

37
2y.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

ANALISIS DE DATOS ESTABILIZADOS DE PRODUCCION

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A:
EUSTAQUIO SANCHEZ MEDINA

TESIS CON FALLA DE ORIGEN MEXICO., D. F.

1997



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-041

SR. EUSTAQUIO SANCHEZ MEDINA
Presente

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

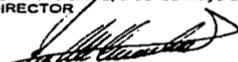
ANALISIS DE DATOS ESTABILIZADOS DE PRODUCCION

- I INTRODUCCION
- II SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCION
- III CURVAS DE AFLUENCIA
- III PRUEBAS ISOCRONALES EN POZOS DE GAS Y ACEITE
- IV REGIMEN DE FLUJO
- V RESULTADOS
- VI CONCLUSIONES
- NOMENCLATURA
- REFERENCIAS

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 30 de mayo de 1996
EL DIRECTOR



ING. JOSÉ MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*RLR*010

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

Facultad de Ingeniería

División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Tesis:

**Análisis de Datos Estabilizados
de Producción**

Por: Eustaquio Sánchez Medina

Director de Tesis: M. en I. Roberto Padilla Sixto

J u r a d o :

Presidente: Ing. Manuel Villamar Viguera
Secretario: M. en I. Roberto Padilla Sixto
Vocal: Ing. Salvador Macías Herrera
Primer Suplente: M. en I. Néstor Martínez Romero
Segundo Suplente: M. en I. Mario Becerra Zepeda



The image shows four handwritten signatures, each written over a horizontal line. The signatures are in dark ink and appear to be cursive or semi-cursive. The first signature is the most prominent and is written over the top line. The other three signatures are written over the subsequent lines, with some overlapping the lines.

México, D. F., Ciudad Universitaria, marzo de 1997

Cada etapa en la vida del hombre es importante. Una a una, con el esfuerzo diario e incansable, forman los pedruzcos que nos conducen a la cumbre y que finalmente alcanzamos con una gran satisfacción . . .

Esta satisfacción en mi vida no la hubiera podido lograr sin el apoyo de familiares, amigos y profesores.

Por este motivo quiero manifestar mi agradecimiento, y dedicar el presente trabajo a las siguientes personas e Instituciones que de una u otra forma contribuyeron al logro de esta satisfacción:





Agradecimientos:

A la Universidad Nacional Autónoma de México y en especial a la Facultad de Ingeniería, por haberme abierto sus puertas y brindarme el privilegio de participar del conocimiento y saber que de ella emana.

A los profesores de la Facultad de Ingeniería, quienes desinteresadamente contribuyeron a mi formación profesional, transmitiendo sus conocimientos y experiencia profesional.

Al M. en I. Roberto Padilla Sixto, por la confianza depositada en mí persona, al permitirme colaborar a su lado hasta la conclusión de este trabajo. Asimismo por su apoyo y amistad.

Al personal de la Línea de Investigación de Evaluación de Yacimientos del Instituto Mexicano del Petróleo y a todas aquellas personas que de alguna u otra forma hicieron posible la culminación de este trabajo.



Dedicatorias:

A mi padre Vicente Sánchez Carrasco[†], como un homenaje a su memoria y a la vida ejemplar de un ser que no renunció ante las adversidades de la vida y que supo cultivar en mí ser.

A mi madre Catalina Medina Aguilar, por darme el regalo de la vida, así como por su amor, cariño, desvelos y preocupaciones dedicados en las primeras etapas de mi vida, aún ahora que ya no lo merezco. Te quiero.

A mis hermanos: Pedro, Candelaria, Martina, Rosa Isela, Ignacio, Vicente y María de Jesús, por su cariño y apoyo de familia que me brindaron en cada una de las etapas de mi vida. Los quiero.

A Graciela Marcos Osaya, por la ayuda prestada en la elaboración de este trabajo, pero sobre todo por la invaluable amistad que compartimos sin reservas alguna. Así también, a todos los amigos y compañeros que he conocido a lo largo de mis estudios.

*Por último, y no por eso la menos importante, sino al contrario, la persona
que ha dejado la más profunda huella en mi vida:*

Sandra Gómez Hernández, el amor de mi vida . . .

*Porque has sabido ocupar mis sentidos,
dado alegría a mi vida,
motivado un suspiro exmedido de mi nostalgia,
ahora . . .
ores el aire que respiro.*

Te Amo.

Estelaguio.

CONTENIDO

RESUMEN	iii
INTRODUCCION	1
I. SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCION	4
I.1 Flujo del yacimiento al pozo.	6
I.1.1 Ley de Darcy.	6
I.1.2 Comportamiento de afluencia.	19
I.2 Flujo en tuberías.	21
I.2.1 Fundamentos.	22
I.2.2 Flujo en una sola fase.	26
I.2.3 Flujo multifásico.	27
I.3 Flujo a través de estranguladores.	34
I.3.1 Flujo en una sola fase.	35
I.3.2 Flujo multifásico.	35
I.4 Separación gas-aceite.	36
I.5 Análisis nodal.	39
II. CURVAS DE AFLUENCIA	43
II.1 Comportamiento de afluencia en pozos de aceite bajosaturado.	44
II.1.1 Índice de productividad J (o IP).	44
II.1.2 Eficiencia de flujo.	46
II.1.3 Potencial del pozo.	47
II.2 Comportamiento de afluencia en pozos de aceite saturado.	47
II.2.1 Curvas de IPR a tiempo actual.	48
II.2.2 Predicción de curvas de IPR.	57
II.3 Curva de IPR generalizada.	70
II.4 Curva de IPR compuesta.	71
II.5 Comportamiento de afluencia en pozos de gas.	75
II.5.1 Pseudopresión del gas real.	75
II.5.2 Ecuación para flujo de gas en medios porosos.	79
II.5.3 Relación de la ecuación de Darcy y la ecuación empírica de afluencia para flujo de gas.	80

III.	PRUEBAS ISOCRONALES EN POZOS DE GAS Y ACEITE	84
III.1	Prueba convencional o de flujo después de flujo en pozos de gas.	85
III.2	Pruebas isocronales en pozos de gas.	88
III.2.1	Prueba isocronal normal.	88
III.2.2	Prueba isocronal modificada.	97
III.3	Pruebas isocronales en pozos de aceite.	99
III.4	Determinación del daño por flujo no-darciano.	106
IV.	REGIMEN DE FLUJO	108
IV.1	Regímenes de flujo.	108
IV.2	Ecuación de Forchheimer.	112
IV.3	Métodos de análisis.	122
V.	RESULTADOS	130
V.1	Pozos de aceite bajosaturado.	131
V.2	Pozos de gas.	172
VI.	CONCLUSIONES	182
	NOMENCLATURA	184
	REFERENCIAS	191

RESUMEN

El establecimiento del comportamiento de afluencia, y la determinación del potencial productivo de los pozos, ha sido y es, un punto de partida muy importante en el estudio del comportamiento de los mismos.

En el presente trabajo se hace una revisión de los métodos tradicionales que existen en la literatura para establecer el IPR de los pozos, presentando además métodos de análisis alternos que permiten caracterizar el flujo de fluidos del yacimiento al pozo; de tal manera que se proporcionen bases más sólidas para poder hacer recomendaciones encaminadas a mejorar la productividad de los pozos.

En el capítulo I, se establece un panorama general de lo que es el sistema integral de producción y lo que representa en el estudio del comportamiento de pozos, ubicando el papel que juega el comportamiento de afluencia del pozo en dicho estudio.

En el capítulo II, se presentan los métodos existentes que permiten el establecimiento del IPR de los pozos tanto de aceite (bajosaturado y saturado) como de gas seco, señalando las suposiciones consideradas en su desarrollo, las cuales rigen las condiciones de aplicación y permiten interpretar los resultados obtenidos.

El capítulo III aborda las pruebas multigasto, como medios para establecer el IPR de los pozos, señalando la ventaja que representan, en el sentido de que nos permiten la caracterización del flujo en el yacimiento.

En el capítulo IV se explican los mecanismo de flujo en el yacimiento. Asimismo, se presenta la ecuación de Forchheimer como una herramienta alterna en el análisis de datos de producción, y que obtenida en la forma gráfica propuesta por Jones, Blount y Glaze, permite identificar y cuantificar los efectos no-laminares.

Para ilustrar lo desarrollado en el presente trabajo, en el capítulo V se presenta un nuevo procedimiento de análisis conjunto de datos estabilizados de producción en combinación con datos de pruebas de presión, a través del cual, se obtienen resultados como el poder establecer las condiciones del flujo (laminar-turbulento) en el yacimiento, el efecto de las condiciones de flujo sobre la productividad de los pozos, estimar el gasto de transición laminar-turbulento, así como la estimación del daño por alta velocidad de flujo y daño mecánico.

Este nuevo procedimiento es aplicado a tres casos reales de campo (dos de aceite ligeramente compresible y uno de gas seco) y validado con dos casos sintéticos. Asimismo, los resultados en torno a la discretización del daño obtenido con este procedimiento son comparados con otro método presente en la literatura, mostrando excelentes resultados.

Finalmente se presentan las conclusiones a las que se llegó en este trabajo, la nomenclatura y referencias.

INTRODUCCION

El desarrollo de la humanidad, entre otras cosas, se ha financiado en su saber y destreza en torno al uso de los energéticos. El milenario tránsito del llamado "Homo Sapiens" ha visto pasar la fuerza muscular del individuo y de los animales domesticados; el vigor del fuego, aire y agua; la potencia del carbón, gas y electricidad; el brio del petróleo y el ambivalente empuje de la energía nuclear.

Hace muchos años que el petróleo se erigió como la fuente energética por excelencia, habiendo cimentado y nutrido a la civilización de nuestros tiempos, tan pródiga en avances positivos como en grandes inconvenientes y amenazas. En fechas más recientes, los países desarrollados, poseedores de la tecnología nuclear, mantuvieron la creencia de que la era del petróleo sería trascendida y ampliamente superada por la energía nuclear. Sin embargo, hace ya algún tiempo que el sueño nuclear empezó a desvanecerse, en razón de que la energía atómica genera nuevos y crecientes problemas de carácter económico, político, ecológico, jurídico y social.

Es así como el petróleo ha seguido constituyendo la palanca fundamental de la cultura contemporánea, frenéticamente requerido por un mundo "que se adaptó" para consumirlo. Poseerlo como patrimonio común y tener la capacidad de aprovecharlo en beneficio general, son privilegios que muy pocos países gozan. Sin embargo, nadie puede negar la inexorable finitud de este recurso, no tanto por su agotamiento en el subsuelo, sino por los escollos técnicos y económicos que el futuro ofrezca para hacerlo accesible. Así, hoy en día, la habilidad para optimizar la extracción de los hidrocarburos y obtener un mejor aprovechamiento de éstos, es de gran importancia para la industria petrolera.

Un aspecto importante en la optimización de la extracción de los hidrocarburos es el estudio del comportamiento de los pozos. En dicho estudio, las curvas de afluencia (curvas de IPR) son una pieza fundamental para la determinación de la capacidad productora de los pozos, razón por lo que influyen directamente en el diseño de tuberías y dimensionamiento de los equipos superficiales de producción apropiados para optimizar la explotación.

El establecimiento del comportamiento de afluencia de pozos, requiere de datos estabilizados de producción (q_w , p_w). En este trabajo se abordan los métodos existentes en la literatura para analizar este tipo de datos. Se presentan los métodos para pozos de aceite bajosaturado, aceite saturado y gas seco. En el caso de pozos de aceite, se presentan los métodos tradicionales: Índice de Productividad (J) y Vogel, los cuales permiten establecer el IPR de los pozos con solo una prueba de pozo. Sin embargo, estos métodos y los derivados de ellos (Standing, Cousto), sólo permiten establecer la curva de IPR, sin proporcionar mayor información; además de que dichos métodos se han basado en suposiciones ideales de flujo. Esto último, como ya se ha reconocido, es difícil que se presente en los pozos reales, donde entre otras cosas, la existencia de un daño y la presencia de flujo no-laminar causan grandes desviaciones de la idealidad, lo que conduce a resultados erróneos.

Otro método de análisis disponible en la literatura es el de Fetkovich. Dicho método es desarrollado empíricamente y requiere de una prueba de pozo a diferentes gastos, es decir, una prueba multigasto (convencional o isocronal). Estas pruebas multigasto, aunque son aún más difíciles que se efectúen, son de las más recomendables, ya que éstas permiten la caracterización del flujo, que de ningún otro modo se puede conseguir. La caracterización del flujo de aceite del yacimiento al pozo, cobra relevancia al considerar el efecto detrimental que ocasiona el flujo no-laminar sobre la productividad del pozo, reflejándose en el comportamiento de afluencia del mismo. De este modo, un análisis de los datos estabilizados de producción en la forma propuesta por Fetkovich, permite cuantificar cualitativamente la presencia de los efectos inerciales en el flujo de aceite saturado y bajosaturado.

Un método alternativo para la cuantificación de los efectos no-laminares es el que se basa en la ecuación general de afluencia de Forchheimer, el cual permite evaluar de una forma más confiable (para el caso de flujo en una sola fase) la eficiencia de la terminación, ya que como resultado de este análisis se diferencian las caídas de presión debidas al daño mecánico, de las debidas al daño por flujo no-laminar ocasionado principalmente por altos gastos de producción y por la restricción de área disponible al flujo, obteniendo de esta forma la discretización del daño total.

Para el caso de pozos de gas, ya es muy conocido y aceptado por todos que los efectos no-laminares son muy pronunciados. Se presentan los análisis en términos de p^* y de $m(p)$, resaltando principalmente la confiabilidad de los resultados obtenidos con el análisis en términos de $m(p)$.

De lo anterior, con la información obtenida del análisis de las pruebas de producción y en conjunción con la información resultante del análisis de pruebas de presión, de registros geofísicos y de núcleos, se tendrá como resultado una caracterización correcta del sistema pozo-yacimiento, de donde derivan recomendaciones de acciones a efectuar con el fin de mejorar la productividad de los pozos.

El presente trabajo reúne los métodos de análisis de datos estabilizados de producción que se encuentran dispersos en la literatura, poniéndolos a disposición para el ingeniero de las áreas de producción y yacimientos. Por otro lado, el contenido del trabajo aborda en forma amplia varios temas de la asignatura "Comportamiento de Pozos" del nuevo plan de estudios, por lo que puede ser de mucha utilidad como material didáctico en la formación académica de los futuros ingenieros petroleros.

CAPITULO I

SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCION

En la producción de los hidrocarburos, los fluidos al viajar desde el yacimiento hasta las instalaciones superficiales de producción, atraviesan un conjunto de sistemas hidráulicos de diferentes parámetros que responden a su propia relación de comportamiento. Sin embargo, cada uno de estos sistemas hidráulicos depende y afecta a los otros, de tal manera que es imposible modificar el comportamiento de uno, sin ocasionar un efecto en el comportamiento de los otros^{1*}. Esto hace necesario visualizar a todo el conjunto de sistemas hidráulicos como un todo, llamándolo *sistema integral de producción*.

La finalidad del presente capítulo es ilustrar la importancia que tiene el concepto del sistema integral de producción en el estudio del comportamiento de pozos, ubicando en particular el papel que juegan las curvas de comportamiento de afluencia dentro de dicho sistema, así como del resto de los elementos del sistema, señalando las leyes que los rigen y sus interrelaciones.

De lo anterior, con el entendimiento de las interrelaciones de los elementos del sistema de producción se puede establecer un correcto estudio del comportamiento de los pozos, tal que permita alcanzar el objetivo primordial de dicho estudio que es el de optimizar la producción de los pozos.

La Figura 1.1, muestra el esquema de un sistema integral de producción correspondiente a un pozo fluyente. En esta figura se pueden notar los principales elementos que lo constituyen; estos son²:

1. Yacimiento.
2. Tubería de producción.
3. Estrangulador.
4. Línea de descarga.
5. Separador.

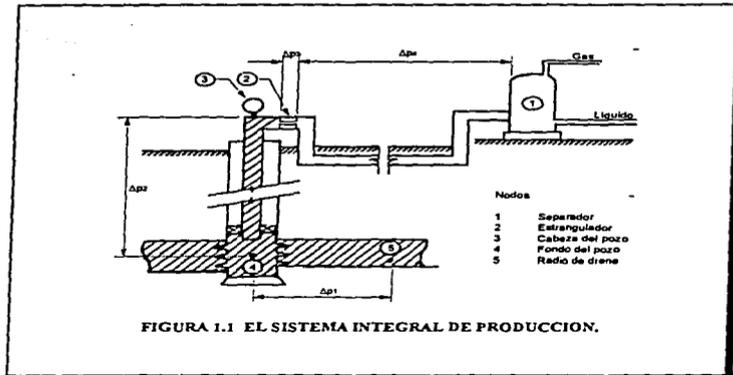


FIGURA 1.1 EL SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCION.

Los fluidos, al pasar por los elementos anteriormente señalados, van perdiendo energía de presión, la cual, es necesario cuantificar para establecer confiablemente el comportamiento del pozo. Estas caídas de presión están representadas por*:

$$\Delta p_1 = p_{wh} - p_{wf} = \text{caída de presión en el yacimiento.}$$

$$\Delta p_2 = p_{wf} - p_{wh} = \text{caída de presión en la tubería de producción (T.P.)}$$

$$\Delta p_3 = p_{wh} - p_e = \text{caída de presión en el estrangulador.}$$

$$\Delta p_4 = p_e - p_{wp} = \text{caída de presión en la línea de descarga (L.D.)}$$

A continuación, se revisará brevemente el comportamiento del flujo de los fluidos en cada uno de los elementos del sistema.

* Nomenclatura en la página 184.

I.1 FLUJO DEL YACIMIENTO AL POZO.

El flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo se debe al gradiente de presión que se crea al abrir a producción el pozo. El perfil de presión a lo largo de la ruta de flujo se caracteriza por una presión máxima en la frontera externa (radio de drenaje del pozo) y una presión mínima en la frontera interna (pozo). Entre estos dos puntos, la presión varía como una función de la distancia del pozo al radio de drenaje.

La variación de presión a lo largo de la ruta de flujo en el yacimiento se debe a la pérdida de presión debido a la disipación de energía mecánica, o pérdida de momento a medida que el fluido fluye contra la resistencia del medio poroso.

Las rutas de flujo son canales pequeños e irregulares de secciones transversales variables, por lo que resulta impráctico describir el flujo a lo largo de la ruta microscópica. Sin embargo, Darcy estableció una relación que describe el comportamiento de flujo a partir de información macroscópica de laboratorio.

I.1.1 Ley de Darcy.

Henry Darcy, investigando el fenómeno de flujo de agua a través de filtros de arena, estableció la relación existente entre el gasto y la presión por medio de la ley de Darcy. Dicha ley establece, que la creación de una diferencial de presión Δp , a lo largo de un empaque de arena de longitud L , resulta en un gasto constante dado por:

$$q = CA \frac{\Delta p}{L} \quad (1.1)$$

Con la expresión anterior, Darcy modela el fenómeno de flujo a nivel microscópico en el yacimiento, en términos de cantidades macroscópicas determinadas en laboratorio, sentando así las bases para los cálculos de la ingeniería de yacimientos.

Más tarde, otros investigadores repitieron el experimento de Darcy con algunas modificaciones, tales como la de hacer fluir a través del empaque, diferentes líquidos y variar la posición del aparato. Con esto último, se pudo cuantificar el efecto que tiene sobre la relación gasto-presión, el ángulo de inclinación, la viscosidad y densidad del fluido, obteniendo la siguiente relación:

$$q = CA \left[\frac{\Delta p}{\rho g} + L \sin \frac{\alpha}{L} \right] \quad (1.2)$$

En las ecuaciones 1.1 y 1.2, C es una constante de proporcionalidad que indica tanto el carácter del fluido como del medio poroso. Fue en 1934, cuando Wycoff, Botset, Muskat y Meros separaron la constante C en sus dos factores independientes, "viscosidad" y "permeabilidad", expresando los efectos del fluido y de la roca.

Considerando los factores que determinan la constante C y a la velocidad de flujo v, como la relación del gasto entre el área de la sección transversal perpendicular al flujo, es decir $v = q/A$, la ley de Darcy puede expresarse como:

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dL} \quad (1.3)$$

donde la permeabilidad absoluta k, es una medida de la facilidad con la cual un fluido que satura el 100% pasa a través de un medio poroso bajo condiciones laminares. Para flujo de más de una fase es conveniente el uso de la permeabilidad relativa, definida como la relación de la permeabilidad efectiva de la fase y la permeabilidad absoluta, es decir, $k_{rf} = k_r/k$, con k_r = permeabilidad efectiva.

El valor de la permeabilidad relativa de cada fase depende de la saturación, y su evaluación representa las interacciones roca-fluido y fluido-fluido. La permeabilidad relativa se deberá determinar experimentalmente. Siendo alternativas el uso de correlaciones, o a partir de datos de pozo. La Figura 1.2 muestra el comportamiento típico de las curvas de permeabilidades relativa. Se puede señalar que la variación de permeabilidad de los yacimientos va de menos de 0.0001 md a más de 10 000 md. Un rango tan amplio como éste, necesita la introducción de una escala de clasificación arbitraria como la que se muestra en la Tabla 1.1.

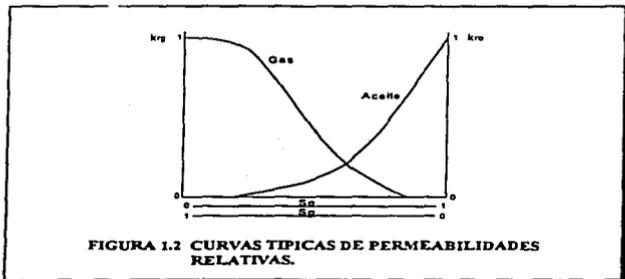


FIGURA 1.2 CURVAS TÍPICAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS.

Permeabilidad	Milidarcy		Darcy	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Muy baja	0	0.01	0	0.00001
Baja	0.01	1	0.00001	0.001
Media	1	100	0.001	0.1
Alta	100	10 000	0.1	10
Muy alta	10 000	100 000	10	100

TABLA 1.1 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE ACUERDO A LA PERMEABILIDAD².

La aplicación de la ley de Darcy al flujo en el yacimiento requiere de la definición de las fronteras interna y externa del yacimiento. La definición de la frontera interna define la geometría de flujo en las cercanías del pozo, siendo la más importante en el establecimiento del comportamiento de los pozos, debido a que un mayor porcentaje de la caída de presión ocurren en este lugar.

En la Figura 1.3 se muestran las geometrías de flujo que pueden esperarse en la producción de hidrocarburos. En los pozos productores de aceite y gas, el flujo radial cilíndrico es probablemente el más representativo. Otras geometrías de flujo, también comunes, son las que se presentan en pozos parcialmente penetrantes (flujo esférico) y en pozos fracturados (flujo lineal y bilineal).

Despreciando el efecto que tienen fronteras no-radiales sobre el flujo, generalmente se puede usar el modelo radial-cilíndrico, incluyendo factores de corrección por flujo no-radial³.

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

$$v = \frac{q_o B_o}{2\pi r h} = \frac{k}{\mu_o} \frac{dp}{dr} \quad (1.4)$$

en donde el término $q_o B_o$ representa al gasto de aceite que pasa a través del área $2\pi r h$ a condiciones de yacimiento.

Para resolver la ecuación 1.4, sólo resta establecer la condición de frontera externa. Al abrir un pozo a producción después de un periodo inicial con presiones y gastos transitorios, la frontera externa empieza a afectar la producción. En la práctica, se consideran dos condiciones de frontera externa:

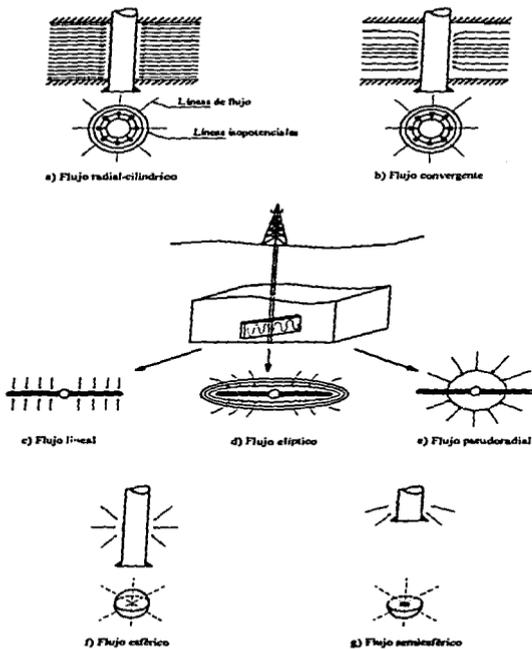
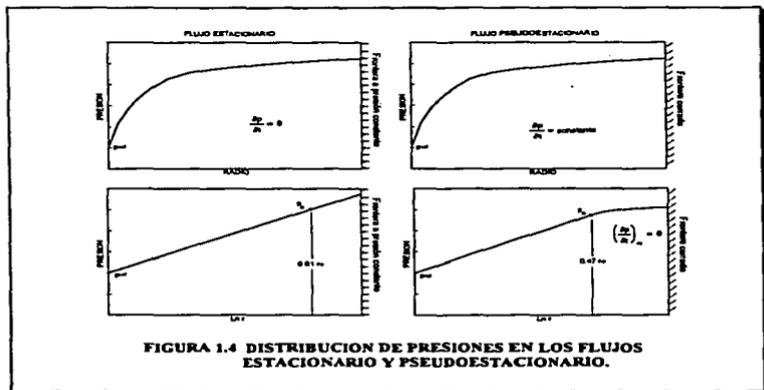


FIGURA 1.3 GEOMETRIAS DE FLUJO ENCONTRADAS EN LOS POZOS PETROLEROS*.

1. **Frontera externa a presión constante**, representa la frontera a lo largo de la cual la presión del yacimiento se mantiene en su valor inicial. Esta condición, generalmente es causada por la afluencia de agua proveniente de un acuífero asociado.
2. **Frontera externa cerrada**, representa la frontera a lo largo de la cual no penetran fluidos al área de drenaje. Las fronteras sin flujo, típicamente resultan de barreras geológicas tales como fallas y cambios de facies.

Cuando se alcanza la estabilización, en el caso de frontera a presión constante, al flujo se le conoce como *flujo en estado estacionario*. Los pozos que producen bajo condiciones de flujo estacionario no experimentan agotamiento de presión, ya que la presión del yacimiento permanece constante.

Por otro lado, al flujo estabilizado, bajo la condición de frontera cerrada, se le conoce como *flujo en estado pseudoestacionario*. Al contrario del flujo estacionario, el flujo pseudoestacionario resulta en un agotamiento de la presión de los pozos productores, como consecuencia de la declinación de la presión del yacimiento. La Figura 1.4 ilustra gráficamente la diferencia entre los flujos estacionario y pseudoestacionario.



Para el caso de flujo estacionario, considerando condiciones ideales de flujo, esto es, un pozo sin revestimiento que penetra completamente un yacimiento homogéneo e isótropo de espesor constante y que produce un líquido ligeramente compresible en flujo radial y bajo condiciones laminares, la solución de la ecuación 1.4 está dada por:

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh(p_R - p_{wf})}{\mu_o B_o \text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (1.5)$$

En términos prácticos, la presión en la frontera, p_R , no puede medirse realmente, sin embargo, se ha establecido que ésta no se aparta mucho de la presión media volumétrica del yacimiento, por lo que puede aproximarse a ésta. Para el caso de flujo estacionario, Craft y Hawkins³, mostraron que la presión media del yacimiento se localiza a aproximadamente a 61% del radio de drene, por lo que la ecuación 1.5 queda:

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh(p_R - p_{wf})}{\mu_o B_o \text{Ln} \left(\frac{0.61 r_e}{r_w} \right)}$$

como $\text{Ln}(0.61 r_e / r_w) = \text{Ln}(r_e / r_w) - 0.5$, se puede escribir para flujo estacionario:

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh(p_R - p_{wf})}{\mu_o B_o \left[\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.5 \right]} \quad (1.6)$$

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

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh(p_R - p_{wf})}{\mu_o B_o \left[\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 \right]} \quad (1.7)$$

En la práctica, si uno usa 0.5 o 0.75, no se tiene una gran diferencia en los resultados, pero teóricamente las suposiciones básicas para el flujo estacionario y pseudoestacionario, son completamente diferentes, y las diferencias resultantes en el comportamiento del yacimiento y del pozo son importantes.

En general, tres fenómenos caracterizan el flujo de un pozo:

1. Cambios en la permeabilidad alrededor del pozo.
2. Cambios en la geometría de flujo radial, causados por la entrada limitada (penetración parcial) y la convergencia de las líneas de flujo en los disparos.
3. Alta velocidad de flujo en las cercanías del pozo.

La industria ha elegido al factor de daño (s) como una aproximación para ajustar la ecuación de flujo radial de tal forma que considere las desviaciones del modelo ideal ($s = 0$). Esta aproximación combina la simplicidad de las ecuaciones de flujo de un pozo ideal con una representación más rigurosa del flujo en un pozo real. El factor de daño es una forma adimensional de la caída de presión adicional resultante del flujo no ideal cerca del pozo.

En relación al comportamiento de afluencia de un pozo, el factor de daño considera la diferencia entre la caída de presión ideal y la caída de presión real. Para ésto, las Figuras 1.5 (b) y (c) muestran un esquema de la distribución de presión en un pozo real (dañado), comparada con la de un pozo ideal (sin daño).

La diferencia de las presiones fluyentes de un pozo ideal y un pozo real, $p_{wf} - p_{wr}$, representa la caída de presión adicional debida al daño físico o estimulación de la formación cercana al pozo, y a otras restricciones que se oponen a la entrada de los fluidos al pozo. Esto comúnmente es referido como una caída de presión adicional, Δp , o caída de presión debida al daño, la cual fue definida por Van Everdingen⁶ como:

$$\Delta p_s = p_{wr} - p_{wf} = \frac{q_o \mu_o B_o}{7.08 \times 10^{-3} kh} s_i \quad (1.8)$$

en donde s_i es el factor de daño total de todas las condiciones no ideales que afectan el flujo en un pozo. Donde los componentes más relevantes del daño son:

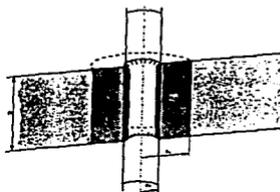
- a) Daño a la formación (mecánico).
- b) Penetración parcial.
- c) Flujo no-laminar.
- d) Efectos de los disparos.
- e) Daño dependiente del gasto y tiempo.

a) Daño a la formación, s .

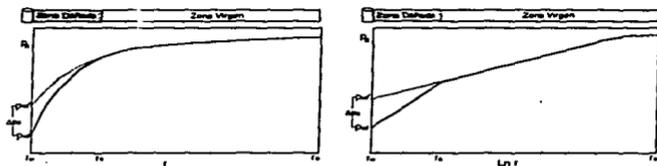
Para mantener el control de las presiones de la formación durante las operaciones de perforación, terminación y reparación de pozos, generalmente éstas se efectúan a condiciones sobrealanceadas, lo que implica que la presión hidrostática del fluido de control sea ligeramente mayor que la presión de la formación. Lo anterior causa que exista una invasión de lodo de perforación a la formación (desde unas pulgadas hasta unos cuantos pies del

pozo). La invasión de los fluidos y sólidos del lodo de control interactúan con la formación, creando una variedad de efectos que dañan la productividad del pozo; estos efectos son:

- Bloqueo de emulsión.
- Bloqueo de agua.
- Cambios en la mojabilidad de la roca.
- Hidratación e hinchamiento de los finos de la formación.
- Dispersión y migración de los finos de la formación.
- Precipitación de sales inorgánicas.



a) Modelo de daño mecánico.



a) Distribución en escala cartesiana.

b) Distribución en escala logarítmica.

FIGURA 1.6 DISTRIBUCIÓN DE PRESIONES EN UN POZO DAÑADO.

Las reacciones anteriores tienen un resultado común, y es la alteración de la permeabilidad en la zona vecina al pozo. La Figura 1.5a muestra el modelo de daño a la formación. Hawkins⁷ traslada este modelo a una expresión matemática que define el daño mecánico en función de la permeabilidad de la zona alterada, y es dada por:

$$s = \left[\frac{k}{k_s} - 1 \right] \text{Ln} \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \quad (1.9)$$

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

b) Penetración parcial, s_p .

A una terminación, en donde únicamente una fracción del espesor neto de la formación productora está abierto a producción (es la norma), se le refiere como penetración parcial o entrada limitada. En términos generales, las razones para elegir una terminación parcial son:

- Evitar la conificación de agua y/o gas.
- El pozo no puede ser perforado atravesando todo el espesor por razones mecánicas o de seguridad.
- Evitar la producción de arena.
- Probar un pozo exploratorio en un intervalo seleccionado.
- Dejar una porción de la TR sin disparar por necesidades futuras de dispositivos mecánicos como empacadores, espaciadores, centradores, etc.
- Interpretación errónea de los registros, lo que origina que no se defina correctamente el espesor neto de la formación.

Las geometrías comunes de las terminaciones parcialmente penetrantes son:

- Intervalo abierto en la cima de la formación.
- Intervalo abierto a la mitad del espesor.
- Intervalos abiertos igualmente espaciados a lo largo de todo el espesor.

Una expresión para cuantificar el daño por penetración parcial es la ecuación de Brons y Marting²:

$$s_p = \left(\frac{1}{b} - 1 \right) \left[\text{Ln}(h_D) - G(b) \right] \quad (1.10)$$

donde: $b = \frac{h_c}{h}$

$$G(b) = 2.948 - 7.363b + 11.45b^2 - 4.675b^3$$

y h_D definido según la geometría de la terminación:

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

$$h_D = \left(\frac{k_h}{k_v}\right)^{0.5} \left(\frac{h}{2r_w}\right) \quad : \quad \text{para intervalo a la mitad del espesor.}$$

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

δ es la razón de penetración, h_c es el intervalo abierto a producción; h el espesor neto de la formación productora; k_h y k_v la permeabilidad horizontal y vertical respectivamente y n el número de intervalos abiertos.

c) Flujo no-laminar, Dq .

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

El efecto del flujo a alta velocidad, sobre la productividad de los pozos, resulta en gastos disminuidos en relación a los predichos bajo condiciones laminares, lo cual, conlleva a considerarlo como un daño. A diferencia del daño mecánico, éste no es constante, ni se puede disminuir por medio de estimulaciones, dado que depende del gasto (Dq).

La cuantificación confiable del daño por flujo turbulento requiere de datos de pruebas multigasto de pozos. Este tema se verá con más detalle en el capítulo 4.

d) Efectos por disparos, s_d .

En la actualidad, la mayoría de los pozos se terminan en agujero revestido, que se disparan para permitir que los fluidos del yacimiento entren al pozo. Al disparar, la explosión de las cargas crea una onda de alta presión que penetra la TR, el cemento y la formación. Es importante reconocer que la penetración de los disparos no ocurre por pulverización del material en la ruta del jet, sino por compactación de los materiales. El jet, generalmente es seguido por un tapón de materiales de la carga. Este tapón no afecta la penetración, pero puede inhibir la capacidad de flujo de las perforaciones por taponamiento parcial.

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

El daño por disparos depende de la geometría y calidad de los disparos:

- Profundidad de penetración: a mayor profundidad de penetración, mejor comportamiento.
- Diámetro: a mayor diámetro, mejor comportamiento, aunque el efecto es mínimo en comparación con la profundidad de penetración.
- Densidad: a mayor densidad de disparos, mejor comportamiento, aunque a más de 4 disparos por pie la mejoría es mínima y el peligro de dañar la TR se incrementa.
- Angulo: para una densidad de disparos dada, el ángulo que proporcione la mayor distancia entre los disparos, y por lo tanto la mínima interferencia entre éstos, es la más efectiva. El ángulo más común es a 0° , ya que se puede alcanzar una buena penetración.

El daño por disparos se puede determinar de gráficas en función de la profundidad de penetración, densidad y ángulo de los disparos.

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

Este daño, algunas veces también referido como pseudodaño, se caracteriza por la disminución de la permeabilidad efectiva alrededor del pozo. Para el caso de pozos de aceite, en su etapa inicial de saturación, el abatimiento de presión se acentúa más en la vecindad del pozo, lo que origina que en este lugar se libere gas. Para un gasto de producción constante, la saturación de gas crítica se mantiene constante; su radio se incrementa con el tiempo hasta el valor del radio de drenaje del pozo. Este hecho, hace que la permeabilidad efectiva al aceite

disminuya, ya que el gas le resta espacios para fluir. La expresión para cuantificarlo está dada por⁸:

$$s(q, t) = \frac{k - k_s}{2k_s} \cdot L_n \left[\frac{0.0226q^2 B_o \mu_o X t}{h^2 \phi k_{rs} r_w^2} \right] \quad (1.11)$$

donde X está expresada como pies cúbicos de gas libre en el yacimiento por barril de aceite producido por psi.

Esta ecuación sólo es aplicable hasta el momento en que el volumen del yacimiento que drena el pozo, alcanza la saturación de gas crítica.

En el caso de pozos de gas y condensado, el daño es de forma inversa. Para abatimientos de presión abajo de la presión de rocío, dentro de la zona de condensación retrógrada, la saturación de condensado alrededor del pozo se incrementa, lo que resulta en una disminución de la permeabilidad al gas; se cuantifica con la expresión⁹:

$$s(q, t) = \frac{k - k_s}{2k_s} \cdot L_n \left[\frac{0.1135q^2 \mu_g Z Y t}{h^2 \phi k_{ps} r_w^2} \right] \quad (1.12)$$

donde Y está dada en pies cúbicos de condensado acumulado en el yacimiento a condiciones de yacimiento por Mscf de gas producido.

De esta forma, con lo anteriormente visto, se puede definir al daño total como:

$$s_t = s + s_c + s_d + s(q, t) + Dq \quad (1.13)$$

Otra definición útil, es el daño total excluyendo al daño por flujo no darciano, y es dada por:

$$s_t' = s_t - Dq \quad (1.14)$$

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

$s_t > 0$	indica daño o restricción al flujo	EF < 1.0
$s_t = 0$	indica inexistencia de daño o nula restricción al flujo	EF = 1.0
$s_t < 0$	indica estimulación	EF > 1.0

Habiendo definido al factor de daño total, se puede modificar la ecuación de Darcy para que considere las desviaciones observadas en los pozos reales. Ya que $p_{wf}' - p_{wf} = \Delta p_s$,

combinando las ecuaciones 1.7 y 1.8 se puede expresar la pérdida de presión real en términos del factor s_i . Considerando la ecuación 1.7 en la forma siguiente:

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

y sumándola a la ecuación 1.8, se tiene:

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

finalmente, despejando el gasto se tiene que:

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh (p_R - p_{wf})}{\mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s_i \right]} \quad (1.15)$$

La única forma de determinar el factor de daño total, es a través de pruebas de variación de presión. La determinación del factor de daño s_i , a partir de una prueba de incremento de presión (Figura 1.6), puede calcularse con la expresión:

$$s_i = 1.151 \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_1 r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (1.16)$$

donde p_{1hr} es la presión sobre la línea recta semilogarítmica, una hora después del cierre.

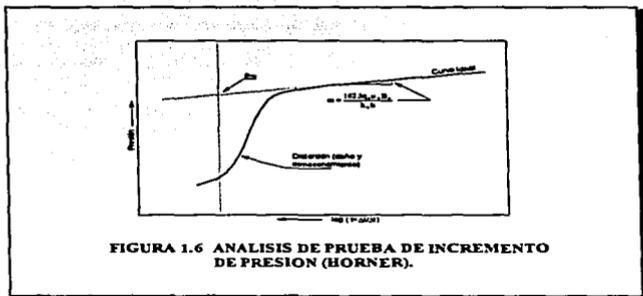
El valor de la caída de presión por daño, Δp_s , se puede calcular con:

$$\Delta p_s = 0.875 s_i m \quad (1.17)$$

donde m es la pendiente de la recta semilogarítmica, determinada con la ecuación:

$$m = \frac{162.5 q_o B_o \mu_o}{kh} \quad (1.18)$$

La ecuación de Darcy es una simple relación de proporcionalidad del gasto con la caída de presión, la cual permite resolver muchos problemas del flujo en medios porosos. De lo anterior, la ecuación 1.15, representa la ecuación de Darcy para flujo pseudoestacionario, incluyendo el efecto de daño. Sin embargo, en la práctica para considerar el flujo a alta velocidad, el modelo más aceptado es el de la ecuación cuadrática propuesta por Forchheimer⁹, la cual se abordará con más detalle en los capítulos posteriores.



Otra restricción importante de la ecuación de Darcy, es que sólo es aplicable al flujo de líquido; cuando en la práctica se presenta el flujo con más de una fase fluyendo, aceite y gas, la ley de Darcy presenta una gran desviación en sus resultados. Para el flujo multifásico en el yacimiento, Muskat y Evinger^{10,11} realizaron estudios teóricos y propusieron la siguiente ecuación:

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh}{\left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s \right]} \int_{p_w}^{p_o} f(p) dp \quad (1.19)$$

en donde $f(p) = \frac{k r_m}{\mu_o B_o}$ es una función de presión y saturación definida como pseudopresión.

1.1.2 Comportamiento de Afluencia.

El comportamiento de afluencia de un pozo es la capacidad de producir fluidos por unidad de abatimiento de presión. Es la descripción concisa del potencial de un pozo a una presión media de yacimiento. Aparte de las permeabilidades relativas, es uno de los factores que gobiernan el flujo de fluidos de la formación al pozo¹².

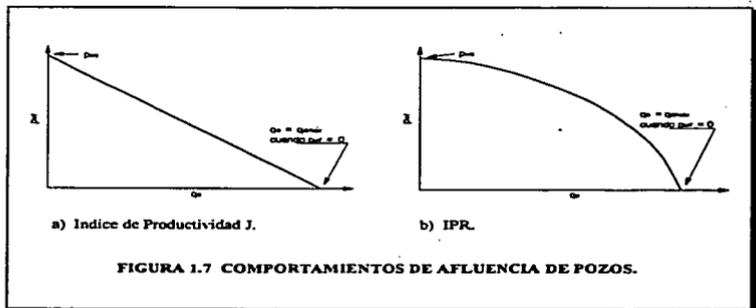
El conocimiento del comportamiento de afluencia para cada pozo, es una necesidad básica para el equipamiento y operación de los pozos. Dicho comportamiento puede establecerse relacionando la presión de fondo fluyendo estabilizada y la presión media del yacimiento con el gasto de producción.

La ecuación de afluencia más simple y más ampliamente usada es la del índice de productividad, la cual establece que el gasto es directamente proporcional al abatimiento de presión en el yacimiento, es decir:

$$q_o = J(p_R - p_{wf}) \quad (1.20)$$

Donde p_R es la presión media del yacimiento, J es la constante de proporcionalidad comúnmente conocida como índice de productividad (IP), y p_{wf} es la presión de fondo fluyendo estabilizada.

Típicamente el comportamiento de afluencia se presenta gráficamente con p_{wf} en el eje de las ordenadas y q_o en el eje de las abscisas. Al graficar de esta forma la ecuación 1.20, ésta tendrá la forma lineal mostrada en la Figura 1.7a, en donde la pendiente m es el inverso de J , es decir, $m = 1/J$.



Observaciones de campo, han mostrado que la ecuación 1.20 tiene la suficiente exactitud, únicamente en el caso de pozos de aceite bajosaturado. En el caso de pozos de aceite saturado y de gas, se observó que se requerían de abatimientos de presión más que lineales para incrementar el gasto. La relación gasto-presión de estos pozos, Figura 1.7b, muestra una curvatura pronunciada a altos gastos. Para referirse a dicha curva, Gilbert¹³ empleó el término de IPR.

Varias ecuaciones se han sugerido para representar el IPR. Una de estas ecuaciones, es la expresión empírica propuesta por Rawlins y Shellhardt¹⁴ y utilizada posteriormente por Fetkovich⁸:

$$q = C(p_R^2 - p_{wf}^2)^n \quad (1.21)$$

Otra ecuación de IPR tradicionalmente usada, es la propuesta por Vogel¹⁵:

$$\frac{q_o}{q_{o\text{máx}}} = 1 - 0.2\left(\frac{p_{wf}}{p_R}\right) - 0.8\left(\frac{p_{wf}}{p_R}\right)^2 \quad (1.22)$$

En el siguiente capítulo, se abordarán con un mayor detalle, las ecuaciones anteriores, así como algunas otras expresiones y métodos para establecer el IPR de los pozos de aceite saturado y gas.

1.2 FLUJO EN TUBERIAS.

Una vez que los fluidos del yacimiento alcanzan el pozo, estos deberán iniciar un recorrido a través de las tuberías, ya sea en tuberías en posición vertical, horizontal o inclinada, o bien bajo condiciones de flujo multifásico o flujo de una fase.

Independientemente de la forma en la que se efectúe el transporte de los fluidos a través de tuberías, al igual que en el flujo dentro del yacimiento, se requiere de una cierta cantidad de energía para pasar de un lugar a otro, y que es necesario cuantificar.

El estudio del flujo de fluidos en tuberías se ha realizado desde hace muchos años, y consiste, en general, en analizar el comportamiento de presión en una tubería de longitud y diámetros determinados, cuando está pasando a través de ésta una cantidad de fluido.

1.2.1 Fundamentos.

Considerando una unidad de masa de fluido que pasa a través de un elemento aislado de un conducto, se puede establecer la ecuación de balance de energía de la forma siguiente¹⁶:

$$E_1 + W_1 + Q = E_2 \quad (1.23)$$

$$E_i = u_i + E_{e_i} + E_{p_i} + E_{c_i} \quad (1.24)$$

donde:

$$\begin{aligned} u_i &= \text{energía interna} \\ E_{e_i} &= \text{energía por expansión o compresión} = p_i V_i \\ E_{p_i} &= \text{energía potencial} = mgz_i/g_c \\ E_{c_i} &= \text{energía cinética} = mv_i^2/2g_c \end{aligned}$$

sustituyendo las expresiones anteriores en la ecuación 1.24 y ésta a su vez en la ecuación 1.23, dividiendo entre m y obteniendo diferenciales se tiene que:

$$dU + d\left(\frac{p}{\rho}\right) + \frac{v dv}{g_c} + \frac{g}{g_c} dz + dQ + dW_s = 0 \quad (1.25)$$

De la relación termodinámica para dU , dada por:

$$dU = T ds + \frac{dp}{\rho} - d\left(\frac{p}{\rho}\right) \quad (1.26)$$

Sustituyendo la ecuación 1.26 en 1.25 se tiene que:

$$T ds + \frac{dp}{\rho} - d\left(\frac{p}{\rho}\right) + d\left(\frac{p}{\rho}\right) + \frac{v dv}{g_c} + \frac{g}{g_c} dz + dQ + dW_s = 0 \quad (1.27)$$

Para un proceso irreversible, la desigualdad de Clausius establece

$$T ds = -dQ + dLw \quad (1.28)$$

donde dLw son las pérdidas de presión irreversibles, tales como la fricción. Sustituyendo en la ecuación 1.27 y considerando que no se hace trabajo sobre el fluido, se tiene:

$$\frac{dp}{\rho} + \frac{v dv}{g_c} + \frac{g}{g_c} dz + dLw = 0$$

Considerando ahora una tubería inclinada y multiplicando por ρ/dL se tiene:

$$\frac{dp}{dL} + \frac{\rho v dv}{g_c dL} + \frac{\rho g \sin \theta}{g_c} + \frac{\rho dL w}{dL} \quad (1.29)$$

Considerando que $\rho dL w/dL$, es el gradiente de presión debido a las pérdidas por fricción, y sabiendo que la ecuación de Fanning en términos del factor de fricción de Darcy-Weisbach o Moody, está dado por:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \frac{f \rho v^2}{2 g_c d} \quad (1.30)$$

se puede sustituir la ecuación 1.30 en 1.29 y despejar (dp/dL) , así se tiene la ecuación de energía:

$$\frac{dp}{dL} = \frac{g}{g_c} \rho \sin \theta + \frac{f \rho v^2}{2 g_c d} + \frac{\rho v dv}{g_c dL} \quad (1.31)$$

o en términos de gradientes:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_T = \left(\frac{dp}{dL}\right)_e + \left(\frac{dp}{dL}\right)_f + \left(\frac{dp}{dL}\right)_a \quad (1.32)$$

en donde:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_T = \text{Gradiente de presión total.}$$

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_e = \text{Gradiente de presión por elevación.}$$

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \text{Gradiente de presión por fricción.}$$

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_a = \text{Gradiente de presión por aceleración.}$$

Reynolds, efectuó una serie de experimentos relacionados con el flujo de fluidos en tuberías, en donde observó que a velocidades bajas, las líneas de flujo eran paralelas, y a medida que la velocidad se incrementaba hasta alcanzar un cierto valor, al cual llamó velocidad crítica, las líneas de flujo empezaban a ondularse y a romperse en forma brusca y difusa. A velocidades mayores que la crítica, notó que el flujo era en completo desorden. Con lo anterior, estableció dos regímenes de flujo, el laminar y el turbulento, y uno crítico entre los dos¹⁷.

El flujo laminar, también conocido como flujo viscoso, es el que existe a velocidades menores que la crítica, y se caracteriza por el movimiento del fluido en forma de capas cilíndricas de una manera ordenada. La velocidad del fluido es máxima en el eje de la tubería y disminuye rápidamente hasta anularse en la pared de la tubería.

Por su parte, el flujo turbulento se desarrolla a velocidades mayores que la crítica. En este régimen, el movimiento de las partículas de fluido es irregular e indeterminado, en direcciones transversales a la dirección principal de flujo. A pesar de la turbulencia, siempre hay una pequeña capa de fluido en la pared de la tubería, conocida como "capa periférica", o "subcapa laminar".

En la zona comprendida entre los dos regímenes de flujo, denominada crítica, el régimen de flujo es impredecible, pudiendo ser laminar, turbulento o de transición, dependiendo de muchas condiciones, con posibilidad de variación.

Así mismo, Reynolds demostró que el régimen de flujo en tuberías, depende del diámetro de la tubería, de la densidad y de la viscosidad del fluido, y de la velocidad de flujo. El valor numérico de la combinación adimensional de las cuatro variables anteriores, es el conocido Número de Reynolds (N_{Re}), y puede considerarse como la relación de las fuerzas dinámicas de la masa del fluido respecto a los esfuerzos de deformación ocasionados por la viscosidad. Donde el Número de Reynolds, está definido como:

$$N_{Re} = \frac{\rho v d}{\mu} \quad (1.33)$$

Para cuestiones técnicas, el régimen de flujo está determinado por los siguientes rangos del Número de Reynolds:

$N_{Re} < 2300$	Flujo laminar.
$2300 \leq N_{Re} \leq 3100$	Flujo crítico.
$N_{Re} > 3100$	Flujo turbulento.

La experimentación cuidadosa ha determinado que la zona laminar puede llegar a valores tan bajos como 1200 o extenderse hasta los 40000, sin embargo, estas condiciones no se presentan en la práctica.

Otros conceptos importantes en la determinación de las caídas de presión en el flujo de fluidos a través de tuberías son la rugosidad de la tubería y el factor de fricción. El primero de ellos relacionado exclusivamente con la tubería y el segundo interrelacionado con la tubería y el régimen de flujo.

Rugosidad de la tubería.

La rugosidad de una tubería (ξ), es una característica de su superficie, la cual está constituida por pliegues o crestas unidas, formando una superficie homogéneamente distribuida y depende del tipo del material que se emplee en su construcción. En el laboratorio, la determinación de la rugosidad se lleva a cabo a partir de la relación del área con respecto a la longitud de superficie de contacto con el fluido.

Actualmente se admite que la rugosidad puede expresarse por la altura media de los pliegues. Los valores más comúnmente empleados en la industria se dan en la Tabla 1.2¹⁶:

TUBERIA	ξ (pg)
Estrizada	0.00006
de Perforación o Producción	0.0006
de Ecurrimiento	0.0007
Galvanizada	0.006

TABLA 1.2 RUGOSIDADES DE LAS TUBERIAS MAS COMUNES EN LA INDUSTRIA.

Factor de fricción.

En las ecuaciones 1.30 y 1.31, la literal f , representa al factor de fricción, el cual depende del régimen de flujo y de la rugosidad, es decir, $f = f(N_{Re}, \xi)$.

Así, si el flujo es laminar, f se determina con:

$$f = \frac{64}{N_{Re}} \quad (1.34)$$

Para el flujo en la región crítica:

$$f = \frac{N_{Re} - 2300}{2300} \left[\frac{13521}{\left(2.3026 \log \left(\frac{\xi}{3.715d} + \frac{2514}{3100\sqrt{f}} \right) \right)^2} + 0.032 \right] \quad (1.35)$$

en donde f se determina iterativamente, dando un valor inicial de f . Un valor inicial para f puede ser establecido por:

$$f = 0.0056 + 0.5N_{Re}^{-0.32} \quad (1.36)$$

Para flujo turbulento:

$$f = \left[1.14 - 2 \log \left(\frac{\xi}{d} + \frac{21.25}{N_{Re}^{0.9}} \right) \right]^{-2} \quad (1.37)$$

Y para el caso de flujo completamente turbulento, el factor de fricción deja de depender del Número de Reynolds, y es dado por:

$$f = \left(-2 \log \frac{5.46}{3.715d} \right)^{-2} \quad (1.38)$$

Otra forma de obtener el factor de fricción, es por medio del diagrama de Moody.

I.2.2 Flujo en una sola fase.

El flujo en una sola fase es aquel en que a través de la tubería sólo se transporta gas o líquido. En la explotación de los hidrocarburos, el flujo en una sola fase se presenta en la tubería de producción de pozos productores de aceite bajosaturado, sólo hasta una cierta profundidad, a la cual el aceite alcanza la presión de saturación, en los oleoductos que parten de las instalaciones de separación a las refinerías, y en las tuberías que conducen el agua de inyección para los procesos de recuperación secundaria. Por otra parte, el flujo de gas en una sola fase se presenta en el conjunto de tuberías de los pozos productores de gas seco, en las líneas que conducen el gas separado de las baterías de producción a las plantas de proceso, en las líneas que conducen el gas de inyección para los procesos de recuperación secundaria y en las que conducen el gas para el bombeo neumático.

En los casos de *flujo de líquido*, la caída de presión total está dada por la suma de las caídas de presión por fricción y elevación. Para cálculos prácticos, la caída de presión por aceleración es despreciable. Así:

$$\Delta p_T = \Delta p_f + \Delta p_e$$

Las caídas de presión por elevación y por fricción están dadas por las siguientes ecuaciones, respectivamente:

$$\Delta p_e = 0.433 \gamma_L \Delta h \quad (1.39)$$

$$\Delta p_f = 0.06056 \frac{f \gamma_L q^2 L}{d^5} \quad (1.40)$$

Por lo tanto Δp_T puede ser expresada por:

$$\Delta p_T = 0.433 \gamma_L \Delta h + 0.06056 \frac{f \gamma_L q^2 L}{d^5} \quad (1.41)$$

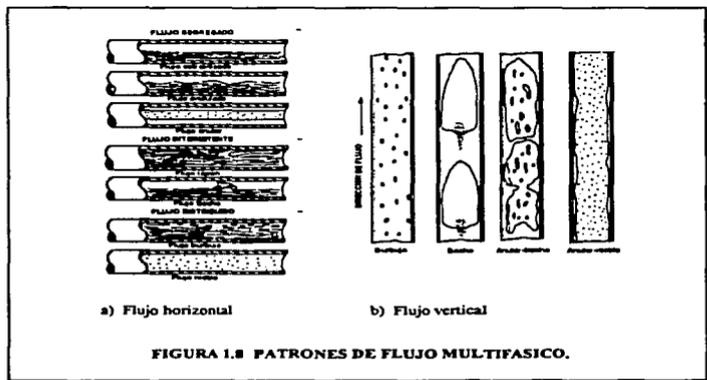
Para determinar el factor de fricción, es necesario determinar el régimen de flujo por medio del Número de Reynolds, que en unidades prácticas es:

$$N_{Re} = 92.2 \frac{\gamma L Q}{\mu d} \quad (1.42)$$

Para el cálculo de la caída de presión en el *flujo de gas*, varios investigadores, han desarrollado sus ecuaciones. Estas ecuaciones se resumen en la Tabla 1.3.

I.2.3. Flujo multifásico.

El flujo multifásico es definido como el movimiento conjunto de líquido y gas en tuberías. El líquido y el gas pueden fluir como una mezcla homogénea, o bien, el líquido fluir en baches y el gas empujando detrás de ellos; también pueden fluir en forma paralela. Otra posibilidad, es en la que el gas puede fluir con dos líquidos (normalmente aceite y agua), y con la posibilidad de que los líquidos estén emulsionados. A las diferentes formas de fluir conjuntamente líquido y gas se le llama patrones de flujo, es decir, un patrón de flujo es la distribución relativa de una fase respecto a la otra, como los mostrados en la Figura 1.8.



AUTOR	FLUJO HORIZONTAL	FLUJO INCLINADO	CONSTANTE K
	$q_g = K \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{L} \right)^{0.5} d^{2.5}$	$q_g = K \left(\frac{P_1^2 - P_2^2 \cos^2(\theta)}{Lc} \right)^{0.5} d^{2.5}$	$K = 461346 \left(\frac{T_g}{P_g} \right)^{0.5} \left(\frac{1}{T_g ZT} \right)^{0.5} E$
Clinebat	$q_g = K \left(\int_0^{P_1} \frac{P_m^{0.75} P_m}{Z} \cdot \int_0^{P_2} \frac{P_m^{0.75} P_m}{Z} \right)^{0.5} d^{2.5}$	$q_g = K \left(\frac{1}{Lc} \left(\int_0^{P_1} \frac{P_m^{0.75} P_m}{Z} \cdot \int_0^{P_2} \frac{P_m^{0.75} P_m}{Z} \right) \right)^{0.5} d^{2.5}$	$K = 10964 P_m \frac{Z_g T_g}{P_g (T_g ZT)} \left(\frac{1}{T_g} \right)^{0.5} E$
Parhande A	$q_g = K \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{L} \right)^{0.5394} d^{2.6182}$	$q_g = K \left(\frac{P_1^2 - P_2^2 \cos^2(\theta)}{Lc} \right)^{0.5394} d^{2.6182}$	$K = 43557 \left(\frac{T_g}{P_g} \right)^{0.5394} \left(\frac{1}{T_g} \right)^{0.5394} \left(\frac{1}{ZT} \right)^{0.5394} E$
Parhande B	$q_g = K \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{L} \right)^{0.510} d^{2.538}$	$q_g = K \left(\frac{P_1^2 - P_2^2 \cos^2(\theta)}{Lc} \right)^{0.510} d^{2.538}$	$K = 73 \left(\frac{T_g}{P_g} \right)^{0.51} \left(\frac{1}{ZT} \right)^{0.51} \left(\frac{1}{T_g} \right)^{0.51} E$
	$q_g = K \left(\frac{P_1^2(1+cp_1) + P_2^2(1+cp_2)}{L} \right)^{0.510} d^{2.538}$	$q_g = K \left(\frac{P_1^2(1+cp_1) + P_2^2(1+cp_2) \cos^2(\theta)}{Lc} \right)^{0.510} d^{2.538}$	
Weymouth	$q_g = K \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{L} \right)^{0.5} d^{2.6617}$	$q_g = K \left(\frac{P_1^2 - P_2^2 \cos^2(\theta)}{Lc} \right)^{0.5} d^{2.6617}$	$K = 43349 \frac{T_g}{P_g} \left(\frac{1}{T_g ZT} \right)^{0.5} E$
Smith	$q_g = K \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{L} \right)^{0.5} d^{2.5}$	$q_g = K \left(\frac{P_1^2 - P_2^2 \cos^2(\theta)}{Lc} \right)^{0.5} d^{2.5}$	$K = 7733 \frac{T_g}{P_g} \left(\frac{1}{T_g} \right)^{0.5} \left(\frac{1}{ZT} \right)^{0.5} E$
Cullender	$q_g = K \left(\frac{\Delta p_1(1+i_1) + \Delta p_2(1+i_2)}{L} \right)^{0.5} d^{2.5}$	$q_g = K \left(\frac{P}{1} - 0.00 \left(\frac{P}{ZT} \right)^{0.5} \right)^{0.5} d^{2.5}$	$K = \left(\frac{758 \times 10^{-6}}{T_g} \right)^{0.5} E$

$C = 117 \times 10^6 (1327)^{0.25}$ unidades de volumen (100 ft³)

TABLA 1.3 CORRELACIONES DE FLUJO DE GAS EN TUBERIAS.

La predicción de las caídas de presión que ocurren bajo flujo multifásico en tuberías, es de interés particular en la industria petrolera, en donde muchos de los pozos productores de gas contienen condensados e hidrocarburos más pesados, y los pozos de aceite producen gas. En cuanto a la energía natural del yacimiento declina, muchos pozos son equipados con sistemas artificiales de producción. Y para diseñar estos sistemas, se requiere de un método de predicción de los gradientes de presión en dos fases a lo largo de tuberías.

El problema del flujo en dos fases es complicado por fenómenos como el resbalamiento entre fases, el cambio del patrón de flujo y la transferencia de masa entre las fases. Estos factores ocasionan una caída de presión mayor que puede ser explicada por la menor área disponible para el flujo de cada fase. Para facilidad de estudio, el problema se ha dividido de acuerdo a la posición de la tubería: flujo multifásico vertical, flujo multifásico horizontal y flujo multifásico inclinado.

El *flujo multifásico vertical* es un factor determinante de la producción en los pozos de aceite y gas y gas y condensado, ya que este rige la presión en el fondo del pozo requerida para elevar los fluidos a través de la tubería de producción, a un cierto gasto; ésto hace necesario calcular las caídas de presión a lo largo de la tubería de producción, para de esta forma seleccionar correctamente la sarta de producción, predecir los gastos de producción y, prever y diseñar las instalaciones de producción artificial.

La presión fluyente total en el fondo del pozo está constituida por los siguientes elementos de presión:

1. Contrapresión ejercida en la superficie.
2. Presión hidrostática debida a la gravedad y al cambio de elevación entre la cabeza del pozo y el extremo inferior de la tubería de producción.
3. Pérdidas de presión: por fricción.

La pérdida de presión adicional, debida a la aceleración, generalmente es insignificante en comparación con los otras caídas de presión, por lo que en la mayoría de los cálculos de diseño su valor es despreciable.

En el caso del flujo multifásico, las pérdidas de presión por fricción y elevación, varían con el gasto en una forma mucho más complicada que en el caso de flujo de gas o líquido en una sola fase. El incremento del gasto podría cambiar los mecanismos que gobiernan la caída de presión de predominantemente gravitacional a predominantemente friccional.

La predicción de las caídas de presión bajo *flujo multifásico horizontal*, concierne a dos principales aspectos operacionales en la industria petrolera: 1) el dimensionamiento de líneas de transporte de mezclas gas-aceite desde las plataformas hasta las instalaciones terrestres, y 2) el dimensionamiento de líneas de escurrimiento de la cabeza del pozo a las

baterías de separación. En el caso de tuberías ya existentes, la predicción de las caídas de presión es necesaria para determinar los gastos de producción óptimos.

Los factores básicos que influyen al flujo multifásico horizontal, son esencialmente los mismos que influyen al flujo multifásico vertical. La principal diferencia está en los balances de energía de los dos sistemas, debido a las diferencias en las consideraciones posicionales.

El *flujo multifásico inclinado* se define como el flujo a través de tuberías que se desvían de la horizontal, tal como el flujo sobre terreno montañoso. En el campo, las tuberías de escurrimiento de los pozos raramente conservan la posición horizontal debido a lo accidentado del terreno sobre el que se tienden, motivo por el cual el flujo se efectúa en posición inclinada. La caída de presión total en tuberías inclinadas, es la suma de las caídas de presión por fricción y por elevación.

Para hacer frente al problema de flujo multifásico se han desarrollado trabajos que han concluido en la obtención de correlaciones y curvas de gradientes de presión, y más recientemente modelos mecánicos.

Correlaciones de flujo multifásico

Las correlaciones son expresiones que permiten calcular los gradientes de presión fluyente en las tuberías que conducen los hidrocarburos. Estas fueron desarrolladas correlacionando datos de campo o bien de experimentos en el laboratorio, obtenidos bajo ciertas condiciones de flujo; deberán aplicarse a situaciones similares a aquellas a las que fueron establecidas.

Las correlaciones para flujo multifásico vertical más ampliamente usadas, son las desarrolladas por: Hagedorn y Brown, Duns y Ros, Orkiszewski, Beggs y Brill y, Aziz. Para el flujo multifásico horizontal, son las desarrolladas por: Beggs y Brill, Duckler et al, Duckler y Hubbard, Eaton et al y Duckler usando el colgamiento de Eaton. Y para el flujo multifásico inclinado, a la fecha, la solución usada más ampliamente, ha sido la ofrecida por Flanigan; sin embargo, el trabajo presentado por Beggs y Brill parece ser más exacto con ligeras modificaciones. Estas correlaciones se resumen en la Tabla 1.4.

Alguna de estas correlaciones puede dar buenos resultados en ciertos pozos y campos, sin embargo, otra podría ser mucho mejor; la única forma de encontrar la correlación ideal, es la comprobación en el campo. Sin el conocimiento de un campo particular, Brown⁷ recomienda empezar a trabajar con las correlaciones en el orden en que fueron señaladas.

Curvas de gradientes de presión.

En 1954, Gilbert¹³ propuso un método para la preparación de curvas de gradientes de presión, que se utilizan en los casos en los que no se cuenta con una computadora que permita la aplicación de alguna correlación, y que requieren de una solución inmediata.

La aproximación de Gilbert al problema del flujo multifásico vertical fue empírica; basándose en valores medidos de pérdidas de presión en la tubería de producción, derivó familias de curvas que representaban los gradientes de presión fluyentes. Estas curvas pueden usarse para propósitos de extrapolación e interpolación. A la fecha, ya se han desarrollado curvas de gradientes de presión en base a las correlaciones de flujo multifásico. Un ejemplo de curvas de gradientes de presión vertical se muestra en la Figura 1.9. De esta figura se debe notar lo siguiente:

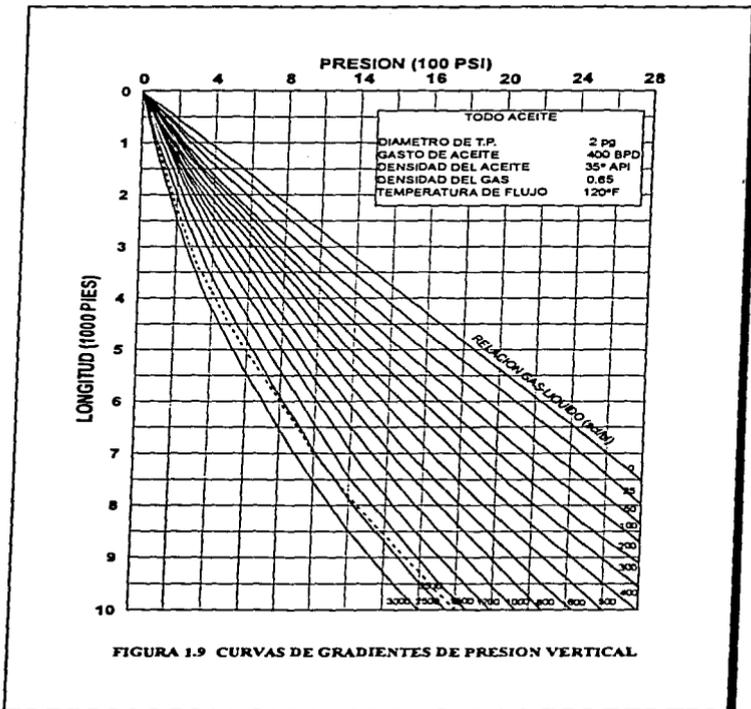
- El gradiente de presión decrece con el incremento de la RGL hasta alcanzar un gradiente mínimo, después del cual, la tendencia se invierte, al incrementarse el gradiente de presión con el incremento de la RGL. La razón física se debe a un cambio en el mecanismo predominante de caída de presión, causado por el incremento de la RGL.
- El eje vertical representa a la distancia atravesada verticalmente por los fluidos. Si se conoce la presión en un punto dado, es posible determinar la presión en algún otro punto, moviéndose a lo largo de la curva de gradiente una distancia correspondiente a la existente entre los dos puntos. Alternativamente, si se conoce la presión en el segundo punto, es posible determinar la distancia que corresponde a la diferencia de presión entre los dos puntos, al deslizarse a lo largo de la curva de gradiente, un intervalo correspondiente al cambio de presión entre los dos puntos.
- En el caso en que se tenga producción de agua, la relación entre la RGL y la RGA, es:

$$RGL = \frac{RGA}{(1+WOR)}$$

Las curvas de gradientes de presión para flujo multifásico horizontal, tienen la misma forma de uso, que las del flujo vertical.

Modelos Mecanísticos.

A medida que se ha desarrollado la informática, el uso de computadoras más poderosas, nos permite emplear algoritmos más complejos, obteniendo métodos más precisos aunque más elaborados de cálculo; tal es el caso del modelo mecanístico. Las correlaciones aún con el uso de computadoras, no han podido salvar el trecho que significa la extrapolación y la evaluación adecuada del colgamiento en los diferentes patrones de flujo. Durante la década de los años 80 se reconocieron muchos problemas con las correlaciones empíricas¹⁸:



- a) Los mapas de patrones de flujo limitan en cierta forma la aplicación generalizada de las correlaciones, ya que la transición entre los diversos patrones de flujo depende únicamente de los gastos de líquido y gas (velocidades superficiales). Se sabe que estas transiciones dependen de otros parámetros como es el ángulo de inclinación de tubería.
- b) Las correlaciones empíricas para el cálculo del colgamiento de líquido para cada patrón de flujo no son muy precisas.
- c) Se detectó que no importando cuantos datos fueran recolectados del laboratorio y/o campo, la exactitud de las predicciones no podían mejorar sin la introducción de más mecanismos físicos básicos. La aplicación de correlaciones empíricas a un amplio rango de datos resultó en errores de predicción en caídas de presión de más o menos 20%, y en algunos casos mayores.

Debido a los problemas anteriormente indicados, se reconoció que para tener un mejor entendimiento del flujo multifásico en tuberías se requiere de un tratamiento teórico-experimental. Los modelos mecánicos incorporan todas las variables importantes basados en la física del problema.

El uso de los modelos mecánicos, permite calcular de una manera más precisa las caídas de presión, ya que dentro de éstos, se contemplan características tales como: diferentes patrones de flujo, resbalamiento de fases, la movilidad de la interfase gas-líquido y posible transferencia de masa-calor.

En la literatura existen intentos para evaluar modelos mecánicos con datos de campo confirmando que esta técnica de modelado proporciona resultados más exactos que las correlaciones empíricas.

1.3 FLUJO A TRAVES DE ESTRANGULADORES.

La mayoría de los pozos fluyentes utilizan un estrangulador superficial. En su etapa inicial de producción, el estrangulador es de un cierto diámetro, pero a medida que pasa el tiempo la abertura del estrangulador se tendrá que incrementar paulatinamente, hasta que eventualmente se retire completamente para optimizar el gasto de producción. Algunas de las razones por las que se utiliza un estrangulador superficial en los pozos petroleros son²:

1. Seguridad.
2. Mantener un gasto de producción aceptable.
3. Prevenir la entrada de arena.
4. Producir al gasto más eficiente.
5. Prevenir la conificación de agua o gas.

Una gran parte de la caída de presión, entre la presión en la cabeza del pozo y la presión de separación, ocurre en el estrangulador, razón por la cual es necesario poder calcular la caída de presión con una buena precisión. Para calcular la caída de presión en el estrangulador, se han desarrollado correlaciones que a continuación que se revisarán.

I. 3.1 Flujo en una sola fase.

El comportamiento del *flujo de líquido* a través de toberas, está dado por¹⁷:

$$q = CA \sqrt{\frac{2g(144)\Delta p}{\rho}} \quad (1.43)$$

en donde C es el coeficiente de flujo.

Para el caso de *flujo de gas*, el comportamiento de flujo puede expresarse por la misma ecuación usada para líquidos, excepto que debe incluirse el factor de expansión neto Y:

$$q = YCA \sqrt{\frac{2g(144)\Delta p}{\rho}} \quad (1.44)$$

El coeficiente de flujo C y el factor de expansión neto Y, se determinan gráficamente.

I.3.2 Flujo multifásico.

Tangren et al, desarrollaron una ecuación de estado y una de movimiento para mezclas gas-agua fluyendo a través de una tobera. La importancia de la aproximación de Tangren et al, fue mostrar que cuando se agregan burbujas de gas a un líquido incompresible, la mezcla llega a ser compresible; además demostraron que arriba de la velocidad de flujo crítico, el medio llega a ser incapaz de transmitir cambios de presión corriente arriba contra el flujo.

Esta conclusión fue importante en la industria petrolera, en donde se convirtió en práctica común, seleccionar estranguladores de tal forma que se obtuviera la velocidad de flujo crítico, para evitar que las variaciones en la presión corriente abajo (línea de escurrimiento y separadores) afectaran la presión en la cabeza, y por lo tanto la capacidad de producción del pozo.

La mayoría de las correlaciones para flujo multifásico a través de estranguladores, son válidas únicamente para flujo crítico, ésto es, cuando la presión corriente abajo es

aproximadamente menor que la mitad de la presión corriente arriba. La Tabla 1.5 resume las correlaciones usadas en la industria.

I.4 SEPARACION GAS-ACEITE.

La etapa final de un sistema de producción, es la separación de los fluidos producidos en aceite, gas y agua. Las corrientes de aceite y gas, son transportadas, ya sea a las plantas de tratamiento si es necesario, o las terminales de venta. Si se tiene producción de agua, ésta se trata y se prepara para desecharla o bien para inyectarla al yacimiento.

Algunas de las razones por las que se hace necesario la separación de los fluidos producidos son¹⁹:

- Los equipos sólo pueden manejar una fase.
- Los contratos de venta son de gas y aceite estabilizados por separado.
- Evitar los fenómenos del flujo multifásico.

Para efectuar la separación de los fluidos, se hace uso de vasijas acondicionadas para tal fin, conocidas como separadores. Los separadores, de acuerdo a su forma pueden ser horizontales, verticales o esféricos. Además, independientemente de su forma, éstos pueden ser bifásicos (líquido-gas) o trifásicos (aceite-agua-gas).

De acuerdo a las características de los fluidos producidos, se deberá optar por algún tipo de separador que deberá ser correctamente dimensionado.

De lo anterior, para que los fluidos provenientes del pozo entren al separador, este deberá estar a una presión menor a la de los fluidos. Cabe hacer mención que dependiendo de la presión en la cabeza de los pozos, la separación puede efectuarse en etapas, esto es, cuando la presión en la cabeza de los pozos es alta, tal que al efectuar la separación en una sola etapa, no se consigue la estabilización del aceite, será necesario instalar etapas posteriores a la primera, para alcanzar la estabilización del aceite. Si por el contrario, la presión en la cabeza de los pozos es baja, la separación puede realizarse con sólo una etapa.

De lo anterior puede observarse que la presión de separación de la primera etapa es función de la presión en la cabeza de los pozos, y es ésta la que influye sobre la productividad de los pozos. Al aumentar la presión de separación (sin rebasar la p_{wh}), el gasto de producción disminuye, y al contrario, al disminuir la presión de separación, la producción aumenta. Por otro lado, la variación de la presión de separación, también repercute sobre los requerimientos de compresión; al disminuir la presión de separación, se necesita aumentar la

CORRELACION	GASTO (RFD)	OBSERVACIONES	
Gilbert	$\frac{P_w Q_g^2}{AR^3}$	A = 10.00 D = 0.546 C = 1.89 Considera flujo crítico. Da buenos resultados hasta para una relación de presiones de 0.7.	
Ros		A = 17.40 D = 0.500 C = 2.00 Considera flujo crítico. En su trabajo utilizó mezclas gas-solente en las que el gas fue la fase continua.	
Blaszkewil		A = 9.56 D = 0.546 C = 1.93 Considera flujo crítico. Sólo actualiza la ecuación de Gilbert con datos adicionales.	
Achong		A = 3.82 D = 0.650 C = 1.88 Considera flujo crítico. Obtenida a partir de datos de campo.	
Frostman y Dick	$\frac{15494 \left[\frac{93736 p_w}{21856 v_g + \gamma_g R} \right]^{0.75} \left[\frac{0.4513 \sqrt{d + 0.736}}{t + 0.5663} \right]^{0.75}}$	$r = \frac{0.005947 \gamma_g (R - R_c)}{P_w D_w}$ $m = \frac{1}{1 + r (P_g / P_w)}$ $v_g = \frac{m}{P_w}$	Considera flujo crítico. Proporciona resultados aceptables para relaciones de presiones de 0.35.
Ornela	$\frac{0.26 (P_g / P_w)^{-1.18} N_g^{1.18} Q^{0.87} N_d^{0.11}}{1.84 (P_w / \sigma)^{0.12}}$	$N_g = \frac{0.0174 p_w}{(P_g \sigma)^{0.11}}$ $Q = \frac{1}{1 + (R - R_c) P_g / 161310}$ $N_d = 120.872 d \left(\frac{D_w}{\sigma} \right)^{0.11}$	Considera flujo crítico. Obtenida experimentalmente con mezclas agua-gas. Se recomienda para orificios de hasta 1454 μ g y gastos máximos de 800 l/D.

TABLA 1.5 CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFASICO A TRAVES DE ESTRANGULADORES.

potencia del equipo de compresión, ya que la presión de succión será menor. Al aumentar la presión de separación, se disminuye la potencia requerida de compresión.

Dada la situación anterior, se deberá efectuar un análisis técnico-económico, que permita tomar la decisión correcta acerca de la presión de separación.

Así, un aceite bajosaturado, al fluir desde el radio de drene al pozo, subir a través de la tubería de producción y alcanzar las instalaciones superficiales de producción, eventualmente alcanza un estado saturado. En este punto, el gas empieza a liberarse formando un sistema de dos fases. El punto en donde el aceite alcanza su estado de saturación, depende de las propiedades del aceite y la presión y temperatura del yacimiento.

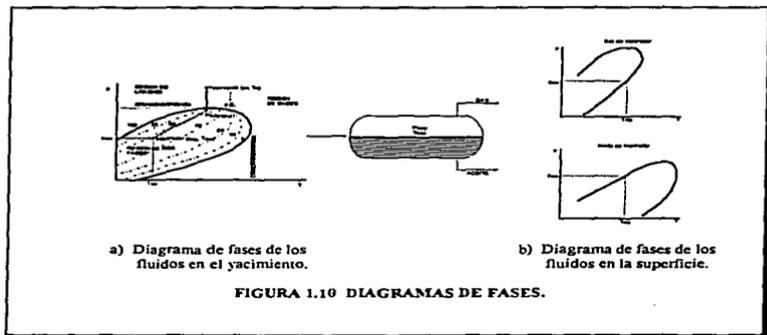
En los separadores, al llegar la mezcla de hidrocarburos, en general lo hacen en dos fases, y al salir de éstos, lo hacen en dos corrientes por separado: gas y aceite. En este caso es necesario conocer el comportamiento de las fases que llegan y que salen del separador.

Una herramienta muy útil para describir el comportamiento de fases de mezclas de aceite y gas a medida que fluyen a la superficie, son los diagramas de fases. La Figura 1.10a muestra un diagrama de fases típico, de un aceite bajosaturado a las condiciones iniciales de yacimiento.

El diagrama de fases presenta los siguientes elementos: la envolvente de fases, que es la curva resultante de la unión de las curvas de burbujeo y rocío. La curva de burbujeo se define como el lugar geométrico de los puntos de presión y temperatura en los cuales, se forma la primer burbuja de gas, con lo que la fase líquida pasa a la región de dos fases. La curva de rocío, por su parte, se define como el lugar geométrico de los puntos de presión y temperatura en donde se forma la primer gota de líquido, con lo que la mezcla en fase gaseosa pasa a la región de dos fases. El punto en donde se unen las curvas de burbujeo y rocío, es el punto crítico, y representa una condición termodinámica única. A la presión máxima a la que coexisten en equilibrio las dos fases se llama cricondembra, y a la temperatura máxima, cricondenterma²⁰.

Entre el punto crítico y la cricondenterma, se encuentra una región conocida como región de condensación retrógrada. Una caída de presión en la región de condensación retrógrada resulta en la condensación de líquido.

En el diagrama de fases de la Figura 1.10a, se puede observar la ruta correspondiente al flujo desde el radio de drene al pozo (proceso isotérmico), el conjunto de tuberías, y finalmente, el separador. En el separador, el gas y el aceite se separan en dos corrientes, cada una constituyendo una nueva mezcla con una composición y diagrama de fases diferente. La envolvente del gas empieza en un punto sobre la curva de rocío de su diagrama de fases, y la del aceite empieza en un punto sobre la curva de burbujeo de su diagrama de fases, como se muestra en la Figura 1.10b.



1.5 ANALISIS NODAL.

El análisis nodal, es definido como un sistema de aproximación a la optimización de pozos de aceite y gas, y se usa para evaluar un sistema completo de producción. Por medio de este análisis, todos los componentes del sistema son analizados en conjunto²¹. Es Gilbert¹³, quien propone este método de análisis, sin que se usara ampliamente hasta hace algunos años.

Los objetivos del análisis nodal son:

1. Determinar el gasto al que producirá un pozo de aceite o gas, considerando la geometría del pozo y las limitaciones de la terminación.
2. Determinar las condiciones de flujo a las que un pozo se agotará.
3. Determinar el momento apropiado para la instalación de un sistema artificial de producción y asistir en la selección óptima del sistema.
4. Optimizar el sistema para producir el gasto objetivo económicamente.
5. Checar cada componente del sistema para determinar si está restringiendo innecesariamente a la producción.
6. Permitir a los ingenieros el rápido reconocimiento de la forma de incrementar el gasto de producción.

El método de análisis nodal, requiere de la elección de un nodo, llamado nodo solución. La elección del nodo solución depende del componente que se desee evaluar, éste es, que su análisis muestre convenientemente la respuesta del sistema a las condiciones dadas y a las que se establezcan como supuestas, de tal forma que se pueda identificar con certeza el problema y planear la solución técnica a la luz de una justificación económica para su posterior ejecución¹⁶. La Figura 1.1 muestra los nodos que pueden tomarse como solución.

Algunos de los nodos son llamados nodos funcionales, y son aquellos en donde se presentan caídas de presión en una corta distancia. Estos nodos funcionales son: el estrangulador superficial, las válvulas de seguridad, los disparos, etc.

El fondo del pozo como nodo de solución.

Es un nodo de solución común y se localiza a la profundidad media del intervalo disparado. En estas condiciones el sistema se divide en dos: el yacimiento y el sistema total de tuberías. La Figura 1.11a muestra el comportamiento del sistema.

La elección de este nodo, obedece a que al aislar el yacimiento del resto del sistema, puede verse clara e inmediatamente el efecto del abatimiento de la presión del yacimiento sobre el gasto. Así también, puede observarse el efecto de una estimulación.

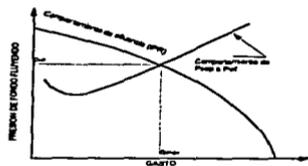
La cabeza del pozo como nodo de solución.

Es también un nodo de solución muy común. En estas condiciones el sistema se divide en dos: el separador y la línea de descarga, y el yacimiento y la T.P. La Figura 1.11b muestra el comportamiento del sistema.

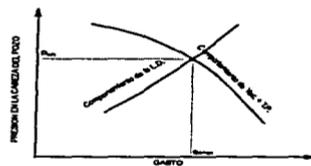
Al considerar este nodo como solución, se aísla la línea de descarga y de esta forma es fácil mostrar el efecto que tiene el cambio de diámetro sobre el gasto.

El separador como nodo de solución.

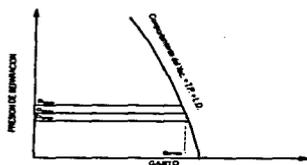
La elección del separador como nodo de solución es apropiada cuando el gas en la descarga del mismo debe tener una presión tal, que le permita incorporarse a un sistema de alta presión, o a algún otro sistema de recolección. Además como la p_{sep} controla la presión de succión de los compresores, está directamente relacionada con la potencia requerida por éstos. Entonces, la variación de la p_{sep} debe analizarse considerando el sistema en su conjunto, pues no siempre una reducción de ella se traduce en un incremento del gasto. La razón es que la línea de escurrimiento, o la T.P., o el yacimiento en pozos de baja productividad pueden constituir la restricción principal al flujo.



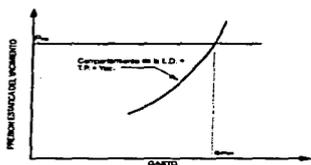
a) El fondo del pozo como nodo solución



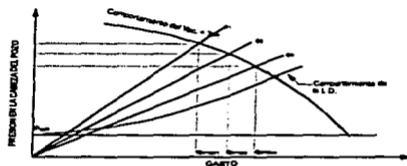
b) La cabeza del pozo como nodo solución



c) El separador como nodo solución



d) La presión del yacimiento como nodo solución



e) El estrangulador como nodo solución

FIGURA 1.11 ANALISIS NODAL

El tomar el separador como nodo de solución permite concluir que el cambio en el gasto depende del comportamiento total del sistema. En todo caso, la elección de la presión de separación está sujeta a la relación costo-comportamiento. La Figura 1.11c presenta el efecto de la presión de separación sobre el gasto.

El yacimiento como nodo de solución.

La elección de este nodo permite obtener el gasto posible para diferentes presiones estáticas. Sin embargo, su utilidad es relativa si no se considera la variación de la relación gas-aceite. Su cambio provoca, a su vez, una nueva curva que representa al resto del sistema. La Figura 1.11d muestra el comportamiento del sistema.

El estrangulador superficial como nodo de solución.

Este nodo como solución responde de igual forma que la cabeza del pozo. Su efecto se presenta en la Figura 1.11e.

Como pudo verse, el análisis nodal es de gran utilidad en el estudio del comportamiento de los sistemas de producción, dado que nos permite analizar cada uno de los componentes del sistema, sin perder de vista que cada uno de éstos forma parte de un todo, y que la modificación de uno, afectará al comportamiento de los otros.

De lo desarrollado en el capítulo, se puede concluir la primordial y preponderante importancia de la determinación correcta del comportamiento de afluencia de los pozos, como punto de partida de un correcto estudio integral del sistema de producción. Aunado a lo anterior, la elección de los modelos mecanísticos (dadas las ventajas señaladas en relación a las correlaciones) como medio de estudio del flujo en tuberías, se tendrá como resultado el diseño y dimensionamiento adecuado de las tuberías y separadores, lo cual conlleva a la optimización de la producción y que se reflejará directamente en aspectos económicos.

CAPITULO II

CURVAS DE AFLUENCIA

El desarrollo de los medidores de presión de fondo de pozo, condujo a la práctica de las pruebas de pozo con mediciones simultáneas del gasto de producción en la superficie y de la presión en el fondo del pozo. La razón fundamental de las pruebas de pozo, era determinar el gasto de producción esperado si se ejercía una cierta contrapresión en la cabeza del pozo. Desde los primeros días de las pruebas de pozo, los esfuerzos se concentraron en la formulación de ecuaciones simples que expresaran la relación entre q_o y p_{wf} , para caracterizar el sistema pozo-yacimiento.

A la relación entre la presión de fondo fluyente y el correspondiente gasto de aceite estabilizados, que describe el comportamiento del sistema, se le conoce como *comportamiento de afluencia (IPR)*. Es común representar el comportamiento de afluencia de pozos en forma gráfica, con la presión de fondo fluyendo estabilizada en el eje y , y en el eje x , el gasto. La Figura 1.7 del capítulo anterior, muestra las formas del comportamiento de afluencia.

En sí, el comportamiento de afluencia puede entenderse como la capacidad de un pozo para producir fluidos por unidad de abatimiento de presión. Es una descripción concisa del potencial de un pozo a una presión media del yacimiento dada²².

El conocimiento del comportamiento de afluencia para cada pozo, es una necesidad básica en el equipamiento y operación de los pozos petroleros para obtener el máximo provecho bajo la imposición de algún conjunto de condiciones de producción. La determinación del IPR de los pozos, no únicamente permite analizar muchos problemas operativos, sino también provee la información necesaria para predecir el desarrollo futuro del campo. Así muchos aspectos involucrados en la producción de pozos dependen de la disponibilidad y confiabilidad de las curvas de afluencia.

II.1 COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA EN POZOS DE ACEITE BAJOSATURADO.

Los pozos de aceite bajosaturado, se caracterizan porque su producción se efectúa a presiones de fondo mayores que la presión de saturación del aceite, por lo que el flujo del yacimiento al pozo se efectúa en fase líquida. Idealmente se puede suponer que el aceite es ligeramente compresible.

La relación de afluencia que describe el flujo de líquido incompresible o ligeramente compresible, es la del comportamiento lineal.

II.1.1 Índice de productividad J (o IP).

La ecuación de afluencia más simple y ampliamente usada es la del índice de productividad, la cual establece que el gasto es directamente proporcional al abatimiento de presión. Esta se expresa por la ecuación 1.20:

$$q_o = J(p_R - p_{wf})$$

en donde J es el índice de productividad definido en 1942 por Muskat¹¹, como la relación del gasto de aceite al abatimiento de presión. Desde un punto de vista práctico, el índice de productividad es la medición más directa de la capacidad productiva de una formación productora. Sin embargo, teóricamente es una cantidad dependiente de muchos factores, tal que una interpretación cuantitativa de valores numéricos específicos en términos de parámetros físicos conocidos, muchas veces es imposible.

Definiendo el índice de productividad a partir de la Ley de Darcy, se pueden observar de una forma más clara los parámetros físicos de los que depende. Sustituyendo q_o en la ecuación 1.20 por la ecuación 1.15 y resolviendo para J, se tiene:

$$J = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh}{B_o \mu_o L \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (2.1)$$

Aunque los términos de caída de presión quedan fuera de la expresión, el índice de productividad es dependiente de la presión, ya que la viscosidad y el factor de volumen son función de la presión. La permeabilidad efectiva es función de la saturación de fluido, la cual varía con la presión.

Considerando el caso de un yacimiento de aceite bajosaturado, donde el mecanismo de empuje es el de la expansión roca-fluidos, en general se caracteriza porque la relación gas-aceite permanece constante e igual a R_{si} , ya que la liberación de gas se lleva a efecto en

la TP, la saturación de aceite prácticamente no varía, la porosidad y permeabilidad absoluta disminuyen ligeramente así como la viscosidad del aceite; el factor de volumen del aceite aumenta en una forma muy ligera²⁰. Debido a estas circunstancias y considerando que en el flujo no existen efectos turbulentos, como puede verse en la ecuación 2.1, el índice de productividad puede considerarse prácticamente constante.

Al considerar $J = \text{cte}$, y graficar p_{wf} vs. q_o en coordenadas cartesianas, como se muestra en la Figura 1.7a, se pueden observar varios aspectos importantes:

1. Por convención la variable dependiente q_o en el eje x y la variable independiente p_{wf} en el eje y , definen una línea recta.
2. Cuando la presión de fondo fluyendo se iguala a la presión media del yacimiento p_R , el gasto es cero debido a la ausencia de un abatimiento de presión. Cabe señalar que p_R puede aproximarse con la p_{wa} medida³.
3. La pendiente de la recta es igual al recíproco del índice de productividad, es decir, $m = 1/J$, y
4. Cuando $p_{wf} = 0$, se tiene $q_o = q_{o\text{máx}}$

El hecho de considerar $J = \text{cte}$, y aplicar la ecuación de Darcy, tiene como limitación básica de aplicación el flujo de líquido incompresible en un medio poroso isotrópico. Por lo anterior, en términos prácticos, sólo se puede aproximar idealmente al flujo de aceite bajosaturado.

Para aplicar la ecuación 2.1, aún aceptando sus limitaciones básicas, se requiere del conocimiento de k , h , μ_o , B_o y r_w . El valor de la permeabilidad k evidentemente podría representar un promedio sobre las mediciones de muestras, las cuales muchas veces varían por factores de 10 a 100 en un solo estrato productor identificable geológicamente. B_o y μ_o a presión y temperatura del yacimiento se pueden determinar con mediciones apropiadas de laboratorio. El radio de drené r_e , no es realmente determinado y generalmente se elige como la mitad del espaciamiento de los pozos del campo. Esta arbitrariedad afortunadamente es mitigada por el hecho de que r_e entra a la ecuación 2.1 logaritmicamente, tal que el valor calculado de J será más insensible al valor de r_e ¹¹.

Al considerar el flujo simultáneo de aceite y agua, el índice de productividad se determina por la ecuación:

$$J = \frac{q_o + q_w}{(p_R - p_{wf})} = \frac{7.08 \times 10^{-3} h}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \left[\frac{k_o}{B_o \mu_o} + \frac{k_w}{B_w \mu_w} \right] \quad (2.2)$$

El índice de productividad proporciona un medio para la evaluación de operaciones de estimulación o reparación de pozos. Una comparación del índice de productividad antes y

después de la operación, dará una mejor medida del efecto de la operación sobre el pozo más que el propio gasto de producción bajo ciertas condiciones específicas

Para la comparación de pozos de un mismo campo, se introdujo el concepto de índice de productividad específico (J_s), el cual está definido por la relación del índice de productividad al espesor neto de la formación:

$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{q_o}{h(p_R - p_{wf})} \quad (2.3)$$

Cabe mencionar que la ecuación de Darcy considera el caso de pozos verticales. Sin embargo para el caso de pozos horizontales, el área de drene establecida es diferente a la cilíndrica, por lo que la ecuación de afluencia para este caso es diferente. Una ecuación para pozos horizontales está dada por ²³:

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} k_h h (p_s - p_{wf})}{\mu_o B_o \left[\text{Ln} \left\{ \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right\} + \left(\frac{I_{ani} h}{L} \right) \text{Ln} \left(\frac{I_{ani} h}{r_w (I_{ani} + 1)} \right) \right]} \quad (2.4)$$

donde:

$$I_{ani} = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}$$

$$a = \frac{L}{2} \left\{ 0.5 + \left[0.25 + \left(\frac{r_{wh}}{L/2} \right)^4 \right]^{0.5} \right\} \quad \text{para } L/2 < 0.9 r_{wh}$$

I_{ani} es el índice anisótropo, L la longitud del pozo horizontal, r_{wh} es el radio de drene horizontal y α es un medio del eje mayor de la elipse del área de drene.

La ecuación 2.4 combina flujo estacionario en el plano horizontal y flujo pseudoestacionario en el plano vertical.

II.1.2 Eficiencia de flujo.

Además de los problemas con los que la formación y sus fluidos inciden en la variación de la producción, como ya se mencionó, existe un daño que se refleja en el comportamiento de afluencia del pozo.

Algunas veces es más útil expresar el efecto del daño y estimulación en términos de la eficiencia de flujo. Considerando el perfil presión-distancia de un pozo dañado como se

ilustra en la Figura 1.6 del capítulo anterior, la eficiencia de flujo está dada por la relación de caída de presión real a la caída de presión ideal:

$$EF = \frac{P_R - P_{wf}}{P_R - P_{wf}} = \frac{P_R - P_{wf} - \Delta P_s}{P_R - P_{wf}} \quad (2.5)$$

La eficiencia de flujo depende de la variación de las condiciones naturales de la formación; cualquier cambio en ellas alterará la distribución de presiones y consecuentemente el gasto. Cuando no varían las condiciones naturales de la formación, ésta puede explotarse en agujero descubierta y con todo el intervalo expuesto al flujo con una $EF = 1.0$; en general, ésto no es común.

II.1.3 Potencial del pozo.

El potencial del pozo o gasto máximo $q_{\text{máx}}$, como puede verse en la Figura 1.7, es el gasto que corresponde a la presión de fondo fluyendo igual a cero. Sin embargo deberá aclararse que la Figura 1.8 se refieren al comportamiento de la formación, esto es, la reacción de la formación al abatimiento de presión en el pozo, tal que lo que aquí se refiere como el potencial del pozo, en realidad es el potencial de la formación y es el gasto máximo al cual la formación puede entregar líquido al pozo¹².

Aunque en la práctica, la condición de $p_{wf} = 0$ no es posible, la definición de potencial del pozo es útil y tiene amplia importancia en la industria petrolera, particularmente para comparar diferentes pozos en el mismo campo, así como para planear las estrategias de venta de la producción de aceite y diseñar las instalaciones superficiales de producción. Cabe señalar que este concepto se aplica tanto a pozos de aceite como a pozos de gas.

La determinación del potencial del pozo, a partir de la definición de índice de productividad, hace innecesario efectuar verdaderas pruebas de potencial, las cuales son imprácticas e indeseables dado que al abrir el pozo a la atmósfera, se origina un abatimiento de presión muy grande lo que conlleva problemas tales como la conificación de agua o gas y arenamiento de los pozos.

II.2 COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA EN POZOS DE ACEITE SATURADO

Una vez que la presión de fondo fluyendo alcanza la presión de saturación del aceite, es decir $p_{wf} = p_b$, el gas disuelto empieza a liberarse y a acumularse cerca del pozo. A medida que se continúa la explotación, la saturación de gas libre en el yacimiento se incrementa, hasta que alcanza la saturación crítica, por lo que ahora la corriente de fluido es heterogénea, debido a que el gas empieza a fluir junto con el aceite. Ahora el flujo que se tiene es el de un

fluido altamente compresible, por lo que la ecuación de Darcy no es mayormente aplicable dado que ésta sólo contempla el flujo de líquido incompresible.

Muskat¹¹ señaló que debido al carácter heterogéneo del flujo, la permeabilidad al aceite será sensible a la relación gas-aceite y también será afectada por la diferencial de presión, así como por las presiones absolutas. Además la viscosidad y el factor de volumen también variarán con la presión. Por lo tanto, no se puede esperar que el índice de productividad sea una constante absoluta.

Efectivamente, observaciones de campo señalan que se requieren de incrementos de presión más que lineales para incrementar el gasto^{11,12,13}, tal como se observa en la Figura 1.7b. Gilbert¹³, utilizó el término de IPR para referirse a esta curva.

Este fenómeno puede atribuirse a uno o más de los siguientes factores²:

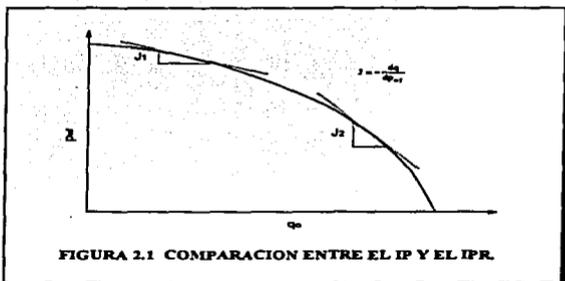
1. Incremento de saturación de gas, con la subsecuente disminución de la permeabilidad al aceite como resultado de la reducción de la presión cerca del pozo.
2. Cambio del régimen de flujo, de laminar a turbulento en las cercanías del pozo, debido a altos gastos de producción.
3. Se excede el gasto crítico a través de los poros de la cara de la formación. Estos poros actúan como orificios y cuando se excede el gasto crítico, se incrementa el abatimiento de presión, con un efecto negativo sobre el gasto.

Ahora, con este comportamiento, el valor de J está sujeto a variaciones con el incremento del abatimiento de presión a un tiempo dado en la vida del pozo. Bajo estas condiciones el índice de productividad a algún gasto dado se define como el cambio del gasto con respecto a la presión de fondo fluyendo¹², $-dq_w/dp_{wf}$, como se muestra en la Figura 2.1.

De lo anterior se puede concluir que los términos J e IPR, no son conceptos equivalentes. El IPR es la relación entre p_{wf} y q_w , mientras que el índice de productividad J , es la primera derivada del IPR, en el caso especial en el que el IPR es una línea recta².

II.2.1 Curvas de IPR a tiempo actual.

Dada la importancia de establecer el comportamiento de afluencia de pozos, se han desarrollado métodos para establecer dicho comportamiento en una forma práctica. Vogel¹⁵ en 1968, presentó los resultados de su investigación relacionado con las IPR en pozos que producen de yacimientos de aceite con empuje por gas disuelto liberado. Su trabajo consistió en establecer las curvas de afluencia a partir de las ecuaciones de flujo en dos fases en el yacimiento, propuestas anteriormente por Weller²⁴.

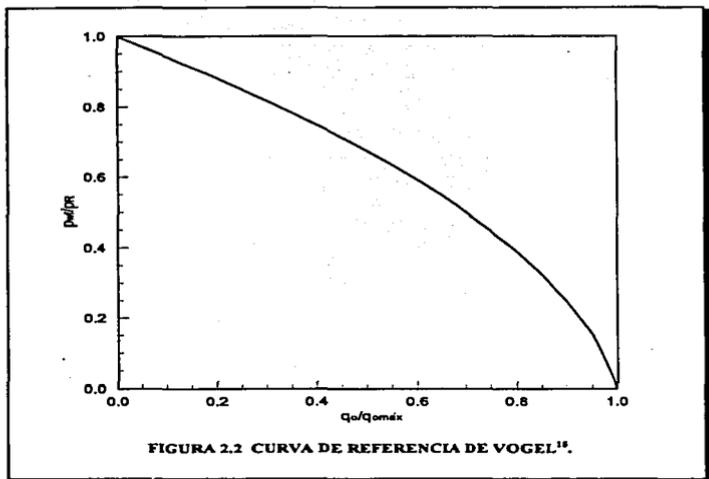


En su estudio consideró un amplio rango de condiciones simuladas, como son: flujo de aceites de características diferentes, yacimientos con permeabilidades relativas diferentes, así como el efecto del espaciamiento de los pozos, fracturamiento y restricciones al flujo debidas al daño. Como resultado de su estudio demostró que el IPR se abate con el agotamiento de la presión del yacimiento, a medida que éste se explota. Y al observar los efectos que tenían sobre el IPR todas las condiciones que él impuso, graficó en forma adimensional todas las curvas de IPR con p_{wf}/p_R en el eje y y q_o/q_{umda} en el eje x.

Vogel notó que al graficar las IPR adimensionales, resultaba una curva muy similar para casi todas las condiciones simuladas, con excepción de un pozo con efecto de daño en el cual el IPR se aproximó a una línea recta.

Ajustando todas las curvas de IPR adimensionales, Vogel obtuvo una curva de referencia que resume todo su trabajo de investigación y que sirve para generar el comportamiento de afluencia de pozos que producen de yacimientos con empuje por gas disuelto, la cual se muestra en la Figura 2.2. La curva de referencia de la Figura 2.2 está representada por la ecuación 1.22:

$$\frac{q_o}{q_{umda}} = 1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_R} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_R} \right)^2$$



Y para calcular la p_{wf} se tiene la siguiente expresión:

$$p_{wf} = 0.125p_R \left[-1 + \sqrt{81 - 80(q_o / q_{o máx})} \right] \quad (2.6)$$

De su trabajo, Vogel comparó los resultados calculados, con los obtenidos de la curva de referencia, concluyendo que la curva de referencia se ajusta mejor en las primeras etapas de la explotación, teniendo un error relativo mayor en las últimas etapas de explotación, pero en este caso, los gastos de producción son bajos, y en consecuencia, los errores absolutos son menores.

En su trabajo de investigación Vogel consideró las siguientes suposiciones²⁴:

1. Yacimiento circular y completamente cerrado, con un pozo en el centro que atraviesa todo el espesor neto productor.
2. Medio poroso homogéneo e isótropo con una saturación de agua constante en todos los puntos.
3. Efectos gravitacionales despreciables.
4. Las compresibilidades del agua y de la roca son despreciables.
5. La composición y equilibrio son constantes para aceite y el gas.
6. Existe la misma presión tanto en la fase aceite como en la fase gas (efectos capilares despreciables).
7. Suposición de estado semiestacionario, en el que la velocidad de desaturación es la misma en todos los puntos a un tiempo dado.

En la práctica, varios investigadores han coincidido en que la ecuación de Vogel puede aplicarse a otros tipos de yacimientos diferentes al de empuje por gas disuelto liberado, con resultados confiables, lo cual se debe tomar con reservas.

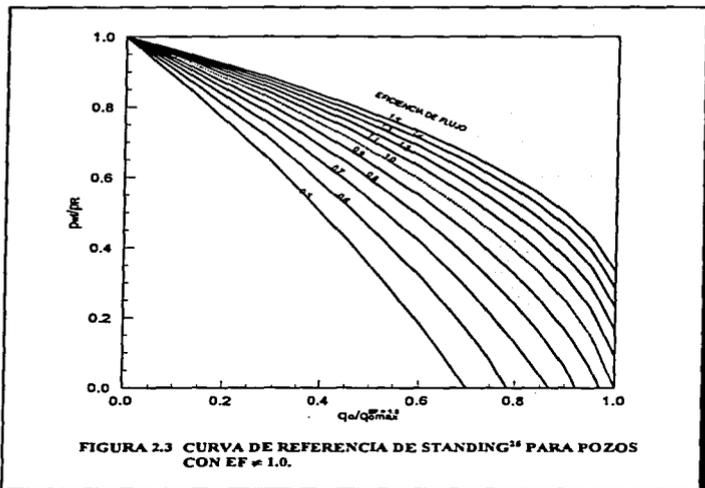
Aunque en su investigación Vogel consideró el efecto de daño sobre las curvas de IPR, su curva de referencia, únicamente contempla una eficiencia de flujo de 1.0, quedando fuera los pozos que estuvieran dañados, o bien, estimulados. Standing²⁵, tomando como base el trabajo de Vogel, extiende sus resultados para considerar los casos de pozos con eficiencias de flujo diferentes de 1.0. Usando la igualdad que se deduce de la Figura 1.5: un pozo dañado con una presión de fondo fluyendo p_{wf} , fluye al mismo gasto que un pozo sin daño con una presión de fondo fluyendo p_{wf}' , Standing presenta una familia de curvas de IPR que se muestra en la Figura 2.3.

La ecuación de Vogel, también puede adaptarse para $EF \neq 1.0$. Sustituyendo p_{wf} con p_{wf}' donde,

$$p_{wf}' = p_R - EF(p_R - p_{wf})$$

con lo que la ecuación 1.22 queda como:

$$\frac{q_o}{EF \cdot 1.0} = 1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}'}{p_R} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}'}{p_R} \right)^2 \quad (2.7)$$



De la gráfica de referencia de Standing (Figura 2.3), pueden obtenerse:

1. El q_{max} para un pozo con daño.
2. El q_{max} si el daño es eliminado.
3. El q_{max} si el pozo es estimulado.
4. La determinación del gasto para alguna p_{wf} y diferentes EF.
5. La construcción de la curva de IPR para pozos dañados y estimulados.

El trabajo de Standing mejora el trabajo de Vogel, y representa una herramienta de mucha utilidad. Sin embargo, el trabajo de Standing y de Vogel, presentan un problema a valores de presiones fluyentes bajas y valores de EF altos; dado que se obtienen valores

negativos de presiones fluyentes ideales. El valor negativo causa problemas en la ecuación de Vogel, y resultará en un gasto reducido en comparación al valor positivo de p_{wf} . La Figura 2.4 presenta los resultados típicos de este problema.

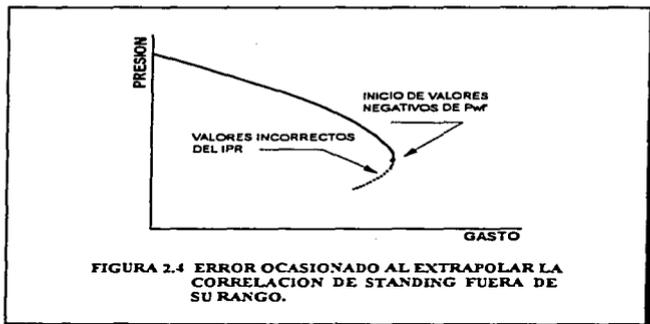


FIGURA 2.4 ERROR OCASIONADO AL EXTRAPOLAR LA CORRELACION DE STANDING FUERA DE SU RANGO.

Para resolver el problema antes señalado, Harrison propuso para valores de p_{wf} negativos y positivos la siguiente ecuación:

$$\frac{q_o}{q_{o \text{ max}}} = 1.2 - 0.2e^{(1.792 p_{wf}/p_h)} \quad (2.8)$$

Proponiendo también una gráfica generalizada, que se presenta en la Figura 2.5.

También manipulando la ecuación de Vogel, Couto et al²⁶ presentan una ecuación corregida muy simple para establecer el comportamiento de afluencia de pozos con $EF = 1.0$, y la expresan de la forma siguiente:

$$\frac{q_o}{q_{o \text{ max}}} = 1 - 0.2R' - 0.8(R')^2 \quad (2.9)$$

en donde R' es la presión de fondo fluyendo ideal adimensional, definida como: $R' = p_{wf}/p_h$.

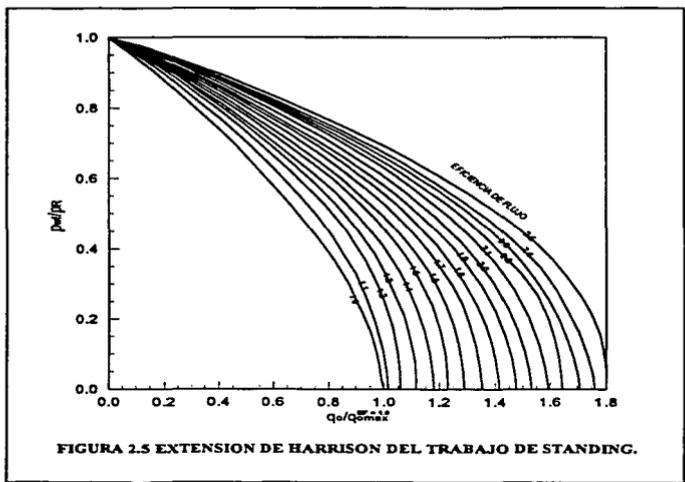


FIGURA 2.5 EXTENSION DE HARRISON DEL TRABAJO DE STANDING.

Factorizando la ecuación 2.9:

$$\frac{q_o}{q_o \max} = (1-R)(1+0.8R) \quad (2.10)$$

Reescribiendo la ecuación de EF (ecuación 2.5), se tiene que:

$$EF = \frac{1-R'}{1-R} \quad (2.11)$$

en donde R es la presión de fondo fluyendo real adimensional, definida por $R = p_w/p_R$.

La ecuación 2.11 permite relacionar R' con R y EF , de tal forma que la ecuación 2.10 puede expresarse como:

$$\frac{q_o}{\frac{q_o}{EF+1.0}} = EF(1-R)[1.8 - 0.8EF(1-R)] \quad (2.12)$$

conocida como la ecuación de IPR de Vogel generalizada o corregida para $EF \neq 1.0$.

En 1973, Fetkovich⁴ presentó una ecuación de IPR para pozos de aceite muy similar a la de los pozos de gas. A partir de su trabajo concluyó que las IPR de pozos de aceite pueden ser establecidos de la misma forma en la que se establece el IPR de los pozos de gas. Lo anterior es basándose en la suposición de que una gráfica de $k_{ro}/\mu_o B_o$ vs. p puede representarse aproximadamente por dos segmentos de línea recta, como se observa en la Figura 2.6. Fetkovich obtiene la ecuación de flujo para el intervalo total de presión, al integrar la ecuación propuesta por Evinger y Muskat (ecuación 1.19), lo cual se puede expresar como:

$$q = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh}{(\mu B) \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s \right]} \left[\frac{(\mu B)^{a_2}}{2} (p_i^2 - p_{er}^2) + (p_o - p_b) \right] \quad (2.13)$$

que también puede expresarse como:

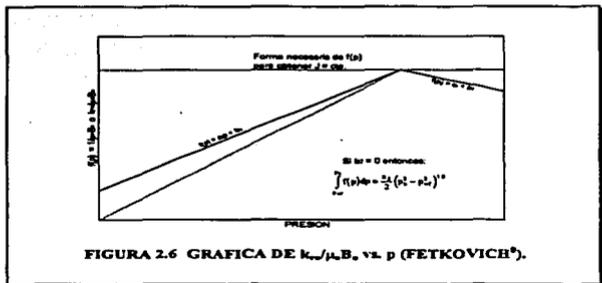
$$q_o = J_o' (p_i^2 - p_{er}^2) + J_o (p_o - p_b) \quad (2.14)$$

en donde:

$$J_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh}{\mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s \right]}$$

$$J_o' = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh}{\left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s \right]} \left[\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_{p_i} \left(\frac{1}{2 p_R} \right) \right]$$

$$a_2 = \frac{k_{ro} / \mu_o B_o}{p_R}$$



Fetkovich sugiere que la ecuación 2.14 puede expresarse de una forma más generalizada con:

$$q_o = J_o (p_k^2 - p_{cr}^2)^n \quad (2.15)$$

la cual es la ecuación propuesta por Fetkovich, y que es idéntica a la ecuación 1.21 usada para pozos de gas. Por este motivo, Fetkovich señala que los pozos de aceite se podrán caracterizar a partir de datos obtenidos de pruebas multigasto. Así, al graficar la ecuación 2.15 en coordenadas logarítmicas, se obtiene una línea recta, en donde J_o es la intersección de la recta con el eje de las abscisas al valor de $p_k^2 - p_{cr}^2 = 1.0$ y n es el inverso de la pendiente de la recta conocido como exponente de turbulencia y varía entre 0.5 y 1.0, indicando el grado de turbulencia ($n = 1.0$ para flujo laminar y $n = 0.5$ para flujo turbulento).

Así mismo Fetkovich, demostró que la ecuación 2.15 es aplicable al flujo de aceite saturado y aceite bajosaturado. Sin embargo, investigaciones²⁷ recientes han demostrado que para el caso de aceite bajosaturado, la ecuación 2.15 deberá ser en términos de Δp . Este tema se abordará con más detalle en el siguiente capítulo.

En un trabajo reciente Camacho, Padilla y Vásquez²⁷ presentan una nueva ecuación de afluencia que considera flujo multifásico y presencia de efectos inerciales en el yacimiento. Esta ecuación está expresada por:

$$q_w(t) = \frac{2\pi h}{\ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) - 0.5 + \frac{r_w^2}{r_s^2}} \int_{r_w}^{r_s} \frac{-b + \sqrt{b^2 + 4ac}}{2aB_o(\partial p / \partial r)} dp \quad (2.16)$$

donde:

$$a = \frac{9.115 \times 10^{-13} \beta_{oj} \rho_o^o}{887.2}$$

$$b = \frac{\mu_o}{k_j k_{rw}}$$

$$c = \frac{1}{887.2} \frac{\partial p}{\partial r}$$

donde $\rho_o^o = \rho_{ow}/B_o$; $k_j = k_s$ para $r \leq r_s$; $k_j = k$ para $r > r_s$. Lo mismo se aplica para β_{oj} . Para el caso de $s = 0$, se considera $r_s = r_w$.

Aunque la ecuación 2.16 no es atractiva para propósitos prácticos, ésta es útil para generar curvas de IPR de una forma analítica, tal que permiten entender el comportamiento de afluencia de los pozos.

II.2.2 Predicción de curvas de IPR.

En el estudio técnico-económico de un pozo, es de gran importancia la predicción de los gastos de producción. Esto impone la necesidad de poder predecir el comportamiento del pozo, de tal forma, que se pueda planear la vida productora del pozo, para de esta forma poder determinar entre otras cosas, el momento en el que se debe instalar un sistema artificial de producción, y evaluar cada uno de estos sistemas para elegir el ideal para el pozo, y además convenir apropiadamente las ventas de crudo a futuro.

Lo anterior, originó el desarrollo de diferentes métodos que permiten establecer el IPR del pozo a un tiempo futuro.

Método de Standing.

Standing²⁸ propone un procedimiento para el cálculo de las IPR futuras, desarrollado a partir de la ecuación de Vogel, en conjunción con la definición de índice de productividad.

Sustituyendo la ecuación 1.22 en la ecuación 1.20 y resolviendo para J , se tiene:

$$J = \frac{q_{om\acute{a}}}{P_R} \left[1 + 0.8 \left(\frac{P_{or}}{P_R} \right) \right] \quad (2.17)$$

Esta ecuación tiene como condiciones inherentes que tanto las saturaciones de aceite y gas, así como la presión en el yacimiento varían en dirección radial y que el daño es nulo. Ahora considerando la situación en la que las saturaciones de fluido son las mismas en cualquier parte del yacimiento, o lo que equivale a una situación de cero abatimiento de presión, el índice de productividad es:

$$J^* = \lim_{P_{or} \rightarrow P_R} J$$

Aplicando el límite a la ecuación 2.17:

$$J^* = \frac{1.8q_{om\acute{a}}}{P_R} \quad (2.18)$$

donde J^* también puede evaluarse con parámetros básicos del yacimiento:

$$J^* = \frac{7.08 \times 10^{-3} k_o h}{\mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 \right]} \quad (2.19)$$

Combinando la ecuación de Vogel y la ecuación 2.18, Standing obtiene una relación general que permite establecer las curvas de IPR a diferentes presiones de yacimiento:

$$q_o = \frac{J}{1.8} P_R \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{or}}{P_R} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{or}}{P_R} \right)^2 \right] \quad (2.20)$$

Si J_p^* es el valor presente y J_f^* algún valor futuro, la relación de J_f^* a J_p^* es:

$$J_f^* = J_p^* \frac{(k_{ro} / \mu_o B_o)_f}{(k_{ro} / \mu_o B_o)_p} \quad (2.21)$$

Standing sugiere utilizar el método de predicción de comportamiento de yacimientos de Turner para determinar la saturación de aceite como función de la presión media del yacimiento. Para calcular k_{ro} , sugiere la correlación de A. T. Corey:

$$k_{ro} = \left(\frac{s_o - s_{or}}{1 - s_{or} - s_{wi}} \right)^n$$

en donde $n = 4$ para areniscas y calizas.

Por último el procedimiento de cálculo es:

1. Calcular J_p^* con la ecuación 2.18, o bien con la ecuación 2.19.
2. Ajustar J_p^* a J_f^* por medio de la ecuación 2.21.
3. Calcular el IPR futuro con la ecuación 2.20.

Método de Couto-Golan.

Con un procedimiento idéntico al de Standing, Couto et al²⁶ obtienen una ecuación generalizada de IPR que considera $EF \neq 1.0$ y el agotamiento de la presión del yacimiento.

Combinando el índice de productividad de la forma $J_{EF} = q_o^{EF} / (p_R - p_{wf})$, con la ecuación de IPR propuesta por Couto (ecuación 2.12), y aplicando el límite de la definición de J^* propuesta por Standing, se tiene:

$$J_{EF}^* = \frac{1.8EFq_o^{EF=1.0}}{P_R} \quad (2.22)$$

en particular para $EF = 1.0$:

$$J_{EF=1.0}^* = \frac{1.8q_o^{EF=1.0}}{P_R} \quad (2.23)$$

$J_{EF=1}^*$, también se puede calcular con la ecuación 2.19.

Obteniendo la relación de J_{EF}^* a $J_{EF=1}^*$:

$$J_{EF}^* = EF \cdot J_{EF=1}^* \quad (2.24)$$

Sustituyendo las ecuaciones 2.19, 2.22 y 2.24 en la ecuación 2.12, se obtiene una ecuación general de IPR para pozos con $EF \neq 1.0$, para cualquier etapa de la vida productiva del yacimiento:

$$q_o^{EF} = 3.933 \times 10^{-3} \left[\frac{kh}{Lr \left(\frac{r_o}{r_w} \right) - 0.75} \right] (p_R) \left(\frac{k_{ro}}{B_o \mu_o} \right)_{p_R} (EF)(1-R)[1.8 - 0.8EF(1-R)] \quad (2.25)$$

Por otra parte, Couto²⁶ obtiene otra expresión similar a la anterior, derivada de las ecuaciones de Fetkovich⁸:

$$q_o^{EF} = 3.933 \times 10^{-3} \left[\frac{kh}{Ln \left(\frac{r_o}{r_w} \right) - 0.75} \right] (p_R) \left(\frac{k_{ro}}{B_o \mu_o} \right)_{p_R} (EF) (1-R^2) \quad (2.26)$$

Las suposiciones principales de las ecuaciones 2.25 y 2.26, además de las que considera la ecuación de Vogel son que la EF y el daño son constantes. Lo anterior limita su aplicación a pozos de pequeña a mediana capacidad, donde no ocurren cambios detrimentes del régimen de flujo en las cercanías del pozo.

Método de Fetkovich.

Fetkovich⁸ notó que en los cálculos de balance de materia para yacimientos con empuje por gas disuelto, k_{ro} se comportaba aproximadamente lineal con la presión, por lo que propuso la siguiente ecuación que aproxima la variación de la permeabilidad con respecto a la declinación de la presión media del yacimiento:

$$\frac{k(p_R)}{k_i} = \frac{p_R}{p_{Ri}} \quad (2.27)$$

o bien:

$$k_{ro}(p_R) = \frac{p_R}{p_{Ri}} \quad (2.28)$$

donde k_{ro} se toma con respecto a k_i y se define a una $\Delta p = 0$. La Figura 2.7 presenta la gráfica en la que se define el lugar geométrico de los valores de $(k_{ro}/\mu_o B_o)_{p_R}$, a esta condición.

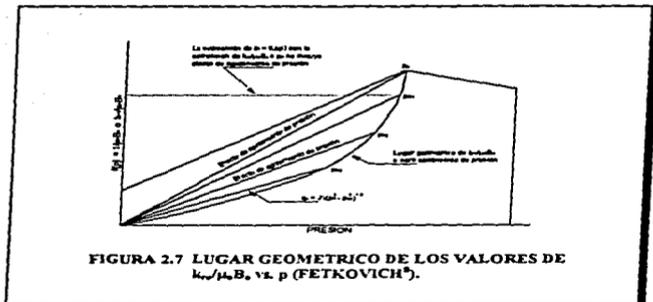
Considerando la ecuación 2.15 al tiempo 1:

$$q_{o1} = J_{o1} (p_{R1}^2 - p_{wf}^2)^{0.5} \quad (2.29)$$

y la ecuación 2.28 que corrige por agotamiento de presión, se tiene:

$$q_{o2} = J_{o1} \left(\frac{p_{R2}}{p_{R1}} \right) (p_{R2}^2 - p_{wf}^2)^{0.5} \quad (2.30)$$

que es la ecuación propuesta por Fetkovich para calcular el IPR a tiempo futuro.



Método de Fetkovich-Vogel.

Eckmier²⁹ obtuvo una expresión derivada de la ecuación de Fetkovich, la cual, junto con la ecuación de Vogel, permite predecir el comportamiento de afluencia.

Evaluando la ecuación de Fetkovich de IPR al tiempo presente (ecuación 2.15), para obtener el gasto máximo,

$$q_{o\max 1} = J_{o1} (P_{R1})^n \quad (2.31)$$

y para el tiempo futuro (ecuación 2.30):

$$q_{o\max 2} = J_{o1} \left(\frac{P_{R2}}{P_{R1}} \right) (P_{R2})^n \quad (2.32)$$

Obteniendo la relación de $q_{o\max 1}/q_{o\max 2}$, suponiendo $n = 1.0$ (flujo laminar):

$$\frac{q_{o\max 1}}{q_{o\max 2}} = \left(\frac{P_{R1}}{P_{R2}} \right)^3 \quad (2.33)$$

Esta relación es la propuesta por Eckmier para establecer el IPR futuro. El procedimiento de cálculo es:

1. A partir de una prueba de pozo al tiempo presente, determinar $q_{omáx1}$.
2. Con la ecuación 2.33, calcular $q_{omáx2}$ a p_{R2} .
3. Con la ecuación de Vogel, p_{R2} y $q_{omáx2}$, construir la curva de IPR futura.

Método del punto pivote.

Uhri y Blount³⁰ desarrollaron una técnica para predecir las IPR, conocida con el nombre de "Método del Punto Pivote". El fundamento teórico del método se basa en la ecuación de Vogel.

Considerando la primera derivada de la ecuación de Vogel:

$$-\frac{dq_o}{dp_{wf}} = q_{o\max} \left[0.2 \left(\frac{1}{p_R} \right) + 1.6 \left(\frac{1}{p_R} \right) p_{wf} \right] \quad (2.34)$$

Uhri y Blount notaron que la derivada es la ecuación de una línea recta. Esto se observa mejor si se expresa de la forma siguiente:

$$-\frac{dq_o}{dp_{wf}} = \left[\frac{0.2q_{o\max}}{p_R} \right] + \left[\frac{1.6q_{o\max}}{p_R} \right] p_{wf} \quad (2.35)$$

Al graficar dq_o/dp_{wf} vs p_{wf} de varias pruebas de pozo a diferentes tiempos, para un pozo particular, como se muestra en la Figura 2.8, observaron que todas las líneas rectas se interceptan en un punto común. A este punto común le llamaron *punto pivote*.

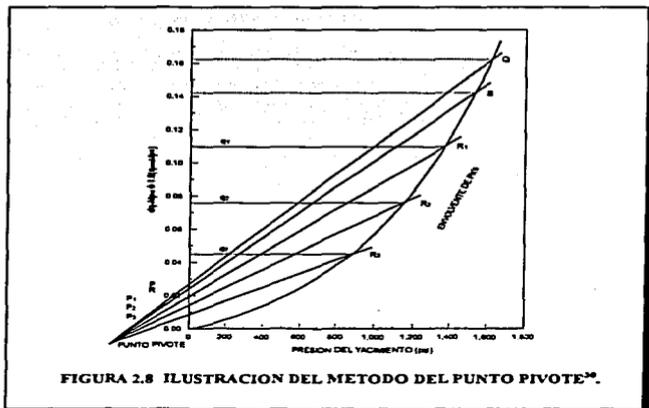
Sabiendo que el punto pivote es un extremo de las líneas rectas, para establecer otras derivadas de la ecuación de Vogel, sólo resta definir el otro extremo de la recta:

Evaluando la ecuación 2.35 para $p_{wf} = 0$:

$$-\frac{dq_o}{dp_{wf}} = 0.2 \left(\frac{q_{o\max}}{p_R} \right) \quad (2.36)$$

y para $p_{wf} = p_R$:

$$-\frac{dq_o}{dp_{wf}} = 1.8 \left(\frac{q_{o\max}}{p_R} \right) \quad (2.37)$$

FIGURA 2.8 ILUSTRACION DEL METODO DEL PUNTO PIVOTE²⁶.

de donde se puede notar que el índice de productividad a $p_{-r} = p_R$ es igual a nueve veces el índice de productividad a $p_{-r} = 0$, es decir:

$$\left[-\frac{dq_o}{dp_{wf}} \right]_{p_{wf}=p_R} = 9 \left[\frac{dq_o}{dp_{wf}} \right]_{p_{wf}=0} \quad (2.38)$$

de donde se define el otro extremo de las líneas rectas. De lo anterior, se deriva otro aspecto característico del método: la *envolvente de las p_R* . Esta envolvente es el lugar geométrico de los puntos terminales de las rectas, definidos por la ecuación 2.38. La Figura 2.8 muestra esta envolvente.

En base a la teoría anterior, para establecer el IPR futuro de un pozo sólo se requiere contar con un mínimo de dos pruebas de pozo efectuadas anteriormente.

El procedimiento de cálculo propuesto para establecer el IPR futuro de una forma gráfica es (ver Figura 2.8):

1. Determinar q_{omax} de cada prueba de pozo usando la ecuación de Vogel.
2. Para cada prueba, calcular $-dq/dp_{wf}$ para $p_{wf} = 0$ y $p_{wf} = p_R$, usando las ecuaciones 2.36 y 2.37.
3. Graficar en coordenadas cartesianas los valores de $-dq/dp_{wf}$ en el eje vertical y p_{wf} en el eje horizontal.
4. Unir los puntos correspondientes a cada prueba por medio de una recta, y continuarlas hasta que se intercepten, localizando así el punto pivote (líneas P-Q y R-S).
5. Si O es el origen, divida el segmento OP en varias partes y trace líneas del punto pivote a P_1, P_2, P_3 , y prolongue las líneas para poder trazar la envolvente de las p_R .
6. Sobre el eje vertical, localice los puntos q_1, q_2 y q_3 determinados con la ecuación 2.38.
7. Desde q_1, q_2 y q_3 trace líneas horizontales hasta interceptar las líneas rectas de las derivadas de la ecuación de Vogel. Puntos R_1, R_2 y R_3 .
8. Determinar la envolvente de las p_R uniendo los puntos Q, S, R_1, R_2, R_3 y O.
9. Para cualquier valor de $(p_R)_r$, con la ayuda de la envolvente de p_R 's, se puede determinar el valor de $1.8(q_{\text{omax}}/p_R)_r$. A partir de este valor, se determina $(q_{\text{omax}})_r$.
10. Con la ecuación de Vogel determinar la curva de IPR futura.

Además del método gráfico, Uhri y Blount, propusieron dos métodos numéricos de obtención del IPR futuro. Uno de estos métodos se deriva de la relación entre el punto pivote y los puntos terminales de las rectas. El otro método utiliza una expresión analítica para la envolvente de las p_R .

Para el primero de los métodos, derivaron las siguientes expresiones:

$$p_{wf} = \frac{(1/8)q_{\text{omax}}^2 p_{R1}^2 p_{R2} - q_{\text{omax}} p_{R2}^2 p_{R1}}{q_{\text{omax}} p_{R2}^2 - q_{\text{omax}}^2 p_{R1}} \quad (2.39)$$

$$\left(-\frac{dq_p}{dp_{wf}}\right)^* = q_{\text{omax}} \left(\frac{0.2}{p_{R1}} + \frac{1.6p_{wf}^*}{p_{R1}^2}\right) \quad (2.40)$$

$$\left(-\frac{dq_p}{dp_{wf}}\right)_r \Big|_{p_{wf}=0} = \frac{\left(-\frac{dq_p}{dp_{wf}}\right)^*}{1 + 8 \left(\frac{p_{wf}^*}{(p_R)_r}\right)} \quad (2.41)$$

$$\left. \left(-\frac{dq_w}{dp_{wf}} \right) \right|_{p_{wf}=0} = \frac{0.2(q_{o\max})_f}{(p_R)_f} \quad (2.42)$$

en donde p_{wf}^* y $(-dq_w/dp_{wf})^*$ son las coordenadas del punto pivote, el subíndice f se refiere a un valor asociado con una curva de IPR futura y los subíndices 1 y 2 se refieren a las pruebas de pozo 1 y 2 respectivamente. El procedimiento de cálculo es:

1. Con la ecuación de Vogel, determinar los $q_{o\max}$ de las pruebas de pozos
2. Calcular p_{wf}^* con la ecuación 2.39.
3. Obtener $(-dq_w/dp_{wf})^*$ con la ecuación 2.40.
4. Para una $(p_R)_f$, determinar $(-dq_w/dp_{wf})_{p_{wf}=0}$, usando la ecuación 2.41.
5. Calcular $(q_{o\max})_f$ con la ecuación 2.42.
6. Con la ecuación de Vogel establecer la curva de IPR futura.

En el segundo caso, Uhri y Blount derivaron la siguiente ecuación para expresar la envolvente de las p_R :

$$\frac{q_{o\max}}{p_R} = \frac{A p_R}{p_R + n} \quad (2.43)$$

en donde A y n son constantes para un pozo particular, definidas por:

$$A = \frac{p_{R1} - p_{R2}}{\frac{p_{R1}}{q_{o\max 1}} - \frac{p_{R2}}{q_{o\max 2}}} \quad (2.44)$$

$$n = p_{R1} \left(\frac{A p_{R1}}{q_{o\max 1}} - 1 \right) \quad (2.40)$$

El procedimiento para establecer el IPR futuro es:

1. Con la ecuación de Vogel, determinar los $q_{o\max}$ de las pruebas.
2. Calcular A y n con las ecuaciones 2.44 y 2.45.
3. Para una $(p_R)_f$ particular, determinar $(q_{o\max})_f$ con la ecuación 2.43.
4. Con la ecuación de Vogel establecer el IPR futuro.

Dado que el método del punto pivote se deriva de la ecuación de Vogel, este tiene las mismas suposiciones que considera la ecuación de Vogel. La principal ventaja del método estriba en que no requiere de datos PVT, saturaciones o permeabilidades relativas. Tampoco se necesita estimar la geometría del yacimiento ni el radio de drenaje del pozo. Sin embargo, al aplicar el método se deberá tener cuidado en lo relativo al daño. Un cambio en el daño, causará un correspondiente cambio en el IPR y por lo tanto se tendrá error en la predicción

del IPR futuro, a no ser que los IPR usados en el procedimiento estén asociados con el tiempo subsecuente a la estimulación o fracturamiento.

Método de Kelkar-Cox.

Kelkar y Cox³¹ analizaron los trabajos de Vogel, Standing, Fetkovich y Uhrj y Blount y unificaron criterios en un nuevo IPR unificado. De su análisis concluyeron que aunque las variables que requieren cada uno de estos métodos, son diferentes entre sí, hay una similitud entre todos estos métodos. Así mismo demuestran que todos los métodos suponen que la relación de $(k_{ro}/\mu_o B_o)$ vs. p_R es lineal tal como se observa en las Figuras 2.9b y 2.9c. Debido a lo anterior suponen que J^* está dada por:

$$J^* = \text{constante} = \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_{p_R} \quad (2.46)$$

Kelkar y Cox proponen que la intersección de $(k_{ro}/\mu_o B_o)$ vs. p_R con el eje de las ordenadas corresponda al valor de $(k_{ro}/\mu_o B_o)_{p_{cs}}$, en lugar de suponer que la línea recta pase por el origen como lo propuso Fetkovich (Figura 2.9d). Esto lleva a escribir la expresión:

$$f(p) = \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} = ap + b \quad (2.47)$$

donde a y b son constantes. El valor de b esta dado por la movilidad del aceite a p_{cs} , esto es:

$$b = \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_{p_{cs}} = f(p_{cs}) \quad (2.48)$$

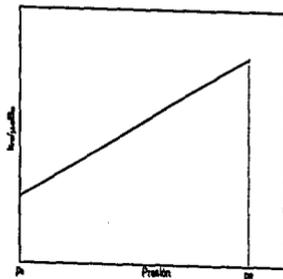
por lo que se puede escribir:

$$f(p) = ap + f(p_{cs}) \quad (2.49)$$

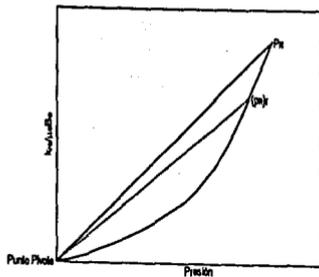
Se puede suponer que la pendiente es directamente proporcional a la presión media del yacimiento, $a_{pR} = \text{cte} \times p_R$, con lo que:

$$\begin{aligned} J_1^* &= f(p_{R1}) = A p_{R1}^2 + B \\ J_2^* &= f(p_{R2}) = A p_{R2}^2 + B \end{aligned} \quad (2.50)$$

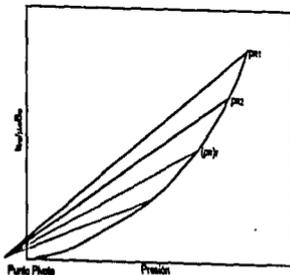
Ya que la ecuación contiene dos constantes, se necesitan dos conjuntos de datos para conocer A y B. Si se conocen los valores de $q_{\text{máx}}$ para las dos diferentes pruebas de pozos, las ecuaciones anteriores se pueden expresar como:



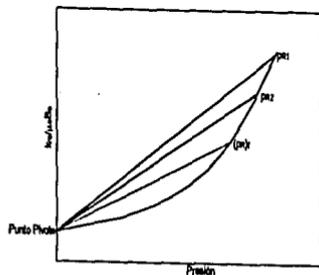
a) Relación entre $ka/\text{segunda}$ y p



b) Método de Fetkovich



c) Método de Urali-Blount (Punto Pivote)



d) El Nuevo Método

FIGURA 2.9 COMPARACION DE LOS DIFERENTES METODOS PARA ESTABLECER EL IPR (KELKAR-COX¹¹).

$$\begin{aligned} q_{\text{omax}1} &= A' p_{R1}^2 + B' p_{R1} \\ q_{\text{omax}2} &= A' p_{R2}^2 + B' p_{R2} \end{aligned} \quad (2.51)$$

donde A' y B' son constantes dadas por:

$$A' = \frac{J_1^* - J_2^*}{p_{R1} - p_{R2}} \quad \text{y} \quad B' = \frac{\frac{J_1^*}{p_{R1}} - \frac{J_2^*}{p_{R2}}}{\frac{1}{p_{R1}} - \frac{1}{p_{R2}}} \quad (2.52)$$

y

$$J_1^* = \frac{q_{\text{omax}1}}{p_{R1}} \quad \text{y} \quad J_2^* = \frac{q_{\text{omax}2}}{p_{R2}} \quad (2.53)$$

Por último, $(q_{\text{omax}})_r$ se calcula con:

$$(q_{\text{omax}})_r = A'(p_R)_r^2 + B'(p_R)_r \quad (2.54)$$

con lo que se puede establecer el IPR futuro. Por otro lado Kelkar y Cox notaron que la constante B' algunas veces da un valor negativo. La razón de esto no lo entendieron completamente, excepto que es algo sensible a alguna no linealidad de la función $f(p)$ y podría resultar de un error de extrapolación.

Método de Al-Saadoon.

Al-Saadoon²² presenta un método similar al propuesto por Standing. Desarrolla su método al no estar C : acuerdo con el uso del índice de productividad constante, lo cual es razonable, para el caso de flujo de aceite saturado, en el método de Standing.

Propone obtener J a partir de la derivada de la ecuación de Vogel:

$$J = \frac{q_{\text{omax}}}{5p_R} \left[1 + 8 \left(\frac{p_{wf}}{p_R} \right)^2 \right] \quad (2.55)$$

por lo que J^* ahora se expresa como:

$$J^* = \frac{9}{5} \frac{q_{\text{omax}}}{p_R} \quad (2.56)$$

o bien obtenida de la ecuación de Darcy:

$$J = \frac{9}{5} \frac{7.08 \times 10^{-3} k_o h}{\mu_o B_o \left[\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 \right]} \quad (2.57)$$

En cuanto a la relación de J_p^*/J_r^* está de acuerdo con Standing. Además de las ecuaciones anteriores, Al-Saadoon presenta una gráfica de apoyo para establecer el IPR futuro (Figura 2.10). Su procedimiento es el siguiente:

1. Calcular J_r^* al valor de $(p_R)_r$ con la ecuación 2.21.
2. Calcular q_{meda} con la ecuación 2.56.
3. De la Figura 2.10, leer q/J_r^* y J/J_r^* a algún valor particular de $p_{wf}(p_R)$.
4. A partir de estos valores determinar J y q_p .
5. Repetir los pasos 3 y 4 para otros valores de $p_{wf}(p_R)$ y establecer el IPR futuro.

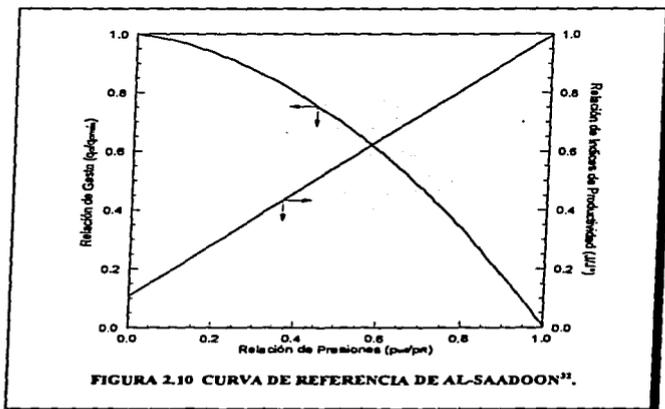


FIGURA 2.10 CURVA DE REFERENCIA DE AL-SAADON²².

Para concluir el tema de la predicción de curvas de IPR, cabe hacer mención que en un estudio efectuado por Camacho et al²⁷ concluyen que los procedimientos de Standing²⁴ y Fetkovich⁸ pueden usarse, obteniendo resultados dentro de una adecuada exactitud si se evitan extrapolaciones a periodos de tiempo grandes. Así mismo señalan que en el caso de flujo no-laminar, los lapsos de tiempo de predicción deberán ser menores que en el caso de flujo laminar.

II.3 CURVA DE IPR GENERALIZADA.

En los yacimientos de aceite se puede presentar el caso en el que la presión del yacimiento es mayor que la presión de burbujeo, pero dadas las condiciones de flujo, la presión de fondo fluyendo puede ser menor o mayor que la presión de saturación. Para estos casos es necesario poder establecer el comportamiento de afluencia generalizado que contemple las dos etapas de flujo: en una fase y en dos fases.

Para considerar este caso, se desarrolló un IPR generalizado que combina el índice de productividad de Muskat y la ecuación de Vogel. Las siguientes ecuaciones fueron propuestas para establecer el IPR generalizado:

$$q_b = J(p_R - p_b) \quad (2.58)$$

$$q_{o\text{máx}} = q_b + \frac{Jp_b}{1.8} \quad (2.59)$$

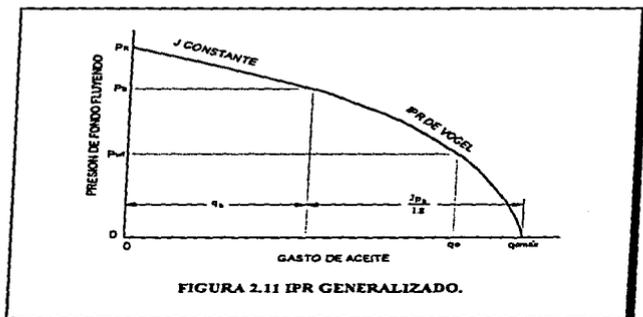
$$q = q_b - (q_{o\text{máx}} - q_b) \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right] \quad (2.60)$$

Para determinar el índice de productividad J se procede de dos formas, según sea el caso. Si la prueba de pozo se efectuó a $p_{wf} > p_b$, J se determina a partir de su definición (ecuación 2.1); en el caso de que la prueba de pozo se haya efectuado a una $p_{wf} < p_b$, el índice de productividad se calcula con la ecuación:

$$J = \frac{q}{p_R - p_b + \frac{p_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_R} \right)^2 \right]} \quad (2.61)$$

Una vez que sea ha determinado el índice de productividad J , se puede calcular q_b con la ecuación 2.58 y posteriormente $q_{o\text{máx}}$ con la ecuación 2.59. Para calcular el IPR generalizado como se muestra en la Figura 2.11, se procede en dos partes: para las presiones fluyentes mayores que la de saturación se utiliza la ecuación del índice de productividad, y

para las presiones menores que la de saturación, el comportamiento de afluencia se establece con la ecuación 2.60. Cabe señalar que el crédito de este trabajo se le da tanto a Eickmeir et al, como a Neeley.

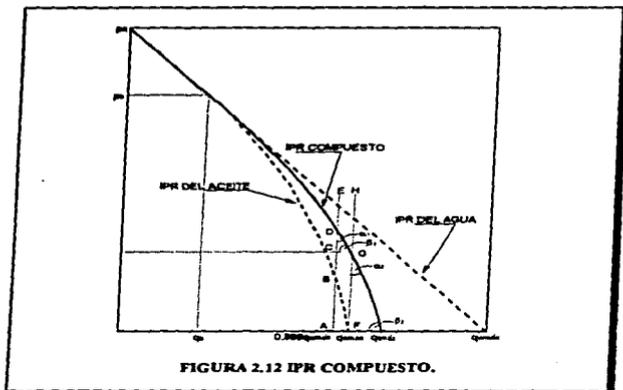


II.4 CURVA DE IPR COMPUESTA.

Los métodos de determinación de los IPR vistos previamente, se han basado en la suposición de que no hay producción de agua, sin embargo, en muchos casos reales de campo, es común que se presente producción de agua que acompaña al aceite y que repercute sobre el comportamiento de afluencia del pozo. Por esta razón es necesario poder establecer el IPR bajo esta condición de producción.

Para cubrir esta condición de flujo en los pozos de aceite saturado, Petrobras propuso un método derivado de la combinación de la ecuación de Vogel para el flujo de aceite, y de la definición de índice de productividad para el flujo de agua. En este método, la curva de IPR se determinó de una forma geométrica considerando el flujo fraccional del aceite y del agua², como se muestra en la Figura 2.12.

El método contempla ecuaciones para establecer el comportamiento de afluencia derivadas de dos formas:



1. Cálculo de la presión de fondo fluyendo a un cierto gasto total.
2. Cálculo del gasto total a una cierta presión de fondo fluyendo.

II.4.1 IPR compuesto para $p_R > p_B$.

Cálculo de la presión de fondo fluyendo a cierto gasto total.

Para el establecimiento de los IPR, el cálculo se efectúa de acuerdo a tres intervalos en los que se divide el gasto total, como se observa en la Figura 2.12.

1) En el intervalo $0 < q_1 < q_2$, la presión de fondo fluyendo es:

$$P_{wf} = P_R - \frac{q_1}{J} \quad (2.62)$$

2) En el intervalo de $q_b < q_1 < q_{\text{máx}}$, la presión de fondo fluyendo se define por:

$$p_{wf} = f_o(p_{wf})_o + f_w(p_{wf})_w \quad (2.63)$$

donde $(p_{wf})_w$ se define por la ecuación 2.62 y $(p_{wf})_o$ por la ecuación de Vogel (ecuación 2.6) en la forma siguiente:

$$(p_{wf})_o = 0.125p_b \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{q_1 - q_b}{q_{\text{máx}} - q_b} \right)} \right]$$

3) En el intervalo de $q_{\text{máx}} < q_1 < q_{\text{máx}}$ la presión de fondo fluyendo se expresa por:

$$p_{wf} = f_w \left(p_R - \frac{q_{\text{máx}}}{J} \right) - \left(q_1 - \frac{q_{\text{máx}}}{J} \right) \tan \beta \quad (2.64)$$

Considerando $q_1 = 0.999q_{\text{máx}}$, la diferencia entre q_1 y $q_{\text{máx}}$ es muy pequeña por lo que se puede suponer que $\alpha = \alpha_1 = \alpha_2$ y $\beta = \beta_1 = \beta_2$, por lo que se puede establecer que:

$$\tan \beta = \frac{CD}{CG} \quad (2.65)$$

$$\text{donde: } CD = (p_{wf})_D - (p_{wf})_C = \frac{0.001f_w q_{\text{máx}}}{J} + 0.125f_o p_b \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{0.999q_{\text{máx}} - q_b}{q_{\text{máx}} - q_b} \right)} \right]$$

$$CG = q_{\text{máx}} - q_1 = q_{\text{máx}} - 0.999q_{\text{máx}} = 0.001q_{\text{máx}}$$

El gasto máximo total puede calcularse con la expresión:

$$q_{1\text{máx}} = q_{\text{máx}} + f_w \left(p_R - \frac{q_{\text{máx}}}{J} \right) \tan \alpha \quad (2.66)$$

$$\text{donde: } \tan \alpha = \frac{CG}{CD}$$

Cálculo del gasto total a cierta presión de fondo fluyendo.

De igual forma que el caso anterior, se consideran tres intervalos, pero ahora de presión. Estos son:

1) Para presiones en el intervalo $p_b < p_{wf} < p_R$, el gasto esta dado por:

$$q_1 = J(p_R - p_{wf}) \quad (2.67)$$

2) Para el intervalo $(p_{wf})_0 < p_{wf} < p_b$, el gasto total esta dado por:

$$q_1 = \frac{-C + \sqrt{C^2 - 4B^2D}}{2B^2} \quad (2.68)$$

donde:

$$A = \frac{p_{wf} + 0.125f_o p_b - f_w p_R}{0.125f_o p_b}$$

$$B = \frac{f_w}{0.125f_o p_b J}$$

$$C = 2AB + \frac{80}{q_{o\max} - q_b}$$

$$D = A^2 - 81 - \frac{80q_b}{q_{o\max} - q_b}$$

3) Para el intervalo $0 < p_{wf} < (p_{wf})_0$, el gasto total es:

$$q_1 = \frac{(i - r)_0 - p_{wf} + q_{o\max} \tan \beta}{\tan \beta} \quad (2.69)$$

en donde $\tan \beta$ se define de igual forma en la que se definió para la ecuación 2.64.

II.4.2 IPR compuesto para $p_R < p_b$.

En esta condición, las ecuaciones previas para construir la curva de IPR compuesta para presiones de fondo fluente abajo de p_b , pueden usarse cambiando p_b a p_R , fijando el valor de q_b igual a 0, y usando el mismo procedimiento.

II. 5 COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA EN POZOS DE GAS.

El desarrollo de tecnologías que permiten el aprovechamiento del gas en muchas formas, ha incrementado su importancia económica en el desarrollo de los países, por lo que la industria petrolera ha puesto un mayor interés en la explotación de yacimientos de gas. Como consecuencia del aumento en importancia económica del gas, también ha aumentado en importancia el entendimiento del flujo de gas del yacimiento hacia los pozos, para poder establecer con un buen grado de exactitud el IPR de los pozos.

Las curvas de afluencia para pozos de gas se pueden establecer analíticamente con la ecuación de flujo de gas en medios porosos o bien en forma práctica a partir de datos de pruebas multigasto obtenidos en el campo. Antes de iniciar con estos métodos, se revisará un concepto que es importante en las ecuaciones de flujo de gas en el medio poroso. Este concepto es el de la pseudopresión.

II.5.1 Pseudopresión del gas real.

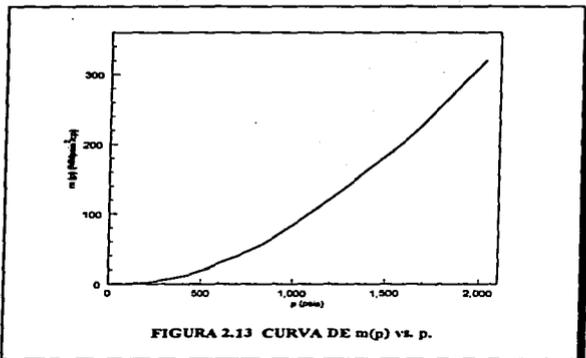
En muchos casos de flujo de gas, la suposición de gas ideal no puede justificarse. Al Hussainy, Ramey y Crawford³³ propusieron para el análisis de flujo de gas en medios porosos el uso de la "pseudopresión del gas real" o "potencial del gas real", que generalmente se representa con $m(p)$ o ψ y más recientemente como p_{pp} y se define como sigue:

$$m(p) = \int_{p_0}^p \frac{2p}{\mu_g Z} dp \quad (2.70)$$

donde la presión base p_0 , es una presión arbitraria que comúnmente se toma como la presión más baja del conjunto de presiones de interés.

En todos los problemas donde se requiera evaluar $m(p)$, es necesario construir una gráfica de $m(p)$ vs. p como la mostrada en la Figura 2.13, y así poder obtener fácilmente el valor de la pseudopresión interpolando al valor de la presión. Para un gas dado, la curva de $m(p)$ vs. p es válida para la temperatura a la cual fue desarrollada. Dado que los yacimientos de gas presentan un comportamiento isotérmico, y que la composición del gas no varía significativamente de pozo a pozo, puede utilizarse una sola curva de $m(p)$ vs. p para todo el yacimiento. Cuando la temperatura o la composición del gas de un yacimiento en particular no sea uniforme, será necesario una curva para cada pozo en particular.

Para obtener la conversión de p a $m(p)$, se grafica $2p/\mu_g Z$ vs. p para una temperatura dada. El área bajo la curva, a partir de una presión de referencia p_0 a p , es el valor de $m(p)$ correspondiente a la presión de interés. Para efectuar la integración puede utilizarse un método numérico como la regla trapezoidal o la regla de Simpson.



Por otra parte, Al-Hussainy et al³³ expresaron la pseudopresión en función de la presión y temperatura pseudorreducidas como:

$$\frac{\mu_{ga} m(p)}{2p_{pr} T_{pr}} = \int_{0.2}^{p_{pr}} \frac{p_{pr} dp_{pr}}{\mu_{ga} Z_{pr} T_{pr} p_{pr}} \quad (2.71)$$

En la Figura 2.14 se observan los valores de la integral, evaluada mediante la regla trapezoidal con un límite inferior de 0.2 y utilizando isotermas para la temperatura pseudorreducida de 1.05 a 3.0. También pueden tenerse valores tabulados de $m(p)$, como los mostrados en la tabla 2.1.

Por otra parte, considerando el comportamiento típico de $\mu_g Z$ vs. p como se muestra en la Figura 2.15, pueden obtenerse aproximaciones a $m(p)$. Observando la figura, puede concluirse que los valores de $\mu_g Z$ serán constantes para presiones entre 0 y aproximadamente 1000 psi. Por lo tanto en este rango de presiones $\mu_g Z$ puede salir de la integral, con lo que $m(p)$ puede aproximarse por²:

PRESION PSEUDO- REDUCIDA	VALORES DE $\psi_r = \frac{\psi H_{gs}}{2p_{pr} T_{pr}} = \int_0^{p_r} \frac{D_{ps} dp_{pr}}{(H_g / H_{gs}) Z_{pr} T_{pr}}$ PARA $T_{pr} DE:$							
	1.05	1.15	1.30	1.50	1.75	2.00	2.50	3.00
0.10	0.0051	0.0051	0.0051	0.0050	0.0050	0.0050	0.0050	0.0050
0.20	0.0208	0.0206	0.0204	0.0202	0.0201	0.0201	0.0200	0.0200
0.30	0.0467	0.0461	0.0457	0.0454	0.0453	0.0452	0.0451	0.0450
0.40	0.0816	0.0813	0.0812	0.0813	0.0807	0.0803	0.0801	0.0800
0.50	0.1249	0.1247	0.1247	0.1247	0.1241	0.1234	0.1231	0.1230
0.60	0.1900	0.1921	0.1909	0.1893	0.1814	0.1803	0.1798	0.1797
0.70	0.2735	0.2637	0.2556	0.2498	0.2466	0.2452	0.2445	0.2443
0.80	0.3740	0.3470	0.3315	0.3206	0.3122	0.3087	0.3074	0.3071
1.00	0.4638	0.4437	0.4262	0.4134	0.4073	0.4039	0.4030	0.4029
1.20	0.5279	0.5083	0.4908	0.4765	0.4695	0.4654	0.4644	0.4643
1.10	0.7053	0.6746	0.6400	0.6154	0.6019	0.6003	0.6002	0.6003
1.20	0.8553	0.8083	0.7638	0.7314	0.7181	0.7170	0.7166	0.7166
1.30	1.0118	0.9539	0.8983	0.8574	0.8416	0.8416	0.8406	0.8404
1.40	1.1292	1.1114	1.0431	0.9930	0.9732	0.9676	0.9681	0.9680
1.50	1.482	1.2807	1.1878	1.1381	1.1142	1.1091	1.1091	1.1091
1.60	1.6466	1.4616	1.3620	1.2923	1.2643	1.2599	1.2599	1.2602
1.70	1.8159	1.6162	1.5056	1.4357	1.4240	1.4199	1.4199	1.4203
1.80	2.0176	1.8476	1.7182	1.6280	1.5923	1.5887	1.5862	1.5895
1.90	2.1928	2.0472	1.9256	1.8089	1.7695	1.7668	1.7632	1.7679
2.00	2.3619	2.2476	2.1068	1.9982	1.9513	1.9492	1.9492	1.9554
2.10	2.5272	2.4499	2.3109	2.1954	2.1495	2.1472	2.1442	2.1519
2.20	2.6899	2.6406	2.5206	2.3999	2.3519	2.3499	2.3479	2.3575
2.30	2.8500	2.8603	2.7354	2.6116	2.5623	2.5605	2.5602	2.5721
2.40	3.0074	3.0658	2.9549	2.8302	2.7806	2.7788	2.7811	2.7956
2.50	3.1622	3.2701	3.1786	3.0554	3.0067	3.0048	3.0105	3.0280
2.60	3.3143	3.4728	3.4060	3.2872	3.2403	3.2383	3.2486	3.2691
2.70	3.4638	3.6722	3.6367	3.5251	3.4813	3.4792	3.4942	3.5191
2.80	3.6108	3.8701	3.8700	3.7690	3.7297	3.7272	3.7485	3.7776
2.90	3.7553	4.0646	4.0566	4.0183	3.9851	3.9824	4.0049	4.0409
3.00	3.9074	4.2860	4.3479	4.2735	4.2474	4.2444	4.2689	4.3206
3.25	4.2764	4.7260	4.8417	4.7269	4.6999	4.6966	4.9003	5.0465
3.50	4.6839	5.1837	5.3444	5.1602	5.1466	5.1453	5.3459	5.5233
3.75	4.9193	5.5538	5.8141	5.5989	5.6044	5.6224	6.0462	6.4503
4.00	5.2490	6.0700	6.4934	6.0228	6.1705	6.2259	7.0894	7.5257
4.25	5.5622	6.6773	7.3356	7.4913	7.6713	7.8029	8.2745	8.8486
4.50	5.8700	7.3753	8.1878	8.4228	8.7303	8.9206	9.2006	9.9189
4.75	6.1992	7.9324	8.9032	9.2289	9.6339	9.8239	10.1654	10.4297
5.00	6.5470	8.5199	9.7189	10.0077	10.4607	10.6437	11.0437	11.2848
5.25	6.8911	9.1406	9.6400	10.7283	11.3616	11.6870	12.2073	12.3841
5.50	7.2414	9.7914	10.1951	11.4803	12.3466	12.7646	13.2511	13.3281
5.75	7.5980	9.8218	10.7409	12.2318	13.3179	13.6548	14.3883	14.3820
6.00	7.9608	9.9025	11.2773	12.9813	14.0997	14.6399	15.5274	14.1939
6.25	8.3299	10.0451	11.9066	13.7293	14.6888	15.0588	16.6956	14.7731
6.50	8.7048	10.2455	12.3311	14.4749	15.3843	16.0915	17.8901	16.0617
6.75	9.0846	10.5040	12.8504	15.2186	16.1846	16.7847	19.1109	17.4181
7.00	9.4693	10.7805	13.3644	15.9589	16.7887	17.5827	20.3527	19.1390
7.25	9.8598	11.1400	13.8790	16.6941	17.4036	18.5898	21.6188	22.7258
7.50	10.2556	11.4592	14.3933	17.4219	18.0464	19.5644	22.9137	25.2689
7.75	9.6764	11.8473	14.8737	18.1471	20.4992	22.0163	24.2126	28.5882
8.00	10.0916	12.1931	15.3633	18.8669	21.4242	23.1057	25.5205	32.0000
8.25	10.2250	12.2979	15.8525	19.5824	22.3351	24.2007	26.8821	35.8450
8.50	10.4971	12.8258	16.3358	20.2946	23.2674	25.3004	28.2941	40.1900
8.75	10.7678	13.2231	16.8150	21.0033	24.2705	26.4040	29.8156	45.1402
9.00	11.0371	13.5814	17.2901	21.7081	25.3339	27.5107	31.0597	50.1191
9.25	11.3051	13.8776	17.7412	22.4090	26.4689	28.6200	32.4866	55.1299
9.50	11.5718	14.2315	18.2283	23.1057	27.6192	29.7311	33.8182	60.4666
9.75	11.8370	14.5432	18.6914	23.8001	28.7832	30.8437	35.0606	66.1191
10.00	12.1009	14.9228	19.1305	24.4860	29.9797	31.9370	36.2786	72.0977
10.25	12.3638	15.2473	19.5604	25.1722	31.2022	33.0173	37.4873	78.4191
10.50	13.1476	16.1969	20.9615	25.7075	32.5885	34.2121	42.0189	84.8519
11.00	13.8662	16.8412	21.8337	26.3508	34.4932	36.0354	45.8198	90.1991
12.00	14.8116	17.4804	22.7467	28.1115	38.2740	40.8873	50.2118	113.7299
12.50	14.8927	18.1145	23.6105	31.1992	38.1035	41.1147	51.4073	117.3337
13.00	14.9745	18.7435	24.4536	34.5036	39.9253	41.3351	52.5096	121.0000
13.50	15.0581	19.3673	25.3368	33.7943	41.7299	41.5481	51.4742	124.8333
14.00	15.1438	19.9859	26.1819	33.0712	43.5240	41.7510	49.7310	128.8333
14.50	15.2077	20.5993	27.0132	33.3444	45.3025	51.9431	63.4994	132.0871
15.00	15.2099	21.2076	27.8409	37.5837	47.0731	48.1231	66.4718	135.9511

TABLA 2.1 VALORES DE LA INTEGRAL DE ψ_r

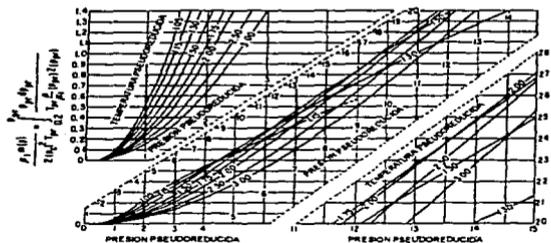
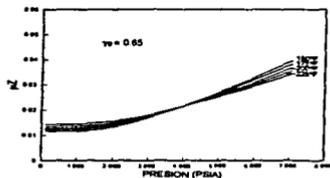
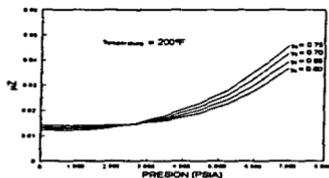


FIGURA 2.14 VALORES GRAFICOS DE LA INTEGRAL DE PSEUDOPRESION²³.



a) μZ vs. p ($\gamma_g = 0.65$)



b) μZ vs. p ($T = \text{cte.}$)

FIGURA 2.15 GRAFICA DE μZ vs. p .

$$m(p) = \frac{2}{\mu_g Z} (p^2 - p_0^2) \quad (2.72)$$

en donde μ_g y Z son evaluados a una presión media:

$$\bar{p} = \left(\frac{p^2 + p_0^2}{2} \right)^{0.5}$$

A altas presiones, de la misma Figura 2.15 se observa que las pendientes de las curvas son constantes tal que $2p/\mu_g Z$ es constante, con lo que $m(p)$ puede aproximarse por:

$$m(p) = C(p - p_0) \quad (2.73)$$

donde:

$$C = \frac{2p_1}{(\mu_g Z)_1}$$

II.5.2 Ecuación para flujo de gas en medios porosos.

Al-Hussainy y Ramey³⁴ derivaron la ecuación de flujo de gas en medios porosos a partir de la combinación de la ecuación de continuidad y la ecuación de Darcy para flujo radial. Esta ecuación está en función de la pseudopresión del gas real y considera daño a la formación así como el término de flujo no-laminar:

$$q_g = \frac{703 \times 10^{-6} kh [m(p_R) - m(p_{wf})]}{T \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s_i + Dq_g \right]} \quad (2.74)$$

Si consideramos la definición dada por la ecuación 2.72, tenemos:

$$q_g = \frac{703 \times 10^{-6} kh (p_R^2 - p_{wf}^2)}{T \mu_g Z \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s_i + Dq_g \right]} \quad (2.75)$$

la ecuación válida para presiones menores de 1000 psi; sin embargo, algunos otros autores señalan que es válida para un rango de hasta 2500 psi.

Ahora considerando la ecuación 2.73:

$$q_s = \frac{703 \times 10^{-6} khC(p_R - p_{wf})}{T \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s_i + Dq_s \right]} \quad (2.76)$$

tenemos la expresión aplicable para presiones arriba de 5000 psi, en donde C se define de la misma forma que para la ecuación 2.73.

Otros investigadores^{33,36} han obtenido expresiones similares a la de la ecuación 2.75. Sin embargo la mejor aproximación a lo real es la ecuación 2.74 en función de la pseudopresión.

Para pozos horizontales de gas la ecuación de afluencia en términos de pseudopresión está dada por³³:

$$q_s = \frac{703 \times 10^{-6} k_h h (m(p_R) - m(p_{wf}))}{T \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{I_{sw} h}{L} \left\{ \ln \frac{I_{sw} h}{r_w (I_{sw} + 1)} - 0.75 + Dq \right\} \right]} \quad (2.77)$$

donde I_{sw} y a se definen de la misma forma que para la ecuación 2.4.

Así, con la información necesaria, a partir de las diferentes formas de la ecuación de flujo para gas real, se puede calcular el comportamiento de afluencia de los pozos de gas.

Por otra par, Rawlins et al³⁴ propusieron una ecuación de afluencia establecida empíricamente en base a observaciones de campo. Dicha ecuación está dada por la ecuación 1.21, en donde los parámetros C y n pueden determinarse gráficamente a partir de datos de pruebas multigasto. Este método se aborda con más detalle en el siguiente capítulo.

II.5.3 Relación de la ecuación de Darcy para flujo de gas y la ecuación empírica de afluencia

Smith³⁷ hace una comparación de la ecuación empírica de Rawlins et al³⁴ (ecuación 1.21) con la ecuación de Darcy (ecuación 2.75). De esta comparación concluye que ambas ecuaciones se ajustan bastante bien a los datos experimentales, como se puede observar de la gráfica de la Figura 2.16. Las diferencias entre los valores experimentales y los valores calculados con la ecuación 2.75 fueron probablemente menores que los errores experimentales. También señala que la ecuación 2.75 tiene ventaja sobre la ecuación 1.21, ya

que la primera está relacionada con los factores que se sabe influyen el flujo de gas del yacimiento al pozo.

Basándose en el hecho que se puede observar en la Figura 2.16, de que ambas ecuaciones se ajustan muy bien dentro de un rango de gastos, Brigham³² relaciona las constantes de la ecuación 1.21 con los parámetros del yacimiento de la ecuación 2.75:

$$Dq_g = \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s_i \right] \left(\frac{1-n}{2n-1} \right) \quad (2.78)$$

$$\frac{703 \times 10^{-4} kh}{\mu Z T \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s_i + Dq_g \right]} = \frac{C^{1/n}}{q_g^{(1-n)/n}} \quad (2.79)$$

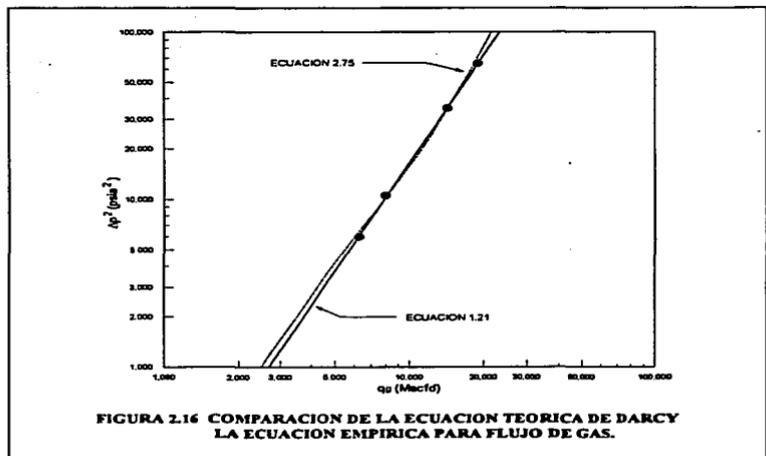


FIGURA 2.16 COMPARACION DE LA ECUACION TEORICA DE DARCY LA ECUACION EMPIRICA PARA FLUJO DE GAS.

Con las ecuaciones anteriores, y conociendo el factor de daño y las constantes C y n , es posible determinar el coeficiente de flujo no darciano y el producto kh . El gasto que se deberá usar es un promedio geométrico de los gastos entre los que se ajustan las dos ecuaciones:

$$q_g = (q_{g1} \cdot q_{g2})^{0.5}$$

en donde q_{g1} y q_{g2} son los gastos límite (mayor y menor) de la prueba.

Así mismo, Duong³⁹ propuso la siguiente relación:

$$C = \frac{703 \times 10^{-6} kh (2n-1) (\Delta p^2)^{1-n}}{n \mu Z T \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s_i \right]} \quad (2.80)$$

en donde:
$$\Delta p^2 = \left[(p_R^2 - p_{w,n}^2) (p_R^2 - p_{w,r2}^2) \right]^{0.5}$$

$p_{w,n}$ y $p_{w,r2}$ son las presiones de fondo fluyendo mínima y máxima en donde n es aplicable. Las ecuaciones 2.79 y 2.80 deberán dar el mismo resultado.

Poettmann y Kazemi⁴⁰ encontraron otra relación dada por la siguiente expresión:

$$\frac{703 \times 10^{-6} kh}{\mu Z T \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s_i \right] \left(\frac{n}{2n-1} \right)} = \frac{C^{1/n}}{q^{(1-n)/n}} \quad (2.81)$$

Aquí cabe señalar algunas características de los términos Dq , C y n ; estos términos son respectivamente el daño por flujo no-laminar, el coeficiente de comportamiento y el exponente de turbulencia, dependientes todos ellos de las condiciones de flujo y de las características de la formación. El término Dq nos indica el daño por flujo turbulento y es fuertemente dependiente del gasto; a altos gastos de producción se espera que éste sea diferente de cero. El coeficiente de comportamiento C es un término que depende de la estabilización del flujo, lo cual se relaciona con la permeabilidad de la formación. Por otra parte, el exponente de turbulencia n , indica el grado de turbulencia, variando entre los valores de 0.5 para flujo no-laminar y 1.0 para flujo laminar. Esto se profundiza en el siguiente capítulo.

En conclusión, dadas las diferentes alternativas para establecer el comportamiento de afluencia de pozos de aceite y gas, es importante considerar las suposiciones que contemplan cada una de éstas alternativas, para obtener un análisis correcto. Esto es, al establecer el IPR de los pozos, debemos elegir el método correcto de acuerdo a las consideraciones que se hagan del flujo, esto es, por ejemplo, si se trata de un pozo de aceite saturado produciendo a altos gastos donde se presentan efectos inerciales, y se analiza con la ecuación de Vogel, los efectos inerciales no se están tomando en cuenta y el resultado será erróneo. Otro ejemplo sería que teniendo flujo multifásico, se considere el índice de productividad J . De lo anterior, se tiene que al establecer consideraciones erráticas de las fases fluyentes (aceite, agua o gas) o de las condiciones de flujo (laminar o no-laminar), se tendrán resultados erróneos.

CAPITULO III

PRUEBAS ISOCRONALES EN POZOS DE GAS Y ACEITE

Las pruebas de potencial en los pozos de gas se efectúan para proveer información acerca de la capacidad productiva de los pozos bajo ciertas condiciones de operación, para de esta forma negociar la producción y planear la explotación de las reservas de gas. Estas se llevan a efecto en pozos nuevos y periódicamente en pozos ya existentes.

Las pruebas en pozos de gas empezaron como un esfuerzo para proporcionar un medio de comparación de la capacidad productiva de un pozo. Al principio los pozos eran abiertos a la atmósfera y el potencial del pozo (AOF), era estimado considerando las lecturas de presión obtenidas con un tubo de pitot. Sin embargo, los ingenieros se percataron que aunque el AOF medido podía dar una base para la comparación de las capacidades productivas de los pozos, éste era un indicador pobre del gasto al cual un pozo de gas produciría bajo condiciones normales de operación. También notaron que no era apropiado para el estudio de los problemas de la producción de gas. Por otro lado, además de que este tipo de pruebas dañaban los pozos debido a que ocasionaban problemas tales como la conificación de agua y arenamiento, el hecho de efectuarlas significaba un gran cantidad de gas quemado que se perdía, y la prueba en sí representaba un peligro latente debido a lo inseguro de su realización⁷.

A partir de los inicios de las pruebas de pozos de gas a la fecha, se han desarrollado diferentes métodos de prueba, que con su respectivo método de análisis se evitan todas las desventajas señaladas del método de prueba utilizado en un principio. Las pruebas actuales de pozos de gas, caen en dos clasificaciones generales, dependiendo del status del pozo antes de cada gasto de prueba: convencional o de flujo después de flujo e isocronal*.

* En el idioma español, la palabra correcta es "isócrona", sin embargo, en el ambiente petrolero se ha generalizado el uso del término "isocronal", razón por lo que en el presente trabajo se hace uso de ésta última.

III.1 PRUEBA CONVENCIONAL O DE FLUJO DESPUES DE FLUJO EN POZOS DE GAS.

En los años 20, se hacía el esfuerzo para desarrollar un método de prueba que permitiera medir la capacidad productiva de los pozos de gas, conduciendo pruebas a gastos razonables y controlados. La primer prueba, generalmente aceptada, fue publicada por Pierce y Rawlins en 1929. Más tarde, en 1936 la U.S. Bureau of Mines publicó una extensión hecha por Rawlins y Shellhardt¹⁴. Este método llegó a ser una práctica común y se le conoció con el nombre de prueba de contrapresión porque los pozos son probados contra una presión en el fondo del pozo (mayor que la presión atmosférica). En la literatura también se le refiere a este método con el nombre de *prueba convencional o de flujo después de flujo*.

El procedimiento de la prueba de flujo después flujo propuesto por Rawlins et al consiste de una secuencia de gastos de prueba como se muestra en la Figura 3.1. Inicia de una condición de cierre después de la cual se conducen una serie de gastos que se van incrementando (secuencia normal), o bien se van decrementando (secuencia inversa), sin haber períodos de cierre entre gasto y gasto. Cada período de flujo se deberá continuar hasta la estabilización y durante éstos deberán medirse y registrarse las presiones, los gastos y la temperatura al menos cada 15 minutos.

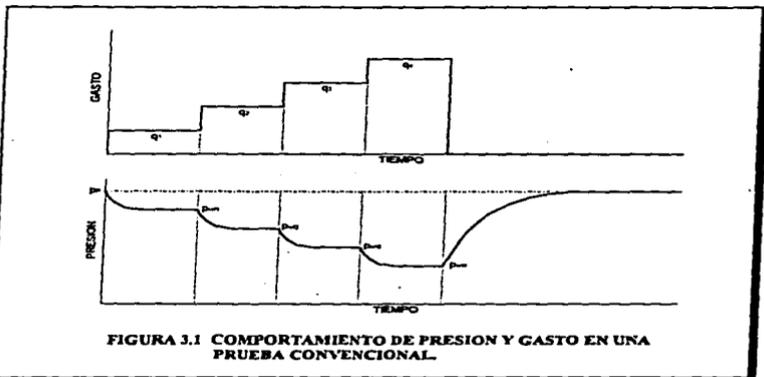


FIGURA 3.1 COMPORTAMIENTO DE PRESION Y GASTO EN UNA PRUEBA CONVENCIONAL.

Rawlins et al encontraron empíricamente que cuando los gastos son graficados en coordenadas logarítmicas contra los valores correspondientes del abatimiento de presión al cuadrado como se muestra en la Figura 3.2, la relación puede aproximarse con una línea recta. Dicha relación puede expresarse por la ecuación 1.21:

$$q_g = C(p_R^2 - p_{wf}^2)^n$$

donde:

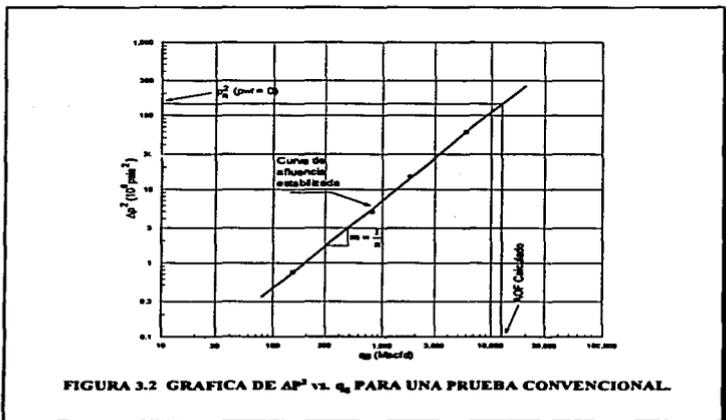
q_g = gasto de gas a condiciones estándar.

p_R = presión media del yacimiento obtenida por el cierre del pozo hasta la completa estabilización, psi.

p_{wf} = presión de fondo fluyendo, psi.

C = coeficiente de comportamiento que describe la posición de la curva estabilizada.

n = exponente que describe el inverso de la pendiente de la curva estabilizada, conocido como exponente de turbulencia.



De esta forma, al graficar los datos de presión y gastos obtenidos de una prueba de flujo después de flujo y ajustar la mejor recta a través de los puntos, se puede establecer el comportamiento de afluencia de los pozos de gas con la ecuación 1.21. El valor del exponente n puede determinarse sustituyendo los valores correspondientes en la siguiente ecuación:

$$n = \frac{\log(q_{s2}) - \log(q_{s1})}{\log(p_R^2 - p_{wf2}^2) - \log(p_R^2 - p_{wf1}^2)} \quad (3.1)$$

Los valores de la ecuación son leídos directamente sobre la línea recta. En general, el valor de n , variará entre 0.5 y 1.0. El valor del coeficiente del comportamiento se determina a partir de la ecuación 1.21:

$$C = \frac{q_s}{(p_R^2 - p_{wf}^2)^n} \quad (3.2)$$

También puede determinarse extendiendo la línea recta hasta $(p_R^2 - p_{wf}^2) = 1.0$ y leer el correspondiente valor de q_s . C es igual a q_s cuando $(p_R^2 - p_{wf}^2) = 1.0$ (cero abatimiento de presión).

Es importante hacer notar que para que la ecuación 1.21 represente confiablemente el comportamiento de afluencia del pozo, los datos que se utilicen deberán haber sido registrados bajo flujo en estado estacionario o pseudoestacionario, lo que significa que los datos deben ser estabilizados.

La condición de estabilización es definida en el manual de la Interstate Oil Compact Commission (IOCC): "la estabilización requiere que la presión en la cabeza y el respectivo gasto sean constantes por un periodo de al menos 15 minutos...". Sin embargo, si un pozo tiene capacidad limitada por una T.P., puede ocurrir una pseudoestabilización. La pseudoestabilización también puede ocurrir como resultado del incremento de la temperatura en la T.P.. Por lo tanto es preferible para la definición de la estabilidad considerar la presión del fondo del pozo².

Las presiones de fondo fluyendo generalmente son determinadas por medio de medidores de presión de fondo del tipo de la Amerada o actualmente de alta resolución. Como la presión no puede determinarse hasta después de que el medidor es removido del pozo, una práctica común es medir la presión en la superficie con un probador de peso muerto para determinar el momento de estabilización del pozo⁴¹.

Una indicación del tiempo requerido para que un pozo se establezca, puede obtenerse de la teoría de la presión transitoria. Una relación que frecuentemente se utiliza es:

$$t_s = 948 \frac{\phi \mu c_i r_e^2}{k} \quad (3.3)$$

Como regla general los tiempos de flujo pueden tomarse de 3 a 4 horas cada uno.

A medida que el uso del método de Rawlins et al se extendía en la industria, llegó a ser evidente que el método sólo era aplicable en aquellos pozos que se aproximaban a las condiciones estabilizadas de producción dentro de un período relativamente corto; ya que en el caso contrario, donde las condiciones estabilizadas de producción se alcanzaban muy lentamente, resultaba antieconómico determinar por este método las constantes del comportamiento de afluencia, debido al tiempo relativamente grande que se utilizaba en la prueba. Esta característica de lenta estabilización generalmente se ha asociado con pozos de gas, los cuales producen de yacimientos de baja permeabilidad.

Por otro lado, a medida que la demanda de gas natural continuó creciendo a través de los años, un gran número de yacimientos de gas de baja permeabilidad fueron puestos a producir, y en consecuencia los pozos productores de estos yacimientos exhibían la característica de lenta estabilización, por lo que fue más aparente el problema de la determinación de las constantes características de afluencia para este tipo de pozos.

Pensando en este problema, es que en 1955, Cullender⁴² presenta el método isocronal para la determinación del comportamiento de afluencia de pozos de gas que presenta la característica de lenta estabilización.

III.2 PRUEBAS ISOCRONALES EN POZOS DE GAS.

III.2.1 Prueba isocronal normal.

Cullender⁴² señala que en muchos pozos terminados en yacimientos de baja permeabilidad, el movimiento del disturbio de presión o radio de drene transitorio del pozo, es lento cuando se abre a producción. Los efectos transitorios se pueden observar por horas y aún días, después de que el pozo empieza a fluir. También, señala que únicamente los datos resultantes de "un solo disturbio de presión de duración constante", son los que pueden relacionarse con la ecuación empírica de Rawlins et al, y éstos pueden obtenerse únicamente con el método isocronal.

Con la expresión "un solo disturbio de presión de duración constante", Cullender intenta definir aquellas condiciones que existen alrededor de un pozo como resultado de la existencia de un gasto constante por un período específico de tiempo a partir de una condición de cierre. Bajo las condiciones de una prueba de flujo después de flujo, Cullender

señala que estos requerimientos raramente se satisfacen, ya que al cambiar el gasto sin cerrar el pozo, únicamente se agrega otro efecto transitorio al ya impuesto.

Por otra parte, Cullender señala que una condición muy similar a la de "un solo disturbio de presión de duración constante", puede establecerse al abrir el pozo a partir de una condición de cierre y permitir que produzca sin algún ajuste mecánico. De esta forma se establece alrededor del pozo un gradiente de presión simple, en lugar de un gradiente de presión complejo resultante de dos o más cambios en el gasto a partir de una sola condición de cierre.

La prueba isocronal se basa en el principio de que el radio de drene establecido durante un período de flujo, es únicamente función del tiempo adimensional y es independiente del gasto, ésto es, para tiempos de flujo iguales se establece el mismo radio de drene para diferentes gastos. El tiempo adimensional se define como:

$$t_D = \frac{0.000264kt}{\phi\mu c_r r_D^2} \quad (3.4)$$

En base a lo anterior, Cullender propone el método isocronal para obtener los datos necesarios para establecer el comportamiento de afluencia de los pozos de gas, a partir de la ecuación propuesta por Rawlins¹⁴. Su método consiste en abrir el pozo a partir de una condición de cierre y registrar los datos de gasto y presiones de fondo fluyendo a intervalos específicos de tiempo durante el período de flujo sin un solo disturbio en el gasto. Después de que se han obtenido suficientes datos, se cierra el pozo y se le permite retornar a la condición de cierre comparable a la que existía al inicio de la prueba para evitar así los efectos transitorios sobre el período de flujo subsecuente. Posteriormente, el pozo es nuevamente abierto a un gasto diferente y se obtienen los datos a los mismos intervalos de tiempo con los que anteriormente se registraron. El procedimiento debe repetirse tantas veces como sea necesario para obtener el número de datos deseados; al final de la prueba se deberá extender el flujo, hasta que se alcancen las condiciones estabilizadas. La Figura 3.3 muestra el comportamiento de los gastos y presiones durante la prueba.

En cuanto a los intervalos de tiempo, Smith³⁷ señala que los intervalos convenientes son 0.5, 1.0, 2.0, 3.0, 6.0, 24.0 hrs, etc. En general, la prueba consistirá de 2 a 4 gastos diferentes con una duración mínima de 3 hrs para cada uno; el período de flujo prolongado deberá ser de hasta 24 hrs o más para alcanzar las condiciones estabilizadas. Aunque los períodos de flujo en la prueba isocronal generalmente son de igual duración, estos no necesariamente deben serlo.

La información obtenida con el método isocronal, se presenta en la misma forma propuesta por Rawlins et al, como se muestra en la Figura 3.4. Como puede notarse, las curvas de comportamiento isocronal consisten de una familia de rectas paralelas que unen los puntos de igual duración de flujo.

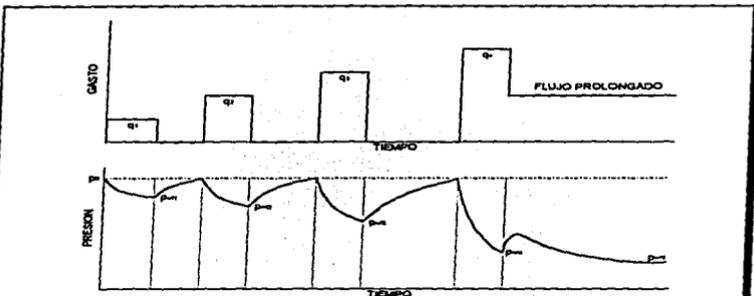


FIGURA 3.3 COMPORTAMIENTO DE PRESION Y GASTO EN UNA PRUEBA ISOCRONAL.

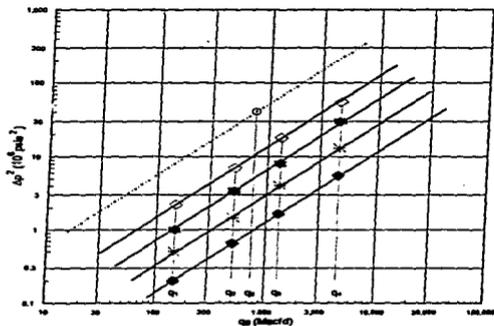


FIGURA 3.4 GRAFICA DE Δp^2 vs. q_e PARA UNA PRUEBA ISOCRONAL.

Para justificar la presentación de las curvas de comportamiento de afluencia, como una familia de curvas paralelas en donde m es constante y C también lo es, pero sólo para un intervalo de tiempo específico, Cullender hace las siguientes suposiciones:

1. La pendiente característica m de las curvas de comportamiento de un pozo de gas, es independiente del área de drenaje. Se establece casi inmediatamente después de que el pozo es abierto. Esto probablemente es debido al hecho de que la mayor caída de presión ocurre cerca del pozo.
2. Bajo condiciones de un gradiente de presión simple, la variación del coeficiente de comportamiento C con respecto al tiempo es independiente del gasto y nivel de presión.

El método isocronal no intenta establecer directamente una curva de comportamiento de afluencia estabilizada, más bien, ésta se va a establecer a partir de datos obtenidos bajo condiciones transitorias. Para condiciones transitorias, la ecuación de afluencia queda expresada por:

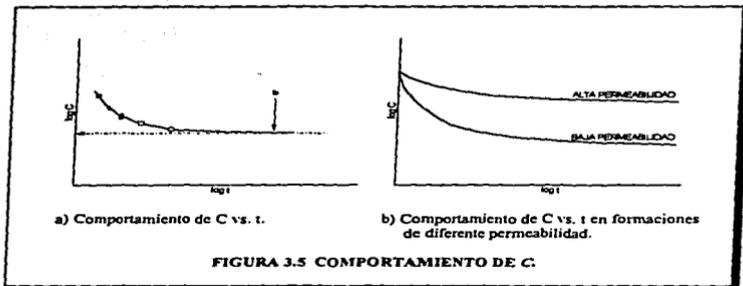
$$q_g = C(t) \left(p_R^2 - p_{wf}^2 \right)^n \quad (3.5)$$

En la ecuación 3.5, $C(t)$ indica que C es una función del tiempo cuando cada gasto se inicia con el pozo cerrado y no existen efectos transitorios previos dentro del radio de drenaje afectado por la prueba.

Examinando los datos graficados en la forma de la Figura 3.4, no es muy fácil visualizar la variación del coeficiente de comportamiento con respecto al tiempo. Para observar claramente su variación, es aconsejable presentarlo en forma gráfica como se muestra en la Figura 3.5a.

Para pozos de gas en yacimiento de alta permeabilidad el coeficiente C no cambia significativamente con el tiempo, por lo tanto, se puede usar la curva de comportamiento inicial para aproximar la capacidad de flujo durante la vida del pozo dentro de un margen de exactitud razonable. Generalmente el coeficiente de comportamiento cambiará con la presión y el gasto. Se deberá considerar el efecto de μ_g , Z y D sobre el valor de C para tener una mayor exactitud en la predicción de q_g a largo plazo, especialmente en los yacimientos de baja permeabilidad.

En los yacimientos de baja permeabilidad, el gasto de gas durante periodos de flujo relativamente cortos, decrece con el tiempo. Por lo anterior, el valor de C decrece con el tiempo durante los periodos de flujo cortos. El comportamiento de C , según la permeabilidad, se muestra en la Figura 3.5b.



En cuanto al exponente n , Cullender⁴² notó que algunos pozos que producen a bajos gastos se comportan con una pendiente de 1.0, pero a gastos mayores, exhiben un punto de rompimiento arriba del cual el pozo se comporta con una pendiente mayor que uno, por lo que el exponente n resulta ser menor que 1.0. Este comportamiento se puede observar en la Figura 3.6.

De la Figura 3.6 se puede observar que el punto de rompimiento de la pendiente ocurre a aproximadamente 800 Mscfd. La explicación de Cullender, es que el pozo produce dentro de un rango completo de condiciones de flujo, que implica valores de n menores que 1.0. Así mismo señala que el exponente n , determinado con datos isocronales, varía entre los límites de 0.5 y 1.0.

Cullender indica que los valores límite de n de 0.5 y 1.0, representan respectivamente, al flujo turbulento y laminar. Si n se sale del rango de $0.5 \leq n \leq 1.0$, los datos pueden ser erróneos. La acumulación de líquido en el pozo puede causar exponentes menores de 0.5 y los mayores de 1.0 pueden ser causados por la remoción del líquido durante la prueba⁴¹. Generalmente los valores de n próximos a 1.0 estarán asociados a yacimientos de gas de baja permeabilidad, mientras que los valores de n próximos a 0.5, se asociaran a yacimientos de gas de alta permeabilidad.

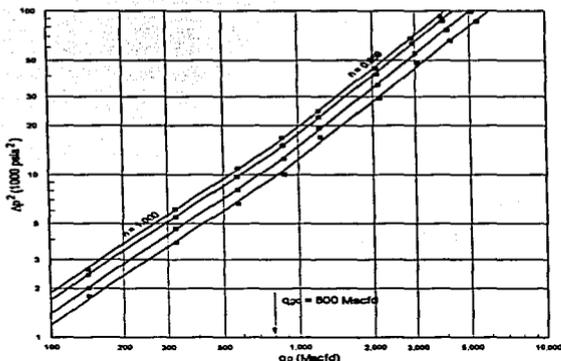
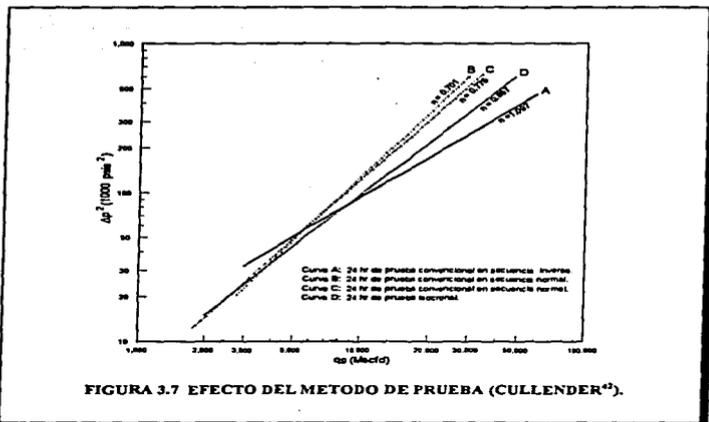


FIGURA 3.6 CURVAS DE COMPORTAMIENTO ISOCRONAL DEL POZO DE GAS No. 4 (CULLENDER³).

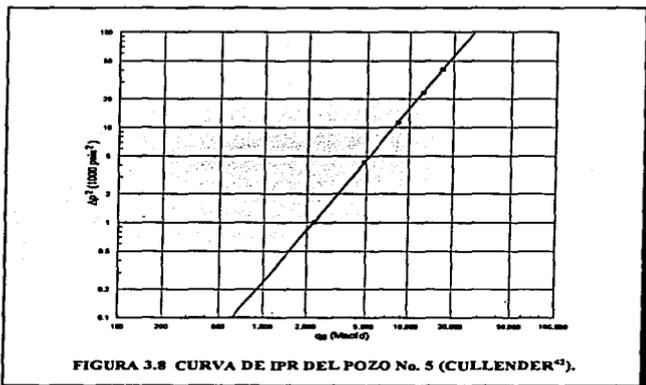
En su trabajo, Cullender presenta la Figura 3.7 en donde se presentan las curvas de comportamiento que se pueden obtener en un mismo pozo. La curva A representa los datos obtenidos durante una prueba de flujo después de flujo en secuencia inversa, mientras que las curvas B y C también representan a la prueba de flujo después de flujo, sólo que en secuencia normal; en estas pruebas los gastos iniciales fueron considerablemente diferentes (ver tabla 3.1). La curva D representa la curva isocronal de 24 hrs. Cullender señala que las curvas de las pruebas de flujo después de flujo representan diferentes condiciones de comportamiento, ya que fueron resultado de gradientes de presión complejos establecidos durante las pruebas. Los puntos iniciales de cada una de dichas pruebas, representan las características de la formación, mientras que los otros puntos representan condiciones complejas que no tienen significado.


 FIGURA 3.7 EFECTO DEL METODO DE PRUEBA (CULLENDER⁴²).

Fecha	P_a (psi)	Tiempo de flujo (hrs)	Q_a Mscfd	Δp^2 (psi ²)
10-3-44	435.2	24	9 900	97.70
		24	7 091	70.73
		24	4 360	46.16
10-24-44	423.6	23	4 440	38.67
		25	6 982	75.17
		22	8 212	92.35
12-11-45	394.7	24	1 947	14.56
		24	2 841	25.07
		26	3 941	38.82
		22	5 165	50.53

TABLA 3.1 DATOS DE PRUEBA DEL POZO No. 1.

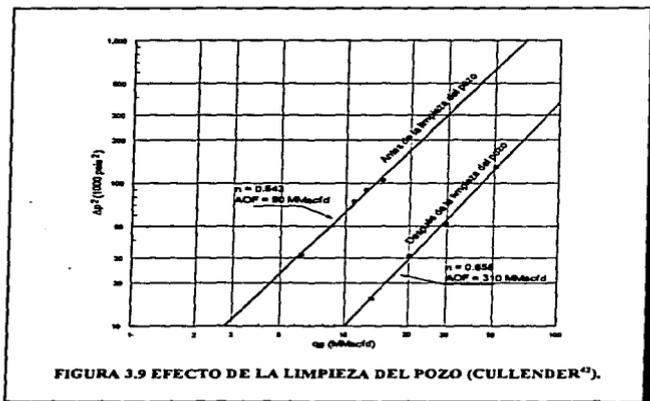
Por otro lado, Cullender encontró que ciertos pozos de gas de alta permeabilidad se estabilizan tan rápidamente que no hay la necesidad de la obtención de datos isocronales. Esto se muestra en la Figura 3.8 (tabla 3.2). Cada flujo fue de una hora, sin embargo, los tres gastos altos fueron obtenidos sin cerrar el pozo entre los flujos, mientras que los tres gastos bajos fueron obtenidos a partir de condiciones de cierre.



Fecha	P_R (psia)	Tiempo de flujo (hrs)	q_g Mscf/d	Δp^2 (psia ²)
3-30-50	439.0	1	8 373	11.27
		1	12 484	23.25
		1	16 817	40.60
4-3-50	439.9	1	570	0.09
4-4-50	439.6	1	2 231	1.01
4-5-50	439.8	1	4 841	4.32

TABLA 3.2 DATOS DE COMPORTAMIENTO DEL POZO No. 5.

Fetkovich comentó sobre aspectos operativos de la prueba: las presiones superficiales deberán registrarse con un probador de peso muerto y medirse tanto en la T.P. como en la T.R., junto con la temperatura de flujo. También señala que lo más importante para efectuar una prueba, es que el pozo deberá limpiarse antes de conducir la prueba. La importancia de la limpieza queda de manifiesto en la Figura 3.9. Así mismo señala que el método isocronal es la única forma de obtener curvas de comportamiento de afluencia confiables dado que éstas permiten obtener datos estabilizados que reflejan las condiciones reales del pozo.



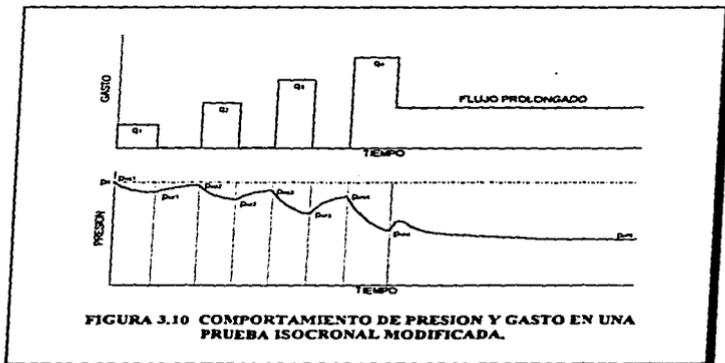
Sin embargo, Smith³⁷ señala que las pruebas isocronales pueden ocupar una gran cantidad de tiempo en el periodo de cierre en los pozos de baja permeabilidad, lo que las hace hasta cierto grado imprácticas. Por este motivo, señala que es conveniente efectuarlas en el intervalo de tiempo que transcurre desde que se termina el pozo hasta que se conecta a una línea de recolección.

Considerando el problema del tiempo de prueba, Katz et al⁴³ propusieron una modificación al método isocronal, con el afán de reducir aún más el tiempo de prueba en los pozos de baja permeabilidad. Este método es conocido como prueba isocronal modificada.

III.2.2 Prueba isocronal modificada.

En los yacimientos de gas de baja permeabilidad, no siempre es práctico esperar el tiempo requerido para alcanzar la estabilización de la presión en los periodos de cierre de la prueba isocronal.

Katz et al⁴³ en un intento de reducir el tiempo que ocupa la prueba isocronal, propusieron la prueba isocronal modificada. Como modificación propusieron que: en la práctica, un periodo de cierre igual al periodo de flujo daría resultados satisfactorios si se usa la nueva presión de cierre en el cálculo de las diferencias de presiones cuadradas para el siguiente flujo. De esta forma se establece el método isocronal modificado en el cual, los periodos de flujo y de cierre tienen la misma duración. La Figura 3.10 muestra el comportamiento de las presiones y gastos con respecto al tiempo durante la prueba isocronal modificada.



Como lo indicaron Katz et al, para representar los datos obtenidos en la forma gráfica propuesta por Rawlins¹⁴, se deberá evaluar $(p_{wf}^2 - p_{wi}^2)$ en lugar de $(p_{R^2} - p_{wf}^2)$, donde p_{wi} es la presión de cierre al inicio de cada periodo de flujo. Al igual que la prueba isocronal normal, la isocronal modificada requiere de un periodo de flujo prolongado para establecer la curva de comportamiento estabilizada.

La prueba isocronal modificada no proporciona una curva de comportamiento estabilizada verdadera, pero se aproxima a la verdadera y requiere de menos tiempo para obtener resultados útiles que las otras pruebas multigasto⁴¹.

Este método no ha sido justificado adecuadamente, ni teóricamente ni por comparaciones de campo con la verdadera prueba isocronal². Sólo una pequeña discusión que trata de justificar teóricamente el método, se basa en la suposición de que el comportamiento de la presión de fondo fluyente con el tiempo, es una función del logaritmo del tiempo, $p = f(Ln t)$. Sin embargo, la mayoría de los pozos de baja permeabilidad donde la prueba isocronal modificada sería la apropiada, generalmente requieren de estimaciones para que sean comerciales y que en general son fracturamientos hidráulicos. En estos casos las presiones son probablemente función de la raíz cuadrada del tiempo, $p = f(t)^{0.5}$. Bajo estas condiciones la prueba isocronal modificada puede tener presiones fluyentes en función de $(t)^{0.5}$, $Ln(t)$ o de transición, cada uno para gastos diferentes.

Pensando en la disminución del tiempo de prueba, varios investigadores han propuesto procedimientos para establecer el comportamiento de afluencia estabilizado de pozos de gas a partir de la más mínima información.

Por ejemplo Tek, Grove y Poettman⁴⁴, desarrollaron un método para la predicción de la curva de comportamiento estabilizada a partir de una prueba de flujo y una de incremento o decremento de presión. La ventaja del método está en el desarrollo de gráficas de trabajo para la determinación del coeficiente de comportamiento estabilizado. Estas gráficas se desarrollaron para cuatro diferentes rangos de gasto.

Para establecer el comportamiento estabilizado usando las gráficas de trabajo se procede de la manera siguiente: (1) De la prueba de flujo se obtiene el valor de n . (2) De la prueba de incremento o decremento se obtiene el valor de $\pi kh/\mu$. (3) Por algún medio estimar el radio de drené, y finalmente, (4) Leer el coeficiente de comportamiento estabilizado de la gráfica.

Por otro lado Carter, Miller y Riley⁴⁵, presentaron un procedimiento que consiste de dos pruebas cortas, a partir de las cuales se obtienen los parámetros del yacimiento y de flujo kh , D y S ; el comportamiento de afluencia se establece a partir de la ecuación 2.75.

El procedimiento de prueba propuesto por Carter et al es: (1) A partir de una condición de equilibrio estático del yacimiento, abrir el pozo a un gasto constante midiendo q_g y p_{wf} . (2) Cerrar el pozo y permitir que alcance una condición de equilibrio, y (3) Abrir el pozo a un gasto diferente del primero y registrar nuevamente q_g y p_{wf} .

Por su parte Brar y Aziz⁴⁶ presentaron dos técnicas de análisis que permiten establecer el comportamiento de afluencia estabilizado a partir de los datos de la prueba isocronal modificada, sin la necesidad del flujo prolongado. El método se basa en la ecuación de Forchheimer y permite obtener los parámetros kh, S y D.

Algunos otros investigadores como Horne y Kucuk⁴⁷ han propuesto obtener el comportamiento de afluencia estabilizado a partir de datos transitorios a través de simuladores.

Sin embargo, a pesar de los métodos existentes para el establecimiento de la curva de afluencia estabilizada de los pozos de gas, Fetkovich no recomienda la prueba isocronal modificada, ni ningún otro método, en el caso de requerirse la máxima información del yacimiento. En los casos en donde el tiempo sea de gran importancia, recomienda conducir un período de flujo largo y suponer una pendiente igual a uno, esto es $n = 1.0$; o mejor aún, elegir el método de Carter, Miller y Riley⁴⁸.

III.3 PRUEBAS ISOCRONALES EN POZOS DE ACEITE.

En la industria petrolera, el establecimiento del comportamiento de afluencia de los pozos de aceite es una necesidad básica e importante. El método tradicional para la predicción de los gastos de producción es el del índice de productividad (ecuación 1.20) propuesto por Muskat¹¹ y que señala una relación lineal entre el gasto y el abatimiento de presión. Este sólo es válido para sistemas ideales de líquidos fluyendo bajo condiciones de flujo laminar.

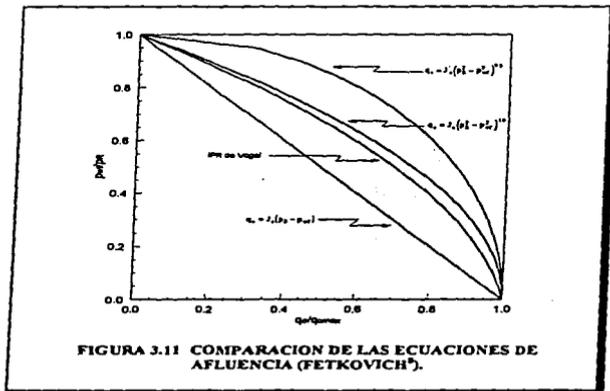
En un intento de considerar el comportamiento de afluencia no lineal entre q_o y p_{wf} observado en los pozos de aceite saturado, Evinger y Muskat¹⁰ derivaron un índice de productividad teórico (ecuación 1.19).

Vogel¹⁵ por su parte propuso una ecuación de IPR adimensional (ecuación 1.22), obtenida a partir de una investigación sobre el flujo en dos fases. A partir de este trabajo, se desarrollaron otros métodos que establecen el comportamiento de afluencia a partir de datos de una prueba de pozo (Standing, Couto).

Como puede verse, las pruebas multigasto en pozos de aceite no eran una práctica común. A pesar de esto, a principios de 1930 se tiene antecedentes de una de éstas, T. V. Moore⁴⁸ reportó los resultados de una prueba multigasto conducida en el pozo de aceite

Humble Smith A-2 en el campo Yates. El propósito de la prueba fue demostrar un método para establecer el potencial del pozo sin producir el pozo a la atmósfera. Sin embargo, no es sino hasta 1973 en que Fetkovich⁸ presenta los resultados de un estudio de campo con los cuales demuestra que los métodos de prueba isocronal y prueba de flujo después de flujo, exclusivas para pozos de gas, pueden conducirse en los pozos de aceite y establecer a partir de éstas su comportamiento de afluencia.

Fetkovich hace una comparación de los IPR's para flujo de líquido, flujo de gas y flujo en dos fases, Figura 3.11. De esta comparación, Fetkovich señala que la posición de la curva de referencia de Vogel en relación a las curvas de afluencia del líquido y del gas, indica que los pozos de aceite se comportan más como pozos de gas, por lo que los métodos de prueba de los pozos de gas pueden ser utilizados en los pozos de aceite.



Otra comparación que hace Fetkovich para señalar la similitud del comportamiento de los pozos de aceite y gas, es el comportamiento de la función de presión para un pozo de gas, que se muestra en la Figura 3.12. Un aspecto interesante de la curva A, es el hecho de que se asemeja a la de un yacimiento de aceite bajosaturado. Otra observación es que en las curvas

A y B existe una región donde puede considerarse que el gas se comporta como líquido, esto es, $1/\mu_g B_g$ es aproximadamente constante o cambia ligeramente con la presión, como es el caso de un yacimiento de aceite bajosaturado.

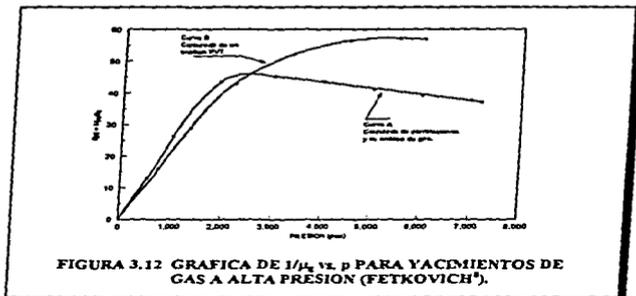


FIGURA 3.12 GRAFICA DE $1/\mu_g$ vs. p PARA YACIMIENTOS DE GAS A ALTA PRESION (FETKOVICH³).

A partir de lo anterior, Fetkovich³ hace un análisis para establecer una expresión matemática parecida a la propuesta por Rawlins y Shellhardt¹⁴, con lo que demuestra que las pruebas multigasto de pozos de aceite pueden ser analizadas de igual forma que las de los pozos de gas.

Considerando el comportamiento de la función de presión $f(p)$, mostrada en la Figura 2.6, Fetkovich evalúa la ecuación 1.19 propuesta por Evinger y Muskat:

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh}{\left[Lh \left(\frac{r_w}{r_o} \right) + s_i \right]} \left[\int_{P_{wf}}^i \frac{k_{ro}(s,p)}{\mu_o B_o} dp + \int_{P_c}^i \frac{k_{rg}(p)}{\mu_o B_g} dp \right] \quad (3.6)$$

La Figura 2.6 ilustra una gráfica de $1/\mu_o B_o$ como una función de presión para un yacimiento de aceite bajosaturado. También, en esta figura, se muestra una línea interrumpida que representa el efecto de la permeabilidad relativa sobre los abatimientos de presión abajo de la presión de saturación. Se supone para propósitos de demostración que $k_{rg}/\mu_o B_g$ es lineal y que su intersección es 0 a 0 presión. Otro comportamiento que se muestra, es la de una

función de presión hipotética representada como una constante para todas las presiones necesaria para obtener $J = \text{cte}$.

Para el flujo en la región donde las presiones están arriba de la presión de saturación, suponiendo que $k_{ro} = 1.0$ y evaluando $\mu_o B_o$ a la presión media $p = (p_s + p_b)/2$, se tiene:

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh}{\left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s_1 \right]} \left[\int_{p_{wf}}^{p_s} \frac{k_{ro}(s, p)}{\mu_o B_o} dp + \frac{(p_s - p_b)}{\mu_o B_o} \right] \quad (3.7)$$

Para la región donde la función de presión es aproximadamente una constante, la ecuación 1.19 puede integrarse directamente, obteniendo la bien conocida ecuación de flujo estacionario:

$$q = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh (p_s - p_{wf})}{\left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s_1 \right] \mu B} \quad (3.8)$$

Ahora considerando la función de presión desde p_s a 0, tanto para aceite como para gas, se nota que $f(p)$ puede representarse aproximadamente por dos segmentos de rectas separadas. Entonces la ecuación de flujo aproximada para el intervalo completo de presión puede expresarse con la ecuación 2.13:

$$q = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh}{\left[1 + \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s_1 \right] \left(\frac{\mu B}{\mu_o B_o} \right)_{p_s, p_b}} \left[\frac{\left(\frac{\mu B}{\mu_o B_o} \right)_{p_s, p_b} a_2}{2} (p_s^2 - p_{wf}^2) + (p_s - p_b) \right]$$

o bien con la ecuación 2.14:

$$q = J_o (p_s^2 - p_{wf}^2) + J_s (p_s - p_b)$$

Para abatimientos tanto arriba como abajo de la presión de saturación, una curva de afluencia aparecerá como dos segmentos de líneas rectas, con la intersección señalando un valor aproximado de la presión de saturación. Esto ofrece una aproximación para la determinación de la presión de saturación a partir de una prueba multigasto.

Fetkovich notó que si el grado de bajosaturación es ligero, los segmentos de línea podrían no ser definibles. También encontró que podía existir flujo no-laminar aún para presiones arriba de la de saturación, lo cual se demuestra en el capítulo de Resultados. Para todos los abatimientos de presión abajo de la presión de saturación $J_s(p_s - p_{wf})$ es una

constante mientras que el otro término varía no linealmente con la presión de fondo no fluente.

El efecto compuesto de lo anterior resulta en una ecuación de la forma:

$$q = C(p_i^2 - p_{wf}^2)^n$$

Una conclusión importante de la ecuación anterior, es que los pozos de gas o de aceite pueden tener una pendiente menor a 1.0 en una gráfica de $\log(\Delta p^2)$ vs. $\log q_0$ sin que exista flujo no darciano. La pendiente n en este caso es estrictamente un resultado de la forma de la función de presión. Esta posibilidad para los pozos de gas fue reportada por Rowan y Clegg⁴⁹.

De esta última ecuación, a medida que p_w disminuye a p_b , $n \rightarrow 1.0$ y $C \rightarrow J_w$, tal que para el caso de pozos de aceite, únicamente permanece el término de flujo en dos fases. Así se obtiene la ecuación básica sugerida por Vogel:

$$q_0 = J_w (p_i^2 - p_{wf}^2)^{1.0} \quad (3.9)$$

A la luz de los resultados obtenidos de las pruebas multigasto conducidas en los pozos de aceite, Fetkovich generaliza la ecuación anterior con un exponente n :

$$q_0 = J_w (p_i^2 - p_{wf}^2)^n \quad (3.10)$$

La cual es idéntica a la ecuación de afluencia para pozos de gas.

Para comprobar su teoría, Fetkovich realiza y analiza 40 pruebas multigasto en pozos de aceite en yacimientos con permeabilidades que variaban de 6 a más de 1000 md. El estado de los fluidos contenidos en el yacimiento fueron diversos:

1. Yacimientos de aceite saturado con una saturación de gas mayor que la crítica.
2. Yacimiento de aceite bajosaturado con presiones de fondo fluente por arriba y por abajo de la presión de saturación.
3. Yacimientos de aceite saturado con la presión media en o muy cerca de la presión de saturación.
4. Yacimientos de aceite bajosaturado con todas las presiones de fondo fluente por arriba de la presión de saturación.

En resumen, de los resultados obtenidos de las pruebas de campo, Fetkovich concluyó lo siguiente:

1. Las pruebas multigasto son requeridas para determinar los gastos con exactitud, como función del abatimiento de presión y del daño.
2. Los pozos de aceite pueden comportarse muy similarmente a los pozos de gas en las pruebas multigastos y por lo tanto deberán probarse y analizarse usando las mismas ecuaciones básicas de flujo.
3. La alineación de los puntos de una prueba multigastos de pozos de aceite en una gráfica logarítmica de q_v vs. Δp^2 es tan buena como la que normalmente se obtiene en las pruebas de pozos de gas (Figura 3.13).
4. El exponente n para pozos de aceite, determinado de una gráfica logarítmica de q_v vs. Δp^2 varía entre 0.568 y 1.000, muy cerca de los límites comúnmente aceptados para pozos de gas.
5. Generalmente se requiere considerar un término de flujo no-laminar para los valores de n menores de 1.0 en las curvas de afluencia de los pozos de aceite.
6. Pueden obtenerse valores de n menores que 1.0 en pozos de aceite bajosaturado sin haber flujo no darciano debido a la forma de la función de presión, lo cual es poco común que ocurra.
7. En algunos casos, cuando se toma un rango suficiente de gastos en un yacimiento de aceite bajosaturado, es posible determinar la presión de saturación del aceite a partir de las pruebas multigastos.
8. Las pruebas convencionales e isocronales en pozos de aceite producirán la misma curva de comportamiento en yacimientos de alta permeabilidad.
9. Con un solo punto de dato, una simple ecuación empírica predice los gastos como función del abatimiento y agotamiento de la presión para pozos que producen en yacimientos volumétricos con empuje por gas disuelto.

Camacho, Padilla y Vásquez³⁰, presentan resultados de simulación, con lo que demuestran que la conclusión 3 a la que llegó Fetkovich y que apoya Kadi²¹, debe tomarse con reserva. Señalan que el ajuste de líneas rectas en las gráficas logarítmicas de q_v vs. Δp^2 , para el caso de pozos de aceite bajosaturado, como lo señala Fetkovich, no está justificado. Es bien sabido que para el caso de flujo de líquido, la gráfica debe estar en términos de Δp y no de Δp^2 . Señalan que los datos de pozos de aceite bajosaturado se ajustan mejor a una línea recta en el caso de Δp que en el caso de Δp^2 .

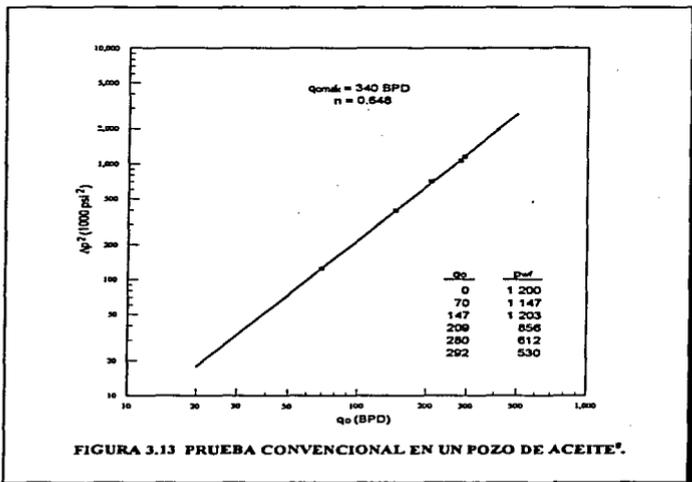
Cabe señalar que en el caso de las gráficas en función de Δp^2 , también se puede ajustar una línea recta, que resultará paralela a la línea ajustada en una gráfica en función de Δp , sólo desplazada por una constante. Esto es de acuerdo a que:

$$\Delta p^2 = p_R^2 - p_{wf}^2 = (p_R - p_{wf})(p_R + p_{wf})$$

obteniendo logaritmos con $p_R \gg p_{wf}$, se obtiene:

$$\log(\Delta p^2) = \log(p_R - p_{wf}) + \log(p_R) = \log(\Delta p) + \text{cte}$$

esto implica que para altos gastos en condiciones de flujo laminar la gráfica de $\log(\Delta p^2)$ es paralela a la gráfica de $\log(\Delta p)$ desplazada por una constante. De esta forma, señalan que estrictamente la gráfica de Δp^2 para yacimientos de aceite bajosaturado no está justificada. Para el caso de aceite saturado, no hay mayor problema en las gráficas en función de Δp^2 .



III.4 DETERMINACION DEL DAÑO POR FLUJO NO DARCIANO.

Hasta este momento sólo se ha abordado la forma de analizar las pruebas multigastos para establecer el comportamiento de afluencia de los pozos. Sin embargo, existe una característica única de las pruebas multigastos, la cual las hace de suma importancia en la caracterización exacta del flujo de los pozos, y es que permiten obtener el daño debido al flujo no-laminar.

Ramey⁵² propone un método gráfico, que requiere del apoyo del análisis de datos transitorios de presión para discretizar el daño por flujo no-laminar y daño mecánico.

Considerando al daño compuesto (de la ecuación 1.13):

$$s_1 = s + s_q + s_d + \alpha(q, t) + Dq$$

y definiendo a s_1'' como:

$$s_1'' = s + Dq \quad (3.11)$$

Al graficar la ecuación 3.11 en papel normal con s_1'' en el eje de las ordenadas, y q en el eje de las abscisas como se muestra en la Figura 3.14, se obtiene una línea recta con pendiente igual a D e intersección con el eje de las ordenadas igual a s .

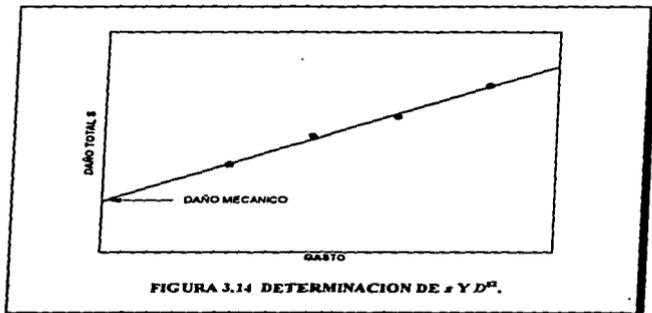


FIGURA 3.14 DETERMINACION DE s Y D ⁵².

El valor de s_1 se determina a partir del análisis de los datos transitorios para cada gasto de la prueba con la siguiente expresión:

$$s_1 = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh(p_R - p_{wr})}{q_o \mu_o B_o} - \text{Ln} \frac{0.01423kt}{\sqrt{(\mu_o c_1)_i r_w^2}} \quad (3.12)$$

Cabe hacer mención que este método también es aplicable al caso de los pozos de gas, con la respectiva adecuación de la ecuación 3.12.

Como se observa, el método requiere del análisis de los datos transitorios. En el siguiente capítulo, se verá otro método con el que se puede discretizar el daño debido al flujo no darciano, sin la necesidad del análisis de los datos transitorios, sino sólo con los datos estabilizados de producción de una prueba multigasto.

CAPITULO IV

REGIMEN DE FLUJO

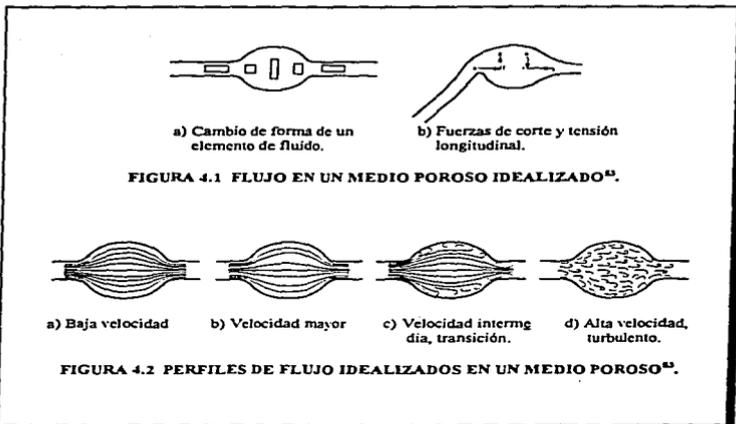
La baja productividad de los pozos de aceite y gas, podría atribuirse a causas mecánicas propias de la terminación de los pozos o bien al daño de la formación ocasionado durante las operaciones de perforación, terminación o reparación, y/o a la baja capacidad natural de la formación. Tal incertidumbre en el origen de la baja productividad de los pozos, hace necesario recurrir al uso de técnicas de análisis que permitan distinguir las caídas de presión debidas al flujo no darciano, de las caídas de presión debidas al daño físico de la formación.

En el presente capítulo se revisan los métodos de análisis de flujo y algunos antecedentes de los regímenes de flujo.

IV.1 REGIMENES DE FLUJO.

La distribución de presión a lo largo de la ruta de flujo en el yacimiento, está caracterizada por una presión máxima en la frontera externa y una presión menor en la frontera interna. Entre estos dos puntos, la presión varía como una función de la distancia al pozo. La caída de presión en el yacimiento resulta de la disipación de energía mecánica o pérdida de momento, a medida que el fluido fluye contra la resistencia del medio poroso².

Firoozabadi y Katz³³ explican el flujo de fluidos a través de medios porosos. Considerando el flujo en los intersticios de un sólido poroso idealizado (Figura 4.1), explican que en el flujo a través de los poros hay dos variaciones del flujo cilíndrico horizontal. Primero, la sección transversal de los canales de flujo decrece e incrementa alternativamente. Después, hay un desplazamiento de una línea recta cuando se mueve a través de una red de poros. Cada desviación de la dirección de movimiento, ahora tiene dos componentes de resistencia viscosa: (1) de corte longitudinal e-f en la dirección de flujo y (2) de tensión longitudinal o componente normal f-g durante la expansión, y correspondientemente i-j y h-i durante la contracción.



Ahora, considerando el efecto de la velocidad sobre la resistencia viscosa. Con el incremento de la velocidad, las líneas de flujo ya no son constantes en longitud y se piensa que se incrementan las áreas de corte y tensión (Figuras 4.2a y 4.2b). A velocidades aún mayores, ocurre una separación o inversión de flujo en las secciones transversales grandes que incrementan la resistencia viscosa (Figura 4.2c). Aquí, la porción recirculante podría considerarse laminar. Todos estos efectos son característicos del flujo en las secciones transversales irregulares alternantes.

En los medios porosos, tales como areniscas o carbonatos, con solo porosidad intergranular y libres de procesos de disolución irregular, sin duda, los regímenes de flujo siempre están en los mostrados por las Figuras 4.2a y 4.2b. En los carbonatos vugulares, arrecifes y conglomerados, hay intersticios lo suficientemente grandes para permitir los regímenes de la Figura 4.2c y aún el de la Figura 4.2d que se describe como turbulento.

Flujo darciano (laminar).

El flujo darciano, también conocido como flujo viscoso, es aquel que se caracteriza por la ecuación que representa la ley de Darcy (ecuación 1.13):

$$\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\mu}{k} v$$

En este régimen de flujo la caída de presión en el medio poroso es proporcional a la velocidad del fluido, por lo que el IP puede considerarse prácticamente constante. Este régimen solo se presenta a gastos bajos y moderados.

Tek et al⁵⁴ explican que en el flujo darciano, la energía cinética de las partículas de fluido es intercambiada reversiblemente con la energía de presión, durante los procesos de aceleración y desaceleración.

Al igual que en el flujo de fluidos en tuberías, para definir el límite de flujo darciano, se hace uso del conocido número de Reynolds. En el caso del flujo de fluidos a través de medios porosos, Geertsma⁵⁵ redefine el número de Reynolds en función de la porosidad y permeabilidad como:

$$N_{Re} = \frac{0.005 \rho v k^{0.5}}{\mu \phi^{5.5}} \quad (4.1)$$

donde ρ , v , μ y k , están en unidades consistentes. Además señala que la ecuación de Darcy es aplicable a $N_{Re} < 0.1$.

Otro limitador de los regímenes de flujo, es el gasto al cual se espera que los efectos no-laminares o inerciales predominen en el flujo. Para el caso del flujo de aceite en una sola fase, Whitson²⁷ propone la siguiente expresión:

$$q_{HVF} = 634.5 \frac{r_w h \mu_o}{\gamma_o} \quad (4.2)$$

donde se supone $N_{Re} = 1.0$. Considerando la definición del número de Reynolds de Geertsma igual a uno, Camacho et al²⁷ obtienen la siguiente expresión:

$$q_{HVF} = \frac{887.2(2\pi) \mu h r_w}{9.115 \times 10^{-13} \beta_r \mu B_o} \quad (4.3)$$

Generalmente, el flujo darciano sólo se ha relacionado al flujo de líquido, quedando descartado por varios investigadores^{11,43,54,57} en el flujo de gas, debido a las altas velocidades que se alcanzan en los alrededores de los pozos de gas, al producir a altos gastos.

Cabe señalar, que además de flujo darciano o viscoso, en la literatura también se utiliza el término de flujo laminar. Firoozabadi y Katz³³, presentaron una discusión acerca de los términos utilizados en el flujo de fluidos, y proponen el uso del término de "flujo a baja velocidad".

Flujo no darciano.

Como ya se indicó, en el flujo de fluidos a través de medios porosos, cuando la velocidad de flujo es suficientemente baja para despreciar los efectos inerciales, la caída de presión es proporcional a la velocidad de flujo, por lo que el flujo es descrito por la ecuación de Darcy. Sin embargo, varios investigadores, han observado que en un sistema de flujo radial a altos gastos, a medida que los fluidos se aproximan al pozo, la velocidad de flujo se incrementa, con lo que ocurren desviaciones de la ecuación de Darcy, ya que la caída de presión se incrementa en función del gasto, más que proporcionalmente al incremento de la velocidad de flujo, razón por lo que el IP deje de ser constante.

Tek et al³⁴, explican que a las velocidades a las que ya no es aplicable la ecuación de Darcy, el intercambio de energía incluye cambios irreversibles importantes, que pueden deberse únicamente al movimiento extra de fluido, es decir, movimiento extra del que ocurre en el flujo laminar. A estas condiciones de flujo se les conoce como flujo no darciano.

Algunos otros investigadores se refieren al régimen no darciano como flujo turbulento, como es el caso de Fancher y Lewis³⁵, quienes concluyeron que el flujo de fluidos en medios porosos se asemeja al flujo de fluidos en tuberías, en el sentido de que existe una condición de flujo en los sistemas porosos en la que el flujo inercial reemplaza al flujo viscoso, y que dicha condición de flujo es definida y reproducible para cada sistema.

A pesar de que los investigadores han reconocido que es necesario una corrección a la ecuación de Darcy para hacerla aplicable a todo el rango de velocidades altas y bajas, ha habido diferencias en cuanto al uso de los términos utilizados para referirse a este flujo. Para Firoozabadi y Katz, el término turbulento, no considera las etapas de progreso de los componentes de corte y tensión en el flujo laminar, antes que el movimiento aleatorio típico de la turbulencia. Ellos proponen el término de "flujo a alta velocidad", para referirse a las condiciones de flujo a las que la ley de Darcy ya no es aplicable.

Por su parte, Tek et al³⁴ están de acuerdo en que el movimiento extra del fluido es ocasionado, primeramente, por los efectos inerciales en el proceso de desaceleración, y probablemente en la ausencia de turbulencia. Además señalan que si se considera al movimiento extra del fluido como la causa de la caída de presión extra, entonces está justificado el uso del término de flujo turbulento, ya que en el verdadero flujo turbulento en tuberías, ésta es la causa del consumo de energía extra.

Sin embargo, muchos investigadores han usado indistintamente los términos turbulento y no darciano para referirse al flujo visco-inercial a altas velocidades.

Tradicionalmente, el flujo no darciano se relacionaba sólo al flujo de gas, debido a los altos gastos con los que se producen estos pozos, aunado a la baja viscosidad del gas. Sin embargo, a la fecha varios investigadores^{8,10,11,39} han demostrado que en el caso de flujo de aceite en una y dos fases, también se presenta el flujo no darciano. Kadi¹¹ señala que "los líquidos fluyendo bajo condiciones similares a las existentes en los pozos de gas, probablemente fluirán bajo un régimen de tipo no laminar llamado flujo no darciano".

En relación a la productividad de los pozos, como ya se mencionó, el flujo no darciano se refleja en mayores caídas de presión a las esperadas para el caso laminar, lo que conlleva a gastos de producción menores que los predichos bajo condiciones laminares. Por este motivo, convencionalmente éste se incluye en la ecuación de Darcy, como un factor de daño adicional (Dq), pero que a diferencia del daño físico, éste no puede ser removido por algún tratamiento de estimulación, ya que depende del gasto de producción (ecuación 2.74). En dicha ecuación, D es el coeficiente del daño por flujo no-laminar, definido para flujo de gas y aceite respectivamente por:

$$D = \frac{2.222 \times 10^{-15} \beta k y_g}{\mu_g h r_w} \quad (4.4)$$

$$D = \frac{1.635 \times 10^{-16} \beta k B_o \rho_o}{\mu_o h r_w} \quad (4.5)$$

Además de la ecuación de Darcy modificada, hay otra expresión más general que representa al flujo laminar, inercial y turbulento (LIT), conocida como la ecuación de Forchheimer⁹.

IV.2 ECUACION DE FORCHHEIMER.

La incapacidad inicial de la ecuación de Darcy para representar correctamente el flujo de fluidos en medios porosos a altas velocidades, debido a la presencia de efectos inerciales que causan desviaciones de la ley, hizo patente la necesidad de una expresión que representara al flujo de fluidos en todo el rango de velocidades.

En 1901, Forchheimer⁹ propuso para flujo lineal estacionario la siguiente ecuación empírica:

$$-\frac{\partial p}{\partial x} = av + bv^2 \quad (4.6)$$

adaptándola para flujo radial se tiene:

$$\frac{\partial p}{\partial r} = av + bv^n \quad (4.7)$$

donde:

- v = velocidad de flujo.
- a, b = constantes para un medio poroso particular.
- n = exponente de velocidad.

La ecuación 4.6, fue desarrollada bajo las siguientes suposiciones:

1. Prevalecen condiciones isotérmicas a lo largo de todo el yacimiento.
2. Los efectos gravitacionales son despreciables.
3. El flujo es en una sola fase.
4. El medio poroso es homogéneo e isótropo.
5. La permeabilidad es independiente de la presión.
6. La viscosidad y la compresibilidad del fluido son constantes. Los gradientes de compresibilidad y presión son pequeños.
7. Es aplicable el modelo de flujo radial (ecuación 4.7).

A pesar de las restricciones que implican las suposiciones bajo las que se desarrolló, esta ecuación resulta muy ampliamente aplicable, como posteriormente se verá.

En aquellos casos donde la ley de Darcy no es válida, Muskat estableció, que cuando la velocidad de flujo es lo suficientemente alta, tal que el flujo esté dentro de la región de flujo turbulento, el flujo puede representarse con la ecuación 4.6, con un valor de n aproximadamente igual a 2, esto es:

$$\frac{\partial p}{\partial r} = av + bv^2 \quad (4.8)$$

Sin embargo, investigadores⁶⁰ en el campo de flujo en acuíferos, notaron que el valor de n podría desviarse significativamente de 2, razón por la que éste se deberá determinar separadamente para cada pozo. En estos casos, n generalmente se determinaba ajustando curvas por ensaye y error a los datos de las pruebas de pozo. A la fecha, en la literatura ya se encuentra publicado un método directo de solución para el valor de n , así como también de los coeficientes de flujo asociados, a partir de pruebas de pozos que consistan, de al menos, tres abatimientos de presión con sus respectivos gastos a iguales tiempos de flujo. Este método se aborda posteriormente.

Sustituyendo en la ecuación 4.8 las definiciones dadas por Cornell y Katz³⁶ de:

$$a = \frac{\mu}{k}$$

$$b = \rho\beta$$

se tiene:

$$\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\mu}{k} v + \beta \rho v^2 \quad (4.9)$$

donde β es conocido como factor β , coeficiente de resistencia inercial, coeficiente inercial ó factor de turbulencia.

Las ecuaciones anteriores son formas distintas de la conocida ecuación de Forchheimer. Esta ecuación indica que en el flujo de fluidos en una sola fase a través de un medio poroso, actúan dos fuerzas simultáneamente en contra de la fuerza externa: las fuerzas viscosas y las fuerzas inerciales; esta última ganando importancia a medida que se incrementa la velocidad.

La ecuación de Forchheimer representa tanto al flujo darciano como al no darciano. El primer término del segundo miembro de la ecuación, corresponde al componente de flujo darciano o viscoso, y el segundo término es el correspondiente al flujo no darciano o inercial.

Cualitativamente, la ecuación de Forchheimer establece que para velocidades suficientemente bajas, en donde las fuerzas predominantes son las viscosas, la ecuación se reduce a la ecuación de Darcy. Para velocidades mayores, las fuerzas viscosas son pequeñas en comparación con las fuerzas inerciales, por lo que el gradiente de presión es controlado por el término de flujo no darciano.

Dada la generalidad de la ecuación de Forchheimer, ésta, también es conocida en la literatura como ecuación de flujo laminar-inercial-turbulento (LIT), dado que representa estos tipos de flujo. Otras formas comunes de la ecuación son:

en términos de $m(p)$:

$$\Delta m(p) = m(p_R) - m(p_{wf}) = aq + bq^2 \quad (4.10)$$

en términos de p^2 :

$$\Delta p^2 = p_R^2 - p_{wf}^2 = aq + bq^2 \quad (4.11)$$

en términos de p :

$$\Delta p = p_R - p_{wf} = aq + bq^2 \quad (4.12)$$

en donde a y b son constantes definidas según el término de presión y flujo, para una formación en particular.

El término de flujo no darciano.

Considerando la ecuación de Forchheimer para el flujo de líquido en una sola fase (ecuación 4.12), en su forma reducida, esto es:

$$\frac{\Delta p}{q} = a + bq \quad (4.13)$$

Sukarno² muestra el efecto de la permeabilidad y el intervalo perforado (como una fracción del espesor neto de la formación) sobre el término de flujo no darciano bq . Estos efectos se muestran en la Figura 4.3. De esta figura, se puede observar lo siguiente:

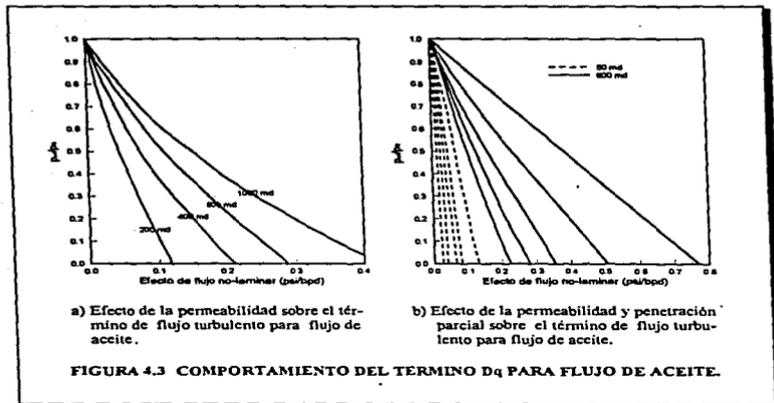
1. Para cierta relación de presión (p_{wf}/p_R), el valor de bq se incrementa con el incremento de la permeabilidad (Figura 4.3a).
2. El término bq se incrementa con el decremento del intervalo perforado (Figura 4.3b).
3. Para permeabilidades bajas, el efecto del intervalo perforado sobre el término bq , es pequeño (Figura 4.3b).

Varios investigadores⁶¹ han relacionado las constantes a y b de la ecuación de Forchheimer con las constantes C y n de la ecuación empírica de Rawlins y Schellhardt¹⁴, en el rango de gastos en el que ambas ecuaciones son aproximadamente iguales.

Como ya se vio en el capítulo II, en donde se menciona la relación de la ecuación empírica con la ecuación de Darcy, éstas coinciden en un rango de gastos, lo mismo sucede en este caso, de hecho se trata de la misma situación, ya que la ecuación de Darcy se obtiene de la ecuación de Forchheimer; a diferencia de lo visto anteriormente en que C y n se relacionaban directamente a los parámetros de la formación y de los fluidos contenidos, ahora es indirectamente, ya que ahora se relacionan a a y b :

$$a = \left(\frac{1}{C}\right)^{\frac{1}{n}} q_{lc}^{\frac{(1-n)}{n}} \left(2 - \frac{1}{n}\right) \quad (4.14)$$

$$b = \left(\frac{1}{C}\right)^{\frac{1}{n}} q_{lc}^{\frac{(1-n)}{n}} \left(\frac{1}{n} - 1\right) \quad (4.15)$$



y

$$C = \frac{q_{cs}}{(aq_{cs} + bq_{cs}^2) \left(\frac{a + bq_{cs}}{a + 2bq_{cs}} \right)} \quad (4.16)$$

$$n = \frac{a + bq_{cs}}{a + 2bq_{cs}} \quad (4.17)$$

Con las relaciones anteriores, puede mostrarse que la ecuación empírica de Rawlins y Schellhardt (ecuación 1.21) es una aproximación a la ecuación de Forchheimer (ecuación 4.11):

Para gastos bajos $aq \gg bq^2$, por lo que $\Delta p^2 \approx aq$ y de la ecuación 1.21, $n = 1.0$. Recíprocamente de la ecuación 4.14, para $n = 1.0$, $a = 1/C$ con lo que la ecuación 4.11 se reduce a la ecuación 1.21.

Para gastos altos $aq \ll bq^2$, por lo que $\Delta p^2 \approx bq^2$ y de la ecuación 1.21, $n = 0.5$. Por otro lado, de la ecuación 4.15, para $n = 0.5$, $b = (1/C)^2$ con lo que la ecuación 4.11 se reduce a la ecuación 1.21.

De este análisis, también se comprueba que n varía de 1.0 para flujo laminar, a 0.5 para flujo turbulento.

De lo anterior, cuando el gasto de producción alcanza una magnitud en donde la determinación de los gradientes de presión requieren del término no darciano, es necesario el conocimiento del factor de turbulencia β (ecuación 4.9).

El factor β fue introducido por Cornell y Katz³⁶, quienes lo llamaron factor de turbulencia. La magnitud de este factor, determina la cantidad de desviación de la ley de Darcy, y es una característica del medio poroso, por lo que depende de la permeabilidad, porosidad y saturaciones de fluido. Según Green y Duwez³², β puede interpretarse como una medida de la tortuosidad de los canales de flujo, quizá como una curvatura promedio de las líneas de flujo, determinando la aceleración experimentada por el fluido.

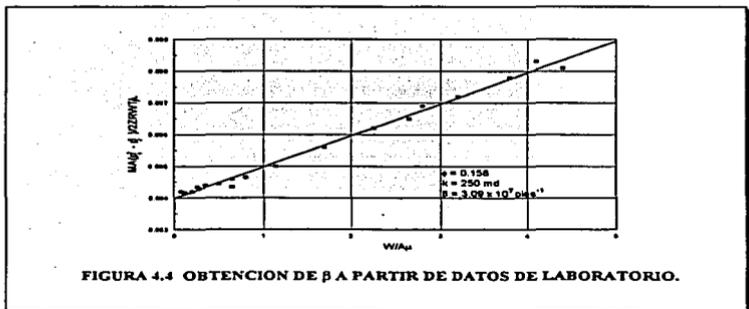
Al igual que los términos utilizados para referirse a los regímenes de flujo, la terminología para referirse al factor β , ha causado controversia. Geertsma³³, lo ha llamado "coeficiente de resistencia inercial", Swift y Kiel lo llaman "coeficiente de flujo no darciano".

Como puede verse fácilmente, de un análisis dimensional de la ecuación 4.9, el factor de turbulencia β tiene dimensiones de L^{-1} :

$$\frac{\partial p}{\partial r} \left[\frac{ML}{T^2 L^2} \right] \left[\frac{1}{L} \right] = \beta \rho \left[\frac{M}{L^3} \right] v^2 \left[\frac{L^2}{T^2} \right]$$

$$\beta = [L^{-1}]$$

Cornell y Katz fueron los primeros en publicar valores de β para varias formaciones. Ellos determinaron estos valores al graficar, como se muestra en la Figura 4.4, los datos medidos en laboratorio del gasto de gas a través de núcleos, de acuerdo a la siguiente expresión:

FIGURA 4.4 OBTENCIÓN DE β A PARTIR DE DATOS DE LABORATORIO.

$$\frac{M(p_1^2 - p_2^2)}{2ZRT\mu L \left(\frac{W}{A}\right)} = \frac{W\beta}{A\mu} + \frac{1}{k} \quad (4.18)$$

que es la forma integrada de la ecuación 4.9 expresada para flujo lineal. Como puede verse, de esta ecuación y la Figura 4.4, el valor de la intersección de la línea recta con el eje de las ordenadas, es $1/k$ y la pendiente de la recta corresponde al valor de β . Cornell y Katz, correlacionaron el factor β con un factor de resistividad eléctrica, la permeabilidad y la porosidad; sin embargo esta correlación no fue exitosa.

Janicek y Katz⁴³, tomaron los datos de Cornell y Katz, y los correlacionaron nuevamente, de lo que resultó una gráfica como la mostrada en la Figura 4.5. Ellos obtuvieron la siguiente correlación:

$$\beta = \frac{5.5 \times 10^9}{k^{1.23} \phi^{0.73}} \quad (4.19)$$

Geertsma³⁵ señaló que la ecuación 4.19 es dimensionalmente incorrecta, que necesita una especificación de las unidades en las que debe expresarse la permeabilidad k . También indica que la correlación es inexacta, si se aplica a un amplio rango de permeabilidades.

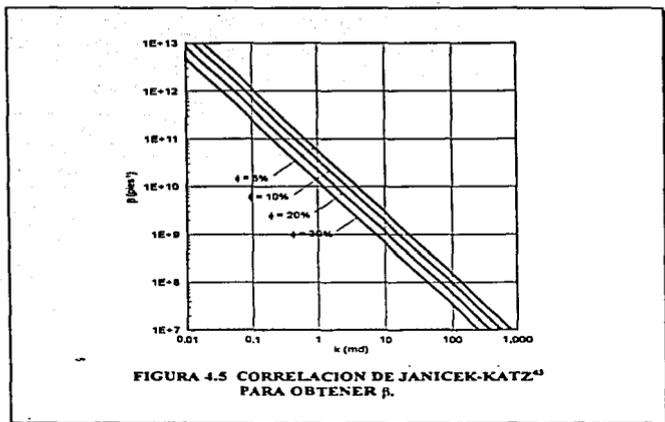


FIGURA 4.5 CORRELACION DE JANICEK-KATZ⁴³ PARA OBTENER β .

En 1969, Gewers y Nichol⁶³ desarrollaron una correlación similar para rocas carbonatadas microvulgulares. También intentaron determinar el efecto de un líquido inmóvil, sobre el factor de turbulencia. Observaron que a saturaciones de 20 y 30% de glicerina como fase líquida, el factor de turbulencia varió en forma similar al caso de muestras de rocas secas. Sin embargo a una saturación de 10%, el factor β decreció notablemente. Estos resultados se muestran en la Figura 4.6. Gewers y Nichol atribuyeron este fenómeno a las líneas de flujo en la matriz porosa y al bloqueo de los canales angostos a este nivel de saturación.

Wong⁶⁴, extendió el trabajo de Gewers y Nichol⁶³, examinando el efecto de una saturación móvil de agua sobre el factor de turbulencia. Wong encontró que los valores de β se incrementan hasta un 800% cuando la saturación de líquido se incrementa de 40 a 70%, y que siguen la tendencia encontrada por Gewers y Nichol.

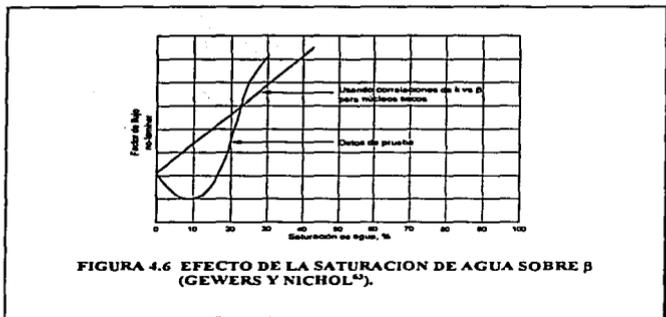


FIGURA 4.6 EFECTO DE LA SATURACION DE AGUA SOBRE β (GEERTSMA Y NICHOL²⁵).

Geertsma²⁵ desarrolló otra relación empírica para el factor de turbulencia, haciendo un análisis dimensional y usando datos experimentales. Geertsma graficó sus datos como se muestra en la Figura 4.7, de donde obtuvo la expresión:

$$\beta = \frac{48511}{\phi^{3.5} k^{0.5}} \quad (4.20)$$

Para considerar el efecto de una saturación de agua inmóvil, Geertsma modificó hipotéticamente la ecuación 4.20 para flujo multifásico:

$$\beta = \frac{48511}{\phi^{3.5} k^{0.5}} \left[\frac{1}{(1-s_w)^{3.5} k^{0.5}} \right] \quad (4.21)$$

Firoozabadi y Katz²³ correlacionaron los valores de β obtenidos por seis trabajos de investigación, con la permeabilidad ó porosidad. Ellos graficaron dichos valores como se muestra en la Figura 4.8, de donde obtuvieron las siguientes expresiones:

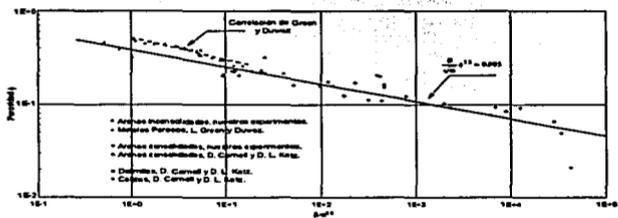


FIGURA 4.7 CORRELACION ENTRE LA POROSIDAD, VISCOSIDAD Y β (GEERTSMA⁸⁸).

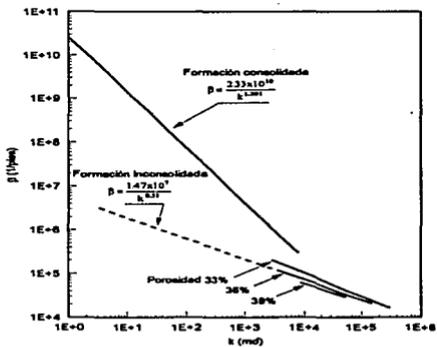


FIGURA 4.8 CORRELACION DE LA PERMEABILIDAD, POROSIDAD Y β (FIROOZABADI Y KATZ⁸⁵).

Para formaciones consolidadas:

$$\beta = \frac{2.33 \times 10^{10}}{k^{1.261}} \quad (4.22)$$

Para formaciones inconsolidadas con porosidades de 33 a 39%:

$$\beta = \frac{1.47 \times 10^7}{k^{0.33}} \quad (4.23)$$

Evans et al⁵⁵ efectuaron un estudio para determinar el factor de turbulencia bajo condiciones de flujo multifásico. Basándose en la ecuación 4.21, graficaron sus resultados tal como se muestra en la Figura 4.9, de donde, a través de una regresión lineal obtuvieron la siguiente expresión:

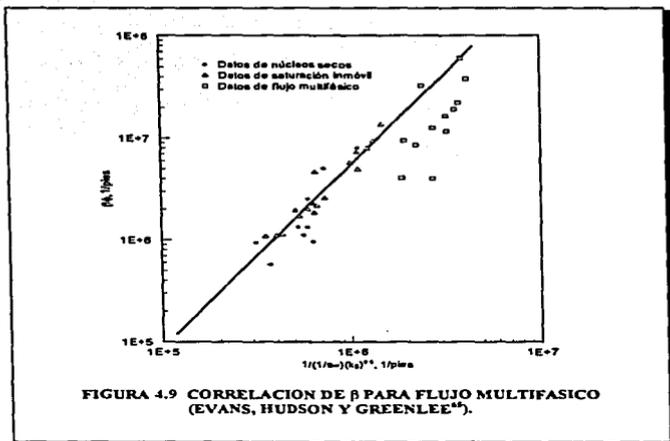
$$\beta = \frac{5.123 \times 10^{-3}}{\phi} \left[\frac{1}{(1-s_w)k_t^{0.5}} \right]^{1.839} \quad (4.24)$$

De su estudio, Evans et al, concluyeron que el factor de turbulencia se incrementa a medida que la permeabilidad y la porosidad disminuyen o la saturación de líquido se incrementa.

Con la anterior, en ausencia de datos experimentales, se puede estimar el factor de turbulencia. Sin embargo, como lo señala Wong⁶⁴, lo mejor es efectuar mediciones experimentales para cada caso particular.

IV.3 METODOS DE ANALISIS.

En el establecimiento y predicción adecuada del comportamiento de afluencia de pozos, ya sean de gas o aceite, es importante determinar cuantitativamente los efectos del flujo turbulento, sobre la producción de dichos pozos. Para tal efecto, es necesario recurrir a métodos de análisis que en primer lugar nos permitan identificar la existencia del flujo no darciano, y posteriormente cuantificar sus efectos. En forma general los métodos que cumplen con el primer objetivo, son los ya mencionados en el capítulo anterior. El uso de la ecuación de Forchheimer, como una herramienta fundamental en el análisis del régimen de flujo, nos permite distinguir y cuantificar las caídas de presión debidas al flujo no darciano, de las caídas de presión debidas al daño físico y a otros (penetración parcial), pudiendo evaluar de esta forma la efectividad de la terminación.



A continuación se describen algunos métodos de análisis que se encuentran en la literatura.

En la referencia 61 se presenta un método de análisis para pozos de gas, pero que también es aplicable a los pozos de aceite. Considerando la ecuación 4.10, ya que el análisis de pseudopresión es más riguroso que el análisis en términos de p^2 , afirmación que se apoya en la suposición 6, señalada anteriormente, para el establecimiento de la ecuación de Forchheimer, puede ser causa de serios errores, y particularmente en el caso de flujo de gas de yacimientos compactos, donde los gradientes de presión raramente son pequeños. Al usar la ecuación 4.10, se elimina la necesidad de la suposición 6.

Al graficar en coordenadas logarítmicas ($\Delta m(p) - bq^2$) contra q , se obtendrá una línea recta como se muestra en la Figura 4.10. La ordenada representa la caída de pseudopresión debida a los efectos de flujo laminar.

Las constantes a y b pueden obtenerse de las ecuaciones siguientes, las cuales son derivadas del ajuste por mínimos cuadrados:

$$a = \frac{\sum \frac{\Delta m(p)}{q_{cs}} \sum q_{cs}^2 - \sum q_{cs} \sum \Delta m(p)}{N \sum q_{cs}^2 - \sum q_{cs} \sum q_{cs}} \quad (4.25)$$

$$b = \frac{N \sum \Delta m(p) - \sum q_{cs} \sum \frac{\Delta m(p)}{q_{cs}}}{N \sum q_{cs}^2 - \sum q_{cs} \sum q_{cs}} \quad (4.26)$$

donde: N = número de datos.

para las pruebas convencionales. En el caso del análisis LIT($m(p)$) para pruebas isocronales e isocronales modificadas, con la ecuación 4.25 se calcula a , que es el valor de a al tiempo isocronal t . Para obtener el valor de a estabilizado, con los datos del flujo extendido, a partir de la ecuación 4.10:

$$a = \frac{\Delta m(p) - bq_{cs}^2}{q_{cs}} \quad (4.27)$$

Para el caso de pozos de aceite y gas, Phipps y Khalil⁶⁶ presentaron un método para determinar las constantes a , b , y n de la ecuación de Forchheimer, a partir de pruebas de pozos, tal que al menos se tengan 3 abatimientos de presión con 3 gastos.

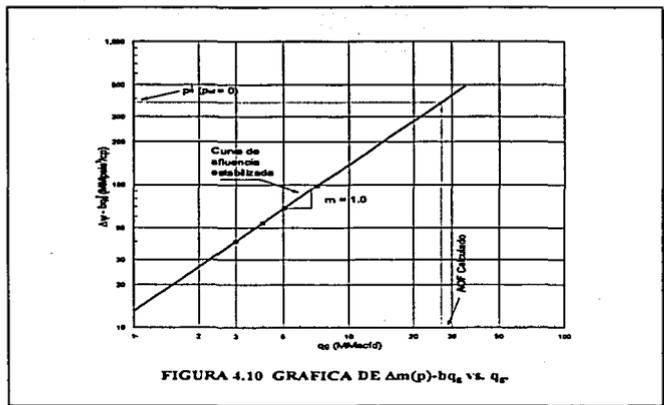
Considerando la ecuación 4.7 expresada de la forma siguiente:

$$\Delta p = aq + bq^n \quad (4.28)$$

y reduciéndola, tenemos:

$$\frac{\Delta p}{q} = a + bq^{n-1}$$

$$\text{Ln}\left(\frac{\Delta p}{q} - a\right) = \text{Ln}(b) + (n-1)\text{Ln}(q) \quad (4.29)$$

FIGURA 4.10 GRÁFICA DE $\Delta p(q) \cdot bq$ vs. q

Ahora la ecuación 4.29 es la ecuación de una línea recta sobre coordenadas logarítmicas. Con el siguiente método pueden estimarse las constantes:

1. Graficar $\Delta p/q$ vs. q y trazar una curva suave a través de los puntos (pueden usarse escalas lineales o logarítmicas).
2. Dejando que v_1 sea igual a uno de los valores medidos de $\Delta p/q$ y que v_2 sea igual a un segundo valor medido.
3. Leer un tercer valor de v ($v_3 = \Delta p/q$) de la curva a un valor de $q = q_3 = (q_1 q_2)^{0.5}$.
4. Calcular el valor de α con la expresión:

$$\alpha = \frac{v_1 v_2 - v_3^2}{v_1 + v_2 - 2v_3}$$

5. Con el valor de α conocido, puede graficarse $(\Delta p/q - a)$ vs. q en coordenadas logarítmicas, obteniendo una recta con pendiente $(n - 1)$, definiendo así el exponente n .
6. Con α y n conocidos, el valor de b puede determinarse directamente.

Jones, Blount y Glaze⁶⁷ sugieren un procedimiento para predecir el comportamiento de pozos y analizar la efectividad de la terminación de pozos, determinando los efectos de la turbulencia. El procedimiento es aplicable a pozos de gas, pero también se ha aplicado a pozos de aceite con altos gastos de producción. La técnica incluye y extiende la técnica reportada por Phipps y Khalil para el caso en el que el exponente n es igual a 2.

Los datos requeridos para el análisis son: dos o más pruebas de flujo estabilizadas, o dos o más pruebas isocronales.

Considerando la ecuación de Forchheimer, en su forma reducida tenemos:

Para flujo radial de gas (de la ecuación 4.11):

$$\frac{p_R^2 - p_{wf}^2}{q_g} = a + bq_g \quad (4.30)$$

donde:

$$a = \frac{\mu_g Z T}{703 \times 10^{-6} kh} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s_i' \right]$$

$$b = \frac{3.16 \times 10^{-12} \beta \gamma_g Z T}{h^2 r_w} = \frac{\mu_g Z T}{703 \times 10^{-6} kh} D$$

Para flujo radial de aceite (de la ecuación 4.12):

$$\frac{p_R - p_{wf}}{q_o} = a + bq_o \quad (4.31)$$

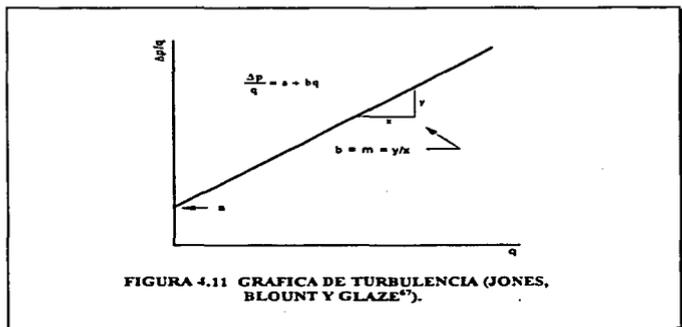
donde:

$$a = \frac{\mu_o B_o}{7.08 \times 10^{-3} kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s_i' \right)$$

$$b = \frac{2.30 \times 10^{-14} \beta B_o^2 \rho_o}{h^2 r_w} = \frac{\mu_o B_o}{7.08 \times 10^{-3} kh} D$$

Las ecuaciones 4.30 y 4.31 forman las bases de las gráficas de turbulencia mostradas en la Figura 4.11, las cuales representan líneas rectas graficadas sobre coordenadas

cartesianas con $\Delta p^2/q_g$ vs. q_g para pozos de gas y $\Delta p/q_o$ vs. q_o para pozos de aceite. Estas gráficas proporcionan el valor de a , definido como la intersección de la recta con el eje de las abscisas y el valor de b definido por la pendiente de la recta.

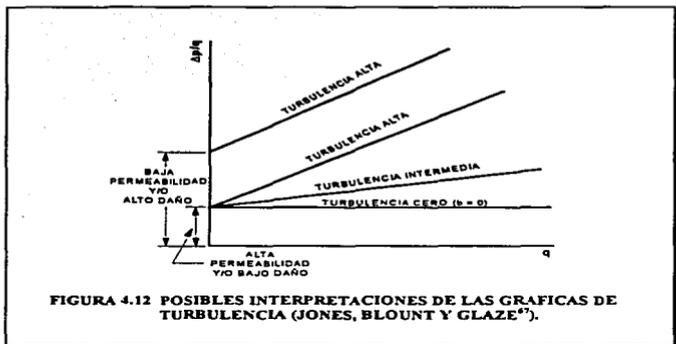


De las gráficas de turbulencia tenemos:

- 1) El valor de a (obtenido de la gráfica) indica presencia o ausencia de daño de la formación.
- 2) El valor de b indica el grado de turbulencia en el sistema pozo-yacimiento.
- 3) La relación a' y a es un buen indicador para determinar las caídas de presión causadas por el flujo no darciano. El valor de a' está determinado por la siguiente ecuación:

$$a' = a + bq_{max} \quad (4.32)$$

En la Figura 4.12 se ilustran algunas posibles conclusiones que según Brown² pueden obtenerse de una gráfica de turbulencia:



1. Si el valor de a e. bajo -menor a 0.05- entonces no hay daño a la formación en el pozo. El grado del daño se incrementa con el aumento de a .
2. Si la relación a'/a es baja -menor a 2- entonces ocurre cero o poca turbulencia en el sistema pozo-yacimiento.
3. Si los valores de a y a'/a son bajos, el pozo tiene una buena terminación.
4. Si el valor de a es bajo y a'/a es alto, no se recomienda una estimulación. La baja productividad en el pozo es debida a la insuficiencia de disparos en el intervalo productor. Se recomienda redisparar.
5. Si el valor de a es alto y a'/a es bajo, se recomienda una estimulación.

Por su parte Camacho, Padilla y Vásquez³⁰, a partir de su estudio, en relación al trabajo de Jones, Blount y Glaze⁶⁷, concluyeron lo siguiente:

a) Flujo de aceite bajosaturado:

1. De una gráfica cartesiana de $\Delta p/q_0$ vs. q_0 se pueden determinar los parámetros a y b , y así determinar la magnitud de los efectos inerciales, calculando a'/a . Si $a'/a > 4$ los efectos no laminares son marcados.
2. La ecuación propuesta por Jones, Blount y Glaze (ecuación 4.31 con las sustituciones de a y b) para la determinación del comportamiento de afluencia, sólo es precisa para condiciones de daño cero.
3. La consideración de $a < 0.05$ de Brown² para formaciones sin daño, no es decisiva, ya que a depende en gran medida de las propiedades del sistema roca-fluido, por lo que se dificulta dicha determinación.

b) Flujo multifásico

4. Las gráficas cartesianas de $\Delta p^2/q_0$ vs. q_0 para el caso de flujo no laminar presentan curvas con pendientes positivas. Este resultado puede utilizarse como diagnóstico para detectar la presencia de flujo no laminar. Para flujo laminar, las gráficas de $\Delta p^2/q_0$ vs. q_0 generaran curvas con pendientes cercanas a cero o negativas.
5. Los valores de a y b de las gráficas de $\Delta p^2/q_0$ y $\Delta p/q_0$ vs. q_0 , cambian con el nivel de la presión media, reflejándose la influencia del flujo multifásico.

Los métodos anteriores son algunas herramientas que se deberán de utilizar en conjunto con otras herramientas tales como pruebas de presión y registros geofísicos, para determinar de una forma confiable el comportamiento de los pozos y obtener características del sistema pozo-yacimiento, y no concluir como es tradición, con el potencial de los pozos.

CAPITULO V

RESULTADOS

De lo visto en los capítulos II a IV, existen varios métodos alternos que a partir de datos estabilizados de producción, permiten establecer el comportamiento de afluencia, así como el cálculo del potencial de pozos. Sin embargo, dependiendo de la calidad y del número de datos, se podrá aplicar un método u otro.

En este capítulo, se ilustra la incertidumbre que se tiene al establecer el IPR de los pozos de aceite bajosaturado con el método tradicional (IP) a partir de una sola prueba de pozo. Asimismo se resaltan las ventajas que presentan en este sentido, las pruebas multigasto, cuyos datos permiten un análisis más completo, tal que además de establecer con un mayor grado de confiabilidad el comportamiento de afluencia y potencial del pozo, nos permiten caracterizar el sistema pozo-yacimiento, en términos de las condiciones de flujo y evaluar la terminación del pozo; de tal forma que de dicho análisis, éste permita emitir un juicio mejor fundamentado sobre la productividad de los pozos.

Conforme al objetivo de este trabajo, se presenta la metodología propuesta para el análisis conjunto de datos estabilizados de producción, apoyado con información resultante de pruebas de presión. De la aplicación del método propuesto no sólo se obtienen valores del potencial de flujo de pozos o valores del exponente de turbulencia, sino que se obtienen características del sistema pozo-yacimiento; lo cual es útil tanto para el ingeniero de producción como para el ingeniero de yacimientos.

A continuación se presentan dos casos reales de campo (líquido ligeramente compresible), así como para un pozo de gas seco (real), y adicionalmente dos casos sintéticos con los cuales se ejemplifica y valida el procedimiento propuesto en este trabajo. Para mayor entendimiento, más adelante este procedimiento es descrito paso a paso.

V.1 POZOS DE ACEITE BAJOSATURADO.

En este tipo de pozos, tradicionalmente se ha pensado que el flujo en el yacimiento ocurre bajo régimen laminar y que la caída de presión es proporcional a la velocidad de flujo, y por lo tanto el comportamiento de afluencia resulta ser lineal. Sin embargo, a la fecha, varios investigadores^{27,30} han señalado que los efectos inerciales tienen un papel muy importante en el comportamiento de afluencia de este tipo de pozos. Este señalamiento se ilustra a continuación con dos ejemplos reales de campo.

Ejemplo 1 (Caso Real de Campo: Región Sureste).

El Pozo A, tiene los siguientes datos obtenidos en una prueba multigasto:

Flujo	d_w (pg)	q_w (BPD)	q_w (MMscfd)	RGa (m^3/m^3)	p_{wh} (psi)	p_{wf} (psi)
1	3/8	3 200	10.2	560	6 797	11 291
2	1/4	1 510	4.8	557	7 359	11 319
3	1/8	300	0.9	620	7 463	11 330

$$p_k = 11\,333 \text{ psi}$$

Del análisis de los datos transitorios⁶⁸ registrados durante la misma prueba de producción, se tiene en la Figura 5.1, la gráfica doble logarítmica de Δp y derivada contra tiempo, que en base a información geológica y de núcleos, y considerando la respuesta en la derivada, ésta se ajusta con un modelo de doble porosidad. Del análisis de la prueba se obtienen los siguientes parámetros:

Capacidad de flujo; $kh = 262\,524 \text{ md-pie}$
 Permeabilidad; $k = 1\,002 \text{ md}$
 Daño total; $s_1 = 10.36 \text{ (por } 1/4)$

Para el análisis de la prueba de presión del pozo A y para el análisis posterior, se presenta la siguiente información; la cual es obtenida principalmente de registros geofísicos, del análisis PVT y del estado mecánico del pozo.

$p_b = 5\,062 \text{ psi}$	$\phi = 0.06$
$B_o = 2.55$	$h = 262 \text{ pies}$
$\mu_o = 0.19 \text{ cp}$	$h_c = 230 \text{ pies}$
$\gamma_o = 0.825$	$r_w = 0.271 \text{ pies}$
$c_1 = 2.81 \times 10^{-3} \text{ psi}^{-1}$	Agujero descubierto
Caliza fracturada (núcleos)	

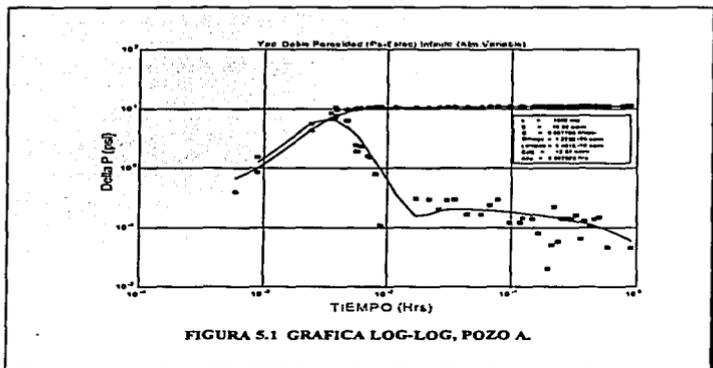


FIGURA 5.1 GRAFICA LOG-LOG, POZO A.

Considerando los datos de producción, en la forma en que se presentan en la Tabla 5.1, y de acuerdo a lo visto en los capítulos II a IV, se puede establecer el siguiente análisis:

q_e BPD	P_{wf} psi	Δp^2 psi ²	Δp psi	$\Delta p/q_e$ psi/BPD
3 200	11 291	950 208	42	0.0131250
1 510	11 319	317 128	14	0.0092715
300	11 330	67 989	3	0.0100000

TABLA 5.1

De acuerdo a los valores de las presiones de fondo fluyendo y la presión de saturación, se tiene un aceite bajosaturado, de donde se puede considerar que el flujo del yacimiento al pozo ocurre en fase únicamente líquida. Desde este punto de vista, se puede pensar en un índice de productividad constante. Considerando lo anterior, los índices de productividad para cada periodo de flujo son los siguientes:

$$J_1 = \frac{3200}{11333-11291} = 76.2 \text{ BPD / psi}$$

$$J_2 = \frac{1510}{11333-11319} = 107.8 \text{ BPD / psi}$$

$$J_3 = \frac{300}{11333-11330} = 100 \text{ BPD / psi}$$

Observando los resultados de los índices de productividad, se puede observar, que a diferencia de lo que se esperaba, según la teoría tradicional para flujo de aceite bajosaturado, el índice de productividad no es constante. Sin embargo, por motivos de comparación se establece para este pozo, un índice de productividad constante elegido arbitrariamente de $J = 76.2 \text{ BPD/psi}$. De donde se establece la siguiente ecuación de afluencia y gasto máximo:

$$q_o = 76.2(p_R - p_{wf})$$

$$q_{o \text{ máx}} = 863 \text{ 575 BPD}$$

Considerando el método de análisis propuesto por Fetkovich⁸ (el cual considera efectos de turbulencia), se grafica q_o vs. Δp^2 en escalas logarítmicas. La gráfica se presenta en la Figura 5.2. De la regresión se obtienen la ecuación de afluencia y gasto máximo:

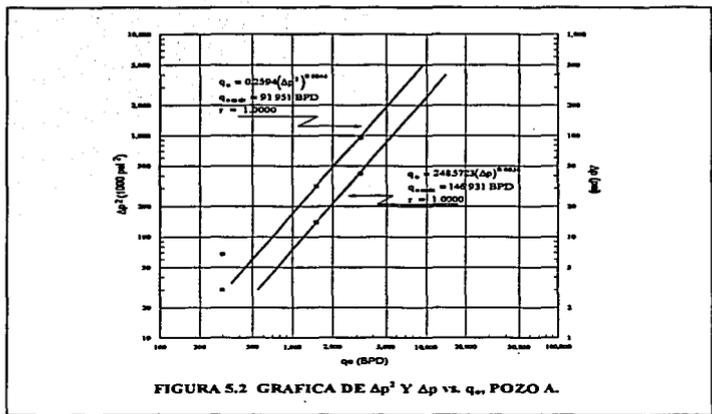
$$q_o = 0.2594(p_R^2 - p_{wf}^2)^{0.6144}$$

$$q_{o \text{ máx}} = 91 \text{ 951 BPD}$$

Ahora, tomando en consideración lo señalado en la referencia 50, se grafica q_o vs. Δp en escalas logarítmicas. La gráfica también se presenta al lado derecho en la misma Figura 5.2. De la regresión se tienen los siguientes resultados:

$$q_o = 248.5723(p_R - p_{wf})^{0.6836}$$

$$q_{o \text{ máx}} = 146 \text{ 894 BPD}$$



Analizando la información con el método de Jones, Blount y Glaze⁶⁷, para ratificar y cuantificar en su caso, la presencia de los efectos inerciales, se grafica $\Delta p/q_e$ vs. q_e en escala cartesiana. La gráfica LIT para el pozo se muestra en la Figura 5.3. De la regresión se obtiene la ecuación cuadrática de afluencia, y al resolver ésta para $\Delta p = p_r$, lo cual significa que $p_{wf} = 0$, se obtienen el gasto máximo del pozo:

$$\frac{\Delta p}{q_e} = 8.871298 \times 10^{-3} + 1.154217 \times 10^{-6} q_e$$

$$q_{e,máx} = 95\,321 \text{ BPD}$$

Los diferentes IPR establecidos en el análisis se presentan en la Tabla 5.2 y en la Figura 5.4.

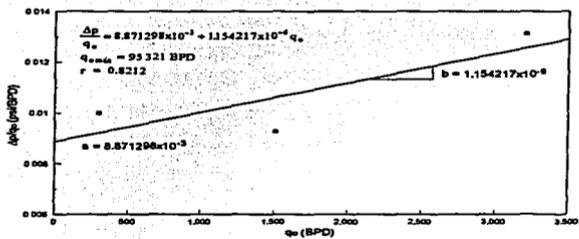


FIGURA 5.3 GRAFICA LIT, POZO A.

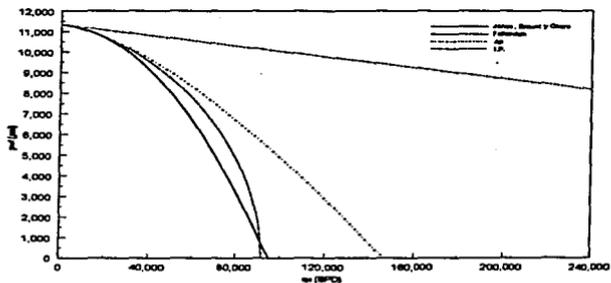


FIGURA 5.4 CURVAS DE AFLUENCIA, POZO A.

Pr	Δp	J = etc.		Fetkovich ⁴		Δp^{50}		Jones, Blount y Glaze ³	
		q_e	IP	q_e	IP	q_e	IP	q_e	IP
11 333	0	0	---	0	---	0	---	0	---
11 300	33	2 515	76.20	2 714	82.24	2 713	82.21	2 742	83.09
11 000	333	25 375	76.20	13 084	39.29	13 176	39.57	13 572	40.76
10 500	833	63 475	76.20	24 129	28.97	24 661	29.60	23 295	27.96
10 000	1 333	101 575	76.20	32 765	24.58	34 008	25.51	30 357	22.77
9 500	1 833	139 675	76.20	40 090	21.87	42 281	23.07	36 193	19.74
9 000	2 333	177 775	76.20	46 505	19.93	49 861	21.37	41 280	17.69
8 500	2 833	215 875	76.20	52 218	18.43	56 939	20.10	45 848	16.18
8 000	3 333	253 975	76.20	57 351	17.21	63 630	19.09	50 031	15.01
7 500	3 833	292 075	76.20	61 987	16.17	70 010	18.26	53 912	14.06
7 000	4 333	330 175	76.20	66 183	15.27	76 131	17.57	57 548	13.28
6 500	4 833	368 275	76.20	69 982	14.48	82 032	16.97	60 980	12.62
6 000	5 333	406 375	76.20	73 417	13.77	87 743	16.45	64 239	12.04
5 500	5 833	444 475	76.20	76 512	13.12	93 286	15.99	67 350	11.55
5 000	6 333	482 575	76.20	79 289	12.52	98 681	15.58	70 330	11.10
4 500	6 833	520 675	76.20	81 763	11.96	103 942	15.21	73 195	10.71
4 000	7 333	558 775	76.20	83 948	11.45	109 083	14.87	75 957	10.36
3 500	7 833	596 875	76.20	85 854	10.96	114 115	14.57	78 626	10.04
3 000	8 333	634 975	76.20	87 491	10.50	119 045	14.28	81 212	9.74
2 500	8 833	673 075	76.20	88 865	10.06	123 883	14.02	83 722	9.48
2 000	9 333	711 175	76.20	89 981	9.64	128 635	13.78	86 161	9.23
1 500	9 833	749 275	76.20	90 846	9.24	133 307	13.56	88 536	9.00
1 000	10 333	787 375	76.20	91 460	8.85	137 904	13.34	90 852	8.79
500	10 833	825 475	76.20	91 829	8.48	142 432	13.15	93 112	8.59
0	11 333	863 575	76.20	91 951	8.11	146 894	12.96	95 321	8.41

TABLA 5.2 DIFERENTES IPR DEL POZO A.

Se puede observar del comportamiento de afluencia establecido considerando un índice de productividad constante, que el error que se comete al determinar un potencial de flujo (aún cuando se ha elegido al menor de los índices de productividad calculados) es alto. Asimismo, la propia variación de los índices de productividad calculados a partir de los datos de producción, indica el error de considerar un índice de productividad constante para el pozo A.

Se puede verificar que aunque el pozo produce una sola fase, el comportamiento de las IPR son parabólicas, similares a las obtenidas en el caso de aceites saturados. Lo anterior es debido a la presencia de efectos inerciales.

En cuanto al análisis en términos de Δp , se tiene que aunque éste es el adecuado para el análisis de pozos de aceite bajosaturado, el análisis proporciona un potencial ligeramente mayor, aunque indica correctamente la presencia de efectos no-laminares.

Del análisis en términos de Δp^2 y JBG⁶⁷, se puede notar que éstas determinan potenciales similares, lo cual hace confiable a ambas ecuaciones. Sin embargo, como se indica en la referencia 27, en base a resultados sintéticos, el análisis más confiable y correcto para flujo en una sola fase, es el propuesto por Jones, Blount y Glaze, aunque este presenta problemas para daño diferente de cero.

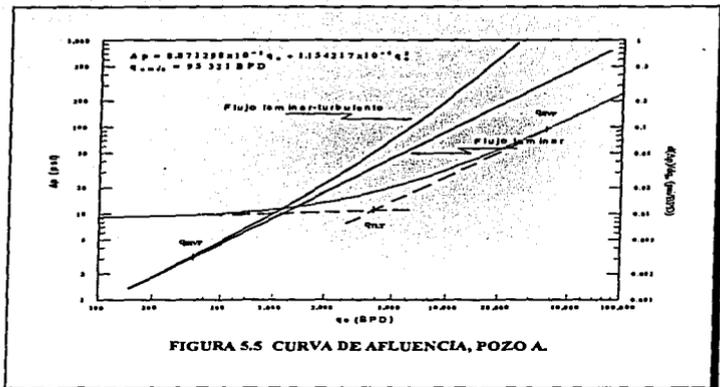
Por otra parte si se consideran las diferencias en ambas ecuaciones, también es preferible la ecuación establecida por JBG: la ecuación obtenida con este procedimiento, es una ecuación de afluencia general, de la forma de la ecuación de Forchheimer, la cual considera tanto flujo laminar como no-laminar, además de que ésta está en términos de Δp , mientras que la ecuación establecida con el método de Fetkovich sólo considera flujo no-laminar y está en términos de Δp^2 . En la Figura 5.5 se presenta el IPR establecido con el método de JBG graficado en escalas logarítmicas.

Considerando la ordenada al origen y la pendiente del ajuste en la Figura 5.3, se calcula la relación a'/a , donde $a' = 0.118892$:

$$\frac{a'}{a} = \frac{0.118892}{8.871298 \times 10^{-3}} = 13.402$$

Partiendo de la expresión del coeficiente de flujo no-laminar (b), considerando el coeficiente de daño por flujo no-laminar (D) (de la definición de coeficientes de la ecuación 4.31); se puede establecer D en función de b, dado por:

$$D = \frac{7.08 \times 10^{-3} k h b}{\mu_o B_o}$$



substituyendo valores:

$$D = 4.428 \times 10^{-3}$$

En resumen para el pozo A, tenemos los siguientes resultados⁶⁸:

$$\begin{aligned} q_{\max} &= 95\,321 \text{ BPD} \\ n &= 0.6844 \\ a &= 8.871298 \times 10^{-3} \text{ psi/BPD} \\ b &= 1.154217 \times 10^{-6} \text{ psi/BPD}^2 \\ a' &= 0.118892 \text{ psi/BPD} \quad (a' = a + bq_{\max} = pr/q_{\max}) \\ a'/a &= 13.402 \quad (> 4) \\ D &= 4.428 \times 10^{-3} \text{ BPD}^{-1} \\ \beta &= 2.787 \times 10^9 \text{ pies}^{-1} \end{aligned}$$

Previo al análisis se debe considerar que: si $a'/a = 1.0$ se tendrán condiciones laminares absolutas; si $a' \gg a$ prevalecen condiciones de flujo no-laminar. Por otro lado si $n = 1.0$ se estará bajo efectos laminares, mientras que si $0.5 \leq n < 1.0$ se tendrán en menor o mayor grado efectos no-laminares. Asimismo, el orden de magnitud de a y b serán de gran ayuda para llegar a establecer en forma confiable las condiciones de flujo del pozo. De lo anterior si b es significativamente pequeño (menor a 1×10^{-7}) los efectos no-laminares serán despreciables.

Análisis.

De los resultados anteriores, con un exponente de turbulencia de $n = 0.6844$, menor a la unidad, se infieren fuertes efectos inerciales en la vecindad del pozo. Por otro lado, en términos de Δp , el exponente de turbulencia es aproximado al obtenido de acuerdo a Fetkovich. En cuanto al análisis propuesto por Jones, Blount y Glaze⁵⁷, se puede notar que la relación de a'/a resulta mayor que 4, con lo que se confirma tácitamente la existencia de flujo no-laminar en la vecindad del pozo, con un factor de desviación de las condiciones laminares de 13.402. Asimismo el potencial definido a 95 621 BPD difiere en 768 254 BPD, lo cual representa el 806 % de diferencia, al considerar un índice de productividad constante.

Por otro lado, conjuntando el análisis de los datos de presión del pozo (Figura 5.1), se puede observar que la respuesta del yacimiento corresponde a un sistema de doble porosidad, lo cual concuerda con el resultado de la interpretación de registros geofísicos, que indican que el pozo se encuentra terminado en una formación naturalmente fracturada. De lo anterior, como se sabe, el fracturamiento tiende a disminuir o nulificar el efecto de daño mecánico s , situación que está acorde con el resultado del análisis de Jones, Blount y Glaze, en el sentido de que, según Brown², el valor del coeficiente de flujo laminar indica mínimo o nulo daño mecánico ($a < 0.05$). Sin embargo, según Camacho, Padilla y Vázquez⁵⁰, esto debe tomarse con reservas, dado que aún bajo condiciones de daño severo ($s \gg 0$), a puede ser menor que 0.05.

Del estado mecánico del pozo, se sabe que éste es parcialmente penetrante y se encuentra en agujero descubierto, razón por lo que el daño por penetración parcial (s_p) es diferente de cero y el daño por disparos (s_d) es nulo. De la presión de saturación reportada, se tiene que el flujo se efectúa sin el desarrollo de una saturación de gas alrededor del pozo, que ocasione una disminución de la permeabilidad efectiva al aceite. De lo anterior, suponiendo cierta la conclusión de Brown² ($a < 0.05$, no existe daño mecánico), se deduce que el daño total de $s_p = 10.36$ determinado de pruebas de presión a un gasto de 1 510 BPD, está compuesto por el daño por penetración parcial y el daño por flujo no-laminar.

La evaluación del daño por penetración parcial s_p , se efectúa con la expresión propuesta por Brons y Marling³ (ecuación 1.10), considerando una relación de penetración y de permeabilidades de $h_p/h = 0.878$ y $k_w/k_v = 1.0$, respectivamente. El daño por flujo

no-laminar D_g , se obtiene del producto del coeficiente del daño por flujo no-laminar, ya determinado a partir de la pendiente de la gráfica LIT, con el gasto de 1 510 BPD. El daño mecánico s , se obtiene de la diferencia del daño total reportado del análisis de la prueba de presión, y los daños ya determinados (penetración parcial y flujo no-laminar).

La Tabla 5.3 presenta la discretización del daño con el método propuesto en el presente trabajo. Asimismo, con el fin de comparar estos resultados, se presenta la discretización del daño por flujo no-laminar a través del método propuesto en la referencia 69, el cual se basa en la respuesta de una prueba transitoria de presión.

Daño	Este trabajo		Referencia 69	
		Efecto (%)		Efecto (%)
Penetración parcial ²	0.75	7.2	0.75	7.9
Flujo no-laminar	6.70	64.7	7.23	76.7
Mecánico	2.91	28.1	1.45	15.4
Total	10.36	100.0	9.43	100.0

TABLA 5.3 DISCRETIZACION DEL DAÑO, POZO A.

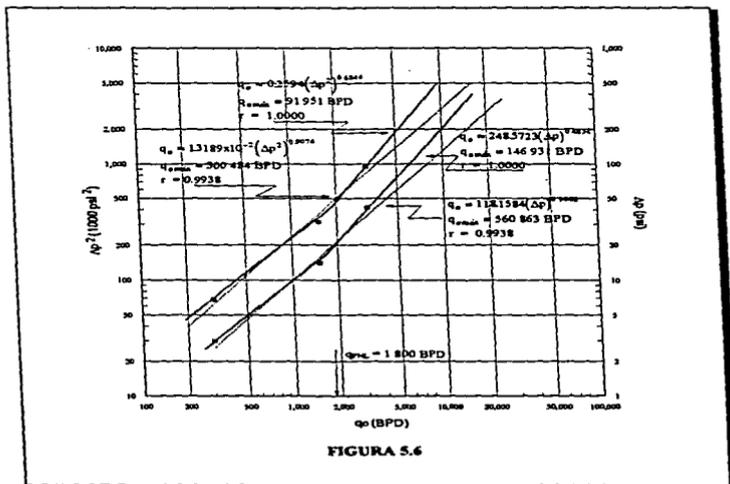
De los resultados mostrados en la Tabla 5.3, se observa que el daño por flujo no-laminar representa aproximadamente 70 % del daño total y que el daño mecánico representa un 21.7 %, de donde se tiene que la productividad del pozo está afectada principalmente, por estos dos daños. La aproximación lograda entre el procedimiento propuesto en esta tesis y el presentado en la referencia 69 es excelente, basado en que este es un caso real de campo. También, a partir de estos resultados, se puede notar que efectivamente el indicador del daño mecánico sugerido por Brown², no es confiable.

Por otro lado, del mismo análisis de datos de producción, se puede establecer del análisis gráfico de Fetkovich³, que los efectos no-laminares se presentan a un gasto (denominado q_{FLA} = gasto de Fetkovich no-laminar) aproximado de $q_{FLA} = 1\ 800$ BPD (Figura 5.6). En este punto cabe señalar un aspecto importante en relación al análisis de los datos con el método de Fetkovich, como en términos de Δp .

Al efectuar la regresión a través de los datos, se tendrá que considerar que la ecuación empírica varía de acuerdo a la región de flujo, esto es, cuando el flujo es laminar el exponente de la ecuación es igual o aproximadamente igual a 1.00 y cuando es no-laminar, el exponente es menor que 1.00, hasta un valor límite de 0.5. Lo anterior implica, que al efectuar la regresión entre los datos, éstos deben estar bajo un mismo régimen de flujo, lo que significa que se debe saber bajo que régimen se encuentran los gastos de la prueba. Como lo anterior es un tanto difícil, dado que es lo que se va a determinar con este análisis, se recomienda lo

que se hizo en este análisis: un análisis de sensibilidad en los resultados de la regresión (ver Figura 5.6).

Al realizar la regresión a través de los tres datos, se obtuvieron las constantes $C = 0.013189$ y $n = 0.9074$, con las que la ecuación de afluencia proporciona un potencial de $Q_{\text{máx}} = 300\,484$ BPD; de este resultado podría concluirse que los efectos no-laminares son mínimos. Sin embargo, al eliminar el gasto más bajo de 300 BPD y efectuar nuevamente la regresión se obtuvieron $C = 0.2594$, $n = 0.6844$ y un potencial $Q_{\text{máx}} = 91\,951$ BPD. De la diferencia observada entre los dos resultados, se vio que el gasto de 300 BPD afectaba grandemente los resultados, haciendo variar el régimen de flujo de casi laminar hasta un alto grado de turbulencia, lo cual hizo pensar en que probablemente éste se hallaba bajo régimen laminar, razón por lo que se decidió no incluirlo en la regresión.



A partir de lo anterior, al gasto de 300 BPD se le ajustó una pendiente unitaria, con lo que gráficamente se pudo determinar el probable gasto de efectos no-laminares, $q_{PL} = 1\ 800$ BPD.

Observando el comportamiento de Δp vs. q_0 , de la Figura 5.5, permitió determinar un gasto de transición laminar-turbulento q_{TLT} . Al derivar con respecto al gasto la ecuación obtenida con dicho análisis, igualar a cero y despejar el gasto, con la finalidad de obtener un punto crítico, se obtuvo la expresión $q = -a/2b$. En la Figura 5.5, donde se muestra la derivada ($d\Delta p/dq_0$), de donde se pudo observar que el valor absoluto de la expresión anterior coincide con el gasto, al cual, el flujo se encuentra en una zona de transición laminar-turbulento, definido también por la intersección de las dos líneas rectas de flujo laminar y flujo no-laminar, interpretándose ésto como el gasto de transición de efectos laminares a no-laminares.

El delinear el comportamiento de $d\Delta p/dq_0$ vs. q_0 en la Figura 5.5 es con el fin de ratificar la existencia de q_{TLT} , a través de la definición de dos líneas rectas, bajo condiciones laminares y no-laminares, respectivamente. Lo anterior difícilmente podría ser logrado con la tendencia de Δp vs. q_0 , ya que bajo condiciones no-laminares es difícil definir una línea recta. Asimismo, la intersección de estas dos líneas rectas, representan una aproximación de q_{TLT} , obtenido gráficamente

De lo anterior, se definió al gasto de transición de efectos laminares a no-laminares como $q_{TLT} = |-a/2b|$, en donde, las caídas de presión por flujo no-laminar ocupan una tercera parte de la caída de presión total. Para el caso del pozo A, se obtiene $q_{TLT} = 3\ 843$ BPD. Asimismo, de la misma gráfica de la Figura 5.5, se puede establecer el gasto de inicio de efectos no laminares q_{INT} , que corresponde al punto en donde se separan las curvas de flujo laminar y no-laminar, resultando un valor de $q_{INT} = 350$ BPD.

De la expresión propuesta por Whitson²⁷ (ecuación 4.2), se obtiene un gasto de $q_{INT} = 9\ 108$ BPD, el cual corresponde, de acuerdo al gráfica de la Figura 5.5, a un gasto predominantemente de turbulencia. Este gasto es aproximado al valor del gasto en donde la segunda línea (flujo no-laminar) se empalma con el comportamiento de $d\Delta p/dq_0$ vs. q_0 .

De los gastos determinados, q_{TLT} , proporciona una mayor utilidad para la determinación del gasto de producción óptimo, ya que a gastos por arriba de q_{TLT} , los efectos no-laminares dominan el comportamiento de flujo, reflejándose en caídas de presión adicionales y por tanto en el daño total. Por otro lado, abajo de este gasto, las condiciones de flujo tenderán a ser óptimas. No así q_{INT} (Whitson), ya que muy probablemente arriba o abajo de este gasto nos encontraremos bajo condiciones netas de turbulencia.

Observaciones y Recomendaciones.

Del análisis tradicional de datos de producción, se tiene que el potencial del pozo A es de $q_{\text{omáx}} = 95\ 321$ BPD, y que produce bajo condiciones de flujo no-laminar indicado por el valor de su exponente de turbulencia de $n = 0.6844$.

Profundizando en el análisis, se puede agregar lo siguiente: el comportamiento de flujo del Pozo A está fuertemente influenciada por los efectos no-laminares, de tal forma que la productividad de éste se ve disminuida, situación que se observa al comparar, el potencial del pozo bajo condiciones ideales ($q_{\text{omáx}} = 863\ 575$ BPD), con el potencial real del pozo ($q_{\text{omáx}} = 95\ 321$ BPD). Aunado a lo anterior, también como consecuencia del flujo no-laminar, se puede observar que el índice de productividad no es constante, razón por lo que el comportamiento de afluencia presenta una curvatura similar a la observada en pozos de aceite saturado. Lo anterior es ratificado con los parámetros de flujo dados por a , b , a' , a'/a y β . Asimismo, considerar un índice de productividad constante recaerá en una sobreestimación de los equipos superficiales de producción y por lo tanto su influencia en aspectos de índole económico.

Por otra parte, el daño total reportado del análisis de pruebas de presión es debido en gran parte a los efectos inerciales y en menor grado al daño mecánico. Sabiendo que el pozo se halla terminado en una formación calcárea naturalmente fracturada, se recomienda una acidificación que estimule el efecto de las fracturas, con lo que seguramente, además de eliminar el daño mecánico, se disminuirá en cierto grado el daño por flujo no-laminar. Sin embargo, ya que los efectos no-laminares, en este caso, se atribuyen principalmente a los altos gastos de producción y en menor escala al área restringida expuesta al flujo como resultado de la penetración parcial del pozo, queda la posibilidad de que aún después de la acidificación, los efectos no-laminares se sigan presentando, por lo que para reducir estos efectos, también se recomienda reducir el gasto de producción entre q_{INT} y q_{NT} .

Como resultado de las acciones recomendadas, se reducirá considerablemente el daño, con lo que las caídas de presión también serán reducidas. Este hecho permitirá optimizar la energía natural del yacimiento, lo cual se refleja en el aspecto económico a largo plazo, al retrasar la instalación de sistemas artificiales de producción o bien métodos de recuperación secundaria. Asimismo, desde otro punto de vista, al reducir el gasto, los gradientes de presión en el yacimiento disminuyen, lo cual minimiza los posibles problemas que representan la conificación de agua o gas; también si se tiene un empuje por segregación gravitacional, éste actuará eficientemente.

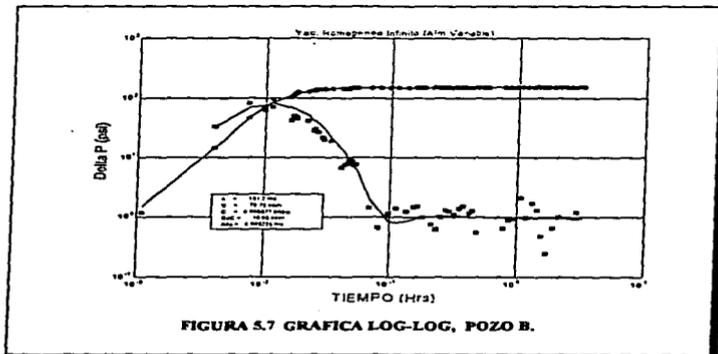
Ejemplo 2 (Caso Real de Campo: Región Sureste).

El Pozo B tiene los siguientes datos:

Flujo	d_w (pg)	q_w (BPD)	q_g (MMscfd)	RGa (m^3/m^3)	p_{wh} (psi)	p_{wf} (psi)
1	3/8	3 190	7.8	435	6 242	10 025
2	1/4	1 580	3.9	440	7 238	10 423
3	1/8	300	0.8	475	7 565	10 565

$p_R = 10\ 580$ psi

Del análisis de datos transitorios⁵⁸ registrados durante la misma prueba de producción, y que se muestra en la Figura 5.7, la gráfica doble logarítmica de Δp y derivada contra tiempo, en donde, en base a información geológica y de núcleos, y considerando la respuesta de la derivada, ésta se ajusta a un medio homogéneo.



Del análisis de la prueba de presión se tiene:

Capacidad de flujo; $kh = 58\ 193$ md-pie
 Permeabilidad; $k = 161.2$ md
 Daño total; $s_k = 73.73$ (por 1/4)

Información adicional:

$p_b = 5\ 105$ psi
 $B_w = 2.55$
 $\mu_o = 0.19$ cp
 $\gamma_o = 0.825$
 $C_1 = 2.81 \times 10^{-5}$ psi⁻¹
 Caliza (núcleos)

$\phi = 0.06$
 $h = 361$ pies
 $h_w = 137.8$ pies
 $r_w = 0.271$ pies
 Agujero descubierto

Con los datos de producción, en la forma que se presentan en la Tabla 5.4, y de acuerdo a lo desarrollado en el trabajo, se puede establecer el siguiente análisis:

q_o BPD	P_{wf} psi	Δp^2 psi ²	Δp psi	$\Delta p/q_o$ psi/BPD
3 190	10 025	11 435 775	555	0.1739812
1 580	10 423	3 297 471	157	0.0993671
300	10 565	317 175	15	0.0500000

TABLA 5.4

Considerando que se trata de un aceite bajosaturado, de acuerdo a la presión de saturación reportada y a las presiones de la prueba (p_{wf} y p_R), se puede pensar en considerar para este pozo, un índice de productividad constante. De lo anterior, los índices de productividad para cada periodo de flujo de la prueba son los siguientes:

$$J_1 = \frac{3190}{10580 - 10025} = 5.7 \text{ BPD / psi}$$

$$J_2 = \frac{1580}{10580 - 10423} = 10.1 \text{ BPD / psi}$$

$$J_3 = \frac{300}{10580 - 10565} = 20.0 \text{ BPD / psi}$$

Observando los resultados obtenidos, se tiene que *el índice de productividad no es constante*. Sin embargo, por motivos de comparación, se establece un índice de productividad constante elegido arbitrariamente de $J = 5.7$ BPD/psi. De donde se establece el comportamiento de afluencia y el potencial del pozo:

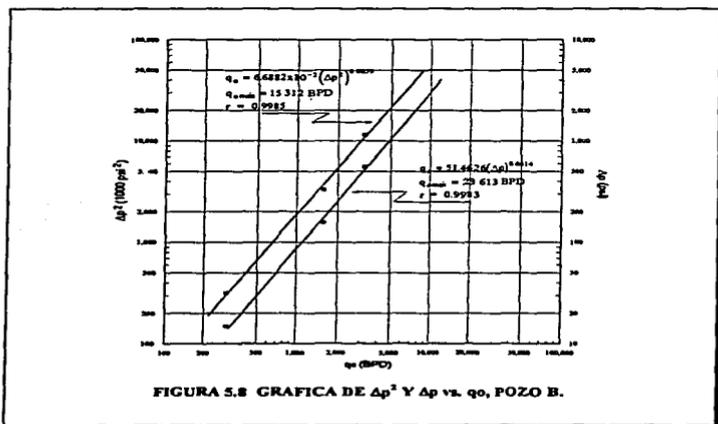
$$q_o = 5.7(p_R - p_{wf})$$

$$q_{o,max} = 60\ 306 \text{ BPD}$$

Por otro lado, analizando la información en la forma propuesta por Fetkovich⁸, se grafica en escalas logarítmicas q_o vs. Δp^2 . La gráfica se presenta en la Figura 5.8. De la regresión se obtiene la ecuación de afluencia y el potencial del pozo:

$$q_o = 6.6882 \times 10^{-2} (p_R^2 - p_{wf}^2)^{0.6659}$$

$$q_{o,max} = 15\ 315 \text{ BPD}$$



Considerando lo señalado en la referencia 50, esto es, una gráfica de q_o vs. Δp en lugar de q_o vs. Δp^2 , como se muestra también en la misma Figura 5.8, se obtiene la ecuación de afluencia y potencial del pozo de:

$$q_o = 514626(p_R - p_{wf})^{0.6614}$$

$$q_{o\text{máx}} = 23\ 620\ \text{BPD}$$

Ahora, para confirmar y cuantificar los efectos inerciales, se efectuó el análisis a través de las gráficas de turbulencia (q_o vs. $\Delta p/q_o$), propuestas por JBG⁶⁷. La gráfica LIT del pozo se muestra en la Figura 5.9. Efectuando la regresión se obtiene la ecuación cuadrática de afluencia; asimismo, resolviendo ésta para $p_{wf} = 0$, se obtiene el potencial del pozo:

$$\frac{\Delta p}{q_o} = 3.503588 \times 10^{-2} + 4.304549 \times 10^{-5} q_o$$

$$q_{o\text{máx}} = 15\ 276\ \text{BPD}$$

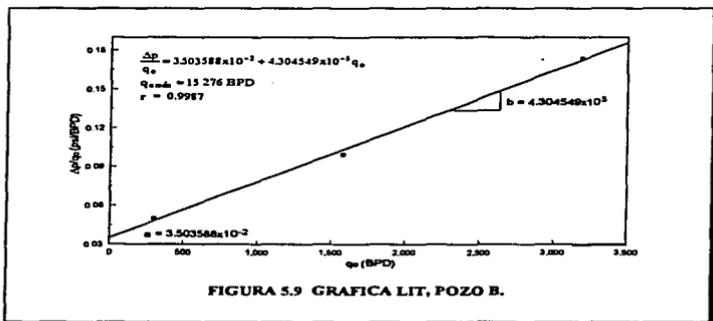


FIGURA 5.9 GRÁFICA LIT, POZO B.

Los diferentes IPR establecidos en el análisis se presentan en la Tabla 5.5 y en la Figura 5.10. Al igual que en el caso anterior, se puede establecer que la ecuación de afluencia que considera un índice de productividad constante, es errónea. La Figura 5.11 presenta la curva de IPR establecida con el método de JBG graficada en escalas logarítmicas.

Continuando con el análisis LIT, considerando la pendiente y la ordenada al origen, obtenidos del ajuste en la Figura 5.9, se calcula la relación $a'/a = 19.8$, donde $a' = 0.692599$.

De la relación del coeficiente de flujo no-laminar (b), con el coeficiente de daño por flujo no-laminar (D), se obtiene $D = 0.037$.

En resumen, para el Pozo B, se tienen los siguientes resultados:

$$\begin{aligned} q_{\text{omáx}} &= 15\,276 \text{ BPD} \\ n &= 0.6659 \\ a &= 3.503588 \times 10^{-2} \text{ psi/BPD} \\ b &= 4.304549 \times 10^{-3} \text{ psi/BPD}^2 \\ a' &= 0.692599 \text{ psi/BPD} \\ a'/a &= 19.8 \\ D &= 0.037 \text{ BPD}^{-1} \\ \beta &= 197.365 \times 10^9 \text{ pies}^{-1} \end{aligned}$$

Análisis.

De los resultados anteriores, se tiene un exponente de turbulencia de $n = 0.6659$, del cual se deduce flujo no-laminar en la vecindad del pozo B. Asimismo, del análisis en términos de Δp , también se obtiene un exponente menor que la unidad. Por su parte, del análisis con las gráficas LIT, se obtiene una relación de $a'/a = 19.8$, la cual es mucho mayor que 4, de donde se confirma la presencia de flujo no-laminar.

Del coeficiente de flujo laminar, del ajuste de la gráfica LIT (Figura 5.9), se deduce, según Brown², que el daño mecánico es nulo o mínimo; este hecho, como ya se vio en el caso anterior, es poco confiable.

Por otra parte, del estado mecánico del pozo, se conoce que éste está terminado en agujero descubierto y que es parcialmente penetrante, de donde se tiene que el daño por penetración parcial es diferente de cero y el daño por disparos es nulo. En cuanto al daño dependiente del gasto y tiempo $s(q,t)$, dado que el flujo se efectúa en una sola fase líquida, éste es nulo. De aquí se concluye que el daño total, está compuesto por el daño por penetración parcial y el daño por flujo no-laminar.

P _w	Δp	J = cte.		Fetkovich ¹		Δp ⁵⁰		Jones, Blount y Glaze ²	
		q _e	IP	q _e	IP	q _e	IP	q _e	IP
10 580	0	0	---	0	---	0	---	0	---
10 500	80	456	5.70	937	11.71	934	11.67	1 016	12.70
10 000	580	3 306	5.70	3 450	5.95	3 461	5.97	3 286	5.66
9 500	1 080	6 156	5.70	5 134	4.75	5 221	4.83	4 618	4.27
9 000	1 580	9 006	5.70	6 504	4.12	6 715	4.25	5 665	3.58
8 500	2 080	11 856	5.70	7 678	3.69	8 055	3.87	6 556	3.15
8 000	2 580	14 706	5.70	8 707	3.37	9 288	3.60	7 346	2.85
7 500	3 080	17 556	5.70	9 621	3.12	10 443	3.39	8 062	2.62
7 000	3 580	20 406	5.70	10 437	2.91	11 535	3.22	8 722	2.44
6 500	4 080	23 256	5.70	11 170	2.74	12 577	3.08	9 337	2.29
6 000	4 580	26 106	5.70	11 828	2.58	13 576	2.96	9 916	2.16
5 500	5 080	28 956	5.70	12 417	2.44	14 539	2.86	10 464	2.06
5 000	5 580	31 806	5.70	12 943	2.32	15 471	2.77	10 986	1.97
4 500	6 080	34 656	5.70	13 409	2.20	16 374	2.69	11 485	1.89
4 000	6 580	37 506	5.70	13 820	2.10	17 253	2.62	11 963	1.82
3 500	7 080	40 356	5.70	14 177	2.00	18 109	2.56	12 424	1.75
3 000	7 580	43 206	5.70	14 484	1.91	18 945	2.50	12 869	1.70
2 500	8 080	46 056	5.70	14 170	1.82	19 763	2.44	13 300	1.65
2 000	8 580	48 906	5.70	14 948	1.74	20 564	2.40	13 717	1.60
1 500	9 080	51 756	5.70	15 109	1.66	21 349	2.35	14 122	1.55
1 000	9 580	54 606	5.70	15 224	1.59	22 119	2.31	14 517	1.51
500	10 080	57 456	5.70	15 292	1.52	22 876	2.27	14 901	1.48
0	10 580	60 306	5.70	15 315	1.45	23 620	2.23	15 276	1.44

TABLA 3.5 DIFERENTES IPR DEL POZO B.

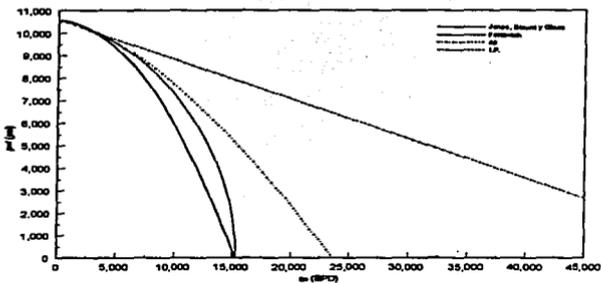


FIGURA 5.10 CURVAS DE AFLUENCIA, POZO B.

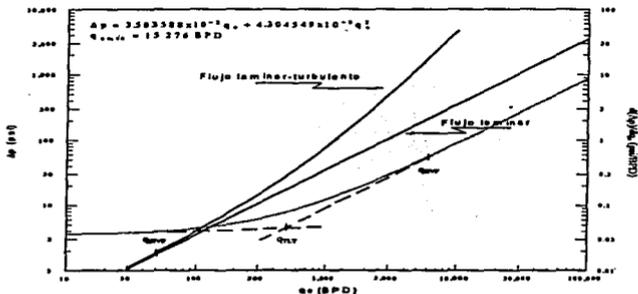


FIGURA 5.11 CURVA DE AFLUENCIA, POZO B.

El daño por penetración parcial s_p , se determina con la ecuación 1.10, considerando una relación de penetración de $h/h = 0.382$ y una relación de permeabilidades de $k_p/k_r = 1.0$. El daño por flujo no-laminar D_q , se evalúa con el coeficiente del daño por flujo no-laminar, a un gasto de 1 580 BPD, correspondiente al gasto al cual se corrió la prueba de presión, y al que corresponde el daño total determinado. De la diferencia del daño total y los daños ya calculados, se determina el posible daño mecánico s .

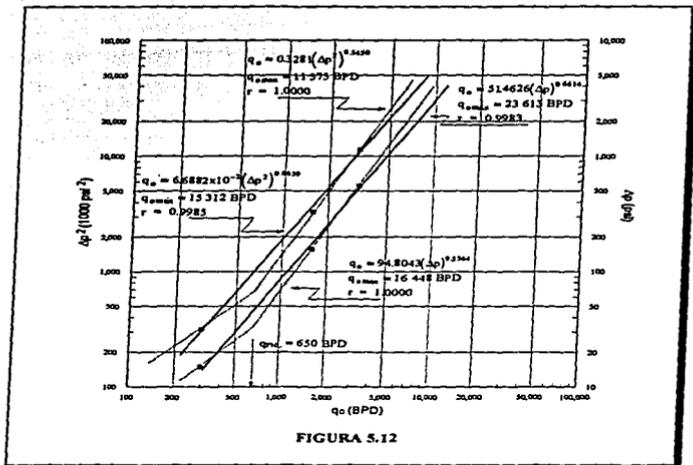
Así, con el análisis conjunto de los datos de producción y de pruebas de presión se discretiza el daño. En la Tabla 5.6, se presenta dicha discretización. También, con el fin de justificar los resultados, se presenta la discretización del daño a través de un método propuesto en la referencia 69.

Daño	Este trabajo		Referencia 69	
		Efecto (%)		Efecto (%)
Penetración parcial ²	9.30	12.6	9.3	13.0
Flujo no-laminar	57.83	78.4	53.05	74.5
Mecánico	6.59	9.0	8.94	12.5
Total	73.72	100.0	71.29	100.0

TABLA 5.6 DISCRETIZACION DEL DAÑO, POZO B.

De los resultados mostrados en la Tabla 5.6, se observa que el daño total está compuesto, en orden de importancia, por el daño por flujo no-laminar, el daño por penetración parcial y el daño mecánico. De estos resultados, también se determina que la conclusión de Brown² ($\alpha < 0.05$) no es confiable. Asimismo, los resultados de aplicar los dos procedimientos son satisfactorios.

En cuanto al gasto efectos no-laminares, el análisis de Fetkovich (Figura 5.12), permitió definir un gasto de $q_{DL} < 650$ BPD. En este punto, a diferencia del análisis del Pozo A, al efectuar la regresión considerando los tres gastos de la prueba se obtuvieron: $C = 6.6882 \times 10^{-2}$, $n = 0.6659$ y $q_{máx} = 15\ 312$ BPD; mientras que al eliminar de la regresión al menor de los tres gastos (por lógica se piensa que el menor de éstos está influenciado por los efectos viscosos), se obtuvieron: $C = 0.3881$, $n = 0.5650$ y $q_{máx} = 11\ 575$ BPD. De los resultados, como se puede observar, éstos no varían fuertemente, con lo que se intuye que el gasto de 300 BPD se encuentra en una zona de transición, siendo más fuertes los efectos inerciales que los viscosos, razón por lo que éste, no afecta grandemente los resultados.



Aunado a lo anterior, también se consideró el coeficiente de correlación de la regresión (r), el cual, en comparación con el obtenido en la regresión de los datos del pozo A, éste es mayor. De este modo, se decidió efectuar la regresión a través de los tres gastos.

De este modo, considerando la suposición de que el gasto de 300 BPD está en régimen laminar, se le ajusta una recta de pendiente unitaria, de donde se determina el gasto de transición de efectos laminares a no-laminares de $q_{NL} < 650$ BPD.

Del análisis con la expresión $q_{NL} = | -a/2b |$, ya mencionada en el ejemplo anterior, se determina un gasto de $q_{NL} = 407$ BPD. También, de la gráfica en la Figura 5.11, se puede determinar un gasto de inicio de efectos no-laminares de $q_{NL} = 50$ BPD.

Por su parte, la expresión de Whitson²⁷ determina un gasto de $q_{ITF} = 5457$ BPD, que corresponde a un gasto en completa turbulencia.

Observaciones y Recomendaciones.

En base al análisis anterior, se concluye que el comportamiento de flujo del Pozo B está fuertemente influenciada por los efectos no-laminares, razón por lo que la productividad de éste se ve disminuida, tal como lo indica la diferencia observada entre el potencial determinado bajo condiciones ideales ($q_{\text{omáx}} = 60\ 306$ BPD) y el potencial del pozo bajo condiciones reales ($q_{\text{omáx}} = 15\ 276$ BPD).

También, como consecuencia directa de los efectos no-laminares, se tiene que el índice de productividad no es constante, lo cual ocasiona que el comportamiento de afluencia del pozo B, presente una curvatura similar a la observada en los pozos de aceite saturado. Esto se puede observar en la Tabla 5.5 y en la Figura 5.10. Asimismo, de la discretización del daño (Tabla 5.6), se concluye que el alto daño reportado de las pruebas de presión se debe, al daño por flujo no-laminar, al daño por penetración parcial y al daño mecánico.

De este modo, con el fin de eliminar el daño mecánico se recomienda una estimulación, con lo que también se disminuirán los efectos del flujo no-laminar. Sin embargo, aún después de la estimulación se espera que los efectos del flujo no-laminar continúen afectando la productividad, ya que en este caso el daño por flujo no-laminar se debe principalmente, a la restricción de área expuesta al flujo resultado de la penetración parcial, y a los altos gastos de producción.

Dado que el efecto de la penetración parcial es difícil de evitarlo, el único parámetro controlable es el gasto de producción. Con disminuir el gasto de producción, se podrá abatir de una forma substancial el efecto de daño por flujo no-laminar, motivo por lo que también se recomienda esta acción.

Ejemplo 3 (Caso Sintético).

Con la finalidad de validar los resultados obtenidos con el método propuesto, se presenta a continuación el análisis del pozo C ($s = 0$), el cual considera flujo de líquido ligeramente compresible.

Los datos estabilizados de producción son:

Flujo	q_e (BPD)	p_{wf} (psi)
1	7 000	940.16
2	5 000	2 847.48
3	3 000	4 155.83
4	1 000	4 863.51
5	100	4 993.45

$$p_R = 5\,000 \text{ psi}$$

Por otro lado, del análisis de los datos transitorios de presión⁶², a través de gráficas de Δp y derivada vs. tiempo, considerando un modelo homogéneo y a diferentes gastos, se obtuvo la siguiente información:

Flujo	q_e (BPD)	k (md)	s_e (adim)
2	5 000	88.94	38.28
3	3 000	92.08	23.70
5	100	95.46	0.45

Para la simulación de los datos de producción y datos transitorios de presión, así como para el análisis de los datos de presión y para el análisis posterior, se consideró la siguiente información general:

$$\begin{array}{lll}
 s = 0 & \mu_o = 0.3 \text{ cp} & r_e = 1\,000 \text{ pies} \\
 k = 100 \text{ md} & B_o = 1.0 & r_w = 0.5 \text{ pies} \\
 h = 50 \text{ pies} & \rho_o = 58 \text{ lb/pie}^3 & p_i = 5\,704.8 \text{ psi} \\
 \phi = 0.05 & c_i = 1 \times 10^{-6} &
 \end{array}$$

Asimismo, en la simulación se consideró flujo en una sola fase y la terminación del pozo en agujero descubierta penetrando todo el espesor productor, es decir, $s_w = 0$.

Considerando los datos de producción, en la forma que se muestran en la Tabla 5.7, y de acuerdo a lo visto anteriormente, se establece el siguiente análisis:

q_o BPD	p_{wf} psi	Δp^2 psi ²	Δp psi	$\Delta p/q_o$ psi/BPD
7 000	940.16	24 116 099	4 059.84	0.579977
5 000	2 847.48	16 891 857	2 152.52	0.430504
3 000	4 155.83	7 729 077	844.17	0.281390
1 000	4 863.51	1 346 270	136.49	0.136490
100	4 993.45	65437	6.55	0.065500

TABLA 5.7

De acuerdo a la teoría de flujo de líquido ligeramente compresible a través de medios porosos, se considera para el pozo C, un comportamiento de afluencia establecido a partir del concepto de índice de productividad constante. Los índices de productividad para cada periodo de flujo son:

$$J_1 = \frac{7000}{5000 - 940.16} = 1.72 \text{ BPD / psi}$$

$$J_2 = \frac{5000}{5000 - 2847.48} = 2.32 \text{ BPD / psi}$$

$$J_3 = \frac{3000}{5000 - 4155.83} = 3.55 \text{ BPD / psi}$$

$$J_4 = \frac{1000}{5000 - 4863.51} = 7.33 \text{ BPD / psi}$$

$$J_5 = \frac{100}{5000 - 4993.45} = 15.27 \text{ BPD / psi}$$

De los resultados obtenidos, es notable la variación del índice de productividad. Sin embargo, a pesar de esto, sólo por motivos de comparación, se elige arbitrariamente al menor de los índices de productividad calculados para establecer el comportamiento de afluencia y gasto máximo siguientes:

$$q_o = 1.72(p_R - p_{wf})$$

$$q_{o\text{máx}} = 3\ 600 \text{ BPD}$$

Ahora, considerando el análisis gráfico propuesto por Fetkovich⁸, se grafica en escalas logarítmicas q_o vs. Δp^2 . En la Figura 5.13 se presenta la gráfica. De la regresión se obtiene la ecuación de afluencia y gasto máximo:

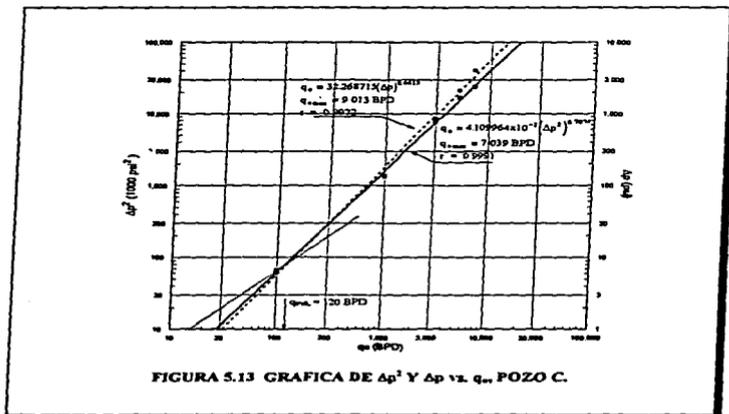
$$q_o = 4.11 \times 10^{-2} (p_k^2 - p_{wf}^2)^{0.7074}$$

$$q_{o\text{máx}} = 7\ 033 \text{ BPD}$$

Efectuando el mismo análisis, pero ahora en términos de Δp vs. q_o en escalas logarítmicas. La gráfica se presenta también en la misma Figura 5.13. De la regresión se obtiene:

$$q_o = 32.2687(p_R - p_{wf})^{0.6613}$$

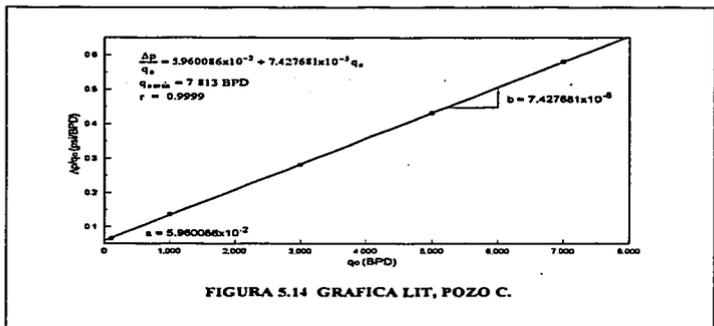
$$q_{o\text{máx}} = 9\ 014 \text{ BPD}$$



Considerando el análisis LIT del pozo C, ver Figura 5.14, se obtiene la ecuación cuadrática de afluencia, y al resolver ésta para $p_{wf} = 0$, se obtiene el potencial del pozo:

$$\frac{\Delta p}{q_o} = 5.960086 \times 10^{-2} + 7.427681 \times 10^{-5} q_o$$

$$q_{o \text{ máx}} = 7\ 813 \text{ BPD}$$



Los diferentes IPR establecidos en el análisis se presentan en la Tabla 5.8 y en la Figura 5.15. De estas ecuaciones se puede señalar lo siguiente:

En el caso de la ecuación de afluencia que considera un índice de productividad constante, se puede decir que a pesar de que ésta proporciona un gasto máximo aceptable en cierto grado, esta ecuación no está justificada, ya que claramente así lo indican los índices de productividad calculados para este pozo. Además, también se deberá considerar que arbitrariamente se eligió el menor de los índices de productividad, con lo que si se toma en cuenta un valor diferente a éste, por ejemplo un valor promedio, se obtendrá un potencial alto.

P _{cr}	Δp	J = etc.		Feikovich ^a		Δp ⁵⁰		Jones, Blount y Glaze ^b	
		q _e	IP	q _e	IP	q _e	IP	q _e	IP
		5 000	0	0	---	0	---	0	---
4 750	250	430	1.72	1 355	5.42	1 243	4.97	1 477	5.91
4 500	500	860	1.72	2 172	4.34	1 966	3.93	2 224	4.45
4 250	750	1 290	1.72	2 840	3.79	2 571	3.43	2 802	3.74
4 000	1 000	1 720	1.72	3 414	3.41	3 109	3.11	3 290	3.29
3 750	1 250	2 150	1.72	3 919	3.13	3 604	2.88	3 721	2.98
3 500	1 500	2 580	1.72	4 368	2.91	4 066	2.71	4 110	2.74
3 250	1 750	3 010	1.72	4 769	2.72	4 502	2.57	4 469	2.55
3 000	2 000	3 440	1.72	5 129	2.56	4 917	2.46	4 803	2.40
2 750	2 250	3 870	1.72	5 451	2.42	5 316	2.36	5 117	2.27
2 500	2 500	4 300	1.72	5 738	2.29	5 699	2.28	5 414	2.16
2 250	2 750	4 730	1.72	5 993	2.18	6 070	2.21	5 697	2.07
2 000	3 000	5 160	1.72	6 217	2.07	6 430	2.14	5 967	1.99
1 750	3 250	5 590	1.72	6 412	1.97	6 779	2.08	6 226	1.91
1 500	3 500	6 020	1.72	6 579	1.88	7 120	2.03	6 475	1.85
1 250	3 750	6 450	1.72	6 719	1.79	7 452	1.99	6 715	1.79
1 000	4 000	6 880	1.72	6 833	1.71	7 777	1.94	6 948	1.74
750	4 250	7 310	1.72	6 921	1.63	8 095	1.90	7 174	1.69
500	4 500	7 740	1.72	6 983	1.55	8 407	1.87	7 393	1.64
250	4 750	8 170	1.72	7 021	1.48	8 713	1.83	7 606	1.60
0	5 000	8 600	1.72	7 033	1.41	9 014	1.80	7 813	1.56

TABLA 5.5 DIFERENTES IPR DEL POZO C.

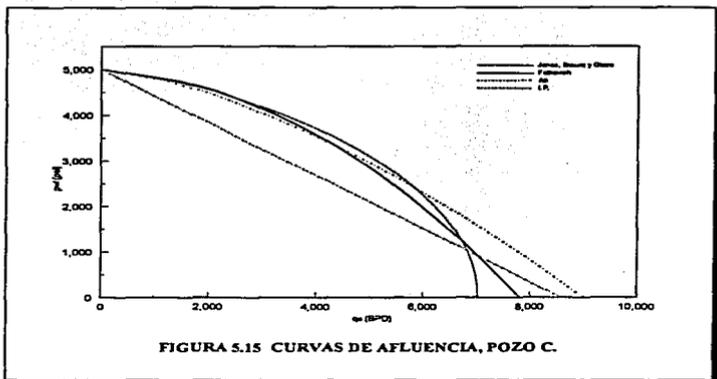
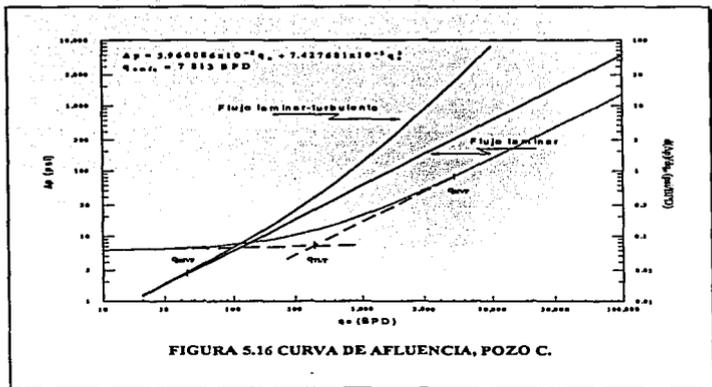


FIGURA 5.15 CURVAS DE AFLUENCIA, POZO C.

De las otras tres ecuaciones, al igual que en los ejemplos anteriores, se puede señalar que aún cuando el análisis en términos de Δp^2 , no está justificado para pozos de aceite bajosaturado, los resultados de este análisis son mejores que los que se obtienen del análisis en términos de Δp . Esto se confirma con la similitud de los resultados obtenidos con el método de Jones, Blount y Glaze⁶⁷, el cual como ya se señaló, es el análisis más confiable y correcto para pozos de aceite bajosaturado con daño nulo. En la Figura 5.16 se presenta la curva de IPR establecida con el método de Jones, Blount y Glaze graficada en escalas logarítmicas.

Considerando la ordenada al origen y la pendiente del ajuste obtenido en la Figura 5.14, se calcula el indicador del flujo no-laminar, $a'/a = 10.74$, con $a' = 63.992 \times 10^{-2}$.

De la relación del coeficiente de flujo no-laminar (b), y el coeficiente de daño por flujo no-laminar (D), se obtiene D en función de b, e igual a 8.765×10^{-3} .



En resumen, para el pozo C, se tienen los siguientes resultados:

- $q_{opt,C} = 7\ 813$ BPD
- $n = 0.7074$
- $a = 5.960086 \times 10^{-2}$ psi/BPD
- $b = 7.427681 \times 10^{-5}$ psi/BPD²
- $a' = 63.992 \times 10^{-2}$ psi/BPD
- $a'/a = 10.74$
- $D = 8.765 \times 10^{-3}$ BPD⁻¹.
- $\beta = 69.6 \times 10^9$ pies⁻¹

Análisis.

Del análisis anterior, se tiene que el método de Fetkovich⁸ proporciona un exponente de turbulencia de $n = 0.7074$, con lo que según la teoría, éste señala efectos no-laminares en la vecindad del pozo. El mismo resultado se obtiene en el análisis en términos de Δp , pero que a diferencia de los ejemplos anteriores, el exponente de turbulencia obtenido en este análisis, difiere un poco del obtenido en términos de Δp^2 . Aún así, el valor indica flujo turbulento.

En cuanto al análisis LIT, el indicador de flujo no-laminar, resulta ser mayor que 4, con lo que se confirma en flujo no-laminar en el pozo C. Por otro lado, la ordenada al origen resulta ser ligeramente mayor que 0.05, con lo que según Brown⁷, se espera un daño mecánico mínimo, lo cual, como ya se ha dicho, debe tomarse con reservas. Sin embargo, conociendo las consideraciones hechas en la simulación de los datos, se sabe que el pozo no tiene daño por penetración parcial, ni daño mecánico, con lo que la conclusión de Brown resulta cierta.

De lo anterior, se deduce que el daño total reportado, sólo está compuesto por el daño no-laminar, ya detectado con el análisis de los datos de producción.

De la información de pruebas de presión disponible, es posible efectuar el análisis gráfico propuesto por Ramey³², con el que se discretizan el daño mecánico y el daño no-laminar. Este análisis permitirá justificar los resultados de la discretización del daño a partir del análisis de datos de producción-presión.

Sin embargo, antes de continuar con el análisis, debe señalarse que, dado que de las pruebas de presión se determinan permeabilidades diferentes, es necesario corregir el daño total obtenido de dichas pruebas, a una permeabilidad media, como lo sugieren Whitson y Golan³. Dicha corrección, se realiza a partir de la igualación de la ecuación de Darcy evaluada con la permeabilidad y daño total obtenidos directamente de las pruebas de presión, con la misma ecuación evaluada con la permeabilidad media y daño corregido. Esto es:

$$\frac{k}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s_{ic}} = \frac{k_p}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s_{ip}} \quad (5.1)$$

en donde, k es la permeabilidad media, que para este pozo se tomará la que se utilizó para la simulación de los datos y que corresponde a 100 md; k_p y s_{ip} , son respectivamente, la permeabilidad y el daño total, obtenidos de las pruebas de presión; y s_{ic} es el daño corregido a la permeabilidad media. Despejando el daño total corregido, se tiene:

$$s_{ic} = \frac{k \left[\ln(r_e / r_w) - 0.75 + s_w \right]}{k_p} - \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + 0.75 \quad (5.2)$$

que es la expresión que corrige los daños, a una permeabilidad media. A continuación se presentan los daños corregidos para el Pozo C:

Flujo	q_o (BPD)	s_{ic} (adim)
2	5 000	43.89
3	3 000	26.33
5	100	0.80

Al graficar q_o vs. s_{ic} en escalas cartesianas, como lo propone Ramey⁵², se obtiene el daño mecánico y el coeficiente del daño por flujo no-laminar, representados respectivamente por la ordenada al origen y la pendiente de la recta de regresión. La Figura 5.17 muestra dicha gráfica. De la regresión se obtienen:

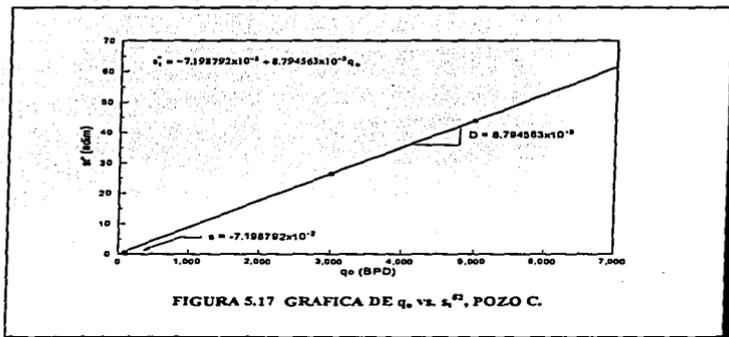
$$s = -7.198792 \times 10^{-2} \text{ (adim)}$$

$$D = 8.794563 \times 10^{-3} \text{ BPD}^{-1}$$

De los resultados obtenidos del análisis de datos de producción, se discretiza el daño. El daño no-laminar se determina con el producto del coeficiente del daño no-laminar y el gasto al cual se desea evaluar dicho daño; el daño mecánico se obtiene por diferencia del daño total y el daño no-laminar. En la Tabla 5.9 se presenta la discretización del daño por este método y el obtenido con el método de Ramey.

Gasto	Daño	Este trabajo	De pruebas de presión ⁵²
$q_o = 5\ 000$	Flujo no-laminar	43.82	-43.97
	Mecánico	0.07	-0.07
$q_o = 3\ 000$	Flujo no-laminar	26.29	26.38
	Mecánico	0.04	-0.07
$q_o = 100$	Flujo no-laminar	0.88	0.88
	Mecánico	-0.08	-0.07

TABLA 5.9 DISCRETIZACION DEL DAÑO, POZO C.



De los resultados mostrados en la Tabla 5.9, se tiene que del análisis de los datos de producción se discretiza un daño mecánico promedio de 0.01, mientras que del análisis de los datos de pruebas de presión (Figura 5.17), se obtiene un daño mecánico de -0.07. Considerando que en estas pruebas, el daño mecánico se fija igual a cero ($s = 0$), los resultados obtenidos en la Tabla 5.9 son buenos con un porcentaje de error despreciable, lo cual valida los resultados obtenidos con el análisis de los datos de producción.

Por otro lado, cabe señalar que los valores de daño por efectos no-laminares y daño mecánico ajustan excelentemente con los valores obtenidos al evaluarlos a través del procedimiento presentado en la referencia 69.

Por otra parte, en cuanto al gasto de efectos no-laminares, la gráfica de Fetkovich (Figura 5.13), permitió determinar un gasto de $q_{NL} = 120$ BPD. Mientras que con los parámetros del ajuste de la gráfica LIT, se determinó un gasto de $q_{ILT} = 401$ BPD. La expresión de Whitson, determina un gasto de $q_{INT} = 5\ 122$ BPD. El gasto de inicio de efectos no-laminares correspondió a un valor de $q_{INT} = 45$ BPD.

Observaciones y Recomendaciones.

De los resultados del análisis, se tiene que la productividad del Pozo C está influenciada por efectos no-laminares. Aunque esto no se puede observar claramente como en los ejemplos anteriores, ya que la diferencia entre los potenciales determinados bajo condiciones ideales ($Q_{\text{omáx}} = 8600$ BPD) y condiciones reales ($Q_{\text{omáx}} = 7\ 813$ BPD), no es mucha, lo que sí se puede notar es el error que comete al considerar un comportamiento de afluencia establecido a partir de un índice de productividad constante, en pozos de aceite bajosaturado con flujo no-laminar, a pesar de obtener un potencial hasta cierto grado aceptable.

También como resultado de los efectos no-laminares en el flujo del Pozo C, y que es la base para afirmar que es incorrecto la consideración del índice de productividad en este caso, el índice de productividad no es constante. Este hecho también queda demostrado por la propia variación de los índices de productividad determinados con los datos de producción.

De la discretización del daño, se tiene que el daño mecánico del pozo es nulo, y que por lo tanto el daño total se debe exclusivamente al daño no-laminar. Asimismo, considerando el estado mecánico del pozo, se concluye que los efectos no-laminares se atribuyen a la naturaleza misma del sistema roca-fluidos y que son, en cierta forma, activados por los altos gastos de producción, razón por la cual, el único medio de control para modificar dichos efectos, es éste último.

De lo anterior, se recomienda disminuir el gasto de producción a un valor entre Q_{INT} y Q_{ILT} , tal que los efectos no-laminares se minimicen o nulifiquen. Esta acción permitirá disminuir el valor del daño, hecho que se puede observar en los mismos datos de pruebas de presión que permite apreciar la influencia del gasto de producción sobre dicho valor, cuando existen efectos no-laminares.

Ejemplo 4 (Caso Sintético).

Con la misma información general del Pozo C, se presenta el pozo D, con la única variante de que en esta ocasión se le asignó un valor de daño mecánico positivo ($s = 20$). De lo anterior se obtuvieron los siguientes datos de producción:

Flujo	q_c (BPD)	p_{wf} (psi)
1	100	4 974.83
2	1 000	4 535.89
3	1 800	3 813.72
4	3 000	2 158.34

$$p_R = 5\,000 \text{ psi}$$

Asimismo, del análisis⁶⁸ de los datos transitorios de presión, a través de un ajuste logarítmico de Δp y derivada vs. tiempo, se obtuvieron los siguientes resultados:

Flujo	q_c (BPD)	k (md)	s_c (adim)
1	100	98.75	22.00
2	1 000	96.41	46.21
3	1 800	94.47	66.53
4	3 000	91.66	95.49

Con los datos de producción en la forma que se muestran en la Tabla 5.10, se procedió al análisis de éstos, de donde se establecieron las siguientes ecuaciones de afluencia y potenciales.

q_c BPD	p_{wf} psi	Δp^2 psi ²	Δp psi	$\Delta p/q_c$ psi/BPD
100	4 974.83	251 066	25.17	0.251700
1 000	4 535.89	4 425 702	464.11	0.464110
1 800	3 813.72	10 455 540	1 186.28	0.659044
3 000	2 158.34	20 341 568	2 841.66	0.947220

TABLA 5.10

Considerando al menor de los índices de productividad determinados, se establece la siguiente ecuación de afluencia y gasto máximo:

$$q_o = 106(p_R - p_{wf})$$

$$q_{o\text{máx}} = 5\,300 \text{ BPD}$$

Del análisis de Fetkovich⁸ mostrado en la Figura 5.18, se obtienen la ecuación de afluencia y gasto máximo siguientes:

$$q_o = 6.6378 \times 10^{-3} (p_R^2 - p_{wf}^2)^{0.7752}$$

$$q_{o\text{máx}} = 3\,605 \text{ BPD}$$

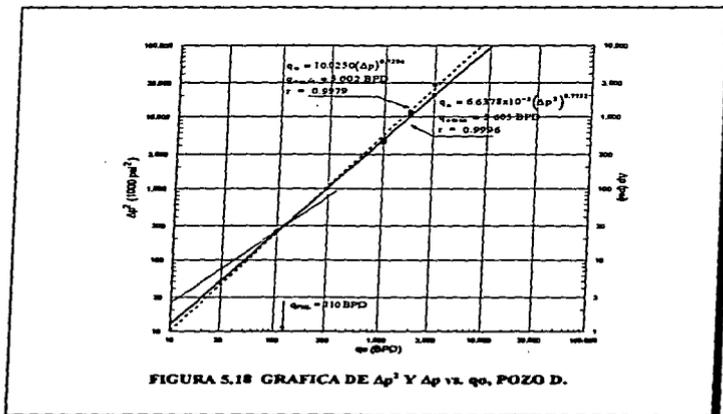


FIGURA 5.18 GRAFICA DE Δp^2 Y Δp vs. q_o , POZO D.

De la gráfica de q_o vs. Δp que propone Camacho³⁰ y que se muestra también en la misma Figura 5.18, se obtiene:

$$q_o = 10.0250(p_R - p_{wf})^{0.7294}$$

$$q_{o,m\acute{a}x} = 5\,002 \text{ BPD}$$

Con el análisis LIT, mostrado en la Figura 5.19, se obtiene la ecuación cuadrática de afluencia, y de la solución de ésta, el gasto máximo:

$$\frac{\Delta p}{q_o} = 0.226272 + 2.401671 \times 10^{-4} q_o$$

$$q_{o,m\acute{a}x} = 4\,116 \text{ BPD}$$

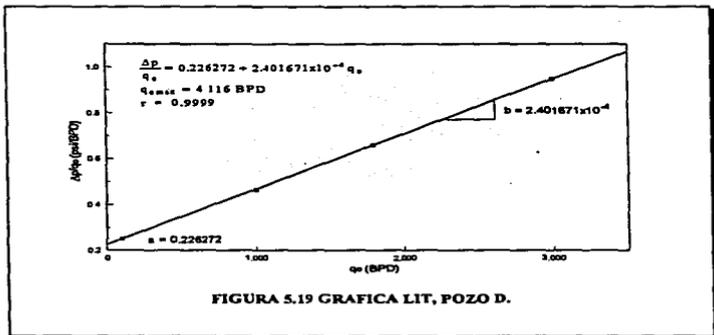


FIGURA 5.19 GRAFICA LIT, POZO D.

Los diferentes IPR establecidos en el análisis se presentan en la Figura 5.20. De las ecuaciones de afluencia establecidas, la que se considera como correcta, por lo ya señalado en los ejemplos anteriores, es la obtenida por el análisis de JBG. La Figura 5.21 presenta la curva de IPR establecida con el método de JBG graficada en escalas logarítmicas.

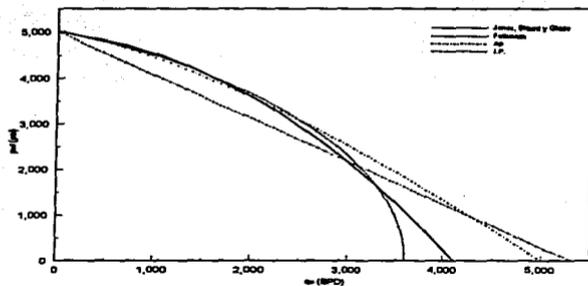


FIGURA 5.20 CURVAS DE AFLUENCIA, POZO D.

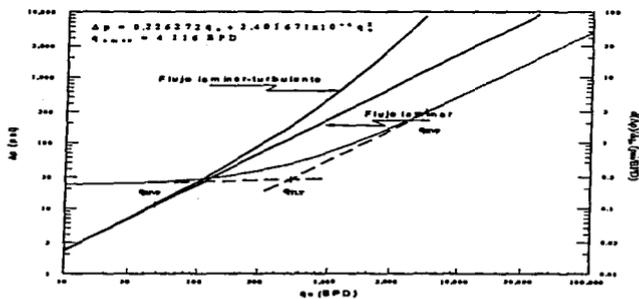


FIGURA 5.21 CURVA DE AFLUENCIA, POZO D.

En resumen, para el pozo D, se tienen los siguientes resultados:

$$\begin{aligned}
 q_{mdc} &= 4\ 116 \text{ BPD} \\
 n &= 0.7752 \\
 a &= 0.226272 \text{ psi/BPD} \\
 b &= 2.401671 \times 10^{-4} \text{ psi/BPD}^2 \\
 a^1 &= 1.2148 \text{ psi/BPD} \\
 a^1/a &= 5.3687 \\
 D &= 0.028 \text{ BPD}^{-1} \\
 \beta &= 225.044 \times 10^9 \text{ pies}^{-1}
 \end{aligned}$$

Análisis.

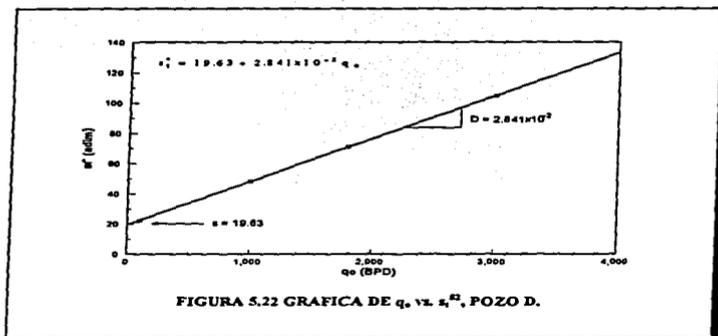
El método de Fetkovich⁸ proporciona un exponente de turbulencia de $n = 0.7752$, con lo que según la teoría, éste señala efectos no-laminares en la vecindad del pozo. El mismo resultado se obtiene en el análisis en términos de Δp .

En el análisis de Jones, Blount y Glaze⁶⁷, el indicador de flujo no-laminar, resulta ser mayor que 4, con lo que se confirman los efectos no-laminares en el pozo D. Por otro lado, la ordenada al origen resulta ser mayor que 0.05, con lo que según Brown², es probable la presencia de un daño mecánico en el pozo. Esto último, de acuerdo a las condiciones impuestas al simulador, resulta cierto.

Con el fin de discretizar el daño mecánico y no-laminar, se procede a un análisis conjunto en donde se considera la información de pruebas de producción y de pruebas de presión. Para efectuar el análisis con los datos de las pruebas de presión, es necesario corregir el daño reportado de las pruebas de presión a una permeabilidad media, como lo indican Whitson y Golan³. En el ejemplo anterior ya se indicó cómo efectuar dicha corrección. Los resultados corregidos, obtenidos con la ecuación 5.2, se presentan a continuación:

Flujo	q_p (BPD)	s_w (adim)
1	100	22.36
2	1 000	48.18
3	1 800	70.82
4	3 000	104.80

Al graficar los resultados anteriores, como lo sugiere Ramey³², esto es q_p vs. s_w , como se muestra en la Figura 5.22, y efectuar una regresión lineal, se obtiene:



$$s = 19.63 \text{ (adim)}$$

$$D = 2.841 \times 10^{-2} \text{ BPD}^{-1}$$

Con los resultados anteriores y los ya obtenidos de datos de producción, se discretiza el daño. Del análisis de los datos de producción, el daño no-laminar se evalúa con el producto del coeficiente del daño por flujo no-laminar y el gasto al que se desea evaluar, mientras que el daño mecánico se obtiene sólo por diferencia con el daño total. Por otra parte, en el análisis de los datos de pruebas de presión, el daño mecánico se obtiene directamente del ajuste en la Figura 5.22, mientras que el daño no-laminar se evalúa con el coeficiente de daño no-laminar obtenido en el mismo ajuste. En la Tabla 5.11 se presenta la discretización con ambos análisis.

De los resultados mostrados en la Tabla 5.11, se tiene que del análisis de los datos de producción-presión, resulta un daño mecánico promedio de 20.24, mientras que del análisis de los datos de pruebas de presión (Figura 5.22), el daño mecánico resulta de 19.63. Estos, en términos prácticos, son excelentes resultados, dado que se aproximan en gran medida al daño mecánico de 20, asignado en la simulación de los datos.

Gasto	Daño	Este trabajo	De pruebas de presión ¹²
$q_0 = 100$	Flujo no-laminar	2.80	2.84
	Mecánico	19.56	19.63
$q_0 = 1\ 000$	Flujo no-laminar	28.00	28.41
	Mecánico	20.18	19.63
$q_0 = 1\ 800$	Flujo no-laminar	50.40	51.14
	Mecánico	20.42	19.63
$q_0 = 3\ 000$	Flujo no-laminar	84.00	85.23
	Mecánico	20.80	19.63

TABLA 5.11 DISCRETIZACION DEL DAÑO, POZO D.

En cuanto al gasto de efectos no-laminares, el análisis gráfico de Fetkovich permitió determinar un gasto de $q_{FNL} = 110$ BPD. Mientras que el gasto de transición laminar turbulento resultó de $q_{TLT} = 471$ BPD, mismo que se puede observar gráficamente en la Figura 5.21. Por su parte, con la expresión de Whitson²⁷ se determina un gasto de $q_{NT} = 5\ 120$ BPD. El gasto de inicio de efectos no-laminares, se definió a partir de la gráfica de la Figura 5.21, de $q_{NT} = 50$ BPD.

Observaciones y Recomendaciones.

De los resultados obtenidos, se puede observar que la productividad del Pozo D, está afectada en forma negativa por los efectos no-laminares; aseveración que se puede notar de la comparación del potencial bajo condiciones ideales ($q_{máx} = 5\ 300$ BPD) y el potencial real ($q_{máx} = 4\ 116$ BPD).

Asimismo, por causa de los mismos efectos no-laminares, el comportamiento de afluencia presenta una curvatura similar a la observada en los pozos de aceite saturado, resultado de la variación del índice de productividad. Motivo por el cual resulta en un gran error considerar un índice de productividad constante para este pozo.

Por otro lado, de la discretización del daño, se tiene que el Pozo D tiene un daño mecánico alto que también afecta la productividad del pozo. De este modo, la suma de los dos daños resulta en daños altos que ocasionan caídas de presión extras también altas.

De lo anterior, y tomando en consideración el estado mecánico del pozo, se recomienda una estimulación que elimine el daño mecánico, pero ya que los efectos no-laminares se atribuyen a la naturaleza misma del sistema roca-fluidos, los efectos no-laminares no se eliminarán por completo. Por este motivo, también se recomienda disminuir el gasto de producción para disminuir dichos efectos.

V.2 POZOS DE GAS.

Ya es aceptado por todos que el flujo de gas en los pozos, dadas las características de éste (baja viscosidad) y las condiciones bajo las cuales se produce (altos gastos, yacimientos de baja permeabilidad, principalmente), la gran mayoría de las veces es en régimen turbulento, quedando tan sólo establecer la distinción de las caídas de presión debidas al daño mecánico, de las debidas al flujo no-laminar.

Ejemplo 5 (Caso Real de Campo: Región Norte).

Para mostrar la aplicabilidad del método propuesto, a continuación se presentan los datos de producción obtenidos en la prueba de potencial del pozo de gas seco (Pozo E):

Flujo	q_g (Mscfd)	p_{wf} (psia)
1	3 502	3 175
2	5 973	3 110
3	8 897	2 595
4	12 804	1 761

$$p_k = 3\ 309 \text{ psia}$$

Del análisis de los datos transitorios de presión, registrados en una prueba de incremento de presión corrida durante la misma prueba de potencial, a través de un ajuste de modelo de doble porosidad, se obtuvo la siguiente información:

Capacidad de flujo; $kh = 62.75 \text{ md-pie}$
 Permeabilidad; $k = 0.425 \text{ md}$
 Daño total; $s_w = -3.078$ (a $q_g = 13 \text{ Mscfd}$)

Para el análisis de los datos transitorios, así como para el análisis posterior, se presenta la siguiente información:

$Z = 0.901058$	$\phi = 0.05$	$h = 147.6 \text{ pies}$
$B_g = 0.004724$	$c_i = 3.128 \times 10^{-4} \text{ psi}^{-1}$	$r_e = 4\ 100 \text{ pies}$
$\gamma_g = 0.567$	$T_y = 163 \text{ }^\circ\text{F}$	$r_w = 0.708 \text{ pies}$
$\mu_g = 0.019477 \text{ cp}$		

Con los datos de producción, en la forma que se muestran en la Tabla 5.12, y de acuerdo a lo visto en el desarrollo del trabajo, se establece el siguiente análisis.

q_a Mscfd	p_{wf} psia	Δp^2 psia ²	$\Delta p^2/q_a$ psia ² /MMscfd
3 502	3 175	868 856	248.1028
5 973	3 110	1 277 381	213.8592
8 897	2 595	4 215 456	473.8064
12 804	1 761	7 848 360	612.9616

TABLA 5.12

Considerando el análisis gráfico propuesto por Rawlins y Schellhardt¹⁴, el cual consiste en graficar q_a vs. Δp^2 en escalas logarítmicas, como se muestra en la Figura 5.23, y efectuando la regresión, se obtienen los siguientes resultados:

$$q_a = 3.0616(p_a^2 - p_{wf}^2)^{0.5254}$$

AOF = 15 291 Mscfd

Ahora, para confirmar los efectos no-laminares, se considera para tal, la gráfica de $\Delta p^2/q_a$ vs. q_a en escala cartesiana. La gráfica LIT se presenta en la Figura 5.24. De la regresión se obtiene la ecuación cuadrática de afluencia y al resolverla para $p_{wf} = 0$, se obtiene el potencial absoluto del pozo:

$$\frac{\Delta p^2}{q_a} = 40.212021 + 4.451764 \times 10^{-2} q_a$$

AOF = 15 238 Mscfd

Los diferentes IPR establecidos en el análisis se presentan en la Tabla 5.13 y en la Figura 5.25. De las ecuaciones de afluencia establecidas, como se puede ver, éstas proporcionan potenciales muy similares, por lo cual ambas se consideran correctas. En la Figura 5.26 se presenta la curva de IPR establecida con el método de JBG graficada en escalas logarítmicas.

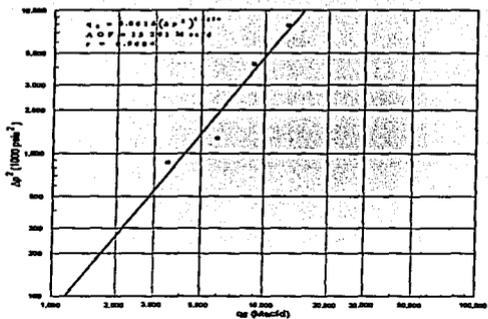


FIGURA 5.23 ANALISIS DE RAWLINS Y SCHELLHARDT¹⁴, POZO E.

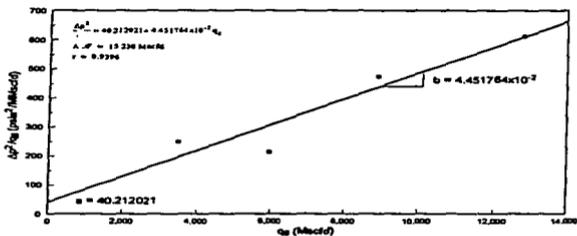


FIGURA 5.24 GRAFICA LIT, POZO E.

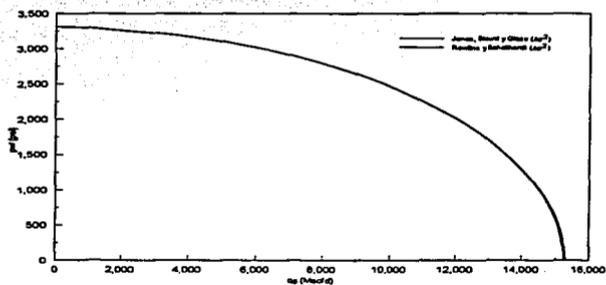


FIGURA 5.25 CURVAS DE AFLUENCIA, POZO E.

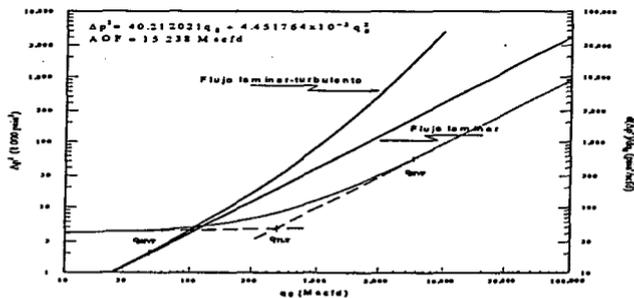


FIGURA 5.26 CURVA DE AFLUENCIA, POZO E.

p_w (psia)	Rawlins y Schelhardt ⁴	Jones, Blount y Glaze ⁵
	q_a (MMscfd)	q_a (MMscfd)
3 309	0	0
3 250	2 641	2 531
3 000	6 175	6 181
2 750	8 255	8 282
2 500	9 805	9 833
2 250	11 037	11 057
2 000	12 042	12 051
1 750	12 870	12 866
1 500	13 550	13 535
1 250	14 103	14 076
1 000	14 541	14 505
750	14 873	14 830
500	15 107	15 058
250	15 245	15 193
0	15 291	15 238

TABLA 5.10 DIFERENTES IPR DEL POZO E.

Continuando con el análisis LIT, considerando la ordenada al origen y la pendiente del ajuste obtenido en la Figura 5.24, se calcula el indicador del flujo no-laminar $a'/a = 17.8696$, donde $a' = 718.57 \cdot 319$.

De la relación del coeficiente de flujo no-laminar (b), y el coeficiente de daño por flujo no-laminar (D), que se presenta en la definición de los coeficientes de la ecuación 4.30, se determina D en función de b, de donde:

$$D = \frac{703 \times 10^{-6} k h b}{72 \mu_s}$$

substituyendo valores se tiene que:

$$D = 1.795560 \times 10^{-4}$$

En resumen, para el Pozo E, se tienen los siguientes resultados:

$$\begin{aligned} \text{AOF} &= 15\,238 \text{ Mscfd} \\ n &= 0.5254 \\ a &= 40.212021 \text{ psi}^2/\text{Mscfd} \\ b &= 4.451764 \times 10^{-2} \text{ psi}^2/\text{Mscfd}^2 \\ a' &= 718.571819 \text{ psi}^2/\text{Mscfd} \\ a'/a &= 17.8696 \\ D &= 1.795560 \times 10^{-4} \text{ Mscfd}^{-1} \\ \beta &= 682.696 \times 10^6 \text{ pies}^{-1} \end{aligned}$$

Análisis.

Del análisis anterior, se tiene que el método de Rawlins y Schellhardt¹⁴ proporciona un exponente de turbulencia de $n = 0.5254$, con lo que según la teoría, éste señala fuertes efectos no-laminares en la vecindad del pozo.

En cuanto al análisis LIT, el indicador de flujo no-laminar, resulta ser mayor que 4, con lo que se confirma flujo no-laminar. Por otro lado, la ordenada al origen resulta ser ligeramente menor que 0.05 ($0.0402 \text{ psi}^2/\text{scfd} < 0.05$), el cual deberá tomarse con reservas.

Efectuando un análisis conjunto con los datos de producción y los datos de pruebas de presión, se discretiza el daño. Con el coeficiente del daño por flujo no-laminar determinado de las pruebas de producción, se evalúa el daño no-laminar, ya detectado de las mismas pruebas de producción. El daño mecánico se obtiene por diferencia del daño total y el daño no-laminar. A continuación se presenta la discretización a un gasto de $q_e = 13\,000 \text{ Mscfd}$:

	Magnitud
Daño por flujo no-laminar	2.334
Daño mecánico	-5.412
Daño total	-3.078

De los resultados anteriores, se discretiza un daño mecánico de -5.412, el cual corresponde al efecto de fractura. Asimismo se observa un daño por flujo no-laminar mínimo, que no por eso deja de afectar la productividad del pozo, ya que es mejor tener un $s_1 = -5.412$ que un $s_1 = -3.078$.

Por otra parte, se determino un gasto de $q_{TLT} = 451.641$ Mscfd. Asimismo, de la gráfica de la Figura 5.26, se determinó el gasto de inicio de efectos no-laminares de $q_{INT} = 45$ Mscfd y un $q_{INT} = 4\ 000$ Mscfd.

Observaciones y Recomendaciones.

Como se puede notar de los resultados, el comportamiento de flujo del Pozo E está afectado por los efectos no-laminares, sin embargo, dado el alto fracturamiento del pozo, dichos efectos se ven disminuidos.

En cuanto al daño, como se puede ver, el efecto de fractura es mayor que el efecto de flujo no-laminar, razón por lo que el daño total resulta negativo. Sin embargo, como se puede notar, en el caso de eliminar el efecto no-laminar, el efecto de fractura se notará en toda su magnitud, con lo cual se tendrá una mejor optimización de la energía del yacimiento. Por esta razón es conveniente recomendar disminuir el gasto de producción.

OBSERVACIONES GENERALES.

De los resultados mostrados en el presente capítulo, en cuanto a la discretización del daño, se podrán notar tres métodos alternos para la discretización del daño mecánico y el daño no-laminar. Estos métodos son: el método propuesto en este trabajo, el cual se basa en el valor de la pendiente de la gráfica LIT, el método propuesto por Ramey²² y el método propuesto en la referencia 69. De estos métodos se puede señalar lo siguiente:

El método propuesto en este trabajo, requiere de datos de producción que permitan establecer el análisis LIT, de donde se obtiene el coeficiente de flujo no-laminar (b); con éste y la permeabilidad obtenida de una prueba de presión, se obtiene el coeficiente de daño no-laminar (D). Con este coeficiente se evalúa el daño no-laminar y por diferencia con el daño total, obtenido de la misma prueba de presión, se discretiza el daño mecánico. En este procedimiento no se hacen suposiciones de ninguna índole.

En cuanto al método de Ramey²², este requiere de al menos dos pruebas de presión efectuadas a diferentes gastos con sus respectivas permeabilidades y daños totales determinados. Al graficar q_o vs. s_w , y efectuar una regresión lineal, se obtiene el daño mecánico y el coeficiente del daño no-laminar (D), con el que se evalúa dicho daño.

Por último, en la referencia 69 el análisis es a través de los datos transitorios de presión. En este método, los autores consideran que el daño total está compuesto por el daño mecánico y el daño no-laminar. Este método requiere información de una gráfica especializada de $d(\Delta p)/d(\ln t)$ contra $1/\sqrt{t}$. De donde se obtienen datos como Δp_{1hr} , t_{min} , y t_{max} de la línea recta semilogarítmica. Asimismo, se requiere información como β , β_w , k y k_w , para llegar a establecer r_w y con esto discretizar el daño mecánico. Con el daño mecánico determinado y el daño total, por diferencia se determina el daño no-laminar.

De lo anteriormente expuesto, un aspecto que hace sobresalir al método propuesto, es que éste, además de discretizar el daño mecánico y no-laminar, permite establecer confiablemente el comportamiento de afluencia de los pozos, obtener las condiciones de flujo, y determinar gastos de referencia (q_{INT} , q_{LT} y q_{HT}), con los que es posible obtener un mayor número de parámetros que caracterizan el sistema pozo-yacimiento, por medio de los cuales se pueden hacer recomendaciones encaminadas a mejorar la productividad de los mismos.

Método de Análisis de Datos Estabilizados de Producción-Presión

1. Del pozo de análisis, recopilar la información de datos estabilizados de producción, una prueba de presión (mínimo), datos PVT y petrofísicos representativos, estado mecánico y datos de registros geofísicos del pozo (no prioritarios).
2. De la prueba multigasto obtener los datos de producción: gastos, presiones de fondo fluyendo y presión media del yacimiento.
3. De la prueba de presión (o pruebas de presión a diferentes gastos), obtener la permeabilidad y daño total.
4. De los datos PVT, obtener principalmente el factor de volumen, viscosidad, y el factor de desviación en el caso específico de pozos de gas.
5. Considerando el análisis propuesto por Fetkovich¹, graficar en escala doble logarítmica Δp^2 vs. q_o o q_g , según sea el caso y posteriormente ajustar una línea recta. De esta gráfica verificar si existe flujo no-laminar en el pozo. Así, de la pendiente de la recta doble logarítmica determinar el exponente de turbulencia $n = 1/m$, de donde si $0.5 \leq n < 1.0$ se infiere flujo no-laminar y si $n = 1.0$ el flujo es laminar.
6. En el caso de contar entre los datos de producción con un gasto de producción bajo, ajustar una recta de pendiente unitaria, de cuya intersección con la recta de afluencia ya establecida, se determina el gasto de transición laminar-turbulento, q_{TL} .
7. También con los datos de producción, elaborar la gráfica LIT, es decir, graficar en escala cartesiana, en el caso de aceite $\Delta p/q_o$ vs. q_o y en el caso de gas $\Delta p^2/q_g$ vs. q_g . En esta gráfica efectuar una regresión lineal de donde se obtienen el coeficiente laminar a y no-laminar b , representados respectivamente por la ordenada al origen y la pendiente de la recta de ajuste. Posteriormente establecer el comportamiento de afluencia y resolver para q_{omd} . Evaluar la relación a'/a , confirmando con esto los efectos no-laminares: si $a'/a > 4.0$, se infiere directamente flujo no-laminar.
8. Considerando la información obtenida de los puntos 5 a 7 y de acuerdo a los ejemplos mostrados en este trabajo, realizar un análisis de las condiciones de flujo prevalecientes haciendo uso de todos los resultados, esto es, a , b , a' , a'/a , β . Asimismo, de acuerdo a los valores de los potenciales de flujo calculados, discernir sobre ellos y su efecto directo sobre aspectos operativos y económicos.
9. Con los parámetros de la gráfica LIT, determinar el gasto de transición laminar-turbulento $q_{TL} = | -a/2b |$; siendo otra opción graficar la derivada ($d\Delta p/dq_o$ o $d\Delta p^2/dq_g$) y determinar gráficamente dicho gasto con la intersección de las rectas que se forman. También utilizando esta misma información se puede llegar a establecer cualitativamente (en forma gráfica) el posible gasto de inicio de efectos no-laminares (q_{iNT}) y por otro lado el gasto donde los efectos de turbulencia dominan el comportamiento de flujo del yacimiento al pozo (q_{iVT}). Para este último punto es recomendable el uso de la ecuación propuesta por Whitson.

10. Con el coeficiente de flujo no-laminar b , obtenido del ajuste en la gráfica LIT, la permeabilidad promedio (en el caso de tenerlas a diferentes gastos) de las pruebas de presión y los datos PVT, determinar el coeficiente de daño no-laminar D . Con el valor del coeficiente de daño no-laminar, evaluar el daño no-laminar Dq al gasto (o gastos) que correspondan el(los) daño(s) total(es) de la(s) prueba(s) de presión.
11. En el caso de contar con pruebas de presión a diferentes gastos, efectuar una corrección de los daños totales a una permeabilidad media.
12. Con la diferencia del daño total corregido de las pruebas de presión, si es el caso, y el daño no-laminar determinado en el paso 10, determinar el daño mecánico s .
13. En el caso de contar con pruebas de presión a diferentes gastos, se recomienda efectuar una gráfica de s , vs. q_0 como lo propone Ramey. Con este análisis adicional, se valida el resultado de la discretización del daño no-laminar y mecánico obtenidos.
14. Si existe incertidumbre en los valores discretizados de Dq y s , recurrir a otros métodos. Se recomienda utilizar el procedimiento propuesto por Camacho et al⁶⁹, a través de una sola prueba transitoria de presión; siendo un inconveniente la cantidad de información requerida para tal efecto.
15. De la información obtenida en los puntos 10 a 12, concluir en torno a las condiciones de daño del pozo y presentar alternativas de solución y por otro lado proponer tasas de producción adecuadas que mejoren las condiciones de flujo de los pozos. Por último, con toda la información hacer recomendaciones enfocadas a optimizar la producción de los pozos productores.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES

1. En este trabajo se presenta un método alternativo para el análisis de datos estabilizados de producción-presión; del que se muestran sus alcances a través de su aplicación a casos reales de campo y con información sintética, mostrando excelentes resultados en pozos de aceite y gas. Por medio de este método, es posible obtener información valiosa, basada en las condiciones de flujo prevalecientes, de utilidad en los estudios de caracterización integral de yacimientos.
2. En términos prácticos, los daños obtenidos con el procedimiento presentado en este trabajo y los procedimientos propuestos por Ramey³² (dos pruebas de presión mínimo) y el presentado por Camacho et al³³ (una prueba de presión) son excelentes, con lo que el procedimiento representa otra alternativa de análisis, a partir de la combinación de datos estabilizados de producción y de una prueba de presión.
3. El correcto establecimiento del comportamiento de afluencia de pozos y por ende, el potencial de los mismos, son de primordial importancia como punto inicial para un correcto estudio del sistema integral de producción. Así, se tendrá como resultado el diseño y dimensionamiento óptimo de tuberías y separadores, reflejándose esto, en la optimización de los recursos económicos y en la producción de los pozos.
4. Para el establecimiento del comportamiento de afluencia de pozos de aceite, los métodos tradicionales (IP y Vogel) a través de una sola prueba de producción, consideran condiciones ideales que raramente se encuentran en el campo, por lo que al aplicarlos en estos casos se generan errores potenciales. Por su parte, los métodos alternos (Fetkovich y Jones, Blount y Glaze) basados en datos de pruebas multigasto, consideran condiciones más reales como el efecto de flujo laminar y no-laminar, con lo que permiten el establecimiento del IPR de los pozos de una forma más confiable.

5. Los efectos del flujo no-laminar se reflejan, en función del gasto, en caídas de presión mayores a las esperadas bajo flujo laminar, lo que conlleva a gastos de producción menores a los predichos bajo condiciones laminares y a una reducción en los valores de los índices de productividad. Lo anterior, para el caso particular de los pozos de aceite bajosaturado, ocasiona que el comportamiento de afluencia presente una curvatura similar a la que presentan los pozos de aceite saturado y gas.
6. Una gráfica doble logarítmica de Δp y $d\Delta p/dq_o$ vs. q_o , permite determinar gráficamente el gasto de inicio de efectos no-laminares q_{iNT} , el gasto de transición laminar-turbulento q_{LT} , y el gasto de predominante turbulencia q_{NT} . El q_{NT} obtenido con la expresión propuesta por Whitson, es aproximado, de acuerdo a la gráfica de $d\Delta p/dq_o$ vs. q_o a un gasto predominantemente de turbulencia.
7. La influencia del flujo no-laminar se refleja en el cálculo de la permeabilidad a través del análisis de pruebas de presión, tal que mientras más bajo sea el gasto de producción se tendrá mayor certidumbre en el cálculo de la permeabilidad. De lo anterior, se recomienda considerar el valor de q_{LT} determinado en este trabajo, en el diseño e interpretación de pruebas de presión.
8. El contenido en el presente trabajo aborda en una forma amplia los temas contemplados en la asignatura de "Comportamiento de Pozos", de donde se puede considerar como un apoyo didáctico a dicha asignatura, perteneciente al nuevo plan de estudios de ingeniería petrolera.

NOMENCLATURA

- a Coeficiente de flujo laminar, psi/BPD, $\text{psi}^2/\text{Mscfd}$.
- a Un medio de la longitud del eje de la elipse de drene del pozo horizontal, pies.
- a Pendiente de la función de presión, $1/\text{psi-cp}$.
- A Area expuesta al flujo, pies^2 .
- A_p Area transversal de la tubería, pies^2 .
- b Coeficiente de flujo no-laminar, $\text{psi}/(\text{BPD})^2$, $\text{psi}^2/(\text{Mscfd})^2$.
- b Intersección con el eje de las ordenadas de la función de presión, $1/\text{cp}$.
- b Razón de penetración parcial, fracción.
- B_g Factor de volumen del gas, $\text{pies}^3 @ \text{c.y.}/\text{pies}^3 @ \text{c.s.}$
- B_o Factor de volumen del aceite, $\text{bls} @ \text{c.y.}/\text{bls} @ \text{c.s.}$
- B_w Factor de volumen del agua, $\text{bls} @ \text{c.y.}/\text{bls} @ \text{c.s.}$
- c_t Compresibilidad total, $1/\text{psia}$.
- C Coeficiente de comportamiento, $\text{Mscfd}/\text{psia}^{2n}$.
- C Coeficiente de flujo para toberas, adimensional.
- C Constante.
- d Diámetro de la tubería, pg.
- d_d Diámetro del estrangulador, $1/64$ pg.
- D Coeficiente de daño por flujo no-laminar, $1/\text{Mscfd}$, $1/\text{BPD}$.
- Dq Factor de daño por flujo no-laminar, adimensional.
- E Energía, Joules.
- E_c Energía cinética, Joules.
- E_e Energía por expansión, Joules.

EF	Eficiencia de flujo, fracción.
Ep	Energía potencial, Joules.
f	Factor de fricción, adimensional.
f _o	Fracción de aceite.
f _w	Fracción de agua.
f(p)	Función de presión, 1/psi-cp.
g	Constante de aceleración gravitacional, 32.2 pies/seg ² .
g _c	Constante de conversión, 32.2 lb _m -pie/lb _r -seg ² .
G(b)	Función para el cálculo de s _e , adimensional.
h	Espesor neto de la formación, pies.
h	Profundidad vertical, pies.
h _c	Intervalo disparado, pies.
h _D	Factor dependiente de la posición de h _c , adimensional.
H _F	Factor de elevación adimensional.
H _L	Colgamiento del líquido, fracción.
I _{ani}	Índice anisótropo, adimensional.
J	Índice de productividad, BPD/psi.
J [*]	Índice de productividad a cero abatimiento de presión, BPD/psi.
J _e	Índice de productividad específico, BPD/psi/pie.
J _o [*]	Índice de productividad, BPD/psi ^{2m} .
k	Permeabilidad absoluta, md.
k _g	Permeabilidad efectiva al gas, md.
k _h	Permeabilidad horizontal, md.
k _o	Permeabilidad efectiva al aceite, md.
k _{rg}	Permeabilidad relativa al gas, fracción.
k _{ro}	Permeabilidad relativa al aceite, fracción.
k _{rw}	Permeabilidad relativa al agua, fracción.
k _r	Permeabilidad en la zona de daño, md.

k_v	Permeabilidad vertical, md.
k_w	Permeabilidad efectiva al agua, md.
L	Longitud, pies.
L	Longitud del pozo horizontal, pies.
m	Masa, lb _m .
m	Pendiente de la recta semilogarítmica de la gráfica de Horner, psia/ciclo
m(p)	Pseudopresión del gas real, psia ² /cp.
M	Peso molecular, lb _m /lb-mole.
M_T	Velocidad másica total, lb _m /seg-pie ² .
n	Exponente de turbulencia, adimensional.
n	Exponente de velocidad de la ecuación de Forchheimer, adimensional.
N_d	Número de diámetro de la tubería, adimensional.
N_{FV}	Número de velocidad del gas, adimensional.
N_L	Número de viscosidad del líquido, adimensional.
N_{LV}	Número de velocidad del líquido, adimensional.
N_{Re}	Número de Reynolds, adimensional.
N_p	Número de densidad, adimensional.
p	Presión, psi.
p_b	Presión de saturación o burbujeo, psi.
p_c	Presión crítica, psia.
p_{cs}	Presión estándar, 14.7 psia.
p_d	Presión en el radio de drenaje, psi.
p_e	Presión en la línea de descarga, psi.
p_i	Presión inicial, psi.
p_{pc}	Presión pseudocrítica, psia.
p_{pr}	Presión pseudorreducida.
p_R	Presión media del yacimiento, psi.
p_{sep}	Presión de separación, psi.

P_{wf}	Presión de fondo fluyendo, psi.
P_{wf}^*	Presión de fondo fluyendo ideal, psi.
P_{wh}	Presión en la cabeza del pozo, psi.
P_{wa}	Presión de fondo estática, psi.
P_a	Presión base de referencia, psia.
P_{1hr}	Presión sobre la línea recta semilogarítmica extrapolada a una hora, psia.
q	Gasto.
q_b	Gasto de aceite a la presión de burbujeo, BPD.
q_{FNL}	Gasto no-laminar de Fetkovich, BPD.
q_g	Gasto de gas, Mscfd.
q_{HVF}	Gasto de flujo a alta velocidad, BPD.
q_{HVF}	Gasto de inicio de efectos no-laminares, BPD.
q_L	Gasto de líquido, BPD.
q_o	Gasto de aceite, BPD.
q_{oMAX}	Gasto máximo de aceite, BPD.
q_t	Gasto total, BPD.
q_{tMAX}	Gasto máximo total, BPD.
q_{TLT}	Gasto de transición laminar-turbulento, BPD.
Q	Calor, Joules.
r	Coefficiente de correlación, adimensional.
r	Radio, pies.
r_a	Radio de drene, pies.
r_{ah}	Radio de drene horizontal, pies.
r_d	Radio de daño, pies.
r_w	Radio del pozo, pies.
R	Constante universal de los gases.
R	Presión de fondo fluyendo adimensional.
R^*	Presión de fondo fluyendo ideal adimensional.

RGA	Relación gas-aceite, pies ³ /bl.
RGL	Relación gas-líquido, pies ³ /bl.
R_g	Relación de solubilidad del gas en el aceite, pies ³ /bl.
s	Factor de daño mecánico, adimensional.
s_c	Factor de daño por penetración parcial, adimensional.
s_d	Factor de daño por disparos, adimensional.
s(q,t)	Factor de daño dependiente del gasto y tiempo, adimensional.
s_t	Factor de daño total, adimensional.
s_t'	Factor de daño total excluyendo al daño por flujo no-laminar, adimensional.
s_t''	Factor de daño mecánico más factor de daño por flujo no-laminar, adimensional.
S	Entropía, Joules/°K
S_{clh}	Saturación crítica de los condensados, fracción.
S_g	Saturación de gas, fracción.
S_{gc}	Saturación crítica de gas, fracción.
S_{gr}	Saturación residual de gas, fracción.
S_o	Saturación de aceite, fracción.
S_{oc}	Saturación crítica de aceite, fracción.
S_{or}	Saturación residual de aceite, fracción.
S_w	Saturación crítica de agua, fracción.
S_{wc}	Saturación crítica de agua, fracción.
S_{wr}	Saturación residual de agua, fracción.
t	Tiempo, días.
t_D	Tiempo adimensional.
t_e	Tiempo de estabilización, horas.
T	Temperatura, °R.
T_{st}	Temperatura estándar, 520°R.
T_{pc}	Temperatura pseudocrítica, °R.
T_{pr}	Temperatura pseudorreducida.

U	Energía interna, Joules.
v	Velocidad de flujo, pies/seg.
v_m	Velocidad de la mezcla, pies/seg.
v_g	Velocidad superficial del gas, pies/seg.
v_L	Velocidad superficial del líquido, pies/seg.
V	Volumen.
W	Flujo másico, lb _m /seg.
WOR	Relación agua-aceite, bl/bl.
Ws	Trabajo, Joules.
X	Volumen de gas liberado en el yacimiento por barril de aceite producido por abatimiento de presión, pie ³ /bl/psi.
Y	Factor de expansión neto, adimensional.
Y	Volumen de condensado en el yacimiento por pie ³ de gas producido por abatimiento de presión, pies ³ /Mscf/psi.
Z	Factor de compresibilidad del gas, adimensional.
α	Angulo de inclinación, grados.
β	Angulo de inclinación, grados.
β	Factor de resistencia inercial, 1/pies.
Δ	Incremento o decremento.
Δp	Caída de presión, psi.
Δp_d	Caída de presión debida al daño, psi.
ϕ	Porosidad, fracción.
γ_g	Densidad relativa del gas (aire = 1.0), adimensional.
γ_L	Densidad relativa del líquido (agua = 1.0), adimensional.
γ_o	Densidad relativa del aceite (agua = 1.0), adimensional.
μ_g	Viscosidad del gas, cp.
μ_o	Viscosidad del gas a 1 atm de presión, cp.

μ_m	Viscosidad de la mezcla, cp.
μ_o	Viscosidad del aceite, cp.
μ_w	Viscosidad del agua, cp.
ρ_g	Densidad del gas, lb _m /pie ³ .
ρ_m	Densidad de la mezcla, lb _m /pie ³ .
ρ_o	Densidad del aceite, lb _m /pie ³ .
ρ_w	Densidad del agua, lb _m /pie ³ .
σ	Tensión interfacial, dinas/cm.
τ_r	Gradiente de caída de presión por fricción, psi/pie.
ξ	Rugosidad de la tubería, pg.

Subíndices

g	Gas.
i	Condición inicial.
L	Líquido.
m	Mezcla.
ns	Sin resbalamiento.
o	Aceite.
t	Total.
tp	Dos fases.
w	Agua.

REFERENCIAS

1. Donohue, D. A. T. and Lang, K. R.: Petroleum Technology, International Human Resources Development Corporation, Boston (1986).
2. Brown, K. E.: The Technology of Artificial Lift Methods, Vols. I and IV, The Pennwell Publishing Company Book, Tulsa Oklahoma (1984).
3. Golan, M. and Whitson, C. H.: Well Performance, second edition, Prentice Hall Inc. (1991).
4. Dake, L. P.: Fundamentals of Reservoir Engineering, Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam (1978).
5. Craft, B. C. and Hawkins, M. F. Jr.: Applied Petroleum Reservoir Engineering, Prentice-Hall Book Company, Inc., Englewood Cliffs, N.J. (1959).
6. Van Everdingen, A. F.: "The Skin Effect and Its Influence on the Productive Capacity of a Well", Trans. AIME (1953)198, 171.
7. Hawkins, M. F. Jr.: "A Note on the Skin Effect", Trans. AIME (1956).
8. Fetkovich, M. J.: "The Isochronal Testing of Oil Wells", Paper SPE 4529, 48th Annual Fall Meeting of the SPE-AIME, Las Vegas, Nev., Sept. 30-Oct. 3, 1973.
9. Forchheimer, Ph.: "Wasserbewegung durch Hoden", Zeitz V. Deutsch. Ing. (1901)45, 1782.
10. Evinger, H. H. and Muskat, M.: "Calculation of Theoretical Productivity Factor", Trans. AIME (1942)146, 126.

11. Muskat, M.: Physical Principles of Oil Production, McGraw Hill Book Company, Inc., New York (1949).
12. Nind, T. E. W.: Principles of Oil Well Production, McGraw Hill Book Company, Inc., New York (1964).
13. Gilbert, W. E.: "Flowing and Gas-Lift Well Performance", API Drilling and Production Practice (1954), 126.
14. Rawlins, E. L. and Schellhardt, M. A.: "Back-Pressure Data on Natural Gas Wells and Their Application to Production Practices", U.S. Bureau of Mines, Monograph 7 (1936).
15. Vogel, J. V.: "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells", J. Pet. Tech. (Jan., 1968), 83.
16. Garaicochea, P. F., Bernal, H. C. y López, O. O.: Transporte de Hidrocarburos por Ductos, C.I.P.M., México, D.F. (1991).
17. Crane: Flujo de Fluidos en Válvulas, Accesorios y Tuberías, McGraw Hill Book Company, Inc. (1988).
18. González, Guevara J. A.: Desarrollo de un Modelo de Flujo Multifásico en Pozos Horizontales Considerando el Efecto de los Disparos, Tesis de Maestría, DEFFI, U.N.A.M., 1995.
19. Arnold, K. and Stewart, K.: Surface Production Operations, Gulf Publishing, Company (1988).
20. Garaicochea, P. F. y Bashbush, B.: Apuntes de Comportamiento de Yacimientos, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.
21. Brown, K. E. and Lea, J. F.: "Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells", J. Pet. Tech. (Oct., 1985), 1751.
22. Szilas, A. P.: Production and Transport of Oil and Gas, Elsevier Publishing Company (1975).
23. Economides, J. Michael, Hill, Daniel A. and Ehlig-Economides, C.: Petroleum Production Systems, Prentice Hall Petroleum Engineering Series, Englewood Cliff, N. J., (1994).
24. Weller, W. T.: "Reservoir Performance During Two-Phase Flow", J. Pet. Tech. (Feb., 1966), 240.

25. Standing, M. B.: "Inflow Performance Relationships for Damaged Wells Producing by Solution-Gas Drive", J. Pet. Tech. (Nov., 1970), 1399.
26. Dias-Couto, L. E. and Golan, M.: "General Inflow Performance Relationship for Solution-Gas Reservoirs Wells", J. Pet. Tech. (Feb., 1982), 285.
27. Camacho, V. R. G., Padilla, S. R. and Vásquez, C. M. A.: "Inflow Performance Relationships with Inertial Effects in the Reservoir", Paper SPE 25481, Production Operations Symposium held in Oklahoma City, march 21-23, 1993
28. Standing, M. B.: "Concerning the Calculation on Inflow Performance of Wells Producing from Solution-Gas Drive Reservoirs", J. Pet. Tech. (Sept., 1971), 1141.
29. Eickmeier, J. R.: "How to Accurately Predict Future Well Productivities", World Oil (May, 1968).
30. Uhri, D. C. and Blount, E. M.: "Pivot Point Method Quickly Predicts Well Performance", World Oil (May, 1982), 153.
31. Kelkar, B. G. and Cox, R.: "Unified Relationship to Predict Future IPR Curves for Solution-Gas Drive reservoirs", Paper SPE 14239 (1985).
32. Al-Saadoon, F. T.: "Predicting Present and Future Well Productivities for Solution-Gas Drive reservoirs", J. Pet. Tech. (May, 1980), 868.
33. Al-Hussainy, R., Ramey, H. J. Jr. and Crawford, P. B.: "The Flow of Real Gases Through Porous Media", J. Pet. Tech. (May, 1966).
34. Al-Hussainy, R. and Ramey, H. J. Jr.: "Application of Real Gas Flow Theory to Well Testing and Deliverability Forecasting", J. Pet. Tech. (May, 1966).
35. Russell, D. G., et al.: "Methods for Predicting Gas Well Performance", J. Pet. Tech. (Jan., 1966).
36. Odeh, A. S.: "Pseudosteady-State Flow Equation and Productivity Index for a Well with Noncircular Drainage Area", J. Pet. Tech. (Nov., 1978), 1630.
37. Smith, R. V.: Practical Natural Gas Engineering, Second Edition (1990).
38. Brigham, W. E.: "Estimating reservoir Parameters from the Gas Backpressure Equation", SPERE (May, 1988), 649.

REFERENCIAS

39. Duong, A. N.: "Discussion of Estimating Reservoir Parameters from the Gas Backpressure Equation", *SPE* (Nov., 1988), 1328.
40. Poettmann, F. H. and Kazemi, H.: "Discussion of Estimating Reservoir Parameters from the Gas Backpressure Equation", *SPE* (Nov., 1988), 1328.
41. Ikoku, Chi U.: Natural Gas Engineering, John Wiley and Sons Inc., New York (1981).
42. Cullender, M. H.: "The Isochronal Performance Method of determining the Flow Characteristics of Gas Wells", *Trans. AIME* (1955)204, 137.
43. Katz, D. L., et al.: Handbook of Natural Gas Engineering, McGraw Hill Book Company, New York (1959).
44. Tek, M. R., Grove, M. L. and Poettmann, F. H.: "Method for Predicting the Backpressure Behavior of Low Permeability Natural Gas Wells", *Trans. AIME* (1957)210, 302.
45. Carter, R. D., Miller, S. C. and Riley, H. G.: "Determination of Stabilized Gas Well Performance from Short Flow Tests", *J. Pet. Tech.* (June, 1963), 651.
46. Brar, G. S. and Aziz, K.: "Analysis of Modified Isochronal Tests to Predict the Stabilized Deliverability Potential of Gas Wells Without Using Stabilized Flow Data", *J. Pet. Tech.* (Feb., 1978), 297.
47. Horne, R. N. and Kucuk, F.: "The Use of Simultaneous Spinner and Pressure Measurements to Replace Isochronal Gas Well Tests", Paper SPE 14494, (1985).
48. Moore, T. V.: "Determination of Potential Production of Wells Without Open Flow Test", *Proceeding, API 11th Annual Meeting*, (1939).
49. Rowan, G. and Clegg, M. W.: "An Approximate Method for Non-Darcy Radial Gas Flow", *Soc. Pet. Eng. J.*, (June, 1964), 96.
50. Camacho, V. R. G., Padilla, S. R. y Vásquez, C. M. A.: "Comportamiento de IPR con Presencia de Efectos Inerciales en el Yacimiento", XXX Congreso Nacional AIPM, Monterrey, N. L., (1992).
51. Kadi, K. S.: "Non-Darcy Flow in Dissolved Gas-Drive reservoirs", Paper SPE 9301 (1980).
52. Ramey, H. J. Jr.: "Non-Darcy Flow and Wellbore Storage Effects in Pressure Build-up and Drawdown of Gas Wells", *J. Pet. Tech.*, (Feb., 1965)223, *Trans. AIME*, 234.

53. Firoozabadi, A. and Katz, D. L.: "An Analysis of High Velocity Gas Flow Through Porous Media", *J. Pet. Tech.* (Feb., 1979), 211.
54. Tek, M. R., Coats, K. H. and Katz, D. L.: "The Effect of Turbulence on Flow of Natural Gas Through Porous Reservoirs", *J. Pet. Tech.* (July, 1962), 799.
55. Geertsma, J.: "Estimating the Coefficient of Inertial Resistance in Fluid Flow Through Porous Media", *Soc. Pet. Eng. J.* (Oct., 1974), 445.
56. Cornell, D. and Katz, D. L.: "Flow of Gases Through Consolidated Porous Media", *Ind. Eng. Chem.* (Oct., 1953)45, 2145.
57. Swift, G. W. and Kiel, O. G.: "The Prediction of Gas Well Performance Including the Effect of Non-Darcy Flow", *J. Pet. Tech.* (July, 1962), 791.
58. Fancher, G. H., Lewis, J. A. and Barnes, K. B.: "Some Physical Characteristics of Oil Sands", Bull. 12, Pennsylvania State C., Minerals Industries Experiment Station, University Park (1933)65.
59. Himmatramka, A. K.: "Analysis of Productivity Reduction Due of Non-Darcy Flow and True Skin in Gravel-Packed Wells", Paper SPE 10084 (1981).
60. Todd, D. K.: Ground Water Hydrology, John Wiley & Sons, Inc., New York (1959), 109.
61. Theory and Practice of the Testing of Gas Wells, third edition, Alberta Energy Resources Conservation Board, Alberta, Canada (1975).
62. Green, L. and Duwez, P.: "Fluid Flow Through Porous Metals", *J. Appl. Mech.* (Mar., 1951)18, 39.
63. Gewers, C. W. W. and Nichol, L. R.: "Gas Turbulence Factor in a Microvugular Carbonate", *J. Can. Pet. Tech.* (April-June, 1969).
64. Wong, W. S.: "Effect of Liquid Saturation on Turbulence Factors for Gas-Liquid Systems", *J. Can. Pet. Tech.* (Oct.-Dec., 1970).
65. Evans, R. D., Hudson, C. S. and Greenlee, J. E.: "The Effect of Liquid Saturation on the Non-Darcy Flow Coefficient in Porous Media", Paper SPE 14206 (1985).
66. Phipps, S. C. and Khalil, J. N.: "A Method for Determining the Exponent Value in a Forchheimer Type Flow Equation", *J. Pet. Tech.* (July, 1975), 883.

67. Jones, L. G., Blount, E. M. and Glaze, O. H.: "Use of Short Term Multiple Rate Flow Test to Predict Performance of Wells Having Turbulence", Paper SPE 6133, 51th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the SPE-AIME, New Orleans, oct. 3-6, 1976.
68. Padilla, S. R., Roldán, C. J. y Hernández, H. J.: "SAPNEW ver. 54, Nuevo Sistema de Análisis de Pruebas de Presión", Instituto Mexicano del Petróleo, Junio 1995.
69. Camacho, V. R. G., Roldán C. J., Vásquez, C. M., Samaniego, V. F. and Macías, C. L.: "New Results on Transient Well Test Analysis Considering Non-Laminar Flow in the Reservoir", Paper SPE 26180, 1996.