



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Construcción de curvas IPR y VLP

MATERIAL DIDÁCTICO

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Ernesto Aguilar González

ASESOR DE MATERIAL DIDÁCTICO

Ing. Héctor Erick Gallardo Ferrera



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018

AGRADECIMIENTOS

A mi madre, hermanos, amigos, familiares y a mi novia. Por ser motores en mi vida, haberme acompañado en las buenas y en las malas. A quienes estimo mucho y siempre están en mi pensamiento. Por el apoyo incondicional y amor. Gracias por los sabios consejos, la paciencia y el tiempo.

A mi director de tesis, Héctor Erick Gallardo Ferrera, por ser apoyo y guía de mi proceso de formación académica, por su amistad, paciencia y amabilidad en el tiempo dedicado al aconsejarme. Por el enriquecimiento profesional y personal que me brindó.

A mis sinodales por ser una guía, haberse tomado el tiempo de revisar el escrito y contribuir con sus comentarios al enriquecimiento del mismo.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de ingeniería; Si de algo estoy orgulloso es de pertenecer a esta comunidad.

Índice

Introducción.....	1
Objetivo	2
I Introducción al comportamiento afluyente del pozo	3
1.1 Introducción	3
1.2 Curvas de permeabilidad.....	3
1.3 Estados de flujo en el yacimiento	7
1.3.1 Estado transitorio	8
1.3.2 Estado Estacionario	9
1.3.3 Estado Pseudo-estacionario	10
1.4 Ecuación de presión para flujo radial.....	11
1.5 Índice de productividad.....	13
1.6 Importancia de conocer el comportamiento de afluencia del pozo	25
1.7 Forma de la IPR y efectos del abatimiento de presión para gastos de aceite/gas	29
1.8 Historial del índice de productividad en función de la caída promedio de presión.....	32
1.8. Historia de relación gas/aceite: Mecanismo de producción del yacimiento por agotamiento de presión	33
1.9 Efecto del abatimiento de presión en la relación agua/aceite	36
1.10 Historial del corte de agua	40

2. Construcción de la Curva IPR de un pozo petrolero	43
2.1 Introducción	43
2.2 Método de Vogel.....	44
2.3 Método de Standing.....	52
2.4 IPR Compuestas.....	58
2.4.1 Calculo de la presión de fondo fluyendo a ciertos gastos de flujo total para las curvas de IPR compuestas.....	58
2.4.2 Calculo del gasto total a determinadas presiones de fondo fluyendo para la curva de IPR compuesta.	64
2.4.3 Cálculos preliminares para construir las curvas de IPR compuestas a partir de los datos de una prueba.....	66
2.4.4 Curva de IPR compuesta para presión de yacimiento por debajo de la presión de burbujeo.	69
Método de Fetkovich.	82
2.6 Método de Fetkovich-Vogel.	91
2.7 Método de Standing para IPR futuras.....	96
2.8 Método de Couto-Golan.....	106
2.9 Método de Uhri-Blount (punto pivote).....	111
2.10 Método de Kelkar para pozos de gas y condensado.	120
2.12 Método de Eickemer.	131
2.13 Método de Couto.	134
2.14 Método de Fuad Qasem.	140
2.11 Procedimiento sugerido	151

2.15 Obtención de las propiedades de los fluidos petroleros.....	167
III. Construcción de la curva de capacidad de transporte (VLP) de un pozo petrolero.	185
3.1 Introducción.	185
3.2 Gráfica de presión-gasto-profundidad.....	187
3.3 Ecuación general de energía en pozos verticales.	187
3,2 correlaciones para flujo vertical en tuberías.....	191
3.3 Comportamiento de afluencia vertical. Poettmann y Carpenter.....	192
3.4 Comportamiento de afluencia Vertical: Duns y Ros.....	204
3.5 Comportamiento de afluencia vertical; Gilbert.	217
IV. Efecto de las variables que controlan la perdida de presión en la productividad de los pozos	257
4.1 Introducción.	257
4.2 Efecto de los grados API del aceite.	258
4.3 Efecto de la viscosidad del aceite.....	259
4.4 Efecto de la relación gas líquido.	259
4.5 Efecto de la relación agua aceite.....	260
4.6 Efecto del resbalamiento.	261
4.7 Deslizamiento y resistencia al flujo: relación gas líquido óptima.....	262
4.8 Efecto del tamaño de la tubería.....	267
4.9 Rendimiento del estrangulador.....	281
4.10 Condiciones de flujo estable e inestable.....	288

4.11 Efectos del cambio de estrangulador.....	292
4.12 Efecto de la presión estática en la eficiencia del pozo.....	294
4.13 Inducción del flujo vertical bifásico.....	296
4.14 Pronóstico de producción de un yacimiento.	303
4.15 Efecto de los pequeños cambios en la relación gas/aceite en la presión.	325
Preguntas a Discusión.....	328
Conclusiones	329
Nomenclatura	330
Bibliografía	334

Introducción

El propósito de analizar el flujo de fluidos desde el yacimiento al pozo es para obtener el rendimiento del pozo y representarlo de manera que podamos evaluar el comportamiento de la formación. El procedimiento está relacionado a la variación de presión y a parámetros del yacimiento como espesor, viscosidad, factor de volumen etc. El comportamiento de flujo indicará la respuesta de la formación dado el abatimiento de presión en el pozo productor. La representación gráfica se realiza mediante datos de producción a diferentes presiones de abatimiento. Conociendo la composición del fluido y el comportamiento de las fases; podemos generalizar las curvas y relacionarlas para obtener el gasto de producción presente y futuro.

En el primer capítulo se muestra la permeabilidad y los diferentes tipos que hay, Se mencionan los periodos y estados de flujo, Mediante el uso de la curva IPR se analiza el índice de productividad, para yacimientos saturados y bajo saturados y el éxito o fracaso del tratamiento a un pozo. Así como también el efecto del acuífero en la productividad. Con el propósito de analizar el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta el pozo y representarlo de manera que podamos evaluar el comportamiento de la formación mediante los parámetros de profundidad y presión, de acuerdo con la composición del fluido y a parámetros de flujo, en el segundo capítulo se presentan diferentes modelos para la construcción de la curva IPR de un pozo, y así optimizar los parámetros de producción, dependiendo del tipo de yacimiento presente. En el tercer capítulo se presentan las curvas VLP, para obtener la capacidad de transporte óptima de el pozo. las cuales se obtienen mediante el análisis de curvas de gradientes de presión contra profundidad donde se analizan las pérdidas de presión en tuberías verticales para yacimientos de aceite y gas o mediante correlaciones. El cuarto y último capítulo analiza el efecto de las variables que afectan el flujo vertical de los pozos, y como modifica la forma de la envolvente de presión de las curvas IPR y VLP. De igual manera en todos los temas se redactan conclusiones y recomendaciones para su elaboración, con

el objetivo de obtener datos confiables presentes y futuros del comportamiento del yacimiento.

Objetivo

El material didáctico para la construcción de curvas IPR y VLP, pretende apoyar a la docencia y al aprendizaje, en el ámbito de la productividad de los pozos petroleros de yacimientos saturados, bajo saturados y de gas seco. Mediante el desarrollo de modelos y ejemplos, que sirvan de análisis de la productividad de un pozo a fin de extraer los hidrocarburos con la máxima capacidad posible, manejable en el equipo de producción.

I Introducción al comportamiento afluyente del pozo

1.1 Introducción

En esta sección se discuten los antecedentes y se presentan los conceptos fundamentales propios de la productividad de pozos, necesarios para entender el comportamiento de los sistemas fluyentes.

Metas

Al leer este capítulo, debes ser capaz de:

- Definir la permeabilidad y sus diferentes tipos, así como determinarla, además, de relacionarla con el yacimiento y como esta afecta en la ingeniería de yacimientos.
- Identificar los diferentes estados de flujo y las ecuaciones que los gobiernan.
- Entender y utilizar las ecuaciones de presión del yacimiento y su comportamiento a las condiciones que se encuentre el mismo.
- Realizar y utilizar la curva de comportamiento de afluencia para el análisis de la productividad de los pozos y del yacimiento, para una mejor toma de decisiones, mediante la interpretación adecuada del gráfico.
- Ilustrar los efectos de la relación gas aceite y de la relación agua aceite, en la forma de la IPR y en el índice de productividad en función de la caída promedio de presión del pozo.

1.2 Curvas de permeabilidad

La permeabilidad es la medición de la capacidad de una roca para transmitir fluidos, en la industria petrolera, es reportada en unidades de Darcy (d) y milidarcy

(md). Este parámetro surge directamente de la ecuación empírica de Darcy para flujo viscoso a través de una roca de permeabilidad constante k , misma que es:

$$u = \frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx}, \dots\dots\dots 1.1$$

donde $\frac{q}{A}$ es el gasto volumétrico por unidad de área de la sección transversal donde ocurre el flujo, k es la permeabilidad absoluta, $\frac{dp}{dx}$ es el gradiente de presión respecto a la dirección x y μ es la viscosidad del fluido

Por lo general los yacimientos de aceite contienen un porcentaje de agua congénita, lo que hace que se presente una mayor resistencia al flujo del aceite, ya que el agua bloquea algunos de los canales de flujo. Además, existe la posibilidad de que una cantidad de gas surja de los líquidos presentes. En este caso, como el medio no está saturado por un sólo fluido, se define la permeabilidad efectiva a las fases como:

$$k_o = -\frac{q_o \mu_o}{A} \left(\frac{dp}{dl} \right)^{-1}, \dots\dots\dots 1.2$$

$$k_w = -\frac{q_w \mu_w}{A} \left(\frac{dp}{dl} \right)^{-1}, \dots\dots\dots 1.3$$

$$k_g = -\frac{q_g \mu_g}{A} \left(\frac{dp}{dl} \right)^{-1}, \dots\dots\dots 1.4$$

donde los subíndices o, w y g hacen referencia a las fases aceite, agua y gas, respectivamente. Cabe señalar que las ecuaciones [1. 2] a [1. 4] consideran que la presión en todas las fases es la misma (condición de presión capilar cero).

Las curvas de permeabilidad efectiva dependen de las saturaciones de aceite y agua (S_o y S_w , respectivamente). Se deben recalcar tres aspectos importantes ilustrados en la **Figura 1.1**:

1. El factor k_o disminuye rápidamente al incrementarse S_w , a partir de cero. De igual manera lo hace la curva de k_w respecto a S_o .
2. Existe una saturación mínima a la cual el fluido se moverá, que se conoce como; saturación residual o saturación crítica: saturación de aceite residual (S_{or}), saturación de aceite crítica (S_{oc}), saturación de agua residual (S_{wr}), saturación de agua crítica (S_{wc}).
3. Los valores de k_o y k_w , son siempre menores que k .

Finalmente, se introduce la permeabilidad relativa. Esta es la relación de la permeabilidad efectiva a un fluido entre la permeabilidad absoluta, siendo:

$k_{ro} = \frac{k_o}{k}$, la permeabilidad relativa al aceite, $k_{rw} = \frac{k_w}{k}$, la permeabilidad relativa al agua y $k_{rg} = \frac{k_g}{k}$, la permeabilidad relativa al gas. Las curvas de permeabilidad relativa tienen la forma mostrada en la **Figura 1.2**. Los valores de k_{ro} , k_{rw} y k_{rg} tienden a incrementarse con el grado de consolidación de la roca.

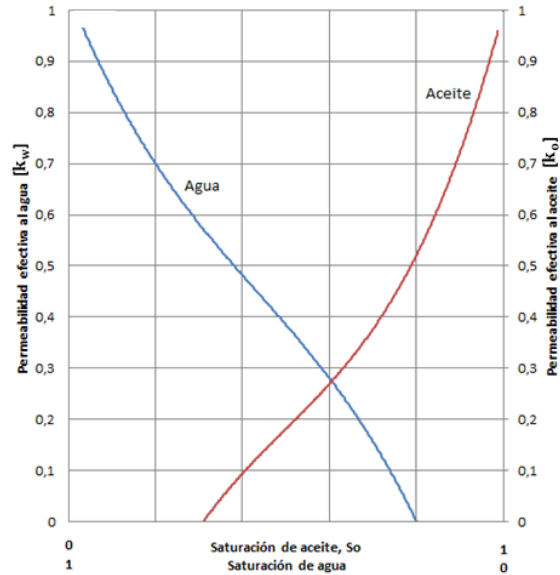


Figura 1. 1 Curvas típicas de permeabilidad efectiva (sistema agua-aceite).
NIND. (1964). Principles of oil well production.

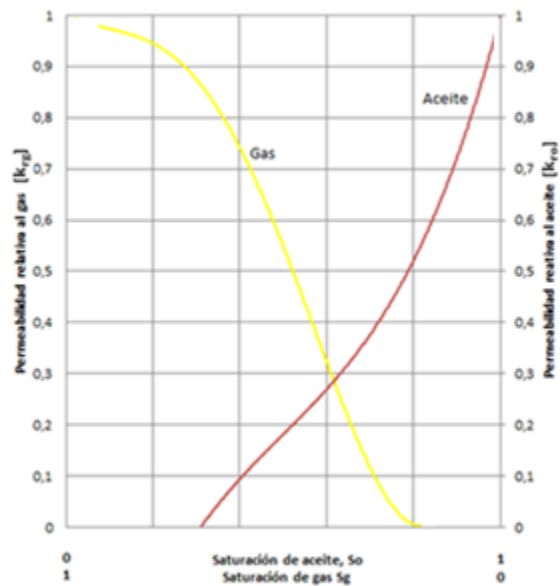


Figura 1. 2 Curvas típicas de permeabilidad relativa (sistema gas-aceite).
NIND. (1964). Principles of oil well production.

1.3 Estados de flujo en el yacimiento

El comportamiento de la presión a condiciones de flujo es un reflejo de la expansión y flujo de los elementos del sistema conformado por el pozo, el yacimiento y sus fronteras. De esta manera, al no haber alteraciones, el sistema se encuentra estático y a condiciones iniciales; mientras que, al comenzar su producción, se genera un gradiente de presión que permite la expansión y movimiento de los fluidos, primero a lo largo de las tuberías del pozo y después a través del medio poroso.

Considerando lo anterior, y observando la **Figura 1.3**, en donde se presenta el comportamiento de un pozo vertical y completamente penetrado que produce a gasto constante; típicamente pueden definirse los siguientes períodos de flujo:

1. Período influenciado por el pozo, donde se aprecia la influencia del volumen de fluidos que están almacenados en las tuberías, así como de las vecindades del pozo en el medio poroso (que pueden presentar algún tipo de daño). La duración de este período se encuentra acotado por el tiempo al final del almacenamiento del pozo.
2. Período temprano en la formación, donde se observa el impacto de los parámetros del yacimiento sobre el perfil de presión, ya sin la influencia del pozo y sus vecindades. Su duración termina al tiempo que el frente de expansión reconoce las fronteras laterales del yacimiento y se presenta el efecto de la geometría del pozo, donde el yacimiento deja de comportarse como infinito.
3. Período intermedio en la formación, donde se manifiestan los efectos de la geometría del yacimiento sobre la respuesta de presión. Su duración concluye una vez que se reconocen todas las fronteras físicas del medio al tiempo del inicio del periodo de flujo pseudo-estacionario.
4. Período tardío en la formación, que muestra el comportamiento del sistema influenciado por sus fronteras físicas.

Cabe señalar que en casos donde la presión de fondo del pozo permanece constante, los mismos períodos son observados en el gasto, que declina a lo largo del tiempo. A su vez, pueden definirse los estados de flujo en el yacimiento que se indican a continuación.

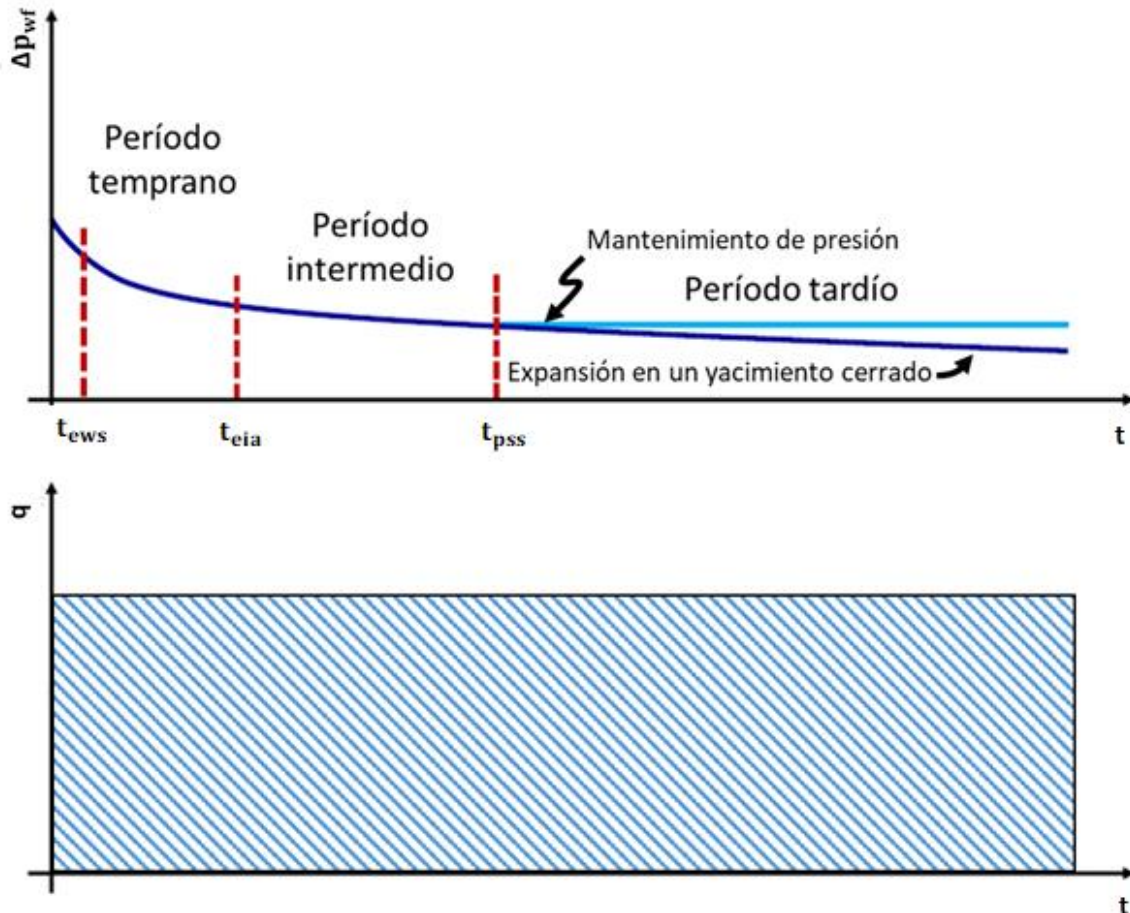


Figura 1. 3 Crecimiento del radio de investigación en un yacimiento radial cilíndrico a diferentes valores de movilidad y un mismo gasto constante.

1.3.1 Estado transitorio

La **Figura 1.4** muestra el comportamiento de un perfil radial de presión para un sistema que fluye: a) a presión de fondo fluyente constante y b) a gasto constante. Como se observa, conforme avanza el tiempo el radio de investigación en el

medio poroso y en ningún caso el radio de investigación aumenta, sin llegar a conocer las fronteras.

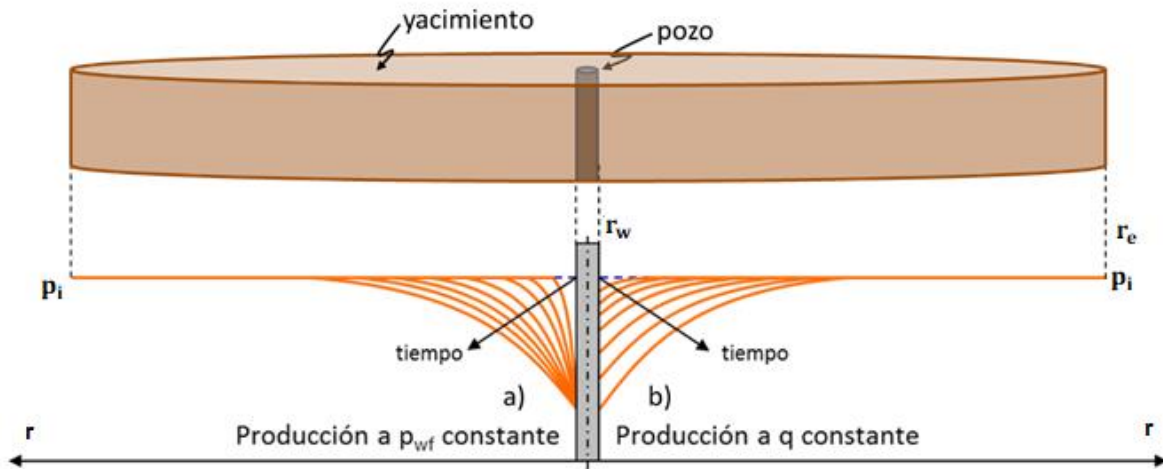


Figura 1. 4 Perfiles de presión transitorios en un yacimiento radial que produce a condiciones de: a) gasto constante, y b) presión de fondo fluuyente constante.

En este caso, se define que el comportamiento observado coincide con que:

$$\left. \frac{\partial p}{\partial t} \right|_{x_i} \neq 0 \quad \text{y} \quad \left. \frac{\partial u_{x_i}}{\partial t} \right|_{x_i} \neq 0, \quad \dots\dots\dots 1.5$$

donde x_i define la dirección de flujo de interés.

1.3.2 Estado Estacionario

Cuando el yacimiento es dominado por una frontera externa que permite la recarga total del volumen de fluidos extraído, se define un estado de

mantenimiento de presión, por lo que no hay expansión y la producción ocurre por el desplazamiento de los fluidos nativos, que son empujados por aquellos que ingresan a través de la frontera. El comportamiento observado es como en la **Figura 1.5**, y se tiene que:

$$\left. \frac{\partial p}{\partial t} \right|_{x_i} = 0 \quad y \quad \left. \frac{\partial u_{x_i}}{\partial t} \right|_{x_i} = 0, \quad \dots\dots\dots 1.6$$

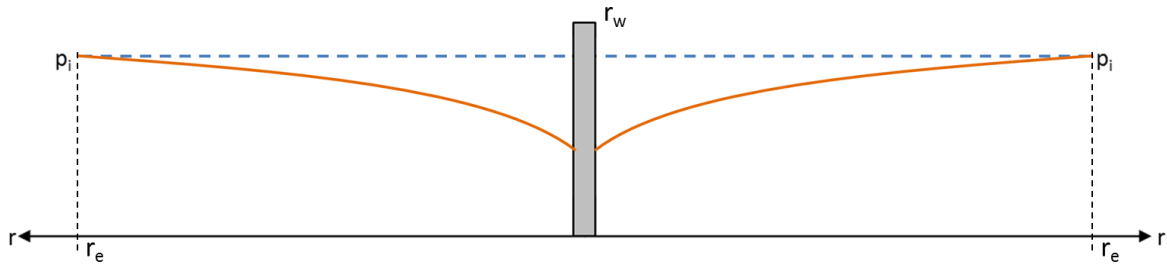


Figura 1. 5 Perfil de presión estacionario en un yacimiento radial.

1.3.3 Estado Pseudo-estacionario

Cuando la frontera externa del yacimiento es de no flujo y se produce a gasto constante (**Figura 1.6**), como la declinación de presión es proporcional al volumen de fluidos extraídos, se obtiene que:

$$\left. \frac{\partial p}{\partial t} \right|_{x_i} = \text{cte} \quad y \quad \left. \frac{\partial u_{x_i}}{\partial t} \right|_{x_i} = \text{cte} . \quad \dots\dots\dots 1.7$$

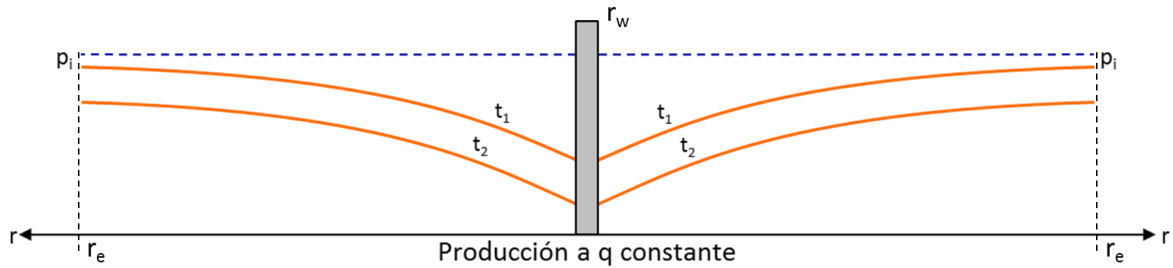


Figura 1. 6 Perfil de presión pseudo-estacionario para un yacimiento radial.

1.4 Ecuación de presión para flujo radial

En un yacimiento radial cilíndrico, como el de la **Figura 1.7**, la ecuación básica que describe el comportamiento del sistema gobernado por las fronteras en estado estacionario, donde las condiciones de flujo no cambian con el tiempo y suponiendo que el líquido tiene una compresibilidad constante, es:

$$p = p_{wf} + \frac{q\beta_o\mu_o}{0.007082kh} \ln\left(\frac{r}{r_w}\right), \quad \dots\dots\dots 1.8$$

la presión p [psi] en la formación a un radio del pozo de r_w [ft], con viscosidad μ_o [centipoises] y permeabilidad k [md], a una distancia de la formación r , a un factor de volumen B_o es:

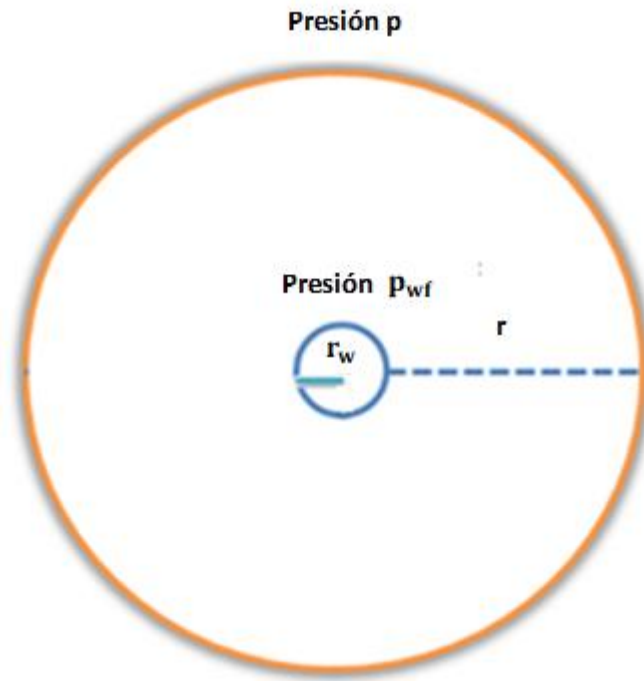


Figura 1. 7 Un pozo en un yacimiento homogéneo infinito.

Cabe señalar que la ecuación 1.8, es una idealización, siendo que en ella p aumenta directamente con r y en la práctica su valor debería estar acotado a la presión estática (p_s), como se muestra en la **Figura 1.8**.

Un caso más realista es el obtenido en estado pseudo-estacionario, que se encuentra dada por;

$$p_e(r, t) = p_{wf}(t) + \frac{q\beta_o\mu_o}{0.007082kh} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} \right], \dots\dots\dots 1.9$$

donde p_{wf} es la presión de fondo fluyendo, p_e es la presión en la frontera externa y p_s es la presión estática de la formación.

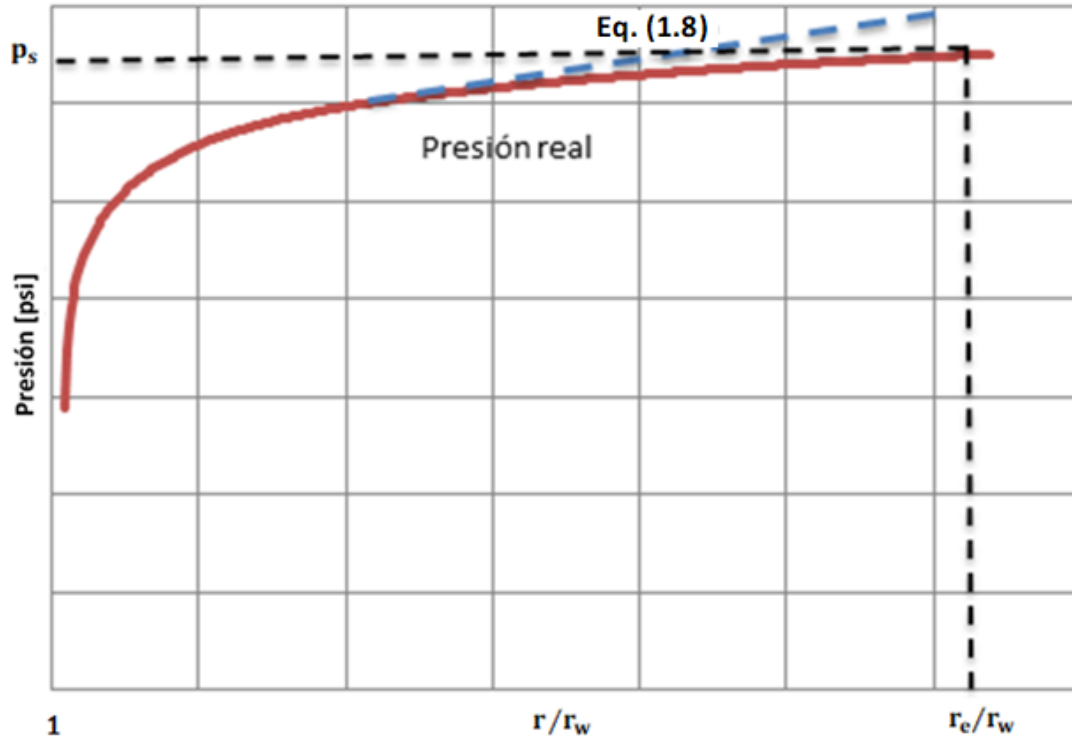


Figura 1. 8 Distribución de presión en la formación.

1.5 Índice de productividad

El comportamiento de afluencia de los yacimientos bajo saturados puede ser determinado por medio de la evaluación del índice de productividad de los pozos, a las condiciones en las que se encuentren al momento de iniciar su producción. Para determinarlo se toma la presión de fondo fluyendo del pozo (p_{wf}), así como el gasto (q). Después de esto se cierra el pozo y se registran las presiones para construir la curva donde se obtiene la presión estática (p_s).

Antes de que se bosqueje un método, se muestra un pozo produciendo a gasto continuo, a una presión menor que la presión de burbujeo, donde el espacio anular se encuentra lleno de gas (el pozo no cuenta con un empacador), si se cierra el pozo por algunos días, el pozo presentará condiciones similares a las que se muestra en la **Figura 1.9**.

En dado caso que el pozo se abra a producción se producirá gas libre y aceite, donde la mayoría de las burbujas de gas serán arrastradas por el aceite, pero un cierto número será mezclado con el aceite por segregación gravitacional, al cruzar a través de la zapata al anular y desplazará el líquido acumulado, así como se muestra en la **Figura 1.10**.

Supóngase que se requiere encontrar la IPR de un pozo sin empacador que produce a gasto constante, donde la presión de fondo fluyendo se encuentra por debajo del punto de burbuja. Entonces la presión de fondo fluyendo es igual a la presión ejercida en la tubería de producción más la presión ejercida por la columna de gas en el espacio anular;

$$p_{wf} = p_c + \text{presión ejercida por la columna de gas} \dots\dots\dots 1. 10$$

La presión ejercida por la columna de gas dependerá del gradiente de presión ejercido por la composición de los hidrocarburos presentes y que a su vez determinará su factor de compresibilidad, el gradiente termal geotérmico y la longitud de la columna de gas.

La corrección para calcular la presión debida a la columna de gas es relativamente pequeña y no se necesita determinar con un alto grado de exactitud, debido a que la mayoría de los campos presentan casi la misma composición (más del 80 por ciento de metano), y que el gradiente geotérmico no varía mucho.

Al hacer una gráfica de valores de presión de fondo fluyendo dividido entre la presión de la cabeza de la tubería de revestimiento contra valores de profundidad de la tubería, Gilbert derivó la siguiente fórmula empírica;

$$\text{Presión ejercida por la columna de gas} = p_c \frac{D^{1.5}}{100}, \dots\dots\dots 1. 11$$

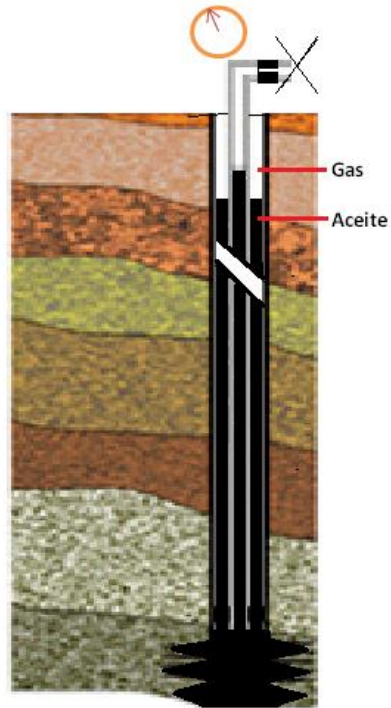


Figura 1. 9 Contacto gas aceite en un pozo cerrado. NIND. (1964). Principles of oil well production.

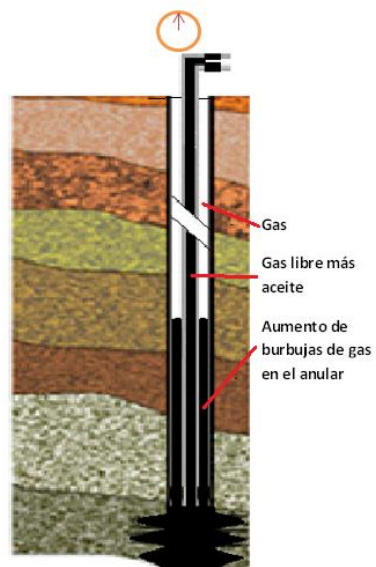


Figura 1. 10 El pozo inmediatamente después de abrirlo a producción. NIND. (1964). Principles of oil well production.

dónde: p_c es la presión en la cabeza de la tubería de revestimiento [psia] y D es la profundidad de la tubería en miles de pies.

Combinando las ecuaciones [1.10] y [1.11], obtenemos;

$$p_{wf} = p_c \left(1 + \frac{D^{1.5}}{100} \right), \quad \dots\dots\dots 1.12$$

Ejemplo 1.1 Determinación del IP, la presión estática y el potencial de la formación.

Un pozo fluyente con 3000 [ft] de tubería, presenta una presión en la cabeza de la tubería de revestimiento, de 550 [psig] cuando el gasto de producción es de 42 [bpd] y de 320 [psig], cuando el gasto de producción es 66 [bpd]. ¿Cuál es el índice de productividad del pozo, la presión estática y su potencial?

En la primera prueba la presión en la cabeza de la tubería de revestimiento fue de 550 [psig], o 565 [psia]. De la ecuación [1.12]. Se obtiene la presión de fondo fluyendo.

$$565 \left(1 + \frac{3^{1.5}}{100} \right) = 595 \text{ [psia]} = 580 \text{ [psig]}.$$

Note que la corrección por presión ejercida por la columna de gas es solo 30 [psi]. Por lo tanto, la exactitud en la corrección no es demasiado importante. Así cuando era 42 [bpd], $p_{wf} = 580$ [psig]. El resultado graficado se muestra en la **Figura 1.11**.

En la segunda prueba la presión en la tubería de revestimiento fue de 320 [psig] o 335 [psia]. Así que usando la ecuación [1.12], se obtiene;

$$335 \left(1 + \frac{3^{1.5}}{100} \right) = 353 \text{ [psia]} = 338 \text{ [psig]}.$$

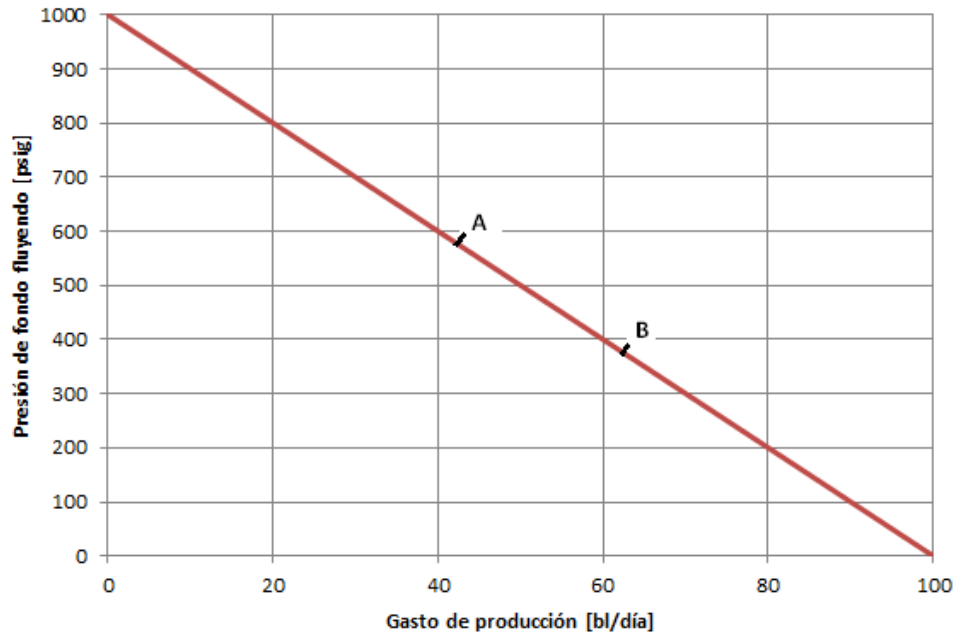


Figura 1. 11 IPR de datos de un pozo tomado a dos gastos diferentes del ejemplo [1.1].

El gasto de producción de la segunda prueba fue de 66 [bpd], graficando como B de la **Figura 1.11**. La presión estática del pozo es 1000 [psig], el potencial del pozo es 100 [bpd] y el índice de productividad es:

$$\frac{100}{1000} = 0.1 \frac{\text{bl. psi}}{\text{día}}.$$

Este ejemplo ilustra un simple método para determinar el comportamiento de afluencia de un pozo. Y lo único que tiene que hacerse es medir la presión del pozo a dos diferentes gastos estabilizados y también para una presión estabilizada en la cabeza de la tubería de revestimiento a diferentes gastos.

Cuando un pozo es puesto a producción, la presión en la cabeza de la tubería de revestimiento caerá y subirá hasta estabilizarse, a menos que la presión de fondo fluyendo este por debajo del punto de burbuja. El efecto se ilustra en la **Figura 1.12**. A medida que el pozo sea puesto a producción la presión estática caerá hasta la p_{wf} . Ya que a la presión ejercida en la cabeza de la sarta de la tubería de

revestimiento se le suma la ejercida por la columna de gas en el espacio anular más la presión ejercida por el líquido en el espacio anular siendo la presión de fondo p_c , igual a la presión en la cabeza de la tubería de revestimiento. Al continuar el flujo, el espacio anular gradualmente se llenará con gas, y la presión ejercida por la columna de líquido disminuirá continuamente, mientras la presión de fondo fluyendo permanece constante (se asume que el pozo fluye a gasto estacionario), la presión en la cabeza de la tubería de revestimiento debe alcanzar la condición ilustrada en la **Figura 1.12 (d)**, que es cuando la presión en la cabeza de la tubería de revestimiento se estabiliza.

Dado que el espacio anular está lleno de gas se puede estimar la presión de fondo fluyendo mediante la presión que se genera en la cabeza de la tubería de revestimiento, siempre y cuando se cumplan tres cosas: 1) que el pozo no cuente con un empacador en el espacio anular. 2) El pozo debe estar fluyendo a gasto constante (no allá fluctuaciones de presión en la cabeza de la tubería de revestimiento de más de 50 [psi]. 3) La presión de fondo fluyendo debe ser menor que la presión de burbujeo.

Si el valor de la presión de fondo fluyendo es cercano a la presión de burbuja, tendremos condiciones de presión como las que se muestran en la **Figura 1.13**, por lo que el método anterior será erróneo. Por lo que se utiliza una sonda de sonido de reconocimiento para determinar la profundidad del contacto líquido-gas en el espacio anular y calcular la presión ejercida por las columnas de líquido y gas. Finalmente, si el pozo fluye con una presión de fondo fluyendo por encima de la presión de burbujeo, tendremos una relación de gasto gas/aceite igual al valor inicial de solubilidad del gas.

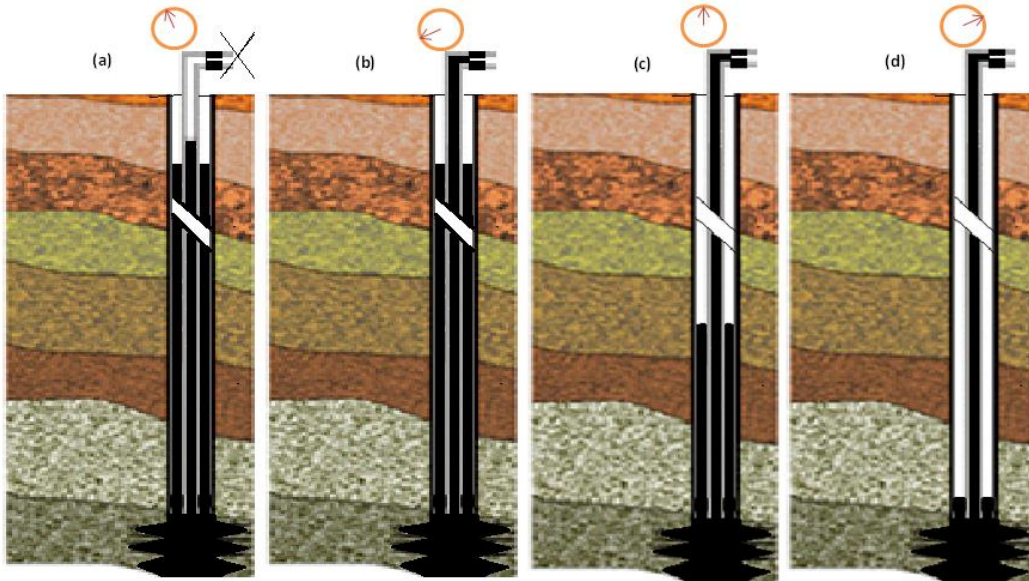


Figura 1. 12 Reapertura de un pozo, (a) pozo cerrado, (b) pozo inmediatamente abierto, (c) pozo poco después de abrirse: el nivel del fluido en el espacio anular disminuye y la presión en la cabeza de la tubería comienza a aumentar, (d) condiciones de flujo estable. NIND. (1964).

Principles of oil well production.

El índice de productividad (IP), es directamente proporcional a una caída de presión existente en el sistema yacimiento-pozo.

$$\Delta p = p_s - p_{wf}, \quad \dots\dots\dots 1. 13$$

$$q_o = J(p - p_{wf}) \cdot \dots\dots\dots 1. 14$$

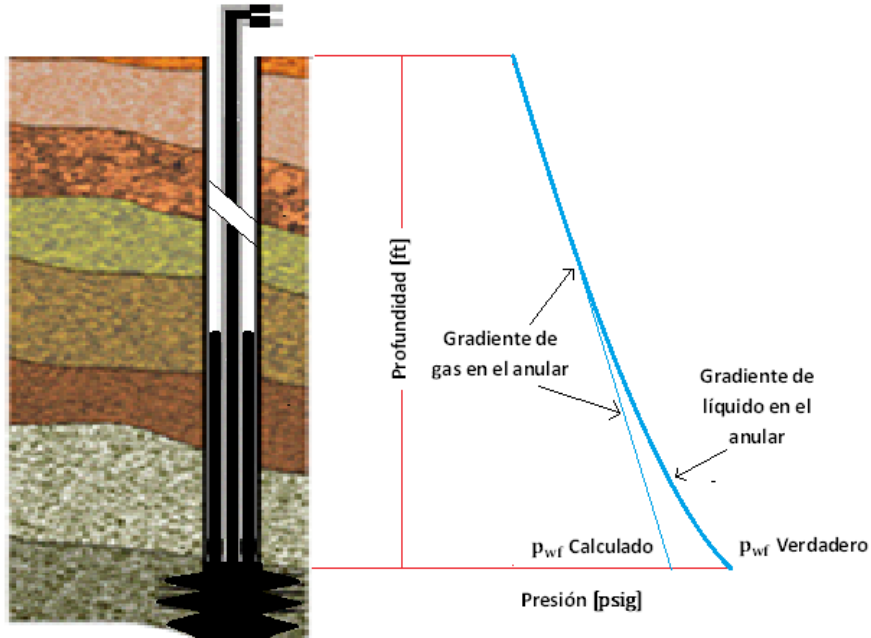


Figura 1. 13 Condiciones de flujo del pozo cuando la presión de fondo fluyendo excede la presión del punto de burbuja. NIND. (1964). Principles of oil well production.

De acuerdo con lo anterior, el índice de productividad (IP o J) es expresado como:

$$J = \frac{q_o}{(p_s - p_{wf})} \left[\frac{bl}{día} * psi \right]. \quad \dots\dots\dots 1. 15$$

El índice de productividad específico es:

$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{q}{h(p_s - p_{wf})} \left[\frac{bl}{día} * \frac{psi}{ft} \right]. \quad \dots\dots\dots 1. 16$$

Si se considera flujo radial, entonces, el índice de productividad también podrá obtenerse con la siguiente expresión:

$$J = \frac{0.00708K_o h}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} * \text{psi} \right], \dots\dots\dots 1.17$$

y el índice de productividad específico se obtiene con la siguiente ecuación;

$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{0.00708K_o}{\mu_o \beta_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} * \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right]. \dots\dots\dots 1.18$$

Ejemplo 1.2. Determinación de los parámetros básicos de un sistema fluyente

Un campo es perforado con espaciamento rectangular de 80 acres (**Figura 1.14**). La presión de yacimiento es 1000 [psi], la permeabilidad es k =50 [md], el espesor neto h =20 [ft], la viscosidad del aceite $\mu_o= 3$ [cp] y el factor de volumen $B_o= 1.25$. Si el pozo se terminó con una tubería de revestimiento de 7 [in]. ¿Cuál es el índice de productividad y el gasto de producción por pozo cuando la presión de producción al fondo del pozo es 500 [psi]?

x es la distancia entre los pozos.

$$x^2= 80 \times 43560.$$

$$x =1864 \text{ [ft]}.$$

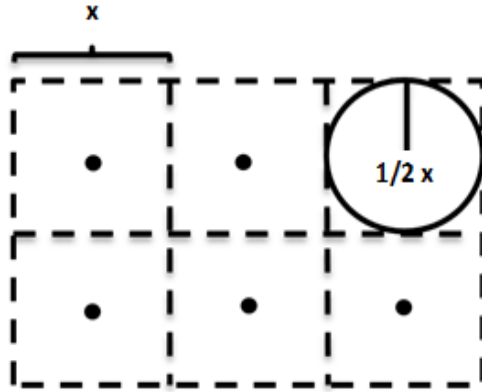


Figura 1. 14 Espanto de un campo petrolero, de 80 [acres].

Solución.

La primera aproximación es la del radio de drene del pozo $r_e=932$ [ft]. Dado que $r_w=3\frac{1}{2}$ [in], $\frac{r_e}{r_w}=3200$ y $\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)=8.06$.

Usando la ecuación [1.14] obtenemos el gasto;

$$q = \frac{0.007082}{1.25} \times \frac{50 \times 20 \times (1000 - 500)}{3 \times 8.06} = 117 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right].$$

Con la ecuación [1.15], determinamos el índice de productividad;

$$J = \frac{0.00708}{1.25} \times \frac{50 \times 20}{3 \times 8.06} = 0.234 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} * \text{psi} \right],$$

y con la ecuación [1.16] el índice de productividad específico:

$$J_s = \frac{0.234}{20} = 0.0117 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} * \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right].$$

Supóngase por el momento que el índice de productividad del pozo es una constante independiente al gasto de producción, entonces escribimos la ecuación [1.15] como sigue;

$$p_{wf} = p_s - \frac{q}{J} \dots\dots\dots 1.19$$

Asumiendo J constante, se obtendrá la ecuación de una recta (**Figura 1.15**).

El ángulo θ formado entre el gasto y la presión, tal que:

$$\tan \theta = \frac{OB}{OA} = \frac{Jp_s}{p_s} = J \dots\dots\dots 1.20$$

El valor de q en el punto B, que es Jp_s , se denomina; potencial del pozo y será denotado por el símbolo q' ; Es el máximo gasto al cual la formación puede producir. De la **Figura 1.15**, se espera que la línea AB presente una curvatura como se ilustra en la **Figura 1.16**. El índice de productividad a un gasto dado de producción se define como el cambio de producción dado un abatimiento de presión, o lo que es igual a $\frac{dq}{dp_{wf}} = \tan\theta$.

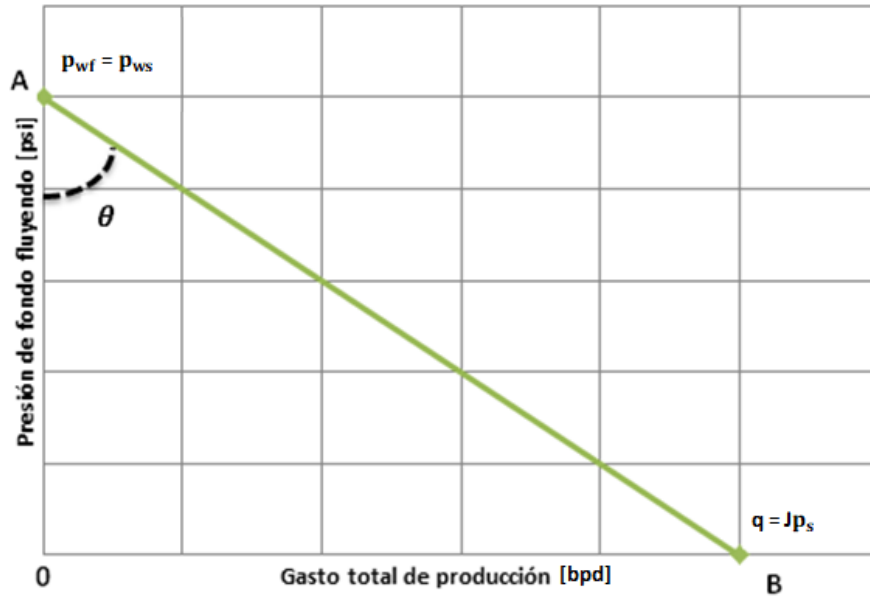


Figura 1. 15 Representación gráfica del índice de productividad para un yacimiento bajo saturado. NIND. (1964). Principles of oil well production.

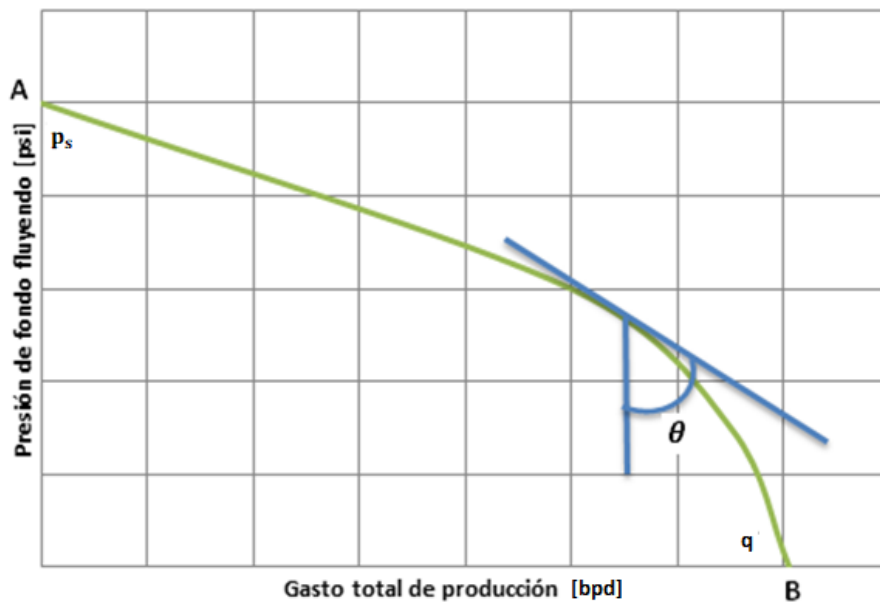


Figura 1. 16 El índice de productividad disminuye a medida que el gasto de producción aumenta: Relación del comportamiento de afluencia. NIND. (1964). Principles of oil well production.

1.6 Importancia de conocer el comportamiento de afluencia del pozo

Considere un pozo al que se le ha instalado una bomba y que ha producido 50 [bpd], sin producción de agua y sin problemas reportados, por algunos años. Sin embargo, la producción ha disminuido más de lo que puede ser permitido por el límite económico. Una de dos posibles situaciones ha sucedido:

1. La formación ya no es capaz de producir 50 [bpd], y debe valorarse una estimulación a la formación; o
2. existe un posible defecto mecánico en el equipo de producción, dando como resultado una menor eficiencia. En este caso, la posible solución es sacar y remplazar la bomba

Para valorar la mejor alternativa, se hará un análisis básico de la productividad del pozo. Para ello, lo primero que se determina es la IPR del pozo. Si esta fuera como la que se muestra en la **Figura 1.17**, ningún cambio en la bomba resultará en un aumento en la producción de $50 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$. Por lo cual se deberá considerar el realizar un trabajo de estimulación de la formación como: fracturamiento o acidificación.

Sin embargo, si se tiene una IPR como la que se muestra en la **Figura 1.18**, es posible que un trabajo mecánico restaure la producción, debido a que la presión media del yacimiento es lo suficientemente alta, para aportar el gasto deseado de 50 [bpd] a través de la tubería de producción.

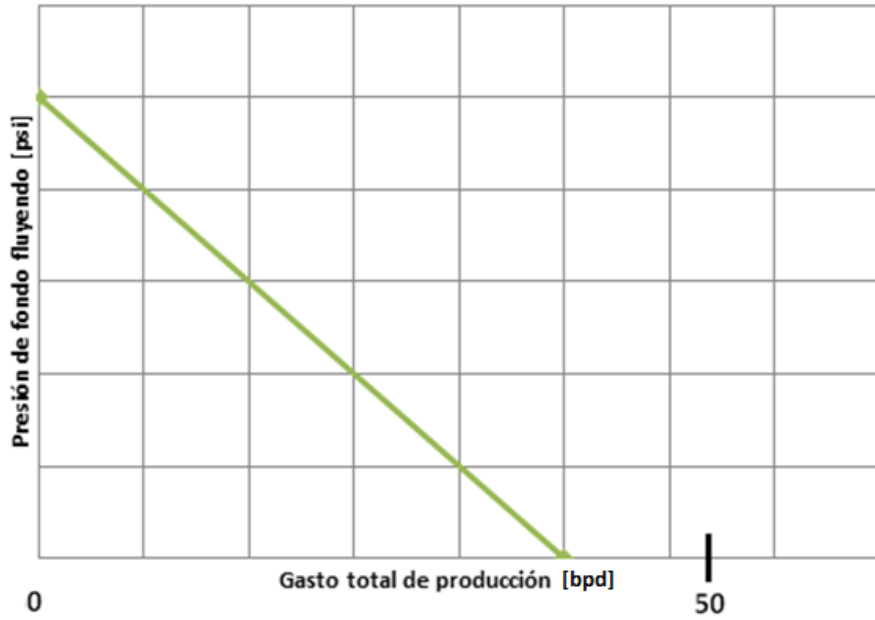


Figura 1. 17 La IPR muestra que la formación es incapaz de producir el gasto deseado. Fuente. NIND. (1964). Principles of oil well production.

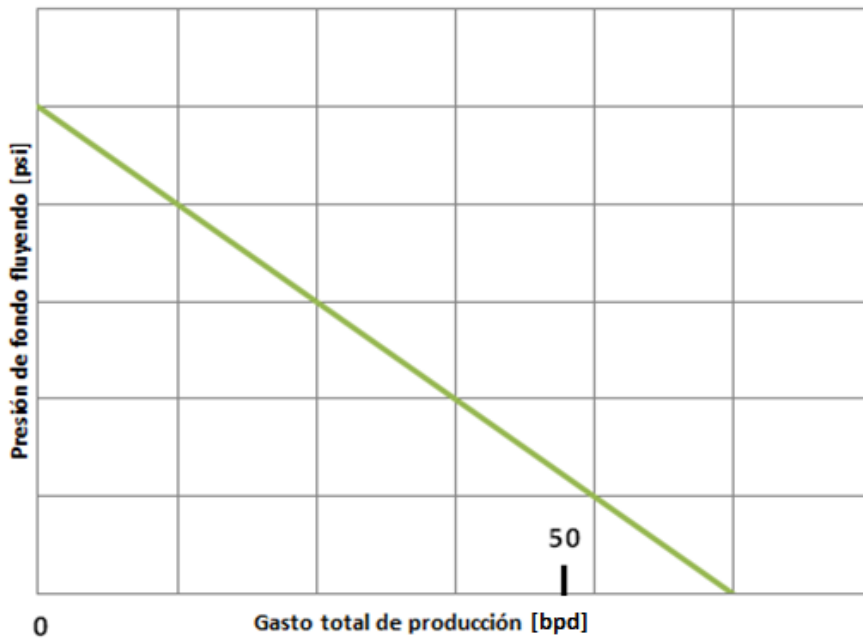


Figura 1. 18 La IPR muestra que la formación es capaz de producir el gasto deseado. Fuente: NIND. (1964). Principles of oil well production.

Otra manera en la que podemos hacer uso de la IPR se ilustra a continuación.

Ejemplo 1.3. Determinación del éxito o fracaso de un tratamiento al pozo mediante el uso de la curva IPR

Suponga que una empresa ha estado estimulando algunos pozos y necesita estimar el éxito del programa, por lo cual se utilizan figuras IPR antes y después de la estimulación. Los datos de los pozos para evaluar el programa se encuentran en la **Tabla 1.1**.

Tabla 1. 1 Gastos de los pozos A y B antes y después del tratamiento.

Pozo	Gasto de producción antes del tratamiento $\left[\frac{\text{bl}}{\text{día}}\right]$	Gasto de producción una semana después del tratamiento $\left[\frac{\text{bl}}{\text{día}}\right]$
A	60, fluyendo	100, fluyendo
B	35, bombeado	36, bombeado

Solución

Si las curvas IPR de los pozos antes y después del tratamiento son las que se muestran en las **Figuras 1.19 y 1.120**. El tratamiento sería un éxito en el pozo B y un fracaso en A.

Como se observa, el tratamiento no tiene efecto en el IPR del pozo A. El rendimiento de producción de la formación no ha sido mejorado, por lo que el tratamiento fue un fracaso; El resultado del incremento de la producción de 60 a 100 [bpd] fue fortuito y pudo haber sido causado por el desalojo de alguna obstrucción en la tubería debido al tratamiento.

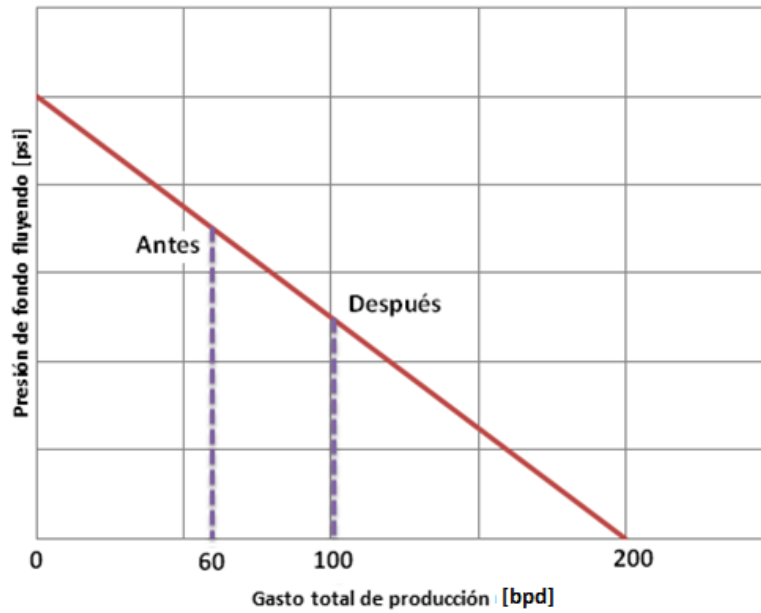


Figura 1. 19 IPR del pozo A ejemplo [1.2]. La estimulación en la formación fallo, a pesar del incremento en el gasto de producción. NIND. (1964).

Principles of oil well production.

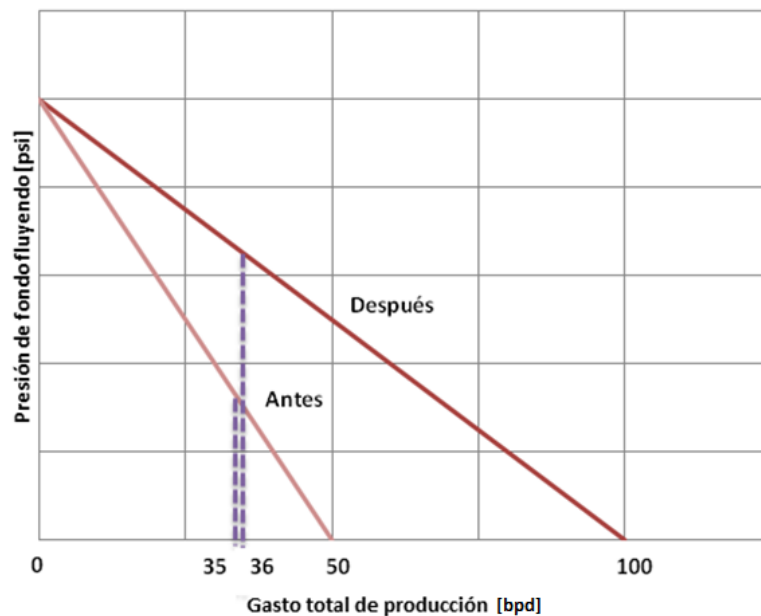


Figura 1. 20 IPR del pozo B. La estimulación de la formación fue un éxito, a pesar de que el gasto de producción no se alteró. NIND. (1964). Principles of oil well production.

Por otro lado, el tratamiento en B ha incrementado el potencial de la formación considerablemente. Y el por qué el antes y después son idénticos, existen muchas explicaciones:

1. La bomba no se colocó correctamente.
2. La bomba se dañó al momento de sacarla.
3. Aumentó la relación gas aceite debido al tratamiento.
4. Entre otras posibles explicaciones.

El cierre del pozo para tratamiento es a menudo usado para cambiar la bomba u otro equipo del pozo y generalmente para limpiarlo, para que se logre un subsecuente incremento en la producción.

1.7 Forma de la IPR y efectos del abatimiento de presión para gastos de aceite/gas

La mayor caída de presión (Δp) de la formación productora ocurre en las vecindades del pozo. Si la presión de fondo fluyendo, está por debajo del punto de burbuja del aceite, cuando el aceite se mueve hacia las paredes del pozo, la presión disminuye continuamente, permitiendo que gas se libere del condensado, por lo que la saturación de gas libre aumenta continuamente. Lo que implica que la permeabilidad relativa al gas lo haga del mismo modo. A mayor abatimiento de presión en las paredes del pozo, el efecto será mayor. Por lo que se espera que el índice de productividad disminuya. El abatimiento de presión tiene un efecto considerable en la relación gas aceite, no solo por el incremento a la permeabilidad efectiva al gas, sino también por el gas que se libera de las vecindades del pozo y que aumenta la relación gas/aceite.

Para presiones cerca del punto de burbuja o formaciones altamente permeables el efecto del gasto en el índice de productividad será muy pequeño.

Las formaciones productoras son prácticamente capas estratificadas con diferente permeabilidad. Para ilustrar los efectos de tal estratificación en la forma de la IPR y sobre la relación gas/aceite, considerar el siguiente ejemplo;

Ejemplo 1.4. Forma de la IPR de acuerdo con la permeabilidad

Existen tres zonas, con permeabilidades de 10, 100 y 1 [md] respectivamente (**Figura 1.21**). Asumiendo que no hay comunicación vertical entre las zonas, excepto a través del pozo. Evidentemente el mayor aporte de producción será de la formación de 100 [md], teniendo un mayor abatimiento de producción en esta zona.

Suponga que la presión en las zonas de 100 [md], es 1000 [psig], 10 [md] es 1200 [psig] y para 1 [md] 1500 [psig]. Además, que el pozo se ha medido a diferentes gastos para obtener el IPR, obteniendo tres diferentes curvas que se muestran en la **Figura 1.22**.

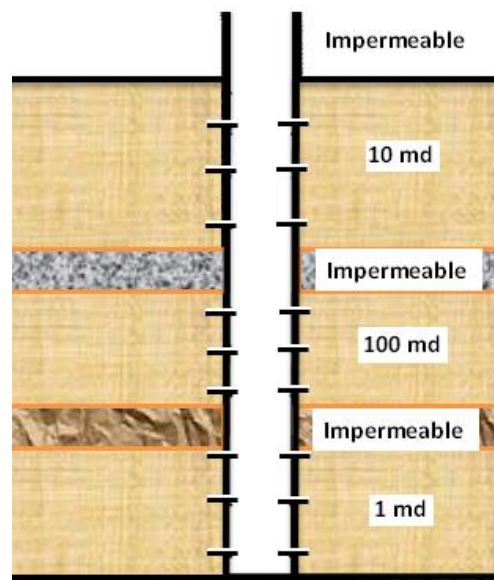


Figura 1. 21 Estratificación idealizada de la formación del ejemplo [1.4].

NIND. (1964). Principles of oil well production.

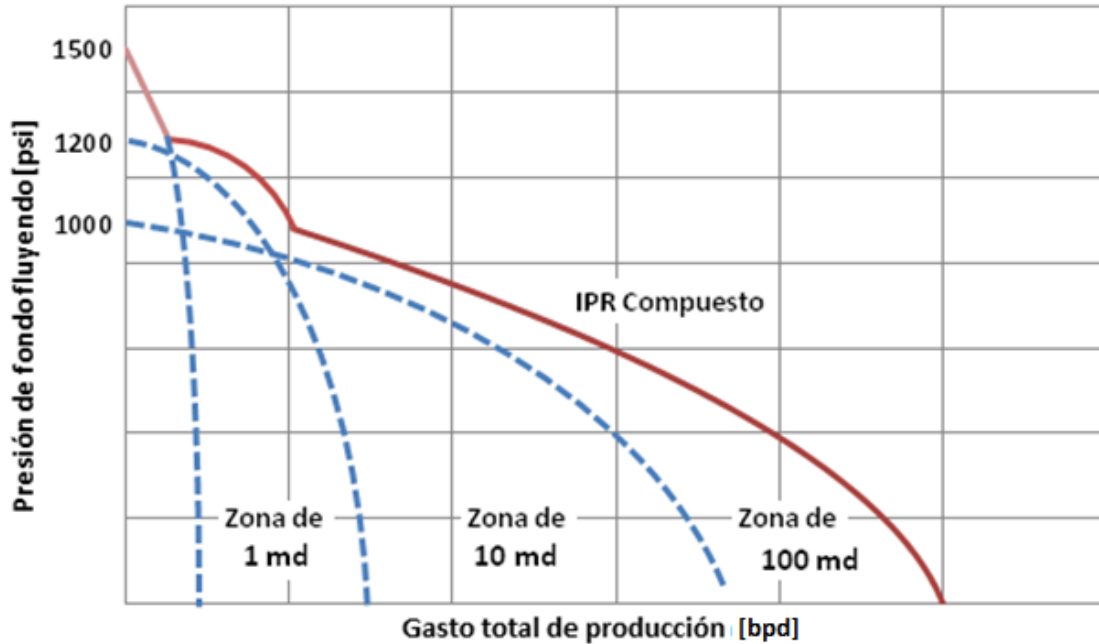


Figura 1. 22 Composición de la IPR, para la formación idealizada del ejemplo [1.3]. NIND. (1964). Principles of oil well production.

A una saturación de aceite dada, la permeabilidad efectiva al gas será mayor a la permeabilidad efectiva al aceite, a mayor grado de cementación y consolidación.

Suponga que se ha asegurado suficiente producción a un agotamiento dado, se asume que se hicieron pruebas de producción para datos desde un cero virtual hasta cerca del potencial del pozo. A gastos pequeños, la presión de fondo fluyendo será alta y solo los estratos con presiones altas contribuirán a la producción. Estas capas serán aquellas con mayor grado de cementación y consolidación, por lo tanto, se tendrán valores de permeabilidad relativa del gas al aceite más altos. Conforme la producción aumenta las zonas menos consolidadas comenzaran a aportar producción, por lo que disminuirá la relación gas-aceite. Por lo que la producción caerá conforme el gasto se incrementa. Sin embargo, si las zonas del yacimiento que sufran caídas de presión altas producirán grandes gastos debido a las altas saturaciones de gas libre, la relación gas aceite

comenzará a incrementarse, obteniendo una curva como la que se muestra en la **Figura 1.23**.

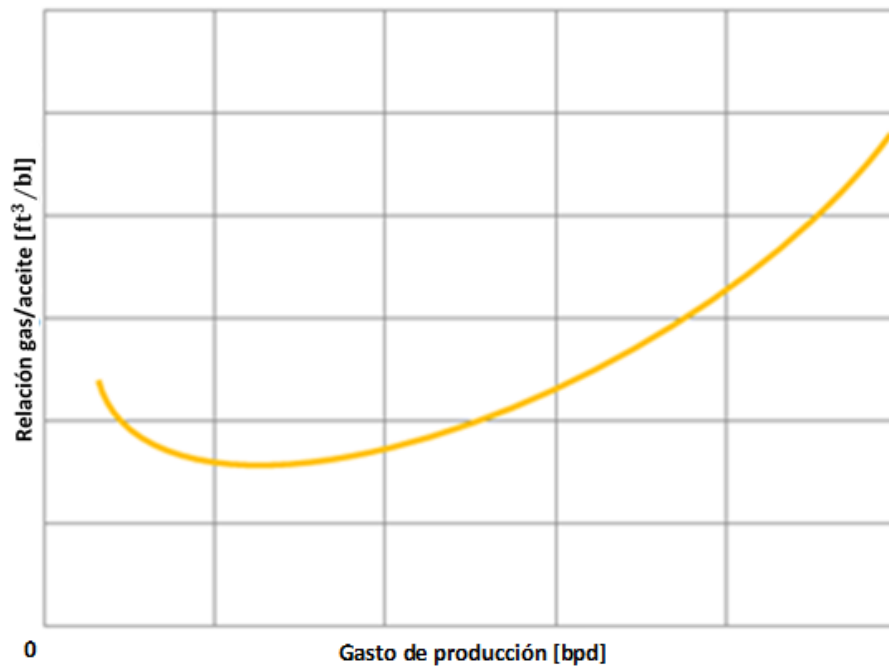


Figura 1. 23 Relación gas/aceite contra el gasto de producción. NIND. (1964). Principles of oil well production.

1.8 Historial del índice de productividad en función de la caída promedio de presión

Al alcanzar el punto de burbuja el gas se libera, por lo que el gas libre aumentará continuamente, esto causará un efecto en la forma de la gráfica.

De la **Figura 1.24**. Se asume que el índice de productividad será constante hasta alcanzar el punto de burbuja, para las curvas 1 y 3 el índice de productividad será distinto de cero, mientras que para la 2 será cero cuando la presión del yacimiento alcance los 100 [psig]. Hay muchas cosas que pueden causar declives en el índice de productividad, como bloqueo por gas, contaminación por arena, por creación de bloques de agua, entre otras posibilidades.

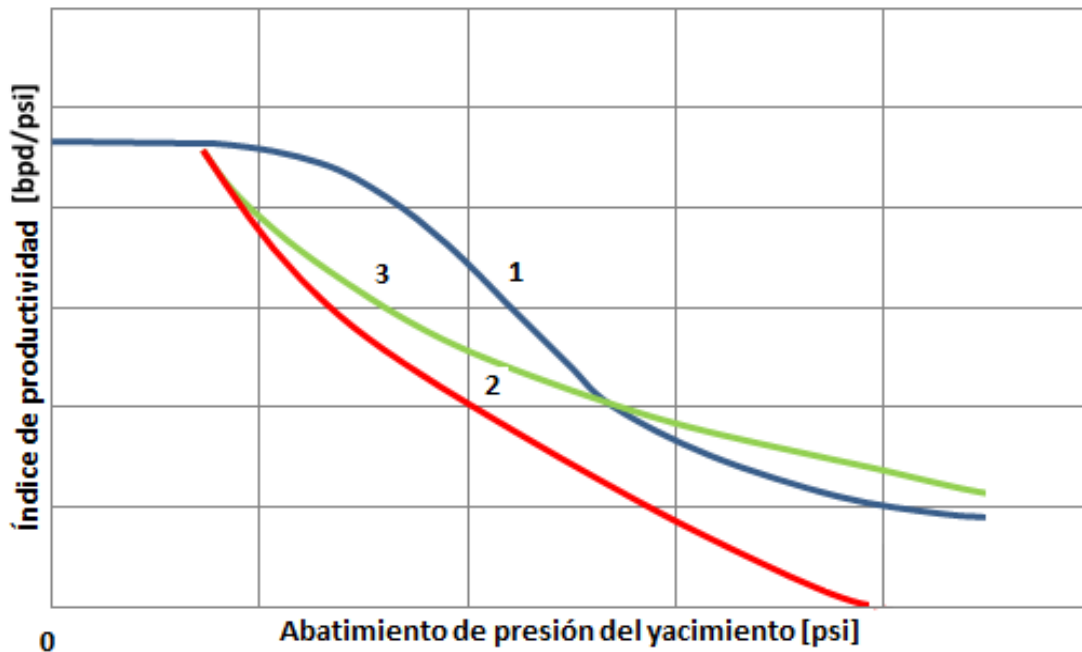


Figura 1. 24 Índice de productividad en función de la caída promedio de presión del yacimiento. NIND. (1964). Principles of oil well production.

1.8. Historia de relación gas/aceite: Mecanismo de producción del yacimiento por agotamiento de presión

La relación gas aceite en superficie es igual a $\left[R_s + \left(\frac{B_o \mu_o k_g}{B_g \mu_g k_o} \right) \right]$. Siempre y cuando la presión del yacimiento se mantenga por encima del punto de burbuja no habrá gas libre, excepto tal vez en las vecindades del pozo, si se produce una caída de presión tan grande, que cause liberación de gas. Si la presión del yacimiento es mayor a la presión de saturación, el RGA será igual al R_s , volumen inicial de gas en solución por unidad de volumen de aceite en tanque.

Cuando la presión del yacimiento está por debajo pero cerca de la presión de burbuja habrá movimiento de gas libre en la formación. Dado que el factor de

volumen es regularmente pequeño y la relación de viscosidades (μ_o/μ_g), es grande, el término $\left(\frac{B_o\mu_o k_g}{B_g\mu_g k_o}\right)$ será comparado con R_s . A medida que la presión disminuya, la relación gas aceite aumentará debido al aumento de $\left(\frac{k_g}{k_o}\right)$, sin embargo si la presión del yacimiento disminuye lo suficiente la relación gas aceite disminuirá de nuevo.

El factor de volumen del gas se define como el volumen en [bl], que ocupa un [ft³] de gas a presión y temperatura de yacimiento.

$$\frac{pB_g}{ZT} = \frac{14.7}{520} \frac{1}{5.614} \text{ o } B_g = \frac{14.7}{5.614 \times 520} \frac{ZT}{p} \dots\dots\dots 1.21$$

Suponiendo constante Z y T y si

$$A = \frac{14.7}{5.614 \times 520} ZT,$$

entonces:

$$\text{RGA instantanea} = R_s + \frac{p B_o \mu_o k_g}{A \mu_g k_o} \dots\dots\dots 1.22$$

De la ecuación [1.22] se observa que cuando p sea aproximadamente 2000 [psia], una caída de presión de 100 [psia] tendrán un efecto pequeño en el valor de $\left[\frac{p}{A}\right]$ y

el incremento en $\left(\frac{B_o \mu_o k_g}{\mu_g k_o}\right)$, dominará. Cuando p sea aproximadamente 200 [psia], una caída de 100 [psia], reducirá a la mitad el valor de $\frac{p}{A}$, así que afectará a $\left(\frac{B_o \mu_o k_g}{\mu_g k_o}\right)$, a la ecuación y la relación gas aceite comenzará a descender a menudo que la producción acumulada aumente.

En las etapas finales de la producción los gastos serán pequeños, por lo que se obtendrá solo un pequeño incremento en la producción acumulada y las relaciones gas aceite serán como las que se muestran en las **Figuras 1.25 y 1.26**.

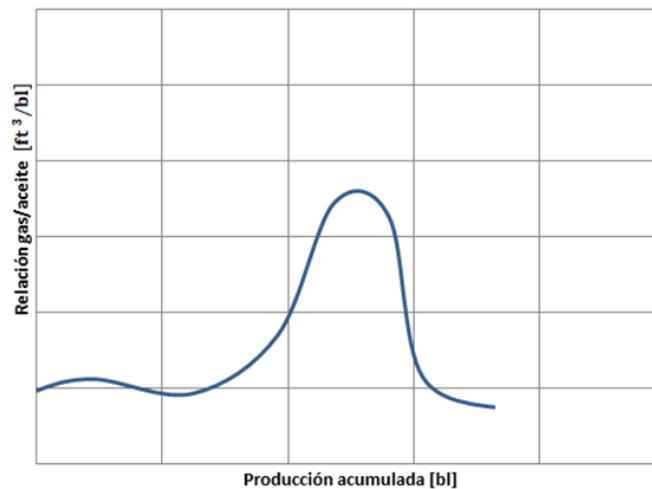


Figura 1. 25 Comportamiento típico de la relación gas aceite contra la producción acumulada. NIND. (1964). Principles of oil well production.

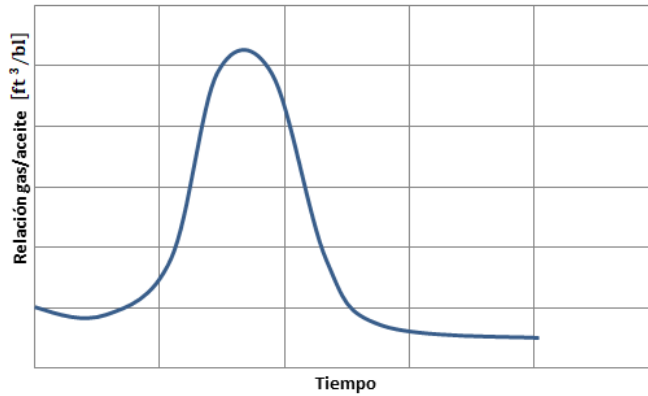


Figura 1. 26 Comportamiento típico de la relación gas aceite contra el tiempo de agotamiento de presión del yacimiento. NIND. (1964). Principles of oil well production.

1.9 Efecto del abatimiento de presión en la relación agua/aceite

Cuando el agua se está moviendo desde el acuífero hacia el pozo a través de la sarta, es posible determinar si la presión del acuífero es mayor a la del yacimiento de aceite, mediante el análisis IPR. Como se muestra a continuación;

Ejemplo 1.5. Relación agua/aceite en un pozo

Determinar la presión estática y el índice de productividad de agua y aceite para el sistema que se presenta en la **Tabla 1.2**, considerando los valores indicados en la **Tabla 1.3**. ¿Qué gasto de agua se espera fluya del acuífero al yacimiento de aceite si se cerrara el pozo?

Tabla 1. 2 Valores de gastos totales y corte de agua a una p_{wf} dada.

Gato total $\left[\frac{\text{bl}}{\text{día}}\right]$	Corte de agua [%]	Presión de fondo fluyendo [psig]
47	85	1300

90	60	920
125	48	630
162	45	310

Solución

Primero graficamos la IPR del gasto total y calculamos los cortes de agua (**Figura 1.27**).

Tabla 1. 3 Valores de gastos de agua y aceite a una p_{wf} dada.

Gato total $\left[\frac{\text{bl}}{\text{día}}\right]$	Corte de agua [%]	Gasto de agua $\left[\frac{\text{bl}}{\text{día}}\right]$	Gasto de aceite $\left[\frac{\text{bl}}{\text{día}}\right]$	Presión de fondo fluyendo [psig]
47	85	40	7	1300
90	60	54	36	920
125	48	60	65	630
162	45	73	89	310

De la **Figura 1.27**, obtenemos:

1. Presión estática de la zona de aceite = 1350 [psia].
2. Índice de productividad de la zona de aceite = $\frac{120}{1350} = 0.089 \left[\text{bl} \times \frac{\text{psi}}{\text{día}}\right]$.
3. Presión estática de la zona de agua = 2600 [psia].

4. Índice de productividad de la zona de agua = $\frac{82}{2600} = 0.0315 \text{ [bl} \times \frac{\text{psi}}{\text{día}}\text{]}$.

5. Al cerrar el pozo se espera que la presión de fondo se estabilice a 1700 [psia] y que el agua fluya a la zona de aceite, a razón de 28 [bpd].

En ambos IPR se ilustra una recta, sin embargo, Gilbert advierte que el agotamiento diferencial es progresivo durante periodos de flujo prolongados, no importa si la permeabilidad lateral y vertical es grande y hay flujo entre las capas productoras, durante dichos periodos de cierre, a menos que se inyecte un lodo adecuado en la zona productora. El influjo de agua a las zonas de aceite causará daño permanente y en algunos casos afectará la permeabilidad efectiva al aceite.

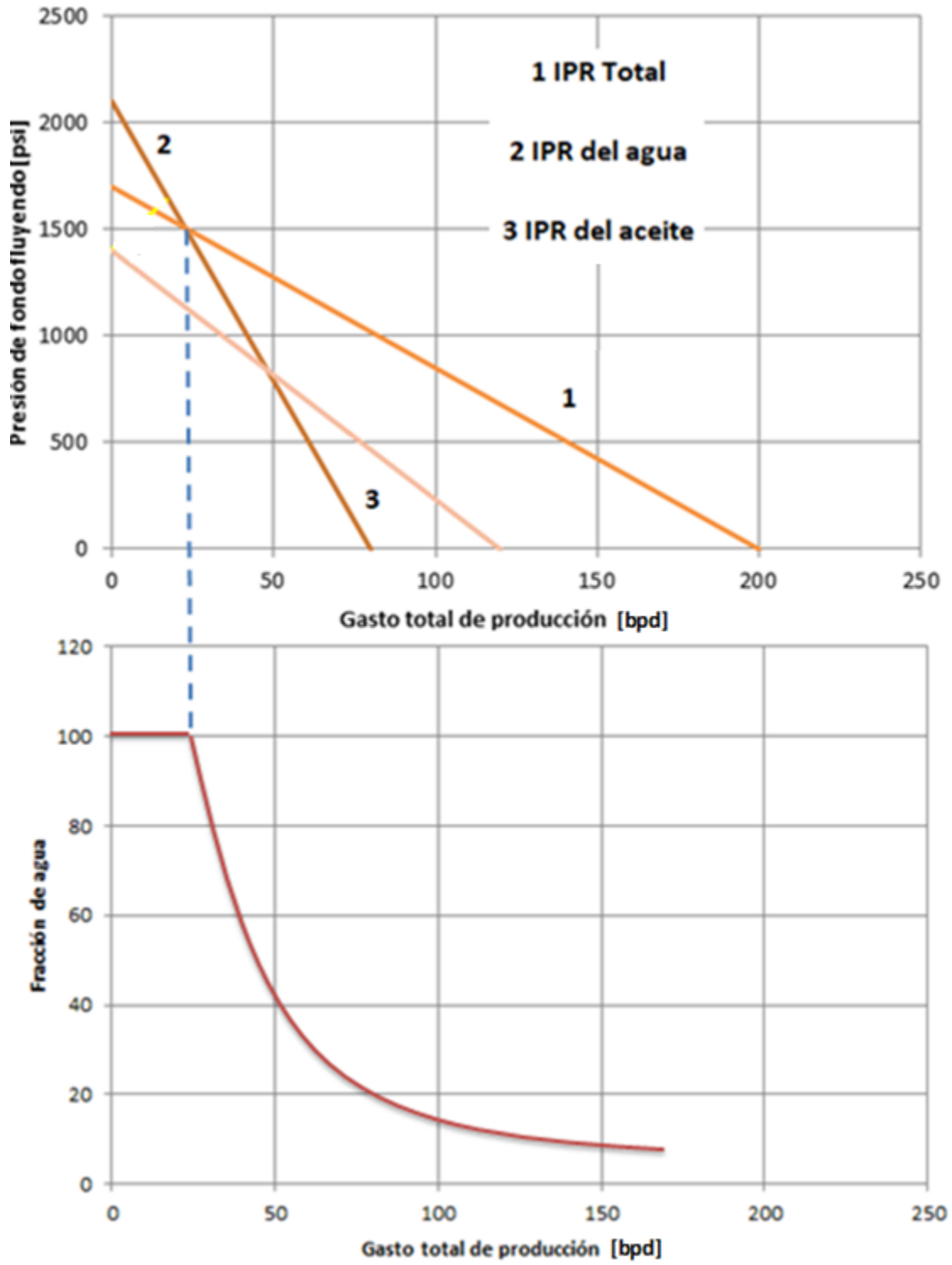


Figura 1. 27 Curva IPR y de corte de agua, del ejemplo [1.5]

1.10 Historial del corte de agua

Considere que fluye agua y aceite a través de la formación: sin presencia de gas, considerando efectos gravitacionales despreciables y negando presiones capilares. Además, si q_{oi} fue la producción inicial de la zona productora, a una caída de presión en una etapa temprana de producción libre de agua, y q_o, q_w son los gastos actuales de aceite y agua de la misma zona, entonces;

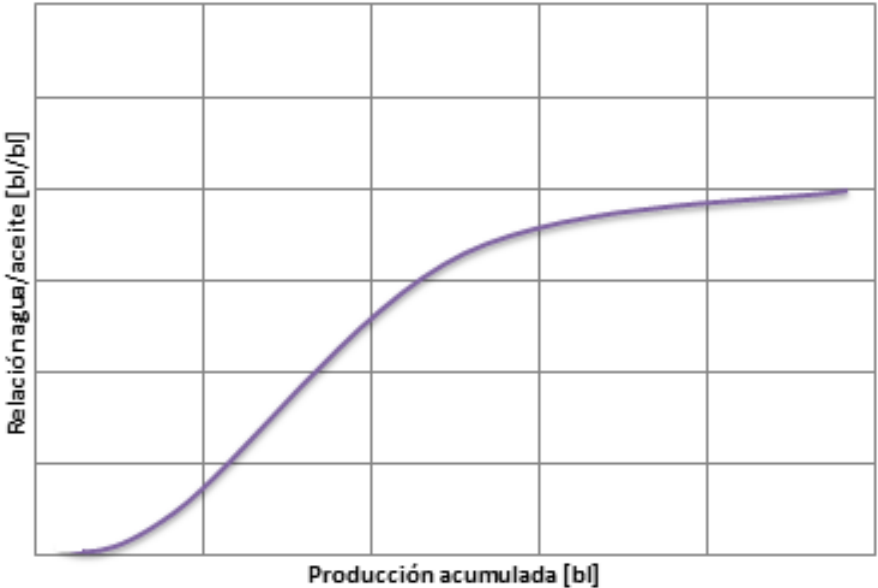
$$\frac{q_o + q_w}{q_o} = \frac{\left(\frac{1}{B_o}\right) \left(\frac{k_o}{\mu_o}\right) \left(\frac{dp}{dl}\right) + \left(\frac{k_w}{\mu_w}\right) \left(\frac{dp}{dl}\right)}{\left(\frac{1}{B_{oi}}\right) \left(\frac{k}{\mu_{oi}}\right) \left(\frac{dp}{dl}\right)} = \frac{\left(\frac{k_o}{\mu_o}\right) + \left(\frac{k_w}{\mu_w}\right)}{\frac{k}{\mu_o}}, \quad \dots\dots\dots 1.23$$

ignorando el factor de volumen de formación y la variación de la viscosidad del aceite respecto a la presión. Multiplicando numerador y denominador de la ecuación [1.23] por μ_o tenemos;

$$\frac{k_o + \left(\frac{\mu_o}{\mu_w}\right) k_w}{k} \dots\dots\dots 1.24$$

Suponga que se mueve agua al yacimiento a través de formaciones irregulares permeables, a medida que la producción sigue, la saturación de aceite en la formación disminuirá y $\left[\frac{k_w}{k_o}\right]$ aumentará, así como la relación agua aceite también lo hará. La magnitud de la cantidad de agua que invada la formación influirá en la forma de las curvas de permeabilidad, y en los valores de $\left[\frac{\mu_o}{\mu_w}\right]$. Sin embargo, es de esperarse que la relación agua aceite se estabilice e incremente lentamente. La razón de esto es porque una vez que el acuífero inunde la formación irregular de

agua y allá establecido un camino de descarga hasta el pozo entonces en ese momento el agua viajara por esa zona de menor resistencia en lugar de inundar las zonas saturadas con aceite, como se ilustra en la **Figura 1.28**. En la práctica se espera que la relación agua aceite aumente debido al incremento de agua que entra al yacimiento.



**Figura 1. 28 Comportamiento típico de la relación agua aceite. NIND. (1964).
Principles of oil well production.**

Finalmente se tiene que el valor del índice de productividad actual será mayor a la inicial si;

$$k_o + \left(\frac{\mu_o}{\mu_w}\right) k_w > k, \text{ es decir, si } k_w > \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right) (k - k_o), \dots\dots\dots 1. 25$$

Sólo para líquidos en una sola fase.

2. Construcción de la Curva IPR de un pozo petrolero

2.1 Introducción

La curva IPR es una representación gráfica de la tasa de producción del pozo contra la presión del fondo fluyendo. De la cual, la forma de la curva es gobernada por la composición del fluido del yacimiento y el comportamiento de las fases fluidas en condiciones de flujo. Sirve para determinar el potencial de producción de un yacimiento con respecto al sistema de producción y(o) a las instalaciones del Sistema Artificial de Producción. Además de utilizarse para optimizar los parámetros de producción y para determinar el IPR para un tiempo dado, para lo cual se realizan procedimientos iterativos.

Las curvas analíticas de IPR se pueden desarrollar para cualquier estado de agotamiento, siempre y cuando las permeabilidades relativas y propiedades PVT de los fluidos se conozcan.

Metas

Al leer este capítulo, debes ser capaz de:

Entender y Determinar las curvas IPR para un tiempo dado de diferentes tipos de yacimientos.

Determinar el comportamiento de un pozo y su potencial de producción para cualquier estado de agotamiento.

Predecir el comportamiento de los pozos mediante el uso de ecuaciones de presión, a diferentes métodos.

Aplicación de los modelos matemáticos de los diferentes métodos para generar las curvas IPR.

2.2 Método de Vogel

En 1968, Vogel propuso la ecuación [2.1] para predecir el comportamiento de pozos que producen con empuje de gas disuelto, usando una gráfica normalizada, con presiones y gastos adimensionales:

$$\frac{q_0}{q_{0\text{máx}}} = 1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) - \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right)^2, \quad \dots\dots\dots 2.1$$

dónde p_{wf} es la presión de fondo fluyendo $\left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$, p_{ws} es la presión estática del yacimiento $\left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$, q_0 es el gasto de aceite medido a la p_{wf} $\left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$ y $q_{0\text{máx}}$ es el potencial del pozo (considerando $p_{wf} = 0 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$).

La ecuación [2.1] puede interpretarse como una solución general para yacimientos de aceite con empuje de gas disuelto. Esta ecuación aplica a casos donde no existe daño a la formación, es decir la eficiencia de flujo (EF) es igual a 1. La representación gráfica de la Ecuación [2.1] se muestra en la **Figura 2.1**:

Vogel representa un modelo homogéneo donde las características estructurales del medio poroso no se reflejan. Los cambios en los Índices de productividad son atribuidos a los cambios en saturación, permeabilidades relativas y al abatimiento de presión.

Para el desarrollo de su modelo, realizó cálculos con datos de yacimientos hipotéticos y presentó una solución al problema de la determinación del comportamiento de afluencia para yacimientos con empuje por gas en solución.

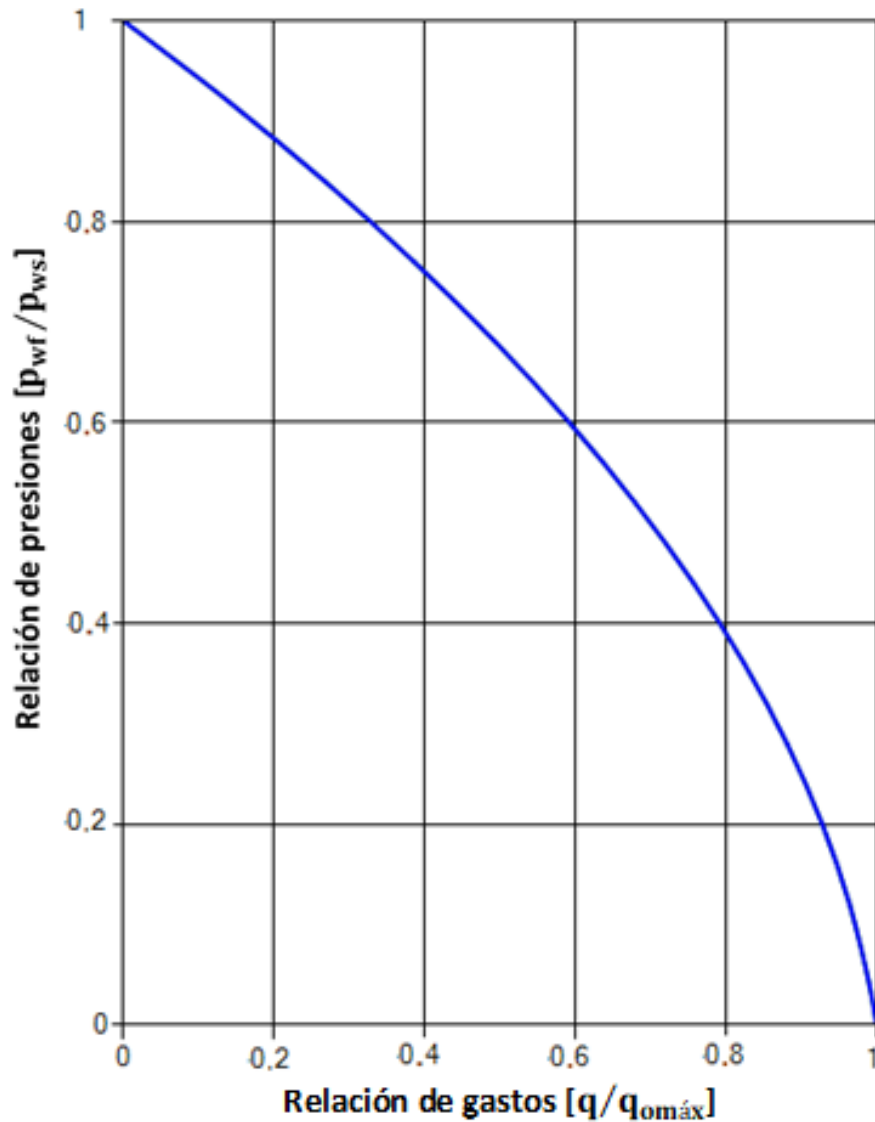


Figura 2. 1 Curva adimensional de afluencia de Vogel para pozos sin daño de un yacimiento con empuje por gas disuelto, EF= 1.

Sus consideraciones fueron las siguientes:

1. El medio poroso es homogéneo e isotrópico, con una saturación de agua constante.
2. El yacimiento es cilíndrico.
3. La composición y el equilibrio entre fases, es constante para el aceite y gas.

4. Los efectos de segregación gravitacional son despreciables.
5. Existe una condición de estado pseudo-estacionario en la cual el ritmo de reducción de saturación en el yacimiento es el mismo en todos los puntos para un instante dado.
6. No se considera la compresibilidad de la roca y del agua de formación.

Para utilizar la correlación de Vogel se requiere una prueba de producción y ésta consiste en obtener un gasto de aceite a una presión de fondo fluyendo (q_o, p_{wf}) y conociendo la p_{ws} podemos obtener el gasto máximo que aportaría la formación, este es un gasto teórico, porque se obtiene cuando $p_{wf} = 0$ y en la práctica esta condición no se presenta sin que antes el pozo deje de fluir. Con el valor del gasto máximo podemos calcular los diferentes gastos esperados para diferentes p_{wf} .

Otra forma de expresar la ecuación [2.1] es en función de la presión de fondo fluyendo.

$$p_{wf} = p_{ws} \left(\frac{-0.1 + \sqrt{0.8 \frac{q_o}{q_{o\max}}}}{0.8} \right) \dots\dots\dots 2.2$$

Ejemplo 2.1. Aplicación del método de Vogel

Al realizar una prueba de producción se obtuvo la siguiente información: $p_{wf} = 2000 \left[\frac{lb}{in^2} \right]$, $p_{ws} = 2500 \left[\frac{lb}{in^2} \right]$ y $q_o = 650$ [bpd]. Se requiere construir la curva IPR de este pozo.

Solución

Calcular $\left[\frac{q_0}{q_{0\text{máx}}}\right]$.

$$\frac{q_0}{q_{0\text{máx}}} = 1 - 0.2 \left(\frac{p_{\text{wf}}}{p_{\text{ws}}}\right) - \left(\frac{p_{\text{wf}}}{p_{\text{ws}}}\right)^2,$$

$$\frac{q_0}{q_{0\text{máx}}} = 1 - 0.2 \left(\frac{2000}{2500}\right) - 0.8 \left(\frac{2000}{2500}\right)^2,$$

$$\frac{q_0}{q_{0\text{máx}}} = 0.328.$$

Obtener $q_{0\text{máx}}$.

$$q_{0\text{máx}} = \frac{q_0}{0.328} = \frac{650}{0.328} = 1981.7 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}}\right].$$

Sustituir la p_{wf} y $q_{0\text{máx}}$.

$$p_{\text{wf}} = p_{\text{ws}} \left(\frac{-0.1 + \sqrt{0.8 \frac{q_0}{q_{0\text{máx}}}}}{0.8} \right).$$

En la expresión del paso anterior, sustituir los valores supuestos para gastos de producción y obtener p_{wf} para cada gasto supuesto utilizando la expresión mencionada, para obtener la **Tabla 2.1** y así poder construir la curva IPR.

Construir la curva de IPR utilizando los datos obtenidos en el paso anterior. Graficando p_{wf} contra q_0 se obtiene la **Figura 2.2**.

Otra forma de obtener la curva de IPR de un pozo de aceite y gas y condensado, es utilizando la **Figura 2.1**.

Tabla 2. 1 Valores de p_{wf} para cada q_0 .

q_0 [bl/día]	p_{wf} [lb/in ²]
0	2500
500	2124
650	2000
1200	1470.6
1600	953.4
1981.7	0

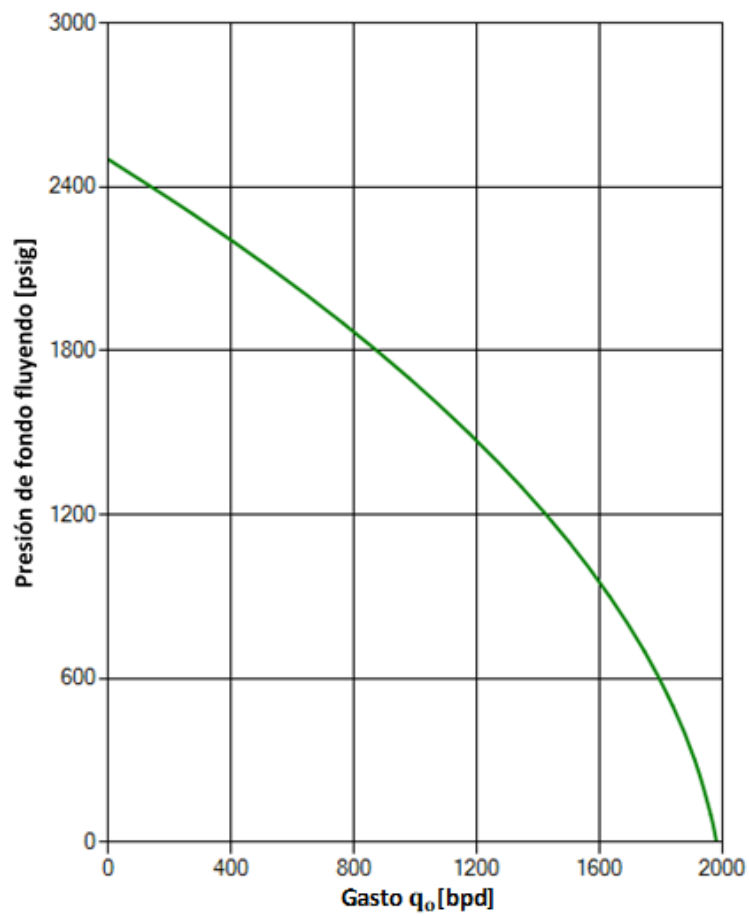


Figura 2. 2 Curva de IPR para el ejemplo 2.1.

El procedimiento es el siguiente:

1. Se requiere una prueba de producción del pozo, con la cual se obtiene q_0 , p_{wf} y p_{ws} .
2. Calcular (p_{wf}/p_{ws}) , con este valor entrar a la **Figura 2.1** y obtener su correspondiente $(q_0/q_{0\text{ máx}})$.
3. Obtener $q_{0\text{ máx}}$ con el q_0 conocido.
4. Suponer varios gastos de producción.
5. Para cada gasto supuesto calcular $(q_{0\text{ supuesto}}/q_{0\text{ máx}})$ con estos valores entrar a la **Figura 2.1** y obtener sus correspondientes (p_{wf}/p_{ws}) .
6. Como se conoce p_{ws} se despeja la p_{wf} para cada gasto supuesto.
7. Se construye la curva de IPR graficando las p_{wf} obtenidas en el paso anterior contra los gastos supuestos.

Para aclarar el uso de la curva adimensional de IPR se presenta el siguiente ejemplo.

Ejemplo 2.2. Uso de la curva adimensional de afluencia para pozos sin daño propuesta por Vogel.

De la prueba de producción de un pozo se obtuvo la $p_{wf} = 2200 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$, $p_{ws} = 3000 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$, y $q_0 = 200$ [bpd]. Se requiere construir la curva IPR de este pozo.

Solución

1. Determinar el $q_{0\text{ máx}}$,

2. Calcular el q_o para una $p_{wf} = 1500 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$,
3. Trazar la curva de IPR para este pozo.

$$\frac{p_{wf}}{p_{ws}} = \frac{2200}{3000} = 0.73 .$$

Con este valor, entramos a la **Figura 2.1** y obtenemos $\left(\frac{q_o}{q_{o\text{máx}}} \right) = 0.435$,

Por lo tanto;

$$q_{o \text{ máx}} = \frac{q_o}{0.435} = 460 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right].$$

Si $p_{wf} = 1500 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$, entonces:

$$\frac{p_{wf}}{p_{ws}} = \frac{1500}{3000} = 0.5, \text{ con este valor entramos en la } \mathbf{Figura 2.1}, \text{ para obtener; } \frac{q_o}{q_{o\text{máx}}} =$$

0.7, por lo que;

$$q_o = 0.7 (460) = 322 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right].$$

Se suponen valores de p_{wf} , para valores de q_o , para obtener la **Tabla 2.2**. Para obtener la IPR (**Figura 2.3**).

Tabla 2. 2 Valores de p_{wf} para cada q_o .

$p_{wf} \left[\frac{lb}{in^2} \right]$	3000	2500	2000	1500	1000	500	0
$q_o \left[\frac{bl}{día} \right]$	0	127	235	322	389	435	460

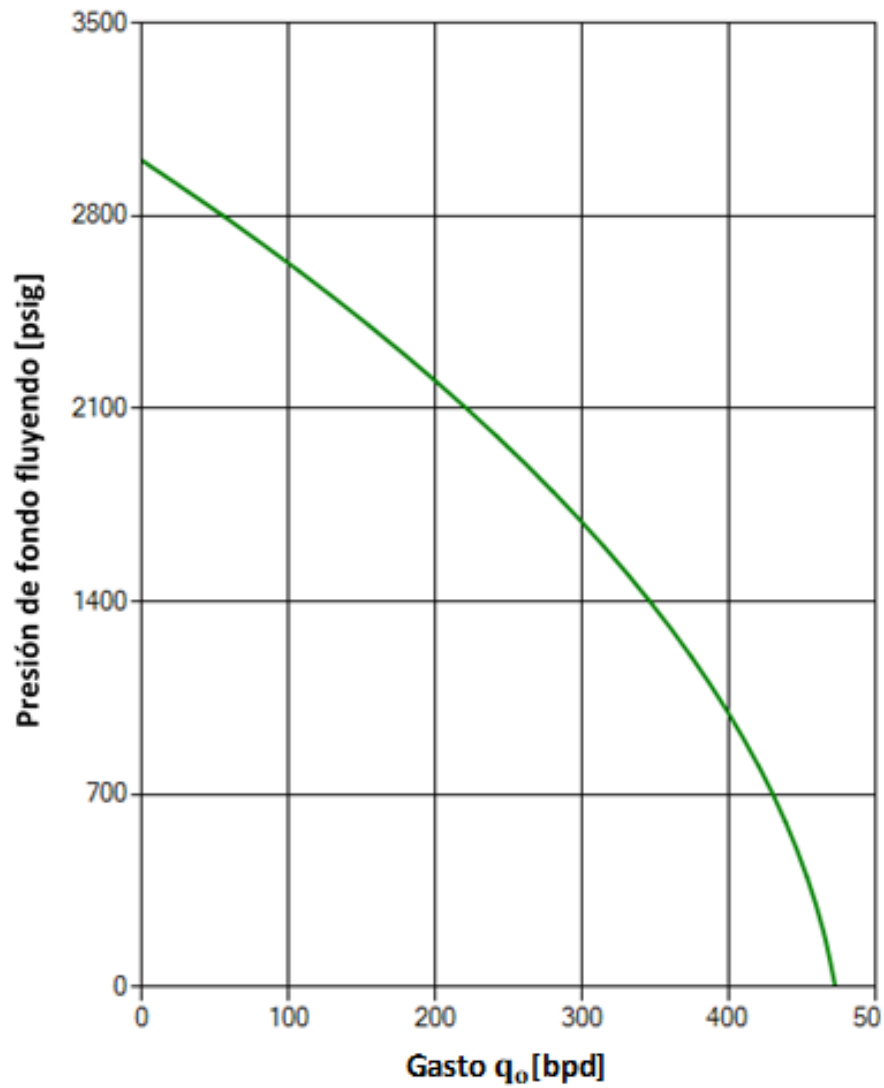


Figura 2. 3 Curva del comportamiento de afluencia del pozo para el ejemplo [2.2].

2.3 Método de Standing.

La curva de la ecuación [2.2], sólo es aplicable para eficiencias de flujo igual a 1. Por ello, Standing (1970) extiende el trabajo de Vogel (1968) y presenta un método gráfico basado en el método de Vogel, donde considera la eficiencia de flujo distinta de uno.

$$EF = \frac{p_{ws} - p'_{wf}}{p_{ws} - p_{wf}}, \dots\dots\dots 2.3$$

dónde: p_{wf} es la presión de fondo fluyendo con daño $\left[\frac{lb}{in^2}\right]$, p_{ws} es la presión estática del yacimiento $\left[\frac{lb}{in^2}\right]$ y p'_{wf} es la presión de fondo fluyendo sin daño $\left[\frac{lb}{in^2}\right]$.

La Δp_s es la diferencia entre p'_{wf} y p_{wf} , que representa una resistencia adicional al flujo en las vecindades del pozo.

Para determinar las caídas de presión por daño (Δp_s), se calcula el factor de daño (S), a partir de pruebas de presión, donde Δp_s se obtiene con la siguiente expresión:

$$\Delta p_s = \frac{q \mu}{2 \pi k h} (S), \dots\dots\dots 2.4$$

donde S es el factor de daño (adimensional).

Una vez obtenida Δp_s se puede obtener la eficiencia de flujo (EF).

La **Figura 2.4** muestra el concepto empleado por Standing para establecer la eficiencia de flujo.

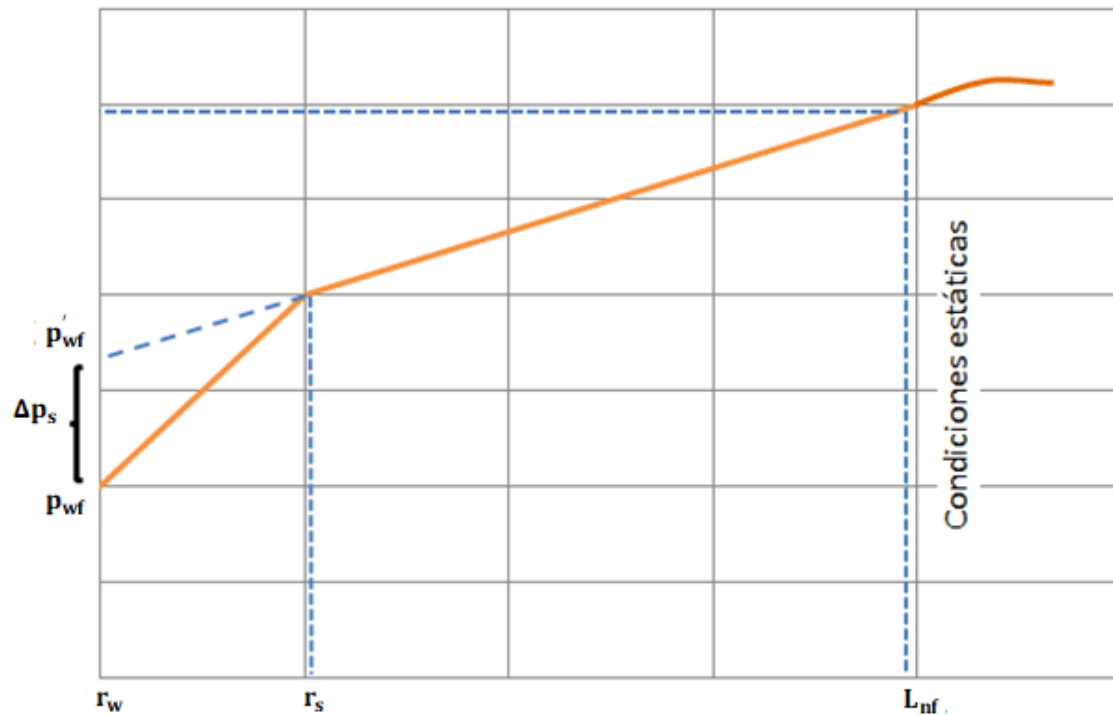


Figura 2. 4 Presiones de fondo fluyendo, en un pozo dañado. Ramírez, S, J. (2015). Fundamentos de la tecnología de productividad de pozos petroleros.

Standing creó una gráfica de referencia que sirve para la construcción de la curva IPR, la cual es válida para eficiencias de flujo entre 0.5 y 1 (**Figura 2.5**). Con la cual es posible determinar:

1. El gasto máximo posible para pozos con o sin daño, o bien, estimulados.
2. El gasto para cualquier p_{wf} y diferentes valores de EF.
3. La curva de IPR para pozos dañados o estimulados o sin daño.

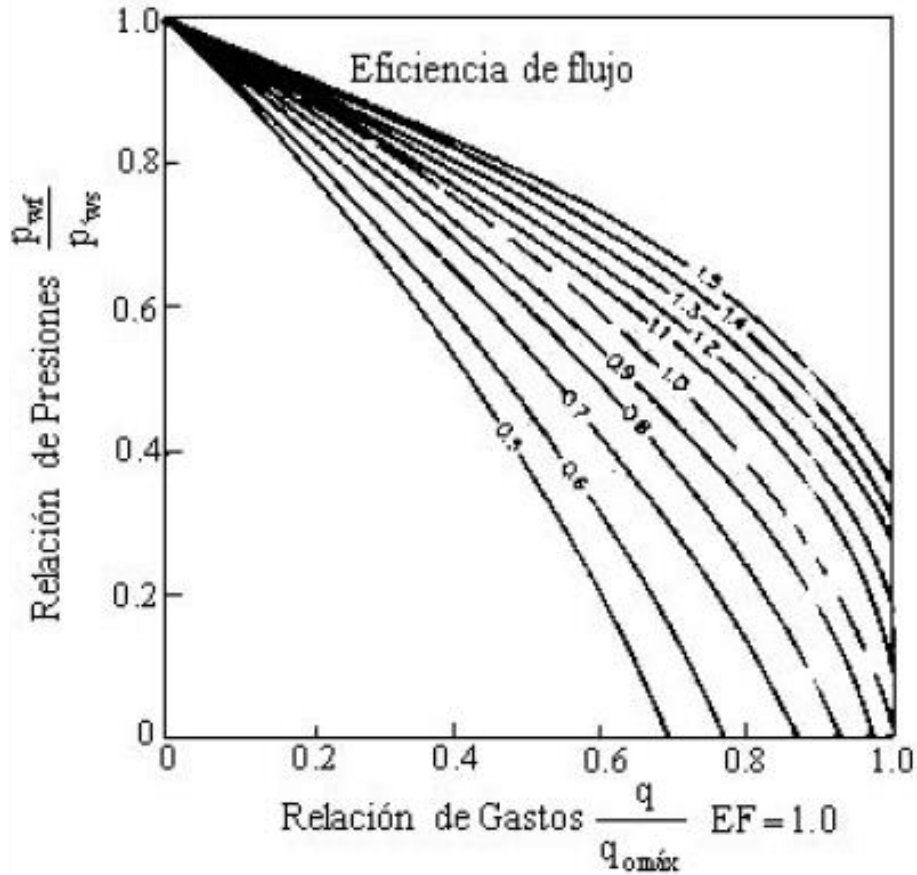


Figura 2. 5 Curvas de afluencia para pozos con EF \neq 1, de yacimientos con empuje por gas disuelto. Beggs, H. D. (1991). "Production optimization using Nodal Analysis".

La eficiencia de flujo para flujo radial puede determinarse con la siguiente ecuación:

$$EF = \frac{\ln\left(\frac{0.47 r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{0.47 r_e}{r_w}\right) + S} \dots\dots\dots 2.5$$

Aplicando la ecuación de Vogel, pero en este caso, considerando la presión de fondo fluyendo dañada.

Se establece la siguiente correlación:

$$\frac{q_0}{q_{0m\acute{a}x}} = 1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}'}{p_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}'}{p_{ws}} \right)^2, \dots\dots\dots 2.6$$

donde; $p'_{wf} = p_{ws} - (p_{ws} - p_{wf}) * EF$.

Con la ecuación [2.6] se tendrán casos en los que se presente un comportamiento como se muestra en la **Figura 2.6**; este comportamiento se debe a que el método de Standing para presiones de fondo fluyendo bajas y altas eficiencias de flujo no genera resultados consistentes, debido a que se obtienen valores negativos de p'_{wf} . Para estos casos se dispone de métodos alternos como el propuesto por Harrison y Fetkovich.

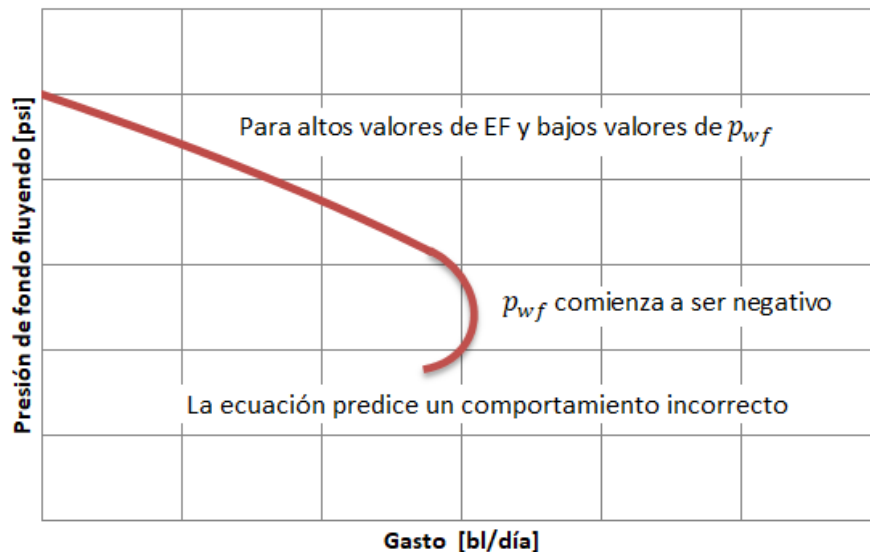


Figura 2. 6 Errores al extrapolar con el método de Standing. Ramírez, S, J. (2015). Fundamentos de la tecnología de productividad de pozos petroleros.

Ecuación de Harrison.

Cuando p'_{wf} empieza a ser negativa, puede utilizarse la ecuación propuesta por Harrison, que es una ecuación equivalente a la de Vogel, la cual puede utilizarse tanto para valores positivos como negativos de p'_{wf} .

$$\frac{q_o}{q_{o\text{máx}}} = 1 - 0.2 * e^{\left(\frac{1.792 p_{wf'}}{p_{ws}}\right)} . \dots\dots\dots 2.7$$

Ejemplo 2.3. Aplicación del método de Standing.

Determinar el $q_{o\text{máx}}$ (EF = 1) para un pozo del cual se tiene la siguiente información: $p_{wf} = 2130 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2}\right]$, $p_{ws} = 3000 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2}\right]$, $q_o = 130 \text{ [bpd]}$ y EF = 0.6.

Solución

$$\frac{p_{wf}}{p_{ws}} = \frac{2130}{3000} = 0.71 .$$

Con este valor entrar a la **Figura 2.5** y buscar el valor de $\frac{q_o}{q_{o\text{máx}} (EF=1)}$ En la curva de EF=0.6.

$$\frac{q_{o(EF=0.6)}}{q_{o\text{máx}} (EF=1)} = 0.283 .$$

Por lo tanto:

$$q_{o\text{máx}} (EF=1) = \frac{q_o}{0.282} = \frac{130}{0.282} .$$

$$q_{o\text{máx}} (EF=1) = 461 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}}\right] .$$

Para obtener $q_{o \text{ máx}}$ para una $EF= 0.6$, se requiere suponer que $p_{wf} = 0$ y obtener el valor de $q_o / q_{o \text{ máx}} (EF=1)$, cuando $p_{wf}/p_{ws} = 0$, en la curva de $EF = 0.6$;

$$\frac{q_o(EF=0.6)}{q_{o \text{ máx}} (EF=1)} = 0.79 .$$

Por lo tanto:

$$q_{o \text{ máx}}(EF=0.6) = q_{o \text{ máx}}(EF=1)(0.79) == 364.19 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right].$$

A partir de la definición de EF , se obtiene $p'_{wf} = p_{ws} - (p_{ws} - p_{wf})EF$:

$$p'_{wf} = 2478 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right] \text{ y } \Delta P_s = p'_{wf} - p_{wf} = 348 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right].$$

Para construir la curva de IPR (**Figura 2.7**) de este pozo dañado, se sigue el mismo procedimiento descrito anteriormente por Vogel, pero considerando que $q_{o \text{ máx}} (EF=0.6) = 364.19$ [bl/día], para obtener la **Tabla 2.3**.

Tabla 2. 3 Valores de presión y gasto para el ejemplo [2.3].

p_{wf} [psi]	q_o [bpd]
3000	0
2500	60.2
2130	102.7
2000	116.8
1500	166.4
1000	208.9
500	251.4
0	279.7

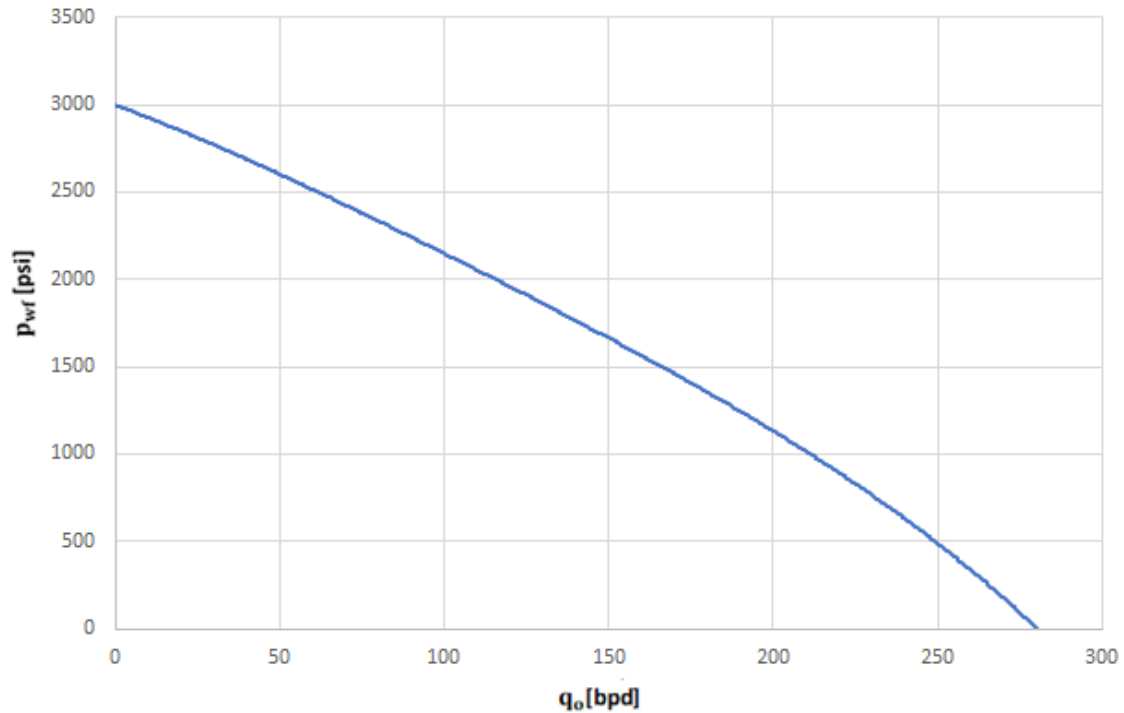


Figura 2. 7 Curva IPR del ejemplo de aplicación de standing EF=0.6.

2.4 IPR Compuestas.

El siguiente método puede ser usado para determinar las curvas de IPR para pozos de aceite con producción de agua, el cual se basan en lo siguiente:

1. El cálculo de la presión de fondo fluyendo a ciertos gastos de flujo total.
2. El cálculo del gasto total a ciertas presiones de flujo.

2.4.1 Calculo de la presión de fondo fluyendo a ciertos gastos de flujo total para las curvas de IPR compuestas.

La **Figura 2.8**, es empleada para derivar las ecuaciones que permiten calcular la presión de fondo fluyendo a ciertos gastos de flujo total, para una presión de yacimiento mayor que la presión de burbujeo.

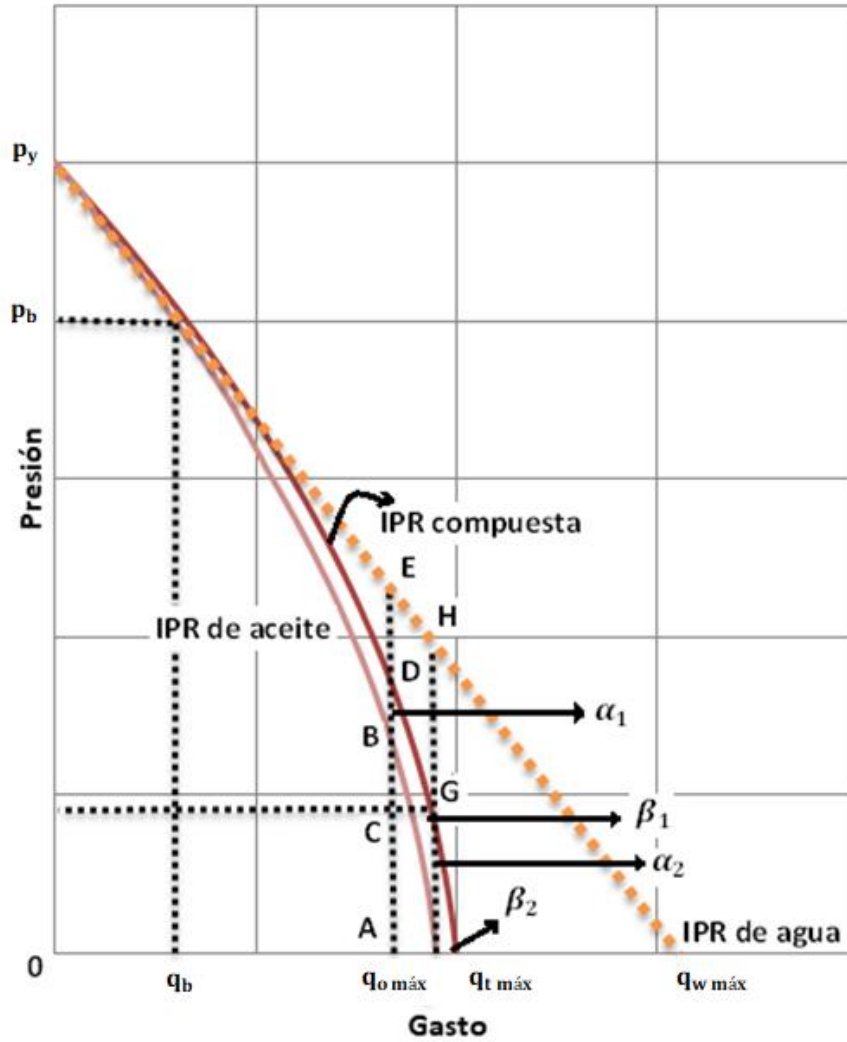


Figura 2. 8 Curva de IPR compuesta. Ramírez, S, J. (2015). Fundamentos de la tecnología de productividad de pozos petroleros.

A partir de esta figura, la curva de IPR compuesta puede ser dividida en tres intervalos:

1. El intervalo entre 0 y el gasto a la presión de burbujeo ($0 < q_t < q_b$).

En este intervalo, ocurre una relación lineal entre el gasto y la presión de fondo fluyendo, por lo que la presión de fondo fluyendo en el gasto total puede ser determinado de la siguiente forma:

$$p_{wf} = p_{ws} - \frac{q_t}{J} \cdot \dots\dots\dots 2.8$$

2. El intervalo entre el gasto de flujo a la presión de burbujeo y el gasto de flujo máximo de aceite ($q_b < q_t < q_{o\text{ máx}}$).

En este caso, la presión de fondo fluyendo para el gasto total puede ser determinado de la siguiente forma:

$$p_{wf} = F_o (p_{wfo}) + F_w (p_{wfw}), \dots\dots\dots 2.9$$

dónde: F_o es la fracción de aceite [Adimensional], F_w es la fracción de agua [Adimensional], p_{wfo} es la p_{wf} obtenida de la curva de IPR para el aceite y p_{wfw} es la p_{wf} obtenida de la curva de IPR para el agua.

A partir de la ecuación de Vogel, p_{wfo} puede ser calculada de la siguiente forma:

$$p_{wfo} = 0.125(p_b) \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left[\frac{q_t - q_b}{q_{o\text{ máx}} - q_b} \right]} \right], \dots\dots\dots 2.10$$

dónde:

$$q_o'_{\text{máx}} = q_b + \frac{J p_b}{1.8} \text{ y } q_b = J (p_{wf} - p_b).$$

A partir del índice de productividad constante, p_{wfw} puede ser calculado como sigue:

$$p_{wfw} = p_{ws} - \frac{q_t}{J}. \dots\dots\dots 2.11$$

Sustituyendo las ecuaciones [2.10] y [2.11] en la ecuación [2.9] se obtiene la presión de fondo fluyendo en el gasto total, esto es:

$$p_{wf} = F_w \left(p_{ws} - \frac{q_t}{J} \right) + F_o (0.125) p_b \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left[\frac{q_t - q_b}{q_o \text{ máx} - q_b} \right]} \right]. \dots 2.12$$

3. El intervalo entre el gasto máximo de aceite y el gasto máximo total ($q_o \text{ máx} < q_t < q_{t \text{ máx}}$).

Se llevar el gasto total lo más próximo a el gasto máximo; $q_t = 0.999 q_o \text{ máx}$.

dado que la diferencia entre q_t y $q_o \text{ máx}$ es muy pequeña, se puede asumir que $\alpha_1 = \alpha_2$ y $\beta_1 = \beta_2$ y la tangente de estos ángulos puede ser calculada geoméricamente a partir del triángulo formado, obteniendo lo siguiente;

$$\tan \beta_1 = \frac{CD}{CG} \text{ y } \tan \alpha_1 = \frac{CG}{CD}, \dots\dots\dots 2.13$$

donde;

$$CD = p_{wfd} - p_{wfc} \dots\dots\dots 2. 14$$

El punto D recae sobre la curva de IPR compuesta, así que:

$$p_{wfd} = F_o (p_{wfo}) + F_w (p_{wfw}).$$

O bien, a partir de la **Figura 2.8**;

$$p_{wfd} = F_o (p_{wf}) + F_w (p_{wfe}).$$

$$p_{wfb} = 0.125(p_b) \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left[\frac{0.999 q_o \text{ máx} - q_b}{q_o \text{ máx} - q_b} \right]} \right].$$

$$p_{wfb} = p_{ws} - \frac{0.999 q_o \text{ máx}}{J}.$$

Por lo tanto:

$$p_{wfd} = F_w \left(p_{ws} - \frac{0.999 q_o \text{ máx}}{J} \right) + F_o (0.125) p_b \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \frac{0.999 q_o \text{ máx} - q_b}{q_o \text{ máx} - q_b}} \right] \quad . \quad 2. 15$$

A partir de la **Figura 2.8**, tenemos que $p_{wfc} = p_{wfg}$, donde G también recae sobre la curva de IPR compuesta para $q_t = q_o \text{ máx}$.

$$p_{wfg} = F_o (p_{wfo}) - F_w (p_{wfw}).$$

Si $q_t = q_o \text{ máx}$ y $p_{wfo} = 0$, entonces tenemos que;

$$p_{wfg} = F_w (p_{wfw}) = F_w \left(p_{ws} - \frac{q_o \text{ máx}}{J} \right).$$

$$p_{wfc} = p_{wfg} = F_w \left(p_{ws} - \frac{q_o \text{ máx}}{J} \right), \dots\dots\dots 2. 16$$

Sustituyendo las ecuaciones [2.15] y [2.16] en la ecuación. [2.14] se obtiene;

$$CD = F_w \left(p_{ws} - \frac{0.999 q_o \text{ máx}}{J} \right) + F_o (0.125) p_b \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \frac{0.999 q_o \text{ máx} - q_b}{q_o \text{ máx} - q_b}} \right]. \dots\dots\dots 2. 17$$

Ya que CG es la diferencia entre q_t y $q_o \text{ máx}$, tenemos que;

$$CD = q_o \text{ máx} - 0.999 q_o \text{ máx} = 0.001 q_o \text{ máx}. \dots\dots\dots 2. 18$$

De aquí que, a partir de las ecuaciones [2.17] y [2.18], se puede calcular la $\tan \alpha_1$ o $\tan \beta_1$. La presión de fondo fluyendo en el gasto entre el gasto máximo y el gasto máximo total puede ser calculado empleando la siguiente ecuación:

$$p_{wf} = F_w = \left(p_{ws} - \frac{q_o \text{ máx}}{J} \right) - \left(q_t - \frac{q_o \text{ máx}}{J} \right) (\tan \beta). \dots\dots\dots 2. 19$$

El gasto máximo total (para la curva de IPR compuesta) puede ser calculado empleando la siguiente ecuación:

$$q_{t \text{ máx}} = q_{o \text{ máx}} + p_{wfG} (\tan \alpha).$$

O bien:

$$q_{t \text{ máx}} = q_{o \text{ máx}} + F_w \left(p_{ws} - \frac{q_{o \text{ máx}}}{J} \right) (\tan \alpha). \dots\dots\dots 2. 20$$

2.4.2 Calculo del gasto total a determinadas presiones de fondo fluyendo para la curva de IPR compuesta.

De acuerdo con la **Figura 2.8**, se puede observar que la curva de IPR compuesta puede ser dividida en tres intervalos, y en cada intervalo. El gasto total a ciertas presiones de fondo fluyendo puede ser calculado de la siguiente forma:

1. Para presiones entre la presión del yacimiento y la presión de burbujeo, ($p_b < p_{wf} < p_{ws}$), el gasto total es igual a; $q_t = J (p_{ws} - p_{wf})$.
2. Para presiones entre la presión de burbujeo y la presión de fondo fluyendo, donde el gasto de aceite es igual a el gasto máximo, esto es; ($p_{wfG} < p_{wf} < p_b$) el gasto total es:

$$q_t = \frac{-C + \sqrt{C^2 - 4 B^2 D}}{2 B^2} \text{ Para } B \neq 0, \dots\dots\dots 2. 21$$

$$q_t = \frac{D}{c}, \text{ Para } B = 0, \dots\dots\dots 2. 22$$

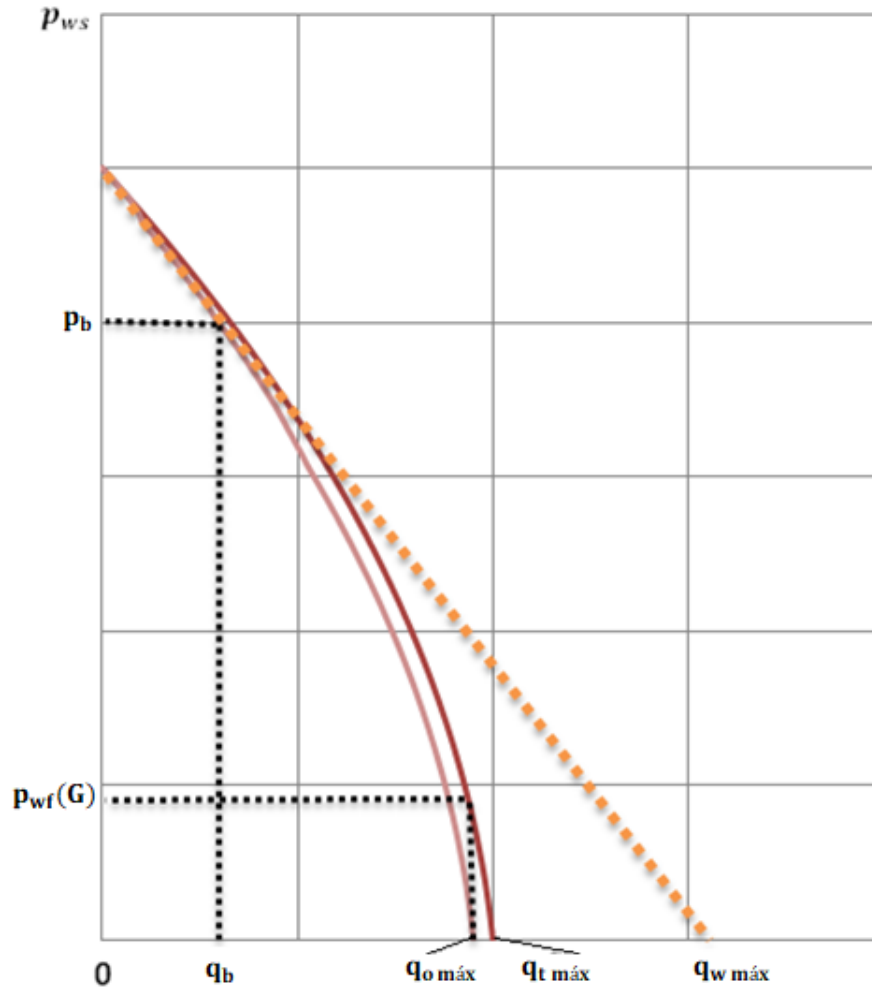


Figura 2. 9 Curvas de IPR compuestas. Ramírez, S, J. (2015). Fundamentos de la tecnología de productividad de pozos petroleros.

dónde:

$$A = \frac{p_{wf} + 0.125 F_o p_b - F_w p_{ws}}{0.125 F_o p_b} \text{ y } B = \frac{F_w}{0.125 F_o p_b} \dots\dots\dots 2. 23$$

3. Para presiones de fondo fluyendo de entre $0 < p_{wf} < p_{wfG}$, el gasto total es:

$$C = 2 (A)(B) + \frac{80}{q_{o \text{ máx}} - q_b}, \dots\dots\dots 2. 24$$

$$D = A^2 - (80) \frac{q_b}{q_{o \text{ máx}} - q_b} - 81, \dots\dots\dots 2. 25$$

$$q_t = \frac{p_{wfG} + q_{o \text{ máx}} (\tan \beta) - p_{wf}}{\tan \beta}, \dots\dots\dots 2. 26$$

2.4.3 Cálculos preliminares para construir las curvas de IPR compuestas a partir de los datos de una prueba.

Las variables necesarias para construir las curvas de IPR compuestas son: la presión promedio del yacimiento (p_{ws}), la presión de burbujeo (p_b), la presión de fondo fluyendo (p_{wf}), el gasto total (q_t) y la fracción de agua (F_w).

Existen dos posibles situaciones:

1. Cuando la presión de fondo fluyendo de la prueba es más grande que la presión de burbujeo ($p_{wfT} > p_b$), las variables necesarias para construir la curva de IPR compuesta pueden ser calculadas empleando las siguientes ecuaciones:

$$J = \frac{q_{tT}}{p_{ws} - p_{wfT}}, \dots\dots\dots 2. 27$$

dónde: q_{tT} es el gasto total de las pruebas realizadas y p_{wfT} es la presión de fondo fluyendo de la prueba realizada.

$$q_b = J(p_{ws} - p_b), \dots\dots\dots 2. 28$$

$$q_{o \text{ máx}} = q_b + \frac{J p_b}{1.8}, \dots\dots\dots 2. 29$$

$$q_{t \text{ máx}} = q_{o \text{ máx}} + F_w \left(p_{ws} - \frac{q_{o \text{ máx}}}{J} \right) (\tan \alpha), \dots\dots\dots 2. 30$$

dónde la $\tan \alpha$ puede ser determinada aplicando la ecuación [2.13].

2. La presión de fondo fluyendo de la prueba es menor que la presión de burbujeo, ($p_{wfT} < p_b$). Para determinar $q_b, q_{o \text{ máx}}$ y $q_{t \text{ máx}}$, se deberá calcular el índice de productividad.

A continuación, se muestra la derivación de la ecuación para determinar J para una IPR compuesta como la que se muestra en la **Figura 2.8**.

$$q_t = F_o (q_{oB}) + F_w (q_{wD}). \dots\dots\dots 2. 31$$

$$q_{oB} = q_b + (q_{o \text{ máx}} - q_b) \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wfT}}{p_b} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wfT}}{p_b} \right)^2 \right].$$

Si:

$$A = 1 - 0.2 \left(\frac{p_{wfT}}{p_b} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wfT}}{p_b} \right)^2.$$

$$q_{oB} = q_b + (q_{o\text{ máx}} - q_b) \times A.$$

$$q_b = J(p_{ws} - p_b).$$

$$q_{o\text{ máx}} = q_b + \frac{J p_b}{1.8}, \dots\dots\dots 2. 32$$

Por lo tanto:

$$q_{oB} = J(p_{ws} - p_b) + [q_b + \frac{J p_b}{1.8} - q_b]A.$$

$$q_{oB} = J(p_{ws} - p_b) + \left(\frac{J p_b}{1.8} \right) A, \dots\dots\dots 2. 33$$

$$q_{wD} = J(p_{ws} - p_{wfT}). \dots\dots\dots 2. 34$$

Sustituyendo las ecuaciones [2.33] y [2.34] en la ecuación [2.31] se tiene que:

$$q_t = F_o \left[J(p_{ws} - p_b + \frac{A p_b}{1.8}) \right] + F_w J(p_{ws} - p_{wfT}).$$

$$q_t = J \left[F_o \left[(p_{ws} - p_b + \frac{A p_b}{1.8}) \right] + F_w (p_{ws} - p_{wfT}) \right].$$

Finalmente, para obtener J se tiene que:

$$J = \frac{q_{tT}}{F_o \left[(p_{ws} - P_b + \frac{A p_b}{1.8}) \right] + F_w (p_{ws} - p_{wfT})} \dots\dots\dots 2.35$$

Si J puede ser determinado a partir de la ecuación [2.35], q_b , q_o máx y q_t máx podrán ser determinados aplicando las ecuaciones [2.28] y [2.30] respectivamente.

2.4.4 Curva de IPR compuesta para presión de yacimiento por debajo de la presión de burbujeo.

Las ecuaciones previas para construir las curvas de IPR compuestas para presiones de flujo por abajo de la presión de burbujeo, pueden ser empleadas cambiando p_b por p_{ws} , y considerando que el valor de q_b es igual a cero, el procedimiento a seguir es el mismo que se ha utilizado anteriormente.

Ejemplo 2.4. Determinación de las IPR compuestas ($p_{ws} > p_b$).

Al realizar una prueba de producción en un pozo se obtuvieron los siguientes datos: presión de yacimiento = $2550 \left[\frac{lb}{in^2} \right]$, presión de burbujeo = $2100 \left[\frac{lb}{in^2} \right]$, presión de fondo fluyendo = $2300 \left[\frac{lb}{in^2} \right]$ y un gasto total, $q_t = 500 \left[\frac{bl}{día} \right]$.

(Se puede observar que la presión del yacimiento es mayor que la presión de burbujeo). Se requiere:

Determinar las curvas de IPR compuestas para valores de F_w igual a: 0.0, 0.25, 0.50, 0.75 y 1.0.

Solución

Ejemplo para el cálculo preliminar de $F_w = 0.50$:

Dado que $p_{wfT} > p_b$, se tiene que:

$$J = \frac{500}{2550 - 2300} = 2 \left[\frac{\text{bl}}{\frac{\text{día}}{\text{lb}} \text{in}^2} \right],$$

$$q_b = (0.2)(2550 - 2100) = 900 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right],$$

$$q_{o \text{ máx}} = 900 + \frac{2(2100)}{1.8} = 3233.333 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right].$$

Aplicando la ecuación para calcular CD:

$$CD = 0.5 \frac{0.001(3233.333)}{2} + 0.5 (0.125)(2100) \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \frac{0.999(3233.333 - 900)}{3233.333 - 900}} \right],$$

$$CD = 7.86 .$$

Aplicando la ecuación para calcular CG:

$$CG = 0.001 (3233.333) = 3.23 ,$$

$$\tan \alpha = \frac{CG}{CD} = \frac{3.23}{7.89} = 0.41,$$

$$\tan \beta = \frac{1}{\tan \alpha} = \frac{1}{0.41} = 2.44,$$

Empleando la ecuación para obtener el gasto máximo total:

$$q_{t \text{ máx}} = 3233.333 + 0.5 \left(2550 - \frac{3233.333}{2} \right) (0.41),$$

$$q_{t \text{ máx}} = 3424.66 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right],$$

El cálculo de p_{wf} a ciertos gastos totales quedaría como:

Para $q_t = 600 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right] \quad q_t < q_b,$

$$p_{wf} = p_{ws} - \frac{q_t}{J} = 2500 - \left(\frac{600}{2} \right) = 2250 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right],$$

Para $q_t = 1500 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right], \quad q_b < q_t < q_{o \text{ máx}}.$

$$p_{wf} = 0.5 \left(2550 - \frac{1500}{2} \right) + 0.5 (0.125)(2100) \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left\{ \frac{1500 - 900}{3233.333 - 900} \right\}} \right].$$

$$p_{wf} = 1789.03 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right],$$

Para $q_t = 3300 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$, $(q_{o \text{ máx}} < q_t < q_{t \text{ máx}})$:

$$p_{\text{wff}} = 0.5 \left(2550 - \frac{3233.333}{2} \right) - \left(3300 - \frac{3233.333}{2} \right) (2.44),$$

$$p_{\text{wff}} = 303.99 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right],$$

Los cálculos de los gastos totales a ciertas presiones de fondo fluyendo son las siguientes:

Calculamos la presión de fondo fluyendo a $q_t = q_{o \text{ máx}} = 3233.333 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$, esto es:

$$p_{\text{wffG}} = 0.5 \left(2550 - \frac{3233.333}{2} \right) = 466.67 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right],$$

Para $p_{\text{wff}} = 2400 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$, $p_{\text{wff}} > p_b$:

$$q = 2(2550 - 2400) = 300 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right],$$

Para $p_{\text{wff}} = 1500 \left[\frac{\text{lb}}{\text{día}} \right]$, $p_{\text{wffG}} < p_{\text{wff}} < p_b$:

$$A = \frac{1500 + 0.125 (0.5)(2100) - 0.5(2550)}{0.125(0.5)(2100)} = 2.71,$$

$$B = \frac{0.5}{0.125 (0.5)(2100)(2)} = 0.001905,$$

$$C = 2 (2.71)(0.001905) + \frac{80}{3233.333 - 900} = 0.04461,$$

$$D = (2.71)^2 80 \left\{ \frac{900}{3233.333 - 900} \right\} - 81 = -104.5131,$$

B = 0, por lo tanto:

$$q_t = \frac{-0.04461 + \sqrt{(0.04461)^2 - 4(0.001905)^2(-104.5131)}}{2(0.001905)^2} = 2031.13 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right],$$

Para $p_{wf} = 350 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$, $p_{wf} < p_{wfG}$:

$$q_t = \frac{466.67 + 3233.333(2.44) - 350}{2.44} = 3281.15 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right],$$

Los resultados de los cálculos preliminares para otros valores de F_w se muestran en la **Tabla 2.4**.

Los resultados de los cálculos de los gastos totales a las presiones de fondo fluyendo para cada valor de F_w se muestran en la **Tabla 2.5**

Tabla 2. 4 Cálculos preliminares para diferentes valores de F_w , para el ejemplo [2.4].

	F_o				
	0	0.25	0.5	0.75	1
J	2	2	2	2	2
q_b	900	900	900	900	900
q_o máx	3233.33	3233.33	3233.33	3233.33	3233.33
$\tan \alpha$	0.23	0.29	0.41	0.68	2
$\tan \beta$	4.38	3.41	2.44	1.47	0.5
q_t máx	3233.33	3301.73	3424.52	3709.38	5100
p_{wfG}	0	233.33	466.67	700	-----

:

Tabla 2. 5 Resultados de los cálculos efectuados del ejemplo 2.4.

$q_t @ F_w$					
p_{wf}	0	0.25	0.5	0.75	1
2550	0	0	0	0	0
2400	300	300	300	300	300
2300	500	500	500	500	500
2100	900	900	900	900	900
1700	1632	1647	1663	1681	1700
1400	2093	2132	2177	2232	2300
1000	2588	2663	2758	2887	3100
600	2948	3043	3160	3301	3900
200	3172	3243	3343	3573	4700
0	3233	3302	3425	3709	5100

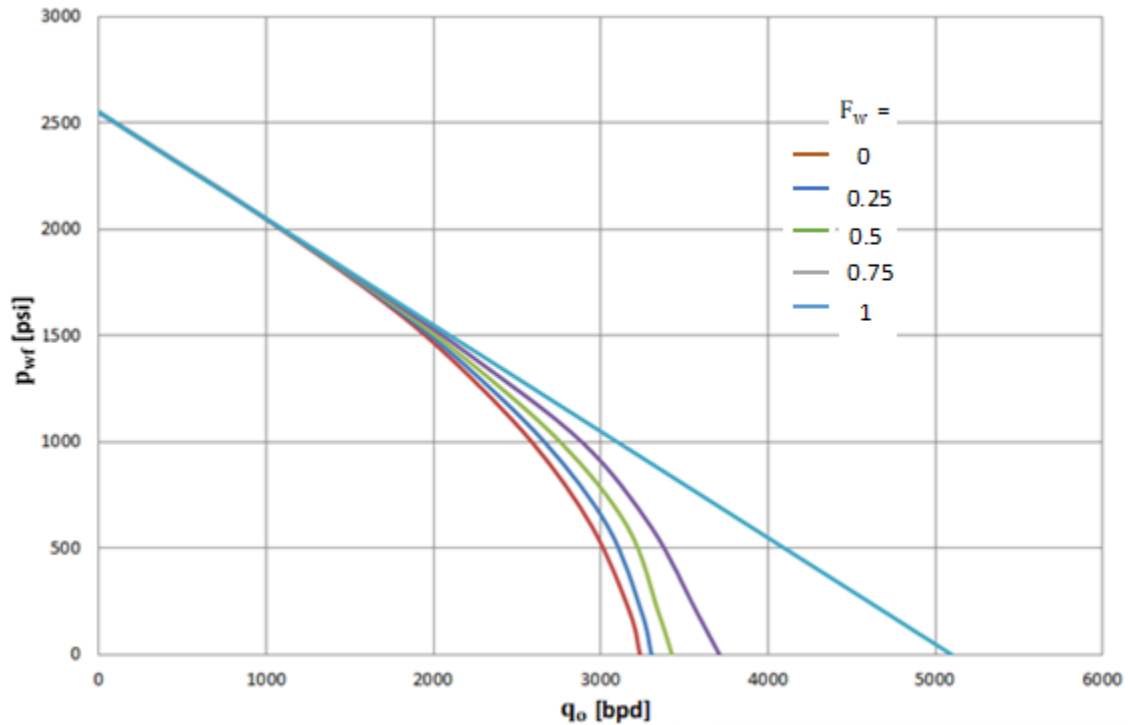


Figura 2. 10 Curvas de IPR compuestas del ejemplo 2.4.

Ejemplo 2.5. Determinación de las IPR compuestas ($p_{wf} < p_b$).

Dados los siguientes datos: presión del yacimiento = 2800 $\left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2}\right]$, presión de burbujeo = 2400 $\left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2}\right]$, presión de fondo fluyendo total (p_{wfT}) = 1200 $\left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2}\right]$, y gasto total, q_{tT} = 1480 [bpd]. Se requiere construir la curva IPR compuesta para $F_w = 0.50$.

Solución

Cálculo preliminar:

$$A = 1.0 - 0.2 \left(\frac{1200}{2400} \right) - 0.8 \left(\frac{1200}{2400} \right)^2 = 0.7.$$

$$q_b = 1.01 (2800 - 2400) = 403.64 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right].$$

$$J = \frac{1480}{0.5(2800 - 2400 + \frac{2400(0.7)}{1.8}) + 0.5(2800 - 1200)} = 1.01.$$

$$q_o \text{ máx} = 403.64 + \frac{1.01(2400)}{1.8} = 1749.09 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right].$$

$\tan \alpha = 0.21$ y $\tan \beta = 4.84$.

$$q_t \text{ máx} = 1749.09 + 0.5 \left(2800 - \frac{1749.09}{1.01} \right) (0.21) = 1859.18 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right].$$

Los resultados del ejemplo 2.5 se presentan en la **Tabla 2.6** y en la **Figura 2.11** se muestra su IPR.

Tabla 2. 6 Relación de presión contra gasto total del ejemplo (2.5).

p_{wf}	q_t
2800	0
2600	202
2400	404
2000	791
1600	1140
1200	1438
800	1662
400	1777
0	1859

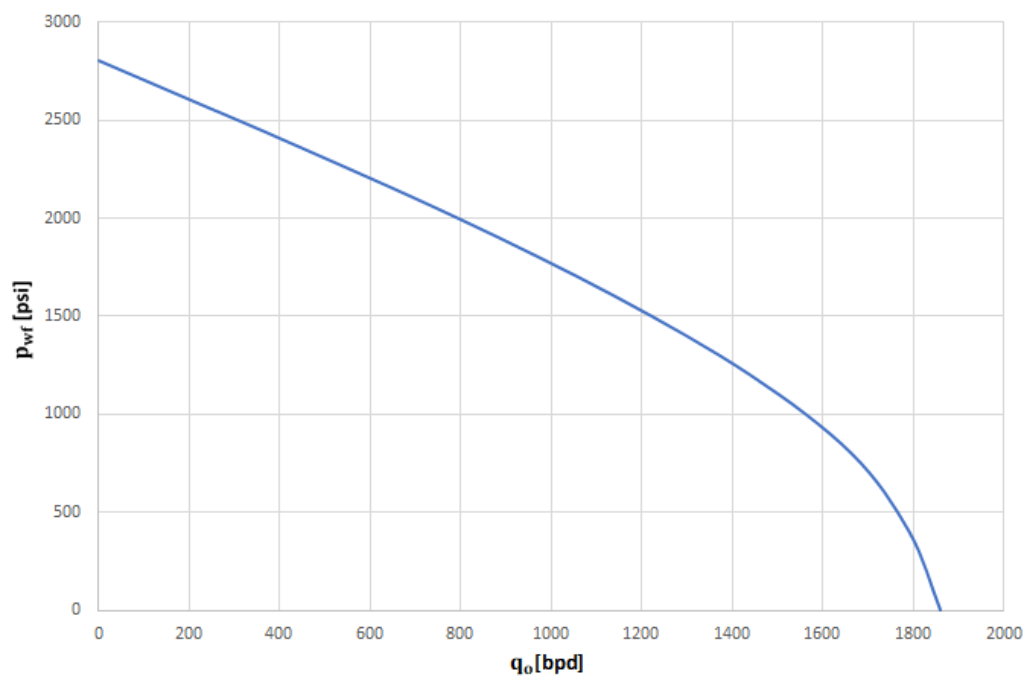


Figura 2. 11 Gráfica de la curva de IPR compuesta del ejercicio 2.5.

Ejemplo 2.6. Determinación de las IPR compuestas ($p_{ws} < p_b$).

Dados los siguientes datos: presión del yacimiento = 2250 $\left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2}\right]$, presión de burbujeo = 3000 $\left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2}\right]$, presión de fondo fluyendo total (p_{wft}) = 1800 $\left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2}\right]$, gasto total (q_t) = 900 [bpd]. Se requiere elaborar las curvas de IPR compuestas para $F_w = 0.0, 0.25, 0.50, 0.75, \text{ y } 1.0$.

Solución

Los cálculos preliminares para cada valor de F_w son elaborados empleando el mismo procedimiento como en el ejemplo de aplicación [2.4], excepto que los valores de $p_b = p_{ws}$ y $q_b = 0$ se deben sustituir. Los resultados se muestran en las **Tablas 2.7 y 2.8.**

:

Tabla 2. 7 Cálculos preliminares para el cálculo de la IPR compuesta.

	F_o				
	0	0.25	0.5	0.75	1
J	2.2	2.14	2.09	2.05	2
q_o máx	2743.9	2678.57	2616.28	2556.82	— — —
$\tan \alpha$	0.25	0.31	0.43	0.69	2
$\tan \beta$	4.02	3.21	2.35	1.45	0.5
q_t máx	2743.9	2756.55	2829.27	3075.67	4500

Tabla 2. 8 Relación de gastos de flujo y Presión de fondo fluyendo para cada valor de F_w .

$q_t @ F_w$					
P_{wf}	0	0.25	0.5	0.75	1
2550	0	0	0	0	0
2000	522	515	510	505	500
1800	900	897	896	897	900
1400	1553	1571	1598	1638	1700
1000	2066	2110	2175	2280	2500
800	2271	2323	2399	2517	2900
400	2577	2618	2659	2799	3700
0	2744	2757	2829	3076	4500

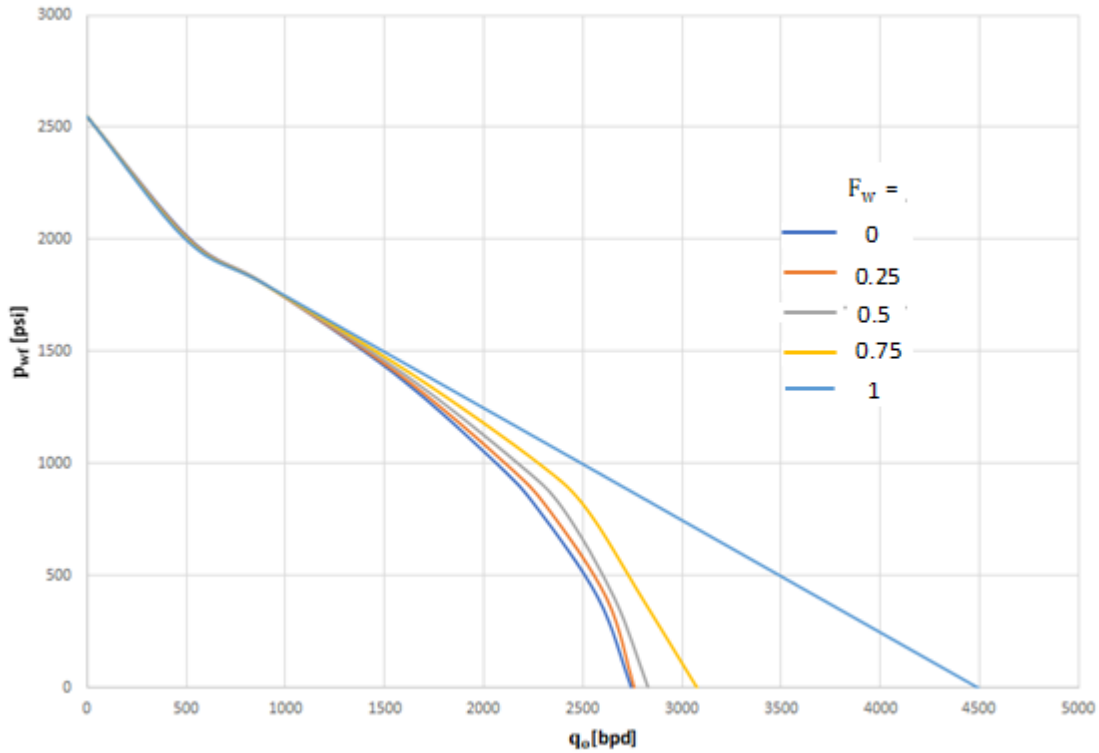


Figura 2. 12 Gráfica de las curvas de IPR compuestas para cada valor de F_w .

Método de Fetkovich.

Muskat (1933) advirtió que el índice de productividad de un pozo a un tiempo 1 se podría relacionar con el índice de productividad de un pozo a un tiempo 2 mediante la siguiente relación:

$$\frac{J_1}{J_2} = \frac{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}\right)_1}{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}\right)_2}, \dots\dots\dots 2.36$$

Dónde: B_o es el Factor de volumen del aceite, J es el índice de productividad, k_{ro} la permeabilidad relativa del aceite y μ_o la viscosidad del aceite.

Fetkovich (1973) encontró que, en los cálculos de balance de materia para yacimientos con empuje de gas disuelto, k_m es aproximadamente lineal con la presión. Con base en eso desarrollo la siguiente ecuación, la cual aproxima el cambio en la permeabilidad al aceite con la disminución de la presión:

$$\frac{k_o(\bar{p}_y)}{k_i} = \frac{\bar{p}_y}{\bar{p}_{yi}} \dots\dots\dots 2.37$$

O bien:

$$k_{ro}(\bar{p}_y) = \frac{\bar{p}_y}{\bar{p}_{yi}} \dots\dots\dots 2.38$$

Donde k_{ro} se toma con respecto a k_i y se define en un punto donde no existe Δp . \bar{p}_y es la presión promedio del yacimiento, también conocida como p_{ws} . Fetkovich Construyo la **Figura 2.13**, que define el lugar geométrico de valores de $\left\{ \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right\}_{\bar{p}_y}$ en función de la presión a una disminución cero. Utilizando sus dos ecuaciones:

$$q_{o1} = J_{o1}^* (p_{y1}^2 - p_{wf}^2)^n \dots\dots\dots 2.39$$

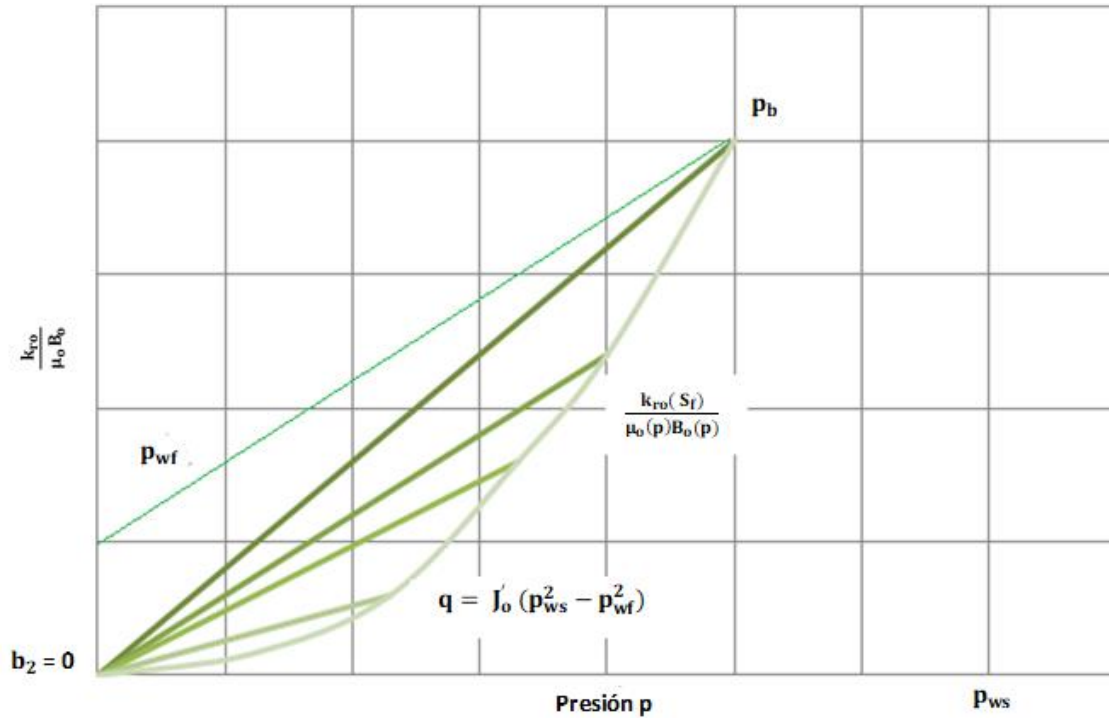


Figura 2. 13 Grafica de Fetkovich del lugar geométrico de valores $\left[\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right]_{\bar{p}_y}$ contra la presión.

Donde $J^* = \lim_{p_{wf} \rightarrow \bar{p}_y} J$. La ecuación anterior define el gasto en función de la disminución de presión y:

$$n = \frac{\Delta \log q_o}{\Delta \log(p_y^2 - p_{wf}^2)} \dots\dots\dots 2. 40$$

Al corregir por disminución de presión. La ecuación final propuesta por Fetkovich es la siguiente:

$$q_{o=} J_{o1}^* \left(\frac{p_{y2}}{\bar{p}_{y1}} \right) (p_{y2}^2 - p_{wf}^2)^n \dots\dots\dots 2.41$$

Si se efectúa una prueba de tres o cuatro puntos para el tiempo presente, es posible predecir las curvas IPR para otras presiones estáticas del yacimiento utilizando la ecuación anterior.

La ecuación de Fetkovich se puede modificar a una ecuación similar a la ecuación de Vogel y establecerla en términos del índice de productividad o $q_{L \text{ máx}}$.

$$q_L = C(p_y^2 - p_{wf}^2)^n.$$

Eliminando el coeficiente C, resulta:

$$\frac{q_L}{q_{L \text{ máx}}} = \frac{(\bar{p}_y^2 - p_{wf}^2)^n}{(\bar{p}_y^2)^n} = \left[1 - \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_y} \right)^2 \right]^n.$$

Además, si la caída de presión tiende a cero, se tiene que $p_{wf} \rightarrow \bar{p}_y$.

$$q_{L \text{ máx}} = \frac{J \bar{p}_y}{2}.$$

Por lo que la ecuación de Fetkovich se puede expresar como:

$$q_L = \frac{J\bar{p}_y}{2} \left[1 - \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_y} \right)^2 \right]^n, \dots\dots\dots 2. 42$$

Fetkovich también sugirió que para el caso de yacimientos bajo saturados:

$$q_L = J(\bar{p}_y - p_b) + \frac{Jp_b}{2} \left[1 - \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right]^n. \dots\dots\dots 2. 43$$

Tomando logaritmos en ambos lados de la ecuación anterior, resulta:

$$\log q_L = \log \left(\frac{Jp_R}{2} \right) + n \log \left[1 - \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_y} \right)^2 \right].$$

Una gráfica de $\left[1 - \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_y} \right)^2 \right]$ en función de q_L en escala doble logarítmica, resultará una línea recta teniendo una pendiente igual al exponente n . El valor de J se puede entonces calcular usando cualquier punto de la gráfica lineal.

$$J = \frac{2q_L}{\bar{p}_y} \left[1 - \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right]^n.$$

Ejemplo 2.7. Aplicación del método de Fetkovich:

Se ha realizado una prueba de flujo en un pozo, los resultados se muestran en la **Tabla 2.9**. El yacimiento cuenta con una $\bar{p}_y = 3600$ [psia]. Calcular la IPR y determinar el q_o máx.

Solución

Tabla 2. 9 Resultados de la prueba de presión del ejemplo 2.7.

q_o $\left[\frac{\text{STB}}{\text{día}}\right]$	p_{wf} [psia]
263	3170
383	2897
497	2440
640	2150

Calcular Δp^2 de la tabla 2.9:

Tabla 2. 10 Presión de fondo fluyendo, gasto y Δp^2 .

q_o $\left[\frac{\text{STB}}{\text{día}}\right]$	p_{wf} [psia]	$\Delta p^2 = [p_R^2 - p_{wf}^2] \times 10^6$ [psia ²]
263	3170	2.911
383	2897	4.567
497	2440	7.007
640	2150	8.338

Calculo de n , q_o y $q_{o \text{ máx}}$. Para calcular n , se realiza la gráfica doble logarítmica de $p_R^2 - p_{wf}^2$ vs q_o , como se muestra en la **Figura 2.14**. Los gastos de producción corresponden a un cambio en Δp^2 sobre un ciclo.

$$n = \frac{\Delta \log q_o}{\Delta \log \Delta p^2} = \frac{\log 750 - \log 105}{\log 10^7 - \log 10^6} = 0.854,$$

$$c = \frac{q_o}{(p_y^2 - p_{wf}^2)^n} = \frac{750}{(10^7)^{0.854}} = 0.00079 \left[\frac{\text{STB}}{\text{día} - \text{psia}} \right],$$

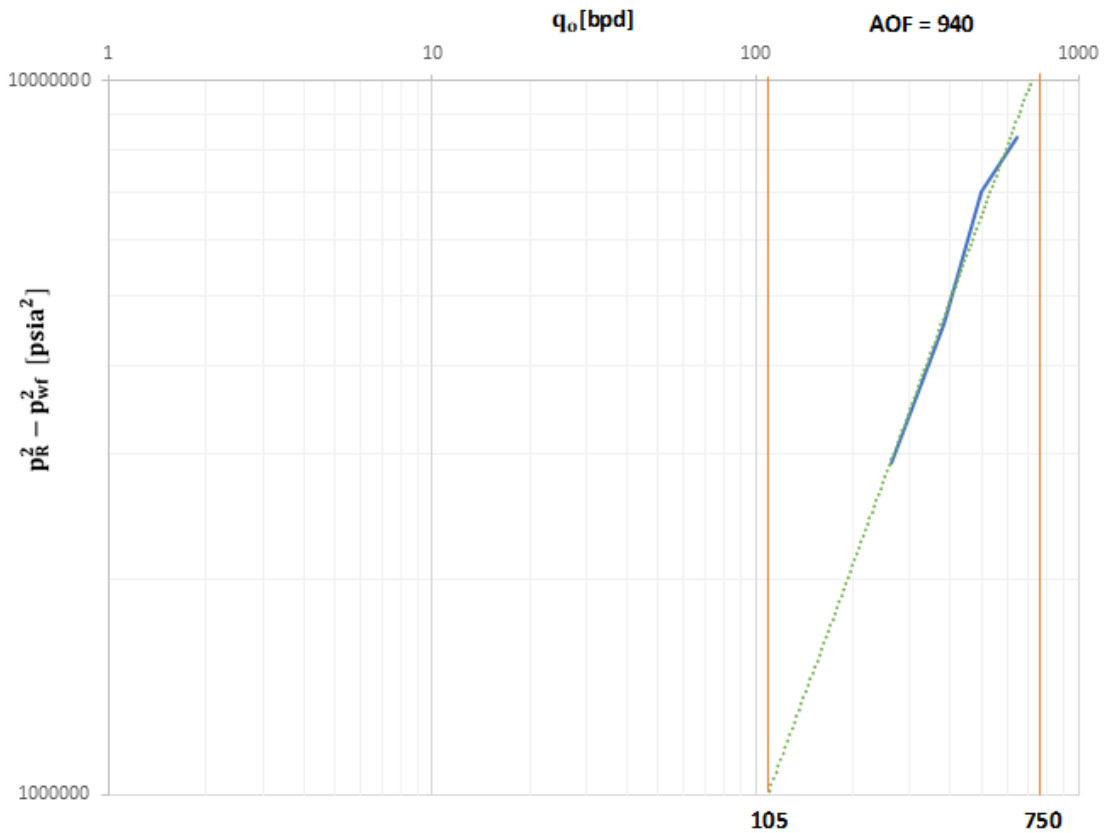


Figura 2. 14 Gráfica doble logarítmica de $p_R^2 - p_{wf}^2$ vs q_o

$$q_o = 0.00079(3600^2 - p_{wf}^2)^{0.854},$$

$$q_{o \text{ máx}} = 0.00079(3600^2 - 0)^{0.854} = 937 \left[\frac{\text{STB}}{\text{día}} \right],$$

Los resultados se muestran en las **Tablas 2.9 y 2.10**. Para generar los datos de la curva IPR (**Tabla 2.11**). Se asumen valores de p_{wf} y se calcula el correspondiente q_o (**Figura 2.15**).

Tabla 2. 11 Presión de fondo fluyendo contra gasto del ejemplo 2.7.

p_{wf} [psia]	q_o $\left[\frac{STB}{día}\right]$
3600	0
3000	340
2500	503
2000	682
1500	796
1000	875
500	922
0	937

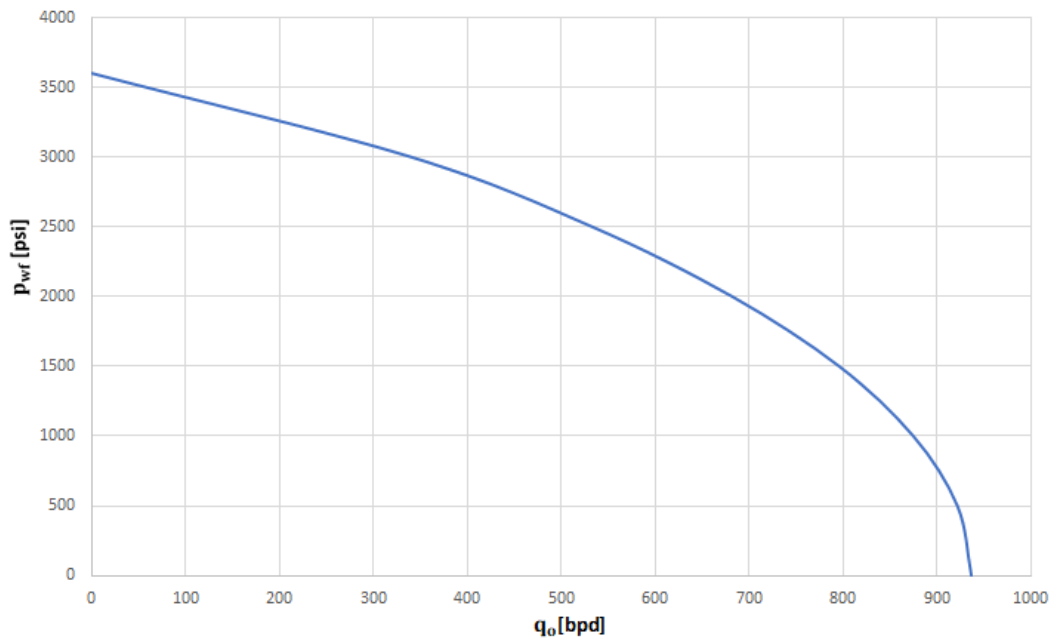


Figura 2. 15 Gráfica de presión de fondo fluyendo contra gasto del ejemplo [2.7].

2.6 Método de Fetkovich-Vogel.

Si se toman las ecuaciones de Fetkovich para la presión estática a un tiempo 1 y se divide entre la ecuación de flujo para la presión estática a un tiempo 2, se llega a una ecuación para determinar $q_{o\text{ máx}}$ a un tiempo 2, se llega a una ecuación para determinar $q_{o\text{ máx}}$ a un tiempo 2, que se puede utilizar en la ecuación de Vogel directamente para preparar la curva IPR.

$$q_{o1} = J'_{o1} (\bar{p}_{y2}^2 - \bar{p}_{wf}^2)^n, \quad \dots\dots\dots 2.44$$

$$q_{o1} = \left(\frac{\bar{p}_{y1}}{\bar{p}_{y2}} \right) J_{o1}^* (\bar{p}_{y2}^2 - \bar{p}_{wf}^2)^n. \quad \dots\dots\dots 2.45$$

Resolviendo para $q_{o\text{ máx}}$ (considerando $n=1$ y $p_{wf}=0$) y dividiendo las ecuaciones [2.44] y [2.45] se obtiene:

$$\frac{q_{o\text{ máx}1}}{q_{o\text{ máx}2}} = \left(\frac{\bar{p}_{y1}}{\bar{p}_{y2}} \right)^3. \quad \dots\dots\dots 2.46$$

Por lo tanto, solo se necesita una prueba al tiempo presente a partir de la cual se puede obtener $q_{o\text{ máx}1}$. Conociendo $q_{o\text{ máx}1}$ y \bar{p}_{y1} . Se puede resolver para $q_{o\text{ máx}2}$ para cualquier otra presión estática deseada (\bar{p}_{y2}) y utilizando la ecuación de Vogel, se puede construir una curva completa de IPR para un tiempo 2 (\bar{p}_{y2}).

Ejemplo 2.8 Aplicación del método de Fetkovich-Vogel.

Dados los siguientes datos de presión del yacimiento $\bar{p}_{y1} = 3000 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$, una presión de burbuja $p_b = 3000 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$, a un gasto $q = 200 \text{ [bpd]}$, a una presión de fondo fluyendo $p_{wf} = 2500 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$.

Solución

$q_{o \text{ máx}}$, cuando la presión estática disminuye a $2000 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$.

q_o , para $\bar{p}_y = 2000 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$ y $p_{wf} = 1000 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$.

1. Resolver $q_{o \text{ máx}}$ a $\bar{p}_{y1} = 3000 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$ utilizando la ecuación de Vogel:

$$\frac{q_o}{q_{o \text{ máx}}} = \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_y} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_y} \right)^2 \right]$$

$$q_{o \text{ máx}} = \frac{200}{\left[1 - 0.2 \left(\frac{2500}{3000} \right) - 0.8 \left(\frac{2500}{3000} \right)^2 \right]} = \frac{200}{0.28} = 720 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$$

2. Encontrar $q_{o \text{ máx}}$ a $\bar{p}_y = 2000 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$,

$$\frac{q_{o \text{ máx1}}}{q_{o \text{ máx2}}} = \left(\frac{\bar{p}_{y2}}{\bar{p}_{y1}} \right)^3 = \left(\frac{3000}{2000} \right)^3 = 3.37,$$

Por lo tanto $q_{o \text{ máx2}} = \frac{720}{3.37} = 213 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right],$

$$q_{o2} = q_{o \text{ máx2}} \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_y} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_y} \right)^2 \right],$$

$$q_{o2} = 213 \left[1 - 0.2 \left(\frac{1000}{2000} \right) - 0.8 \left(\frac{1000}{2000} \right)^2 \right] = 149 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right].$$

De esta forma se puede predecir los gastos de producción futuros para cualquier disminución de presión.

Ejemplo 2.9 Aplicación del método de Fetkovich-Vogel.

Una prueba de presión recaba la siguiente información: presión promedio del yacimiento = 2085 [psig], gasto de producción de 282 [bpd] a una presión de fondo fluyendo = 1765 [psig]. Presión de burbuja = 2100 [psig].

$$q_{o \text{ (máx)}} = \frac{q_o}{1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_{yp}} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_{yp}} \right)^2},$$

$$\frac{p_{wf}}{p_{yp}} = \frac{1765}{2085} = 0.847,$$

$$q_{o \text{ (máx)}} = \frac{282}{1 - 0.2(0.847) - 0.8(0.847)^2} = 1097 \text{ [bpd]}.$$

$$q_{o \text{ (máx)F}} = 1097(1915/2100)^3 = 832 \text{ [psia]}$$

$$q_{oF} = 832 \times \left[1 - \frac{0.2(1485)}{1900} - \frac{0.8(1485)^2}{1900^2} \right]$$

$$q_{oF} = 295 \text{ [bpd]}$$

Se calcula el valor de cada gasto para cada valor de presión de fondo fluyendo, para construir la IPR de la **Figura 2.16**. Los resultados se muestran en la **Tabla 2.12**.

Tabla 2. 12 Valores de gastos presentes y futuros para cada valor de presión de fondo fluyendo del ejemplo 2.9

p_{wf}	q_{op}	q_{of}
2085	0	76.9772853
1800	253	150.267036
1765	282	219.869252
1618	400	295.353086
1300	618	406.550693
1000	790	560.044321
700	923	680.350139
300	1046	789.13241
0	1097	832

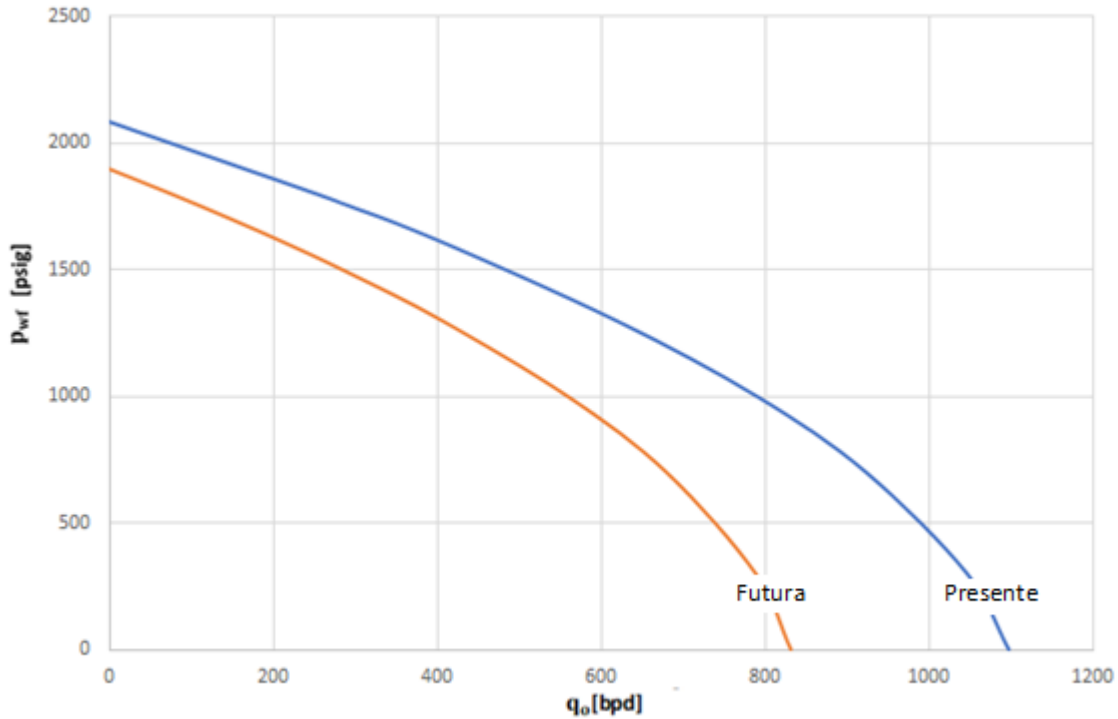


Figura 2. 16 Gráfica IPR presente y futura, calculada mediante el método de Fetkovich-Vogel.

2.7 Método de Standing para IPR futuras.

Standing (1970) utilizó la ecuación de Vogel (1968) en combinación con la relación de Muskat (1937), concernientes a los índices de productividad presentes y futuros. El procedimiento requiere determinar saturaciones futuras a partir de las cuales se pueden obtener valores de k_{ro} . Las siguientes relaciones se utilizaron para desarrollar el método:

$$q_{o1} = J'_{o1} (\bar{p}_y^2 - \bar{p}_{wf}^2)^n, \quad \dots\dots\dots 2. 47$$

$$\frac{J_p^*}{J_f^*} = \left[\frac{\left[\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right]_p}{\left[\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right]_f} \right] \dots\dots\dots 2. 48$$

Los subíndices p y f indican condiciones presentes y futuras, respectivamente.

$$q_o = q_{o \text{ máx}2} \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wff}}{p_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wff}}{p_{ws}} \right)^2 \right], \dots\dots\dots 2. 49$$

$$q_{\text{máx}} = \frac{q_{\text{máx}J}}{1.8} = \frac{J^*(p_{wff})}{1.8}, \dots\dots\dots 2. 50$$

Dónde $J^* = \lim J$, cuando $p_{wff} \rightarrow \bar{p}_y$.

$$J = \frac{q_o}{\bar{p}_y - p_{wff}}, \dots\dots\dots 2. 51$$

$$J^* = \frac{1.8 (q_{\text{máx}})}{\bar{p}_y}, \dots\dots\dots 2. 52$$

La ecuación de Vogel se puede reordenar, resultando:

$$\frac{q_o}{q_{\text{máx}}} = \left(1 - \frac{p_{wff}}{\bar{p}_y} \right) \left(1 + 0.8 \left(\frac{p_{wff}}{\bar{p}_y} \right) \right), \dots\dots\dots 2. 53$$

Mediante la sustitución de $q_o = J(\bar{p}_y - p_{wf})$, en la ecuación [2.53] se obtiene:

$$J = \frac{q_o}{q_{m\acute{a}x}} \left(1 + 0.8 \frac{p_{wf}}{\bar{p}_y} \right), \dots\dots\dots 2.54$$

dividiendo las ecuaciones [2.54] entre [2.52] se obtiene;

$$\frac{J}{J^*} = \frac{1}{1.8} \left(1 + 0.8 \frac{p_{wf}}{\bar{p}_y} \right), \dots\dots\dots 2.55$$

Sustituyendo la ecuación [2.49] en [2.50], obtenemos;

$$q_o = \frac{J^* \bar{p}_y}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_y} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_y} \right)^2 \right], \dots\dots\dots 2.56$$

Donde J^* para cualquier \bar{p}_y futura se determina a partir de:

$$J_f^* = J_p^* \frac{\left[\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right]_f}{\left[\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right]_p} \dots\dots\dots 2.57$$

Es necesario realizar una prueba en el pozo al tiempo presente, de tal forma que \bar{p}_y y el valor presente de J se pueda determinar.

Procedimiento.

1. Calcular el valor presente de J_p^* :

$$J_p^* = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh}{\mu_o B_o \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right]} \dots\dots\dots 2. 58$$

2. Calcular el valor futuro de J:

$$J_f^* = J_p^* \frac{\left[\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right]_f}{\left[\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right]_p} \dots\dots\dots 2. 59$$

Para utilizar esta ecuación se necesitan valores presentes y futuros de k_{ro} , μ_o , B_o , por lo que hay que realizar cálculos de balance de materia para establecer las saturaciones en función de \bar{p}_y , ya que k_{ro} está en función de la saturación de aceite, las que a su vez están en función de la presión estática.

Ejemplo 2.10 Aplicación del método de Standing.

Calcular el gasto para $p_{wf} = 1500$ [lb/in²] y 1000 [lb/in²], cuando la presión del yacimiento disminuye hasta 2000 [lb/in²]. Dado el siguiente conjunto de datos de un yacimiento, que se muestran en la **Tabla 2.13**:

Tabla 2. 13 Conjunto de datos del ejemplo 2.10.

Variables	Condiciones	Condiciones	Unidades
	presentes	futuras	
Presión de yacimiento	2500	2000	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$
Presión de fondo fluyendo	1750		$\left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$
Gasto de aceite	2024		[bpd]
Eficiencia de flujo	1.0	1.0	[ad]
k_{ro}	0.8	0.75	[ad]
k_{abs}	62.5	62.5	[mD]
μ_o	0.5421	0.6229	[cP]
B_o	1.319	1.256	$\left[\frac{b_{l_o@c.y.}}{b_{l_o@c.s.}} \right]$
r_e	1500	1500	[ft]
r_w	0.25	0.25	[ft]
h	50	50	[ft]

Solución

1. Calcular J;

$$J = \frac{q}{p_{ws} - p_{wf}} = \frac{2024}{2500 - 1750} = 2.7 .$$

2. Posteriormente, se emplea la ecuación de Vogel;

$$q_{\text{máx}} = \frac{2024}{1 - 0.2 \left(\frac{1750}{2000} \right) - 0.8 \left(\frac{1750}{2000} \right)^2} = 4325 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right].$$

3. Calculo de J_p^* ;

$$J_p^* = \frac{(1.8)(4325)}{2500} = 3.11 .$$

4. Calculo de J_f^* .

$$J_f^* = \left[\frac{\frac{0.75}{(0.6229)(1.2562)}}{\frac{0.8}{(0.5421)(1.319)}} \right] = 2.67 .$$

5. Calculo del gasto para una presión de fondo fluyendo específica:

Para $p_{wf} = 1500$ [lb/in²] y $\bar{p}_y = 2000$ [lb/in²];

$$q_o = \frac{(2.67)(2000)}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{1500}{2000} \right) - 0.8 \left(\frac{1500}{2000} \right)^2 \right] = 1186 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right].$$

Para $p_{wf} = 1000$ [lb/in²] y $\bar{p}_y = 2000$ [lb/in²];

$$q_o = \frac{(2.67)(2000)}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{1000}{2000} \right) - 0.8 \left(\frac{1000}{2000} \right)^2 \right] = 2075 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right].$$

Seguimos para diferentes valores de presión de fondo fluyendo hasta lograr la gráfica IPR futura.

Ejemplo 2.11 Aplicación del método de Standing.

Dado el conjunto de datos que se muestran en la **Tabla 2.14** de un pozo que produce a un $q_o = 400$ [bpd], con una $p_{wf} = 1815$ [psig]. Generar la IPR presente y futura.

Tabla 2. 14 Conjunto de valores para el ejemplo [2.11]

	Tiempo presente	Tiempo futuro	Unidades
\bar{p}_y	2250	1800	[psig]
μ_o	3.11	3.59	[cp]
B_o	1.173	1.150	[[bl@c.y/bl@c.s]
S_o	0.768	0.741	
k_{ro}	0.815	0.685	

Solución

$$q_{o \text{ (máx)p}} = \frac{q_o}{1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_{yp}} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_{yp}} \right)^2},$$

$$q_{o \text{ (máx)p}} = \frac{400}{1 - 0.2 \left(\frac{1815}{2250} \right) - 0.8 \left(\frac{1815}{2250} \right)^2},$$

$$q_{o \text{ (máx)p}} = \frac{400}{0.318} = 1257 \text{ [bpd]}.$$

El valor del gasto para cada presión de fondo fluyendo presente se calcula con la siguiente ecuación; $q_{op} = 1257 \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{2250} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{2250} \right)^2 \right]$.

$$\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_p = \frac{0.815}{(3.11)(1.173)} = 0.223.$$

$$\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_f = \frac{0.685}{(3.59)(1.15)} = 0.166.$$

$$q_{o(máx)f} = 1257 \left[\frac{1800(0.166)}{2250(0.223)} \right] = 749 \text{ [bpd]}.$$

El valor del gasto para cada presión de fondo fluyendo futuro se calcula con la siguiente ecuación; $q_{of} = 749 \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{1800} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{1800} \right)^2 \right]$.

Para obtener los valores presentes y futuros de los gastos, establecemos valores de presión de fondo fluyendo. Al realizar esto obtenemos la **Tabla 2.15**, los cuales se ilustran en la **Figura**.

Tabla 2. 15 Valores de gastos presentes y futuros a cada valor de presión de fondo fluyendo para el ejemplo [2.11].

p_{wf}	q_{op}	q_{of}
2250	0	
2000	197	
1800	378	0
1600	542	142
1400	690	270
500	1148	661
0	1257	749

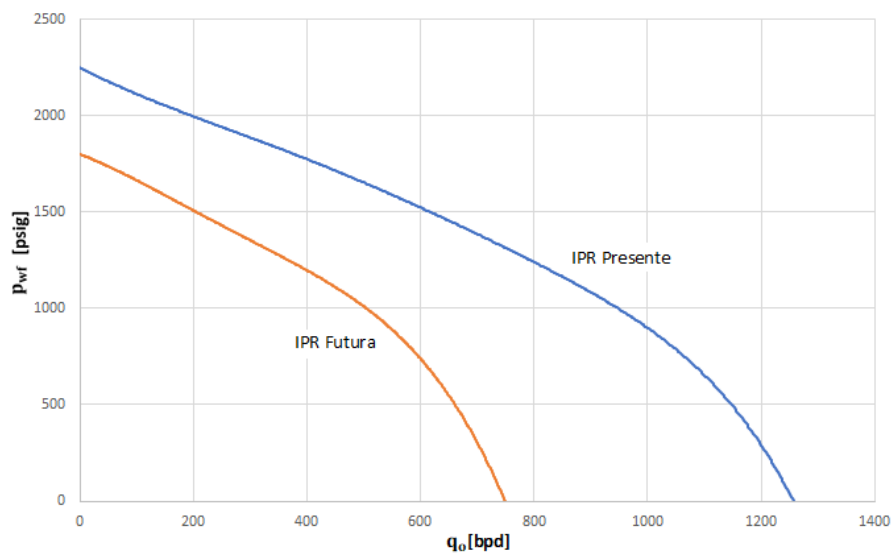


Figura 2. 17 IPR presente y futura para el ejemplo [2.11]

2.8 Método de Couto-Golan

Couto y Golan (1982) propusieron una relación general de comportamiento de afluencia para pozos con mecanismo de empuje por gas en solución, para cualquier eficiencia de flujo y etapa de producción. Su ecuación general de IPR está basada en una extensión de los trabajos de Vogel (1968) y Standing (1970), y puede escribirse de la siguiente forma para un área de drene circular:

$$q_o = \frac{6.282 kh}{\ln\left(\frac{0.47}{r_w}\right)} p \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}\right)_p J(1 - R)[1 - 0.4444 J(1 - R)]. \dots\dots\dots 2. 60$$

La ecuación anterior se puede utilizar para determinar la presión media del área de drene y la eficiencia de flujo cuando sólo se tienen disponibles datos de presión de fondo fluyendo y gastos. Para determinar la presión media del yacimiento, se requiere conocer la geometría del área de drene, la cual se puede utilizar para una extrapolación de los valores de presión. En esta ecuación J es la eficiencia de flujo (EF) y R está en función de p_{wf} y p que es la presión media del yacimiento, $R = \frac{p_{wf}}{p_s}$

Asimismo, presentaron un procedimiento para determinar la eficiencia de flujo a partir de los datos de una prueba a dos gastos. El método requiere que el valor de la presión media sea conocido.

Para el procedimiento planteado se deberán medir las presiones de fondo fluyendo para tres gastos estabilizados.

La ecuación se describe para dos gastos diferentes, dichos gastos son obtenidos a la misma presión media y la relación está dada por:

$$\frac{q_{o1}}{q_{o2}} = \frac{(1 - R)[1 - 0.4444 J(1 - R_1)]}{(1 - R)[1 - 0.4444 J(1 - R_2)]} \dots\dots\dots 2. 61$$

Despejando la eficiencia de flujo de la ecuación:

$$J = \frac{2.25(q_{o2}(1 - R_1) - q_{o1}(1 - R_2))}{q_{o2}(1 - R_1)^2 - q_{o1}(1 - R_2)^2} \dots\dots\dots 2. 62$$

Con esta ecuación es posible determinar la presión media y la eficiencia de flujo si los datos de presión están disponibles para, por lo menos tres gastos.

$$J_{1-2} = \frac{2.25(q_{o2}(1 - R_1) - q_{o1}(1 - R_2))}{q_{o2}(1 - R_1)^2 - q_{o1}(1 - R_2)^2} \dots\dots\dots 2. 63$$

Y para el segundo y tercer gasto se tendrá respectivamente:

$$J_{2-3} = \frac{2.25(q_{o3}(1 - R_1) - q_{o2}(1 - R_2))}{q_{o3}(1 - R_1)^2 - q_{o2}(1 - R_2)^2} \dots\dots\dots 2. 64$$

Los valores desconocidos en las ecuaciones [2.63] y [2.64] son la eficiencia de flujo (suponiendo que esta es constante y que se tiene un gasto independiente del factor de daño, $J_{1-2} = J_{2-3}$) y la presión media del yacimiento (R). Al resolver simultáneamente las ecuaciones se tendrán los valores de la eficiencia de flujo y la presión media del yacimiento, los valores obtenidos pueden ser sustituidos en la

ecuación [2.60] para derivar la transmisibilidad efectiva del yacimiento $kh * \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$.

Para obtener los datos requeridos para este procedimiento, se deberán medir las presiones de fondo fluyendo para tres gastos estabilizados. Además, se requerirá de la medición precisa de las presiones de flujo y los gastos de flujo para obtener resultados válidos, especialmente para la eficiencia de flujo.

Ejemplo 2.12 de aplicación Couto-Golan

Los siguientes datos de la **Tabla 2.16**, se obtuvieron mediante una prueba de presión. Suponiendo los valores de los parámetros y presiones de fondo fluyendo, y utilizando la ecuación [2.60], obtenemos los valores de la **Tabla 2.17**.

Tabla 2. 16 Presión de fondo fluyendo contra gasto.

$p_{wf} \left[\frac{lb}{in^2} \right]$	$q_o \left[\frac{bl}{día} \right]$
1500	1245
1750	955
2000	670

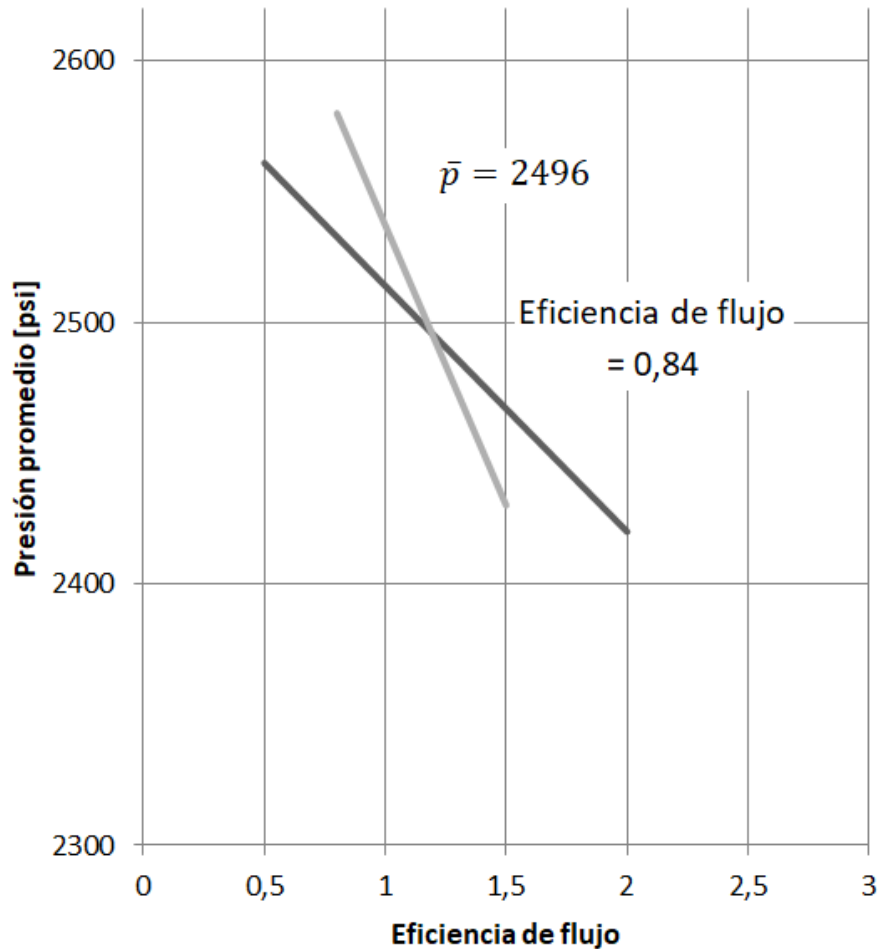


Figura 2. 18 Solución gráfica para una presión media y una eficiencia de flujo a partir de tres pruebas de flujo.

Solución

Se calcula J como una función de las presiones de yacimiento supuestas. Los resultados se muestran en la **Figura 2.18**. La solución gráfica proporciona una presión de yacimiento de 2496 $\left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2}\right]$ y una eficiencia de flujo de 0.84. Los valores empleados en la derivación de los gastos proporcionaron valores de 2500 $\left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2}\right]$ y 0.8 respectivamente. Esto muestra que el procedimiento proporciona la eficiencia de flujo y la presión media correcta cuando las mediciones (en este caso calculadas) de presión de fondo fluyendo y gastos se obtienen de forma precisa.

Tabla 2. 17 Valores de presión y gastos reportados y verdaderos.

p_{wf} verdadero [$\frac{lb}{in^2}$ abs]	Error asignado [$\frac{lb}{in^2}$ abs]	p_{wf} reportado [$\frac{lb}{in^2}$ abs]	q_o verdadero [$\frac{bl}{día}$]	Error asignado [$\frac{bl}{día}$]	q_o reportado [$\frac{bl}{día}$]
1500	-4	1446	1235	10	1245
1750	5	1755	965	-10	955
2000	10	2010	669	-1	670

Empleando los datos anunciados en las **Tablas 2.16** y **2.17** se resuelve gráficamente, y los resultados se muestran en la **Figura 2.19**. La solución gráfica proporciona una presión media del yacimiento de $2506 \left[\frac{lb}{in^2} \text{ abs} \right]$ y una eficiencia de flujo de 1.2. Este resultado sugiere que este método puede proporcionar una estimación razonable de la presión media del yacimiento siempre y cuando los errores moderados estén presentes en los datos medidos.

De lo anterior se puede concluir lo siguiente:

Para pozos con empuje de gas en solución con una eficiencia de flujo constante, la presión media del área de drene y la eficiencia de flujo se pueden determinar empleando solamente datos medidos de presión de fondo fluyendo y gasto. Se requiere un mínimo de tres datos de gasto para el método propuesto.

Para obtener valores fiables de eficiencia de flujo, los datos medidos deberán ser precisos.

Si se conoce la geometría de área de drene, la transmisibilidad del yacimiento también puede ser determinada basándose sólo con datos de presión de fondo fluyendo.

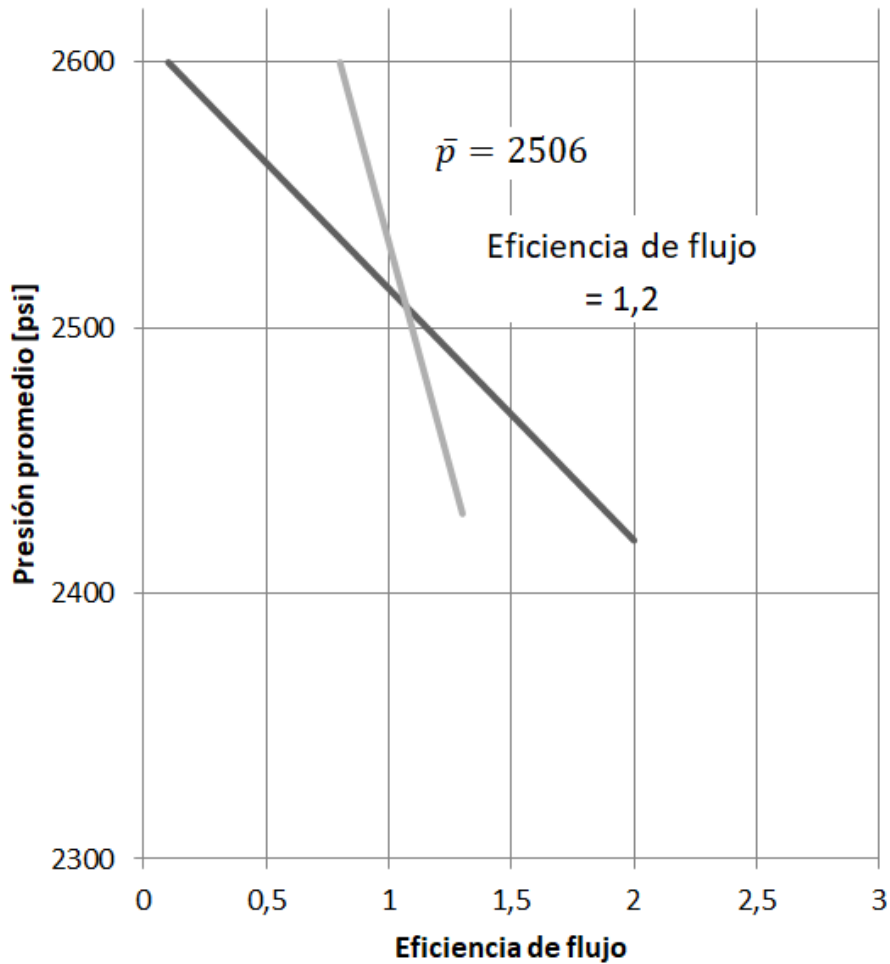


Figura 2. 19 Solución gráfica para una presión media y eficiencia de flujo a partir de tres pruebas de flujo.

2.9 Método de Uhri-Blount (punto pivote).

El método de Uhri-Blount (1982) sirve para predecir el IPR de pozos productores de aceite de yacimientos con empuje de gas disuelto, sin requerir datos PVT, saturaciones o permeabilidades relativas. Este método puede ser aplicado gráfica o numéricamente mediante el cálculo de la relación entre el índice de productividad y la presión de yacimiento.

Los efectos de daño a la formación y estados mecánicos de los pozos son tomados en cuenta intrínsecamente. La técnica del método de punto pivote se basa en la ecuación de Vogel y requiere de al menos dos pares de datos a diferentes tiempos. Si el factor de daño cambia, la forma de la curva propuesta cambiará también. El índice de productividad se determina a partir de la diferencia de la ecuación de Vogel;

$$\frac{dq_o}{dp_{wf}} = \frac{q_{m\acute{a}x}}{p_{ws}} \left(-0.2 - 1.6 \frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right). \quad \dots\dots\dots 2. 65$$

El método consiste básicamente en construir una gráfica de $\frac{dq_o}{dp_{wf}}$ vs p_{ws} , con la información las dos pruebas de producción a diferentes tiempos, una prueba pasada y otra presente, o ambas pueden ser a diferentes tiempos en el pasado. Donde se puede trazar una envolvente que servirá de referencia para el cálculo de nuevas p_{wf} y q_o a p_{ws} futuras previa determinación del potencial del pozo en ese momento, dado por la siguiente relación.

$$\left\{ \frac{dq_o}{dp_{wf}} \right\}_{p_{wf}=p_{ws}} = 9X \left\{ \frac{dq_o}{dp_{wf}} \right\}_{p_{wf}=0} \cdot \dots\dots\dots 2. 66$$

Procedimiento gráfico:

Teniendo 2 pruebas de producción a diferentes tiempos, calcular el gasto máximo a partir de cada una de las pruebas utilizando la ecuación de Vogel. Para cada prueba de producción, calcular $\frac{dq_o}{dp_{wf}}$ para $p_{wf} = 0$ y $p_{wf} = p_{ws}$, utilizando las siguientes ecuaciones, respectivamente:

$$\frac{dq_o}{dp_{wf@p_{wf}=0}} = 0.2 \frac{q_{om\acute{a}x}}{p_{ws}}, \dots\dots\dots 2.26$$

$$\frac{dq_o}{dp_{wf@p_{wf}=p_{ws}}} = 1.8 \frac{q_{om\acute{a}x}}{p_{ws}}, \dots\dots\dots 2.27$$

Para realizar la gráfica, trazar los ejes x – y con $\frac{dq_o}{dp_{wf}}$ como eje vertical y p_{ws} como eje horizontal y graficar el valor de $\frac{dq_o}{dp_{wf}}$ vs p_{wf} como se muestra en la **Figura 2.20**, a partir de las pruebas de producción dadas.

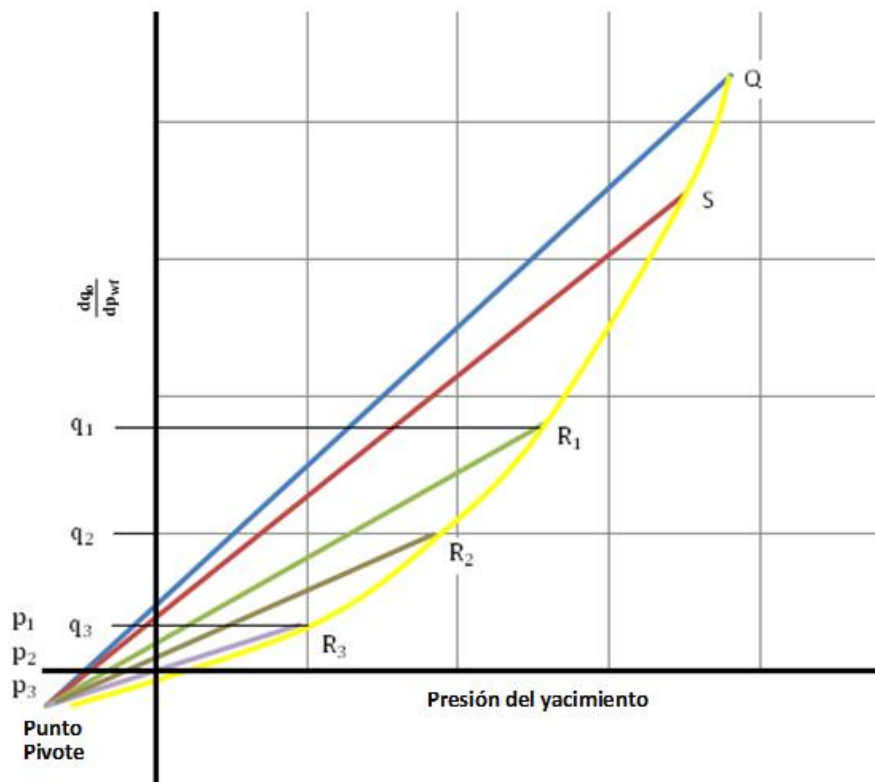


Figura 2. 20 Ilustración para construir la envolvente de la presión del yacimiento empleando el método de punto pivote.

Determinar los puntos:

$$P = \left\{ \frac{dq_o}{dp_{wf}} \right\}_{p_{wf}=0}, \text{ de la primera prueba.}$$

$$Q = \left\{ \frac{dq_o}{dp_{wf}} \right\}_{p_{wf}=p_{ws}}, \text{ de la primera prueba.}$$

$$R = \left\{ \frac{dq_o}{dp_{wf}} \right\}_{p_{wf}=0}, \text{ de la segunda prueba.}$$

$$S = \left\{ \frac{dq_o}{dp_{wf}} \right\}_{p_{wf}=p_{ws}}, \text{ de la segunda prueba.}$$

Trazar una línea recta entre P–Q y R–S y prolongar estas líneas hasta que estas se intercepten. La intersección es llamada el punto pivote (PP).

Si O es el punto de origen, la línea OP divide (sobre el eje vertical) en varias partes, por ejemplo, en cuatro partes, esto es P_1, P_2, P_3 . Dibujar líneas a partir del punto pivote (PP) hacia P_1, P_2, P_3 . Es decir, PP - P_1 , PP - P_2 y PP - P_3 y prolongar las líneas lo suficiente para generar la envolvente.

Sobre el eje vertical o eje $\frac{dq_o}{dp_{wf}}$, determinar los puntos q_1, q_2, q_3 , donde las distintas Oq_1, Oq_2 y Oq_3 son determinadas basándose en el valor OP_1, OP_2 y OP_3 , respectivamente.

$$Oq_1 = OP_1 \times 9; Oq_2 = OP_2 \times 9; Oq_3 = OP_3 \times 9.$$

A partir de q_1, q_2 y q_3 , dibujar líneas horizontales hasta que intercepten la extensión PP: P_1, P_2 y P_3 , respectivamente y obtener los puntos R_1, R_2 y R_3 .

Unir los puntos S, R_1, R_2 y R_3 , Q y O. La curva generada es llamada “envolvente de presión de yacimiento”.

Si el eje horizontal es considerado para ser la presión de yacimiento (p_{ws}), entonces, el eje vertical es $[1.8 \frac{q_{om\acute{a}x}}{p_{ws}}]$.

Utilizando la envolvente de presión del yacimiento a partir del paso y para ciertos valores de presión de yacimiento en el futuro, el valor $[1.8 \frac{q_{om\acute{a}x}}{p_{ws}}]$ puede ser determinado; a partir de esto, el gasto máximo puede ser calculado.

Una curva IPR en el futuro, se puede predecir mediante la aplicación de la ecuación de Vogel basada en la presión del yacimiento futura (p_{ws}) y el gasto máximo calculado en el paso.

Existen dos formas para predecir las curvas de IPR:

Solución numérica empleando el método de punto pivote.

Solución numérica empleando la ecuación de la envolvente p_{ws} .

Para la aproximación de la solución numérica se derivaron las siguientes ecuaciones:

$$p_{wf}^* = \frac{1.8 [(q_{om\acute{a}x})_2 p_{ws1}^2 * p_{ws2} - (q_{om\acute{a}x})_1 p_{ws2}^2 * p_{ws1}]}{(q_{om\acute{a}x})_1 p_{ws2}^2 - (q_{om\acute{a}x})_2^2} \dots\dots\dots 2. 67$$

$$-\left(\frac{dq_o}{dp_{wf}}\right) = (q_{om\acute{a}x})_1 \left[\frac{0.2}{p_{ws1}} + 1.6 \frac{p_{wf}^*}{p_{ws1}^2} \right], \dots\dots\dots 2. 68$$

$$\left(-\frac{dq_o}{dp_{wf}}\right)_f = \frac{\left(\frac{dq_o}{dp_{wf}}\right)}{1 + 8 \left(\frac{p_{wf}}{p_{wsf}}\right)}, \text{ para } p_{wf} = 0, \dots\dots\dots 2. 69$$

$$\left(-\frac{dq_o}{dp_{wf}}\right)_f = \frac{0.2 (q_{m\acute{a}x})_f}{p_{wsf}}, \text{ para } p_{wf} \neq 0. \dots\dots\dots 2.70$$

p_{ws}^2 y $\frac{dq_o}{dp_{wf}}$ son las coordenadas del punto pivote y los subíndices 1 y 2 se refieren a las pruebas del pozo 1 y 2 respectivamente; el subíndice f indica una condición futura de la curva.

Uhri y Blount obtuvieron una expresión analítica para la envolvente p_{ws} . Esta ecuación es la siguiente:

$$\frac{q_{m\acute{a}x}}{p_{ws}} = \frac{Ap_{ws}}{p_{ws} + n}. \dots\dots\dots 2.71$$

Donde A y n son constantes para un pozo particular. Estas constantes se pueden determinar empleando los valores de presión y gasto máximo a partir de las pruebas de la forma siguiente:

$$A = \frac{p_{ws1} - p_{ws2}}{\frac{p_{ws1}^2}{(q_{m\acute{a}x})_1} - \frac{p_{ws2}^2}{(q_{m\acute{a}x})_2}}. \dots\dots\dots 2.72$$

$$n = p_{ws1} \left[\frac{Ap_{ws1}}{(q_{m\acute{a}x})_1 - 1} \right], \dots\dots\dots 2.73$$

El siguiente procedimiento se puede emplear para predecir las curvas IPR futuras:

1. Utilizando la ecuación de Vogel, calcular el gasto máximo para ambas pruebas, es decir, $(q_{\text{máx}})_1$ y $(q_{\text{máx}})_2$.
2. Utilizando la ecuación [2.68], calcular p_{wf} .
3. Calcular $\frac{dq_o}{dp_{\text{wf}}}$ empleando la ecuación [2.69].
4. Para una presión de yacimiento futura particular, calcular $\left(-\frac{dq_o}{dp_{\text{wf}}}\right)_f$, para $p_{\text{wf}} = 0$, empleando la ecuación [2.70]
5. Basado en el resultado del paso 4, se puede obtener el gasto máximo a una presión de yacimiento futura particular utilizando [2.71].

El procedimiento para predecir las curvas IPR futuras utilizando la ecuación de la envolvente p_{ws} es el siguiente:

1. Aplicando la ecuación de Vogel, determinar los gastos máximos para ambas pruebas.
2. Calcular A y n empleando [2.72] y [2.73] respectivamente.
3. Calcular el gasto máximo para una presión del yacimiento futuro particular utilizando [2.71].
4. Empleando la ecuación de Vogel para obtener la curva de IPR futura para una presión de yacimiento particular.

Se puede obtener la curva IPR futura utilizando la ecuación de Vogel basada en los valores de p_{wsf} y $(q_{\text{máx}})_f$, para la aproximación de la solución numérica empleando la ecuación de la envolvente p_{ws} .

Ejemplo 2.13 Aplicación del método de UHRI-BLOUNT (PUNTO PIVOTE)

Calcular el gasto máximo cuando la presión del yacimiento disminuye a $1600 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$, así como el gasto para $p_{wf} = 1200 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$ cuando $p_{ws} = 1600 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$.

El conjunto de datos para este ejemplo se obtuvo de dos pruebas realizadas en un pozo, tal como se muestra en la **Tabla 2.18**.

Tabla 2. 18 Datos de pruebas realizadas en un pozo, del ejemplo 2.11.

Prueba	p_{ws}	p_{wf}	q_o
1	1900	1650	511.6
2	1750	1575	290.92

Solución

1. Calcular el gasto máximo de cada prueba utilizando la ecuación de Vogel y después calcular $\frac{q_o}{p_{wf}}$ para $p_{wf}=0$ y $p_{wf} = p_{ws}$, para obtener la **Tabla 2.19**.

Tabla 2. 19 Gastos calculados en cada prueba.

Prueba	$q_{m\acute{a}x}$	$\frac{q_o}{p_{wf}} @ p_{wf} = 0$	$\frac{dq_o}{dp_{wf}} @ p_{wf} = @ p_{ws}$
1	2294.26	0.2415	2.1735
2	1691.4	0.1933	1.7397

2. Representar gráficamente $\frac{dq_o}{dp_{wf}}$ en función de p_{ws} y determinar el punto pivote.
3. Suponer algunos valores de $\frac{q_o}{p_{wf}}$ @ $p_{wf} = 0$ y calcular $\frac{dq_o}{dp_{wf}}$ @ $p_{wf} = @p_{ws}$, empleando la ecuación [2.68] y obtenemos la **Tabla 2.20**.

Tabla 2. 20 Valores supuestos de $\frac{dq_o}{dp_{wf}}$.

$\frac{q_o}{p_{wf}}$ @ $p_{wf} = 0$ (supuesto)	$\frac{dq_o}{dp_{wf}}$ @ $p_{wf} = p_{ws}$
0.15	1.35
0.1	0.9
0.05	0.45

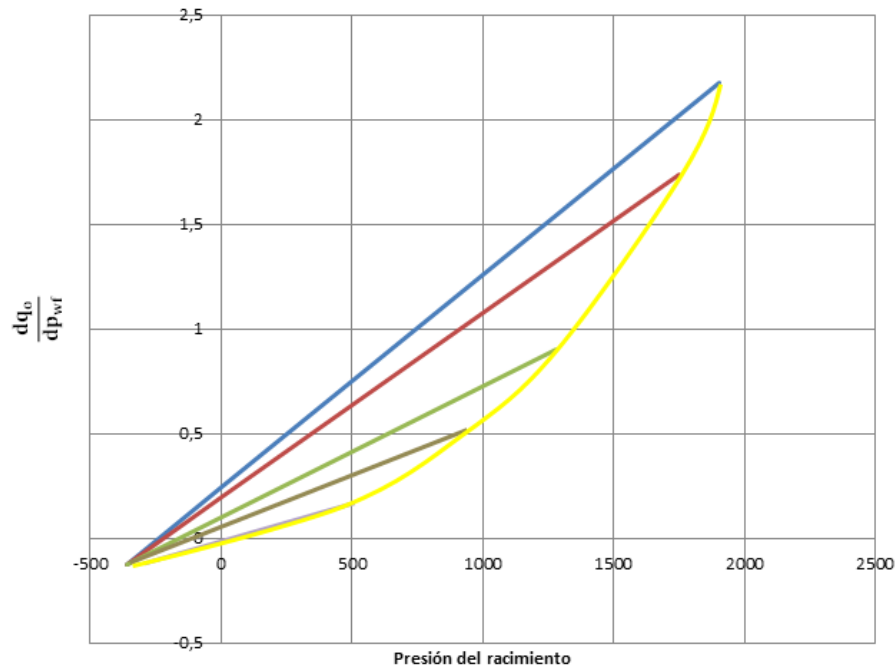


Figura 2. 21 Gráfica de la envolvente para el ejemplo de aplicación.

- Utilizando los pasos 6, 7, 8 y 9 del procedimiento gráfico, dibujar la envolvente, como se ilustra en la **Figura 2.21**.
- Utilizando la envolvente para $p_{ws} = 1600 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$, el valor de $1.8 \frac{q_{\text{máx}}}{q_{ws}} = 1.4$. El gasto máximo es;

$$q_{\text{máx}} = \frac{(1.4)(1600)}{1.8} = 1224 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right].$$

- Empleando la ecuación de Vogel, el gasto para $p_{wsf} = 1200 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$ es;

$$q_o = 1224 \left(1 - 0.2 \left(\frac{1200}{1600} \right) - 0.8 \left(\frac{1200}{1600} \right)^2 \right) = 498 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right].$$

2.10 Método de Kelkar para pozos de gas y condensado.

El método de Kelkar (1985) se basa en la suposición de que $\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$ es una variación lineal de la presión del yacimiento. Para aplicar este método se requiere de la información de dos puntos (a diferentes presiones del yacimiento).

Fetkovich (1973) fue el primero en sugerir que, para un empuje de gas en solución, $\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$ se puede considerar como una función lineal. Aquí se mostrará que todos los métodos discutidos anteriormente, consideran que J^* es referido a $\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$ mediante la siguiente relación:

$$J^* = \text{constante} * \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_{p_{ws}}, \dots\dots\dots 2.74$$

donde J^* está relacionado con $q_{m\acute{a}x}$ de la ecuaci3n de Vogel,

$$J^* = \frac{1.8 q_{m\acute{a}x}}{p_{ws}}, \dots\dots\dots 2.75$$

De la relaci3n de Fetkovich cuando $n = 1$.

$$J^* = \frac{2 q_{om\acute{a}x}}{p_{ws}}, \dots\dots\dots 2.76$$

Para $n \neq 1$, como una aproximaci3n, si uno de los valores calculados de J^* para $p_{wf} = 0.999 (p_{ws})$, se puede escribir como:

$$J^* = \text{constante} * \frac{q_{om\acute{a}x}}{p_{ws}}, \dots\dots\dots 2.77$$

En general, se puede concluir que J^* es directamente proporcional a $q_{om\acute{a}x}$ e inversamente proporcional a p_{ws} . Por lo tanto, si $q_{om\acute{a}x}$, y p_{ws} son conocidos, J^* podr3 ser calculado.

Como se muestra en la **Figura 2.22**, si se supone una relaci3n lineal entre $\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$ y p , a intersecci3n sobre el eje Y corresponde al valor de $\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$ a la presi3n

atmosférica. Por consiguiente, una ecuación que relaciona $\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$ y p se puede escribir como:

$$F(p) = \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) = ap + b, \dots\dots\dots 2.78$$

donde a y b son constantes y

$$\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_{p_a} = F(p_a), \dots\dots\dots 2.79$$

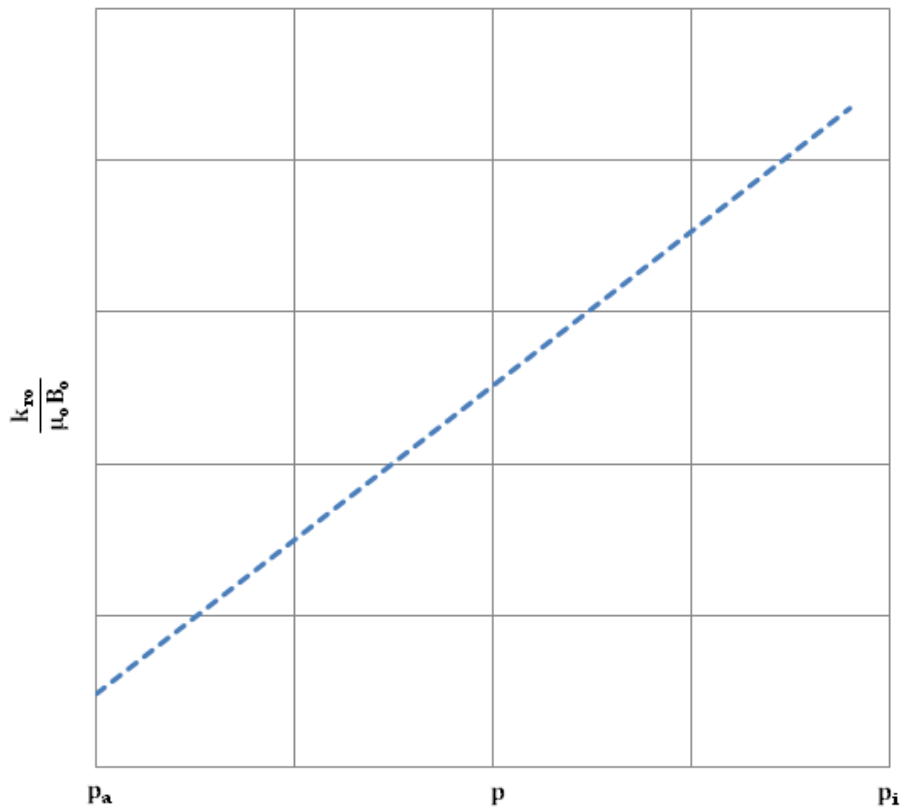


Figura 2. 22 Relación entre $\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$ y p .

Whitson definió a X de la siguiente manera:

$$X = \frac{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}\right)_{p_a}}{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}\right)_{p_{ws}}} = \frac{F(p_a)}{F(p_{ws})}, \dots\dots\dots 2.80$$

Entonces la ecuación [2.78] se puede escribir como:

$$F(p) = XF(p_{ws}) + \frac{F(p_{ws})(1 - X)}{p_{ws}} p, \dots\dots\dots 2.81$$

Si se emplea la ecuación de Darcy para flujo radial, el gasto puede ser calculado mediante:

$$q = \text{constante} * \int_{p_{wf}}^{p_{ws}} F(p) dp, \dots\dots\dots 2.82$$

Si p_{wf} se cambia a p_o el $q_{om\acute{a}x}$ se calcula sustituyendo las ecuaciones [2.83] en [2.84] y calculando q_o y $q_{om\acute{a}x}$, la relación puede ser establecida por:

$$\frac{q_o}{q_{om\acute{a}x}} = 1 - \left(\frac{2X}{1 + X}\right) \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}}\right) - \left(\frac{1 - X}{1 + X}\right) \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}}\right)^2. \dots\dots\dots 2.83$$

Sustituyendo el valor de X por 1/9, se podrá obtener la relación de Vogel quien supone que X permanece constante, durante la operación de producción. Uhri y

Blount emplearon la misma relación para predecir el gasto de producción futuro. Como muestra Whitson (1983), la intercesión sobre el eje Y deberá ser 1/9 de $F(p_{ws})$. Si se cuenta con dos conjuntos de datos a dos diferentes tiempos, $F(p)$ se podrá calcular. Por consiguiente, las dos ecuaciones se podrán escribir como:

$$F(p) = a_1 p_{ws1} + b_1. \dots\dots\dots 2. 84$$

$$F(p) = a_2 p_{ws2} + b_2, \dots\dots\dots 2. 85$$

Para la relación de Vogel es:

$$\frac{F(p_{ws1})}{b_1} = 9 \text{ y } \frac{F(p_{ws2})}{b_2} = 9. \dots\dots\dots 2. 86$$

Por lo tanto:

$$a_1 = \frac{8 b_1}{p_{ws1}} \text{ y } a_2 = \frac{8 b_2}{p_{ws2}}. \dots\dots\dots 2. 87$$

Las dos líneas generadas por las ecuaciones [2.86] y [2.87] se interceptarán en un cierto punto, y se denominará como “punto pivote”. Este procedimiento se muestra en la **Figura 2.23**.

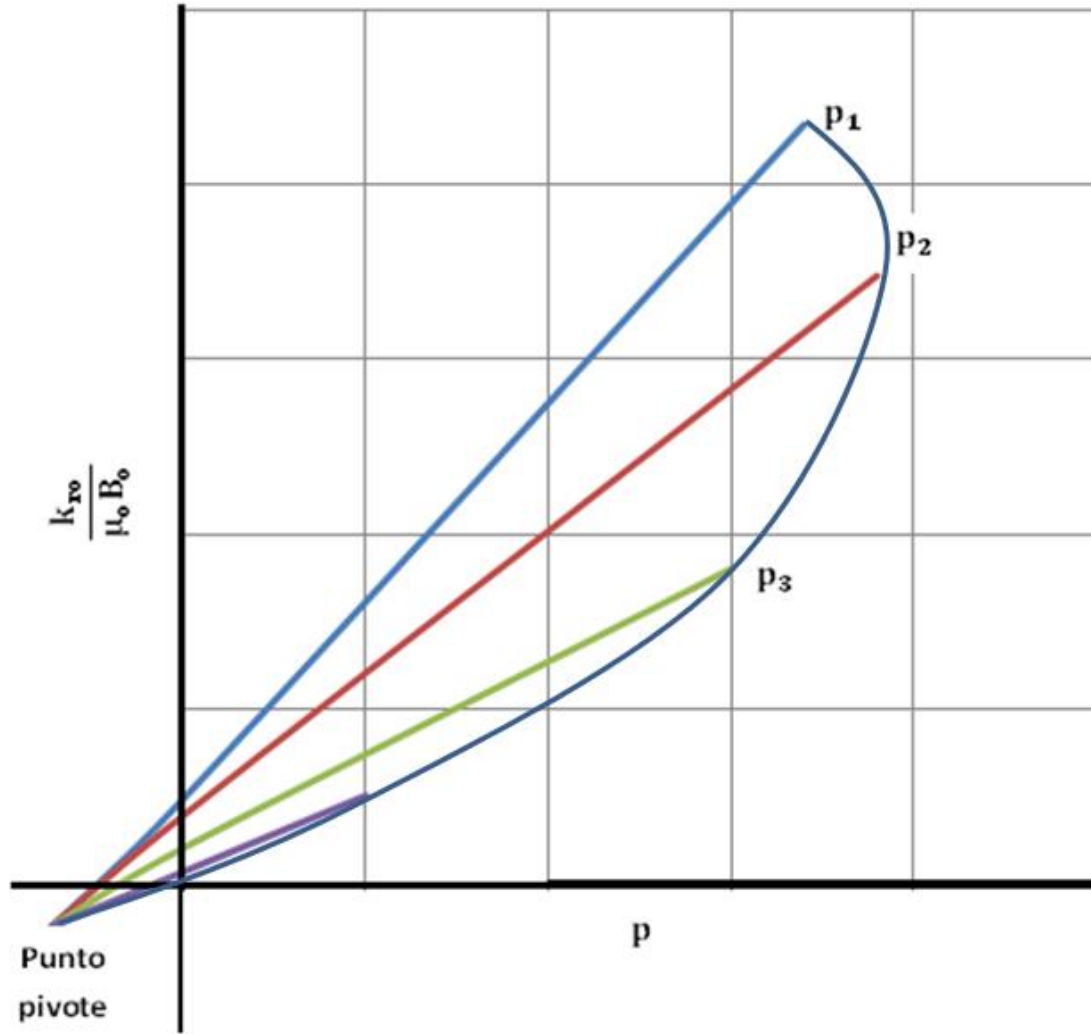


Figura 2. 23 Representación gráfica de las líneas generadas por [2.86] y [2.87].

Para que la línea recta futura pase por el “punto pivote”, es necesaria la siguiente condición;

$$b = \frac{A^*}{1 + \frac{n}{p_{ws}}}, \dots\dots\dots 2. 88$$

donde A^* y n son dos constantes. Combinando la ecuación [2.88] y [2.87], se tiene que:

$$\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}\right) = \left(\frac{8A^*}{p_{ws} + n}\right)p + \left(\frac{A^* p_{ws}}{p_{ws} + n}\right). \dots\dots\dots 2. 89$$

Evaluando para p_{ws} , se obtiene;

$$\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}\right)_{p_{ws}} = \left(\frac{9 A^* p_{ws}}{p_{ws} + n}\right). \dots\dots\dots 2. 90$$

Sustituyendo [2.74] en la ecuación [2.90], se tiene;

$$J^* = \frac{A^* p_{ws}}{p_{ws} + n}. \dots\dots\dots 2. 91$$

Sustituyendo la ecuación [2.82] en [2.91];

$$q_{om\acute{a}x} = \frac{A p_{ws}^2}{p_{ws} + n}. \dots\dots\dots 2. 92$$

Existen dos inc3gnitas en la ecuaci3n anterior, y por consiguiente se necesitan dos conjuntos de datos. La ecuaci3n [2.94] es id3ntica a la propuesta por Uhri y Blount (1982), excepto en que para llegar a ellas se emplearon diferentes aproximaciones. Aunque esta relaci3n es 3til en la predicci3n de datos actuales de

producción, la mayor desventaja recae en el hecho de que X se considera constante. Es evidente que los valores propuestos por Vogel permanecen constantes para F(p) conforme la presión del yacimiento se abate, no así el valor de X el cual se incrementa. El incremento puede ser tan alto como 0.5, causando errores significativos en predicciones futuras. Fetkovich simplificó este problema suponiendo que F(p) pasa a través del origen:

$$F(p) = ap, \dots\dots\dots 2.93$$

También supuso que el valor de la pendiente “a” cambia conforme varía la presión del yacimiento y es directamente proporcional a la presión del yacimiento. Por ejemplo, si “a_{pb}” es la pendiente para la presión media del yacimiento de p_b (punto de burbuja), entonces la pendiente “a_{pws}” a cualquier otra presión puede ser relacionada como:

$$\left(\frac{a_{pws}}{a_{pb}}\right) = \frac{p_{ws}}{p_b} \dots\dots\dots 2.94$$

$$a_{pws} = \text{Constante} * p_{ws}$$

Combinando las ecuaciones [2.92] y [2.93] se tiene que:

$$F(p_{ws}) = J^* = \text{constante} * p_{ws}^2 \dots\dots\dots 2.28$$

Combinando las ecuaciones [2.95] y [2.76]:

$$q_{om\acute{a}x} = \text{constante} * p_{ws}^3. \dots\dots\dots 2. 95$$

La ecuaci3n [2.95] requiere el c\c1culo de una sola variable; por lo tanto se requiere s3lo un punto como dato. Fetkovich (1973) emplea el mismo m\c3todo sugerido por Uhri y Blount (1982), excepto que el "punto pivote" es el origen. En lugar de elaborar una suposici3n que simplifique el hecho de que una l\nea recta pase por el origen, se asume que la l\nea recta pase por un punto fijo sobre el eje Y (correspondiente $F(p_a)$), entonces se puede reescribir la ecuaci3n [2.93], como:

$$F(p) = ap + F(p_a). \dots\dots\dots 2. 96$$

El valor de $F(p_a)$, no se conoce, por tanto, se supondr\c1 que la pendiente es directamente proporcional a la presi3n media del yacimiento, o bien, que la ecuaci3n [2.93] es v\c1lida. Sustituy\c9ndola en la ecuaci3n [2.96] y reordenando t\c3rminos, se tiene que:

$$J_1^2 = F(p_{ws1}) = Ap_{ws1}^2 + B. \dots\dots\dots 2. 97$$

$$J_2^2 = F(p_{ws2}) = Ap_{ws2}^2 + B. \dots\dots\dots 2. 98$$

dado que las ecuaciones anteriores contienen dos constantes, se necesita un conjunto de puntos como datos para resolver las dos inc3gnitas A y B. Si se

conocen los valores de $q_{o\text{m}\acute{a}x}$ en dos diferentes puntos, las ecuaciones [2.97] y [2.98] pueden ser reescritas como:

$$q_{o\text{m}\acute{a}x1} = A^*p_{ws1}^3 + Bp_{ws1} \dots\dots\dots 2. 99$$

$$q_{o\text{m}\acute{a}x2} = A^*p_{ws2}^3 + Bp_{ws2} \dots\dots\dots 2. 100$$

Donde A^* y B^* son constantes. Una vez que los valores A^* y B^* se conocen, el $q_{o\text{m}\acute{a}x}$ futuro puede ser calculado. La ventaja de emplear este método es que permite el cambio en X manteniendo $F(p_a)$ constante. En otras palabras, el “punto pivote” está localizado en $F(p_a)$.

Ejemplo 2.14 Aplicación del método de Kelkar

Un pozo productor de aceite ubicado en un yacimiento con empuje de gas disuelto tiene una producción de 158.1 [bpd] y una presión de fondo fluyendo de 1300 $\left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2}\right]$, mientras que la presión media del yacimiento es de 2263 $\left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2}\right]$. Una prueba de flujo previa mostró una producción de 120 [bpd] con una $p_{wf} = 2346 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2}\right]$ y una $p_{wf} = 1800 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2}\right]$, A partir de la relación general de Vogel se determinó que $q_{o\text{m}\acute{a}x}$ para los dos casos es 254.6 [bpd] y 319.3 [bpd] respectivamente.

Solución

$$J_1^* = \left(\frac{319.3}{2346}\right) = 0.1361 \left[\frac{\text{bl}}{\frac{\text{día}}{\text{lb}}}\right],$$

$$J_2^* = \left(\frac{254.6}{2263} \right) = 0.1125 \left[\frac{\text{bl}}{\frac{\text{dia}}{\text{lb}} \frac{\text{in}^2}}{\text{in}^2} \right],$$

$$A^* = \frac{J_1^* - J_2^*}{p_{ws1}^2 - p_{ws2}^2} = 6.169 \times 10^{-8}.$$

$$B^* = \frac{\left(\frac{J_1^* - J_2^*}{p_{ws1}^2 - p_{ws2}^2} \right)}{\left(\frac{1}{p_{ws1}^2} - \frac{1}{p_{ws2}^2} \right)} = -0.2034.$$

Evaluando a una presión media del yacimiento futura de $2139 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$, se obtiene:

$$q_{o \text{ máx}} = A^* p_{ws}^3 + B^* p_{ws},$$

$$q_{o \text{ máx}} = 168.6 \left[\frac{\text{bl}}{\text{dia}} \right].$$

Este nuevo valor de $q_{o \text{ máx}}$ se puede utilizar en la relación de Vogel para generar la curva IPR futura que se muestra en la **Figura 2.24**.

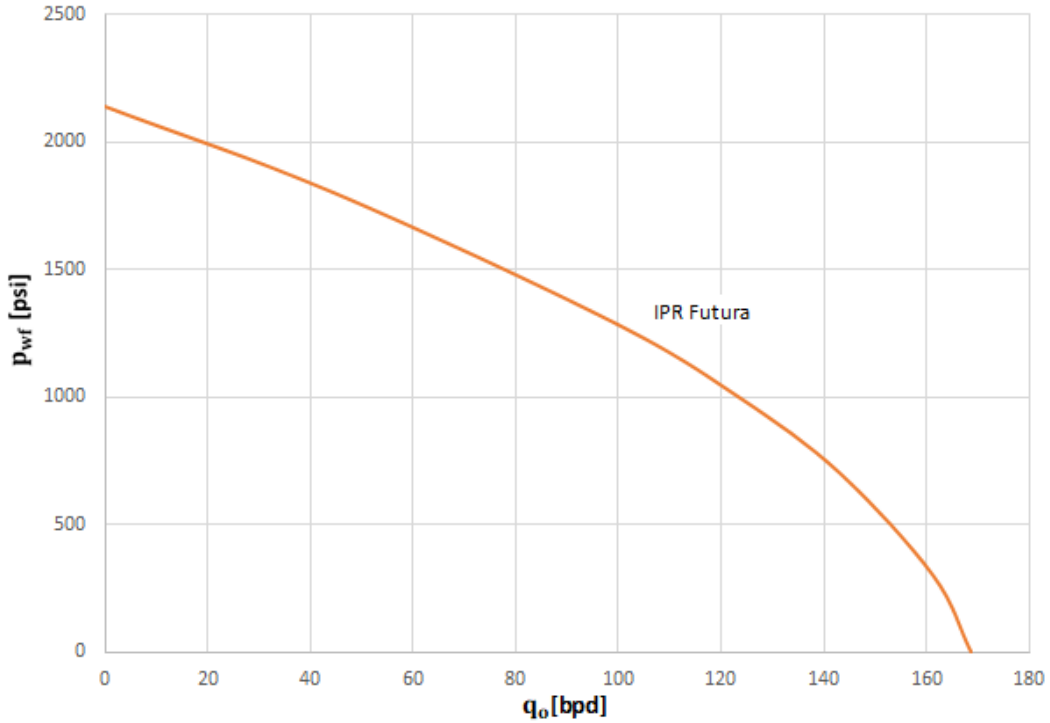


Figura 2. 24 Grafica IPR futura del ejemplo [2.14]

2.12 Método de Eickemer.

Eickemer se basa en el método que propuso Fetkovich y considera que $n=1$ y $p_{wf}=0$, el cociente de las siguientes ecuaciones a un tiempo t_1 .

$$q_{01} = J_{01}^* (p_{ws1}^2 - p_{wf}^2)^n \dots\dots\dots 2. 101$$

$$q_{02} = J_{02}^* \left(\frac{p_{ws2}}{p_{ws1}} \right) (p_{ws1}^2 - p_{wf}^2)^n \dots\dots\dots 2. 102$$

permitirá obtener $q_{o \text{ máx}}$ a un tiempo t_2 , Así:

$$\frac{q_{o \text{ máx1}}}{q_{o \text{ máx2}}} = \left(\frac{p_{ws1}}{p_{ws2}} \right)^3 \dots\dots\dots 2. 103$$

La solución de la ecuación anterior requiere una prueba del pozo al tiempo presente t_1 , a partir del cual se puede obtener $q_{o \text{ máx1}}$. Conociendo $q_{o \text{ máx1}}$ y p_{ws1} , se puede resolver q a cualquier otra presión estática considerada y como complemento, puede construirse una curva completa de IPR para t .

Ejemplo 2.15 Aplicación del método de Eickemer.

Un pozo productor de aceite ubicado en un yacimiento con empuje de gas disuelto presenta los siguientes datos de la **Tabla 2.21**.

Tabla 2. 21. Datos de gastos para cada presión de fondo fluyendo presentes del pozo.

q_o [bl/día]	p_{wf} [lb/in ²] presente
0	2500
500	2124
650	2000
1200	1470.6
1600	953.4
1981.7	0

Mediante el uso de la ecuación [2.103], determinamos el gasto máximo para una presión estática futura.

$$q_{o \text{ máx}2} = \frac{q_{o \text{ máx}1}}{\left(\frac{p_{ws1}}{p_{ws2}}\right)^3} = 1174.5 \text{ [bpd]}.$$

Determinamos los valores futuros de los gastos a cada presión de fondo fluyendo futura considerada, y así obtener la **Tabla 2.22**. Los valores son graficados para obtener la **Figura**.

Tabla 2. 22 Valores de gastos futuros para cada valor de presión de fondo fluyendo futuro.

q_o [bl/día]	p_{wf} [lb/in ²] futuros
0	2100
282.85359	1800
669.047286	1300
849.626131	1000
991.851948	700
1121.8261	300
1174.56152	0

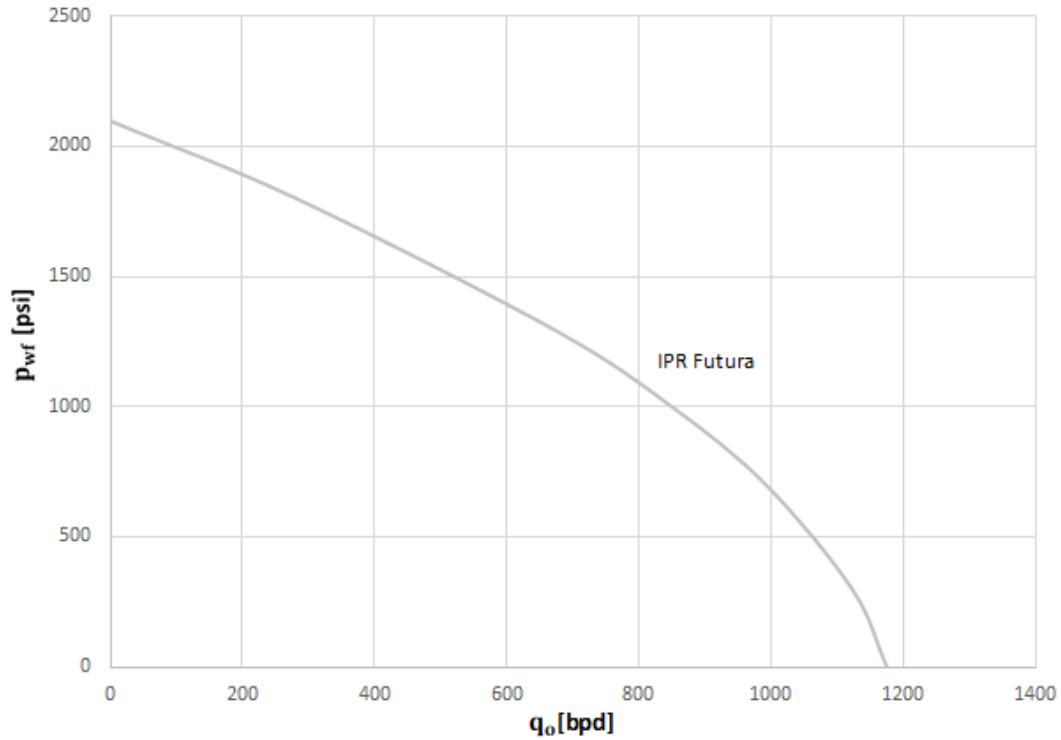


Figura 2. 25 Grafica IPR futura del ejemplo [2.15].

2.13 Método de Couto.

Couto manipulo la ecuación de Standing para pozos dañados;

$$\frac{q_o}{q_{m\acute{a}xEF=1}} = 1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_R} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_R} \right)^2,$$

Couto llegó a establecer una ecuación para predecir curvas IPR presentes y también para predecir curvas IPR futuras. Para un área de drene circular:

$$q_o = 3.49 (\alpha) \frac{kh}{\ln\left(0.472\frac{r_e}{r_w}\right)} p_{ws} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}\right) (EF)(1 - R)[1.8 - 0.8 (EF)(1 - R)]. \quad . \quad 2. 104$$

Para un área de drene no circular, la ecuación anterior se puede generalizar de la siguiente manera:

$$q_o = 3.49 (\alpha) \frac{kh}{\ln X} p_{ws} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}\right) (EF)(1 - R)[1.8-0.8 (EF) (1-R)] \quad \dots\dots\dots 2. 105$$

Donde el factor de conversión es igual a 0.001127 para unidades de [ft], $\left[\frac{lb}{in^2}\right]$, [cP], [mD] y [bpd]. $EF = \frac{p_{wf}}{p_{ws}}$ [Adimenciona].

La ecuación [2.105] se puede utilizar para predecir las curvas de IPR en un tiempo presente o para cualquier valor de eficiencia de flujo, o bien, en cualquier etapa de disminución del yacimiento. Para valores de $EF > 1$, se obtendrá un resultado similar del que se obtiene empleando el método de Standing.

Ejemplo 2.16 Aplicación del método de Couto.

Dado el siguiente conjunto de datos: $B_o @c.y. = 1.319 \left[\frac{bl_o@c.y.}{bl_o@c.s.}\right]$, $h = 50$ [ft], $k_o = 50$ mD, $P_{ws} = 2500 \left[\frac{lb}{in^2}\right]$, $r_e = 1500$ [ft], $r_w = 0.25$ [ft], $\mu_o @c.y. = 0.5421$ [cp] y $k = 62.5$ [mD].

Solución

Calcular el gasto para $p_{wf} = 1000 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$ y el gasto máximo para $EF= 0.6$ y $EF= 1.2$.

Solución:

Empleando la ecuación [2.104] para $EF= 0.6$, $EF= 1.2$ y $p_{wf} = 1000 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$, el gasto se puede calcular de la siguiente forma:

$$R = \frac{1000}{2500} = 0.4,$$

$$\begin{aligned} q_o &= 3.49 (0.001127) [(50 (62.5)) / (\ln(0.472) 1500/0.25) (2500)(0.8 \\ &\quad / (0.5421)(1.319)) (0.6)(1 - 0.4)[1.8 - 0.8(0.6)(1 - 0.4)] \\ &= (4325.21)(0.6)(1 - 0.4)[1.8 - 0.8 (0.6)(1 - 0.4)] = 2354.3 \left[\frac{\text{bl}_o @ \text{c.s.}}{\text{día}} \right]. \end{aligned}$$

El gasto máximo para $EF=0.6$ es:

$$q_{\text{máx}} = (4325.21)(0.6)(1 - 0)[1.8 - 0.8 (0.6)(1 - 0)],$$

$$q_{\text{máx}} = 3425.56 \left[\frac{\text{bl}_o @ \text{c.s.}}{\text{día}} \right],$$

Para $EF= 1.2$ el gasto a $p_{wf} = 1000 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$,

$$q_o = (4325.21)(1.2)(1 - 0.4)[1.8 - 0.8 (1.2)(1 - 0.4)],$$

$$q_o = 3811.72 \left[\frac{bl_o @c.s.}{\text{día}} \right],$$

El gasto máximo para EF= 1.2 sería:

$$q_{om\acute{a}x} = (4325.21) (1.2) (1 - 0)[1.8 - 0.8 (1.2)(1 - 0)],$$

$$q_{om\acute{a}x} = 4359.81 \left[\frac{bl_o @c.s.}{\text{día}} \right],$$

Como se puede observar al aplicar el método propuesto por Couto se simplifica en forma considerable la manera de construir las curvas de IPR, ya sea para un tiempo presente o futuro. Una vez calculado $q_{om\acute{a}x}$ a un determinado valor de EF y la disminución de presión, se puede recurrir a la ecuación propuesta por Vogel para llevar a cabo la elaboración de la curva de IPR, que permitirá determinar las condiciones necesarias para una óptima producción del pozo productor en estudio. Otro aspecto importante que cabe resaltar es que el $q_{om\acute{a}x}$ se obtiene cuando $p_{wf} = 0$, es decir, cuando no se presenta resistencia al flujo. Para el cálculo de la IPR futura se pueden utilizar las ecuaciones [2.104] y [2.105], suponiendo valores de presión de fondo fluyendo y calcular cada gasto a su correspondiente eficiencia de flujo.

Tabla 2. 23 Valores de gastos a cada eficiencia de flujo para cada valor de presión de fondo fluyendo.

P_{wf}	$Q_o @ EF=0.6$	$Q_o @ EF=1.2$
2500	0	0
1800	1511.63112	1923.89696
1300	2328.28462	2963.27566
1000	2713.04352	3452.96952
700	3018.87752	3842.21336
300	3303.88411	4204.94955
0	3425.56	4359.81

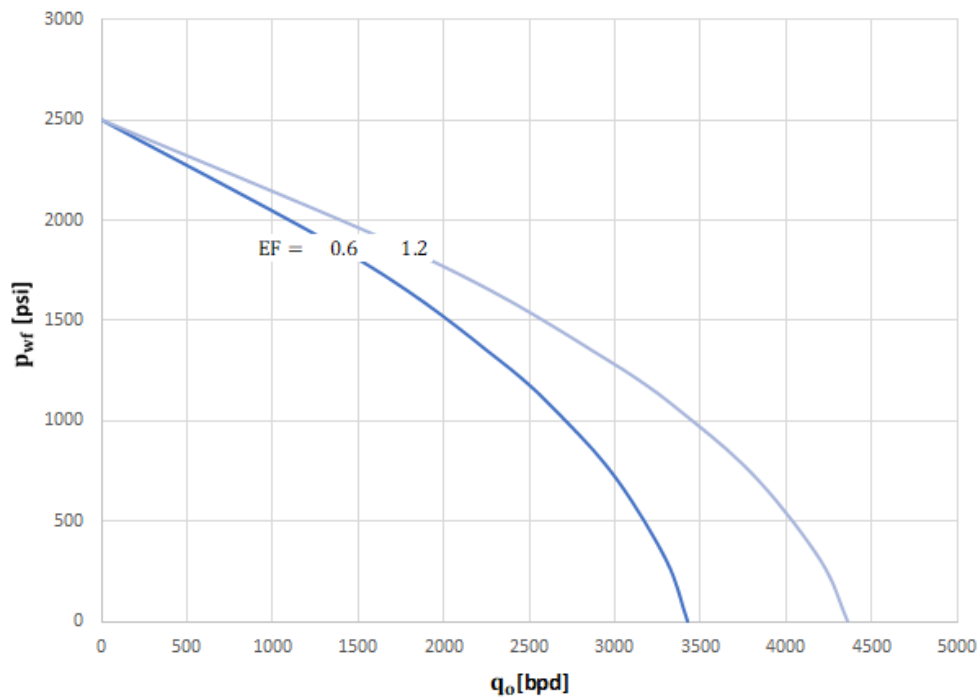


Figura 2. 26 Grafica IPR para las eficiencias de flujo de 0.6 y 1.2 del ejemplo [2.16]

Ejemplo 2.17 Aplicación del método de Couto.

Calcular q a $p_{wf} = 1500$ [psia] y 1000 [psia] cuando p_y ha bajado a 2000 [psia]. Se da con los siguientes datos presentes: $p_y = 2500$ [psia], $k_{abs} = 62.5$ [mD], $k_{ro} = 0.8$, $EF = 1$, $\mu_o = 0.5421$ [cP], $B_o = 1.319$, $r_e = 1500$ [ft], $h = 50$ [ft] y $r_w = 0.25$ [ft].

Solución

Empleando la ecuación [2.104]:

$$q_o = 3.49 (0.001127) \left\{ \frac{62.5 \times 50}{\ln\left(\frac{0.472 \times 1500}{0.25}\right)} \right\} 2500 \left(\frac{0.8}{0.5421 \times 1.319} \right) (1)(1 - R)[1.8 - 0.8 (1) (1 - R)].$$

$$q_o = 4325.21 (1 - R)[1.8 - 0.8 (1)(1 - R)].$$

Para 1500 [psia] y $p_y = 2000$ [psia], se obtiene:

$$R = \frac{1500}{2000} = 0.75.$$

$$q_o = 2964.25 (1 - 0.75)[1.8 - 0.8 (1)(1 - 0.75)],$$

$$q_o = 1730.1 \left[\frac{\text{STB}}{\text{día}} \right].$$

Para 1000 [psia] y $P_y = 2000$ [psia],

$$R = \frac{1000}{2000} = 0.5.$$

$$q_o = 4325.21 (1 - 0.5)[1.8 - 0.8 (1)(1 - 0.5)],$$

$$q_o = 3027.64 \left[\frac{\text{STB}}{\text{día}} \right].$$

2.14 Método de Fuad Qasem.

Fuad Qasem (1996) propone una expresión, la cual fue el resultado de una investigación que desarrolló por medio de un simulador de doble porosidad y doble permeabilidad, con el cual generó curvas IPR para yacimientos naturalmente fracturados, que producían por empuje de gas en solución. En la expresión propuesta tomó en cuenta términos que caracterizan el sistema de fracturas, como el coeficiente de almacenamiento del sistema de fracturas (ω), el parámetro de flujo inter-poros (λ) y la relación $\left(\frac{p_{ws}}{p_b}\right)$, la expresión es:

$$\frac{q_o}{q_{o \text{ máx}}} = 1 - \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}}\right)^B, \dots\dots\dots 2. 106$$

Considerando los siguientes rangos para $2 \times 10^{-4} \geq \lambda \geq 2 \times 10^{-8}$ y $1 \times 10^{-1} \geq \omega \geq 1 \times 10^{-3}$, B se determinará con la siguiente ecuación:

$$B = 1.28(-\log(\omega))^{0.105}(-\log(\lambda))^{0.035} \left(\frac{p_{ws}}{p_b}\right)^{-0.111} \dots\dots\dots 2. 107$$

Considerando los siguientes rangos para $2 \times 10^{-8} \geq \lambda \geq 2 \times 10^{-9}$, $1 \times 10^{-1} \geq \omega \geq 1 \times 10^{-3}$, B se determinará con la siguiente ecuación:

$$B = 21.56(-\log(\omega))^{0.105}(-\log(\lambda))^{-1.383} \left(\frac{p_{ws}}{p_b}\right)^{-0.131} \dots\dots\dots 2. 108$$

El valor de B se encuentra en el rango de 1.15 a 1.73.

La correlación establecida por Fuad Qasem se aplica estrictamente a condiciones de flujo pseudo-estacionario. Cabe mencionar que otro parámetro importante para el análisis de la sensibilidad de las curvas de IPR, es la gravedad específica del aceite ($^{\circ}$ API).

$$\frac{q_{o \text{ máx } f}}{q_{o \text{ máx } p}} = \frac{p_{sf} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}\right)_f}{p_{sp} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}\right)_p} \dots\dots\dots 2. 109$$

Dada la ecuación [2.109] el gasto normalizado se muestra en la parte izquierda, donde $q_{o \text{ máx } f}$ y $q_{o \text{ máx } p}$ representan los gastos máximos futuro y pasado respectivamente. En el lado derecho tenemos la presión promedio normalizada del yacimiento. Este método se basa en el de Standing para la predicción del rendimiento del yacimiento a diferentes presiones del yacimiento.

Esta ecuación se basa en el gasto de flujo de aceite durante el flujo pseudo-estacionario:

$$q_o = \frac{0.00708 k h}{[\ln(0.472 r_e/r_w) + S']} \int_{p_{wf}}^{p_r} \frac{K_{ro}}{\mu_o B_o} dp. \quad \dots\dots\dots 2.110$$

Fetkovich sugiere que la curva IPR futura puede estimarse usando la siguiente relación empírica:

$$q_o = J'_{oi} \left(\frac{p_r}{p_{ri}} \right) (p_r^{-2} - p_{wf}^2)^n. \quad \dots\dots\dots 2.111$$

Para el caso donde n=1, y i corresponde a una condición inicial arbitraria por debajo del punto de burbuja.

Camacho y Raghavan dan la siguiente relación:

$$\frac{q_o \text{ máx f}}{q_o \text{ máx p}} = \frac{p_{rf}^{-3}}{p_{rp}^{-3}}. \quad \dots\dots\dots 2.112$$

La cual provee predicciones IPR futuras bastante precisas a un corto tiempo:

Sukarno presenta un método para calcular gastos máximos futuros para dos fases IPR. El método relaciona las funciones de pseudo-presión y de flujo máximo.

Esto es substituyendo $q_o = q_o \text{ máx f}$ en la ecuación [2.110].

$$q_{o \text{ máx } f} = \frac{0.00708 \text{ k h}}{[\ln(0.472 r_e/r_w) + S']} \int_0^{p_{rf}^-} \frac{K_{ro}}{\mu_o B_o} dp. \dots\dots\dots 2.113$$

Y $q_o = q_{o \text{ máx } i}$,

$$q_{o \text{ máx } i} = \frac{0.00708 \text{ k h}}{[\ln(0.472 r_e/r_w) + S']} \int_0^{p_{ri}^-} \frac{K_{ro}}{\mu_o B_o} dp. \dots\dots\dots 2.114$$

Y dividiendo $q_{o \text{ máx } f}$ por $q_{o \text{ máx } i}$, da como resultado:

$$\frac{q_{o \text{ máx } f}}{q_{o \text{ máx } i}} = \frac{\int_0^{p_{rf}^-} \frac{K_{ro}}{\mu_o B_o} dp}{\int_0^{p_{ri}^-} \frac{K_{ro}}{\mu_o B_o} dp}. \dots\dots\dots 2.115$$

Los resultados de la simulación numérica se utilizan para obtener la relación de los máximos gastos normalizados y sus correspondientes presiones de yacimiento normalizadas. Las **Figuras 2.27, 2.28, 2.29 y 2.30**, muestran la relación para un rango de fractura del yacimiento $\omega = 1 \times 10^{-5}$ a 0.01. Estas figuras tienen formas similares, para valores de flujo inter-poroso $\lambda = 2 \times 10^{-7}$ las diferencias entre las curvas son pequeñas, sin embargo, para valores por debajo de este las variaciones entre las curvas son significantes.

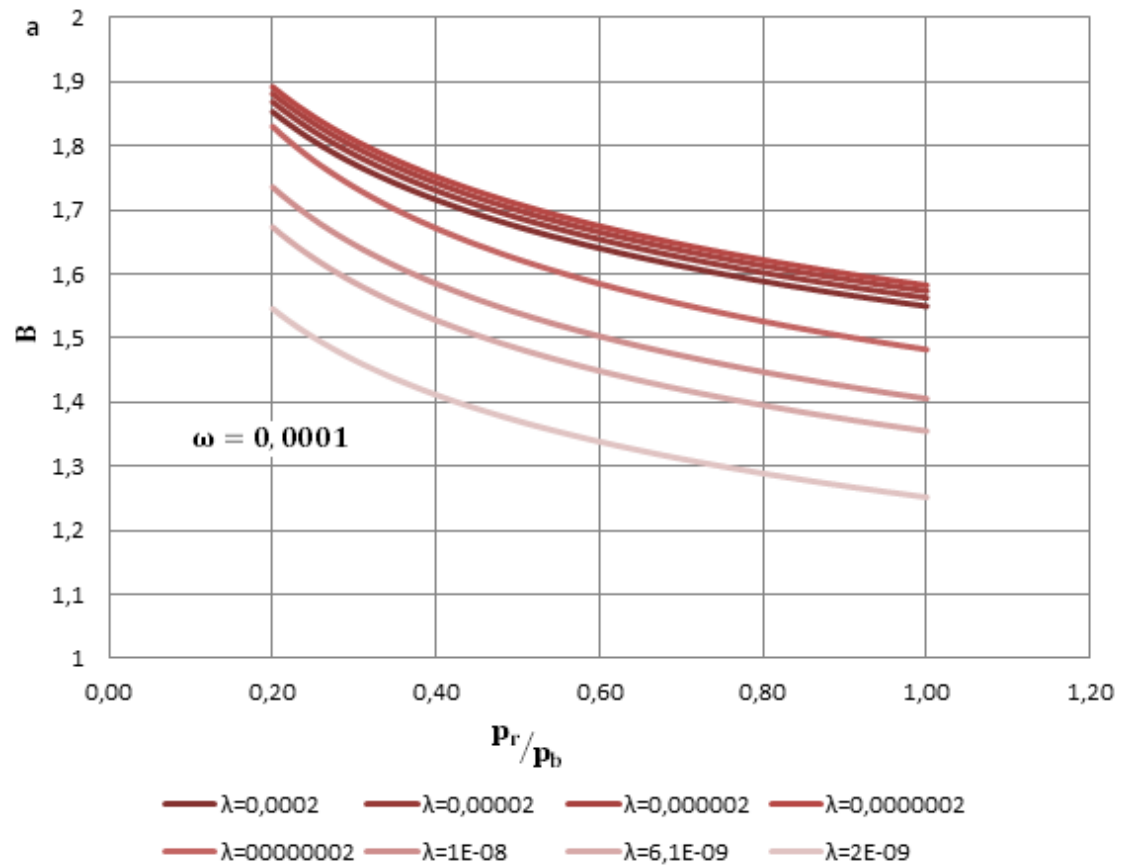


Figura 2. 27 $\left(\frac{q_{pr}}{q_{pb}}\right)_{p_{wf}=0}$ vs $\frac{P_r}{P_b}$, para varios valores de λ a $\omega= 0.00001$.

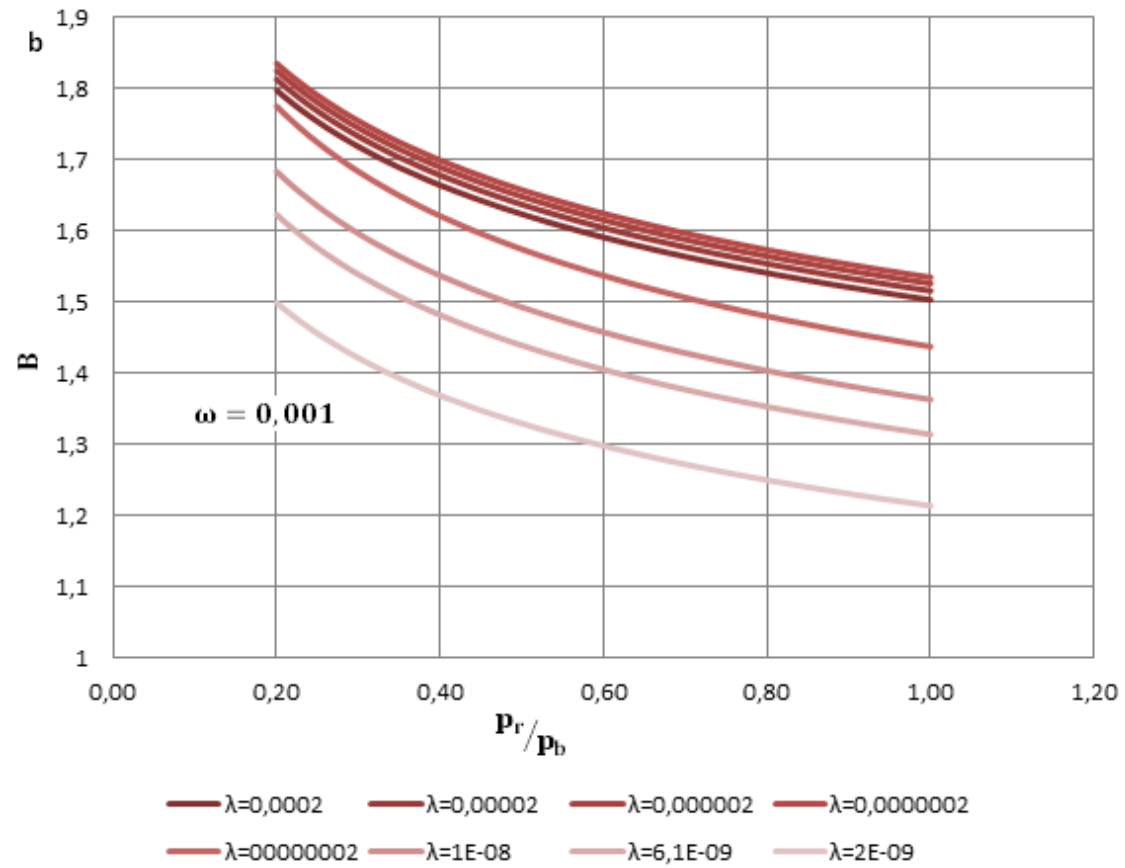


Figura 2. 28 $\left(\frac{q_{pr}}{q_{pb}}\right)_{p_{wf}=0}$ vs $\frac{p_r}{p_b}$, para varios valores de λ a $\omega= 0.0001$.

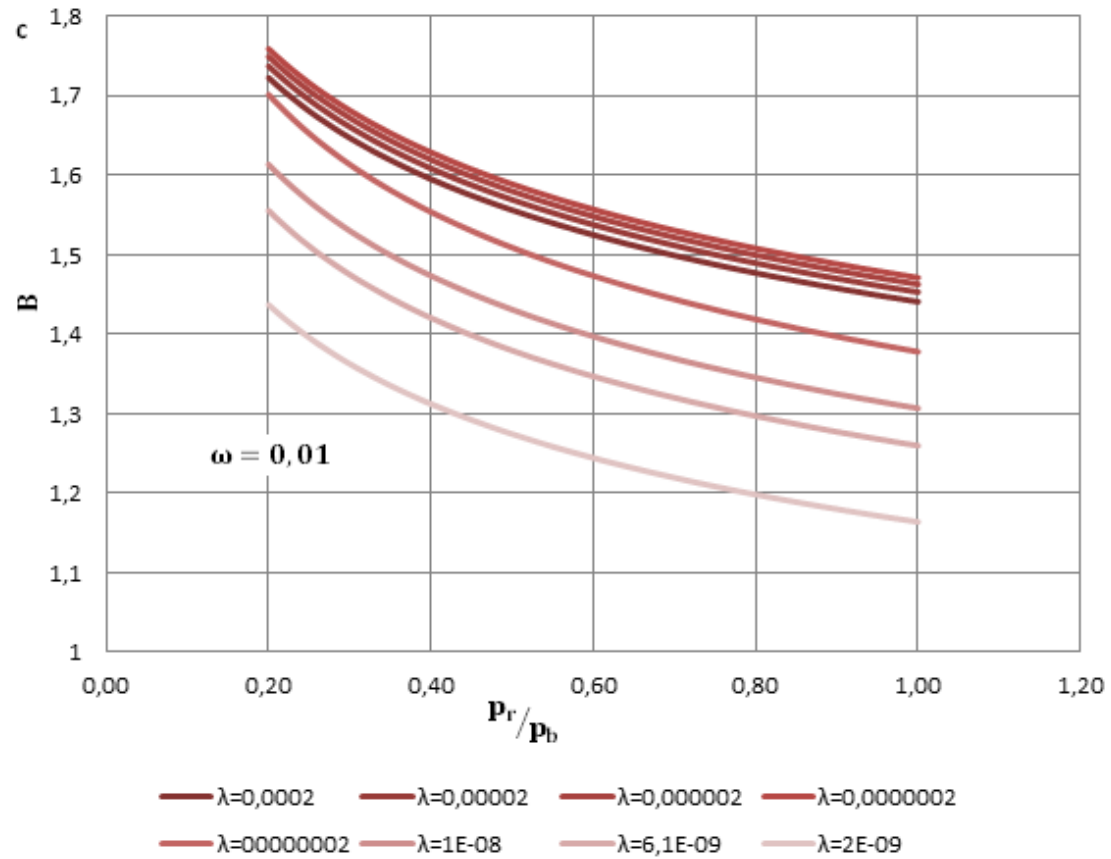


Figura 2. 29 $\left(\frac{q_{pr}}{q_{pb}}\right)_{p_{wf}=0}$ vs $\frac{p_r}{p_b}$, para varios valores de λ a $\omega = 0.001$.

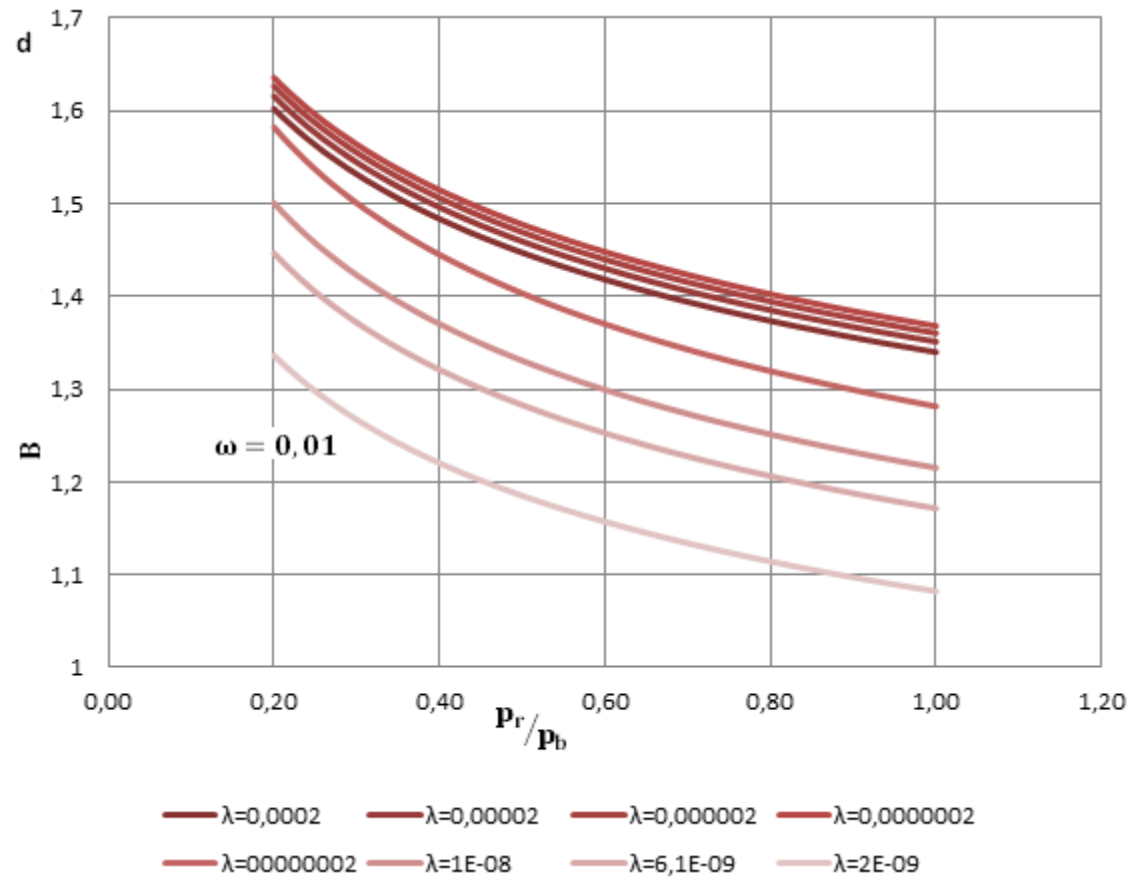


Figura 2. 30 $\left(\frac{q_{pr}}{q_{pb}}\right)_{p_{wf}=0}$ vs $\frac{p_r}{p_b}$, para varios valores de λ a $\omega= 0.01$.

Las **Figuras 2.27, 2.28, 2.29 y 2.30**, muestra los valores de la exponente m en función de λ y ω donde m es el exponente de la relación de las presiones promedio del yacimiento. Usando un método de regresión no lineal para la predicción de gastos máximos futuros:

$$\frac{(q_o)_{p_{wf}=0,pr}}{(q_o)_{p_{wf}=0,pb}} = \left(\frac{p_r}{p_b}\right)^m \dots\dots\dots 2. 116$$

$(q_o)_{p_{wf}=0,pr}$ y $(q_o)_{p_{wf}=0,pb}$ Son gastos correspondientes del yacimiento y del punto de burbuja. En caso de que $2 \times 10^{-4} \geq \lambda \geq 2 \times 10^{-7}$ y $1 \times 10^{-1} \geq \omega \geq 1 \times 10^{-3}$, m se calcula como:

$$m = 1.62 (-\log \omega)^{0.154} (-\log \lambda)^{0.087} \dots\dots\dots 2. 117$$

Y cuando $2 \times 10^{-7} \geq \lambda \geq 2 \times 10^{-9}$ y $1 \times 10^{-2} \geq \omega \geq 1 \times 10^{-3}$, m se calcula como:

$$m = 0.0148 (-\log \omega)^{0.393} (-\log \lambda)^{2.41} \dots\dots\dots 2. 118$$

Procedimiento:

Para aplicar este método se requiere contar inicialmente con datos como el coeficiente de almacenamiento del sistema de fracturas (ω), el parámetro de flujo inter-poros (λ), p_{ws} , p_b , y mínimo una prueba de producción (p_{wf} , q_o).

De acuerdo a los valores de ω y λ , calcular B, según corresponda la ecuación [2.107] o [2.108].

Una vez conocido el valor de B, calcular el potencial del yacimiento ($q_{o \text{ máx}}$), aplicando la ecuación [2.106].

De acuerdo a lo anterior, para construir la curva de IPR, se deben suponer valores de p_{wf} , los cuales pueden ser considerados desde cero hasta que $p_{wf} = p_{ws}$.

Para el cálculo de IPR futuras se requiere encontrar el valor de m mediante las ecuaciones [2.117]o [2.118], según corresponda dados los valores de λ y ω .

Una vez obtenido el valor de m, utilizamos la ecuación [2.116], para obtener los valores de los gastos a presiones de fondo fluyendo supuestas. Al obtener los valores de los gastos solo queda graficar los puntos y finalmente trazar la curva de afluencia uniendo los puntos.

Ejemplo 2.17 Aplicación del método de Fuad Qasem

Mediante los valores del yacimiento naturalmente fracturado mostrados en la **Tabla 2.18**, obtener su correspondiente IPR.

Solución

Primero requerimos obtener los datos de coeficiente de almacenamiento del sistema de fracturas (ω), el parámetro de flujo inter-poros (λ), p_{ws} , p_b .

De acuerdo a los valores de ω y λ , calcular B, según corresponda la ecuación [2.107] o [2.108].

Para $\omega = 1 \times 10^{-2}$ $\lambda = 2 \times 10^{-6}$.

$$B = 1.28 (-\log(1 \times 10^{-2}))^{0.105} (-\log(2 \times 10^{-6}))^{0.035} \left(\frac{4014.7}{4014.7} \right)^{-0.111} .$$

Tabla 2. 24 Datos de un yacimiento para el ejemplo [2.18] de Fuad Qasem.

Propiedades de yacimientos	Rango	Caso base
Presión promedio del yacimiento [psi]	600 - 4014.7	600 - 4014.7
Presión de burbuja	4014.7	4014.7
Saturación de gas crítica	0.027 - 0.06	$S_{gmc} = f(k_m)$
Saturación de aceite residual	0.15 - 0.28	$S_{omr} = f(k_m)$
Saturación de agua conata	0.18 - 0.51	$S_{wmi} = f(k_m)$
° API	25 - 45	35
Densidad del gas	0.6 - 0.7	0.7
Temperatura del yacimiento, °F	180 - 190	190
Radio de drene, ft	3008.8	3008.8
Radio del pozo, ft	0.33	0.33
Espesor del yacimiento, ft	24 - 48	24
Almacenamiento de fractura, ω	1,00E-05	1E-5 - 0.1
Permeabilidad de fractura, md	100 - 200	100
Porosidad de matriz	0.11 - 0.28	0.11 - 0.28
Permeabilidad de matriz, md	0.00001 - 10	0.00001 - 10
Coefficiente de flujo inter-poroso, λ	$2 \times 10^{-4} - 2 \times 10^{-9}$	$2 \times 10^{-4} - 2 \times 10^{-9}$
Tamaño de bloque de la matriz, ft	8 - 33	8
Daño	-4.12-13.4	0

Una vez conocido el valor de B, calcular el potencial del yacimiento en análisis ($q_{o\text{ máx}}$), aplicando la ecuación [2.106].

De acuerdo a lo anterior, para construir la curva de IPR, se deben suponer valores de p_{wf} , los cuales pueden ser considerados desde cero hasta que $p_{wf} = p_{ws}$.

Para el cálculo de IPR futuras, se utiliza la ecuación [9.116], por lo que se requiere encontrar el valor de m mediante las ecuaciones [2.117]o [2.118], según corresponda dados los valores de λ y ω .

2.11 Procedimiento sugerido

Con el objeto de proporcionar un procedimiento para utilizar la formación precedente de un pozo productor por debajo de la presión de saturación. Shell Oil Company (1964) sugiere lo siguiente:

1. Representar gráficamente el índice de productividad contra la recuperación acumulada (**Figura 2.31**) a partir de las pruebas realizadas durante la vida del pozo (**Tabla 2.25**). Estas pruebas deberán estar dirigidas en la misma distribución de presión o próximas a ella. En este ejemplo, se tienen los tres puntos siguientes:

Tabla 2.25 Índice de productividad y recuperación acumulada de un pozo.

IP	2.1	0.7	0.35
Recuperación acumulada	2000	13000	18400

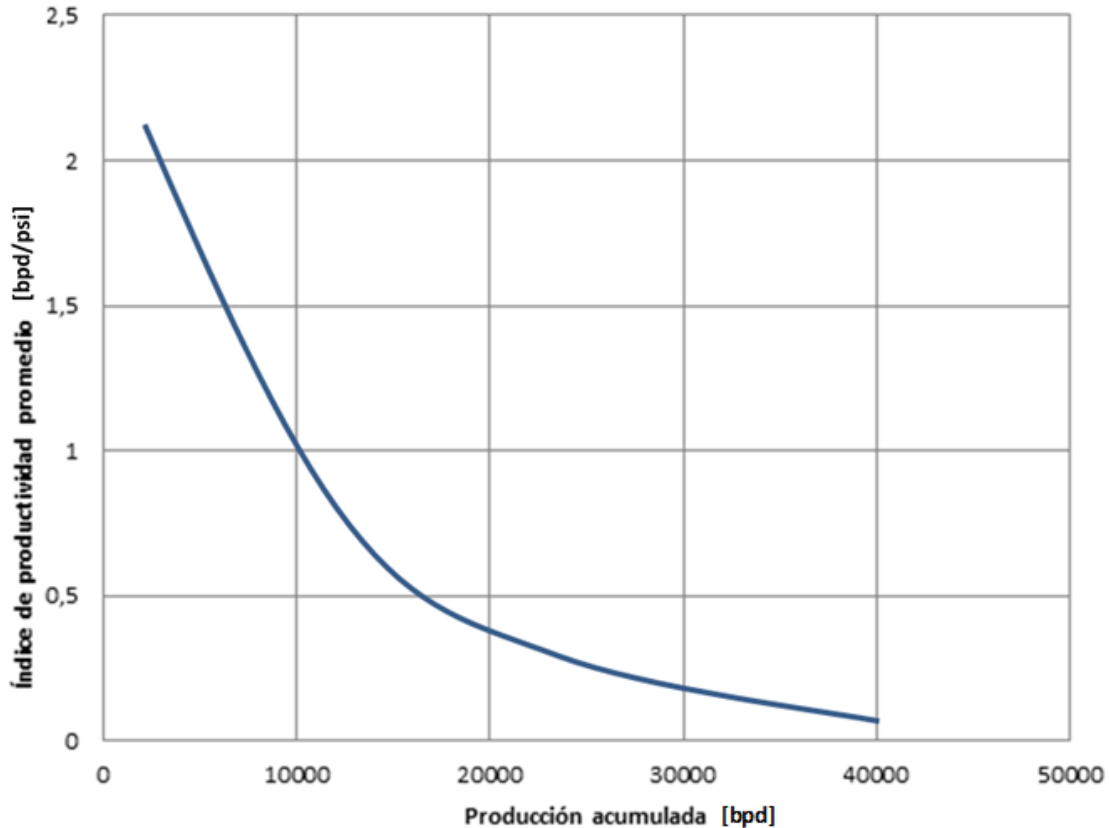


Figura 2. 31 Variación de IP en función de la recuperación acumulada.
Ramírez, S, J. (2015). Fundamentos de la tecnología de productividad de pozos petroleros.

2. Representar gráficamente los datos dados en el paso 1 sobre papel semilogarítmico como se muestra en la **Figura 2.32**. Se obtiene una línea recta, a partir de la cual el IP en el límite económico se puede observar, así como también la disminución necesaria para el gasto de producción en el límite económico. Si se supone un límite económico de 40000 [b], se encontrará que el IP de la **Figura 2.32** es $0.04 \left[\frac{\text{bpd}}{\frac{\text{lb}}{\text{in}^2}} \right]$. La disminución de la presión necesaria para este gasto de 4 [bpd] es igual a $(4/0.04) = 100 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$. Esto se puede utilizar como referencia de la disminución de presión para

preparar una curva de gasto en función de la producción acumulada, aunque no coincide necesariamente con la disminución de presión que se utilizó en cada prueba para los índices de productividad a diferentes recuperaciones acumuladas.

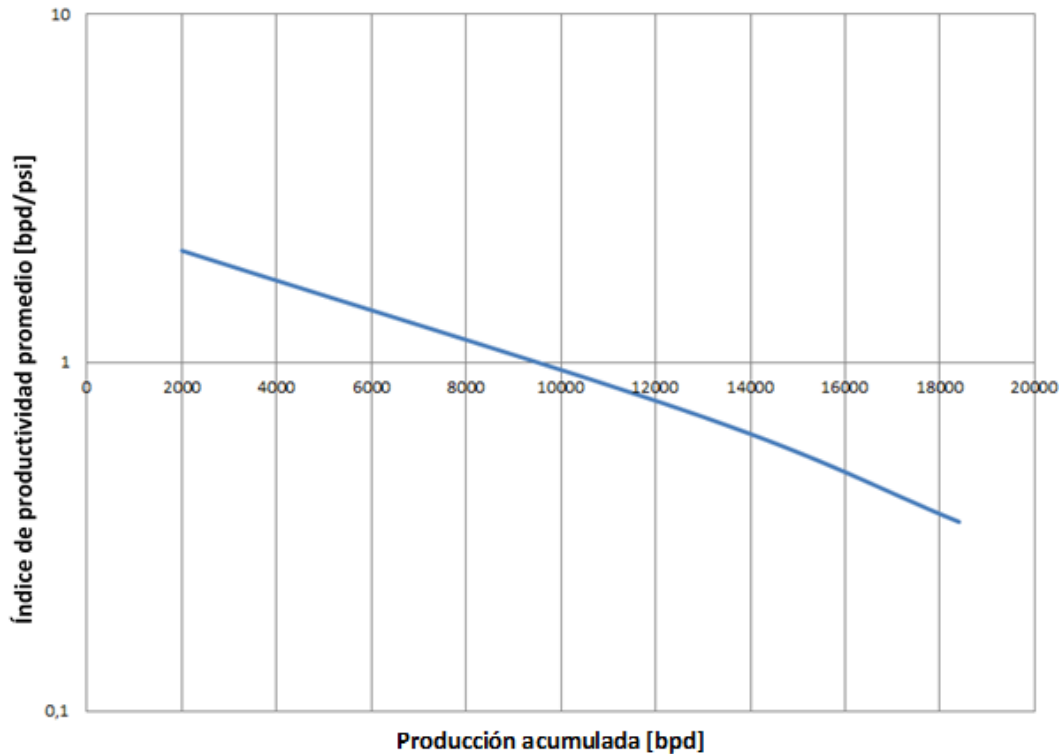
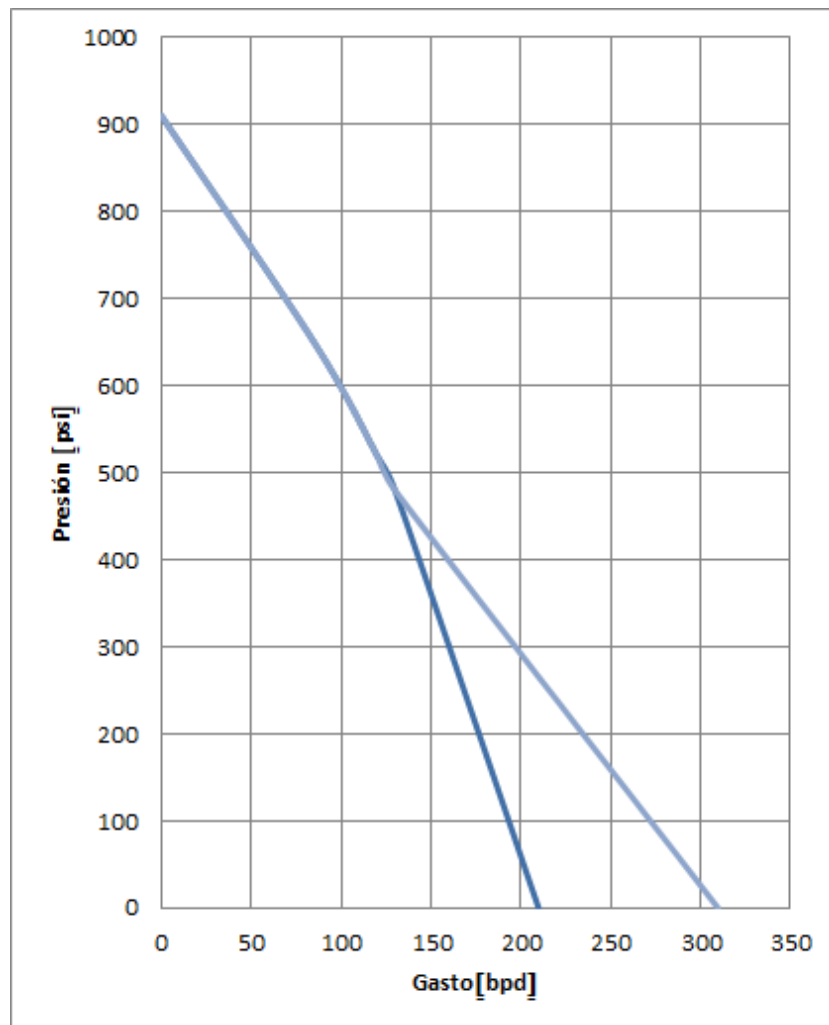


Figura 2. 32 Cambio de IP en función de la recuperación acumulada.
Ramírez, S, J. (2015). Fundamentos de la tecnología de productividad de pozos petroleros.

3. Realizar un estudio o prueba de IPR que consista de al menos tres gastos estabilizados y una medida de incremento de presión (presión de fondo fluyendo), como se muestran en la **Tabla 2.26**.

Tabla 2. 26 Gasto de aceite a una presión de fondo fluyendo dada.

q_o [bpd]	p_{wf} [psi]
0	910
85	650
120	520
130	480



**Figura 2. 33 Curva de comportamiento de afluencia IPR. Ramírez, S, J. (2015).
Fundamentos de la tecnología de productividad de pozos petroleros.**

4. Representar gráficamente los resultados del estudio del IPR tal como se muestra en la **Figura 2.33**. Esto permitirá verificar que los resultados conforman una curva suave, que generalmente se cóncava hacia el origen. Los resultados que se desvían apreciablemente de los valores del ejemplo podrían invalidar la prueba o medida, y se deberán emplear con precaución.
5. Representar gráficamente los resultados del estudio de IPR en papel logarítmico tal como se muestra en la **Figura 2.34**. Esta deberá ser una línea recta con una pendiente cercana a 45°. La prueba fue tomada a una recuperación de 18400 [bl]. Se debe advertir que el IP decrece con la disminución de presión, como es de esperar en este tipo de yacimientos.

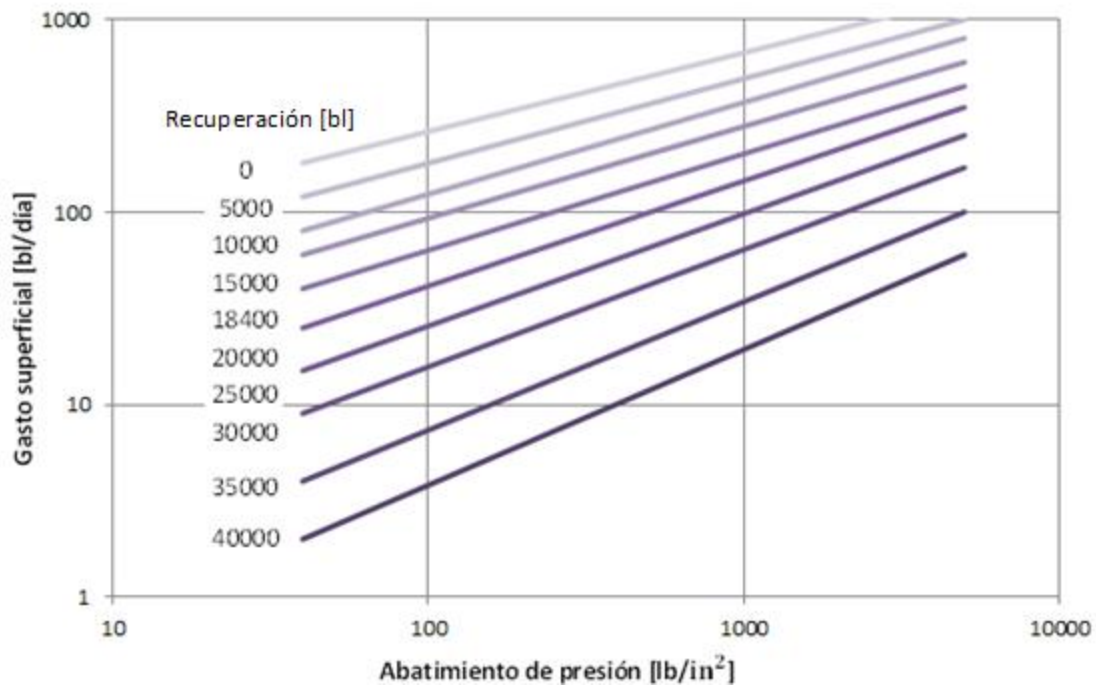


Figura 2. 34 Gráfica de gasto en función de la disminución de presión.
Ramírez, S, J. (2015). Fundamentos de la tecnología de productividad de pozos petroleros.

6. Predecir el comportamiento del IP para un pozo a diferentes recuperaciones acumulativas del aceite, desde la presión de saturación hasta la última etapa de recuperación, empleando métodos adimensionales.
7. Seleccionar una referencia de disminución de presión para obtener un gasto en un punto de control de referencia de disminución en el límite económico de producción. Esto puede ser arbitrario mientras sea baja magnitud, sin embargo, una buena práctica es estimar el límite económico a partir del gráfico, tal como se muestra en la **Figura 2.32**. Para calcular la disminución de presión se requiere producir a un gasto de límite económico. En este caso se emplean 4 [bpd], resultando una disminución de presión igual a 100 [psi].
8. Construir la curva de comportamiento del IPR estimado referido a la disminución, como se muestra en la **Figura 2.34**. Esta es una línea descendente en la disminución de presión de referencia igual a $100 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$. y corresponde al agotamiento en la recuperación final de 4[bpd] con una supuesta pendiente de 45° . Se puede advertir en la gráfica de la **Figura 2.34** que la línea 1 no tiene la misma pendiente que la línea 2. Se puede sugerir dibujar la línea 2 paralela a la línea 1 ya que la línea 1 muestra el comportamiento del pozo a partir de datos de campo.
9. Representar gráficamente el gasto de producción de 4 [bpd] en la disminución de presión de referencia de $100 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$ en función de la recuperación de aceite acumulado en papel semi-logarítmico tal como se muestra en la **Figura 2.34**. Emplear el gasto de 4 [bpd] en la disminución de presión de referencia de $100 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$ en la recuperación final como un punto de control y el gasto de 4 [bpd] en la misma disminución de referencia $100 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$, que se determinó a partir de las curvas de IPR. Como segundo punto de control. Dibujar una línea recta como la que se ilustra en la gráfica. A partir de esta línea determinar varios gastos en la disminución de presión

de referencia de $100 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$, para otras recuperaciones acumuladas y representar gráficamente estos puntos como puntos de control para predecir el comportamiento del IPR a diferentes recuperaciones acumuladas de aceite. Construir curvas de IPR para recuperaciones acumuladas de aceite, tal como se ilustra mediante líneas discontinuas en la **Figura 2.34** y haciendo uso de los gastos obtenidos de la **Figura 2.35** para una disminución de $100 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$. Se sugiere que todas estas líneas sean dibujadas paralelamente a la línea 1 de la **Figura 2.34** a menos que otros estudios de IPR estén disponibles en otras recuperaciones acumuladas.

10. A partir de la **Figura 2.34**, se puede construir una curva IPR de P_{wf} a cualquier recuperación acumulada y permitir así la determinación de gastos de producción futuros variando las presiones de fondo fluyendo. Para poder determinar esto se deberá conocer la presión estática del yacimiento (P_{ws}) a la recuperación acumulada.

Ejemplo 2.18 método sugerido.

Supóngase que se tienen disponibles los datos de presión estática de yacimiento (p_{ws}) y de recuperación acumulada (N_p) como se muestran en la **Tabla 2.27**.

Tabla 2. 27 Recuperación acumulada a ciertas presiones del yacimiento.

$P_{ws} \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$	Recuperación acumulada [bl]
1280	0
900	18400
700	30000

Al representar gráficamente estos datos en papel semilogarítmico se genera una línea recta, proporcionando las presiones estáticas (p_{ws}) a las recuperaciones acumuladas requeridas, para generar la **Tabla 2.28**.

Tabla 2. 28 Presiones estáticas obtenidas.

Recuperación acumulada [bl]	p_{ws} $\left[\frac{lb}{in^2}\right]$
10000	1030
18400	900
30000	700

A partir de la **Figura 2.35** las correspondientes p_{ws} y la recuperación acumulada, se pueden preparar los datos de p_{wf} en función de q para cada recuperación acumulada y presión estática (p_{ws}) para obtener las **Tablas 2.29, 2.30 y 2.31**:

Tabla 2. 29 Para $N_p= 10000$.

p_{ws} $\left[\frac{lb}{in^2}\right]$	Δp $\left[\frac{lb}{in^2}\right]$	q $\left[\frac{bl}{día}\right]$	p_{wf} $\left[\frac{lb}{in^2}\right]$
1030	100	125	930
1030	300	230	730
1030	500	320	530
1030	800	420	230

Tabla 2. 30 Para $N_p = 18400$:

$p_{ws} \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$	$\Delta P \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$	$q \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$	$p_{wf} \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$
900	100	48	800
900	300	100	600
900	500	150	400
900	700	195	200

Tabla 2. 31 Para $N_p = 30000$.

$p_{ws} \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$	$\Delta p \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$	$q \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$	$p_{wf} \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$
700	100	13	600
700	200	24	500
700	400	42	300
700	500	52	200

Una vez que se ha calculado toda la información necesaria, se procede a la representación gráfica tal como muestra la **Figura 2.36**.

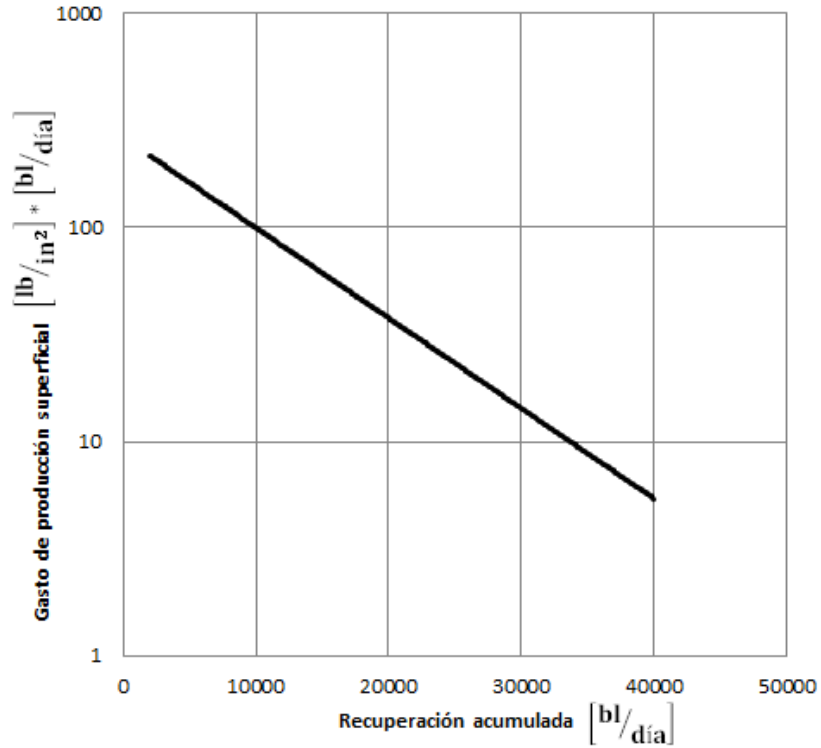


Figura 2. 35 Gastos estimados para un abatimiento de 100 $[\frac{lb}{in^2}]$.

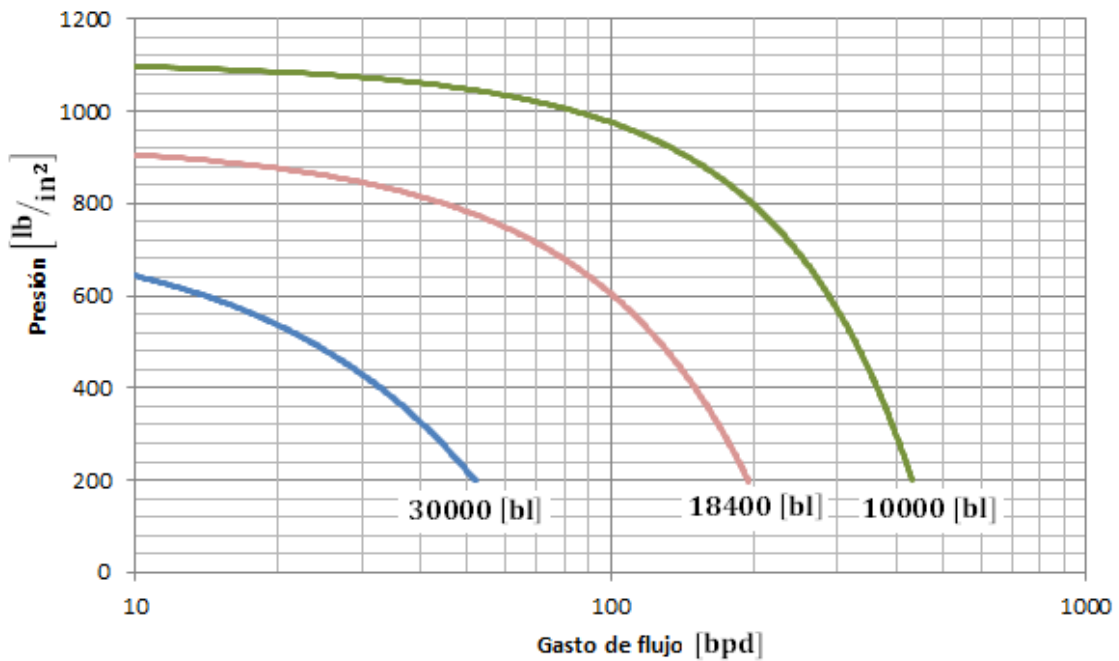


Figura 2. 36 Curvas de comportamiento de afluencia futuras.

Ejemplo 2.19 método sugerido.

Se tomaron las siguientes pruebas de producción de un pozo cuando la producción acumulada era de 45000 [bl] y $p_{ws} = 1600 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$. Considerando la información de las **Tablas 2.26 y 2.27**, que se ha obtenido durante la vida productiva del pozo determinar el IPR futuro.

Tabla 2. 32 Datos de p_{ws} , IP y producción acumulada de la prueba realizada.

$p_{ws} \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$	IP	Producción acumulada [bl]
2800	5	0
2500	1.8	20000
2000	1	30000
1600	0.46	45000

Tabla 2. 33 Datos de gasto contra p_{wf} de la prueba realizada.

Gasto $\left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$	$p_{wf} \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$
200	1200
250	1000
300	750

Todas las pruebas se realizaron a un abatimiento de presión entre 300 y 400 $\left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$.

Se puede determinar lo siguiente:

1. El IP a un límite económico supuesto de 100000 [bl] de producción.
2. La disminución de presión necesaria para producir un gasto de 8 [bpd] en un límite económico supuesto.
3. Construir una curva de gasto en función de la presión de flujo en papel de coordenadas rectangulares para apreciar la forma de la curva.
4. Elaborar una gráfica de gasto en función de la disminución de presión en papel log-log para una producción acumulada de 45000 [bl]. Esta línea refleja el cambio de IP dependiendo de la disminución de presión. Por ejemplo, para $\Delta P = 100$, $IP = 1$
5. Construir curvas que tengan la misma pendiente del paso (4) sobre la misma gráfica para producciones acumuladas de 0, 20000, 30000 [bl], etc.
6. Con la disminución de presión de referencia que se determinó en el paso (2), construir un gráfico de gasto en función de la producción acumulada.
7. Determinar los gastos de producción posibles a diferentes recuperaciones acumuladas para la disminución de presión de referencia.
8. Construir curvas de IPR para recuperaciones acumuladas de 20000, 45000 y 50000 [bl].

Solución

Para determinar el IP en el límite económico de 100000 [bl] se deberán preparar las **Figuras 2.37 y 2.38**. A partir de estas figuras, se puede leer el valor de IP que en este caso es igual a $0.025 \left[\frac{\text{bpd}}{\text{lb}} \right]$ a una producción acumulada de 100000 [bl].

La disminución de presión necesaria para producir en el límite económico es;

$$\text{Abatimiento} = \frac{8}{IP} = \frac{8}{0.025} = 320 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$$

La gráfica de gasto en función de la presión de flujo se puede apreciar en la **Figura 2.39**.

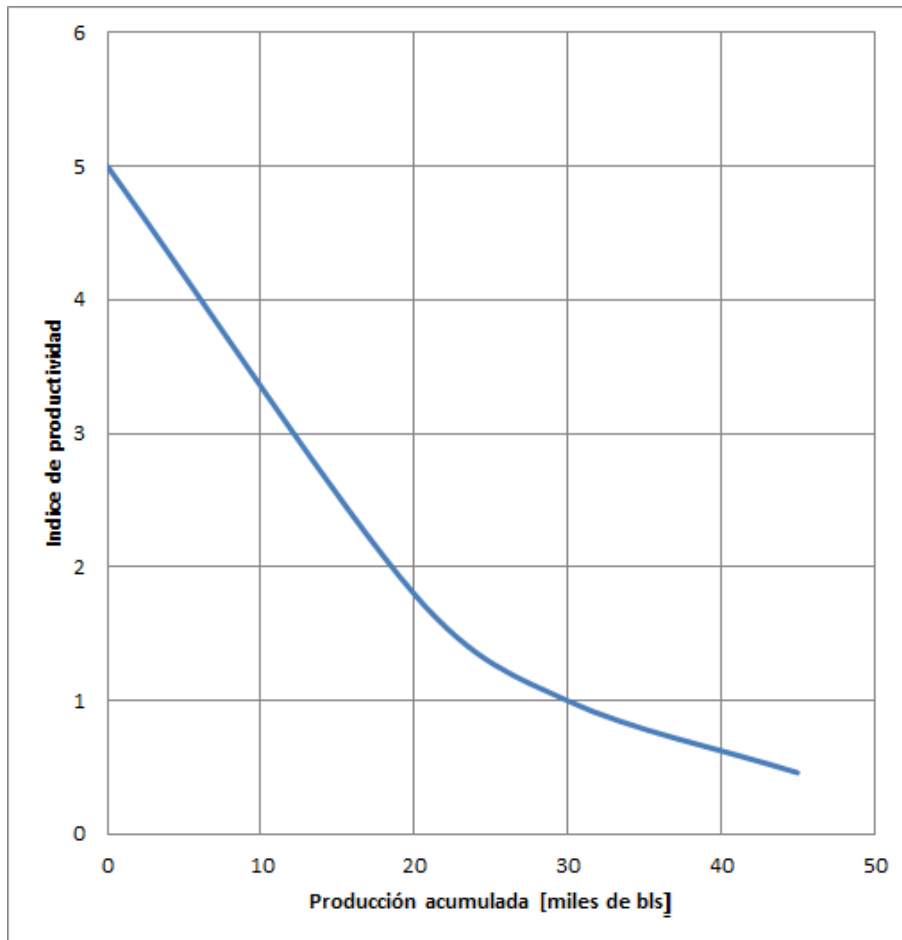


Figura 2. 37 IP en función de la producción.

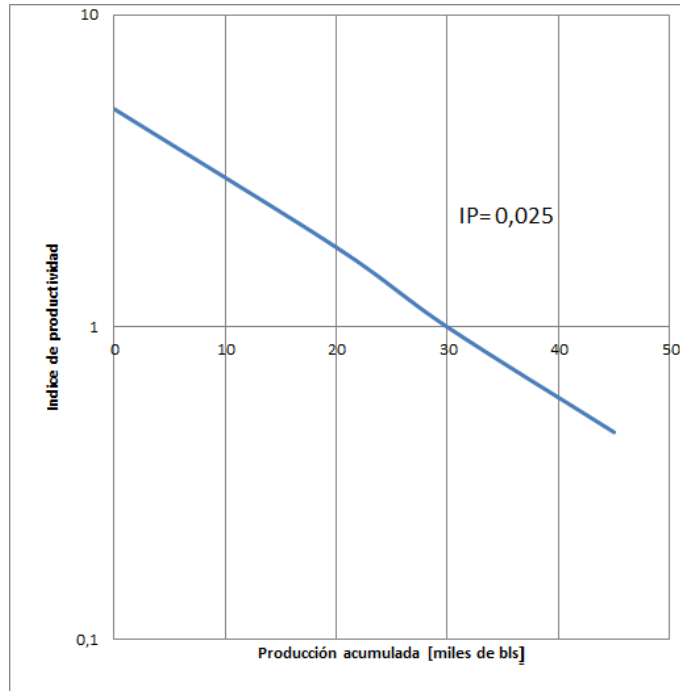


Figura 2. 38 IP en función de la producción.

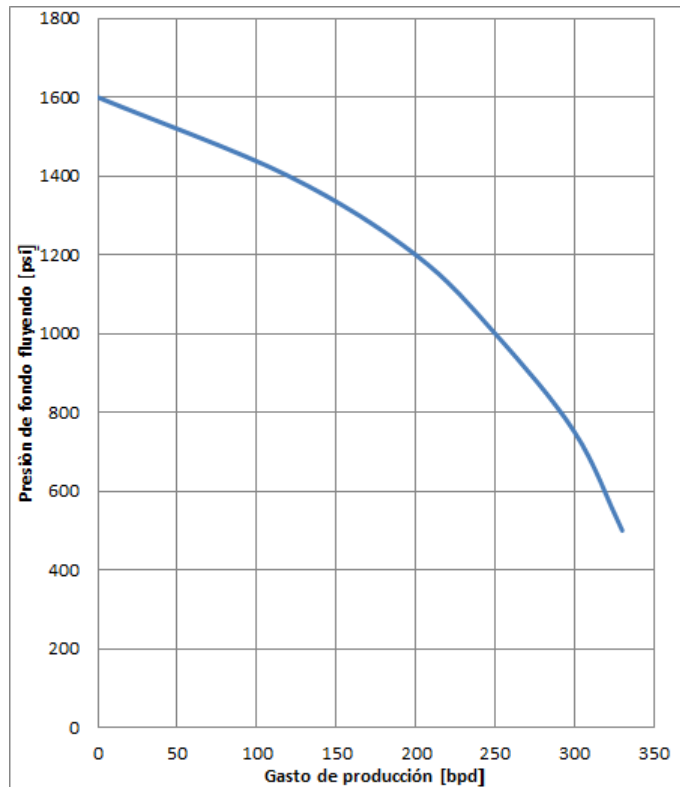


Figura 2. 39 Presión de fondo en función del gasto.

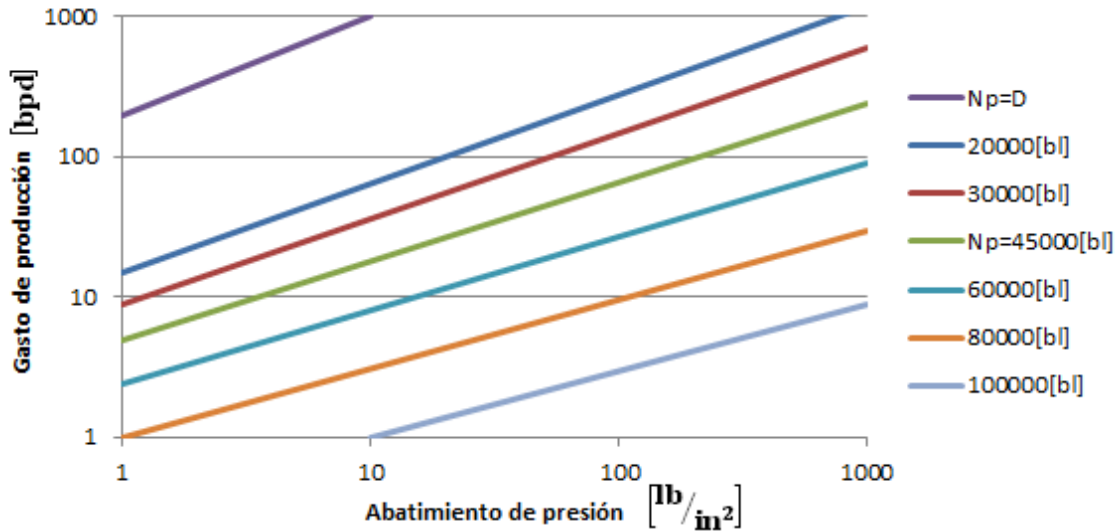


Figura 2. 40 Gasto en función de la declinación de P.

La **Figura 2.40** ilustra una gráfica de gasto en función de la disminución de presión donde se puede apreciar una línea para una producción acumulada de 45000 [b], que se ha elaborado a partir de datos proporcionados en el problema. Las líneas adicionales que tienen la misma pendiente son representadas gráficamente para recuperaciones de 0, 20000, 30000, 60000, 80000 y 100000 [b].

Una gráfica de gasto en función de la producción acumulada con una disminución de presión de referencia igual a $320 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$ se muestra en la **Figura 2.41** y los valores se muestran en la **Tabla 2.34**. Esto muestra que inicialmente el pozo es capaz de producir 16000 [bpd] con una disminución de $320 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$, pero disminuye a 8 [bpd] después de la producción de 100000 [b]. Se pueden incluir otras líneas para diferentes disminuciones de presión en la misma gráfica.

Tabla 2. 34 Posibles gastos para la declinación de presión de referencia de 320 $\left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2}\right]$, para diferentes producciones acumuladas.

Producción acumulada [bl]	IP	q (para $\Delta p = 320 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2}\right]$)
0	5	1600
20000	1.8	576
30000	1	320
60000	0.21	67
80000	0.072	23

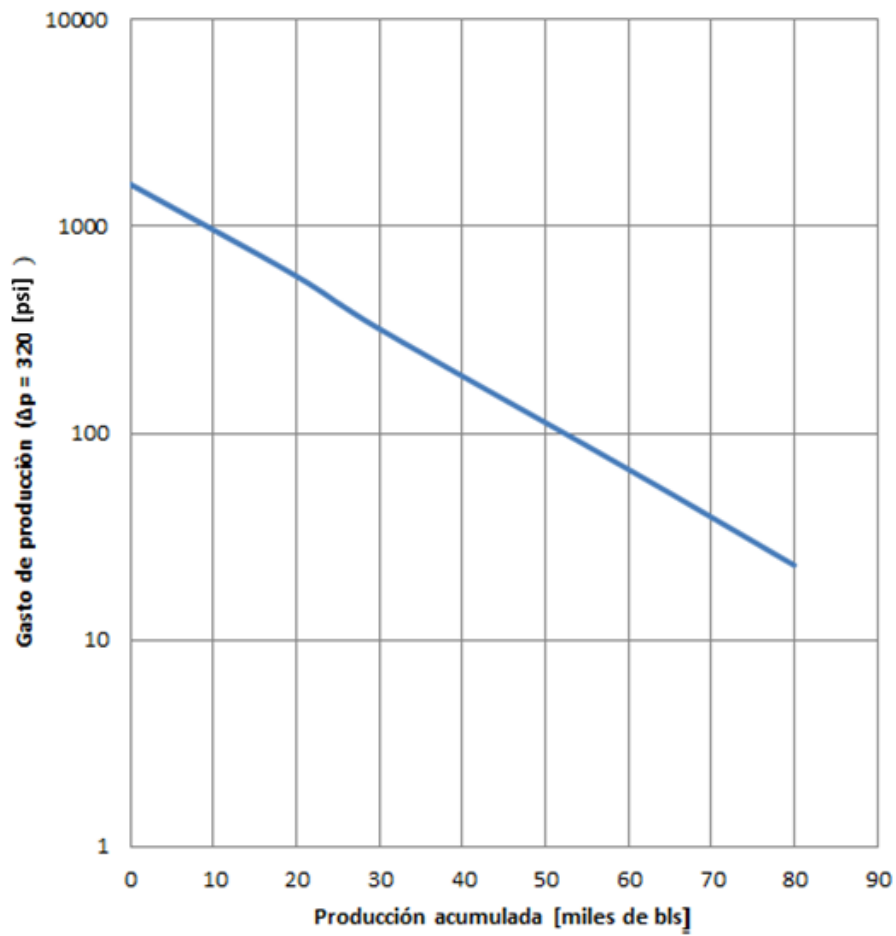


Figura 2. 41 Gasto en función de la producción acumulada.

2.15 Obtención de las propiedades de los fluidos petroleros.

Las propiedades de los fluidos deben ser evaluadas exactitud, y tantas veces sea necesario ya que estas varían conforme cambia la presión y la temperatura de la mezcla de hidrocarburos. Son necesarias para el análisis del diseño del equipo e instalaciones, además, que las utilizamos para determinar el comportamiento y el rendimiento del pozo. Existen diferentes maneras de obtener estos parámetros; ya sea mediante fórmulas, correlaciones o con pruebas de presión.

Densidad del gas. Esta se obtiene a partir de la ley de los gases reales, siendo;

$$\rho_g = \frac{m}{V} = 2.7 \frac{p\gamma_g}{zT}$$

$$\rho_g = \frac{\gamma_{g@c.s.}}{B_g}, \dots\dots\dots 2. 119$$

donde; ρ_g es la densidad del gas [lb/ft³], B_g es el factor de volumen del gas [ft³_{@c.y.}/ft³_{@c.s.}], γ_g es la densidad específica del gas, z es el factor de compresibilidad de gas, p es la presión y T es la temperatura.

Densidad específica del gas. La ecuación para determinar la densidad específica del gas es la siguiente; $\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}}$ y dado que tanto el aire como el gas seco se comportan de acuerdo con la ley de los gases ideales, entonces;

$$\gamma_g = \frac{\frac{pM}{RT}}{\frac{pM_{aire}}{RT}} = \frac{M_g}{M_{aire}},$$

$$\gamma_g = \frac{M_g}{M_{aire}}, \dots\dots\dots 2. 120$$

donde; γ_g es la densidad relativa del gas, M_g es el peso molecular aparente del gas [lb_m/lb_m – mol] y M_{aire} es el peso molecular del aire igual a 28.9625 [lb_m/lb_m – mol].

$$M_g = \sum_{j=1}^n y_j M_j, \dots\dots\dots 2. 121$$

donde; M_j es el peso molecular del componente j en la mezcla [lb_m/lb_m – mol], y_j es el componente j de la mezcla [%], n es el número de componentes de la mezcla.

Factor de compresibilidad de los gases reales.

$$z = \frac{pV}{nRT}. \dots\dots\dots 2. 122$$

Para determinar z se utilizará la correlación gráfica de Standing, M. B. & Katz, D. L. (**Figura 2.42**). Por lo que requerimos la presión y temperatura pseudoreducidas, que están en función de la presión y temperatura pseudocríticas de la mezcla:

$$p_{pr} = \frac{p}{p_{pc}}, \dots\dots\dots 2. 123$$

y

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}}, \dots\dots\dots 2. 124$$

donde; p_{pr} es la presión pseudoreducida [psia], T_{pr} es la temperatura pseudoreducida [°R], p es la presión a la cual se requiere determinar z , T es la temperatura a la cual se requiere determinar z [°R], p_{pc} es la presión pseudocrítica de la mezcla y T_{pc} es la temperatura pseudocrítica de la mezcla. estas dos últimas dadas por las siguientes ecuaciones:

$$T_{pc} = 168 + 325 \gamma_g - 12.5\gamma_g^2, \dots\dots\dots 2. 125$$

y

$$p_{pc} = 706 + 15\gamma_g - 37.5\gamma_g^2. \dots\dots\dots 2. 126$$

Factor de volumen del gas de la formación. Es el volumen que ocupa un barril de gas a condiciones del yacimiento, a condiciones estándar entre el volumen de gas que ocupa esa misma cantidad de gas a condiciones de yacimiento, y que está dado por la siguiente ecuación. $B_g = \frac{V_{g@c.y.}}{V_{g@c.s.}}$, esta se simplifica mediante el uso de la ley de gases reales;

$$B_g = 0.0282 \frac{z_y T_y}{p_y} \dots\dots\dots 2. 127$$

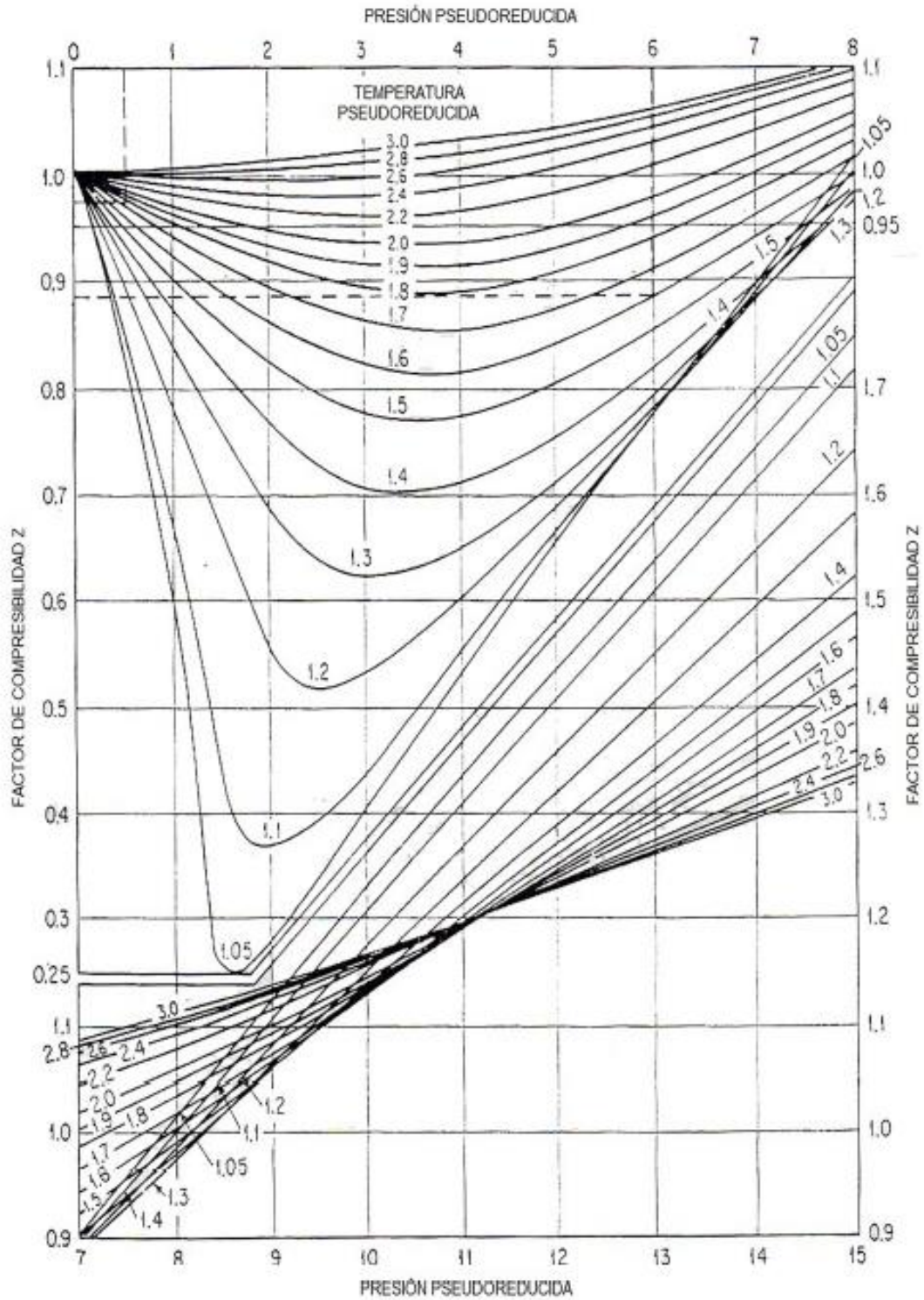


Figura 2. 42 Correlación gráfica de Standing M. B. & Katz D. L. Beggs, H. D. (1991). "Production optimization using Nodal Analysis".

Densidad relativa del aceite.

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w}, \dots\dots\dots 2. 128$$

Correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D. Para obtener la presión de burbuja, la relación de solubilidad, el factor de volumen del aceite y la compresibilidad del aceite.

$$p_b = \left[\frac{R_s}{C_1 \times \gamma_{gc} \times e^{\left(\frac{C_3 \times \text{API}}{T+460}\right)}} \right]^{1/C_2}. \dots\dots\dots 2. 129$$

Densidad específica del gas corregida a 100 psia [adim].

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \left[1 + 5.912 \times 10^{-5} (\text{API}) (T_{sep}) \left(\log \left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right) \right) \right]. \dots\dots\dots 2. 130$$

Relación de solubilidad.

$$R_s = C_1 \gamma_{gc} p^{C_2} e^{\left(\frac{C_3 \text{API}}{T+460}\right)}. \dots\dots\dots 2. 131$$

Factor de volumen del aceite.

$$B_o = 1 + C_4 R_s + [(C_5 + C_6 R_s) \times (T - 60) \left(\frac{\text{API}}{\gamma_{gc}} \right)]. \quad \dots\dots\dots 2. 132$$

donde: p_b es la presión de burbuja [psia], R_s es la relación de solubilidad $p \geq p_b$ [ft³/bl], T es la temperatura del yacimiento [°F], γ_{gc} es la densidad específica del gas corregida a 100 psia [adim], °API es la densidad del aceite, γ_g es la densidad específica de gas [adim], p_{sep} es la presión en el separador [psia] y T_{sep} es la temperatura en el separador [°F], T es la temperatura del yacimiento [°F]. Los valores de C_1, C_2, C_3, C_4, C_5 y C_6 , se obtienen de la **Tabla 2.35**.

Tabla 2. 35 Coeficientes para los valores de C de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.

Constante	°API ≤ 30	°API > 30
C_1	0.0362	0.0178
C_2	1.0937	1.1870
C_3	25.72	23.931
C_4	4.677×10^{-4}	4.67×10^{-4}
C_5	1.751×10^{-5}	1.1×10^{-5}
C_6	-1.811×10^{-8}	1.337×10^{-9}

Factor de volumen total.

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s) B_g. \quad \dots\dots\dots 2. 133$$

Tensión superficial.

$$\sigma_o = (42.4 - 0.047T - 0.267^\circ\text{API})e^{-0.0007p}. \quad \dots\dots\dots 2. 134$$

Densidad del aceite saturado.

$$\rho_o = \frac{62.4\gamma_o + 0.01362R_s\gamma_{gd}}{B_o}. \quad \dots\dots\dots 2. 135$$

Viscosidad del aceite saturado.

$$\mu_o = a\mu_{om}^b, \quad \dots\dots\dots 2. 136$$

y la viscosidad del aceite para $p = 1$ [atm] es:

$$\mu_{om} = 10^X - 1, \quad \dots\dots\dots 2. 137$$

donde; $a = 10.715(R_s + 100)^{-0.515}$, $b = 5.44(R_s + 150)^{-0.338}$, $X = YT^{-1.63}$, $Y = 10^Z$,
 $Z = 3.0324 - 0.02023^\circ\text{API}$.

Compresibilidad del aceite bajo saturado.

$$C_o = \frac{(-1433+(5 \times R_s)+(17.2 \times T)+(-1180 \times \gamma_{gs})+(12.61 \times \text{API}))}{p \times 10^5}, \dots\dots\dots 2. 138$$

donde; γ_{gs} es la densidad relativa del gas normalizada a una presión de separación de 100 [psia].

Densidad del aceite bajo saturado.

$$\rho_o = \rho_o e^{C_o(p-p_b)}. \dots\dots\dots 2. 139$$

Viscosidad del aceite bajo saturado.

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{p}{p_b}\right)^m. \dots\dots\dots 2. 140$$

donde; $m = 2.6p^{1.187} e^{(-11.513-8.98 \times 10^{-5})}$, μ_{ob} es la viscosidad del aceite a la presión de saturación.

Factor de volumen del aceite bajo saturado

$$B_o = B_{ob} e^{-C_o(p-p_b)} \dots\dots\dots 2. 141$$

Pruebas de presión.

Las pruebas de presión más comunes que se utilizan para determinar las propiedades de los fluidos del yacimiento, que afectan el comportamiento de flujo a través del pozo, son las siguientes:

1. Pruebas de incremento.
2. Pruebas de decremento.
3. Pruebas de interferencia.
4. Pruebas de formación.
5. Pruebas de potencial.
6. Pruebas isocronales.
7. Pruebas isocronales modificadas.

Las pruebas de decremento de presión consisten en una serie de mediciones de presión de fondo fluyendo para gasto constante. El análisis de las pruebas de decremento está basado en soluciones a la ecuación de difusión, la cual describe el flujo de fluidos en medios porosos de un fluido hacia el pozo en un yacimiento homogéneo, isotrópico e infinito, siendo el fluido del yacimiento ligeramente compresible. Generalmente antes de llevar a cabo esta prueba, se cierra el pozo por un tiempo, para que la presión se estabilice, para obtener un gráfico como el que se muestra en la **Figura 2.43**.

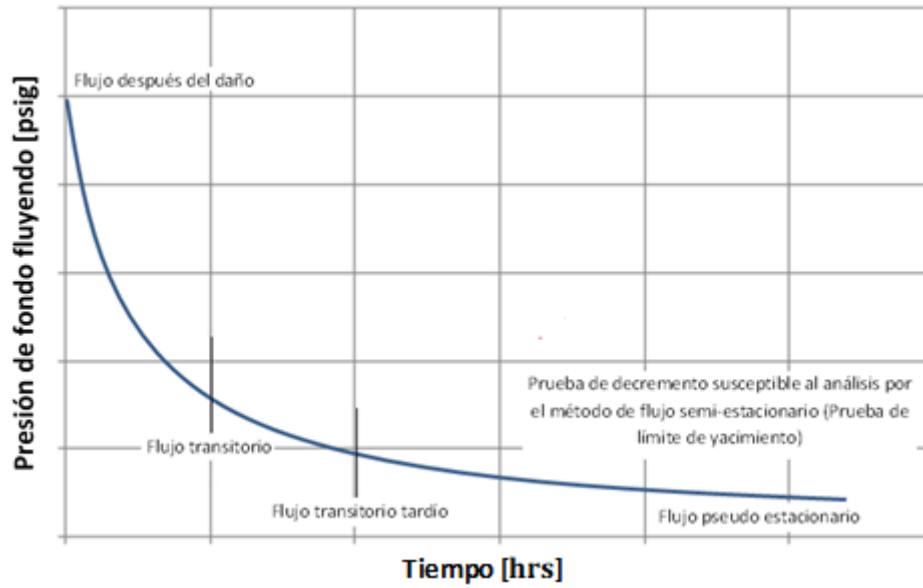
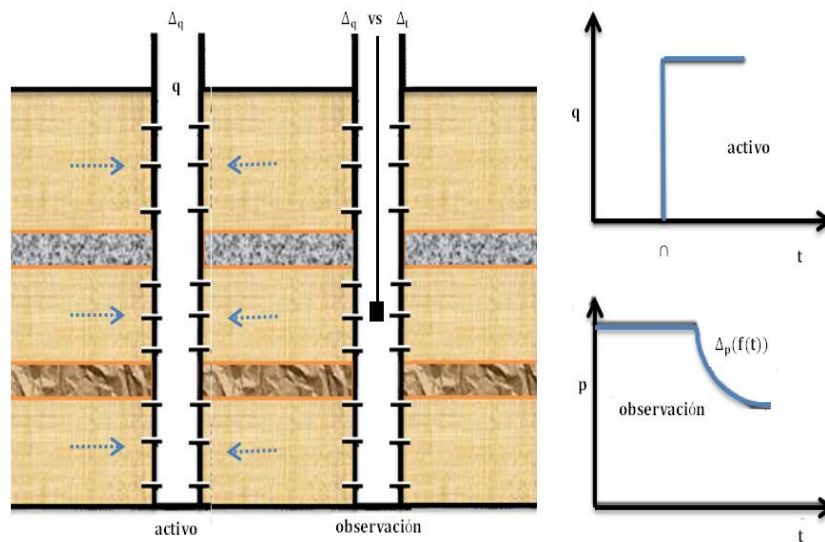


Figura 2. 43 Historial de presión contra tiempo, para una prueba de decremento a gasto constante. Meneses Paez. (2012). Análisis de pruebas de presión a presión constante.

Una prueba de incremento de presión consiste en realizar una serie de mediciones de la presión de fondo del pozo, para tiempos Δt después del cierre. Para llevar a cabo esta prueba es necesario que el pozo produzca a un gasto constante por un periodo de tiempo antes del cierre. La presión es medida inmediatamente antes del cierre y durante el periodo de cierre y tomada en función del tiempo.

Las pruebas de interferencia son aquellas que involucran al menos dos pozos, uno llamado activo y otro observador (**Figura 2.44**). El primero básicamente es aquel en el cual se harán las operaciones para generar el disturbio, necesario para evaluar la comunicación con el pozo vecino. El segundo será el receptor de las variaciones generadas por el pozo activo. En este tipo de pruebas se obtiene información sobre la región localizada entre los pozos y así caracterizar la zona productora y establecer direcciones preferenciales de flujo con lo cual el desarrollo de un campo se puede optimizar.



**Figura 2. 44 Prueba de interferencia entre dos pozos. Torres Martén. (2011).
Pruebas de interferencia de presión en yacimientos de gas.**

Las pruebas de potencial se realizan para determinar la capacidad de producción teórica de los pozos bajo condiciones de flujo abierto. La capacidad a flujo abierto de los pozos de gas se obtiene extrapolando los resultados de las pruebas hechas a diferentes gastos moderados de producción, en lugar de abrir los pozos a flujo total. En este método, un pozo se pone a producir a un gasto constante seleccionado hasta que la presión de fondo fluyendo se estabiliza. El gasto estabilizado y la presión de fondo se registran y a continuación se cambia el gasto. Así el pozo está fluyendo a un nuevo gasto hasta alcanzar nuevamente el estado pseudo-estacionario. La presión se puede medir con un registrador de fondo o bien, a partir del cálculo utilizando valores medidos en superficie. Este proceso se repite cada vez que se registra la presión y el gasto estabilizado. Se recomienda utilizar cuatro gastos diferentes como se muestran en la **Figura 2.45**.

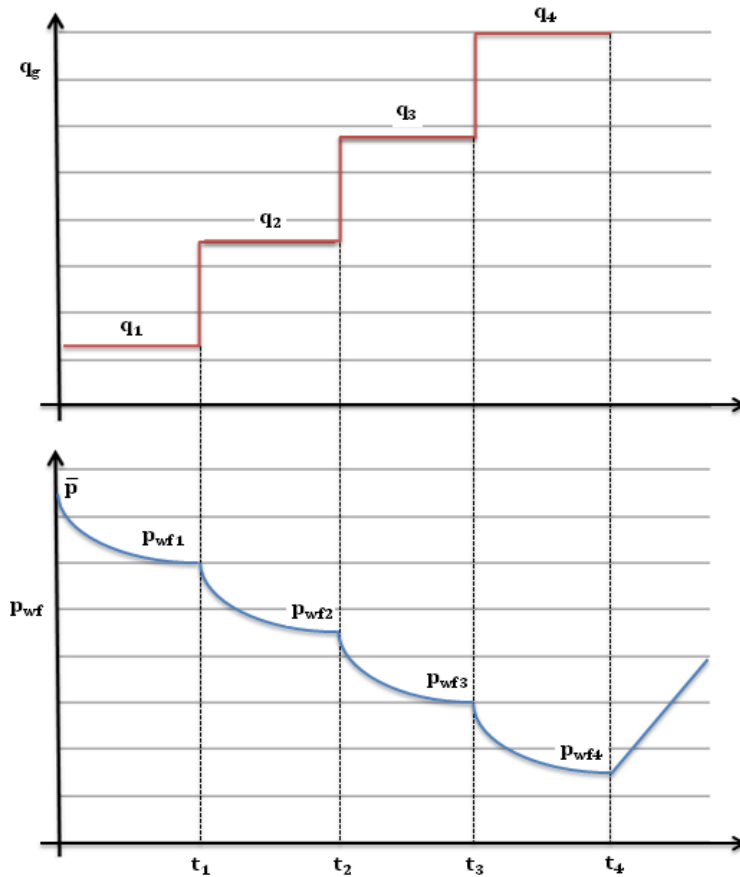


Figura 2. 45 Variación de gastos para una prueba de potencial. Ramírez Juárez. (2009). Manual de interpretación de pruebas de variación de presión en zonas de gas.

En las pruebas isocronales se realiza un cambio en el gasto de producción de un pozo de gas, esto provoca o genera una presión transitoria a un tiempo dado, la onda de presión o disturbio que se propaga fuera del pozo es conocida como el radio de drene de investigación. Una prueba convencional de contrapresión utiliza gastos de flujo hasta un tiempo dado donde se estabilice y así obtener un gráfico como el de la **Figura 2.46**. Por lo cual, los tiempos de flujo deberán ser suficientemente grandes para permitir que el radio de investigación alcance el límite del yacimiento o el punto de interferencia con pozos cercanos, para establecer una curva de productividad, sin que se deje de fluir el pozo tiempo innecesario para alcanzar condiciones estabilizadas a cada gasto.

Las pruebas isocronales modificadas no requieren de largos periodos de cierre. En este tipo de pruebas se emplean las presiones de cierre no estabilizadas para calcular la diferencia de la relación de presiones para el próximo gasto. El proceso de análisis es el mismo que se obtiene con las pruebas normales.

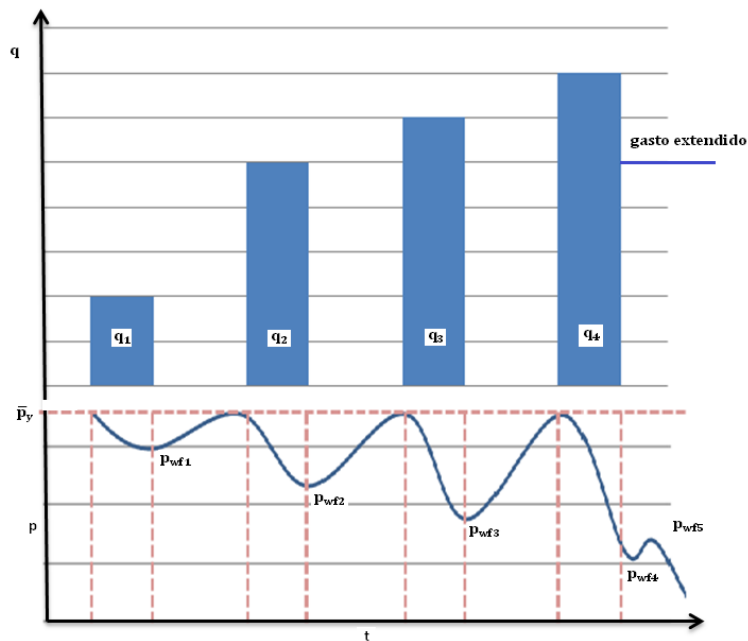


Figura 2. 46 Diagrama de gasto y presión para una prueba isocronal. Hernandez Lara (1996).Diseño de pruebas de variación de presión.

Los análisis PVT son absolutamente necesarios para llevar a cabo el análisis de pruebas de presión-producción, análisis nodales, predecir la vida productiva y definir los esquemas óptimos de producción. El método de muestreo de pruebas PVT, consiste en bajar un dispositivo de muestreo. La muestra se lleva a superficie. En general, basta con tres contenedores para realizar los experimentos:

1. Prueba de expansión a composición constante; Es una prueba de liberación instantánea donde la muestra original es sometida a un proceso de

expansión a composición y temperatura constante (**Figura 2.47**). A partir de esta prueba se obtienen las siguientes propiedades:

- Presión de burbuja (P_b).
- Volumen relativo en función de la presión ($V_r = \frac{V}{V_b}$).
- Compresibilidad del aceite (C_o).

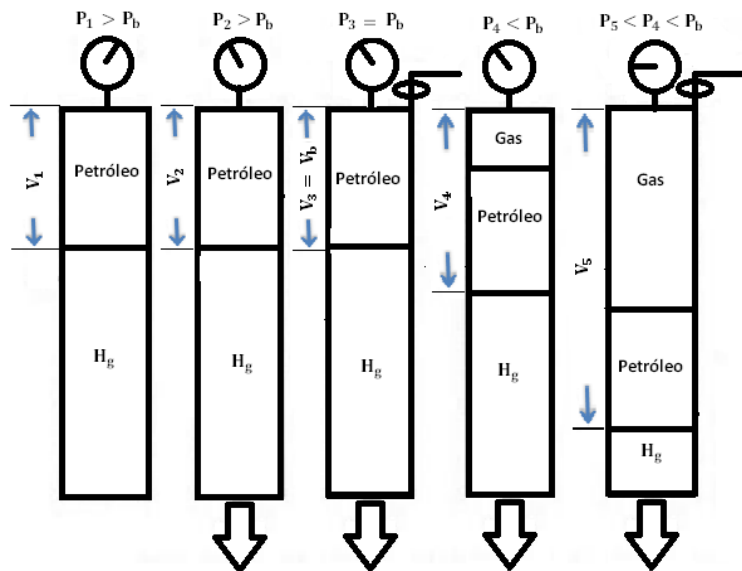


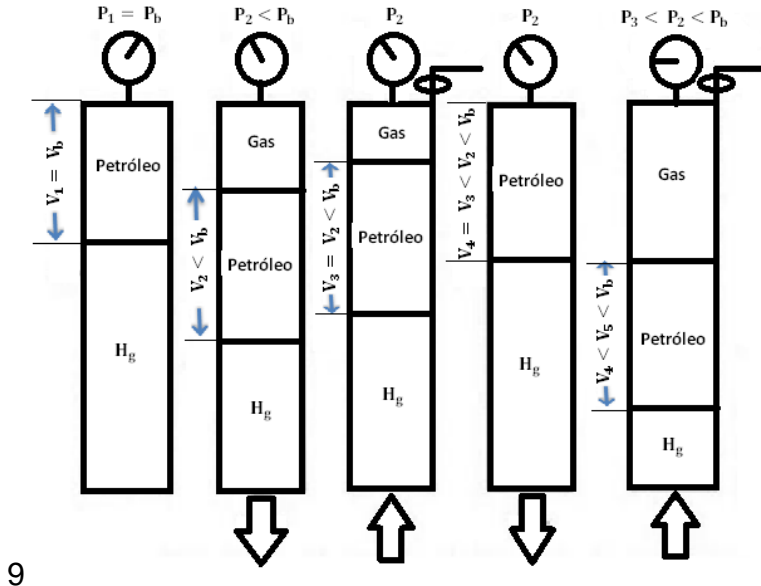
Figura 2. 47 Expansión a composición constante para aceite negro. Hernandez Lara (1996).Diseño de pruebas de variación de presión.

2. Prueba de liberación diferencial; es un estudio de agotamiento de presión. Se efectúa un proceso diferencial aproximado a través de una serie de pasos, de separaciones instantáneas a la temperatura del yacimiento **Figura 2.48**.

De esta prueba se obtienen las siguientes propiedades:

- Relación gas aceite en solución R_s .

- Factor de volumen del aceite B_o .
- Factor de volumen del gas B_g .
- Factor de volumen total B_t .
- Densidad del aceite ρ_o .
- Gravedad específica del gas γ_g .
- Gravedad API del aceite residual $^\circ\text{API}$.
- Factor de compresibilidad del gas Z .



9

Figura 2. 48 Esquema del experimento de liberación diferencial. Hernandez Lara (1996).Diseño de pruebas de variación de presión.

Prueba de viscosidad; se toma una muestra de hidrocarburos del pozo y mediante un viscosímetro capilar o electromagnético, para diferentes presiones y temperaturas, se obtiene una curva de viscosidad contra presión.

Prueba de separadores; se realizan separaciones instantáneas en un separador de laboratorio, con el objetivo de cuantificar su efecto en las propiedades del aceite al cambiar las condiciones de presión y temperatura (**Figura 2.49**). Por medio de esta prueba podemos obtener:

- La presión óptima de separación que produce la mayor cantidad de líquido y la menor cantidad de gas en el tanque.
- Factor de volumen del aceite a p_b , B_{ob} .
- Gravedad API del aceite del tanque.
- Relación gas aceite soluble a p_b , R_{sb} .
- Composición del gas.

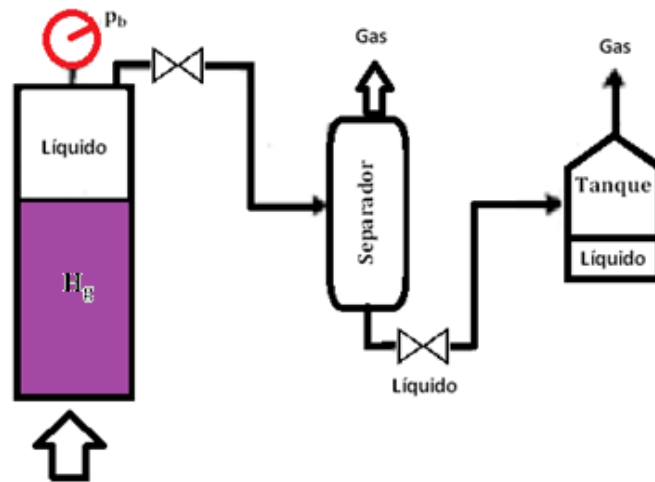


Figura 2. 49 Prueba de separadores. Hernandez Lara (1996).Diseño de pruebas de variación de presión.

Otros parámetros necesarios que se requieren para la elaboración de las curvas IPR y VLP, son la porosidad, espesor y permeabilidad.

Porosidad; es una propiedad intrínseca de la formación que se puede determinar mediante el análisis de núcleos y de registros geofísicos: de neutrón compensado

(CNL), de densidad de la formación (FDC) y sónico. Si se cuenta con el registro FDC o CNL, de la curva correspondiente a dicho registro se lee un valor de porosidad promedio para un intervalo considerado y si se tienen diferentes intervalos de un espesor dado, se utiliza la siguiente correlación para obtener la porosidad promedio correspondiente:

$$\bar{\phi} = \frac{\sum_{i=1}^n h_i \phi_i}{\sum_{i=1}^n h_i}, \quad \dots\dots\dots 2. 142$$

En caso de que se tenga un registro sónico, para obtener la porosidad se utiliza la siguiente expresión:

$$\phi = \frac{\Delta t_{\log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}, \quad \dots\dots\dots 2. 143$$

En el caso de carbonatos y arenas no compactadas, se emplean otras relaciones, donde: Δt , es alrededor de $189 \left[\frac{\mu\text{seg}}{\text{ft}} \right]$, Δt_{\log} , es leído directamente del registro y para Δt_{ma} , se puede usar la **Tabla 2.36**.

El espesor de la formación productora debe ser aquel que corresponda al intervalo que realmente esté aportando flujo hacia el pozo. Para conocer con suficiente precisión el espesor (h) se pueden utilizar los registros de molinete, de rayos gamma y/o de temperatura.

Tabla 2. 36 Valores de tiempo de transito comúnmente usados para distintos tipos de roca.

	$\Delta t_{ma} \left[\frac{\mu\text{seg}}{\text{ft}} \right]$
Arenizcas	55.5 - 51.0
Calizas	47.6 - 43.5
Dolomitas	43.5
Anhidritas	50
Sal	66.7
Tuberías (acero)	57

III. Construcción de la curva de capacidad de transporte (VLP) de un pozo petrolero

3.1 Introducción.

Para analizar el comportamiento de flujo en el pozo es necesario dividirlo y analizarlo por separado, se divide en tantos nodos sea necesario, principalmente se divide en tres partes; del yacimiento al pozo, a través de la tubería del pozo y por último en la línea de descarga. Entre estos nodos habrá pérdidas de presión como las que se muestran en la **Figura 3.1**.

Bajo condiciones normales de flujo, es posible tener dos o tres regímenes de flujo presentes en el comportamiento de afluencia vertical del pozo.

Las pérdidas de presión en la tubería vertical son el resultado de la interacción de tres fuerzas: 1. El gradiente de presión hidrostática, 2. Perdidas de presión por fricción, 3. Perdidas de presión por resbalamiento.

El gradiente de presión hidrostática causa un incremento en la presión a medida que aumenta la profundidad y está en función de la densidad del fluido.

Las pérdidas de presión por fricción son aquellas causadas por el movimiento de los fluidos contra las paredes de la tubería, que están en función del tamaño de la tubería y de las propiedades de flujo del fluido.

Las pérdidas de presión por resbalamiento son causadas por el movimiento de un fluido a través de otro a diferente fase y depende del tamaño de la tubería y del régimen de flujo.

Metas

Al leer este capítulo, debes ser capaz de:

- Determinar el comportamiento de afluencia para pozos verticales, a diferentes RGA, con o sin corte de agua.
- Determinar las pérdidas de presión que ocurren en la tubería vertical de pozos de aceite.
- Determinar el rendimiento del aparejo de producción.
- Realizar la curva VLP de un pozo petrolero mediante alguno de los métodos mencionados en este capítulo.

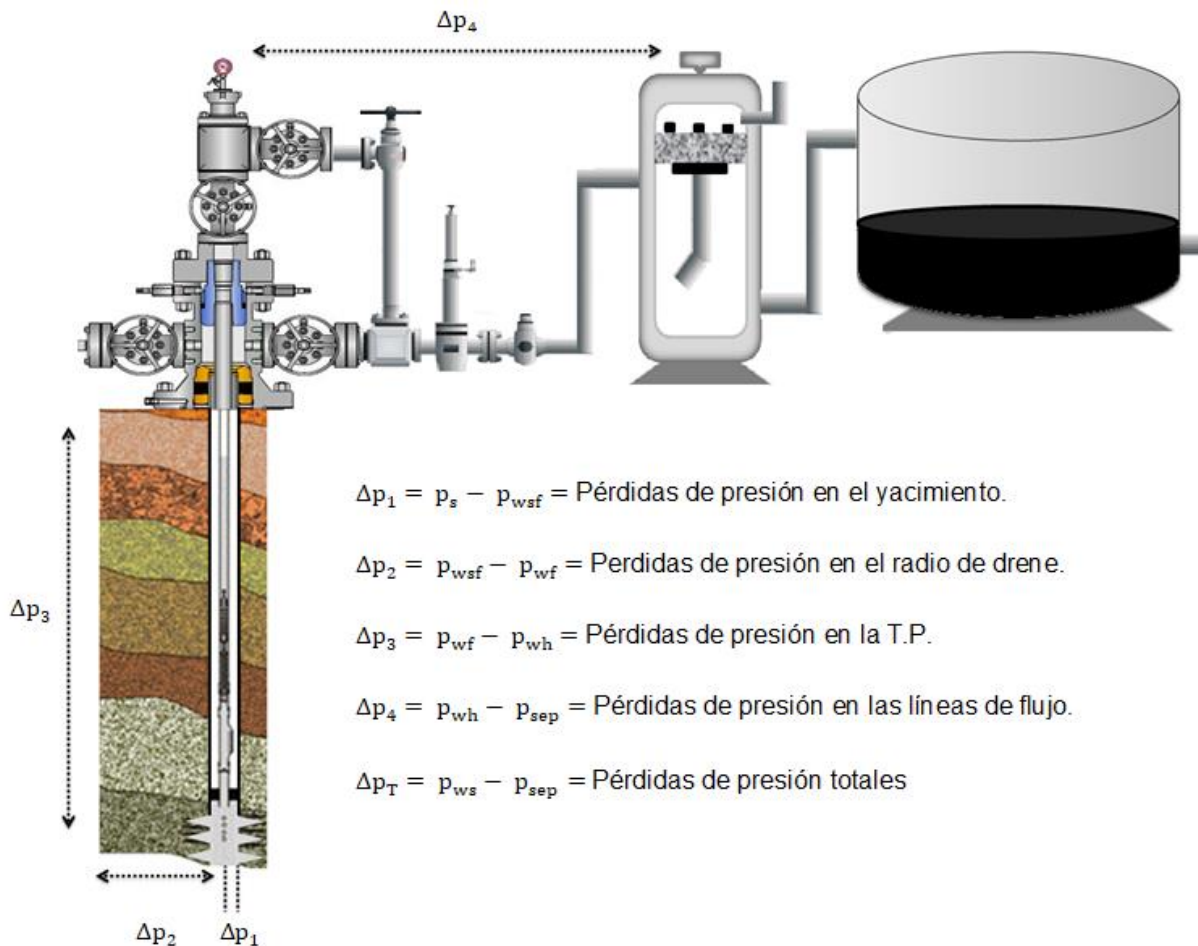


Figura 3. 1 Pérdidas de presión en un sistema de producción.

3.2 Gráfica de presión-gasto-profundidad.

A partir del conocimiento de la IPR de un pozo es posible, graficar la relación de la presión contra el gasto para diferentes profundidades, mediante el uso de las curvas de distribución de la presión. Por ejemplo, si la parte superior de la formación productora (la parte inferior de la tubería de producción) está a 7448 [ft] de profundidad, se pueden graficar las curvas de la presión contra el gasto a intervalos de 1000 [ft], hasta alcanzar el cabezal de la tubería de producción, La gráfica presión-gasto-profundidad se ilustra en la siguiente **Figura 3.2**.

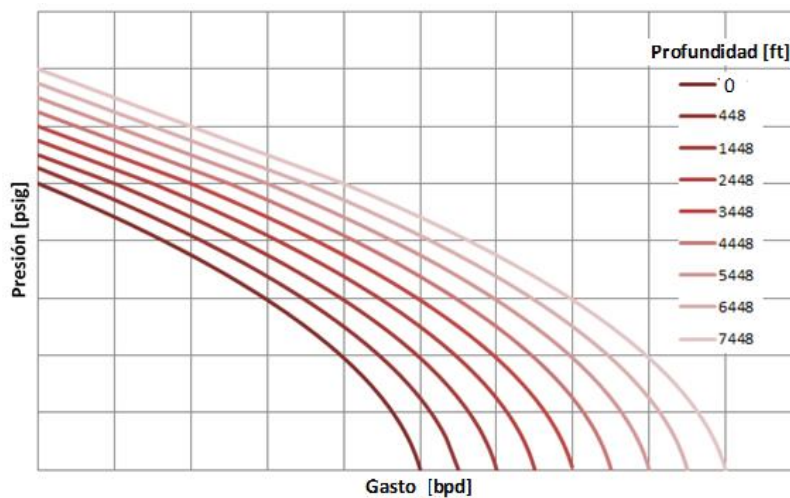


Figura 3. 2 Curvas de presión-gasto-profundidad. Beggs, H. D. (1991) “Production optimization using Nodal Analysis”.

3.3 Ecuación general de energía en pozos verticales.

La ecuación general de energía que gobierna el flujo de fluidos en la tuberías verticales se encuentra dada por;

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_{ac} + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f \dots\dots\dots 3.1$$

donde; $(\frac{\Delta p}{\Delta L})_T$ es el gradiente de presión total, $(\frac{\Delta p}{\Delta L})_e$ es el gradiente de presión debido a la elevación, $(\frac{\Delta p}{\Delta L})_{ac}$ es el gradiente de presión debido a la aceleración, $(\frac{\Delta p}{\Delta L})_f$ es el gradiente de presión debido a la fricción.

Gradiente de presión por fricción;

$$(\frac{\Delta p}{\Delta L})_f = \frac{f \rho v_m^2}{2 g_c d} \dots\dots\dots 3.2$$

donde; f es el factor de fricción, ρ es la densidad del fluido, v_m es la velocidad del fluido [ft/seg], diámetro de la tubería [ft], g_c es el factor de conversión gravitacional = 32.2 [lb_m × ft/ lb_f × s²].

El factor por fricción f, está en función del Número de Reynolds (N_{RE}) y la rugosidad relativa en la tubería (ε/d).

Gradiente de presión por elevación;

$$(\frac{\Delta p}{\Delta L})_e = \frac{\rho_s g \text{ sen } \theta}{g_c} \dots\dots\dots 3.3$$

donde; ρ_s es la densidad de la mezcla con resbalamiento [lb_m/ft³], g es la constante gravitacional = 32.2 [ft/seg²] y g_c es el factor de conversión gravitacional = 32.2 [lb_m × ft/ lb_f × seg²].

Gradiente de presión por aceleración;

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_{ac} = \frac{\rho_s \Delta v_m^2}{2g_c \Delta L}, \dots\dots\dots 3.4$$

donde: ρ_s es la densidad de la mezcla con resbalamiento [lb_m/ft^3], v_m es la velocidad de la mezcla [ft/seg], g_c es el factor de conversión gravitacional = 32.2 [$\text{lb}_m \times \text{ft}/\text{lb}_f \times \text{seg}^2$] y L es la longitud de la tubería.

La velocidad de la mezcla es;

$$v_m = v_o + v_w + v_g, \dots\dots\dots 3.5$$

donde:

$$v_o = \frac{6.5 \times 10^{-5} q_o B_o}{A}, \dots\dots\dots 3.6$$

$$v_w = \frac{6.5 \times 10^{-5} q_w B_w}{A}, \dots\dots\dots 3.7$$

$$v_g = \frac{6.5 \times 10^{-5} q_g B_g}{A} = \frac{q_o (R - R_s) B_g}{A \times 86400}, \dots\dots\dots 3.8$$

Para flujo laminar, el factor de fricción esta dado por;

$$f = \frac{64}{N_{Re}} \dots\dots\dots 3.9$$

Para flujo turbulento, el factor de fricción esta dado por la siguiente ecuación, donde se supone el valor de f_s inicial y se realiza un proceso iterativo de f , hasta que se tenga un error de 0.0001;

$$f = \left[-2 \log \left(\frac{\varepsilon}{3.715 d} + \frac{2.514}{N_{Re} \sqrt{f_s}} \right) \right]^{-2} \dots\dots\dots 3.10$$

donde: ε es la rugosidad de la tubería [ft], d es el diámetro de la tubería [ft], N_{Re} es el número de Reynolds [adim], f_s es el factor de fricción supuesto [adim].

El número de Reynolds N_{Re} , es un parámetro adimensional cuyo valor se obtiene con la ecuación [3.11], que indica si el régimen de flujo es laminar o turbulento como se muestra en la **Tabla 3.1**.

$$N_{Re} = 1488 \left(\frac{\rho v d}{\mu} \right) \dots\dots\dots 3.11$$

Tabla 3. 1 Régimen de flujo según el número de Reynolds.

Número de Reynolds [N_{Re}]	Régimen
<2300	Laminar
>3100	Turbulento

3,2 correlaciones para flujo vertical en tuberías

Dado que alrededor del 80 por ciento de las pérdidas de presión ocurren en el pozo, es muy importante conocer los factores de pérdidas de presión de afluencia del pozo. Las pérdidas de presión en tuberías se pueden determinar de manera empírica mediante correlaciones. Existen tres categorías en las que se dividen las correlaciones para el cálculo de caídas de presión en tuberías, que se muestran en la **Tabla 3.2**.

Tabla 3. 2 Tipo de categorías de las correlaciones.

Consideraciones	Categoría A	Categoría B	Categoría C
Resbalamiento	No consideran	Si consideran	Si consideran
Densidad de la masa	En función de las propiedades de los fluidos	En función del colgamiento	En función del colgamiento
Factor de fricción	Empíricamente	Propiedades combinadas de las fases	Propiedades del fluido en la fase continua
Patrón de flujo	No consideran	No se distinguen	Si consideran

3.3 Comportamiento de afluencia vertical. Poettmann y Carpenter.

A un determinado valor de presión de fondo fluyendo p_{wf} , la formación producirá agua, aceite y gas a ciertos gastos. La presión diferencial a través de lo largo de la tubería, desde la presión de fondo fluyendo hasta la presión en la cabeza de la tubería, no puede ser menor que la presión atmosférica, para permitir que los fluidos migren de la formación al pozo a ciertos gastos.

Poettmann y Carpenter, basaron sus análisis en la ecuación de energía, donde se asume que la variación de energía cinética del fluido a través de la tubería es despreciable, y que las pérdidas de presión por fricción y deslizamiento se pueden expresar mediante la siguiente formula;

$$W_f = afv^2 \frac{\Delta h}{2gD} \dots\dots\dots 3.12$$

dónde: v es la velocidad promedio de la mezcla en el intervalo Δh , D es el diámetro interno de la tubería y el factor f debe determinarse empíricamente, para lo cual Poettmann y Carpenter utilizaron diámetros de tubería de producción de 2", 2 ½" y 3", en el que incorporaron la ecuación general de energía y datos de 34 pozos fluyentes de aceite y 15 con bombeo neumático. El aceite gas y agua se consideraron en una sola fase, sin determinar colgamiento, para introducir el factor de pérdida de energía, para viscosidades menores a 5[cp], RGL menores a 1500[ft³/bl] y gastos mayores a 400 bpd. Usando estas suposiciones, fueron capaces de reducir la ecuación de energía a la forma siguiente;

$$144 \frac{\Delta p}{\Delta h} = \bar{\rho} + \frac{\bar{K}}{\bar{\rho}} \dots\dots\dots 3.13$$

dónde ΔP es la caída de presión en el intervalo vertical Δh [psi], $\bar{\rho}$ es la densidad promedio del fluido en ese intervalo $\left[\frac{\text{bl}}{\text{ft}^3} * \text{ft}\right]$.

$$\bar{K} = \frac{f (qM)^2}{(7.413 \times 10^{10} D^5)} \dots\dots\dots 3.14$$

dónde: f es el factor de pérdida de energía, q es el gasto de producción de líquido [bpd], M es la masa total del líquido y gas asociado con un barril de líquido almacenado en el tanque [lb] y D es el diámetro interior de la tubería [ft].

La masa total del líquido se calcula mediante la siguiente ecuación;

$$M = 350.5 (Y_o + Y_w \text{WOR}) + 0.0764 R Y_g, \dots\dots\dots 3.15$$

y

$$f = 5.415 \times 10^{-3} - 5.723 \times 10^{-4} \left(\frac{d \times 10^6}{q_o M}\right) + 1.848 \times 10^{-4} \left(\frac{d \times 10^6}{q_o M}\right)^2 + 3.5843 \times 10^{-6} \left(\frac{d \times 10^6}{q_o M}\right)^3 \dots\dots\dots 3.16$$

La densidad promedio del aceite la podemos determinar con la ecuación 3.17 o 3.19.

$$\bar{\rho} = \frac{350 Y_o + 0.0764 Y_{gd} R_s}{5.615 B_o}, \dots\dots\dots 3.17$$

donde: B_o es el factor de volumen del aceite [$b_{l@c.y.}/b_{l@c.s.}$], R_s es la relación de solubilidad [ft^3/b_l], γ_o es la gravedad específica del aceite [adim] y γ_{gd} es la densidad específica del gas disuelto, misma que se calcula con la ecuación [3.16], [adim].

$$\gamma_{gd} = \frac{12.5 + \text{°API}}{50} - 3.5715 \times 10^{-6}(\text{°API})R_s, \dots\dots\dots 3.18$$

Para presiones mayores a la presión de burbuja la densidad promedio se calcula mediante la ecuación [3.19];

$$\bar{\rho} = \rho_{ob}e^{[C_o(p_b-p)]}, \dots\dots\dots 3.19$$

donde: ρ_{ob} es la densidad del aceite a la presión de burbuja [lb/ft^3], p_b es la presión de burbuja [psia] y C_o es la Compresibilidad isotérmica del aceite [psi^{-1}].

El gasto óptimo puede obtenerse con la siguiente ecuación.

$$q_{op} = \frac{91970D}{350.5\gamma_o + 0.0764R\gamma_g + 350.5\gamma_w WOR} \dots\dots\dots 3.20$$

Ejemplo 3.1 Aplicación del método de Poettmann y Carpenter.

Considere que se perforo un pozo. Se cuenta con la IPR, la presión estática del yacimiento, el comportamiento del corte de agua y el comportamiento de la relación gas aceite. También se han determinado ciertas propiedades del gas y

aceite, tales como; el factor de volumen de formación, la solubilidad del gas, la densidad del gas y del aceite, y el factor de volumen de formación del gas.

Calculamos un valor determinado de presión de fondo fluyendo p_{wf} , y el gasto de aceite, agua y gas al cual produce, mediante las propiedades de flujo. Después se divide la tubería en intervalos iguales, H_1H_2 , H_2H_3 , H_3H_4 , sucesivamente todo el valor de Δh , como se muestra en la **Figura 3.3**, siendo las presiones P_2, P_3, P_4, \dots . Las correspondientes de H_2, H_3, H_4, \dots . Ya que la presión que le corresponde a H_1 es p_{wf} . Asumiendo que se calculó f . Usamos la ecuación [3.13] para calcular las caídas de presión en el intervalo H_1H_2 . Entonces calculamos p_2 . Se saca el promedio entre p_{wf} y p_2 y se reemplaza en p_{wf} para calcular $\bar{p} + \frac{\bar{K}}{\rho}$. Se repite el proceso para cada intervalo a través de la tubería hasta alcanzar la superficie.

Tomando diferentes valores de presión de fondo fluyendo, es posible desarrollar una gráfica como la que se muestra en la **Figura 3.4**. Para cualquier tamaño de tubería. Empezamos con el valor de presión de fondo fluyendo definido por el punto A, El gasto de producción de la formación se determina moviéndose horizontalmente al punto B en la IPR y entonces verticalmente hacia abajo al punto C. Con el gasto de producción definido por C

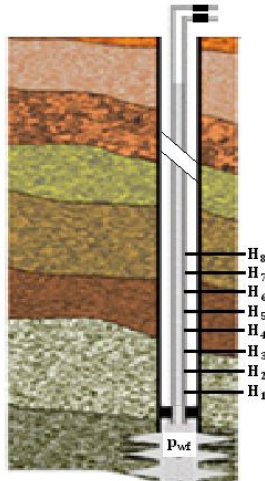


Figura 3. 3 División de la tubería en intervalos de igual longitud para efectos de cálculo.

La ecuación de Poettmann-Carpenter se usa para calcular el valor de la presión en la cabeza del pozo (punto D). El gasto máximo al cual el pozo es capaz de fluir se define por el punto E, que corresponde a una presión de cabeza del pozo igual a cero. El punto E siempre caerá a la izquierda de q' ya que al haber pérdidas de presión un pozo nunca alcanzará a producir el potencial por flujo natural del yacimiento. En la práctica, un pozo nunca producirá con una presión en la cabeza de cero, ya que las líneas de flujo y el separador en superficie siempre ejercerán una presión en contra del flujo. Si se decide producir con una presión en la cabeza del pozo de 100 [psi]; se trazará una línea horizontal a la altura equivalente de 100 [psi] y la intersección con la curva de presión en la cabeza del pozo será el punto F y G será el gasto equivalente a esa presión.

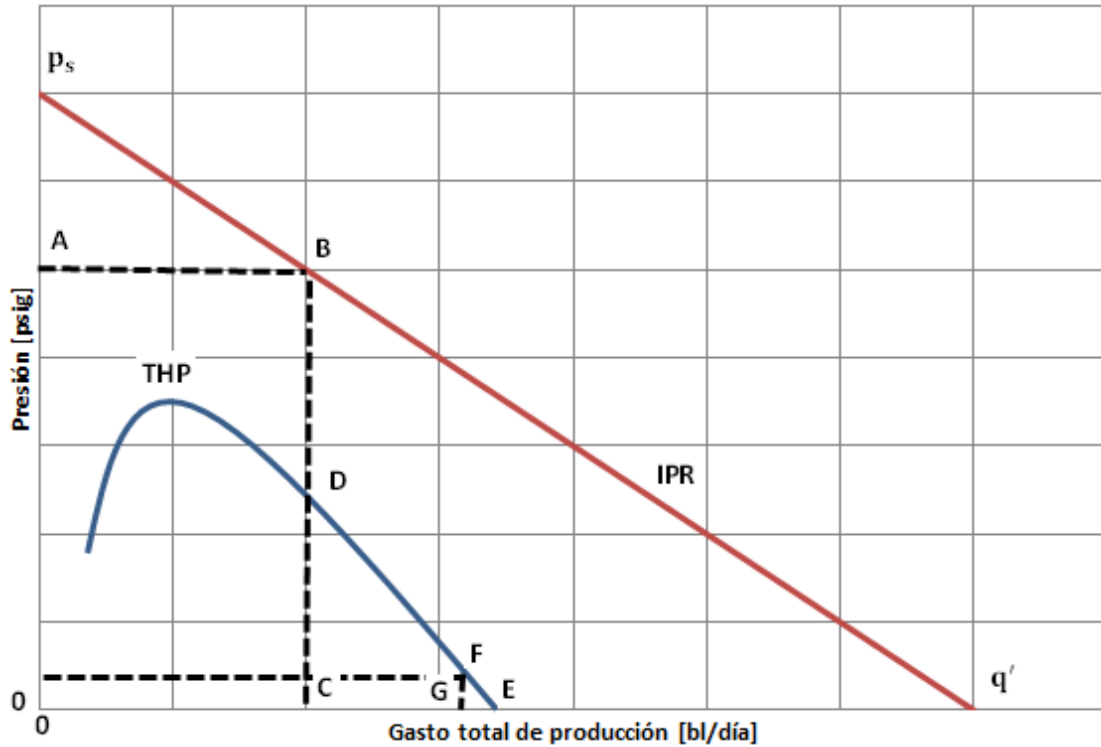
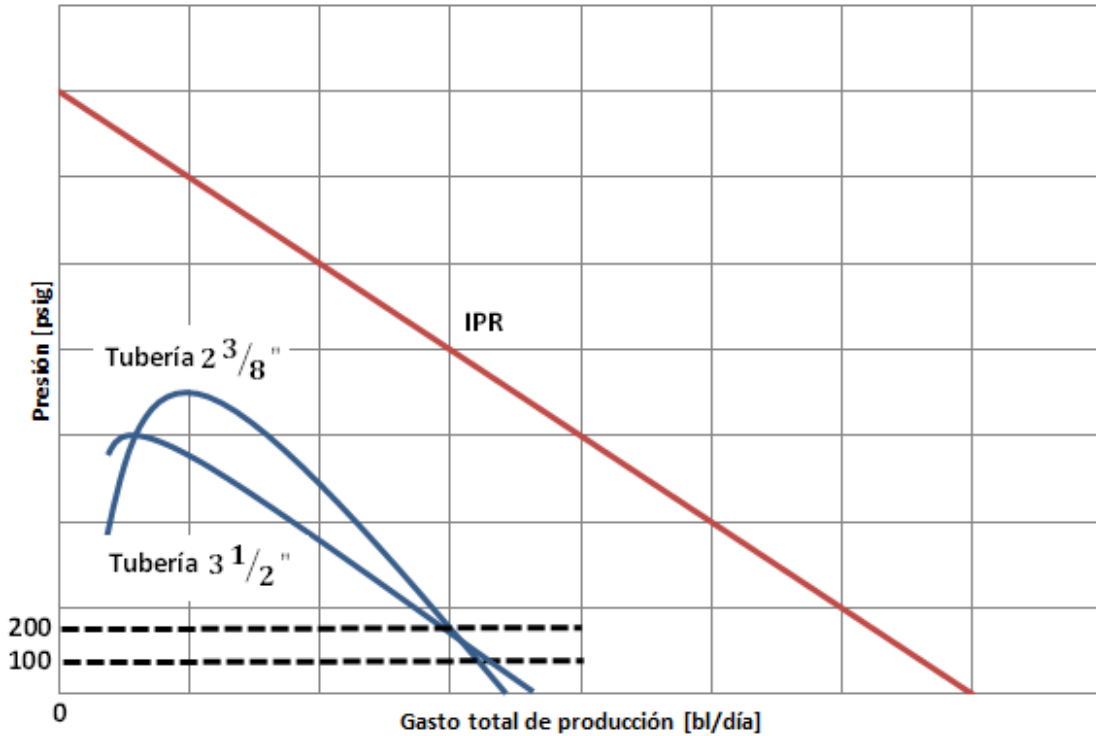


Figura 3. 4 Presión de fondo fluyendo y presión en la cabeza de la tubería en función del gasto de producción. NIND. (1964). Principles of oil well production.

El tipo de gráfica mostrado en la **Figura 3.4**, también puede utilizarse para determinar el tamaño óptimo de tubería para ese pozo, que permita el gasto máximo a una determinada presión en la cabeza del pozo. Repitiendo el procedimiento de Poettman y Carpenter para diámetros del pozo de $2\frac{3}{8}$ " y $3\frac{1}{2}$ ", se obtendrán 2 curvas como las que se muestran en la **Figura 3.11**. En este ejemplo se muestra que el gasto de la tubería de $2\frac{3}{8}$ " es mayor que la de $3\frac{1}{2}$ ", para una presión de 200 [psi], pero menor a 100 [psi].



**Figura 3. 5 Determinación del tamaño óptimo de la tubería. NIND. (1964).
Principles of oil well production.**

Para establecer el valor de f en relación con las variables que envuelven el flujo de agua, gas y aceite en la tubería. Se utilizan valores PVT, de presión y temperatura. Valores de f fueron calculados mediante datos de campo para correlacionarlos en función del diámetro de tubería y la velocidad de la masa del fluido en la tubería **Figura 3.6.**

En términos de unidades obtenidas de datos de campo:

$$D_{vp} = (1.4737 \times 10^{-5}) \frac{Mq}{D}, \quad \dots\dots\dots 3.21$$

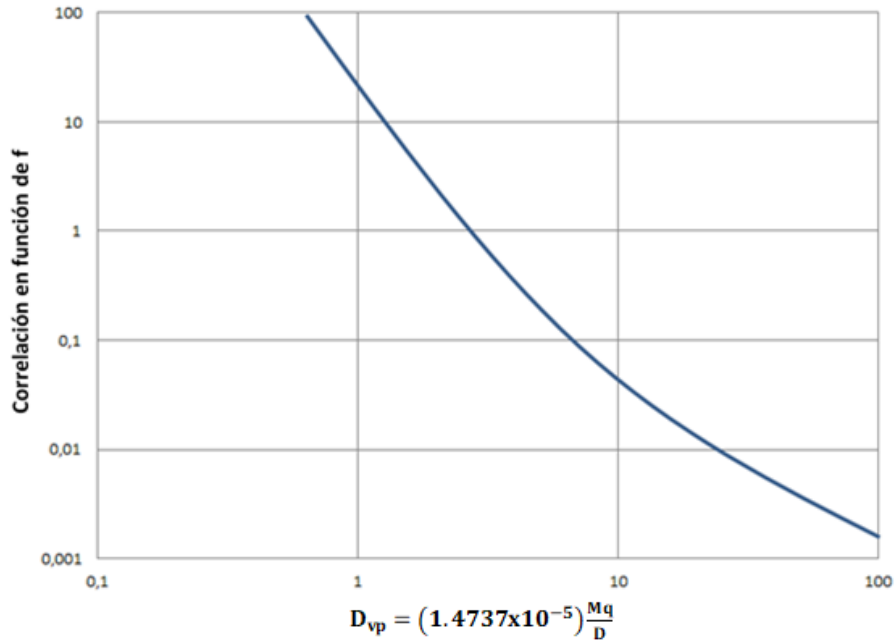


Figura 3. 6 Correlación de datos de campo en pozos fluyendo para distintos valores del factor de fricción. NIND. (1964). Principles of oil well production.

El término de la viscosidad no es una variable utilizada en cálculos de flujo vertical bifásico, debido a que el grado de turbulencia es tal que la pérdida de energía debida a la viscosidad es despreciable. Debido a la gráfica logarítmica la dispersión de los puntos, por ejemplo, cuando D_{vs} es 2.8, la curva da un valor de 1.8 para f ; pero el valor mas pequeño para f es 0.68 y el más grande es 3.9. Cuando D_{vs} es 25, la curva da un valor para f igual a 0.012; el valor más pequeño es 0.0042 y el más grande es 0.033.

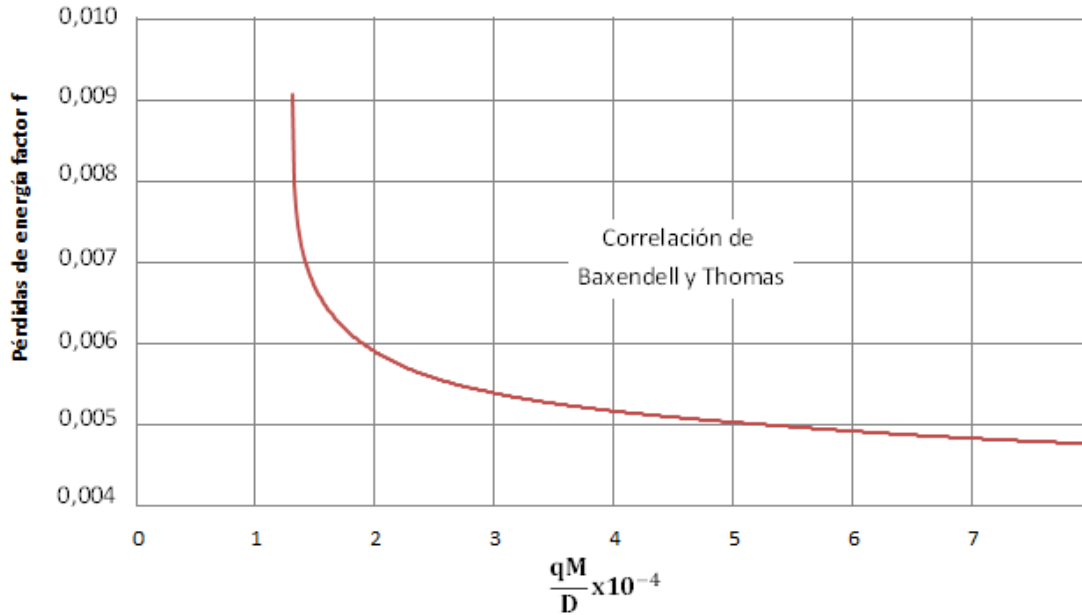


Figura 3. 7 Comparación entre correlaciones de laboratorio y datos de campo para pozos con altos gastos.

En la **Figura 3.13** se ilustra una comparación de resultados calculados de estas correlaciones, con el factor de pérdida de energía calculado por Baxendell y Thomas de pruebas de campo. Indicando un gran parecido entre los datos de laboratorio y los de campo.

Ejemplo 3.2 Aplicación del método de Poettmann y Carpenter

Dados los siguientes datos, determinar el comportamiento de afluencia vertical de un pozo: $D=1.995''$, $T_1= 120 [^{\circ}F]$, $T_2= 150 [^{\circ}F]$, $p_{wf}= 1000 [psig]$, $p_{atm}= 14.7 [psia]$, $q_o= 400 [bpd]$, $q_w = 600 [bpd]$, $R= 1250 [lb_m/ft^3]$, $\rho_o= 22 \text{ }^{\circ}API$, $\gamma_g=0.65$, $\gamma_w=1.07$, $L=2500 [ft]$.

Solución:

1. Dividimos la longitud de la tubería en intervalos iguales $\Delta L=100$.
2. Calculamos la masa en barriles de aceite a condiciones estándar.

$$Y_o = \frac{141.5}{22 + 131.5} = 0.9218$$

$$WOR = \frac{600}{400} = 1.5,$$

$$M = 350.5 (Y_o + Y_w WOR) + 0.0764 RY_g,$$

$$M = 350.5(0.9218) + 350.5(1.07 \times 1.5) + 0.0764(0.65 \times 1250) = 947 \left[\frac{\text{lb}_m}{\text{bl}_o} \right]$$

3. Calculamos el valor del factor de fricción f mediante el uso del gráfico 3.6.

$$D_{vp} = (1.4737 \times 10^{-5}) \frac{Mq}{D} = 33.578,$$

$$f = 0.008,$$

4. Calculamos el valor de \bar{K} .

$$\bar{K} = \frac{f (qM)^2}{(7.413 \times 10^{10} D^5)} = \frac{0.008 \times 1.4348 \times 10^{11}}{7.413 \times 10^{10} (0.16625)} = 0.09314$$

5. Calculamos la relación de solubilidad a la presión de fondo fluyendo, mediante la Correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D. Para lo cual primero necesitamos la densidad específica del gas corregida a presión y temperatura de separador, que son 120 y 60 respectivamente, para este caso.

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \left[1 + 5.912 \times 10^{-5} (\text{°API})(T_{\text{sep}}) \left(\log \left(\frac{P_{\text{sep}}}{114.7} \right) \right) \right]$$

$$\gamma_{gc} = 0.65 \left[1 + 5.912 \times 10^{-5} (22)(60) \left(\log \left(\frac{120}{114.7} \right) \right) \right] = 0.65,$$

por lo tanto:

$$R_s = C_1 \gamma_{gc} p^{C_2} e^{\left(\frac{C_3 \text{API}}{T+460}\right)}$$

$$R_s = 0.0362 * 0.682(1000^{1.0937}) * e^{\left(\frac{25.724*22}{150+460}\right)} = 119.2 \left[\frac{\text{ft}^3}{\text{bl}}\right]$$

6. Calculamos el B_o .

$$B_o = 1 + C_4 R_s + \left[(C_5 + C_6 R_s) \times (T - 60) \left(\frac{\text{API}}{\gamma_{gc}} \right) \right]$$

$$B_o = 1 + 0.005 + (1.535 * 90 * 0.044) = 1.1 \left[\frac{\text{ft}^3}{\text{ft}^3} \right]$$

7. Calculamos la densidad específica del gas disuelto.

$$\gamma_{gd} = \frac{12.5 + \text{°API}}{50} - 3.5715 \times 10^{-6} (\text{°API}) R_s$$

$$\gamma_{gd} = \frac{12.5 + 22}{50} - 3.5715 \times 10^{-6} (22)(324.9) = 0.68$$

8. Calculamos la presión de burbuja.

$$p_b = \left[\frac{R_s}{C_1 \times \gamma_{gc} \times e^{\left(\frac{C_3 \times \text{°API}}{T+460}\right)}} \right]^{1/C_2}$$

$$p_b = \left[\frac{324.9}{0.0362 \times 0.682 \times e^{\left(\frac{25.72 \times 22}{150+460}\right)}} \right]^{1/1.0937} = 2596 \text{ [psia]}$$

9. Calculamos la densidad promedio del fluido.

$$\bar{\rho} = \frac{350Y_o + 0.0764Y_{gd}R_s}{5.615B_o}$$

$$\bar{\rho} = \frac{350 * 0.9218 + 0.0764 * 0.6806 * 119.2}{5.615 * 1.1} = 53.1 \left[\frac{\text{lb}_m}{\text{ft}^3} \right]$$

10. Calculamos el gradiente de presión en el intervalo.

$$\frac{\Delta p}{\Delta h} = \frac{1}{144} \left[\bar{\rho} + \frac{\bar{K}}{\bar{\rho}} \right]$$

$$\Delta p = \frac{1}{144} \left[53.22 + \frac{0.09314}{53.22} \right] \times 100 = 36.8 [\text{psig}]$$

11. Obtenemos la p_2 .

$$p_2 = p_{wf} - \Delta p = 1000 - 176.8 = 963 [\text{psig}]$$

12. Calculamos la nueva p_{wf2} .

$$p_{wf2} = (p_2 + p_{wf})/2 = 981 [\text{psig}]$$

Con la nueva p_{wf} se repite el proceso para cada intervalo a través de la tubería hasta alcanzar la superficie como se ilustra en la **Figura 3.7**.

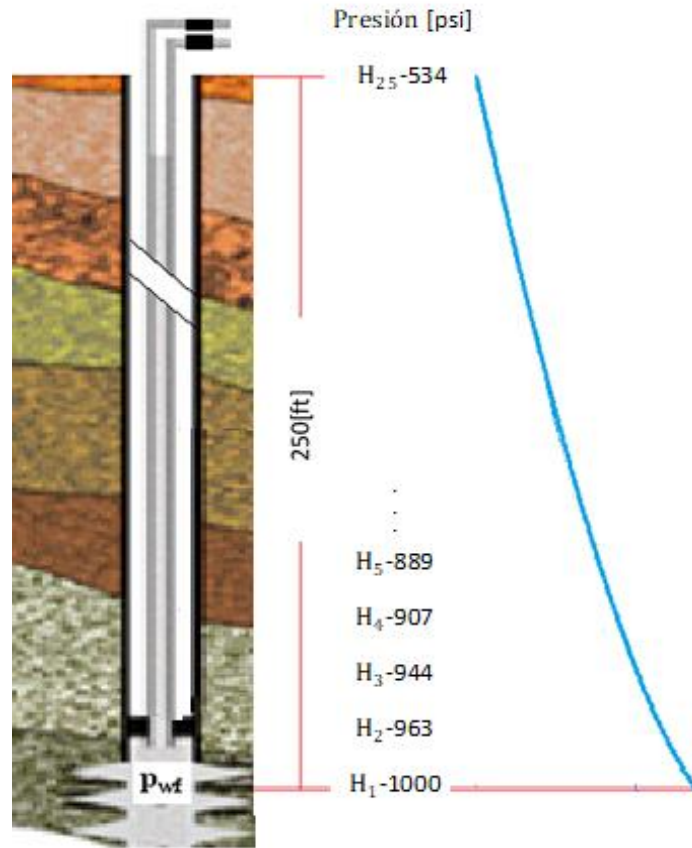


Figura 3. 8 Caídas de presión a través de la tubería de producción, a la profundidad H, del ejemplo 3.2.

3.4 Comportamiento de afluencia Vertical: Duns y Ros.

Duns y Ros tomaron como base de su estudio, la ecuación de balance de energía. Para flujo en una sola fase, donde considero el gradiente de presión igual a la suma de los gradientes; estático y de fricción.

$$\frac{dp}{dh} = g\rho + 4f\frac{1}{2}\frac{\rho v^2}{D}, \dots\dots\dots 3.22$$

donde; f es el factor de fricción ρ es la densidad del fluido, g es la aceleración gravitacional, D es el diámetro interno de la tubería y v es la velocidad del fluido.

Para flujo bifásico, se debe modificar el gradiente estático de la ecuación [3.22], debido al efecto de deslizamiento del gas a través del líquido, por lo que Duns y Ros lo reemplazaron por;

$$\epsilon_l \rho_l g + \epsilon_g \rho_g g. \dots\dots\dots 3.23$$

dónde ρ_l y ρ_g son las densidades del líquido y gas respectivamente, ϵ_l y ϵ_g son las tasas de retención de flujo del líquido y gas respectivamente.

La tasa de retención de flujo del líquido se define como el volumen de líquido presente en una longitud de tubería dada, dividido entre el volumen de dicha longitud de tubería, donde;

$$\epsilon_l + \epsilon_g = 1. \dots\dots\dots 3.24$$

Aunque las alteraciones hechas por Duns y Ros, no cambian lo hecho por Poettman y Carpenter, lo que hacen ellos, es separar el efecto del gas del líquido y mediante una investigación experimental para determinar los factores de influencia del término del gradiente estático y su relación con el de fricción. Haciendo uso de las ecuaciones [3.22], [3.23] y [3.24], para obtener;

$$\frac{1}{\rho_l g} \frac{dp}{dh} = \epsilon_l + (1 - \epsilon_l) \frac{\rho_g}{\rho_l} + \text{termino de fricción.} \dots\dots\dots 3.25$$

Ya que en la mayoría de los campos la densidad del gas es muy pequeña comparada con la densidad del aceite, el término $(1 - \epsilon_1) \frac{\rho_g}{\rho_l}$ se puede omitir.

Dando como resultado;

$$\frac{1}{\rho_l g} \frac{dp}{dh} = \epsilon_1 + \text{termino de fricción.} \dots\dots\dots 3.26$$

Duns y Ros llevaron a cabo un análisis dimensional para aislar los grupos adimensionales de mayor importancia, para determinar los gradientes de presión para un flujo bifásico vertical, por lo que diseñó un programa experimental para determinar la influencia de estos grupos, en particular. Teniendo como resultado más de 20000 datos y un rango de cobertura bastante amplio de diámetros de tuberías, gastos de aceite y gas y de diferentes viscosidades de aceites.

El procedimiento para determinar las pérdidas de presión a lo largo de la tubería es el siguiente:

1. Calcular la densidad relativa del aceite.
2. Obtener la masa asociada con un barril de líquido a condiciones estándar:

$$M = 350\gamma_o \left(\frac{1}{1 + WOR} \right) + 350\gamma_w \left(\frac{WOR}{1 + WOR} \right) + 0.0764R\gamma_g \dots\dots\dots 3.27$$

3. Determinar la densidad de la fase líquida.

$$\rho_L = 62.428 \left(\gamma_o \left(\frac{1}{1 + WOR} \right) + \gamma_w \left(\frac{WOR}{1 + WOR} \right) \right) \dots\dots\dots 3.28$$

4. Obtener la presión promedio y temperatura promedio.
5. Obtener z.
6. Calcular la densidad promedio de la fase de gas:

$$\bar{\rho}_g = \gamma_g(0.0764)\left(\frac{520}{T + 460}\right)\left(\frac{\bar{p}}{14.7}\right)\left(\frac{1}{z}\right) \dots\dots\dots 3.29$$

7. Calcular la viscosidad promedio del aceite con la ecuación 2.136.
8. Calcular la viscosidad promedio del agua;

$$\mu_w = e^{(1.003 - 1.479 \times 10^{-2} \times T + 1.982 \times 10^{-5} \times T^2)} \dots\dots\dots 3.30$$

9. Calcular la viscosidad de la mezcla del líquido.

$$\bar{\mu}_L = \bar{\mu}_o \left(\frac{1}{1 + WOR} \right) + \bar{\mu}_w \left(\frac{WOR}{1 + WOR} \right) \dots\dots\dots 3.31$$

10. Calcular la tensión superficial de la mezcla del líquido.

$$\sigma_L = \sigma_o \left(\frac{1}{1 + WOR} \right) + \sigma_w \left(\frac{WOR}{1 + WOR} \right) \dots\dots\dots 3.32$$

11. Calcular R_s a la presión y temperatura promedio.

12. Calcular B_o a la presión y temperatura promedio.

13. Calcular el área transversal de la tubería.

14. Calcular el número de viscosidad del líquido.

$$N_{L\mu} = 0.15726 \times \mu_L \left(\frac{1}{\rho_L \sigma_L^3} \right)^{0.25} \dots\dots\dots 3.33$$

15. Calcular la velocidad superficial del líquido v_{sL}

$$v_{sL} = \frac{(5.6142)(144)q_L}{86400 \times A_p} \left[B_o \left(\frac{1}{1 + WOR} \right) + \frac{WOR}{1 + WOR} \right] \dots\dots\dots 3.34$$

16. Calcular el número de velocidad del líquido.

$$N_{Lv} = 1.938 \times v_{sL} \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{0.25} \dots\dots\dots 3.35$$

17. Calcular la velocidad superficial del gas:

$$V_{sg} = \frac{144 \times q_L \left[R - R_s \left(\frac{1}{1 + WOR} \right) \right]}{86400 \times A_p} \left(\frac{14.7}{\bar{p}} \right) \left(\frac{T + 460}{520} \right) \left(\frac{\bar{z}}{1} \right) \dots\dots\dots 3.36$$

18. Calcular el número de velocidad del gas.

$$N_{gv} = 1.938 \times V_{sg} \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{0.25} \dots\dots\dots 3.37$$

19. Calcular el número de diámetro de la tubería.

$$N_d = \frac{120.872 \times D}{12} \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{0.5} \dots\dots\dots 3.38$$

Para flujo anular $D = D_c + D_t$

20. Seleccionar el régimen de flujo adecuado mediante la **Figura 3.9**.

21. Determinar el factor de resbalamiento dependiendo de la región de flujo obtenida en el paso 20.

a. Región I:

Los límites de la región son: $0 \leq N_{gv} \leq (L_1 + L_2 \times N_{Lv})$, donde L_1 y L_2 se obtienen de la **Figura 3.11**

El resbalamiento se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$S = F_1 + F_2 \times N_{Lv} + F_5 \left(\frac{N_{gv}}{1 + N_{Lv}} \right)^2, \dots\dots\dots 3.39$$

$$F_5 = F_3 - \frac{F_4}{N_d}, \dots\dots\dots 3.40$$

donde; F_1, F_2, F_3 y F_4 se obtienen de la **Figura 3.10**.

b. Región II.

Los límites de la región son: $(L_1 + L_2 \times N_{LV}) < N_{gv} < (30 + 56 \times N_{LV})$

El resbalamiento se obtiene con la siguiente ecuación.

$$S = (1 + F_5) \left[\frac{(N_{gv}^{0.982}) + F_8}{(1 + F_7 \times N_{LV})^2} \right], \dots\dots\dots 3.41$$

$$F_8 = 0.029 \times N_d + F_6, \dots\dots\dots 3.42$$

donde; F_5, F_6 y F_7 se obtienen de la **Figura 3.12**.

c. Región III

El límite de la región es $N_{gv} > (75 + 84 \times N_{LV}^{0.75})$.

El resbalamiento $S = 0$, por lo tanto el colgamiento del líquido es:

$$H_L = \frac{1}{1 + (V_{sg}/V_{sL})}, \dots\dots\dots 3.43$$

22. Determinar la velocidad de resbalamiento si el flujo se encuentra dentro de la región I o II.

$$V_s = \frac{S}{1.938 \times \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L}\right)^{0.25}}, \dots\dots\dots 3.44$$

23. Determinar el colgamiento del líquido:

$$H_L = \frac{V_s - V_{sg} - V_{sL} + \left[(V_s - V_{sg} - V_{sL})^2 + 4V_s \times V_{sL} \right]^{0.5}}{2V_s}, \dots\dots\dots 3.45$$

24. Determinar el número de Reynolds para el líquido:

$$N_{ReL} = \frac{1488 \times \rho_L \times V_{sL} \times D}{12 \times \mu_L}, \quad \dots\dots\dots 3.46$$

25. Determinar el gradiente de fricción de acuerdo a la región de flujo.

a. Región I y II.

$$\tau_{fr} = 2f_w \frac{N_{LV}(N_{LV} + N_{gv})}{N_d}, \quad \dots\dots\dots 3.47$$

$$f_w = (f_1) \frac{f_2}{f_3}, \quad \dots\dots\dots 3.48$$

$$f_3 = 1 + f_1 \left(\frac{V_{sg}}{V_{sL}} \right)^{0.5} \quad \dots\dots\dots 3.49$$

donde; f_1 se obtiene de la **Figura 3.13.** y f_2 se obtiene de la **Figura 3.14.**

La abscisa es $(f_1 \times \frac{V_{sg}}{V_{sL}} \times N_d^{2/3})$, f_w es valido para $N_{LV} = 0$ y arriba del límite dado por $N_{gv} = 50 + 36N_{LV}$.

b. Región III.

En el flujo niebla, donde; $N_{gv} > 75 + 84 \times N_{LV}^{0.75}$.

$$\tau_{fr} = 2f_w \times \frac{\rho_o N_{gv}^2}{\rho_L N_d}, \quad \dots\dots\dots 3.50$$

En la región III f_w se toma como f_1 y podría ser obtenida de la **Figura 3.13**, para $\varepsilon > 0.05 D$, el valor de f_1 es calculado con la siguiente ecuación;

$$f_1 = \frac{1}{\left(4 \log \frac{0.027\varepsilon}{D}\right)^2} + 0.067 \left(\frac{\varepsilon}{D}\right)^{1.73}, \quad \dots\dots\dots 3.51$$

Para $\varepsilon < 0.05 D$, el valor de $D - \varepsilon$, podría ser sustituido por D durante el cálculo del gradiente de fricción y también debe sustituirse V_{sg} , por;

$$V_{sg} = \frac{V_{sg} \times D^2}{(D - \varepsilon)^2}, \quad \dots\dots\dots 3.52$$

26. Determinar el gradiente estático;

$$\tau_{st} = H_L + (1 - H_L) \frac{\rho_g}{\rho_L}, \quad \dots\dots\dots 3.53$$

27. Determinar el gradiente de presión adimensional total:

a. Para las regiones I y II.

$$\tau_T = \tau_{st} + \tau_{fr} \quad \dots\dots\dots 3.54$$

b. Para la región III (tomando en cuenta la aceleración)

$$\tau = \frac{\tau_{st} + \tau_{fr}}{1 - (\rho_L \times V_{sl} + \rho_g \times V_{sg})(V_{sg}/p)} \quad \dots\dots\dots 3.55$$

28. Convertir los gradientes a [psi/ft].

$$\frac{dp}{dh_{st}} = \frac{\tau_{st} \times \rho_L}{144}, \quad \dots\dots\dots 3.56$$

$$\frac{dp}{dh_{fr}} = \frac{\tau_{fr} \times \rho_L}{144}, \quad \dots\dots\dots 3.57$$

y

$$\frac{dp}{dh_T} = \frac{\tau_T \times \rho_L}{144}, \quad \dots\dots\dots 3.58$$

29. Determinar la longitud para esa caída de presión.

$$\Delta h = \frac{\Delta p}{\frac{dp}{dh_{total}}}, \quad \dots\dots\dots 3.59$$

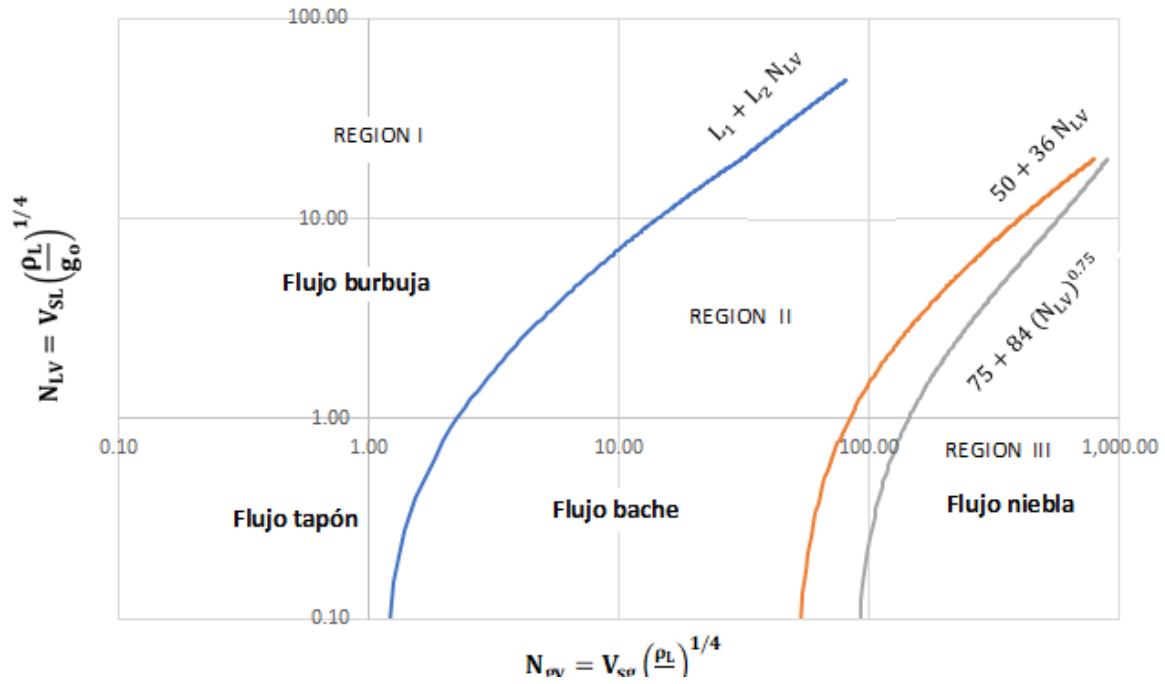


Figura 3. 9 Regiones para la correlación de Duns y Ros.

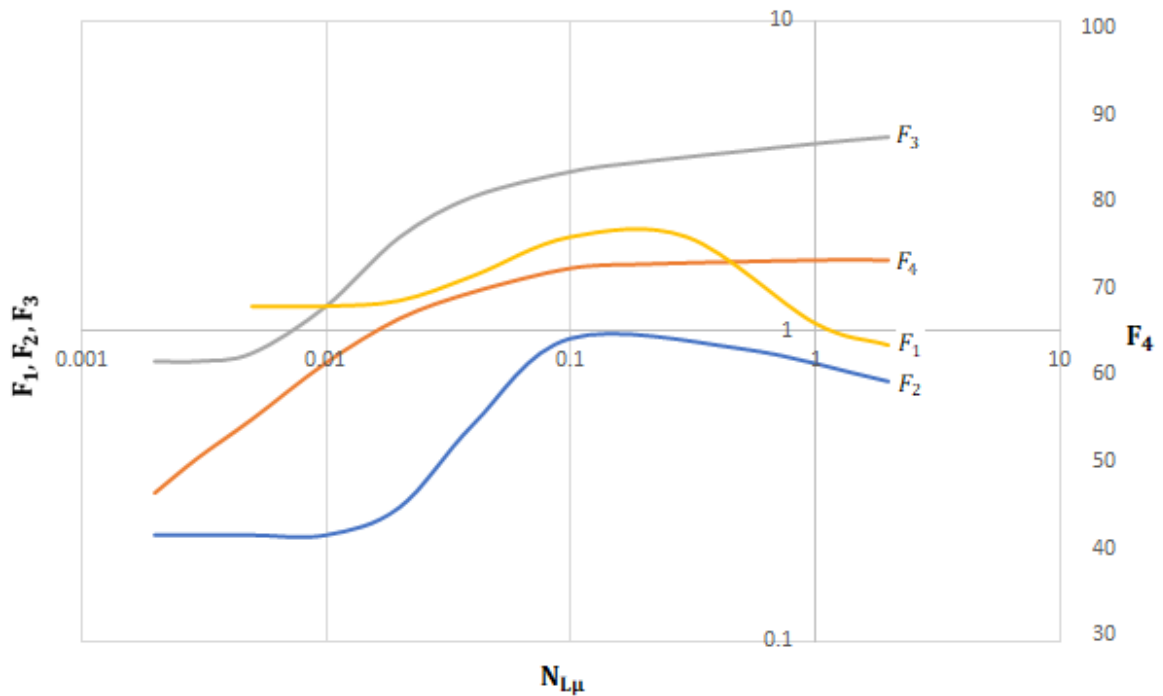


Figura 3. 10 Valores de F_1 , F_2 , F_3 y F_4 contra número de viscosidad $N_{L\mu}$ propuestos por Ros.

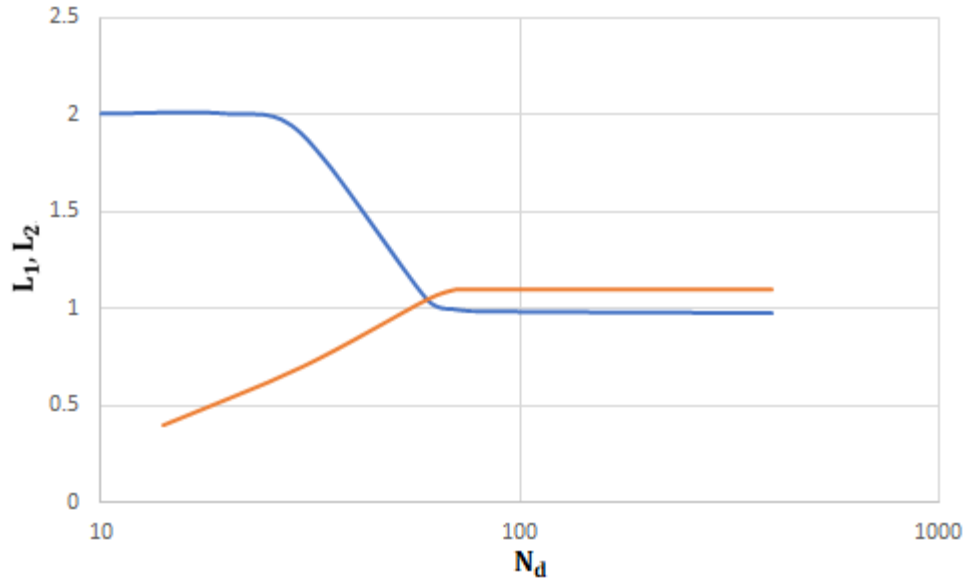


Figura 3. 11 Factores L_1 y L_2 contra el número de diámetro de la tubería propuestas por Ros.

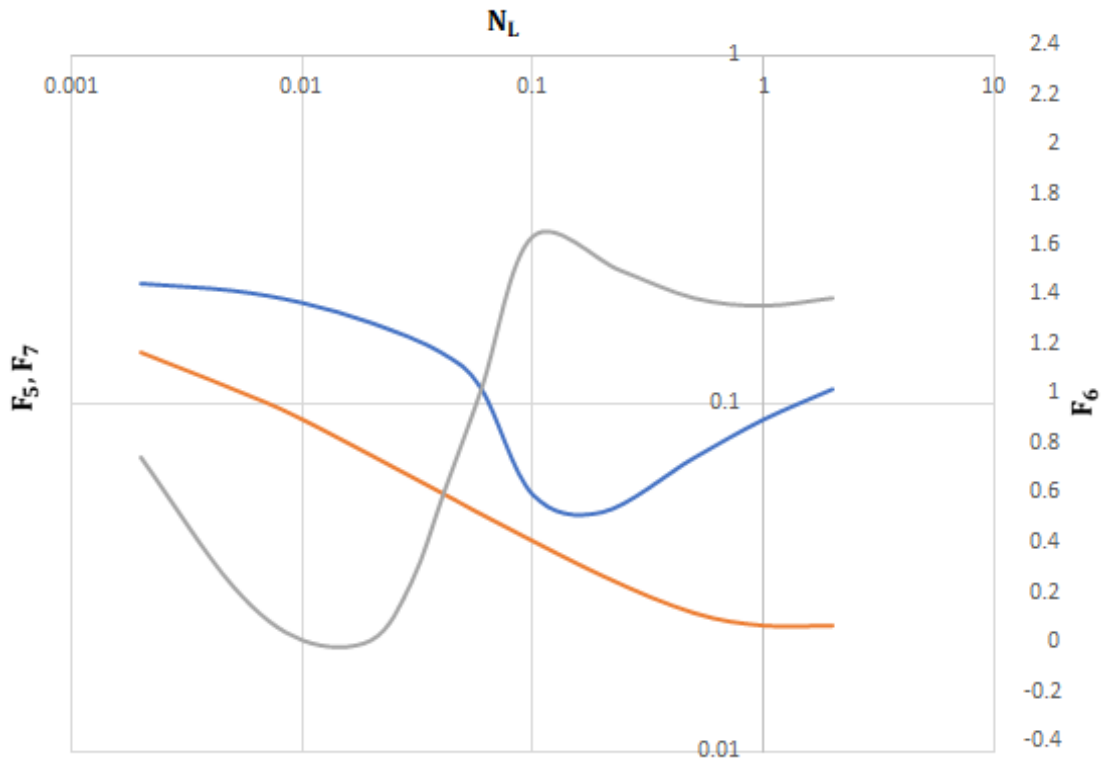


Figura 3. 12 Valores de F_5 , F_6 y F_7 contra el Número de viscosidad del líquido, propuestas por Ros.

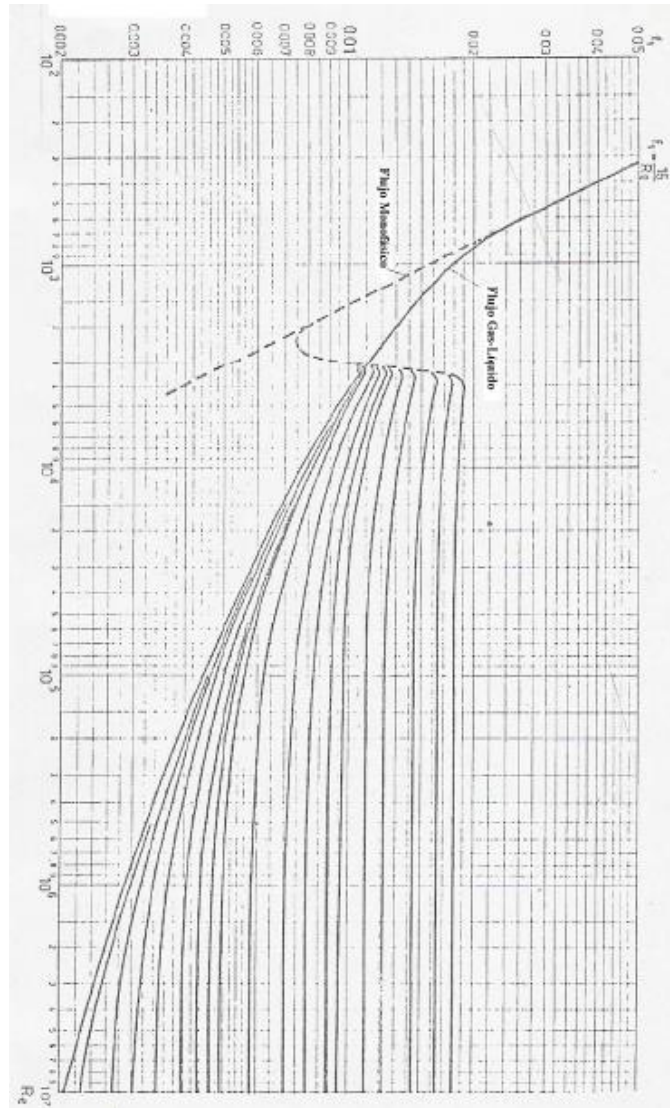


Figura 3. 13 Valores de f_1 contra el número de Reynolds, por Ros.

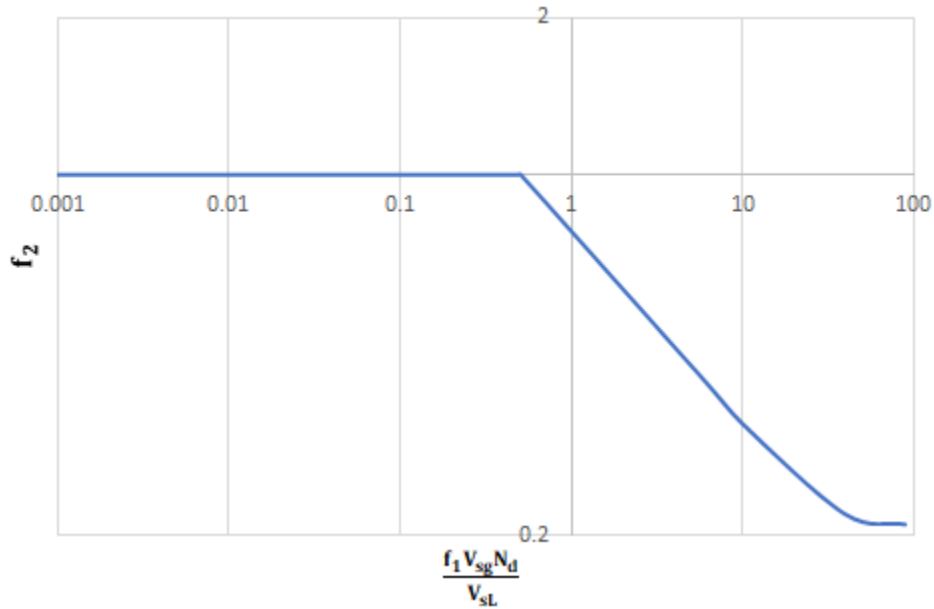


Figura 3. 14 Corrección de la fricción de burbuja por Ros.

3.5 Comportamiento de afluencia vertical; Gilbert.

El aproximamiento empírico que hace Gilbert para problemas de flujo bifásico en tuberías verticales se basa en valores medidos, por pérdidas de presión en la tubería y construyo familias de curvas, que pueden usarse mediante la extrapolación e interpolación.

Suponga que los siguientes valores se han tomado de una gran cantidad de pozos fluyentes.

- 1.- Profundidad del pozo.
- 2.- Presión de fondo fluyendo.
- 3.- Presión en la cabeza del pozo.
- 4.- Gasto de líquido.
- 5.- Relación gas líquido.

6.- Tamaño de tubería.

Supóngase que la presión de fondo fluyendo depende de las otras cinco variables.

Como primer paso y en un intento por correlacionar los pozos se ponen a producir a un mismo diámetro de tubería, con una relación gas aceite y un gasto fijo.

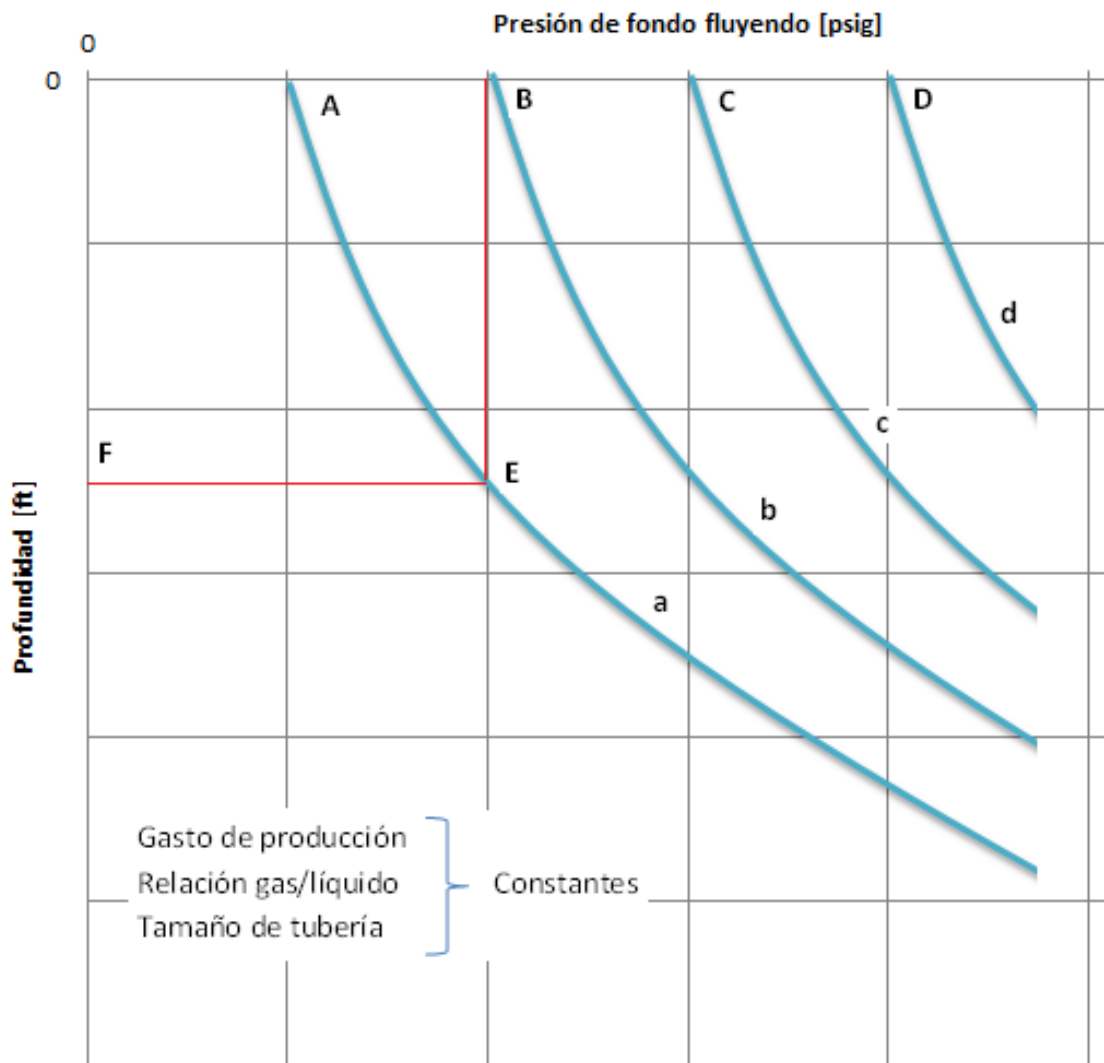


Figura 3. 15 Presión de fondo fluyendo en función de la presión en la cabeza de la tubería y la longitud de la tubería: a relación gas aceite constante, gasto constante y diámetro de tubería constante.

Si la presión de fondo fluyendo se graficara en función de la profundidad, se obtendrá una gráfica como en la **Figura 3.15**. Cada curva a, b, c y d corresponde a diferentes valores de presión en la cabeza del pozo. Siendo A, B, C y D los puntos de intersección de las curvas en la profundidad cero. Cada una de estas curvas representa la distribución de la presión a través de la tubería para un pozo fluyente a un gasto y una relación gas aceite, fijos.

Supóngase que un pozo está fluyendo a una presión en la cabeza A y una válvula está conectada a una profundidad OF. A un tiempo dado se abre la válvula en F, al mismo tiempo que la válvula en el cabezal de la tubería se cierra. Entonces la distribución de presión en la tubería por debajo del punto F no será alterada, y el pozo seguirá produciendo al mismo gasto. Si suponemos ahora que el punto F es la cabeza del pozo, entonces tendremos que el pozo está fluyendo a una presión en la cabeza del pozo de E. y que resulta igual a B. Por lo que si la curva antes del punto E se mueve hacia delante una distancia BE esta debe coincidir con la curva b. En otras palabras, las curvas a, b, c y d son en realidad todas partes de una sola curva. Y pueden coincidir solo moviéndolas verticalmente. En la **Figura 3.15** se muestra una curva con las presiones de la cabeza de la tubería de A, B, C y D correspondientes a los de la **Figura 3.15**.

La curva la **Figura 3.16** se usa para determinar la presión de fondo fluyendo a partir de la presión en la cabeza de la tubería, dada la distancia en pies de la tubería. La longitud equivalente de la tubería se determina al sumar el valor de presión en la cabeza del pozo más la presión de fondo fluyendo correspondiente a la longitud de la tubería que muestra la gráfica. La curva de la **Figura 3.16** es la curva de distribución de presiones para un determinado tamaño de tubería a través del cual fluye líquido a un gasto fijo con una relación gas aceite fija.

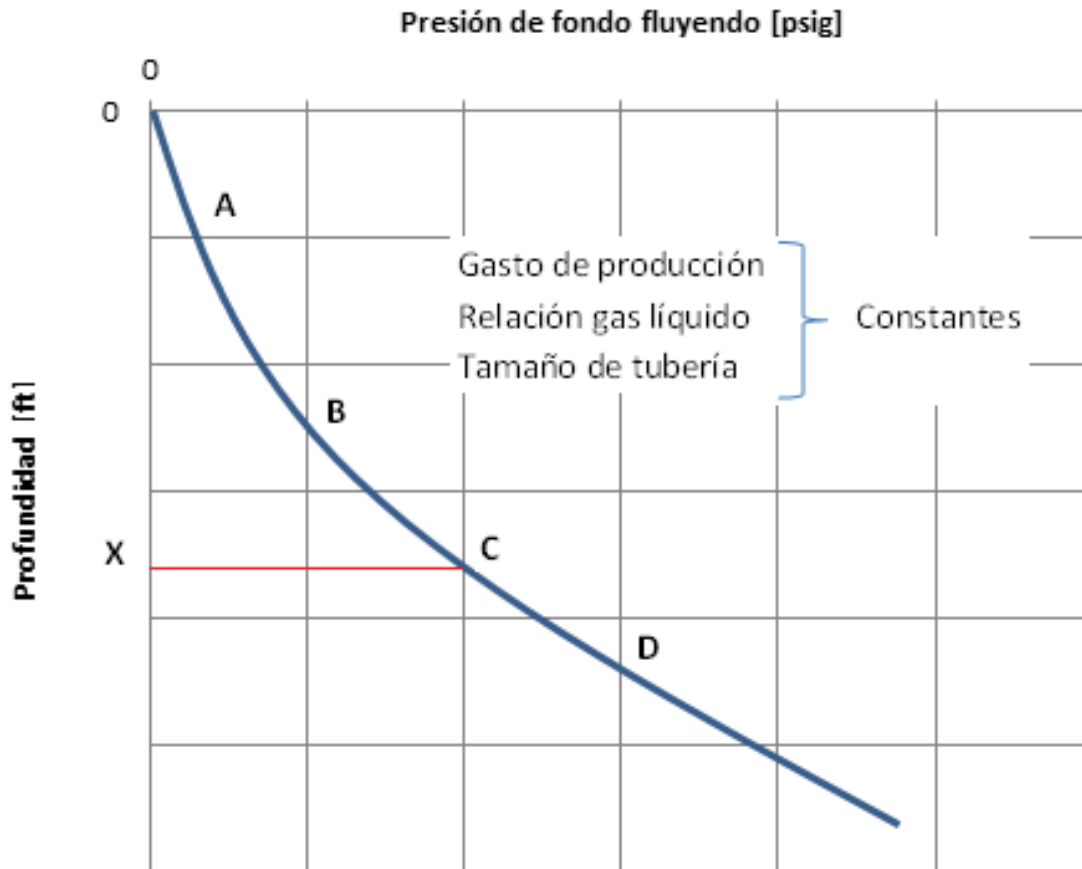


Figura 3. 16 Curva de distribución de presión: flujo vertical bifásico.

Antes de presentar la familia de curvas propuestas por Gilbert, se debe mencionar que la forma de la curva para distribuciones de presión bajas es cóncava hacia abajo en lugar de serlo cóncava hacia arriba, (**Figura 3.17**). Para checar este punto Baxendell y Thomas llevaron a cabo una cuidadosa prueba de presión, los datos se ilustran en la **Figura 3.17**.

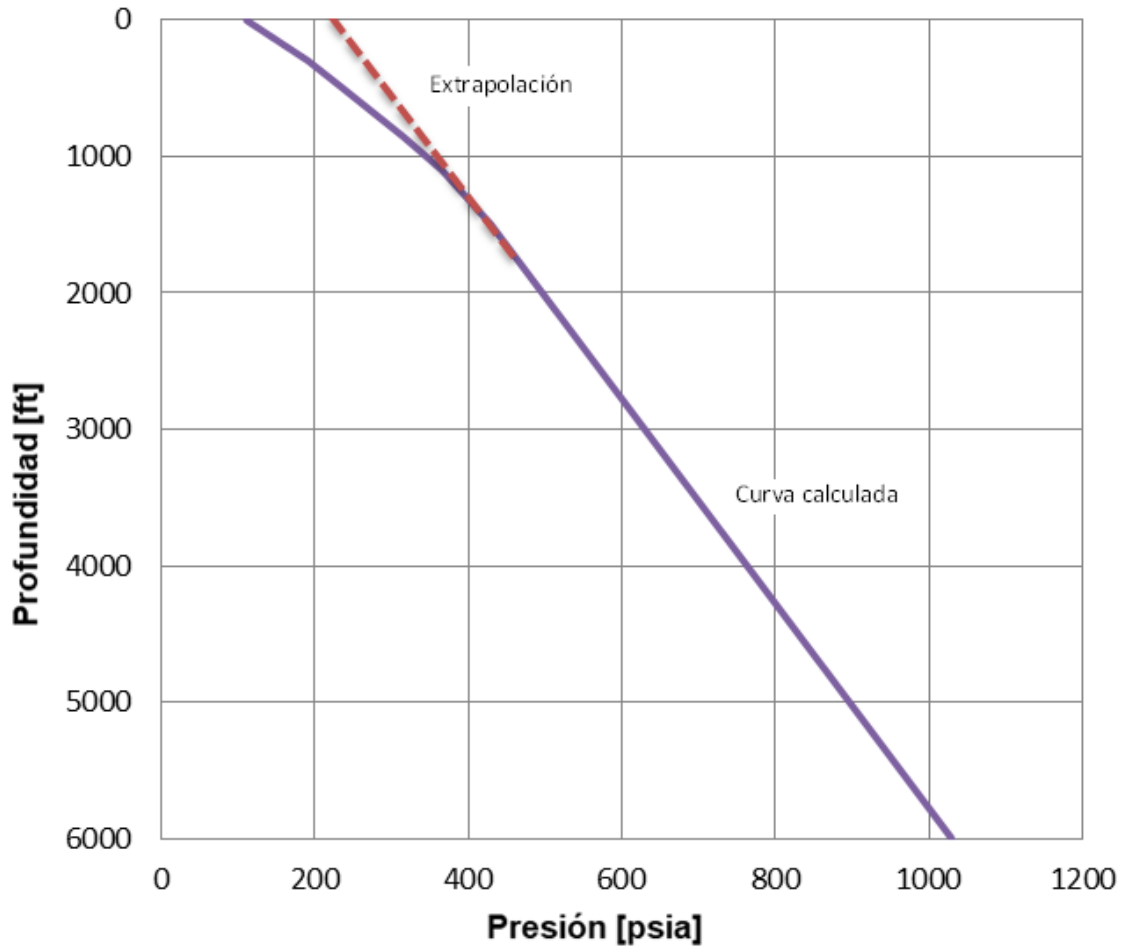


Figura 3. 17 Validación experimental de la curvatura revertida en rangos de presión bajos de curvas de distribución de presión calculadas.

La familia de curvas de Gilbert, usa la relación gas aceite como parámetro para generar la familia de curvas para cada tamaño de tubería y gasto de líquido. Las curvas se muestran en las **Figuras 3.18** hasta la **3.41**. En referencia a estas figuras, la presión está dada en psi, la profundidad en cientos de [ft], los gastos de producción en bpd, la relación gas líquido en $[\frac{\text{mft}^3}{\text{bl}}]$ y el tamaño de la tubería en in (OD), también hay dos escalas de profundidad. Las gráficas mostradas cubren los

diámetros de tubería de 1.66", 1.9", $2\frac{3}{8}$ " $2\frac{7}{8}$ " y $3\frac{1}{2}$ ". (OD); gastos de producción 50, 100, 200, 400 y 600 [bpd].

Ejemplo 3.3 Aplicación del método de Gilbert.

Encontrar la presión de fondo fluyente a 13000 [ft] para una tubería de $2\frac{3}{8}$ ". Si el pozo está fluyendo a 100 [bpd], con una relación gas aceite de $1 \left[\frac{\text{mft}^3}{\text{bl}} \right]$, con una presión en la cabeza de 200 [psi].

Refiriéndonos a la familia de curvas para un diámetro de $2\frac{3}{8}$ " y un gasto de 100 [bpd] (**Figura 3.28**), y usando la curva de distribución de presión que corresponde a la relación gas aceite de $1 \left[\frac{\text{mft}^3}{\text{bl}} \right]$, se ha visto que la profundidad equivalente de 200 [psi] de presión en la cabeza, es 2600 [ft]. La longitud de la tubería es de 13 000 [ft], lo que su equivalente de presión es 18500 [ft].

Ejemplo 3.4 Aplicación del método de Gilbert.

¿Cuál es la presión en la cabeza de la tubería del pozo, terminado con 8000 [ft] de $2\frac{3}{8}$ ", que fluye a 600 [bpd], con relación gas aceite de $0.4 \left[\frac{\text{mft}^3}{\text{bl}} \right]$, siendo la presión en el fondo de la tubería de 2200 [psi]?

Solución

Basándonos en la curva de distribución de presión apropiada (**Figura 3.31**).

La profundidad equivalente a la presión de la zapata = 12000 [ft].

Profundidad actual de la zapata = 8000 [ft].

Profundidad equivalente de la presión en la cabeza de la tubería = 4000 [ft].

Presión en la cabeza de la tubería = 530 [psi].

Ejemplo 3.5 Aplicación del método de Gilbert.

Se espera que un pozo fluya con un índice de productividad de 0.4 [bpd * psi] y una presión estática de 1500 [psi], a un gasto de 400 [bpd] a través de 4000 [ft] en una tubería de $2\frac{7}{8}$ ". La relación gas aceite es 0.2 $\left[\frac{\text{mft}^3}{\text{bl}}\right]$. ¿El pozo fluirá al gasto deseado?

La presión de fondo fluyendo cuando el gasto de producción es 400 [bpd] puede derivarse de la ecuación [2.3].

$$J = \frac{q}{P_s - p_{wf}},$$

$$p_{wf} = 500 \text{ psi.}$$

De la curva de distribución de presión (**Figura 3.35**), la profundidad equivalente de la tubería es 3200 [ft] y la longitud actual de la tubería es 4000 [ft]. Por lo que parece ser que el pozo no fluirá al gasto deseado.

Hay dos posibles soluciones al problema de flujo:

Método 1. Calcular la presión en la zapata de la tubería a varios gastos asumidos de producción, mediante el IPR. El cual se puede determinar asumiendo valores de presión en la cabeza del pozo, mediante el uso de curvas de distribución de presión (**Figura 3.42**). Evidentemente el punto en el cual los valores calculados de presión de fondo fluyendo de dos maneras da el gasto de producción del pozo a una presión en la cabeza de la tubería y también la presión en la zapata de la tubería (**Figura 3.42**).

Método 2. Calcular la presión de fondo fluyendo de características de afluencia de la formación y entonces determinar la pérdida de presión en la tubería a varios gastos asumidos. Obteniendo una curva de presión en la cabeza de la tubería contra el gasto (**Figura 3.43**). Por lo cual podemos encontrar el gasto de producción D correspondiente a un valor A de presión en la cabeza de la tubería, así como, el correspondiente valor de presión de fondo fluyendo C.

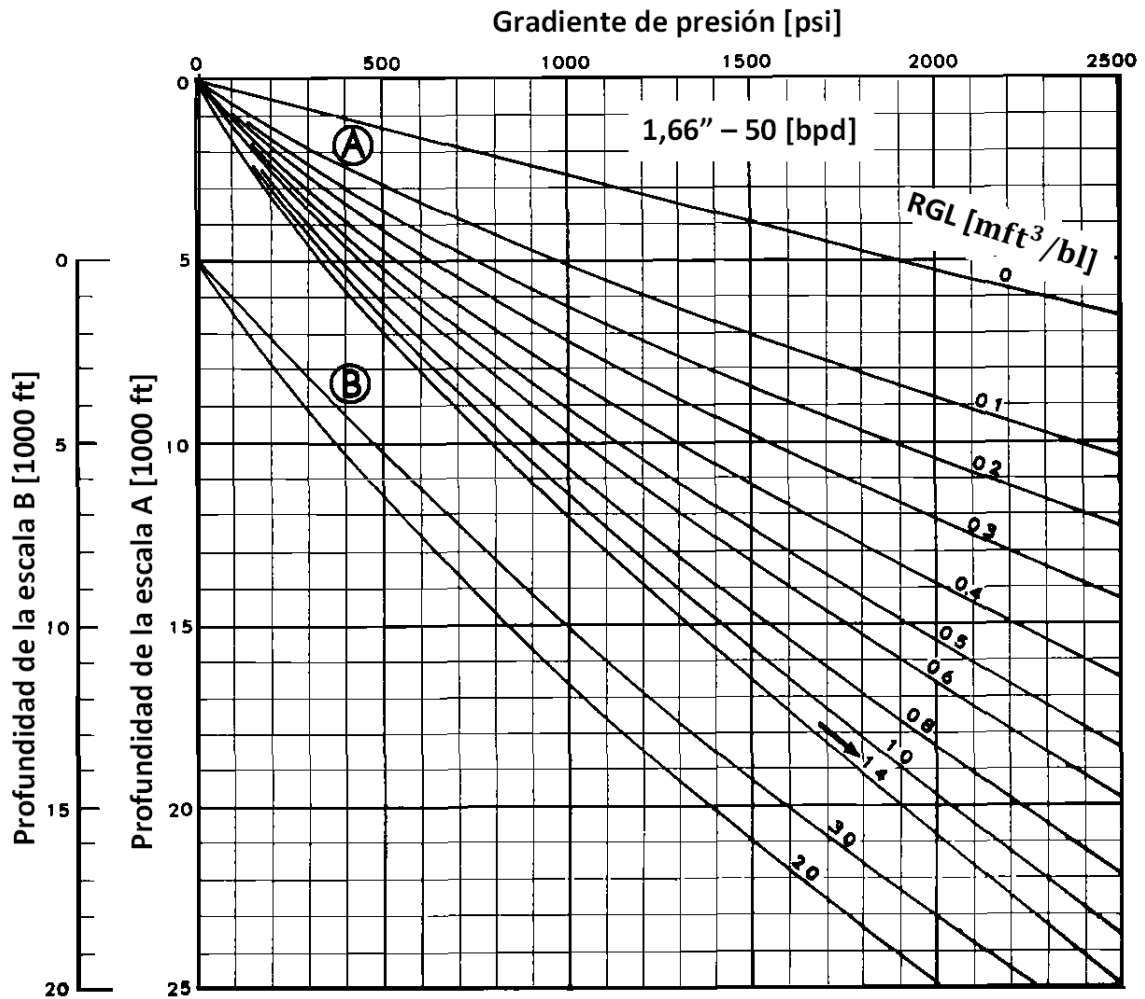


Figura 3. 18 Aproximación de los gradientes de presión contra profundidad, para una tubería de 1,66" a un gasto de 50 [bpd] a varias relaciones gas/líquido. W. E. Gilbert. (1954). "Flowing and gas-lift well performance".

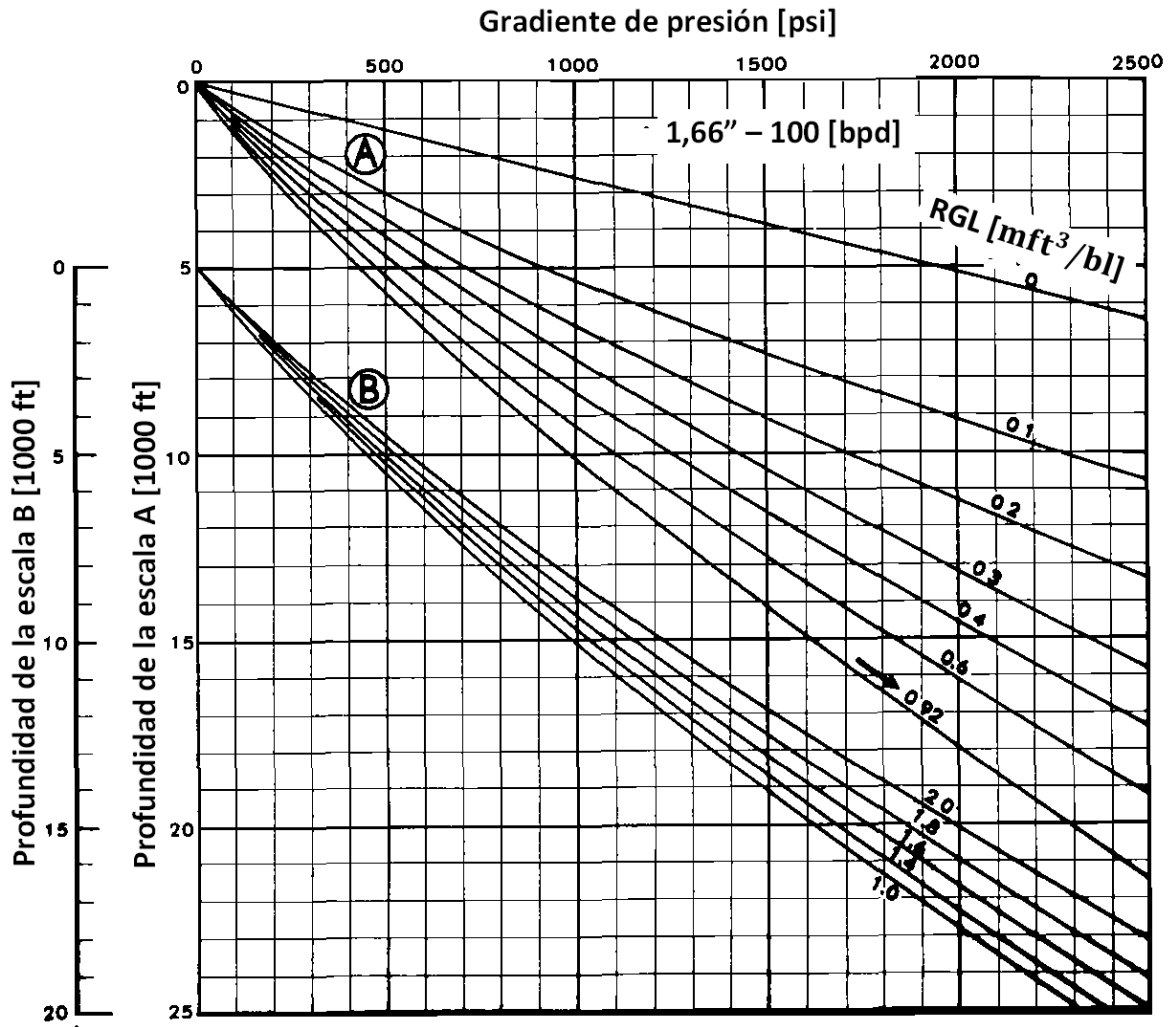


Figura 3. 19 Aproximación de los gradientes de presión contra profundidad, para una tubería de 1,66" a un gasto de 100 [bpd] a varias relaciones gas/líquido. W. E. Gilbert. (1954). "Flowing and gas-lift well performance".

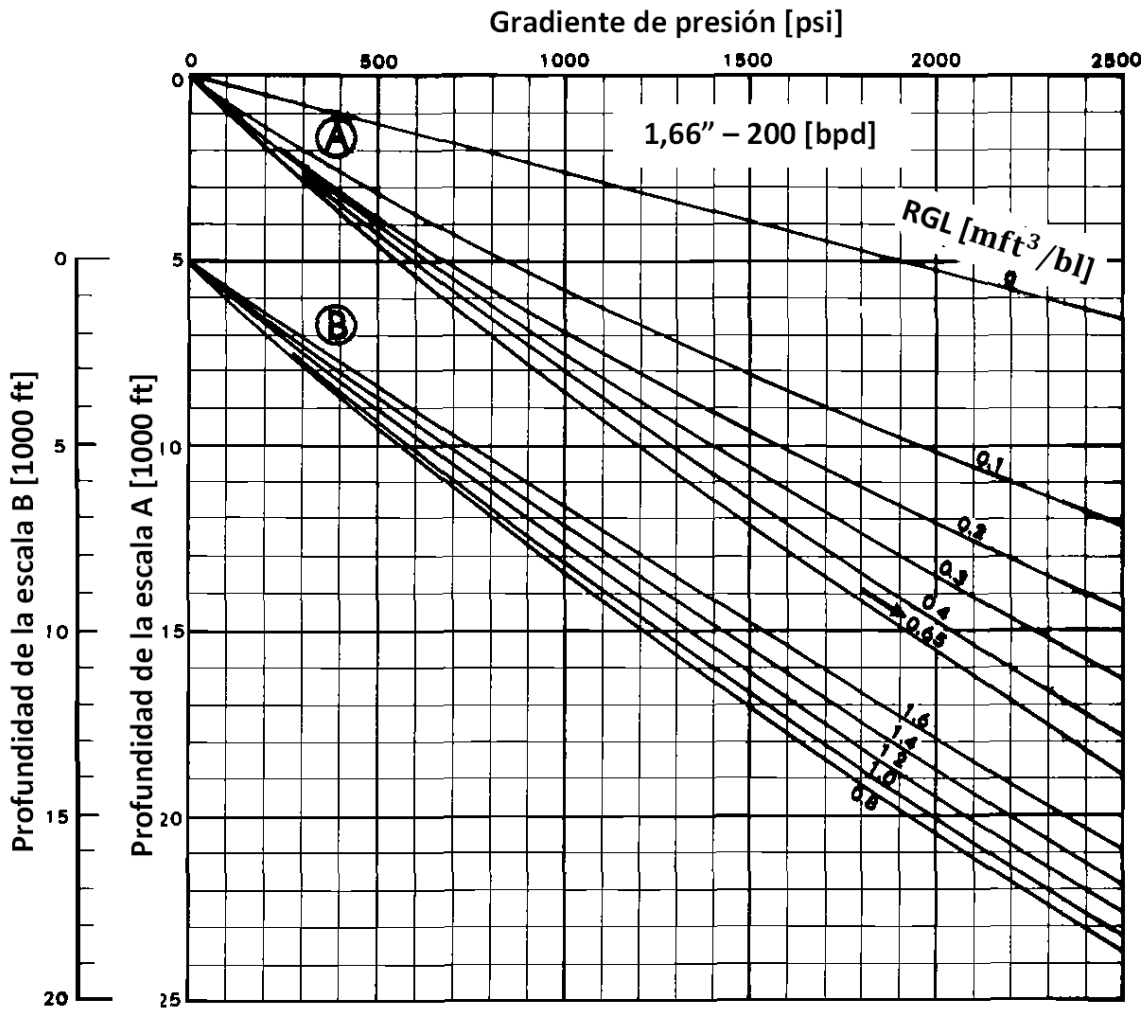


Figura 3. 20 Aproximación de los gradientes de presión contra profundidad, para una tubería de 1,66" a un gasto de 200 [bpd] a varias relaciones gas/líquido. W. E. Gilbert. (1954). "Flowing and gas-lift well performance".

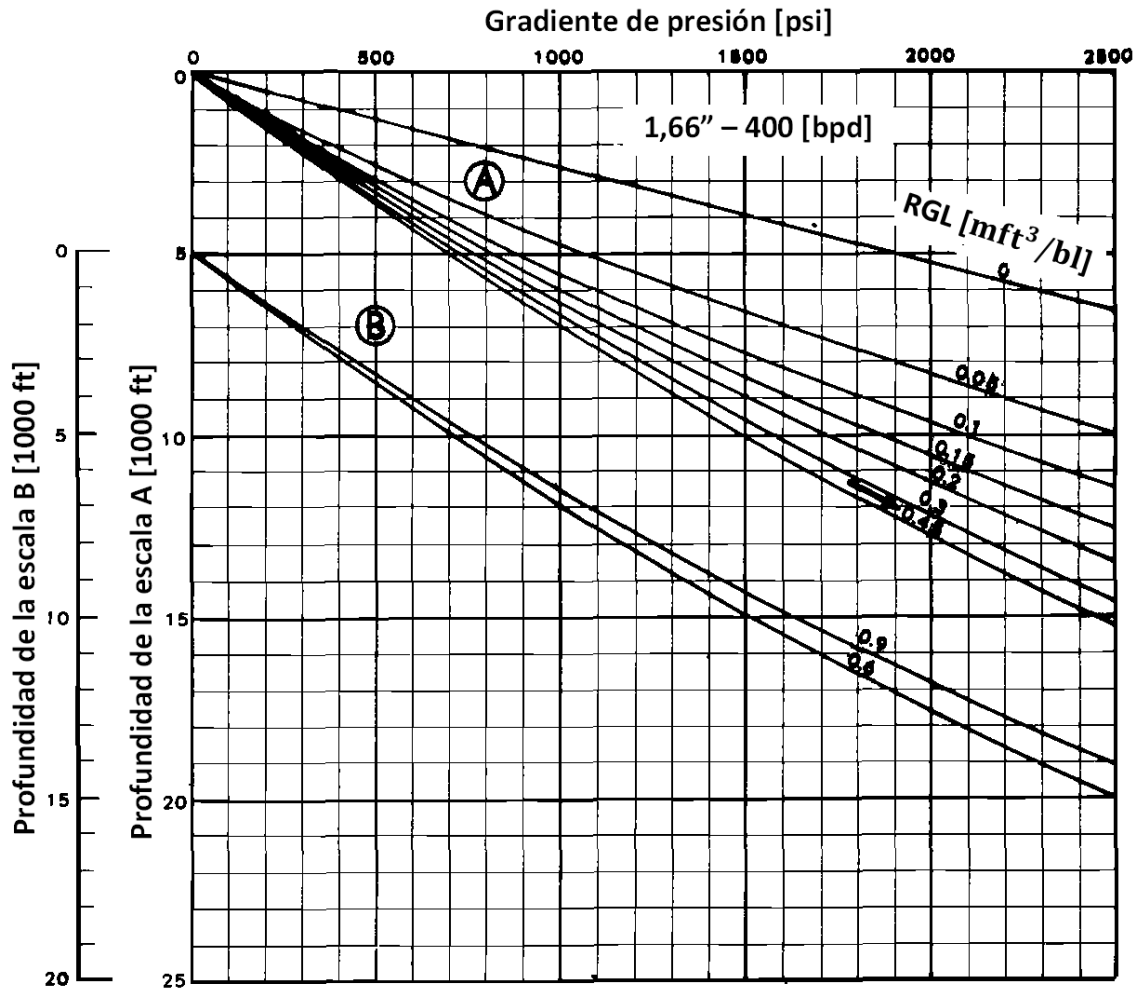


Figura 3. 21 Aproximación de los gradientes de presión contra profundidad, para una tubería de 1,66" a un gasto de 400 [bpd] a varias relaciones gas/líquido. W. E. Gilbert. (1954). "Flowing and gas-lift well performance".

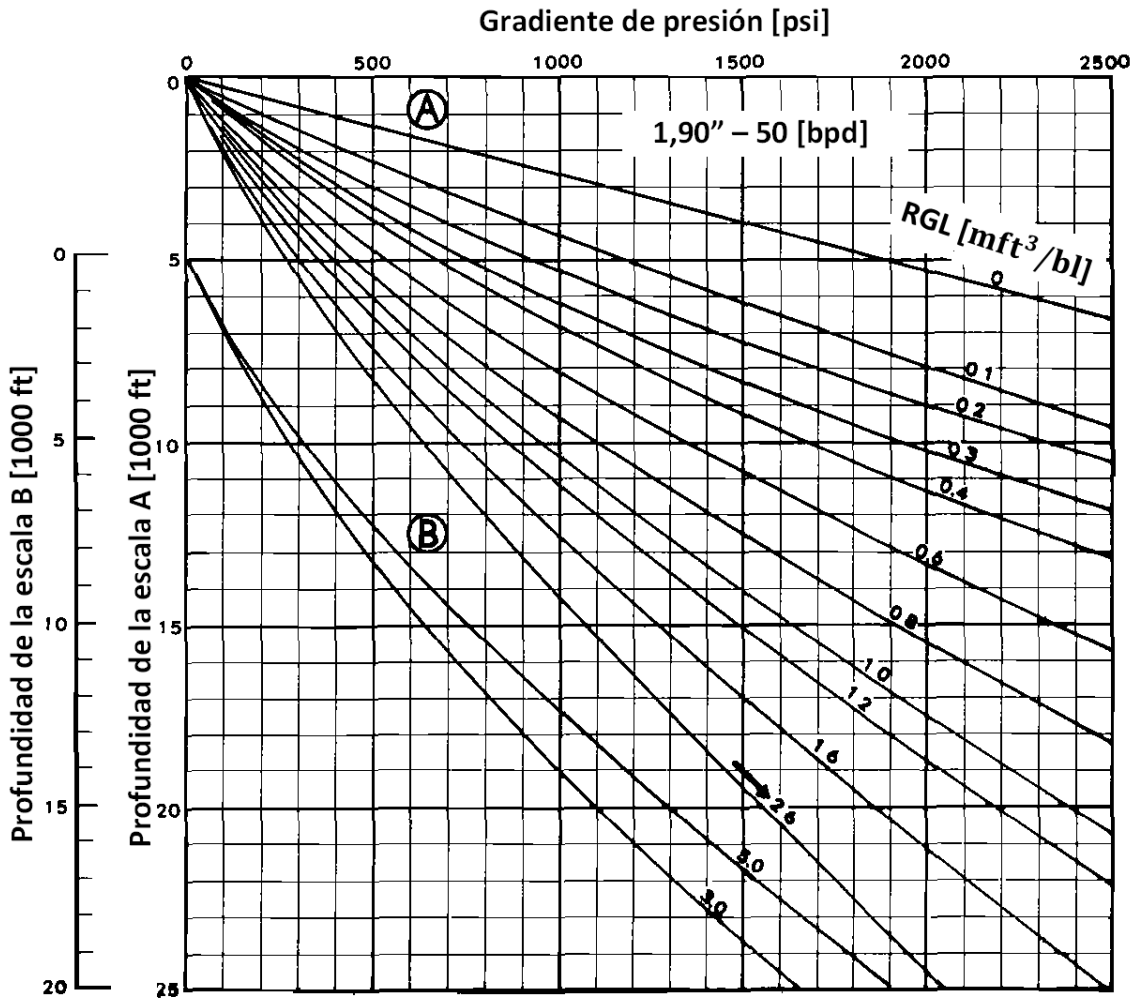


Figura 3. 22 Aproximación de los gradientes de presión contra profundidad, para una tubería de 1,90" a un gasto de 50 [bpd] a varias relaciones gas/líquido. W. E. Gilbert. (1954). "Flowing and gas-lift well performance".

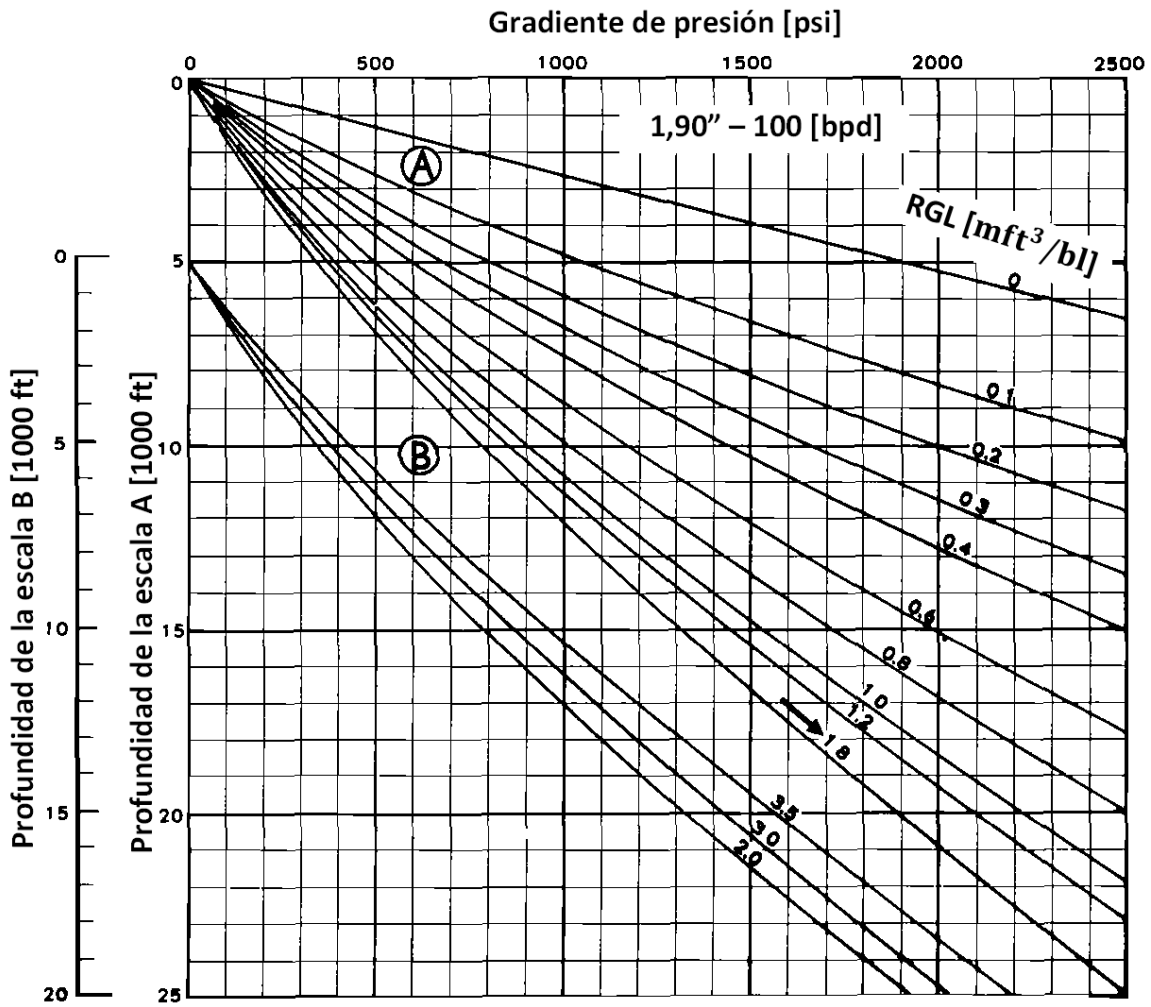


Figura 3. 23 Aproximación de los gradientes de presión contra profundidad, para una tubería de 1,90" a un gasto de 100 [bpd] a varias relaciones gas/líquido. W. E. Gilbert. (1954). "Flowing and gas-lift well performance".

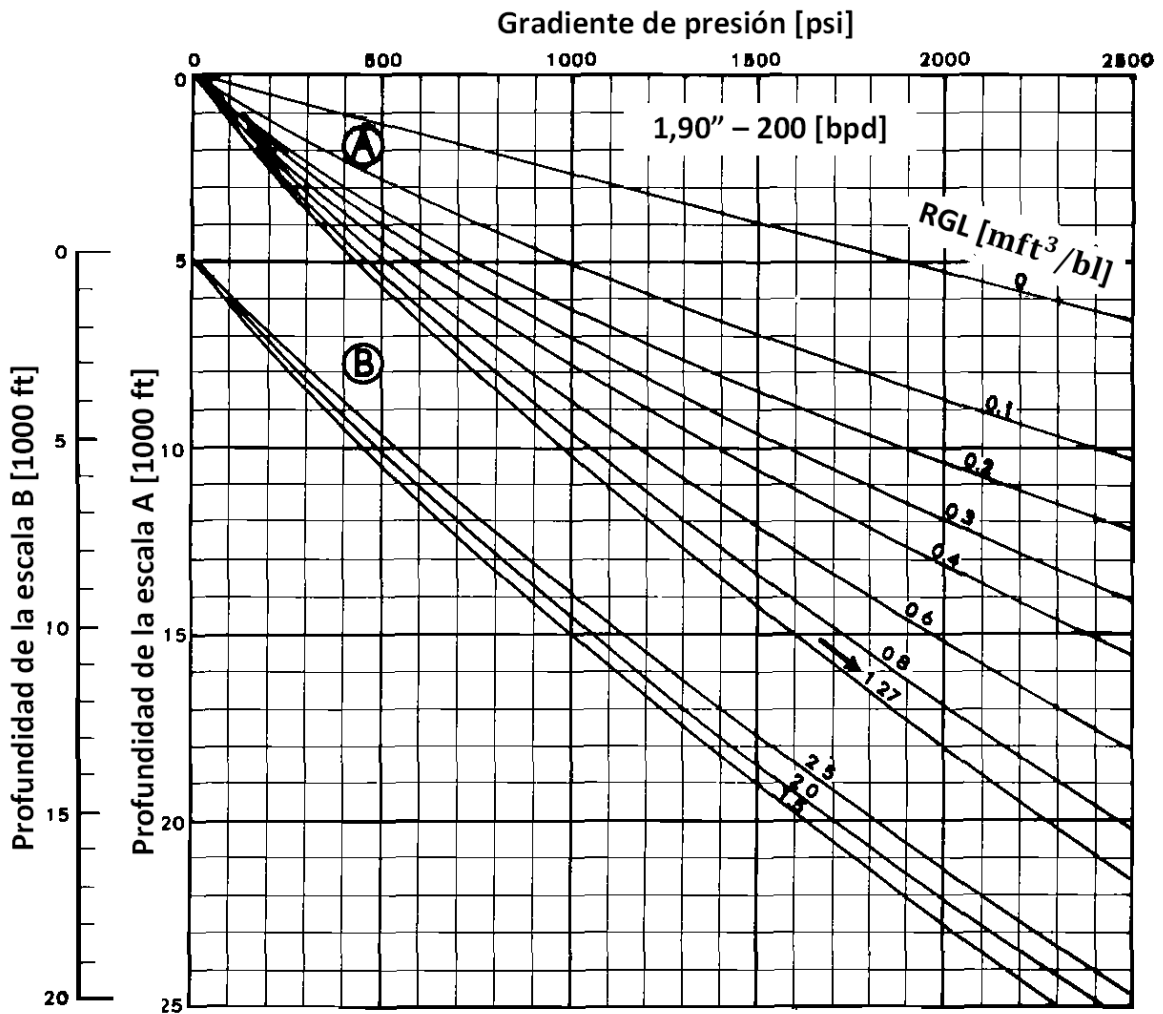


Figura 3. 24 Aproximación de los gradientes de presión contra profundidad, para una tubería de 1,90" a un gasto de 200 [bpd] a varias relaciones gas/líquido. W. E. Gilbert. (1954). "Flowing and gas-lift well performance".

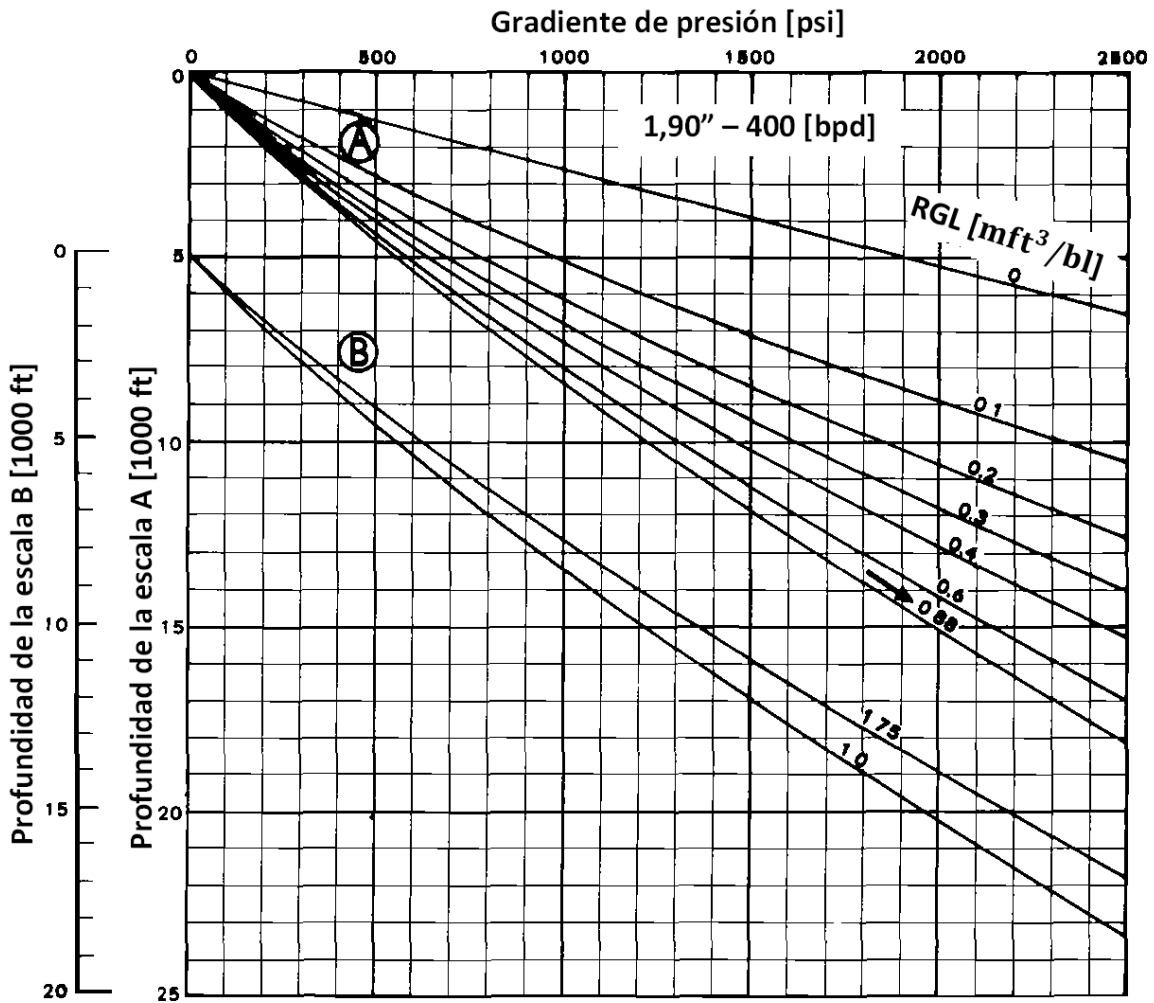


Figura 3. 25 Aproximación de los gradientes de presión contra profundidad, para una tubería de 1,90" a un gasto de 400 [bpd] a varias relaciones gas/líquido. W. E. Gilbert. (1954). "Flowing and gas-lift well performance".

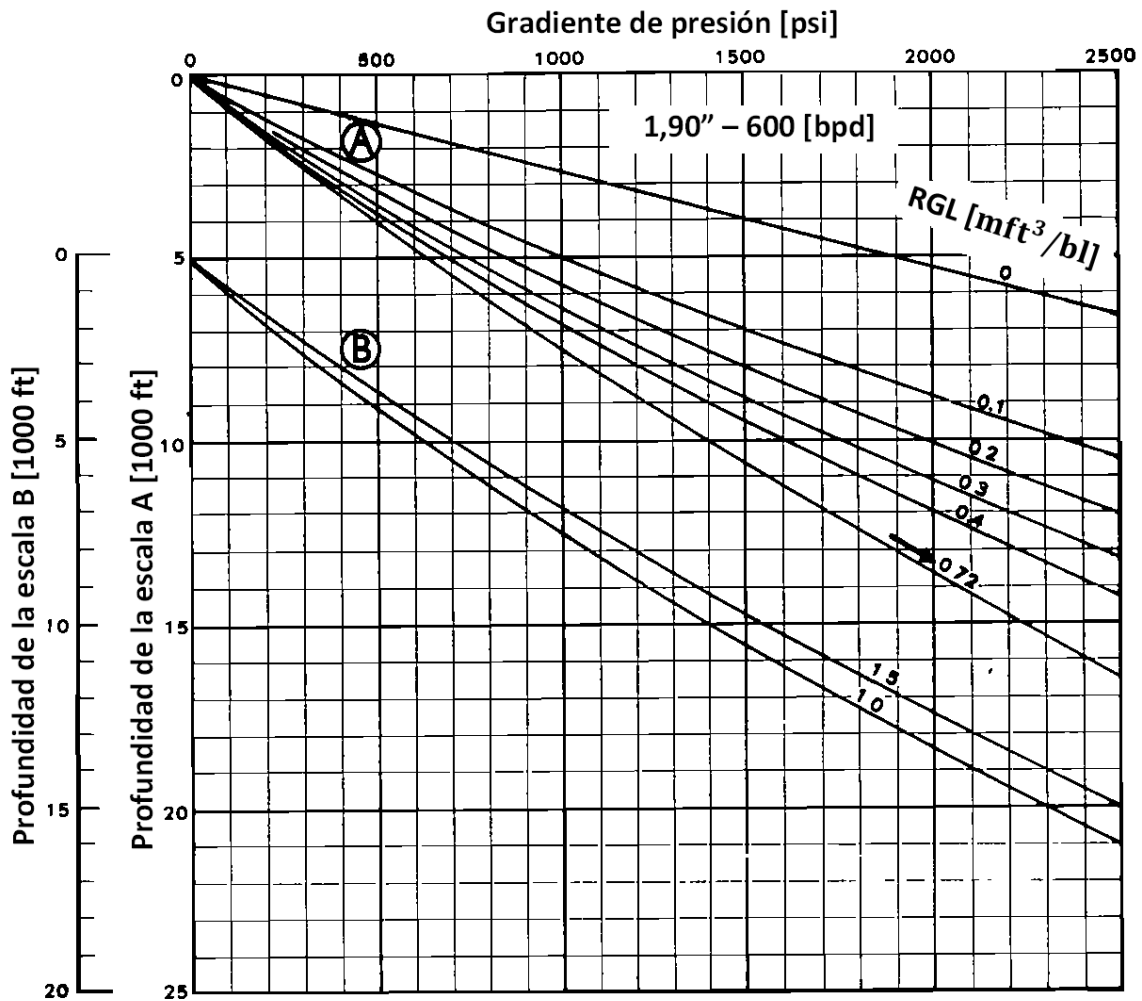


Figura 3. 26 Aproximación de los gradientes de presión contra profundidad, para una tubería de 1,90" a un gasto de 600 [bpd] a varias relaciones gas/líquido. W. E. Gilbert. (1954). "Flowing and gas-lift well performance".

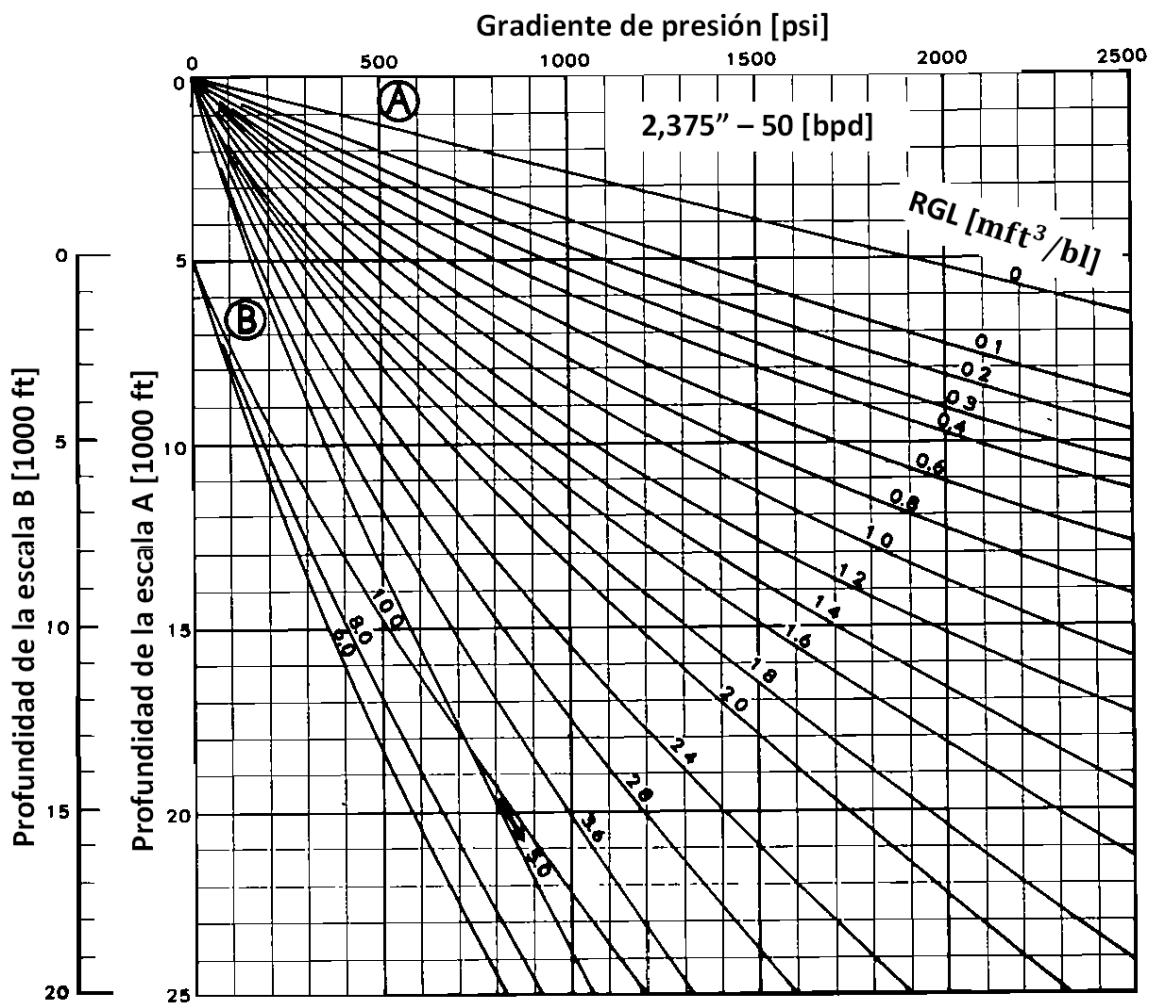


Figura 3. 27 Aproximación de los gradientes de presión contra profundidad, para una tubería de 2,375" a un gasto de 50 [bpd] a varias relaciones gas/líquido. W. E. Gilbert. (1954). "Flowing and gas-lift well performance".

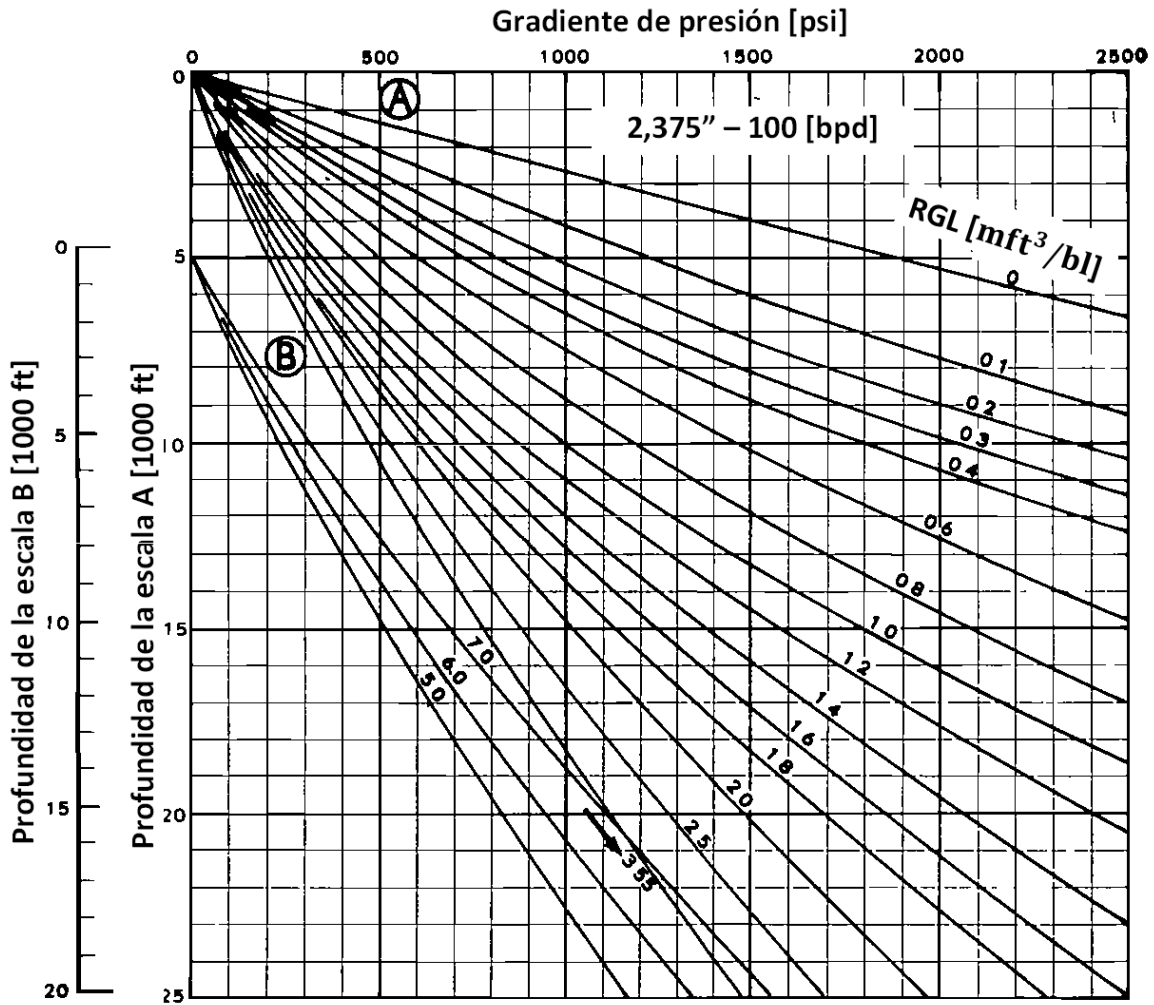


Figura 3. 28 Aproximación de los gradientes de presión contra profundidad, para una tubería de 2,375" a un gasto de 100 [bpd] a varias relaciones gas/líquido. W. E. Gilbert. (1954). "Flowing and gas-lift well performance".

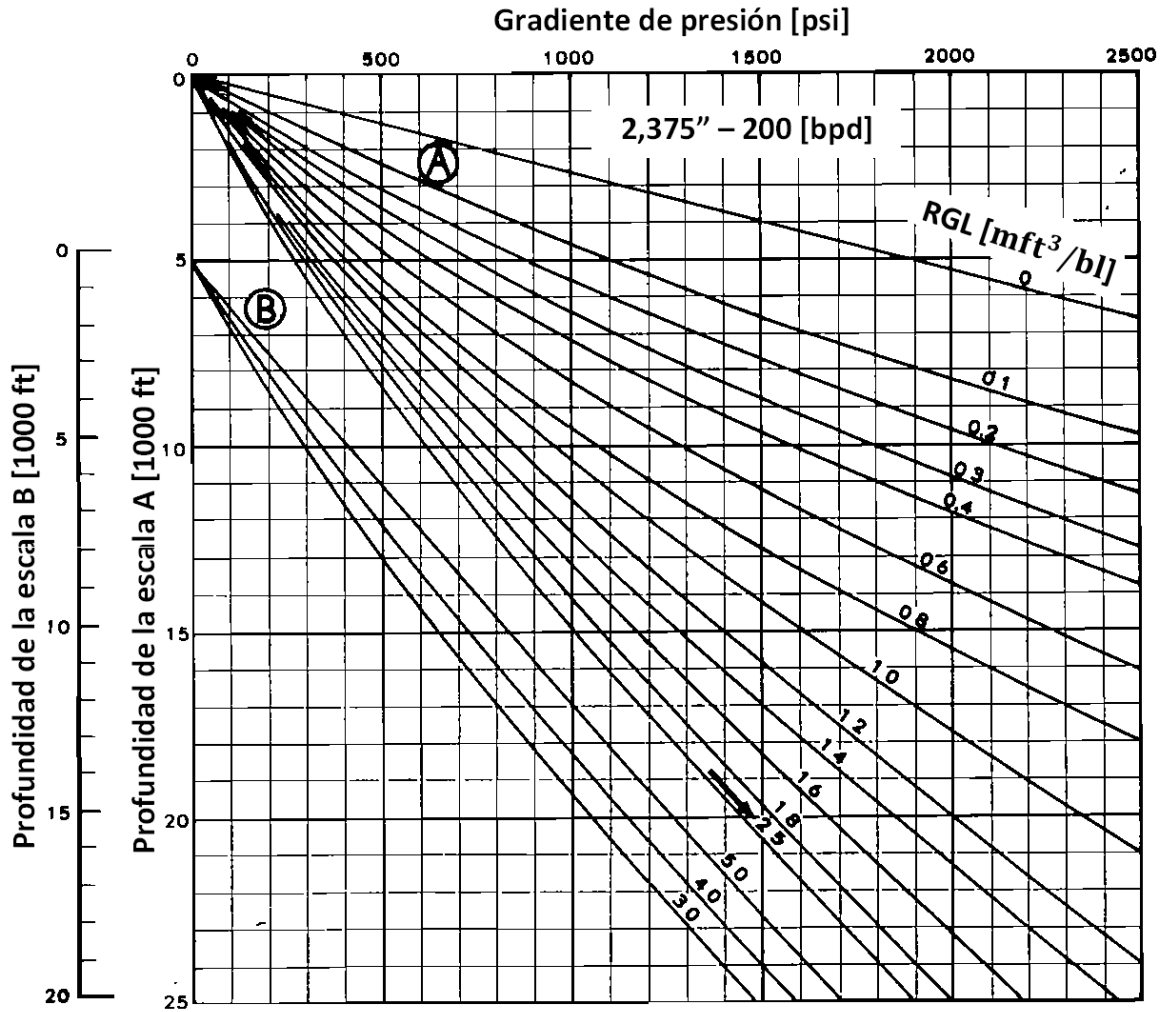


Figura 3. 29 Aproximación de los gradientes de presión contra profundidad, para una tubería de 2,375" a un gasto de 200 [bpd] a varias relaciones gas/líquido. W. E. Gilbert. (1954). "Flowing and gas-lift well performance".

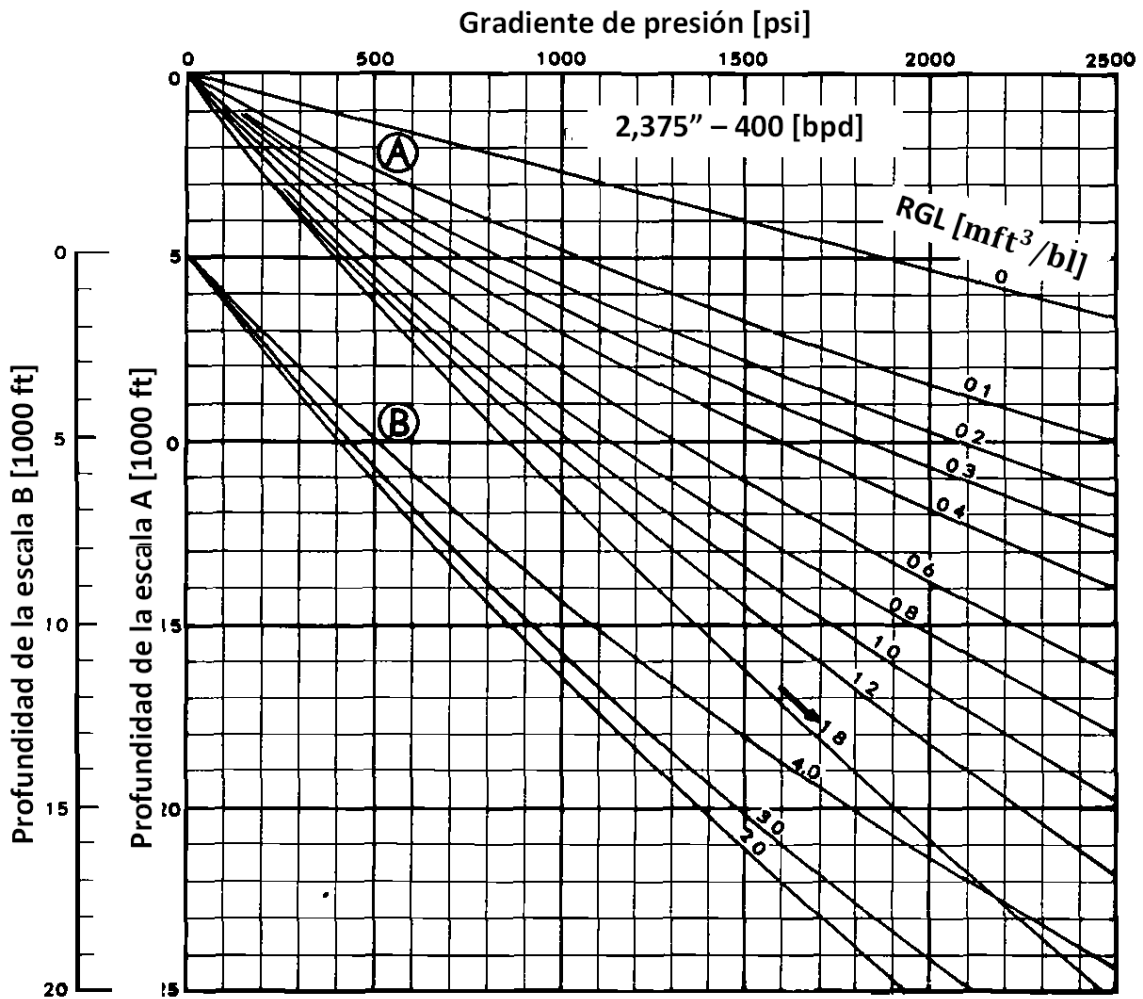


Figura 3. 30 Aproximación de los gradientes de presión contra profundidad, para una tubería de 2,375" a un gasto de 400 [bpd] a varias relaciones gas/líquido. W. E. Gilbert. (1954). "Flowing and gas-lift well performance".

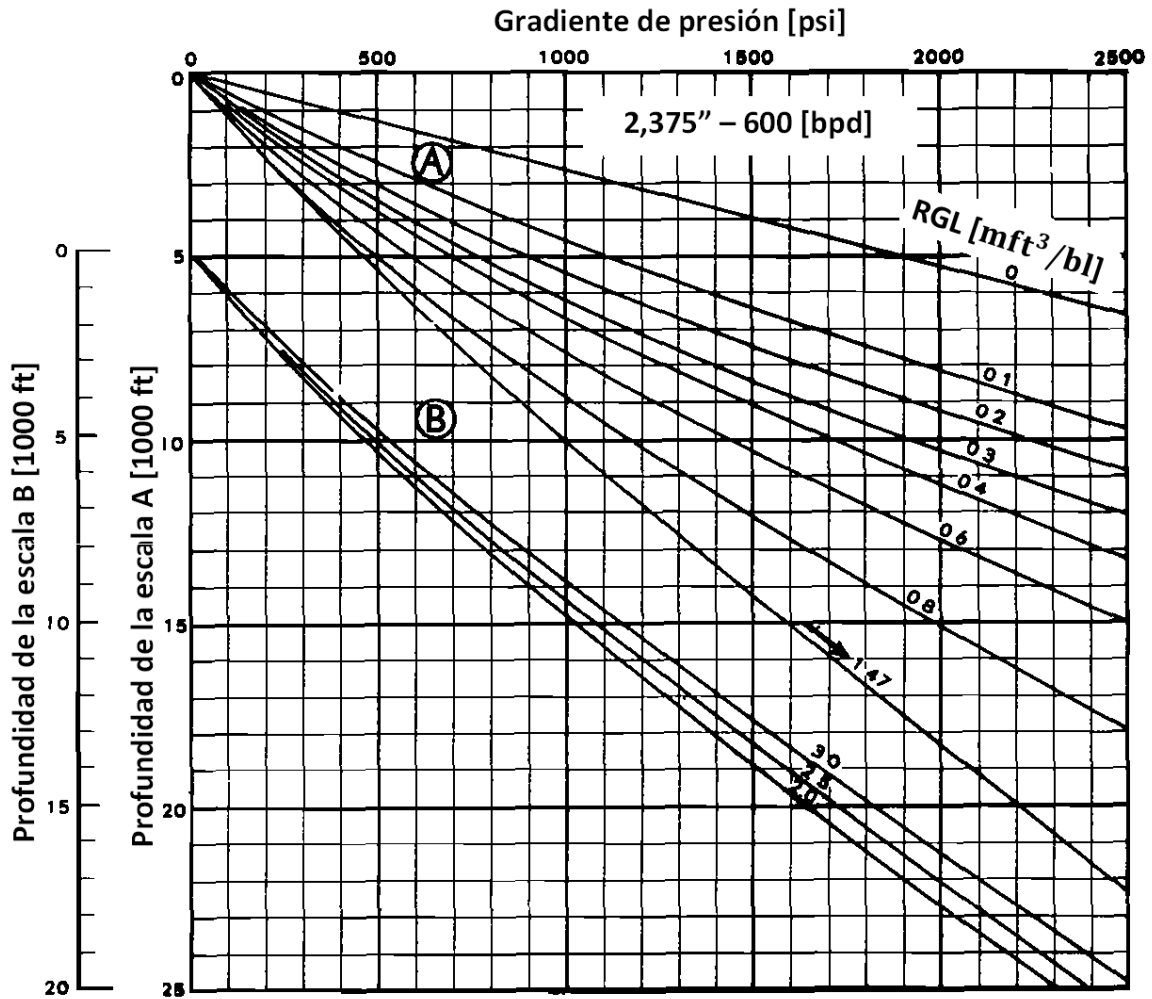


Figura 3. 31 Aproximación de los gradientes de presión contra profundidad, para una tubería de 2,375" a un gasto de 600 [bpd] a varias relaciones gas/líquido. W. E. Gilbert. (1954). "Flowing and gas-lift well performance".

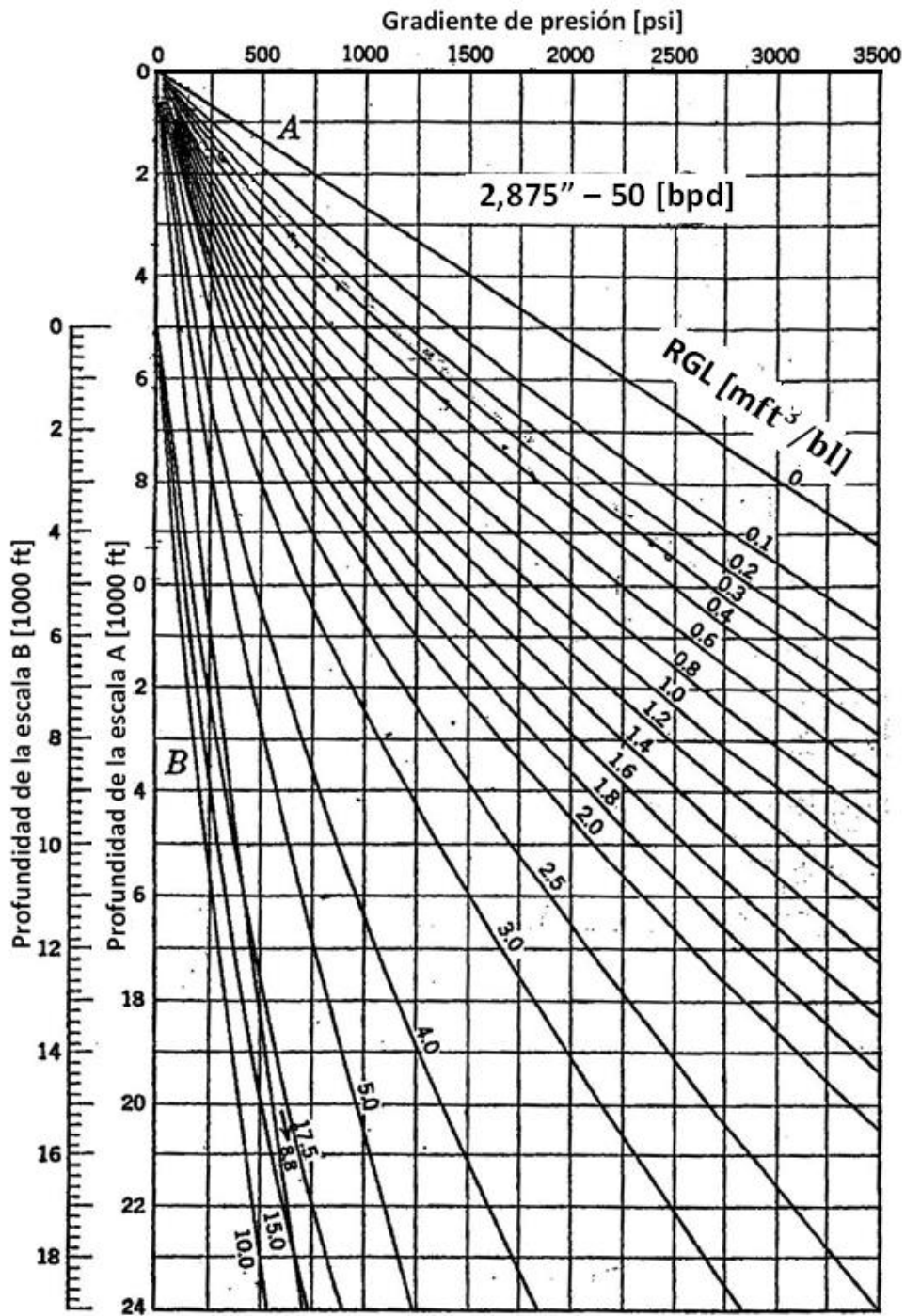


Figura 3. 32 Aproximación de los gradientes de presión contra profundidad, para una tubería de 2,875" a un gasto de 50 [bpd] a varias relaciones gas/líquido, propuestos por W. E. Gilbert.

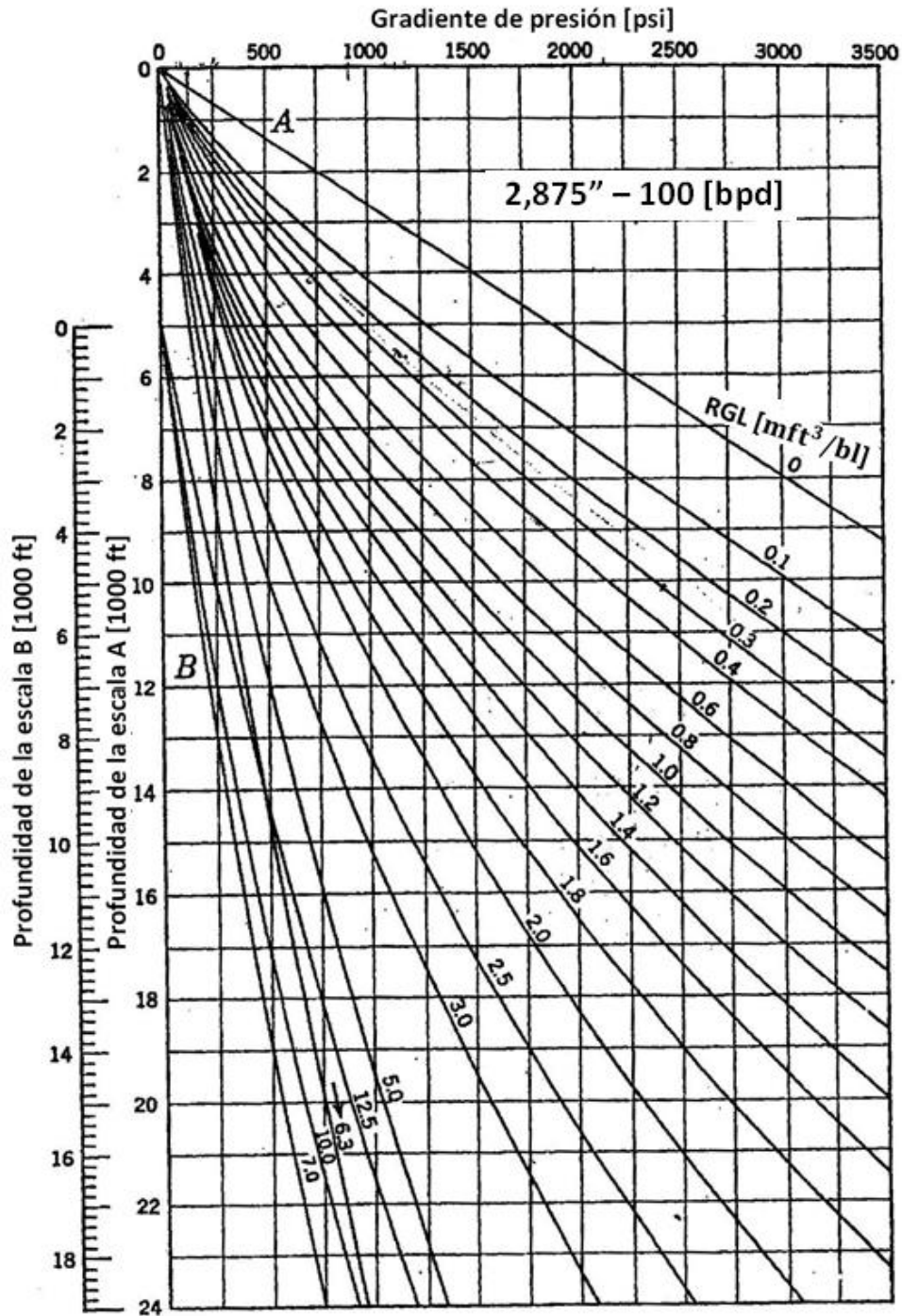


Figura 3. 33 Aproximación de los gradientes de presión contra profundidad, para una tubería de 2,875" a un gasto de 100 [bpd] a varias relaciones gas/líquido. W. E. Gilbert. (1954). "Flowing and gas-lift well performance".

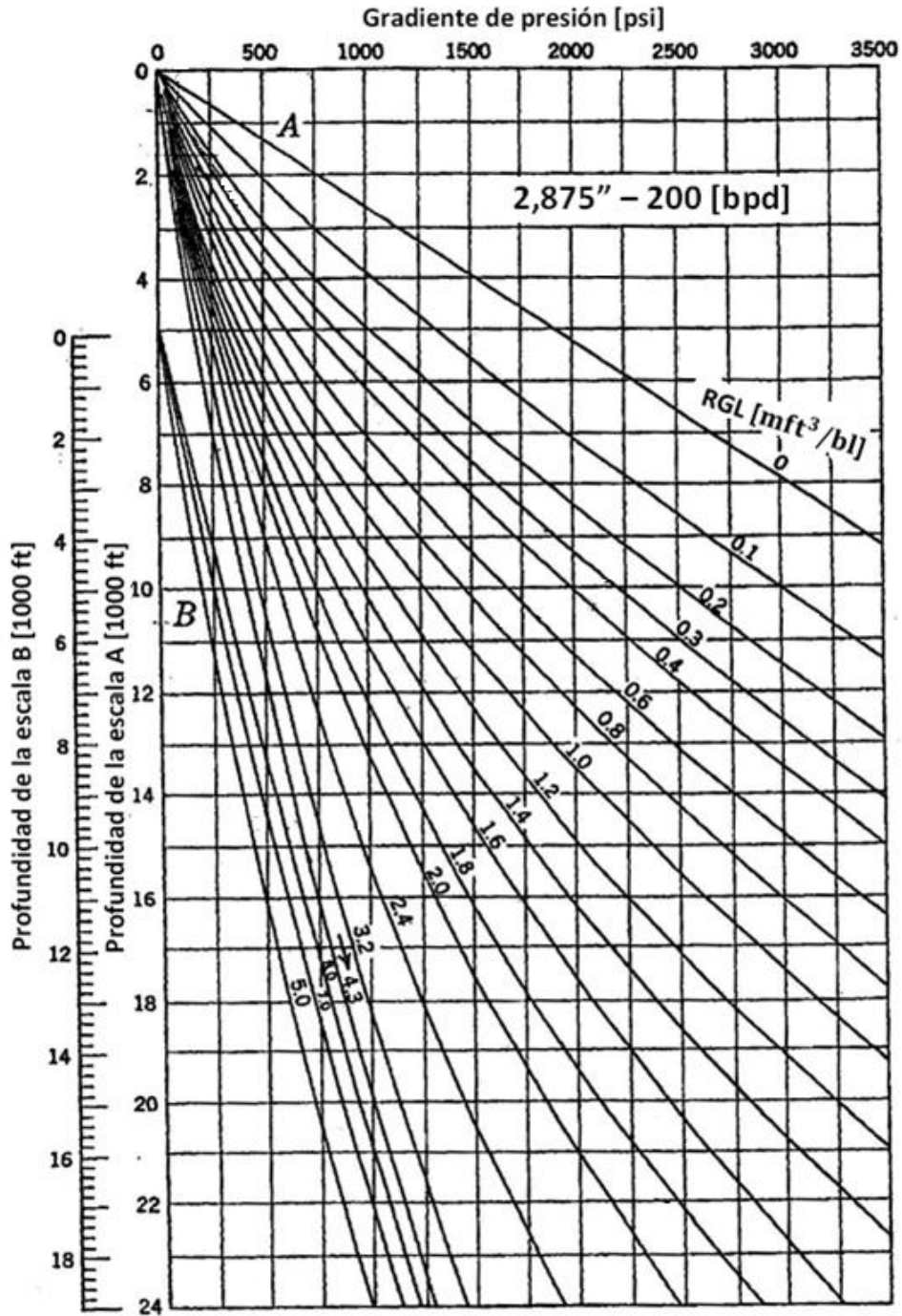


Figura 3. 34 Aproximación de los gradientes de presión contra profundidad, para una tubería de 2,875" a un gasto de 200 [bpd] a varias relaciones gas/líquido. W. E. Gilbert. (1954). "Flowing and gas-lift well performance".

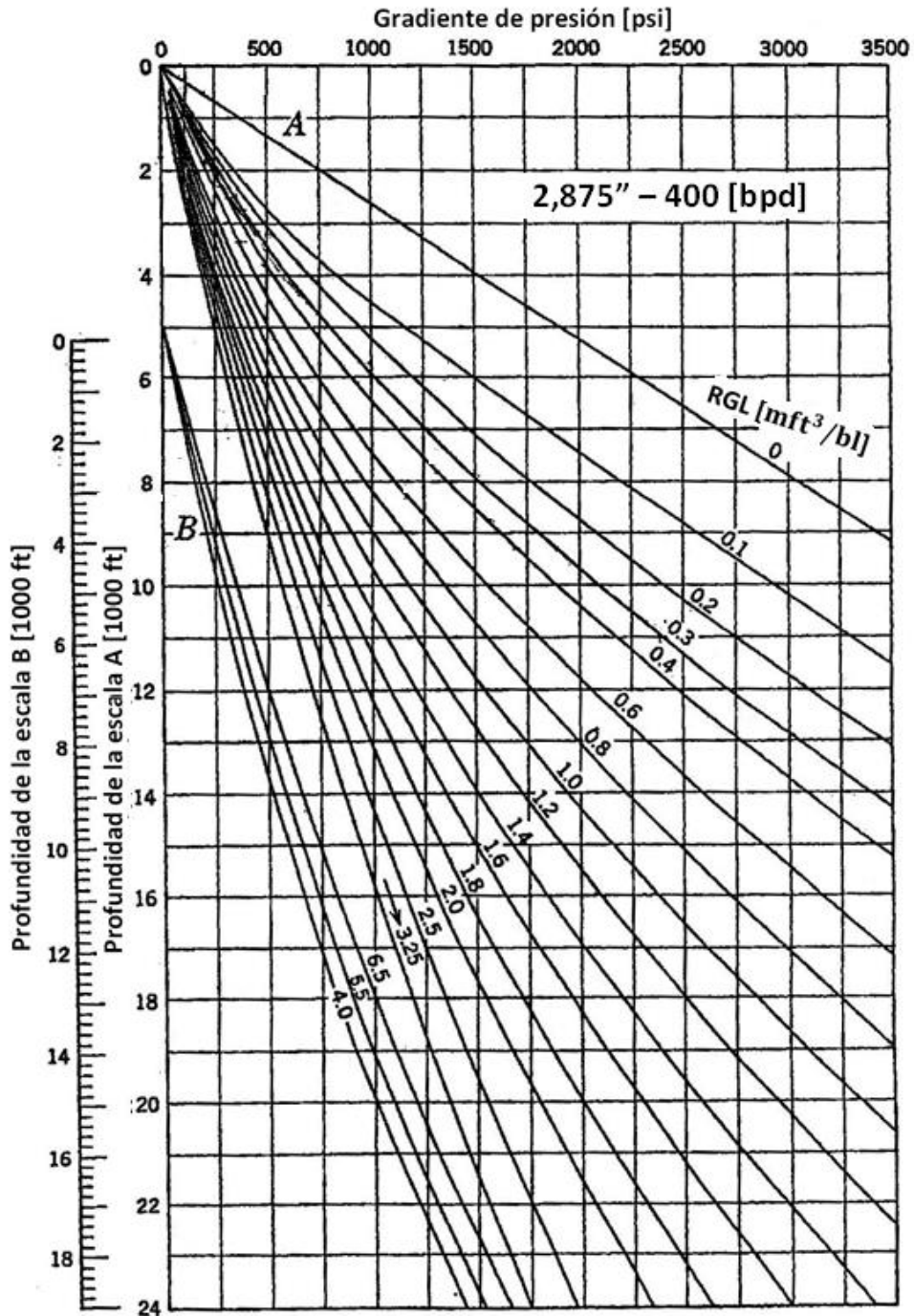


Figura 3. 35 Aproximación de los gradientes de presión contra profundidad, para una tubería de 2,875" a un gasto de 400 [bpd] a varias relaciones gas/líquido. W. E. Gilbert. (1954). "Flowing and gas-lift well performance".

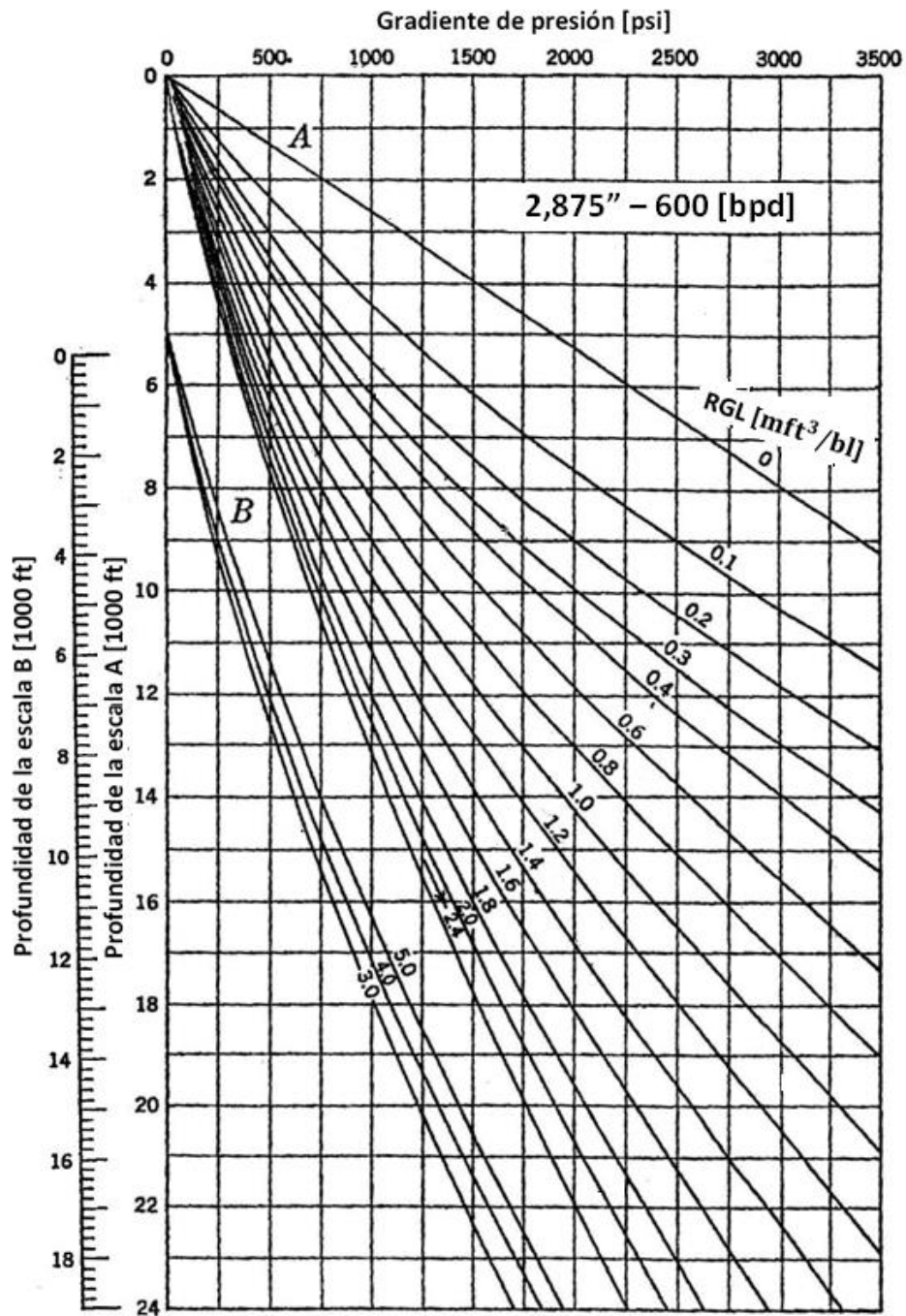


Figura 3. 36 Aproximación de los gradientes de presión contra profundidad, para una tubería de 2,875" a un gasto de 600 [bpd] a varias relaciones gas/líquido. W. E. Gilbert. (1954). "Flowing and gas-lift well performance".

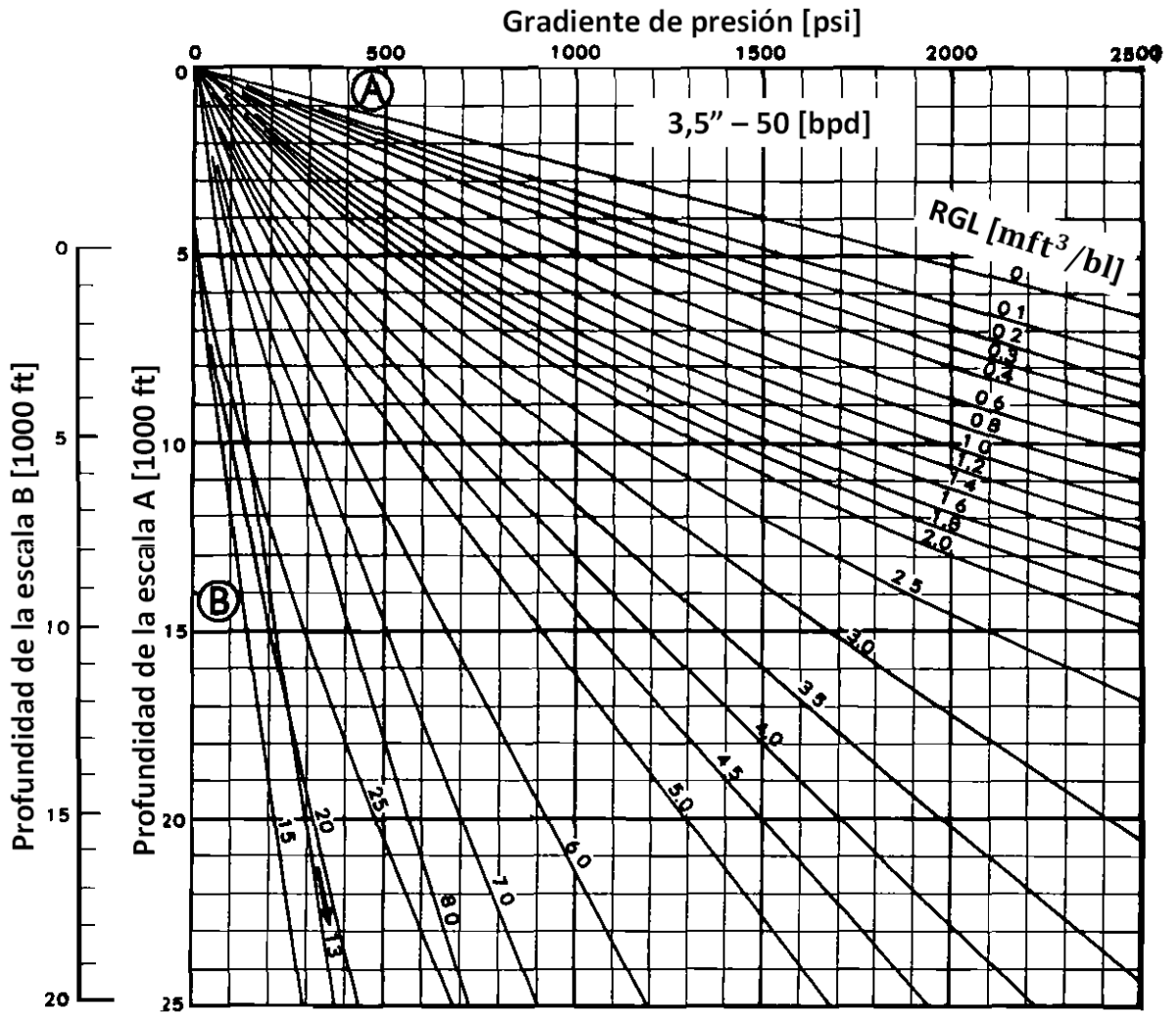


Figura 3. 37 Aproximación de los gradientes de presión contra profundidad, para una tubería de 3,5" a un gasto de 50 [bpd] a varias relaciones gas/líquido. W. E. Gilbert. (1954). "Flowing and gas-lift well performance".

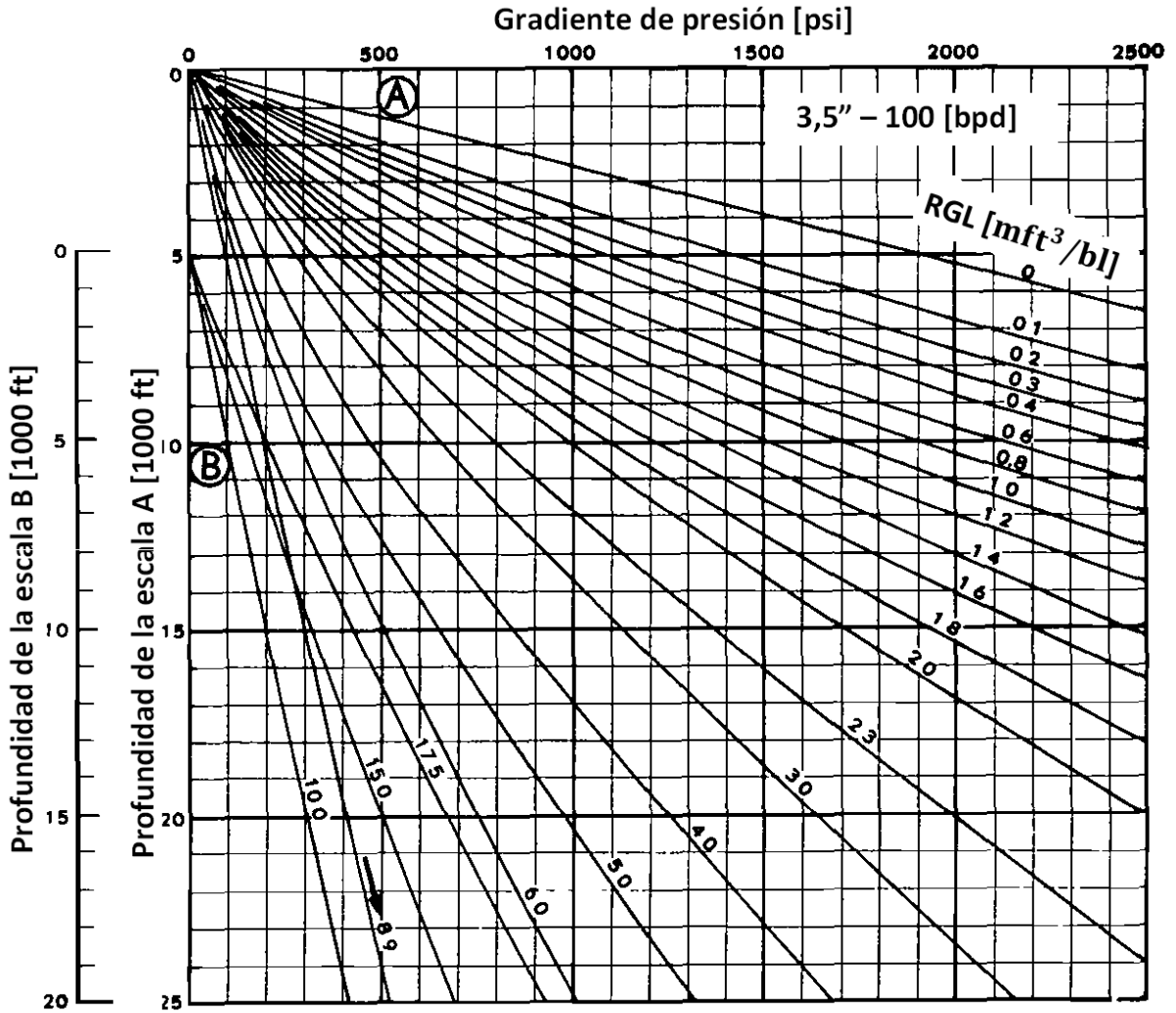


Figura 3. 38 Aproximación de los gradientes de presión contra profundidad, para una tubería de 3,5" a un gasto de 100 [bpd] a varias relaciones gas/líquido. W. E. Gilbert. (1954). "Flowing and gas-lift well performance".

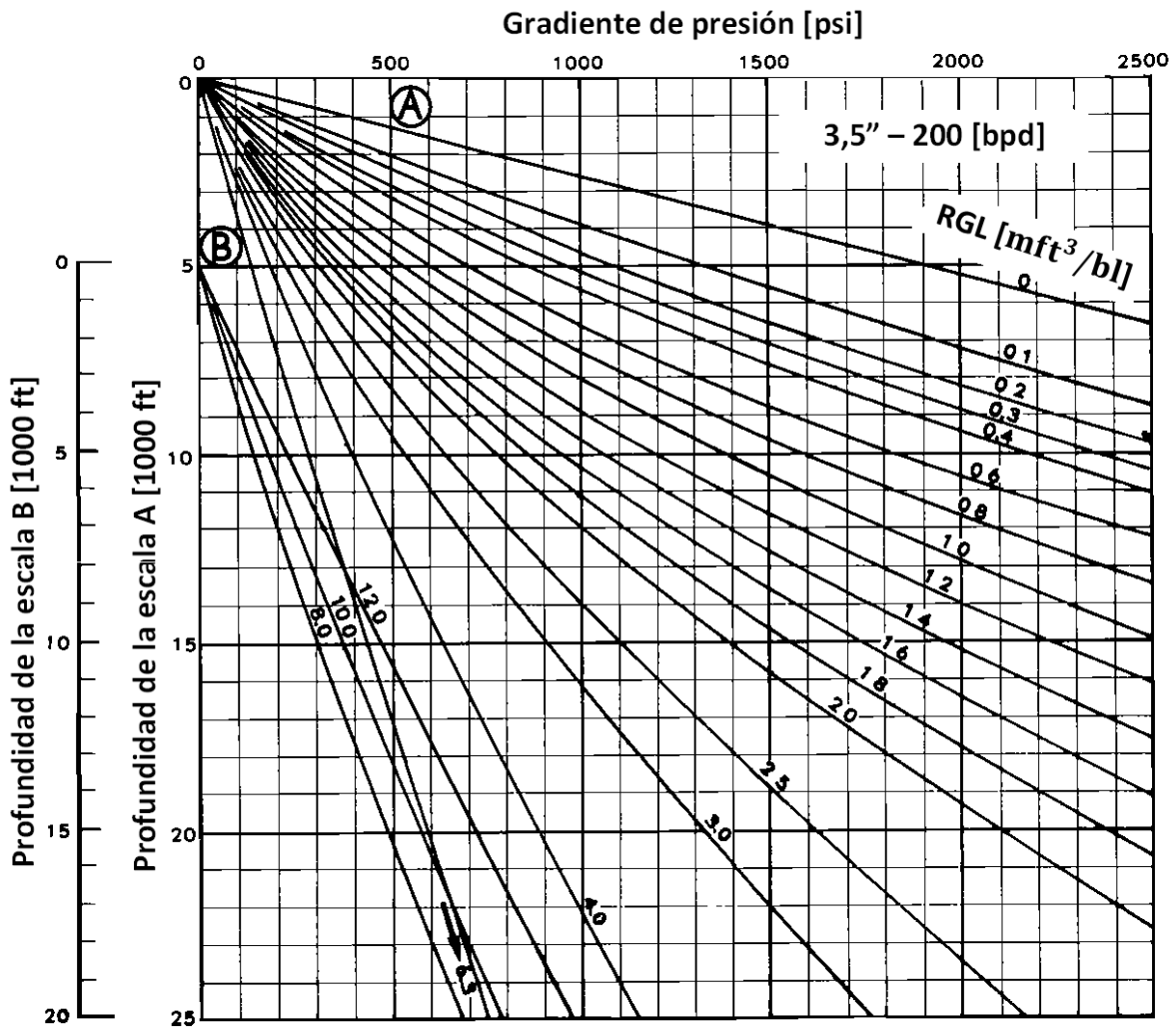


Figura 3. 39 Aproximación de los gradientes de presión contra profundidad, para una tubería de 3,5" a un gasto de 200 [bpd] a varias relaciones gas/líquido. W. E. Gilbert. (1954). "Flowing and gas-lift well performance".

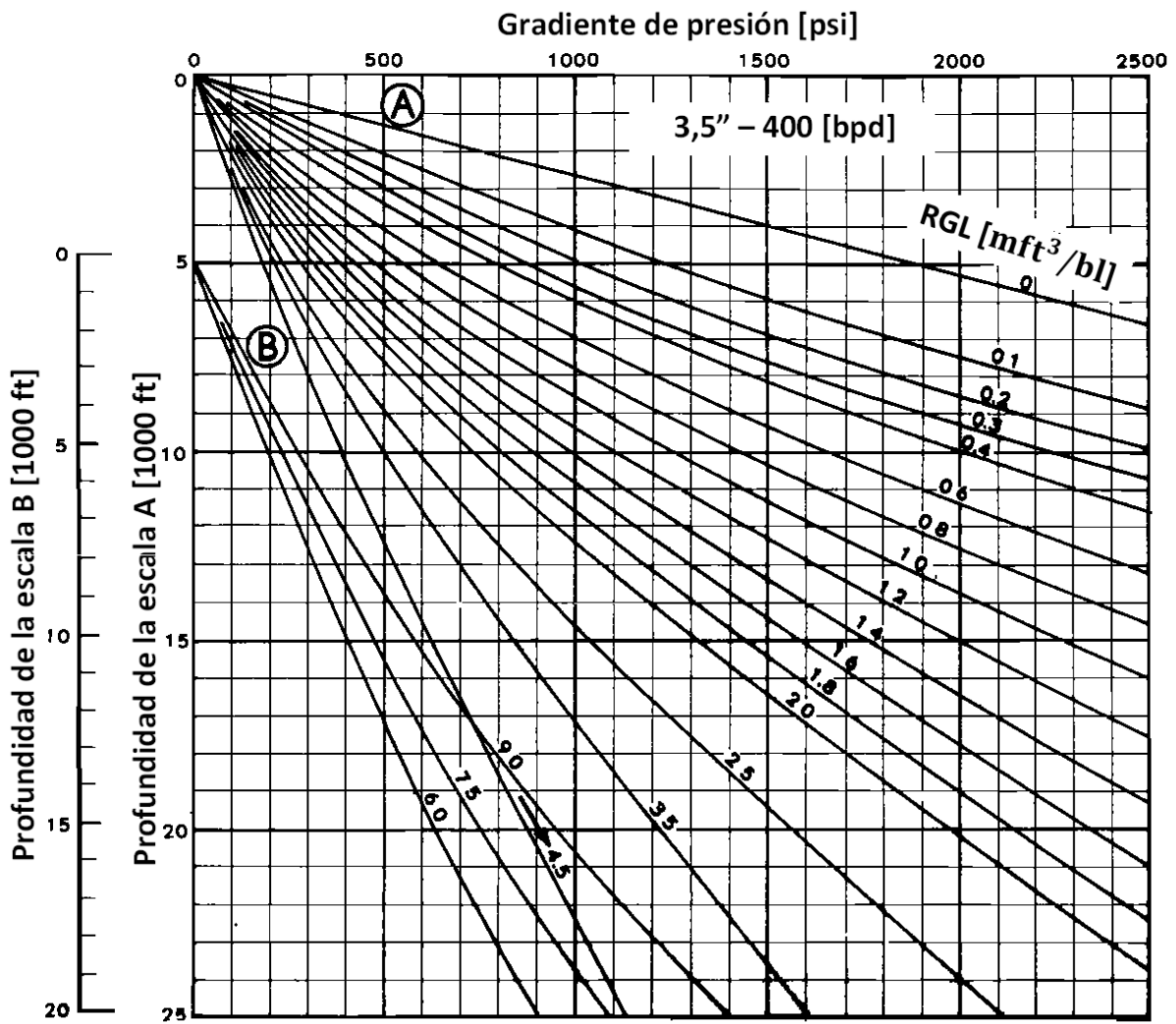


Figura 3. 40 Aproximación de los gradientes de presión contra profundidad, para una tubería de 3,5" a un gasto de 400 [bpd] a varias relaciones gas/líquido. W. E. Gilbert. (1954). "Flowing and gas-lift well performance".

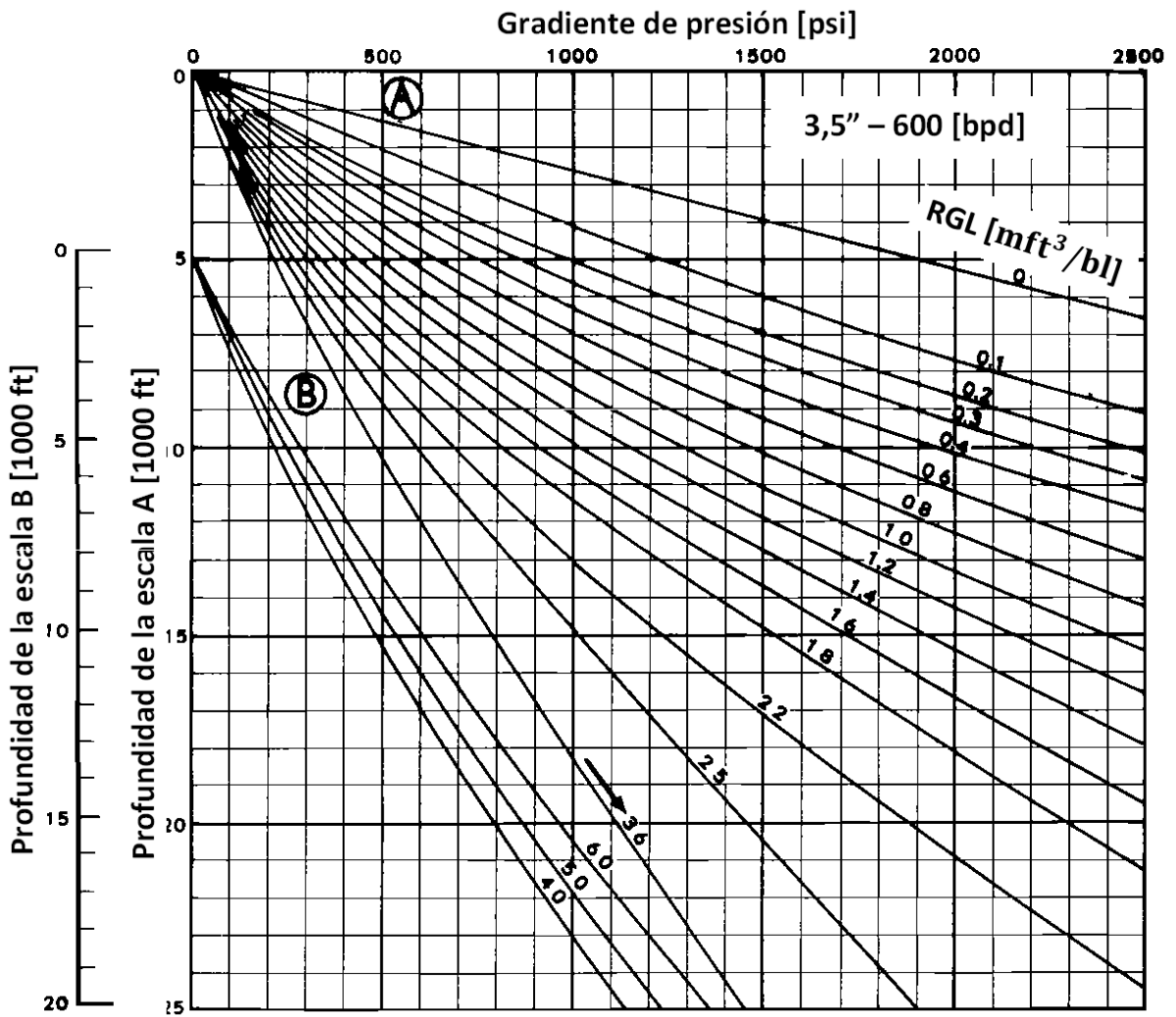


Figura 3. 41 Aproximación de los gradientes de presión contra profundidad, para una tubería de 3,5" a un gasto de 600 [bpd] a varias relaciones gas/líquido. W. E. Gilbert. (1954). "Flowing and gas-lift well performance".

Ejemplo 3.6 Aplicación del método de Gilbert.

Un pozo productor de un yacimiento entre 5000 y 5052 [ft] es terminado con una tubería de $2\frac{7}{8}$ ". La tubería cuelga a 5000 [ft]. El pozo tiene una presión estática en el fondo del pozo de 2000 [psi] y un índice de productividad de 0.3 [bpd * psi] y produce con una relación gas aceite de $300 \left[\frac{\text{ft}^3}{\text{bl}}\right]$, con un corte de agua del 10 por ciento. ¿A qué gasto fluirá el pozo a una presión en la cabeza del pozo de 100 [psi]?

Solución

Calculo de la relación gas aceite:

$$q \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}}\right] = \text{gasto de producción}$$

$$q_o \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}}\right] = \text{gasto de aceite}$$

$$q_w \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}}\right] = \text{gasto de agua}$$

Tenemos que:

$$\frac{q_w}{q} = 0.1,$$

$$\frac{\text{gas}}{q_o} = 300.$$

Así

$$\begin{aligned} \text{RGO} &= \frac{\text{gas}}{q} = \frac{300 q_o}{q} = \frac{300 (q - q_w)}{q} \\ &= 300 \left(1 - \frac{q_w}{q}\right) = 300 (1 - 0.1). \end{aligned}$$

$$= 270 \frac{\text{ft}^3}{\text{bl}}$$

Relación del comportamiento de afluencia (IPR).

La presión estática p_s es 2000 [psi], y el potencial del pozo q' es 0.3×2000 , o 600 [bpd]. El IPR puede trazarse como se muestra en la **Figura 3.44**.

Hay dos procedimientos de cálculo posibles:

Método 1.

Esto envuelve el cálculo de p_{wf} a varios valores de q , asuma una presión en la cabeza de la tubería de 100 [psi]. Los pasos se muestran en la **Tabla 3.1**. Se graficaron valores de p_{wf} en la **Figura 3.44**.

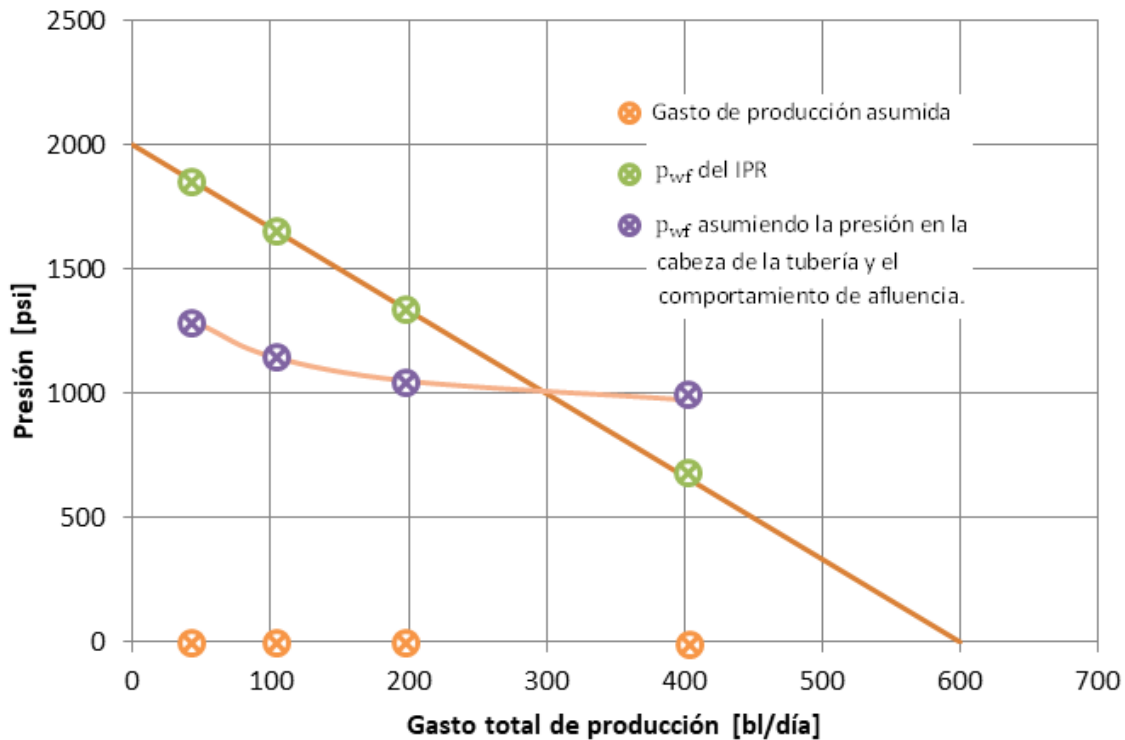


Figura 3. 42 Método 1: Determinación de la presión de fondo fluyendo de la IPR asumiendo una presión en la cabeza de la tubería.

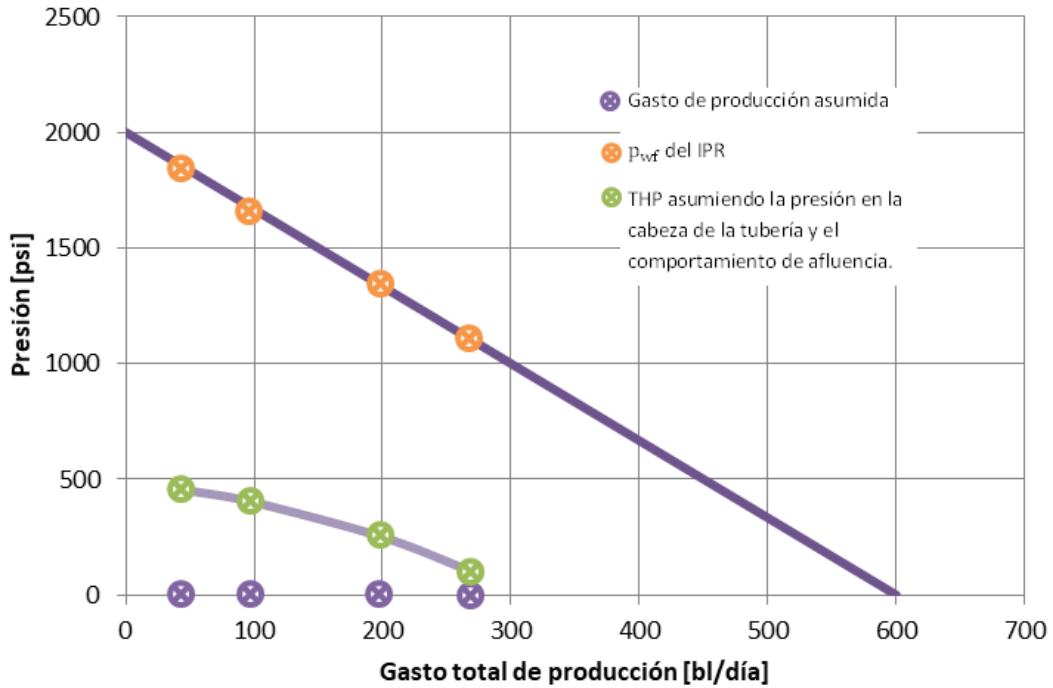


Figura 3. 43 Método 2: Determinación de la presión en la cabeza de la tubería a partir de la IPR.

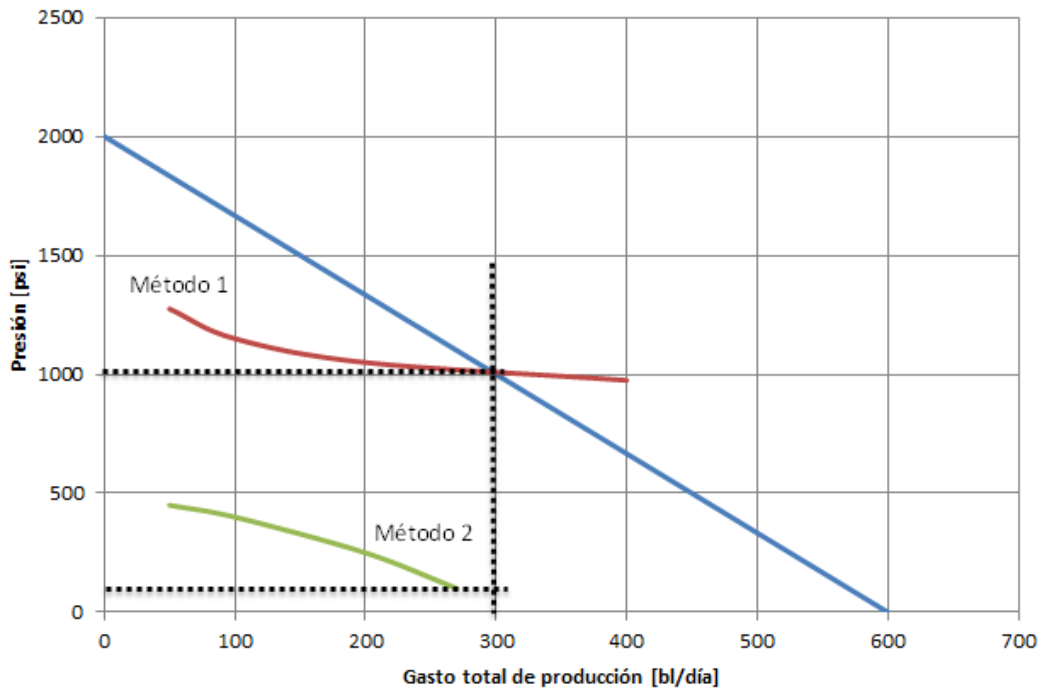


Figura 3. 44 Determinación gráfica del gasto anticipado de producción.

Evidentemente.

$$q = 300 \frac{\text{bl}}{\text{día}}$$

$$q_w = 30 \frac{\text{bl}}{\text{día}}$$

$$q_o = 270 \frac{\text{bl}}{\text{día}}$$

$$p_{wf} = 1000 \text{ psi}$$

Método 2.

Esto envuelve el cálculo de la presión en la cabeza del pozo, a varios gastos de producción, usando el valor de p_{wf} a partir de la IPR. Los pasos se muestran en la tabla [3.2]. La gráfica de valores de presión en la cabeza del pozo se muestra en la **Figura 3.44**. Esta curva interseca la presión en la cabeza de la tubería de 100 [psi], a un gasto de producción de 280 [bpd]. De la IPR obtenemos el valor de $p_{wf} = 1070$ [psi] a este gasto de producción.

En este ejemplo, y debido a la dificultad para graficarlo, solo tres puntos en la curva pueden encontrarse, el gasto de producción de 300 [bpd], usando el método uno es más preciso.

Tabla 3. 3 Ejemplo [3.6]. Determinación de la p_{wf} a varios gastos, a una presión en la cabeza de la tubería de 100 [psig].

$q_i \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$	Profundidad equivalente de la THP de 100 [ft]	Profundidad equivalente del pozo [ft]	p_{wf} [psi]
50 _b	500	5500	1275
100 _c	700	5700	1150
200 _d	800	5800	1050
400 _e	800	5800	975
600 _f	800	5800	910

Se asumen los gastos de flujo de la primera figura, y los cálculos se llevan a cabo como en el ejemplo [3.2] usando una relación gas aceite de $0.27 \left[\frac{\text{ft}^3}{\text{bl}} \right]$. **Figuras 3.31 a la 3.36.**

Tabla 3. 4 Ejemplo [3.6]. Determinación de la presión en la cabeza de la tubería a varios gastos, a partir del comportamiento de la formación y la tubería.

$q_i \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$	p_{wf} [psi]	Profundidad equivalente de la p_{wf} [ft]	Profundidad equivalente de la THP [ft]	THP [psi]
50_b	1833	7300	2300	450
100_c	1667	7500	2500	400
200_d	1333	6700	1700	250
400_e	667	4200		
600_f	0			

Los valores en la segunda columna se pueden obtener de la IPR de la **Figura 3.44** o puede calcularse mediante la siguiente fórmula para el índice de productividad;

$$J = \frac{q}{P_s - P_{ws}}$$

Los demás cálculos se llevan a cabo como los mostrados en el ejemplo [3.3]. Usando una relación gas aceite de $0.27 \left[\frac{\text{ft}^3}{\text{bl}} \right]$. Se asume que la zapata de la tubería es la cima del yacimiento. Si la distancia de la tubería estuviera colgando por encima del horizonte productor, es necesario restar la pérdida de presión de la cima del horizonte productor a la zapata de la tubería, para obtener la **Tabla 3.2**.

Ejemplo 3.7 Construcción de la curva VLP de un pozo petrolero.

Un pozo con un yacimiento productor de 5000 a 5040 [ft] terminado con una tubería de producción de 2 7/8", colocada a 5000 [ft]. El índice de productividad del pozo es 0.5 [bl/día/psi] y la relación gas líquido es $300 \left[\frac{\text{ft}^3}{\text{bl}} \right]$. ¿Cuál será el gasto de flujo del pozo con una contrapresión en la cabeza de la tubería de 100 [psi] si la presión estática del fondo del pozo es 1400 y 1300 [psi]?

Calcular la presión de fondo fluyendo a varios gastos teniendo una presión en la cabeza de la tubería de 100 [psi], los resultados se muestran en la **Tabla 3.3** y graficados en la **Figura 3.45**, con una IPR adecuada a cada presión estática de 1400 y 1300 [psi] respectivamente. En la figura se nota que el pozo es capaz de fluir a 150 [bl/día], cuando la presión del yacimiento era de 1400 [psi], sin embargo, el pozo habría muerto antes que la presión callera a 1300 [psi], aproximadamente a la presión de 1350 [psi].

Tabla 3. 5 Determinación de la presión de fondo fluyendo a varios gastos.

$q \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$	Profundidad equivalente de la THP a 100 [psi] en [ft]	Profundidad equivalente del pozo [ft]	P_{wf} [psi]
50	500	5500	1250
100	700	5700	1150
200	800	5800	1050
400	800	5800	975
600	800	5800	910

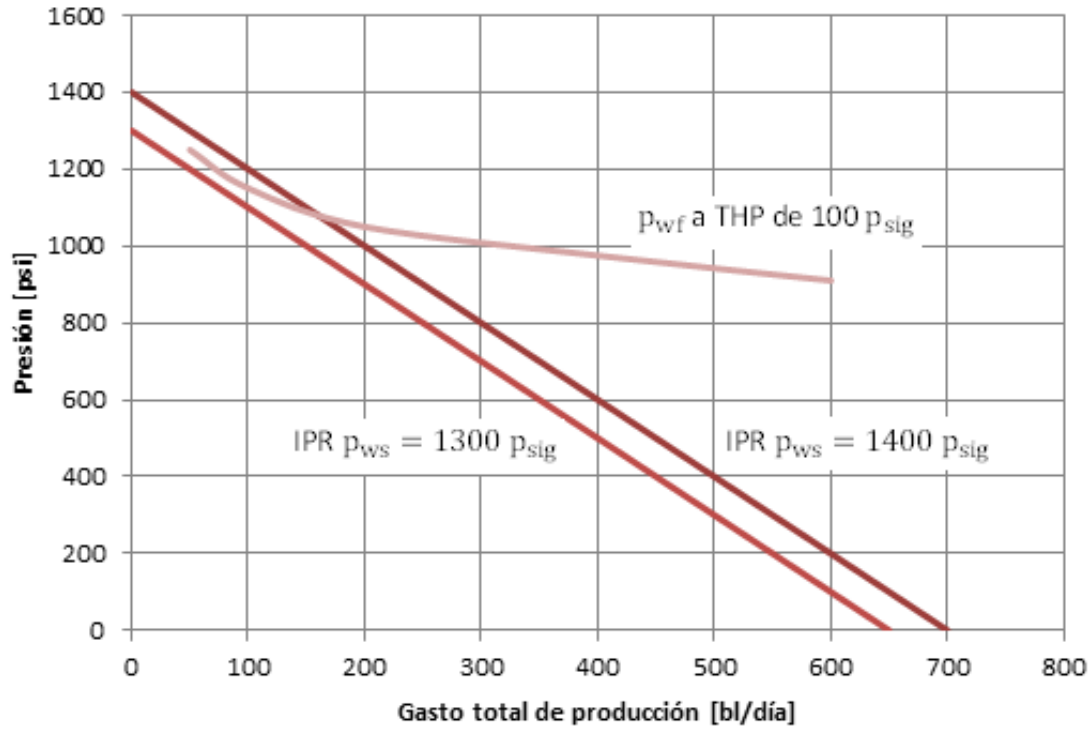


Figura 3. 45 Gráfica IPR y VLP de un pozo a punto de morir.

Cuando la presión estática del fondo del pozo es 1350 [psi], La relación gas/líquido de 300 [ft³/bl] se encuentra por debajo de lo óptimo, por lo que, si se incrementa, las pérdidas de presión de flujo a través de la tubería disminuirían y el pozo continuaría produciendo. Debido a esto se requiere conocer el gasto máximo de producción a una relación gas/líquido óptima.

IV. Efecto de las variables que controlan la pérdida de presión en la productividad de los pozos

4.1 Introducción.

Las variables que controlan la magnitud de la pérdida de presión por los efectos de gradiente de presión hidrostática, de fricción y de resbalamiento, son: el tamaño de la tubería, el gasto de flujo, la densidad y la viscosidad. Y debido a que probablemente se presenten más de una fase de flujo se deben tomar en cuenta la relación gas aceite y la relación agua aceite.

La selección del equipo de perforación se realiza a manera que se tenga la mayor eficiencia, siendo en muchos casos la que ejerza menos variación de presión, como es el caso del estrangulador, que será seleccionado a manera que no afecte la presión en la cabeza de la tubería. El tamaño de la tubería del pozo debe ser el adecuado para un potencial de producción, de acuerdo con su IPR, a su relación gas aceite y al gasto. El gasto de fluido adecuado para los requerimientos de las instalaciones y el yacimiento será el que no ejerza una contrapresión en el pozo que lo desestabilice, ya que esto puede ocasionar que no fluya continuamente.

Metas

Al leer este capítulo, debes ser capaz de:

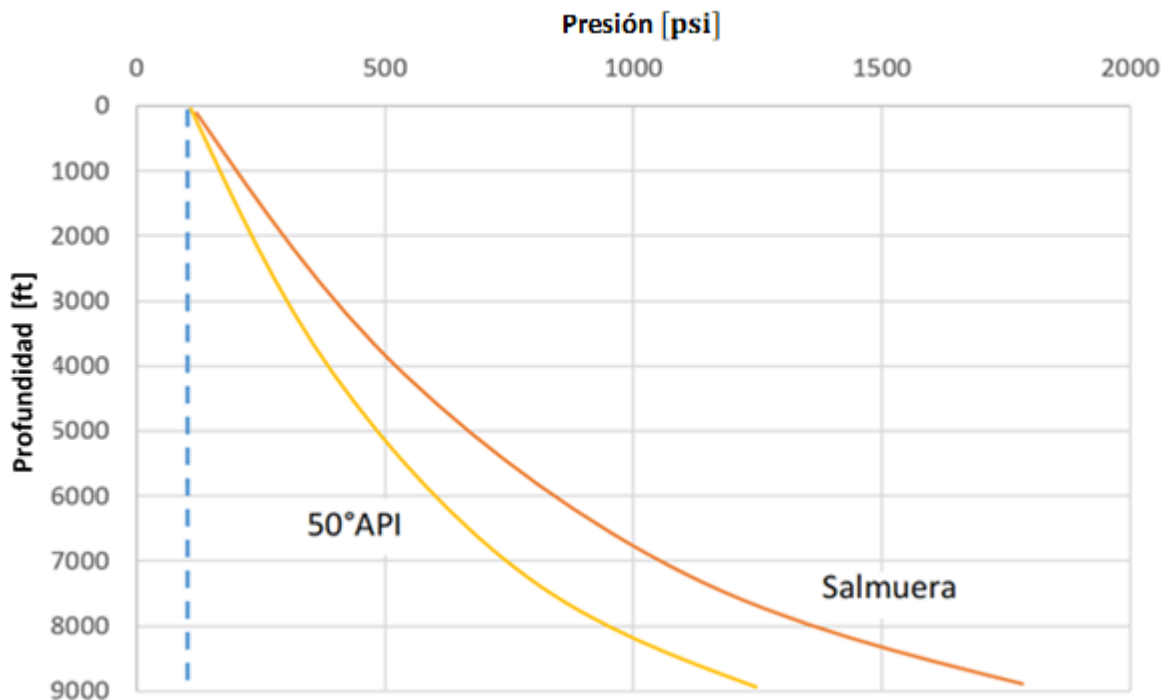
Determinar el efecto que tienen las propiedades del aceite, como: la viscosidad, la relación gas líquido, la relación agua aceite, el resbalamiento, en el rendimiento de producción del pozo.

Determinar el efecto que tienen las condiciones del yacimiento en la producción del pozo.

Determinar el efecto que tiene la tubería y el estrangulador en el pronóstico de producción del pozo.

4.2 Efecto de los grados API del aceite.

En la **Figura 4.1** vemos que, para un pozo dado, las pérdidas de presión en el intervalo de 8000 [ft] para la curva de salmuera, es de aproximadamente 1700 [psi], pero a medida que aumenta los grados API, de la curva donde se muestran 50 ° API del aceite, las pérdidas de presión a la misma profundidad se reducen a 1200 [psi]. Concluyendo que, para condiciones de flujo similares, las pérdidas de presión serán menores a medida que el crudo sea menos denso.



**Figura 4. 1 Efecto de la viscosidad en las pérdidas de presión. SPE (2004)
“Oilfield review”.**

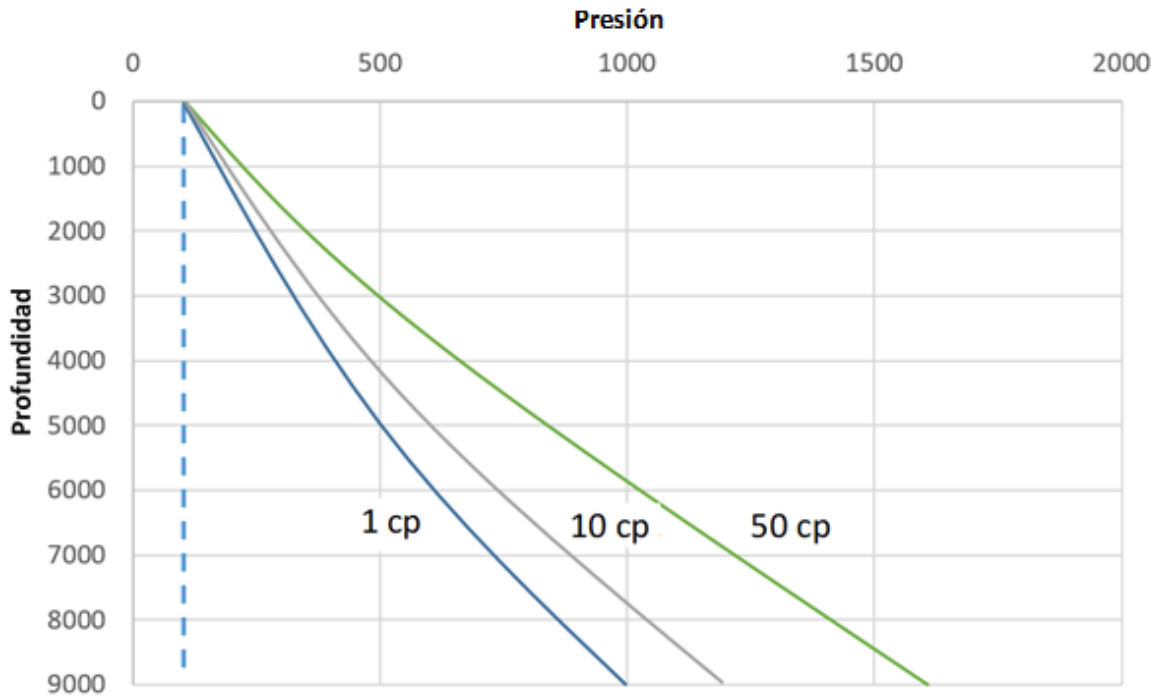


Figura 4. 2 Efecto de la viscosidad en las pérdidas de presión de flujo vertical. SPE (2004) “Oilfield review”.

4.3 Efecto de la viscosidad del aceite.

En la **Figura 4.2** vemos que a altas viscosidades se tendrán mayores pérdidas de presión. A medida que la viscosidad disminuye de 50 a 1 centipoise, la pérdida de presión total en el intervalo de 8000 [ft], disminuye de 1900 [psi] a 1200 [psi]. También se nota que este efecto es mucho menos pronunciado cuando disminuye la viscosidad de 10 a 1 centipoise. Por lo que se concluye que aceites menos viscosos tendrán menos pérdidas de presión.

4.4 Efecto de la relación gas líquido.

En la **Figura 4.3** vemos que a una relación gas líquido de 250 [ft³/bl] las pérdidas de presión de la formación a la superficie son de alrededor de 1900 [psi], mientras

que a una relación gas líquido de 5000 [ft³/bl], las pérdidas de presión son de alrededor 700 [psi]. Para la relación gas líquido de 250 [ft³/bl], debemos contar con una presión de fondo fluyendo de 2000 [psi], para que se presente flujo en superficie. Mientras que para la relación gas líquido de 5000 [ft³/bl] debemos de contar con una presión de fondo fluyendo de 800 [psi] para que se presente flujo en superficie. Es posible que para altas relaciones gas aceite las pérdidas de presión aumenten de nuevo. Esto es debido a que cuando el exceso de gas se presente, va a requerir que se tengan velocidades más altas para mantener el gasto de producción de líquido, y a mayor velocidad aumentan las pérdidas de presión fraccional.

4.5 Efecto de la relación agua aceite.

Vemos en la **Figura 4.4**, que a medida que la relación agua aceite aumente de 0 a 1000, las pérdidas de presión en la tubería también aumentan. Esto significa que se requerirá una presión de fondo fluyendo mayor para producir los hidrocarburos que contienen agua.

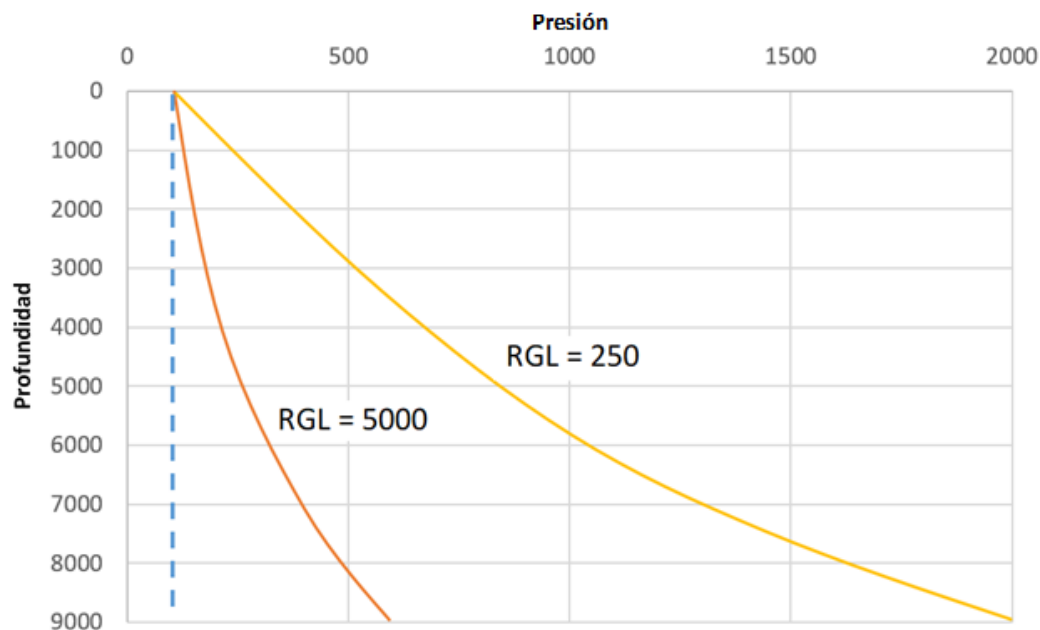


Figura 4. 3 Efecto de la RGL en las pérdidas de presión en flujo vertical. SPE (2004) “Oilfield review”.

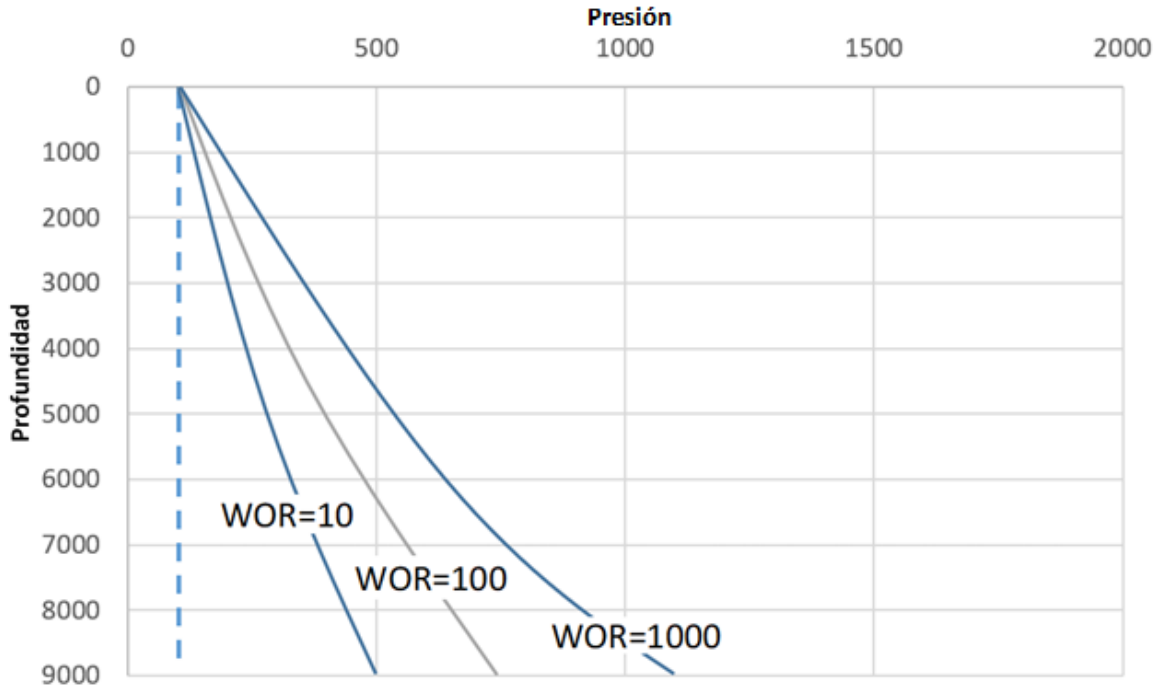


Figura 4. 4 Efecto de la Relación agua aceite en las pérdidas de presión en flujo vertical. SPE (2004) “Oilfield review”.

4.6 Efecto del resbalamiento.

Para observar el efecto del resbalamiento, se grafica la presión de fondo fluyendo a diferentes gastos de flujo a varias relaciones gas líquido. En la **Figura 4.5**, vemos que para una relación gas líquido de 800, la presión de fondo fluyendo requerida para mantener el flujo en superficie aumenta, a medida que el gasto de flujo aumenta, debido a que las pérdidas de presión fraccional aumentan. Sin embargo, a bajas relaciones gas líquido, vemos que para la curva de relación gas líquido de 400, la presión de fondo del pozo requerida disminuye a medida que reduce el gasto hasta 150 [bpd], que es donde comienza a incrementarse linealmente. Este efecto es causado por el resbalamiento, una condición donde el gasto de flujo de líquido es tan bajo que excesivas caídas de líquido ocurren, sobre el aumento de las burbujas de gas. Bajo esta situación se debe usar un diámetro de tubería pequeño a velocidades altas.

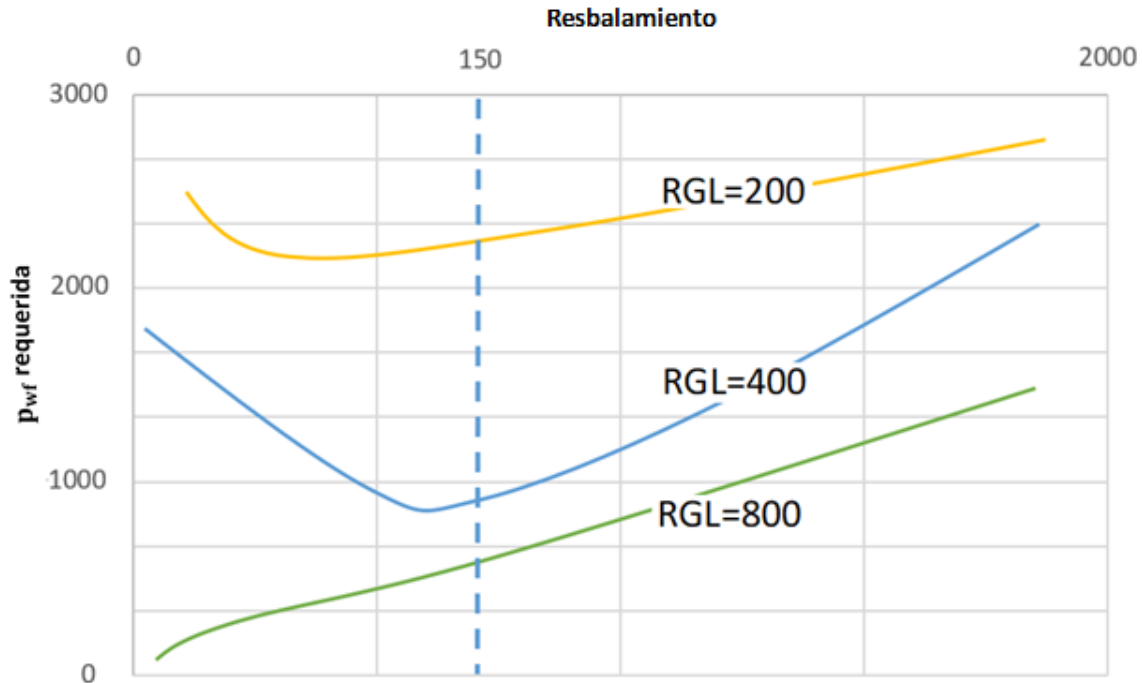


Figura 4. 5 Efecto del resbalamiento en las pérdidas de presión en flujo vertical. SPE (2004) “Oilfield review”.

4.7 Deslizamiento y resistencia al flujo: relación gas líquido óptima.

Considere que líquido y gas libre se bombean desde el fondo a la parte superior en un aparejo de producción de diámetro constante que está en posición vertical. Un regulador de presión mantiene una contrapresión constante en el extremo superior del aparejo de producción y se lleva un registro de la presión requerida en el extremo inferior para forzar a que el líquido y el gas libre fluyan por la tubería de producción. Supóngase primero que la relación gas-líquido se mantiene constante mientras que varía el gasto del líquido. Cuando el gasto de líquido es muy bajo, lo es también el gasto de gas libre. Por ejemplo, si la relación gas-líquido es de 1.2 $\left[\frac{\text{mft}^3}{\text{bl}}\right]$, entonces a un gasto de líquido de 0.01 [bpd], el gasto de gas libre en la parte superior de la tubería es;

$$\frac{0.01 \times 1200 \times 1728}{1440 \times 60} = 0.24 \frac{\text{in}^3}{\text{seg}} .$$

La situación en la tubería es como la de una columna de líquido casi estacionario a través de la cual el gas burbujea lentamente. Así, la presión en el extremo inferior es igual a la presión debida a la columna de líquido más la presión debida a la resistencia al flujo, siendo el segundo término muy pequeño para un gasto de 0.01 [bpd].

Si se incrementa el gasto de salida de líquidos, manteniendo la relación gas-aceite constante, la velocidad del líquido se incrementará y habrá menos tiempo para que se deslice el gas en el líquido. En términos del régimen de flujo: bache, niebla y anular, tomarán el lugar del flujo tipo burbuja y el gas ayudará a elevar el líquido fuera de la tubería de producción. La disminución del deslizamiento del gas y el consecuente incremento en la capacidad para elevar el líquido hace que disminuya la presión en la parte inferior de la tubería de producción sin que importe que tan grande sea el volumen total del fluido que pase por la tubería, por unidad de tiempo. Hay un gasto límite para este fenómeno, donde conforme se incremente aún más el gasto de líquidos, los incrementos de presión acompañarán finalmente a las altas velocidades de flujo.

El análisis anterior muestra que, para cualquier diámetro y profundidad de tubería dados, hay un gasto óptimo de líquidos para una producción a una RGL constante, el cual ocasione la mínima pérdida de presión en la tubería de producción. A gastos menores del óptimo, la pérdida de presión aumenta conforme el gasto disminuye debido al deslizamiento o paso del gas y la pérdida en la capacidad del gas para elevar el líquido. A gastos mayores del óptimo, los volúmenes incrementados de fluido que se han forzado a fluir por la tubería de producción en la unidad de tiempo ocasionan velocidades más altas y consecuentemente, mayores pérdidas por resistencia. A gastos muy bajos, la caída de presión se aproxima a la presión estática de la columna de líquido, de tal manera que la curva de pérdida de presión contra el gasto de producción de líquidos debe tender a la

pérdida de presión estática cuando el gasto de producción de líquidos tiende a cero. La forma general de las curvas de pérdida de presión contra el gasto de producción de líquidos se muestra en la **Figura 4.6**.

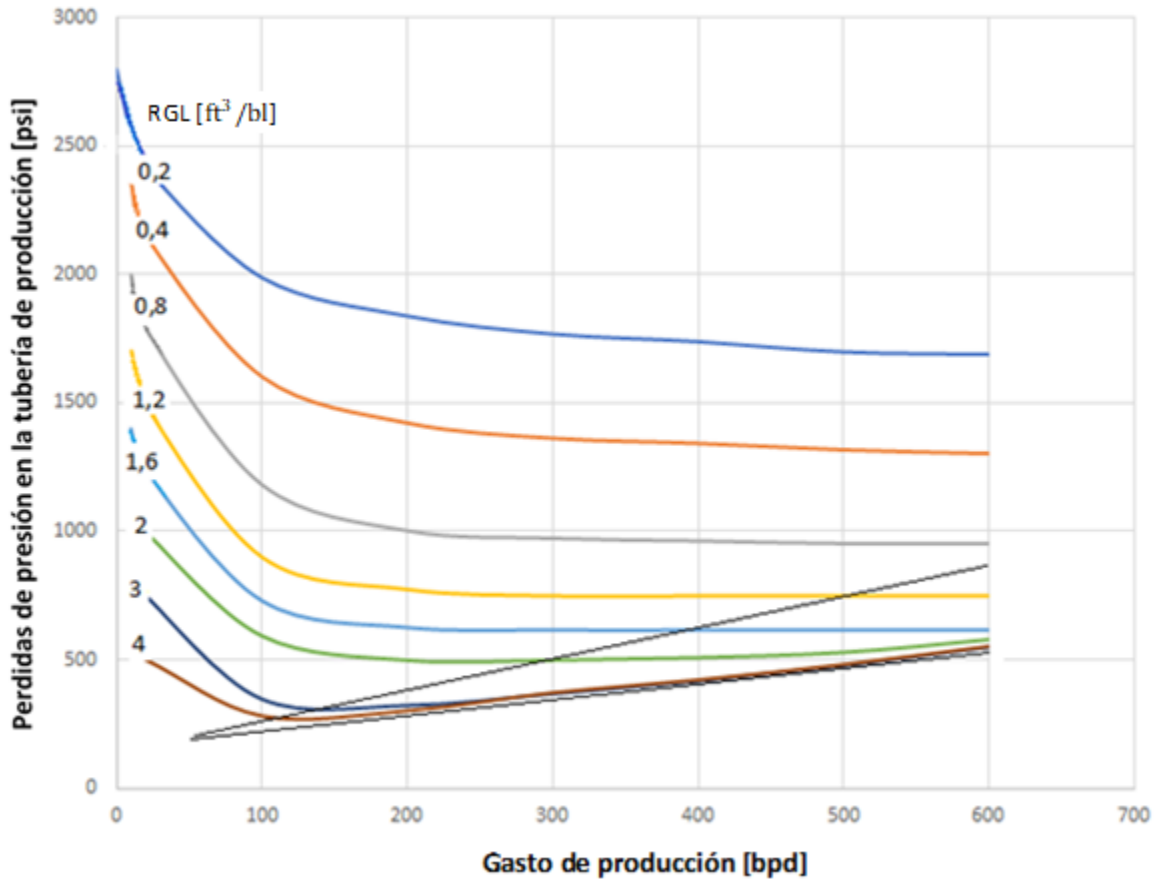
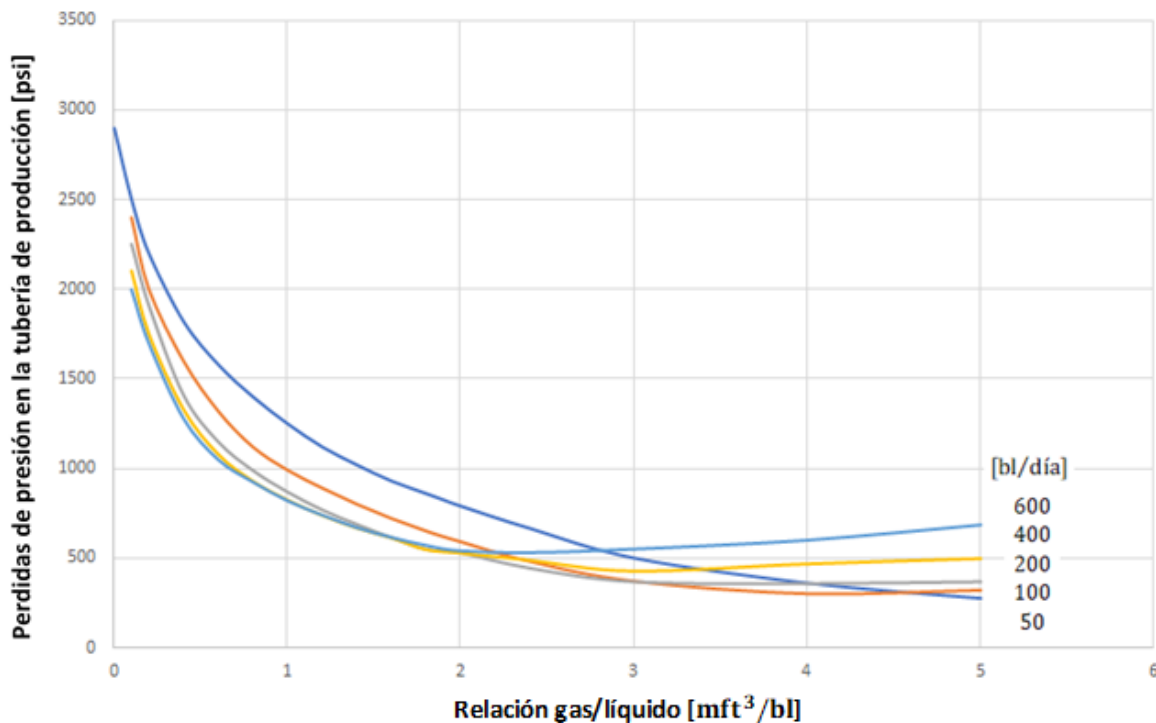


Figura 4. 6 Pérdidas de presión en función del gasto para varias RGL. SPE (2004) “Oilfield review”.

A bajas RGL el régimen de flujo es el de tipo burbuja, el cual contiene pequeñas burbujas de gas dispersas en una columna continua de tal manera que el efecto de elevación del gas es pequeño y la caída de presión desde el fondo a la parte superior de la tubería de producción es igual a la pérdida de presión debida a la

resistencia al flujo, de tal manera que la curva de pérdida de presión contra la RGL tiende a cero. Este valor final de la pérdida de presión incrementa con el gasto de líquidos. Los incrementos en la RGL causarán las transiciones que hay del flujo de burbuja al flujo tipo bache, al anular y finalmente de niebla. Pero si las relaciones RGL son muy grandes, las velocidades altas en la tubería producirán pérdidas altas por resistencia y se incrementarán las pérdidas de presión. La forma general de la curva de pérdida de presión contra la RGL se ilustra en la **Figura 4.7**.



**Figura 4. 7 Pérdidas de presión en función de la RLG a diferentes gastos.
SPE (2004) “Oilfield review”.**

Las **Figuras 4.6 y 4.7** se pueden combinar en una imagen tridimensional (**Figura 4.8**):

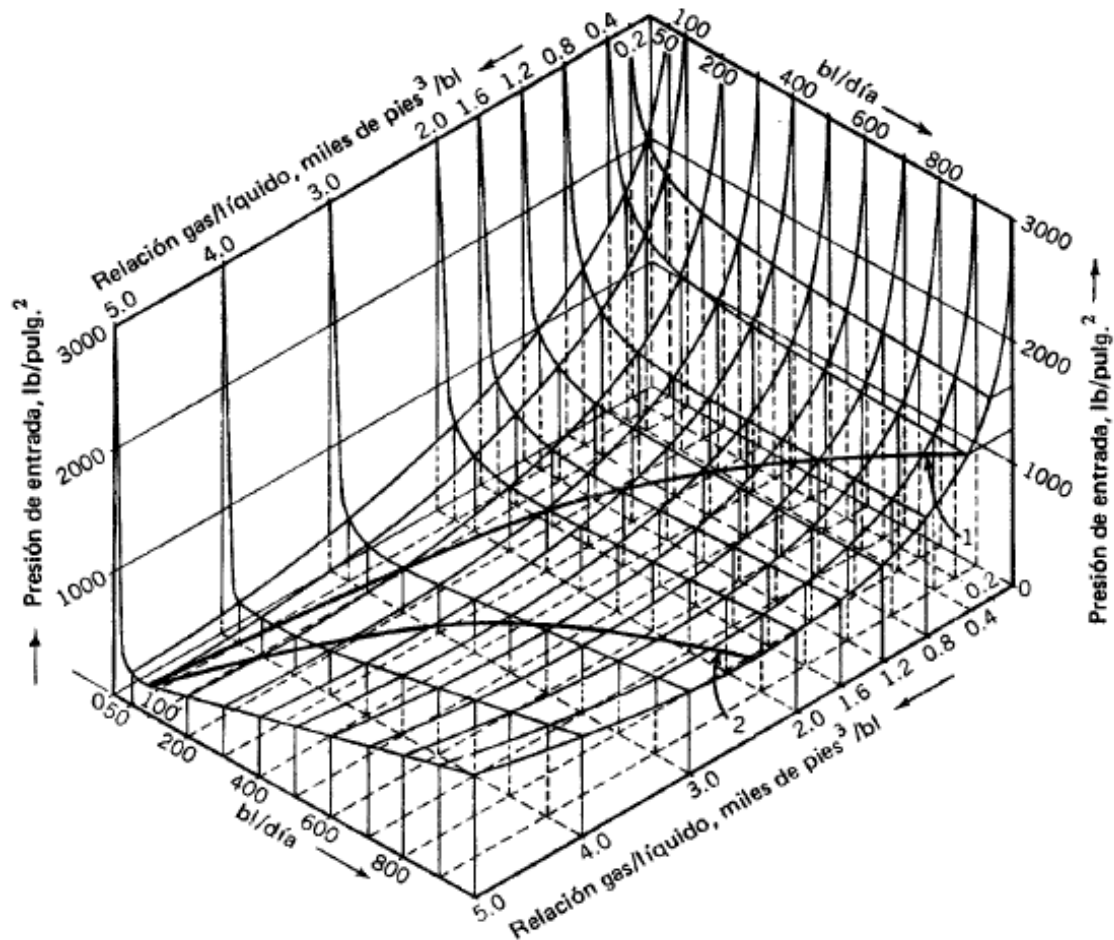


Figura 4. 8 Pérdidas de la presión en función de la RGL y el gasto.

Se pueden observar varias características generales de un flujo vertical en dos fases en la **Figura 4.8**:

1. Para cualquier relación gas-líquido constante existe un gasto que requiere una presión de fondo fluyendo mínima. También, a este gasto la presión se incrementa conforme disminuye la relación gas-líquido.
2. Para cualquier gasto constante existe una relación gas-líquido que suministra una presión mínima de fondo. Esta presión mínima de fondo es

directamente proporcional al gasto, mientras que la relación gas-líquido para una presión mínima de fondo es inversamente proporcional al gasto.

Debe de hacerse notar que el fenómeno de resbalamiento disminuye en el espacio anular, siendo bajo ciertas circunstancias, el conductor más eficiente que la TP misma.

4.8 Efecto del tamaño de la tubería.

Para demostrar el efecto del tamaño de la tubería en el rendimiento del pozo, Se ha realizado la **Tabla 4.1**, a partir de las curvas de distribución de presión de Gilbert. Los resultados graficados se muestran en las **Figuras 4.9 a la 4.12**. Las primeras dos ilustran el efecto del gasto de líquido en la pérdida de presión para varios tamaños de tubería, y las demás ilustran el efecto del diámetro de la tubería en las pérdidas de presión para varios gastos de flujo de líquido. De las **Figuras 4.9 y 4.10** es evidente que, a gastos de flujo bajos, bajas relaciones de gas aceite y pequeños tamaños de tubería es mayor la eficiencia. Esto debido al hecho que puede ocurrir flujo anular y el fenómeno de “slug”, en pequeños tamaños de tuberías a la misma relación gas aceite, el flujo tipo burbuja domina en tuberías con grandes diámetros. Hay menor gas para que ocurra escurrimiento; por lo que las pérdidas de presión por escurrimiento disminuyen.

Tabla 4. 1 Efectos del gasto y tamaño de tubería en las pérdidas de presión de flujo bifásico vertical: perdidas de presión en 10000 [ft] de tubería (THP cero).

Diámetro de tubería	Gasto de líquido [bl/día]			
	50	100	200	400
RGL = 1 [mft ³ /día]				
1.66	840	990	1250	1670
1.9	950	900	1020	1210
2 3/8	1250	1000	960	1020
2 7/8	1800	1450	1250	1160
3 1/2	2000	1700	1390	1250
RGL = 0.4 [mft ³ /día]				
1.66	1300	1250	1300	1510
1.9	1680	1430	1390	1460
2 3/8	2080	1800	1580	1600
2 7/8	2500	2150	1970	1890

3 1/2	2800 (E)	2400	2180	2000
-------	----------	------	------	------

Las pérdidas de presión por resistencia son mayores conforme se tenga un diámetro de tubería más pequeño. Las **Figuras 4.9** a la **4.12** muestran claramente que en las tuberías de diámetros pequeños hay menos pérdidas de presión a gastos pequeños, que los que hay a grandes gastos. Sin embargo, para los gastos de $2 \frac{7}{8}$ " y $3 \frac{1}{2}$ ", esta condición se revierte completamente.

En general el tamaño de la tubería del pozo debe adaptarse al potencial de producción, de acuerdo a su IPR, a su relación gas aceite y al gasto que se desea producir

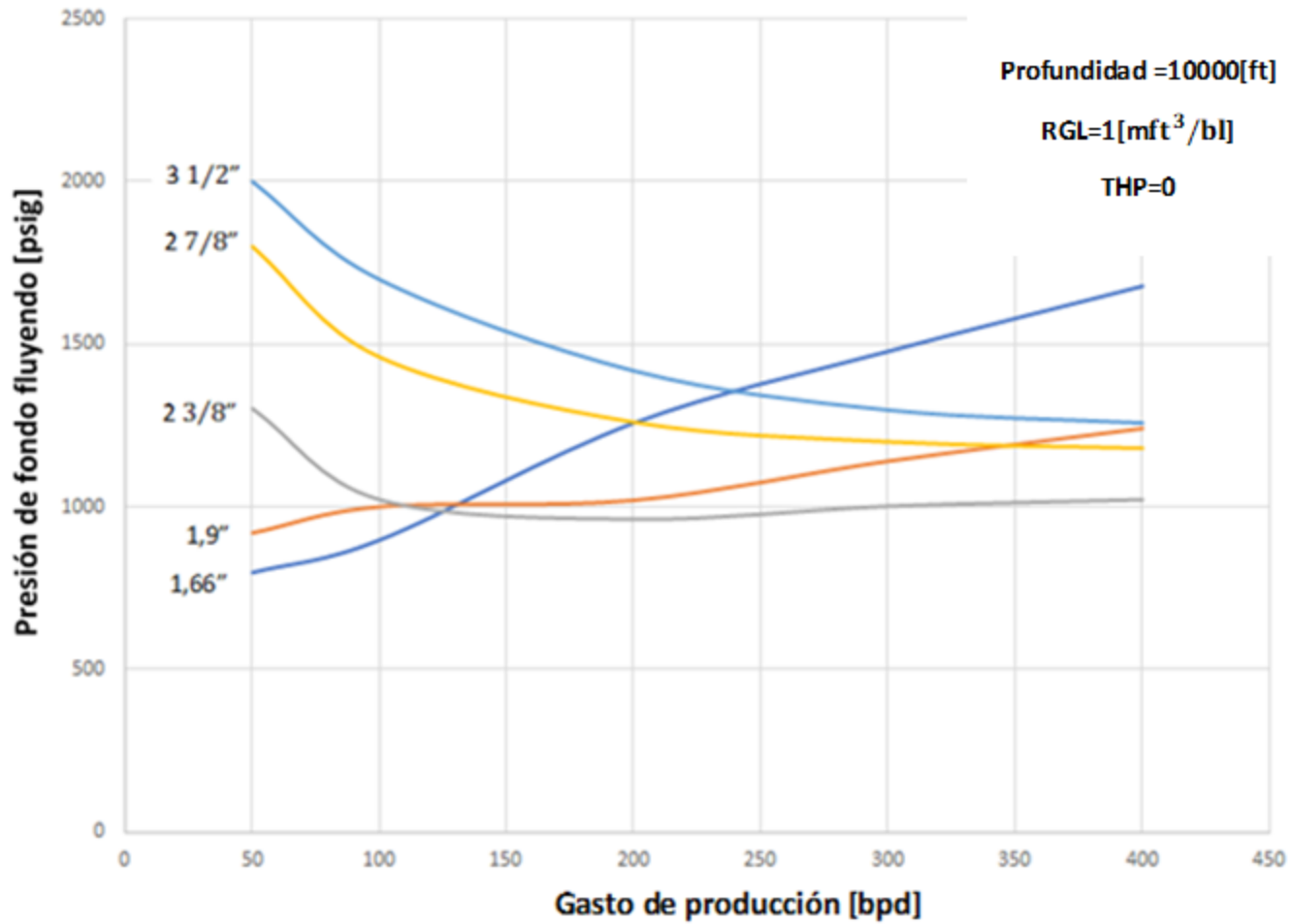


Figura 4. 9 Efecto del gasto de flujo contra las pérdidas de presión en flujo vertical a varios tamaños de tuberías.

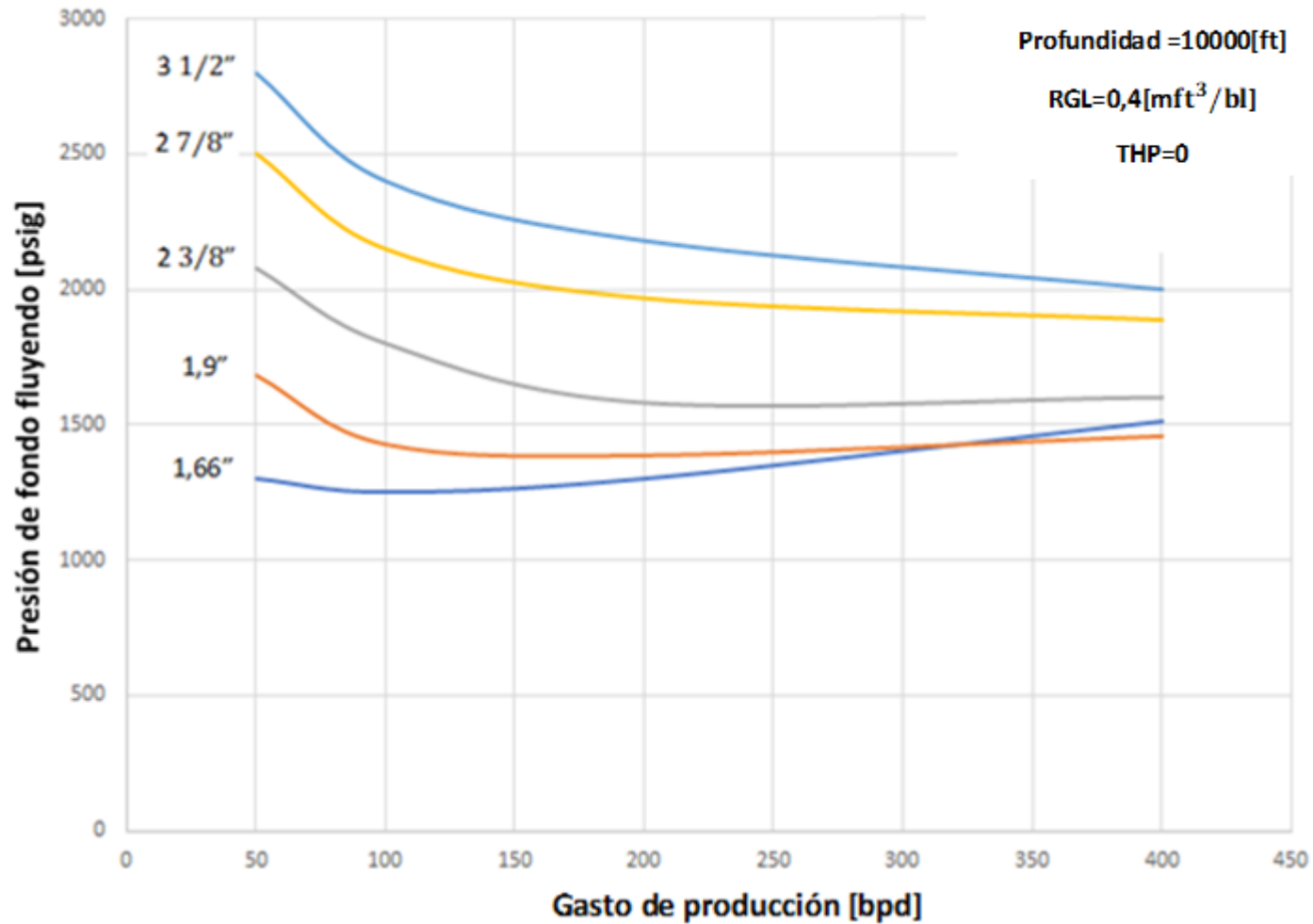


Figura 4. 10 Efecto del gasto del pozo en las pérdidas de presión en el flujo vertical a varios tamaños de tuberías.

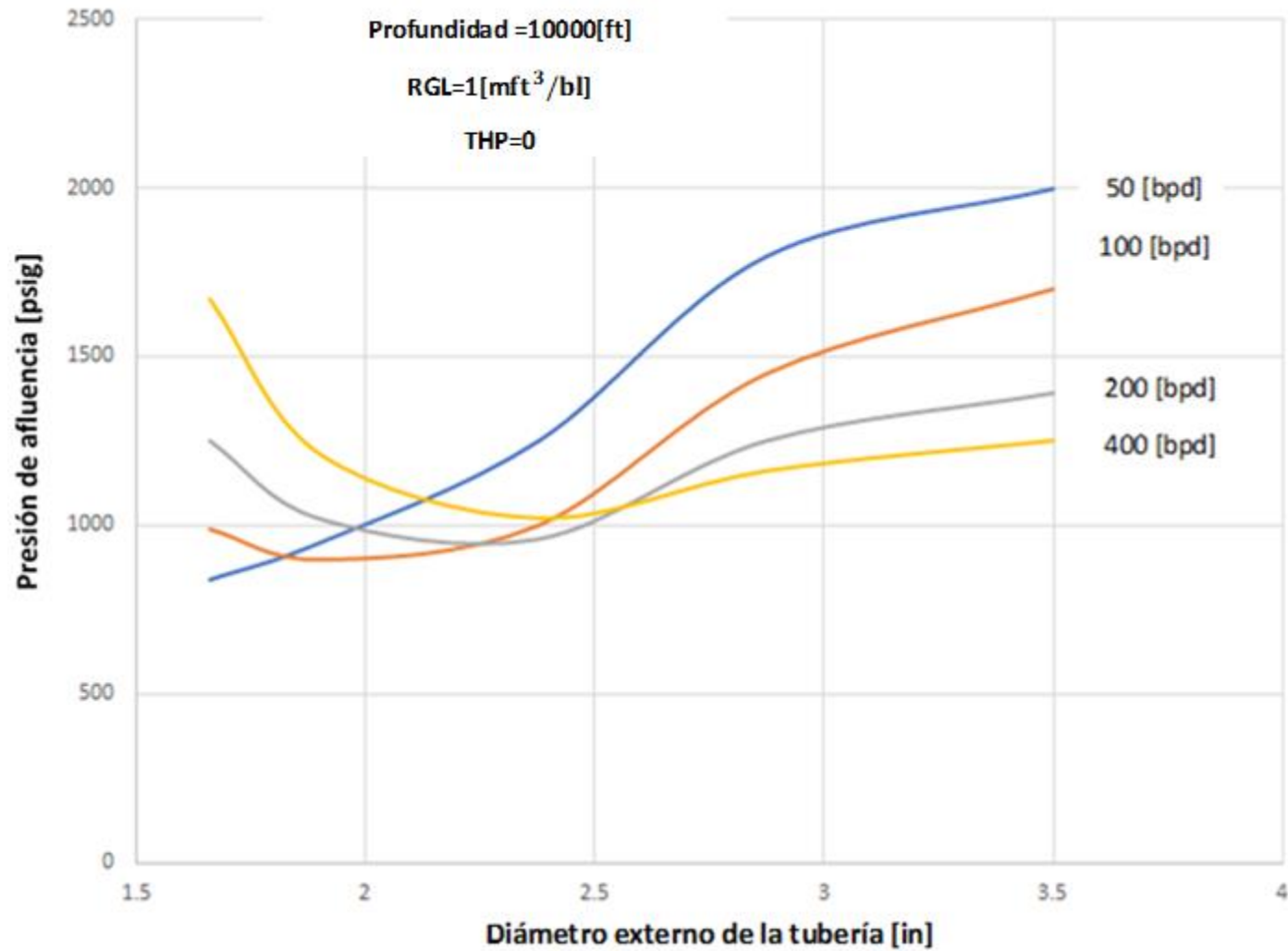


Figura 4. 11 Efecto del tamaño de tubería en pérdidas de presión en flujo vertical: varios gastos de flujo.

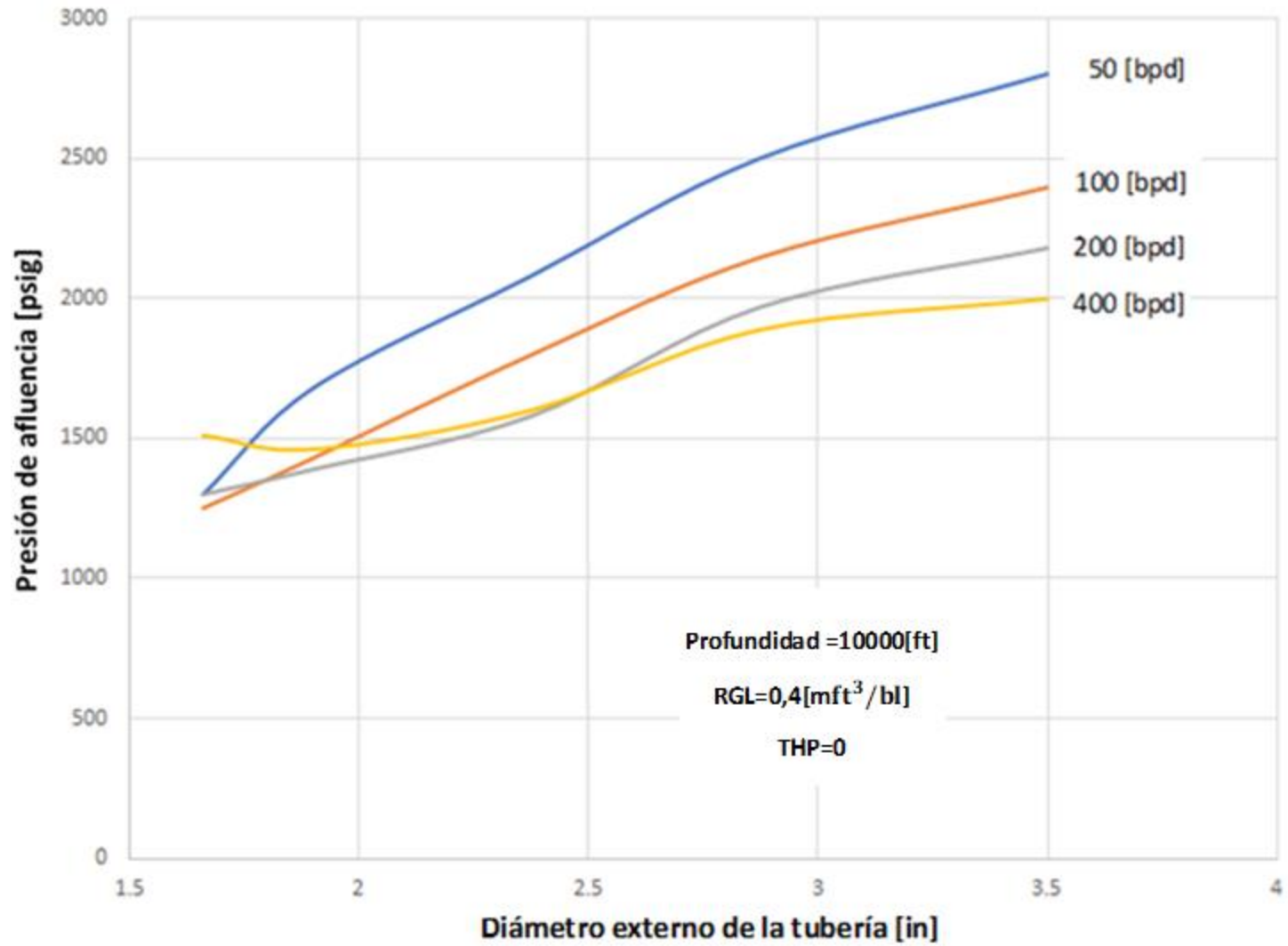


Figura 4. 12 Efecto del tamaño de tubería en pérdidas de presión en flujo vertical: varios gastos de flujo.

Ejemplo 4.1 Tamaño óptimo de tubería.

Dados los siguientes datos de profundidad del pozo; 5200 [ft], diámetro de la tubería de revestimiento de 7" a 5050 [ft], presión estática a 5000 [ft] de 1850 [psig], una relación gas aceite de 0.4 [$\frac{\text{mcf}}{\text{bl}}$] y un diámetro de tubería de producción de 2 3/8" colocada a 5000 [ft].

El pozo está fluyendo a 250 [bpd] con una presión en la cabeza de la tubería de revestimiento de 1245 [psig]. Pero la tubería esta corroída y tiene que sacarse y reemplazarse. Contamos con tres distintos tamaños de tuberías: 2 3/8", 1.9" y 3 1/2". ¿Qué tamaño de tubería debe usarse si se desea obtener el mayor gasto posible, si tenemos una presión en la cabeza de la tubería de 170 [psig]?

Solución

Los valores de D y P_c para este ejemplo son, 5 y 1260 respectivamente, por lo que tenemos de la ecuación;

$$p_{wf} = 1260 \left(1 + \frac{5^{1.5}}{100} \right) [\text{psig}] = 1387 [\text{psig}].$$

A partir de la ecuación del índice de productividad;

$$J = \frac{q}{p_s - p_{wf}} = \frac{250}{1850 - 1387} = 0.54 \frac{\text{bl}}{\text{día}} * \text{psi}.$$

El potencial del pozo es Jp_s o 1000 [bpd] . Por lo que obtenemos una curva IPR como el que se muestra en la **Figura 4.14**. Determinaremos la presión en la cabeza de la tubería a varios gastos usando la correcta presión de fondo fluyendo.

Ya que no hay suficiente información para determinar si la curva IPR cuenta con alguna curvatura, lo mejor que se puede hacer es determinar el índice de productividad y asumir el IPR como una línea recta.

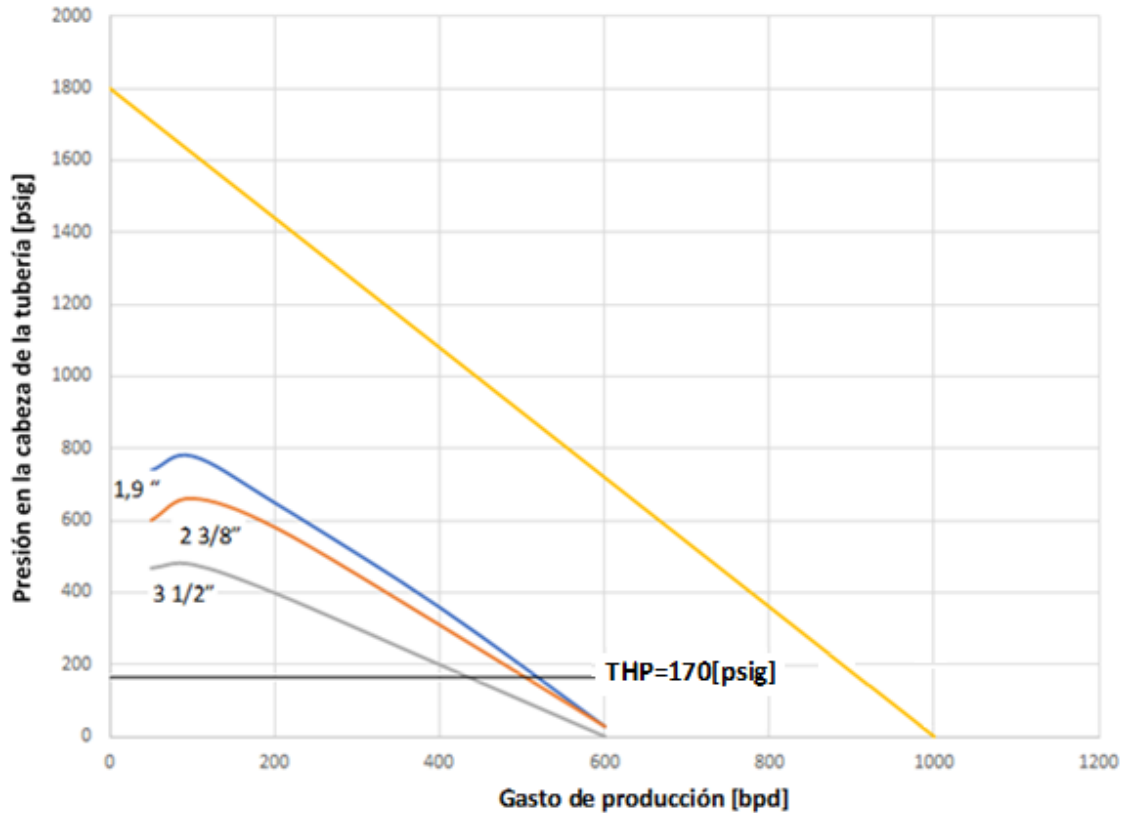


Figura 4. 13 Determinación del tamaño óptimo de tubería.

En la **Figura 4.13** se muestran valores graficados de la **Tabla 4.2** de gasto contra la presión en la cabeza de la tubería. Para una presión de 170 [psig] tenemos:

Tubería de $3\frac{1}{2}$ " : 430 [bpd].

Tubería de $2\frac{3}{8}$ " : 500 [bpd].

Tubería de 1.9" : 515 [bpd].

Sin embargo, la curva de la tubería de $2\frac{3}{8}$ " es casi tan buena como la de 1.9", sin embargo, la tubería de $2\frac{3}{8}$ " es más conveniente para el pozo, porque tiene mayor fuerza y el mayor diámetro permite una amplia selección de herramientas que se pueden correr dentro del pozo.

El siguiente ejemplo ilustra una manera diferente de usar las curvas de distribución de presión.

Ejemplo 4.2 Evaluación del tratamiento de estimulación de la formación.

Se tienen datos de un pozo terminado en una estructura de arrecife de piedra caliza; de profundidad de 4052 [ft], con una tubería de revestimiento de 7" a profundidad de 4020 [ft] y una tubería de producción de 3 ½ ", a profundidad de 4000 [ft]. El pozo fluye a 280 [bpd] de aceite a una relación gas aceite de 600 $\left[\frac{\text{ft}^3}{\text{bl}}\right]$ y una presión en la cabeza de la tubería de 300 [psi]. Se decide realizar un tratamiento de acidificación. Durante el tratamiento 10000 galones de ácido fueron inyectados a la formación, donde se necesitó una presión en superficie de 3200 [psi] para superar la presión estática del yacimiento de 1800 [psi], para lograr un gasto de inyección deseado de 2 $\left[\frac{\text{bl}}{\text{mín}}\right]$. Después del tratamiento el gasto de producción de aceite se estableció a 320 [bpd] a través de la tubería de 3 ½ ", con una relación gas aceite de 1000 $\left[\frac{\text{ft}^3}{\text{bl}}\right]$ y una presión en la cabeza de la tubería de 300 [psi].

¿Cuál habría sido el gasto de producción del pozo a una presión en la cabeza de la tubería de 300 [psi], si en lugar del tratamiento de acidificación de la tubería de 3 ½ ", se hubiera reemplazado la tubería de producción con una de 2 ¾ ", asumiendo que en el cambio de tubería no se produjo daño?

Solución

El primer paso que realizar, es calcular la presión de fondo fluyendo a varios gastos de producción y la relación gas aceite de 600 $[\text{ft}^3/\text{bl}]$ usando una tubería de 3 ½ " y una presión en la cabeza de la tubería de 300 [psi]. Los resultados se muestran en las **Tablas 4.2, 4.3, 4.4** y son graficados en la **Figura 4.14**. El gasto

de producción antes de la acidificación era de 280 [bpd], a través de la tubería de $3\frac{1}{2}$ " (punto 1 de la **Figura 4.14**). La presión estática del pozo está dada como 1800 [psi]. Asumimos que la IPR es una línea recta.

Potencial del pozo después del tratamiento.

La presión de fondo fluyendo a varios gastos de producción a través de una tubería de $3\frac{1}{2}$ ", con una presión en la cabeza de la tubería de 300 [psi] y una relación gas aceite de 1000 [ft³/b] son calculados en la **Tabla 4.4** y los resultados graficados en la **Figura 4.14**.

El gasto de producción después de la acidificación es de 320 [bpd] a través de una tubería de $3\frac{1}{2}$ ", (punto 2 de la **Figura 4.14**). Se puede ver de la figura que el valor cae dentro de la curva IPR original. Por lo que la acidificación fue un fracaso para el mejoramiento de la productividad del pozo. El efecto del tratamiento de acidificación causó el incremento de la relación gas aceite del pozo.

- Los valores de p_{wf} se determinan usando el gasto de flujo y el índice de productividad, además que la profundidad equivalente de p_{wf} se toma de curvas de distribución de presión. Restando la profundidad de la tubería de 5000 de la figura se tiene la profundidad equivalente de la THP.

Tabla 4. 2 Valores de q_i [bl/día], p_{wf} [psi], profundidad equivalente de la p_{wf} [ft], profundidad equivalente de la THP [ft] y THP [psi].

q_i [bl/día]	p_{wf} [psi]	Profundidad equivalente de la p_{wf} [ft]	Profundidad equivalente de la THP [ft]	THP [psi]
Tubería de 1.9"				
50	1760	10400	5400	740
100	1660	11200	6200	780
200	1480	10500	5500	650
400	1100	8000	3000	360
600	740	5300	300	30
Tubería de 2 3/8"				
50	1760	8900	3900	600
100	1660	9500	4500	660
200	1480	9600	4600	580
400	1100	7500	2500	310
600	740	5300	300	30

q_i [bl/día]	p_{wf} [psi]	Profundidad equivalente de la p_{wf} [ft]	Profundidad equivalente de la THP [ft]	THP [psi]
Tubería de 3 1/2"				
50	1760	7100	2100	470
100	1660	7600	2600	480
200	1480	7600	2600	400
400	1100	6500	1500	200
600	740	5000	0	0

Tabla 4. 3 Ejemplo 4.2: Cálculos de presión en la zapata para una tubería de 3 1/2 ", a varios gastos de flujo, con una relación gas aceite de 600 [ft³/bl].

q_i [bl/día]	Profundidad equivalente de la THP de 300 psi [ft]	Profundidad equivalente del pozo [ft]	p_{wf} [psi]
50	1600	5600	1150
100	2000	6000	1030
200	2300	6300	970
400	2800	6800	950
600	2700	6700	950

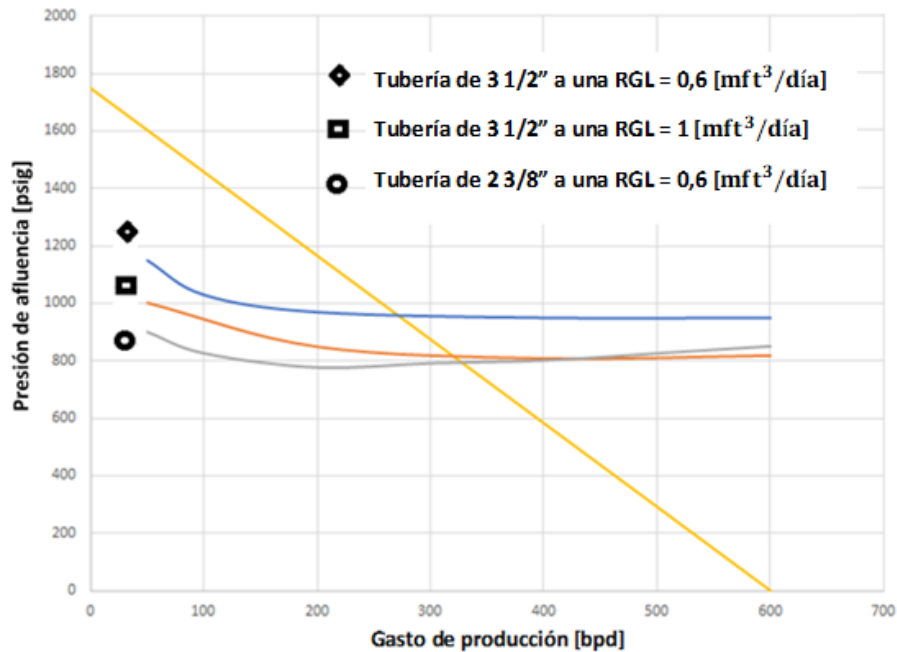


Figura 4. 14 Evaluación del tratamiento de estimulación de la formación.

Tabla 4. 4 Ejemplo 4.2: Cálculos de presión en la zapata para una tubería de 3 1/2 ", a varios gastos de flujo, con una relación gas aceite de 1000 [ft³/bl].

q_i [bl/día]	Profundidad equivalente de la THP de 300 psi [ft]	Profundidad equivalente del pozo [ft]	p_{wf} [psi]
50	2000	6000	1000
100	2800	6800	970
200	3100	7100	850
400	3500	7500	810
600	3300	7300	820

Los resultados de la **Figura 4.14**, muestran que la curva corta la IPR a un gasto de producción de 330 [bpd] aproximadamente, por lo que un cambio en el tamaño de la tubería habría sido igual de efectivo y mucho más barato que una acidificación.

4.9 Rendimiento del estrangulador.

En la práctica se escoge el estrangulador de un pozo fluyente a manera que se tenga la menor variación de presión dentro de la tubería (causado, por ejemplo, por la descarga del separador) que no afecten la presión en la cabeza de la tubería o el rendimiento del pozo. Esto implica flujo de fluido a través del estrangulador a velocidades mayores que las del sonido, por lo cual, para

satisfacer este requerimiento se necesita que la presión en la cabeza de la tubería sea al menos el doble del promedio de presión en la línea de descarga. Puede mostrarse teóricamente; asumiendo un estrangulador de corte y haciendo varias simplificaciones con respecto a las características de volumen y presión de aceite y gas, mediante la siguiente ecuación;

$$p_{tf} = \frac{CR^{0.5}q}{S^2}, \quad \dots\dots\dots 4. 29$$

donde p_{tf} es la presión en la cabeza de la tubería [psia], R es la relación gas liquido [ft³/bl], q es el gasto [bpd], S es el tamaño del estrangulador $\frac{1}{64}$ " y C = constante definida por el sistema de unidades que se utilice, siendo aproximadamente 600.

Usando datos de producción de un campo en California, Gilbert obtuvo la siguiente fórmula empírica;

$$p_{tf} = \frac{435 R^{0.5}q}{S^2}. \quad \dots\dots\dots 4. 30$$

Ahora p_{tf} está en [psig].

Tabla 4. 5 Ejemplo 4.2: Cálculos de presión en la zapata para una tubería de 2 3/8 ", a varios gastos de flujo, con una relación gas aceite de 600 [ft³/bl].

q_i [bl/día]	Profundidad equivalente de la THP de 300 psi [ft]	Profundidad equivalente del pozo [ft]	p_{wf} [psi]
50	2400	6400	910
100	2800	6800	880
200	3000	7000	800
400	2900	6900	810
600	2800	6800	860

Con la ecuación 4.6 Gilbert crea un nomograma (**Figura 4.15**), la sección izquierda, representa el rendimiento de un estrangulador de $\frac{10}{64}$ " y la sección derecha es un método de corrección de resultados para otros tamaños de estranguladores.

Ejemplo 4.3 Calculo de la presión en la cabeza de la tubería.

Un pozo está produciendo a 100 [bpd] con una relación gas aceite de 700 [ft³/bl]. Si el tamaño del estrangulador es de 1/4 “calcular la presión en la cabeza de la tubería a partir del nomograma de Gilbert y de la ecuación [4.5].

Solución

Uso del nomograma;

Entrando en el gráfico a 100 [bpd] obtenemos su correspondiente relación gas aceite de 700 [ft³/bl]. Con este valor nos movemos horizontalmente al lado derecho del gráfico hasta intersectar la línea del estrangulador de $\frac{10}{64}$ ”, una vez más nos movemos verticalmente hasta interceptar la línea correspondiente al estrangulador de $\frac{16}{64}$ ”, entonces se lee la presión en la cabeza de la tubería de la escala del lado izquierdo de la gráfica derecha. Para este caso el resultado da 190 [psig].

Uso de la formula.

Al Insertar el valor de 600, para la constante C en la ecuación [4.3]. La ecuación se convierte en;

$$p_{tf} = \frac{600 R^{0.5} q}{S^2} \text{ [psia].} \quad \dots\dots\dots 4. 31$$

En este ejemplo;

$$R^{0.5} = 0.7^{0.5} = 0.837,$$

$$q = 100,$$

$$S^2 = 16^2 = 256,$$

Así;

$$p_{tf} = \frac{600 * 0.837 * 100}{256} = 196 \text{ [psia]} = 181 \text{ [psig]}.$$

Ejemplo 4.4 Efecto del estrangulador en la relación gas aceite.

Un pozo produce a través de un estrangulador de $\frac{1}{4}$ " a 100 [ft³/bl] con una presión en la cabeza de la tubería de 150 [psi]. ¿Cuál es la relación gas aceite calculada mediante la **Figura 4.15** y la ecuación [4.6]? ¿Cuál sería la relación gas aceite si consideramos un estrangulador de $\frac{17}{64}$ "?

Solución

Entrar del lado derecho de la gráfica de la **Figura 4.15** a 150 [psi] hasta interceptar en la línea correspondiente al estrangulador de $\frac{16}{64}$ ", moverse verticalmente hasta la línea correspondiente al estrangulador de $\frac{10}{64}$ ", y después horizontalmente al lado derecho de la gráfica hasta interceptar la línea vertical a 100 [bpd]. Leer la relación gas/líquido usando la diagonal de la gráfica.

$$\text{Relación gas líquido} = 0.44 \left[\frac{\text{mft}^3}{\text{bl}} \right].$$

Realizando el mismo procedimiento para un estrangulador de $\frac{17}{64}$ ", tenemos un resultado de;

$$\text{Relación gas líquido} = 0.55 \left[\frac{\text{mft}^3}{\text{bl}} \right].$$

Si utilizamos la ecuación [4.6], obtenemos los siguientes valores de relación gas líquido:

$$\text{Estrangulador de } \frac{1}{4} \text{ " } = 0.456 \left[\frac{\text{mft}^3}{\text{bl}} \right].$$

Estrangulador de $\frac{17}{64}$ " = $0.561 \left[\frac{\text{mft}^3}{\text{bl}} \right]$.

El ejemplo [4.4], ilustra la gran variación de la relación gas aceite resultado de un pequeño cambio en el tamaño del estrangulador y señala el peligro de usar la fórmula del rendimiento del estrangulador para calcular la relación gas líquido. La razón de esto se observa en la ecuación [4.3]. En la siguiente forma;

$$R = \frac{(p_{tf})^2}{(Cq)^2} S^4.$$

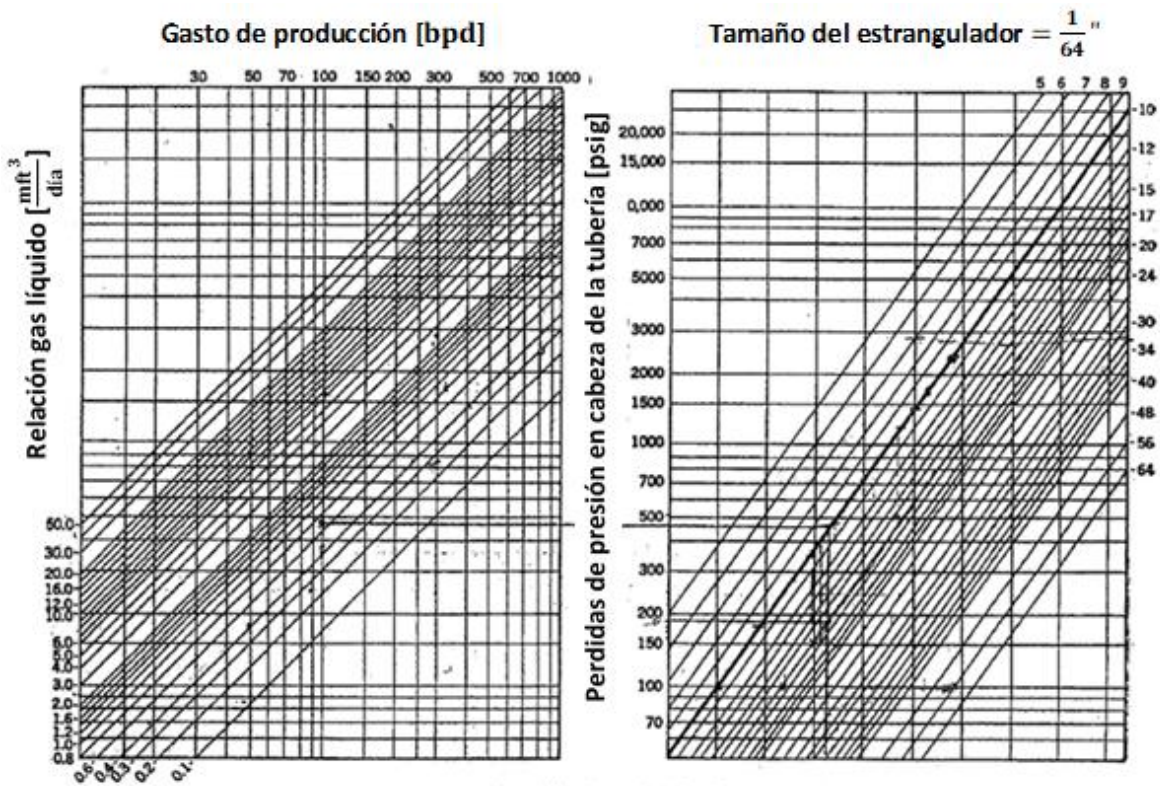


Figura 4. 15 Carta de rendimiento del estrangulador de 1/64". NIND. (1964).

Principles of oil well production.

A menos que el estrangulador se renueve constantemente, los efectos del gas, del corte de arena o depósitos de asfaltos y cerumen no causarán distorsiones en la forma, que causaría que el pozo se des calibre. La severidad de estos efectos puede notarse en la productividad del pozo; en la relación gas líquido y en la presión en la cabeza del pozo.

Ejemplo 4.5 Efecto del estrangulador en el gasto de producción

Usando los datos del ejemplo [3.5] que tamaño de estrangulador se requiere en la línea de descarga para mantener una presión en la cabeza de la tubería de 100 [psi]? ¿Cuál sería el gasto de producción con un estrangulador de ¼ “?

Solución

El gasto de flujo con una presión en la cabeza de la tubería de 100 [psi] es 270 [bpd] de aceite y 30 [bpd] de agua. La relación gas/líquido es 0.27 [ft³/bl]. Usando los valores de la **Figura 4.16**, S es igual a 32, por lo que el tamaño del estrangulador es ½ “.

Para determinar el gasto de producción en un estrangulador de ¼ “. Nótese que P_{tf} y q son desconocidos. Sustituyendo 0.27 por R y 16 para S en la ecuación [4.6] queda;

$$p_{tf} = \frac{435 * 0.27^{0.5} q}{16^2} = 1.13 q.$$

Teniendo como resultado una línea recta de una gráfica de presión contra gasto que atraviesa el origen. Un segundo punto se encuentra, al entrar con un gasto de 600 [bpd], entonces $p_{tf} = 678$ [psig]. Trazando la línea en la **Figura 4.16**, vemos que corta la curva de presión en la cabeza del pozo a un gasto de 210 [bpd] y una presión de 235 [psi]. Estos valores definen que el mejor rendimiento se obtendrá con el estrangulador de ¼ “.

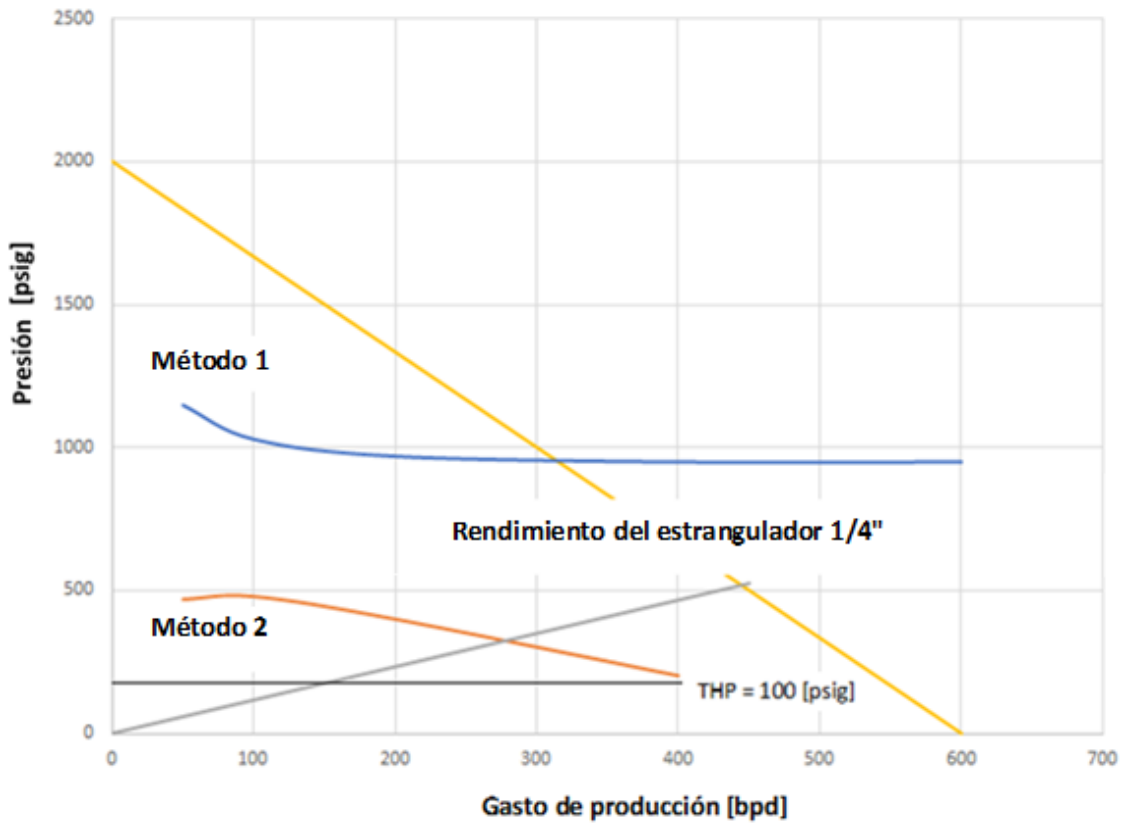


Figura 4. 16 Ejemplo 4.5: Pronostico del gasto de producción a través de ciertos tamaños de estranguladores.

4.10 Condiciones de flujo estable e inestable.

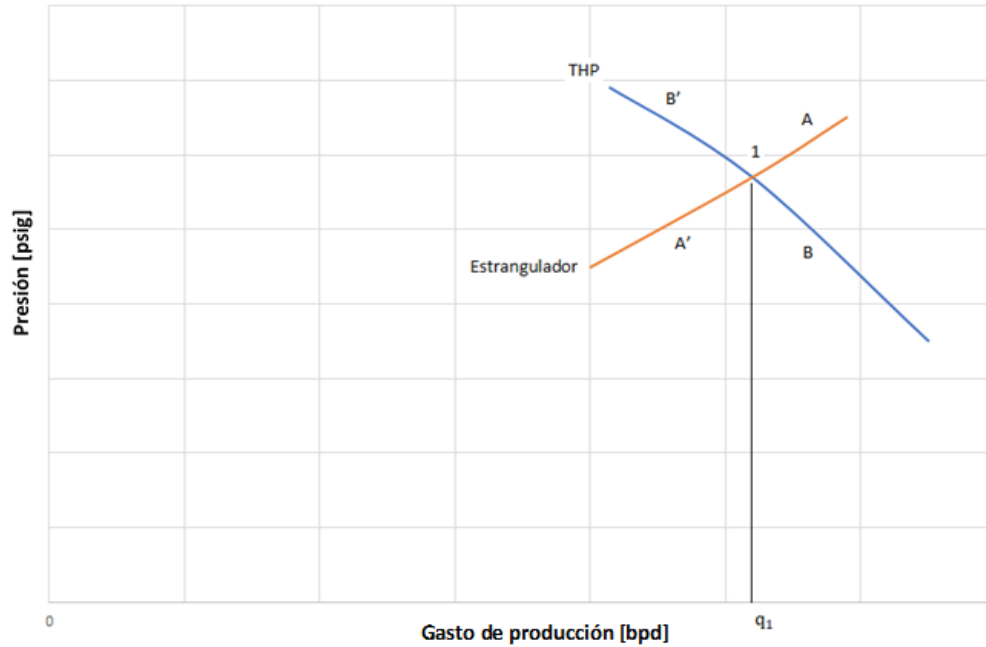
De la ecuación de rendimiento del estrangulador se tiene que la presión en la cabeza de la tubería p_{tf} es proporcional al gasto de producción q . Esto se cumple solo si se tiene condición de flujo por encima de la velocidad del sonido.

La **Figura 4.16** ilustra la presión en la cabeza de la tubería y las curvas de rendimiento de algunos estranguladores típicos. En general hay dos posibles condiciones de flujo, por cada tamaño de estrangulador.

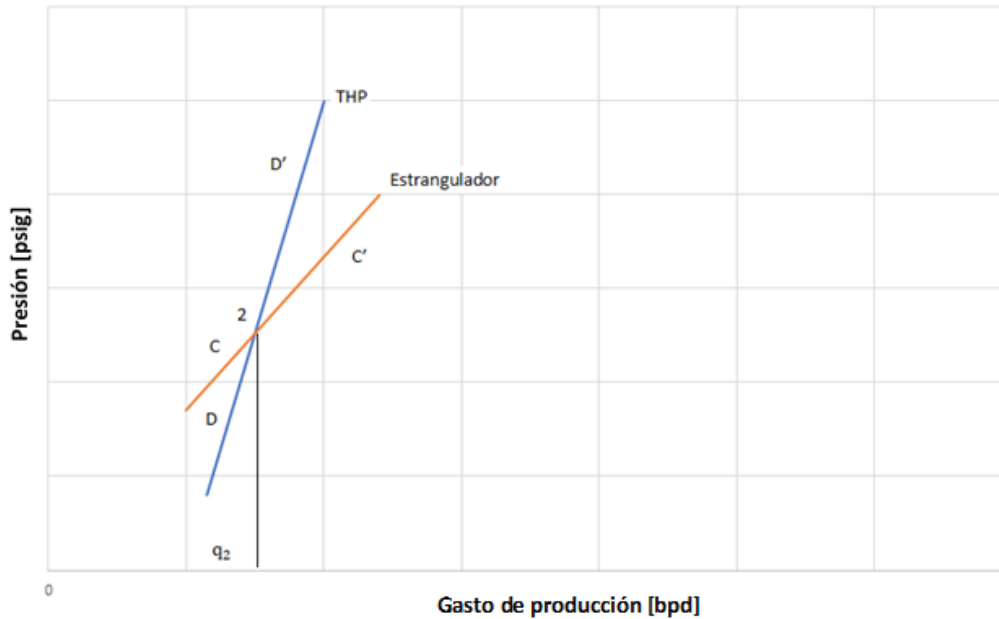


Figura 4. 17 Dos posibles gastos de producción para un tamaño de estrangulador dado. NIND. (1964). Principles of oil well production.

Suponga que el pozo produce en un dado punto y por alguna razón aumenta ligeramente (**Figura 4.18**). Entonces la presión en el estrangulador aumenta hasta A y la presión en la cabeza de la tubería, basada en el comportamiento de afluencia de la formación combinada con el comportamiento de flujo en tubería vertical, disminuye a B. Una contrapresión AB presente en el pozo y la formación causa una disminución en el gasto de producción. Similarmente, si por alguna razón el gasto de producción cae ligeramente, habría una liberación de presión para restaurar el gasto a su valor original. Así en la posición 1 se tiene un estado de equilibrio, obteniendo flujo estacionario a un gasto fijo.



**Figura 4. 18 Estabilidad de flujo: gastos de flujo altos. NIND. (1964).
Principles of oil well production.**



**Figura 4. 19 Estabilidad de flujo: gastos de flujo bajos. NIND. (1964).
Principles of oil well production.**

Por otro lado, suponga que la producción del pozo en la posición 2 disminuye ligeramente (**Figura 4.19**). La presión en el estrangulador disminuye a C, pero la presión en la cabeza de la tubería, basada en el análisis del comportamiento del pozo y del yacimiento, disminuye a D. El efecto incrementa la contra presión en el pozo, la presión de fondo fluyendo y el corte de agua. Si ocurre un pequeño incremento en la producción y se continúa hasta que la posición 1 es alcanzada. Entonces 2 será una posición de equilibrio inestable y el pozo no podrá fluir continuamente a un gasto de producción correspondiente a través del estrangulador. La posición 3 de la **Figura 4.20** es usualmente inestable ya que no es posible mantener condiciones de flujo estacionario a gastos por debajo de un valor máximo de presión en la cabeza de la tubería.

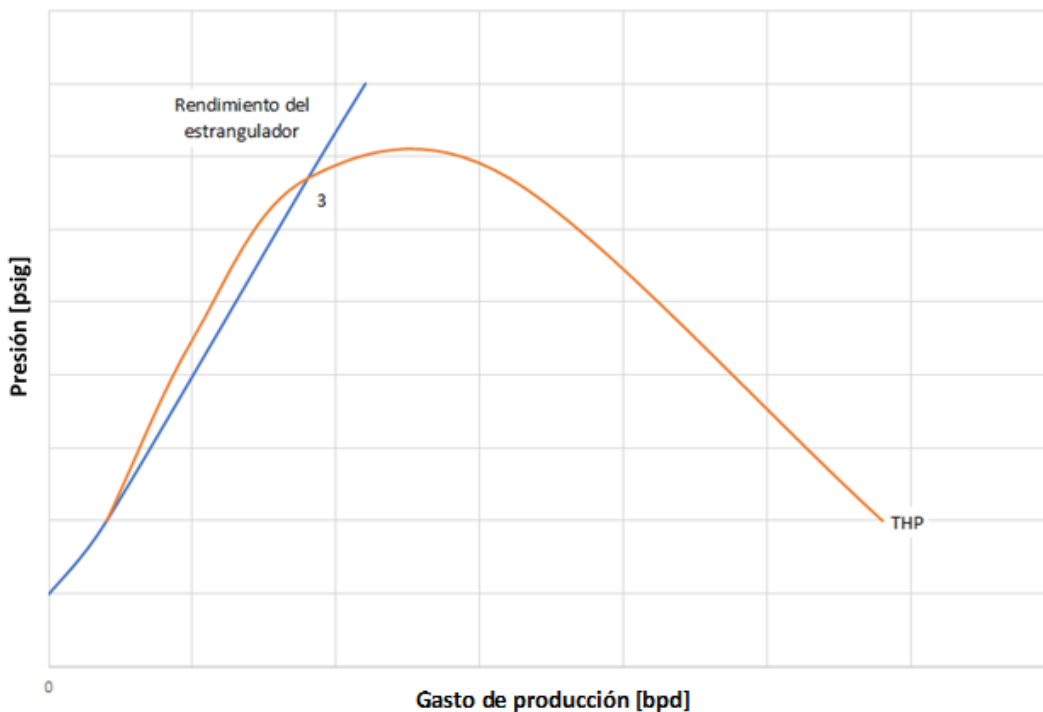


Figura 4. 20 Cambio de estrangulador excedido para las condiciones de flujo.
NIND. (1964). Principles of oil well production.

4.11 Efectos del cambio de estrangulador.

Para ilustrar este punto se muestra el siguiente ejemplo;

Ejemplo 4.6 Efectos del cambio del estrangulador.

Dados los datos del ejemplo [4.1]. Se requiere cambiar el estrangulador del pozo a un gasto de flujo continuo de 400 [bpd] en una tubería de $2\frac{3}{8}$ " a un gasto de producción de 200 [bpd]. Asumir que no hay empacador en la tubería de revestimiento y que la presión de fondo fluyendo está por debajo del punto de burbuja. ¿Cómo cambia el volumen de gas almacenado en el espacio anular como resultado del cambio de estrangulador?

Solución

De la IPR de la **Figura 4.13**, se tienen un gasto de producción de 400 [bpd], con una presión de fondo fluyendo de 1110 [psig] y 200 [bpd] a 1480 [psig]. En ambos gastos se tienen condiciones de flujo continuo, el espacio anular está lleno de gas, así que la presión en la cabeza de la tubería de revestimiento puede calcularse a partir de la ecuación empírica de Gilbert; $p_{wf} = p_c \left(1 + \frac{D^{1.5}}{100}\right)$. Usando la ecuación encontraremos la presión promedio en el espacio anular, cuando el pozo fluye a 400 [bpd] se tienen 1068 [psig] y cuando el pozo fluye a 200 [bpd] se tienen 1419 [psia]. Asumiendo que la temperatura en el espacio anular es 110 °F y el factor de compresibilidad es $Z=0.8$. El volumen del gas libre V_1 en el espacio anular, cuando el pozo fluye a 400 [bpd] se obtiene de la siguiente manera;

$$\frac{1068(50 \times 19)}{0.8 \times (460 + 110)} = \frac{15 \times V_1}{520}$$

Ya que el espacio anular entre las tuberías de 7" y $2\frac{3}{8}$ " tiene un contenido de alrededor de $19 \left[\frac{\text{ft}^3}{100} \text{ft}\right]$. El volumen V_2 de gas libre almacenado en el espacio anular cuando el pozo fluye a 200 [bpd], está dado por;

$$\frac{1419(50 \cdot 19)}{0.8 \cdot (460 + 110)} = \frac{15 \cdot V_2}{520}$$

De esta ecuación obtenemos;

$$V_2 - V_1 = 25300 \text{ ft}^3.$$

Antes de que se establezca flujo continuo, 25300 [ft³] de gas deben de suministrarse de la formación al espacio anular y la relación gas líquido debe ser menor que lo habitual.

La reducción del orificio en superficie causa un incremento en la contrapresión en la tubería, que causa una disminución del gasto. La contrapresión en la formación no cambia instantáneamente, debido a la presión ejercida en la cabeza de la tubería de revestimiento más la presión debida a la columna de gas en el espacio anular. La formación a produciendo por la TP y el espacio anular. El gasto de producción en el espacio anular causa que la presión de fondo fluyendo aumente, debido a la columna de líquido sumado a la contrapresión y al gas en el espacio anular, lo que ocasiona un menor gasto de producción.

Existe el riesgo de que si se altera la presión en el espacio anular muy rápidamente por la columna de líquido esto causará una sobrepresión de fondo fluyendo, que puede alterar el gasto tanto que puede ocasionar que el pozo muera en el proceso.

Cuando el gas empieza a desplazar al aceite que se ha acumulado en el espacio anular, la relación gas líquido en la tubería de producción se reduce no solo por la pérdida de gas que entra al espacio anular, sino también por la producción de aceite proveniente del espacio anular. Durante este periodo en el que la relación gas aceite se reduce en la tubería, la pérdida de presión aumenta y la presión en la cabeza de la tubería caerá. Así inmediatamente después del cambio de estrangulador, hay un periodo crítico donde la presión en la cabeza de la tubería cae hasta tal grado que se le puede matar al pozo. Se tiene, por lo tanto, que para pozos que producen sin un empacador en el espacio anular, que producen con

presiones de fondo fluyendo por debajo de lo óptimo y relaciones gas aceite próximas al límite del flujo natural, deben considerarse cuidados extras para el cambio de estrangulador. El cambio de estrangulador debe hacerse en un periodo de varios días, usando tamaños de estrangulador intermedios para no causar un incremento agudo en la presión en la cabeza de la tubería de revestimiento.

4.12 Efecto de la presión estática en la eficiencia del pozo.

La eficiencia para flujo vertical bifásico declina a medida que cae la presión estática del yacimiento; ya que aumenta la caída de presión en la tubería. Esta disminución en la eficiencia se refleja en el gasto de producción del pozo al estrangulador, así las curvas de declive de producción basados en el comportamiento de flujo, frecuentemente dan resultados sin sentido. Para ilustrar el punto considere el siguiente ejemplo.

Ejemplo 4.7 Efecto de la presión estática.

Un pozo productor de una zona entre 5000 y 5020 [ft], está terminado con una tubería de 2 $\frac{7}{8}$ ". Sostenida a 5000 [ft] ¿A qué gasto fluirá el pozo en un estrangulador de $\frac{1}{2}$ " cuando se tenga una presión estática de yacimiento de: 1) 2500 2), 2000, 3) 1500 y 4) 1300 [psig]. Asumiendo que la relación gas aceite permanece constante a 300 $\left[\frac{\text{ft}^3}{\text{bl}}\right]$ y el índice de productividad permanece en 0.3 [bpd * psi]?

Solución

Para resolver este problema se construye la presión en la cabeza de la tubería y curvas IPR para el pozo a cada valor de presión estática dadas y se dibuja en la línea del comportamiento del estrangulador para determinar los gastos de flujo. Los resultados se muestran en la **Figura 4.21**, que indican que:

1. A una presión estática de 2500 [psig]: $q = 425$ [bpd] = potencial de 56.7%.

2. A una presión estática de 2000 [psig]: $q = 280$ [bpd] = potencial de 46.7%.
3. A una presión estática de 1500 [psig]: $q = 160$ [bpd] = potencial de 35.5%.
4. A una presión estática de 1300 [psig]: $q = 0$ [bpd] = potencial de 0%.

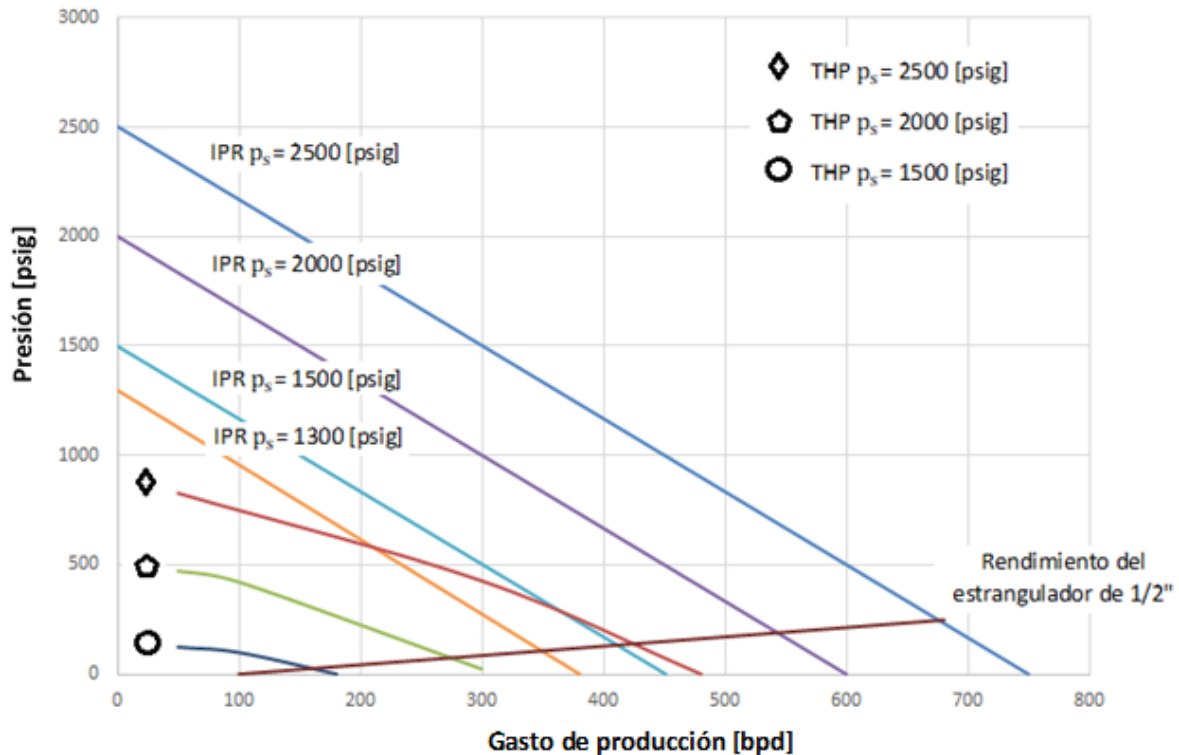


Figura 4. 21 Ejemplo 4.7; Pronóstico de producción de un pozo a tamaño de estrangulador constante. NIND. (1964). Principles of oil well production.

En la **Figura 4.22** el potencial de la formación y el gasto de producción actual se grafican en función de la presión del yacimiento. La figura muestra la curva de declive del gasto de producción aproximadamente paralela al potencial de la formación en el rango de presión de 2500 a 1500 [psig]. La diferencia entre el gasto actual de producción y el potencial de la formación es alrededor de 300 [bpd]. La situación entre 1500 y 1300 [psig], sufre cambios en el índice de

productividad y en la relación gas aceite, a medida que la presión declina, por lo que es de esperar que la extrapolación de la curva de declive del gasto del pozo va a llevar a resultados sin sentido.

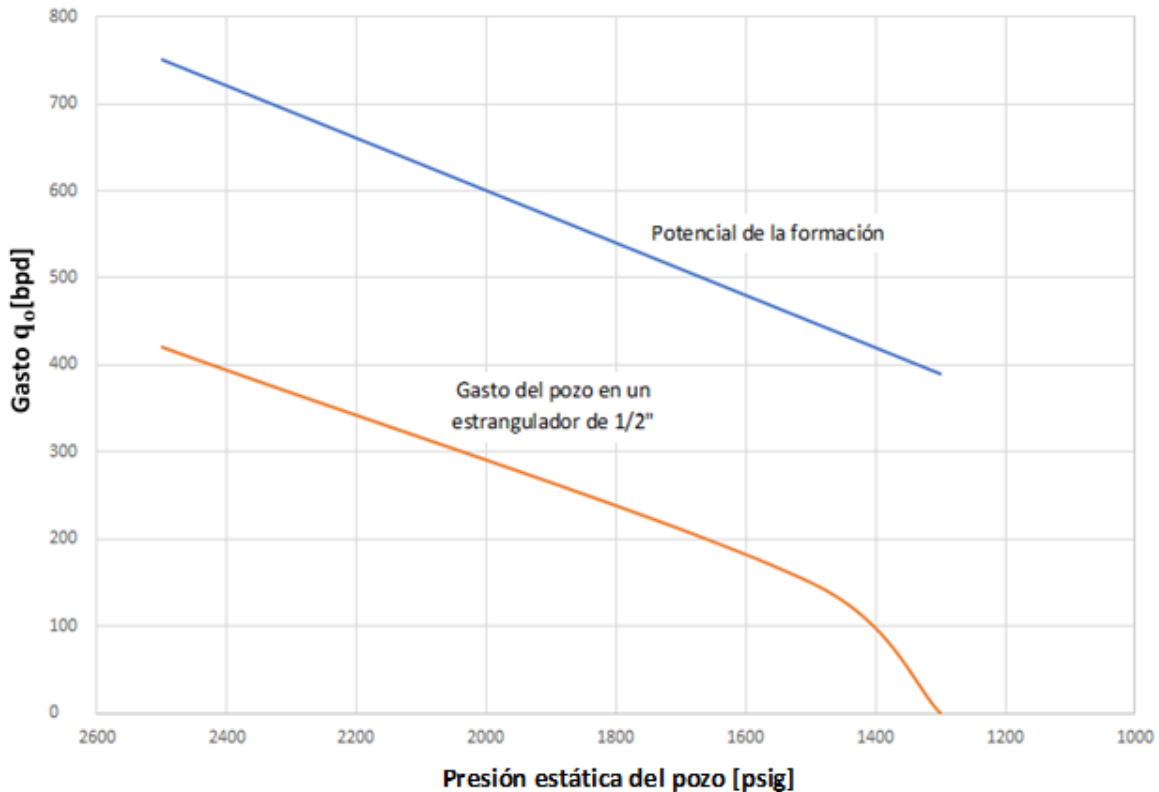


Figura 4. 22 Comparación entre el potencial del pozo y su gasto de producción fluyendo.

4.13 Inducción del flujo vertical bifásico

Hay muchas causas que pueden llevar a intentar inducir el flujo de un pozo, como, por ejemplo; El pozo pudo haber muerto por un trabajo fallido o pudo haberse cerrado para realizar un estudio de reconocimiento, por lo que se requiere de la presión de la bomba ya que no se puede volver a producir naturalmente. La presión estática del yacimiento pudo haber declinado al punto de no poder fluir a través de la tubería instalada en el pozo, aunque el instalar una tubería más

pequeña permitiría prolongar el flujo. Si se produjo un bache de agua de la formación pudo haber sido lo suficiente mente grande para matar el pozo; se pudo haber instalado un estrangulador en superficie muy pequeño lo que causo que el pozo se atascara o se pudo haber cortado al pozo y que esto condujera a matar el pozo. Existen muchas otras posibilidades, que llevan al mismo problema; de saber si instalar un sistema artificial de producción o reiniciar el pozo. La solución a este problema depende de la situación del mercado. Si se decide que el pozo siga fluyendo, el primer paso es determinar si el pozo puede continuar fluyendo; y el segundo paso es decidir qué equipo se necesita cambiar; el tercer paso es poner a producir el pozo de nuevo. Se discute el procedimiento en el siguiente ejemplo.

Ejemplo 4.8 Inducción a un pozo.

Supóngase el índice de productividad en un pozo de 0.5 [bpd * psi], que fluye a través de una tubería de 3 $\frac{1}{2}$ " en una tubería de 4000 [ft]. Si la relación gas aceite del pozo fue de 200 $\left[\frac{\text{ft}^3}{\text{bl}}\right]$, cuando la presión estática era 1300 [psig], el pozo producía a 150 [bpd], a una presión en la cabeza de la tubería de 100 [psig] (ver la **Figura 4.23**). Asuma que la relación gas líquido no ha cambiado y que el pozo solo murió, la presión estática actual es 1200 [psig]. Los cálculos muestran que el gasto de flujo de 250 [bpd], a una presión en la cabeza de la tubería de 100 [psig] es alcanzable en una tubería de 1.9" (**Figura 4.23**). Si la gravedad del aceite es 19 °API, la presión estática de 1200 [psig], soportará una columna de aceite muerto de 2940 [ft]. Como resultado después del cambio de tubería, el nivel de fluido estático en el pozo es 1060 [ft], por lo que el problema es inducir el flujo.

Solución

Un método sería el de limpiar el pozo, siendo ineficiente, ya que una vez que el pozo comienza a fluir, la formación tiene que suplir el gas en el espacio anular

(desplazando el líquido almacenado) y esto reduce la relación gas líquido en la tubería. Así la pérdida de presión en la tubería durante etapas tempranas será mayor que las que ocurren cuando hay flujo continuo. Ya que el pozo no es lo suficientemente fuerte, puede morir varias veces durante el periodo de arranque, necesitando varios periodos de limpieza durante muchas horas o inclusive días.

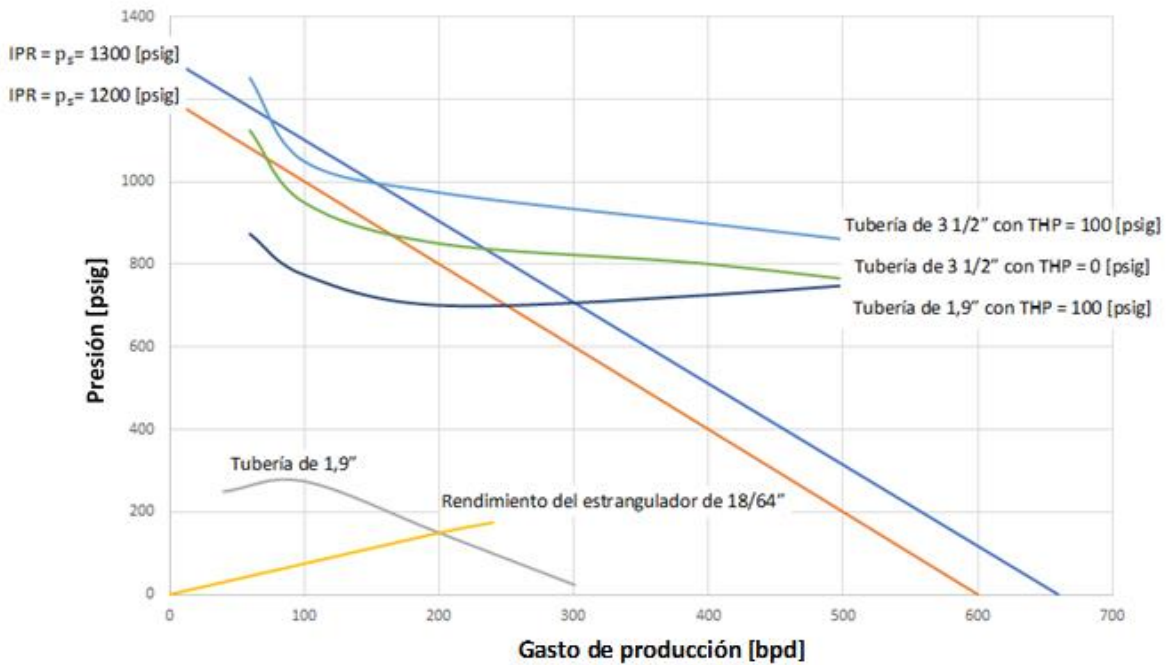


Figura 4. 23 Comportamiento vertical de flujo bifásico: efecto del tamaño de tubería y capacidad de flujo. NIND. (1964). Principles of oil well production.

Un segundo método es utilizar un compresor para hacer que el pozo vuelva a producir. Existen dos posibilidades; que la presión de salida del compresor sea o no capaz de inyectar gas alrededor de la zapata de la tubería.

Si el compresor es capaz de inyectar gas alrededor de la zapata de la tubería, entonces se utilizará para suministrar gas para aligerar la columna de fluido en la

tubería, hasta el momento donde la formación sea capaz de suplir el gas necesario por sí misma.

Supóngase en el ejemplo bajo consideración, que se decide arrancar el pozo a 200 [bpd], con una presión en la cabeza de la tubería de 150 [psig]. Para el ejemplo debe utilizarse un estrangulador de $\frac{18}{64}$ ", la curva del comportamiento del estrangulador se muestra en la **Figura 4.23**. Como último paso para la construcción de la **Figura 4.23**, se incluye la curva de presión de la cabeza de la tubería de revestimiento en función del gasto. Para un valor de 4000 [ft], el valor de $1 + \left(\frac{D^{1.5}}{100}\right)$ es 1.08, por lo que cuando p_{wf} es 1200 [psig], p_c es 1110 [psig]; cuando p_{wf} es 0 [psig] también lo es p_c . La línea que une estos dos puntos la etiquetamos como CHP de la **Figura 4.23**.

El procedimiento en campo se realiza de la siguiente manera:

Enganchar el compresor a la tubería y hacer que el nivel de aceite disminuya, debido a la inyección de gas. El aceite que se encuentra en la tubería se desplazará hacia el espacio anular y a la formación.

Eventualmente la tubería se llenará completamente de gas. Con la continua inyección de gas, parte de este ingresará al espacio anular de modo que desplazará el aceite muerto y además aumentará continuamente la presión en la cabeza de la tubería de revestimiento. También se invadirá a la formación con el gas inyectado y el aceite desplazado del espacio anular. (Algunas veces el compresor se engancha directamente a la tubería de revestimiento, lo que causa que considerables volúmenes de gas se pierdan en la formación, solo en condiciones adversas extraordinarias se requiere que la tubería de producción este parcialmente llena de aceite).

La inyección de gas debe detenerse cuando la presión de la cabeza de la tubería de revestimiento alcance los 1110 [psig], ya que en ese momento se habrá desplazado todo el volumen de aceite muerto de la tubería de revestimiento y en

caso de que el compresor se allá enganchado de la tubería de producción, entonces también se habrá desplazado todo el aceite de su interior.

En este paso se coloca el compresor en la tubería de revestimiento y el pozo se pone a producir (El hecho de colocar el compresor en el espacio anular es para suplir la falta de energía presente en el yacimiento). La presión en la cabeza de la tubería de revestimiento cae a medida que cae la presión de fondo fluyendo.

La producción continua hasta que la presión en la tubería de revestimiento disminuye por debajo de la presión de operación (es decir 750 [psig] en el caso de la **Figura 4.23**). Entonces se cierra la tubería de revestimiento y se deja a producción el pozo a través del estrangulador seleccionado ($\frac{18}{64}$ "), que se ha seleccionado para las condiciones de flujo deseadas.

Si la presión en la cabeza de la tubería de revestimiento permanece a 750 [psig] o cercana, entonces debe observarse que la presión en la cabeza de la tubería de producción no caiga demasiado cerca de la curva de presión. Si lo hace será necesario regularizar el flujo a una presión en la cabeza de la tubería de revestimiento mayor a través de un estrangulador más pequeño. (Ya que la relación gas líquido aumenta paulatinamente después de haberlo puesto a producción y probablemente requiera un cambio de estrangulador en pocos días).

Si la presión en la cabeza de la tubería de revestimiento comienza a caer después de haber cambiado la línea de flujo, entonces debe reducirse el tamaño del estrangulador.

Si la presión en la tubería de revestimiento empieza a aumentar después del paso anterior, entonces se requiere ya sea una línea de flujo más grande del estrangulador o el espacio anular debe ser presurizado una vez más y conectarlo a una presión más grande.

Bajo las condiciones de flujo predichas, la presión en la cabeza de la tubería de revestimiento será 750 [psig], a un gasto de 200 [bpd], suponga que el compresor

se mantuvo conectado, hasta que la presión callo a 550 [psig]. Entonces la presión de fondo fluyendo será de aproximadamente 600 [psig], y la producción será de 300 [bpd] (**Figura 4.23**). Para pasar este gasto de flujo a través del estrangulador de $\frac{18}{64}$ " se requiere una presión en la cabeza de la tubería de 225 [psig], mientras que el pozo por si solo puede sostener 20 [psig]. La energía adicional es suplida por el compresor. Sin embargo, al momento de desconectarse, la presión en la cabeza de la tubería caerá a 20 [psig], lo cual permite que el estrangulador pase 30 [bpd]. El exceso de producción de la formación se mueve sobre el espacio anular, aumentando la presión en la cabeza de la tubería de revestimiento y la presión de fondo fluyendo, lo que puede matar al pozo.

Cuando el compresor no es lo suficientemente fuerte para inyectar gas alrededor de la zapata, se debe conectar el compresor a la tubería de revestimiento y a la tubería de producción y aumentar la presión tanto como se pueda; esto disminuirá el nivel del aceite muerto en el pozo y desplazará parte, dentro de la formación (**Figura 4.24 a**). Mantener el compresor en el espacio anular y abrir la tubería a producción (**Figura 4.24 b**); parte del aceite y gas de la formación se mueve a la tubería, reduciendo el promedio del gradiente de presión del fluido en la tubería. Estos pasos se repiten tanto como se requiera (**Figura 4.24 c y d**). Cada vez que se abate el nivel de presión en la tubería se libera aceite y gas. Después de un tiempo se habrán producido varios baches de gas y el aceite pesado, se habrán reemplazado por una mezcla de fluidos de formación y de aceite muerto. Eventualmente un punto será alcanzado en el cual la presión del gas y de aceite en el espacio anular sea menor que la presión de fondo estático por lo tanto la formación comenzará a producir. Cierta cantidad de gas proveniente de la formación invadirá el espacio anular desplazando el aceite a la tubería de producción reduciendo el volumen de gas disponible para levantar el aceite de la tubería; por lo que el pozo puede morir y el compresor tiene que volver a usarse.

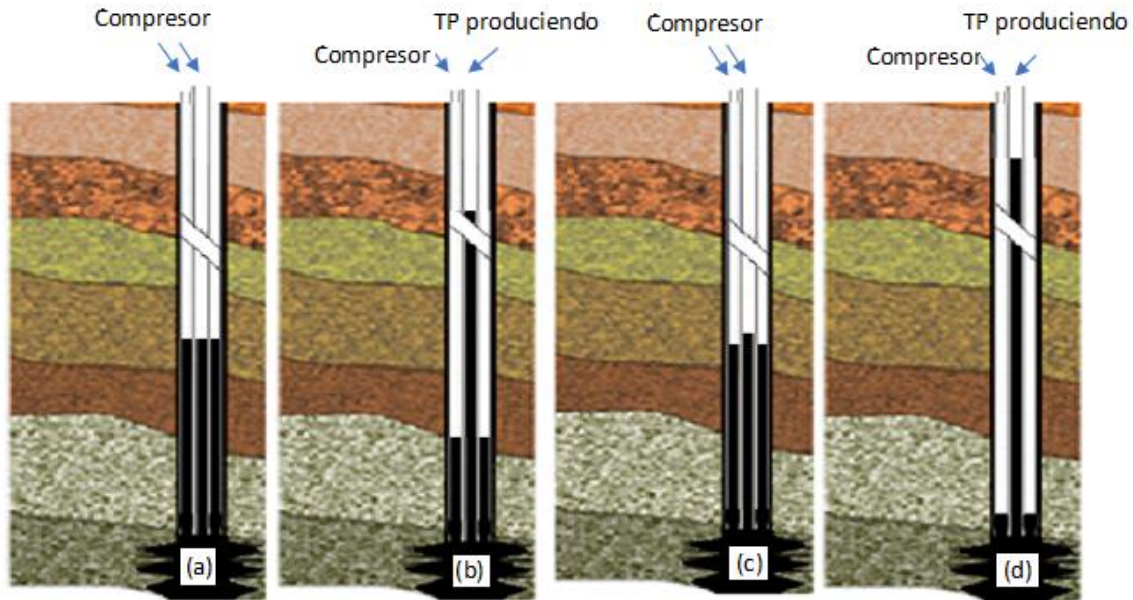


Figura 4. 24 Arranque de un pozo a producción. NIND. (1964). Principles of oil well production.

Cuando el pozo es de nuevo puesto a producción, inicialmente se produce en una línea abierta y se cambia a la línea del estrangulador cuando la producción se encuentra estable.

Si el compresor no está disponible, pero si el pozo tiene una alta presión en la cabeza de la tubería de producción, se puede inducir a producción al conectar la tubería de revestimiento con la tubería de producción y abrir el pozo a la atmosfera.

Otro método para traer de vuelta a la producción un pozo muerto es usar una tubería pequeña y colocarla dentro de la tubería de producción, siendo un método muy eficiente cuando se tienen grandes presiones en la cabeza de la tubería de revestimiento.

4.14 Pronóstico de producción de un yacimiento.

La extrapolación de curvas de declinación no da un resultado muy confiable del pronóstico futuro del pozo o del yacimiento. El siguiente ejemplo ilustra un método más exacto. El mayor inconveniente de este método es la ausencia de conocimientos de la IPR. Un segundo inconveniente es el del trabajo computacional y su pronóstico preciso.

En el ejemplo mostrado se realizaron extrapolaciones arbitrarias de curvas de presión y relación gas aceite contra producción acumulada. En el ejemplo usado para ilustrar este método se tomaron datos de producción de cuatro pozos, que drenan un mismo yacimiento. Los datos se muestran en la **Tabla 4.6**, los pozos A y C fluyen contra una presión en tubería de 100 [psig] con 4500 [ft] de largo de diámetro de 2 $\frac{3}{8}$ ". El pozo B está bombeando y al pozo C que acaba de morir se le instaló una bomba. La presión inicial del yacimiento es 2350 [psig], a 4120 [ft] bajo nivel del mar. Se tomaron registros de presión que se muestran en la **Tabla 4.7**, y la relación gas aceite se muestra en la **Tabla 4.8**, estos valores se ilustran en la **Figura 4.25**.

No se tiene producción de agua, el mecanismo de producción es por agotamiento de producción. Con un volumen original del yacimiento de 10 millones de barriles a condiciones estándar. El yacimiento tiene una presión estática promedio de 1410 [psig] y una producción acumulada de aceite de 669000 [bl]. Asumiendo que los pozos A y C son capaces de fluir hasta que mueran y se les comience a bombear. El problema es determinar el historial de producción futuro de cada pozo y la producción acumulada esperada del yacimiento.

Tabla 4. 6 Presión estática del pozo e índice de productividad.

Nombre del pozo	Presión de fondo estática [psig]	Índice de productividad [$\frac{\text{bpd}}{\text{psi}}$]
A	2350	0.22
	1820	0.19
	1710	0.09
	1420	0.14
B	2100	0.06
	1730	0.07
	1550	0.05
C	2100	0.19
	1660	0.15
	1400	0.12
D	2100	0.11
	1770	0.09
	1420	0.07

Tabla 4. 7 Presión estática del yacimiento a una producción acumulada dada.

Producción acumulada de aceite [10^4 bl]	Promedio de la presión estática [psi]
0.031	2100
0.353	1720
0.669	1410

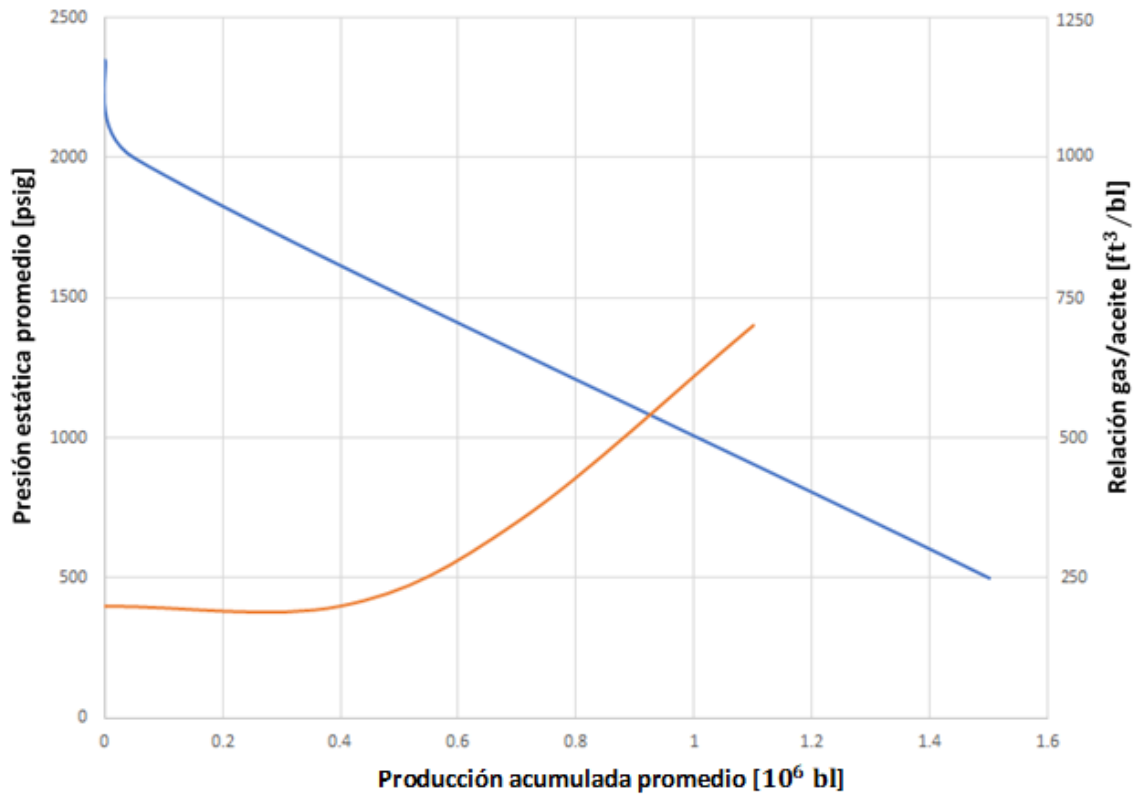


Figura 4. 25 Pronostico de producción; historial de la relación gas aceite y de presión.

Tabla 4. 8 Historial de la relación gas aceite del yacimiento.

Producción acumulada de aceite [10⁴ bl]	Relación gas aceite [$\frac{ft^3}{bl}$]
0.120	209
0.229	208
0.307	214
0.402	220
0.471	242
0.533	240
0.565	255
0.602	298
0.641	353
0.669	365

Se asume que las IPR son líneas rectas y que hay una presión de fondo fluyendo constante de 150 [psig], durante la fase de bombeo. El pozo alcanza su límite económico cuando la producción cae por debajo de los 5 [bpd].

Comportamiento de la presión estática.

La grafica de presión estática en función de la producción de aceite acumulada de la **Tabla 4.7** se muestra en la **Figura 4.25**. La manera en que la presión estática cae, indica que la presión del punto de burbuja del crudo es un poco más de los 2000 [psi] y fue alcanzado a una producción acumulada de aceite de alrededor de 40000 [bl].

Declive del índice de productividad.

Preparar una curva de declinación del índice de productividad que ajuste de la mejor manera posible con los datos disponibles. Usando el símbolo J_i para el índice de productividad del pozo por encima del punto de burbuja de 2000 [psig] y tomando la información de la **Tabla 4.6**, llegamos a la siguiente conclusión:

$$(J_i)_A = 0.22,$$

$$(J_i)_B = 0.06,$$

$$(J_i)_C = 0.19,$$

$$(J_i)_D = 0.11,$$

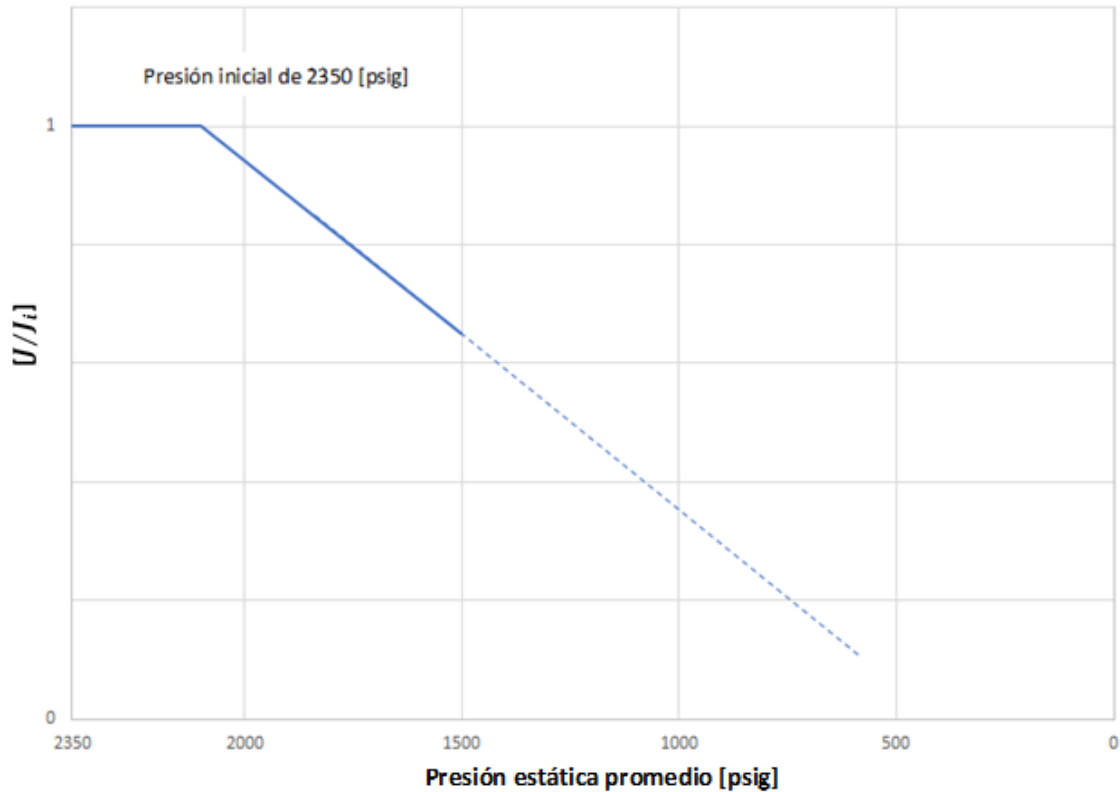


Figura 4. 26 Pronóstico de producción; índice de productividad.

Ahora determinar $(\frac{U}{U_i})$ y graficar el valor en función de la presión. Al realizar esto en papel semilogarítmico se obtendrá el resultado que se muestra en la **Figura 4.26**. Con excepción de un punto en el pozo A y B los valores caen perfectamente en una línea recta. Los valores ajustados para el pozo B graficados en la **Figura 4.26** caen perfectamente con la tendencia definida por los otros 3 pozos. Se han obtenido asumiendo que el índice de productividad inicial del pozo B era 0.08 [bpd * psi], y no el medido de 0.06 [bpd * psi].

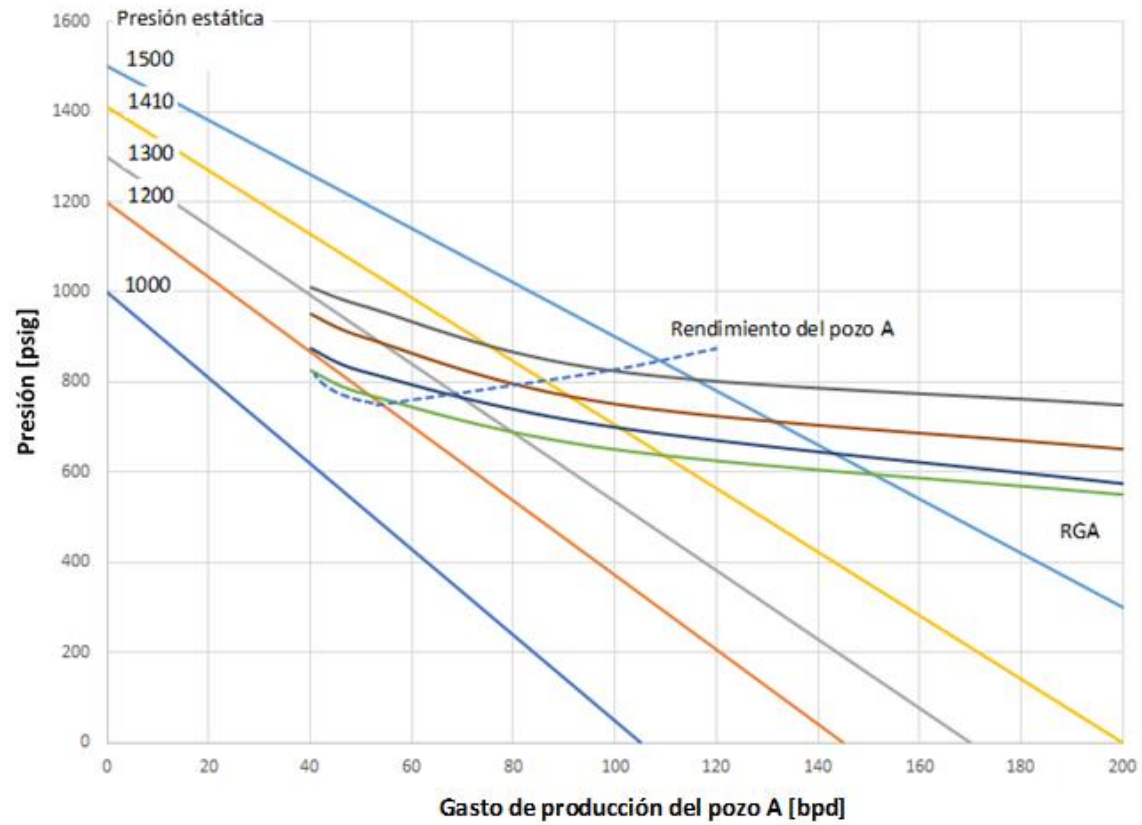


Figura 4. 27 Pronóstico de producción; comportamiento de afluencia futuro del pozo A.

La grafica de la relación gas aceite contra el aceite acumulado puede extrapolarse con gran exactitud. Para determinar los índices de productividad futuros, potenciales y gastos de producción de bombeo se utilizan las **Figuras 4.25** a la **4.27** y los cálculos necesarios se muestran en las **Tablas 4.9, 4.10 y 4.11**.

En la **Figura 4.27** la IPR del pozo A es graficado a una presión estática de yacimiento de 1500, 1410, 1300, 1200 y 1000 [psig]. La información necesaria para la construcción de estas graficas se encuentra en la **Tabla 4.10**. La relación gas aceite correspondientes a varias presiones puede obtenerse de la **Figura 4.25**.

Usando las curvas de distribución de presión para flujo a través de una tubería de 2 $\frac{3}{8}$ " y una presión en la cabeza de la tubería de 100 [psig], el gasto de flujo del pozo a cada una de las presiones estáticas puede determinarse al graficar la presión a la altura de la zapata contra el gasto de producción y encontrar el punto de intersección con la correspondiente IPR.

Tabla 4. 9 Índices de productividad.

Presión estática [psig]	Aceite acumulado del yacimiento [10 ³ bl]	J/J_i	Índices de productividad [bl/día/psi]			
			A	B	C	D
1500	575	0.680	0.150	0.054	0.129	0.075
1410	669	0.635	0.140	0.051	0.121	0.070
1300	780	0.590	0.130	0.047	0.112	0.065
1200	880	0.550	0.121	0.044	0.104	0.061
1000	1090	0.475	0.105	0.038	0.090	0.052
800	1300	0.410	0.090	0.033	0.078	0.045
600	1500	0.350	0.077	0.028	0.067	0.039
400	1710	0.305	0.067	0.024	0.058	0.034
300	1820	0.285	0.063	0.023	0.054	0.031
200	1920	0.265	0.058	0.021	0.050	0.029

Tabla 4. 10 Variación en el potencial del pozo con la presión estática del yacimiento.

Presión estática [psig]	Potencial [bl/día]			
	A	B	C	D
1500	150	81	193.5	112.5
1410	197.4	71.9	170.6	98.7
1300	169	61.1	145.6	84.5
1200	145.2	52.8	124.8	73.2
1000	105	38	90	52
800	72	26.4	62.4	36
600	46.2	16.8	40.2	23.4
400	26.8	9.6	23.2	13.6
300	18.9	6.9	16.2	9.3
200	11.6	4.2	10	5.8

Los cálculos se muestran en la **Tabla 4.12** y se grafican en la **Figura 4.27**. El pozo morirá cuando la curva de comportamiento de afluencia se vuelva tangencial a la

correspondiente línea IPR. Evidentemente esto ocurre en el pozo A cuando la presión estática es ligeramente menor de 1200 [psi]. Para simplificar los cálculos, se asume que el pozo A morirá cuando la presión estática allá caído a 1200 [psi]. Un resumen de gastos del pozo A se da en la **Tabla 4.14**.

Un análisis similar del que se le hizo al pozo al pozo A se muestra en la **Figura 4.28**. Varios gastos de producción del pozo C a varias presiones se muestran en la **Tabla 4.15**.

4.14.1 Comportamiento futuro del yacimiento.

Utilizando la información que se muestra en las **Tablas 4.9, 4.11, 4.14 y 4.15** se realizaron las **Tablas 4.16 y 4.17** que resumen el comportamiento futuro de la formación. A la presión del yacimiento de 400 [psi], se tendrá una producción acumulada de 1710000 [bl] a una vida estimada de 20 años. Ya que los gastos de producción después de este punto parecen ser demasiado bajo, para cualquier predicción futura precisa. Graficas de gastos de producción futuros del yacimiento contra tiempo y producción acumulada, se muestran en la **Figuras 4.29 y 4.30**, respectivamente.

Usando la información de las **Tablas 4.16 y 4.17**, las figuras que muestran los gastos de producción futuros se muestran en la **Figura 4.31**. Se usa la **Tabla 4.17** para calcular la producción acumulada futura para cada pozo, en función de la presión del yacimiento. Los resultados se muestran en la **Tabla 4.18**. En la **Figura 4.32** se muestran las curvas de gastos de producción contra la producción acumulada de los cuatro pozos. Sin embargo, en etapas tempranas de bombeo el declive del gasto de producción de pozos individuales parece ser exponencial, esto tiende a desaparecer después a medida que el pozo produce. Las curvas para los pozos B y D en la **Figura 4.32**, son inesperadas e ilustran el tipo de desviación de las curvas de declinación.

Tabla 4. 11 Gastos de producción bombeados futuros.

Presión estática [psig]	Presión estática menor a 150 [psig]	Gastos de producción bombeados [bl/día]			
		A	B	C	D
1500	1350	202.5	72.9	174.2	101.3
1410	1260	176.4	64.3	152.5	88.2
1300	1150	149.5	54.1	128.8	74.8
1200	1050	127.1	46.2	109.2	64.1
1000	850	89.3	32.3	76.5	44.2
800	650	58.5	21.5	50.7	29.3
600	450	34.7	12.6	30.2	17.6
400	250	16.8	6	14.5	8.5
300	150	9.5	3.5	8.1	4.7
200	50	2.9	1.1	2	1.5

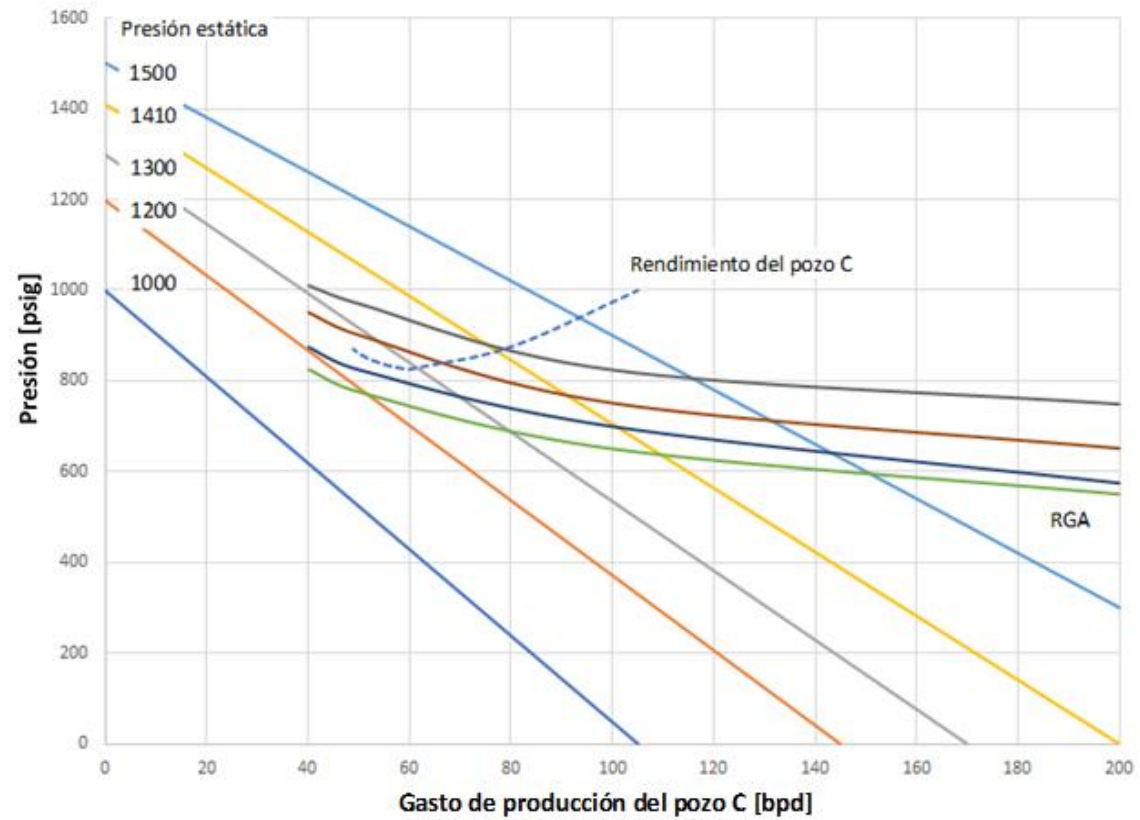


Figura 4. 28 Pronóstico de producción: Comportamiento de flujo futuro del pozo C.

Tabla 4. 12 Comportamiento de flujo futuro del pozo A.

Presión estática [psig]	RGA [$\frac{ft^3}{bl}$]	Gasto de producción [bl/día]	Profundidad equivalente de 100-psi de THP [ft]	Profundidad equivalente de la tubería [ft]	P_{wf} [psig]
1500	285	50	500	5000	990
		100	500	5000	850
		200	700	5200	810
1410	360	50	700	5200	910
		100	600	5100	790
		200	700	5200	710
1300	465	50	900	5400	830
		100	900	5400	730
		200	800	5300	650
1200	570	50	1000	5500	780
		100	1000	5500	690
		200	1000	5500	610

Tabla 4. 13 Relación gas aceite predicho para el yacimiento.

Presión estática [psig]	Relación gas/aceite $\left[\frac{\text{ft}^3}{\text{bl}}\right]$
1500	1350
1410	1260
1300	1150
1200	1050
1000	850

Tabla 4. 14 Gastos de flujo futuro del pozo A.

Presión del yacimiento [psig]	Gasto de flujo [bl/día]
1410	82
1300	66
1200	51

Tabla 4. 15 Gastos de flujo futuro del pozo C.

Presión del yacimiento [psig]	Gasto de flujo [bl/día]
1410	66
1300	53
1250	45

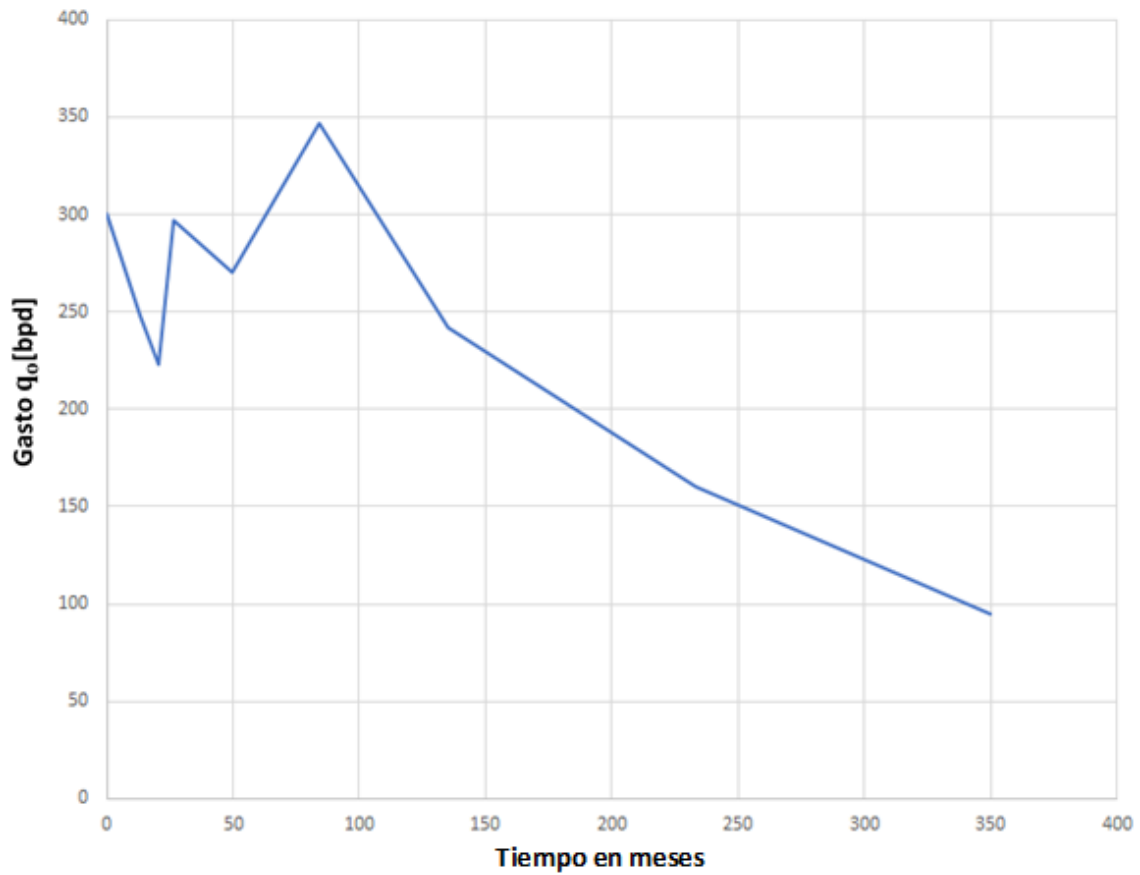


Figura 4. 29 Pronóstico de producción; gasto de producción futuro del yacimiento en función del tiempo.

Tabla 4. 16 Gastos de producción predichos del yacimiento contra la presión.

Presión estática [psig]	Producción acumulada [10 ³ bl]	Incremento acumulado [10 ³ bl]	Gastos de producción [bl/día]				
			A	B	C	D	Total
1410	669		82	64.3	66	88.2	300.5
1300	780	111	66	54.1	53	74.8	247.9
1250	830	50	58.5	50.2	45	69.5	223.2
					118.8		297
1200	880	50	51	46.2	109.2	64.1	270.5
			127.1				346.6
1000	1000	120	89.3	32.3	76.5	44.2	242.3
800	1300	200	58.5	21.5	50.7	29.3	160
600	1500	200	34.7	12.6	30.2	17.6	95.1
400	1710	210	16.8	6	14.5	8.5	45.8
300	1820	110	9.5	3.5	8.1	4.7	25.8
200	1920	100	2.9		2.5		5.4

Tabla 4. 17 Comportamiento del gasto de producción predicho del yacimiento contra el tiempo.

Presión [psig]	Promedio del gasto de producción [bl/día]					Tiempo en meses	Tiempo acumulado en meses
	A	B	C	D	Total		
1410/1300	74	59.2	59.5	81.5	274.2	13.3	13.3
1300/1250	62.3	52.2	49	72.2	235.7	7	20.3
1250/1200	54.8	48.2	114	66.8	283.8	5.8	26.1
1200/1000	108.2	39.3	92.9	54.2	294.6	23.5	49.6
1000/800	73.9	26.9	63.6	36.8	201.2	34.3	83.9
800/600	46.6	17.1	40.5	23.5	127.7	51.5	135.4
600/400	25.8	9.3	22.4	13.1	70.6	97.8	233.2
400/300	13.2		11.3	6.6	31.1	116.4	349.6
300/200	6.2		5.3		11.5	286.1	635.7

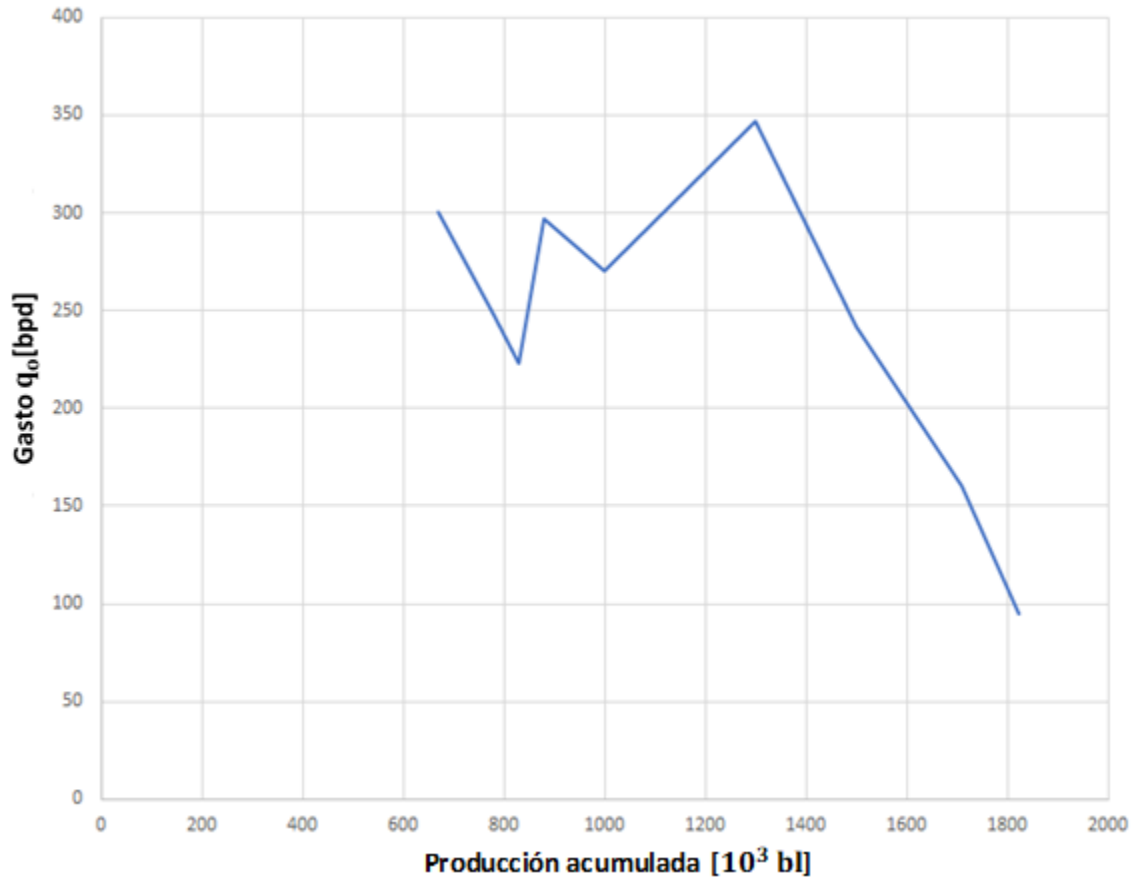


Figura 4. 30 Pronóstico de producción; gasto de producción futuro del yacimiento en función de la producción acumulada.

Tabla 4. 18 Producción acumulada predicha en función de la presión.

Presión del yacimiento [psig]	Producción acumulada futura [10^3 b]				
	A	B	C	D	Total
1410	0	0	0	0	0
1300	30	23.9	24.1	33	111
1250	43.2	35	34.5	48.3	161
1200	52.9	43.5	54.5	60.1	211
1000	130	71.6	120.7	98.7	421
800	207.1	99.7	186.9	137.8	631
600	280.1	126.5	250.3	174.1	831
400	356.9	154.1	317	213	1041

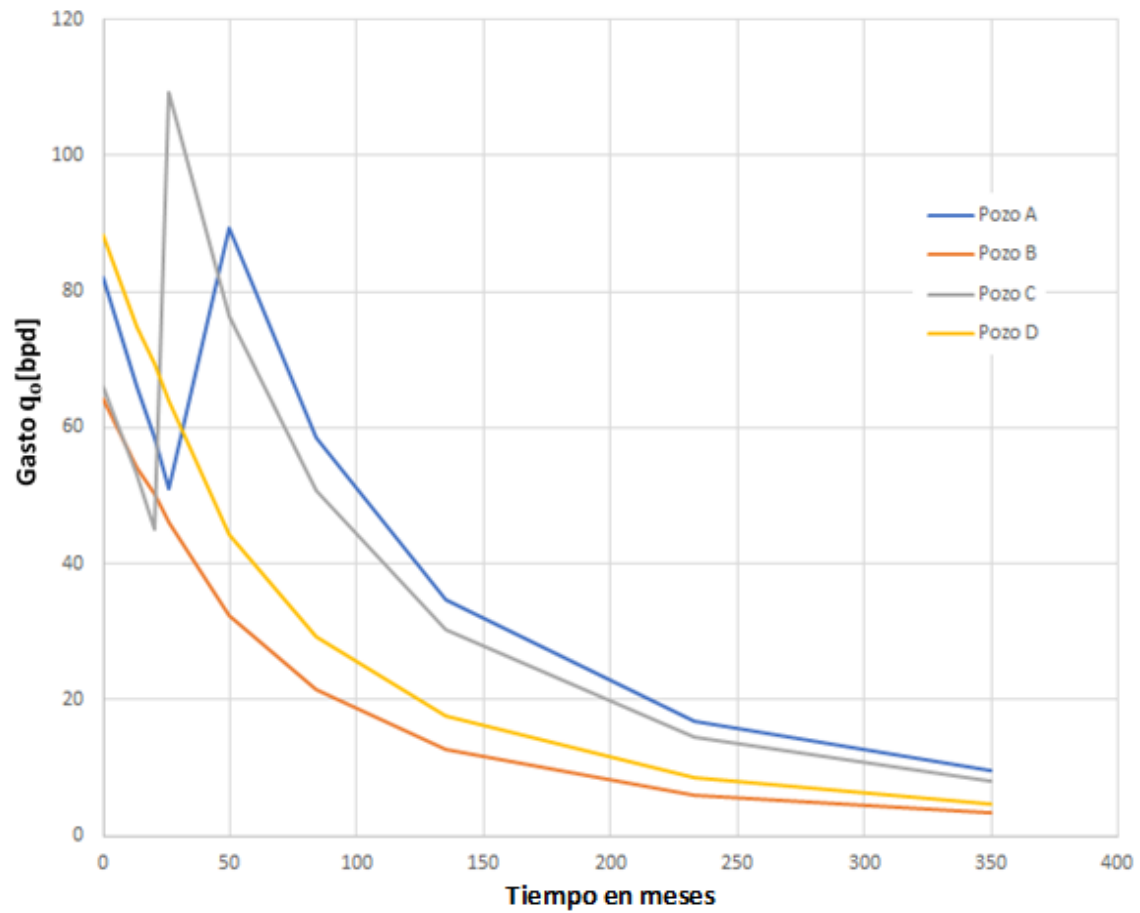


Figura 4. 31 Pronóstico de producción; gasto de producción futuro por pozo en función del tiempo.

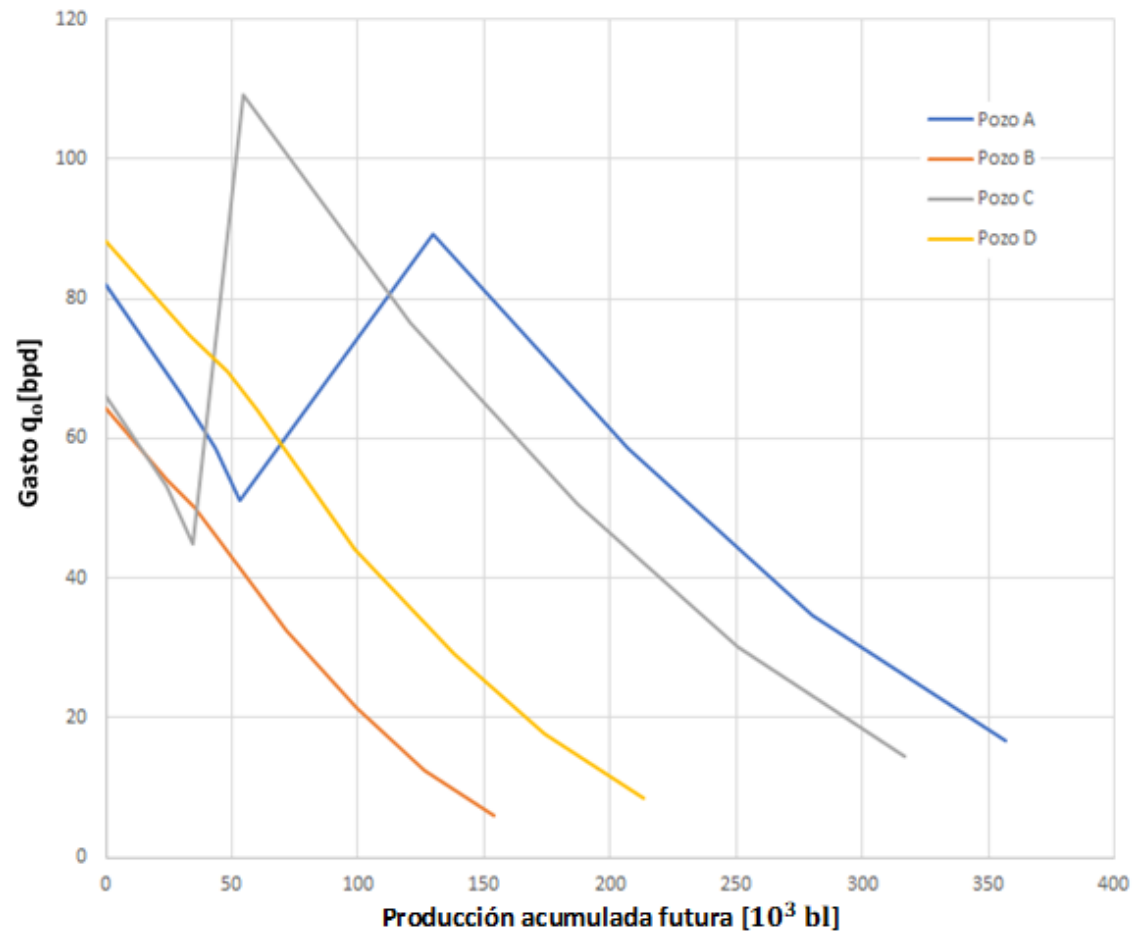


Figura 4. 32 Pronostico de producción; gasto de producción futuro por pozo en función de la producción acumulada futura.

4.15 Efecto de los pequeños cambios en la relación gas/aceite en la presión.

Para cualquier pozo fluyendo, el resultado de la presión de fondo fluyendo menos las pérdidas de presión en la tubería es igual a la presión en la cabeza de la tubería, tal que se tiene;

$$p_{wf} - \Delta p = p_{if}.$$

$$p_{if} = \frac{CR^{0.5}}{S^2} q.$$

$$p_{wf} - \Delta p = \frac{CR^{0.5}}{S^2} q.$$

$$p_{wf} - \Delta p = \frac{CR^{0.5}}{S^2} J(p_s - p_{wf}).$$

La ecuación, se puede reescribir de la siguiente forma;

$$p_{wf} \left(1 + \frac{CR^{0.5}}{S^2} J p_s + \Delta p \right). \dots\dots\dots 4. 32$$

La manera en el cual la presión de fondo fluyendo varia con pequeños cambios en la relación gas aceite, puede encontrarse con la razón de cambio $[dp_{wf}/dR]$ de la ecuación [4.4]. Si derivamos esta ecuación con respecto a R, tenemos;

$$\frac{dp_{wf}}{dR} \left(1 + \frac{CR^{0.5}}{S^2} J \right) + \frac{1}{2R} \frac{CR^{0.5}}{S^2} J p_{wf} = \frac{1}{2R} \frac{CR^{0.5}}{S^2} J p_s + \frac{d}{dR} (\Delta p).$$

$$\text{o } \frac{dp_{wf}}{dR} \left(1 + \frac{CR^{0.5}}{S^2} J \right) = \frac{1}{2R} \frac{CR^{0.5}}{S^2} q + \frac{d}{dR} (\Delta p).$$

Finalmente;

$$\frac{dp_{wf}}{dR} \left(1 + \frac{CR^{0.5}}{S^2} J \right) = \frac{1}{2R} p_{tf} + \frac{d}{dR} (\Delta p). \quad \dots\dots\dots 4. 33$$

Supóngase que un pozo produce con una relación gas aceite por debajo de lo óptimo, un pequeño incremento causaría una pérdida de presión en la tubería por lo que daría $[d(\Delta P)/dR]$ negativo. La ecuación [4.5] muestra que si $[p_{if}/2r]$ es menor que $[d(\Delta P)/dR]$ entonces $[dp_{wf}/dr]$ será negativo, por lo que la presión en la zapata de la tubería caerá y el gasto de producción aumentará al aumentar la relación gas líquido. Por el contrario, si $[p_{if}/2r]$ es más grande que $- [d(\Delta P)/dR]$, la presión en la zapata de la tubería aumentará y el gasto de producción disminuirá al aumentar la relación gas aceite. El punto preciso de balance entre estos dos casos es dependiente de la forma de las curvas de distribución de presión, para flujo vertical bifásico. Pero en general entre menor sea el estrangulador instalado en la cabeza del pozo, mayor será la presión en la cabeza de la tubería (p_{tf}) y mayor la probabilidad de que la presión de admisión aumente a medida que aumente la relación gas aceite.

La inspección de las curvas de distribución de presión confirma que el valor de $- [d(\Delta P)/dR]$ aumenta, ya sea que el tamaño de la tubería disminuya o que lo haga el gasto de flujo de líquido; por lo que a menor tamaño de tubería y gastos de producción pequeños es más probable que la presión de fondo fluyendo disminuya y que la relación gas aceite aumente. Además, la magnitud de $- [d(\Delta P)/dR]$ aumenta a medida que aumenta la profundidad del pozo. Por lo que a mayor profundidad es más probable es que la presión de admisión disminuya, cuando la relación gas aceite aumenta. Los siguientes dos ejemplos ilustran la magnitud.

Ejemplo 4.9 Efecto de la relación gas/líquido en la presión.

Un pozo de 2000 [ft] terminado con una tubería de $3\frac{1}{2}$ " , fluye a 600 [bpd], relación gas líquido de 1 [mcf/bl], contra una presión en la cabeza de la tubería de 600 [psi].

Solución

Refiriéndonos a las curvas de gradiente de presión de Gilbert, $\Delta P = 300$ [psi] a un gasto dado y una relación gas líquido. A una relación gas líquido de 1.2 [mcf/bl], $\Delta P = 260$ [psi] a 600 [bpd]. Así;

$$\frac{D}{dR} (\Delta P) = \frac{-40}{0.2} = -200 \frac{\text{psi}}{\text{mcf}}$$

$$\frac{P_{\text{tf}}}{2R} = \frac{600}{2} = 300 \frac{\text{psi}}{\text{mcf}}$$

$$\frac{d}{dR} (\Delta P) + \frac{1}{2R} P_{\text{tf}} = -200 + 300 = 100 \frac{\text{psi}}{\text{mcf}}$$

$\frac{dP_{\text{wf}}}{dr}$ Es positivo.

Ejemplo 4.10 Efecto de la relación gas/líquido en la presión.

Un pozo de 5000 [ft] terminado con una tubería de $2\frac{3}{8}$ ". La tubería fluye a 200 [bpd], a una relación gas/aceite de 1 [mft³/bl], contra una presión en la cabeza de la tubería de 200 [psi].

Solución

Refiriéndonos a las curvas de gradiente de presión de Gilbert, $\Delta p = 470$ [psi] a un gasto dado y una relación gas aceite. A una relación gas líquido de $1.2 \left[\frac{\text{mcf}}{\text{bl}} \right]$, $\Delta p = 430$ [psi] a 200 [bpd]. Así;

$$\frac{d}{dR} (\Delta P) = \frac{-40}{0.2} = -200 \frac{\text{psi}}{\text{mcf}}$$

$$\frac{p_{\text{tf}}}{2R} = \frac{200}{2} = 100 \frac{\text{psi}}{\text{mcf}}$$

$$\frac{d}{dR} (\Delta P) + \frac{1}{2R} p_{\text{tf}} = -200 + 100 = -100 \frac{\text{psi}}{\text{mcf}}$$

$\frac{dp_{\text{wf}}}{dr}$ es negativo.

De los dos ejemplos anteriores notamos que, para pozos suficientemente profundos, tuberías terminadas con diámetros pequeños, que producen a bajos gastos, con presiones bajas en la cabeza de la tubería y con relaciones gas líquido debajo de lo óptimo, pequeños decrementos en la presión de admisión llevaran a pequeños aumentos en la relación gas líquido.

Preguntas a Discusión.

¿Qué pasa si el agua congénita es mayor que la crítica?

¿En que afecta si el yacimiento no es homogéneo y cómo se establece en el modelo?

¿Como se efectúa el movimiento de fluidos?

¿Como saber si se requiere un trabajo mecánico en la formación o una acidificación en el pozo?

¿El mecanismo de desplazamiento afecta la forma de la IPR?

¿Cuáles son las limitaciones y asunciones de las ecuaciones para la construcción de las curvas IPR y VLP?

¿Por qué no podemos utilizar el mismo método para todos los tipos de yacimientos?

¿Cuándo es necesario realizar una corrección en el modelo y su interpretación?

¿Cuáles son los tres diferentes estados de flujo presentes en un pozo cuando se produce a gasto constante?

Conclusiones

Al establecer las características del yacimiento a través de pruebas es importante seguir procedimientos, gráficos y métodos de interpretación con cautela, se requiere además que se cuente con información. Estos modelos se basan en yacimientos idealizados con cierto número de asunciones. Para cada una de las pruebas se requiere analizar la información e interpretarse para saber que técnica utilizar y que mejor convenga.

Nomenclatura

A	Área	[ft ²]
A _L	Área que ocupa el líquido en la tubería	[in ²]
A _p	Área de la sección transversal de la tubería	[in ²]
B _g	Factor de volumen del gas	[ft ³ @c. y./ft ³ @c. s.]
B _o	Factor de volumen del aceite	[bl _o @c. y./bl _o @c. s.]
B _w	Factor de volumen del agua	[bl _w @c. y./bl _w @c. s.]
C _o	Compresibilidad del aceite	[in ² /lb]
C _w	Compresibilidad del agua	[in ² /lb]
D	Diámetro	[in]
(dp/dh) _{st}	Gradiente de presión estático	[psi/ft]
(dp/dh) _{fr}	Gradiente de presión por fricción	[psi/ft]
(dp/dh) _T	Gradiente de presión total	[psi/ft]
E	Eficiencia de flujo en tubería	[fracción]
h	Profundidad	[ft]
Δp	Gradiente de presión	[ft]
Δh	Gradiente de profundidad	[ft]
H _L	Colgamiento de líquido	[Adimensional]
L	Longitud	[ft]

M	Masa de la mezcla de fluidos por barril de aceite producido	[lb _m @c. s./bl _o @c. s.]
m	Masa	[lb _m]
N _d	Número de diámetro	[Adimensional]
N _{gV}	Número de velocidad del gas	[Adimensional]
N _{Lμ}	Número de viscosidad del líquido	[Adimensional]
N _{LV}	Número de velocidad del líquido	[Adimensional]
N _R	Número de Reynolds	[Adimensional]
n	Número de moles del gas	[lb _{mol}]
p	Presión	[psia]
\bar{p}	Presión media	[psia]
p _{atm}	Presión atmosférica	[psia]
p _b	Presión de saturación o burbujeo	[psia]
p _{pc}	Presión Pseudocrítica	[psia]
p _{pr}	Presión Pseudoreducida	[psia]
p _{th}	Presión en la cabeza del pozo	[psia]
p _{wf}	Presión de fondo fluyendo	[psia]
p _{ws}	Presión estática	[psia]
q _g	Gasto total de gas producido	[ft ³ /día]
q _L	Gasto total de gas producido	[bpd]

q_o	Gasto total de aceite producido	[bpd]
q_T	Gasto total en el sistema	[bpd]
q_w	Gasto total de agua producida	[bpd]
RGL	Relación gas-líquido	[ft ³ @c. s./bl _L @c. s.]
R_s	Relación de solubilidad	[ft ³ @c. s./bl _o @c. s.]
T	Temperatura	[°F]
T_{atm}	Temperatura atmosférica	[°F]
T_{pc}	Temperatura pseudocrítica	[°R]
T_{pr}	Temperatura pseudoreducida	[°R]
V	Volumen	[ft ³]
v	Velocidad de flujo	[ft/seg]
WOR	Relación agua-aceite	[bl _w @c. s./bl _o @c. s.]
γ_g	Densidad relativa del gas producido	[Adimensional]
γ_L	Densidad relativa del líquido	[Adimensional]
γ_o	Densidad relativa del aceite	[Adimensional]
γ_w	Densidad relativa del agua	[Adimensional]
ϵ	Rugosidad de la pared en tuberías	[in]
μ_g	Viscosidad del gas	[cp]
μ_L	Viscosidad del líquido	[cp]
μ_o	Viscosidad del aceite	[cp]

μ_w	Viscosidad del agua	[cp]
$\bar{\rho}$	Densidad media del fluido	[lb _m /ft ³]
ρ_g	Densidad del gas	[lb _m /ft ³]
ρ_L	Densidad del líquido	[lb _m /ft ³]
ρ_o	Densidad del aceite	[lb _m /ft ³]
ρ_r	Densidad pseudoreducida	[lb _m /ft ³]
ρ_w	Densidad del agua saturada	[lb _m /ft ³]
σ	Tensión superficial	[dinas/cm]
σ_L	Tensión superficial del líquido	[dinas/cm]
σ_o	Tensión superficial del aceite	[dinas/cm]
σ_w	Tensión superficial del agua	[dinas/cm]

Bibliografía

Nind T.E.W.; "Principles Of Gil Well Production", Mc Graw Hill Inc. 1964

Ramírez, S, J. Fundamentos de la tecnología de productividad de pozos petroleros. México: Editorial Reverte. 2015.

Gómez Cabrera J. Ángel; "Apuntes de Producción de Pozos", Facultad de Ingeniería, UNAM. México, D.F. 1985

Brown, Kermit E.; "Gas Lift Theory and Practice", The Petroleum Publishing Co.; Tulsa, Oklahoma, 1973.

Fuad Qasem, Performance and recovery prediction in heterogeneous naturally fractured reservoirs under the solution gas drive process: Editorial UMI.

Soraya Betancourt, Go Fujisawa, Oliver C. Mullins, Andrew Carnegie, Chengli Dong, Andrew Kurkjian, Kåre Otto Eriksen, Mostafa Haggag, Antonio R. Jaramillo, Harry Terabayashi, Análisis de hidrocarburos en el pozo, SPE Oilfield review, 2004.

Hernandez Lara T. J., "Diseño de pruebas de variación de presión", Tesis Profesional, Facultad de ingeniería, UNAM.1996

Beggs, H. D. "Production optimization using Nodal Analysis". OGCI Publications.1991

Meneses Paez L. L. "Análisis de pruebas de presión a presión constante". Tesis Profesional, Facultad de ingeniería, UNAM.2012