

23

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO



FACULTAD DE INGENIERÍA

ANALISIS DE DECLINACION DE LA PRODUCCION
EN YACIMIENTOS HOMOGENEOS CON FLUJO
MULTIFASICO Y EFECTOS GRAVITACIONALES

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
VERONICA ROLDAN LOPEZ

DIRECTOR: DR. RODOLFO CAMACHO VELAZQUEZ



MÉXICO, D. F.

2002



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-686

SRITA. VERÓNICA ROLDÁN LÓPEZ

Presente

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

**ANÁLISIS DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS HOMOGÉNEOS
CON FLUJO MULTIFÁSICO Y EFECTOS GRAVITACIONALES**

	RESUMEN
	INTRODUCCIÓN
I	ANTECEDENTES
II	MODELO NUMÉRICO
III	RESULTADOS
IV	CONCLUSIONES
	NOMENCLATURA
	REFERENCIAS

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

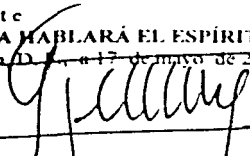
Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Cd. Universitaria D.F., a 17 de mayo de 2002

EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

TESIS:
ANÁLISIS DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN
YACIMIENTOS HOMOGÉNEOS CON FLUJO MULTIFÁSICO Y
EFFECTOS GRAVITACIONALES

DIRIGIDA POR:
DR. RODOLFO CAMACHO VELÁZQUEZ

PRESENTADA POR:
VERONICA ROLDÁN LÓPEZ 9014917-7

JURADO:

PRESIDENTE: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS 

VOCAL: DR. RODOLFO CAMACHO VELÁZQUEZ 

SECRETARIO: ING. SALVADOR MACIAS HERRERA 

1ER SPTE.: DR. RAFAEL RODRÍGUEZ NIETO 

2DO. SPTE.: M. I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ 

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer sinceramente a todas las personas que me apoyaron a lo largo de mi desarrollo profesional, especialmente al M. I Roberto Padilla Sixto por la dirección de esta tesis, al M. I José Luis Roldán Cortés por su asesoría y sugerencias, y al Dr. Rodolfo Camacho Velázquez por todo su apoyo brindado

En forma especial, también a los ingenieros Manuel Villamar Vigueras y Salvador Macías Herrera, al Dr. Rafael Rodríguez Nieto y al M. I José Martínez Pérez por su tiempo dedicado, y por todos sus comentarios y sugerencias en la revisión de éste trabajo.

Agradezco profundamente a la Universidad Nacional Autónoma de México por permitirme desarrollar profesionalmente, y al Instituto Mexicano del Petróleo por el apoyo y facilidades brindadas para la realización de este trabajo

Este trabajo esta dedicado a mis padres, por brindarme la oportunidad de estudiar, por su apoyo, paciencia y cuidados durante todo este tiempo. Muchas gracias.

Gracias a todos mis hermanos, por que sin su apoyo no hubiera logrado lo que tengo, especialmente a mi hermano Toño y a mis hermanas Tomi y Chabela.

A mi esposo, gracias por apoyarme en la parte final de mi carrera, por tu amor y comprensión. Gracias por mi hijo.

Gracias a Dios.....

CONTENIDO

	Página
RESUMEN	
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I. ANTECEDENTES	5
Análisis de curvas tipo	34
CAPÍTULO II. MODELO NUMÉRICO	54
Procesamiento de la información	59
CAPÍTULO III. RESULTADOS	62
Figuras	77
CAPÍTULO IV. CONCLUSIONES	92
NOMENCLATURA	95
REFERENCIAS	97

RESUMEN

En esta tesis se estudia el comportamiento de las curvas de declinación bajo efectos de segregación gravitacional, en sistemas productores por empuje de gas en solución, considerando producción de fondo constante en pozos totalmente penetrantes. Usando datos sintéticos obtenidos de un simulador de diferencias finitas, se discute la influencia sobre el comportamiento de producción del factor de daño, nivel de contrapresión, radio de drene y permeabilidad vertical. Inicialmente el yacimiento se encuentra arriba de la presión de saturación, y no se consideran efectos debidos a fuerzas capilares e inerciales.

Se establece que durante los periodos de flujo transitorio como dominado por frontera, la presencia de efectos gravitacionales es controlada por el nivel de presión de fondo.

Para el periodo transitorio, el comportamiento del inverso del gasto adimensional es afectado por el incremento en la saturación del gas, el cual es más drástico para valores de daño negativo y presiones de fondo bajas. Esto como resultado de los altos gastos de producción, exhibiendo el mismo comportamiento al no incluir efectos gravitacionales, definiendo además una línea recta semilogarítmica al graficar el inverso del gasto adimensional contra el tiempo adimensional.

Durante el periodo dominado por efectos de frontera, para p_w/p_b mayores a uno o cercanas, se presenta un segundo periodo de declinación, similar al observado en sistemas fracturados. Esto es, que la declinación inicial no representa el estado final de depresionamiento. Asimismo, para cualquier valor de p_w/p_b , el comportamiento de declinación del gasto va a depender tanto del valor del daño como de p_w , sin embargo, en el segundo periodo de declinación el factor de daño no tiene una influencia importante.

Se puede observar en los resultados que bajo efectos gravitacionales para ambos periodos de flujo, no se sigue la declinación de las curvas tipo de Fetkovich; sin embargo, para valores de $\rho_w/\rho_o \geq 1$ ó cercanas, la declinación inicial presenta un comportamiento exponencial ($b = 0$), seguido de una zona de estabilización y finalmente el segundo periodo de declinación, el cual no sigue el comportamiento de alguna curva tipo.

Estrictamente, para valores de ρ_w bajos, las curvas de Fetkovich no son válidas para el caso de empuje de gas en solución. Finalmente, bajo efectos gravitacionales favorables, no se define una línea recta al graficar $\log q_o$ vs t .

INTRODUCCIÓN

De todos los trabajos realizados en curvas de declinación, la mayor parte de los estudios han sido dirigidos al caso de flujo laminar^{5,6}. Los escasos estudios a respuestas de flujo no laminar están relacionados con flujo en una sola fase²², y en su mayoría para yacimientos de gas seco.

Si bien la consideración de producción a gasto constante es asumida en el desarrollo de los métodos convencionales, en el análisis de pruebas de pozo, la condición de producción a presión de fondo constante no es común. Las condiciones bajo las cuales la presión de flujo es mantenida constante en el pozo requiere la producción a presión constante dentro del separador o de la línea de descarga, o flujo abierto a la atmósfera. Consideraciones fundamentales sugieren que los métodos desarrollados para el análisis de pruebas de incremento y decremento de presión, desarrollados para pozos produciendo a gasto constante, no son apropiados para analizar pozos produciendo a presión constante. Comúnmente un pozo produciendo a presión constante exhibe una declinación del gasto en el periodo transitorio, el cual puede ser analizado usando técnicas análogas a los métodos para gasto de flujo constante.

Un procedimiento común para la interpretación convencional en el análisis de pruebas de pozo, es mantener el pozo a gasto constante por varios días antes de desarrollar una prueba. Este procedimiento no siempre es efectivo, y a menudo algún retraso puede ser evitado desarrollando pruebas de flujo transitorio del gasto en su lugar. Esta prueba permite el análisis con curvas tipo para la respuesta del gasto en el periodo transitorio fuera de complicaciones de los efectos de almacenamiento del pozo. La permeabilidad del yacimiento, la porosidad y el factor de daño en el fondo del pozo pueden ser determinados del ajuste de las curvas tipo. La declinación exponencial del gasto puede ser analizada para determinar el área de drenaje del pozo y el factor de forma.

Un parámetro real disponible de un pozo es propiamente su producción. Arnold y Anderson³ denominan a la caída de producción como declinación. El análisis de datos de declinación de la producción representa una herramienta directa para estimar parámetros del pozo y del yacimiento, así como para estimar la producción de los pozos y límites económicos. Las curvas de declinación se agrupan en empíricas y analíticas. En el primer caso, las curvas de Arps⁵ se aplican durante el periodo dominado por frontera en sistemas con flujo multifásico, mientras que las curvas analíticas presentadas por Economides-Ramey³⁸ y Uraiet-Raghavan³⁹ para yacimientos bajosaturados se aplican tanto en el periodo de flujo transitorio como en el periodo dominado por frontera.

Fetkovich^{11,35} mostró que la familia de curvas de Arps puede ser combinada con las soluciones analíticas para líquido ligeramente compresible, para obtener un conjunto de curvas tipo (log-log) válidas para ambos periodos de flujo, las cuales son útiles para predecir el comportamiento de flujo. Camacho²⁹ señala que en condiciones de empuje de gas en solución, ninguno de los periodos de flujo sigue la declinación de las curvas de Fetkovich, y que durante el periodo de flujo dominado por frontera los datos de gasto no siguen un valor fijo del exponente de declinación, b , lo cual concuerda con los trabajos publicados por Gentry y McGray²⁰. Esto también fue observado en sistemas de gas seco por Fraim²³, y en sistemas de gas y condensado por Raghavan⁴⁰, por otra parte, los trabajos de Fetkovich establecen que en sistemas con empuje de gas en solución, el valor de b debe estar en el rango de $0.333 < b < 0.667$.

Matthews y Lefkovits¹⁸ establecen que la declinación de la producción en sistemas homogéneos con drenaje por gravedad, con una superficie libre de gas será del tipo hiperbólico con $b = 0.5$. Asimismo, Gentry y McGray²⁰ señalan que aunque valores de b de 0 y 1 generalmente son usados, es posible que valores de b sean menores que cero o mayores que la unidad.

En el presente trabajo de tesis, un objetivo es estudiar el comportamiento de las curvas de declinación bajo efectos gravitacionales, así como revisar la validez de las curvas de Fetkovich en presencia de efectos gravitacionales, y el comportamiento del exponente de declinación. Lo correspondiente al "estado del arte" es presentado en el Capítulo I, mientras que la conceptualización del modelo es dada en el Capítulo II.

El objetivo de este trabajo es estudiar el comportamiento de las curvas de declinación bajo efectos de segregación gravitacional, en sistemas productores por empuje de gas en solución, considerando producción a presión de fondo constante, en pozos totalmente penetrantes; lo anterior es llevado a cabo usando datos sintéticos obtenidos de un simulador numérico de diferencias finitas. Se discute además la influencia del factor de daño, nivel de contrapresión, radio de drene y permeabilidad vertical. Inicialmente el yacimiento se encuentra arriba de la presión de saturación, y no se consideran efectos debidos a fuerzas capilares e inerciales.

El Capítulo III está dedicado al problema de declinación bajo segregación gravitacional, de donde es posible señalar que durante los periodos de flujo transitorio como dominado por frontera, la presencia de efectos gravitacionales es controlada por el nivel de presión de fondo impuesto.

Para el periodo transitorio, el comportamiento de $1/q_D$ vs $\log t_D$ es afectado por el incremento en la saturación de gas, el cual es más dramático para valores de daño negativo y presiones de fondo bajas, exhibiendo el mismo comportamiento al no incluir efectos gravitacionales y definiendo una línea recta semilogarítmica.

Durante el periodo dominado por frontera para $p_{wf}/p_b > 1$ o cercanos, se presenta un segundo periodo de declinación similar al observado en sistemas fracturados²⁵. Esto es, que la declinación inicial no representa el estado final de depresionamiento. Asimismo, para cualquier valor de p_{wf}/p_b , el comportamiento de declinación del gasto va a depender tanto del valor de daño como de p_{wf} , sin embargo, en el segundo periodo de declinación el factor de daño no tiene influencia importante, obteniéndose las mayores recuperaciones en términos relativos.

Asimismo, se concluye que bajo efectos gravitacionales para ambos periodos de flujo, no se sigue la declinación de las curvas tipo de Fetkovich¹¹. Sin embargo, para valores $p_{wf}/p_b \geq 1$ ó cercanos, la declinación inicial presenta un comportamiento exponencial ($b = 0$), definiendo una línea recta al graficar $\log q_o$ vs. t , seguido de una zona de estabilización y finalmente el segundo periodo de declinación, el cual no sigue el comportamiento de alguna curva tipo. Además de que la condición $q(t) = 0$ se establece por debajo del límite en que $p_r \rightarrow p_{wf}$, lo cual es contrario a lo observado en condiciones únicas de empuje de gas en solución.

Al final de este trabajo se presentan las secciones de conclusiones y recomendaciones, seguidas por la nomenclatura y referencias usadas en esta investigación.

CAPÍTULO I

ANTECEDENTES

En varias actividades de la ingeniería de yacimientos el empleo de las gráficas de producción contra tiempo han sido usadas rutinariamente para pronosticar la declinación de la producción. El análisis de curvas de declinación no únicamente tiene una base fundamental sólida, sino que provee de una herramienta con la cual se puede diagnosticar lo que ya previamente se esperaba.

La extrapolación de las curvas de declinación es una de las herramientas más antiguas y comunes usadas por los ingenieros petroleros. Los métodos usados han sido siempre observaciones estrictamente empíricas. Los resultados obtenidos para pozos están sujetos a un extenso rango de posibles interpretaciones, más sin embargo, esto es función de la experiencia y objetivos del evaluador. En el periodo de 1964 a 1968, varios artículos fueron publicados con la finalidad de contribuir al entendimiento de las curvas de declinación. Sin embargo, un giro para el análisis de curvas de declinación fue dado por Slider¹ con el desarrollo de un método para el análisis de datos gasto-tiempo. Este método es similar en principio al procedimiento de ajuste de curvas tipo empleado en el análisis de datos de incremento y decremento de presión, debido a que este método fue práctico, rápido y fácil de aplicar, éste fue usado por Ramsay² en la evaluación de aproximadamente 200 pozos para determinar la variación del exponente de declinación, b , de las curvas.

En 1908 Arnold y Anderson³ publicaron las primeras extrapolaciones y desarrollos matemáticos para la declinación exponencial. En 1924 Cutler⁴ propuso un método para extrapolar curvas de declinación hiperbólica, graficando los datos en papel log-log y ajustando la curva obtenida a una línea recta. En 1945 Arps⁵ publica un documento donde clasifica la declinación de las curvas dentro de cuatro tipos principales, 1)exponencial, 2)hiperbólica, 3)armónica y 4) relación de declinación. Las tres primeras son familiares para los ingenieros, pero la relación de declinación es rara vez usada.

El segundo trabajo de Arps⁶ no contribuye con información nueva concerniente a curvas de declinación, pero publica las formulas matemáticas en una forma más sencilla. En 1972 Gentry⁷ manipula las ecuaciones de declinación para obtener dos ecuaciones adimensionales para cada tipo de declinación, más tarde Slider propone un método mejorado de análisis para curvas de declinación hiperbólicas.

Las primeras soluciones analíticas para declinación transitoria del gasto fueron publicadas por Moore y Hurst⁸, los resultados fueron presentados en forma gráfica para yacimientos finitos e infinitos con flujo radial y una sola fase de compresibilidad insignificante. Tablas de gasto de flujo adimensional vs tiempo adimensional fueron proporcionadas por Ferns⁹ para sistema infinitos y por Tsarevich y Kuranov¹⁰ para yacimientos circulares con frontera cerrada Tsarevich y Kuranov también proporcionaron soluciones tabuladas para la producción acumulativa de yacimientos con frontera cerrada Fetckovich¹¹ desarrolló curvas tipo (log-log) para gasto transitorio vs. tiempo en yacimientos circulares con frontera cerrada, así también, en el análisis de curvas de declinación, intentó ajustar posibles conexiones entre constantes de declinación(q_i , a , y b) y, características del yacimiento y fluidos, mediante el uso de ecuaciones de balance de materia y ecuaciones de gasto, desarrollando un juego de correlaciones. También mostró que el exponente de declinación de la producción debe exceder el valor limite debido a que la historia de producción esta empezando a ser afectada por un periodo transitorio en la parte final de la solución a presión constante. Fetkovich presentó una curva tipo gasto-tiempo para la solución del caso a presión constante. Esta curva tipo es una combinación de la solución analítica para liquido y las soluciones empiricas de Arps.

Curvas tipo para la declinación del gasto en yacimientos con frontera cerrada con presión sensitiva en la roca y propiedades del fluido fueron desarrolladas por Samaniego y Cinco Ley¹² Un método para determinar el efecto de daño fue dado por Earlougher¹³. Curvas tipo para el análisis de la respuesta del gasto transitorio cuando el pozo penetra una fractura fueron desarrolladas por Prats¹⁴ y por Locke y Sawyer¹⁵ Kucuk y Bingham¹⁶ desarrollaron curvas tipo para el gasto transitorio y la producción acumulativa para producción a presión constante con flujo elíptico

Desde 1945 varios investigadores han tratado de asociar el exponente de declinación b con los mecanismos de empuje activos en el yacimiento. Mead¹⁷ presentó una lista de valores de b para varios tipos de mecanismos de empuje en el yacimiento. Matthews y Leftkovits^{18,19} publicaron un artículo donde muestran que los pozos con una superficie libre en yacimientos homogéneos con drene por gravedad tienen una declinación del tipo hiperbólico con $n = 2$, sin embargo, en un estudio de campo donde un gran número de curvas de declinación de la producción, en yacimientos con drene por gravedad en su etapa final fueron ajustadas con la ecuación general de declinación hiperbólica, se obtuvieron resultados que mostraron valores de n menor a 1, lo cual conduce a la predicción de que un pozo debe producir una cantidad infinita de aceite en un tiempo infinito. Una investigación teórica basada en los resultados de los trabajos previos proporcionan una explicación convincente de estos bajos valores de n , Matthews y Leftkovits concluyen que estos valores son obtenidos si la producción ocurre de dos o más capas de diferente permeabilidad y espesor, o dos capas que tienen diferente efecto de daño, por lo que cuando la capa de mayor permeabilidad sea agotada, el índice de declinación n debe elevarse de un valor pequeño a 2, o $n = 2$

Estudios realizados por Gentry y McGray²⁰ y Higgins y Luchtenberg²¹ mostraron que la roca del yacimiento y las propiedades del fluido pueden causar que la declinación de la curva gasto-tiempo no siga una rigurosa solución. Estos cambios son reflejados implícitamente en la forma de la curva de declinación de la producción. Carter²² desarrolló curvas tipo gasto-tiempo para sistemas de flujo de gas con presión constante. La correlación de un parámetro fue introducida para la variación de la viscosidad y compresibilidad durante la declinación. Fraim y Wattenbarger²³ usaron un pseudotiempo para transformar un sistema de gas a una solución de flujo de líquido. El cambio en la viscosidad del gas y compresibilidad son considerados en la función de pseudotiempo.

Mavor y Cinco Ley²⁴, Da Prat, Cinco Ley y Ramey²⁵ y Raghavan y Ohaeri²⁶ introdujeron el concepto de análisis de curvas de declinación en sistemas de doble porosidad. Ellos consideran el comportamiento gasto-tiempo de un pozo a presión constante en un sistema radial infinito o en un sistema con frontera externa cerrada.

Sageev²⁷ presentó una curva tipo log-log para sistemas infinitos de doble porosidad, sin considerar el efecto de daño en el pozo. La respuesta de un yacimiento de doble porosidad depende del tipo de flujo interporoso. El flujo transitorio interporoso fue considerado para esferas y cilindros. Raghavan y Ohaeri consideraron análisis de curvas de declinación para el modelo pseudoestacionario de Warren y Root y para el modelo de flujo interporoso transitorio.

El análisis de las curvas tipo puede ser desarrollado con datos de declinación del gasto (presión constante), completamente análogo al procedimiento de ajuste de curvas tipo en el que se emplea gasto constante con datos de presión variable. Como ya se señaló, las condiciones bajo las cuales la presión de flujo es mantenida constante en el pozo requiere la producción a presión constante dentro del separador o de la línea de descarga. Esto también es típico para pozos "viejos", cuando la presión en la cabeza del pozo ha alcanzado ya la mínima presión requerida para mantener el flujo. En otras palabras, la presión en la cabeza del pozo constante implica declinación del gasto de producción.

La presión de flujo constante en la cabeza del pozo que existe en problemas prácticos no corresponde rigurosamente a la presión de fondo fluyendo constante, en realidad la presión de fondo fluyendo no cambia si el gasto de flujo declina gradualmente y la presión en la cabeza del pozo es mantenida constante. Estos cambios, de cualquier modo son a menudo insignificantes y permiten una considerable simplificación de los cálculos con únicamente una pequeña pérdida de exactitud.

Las bases para el cálculo de la declinación del gasto, son un juego de curvas características, referidas como curvas tipo, las cuales fueron desarrolladas en 1980 por Fetkovich¹¹. Estas curvas resultaron de investigaciones empíricas y analíticas, y son sugeridas como una rápida solución a una variedad de problemas de declinación de la producción.

En un pozo produciendo a presión constante se consideran dos distintos periodos de declinación del gasto:

1. Periodo de flujo transitorio (actuando infinitamente) es la declinación natural causada por la expansión del aceite, gas y agua en una región de drenaje con incremento continuo del radio.

2. **Periodo de flujo dominado por frontera (estado pseudoestacionario):** es la declinación natural que sigue a la declinación transitoria, esto ocurre después de que el radio de drenaje ha alcanzado la frontera externa y el pozo esta drenando a un volumen del yacimiento constante.

Algunos métodos de análisis, son usados para identificar la tendencia que tiene la declinación de la producción en los pozos o en el campo, y de esta manera poder extrapolar el gasto en un futuro, estos métodos también proporcionan una herramienta para interpretar el gasto de declinación en términos de las propiedades del yacimiento: permeabilidad, factor de daño y tamaño del área de drenaje, además también pueden ser usados para extrapolar los cambios inmediatos de la declinación del gasto causados por estimulaciones o ajustes de contrapresión en la superficie, lo cual puede ocurrir a cualquier tiempo durante la vida productiva del pozo

Para propósitos prácticos, la declinación en periodo transitorio es únicamente observada en pozos con permeabilidad efectiva (aproximadamente) a los 100 mD. El periodo de flujo dominado por frontera es observado en pozos produciendo por expansión, gas en solución, drenaje por gravedad o empuje parcial de agua

Para el periodo transitorio, un pozo abierto a producción interrumpe el estado de equilibrio del yacimiento y crea una respuesta de presión en el pozo. Los disturbios de la presión se propagan gradualmente lejos del pozo, incrementando el área de drenaje, así como los disturbios de presión se propagan hacia la frontera externa, las condiciones de producción en el pozo cambian rápidamente. La producción durante este periodo es referida como una producción transitoria, o como producción de un yacimiento con área de drenaje infinita

Cuando los disturbios de presión han alcanzado la frontera externa, y toda el área de drenaje empieza a contribuir a la producción, las condiciones del pozo tienden a estabilizarse a un estado pseudoestacionario, este periodo es caracterizado por un lento cambio en las condiciones de producción, resultado del agotamiento de todo el volumen que drena al pozo

Dos modelos de producción en el periodo transitorio son usualmente considerados y tratados matemáticamente: gasto de producción constante y presión de flujo constante

Estos dos modos de producción son ilustrados esquemáticamente en la figura 1. En ésta figura, se observa que la condición de gasto constante implica declinación de la presión en el pozo, y la condición de presión constante implica declinación del gasto de producción.

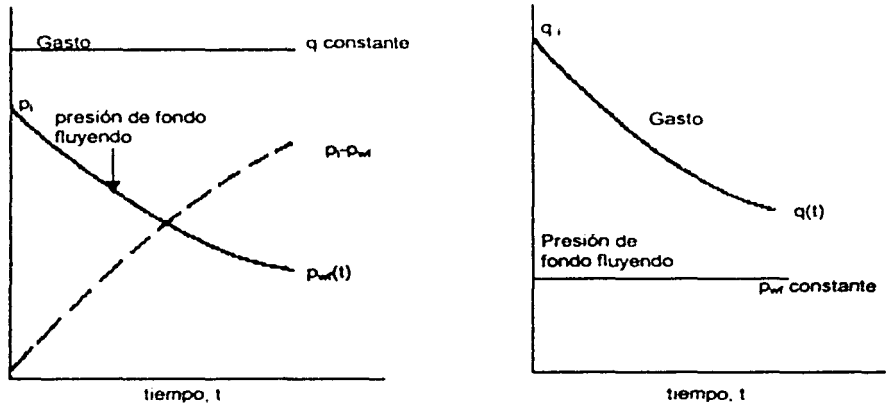


Figura 1. Declinación del gasto y de la presión

Para propósitos de expresar la variación del gasto con el tiempo, es útil el considerar la producción en el periodo transitorio como una serie de producciones en estado estacionario con incrementos en el radio de drené, por lo tanto la ecuación para flujo radial estacionario (a presión constante) y con incremento en el radio de drené es

$$q_o(t) = \frac{k h (p_e - p_{wf})}{141.2 \mu_o B_o \ln[r_e(t) / r_{wa}]} \quad (1)$$

Donde:

- k = permeabilidad (md)
- r_{wa} = radio aparente del pozo (ft)
- h = espesor del yacimiento (ft)
- μ_o = viscosidad del aceite (cp)
- p_{wf} = presión de fondo fluyendo (psi)

- p_e = presión en la frontera externa (psi)
- r_e(t) = radio de drené (ft)
- B_o = factor de volumen del aceite
- q_o = gasto de aceite

La ecuación (1) indica que un incremento en el radio de drenaje resulta en una reducción del gasto. El problema para cuantificar $r_e(t)$ y $q_D(t)$ ha recibido extensivos tratamientos matemáticos, empezando con formulaciones que gobiernan el fenómeno físico como una ecuación diferencial, y finalmente resolviendo la ecuación para condiciones de frontera y condiciones iniciales. La solución obtenida es usualmente dada en forma de gasto adimensional q_D , contra tiempo adimensional t_D , donde:

$$q_D = \frac{141.2 \mu_o B_o}{k h (p_i - p_{wf})} q_o \quad (2)$$

$$t_D = \frac{0.000264 k}{\phi \mu_o c_o r_w^2} t \quad (3)$$

donde:

t = tiempo real (horas)

ϕ = porosidad (fracción)

μ_o = viscosidad inicial (cp)

c_o = compresibilidad total inicial (1/psi)

Considerando la definición de q_D de la ecuación (1), se tiene que:

$$\frac{1}{q_D} = \ln \frac{r_e}{r_w} \quad (4)$$

Así, el radio de drenaje se define como:

$$r_e(t) = r_w \exp(1/q_D) \quad (5)$$

Es importante mencionar que el concepto de expansión del radio de drenaje es válido únicamente durante el periodo transitorio. Por otro lado, los cálculos de declinación del gasto durante el periodo transitorio considerando presión constante son similares a los cálculos de variación de presión de fondo en pozos produciendo a gasto constante, por lo tanto de acuerdo al modo de producción del pozo, en ingeniería se tiene la opción de usar la solución de gasto adimensional o presión adimensional.

Asimismo, el tiempo para alcanzar el estado pseudoestacionario en un pozo que se localiza en el centro de un yacimiento con geometría radial esta dado por la siguiente ecuación:

$$t_{psu} = 379 \frac{\phi \mu c_h r^2}{k} \quad (6)$$

Esta ecuación muestra que el tiempo al final del periodo transitorio es función de la permeabilidad, y no es función del daño o del radio aparente del pozo.

Para el periodo de declinación del gasto, la producción asume características más estables dominadas por el agotamiento gradual del yacimiento, por lo que la etapa de agotamiento es marcada por el tiempo en el que la expansión del radio de drene ha alcanzado la frontera externa cerrada

De aquí en adelante en el proceso de producción la región entera es drenada, comenzando a crear agotamiento, por lo que los decrementos de presión se presentan en toda el área de drene, como se muestra en la figura 2.

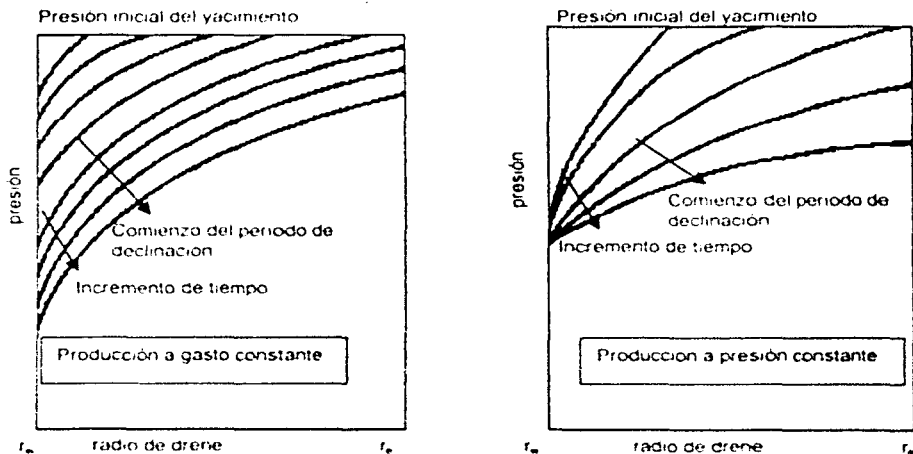


Figura 2. Declinación de la presión a gasto constante y producción a presión constante.

La figura 2 muestra dos casos de agotamiento: agotamiento a gasto constante y agotamiento a presión constante. Estos dos casos pueden ser tratados con relaciones matemáticas sencillas. En la realidad otros casos con variación simultánea de gasto y presión pueden ocurrir.

En el agotamiento de un pozo produciendo a gasto constante, la presión promedio para el caso de un yacimiento de aceite bajosaturado con frontera externa cerrada decrece durante dicho periodo de acuerdo a la siguiente expresión:

$$p_r = p_i - \frac{q_p B_o}{A h \phi_i} t \quad (7)$$

Donde:

q_p = gasto producido (BPD)

ϕ = porosidad del yacimiento

A = área de drene (ft^2)

p_i = presión promedio del yacimiento (psi)

En casos de agotamiento a presión constante, la expresión para la declinación de la presión en yacimientos bajosaturados es más complicada. El gasto de producción en el agotamiento del yacimiento es expresado por la ecuación de flujo radial:

$$q_w(t) = \frac{k h (p_w(t) - p_{e,t})}{141.2 \mu_o B_o [\ln(r_e / r_w)]} \quad (8)$$

donde la presión en la frontera externa $p_e(t)$ declina como una función del tiempo.

La ecuación de balance de materia relaciona la producción acumulativa N_p a la presión $p_e(t)$. Esta ecuación expresa N_p como una función de la compresibilidad total aparente del sistema c_{ta} , el volumen poroso de hidrocarburos $V_p(1-S_w)$, y el decremento de presión en el yacimiento $p_i - p_e(t)$, como

$$N_p = V_p (1 - S_w) c_{ta} [p_i - p_e(t)] \quad (9)$$

donde c_{ta} varía con $p_e(t)$.

Cálculos del gasto de producción o declinación de la presión en yacimientos de aceite saturado son mucho más complicados y requieren de cálculos de la ecuación de balance de materia en el yacimiento. Los procedimientos de cálculo de Tracy (1955) y Tamer (1944) son quizá los procedimientos disponibles más simples.

El comportamiento gasto-tiempo durante el agotamiento del yacimiento ha sido tratado rigurosamente con el propósito de resolver analíticamente las ecuaciones de flujo para condiciones de frontera externa cerrada y frontera interna a presión constante. Un desarrollo de esta solución fue presentado por Fetkovich¹¹, quien utilizó la solución matemática de Tsarevich y Kuranov¹⁰, originalmente presentada en forma de tabla. Fetkovich preparó una curva tipo de gasto adimensional contra tiempo adimensional. Esta gráfica es dada en la figura 3, donde se incluye el periodo transitorio antes del agotamiento

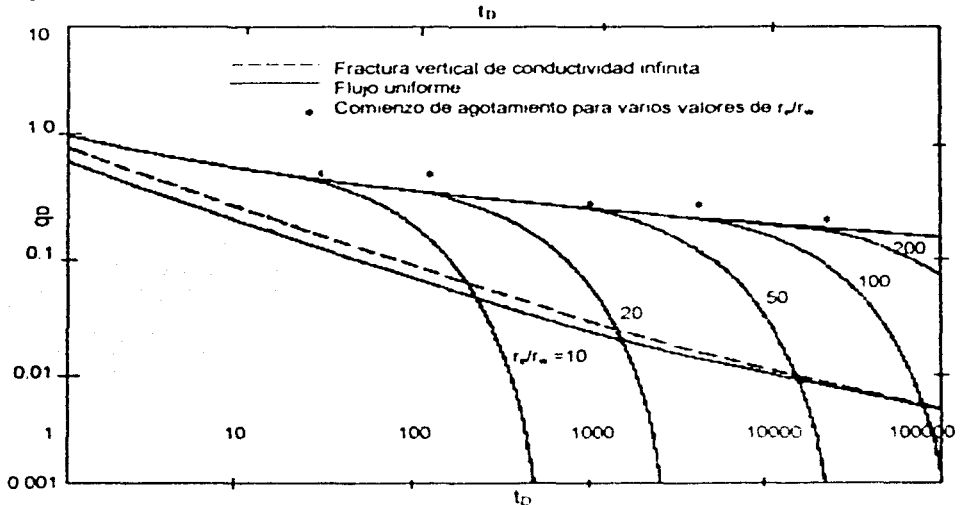


Figura 3 Solución analítica a presión constante del gasto adimensional mostrando el comienzo del agotamiento del periodo pseudoestacionario

Como puede observarse en la figura 3, el cambio del periodo transitorio al estado pseudoestacionario es instantáneo para un yacimiento de geometría circular. El cambio instantáneo ocurre a $t_{D,est}$, el cual puede ser estimado de la ecuación (5)

Una geometría irregular o un pozo que no se localiza en el centro del yacimiento pueden alargar el periodo transitorio y posponer el verdadero estado pseudoestacionario de declinación, creando un periodo de transición entre el periodo transitorio y el estado pseudoestacionario.

Una expresión general para la declinación del gasto durante el flujo pseudoestacionario produciendo a presión constante, de acuerdo a la solución analítica, es:

$$q_D = A e^{-Bt}, \quad (10)$$

donde A y B son constantes definidas por la relación r_e/r_{wa} . Fetkovich¹¹ desarrolló expresiones para A y B, encontrando las siguientes relaciones:

$$A = \frac{1}{\ln(r_e/r_{wa}) - 0.5}, \quad (11)$$

$$B = \frac{2A}{(r_e/r_{wa})^2 - 1}. \quad (12)$$

Las expresiones para A y B reflejan que para diferentes relaciones de r_e/r_{wa} se tienen diferentes curvas de declinación (ver figura 3).

De acuerdo a la solución analítica, la declinación exponencial es establecida por varias observaciones de campo. La observación primaria esta incluida en el estudio clásico de Arps⁵ con datos de producción de campo, el cual sugiere que todos los tipos de declinación convencionales pueden ser expresadas por la siguiente ecuación de declinación hiperbólica

$$q_w(t) = \frac{q_{\alpha}}{(1 + bt)^{1+b}}, \quad (13)$$

En donde:

q_{α} = gasto inicial de aceite (BPD) (declinación transitoria despreciable)

q_w = gasto de aceite (BPD) a un tiempo t

D = constante de declinación inicial

b = exponente de declinación

En relación a la ecuación (13), Arps define tres tipos de declinación: exponencial, hiperbólica y armónica, observado que los datos de producción pueden ser ajustados a la ecuación (13) con q_{in} , D y el coeficiente b . De donde b puede tomar los siguientes valores:

Para $b = 0$, la declinación será exponencial.

$$\frac{q(t)}{q_{in}} = \frac{1}{1 + Dt} \quad (14)$$

Para $b = 1$, la declinación será armónica:

$$\frac{q(t)}{q_{in}} = \frac{1}{1 + Dt} \quad (15)$$

Arps no da ninguna razón física para los tres tipos de declinación observados, únicamente indica que la declinación exponencial es la más común y que el exponente "b" generalmente toma valores de 0 a 0.5. Trabajos de otros investigadores sugieren que $b = 0.3$ es típico para yacimientos de empuje por gas en solución y $b = 0.5$ indica empuje hidráulico o drenaje por gravedad. En realidad, la declinación exponencial es la más severa y la declinación del gasto de producción es menos rápida para la declinación hiperbólica y armónica. La declinación exponencial, es por lo tanto usada como una tendencia estándar al pronosticar la producción para la evaluación económica. La declinación armónica es la declinación más optimista, mientras que la declinación hiperbólica incluye una familia de curvas de declinación que caen entre la declinación exponencial y armónica.

Fetkovich manejó la expresión de declinación exponencial de Arps en términos de variables del yacimiento, dándole un significado físico a las observaciones de Arps obteniendo las siguientes expresiones para las constantes empíricas de Arps q_{in} y D :

$$q_{in} = \frac{k/h(p_i - p_{wr})}{141.2 \mu_o B_o [\ln(r_e/r_{wr}) - 0.5]} \quad (16)$$

$$D = \frac{2(0.000264)k}{\phi \mu_o c_o (r_e^2 - r_{wr}^2) [\ln(r_e/r_{wr}) - 0.5]} \quad (17)$$

Si los datos de producción no están disponibles para identificar la tendencia de la declinación actual, las expresiones (16) y (17) pueden ser usadas para pronosticar la declinación del gasto.

No todos los pozos exhiben una declinación exponencial durante el agotamiento. La declinación hiperbólica resulta de la energía de empuje artificial y natural bajo un lento agotamiento de la presión comparado con el agotamiento causado por la pura expansión de un aceite ligeramente compresible. La declinación hiperbólica se presenta si los mecanismos de empuje del yacimiento son: empuje de gas en solución, expansión del casquete de gas o empuje de agua, esta también se exhibe cuando el mecanismo de empuje natural es sustituido por inyección de gas o agua. En algunos casos la presencia de estas energías de empuje implican un incremento en la compresibilidad total del sistema, provocando una mayor recuperación comparada con el puro mecanismo de empuje de expansión del aceite.

Cuando se grafica en papel semilogaritmico (q_o vs t), los datos de declinación hiperbólica muestran una curva que tiende hacia arriba. En este mismo tipo de gráfica la declinación exponencial es representada por una línea recta cuya pendiente de declinación se expresa con la siguiente ecuación:

$$D = - \frac{\ln [q_o(t^*) \cdot q_{o*}]}{t^*} \quad (18)$$

donde t^* , $q_o(t^*)$ son puntos sobre la línea recta semilog, cuya intersección con el eje de las ordenadas es: $q_{o*} = q_o(t = 0)$

La ecuación de Arps para la declinación hiperbólica (ecuación 13), puede también ser expresada en términos de variables adimensionales y el coeficiente de la ecuación de declinación está dado por:

$$q_{DM} = \frac{A}{(1 + bBt_D)^{1+b}} \quad (19)$$

La gráfica de la ecuación anterior es una curva tipo que exhibe la declinación hiperbólica, armónica y exponencial. Fetkovich definió nuevas variables adimensionales q_{Dd} y t_{Dd} , donde:

$$q_{Dd} = q_o/q_{oi}, \quad \text{ó} \quad q_{Dd} = q_D/A,$$

$$\text{y} \quad t_{Dd} = Dt, \quad \text{ó} \quad t_{Dd} = Bt_D. \quad (19')$$

A y B son expresadas por las ecuaciones (11) y (12)

En términos de variables adimensionales, la ecuación de declinación exponencial de Arps es:

$$q_{Dd} = e^{-t_{Dd}} \quad (20)$$

mientras que la ecuación de declinación hiperbólica es dada por:

$$q_{Dd} = \frac{1}{(1 + b t_{Dd})^{1/b}} \quad (21)$$

Una solución de la ecuación (21) fue desarrollada por Fetkovich para valores de "b" entre 0 y 1 con incrementos de 0.1. Los resultados fueron presentados en una curva tipo log-log en términos del gasto adimensional y tiempo adimensional (ver figura 4). La gráfica de q_{Dd} vs t_{Dd} muestra que todas las curvas básicas de declinación para un rango normal de "b", son expuestas en una sola gráfica, todas las curvas coinciden y llegan indistintamente a $t_{Dd} = 0.3$. Algunos datos existentes antes de $t_{Dd} = 0.3$ pueden aparentar una declinación exponencial, sin importar el verdadero valor de "b", y por lo tanto graficar como una línea recta en papel semilog (log q vs t)

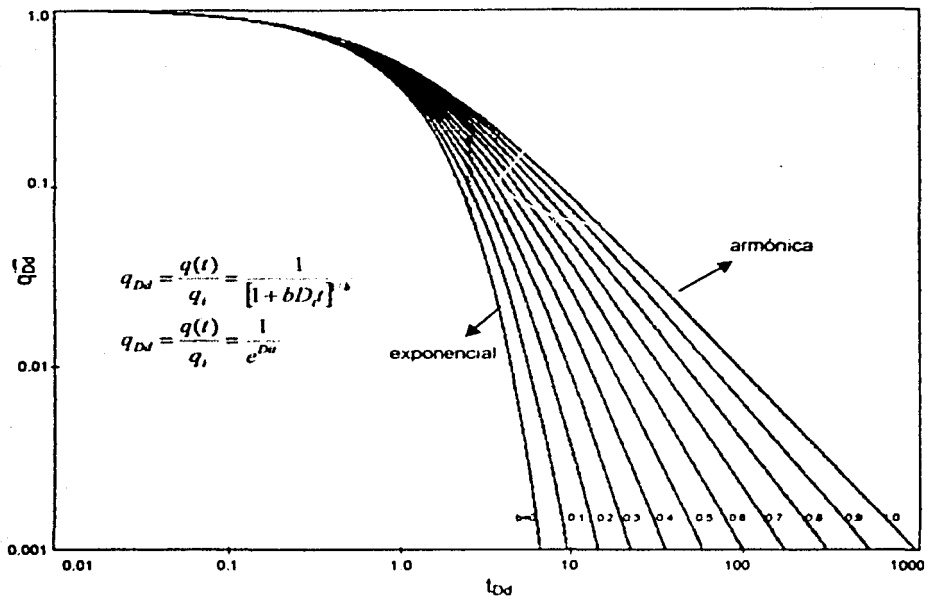


Figura 4. Declinación de las curvas tipo, basadas en las ecuaciones empíricas gasto-tiempo de Arps.

Usando la figura anterior puede determinarse q_{oi} , D y el exponente de declinación b para un pozo dado su registro de producción. La técnica de ajuste es más simple que el método alternativo sugiendo por Arps, esta es también más exacta, particularmente si los datos gasto-tiempo muestran dispersión. Si bien el mejor método estadístico de ajuste puede ser usado con las ecuaciones de Arps, debemos tomarnos cierta precaución en cuanto a su aplicación general. Esto es susceptible a malas interpretaciones, particularmente con respecto a los datos de ajuste de un yacimiento actuando infinitamente.

Hasta aquí, se ha considerado el periodo transitorio y el periodo de declinación por separado. Si bien la transición de estado infinito a pseudoestacionario es prácticamente instantánea, una extensión natural de la declinación de la curva tipo es combinar los periodos transitorio y de agotamiento en una sola grafica. Fetkovich¹¹ presento dicha combinación en una curva tipo, figura 5.

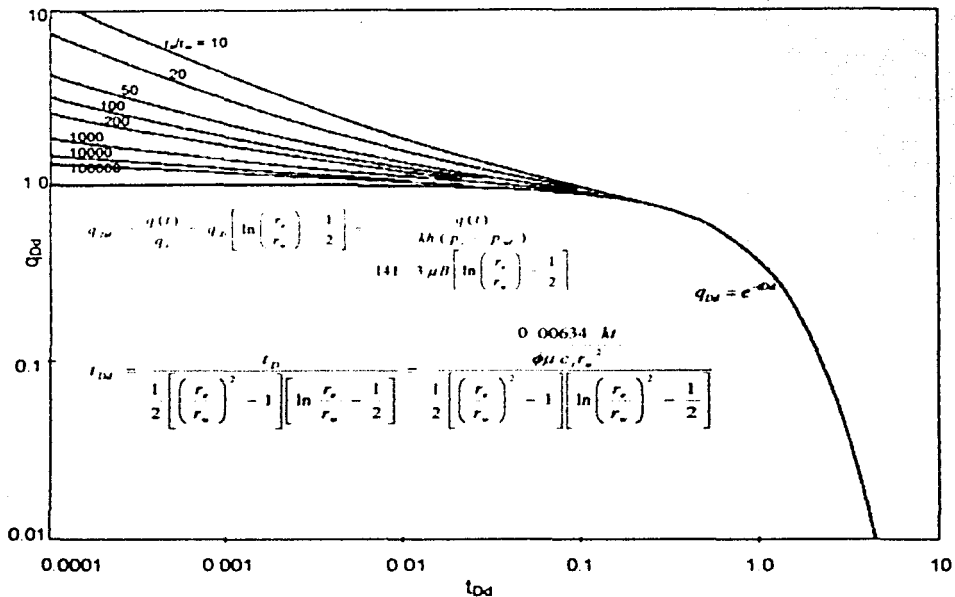


Figura 5. Curva tipo generalizada incluyendo la declinación del período transitorio y la declinación exponencial

Las variables adimensionales q_{Dd} y t_{Dd} definen la curva tipo general, la cual contiene el período transitorio y la declinación exponencial. Esta figura es en realidad una solución analítica de la figura 3 usando nuevas variables adimensionales. El resultado es que todos los agotamientos generados de la solución exponencial analítica (para diferentes valores de r_e/r_{wa}) convergen a una sola curva. Durante el primer período de declinación, las curvas marcadas con $r_e/r_{wa} = 10, 20, 50$, etc. representan la declinación del período infinito. Aparentemente estos resultados parecen erróneos, ya que la declinación de este período no depende del radio externo, r_e . Sin embargo, si graficamos q_D vs. t_D , podemos observar que cada curva representa un segmento diferente para esta solución cuando el yacimiento actúa como infinito (ver figura 6)

La solución de $q_D(t_D)$ es mostrada en la figura 6 a para valores de $r_e/r_{wa} = 10$ y 50 . La transición del estado de flujo transitorio al estado de flujo pseudoestacionario es marcada por flechas para cada valor de r_e/r_{wa} . También se puede observar que la curvatura de declinación del estado pseudoestacionario es idéntica para todos los valores de r_e/r_{wa} . Fetkovich¹¹ demostró que una transformación de q_D y t_D a q_{Dd} y t_{Dd} debe mover los puntos marcados por flechas a un punto común, provocando que en el periodo de agotamiento todas las curvas de declinación converjan a una sola. La figura 6.b es el resultado de la transformación de unidades, donde la solución exponencial analítica es expresada en términos de las transformaciones dadas por las expresiones (19').

Sustituyendo A y B (ecuaciones 11 y 12) en las variables transformadas, se puede observar que las ecuaciones obtenidas están relacionadas con r_e/r_{wa} por las siguientes expresiones:

$$q_{Dd} = [\ln(r_e/r_{wa}) - 0.5] t_{Dd} \quad (22)$$

$$t_{Dd} = \left[(r_e/r_{wa})^2 - 1 \right] \ln(r_e/r_{wa}) - 0.5 \quad t_D \quad (23)$$

La figura 6.b muestra que la transformación de variables, divide a la curva en la que el yacimiento actúa como infinito en dos curvas señaladas con el correspondiente valor de r_e/r_{wa} en la figura 6 a.

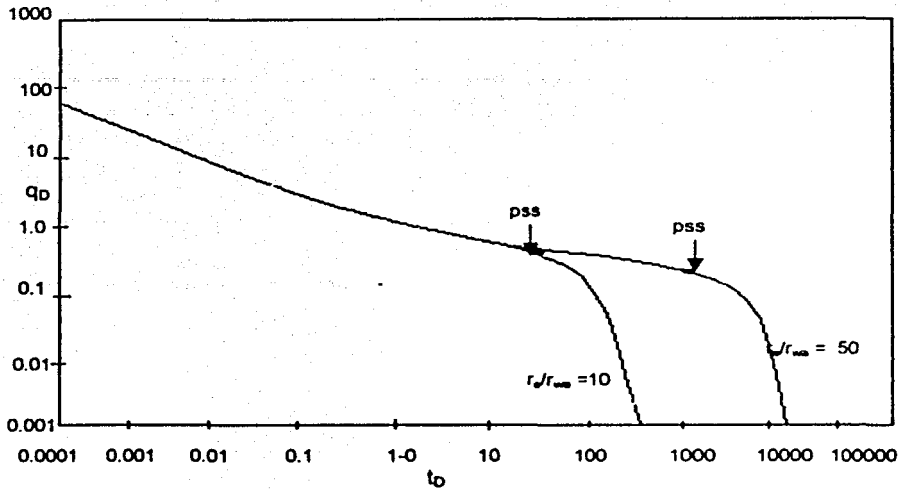


figura 6.a

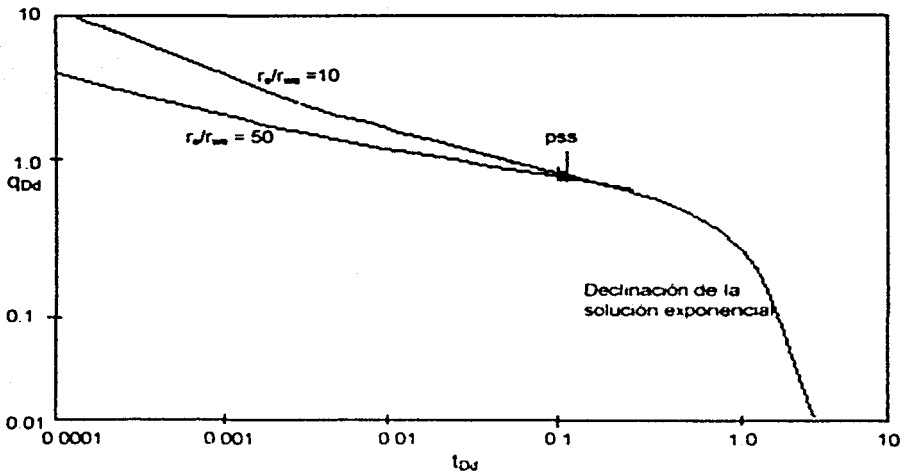


figura 6 b

Figura 6. Método gráfico para desarrollar las unidades de la curva tipo basadas en la solución analítica gasto adimensional

En la figura 7 se presenta la generalización de la curva tipo de Fetkovich, la cual incluye las curvas hiperbólica y armónica de Arps en la región de declinación. Cada resultado de r_e/r_{wa} representa aproximadamente $2^{1/2}$ ciclos logarítmicos del periodo transitorio antes de alcanzar la declinación. Note que el radio aparente (r_{wa}) del pozo es usado regularmente en las definiciones de variables adimensionales, y por lo tanto las curvas tipo pueden ser usadas para pozos con factor de daño positivo o negativo.

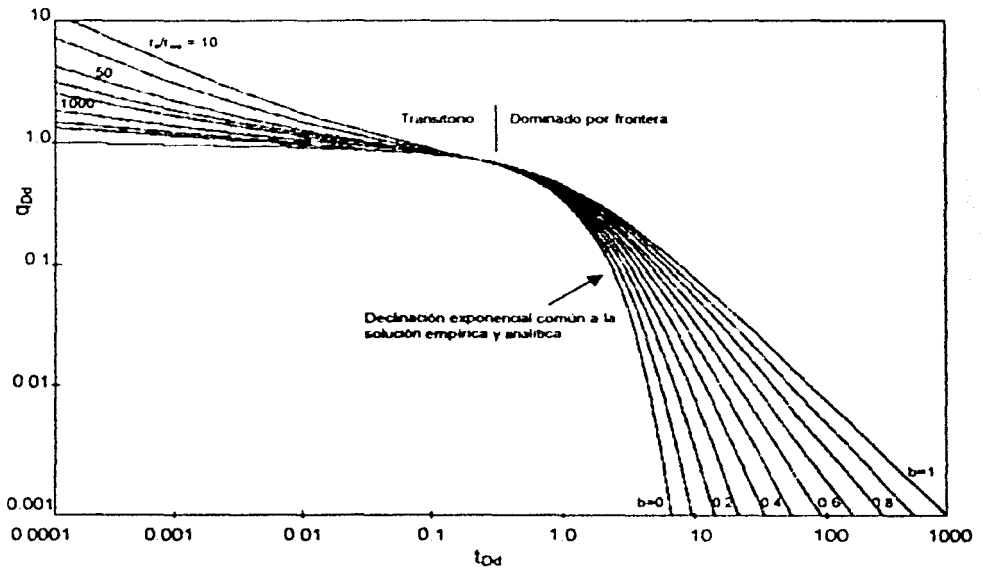


Figura 7. Composición de la curva tipo con las soluciones empírica y analítica

Aplicaciones de la curva tipo generalizada son mejores para datos de gasto-tiempo que exhiben ambos periodos de declinación (transitorio y de agotamiento). Un ajuste en la curva tipo permite la determinación de los parámetros del yacimiento y predicción del comportamiento futuro. El primer paso del procedimiento es leer el valor de r_e/r_{wa} de la línea de ajuste transitoria. Si la declinación es hiperbólica, entonces el valor de b es determinado por la línea de ajuste en el agotamiento. Además el punto de ajuste determina la permeabilidad k , el factor de daño s , y el radio de drenaje r_e .

La permeabilidad es calculada de la siguiente ecuación:

$$k = \frac{141.2 \mu_i B [\ln(r_e / r_{wa}) - 0.5] \left(\frac{q_o}{q_{iD}} \right)_{match}}{h(p_i - p_{wf})} \quad (24)$$

usando r_e/r_{wa} obtenido del ajuste.

Con k definida en la ecuación (24), el radio aparente del pozo es determinado por el punto de ajuste :

$$r_{wa} = \frac{0.00634 k}{\phi \mu_i c_i (0.5) [(r_e / r_{wa})^2 - 1] [\ln(r_e / r_{wa}) - 0.5]} \left[\frac{r(\text{dias})}{t_{iD}} \right]_{match} \quad (25)$$

donde el factor de daño es determinado de la siguiente ecuación:

$$s = -\ln(r_{wa}/r_w)$$

y el radio de drene es calculado de:

$$r_e = r_{wa} \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right)_{match} \quad (26)$$

Conociendo el radio de drene, el volumen original de hidrocarburos producido por el pozo es calculado por una simple ecuación volumétrica:

$$N(\text{well}) = \frac{\pi r_e^2 h \phi (1 - S_w)}{5.615 B_o} \quad (27)$$

Las ecuaciones (26) y (27) implican que el inicio de la declinación en la curva tipo es una manifestación del tamaño del yacimiento

Una cierta dificultad en el análisis de declinación del gasto se debe a la irregularidad natural del gasto de producción mensual. Estas fluctuaciones se reflejan debido a una variedad de eventos incontrolables, tales como cierre de líneas, por lo que se puede concluir que el análisis de las curvas tipo debe ser usado únicamente si los datos de producción son el reflejo del gasto de producción promedio a lo largo de un intervalo de tiempo grande

El desarrollo del tipo de agotamiento en yacimientos en la etapa en la cual el gas es tal que a baja presión la gravedad es esencialmente la única fuerza de empuje que actúa ha sido investigado teóricamente y por el uso de modelos a escala. Este tipo de agotamiento generalmente se presenta cuando la presión del yacimiento ha caído a algún valor bajo.

Generalmente el gasto de producción por unidad de espesor es muy bajo en dichos yacimientos, y esta etapa es llamada algunas veces la etapa final. No obstante, el gasto de producción por pozo debe ser del orden de 50 BPD debido al considerable espesor abierto a flujo en algunos yacimientos.

En el pasado, las predicciones del comportamiento de tales yacimientos han estado basadas en extrapolaciones empíricas del gasto de producción al límite económico.

Surgen dificultades cuando nuevos pozos son perforados en el campo o cuando la producción es artificialmente reducida, provocando que el gasto de declinación de un pozo en particular o del campo en general cambien, provocando que una tendencia clara no pueda ser detectada

Lefkovits^{19, 20} mostró que los pozos con una superficie libre en yacimientos homogéneos produciendo por drene gravitacional muestran una declinación hiperbólica con $n = 2$:

$$\frac{q}{q_i} = \frac{1}{(1 + \alpha)^2}$$

Los trabajos de Lefkovits se basan en la suposición de que el yacimiento está produciendo a muy baja presión, y por lo tanto casi todo el potencial disponible para el empuje de los fluidos hacia el pozo es principalmente la gravedad

Los resultados obtenidos se aplican a casos prácticos de campo. Como primer paso, un gran número de curvas de producción en campos con drene por gravedad, durante su etapa final, fueron ajustadas con la ecuación general de declinación hiperbólica, y se encontró que esta ecuación es válida para la extrapolación de curvas de declinación en periodos de hasta por lo menos 25 años

Los resultados obtenidos fueron desordenados en el sentido de que los valores para el índice n , fueron frecuentemente menor a uno, lo que implica que un pozo debe producir una cantidad infinita de aceite en un tiempo infinito

Una investigación teórica basada en trabajos anteriores proporciona una explicación conveniente para estos valores bajos de n . Se supone que éstos valores son obtenidos si la producción ocurre de dos o más capas de diferente permeabilidad y espesor, o dos capas que tienen diferente factor de daño, esto quiere decir que debido a que las capas permeables terminan de fluir primero, el índice de declinación n debe elevarse de un valor menor a dos a $n = 2$.

Un método práctico es dado para probar la ecuación general de declinación hiperbólica. Cuando éste método es usado, el índice de declinación observado en yacimientos con drene por gravedad, en su etapa final cuando se usan únicamente los datos de declinación durante los primeros años coincide muy cercanamente con el determinado usando datos de 25 años o más. Esto indica que la ecuación de declinación hiperbólica es válida para predecir el comportamiento de tales yacimientos. Un método alternativo también es sugiendo cuando surgen algunos cambios en el valor del índice de declinación, n , lo cual debe ser esperado durante la vida productiva del pozo o del campo.

En el caso de un pozos sin superficie libre, en un yacimiento inclinado con drene por gravedad, algunos pozos situados en la parte más baja de la estructura no tienen superficie libre. En un estudio previo¹⁹ se mostró que los pozos ubicados en la parte más alta e la estructura, los cuales tienen una superficie libre deben de seguir el comportamiento de declinación hiperbólica con $n = 2$.

Para los pozos situados en la parte baja, el área de drene debe de ser para un fluido incompresible. Si la superficie libre no se forma, el fluido dentro del área de drene alrededor de cada pozo debe reemplazar el flujo de afuera. El flujo en alguna parte del área de drene debe ser aproximadamente lineal para los pozos situados en la parte baja de la estructura, más que radial. En algunos casos el decremento en el potencial de flujo en la sección lineal debe ser únicamente una pequeña fracción del decremento en la sección de flujo radial. Despreciando el decremento lineal, Lefkovits escribe después de Muskat, la siguiente ecuación para el gasto de producción en el pozo.

$$q = \frac{2\pi h k \cos \theta}{\mu_o \ln \frac{r_e}{r_w}} \left[2h l l \cos \theta - (H \cos \theta)^2 - h_w^2 \right] \quad (28)$$

En la ecuación (28), el gasto debe ser igual a la variación del gasto con el tiempo en el volumen de drenaje:

$$q = - \frac{d}{dt} (\text{volumen drenado}) = -D \frac{dh}{dt} \quad (29)$$

donde D es una constante. La ecuación (28) considera que en la parte radial el volumen drenado es constante, pero el volumen en la parte lineal es proporcional a la altura de la superficie libre, h.

Integrando la ecuación (29) y sustituyendo en la ecuación (28):

$$\frac{q}{q_0} = e^{-\frac{D}{h_0} h} \quad (30)$$

donde q_0 es el gasto de producción al tiempo $t = 0$, cuando $h = h_0$, y

$$q = \frac{2\pi k_p A y \sin \theta}{\mu_w \phi (S_w - S_{wi}) \ln \frac{r_e}{r_w}} \quad (31)$$

donde w es el ancho de la parte lineal del flujo

Aunque este análisis es únicamente aproximado, este indica que ciertos pozos dentro de un yacimiento con drenaje por gravedad experimentan una posible declinación exponencial (ecuación 4). Dicho comportamiento genera una línea recta cuando el gasto, q, es graficado vs. el tiempo, t, en papel semilogarítmico. Este comportamiento ha sido llamado porcentaje de declinación constante.

En yacimientos estratificados con capas con superficie libre, supongamos que en un pozo en particular de un yacimiento con drenaje por gravedad la formación consiste de diferentes capas de porosidad media separadas por arenisca. Si el pozo es puesto a producción, cada capa en la cual hay una superficie libre alrededor del pozo debe tener una declinación del tipo hiperbólico con $n = 2$.

En este tipo de problemas se considera que después de cierto tiempo la capa más permeable ha dejado salir todo el fluido contenido en ella, por lo que se considera que casi toda la producción que esta llegando del espesor es de la capa menos permeable, causando la declinación que describe a un yacimiento homogéneo, $n = 2$. El comportamiento combinado de las dos capas es dado por:

$$q = \frac{q_{11}}{q_{11} + q_{12}} \cdot \frac{1}{(1 + \beta_1 t)^2} + \frac{q_{12}}{q_{11} + q_{12}} \cdot \frac{1}{(1 + \beta_2 t)^2} \quad (32)$$

donde q_{11} es el gasto inicial en la capa 1, q_{12} es el gasto inicial en la capa 2, y β_1 y β_2 son constantes. El comportamiento combinado de las capas sigue una declinación hiperbólica para tiempos cortos. Aunque este comportamiento es válido únicamente para tiempos cortos, se ha descubierto empíricamente que esta es una buena aproximación para una gran parte de la declinación. El valor de la constante n , depende de las características de las dos capas

Se cree que el mejor ajuste de las curvas para el caso en el que se tienen dos capas debe ser totalmente útil en la extrapolación de las curvas de declinación para $n \leq 1$ a tiempos muy grandes. De tal manera, suponiendo que un pozo tuvo algún ajuste con los datos de campo observados por medio de la ecuación de declinación hiperbólica, y se encontró que n fue igual a 0.7. Sabemos que tal declinación no puede ser perdurable, debido a que esto puede significar que el pozo debe producir una cantidad infinito de aceite. Una extrapolación a tiempos muy largos, puede ser también irreal.

El caso de una capa con superficie libre, y una sin superficie libre, de una manera similar a la indicada anteriormente, un pozo que penetra dos capas en un yacimiento con drenaje por gravedad, una de las cuales tiene una superficie libre y la otra no tiene superficie libre, debe también tener una declinación hiperbólica para tiempos cortos. Los valores de n para tal combinación están en el rango de cero a infinito.

De las discusiones anteriores, no se debe esperar varias curvas de declinación que tengan un valor de n exactamente igual a dos. Las derivaciones para obtener este valor pueden ocurrir si dos o más capas con superficie libre fueron conectadas a un pozo, o también si se tiene un comportamiento combinado de dos o más pozos ajustando a la ecuación de declinación hiperbólica.

Por otra lado, en sistemas de doble porosidad también existen técnicas de ajuste para estimar los parámetros característicos en este tipo de yacimientos, tales como el parámetro de flujo matriz-fractura (λ), y el parámetro de almacenamiento en la fractura (ω). En sistemas infinitos, el primer parámetro a determinar es λ , después de esto únicamente se requiere mantener el gasto de la matriz, de manera que su declinación no sea muy grande. Si la prueba es bastante larga, la respuesta del gasto representa el total del sistema, fracturas y matriz, y por lo tanto, ω debe ser determinada

En sistemas con frontera externa cerrada, se tiene un efecto adicional debido a la frontera. Esta produce tres casos de pruebas. En el primer caso el efecto de la matriz ocurre antes de los efectos de frontera. En el segundo caso, los efectos de la frontera ocurren antes de los efectos de la matriz, y finalmente el tercer caso ocurre entre los primeros dos casos. Esto es lo que se espera en grandes sistemas finitos, los efectos de la matriz deben ser detectados primero, mientras que en sistemas finitos pequeños el efecto de frontera debe tomar el primer lugar. Si la respuesta del gasto a tiempos cortos no está disponible, la segunda declinación debe ser errónea para la primera declinación, por lo que se pueden producir errores en la evaluación de la permeabilidad y del almacenamiento

Además, la introducción del efecto de daño complica el análisis. Los datos de gasto a tiempos cortos pueden ser disfrazados por otros efectos cercanos al pozo. La presencia del daño produce un significativo efecto en la respuesta del gasto. Si los datos del gasto a tiempos cortos no están disponibles, no podría ser posible indicar la presencia del daño. El conocimiento del daño es esencial para el análisis log-log en sistemas finitos. El periodo de flujo de gasto constante es indicativo de flujo interporoso en estado pseudoestacionario o flujo interporoso transitorio con daño en la fractura

En un estudio de Chen y Poston²⁸ se realizó el análisis gasto tiempo durante el agotamiento de un yacimiento radial produciendo a presión de fondo constante bajo condiciones de flujo multifásico (BHP). Una función normalizada de pseudotiempo es introducida para justificar la variación de la movilidad y compresibilidad del sistema durante la etapa de agotamiento del yacimiento. La transformación del pseudotiempo linealiza la relación gasto-tiempo semilog cuando el flujo multifásico altera las características normales de la curva. Esta técnica elimina varias de las ambigüedades inherentes cuando el exponente de declinación no es cero, además de que una estimación más exacta del aceite in situ, máxima recuperación y comportamiento futuro son posibles. De tal manera, la solución utilizada para flujo de líquido puede ser usada para el análisis de curvas de declinación con flujo multifásico utilizando pseudofunciones

Los resultados de este trabajo confirman que la desviación de la declinación exponencial para sistemas de empuje con gas en solución es causado por las propiedades y permeabilidad relativa del fluido. El grado de desviación es función de las características del fluido y permeabilidad relativa del sistema, además de que la permeabilidad relativa es la que tiene el efecto más importante en la declinación de la producción

Graficas de declinacion de la producción semilog o log-log (ajuste de curvas tipo) pueden ser usadas para analizar datos de flujo multifásico gasto-tiempo. La relación gasto-tiempo es lineal después del periodo transitorio para la gráfica semilog q_o vs t_p . La primera ventaja que se tiene al usar la pseudofuncion es la facilidad de extrapolación gasto-tiempo futuro. Únicamente una sola declinacion exponencial debe ocurrir en la etapa de agotamiento. La extrapolación basada en una grafica convencional gasto-tiempo implica grandes incertidumbres especialmente si unicamente datos a corto tiempo estan disponibles. En adición, la linea recta característica de la gráfica semilog ofrece un método fácil para dicho analisis

El comportamiento de pozos en yacimientos con empuje por gas en solución durante el periodo de flujo dominado por frontera es presentado en un trabajo realizado por Camacho y Raghavan²⁹, donde ambas condiciones de producción a gasto y presión constante son consideradas. Para el caso de producción a presión de fondo constante, las ecuaciones de Arps son examinadas, y las predicciones de comportamiento futuro muestran tener una fuerte dependencia con el espaciamiento de los pozos, las condiciones del pozo y las propiedades del fluido, los parámetros b y d_i , en las ecuaciones de Arps son expresados en términos de propiedades físicas. Para el caso de producción a gasto constante, una expresión para correlacionar la distribución de presión en el yacimiento es también presentada, ésta función permite extender la definición de estado de flujo pseudoestacionario a sistemas con empuje de gas en solución. Para éste caso, el yacimiento no alcanza las condiciones de flujo pseudoestacionario, ya que la derivada de la presión con respecto al tiempo no es constante y no es independiente de la posición en el yacimiento.

En el trabajo de Camacho y Raghavan se encontró que el valor de b generalmente no es constante para pozos produciendo a presión constante, además de que se debe considerar la naturaleza de la respuesta de presión en el fondo del pozo cuando la producción es forzada a seguir un valor específico de b en las ecuaciones de Arps. Algunos cálculos sugieren que el modo de producción debe ser a presión variable - gasto variable si el gasto esta siguiendo un valor específico de b . En algunos casos se puede notar que al seguir un valor específico de b , la presión en el fondo del pozo debe incrementarse con el tiempo (asumiendo que las propiedades de la zona de daño y área de drene permanecen constantes con el tiempo). Otros resultados encontrados en el trabajo de Camacho fueron los siguientes

- 1) la variable d_i en las ecuaciones de Arps depende de la función $\lambda_i(t)$, esta función debe ser aproximadamente constante para obtener una declinación exponencial en el gasto
- 2) la función $\lambda_i(t)$ debe variar linealmente con el tiempo para el exponente de declinación b , en las ecuaciones de Arps debe ser independiente del tiempo

- 3) el comportamiento de la declinación exponencial puede ser usado para aproximar el gasto de producción si un pseudotiempo t , basado en c_v y λ , es usado
- 4) si los datos transitorios son usados con las curvas de declinación de Arps, existen justificaciones teóricas para concluir que el valor de b debe ser una función del tiempo y debe tomar valores mayores a la unidad en la mayoría de los casos

En un trabajo realizado por Gentry y McCray²⁰, la producción de fluidos conocidos de un yacimiento de características conocidas fue hecha con la ayuda de un modelo de yacimiento, en donde algunos cálculos fueron hechos usando datos combinados de dos o más valores de permeabilidades absolutas. Algunos resultados obtenidos en este trabajo, concluyen que la separación de zonas de producción dentro de un mismo pozo pueden afectar la declinación y el análisis de las curvas de declinación de la producción. Este efecto puede causar que los valores de b sean mayores a uno. La técnica de análisis presentada con el uso de curvas desarrolladas en gráficas adimensionales con la solución de las ecuaciones de Arps puede ser utilizada cuando los yacimientos tengan problemas severos de heterogeneidad. Lo anterior quiere decir que el cambio en el sistema de fluidos tiene como consecuencia un cambio mayor en la declinación inicial del gasto, por lo que a , es muy sensitiva a el volumen del yacimiento. En algunos casos, cuando las características del fluido fueron cambiadas, el cambio de a , fue del 200 al 400%, comparado con el cambio de únicamente 15% a 18% cuando las características de la permeabilidad relativa son cambiadas.

La comparación de la historia de producción de diferentes sistemas en la permeabilidad del fluido, muestra que el cambio en las propiedades del fluido tiene un efecto menos significativo en el exponente de declinación b , que cuando se cambian las características de permeabilidad relativa. La comparación de algunos sistemas indican que cambiando las propiedades del fluido, también se cambia el valor del exponente b , de un valor de 0.0 a 0.3 en una primera instancia, y de 1.0 a un valor ligeramente mayor a uno en una segunda instancia.

Comúnmente el valor de b cambia significativamente cuando las características de la permeabilidad relativa son cambiadas, en algunos casos éste valor cambio de 0.0 a 1.0 y de 0.3 a valores mayores a 1.0 (ver referencias 19 y 20).

El gasto de producción inicial (q_i) depende de la permeabilidad de la formación a la saturación inicial de agua. La magnitud de q_i también depende de las características del fluido como lo describe la ecuación de flujo de Darcy. En resumen, las características de permeabilidad relativa del yacimiento, tienen un mayor efecto en el exponente b en las curvas de declinación, mientras que las características del fluido tienen una mayor influencia en las constantes a , y q_i . Por otra parte, la variación de la permeabilidad o heterogeneidad del yacimiento tienen un efecto predecible en la historia de producción.

ANALISIS DE CURVAS TIPO

Los últimos trabajos de Agarwal³⁰, Ramey³¹, Raghavan³² y Gringarten³³ demostraron o discutieron la aplicación y utilidad del procedimiento de ajuste de curvas tipo al interpretar datos a gasto constante para pruebas de incremento y decremento de presión. Van Poolen³⁴ demostró la aplicación del procedimiento de las curvas tipo, en el análisis de datos de gasto obtenidos de un pozo de aceite produciendo con una presión constante en el fondo del pozo. Todos estos datos, comúnmente son tomados de cortos periodos de transición, sin embargo, este mismo procedimiento de ajuste de curvas tipo puede ser usado para análisis de curvas de declinación

Los pasos básicos usados en el ajuste de curvas tipo con los datos de declinación gasto-tiempo son los siguientes:

1. Graficar los datos actuales gasto vs. tiempo en una gráfica que tenga la misma escala y los mismos ciclos de la curva tipo que previamente se haya seleccionado para utilizar
2. Sobreponer los datos graficados en la curva tipo, de manera que los ejes de las dos curvas queden paralelos y los datos graficados queden en la posición que represente el mejor ajuste de los datos en la curva tipo. Más de una curva tipo debe ser probada para obtener el mejor ajuste de todos los datos
3. Dibujar una línea curva y extenderla más allá de los datos gasto-tiempo graficados sobre la curva tipo de ajuste. Los gastos futuros son simplemente leídos de la escala real del tiempo donde los datos de gasto fueron graficados
4. Para evaluar las constantes de la curva de declinación o las variables del yacimiento, se selecciona un punto en cualquier parte de la curva sobrepuesta y las coordenadas del punto en ambas curvas es registrado
5. Si ninguna de las curvas tipo puede ajustar razonablemente con todos los datos, el método de desviación de la curva debe ser probado. Este método asume que los datos están compuestos por dos o más curvas de declinación diferentes

Las curvas de declinación son una de las formas más usadas en el análisis de datos empleados en la evaluación de propiedades del aceite. Frecuentemente, la producción es extrapolada como una línea recta en papel semilogarítmico (declinación exponencial o porcentaje de declinación constante) debido a que este tipo de declinación es la más fácil de manejar gráficamente y analíticamente. Esto se hace no obstante de que algunos investigadores han reportado que este tipo de declinación es rara, y que la producción actual de aceite usualmente sigue una declinación hiperbólica. Comúnmente la declinación hiperbólica es difícil de analizar gráficamente y matemáticamente.

El uso de la siguiente tabla simplifica mucho la solución y extrapolación de curvas de declinación. Las primeras cuatro columnas listan las relaciones gasto-tiempo y producción acumulativa-gasto como fueron desarrolladas por Arps.⁶ Todas las ecuaciones son solución de la ecuación diferencial $D = Kq^n = -(dq/dt)/q$. En cada caso se tienen dos incógnitas que deben ser calculadas de las dos relaciones. Estas son el exponente de declinación n y la tasa de declinación inicial D_i . La tercera incógnita q_i puede ser obtenida de la historia de producción del pozo. Primeramente, la relación gasto-tiempo es manipulada para obtener el valor $D_i t$ en términos de la relación (q/q_i) . Estas relaciones son mostradas en la columna 5. Para continuar, la relación se resuelve para el valor de D_i , y este valor es sustituido dentro de la relación producción acumulada-gasto. Esta relación se resuelve entonces para el valor de $q/(q_i t)$ en términos de (q/q_i) . Estas relaciones son mostradas en la columna 6. Dos gráficas pueden ser construidas seleccionando un valor de n , y sustituyendo los valores de (q/q_i) dentro de las relaciones.

Una curva en cada gráfica para el valor seleccionado de n debe ser producida. Esta puede ser hecha para algún número deseado de valores de n de $0 \leq n \leq 1$ (ver figuras siguientes). Estas curvas pueden ser usadas al analizar y extrapolar curvas de declinación para la historia actual de producción.

TABLA I

Exponente de declinación	Tipo de declinación	Relación gasto-tiempo	Relación gasto-producción acumulada	Relación D,t	Relación Q/q,t
n = 0	Exponencial	$q_t = q_i e^{-D_i t}$	$Q_t = (q_i - q_t) / D_i$	$D_i t = \ln(q_i / q_t)$	$Q_t / q_t = \frac{1 - (q_t / q_i)^{-1}}{\ln(q_i / q_t)}$
0 < n < 1	Hiperbólica	$q_t = q_i (1 + n D_i t)^{-1/n}$	$Q_t = \frac{q_i^n}{(1-n)D_i} (q_i^{1-n} - q_t^{1-n})$	$D_i t = \frac{(q_i / q_t)^n - 1}{n}$	$Q_t / q_t = \frac{1 - (q_t / q_i)^n}{(q_t / q_i)^n - 1} \left(\frac{n}{1-n} \right)$
n = 1	Armónica	$q_t = q_i (1 + D_i t)^{-1}$	$Q_t = q_i / D_i \ln(q_i / q_t)$	$D_i t = (q_i / q_t) - 1$	$Q_t / q_t = \frac{\ln(q_i / q_t)}{(q_i / q_t) - 1}$

El siguiente ejemplo muestra la facilidad con que este método puede ser usado. La figura 8 muestra la historia de producción del pozo Mississippi en Northwestern de Oklahoma (caliza). Los siguientes valores pueden ser fácilmente determinados:

q_i = gasto de producción inicial -de la curva de historia de producción: 6,292 bl/mes

q_t = gasto de producción a un tiempo t, -usualmente el último gasto graficado en la curva,

730 bl/mes

Q_t = Producción acumulativa a un tiempo t, -obtenida de la suma de producción: 55.900

bl

t = meses entre q_i y q_t , - 27 meses.

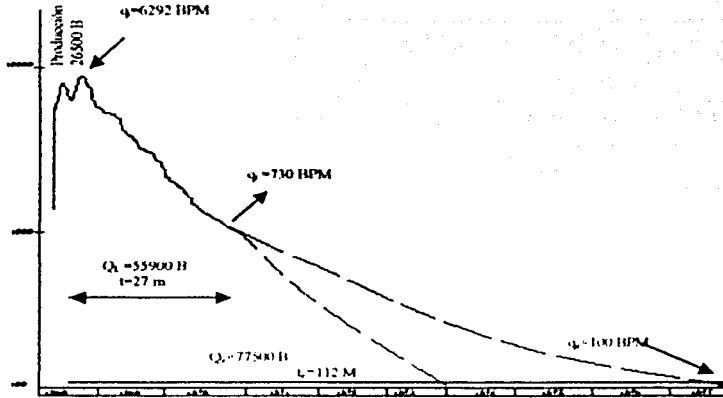


Figura 8 Ejemplo de extrapolación de declinación hiperbólica

Usando los valores dados, calculamos los siguientes parámetros:

$$q_i/(q_i t) = 55,900 / (6,292)(27) = 0.329$$

$$q_i/q_f = 6,292/730 = 8.62$$

Usando la figura 10, entrando con el valor de q_i/q_f en las ordenadas y el valor de $q_i/(q_i t)$ en las abscisas, y encontrando la intersección de estos dos valores. Interpolamos el valor de n .

$$n = 0.6, \text{ de la figura 10}$$

Usando la figura 9, entrando con el valor de q_i/q_f en el eje de las ordenadas y moviendo horizontalmente hasta interceptar el valor de n , se procede a bajar verticalmente al eje de las abscisas para encontrar el valor de $D_i t$.

$$D_i t = 4.4 \text{ de la figura 9}$$

Pero $t = 27$ meses, por lo tanto

$$D_i = 4.4/27 = 0.163 \text{ meses}^{-1}$$

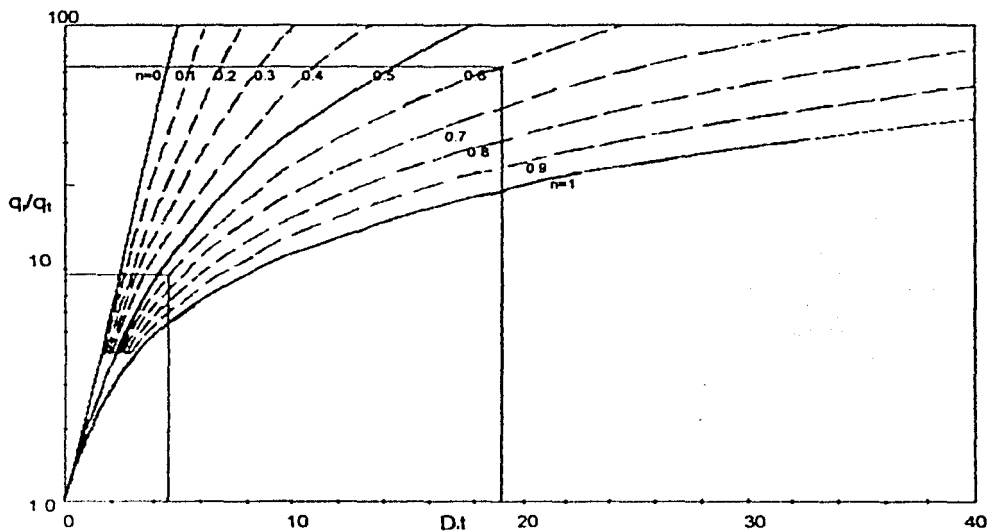


Figura 9. Análisis de curvas de declinación, relacionando gasto de producción con tiempo

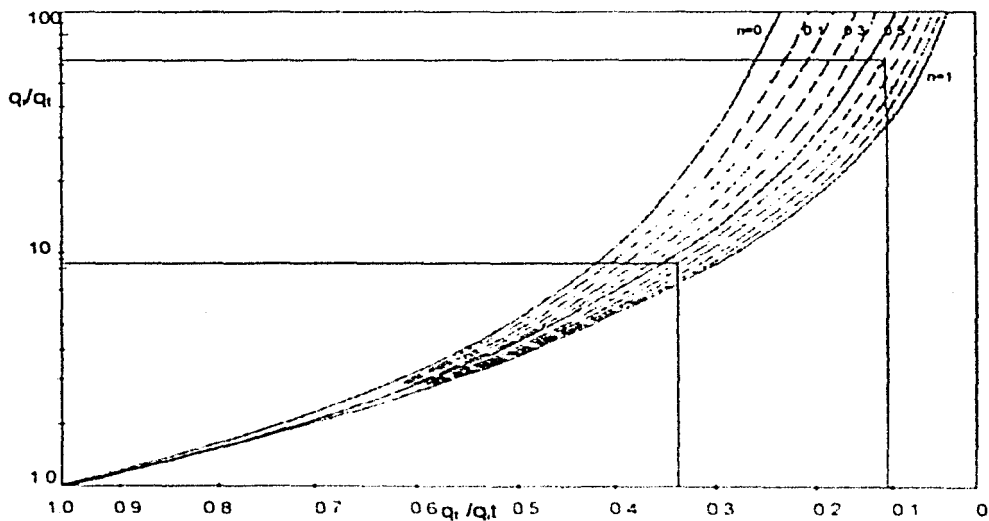


Figura 10. Análisis de curvas de declinación, relacionando gasto de producción con N_p

El límite económico del gasto de producción es calculado del costo de producción

$q_e = 100 \text{ bl/mes}$ (calculado de los datos de costos del campo)

$$q/q_e = 6,292/100 = 62.92$$

Este valor es utilizado en la figura 9, entrando en el eje de las ordenadas y moviéndose horizontalmente hacia el valor de n , para después bajar verticalmente al eje de las abscisas y leer el valor de D, t_e .

$$D, t_e = 18.3, \text{ de la figura 9.}$$

Pero $D_i = 0.163 \text{ meses}^{-1}$ (del paso anterior), por lo tanto $t_e = 112 \text{ meses}$, y el tiempo remanente al límite económico es $t_e - t = 85 \text{ meses}$.

Estos valores de q_e y t_e pueden ser graficados en la curva de producción, figura 8, de igual forma varios valores intermedios pueden ser determinados y graficados usando el mismo procedimiento

Para determinar la máxima producción del pozo, se entra con el valor de (q/q_e) en el eje de las ordenadas en la figura 10, y se mueve horizontalmente hacia el valor e n , para después verticalmente leer el valor de $q_e/(q, t_e)$

$$q_e/(q, t_e) = 0.11$$

Pero $t_e = 112 \text{ meses}$, y $q_i = 6,292 \text{ bl/mes}$, por lo tanto:

$$q_e = 0.11 \times 112 \times 6,292 = 77,500 \text{ bl de aceite.}$$

Las reservas remanentes son

$$q_e - q_i = 77,500 - 55,900 = 21,600 \text{ bl}$$

Para obtener la máxima producción del pozo, el aceite que fue producido bajo proration debe ser sumado a la producción acumulada

$$q_{\text{maximo}} = 77,500 + 26,500 = 104,000 \text{ bl}$$

En el ejemplo anterior, las unidades del tiempo fueron en meses, pero otras unidades en el tiempo pueden ajustarse perfectamente con el adecuado uso de estas. Comúnmente en la mayoría de las aplicaciones prácticas el uso de la producción en meses proporciona suficiente exactitud

Otro método para el uso de las curvas de declinación es presentado por Slider, donde se propuso el uso de varias curvas hiperbólicas graficadas en papel transparente. Una vez que estas curvas básicas han sido preparadas, una técnica de ajuste de curva puede ser usada para obtener extrapolación hiperbólica con el mismo esfuerzo requerido para extrapolar un porcentaje de declinación constante.

En la declinación hiperbólica la declinación del gasto varía con el gasto de producción.

$$\frac{a}{a_t} = \left(\frac{q}{q_t} \right)^n \quad (33)$$

donde "a" es el gasto de declinación cuando el gasto de producción es "q," y "a_t" y "q_t" son el gasto de declinación y el gasto de producción cuando el tiempo t = 0. La constante "n" esta entre 0 y uno , y es característica de una declinación hiperbólica en particular. Esta es igual al cambio de (1/a) con el tiempo.

$$n = \frac{\Delta(1/a)}{\Delta} \quad (34)$$

También puede mostrarse matemáticamente que para la declinación hiperbólica:

$$q = \frac{q_t}{(1 + a_n t)^{1/n}} \quad (35)$$

La producción total ΔN_p durante la declinación hiperbólica del gasto q, al gasto q es:

$$\Delta N_p = \frac{q_t^n}{(1-n)a_t} \left[q_t^{n-1} - q^{n-1} \right] \quad (36)$$

Este método ofrece una simple, eficiente y efectiva solución al problema de ajuste de curvas. Una gráfica de gasto de producción contra tiempo es preparada en papel semilog. Usando un juego en general de curvas de declinación preconstruidas, donde cada curva represente una combinación diferente de n y a., el mejor ajuste a la curva de declinación puede ser encontrado

La figura 11 ilustra un grupo de dichas curvas representando un valor de $n = 0.5$ y una variedad de gastos de declinación inicial. Note que los datos para tales curvas pueden ser calculados por medio de la ecuación 35 usando tiempos negativos y definiendo a , como el gasto de declinación cuando q/q_i es igual a uno

Una vez que las constantes n y a , y el gasto de producción correspondiente a q/q_i igual a uno han sido obtenidos por el ajuste de la curva, los gastos de producción futuros, las reservas y vida remanente del pozo pueden ser calculadas de las ecuaciones 35 y 36, u obtenerse gráficamente de la serie de curvas ilustradas en la figura 12

El procedimiento para determinar el mejor ajuste de la curva gasto-tiempo, es relativamente simple. Haga sobre papel transparente una serie de figuras (tal como la figura 11) representando varios valores de n entre 0 y 1. Coloque estas curvas sobre la curva de gasto de producción actual contra tiempo trazada en una gráfica del mismo tamaño y entonces muévalas, de manera tal que los ejes de la curva sobrepuesta y los datos actuales queden paralelos. Encuentre la curva que mejor ajuste y anote los valores de n , a , y el gasto actual q_i , correspondiente a q/q_i de uno

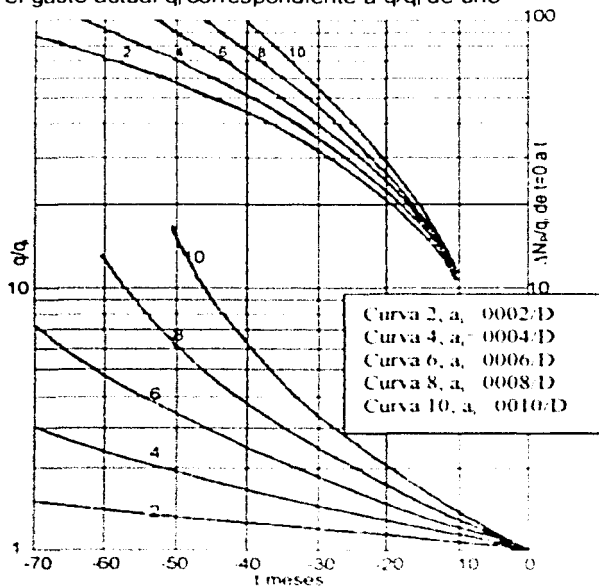


Figura 11. Factores de declinación hiperbólica para tiempos negativos y $n = 0.5$

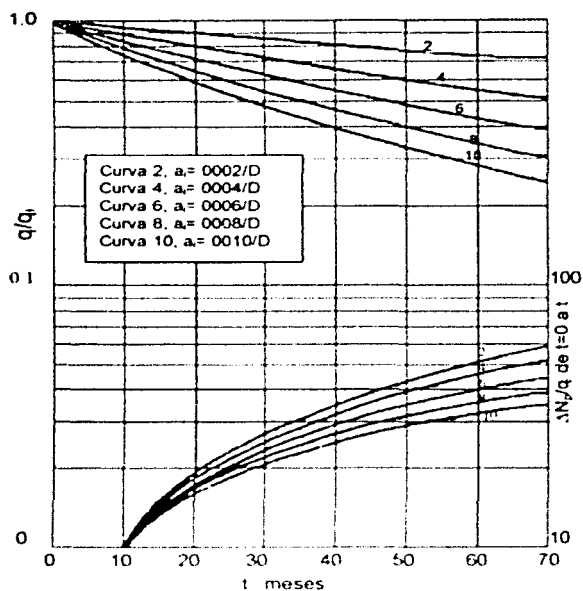


Figura 12 Factores de declinación hiperbólica para tiempos positivos y $n = 0.5$

La técnica propuesta para el ajuste de curvas es ilustrada en la figura 13. Los puntos trazados corresponden a la producción actual contra el tiempo. La curva mostrada es el ajuste obtenido usando una curva sobrepuesta de $n = 0.5$, $a = 0.001/\text{día}$ de la figura 11. La posición de los ejes de la gráfica sujeta coinciden con el ajuste de esta curva, indicando que el gasto de declinación de 15 meses después de Enero 1941, es de $0.001/\text{día}$. Este valor corresponde a $(q/q_i) = 1$ ó a el tiempo cero de la curva sobrepuesta. El gasto de producción actual correspondiente a este punto está alrededor de 1,800 bl de aceite al mes (BPM). En la práctica es necesario ajustar los datos con la curva cuyo punto cero esté lo más cercanamente posible al último punto que se obtiene de la extrapolación.

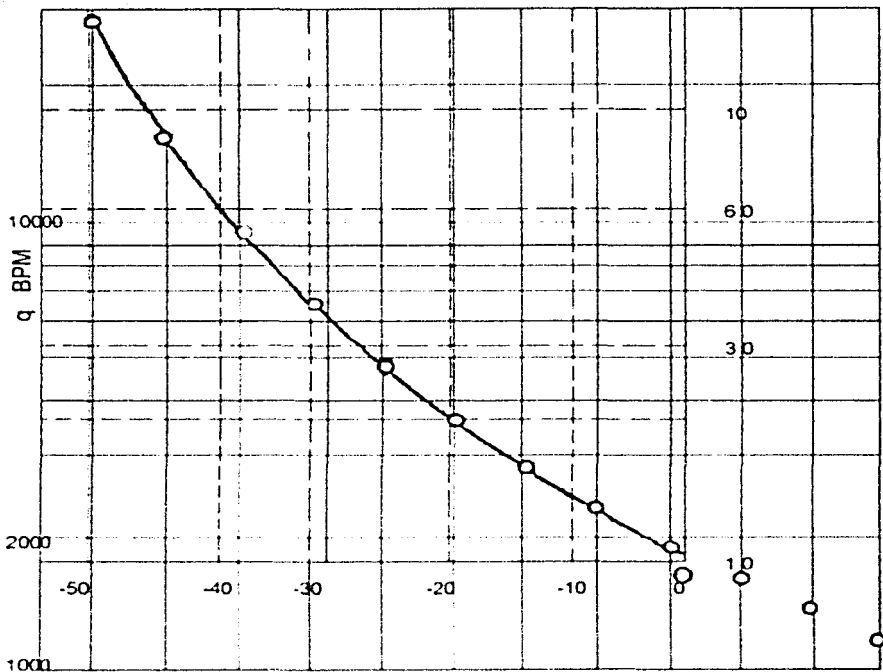


Figura 13. Ajuste de los datos de producción con curva hiperbólica

Con los siguientes datos ajustados por la curva de la figura 13 ($n = 0.5$, $a = 0.001/\text{día}$ y $q_1 = 1800 \text{ BPM}$), el gasto de producción puede ser calculado para algún tiempo futuro. Si el tiempo de interés cae dentro del tiempo límite de los datos preparados (en nuestro caso, 70 meses como se muestra en la figura 12), q/q_1 puede ser leído para el tiempo apropiado, por lo tanto el gasto puede ser calculado. Por ejemplo, Julio 1946 corresponde a +64.5 meses (115-50.5), y (q/q_1) para $n = 0.5$, $a = 0.001/\text{día}$ es leído a +64.5 meses de la figura 12 con un valor de 0.253, entonces $q = 0.253 \times 1,800 = 455 \text{ BPM}$

Para estimar la producción acumulada de $t = 0$ (Marzo 1941 a Julio 1946), se lee $(\Delta N_p/q_1)$ de la figura 12 con un valor de 33.5, y se calcula $\Delta N_p = 3.5 \times 1,800 = 60,300$ bl.

Cuando el tiempo de interés excede el rango de las curvas preparadas, ecuaciones 35 y 36, pueden usarse los cálculos de gasto y producción acumulativa. Por ejemplo, Julio 1948 es 88.5 meses después del tiempo cero, el cual como previamente se había mencionado fue de 1.5 meses después de Enero 1941. Entonces de la ecuación 35:

$$q_{115} = \frac{1,800}{[1.0 + (0.001)(0.5)(88.5)(30.4)]^{0.5}} = 328 \text{ BPM}$$

Dado un límite económico en el gasto de producción, la vida remanente y las reservas del campo pueden ser calculadas fácilmente. Suponiendo que la vida remanente y las reservas del campo están estimadas a Julio de 1942, si el límite económico es 300 BPM. Primero se calcula la vida remanente para $t = 0$ de acuerdo a la ecuación 35:

$$300 = \frac{1,800}{[1 + (0.001)(0.5)(30.3)(t_{\text{remanente}})]^{0.5}}$$

$t = 230$ meses de $t = 0$, o $230 - 16.5 = 213.5$ meses de Julio 1942

Para calcular las reservas a Julio de 1942, primero se calculan las reservas de $t = 0$ y se resta la producción de $t = 0$ a Julio 1942, la cual debe ser considerada como 23,000 bl.

Usando la ecuación 4:

$$\Delta N_r = \frac{(1800)^{0.5}}{(1 - 0.50)(0.001)(30.4)} [(1800)^{0.5} - (300)^{0.5}] = 70,000 \text{ bl}$$

Las reservas de Julio 1942 son: $70,000 - 23,000 = 47,000$ bl

En un análisis para este ejemplo, se vio que n no es constante (indicando una declinación hiperbólica), ya que en realidad esta varía de 0.28 a 0.70. Esto se espera desde que el método se realiza sobre una aplicación de diferencias finitas, que no coinciden hasta que el cambio en el gasto con el tiempo es pequeño.

Un análisis gráfico log-log para el ejemplo anterior, debe mostrar que la solución es insensible, con una extensa variedad de n y a , constantes, dando una aparente línea recta.

Para preparar curvas basadas en las ecuaciones de declinación hiperbólica, una técnica de ajuste de curvas puede ser usada para reconocer y extrapolar curvas de declinación hiperbólica con un mínimo de dificultad y con un máximo de exactitud. El método de ajuste de curvas parece ser superior a otros métodos de análisis de declinación hiperbólica comúnmente usados

La figura 14 ilustra un ejemplo de ajuste por curvas tipo (Fetkovich) para una declinación hiperbólica. Los datos graficados ajustan con la curva tipo de $b = 0.6$, éste ajuste es único, y los datos señalados no ajustan a ningún otro valor de b . Los gasto de producción futuros pueden ser leídos directamente de la escala real del tiempo en la cual los datos fueron graficados.

Para determinar q_i y D_i , se utiliza un par de puntos indicados en la figura 14:

$$q_{0d} = 0.033, \quad q(t) = 1000 \text{ BPM}, \quad t_{0d} = 12.0, \quad D_i = 100 \text{ M}$$

$$q_{i,w} = \frac{q(t)}{q_i} = 0.033 \longrightarrow q_i = 1000 \text{ BPM} / 0.033 = 30,303 \text{ BPM}$$

$$t_{0d} = D_i t \longrightarrow D_i = 12.0 / 100 \text{ M} = 0.12 \text{ M}^{-1}$$

Los puntos de ajuste determinados de esta curva pueden ser usados para calcular q_i , y q/N_{pi} , y finalmente N_{pi} .

El hecho de que este ejemplo sea para un grupo de pozos de un campo, y no para un pozo individual genera una importante pregunta. ¿Debe haber diferencia entre los resultados al analizar cada pozo individualmente y sumar los resultados, o simplemente sumar toda la producción de los pozos y analizar el total de gasto de producción del campo? Considere un campo con propiedades del yacimiento uniformes, "b" o "n" son similares para cada pozo y todos los pozos deben haber tenido una declinación similar a la presión final en el fondo, p_w , para un periodo de tiempo suficiente en el que se alcanza el estado de flujo pseudoestacionario. De acuerdo a Matthews en el estado estacionario (pseudo) el volumen drenado en un yacimiento cerrado es proporcional al gasto de reajuste para cada volumen drenado de los pozos. Lo que conduce a que la relación q/N_{pi} debe ser idéntica para cada pozo y por lo tanto la suma del resultado de cada pozo debe dar el mismo resultado al analizar el gasto total de producción del campo.

Para los casos donde algunos pozos están en partes diferentes del campo separados por fallas o por cambios drásticos de permeabilidad, un reajuste en el volumen de drena proporcional al gasto no puede tomar lugar entre todos los pozos. La relación q/Np_i debe ser diferente para diferentes grupos de pozos. El análisis de la producción total del campo debe ser diferente a la suma de los resultados para cada pozo en particular. Una situación similar puede presentarse también en la producción de yacimientos estratificados.

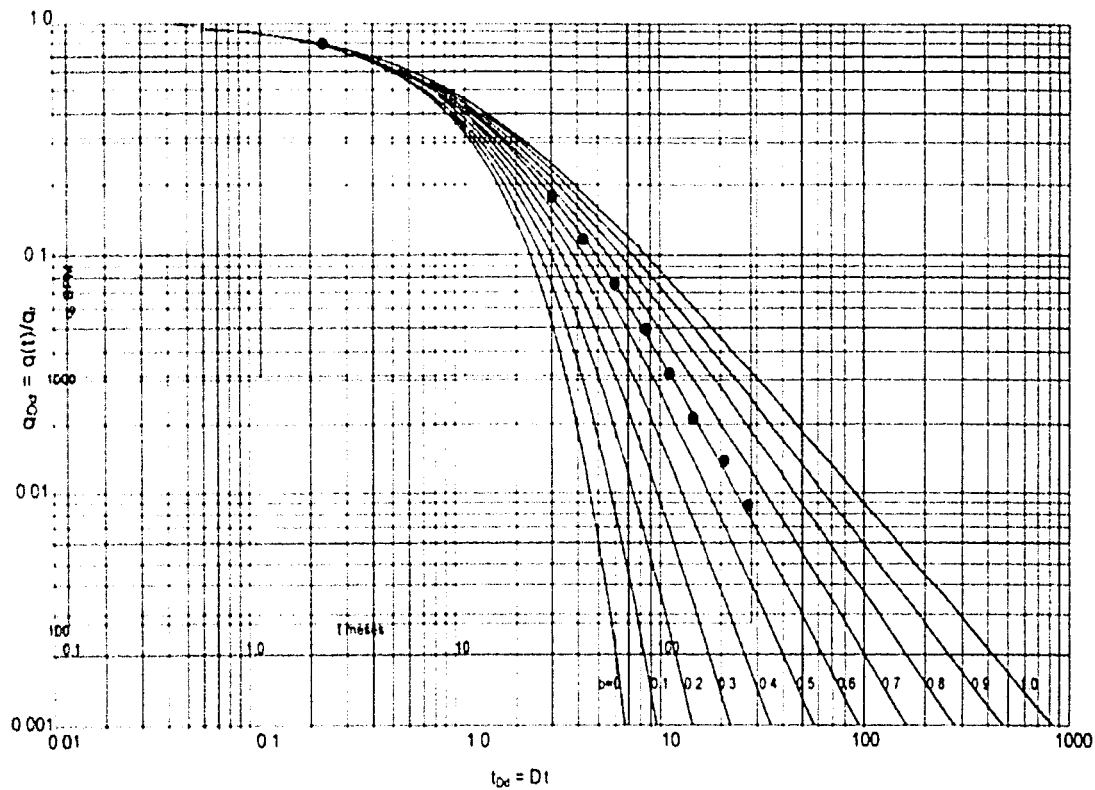


Figura 14. Ejemplo de ajuste tipo para declinación hiperbólica

La figura 15 muestra los resultados del ejemplo en el análisis del ajuste de curva tipo en un pozo con una declinación exponencial aparente, en éste caso los datos no son suficientes para establecer un solo valor de "b". Los datos caen esencialmente en la región de la curva tipo donde todas las curvas coinciden con la solución exponencial. La figura 15 muestra que los valores de $b = 0$ (exponencial) o $b = 1$ (armónica) ajustan los datos del pozo por igual (por supuesto, también todos los valores intermedios de b ajustan los datos del pozo) La diferencia en los resultados pronosticados para las dos interpretaciones extremas debe ser grande en años posteriores. Para un límite económico de 20 BPM, la interpretación exponencial da un total de vida de 285 meses, y la armónica de 1480 meses. Estos puntos tienen otra ventaja en el método de análisis de las curvas tipo, todas las posibles alternativas de interpretación pueden ser convenientemente puestas en una sola curva tipo y hacer las pronosticaciones en ella. Un análisis estadístico debe producir una sola respuesta, pero ésta puede no necesariamente ser la solución más probable o más correcta, por lo tanto considerando los mecanismos de producción puede seleccionarse la respuesta más adecuada:

- a) $b = 0$, (exponencial), si el yacimiento es altamente bajosaturado.
- b) $b = 0$, (exponencial), drene por gravedad, sin gas libre en la superficie
- c) $b = 0.5$, drene por gravedad, con gas libre en la superficie
- d) $b = 0.667$, yacimientos que manejan gas en solución, ($n=1$), si \overline{P}_x^2 vs. N_p es lineal.
- e) $b = 0.333$, yacimientos que manejan gas en solución, ($n=1$), si \overline{P}_x^2 vs. N_p es aproximadamente lineal

Puntos de ajuste

Exponencial, $b = 0$

$t = 100$ meses; $t_{0d} = 1.10$

$q(t) = 100$ BPM; $q_{0d} = 0.212$ meses

límite económico 20 BPM @ 285 meses
meses

Exponencial, $b = 1$

$t = 100$ meses; $t_{0d} = 1.60$

$q(t) = 100$ BPM; $q_{0d} = 0.202$

límite económico 20 BPM @ 1480

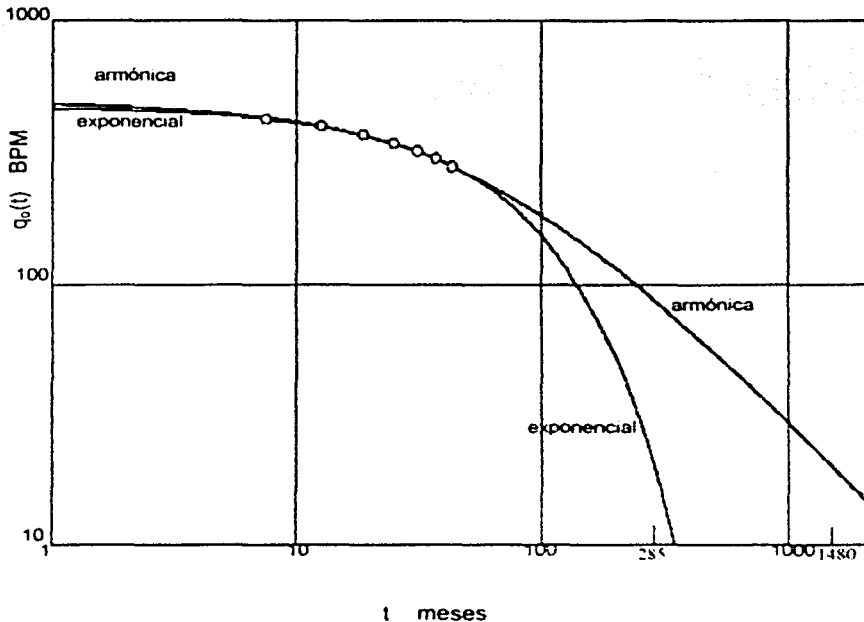


Figura 15. Ejemplo de análisis de curva tipo para declinación exponencial

La figura 16 es un ejemplo para un yacimiento fracturado de ajuste de curvas tipo para un pozo con datos de declinación del gasto disponibles para antes y después de una estimulación. Este tipo de problemas usualmente presenta algunas dificultades en el análisis. Ambas gráficas, antes y después del fracturamiento son mostradas en la figura 16 con los datos después del fracturamiento reinicializados en tiempo, éstas gráficas muestran que el valor de b no cambia para el pozo después del fracturamiento (la gráfica antes del fracturamiento puede ser considerada como una curva tipo y los datos después del fracturamiento pueden ajustar en ella). De esta manera, todos los datos fueron usados en un intento de definir el valor de " b ". Cuando estos datos se probaron en la solución de las curvas tipo de Arps, se encontró que los valores de " b " que ajustan los datos caen entre 0.6 y 1.0. Asumiendo un empuje de gas en solución, los datos ajustaron en la curva tipo con $n = 1$, $b = 0.667$

Con los datos leídos de las curvas se obtuvieron los siguientes valores para antes y después del fracturamiento.

Antes del fracturamiento:

$$q_{Dd} = 0.243 = q(t)/q_{\alpha} = 1000 \text{ BPM}/q_{\alpha}$$

$$q_{\alpha} = 1000 \text{ BPM}/0.243 = 4115 \text{ BPM}$$

Para el punto de ajuste del tiempo:

$$t_{Dd} = 0.60 = (q_{\alpha}/N_p)t = (4115 \text{ BPM})(100 \text{ M})/N_p$$

$$N_p = (4115 \text{ BPM})(100)/0.60 = 685,833 \text{ BBL}$$

$$\text{Por lo tanto } q_{\alpha}/N_p = 4115 \text{ BPM}/685833 = 0.006 \text{ M}^{-1}$$

Después del fracturamiento

$$q_{Dd} = 0.134 = q(t)/q_{\alpha} = 100 \text{ BPM}/q_{\alpha}$$

$$q_{\alpha} = 100 \text{ BPM}/0.134 = 7463 \text{ BPM}$$

Para el punto de ajuste de tiempo:

$$t_{Dd} = 1.13(q_{\alpha}/N_p)t = (7463 \text{ BPM})(100 \text{ M})/N_p$$

$$N_p = (7463 \text{ BPM})(100 \text{ M})/1.13 = 660,442 \text{ BBL}$$

$$\text{Por lo tanto } q_{\alpha}/N_p = 7463 \text{ BPM}/660442 \text{ BBL} = 0.0113 \text{ M}^{-1}$$

Para poder confirmar las condiciones que deben ser consideradas para un incremento en el gasto después de la estimulación nos podemos hacer las siguientes preguntas:

1. En una aceleración de la producción, ¿las reservas remanentes de los pozos son las mismas?
2. ¿Las reservas incrementaron en proporción directa al gasto de producción como resultado de un reajuste en el radio de drenaje? Antes del tratamiento, se encontró que N_{pi} era de 685,833 BBL. La producción acumulativa determinada de los datos de gasto antes de la estimulación fue de 223,500 BBL, entonces N_{pi} al momento del fracturamiento es:

$$N_{pi} = 685,833 \text{ BBL} - 223,500 \text{ BBL} = 462,333 \text{ BBL}$$

Si únicamente se obtiene una aceleración en la producción, y las reservas remanentes son las mismas, q/N_{pi} después del fracturamiento debe ser

$$\frac{7463 \text{ BOPM}}{462,333 \text{ BBL}} = 0.016142 \text{ M}^{-1}$$

Después del tratamiento q_w/N_{pi} fue de 0.011300 M^{-1} . Si las reservas incrementan en proporción directa a el gasto de flujo, la relación q_w/N_{pi} debe tener las mismas reservas remanentes que las obtenidas antes del tratamiento, 0.006 M^{-1} , por lo tanto:

$$N_{pi} = \frac{7463 \text{ BOPM}}{0.006 \text{ M}^{-1}} = 1,243,833 \text{ BBL}$$

Basado en el método de análisis usado, el actual incremento en las reservas atribuible a el fracturamiento es de 198,109 BBL (660,422 – 462,333 BBL)

Puntos de ajuste

Antes del fracturamiento

$n = 1$; $(b = 0.667)$

$t = 100$ meses; $t_{Dd} = 0.60$

$q(t) = 1000$ BPM; $q_{Dd} = 0.243$

Después del fracturamiento

$n = 1$; $(b = 0.667)$

$t = 100$ meses; $t_{Dd} = 1.13$

$q(t) = 1000$ BPM; $q_{Dd} = 0.134$

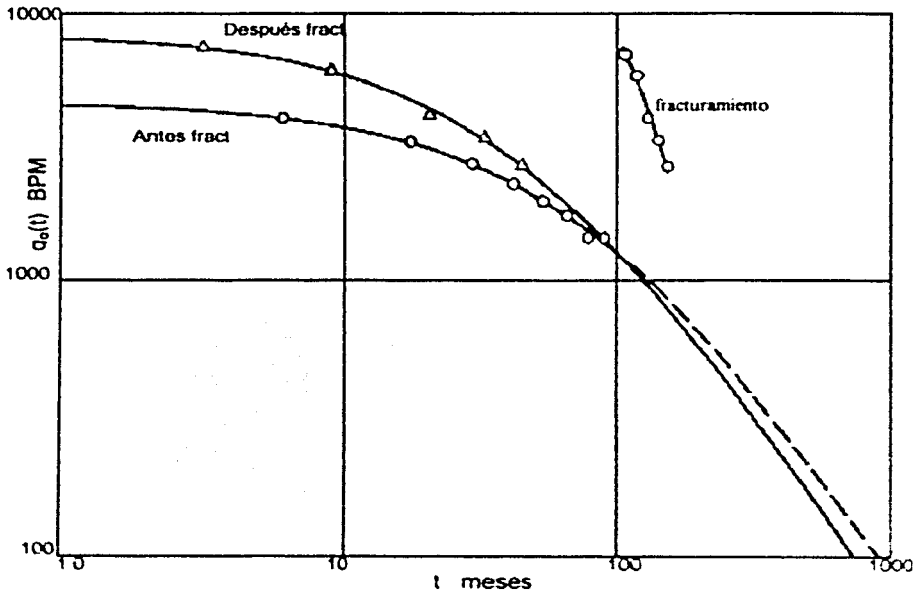


Figura 16 Análisis de curvas tipo para un pozo estimulado antes y después del fracturamiento

CAPITULO II

MODELO NUMERICO

Debido a la importancia que representa la obtención de la máxima recuperación de hidrocarburos de los yacimientos, se puede afirmar que el mecanismo de desplazamiento por segregación gravitacional desempeña un papel de importancia trascendental en la recuperación de hidrocarburos. Por otro lado, es bien sabido que precisamente, con este tipo de mecanismo de producción es como se logran las mayores recuperaciones de hidrocarburos, esto sobre los otros mecanismos naturales de desplazamiento, por tal motivo, el análisis y estudio de este efecto es de gran importancia

Conforme a lo anterior, en esta tesis se estudia el comportamiento de las curvas de declinación bajo efectos de segregación gravitacional en sistemas productores por empuje de gas en solución, considerando producción a presión de fondo constante en pozos totalmente penetrantes.

Los resultados numéricos que se presentan en el siguiente capítulo fueron generados a través de un simulador de aceite negro de diferencias finitas en coordenadas cilíndricas (r,z) totalmente implícito, el cual considera flujo de aceite y gas hacia un pozo parcial o totalmente penetrante. El pozo está localizado en el centro de un yacimiento homogéneo de espesor constante y produciendo a condiciones de presión de fondo constante (ver figura 17)

La frontera interna se puede considerar para condiciones de producción a gasto de aceite constante o a presión de fondo también constante. La frontera externa puede ser cerrada o a presión constante, así mismo las fronteras en $z = 0$ y $z = h$ son cerradas. A condiciones iniciales la presión en el yacimiento está arriba de la presión de saturación. Los efectos inerciales y capilares son despreciados.

Otras consideraciones importante son las fronteras superior e inferior del yacimiento no consideran flujo a través de ellas, y para modelar el efecto de daño, se considera que la zona de daño es modelada considerando una región anular concéntrica al pozo, de radio r_w y permeabilidad k_a diferente a la permeabilidad de la formación, usando la formulación de Hawkins (ver figura 18). Consecuentemente, si $k = k_a$ se considera un pozo sin daño, si $k > k_a$ se considera un pozo dañado y si $k < k_a$ se tiene un pozo estimulado. En el desarrollo de las pruebas realizadas se consideran efectos de daño con valores de -2 , 0 y 5 .

El modelo tiene la capacidad de simular flujo de liquido ligeramente compresible o multifásico para un sistema homogéneo, además, con la finalidad de obtener los efectos de segregación gravitacional, en el desarrollo de este trabajo se hace una mayor énfasis a la dirección vertical que es donde dichos efectos son importantes.

El objetivo de este estudio es determinar en yacimientos homogéneos con segregación gravitacional el efecto de las propiedades del fluido, el cambio del radio de drene, el efecto del daño y el cambio de permeabilidad relativa. Por lo tanto se hace una variación de datos PVT (juego 1 y juego 2) en las pruebas desarrolladas, de acuerdo a los puntos mencionados anteriormente.

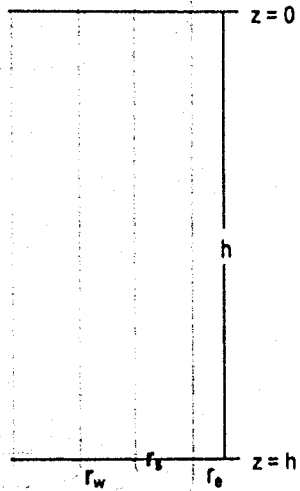


Figura 17. Modelo físico del yacimiento

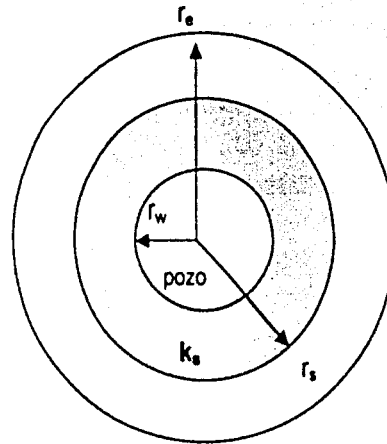


Figura 18. Modelado de la zona de daño
Alrededor del pozo

Los datos de permeabilidad relativas y propiedades PVT de los fluidos usados en este trabajo son mostrados en las figuras 19, 20 y 21. Los datos generales del yacimiento y rango de variación de los parámetros examinados son dados en la tabla II. En el estudio se considera un espesor de yacimiento, radio de pozo e intervalo productor constantes, de 500, 0.5 y 1.0 pies respectivamente, así como también porosidad y permeabilidad radial constantes, se toman en cuenta diferentes valores para el radio de drenaje y factor de daño, de igual manera se considera variación en las propiedades del fluido para dos diferentes valores en la presión de burbujeo, y finalmente diferentes niveles de contrapresión para cada presión de burbujeo. La variación de todos estos parámetros se hace con la finalidad de determinar el efecto que tiene cada uno de ellos sobre el comportamiento de yacimientos homogéneos con efectos de segregación gravitacional.

Por otra parte, en la tabla III se presentan los valores de r_w y k/k_w para tres condiciones de daño mecánico en la vecindad del pozo, los cuales corresponden a un pozo sin daño ($s = 0$), con daño ($s = 5$) y pozo estimulado ($s = -2$), lo anterior con la idea de observar el efecto que tiene el daño sobre el comportamiento transitorio y de declinación en la respuesta del gasto contra tiempo.

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

TABLA II
Propiedades del yacimiento usadas en la simulación

Espesor	h , ft	500
Radio de drenaje	r_e , ft	500, 1000, 3000
Radio del pozo	r_w , ft	0.5
Densidad del aceite	ρ_o , lb _m /ft ³	57.02
Permeabilidad radial	K , md	100
Porosidad	ϕ , fracc	0.05
Compresibilidad inicial	C_o , psi ⁻¹	1.08×10^{-5}
Factor de daño	S , adim	0.5, -2
Espesor intervalo productor, h_p	h_w/h , fracc	1.0
Presión de saturación (juego 2)	p_b , lb/pg ²	1500
Presión de saturación (juego 1)	p_b , lb/pg ²	5704
Relación de contrapresión (juego 1)	p_w/p_b	1.004, 1.0, 0.96, 0.79, 0.44, 0.17
Relación de contrapresión (juego 1)	p_w/p_b	1.00, 0.83, 0.66, 0.53, 0.40
Relación de permeabilidad	k_r/k_e , fracc	0.1, 0.5, 1.0, 2.0

Tabla III
Parámetros de la zona de daño

$r_{eD} = 2000$, juego 1

s (adim)	r_e (ft)	k_r/k_e
0	0.5	1.0
5	0.73	14.15
-2	4.89	0.123

PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

El análisis de la información generada por el simulador numérico representa un aspecto básico para la generación de las curvas de declinación de la producción. Esto conlleva a realizar, para cada una de las pruebas, un análisis detallado de los datos con el fin de obtener finalmente la información necesaria que nos permita predecir el comportamiento de la producción del yacimiento.

Para lograr lo anterior se procesaron y analizaron aproximadamente 300 pruebas sintéticas con las cuales se examinó el efecto de la variación de la permeabilidad vertical, factor de daño, efecto del radio de drenaje y propiedades del fluido.

Para la generación de las curvas de declinación se partió de información de gastos de producción y tiempo, correspondientes a un cierto nivel de contrapresión en el pozo. Para la construcción de estas curvas se hizo necesario procesar la información generada a distintas presiones de fondo. Se seleccionaron distintos valores en el nivel de contrapresión con el fin de obtener información con la cual se pudiera observar el comportamiento en las diferentes etapas de la vida productiva del yacimiento.

Después de la obtención de la información, se procedió a la construcción de las siguientes gráficas:

- $1/q_o$ vs. $\log t_D$. De acuerdo a las referencias establecidas anteriormente, en este tipo de gráficas se espera que se genere una línea recta semilogarítmica para el caso de flujo de líquido ligeramente compresible en un pozo produciendo a presión constante.

Una comparación de la gráfica anterior para el caso de flujo de líquido ligeramente compresible y para el flujo de dos fases muestra que el desarrollo de la saturación de gas con el tiempo resulta en una importante pérdida de productividad con el tiempo, por tal motivo, debido a la alta presión y gradientes de saturación que existen alrededor del pozo, una gráfica de $1/q_o$ vs. tiempo no puede ser usada para analizar datos de pruebas de pozo durante el periodo transitorio para condiciones de flujo de dos fases.

- S_{gw} vs $\log t_D$. Esta gráfica muestra el comportamiento de la saturación de gas en la cara del pozo con el tiempo, este comportamiento nos puede dar un indicio sobre el comportamiento que tendrá el cociente de compresibilidad total entre la movilidad total
- q_o vs p . La finalidad de esta gráfica es observar el comportamiento del gasto de aceite con la presión promedio del yacimiento para determinar en que caso y bajo que condiciones se puede obtener la mayor producción de aceite.
- N_p vs. $\log t_D$ El punto mencionado anteriormente se verá reflejado indiscutiblemente en esta gráfica, ya que aquí se presenta el comportamiento de la producción acumulada con el tiempo.
- $\log q_o$ vs $\log t_D$ En esta gráfica se observará el comportamiento de declinación de la producción a través el tiempo durante el periodo de flujo dominado por frontera para el caso de producción bajo efectos gravitacionales comparado con el caso donde no se incluyan dichos efectos

Cabe mencionar que todas las graficas anteriores fueron analizadas considerando principalmente la influencia de la permeabilidad vertical, factor de daño y tiempo de producción. Estos puntos de análisis, son comparados con los resultados arrojados al no considerar la presencia de efectos gravitacionales

Siguiendo la metodología que sugiere Fetkovich, se realizaron ajustes de curvas tipo con gráficas $\log q_D$ vs $\log t_D$ en la etapa final de declinación, considerando diferentes niveles de contrapresión en el yacimiento, con y sin efectos gravitacionales, de donde fue posible obtener valores del exponente de declinación b

La generación de las distintas curvas del comportamiento del yacimiento, requirió de un minucioso procesamiento de la información, durante el cual se fueron generando numerosas graficas que debieron ser modificadas una y otra vez por los distintos parámetros preestablecidos, creando finalmente una cantidad enorme de información que posteriormente tuvo que ser analizada una por una, para que de esta forma se pudieran establecer conclusiones objetivas y, finalmente ser presentadas en este trabajo

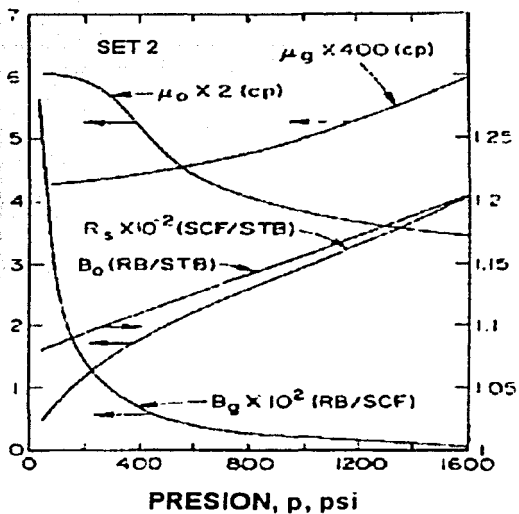


Figura 19. Propiedades de los fluidos, juego 2

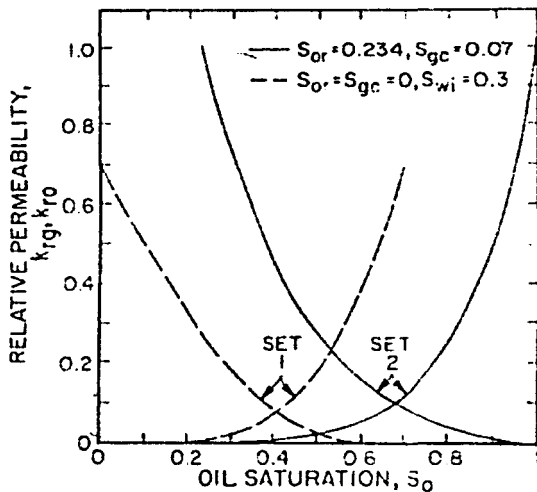


Figura 20. Datos de permeabilidad relativa

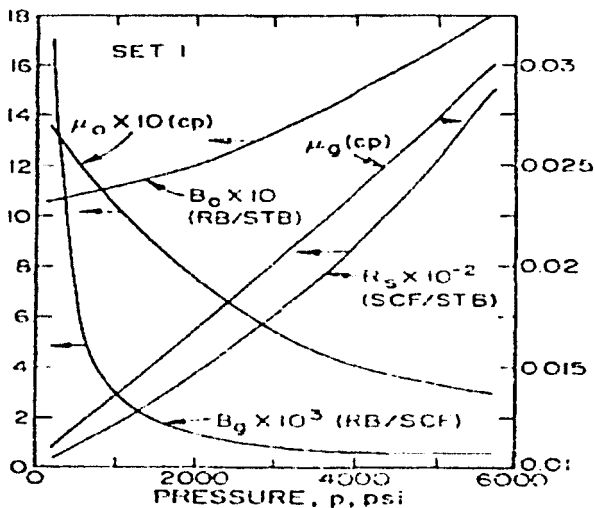


Figura 21. Propiedades de los fluidos, juego 1

CAPÍTULO III

RESULTADOS

En esta parte se presentan los resultados para yacimientos homogéneos produciendo por empuje de gas en solución considerando los casos de producción con efectos gravitacionales y sin efectos gravitacionales, además se considera que el pozo produce de todo el espesor del yacimiento $h_D = 1$. En general se hace un análisis tanto del periodo de flujo transitorio como del periodo dominado por frontera cerrada.

Para el problema de flujo multifásico, y para propósitos de referencia se usan las definiciones de gasto y tiempo adimensional, las cuales están basadas en las propiedades iniciales del sistema, dadas por las siguientes expresiones, respectivamente

$$q_{D0} = \frac{141.2 q_i \mu_m h_{D0}}{k k_{rw} h (p_i - p_{wf})} \quad (37)$$

$$t_{D0} = \frac{2.637 \times 10^{-4} k k_{rw} t}{\phi \mu_m c_R r_w^2} \quad (38)$$

mientras que la distancia adimensional está definida como:

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (39)$$

En las ecuaciones (37) y (38) se evidencian tanto datos PVT como de permeabilidades relativas; el subíndice *i* se refiere a condiciones iniciales.

Durante el periodo de flujo transitorio, el comportamiento de la respuesta de una gráfica de $1/q_D$ vs. $\log t_D$ generará una línea recta semilogarítmica, sin embargo, cuando los efectos gravitacionales son importantes y la presión de fondo es mantenida constante, una línea recta semilogarítmica del inverso del gasto no es desarrollada.

Cuando la respuesta del gasto es graficada en términos de q_D , durante el periodo de flujo transitorio, en la región de daño, inusualmente se presentará un encorvamiento de la recta debido a la acumulación de gas alrededor del pozo. Este resultado es válido para sistemas con empuje de gas en solución, y es una importante diferencia con el caso de flujo de líquido bajo producción a gasto constante, donde una línea recta semilogarítmica del decremento de presión es evidente durante el periodo de flujo transitorio para un área de drenaje bastante grande

Como puede verse en las figuras 22, 23 y 24 para los tres diferentes tipos de daño ($s = 5, 0$ y -2 respectivamente) se observa que el comportamiento del inverso del gasto adimensional va a depender del nivel de contrapresión, lo cual es contrario a lo establecido para el caso de flujo de líquido. Los símbolos representan el caso de empuje de gas en solución y las líneas el caso de incluir efectos gravitacionales, y en términos prácticos durante este periodo no se observan diferencias entre ambos casos. Asimismo, para cualquier valor de daño mecánico se presenta un incremento en el valor del inverso del gasto, causado por un fuerte incremento en la saturación del gas alrededor del pozo, lo cual se ve reflejado en la disminución de su productividad. Esto es más drástico para valores de daño negativo ($s = -2$), donde se tienen los más altos gastos de producción. Sin embargo, a pesar de que es factible el desarrollo de una línea recta semilogarítmica, el cálculo de la capacidad de flujo y daño no pueden ser determinados con las mismas técnicas utilizadas para flujo de líquido

Comparando las figuras para los tres tipos de daño, se concluye que la presencia de la cresta en la respuesta con y sin efectos gravitacionales obscurece la presencia de la línea recta semilog, siendo ésta más dominante para condiciones de pozo estimulado y bajos niveles de contrapresión

En la tabla IV, para $s = 0, 5$ y -2 , se presenta el intervalo de ajuste, así como las pendientes y ordenadas obtenidas del ajuste de una línea recta semilogarítmica en la gráfica del inverso del gasto contra tiempo, esto a través de un ajuste por mínimos cuadrados. Como es de esperarse, en general los valores de las pendientes son diferentes al establecido para el caso de flujo de líquido, esto es 1.151, siendo los valores más cercanos los obtenidos para el caso de daño cero

Una observación importante mostrada también en la figura 24 es que, durante el flujo transitorio la permeabilidad vertical no tiene influencia en la respuesta del gasto. Lo anterior es establecido al comparar las respuestas generadas para los valores de $k_z / k_r = 0.1, 0.5, 1.0$ y 2.0 . La permeabilidad radial se mantiene constante.

Considerando que la producción no depende de la posición, sino de la contrapresión impuesta; invariablemente durante el periodo transitorio, el cual es dominado por muy altos gastos de producción, las respuestas con y sin efectos gravitacionales serán prácticamente las mismas. Lo anterior, es haciendo analogía con el caso de producción a gasto constante³⁴, donde gastos altos y tiempos de producción largos se favorecerán los efectos gravitacionales. En general, en la respuesta donde no se consideran los efectos gravitacionales, el abatimiento de presión por gasto de producción será mayor al obtenido para el caso donde se consideran efectos gravitacionales, principalmente a gastos y presiones promedio bajas, consecuentemente las mayores producciones son obtenidas bajo efectos gravitacionales, y se incrementan al reducir el valor del daño, al aumentar la permeabilidad vertical y a tiempos de producción largos.

Como se mencionó en la introducción, durante el periodo de flujo dominado por frontera cerrada en condiciones multifásicas no se sigue la declinación de las curvas de Arps⁵ y Fetkovich^{11, 35}, ya que la presencia de efectos inerciales causa que la forma de las curvas de declinación comiencen a diferir de la correspondiente al caso de flujo laminar.

Esta situación es similar a la que existe para yacimientos de gas e implica que el análisis de las curvas tipo, las cuales fueron generadas bajo condiciones de flujo laminar, produzca valores erróneos para los parámetros del pozo y del yacimiento cuando los efectos inerciales son importantes en el yacimiento.

Asimismo, un aspecto general en la respuesta bajo efectos gravitacionales durante el periodo dominado por frontera, es que una reducción en la p_{wf} generará un desplazamiento vertical hacia arriba, mientras que en la declinación el efecto que el daño tiene sobre la producción se invierte.

Durante el periodo de flujo dominado por frontera, en las figuras 25, 26 y 27, en una gráfica de $\log q_o$ vs $\log t_D$, para los tres tipos de daño y cinco diferentes niveles de contrapresión, se puede observar que a tiempos cortos y a valores altos de contrapresión, se obtienen los más altos gastos de producción con efectos gravitacionales, respecto a los resultados observados de no incluir dichos efectos. Sin embargo, ambos resultados tienden a ajustarse en cuanto la presión de fondo se reduce. A tiempos subsecuentes, únicamente a relaciones de p_{wf}/p_b de 0.96 y ≥ 1.0 en la etapa de declinación, el comportamiento del gasto sigue resultando más favorable bajo efectos gravitacionales, no así a relaciones ≤ 0.79 donde la declinación es más rápida

Como es sabido, para un sistema circular cilíndrico, el inicio del periodo dominado por frontera se establece cuando $t_{DA} = t_D(r_w^2 / \pi r_e^2) = 0.1$, en donde t_{DA} es el tiempo adimensional basado en el área de drenaje. Sin embargo, como se señala en la referencia 36, el periodo de transición entre los periodos transitorio y dominado por frontera es más grande para el caso de flujo multifásico que para flujo de líquido.

Lo anterior quiere decir, que al imponer una mayor restricción al flujo en el caso de producción a presión constante a tiempos largos de producción, se va a tener un efecto similar al observado de producir un pozo a gasto constante bajo lo cual favorece los efectos gravitacionales³⁴ sin embargo, a ritmos de producción muy altos, los efectos gravitacionales son despreciables, no obstante, en la práctica esto es imposible que se presente, y por lo tanto definir la productividad de los pozos en sistemas por empuje de gas en solución y efectos gravitacionales cobra gran importancia. Por otro lado, en la situación más favorable bajo efectos de segregación gravitacional, esto es de daño negativo y permeabilidad vertical alta, es como se esperan los máximos valores de gasto, principalmente a tiempos largos de producción.

Bajo estas condiciones, se presenta un periodo de estabilización en la producción, el cual se alarga o se acorta dependiendo de la presión de fondo impuesta y de la permeabilidad vertical (ver figura 28), siguiendo finalmente un segundo periodo de declinación, el cual es similar al observado en sistemas naturalmente fracturados, donde los resultados obtenidos de estudios^{25, 47} realizados previamente para un sistema con frontera externa cerrada, muestran una rápida declinación inicial del gasto de producción, seguida de un periodo de flujo casi constante y concluyendo con una

declinación final en el gasto de producción, por lo tanto, la declinación inicial del gasto de producción no es representativa del estado final de agotamiento, por lo que un ajuste de las curvas tipo basado únicamente en la declinación inicial puede producir valores erróneos en la obtención de parámetros. Lo anterior en ningún momento es observado bajo empuje de gas en solución, donde se sigue un solo periodo de declinación. Asimismo es importante señalar que dicho periodo esta asociado a reducciones en la saturación de gas.

Respecto a la figura 28, un aumento en la permeabilidad vertical reduce la zona de estabilización. Por otro lado, el efecto del radio de drene y propiedades del fluido en el comportamiento de declinación son mostrados en las figuras 29 y 30, respectivamente. De la figura 30 se verifica que las características del fluido son importantes en términos de que se favorezcan o no los efectos gravitacionales, y su impacto en el comportamiento de la producción.

De acuerdo al estudio realizado por Gentry y McCray²⁰, el comportamiento de las gráficas adimensionales de $N_p/a,t$ vs q/q y a,t vs q/q no es afectado por la permeabilidad absoluta o el tamaño del yacimiento. El comportamiento de estas gráficas es determinado por las características del contenido del fluido, por las características de la permeabilidad relativa de la roca del yacimiento, por los mecanismos de empuje del yacimiento, por la heterogeneidad del yacimiento y por la manipulación manual de la producción. La heterogeneidad del yacimiento tiende a incrementar la magnitud del exponente b , como el grado de heterogeneidad sea incrementado. Un cambio en las características del fluido da como resultado un cambio en el gasto inicial de producción (a), además también es muy sensitivo a el volumen del yacimiento. En ambos casos, cuando las características del fluido fueron cambiadas, el cambio en a , fue de 200 a 400%, mientras que un cambio de únicamente 15 al 18% se presentó cuando las características de permeabilidad relativa fueron cambiadas. Una comparación en la historia de producción en sistemas con diferente permeabilidad al fluido, muestra que un cambio en las características del fluido tiene un efecto más pequeño sobre el exponente de declinación b , que un cambio en las características de permeabilidad relativa. El gasto de producción inicial (q_i) depende de la permeabilidad de la formación a la saturación de agua inicial. La magnitud de q_i también depende de las características como lo describe la ecuación de flujo de Darcy.

En resumen, podemos decir que las características de permeabilidad relativa del yacimiento, deben tener un mayor efecto sobre la constante de declinación b , mientras que las características del fluido debe tener una mayor influencia sobre las constantes a , y q . También, la variación de la permeabilidad o heterogeneidad del yacimiento debe tener cierto efecto en la historia de producción

Lo señalado anteriormente representa un resultado importante, sin embargo, es necesario verificar su impacto en términos de la recuperación.

De lo mostrado en las figuras 25 a 29, se puede inferir que bajo efectos de segregación gravitacional a niveles bajos de contrapresión la producción es menor a la observada con empuje de gas en solución, y que a presiones de fondo altas únicamente se difiere la producción.

En la figura 31, para $s = -2$ y $k_r / k_v = 1.0$, se observa una gráfica de producción de aceite contra presión promedio del yacimiento para cinco niveles de presión de fondo, en donde solo para valores de $p_{wf}/p_b > 0.79$ bajo efectos gravitacionales, la producción de aceite es mayor, lo cual implica que la producción acumulada solo para estas condiciones será superior. Cabe señalar que la condición de daño si tiene efecto en la declinación de la producción, mientras que la influencia de k_v , prácticamente es despreciable, ver figura 32

En general, se establece que en sistemas homogéneos con condiciones favorables de segregación, manejar niveles de contrapresión restringidos resulta lo más adecuado para la explotación del yacimiento. De lo establecido anteriormente, en la figura 33, se muestra el comportamiento de la producción acumulada N_p vs $\log t_D$ para los mismos parámetros de la figura 31, donde se observan dos situaciones

- 1) A niveles bajos de presión de fondo, las recuperaciones bajo empuje de gas en solución y la inclusión de efectos gravitacionales son aproximadamente iguales
- 2) A niveles altos de contrapresión las mayores recuperaciones se establecen en términos relativos bajo efectos gravitacionales (ver Tabla V), ya que como se menciono anteriormente bajo estas condiciones solamente se difiere la producción

Asimismo, el valor del daño mecánico y k_v no tienen una influencia importante en el comportamiento de declinación. Sin embargo, en términos de la recuperación final (N_p/N) en ausencia de efectos gravitacionales, tanto el daño como k_v son irrelevantes; mientras que bajo efectos combinados, solo a valores altos de presión de fondo se obtienen las mayores recuperaciones, esto en términos relativos

En el caso de incluir efectos de segregación, es importante señalar que el límite de producción cuando la presión promedio del yacimiento tiende a p_{wm} , no justifica la etapa final de agotamiento (ver figuras 25 a 29), esto es,

$$\lim_{r \rightarrow r_w} q_w \neq 0 \quad (40)$$

presentándose un periodo adicional de producción, donde los valores de presión promedio caen abajo del valor de presión de fondo. Lo anterior es más evidente al observar la **figura 34**, en donde además se establece que el comportamiento de N_p es aproximadamente lineal respecto a la variación de la presión promedio volumétrica del yacimiento, bajo efectos favorables de segregación

Para el problema de producción a presión de fondo constante, las condiciones favorables de segregación en sistemas homogéneos se limita a altos niveles de contrapresión, ya que invariablemente del valor de p_{wm} impuesto, los efectos gravitacionales están implícitos en el modelo, y no necesariamente dirigen a las mayores recuperaciones. Lo anterior se deduce comparando estos resultados con los obtenidos de considerar producción a gasto constante³⁴, donde las máximas producciones son obtenidas bajo efectos gravitacionales a tiempos largos de producción, lo que lleva a obtener altos índices de productividad

Fetkovich^{11, 35} establece que si los datos registrados durante el periodo de flujo transitorio son usados para un análisis de declinación, el exponente b de las ecuaciones de Arps puede ser mayor a la unidad. Todos los casos donde se han reportado valores de b mayores a uno han sido datos gasto-tiempo del periodo transitorio en pozos estimulados de baja permeabilidad

Los métodos estadísticos de análisis de curvas de declinación que permiten valores mayores a uno, reconocen que un límite superior en la ecuación de Arps puede conducir a malos resultados y malas decisiones. Las ecuaciones de Arps deben ser aplicadas únicamente a datos de gasto-tiempo que indican agotamiento. Los límites del valor de b , cuando las ecuaciones de Arps se aplican están entre 0 y 1.

Algunos ajustes de datos transitorios usando las ecuaciones de Arps resultan en valores aparentes de b mayores a uno, generalmente estos falsos valores de b caen en un rango de 2.2 a 2.5. Además una rápida declinación de los datos del gasto es característica de un pozo estimulado de baja permeabilidad (valores aparentes de b mayores a uno). A menudo un solo ajuste de tales datos puede ser obtenido en la porción transitoria de una curva tipo. Este mal empleo de la ecuación de Arps con datos transitorios generalmente resulta en una pronóstico muy optimista y es técnicamente incorrecta.

Los datos usados por Arps para desarrollar y probar sus ecuaciones originales fueron de campos y pozos reales. Estos indican que frecuentemente los datos reales no siguen la solución analítica de una sola fase en la etapa de agotamiento, $b = 0$. Los límites de b encontrados, usando datos de Cutler fueron entre 0 y 0.7, con más del 90% de los casos presentando valores menores a 0.5, no se encontraron casos con un valor de b mayor a 0.7. Según la experiencia de Arps, comúnmente, los valores de b de uno pueden ocurrir, pero son raros.

Si consideramos el periodo de declinación inicial como nada más una extensión de una prueba de decremento, ajustando después los datos a tiempos cortos en la curva tipo gasto-tiempo para la evaluación de los parámetros del yacimiento, lo que se produce es la permeabilidad inicial k_i , y $(\mu C)_i$, a $t = 0$ y el comienzo del análisis de la declinación. Un valor de b mayor a cero refleja cambios en el valor de $(k_{ro} / \mu_o B_o)_p$ y $(u)_p$, $(C)_p$ durante el agotamiento del yacimiento. Para un mecanismo de empuje determinado, k_i , $(\mu C)_i$, y b deben ser suficientes para describir una curva tipo para un campo o formación dados.

Un valor de b mayor a cero, para yacimientos con empuje de gas en solución debe ser un reflejo de un incremento en la compresibilidad total con un incremento en la saturación del gas, si más tarde se desarrolla un mecanismo de empuje adicional, como segregación gravitacional, limitar el movimiento del agua, retrasar el tiempo de flujo de las capas no productivas y el flujo de hidrocarburos de la periferia del yacimiento, todo esto puede tender a incrementar el valor de b. Lo anterior es justificado por Camacho²⁹.

En este sentido Camacho³⁶ también señala que durante el periodo de flujo dominado por frontera los datos de gasto contra tiempo no siguen un valor fijo del exponente de declinación de las curvas tipo de Fetkovich, y así los resultados bajo condiciones multifásicas no tienen posibilidades de ser ajustados. Sin embargo, para ciertas condiciones de daño, en la última porción del periodo transitorio e inicio del periodo dominado por frontera pueden parcialmente ser ajustados, lo cual no justifica el uso de las ecuaciones para flujo de líquido.

Camacho³⁶ señala que la función $c_i \lambda_i$ debe variar linealmente con el tiempo para que el exponente de declinación se mantenga constante. Para lo anterior presenta las siguientes definiciones de b y d, válidas para sistemas con empuje de gas en solución,

$$b = \frac{\phi A D}{3.976 \times 10^{-2} K} \frac{d(c_i \lambda_i)}{dt} \quad (41)$$

$$d_i = \frac{3.976 \times 10^{-2} k \lambda_i}{\phi A D} c_i \quad (42)$$

donde D es una constante adimensional. Así de la ecuación (5) b se comportará como una constante si $c_i \lambda_i$ varía linealmente con el tiempo.

Por otro lado, de la ecuación (42), si $c_i \lambda_i \approx$ constante, el gasto declinará en forma exponencial. Sin embargo, las ecuaciones (41) y (42) dependen de las propiedades del fluido y permeabilidades relativas, más aún en sistemas combinados de empuje de gas en solución y efectos gravitacionales.

Cabe recordar que c_i y λ_i representan la compresibilidad y movilidad del sistema correspondientes a la presión promedio, y son dadas por las siguientes expresiones:

$$c_i = - \frac{S_o}{B_o} \frac{dB_o}{dp} - \frac{S_g}{B_g} \frac{dB_g}{dp} + S_o \frac{B_g}{B_o} \frac{dB_g}{dp} \quad (43)$$

y

$$\lambda_i = \left(\frac{k_m}{\mu_o} + \frac{k_g}{\mu_g} \right)_{r,s_o} \quad (44)$$

Para el caso de empuje de gas en solución, c_i y λ_i pueden ser aproximadas usando la ecuación de balance de materia de Muskat³⁷, donde S_o es una función de la presión promedio del yacimiento

El asumir porque para ciertas situaciones de daño y p_w / p_b se presenta una declinación exponencial bajo efectos combinados de flujo multifásico y gravitacionales, se puede aclarar observando la figura 35, donde se muestra el comportamiento de saturación de gas contra tiempo para $s = 0$ y $s = 5$. Se observa que durante el periodo de declinación S_{gw} se mantiene aproximadamente constante con el tiempo, y con esto es factible que c_i , $\lambda_i \approx$ constante, inclusive a tiempos subsecuentes se presenta una redisolución del gas en el aceite causando que la zona de estabilización del gasto se presente (transición entre los dos periodos de declinación)

Con lo anteriormente mencionado, de la ecuación (42), el gasto declinara en forma exponencial, ya que $d(c_i, \lambda_i)/dt \approx 0$. Fuera de las condiciones donde la declinación exponencial esta justificada, se presentan fuertes variaciones en la saturación de gas, por lo que c_i , λ_i no variara linealmente con el tiempo, y por lo tanto el exponente b no sera constante. Lo anterior fue previamente señalado por Camacho³⁶ para el caso de EGS

Por otro lado de acuerdo a Economides y Ramey ⁷, para un yacimiento produciendo a gasto constante de un área de drene limitada, el efecto de frontera cerrada causa el comportamiento de estado pseudoestacionario. Para un pozo produciendo a presión constante, el comportamiento resultante de un área limitada es una declinación exponencial en el gasto. La ecuación de declinación exponencial es dada por:

$$q_D(t_D) = \frac{1}{\ln \frac{4A}{\chi^2 r_w^2}} \left(\frac{\exp -4\pi t_D}{\ln \frac{4A}{\chi^2 r_w^2}} \right) \quad (45)$$

para $t_{DA} > (t_{psa})_D$, donde $(t_{psa})_D$ es el tiempo requerido para desarrollar el estado pseudoestacionario para un pozo produciendo a gasto constante, y es dependiente de la forma del yacimiento.

En la etapa final de un campo de aceite, el gasto de flujo, el cual fue mantenido a gasto constante, eventualmente declina exponencialmente, mientras que la presión en la cabeza del pozo permanece constante. El comportamiento del gasto durante este periodo ha sido analizado con curvas de declinación. Tsarevich y Kuranov⁴ fueron los primeros en indicar que la declinación exponencial es la forma final de la declinación del gasto para producción a presión constante con un área de drene circular, esto proporcionó bases teóricas para el análisis con curvas de declinación. Esto fue usado en la literatura hasta que Fetkovich¹¹ utilizó su solución de preparar curvas tipo. La ecuación anterior es una extensión de los resultados obtenidos por Fetkovich, la cual es válida para diferentes áreas de drene.

Los pozos produciendo a gasto constante durante mucho tiempo exhiben una declinación exponencial en el gasto, esto es análogo a las pruebas límite de yacimiento desarrolladas en pozos a gasto constante en estado pseudoestacionario. Las pruebas límite de yacimiento pueden ser utilizadas para proporcionar información acerca del tamaño y forma del área de drene, si la permeabilidad y porosidad del yacimiento son conocidas.

De la ecuación (45),

$$\ln q = \frac{-4\pi\mu h}{\ln \frac{4A}{C_A r_w^2}} + \ln \left(\frac{4\pi kh(p_i - p_{wf})}{\mu \ln \frac{4A}{C_A r_w^2}} \right) \quad (46)$$

De la ecuación anterior, una gráfica de $\log q$ vs. t debe tener una intersección de q_{mi} y una pendiente de m^* dadas por:

$$q_{mi} = \frac{4\pi kh(p_i - p_{wf})}{\mu \ln \frac{4A}{C_A r_w^2}} \quad (47)$$

y

$$m^* = \frac{4\pi k}{\phi\mu C_A h \ln \frac{4A}{C_A r_w^2}} \quad (48)$$

Resolviendo para $\ln(4A/C_A r_w^2)$ en ambas ecuaciones e igualando las expresiones resultantes:

$$A = \frac{q_{mi}}{m^* \phi C_A h (p_i - p_{wf})} \quad (49)$$

Entonces, C_A puede ser estimada de la ecuación (47) ó (48):

$$C_A = \frac{4A}{r_w^2} \exp(-4\pi kh(p_i - p_{wf})/(q_{mi}\mu)) \quad (50)$$

o

$$C_A = \frac{4A}{r_w^2} \exp((-4\pi kh) \cdot (m^* \phi\mu C_A h)) \quad (51)$$

Con base a lo señalado en torno a las figuras 25 a 29, en la **figura 36** se verifica que al graficar el $\log q$ vs. t , en la primera declinación es posible ajustar una línea recta semilogarítmica. (Siempre y cuando se cumpla para $p_{wf}/p_i = 0.96$ y 1.0). sin embargo este ajuste no considera el comportamiento de la declinación final, la cual es no lineal

Esto mismo sucede para $p_{wf} / p_b < 0.96$, entonces es inminente que el cálculo del volumen poroso asociado al yacimiento sea erróneo. En la Tabla VI se presentan los resultados obtenidos a través de un ajuste de mínimos cuadrados (m^* y q_{mf}), para definir el valor del área de drenaje del yacimiento. El menor porcentaje de error ($cc = 1$) fue para los datos ajustados con $b = 0$, mientras que los restantes arrojaron incluso errores mayores al 100% respecto al valor real.

Cabe señalar que este tipo de análisis³⁸ sólo es válido para flujo de líquido durante el periodo dominado por frontera, mientras que en nuestro caso más de una fase se encuentra fluyendo.

Tabla IV
Pendientes y ordenadas, flujo transitorio
 $r_{e0} = 2000, k_r/k_r = 1.0, h_{D1} = 1.0, \text{juego } 1$

S	Int. Ajuste	p_w/p_b	m	Ordenada
5	$1 \times 10^2 - 3 \times 10^4$	0.17	0.193	0.878
		0.44	0.167	0.761
		0.79	0.138	0.584
		0.96	0.122	0.456
		1.0	0.102	0.447
0	$1 \times 10^5 - 1 \times 10^5$	0.17	2.232	2.380
		0.44	1.958	1.429
		0.79	1.607	0.331
		0.96	1.339	0.060
		1.0	1.231	0.194
-2	$1 \times 10^5 - 1 \times 10^5$	0.17	16.09	-16.3
		0.44	14.59	-22.6
		0.79	12.20	-26.8
		0.96	9.796	-21.9
		1.0	9.396	-20.8

Tabla V
Recuperación de aceite Np/N
 $r_{e0} = 2000, h_{D1} = 1.0, \text{juego } 1$

S	p_w/p_b	EGS+SG				EGS			
		k_2/k_r				k_2/k_r			
		1.0	0.5	0.1	2.0	1.0	0.5	0.1	2.0
5	0.17	6.2	6.3	6.5	6.0	6.2	6.2	6.2	6.2
	0.44	4.7				5.3			
	0.61		3.7	4.0	3.2		4.09	4.09	4.09
	0.79	1.8				1.9			
	0.96	0.3	0.315	0.31	0.31	0.34	0.24	0.24	0.24
	1.0	0.11	0.11	0.11	0.11	0.01	0.04	0.04	0.04
-2	0.17	6.2	6.3	6.3	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1
	0.44	4.9				5.2			
	0.61		3.8	4.1	3.5		4.05	4.05	4.05
	0.79	1.9				1.9			
	0.96	0.31	0.31	0.31	0.31	0.24	0.24	0.24	0.24
	1.0	0.11	0.11	0.11	0.11	0.05	0.05	0.05	0.05

Tabla VI
Calculo del área de drene del yacimiento
s = 5, k_r/k_v = 1.0, h_D = 1.0, juego 1

p_w/p_b	m	q _{max} (BPD)	A (ft ²)	[% c]
0.17	0.0581	112553	5 706x10 ⁵	81
0.79	0.0777	71529	7 109x10 ⁵	126
0.96	0.1471	8742	2 207x10 ⁵	29
1.0	0.1694	3589	3.551x10 ⁵	13

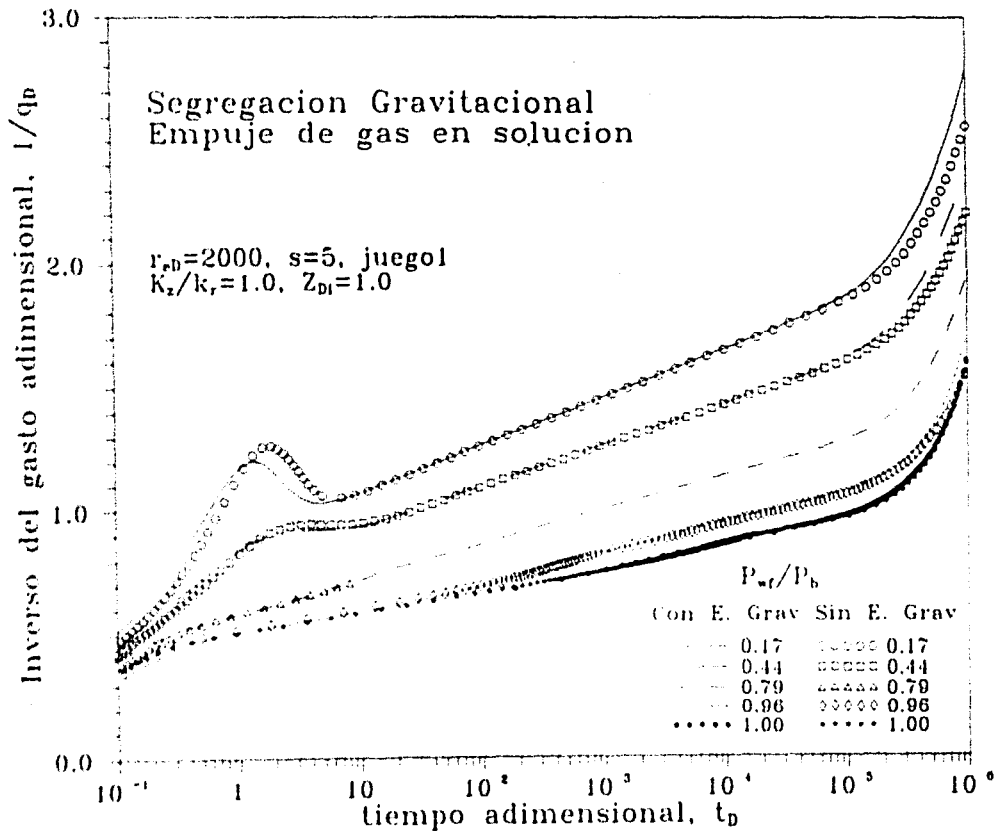


FIGURA 22. Inverso del gasto vs. t_D , $s = 5$, flujo transitorio, efecto de $p_{w,r}$.

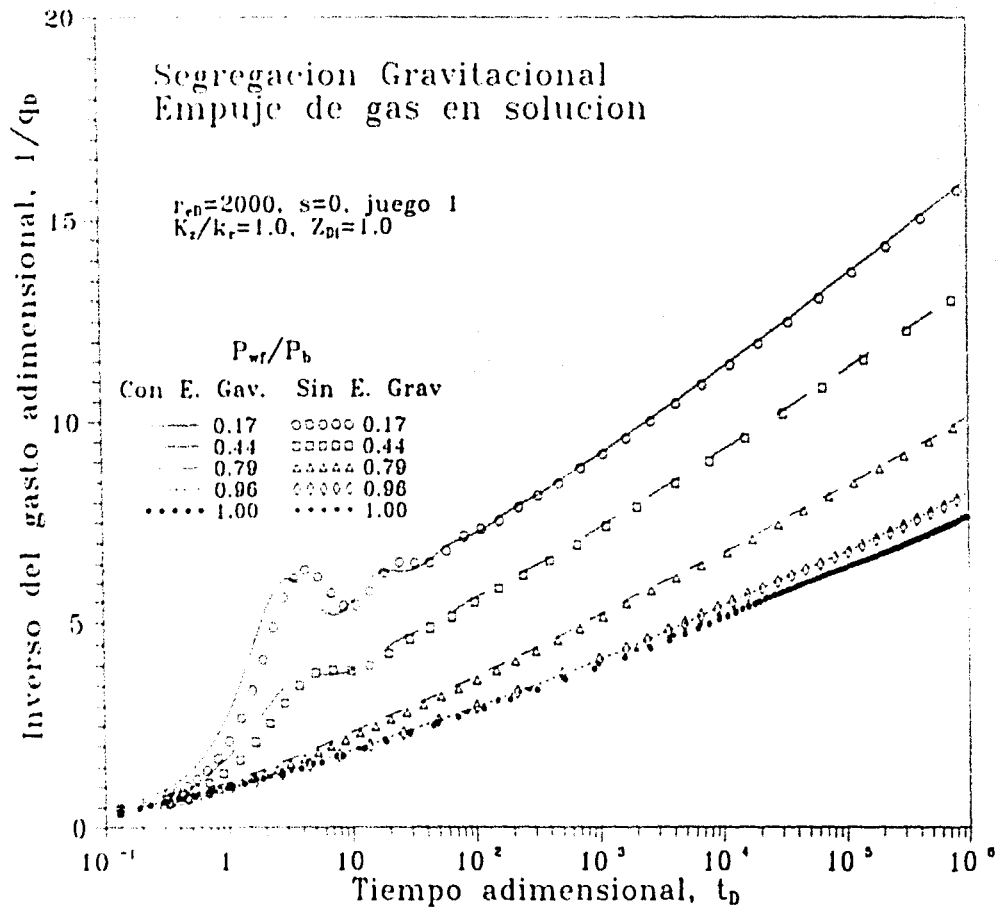


FIGURA 23. Inverso del gasto vs. $t_D, s = 0$, flujo transitorio, efecto de P_{wr}

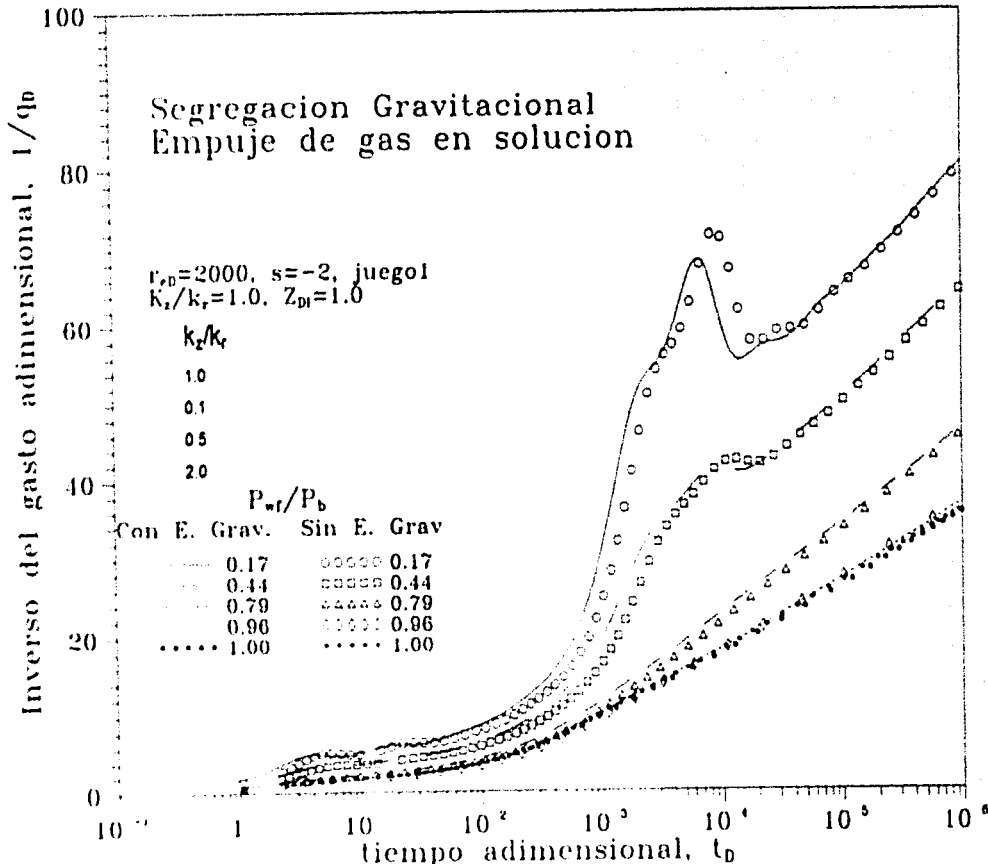


FIGURA 24. Inverso del gasto vs. t_D , $s = -2$, flujo transitorio, efecto de p_{wt} .

ESTA TESIS NO SALE
 DE LA BIBLIOTECA

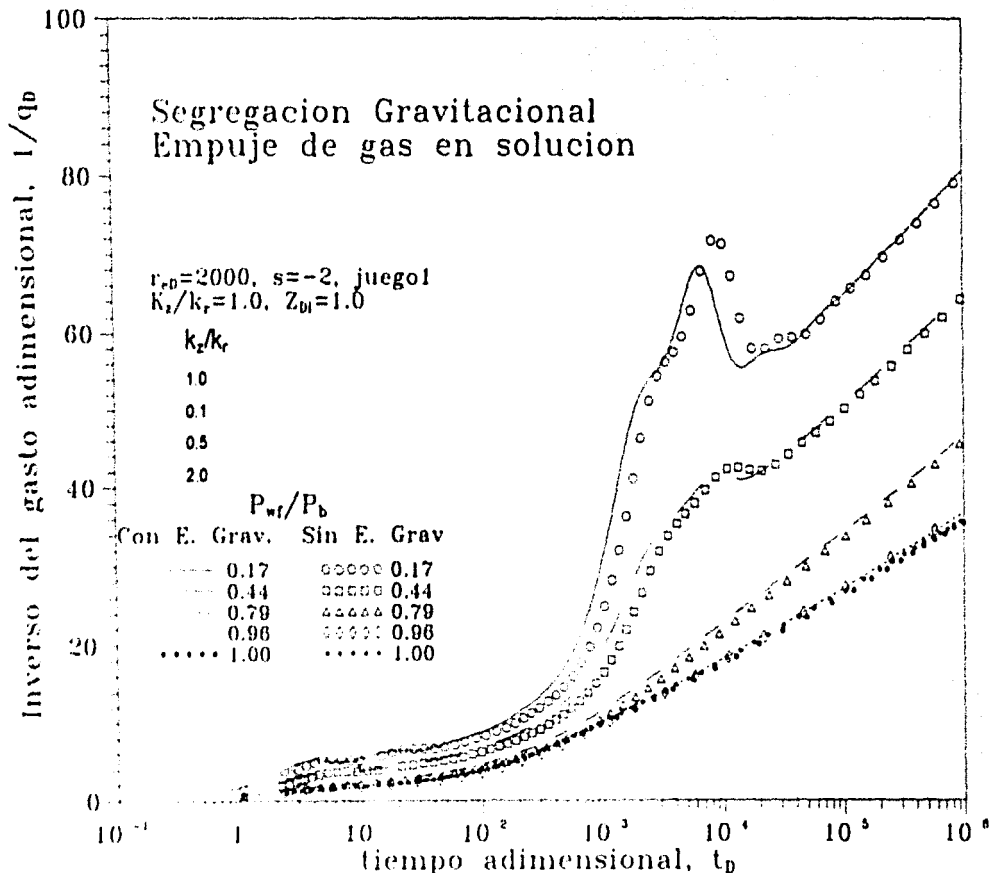


FIGURA 24. Inverso del gasto vs. $t_b, s = -2, \text{ flujo transitorio, efecto de } P_M.$

Segregacion Gravitacional Empuje de gas en solucion

$r_{eD}=2000, s=5, \text{ juego } 1$
 $K_z/k_r=1.0, Z_{D1}=1.0$

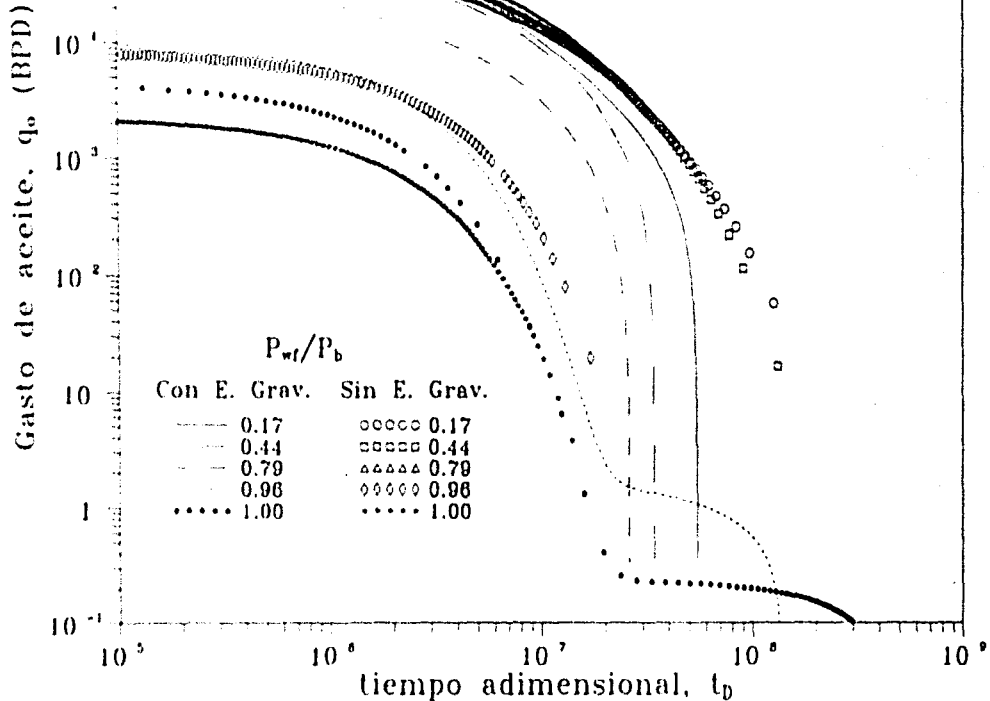


FIGURA 25. Comportamiento del gasto, $s=5$, flujo dominado por frontera, efecto de presión de fondo

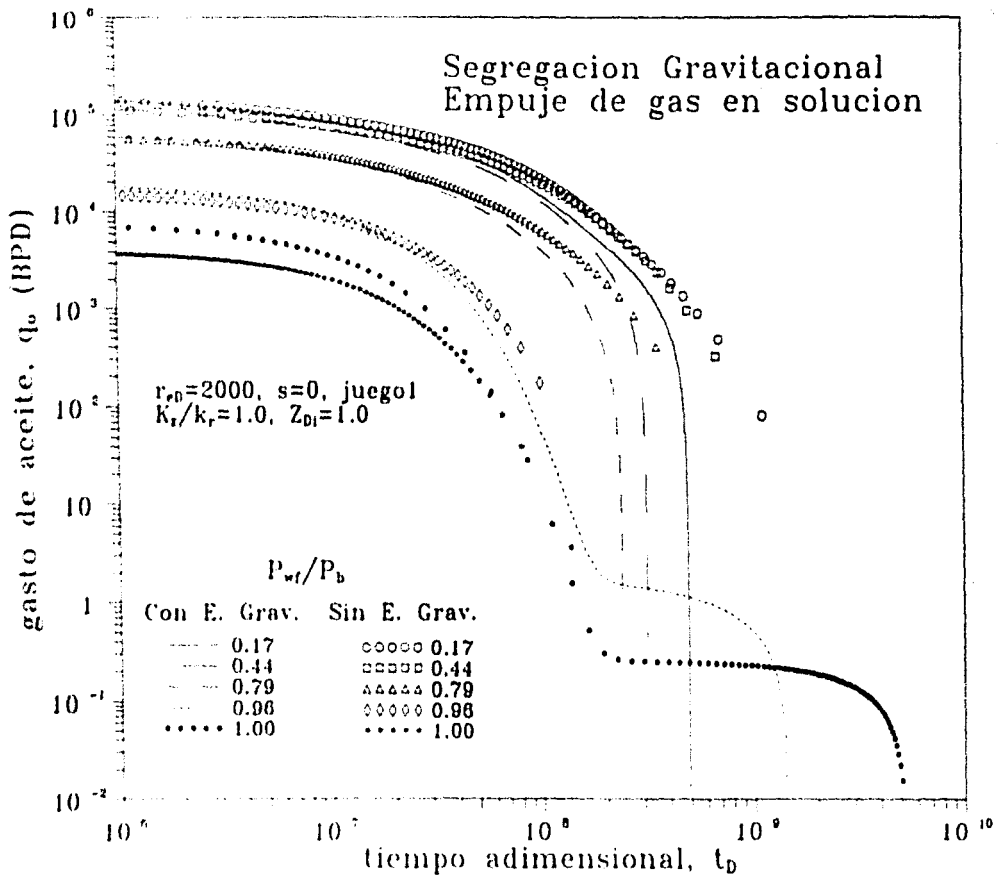


FIGURA 26. Comportamiento del gasto, $s=0$, flujo dominado por frontera, efecto de presión de fondo

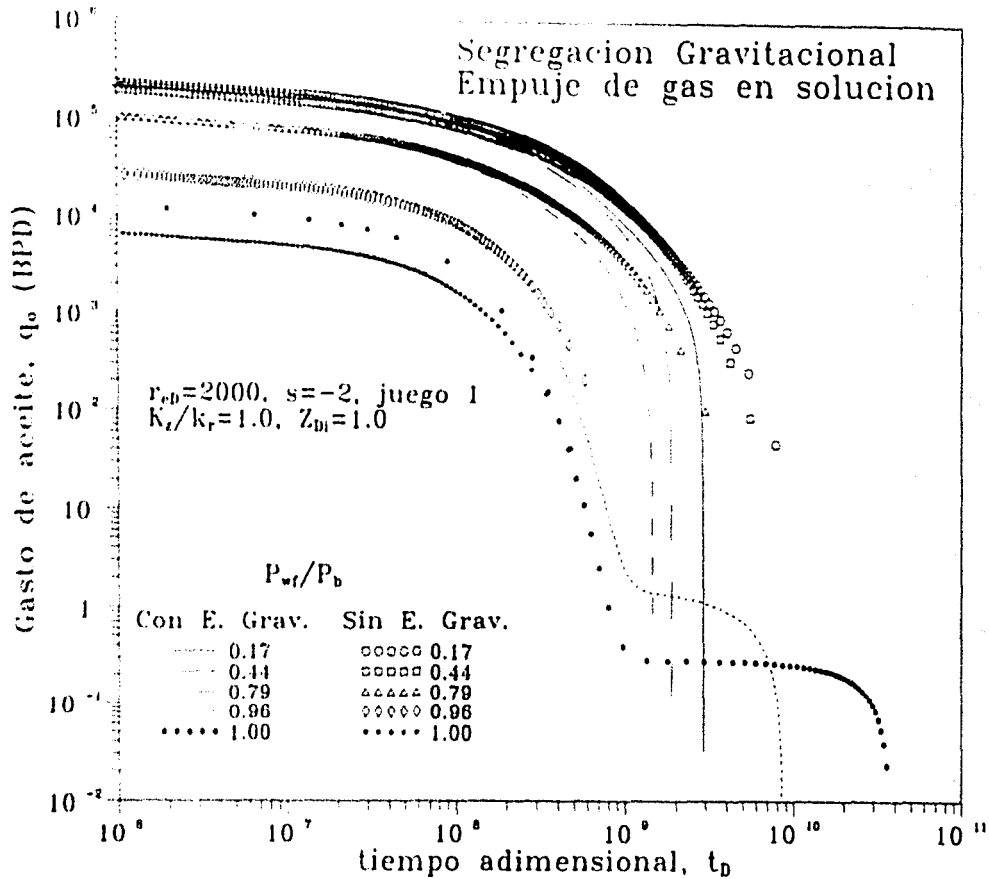


FIGURA 27. Comportamiento del gasto, $s=-2$, flujo dominado por frontera, efecto de presión de fondo

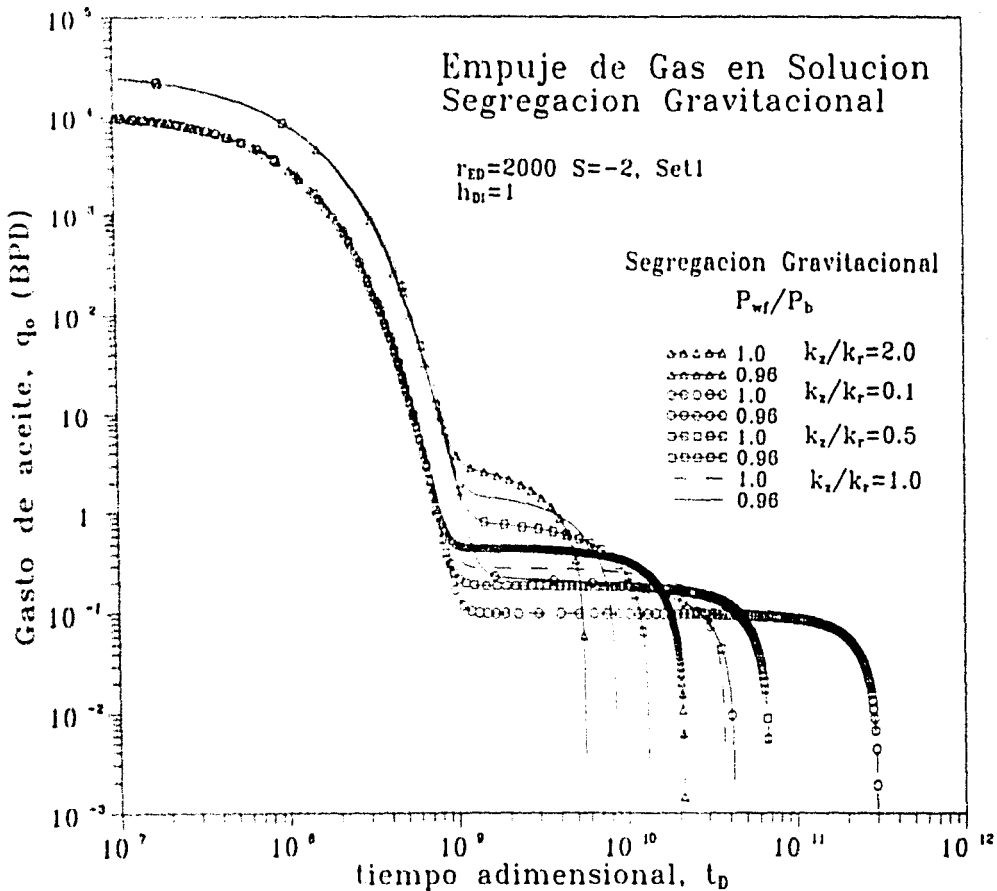


FIGURA 28. Comportamiento del gasto, $s = -2$, flujo dominado por frontera, efecto de k_2 y p_{wf}

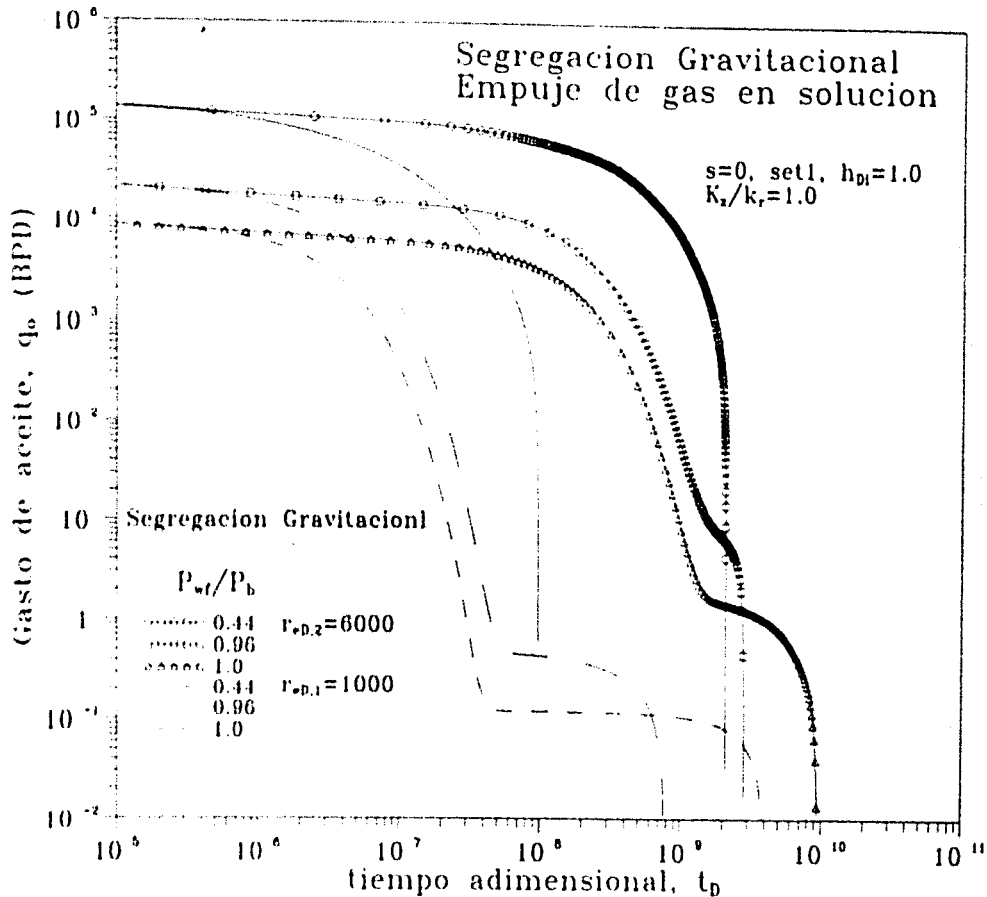


FIGURA 29. Comportamiento del gasto, $s = 0$, flujo dominado por frontera, efecto de r_{eD} , set1

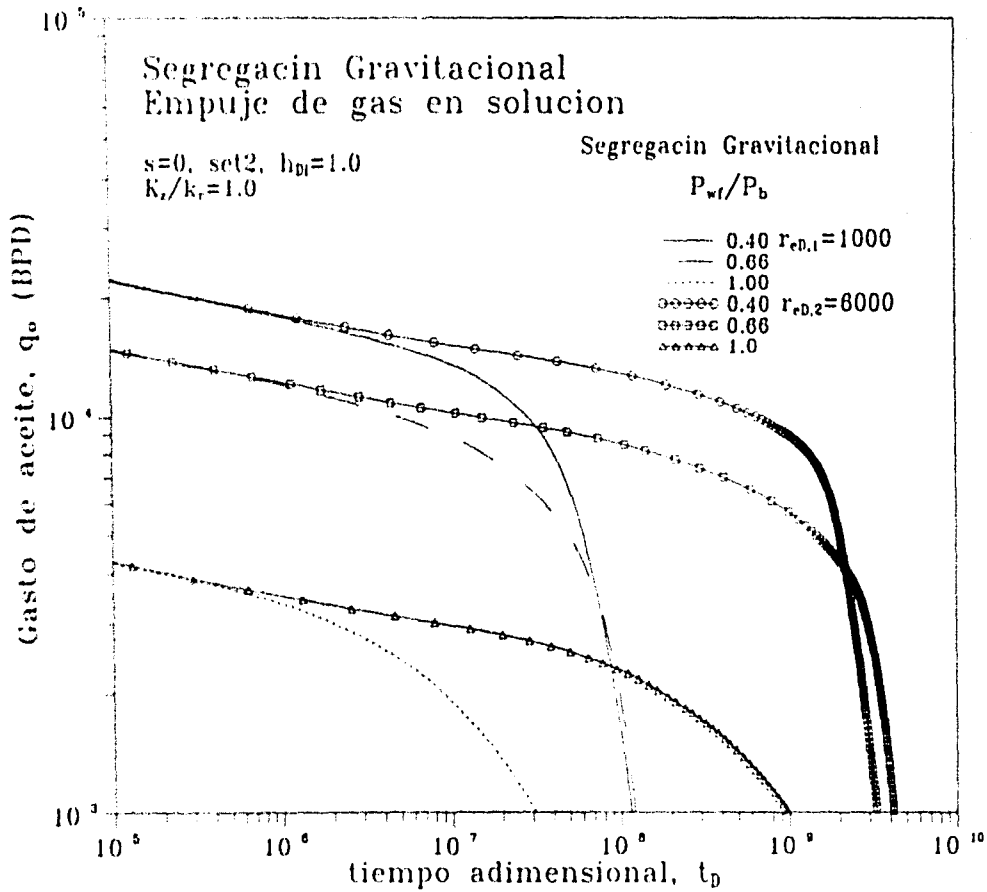


FIGURA 30. Comportamiento del gasto, $s = 0$, flujo dominado por frontera, efecto de r_{eD} , juego 2

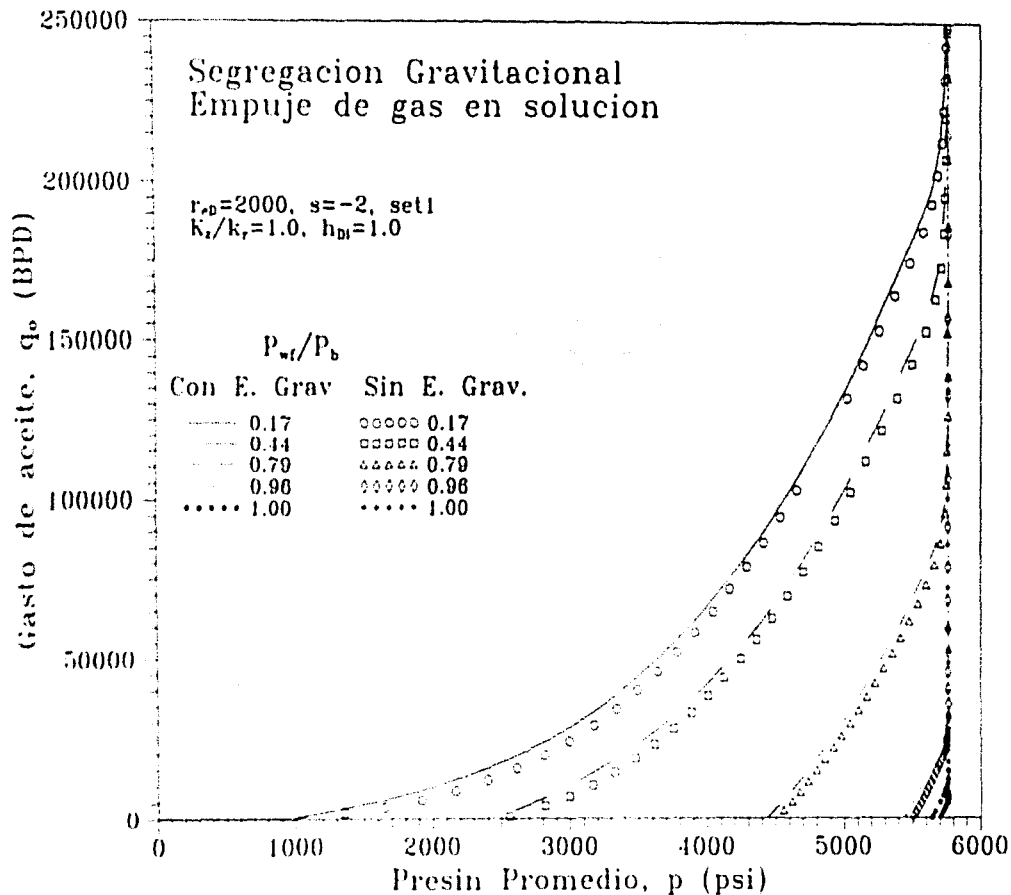


FIGURA 31. Gasto de aceite vs. presión promedio, $s = -2$, efecto de p_{wt}

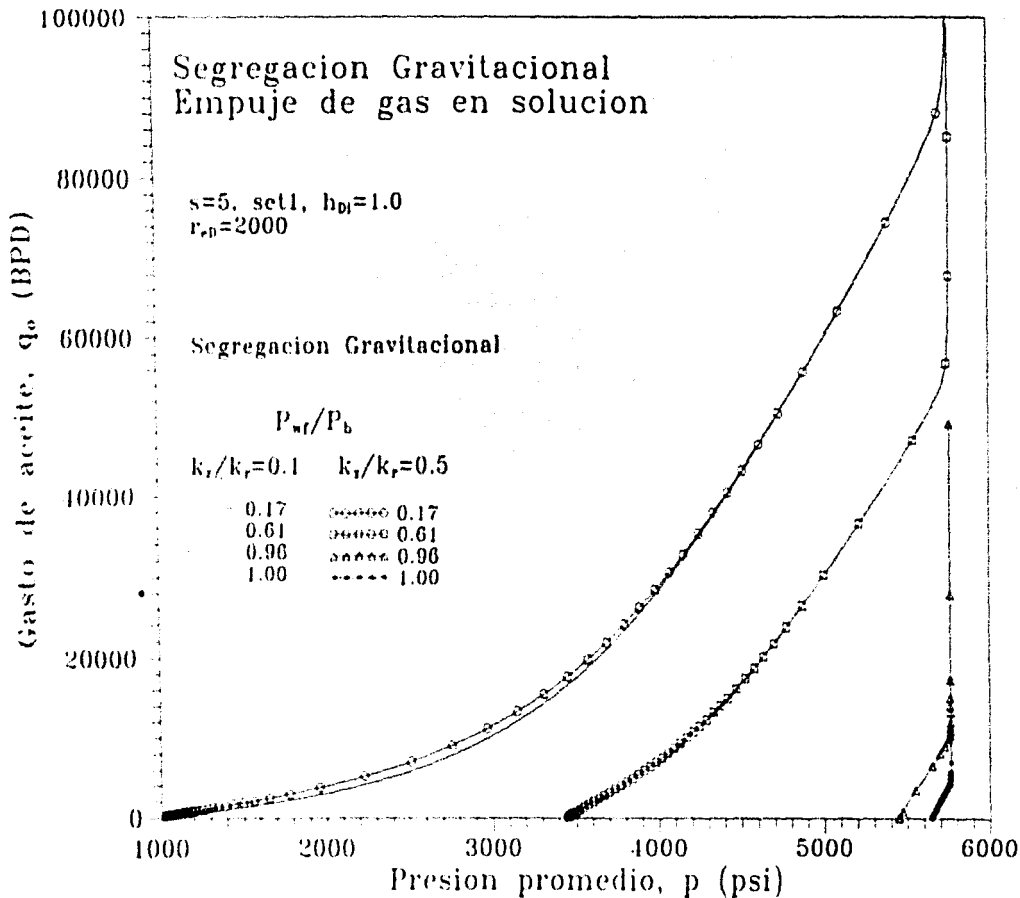


FIGURA 32. Gasto de aceite vs. presión promedio, $s = 5$, efecto de k_v

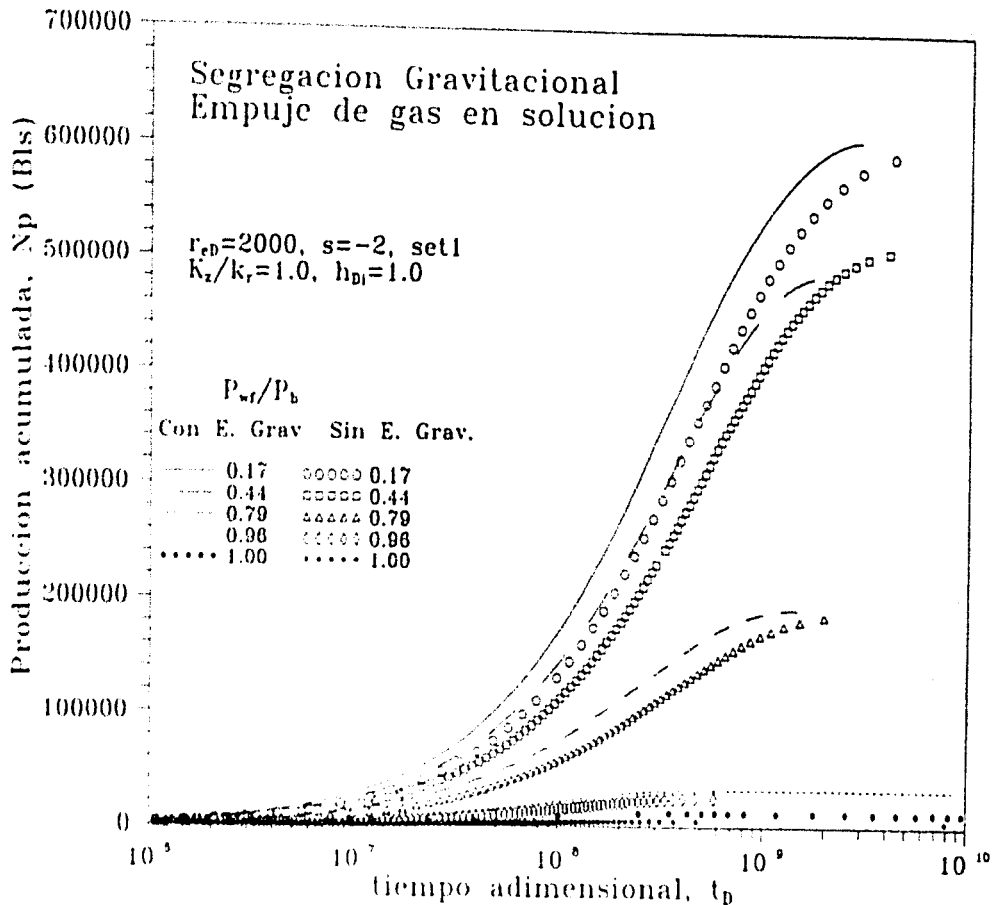


FIGURA 33. Comportamiento de la producción acumulada, $s = -2$, efecto de presión

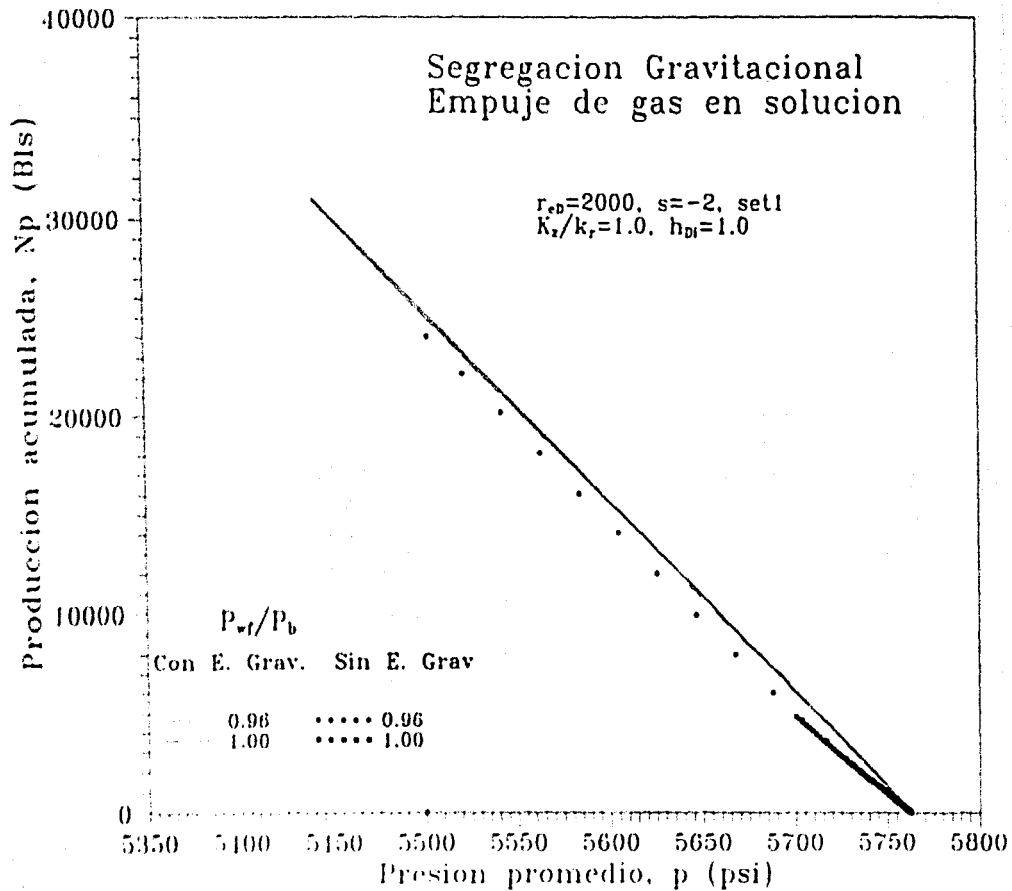


FIGURA 34 Comportamiento de N_p vs. presión promedio, $s = -2$

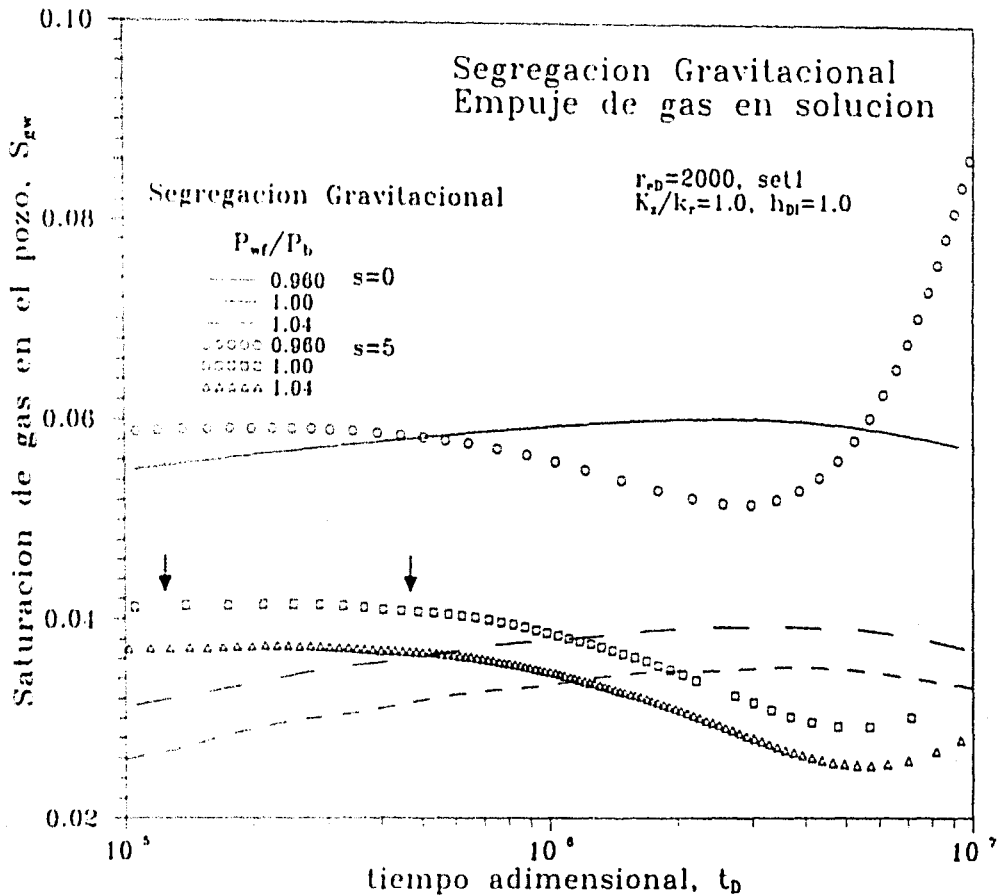


FIGURA 35. Saturación de gas vs. t_D , efecto de daño

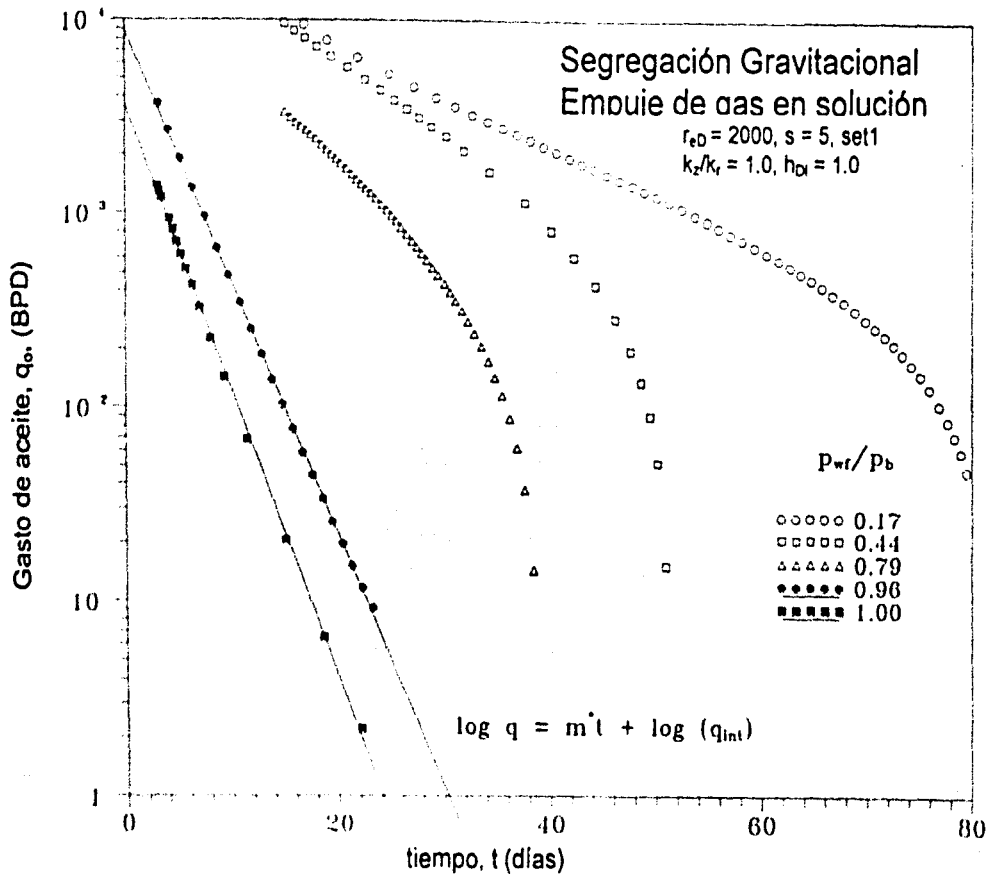


FIGURA 36. Ajuste del $\log q_o$ vs. t , cálculo del área de drenaje

CAPÍTULO IV

CONCLUSIONES

1. Durante el periodo de flujo transitorio, el comportamiento de $1/q_D$ vs. $\log t_D$ dependerá del nivel de contrapresión, no observándose diferencias entre los casos de considerar y no considerar efectos gravitacionales, esto debido a los altos gastos de producción. Además la permeabilidad vertical no tiene influencia en el comportamiento de producción.
2. Del punto 1, el aumento de $1/q_D$ es debido al fuerte incremento en la S_D alrededor del pozo, reduciendo de esta manera la productividad, y obscureciendo la presencia de la línea recta semilogarítmica. Sin embargo, el cálculo de la capacidad de flujo y daño no pueden ser determinados con técnicas para flujo de líquido. Asimismo, el efecto de daño en el comportamiento del gasto se invierte en el periodo de flujo dominado por frontera.
3. Imponer una mayor restricción al flujo en el caso de producción a presión de fondo constante a tiempos largos de producción, tiene un efecto parecido al observado de producir a gasto constante (bajos), favoreciendo en términos relativos los efectos gravitacionales.
4. Durante el periodo de flujo dominado por frontera se presenta una primera declinación seguida de un periodo de estabilización, el cual se alarga o se acorta dependiendo de la presión de fondo impuesta y de la permeabilidad vertical, seguido de un segundo periodo de declinación, cuyo comportamiento es similar al observado en sistemas naturalmente fracturados.
5. A p_{wr} bajas, las recuperaciones bajo EGS y SG son aproximadamente iguales. Mientras que p_{wr} altas, las mayores recuperaciones relativas se establecen bajo efectos gravitacionales, donde además el límite de producción cuando la presión promedio del yacimiento tiende a p_{wr} , no justifica la etapa final de agotamiento.
6. Al graficar $\log q$ vs. t , durante la primera declinación es posible ajustar una línea recta semilogarítmica (cuando $b = 0$). Sin embargo, el cálculo del volumen poroso asociado al yacimiento será erróneo.

7. En resumen, se puede decir que la producción a presión constante bajo efectos gravitacionales no produce ninguna ventaja respecto a la recuperación final de hidrocarburos, esto se debe a que finalmente se obtiene la misma producción acumulada con respecto al caso de producción bajo empuje de gas en solución, por lo que podemos concluir que la producción bajo efectos gravitacionales solo es diferida
8. Durante el periodo de flujo transitorio se presenta un incremento en el inverso del gasto, causado por un incremento en la saturación de gas alrededor del pozo, esto provoca una disminución en la productividad sobre todo para valores de daño negativo y bajos niveles de contrapresión
9. A niveles bajos de contrapresión, bajo efectos de segregación gravitacional la producción es menor a la observada con empuje de gas en solución, y a presiones de fondo altas únicamente se difiere la producción
10. A niveles altos de contrapresión, las mayores recuperaciones se establecen en términos relativos bajo efectos gravitacionales
11. En caso de incluir efectos de segregación, el límite de producción cuando la presión promedio del yacimiento tiende a p_{wf} , no justifica la etapa final de agotamiento, esto es

$$\lim_{p \rightarrow p_{wf}} q_w \neq 0$$

12. Al graficar el $\log q$ vs t , en la primera declinación es posible ajustar una línea recta semilogarítmica, siempre y cuando sea para valores de $p_{wf} / p_b = 0.96$ y 1.

Conclusiones sobre el exponente de declinación "b"

13. Durante ambos periodos de flujo las curvas tipo de Fetkovich no ajustan al comportamiento de los datos bajo efectos gravitacionales. Además si datos transitorios son usados para ajustar el exponente de declinación b , resultará en valores mayores a uno

14. En la primera etapa de declinación, entre el periodo transitorio y el dominado por frontera todos los datos siguen la declinación exponencial ($b = 0$), la cual es seguida de datos registrados a p_{wf} altas.
15. Para valores de $p_{wf}/p_b < 0.96$ el comportamiento va a depender de s y p_{wf} , tal que los datos no se ajustan a un valor fijo del exponente b . Aunque bajo ciertas condiciones b cae en el rango de $0.333 \leq b \leq 0.667$, en general puede variar de $0.0 \leq b \leq 1.0$. Asimismo, la consideración de $b = 0.5$ para el caso de drenaje por gravedad para sistemas homogéneos es incierta.
16. Durante el periodo de declinación la S_{grw} se mantiene aproximadamente constante con el tiempo, con esto es factible que $c_r, \lambda_r \approx$ constante, por lo tanto el gasto declinará en forma exponencial, ya que $d(c_r, \lambda_r)/dt \approx 0$. Mientras tanto, el segundo periodo de declinación no es posible ajustarlo sobre las curvas tipo de Fetkovich.

NOMENCLATURA

- A = área de drene del yacimiento, ft^2
 a_i = declinación inicial
 b = exponente de declinación, adim
 B_g = factor de volumen del gas (FVF), RB/scf
 B_o = factor de volumen del aceite (FVF), RB/STB
 C_A = factor de forma
 c_t = compresibilidad del sistema, psi^{-1}
 d_i = tasa de declinación inicial, t^{-1}
EGS = empuje de gas en solución
 g = constante de aceleración debido a la gravedad
 h = espesor de la formación, ft
 h_w = nivel de interface agua-aceite en el fondo del pozo, r_w
 h_D = espesor productor adimensional, h_w/h , adim
 k = permeabilidad absoluta, md
 k_{rg} = permeabilidad relativa al gas
 k_{ro} = permeabilidad relativa al aceite
 k_s = permeabilidad de la zona de daño, md
 m = pendiente en gráfica de $1/q_D$ vs. t
 N = volumen original de aceite, RB
 N_p = producción acumulada, STB
 p_e = presión de frontera externa
 p_i = presión inicial, psi
 p_b = presión de burbuja o de saturación, psi
 p_{wf} = presión de fondo fluyendo (constante), psi
 p_r = presión promedio del yacimiento, psi
 q_D = gasto adimensional, adim
 q_{ri} = gasto de intersección (gráfica de $\log q$ vs. t), STB/D
 q_o = gasto de aceite, STB/D
 q_{oi} = gasto de aceite inicial, STB/D
 r_D = radio adimensional, adim

r_e = radio de drenaje externo, ft
 r_a = radio de la zona de daño, ft
 r_w = radio del pozo, ft
 R = RGA producida, scf//STB
 R_s = relación de solubilidad, scf//STB
 s = factor de daño mecánico, adim
 S_g = saturación de gas, fracc
 S_o = saturación de aceite, fracc
 S_{or} = saturación residual de aceite, fracc
 SG = segregación gravitacional
 t = tiempo, días
 t_{DA} = tiempo adimensional basado en el área de drenaje, adim
 t_D = tiempo adimensional, adim
 z = variable de profundidad, ft
 ϕ = porosidad
 γ_g = peso específico del gas, psi/ft
 γ_o = peso específico del aceite, psi/ft
 μ_g = viscosidad del gas, cp
 μ_o = viscosidad del aceite, cp
 ρ_g = densidad del gas, lb_m/ft³
 ρ_o = densidad del aceite, lb_m/ft³
 π = 3.1416
 $\Delta\rho$ = diferencia entre la densidad del aceite y del gas
 θ = ángulo de inclinación

REFERENCIAS

1. Slider, H. C. : "A Simplified Method of Hiperbolic Decline Curve Analysis", J. Pet. Tech. (March, 1968), 235.
2. Ramsay, H. J., Jr. : "The Ability of Rate-Time Decline Curves to Predict Future Production Rates", M.S. Thesis, U. of Tulsa, Tulsa, Okla. (1968).
3. Arnold, R. and Anderson, R. : "Preliminary Report on Coalinga Oil District", Bull., USGS (1908) 357, 79
4. Cutler, W. W., Jr. : "Estimation of Underground Oil Reserves by Well Production Curves", Bull USBM (1924) 228.
5. Arps, J. J. : "Analysis of Decline Curves", Trans , AIME (1945) 160, 228-247
6. Arps, J. J. : "Estimation of Primary Oil Reserves", Trans., AIME (1956) 207, 182-191
7. Gentry, R. W. "Decline Curve Analysis", J. Pet. Tech. (Jan 1972) 38-41
8. Moore, T. V., Schilthuis, R. J., and Hurst, W. "The Determination of Permeability from Field Data", Bull., API (1933) 21, 4
9. Ferris, J., Knowles, D. B., Brown, R. G., and Stallman, R. W. "Theory of Aquifer Test", Water Supply Paper 1563E, USGS (1962) 109
10. Tsarevich, K. A. and Kuranov, I. F. "Calculation of the Flow Rates for the Center Well in a Circular Reservoir under Elastic Conditions", Problems of Reservoirs Hydrodynamics, Part I, Leningrad (1966) 9-34
11. Fetkovich, M. F. "Decline Curve Analysis Using Type Curves", J. Pet. Tech. (June 1980) 1065-1077
12. Samaniego, V., Fernando and Cinco L. Heber. "Production Rate Decline in Pressure Sensitive Reservoirs", Paper No. 78-29-25 presented at the 29th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society of CIM, Calgary, June 13-16, 1978
13. Earlougher, R. C. Jr. "Advance in Well Test Analysis", Monograph Series, Society of Petroleum Engineers, Dallas (1977) 5
14. Prats, M., Hazebroek, P., and Stnckler, W. R. "Effect of Vertical Fractures on Reservoirs Bheavior – Compressible-Fluid Case", Soc. Pet. Eng. J. (June 1962) 87-94, Trans. AIME, 225

15. Locke, C. D. and Sawyer, W. K.: "Constant Pressure Injection Test in a Fractured Reservoir – History Match Using Numerical Simulation and Type Curve Analysis", paper SPE 5594 presented at the SPE 50th Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Sept. 28-Oct. 1, 1975
16. Kucuk, f. and Brigham, W. E.: "Transient Flow in Elliptical Systems", paper SPE 7488 presented at the 53rd Annual Fall Technical Conference and Exhibition, SPE of AIME, Houston, Oct. 1-3, 1978.
17. Mead, H. N.: "Modifications to Decline Curves Analysis", Trans., AIME (1956) 207, 11-16.
18. Lefkovits, H. C. and Matthews, C. S.: "Application of Decline Curves to Gravity Drainage Reservoirs in the Stripper Stage", Trans., AIME (1958) 213, 275-280.
19. Lefkovits, H. C. and Matthews, C. S.: "Gravity Drainage Performance of Depletion Type Reservoir in the Stripper Stage", Trans., AIME (1956) 207, 265-274.
20. Gentry, R. W., and McGray, A. W.: "The Effect of Reservoirs and Fluid Properties on Production Decline Curves," JPT (Sept., 1978)
21. Higgins, R. V. and Lechtenberg, H. J.: "Merits of Decline Equations Based on Production History of 90 Reservoirs", Paper SPE 2450 presented at the Rocky Mt. Regional Meeting, Denver, Colo., (May 25-27, 1969)
22. Carter, R. D.: "Type Curves for Finite Radial and Linear Gas-Flow Systems: Constant-Terminal-Pressure Case", SPEJ (Oct. 1985) 719-28
23. Fraim, M. L., and Wattenbarger, R. A.: "Gas Reservoir Decline Curve Analysis Using Type Curves with Gas Real Pseudopressure and Normalized Time," SPEFE (Dec., 1987)
24. Mavor, M. J. and Cinco Ley, H.: "Transient Pressure Behavior of Naturally Fractured Reservoirs", Paper SPE 7977 presented at the SPE 1979 California Regional Meeting, held in Ventura, April 18-20, 1979
25. Da Prat, G., Cinco L. H. and Ramey H. J. Jr.: "Decline Curve Analysis Using Type Curves for Two Porosity Systems", SPEJ (June 1981)
26. Raghavan R. and Ohaen C. U.: "Unsteady Flow to a Well Produced at Constant Pressure in a Fractured Reservoir", paper SPE 9902 presented at the SPE 1981 California Regional Meeting, held in Bakersfield, March 25-26, 1981

27. Sageev, A., Da Prat, G., and Ramey, H. J. Jr.: "Decline Curve Analysis for a Double Porosity System," SPE 13630, California Regional Meeting, Bakersfield Ca., March 27-29, 1985.
28. Chen, H. Y. and Poston, S. W.: "Application of a Pseudotime Function to Permit Better Decline Curve Analysis," SPEFE (Sep. 1989), 421-428.
29. Camacho, V. R.: "Constant Pressure Production in Solution Gas-Drive Reservoirs: Transient Flow," SPEFE (June 1991).
30. Agarwal, R., Al-Hussainy, R. and Ramey, H. J., Jr.: "An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow. I. Analytical Treatment," Soc. Pet. Eng. J. (Sept., 1970) 279.
31. Ramey, H. J., Jr.: "Short-Time Well Test Data Interpretation in the Presence of Skin Effect and Wellbore Storage", J. Pet Tech (Jan., 1970) 97.
32. Raghavan, R., Cady, G. V. and Ramey, H. J., Jr.: "Well-Test Analysis for Vertically Fractured Wells", J. Pet Tech (Aug. 1972) 1014.
33. Gringarten, A. C., Ramey, H. J., Jr. and Raghavan, R.: "Pressure Analysis for Fractured Wells", Paper SPE 4051 presented at the 47th Annual Fall Meeting, San Antonio, Texas, 8 (Oct 8-11, 1972)
34. Padilla, S. R., Camacho, V. R., Castrejón, A. R., and Samaniego, V. F.: "Inflow Performance Relationships Under Gravity Segregation for Solution Gas-Drive Reservoirs," ETCE 2000 and OMAE 2000, Joint Conference, Energy for the New Millenium, New Orleans, Louisiana USA, February 14-17, 2000
35. Fetkovich, M. J., Vienot, M. E., Bradley, M. D., and Klesow, U. G.: "Decline Curve Analysis Using Type Curves Case Histories," SPEFE (Dec. 1987)
36. Camacho, V. R., and Raghavan, R.: "Boundary Dominated Flow in Solution Gas-Drive Reservoirs," SPERE (Nov., 1989)
37. Muskat, M.: "The Production Histories of Oil Producing Gas Drive Reservoirs," Journal of Applied Physics, 1945
38. E. Economides, C. A., and Ramey, H. J., Jr.: "Transient Rate Decline Analysis for Well Produced at Constant Pressure," SPEJ (Feb., 1981)

39. Uraiet, A. A., and Raghavan, R.: "Unsteady Flow to a Well Producing at a Constant Pressure," JPT (Oct., 1980).
40. Jones, J. R., and Raghavan, R.: "Interpretation of Flowing Well Response in Gas Condensate Wells," SPEFE (September 1989).