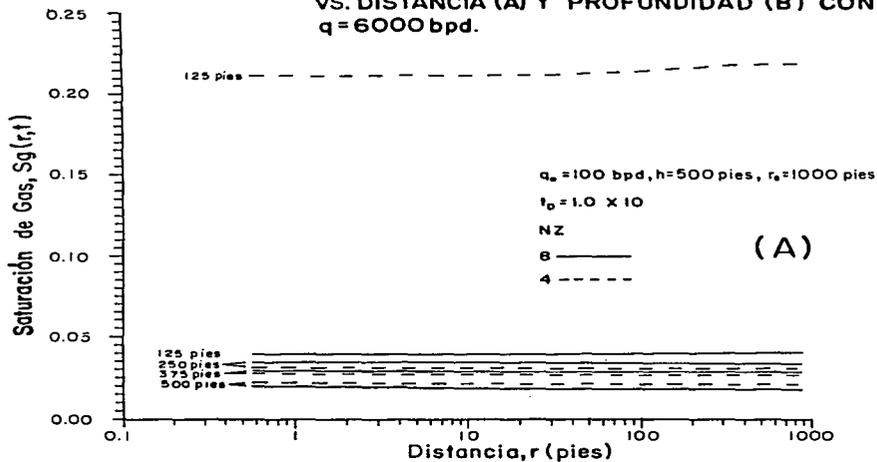


FIG. 36 GRAFICAS DE PERFILES DE SATURACION DE GAS VS. DISTANCIA (A) Y PROFUNDIDAD (B) CON $q = 6000$ bpd.



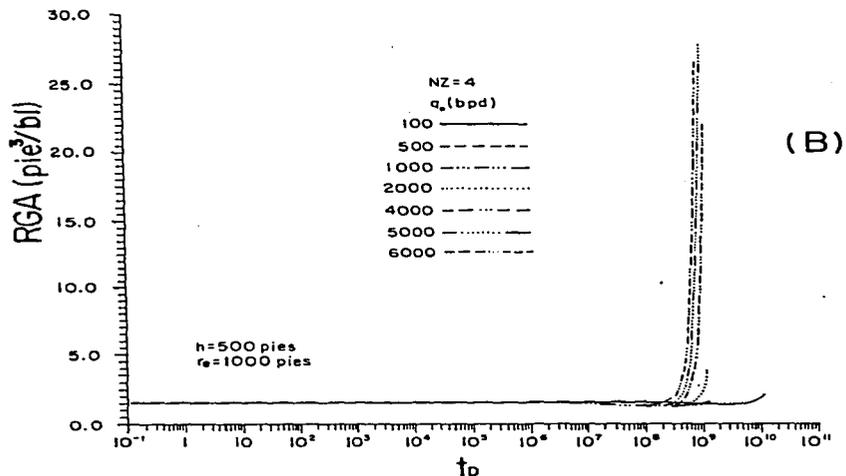
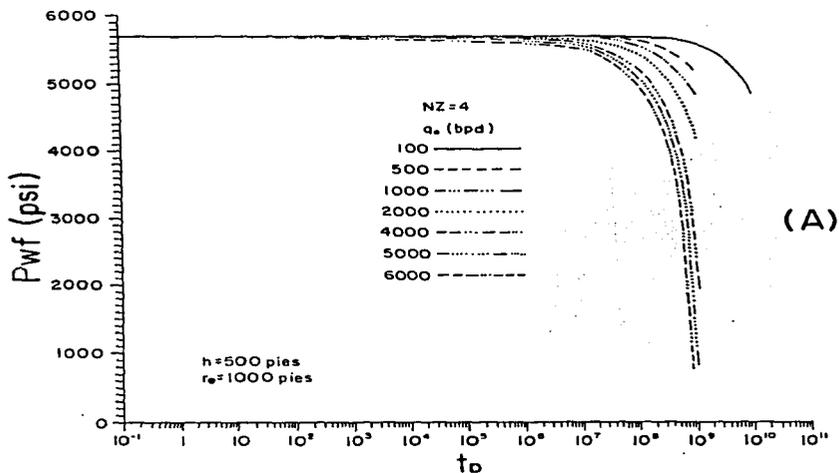


FIG. 37 GRAFICA DE RESPUESTA DE PRESION DE FONDO FLUYENDO (P_{wf}) Y RELACION GAS-ACEITE VS. TIEMPO

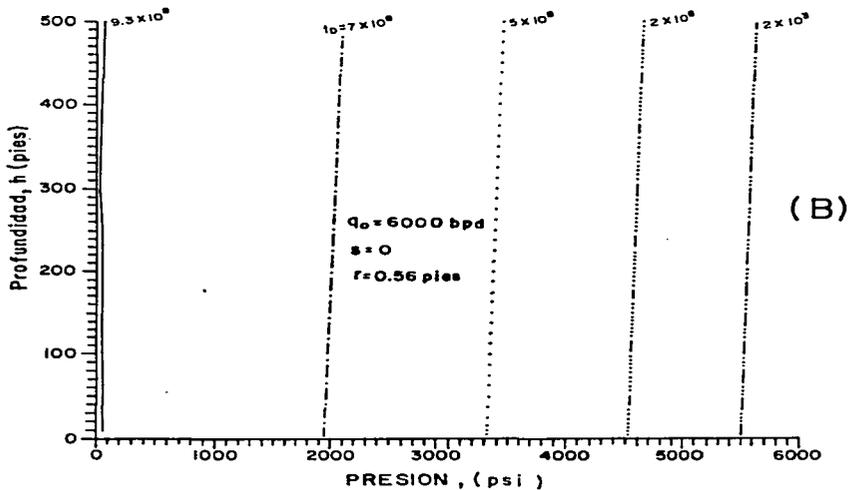
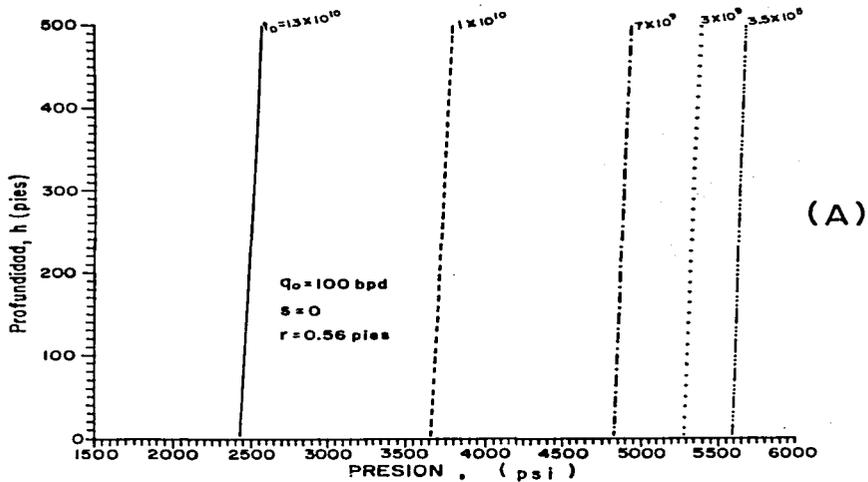


FIG. 38 GRAFICAS DE PERFILES DE PRESION VS. PROFUNDIDAD PARA DOS GASTOS DE PRODUCCION

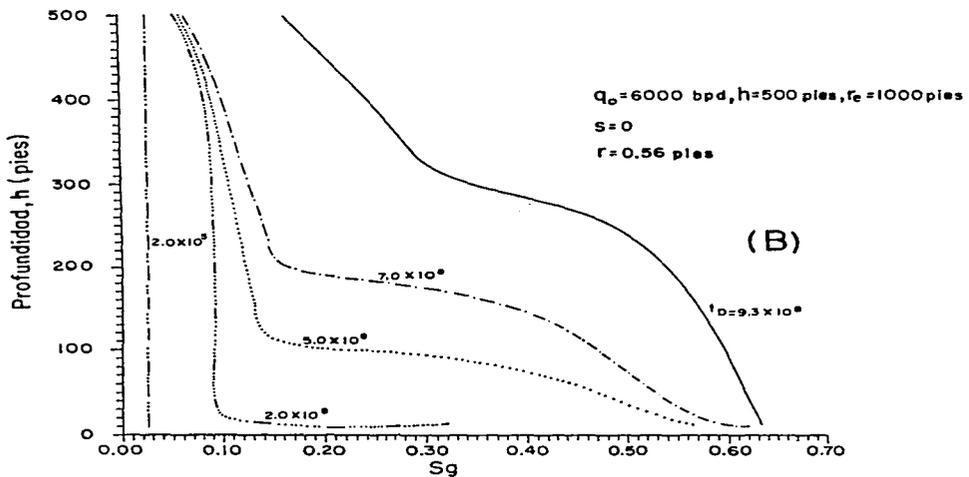
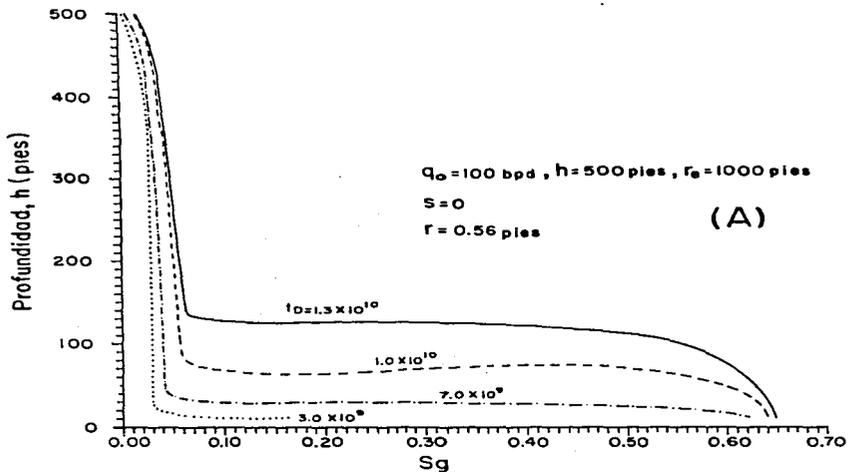
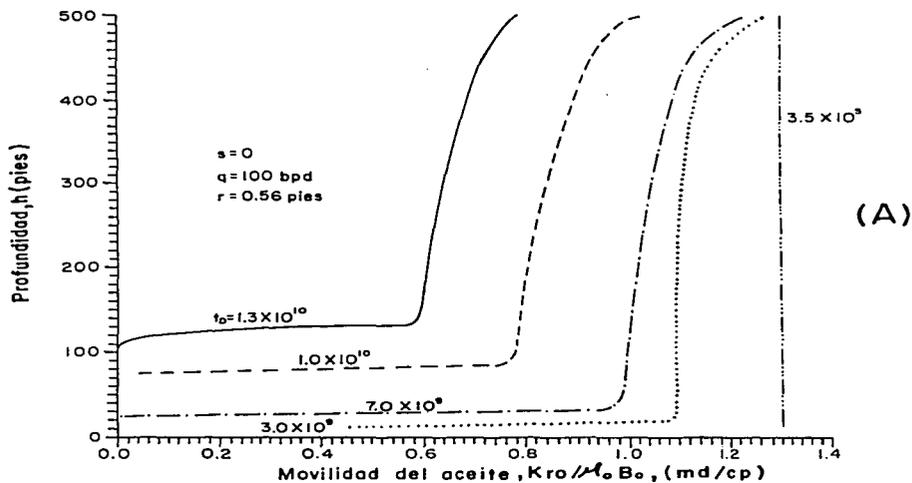
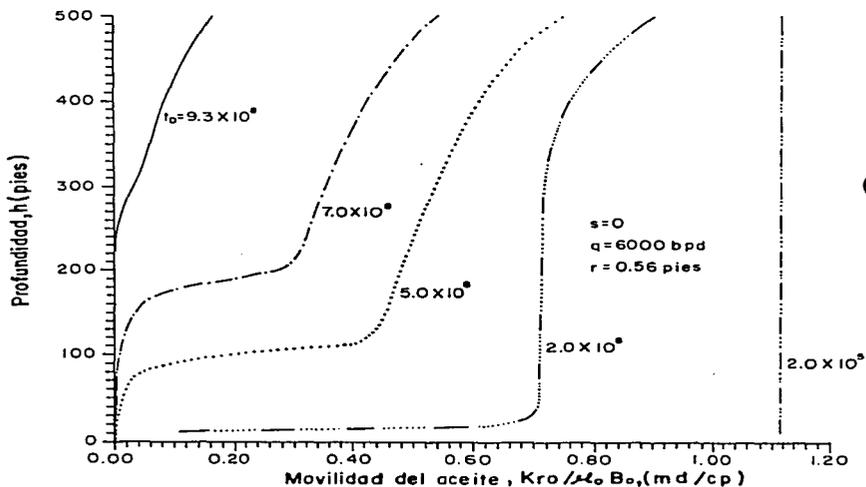


FIG. 39 GRAFICAS DE PERFILES DE SATURACION DE GAS VS. PROFUNDIDAD, (A) $q_o = 100 \text{ BPD}$ Y (B) $q_o = 6000 \text{ BPD}$.



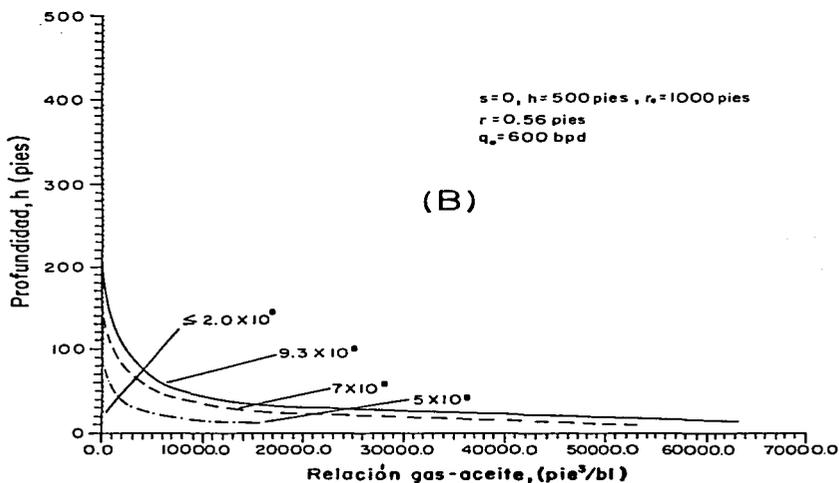
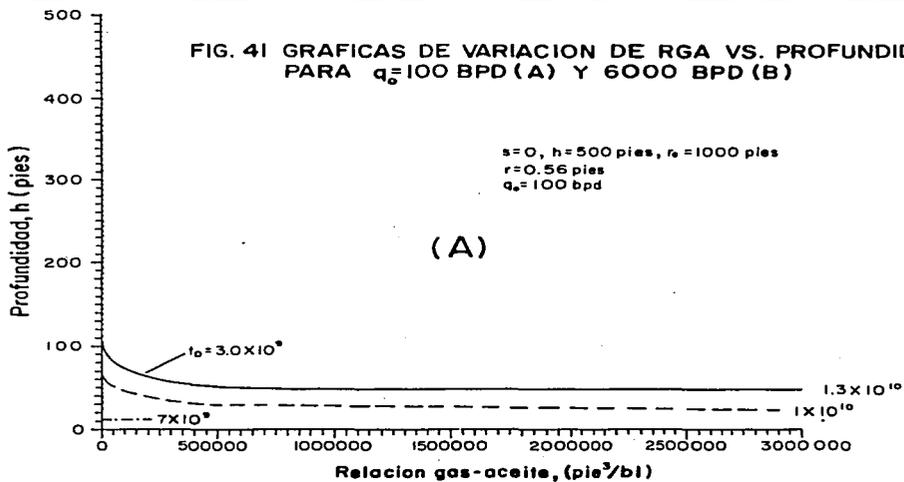
(A)



(B)

FIG. 40 GRAFICAS DEL COMPORTAMIENTO DE LA MOVILIDAD DEL ACEITE VS. PROFUNDIDAD, (A) $q = 100 \text{ BPD}$ Y (B) $q = 600 \text{ BPD}$.

FIG. 4I GRAFICAS DE VARIACION DE RGA VS. PROFUNDIDAD
 PARA $q_e=100$ BPD (A) Y 6000 BPD (B)



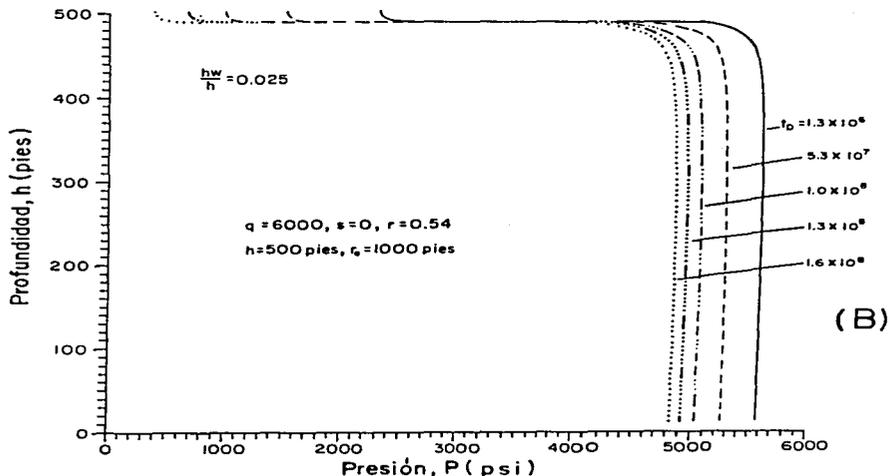
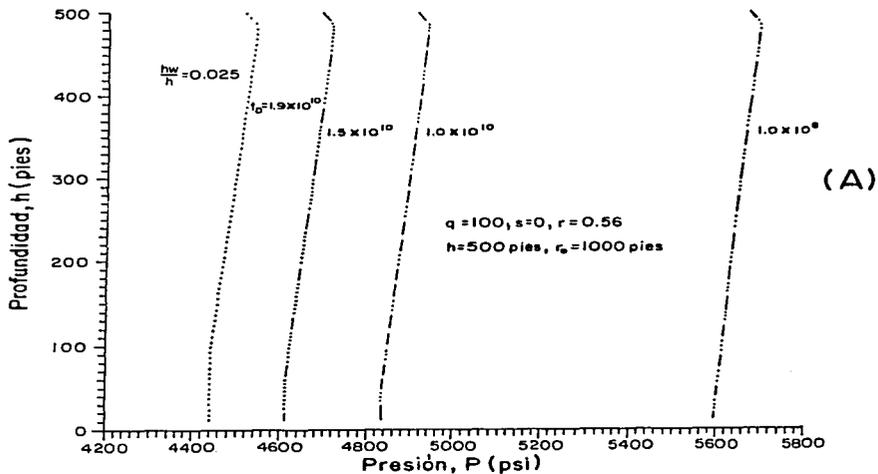
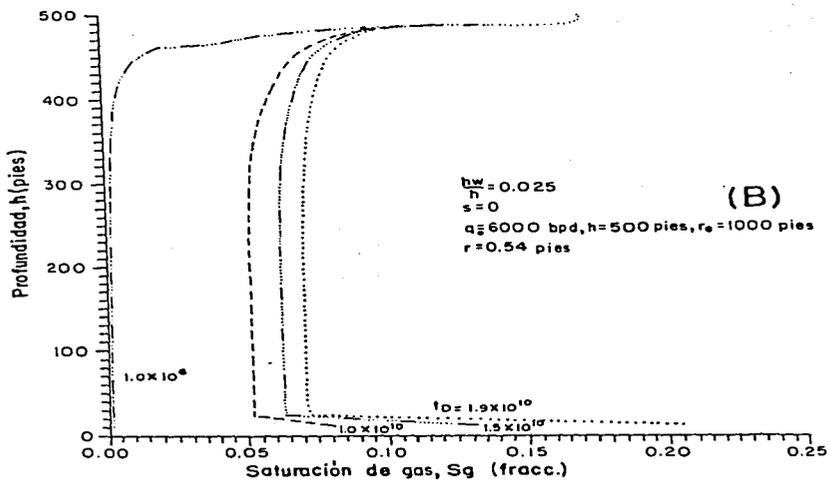
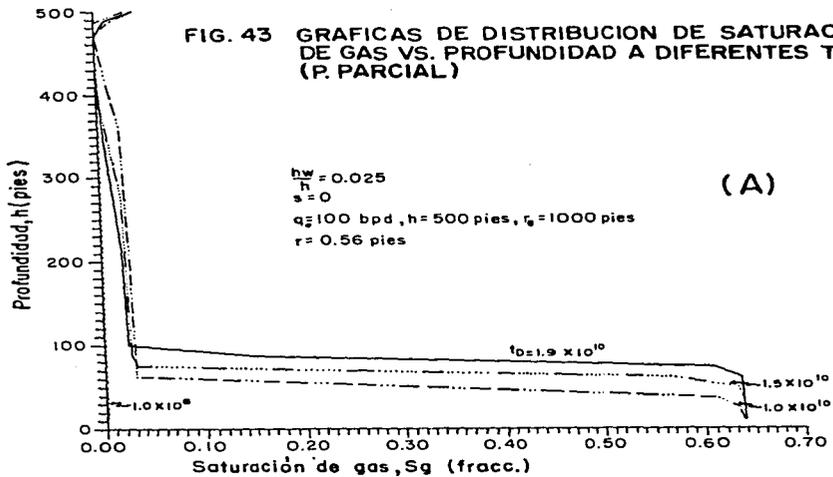


FIG. 42 GRAFICAS DE COMPORTAMIENTO DE PRESION VS. PROFUNDIDAD PARA DOS GASTOS DE PRODUCCION (P. PARCIAL)

FIG. 43 GRAFICAS DE DISTRIBUCION DE SATURACION DE GAS VS. PROFUNDIDAD A DIFERENTES TIEMPOS (P. PARCIAL)



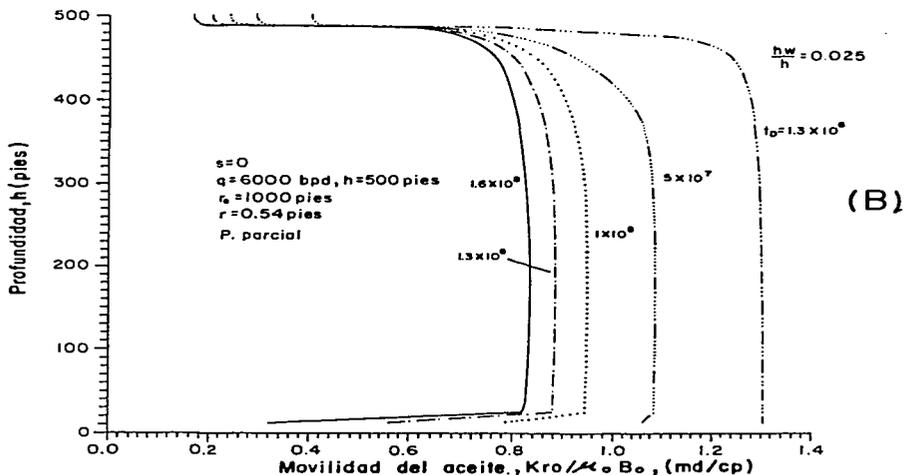
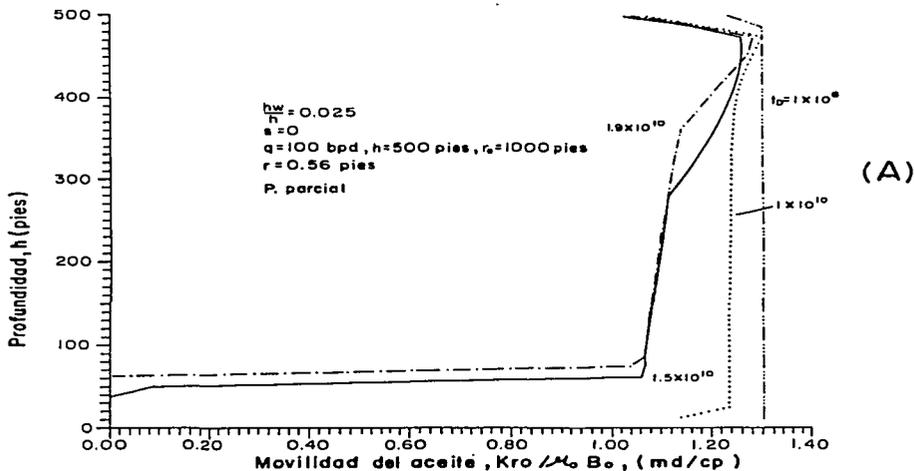


FIG. 44 GRAFICAS DE COMPORTAMIENTO DE LA MOVILIDAD DEL ACEITE VS. PROFUNDIDAD, (A) $q=100$ BPD Y (B) $q=6000$ BPD, (P. PARCIAL)

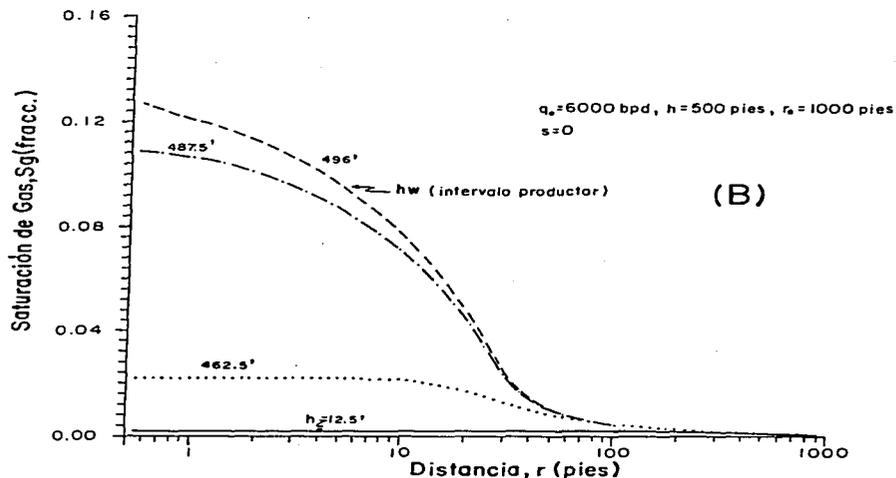
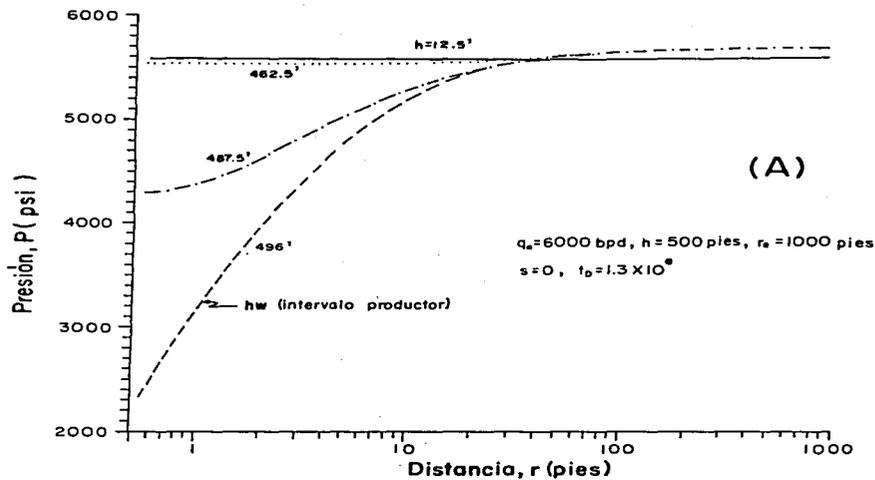


FIG. 45 GRAFICAS DE VARIACION DE PRESION (A) Y SATURACION DE GAS (B) VS. DISTANCIA PARA POZO CON PENETRACION PARCIAL

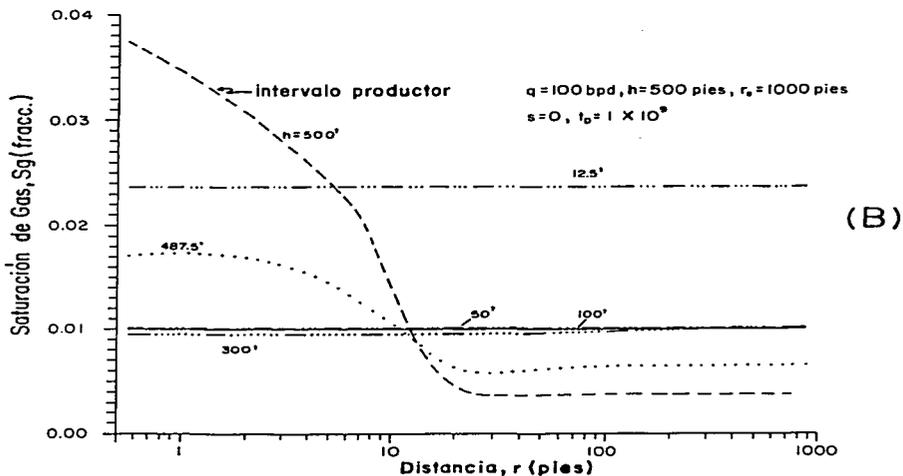
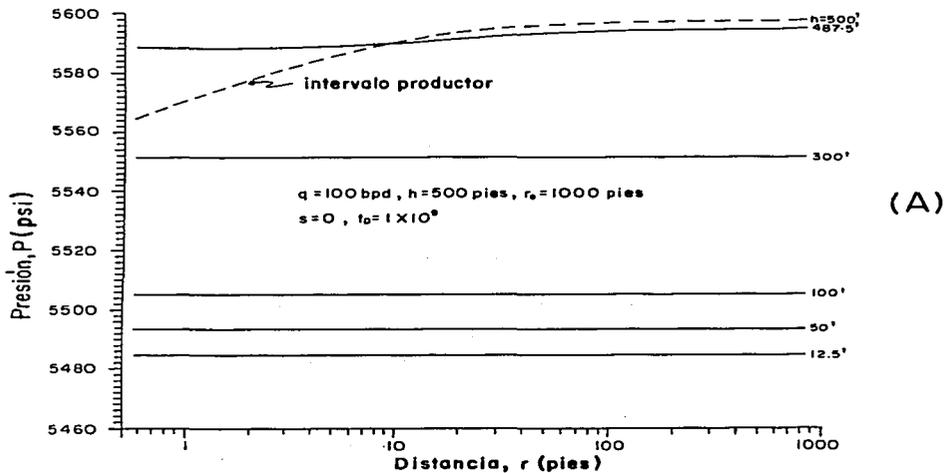
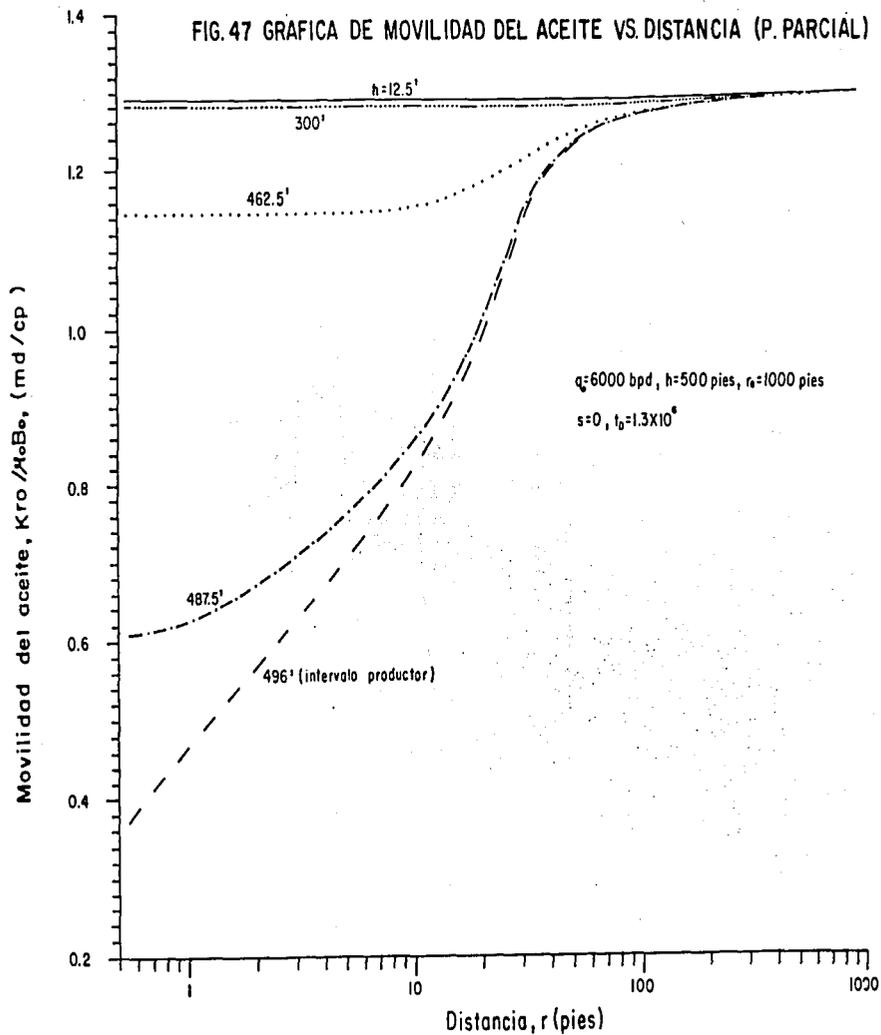


FIG. 46 GRAFICAS DE COMPORTAMIENTO DE PRESION Y SATURACION DE GAS VS. DISTANCIA (P. PARCIAL)

FIG. 47 GRÁFICA DE MOVILIDAD DEL ACEITE VS. DISTANCIA (P. PARCIAL)



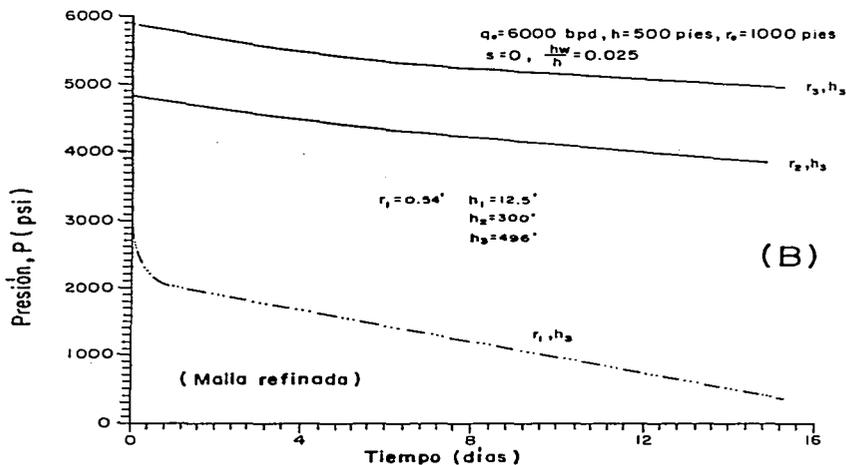
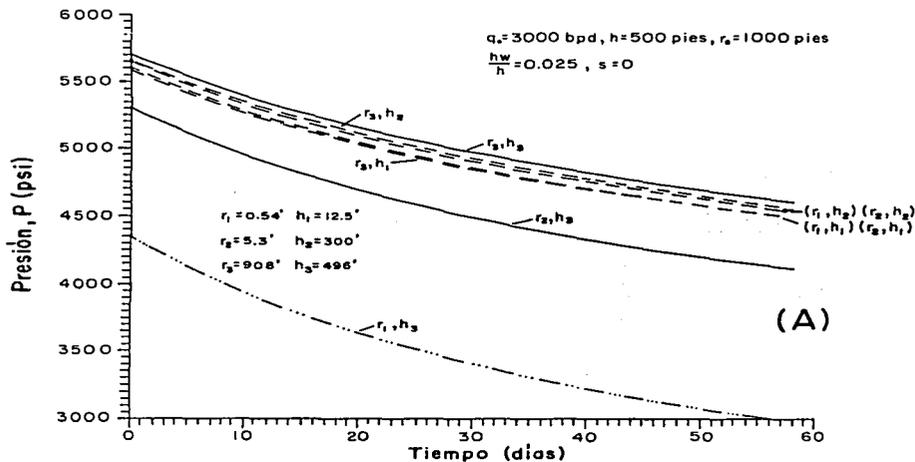


FIG. 48 GRAFICAS DE PERFILES DE PRESION VS. TIEMPO PARA $q_w = 3000 \text{ BPD}$ (A) Y 6000 BPD (B), (P. PARCIAL)

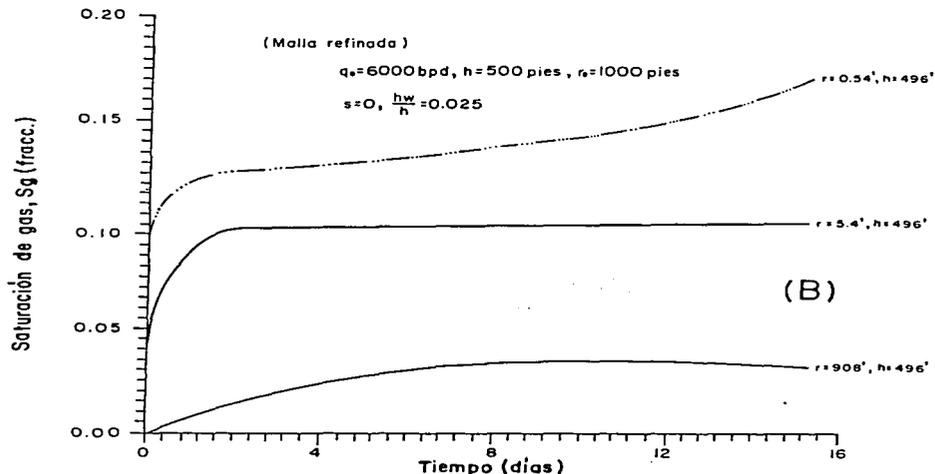
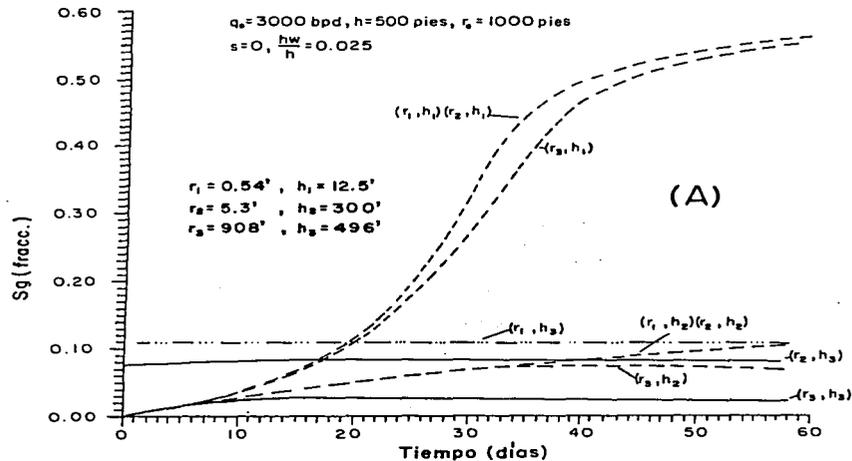


FIG. 49 GRAFICAS DE SATURACION DE GAS VS. TIEMPO PARA $q_e = 3000 \text{ BPD}$ (A) Y 6000 BPD (B) (P. PARCIAL)

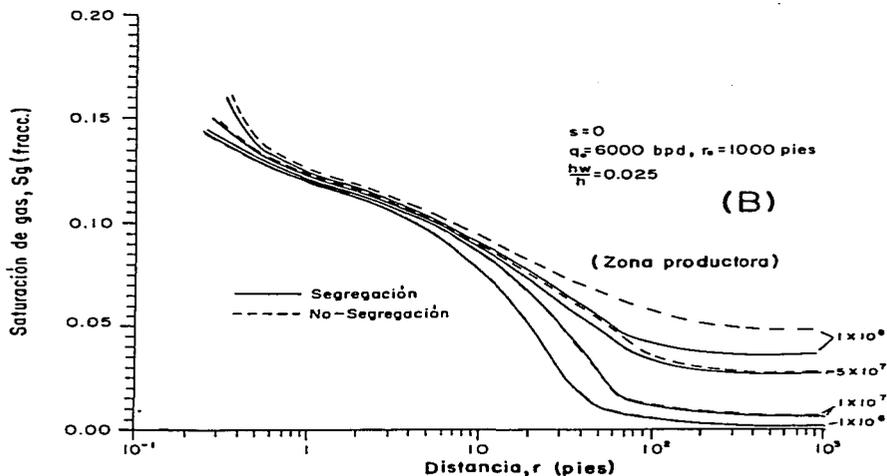
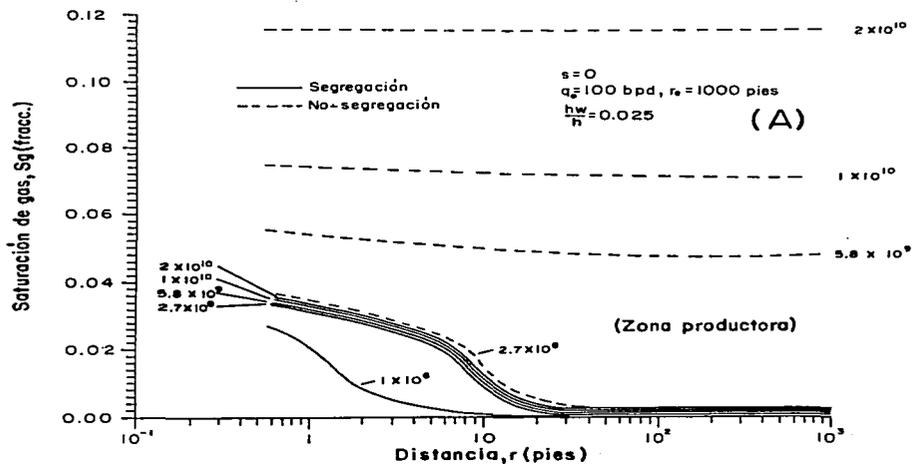


FIG. 50 GRAFICAS DE VARIACION DE SATURACION DE GAS VS. DISTANCIA PARA $q_5=100$ BPD (A) Y 6000 BPD (B) (P. PARCIAL)

CAPITULO IV

CONCLUSIONES

Tomando como base lo presentado en el capítulo III, se ponen a consideración las siguientes conclusiones y observaciones:

- 1) La precisión en la respuesta de saturación y presión es afectada por el número de bloques en dirección vertical. Lo anterior se ve acentuado a tiempos largos y a bajos gastos de producción, para los cuales los efectos gravitacionales cobran mayor importancia. Por otro lado, en dirección radial, se obtiene una buena precisión con el uso de la malla logarítmica.
- 2) Una observación importante en la respuesta de saturación de gas contra profundidad, a bajos gastos de producción, es que presenta una zona de transición donde el valor del número de bloques tiene mayor influencia, tal que una pequeña variación en profundidad tendrá una fuerte variación en saturación. Asimismo, a altos gastos, cuando los efectos gravitacionales se ven reducidos, esta zona de transición se distribuye en todo el espesor del yacimiento.
- 3) Bajo condiciones de segregación y flujo multifásico, la condición de paso de tiempo fijo (por ciclo logarítmico) sobre paso de tiempo real (controlado por los cambios máximos en presión y saturación principalmente), altera la respuesta, reduciendo la precisión de los datos de presión como de saturación. Por lo que para este tipo de problemas se recomienda el uso de paso de tiempo real, aunque para esto se requiera mayor capacidad de cómputo y almacenamiento de información.

- 4) Para problemas de simulación que involucren segregación de fluidos, es recomendable realizar un análisis de sensibilidad del número de bloques de la rejilla a utilizar, ya que de este estudio se puede observar que la precisión de la respuesta de presión y saturación depende grandemente del número de bloques verticales usados y, por otro lado, del paso de tiempo.

- 5) Para el caso de un pozo totalmente penetrante, los gradientes de presión se pueden considerar aproximadamente constantes, independientemente del gasto de producción. No así en saturación, donde se presenta un cambio abrupto en la respuesta, principalmente a gastos bajos, y por medio del cual se puede observar la evolución del frente de gas con tiempo, pudiéndose inferir que, entre más brusco sea el cambio de saturación, los efectos gravitacionales son más importantes. Lo anterior concuerda con lo observado en gastos altos, en donde se muestra una zona de transición distribuida en todo el espesor del yacimiento.

- 6) Para pozos parcialmente penetrantes, los gradientes de presión dejan de ser aproximadamente constantes, mostrando caídas de presión de diferentes magnitudes, de acuerdo al gasto de producción. En cuanto a saturación se presentan dos cambios, uno en la parte alta del yacimiento (casquete), y el otro en el intervalo productor. Tomando en consideración que a tiempos largos, cuando los efectos gravitacionales son importantes, se tiene un menor avance del frente de gas, esto al comparar las respuestas de un pozo produciendo en la parte baja del yacimiento con la obtenida al producir de todo el intervalo.

- 7) Como se señaló en el punto 6, para el caso de un pozo abierto al flujo en la parte más baja del yacimiento, el gradiente de presión deja de ser aproximadamente constante, mostrando una caída de presión debido al efecto de penetración parcial y gastos de producción, la cual puede ser del orden de cientos de lb/pg^2 , y puede ser relacionado con el efecto de daño en la vecindad del pozo, o daño por penetración parcial.

8) De los resultados presentados en este trabajo, es de resaltar su importancia, ya que muchos de los detalles observados y analizados cualitativamente, pueden ser tomados como punto de partida en estudios más avanzados sobre el comportamiento y predicción de yacimientos, no sólo homogéneos sino también naturalmente fracturados, sujetos a efectos de segregación con empuje por gas disuelto.

NOMENCLATURA

- A** : Area de la sección transversal al flujo, [pie²].
- a** : Exponente empírico, [0.5-0.8].
- B** : Exponente de la ecuación de $k_r = S^B$ donde $B=3.2$.
- B_g** : Factor de volumen del gas, [pie³ @ C.Y./pie³ @ C.S.]
- B_o** : Factor de volumen del aceite, [m³ @ C.Y./m³ @ C.S.].
- B_{ti}** : Factor de volumen de las dos fases = $B_o + B_g (R_{si} - R_s)$.
- B_w** : Factor de volumen del agua, [m³ @ C.Y./m³ @ C.S.].
- C** : Coeficiente de restricción.
- C'** : Constante de entrada de agua (volumen/presión).
- C_e** : Compresibilidad efectiva de los fluidos, [psi⁻¹].
- C_f** : Compresibilidad de la formación, [psi⁻¹].
- C_o** : Compresibilidad del aceite, [psi⁻¹].
- C_s** : Compresibilidad de los sólidos, [psi⁻¹].
- C_t** : Compresibilidad total, [psi⁻¹].
- C_w** : Compresibilidad del agua, [psi⁻¹].
- E_o** : Volumen debido a la expansión del aceite, [m³ @ C.Y.].
- E_s** : Volumen debido a la expansión del sólido, [m³ @ C.Y.].
- E_w** : Volumen debido a la expansión del agua, [m³ @ C.Y.].
- f_D** : Flujo fraccional del fluido desplazante, [fracción].
- f_g** : Flujo fraccional de gas, [fracción].
- g** : Aceleración de la gravedad, [32.2 pie/seg²].
- g_c** : Constante de conversión, [32.2 lb-pie/lb-seg²].
- G** : Volumen de gas libre inicial = mNB_{oi} / B_{gi} , [pie³ @ C.S.].
- G_p** : Producción acumulativa de gas, [pie³ @ C.S.].
- G_r** : Volumen de gas remanente, [pie³ @ C.S.].
- h** : Espesor de la formación, [pie].
- IP** : Índice de productividad [bpd/psi].
- k** : Permeabilidad absoluta, [md].

K_D : Permeabilidad efectiva al fluido desplazante, [Darcys].
 K_g : Permeabilidad efectiva al aceite, [md].
 K_o : Permeabilidad efectiva al gas, [md].
 k_{ro} : Permeabilidad relativa al aceite.
 k_{rg} : Permeabilidad relativa al gas.
 k_v : Permeabilidad en la dirección vertical, [md].
L : Longitud de la columna de drenaje o formación, [pie].
m : Relación entre el volumen inicial de gas, @ C.Y. y el volumen original de aceite, @ C.Y.
N : Volumen de aceite inicial, [m^3 @ C.S.].
NEG : Número de efectos gravitacionales sobre viscosos, [adimensional].
 N_p : Producción acumulativa de aceite, [m^3 @ C.S.].
 N_r : Volumen de aceite remanente, [m^3 @ C.S.].
 N_r : Número de bloques en dirección radial.
 N_z : Número de bloques en dirección vertical.
p : Presión, [psi].
 p_c : Presión capilar, [psi].
 q_o : Gasto de aceite, [bpd].
 q_{oc} : Gasto crítico de aceite, [bpd].
 r_w : Radio del pozo, [pg].
R : Relación gas-aceite producida = G_p/N_p @ C.S.
 R' : Módulo de drenaje, [adimensional].
Rec : Recuperación, [%].
 R_s : Relación de solubilidad gas-aceite, [pie³/bl].
S : Saturación = $(S_w - S_{wr}) / (1 - S_{wr})$, [fracción].
S : Trayectoria de flujo, [pies].
 S_D : Saturación del fluido desplazante, [fracción].
 S_{or} : Saturación residual de aceite, [fracción].
 S_{gc} : Saturación crítica de gas, [fracción].
 S_{goa} : Saturación de gas inmediatamente abajo del frente de saturación inferior, [fracción].

S_l : Saturación de líquido, [fracción].
S_{wi} : Saturación inicial promedio de agua en el yacimiento, [fracción].
S_{wr} : Saturación residual de agua, [fracción].
t : Tiempo, [días].
t₀ : Tiempo adimensional.
v : Velocidad del fluido en la dirección z (movimiento descendente), [pie/seg].
V_{fd} : Volumen de fluidos desplazados, @ C.Y.
V_g : Volumen de gas segregado a condiciones de yacimiento, [bl].
V_o : Volumen de aceite @ C.Y.
We : Volumen de entrada de agua @ C.S.
Wp : Volumen de agua producida @ C.S.
Z_d : Distancia del contacto gas-líquido desde la cima de la columna de drene, [pie].
Z_g : Posición del frente de gas, [pie].
Z_o : Posición del frente de aceite, [pie].

Letras griegas:

α : Angulo de echado, [grados].
 Δp : Caída de presión en el yacimiento, [psi].
 $\Delta'p$: Diferencia de presión en el contacto agua-aceite (frontera acuífero-yacimiento) entre un intervalo de tiempo t_1 y t_2 , [psi].
 Δt : Intervalo de tiempo, [días].
 $\Delta \rho$: Diferencia de densidades de los fluidos, [lb_m/pie³].
 ϕ : Porosidad, [fracción].
 ϕ^* : $\phi (1 - S_{or})$ para sistema de dos fases, o $\phi (1 - S_{or} - S_w)$ para sistema de tres fases, [fracción].
 λ : Relación de movilidad.
 μ : Viscosidad, [cp].
 ρ : Densidad del fluido, [lb/pie³].

REFERENCIAS

- 1) Muskat, Morris: **Physical Principles of Oil Production**; McGraw-Hill Book Co., Inc., New York, 1949, pág. 364, 399.
- 2) Craft, B.C. and Hawkins, M.F.: **Petroleum Reservoir Engineering**; Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, N.J., 1959, pág. 100.
- 3) Garaicochea, F.: **Apuntes de Comportamiento Primario de los Yacimientos**; Facultad de Ingeniería, UNAM, Abril 1972.
- 4) León Espinosa, C. A.: **Comportamiento de Yacimientos**; Tesis Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM, 1995.
- 5) Stanley, L.T.: "Curve-Fitting Cuts Material Balance Calculations"; *The Petroleum Engineer*, Aug. 1961.
- 6) Tarnor, J.: "How Different Size Gas Caps and Pressure Maintenance Programs Affect Amount of Recoverable Oil"; *Oil Weekly*, Vol.144, No. 2, Jun. 1944.
- 7) Muskat, M.: **The Flow of Homogeneous Fluid Through Porous Media**; Ann Arbor, New York, 1946.
- 8) Hagoort, J.: "Oil Recovery by Gravity Drainage"; *SPEJ*, Jun. 1980.
- 9) King, R.L., Stiles, J.H. Jr., and Waggoner, J.M.: "A Reservoir Study of the Hawkins Woodbine Field"; Paper SPE 2972 presented at the SPE Annual Meeting, Houston, Oct. 4-7, 1970.
- 10) Richardson, J.G., Sangree, J.B., and Sneider, R.M.: "Oil Recovery by Gravity Segregation"; *JPT*, Jun. 1989.
- 11) Salathiel, R.A.: "Oil Recovery by Surface Film Drainage in Mixed Wettability Rocks"; *JPT*, Trans. AIME, Vol. 225, Oct. 1973.

- 12) Ocampo Molina, J.: **Mecanismos de Desplazamiento en Yacimientos Naturalmente Fracturados**; Tesis Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM, 1992.
- 13) Saidi, A.M. and Van Golf Racht, T.: "Considération sur les Mécanismes de Base dans les Réservoirs Fracturés"; *Revue de L' Institut Francais du Pétrole*, Tomo XXVI, No. 12, Diciembre 1971.
- 14) Havlena, D. and Odeh, A.S.: "The Material Balance as an Equation of a Straight Line"; *Journal of Petroleum Technology*, Aug. 1963.
- 15) Havlena, D. and Odeh, A.S.: "The Material Balance as an Equation of a Straight Line - Part II, Field Cases"; *Trans. AIME*, Vol. 231, 1964.
- 16) Pirson, S.J.: *Oil Reservoir Engineering*; McGrawHill, Co., Inc., New York, 1958, pág. 658-659.
- 17) Ambastha, A.K., and Aziz, K.: "Material Balance Calculations for Solution Gas-Drive Reservoirs with Gravity Segregation"; Paper presented at 62nd Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE held in Dallas, TX, Sept. 27-30, 1987.
- 18) Terwilliger, P.L. et al.: "An Experimental and Theoretical Investigation Of Gravity Drainage Performance"; *Trans. AIME*, Vol. 132, 1939.
- 19) Buckley, S.E. and Leverett, M.C.: "Mechanism of Fluid Displacement in Sands"; *Trans. AIME*, Vol. 146, 1942.
- 20) Templeton, E.E. and Nielsen, R.F.: "A Study of Counterflow Segregation"; Paper presented at 36th. Annual Fall Meeting of SPE, in Dallas, TX, Oct. 8-11, 1961.
- 21) Hall, H.N.: "Analysis of Gravity Drainage"; Paper presented at 35th Annual Fall Meeting of SPE, in Denver, Oct. 2-5, 1964.
- 22) Cardwell, W.T. and Parsons, R.L.: "Gravity Drainage Theory"; Paper SPE 2464, *Petroleum Technology*, Nov. 1948.
- 23) Dykstra, H.: "The Prediction of Oil Recovery by Gravity Drainage"; *JPT*, May1978.

- 24) King, F.H.: "Principles and Conditions of the Movements of Ground Water"; U.S. Geological Survey Annual Report, Vol 19, 1899.
- 25) Anders, E.L.: "Mile Six Pool - An Evaluation of Recovery Efficiency"; Trans. AIME Vol. 198, 1953.
- 26) Richardson, J.G. and Blackwell, R.J.: "Use of Simple Mathematical Models for Predicting Reservoir Behavior"; JPT, Sept. 1971.
- 27) De Lima, P.N., and Rodríguez, F.: "A Model for the Performance of Solution Gas-Drive Reservoirs with Gravity Segregation"; Paper SPE 23705, 1992.
- 28) Padilla, S.R.: Comportamiento de Yacimientos Homogéneos con Flujo Multifásico y Efectos Gravitacionales; Tesis Maestría, DEPI-UNAM, 1995.
- 29) Padilla, S.R., Camacho, V.R., y Samaniego, V.F.: "Estudio de Efectos Gravitacionales en Yacimientos Homogéneos con Empuje de Gas en Solución"; X Jornadas Técnicas de la AIPM. Delegación México, 26-27 de Octubre, 1995.
- 30) Socony Mobil Oil Co. Inc.: "Gravity Drainage," chapter 9, Jan. 1983.
- 31) Samaniego, V.F.: "Mecanismo de Segregación Gravitacional y su Efectividad en el Yacimiento Akal"; Reporte elaborado para la Gerencia de Planeación de Explotación, Pemex, México, Noviembre 1980.
- 32) Garaicochea, F., Acuña R., A.: "Alternativas de Explotación de los Yacimientos del Area Reforma"; Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, Enero 1978.
- 33) Stanley, L.T.: "Approximation of Gas-Drive Recovery and Front Movement in the Abqaiq Field, Saudi Arabia"; Trans. AIME, Vol. 219, 1960.
- 34) Kent Thomas, L., N. Dixon, Thomas, and T., and G.Pierson, Ray.: "Fractured Reservoir Simulation"; SPEJ, Feb. 1983.

- 35) Gilman, J.R.: "Numerical Simulation of Phase Segregation in the Primary Porosity (Matrix Blocks) in Two-Porosity Porous Media"; Paper SPE 12271 presented at the Reservoir Simulation Symposium held in San Francisco, CA, November 15-18, 1983.
- 36) Gilman, J.R., and Kazemi, H.: "Improved Calculations for Viscous and Gravity Displacement in Matrix Blocks in Dual-Porosity Simulators"; JPT, Jan. 1988.
- 37) Festoy, S. And Van Golf Racht, T.D.: "Gas Gravity Drainage in Fractured Reservoirs Through New Dual-Continuum Approach"; SPERE, Aug. 1989.
- 38) Fung, K., Collins, D.A.: "An Evaluation of the Improved Dual-Porosity Model for the Simulation of Gravity Effects in Naturally Fractured Reservoirs." JCTP, May-Jun. 1991.
- 39) Camacho, V.R.: Well Performance Under Solution Gas Drive; Ph.D., University of Tulsa, Tulsa, OK, 1987.