

3



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

EFFECTOS DE SEGREGACION GRAVITACIONAL  
EN EL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA Y  
PRODUCTIVIDAD DE POZOS.

T E S I S  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A  
CASTREJON AIVAR RAFAEL

DIRECTOR DE TESIS: DR. RODOLFO G. CAMACHO VELAZQUEZ



MEXICO, D. F.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

2002



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**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.

PAGINACIÓN

DISCONTINUA



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION  
60-1-587

**SR. RAFAEL CASTREJON AIVAR**  
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Dr. Rodolfo G. Camacho Velázquez y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**EFFECTOS DE SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL EN EL COMPORTAMIENTO DE  
AFLUENCIA Y PRODUCTIVIDAD DE POZOS**

	<b>RESUMEN</b>
	<b>INTRODUCCIÓN</b>
<b>I</b>	<b>ANTECEDENTES</b>
<b>II</b>	<b>MODELO NUMÉRICO</b>
<b>III</b>	<b>RESULTADOS</b>
<b>IV</b>	<b>CONCLUSIONES</b>
	<b>NOMENCLATURA</b>
	<b>REFERENCIAS</b>

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"  
Cd. Universitaria, D. F., a 29 de abril de 2002  
EL DIRECTOR

  
\_\_\_\_\_  
**ING. GERARDO FERRANDO BRAVO**

GFB\*RLLR\*gtg



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MÉXICO**  
**FACULTAD DE INGENIERIA**

**EFFECTOS DE SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL EN EL COMPORTAMIENTO  
DE AFLUENCIA Y PRODUCTIVIDAD DE POZOS**

**DIRECTOR DE TESIS: DR. RODOLFO CAMACHO VELÁZQUEZ.**  
**NOMBRE DEL ALUMNO: RAFAEL CASTREJÓN AIVAR.**  
**NÚMERO DE CUENTA: 9042075-3**

**JURADO:**

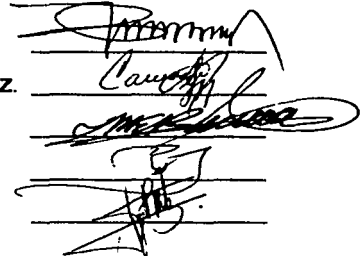
**PRESIDENTE: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS.**

**VOCAL: DR. RODOLFO CAMACHO VELÁZQUEZ.**

**SECRETARIO: M.I. MARIO BECERRA ZEPEDA.**

**1ER. SUPLENTE: DR. RAFAEL RODRÍGUEZ NIETO.**

**2DO. SUPLENTE: M.I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ.**



Handwritten signatures of the jury members over horizontal lines. The signatures correspond to the names listed in the text: Manuel Villamar Viguera, Rodolfo Camacho Velázquez, Mario Becerra Zepeda, Rafael Rodríguez Nieto, and José Martínez Pérez.

**MÉXICO, D.F. ABRIL DE 2002**

a Dios..

**Agradezco sinceramente a todos los profesores y personas académicas que colaboraron en mi desarrollo profesional, especialmente al M.I. Roberto Padilla Sixto por la dirección, asesoría y conocimientos en esta tesis. Al M.I. José Luis Roldán Cortés por su apoyo y sugerencias. Al Dr. Rodolfo Camacho Velázquez por todo su apoyo brindado, muchas gracias.**

**De manera también especial agradezco al Ing. Manuel Villamar Viguera, al M.I. Mario Becerra Zepeda, al Dr. Rafael Rodríguez Nieto y al M.I. José Martínez Pérez por su tiempo, paciencia y recomendaciones en la revisión de este trabajo.**

**Gracias a todos aquellos amigos que compartieron conmigo los días de Universidad, gracias a los que ofrecieron su amistad.**

**Quiero agradecer a la Universidad Nacional Autónoma de México, por haberme aceptado como alumno y darme la oportunidad de realizar mis estudios de Ingeniería Petrolera. Al Instituto Mexicano del Petróleo por todas las facilidades brindadas para la realización de mi tesis.**

**A mis Padres y a Jovita, en verdad agradezco su tanto apoyo y su tanta paciencia. Papás, Gracias por permitirme estudiar y de esta forma darme la mejor de las Herencias. Jovita, Gracias por ser mi entusiasmo de todos los días.**

**A Mis Hermanos: Iris, Ceci y Francis; solo decirles que mi logro es suyo porque mi esfuerzo está inspirado en ustedes.**

**Gracias Dios por estar conmigo..**

---

## CONTENIDO

---

Resumen.	ii
Lista de Tablas y Figuras.	iii
Introducción.	1
Capítulo I: Antecedentes	4
Capítulo II: Modelo Numérico	42
Capítulo III: Resultados	50
Figuras	66
Capítulo IV: Conclusiones	86
Nomenclatura	89
Referencias	92



---

## RESUMEN

---

En esta tesis se analizan los efectos de segregación gravitacional en el comportamiento de afluencia, para pozos totalmente penetrantes. Para este análisis se utilizó información obtenida de un simulador numérico de diferencias finitas, examinándose los efectos de la variación de la permeabilidad vertical, valor de factor de daño, gasto de producción y posición.

Por otro lado, se muestra que los mayores potenciales son obtenidos bajo condiciones de segregación favorables, e incrementándose al reducirse el valor de daño, al aumentar la permeabilidad vertical y para tiempos grandes de producción. Así mismo, el exponente  $n$  de la ecuación de flujo de Fetkovich, y los coeficientes cuadráticos de la ecuación de Jones, Blount y Glaze, no únicamente están en función del tiempo, sino también de la posición y del nivel del gasto de producción.

La importancia de los resultados anteriores, es saber cómo afecta al comportamiento de afluencia los efectos de segregación gravitacional, y que la utilización de los métodos de comportamiento de afluencia tradicionales, tales como los de Vogel, Fetkovich, o Jones Blount y Glaze, van a estar restringidos para ciertas situaciones particulares.

---

## LISTA DE TABLAS Y FIGURAS.

---

### Lista de Tablas.-

- Tabla 2.1 Propiedades del yacimiento utilizadas en la simulación.  
Tabla 3.1.a Valores del gasto máximo para  $s=0$ .  
Tabla 3.1.b Valores del gasto máximo para  $s=5$ .  
Tabla 3.2 Comparación de los potenciales, para el intervalo medio productor.

### Lista de Figuras.-

- Fig. 1 Sistema de flujo radial.  
Fig. 2 Comparación de flujo en estados estacionario y pseudoestacionario.  
Fig. 3 Efectos de permeabilidad alterada.  
Fig. 4.a Índice de productividad J.  
Fig. 4.b Comportamiento de afluencia de pozos.  
Fig. 5 Curva de referencia de Vogel.  
Fig. 6 Curvas de referencia de Standing.  
Fig. 7 Errores en la extrapolación de Standing.  
Fig. 8 Comportamiento de IPR de Fetkovich.  
Fig. 9 Gráfica típica de Jones y colaboradores.  
Fig. 10 Interpretación de distintos casos para valores de a y b.  
Fig. 11 Representación esquemática de un yacimiento con casquete de gas.  
Fig. 12 Fuerzas que actúan sobre una burbuja de gas.  
Fig. 13 Esquema del modelo numérico.

- Fig. 14 Propiedades de los fluidos.
- Fig. 15 Datos de permeabilidad relativa.
- Fig. 16 Presión de fondo fluyendo vs. gasto de producción,  $Z_{Di}=0.006$ ,  $Z_{Di}=0.99$ .
- Fig. 17 Comportamiento de saturación de gas vs. Gasto de producción.  
 $Z_{Di}=0.006$ .
- Fig. 18 Comportamiento de saturación de gas vs. Gasto de producción,  $Z_{Di}=0.49$
- Fig. 19 Comportamiento de saturación de gas vs. Gasto de producción,  $Z_{Di}=0.99$
- Fig. 20 Saturación de gas en el pozo vs. Profundidad.
- Fig. 21  $\log (P_r - P_{wf})$  vs.  $\log$  Gasto de Producción,  $Z_{Di}=0.006$ .
- Fig. 22  $\log (P_r - P_{wf})$  vs.  $\log$  Gasto de Producción,  $Z_{Di}=0.49$ .
- Fig. 23  $\log (P_r - P_{wf})$  vs.  $\log$  Gasto de Producción,  $Z_{Di}=0.99$ .
- Fig. 24  $\log (P_r^2 - P_{wf}^2)$  vs.  $\log$  Gasto de Producción,  $Z_{Di}=0.49$ .
- Fig. 25 Comportamiento de  $n$  en términos de  $(P_r - P_{wf})$ ,  $s=0$  y  $5$ .
- Fig. 26 Comportamiento de  $n$  en términos de  $(P_r^2 - P_{wf}^2)$ ,  $s=0$  y  $5$ .
- Fig. 27 Gráfica  $(P_r - P_{wf})/q_0$  vs.  $q_0$ .  $Z_{Di}=0.006$ .
- Fig. 28 Gráfica  $(P_r - P_{wf})/q_0$  vs.  $q_0$ .  $Z_{Di}=0.49$ .
- Fig. 29 Gráfica  $(P_r - P_{wf})/q_0$  vs.  $q_0$ .  $Z_{Di}=0.99$ .
- Fig. 30 Gráfica  $(P_r^2 - P_{wf}^2)/q_0$  vs.  $q_0$ .  $Z_{Di}=0.99$
- Fig. 31 Curva de afluencia normalizada por presión promedio y gasto máximo.  
 $Z_{Di}=0.006$ .
- Fig. 32 Curva de afluencia normalizada por presión promedio y gasto máximo.  
 $Z_{Di}=0.49$ .
- Fig. 33 Curva de afluencia normalizada por presión promedio y gasto máximo.  
 $Z_{Di}=0.99$ .
- Fig. 34 Comparación de las respuestas de Vogel y Fetkovich, gráfica de  $P_{wf}/P_r$  vs.  $q_0/q_{0max}$ .  $Z_{Di}=0.006$ .
- Fig. 35 Comparación de las respuestas de Vogel y Fetkovich, gráfica de  $P_{wf}/P_r$  vs.  $q_0/q_{0max}$ .  $Z_{Di}=0.99$ .

---

## INTRODUCCIÓN

---

Un aspecto importante en la optimización de la producción de hidrocarburos es el estudio del comportamiento de afluencia, el cual se puede estudiar a través del análisis de curvas de IPR<sup>19</sup>. Las curvas de IPR, son un aspecto tan necesario como importante para poder determinar la capacidad productora de los pozos en cada etapa productiva del yacimiento, ya que a través de ellas y de una adecuada interpretación, se podrá saber cuáles son las bases para el diseño de las instalaciones superficiales que se requieren para una óptima explotación.

El estudio del comportamiento de afluencia tiene sus bases en la ecuación propuesta por Darcy<sup>1</sup>, donde a partir de sus experimentos de purificación de agua, definió el comportamiento de flujo, al establecer la relación entre el gasto y la presión a través de un filtro de arena; más tarde y con algunas modificaciones, éstos conocimientos fueron aplicados a escala de yacimientos<sup>1,2</sup>. Así, Vogel en 1968<sup>12</sup> propone una expresión para la generación de las curvas de afluencia para pozos sin daño, de pozos produciendo bajo empuje de gas en solución. Mientras que Standing (1970)<sup>13</sup>, consideró el efecto de daño en términos de la eficiencia de flujo (EF). En 1973, Fetkovich<sup>16</sup>, para pozos de aceite, utiliza el mismo tipo de ecuación que la utilizada para analizar pozos de gas; sugiere una nueva ecuación de afluencia para pozos productores en sistemas con empuje de gas en solución, analizando el comportamiento a través de pruebas "isocronales" y de "flujo después de flujo", obteniendo de esta información valores del índice de productividad y el exponente "n". En esta tesis se hace una revisión rápida de los métodos para establecer el comportamiento de afluencia o IPR (Capítulo I).

Por otro lado, debido a la importancia de los mecanismos de empuje en la recuperación de los hidrocarburos, es conveniente considerar la posibilidad de explotar los yacimientos aprovechando las características de éstos y lograr de esta manera la óptima explotación de los fluidos. En este caso, se puede afirmar a partir de estudios en el área del comportamiento de yacimientos, que el mecanismo de empuje por segregación gravitacional desempeña un papel de gran importancia en la recuperación de los hidrocarburos, lo cual justifica la realización del presente trabajo. Para lo anterior se consideró que bajo condiciones favorables de segregación, el proceso de drene por gravedad puede conducir a recuperaciones mayores a las observadas en yacimientos bajo intenso empuje hidráulico, lográndose recuperaciones hasta del 85% del volumen original, lo cual hace que este mecanismo de empuje sea de suma importancia en la recuperación de hidrocarburos.

En esencia, el objetivo de esta tesis es presentar un análisis enfocado al comportamiento de afluencia en pozos productores de yacimientos homogéneos, sometidos al efecto combinado de empuje de gas en solución y segregación gravitacional, a través de información obtenida de un simulador numérico de diferencias finitas, examinándose el efecto de la variación de la permeabilidad vertical, del factor de daño, de la posición o profundidad del intervalo de prueba y tiempo de producción. Para tal motivo, en el Capítulo II se establecen las bases del modelo numérico, los datos generales utilizados en las simulaciones, así como el procedimiento por medio del cual se obtuvo la información gasto-presión de fondo para establecer el comportamiento de las curvas de IPR.

Como parte de los resultados, (como se muestra en el Capítulo III), se estudia el comportamiento de saturación de gas en relación al gasto de producción, lo cual tiene como objetivo explicar la forma de las curvas en gráficas cartesianas como lo sugieren Jones, Blount y Glaze, así como las curvas normalizadas de IPR, donde se observa que la relación de  $p_w/p_r$  puede ser menor o mayor a la unidad, lo cual

automáticamente limita la aplicabilidad de las ecuaciones propuestas por Vogel y Fetkovich. En este mismo sentido se analiza el uso de las ecuaciones de IP constante, Fetkovich y JBG, para el cálculo de potenciales, las cuales no incluyen efectos gravitacionales en su formulación. De este análisis se determina que los valores del exponente  $n$  de la ecuación de flujo de Fetkovich y los coeficientes de la ecuación cuadrática de JBG, no solamente son función del tiempo como ha sido establecido, sino también del gasto de producción, la posición del intervalo productor y la saturación de gas en la vecindad del pozo.

El procesamiento de la información obtenida del modelo numérico, consistió básicamente en la manipulación de la información con el fin de obtener datos de presión de fondo fluyendo y gastos de producción a una presión promedio, además de los valores correspondientes de saturación de gas; esto a través de interpolaciones realizadas en aproximadamente 500 pruebas.

Como parte de los resultados obtenidos, en el Capítulo IV de este trabajo se presentan las conclusiones a las que se llegó en esta investigación.

---

# CAPÍTULO I

## ANTECEDENTES

---

Cuando estimamos el comportamiento de un pozo frecuentemente se asume que el flujo es proporcional a la diferencia entre la presión media del yacimiento y la presión del fondo del pozo. Una de las primeras expresiones basadas en estas consideraciones fue el índice de productividad (IP). Esta relación lineal es derivada de la ecuación de flujo de Darcy para condiciones de flujo laminar estacionario, incompresible y flujo en una sola fase. Darcy (1856), investigó el fenómeno de flujo de agua a través de filtros de arena para su purificación, desarrolló y propuso una ecuación que relaciona la velocidad aparente del fluido con la caída de presión que se tiene a lo largo del filtro, es decir, estableció la relación existente entre el gasto y la presión. Dicha ley establece, que la creación de una diferencial de presión  $\Delta p$ , a lo largo de un empaque de arena de longitud  $L$ , resulta en un gasto constante expresado por<sup>1</sup>:

$$q = CA \frac{\Delta p}{L} \quad (1)$$

Este experimento estuvo limitado al flujo por gravedad bajo condiciones de flujo estacionario y de una sola fase (agua), saturando el medio poroso al 100%. Más tarde, se repitió el experimento de Darcy con algunas modificaciones, tales como la de hacer fluir a través del empaque, diferentes líquidos y variar la posición del aparato. De esta manera se pudo cuantificar el efecto sobre la relación gasto-presión, el ángulo de inclinación, la viscosidad y la densidad del fluido, obteniéndose la siguiente relación:

$$q = CA \left[ \frac{\Delta p}{\rho g} + L \operatorname{sen} \frac{\alpha}{L} \right] \quad (2)$$

En las ecuaciones 1 y 2 el valor C es una constante de proporcionalidad, que indica tanto el carácter del fluido como el del medio poroso, que posteriormente fue separada en dos factores independientes: viscosidad y permeabilidad, considerando de esta manera los efectos de la roca y del fluido. En donde la permeabilidad absoluta k, es una medida de la facilidad con la cual un fluido que satura al 100% pasa a través de un medio poroso bajo condiciones laminares. Para flujo de más de una fase es conveniente el uso de permeabilidades relativas, definidas como la relación de la permeabilidad efectiva de la fase y la permeabilidad absoluta,  $k_r = k_e / k_a$ .

Los filtros de Darcy fueron de sección transversal constante, con lo cual no se presentan cambios de velocidad con la distancia. La forma más común de esta ecuación, en términos de gasto volumétrico es:

$$q = - \frac{kA}{\mu} \frac{dP}{dX} \quad (3)$$

en donde:

k, permeabilidad de la formación, Darcys

q, gasto de flujo volumétrico, cm<sup>3</sup>/seg

A, área abierta al flujo, cm<sup>2</sup>

μ, viscosidad del fluido, cp

dp/dx, gradiente de presión en la dirección de flujo (negativo), atm/cm

Con lo mencionado anteriormente, una roca con permeabilidad de 1 darcy, es aquella en la cual un fluido con una viscosidad de un centipoise, se moverá a una velocidad de un centímetro por segundo (cm/s) bajo un gradiente de presión de 1 atmósfera. La aplicación de la ley de Darcy al flujo en yacimientos, requiere de la definición de las condiciones de frontera interna y externa del yacimiento en dicha ecuación.



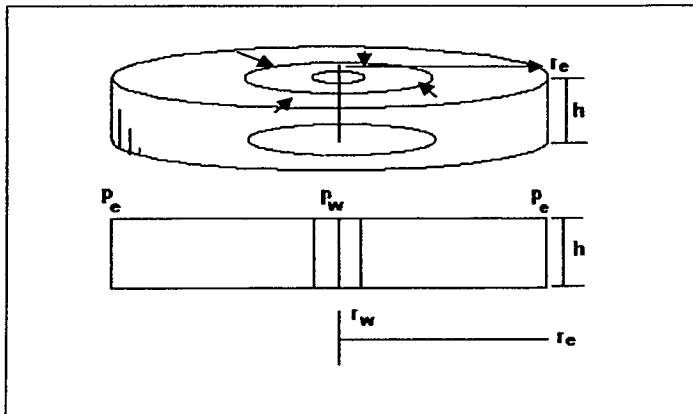
Una condición de frontera interna define la geometría de flujo. Para una geometría de flujo radial como la mostrada en la Figura 1, el área transversal abierta al flujo a cualquier radio es:  $2\pi rh$ . Así, el cambio en presión con la distancia radial de flujo será negativa: es decir,  $-dp/dr$ , realizando ésta sustitución se tiene que<sup>2</sup>:

$$q = \frac{2\pi rhk}{\mu} \frac{dP}{dr} \tag{4}$$

Para el caso de flujo radial de aceite la ecuación de Darcy puede ser expresada como:

$$v = \frac{q_o B_o}{2\pi rh} = \frac{k_o}{\mu_o} \frac{dp}{dr} \tag{5}$$

En donde el término  $q_o B_o$  representa el gasto de aceite que pasa a través del área  $2\pi rh$  a condiciones de yacimiento.



**Figura 1. Sistema de flujo radial**

Para resolver la ecuación (5), resta establecer las condiciones de frontera externa. Al abrir un pozo a producción después de un periodo inicial con presiones y gastos transitorios, la frontera externa empieza a afectar la producción.

En la práctica se consideran dos condiciones de frontera externa<sup>2</sup> :

- Frontera externa a presión constante, representa la frontera a lo largo de la cual la presión del yacimiento se mantiene en su valor inicial. Esta condición generalmente es asociada por la afluencia, proveniente de un acuífero asociado o casquete de gas activo.
- Frontera externa cerrada, representa la frontera a lo largo de la cual no penetran fluidos al área de drenaje.

Cuando se alcanza la estabilización en el caso de frontera a presión constante, al flujo se le conoce como flujo en estado estacionario. Los pozos que producen bajo condiciones de flujo estacionario no experimentan agotamiento de presión, ya que la presión del yacimiento permanece constante. Por otro lado, cuando se alcanza la estabilización en el caso de frontera cerrada, al flujo se le conoce como flujo en estado pseudoestacionario. La Figura 2, ilustra gráficamente la diferencia entre los flujos estacionario y pseudoestacionario.

Para el caso de flujo estacionario, considerando un pozo sin revestimiento que penetra completamente un yacimiento homogéneo e isótropo de espesor constante y que produce un líquido ligeramente compresible, bajo condiciones laminares, la solución de la ecuación para flujo radial, la solución de la ecuación (5) está expresada por:

$$q_o = \frac{0.00708 K_m h (p_e - p_{wf})}{\mu_o B_o \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (6)$$

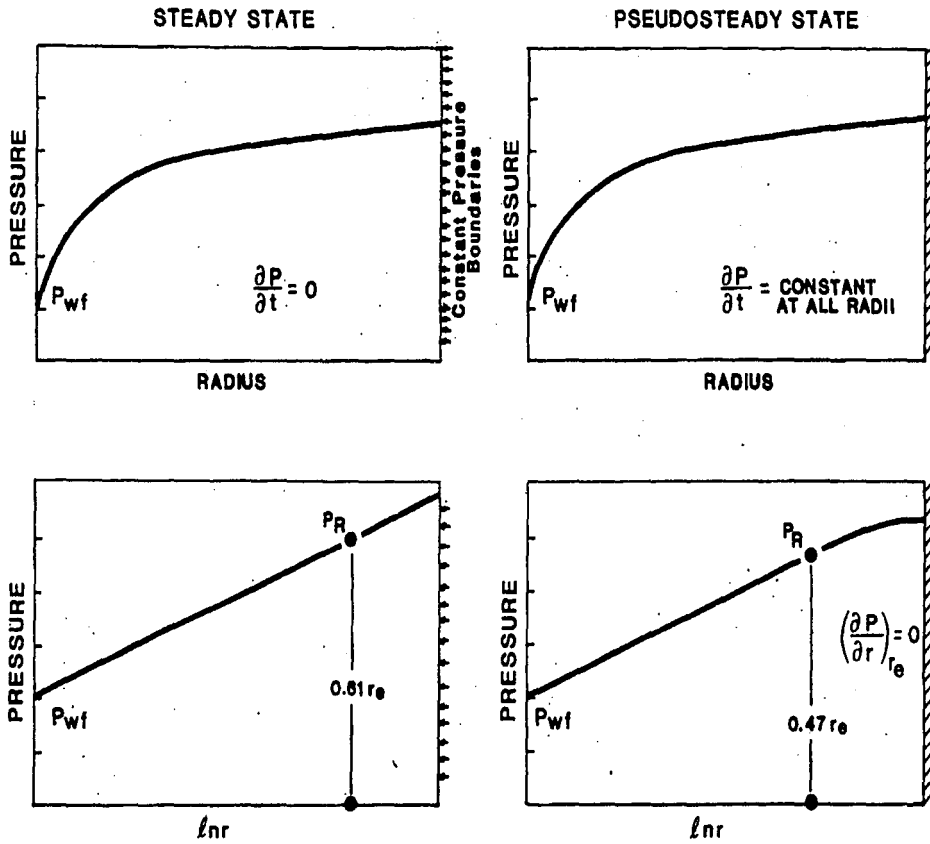
En términos prácticos, la presión en la frontera,  $p_e$ , no puede medirse realmente, sin embargo, se ha establecido que ésta no se aparta mucho de la presión media volumétrica del yacimiento, por lo que puede aproximarse a ésta. Para el caso de flujo estacionario, Craft y Hawkins<sup>3</sup>, mostraron que la presión media del yacimiento se localiza aproximadamente a 61% del radio de drene, por lo que la ecuación 6 puede resolverse como:  $\ln \left( \frac{0.61 r_e}{r_w} \right) = \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - 0.5$ ; esto es:

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh (p_e - p_{wf})}{\mu_o B_o \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - 0.5 \right]} \quad (7)$$

Y para el caso de flujo pseudoestacionario, la presión media del yacimiento se encuentra aproximadamente a 47.2% del radio de drene, por lo tanto:

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh (p_e - p_{wf})}{\mu_o B_o \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 \right]} \quad (8)$$

Figura 2. Comparación de flujo en estados estacionario y pseudoestacionario



Cabe señalar que la ecuación de Darcy está basada en la suposición de que la permeabilidad es constante en toda el área de drenaje del pozo bajo el predominio de flujo laminar. En este sentido, la permeabilidad absoluta  $k$ , puede ser modificada alrededor del pozo, ya sea incrementándola mediante una estimulación y/o fracturamiento, o disminuyéndola por daño a la formación, ya sea por hinchamiento de arcillas, taponamiento de los poros, etc. Esto deberá cambiar el perfil de presión fuera del radio ( $r_s$ ) al cual la permeabilidad fue alterada, como se ilustra en la Figura 3, en la cual se observa que se tiene una menor caída de presión si el pozo ha sido estimulado y mayor si el pozo está dañado. La presión de fondo fluyendo requerida, considerando que no existe ningún cambio en la permeabilidad es denominada  $p_{wf}$ .

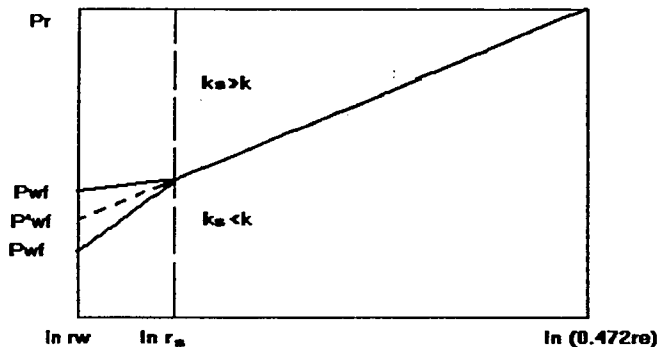
En la práctica es difícil determinar el radio alterado  $r_s$  o la permeabilidad alterada  $k_s$ . En este caso se supone que el cambio de presión debido a la permeabilidad alterada ocurre en el pozo en forma de daño. Así, en ingeniería de yacimientos se ha elegido el factor de daño ( $s$ ), como una aproximación para ajustar la ecuación de flujo radial, de tal forma que considere las desviaciones del modelo ideal ( $s=0$ ). El factor de daño es una forma adimensional de la caída de presión adicional resultante del flujo no ideal en la vecindad del pozo.

La diferencia de las presiones fluyentes, considerando condiciones de un pozo ideal y pozo real,  $p_{wf}' - p_{wf}$ , representa la caída de presión adimensional debida al daño físico o estimulación de la formación cercana al pozo, y a otras restricciones. Esto comúnmente es referido como una caída de presión adicional  $\Delta p_s$ , o caída de presión debida al daño, la cual fue definida por Van Everdingen<sup>4</sup> como:

$$\Delta p_s = p_{wf}' - p_{wf} = \frac{q_o \mu_o B_o}{0.00708kh} s \quad (9)$$

En donde  $s$ , es el factor de daño total de todas las condiciones no ideales que afectan el flujo en un pozo. Estas condiciones consideran el daño mecánico,

penetración parcial, flujo no laminar, efectos de los disparos y daño dependiente del gasto y del tiempo.



**Figura 3 Efectos de permeabilidad alterada**

Incluyendo el efecto de daño a la ecuación 6, se tiene:

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh (p_e - p_{wf})}{\mu_o B_o \left[ \ln \left( \frac{0.472 r_e}{r_w} \right) + s_l \right]} \quad (10)$$

Los componentes más importantes de daño total son:

- a) Daño a la formación (mecánico) (s).

Para mantener el control de la presión de la formación durante la operación de perforación, terminación y reparación de pozos, generalmente éstas se

efectúan bajo condiciones sobrebalanceadas, lo que implica que la presión hidrostática del fluido de control sea ligeramente mayor que la presión de la formación. Lo anterior causa que exista una invasión de lodo a la formación. La invasión de los fluidos y sólidos del lodo de control interactúan con la formación creando una variedad de efectos que alteran la productividad del pozo, estos efectos ocasionan una alteración de la permeabilidad en la vecindad del pozo. Hawkins<sup>5</sup> presenta una expresión que define el daño mecánico en función de la permeabilidad y radio de la zona alterada, expresada como:

$$s = \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left( \frac{r_s}{r_w} \right) \quad (11)$$

donde  $r_s$ , es el radio de la zona dañada, y  $k_s$  la permeabilidad correspondiente a dicha zona.

b) Penetración Parcial,  $s_c$ .

A una terminación, en donde únicamente una fracción del espesor del intervalo productor está abierto a la producción, se le refiere como penetración parcial o entrada limitada. En términos generales, las razones para elegir una terminación parcial son:

- Evitar la conificación de agua y/o gas.
- Los pozos no pueden ser perforados atravesando todo el intervalo productor por razones mecánicas o de seguridad.
- Evitar la producción de arena.

- Probar un pozo exploratorio en un intervalo seleccionado.
- Dejar una porción de TR sin disparar por necesidades futuras de dispositivos mecánicos como empacadores, espaciadores, centradores, etc.
- Interpretación errónea de los registros, lo que origina que no se defina correctamente el espesor neto de la formación.

Para cuantificar el daño por penetración parcial Brons y Marting presentan las siguientes expresiones<sup>2</sup>:

$$s_c = \left( \frac{1}{b} - 1 \right) [\ln(h_p) - G(b)] \quad (12)$$

donde:

$$b = \frac{h_c}{h} \quad (13)$$

$$G(b) = 2.948 - 7.363 b^2 - 4.675 b^3 \quad (14)$$

Y  $h_D$  definido según la geometría de la terminación:

$$h_D = \left( \frac{k_h}{k_v} \right)^{0.5} \left( \frac{h}{r_w} \right) : \quad \text{para el intervalo en la cima de la formación.} \quad (15)$$

$$h_D = \left( \frac{k_h}{k_v} \right)^{0.5} \left( \frac{h}{2r_w} \right) : \quad \text{para el intervalo medio productor.} \quad (16)$$



$$h_D = \left( \frac{k_h}{k_v} \right)^{0.5} \left( \frac{h}{2nr_w} \right); \quad \text{para intervalos igualmente espaciados.} \quad (17)$$

donde  $b$ , es la razón de penetración,  $h_c$  es el intervalo abierto a la producción:  $h$  es el espesor neto de la formación productora,  $k_h$  y  $k_v$  son las permeabilidades horizontal y vertical respectivamente, y  $n$  el número de intervalos abiertos.

c) Flujo no Laminar,  $D_q$ .

Las pruebas experimentales en diferentes materiales porosos y la experiencia de campo han indicado que a altos gastos, a medida que los fluidos se aproximan a la vecindad del pozo, incrementan su velocidad al grado tal que las fuerzas viscosas quedan en un segundo lugar para permitir que los efectos inerciales sean los predominantes, con lo que la relación lineal entre la caída de presión y el gasto, establecida por la ley de Darcy, ya no es válida. A altos gastos la caída de presión se incrementa más rápidamente que el incremento de velocidad, la cual origina un daño adicional.

A diferencia del daño mecánico, éste no es constante, ni se puede disminuir por medio de estimulaciones, dado que depende estrictamente del gasto de producción. Sin embargo esto va a reducir el IP de los pozos, así como la permeabilidad.

d) Efecto de los disparos,  $s_d$ .

La mayoría de los pozos se terminan en agujero revestido o con TR, la cual se dispara para permitir que los fluidos del yacimiento entren al pozo. Al disparar, la explosión de las cargas crea una onda de alta presión que penetra la TR, el cemento y la formación. Es importante reconocer que la penetración de los

disparos no ocurre por pulverización del material en la ruta de este, sino por compactación de los materiales. El disparo generalmente es seguido por un tapón de materiales de la carga. Este tapón no afecta la penetración, pero puede inhibir la capacidad de flujo de las perforaciones por taponamiento parcial. Así, el flujo a través de los disparos afecta la productividad de un pozo debido al cambio de la geometría de flujo cerca del pozo y a la caída de presión que ocurre en ellos.

A diferencia del efecto de la entrada limitada, la cual siempre daña la capacidad de flujo, los disparos podrían resultar en una productividad inalterada si la operación es exitosa. Sin embargo, resultados de campo indican que en comparación con la terminación en agujero descubierto, los disparos, frecuentemente podrían tener un efecto negativo sobre el flujo, particularmente si sólo algunas de las perforaciones están abiertas al flujo. Por lo anterior, el efecto de los disparos se considera como un daño debido a su efecto sobre el comportamiento del pozo.

El daño por disparos depende de:

- Profundidad de penetración: a mayor profundidad de penetración, mejor comportamiento.
- Diámetro: a mayor diámetro, mejor comportamiento, aunque el efecto es mínimo en comparación con la profundidad de penetración.
- Densidad: a mayor densidad de disparos, mejor comportamiento, aunque a más de cuatro disparos por pie la mejoría es mínima y el peligro de dañar la TR se incrementa.
- Ángulo: para una densidad de disparos dada, el ángulo que proporcione la mayor distancia entre los disparos, y por lo tanto la mínima interferencia entre

éstos, es la más efectiva. El ángulo más común es a 0 grados, ya que se puede alcanzar una buena penetración.

e) Daño dependiente del gasto y del tiempo,  $s(q,t)$ .

Este daño también es referido como pseudodaño, se caracteriza por la disminución de la permeabilidad efectiva alrededor del pozo. Para el caso de pozos de aceite, en su etapa inicial de saturación, el abatimiento de presión se acentúa más en la vecindad del pozo, lo que origina que en este lugar se libere gas. Para un gasto de producción constante, la saturación de gas crítica se mantiene constante; su radio se incrementa con el tiempo hasta el valor del radio de drene del pozo. Este hecho hace que la permeabilidad efectiva al aceite disminuya, ya que el gas le resta espacios para fluir. La expresión para cuantificarlo está dada por:

$$s(q,t) = \frac{k - k_s}{2k_s} \ln \left[ \frac{0.0226 q_0^2 B_o \mu_o X t}{h^2 \phi k_s r_w^2} \right] \quad (18)$$

donde X está expresada como pies cúbicos de gas libre en el yacimiento por barril de aceite producido por psi. Cabe señalar que esta ecuación sólo es aplicable hasta el momento en que el volumen del yacimiento que drena el pozo, alcanza la saturación de gas crítica.

Con todo lo anteriormente visto, se puede definir al daño total como:

$$s_t = s + s_c + s_d + s(q,t) + Dq \quad (19)$$

En general, el factor de daño indica el carácter del flujo en las cercanías del pozo y se relaciona con la eficiencia de flujo como sigue:

Si  $s_i > 0$ , se tendrá daño o restricción al flujo. EF < 1.0

Si  $s_i = 0$ , se tendrá inexistencia de daño. EF = 1.0

Si  $s_i < 0$ , se tendrá estimulación o fracturamiento. EF > 1.0

La referencia 6, es un documento que aborda y discute todo lo inherente al daño en forma clara y consistente.

Otra herramienta importante y muy utilizada para establecer y predecir el comportamiento de afluencia de los pozos o IPR, así como para establecer las características de flujo y el potencial, son los análisis de datos de presión de fondo y gastos de producción, dada una presión promedio<sup>7</sup>.

Así mismo, el Índice de productividad (IP), es un concepto muy usual para la descripción del potencial de los pozos.

El índice de productividad es un intento por encontrar una función simple que relacione la capacidad de producción de pozos. En una definición simple, el índice de productividad es el gasto de producción en barriles por día dividido por un  $\Delta p$  (psi). En resumen la ecuación de afluencia más simple y ampliamente utilizada es la del índice de productividad, definido en 1942 por Muskat<sup>8</sup>, donde la relación lineal gasto-presión está dada por:

$$p_r - p_{wf} = \frac{q_o}{J} \quad (20)$$

Cuando el gasto de producción no es excesivamente alto y la presión de fondo del pozo se encuentre por arriba de la presión de saturación, entonces el IP normalmente permanecerá constante.

Para un yacimiento que produce por empuje de gas en solución, en el cual la presión de fondo está por debajo del punto de burbuja, el índice de productividad disminuye a medida que el gasto de producción se incrementa. Las principales razones por las que se obtiene este comportamiento son: (1) incremento de saturación de gas alrededor del pozo y (2) incremento en la caída de presión debida a la turbulencia originada por la alta velocidad de flujo.

En 1957 Handy<sup>9</sup> reporta que los valores de  $J$  reales medidos en los pozos, son en demasía mayores a los calculados con la ecuación (20). Previamente, Evinger y Muskat<sup>10</sup> atribuyen esta diferencia a que el incremento en la saturación de gas cerca del pozo, es la razón por la que el IP no sea constante con respecto a la variación del gasto de producción.

En términos generales, los factores que afectan al IPR son:

1. Una disminución de la  $K_{ro}$  conforme la saturación de gas aumenta.
2. Un incremento en la viscosidad del aceite conforme la presión disminuye y el gas se desarrolla.
3. Encogimiento del aceite conforme el gas se desarrolla cuando la presión del aceite disminuye.
4. Daño a la formación.
5. Efectos de turbulencia, conforme  $q_o$  se incrementa.

La Figura 4.a, muestra la tendencia lineal de IP, en donde se pueden observar las siguientes características importantes:

1. Cuando la presión de fondo fluyendo es igual a la presión promedio del yacimiento (algunas veces referida como presión estática), el gasto es cero y no existe entrada de flujo hacia el pozo debido a la ausencia de presión.

2. El máximo gasto de producción corresponde cuando la presión de fondo fluyendo es igual a cero.
3. Al graficar de esta forma la Ecuación 20, ésta tendrá la forma lineal mostrada en la Figura 4.a, en donde la pendiente de la línea será  $m=1/j$  con ordenada al origen  $P_r$ , y  $q = q_{m\acute{a}x}$  al valor cuando  $p_{wf} = 0$ .

El concepto de comportamiento de flujo estable, y productividad constante, supone condiciones de flujo pseudoestacionario. Éste representa las condiciones donde el área total de drenaje contribuye a la producción. Se requerirá de cierto tiempo para alcanzar las condiciones de flujo pseudoestacionario. Sin embargo, en formaciones con alta permeabilidad, éste es alcanzado rápidamente.

En formaciones con baja permeabilidad, las condiciones de flujo pseudoestacionarias pueden no ser alcanzadas. Al tiempo antes de alcanzar las condiciones pseudoestacionarias, frecuentemente es referido como flujo infinito, indicando que el pozo responde como si se tratara de un yacimiento infinito. La duración de este período puede ser largo para algunos yacimientos de gas.

La Figura 4.b, ilustra el comportamiento parabólico clásico que se obtiene cuando la relación gasto-presión deja de ser proporcional, alcanzándose el gasto máximo cuando  $p_{wf}=0$ .

La relación gasto-presión de estos pozos, de esta última figura, muestra una curvatura pronunciada a altos gastos. Para referirse a esta curva Gilbert<sup>11</sup> empleó el término de IPR.

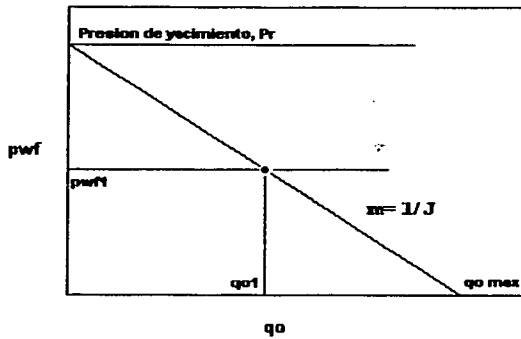


Figura 4.a Índice de Productividad J (o IP)

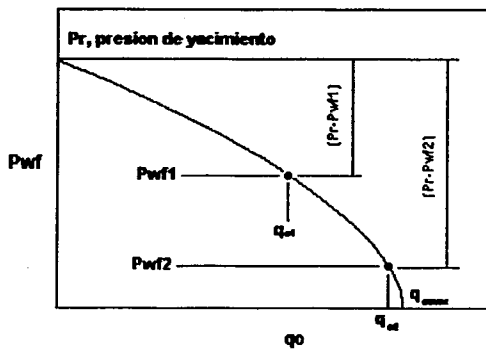


Figura 4.b Comportamiento de afluencia de pozos (o IPR).

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

El Comportamiento de Afluencia es la capacidad de un pozo de producir fluidos por unidad de abatimiento de presión. Es la descripción concisa del potencial de un pozo a una presión media del yacimiento.

Vogel<sup>12</sup> utilizó un modelo numérico de yacimiento para calcular el IPR en yacimientos productores por empuje de gas disuelto, en el cual considera flujo radial, saturación de agua constante en un medio poroso uniforme e isotrópico, donde los efectos gravitacionales, y la compresibilidad de la formación y el agua son despreciables.

Este método supone un factor de daño de cero. Vogel mostró que la curva de afluencia para un pozo produciendo por empuje de gas en solución, estaba expresada por:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (21)$$

Donde:

- q<sub>o</sub>: Gasto de aceite medido a la p<sub>wf</sub>
- P<sub>wf</sub>: Presión de fondo fluyente
- P<sub>r</sub>: Presión media del yacimiento
- q<sub>o max</sub> Potencial del pozo ( cuando p<sub>wf</sub>=0) .

Vogel graficó en forma adimensional todas las curvas de IPR ( p<sub>wf</sub>/p<sub>r</sub> vs. q<sub>o</sub>/q<sub>o max</sub>), de esta manera observó que de esta información resultaba una curva muy similar para casi todas las condiciones simuladas. Ver Figura 5.

Ajustando todas las curvas de IPR adimensionales, Vogel obtuvo una curva de referencia que resume todo su trabajo de investigación y que sirve para generar el comportamiento de afluencia de pozos que producen de yacimientos con empuje de gas en solución. Aunque en su investigación Vogel consideró el



efecto de daño sobre las curvas de IPR, su curva de referencia solo contempla una eficiencia de flujo de 1.0, quedando fuera los pozos que estuvieran dañados, o estimulados. Las aplicaciones de la ecuación de Vogel son casi tan simples como la ecuación IP, en el cual se requiere solo una prueba de pozo.

En 1970 Standing<sup>13</sup> propuso un procedimiento para modificar el método de Vogel considerando daño o estimulación en la vecindad del pozo. El grado de alteración de la permeabilidad puede ser expresado en términos de la Eficiencia de Flujo, a través de la siguiente expresión<sup>14</sup>:

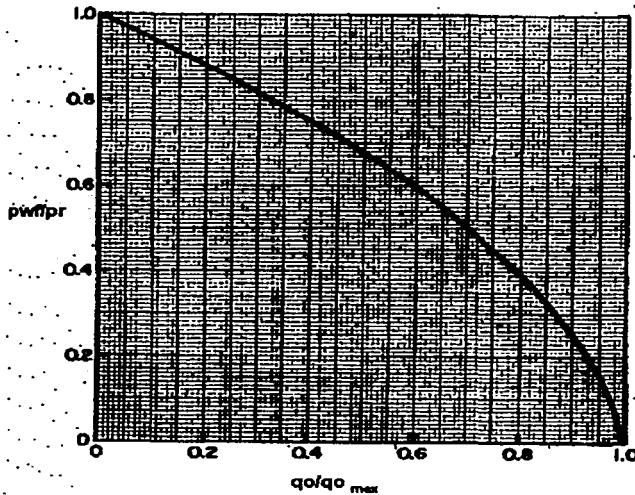


Figura 5. Curva de Referencia de Vogel<sup>12</sup>.

$$EF = \frac{p_r - p'_{wf}}{p_r - p_{wf}} \quad (22)$$

donde : EF= Eficiencia de Flujo.

Así, Standing tomando como base el trabajo de Vogel, extiende sus resultados para considerar los casos de pozos con eficiencias de flujo diferentes de 1.0 y de ésta manera, una de las aplicaciones principales del método de Standing es predecir el mejoramiento del comportamiento de flujo de entrada que se obtendría si un pozo fuera estimulado. Al igual que Vogel, Standing presenta una familia de curvas de IPR adimensionales, como se muestra en la Figura 6, donde se muestran valores de eficiencia de flujo que van de 0.5 a 1.5; Por lo tanto una curva IPR puede ser construida para eficiencias de flujo diferentes de uno. La solución puede ser también obtenida a partir de las siguientes ecuaciones:

de la ecuación (22):

$$p'_{wf} = p_r - (p_r - p_{wf})EF \quad (23)$$

entonces se establece que:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \left( \frac{p'_{wf}}{p_r} \right) - 0.8 \left( \frac{p'_{wf}}{p_r} \right)^2 \quad (24)$$

$$EF=1$$

Cabe mencionar que la ecuación de Standing presenta problemas para valores de presiones fluyentes bajas y valores de Eficiencia de Flujo altos, ya que se obtienen valores negativos de presiones fluyentes ideales, y por lo tanto caudales mucho menores a los reales, como puede observarse en la Figura 7.

Para resolver el problema inmerso en el método de Standing, Harrison<sup>15</sup> propone la siguiente ecuación:

$$\frac{q_o}{q_{omat} (EF = 1)} = 1.2 - 0.2e^{\left(1.792 \frac{p'_{wf}}{Pr}\right)} \quad (25)$$

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

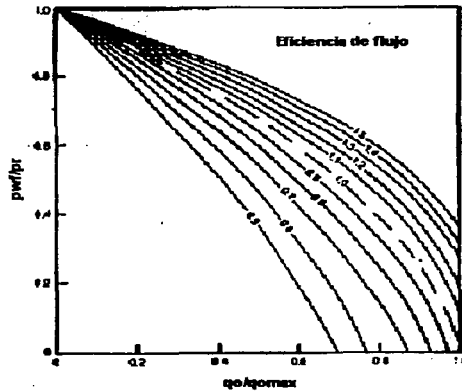


Figura 6. Curvas de Referencia de Stanting<sup>13</sup>

En 1973 Fetkovich<sup>16</sup> propuso un método para calcular el comportamiento de flujo de entrada para pozos de aceite, muy similar a los utilizados para el análisis en pozos de gas.

En este método se supone que  $K_{ro}/\mu_o B_o$  vs  $p$ , puede ser representado linealmente. Considerando lo anterior, Fetkovich prueba la siguiente ecuación de afluencia, la cual es aplicable a pozos productores por empuje de gas en solución:

$$q_o = J_o (p_r^2 - p_{wf}^2)^n \quad (26)$$

en donde:

$J_o$  ; es el índice de productividad, y  
 $n$  ; es el exponente de turbulencia; donde  $0.5 \leq n \leq 1.0$

Así, al graficar la ecuación en coordenadas logarítmicas, es posible definir una línea recta, en donde  $J_o$  es la intersección de la recta con el eje de las abscisas al valor de  $p_r^2 - p_{wf}^2 = 1.0$ , y  $n$  es el inverso de la pendiente de la recta conocido como exponente de turbulencia. Ver Figura 8.

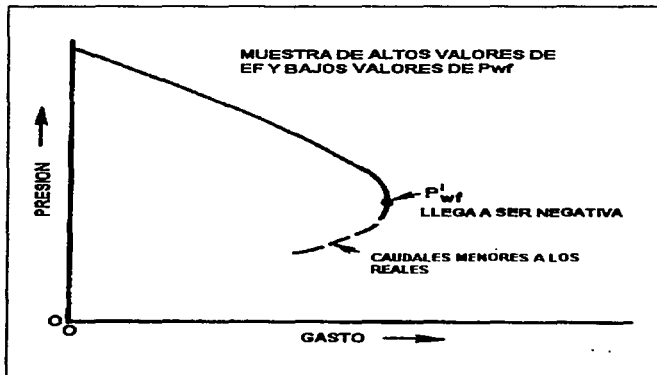
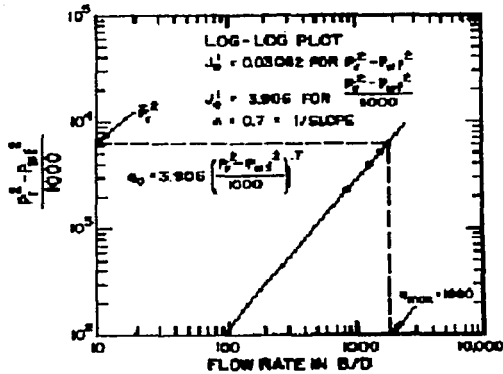


Figura 7. Errores en la extrapolación de Standtting.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN



**Fig.8 Comportamiento de IPR de Fetkovich<sup>16</sup>**

De sus observaciones, Fetkovich dedujo que el valor de  $n$  variaba desde 0.568 hasta 1.0, indicando el grado de turbulencia. Correspondiendo los valores menores a 1.0 para flujo no darciano, y cercanos a 0.5 para flujo turbulento. Los valores del exponente  $n$  pueden ser menores a la unidad estrictamente, como resultado de la variación de las propiedades de los fluidos<sup>17</sup>. Fetkovich también reporta que la ecuación sugerida por Vogel tiene un valor de  $n=1.24$ , que es un valor aproximado del exponente  $n$  a la ecuación de Vogel.

En términos de potencial, la Ecuación (26) es dada como:

$$\frac{q_o}{q_o \text{ máx}} = \left[ 1.0 - \frac{pwf^2}{pr^2} \right]^n \quad (27)$$

Por otro lado, Jones, Blount y Glaze<sup>18</sup> establecen la siguiente expresión:

$$p_r - p_{wf} = Cq + Dq^2 \quad (28)$$

La cuál es válida para flujo de líquido ligeramente compresible, la cual en términos de variables reales es expresada como:

$$p_r - p_{wf} = \left[ \frac{\mu B_o (\ln r_e / r_w - 3/4 + S)}{7.08 \times 10^{-3} (kh)} \right] q + \left( \frac{9.08 \times 10^{-13} \beta B_o^2 \rho}{4 \pi^2 h_p^2 r_w} \right) q^2 \quad (29)$$

En donde:

$D = y/x$ , coeficiente del flujo no laminar, (psi<sup>2</sup>/bpd<sup>2</sup>)

$C =$  coeficiente laminar, (psi/bpd)

$\beta =$  coeficiente inercial, (1/ft)<sup>2</sup>

En este sentido,  $D$  está en función de la permeabilidad y del número de pies perforados, y  $\beta$  puede ser obtenida a partir de la siguiente expresión:

$$\beta = \frac{2.33 E^{10}}{k^{1.201}} \quad (30)$$

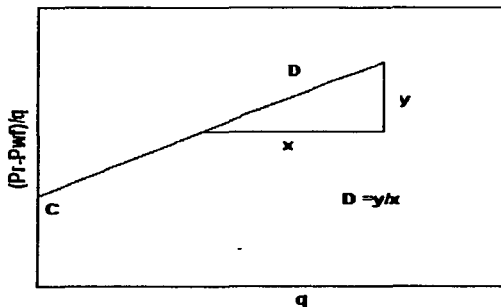
La contribución a la caída de presión debido al flujo laminar o flujo Darciano está expresada como ( $Dq$ ) mientras que la contribución a flujo turbulento o no Darciano está expresada como ( $Cq^2$ ). Dividiendo la ecuación por  $q$ , nos da:

$$\frac{p_r - p_{wf}}{q} = C + Dq \quad (31)$$

D y C, pueden ser obtenidas gráficamente como se observa en la Figura 9. Si contamos con información disponible de 3 ó más pruebas de flujo:

1. De los datos de la prueba calculamos  $(p_r - p_w)/q_o$ .
2.  $(p_r - p_w)/q_o$  ubicada en el eje de las ordenadas y  $q_o$ , en el eje de las abscisas.
3. Con los puntos de  $(p_r - p_w)/q_o$  vs  $q_o$ , trazamos una recta que intercepte a la ordenada.
4. Obtenemos el valor de C de la intersección.
5. La pendiente será el valor de D.

Una vez que se hayan encontrado D y C, puede construirse una IPR completa utilizando la Ecuación (28). Se requieren de al menos dos o tres pruebas estabilizadas para evaluar estos valores, pero generalmente se usarán más pruebas para suavizar los efectos de los errores en las mediciones.



**Fig.9** Gráfica típica de Jones et al.

La Ecuación (28), puede resolverse para el gasto máximo, la cual es expresada como:

$$q_{o\text{máx}} = \frac{-c + [c^2 + 4D(p_r)]^{1/2}}{2D} \quad (32)$$

K. Brown<sup>19</sup> utiliza el análisis de estas pruebas para distinguir las pérdidas de presiones causadas por flujo no darciano ( $Dq$ ) de las ocasionadas por daño a la formación. Lo anterior lo dirige a la mejor selección de intervenciones a pozos (estimulación), de esta manera hace las siguientes interpretaciones:

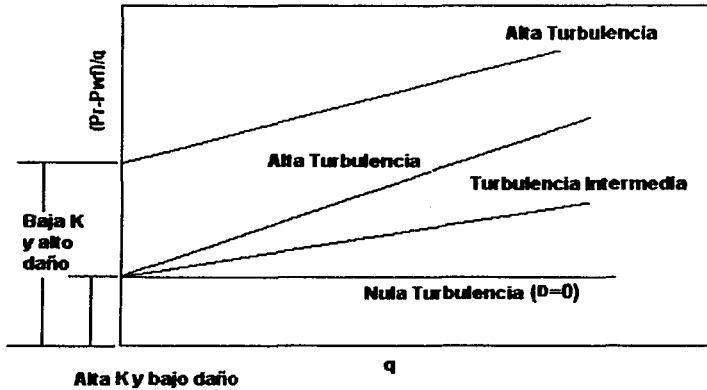
1. El valor  $C$ , indica condición de daño a la formación.
2. El valor  $D$ , indica el grado de turbulencia.
3. El valor resultante de  $C'/C$ , indicará las pérdidas de presiones ocasionadas por flujo no darciano. El valor  $C'/C$ , puede ser determinado de la siguiente manera:

$$\frac{C'}{C} = 1 + \frac{Dq_{o\text{máx}}}{C} \quad (33)$$

donde  $C' = C + D q_{o\text{máx}}$

Así mismo,  $b'/b$  representa un indicador de flujo, ya que si  $D \approx 0$ , entonces  $C'/C=1$ , por lo tanto se tendrán condiciones de flujo laminar.





**Figura 10. Interpretación de distintos casos para valores C y D.**

La Figura 10, muestra algunos resultados obtenidos de la gráfica tipo de Jones y colaboradores; de donde se tienen las siguientes anotaciones:

- Si el valor de C es bajo (menor a 0.05), no existe daño a la formación. El daño se incrementará conforme aumente el valor de C.
- Si la relación C'/C es baja (menor a 2.0), habrá nula o poca turbulencia en la formación.

Camacho y Raghavan<sup>20</sup> demostraron que la forma cuadrática de las ecuaciones propuestas por Vogel y Fetkovich aplican también si  $S \neq 0$ . Proponen que la definición de la eficiencia de flujo (EF) debe también reflejar una forma cuadrática. Expresando la EF como:

$$EF = \left( 1 + \frac{VP'_{wf}}{P_r} \right) \left( 1 - \frac{P'_{wf}}{P_r} \right) \quad (34)$$

De acuerdo a Vogel  $V=0.8$ . ó bien  $V=1$  para Fetkovich. De acuerdo a ésta definición, el gasto del pozo para  $EF \neq 1$  se puede obtener con la siguiente expresión:

$$\frac{q_o}{q_{omáx(EF=1)}} = EF \left( 1 + V \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) \right) \left( 1 - \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) \right) \quad (35)$$

Camacho, Padilla y Vásquez<sup>21</sup> presentan los resultados correspondientes al comportamiento de afluencia bajo la presencia de efectos inerciales en el yacimiento. El estudio se lleva a cabo tanto para un fluido ligeramente compresible, como para un sistema que produce por empuje de gas en solución. Muestran que la presencia de flujo no Darciano tiene efectos en la forma de la curva de IPR en sistemas de aceite bajosaturado, presentando un comportamiento parabólico similar a las curvas de IPR multifásicas.

Concluyen que para el caso de flujo de líquido ligeramente compresible, si el parámetro  $Dq_{máx} / b$  es mayor a 3, entonces los efectos inerciales son importantes en el yacimiento. Este parámetro se obtiene de la gráfica cartesiana de  $\Delta p/q$  contra  $q$ , como la que sugirieron Jones, Blount y Glaze<sup>19</sup>.

De esta manera es como proporcionan la siguiente expresión para evaluar el caudal mínimo al cual esperan efectos de flujo de alta velocidad, esta expresión es dada por:

$$q_{mvr} = 6.115 \times 10^{15} \frac{\mu h r_w}{\beta \rho k B_o} \quad (36)$$

en donde:  $\beta = \frac{48511}{\phi^{3.5} k^{0.5}}$

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

$$q_o(t) = \frac{2\pi h}{\left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5 + \frac{r_s^2}{r_e^2} \right]} \int_{p_{wf}}^{p_r} \frac{(-b + \sqrt{b^2 + 4ac})}{2aB\alpha\left(\frac{\partial p}{\partial r}\right)} dp \quad (37)$$

Un aspecto importante en el estudio del comportamiento de afluencia o IPR, es referente a la predicción de gastos de producción. Esto impone la necesidad de poder predecir el comportamiento del pozo, de tal forma que se pueda planear la vida productiva de los pozos, para de esta forma poder determinar entre otras cosas, el momento en el que se debe instalar un sistema artificial de producción, y evaluar cada uno de estos sistemas para elegir el ideal para el pozo, y además convenir apropiadamente las ventas de crudo a futuro.

Lo anterior, originó el desarrollo de diferentes métodos que permiten establecer el IPR del pozo a un tiempo futuro. De donde destacan los siguientes procedimientos:

- Método de Standing<sup>13</sup>
- Método de Couto-Golan<sup>22</sup>
- Método de Fetkovich<sup>16</sup>
- Método de Fetkovich-Vogel<sup>23</sup>
- Método de Punto Pivote<sup>24</sup>
- Método de Kelkar-Cox<sup>25</sup>

Cabe señalar que en este trabajo no se profundiza en estos métodos, debido al objetivo de éste.

## MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO

Dada la importancia de los mecanismos de empuje en la recuperación de los hidrocarburos, es conveniente considerar la posibilidad de explotar los yacimientos aprovechando las características de éstos.

Los mecanismos o fuerzas que pueden contribuir a la producción de aceite son los siguientes<sup>8,26-32</sup>:

1. Expansión del sistema roca-fluidos.
2. Empuje por gas disuelto liberado.
3. Empuje por casquete de gas.
4. Empuje hidráulico
5. Empuje por segregación gravitacional.
6. Empujes combinados.

Sin entrar a detalle, de las 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, ni mucho menos para garantizar una explotación comercial.

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, tasas de producción moderadas tal que no llegue a perjudicar el efecto positivo del fenómeno de segregación gravitacional como mecanismo de recuperación.

Si no existe un casquete de gas inicialmente, el mecanismo de producción será debido al 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 por empuje por expansión del casquete de gas.

Bajo condiciones de empuje por gas disuelto y efectos de segregación gravitacional, 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 drene por gravedad puede conducir a recuperaciones mucho más altas que aquéllas observadas en yacimientos bajo intenso empuje de agua, alcanzándose recuperaciones hasta del 85% del volumen original.

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.

#### 1.- Expansión del sistema roca-fluidos.

Este proceso de desplazamiento ocurre en los yacimientos bajosaturados, hasta que se alcanza la presión de saturación. La expulsión del aceite se debe a la expansión del sistema. El aceite, el agua congénita y la roca se expanden, desalojando hacia los pozos productores el aceite contenido en el yacimiento. Dada la baja compresibilidad del sistema, el ritmo de declinación de la presión con

respecto a la extracción, es muy pronunciado. La liberación del gas disuelto en el aceite ocurre en la tubería de producción, al nivel en que se obtiene la presión de saturación. La relación gas-aceite producida permanece, por lo tanto, constante durante esta etapa de explotación, e igual a  $R_{si}^3$ . La saturación de aceite prácticamente no varía. La porosidad y la permeabilidad absoluta disminuyen ligeramente, así como la viscosidad del aceite. El factor de volumen del aceite aumenta también en forma muy ligera.

## 2.- Empuje de Gas en Solución.

En este tipo de desplazamiento el fenómeno es tal que, al declinar la presión con el ritmo de explotación, el aceite alcanza la presión de saturación ( $p_b$ ) y una vez iniciada la liberación del gas disuelto, éste será el principal mecanismo de desplazamiento del aceite. Inicialmente, el gas disuelto liberado no fluye hacia los pozos, sino que se acumula en forma de pequeñas burbujas aisladas, las cuales llegarán a formar una fase continua más adelante (cuando se alcance la saturación crítica de gas), permitiendo el flujo del mismo como una sola fase.

Las características generales de un yacimiento que produce por empuje de gas en solución son las siguientes: declinación rápida de la presión, no hay producción de agua, relación gas-aceite aumentando rápidamente, y baja recuperación final.

Debido a que este tipo de mecanismo se presenta generalmente en yacimientos cerrados, la producción de agua es muy pequeña o nula. Las recuperaciones por empuje de gas disuelto son casi siempre bajas, variando generalmente entre el 5 y el 35% del aceite contenido a la presión de saturación.

Cuando este mecanismo de desplazamiento ocurre en yacimientos que no presentan condiciones favorables de segregación, la recuperación es totalmente independiente del ritmo de extracción o gasto.

### 3.- Empuje por 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.

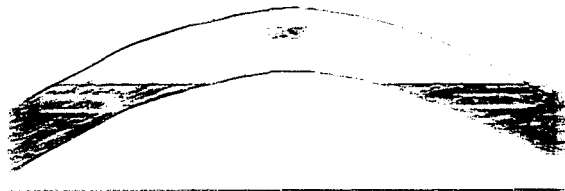
La característica principal de este mecanismo consiste en la invasión progresiva de la zona de gas sobre la zona de aceite, debido a la expansión del casquete, logrando el desplazamiento del aceite hacia los pozos, como se ilustra en la Figura 11.

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.

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%.

### 4.- Empuje Hidráulico.

El mecanismo bajo el cual producen estos yacimientos, es causado por el avance hacia la zona de aceite del agua que se encuentra en el acuífero asociado al yacimiento. Este desplazamiento del aceite por medio del agua que se encuentra en la vecindad del yacimiento, es un mecanismo natural de producción de aceite



En esta figura se muestra un ejemplo de un elemento curvo sometido a una carga distribuida. La estructura está soportada en sus extremos por apoyos de tipo articulado y rodillo. El diagrama de momentos muestra la distribución de momentos a lo largo del elemento, con un momento máximo en el punto de aplicación de la carga. El diagrama de fuerzas cortantes muestra una variación lineal de las fuerzas cortantes a lo largo del elemento, pasando por cero en el punto de aplicación de la carga.

Según se ve, las características generales de un elemento de arco se refieren a que son un tipo de estructura que soporta una presión radial de la presión radial que aparece a lo largo del arco. Este tipo de estructura se caracteriza por ser una estructura que soporta una presión radial que aparece a lo largo del arco. Este tipo de estructura se caracteriza por ser una estructura que soporta una presión radial que aparece a lo largo del arco.



Generalmente la invasión de agua tiene lugar por la expansión de la roca y el agua en el acuífero, como resultado de la declinación de presión transmitida desde el yacimiento. Debido a que las compresibilidades de la roca y el agua son muy pequeñas, un empuje hidráulico regular requerirá de un acuífero extenso y grande, miles de veces mayor al yacimiento.

Como agente desplazante, el agua tiene una ventaja sobre el gas, ya que debido a su menor movilidad, un volumen dado de agua introducido en el espacio poroso desalojará más aceite que el mismo volumen de gas y se acumulará también en mayor grado, mostrando menos tendencia que el gas a fluir a través del aceite.

Después de que la interfase o contacto agua-aceite alcanza un pozo, su producción de agua aumenta progresivamente. El proceso se termina al abandonar el yacimiento cuando se invaden los pozos superiores y su producción disminuye a un nivel tal que la recuperación deja de ser costeable.

Las recuperaciones varían normalmente entre el 35 y el 75% del volumen original de aceite en el yacimiento. Las recuperaciones bajas corresponden a yacimientos heterogéneos o con aceite viscoso.

#### 5.- Empuje por Segregación 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<sup>33</sup>.

Las características generales de un yacimiento que produce por segregación son las siguientes: baja relación gas-aceite en los pozos localizados en posiciones estructuralmente bajas del yacimiento, y relación gas-aceite creciente en los pozos

localizados en posiciones estructuralmente altas; formación de una capa de gas secundaria y producción de agua despreciable.

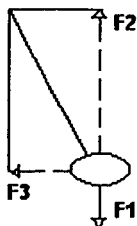
Un punto importante en yacimientos con drene por gravedad es la diferencia de densidad entre el gas y el aceite. Dichas fases tienden a segregarse en el yacimiento, con el resultado de que en el casquete de gas, la saturación de aceite es despreciable, mientras que el aceite puede ser producido de la zona de aceite a una baja RGA, lo cual conlleva a obtener grandes recuperaciones del mismo.

En condiciones favorables para la ocurrencia de este mecanismo incluyen grandes espesores, echado pronunciado, alta permeabilidad vertical, baja viscosidad del aceite y 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. En general, la recuperación final en los yacimientos de segregación gravitacional es variable, pero puede alcanzar valores de 70% ó mayores dependiendo de las condiciones de explotación.

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.

Para un mejor entendimiento, las fuerzas que actúan sobre una burbuja de gas pueden ser vistas en la Figura 12.



**Figura 12.** Fuerzas que actúan sobre una burbuja de gas.

En donde:

F1: es el peso de la burbuja.

F2: es el empuje debido a la diferencia de densidades entre el gas y el aceite.

F3: es originada por las fuerzas viscosas y el gradiente de presión (el gradiente de presión va a ser menor entre mayor sea la distancia hacia el pozo productor o entre menor sea el gasto de producción).

Es pues importante mencionar que para que el mecanismo de segregación actúe en forma substancial, comúnmente es necesario restringir el ritmo de producción. Se ha establecido que al explotar un yacimiento, una zona de gas es desarrollada, la cual obedece a la segregación del gas liberado por el efecto de la variación de presión con la profundidad, lo cual da como resultado que la presión de saturación se alcanza más rápidamente en la parte superior del yacimiento.

## 6.- Empujes Combinados.

El mecanismo bajo el cual producen estos yacimientos es una combinación de dos o más de los cinco tipos de empuje mencionados anteriormente. Entonces se habla de un yacimiento de empuje combinado cuando actúan simultáneamente en él dos o más mecanismos de producción. Por otro lado es de suma importancia determinar qué tipo de desplazamiento se tiene en el yacimiento para un tiempo determinado, con el fin de obtener una adecuada explotación del yacimiento.

Dos combinaciones posibles de mecanismos de producción son las siguientes: 1) gas disuelto y empuje de agua reducido, 2) gas disuelto con una capa de gas pequeña y entrada de agua reducida. Estas dos combinaciones también pueden tener el efecto de segregación gravitacional.

Las características generales de un yacimiento que produce por empuje combinado son las siguientes:

- a) Declinación relativamente rápida de la presión.
- b) Agua entrando lentamente al yacimiento.
- c) Si tienen una capa de gas, los pozos localizados en posiciones estructuralmente altas del yacimiento presentarán relaciones gas-aceite (RGA) crecientes.

La recuperación final en un yacimiento de empuje combinado es generalmente mayor que la recuperación de un yacimiento de empuje por gas disuelto, pero menor que la de un yacimiento de empuje de agua o de capa de gas.

---

## CAPITULO II

### MODELO NUMÉRICO

---

Debido a la importancia del estudio del comportamiento de afluencia o IPR, a la fecha se han desarrollado numerosas investigaciones que involucran la variación de diversos parámetros del yacimiento, con los cuales se obtiene en forma más detallada el comportamiento de la presión de fondo con respecto al gasto de producción, y que hasta ahora han apoyado enormemente el establecimiento y la predicción del comportamiento de afluencia, así como a la definición de las características de flujo y el cálculo de potenciales de los pozos.

Conforme a lo anterior, en esta tesis se estudia el comportamiento de afluencia en pozos productores de yacimientos homogéneos sometidos al efecto combinado de empuje de gas en solución y segregación gravitacional. Para realizar este estudio, se hizo uso de un simulador numérico<sup>20</sup> de aceite negro de diferencias finitas en coordenadas cilíndricas totalmente implícito. Para establecer el comportamiento de afluencia se consideró producción a gasto de aceite constante como condición de frontera interna. De esta manera, para cada prueba procesada en el simulador, y para una serie de gastos determinados, dirige el procesamiento de la información considerando diferentes tiempos de producción y profundidades. En realidad, para poder obtener todo el perfil del comportamiento de afluencia, se requirió hacer el análisis de al menos 30 gastos de producción. Lo anterior sin considerar parámetros tales como permeabilidades (vertical y radial), factores de daño (skin) y tipo de fluido, los cuales en este trabajo también representan parámetros de análisis.

Para lograr lo anterior, se realizaron y procesaron aproximadamente 500 pruebas sintéticas con las cuales se examinó el efecto de la variación de la permeabilidad vertical, factor de daño, tiempo de producción, y la posición del intervalo productor.

En este mismo sentido también se examinó el comportamiento de saturación de gas en relación al gasto de producción.

El simulador de aceite negro de diferencias finitas, totalmente implícito usado en este estudio, considera flujos de aceite y gas hacia un pozo total o parcialmente penetrante, localizado en el centro de un yacimiento cilíndrico homogéneo de espesor constante, con condiciones de frontera externa cerrada al flujo o a presión constante. Ver Figura 13. Se considera que el pozo puede producir tanto a gasto de aceite constante como a presión de fondo constante. Inicialmente el yacimiento se encuentra por arriba de la presión de saturación.

La región de daño se modela considerando una región anular concéntrica al pozo, de radio  $r_s$  y permeabilidad  $k_s$ , diferente a la permeabilidad de la formación, utilizando la ecuación de Hawkins<sup>34</sup>. El modelo considera la existencia de efectos gravitacionales, mientras que los efectos inerciales y capilares son despreciados.

Para las pruebas, se tomó el conjunto de datos base mostrados en la Tabla 2.1

Espesor	$h$ , ft	500
Radio de drene	$r_e$ , ft	1000
Radio del pozo	$r_w$ , ft	0.05
Densidad del aceite	$\rho_o$ , lbm/ft <sup>3</sup>	57.02
Permeabilidad	$k$ , md	100
Porosidad	$\phi$ , fracc	0.05
Compresibilidad inicial	$C_{ti}$ , psi <sup>-1</sup>	$1.08E^{-5}$
Factor de daño	$s$ , adim	0, 5, -2
Espesor del intervalo productor, $h_{Di}$	$h_w/h$ , fracc	0.05, 1.0
Relación de la posición del intervalo productor, $Z_{Di}$	$Z/h$ , fracc	0.006, 0.25, 0.5, 0.75, 1.0
Relación de permeabilidad	$K_z/k_r$ , fracc	0.1, 1.0

Tabla 2.1 Propiedades del yacimiento utilizadas en la simulación.

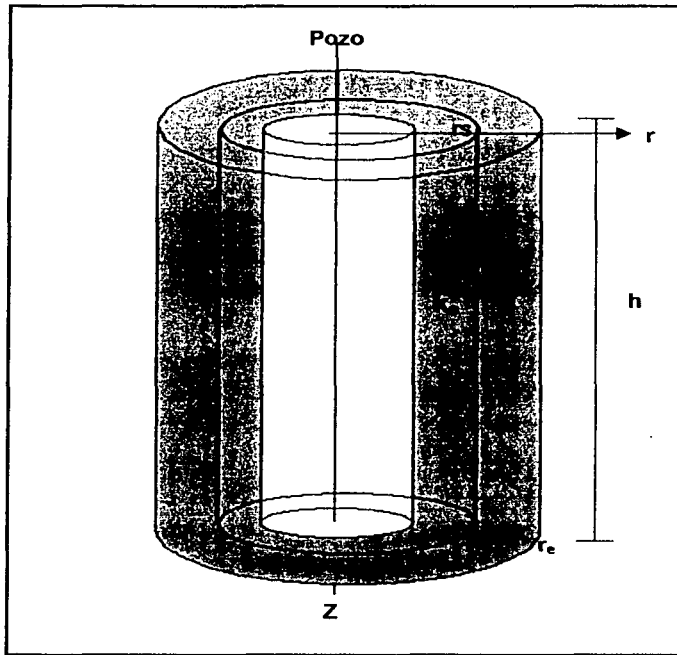
En este trabajo, el análisis se hace en un sistema cilíndrico. El énfasis principal se hace en la dirección vertical, que como se sabe es en donde los efectos de segregación gravitacional, denotados por el fenómeno de contraflujo de las fases aceite y gas, son importantes.

La Figura 14 muestra los juegos de propiedades PVT, utilizadas para el desarrollo de este estudio; a) Juego 1 y b) Juego 2. La Figura 15 muestra los datos de permeabilidades relativas utilizados en el simulador, en donde se considera una saturación de gas crítica de cero y una saturación inicial de agua de 0.3.

Cabe señalar que en todas las pruebas se considera el efecto de segregación gravitacional. Así mismo, se generaron pruebas similares considerando únicamente empuje de gas en solución, esto con el fin de comparar las respuestas con y sin efectos gravitacionales.

## **PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN**

Procesar la información generada por el simulador numérico representa un aspecto básico para la generación de las curvas de IPR y posteriormente de su análisis. Esto conlleva a realizar, para cada una de las pruebas, una serie de cálculos detallados con el fin de obtener finalmente la información necesaria de  $p_w$  y  $q_o$  para establecer el comportamiento de afluencia.



**Figura 13. Esquema de modelo numérico**

Para la generación de las curvas de afluencia se partió de información de presiones de fondo fluyendo y gastos de producción, correspondientes a una presión promedio del yacimiento. Para la construcción de estas curvas se hizo necesario procesar la información generada a distintas presiones promedio y distintas profundidades. Las presiones promedio están fijadas arriba y debajo de la presión de saturación.

Se seleccionaron distintos valores de presión promedio con el fin de obtener información con la cual se pudo observar el comportamiento en las diferentes



etapas de la vida productiva del yacimiento, por lo que se escogieron los siguientes niveles de presión: 5760, 5730, 5715, 5704, 5500, 5000, 4500, 4000, 3500, 3000 y 2500 lb/pg<sup>2</sup>. Establecidas estas presiones promedio se tuvo que obtener a través de la información numérica, la presión de fondo fluyendo y saturación de gas correspondiente para cada una de las presiones propuestas; ya que estrictamente el modelo no arroja valores de presión promedio exactos a los propuestos. Se seleccionaron los valores más próximos por arriba y por abajo de la presión promedio en cuestión; y con esto la obtención de los valores de  $p_{wf}$  y saturación de gas para los dos valores de presión referidos. Lo anterior se realizó a través de una interpolación lineal de la presión de fondo fluyendo y saturación de gas entre los datos obtenidos, ponderados a la presión promedio referida. De esta manera quedó definida la presión de fondo fluyendo  $p_{wf}$  y la saturación de gas  $S_g$ , para cada presión promedio.

Ya que la dirección vertical, en problemas de segregación gravitacional, es incluida, el mismo procedimiento fue realizado para cinco profundidades, las cuales abarcaron de forma regular todo el espesor del yacimiento. Las profundidades seleccionadas fueron: 6.25, 125, 250, 375 y 500 ft del intervalo productor.

En la generación de las curvas de IPR, para determinar el potencial máximo es necesario que  $p_{wf}=0$ , es decir, se requiere conocer el caudal máximo de producción, correspondiendo éste al caudal hipotético obtenido al ejercer una presión de fondo fluyente igual a cero. Por tal motivo todo el procedimiento anterior también tuvo que ser realizado para varios gastos de producción adicionales, de tal manera que se alcanzará o se aproximará el valor del potencial. En sí, los gastos mostraron variaciones de 500 a 250000 BPD, con pequeños incrementos para tener una mejor definición de la curva.

Después de realizar el procedimiento previamente descrito, para la obtención de la información se generaron las curvas de IPR, construyendo graficas tales como:

- $P_{wf}$  vs  $q_o$
- $\text{Log}(p_r - p_{wf})$  vs  $\text{Log } q_o$
- $\text{Log}(p_r^2 - p_{wf}^2)$  vs  $\text{Log } q_o$
- $(p_r - p_{wf})/q_o$  vs  $q_o$
- $(p_r^2 - p_{wf}^2)/q_o$  vs  $q_o$

Considerando además la construcción de curvas tales como:

- Curvas normalizadas de  $q_o/q_{o\text{max}}$  vs.  $p_{wf}/p_r$
- $S_g$  vs.  $q_o$
- Profundidad (Z) vs.  $S_g$
- $n$  vs.  $p_r/p_b$

Cabe mencionar que todas las gráficas anteriores fueron analizadas considerando principalmente la influencia de la permeabilidad vertical, factor de daño, tiempo de producción y la posición o profundidad del intervalo productor. Además de realizar un análisis del comportamiento de saturación. Estos puntos de análisis, son comparados con los resultados arrojados al no considerar la presencia de efectos gravitacionales.

Siguiendo la metodología que sugiere Fetkovich, se realizaron ajustes en gráficas  $\log \Delta p^2$  vs  $\log q_o$  y  $\log \Delta p$  vs  $\log q_o$  incluyendo diferentes posiciones dentro del intervalo productor, con y sin efectos gravitacionales. De donde fue posible obtener valores del exponente de flujo  $n$ , e Índice de productividad. Los potenciales fueron comparados con los valores reales, los cuales fueron

expresados en términos del porcentaje de error absoluto, donde se realizó un análisis comparativo; además, se hace una comparación de los potenciales con y sin efectos gravitacionales para distintas profundidades, considerando distintos valores de factor de daño y para distintos tiempos de producción.

Así mismo, se realizaron gráficas como lo sugieren Jones et. al; esto es, en gráficas de  $\Delta p/q_0$  vs  $q_0$  y  $\Delta p^2/q_0$  vs  $q_0$ , con las cuales fue posible realizar observaciones. Finalmente, se construyeron curvas de afluencia normalizadas por presión promedio y gasto máximo como es sugerido por Vogel. De igual forma que los gráficos anteriores, se consideraron los distintos parámetros de análisis, en donde se pudo observar bajo qué condiciones particulares la relación  $p_{wi}/p_r$ , puede ser menor o mayor a la unidad, lo cual limita la aplicabilidad de las ecuaciones propuestas por Vogel y Fetkovich.

Como se observa, la generación de las distintas curvas de afluencia, requirió de un pesado procesamiento de la información, durante el cual se generaron numerosas gráficas que debieron ser modificadas una y otra vez por los distintos parámetros preestablecidos, creando finalmente una cantidad considerable de información que posteriormente tuvo que ser analizada una por una, para que de esta forma se pudieran establecer conclusiones objetivas y, finalmente ser presentadas en este trabajo.

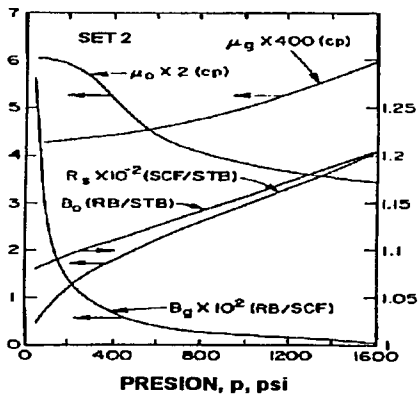
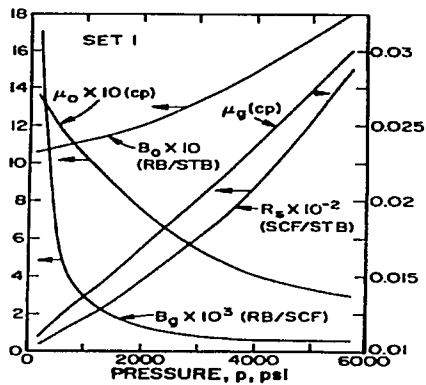


Figura 14 Propiedades de los Fluidos. Juego 1.



Propiedades de los Fluidos. Juego 2.

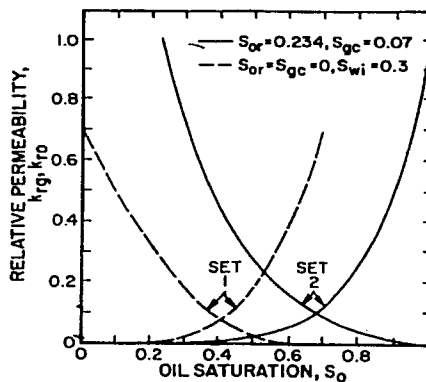


Figura 15 Datos de Permeabilidad relativa.

---

## CAPÍTULO III

### RESULTADOS

---

En este capítulo, se presenta un análisis del comportamiento de afluencia, examinándose el efecto que tienen sobre ella la permeabilidad vertical, el valor del factor de daño, tiempo de producción y profundidad de medición dentro del intervalo productor. También se estudia el comportamiento de la saturación de gas en relación al gasto de producción, así como las curvas de afluencia normalizadas IPR por presión promedio y gasto máximo de producción. Toda esta información es además comparada con las respuestas obtenidas de no considerar efectos gravitacionales.

#### **Comportamiento de Presión de fondo y saturación vs. gasto de producción.**

En todos los casos estudiados se obtuvo el comportamiento parabólico tradicional, observándose, como se sabe, que a tiempos de producción grandes y sobre todo a presiones promedio por debajo de la presión de saturación, los potenciales se reducen.

Como se observa en la Figura 16, limitada a gastos de producción que son posibles observarlos en pozos productores, se puede establecer:

- 1) Una relación de gasto-abatimiento de presión aproximadamente lineal, por lo cual podríamos aplicar la Ecuación 20 en base al comportamiento observado. Sin embargo los potenciales estimados, quedarían totalmente sobre estimados y muy por arriba del valor real.
- 2) Aún en medios homogéneos con una relación de permeabilidad,  $k_z/k_r = 0.1$ , se puede observar la existencia de los efectos gravitacionales, ya que las

respuestas obtenidas en la cima y fondo de la formación productora responden a mayores y menores caídas de presión, respectivamente. Sin embargo se distingue que en ningún caso para  $q_o=0$  se tiene que  $p_w = p_r$ .

De acuerdo a lo anterior, la realización de un análisis de IPR con información como la mostrada en la Figura 16, considerando que la presión promedio del yacimiento ( $p_r$ ) ha sido determinada correctamente, hará que las Ecuaciones 20, 21, y 27 generen resultados no físicos, aun cuando el rango de gastos sea como el mostrado en esta figura. Lo antes mencionado limita el uso de las ecuaciones de Vogel y de Fetkovich para ciertas situaciones particulares, como pueden ser altos gastos y tiempos cortos de producción, considerándose además que los efectos gravitacionales no son incluidos en su formulación.

En las Figuras 17, 18 y 19, se muestra el comportamiento de saturación de gas en relación al gasto de producción para diferentes valores de presión promedio del yacimiento, en este caso para valores debajo de la presión de saturación y para tres profundidades:  $Z_{Di}=0.006, 0.49$  y  $0.99$ , respectivamente. En estas gráficas se analiza el efecto del tiempo de producción para las respuestas obtenidas con y sin efectos gravitacionales. Para ambos casos, aunque la relación  $p_r / p_b \geq 1$  no es mostrada, se presentan comportamientos aproximadamente iguales, invariablemente de la posición del intervalo productor, permeabilidad vertical y el valor de factor de daño.

Respecto a la Figura 17, se observa que la respuesta obtenida bajo efectos de segregación, los valores de saturación se incrementan conforme el tiempo de producción aumenta, y por el contrario, estos valores decrecen conforme el gasto de producción aumenta. En este caso, se obtienen los valores de saturación de gas más altos, lo cual originaría una reducción en la movilidad del aceite. En esta misma gráfica y bajo la ausencia de efectos gravitacionales se observa que la saturación de gas siempre se incrementa conforme el gasto de producción

aumenta. El incremento en la saturación de gas recae finalmente en mayores caídas de presión.

Por otro lado, para el intervalo medio productor, en la Figura 18, los comportamientos con y sin efectos gravitacionales son distintos para bajas tasas de producción. También se puede observar el límite del gasto en el cual los efectos gravitacionales dejan de ser importantes, esto es que ambas respuestas, en términos de saturación de gas, son aproximadamente iguales. La situación cambia para el fondo de la formación productora, donde las variaciones de saturación de gas son pequeñas comparadas con la respuesta obtenida bajo ausencia de efectos gravitacionales, lo cual recaerá en menores caídas de presión. Esto último puede ser observado en la Figura 19.

De acuerdo a lo anterior, la existencia de una zona de gas y de una zona de aceite, aún en un sistema homogéneo, es válida, lo cual se puede confirmar en la Figura 20, donde se observa el comportamiento de saturación de gas a través de todo el intervalo productor, además del efecto que tiene la permeabilidad vertical para favorecer la segregación del gas. Esto es mostrado para tres gastos de producción y dos valores de permeabilidad vertical. Así, para relaciones de  $k_z/k_r = 1.0$  y presiones promedio bajas, se muestra la existencia de una capa de gas sobreyaciendo a una zona de aceite, lo cual no es posible observarlo con tal magnitud para una relación  $k_z/k_r = 0.1$  a cualquier gasto de producción.

La existencia de esta zona de gas se va perdiendo al aumentar el gasto de producción o al disminuir el valor de  $k_z$  y de esta forma no se favorece la segregación gravitacional. El comportamiento de saturación de gas como un resultado de los efectos gravitacionales, como se demostrará más adelante, se verán reflejados en el comportamiento de las curvas de afluencia, esto en términos de menores a mayores caídas de presión.

### Comportamiento de $\Delta p$ y $\Delta p^2$ vs. gasto de producción.

Como se mencionó en los antecedentes, de aproximadamente 40 pruebas de campo, Fetkovich estableció que el valor del exponente  $n$  varía de 0.568 hasta 1.0, indicando este valor el grado de turbulencia. Considerando lo observado en pozos de gas, atribuye valores menores a 1.0 para flujo no darciano, y cercanos a 0.5 para flujo turbulento. Aunque valores menores a la unidad pueden ser resultado del cambio de las propiedades del fluido, en este sentido los cambios de saturación de gas en la vecindad del pozo van a afectar el valor de " $n$ ". Ahora que " $n$ " sea mayor a la unidad, no implica que la ecuación de afluencia para flujo de líquido sea válida.

Fetkovich reporta que la ecuación sugerida por Vogel tiene un valor de  $n=1.24$ , que es un valor aproximado del exponente  $n$  a su ecuación.

En las figuras 21, 22 y 23 se muestran gráficas *log-log* de  $\Delta p$  vs.  $q_o$  para tres profundidades:  $Z_{Di}=0.006$ , 0.5 y 0.99, respectivamente. Así mismo, se analiza el efecto del tiempo de producción para cada intervalo productor considerando valores del factor de daño de  $s=5$  y  $s=-2$  con y sin efectos gravitacionales a cinco niveles de agotamiento. Se ha optado por diferenciar a las respuestas con efectos gravitacionales con símbolos, mientras que las líneas punteadas corresponden a la respuesta obtenida únicamente por empuje de gas en solución.

En las tres figuras, se puede observar que a altos gastos se obtiene una curvatura cóncava hacia arriba, lo cual se manifestará en un rápido decaimiento de la producción. Por otro lado, para la respuesta obtenida bajo efectos gravitacionales, en la cima,  $Z_{Di}=0.006$ , y fondo,  $Z_{Di}=0.99$ , de la formación productora, se observa que se presentan comportamientos estrictamente no lineales, tal que una línea de ajuste en toda la respuesta presentará coeficientes de correlación pobres, y muy por debajo de la unidad. Sin embargo, es posible establecer dos tendencias lineales: la primera (I) a bajos gastos, y la segunda (II) a altos gastos. Además,



de este análisis se puede observar que para presiones mayores a la presión de saturación y a altos gastos, las respuestas son aproximadamente iguales, no así para el caso de presiones menores a la presión de saturación, donde las respuestas son distintas. Para la respuesta obtenida sin considerar efectos gravitacionales, el ajuste de una línea recta será suficiente. Además, cabe señalar que las tendencias (I) y (II) reflejarán el dominio de efectos gravitacionales y de empuje de gas en solución respectivamente.

De acuerdo al análisis presentado, se ha mostrado que el valor de  $n$  no sólo depende del tiempo de producción, sino también del nivel del gasto y de la posición del intervalo productor, en donde se pueden hacer las siguientes anotaciones:

- 1) A bajos gastos los valores de  $n > 1$ , y disminuyendo conforme  $p_r / p_b \rightarrow 0$  para  $Z_{Di} < 0.5$ , y valores de  $n < 1$  y aproximadamente constantes conforme  $p_r / p_b \rightarrow 0$  en el caso de  $Z_{Di} > 0.5$ .
- 2) A altos gastos  $n$  va a ir disminuyendo conforme  $p_r / p_b \rightarrow 0$ . Además para  $Z_{Di} = 0.5$  el valor de  $n$  es y aproximadamente constante para cada tiempo de producción. Esto no es observado para  $Z_{Di} = 0.006$  y  $Z_{Di} = 0.99$
- 3) Los índices de productividad ( $q/\Delta p$ ) van a ser máximos conforme  $Z_{Di} \rightarrow 1$ , invariablemente del gasto; lo mismo ocurre en el caso de  $Z_{Di} = 0.5$  bajo la influencia de efectos gravitacionales. Sin embargo se observa que  $J_o$ , al igual que  $n$ , también va a depender del tiempo de producción, del nivel del gasto y de la posición.
- 4) Una estimación del gasto máximo ( $q_{omax}$ ) basados en cualquiera de las dos zonas de ajuste antes señalada reportará valores erróneos.

Los resultados descritos anteriormente son invariables de la permeabilidad vertical, posición del intervalo productor y del daño en la vecindad del pozo.

Finalmente, observando las gráficas de saturación de gas, y  $\Delta p$  vs. gasto, se puede establecer que para el problema de segregación gravitacional los datos registrados al nivel medio del intervalo productor representan aproximadamente las condiciones promedio de la respuesta de presión de fondo; siendo así que las diferencias observadas con y sin efectos gravitacionales se reducen substancialmente, esto respecto a lo observado a profundidades  $Z_{D1} < 0.5$  ó  $Z_{D1} > 0.5$ .

En la Figura 24, se presenta la misma información utilizada en las Figura 22, con y sin efectos gravitacionales, pero ahora en términos de  $\Delta p^2$  para  $Z_{D1}=0.5$ . Es importante mencionar que bajo efectos gravitacionales la respuesta tiende a linealizarse, lo cual podemos confirmar al comparar con las Figuras 22 y 24; aunque al igual que en términos de  $\Delta p$ , a tiempos largos de producción ambas respuestas difieren.

Así, en ausencia de efectos gravitacionales para cada presión promedio es posible ajustar una línea recta, no así en el caso de la respuesta obtenida bajo condiciones de segregación favorables, donde solamente es posible definir un comportamiento lineal para valores de  $p_r / p_b \geq 1$ .

En general, las figuras en términos de  $\Delta p^2$ , se observa que a altos gastos, en la mayoría de las curvas la curvatura es cóncava hacia arriba, lo cual resulta contrario a lo observado en las Figuras de la 21 a la 23, donde la curvatura obtenida es cóncava hacia abajo. Lo anterior resulta de importancia ya que esto va a afectar el cálculo de potenciales, y en éste caso también va a depender del intervalo de ajuste, ya que a pesar de que la respuesta tiende a linealizarse, el comportamiento observado al graficar en términos de  $\Delta p$  se mantiene también en las gráficas en términos de  $\Delta p^2$ .

También de éste análisis, para valores del índice de productividad  $J_o$  y del exponente  $n$ , se establecen las siguientes anotaciones:

- 1) Tanto  $J_o'$  como  $n$  son función no sólo del tiempo, sino también de la posición y del gasto de producción. A bajos gastos, valores de  $n > 1$ , y disminuyendo conforme  $p_r / p_b \rightarrow 0$ ; para  $Z_{Di} < 0.5$ ; y para el caso de  $Z_{Di} > 0.5$  los valores de  $n < 1$  y aproximadamente constantes a  $p_r / p_b < 1$ .
- 2) A altos gastos, para  $Z_{Di} < 0.5$  los valores de  $n \approx 1$  a  $p_r / p_b > 1$ , y aumentando ligeramente conforme  $p_r / p_b \rightarrow 0$ ; para  $Z_{Di} > 0.5$  los valores de  $n \approx 1$  a  $p_r / p_b > 1$ , y disminuyendo ligeramente conforme  $p_r / p_b \rightarrow 0$ ; para el caso de  $Z_{Di} = 0.5$  con y sin efectos gravitacionales, los valores de  $n \approx 1$ .
- 3) Los índices de productividad siempre son mayores conforme  $Z_{Di} \rightarrow 1$ , esto a bajos gastos.
- 4) Una estimación del  $q_o \max$ , basado en la zona de altos gastos, dará una estimación razonable, aunque esto no es común en la práctica.

En las Figuras 25 y 26, se puede observar el comportamiento del exponente  $n$  a través de  $p_r / p_b$ , en términos de  $\Delta p$  y  $\Delta p^2$  para valores de factor de daño de 5 y 0, respectivamente. Así mismo se puede observar el comportamiento para altos y bajos gastos de producción a distintas posiciones dentro del intervalo productor, con y sin efectos gravitacionales.

Se puede observar que para la gráfica expresada en términos de  $\Delta p^2$ , en el comportamiento obtenido a altos gastos con y sin efectos gravitacionales, los valores de  $n$  van a variar alrededor de 1; esto significa que los potenciales estimados bajo éstas condiciones estarán muy cercanos a los valores reales, situación que no sucede en términos de  $\Delta p$  (Figura 25). Por el contrario, a bajos

gastos los valores se alejan de la unidad, por lo que los potenciales calculados a estas condiciones estarán sobre estimados, y donde el daño si muestra efecto.

Por otro lado, el efecto de daño bajo condiciones de segregación favorables se va a reflejar en un desplazamiento vertical hacia arriba o hacia abajo dependiendo del valor del daño, lo cual es observado en las Figuras de la 21 a la 24; esto último también se va a reflejar en los valores de los potenciales que se estimen. El desplazamiento vertical al que nos referimos es tratado como mayores o menores caídas de presión.

De ésta manera, se obtendrá un desplazamiento vertical hacia arriba cuando el daño sea positivo ( $s > 0$ ), y un desplazamiento vertical hacia abajo para daño negativo ( $s < 0$ ), siendo que para éste segundo caso se obtendrán los máximos valores en los potenciales, invariablemente de que se incluyan o no los efectos gravitacionales.

La Tabla 3.1a muestra los valores del gasto máximo  $q_{omax}$  para los dos intervalos de ajuste: I y II (bajos y altos gastos, respectivamente). Estos valores de gasto máximo fueron comparados con los valores reales y son expresados en la tabla en términos de porcentaje de error absoluto. La información de esta tabla es generada del análisis de  $\Delta p$  y  $\Delta p^2$  para:  $s=0$  ( Figura 3.1(a) ) y  $s=5$  ( Figura 3.1(b) ) a distintos tiempos de producción, analizándose también las profundidades dentro del intervalo productor.

De estos resultados se puede observar que en términos de  $\Delta p$ , un ajuste a bajos gastos, generará los errores más grandes respecto al valor real (excepto cuando  $Z_{Di}$  tienda a 1), y disminuyendo dicho error cuando los datos son analizados en términos de  $\Delta p^2$ . Por otro lado, si el ajuste es realizado a altos gastos, los porcentajes de error van a ser todavía menores a los mencionados, y disminuyendo su valor cuando estos son analizados en términos de  $\Delta p^2$ . Estos resultados eran de esperarse, ya que a altos ritmos de producción, los efectos

gravitacionales se minimizan, sin embargo valores como los mostrados, en la práctica es imposible que se presenten.

Es importante mencionar que para el caso del intervalo medio productor, bastó con ajustar una sola línea recta sobre los puntos, de esta manera el cálculo de los potenciales sin efectos gravitacionales mostraron errores del 20 al 150% para  $\Delta p$ , y del 5 al 60% en términos de  $\Delta p^2$ , en los dos casos para un daño  $S=0$ ; mientras que para daño  $S=5$  los errores fueron del 20 al 40% para  $\Delta p$ , y del 10 al 15% en términos de  $\Delta p^2$ .

**Tabla 2.1a**

$P_r/P_b$		$Z_{Df}=0.006$		$Z_{Df}=0.5$		$Z_{Df}=0.99$	
		$\Delta p$	$\Delta p^2$	$\Delta p$	$\Delta p^2$	$\Delta p$	$\Delta p^2$
1	II	14	5	30	4	14	8
	I	417	288			64	73
0.964	II	15	5	32	5	15	8
	I	350	233			55	67
0.788	II	10	5	23	8	10	7
	I	426	125			64	72

(a)  $s=0$ ,  $h_w/h=1.0$

II: Intervalo de altos gastos.

I: Intervalo de bajos gastos.

**Tabla 3.1b**

$P_r/P_b$		$Z_{D_i}=0.006$		$Z_{D_i}=0.5$		$Z_{D_i}=0.99$	
		$\Delta p$	$\Delta p^2$	$\Delta p$	$\Delta p^2$	$\Delta p$	$\Delta p^2$
1.009	II	13	9	21	12	7	10
	I	1724	481			41	60
0.964	II	13	10	25	12	8	10
	I	1148	331			23	49
0.788	II	13	12	22	17	9	16
	I	529	144			51	64
0.438	II	2	12	23	11	2	13
	I	123	20			2	25

(b)  $s=5$ ,  $h_w/h=1$ .

Estos porcentajes en sí, muestran errores pequeños en comparación a los obtenidos en la tabla; la razón de lo anterior es la mayor linealidad de las respuestas, y más aún cuando son analizados en términos de  $\Delta p^2$ , aunque bajo efectos gravitacionales esta linealidad se pierde a tiempos de producción grandes.

Con lo anterior, también es importante mencionar que para valores de  $s>0$ , las curvas de afluencia muestran una mayor linealidad, mientras que para valores de daño negativo,  $s<0$ , la no linealidad aumenta todavía más.

Sabemos, que la situación más favorable para la existencia de efectos gravitacionales es cuando tenemos daño negativo y una permeabilidad vertical alta, y es en estas condiciones cuando se esperan los máximos valores de gasto. Para constatar esto, la Tabla 3.2 muestra una comparación de los potenciales con y sin efectos de segregación gravitacional para el intervalo medio productor, donde se consideran distintos valores de factor de daño ( 0, 5 y -2) y distintas presiones promedio ( $P_r/P_b = 0.788, 0.613$  y  $0.438$ ).

De acuerdo a los resultados de esta tabla, se observa que las mayores producciones son obtenidas bajo efectos gravitacionales, e incrementándose al reducir el valor del daño, al aumentar la permeabilidad vertical, y para tiempos largos de producción.

**Tabla 3.2**

Daño	pr/pb=0.788	pr/pb=0.613	pr/pb=0.438
S=0	$q_{omax}$	$q_{omax}$	$q_{omax}$
GS	74700	35800	17500
NGS	73000	31000	11500
S=5			
GS	48700	24100	12400
NGS	47000	19000	7000
S=-2			
GS	100000	48500	23900
NGS	97000	44000	18000
S=0			
$kz/kr=0.1$			
GS	74500	32400	12550
NGS	73000	31000	11500

**$Z_D=0.5$   $h_w/h=1.0$**

Por ejemplo, es posible observar que a tiempos largos de producción bajo condiciones favorables de segregación, la diferencia en el cálculo de potenciales mostrará una variación de 12000 bpd al considerar un pozo dañado ( $s=5$ ) y un pozo estimulado ( $s=-2$ ), para cualquier presión del yacimiento, daño y permeabilidad vertical. Además de que en general, los mayores potenciales serán obtenidos bajo efectos gravitacionales.

### **Análisis de $\Delta p/q_0$ vs $q_0$ , y $\Delta p^2/q_0$ vs $q_0$**

En las Figuras 27 a 30, se presenta información del mismo tipo a la mostrada en las Figuras 21 a 24, pero ahora graficada como lo sugieren Jones et. al.<sup>18</sup>, esto es en gráficas cartesianas de  $\Delta p/q_0$  vs.  $q_0$  y  $\Delta p^2/q_0$  vs.  $q_0$ . Así en la Figura 27 y 28 se observa que para la cima y el intervalo medio productor, a  $p_r/p_b \geq 1$  las respuestas con y sin efectos gravitacionales son idénticas, sin embargo a  $p_r/p_b < 1$  bajo efectos gravitacionales las respuestas son distintas, reconociéndose mayores caídas de presión por gasto de producción en ausencia de efectos gravitacionales. Un ajuste en los comportamientos con y sin efectos gravitacionales del intervalo medio productor, generará líneas rectas con pendiente ( $D$ ) positiva.

En la Figura 29 para el fondo de la formación productora, el comportamiento de  $\Delta p/q_0$  en relación al gasto de producción siempre es creciente, aunque si se ajusta una línea recta a los datos, se obtendrán a bajos gastos cambios de pendiente positivas tendientes a infinito y reduciéndose a mayores gastos, aunque a gastos muy altos ésta tiende a aplanarse con valores  $D > 0$ . Esta última observación sólo aplica para tiempos cortos de producción ( $p_r/p_b > 1$ ), y para valores de esta relación menores a la unidad, la pendiente ( $D$ ) será positiva.

En general, el abatimiento de presión por gasto de producción en la respuesta sin efectos gravitacionales serán mayores a los obtenidos bajo efectos gravitacionales, principalmente a gastos y presiones promedios bajas.

En este mismo sentido, en términos de  $\Delta p^2/q_0$  (Figura 30) el comportamiento sin efectos gravitacionales sigue el comportamiento clásico observado en condiciones de empuje de gas en solución, no así bajo efectos gravitacionales que aunque a bajos gastos se comporta en forma similar a lo observado en la Figura 29, a altos gastos esta logra estabilizarse, de tal forma que  $d\Delta p^2/dq_0 \approx 0$ , lo cual quiere decir que cuando los efectos gravitacionales empiezan a ser despreciables, las caídas de presión al cuadrado son independientes del gasto de producción, por lo que es



posible ajustar una línea recta, principalmente a relaciones de  $p_i/p_b \geq 1$ . Lo anterior aplica en general para cualquier valor de  $Z_{Di}$ , y en este caso el comportamiento tampoco va a depender del valor de daño o permeabilidad vertical.

De acuerdo a los coeficientes C y D de la Ecuación (28), se establece que en términos de  $\Delta p/q$ :

- 1) A bajos gastos con  $Z_{Di} < 0.5$ ,  $D < 0$ ; y para  $Z_{Di} > 0.5$ ,  $D > 0$ .
- 2) A  $Z_{Di} = 0.5$ ,  $D > 0$
- 3) A gastos altos con  $Z_{Di} < 0.5$ , y para  $Z_{Di} > 0.5$ ,  $D > 0$

Estas mismas observaciones aplican para  $\Delta p^2/q_0$  con el detalle que en general para gastos altos  $D \approx 0$ . De acuerdo con lo anterior, y como ya ha sido señalado en torno al exponente  $n$  e índice de productividad  $J$ , los coeficientes C y D también van a ser función del tiempo de producción, posición del intervalo productor y rango del gasto de producción.

De acuerdo a los resultados presentados, la existencia de valores negativos en el comportamiento de  $\Delta p/q_0$  ó  $\Delta p^2/q_0$ , principalmente a gastos bajos, pueden ser usados como una forma de diagnosticar la presencia de efectos gravitacionales en el yacimiento, esto durante la construcción de las curvas de afluencia.

### **Comportamiento de Curvas de Afluencia Normalizadas.**

La misma información para  $s=-2$ , mostrada anteriormente es presentada en las Figuras 31 a 33. Estas gráficas corresponden a las curvas de afluencia normalizadas por presión promedio y gasto máximo como es sugerido por Vogel<sup>12</sup>. Estas gráficas fueron generadas para  $Z_{Di}=0.006$ , 0.5 y 0.99, respectivamente, para

cinco valores de presión promedio debajo de la presión de saturación. El por qué no se incluyen otros valores de daño o permeabilidad es debido a que la variación de estos parámetros no va a influir en la forma de las curvas, y con las cuales se pueden ejemplificar la influencia de los efectos de segregación gravitacional en forma consistente.

En general los símbolos corresponden al comportamiento obtenido bajo efectos combinados de empuje de gas en solución y efectos gravitacionales, mientras que las curvas continuas y punteadas a la respuesta de considerar únicamente empuje de gas en solución. De lo observado en las Figuras 31 a 33 se hacen las siguientes observaciones:

- 1) Las curvas de IPR normalizadas mantienen la forma cuadrática, invariablemente de la posición, daño, relación de permeabilidad vertical/radial y tiempo de producción.
- 2) A valores de  $Z_{Di} < 0.5$ , bajo efectos gravitacionales,  $p_{wf}/p_r < 1$ , en cuanto que  $q_0/q_{0max} \rightarrow 0$
- 3) A valores de  $Z_{Di} > 0.5$ , bajo efectos gravitacionales  $p_{wf}/p_r > 1$ , en cuanto que  $q_0/q_{0max} \rightarrow 0$
- 4) A valores de  $Z_{Di} \approx 0.5$ , bajo efectos gravitacionales,  $p_{wf}/p_r = 1$ , en cuanto que  $q_0/q_{0max} \rightarrow 0$ , lo cual es consistente con la respuesta generada únicamente bajo condiciones de empuje de gas en solución, principalmente a  $p_r/p_b \geq 1$ . Así mismo a valores menores de esta relación, ambas respuesta se alejan.
- 5) Las respuestas con y sin efectos gravitacionales tienden a ser aproximadamente iguales en cuanto  $q_0/q_{0max} \rightarrow 1$ , donde domina el empuje de gas en solución; y por el contrario ambas son distintas en cuanto  $q_0/q_{0max} \rightarrow 0$ , es decir, bajo el dominio de efectos gravitacionales.

En la Figura 34 se presentan los resultados para  $s=0$  y  $Z_{Dr}=0.006$  a dos niveles de presión promedio, arriba y debajo de la presión de saturación; los cuales son comparados con las respuestas de utilizar las ecuaciones de Vogel<sup>12</sup> y de Fetkovich<sup>16</sup> para  $n=1$ , representadas por las líneas continuas y punteadas. Las curvas incluyendo efectos gravitacionales están representadas por símbolos (círculos y cuadrados).

Los resultados mostrados en esta figura demuestran que la forma de las curvas son similares a las soluciones obtenidas con las Ecuaciones 20 y 27, es decir, no cambian su forma cuadrática. Sin embargo, la solución de Fetkovich no se aproxima a ellas en ningún intervalo de gasto de producción, mientras que las solución de Vogel presenta buena aproximación a gastos de producción altos. Por otro lado, en tanto que  $q_0/q_{0max} \rightarrow 0$  la tendencia con efectos gravitacionales se aleja del comportamiento normal (unitario), y por lo tanto ambas ecuaciones dejan de ser válidas bajo estas condiciones.

Haciendo también una comparación con las respuestas de ecuaciones de Vogel y de Fetkovich, que como se sabe no incluyen efectos gravitacionales en su formulación, en la Figura 35, se presenta la respuesta pero ahora para el fondo de la formación productora, en donde es claro que la anotación 3) apoya lo observado en ésta gráfica.

Estrictamente la respuesta obtenida de la ecuación de Vogel a tiempos largos es la que más se acerca, y los resultados no físicos señalados al inicio de esta sección están patentizados con valores de  $q_0/q_{0max} < 0$ , generados por ambas ecuaciones. Cabe señalar que a medida que la relación de  $p_i/p_b$  decrece, las diferencias en el comportamiento de IPR bajo efectos gravitacionales son más marcadas.

Los resultados derivados de las Figuras 22 a 35, hacen que las ecuaciones propuestas por Vogel y Fetkovich estén restringidas a ciertas condiciones, donde los efectos gravitacionales son despreciables.

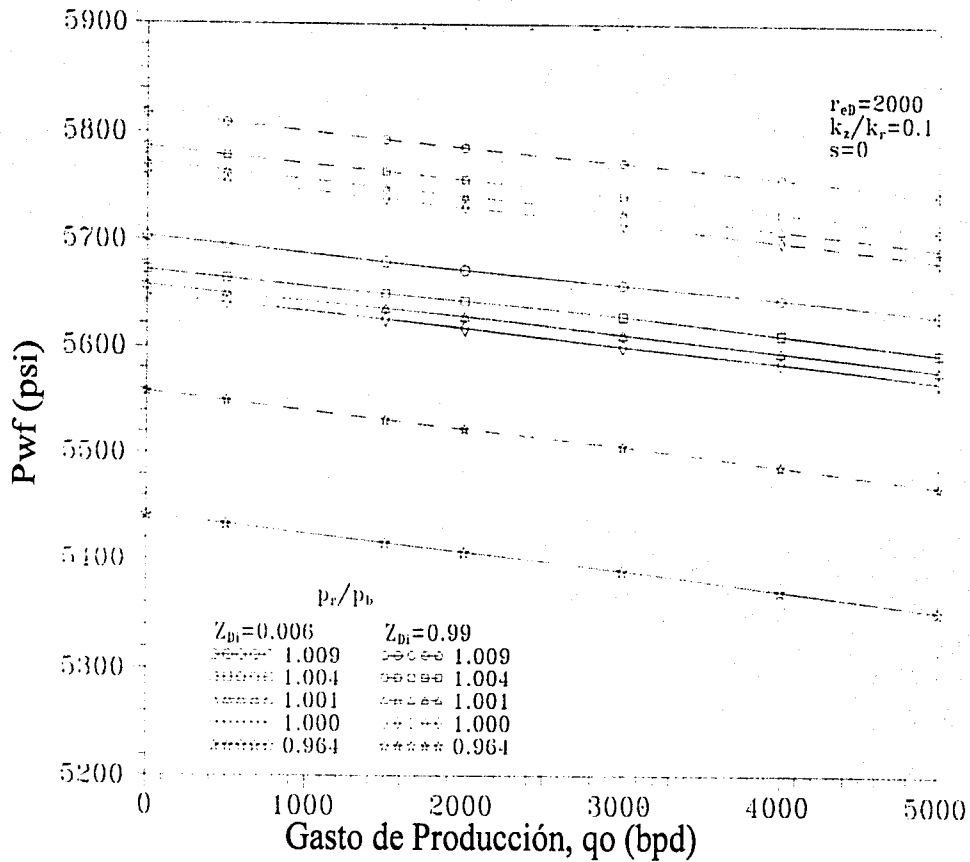
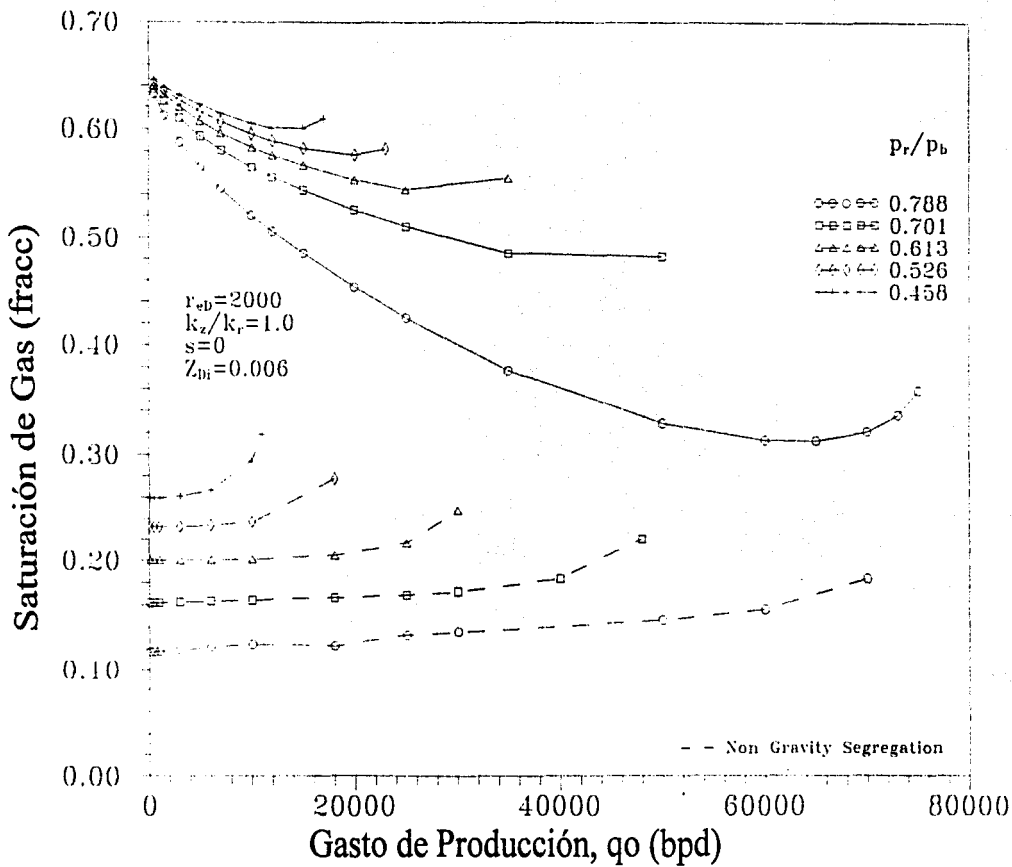
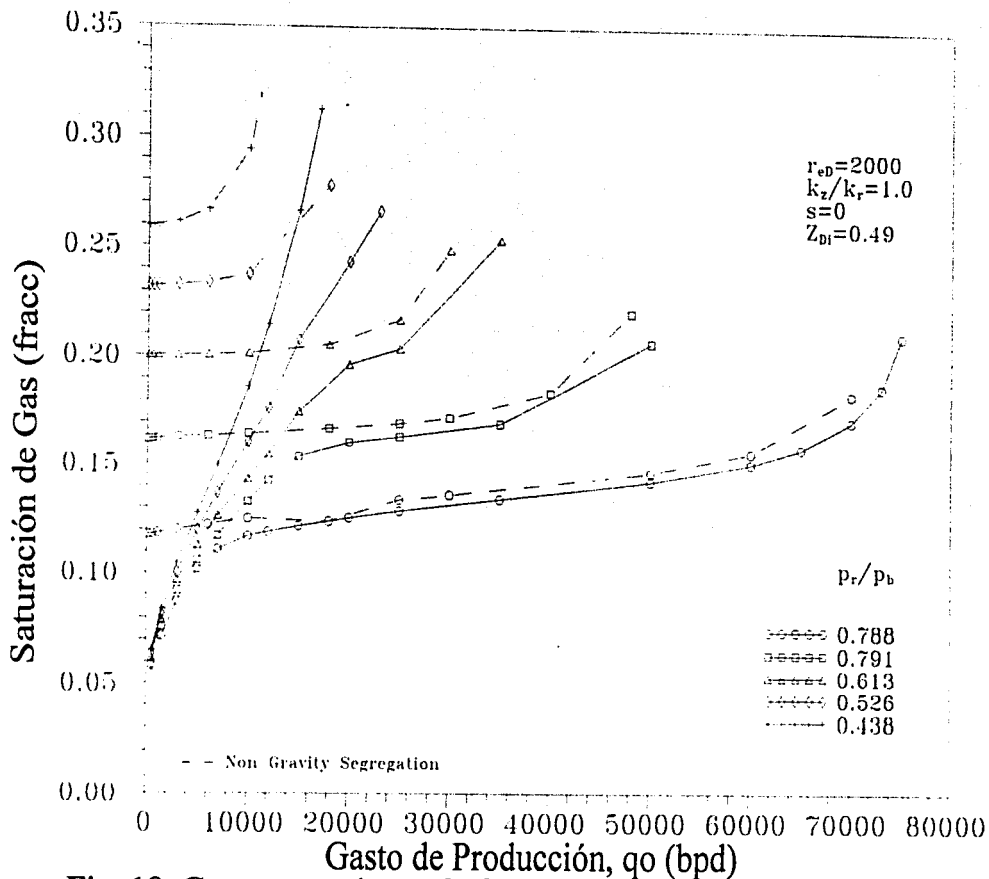


Fig. 16 Presión de fondo fluendo vs. Gasto de producción,  
 $Z_{Di}=0.006, Z_{Di}=0.99$

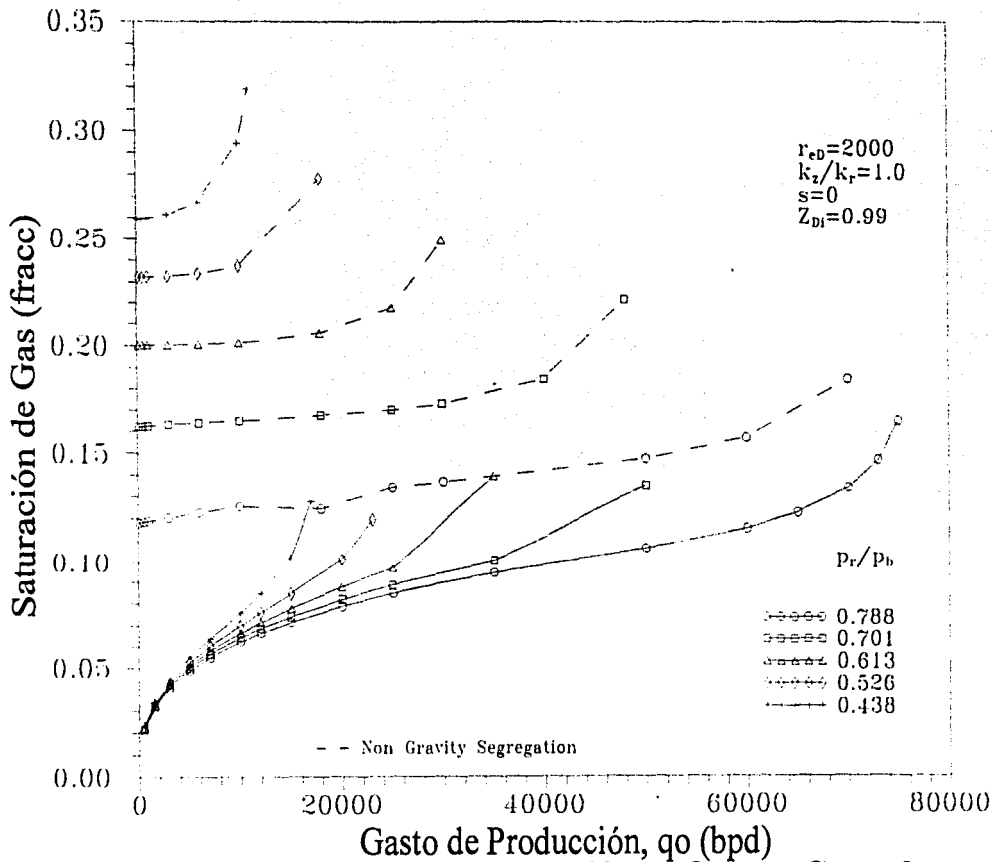
699  
 TESIS CON  
 VALIA DE ORIGEN



**Fig. 17, Comportamiento de Saturación de Gas vs. Gasto de Producción.  $Z_{Di} = 0.006$**

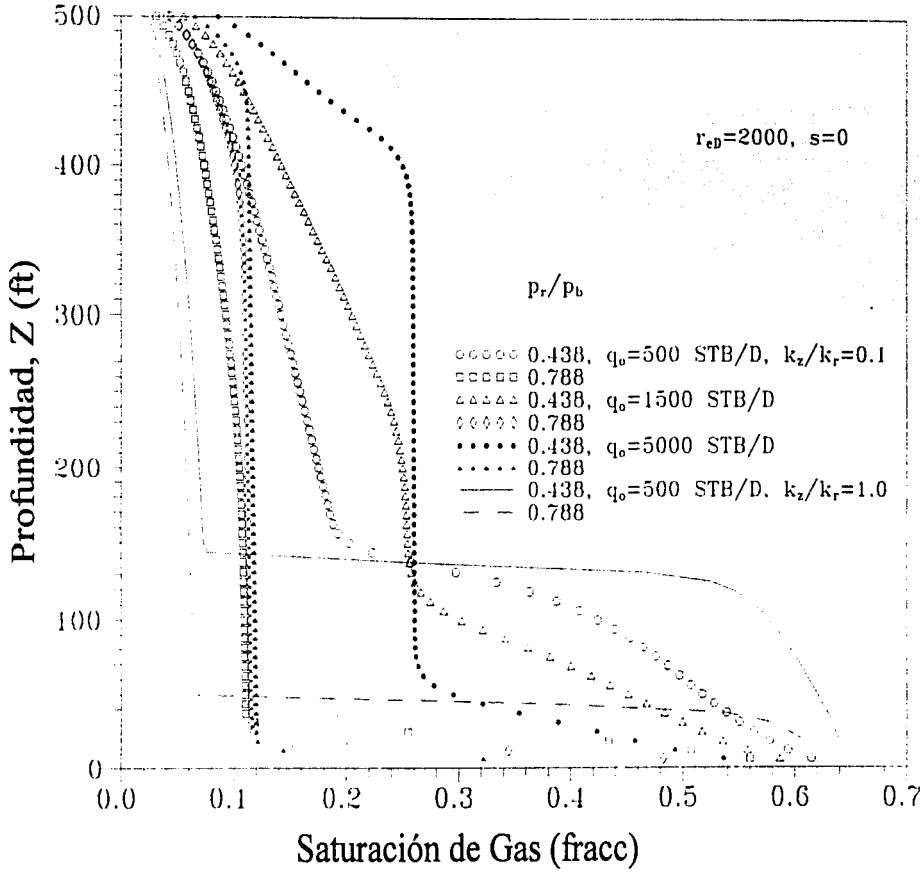


**Fig. 18, Comportamiento de Saturación de Gas vs. Gasto de Producción,  $Z_{Di}=0.49$**



**Fig. 19, Comportamiento de Saturación de Gas vs. Gasto de Producción,  $Z_{Di}=0.99$**





**Fig. 20, Saturación de Gas en el Pozo. vs. Profundidad.**

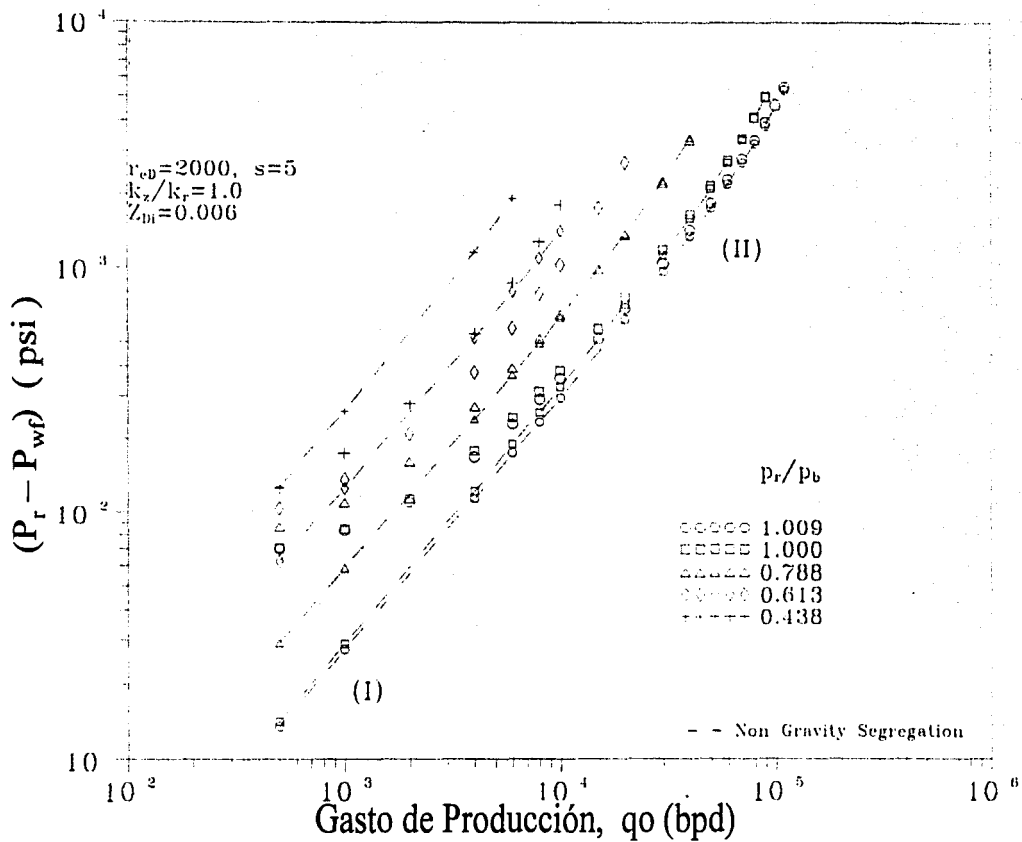


Fig. 21.  $\log (P_r - P_{wf})$  vs.  $\log$  Gasto de Producción.  $Z_{Di}=0.006$

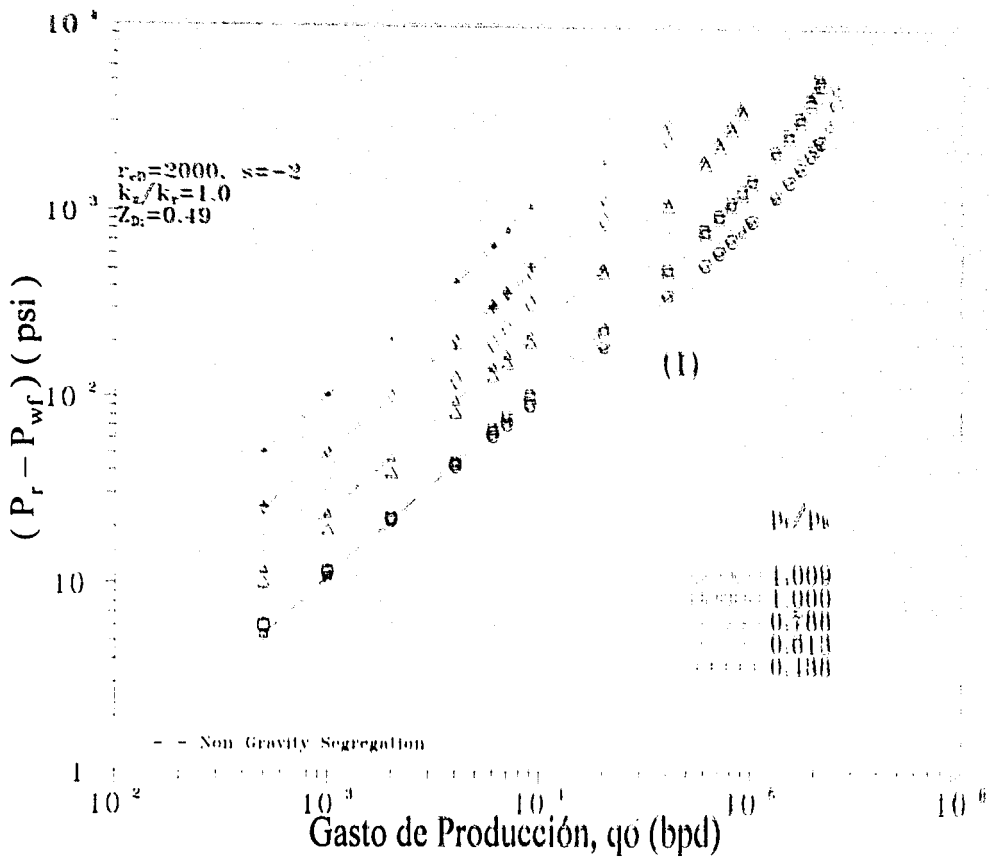


Fig. 22, Log  $(P_r - P_{wf})$  vs. Log Gasto de Producción.  $Z_D = 0.49$

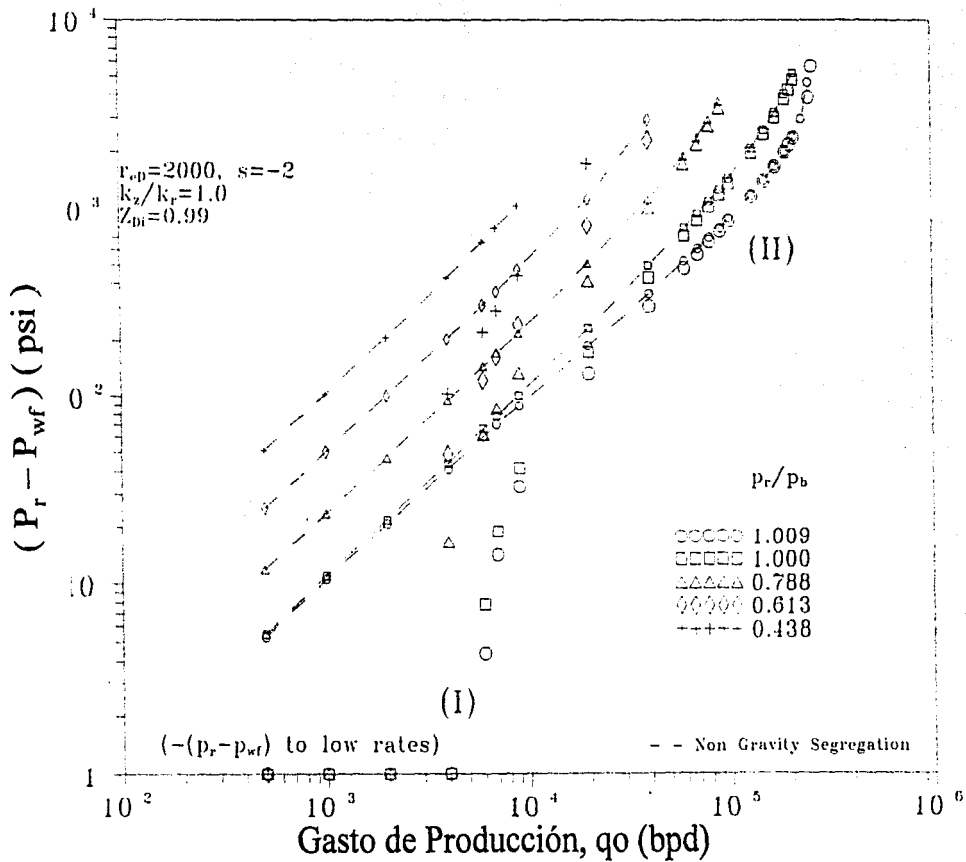


Fig. 23,  $\text{Log}(P_r - P_{wf})$  vs.  $\text{Log}$  Gasto de Producción.  $Z_{Di}=0.99$

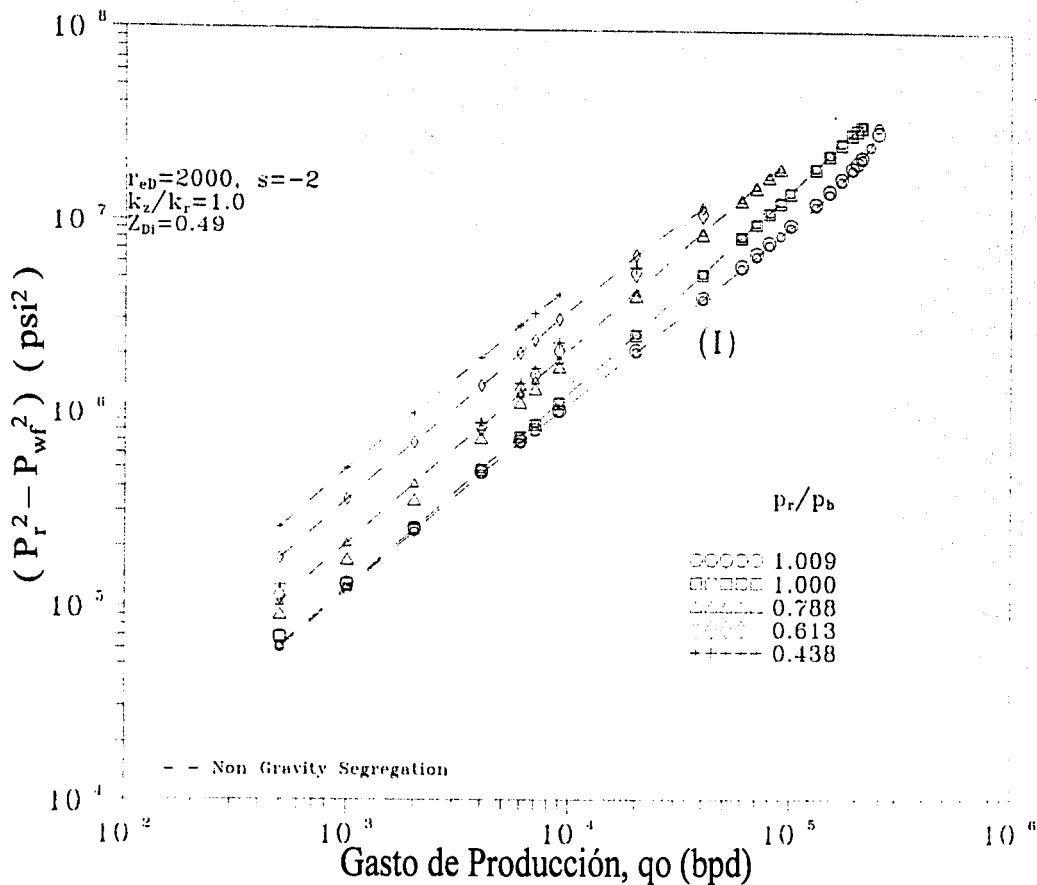


Fig. 24,  $\text{Log}(P_r^2 - P_{wf}^2)$  vs.  $\text{Log Gasto de Producción}$ .  $Z_{Di}=0.49$

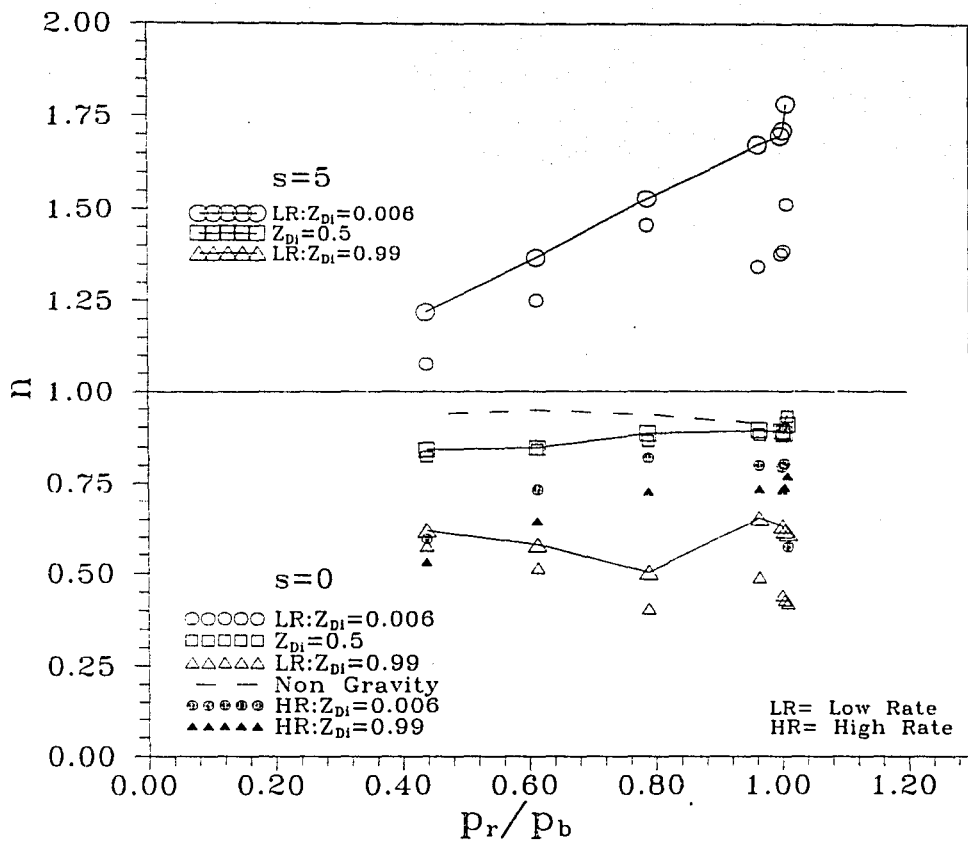


Fig. 25, Comportamiento de  $n$  en términos de  $(P_r - P_{wf})$ .  $S = 0$  y 5

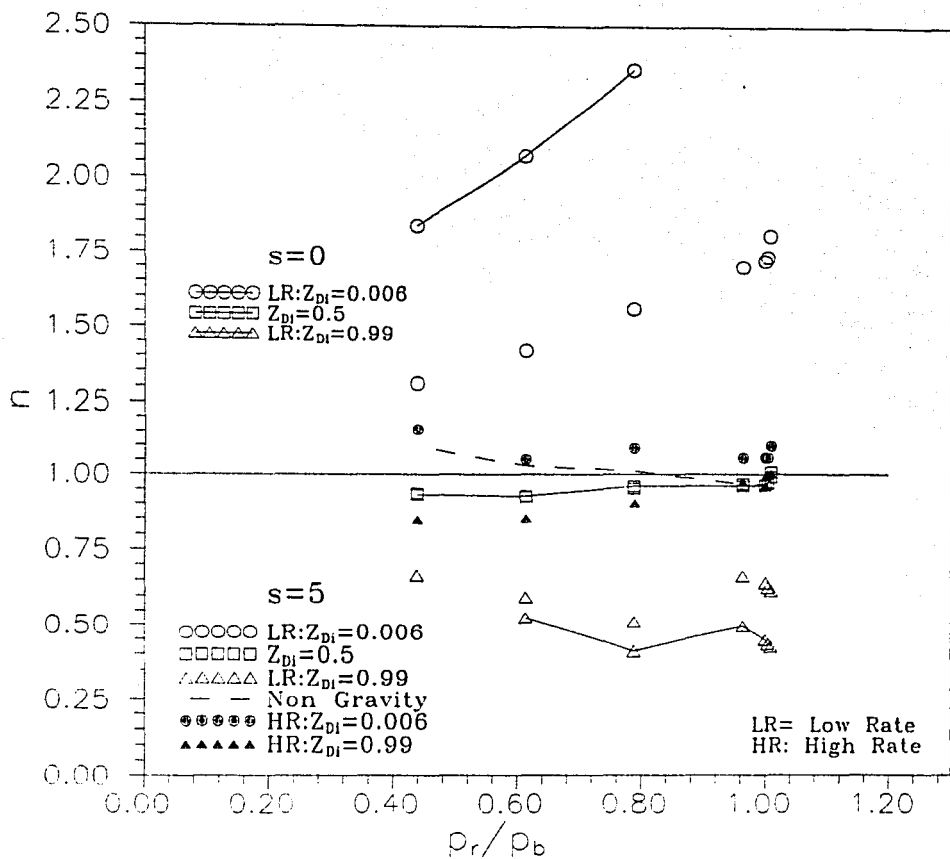


Fig. 26, Comportamiento de  $n$  en términos de  $(P_r^2 - P_{wf}^2)$ .  $S=0$  y  $5$

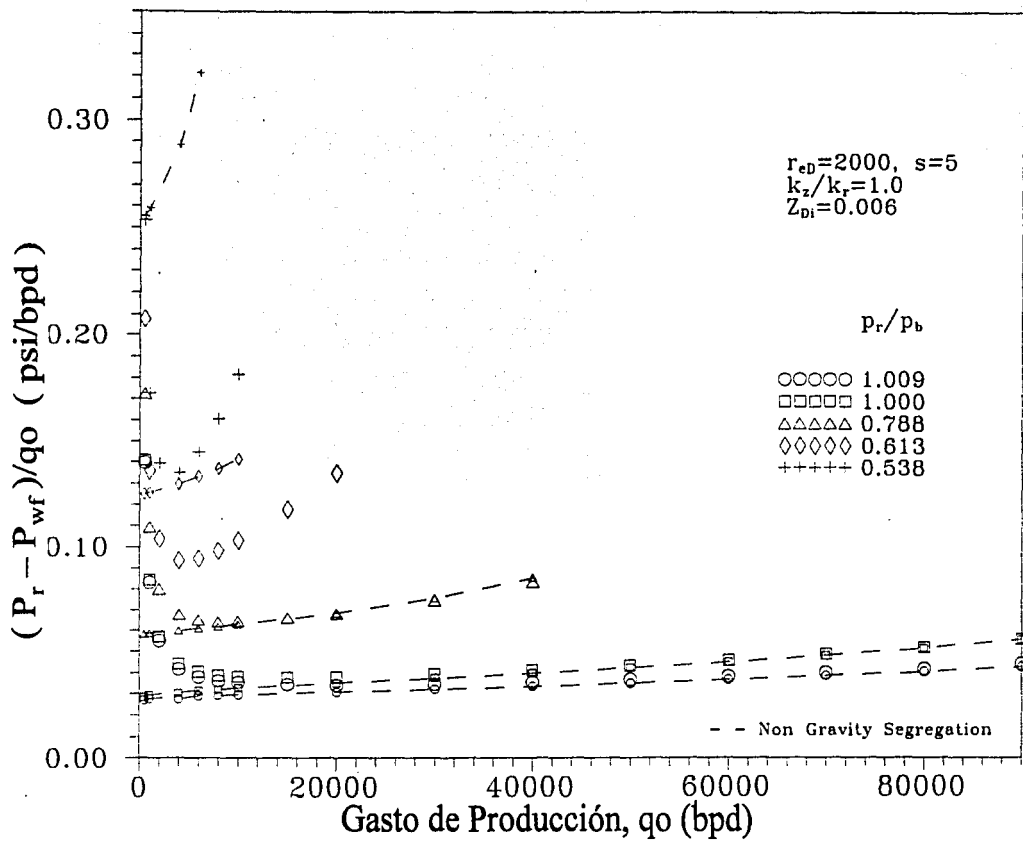


Fig. 27, Grafica  $(P_r - P_{wf})/q_o$  vs.  $q_o$ .  $Z_{Di}=0.006$



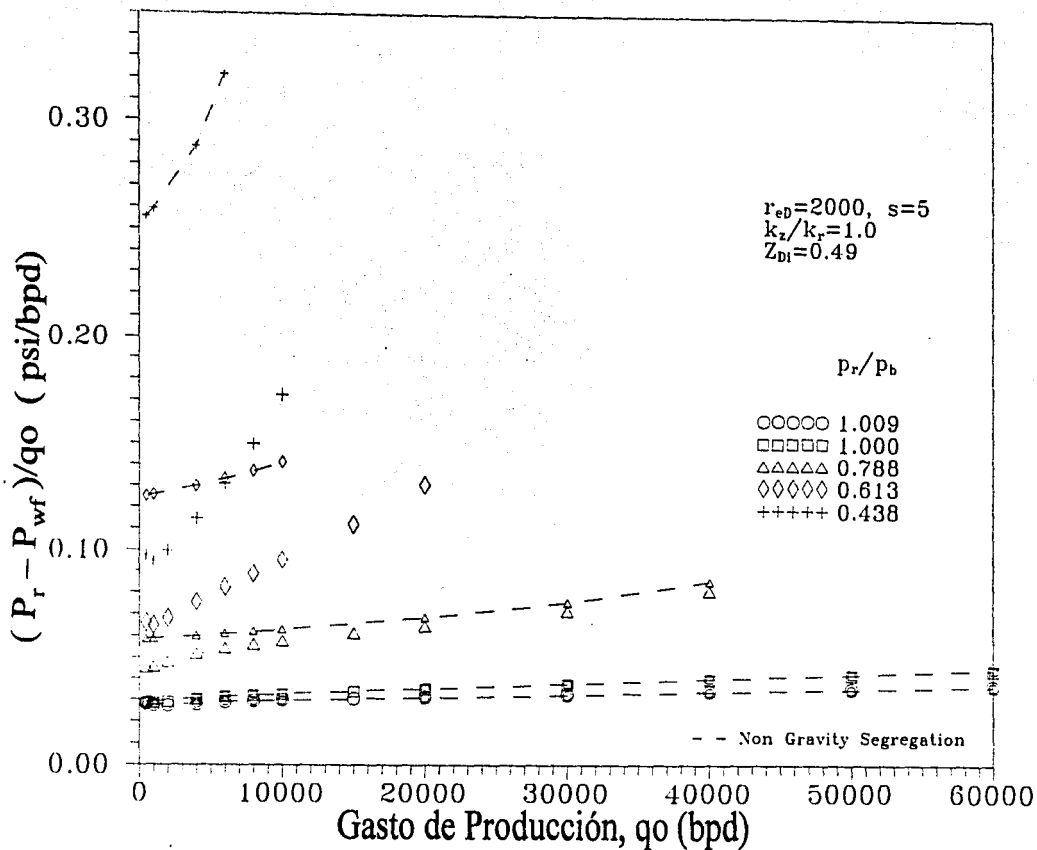


Fig. 28, Gráfica  $(P_r - P_{wf})/q_o$  vs.  $q_o$ .  $Z_{Di}=0.49$

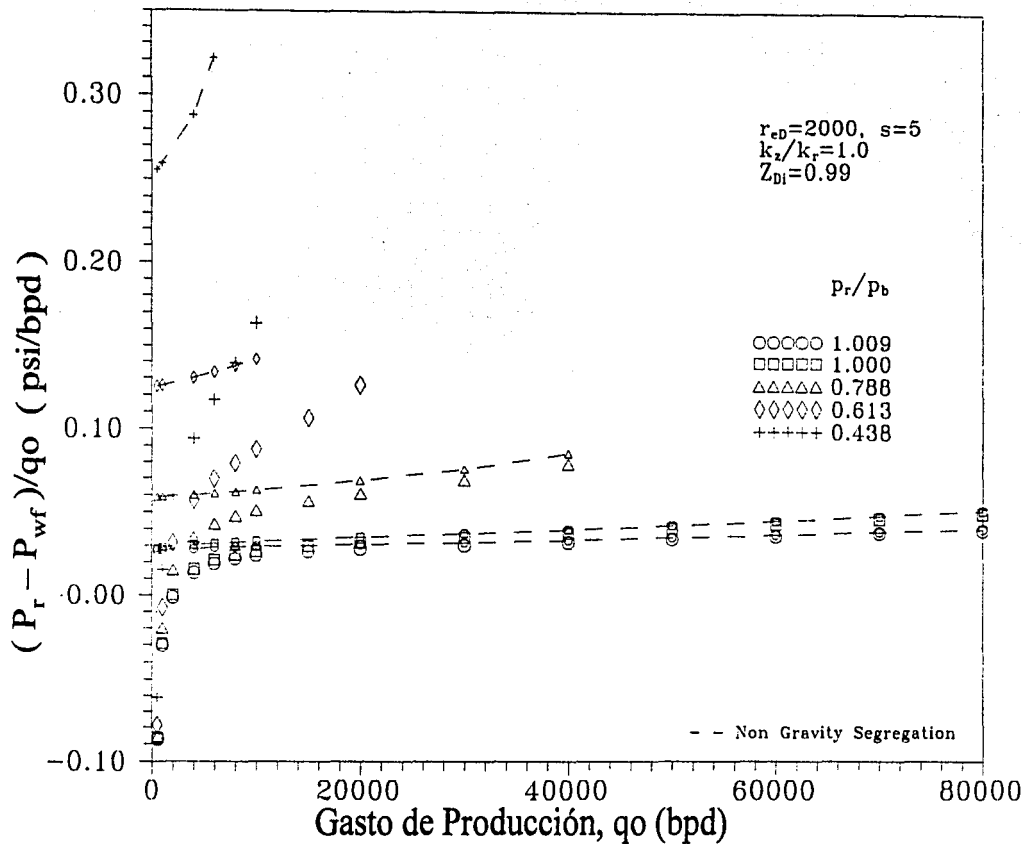


Fig. 29, Gráfica  $(P_r - P_{wf})/q_o$  vs.  $q_o$ .  $Z_{Di}=0.99$

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

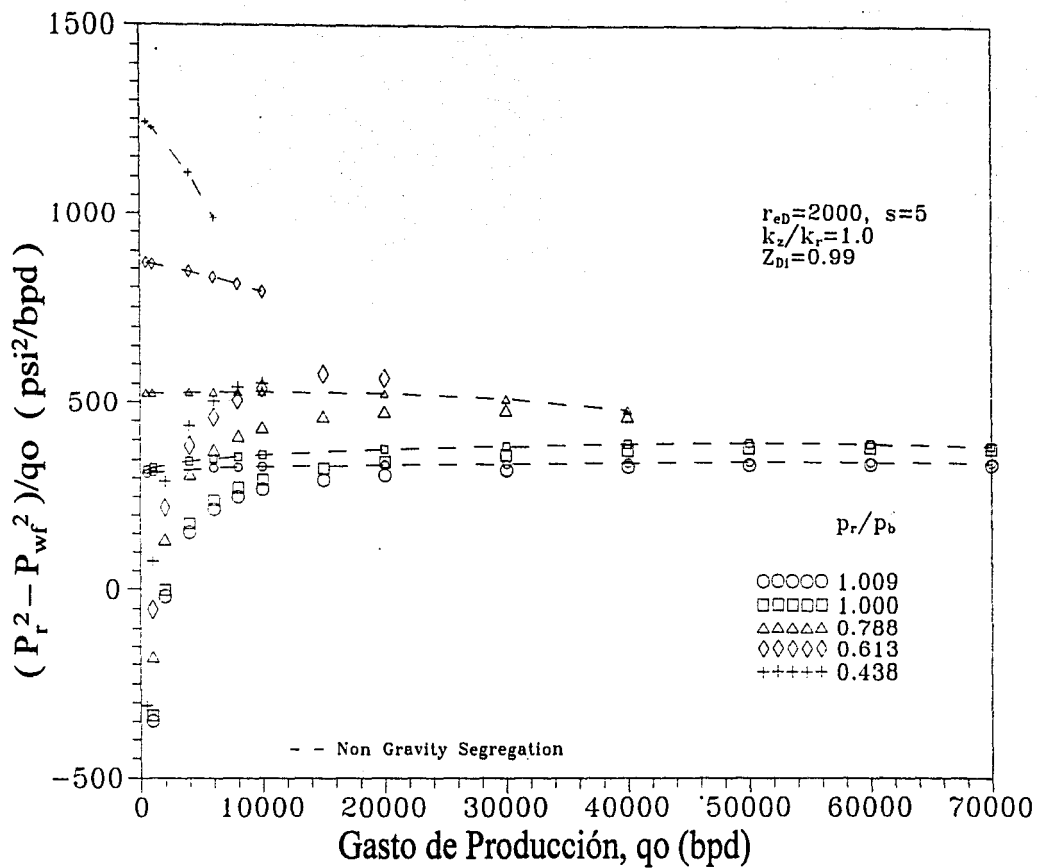
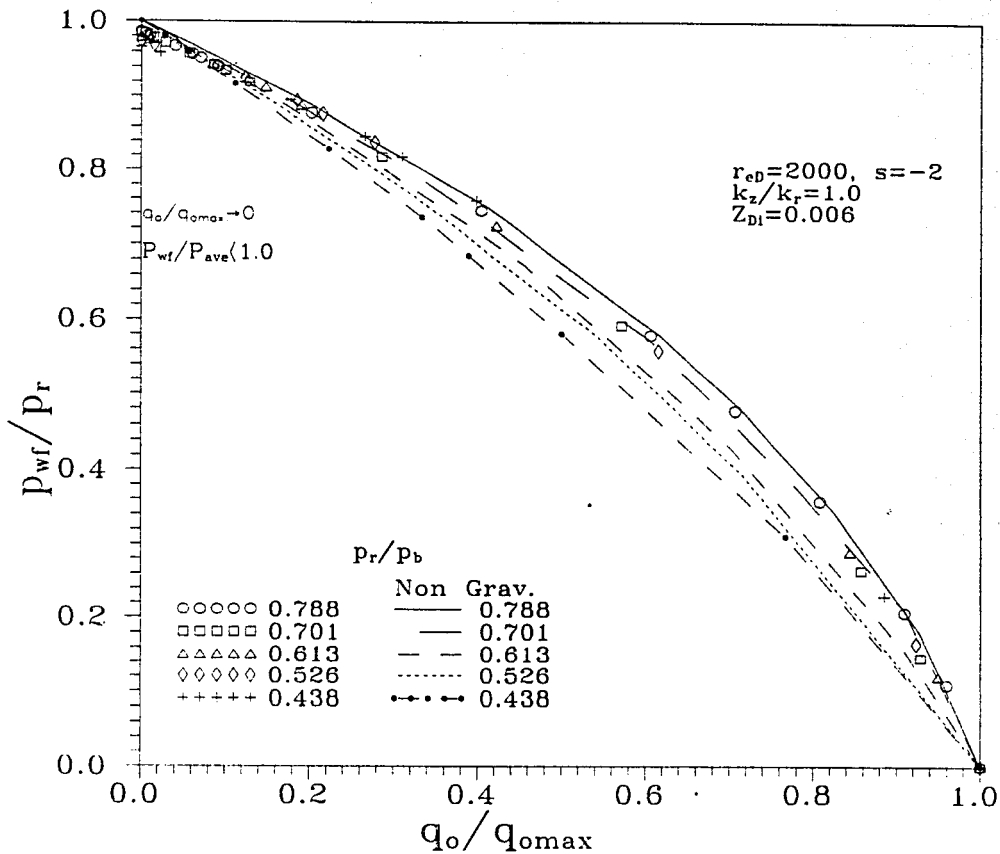
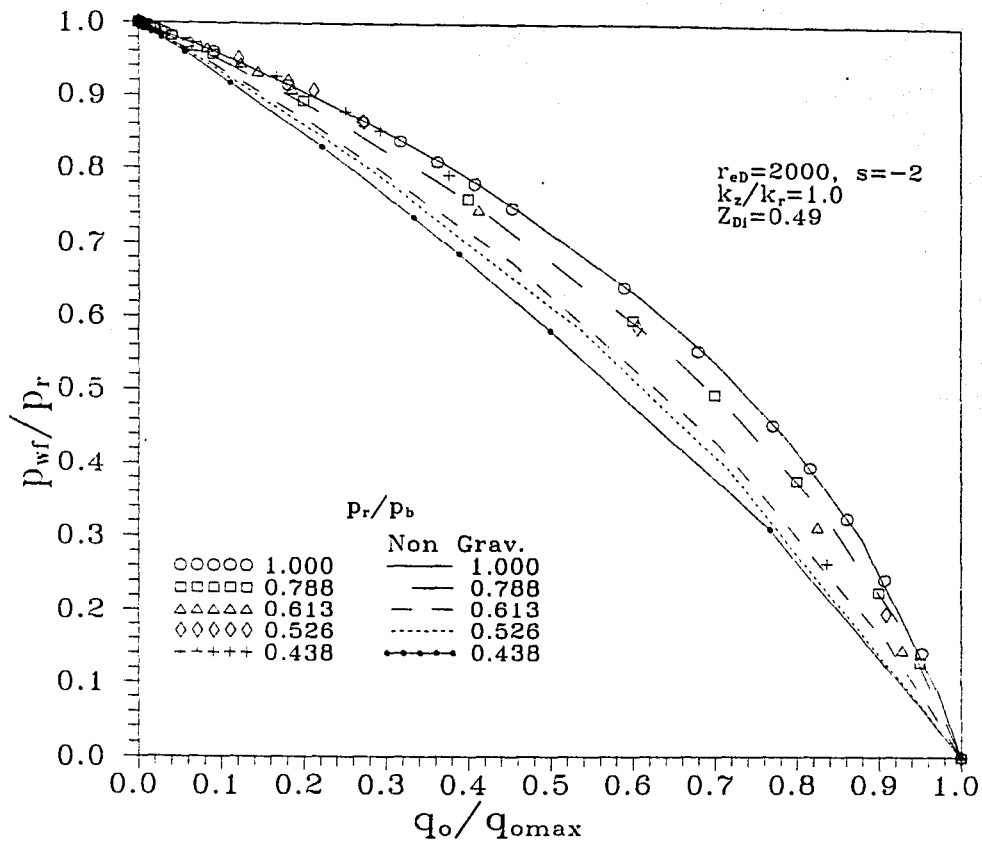


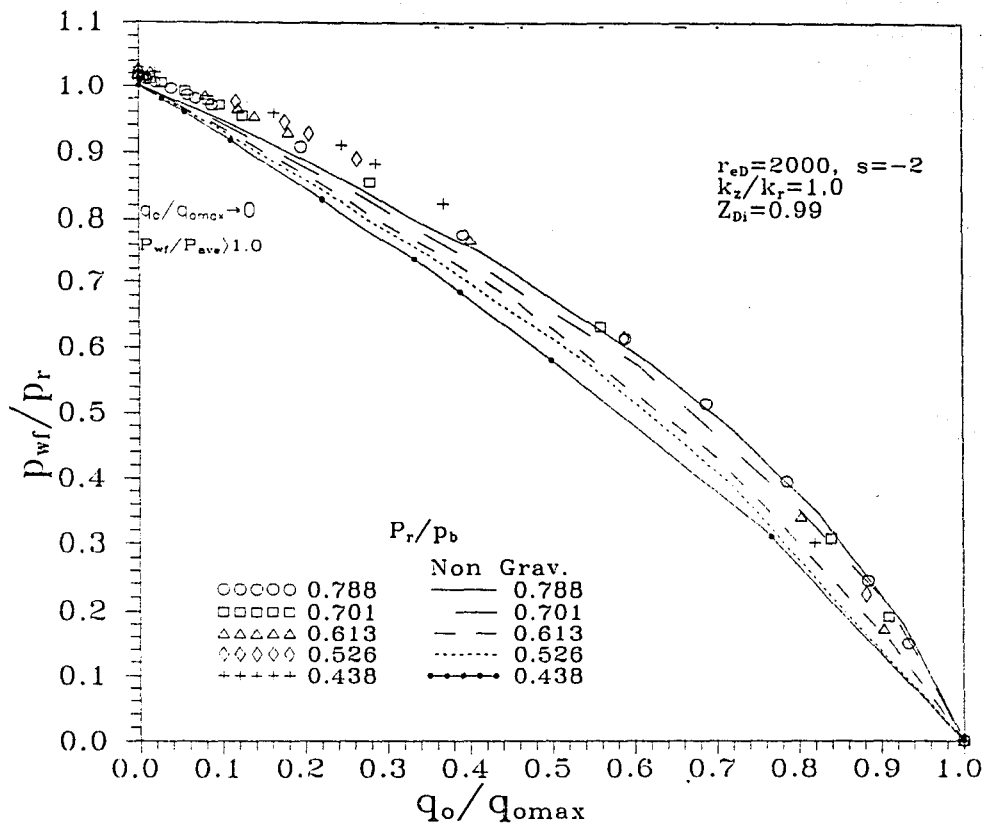
Fig. 30, Gráfica  $(P_r^2 - P_{wf}^2)/q_o$  vs.  $q_o$ .  $Z_{Di}=0.99$



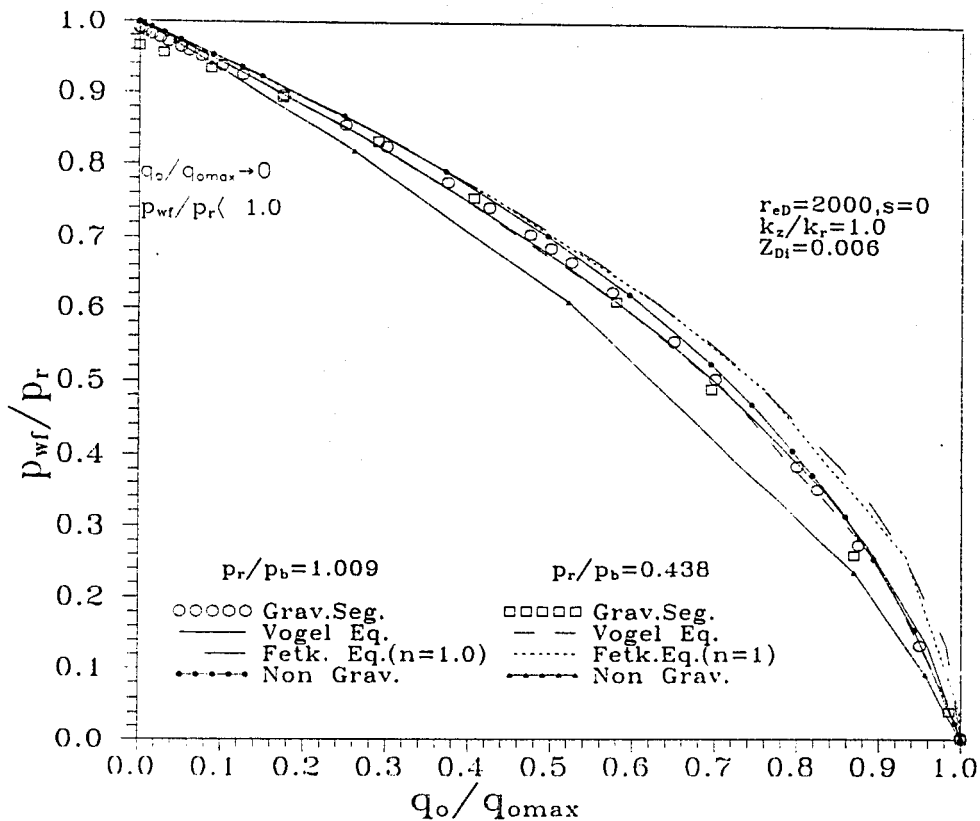
**Fig. 31, Curva de Afluencia Normalizada por Presión Promedio y Gasto Máximo.  $Z_{Di}=0.006$**



**Fig. 32, Curva de Afluencia Normalizada por Presión Promedio y Gasto Máximo.  $Z_{D1}=0.49$**



**Fig. 33, Curva de Afluencia Normalizada por Presión Promedio y Gasto Máximo.  $Z_{Di}=0.99$**



**Fig. 34, Comparación de las respuestas de Vogel y Fetkocivh.**  
**Gráfica de  $P_{wf}/P_r$  vs.  $q_o/q_{omax}$ .  $Z_{Di}=0.006$**

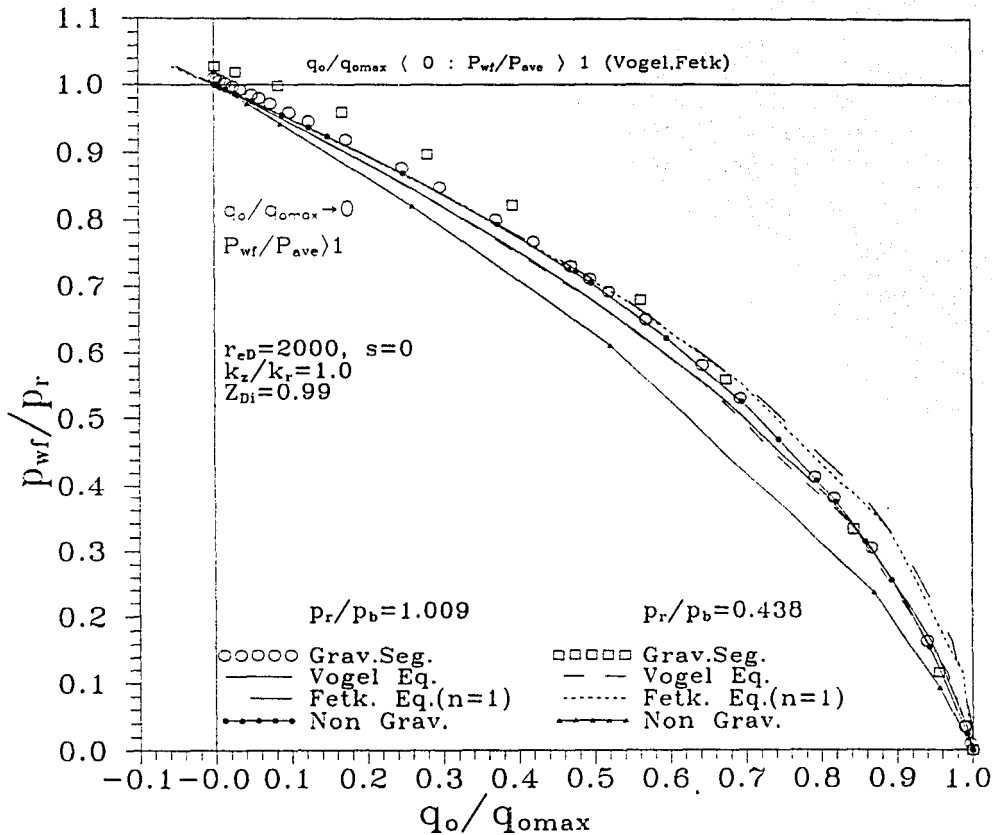


Fig. 35, Comparación de las respuestas de Vogel y Fetkovich.

Gráfica de  $P_{wf}/P_r$  vs.  $q_o/q_{o\max}$ .  $Z_{Di}=0.99$



---

## CAPÍTULO IV

### CONCLUSIONES

---

- Las curvas de IPR mantienen la forma cuadrática, invariablemente de la permeabilidad vertical, valor del factor de daño, y de la presencia de efectos gravitacionales.
- Debido al comportamiento no lineal que se presenta bajo efectos gravitacionales, para los casos de la cima y el fondo de la formación productora, se establecerán dos tendencias lineales: ( I ) bajos gastos, y ( II ) altos gastos.
- Bajo efectos gravitacionales, la consideración de que el cambio de  $n$  no es monotónico con el tiempo, en este caso también es válida y consistente respecto a que el valor de  $n$  es aproximadamente unitario sólo por rebasar bajos valores de  $s_g$ . En este caso  $n$  es una función del grado de saturación de gas, y por lo tanto también va a reflejar el cambio en la función de movilidad como una función de presión y posición,  $\lambda(p,z)$ .
- El exponente  $n$ , índice de productividad, así como los coeficientes C y D son función del tiempo de producción, posición y rango del gasto de producción.
- Los comportamientos exhibidos en  $\Delta p/q_o$  o  $\Delta p^2/q_o$  son estrictamente no lineales, excepto en posiciones cercanas al intervalo medio productor.
- La existencia de valores negativos de  $\Delta p/q_o$  o  $\Delta p^2/q_o$ , así como la magnitud de la pendiente D, principalmente a gastos bajos, pueden ser

usados como una forma de diagnosticar la presencia de efectos gravitacionales, aun en sistemas homogéneos.

- El índice de productividad va a ser máximo conforme nos acerquemos al fondo de la formación productora, invariablemente del gasto de producción.
- Los valores del exponente  $n$  de la ecuación de flujo de Fetkovich, van a ser afectados por el efecto de daño en términos de  $\Delta p^2$ , principalmente a bajos gastos y a medida que nos acerquemos a la cima de la formación productora.
- La mayor linealidad de las respuestas se obtiene para el intervalo medio productor, sobre todo en términos de  $\Delta p^2$ , cuyo efecto es mostrado además en los menores porcentajes de error respecto al valor real.
- En términos de  $\Delta p^2$ , a altos gastos con y sin efectos gravitacionales los potenciales estimados van a ser muy cercanos a los valores reales.
- A medida que la relación  $p_r/p_b$  decrece, y los efectos gravitacionales son dominantes, las ecuaciones propuestas por Vogel y Fetkovich dejan de ser válidas, y quedan restringidas a ciertas condiciones.
- Los valores más altos de gasto de producción se esperan para un daño negativo, permeabilidad vertical alta y tiempos grandes de producción; esto es, bajo efectos de segregación gravitacional; mientras que a ritmos de producción muy altos, los efectos gravitacionales son despreciables.
- En la mayoría de las curvas a altos gastos, en el análisis de  $\Delta p$  se tendrá una curvatura cóncava hacia arriba, mientras que en términos de  $\Delta p^2$  la curvatura será cóncava hacia abajo, y en ambos casos esta situación afectará el cálculo de los potenciales.

- A pesar de que en términos de  $\Delta p^2$  las respuestas tienden parcialmente a linealizarse, solamente es posible definir un comportamiento aproximadamente lineal para tiempos cortos de producción, siendo en esta situación que las respuestas con y sin efectos gravitacionales son aproximadamente iguales, observándose este mismo comportamiento en el análisis de  $\Delta p$ .
- Las curvas normalizadas IPR mantienen la forma cuadrática, invariablemente de la posición, daño, relación de permeabilidad vertical/radial y tiempo de producción.
- Para posiciones cercanas a la cima de la formación productora,  $p_{wf}/p_r < 1$ , en cuanto  $q_o/q_{o_{max}} \rightarrow 0$ . En cambio, para posiciones cercanas al fondo de la formación productora  $p_{wf}/p_r > 1$ , en cuanto  $q_o/q_{o_{max}} \rightarrow 0$ . Mientras que para posiciones cercanas al intervalo medio productor  $p_{wf}/p_r = 1$ , en cuanto  $q_o/q_{o_{max}} \rightarrow 0$ .
- De acuerdo al análisis comparativo de las ecuaciones de Vogel y de Fetkovich con las respuestas obtenidas bajo efectos gravitacionales, estas resultan restringidas a ciertas condiciones, donde los efectos gravitacionales son despreciables.

---

## NOMENCLATURA

---

A= área abierta al flujo, ft<sup>2</sup>

b= razón por penetración parcial, fracción

B<sub>g</sub>= factor de volumen de gas, ft<sup>3</sup> m c.y./ ft<sup>3</sup> m c.s.

B<sub>o</sub>= factor de volumen de aceite, ft<sup>3</sup> m c.y./ ft<sup>3</sup> m c.s.

c<sub>r</sub>= sistema de compresibilidad, psi<sup>-1</sup>

c<sub>ti</sub>= compresibilidad inicial, psi<sup>-1</sup>

C= constante

C= coeficiente de viscosidad (Ec.28)

D= coeficiente de inercia (Ec.28)

Dq= factor de daño por flujo no laminar, adimensional

EF= eficiencia de flujo, fracción

f(p)= función de presión, 1/psi-cp

g= constante de aceleración gravitacional, 32.2 ft/s<sup>2</sup>

G(b)= Función para el cálculo s<sub>c</sub>, adimensional.

h= espesor neto de la formación, ft

h<sub>c</sub>= Intervalo disparado, ft

h<sub>D</sub>= factor dependiente de la posición de h<sub>c</sub>, adimensional.

h<sub>p</sub>= intervalo penetrado, ft

h<sub>D</sub>= espesor del intervalo productor, adimensional.

IP= índice de Productividad, bpd/psi.

IPR= comportamiento de afluencia de pozos.

J= índice de productividad, (Ec.20)

J<sub>o</sub>(t)= índice de productividad para pozos productores de SGD, STB/(D-(psi<sup>2</sup>)<sup>2</sup>)

k= permeabilidad absoluta, md

k<sub>e</sub>= permeabilidad efectiva, md

$k_{rg}$  = permeabilidad relativa del gas  
 $k_{ro}$  = permeabilidad relativa del aceites  
 $k_s$  = permeabilidad en la zona de daño, md  
 $k_r$  = permeabilidad radial, md  
 $k_z$  = permeabilidad vertical, md  
 $L$  = longitud, ft  
 $n$  = exponente de turbulencia, (Ec.26)  
 $n$  = número de intervalos abiertos.  
 $N$  = volumen inicial de aceite, STB  
 $N_p$  = producción acumulada de aceite, STB  
 $p$  = presión, psi  
 $p_i$  = presión inicial, psi  
 $p_b$  = presión de burbuja, psi  
 $p_e$  = presión en el radio de drene, psi  
 $p_{wf}$  = presión de fondo fluyendo, psi  
 $p'_{wf}$  = presión de fondo fluyendo ideal, psi  
 $p_r$  = presión promedio del yacimiento, psi  
 $q_o$  = gasto de producción de aceite, STB/D  
 $q_{omax}$  = gasto máximo de aceite, STB/D  
 $r$  = radio, ft  
 $r_e$  = radio de drene, ft  
 $r_{eD}$  = radio de drene, adimensional.  
 $r_s$  = radio en la zona de daño, ft  
 $r_w$  = radio del pozo, ft  
 $R$  = relación gas-aceite, scf/STB  
 $R_s$  = relación de solubilidad, scf/STB  
 $s$  = factor de daño mecánico, adimensional.  
 $s_c$  = factor de daño por penetración parcial, adimensional  
 $s_d$  = factor de daño por disparos, adimensional  
 $s(q,t)$  = factor de daño dependiente del gasto y del tiempo, adimensional  
 $s_t$  = factor de daño total, adimensional.

$S_g$ = saturación de gas

$S_{gc}$ = saturación de gas crítica

$S_o$ = saturación de aceite

$S_{or}$ = saturación de aceite residual

$S_{wi}$ = saturación de agua inicial

SGD= empuje de gas en solución

$t$ = tiempo en días

$v$ = velocidad aparente del fluido cm/s

$X$ = volumen de gas liberado en el yacimiento por barril de aceite producido por abatimiento de presión,  $ft^3/bl/psi$

$Z$ = profundidad, ft

$Z_{Di}$ = posición del intervalo productor, adimensional.

### **Letras Griegas.**

$\alpha$ = ángulo de inclinación, grados

$\beta$ = coeficiente inercial ( $1/ft^2$ ), Ec.28

$\Delta p$ = presión diferencial, psi

$\Delta p_s$ = caída de presión debida al daño, psi.

$\phi$ = porosidad

$\lambda(p)$ = movilidad, md/cp

$\mu$ = viscosidad del aceite, cp

$\mu_o$ = viscosidad del aceite, cp

$\rho$ = densidad del aceite,  $lb_m/ft^3$

---

## REFERENCIAS

---

1. Dake, L. P.: Fundamentals of Reservoir Engineering, Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam (1978).
2. Golan, M. and Whitson, C. H.: Well Performance, Second Edition, Prentice Hall Inc. (1991).
3. Craft, B. C. and Hawkins, M. F. Jr.: Applied Petroleum Reservoir Engineering, Prentice-Hall Book Company, Inc., Wnglewood Cliffs, N.J. (1959).
4. Van Everdingen, A. F.: "The Skin Effect and its Influence on the Productive Capacity of a Well", Trans. AIME(1953), 198,171.
5. Hawkins, M. F. Jr.: "A Note on the Skin Effect", Trans. AIME (1956).
6. Sánchez, M. E.: Análisis de Datos Estabilizados de Producción, Tesis Lic. Facultad de Ingeniería. UNAM, 1997.
7. Nind, T. E. W.: Principles of Oil Well Production, McGraw Hill Book Company, Inc., New York (1964).
8. Muskat, M.: Physical Principles of Oil Production, McGraw Hill Book Company, Inc., New York (1949).

9. Handy, L.L.: "Effect of Local High Gas Saturation on Productivity Indices", Drill. & Prod. Prac., API (1957) 111-22.
10. Evinger, H. H. And Muskat, M.: "Calculation of Theoretical Productivity Factor", Trans. AIME (1942).
11. Gilbert, W. W.: "Flowing and Gas-Lift Well Performance", API Drilling and Production Practice (1954).
12. Vogel, J.V.: "Inflow Performance Relationships for Solutions Gas Drive Wells", JPT (Jan. 1968) 83-92; trans., AIME.
13. Standing, M. B.: "Concerning the Calculation of Inflow Performance of wells Producing From Solution Gas Reservoirs", JPT (Sept. 1971).
14. Standing, M. B.: "Inflow Performance Relationships for Damaged Wells Producing by Solution Gas drive Reservoir". Journal of Petroleum Technology (Noviembre de 1970) p. 1399-1400.
15. Harrison, David. Personal Communication.
16. Fetkovich, M.J.: "The Isochronal Testing of Oil Wells", paper SPE 4529 presented at the 1973. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Sept. 30-Oct.3.
17. Carnacho-V., R. G., and Raghavan, R.: "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Reservoirs", JPT (Mayo de 1989) 541-550.
18. Jones, L.G., Blount, W.M., and Glaze, O.H.: "Use of Short Term Multiple Rate Flow Test to Predict Performance of Wells Having Turbulence", paper SPE 6133.



19. Brown, K. E.: The Technology of Artificial Lift Methods, Vols, IV, The Pennwell Publishing Company Book, Tulsa Oklahoma (1984).
20. Camacho-V., R.G., "Well Performance Under Solution Gas Drive", PhD Dissertation, Universidad de Tulsa, Oklahoma (1987).
21. Camacho-V., R.G., Padilla-S., R., and Vásquez-C., M.: "Inflow Performance Relationships with Inertial Effects in the Reservoir", paper SPE 25481, Presented at the Production Operation Symposium, Oklahoma City, March 21-23, 1993.
22. Diaz-Cuoto, L. E. and Golan, M.: "General Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Reservoirs Wells", J. Pet. Tech. (Febrero de 1982), 285.
23. Eickmeier, J. R.: "How to Accurately Predict Future Well Productivities", World Oil (Mayo de 1968).
24. Uhri, D. C. and Blount, E. M.: "Pivot Point Method Quickly Predicts Well Performance", World Oil (Mayo de 1982), 153.
25. Kelkar, B. G. And Cox, R.: "Unified Relationship to Predict Future IPR Curves for Solution-Gas Drive reservoirs", Paper SPE 14239 (1985).
26. Buckley E.: Petroelum Conservation. AIME. 1951.
27. Guerrero E. T: "Impulsión Primaria en Yacimientos Petrolíferos", Petróleo Interamericano. (Oct. 1963); Feb. 1964.

28. Handy, L.L.: "A Laboratory Study of Oil Recovery by Solution Gas Drive". Trans. AIME. 1958.
29. Kyte J. R., et al.: "Mechanism of Water Flooding In the Presence of Free Gas", Petroleum Trans. Reprint Series No.2.
30. Benner, F. C., et al.: "Nature and Importance of Surface-Forces in Production of Petroleum", API Drill and Prod. Pract. 1938.
31. Livingstone, H.K.: "Surface Energy Relationships in Petroleum Reservoirs", AIME, Tech. Pub. 1526, 1942.
32. Garaicochea, F.: Apuntes de Física de Yacimientos. Universidad de Oriente Venezuela. 1963.
33. Hagoort, J.: "Oil Recovery by Gravity Drainage". SPEJ, (Junio de 1980).
34. Hawkins, M.F. Jr.: "A Note on the Skin Effect", Trans., AIME, 207.
35. Padilla-S, Camacho-V., "Comportamiento de Curvas de afluencia en yacimientos sujetos a empuje de gas en solución y efectos de segregación gravitacional". XXXVIII Congreso Nacional de la AIPM, Veracruz 2000; Ver-Mex, 11-13 de Mayo de 2000.
36. Padilla-D, Camacho-V., "Inflow Performance Relationships Under Gravity Segregation for Solution Gas-Drive Reservoirs". Presentation at the ETCE 2000 & OMAE 2000, Joint Conference "Energy for the New Millenium", in New Orleans, Louisiana USA, Febrero 14-17, 2000.