

01174

1
2eg



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO

COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA A
POZOS EN YACIMIENTOS BAJOSATURADOS
NATURALMENTE FRACTURADOS

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN INGENIERIA PETROLERA

PRESENTA

FERNANDO SEBASTIAN FLORES AVILA

Asesor: Dr. Rodolfo Camacho Velázquez

Ciudad Universitaria, Mayo de 1998

261847



**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



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.

A mi esposa Adela,

Por su gran amor, apoyo y comprensión. Por las innumerables noches de desvelos y paciencia. Por su gran valor y entereza al enfrentar los retos que la vida nos ha impuesto y salir siempre adelante con optimismo. Por ser la compañera y complemento de mi vida. Por enseñarme lo bello que es la vida cuando se ama. Por esto y mucho, mucho más, este trabajo está dedicado a ti mi vida.

A la memoria de mi hijo Jesús Fernando (†)

A mis hijas Maryfer , Adelita y Camila.

Por la bendición que ha sido su llegada a nuestras vidas. Por sus sonrisas y cariño. Por ser nuestro motivo para seguir adelante. Por ustedes hijos.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer muy especialmente al Dr. Rodolfo Camacho Velázquez, coordinador de la sección de Ingeniería Petrolera de la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, por su valiosa orientación y guía en el presente trabajo, además por facilitarme el simulador desarrollado por él (SIMROCA), ya que sin éste hubiera sido imposible la realización del estudio.

También quiero agradecer al Sr. Paul A. Pickett gerente de Otis México durante 1992 y a Otis Engineering Corporation por la oportunidad que me brindaron para realizar mis estudios de maestría. Muchas gracias al Dr. Zelimir Schmidt y al Dr. Rajan Chokshi de CEALC por la oportunidad de laborar con ellos y obtener el soporte económico durante la realización de este estudio. A la DEPFI de la UNAM, a todos mis profesores y compañeros GRACIAS.

**COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA A POZOS EN YACIMIENTOS
BAJOSATURADOS NATURALMENTE FRACTURADOS**

CONTENIDO

	Pagina
Dedicatoria	i
Agradecimientos	ii
Contenido	iii
Lista de Tablas	v
Lista de Figuras	vi
CAPITULO I INTRODUCCION.	1
CAPITULO II MODELOS CONCEPTUALES DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.	5
2.1 Antecedentes	5
2.2 Modelo de Warren y Root.	8
2.3 Modelo de Kazemi y de Swaan.	12
CAPITULO III MODELOS EXISTENTES DE IPR's.	23
3.1 Evinger y Muskat.	23
3.2 Vogel.	25
3.3 Fetkovich.	27
3.4 Uhri y Blount.	28
3.5 Brown y Sukarno.	29
3.6 Bendakhlia y Aziz.	29
3.7 Klins y Majcher.	30
3.8 Cheng.	31
3.9 Wiggins.	31
3.10 Camacho-V, Padilla-S y Vásquez-C	32
3.11 Fuad Qasem.	33
CAPITULO IV DESARROLLO DEL MODELO.	40
4.1 Introducción.	40
4.2 Antecedentes.	40
4.3 Consideraciones.	41
4.4 Generación de Curvas de IPR.	41

4.5	Generación de Curvas de IPR Adimensionales $q_o/q_{o \max}$ vs. P_{wf}/P_{ws} .	45
4.6	Identificación y Evaluación de Periodos de Flujo.	46
4.7	Variación de la curva tipo con λ .	48
4.8	Variación de la curva tipo con ω .	48
4.9	Variación de la curva tipo con r_{eD} .	49
4.10	Variación de la curva tipo con $^{\circ}API$.	50
4.11	Generación de Curvas de IPR en el Periodo de Flujo 1.	
4.11a)	IPR generada a gasto constante.	52
4.11b)	IPR generada a presión de fondo fluyendo constante.	54
4.12	Generación de Curvas de IPR en el Periodo de Flujo 2.	
4.12a)	IPR generada a gasto constante (Punto 2).	56
4.12b)	IPR generada a presión de fondo fluyendo constante (Punto 2).	56
4.12c)	IPR generada a gasto constante (Punto 3).	58
4.12d)	IPR generada a presión de fondo fluyendo constante (Punto 3).	58
4.13	Generación de Curvas de IPR en el Periodo de Flujo 3.	
4.13a)	IPR generada a gasto constante.	59
4.13b)	IPR generada a presión de fondo fluyendo constante.	59
4.14	Diferencia en las corridas de Gasto Constante y Presión de Fondo Fluyendo Constante.	60
4.15	Verificación de la Variación de las Curvas de IPR con los Periodos de Flujo.	63
4.16	IPR para Yacimientos Bajosaturados Naturalmente Fracturados.	65
 CAPITULO V VALIDACION DEL MODELO		 125
5.1.	Antecedentes.	125
5.2.	Generación de Curva Tipo.	127
5.3.	Generación de Curva de IPR.	127
 CAPITULO VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		 134
6.1	Conclusiones.	134
6.2	Recomendaciones.	137
 NOMENCLATURA		 139
 BIBLIOGRAFIA		 143

LISTA DE TABLAS.

- Tabla (3-1) Métodos Propuestos para la Evaluación de IPR's.**
- Tabla (4-1) Datos del Yacimiento Sintético para Corrida del Simulador.**
- Tabla (4-2). Casos Analizados en el Tercer Periodo de Flujo.**
- Tabla (5-1) Datos del Pozo "A" para la Aplicación del Modelo.**
- Tabla (5-2) Datos del Aforo Realizado al Pozo "A".**
- Tabla (5-3) Comparación de Errores Cometidos al Aplicar la Expresión Propuesta al Pozo "A".**

LISTA DE FIGURAS.

- Figura (2-1) Modelo idealizado por Warren y Root de un yacimiento naturalmente fracturado (Después de referencia 6)
- Figura (2-2) Presión de fondo adimensional P_{wD} contra tiempo adimensional t_D (Warren y Root, después de referencia 6)
- Figura (2-3) Gráfica de Horner (Presión de fondo cerrado contra $\frac{\Delta t}{t_p + \Delta t}$) mostrando diferentes soluciones para la presión, dependiendo del valor de ω . (Después de referencia 6)
- Figura (2-4) Curva tipo generada a gasto constante. $\Omega=0.01$ y diferentes valores de λ .
- Figura (2-5) Curva tipo generada a gasto constante. $\Omega=0.01$ y diferentes valores de λ .
- Figura (2-6) Modelo idealizado por Kazemi y de Swaan de un yacimiento naturalmente fracturado (Después de referencias 7 y 8).
- Figura (2-7) Efecto de λ' en la existencia y duración de regímenes de flujo (Después de referencia 30).
- Figura (3-1) Perfil de presiones para pozo dañado (Después de referencia 28).
- Figura (3-2) Correlación de Standing para eficiencias de flujo diferentes a 1. (Después de ref. 28).
- Figura (3-3) Parámetro V y n contra factor de recuperación (Después de referencia 17).
- Figura (3-4) Curvas de IPR como función de Presión Estática, para $\lambda=2 \times 10^{-9}$, $k_m=0.001$, $\omega=0.1$ y $^\circ\text{API}=45$ (a) $P_r/P_b=0.99$ a 0.9 (b) $P_r/P_b=0.88$ a 0.8 (c) $P_r/P_b=0.78$ a 0.7 (d) $P_r/P_b=0.68$ a 0.6 (Después de referencia 21).
- Figura (3-5) Curvas de IPR como función de Presión Estática, para $\lambda=2 \times 10^{-9}$, $k_m=0.001$, $\omega=0.1$ y $^\circ\text{API}=35$ (a) $P_r/P_b=0.98$ a 0.9 (b) $P_r/P_b=0.88$ a 0.8 (c) $P_r/P_b=0.78$ a 0.7 (d) $P_r/P_b=0.68$ a 0.6 (Después de

- referencia 21).
- Figura (3-6) Curvas de IPR como función de Presión Estática, para $\lambda=2 \times 10^{-9}$, $k_m=0.001$, $\omega=0.1$ y $^\circ\text{API}=25$ (a) $P_r/P_b=0.98$ a 0.9 (b) $P_r/P_b=0.88$ a 0.8 (c) $P_r/P_b=0.68$ a 0.6 (d) $P_r/P_b=0.58$ a 0.5 (Después de referencia 21).
- Figura (4-1) Solución de gasto dimensional con frontera cerrada para el caso de presión de fondo constante, $r_{eD}=50$ y varios valores de ω y λ (Warren y Root, después de referencia 6).
- Figura (4-2) Gráfica para determinar potencial máximo del pozo, extrapolando para $P_{wf}=0$
- Figura (4-3) Gráfica auxiliar para determinar potencial máximo del pozo, extrapolando para $P_{wf}=0$
- Figura (4-4) Gráfica auxiliar para determinar potencial máximo del pozo, extrapolando para $P_{wf}=0$
- Figura (4-5) Gráfica auxiliar para determinar potencial máximo del pozo, extrapolando para $P_{wf}=0$
- Figura (4-6) Curva tipo generada a presión de fondo constante para caso base (Datos de la Tabla 4-1)
- Figura (4-7) Curva tipo generada a presión de fondo constante para caso base corridas en tiempo real y diferentes tolerancias.
- Figura (4-8) Variación de la curva tipo con λ , $\omega=0.01$
- Figura (4-9) Variación de la curva tipo con ω , $\lambda=1 \times 10^{-9}$
- Figura (4-10) Variación de la curva tipo con r_{eD} , $\lambda=1 \times 10^{-9}$ y $\omega=0.01$
- Figura (4-11) Puntos seleccionados para el análisis en diferentes periodos de flujo.
- Figura (4-12) Curva de IPR adimensional generada a $q_o=\text{Cte.}$ Para el punto 1, con $P_{ws}=4416$ psi.
- Figura (4-13) Gráfica para determinación del potencial del pozo generada a $q_o=\text{Cte.}$, punto No.1, con $P_{ws}=4416$ psi ($q_{o\text{max}}=348074$ BPD)

- Figura (4-14) Gráfica para evaluación de efectos de turbulencia generada a $q_o = \text{Cte.}$, punto No.1, con $P_{ws} = 4416$ psi.
- Figura (4-15) Respuesta del sistema de fracturas y matriz-fractura para la explicación del comportamiento no lineal en la gráfica $(P_{ws} - P_{wf})/q_o$ vs. q_o)
- Figura (4-16) Gráfica para determinación del volumen poroso contenido en las fracturas y volumen poroso total.
- Figura (4-17) Curva de IPR adimensional generada a $P_{wf} = \text{Cte.}$ Para el punto 1, con $P_{ws} = 4416$ psi.
- Figura (4-18) Gráfica para la determinación del potencial del pozo generada a $P_{wf} = \text{Cte.}$, punto No.1, con $P_{ws} = 4416$ psi ($q_{o\text{max}} = 191,219$ BPD)
- Figura (4-19) Gráfica para evaluación de efectos de turbulencia generada a $P_{wf} = \text{Cte.}$, punto No.1, con $P_{ws} = 4416$ psi.
- Figura (4-20) Comparación de IPR's variables reales, con $q_o = \text{Cte.}$ Y $P_{wf} = \text{Cte.}$, punto No.1, con $P_{ws} = 4416$ psi.
- Figura (4-21) Comparación de IPR's adimensionales, a $q_o = \text{Cte.}$ Y $P_{wf} = \text{Cte.}$, punto No.1, con $P_{ws} = 4416$ psi.
- Figura (4-22A) Curva de IPR adimensional generada a $P_{wf} = \text{Cte.}$ Para el punto 2, con $P_{ws} = 4414.32$ y $\Delta P_{\text{max}} = 50$ psi.
- Figura (4-22B) Comportamiento de q_o contra P_{ws} para diferentes corridas a presión de fondo constante.
- Figura (4-23) Curvas tipo generadas a diferentes P_{wf} , mostrando los puntos de operación a $P_{ws} = 4416.0$ psi.
- Figura (4-24) Curva de IPR adimensional generada a $q_o = \text{Cte.}$ Para el punto 2, con $P_{ws} = 4414.32$ psi.
- Figura (4-25) Gráfica para determinación del potencial del pozo generada a $q_o = \text{Cte.}$, punto No.2, con $P_{ws} = 4414.32$ psi ($q_{o\text{max}} = 53875$ BPD)
- Figura (4-26) Gráfica para evaluación de efectos de turbulencia generada a $q_o = \text{Cte.}$, punto No.2, con $P_{ws} = 4414.32$ psi.

- Figura (4-27) Curva de IPR adimensional generada a $P_{wf}=Cte.$ Para el punto 2, con $P_{ws}=4414.32$ psi.
- Figura (4-28) Gráfica para la determinación del potencial del pozo generada a $P_{wf}=Cte.$, punto No.2, con $P_{ws}=4414.32$ psi ($q_{omax}=5,940$ BPD)
- Figura (4-29) Gráfica para evaluación de efectos de turbulencia generada a $P_{wf}=Cte.$, punto No.2, con $P_{ws}=4414.32$ psi.
- Figura (4-30) Comparación de IPR's variables reales, con $q_o=Cte.$ Y $P_{wf}=Cte.$, punto No.2, con $P_{ws}=4414.32$ psi.
- Figura (4-31A) Comparación de IPR's adimensionales, a $q_o=Cte.$ Y $P_{wf}=Cte.$, punto No.2, con $P_{ws}=4414.32$ psi.
- Figura (4-31B) Comparación de las curvas adimensionales de relación de presiones contra relación de producciones acumuladas, generadas a $q_o=Cte.$ y $P_{wf}=Cte.$ para $P_{ws}=4414.32$ psi.
- Figura (4-32) Curva de IPR adimensional generada a $q_o=Cte.$ Para el punto 3, con $P_{ws}=4397.66$ psi.
- Figura (4-33) Gráfica para determinación del potencial del pozo generada a $q_o=Cte.$, punto No.3, con $P_{ws}=4397.66$ psi ($q_{omax}=9352$ BPD)
- Figura (4-34) Gráfica para evaluación de efectos de turbulencia generada a $q_o=Cte.$, punto No.3, con $P_{ws}=4397.66$ psi.
- Figura (4-35) Curva de IPR adimensional generada a $P_{wf}=Cte.$ Para el punto 3, con $P_{ws}=4397.66$ psi.
- Figura (4-36) Gráfica para la determinación del potencial del pozo generada a $P_{wf}=Cte.$, punto No.3, con $P_{ws}=4397.66$ psi ($q_{omax}=5,464$ BPD)
- Figura (4-37) Gráfica para evaluación de efectos de turbulencia generada a $P_{wf}=Cte.$, punto No.3, con $P_{ws}=4397.66$ psi.
- Figura (4-38) Comparación de IPR's variables reales, con $q_o=Cte.$ Y $P_{wf}=Cte.$, punto No.3, con $P_{ws}=4397.66$ psi.
- Figura (4-39) Comparación de IPR's adimensionales, a $q_o=Cte.$ Y $P_{wf}=Cte.$, punto No.3, con $P_{ws}=4397.66$ psi.

- Figura (4-40) Curva de IPR adimensional generada a $q_o=Cte$. Para el punto 4, con $P_{ws}=3605.21$ psi.
- Figura (4-41) Gráfica para determinación del potencial del pozo generada a $q_o=Cte.$, punto No.4, con $P_{ws}=3605.21$ psi ($q_{o\max}=4420$ BPD)
- Figura (4-42) Gráfica para evaluación de efectos de turbulencia generada a $q_o=Cte.$, punto No.4, con $P_{ws}=3605.21$ psi.
- Figura (4-43) Curva de IPR adimensional generada a $P_{wf}=Cte$. Para el punto 4, con $P_{ws}=3605.21$ psi.
- Figura (4-44) Gráfica para la determinación del potencial del pozo generada a $P_{wf}=Cte.$, punto No.4, con $P_{ws}=3605.21$ psi ($q_{o\max}=4407$ BPD)
- Figura (4-45) Gráfica para evaluación de efectos de turbulencia generada a $P_{wf}=Cte.$, punto No.4, con $P_{ws}=3605.21$ psi.
- Figura (4-46) Comparación de IPR's variables reales, con $q_o=Cte.$ y $P_{wf}=Cte.$, punto No.4, con $P_{ws}=3605.21$ psi.
- Figura (4-47) Comparación de IPR's adimensionales, a $q_o=Cte.$ y $P_{wf}=Cte.$, punto No.4, con $P_{ws}=3605.21$ psi.
- Figura (4-48) Comparación de IPR's variables reales, con $q_o=Cte.$ y diferentes P_{ws} .
- Figura (4-49) Comparación de IPR's variables reales, con $q_o=Cte.$ y diferentes P_{ws} . (Cambio de escala).
- Figura (4-50) Comparación de IPR's variables reales, con $P_{wf}=Cte.$ y diferentes P_{ws} .
- Figura (4-51) Comparación de IPR's variables reales, con $P_{wf}=Cte.$ y diferentes P_{ws} . (Cambio de escala).
- Figura (4-52) Variación del potencial del pozo con la presión estática para diferentes valores de λ y r_{cD} .
- Figura (4-53) Curva de IPR adimensional generada a $q_o=Cte.$ para los diferentes periodos de flujo, referidas a diferentes P_{ws} .
- Figura (4-54) Curva de IPR adimensional generada a $P_{wf}=Cte.$ para los diferentes periodos de flujo, referidas a diferentes P_{ws} .

- Figura (4-55) Rangos de P_{ws} para $q_o=Cte$ a diferentes valores de omega, $\lambda=1 \times 10^{-9}$ y $r_{eD}=1000$.
- Figura (4-56) Curva de IPR adimensional generada a $q_o=Cte.$, $\omega=0.01$, con $P_{ws}=4200$ psi.
- Figura (4-57) Curva de IPR adimensional generada a $q_o=Cte.$, $\omega=0.4$, con $P_{ws}=4200$ psi.
- Figura (4-58) Comparación de la IPR generada a $q_o=Cte.$, con la expresión propuesta y la generada con el simulador (Punto No.1 $P_{ws}=4416.00psi$)
- Figura (4-59) Comparación de la IPR generada a $q_o=Cte.$, con la expresión propuesta y la generada con el simulador (Punto No.2 $P_{ws}=4414.32psi$)
- Figura (4-60) Comparación de la IPR generada a $q_o=Cte.$, con la expresión propuesta y la generada con el simulador (Punto No.3 $P_{ws}=4397.66psi$)
- Figura (4-61) Comparación de la IPR generada a $q_o=Cte.$, con la expresión propuesta y la generada con el simulador (Punto No.4 $P_{ws}=3605.21psi$)
- Figura (4-62) Comparación de la IPR generada a $P_{wf}=Cte.$, con la expresión propuesta y la generada con el simulador (Punto No.1 $P_{ws}=4416.00psi$)
- Figura (4-63) Comparación de la IPR generada a $P_{wf}=Cte.$, con la expresión propuesta y la generada con el simulador (Punto No.2 $P_{ws}=4414.32psi$)
- Figura (4-64) Comparación de la IPR generada a $P_{wf}=Cte.$, con la expresión propuesta y la generada con el simulador (Punto No.3 $P_{ws}=4397.66psi$)
- Figura (4-65) Comparación de la IPR generada a $P_{wf}=Cte.$, con la expresión propuesta y la generada con el simulador (Punto No.4 $P_{ws}=3605.21psi$)

- Figura (5-1)** Estado mecánico del pozo "A".
- Figura (5-2)** Perfil de desviación del pozo "A".
- Figura (5-3)** Curva tipo generada a presión de fondo constante para el pozo "A", con datos de la Tabla (5-1), para la identificación del periodo de flujo al momento de la prueba.
- Figura (5-4)** Gráfica para evaluación del potencial del pozo "A".
- Figura (5-5)** Comparación de curvas IPR para el pozo "A".

CAPITULO I

INTRODUCCION

El comportamiento de afluencia a pozos en yacimientos naturalmente fracturados difiere del comportamiento mostrado por yacimientos homogéneos, de acuerdo a las características propias del sistema matriz-fractura. En muchas ocasiones los pozos empiezan a producir a un gasto elevado y al paso de 1 ó 2 meses, la producción declina rápidamente sin una explicación aparente. Los yacimientos naturalmente fracturados difieren de los homogéneos en muchos aspectos, como son el geológico, petrofísico, económico y de producción, por lo que en algunas situaciones resulta difícil ajustar el comportamiento de pozos en este tipo de yacimientos y mas aún predecir su producción.

México cuenta con un gran número de yacimientos de este tipo de los cuales se extrae gran parte de la producción nacional. Durante el proceso de estudio de las condiciones actuales de explotación de algunos pozos de los campos de la Región Marina Suroeste de PEMEX, se observó que resultaba imposible ajustar los modelos existentes de comportamiento de afluencia , a los datos medidos en pruebas de presión-producción. Es por esta razón por lo que surgió la idea de evaluar este tipo de comportamiento mediante el uso de un simulador de diferencias finitas implícito, para reproducir el comportamiento mostrado por los pozos para el caso de aceites bajosaturados, como los encontrados en estos campos.

La complejidad en este tipo de yacimientos se hace evidente cuando algunos yacimientos se comportan como si fueran naturalmente fracturados cuando en realidad no lo son. Esto se debe principalmente a la presencia de canales de disolución o bien de capas estratificadas de alta permeabilidad que se asemejan en comportamiento al sistema de fracturas. Por otro lado existen yacimientos que se comportan como si fueran homogéneos cuando en realidad son

fracturados, siendo ésto cierto si $k_m \approx 0$ y el fracturamiento ocurre en varias direcciones. Análogamente si $k_m \approx 0$ pero el fracturamiento ocurre solamente en una dirección, entonces ocurrirá flujo lineal. Yacimientos intensamente fracturados, igualmente se comportan como si fueran homogéneos.

En un típico yacimiento naturalmente fracturado, el espacio poroso de la matriz almacena la mayoría de los fluidos del yacimiento, normalmente con baja permeabilidad contrastando con las fracturas que poseen una baja capacidad de almacenamiento y una muy alta permeabilidad. Como ya se mencionó, existen yacimientos en los cuales la porosidad de la matriz es casi nula, encontrándose casi la totalidad de la reserva almacenada en las fracturas. De acuerdo con Dikkers⁽¹⁾ el concepto de "porosidad de fractura" se introdujo para explicar la alta productividad de algunos pozos con valores muy bajos tanto de porosidad, como de permeabilidad en la matriz, localizados en el campo "La Paz" en Venezuela.

Como puede inferirse de todo lo anterior, es muy difícil cubrir todas las características que muestran este tipo de yacimientos, pero en general se puede decir que la porosidad promedio de la fractura es menor al 2%. Geológicamente este tipo de yacimientos se encuentra en anticlinales y por su litología se presenta mas frecuentemente en calizas, dolomias y lutitas. Otra característica muy pronunciada en este tipo de yacimientos es lo que respecta a su producción, es que su comportamiento difiere substancialmente de un pozo a otro dentro de un mismo campo, encontrándose pozos con altos índices de productividad y otros con índices muy bajos. Otros en cambio como ya se mencionó, en un principio de su explotación producen altos caudales, los cuales declinan rápidamente al igual que su presión, mostrando un incremento temprano en su relación gas -aceite.

Catalogar a un yacimiento como naturalmente fracturado requiere de un proceso minucioso y acertado de caracterización del mismo, en base a las evidencias que comienzan a manifestarse desde la etapa de perforación, como son

las pérdidas de circulación, cortes del lodo por aceite y gas, así como el cambio substancial en los ritmos de penetración. Mas tarde, mediante el uso de registros eléctricos, se puede detectar la presencia de fracturas al observar la separación de las curvas de resistividad, indicando en ocasiones la orientación de la fractura. Actualmente mediante el uso de registros de imágenes como el USI o CAST-V, es posible identificar y establecer la orientación de las fracturas de forma precisa y confiable. Existen además otro tipo de herramientas, como el video de fondo (DHV) que permite visualizar el interior del pozo con una cámara de video, y en el caso de terminaciones en agujero descubierto, poder detectar la presencia de las fracturas.

Mas delante en la etapa de explotación, los registros de producción (PLT) son una herramienta mas que nos ayuda a identificar estas fracturas. Algunos de los problemas asociados al uso de estas técnicas mencionadas estriban en las condiciones mecánicas de los pozos o en el tipo de fluidos de control usados en las intervenciones, de aquí la importancia y relevancia en las técnicas y procedimientos de terminación de pozos en este tipo de yacimientos.

La toma de núcleos es otro factor de vital importancia en el proceso de caracterización, lo cual no solo estriba en los resultados mismos del análisis petrofísico de las muestras, sino también en el proceso de corte y recuperación de los núcleos. Núcleos fragmentados y bajos porcentajes de recuperación, son asociados a sistemas intensamente fracturados, donde la orientación de las fracturas es predominante de forma horizontal.

La importancia y relevancia del estudio y entendimiento del comportamiento de afluencia a pozos en yacimientos naturalmente fracturados, tiene muchas implicaciones, como es el dimensionamiento y planeación de la infraestructura para el desarrollo del campo. Si nos dejamos guiar por el comportamiento inicial de los pozos de este tipo de yacimientos, podemos

sobredimensionar las instalaciones de producción, incurriendo en un gasto excesivo, siendo que los caudales de producción declinarán en un periodo corto de tiempo.

Otra implicación importante, es la determinación de los sistemas artificiales de producción a implementar en estos campos. Prever y seleccionar a tiempo el sistema mas adecuado en base al comportamiento de afluencia que mostraran los pozos al final de su etapa de flujo natural. Operaciones de reparación menor, tales como estimulaciones y fracturamientos, prever la mejoras que mostrarán los pozos después de tratamientos de este tipo.

Como puede observarse el mejor entendimiento del comportamiento de afluencia a pozos de yacimientos naturalmente fracturados, redundará en una mejor explotación de los mismos, haciendo mas económico y eficiente el proceso de recuperación de hidrocarburos.

CAPITULO II

MODELOS CONCEPTUALES DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

2.1 ANTECEDENTES

De acuerdo a Humber y Willis⁽²⁾ el primer yacimiento naturalmente fracturado descubierto, data de 1880, pero no fue hasta los años 50's cuando se presentaron los primeros modelos y métodos de análisis de pruebas de pozos en yacimientos homogéneos por Horner. Básicamente Horner propuso un método simple consistente en graficar la presión de fondo de cierre de pozo, contra el logaritmo de $(t_p + \Delta t) / \Delta t$. La pendiente de esta curva, se relaciona con el valor de kh de la formación. Al presentar este método, Horner señala que no es aplicable a formaciones fracturadas o fisuradas. Conforme se avanzó en el desarrollo de la industria, cada vez más características sobre la clase y tipo de fracturas se obtenían. En 1955 basado en el tipo de fisuras encontradas en un yacimiento de calizas en el medio oriente, Baker⁽³⁾ presentó un método para determinar el tamaño de las fracturas y el volumen en el yacimiento, basado en el concepto de flujo de fluidos en placas paralelas dado por Lamb⁽³³⁾, Muskat⁽³⁴⁾ y Huitt⁽³⁵⁾, usando la ecuación:

$$q = - \frac{g_c b w_f^2}{12\mu} \frac{dP}{dL} \quad (2.1)$$

Donde:

- q ; Volumen de fluido por unidad de longitud.
- w_f ; Espesor de la fractura.
- b ; Profundidad de la fractura.
- $\frac{dP}{dL}$; Gradiente de presión en la dirección de flujo.
- g_c ; Factor de conversión.

μ ; Viscosidad absoluta.

Esta ecuación es válida para flujo estacionario.

En 1959 Pollard⁽⁴⁾, presentó uno de los primeros modelos de análisis de pruebas de presión para la interpretación de pruebas de pozos de formaciones fracturadas. El método de Pollard involucra una gráfica semi-log de $\log(\bar{P}-P_{wf})$ contra Δt . La interpretación de este método está basada en la siguiente ecuación:

$$\bar{P} - P_{wf} = C e^{-a_1 \Delta t} + D e^{-a_2 \Delta t} + (P - P_{wf} - C - D) e^{-a_3 \Delta t} \quad (2.2)$$

que en forma adimensional se tiene:

$$(\bar{P} - P_{wf})_D = C_D \exp[-a_{1D} \pi r_w^2 \Delta t_{AD}] + D_D \exp[-a_{2D} \pi r_w^2 \Delta t_{AD}] + (P - P_{wf} - C - D)_D \exp[-a_{3D} \pi r_w^2 \Delta t_{AD}] \quad (2.3)$$

Las constantes C,D, a_1 , a_2 , y a_3 se obtienen de la pendiente y la ordenada al origen. Las constantes se relacionan con las permeabilidades y volumen poroso de los espacios huecos y fisuras del yacimiento. El factor de daño puede también obtenerse de la gráfica. El método de Pollard asume un sistema en estado pseudoestacionario y no se involucra ninguna geometría en particular.

En 1960 Barenblatt⁽⁵⁾ introduce el principio físico de sistema de rocas fisuradas. "Una roca porosa con un alto fisuramiento puede ser representada como la superposición de dos medios porosos con poros de diferentes tamaños". Se considera que existe intercambio de fluido entre ellos. Cualquier punto del yacimiento contendrá dos presiones y dos velocidades, P_1 y V_1 para el fluido en las fracturas y P_2 y V_2 para el fluido en los bloques. La relación gasto-caída de presión de este método puede ser expresada por:

$$q = \rho \alpha (P_2 - P_1) \quad (2.4)$$

Donde α es característica del medio fracturado. Aplicando la ecuación de continuidad, la ley de Darcy y suponiendo un líquido ligeramente compresible, Barenblatt et al. llegó a la siguiente ecuación:

$$\frac{\partial P_1}{\partial t} = -\frac{K_1}{\alpha\mu} \frac{\partial}{\partial t} \Delta P_1 = \frac{K_1}{\mu(\beta C_2 + \phi_2 \beta)} \Delta P_1 \quad (2.5)$$

Su teoría se considera como el paso inicial a la formulación del modelo matemático para el sistema naturalmente fracturado.

Con estos fundamentos podemos decir que básicamente existen dos modelos matemáticos para describir el comportamiento de yacimientos naturalmente fracturados, ambos consideran que el yacimiento se encuentra compuesto por un sistema de fracturas y un sistema de matriz (roca), con presiones diferentes para cada sistema. El primer modelo es el de Warren y Root⁽⁶⁾ el cual se basa en el modelo de Barenblatt et al. y que considera que las fracturas y matriz se encuentran uniformemente distribuidos de tal forma que cualquier volumen, por pequeño que sea, contendrá ambos sistemas. La transferencia de fluidos de la matriz a las fracturas se lleva a cabo mediante flujo pseudo estacionario, es decir no se toman en cuenta los detalles de flujo dentro de la matriz.

El segundo modelo es el de Kazemi⁽⁷⁾ y de Swaan-O⁽⁸⁾ que si bien fueron desarrollados en forma separada, ambos consideran que existe flujo transitorio dentro de la matriz, requiriendo suponer una forma específica para los bloques de matriz.

La diferencia entre los modelos de Warren y Root y el de Kazemi y de Swaan-O, estriba en la forma en que interactúan los bloques de matriz con el sistema de fracturas. Ambos modelos usan las siguientes hipótesis:

- Los bloques de matriz son homogéneos e isotrópicos.
- El sistema de fracturas es homogéneo e isotrópico.
- Se considera flujo monofásico de líquido ligeramente compresible.
- La producción es obtenida únicamente a través del sistema de fracturas (modelos de doble porosidad).

En una gráfica de presión adimensional (P_{wD}) contra tiempo adimensional (t_D) en ausencia de efectos de almacenamiento de pozo, ambos métodos predicen la aparición de dos rectas paralelas separadas por un periodo de transición. La diferencia entre ambos modelos se refleja en un comportamiento diferente en el periodo de transición.

2.2 MODELO DE WARREN Y ROOT⁽⁶⁾

Como ya se mencionó, Warren y Root⁽⁶⁾ presentaron su modelo matemático bajo el concepto de superposición de dos medios como lo hizo previamente Barenblatt et al., asumiendo que tanto porosidad primaria, como secundaria están presentes en el yacimiento.

Esta idealización del modelo se presenta en la figura (2-1). La porosidad primaria se encuentra contenida en un arreglo rectangular de paralelepípedos idénticos mientras que la porosidad secundaria está contenida en un sistema ortogonal de fracturas continuas y uniformes, orientadas de tal forma que cada fractura es paralela a uno de los ejes principales de permeabilidad. El flujo puede ocurrir solamente entre la porosidad primaria y secundaria, y flujo primario solamente a través del sistema de fracturas, pero no a través de los bloques de matriz. Es importante mencionar que aunque Warren y Root usan este arreglo de bloques de matriz y fracturas, en realidad su modelo no considera una forma

específica de los bloques de matriz. Aplicando la ecuación de continuidad a este arreglo, de forma adimensional se tiene:

$$\frac{\partial^2 P_{fD}}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial P_{fD}}{\partial r_D} = (1-\omega) \frac{\partial P_{mD}}{\partial t_D} + \omega \frac{\partial P_{fD}}{\partial t_D} \quad (2.6)$$

y

$$(1-\omega) \frac{\partial P_{mD}}{\partial t_D} = \lambda (P_{fD} - P_{mD}) \quad (2.7)$$

donde ω y λ son dos parámetros con características particulares del yacimiento, capaces de caracterizar la desviación que existe entre un medio homogéneo y uno fracturado. Quizás la contribución mas importante del estudio, es que considera una variedad de casos con diferente sedimentología. ω representa el cociente de almacenamiento del sistema de fracturas sobre el total, dado por:

$$\omega = \frac{(\phi c)_f}{(\phi c)_f + (\phi c)_m} \quad (2.8)$$

y λ es el parámetro de flujo interporoso dado por :

$$\lambda = \frac{k_m r_w^2}{k_f l^2} = \frac{\sigma k_m r_w^2}{k_f} \quad (2.9)$$

donde l es la longitud característica de los bloques de matriz, que se relacionan con el factor de forma σ con la siguiente expresión:

$$\sigma = \frac{1}{l^2} \quad (2.10)$$

De acuerdo a la ecuación (2.8) se puede advertir que el valor de ω es menor o igual a 1. Un medio poroso con $\omega \approx 0$ y $\lambda \leq 10^{-9}$, es un medio con casi todo el almacenamiento en la matriz y permeabilidad debida al sistema de fracturas. Un valor de $\omega \approx 0.01$ indica un medio poroso con almacenamiento en las fracturas alto,

ya sea por presentar un gran número de fracturas por unidad de volumen o bien fracturas con ancho espesor. Se tendrá una respuesta similar a la de un yacimiento homogéneo, siendo fracturado, cuando $\omega \approx 1$ y $\phi_m \approx 0$.

Los valores entre los cuales oscila λ son de 10^{-3} a 10^{-10} . Si $\lambda \geq 10^{-3}$, el nivel de heterogeneidad es insuficiente para que sea reconocido y su comportamiento será igual al de un yacimiento homogéneo.

Cuando se produce un yacimiento naturalmente fracturado a gasto constante, la solución para la presión del sistema de fracturas usando la transformada de Laplace se tiene dada por :

$$\overline{\Delta P_f}(x_D, y_D, u) = \frac{141.2 q \mu B}{\sqrt{k_{fx} k_{fy}} h u} K_0(\sqrt{u f(u)} r_D) \quad (2.11)$$

con $\overline{\Delta P_f}$ representando la transformada de Laplace de $\Delta P_f = P_i - P_f$. La variable de Laplace es u , y las longitudes adimensionales están definidas por:

$$x_D = \frac{x}{r_w} \sqrt{\frac{k_f}{k_{fx}}}, \quad y_D = \frac{y}{r_w} \sqrt{\frac{k_f}{k_{fy}}}, \quad r_D = \sqrt{x_D^2 + y_D^2} \quad (2.12)$$

con

$$k_f = \sqrt{k_{fx} k_{fy}}$$

La función $f(u)$ está dada por :

$$f(u) = \frac{u(1-\omega) + \lambda}{u(1-\omega) + \lambda\omega} \quad (2.13)$$

La solución para yacimientos fracturados es la misma que la correspondiente para yacimientos homogéneos con la variable de Laplace reemplazada por $u f(u)$. De la expresión (2.13) se pueden hacer las siguientes aproximaciones :

$$\text{Para tiempos cortos } (u \rightarrow \infty) \Rightarrow f(u) \rightarrow 1 \quad (2.14)$$

$$\text{Para tiempos largos } (u \rightarrow 0) \Rightarrow f(u) \rightarrow 1/\omega \quad (2.15)$$

A tiempos cortos cuando la aproximación (2.14) es válida, el yacimiento se comporta como si fuera homogéneo con flujo radial transitorio a través del sistema de fracturas. Esta primera línea recta semilogarítmica, como se aprecia en la figura (2-2) al graficar la presión adimensional (P_{wD}) contra tiempo adimensional (t_D), su pendiente m_f refleja la permeabilidad de la fractura, es decir:

$$k_f = \frac{162.6q\mu B}{m_f h} \quad (2.16)$$

Dado que el almacenamiento del sistema de fracturas es pequeño, las fracturas cercanas al pozo son depresionadas rápidamente, provocando el flujo de fluidos de la matriz a la fractura. Durante este periodo de transición, la presión se mantiene aproximadamente constante. A tiempos grandes (dentro todavía del periodo transitorio), el yacimiento se comporta como si su porosidad-compresibilidad efectiva fuera igual a $(\phi C)_f + (\phi C)_m$, desarrollándose una segunda línea recta, paralela a la primera.

El parámetro ω regula la separación entre las dos rectas paralelas, mientras que el parámetro λ regula el tiempo en el cual la primera línea recta termina y el tiempo en el cual la segunda línea recta empieza. Para el caso de una curva de incremento, la respuesta se puede observar en la figura (2-3) donde se muestran varias curvas para diferentes valores de ω , con $\lambda = 5 \times 10^{-6}$ sin considerar los efectos de almacenamiento y daño en el pozo. Se advierte el comportamiento de dos líneas rectas semilogarítmicas paralelas, separadas por un periodo de transición, cuya duración depende del valor de ω . A valores menores de ω , se tienen periodos de transición mayores. Durante el periodo de transición la presión de fondo en el pozo no cambia.

Tanto la figura (2-2) como la (2-3) son para condiciones transitorias, sin embargo las IPR se obtienen para el periodo dominado por fronteras. Es importante mencionar también que estos resultados son para gasto constante. Las figuras (2-4) y (2-5) muestran el comportamiento de P_{WD} contra t_D para diferentes valores de λ , con $\omega=0.01$ generadas a gasto constante con el simulador numérico⁽²⁹⁾. Para la figura (2-4) en escala cartesiana puede observarse un comportamiento lineal de P_{WD} a tiempos grandes, existiendo un cambio de pendiente que indica el cambio de flujo transitorio a dominado por frontera. Para valores de λ mayores, este cambio de pendiente ocurre a valores mucho menores de P_{WD} , pero se conserva el valor de la pendiente, dado que las rectas son paralelas.

La figura (2-5) es la misma gráfica que la anterior pero en escala semilogarítmica, donde se aprecian mas claramente el periodo de flujo transitorio y al final un crecimiento rápido de P_{WD} , correspondiente al periodo dominado por frontera.

2.3 MODELO DE KAZEMI⁽⁷⁾ Y DE SWAAN⁽⁸⁾

En 1969 Kazemi presentó su modelo, con una distribución uniforme de fracturas. Idealizó el yacimiento como un grupo de capas de matriz horizontales, espaciadas por un conjunto de fracturas. La figura (2-6) muestra la idealización del modelo en la cual se tiene un fuerte contraste en permeabilidades entre las capas, de tal manera que aun si la matriz contribuye al flujo del pozo, esto no hará mucha diferencia. El flujo entre la matriz y la fractura es en régimen transitorio, de aquí que se le conozca con el nombre de “modelo de flujo interporoso transitorio”.

Considerando los elementos simétricos de la figura, y aplicando la transformada de Laplace, se obtiene una expresión igual a la ecuación (2.11), donde la función $f(u)$ viene dada por:

$$f(u) = 1 + \sqrt{\frac{\omega' \lambda'}{3u}} \tanh \left(\sqrt{\frac{3\omega' u}{\lambda'}} \right) \quad (2.17)$$

con :

$$\omega' = \frac{(\phi c_i h)_m}{(\phi c_i h)_f} \quad (2.18)$$

$$\lambda' = \frac{12 r_w^2 k_m}{h_m h_f k_f} \quad (2.19)$$

Si las propiedades de la matriz y de la fractura son idénticas, la relación entre los parámetros de Warren y Root y los de Kazemi y de Swaan es $\lambda \approx \lambda'$ y $\omega \approx 1/\omega'$. Para poder definir el modelo de flujo interporoso transitorio es necesario considerar una forma específica de los bloques de matriz. Así, si en lugar de estratos, como en la gráfica anterior, se consideran bloques cúbicos o esféricos, entonces λ' está dada por :

$$\lambda' = \frac{60 r_w^2 k_m}{x_m^2 k_f} \quad (2.20)$$

Donde x_m es la longitud de cada arista del cubo o diámetro del bloque esférico. Si los bloques se representan por cilindros alargados, entonces:

$$\lambda' = \frac{32 r_w^2 k_m}{x_m^2 k_f} \quad (2.21)$$

donde x_m es el diámetro del bloque cilíndrico.

Como en el caso del modelo de Warren y Root, se pueden hacer aproximaciones para tiempos cortos y para tiempos largos, resultando en dos rectas semilogarítmicas que coinciden en ambos modelos. Para tiempos

intermedios, ambos modelos difieren, teniendo que para este modelo la aproximación es :

$$f(u) \approx \sqrt{\frac{\lambda' \omega'}{3u}} \quad (2.22)$$

Para valores de λ' y ω' muy grandes se obtiene una línea recta semilogarítmica con una pendiente de la mitad de la primera y tercera líneas rectas, respectivamente. Este cambio en pendiente es similar al que se obtiene cuando influye una falla sellante en la respuesta. La figura (2-7) muestra la respuesta de presión bajo este modelo. La línea recta intermedia esta delimitada por cruces. Para este caso en particular el valor de ω es bastante grande y la primera línea recta no es evidente, requiriéndose valores de $\lambda' \omega' \leq 10^{-5}$ para su apreciación. El periodo de transición es mayor conforme ω' crece.

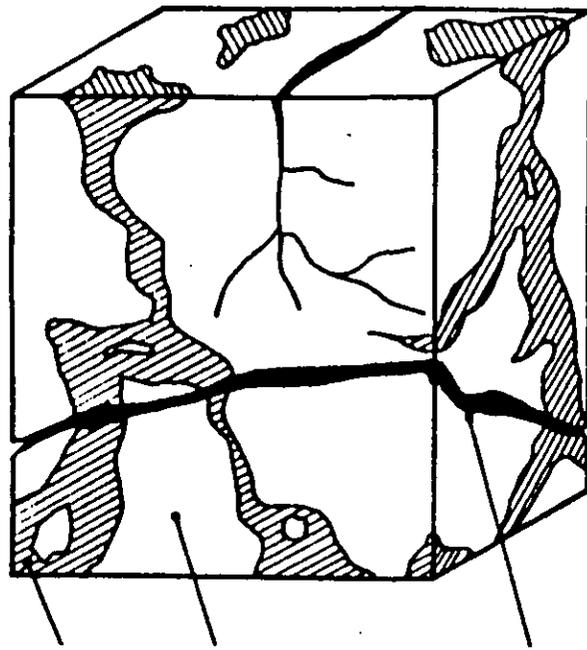
Con todo esto se puede decir que en una prueba de presión en yacimientos naturalmente fracturados se pueden presentar diferentes periodos de flujo. Regularmente el primer periodo es dominado por el efecto de almacenamiento del pozo, después pueden aparecer el periodo donde responde el sistema de fracturas, un periodo de transición y por último otro periodo de flujo radial (siempre y cuando no sea perturbado por la presencia de las fronteras del yacimiento y/o fallas). El reconocimiento de estos periodos de flujo es crucial para la correcta interpretación de las pruebas.

De acuerdo con Gringarten⁽⁹⁾, en la práctica la ocurrencia del comportamiento característico de dos rectas paralelas semilogarítmicas es poco frecuente, y esto puede deberse a :

- El gasto no es estabilizado.
- $\lambda > 5 \times 10^{-5}$.
- El tamaño de los bloques de matriz es menor de 3 pies y $k_m > 0.01$ md

- $\omega \approx 0$ y $\lambda \approx 10^{-9}$
- El pozo no intersecta las fracturas y fue terminado en un bloque de matriz.
- Los efectos de almacenamiento y de frontera oscurecen la respuesta transitoria del yacimiento.

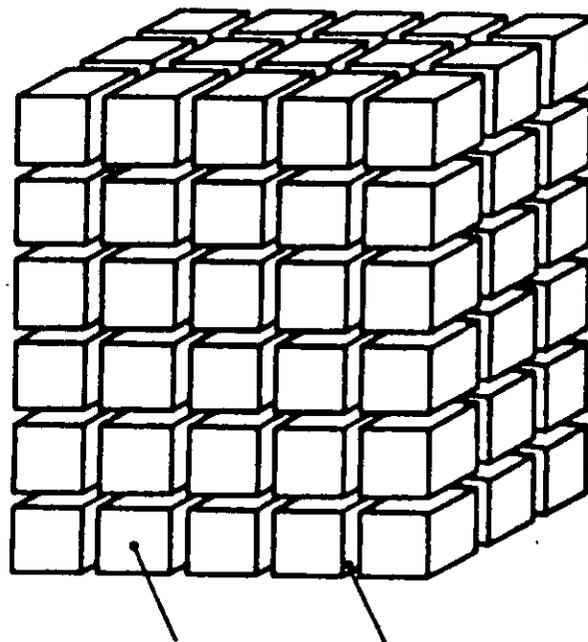
Es importante resaltar que en un yacimiento fracturado, el efecto de almacenamiento de pozo, incluye no solamente el volumen del pozo, sino también el volumen de las fracturas que intersectan al pozo.



CANALES DE
DISOLUCION

MATRIZ

FRACTURAS



MATRIZ

FRACTURAS

Figura 2.1 Modelo idealizado por Warren y Root de un yacimiento naturalmente fracturado (Después de referencia 6)

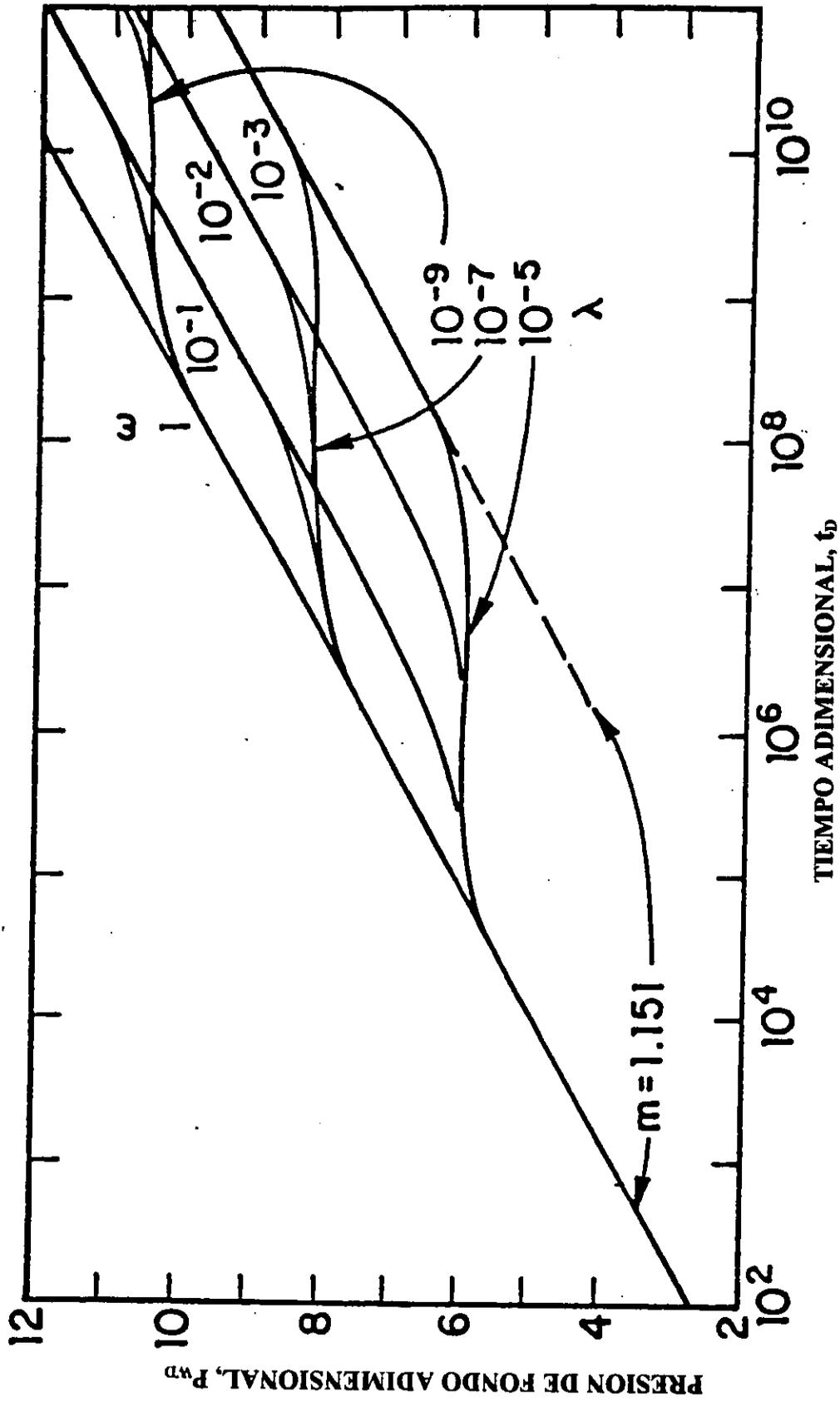


Figura 2.2 Presión de fondo adimensional, P_{wD} contra Tiempo adimensional t_D (Warren y Root, después de referencia 6)

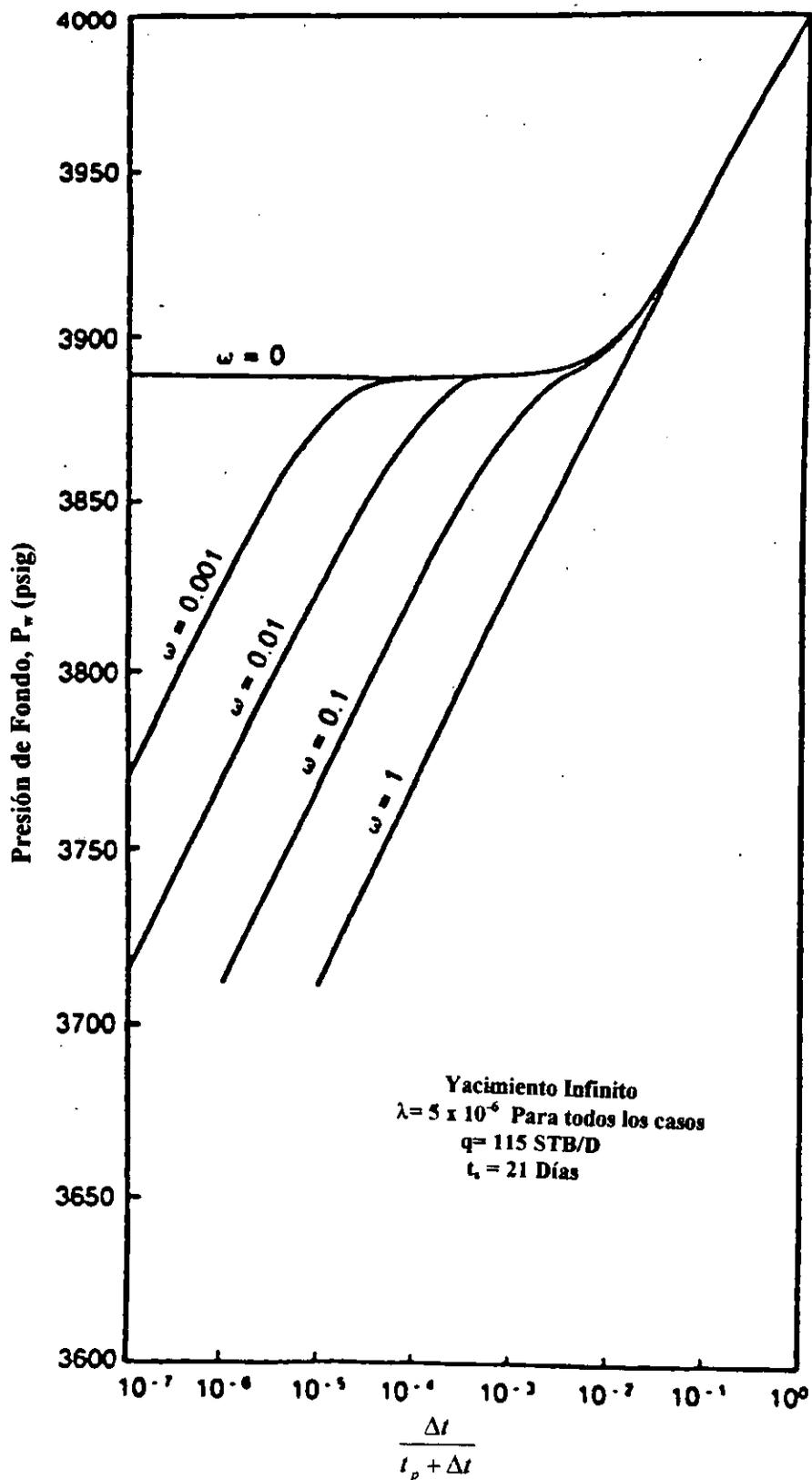


Figura (2-3) Gráfica de Horner (Presión de fondo cerrado contra $\frac{\Delta t}{t_p + \Delta t}$) mostrando diferentes soluciones para la presión, dependiendo del valor de ω . (Después de referencia 6)

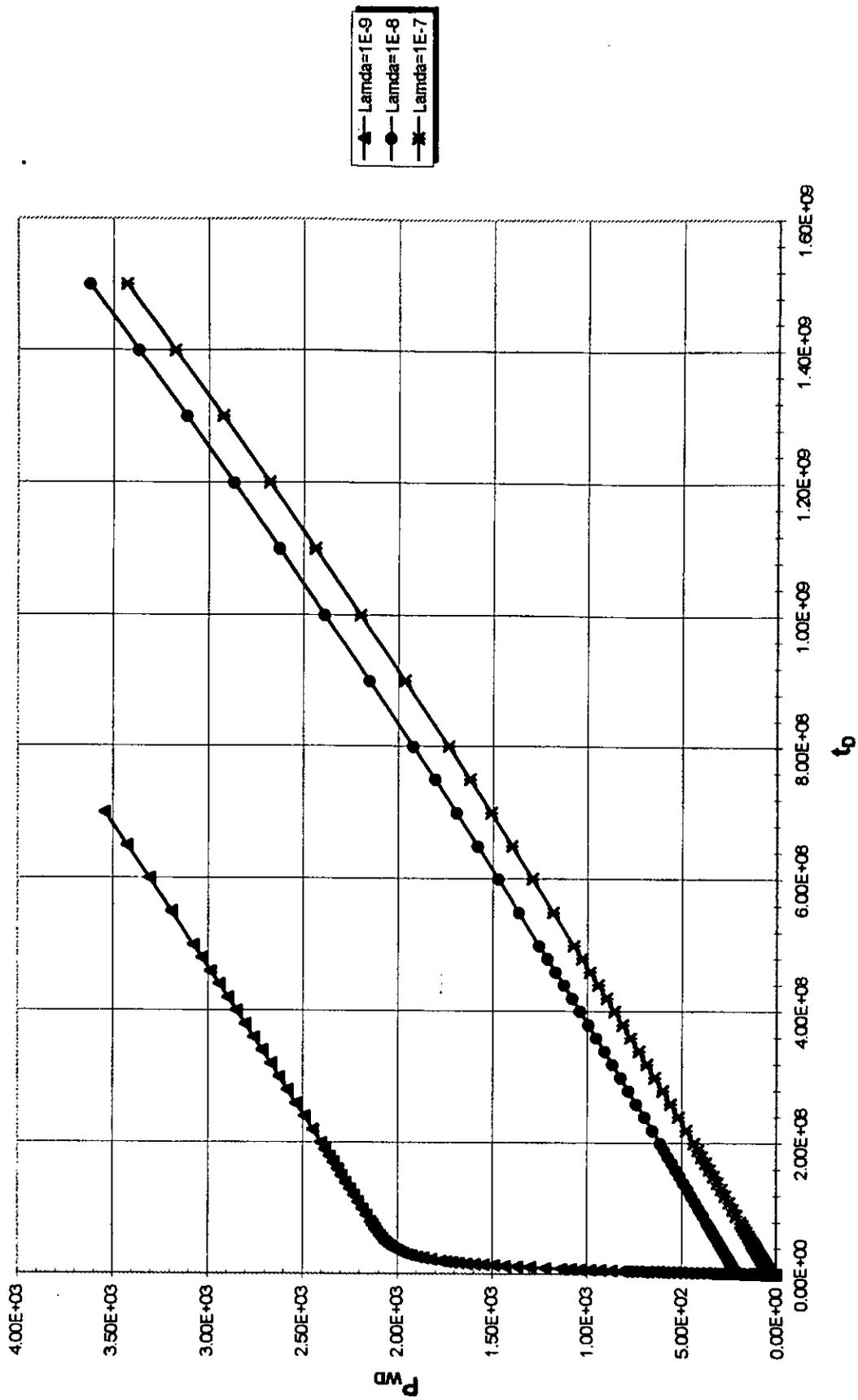


Figura (2-4) Curva tipo generada a gasto constante. $\Omega = 0.01$ y diferentes valores de Lamda.

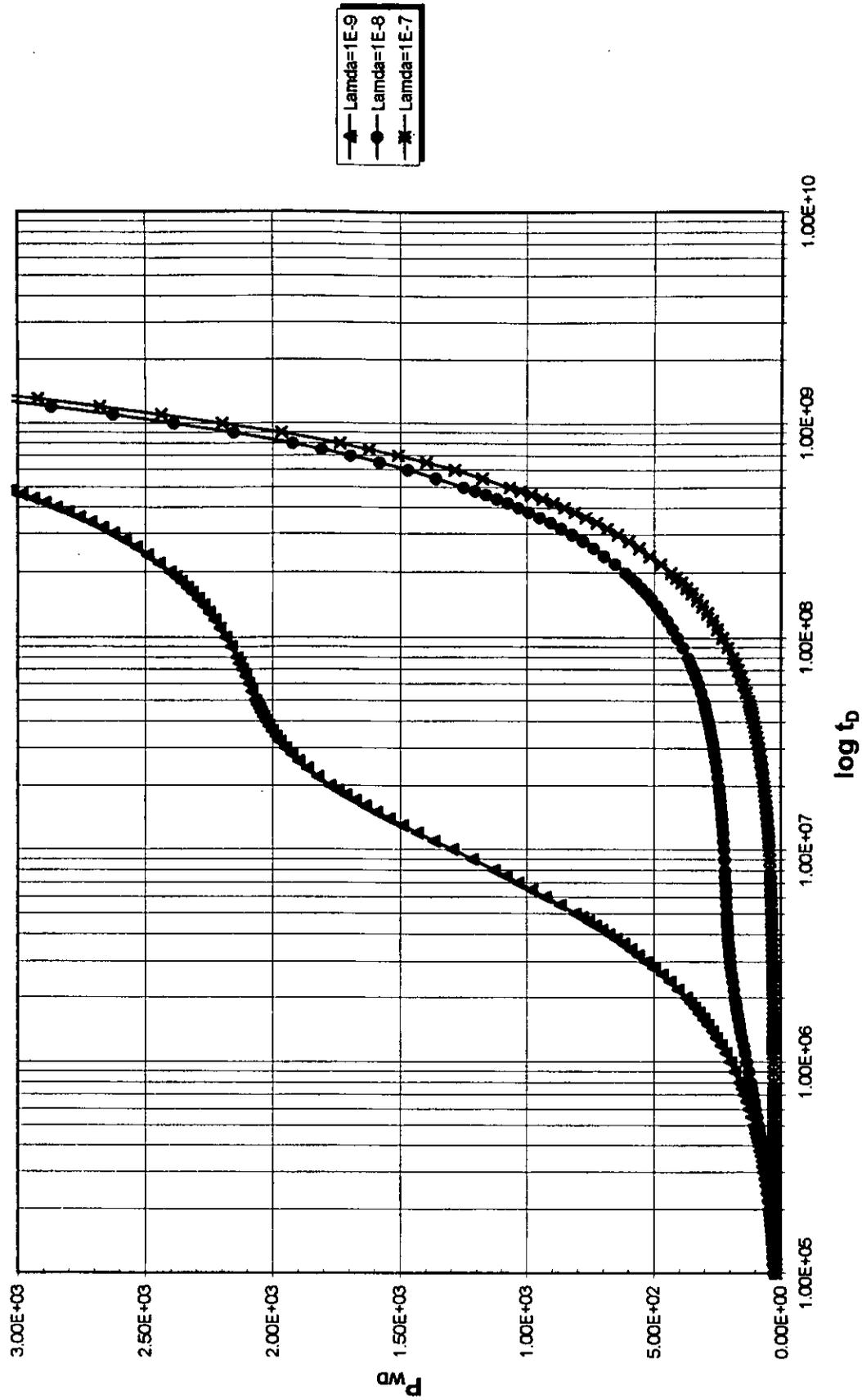
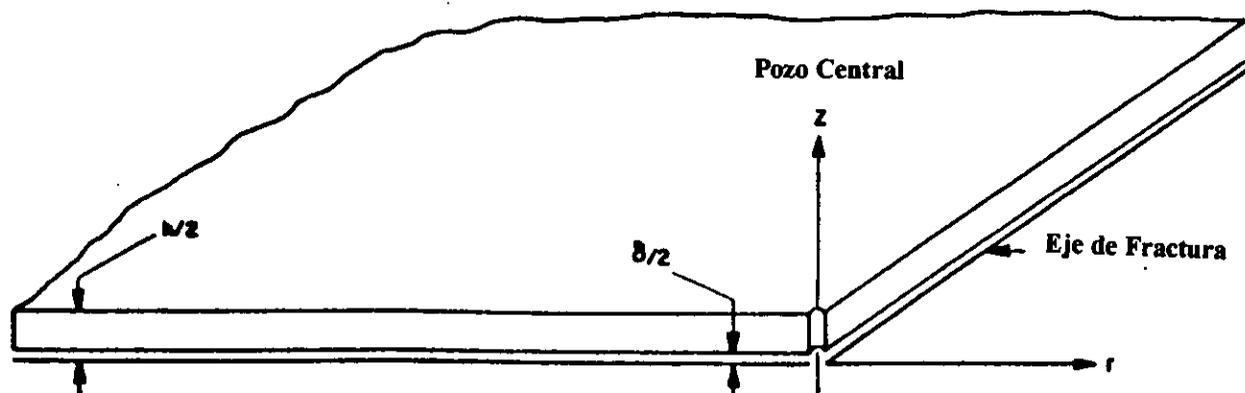
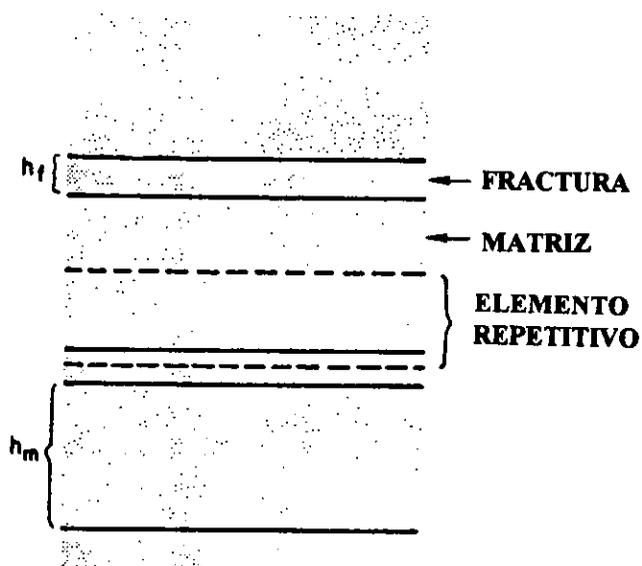


Figura (2-5) Curva tipo generada a gasto constante. $\Omega = 0.01$ y diferentes valores de Lamda .



Idealización de Kazemi.



Idealización de de Swaan.

Figura (2-6) Modelo idealizado por Kazemi y de Swaan de un yacimiento naturalmente fracturado (Después de referencias 7 y 8).

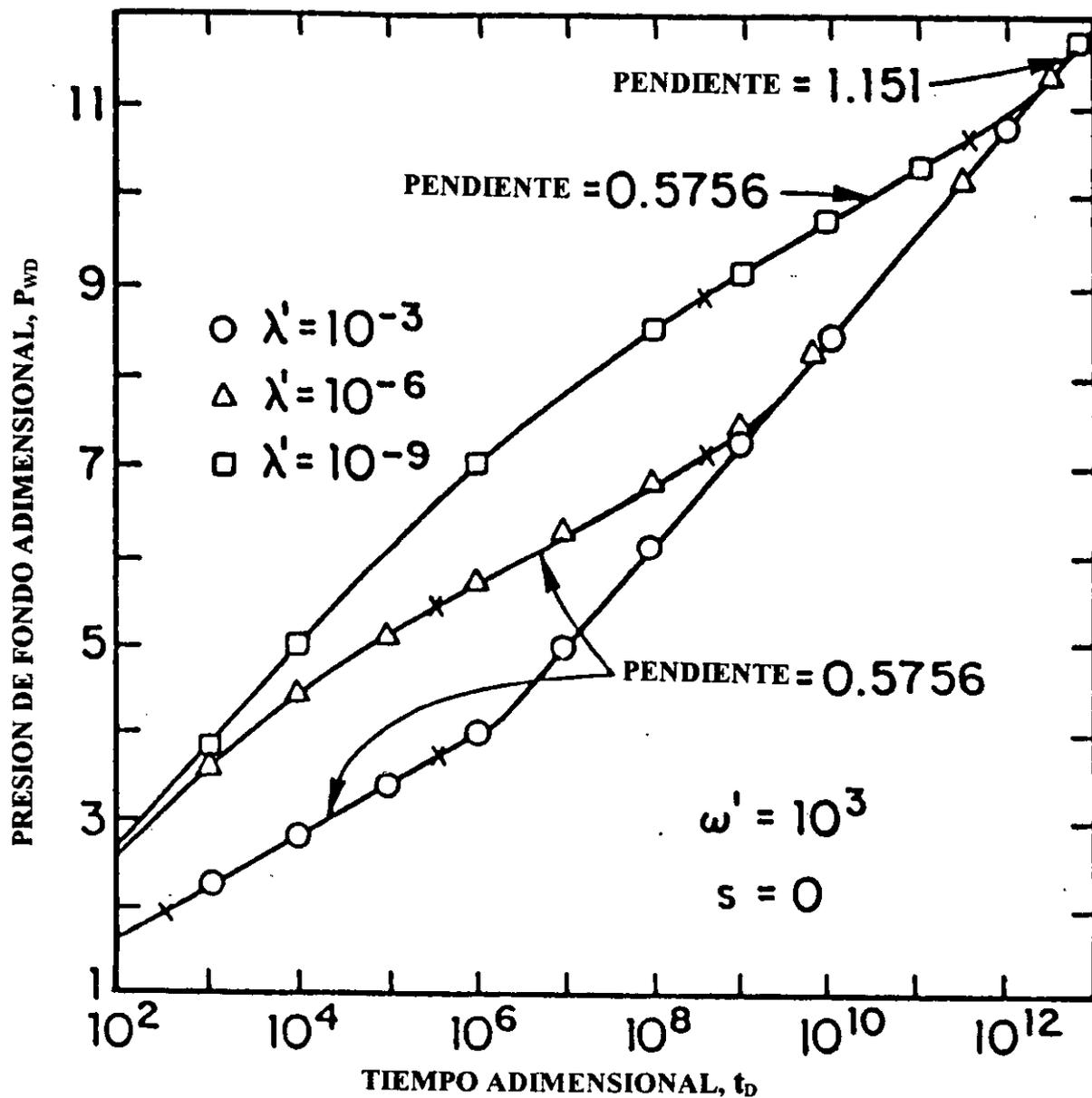


Figura (2-7) Efecto de λ' en la existencia y duración de regímenes de flujo (Después de referencia 30).

CAPITULO III

MODELOS EXISTENTES DE IPR's.

Para una mejor explotación de los yacimientos naturalmente fracturados, se requiere de información temprana de pruebas de producción, donde se mide la capacidad de flujo de los pozos del campo, y esta información es procesada e interpretada basada en conceptos como capacidad de afluencia al pozo (Inflow Performance Relationship, IPR). Las primeras pruebas de producción son esenciales para calibrar las curvas de IPR de un yacimiento, las cuales son base principal para el diseño de los aparejos de producción de los pozos de desarrollo, implementación de algún sistema artificial de producción en caso de ser necesario y dimensionamiento de las instalaciones superficiales de producción. Los cálculos para la productividad de un pozo de aceite, requieren el conocimiento de la curva de IPR para establecer la relación entre la presión de fondo fluyente contra el gasto de producción a una presión estática referida. Existen diversos métodos para predecir el comportamiento de yacimientos homogéneos producidos por empuje de gas en solución, y solo uno para yacimientos naturalmente fracturados. La Tabla 3-1 muestra un resumen de estos métodos con sus características principales, los cuales se discutirán mas adelante.

3.1 EVINGER Y MUSKAT^(10,11)

El índice de productividad definido por :

$$J = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (3.1)$$

y considerado como constante, en 1957 Handy⁽²²⁾ reporta que los valores de J reales medidos en los pozos, son menores a los calculados con la ecuación (3.1). Previamente en 1942 Evinger y Muskat atribuyen parte de esta diferencia a la presencia del gas en el flujo dentro del yacimiento.

Tabla 3.1 METODOS PROPUESTOS PARA LA EVALUACION DE IPR's.

AUTOR	FASES QUE CONSIDERA	TIPO DE YACIMIENTO	TIPO DE POZO
Evinger y Muskat ^(10,11)	gas-aceite gas-aceite-agua	Homogéneo	Vertical
Vogel ⁽¹²⁾	gas-aceite	Homogéneo	Vertical
Fetkovich ⁽¹³⁾	gas-aceite	Homogéneo	Vertical
Uhri y Blount ⁽¹⁴⁾	gas-aceite	Homogéneo	Vertical
Brown ⁽¹⁵⁾ y Sukarno ⁽¹⁶⁾	gas-aceite gas-aceite-agua	Homogéneo	Vertical
Bendakhlia y Aziz ⁽¹⁷⁾	gas-aceite	Homogéneo	Horizontal
Klins y Majcher ⁽¹⁸⁾	gas-aceite	Homogéneo	Vertical
Cheng ⁽¹⁹⁾	gas-aceite	Homogéneo	Desviado / Horizontal
Wiggins et al ⁽²⁰⁾	gas-aceite-agua	Homogéneo	Vertical
Camacho-V, Padilla-S y Vásquez-C. ⁽³⁶⁾	aceite y gas-aceite con efectos inerciales	Homogéneo	Vertical
Fuad Qasem ⁽²¹⁾	gas-aceite	Naturalmente Fracturado	Vertical

Ellos presentan un método para calcular los índices de productividad para yacimientos de aceite y gas, basado en las variaciones de las propiedades de los fluidos producidos, con la presión. Handy⁽²²⁾ también presentó un método para el cálculo del índice de productividad a partir de datos de permeabilidad relativa para flujo de una y dos fases durante flujo estacionario y condiciones de flujo transitorio. Al igual que Evinger y Muskat, asoció la reducción en el índice de productividad a la presencia de altas saturaciones de gas alrededor de la vecindad del pozo.

3.2 VOGEL ⁽¹²⁾

En 1968 Vogel⁽¹²⁾ propuso la siguiente expresión para predecir el comportamiento de pozos produciendo con empuje de gas disuelto, usando una gráfica normalizada, con presiones y caudales adimensionales. La ecuación propuesta es :

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_{ws}} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad (3.2)$$

Donde:

- q_o ; Gasto de aceite medido a la P_{wf} .
- P_{wf} ; Presión de fondo fluyente.
- P_{ws} ; Presión estática del yacimiento.
- $q_{o\max}$; Potencial del pozo (considerando $P_{wf}=0$)

Esta ecuación aplica a casos donde no existe daño a la formación, es decir la eficiencia de flujo es igual a 1. En esencia la ecuación de Vogel representa un modelo homogéneo donde las características estructurales del medio poroso no se reflejan. Los cambios en los índices de productividad son atribuidos a los cambios en saturación, permeabilidades relativas y depresionamiento del yacimiento. El

factor de daño disminuye la capacidad de flujo y el abatimiento de la curva de IPR, al igual que el depresionamiento.

Para el desarrollo de su modelo Vogel realizó cálculos con datos de yacimientos sintéticos sin validarlo con datos de campo, mas sin embargo a través de los años este método ha ganado simpatía por su facilidad de aplicación y confiabilidad de resultados.

Standing⁽²⁸⁾ en 1970 extiende el trabajo de Vogel y presenta un método gráfico basado en el método de Vogel, donde considera eficiencias de flujo, definidas por la siguiente ecuación :

$$FE = \frac{P_{ws} - P'_{wf}}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (3.3)$$

Donde:

- P'_{wf} ; Presión de fondo fluyente sin daño.
- P_{wf} ; Presión de fondo fluyente con daño.
- P_{ws} ; Presión estática.

La figura (3-1) muestra el concepto empleado por Standing y la figura (3-2) muestra la gráfica de la correlación propuesta.

Basado en este concepto, en caso de presiones de fondo fluyendo bajas y altas eficiencias de flujo, este método predice un comportamiento incorrecto al obtenerse P'_{wf} negativas y por tanto caudales mucho menores a los reales. Para solucionar esto, Harrison⁽³⁷⁾ propone usar la siguiente expresión:

$$\frac{q_o}{q_{o\max(FE=1)}} = 1.2 - 0.2e^{\left(\frac{1.792 P'_{wf}}{P_{ws}}\right)} \quad (3.4a)$$

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

Por su parte Brown⁽¹⁵⁾ sugiere el uso de la ecuación de Vogel hasta que se obtengan valores negativos de P'_{wf} y a partir de ese punto, usar la ecuación de Fetkovich para completar la curva de IPR.

Camacho y Raghavan⁽²³⁾ demuestran que la forma cuadrática de las ecuaciones propuestas por Vogel y Fetkovich aplican también si $s \neq 0$. Proponen que la definición de la eficiencia de flujo debe reflejar una forma cuadrática también, por lo que proponen la expresión:

$$FE = \frac{\left(1 + \frac{V P'_{wf}}{P_{ws}}\right) \left(1 - \frac{P'_{wf}}{P_{ws}}\right)}{\left(1 + \frac{V P_{wf}}{P_{ws}}\right) \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right)} \quad (3-4b)$$

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

$$\frac{q_o}{q_{o \max(FE=1)}} = FE \left[1 + V \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) \right] \left[1 - \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) \right] \quad (3-4c)$$

3.3 FETKOVICH⁽¹³⁾

En 1973 Fetkovich⁽¹³⁾ basado en el análisis de pruebas isocronales y de "flow after flow" en pozos de aceite con permeabilidades en el rango de 6 md a

1000 md, de yacimientos bajosaturados y saturados, ajustó el comportamiento de afluencia a una ecuación de la forma:

$$q_o = J(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n \quad (3.5)$$

Donde:

- J ; Índice de productividad (Coeficiente de la curva de contrapresión).
 n ; Exponente (Pendiente de la curva de contrapresión).

De sus observaciones reporta que el exponente n se encuentra en el rango de 0.568 a 1, correspondiendo los valores menores a 1 a flujo no darciano. Las variaciones en las propiedades de los fluidos pueden reducir los valores de n por debajo de la unidad, como lo indican Camacho y Raghavan⁽²³⁾ en su publicación.

3.4 UHRI Y BLOUNT⁽¹⁴⁾

En 1982 Uhri y Blount⁽¹⁴⁾ presentaron el método del punto pivote para predecir IPR's futuras de pozos productores de aceite de yacimientos con empuje de gas disuelto, sin requerir datos PVT, saturaciones o permeabilidades relativas. Las ventajas de la técnica propuesta es que es un método gráfico de fácil aplicación en campo, que no requiere de información como la mencionada, además de no requerir tampoco datos de radio de drene o geometría del yacimiento.

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

El método consiste básicamente en construir una gráfica de $\frac{dq_o}{dP_{wf}}$ contra P_{ws} , con la información de las dos pruebas de producción a diferentes tiempos,

donde se puede trazar una envolvente que servirá de referencia para el cálculo de nuevas P_{wf} y q_o a P_{wf} futuras previa determinación del potencial del pozo en ese momento, dado por la relación:

$$\left\{ \frac{dq_o}{dP_{wf}} \right\}_{P_{wf}=P_i} = 9 \times \left\{ \frac{dq_o}{dP_{wf}} \right\}_{P_{wf}=0} \quad (3.6)$$

3.5 BROWN⁽¹⁵⁾ Y SUKARNO⁽¹⁶⁾

En su libro "Technology of Artificial Lift Methods", Brown⁽¹⁵⁾ propone un método para la determinación de curvas de IPR compuestas, es decir aplicables a pozos que producen aceite, gas y agua. Este método fue derivado por Petrobras basado en la combinación de la ecuación de Vogel para el flujo de aceite e índice de productividad constante para el flujo del agua. La curva de IPR se determina de forma geométrica de las ecuaciones mencionadas, considerando el flujo fraccional de aceite y agua. Al igual que todas las curvas de IPR, las ecuaciones para determinar la curva compuesta se deriva basada en :

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

El método de Sukarno⁽¹⁶⁾, también se basa en el flujo fraccional de aceite y agua.

3.6 BENDAKHLIA Y AZIZ⁽¹⁷⁾

En 1989 Bendakhlia y Aziz⁽¹⁷⁾ proponen una modificación a la ecuación de Vogel para su aplicación en pozos horizontales, incluyendo un parámetro adicional n y un coeficiente variable V . La ecuación propuesta es del tipo:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = \left[1 - V \frac{P_{wf}}{P_{ws}} - (1-V) \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \right]^n \quad (3.7)$$

En la figura (3-3) se grafican los parámetros V y n como función del factor de recuperación. Inicialmente la productividad de aceite es grande debido a la baja saturación de gas y alta permeabilidad efectiva al aceite. Una pronunciada declinación en la productividad del aceite se muestra al incrementar la recuperación.

3.7 KLINS Y MAJCHER⁽¹⁸⁾

Estos autores presentaron un estudio detallado sobre el efecto de los parámetros del yacimiento y propiedades de los fluidos, sobre las curvas de IPR. Desarrollaron un modelo de IPR usando el método propuesto por Weller⁽²⁴⁾ para 21 yacimientos conceptuales de empuje con gas en solución. Trabajaron con un amplio rango de tipos de roca, propiedades de los fluidos y factores de daño. El estudio muestra que la presión de saturación y el depresionamiento del yacimiento, tienen un efecto significativo en las curvas adimensionales. A una baja presión de saturación y a una baja presión estática, la curva de IPR tiene una tendencia lineal. El factor de daño y el radio adimensional no afectan la curva IPR normalizada.

Klins y Clark⁽²⁵⁾ presentaron una ecuación empírica que relaciona el exponente de flujo n y el índice de productividad J de la ecuación de Fetkovich al decaimiento de presión. El índice de productividad decrece mientras que el exponente de flujo se incrementa al depresionar el yacimiento. Mediante el uso del método de Klins y Majcher para estimar el IPR y calcular el potencial presente del pozo, se pueden predecir futuros gastos usando el modelo de IPR de Fetkovich con J y n estimadas. Este método sugiere que el modelo de IPR actual sobrepredice el comportamiento futuro.

3.8 CHENG⁽¹⁹⁾

En 1990 Cheng⁽¹⁹⁾ presentó modificaciones a la ecuación de Vogel para su aplicación en pozos desviados y/o horizontales. Propone las siguientes ecuaciones de acuerdo al grado de desviación del pozo:

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

(3-8)

3.9 WIGGINS⁽²⁰⁾

En tres artículos presentados, Wiggins et al.⁽²⁰⁾ presenta una representación analítica de las curvas de IPR para flujo de tres fases (aceite-gas-agua) en términos de la movilidad de los fluidos. Un examen del término de la movilidad, muestra la necesidad de incorporar variaciones en las propiedades PVT y permeabilidades relativas en dos fases mientras son afectadas por el depresionamiento de la saturación de aceite. La relación indica que $(q_o/q_{o \max})$ es una función de las permeabilidades relativas, propiedades de los fluidos, presión de fondo fluyente y presión estática. También sugiere que los coeficientes de la curva de IPR de Vogel tienen bases físicas y no son simplemente parámetros de ajuste. Basado en su IPR analítica, demuestra que la geometría de flujo, porosidad del yacimiento, permeabilidad absoluta y espesor de formación, no

tienen efecto alguno sobre la forma de la curva de IPR. Además encontraron que el daño no tiene efectos significativos en la forma de la curva de IPR. La expresión propuesta está dada por:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.52 \frac{P_{wf}}{P_{ws}} - 0.48 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad (3.9)$$

para la fase aceite y:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.72 \frac{P_{wf}}{P_{ws}} - 0.28 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad (3.10)$$

para la fase agua.

3.10 CAMACHO-V, PADILLA-S Y VASQUEZ-C⁽³⁶⁾

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

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

Si el parámetro $Dq_{o\max}/C$ es mayor a 3, entonces los efectos inerciales son importantes en el yacimiento. Este parámetro se obtiene de la gráfica cartesiana de $\Delta P/q_o$ contra q_o , como la sugerida por Jones, Blount y Glaze⁽³²⁾, donde D es la pendiente de la recta generada en la gráfica y C la ordenada al origen.

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

$$q_{HVF} = \frac{887.2(2\pi)\mu hr_w}{9.115 \times 10^{-13} \beta_o \rho k B_o} \quad (3-11)$$

con

$$\beta = \frac{48511}{\phi^{5.5} k^{0.5}} \quad (3-12)$$

Donde:

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

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

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

$$q_o(t) = \frac{2\pi h}{\left[\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.5 + \frac{r_e^2}{r_w^2} \right]} \times \int_{P_w}^{P_e} \frac{[-b + \sqrt{b^2 + 4ac}]}{2aB_o \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)} dp \quad (3-13)$$

3.11 FUAD QASEM⁽²¹⁾

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

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^B \quad (3.14)$$

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

$$B = 1.28(-\log(\omega))^{0.0228} (-\log(\lambda))^{0.035} \left(\frac{P_{ws}}{P_b} \right)^{-0.111} \quad (3.15)$$

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

$$B = 21.56(-\log(\omega))^{0.105} (-\log(\lambda))^{-1.383} \left(\frac{P_{ws}}{P_b} \right)^{-0.131} \quad (3.16)$$

Los valores de B dentro de su estudio varían de 1.15 a 1.73. Las figuras (3.4) a (3.6) muestran las curvas adimensionales encontradas en las cuales se puede advertir la fuerte influencia que tiene sobre el comportamiento, la variación de ω , λ y (P_{ws}/P_b) .

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

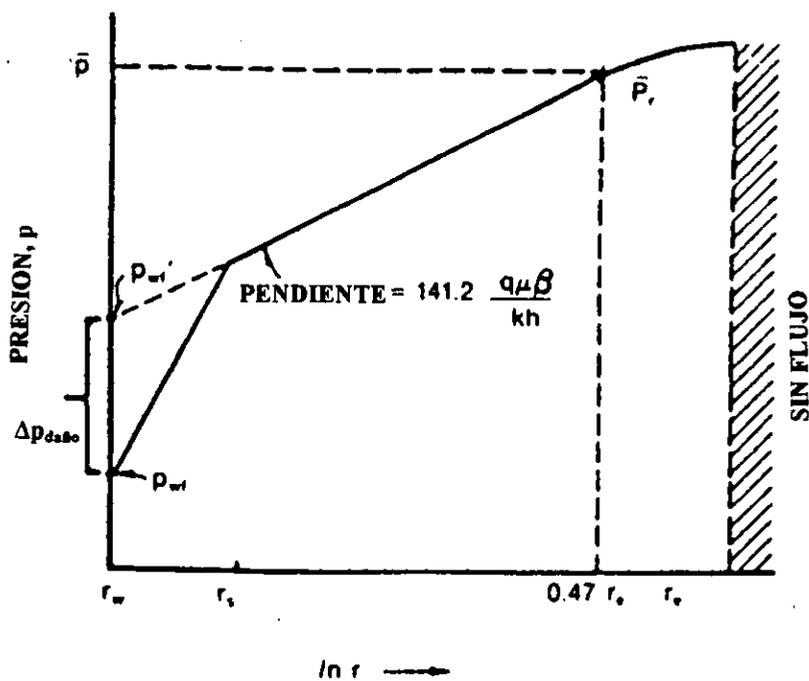


Figura (3-1) Perfil de presiones para pozo dañado
(Después de referencia 28).

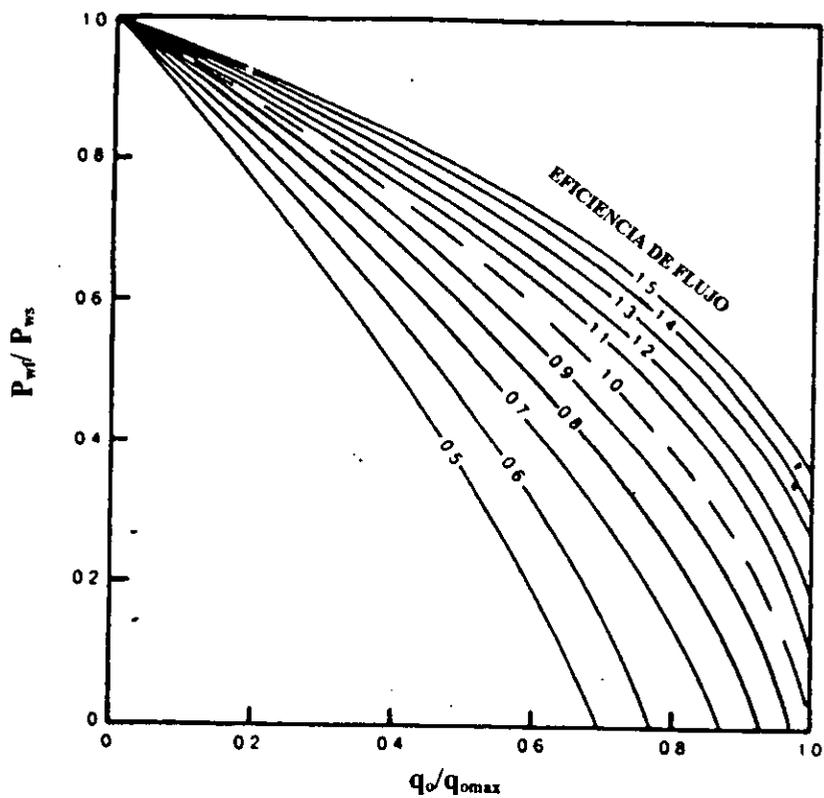


Figura (3-2) Correlación de Standing para eficiencias de flujo diferentes a 1. (Después de ref. 28).

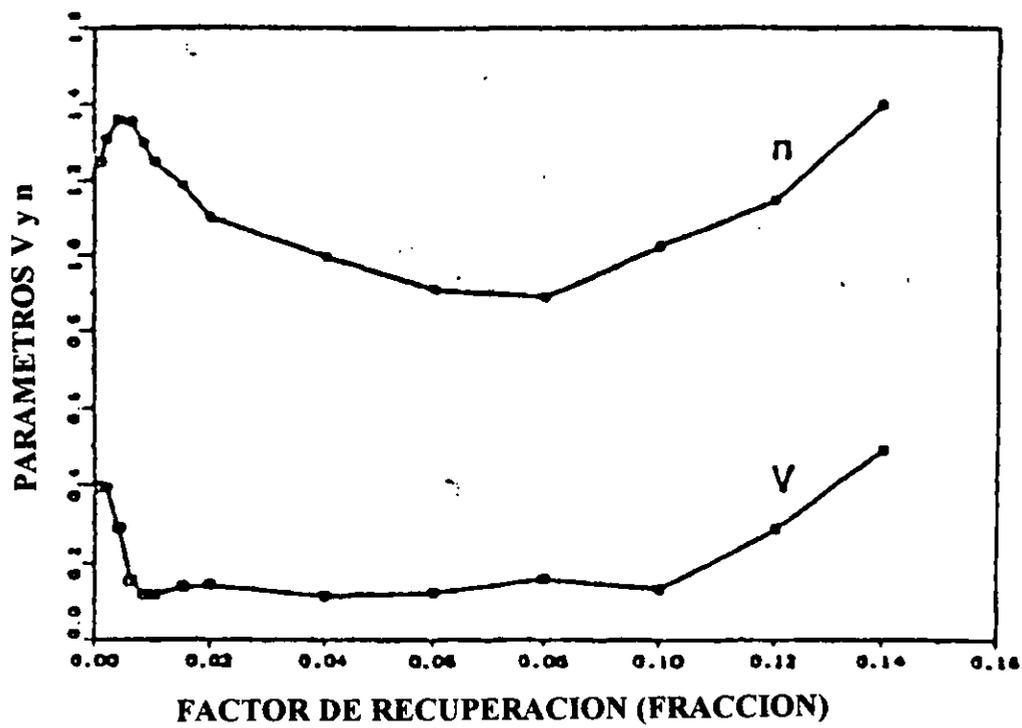


Figura (3-3) Parámetro V y n contra factor de recuperación (Después de referencia 17).

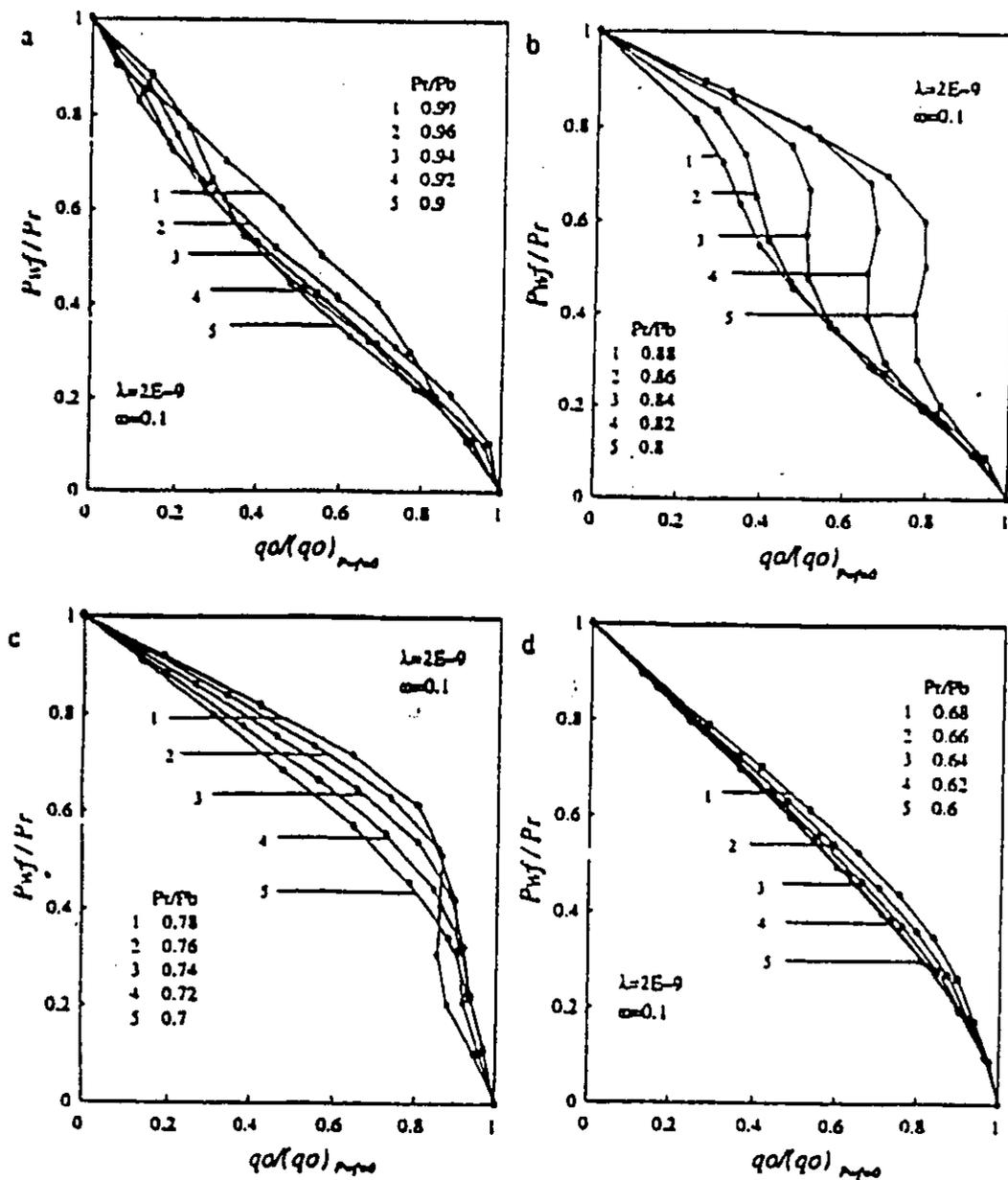


Figura (3-4) Curvas de IPR como función de Presión Estática, para $\lambda=2 \times 10^{-9}$, $k_m=0.001$, $\omega=0.1$ y $\text{API}=45$ (a) $P_r/P_b=0.99$ a 0.9 (b) $P_r/P_b=0.88$ a 0.8 (c) $P_r/P_b=0.78$ a 0.7 (d) $P_r/P_b=0.68$ a 0.6 (Después de referencia 21).

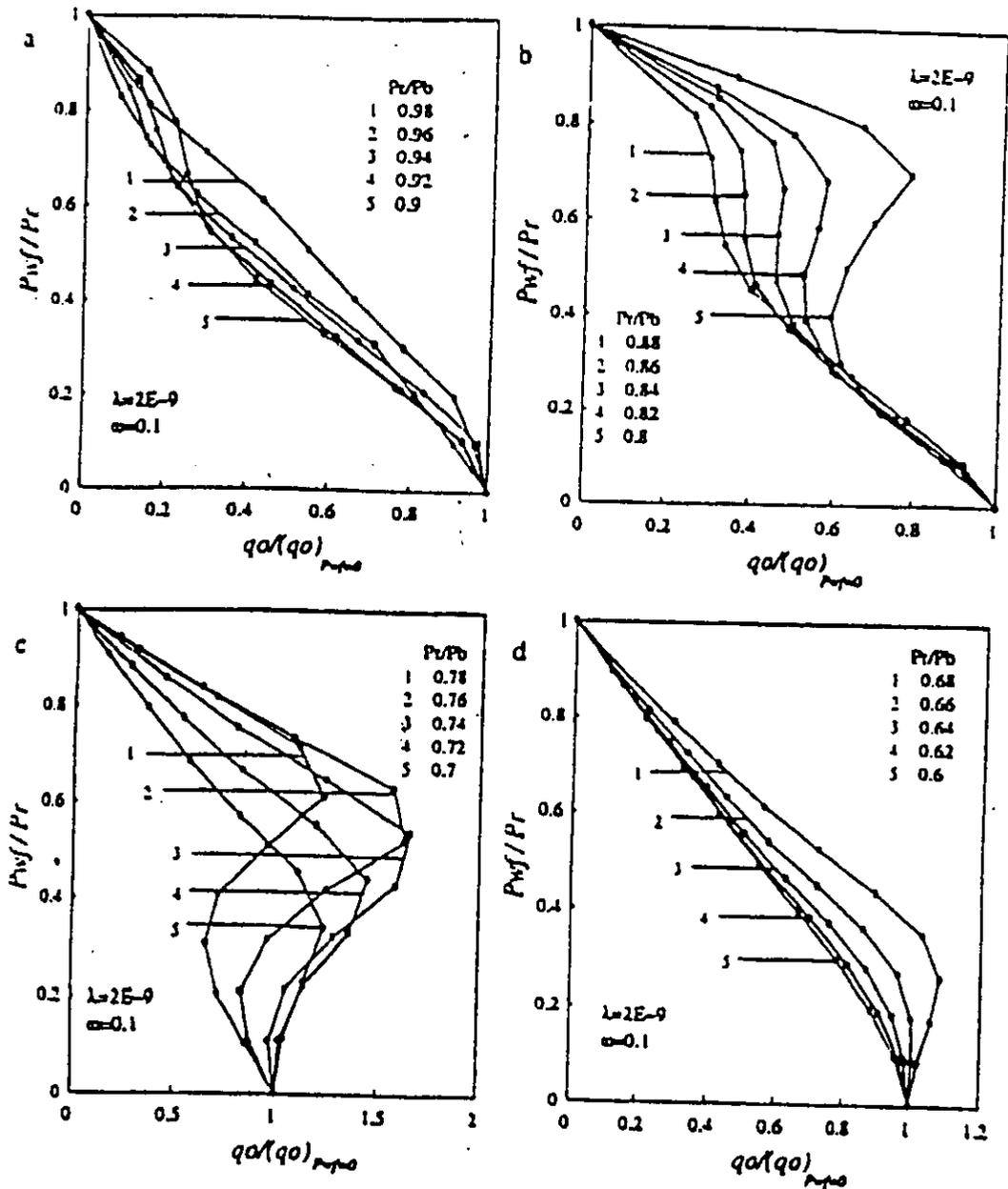


Figura (3-5) Curvas de IPR como función de Presión Estática, para $\lambda=2 \times 10^{-9}$, $k_m = 0.001$, $\omega=0.1$ y $\text{API}=35$ (a) $P_r/P_b = 0.98$ a 0.9 (b) $P_r/P_b = 0.88$ a 0.8 (c) $P_r/P_b = 0.78$ a 0.7 (d) $P_r/P_b = 0.68$ a 0.6 (Después de referencia 21).

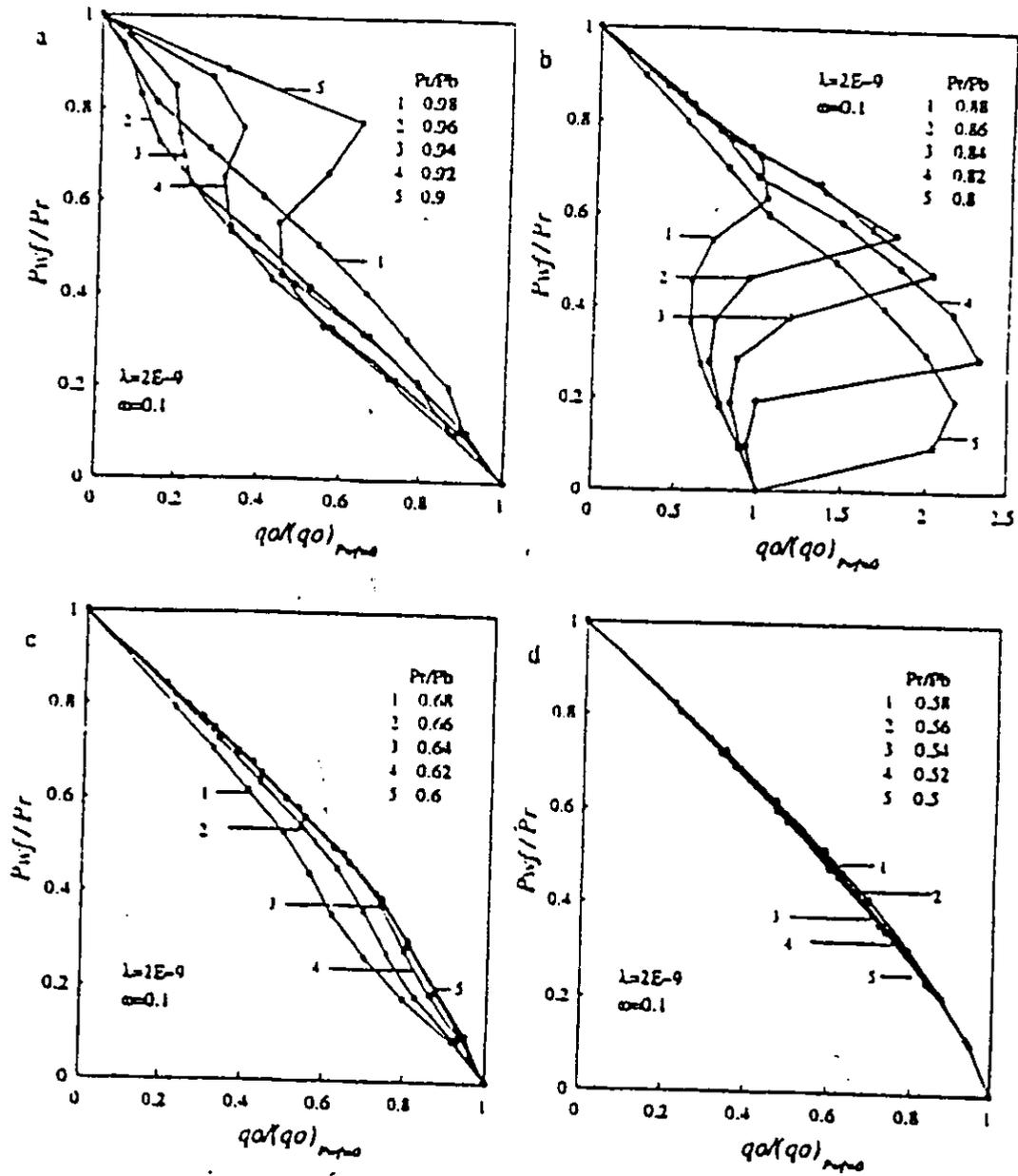


Figura (3-6) Curvas de IPR como función de Presión Estática, para $\lambda=2 \times 10^{-9}$, $k_m=0.001$, $\omega=0.1$ y $^\circ API=25$ (a) $P_r/P_b=0.98$ a 0.9 (b) $P_r/P_b=0.88$ a 0.8 (c) $P_r/P_b=0.68$ a 0.6 (d) $P_r/P_b=0.58$ a 0.5 (Después de referencia 21).

CAPITULO IV

DESARROLLO DEL MODELO.

4.1 INTRODUCCION.

Todas las aproximaciones vistas en el capítulo anterior indican la relación no lineal entre el gasto de producción y la caída de presión. La mayoría de los autores se refieren a las ecuaciones ya sea de Vogel o Fetkovich como casos base. Algunos han modificado estas ecuaciones para ciertos parámetros del yacimiento, geometrías de pozo y flujo en tres fases. Esto manifiesta la aceptación general de estas correlaciones. Sin embargo, la ecuación propuesta por Vogel fue desarrollada para yacimientos homogéneos, y la ecuación propuesta por Fetkovich tiene una forma similar a la de Vogel.

El objetivo del presente trabajo, es el de evaluar el comportamiento de las curvas de IPR para yacimientos bajosaturados naturalmente fracturados con frontera cerrada utilizando un simulador de doble porosidad, desarrollado por el Dr. Rodolfo Camacho Velázquez⁽²⁹⁾ (SIMROCA) para generar las curvas de IPR para un yacimiento bajosaturado naturalmente fracturado, con la idealización de Warren y Root, para poder simular campos de la Región Marina Suroeste. Se considera para este estudio flujo laminar de una sola fase (aceite), dado que los campos por los cuales surgió la idea de este trabajo son bajosaturados.

4.2 ANTECEDENTES.

La figura (4-1) muestra la solución de gasto adimensional con frontera cerrada para el caso de presión de fondo constante, $r_{eD}=50$ y varios valores de ω y λ . El gasto al principio muestra una declinación rápida y después permanece casi constante por un periodo largo (periodo de particular interés para el estudio) y finalmente muestra otra declinación. Para tiempos cortos, el gasto depende de t_D

y ω , pero para tiempos grandes depende de t_D , ω , λ y r_{eD} . Comparado con el caso homogéneo ($\omega=1$), se requiere un tiempo mayor para depresionar un yacimiento de doble porosidad. El valor del gasto durante el periodo de gasto constante, depende fuertemente del cociente de permeabilidades matriz-fractura (λ).

Tanto el periodo de gasto constante, como el de declinación final quedan descritos por la relación:

$$q_D = \left(\frac{r_{eD} - 1}{2} \right) \lambda \exp \left(- \frac{\lambda}{1 - \omega} t_D \right) \quad (4.1)$$

4.3 CONSIDERACIONES

Para la corrida del simulador, se tomó un conjunto de datos base para su análisis, el cual aparece en la Tabla (4-1). Se realizó además un análisis de sensibilidad en parámetros como λ , ω , $^\circ$ API y r_D , haciendo variar los factores que definen a estos parámetros. Aproximadamente 1600 corridas del simulador se efectuaron para el desarrollo del presente estudio.

4.4 GENERACIÓN DE CURVAS DE IPR.

Para la generación de las curvas de IPR mediante el simulador SIMROCA, pueden hacerse realizando los cálculos con corridas a gasto constante (variable IPRO =3 dentro del simulador) o a presión de fondo fluyente constante (variable IPRO=2 dentro del simulador), generando una serie de presiones de fondo fluyendo referidas a diferentes presiones estáticas a diferentes tiempos para el primer caso (IPRO=3), y una serie de gastos referidos también a diferentes presiones de fondo estáticas a diferentes tiempos para el segundo caso (IPRO=2).

Una de las expectativas del presente estudio, es el de verificar si se obtienen las mismas curvas de IPR al generarlas con presión de fondo fluyendo constante, que al generarlas a gasto constante. Bendakhlia y Aziz⁽¹⁷⁾ mencionan en su artículo publicado en 1989 que existen diferencias en las corridas efectuadas a gasto constante y a presión de fondo constante, y realizan su estudio optando por las corridas a presión de fondo constante argumentando que se obtienen curvas de IPR con mayor resolución. El simulador SIMROCA genera dos archivos de salida, con diferentes presentaciones. El archivo condensado de resultados denominado SALND1. DAT, es de fácil uso para el manejo de la información requerida para la generación de las curvas de IPR, conteniendo la siguiente información de salida:

- Coordenadas radiales de los bloques.
- Fronteras de los bloques en dirección r (pies).
- Tiempo (días).
- Presión de fondo fluyendo @ tiempo dado (psi).
- $RGA(r_w)$ @ tiempo dado.
- $SG(r_w)$ @ fractura.
- $SG(r_w)$ @ matriz.
- Tiempo adimensional.
- Presión de fondo adimensional (P_{wD}) o el recíproco del gasto adimensional ($1/Q_D$) @ tiempo dado.
- Incremento de tiempo dado (Δt) (días).
- Gasto de aceite (Q_o) (BPD).
- Presión estática promedio en la fractura @ tiempo dado (psi).
- Presión estática promedio en la matriz @ tiempo dado (psi).
- \overline{SG} fractura.
- \overline{SG} matriz.

Tabla (4-1). Datos del yacimiento sintético para corrida del simulador.

PROPIEDADES DEL YACIMIENTO	CASO BASE	RANGO
No. bloques en dirección radial.	40	40
No. de bloques en dirección vertical	1	1
Frontera externa cerrada	Si	-----
Considera efectos gravitacionales	No	-----
No. capas	1	1
Radio de drene	330 pies	165-1650 pies
Radio de pozo	0.33 pies	0.33 pies
Factor de daño	0	0
Permeabilidad de fractura	440 md.	440 md
Densidad del aceite (°API)	35	25-45
Densidad relativa del gas	0.7	0.7
Presión inicial	4416.17 psi	4416.17 psi
Compresibilidad de la fractura	$6 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$	$6 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$
Compresibilidad de la matriz	$4 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$	$4 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$
Espesor de la formación	240pies	24-240 pies
Porosidad de la fractura	0.155%	0.155-9.4%
Porosidad de la matriz	19.5%	19.5%
Viscosidad del aceite @ P_i	0.1676 cp	0.1676 cp
Factor de volumen inicial	1.791	1.791
Compresibilidad del aceite	$3.233 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$	$3.233 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$
λ	1×10^{-9}	$1 \times 10^{-9} - 1 \times 10^{-3}$
ω	0.01	0.01-0.4

Para generar una curva de IPR a gasto constante mediante el simulador SIMROCA, se procede de la siguiente manera:

1. Generar el archivo de datos con la información del yacimiento, especificando el modo de cálculo de gasto constante con la variable $IPRO=3$, y fijando el gasto constante considerado para el cálculo.
2. Correr el simulador generando los archivos de resultados.
3. Editar el archivo de datos , fijando un nuevo gasto constante para el cálculo.
4. Correr el simulador generando los archivos de resultados. Hacer tantas corridas como sea necesario para la generación de la gráfica.
5. Del archivo de resultados, seleccionar un juego de puntos de presión estática de referencia en cuyo rango se encuentre la presión estática de interés a la cual se está generando la curva de IPR. Seleccionar las presiones de fondo fluyentes referidas a estas presiones estáticas.
6. Hacer una interpolación lineal de la presión de fondo fluyente entre los dos puntos, ponderada a la presión estática referida. Hacer esta interpolación para todos los gastos considerados.
7. Con el dato de presión de fondo fluyente encontrado, y el dato de gasto fijo, construir la curva de IPR.

Para generar una curva de IPR a presión de fondo fluyente constante mediante el simulador SIMROCA, se procede de la siguiente manera.

1. Generar el archivo de datos con la información del yacimiento, especificando el modo de cálculo de presión de fondo fluyente constante con la variable $IPRO=2$, y fijando la presión de fondo fluyente constante considerada para el cálculo.
2. Correr el simulador generando los archivos de resultados.

3. Editar el archivo de datos , fijando una nueva presión de fondo fluyente constante para el cálculo.
4. Correr el simulador generando los archivos de resultados. Hacer tantas corridas como sea necesario para la generación de la gráfica.
5. Del archivo de resultados, seleccionar un juego de puntos de presión estática de referencia en cuyo rango se encuentre la presión estática de interés a la cual se está generando la curva de IPR. Seleccionar los gastos referidos a estas presiones estáticas.
6. Hacer una interpolación lineal del gasto entre los dos puntos, ponderada a la presión estática referida. Hacer esta interpolación para todas las presiones de fondo fluyentes consideradas.
7. Con el dato de presión de fondo fluyente fija, y el dato de gasto encontrado, construir la curva de IPR.

4.5 GENERACION DE CURVAS DE IPR ADIMENSIONALES $\left(\frac{q_o}{q_{o\max}} \text{ vs. } \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)$

Con los procedimientos previamente descritos , se pueden generar fácilmente las curvas de IPR mediante el uso del simulador. En la práctica el uso de las curvas de IPR adimensionales ha demostrado tener ventajas en su manejo, ya que permite referir pozos con altos y bajos caudales, a un mismo marco de referencia. Desde la presentación de este tipo de gráficas hecha por Vogel en 1968, su uso se ha generalizado.

Para la construcción de este tipo de gráficas, se requiere conocer el caudal máximo de producción o potencial del pozo, correspondiendo éste, al caudal hipotético obtenido al ejercer una presión de fondo fluyente cercana a cero, es decir tener la cara de la formación expuesta a presión atmosférica.

Con la información generada con el simulador, se puede llegar a evaluar el potencial del pozo mediante la graficación de los siguientes parámetros:

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

Las figuras (4-2), (4-3), (4-4) y (4-5) son un ejemplo de estas gráficas. La primer gráfica genera regularmente una línea recta con puntos generados con el simulador, y se puede ajustar una ecuación a esta recta, de tal manera que se pueda extrapolar el valor de q_o para el caso de una $P_{wf}=0$, el cual corresponderá al potencial del pozo. Si por algún motivo no es posible ajustar y definir la tendencia de los puntos de esta gráfica, existen las otras tres gráficas que nos pueden auxiliar al encontrar una tendencia que pueda ser extrapolada para el caso de $P_{wf}=0$ y encontrar el potencial del pozo $q_{o \text{ max}}$.

Una vez encontrado este potencial del pozo, la generación de las curvas de IPR adimensionales, es muy sencilla, únicamente dividiendo el caudal considerado, entre el potencial del pozo encontrado.

4.6 IDENTIFICACION Y EVALUACION DE PERIODOS DE FLUJO.

Como primer paso para el análisis del comportamiento de las curvas de IPR para yacimientos bajosaturados naturalmente fracturados, se requirió de la identificación de los periodos de flujo del pozo conceptual producido a presión de fondo constante. Para ésto se hicieron las corridas correspondientes en el simulador, con los datos base de la Tabla (4-1), y se construyó la curva tipo que se muestra en la figura (4-6).

Como puede observarse en esta figura, el caso base considerando $r_{eD}=1000$, $\lambda=1 \times 10^{-9}$ y $\omega=0.01$, se pueden identificar claramente los tres periodos de flujo mencionados por Da Prat et al.⁽³¹⁾. El primero que muestra una declinación rápida y refleja el comportamiento del depresionamiento y drene del sistema de fracturas, seguido por el segundo periodo donde el gasto permanece casi constante, que es la respuesta de la matriz al drenar a las fracturas, y al último el tercer periodo de fuerte declinación que corresponde a la respuesta total del sistema matriz-fracturas durante el periodo dominado por frontera.

Cabe mencionar que para la generación de esta curva, se hicieron diferentes corridas del simulador donde se variaron las tolerancias en los márgenes de error, de tal manera que se pudieran generar un mínimo de cinco puntos por ciclo logarítmico, para tener una definición confiable de la curva adimensional.

La figura (4-7) muestra los resultados de las corridas en tiempo real, para diferentes tolerancias de cambios de presión en un bloque en un lapso de tiempo. Estas curvas tipo pueden ser generadas con corridas del simulador tanto en tiempo real, como en tiempo adimensional. La diferencia entre ambos casos se observa en las figuras (4-6) y (4-7), donde puede advertirse la generación de una infinidad de puntos para el primer periodo de tiempo y pocos puntos generados en los dos periodos restantes para el caso de la corrida en tiempo real (fig. (4-7)), y un aceptable número de puntos generados por ciclo para el caso de la corrida con tiempo adimensional.

Cabe aclarar que las corridas con tiempo adimensional se hicieron únicamente para la generación de estas gráficas, para la identificación de los periodos de flujo, y no fueron hechas para la generación de las curvas de IPR, para cuyo caso se hicieron únicamente corridas con tiempo real.

Una vez identificados los periodos de flujo, se procedió a efectuar un análisis de sensibilidad con respecto a las variables propias que afectan a los yacimientos naturalmente fracturados, como son λ , ω , r_{eD} y $^{\circ}API$.

4.7 VARIACION DE LA CURVA TIPO CON λ .

El análisis de sensibilidad con λ consideró el rango de $1 \times 10^{-9} \leq \lambda \leq 1 \times 10^{-3}$ a una ω constante de 0.01, y los datos base de la Tabla (4-1). La figura (4-8) muestra el comportamiento obtenido para diferentes valores de λ . Como puede observarse de la figura, para este caso en particular, las variaciones de λ son considerables para los valores de 1×10^{-9} , 1×10^{-8} y 1×10^{-7} donde se aprecian los tres periodos de flujo. Para valores de λ de 1×10^{-6} hasta 1×10^{-3} , no se aprecia mas que un solo periodo de flujo, no manifestándose claramente el periodo de gasto constante característico de sistemas fracturados, esto se debe a que el contraste entre las permeabilidades de matriz y fractura no es muy grande.

Hay que mencionar que para valores de λ mayores de 1×10^{-3} , el comportamiento del sistema tiende al de un yacimiento homogéneo. Como puede apreciarse en la gráfica (4-8) la variación de la curva con respecto de λ es en sentido vertical y de casi un ciclo logarítmico para valores de 1×10^{-9} , 1×10^{-8} y 1×10^{-7} , reduciéndose la duración del periodo de flujo constante conforme crece λ .

4.8 VARIACION DE LA CURVA TIPO CON ω .

El análisis de sensibilidad con respecto de ω consideró valores de 0.01, 0.1, 0.2 y 0.4, fijando el valor de λ en 1×10^{-9} , con los datos base de la Tabla (4-1). La figura (4-9) muestra el comportamiento de la curva tipo adimensional con la variación de ω . A diferencia de la variación con λ , para este caso existe un defasamiento de la curva en sentido horizontal. Conforme se incrementa ω ,

también se incrementa el tiempo en el cual empieza el primer decaimiento pronunciado del gasto que identifica al primer periodo de flujo. Esto se debe a que al aumentar el cociente de almacenamiento del sistema de fracturas, existe un volumen mayor de fluidos contenidos en ellas y el tiempo requerido para drenarlas es mayor por lo cual se retrasa el tiempo en el que la matriz responde al depresionamiento del sistema.

En la figura (4-9) se puede apreciar el comportamiento mencionado, en la que también se advierte que las curvas convergen para el inicio del tercer periodo de flujo, con el decaimiento pronunciado del gasto debido a la respuesta total del sistema (matriz-fractura).

Dado que el inicio del primer periodo de flujo se retrasa conforme los valores de ω aumentan, y el inicio del tercer periodo de flujo es prácticamente el mismo para todos los valores de ω , la duración del segundo periodo de flujo que se caracteriza por un gasto constante, disminuye en magnitud conforme se incrementan los valores de ω . Cabe mencionar que la respuesta para yacimientos donde $\omega \rightarrow 1$, es similar a la de un yacimiento homogéneo, con la totalidad de almacenamiento en las fracturas.

4.9 VARIACION DE LA CURVA TIPO CON r_{eD}

Otro factor importante que afecta la respuesta de las curvas tipo a presión de fondo constante y a gasto constante también, es el radio de drene adimensional, definido por:

$$r_{eD} = \frac{r_e}{r_w} \quad (4-2)$$

La figura (4-10) muestra la variación de las curvas tipo para diferentes valores de r_{eD} . Los valores considerados en este análisis de sensibilidad fueron de

500, 1000, 2000 y 5000. Como puede observarse en la figura, existe una variación tanto en sentido vertical, como horizontal. Conforme se incrementa el valor de r_{eD} , también se incrementa el tiempo en el cual inicia el primer periodo de flujo, caracterizado por el decaimiento pronunciado del gasto, resultado del drene de las fracturas, asimismo, el segundo periodo de flujo caracterizado por un gasto constante, se presenta para diferentes valores de q_D , existiendo un defasamiento en sentido vertical. Por último el tercer periodo de flujo caracterizado por un segundo decaimiento del gasto, respuesta del sistema total (matriz-fractura) y el efecto de la frontera externa, depende claramente de r_{eD} .

De igual forma que para el caso de la variación con ω , la magnitud del segundo periodo de flujo, se reduce conforme se incrementa el valor de r_{eD} , con la diferencia que a valores de r_{eD} mayores, el periodo de gasto constante se presenta a valores de q_D también mayores.

4.10 VARIACION DE LA CURVA TIPO CON °API.

Para el caso de yacimientos bajosaturados, la respuesta de las curvas tipo a presión de fondo constante, es la misma para diferentes valores de gravedad específica del aceite. Para este análisis de sensibilidad se usaron valores de °API de 25,35 y 45, así como los datos base de la Tabla (4-1). El no presentar variación alguna el comportamiento de la curva a valores diferentes de °API, representa una observación importante, ya que como se verá mas adelante, este factor no afectará la respuesta de las curvas de IPR para este caso específico de yacimientos bajosaturados, no siendo esto cierto para el caso de yacimientos saturados, donde los °API si afectan de forma significativa la forma de las curvas, tal y como lo muestra Fuad Qasem⁽²¹⁾ en su estudio.

Una vez identificados los periodos de flujo en las curvas tipo generadas a presión de fondo constante, se procedió a la evaluación de las curvas de IPR para cada uno de los periodos de flujo comprendidos.

De la figura (4-11) se pueden apreciar los puntos seleccionados para efectuar la evaluación de las curvas de IPR, correspondiendo el punto No 1 al periodo de flujo de decaimiento pronunciado, como respuesta del drene de fracturas, los puntos Nos. 2 y 3, al periodo de flujo de gasto constante (respuesta de la matriz) y por último el punto No. 4 correspondiente al tercer periodo de flujo con la respuesta del sistema matriz-fractura dominado por efectos de frontera. Para este caso con $\omega=0.01$, $\lambda=1 \times 10^{-9}$ y $r_{eD}=1000$, las presiones estáticas correspondientes a estos puntos son :

Punto No.	Presión Estática (psi)
1	4416.00
2	4414.32
3	4397.66
4	3605.21

Para cada uno de estos puntos se generaron las curvas de IPR tanto a gasto constante, como a presión de fondo fluyendo constante, para establecer la relación entre ellas y verificar si se generan las mismas curvas en ambos casos, como ocurre en yacimientos homogéneos. Los resultados se comentan a continuación.

4.11 GENERACION DE CURVAS DE IPR EN PERIODO DE FLUJO 1.

(Respuesta del sistema de fracturas, punto No.1)

4.11.a) IPR Generada a gasto constante.

La curva adimensional generada para este caso, se observa en la figura (4-12), en donde se advierte una concavidad inversa a la esperada a una curva generada por el método de Vogel.

La gráfica en la figura (4-13) muestra la curva empleada para la determinación del potencial del pozo, en donde se observa un buen ajuste lineal al comportamiento de las variables en los últimos 4 puntos, obteniéndose un potencial de 348,074 BPD. La gráfica de la figura (4-14) muestra la curva sugerida por Jones Blount y Glaze⁽³²⁾ para la evaluación de los efectos de turbulencia en la vecindad del pozo, y la evaluación de daño a la formación. Para un pozo sin efectos de turbulencia ni daño, se espera una línea recta con pendiente cero y la ordenada al origen muy cercana a cero también. Para este caso el comportamiento lineal con pendiente cero se observa después de los 50,000 BPD, con una ordenada al origen extrapolada de la tendencia lineal, menor a 0.04, que de acuerdo a Jones, Blount y Glaze se tendrá daño considerable para valores mayores a 0.05.

Para explicar este comportamiento descendente que es observado a gastos pequeños al generar este tipo de gráficas, podemos considerar los puntos "A", "B" y "C" de la figura (4-14), que corresponden a la sección de tendencia descendente (puntos "A" y "B") y a la sección de tendencia horizontal (punto "C"), los cuales son identificados en la curva $\log(P_D)$ contra $\log(t_D)$, como se observa en la figura (4-15). En esta figura se pueden identificar dos rectas con pendiente unitaria, que corresponden a la respuesta del drene de las fracturas para la primera recta, y a la respuesta del sistema total (matriz-fractura) para la

segunda recta. Puede notarse que para gastos altos (puntos "B" y "C", con 40,000 BPD y 252,000 BPD), no se alcanza la segunda recta con pendiente unitaria debido al rápido drene y depresionamiento del sistema, no dando oportunidad a la matriz de aportar fluidos a producción, por lo que solo se aprecia la respuesta del sistema de fracturas.

Esta misma gráfica en escala cartesiana aparece en la figura (4-16), de donde se pueden apreciar también dos periodos con tendencia lineal, de los cuales, con sus pendientes, se puede obtener el volumen poroso contenido en las fracturas para la primera pendiente, y el volumen poroso total (matriz + fracturas) de la segunda pendiente, mediante el uso de las siguientes expresiones:

$$V_{Pfrac} = Ah\phi_f = \frac{0.2339 q_o B_o}{c_f m_1} \quad (4-3)$$

$$V_{PTot} = Ah\phi_T = \frac{0.2339 q_o B_o}{c_t m_2} \quad (4-4)$$

Donde:

- A ; Area de drene (pie²)
- h ; Espesor de la formación (pies)
- c_{cf} ; Compresibilidad total de la fractura (psi⁻¹)
- c_t ; Compresibilidad total (psi⁻¹)
- q_o ; Gasto de aceite (BPD)
- B_o ; Factor de volumen del aceite.
- ϕ_f ; Porosidad de la fractura (fracción)
- ϕ_T ; Porosidad total (fracción)
- V_{Pfrac} ; Volumen poroso de fracturas (pies³)
- V_{PTot} ; Volumen poroso total (pies³)
- m_1 ; Pendiente del primer periodo lineal (psi/hr)
- m_2 ; Pendiente del segundo periodo lineal (psi/hr)

Para este caso en particular el cálculo de los volúmenes porosos, usando las pendientes de la figura (4-16), tienen una diferencia menor al 4% comparado con los datos alimentados al simulador.

Esta diferencia en la respuesta del sistema al variar el gasto de producción, explica el comportamiento descendente de la curva observado en la figura (4-14) a gastos pequeños.

Es por esta razón que en la mayoría de las gráficas generadas, se observa este tipo de comportamiento a gastos pequeños, y conforme se incrementa el gasto, se entra en diferente periodo de flujo, dando la estabilidad a la curva, tal y como se espera su comportamiento.

4.11.b) IPR Generada a presión de fondo fluyendo constante.

La curva de IPR generada a presión de fondo fluyendo constante, no resultó ser la misma a la encontrada para el caso de gasto constante. Las variaciones más fuertes entre ambas se presentan en el potencial $q_{o\max}$. La gráfica de la figura (4-17) muestra la curva de IPR adimensional mencionada. El potencial del pozo para este caso, resultó de 191,219 BPD, 45.1% menor al encontrado en la corrida a gasto constante. La gráfica en la figura (4-18) muestra la curva usada para la determinación del potencial del pozo, donde se aprecia una tendencia lineal ascendente de los puntos. Se ajustó una recta a los últimos 3 puntos para evaluar el potencial de interés. La gráfica de la figura (4-19) muestra un comportamiento similar al obtenido en la corrida a gasto constante, observando un comportamiento descendente a gastos pequeños y luego una tendencia a una línea recta de pendiente cero después de 40,000 BPD. Finalmente las gráficas de las figuras (4-20) y (4-21) muestran la comparación de las curvas de IPR generadas bajo los dos criterios mencionados.

Cabe mencionar que generar las curvas a presión de fondo constante, usando la misma tolerancia en el cambio de presión en el bloque durante un lapso de tiempo (ΔP_{\max}), resulta en curvas de IPR con cambios abruptos y un alto error numérico, como el observado en la figura (4-22A), por efectos de la interpolación, que para este caso se hizo lineal, y el intentar otro tipo de interpolación, como el logarítmico, arroja los mismos problemas. Para este caso en las corridas a gasto constante, se usó un ΔP_{\max} de 50 psi, mientras que para las corridas a presión de fondo constante, se usó un ΔP_{\max} de 1 psi para disminuir los errores en las curvas de IPR obtenidas.

Este error de interpolación puede apreciarse en la figura (4-22B), donde se observa el comportamiento de P_{ws} contra q_o . Para las primeras etapas de depresionamiento, el abatimiento en el gasto es considerable, por lo que una interpolación en esta región resultará con variaciones significativas en el gasto, al referirlo a una presión estática en esta región. Una vez que la presión estática se encuentra por debajo de donde se muestra el quiebre de las curvas, el error cometido al interpolar el gasto con la presión estática dada, será mucho menor, ya que los gastos en ambos puntos de la interpolación son muy similares, mostrando pequeñas variaciones.

Otro efecto por el cual difieren las curvas generadas a gasto constante y a presión de fondo constante, se puede apreciar en la figura (4-23) en la cual se observan las curvas tipo generadas a diferentes presiones de fondo, con los mismos parámetros de λ, ω y r_{eD} . Se puede apreciar que para la misma presión de referencia, el punto de operación cae dentro de diferentes regiones de flujo dependiendo de la curva seleccionada a diferentes P_{wf} . Para presiones de fondo altas, la definición de la curva no es tan buena como a presiones bajas, ya que no se tienen suficientes puntos por ciclo para su definición, y conforme se disminuye la presión de fondo, se generan más puntos que definen mejor la curva tipo, y a su vez se define mejor el punto de operación. Como se puede observar, una P_{ws} de

4416.0 psi, se encuentra en el punto 1 para la curva tipo generada a $P_{wf}=4150.6$ psi, mientras que para la curva generada a $P_{wf}=1722.4$ psi, la presión de referencia se encuentra en el punto 2 y finalmente para $P_{wf}=1305.0$ psi la presión de referencia se encuentra en el punto 3. Este cambio de posición en los regímenes de flujo, influye de igual manera en el comportamiento del gasto obtenido al generar la curva de IPR a presión de fondo constante, y en conjunto con los errores presentes en la interpolación, dan como resultado las variaciones en las curvas mostradas.

4.12 GENERACION DE CURVAS DE IPR EN PERIODO DE FLUJO 2.

(Gasto constante, puntos No. 2 y No. 3)

4.12.a) IPR Generada a gasto constante.(Punto 2)

La figura (4-24) muestra el comportamiento de la curva adimensional encontrada, la cual exhibe un comportamiento similar a la del punto 1, es decir una concavidad inversa a la mostrada por una curva de Vogel.

La figura (4-25) muestra buena alineación de los puntos en la gráfica $\text{Log}(P_{ws}-P_{wf})$ vs. $\text{Log } q_o$ para la determinación del potencial del pozo, que en este caso resultó de 53,875 BPD. En la figura (4-26) se puede apreciar un comportamiento asintótico de $(P_{ws}-P_{wf})/q_o$ contra q_o , aún cuando las corridas efectuadas con el simulador fueron hechas en régimen laminar. La explicación de este comportamiento se mencionó en párrafos anteriores.

4.12.b) IPR Generada a presión de fondo fluyendo constante.(Punto 2)

Al igual que en el punto No.1 la curva de IPR generada a presión de fondo fluyendo constante no resultó ser igual a la curva generada a gasto constante, notándose en la misma una tendencia al comportamiento lineal para valores de

P_{wf}/P_{ws} mayores a 0.7 y después se observa una leve concavidad inversa a la encontrada en una curva del tipo de Vogel, notándose además la no perfecta alineación de algunos puntos, atribuyendo este efecto a problemas de interpolación como ya se mencionó.

Cabe mencionar que para las corridas a presión de fondo bajas, la tolerancia ΔP_{max} se tubo que reducir a 0.5 psi para tener una buena definición de la IPR generada.

Su comportamiento en variables adimensionales se aprecia en la figura (4-27). De la figura (4-28) se obtuvo el potencial del pozo extrapolando una línea recta a la tendencia de los puntos, resultando de 5,940 BPD, 88.97% menor al calculado para la curva generada a gasto constante.

Por último de la figura (4-29), en términos de las variables propuestas por Jones Blount y Glaze, se observan de igual manera pequeñas oscilaciones ascendentes y descendentes de los puntos, con tendencia horizontal a gastos altos, concordando con los efectos de no turbulencia y flujo laminar.

En las gráficas de las figuras (4-30) y (4-31A) se puede apreciar la diferencia de las curvas generadas con los diferentes criterios, tanto en variables reales (4-30), como en variables adimensionales (4-31A). La curva generada a gasto constante, predice en la mayoría de los puntos gastos mayores a la generada a presión de fondo fluyendo constante, hasta de un 89%, esto debido a los problemas de interpolaciones y ubicación en los periodos de flujo, como ya se mencionó.

Para verificar que las curvas generadas a gasto constante y a presión de fondo constante estaban siendo generadas de forma correcta, se comprobó mediante un balance de materia, al generar las curvas de P_{wf}/P_{ws} contra N_p/N_{pmax} ,

con ambos criterios, a gasto constante y a presión de fondo constante. En la gráfica de la figura (4-31B) se puede apreciar el resultado obtenido, donde se observa una correspondencia biunívoca entre presiones y producciones acumuladas, con un comportamiento muy similar entre ambas curvas, validando así los resultados obtenidos con el simulador.

4.12.c) IPR Generada a gasto constante.(Punto 3)

La curva de IPR generada a gasto constante para este segundo punto dentro de la zona de gasto constante en la curva tipo, se aprecia un comportamiento igual al del punto anterior, es decir una concavidad inversa a la mostrada en una curva de Vogel. La figura (4-32) muestra la curva adimensional para este caso.

En la figura (4-33) se observa la gráfica de donde se obtuvo el potencial del pozo de 9,352 BPD. La alineación que muestran los últimos 3 puntos en la gráfica es buena para el ajuste de una línea recta para la extrapolación del potencial del pozo.

La figura (4-34) muestra el comportamiento de las variables $(P_{ws}-P_{wf})/q_o$ contra q_o , donde se puede apreciar una tendencia descendente conforme se incrementa el gasto de producción, cuya explicación aparece en la sección 4.11.a.

4.12.d) IPR Generada a presión de fondo fluyendo constante.(Punto 3)

Igual que en los casos anteriores la curva generada a presión de fondo fluyendo constante no es igual a la generada a gasto constante por los motivos ya mencionados, con un comportamiento similar al encontrado en el punto 2, es decir un comportamiento lineal a valores altos de P_{wf}/P_{ws} y una concavidad inversa a la de una curva del tipo de Vogel para valores bajos de esta misma relación. Su comportamiento se puede apreciar en variables adimensionales en la figura (4-35).

En la gráfica de la figura (4-36) se puede apreciar la curva donde se determinó el potencial del pozo, que se estimó en 5,464 BPD, 41.57% menor al encontrado en la curva generada a gasto constante. Para este caso se hizo la extrapolación considerando la buena tendencia lineal de los punto de la curva.

La figura (4-37) muestra el comportamiento, en términos de las variables propuestas por Jones Blount y Glaze, donde se observa una tendencia horizontal de los puntos. Por último las figuras (4-38) y (4-39) muestran la comparación de las curvas de IPR generadas tanto a gasto constante, como a presión de fondo fluyendo constante. En la figura (4-38) se observan las curvas en variables reales, donde se aprecia nuevamente que la curva generada a P_{wf} constante cae por debajo de la generada a gasto constante. En la figura (4-39) aparece la misma gráfica en variables adimensionales.

4.13 GENERACION DE CURVAS DE IPR EN PERIODO DE FLUJO 3.

(Respuesta del sistema total, matriz-fracturas, punto No.4)

4.13.a) IPR Generada a gasto constante.

En el periodo de flujo 3, caracterizado por la respuesta del sistema total (matriz-fractura), dominado por efectos de frontera se puede apreciar un comportamiento lineal de la curva de IPR (figura (4-40)), tal y como se observa en yacimientos homogéneos bajosaturados. El potencial calculado para este caso, resultó de 4,420 BPD de acuerdo a la gráfica en la figura (4-41), donde se puede observar una perfecta alineación de los puntos y por lo tanto un excelente ajuste de una línea recta para la determinación del potencial del pozo.

De la figura (4-42) se observa una tendencia horizontal de los puntos de las variables propuestas por Jones Blount y Glaze, acorde al comportamiento esperado.

4.13.b) IPR Generada a presión de fondo fluyendo constante.

Para este periodo de flujo la curva de IPR generada a presión de fondo constante resulta ser la misma que la generada a gasto constante, existiendo diferencias menores al 1% entre ambas. La curva de IPR adimensional puede apreciarse en la figura (4-43), donde al igual que en el caso anterior, muestra una tendencia lineal.

El potencial del pozo evaluado de acuerdo con la gráfica de la figura (4-44) es de 4,407 BPD, únicamente 0.29% menor al calculado con gasto constante, es decir son casi iguales. El ajuste de la recta en esta gráfica resulta sencillo dada la perfecta alineación de los puntos. Al igual que en el caso anterior, la figura (4-45) muestra la tendencia horizontal de las variables propuestas por Jones Blount y Glaze.

Por último la figura (4-46) y (4-47) muestran la comparación de las corridas tanto a gasto constante, como a presión de fondo fluyendo constante, en variables reales y adimensionales respectivamente, donde se observa que efectivamente se genera la misma curva.

4.14 DIFERENCIA EN LAS CORRIDAS DE GASTO CONSTANTE Y PRESION DE FONDO FLUYENDO CONSTANTE.

Después del análisis anterior, se puede observar que las curvas de IPR en los dos primeros periodos de flujo caracterizado por el decaimiento pronunciado del gasto adimensional debido al drene de las fracturas y al aporte, como

respuesta de la matriz, no resultan ser iguales si se generan a gasto constante que si se generan a presión de fondo constante. Las curvas generadas por el segundo método, resultan en curvas con una concavidad más pronunciada a las generadas por el primer criterio, para el caso del primer periodo de flujo, y concavidades mas suaves para el segundo periodo. Para ambos métodos (gasto constante y presión de fondo constante) en el tercer periodo de flujo, respuesta total del sistema, se observa un comportamiento lineal de la IPR. Los potenciales ($q_{o\max}$) encontrados a gasto constante en los dos primeros periodos de flujo, resultan ser mayores a los encontrados a presión de fondo constante. La explicación de este comportamiento se trató en la sección 4.11.b

Las figuras (4-48) y (4-49) muestran las curvas de IPR generadas en los diferentes periodos de flujo a gasto constante, y las figuras (4-50) y (4-51) muestran las curvas de IPR para los mismos periodos de flujo, pero generadas a presión de fondo fluyendo constante. De estas figuras se puede hacer una observación importante, advirtiendo que el potencial del pozo evaluado en el primer periodo de flujo y al inicio del segundo periodo, es excesivamente alto, notándose una disminución significativa con el abatimiento de la P_{ws} .

Este fenómeno fue observado también por Bendakhlia y Aziz⁽¹⁷⁾ para yacimientos homogéneos saturados, para las primeras etapas de depresionamiento del yacimiento, con N_p/N menores al 2%.

Al graficar $q_{o\max}$ contra P_{ws}/P_i , siendo P_{ws} la presión estática al momento del cálculo y P_i la presión estática inicial, tal como aparece en la figura (4-52), se observa que la curva es asintótica conforme P_{ws}/P_i tiende a 1. Esto sugiere que de llegarse a hacer la evaluación de un pozo exploratorio en este periodo de flujo, se estaría sobrestimando el potencial real del pozo, pudiéndose llegar a sobredimensionar las instalaciones superficiales, dado que el pozo mostrará un abatimiento significativo en las primeras etapas de su explotación. Es importante

hacer notar que este resultado se obtiene con datos durante el periodo dominado por frontera. La figura (4-52) muestra también otra curva con valores diferentes de λ y r_{eD} a los considerados en los cálculos anteriores.

Las figuras (4-53) y (4-54) muestran las curvas adimensionales de IPR generadas a gasto constante y presión de fondo fluyendo constante, respectivamente, para los diferentes periodos de flujo, referidos a diferentes presiones estáticas.

Como ya se mencionó y se pudo observar en la gráfica de la figura (4-53), la concavidad de las curvas de IPR en los dos primeros periodos de flujo, es inversa a la de una curva IPR generada por el método de Vogel. En la figura (4-54) se puede apreciar el comportamiento lineal de las curvas de IPR generadas a presión de fondo fluyente constante en el periodo de flujo 3, así como el comportamiento no lineal, con una concavidad inversa a la de una curva de IPR tipo Vogel para el primero y segundo periodos de flujo.

Con ésto se observa que las curvas de IPR tendrán un comportamiento distinto al lineal en yacimientos bajosaturados, cuando estos se encuentran en los dos primeros periodos de flujo identificados en una curva tipo q_D contra t_D (generada a $P_{wf}=Cte$), en los periodos de declinación severa del gasto adimensional por el drene de las fracturas, y el periodo de gasto constante como respuesta de la matriz al actuar como fuente, o bien en una curva P_{wD} contra t_D (generada a $q_o=Cte$), en la primera línea recta y el periodo de transición antes de la segunda línea recta. Después de estos periodos de flujo, es decir en el segundo periodo de declinación, para el caso de presión constante, o en el segundo periodo lineal, para gasto constante, la curva de IPR tendrá un comportamiento lineal comparable con el de un sistema homogéneo. Las variables que gobiernan la presencia de estos periodos de flujo y por tanto la forma de las curvas de IPR, son λ, ω y r_{eD} .

4.15 VERIFICACION DE LA VARIACION DE LAS CURVAS DE IPR CON LOS PERIODOS DE FLUJO.

Finalmente para verificar la variación de las curvas de IPR al cambiar los periodos de flujo identificados en una curva tipo de gasto adimensional contra tiempo adimensional, se generaron las curvas de IPR para una presión estática de referencia de 4,200 psi a presión de fondo constante, con la base de datos de la Tabla (4-1), variando únicamente el valor de ω de 0.01 a 0.4 . De acuerdo a la curva tipo (figura (4-9)), se caerá en el tercer periodo de flujo para el valor de $\omega=0.01$ a esta presión de referencia; y para $\omega=0.4$, se caerá dentro del segundo periodo de flujo caracterizado por el gasto constante. La figura (4-55) muestra el área que define el periodo de gasto constante a diferentes valores de presión estática y valores de ω , donde se puede observar lo expuesto.

Tal y como se esperaba, para el primer caso de $\omega=0.01$ el comportamiento de la curva de IPR fue lineal, como se observa en la figura (4-56), mientras que para valores de $\omega=0.4$ el comportamiento fue igual al mostrado en todos los casos del segundo periodo de flujo, es decir exhibe una concavidad inversa a la encontrada en una curva del tipo de Vogel, característica de este periodo, tal y como se observa en la figura (4-57).

Adicionalmente se generaron las curvas de IPR para los casos mostrados en la Tabla (4-2), cayendo todos ellos en el tercer periodo de flujo caracterizado por la respuesta total del sistema matriz-fractura, mostrando la curva de IPR un comportamiento lineal para todos los casos, además de generarse la misma curva a gasto constante que a presión de fondo fluyendo constante. Los rangos de P_{ws}/P_i para los cuales no se presenta un comportamiento lineal es de 1 a 0.90 para los casos analizados. No se muestran las curvas de IPR adimensionales obtenidas dado que son repetitivas a las ya mostradas para estos casos.

Tabla (4-2). Casos analizados en el tercer periodo de flujo,
 $r_{eD}=9115$ y $P_i=4416.17$ psi.

P_w/P_i	λ	ω
0.8	10^{-3}	0.01
0.6	10^{-3}	0.01
0.4	10^{-3}	0.01
0.8	10^{-3}	0.1
0.6	10^{-3}	0.1
0.4	10^{-3}	0.1
0.8	10^{-3}	0.2
0.6	10^{-3}	0.2
0.4	10^{-3}	0.2
0.8	10^{-3}	0.4
0.6	10^{-3}	0.4
0.4	10^{-3}	0.4
0.8	10^{-6}	0.01
0.6	10^{-6}	0.01
0.4	10^{-6}	0.01
0.8	10^{-6}	0.1
0.6	10^{-6}	0.1
0.4	10^{-6}	0.1
0.8	10^{-6}	0.2
0.6	10^{-6}	0.2
0.4	10^{-6}	0.2
0.8	10^{-6}	0.4
0.6	10^{-6}	0.4
0.4	10^{-6}	0.4
0.8	10^{-9}	0.01
0.6	10^{-9}	0.01
0.4	10^{-9}	0.01
0.8	10^{-9}	0.1
0.6	10^{-9}	0.1
0.4	10^{-9}	0.1
0.8	10^{-9}	0.2
0.6	10^{-9}	0.2
0.4	10^{-9}	0.2
0.8	10^{-9}	0.4
0.6	10^{-9}	0.4
0.4	10^{-9}	0.4

4.16 IPR PARA YACIMIENTOS BAJOSATURADOS NATURALMENTE FRACTURADOS.

Para la evaluación del IPR de un pozo vertical en un yacimiento bajosaturado naturalmente fracturado, se propone usar la misma expresión presentada por Fuad Qasem⁽²¹⁾ para yacimientos saturados:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^B \quad (4-5)$$

Donde B es una función de λ , ω y la presión normalizada (P_{ws}/P_i). B mide el grado de la no linealidad entre el gasto de producción y la presión de fondo fluyendo. El exponente B se obtiene con una ecuación diferente a la propuesta por Qasem y depende de si la curva es generada a gasto constante o a presión de fondo constante.

Para el caso de la curva generada a gasto constante en las dos primeras etapas de flujo (respuesta de fracturas y periodo de transición debido al soporte de la matriz) el valor de B como función de λ, ω y (P_{ws}/P_i), puede calcularse usando la siguiente expresión:

$$B = \begin{cases} 1.28(-\log[\omega])^{0.0228} (-\log[\lambda])^{-0.3333} \left(\frac{P_{ws}}{P_i} \right)^{-3.55} \left(1.9 - \frac{P_{ws}}{P_i} \right) & ; Si \left(\frac{P_{ws}}{P_i} \right) \geq 0.9 \\ 1 & ; Si \left(\frac{P_{ws}}{P_i} \right) < 0.9 \end{cases} \quad (4-6)$$

Para el caso de la curva generada a presión de fondo constante en las dos primeras etapas de flujo (respuesta de fracturas y zona de gasto constante) el valor de B como función de λ, ω y (P_{ws}/P_i), puede calcularse usando la siguiente expresión:

$$B = \begin{cases} 21.56(-\log[\omega])^{0.105}(-\log[\lambda])^{-1.5} \left(\frac{P_{ws}}{P_i}\right)^{-3.81} & ; Si \left(\frac{P_{ws}}{P_i}\right) \geq 0.9 \\ 1 & ; Si \left(\frac{P_{ws}}{P_i}\right) < 0.9 \end{cases} \quad (4-7)$$

Estas correlaciones están basadas en las expresiones propuestas por Fuad Qasem⁽²¹⁾ y presentan modificaciones para su aplicación en yacimientos bajosaturados. A diferencia de las expresiones propuestas por él, estas expresiones son aplicables en rangos de densidad del aceite de 25 a 45 °API.

Para ajustar la curva de IPR a la forma de la ecuación (4-5) se usó un paquete (XYMATH) que utiliza el método de mínimos cuadrados, para determinar el valor del exponente que minimizara el error, obteniéndose coeficientes de correlación de 0.9980 a 0.9990. Posteriormente, ya con los valores de los exponentes ajustados, se utilizó el mismo paquete para aplicar la forma de las ecuaciones (4-6) y (4-7) para encontrar el valor de las constantes que minimizaran también el error en el cálculo del exponente B .

Las figuras (4-58), (4-59), (4-60), (4-61), (4-62), (4-63), (4-64) y (4-65) muestran la comparación de las curvas generadas con el modelo propuesto, y las generadas con el simulador. No se logró un buen ajuste para la IPR generada a $P_{wf}=\text{Cte.}$ para el caso del punto No.1 ($P_{ws}=4416.00$ psi) ya que presenta un alto grado de curvatura, y al ajustar una curva a estos puntos, se desajustan las propuestas para los puntos 2 y 3, optándose por proponer una expresión que minimiza el error para estos dos últimos puntos. En general para el caso de gasto constante, la curva propuesta cae por arriba de los puntos generados por el simulador, mientras que a presiones bajas cae por debajo de estos puntos.

Como comentario adicional, el modelo propuesto por Fuad Qasem para yacimientos saturados del mismo tipo, no reproduce en su totalidad los quiebres abruptos que presentan las curvas como las mostradas en las figuras (3-4) a (3-6), obteniéndose al aplicar sus expresiones, curvas suavizadas del comportamiento de la IPR.

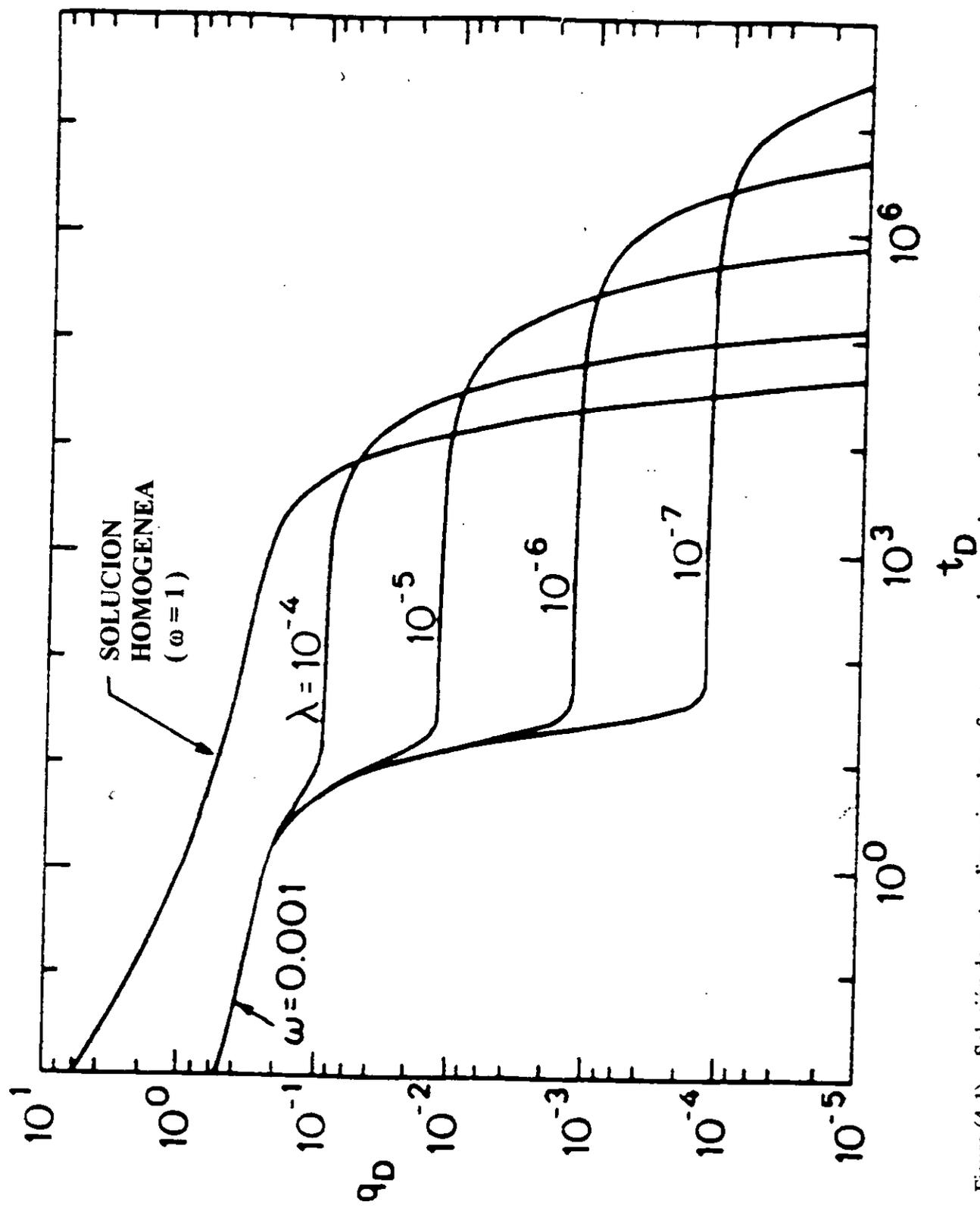


Figura (4-1) Solución de gasto adimensional con frontera cerrada para el caso de presión de fondo constante, $r_{eD}=50$ y varios valores de ω y λ (Warren y Root, después de referencia 6).

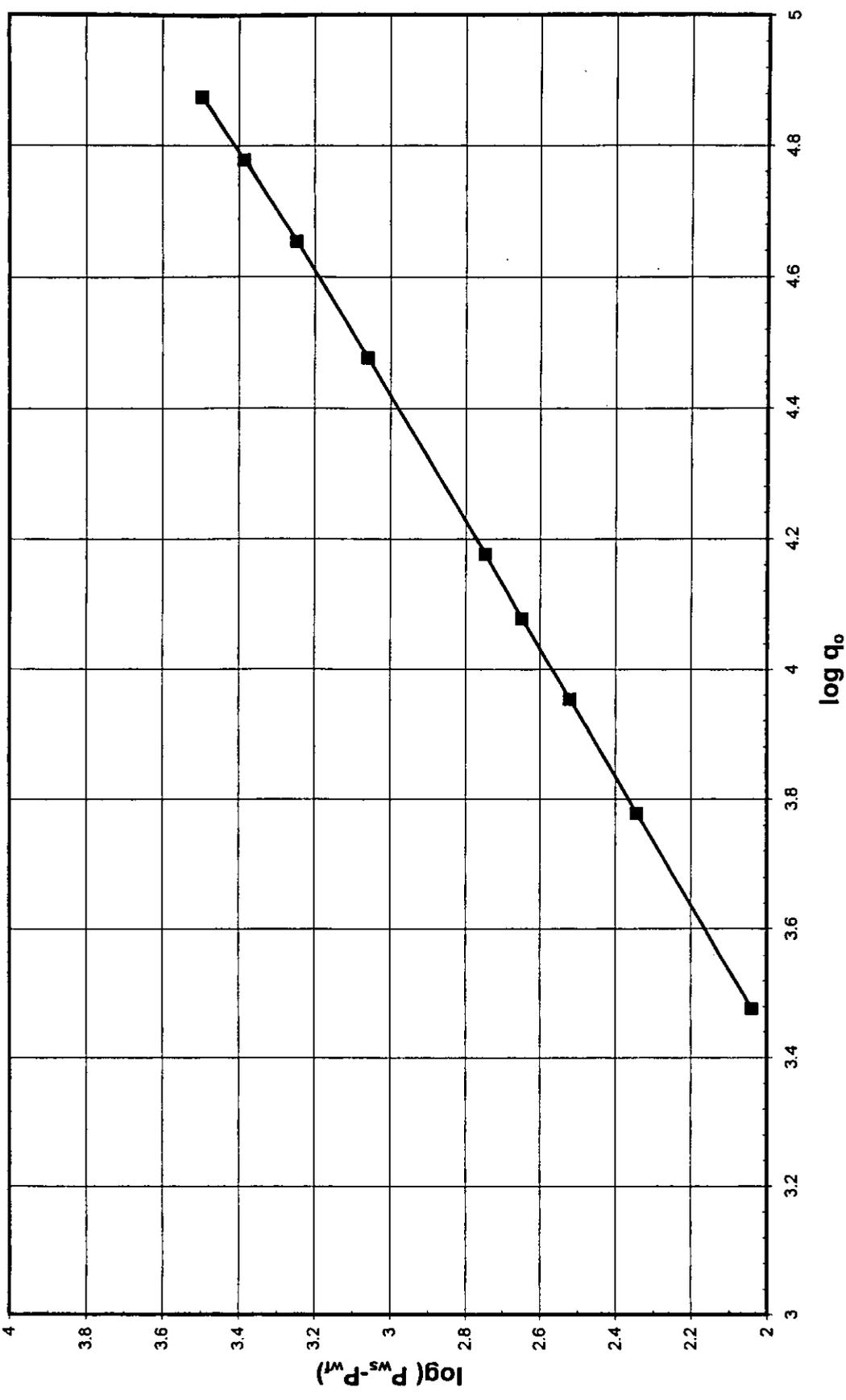
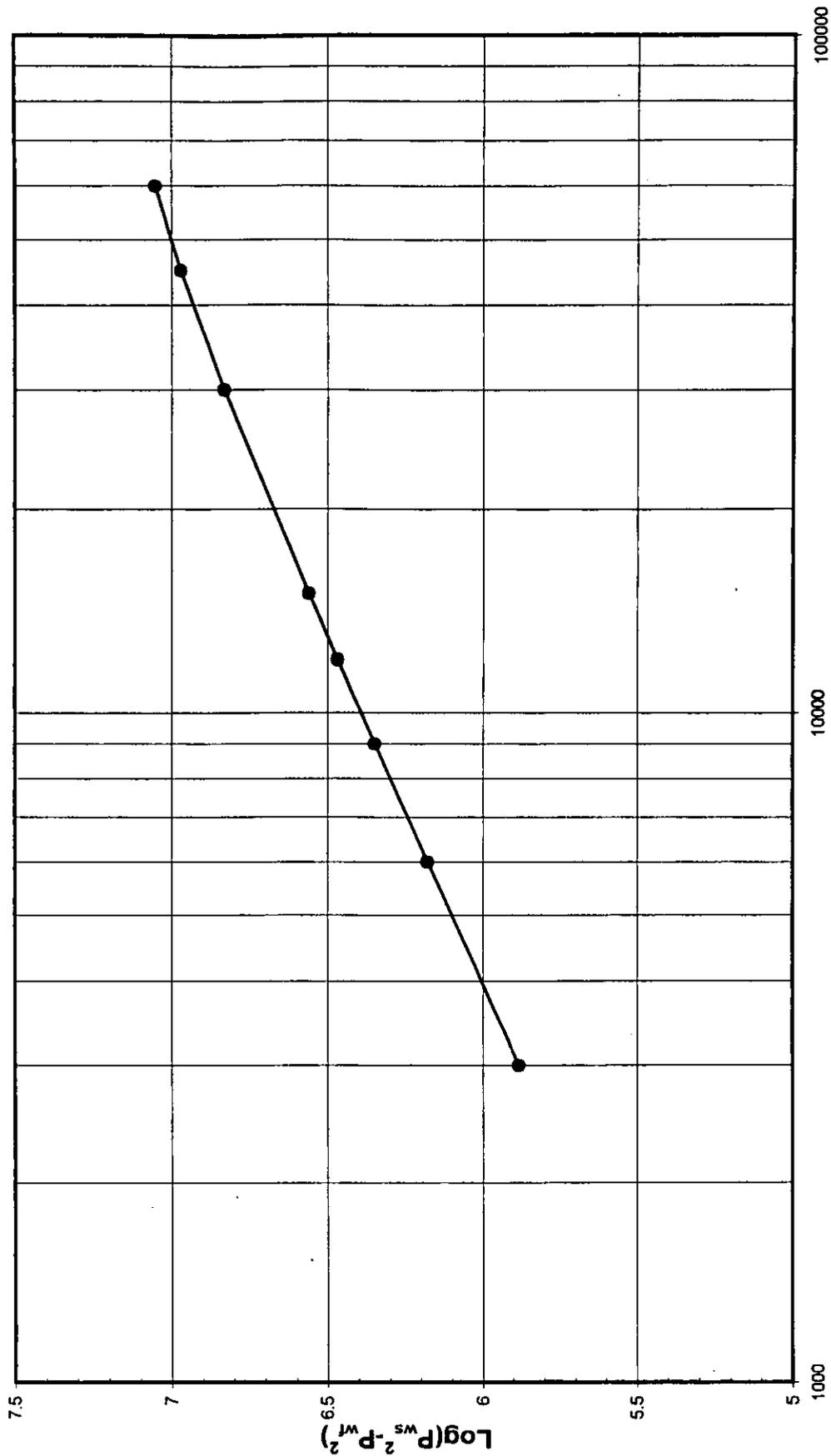


Figura (4-2) Gráfica para determinar potencial máximo del pozo, extrapolando para $P_{wf}=0$.



Log q_o (BPD)

Figura (4-3) Gráfica auxiliar para la determinación del potencial máximo del pozo extrapolando para $P_{wf}=0$.

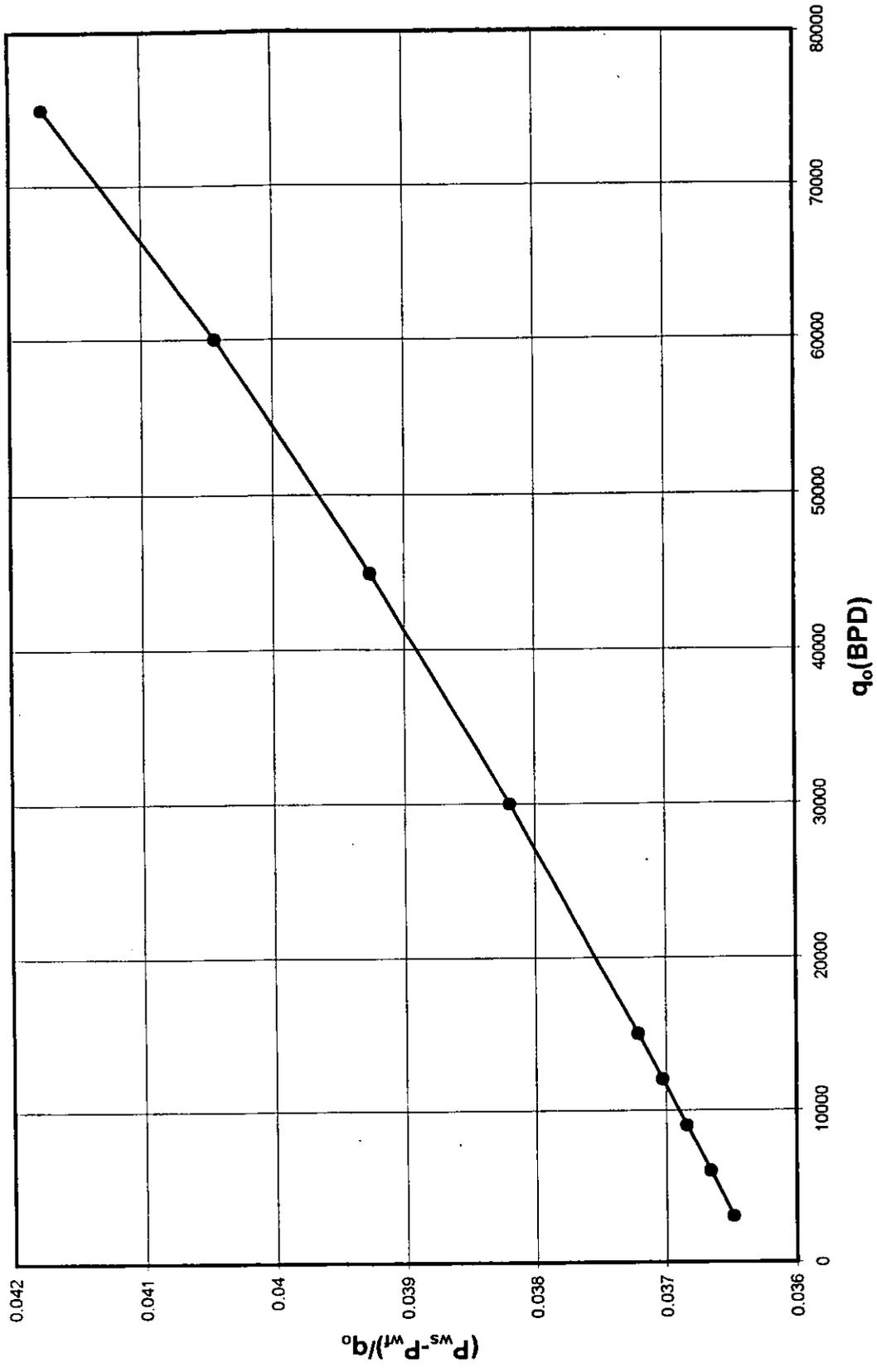


Figura (4-4) Gráfica auxiliar para la determinación del potencial máximo del pozo extrapolando para P_{wf}=0

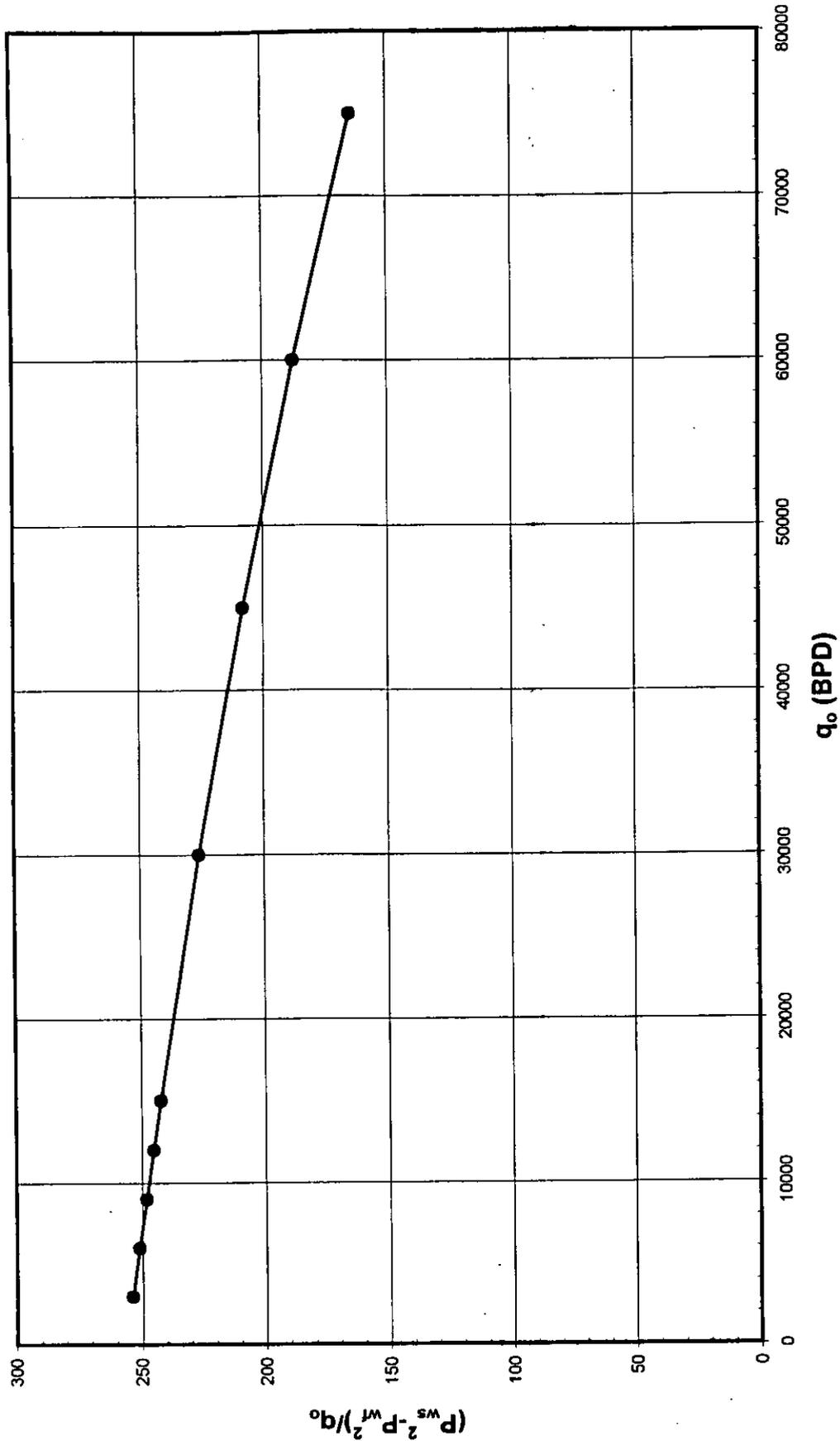


Figura (4-5) Gráfica auxiliar para la determinación del potencial máximo del pozo extrapolando para $P_{wf}=0$

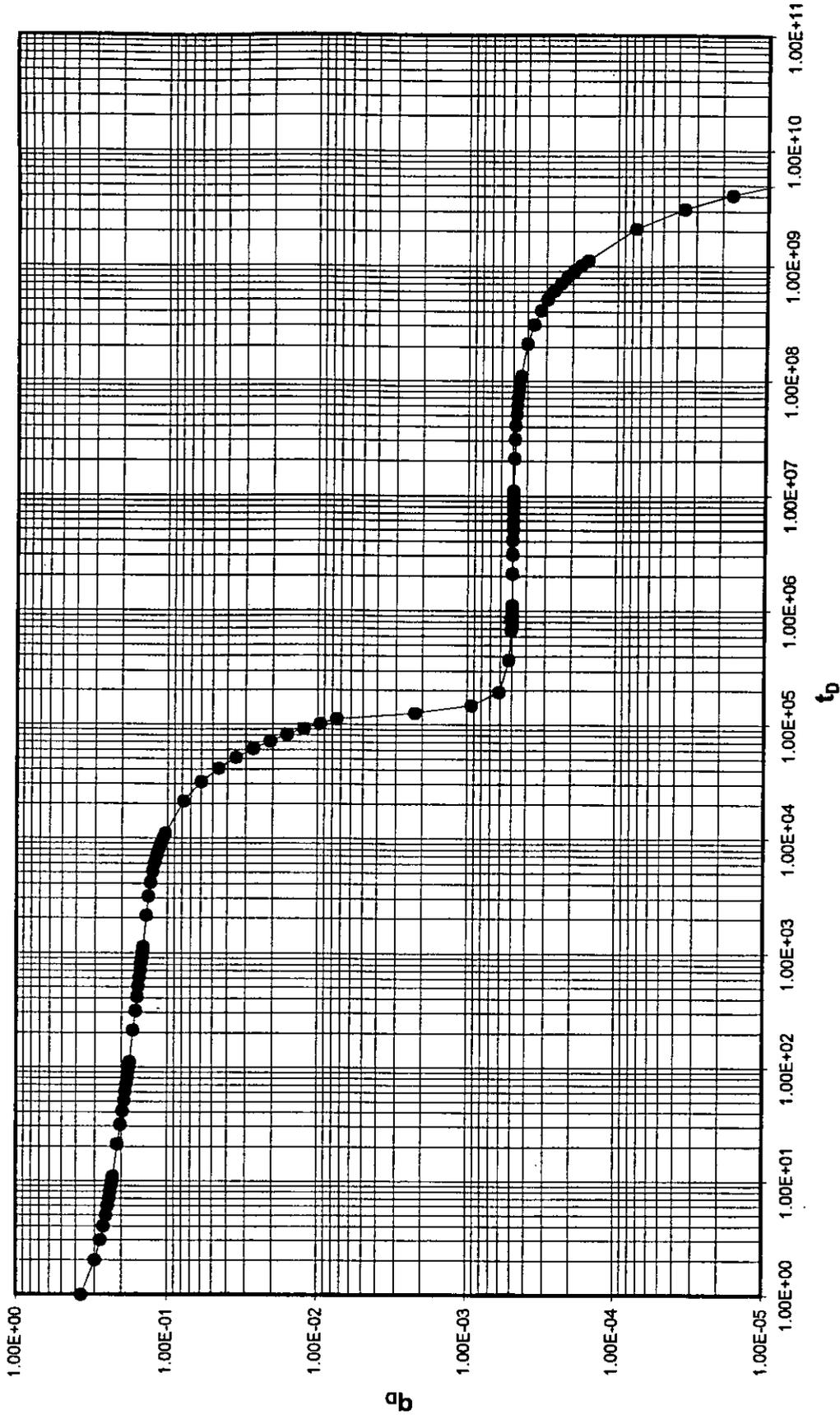


Figura (4-6) Curva tipo generada a presión de fondo constante para caso base (Datos de la Tabla 4-1)

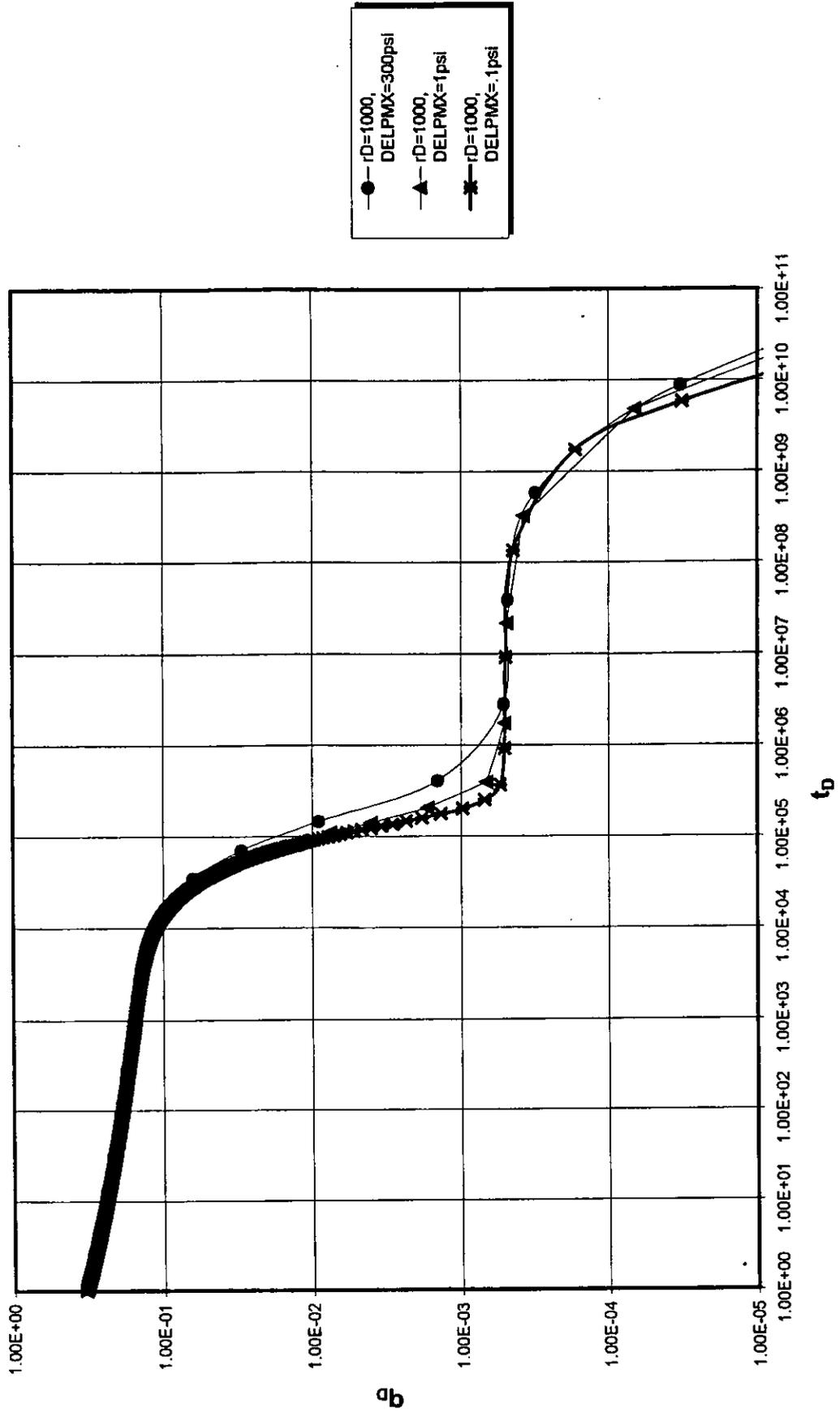


Figura (4-7) Curva tipo generada a presión de fondo constante, para caso base, corridas en tiempo real y diferentes tolerancias.

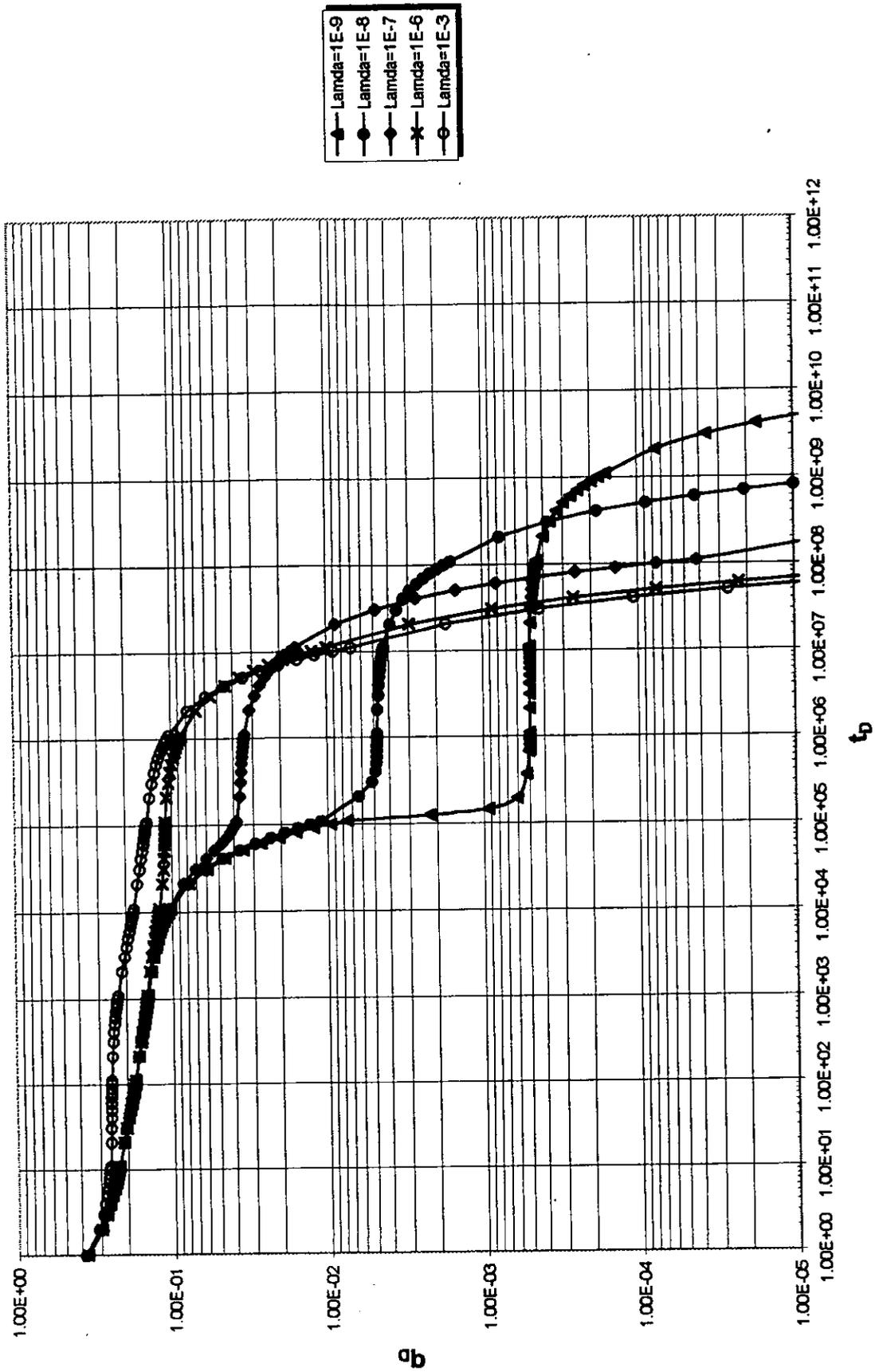


Figura (4-8) Variación de la curva tipo con lamda, omega=0.01

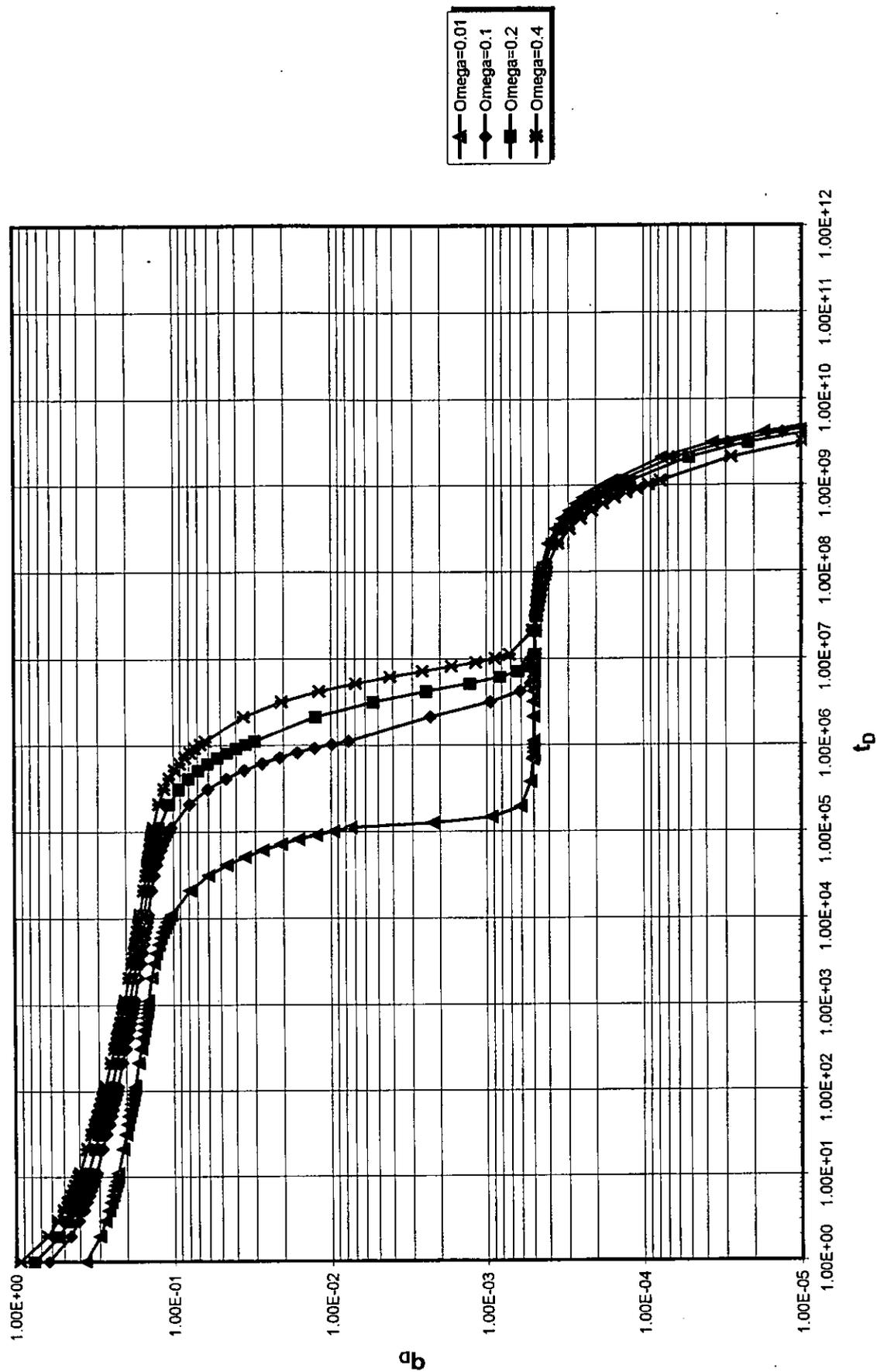


Figura (4-9) Variación de la curva tipo con omega, lamda=1x10⁹

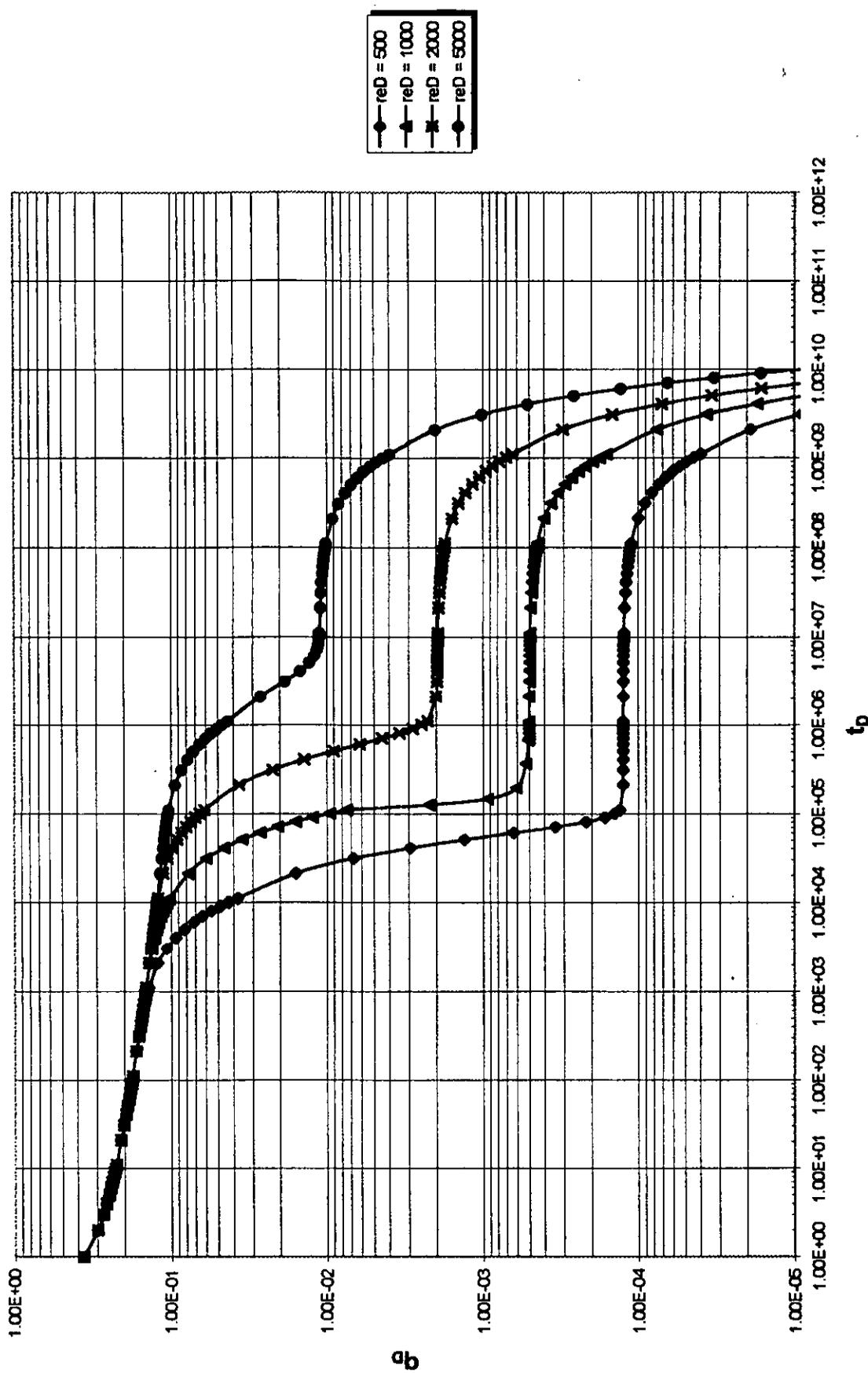


Figura (4-10) Variación de la curva tipo con r_{eD} , $\lambda = 1 \times 10^{-9}$ y $\omega = 0.01$

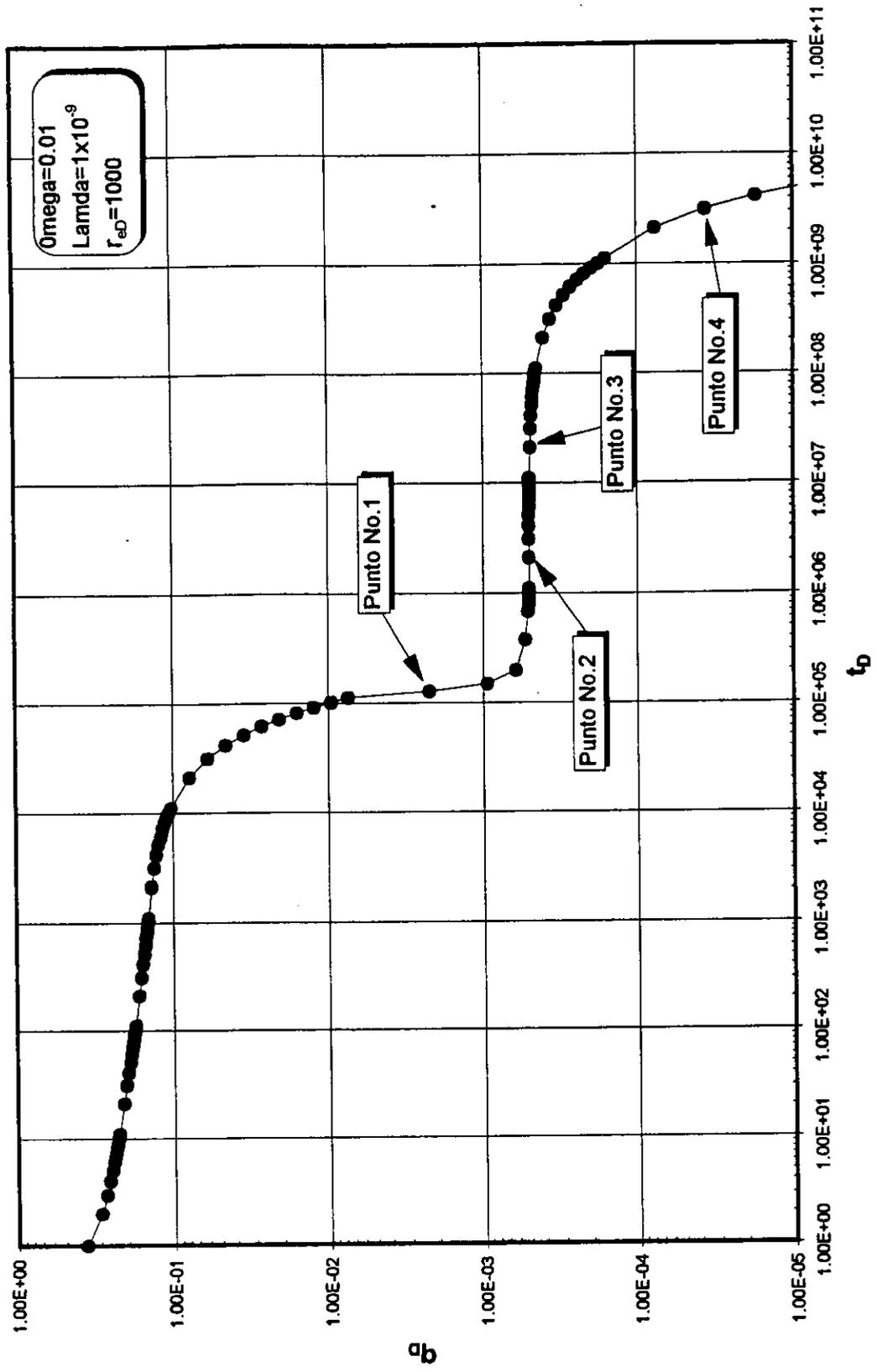


Figura (4-11) Puntos seleccionados para el análisis en diferentes periodos de flujo.

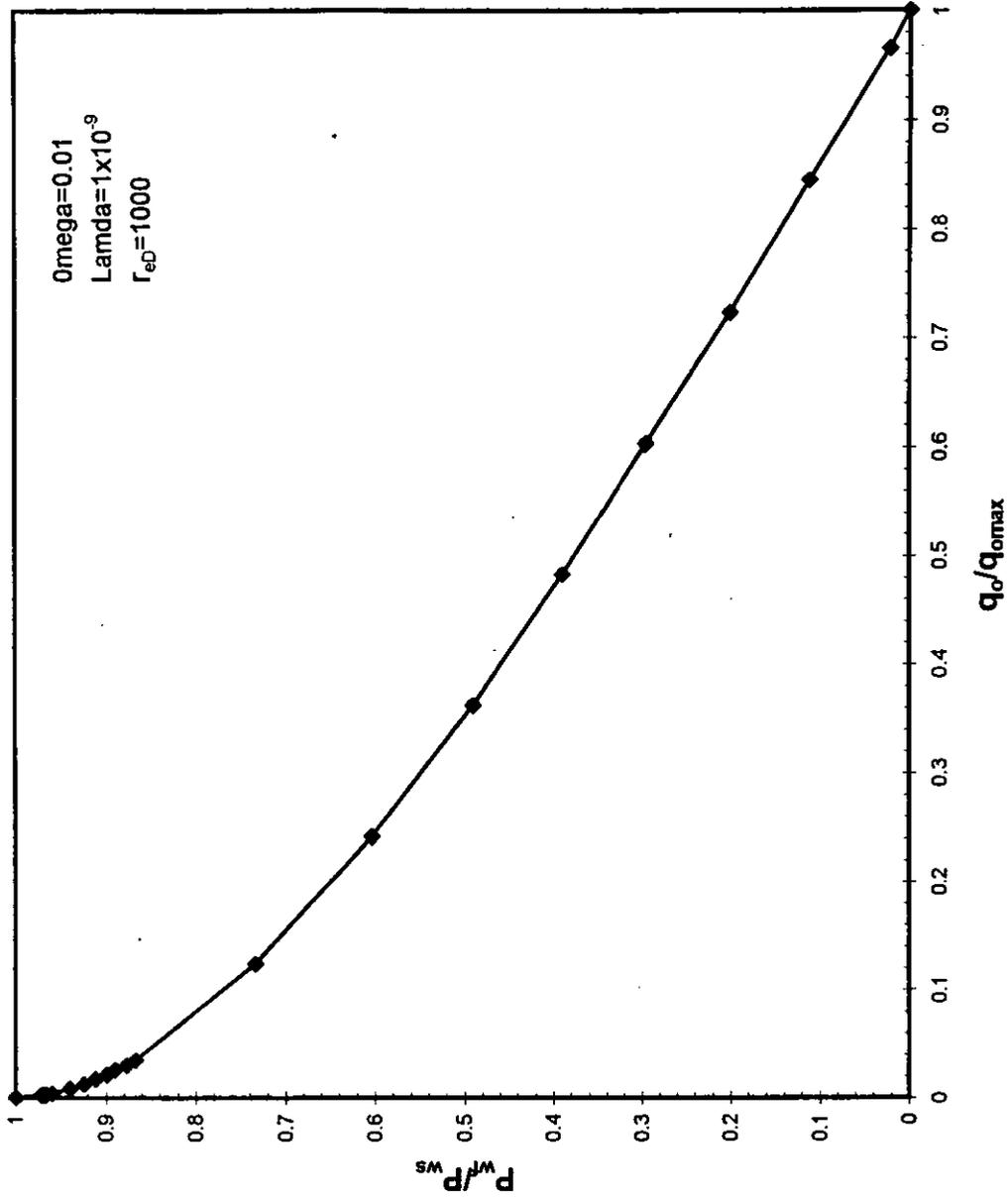


Figura (4-12) Curva de IPR adimensional generada a $q_o = Cte.$
 para el punto 1, con $P_{ws} = 4416$ psi.

ESTA TESIS NO DEBE SALIR DE LA BIBLIOTECA

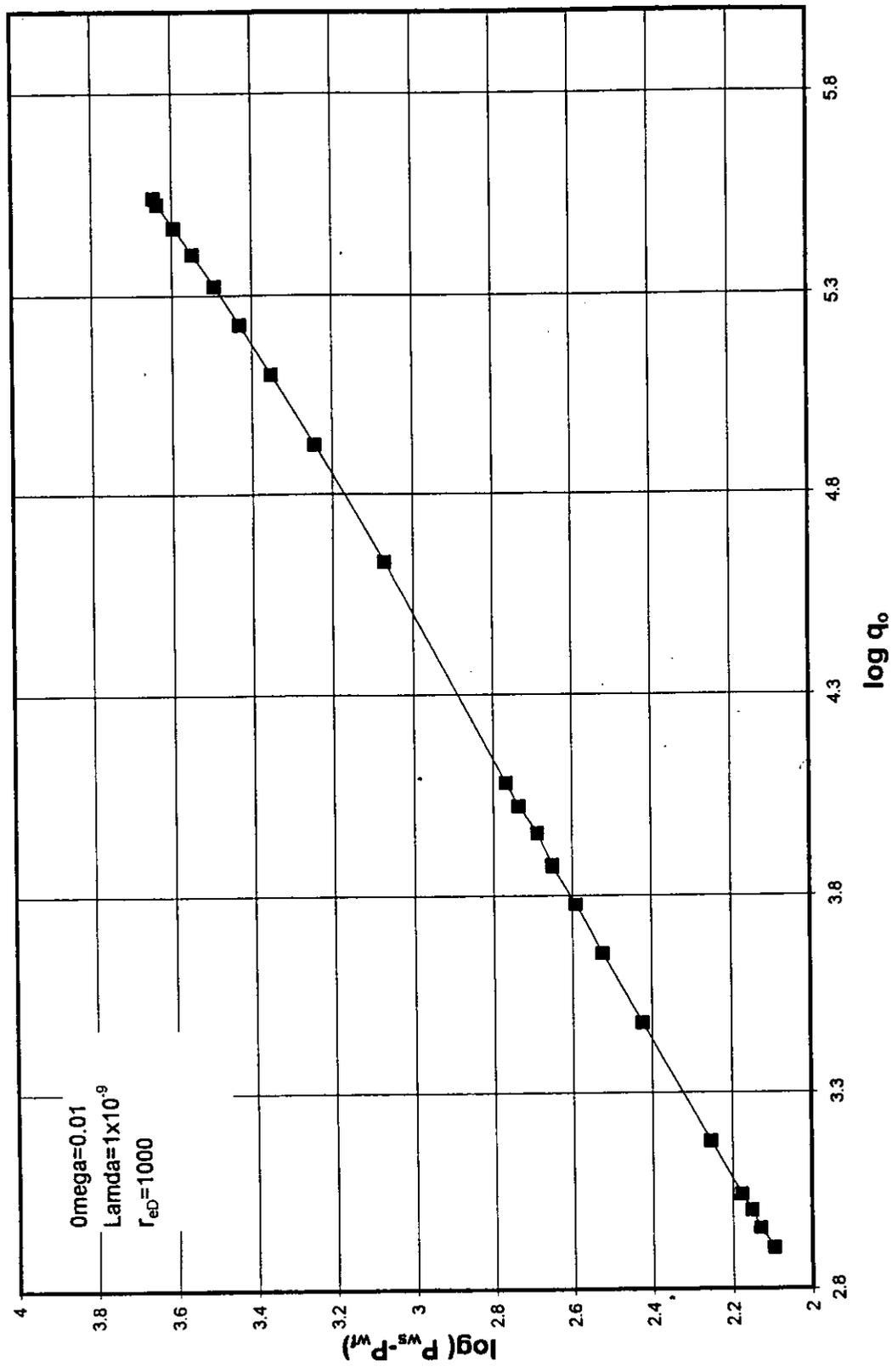


Figura (4-13) Gráfica para la determinación del potencial del pozo generada a $q_0 = Cte$.
 punto No. 1, con $P_{ws} = 4416$ psi ($q_{0max} = 348074$ BPD)

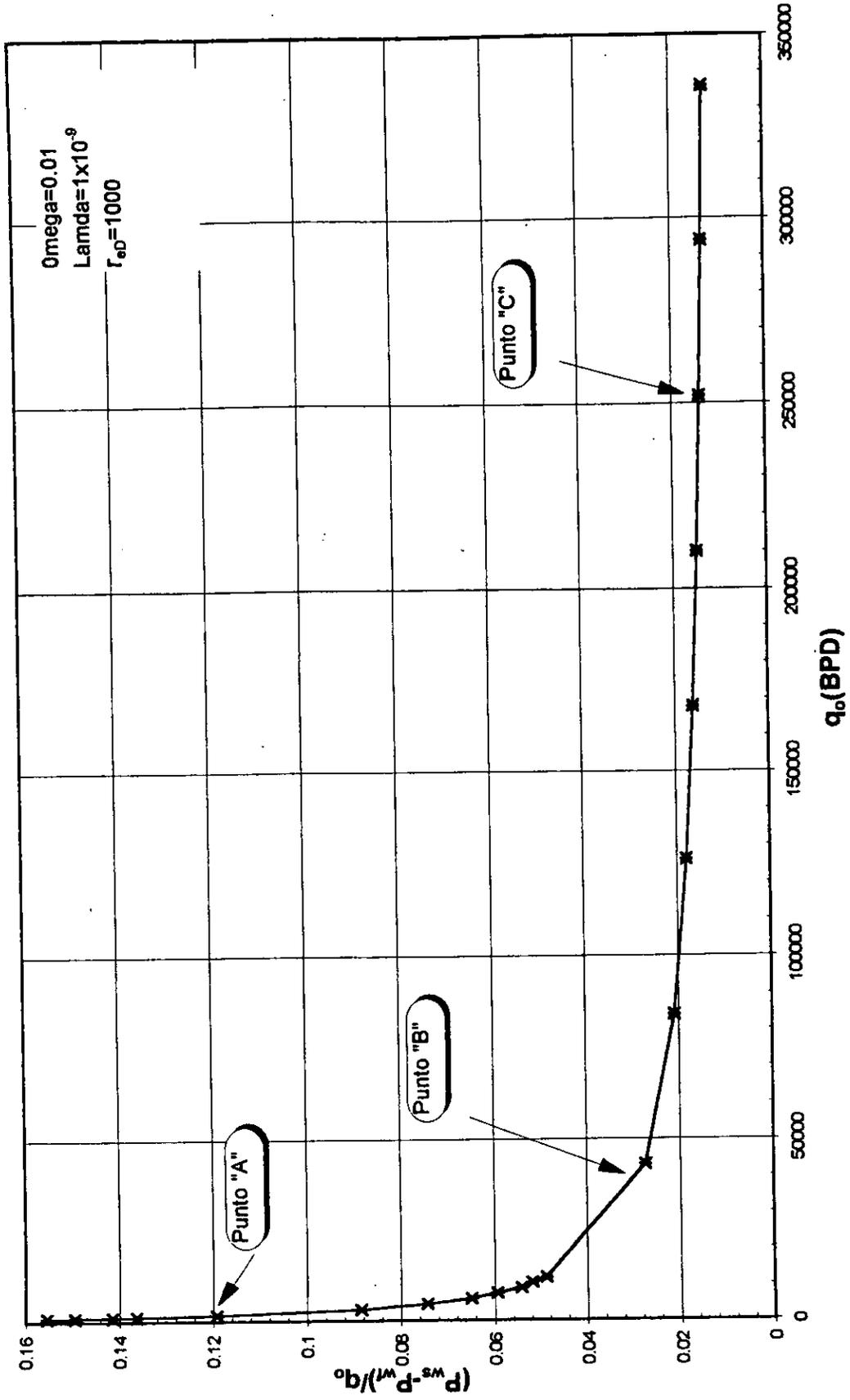


Figura (4-14) Gráfica para evaluación de efectos de turbulencia generada a $q_o=Cte.$
punto No.1, con $P_{ws}=4416$ psi

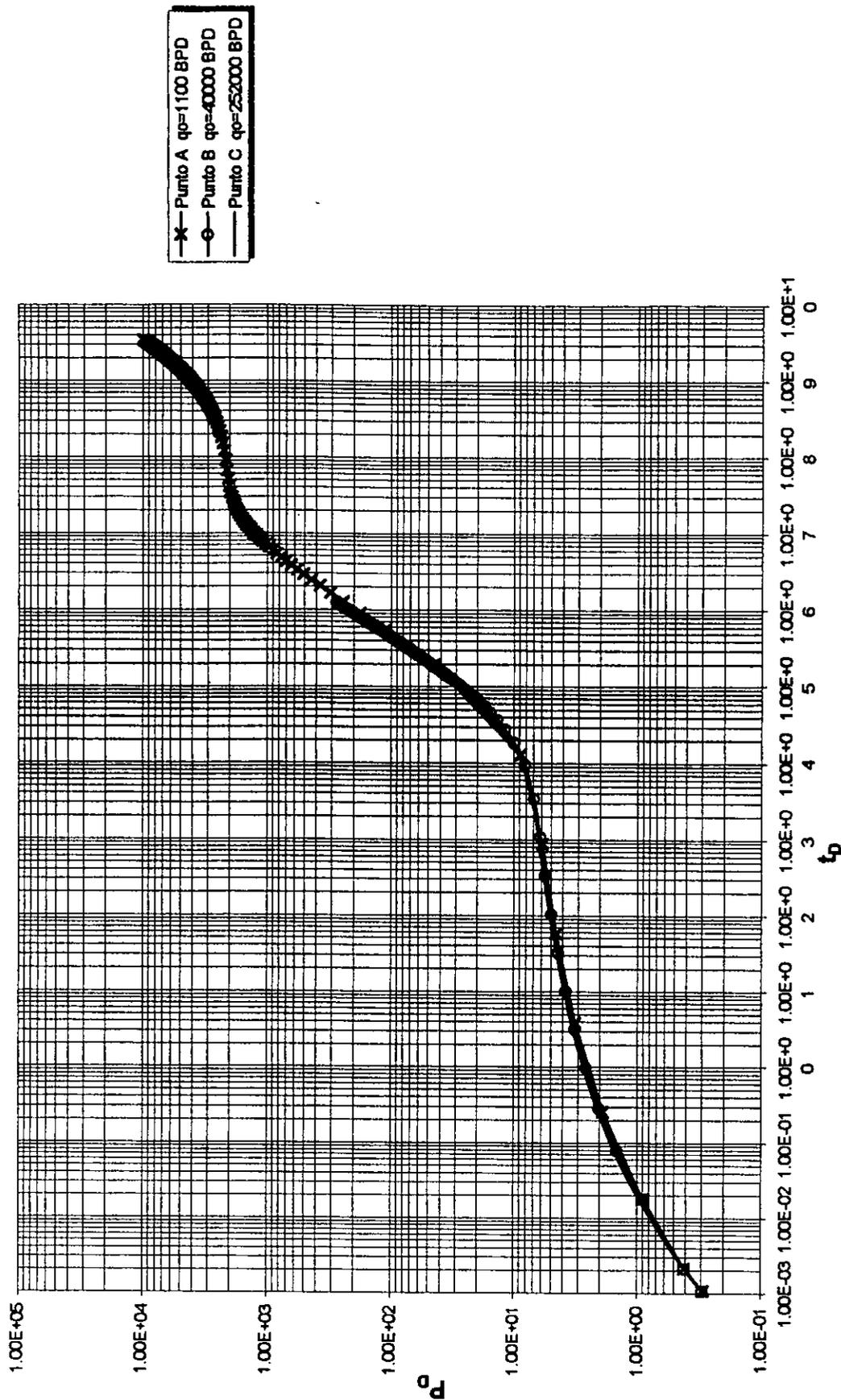


Figura (4-15) Respuesta del sistema de fracturas y matriz-fractura para la explicación del comportamiento no lineal en la gráfica $(P_{ws}-P_{wf})/q_0$ vs. q_0

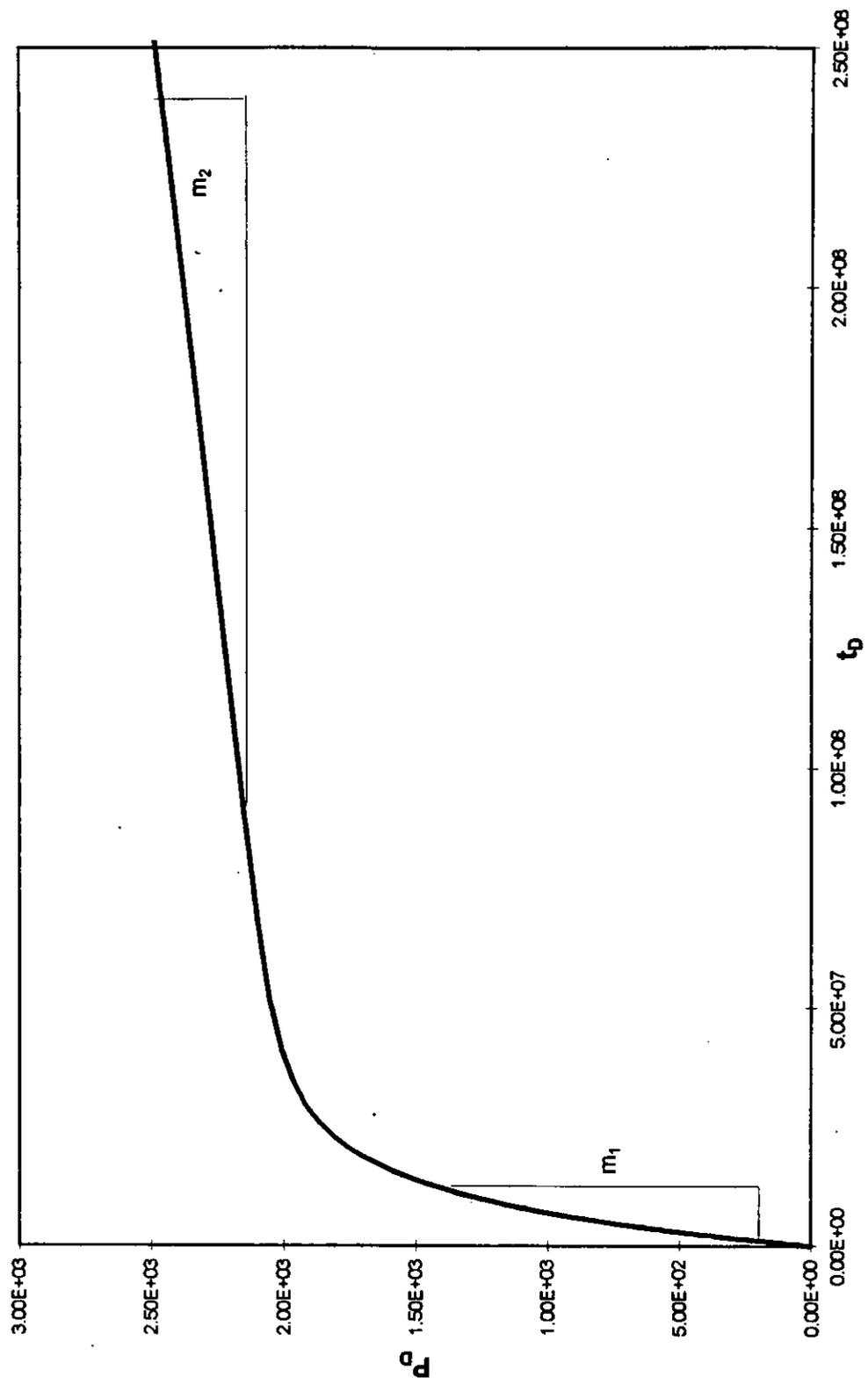


Figura (4-16) Gráfica para determinación de volumen poroso contenido en las fracturas y volumen poroso total.

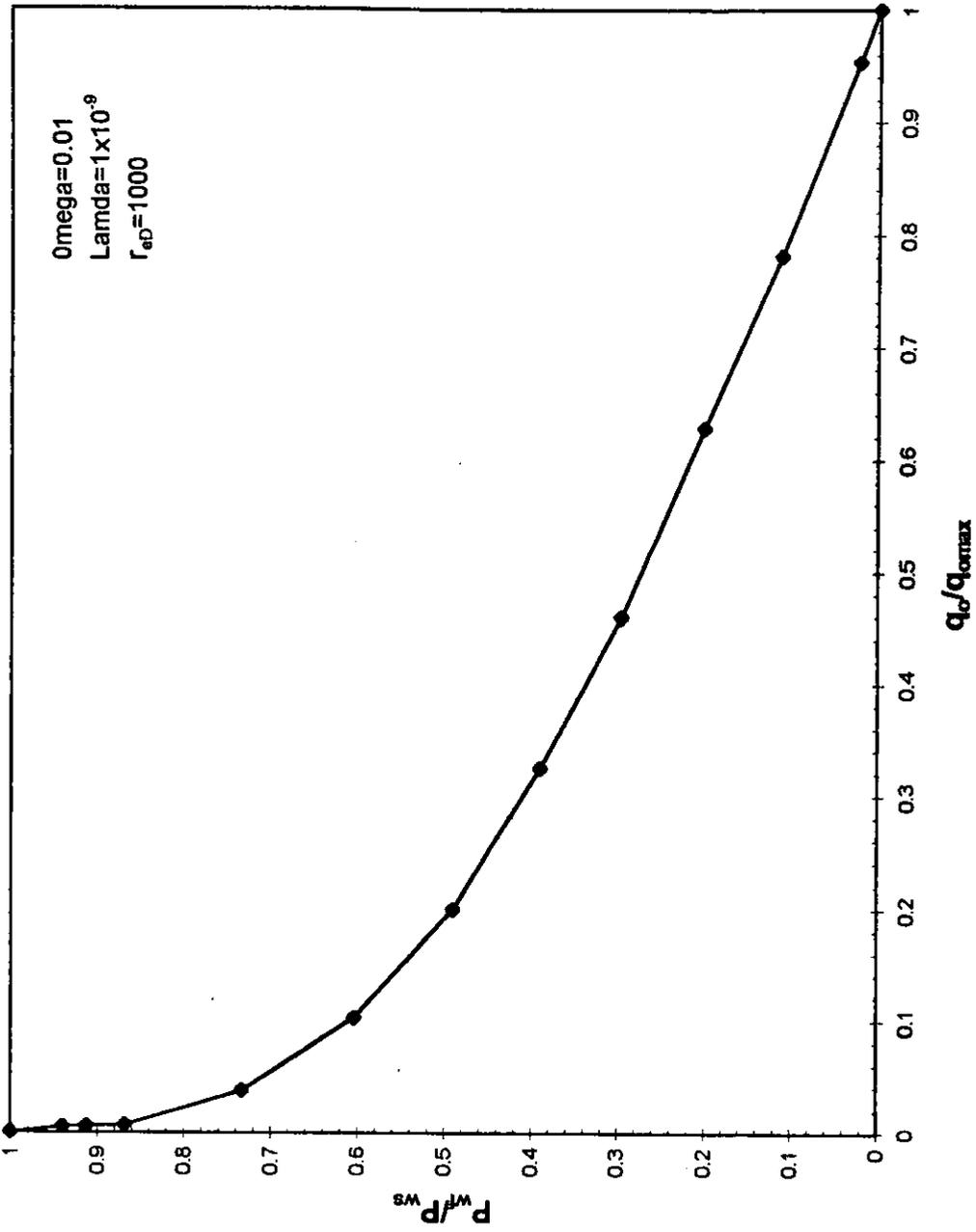


Figura (4-17) Curva de IPR adimensional generada a $P_{wf}=\text{Cte.}$
 para el punto 1, con $P_{ws}=4416$ psi.

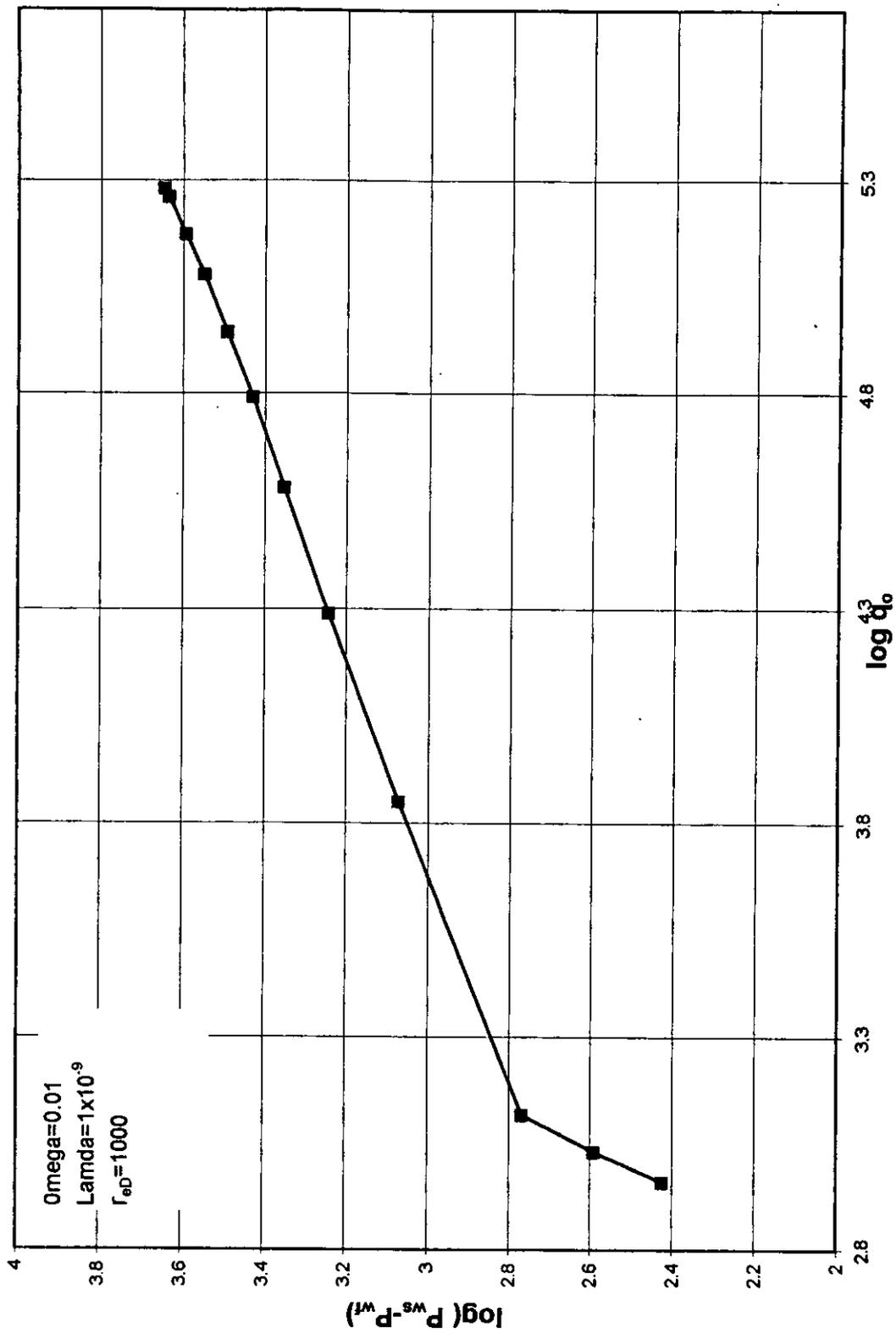


Figura (4-18) Gráfica para la determinación del potencial del pozo generada a $P_{wf} = Cte.$
 punto No.1, con $P_{ws} = 4416$ psi ($q_{o,max} = 191219$ BPD)

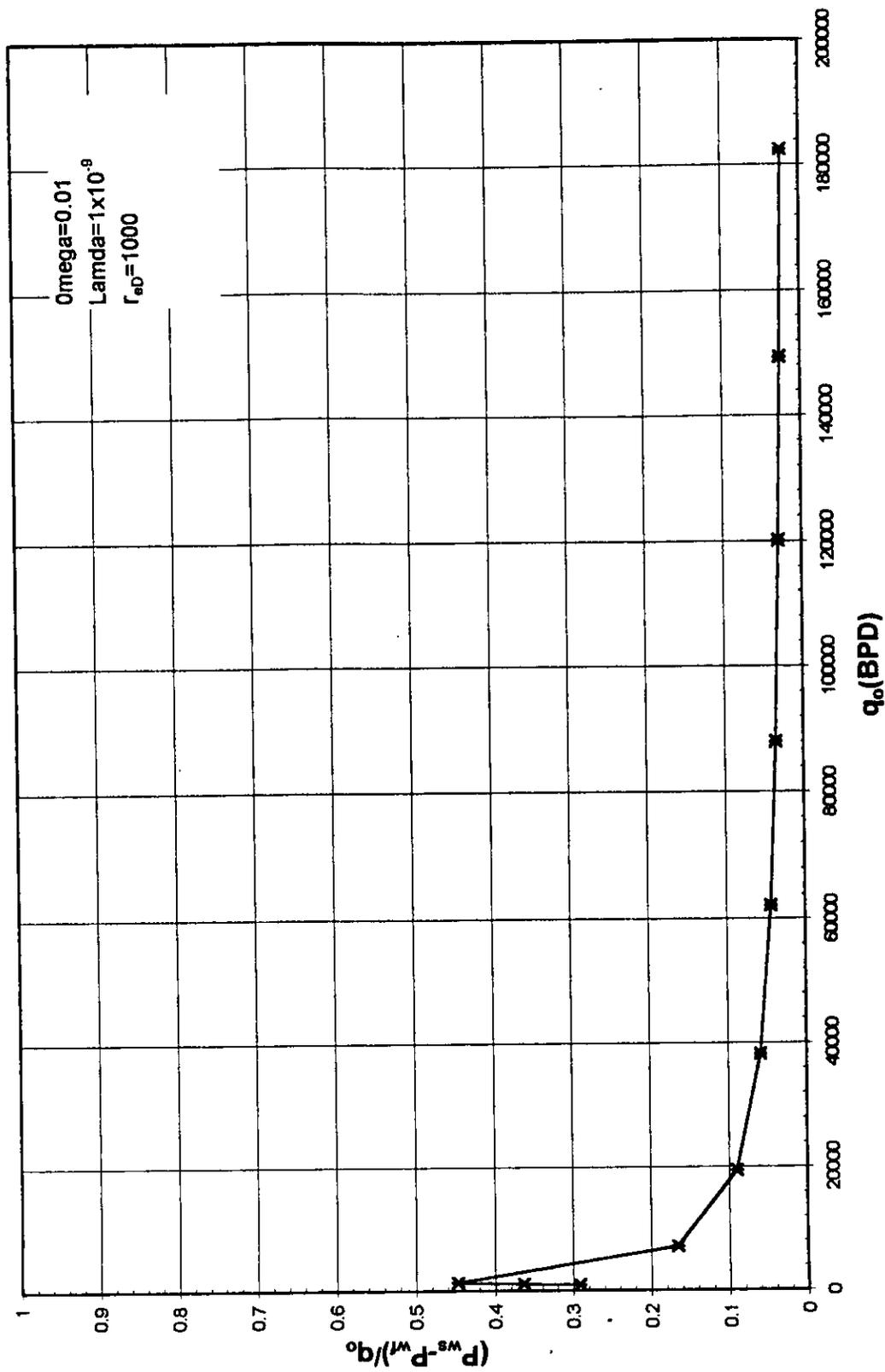


Figura (4-19) Gráfica para evaluación de efectos de turbulencia generada a $P_{wf} = \text{Cte.}$ punto No.1, con $P_{ws} = 4416$ psi.

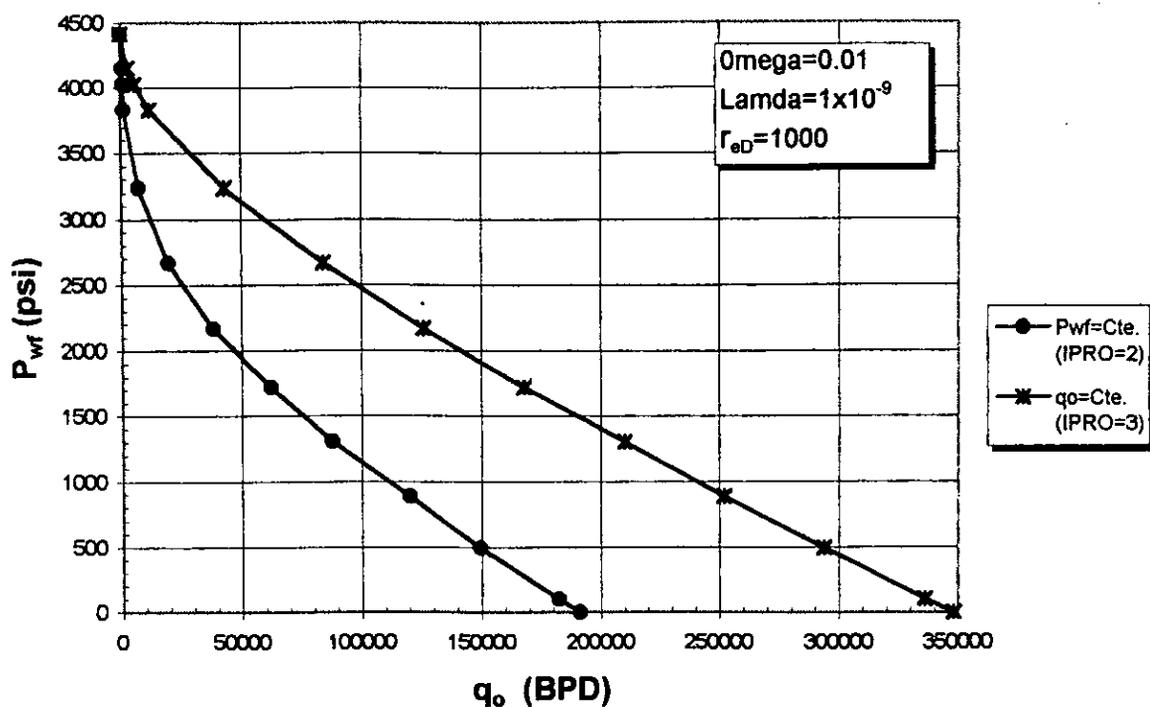


Figura (4-20) Comparación de IPR's variables reales, con $q_o=Cte.$ y $P_{wf}=Cte.$ punto No.1, con $P_{ws}=4416$ psi

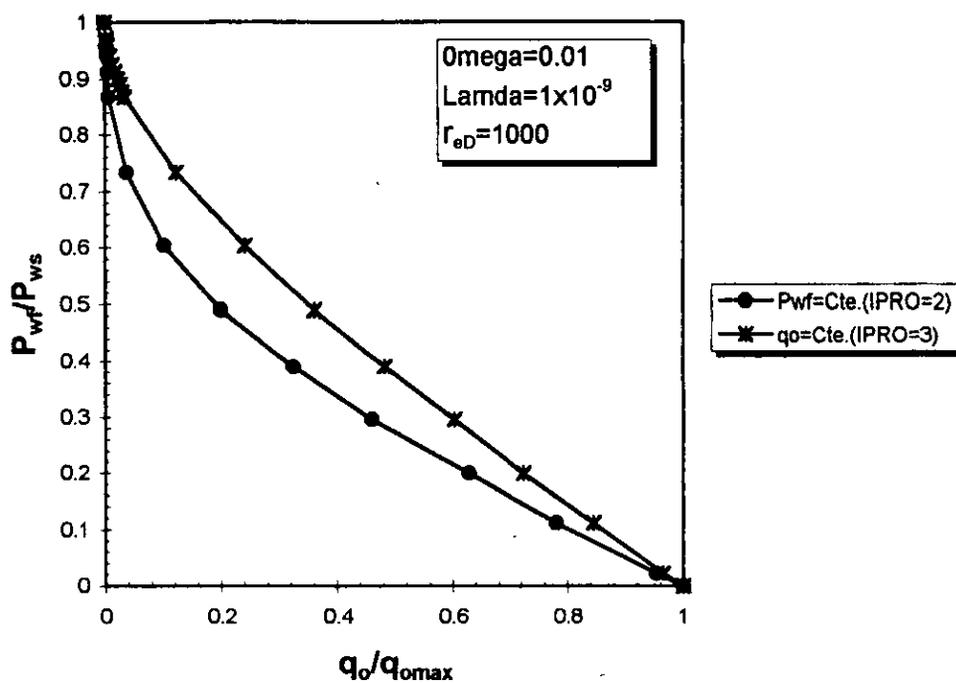


Figura (4-21) Comparación de IPR's adimensionales a $q_o=Cte.$ y $P_{wf}=Cte.$ punto No.1, con $P_{ws}=4416$ psi

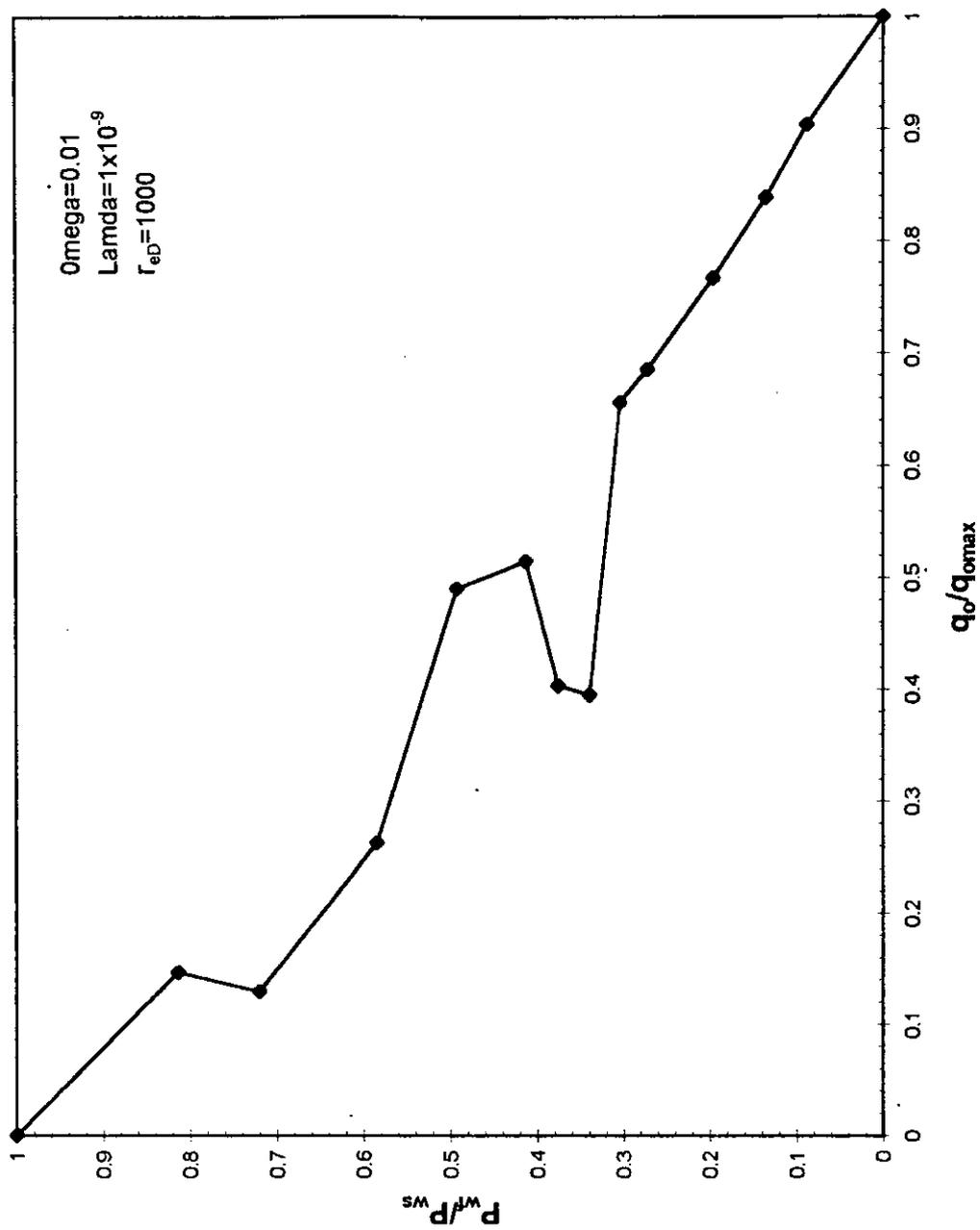


Figura (4-22A) Curva de IPR adimensional generada a $P_{wf}=Cte.$
 para el punto 2, con $P_{ws}=4414.32$ psi y $\Delta P_{\max}=50$ psi.

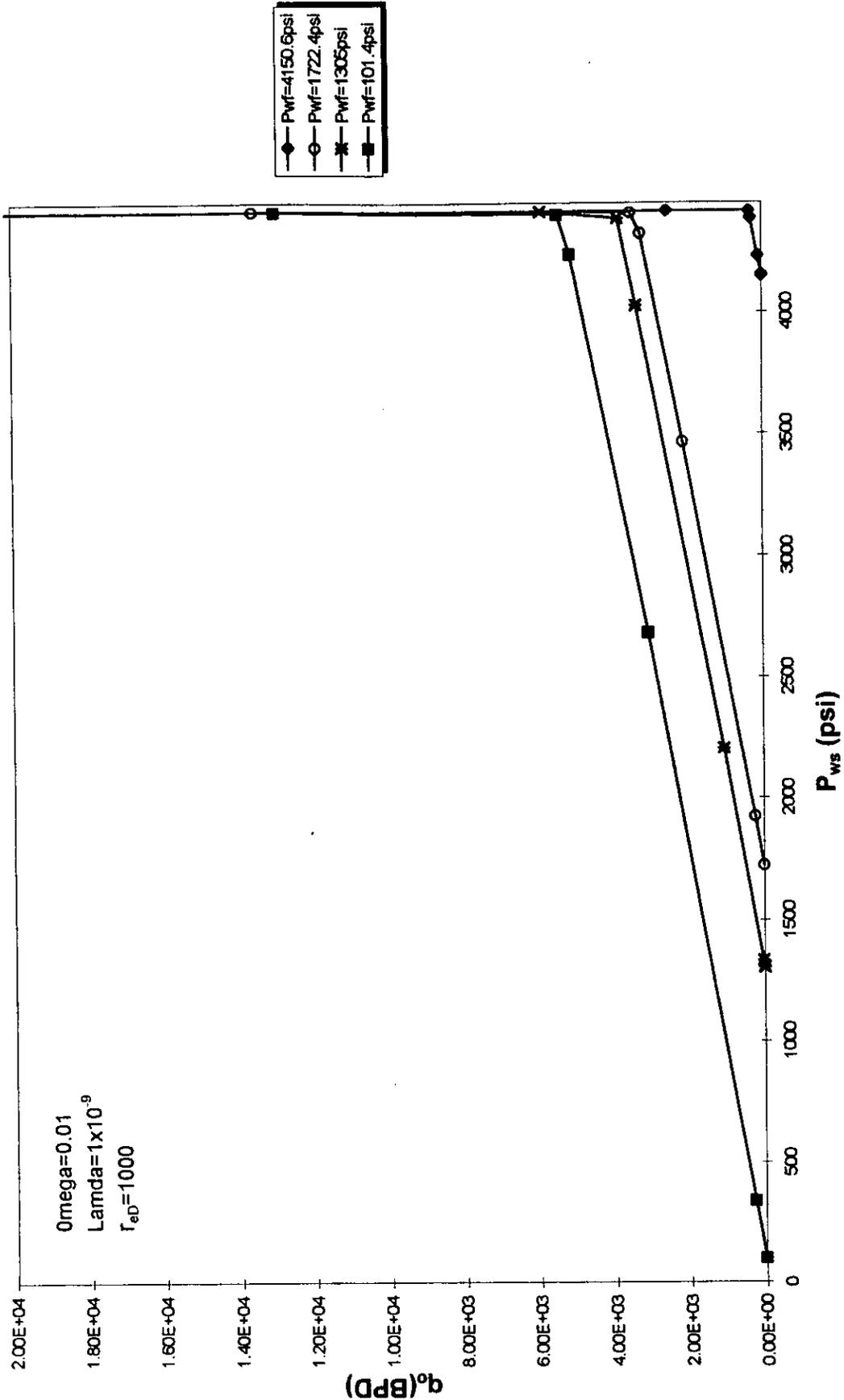


Figura (4-22B) Comportamiento de q_o contra P_{ws} para diferentes corridas a presión de fondo constante.

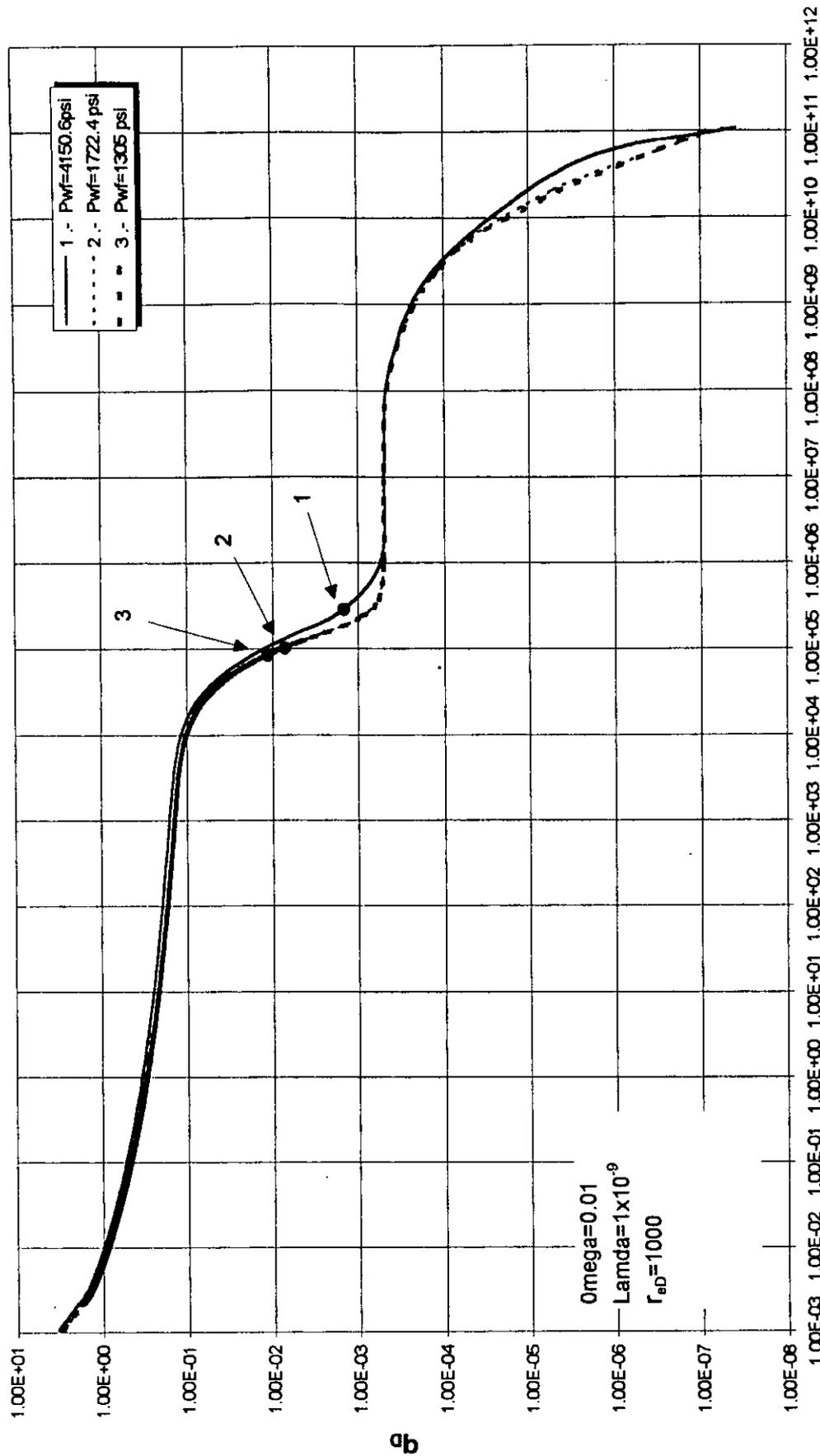


Figura (4-23) Curvas tipo generadas a diferentes P_{wf} , mostrando los puntos de operación a $P_{ws} = 4416.0$ psi.

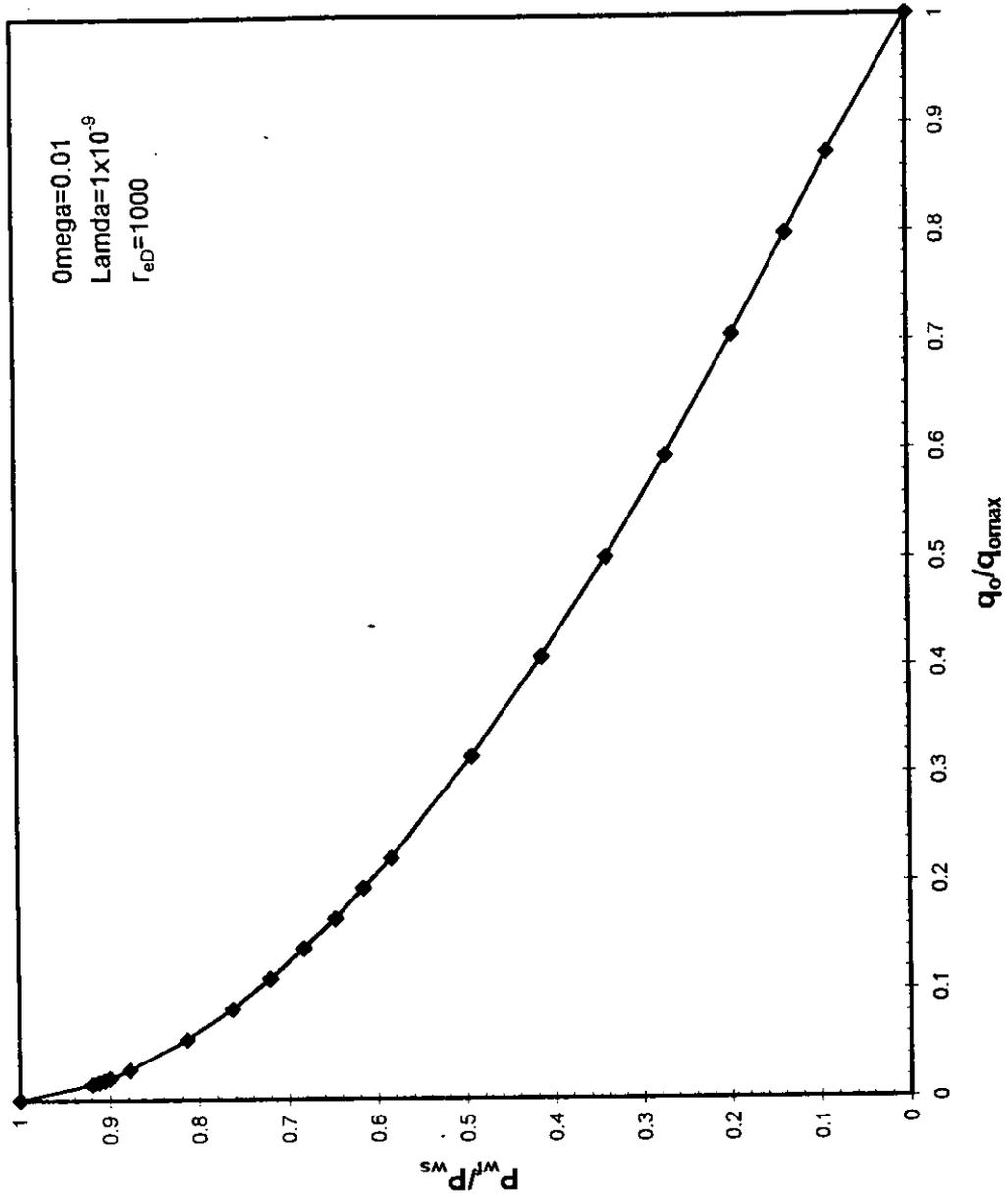


Figura (4-24) Curva de IPR adimensional generada a $q_o=Cte.$ para el punto 2, con $P_{ws}=4414.32$ psi.

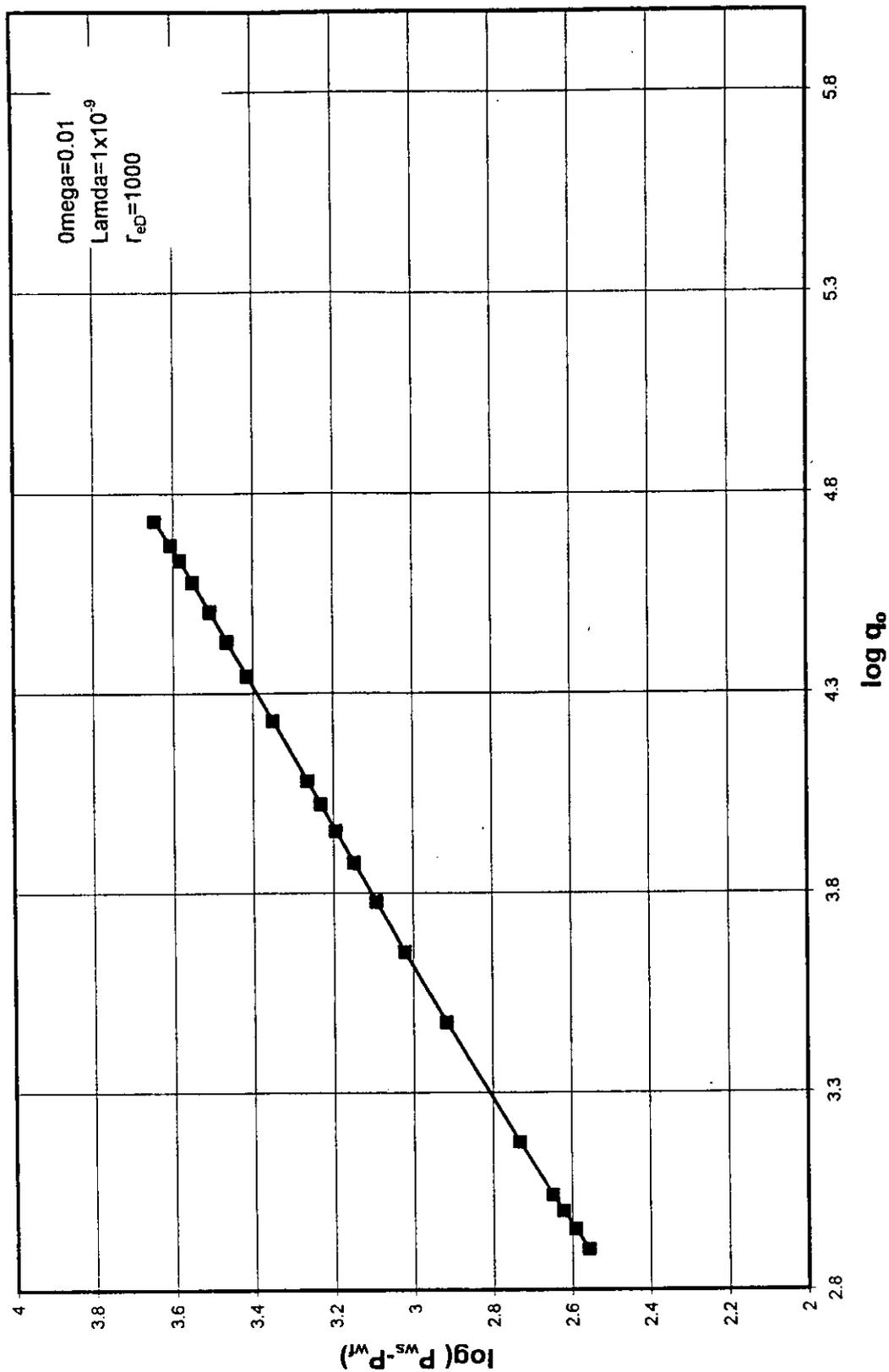


Figura (4-25) Gráfica para la determinación del potencial del pozo generada a $q_o = Cte.$ punto No. 2, con $P_{ws} = 4414.32$ psi ($q_{o,max} = 53875$ BPD)

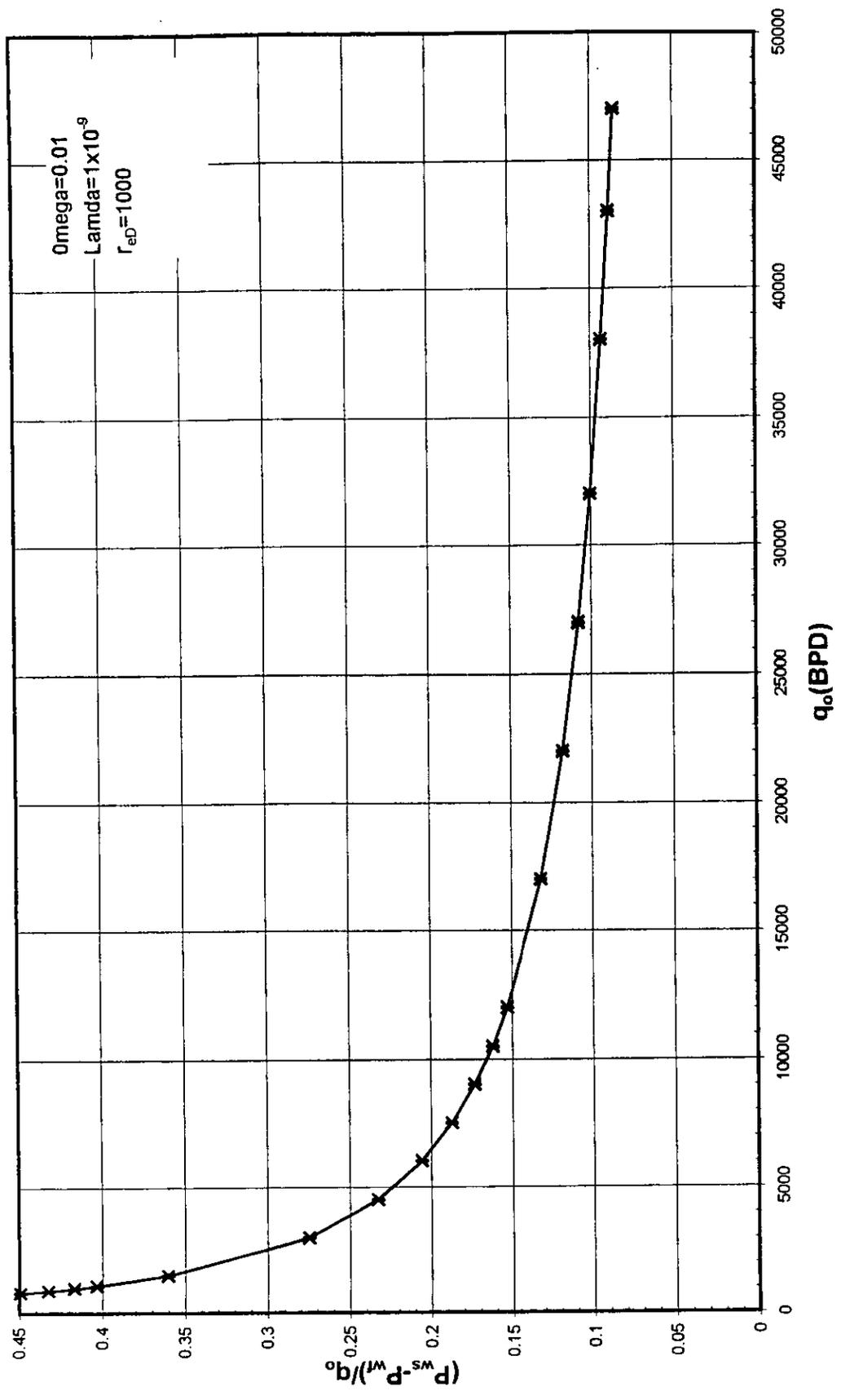


Figura (4-26) Gráfica para evaluación de efectos de turbulencia generada a q_o=Cte.
punto No.2, con Pws=4414.32 psi

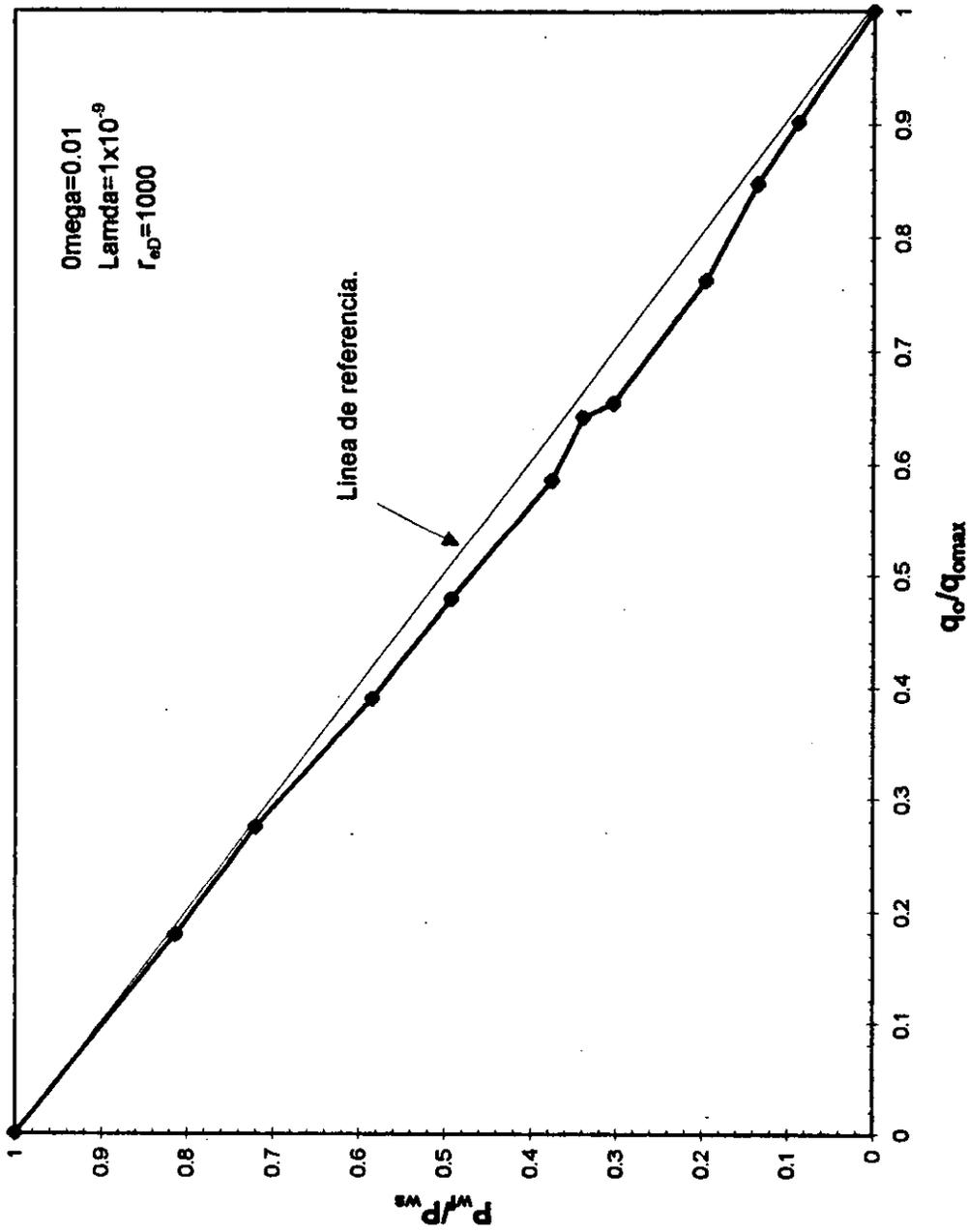


Figura (4-27) Curva de IPR adimensional generada a $P_{wf} = Cte.$ para el punto 2, con $P_{ws} = 4414.32$ psi.

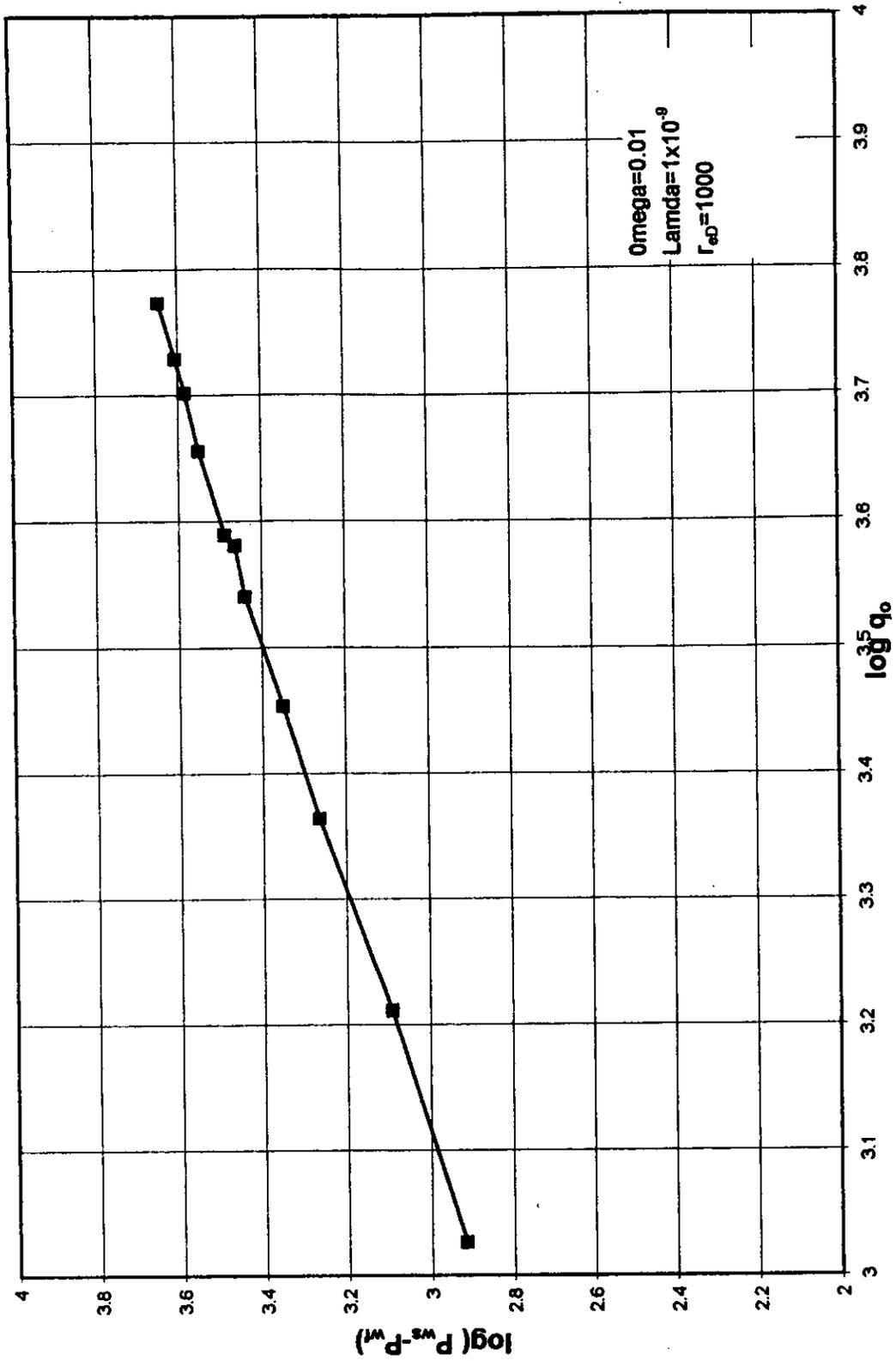


Figura (4-28) Gráfica para la determinación del potencial del pozo generada a $P_{wf}=Cte$. punto No.2, con $P_{ws}=4414.32$ psi ($q_{o,max}=5940$ BPD)

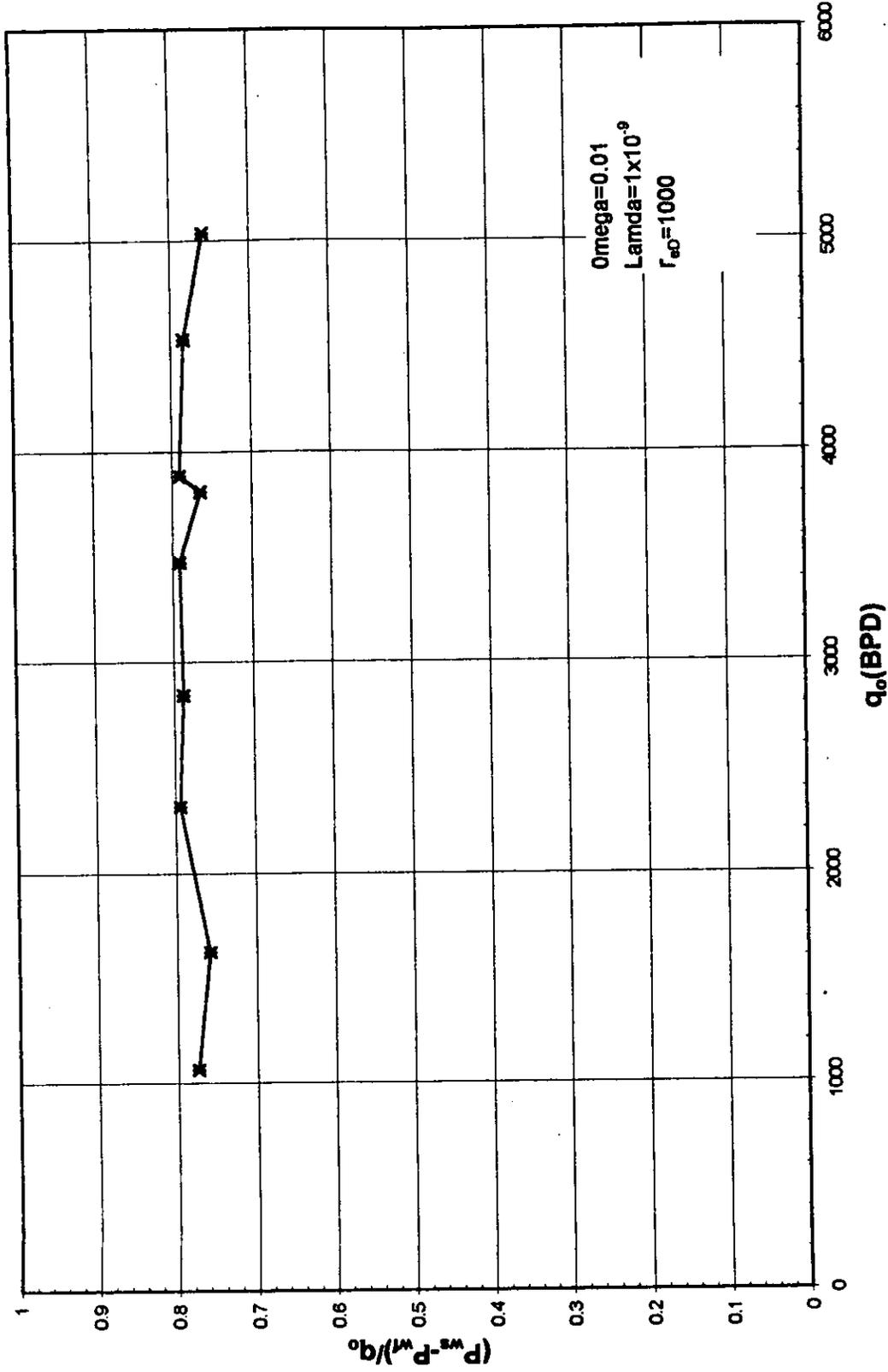


Figura (4-29) Gráfica para evaluación de efectos de turbulencia generada a $P_w = Cte.$
punto No.2, con $P_{ws} = 4414.32$ psi.

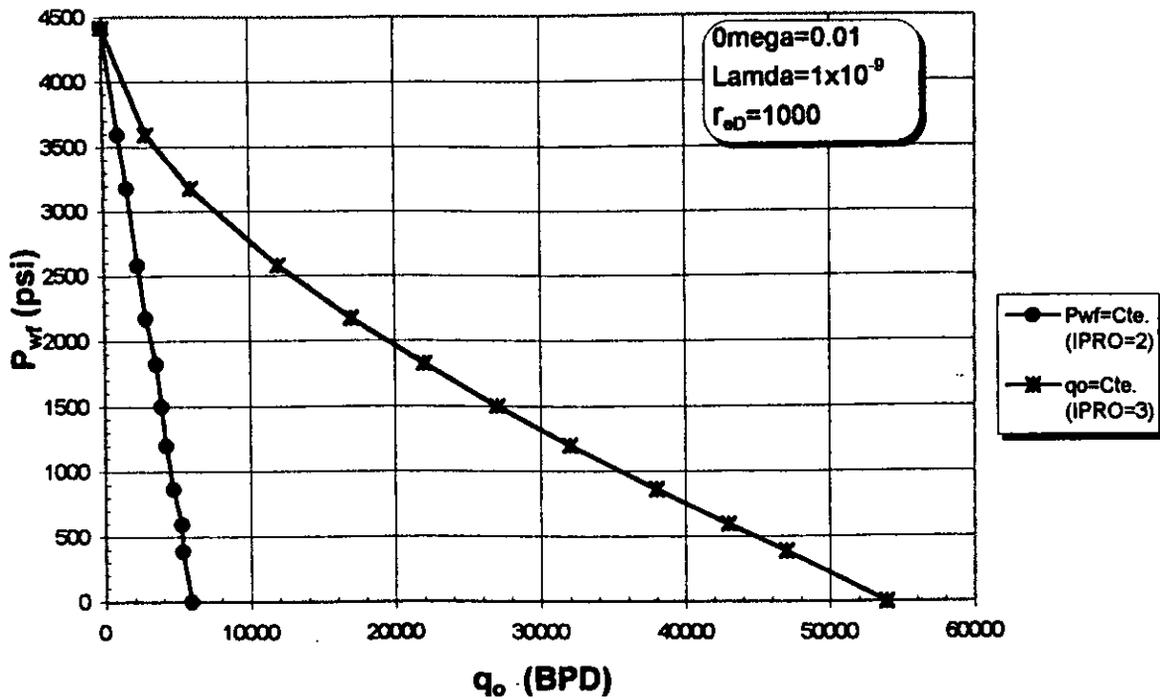


Figura (4-30) Comparación de IPR's variables reales, con $q_o=Cte.$ y $P_{wf}=Cte.$ punto No.2, con $P_{ws}=4414.32$ psi

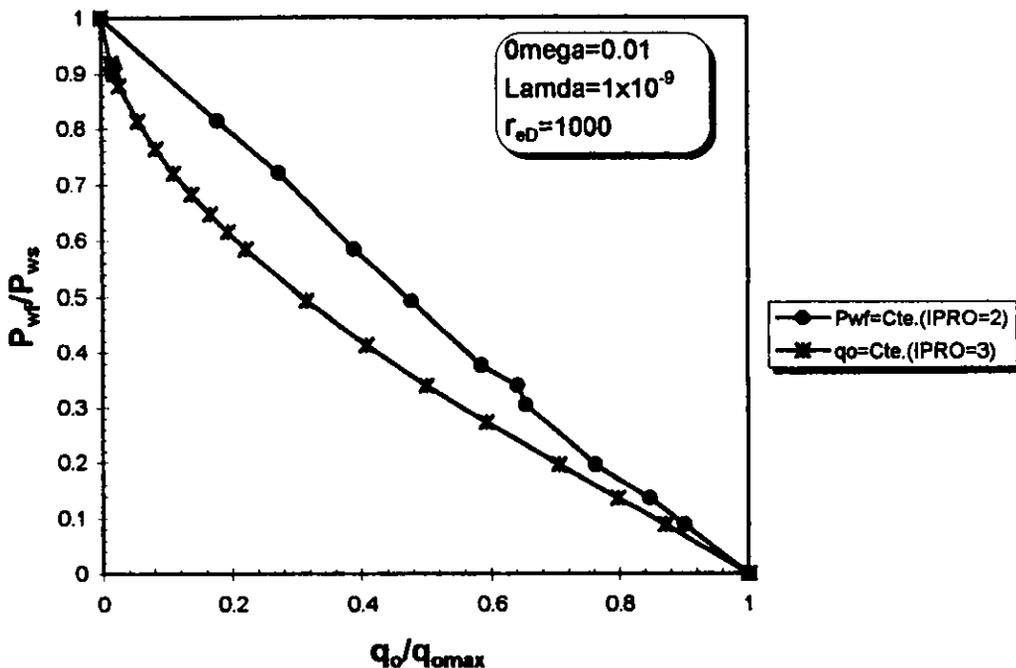


Figura (4-31A) Comparación de IPR's adimensionales a $q_o=Cte.$ y $P_{wf}=Cte.$ punto No.2, con $P_{ws}=4414.32$ psi

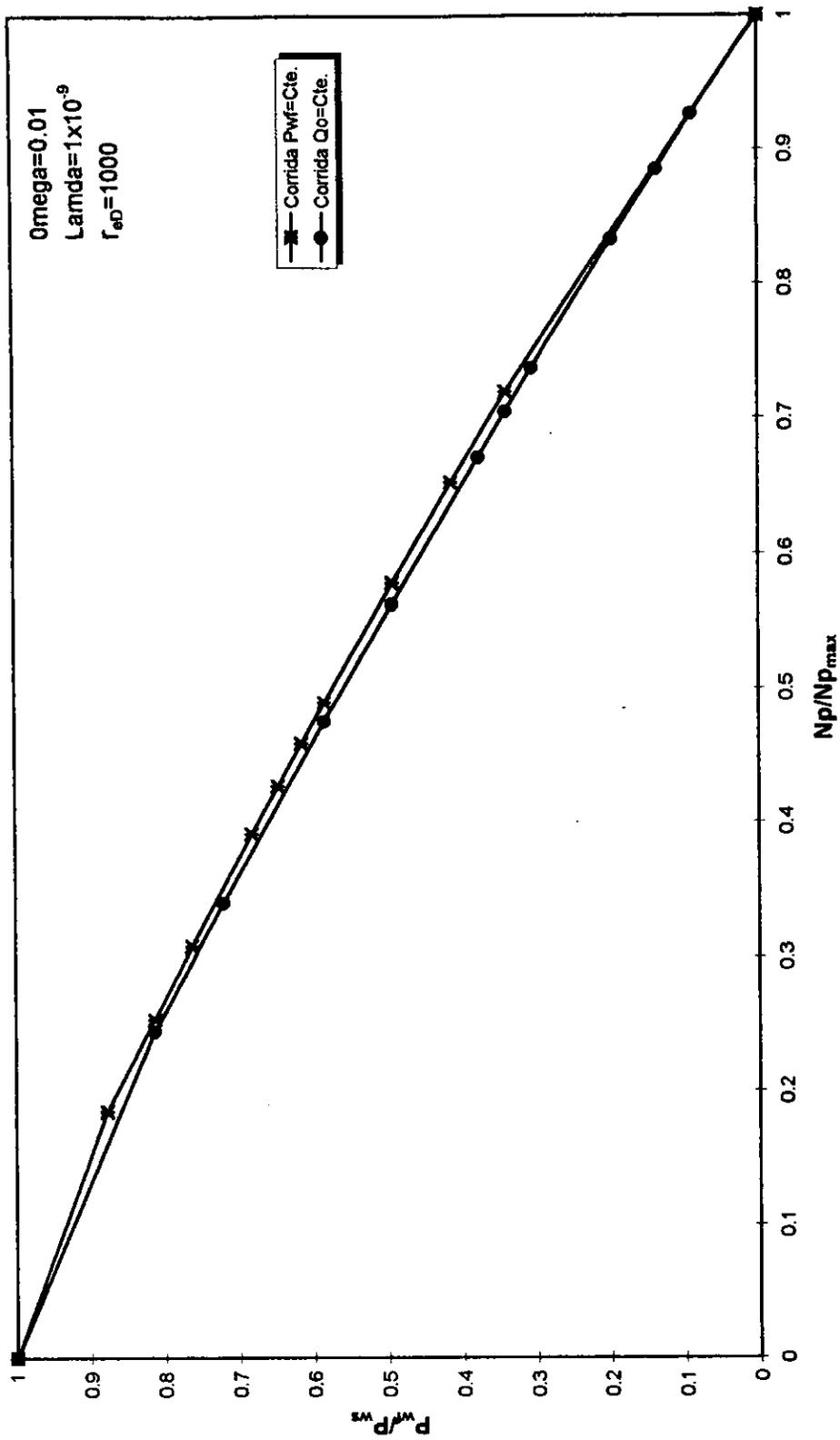


Figura (4-31B) Comparación de curvas adimensionales de relación de presiones contra relación de producciones acumuladas, generadas a $q_o = Cte.$ y $P_{wf} = Cte.$ para $P_{ws} = 4414.32$ psi

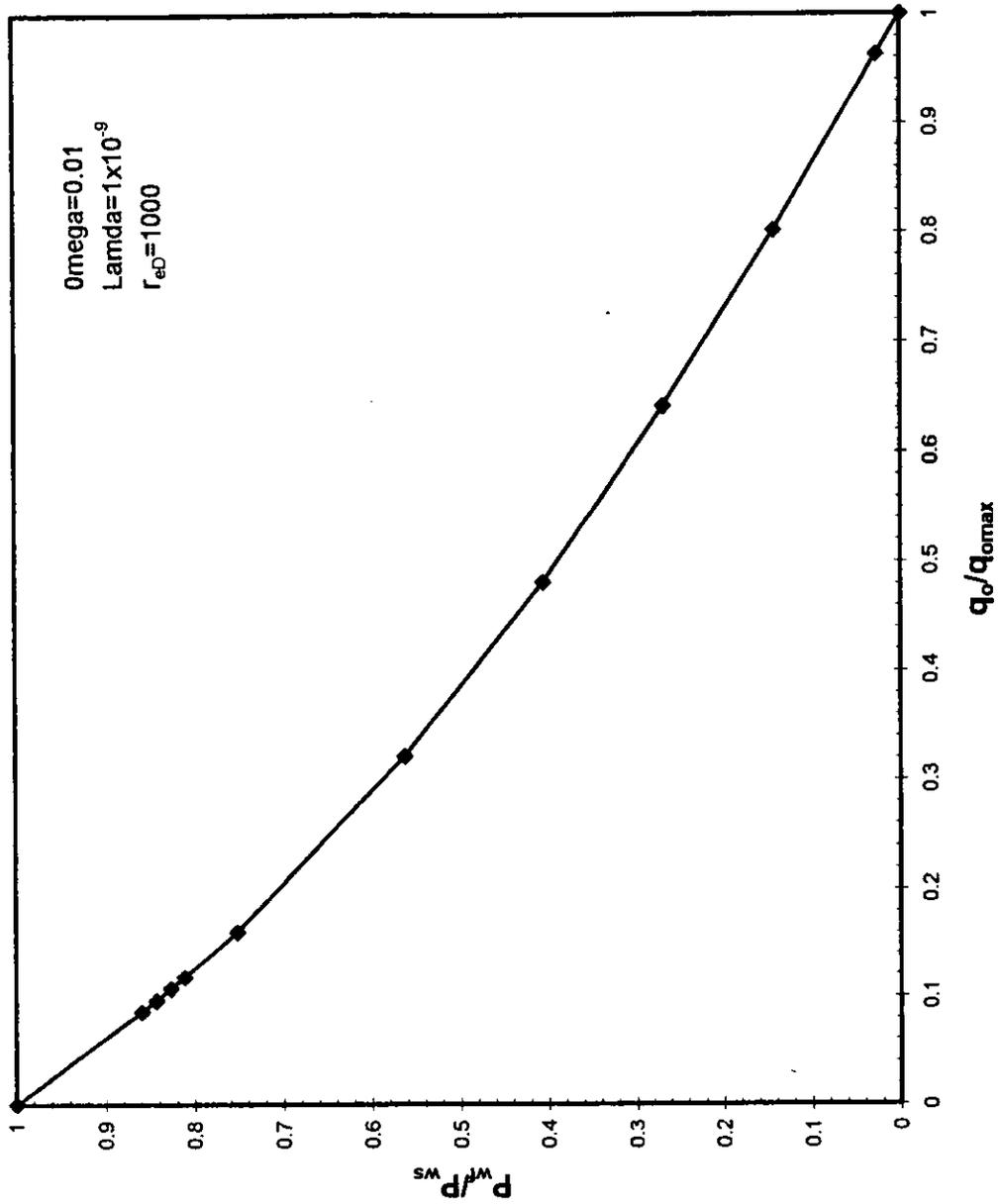


Figura (4-32) Curva de IPR adimensional generada a $q_o=Cte.$
 para el punto 3, con $P_{ws}=4397.66$ psi.

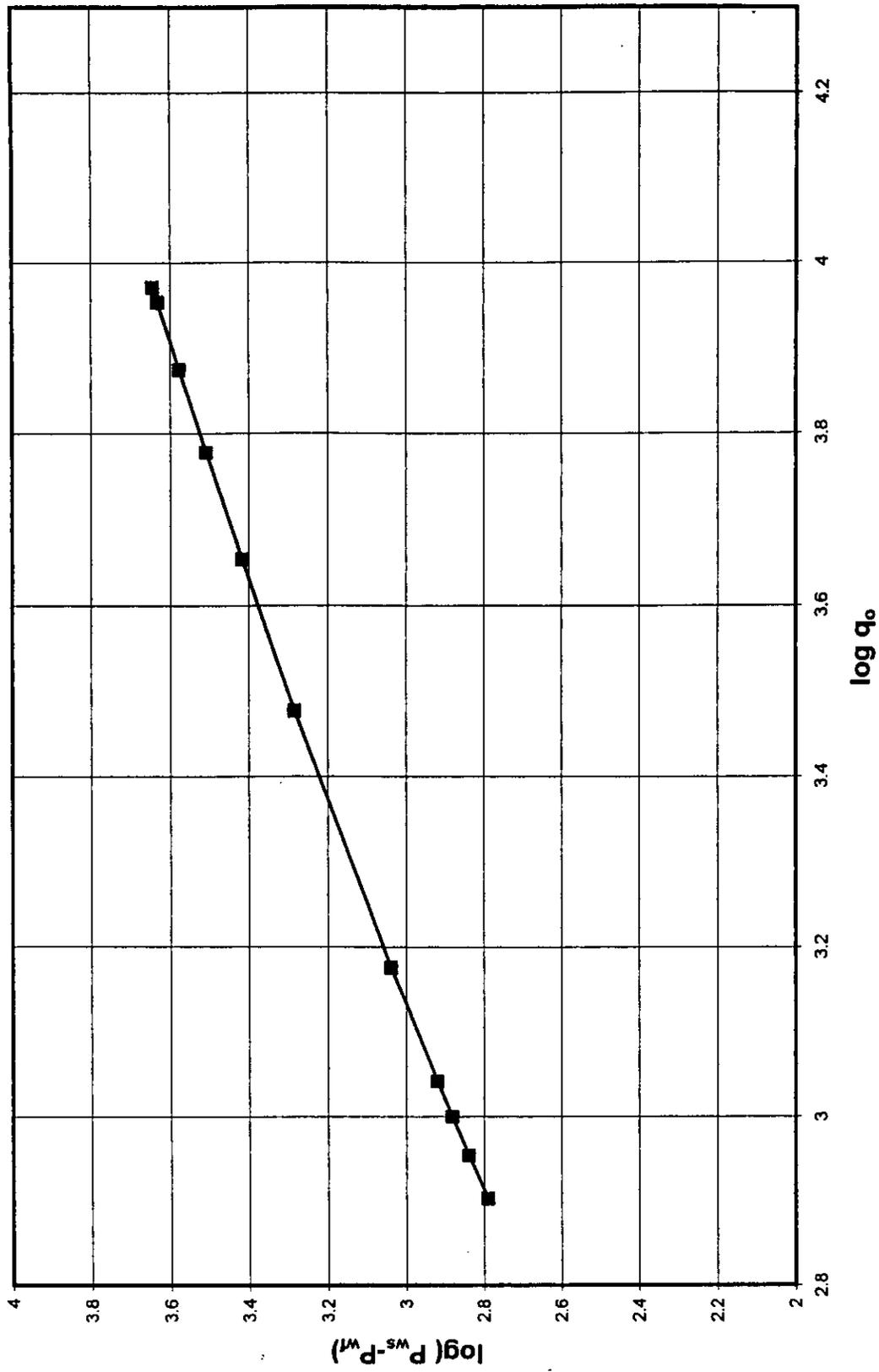


Figura (4-33) Gráfica para la determinación del potencial del pozo generada a $q_o = Cte.$
 punto No. 3, con $P_{ws} = 4397.66$ psi ($q_{o\max} = 9352$ BPD)

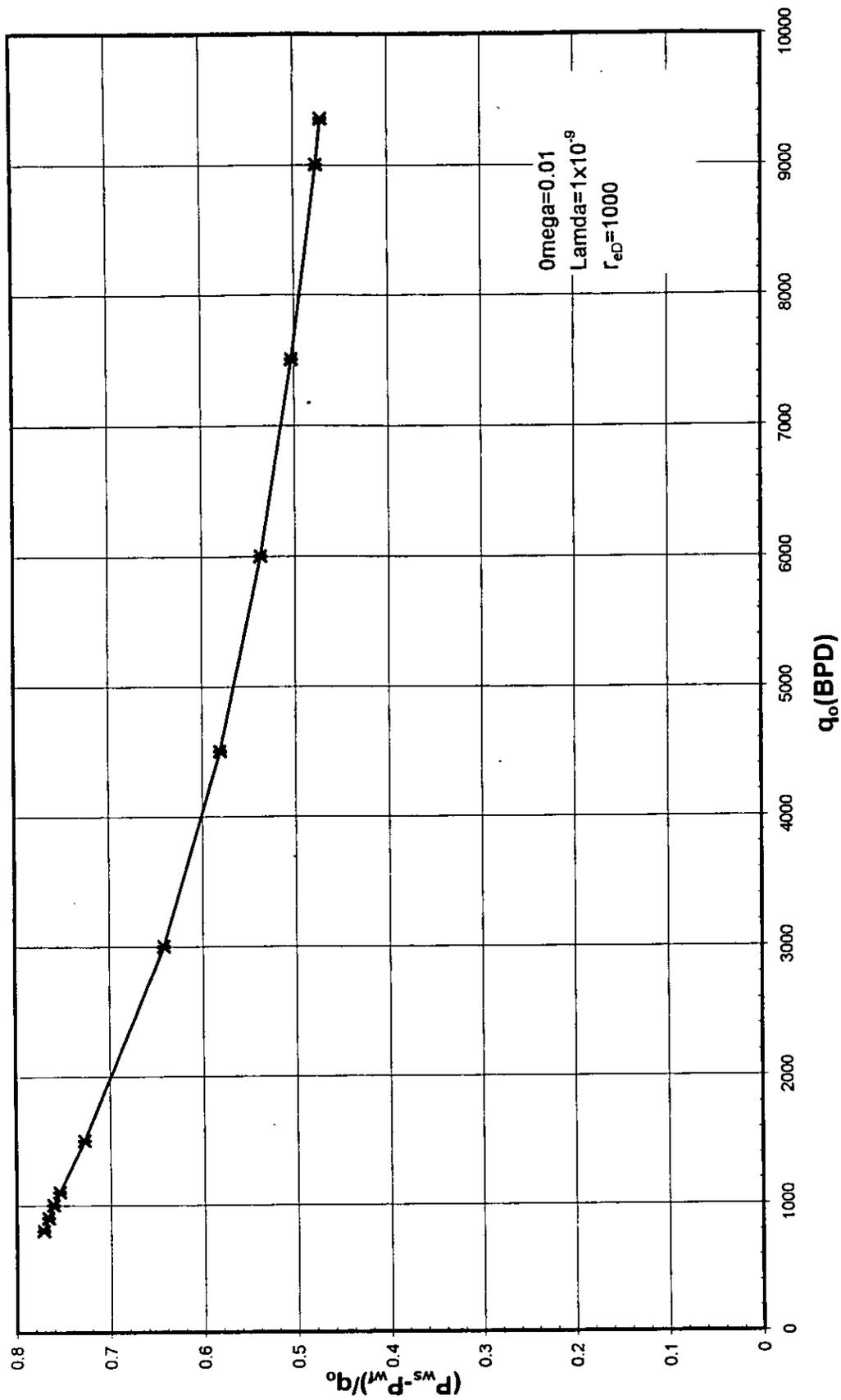


Figura (4-34) Gráfica para evaluación de efectos de turbulencia generada a $q_o = Cte.$
 punto No.3, con $P_{ws} = 4397.66$ psi

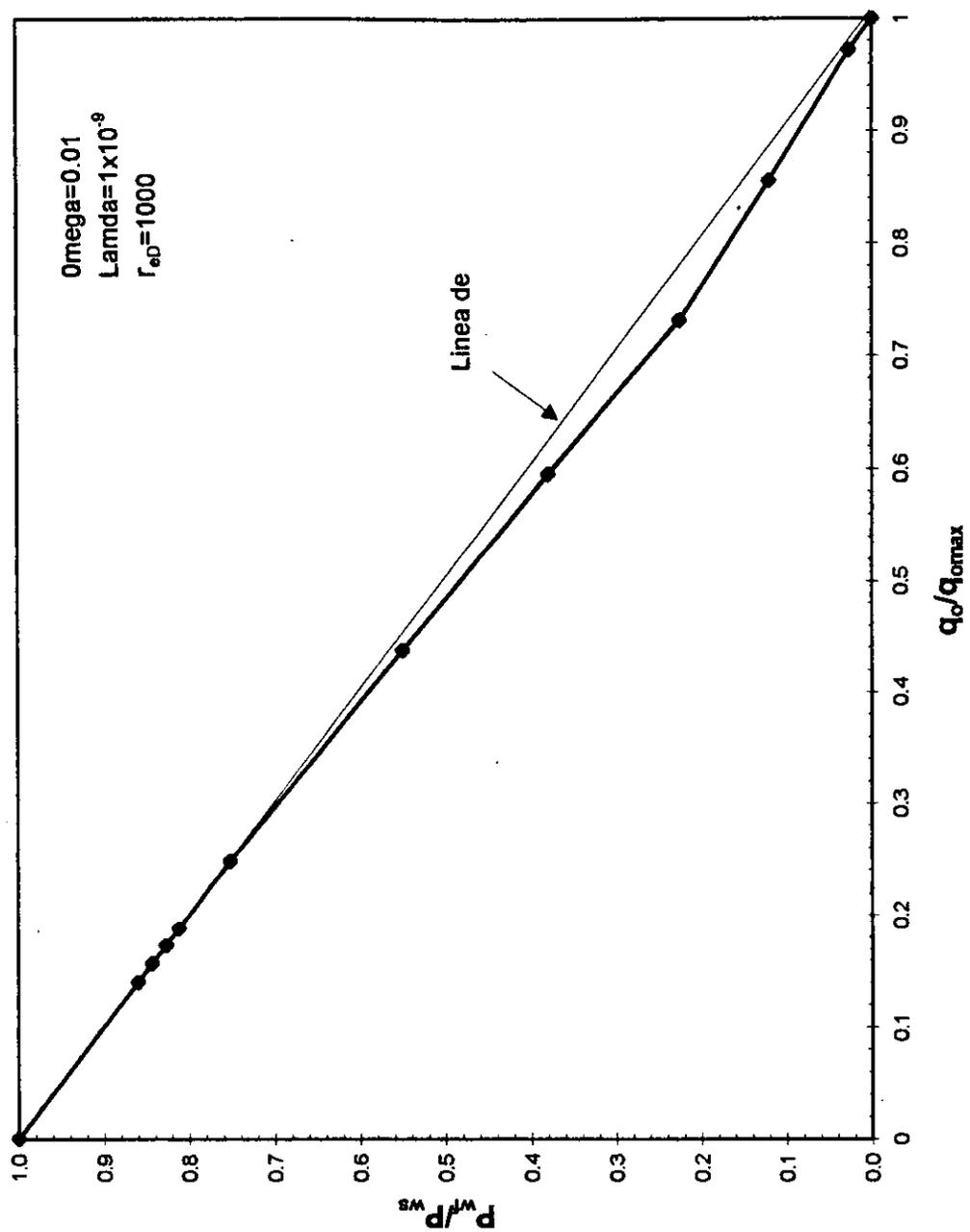


Figura (4-35) Curva de IPR adimensional generada a $P_{wf} = Cte.$ para el punto 3, con $P_{wb} = 4397.66$ psi.

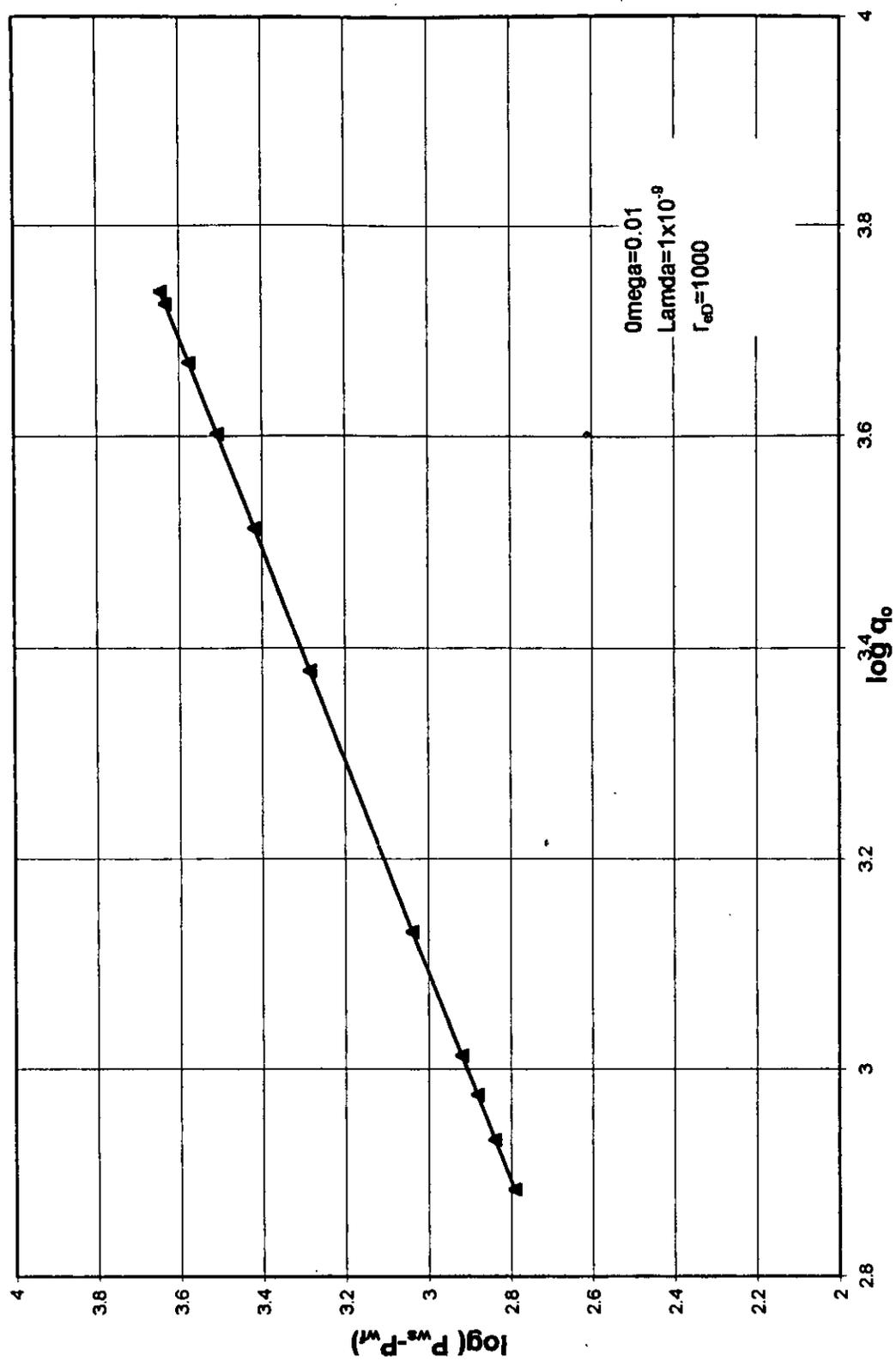


Figura (4-36) Gráfica para la determinación del potencial del pozo generada a $P_{wf} = Cte.$
 punto No.3, con $P_{ws} = 4397.66$ psi ($q_{o,max} = 5464$ BPD)

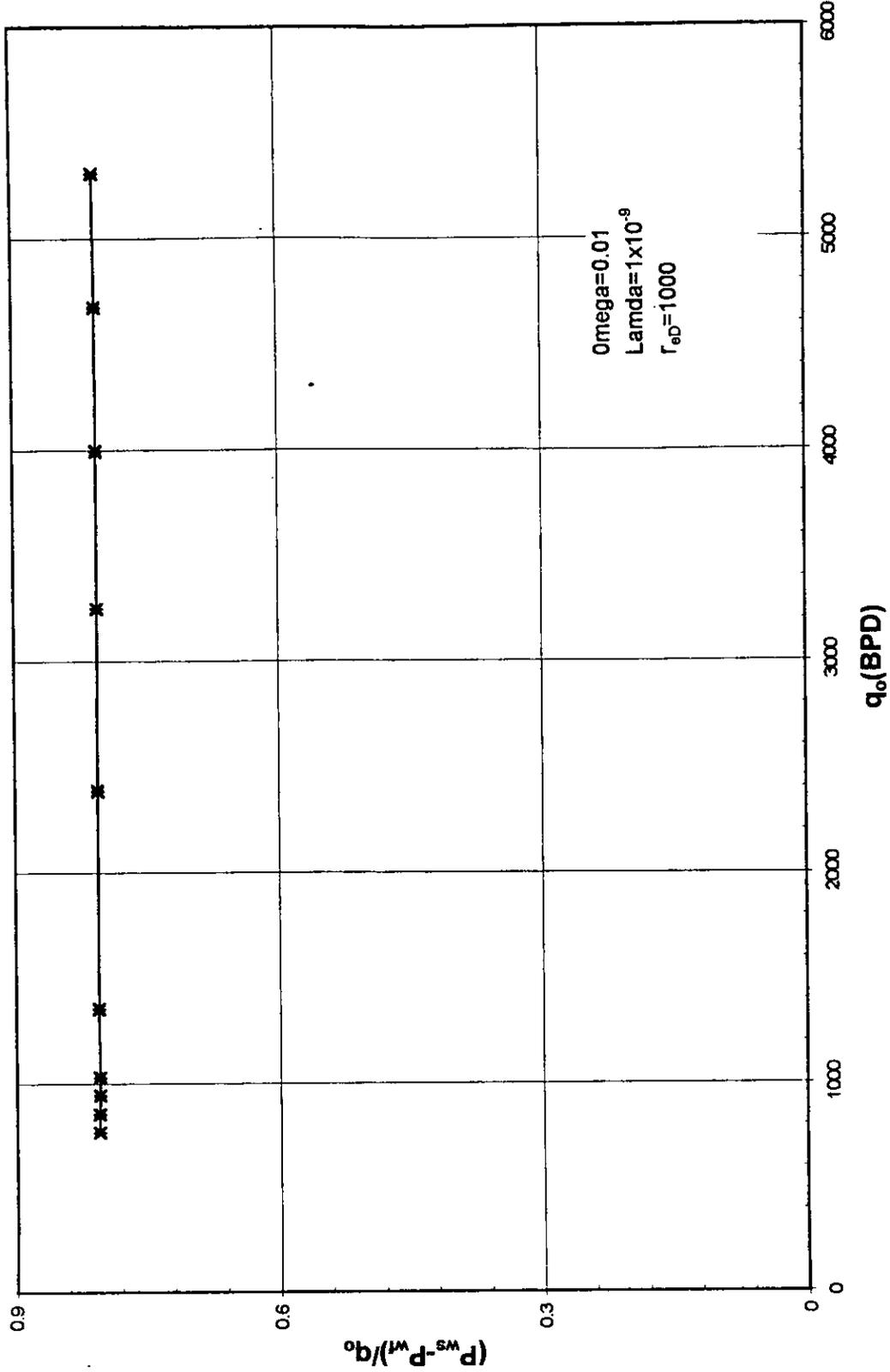


Figura (4-37) Gráfica para evaluación de efectos de turbulencia generada a $P_{wf}=Cte.$
 punto No.3, con $P_{ws}=4397.66$ psi.

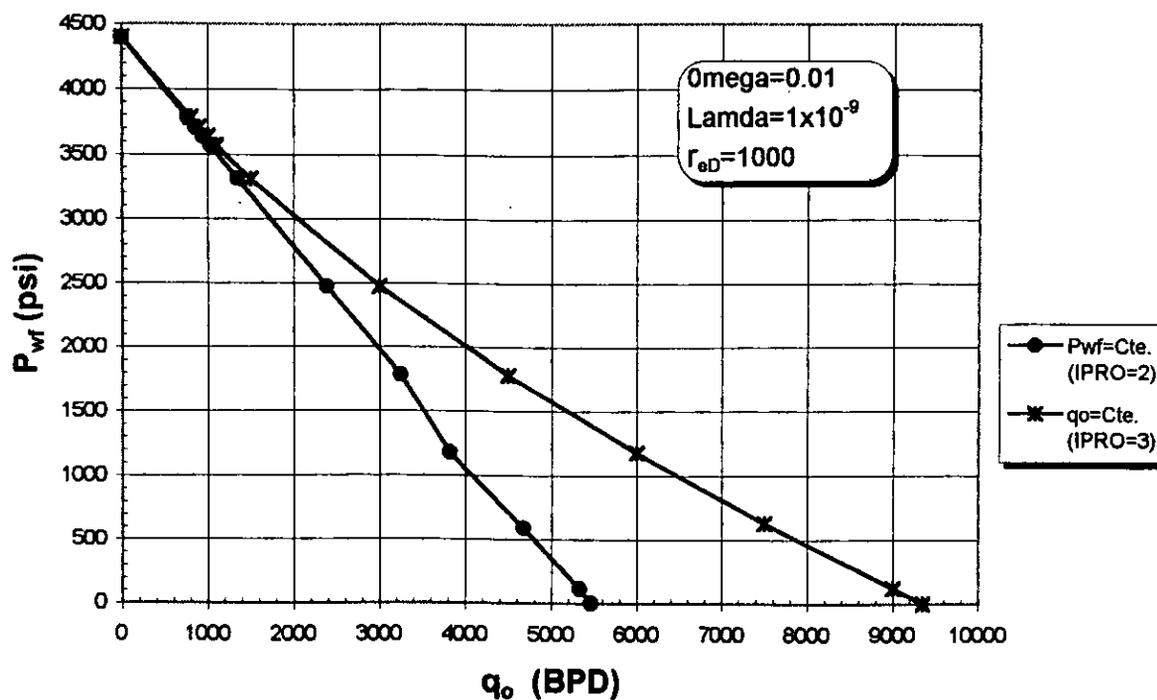


Figura (4-38) Comparación de IPR's variables reales, con $q_o = \text{Cte.}$ y $P_{wf} = \text{Cte.}$ punto No.3, con $P_{ws} = 4397.66$ psi

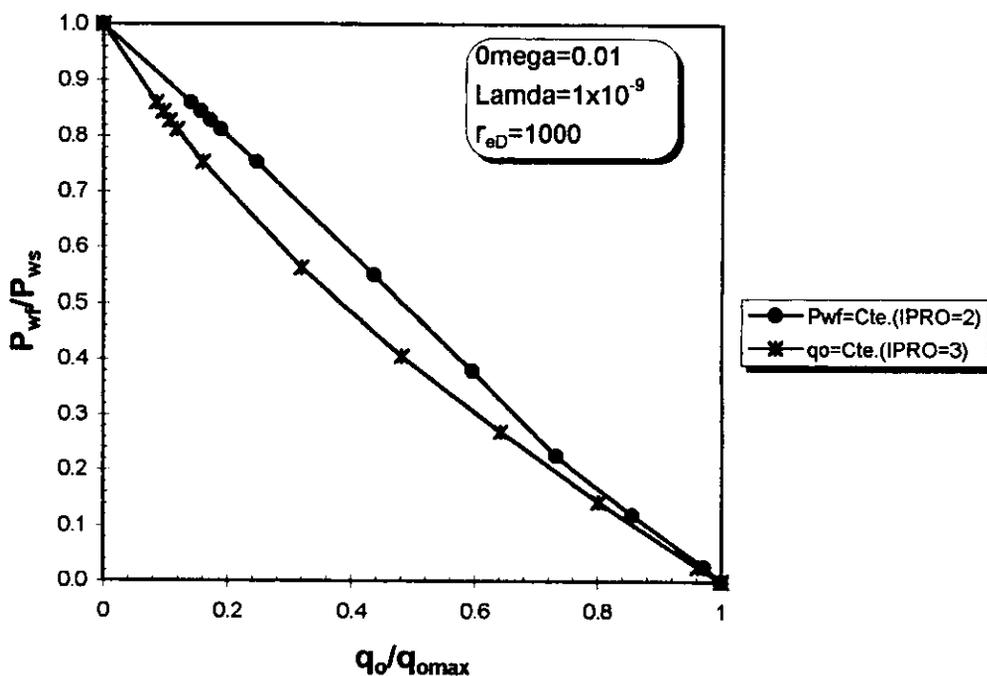


Figura (4-39) Comparación de IPR's adimensionales a $q_o = \text{Cte.}$ y $P_{wf} = \text{Cte.}$ punto No.3, con $P_{ws} = 4397.66$ psi

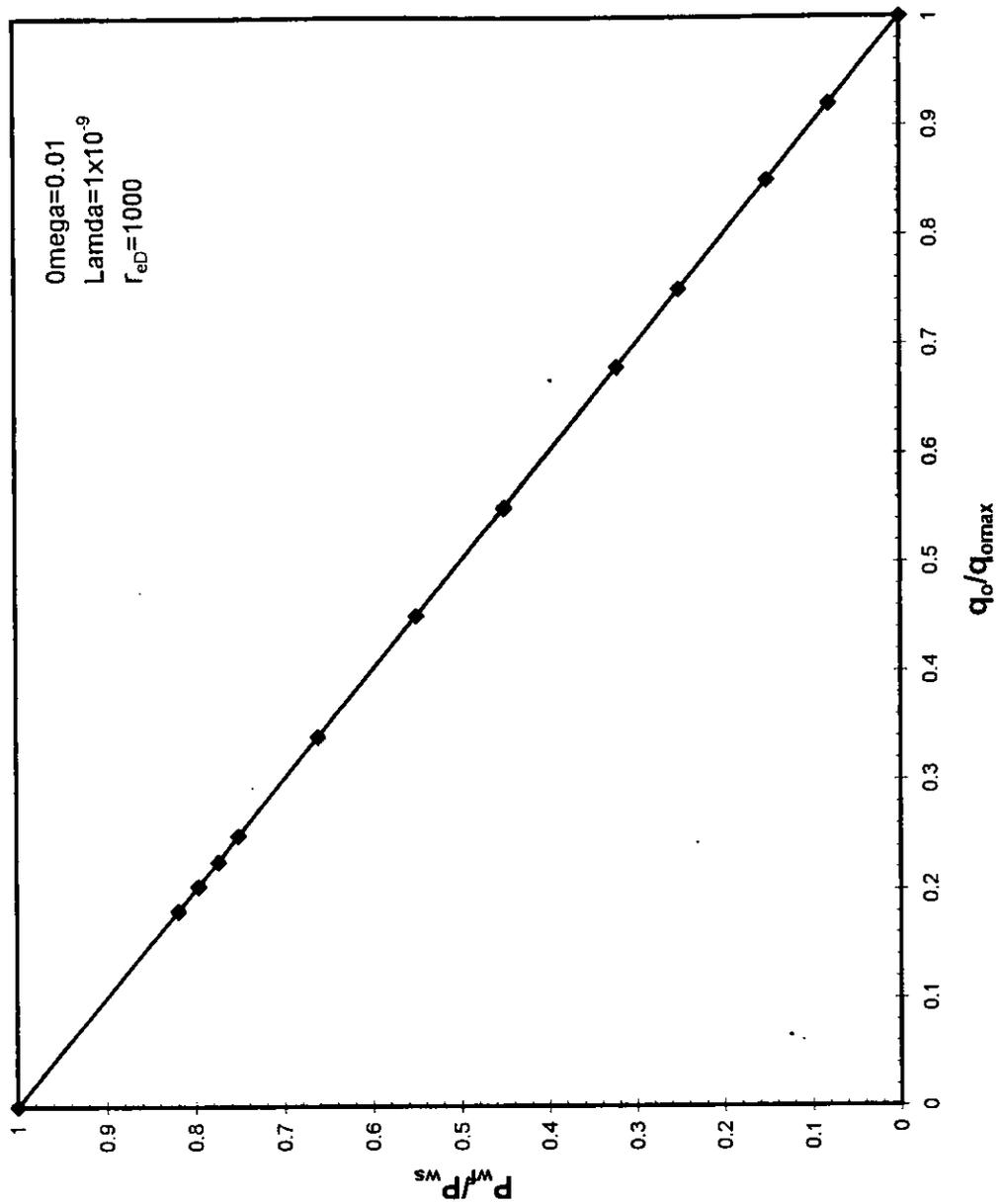


Figura (4-40) Curva de IPR adimensional generada a $q_o=Cte.$
 para el punto 4, con $P_{ws}=3605.21$ psi.

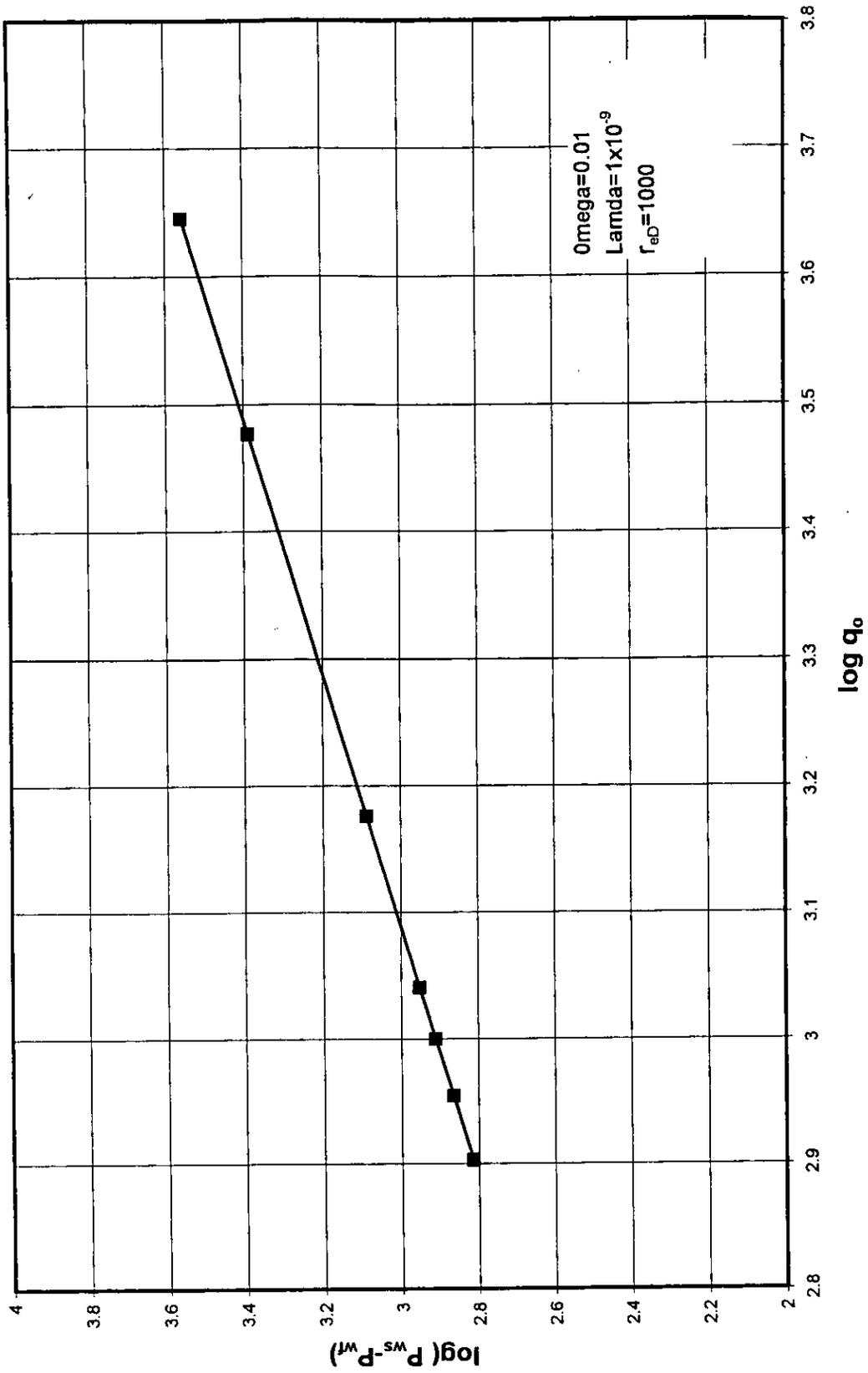


Figura (4-41) Gráfica para la determinación del potencial del pozo generada a $q_o = Cte.$
 punto No. 4, con $P_{ws} = 3605.21$ psi ($q_{o,max} = 4420$ BPD)

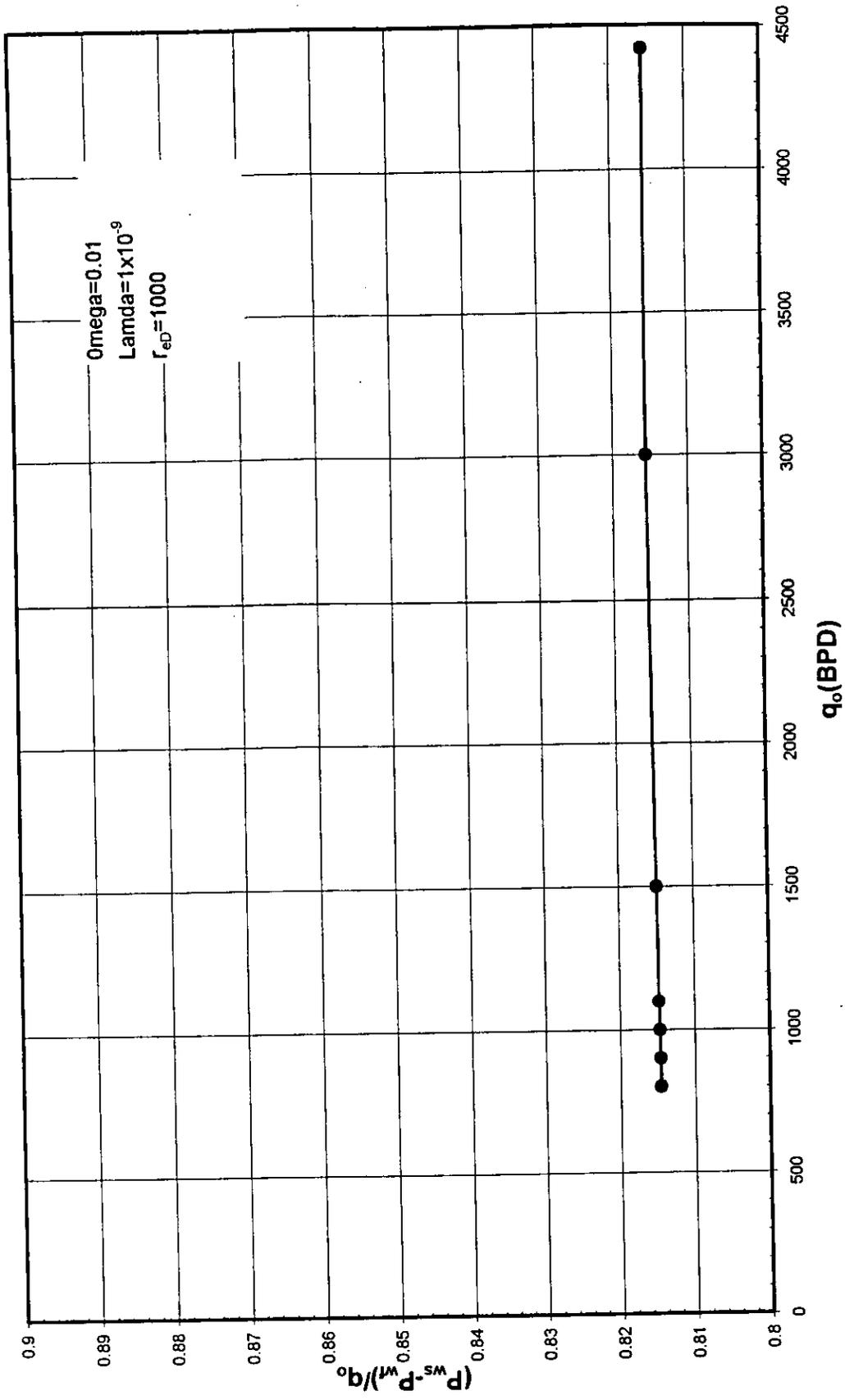


Figura (4-42) Gráfica para evaluación de efectos de turbulencia generada a $q_0 = Cte.$
 punto No.4, con $P_{ws}=3605.21$ psi

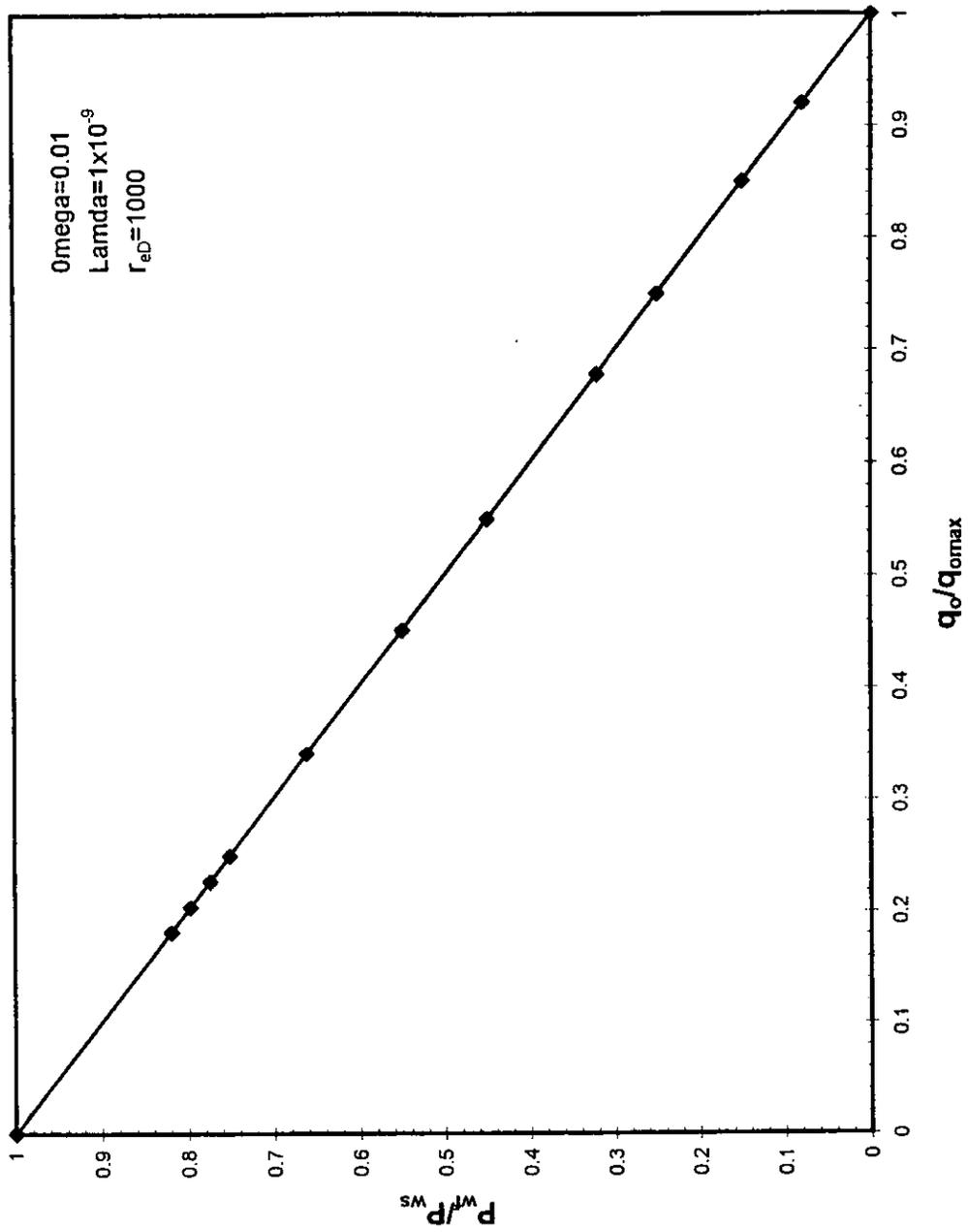


Figura (4-43) Curva de IPR adimensional generada a $P_{wf} = Cte.$ para el punto 4, con $P_{ws} = 3605.21$ psi.

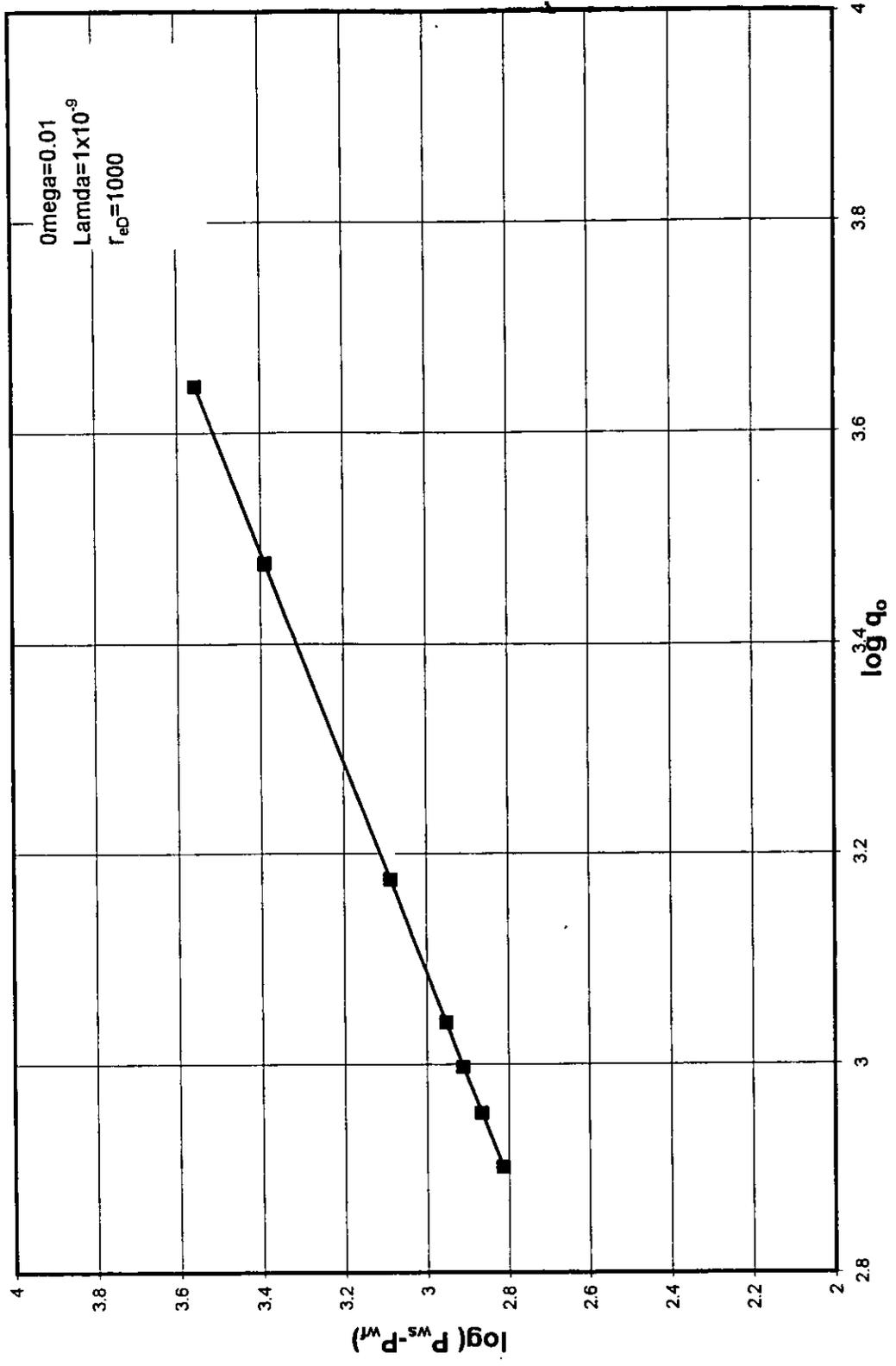


Figura (4-44) Gráfica para la determinación del potencial del pozo generada a P_{wf}=Cte. punto No.4, con P_{ws} =3605.21 psi (q_{omax}=4407 BPD)

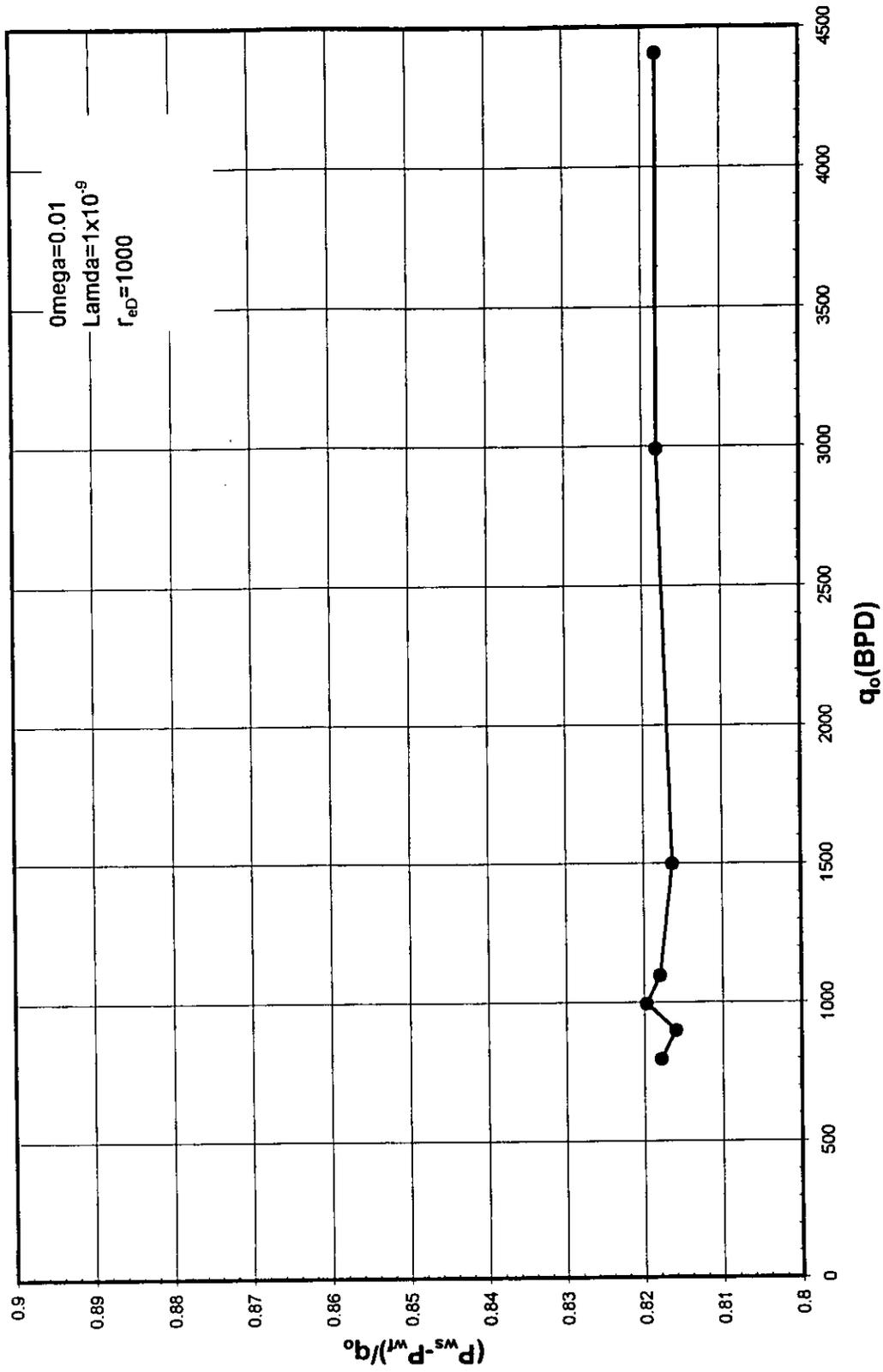


Figura (4-45) Gráfica para evaluación de efectos de turbulencia generada a $P_{wf} = Cte.$
 punto No.4, con $P_{ws} = 3605.21$ psi.

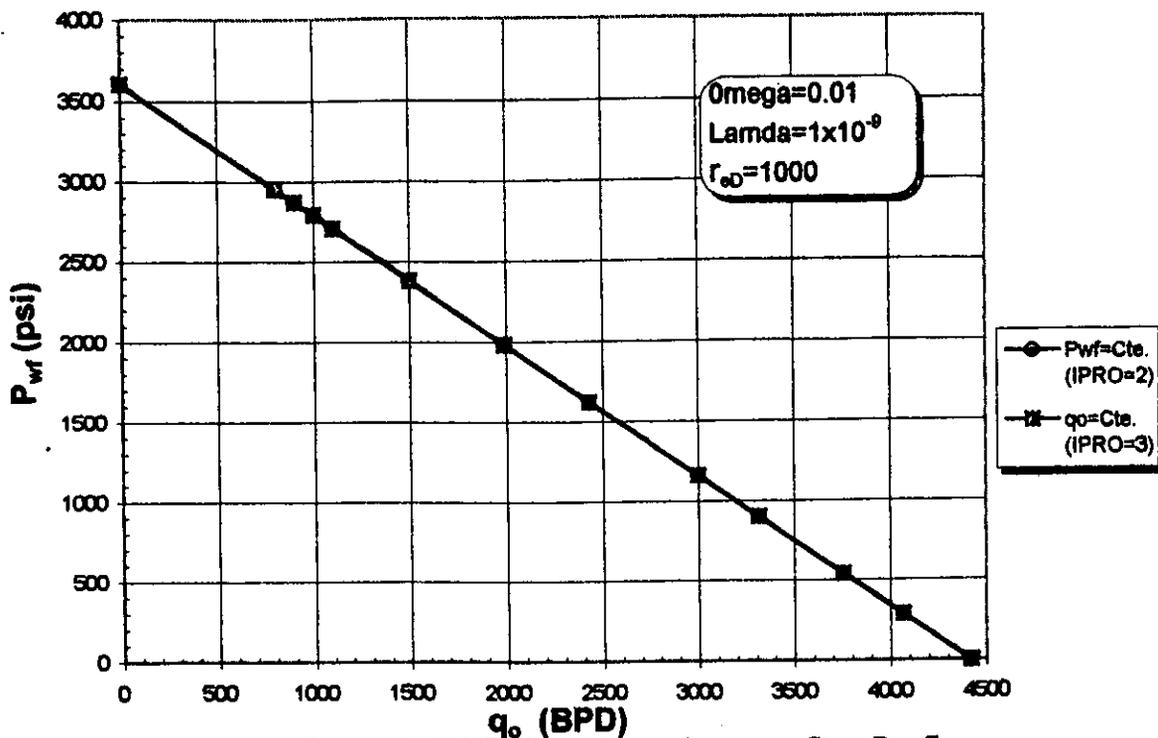


Figura (4-46) Comparación de IPR's variables reales, con $q_o = \text{Cte.}$ y $P_{wf} = \text{Cte.}$ punto No.4, con $P_{wi} = 3605.21$ psi

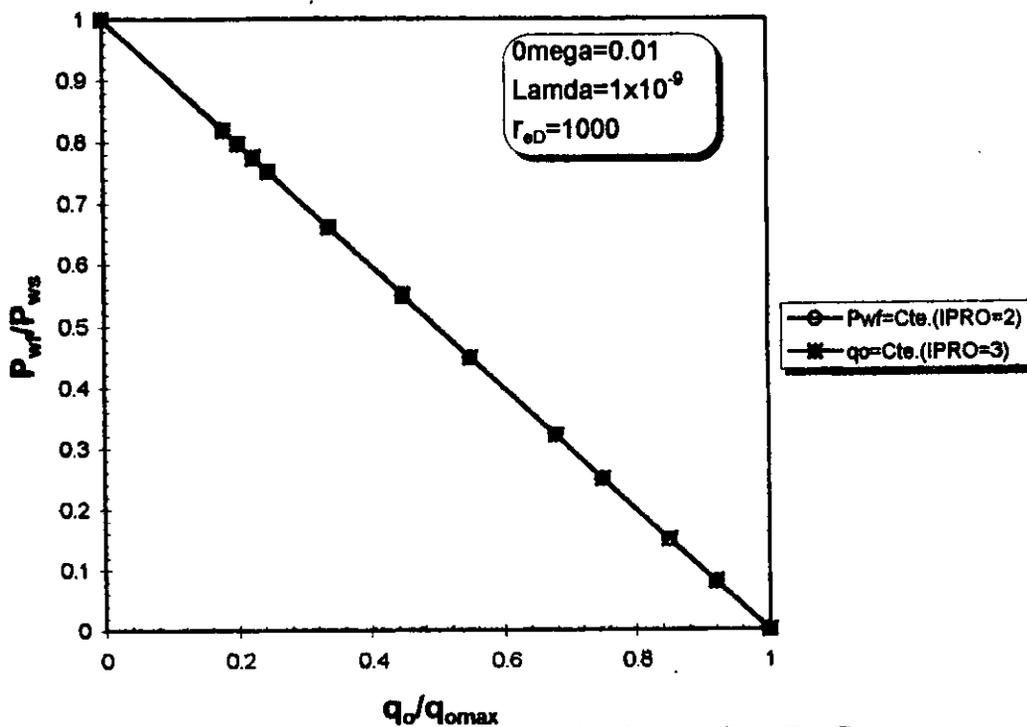


Figura (4-47) Comparación de IPR's adimensionales a $q_o = \text{Cte.}$ y $P_{wf} = \text{Cte.}$ punto No.4, con $P_{wi} = 3605.21$ psi

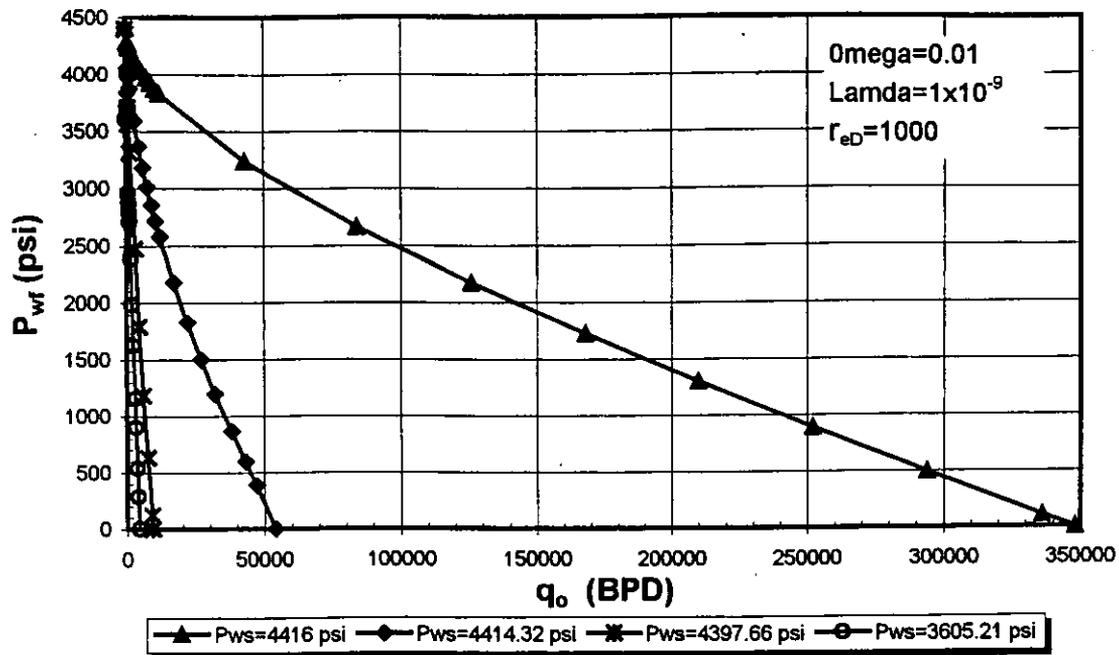


Figura (4-48) Comparación de IPR's variables reales, con $q_o = \text{Cte.}$ y diferentes P_{ws}

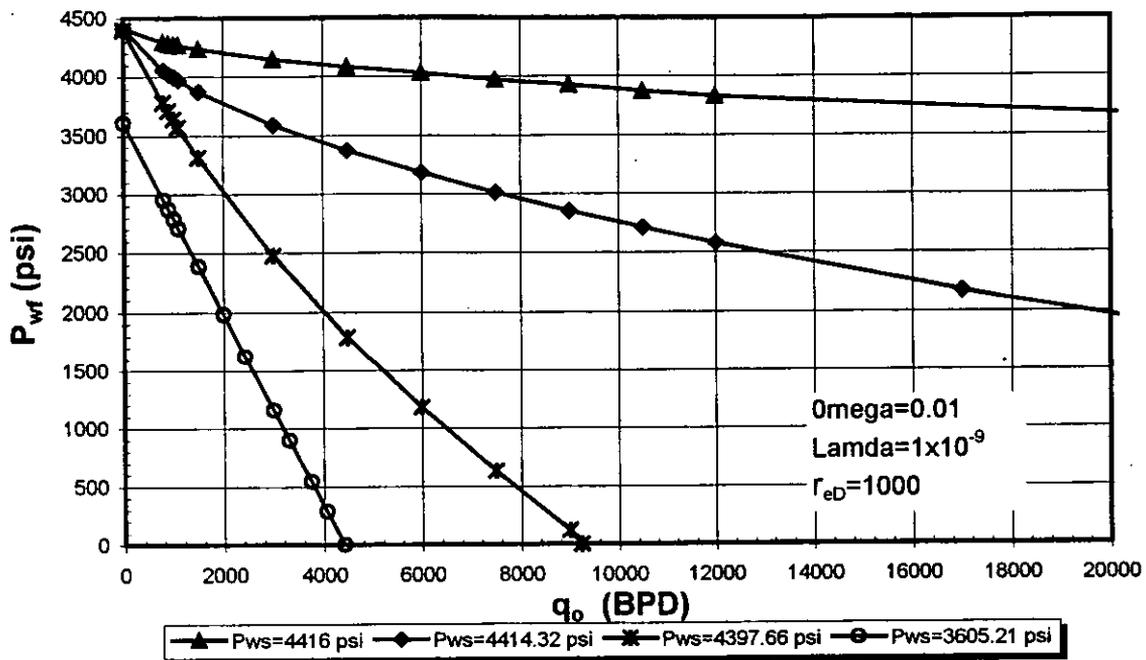


Figura (4-49) Comparación de IPR's variables reales, con $q_o = \text{Cte.}$ y diferentes P_{ws} (Cambio de escala).

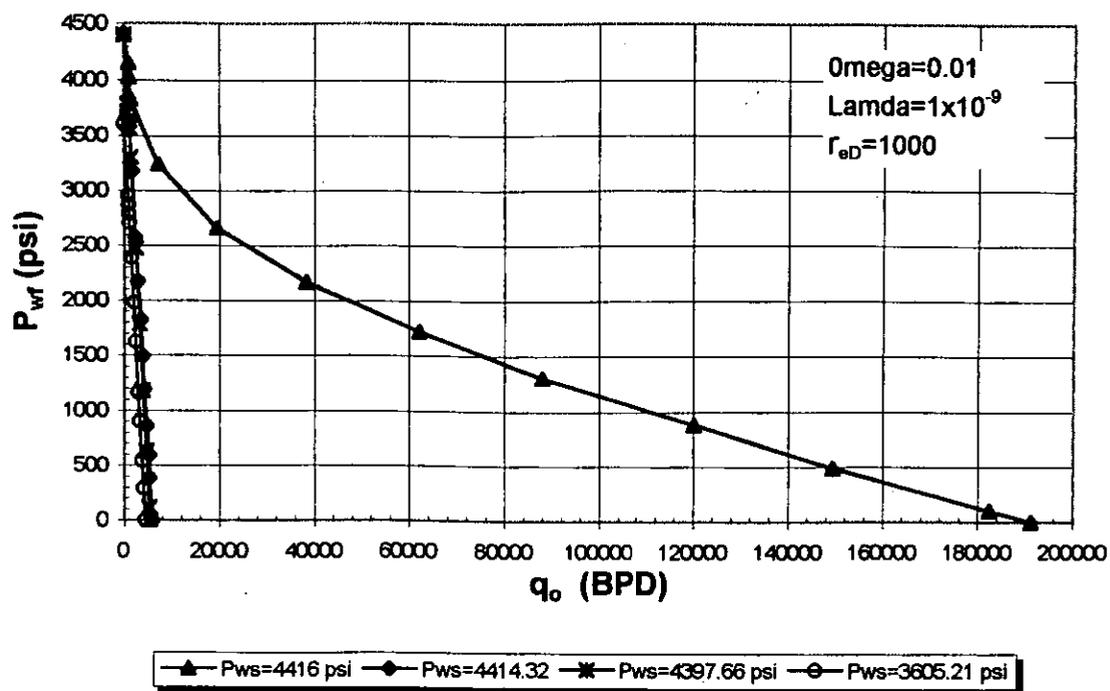


Figura (4-50) Comparación de IPR's variables reales, con $P_{wf}=Cte.$ y diferentes P_{ws}

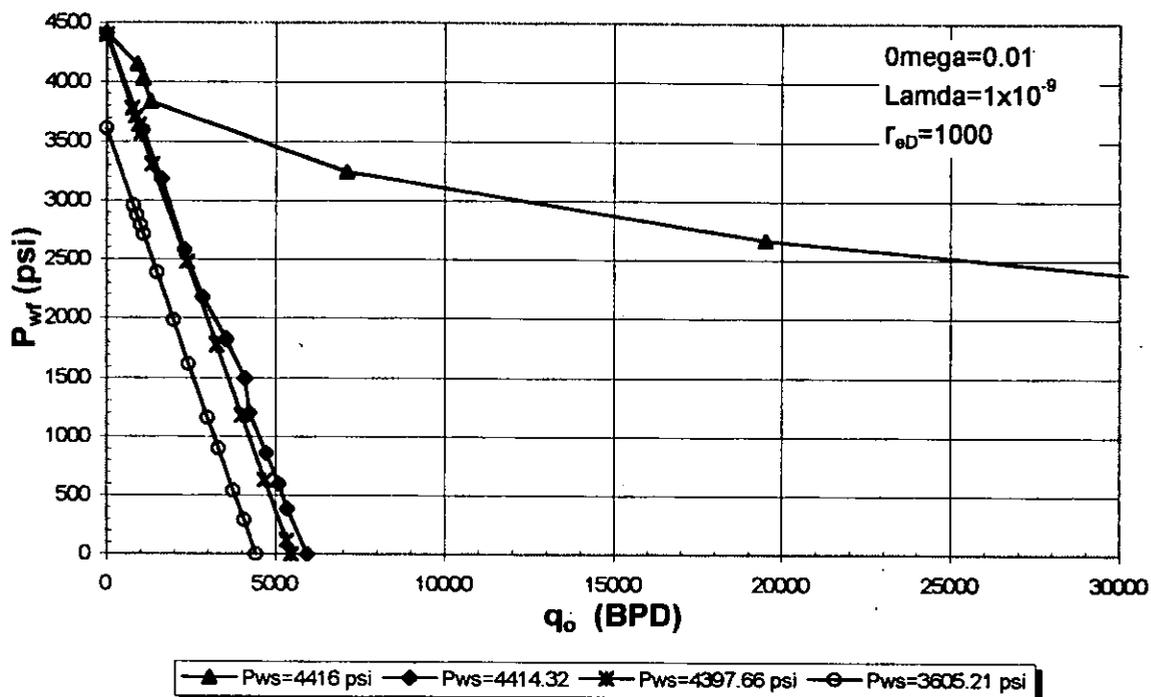


Figura (4-51) Comparación de IPR's variables reales, con $P_{wf}=Cte.$ y diferentes P_{ws} (Cambio de escala).

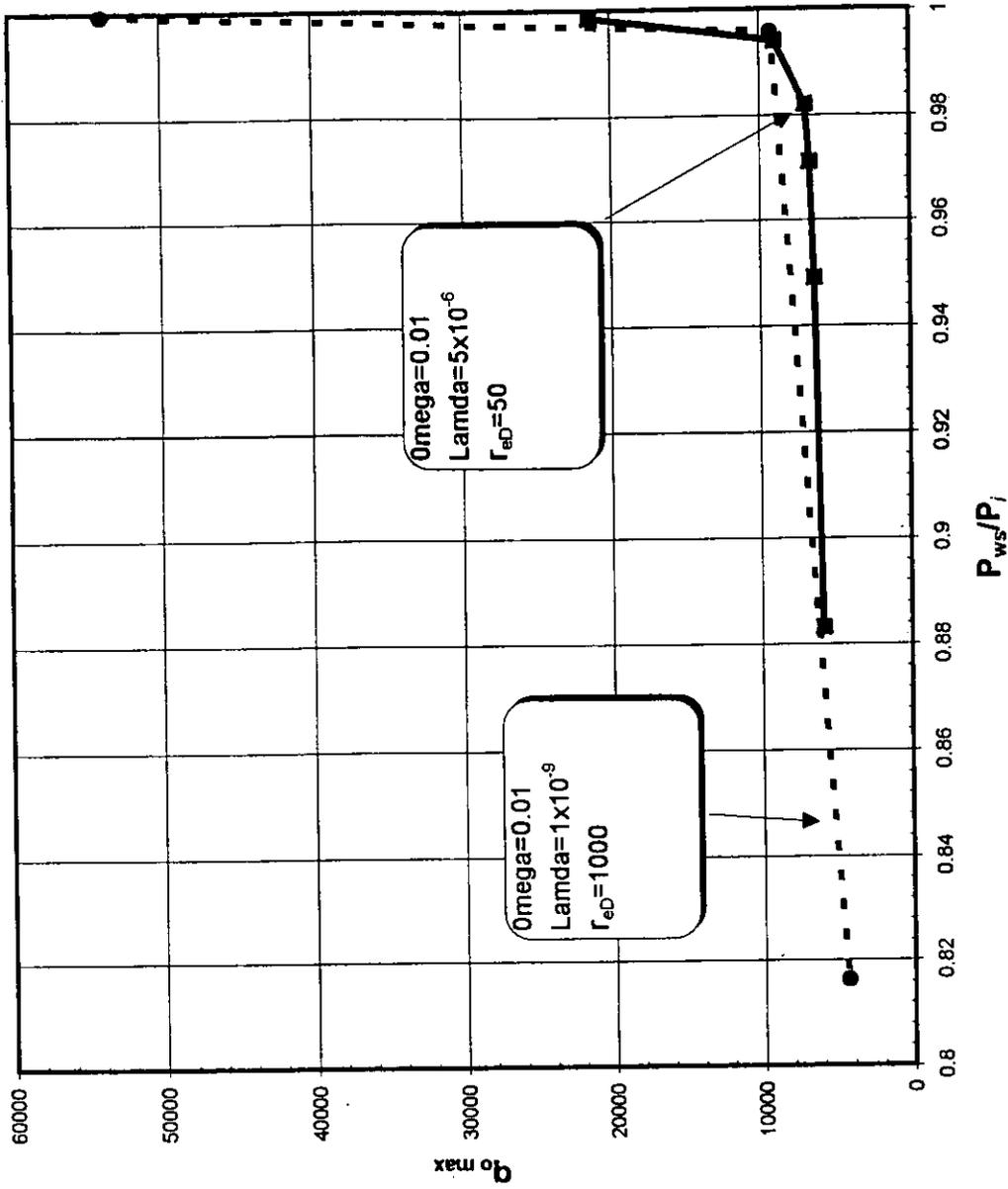


Figura (4-52) Variación del potencial del pozo con la presión estática para diferentes valores de Λ y r_{eD} .

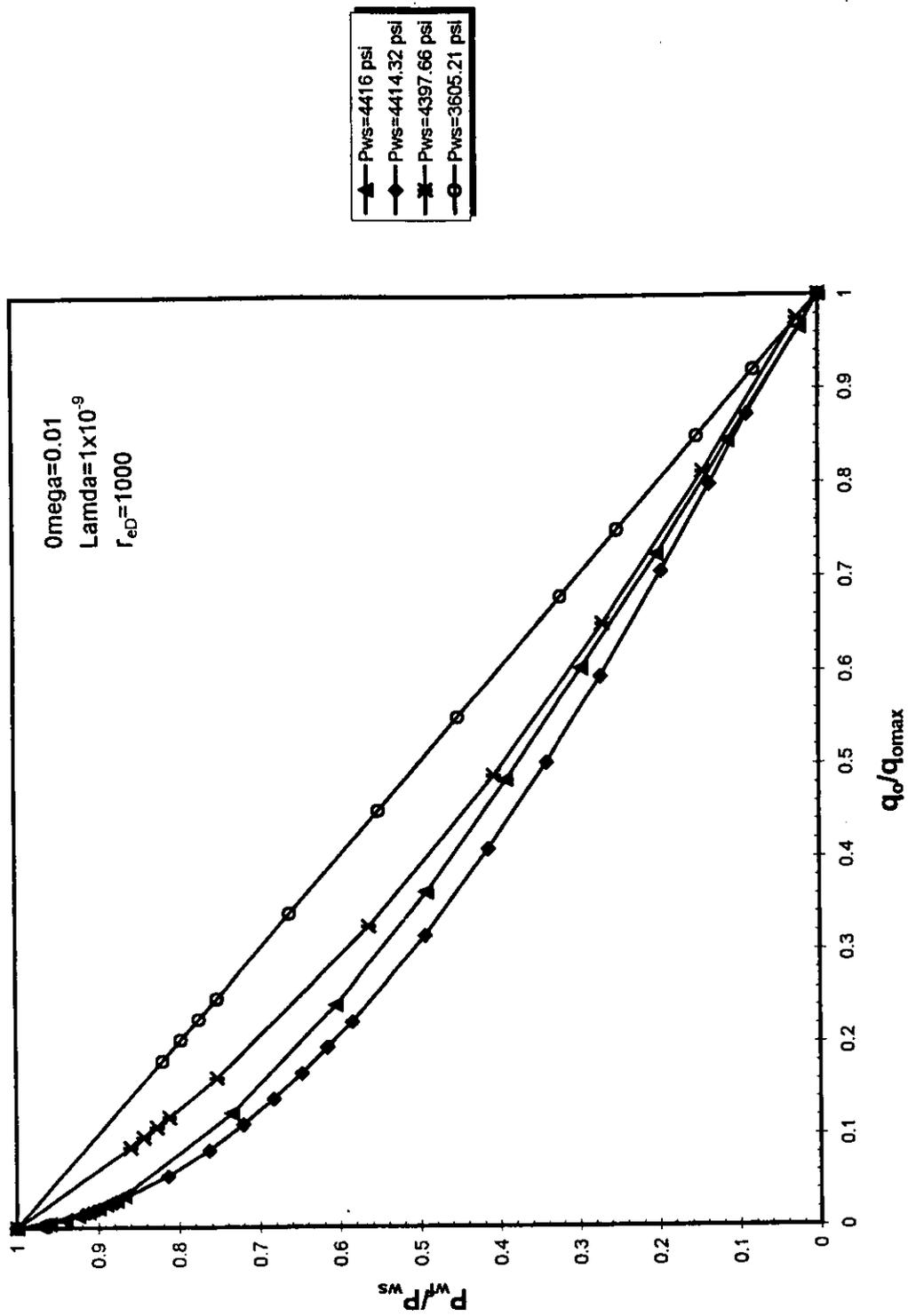


Figura (4-53) Curva de IPR adimensional generada a $q_o = Cte.$ para los diferentes periodos de flujo, referidas a diferentes P_{ws} .

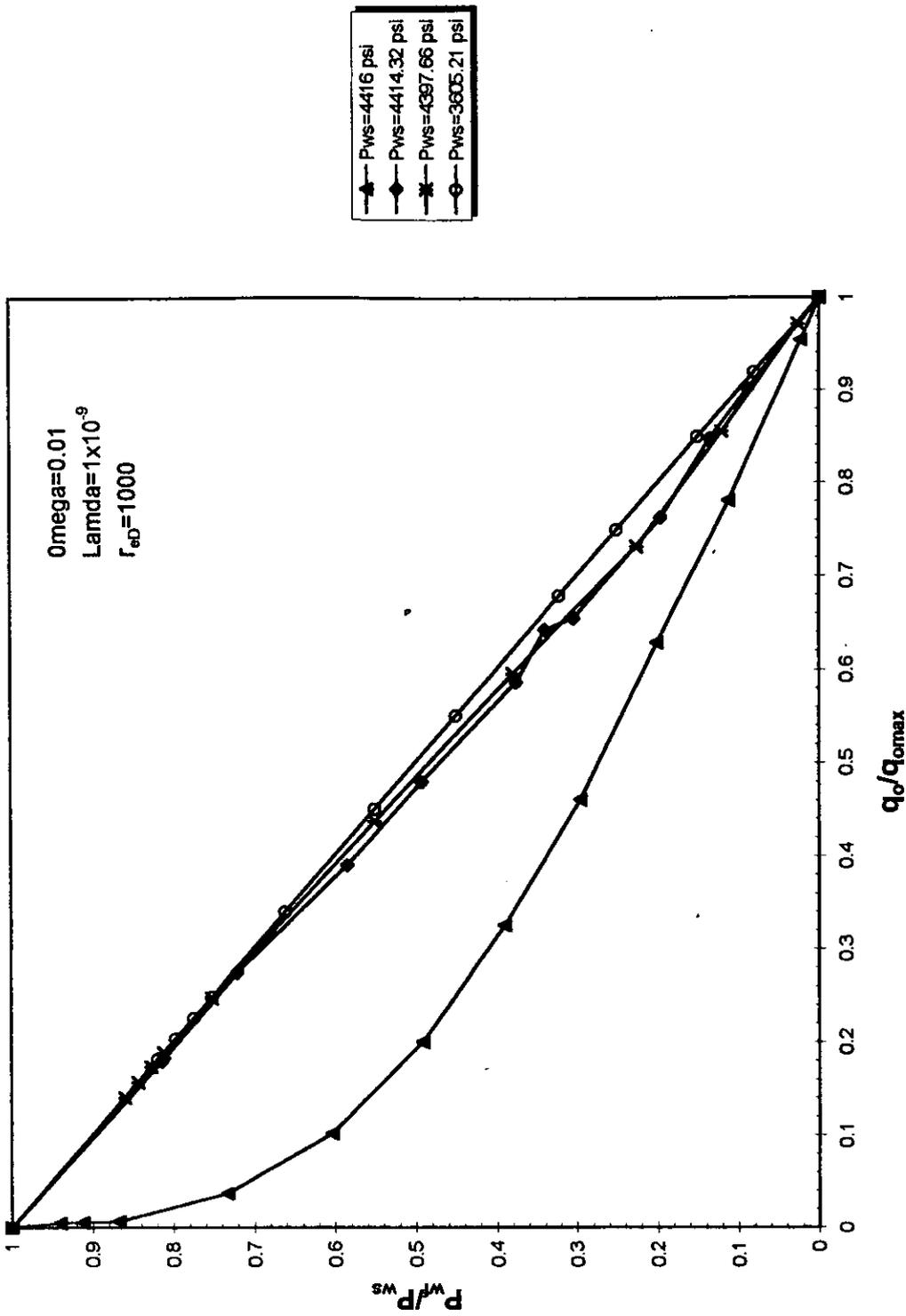


Figura (4-54) Curva de IPR adimensional generada a $P_{wf}=Cte.$ para los diferentes periodos de flujo, referidas a diferentes P_{ws} .

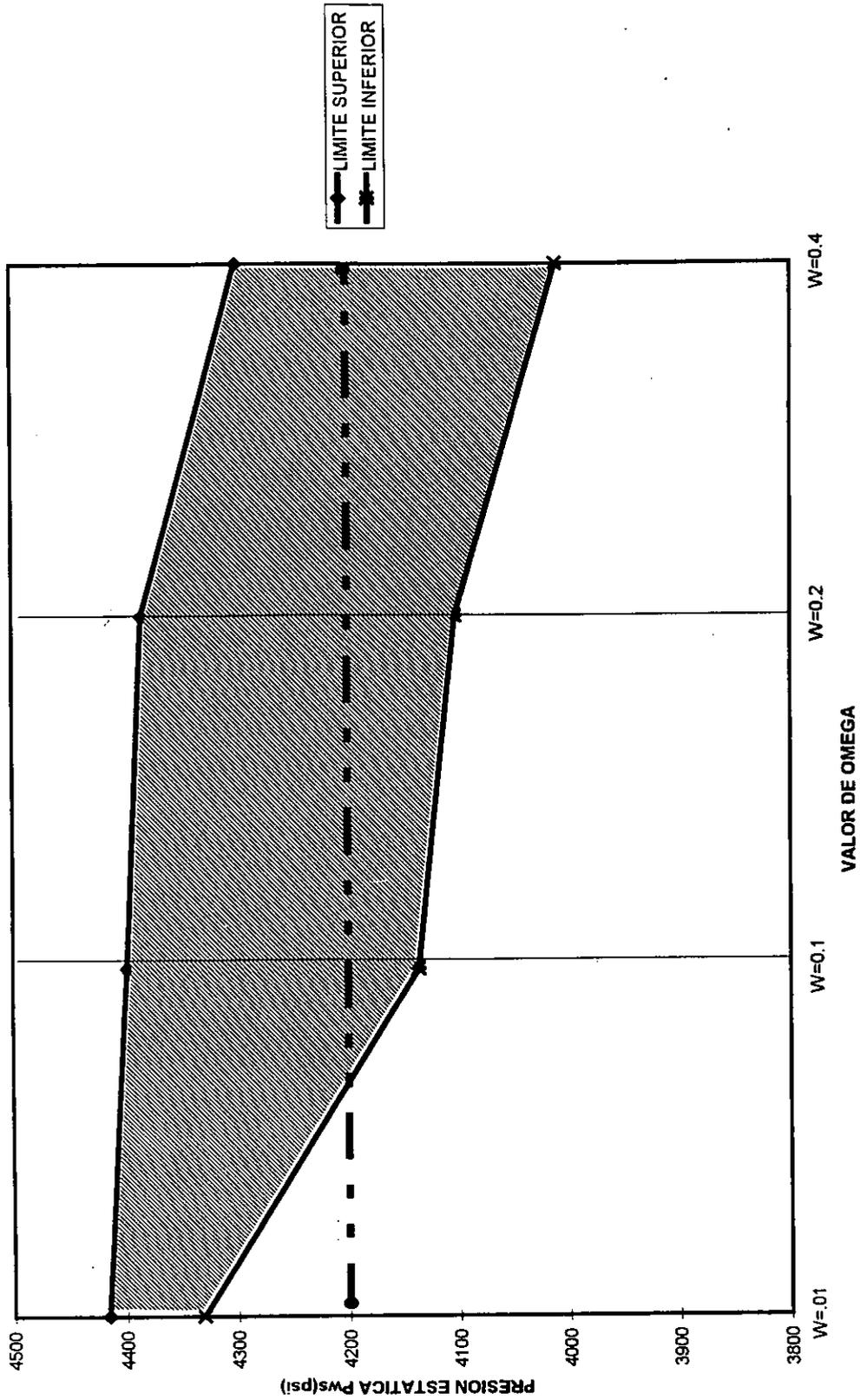


Figura (4-55) Rangos de P_{ws} para $q_0 = Cte.$ a diferentes valores de omega, $\lambda = 1 \times 10^{-9}$, $r_{eD} = 1000$.

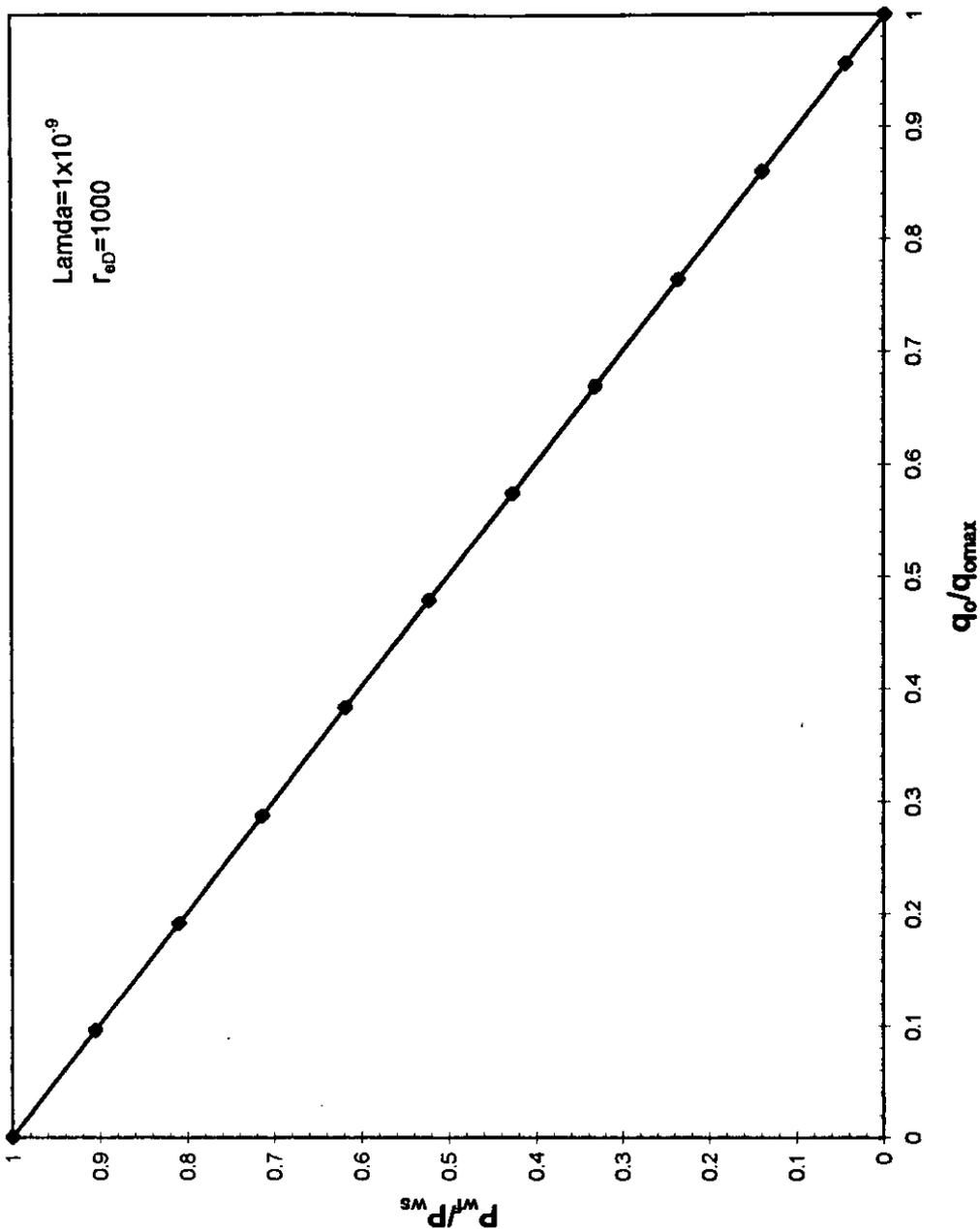


Figura (4-56) Curva de IPR adimensional generada a $P_{wf} = Cte.$
 $\omega = 0.01$, con $P_{ws} = 4200$ psi.

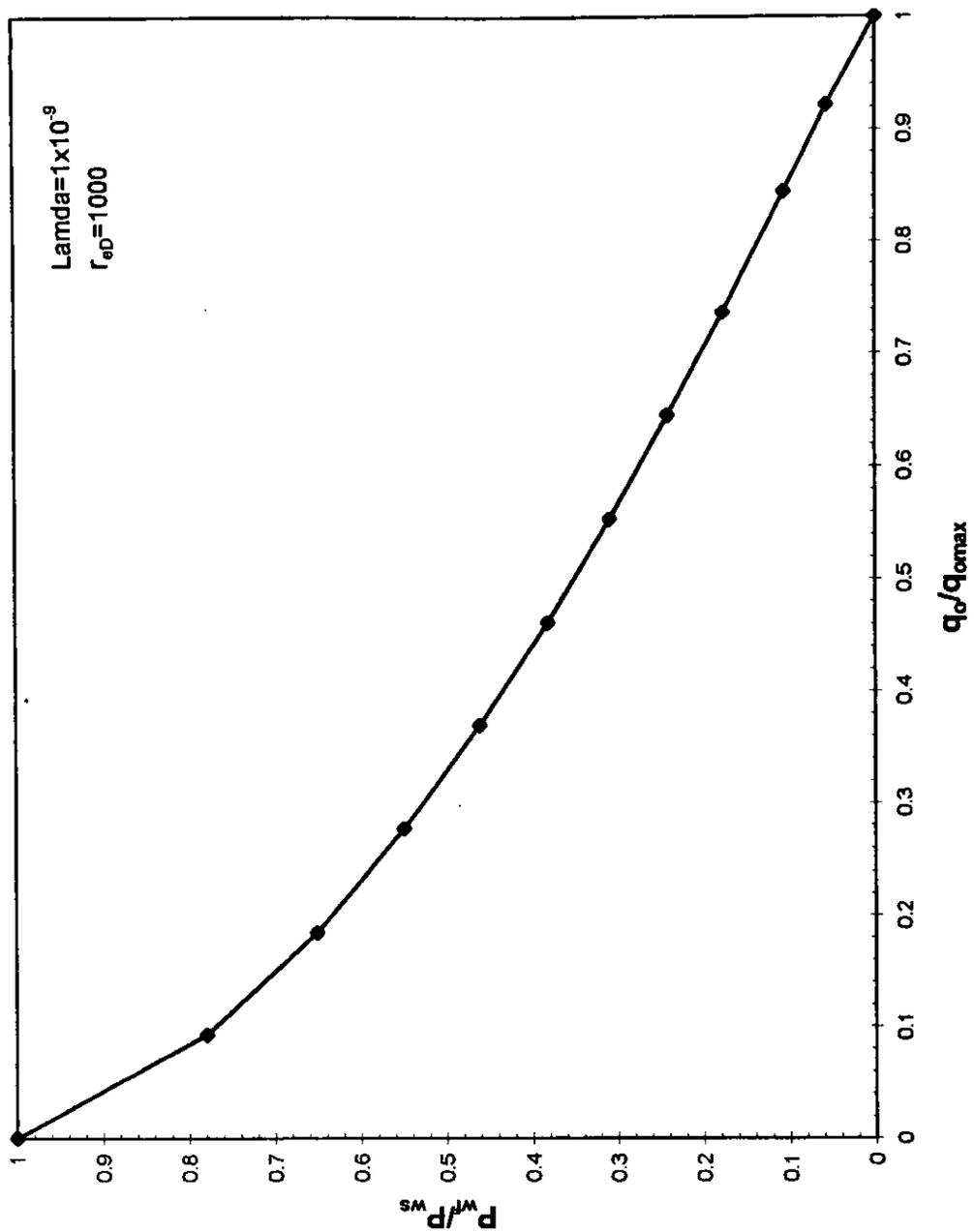


Figura (4-57) Curva de IPR adimensional generada a $P_{wf} = Cte.$
 $\omega = 0.4$, con $P_{ws} = 4200$ psi.

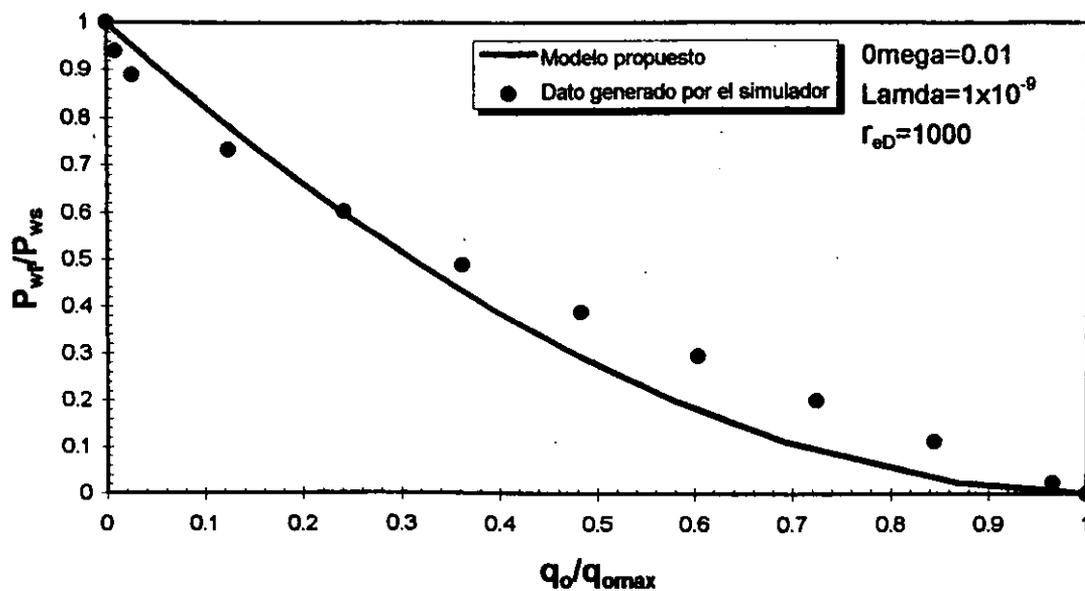


Figura (4-58) Comparación de la IPR generada a $q_o=Cte$, con la expresión propuesta, y la generada con el simulador (Punto No.1 $P_{ws}=4416.00$ psi)

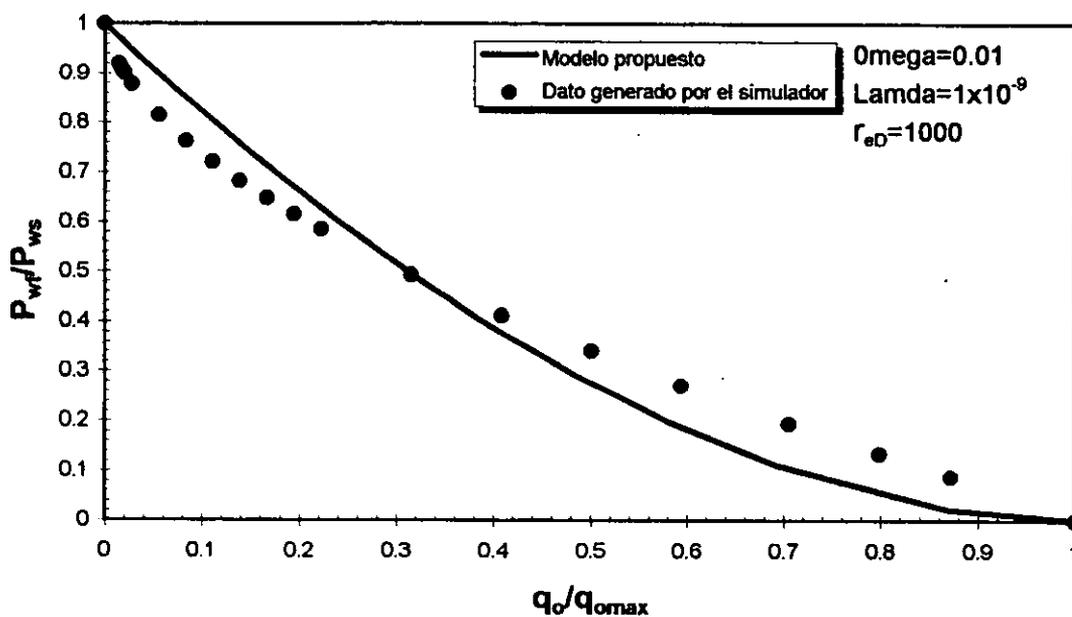


Figura (4-59) Comparación de la IPR generada a $q_o=Cte$, con la expresión propuesta, y la generada con el simulador (Punto No.2 $P_{ws}=4414.32$ psi)

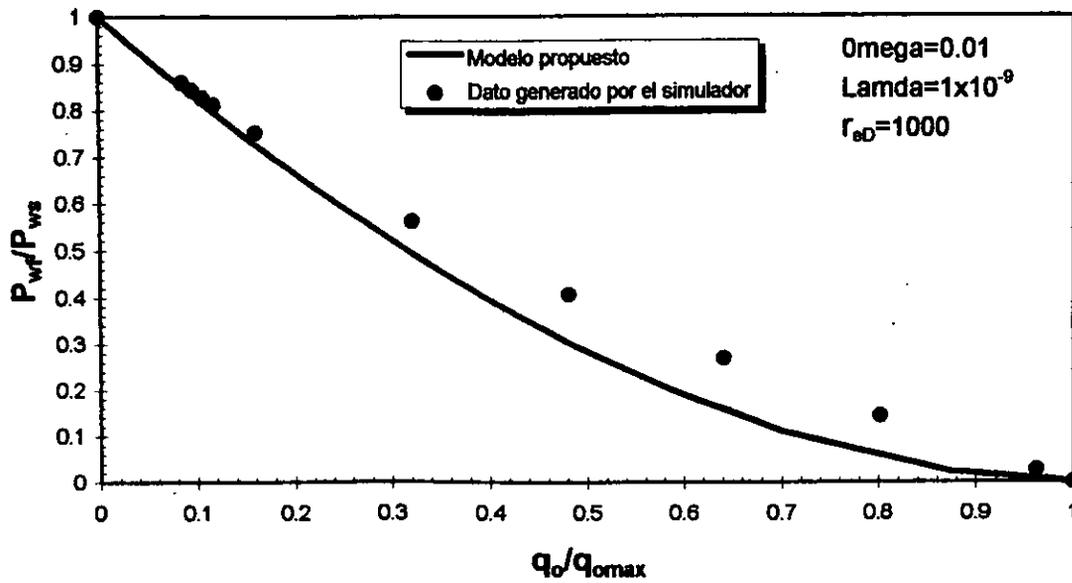


Figura (4-60) Comparación de la IPR generada a $q_o=Cte$ con la expresión propuesta, y la generada con el simulador (Punto No.3 $P_{ws}=4397.66$ psi)

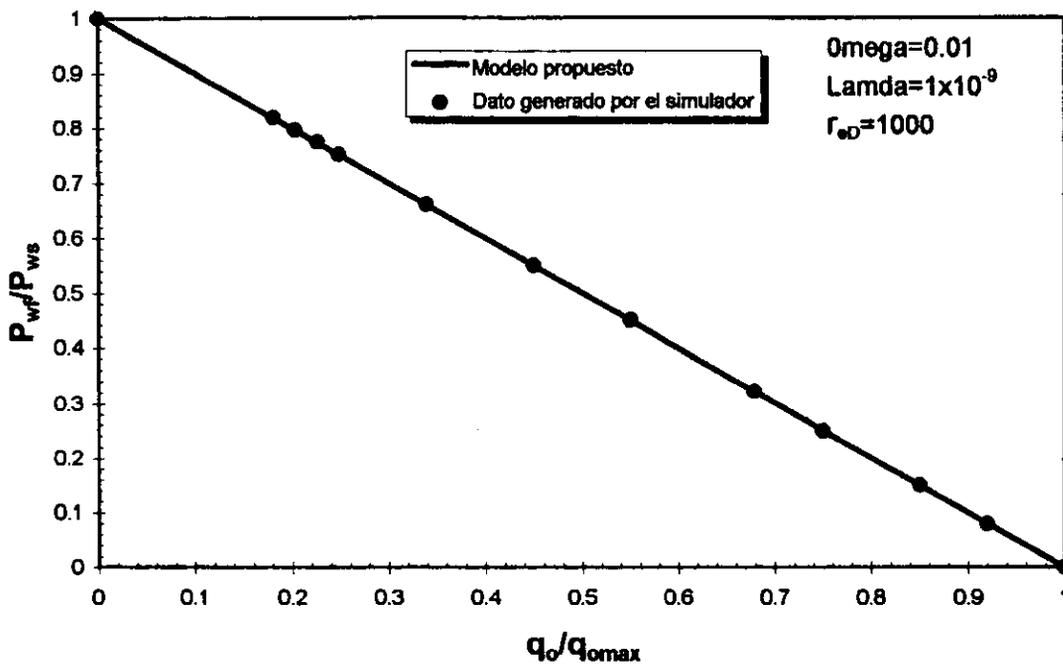


Figura (4-61) Comparación de la IPR generada a $q_o=Cte$, con la expresión propuesta, y la generada con el simulador (Punto No.4 $P_{ws}=3605.21$ psi)

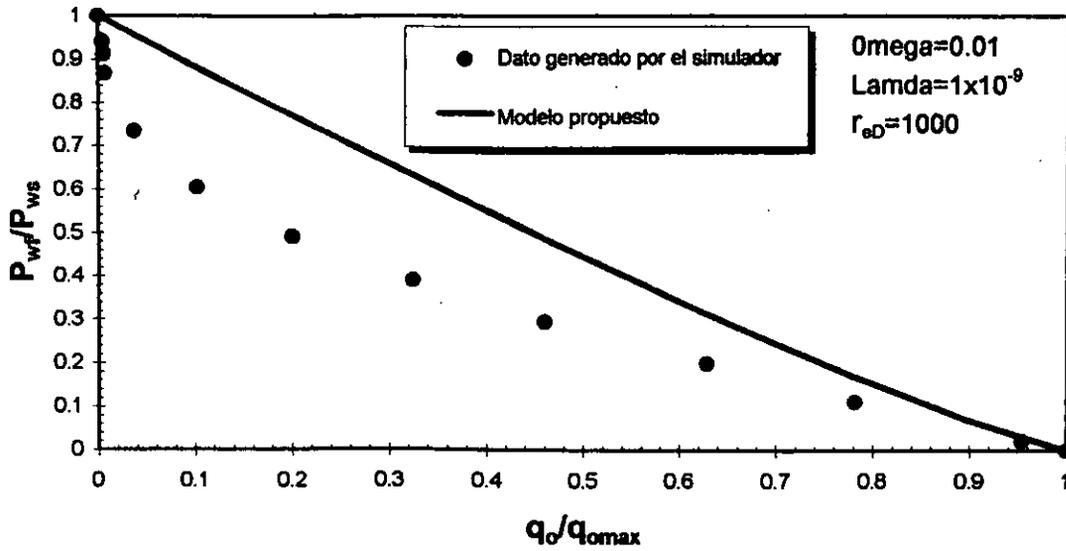


Figura (4-62) Comparación de la IPR generada a $P_{wf}=Cte$, con la expresión propuesta, y la generada con el simulador (Punto No.1 $P_{ws}=4416.00$ psi)

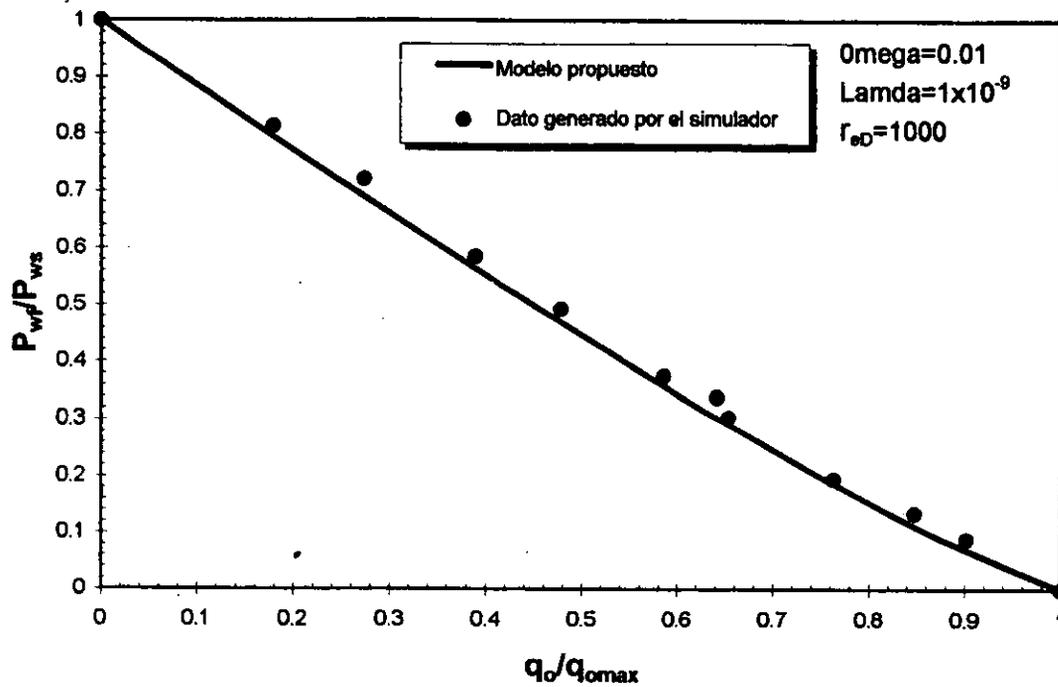


Figura (4-63) Comparación de la IPR generada a $P_{wf}=Cte$, con la expresión propuesta, y la generada con el simulador (Punto No.2 $P_{ws}=4414.32$ psi)

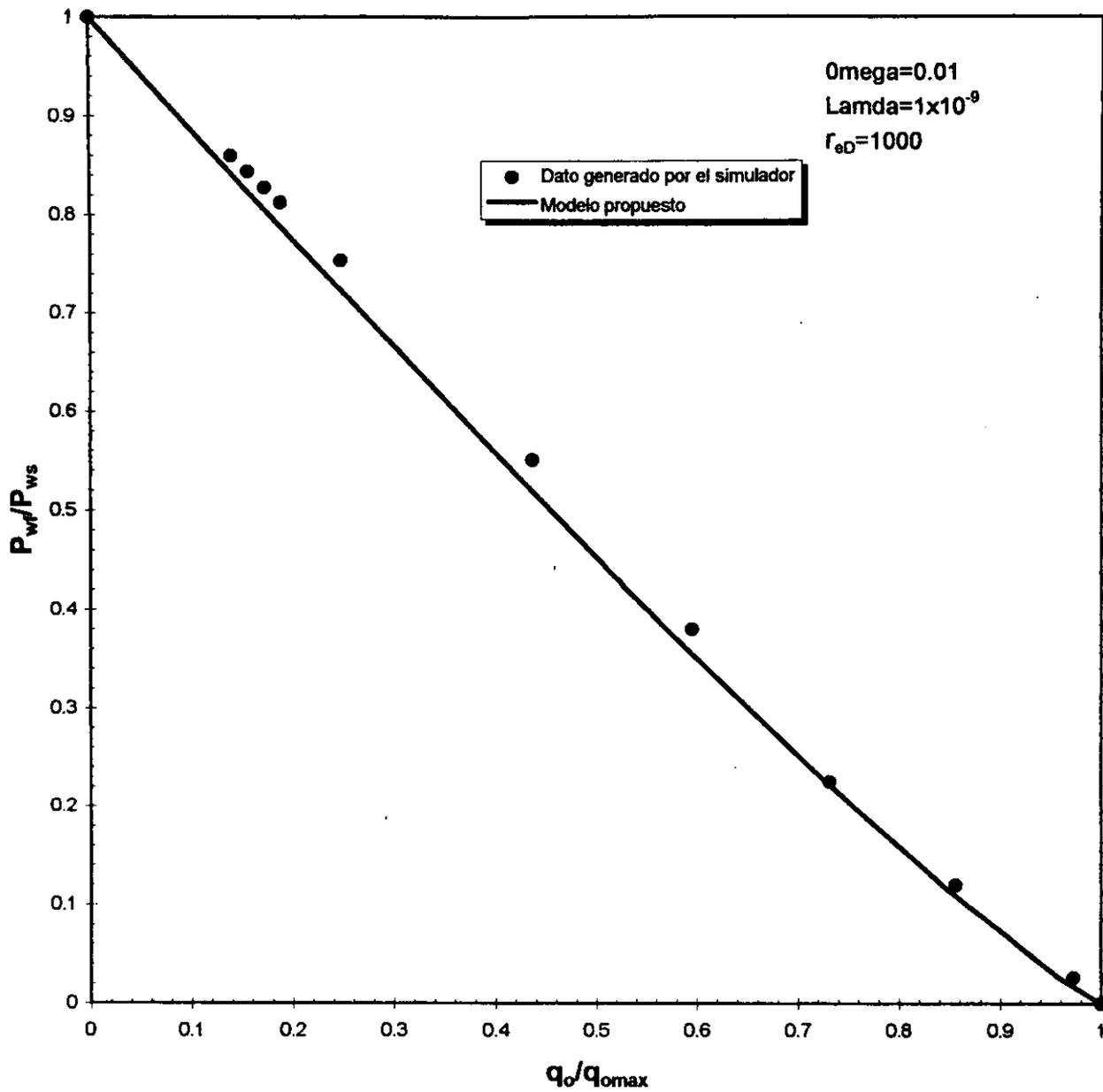


Figura (4-64) Comparación de la IPR generada a $P_{wf}=Cte$, con la expresión propuesta, y la generada con el simulador (Punto No.3 $P_{ws}=4397.66$ psi)

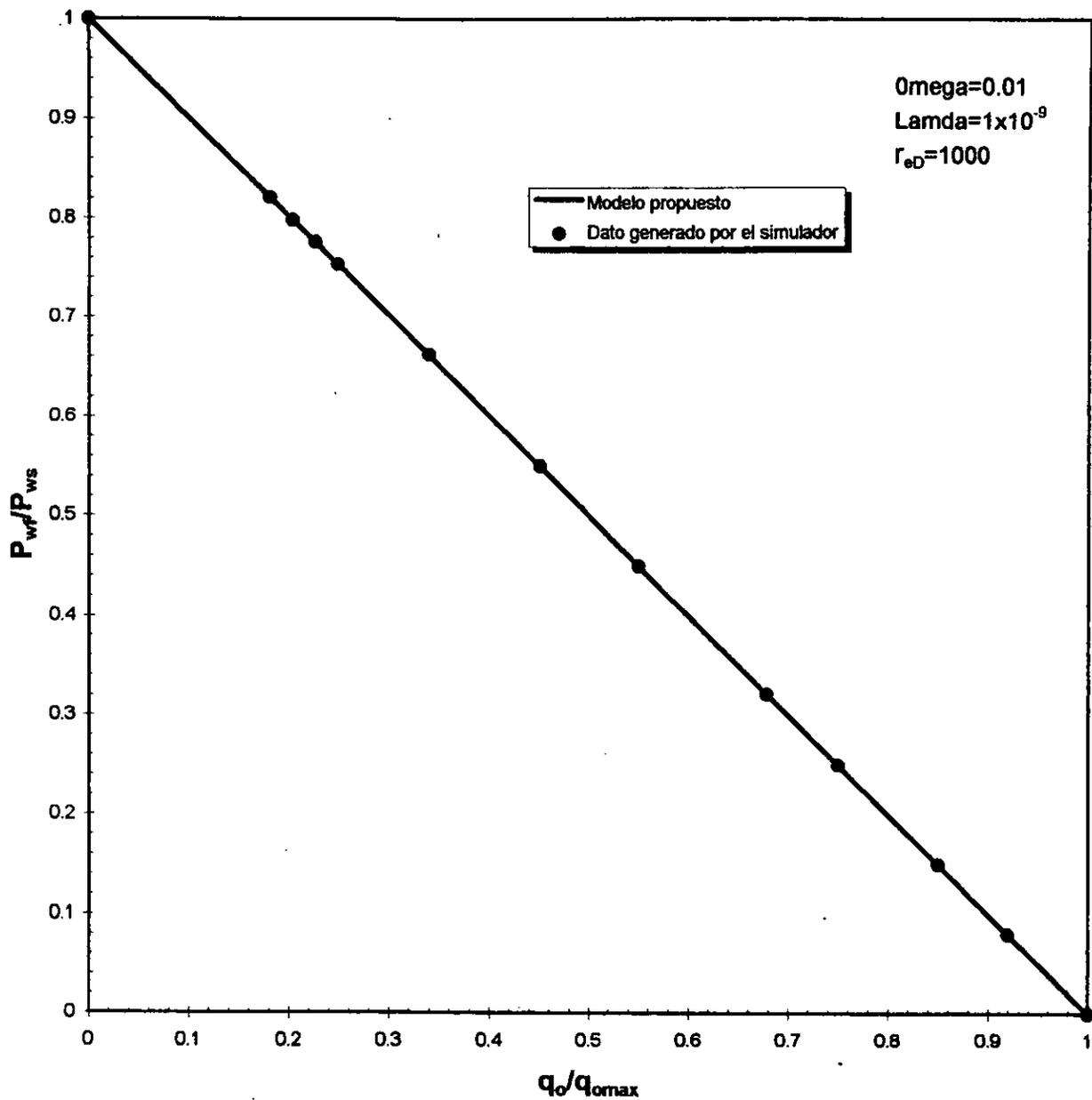


Figura (4-65) Comparación de la IPR generada a $P_{wf}=Cte$, con la expresión propuesta, y la generada con el simulador (Punto No.4 $P_{ws}=3605.21$ psi)

CAPITULO V

VALIDACION DEL MODELO

(APLICACION EN UN POZO DE UN CAMPO DE LA REGION MARINA SUROESTE)

5.1 ANTECEDENTES

El pozo elegido para la validación del modelo propuesto, es uno de desarrollo de un campo de la Región Marina Suroeste de PEMEX, denominado en este trabajo como pozo "A". Este pozo fue terminado en Febrero de 1996 y los datos del mismo aparecen en la Tabla (5-1).

El estado mecánico aparece en la figura (5-1) y en la figura (5-2) se muestra su perfil de desviación. Si bien las expresiones propuestas en el presente trabajo fueron desarrolladas para pozos verticales, la aplicación en el pozo "A" (pozo desviado) se respalda en los resultados y conclusiones obtenidas por Cheng⁽¹⁹⁾, quien dice que las curvas de IPR para pozos con desviaciones de 15° a 30°, no son muy diferentes a las obtenidas para pozos verticales. A una conclusión similar llegó Kabir⁽³⁸⁾ quien señala que las correlaciones desarrolladas para pozos verticales, pueden ser usadas para describir el comportamiento de afluencia a pozos con diferente orientación una vez que el potencial máximo del mismo, ha sido evaluado adecuadamente. Con esto se justifica la aplicación de las expresiones propuestas en este trabajo al pozo "A", con una desviación máxima de 27.88°, que cae en los rangos de desviación establecidos por Cheng⁽¹⁹⁾.

Los datos de la última prueba de presión-producción efectuada en Junio de 1997 aparecen en la Tabla (5-2).

Tabla (5-1) Datos del pozo "A" para la aplicación del modelo.

PARAMETRO	VALOR
Presión estática inicial (psi)	9513.18
Presión estática al momento de la prueba (psi)	9441.21
Temperatura de superficie (°F)	122
Temperatura de yacimiento(°F)	298.4
Relación gas-aceite (pie ³ /bbl)	1824
Agua producida (%)	0
Intervalo productor en agujero descubierto (pies)	16,928-17079 (TVD)
°API	36.8
γ_g	0.9441
Presión de saturación del aceite (psi)	5176.08
Factor de volumen del aceite (bls _{@c.y} /bls _{@c.s.})	2.432
λ	2.58×10^{-9}
ω	0.107
r_{eD}	500

Tabla (5-2) Datos del aforo realizado al pozo "A"

Estrangulador (pg)	q_o (BPD)	q_g (MMPCD)	RGA (pie ³ /bbl)	Agua (%)	P_{fp} (psi)	P_{wf} (psi)	Temp.Sup. °F
¼	1230	1.78	1447	0	4977	9314.10	149
½	4517	8.45	1871	0	2844	7906.32	172
¾	4418	8.38	1896	0	2189.9	7223.76	172

Los valores de λ y ω , fueron obtenidos de análisis de pruebas de presión efectuados durante la evaluación al pozo después de su terminación.

5.2 GENERACION DE CURVA TIPO.

Como primer paso para la aplicación del modelo, se identificó el periodo de flujo en el que se encontraba el pozo al momento de la prueba de presión-producción, para lo cual se corrió el simulador SIMROCA, con la información del pozo que aparece en la Tabla (5-1), considerando para la corrida a presión de fondo constante 7,223.76 psi que es la registrada por el aforo de ¾".

En la figura (5-3) se aprecia la curva tipo generada, donde se identifica el punto de operación de acuerdo a la presión estática al momento de la prueba, de 9441.21 psi. De esta figura es claro que se está dentro del segundo periodo de flujo, caracterizado por el gasto adimensional constante, dentro del cual son aplicables las expresiones propuestas.

Una vez verificado esto, se procedió a generar las curvas de IPR con las expresiones propuestas, y compararlas con los datos medidos.

5.3 GENERACION DE CURVA DE IPR.

Dado que la prueba de presión - producción se realizó a presión de fondo constante, se aplica la ecuación (4-7) para evaluar el exponente B que interviene en la ecuación (4-5):

$$B = 21.56(-\log[0.107])^{0.105} (-\log[2.58 \times 10^{-9}])^{-1.5} \left(\frac{9441.21}{9513.18}\right)^{-3.81} = 0.878996$$

Para evaluar el potencial del pozo con los datos de la prueba de presión-producción de la Tabla (5-2), y aplicando la ecuación (4-5) se tiene:

PUNTO	q_o (BPD)	P_{wf} (psi)	$q_o/q_{o\ max}$	$q_{o\ max}$ (BPD)
1	1230	9,314.10	0.011844	103,851.0
2	4517	7,906.32	0.144401	31,281.0
3	4418	7,223.76	0.209678	21,070.4

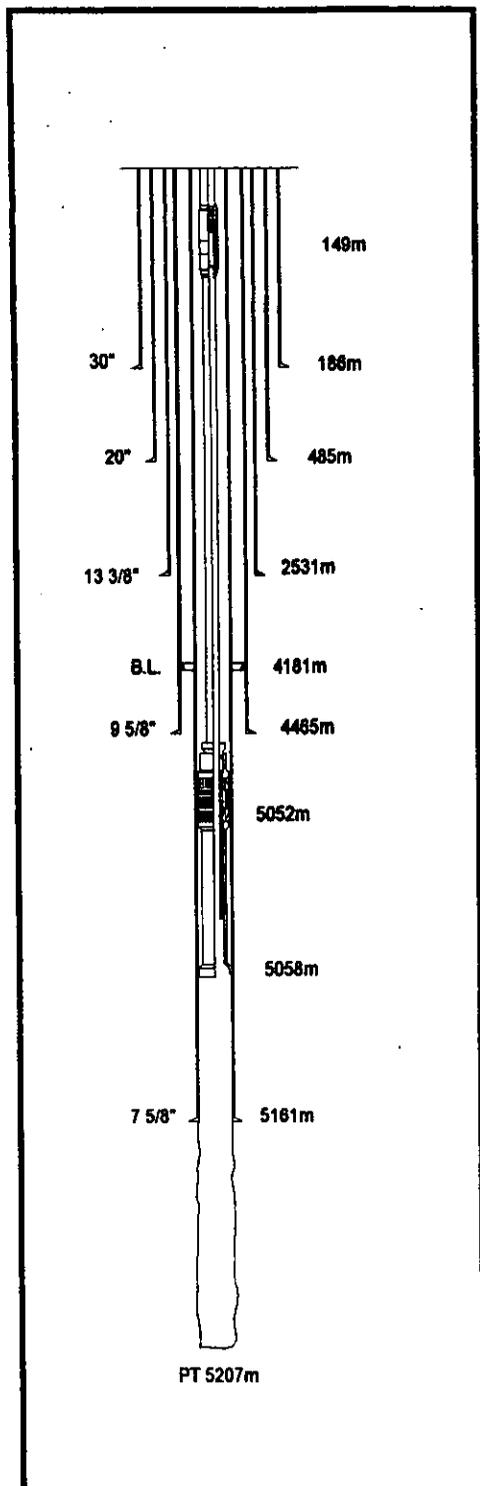
Se tomó el promedio del potencial evaluado para los puntos 2 y 3 para construir la curva de IPR, ya que el dato de aforo medido por $\frac{1}{4}$ ", correspondiente al punto 1, el pozo no estabilizó, presentando cabeceo, por lo que no se considera representativo. El potencial calculado fue corroborado con la tendencia que muestran los puntos de la gráfica en la figura (5-4), tal como se sugiere en el Capítulo IV. El potencial calculado fue de $q_{o\ max} = 26,176$ BPD.

Con esta información se genera la curva de IPR mostrada en la figura (5-5), donde se compara con los datos medidos.

De la figura se observa que la curva generada con la expresión propuesta, sigue de cerca la tendencia de los puntos medidos. La Tabla (5-3) muestra el porcentaje de error cometido al evaluar el IPR con el método propuesto.

Tabla (5-3) Comparación de errores cometidos al aplicar la expresión propuesta al pozo "A".

P_{wf} (psi)	q_o medido (BPD)	q_o expresión propuesta (BPD)	Error expresión propuesta (%)
7906.32	4,517.0	3,779.8	16.3
7223.76	4,418.0	5,488.5	-24.2



TUBERIAS DE REVESTIMIENTO		
DIAMETRO	DESDE	HASTA
30"	0m.	186m.
20"	0m.	485m.
13 3/8"	0m.	2531m.
9 5/8"	0m.	4485m.
7 5/8"	0m.	5181m.

TUBERIA DE PRODUCCION		
DIAMETRO	DESDE	HASTA
3 1/2"	0m.	5058m.

ACCESORIOS	
TIPO	PROF.
SSSV	149m.
EMPACADOR 7 5/8"	5052m.

Figura (5-1) Estado mecánico del pozo "A"

Desplazamiento Horizontal (mts.)

130

1500

0

500

1000

0

TVD	MD	Angulo
2909.1	2910.0	1.43
3472.3	3510.0	20.18
3930.5	4020.0	26.06
4383.6	4520.0	25.03
4812.0	5000.0	26.82
4995.0	5207.0	27.88

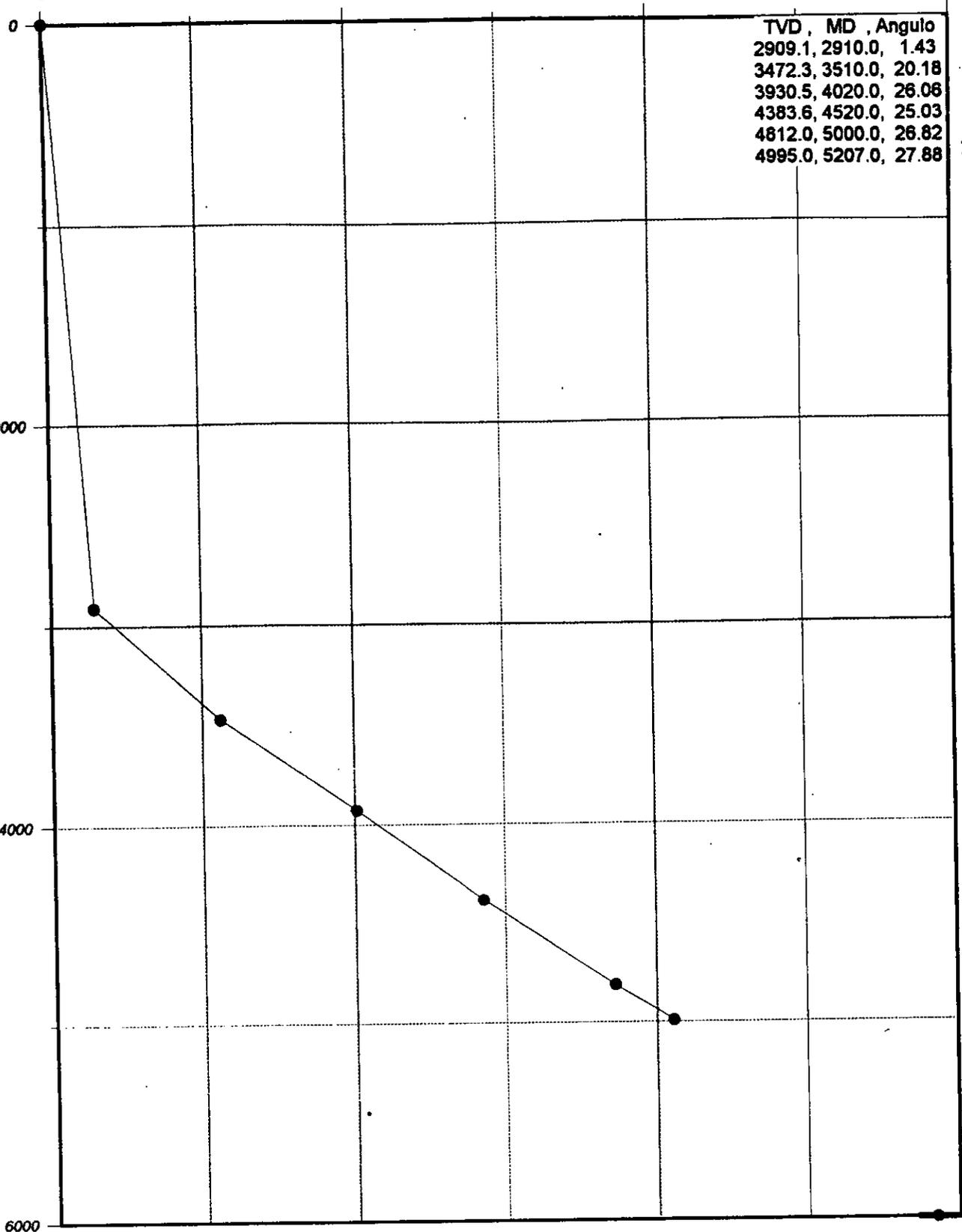
2000

Profundidad Vertical (mts.)

4000

6000

Figura (5-2) Perfil de desviación del pozo "A"



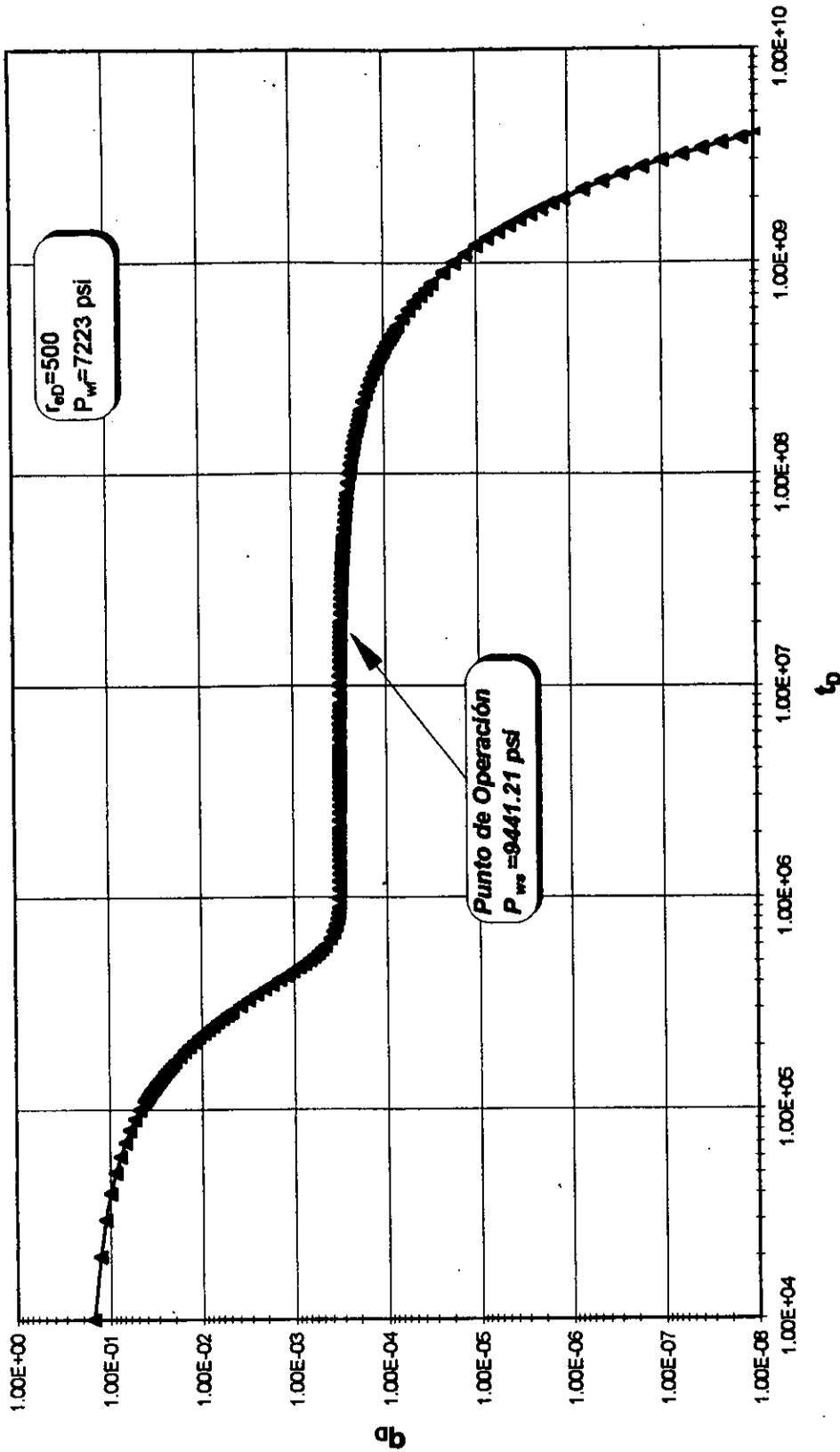


Figura (5-3) Curva tipo generada a presión de fondo constante para el Pozo "A", con datos de la tabla (5-1), para la identificación del periodo de flujo al momento de la prueba.

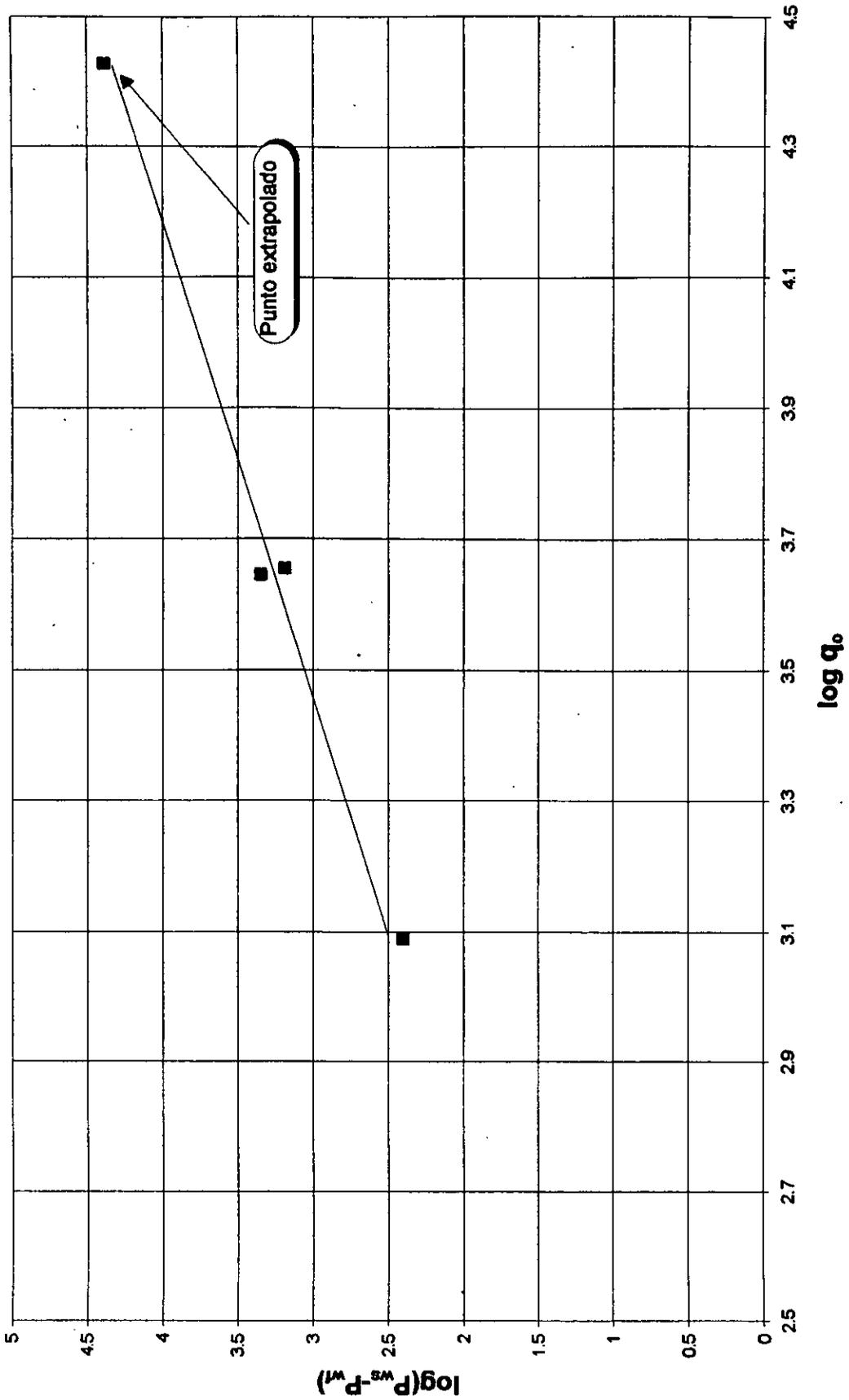


Figura (5-4) Gráfica para evaluación del potencial del pozo "A"

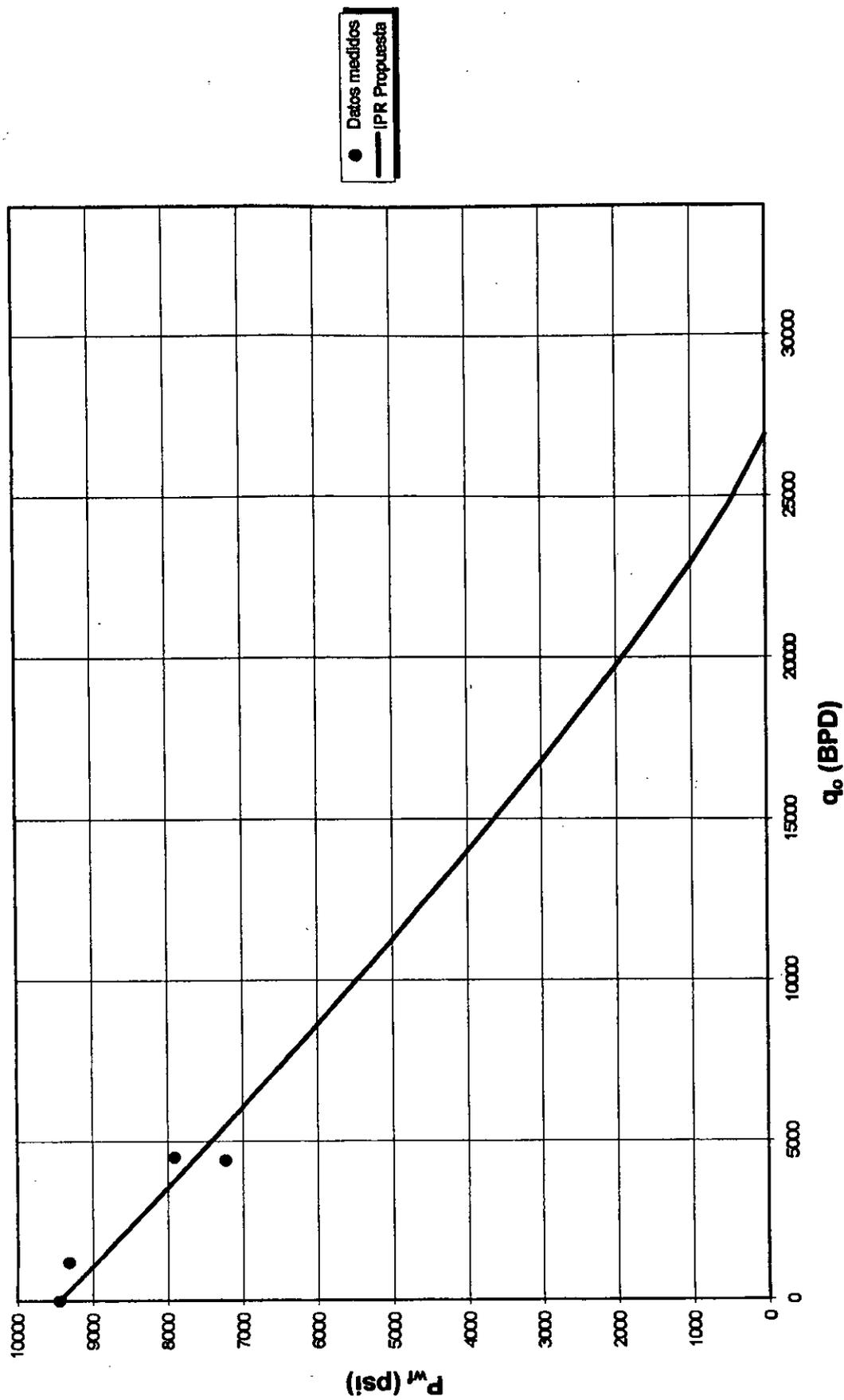


Figura (5-5) Comparación de curva de IPR para el pozo "A"

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

En el presente trabajo se estudió el comportamiento de afluencia a pozos de yacimientos bajosaturados naturalmente fracturados, usando un simulador numérico y datos de un yacimiento sintético, y se aplican los resultados encontrados a un pozo de la Región Marina Suroeste de PEMEX. Basado en las suposiciones y datos usados para el estudio, se tienen las siguientes conclusiones:

1. En general, el comportamiento de afluencia a pozos de yacimientos bajosaturados naturalmente fracturados, no es lineal como el encontrado en yacimientos homogéneos. Esto es cierto cuando el pozo es explotado a gasto constante y se encuentra en las dos primeras etapas de flujo, es decir cuando en una gráfica P_{wD} contra t_D se aprecia la primera tendencia lineal cartesiana de la caída de presión debida al drene de fracturas y el periodo de transición debido al soporte de la matriz. Si el pozo es explotado a presión de fondo constante, el comportamiento no lineal ocurrirá igualmente en la primera y segunda etapas de flujo, donde se encuentra una declinación pronunciada del gasto debido al abatimiento del sistema de fracturas y un periodo de gasto constante debido al soporte de la matriz. Basado en la información del yacimiento usada en este estudio, el comportamiento lineal de la IPR en yacimientos bajosaturados naturalmente fracturados, sobrestima el comportamiento real mostrado.
2. Para pozos explotados a gasto constante, después que se presentan estos dos periodos de flujo y se cae en el tercero, caracterizado por un segundo periodo lineal cartesiano debido a la respuesta del sistema total, el comportamiento de

la IPR es lineal. Si el pozo es explotado a presión de fondo constante, el comportamiento lineal ocurrirá igualmente a partir del tercer periodo de flujo, caracterizado por un segundo decaimiento del gasto, como respuesta total del sistema matriz-fractura.

3. El grado de la no linealidad del comportamiento de la IPR es función del parámetro de flujo interporoso (λ), cociente de almacenamiento del sistema de fracturas (ω) y de la relación de presiones estáticas de referencia e inicial (P_{ww}/P_i). A pesar de que el radio de drene afecta de forma directa el comportamiento de la curva tipo P_D contra t_D , su efecto es considerado en las expresiones propuestas con el término de presión adimensional (P_{ww}/P_i), dado que este último es función también del radio de drene. A mayor radio, menor abatimiento y viceversa.
4. De acuerdo a los casos estudiados, a valores de λ mayores o iguales a 1×10^{-6} , el periodo de flujo constante no se manifiesta claramente, por lo que el comportamiento de la IPR en la mayor parte de la vida productiva del pozo, es lineal.
5. La gravedad específica del aceite ($^\circ\text{API}$) no afecta el comportamiento de la curva tipo q_D contra t_D , por lo que tampoco afecta el comportamiento de la IPR, contrario a lo que ocurre en yacimientos saturados naturalmente fracturados, como lo demuestra Fuad Qasem⁽²¹⁾ en su estudio.
6. Las curvas de IPR generadas a gasto constante no resultan ser las mismas que las generadas a presión de fondo fluyendo constante, en los dos primeros periodos de flujo, obteniéndose mayores gastos en las generadas a gasto constante. Asimismo, ambas curvas muestran una concavidad inversa a la observada en una curva del tipo de Vogel en el primero y segundo periodos de flujo. La diferencia en el comportamiento de las curvas generadas a gasto

constante y a presión de fondo constante, se puede atribuir a que para las corridas a presión de fondo constante, el punto de operación cambia en los periodos de flujo al considerar diferentes P_{wf} .

7. Se presentan modificaciones a las expresiones propuestas por Fuad Qasem⁽²¹⁾ para evaluar el comportamiento de afluencia a pozos de yacimientos bajosaturados naturalmente fracturados, producidos a gasto constante o a presión de fondo constante, aplicando una expresión específica para cada caso.
8. La evaluación de pozos en las primeras etapas de producción (pozos exploratorios principalmente) puede generar potenciales muy grandes especialmente en yacimientos naturalmente fracturados, pudiendo llegar a sobrestimar la infraestructura necesaria para el desarrollo del campo.
9. Las corridas en el simulador a presión de fondo constante, requieren de un rango de tolerancia mucho menor en el cambio máximo de presión en el bloque durante un lapso de tiempo (ΔP_{max}) que las corridas a gasto constante, ya que de no hacerse así, el resultado es una curva de IPR con cambios abruptos de concavidad debido a errores numéricos y de interpolación. Esto podría explicar parte de los cambios en curvatura observados por Qasem⁽²¹⁾.
10. La aplicación de la expresión a gasto constante o a presión de fondo constante, dependerá de las condiciones de la prueba de presión - producción. Si el equipo de medición de superficie permite estabilizar gastos constantes, deberá utilizarse dicha expresión o bien si la prueba se realiza con registradores electrónicos en tiempo real, podrá realizarse a presión de fondo constante, aplicando así la expresión correspondiente.

11. La correlación propuesta aplica a yacimientos bajosaturados naturalmente fracturados, habiéndose estudiado su comportamiento tanto lineal, como no lineal para valores de $1 \times 10^{-3} \leq \lambda \leq 1 \times 10^{-9}$, $0.01 \leq \omega \leq 0.4$ y $500 \leq r_{eD} \leq 5000$.

6.2 RECOMENDACIONES

Basado en este estudio, se tienen las siguientes recomendaciones:

1. Efectos de flujo no laminar afectan de forma directa el comportamiento de la IPR. Dichos efectos no fueron considerados en el presente estudio por lo que se recomienda evaluarlo y ver el efecto que tienen sobre la IPR en yacimientos bajosaturados naturalmente fracturados. También es importante revisar el comportamiento bajo condiciones de flujo multifásico, es decir en yacimientos saturados.
2. Se recomienda efectuar una buena caracterización de los yacimientos para contar con valores confiables de los parámetros que definen al sistema fracturado (λ y ω) ya que el comportamiento de la IPR depende en gran medida de estos.
3. Al efectuar las pruebas de presión-producción, se recomienda evaluar los pozos por un mínimo de tres estranguladores, en condiciones de flujo estabilizadas, es decir evitar la evaluación con cabeceo del pozo, ya que en estas condiciones de flujo la información recolectada no es representativa del sistema.
Muchos de estos pozos cuentan con altos índices de productividad por lo que se debe evitar evaluarlos por tamaños de estrangulador pequeños (menores a $\frac{1}{2}$ ") para evitar condiciones de flujo inestable.

4. Se recomienda que la recolección de la información de presión y temperatura de fondo se realice con medidores de fondo de pozo, dado que esta información es muy valiosa. Es más conveniente obtener esta información de forma directa, que obtenerla en superficie y procesarla para pasarla a condiciones de fondo, esto siempre y cuando las condiciones mecánicas del pozo lo permitan.

5. Se recomienda planificar el tipo de terminación del pozo, de tal forma que permita la toma periódica de información, sin presentar limitantes mecánicas, es decir restricciones en los diámetros internos que impidan la corrida de instrumentos de medición hasta la cara de la formación productora.

NOMENCLATURA

- B*** ; Factor de volumen ($\text{Vol}_{@c.y.}/\text{Vol}_{@c.a.}$) o Exponente de la ecuación de Fuad Qasem (Ecuaciones (3-15) y (3-16)).
- B_o*** ; Factor de volumen del aceite ($\text{Vol}_{@c.y.}/\text{Vol}_{@c.a.}$).
- c_t*** ; Compresibilidad total del sistema (psi^{-1}).
- FE** ; Factor de eficiencia de flujo.
- h*** ; Espesor de formación (pies).
- J** ; Índice de productividad definido por ecuación (3-1).
- K** ; Permeabilidad absoluta (md).
- k_e*** ; Permeabilidad efectiva (md).
- k_f*** ; Permeabilidad de la fractura (md).
- k_m*** ; Permeabilidad de la matriz (md).
- l*** ; Longitud de bloque (pies).
- n** ; Exponente de la curva de afluencia.
- P** ; Presión (psi).
- P_b*** ; Presión de saturación (psi).

P_i	;	Presión inicial (psi).
P_m	;	Presión en la matriz (psi).
P_{WD}	;	Presión de fondo adimensional.
P_{wf}	;	Presión de fondo fluyendo (psi).
P_{ws}	;	Presión de fondo estática (psi).
\bar{P}	;	Presión promedio de yacimiento (psi).
q_o	;	Gasto de aceite (BPD).
$q_{o \max}$;	Gasto máximo o potencial del pozo (BPD).
r	;	Distancia radial (pies).
r_D	;	Radio adimensional.
r_e	;	Radio de drene externo (pies).
r_w	;	Radio del pozo (pies).
RGA	;	Relación gas-aceite (pie ³ /bl).
S	;	Factor de daño.
t	;	Tiempo (días).

t_D ; Tiempo adimensional.

V ; Constante de la ecuación de Bandakhlia y Aziz (Ecuación (3-7)).

SIMBOLOS GRIEGOS

λ ; Parámetro de flujo interporoso (Ecuación (2-9)).

μ ; Viscosidad (cp).

ϕ ; Porosidad (Fracción).

σ ; Factor de forma (Ecuación (2-10)).

ω ; Cociente de almacenamiento del sistema de fracturas (Ecuación (2-8))

SUBINDICES

D ; Adimensional.

e ; Externo o efectivo.

f ; Propiedad de fractura.

i ; Inicial.

m ; Propiedad de matriz.

BIBLIOGRAFIA

1. Dijkers, S.A. : "Development history of the La Paz field, Venezuela", J. Inst. Pet., (Agosto 6, 1964).
2. Humbert, M.K. y Willis, D.G. : "Important fractured reservoirs in the United States", Proc. 4th World Pet. Congr., Sec. I/IAI1, (1955), 58-81.
3. Baker, W.J. : "Flow in fissured formations", Proc. 5th World Pet. Congr., Sec. II/E, (1955), 379-393.
4. Pollard, P. : "Evaluation of acid treatments from pressure build-up analysis", Trans. AIME, 216 (1959), 38-43.
5. Barenblatt, G.I., Zheltov, Iu.P. y Kochina, I.N. : "Basic concepts in the theory of homogeneous liquids in fissured rocks", J. Appl. Math. Mech. (USSR) 24 (5) (1960), 1286-1303.
6. Warren, J.E. y Root, P.J. : "The behavior of naturally fractured reservoirs", Soc. Pet. Eng. J. (Septiembre 1963), 245-255.
7. Kazemi, H. : "Pressure transient analysis of naturally fractured reservoirs", Trans. AIME 256 (1969), 451-461.
8. De Swaan-O., A. : "Analytical solutions for determining naturally fractured reservoirs properties by well testing", SPEJ. (Junio 1976), 117-122.
9. Gringarten, A.C. : "Interpretation of tests in fissured and multilayered reservoirs with double porosity behavior: Theory and practice", JPT, (Abril 1984).

10. Evinger, H.H. y Muskat, M. : "Calculation of theoretical productivity factor", Trans. AIME 146 (1942), 126-139.
11. Evinger, H.H. y Muskat, M. : "Calculation of productivity factors for oil-gas-water systems in the steady state", Trans. AIME 146 (1942), 194-203.
12. Vogel, J. V. : "Inflow performance relationship for solution gas drive wells", J. Pet. Tech. (Enero 1968), 83-93.
13. Fetkovich, M.J. : "The isochronal testing of oil wells", Artículo SPE 4529 presentado en la "Annual fall meeting and technical conference, Las Vegas" Septiembre 30-Octubre 3 (1973).
14. Uhri, D.C. y Blount, E.M. : "Pivot point method quickly predicts well performance", World Oil, (Mayo 1982), 153-164.
15. Brown, K.E. : "The technology of artificial lift methods", Penn Well Publishing Co., Tulsa, Vol. 4 (1984) 18-35.
16. Sukarno, P. : "Inflow performance relationship curves in two-phase and three-phase flow conditions", Tesis Doctoral Universidad de Tulsa, OK (1986).
17. Bendakhlia, H. y Aziz, K. : "Inflow performance relationship for solution gas drive horizontal wells", Artículo SPE 19823 presentado en la "Annual technical conference and exhibition, San Antonio, Texas" Octubre 8-11 (1989).

18. Klins, M.A. y Majcher, M.W. : "Inflow performance relationship for damaged or improved wells producing under solution gas drive", JPT (Diciembre de 1992), 1357-1363.
19. Cheng, A.M. : "Inflow performance relationship for solution gas drive slanted/horizontal wells", Artículo SPE 20720 presentado en la "Annual technical conference and exhibition, New Orleans, LA." Septiembre 23-26 (1990).
20. Wiggins, M.L. : "Generalized inflow performance relationships for three phase flow", SPERE, (Agosto 1994), 181-182.
21. Qasem, F. : "Performance and recovery prediction in heterogeneous naturally fractured reservoirs under the solution gas drive process", Tesis Doctoral Universidad del Sur de California (Mayo 1996).
22. Handy, L.L. : "Effect of local high gas saturations on productivity indices", Drill & Prod. Prac., API (1957), 111-122.
23. Camacho-V., R.G. y Raghavan, R. : "Inflow performance relationships for solution gas drive reservoirs", JPT (Mayo 1989), 541-550.
24. Weller, W.T. : "Reservoir performance during two phase flow", JPT (Febrero 1966), 240-246.
25. Klins, M.A. y Clark, J.W. : "An improved method to predict future IPR curves", SPERE (Noviembre 1993), 243-248.
26. Wiggins, M.L., Russell, J.E., y Jennings, J.W. : "Analytical Inflow performance relationship for three phase flow in bounded reservoirs",

35. Huitt, J.L. : "Fluid flow in simulated fractures", Am. Inst. Chem. Eng. J. (2) (1956), 259-264.
36. Camacho-V., R.G., Padilla-S., R. y Vasquez-C., M. : "Inflow performance relationship with inertial effects in the reservoir", Artículo SPE 25481 presentado en el "Production Operation Symposium, Oklahoma City, OK." Marzo 21-23 (1993).
37. Harrison, D. : "Technology of artificial lift methods", Penn Well Publishing Co., Tulsa, Vol. 4 (1984) 20-21.
38. Kabir, C.S. : "Inflow performance of slanted and horizontal wells in solution-gas drive reservoirs", Artículo SPE 24056 presentado en el "SPE Western Regional Meeting, Bakersfield, CA." Marzo30-Abril 1 (1992).