



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

APUNTES DE LA ASIGNATURA DE COMPORTAMIENTO DE POZOS

TESIS PROFESIONAL

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N :
GERARDO LOZANO VILLAJUANA
RODOLFO CARLOS PÉREZ TAVARES



DIRECTOR:
DRA. JETZABETH RAMÍREZ SABAG

MÉXICO, D.F., CD. UNIVERSITARIA

2004



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.

ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-113

SR. GERARDO LOZANO VILLAJUANA
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso la profesora Dra. Jetzabeth Ramírez Sabag que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

APUNTES DE LA ASIGNATURA DE COMPORTAMIENTO DE POZOS

- I INTRODUCCION
 - II COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA
 - III PREDICCION DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA
 - IV EFECTO DE DAÑO
 - V ANALISIS DE DECLINACION DE LA PRODUCCION
 - VI ALTERNATIVAS PARA EXTENDER LA VIDA FLUYENTE DEL POZO
 - VII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFIA

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

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

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D. F., a 1 de febrero de 2002

EL DIRECTOR

ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-113

SR. RODOLFO CARLOS PÉREZ TAVARES
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso la profesora Dra. Jetzabeth Ramírez Sabag que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

APUNTES DE LA ASIGNATURA DE COMPORTAMIENTO DE POZOS

- I INTRODUCCION**
- II COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA**
- III PREDICCION DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA**
- IV EFECTO DE DAÑO**
- V ANALISIS DE DECLINACION DE LA PRODUCCION**
- VI ALTERNATIVAS PARA EXTENDER LA VIDA FLUYENTE DEL POZO**
- VII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- BIBLIOGRAFIA**

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

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

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU”

Cd. Universitaria, D. F., a 1 de febrero de 2002

EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg

R

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

APUNTES DE LA ASIGNATURA DE COMPORTAMIENTO DE POZOS

TESIS PRESENTADA POR:

GERARDO LOZANO VILLAJUANA
RODOLFO CARLOS PÉREZ TAVARES

DIRIGIDA POR:

DRA. JETZABETH RAMÍREZ SABAG

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:

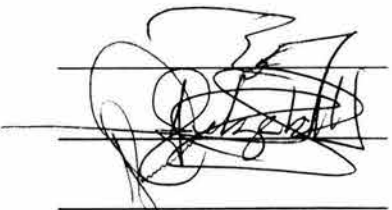
PRESIDENTE: DR. RAFAEL RODRÍGUEZ NIETO

VOCAL: DRA. JETZABETH RAMÍREZ SABAG


SECRETARIO: ING. JESÚS HÉCTOR DÍAZ ZERTUCHE

1ER SUPLENTE: ING. BLANCA MARGARITA ARROYO VENTURA

2DO. SUPLENTE: ING. MARTÍN TERRAZAS ROMERO



Blanca H Arroyo V.



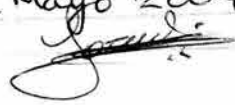
AGRADECIMIENTOS

- **A DIOS**
Por haberme dado la oportunidad de nacer, de desarrollarme y permitirme llegar hasta estos momentos en la compañía de mis seres queridos.
- **A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**
Por haberme dado la oportunidad de ser parte de la máxima casa de estudios, Mi Alma Mater y mi esencia como profesionista.
- **A LA FACULTAD DE INGENIERÍA**
Por haberme proporcionado los conocimientos para enfrentarme a la vida y por permitirme conocer a tanta gente maravillosas que hoy ya forma parte de mi vida.
- **A MIS PADRES “ANTONIO Y NANCY”**
Este es el resultado de sus esfuerzos que se veían lejanamente realizados y que cada uno de ustedes forma parte de él. Por haberme dado la oportunidad de elegir libremente la carrera profesional, por la confianza los consejos y el apoyo incondicional que siempre me han brindado en los momentos más difíciles de mi vida, además quiero felicitarlos por luchar siempre para que mis hermanos y yo seamos personas honestas y de bien para la sociedad aplicando nuestro conocimiento profesional para ello.
- **A MI PADRE** ✦
Por su cariño, confianza y sus consejos que me ayudaron a formarme como ser humano honesto e íntegro y sobre todo por su apoyo para terminar este proyecto.
- **A MI QUERIDA MADRE**
Que me arrulló en la cuna y compartió todas mis penas y alegrías apoyándome a que nunca nada me faltará, sobre todo gran confianza que me tuvo en mis momentos de desesperación, por las noches de desvelo, por las desmañadas. Mil gracias.
- **A MIS HERMANOS “Antonio ✦, Miguel ✦, Nancy, Fernando y Cecilia”**
Gracias por el apoyo moral y económico que me brindaron cada uno de ustedes de acuerdo a sus posibilidades, por ser mi guía y los cuales me han comprendido en los momentos más difíciles de mi vida gracias a su ejemplo, sin el cual nunca lo hubiera logrado.
- **A TI MATY**
Mi esposa por el amor, comprensión, confianza y paciencia que me tienes al creer en mí. Te amo.
- **A MIS FAMILIARES**
CUNADOS “Francisco y José Manuel”
Gracias por el apoyo moral y económico que me brindaron cada uno de ustedes de acuerdo a sus posibilidades.
SOBRINOS: “Daniela, Iliana, Mayra B, Nancy I, Tania, Brayan, Cristian, Donovan, F Jonathan, Fernando K, Gibran, Giovany, J Antonio, J Emanuel, Miguel D”.
- **A MIS AMIGOS** “Adriana, Alejandra, Alejandro (drogo), Alejandro (gordis) y Laura Anetia, Alicia Fernández, Ana Maria, Anabel, Andrea, Catalina, Conejo Pérez, Chuchet, Demonio, Dora Liz, Eduardo Páez, Fidel Rosales, Gabriela Olivares, Guadalupe, Guillermo, Juan Espina, Javier Guzmán, José Luis, Mariano, Miguel Alvarado, Miguel López, Mirella, Norma Rebolledo, Ramón Mollinedo, Rebeca, Ruth” y a todos aquellos que escapan a mi memoria, por su amistad y paciencia que me han brindado momentos inolvidables y por que nuestra amistad durara por siempre.


- A MIS COMPAÑEROS DE CARRERA “J Pérez Pinto, Leonardo, Jesús Ortiz, Marcos Mendoza, J Cruz Parra, José Contreras, Hugo Vargas, J Luis Aguilar” y a todos aquellos que escapan a mi memoria todo mi agradecimiento.
- AGRADESCO A LA DRA. JETZABETH RAMIREZ SABAG
Por el apoyo, comprensión, consejos y su amistad que nos brindo. Gracias por ser director en este trabajo.
- AL JURADO: Dr. RAFAEL RODRÍGUEZ NIETO, Dra. JETZABETH RAMÍREZ SABAG, Ing. JESÚS HÉCTOR DÍAZ ZERTUCHE, Ing. BLANCA M. ARROLLO VENTURA, Ing. MARTÍN TERRAZAS ROMERO.
- A LOS INGENIEROS: Ing. EVA SÁNCHEZ OLEA, M. I. JOSÉ MARTINÉZ PÉREZ
Por la labor de revisar el proyecto, las sugerencias y el apoyo
- A LOS PROFESORES:
Nuestro más sincero agradecimiento, por el tiempo que nos dedicaron durante nuestra formación como profesionistas, por habernos inculcado la honestidad y honradez, así como, por sus consejos y palabras de aliento, también quiero dar un reconocimiento a ellos; profesores Excelentes, Buenos, Regulares, Malos, y también a los nefastos como los Ing. de ciencias básicas y Carlos Lira Sil que son los que nos hacen tropezar para seguir por los objetivos planteados.
- AGRADESCO A MI COMPAÑERO DE TESIS “Rodolfo Carlos”
Por su apoyo, dedicación y amistad

DIOS SE ENCUENTRE EN CUENTA SUS OBRAS Y LES LEERE DE SALUD Y
TRANQUILIDAD

... a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a fin de que se facilite la impresión y el acceso a este trabajo académico.
NOMBRE: Gerardo Lozano Villajuana

FECHA: 12 Mayo 2004
FIRMA: 

... a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a fin de que se facilite la impresión y el acceso a este trabajo académico.
NOMBRE: Rodolfo Carlos Pérez Tavares

FECHA: 12 Mayo 2004.
FIRMA: 

AGRADESIMIENTOS

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo principal proporcionar a los alumnos de la carrera de Ingeniería Petrolera una fuente de información clara y concreta relacionada con los conceptos y temas contenidos en la asignatura “**Comportamiento de Pozos**”, la cual fue aprobada por el Consejo Técnico de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, el 27 de mayo de 1995 y que actualmente se imparte en dicha institución. Así mismo, el presente trabajo tiene la finalidad de servir como texto de consulta a los profesionales relacionados con la industria petrolera. Cabe mencionar, que los temas tratados en este trabajo se encuentran en forma dispersa en la literatura técnica, lo cual provoca en la mayoría de los casos, no tener acceso inmediato a la información requerida. Por tal motivo, se consideró pertinente elaborar la Tesis Profesional denominada “Apuntes de la Asignatura de Comportamiento de Pozos”. No obstante, si el lector requiriera de mayor información, al final de este documento se detallan todas las referencias empleadas para el desarrollo del mismo. El contenido de este trabajo se basa en el temario de la asignatura citada, el cual es el siguiente:

- I. Introducción.
- II. Comportamiento de Afluencia.
- III. Predicción del Comportamiento de Afluencia.
- IV. Efecto de Daño.
- V. Análisis de la Declinación de la Producción.
- VI. Alternativas para Extender la Vida Fluyente de Pozos..

El Capítulo I está enfocado a establecer una descripción detallada de un sistema integral de producción, desde el yacimiento hasta los tanques de almacenamiento. Así mismo se analiza el comportamiento de los fluidos del yacimiento durante su trayectoria del yacimiento hacia la superficie. El análisis se basa en ecuaciones y correlaciones publicadas en la literatura técnica tanto para flujo multifásico en tuberías horizontales y verticales. Por otra parte, para optimizar la productividad de los pozos se hace necesario el empleo de técnicas o herramientas como por ejemplo el análisis nodal. La aplicación del análisis nodal a un sistema integral de producción asegura realizar un estudio completo de los factores o elementos que afectan en gran medida la producción de los pozos.

En el Capítulo II se estudia el comportamiento de flujo de los fluidos del yacimiento, aplicando criterios de análisis de acuerdo al tipo de yacimiento. Así mismo, este capítulo servirá de base para aplicar diferentes métodos para establecer el comportamiento de afluencia futura, así como para predecir la productividad de los pozos.

Algunos de los métodos definidos en el Capítulo III son más empleados actualmente en la industria, para la predicción del comportamiento de afluencia, por ejemplo: método de Fetkovich, método de Fetkovich-Vogel, método de Punto-Pivote entre otros.

El efecto de daño es un parámetro que constantemente afecta la productividad del pozo, es decir, por tanto, el Capítulo IV está dirigido a establecer las causas que lo originan, así como también la o las posibles soluciones que permitan prevenirlo / minimizarlo.

En el Capítulo V se revisan algunas técnicas de análisis de la declinación para identificar tendencias en la producción de pozos, así como su explotación a futuro. Se revisan herramientas como curvas tipo para obtener parámetros característicos del yacimiento. De igual forma, se revisan los diferentes tipos de declinaciones como por ejemplo; declinación exponencial, declinación hiperbólica y declinación armónica.

En el Capítulo VI se describen algunas de las principales alternativas para prolongar la vida de un pozo fluyente. Las alternativas presentadas en este capítulo son; Aplicación de métodos de recuperación secundaria y mejorada e implementación de algún sistema de producción artificial, por ejemplo: bombeo mecánico y neumático, entre otros.

Como apoyo al material desarrollado en esta tesis, se presentan tres anexos: flujo multifásico en tuberías, tablas de conversión y glosario.

ÍNDICE

Pagina

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1	Sistema Integral de Producción	1
1.1.1	Flujo del Yacimiento al Pozo	
1.1.2	Flujo en Tuberías	
1.1.3	Flujo en Estranguladores	
1.2	Comportamiento de Fases de Fluidos del Yacimiento y Superficiales	12
1.3	Análisis de Curvas de Gradiente	17
1.4	Productividad de Pozos	24
1.5	Optimización de la Producción	25

CAPÍTULO 2. COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA

2.1	Ecuación de Afluencia	33
2.1.1	Geometría de Flujo	
2.1.2	Flujo Transitorio	
2.1.3	Flujo Pseudo- Estacionario	
2.2	Comportamiento en Pozos de Aceite Bajosaturado	51
2.2.1	Índice de Productividad	
2.2.2	Eficiencia de Flujo	
2.2.3	Potencial del pozo	
2.3.	Comportamiento en Pozos de Aceite Saturado	58
2.3.1	Curvas de IPR	
2.3.2	Índice de Productividad Variable	
2.3.3	Método de Análisis Convencional	
2.4.	Flujos Laminar y No- Laminar	89
2.4.1	Flujo No- Darciano	
2.4.2	Régimen de Flujo	
2.4.2.1	Magnitud de Efectos Visco- Inerciales	
2.4.2.2	Coefficiente Inercial	
2.5.	Comportamiento de Afluencia en Pozos de Gas	100
2.5.1	Pruebas de Potencial	
2.5.1.1	Propiedades de Gas	
2.5.1.2	Cálculo de Pseudo- Presión	
2.5.2	Pruebas Convencionales	
2.5.3	Pruebas Isocronales	
2.5.4	Pruebas Isocronales Modificadas	
2.5.5	Pruebas Isocronales en Pozos de Aceite	

CAPÍTULO 3. PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA

3.1	Cálculo de IPR Futuras.	127
3.2	Método de Fetkovich.	128
3.3	Método de Fetkovich- Vogel.	129
3.4	Método de Standing.	131
3.5	Método de Couto- Golan.	134
3.6	Método de Punto Pivote.	138
3.7	Método de Kelkar.	144
3.8	Otros Métodos.	152

CAPÍTULO 4. EFECTO DE DAÑO

4.1	Factor de Daño.	165
4.2	Flujo Restringido.	172
4.3	Alta Velocidad de Flujo.	176
4.4	Flujo a Través de Disparos.	182
4.5	Inclinación de Pozos.	192
4.6	Efecto de Fracturas.	204
4.7	Factor de Daño Compuesto.	222

CAPÍTULO 5. ANÁLISIS DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

5.1	Declinación Transitoria	227
5.2	Declinación en estado Pseudo- Estacionario	236
	5.2.1 Declinación Exponencial	
	5.2.2 Declinación Hiperbólica	
	5.2.3 Declinación Armónica	
5.3	Variables adimensional	253
5.4	Ajuste por Curvas Tipo	257
5.5	Estrategias de Producción	268

CAPÍTULO 6. ALTERNATIVAS PARA EXTENDER LA VIDA FLUYENTE DE LOS POZOS

6.1	Sistema Artificial de Producción	269
6.2	Procesos para incrementar la Recuperación de Hidrocarburos	287

CAPITULO 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	295
BIBLIOGRAFÍA	297
ANEXO A FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS	302
ANEXO B TABLAS DE CONVERSIÓN	317
ANEXO C GLOSARIO	341

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN

Debido al gran auge que ha tenido la industria petrolera en las últimas décadas a nivel mundial y en un futuro, se hace indispensable contar con personal que tenga pleno conocimiento de conceptos y fundamentos que le permitan solventar problemas asociados con la extracción de hidrocarburos en forma racional y redituable. Por tal razón, el siguiente Capítulo tiene por objetivo mostrar a los estudiantes de Ingeniería petrolera, los conceptos y fundamentos básicos que le serán de gran ayuda en el ejercicio de su profesión.

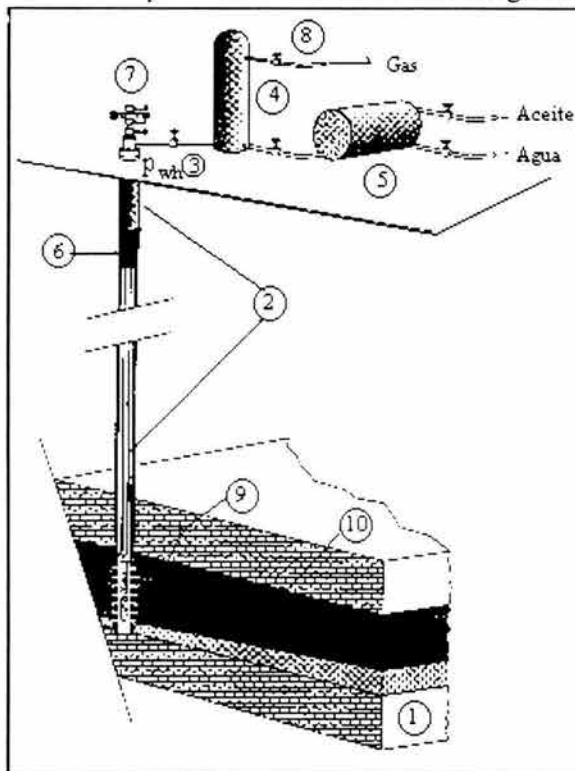
1.1 SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN

Básicamente, un sistema integral de producción es un conjunto de elementos que transporta los fluidos del yacimiento hacia la superficie, los separa en aceite, gas y agua, y finalmente los envía a instalaciones para su almacenamiento y/o comercialización. Así mismo, un sistema integral de producción puede ser relativamente simple o puede incluir muchos componentes.

Los componentes básicos de un sistema integral de producción son (Golan y Whitson, 1991)*:

- Yacimiento
- Pozo
- Tubería de descarga
- Estrangulador
- Separadores y equipo de procesamiento
- Tanque de almacenamiento

La Fig. 1.1 muestra esquemáticamente un sistema integral de producción.



- [1] Yacimiento
- [2] Tubería de producción
- [3] Estrangulador
- [4] Separador
- [5] Tanque de almacenamiento
- [6] Válvula tormenta
- [7] Cabeza del pozo p_{wh}
- [8] Gasoducto a refinación
- [9] Presión de fondo fluyendo p_{wf}
- [10] Presión de yacimiento p_y

Fig. 1.1 Sistema integral de producción (Economides, 1994).

* Bibliografía al final.

Para tener pleno conocimiento del funcionamiento de un sistema integral de producción, se debe contar con el concepto de cada uno de los componentes que lo conforman. A continuación se da una breve definición de los componentes considerados (**Rodríguez, 1980**):

YACIMIENTO

Se entiende por yacimiento la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. Los hidrocarburos que ocupan los poros o huecos de la roca almacenante, se encuentran a alta presión y temperatura, debido a la profundidad que se encuentra la zona productora.

POZO

Es un agujero que se hace a través de la roca hasta llegar al yacimiento; en este agujero se instalan sistemas de tuberías y otros elementos, con el fin de establecer un flujo de fluidos controlados entre la formación productora y la superficie.

TUBERÍA DE DESCARGA

Las tuberías son estructuras de acero, cuya finalidad es transportar el gas, aceite y en algunos casos agua desde la cabeza del pozo hasta el tanque de almacenamiento. Los costos específicos en el transporte tanto de aceite como de gas disminuyen cuando la capacidad de manejo aumenta; esto se logra si el aceite, gas y agua se transportan en tuberías de diámetro óptimo, para una capacidad dada.

ESTRANGULADOR

Es un aditamento que se instala en los pozos productores con el fin de establecer una restricción al flujo de fluidos. Es decir, permite obtener un gasto deseado, además de prevenir la conificación de agua, producción de arena y sobre todo, ofrecer seguridad a las instalaciones superficiales.

SEPARADORES

Los separadores como su nombre lo indica, son equipos utilizados para separar la mezcla de aceite y gas, y en algunos casos aceite, gas y agua que proviene directamente de los pozos. Los separadores pueden clasificarse por su forma o geometría en horizontales, verticales y esféricos, y por su finalidad, separar dos fases (gas y líquido) o tres (gas, aceite y agua).

TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Son recipientes de gran capacidad de almacenar la producción de fluidos de uno o varios pozos. Los tanques de almacenamiento pueden ser estructuras cilíndricas de acero instalados en tierra firme, o bien, buque- tanques, usualmente utilizados en pozos localizados costa afuera. En la industria petrolera, los tanques pueden tener una capacidad de almacenamiento que va desde 100,000 hasta 500,000 barriles. En México, generalmente se cuenta con tanques de almacenamiento de 500,000 barriles.

Para analizar el comportamiento de un pozo fluyente terminado, es necesario analizar las tres áreas de flujo, las cuales se tienen que estudiar en forma separada y unir las después, antes de obtener una idea precisa del comportamiento de flujo del pozo productor.

Estas áreas de flujo son (**Nind, 1964**):

- Flujo del yacimiento al pozo.
- Flujo en tuberías.
- Flujo en estranguladores.

En la siguiente sección se analizará cada una de las áreas de flujo, resaltando la importancia de cada una de ellas.

1.1.1 FLUJO DEL YACIMIENTO AL POZO

Uno de los componentes más importantes de un sistema integral de producción es el yacimiento. En esta área de flujo la pérdida de energía se encuentra en un rango de 10 a 30 % del total (Beggs, 1991). En consecuencia, el flujo hacia el pozo depende de la caída de presión en el yacimiento hasta el fondo del pozo, es decir, la presión del yacimiento menos la presión de fondo fluyendo ($\bar{p}_y - p_{wf}$). La relación entre el gasto y la caída de presión ocurrida en el medio poroso es muy compleja y depende de los parámetros tales como propiedades de los fluidos, propiedades de las rocas, saturación de los fluidos contenidos en la roca, daño a la formación, turbulencia y mecanismos de empuje.

En ingeniería petrolera se utiliza con mucha frecuencia la **Ley de Darcy** para describir el comportamiento de flujo en el yacimiento, la cual fue establecida por **Henry Darcy (1856)** a partir de diversos experimentos.

Para establecer la Ley que lleva su nombre, **Darcy** realizó un experimento relativamente simple. En un recipiente como se muestra en la Fig. 1.2 lo llenó de arena e hizo fluir agua a través del empacamiento hasta saturarlo completamente.

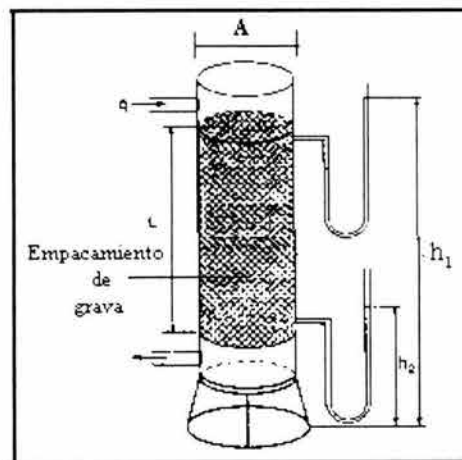


Fig. 1.2 Experimento de Darcy. Flujo de agua a través de un empacamiento de arena (Economides, 1994).

A partir de esto, Darcy encontró que la velocidad de un fluido a través de un medio poroso es proporcional al gradiente de presión, $\frac{dp}{dx}$, e inversamente proporcional a la viscosidad, μ . De esta forma, Darcy llegó a establecer la siguiente expresión:

$$V = Cte \frac{dp}{dx} \quad (1.1)$$

Wycoff y Muskat (1936) establecieron que la constante de proporcionalidad de la **Ley de Darcy** puede ser expresada en términos de dos propiedades correspondientes al sistema roca- fluidos, es decir, viscosidad y permeabilidad, de tal forma que la Ec. 1.1 queda finalmente expresada como se conoce en la actualidad a la **Ley de Darcy**:

$$V = - \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (1.2)$$

o bien, en términos de gasto volumétrico:

$$q = V A = - \frac{k_a A}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (1.3)$$

donde:

A :	Área total transversal al flujo,	[cm ²]
k _a :	Permeabilidad absoluta del medio poroso,	[Darcy]
q :	Gasto volumétrico a condiciones de flujo,	$\left[\frac{\text{cm}^3}{\text{seg}} \right]$
V :	Velocidad del fluido,	$\left[\frac{\text{cm}}{\text{seg}} \right]$
μ :	Viscosidad del fluido,	[cp]
$\frac{dp}{dx}$:	Gradiente de presión en dirección del flujo,	$\left[\frac{\text{Atm}}{\text{cm}} \right]$

En la Tabla 1.1 se muestran las diferentes unidades empleadas en la Ley de Darcy.

El signo negativo asociado a la Ecs. 1.2 y 1.3 se debe a que si dx es medido en la dirección de flujo, la presión p declina conforme x se incrementa. Esta declinación dará como resultado un valor negativo para $\frac{dp}{dx}$. Por consiguiente, el signo deberá ser incluido en la ecuación para asegurar que la velocidad V, sea positiva.

Henry Darcy (1856) realizó los primeros trabajos sobre permeabilidad cuando analizó el flujo de agua a través de filtros de arena y por esta razón, la unidad de permeabilidad en la industria petrolera se conoce como Darcy. Dado que la mayoría de los yacimientos tienen permeabilidades menores a un Darcy, se utiliza con más frecuencia el miliDarcy (mD) como unidad. Un miliDarcy representa la milésima parte de un Darcy (**Economides, 1994**).

Tabla 1.1 UNIDADES UTILIZADAS CON FRECUENCIA EN LA LEY DE DARCY.

UNIDADES					
Variable	Símbolo	Unidades S.I.	Darcy	Campo	Unidades Inglesas
Gasto	q	$\left[\frac{\text{m}^3}{\text{seg}} \right]$	$\left[\frac{\text{m}^3}{\text{seg}} \right]$	$\left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$	$\left[\frac{\text{pie}^3}{\text{seg}} \right]$
Permeabilidad	k	[m ²]	[Darcy]	[mD]	[mD]
Área	A	[m ²]	[cm ²]	[m ²]	[pie ²]
Presión	p	[Pa (Pascal)]	[Atmósferas]	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{ abs} \right]$
Viscosidad	μ	[Pa - seg]	[cp]	[cp]	$\left[\frac{\text{lb} \cdot \text{seg}}{\text{pie}^2} \right]$
Longitud	L	[m]	[cm]	[pie]	[pie]

Por otra parte, la permeabilidad, k, puede variar ampliamente en el yacimiento, debido a la heterogeneidad y anisotropía, es decir, $k_x \neq k_y \neq k_z$.

En términos generales, se puede decir que cuando los valores de k alrededor de 50 mD, los pozos productores serán de medios a buenos; cuando las permeabilidades en los pozos son mayores de 250 mD, estos serán buenos. Sin embargo, estas generalizaciones no se cumplen del todo. Cada pozo, en forma individual, presentará una permeabilidad absoluta

que será función de factores tales como la presencia de una alta fracción de agua, elevadas relaciones de gas- aceite y/o problemas de arenamiento (Nind, 1964).

La Ley de Darcy, sólo es válida bajo las siguientes consideraciones:

- Medio homogéneo e isotrópico.
- Medio poroso saturado al 100% por un fluido de viscosidad constante.
- Temperatura constante.
- Flujo laminar.

1.1.2 FLUJO EN TUBERÍAS (Garaicochea, 1991; Brown, 1977. Vol 3,4)

Una vez que se establece la comunicación entre el yacimiento y la superficie (perforación del pozo), los fluidos aportados por el yacimiento viajan a través de tuberías (verticales, horizontales e inclinadas) hasta llegar a los separadores y tanques de almacenamiento. Por tal razón, será necesario contar con una ecuación que describa el comportamiento de los fluidos en función de las caídas de presión existentes a lo largo de la trayectoria de flujo.

La ecuación general que gobierna el flujo de fluidos a través de una tubería, se obtiene a partir de un balance macroscópico de la energía asociada a la unidad de masa de un fluido, que pasa a través de un elemento aislado del sistema, tal como se muestra en la Fig. 1.3.

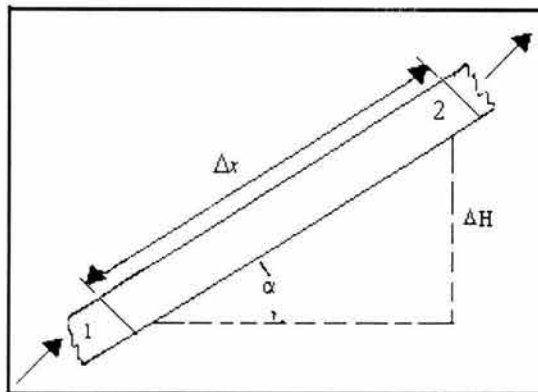


Fig. 1.3 Diagrama de flujo en un conducto aislado.

La ecuación general de energía expresa un balance de energía entre dos puntos en un sistema de flujo. De acuerdo con el principio de conservación de la energía, se establece que la energía de un fluido que entra en la sección 1 de una tubería, más el trabajo adicional realizado sobre el fluido entre las secciones 1 y 2, menos cualquier pérdida de energía en el sistema entre esas secciones, 1 y 2, es igual a la energía del fluido que sale de la sección 2.

La ecuación general de energía se utiliza para resolver muchos problemas que involucran flujo multifásico en dirección vertical, horizontal o inclinada. A partir del principio de conservación de la energía se tiene que:

$$E_1 + \Delta W_s - \Delta W_f = E_2 \quad , \quad (1.4)$$

donde:

- E_1 : Energía por unidad de masa, en la sección uno.
- E_2 : Energía por unidad de masa, en la sección dos.
- ΔW_f : Es la pérdida de energía por fricción. Estas pérdidas corresponden a la fricción interna del fluido (viscosidad) y a la fricción del fluido con las paredes rugosas de la tubería.
- ΔW_s : Es la pérdida o adición de energía por trabajo externo, como por ejemplo una bomba.

Por otra parte, los términos E_1 y E_2 consideran las siguientes energías:

- Energía de expansión (E_e). dada por:

$$E_e \left[\frac{\text{lb}_f - \text{pie}}{\text{lb}_m} \right] = p \left[\frac{\text{lb}_f}{\text{pie}^2} \right] v \left[\frac{\text{pie}^3}{\text{lb}_m} \right] = p v \left[\frac{\text{lb}_f - \text{pie}}{\text{lb}_m} \right], \quad (1.5)$$

donde:

$$p : \text{Presión,} \quad \left[\frac{\text{lb}_f}{\text{pie}^2} \right]$$

$$v : \text{Volumen específico,} \quad \left[\frac{\text{pie}^3}{\text{lb}_m} \right]$$

- Energía potencial (E_p):

$$E_p \left[\frac{\text{lb}_f - \text{pie}}{\text{lb}_m} \right] = g \left[\frac{\text{pie}}{\text{seg}^2} \right] \frac{1}{g_c} \left[\frac{\text{lb}_f - \text{seg}^2}{\text{lb}_m - \text{pie}} \right] h [\text{pie}] = \frac{g}{g_c} h \left[\frac{\text{lb}_f - \text{pie}}{\text{lb}_m} \right], \quad (1.6)$$

donde:

$$g : \text{Aceleración de la gravedad,} \quad \left[\frac{\text{pie}}{\text{seg}} \right]$$

$$g_c : \text{Constante gravitacional,} \quad 32.174 \left[\frac{\text{lb}_m - \text{pie}}{\text{lb}_f - \text{seg}^2} \right]$$

- Energía cinética (E_c):

$$E_c \left[\frac{\text{lb}_f - \text{pie}}{\text{lb}_m} \right] = \frac{v^2}{2} \left[\frac{\text{pie}^2}{\text{seg}^2} \right] \frac{1}{g_c} \left[\frac{\text{lb}_f - \text{seg}^2}{\text{lb}_m - \text{pie}} \right] = \frac{v^2}{2 g_c} \left[\frac{\text{lb}_f - \text{pie}}{\text{lb}_m} \right], \quad (1.7)$$

Al sustituir las energías correspondientes a las secciones 1 y 2 en la Ec. 1.4 se obtiene:

$$p_1 v_1 + \frac{g}{g_c} h_1 + \frac{v_1^2}{2 g_c} + \Delta w_f + \Delta w_s = p_2 v_2 + \frac{g}{g_c} h_2 + \frac{v_2^2}{2 g_c}, \quad (1.8)$$

Suponiendo que el volumen específico no cambia, reordenando términos e igualando a cero, se tiene:

$$v \Delta p + \frac{g}{g_c} \Delta h + \frac{\Delta v^2}{2 g_c} - \Delta w_f + \Delta w_s = 0, \quad (1.9)$$

donde:

$$v : \text{Volumen específico medio del fluido,} \quad \left[v = \frac{1}{\rho} \text{ a condiciones promedio} \right]$$

$$\Delta v^2 : v_1^2 - v_2^2$$

$$\Delta h : h_1 - h_2.$$

$$\Delta p: \quad p_1 - p_2.$$

$$V: \quad \text{Velocidad,} \quad \left[\begin{array}{c} \text{pie} \\ \text{seg} \end{array} \right]$$

Multiplicando la Ec. Anterior por $\frac{\rho}{\Delta L}$ y considerando despreciables las pérdidas de energía por trabajo externo ($\Delta w_s = 0$), se tiene:

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = - \rho \frac{g \Delta h}{g_c \Delta L} - \rho \frac{\Delta v^2}{2 g_c \Delta L} - \rho \frac{\Delta w_f}{\Delta L} \quad , \quad (1.10)$$

Considerando negativa la caída de presión en la dirección de flujo, se tiene:

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = \rho \frac{g \Delta h}{g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta v^2}{2 g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta w_f}{\Delta L} \quad , \quad (1.11)$$

La expresión 1.11 se acostumbra a escribir en la siguiente forma:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_e + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_{ac} + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_f \quad , \quad (1.12)$$

donde:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_T : \text{Gradiente de presión total por unidad de longitud, a temperatura constante.}$$

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_e = \left(\rho \frac{g \Delta h}{g_c \Delta L} \right) \quad , \quad \text{Gradiente de presión por elevación}$$

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_{ac} = \left(\rho \frac{\Delta v^2}{2 g_c \Delta L} \right) \quad , \quad \text{Gradiente de presión por aceleración}$$

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_f = \left(\rho \frac{\Delta w_f}{\Delta L} \right) \quad , \quad \text{Gradiente de presión por fricción}$$

Por otra parte, el transporte de los fluidos del fondo del pozo hasta el separador, puede o no involucrar flujo multifásico a través de las tuberías, lo cual depende de las propiedades del fluido y del gasto. En algunos pozos productores y en la mayoría de pozos inyectores se tiene presente el flujo monofásico. Si se considera flujo monofásico, de un fluido incompresible, el flujo puede ser caracterizado como flujo laminar o turbulento dependiendo del valor del número de **Reynolds**. El número de **Reynolds**, N_{Re} , es un parámetro adimensional que relaciona las fuerzas de inercia y las fuerzas viscosas y cuya ecuación es la siguiente:

$$N_{Re} = \frac{\rho D v}{\mu} \quad (1.13)$$

donde:

ρ :	Densidad del fluido,	$\left[\frac{\text{lb}_m}{\text{pie}^3} \right]$
D:	Diámetro interno de la tubería,	[pie]
V:	Velocidad de flujo,	$\left[\frac{\text{pie}}{\text{seg}} \right]$
μ :	Viscosidad del fluido,	$\left[\frac{\text{lb}_m}{\text{pie} \cdot \text{seg}} \right]$

Mas adelante se establecerán los valores o rangos para determinar si el flujo es laminar o turbulento.

Ahora bien, si se considera flujo multifásico en las tuberías, el problema puede dividirse en las siguientes categorías (Garaicochea, 1991):

- Flujo multifásico vertical
- Flujo multifásico horizontal

En el flujo multifásico vertical, el trayecto de los fluidos a través de la tubería consume la mayor parte de presión disponible para llevarlos del yacimiento a las baterías de separación. Se ha establecido que la caída de presión en esta área de flujo es alrededor de 40 a 80% del total, la cual depende de variables tales como diámetro de la tubería, profundidad del pozo, gasto de producción relación gas- líquido (RGL) y propiedades del fluido.

El gradiente de presión total (o cambio en la presión con respecto a la longitud de flujo) para flujo multifásico vertical es la suma de tres factores: gradiente de presión por elevación, gradiente de presión por fricción y gradiente de presión por aceleración, pero debido a que las caídas de presión por aceleración son muy pequeñas en comparación con las otras dos, se pueden considerar despreciables, quedando la Ec. 1.12 de la siguiente forma:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_c + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_f, \quad (1.14)$$

o bien:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_T = \frac{g}{g_c} \rho h \sin \theta + \frac{f v^{-2} \rho}{2 g_c d}, \quad (1.15)$$

donde:

d :	Diámetro interior de la tubería,	[pg]
f :	Factor de fricción,	[adimensional]
ρ :	Densidad del fluido a condiciones medias,	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} \right]$
θ :	Ángulo de flujo, para flujo vertical	$\theta = 90^\circ$

La Ec. 1.15 se puede aplicar para cualquier fluido y para cualquier ángulo de flujo. Si se considera flujo vertical, la Ec. 1.15 se reduce a:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_T = \frac{g}{g_c} \rho h + \frac{f v^{-2} \rho}{2 g_c d}. \quad (1.16)$$

Las diversas correlaciones existentes para el cálculo de distribuciones de presión en tuberías con flujo multifásico, pueden clasificarse en tres grupos basándose en el criterio utilizado para su desarrollo (**Brown y Beggs, 1997, vol 1; Garaicochea, 1991; Donohue, 1986**).

Grupo 1

No se considera resbalamiento entre las fases. El término "resbalamiento" se emplea para describir el fenómeno natural del flujo, cuando una de las dos fases fluye a mayor velocidad que la otra. Las pérdidas por fricción y los efectos del colgamiento se expresan por medio de un factor de fricción correlacionando empíricamente. El colgamiento se define como la relación entre el volumen de líquido existente en una sección de tubería a las condiciones de flujo, entre el volumen de la sección aludida. Esta relación de volúmenes depende de la cantidad de líquido y gas que fluyen simultáneamente en la tubería.

La densidad de la mezcla se obtiene en función de las propiedades de los fluidos, corregidos por presión y temperatura. No se distinguen patrones de flujo. En este grupo se emplean los siguientes métodos:

Poettmann y Carpenter (1952)

Baxendell y Thomas (1961)

Fancher y Brown (1963)

Grupo II

Se toma en cuenta el resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se calcula utilizando el efecto del colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades combinadas del gas y el líquido. No se distinguen regímenes de flujo. En este grupo se utiliza el método de:

Hagedorn y Brown (1965)

Grupo III

Se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se calcula utilizando el efecto de colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades del fluido en la fase continua. Se distinguen diferentes patrones de flujo. Las principales correlaciones en este grupo son:

Duns y Ros (1963)

Orkiszewski (1967)

Beggs y Brill (1973)

Gould y Tek (1974)

El siguiente componente superficial es la línea de flujo o descarga, conocida comúnmente como línea de escurrimiento, cuya función es conducir la producción del pozo hacia el separador. Aquí se presenta una caída de presión adicional, cuyo rango varía entre 10 y 15% del total. La predicción de las caídas de presión en tuberías horizontales para flujo multifásico es de vital importancia para la industria petrolera, por lo tanto, la comprensión de los mecanismos y características de dos o más fases en una sección del sistema de producción, tiene como finalidad optimizar el diseño de la sección en particular y del sistema en general para obtener la máxima producción con las menores pérdidas de presión.

Para flujo horizontal, el gradiente de presión debido al cambio de elevación es igual a cero, por lo que la Ec. 1.12 se reduce a:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_{ac}, \quad (1.17)$$

o bien:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \frac{f \rho v^2}{2 g_c d} + \frac{\rho \Delta(\bar{v}^2)}{2 g_c \Delta L} \quad (1.18)$$

La mayoría de los investigadores han adoptado la ecuación anterior para evaluar las características del flujo de dos fases y posteriormente determinar el gradiente de presión total. El problema de la variación de las características de flujo se elimina al suponer que la mezcla gas- líquido es homogénea en un intervalo pequeño de la tubería. Así, la Ec. 1.18 se puede escribir como:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = f_{fp} \frac{\rho_m v_m^2}{2 g_c} + \frac{\rho_m \Delta(\bar{v}^2)}{2 g_c \Delta L} \quad (1.19)$$

En donde f_{fp} , ρ_m y V_m se refieren a la mezcla y son definidos en forma distinta por los autores de las diferentes correlaciones.

Las principales correlaciones desarrolladas para calcular el gradiente de presión en tuberías horizontales son las siguientes:

- Bertuzzi, Tek y Poettmann (1956).
- Eaton, Andrews y Knowless (1967).
- Beggs y Brill (1973).
- Dukler (1964).

La predicción de las caídas de presión en tuberías horizontales para flujo multifásico permite:

- Diseñar las líneas de transmisión, así como también la longitud de las líneas costa afuera para transportar mezclas de gas y aceite.
- Diseñar las líneas de flujo superficial desde la cabeza del pozo hasta la batería de separación.

Las fórmulas y técnicas utilizadas para predecir la caída de presión en flujo multifásico horizontal también se pueden aplicar en el diseño de líneas para (Gómez, 1984):

- Inyección de glicol en pozos de gas húmedo para prevenir o controlar la formación de hidratos.
- Sistemas de tuberías en plantas industriales, incluyendo refinerías.
- Sistemas de transporte de gas acarreado agua o condensado, o estos, arrastrando gas con una mezcla multicomponente de gas, condensados y agua.

Es importante notar que las correlaciones para flujo multifásico, mencionadas anteriormente, nunca reemplazarán a los medidores de presión en cuanto a precisión, para determinar las presiones de flujo en las tuberías. Sin embargo, para el ingeniero de producción, son una herramienta muy útil para la solución de problemas prácticos. Se ha elaborado un amplio conjunto de curvas de gradiente de presión que facilita la aplicación de dichas correlaciones, debido a que no siempre es factible el acceso a un equipo de cómputo.

1.1.3 FLUJO EN ESTRANGULADORES

Una vez que los fluidos producidos por el pozo llegan a la superficie, estos pueden o no pasar por alguna restricción denominada "estrangulador". La Fig. 1.4 muestra esquemáticamente un pozo fluyente con un estrangulador instalado.

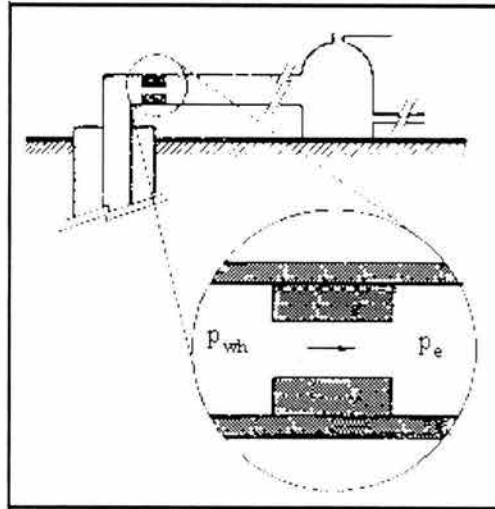


Fig. 1.4 Estrangulador superficial (Garaicochea, 1991).

Las presiones presentes en un estrangulador son:

p_e : Presión corriente abajo (presión en la línea de descarga),

$$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$$

p_{wh} : Presión corriente arriba (presión en la cabeza del pozo),

$$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$$

Cuando un gas o una mezcla de gas- líquido fluyen a través de un estrangulador, el fluido es acelerado de tal manera que alcanza la velocidad del sonido en el interior del estrangulador. Al ocurrir esto, el flujo es llamado "flujo crítico". Cuando se tiene flujo crítico (supersónico) en el estrangulador, las perturbaciones de presión corriente abajo del estrangulador no afectan a los componentes que están corriente arriba. Esto es, un cambio en la presión corriente abajo, por ejemplo, la presión en el separador no afectará el gasto o presión corriente arriba (presión en la cabeza del pozo).

El flujo crítico ocurre cuando:

$$\frac{p_2}{p_1} \leq 0.5283$$

Para flujo crítico, el gasto es una función de la presión corriente arriba, de la relación gas- líquido y del diámetro del estrangulador.

Las principales razones para instalar un estrangulador superficial en el pozo son (Gilbert, 1954; Economides, 1994):

- Conservar la energía del yacimiento, asegurando una declinación más lenta de su presión.
- Mantener una producción razonable.
- Proteger el equipo superficial.
- Mantener suficiente contrapresión para prevenir entrada de arena.
- Prevenir conificación de gas.
- Prevenir conificación de agua.
- Obtener el gasto de producción deseado.

Varios autores han desarrollado expresiones para calcular la caída de presión en el estrangulador. Las expresiones propuestas por Gilbert (1954), Ros (1960), Baxendell (1961) y Achong (1974) tienen la misma forma, sólo difieren en los valores de las constantes empleadas por cada uno de ellos.

1.2 COMPORTAMIENTO DE FASES DE FLUIDOS DEL YACIMIENTO Y SUPERFICIALES (Slider, 1983; Crapie y Hawkins, 1991; Amix y Cols, 1960).

Una vez terminadas las operaciones de perforación y terminación de un pozo petrolero, la primera actividad a realizar es abrirlo a producción. Los fluidos aportados por el yacimiento, los cuales siguen una trayectoria de flujo a través del sistema integral de producción, Fig. 1.1, experimentan una serie continua de cambios de fase, debido principalmente a las caídas de presión existentes en la trayectoria de flujo.

Si los fluidos producidos contienen gas en solución, éste será liberado debido a las caídas de presión formando así, un sistema de dos fases, gas- aceite.

La cantidad de gas liberado desde el yacimiento hasta los tanques de almacenamiento dependerá de:

- Las propiedades del hidrocarburo.
- Presión y temperatura a lo largo de la trayectoria de flujo en el sistema integral de producción.

Conforme el gas se libera, el aceite sufre un encogimiento (decrece su volumen) hasta que se estabiliza en el tanque de almacenamiento a condiciones estándar de presión y temperatura. En general, el cambio total de los volúmenes de gas y aceite en un punto en particular, a lo largo de la trayectoria de flujo es resultado de una combinación de:

- Expansión del gas libre.
- Encogimiento del aceite saturado.
- Transferencia de masa entre las fases gas y aceite (liberación de gas).

Todas las mezclas de hidrocarburos pueden ser descritas mediante un diagrama de fases tal como se muestra en la Fig. 1.5. En este diagrama de presión contra temperatura ($p - T$), la temperatura se localiza en el eje de las abscisas y la presión en el eje de las ordenadas.

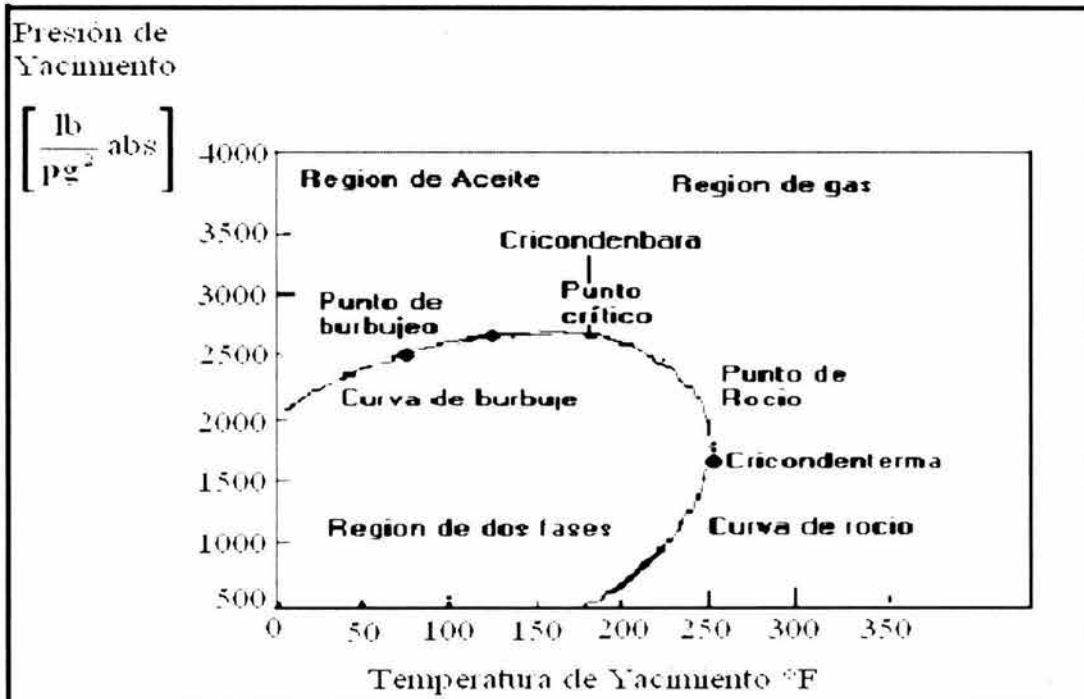


Fig. 1.5 Diagrama de fases típico para mezcla de hidrocarburos.

La clasificación de los yacimientos usando diagramas de fase, se realiza con la localización de las condiciones originales de presión y temperatura del yacimiento en un diagrama como el anterior.

Antes de clasificar los yacimientos con sus correspondientes diagramas de fases, se definen algunos conceptos básicos asociados con los diagramas mencionados.

Propiedades intensivas.-	Son aquellas que son independientes de la cantidad de materia consideradas.
Punto crítico.-	Es el estado a condiciones de presión y temperatura para el cual las propiedades intensivas de las fases líquida y gaseosa son idénticas.
Presión crítica.-:	Es la presión correspondiente al punto crítico, es decir, las propiedades del gas y líquido convergen.
Temperatura crítica.-	Es la temperatura correspondiente al punto crítico.
Curva de burbujeo (Ebullición).-	Es el lugar geométrico de los puntos, presión – temperatura, para los cuales se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases.
Curva de rocío (Condensación).-	Es el lugar geométrico de los puntos presión – temperatura, en los cuales se forma la primera gota de líquido, al pasar de la región de vapor a la región de dos fases.
Región de dos fases.-	Es la región comprendida entre las curvas de burbujeo y rocío. En esta región coexisten, en equilibrio las fases líquida y gaseosa.
Cricondenbara.-	Es la máxima presión a la cual pueden coexistir en equilibrio un líquido y su vapor.
Cricondenterma.-	Es la máxima temperatura a la cual pueden coexistir en equilibrio un líquido y su vapor:
Zona de condensación retrógrada.-	Es aquella en la cual al bajar la presión, a temperatura constante, ocurre una condensación.
Aceite saturado.-	Es aquel que a las condiciones de presión y temperatura a que se encuentra está en equilibrio con un gas.
Aceite bajosaturado.-	Es el que a las condiciones de presión y temperatura a la que se encuentra, es capaz de disolver más gas.
Aceite supersaturado.-	Es aquel que a las condiciones de presión y temperatura a que se encuentra, tiene mayor cantidad de gas disuelto que el que le correspondería en condiciones de equilibrio.
Saturación crítica de un fluido.-	Es la saturación mínima necesaria para que exista escurrimiento de dicho fluido en el yacimiento.

En la tabla 1.2 se muestra la clasificación de los yacimientos con sus principales características y diagramas de fase correspondiente.

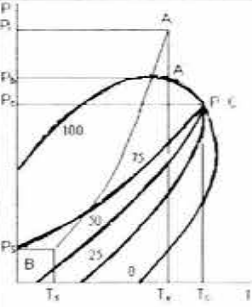
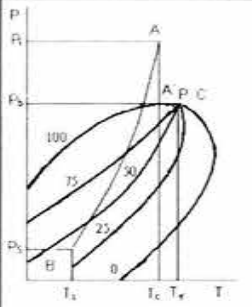
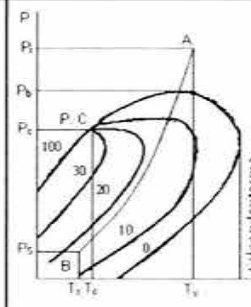
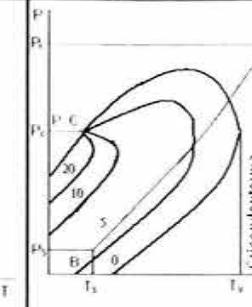
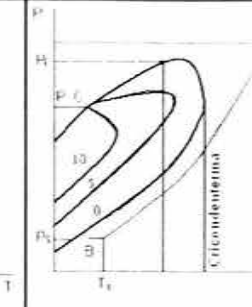
Tipo	Yacimiento de Aceite y Gas Disuelto		Yacimientos de Gas y Condensados		
	De Bajo Encogimiento (Aceite Negro)	De Alto Encogimiento (Aceite Volátil)	Gas y Condensados	Gas Humedo	Gas Seco
Características					
Diagrama de Fase					
Temperatura	$T_y < T_c$	$T_y \leq T_c$	$T_c < T_y < \text{Cricondenterma}$	$T_y < \text{Cricondenterma}$	$T_y < \text{Cricondenterma}$
Punto crítico	P. C. a la derecha de la Cricondenbara	P. C. cercano a la Cricondenbara	P. C. a la izquierda de la Cricondenbara	P. C. a la izquierda de la Cricondenterma	P. C. a la izquierda de la Cricondenterma
Estado en el yacimiento	Si $P > P_b$ @ T_y Yacimiento Bajosaturado [1 fase] Si $P < P_b$ @ T_y Yacimiento Saturado [2 fases]	Si $P > P_b$ @ T_y Yacimiento Bajosaturado [1 fase] Si $P < P_b$ @ T_y Yacimiento Saturado [2 fases]	Si $P > P_b$ @ T_y Yacimiento Bajosaturado [1 fase] Si $P < P_b$ @ T_y Yacimiento Saturado [2 fases]	P_y nunca entra a la región de dos fases, en el yacimiento siempre se esta en estado gaseoso	P_y nunca entra a la región de dos fases, en el yacimiento siempre se esta en estado gaseoso
Curvas de Calidad	Muy pegado a la línea de puntos de rocío	Más separados de la línea de rocío	Tienden a pegarse a la línea de puntos de burbuja	Más pegados a la línea de puntos de burbuja	Casi pegados a la línea de puntos de burbuja
Singularidades	—	—	Fenómenos Retrogados	—	—
Producción en superficie	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (1 fases)
Composición	Grandes cantidades de pesados en la mezcla original	Grandes cantidades de intermedios en la mezcla original	Regulares cantidades de intermedios en la mezcla original	Pequeñas cantidades de intermedios en la mezcla original	Casi puros componentes ligeros en la mezcla original
RGA $\left[\frac{\text{m}^3}{\text{m}^3}\right]$	< 200	$200 \text{ --- } 1.000$	$500 \text{ --- } 15.000$	$10.000 \text{ --- } 20.000$	< 20.000
Densidad líquido $\left[\frac{\text{g}}{\text{cm}^3}\right]$	> 0.85	$0.85 \text{ --- } 0.75$	$0.80 \text{ --- } 0.75$	$0.80 \text{ --- } 0.75$	> 0.75

Tabla 1.2 Clasificación de yacimientos mediante diagrama de fase.

Yacimiento bajosaturado.- En este yacimiento los fluidos están en una fase denominada líquida ya que la temperatura a la que se presentan es menor que la crítica. Además debido a las condiciones de la acumulación, y la presión inicial sobrepasa a la saturación, correspondiente a la temperatura del yacimiento. Al explotar éste yacimiento la temperatura permanecerá constante, no así la presión que declinará hasta alcanzar la presión de burbujeo, punto en el cual se inicia la liberación de gas en el yacimiento, el cual aparecerá en forma de burbuja. Esta liberación de gas, combinada con la extracción del aceite, hará que aumente constantemente la saturación de gas hasta que se abandone el yacimiento. Hay que hacer notar que en este tipo de yacimientos al alcanzarse, la presión de saturación, empieza a variar la composición de los fluidos producidos y por lo tanto cambiará el diagrama de fases de los hidrocarburos remanentes.

Yacimiento de gas y condensado.- En este yacimiento los fluidos estarán también en una sola fase, denominada gaseosa cuando la temperatura excede la crítica. La composición será la misma hasta que, debido a la extracción, se alcance la presión de rocío. En este momento se iniciará la condensación de líquido en los poros del yacimiento, el cual será inmóvil, por lo que cambiará la composición del gas producido en la superficie, disminuyendo su contenido de líquido y aumentando, consecuentemente, la relación gas aceite producido. Yacimiento cuya temperatura está comprendida entre la crítica y la cricondenterma.

Yacimiento de gas húmedo.- Los fluidos en este yacimiento estarán en una sola fase gaseosa la cual se conservará durante toda la vida productora del yacimiento puesto que la temperatura del yacimiento es mayor que la cricondenterma. Por esta razón la composición de los fluidos producidos permanece constante. Aunque los fluidos remanentes en el yacimiento permanecen en fase gaseosa, los fluidos producidos a través de los pozos entraron a la región de dos fases, en superficie se tendrá, por lo tanto, producción de gas y líquido condensado.

Yacimiento de gas seco.- Son yacimientos con características similares al anterior, pero cuya trayectoria de producción no entra a la región de dos fases.

Yacimiento de aceite volátil.- Son aquellos de yacimientos cuya temperatura es ligeramente mayor a la crítica.

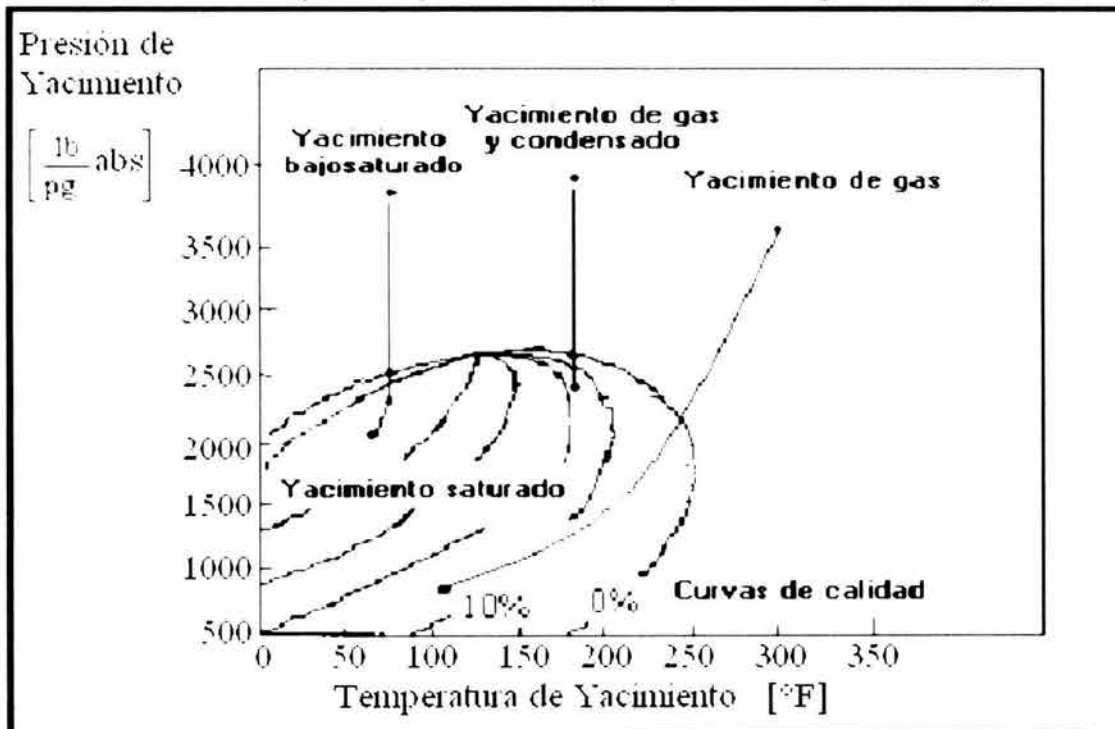


Fig. 1.6 Clasificación de los yacimientos por medio de diagrama de fases.

Cada yacimiento de hidrocarburos tiene un diagrama de fases característico, así como también sus propiedades físicas y termodinámicas particulares. Estas, usualmente son medidas en laboratorio a partir de pruebas realizadas sobre muestras obtenidas del pozo mismo.

A manera de ejemplo la Fig. 1.7 muestra un diagrama de presión- temperatura ($p - T$) para una mezcla de hidrocarburos representativo de un aceite bajosaturado a condiciones iniciales de yacimiento. En este diagrama de fases, se puede seguir la trayectoria correspondiente al flujo, desde el yacimiento hacia el pozo (proceso isotérmico), a través de la tubería de producción y estrangulador, y finalmente hacia el separador (línea discontinua). Así mismo, se puede observar el comportamiento de fases del fluido producido, desde el yacimiento hacia el separador.

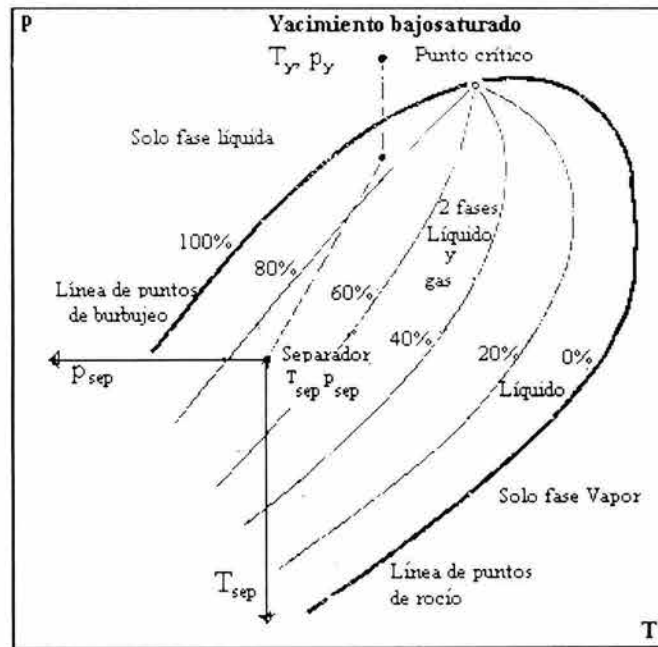


Fig. 1.7 Diagrama de presión- temperatura para un yacimiento de aceite bajosaturado (Trayectoria de flujo desde el yacimiento hasta el separador).

Una vez que los fluidos producidos por el pozo llegan al separador, estos se encuentran en dos fases, es decir, gas y aceite, y en algunos casos gas, aceite y agua. En el separador, el gas y aceite son separados en diferentes corrientes de flujo, constituyendo así, una nueva mezcla con diferente composición y diagrama de fases tal como se muestra en la Fig. 1.8

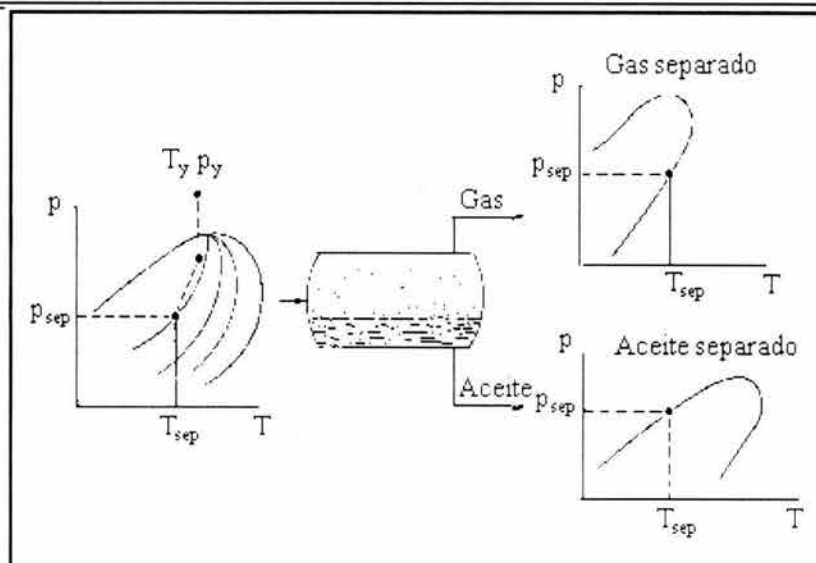


Fig. 1.8 Diagrama de fases empleado para describir la separación de fases en superficie (en el separador) (Golan y Cols, 1991).

Los diagramas presión- temperatura ($p - T$) son herramientas muy útiles para describir el comportamiento de fases de aceite y mezclas mientras fluyen en un sistema de producción, aunque no hay que descartar que las correlaciones PVT conducen a obtener resultados más prácticos. El utilizar uno u otro método dependerá de los datos disponibles con que se cuente.

1.3 ANÁLISIS DE CURVAS DE GRADIENTES (Gilbert, 1954; Brown, 1977 vol. 3a).

Al pasar los fluidos del yacimiento a través de la tubería de producción y las de descarga, se consume la mayor parte de presión disponible para llevarlos del yacimiento a las baterías de separación. La existencia de flujo multifásico en las tuberías, complica en forma considerable el cálculo de la distribución de presión. Por tal razón, se han desarrollado numerosas ecuaciones y correlaciones que permitan simplificar en forma considerable el cálculo de la distribución de presión.

A través de las correlaciones de flujo multifásico algunos autores (Gilbert (1954), Kermit Brown (1977, vol. 3 a)) han desarrollado curvas de gradiente de presión para flujo vertical, horizontal que también se puede utilizar para la determinación del gradiente de presión en la tubería de producción. El análisis del comportamiento de flujo multifásico en tuberías verticales se puede realizar basándose en las gráficas de gradiente de presión, desarrollado por Gilbert (1954).

Gilbert (1954) consideró superfluo determinar la distribución de presión empleando cálculos. De esta forma, construyó conjuntos de curvas basándose en experimentos de flujo realizados en pozos productores de aceite. Realizó sus experimentos, principalmente, con pozos productores de aceite en un rango de densidades entre 51-61 lbm/pe³, pero consideró que sus curvas eran adecuadas también para aceites de otras densidades. El procedimiento de Gilbert presupone que el gradiente de presión depende ampliamente del diámetro de tubería, la longitud, el gasto de líquidos, la relación gas-aceite, características del fluido y la presión.

PREPARACIÓN DE LAS CURVAS DE GRADIENTE (FLUJO VERTICAL)

Gilbert (1954) propuso una solución empírica al problema de flujo vertical. Registró mediciones de la caída de presión en tuberías de producción bajo distintas condiciones y obtuvo una familia de curvas como las que aparecen en la Fig. 1.9

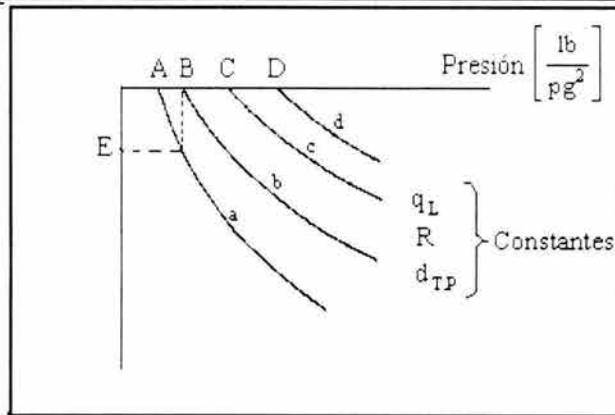


Fig. 1.9 Curvas de distribución de presiones en la tubería vertical.

Los parámetros que midió en un gran número de pozos fluyentes fueron:

- Diámetro de la tubería (d), [pg]
- Densidad relativa del aceite (γ_o), [°API]
- Profundidad de la tubería (L), [pie]
- Presión de fondo fluyendo (p_{wf}), $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$
- Presión en la cabeza del pozo (p_{wh}), $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$
- Producción bruta de líquidos (q_l), $\left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$
- Relación gas- líquido (RGL), $\left[\frac{\text{pie}^3}{\text{bl}} \right]$
- Temperatura promedio de flujo (T), [°F]

El autor considera que la presión de fondo fluyendo depende de las variables anteriores.

El primer paso de una correlación tentativa es seleccionar todos aquellos pozos que estén produciendo con un mismo diámetro de tubería de producción a determinada RGL y gastos totales (en la práctica, naturalmente, todos aquellos pozos que tienen una RGL y gastos que se encuentren dentro de pequeños rangos deberán considerarse juntos). Si la presión de fondo fluyendo se grafica como una función de la profundidad para este grupo de pozos, se obtiene un resultado como el ilustrado en la figura anterior. Las curvas a, b, c y d, corresponden a diferentes presiones en la cabeza del pozo (A, B, C y D). Cada una de estas curvas representa la distribución de presión a lo largo de la tubería de producción para un pozo fluyente con un gasto, una RGL (relación gas-líquido) y un diámetro de tubería dados.

Tomando como referencia las curvas de distribución de presión, **Gilbert (1954)** trazó una vertical del punto B (presión en la cabeza del pozo) de la curva "b", hasta intersectar la curva a. Observó que la curva b coincidía con la sección de la curva "a". Hizo lo mismo con las otras curvas y concluyó que las curvas a, b, c y d son realmente partes de una misma curva, tal como se muestra en la Fig. 1.10

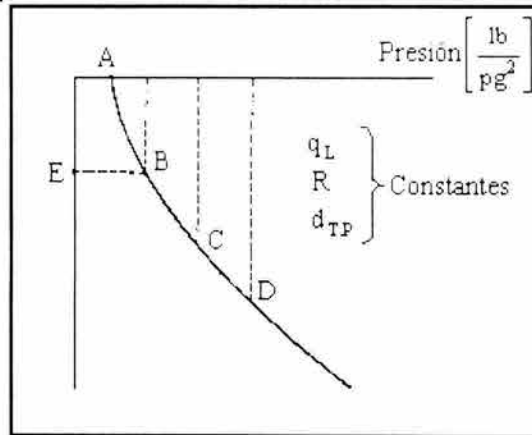


Fig. 1.10 Curvas de distribución de presión en flujo bifásico.

En forma similar, **Gilbert (1954)** construyó curvas de gradiente de presión considerando una presión en la boca del pozo igual a cero para diferentes relaciones gas-aceite, conservando constantes el gasto de líquido, el diámetro de la tubería de producción y la densidad del fluido.

La familia de curvas así formada se conoce como curvas de gradiente de presión. Las curvas de gradiente de presión se utilizan para determinar las presiones de fondo fluyendo para distintos gastos, a partir de la presión en la cabeza del pozo, la cual se considera constante, o bien, las presiones en la cabeza del pozo a partir de las presiones de fondo fluyendo, correspondientes a gastos supuestos.

Procedimiento para utilizar las curvas de gradiente de presión.

1. Se selecciona la curva de acuerdo al diámetro de la tubería de producción, la densidad del fluido y el gasto de líquido.
2. Una vez seleccionada la curva de gradiente de presión, si la p_{wh} (presión en la cabeza del pozo) es conocida, se localiza en el eje horizontal la presión y a partir de ella se traza una línea vertical hasta intersectar la curva correspondiente a la relación gas-líquido (RGL) de interés. Si no existe la curva de RGL, se realiza una interpolación.
3. En el punto de intersección anterior, se traza una línea horizontal hasta intersectar el eje vertical que corresponde a las profundidades.
4. Si p_{wh} es conocida, en este punto de intersección se le suma la profundidad o longitud de tubería. En caso contrario, si p_{wh} es dato, se le resta la longitud de tubería o profundidad.
5. A partir de este punto, se traza una línea horizontal hasta intersectar, una vez más, la curva correspondiente a la relación gas- líquido dada.
6. En este nuevo punto de intersección, se traza una línea vertical hasta cortar el eje horizontal. Este último punto de intersección es el valor de la presión que se desea determinar.

El procedimiento anterior queda ejemplificado de manera cualitativa en la Fig. 1.11, para determinar la presión de fondo fluyendo, p_{wf} a partir de la presión en la cabeza del pozo, p_{wh} .

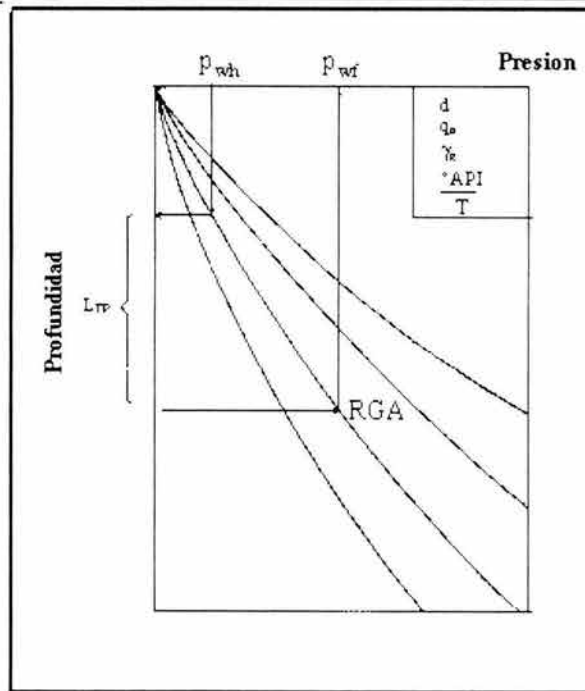


Fig. 1.11 Aplicación cualitativa del método gráfico de **Gilbert (1954)** para determinar p_{wf} a partir de la presión en la cabeza del pozo, p_{wh} .

Ejemplo de aplicación 1.1:

Los siguientes datos fueron tomados del pozo productor Estrella – 1, cuyos datos se muestran a continuación:

$$\begin{array}{ll}
 d_{TP} = 2 & [\text{pg}] \\
 L_{TP} = 5000 & [\text{pies}] \\
 p_{wh} = 200 & \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right] \\
 q_o = 800 & \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right] \\
 RGA = 300 & \left[\frac{\text{pie}'}{\text{bl}} \right] \\
 \gamma_o = 35 & [\text{°API}] \\
 \gamma_g = 0.65 & [\text{fracción}] \\
 T = 140 & [\text{°F}]
 \end{array}$$

A partir de la información anterior se desea determinar la presión de fondo fluyendo (p_{wf}).

Solución:

Se localiza la gráfica que tenga las características de d_{TP} , q_o , γ_o , γ_g , y T del problema y se lleva a cabo el siguiente procedimiento:

Procedimiento:

- A partir del valor de la presión en la cabeza del pozo, p_{wh} , se traza una línea vertical (imaginaria) hasta intersectar la curva de relación gas-líquido (RGL) de interés (punto "a" de la Fig. 1.12).
- En el punto "a", se traza una línea horizontal hasta intersectar el eje vertical (presión cero) obteniéndose así, el punto "b" Fig. 1.12

- A partir del punto "b", se suma la longitud de la tubería, la cual da como resultado el punto "c".
- En el punto "c", se traza una línea horizontal hasta intersectar nuevamente la curva de la relación gas-líquido de interés (punto "d", Fig. 1.12).
- A partir del punto "d", se traza una línea vertical hasta intersectar la línea de profundidad cero. Este punto de intersección será el valor de la presión de fondo fluyendo buscada. En este caso, $p_{wf} = 1300 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$.

Cuando se requiere obtener p_{wh} a partir de p_{wf} se aplica el mismo procedimiento, pero en el punto "c", se resta la profundidad de la tubería de producción.

Las curvas de gradiente de presión, tanto para flujo vertical como flujo horizontal se pueden encontrar en Brown K. E et al. "The Technology of Artificial Lipie Methods", Vol 3a y 3b. Penn Well Publ. Co., Tulsa, Oklahoma 1977.

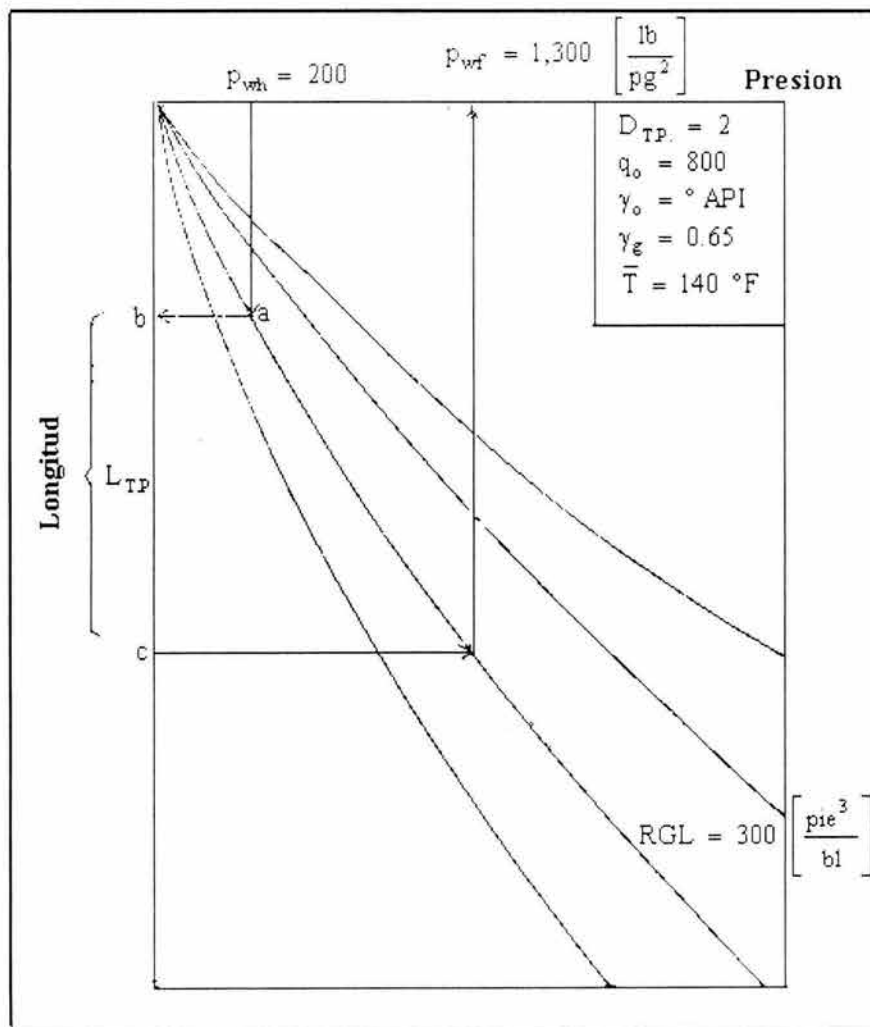


Fig. 1.12 Procedimiento gráfico de la aplicación de las curvas de gradiente de presión (flujo vertical).

CURVAS DE GRADIENTE DE PRESIÓN (FLUJO HORIZONTAL)

Los factores básicos involucrados en el flujo horizontal de fluidos en tuberías son esencialmente los mismos que se aplicaron al flujo multifásico vertical. En ambos sistemas la pérdida de presión total es la suma de las pérdidas por fricción y energía cinética. La principal diferencia se halla en el balance de energía de los dos sistemas debido a las consideraciones posicionales entre los procesos de flujo vertical y horizontal.

El flujo horizontal no incluye flujo inclinado, sin embargo, bastantes correlaciones utilizan datos de tubería donde su inclinación difiere pocos grados con respecto a la horizontal. Esto podría tener discrepancias entre correlaciones. Si una tubería es elevada pocos grados con respecto a la horizontal, la cantidad de líquido y gas que se tiene a presión y temperatura de flujo pueden cambiar desde 50 hasta 90 % dependiendo del gasto de líquido y gas.

Procedimiento para utilizar las curvas de gradiente de presión (flujo horizontal).

1. Seleccionar la curva de acuerdo a los datos proporcionados en el problema, como por ejemplo: diámetro de la tubería, gasto de líquido y la relación gas- líquido.
2. Ubicar la presión conocida sobre el eje de las presiones y la longitud correspondiente para esta presión sobre el eje de la longitud.
3. Si la presión conocida es la presión de salida, adicionar la longitud de la tubería en el último punto de intersección del paso 2.
Si la presión conocida es la presión de entrada, restar la longitud de la tubería al último punto de intersección del punto 2.
4. Sumada o restada la longitud de la tubería del paso anterior, esta deberá intersectar a la curva de RGI, dato nuevamente con una línea horizontal.
5. A partir del punto de intersección del punto 4, trazar una vertical hasta cortar el eje de presión. Este será el valor de la presión desconocida.

El siguiente ejemplo muestra el procedimiento para emplear las curvas de gradiente de presión para flujo horizontal.

Ejemplo de aplicación 1.2:

Determinar la presión de entrada de una tubería de producción de 2pg (d_{TP}) de diámetro interior, si se tiene los siguientes datos:

$$L_{TP} = 5000 \quad [\text{pies}]$$

$$P_{\text{salida}} = 5000 \quad \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$$

$$q = 400 \quad \left[\frac{\text{bl}}{\text{dia}} \right] \text{ con densidad relativa igual 1.07 (100 \% agua)}$$

$$\text{RGA} = 300 \quad \left[\frac{\text{pie}'}{\text{bl}} \right]$$

$$\gamma_g = 0.65 \quad [\text{fracción}]$$

$$T = 1100 \quad [^{\circ}\text{F}]$$

Solución:

Una vez determinada la curva de gradiente de presión de acuerdo a los datos del problema (Fig. 1.12), se procede de la siguiente manera:

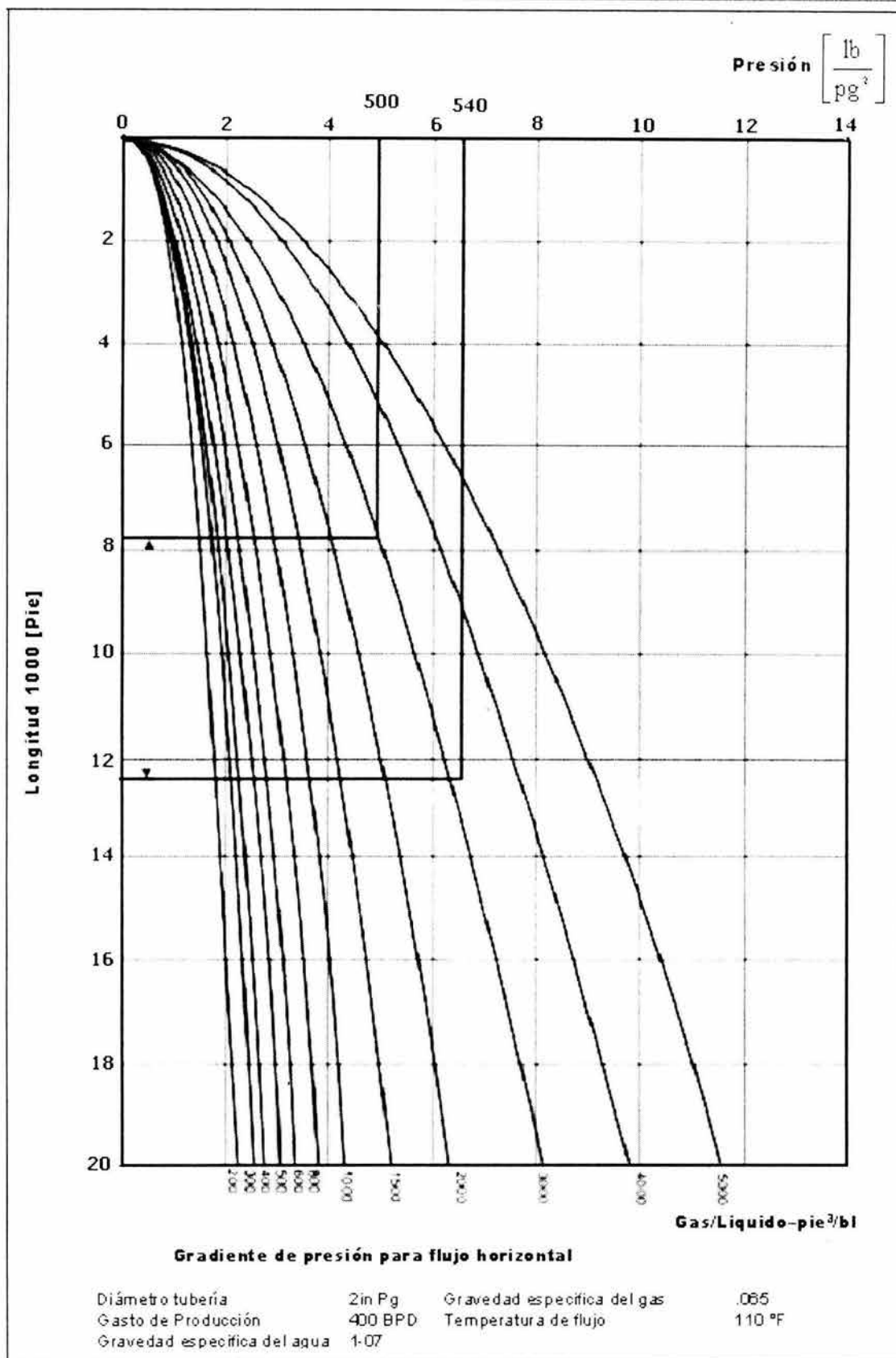


Fig. 1.13 Gradiente de presión para flujo horizontal del problema 1.2

Empleando la Fig. 1.12 ubicar $500 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$ sobre el eje de la presión.

- Dibujar una línea vertical hasta intersectar la curva de $\text{RGA} = 3000 \left[\frac{\text{pie}^3}{\text{bl}} \right]$.
- A partir de este punto de intersección trazar una línea horizontal hasta intersectar el eje de longitud a 7700 pie.
- Sumar la longitud de la tubería de producción (L_{TP}) con lo cual se obtiene un valor de 12700 pies.
- A partir de ésta longitud (12700 pies) trazar una línea horizontal hasta intersectar nuevamente la curva de $\text{RGA} = 3000 \left[\frac{\text{pie}^3}{\text{bl}} \right]$.
- A partir del punto de intersección anterior trazar una línea vertical hasta intersectar el eje de presión a $640 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$, este valor será la presión que se requiere determinar, es decir, la presión de salida.

1.4 PRODUCTIVIDAD DE POZOS. (Gilbert, 1954).

Al analizar el comportamiento de un pozo fluyente es necesario considerar el sistema de producción en su conjunto. Para determinar la capacidad de producción de un pozo, se debe tener un conocimiento adecuado del yacimiento y de sus fluidos contenidos. La variación de las propiedades de sus fluidos contenidos en el yacimiento puede afectar significativamente la productividad de los pozos. Por ejemplo, si un pozo produce un aceite con alta viscosidad, esto provoca que su movilidad disminuya y sólo aumentando la temperatura en las vecindades del pozo (combustión in-situ) puede facilitarse su recuperación.

Para saber si un pozo produce en forma apropiada, es necesario conocer su potencial, el cual se define como el gasto máximo que aportaría el pozo si se le impusiera el mejor conjunto de condiciones ideales. Ahora bien, si un pozo no produce en la forma esperada, la o las causas de su baja productividad deben ser determinadas para establecer el método correctivo adecuado. Invariablemente, los problemas asociados a una baja productividad del pozo están relacionados, tanto a la formación productora como a los fluidos contenidos en ésta. Es decir, si la formación productora presenta valores promedio bajos de permeabilidad, de porosidad, de presión en el yacimiento, o bien, depósitos orgánicos o inorgánicos, residuos materiales de estimulación, etc., el flujo de los fluidos del yacimiento hacia el pozo se verá restringido, disminuyendo así la productividad del mismo.

Para determinar la productividad de un pozo se requiere establecer los conceptos de índice de productividad y la relación de comportamiento de afluencia, los cuales serán tratados en el capítulo 2.

1.5 OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN.

Hoy en día, es común encontrar muchos sistemas de producción que no operan en forma eficiente, es decir, no se obtiene la producción de hidrocarburos esperada. La cantidad de fluidos producidos en superficie está en función, principalmente, de las caídas de presión existentes en cada uno de los componentes del sistema integral de producción. La Fig. 1.14 muestra las pérdidas de presión asociadas a cada componente de un sistema básico y la Fig. 1.15 un sistema complejo de producción.

PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN UN SISTEMA BÁSICO DE PRODUCCIÓN

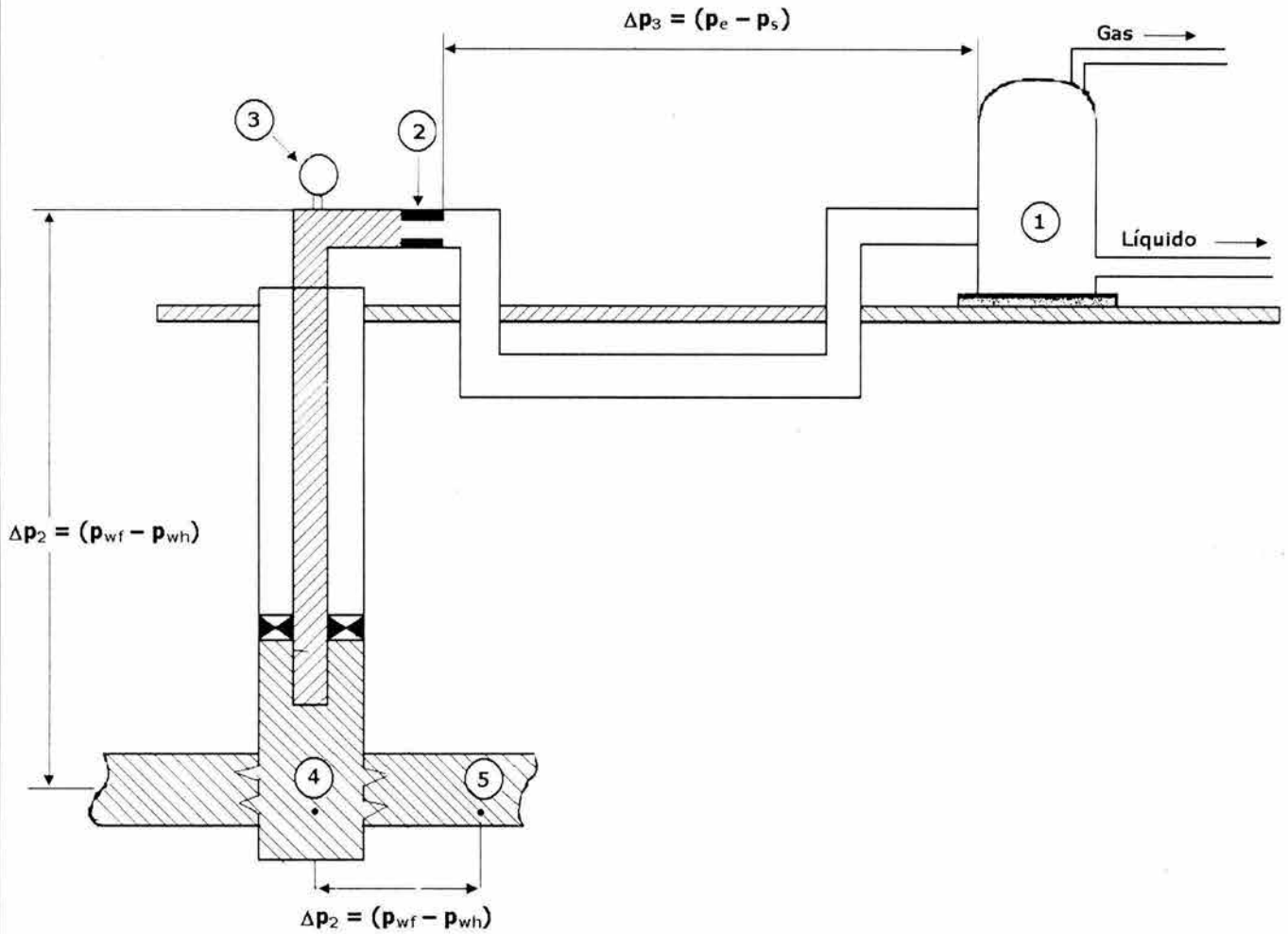


Fig. 1.14 Caídas de presión en un sistema básico de producción. (Brown, 1977 vol 1)

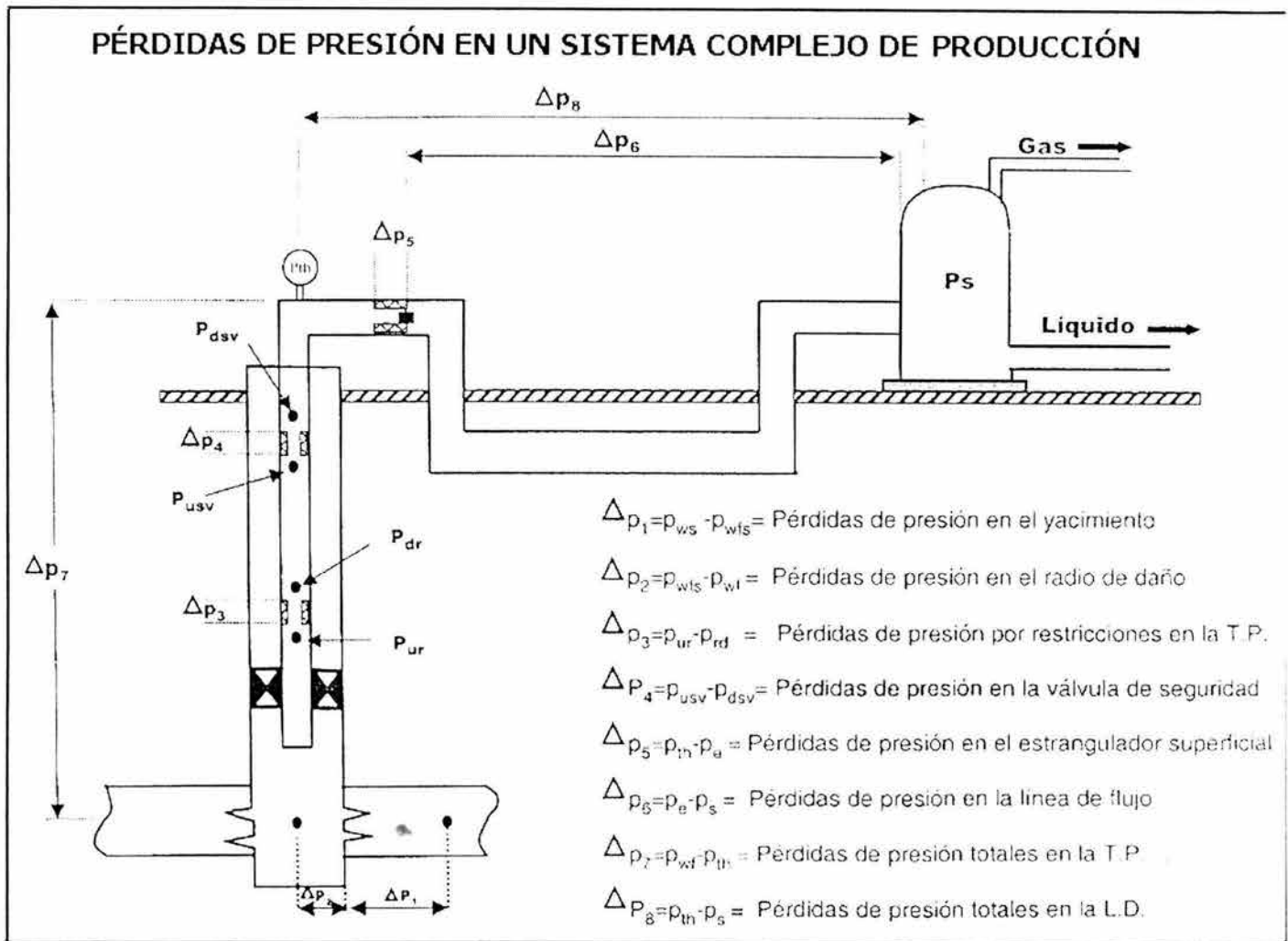


Fig. 1.15 Caídas de presión en un sistema de producción complejo. (Brown, 1977 vol 1)

La cantidad de gas y aceite que fluye hacia el pozo desde el yacimiento, depende de la presión en el sistema de producción, por consiguiente, el sistema de producción debe ser analizado como unidad. La producción de un pozo puede ser a menudo restringida por el comportamiento de un solo componente en el sistema. Si el efecto de cada componente sobre el comportamiento del sistema de producción puede ser analizado de forma aislada, el comportamiento del sistema podrá ser optimizado en forma económica.

Es en esta etapa, donde el ingeniero de producción tiene la necesidad de recurrir a métodos y técnicas que le permitan optimizar la producción al menor costo.

Un método que permite analizar el comportamiento, del sistema integral de producción (SIP) además de determinar la capacidad de producción para cualquier combinación de componentes es el "ANÁLISIS NODAL". Este método se puede utilizar para determinar los lugares de excesiva resistencia al flujo o caídas de presión en cualquier parte del sistema.

El análisis nodal es un método muy flexible que puede ser utilizado para mejorar el comportamiento del pozo. Durante muchos años ha sido aplicado para analizar el comportamiento de sistemas, cuyos componentes interactúan entre sí, por ejemplo, circuitos eléctricos, complejas redes de tubería, sistemas de producción de hidrocarburos. Su aplicación para sistemas de producción fue propuesta primeramente por Gilbert (1954) y discutido por Nind (1964) y Brown (1977).

ANÁLISIS NODAL (Beggs, 1991)

Definición. Es el estudio del flujo de fluidos en un sistema de producción, el cual generalmente se divide en 3 subsistemas que son: flujo en el yacimiento, flujo en las tuberías vertical y flujo en la tubería horizontal.

Características. Se le llama análisis nodal por que se divide el sistema de flujo en partes, con la finalidad de predecir el gasto y la presión en los nodos de unión de los subsistemas, o bien, en los extremos del mismo.

Objetivos:

- a) Predecir el comportamiento del flujo con las condiciones actuales.
- b) Predecir el comportamiento del flujo al variar los parámetros en algún nodo del sistema.
- c) Tomar decisiones para optimizar las condiciones de flujo, en base a parámetros de volumen de producción, gastos críticos y parámetros económicos

Condiciones:

- a) Siempre debe conocerse o suponerse la presión en el inicio y al final del sistema.
- b) En el nodo de solución, las condiciones de presión y o gasto deben ser idénticos para cada subsistema analizado.
- c) Los nodos de solución pueden ser los extremos de todo el sistema, o bien, los puntos de unión.

La razón fundamental de someter un sistema de producción a la técnica de análisis nodal es simplemente porque ésta involucra en sus cálculos a todos los elementos del sistema, permite determinar el efecto de su variación en la capacidad de transporte, y tener una imagen de conjunto del comportamiento del pozo. Desde la perspectiva de evaluación esto es posible, sin embargo, en condiciones de diseño, sin restricciones económicas, es factible dimensionar el sistema de producción en su conjunto para obtener la capacidad de transporte requerida, o bien, la capacidad de transporte idónea teniendo como limitante tan sólo la capacidad de afluencia del yacimiento al pozo.

Por otra parte, del análisis del comportamiento los elementos del sistema se pueden identificar las posibles restricciones que modifiquen negativamente la capacidad de transporte del mismo. Así mismo, es posible estudiar y comprender con relativa facilidad el comportamiento de estranguladores, válvulas de seguridad, etc.

El procedimiento para aplicar análisis consiste en dividir el sistema en puntos o nodos que permitan simplificar el sistema integral de producción. Un nodo solución se define como el o los extremos de sistema de producción. Se dice que existe una solución nodal, cuando las condiciones de presión y gasto son idénticas en un nodo de solución. Como nodo solución puede tomarse el yacimiento, el fondo del pozo, la cabeza del pozo, el separador. La Fig. 1.16 muestra los lugares que con frecuencia se utiliza como nodo solución.

NODOS PRINCIPALES EN UN SISTEMA BÁSICO DE PRODUCCIÓN

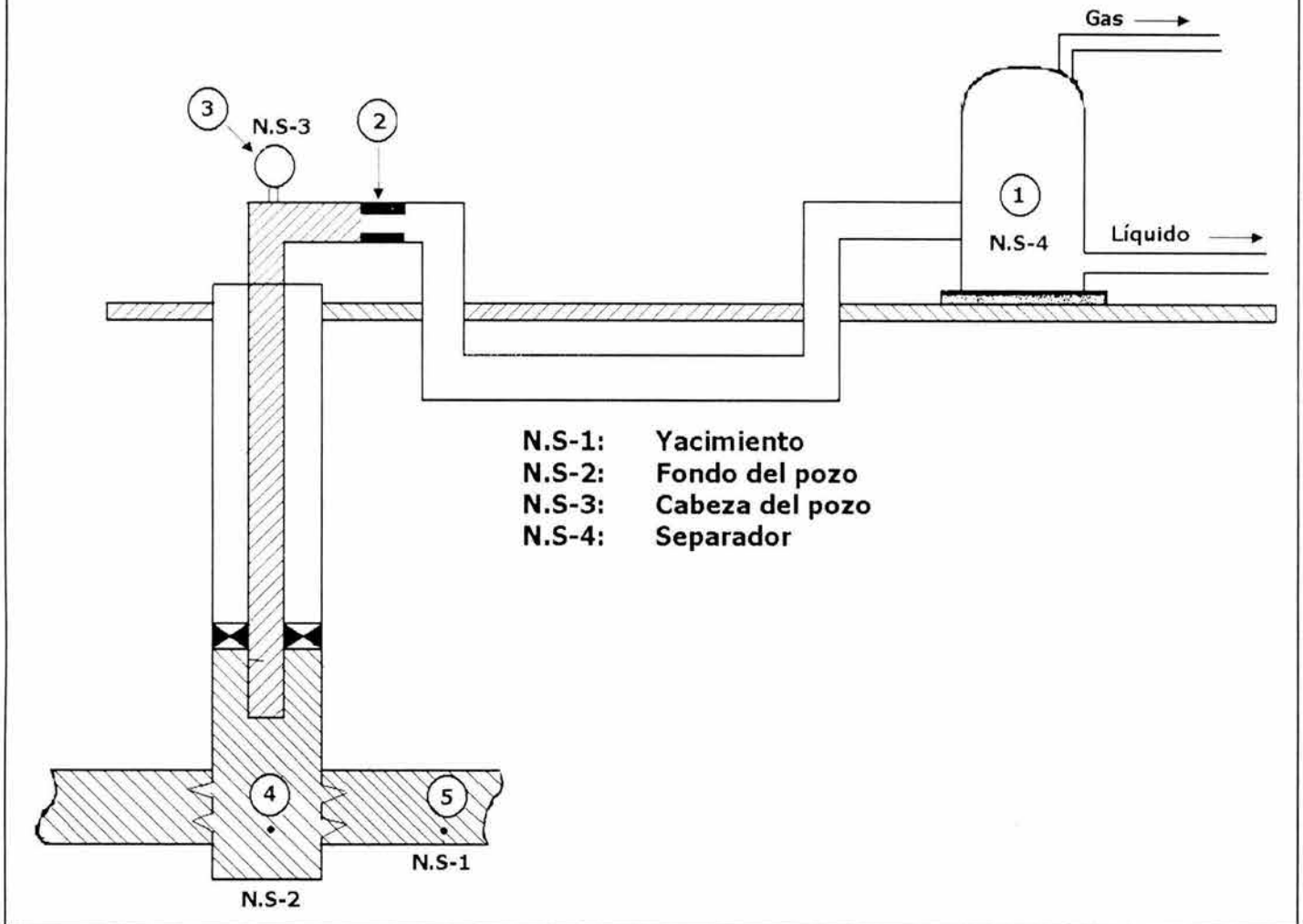


Fig. 1.16 Nodos principales en un sistema básico de producción. (Brown, 1977, vol. 1).

La elección del nodo solución para pozos fluyentes o inyectores, depende del componente que se desee evaluar, esto 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 ejecución. Aunado a la selección del nodo solución, se deben incorporar correlaciones de flujo multifásico apropiadas, así como también las ecuaciones para las restricciones, estranguladores, etc., para obtener una solución óptima.

A continuación se describe un procedimiento sugerido para aplicar análisis nodal, tomando como nodos solución a el yacimiento, el fondo del pozo y cabeza del pozo.

El yacimiento como nodo solución

- Para este caso, los cálculos inician con la presión de separación y se procede a calcular las demás presiones
- Se suponen gastos de producción
- Con la presión de separación, se calculan las presiones requeridas en la cabeza del pozo para mover los fluidos a los gastos correspondientes. Esto incluye las caídas de presión en la línea de descarga y en el separador, para lo cual se deberá utilizar una correlación de flujo multifásico.

- Utilizando las presiones en la cabeza del pozo calculadas previamente, determinar la presión de fondo fluyendo (p_{wf}) en el fondo del pozo para cada gasto supuesto, utilizando una correlación de flujo multifásico.
- Con las p_{wf} calculadas previamente para cada gasto, calcular la presión de fondo estática (p_{ws}) para cada gasto.
- Graficar los valores de las presiones de fondo estáticas calculadas previamente con los valores de los gastos supuestos.

La Fig. 1.17 muestra cualitativamente el procedimiento anterior tomando como nodo solución al yacimiento.

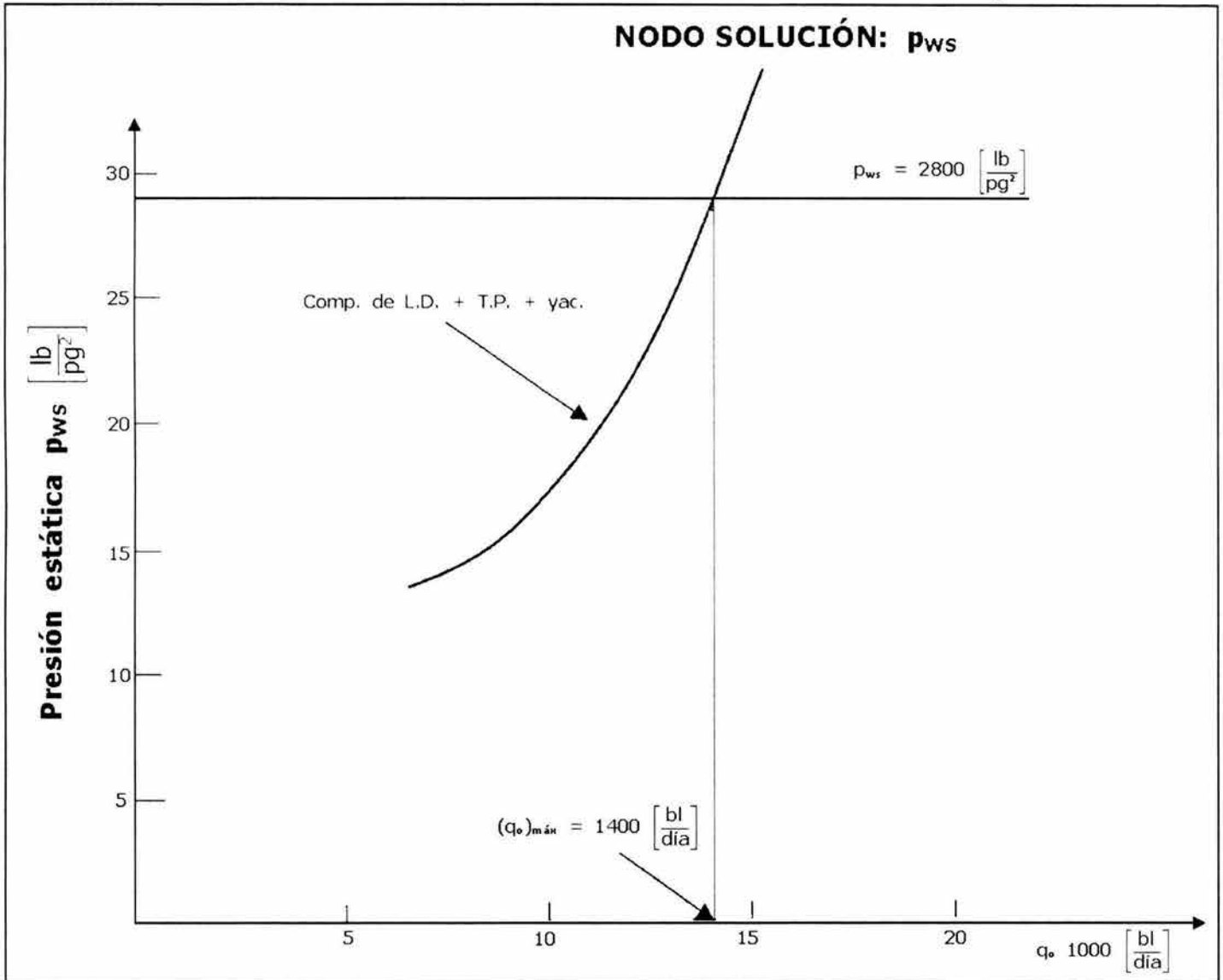


Fig. 1.17 aplicación del análisis nodal tomando como nodo solución al yacimiento.

Fondo del pozo como nodo solución

- Suponer varios gastos.
- Construir una curva IPR a diferentes gastos.
- Determinar la presión en la cabeza del pozo necesaria para mover los fluidos hasta el separador con cada gasto supuesto mediante la aplicación de una correlación de flujo multifásico adecuada.
- Utilizando los gastos supuestos y las presiones en la cabeza del pozo correspondientes, determinar la presión de fondo fluyendo mediante la aplicación de una correlación de flujo multifásico adecuada.

- Gráficar los datos obtenidos con la IPR, así como los obtenidos en el paso anterior. La intersección de la curva representa la presión de fondo fluyendo a la cual el yacimiento entrega un gasto, y a la vez, con esta misma presión de fondo fluyendo, es posible sacar este gasto hasta el separador.

La Fig. 1.18 muestra cualitativamente el procedimiento anterior tomando como nodo solución al fondo del pozo.

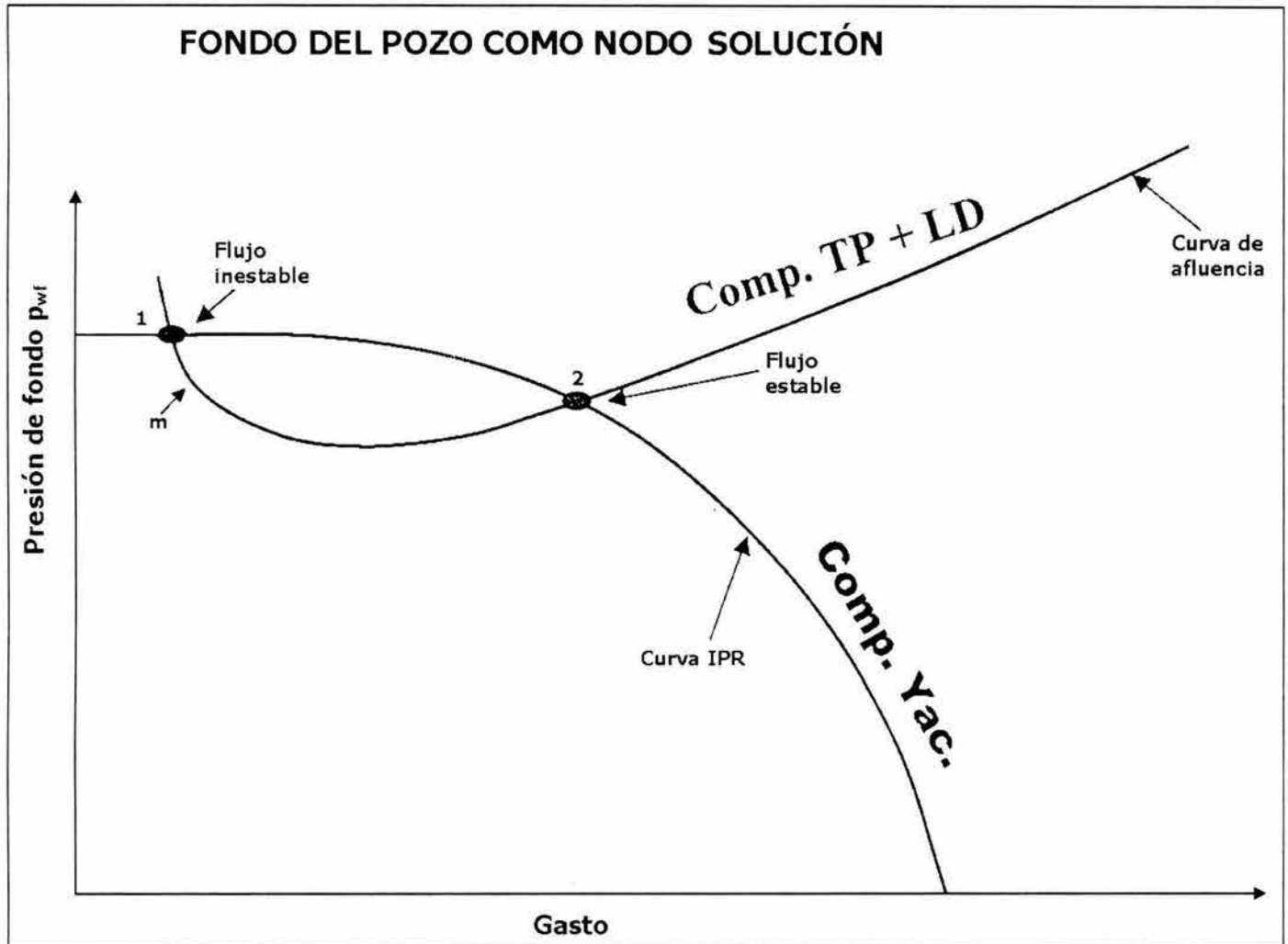


Fig. 1.18 Fondo del pozo como nodo solución.

Cabeza del pozo como nodo solución.

- Se suponen gastos de producción.
- A partir de la presión de separación, se calcula la presión en la cabeza del pozo requerida para mover los fluidos a través de la línea de descarga hasta la cabeza del pozo, considerando cada gasto supuesto y aplicando una correlación de flujo multifásico adecuada. Se suman las caídas de presión en el estrangulador y la línea de descarga.
- Para cada gasto supuesto, determinar la presión de fondo fluyendo p_{wf} correspondiente. Con la p_{wf} calculada para cada gasto supuesto, determinar la presión en la cabeza del pozo aplicando una correlación de flujo multifásico adecuada. Se suman las caídas de presión en el yacimiento y la tubería vertical.
- Finalmente graficar los datos de presión obtenidos en los dos pasos anteriores en la escala vertical, contra los gastos supuestos en la escala horizontal.

Las gráficas 1.17 y 1.18 muestran cualitativamente el comportamiento del sistema tomando como nodo solución la cabeza del pozo.

COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA TOMANDO COMO NODO SOLUCIÓN LA CABEZA DEL POZO

$$d_1 < d_2$$

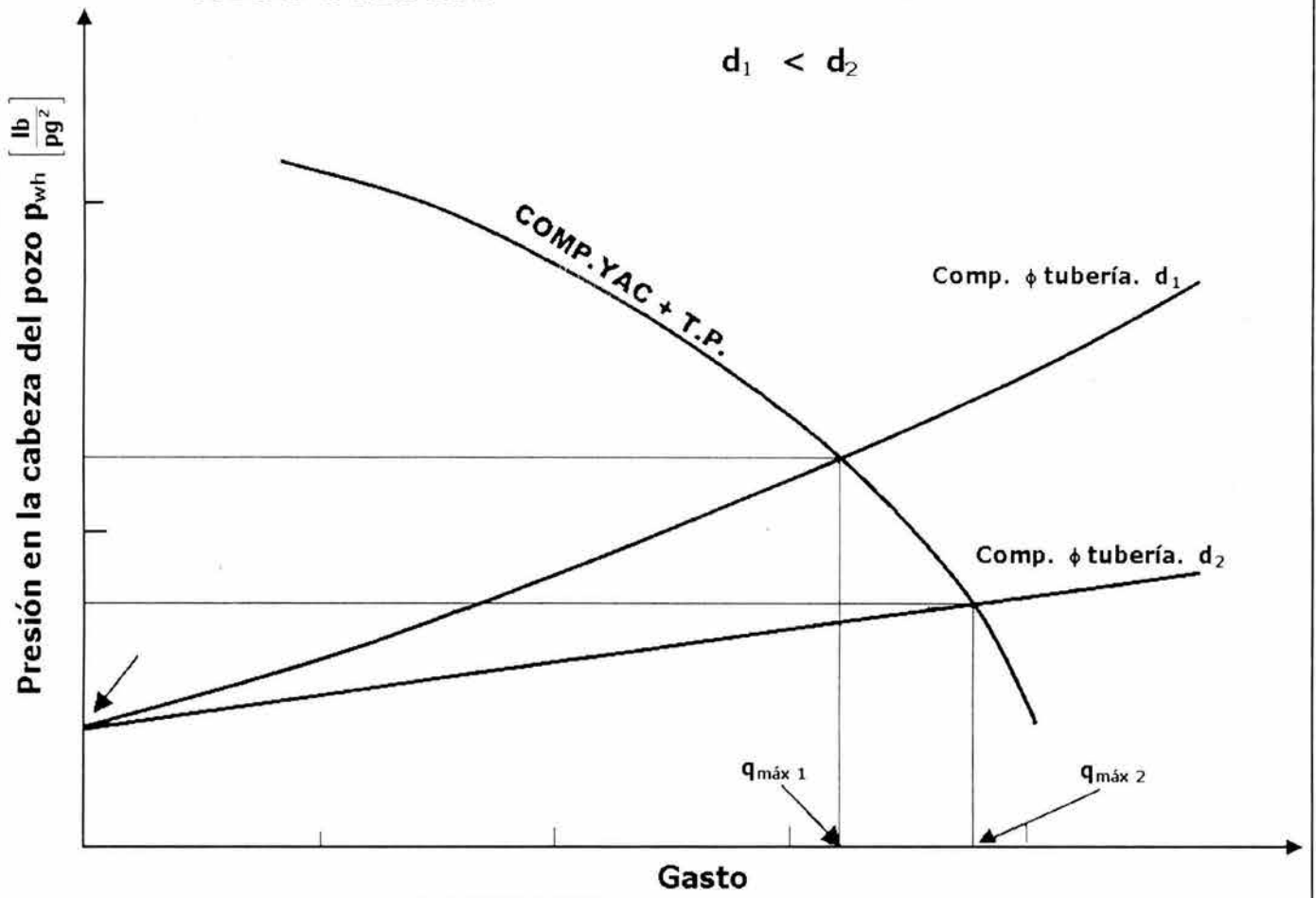


Fig. 1.19 Influencia del cambio de diámetro de la línea de descarga.

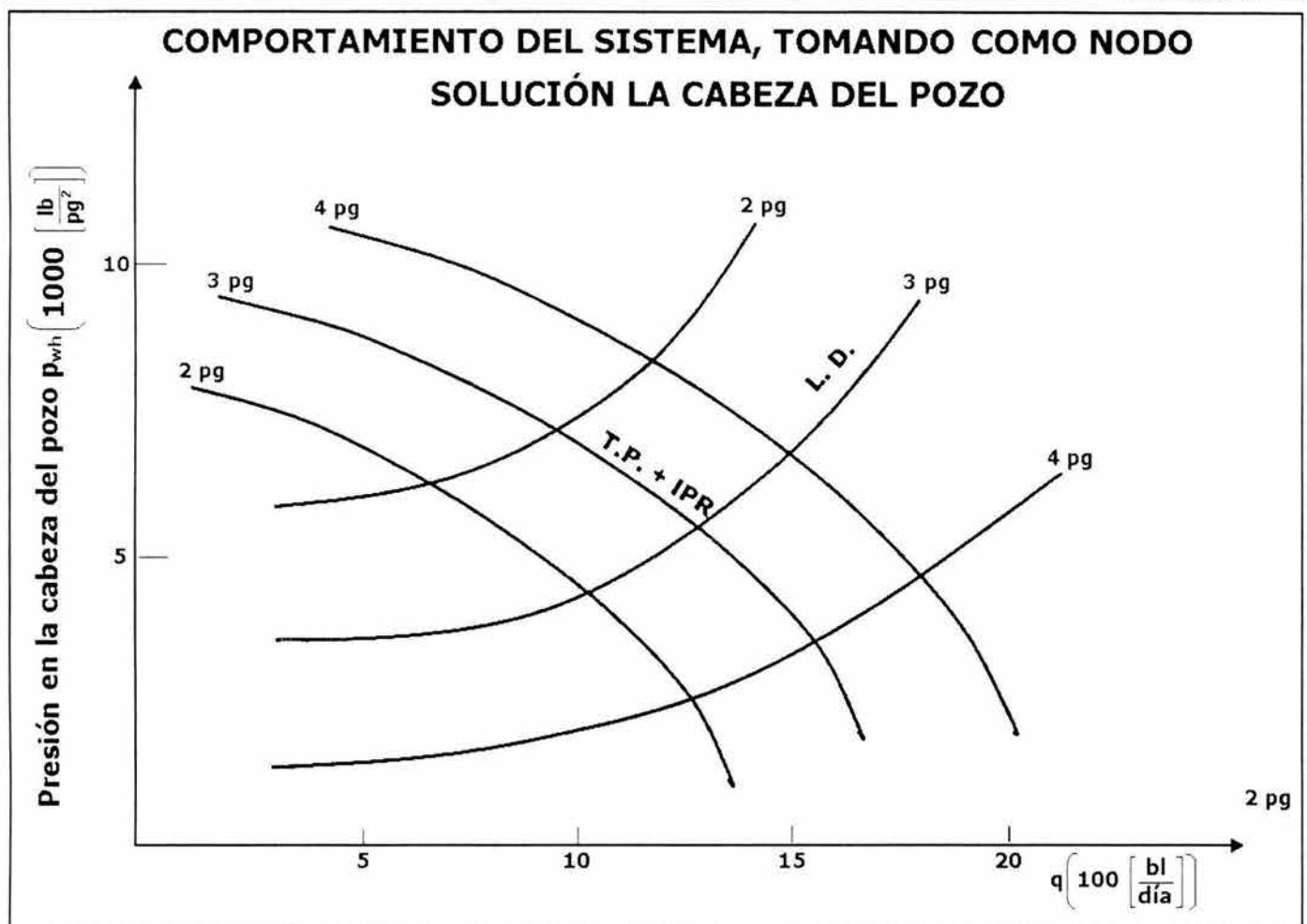


Fig. 1.20 Comportamiento del sistema, tomando como nodo solución la cabeza del pozo.

Como se puede observar en la Fig. 1.16, al incrementar el diámetro de la línea de descarga se reduce la caída de presión, provocando de esta forma que la curva de flujo de salida del nodo se desplace hacia abajo y la intersección de las curvas de entrada y salida al nodo se desplace a la derecha obteniéndose así, un valor de gasto de producción mayor al que se tenía inicialmente con un diámetro de línea de descarga menor.

Por otra parte, el Análisis Nodal puede ser empleado para analizar muchos de los problemas relacionados con los pozos productores de aceite y gas. El procedimiento puede aplicarse tanto a pozos fluentes como a pozos con sistema de producción artificial, si el efecto del método de producción artificial sobre la presión puede ser expresado como una función del gasto. El procedimiento también puede ser aplicado en el análisis del comportamiento de pozos inyectores mediante una adecuada modificación de las expresiones para entrada y salida de los nodos.

Algunas posibles aplicaciones del Análisis Nodal son las siguientes:

- Seleccionar el diámetro óptimo de la línea o tubería de descarga.
- Seleccionar el diámetro óptimo de la tubería de producción.
- Diseñar empacamiento de grava para los pozos que lo requieran.
- Dimensionar estrangulador superficial.
- Dimensionar válvula de seguridad subsuperficial.
- Analizar la existencia de restricciones al flujo en el sistema integral de producción.
- Diseñar un sistema de producción artificial.
- Otros.

CAPÍTULO 2 COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA

En este capítulo se intenta enfatizar y analizar los factores que gobiernan el flujo de los fluidos de la formación productora hasta el pozo, considerando flujo laminar, es decir, que la **Ley de Darcy** se cumple. De igual forma, se analizará el comportamiento para pozos de gas, en donde se hace presente el concepto de flujo "No Darciano" o no laminar, es decir, no se cumple la **Ley de Darcy**.

Cabe señalar que el flujo "No Darciano" se presenta exclusivamente en yacimientos de gas. No obstante, este tipo de flujo también puede estar presente cuando se tienen altas velocidades de flujo tanto en pozos de aceite como en pozos de gas, especialmente en las regiones cercanas a los pozos productores.

El análisis está basado en dos procedimientos que permiten evaluar el comportamiento de la formación, que son el índice de productividad y la ecuación de Darcy. Aunque estos procedimientos están relacionados, la variación de la presión sobre una región de la formación drenada por un pozo en particular, hace necesario el uso de parámetros independientes (permeabilidad, espesor de la zona productora, viscosidad, factor de volumen, entre otros), para así lograr una evaluación más fácil del fenómeno aludido.

2.1 ECUACIÓN DE AFLUENCIA

A saber, el comportamiento de afluencia de un pozo representa la capacidad de un pozo para aportar fluidos. Es decir, el comportamiento de flujo indicará la respuesta de la formación a un abatimiento de presión en el pozo productor. Es por eso que un buen entendimiento de los conceptos, interrelaciones y factores que determinan el comportamiento del flujo en el medio poroso, es primordial para usar apropiadamente los métodos o técnicas que se empleen para obtener el comportamiento presente y futuro de un yacimiento.

Para calcular la caída de presión (abatimiento) en un yacimiento, se requiere una expresión que muestre las pérdidas de energía o presión debido al esfuerzo viscoso o fuerzas de fricción como una función de la velocidad o gasto. Por tanto para poder establecer la ecuación de afluencia para un determinado pozo productor, será necesario aplicar y combinar los siguientes ecuaciones:

- Ecuación de conservación de la masa.
- Ecuación de movimiento.
- Ecuación de estado.

Como se mencionó anteriormente, el uso de la Ley de Darcy se debe considerar siempre en la predicción de los gastos de flujo desde el yacimiento hasta la cara del pozo. **Evinger y Muskat (1943)** establecieron la siguiente ecuación, la cual puede ser aplicada para predecir cualquier condición de flujo:

donde:

$$q = \frac{Cte (k_a h)}{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \int_{p_{wb}}^{p_e} f(p) dp \quad (2.1)$$

- Cte: Constante, la cual en unidades de campo es igual a 0.00708
 f(p): Alguna función de presión, [Adimensional]
 h : Espesor de la zona productora, [pie]
 k_a : Permeabilidad absoluta, [mD]

p_e :	Presión en la frontera exterior,	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$
p_{wfs} :	Presión de flujo en la pared del pozo,	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$
q :	Gasto de aceite,	$\left[\frac{\text{bl}}{\text{dia}} \right]$
r_e :	Radio de drene,	$[\text{pie}]$
r_w :	Radio del pozo,	$[\text{pie}]$

La Ec. 2.1 es aplicable a todos los sistemas porosos, sin embargo, la solución o forma que adquiera, dependerá de las condiciones iniciales y de frontera (daño, almacenamiento, fracturas, penetración parcial) así como también de la geometría y tipo de flujo establecidas en el sistema (los cuales serán tratados más adelante).

A continuación se muestran las diferentes geometrías de flujo presentes en un determinado pozo productor con sus respectivas ecuaciones de afluencia.

2.1.1. GEOMETRÍAS DE FLUJO

En el flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo se han observado diferentes geometrías de flujo, las cuales se indican a continuación:

- Flujo cilíndrico / radial (Fig. 2.1).
- Flujo convergente (Fig. 2.2).
- Flujo lineal (Fig. 2.3).
- Flujo elíptico (Fig. 2.4).
- Flujo hemisférico (Fig. 2.5).
- Flujo esférico (Fig. 2.6).

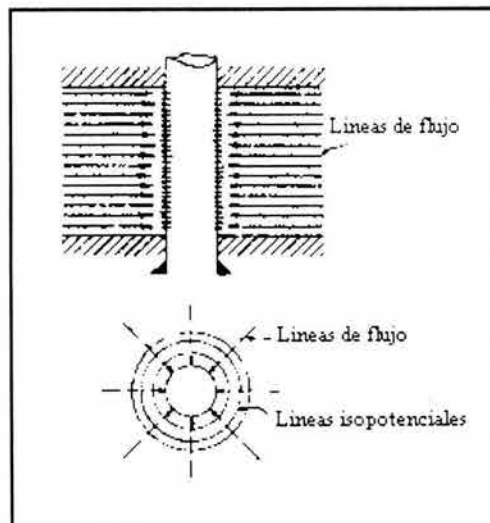


Fig. 2.1 Flujo cilíndrico / radial (Golan y Whitson, 1991).

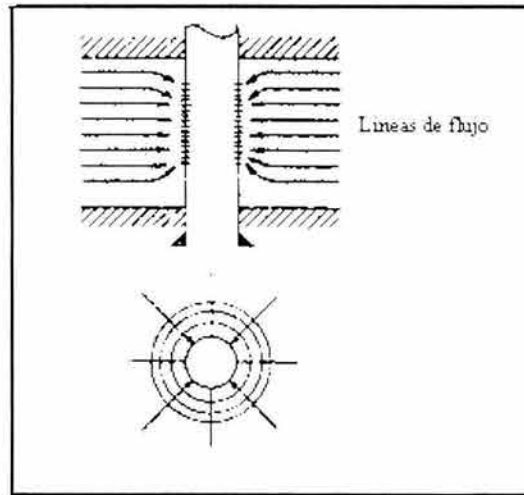


Fig. 2.2 Flujo convergente (Golan y Whitson, 1991).

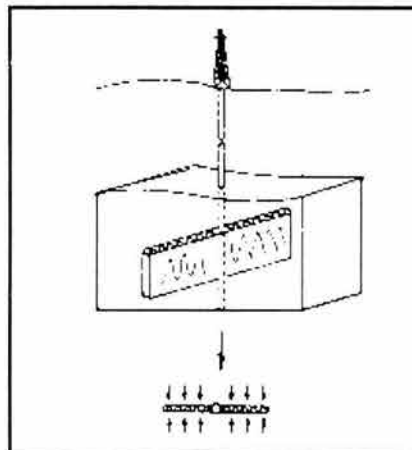


Fig. 2.3 Flujo lineal (Golan y Whitson, 1991).

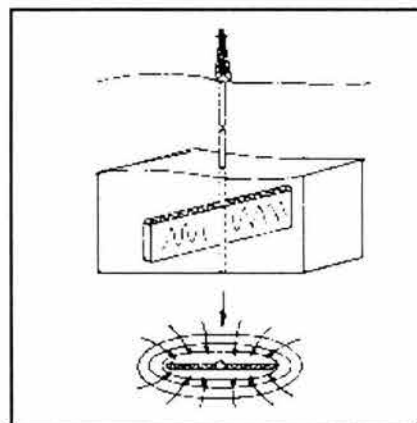


Fig. 2.4 Flujo elíptico (Golan y Whitson, 1991).

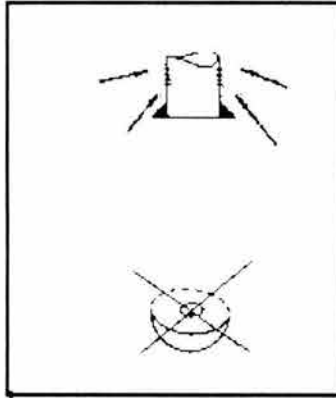


Fig. 2.5 Flujo hemisférico (Golan y Whitson, 1991).

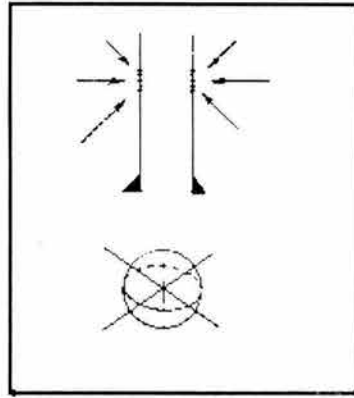


Fig. 2.6 Flujo esférico (Golan y Whitson, 1991).

De acuerdo con **Golan y Whitson**, los flujos lineal y radial son los más comunes en los pozos productores de aceite y gas. Las ecuaciones que describen este tipo de flujos son soluciones particulares de la Ec. 2.1 considerando las geometrías de flujo y tipo de fluidos producidos por el pozo.

Para el desarrollo de las ecuaciones de flujo, se tomará como base la **Ley de Darcy** escrita en forma diferencial, es decir:

$$q = VA = - \frac{k_a A}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (2.2)$$

donde:

A :	Área abierta al flujo,	[pie ²]
k _a :	Permeabilidad absoluta del medio poroso,	[mD]
q :	Gasto volumétrico,	$\left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$
V :	Velocidad aparente del fluido,	$\left[\frac{\text{pie}}{\text{seg}} \right]$
μ :	Viscosidad del fluido,	[cp]
$\frac{dp}{dx}$:	Gradiente de presión,	$\left[\frac{\text{lb/pg}^2}{\text{pie}} \right]$

FLUJO LINEAL

Para flujo lineal, considerando área de flujo constante, la Ec. 2.2 será integrada para obtener la caída de presión ocurrida a lo largo de la longitud L Fig. 2.7:

$$\int_{p_1}^{p_2} \frac{k_a dp}{\mu} = - \frac{q}{A} \int_0^L dx \quad (2.3)$$

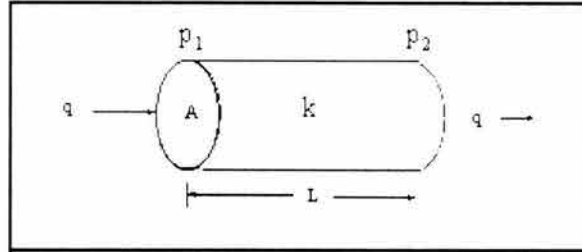


Fig. 2.7 Geometría flujo lineal.

Si se considera que k, μ, y q son independientes de la presión, ó que puedan ser evaluadas a la presión promedio en el sistema, la Ec. 2.3 quedaría como:

$$\int_{p_1}^{p_2} dp = - \frac{q \mu}{A} \int_0^L dx \quad (2.4)$$

Cuyo resultado sería.

$$p_2 - p_1 = \frac{q \mu}{k_a A} L \quad (2.5)$$

o bien:

$$q = \frac{C k_a A (p_1 - p_2)}{\mu L} \quad (2.6)$$

donde C es un factor de conversión. El valor correcto para C es 1.0 para unidades de Darcy y $1.127 \cdot 10^{-3}$ para unidades de campo.

Se puede observar de la Ec. 2.5 que la gráfica en coordenadas cartesianas de p contra L producirá una línea recta de pendiente constante, $-\frac{q \mu}{k A}$. Esto es, la variación de la presión con respecto a la distancia es lineal. Si el fluido producido es compresible, el gasto que se obtenga estará en función de la presión. Ahora bien, considerando, el hecho de que el gasto másico ρ q debe ser constante y expresando la densidad en términos de presión, temperatura y la densidad relativa del gas, se puede mostrar que la Ec. 2.5 se transforma en:

$$p_1^2 - p_2^2 = \frac{8.932 T \mu L}{k_a A} q_{sc} \quad (2.7)$$

donde:

A :	Área,	[pie ²]
k _o :	Permeabilidad absoluta,	[mD]
L :	Longitud,	[pie]
p :	Presión,	[$\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$ abs]
q _{u.c.s.} :	Gasto,	[$\frac{\text{pie}^3}{\text{día}}$]
T :	Temperatura,	[°R]
μ :	Viscosidad del fluido,	[cp]

Para flujo de alta velocidad, en donde la turbulencia ó flujo no Darciano pueda existir, la Ley de Darcy debe ser modificada para poder calcular la caída de presión extra causada por la turbulencia. Aplicando la corrección por turbulencia a las Ecs. 2.5 y 2.7 resulta:

$$p_1^2 - p_2^2 = \frac{\mu_o B_o L}{1.129 * 10^{-3} k_o A} q_o + \frac{9.03 * 10^{-13} B_o^2 \beta \rho_o L}{A^2} q_o^2 \quad (2.8)$$

Para flujo de aceite

donde:

A :	Área abierta al flujo,	[pie ²]
B _o :	Factor de volumen del aceite,	[$\frac{\text{bl}_{o.c.s.}}{\text{bl}_{o.a.c.}}$]
k _o :	Permeabilidad del aceite,	[mD]
p ₁ :	Presión corriente arriba,	[$\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$ abs]
p ₂ :	Presión corriente abajo,	[$\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$ abs]
q _o :	Gasto de aceite,	[$\frac{\text{bl}_{o.c.s.}}{\text{día}}$]
β :	Coefficiente de velocidad,	[pie ⁻¹]
μ _o :	Viscosidad del aceite,	[cp]
ρ _o :	Densidad del aceite,	[$\frac{\text{lb}_m}{\text{pie}^3}$]

Para flujo de gas

$$p_1^2 - p_2^2 = \frac{8.93 Z \mu_g L T}{k_g A} q_{u.c.s.} + \frac{1.247 * 10^{-16} \beta Z T L \gamma_g}{A^2} q_{u.c.s.}^2 \quad (2.9)$$

donde:

A :	Área de flujo,	[pie ²]
k _g :	Permeabilidad al gas,	[mD]

q_{gs}	Gasto de gas a 14.7 $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{abs} \right]$, y 60 °F.	$\left[\frac{\text{pie}^3}{\text{día}} \right]$
T	Temperatura de flujo.	$[^{\circ}\text{R}]$
Z	Factor de compresibilidad del gas evaluado a T y p.	[Adimensional]
β	Coefficiente de velocidad.	$[\text{pie}^2]$
γ_g	Densidad relativa del gas (aire = 1)	[Adimensional]
μ_g	Viscosidad del gas a T. y p.	[cp]

Una estimación para el coeficiente de velocidad β se puede obtener a partir de:

$$\beta = a k^{-b} \quad (2.10)$$

donde:
 a y b son aproximaciones que pueden obtenerse a partir de la Tabla 2.1, establecida por **Geertsma (1974)**:
 Tabla 2.1 Coeficientes para **a** y **b**

Tipo de formación	A	b
Consolidada	$2.329 * 10^{10}$	1.2
No consolidada	$1.470 * 10^7$	0.55

FLUJO RADIAL

La **Ley de Darcy** puede ser usada para calcular el flujo hacia el pozo, donde el fluido converge radialmente. En este caso, el área abierta al flujo no es constante, por lo tanto, deberá ser incluida en la integración de la Ec. 2.2. Haciendo referencia a la geometría de flujo ilustrada en la Fig. 2.8, el área de la sección transversal abierta al flujo para cualquier radio sería $A = 2 \pi r h$.

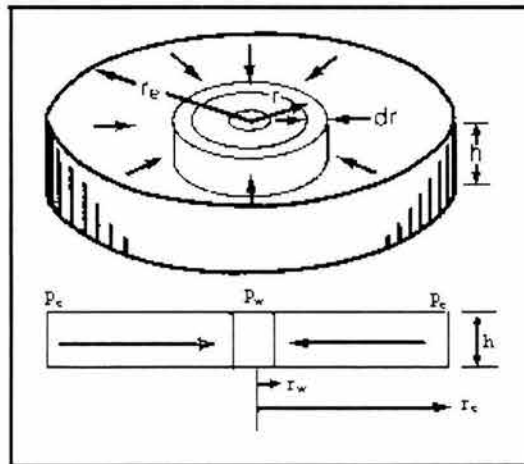


Fig. 2.8 Sistema de flujo radial. (**Beggs, 1991**).

Del mismo modo, definiendo como negativo el cambio en la presión con respecto a la dirección de flujo, $-\frac{dp}{dx}$. Haciendo estas sustituciones en la Ec. 2.2 se obtiene:

$$q = \frac{2 \pi h k_o dp}{\mu dr} \quad (2.11)$$

Tomando como base la Ec. 2.11 para flujo de aceite y flujo de gas se tiene que:

PARA FLUJO DE ACEITE

Cuando se aplica la ecuación de Darcy para flujo de aceite en un yacimiento, se asume que sólo el aceite es ligeramente compresible. Una pequeña variación en el gasto q_o con respecto a la presión puede ser relacionada por medio del factor de volumen del aceite, B_o por lo tanto, el gasto puede ser expresado a condiciones superficiales ó de tanque de almacenamiento. Por consiguiente, para flujo de aceite la Ec. 2.11 quedaría como:

$$q_o B_o = \frac{2 \pi r h k_o}{\mu_o} \left(\frac{dp}{dr} \right) \quad (2.12)$$

o bien:

$$2 \pi h \int_{p_{wf}}^{p_e} \frac{k_o}{\mu_o B_o} dp = q_o \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} \quad (2.13)$$

Cuando se integra esta ecuación, usualmente se asume que la función presión, $f(p) = \frac{k_o}{\mu_o B_o}$, es independiente de la presión o que puede ser evaluada a la presión promedio del drenado del pozo.

Utilizando esta consideración e integrando la Ec. 2.13 en la vecindad del radio de drene del pozo, se obtiene:

$$q_o = \frac{2 \pi k_o h (p_e - p_{wf})}{\mu_o B_o \ln(r_e / r_w)} \quad (2.14)$$

Para unidades de campo la Ec. 2.14 quedaría como:

$$q_o = \frac{0.00708 k_o h (p_e - p_{wf})}{\mu_o B_o \ln(r_e / r_w)} \quad (2.15)$$

donde:

- B_o : Factor de volumen del aceite, $\left[\frac{bl_{@p_e, T}}{bl_{@p_w, T}} \right]$
- k_o : Permeabilidad del aceite, $[mD]$
- h : Espesor del yacimiento, $[pie]$
- p_e : Presión a $r = r_e$, $\left[\frac{lb}{pg^2} \text{ abs} \right]$
- p_{wf} : Presión de fondo fluyendo, $\left[\frac{lb}{pg^2} \text{ abs} \right]$
- q_o : Gasto de aceite @ c.s., $\left[\frac{bl}{dia} \right]$

r_e :	Radio de drene del pozo,	[pie]
r_w :	Radio del pozo,	[pie]
μ_o :	Viscosidad del aceite,	[cp]

La Ec. 2.15 se aplica para régimen estacionario (p_e : constante), flujo laminar de un pozo en el centro de un área circular de drenado. Ahora bien, la Ec. 2.15 es más útil si se expresa en términos de la presión media del yacimiento \bar{p}_y y para régimen pseudo- estacionario ó flujo estabilizado ($\bar{p}_y - p_{wf}$: constante):

$$q_o = \frac{0.00708 k_o h (\bar{p}_y - p_{wf})}{\mu_o B_o \ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right)}, \quad (2.16)$$

donde:

$$\bar{p}_y : \quad \text{Presión promedio en el volumen de drene de un pozo,} \quad \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}} \text{ abs} \right]$$

Los otros términos son los mismos que se definen en la Ec. 2.15.

PARA FLUJO DE GAS

Al integrar la Ec. 2.12 para flujo de gas, se considera que ρq es constante, y aplicando la ecuación de estado de los gases se tiene que:

$$\rho = \frac{p M}{Z R T}. \quad (2.17)$$

Además se sabe que:

$$\rho q = \rho_{@c.s.} q_{@c.s.}$$

despejando a $q_{@c.s.}$

$$q_{@c.s.} = \frac{\rho q}{\rho_{@c.s.}} = \frac{p T_{@c.s.}}{p_{@c.s.} T Z} \frac{2 \pi r h k_g dp}{\mu_g dr}, \quad (2.18)$$

integrando:

$$\int_{p_{wf}}^{p_e} p dp = \frac{q_{@c.s.} \mu_g T p_{@c.s.} Z}{2 \pi h k_g T @c.s.} = \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r}, \quad (2.19)$$

El resultado de la integración sería:

$$p_e^2 - p_{wf}^2 = \frac{q_{@c.s.} \mu_g Z T p_{@c.s.} \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}{\pi k_g h T_{@c.s.}}, \quad (2.20)$$

Modificando la Ec. 2.20 para flujo estabilizado, presión media del yacimiento, y definiendo $p_{a.c.s.} = 14.7 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}} \cdot \text{abs} \right]$ y $T_{a.c.s.} = 520 \text{ } ^\circ\text{R}$, resultaría una ecuación para flujo de gas en unidades de campo, es decir:

$$q_{g \text{ a.c.s.}} = \frac{703 * 10^{-6} k_g h (\bar{p}_y^2 - p_{wf}^2)}{\mu_g Z T \ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (2.21)$$

donde:

k_g :	Permeabilidad al gas,	[mD]
h :	Espesor del yacimiento,	[pie]
\bar{p}_y :	Presión media del yacimiento,	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}} \cdot \text{abs} \right]$
p_{wf} :	Presión de fondo fluyendo,	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}} \cdot \text{abs} \right]$
$q_{g \text{ a.c.s.}}$:	Gasto de gas,	$\left[\frac{\text{miles pie}^3}{\text{día}} \right]$
r_e :	Radio de drene,	[pie]
r_w :	Radio del pozo,	[pie]
T :	Temperatura del yacimiento,	[$^\circ\text{R}$]
Z :	Factor de compresibilidad del gas a T y P,	[Adimensional]
μ_g :	Viscosidad del gas a T y $p = 0.5 (p_y + p_{wf})$,	[cp]

Como se puede observar, la forma que adquiera la ecuación de afluencia para un determinado pozo, dependerá del tipo de fluidos producidos por el pozo, así como también de la geometría y régimen de flujo presente en el sistema roca-fluidos.

PERÍODOS O REGÍMENES DE FLUJO (Slider, 1983; Leon, 1984; Muskat, 1937)

Antes de proceder a describir los periodos de flujo, se considera pertinente clasificar los diferentes tipos de flujo que se presentan en el medio poroso, de acuerdo a la dimensión, geometría, tiempo y fase. Tal clasificación es la siguiente:

Dimensión	$\left\{ \begin{array}{l} \text{Unidimensional} \\ \text{Bidimensional} \\ \text{Tridimensional} \end{array} \right.$	
Geometría		$\left\{ \begin{array}{l} \text{Lineal} \\ \text{Radial} \\ \text{Esférico} \end{array} \right.$
Tiempo		

- Fases $\left\{ \begin{array}{l} \text{Monofásico, (una sola fase)} \\ \text{Multifásico, (bifásico, trifásico)} \end{array} \right.$

En el comportamiento de la presión en un pozo que produce a gasto constante se pueden identificar tres periodos de flujo, los cuales se presentan en la Fig. 2.9

- A. FLUJO ESTACIONARIO.
- B. FLUJO TRANSITORIO.
- C. FLUJO PSEUDOESTACIONARIO.

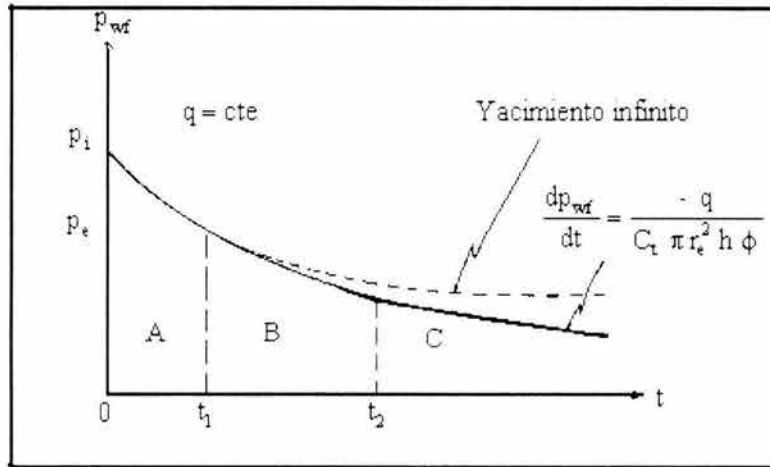


Fig. 2.9 Respuesta típica de la presión cuando se pone a producción un pozo.

En este capítulo, el flujo estacionario se refiere a la situación en la cual la distribución de presión y de gasto en el yacimiento permanece constante con el tiempo. En contraste, el flujo transitorio es la situación en la cual la presión y/o el gasto varían con el tiempo. El flujo pseudoestacionario es una clase especial de flujo transitorio, el cual se asemeja a el flujo estacionario. A continuación se enuncian las principales características de cada uno de los regímenes de flujo presentes en un pozo productor.

FLUJO ESTACIONARIO

A saber, muchos yacimientos producen bajo régimen estacionario. Este tipo de flujo ocurre cuando un yacimiento esta produciendo con un fuerte empuje de agua, de tal forma que cada barril de aceite producido es reemplazado por un barril de agua en el yacimiento. La Fig. 2.10 muestra un modelo idealizado de un yacimiento con empuje de agua. Para que la situación de flujo estacionario este presente, es condición necesaria que el gasto másico a lo largo del yacimiento sea igual al gasto másico que sale del yacimiento. Estas condiciones son cercanamente aproximadas, como se mencionó anteriormente, cuando un yacimiento presenta un fuerte mecanismo de empuje de agua, un casquete de gas asociado, o bien, se realiza alguna operación de recuperación secundaria.

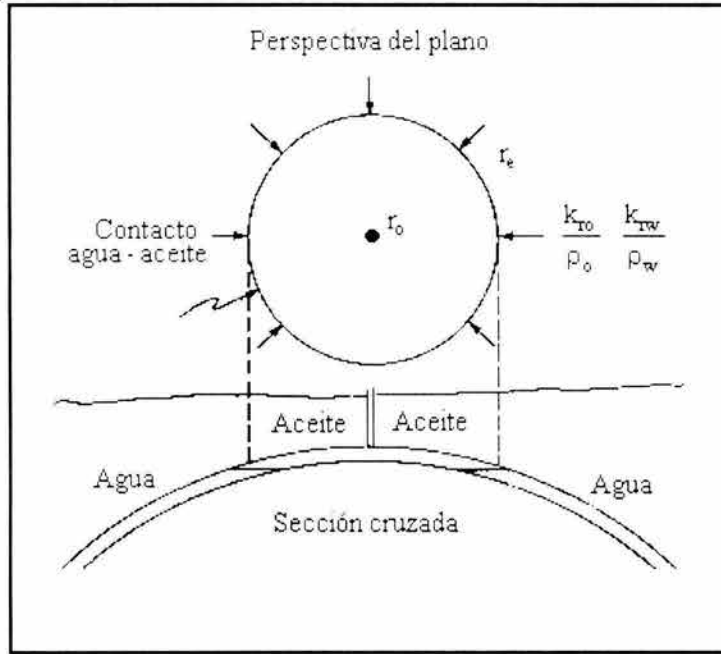


Fig. 2.10 Esquema de un yacimiento con empuje de agua (Slider, 1983).

La distribución de presión y gasto para tal sistema se muestra en la Fig. 2.11. Esta distribución de presión y gasto permanece igual en el área de drenaje durante el flujo estacionario.

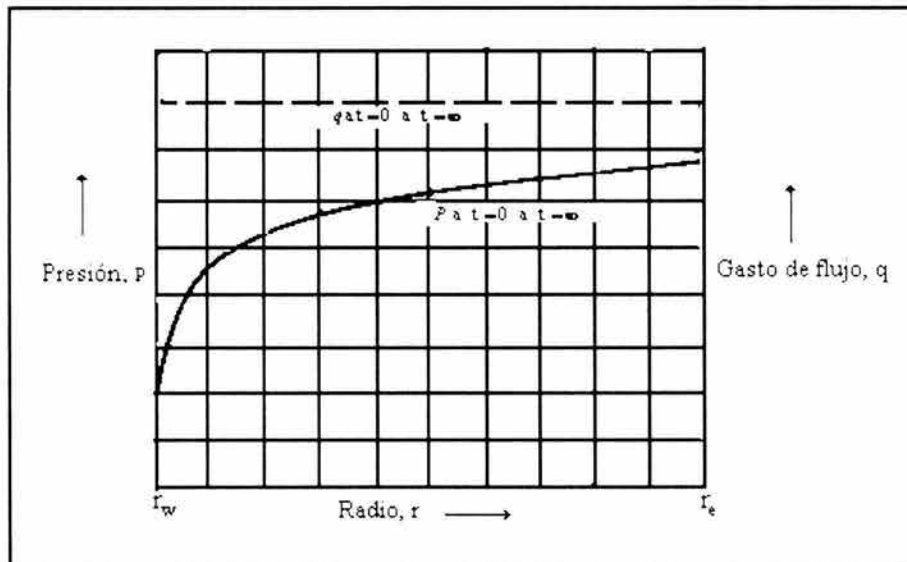


Fig. 2.11 Distribución de presión y gasto para flujo estacionario (Slider, 1983).

De acuerdo con la ecuación de Darcy Ec. 2.11 considerando flujo radial, ésta se puede expresar en términos de gradiente de presión $\frac{\Delta p}{\Delta x}$ para cualquier radio de drenaje, esto es:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta r} \right)_r = \frac{q \mu}{1.127 k_a A_r} \quad (2.22)$$

El signo menos de la Ec. 2.2 ha sido eliminado debido a que la distancia, r , es medida en contra de la dirección de flujo. En consecuencia, la pérdida de presión ocurre con la disminución del radio y $\frac{\Delta p}{\Delta r}$ es positivo.

El área de la sección transversal se representa con el subíndice r , para indicar que es una función de radio de drenaje. De esta forma, el gradiente de presión es también una función del radio y de forma similar se representa con un subíndice r . Para un radio r y un gasto q en particular, la pendiente de la gráfica de presión contra el radio $\frac{\Delta p}{\Delta r}$ permanece constante todo el tiempo en el que no hay cambio en la saturación, la cual podría cambiar la permeabilidad efectiva, k_e . En consecuencia, durante el tiempo en que permanece constante el gasto, la distribución de presión también permanece constante.

Esta idea puede ser amplificada para aplicarse a fluidos compresibles, por ejemplo, un gas, si el gasto se establece en unidades convenientes, por ejemplo pies cúbicos estándar. De este modo, el historial de presión y gasto del pozo pueden ser empleados para determinar si un pozo se encuentra en régimen estacionario. Si el gasto es constante y la presión de fondo permanece constante, no hay duda que el área de drenaje de este pozo se encuentra en régimen de flujo estacionario.

Para que tal situación ocurra, el flujo a través del radio de drenaje, r_e , deberá ser igual a el flujo a través del radio del pozo, r_w , y el mismo fluido deberá cruzar ambos radios. Esta condición estrictamente no es conocida en un yacimiento. Sin embargo, un fuerte empuje por agua, por medio del cual un gasto de agua es igual al gasto de producción proporciona un historial de presión y gasto casi idéntico al descrito en la Fig. 2.11. Mantener la presión por medio de inyección de agua bajo la estructura almacenadora de hidrocarburos o por medio de inyección de gas por arriba de la estructura, también se aproxima a las condiciones de régimen estacionario. En general, el flujo estacionario ocurre cuando no existe cambio en la densidad del fluido en cualquier posición del yacimiento como función del tiempo. Prácticamente, esto significa que no existirá cambio en la presión en cualquier posición del yacimiento. Es decir, la variación de la presión con respecto al tiempo será cero $\frac{\partial p}{\partial t} = 0$.

Las ecuaciones de flujo estacionario son además útiles en el análisis de las condiciones cercanas al pozo. Al igual que en un sistema de flujo transitorio, el gasto cerca del pozo es aproximadamente constante de tal forma que las condiciones alrededor del pozo son casi constantes. Así, las ecuaciones de flujo estacionario pueden ser aplicados a esta porción del yacimiento sin que se presenten errores significativos. Es decir, las ecuaciones de flujo estacionario pueden ser utilizadas para representar periodos cortos de tiempo para el flujo alrededor del pozo.

2.1.2 FLUJO TRANSITORIO

El flujo transitorio es aquel que ocurre mientras el gasto y/o presión cambian con el tiempo $\frac{\partial p}{\partial t} = \text{variable}$. La Fig. 2.12 muestra la gráfica de presión contra gasto a diferentes tiempos para un yacimiento bajo condiciones de flujo transitorio.

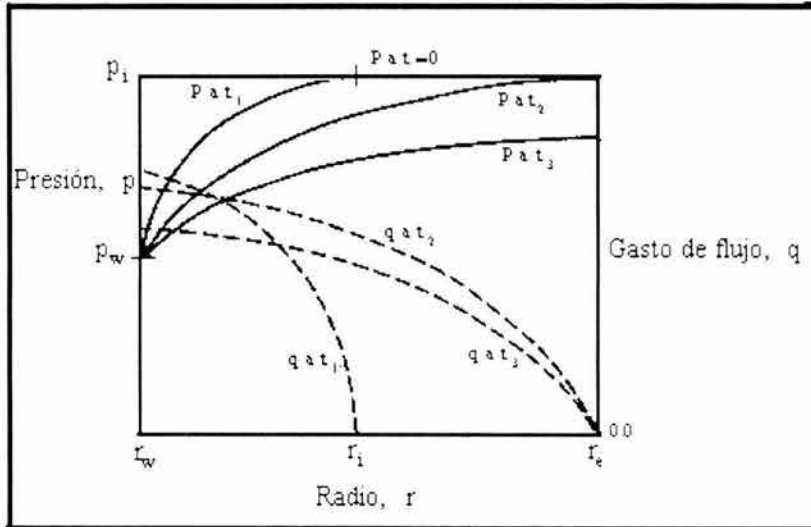


Fig. 2.12 Distribución de presión y gasto para flujo transitorio con una presión de pozo, p_w , constante (Slider, 1983).

Inicialmente, la presión es uniforme a lo largo del yacimiento a la presión inicial, p_i , la cual representa el tiempo cero de producción. No existe flujo de agua o movimiento de otros fluidos a través de r_e , lo cual implica que se tienen condiciones de frontera cerrada.

Las condiciones de frontera cerrada representan una zona donde no existe entrada de fluidos en el área de drene. Generalmente, las condiciones de frontera cerrada se presentan cuando un pozo se pone fuera de producción y/o existen barreras geológicas tales como fallas y discontinuidades geológicas Fig. 2.13.

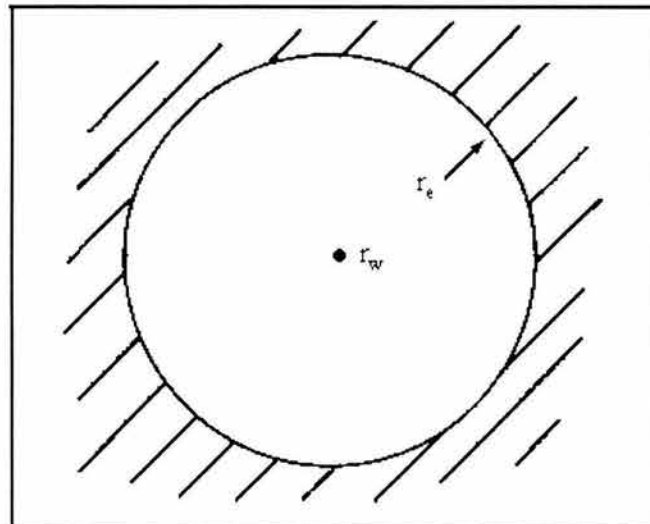


Fig. 2.13 Modelo del yacimiento para flujo transitorio bajo condiciones de frontera cerrada (Slider, 1983).

Después de un periodo corto de producción a un determinado gasto (de tal forma que la presión, p_w , permanezca constante) se podrá obtener una distribución como se muestra en la Fig. 2.12, es decir, p a t_1 . A este tiempo sólo una pequeña porción del yacimiento será afectada, lo cual implica que no se tendrá una significativa caída de presión. Se debe tener en cuenta que el flujo de los fluidos es causado por la expansión o compresibilidad de los fluidos. Consecuentemente, si no existe una caída de presión en el yacimiento en un punto en particular o fuera de éste, no podrá llevarse a cabo el flujo de los fluidos en un radio en particular. Esta condición puede ser mostrado por la expresión matemática para la compresibilidad:

$$C = \frac{\left(\frac{\Delta v}{v} \right)}{\Delta p} \quad (2.23)$$

La Ec. 2.23 representa la compresibilidad de cualquier material y es simplemente el cambio fraccional en el volumen por unidad de cambio de presión. La expansión del fluido en el yacimiento está representada por Δv , la cual es igual a $C v \Delta p$. El fluido no puede llevar a cabo una expansión sin una caída de presión.

Así, como se muestra en la gráfica de q a t_1 , el gasto en el radio de drenaje, r_e , es cero y se incrementa al reducirse éste, hasta un gasto máximo el cual se obtiene en el radio del pozo, r_w . La Fig. 2.12 es esquemática y no significa que sea cualitativa. La distribución de presión y gasto en el tiempo t_1 representan un instante en el tiempo y se desplazarán a lo largo de estas posiciones conforme la producción continúe afectando mayor parte del yacimiento. Esto es, nuevas áreas experimenten una significativa caída de presión y estén sujetas a fluir hasta que la totalidad del yacimiento esté afectado, como se muestra en la Fig. 2.12, es decir, la presión p en el tiempo t_2 .

El gasto q en t_2 indica que el gasto en este tiempo se extiende a lo largo del yacimiento debido a que ha sido afectado y presenta una significativa caída de presión. Se puede advertir que el gasto ha declinado en parte a partir de t_1 a t_2 a causa de la misma caída de presión ($p_1 - p_w$), lo cual implica que un volumen mucho más grande del yacimiento ha sido afectado.

Cuando la presión ha afectado la totalidad del yacimiento, éste experimenta una declinación de presión conforme la producción continua. Por tanto, la distribución de presión tendrá la tendencia mostrada en la Fig. 2.12 para p a t_3 .

El gasto q habrá declinado en parte durante el tiempo t_1 a t_2 debido al incremento en el radio en el cual se lleva a cabo el flujo de fluidos. Este gasto continúa declinando desde t_2 a t_3 debido a la caída de presión total desde r_e hasta r_w ($p_e - p_w$). La Fig. 2.12 es un ejemplo de flujo transitorio debido a que tanto el gasto como la presión cambian con el tiempo, excepto para la presión que se mantiene constante artificialmente en el pozo (p_w). Esta situación es comparable a un pozo que fluye con un estrangulador de diámetro constante o bien, a un pozo que se mantiene con bombeo subsuperficial. Bajo estas condiciones, en la Fig. 2.12 se puede advertir que a un tiempo de producción pequeño (t_1), la presión del yacimiento está afectada significativamente sólo en un radio particular, r_1 . Dado que el yacimiento produce debido a la expansión de los fluidos contenidos en él, el gasto a cualquier radio mayor que r_1 será igual a cero, debido a que no ocurre una caída de presión que afecte la expansión del fluido y en consecuencia, el subsecuente flujo. Sin embargo, mientras la producción del pozo continúa, mayor parte del yacimiento se ve afectado, hasta que eventualmente la totalidad del yacimiento experimenta una caída de presión.

Lo anterior se puede explicar considerando un yacimiento segmentado tal como se muestra en la Fig. 2.14. La misma presión, p_i , existe a lo largo del yacimiento cuando la producción se inicia. Se considera que esto ocurre en el pozo a un tiempo $t = 0$ cuando la presión en el pozo o el radio interno de Δv_1 se abate a p_w , debido al desplazamiento del fluido hacia el pozo. Este abatimiento provoca una caída de presión a través de la cara del pozo, lo cual, de acuerdo con la **Ley de Darcy**, el flujo se produce.

Conforme se realiza el flujo de los fluidos desde Δv_1 hasta la cara del pozo, las caídas de presión en Δv_1 serán la principal causa de que el fluido remanente se expanda. Esta expansión proporcionará la energía suficiente al fluido para que fluya hacia el interior del pozo. Una vez que mayor cantidad de fluidos sean removidos desde Δv_1 , provocará una significativa caída de presión, dando origen a una diferencia de presión entre Δv_1 y Δv_2 . De acuerdo con la **Ley de Darcy**, esta diferencia de presión da como resultado el flujo de Δv_2 a Δv_1 . El flujo de los fluidos desde Δv_1 provoca una caída de presión en Δv_2 y una correspondiente expansión del fluido remanente en Δv_2 , la cual proporciona energía al fluido para fluir hacia Δv_1 . El flujo de fluidos desde Δv_2 a Δv_1 también tiende a mantener la presión en Δv_1 .

Cuando suficiente flujo ha tenido lugar desde Δv_2 , esto provoca una significativa caída de presión en Δv_2 , dando origen a una diferencia de presión entre Δv_3 a Δv_2 . Esto es, el flujo se lleva a cabo desde Δv_3 a Δv_2 . Este flujo tiende a mantener la presión en Δv_2 y eventualmente provoca una caída de presión en Δv_3 , la cual es lo suficiente para iniciar el flujo desde Δv_4 hacia Δv_3 debido a la caída de presión existente entre los dos segmentos y así sucesivamente hasta Δv_{re} .

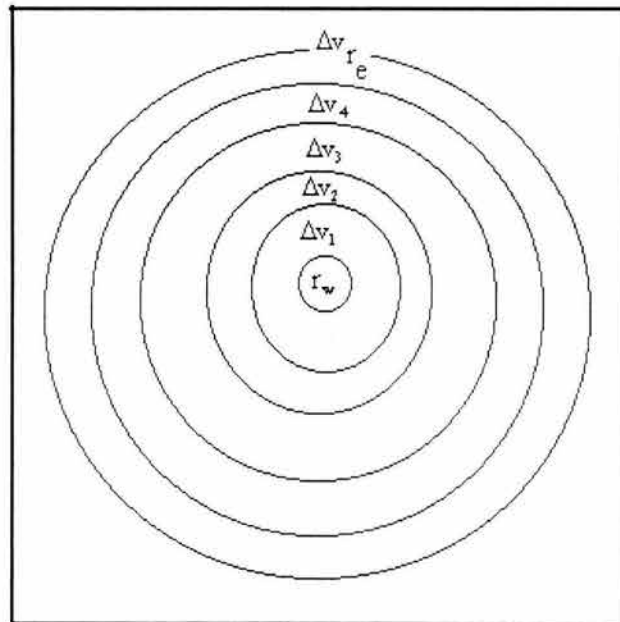


Fig. 2.14 Representación gráfica de un yacimiento circular segmentado para flujo transitorio.

Físicamente, este proceso requiere tiempo para que el efecto de la presión pueda sentirse a lo largo del yacimiento. Adviértase que mientras el efecto de la presión se mueve hacia el centro del yacimiento (el pozo), este continúa teniendo un pequeño efecto sobre la presión de cada segmento subsecuente del yacimiento conforme el radio de drenaje se incrementa. Este incremento en el radio provoca un incremento en el tamaño del segmento, y de este modo, una mayor cantidad de fluido desplazable será requerido para obtener la misma caída de presión. También se puede advertir que conforme el radio de drenaje se incrementa, el área transversal $2\pi r h$ o A en la ecuación de Darcy se incrementa y el gradiente de presión $\frac{\partial p}{\partial r}$ se abate.

Hawkins (1956) explicó los conceptos físicos de este fenómeno empleando un modelo hidráulico análogo. Modeló un yacimiento segmentado tal como se ilustra en la Fig. 2.15, representando el potencial de capacidad de expansión de cada segmento mediante un contenedor con un determinado volumen. Estos contenedores son conectados mediante tuberías las cuales son dimensionadas de acuerdo a la resistencia relativa al flujo entre varios segmentos. La Fig. 2.15 muestra el modelo esquemático del yacimiento de la Fig. 2.14. Nótese que los tamaños relativos de los contenedores representan los diferentes segmentos y los tamaños relativos de las tuberías representan la conexión entre los diferentes segmentos. El único factor que afecta la relativa resistencia al flujo entre los segmentos o tamaño de tubería es el área de sección transversal (A en la ecuación de Darcy), la cual se incrementa en porción a el incremento del radio.

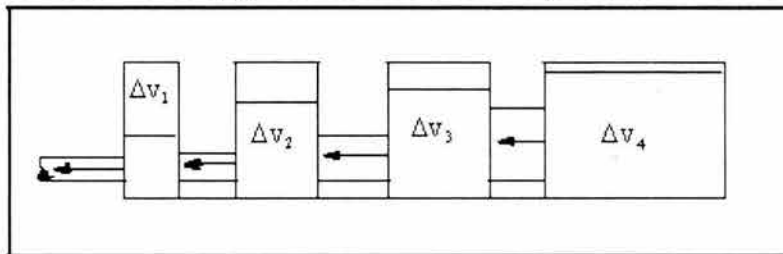


Fig. 2.15 Modelo hidráulico análogo de flujo transitorio para fluido ligeramente compresible (Slider, 1983).

Para operar este modelo, inicialmente todos los contenedores son llenados con agua a un mismo nivel. Aquí, el nivel del agua representa la presión en cada segmento y conforme el nivel del agua se reduce, el potencial de expansión del segmento en cuestión también se ve reducido. De este modo, después de llenar cada contenedor a un mismo nivel, una válvula ubicada en ΔV_1 , la cual representa el flujo hacia el pozo, es abierta permitiendo así la descarga. Es entonces fácil ver que el flujo tendrá lugar a partir de ΔV_1 durante un período substancial de tiempo antes de que el flujo de ΔV_2 a ΔV_1 ocurra. De forma similar, el flujo de ΔV_2 a ΔV_3 y de ΔV_4 a ΔV_3 son retardados.

Mas adelante se verá un ejemplo, en el cual se puede apreciar la diferencia entre flujo transitorio y pseudo-estacionario, así como también las condiciones para que ocurran.

2.1.3 FLUJO PSEUDOESTACIONARIO

Después de un período inicial de producción con presión y gasto no constante, es decir, flujo transitorio, las condiciones de frontera externa (No- flujo y $p = \text{cte}$) comienzan a afectar la producción en el pozo y el flujo estabiliza. Cuando la estabilización en el yacimiento se lleva a cabo, la condición de frontera externa de presión constante da origen al flujo denominado como flujo pseudoestacionario. La condición de frontera externa de presión constante representa la frontera en la cual la presión del yacimiento se mantiene en su valor inicial. La condición de frontera externa de presión constante es usualmente causada ya sea por la entrada de agua de un acuífero asociado o por la inyección de agua o gas a través de pozos inyectoros, o bien, la combinación de los tres.

La Fig. 2.16 ilustra la distribución de presión y gasto para el mismo sistema de flujo pseudoestacionario. En este caso en particular el gasto en el pozo, q_w , es constante. Esta condición es comparable a un pozo que está bombeando a gasto constante. Nuevamente, a un tiempo $t = 0$ la presión a lo largo del yacimiento es uniforme a p_i . Entonces después de un tiempo corto de producción t_1 , a un gasto constante, sólo una pequeña porción del yacimiento ha experimentado una caída de presión significativa, en consecuencia, el yacimiento esta fluyendo sólo fuera del radio r_1 . Mientras la producción continúa a gasto constante, el yacimiento en su totalidad experimenta una caída de presión significativa, mostrada como p a un tiempo t_2 en la Fig.2.16.

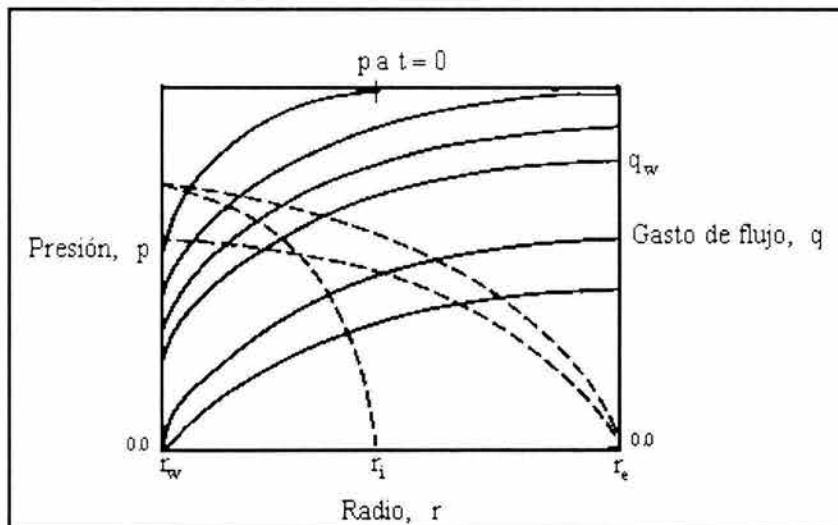


Fig. 2.16 Distribución de presión y gasto para un sistema bajo condiciones de flujo pseudoestacionario (Slider, 1983).

Poco después de que la presión del yacimiento en su totalidad ha sido afectada, una situación inesperada surge. El cambio en la presión con respecto al tiempo en todo el radio de drenaje en el yacimiento llega a ser uniforme. Por consiguiente, la distribución de presión en los subsecuentes tiempos son paralelos, como se ilustra en la Fig. 2.16 a un tiempo t_3 , t_4 y t_5 . Matemáticamente, esto es equivalente a que la derivada de p con respecto a t sea constante

$\frac{\partial p}{\partial t} = \text{constante}$. Esta situación continúa con un cambio uniforme en la presión con respecto al tiempo en todo el radio de drene y con una distribución de presión paralela, hasta que el yacimiento no puede mantener un gasto constante en el pozo. Este punto ocurre cuando la presión en el pozo, r_w , ha alcanzado su límite inferior físico. Adviértase que durante el tiempo en el cual el cambio de presión con respecto al tiempo a lo largo del yacimiento es constante, la distribución del gasto permanece constante. Esto se puede apreciar examinando la siguiente ecuación, expresada en función del gasto a un radio en particular (q_r):

$$q_r = \frac{1.127 k_a A_r}{\mu} \left(\frac{\Delta p}{\Delta r} \right)_r \quad (2.24)$$

Como se puede advertir, para un radio en particular, A_r es una constante. Además, a menos que un cambio de saturación ocurra en el yacimiento, la permeabilidad, k_a , permanece constante. Adviértase que $\frac{\Delta p}{\Delta r}$ en cualquier radio en particular representa la pendiente de la gráfica de presión contra radio. Todo el tiempo que la distribución de presión permanece constante, la pendiente de la curva en un radio en particular y el gasto en dicho radio será constante.

Esta situación se presenta después de que el yacimiento ha producido a gasto constante el tiempo suficiente para afectar en su totalidad al yacimiento, provocando un cambio constante en la presión con el tiempo en todo el radio de drene. Esto da como resultado una distribución de presión paralela con su correspondiente distribución de gasto constante. Dado que todos los términos en la ecuación de Darcy Ec. 2.24 permanecen constantes o se hacen constantes, es normal asumir que el flujo estacionario existe.

Craft y Hawkins (1959) se refieren a éste fenómeno como flujo estacionario en un yacimiento limitado. Otros (**Slider, 1983**), se refieren a este régimen de flujo como flujo semiestacionario debido a que la presión absoluta está cambiando a lo largo del yacimiento con el tiempo.

El período de flujo pseudoestacionario inicia al final del período transitorio cuando la condición de frontera externa de No- flujo más alejada de la pared del pozo es alcanzada por el disturbio de presión y el área total de drene comienza a contribuir a la producción. Así mismo, las condiciones en las cercanías del pozo (gasto y presión) tienden a estabilizarse durante el flujo pseudoestacionario. Un rasgo particular del flujo pseudoestacionario, asumiendo un gasto de producción constante, es que la presión declina al mismo ritmo en cualquier parte del yacimiento. Por tanto, para asegurarse de mantener la presión constante, es decir, que Δp sea constante se deberá reducir el gasto de producción, o sea q a t_0 en la Fig. 2.16.

Al inicio de la producción del pozo, éste pasa de un período de flujo transitorio dominado por el flujo a un período de flujo estabilizado dominado por la depleción (agotamiento del yacimiento).

Estos dos períodos pueden ser visualizados tomado como base el ejemplo ilustrado a continuación.

Supóngase que se deja caer una pequeña roca desde cierta altura dentro de un estanque con agua en reposo. El impacto de la roca con el espejo de agua provoca un disturbio que da origen a la formación de ondas, las cuales se propagan radialmente a partir del punto del impacto hasta el límite físico del estanque. De aquí que el flujo transitorio coincida con la propagación de las primeras ondas generadas por el disturbio y el flujo pseudoestacionario de inicio cuando el disturbio (ondas en el agua) alcance el límite del estanque.

Si el borde o límite, en este caso el yacimiento, no es circular el disturbio continuará desplazándose en todas direcciones hasta alcanzar el borde más lejano a partir del impacto inicial

Por otra parte, las condiciones de frontera de flujo son formadas cuando varios pozos están produciendo a partir de un yacimiento limitado en común. Las fronteras de No- flujo son hidrodinámicas y se desarrollan alrededor de los pozos como resultado del gasto de producción y la variación regional en las propiedades de la formación (permeabilidad,

espesor de la zona productora, etc). Estas fronteras, junto con las fronteras impermeables (No- flujo) permanentes tales como discontinuidades geológicas y fallas, establecen un volumen de drene para cada pozo.

Si los fluidos originales del yacimiento no son reemplazados por otros fluidos (por ejemplo, a partir de un acuífero o pozos inyectores), la presión declinará continuamente en cada unidad de drene. El ritmo de la declinación de la presión en el yacimiento dependerá de que tan rápido los fluidos sean producidos, la expansión de los fluidos en el yacimiento y de la compactación del volumen de poros. Cuantificar el abatimiento de la presión será uno de los retos del ingeniero de yacimientos, el cual se apoyará en un balance de materia para evaluarla. El efecto más importante del agotamiento del yacimiento es la deterioración del comportamiento de afluencia, reflejado en la declinación de la presión media del yacimiento y el incremento en la resistencia al flujo.

Por último, cabe señalar que el flujo pseudoestacionario fundamentalmente forma las bases para la interpretación de pruebas de contrapresión para pozos de gas estabilizado, pruebas tipo, para la determinación del índice de productividad de los pozos, así como también muchos otros problemas importantes relacionados con la ingeniería de yacimientos.

2.2 COMPORTAMIENTO EN POZOS DE ACEITE BAJOSATURADO

Antes de proceder a describir el comportamiento en pozos de aceite bajosaturado, se considera pertinente elaborar una breve descripción de los yacimientos que contienen este tipo de hidrocarburos de acuerdo con la presión original (antes de la explotación).

Los yacimientos de aceite bajosaturado son aquellos cuya presión original es mayor que la presión de saturación, también conocida como presión de burbujeo (p_b). Arriba de ésta presión todo el gas presente está disuelto en el aceite (yacimiento de aceite y gas disuelto).

2.2.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

Una vez que un pozo se abre a la producción, se hace necesario, por no decir indispensable, evaluar la productividad del pozo a las condiciones en que se encuentra al momento de ponerlo a producir. Existen diversos métodos considerados como tradicionales que permiten elaborar curvas de comportamiento de afluencia, las cuales a su vez permiten determinar la capacidad de un pozo para producir fluidos.

El método de determinación de la capacidad productora es conocida como IPR (Inflow Performance Relationship) o bien, Relación de comportamiento de afluencia (**Padilla, 1990**). Con la preparación de las curvas de afluencia se tendrá una idea más precisa de la capacidad de producción de pozos, sean estos de aceite o de gas y recaerá en el mejor conocimiento del gasto de producción con el cual se deberá explotar el yacimiento para extender la vida fluyente de éste.

En el cálculo de la productividad de un pozo, comúnmente se asume (**Vogel, 1968**) que el flujo hacia el pozo es directamente proporcional a la diferencial de presión entre el yacimiento y la pared del pozo. En otras palabras, la producción es directamente proporcional a una caída de presión existente en el sistema yacimiento- pozo. La constante de proporcionalidad es conocida como índice de productividad (IP) , derivada a partir de la **Ley de Darcy** para flujo radial estacionario y un sólo fluido incompresible.

El concepto de índice de productividad es un intento para encontrar una función simple que relacione la capacidad de un pozo para aportar fluidos y un determinado abatimiento de presión.

T.V Moore (1939) sugiere un método para medir la productividad de pozos, el cual requiere medir la presión de fondo fluyendo, p_{wf} , y la presión estática del yacimiento, p_{ws} a varios gastos. La relación del gasto de producción de un pozo y el abatimiento de la presión en este gasto particular se denomina Índice de Productividad (IP) y se simboliza con la

letra J. Si la producción q está en bl/día de líquido a las condiciones de almacenamiento y el abatimiento está expresado en $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$, el IP se define como:

$$J = IP = \frac{q_o}{p_{ws} - p_{wf}} \left[\frac{\text{bl/día @ c.s}}{\text{lb/pg}} \right] \quad (2.25)$$

El gasto de producción es medido directamente en la superficie a condiciones de almacenamiento y la presión del yacimiento normalmente se obtiene a partir de una prueba de incremento de presión. Después de un período de producción, la presión de fondo fluyendo es medida con un registrador de presión de fondo o mediante la determinación del nivel del fluido en el espacio anular (sí el espacio anular esta abierto) (R. Smith, 1992).

Es práctica común evaluar el J durante las primeras etapas productivas de un pozo y continuar usando este valor en etapas posteriores de explotación del mismo. Esto puede efectuarse con cierta precisión en pozos cuyo yacimiento esté sometido a empuje hidráulico, siempre y cuando la presión de fondo fluyendo sea mayor a la de burbujeo. Sin embargo se puede incurrir en un error en pozos cuyo yacimiento esté sujeto a empuje por gas disuelto, y que se encuentre por debajo de la presión de burbujeo. Para un yacimiento con empuje hidráulico muy activo, en el cual la presión permanece por encima de la presión de burbujeo, el índice de productividad (J) será constante. Para un yacimiento con empuje por gas en solución, en el cual la p_{wf} sea menor que la p_b , el J cambiara en función de la recuperación acumulada (Gómez, 1984).

Suponiendo que el índice de productividad de un pozo es constante e independiente del gasto de producción, se tiene que la Ec. 2.25 adquiere la siguiente forma:

$$J = \frac{q_o}{p_{ws} - p_{wf}} \quad (2.25)$$

despejando a p_{wf} :

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

$$p_{ws} - p_{wf} = \frac{q_o}{J}$$

$$p_{wf} = p_{ws} - \frac{q_o}{J} \quad (2.26)$$

En una gráfica de p contra q se tiene que la Ec. 2.26 representa una línea recta de pendiente $-\frac{q_o}{J}$ (la inclinación de la línea recta es hacia la izquierda debido al signo) y ordenada al origen igual a p_{ws} . Donde para un período corto de tiempo de explotación J se considera constante, independiente de la producción. Así mismo, p_{ws} se considera constante. Una gráfica de p_{wf} contra q_o , exhibirá una línea recta siempre que la presión del yacimiento permanezca por encima de la presión de saturación p_b , (que corresponde a un yacimiento bajosaturado o cuando el yacimiento esté sometido a empuje hidráulico con $p_{wf} > p_b$) y bajo régimen laminar. De esta forma J permanecerá constante (Padilla, 1990).

Se adoptó el eje de las ordenadas para representar la presión y el eje de las abscisas para representar el gasto de producción. En la Fig. 2.17 se puede apreciar la representación gráfica del índice de productividad.

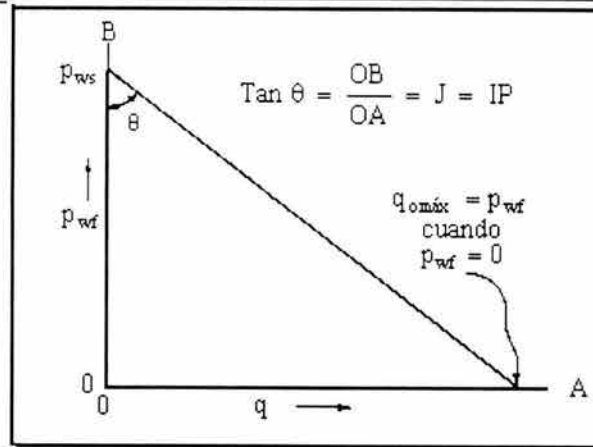


Fig. 2.17 Representación gráfica del índice de productividad.

Observando la gráfica de la Fig. 2.17 se pueden advertir los siguientes aspectos:

- Cuando q_0 es igual a cero, p_{wf} es igual a p_{ws} .
- Cuando p_{wf} es igual a cero, q_0 es igual $J p_{ws}$, es decir, se tiene un $q_{0 \text{ máx}}$ (hipotético)

El $q_{0 \text{ máx}}$ (hipotético) es aquel en el cual la formación puede entregar líquido hacia el pozo, y se presenta cuando la presión de fondo fluyendo es cero. Es decir, cuando la presión de fondo es la atmosférica. En aquellos pozos (Nind, 1964) en los que se usa el vacío (No existe columna de fluido que ofrezca resistencia al flujo de fluidos desde el fondo del pozo hacia la superficie), el potencial del pozo (discutido más adelante) podría definirse como la presión de fondo fluyendo de cero absoluto.

Resulta también interesante observar la Fig. 2.17 en donde el ángulo θ que forma la recta con el eje de las presiones es tal que:

$$\tan \theta = \frac{\overline{OB}}{\overline{OA}} = \frac{J p_{ws}}{p_{ws}} = J = IP \quad (2.27)$$

Cuando p_{wf} es menor que p_b , el índice de productividad para cualquier gasto de producción es definido como el ritmo del cambio del gasto de producción con el abatimiento de presión, es decir, el comportamiento de una curva definida como:

$$J = IPR = \tan \theta = - \frac{dq}{dp_{wf}} \quad (2.28)$$

La dirección de la curvatura de AB es generalmente como se muestra en la Fig. 2.18, la cual indica un decremento del índice de productividad conforme el gasto se incrementa, lo cual explica el signo negativo de la Ec. 2.28.

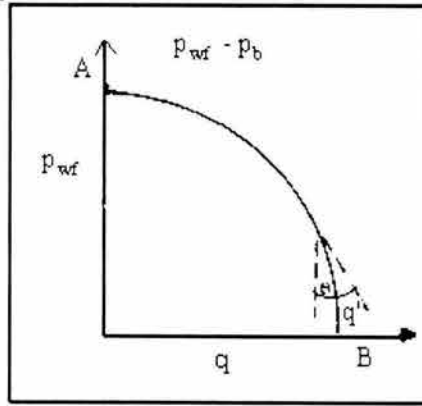


Fig. 2.18 Curva de IPR.

El término de índice de productividad no constante (IPR) fue sugerido por **Gilbert (1954)**, mientras que el término de índice de productividad lineal (IP) fue originalmente introducido por **Muskat (1937)**.

Ahora bien, si se considera el efecto de las propiedades del yacimiento y apoyándose en la ecuación de Darcy para flujo radial, representada en la Ec. 2.15, el índice de productividad puede expresarse de la siguiente forma:

Sea

$$q_o = \frac{7.08 k_a k_{ro} h (p_e - p_{wf})}{\mu_o B_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} ; \tag{2.15}$$

Sustituyendo q_o en la Ec. 2.25 se tiene que:

$$J = IP = \frac{q_o}{p_{ws} - p_{wf}} = \frac{7.08 k_a k_{ro} h (p_e - p_{wf})}{\mu_o B_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) (p_{ws} - p_{wf})}$$

donde: $p_e = p_{ws}$, p_e se definió anteriormente

Por tanto, eliminando términos semejantes se tiene que:

$$J = IP = \frac{7.08 k_a k_{ro} h}{\mu_o B_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \left[\frac{\text{bl/día}}{\text{lb/pg}^2} \right], \tag{2.29}$$

donde:

- B_o : Factor de volumen del aceite, $\left[\frac{\text{bl}_{o,pwf}}{\text{bl}_{o,pes}} \right]$
- h : Espesor neto productor, [pie]
- k_a : Permeabilidad absoluta, [mD]
- k_{ro} : Permeabilidad relativa del aceite, [Adimensional]
- μ_o : Viscosidad del aceite, [cp]

r_e :	Radio de drene del pozo,	[pie]
r_w :	Radio del pozo,	[pie]

ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD ESPECÍFICO (J_s)

El índice de productividad específico, designado por J_s es el número (total) de barriles de líquido, a condiciones de almacenamiento, producidos por día por cada $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$ de abatimiento y por cada pie de espesor de la formación productora.

Es decir;

$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{q_o}{h(p_{ws} - p_{wf})} \left[\frac{\text{bl/día}}{\text{lb/pg}^2 * \text{pie}} \right], \quad (2.30)$$

donde h es el espesor de la capa productora en pies.

Considerando las propiedades del yacimiento y flujo radial de un líquido se tiene que:

$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{7.08 k_a k_{ro}}{\mu_o B_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \left[\frac{\text{bl/día}}{\text{lb/pg}^2 * \text{pie}} \right]. \quad (2.31)$$

2.2.2 EFICIENCIA DE FLUJO

Además de los problemas con los que la formación y sus fluidos inciden en las variación de la producción en la etapa de explotación, existe un daño a la formación generado durante la perforación y terminación del pozo. Este daño se refleja en el análisis de las curvas obtenidas de una prueba de incremento de presión. El daño (o mejoramiento) a la formación modifica la eficiencia de flujo, y por tanto, el comportamiento de afluencia al pozo (**Strubhar y Cols, 1972**).

La eficiencia de flujo (EF), depende de la variación de las condiciones naturales de la formación. Cualquier cambio en ellas alterará la distribución de presiones y consecuentemente el gasto de producción. Cuando no varían las condiciones naturales de la formación, ésta puede explotarse en agujero descubierto y con todo el intervalo expuesto al flujo. Esto no es común; sin embargo, en la práctica, bajo ciertas condiciones de terminación, se ha observado que un pozo produce como si estuviera en condiciones de flujo ideal, es decir, con $EF = 1.0$, si estuviera en agujero descubierto y sin daño (**Vogel, 1968**).

Por su parte, **Standing (1970)** establece el concepto de eficiencia de flujo considerando que existe daño a la formación (este concepto será tratado en el Capítulo IV), es decir, $EF \neq 1.0$. Con base en la Fig. 2.19 **Standing (1970)** definió la eficiencia de flujo de la siguiente manera:

$$EF = \frac{\text{(Caída de presión) ideal}}{\text{(Caída de presión) real}}; \quad \text{o bien}$$

donde:

$$p_{wf} = p_{wf} + \Delta p_s \quad (2.33)$$

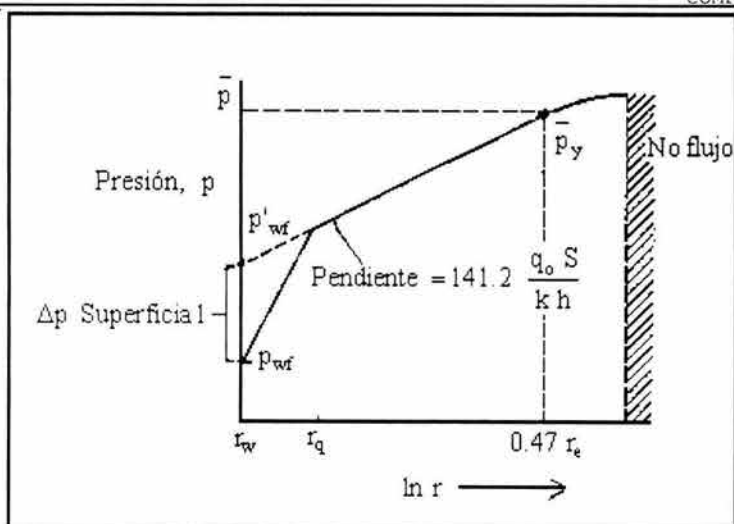


Fig. 2.19 Perfil de presión para pozos dañados. Empuje por gas disuelto.

Como se puede advertir en la Fig. 2.19, un pozo sin daño fluiría a un gasto q para una presión de fondo fluyendo p'_{wf} , mientras que para un pozo con daño, éste deberá fluir a una presión menor, es decir, p_{wf} con el objeto de producir el mismo gasto q .

Sustituyendo la Ec. 2.33 en la Ec. 2.32 se tiene que:

$$EF = \frac{p_{ws} - (p_{wf} + \Delta p_s)}{p_{ws} - p_{wf}} = \frac{p_{ws} - p_{wf} - \Delta p_s}{p_{ws} - p_{wf}} \quad (2.34)$$

Craft y Hawkins (1959) mostraron que la presión media del yacimiento $p_{ws} = \bar{p}_y$ está localizada alrededor del 61% del radio de drenaje para flujo estacionario. Para el caso de flujo pseudoestacionario, la presión media del yacimiento ocurre alrededor de la mitad de la distancia del radio externo de drenaje; es decir:

$$p(r = 0.472 r_e) = p_{ws} \text{ Fig. 2.19.}$$

Cuando un pozo está dañado, a menudo resulta imposible determinar r_s o k_s (el subíndice "s" denota la zona de permeabilidad alterada). En este caso, se asume que el cambio de presión debido a la permeabilidad alterada, ocurre alrededor del pozo en forma de un factor de daño. El factor de daño es definido como una cantidad adimensional y puede ser incluido en la Ec. 2.16. Esto es:

$$EF = \frac{\Delta P_{ideal}}{\Delta P_{real}} = \frac{p_{ws} - p_{wf}}{p_{ws} - p_{wf}} \quad (2.32)$$

$$q_o = \frac{0.00708 k_o h (p_{ws} - p_{wf})}{\mu_o B_o \left[\ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]} \quad (2.35)$$

Para un pozo drenado un volumen cilíndrico y tomando como referencia las Ecs. 2.16 y 2.35, la eficiencia de flujo (EF) puede definirse como (**Brown y Beggs, 1977; vol 1**):

$$EF = \frac{0.00708 k_o h (p_{ws} - p_{wf})}{\mu_o B_o \left[\ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]} \cdot \frac{0.00708 k_o h (p_{ws} - p_{wf})}{\mu_o B_o \left[\ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]}$$

donde, eliminando términos semejantes finalmente se obtiene EF, es decir;

$$EF = \frac{\ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right)}{\left[\ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]} \quad (2.36)$$

donde S es el factor de daño adimensional.

EF también expresa la relación del gasto del pozo con daño a el gasto sin daño. La Ec. 2.36 es la ecuación básica de la eficiencia de flujo y requiere que el valor del factor de daño sea conocido (**Padilla, 1990**).

Para determinar Δp_s primeramente se deberá evaluar S, el cual puede determinarse a partir de una prueba de incremento de presión realizada en el pozo, tal como se muestra en la Fig. 2.20.

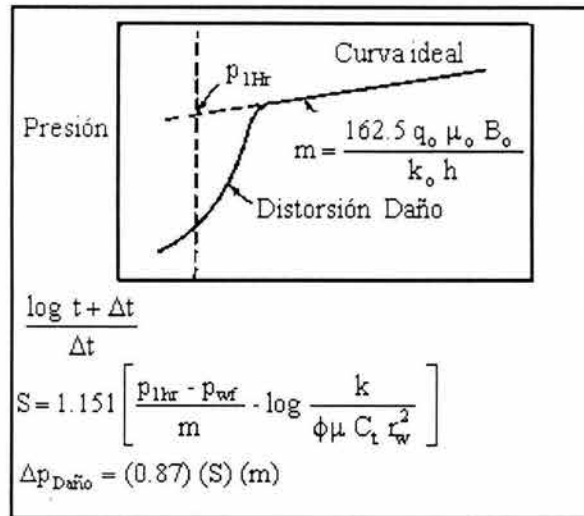


Fig. 2.20 Método para determinar Δp_s .

Del análisis de pruebas de incremento de presión (**Van Everdinger, 1953**), se determinó que la ecuación estándar para evaluar el factor de daño (método de Horner) es:

$$S = 1.151 \left(\frac{P_{(1\text{Hora})} - P_{wf}}{m} - \text{Log} \frac{k_a}{\phi \mu C_t r_w^2} + 3.23 \right) \quad (2.37)$$

donde;

$$m = \frac{162.5 q_o \mu_o B_o}{k_o h} .$$

Van Everdingen (1953) definió Δp_s como:

$$\Delta p_s = \frac{162.5 q_o \mu_o B_o}{k_o h} S , \quad (2.38)$$

Factorizando la Ec. 2.38, se tiene que:

$$\Delta p_s = 2 \left(\frac{70.6 q_o \mu_o B_o}{k_o h} \right) S , \quad (2.39)$$

Multiplicando y dividiendo la Ec. 2.39 por 2.303 para convertir a logaritmo decimal, resulta:

$$\Delta p_s = \frac{2}{2.303} \left(\frac{2.303 * 70.6 q_o \mu_o B_o}{k_o h} \right) S = 0.87 \left(\frac{162.5 q_o \mu_o B_o}{k_o h} \right) S .$$

Por tanto, la expresión final para Δp_s es:

$$\Delta p_s = 0.87 m S . \quad (2.40)$$

Una vez evaluada Δp_s , la eficiencia de flujo (EF, Ec. 2.34 podrá obtenerse fácilmente.

Los casos para $EF = 1$, $EF < 1$ y $EF > 1$ serán tratados más adelante.

2.2.3 POTENCIAL DEL POZO (Nind, 1964; Economides, 1994).

Regresando nuevamente a la Fig. 2.17, se tiene que el valor de q en el punto B, es decir $J p_{ws}$, se define como el potencial del pozo y se representa con el símbolo $q_{o\max}$. Matemáticamente se puede expresar la siguiente manera:

$$q_{o\max} = J p_{ws} . \quad (2.41)$$

Se debe hacer énfasis en que la Fig. 2.17 se refiere al comportamiento de la formación, es decir, a la reacción de la formación a un abatimiento de presión en el pozo, de tal manera que al referirse al potencial del pozo, se está hablando en realidad del potencial de la formación: el gasto máximo al cual la formación puede entregar fluidos hacia el pozo, lo cual ocurre cuando la presión de fondo fluyendo (p_{wf}) es igual a cero (es decir, cuando la presión de fondo es la atmosférica), lo cual ya se mencionó anteriormente.

2.3 COMPORTAMIENTO EN POZOS DE ACEITE SATURADO

Cuando existe flujo de dos fases en el yacimiento la relación de la Ec. 2.25 no se cumple, pues el valor de la pendiente cambia continuamente en función del abatimiento en la presión Fig. 2.21.

Esto se justifica al entender que: si $p_{wf} < p_b$, el abatimiento continuo de la presión permite la liberación de gas. Como consecuencia, la permeabilidad relativa al gas (k_{rg}) se incrementa por encima de la permeabilidad relativa al aceite (k_{ro}), el IP (que es función de k_o) disminuye y la relación gas-aceite instantánea (R) aumenta. El efecto resultante de esta serie de fenómenos es un comportamiento de afluencia (IPR) no lineal.

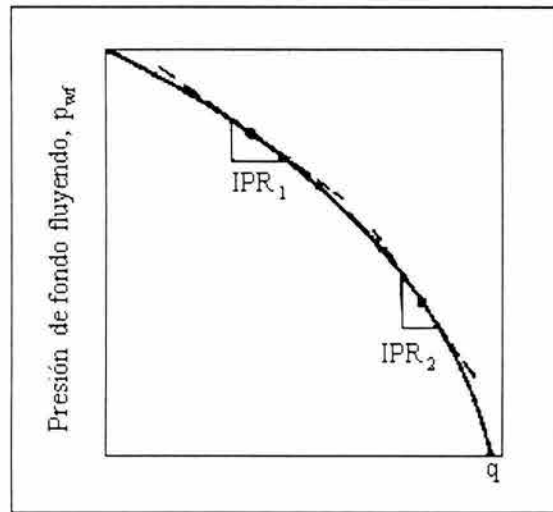


Fig. 2.21 Variación del IP para yacimientos saturados.

De lo anterior se concluye que el IP para cualquier gasto de producción, siempre que $p_{wf} < p_b$, será la primera derivada del gasto con respecto al abatimiento de presión esto es:

$$IP = IPR = \frac{-dq}{dp_{wf}} \tag{2.42}$$

2.3.1 CURVAS DE IPR

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

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) - \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right)^2, \tag{2.43}$$

donde:

p_{wf} :	Presión de fondo fluyendo,	$\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$
p_{ws} :	Presión estática del yacimiento,	$\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$
q_o :	Gasto de aceite medido a la p_{wf} ,	$\left[\frac{bl}{dia} \right]$
$q_{o\max}$:	Potencial del pozo (considerando $p_{wf} = 0$),	$\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$

La Ec. 2.43 puede interpretarse como una solución general para yacimientos con empuje de gas disuelto. Esta ecuación aplica a casos donde no existe daño a la formación, es decir la eficiencia de flujo (EF) es igual a 1. La representación gráfica de la Ec. 2.43 se puede apreciar en la Fig. 2.22.

En esencia la ecuación de **Vogel (1968)** representa un modelo homogéneo donde las características estructurales del medio poroso no se reflejan. Los cambios en los Índices de productividad son atribuidos a los cambios en saturación, permeabilidades relativas y depresionamiento.

Para el desarrollo de su modelo, **Vogel (1968)** realizó cálculos con datos de yacimientos hipotéticos sin validarlo con datos de campo, más sin embargo, a través de los años este método ha ganado simpatía por su facilidad de aplicación y confiabilidad de resultados.

Para utilizar la correlación de **Vogel (1968)** se requiere una prueba de producción y ésta consiste en obtener un gasto de aceite a una presión de fondo fluyendo para la presión de fondo estática (el procedimiento se verá más adelante). Al comportamiento de flujo utilizando la correlación de Vogel, se le conoce como curva de IPR.

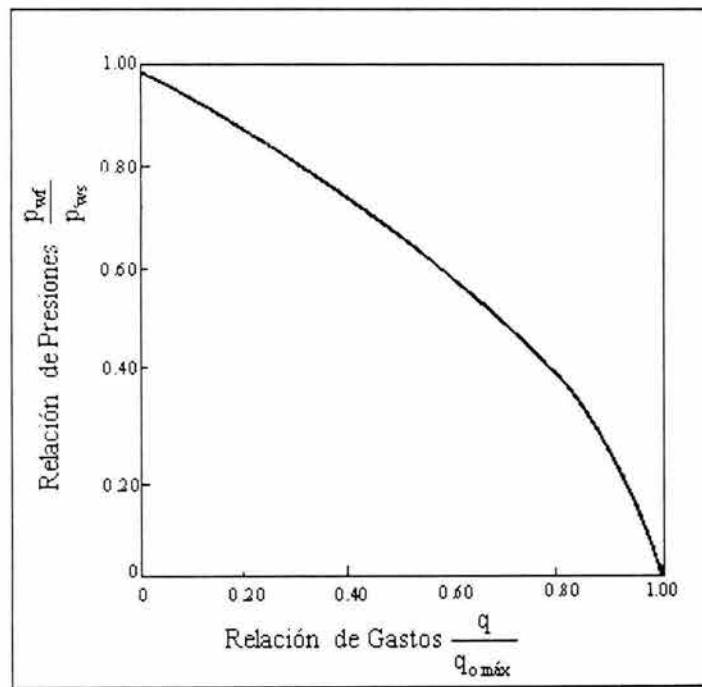


Fig. 2.22 Curva de afluencia para pozos sin daño de un yacimiento con empuje por gas disuelto. EF = 1.

Otra forma de expresar la Ec. 2.43 es en función de la presión de fondo fluyendo:

$$p_{wf} = p_{ws} \left(\frac{-0.1 + \sqrt{0.8 \frac{q_o}{q_{o\text{ máx}}}}}{0.8} \right) \quad (2.44)$$

La curva de la Fig. 2.22 sólo es aplicable para EF = 1. Por ello, **Standing (1970)** extiende el trabajo de **Vogel (1968)** y presenta un método gráfico basado en el método de Vogel, donde considera eficiencia de flujo, definidas anteriormente Ec. 2.33:

$$EF = \frac{p_{ws} - p_{wf}}{p_{ws} - p_{wf}} \quad (2.33)$$

donde:

p_{wf} :	Presión de fondo fluyendo con daño,	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$
p_{ws} :	Presión estática del yacimiento,	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$
p'_{wf} :	Presión de fondo fluyendo sin daño,	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$

La Fig. 2.23 muestra el concepto empleado por **Standing** para establecer la eficiencia de flujo.

En la Fig. 2.24 se presentan las curvas de IPR para eficiencias de flujo de 0.5 a 1.5. De esta ampliación al método de Vogel es factible obtener:

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

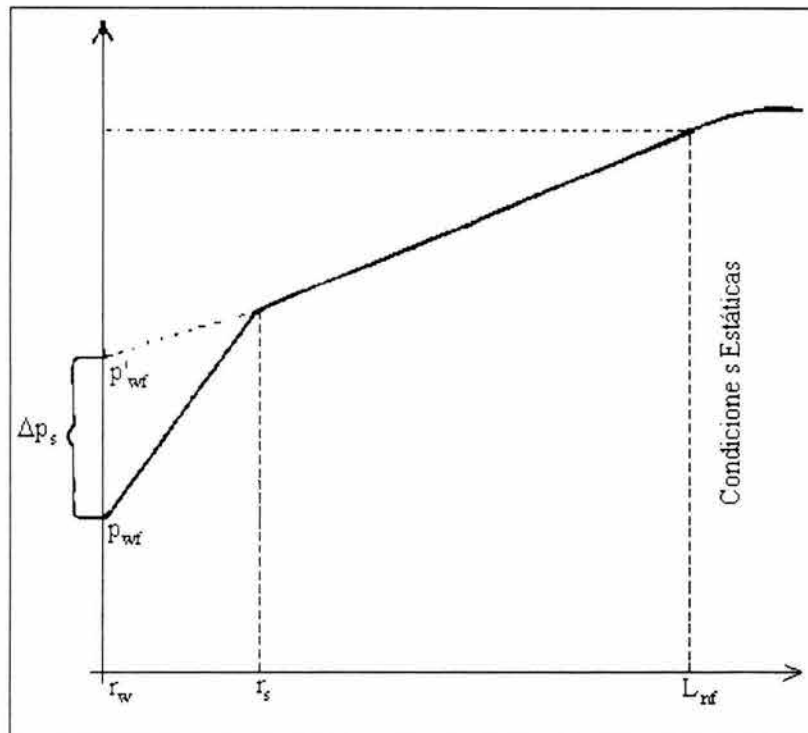


Fig. 2.23 Presiones de fondo en un pozo dañado.

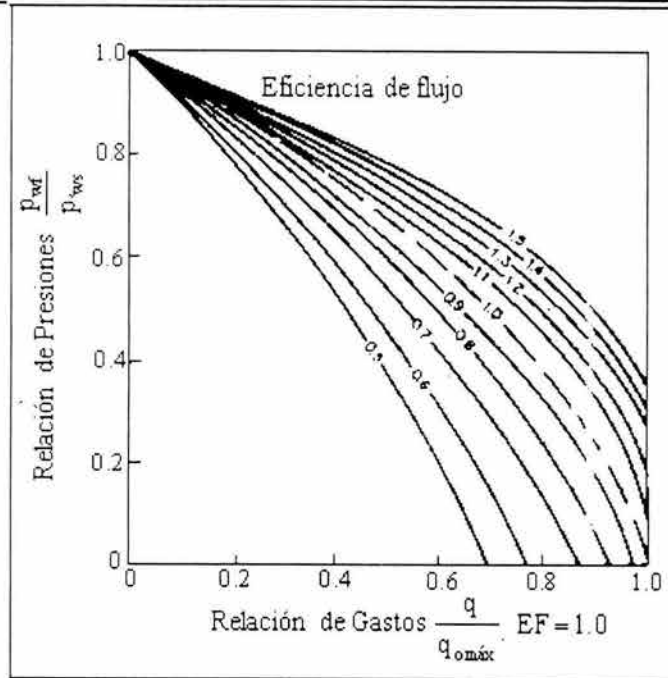


Fig. 2.24 Curvas de afluencia para pozos con $EF \neq 1$ de yacimientos con empuje por gas disuelto.

2.3.2 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD VARIABLE (Brown y Beggs, 1977 vol 1; Golan y Whitson, 1991)

Predecir el comportamiento de afluencia de un pozo productor resulta por demás complicado debido a que la curva de comportamiento de afluencia y el IP cambian en función del tipo de yacimiento, la producción acumulada y el tiempo.

Para un yacimiento con empuje de agua muy activo, en el cual la presión permanece por arriba del punto de burbujeo, el IP permanece constante, y para un yacimiento con empuje de gas en solución, en el cual las presiones de flujo están por abajo del punto de burbujeo, el IP cambia rápidamente. Lo anterior se puede apreciar en la Fig. 2.25.

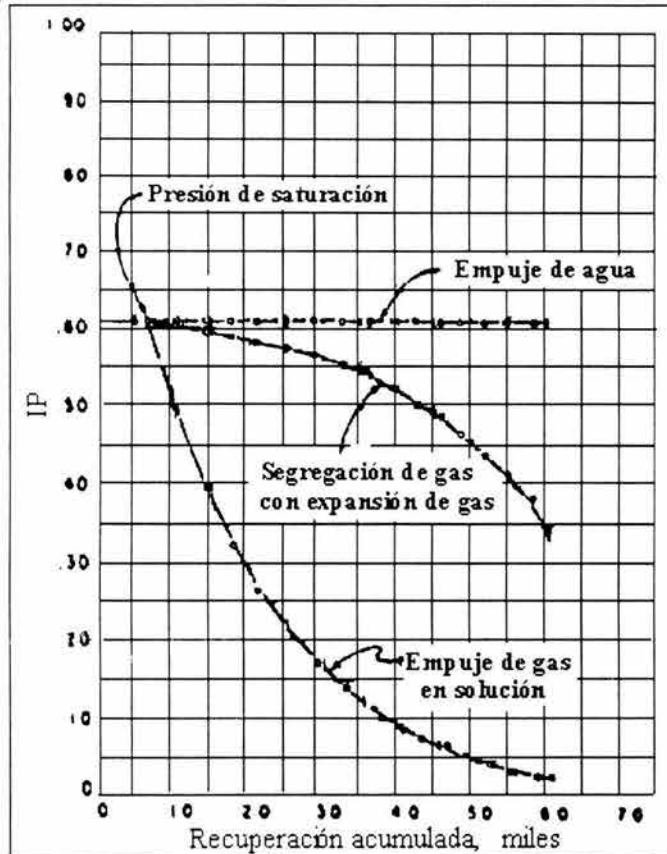


Fig. 2.25 IP contra producción acumulada para diferentes tipos de yacimientos. (Brown y Beggs, 1977, vol 1).

Considerando el tipo de yacimiento, la variación del IP tendrá características muy particulares, en función de la producción acumulada.

YACIMIENTOS CON EMPUJE DE GAS EN SOLUCIÓN

El abatimiento continuo de la presión da como resultado un incremento en la fase de gas en el yacimiento, provocando así, un incremento en la permeabilidad al gas y reduciendo la permeabilidad. La Fig. 2.26 muestra el comportamiento típico para un yacimiento con empuje de gas en solución. En esta figura se puede observar como la presión declina rápidamente así como también el IP conforme la producción acumulada aumenta. Así mismo, se puede observar que la Relación gas-aceite (RGA) se incrementa conforme la declinación de la presión se realiza, provocando la liberación del gas disuelto en el aceite.

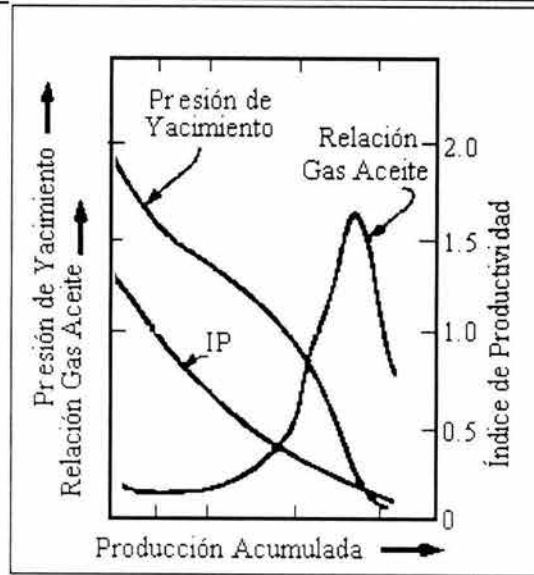


Fig. 2.26 Comportamiento típico para un yacimiento con empuje de gas en solución.

En un yacimiento con gas en solución al aumentar la producción, disminuye la presión. Si la presión de la formación es mayor que la presión de saturación, J se mantendrá constante; pero cuando la presión de saturación sea mayor que la presión de la formación, la permeabilidad al gas aumenta y el índice de productividad disminuye, tal como se ilustra en la Fig. 2.27.

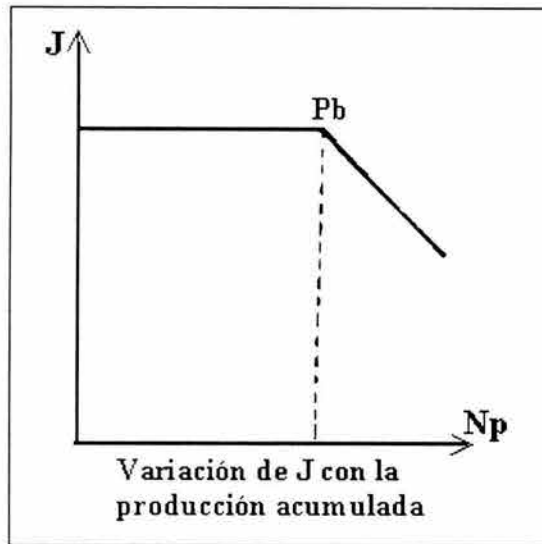


Fig. 2.27 Variación de J con la producción acumulada.

YACIMIENTOS CON EMPUJE DE AGUA

En un yacimiento con empuje de agua muy activo, la declinación de la presión es muy pequeña, y de hecho, la presión puede permanecer constante. En la mayoría de los casos, la presión permanece por arriba de la presión de saturación. Por tanto, la tendencia del índice de productividad permanece constante durante la vida del pozo. Del mismo modo, la relación gas-aceite permanece constante, dado que la declinación de la presión se considera nula. Lo anterior se puede apreciar en la Fig. 2.28.

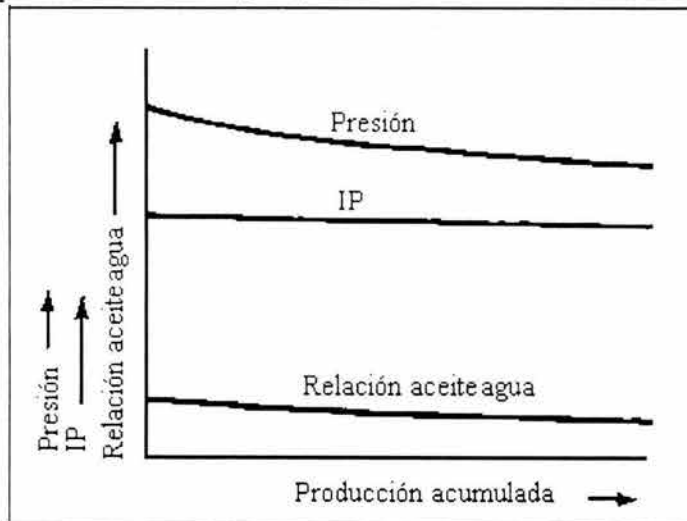


Fig. 2.28 Comportamiento típico para un yacimiento con empuje de agua muy activo.

YACIMIENTOS CON EMPUJE DE EXPANSIÓN DE CASQUETE DE GAS

Este tipo de yacimientos con expansión de casquete de gas como mecanismo de empuje, está relacionado con la segregación gravitacional. Conforme se lleva a cabo la producción, el casquete de gas se expande desplazando hacia abajo el contacto gas-aceite original. En la Fig. 2.29 se puede apreciar como la presión declina rápidamente conforme la producción acumulada aumenta. El IP sigue la misma tendencia no así la relación gas-aceite (RGA). Esto se puede justificar considerando primeramente que el yacimiento produce aceite bajosaturado (no hay liberación de gas, RGA constante) y posteriormente aceite saturado (hay liberación de gas, el RGA aumenta). Lo anterior se puede apreciar en la curva que representa el índice de productividad Fig. 2.29.

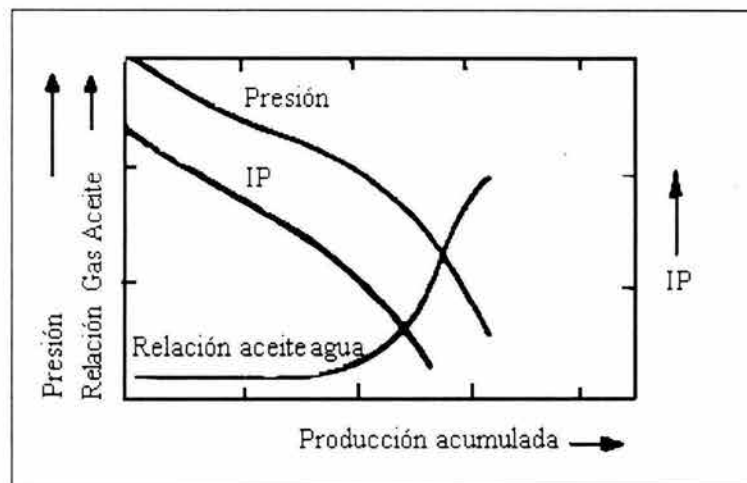


Fig. 2.29 Comportamiento típico para un yacimiento con empuje de expansión de casquete de gas.

Por otra parte, el índice de productividad no sólo cambia con el tiempo o la producción acumulada. El índice de productividad variable puede atribuirse a uno o más de los siguientes factores:

- ❖ Incremento de la saturación de gas con la subsecuente disminución de la permeabilidad al aceite cercana a la pared del pozo, la cual es el resultado de la reducción de la presión en el yacimiento a gastos altos.
- ❖ Cambio de flujo laminar a flujo turbulento en el medio poroso al incrementarse los gastos de producción.
- ❖ Gasto crítico a través de los poros de la formación.

Así mismo, en un estudio realizado por Vogel (1968), demostró que conforme declina la presión de un yacimiento, la productividad de un pozo decrece en primer término por la depresión que sufre el yacimiento y además porque al irse incrementando la saturación de gas, se origina una mayor resistencia al flujo de aceite. Esto ocasiona un deterioro progresivo de las curvas de IPR, tal como se ilustra en la Fig. 2.30.

En la Fig. 2.31 se muestra el efecto de la viscosidad y de la relación gas- aceite. La curva B corresponde a un crudo con cerca de un medio de la viscosidad del crudo empleado para la generación de la curva A, también el crudo de la curva B posee una relación gas- aceite cerca del doble del de la curva A.

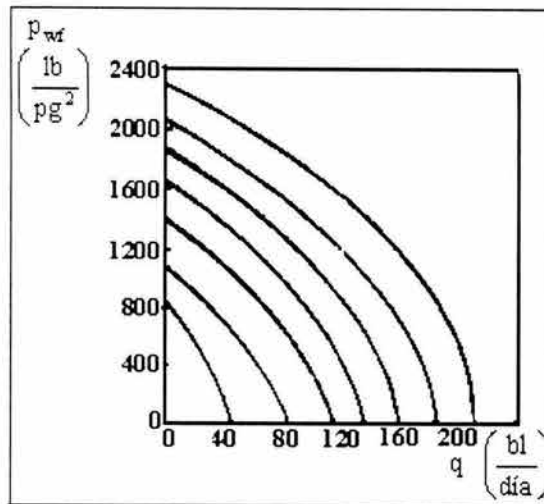


Fig. 2.30 Variación de las curvas de IPR con respecto al abatimiento de presión del yacimiento.

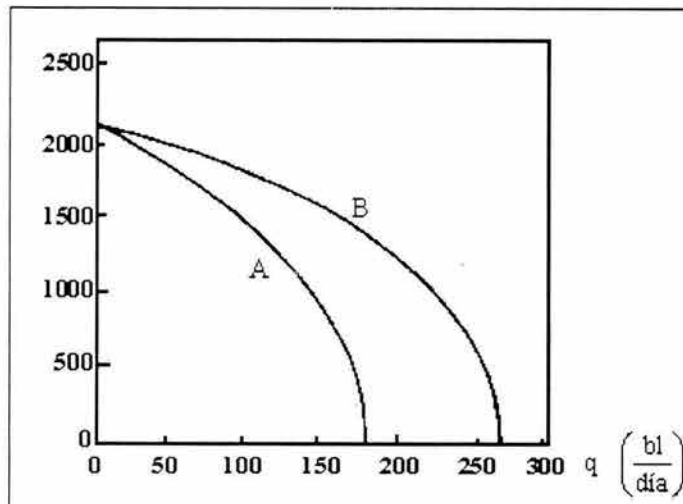


Fig. 2.31 Efecto de las propiedades del crudo sobre las curvas de IPR

Para el trazo de las curvas de IPR, como curvas de IPR adimensionales, la presión para cada punto sobre la curva de IPR esta dividida por la presión de cierre máxima o presión estática del pozo y el gasto correspondiente de producción es dividido entre el gasto máximo de producción, es decir, el gasto que se tendría con un 100 % de abatimiento de presión. Una vez hecho esto, las curvas de la Fig. 2.30 pueden ser trazadas de nueva cuenta como se muestra en la Fig. 2.32

Es entonces aparente que con este tipo de construcción, las curvas son muy similares a través de la mayor parte de la vida de producción del yacimiento. También el mismo trazo adimensional de las curvas de la Fig. 2.31, proporcionó curvas de IPR muy similares, como se presenta en la Fig. 2.33.

En resumen, Vogel (1968) encontró que los cálculos para 21 yacimientos con diferentes condiciones, mostraban curvas de IPR con una forma generalizada similar.

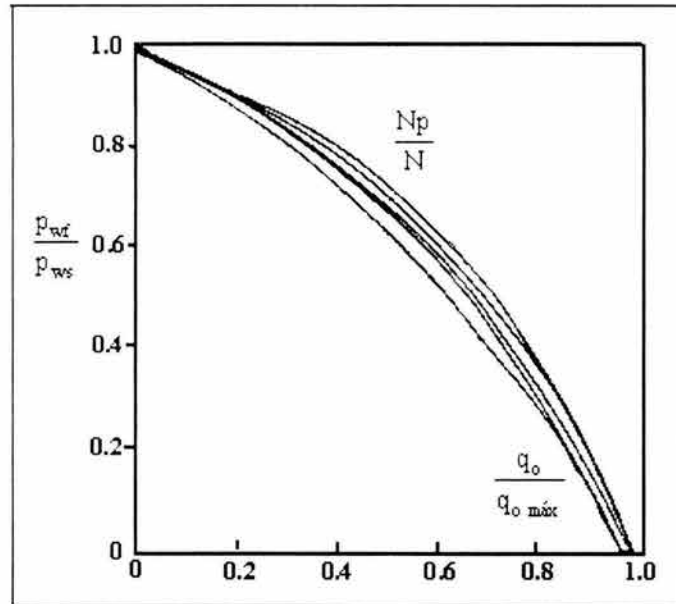


Fig. 2.32 Curvas adimensionales de IPR.

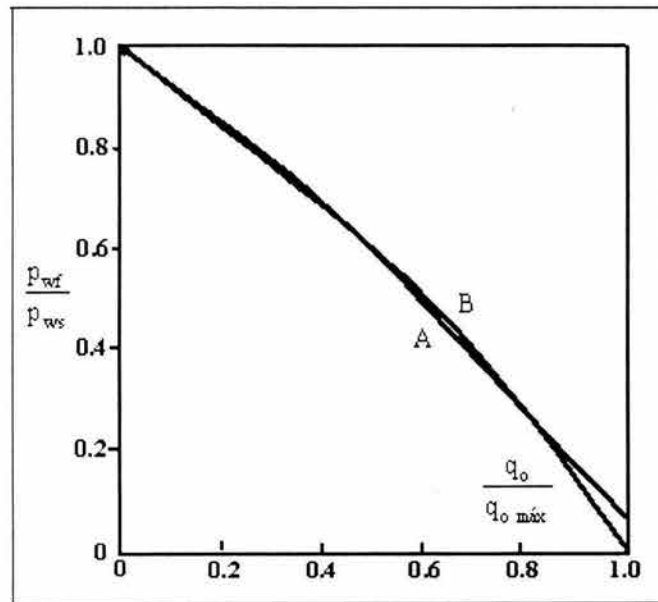


Fig. 2.33 Efecto de las propiedades del crudo sobre las propiedades del crudo.

2.3.3 MÉTODOS DE ANÁLISIS CONVENCIONAL

A continuación se presentan dos métodos para la obtención de las curvas de comportamiento de flujo del yacimiento al pozo, siendo estos:

- El método de **Vogel (1968)**, que permite la obtención de las curvas de IPR para los pozos, sin considerar aquellos que están dañados o estimulados.
- El método de **Standing (1970)**, que es una extensión de **Vogel (1968)**, pero donde se hace la consideración del llamado factor de eficiencia de flujo, tomando en cuenta con ello el daño o estimulación al pozo.

A partir del siguiente ejemplo se mostrará la aplicación del método de Vogel para determinar el comportamiento de flujo en el yacimiento (curva de IPR).

- Método de **Vogel (1968)**.

Ejemplo de aplicación: 2.1

Al realizar una prueba de producción se obtuvo la siguiente información.

$$\begin{aligned}
 p_{wf} &= 2000 && \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right] \\
 p_{ws} &= 2500 && \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right] \\
 q_o &= 650 && \left[\frac{\text{bL}}{\text{día}} \right]
 \end{aligned}$$

Se requiere construir la curva de IPR de este pozo.

Solución.

- Calcular $\frac{q_o}{q_{o \max}}$ con la Ec. 2.43.

$$\frac{q_o}{q_{o \max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{2000}{2500} \right) - 0.8 \left(\frac{2000}{2500} \right)^2$$

$$\frac{q_o}{q_{o \max}} = 0.328$$

- Obtener $q_{o \max}$:

$$q_{o \max} = \frac{q_o}{0.328} = \frac{650}{0.328} = 1981.7 \quad [\text{bl/día}]$$

- Sustituir la p_{wf} y el $q_{o \max}$ obtenido en la Ec. 2.44.
- En la expresión del paso anterior, sustituir los valores supuestos para gastos de producción y obtener p_{wf} para cada gasto supuesto utilizando la expresión mencionada.

q_o $\left[\frac{\text{bl}}{\text{dia}} \right]$	p_{wf} $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$
0	2,500
500	2,124.5
650	2,000
1200	1,470.6
1600	953.4
1981.7	0

5. Construir la curva de IPR utilizando los datos obtenidos en el paso anterior. Graficando p_{wf} contra q_o se obtiene la Fig. 2.34

Otra forma de obtener la curva de IPR de un pozo cualquiera, es utilizando la gráfica de la Ec. 2.43, la cual se conoce como curva adimensional de IPR (Fig. 2.17)

También se requiere una prueba de producción del pozo, con la cual se obtiene q_o , p_{wf} y p_{ws} .

El procedimiento a seguir es el siguiente:

1. Calcular $\frac{p_{wf}}{p_{ws}}$, con este valor entrar a la Fig. 2.22 y obtener su correspondiente $\frac{q_o}{q_{o,max}}$.
2. Obtener $q_{o,max}$ con el q_o conocido.
3. Suponer varios gastos de producción.
4. Para cada gasto supuesto calcular $\frac{q_o \text{ supuesto}}{q_{o,max}}$ con estos valores entrar a la Fig. 2.22 y obtener sus correspondientes $\frac{p_{wf}}{p_{ws}}$.
5. Como se conoce p_{ws} se despeja la p_{wf} para cada gasto supuesto.
6. Se construye la curva de IPR graficando las p_{wf} obtenidas en el paso anterior contra los gastos supuestos.

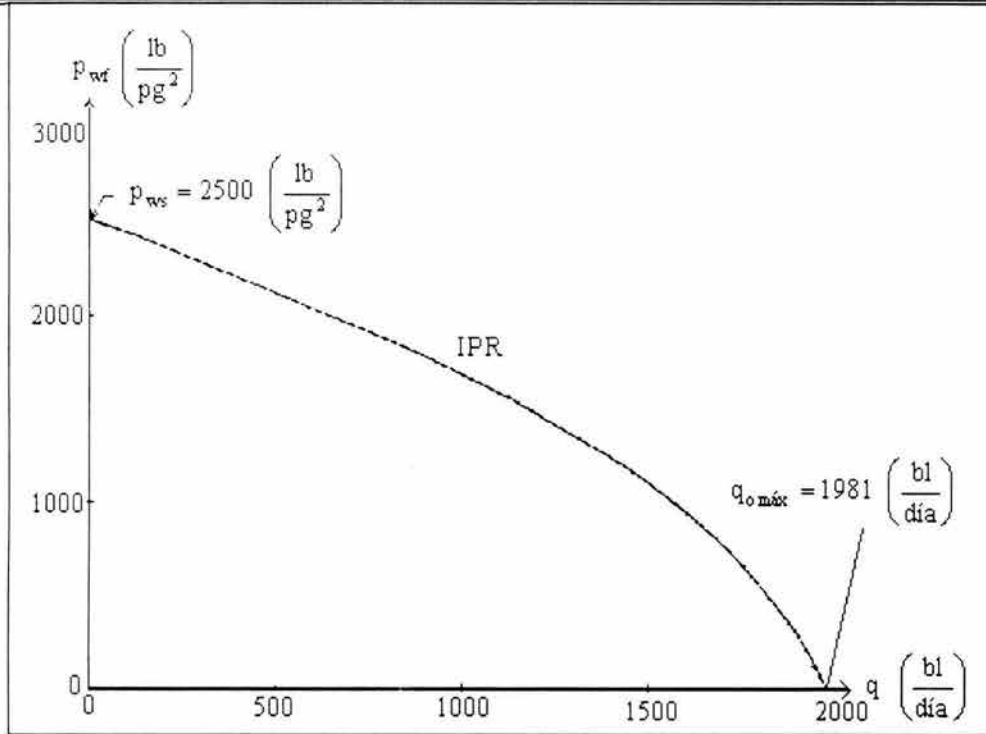


Fig. 2.34 Curvas de IPR par el ejemplo 2.1.

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

Ejemplo de aplicación 2.2

De la prueba de producción de un pozo se obtuvo la siguiente información.

$$\begin{aligned}
 p_{wf} &= 2200 \quad \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right] \\
 p_{ws} &= 3000 \quad \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right] \\
 q_o &= 200 \quad \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]
 \end{aligned}$$

Determinar:

- El q_o máx.
- El q_o para una $p_{wf} = 1500 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$.
- Trazar la curva de IPR para este pozo.

Solución:

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

Con este valor entrar a la Fig. 2.22 y obtener

$$\frac{q_o}{q_{o \text{ máx}}} = 0.435$$

Por lo tanto:

a)

$$q_{o \text{ máx}} = \frac{q_o}{0.435} = \frac{200}{0.435}$$

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

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

$$\frac{p_{wf}}{p_{ws}} = \frac{1,500}{3,000} = 0.5$$

Con este valor entrar a la Fig. 2.22 y obtener

$$\frac{q_o}{q_{o \text{ máx}}} = 0.7$$

Por lo tanto:

b)

$$q_o = 0.7 q_{o \text{ máx}}$$

$$q_o = 0.7 (460)$$

$$q_o = 322 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$$

c) Para construir la curva de IPR se suponen valores de p_{wf} y con la ayuda de la curva de Vogel Fig. 2.22 se obtienen las producciones correspondientes.

Lo anterior se puede observar en la Fig.2.35.

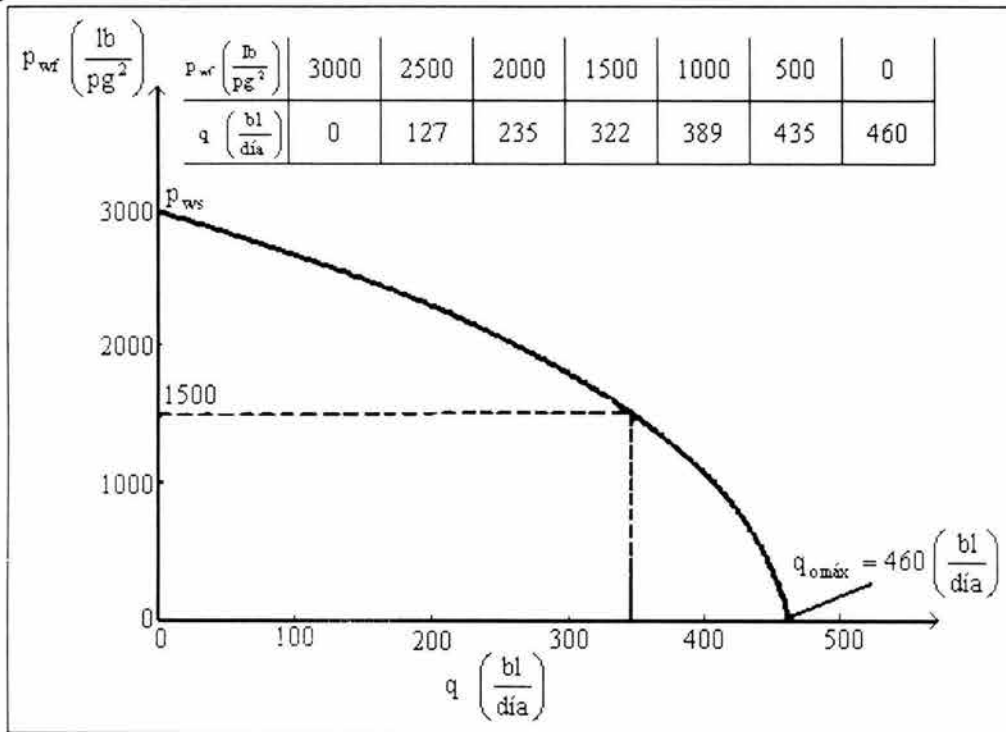


Fig. 2.35 Curvas de IPR del pozo para el ejemplo 2.2.

b) Método de Standing 1970.

El procedimiento para aplicar el método propuesto por Standing se verá a partir del siguiente ejemplo:

Ejemplo de aplicación: 2.3.

Determinar el $q_{o\max}$ ($EF = 1$) para un pozo del cual se tiene la siguiente información:

$$\begin{aligned}
 p_{wf} &= 2130 && \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right] \\
 p_{ws} &= 3000 && \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right] \\
 q_o &= 130 && \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right] \\
 EF &= 0.6
 \end{aligned}$$

Solución:

1.

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

Con este valor entrar a la Fig. 2.24 y buscar el valor de

$$\frac{q_o}{q_{o\max} (EF=1)} \quad \text{en la curva de } EF = 0.6$$

$$\frac{q_{o(EF=0.6)}}{q_{o\max(EF=1)}} = 0.282$$

Por lo tanto:

$$q_{o\max(EF=1)} = \frac{q_o}{0.282} = \frac{130}{0.282}$$

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

Para obtener $q_{o\max}$ para una $EF = 0.6$ se requiere suponer que $p_{wf} = 0$ y obtener el valor de $\frac{q_o}{q_{o\max}}(EF=1)$ cuando

$\frac{p_{wf}}{p_{ws}} = 0$ en la curva de $EF = 0.6$:

$$\frac{q_o^{(EF=0.6)}}{q_{o\max(EF=1)}} = 0.79$$

Por lo tanto:

$$q_{o\max(EF=0.6)} = q_{o\max(EF=1)} (0.79)$$

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

Por otra parte, a partir de la definición de EF se obtiene:

$$\begin{aligned} p'_{wf} &= 2478 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right] \\ p_{wf} &= 2130 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right] \\ \Delta p_s &= p'_{wf} - p_{wf} = 348 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right] \end{aligned}$$

Fig. 2.36

Para construir la curva de IPR de este pozo dañado, se sigue el mismo procedimiento descrito anteriormente por (Vogel), pero considerando que $q_{o\max(EF=0.6)} = 364.19$ [bl/día]

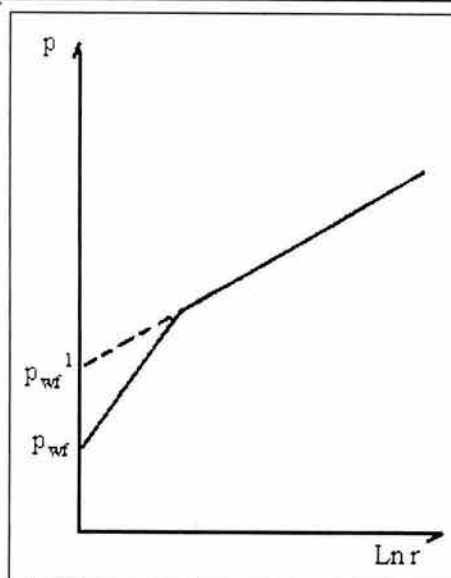


Fig. 2.36 Presiones de fondo, indicando Δp_s .

Como se puede observar, los métodos de análisis convencionales propuestos por **Vogel (1968)** y **Standing (1970)**, resultan prácticos y sencillos en su aplicación. Todo lo que se requiere es una prueba de flujo para la obtención de p_{wf} , p_{ws} y q_o .

IPR COMPUESTAS (Beggs, 1991; Brown y Cols, 1977, vol 4; Vogel, 1968)

La determinación de las curvas de IPR, como se vio anteriormente, está basada en la suposición de que no se produce agua en los pozos. El siguiente método puede ser usado para determinar las curvas de IPR para pozos de aceite produciendo agua. Este método fue desarrollado por PETROBRAS (Compañía Paraestatal del Brasil) basado en la combinación de la ecuación de **Vogel (1968)** para flujo de aceite e índice de productividad constante (J) para flujo de agua.

La curva de IPR compuesta es determinada geoméricamente a partir de estas ecuaciones considerando flujo fraccional de agua y aceite.

Las ecuaciones para determinar las curvas de IPR compuestas pueden ser derivadas basadas en:

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

CALCULO DE LA PRESION DE FONDO FLUYENDO A CIERTOS GASTOS DE FLUJO TOTAL PARA LAS CURVAS DE IPR COMPUESTAS

La Fig. 2.37 es empleada para derivar las ecuaciones que permiten calcular la presión de fondo fluyendo a ciertos gastos de flujo total para una presión de yacimiento mayor que la presión de burbujeo. A partir de la Fig. 2.37, la curva de IPR compuesta puede ser dividida en tres intervalos; esto es:

- 1) El intervalo entre 0 y el gasto a la presión de burbujeo ($0 < q_t < q_b$). En este intervalo, ocurre una relación lineal entre el gasto y la presión de fondo fluyendo.

La presión de fondo fluyendo en el gasto total puede ser determinado de la siguiente forma:

$$p_{wf} = p_{ws} - \frac{q_t}{J} \quad (2.45)$$

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

En el gasto total, la presión de fondo fluyendo esta definida por:

$$p_{wf} = F_o (p_{wfo}) + F_w (p_{wfw}) \quad (2.46)$$

donde:

F_o :	Fracción de aceite,	[Adimensional]
F_w :	Fracción de agua,	[Adimensional]
p_{wfo} :	p_{wf} de la curva de IPR para el aceite	
p_{wfw} :	p_{wf} de la curva de IPR para el agua	

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

$$p_{wfo} = 0.125 (p_b) \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left\{ \frac{q_t - q_b}{q_{o\max} - q_b} \right\}} \right] \quad (2.47)$$

donde:

$$q_{o\max} = q_b + \frac{J p_b}{1.8}$$

$$q_b = J (p_{wf} - p_b)$$

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

$$p_{wfw} = p_{ws} - \frac{q_t}{J} \quad (2.48)$$

Sustituyendo las Ecs. 2.47 y 2.48 en la Ec. 2.46 se obtiene la presión de fondo fluyendo en el gasto total, esto es:

$$p_{wf} = F_w \left(p_{ws} - \frac{q_t}{J} \right) + F_o (0.125) p_b \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left\{ \frac{q_t - q_b}{q_{o\max} - q_b} \right\}} \right] \quad (2.49)$$

- 3) El intervalo entre el gasto máximo y el gasto máximo total, ($q_{o\max} < q_t < q_{t\max}$).

En este intervalo, la curva de IPR compuesta puede tener una pendiente constante, debido a que la curva comúnmente esta afectada por la producción de agua. Así que, la $\tan \beta$ deberá ser determinada (ver Fig. 2.37) a partir del cálculo de la presión de fondo fluyendo en el gasto total de la siguiente forma:

a) Llevar el gasto total lo más próximo a el gasto máximo, esto es:

$$q_t = 0.999 q_{o\text{máx}}$$

b) Dado que la diferencia entre q_t y $q_{o\text{máx}}$ es muy pequeña, se puede asumir que $\alpha_2 = \alpha_1$ y $\beta_2 = \beta_1$, y la tangente de estos ángulos puede ser calculada geoméricamente a partir del triángulo formado.

c) A partir del triángulo formado, se tiene que:

$$\begin{aligned} \tan \beta_1 &= \frac{CD}{CG} \\ \tan \alpha_1 &= \frac{CG}{CD}, \end{aligned} \tag{2.50}$$

CD es la diferencia entre la presión de fondo fluyendo en el punto D, p_{wfd} , y la presión de fondo fluyendo en el punto C, p_{wfc} , esto es:

$$CD = p_{wfd} - p_{wfc} \tag{2.51}$$

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

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

o bien, a partir de la Fig. 2.37

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

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

$$p_{wfg} = p_{ws} - \frac{0.999 q_{o\text{máx}}}{J}$$

Por lo tanto:

$$p_{wfd} = F_w \left(p_{ws} - \frac{0.999 q_{o\text{máx}}}{J} \right) + F_o (0.125) p_b \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left\{ \frac{0.999 q_{o\text{máx}} - q_b}{q_{o\text{máx}} - q_b} \right\}} \right], \tag{2.52}$$

A partir de la Fig. 2.37, $p_{wfe} = p_{wfg}$ donde G también recae sobre la curva de IPR compuesta para $q_t = q_{o\text{máx}}$.

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

A $q_t = q_{o\text{máx}}$, $p_{wfo} = 0$; entonces:

$$p_{wf_G} = F_w (p_{wf_w}) = F_w \left(p_{ws} - \frac{q_{o\max}}{J} \right)$$

$$p_{wf_c} = p_{wf_G} = F_w \left(p_{ws} - \frac{q_{o\max}}{J} \right) . \quad (2.53)$$

Sustituyendo las Ecs. 2.52 y 2.53 en la Ec. 2.51 se obtiene:

$$CD = p_{wf_D} - p_{wf_c}$$

$$CD = F_w \left(\frac{0.001 q_{o\max}}{J} \right) + F_o (0.125) p_b \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left\{ \frac{0.999 q_{o\max} - q_b}{q_{o\max} - q_b} \right\}} \right] , \quad (2.54)$$

CG es la diferencia entre q_t y $q_{o\max}$; por consiguiente:

$$CD = q_{o\max} - 0.999 q_{o\max} = 0.001 q_{o\max} , \quad (2.55)$$

De aquí que, a partir de las Ecs. 2.54 y 2.55, la $\tan \alpha_1$ o $\tan \beta_1$ puede ser calculados:

La presión de fondo fluyendo en el gasto entre el gasto máximo y el gasto máximo total puede ser calculado empleando la siguiente ecuación:

$$p_{wf} = F_w = \left(p_{ws} - \frac{q_{o\max}}{J} \right) - \left(q_t - \frac{q_{o\max}}{J} \right) (\tan \beta) . \quad (2.56)$$

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

$$q_{t\max} = q_{o\max} + p_{wf_G} (\tan \alpha)$$

o bien:

$$q_{t\max} = q_{o\max} + F_w \left(p_{ws} - \frac{q_{o\max}}{J} \right) (\tan \alpha) . \quad (2.57)$$

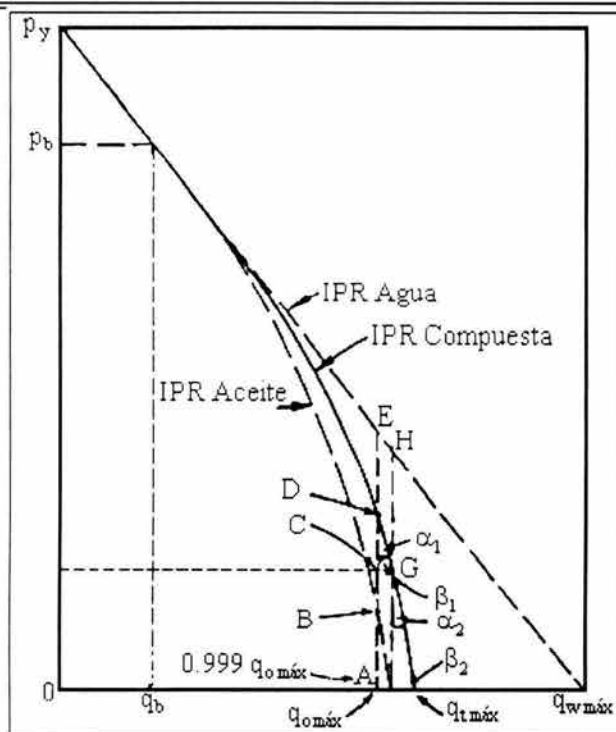


Fig. 2.37 Curva de IPR compuesta.

CALCULO DEL GASTO TOTAL A DETERMINADAS PRESIONES DE FONDO FLUYENDO PARA LA CURVA DE IPR COMPUESTA

De acuerdo con la Fig. 2.38, se puede observar que la curva de IPR compuesta puede ser dividida en tres intervalos, y en cada intervalo, el gasto total a ciertas presiones de fondo fluyendo puede ser calculado de la siguiente forma:

- 1) Para presiones entre la presión del yacimiento y la presión de burbujeo, ($p_b < p_{wf} < p_{ws}$), el gasto total puede ser calculado empleando la siguiente ecuación:

$$q_t = J(p_{ws} - p_{wf})$$

- 2) Para presiones entre la presión de burbujeo y la presión de fondo fluyendo, donde el gasto de aceite es igual a el gasto máximo, esto es; ($p_{wfg} < p_{wf} < p_b$) el gasto total es:

$$q_t = \frac{-C + \sqrt{c^2 - 4B^2 D}}{2B^2}, \quad \text{para } B \neq 0 \quad (2.58)$$

$$q_t = \frac{D}{c} \quad \text{para } B = 0 \quad (2.59)$$

donde:

$$A = \frac{p_{wf} + 0.125 F_o p_b - F_w p_{ws}}{0.125 F_o p_b}, \quad (2.60)$$

$$B = \frac{F_w}{0.125 F_o p_b J} \quad (2.61)$$

$$C = 2 (A) (B) + \frac{80}{q_{o\max} - q_b} \quad (2.62)$$

$$D = A^2 - (80) \frac{q_b}{q_{o\max} - q_b} - 81 \quad (2.63)$$

3) Para presiones entre (p_{wfG} y 0, esto es, $0 < p_{wf} < p_{wfG}$), el gasto total es:

$$q_t = \frac{p_{wfG} + q_{o\max} (\tan \beta) - p_{wf}}{\tan \beta} \quad (2.64)$$

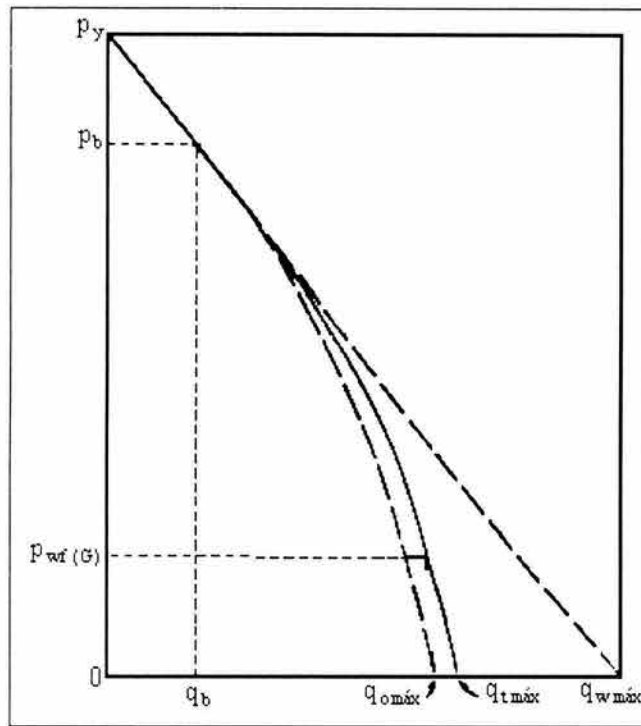


Fig. 2.38 Curvas de IPR compuestas.

CALCULOS PRELIMINARES PARA CONTRUIR LAS CURVAS DE IPR COMPUESTAS A PARTIR DE LOS DATOS DE UNA PRUEBA

Las variables necesarias para construir las curvas de IPR compuestas son:

- Presión de yacimiento, [p_{ws}]
- Presión de burbujeo, [p_b]
- Presión de fondo fluyendo, [p_{wf}]
- Gasto total, [q_i]
- Fracción de agua, [F_w]

ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA

Existen dos posibilidades, las cuales pueden ocurrir, esto es:

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

$$J = \frac{q_{iT}}{p_{ws} - p_{wfT}} \quad , \quad (2.65)$$

donde:

- q_{iT} : Gasto total de las pruebas realizadas.
 p_{wfT} : Presión de fondo fluyendo de la prueba realizada.

$$q_b = J(p_{ws} - p_b) \quad , \quad (2.66)$$

$$q_{o\max} = q_b + \frac{J p_b}{1.8} \quad , \quad (2.67)$$

$$q_{i\max} = q_{o\max} + F_w \left(p_{ws} - \frac{q_{o\max}}{J} \right) (\tan \alpha) \quad , \quad (2.68)$$

donde la $\tan \alpha$ puede ser determinada aplicando la Ec. 2.50.

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

A continuación se muestra la derivación de la ecuación para determinar J a esta condición Fig. 2.37.

$$q_i = F_o (q_{oB}) + F_w (q_{wD}) \quad , \quad (2.69)$$

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

Si:

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

$$q_{oB} = q_b + (q_{o\max} - q_b) A$$

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

$$q_{o\max} = q_b + \frac{p_b J}{1.8}$$

Por lo tanto:

$$q_{oB} = J (p_{ws} - p_b) + \left\{ q_b + \frac{J p_b}{1.8} - q_b \right\} A$$

$$q_{oB} = J (p_{ws} - p_b) + \left(\frac{J p_b}{1.8} \right) A \quad , \quad (2.70)$$

$$q_{wD} = J (p_{ws} - p_{wfT}) \quad . \quad (2.71)$$

Sustituyendo las Ecs. 2.70 y 2.71 en la Ec. 2.69 se tiene que:

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

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

Finalmente, para obtener J se tiene que:

$$J = \frac{q_{iT}}{F_o \left\{ p_{ws} - p_b + \frac{p_b A}{1.8} \right\} + F_w (p_{ws} - p_{wfT})} \quad , \quad (2.72)$$

Si J puede ser determinado a partir de la Ec. 2.72, q_b , $q_o \text{ máx}$ y $q_i \text{ máx}$ podrán ser determinados aplicando las Ecs 2.66, 2.67 y 2.68, respectivamente.

CURVA DE IPR COMPUESTA PARA PRESION DE YACIMIENTO POR ABAJO DE LA PRESION DE BURBUJEO

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

Ejemplo de aplicación 2.4 ($p_{ws} > p_b$)

Al realizar una prueba de producción en un pozo se obtuvieron los siguientes datos:

$$\text{Presión de yacimiento} = 2550 \quad \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$$

$$\text{Presión de burbujeo} = 2100 \quad \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$$

Datos de la prueba:

$$\text{Presión de fondo fluyendo} = 2300 \quad \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$$

$$\text{Gasto total, } q_i = 500 \quad \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$$

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

Se requiere:

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

Procedimiento de solución:

(1) (Ejemplo para el cálculo preliminar de $F_w = 0.50$)

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

$$J = \frac{500}{2550 - 2300} = 2.0 \quad \left[\frac{\text{bl/día}}{\text{lb/pg}^2} \right]$$

$$q_b = (2.0) (2550 - 2100) = 900 \quad \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$$

$$q_{o\max} = 900 + \frac{2.0(2100)}{1.8} = 3233.333 \quad \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$$

Aplicando la Ec. 2.54, CD puede calcularse de la siguiente manera:

$$CD = 0.50 \frac{0.001(3233.333)}{2.0} + 0.50(0.125)(2100) \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left\{ \frac{0.999(3233.333 - 900)}{3233.333 - 900} \right\}} \right]$$

$$CD = 7.86$$

Empleando la Ec. 2.55, CG puede calcularse de la siguiente forma:

$$CG = 0.001 (3233.33) = 3.23$$

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

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

Empleando la Ec. 2.57 el gasto máximo total es:

$$q_{t\max} = 3233.333 + 0.50 \left(2550 - \frac{3233.333}{2.0} \right) (0.41)$$

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

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

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

$$p_{wf} = p_{ws} - \frac{q_t}{J} = 2550 - \left(\frac{600}{2.0} \right) = 2250 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$$

Para $q_t = 1500 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$ $q_b < q_t < q_{o \text{ máx}}$: Ec. 2.49.

$$p_{wf} = 0.50 \left(2550 - \frac{1500}{2.0} \right) + 0.50 (0.125) (2100) \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left\{ \frac{1500 - 900}{3233.333 - 900} \right\}} \right]$$

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

Para $q_t = 3300 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$, $(q_{o \text{ máx}} < q_t < q_{t \text{ máx}})$: Ec. 2.56.

$$p_{wf} = 0.50 \left(2550 - \frac{3233.333}{2.0} \right) - \left(3300 - \frac{3233.333}{2.0} \right) (2.44)$$

$$p_{wf} = 303.99 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$$

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

(a) Empleando la Ec. 2.53, calcular la presión de fondo fluyendo a $q_t = q_{o \text{ máx}} = 3233.333 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$, esto es:

$$p_{wFG} = 0.50 \left(2550 - \frac{3233.333}{2.0} \right) = 466.67 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$$

(b) Para $p_{wf} = 2400 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$, $p_{wFG} > p_b$:

$$q = 2.0 (2550 - 2400) = 300 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$$

Para $p_{wf} = 1500 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$, $p_{wFG} < p_{wf} < p_b$:

$$A = \frac{1500 + 0.125 (0.50) (2100) - 0.50 (2550)}{0.125 (0.50) (2100)} = 2.71$$

$$B = \frac{0.50}{0.125 (0.50) (2100) (2)} = 0.001905$$

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

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

B ≠ 0, por lo tanto:

$$q_t = \frac{-0.04461 + \sqrt{(0.04461)^2 - 4(0.001905)^2(-104.5131)}}{2(0.001905)^2} = 2013.13 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$$

Para $p_{wf} = 350 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$, $p_{wf} < p_{wfG}$:

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

(4) Los resultados de los cálculos preliminares para otros valores de F_w se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 2.2 Cálculos preliminares

	F_o				
	0.0	0.25	0.50	0.75	1.00
J	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
q_b	900.0	900.0	900.0	900.0	900.0
q_{o máx}	3,233.33	3,233.33	3,233.33	3,233.33	3,233.33
tan α	0.23	0.29	0.41	0.68	2.0
tan β	4.38	3.41	2.44	1.47	0.50
q_{L máx}	3,233.33	3,301.73	3,424.52	3,709.38	5,100.00
p_{wfG}	0.00	233.33	466.67	700.0	-----

(5) Los resultados de los cálculos de los gastos totales a las presiones de fondo fluyendo para cada valor de F_w se muestran en la tabla 2.3

Tabla 2.3 Resultados de los cálculos efectuados.

$q_i @ F_w$					
P_{wf}	0.0	0.25	0.50	0.75	1.00
2,550	0	0	0	0	0
2,400	300	300	300	300	300
2,300	500	500	500	500	500
2,100	900	900	900	900	900
1,700	1,632	1,647	1,663	1,681	1,700
1,400	2,093	2,132	2,177	2,232	2,300
1,000	2,588	2,663	2,758	2,887	3,100
600	2,948	3,043	3,160	3,301	3,900
200	3,172	3,243	3,343	3,573	4,700
0	3,233	3,302	3,425	3,709	5,100

(6) La gráfica de las curvas de IPR compuestas se muestra en la Fig. 2.39.

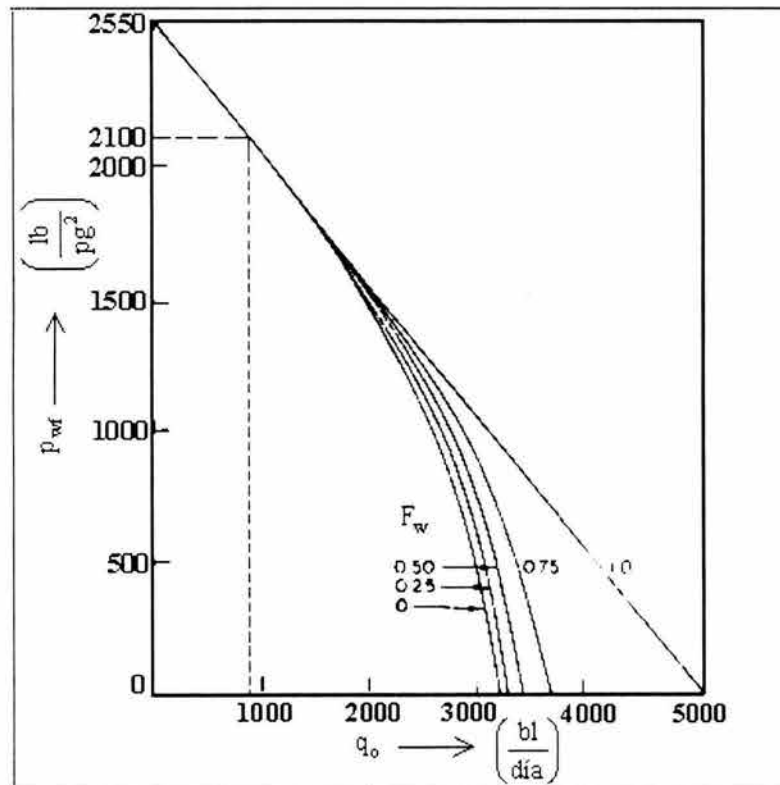


Fig. 2.39 Curvas de IPR compuestas para el ejemplo de aplicación 2.4.

Ejemplo de aplicación 2.5

(Considerando que p_{wFT} de la prueba es menor que la presión de burbujeo)

Dados los siguientes datos:

$$\text{Presión del yacimiento} = 2800 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$$

$$\text{Presión de burbujeo} = 2400 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$$

Datos de la prueba:

$$\begin{aligned} \text{Presión de fondo fluyendo total (p}_{wfr}) &= 1200 && \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right] \\ \text{Gasto total, } q_{fr} &= 1480 && \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right] \end{aligned}$$

Se requiere:

Construir la curva de IPR compuesta para $F_w = 0.50$

Procedimiento de solución:

(1) Cálculo preliminar:

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

$$A = 0.70$$

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

$$J = 1.01$$

$$J = \frac{1480}{0.50 \left\{ 2800 - 2400 + \frac{2400(0.70)}{1.8} \right\} + 0.50(2800 - 1200)}$$

$$q_{o \max} = 403.64 + \frac{1.01(2400)}{1.8} = 1749.09 \quad \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$$

Empleando la Ec. 2.50, se tiene que:

$$\tan \alpha = 0.21$$

$$\tan \beta = 4.84$$

$$q_{i \max} = 1749.09 + 0.50 \left(2800 - \frac{1749.09}{1.01} \right) (0.21)$$

$$q_{i \max} = 1859.18 \quad \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$$

(2) La relación de presión de fondo fluyendo y el gasto total es Tabla 2.4:

Tabla 2.4 Relación de presiones y gastos.

q_{wf}	q_T
2,800	0
2,600	202
2,400	404
2,000	791
1,600	1,140
1,200	1,438
800	1,662
400	1,777
0	1,859

(3) La gráfica de la curva de IPR compuesta se muestra en la Fig. 2.40.

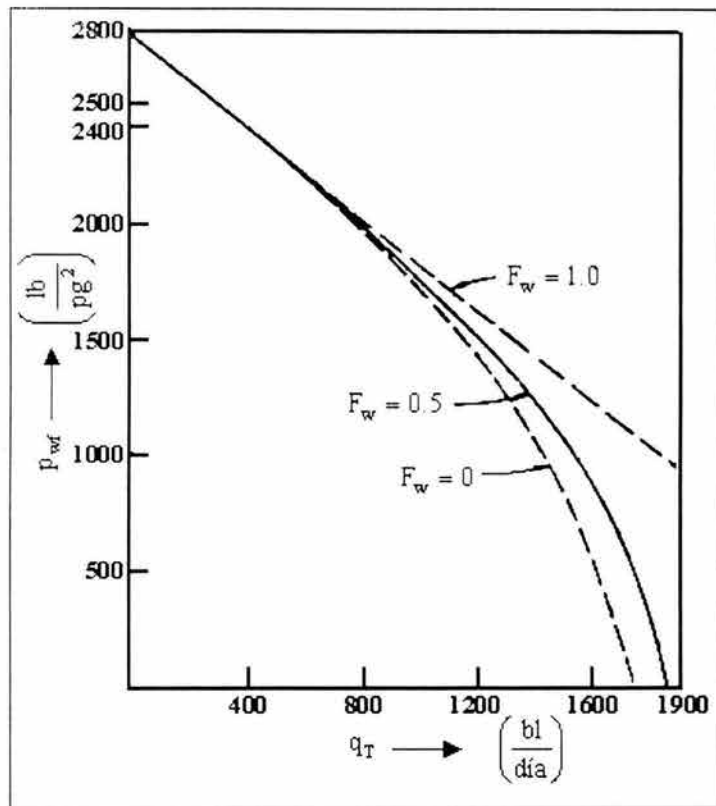


Fig. 2.40 Curva de IPR compensada para el ejemplo de aplicación 2.5.

Ejemplo de aplicación 2.6.

(Considerando que la presión del yacimiento está por debajo de la presión de burbujeo)

Dados los siguientes datos:

Presión del yacimiento = 2250 $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$

Presión de burbujeo = 3000 $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$

Datos de la prueba:

Presión de fondo fluyendo total (p_{wfr})	=	1800	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$
Gasto total, q_{IT}	=	900	$\left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$

Se requiere:

Elaborar las curvas de IPR compuestas para $F_w = 0.0, 0.25, 0.50, 0.75,$ y 1.0

Procedimiento de solución:

- (1) Los cálculos preliminares para cada valor de F_w son elaborados empleando el mismo procedimiento como en el ejemplo de aplicación 2.4, excepto que los valores de $p_b = p_{ws}$ y $q_b = 0$ se deben sustituir. Los resultados se muestran en la tabla 2.5:

Tabla 2.5 Cálculos preliminares

	F_o				
	0.0	0.25	0.50	0.75	1.00
J	2.20	2.14	2.09	2.05	2.00
$q_o \text{ máx}$	2,743.90	2,678.57	2,616.28	2,556.82	-----
$\tan \alpha$	0.25	0.31	0.43	0.69	2.00
$\tan \beta$	4.02	3.21	2.35	1.45	0.50
$q_L \text{ máx}$	2,743.90	2,756.55	2,829.27	3,075.67	4,500.00

- (2) La relación del gasto contra la presión de fondo fluyendo para cada valor de F_w se muestra en la tabla 2.5.

Tabla 2.6 Relación de gastos de flujo y Presión de fondo fluyendo.

	$q_t @ F_w$				
P_{wf}	0.0	0.25	0.50	0.75	1.00
2,550	0	0	0	0	0
2,000	522	515	510	505	500
1,800	900	897	896	897	900
1,400	1,553	1,571	1,598	1,638	1,700
1,000	2,066	2,110	2,175	2,280	2500
800	2,271	2,323	2,399	2,517	2,900
400	2,577	2,618	2,659	2,799	3,700
0	2,744	2,757	2,829	3,076	4,500

- (3) La gráfica de las curvas de IPR compuestas para cada valor de F_w se muestran en la Fig. 2.36.

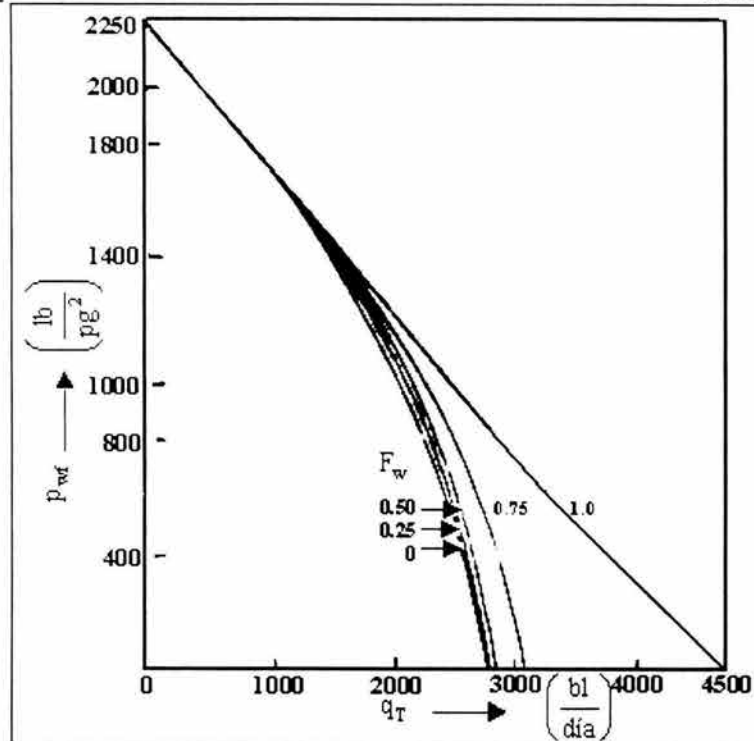


Fig. 2.41 Curvas de IPR compuestas para el ejemplo de aplicación 2.6.

2.4 FLUJOS LAMINARES Y NO LAMINARES (Economides, 1994; Bear, 1972).

El flujo en la cara del pozo puede ser dividido en diferentes categorías, dependiendo de la geometría de flujo, las propiedades del fluido y el gasto. En primer lugar, el flujo hacia el pozo puede ser monofásico o multifásico; en la mayoría de los pozos productores, el flujo es multifásico, con al menos dos fases (gas y líquido) presentes. La geometría de flujo de interés en el pozo es usualmente el flujo a través de una tubería circular, no obstante, el flujo en el espacio anular (flujo entre la tubería de revestimiento, T.R y tubería de producción, T.P) puede ocurrir. Además, el flujo de interés puede ser en cualquier dirección relativa al campo gravitacional. Las propiedades de los fluidos, el comportamiento pVT y sus características reológicas, deberán ser consideradas para describir el comportamiento de flujo hacia el pozo.

Dependiendo del gasto y las propiedades del fluido, el flujo será laminar o no laminar (turbulento), lo cual tendrá una fuerte influencia en el comportamiento de flujo.

En el flujo a través de conductos (tuberías), el número de Reynolds, N_{RE} , (número adimensional que expresa la relación entre las fuerzas viscosas e inerciales) es empleado como un criterio para distinguir entre el flujo laminar (el cual ocurre a bajas velocidades) y el flujo turbulento (el cual ocurre a altas velocidades). El valor crítico del número de Reynolds entre el flujo laminar y turbulento en tuberías es alrededor de 2100. En analogía, el número de Reynolds para flujo en el medio poroso se puede definir como:

$$N_{RE} = \frac{q d}{\nu} \quad , \quad (2.73)$$

donde d es alguna dimensión de longitud del medio poroso, ν es la viscosidad cinemática q es el gasto en el medio poroso. No obstante, en analogía a el número de Reynolds para tuberías " d " deberá ser una dimensión de longitud que represente los canales elementales del medio poroso. Es costumbre (probablemente debido a la relativa facilidad de

determinarla) emplear alguna dimensión representativa de los granos para "d" (en un medio poroso no consolidado). A menudo, el diámetro del grano es considerado como dimensión de longitud, "d", en la Ec. 2.73.

Collins (1961) sugiere que $d = \left(\frac{k}{\phi}\right)^{1/2}$, donde k es la permeabilidad y ϕ es la porosidad. La expresión anterior se considera como una dimensión de longitud representativa para ser empleada en el número de Reynolds. **Ward (1964)** utiliza $k^{1/2}$ como longitud representativa d.

Prácticamente en todos los casos, la **Ley de Darcy** es válida siempre y cuando el número de Reynolds basado en el diámetro de grano promedio no exceda algún valor entre 1 y 10.

Continuando la analogía con flujo en conductos, el flujo a través del medio poroso a menudo se expresa como una relación entre algún factor de fricción y el número de Reynolds. Uno de los más comúnmente usados es el factor de fricción f de Darcy- Weisbach:

$$f = 2g \frac{dJ}{V^2} = 2d \left(\frac{\Delta\phi}{L}\right) \left(\frac{\gamma}{\rho V^2}\right); \quad J = \left(\frac{\Delta\phi}{L}\right), \quad (2.74)$$

Obtenida a partir de la formula de Darcy- Weibach: $\Delta\phi = \left[\frac{d}{f} \frac{V^2}{2g}\right]$.

En la Ec. 2.74 $\Delta\phi$ es la pérdida de carga sobre una longitud L en la dirección de flujo y d es el diámetro de la tubería. En el flujo a través del medio poroso d es tomada como la misma longitud representativa empleada en la Ec. 2.73 y V es remplazada por q. **Fanning (1974)** utilizó otra definición para el factor de fricción:

$$\left(\frac{\Delta\phi}{L}\right) = \left(\frac{f}{R}\right) \frac{V^2}{2g}; \quad f = 2gR \frac{J}{V^2} = 2R \left(\frac{\Delta\phi}{L}\right) \left(\frac{\gamma}{\rho V^2}\right), \quad (2.75)$$

o bien:

$$f = \frac{1}{2} d \left(\frac{\Delta\phi}{L}\right) \left(\frac{\gamma}{\rho V^2}\right), \quad (2.76)$$

Donde R es el radio hidráulico de la tubería $\left(\frac{d}{4}\right)$.

Cuando los resultados de los experimentos de flujo a través del medio poroso son graficados como una relación entre el factor de fricción de Fanning y el número de Reynolds, se obtiene una curva, tal como se muestra en la Fig. 2.42.

La porción de línea recta de esta curva puede ser expresada por $f = \frac{C}{N_{RE}}$ donde C es alguna constante. Esta relación puede ser entonces escrita como:

$$\frac{d}{2} \left(\frac{\Delta\phi}{L}\right) \left(\frac{\gamma}{\rho q^2}\right) = \frac{C}{q d}; \quad q = kJ, \quad (2.77)$$

donde $k = \frac{d^2 g}{2 C v}$ y $J = \frac{\Delta\phi}{L}$

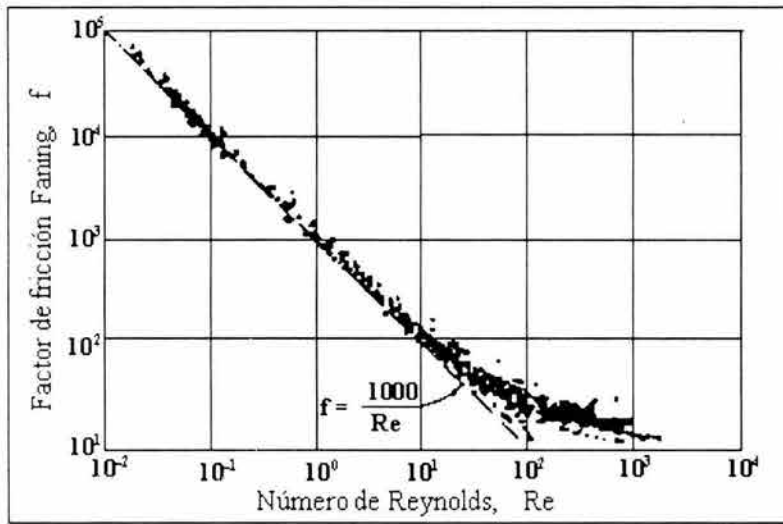


Fig. 2.42 Relación entre el factor de fricción de Fanning y el número de Reynolds para flujo a través del medio poroso (Bear, 1972)

Muchos investigadores han sugerido correlaciones matemáticas y gráficas para ajustar la curva experimental (por ejemplo Lindquist 1933).

Conforme el número de Reynolds (para un determinado q y d , v constantes) se incrementa, se observa una desviación a partir de la relación lineal. Se deberá tener cuidado al identificar ésta desviación, ya que esta permitirá determinar el tipo de flujo presente.

Las tres regiones que se pueden distinguir en el flujo a través del medio poroso son: Fig. 2.43.

- A un número de Reynolds bajo (a baja velocidad para d y v constantes) se tiene una región donde el flujo es laminar, las fuerzas viscosas son predominantes y la **Ley de Darcy** es válida. El límite superior de este rango es un valor de número de Reynolds entre 1 y 10.
- Mientras N_{RE} se incrementa, se observa una zona de transición. Casi al final de esta zona se pasa de un régimen laminar, donde las fuerzas viscosas son predominantes, a otro régimen laminar donde las fuerzas inerciales gobiernan el flujo. Al final de la zona de transición se tiene un paso gradual a flujo turbulento.
- A valores altos de número de Reynolds se tiene flujo turbulento.

Se debe recordar que la **Ley de Darcy** sólo es válida en la región (a).

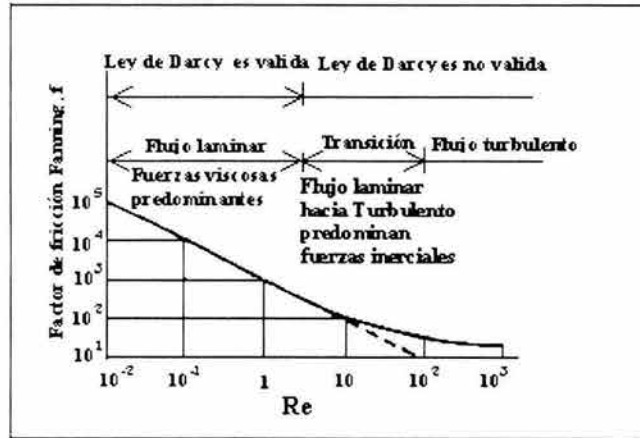


Fig. 2.43 Clasificación esquemática de flujo a través del medio poroso (Bear, 1972).

2.4.1 FLUJO NO DARCIANO (Bradley, 1987)

El comportamiento de los pozos productores de gas es similar al de los pozos productores de aceite, excepto por dos grandes diferencias:

- 1) Las propiedades del gas cambian dramáticamente con la presión.
- 2) El flujo llega a ser parcialmente turbulento en la cercanía del pozo, resultando un gasto dependiente del factor de daño

El punto anterior será tratado posteriormente.

La **Ley de Darcy** se aplica a gases a bajos gastos (flujo laminar), los cuales se encuentran a lo largo del yacimiento. Sin embargo, cerca del pozo los gastos de producción pueden llegar a ser extremadamente altos a causa de la convergencia del flujo conforme el gas se aproxima a la cara del pozo. A estos gastos, los efectos inerciales pueden llegar a ser importantes y la ecuación de Darcy no se cumple. Los efectos inerciales toman la forma de una trayectoria de flujo distorsionada y turbulenta en diferentes locaciones en la estructura del poro. Aunque la naturaleza exacta de este flujo macroscópico no es conocida en el yacimiento, el efecto neto es un gradiente de presión alto cuando estos efectos inerciales llegan a ser importantes.

Para flujo laminar, la **Ley de Darcy** se puede reescribir de la siguiente forma:

$$-\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{\mu}{k} v \quad (2.78)$$

donde $\frac{\partial p}{\partial x}$ es el gradiente de presión y v es la velocidad del fluido macroscópicamente (Darcy). A gastos altos, los efectos inerciales llegan a ser importantes, por tanto, se tiene que emplear la ecuación establecida por **Forchheimer (1901)**:

$$-\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{\mu}{k} V + F_i \rho v |v| \quad (2.79)$$

donde ρ es la densidad del fluido y F_t es el factor de turbulencia **Forchheimer (1901)** propone que el flujo bajo condiciones laminares y no laminares es representado por una ecuación cuadrática que incluya dos componentes: fuerzas viscosas (laminares) y fuerzas inerciales (no laminares). Por lo tanto, la Ec. 2.79 se puede escribir en forma diferencial de la siguiente forma:

$$-\frac{\Delta p}{\Delta L} = \frac{\mu}{k} v + \beta \rho v^2 \quad (2.80)$$

en donde la caída de presión total desde la frontera externa hasta el pozo puede ser expresada por: $\Delta p_L + \Delta p_{NL}$, en donde el primer término esta referido a la caída de presión en la región de flujo laminar y el segundo a la caída de presión en la región de flujo no laminar. El término β representa el factor de resistencia inercial y ρ la densidad del fluido.

El lado derecho de la Ec. 2.80 contiene un término para fuerzas viscosas y un término para fuerzas inerciales, los cuales contribuyen a las pérdidas de presión.

Por otra parte, **Swift y Kiel (1962)** presentan un método para determinar el efecto de flujo No- Darciano sobre el comportamiento de pozos de gas. Sus resultados indican que el flujo no- laminar origina una caída de presión cerca del pozo la cual puede ser tratada como un efecto de daño dependiente del gasto. Estos autores obtienen la solución de la ecuación diferencial parcial no lineal que describe el flujo transitorio No- Darciano de gas a través del medio poroso, como sigue:

$$q = B \frac{\left[p_i^2 \left(1 - \frac{q_i}{v} \right)^2 - p_{wf}^2 \right]}{\left[\alpha \ln(A_r) + Dq \right]} \quad (2.81)$$

en donde:

$$A = 0.006329 \frac{k p_i r t}{\mu \phi r_w^2}$$

$$B = 19.87 * 10^{-6} \frac{h k_a T_b}{\mu p_d T}$$

$$D = 2.715 * 10^{-15} \frac{\beta k_a p_{base} T}{\mu h T_{base} r_w}$$

k_a :	Permeabilidad absoluta,	$[mD]$
M :	Peso molecular del gas,	$\left[\frac{lb}{lb_{mol}} \right]$
p_d :	Presión promedio de la formación,	$\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$
p_i :	Presión inicial,	$\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$
p_{wf} :	Presión de fondo fluyendo,	$\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$
q :	Gasto de producción,	$\left[\frac{bl}{día} \right]$

q_b :	Gasto de producción medido a condiciones base (p_{base} , T_{base})	$\left[\frac{bl}{día} \right]$
r_d :	Radio de drene,	[pie]
r_w :	Radio del pozo,	[pie]
t :	Tiempo de producción,	[días]
T_{base} :	Temperatura base, (grados)	[°R]
V :	Volumen del gas contenido en el área de drene del pozo inicialmente,	[bl]
β :	Coefficiente de flujo no Darciano,	[pie ⁻¹]
μ :	Viscosidad del gas,	[cp]
ϕ :	Porosidad,	[Fracción]

α y γ son constantes definidas por:

$$\ln = \left(\frac{r_d}{r_w} \right) = \alpha \ln \left[\frac{\gamma k_a p_i t}{\mu \phi r_w^2} \right],$$

Si se gráfica $\frac{p_d^2 - p_w^2}{q}$ contra $\ln(t)$, las constantes de la Ec. 2.81 pueden ser determinadas.

Swift y Kiel (1962) señalan que gastos de producción de gas altos, una caída de presión adicional será introducida debido al efecto de flujo no- laminar (cerca del pozo).

Ramey (1965) resume que el flujo No- Darciano puede ser interpretado como un efecto de daño dependiente del gasto, es decir que a altos gastos de producción de gas, una caída de presión adicional es introducida cerca del pozo debido al flujo turbulento.

Así cuando el flujo No- Darciano es importante, la caída de presión adicional no puede ser despreciada en el cálculo de eficiencias de flujo. El efecto de daño efectivo puede ser calculado por dos pruebas diferentes: de incremento y/o decremento a dos gastos constantes (q_1 y q_2), en donde el factor de daño es representado por la relación siguiente:

$$S' = S + Dq \quad , \quad (2.82)$$

Si se gráfica S' contra q resulta una línea recta de pendiente y constante de flujo no- Darciano D , y S como el efecto de daño mecánico extrapolando a $q = 0$ (**Padilla, 1990**).

El efecto No- Darciano causado por alta velocidad de flujo cerca de los pozos, puede ser afectado por otros mecanismos, como es el cambio en la permeabilidad relativa al gas como una consecuencia de la condensación de líquidos; esperándose incrementos de flujo no- laminar cerca del pozo en la misma región en que el daño existe. También es asociado con altos gastos en yacimientos de aceite saturado con disparos limitados (**Blacker, 1982**).

Un método directo para determinar el valor del exponente en una ecuación de flujo tipo Forchheimer es presentada por **Phipps y Khalil (1975)**, quienes proponen la siguiente ecuación general:

$$\Delta p_w = Aq + Bq^n \quad , \quad (2.83)$$

en donde la viscosidad de flujo es igual al gasto de flujo volumétrico por unidad de área transversal, Δp_w = decremento de presión en el pozo, A y B son los coeficientes de flujo para el sistema yacimiento- pozo, n = exponente de gasto (velocidad) y q = gasto en el pozo.

Estos autores señalan que usar la ecuación de Darcy en lugar de la Ec. 2.80 puede resultar en errores del 50% o más en la predicción de gastos de pozos. Rearreglando la Ec. 2.83 como:

$$\ln \left(\frac{\Delta p_w}{q} - A \right) = \ln B + (n - 1) \ln q \quad , \quad (2.84)$$

La cual representa una línea recta en coordenadas log- log. Los parámetros A, B y n pueden ser determinados por medio del siguiente procedimiento:

1. Graficar $\frac{\Delta p_w}{q}$ contra q, para al menos tres pares de datos, trazando una curva suave a través de los puntos.
2. Leer valores $\frac{\Delta p_w}{q}$ en dos puntos medidos, denominados como q_1 y q_2 .
3. Leer el tercer valor de $p_3 = \frac{\Delta p_w}{q}$ de la curva, a un valor de $q_3 = (q_1 q_2)^{1/2}$.
4. El valor de A puede calcularse con:

$$A = (q_1 q_2 - \frac{q_1^2}{q_2} + q_2 - 2 q_3) \quad .$$

5. Con A, graficar $\frac{\Delta p_w}{q A}$ contra q en coordenadas doble- log, de ésta, una línea recta de pendiente (n-1) puede derivar el valor del exponente n.
6. Con A y n, determinar B directamente.

Debe notarse que si $n = 2$, $\frac{\Delta p_w}{q}$ contra q producirá una línea recta en papel cartesiano, entonces A y B pueden determinarse directamente.

Por otra parte, una relación de productividad más exacta para flujo de gas estabilizado fue desarrollada por **Aronofsky y Jenkins (1954)** a partir de la solución de la ecuación diferencial para flujo de gas a través del medio poroso empleando la ecuación de Forchheimer para flujo. Esta solución es:

$$q = \frac{k_r h p^2 - p_{wf}^2}{1424 \bar{\mu} \bar{z} T \left[\ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right) + S + D q \right]} \quad \left[\frac{\text{miles pie}^3}{\text{día}} \right], \quad (2.85)$$

donde D es el coeficiente No- Darciano y r_d es el radio de drenaje “efectivo” de **Aronofsky y Jenkins (1954)** y se define como $r_d = 0.472 r_e$.

Otra forma de definir r_d es:

$$\frac{r_d}{r_w} = 1.5 \sqrt{t_D} \quad , \quad (2.86)$$

donde t_D es el tiempo adimensional subcapítulo 5.3 definido por:

$$t_D = \frac{0.000264 k_a t}{\phi \mu C_t r_w^2} \quad (2.87)$$

El término Dq a menudo es referido como un efecto de daño debido a la turbulencia y para gastos altos en el pozo puede ser substancial. El coeficiente no Darciano, D , frecuentemente es del orden de 10^{-3} . Para valores pequeños de q , se obtienen valores proporcionalmente pequeños de Dq .

Frecuentemente, la Ec. 2.85 es reordenada como:

$$\bar{p}^2 - p_{wf}^2 = \frac{1424 \bar{\mu} \bar{z} T}{k_a h} \left(\ln \frac{0.472 r_e}{r_w} + S \right) q + \frac{1424 \bar{\mu} \bar{z} T D}{k_a h} q^2 \quad (2.88)$$

El primer término de la Ec. 2.88 representa el efecto de flujo Darciano y el segundo término representa los efectos de flujo No- Darciano. Todos los múltiplos de q y q^2 pueden ser considerados como constantes, por consiguiente la Ec. 2.88 puede tomar la forma:

$$\bar{p}^2 - p_{wf}^2 = a q + b q^2 \quad (2.89)$$

En aplicaciones de campo, las constantes a y b en la Ec. 2.89 pueden ser calculadas a partir de una "prueba de cuatro puntos", donde $\frac{p^2 - p_{wf}^2}{q}$ es graficada en coordenadas cartesianas contra q . La presión de fondo fluyendo, p_{wf} , es calculada para cuatro diferentes gastos de flujo estabilizados. La intercepción de la línea recta con el eje de las ordenadas es a y la pendiente es b . A partir de b y su definición Ec. 2.88, se puede obtener el coeficiente no- Darciano, D .

En ausencia de mediciones de campo, **Aranofsky y Jenkins (1954)** proponen una relación empírica:

$$D = \frac{6 \cdot 10^{-5} \gamma k_s^{-0.1} h}{\mu r_w h_{perf}^2} \quad (2.90)$$

donde γ es la densidad relativa del gas, k_s es la permeabilidad cercana a la pared del pozo en md, h y h_{perf} es el espesor neto y espesor perforado ambos en pie, y μ es la viscosidad del gas en cp, evaluados a la presión de fondo fluyendo.

2.4.2 REGIMEN DE FLUJO (Padilla, 1990; Firoozabadi y Kats, 1977)

En la teoría referente al flujo de gas en el yacimiento es importante recordar que éste puede estar en estado estable (permanente o estacionario) para el caso en que la presión en la frontera externa no cambie con el tiempo, inestable (transitorio) cuando la frontera externa no es sentida en la respuesta, y el período dominado por frontera para el caso en que la frontera externa es cerrada. En el primero, el gasto y presión no cambian con el tiempo, mientras que en los estados transitorio y dominado por frontera existe un declinamiento del gasto y/o presión con el tiempo. Es decir que el gasto másico que entra a un elemento de volumen del medio no es el mismo gasto másico que sale del elemento. Entonces el contenido de fluido en el elemento cambia con el tiempo. Tal cambio es debido a la compresibilidad del fluido.

Para todos los periodos de flujo se puede presentar: flujo laminar, flujo turbulento o una transición entre los dos (vistos anteriormente).

2.4.2.1 MAGNITUD DE EFECTOS VISCO-INERCIALES (Tek y Cols, 1962; Lee y Cols, 1985)

En el flujo de un fluido a través de un medio poroso, es evidente que las fuerzas significativas que actúan son las de inercia y las de fricción del fluido debido a la viscosidad.

Una forma de evaluar la magnitud de efectos visco- inerciales es considerar la relación de fuerzas de inercia y fuerzas viscosas, obteniéndose un parámetro llamado número de Reynolds, N_{RE} , en honor de **Osborne Reynolds**. La relación de estas dos fuerzas es:

$$N_{RE} = \frac{\text{Fuerzas inerciales}}{\text{Fuerzas viscosas}} = \frac{\rho v^2 L^2}{\mu v L} = \frac{\rho v L}{\mu} = \frac{v L}{\nu} \quad (2.91)$$

o bien; de acuerdo a la definición del subtema 2.4.

$$N_{RE} = \frac{q d}{\nu} \quad (2.73)$$

Cuando el flujo es laminar, las partículas que conforman al fluido se mueven en forma de láminas paralelas a velocidad constante en una sola dirección. El flujo turbulento, por otra parte, es caracterizado por el movimiento caótico de las partículas que conforman el fluido, provocando una fluctuación de velocidad en todas direcciones. Ya sea que el flujo sea laminar o turbulento, este influirá fuertemente en el comportamiento de la caída de presión, la dispersión de solutos contenidos en el fluido, el perfil de velocidades, entre otros factores, los cuales deberán ser considerados en las operaciones de producción.

Por otra parte, **Forchheimer (1901)** considera que el efecto de flujo No- Darciano (flujo turbulento) es un resultado de las fuerzas inerciales que son despreciables a bajos gastos de flujo, pero que pueden ser más grandes que las fuerzas viscosas a gastos altos.

Muchos investigadores (por ejemplo, **Lee y Cols, 1985**) usan para designar y describir el flujo visco- inercial a altas velocidades de flujo cerca de los pozos de gas los términos de turbulencia o flujo No- Darciano, es decir que cuando las velocidades son grandes, los efectos inerciales son entonces importantes, por lo que es cuando se hace necesario modificar la Ley de Darcy introduciendo un término adicional que contiene el término β que representa el coeficiente de Resistencia Inercial también llamado Coeficiente de flujo No- Darciano o Factor de Turbulencia cuyas unidades están expresadas como pie^{-1} . Así la magnitud de β determina la magnitud de desviación de la **Ley de Darcy**.

Se han desarrollado algunos trabajos para hacer más entendible el fenómeno de turbulencia, **Tek, Coatz y Katz (1962)** muestran el efecto del factor de turbulencia sobre la pendiente de la curva de presión, y señalan que en el flujo laminar viscoso, la energía cinética de las partículas es reversiblemente intercambiable con la energía de presión durante el proceso de aceleración y desaceleración del fluido.

Comúnmente se usa el término de flujo turbulento simplemente para designar una condición de velocidad, tal que los incrementos en caídas de presión para líquidos y caídas de presión al cuadrado para gases son más grandes en proporción que los incrementos en gastos.

Lee, Logan y Tek (1985) hacen notar que ya sea en producción o en almacenamiento se debe entender que el comportamiento de afluencia del gas envuelve la naturaleza de flujo a través del medio poroso, y que esta es controlada por efectos estables, inestables, laminares, inerciales y efectos de turbulencia, además de que el flujo cerca del pozo es

afectado por efectos de daño. En su trabajo incluyen un número de turbulencia NT, como una función del factor inercial β de la ecuación de **Forchheimer (1901)**, la que escriben como:

$$NT = \frac{1.564 * 10^{-18} k_a^2 \beta G m_i}{T \mu_i r_w} \quad (2.92)$$

Para modificar el factor de turbulencia (D), correlacionan coeficientes adimensionales, $C_1 = \left(\frac{1-r_w}{r_d}\right) \gamma (q_D NT)^{-0.028}$ para $q_D NT > 1$, en donde C_1 es el coeficiente de correlación (flujo turbulento) representado como una función de NT, q_D y propiedades físicas, para esto el gasto adimensional se calcula con:

$$q_D = \frac{1.422 * 10^6 T q_{c.s.}}{k_a h m_i}$$

en donde:

G:	Densidad relativa del gas,	[Adimensional]
k_a :	Permeabilidad absoluta,	[mD]
m_i :	Pseudo presión inicial,	$\left[\frac{\text{lb/pg}^2 \text{ abs}}{\text{cp}}\right]$
r_d :	Radio drenado,	[pie]
r_w :	Radio del pozo,	[pie]
T:	Temperatura del gas,	[°R] [°R]
β :	Coficiente inercial,	[pie ⁻¹]
γ :	Relación de viscosidad, μ_i / μ ,	[Adimensional]
h:	Espesor de la formación productora,	[pie]

Calculando Nt y q_D , se puede determinar el tipo de flujo (laminar, transición o no- laminar) al que pertenece.

2.4.2.2 COEFICIENTE INERCIAL

El coeficiente inercial de flujo No- Darciano, β , es de gran importancia en el término de flujo no- laminar de la ecuación de Forchheimer. Por tanto, se debe contar con algún modelo matemático que permita, en forma adecuada, obtener su valor.

Hasta la fecha muchos investigadores se han enfocado al estudio y el desarrollo de correlaciones para la determinación del coeficiente inercial, para flujo en una fase así como para flujo multifásico. Muchos autores (entre ellos, **Janicek y Cols (1955)**, **Geertsma (1974)**, **Cornell, Katz (1953)**) definen el valor de β como una función de varios parámetros como las características del medio poroso, para lo cual las propiedades de los fluidos y de la roca cobran gran importancia.

Cornell y Katz (1953) definen el coeficiente inercial como:

$$\beta = \frac{4.11 * 10^{10}}{k_a^{0.75}} \quad (2.93)$$

donde:

k_a :	Permeabilidad absoluta,	[mD]
---------	-------------------------	------

β : Coeficiente inercial, [pie⁻¹]

Janicek y Katz (1955) recoleccionan los datos obtenidos por **Cornell y Katz (1953)**, y establecen una nueva correlación de β como:

$$\beta = \frac{5.5 * 10^9}{k_a^{5/4} \phi^{3/4}} \quad (2.94)$$

donde:

ϕ : Porosidad, [Fracción]

Resultando en una línea recta (para calizas, dolomias y areniscas), usando la porosidad como parámetro, Fig. 2.44. Establecen que β decrece con el incrementos de k y ϕ . Cabe señalar que esta correlación fue primero más aceptable.

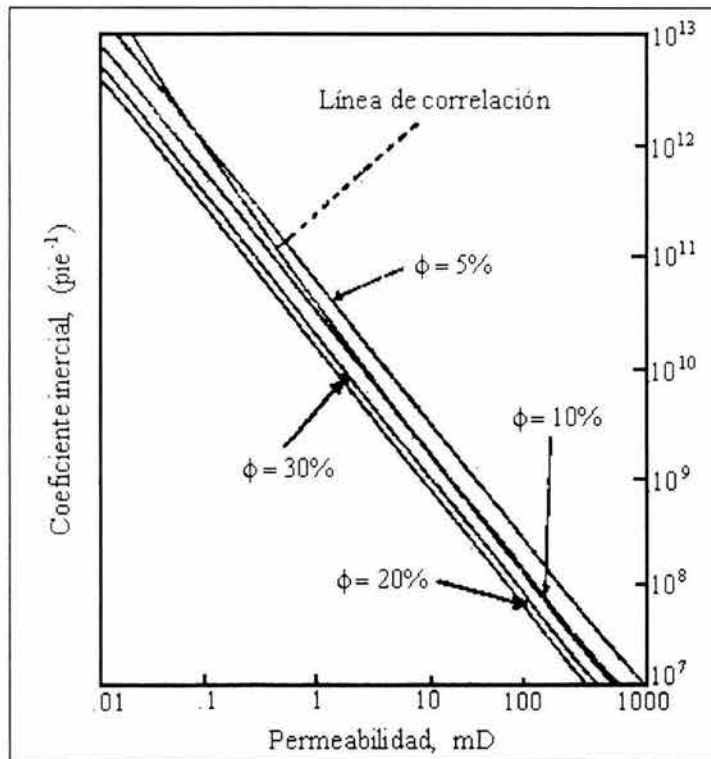


Fig. 2.44 Correlación del factor de turbulencia con respecto a la permeabilidad.

Tek y Cols (1962) muestran la siguiente correlación:

$$\beta = \frac{4.2 * 10^{16}}{k_a^{1.35}} \quad (2.95)$$

Por su parte, **Ramey (1965)** define β de la siguiente forma:

$$\beta = \frac{5.5 * 10^9}{k_a^{1.25} (\phi S_g)^{0.75}} \quad (2.96)$$

donde:

S_g : Saturación de gas, [Fracción]

Geetsma (1974) presenta una relación empírica entre β , ϕ y k basado en una combinación de datos experimentales, para arenas no consolidadas. Indicando que en el flujo de fluidos en una sola fase, dos fuerzas interactúan simultáneamente (fuerzas viscosas e inerciales), siendo las inerciales las que tienen mayor importancia conforme la velocidad se incrementa.

Este autor gráfica en papel doble log, ϕ contra $\frac{\beta}{k_a^{0.5}}$, encontrando una correlación que puede ser empleada para un amplio rango de porosidades, expresándola en la forma;

$$\beta = \frac{0.005}{\phi^{5.5} k_a^{0.5}} \quad (2.97)$$

Únicamente válida para el 100 por ciento de líquido o gas, la cual en unidades de campo esta dada por;

$$\beta = \frac{48511}{\phi^{5.5} k_a^{0.5}} \quad (2.98)$$

Un análisis de flujo de gas a alta velocidad es realizado por **Firoozabadi y Katz (1977)** buscando la mejor correlación (entre las existentes) basadas sobre características de la roca k y ϕ . Expresan que el término de coeficientes de velocidad es más apropiado para β , como objeción al factor de turbulencia o coeficiente inercial. Concluyen que las correlaciones usadas presentan sólo un modesto mejoramiento con el uso de un mayor número de datos, y que las correlaciones de β usadas los pasados 20 años son generalmente representativas de las características de la roca del yacimiento.

Una estimación del coeficiente inercial, β , para flujo de gas a altos gastos lo realiza **Noman (1985)**, para el cálculo de las caída de presión por flujo no-laminar. Comparando algunas mediciones de β con las respuestas de su trabajo presenta correlaciones para estimar β de k , ϕ y S_g , de donde se obtiene;

$$\beta = \frac{2.48 * 10^{-9}}{\left(\frac{k_a}{\phi S_g} \right)^{1.22}} \quad (2.99)$$

La ecuación anterior representa la correlación de mayor ajuste obtenida, estableciendo que la mayor limitación de las correlaciones propuestas en la literatura, es que, solamente ϕ y k son tomadas como variables independientes.

2.5 COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA EN POZOS DE GAS

A saber, el comportamiento de afluencia, tanto de pozos productores de aceite como productores de gas, es una medida de la capacidad de los pozos para fluir bajo condiciones de variación de presión en el pozo. Debe tenerse en cuenta que, una cosa es determinar el volumen original de gas en el yacimiento, o bien cuantificar las reservas y otra muy diferente es predecir la productividad de los pozos de gas. Por tanto, el ingeniero de producción debe tener la capacidad de entender, y por ende, aplicar los diferentes métodos disponibles para poder predecir, con relativa facilidad, las variaciones de presión existentes en el sistema yacimiento-pozo.

A continuación, se enunciarán algunos de los métodos comúnmente empleados para determinar el comportamiento de afluencia en pozos productores de gas.

2.5.1 PRUEBAS DE POTENCIAL

Las pruebas de potencial en los pozos de gas se realizan para determinar la capacidad productiva teórica de los mismos, bajo condiciones de flujo abierto. Anteriormente se acostumbraba hacer estas pruebas poniendo el pozo en producción con una presión en la cabeza del pozo igual a la atmosférica. Actualmente, con el fin de evitar desperdicios y daño a la formación, la capacidad a flujo abierto de los pozos de gas se obtiene extrapolando los resultados de las pruebas hechas a diferentes gastos moderados de producción, en lugar de abrir los pozos a flujo total. En este método, un pozo se pone a producción a un gasto constante seleccionado hasta que la presión de fondo fluyendo se estabiliza. El gasto estabilizado y la presión de fondo son registrados, y a continuación se cambia el gasto (usualmente se incrementa). Así, el pozo esta fluyendo a un nuevo gasto hasta alcanzar nuevamente el estado pseudo estacionario. La presión puede ser medida con un registrador de fondo (preferentemente) o bien, a partir del cálculo utilizando valores medidos en superficie. Este proceso es repetido, cada vez que se registra la presión y gasto estabilizados. Se recomienda utilizar cuatro gastos diferentes Fig. 2.45.

Existen fundamentalmente dos métodos diferentes, para analizar tales pruebas:

- a) Método clásico.
- b) Método teórico.

a) MÉTODO CLÁSICO

Rawlins y Schellhardt (1936) presentaron la siguiente ecuación:

$$q_g = C (\bar{p}^2 - p_{wf}^2) \tag{2.100}$$

donde:

- q_g : Gasto de gas, $\left[\frac{\text{miles pie}^3}{\text{día}} \right]$
- \bar{p} : Presión media del yacimiento en el área de drene, $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{ abs} \right]$
- P_{wf} : Presión de fondo fluyendo, $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{ abs} \right]$

La Ec. 2.100 representa la **Ley de Darcy** para un fluido compresible. La constante C involucra términos tales como viscosidad del gas, permeabilidad al flujo de gas, espesor neto de formación, temperatura de formación, etc. **Rawling y Schellhardt (1936)** encontraron que la Ec. 2.100 no considera la turbulencia, usualmente presente en pozos productores de gas, así que modificaron la ecuación con un exponente "n" en el lado derecho, resultando la siguiente expresión:

$$q_g = C (\bar{p}^2 - p_{wf}^2)^n \tag{2.101}$$

Además encontraron que el exponente "n" puede variar desde 1.0 para flujo completamente laminar hasta 0.5 para flujo completamente turbulento.

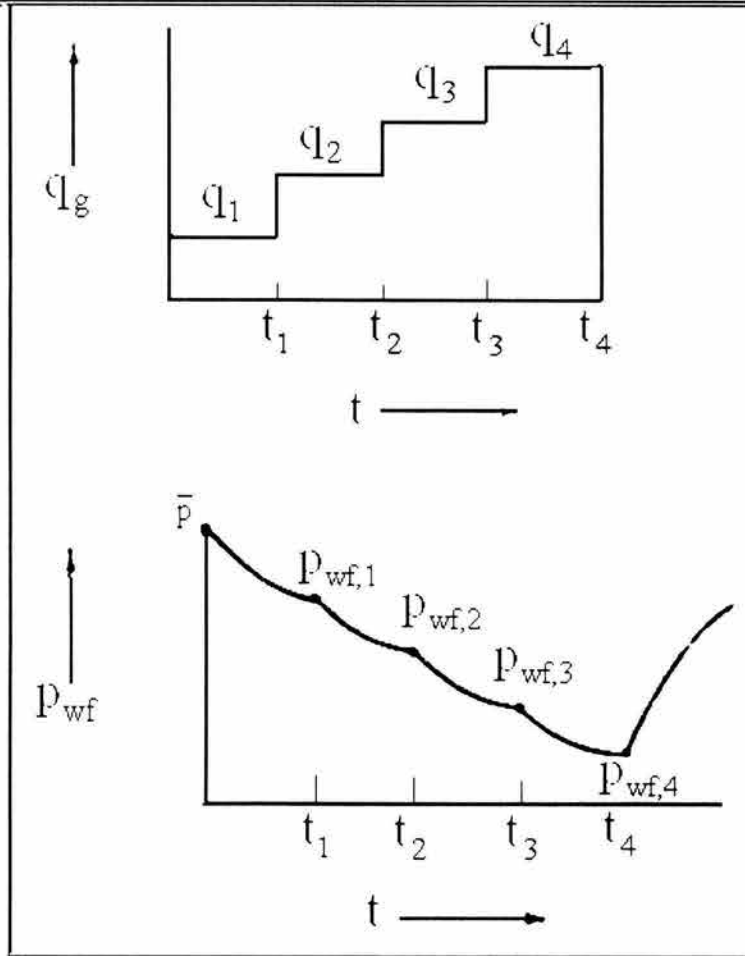


Fig. 2.45 Variación de gastos para una prueba de potencial (Lee, 1982).

De acuerdo con Lee (1982), quien denomina a ésta aproximación el “método empírico”, considera que la base teórica para la Ec. 2.101 es algo tenue. Sin embargo, debido a su facilidad y a sus más de cincuenta años de aplicación, los métodos basados en la Ec. 2.101 son más ampliamente utilizados en la industria petrolera.

La Ec. 2.101 puede escribirse en la forma:

$$\log(\bar{p}^2 - p_{wf}^2) = \left(\frac{1}{n}\right)(\log q_g - \log C) \quad (2.102)$$

La aplicación es que una gráfica log-log $(\bar{p}^2 - p_{wf}^2)$ contra q_g será una línea recta. Como se muestra en la Fig. 2.46, una gráfica de los cuatro gastos será aproximadamente una línea recta para muchos pozos, con tal de que las condiciones de flujo estabilizado permanezcan.

Las Ecs. 2.100, 2.101 y 2.102 están sujetas a las siguientes suposiciones:

1. Prevalecen las condiciones isotérmicas a lo largo del yacimiento.
2. Los efectos gravitacionales son despreciables.
3. El flujo de fluidos se lleva a cabo en una sola fase.
4. El medio es homogéneo e isótropo.
5. La permeabilidad es independiente de la presión.
6. La viscosidad y la compresibilidad del fluido son constantes.

7. Los gradientes de presión y la compresibilidad son pequeños.
8. El modelo de cilíndrico radial es aplicable.

Estos factores pueden no ser cercanamente aproximados, especialmente en formaciones de gas estrechas.

Por definición, el “potencial absoluto” ocurre cuando la contrapresión se reduce a la presión atmosférica $14.7 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{abs} \right]$. Esto es, el potencial absoluto se define como “el gasto de gas correspondiente a una presión de fondo fluyendo igual a la atmosférica”. Mediante la gráfica de la curva de capacidad de flujo y la extrapolación de la línea recta se puede obtener este valor, tal como se muestra en la Fig. 2.46. Así mismo, la prueba de contrapresión o la curva de capacidad de flujo permitirá la determinación de la velocidad de flujo de gas. Del mismo modo, la capacidad de flujo o potencial de flujo de un pozo podrá ser leído a partir de la curva de contrapresión.

Mientras que los factores que incluyen “C” en la Ec. 2.101 no cambien apreciablemente, la misma gráfica de potencial de flujo puede ser utilizada. Sin embargo los factores en “C” cambian durante el tiempo de operación del pozo, requiriendo por tanto, volver a realizar la prueba en el pozo de tiempo en tiempo. Los factores que pueden cambiar (afectando a “C”) son el factor de desviación Z, compresibilidad del gas, viscosidad del gas, permeabilidad al flujo de gas, daño en el pozo, radio de drene y posiblemente el radio del pozo.

El exponente “n”, el cual es relacionado a la naturaleza de la turbulencia alrededor del pozo, también puede cambiar. Así, efectuar nuevamente otra prueba, permitirá determinar una gráfica de potencial de flujo y nuevos valores para “C” y “n”.

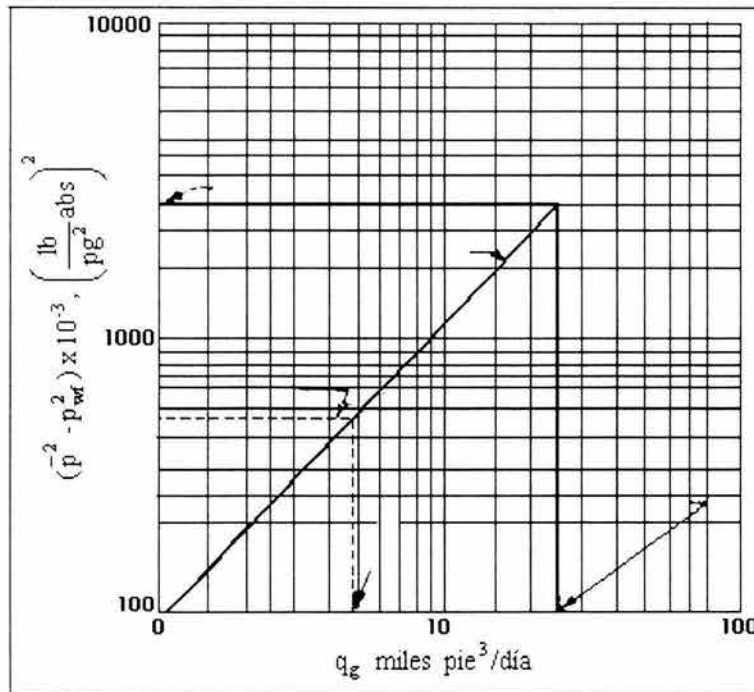


Fig. 2.46 Gráfica de una prueba convencional de presión.

b) MÉTODO TEÓRICO

Para flujo estabilizado, Lee (1982) propone la siguiente expresión:

$$p_{wf}^2 = \bar{p}^2 - 1422 \frac{q_g \bar{\mu} \bar{z} T}{k h} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + D |q_g| \right], \quad (2.103)$$

donde:

D:	Constante de flujo no Darciano (referido a la turbulencia)	$\left[\frac{1/\text{miles pie}^2}{\text{día}} \right]$
h:	Espesor neto de formación,	[pie]
k:	Permeabilidad del medio poroso,	[mD]
r_e :	Radio de drene,	[pie]
r_w :	Radio del pozo,	[pie]
S:	Factor de daño (referido al daño del pozo)	[Adimensional]
T:	Temperatura del yacimiento,	[°R]
\bar{Z} :	Factor de compresibilidad a la presión \bar{p}	[Adimensional]
$\bar{\mu}$:	Viscosidad a la presión \bar{p}	[cp]

La Ec. 2.103, por simplicidad, puede expresarse de la siguiente forma:

$$\bar{p}^2 - p_{wf}^2 = a q_g + b q_g^2 \quad , \quad (2.104)$$

$$a = 1422 \frac{\bar{\mu} \bar{Z} T}{k h} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S \right] \quad , \quad (2.105)$$

donde:

$$b = 1422 \frac{T}{k h} D \quad , \quad (2.106)$$

La Ec. 2.104 sugiere que una gráfica de $\left(\frac{\bar{p} - p_{wf}^2}{q_g} \right)$ contra q_g resultará en una línea recta con pendiente "b" y que intercepta a "a" Fig. 2.47. Debe tenerse en cuenta que esta relación será válida sólo para gastos estabilizados. Las constantes "a" y "b" pueden ser determinadas a partir de pruebas de flujo con al menos dos gastos estabilizados. Tales constantes son dependientes de la presión y probablemente también del tiempo. Por lo tanto, será necesario actualizarlas a partir de la realización de nuevas pruebas a intervalos razonables, generalmente, cada año.

De acuerdo con Lee (1982), esta gráfica tiene una fuerte base teórica mejor aún que la gráfica del método clásico (empírico).

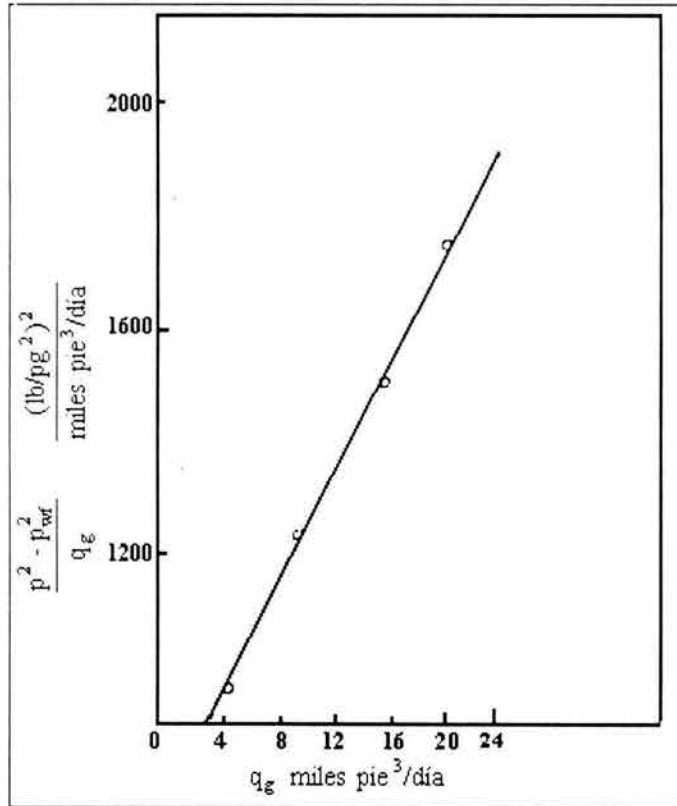


Fig. 2.47 Datos de una prueba de potencial. Método teórico.

Procedimiento de campo. Prueba convencional de contrapresión.

1. Cerrar el pozo hasta estabilizar la presión del fondo del pozo, obtener \bar{p} .
2. Abrir el pozo, utilizando un diámetro pequeño de estrangulador, tal como de 6/64 pg, y dejar estabilizar. Registrar y graficar la presión de fondo fluyendo estabilizada y el gasto estabilizado.
3. Cambiar ligeramente el diámetro del estrangulador, tal como 8/64 pg, y dejar que el pozo fluya hasta que se estabilice. Registrar y graficar la presión y el gasto estabilizado.
4. Repetir el paso 3. utilizando dos diámetros de estrangulador más amplios, para obtener un total de cuatro gastos.

Ejemplo de aplicación 2.7

El siguiente problema, tomado de Lee (1982), se resolvió primeramente con el método clásico y posteriormente con el método teórico.

La Tabla 2.7 muestra el conjunto de datos obtenidos a partir de una prueba convencional de contrapresión (cuatro puntos).

Tabla 2.7 Datos obtenidos de una prueba de contrapresión.

Conjunto de datos estabilizados		
Prueba	p_{wf} $\left[\frac{lb}{pg} \right]$	q_e $\left[\frac{\text{miles pie}^3}{\text{día}} \right]$
1	403.1	4.288
2	394.0	9.265
3	378.5	15.552
4	362.6	20.177

Se debe recordar, que para cada gasto se obtuvo una presión de fondo estabilizada. La presión de cierre en el fondo del pozo antes de la prueba, \bar{p}_i , fue de 408.2 $\left[\frac{lb}{pg} \text{ abs} \right]$. Para preparar las gráficas necesarias en el análisis, se elaboró la

Tabla 2.8

MÉTODO CLÁSICO

Una gráfica de $(\bar{p} - p_{wf}^2)$ contra q_e en papel Log- Log se elaboró Fig. 2.48. Esta gráfica se extrapoló hasta $(\bar{p}^2 - 14.7^2) = 166.411$ para determinar él:

$$\text{Potencial absoluto} = 60 \left[\frac{\text{miles de millones pie}^3}{\text{día}} \right]$$

Para determinar la pendiente de la curva $\left(\frac{1}{n} \right)$ se tiene que:

$$\frac{1}{n} = \frac{\log(\bar{p}^2 - p_{wf}^2)_2 - \log(\bar{p}^2 - p_{wf}^2)_1}{\log q_{e2} - \log q_{e1}} = \frac{(\log 10^5 - \log 10^3)}{(\log 42.5 - \log 1.77)} = 1.445$$

Por lo tanto: $\left(\frac{1}{n} \right) = 1.449; \quad n = 0.690$

Del mismo modo, se tiene que:

$$C = \frac{q_e}{(\bar{p}^2 - p_{wf}^2)^n} = \frac{42.5}{(10^5)^{0.690}} = 0.01508$$

Finalmente, la ecuación de potencial de flujo será:

$$q = 0.01508 (\bar{p}^2 - p_{wf}^2)^{0.690} \left[\frac{\text{miles pie}^3}{\text{día}} \right]$$

Tabla 2.8 Análisis de la prueba, flujo estabilizado

Análisis de la prueba, flujo estabilizado.			
$p_{wf} \left[\frac{lb}{pg} \right]$	q_g (millones $pie^3/día$)	$(\bar{p} - p_{wf}^2) \left[\frac{lb}{pg^2} abs^2 \right]$	$— \left(\frac{\bar{p} - p_{wf}^2}{q_g} \right) \left[\frac{lb/pg^2 abs^2}{millones pie^3/día} \right]$
408.2	0	-----	-----
403.1	4.288	4,138	964.9
394.0	9.265	11,391	1,229.0
378.5	15.552	23,365	1,502.0
362.6	20.177	35,148	1,742.0
14.7	Potencial absoluto	166,411	-----

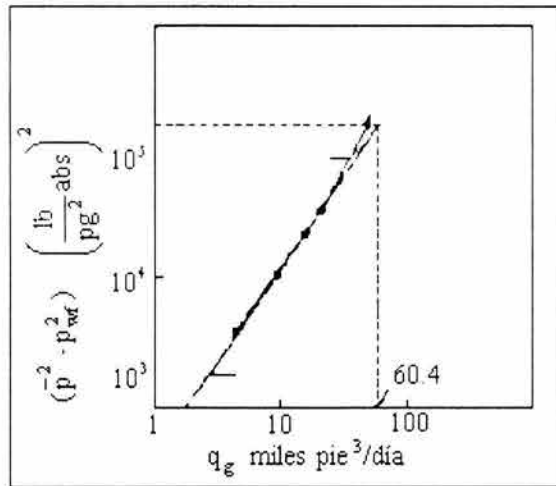


Fig. 2.48 Prueba de flujo estabilizado. Método clásico

MÉTODO TEÓRICO

La ecuación teórica de capacidad de flujo es:

$$\frac{(\bar{p} - p_{wf}^2)}{q_g} = a + b q_g$$

La Fig. 2.48 es una gráfica de $\left(\frac{\bar{p} - p_{wf}^2}{q_g} \right)$ contra q_g para un conjunto de datos. Los mejores puntos sobre la línea recta son (2.7, 900) y (23.9, 1900). Por lo tanto, se pueden establecer las siguientes relaciones:

$$900 = a + (2.7)b$$

$$1900 = a + (23.9)b$$

Resolviendo simultáneamente las ecuaciones anteriores se tiene que:

$$a = 772.6 \text{ y } b = 47.17$$

Por lo tanto, la ecuación teórica de capacidad de flujo para este pozo es:

$$47.17 q_g^2 + 772.6 q_g - (p^2 - p_{wf}^2) = 0 .$$

Si el valor de 14.7 es sustituido por el valor de presión de fondo fluyendo, la ecuación puede resolverse para el potencial absoluto:

$$47.17 q_g^2 + 772.6 q_g - 166411 = 0$$

Aplicando la fórmula general de ecuaciones de segundo grado se tiene que:

$$q_g = \text{Potencial absoluto} = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4b \Delta p^2}}{2b}$$

finalmente,

$$q_g = 51.8 \left[\frac{\text{miles pie}^3}{\text{día}} \right]$$

Adviértase que el potencial absoluto obtenido con el método teórico es menor que el que se obtuvo con el método clásico. Esto se debe a que los gastos máximos en el pozo son a menudo determinados como una fracción del potencial absoluto inicial. Tal vez por esta razón, el método clásico sea muy popular actualmente.

2.5.1.1 PROPIEDADES DEL GAS

Los yacimientos de gas natural producen (principalmente) hidrocarburos en una sola fase a condiciones de yacimiento. Con el fin de predecir el gasto de producción de este tipo de yacimientos, se hace indispensable revisar algunas de las propiedades fundamentales de los hidrocarburos gases. Esto es particularmente importante, debido a que ciertas propiedades físicas de los gases y mezclas de gases varían significativamente con la presión, temperatura, composición, etc.

A continuación se ilustran algunas definiciones básicas de las principales propiedades de los gases tales como densidad relativa, factor de volumen, viscosidad, entre otras (**Economides, 1994**)

LEY DE LOS GASES

El comportamiento de las mezclas de gas natural puede ser aproximado mediante la **Ley de los gases** reales:

$$p V = Z n R T , \quad (2.107)$$

En ésta ecuación, la presión, volumen y temperatura son representados por los símbolos p, V y T, donde la temperatura está en unidades absolutas. El número de moles de gas es n, R es la constante numérica que hace correcta la ecuación para un conjunto particular de unidades y Z es el factor de desviación. Esta ecuación representa a menudo una expresión abstracta para la mayoría de los ingenieros. En consecuencia, resulta útil relacionar la expresión con otra ecuación que simplifique su entendimiento. Esta ecuación relaciona la presión, volumen y temperatura absoluta de una masa de gas ideal a diferentes condiciones.

$$\frac{p_1 V_1}{T_1} = \frac{p_2 V_2}{T_2} . \quad (2.108)$$

Esta ecuación simplemente indica que el volumen de un gas es proporcional a la temperatura absoluta e inversamente proporcional a la presión.

Si se combina esta ecuación con la observación de que 1 lb- mol de cualquier gas a 60 °F a una presión atmosférica ocupa 379 pie³, se podrá derivar entonces, la Ec. 2.107. El lado izquierdo de la Ec. 2.108 representa condiciones estándar y el lado derecho condiciones de yacimiento. Entonces la presión y temperatura a condiciones estándar serán 14.7 $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{ abs} \right]$ y 520 °R. El volumen será entonces el número de moles, multiplicado por 379 pie³/mol. Por tanto, el lado derecho de la ecuación quedará como:

$$\frac{(14.7)(n * 379)}{520} = \frac{p V}{T} \quad (2.109)$$

$$p V = n * 10.73 T \quad (2.110)$$

$$p V = n R T \quad (2.111)$$

La Ec. 2.111 es la ecuación de estado para una gas ideal. La constante universal del gas R, es 10.73 $\left[\frac{\text{lb/pg}^2 \text{ pie}^3}{\text{lb - mol } ^\circ\text{R}} \right]$ debido a las unidades empleadas en esta derivación.

Sin embargo, los gases no cumplen con la Ec. 2.111 a altas presiones tales como las que se pueden encontrar en el yacimiento. Por tanto, para poder aplicar la Ec. 2.111 se tiene que adicionarle un factor que considere una cierta desviación de la predicción teórica. Este factor, Z, es el factor de desviación del gas. Su uso correcto se muestra en el lado derecho de la Ec. 2.107.

DENSIDAD RELATIVA DEL GAS

La densidad relativa del gas se emplea comúnmente en la producción del gas natural y en la ingeniería de yacimientos. Esta propiedad se define como la relación del peso molecular de un gas natural y la del aire. El peso molecular del aire usualmente toma un valor igual a 28.97 (aproximadamente 79% de nitrógeno y 21% de oxígeno). Así, la densidad relativa del gas se simboliza como γ_g y se puede expresar como:

$$\gamma_g = \frac{p M}{28.97} = \frac{\sum y_i p M_i}{28.97} \quad (2.112)$$

donde y_i , y $p M_i$ son la fracción molar y el peso molecular respectivamente, para componente individual (Slider, 1983)

La Tabla 2.9 proporciona los pesos moleculares y propiedades críticas para la mayoría de hidrocarburos y gases no-hidrocarburos que probablemente se encuentren en un yacimiento de gas natural.

Tabla 2.9 Pesos moleculares y propiedades críticas de los componentes puros de gases naturales

Compuesto	Composición química	Símbolo	Peso molecular	Presión crítica	Temperatura crítica (°R)
				$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}} \right]$	
Metano	CH ₄ .	C ₁ .	16.04	673	344
Etano	C ₂ H ₆ .	C ₂ .	30.07	709	550
Propano	C ₃ H ₈ .	C ₃ .	44.09	618	666
iso-Butano	C ₄ H ₁₀ .	i-C ₄ .	58.12	530	733
n-Butano	C ₄ H ₁₀ .	n-C ₄ .	58.12	551	766
iso-Pentano	C ₅ H ₁₂ .	i-C ₅ .	72.12	482	830
n-Pentano	C ₅ H ₁₂ .	n-C ₅ .	72.12	485	847
n-Hexano	C ₆ H ₁₄ .	n-C ₆ .	86.17	434	915
n-Heptano	C ₇ H ₁₆ .	n-C ₇ .	100.2	397	973
n-Octano	C ₈ H ₁₈ .	n-C ₈ .	114.2	361	1024
Nitrogeno	N ₂ .	N ₂ .	28.02	492	227
Bióxido de Carbono	CO ₂ .	CO ₂ .	44.01	1072	548
Hidrogeno sulfrídrico	H ₂ S.	H ₂ S.	34.08	1306	673

Un yacimiento de gas ligero es aquel que contiene principalmente metano con algo de etano. El metano puro puede tener una densidad relativa igual a $(16.04/28.27) = 0.55$. Un yacimiento de gas rico o pesado puede tener una densidad relativa igual a 0.75 o, en algunos casos raros, mayor que 0.9.

DENSIDAD DEL GAS

La Ec. 2.107 también se puede utilizar para derivar una expresión que permita calcular la densidad del gas, en libras por pie cúbico. Para hacer esto, es necesario escribir el número de moles de gas, n , como una función de la densidad relativa del gas, γ_g , y el peso del gas, w . Esto es realizado considerando que el número de moles de gas es el peso del gas dividido por el peso molecular del gas y que el peso molecular del gas puede ser establecido como la densidad relativa del gas multiplicado por el peso molecular del aire. De este modo,

$$n = \frac{w}{pM} \quad \text{o bien} \quad n = \frac{w}{29 \gamma_g} ,$$

Sustituyendo esta expresión para n en la Ec. 2.107 con la constante del gas para el sistema de unidades de campo, se obtiene:

$$pV = Z \left(\frac{w}{29 \gamma_g} \right) (10.73)T , \quad (2.113)$$

$$\rho_g = \frac{2.7 \gamma_g p}{ZT} , \quad (2.114)$$

La cual, cuando se resuelve para $\frac{w}{V}$ se obtiene la densidad del gas, ρ_g en $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} \right]$

Esta ecuación puede ser utilizada para calcular la densidad de cualquier gas a una presión y temperatura en particular, después de la primer evaluación del factor de desviación (Z) a estas condiciones (Slider, 1983).

FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS

El factor de compresibilidad del gas para mezclas de gases se puede obtener a partir de la Fig. 2.49 (Standing y Katz, 1942). Para poder utilizar ésta gráfica, es necesario calcular las propiedades pseudo reducidas (presión y temperatura) de la mezcla. Estas propiedades se pueden definir como:

$$p_{pr} = \frac{p}{p_{pc}} \quad , \quad (2.115)$$

y

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad , \quad (2.116)$$

donde: p_{pc} y T_{pc} son la presión pseudo- crítica y temperatura pseudo- crítica de la mezcla, respectivamente. La temperatura deberá ser absoluta ($^{\circ}R$ o $^{\circ}K$), la cual es simplemente $^{\circ}F + 460$ o $^{\circ}C + 273$.

Así mismo, como se puede apreciar de la Fig.2.49, a condiciones estándar de $p_{@c.s.} = 14.7 \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$ y $T_{@c.s.} = 60^{\circ}F = 520^{\circ}R$, el factor de compresibilidad, $Z_{@c.s.}$, se puede tomar como igual a 1.0. Si el tiempo lo permite, el factor de compresibilidad podrá ser evaluado mediante las diversas correlaciones publicadas en la literatura técnica.

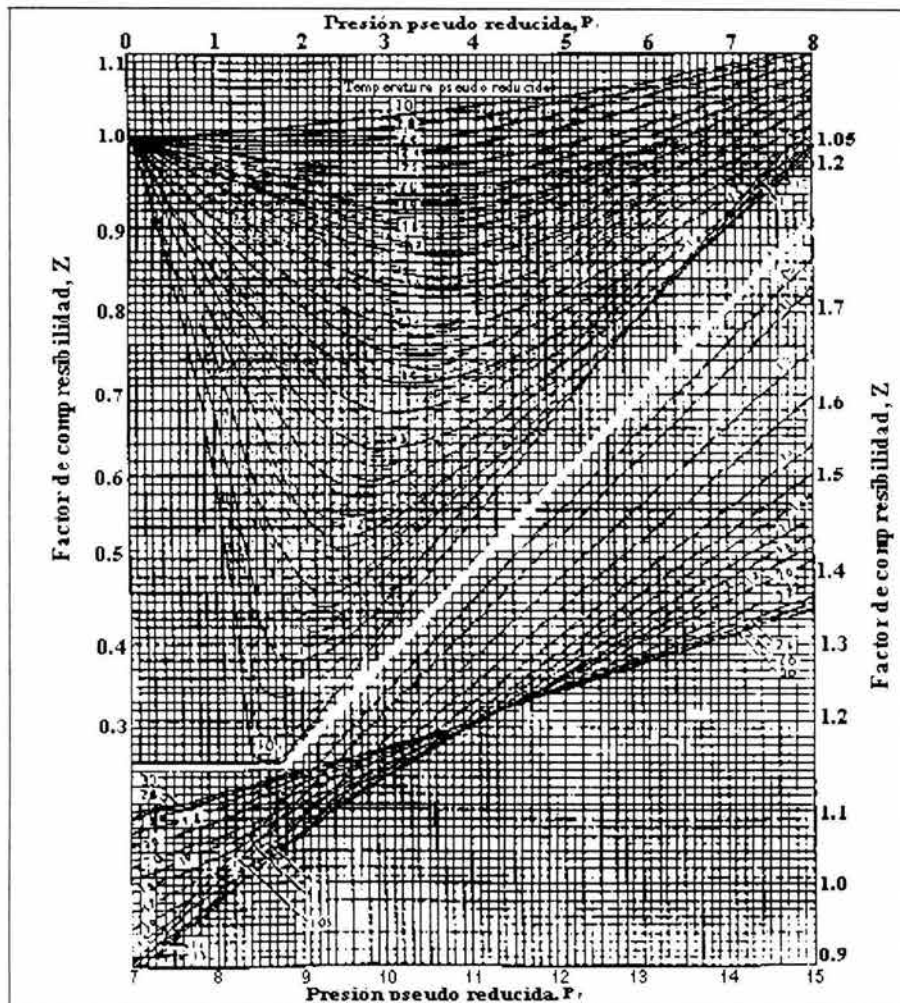


Fig. 2.49 Factores de compresibilidad del gas (Standing y Katz, 1942).

VISCOSIDAD DEL GAS

Las correlaciones de viscosidad del gas han sido presentadas por diferentes autores. La correlación de Carr, Kobayashi y Burrows (1954) ha sido la más popular en la industria petrolera. Esta correlación se presenta en las Fig. 2.50 y 2.51. La Fig. 2.50 permite calcular la viscosidad del gas a cualquier temperatura y a una presión de 1 atmósfera. La Fig. 2.51 proporciona la estimación de $\frac{\mu}{\mu_{1ATM}}$ que es la relación de la viscosidad a una presión elevada y la viscosidad a 1 atmósfera.

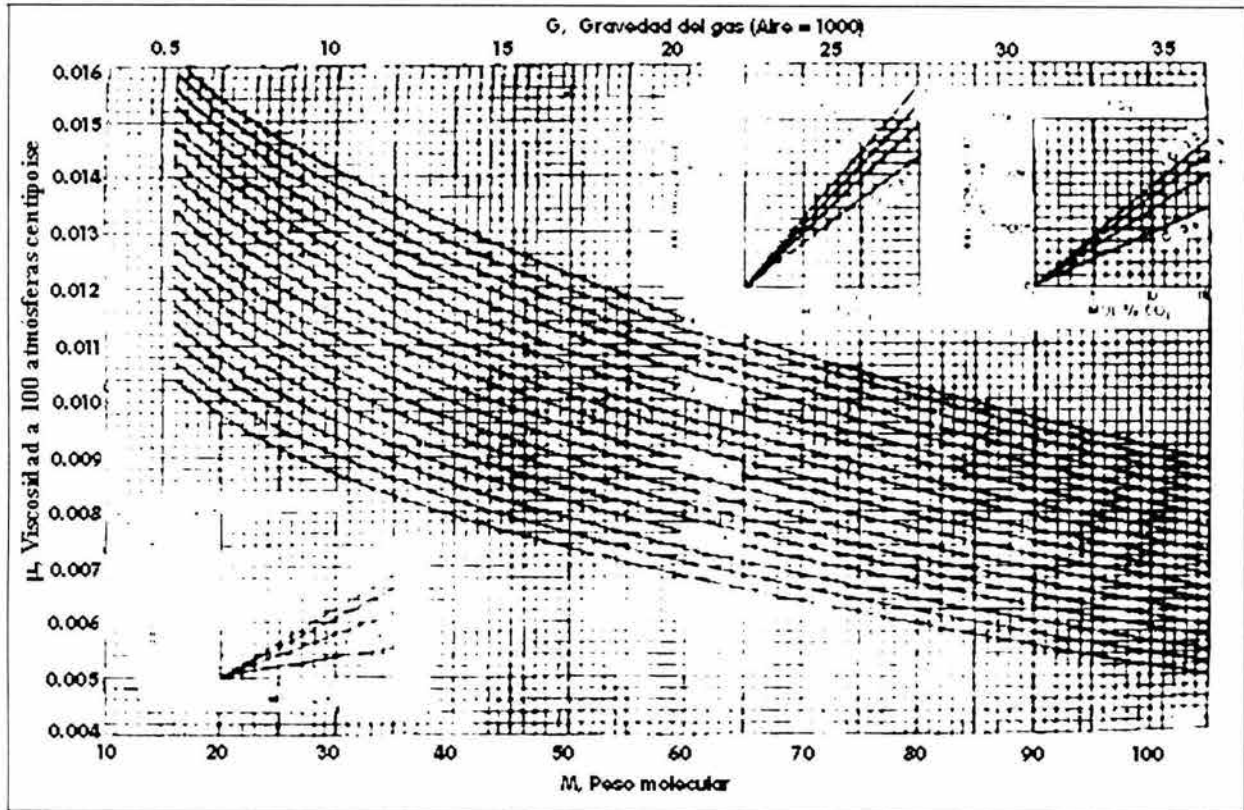


Fig. 2.50 Viscosidad de los gases naturales a 1 atmósfera (Standing y Katz, 1942).

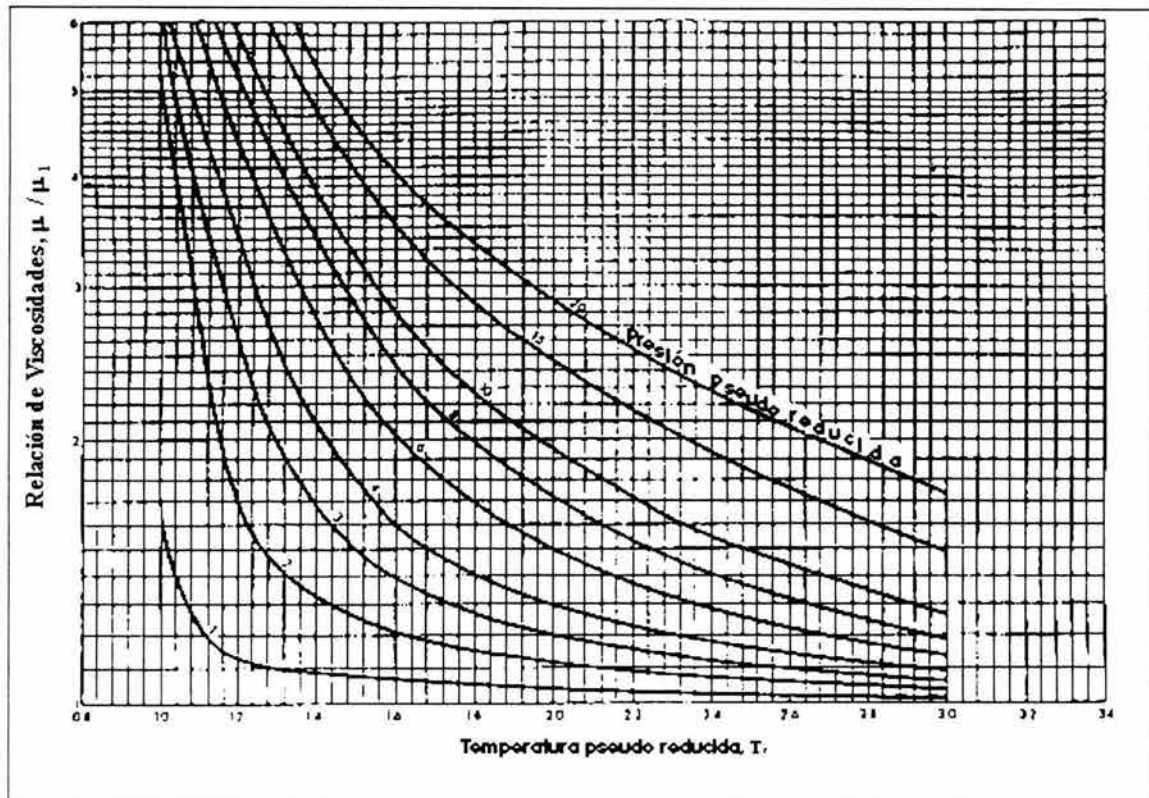


Fig. 2.51 Relación de Viscosidad $\mu/\mu_{1\text{ ATM}}$, a presión y temperatura elevadas (Standing y Katz, 1942)

FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS

El factor de volumen del gas relaciona el volumen a condiciones de yacimiento con el volumen a condiciones estándar de cualquier mezcla de hidrocarburos. En el caso de un gas natural, el factor de volumen del gas, B_g , puede relacionarse con la aplicación de la **Ley de los gases reales** para condiciones de yacimiento y condiciones estándar. Por lo tanto, B_g se pueden expresar como:

$$B_g = \frac{V}{V_{@cs}} = \frac{\frac{Z n R T}{p}}{\frac{Z_{@cs} n R T_{@cs}}{P_{@cs}}}, \quad (2.117)$$

Considerando una misma masa de gas, $n R$ pueden ser cancelado. Para condiciones estándar, se tiene que $Z_{@cs} \approx 1$, $T_{@cs} = 60 + 460 = 520$ °R y $P_{@cs} = 14.7 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$. Por lo tanto, la Ec. 2.117 quedaría como (**Economides, 1994**):

$$B_g = 0.0283 \frac{Z T}{p} \left[\frac{\text{pie}_g^4 @cy}{\text{pie}_g^3 @cs} \right]. \quad (2.118)$$

COMPRESIBILIDAD DEL GAS

La compresibilidad del gas, C_g , considerada a menudo como una compresibilidad isotérmica (a temperatura constante), tiene una expresión termodinámica exacta:

$$C_g = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T. \quad (2.119)$$

Para un gas ideal, se puede mostrar que C_g es exactamente igual a $\frac{1}{p}$. Para un gas real, empleando la Ec. 2.107, la derivada $\frac{\partial V}{\partial p}$ puede ser evaluada:

$$\frac{\partial V}{\partial p} = -\frac{Z n R T}{p^2} + \frac{n R T}{p} \left(\frac{\partial Z}{\partial p} \right)_T. \quad (2.120)$$

La sustitución de el volumen, V , por su equivalente de la Ec. 2.107 y la derivada parcial $\frac{\partial V}{\partial p}$ de la Ec. 2.119 en la Ec. 2.120 da como resultado la expresión siguiente:

$$C_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial p} \right)_T, \quad (2.121)$$

o más convenientemente:

$$C_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z p_{PC}} \left(\frac{\partial Z}{\partial p_{PR}} \right)_T \quad (2.122)$$

La Ec. 2.122 es útil debido a que permite calcular la compresibilidad de un gas real a cualquier presión y temperatura. Para esto, es necesario conocer el factor de desviación del gas (Z) y la pendiente de la correlación de **Standing y Katz (1942)**, $\frac{\partial Z}{\partial p_{PR}}$, a la temperatura correspondiente.

2.5.1.2 CALCULO DE LA PSEUDO- PRESIÓN

La ecuación generalizada para flujo estabilizado en yacimientos de gas, según **Lee (1982)**, en términos de las pseudo-presiones es la siguiente:

$$\Psi(p_{wf}) = \Psi(\bar{p}) - 50,300 \frac{p_{@c.s.}}{T_{@c.s.}} \frac{q_g T}{k h} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S + D |q_g| \right] \quad (2.123)$$

donde:

D:	Constante de flujo no Darciano,	$\left[\frac{\text{1/miles pie}^3}{\text{día}} \right]$
h:	Espesor neto de formación,	[pie]
k:	Permeabilidad del medio poroso,	[mD]
\bar{p} :	Presión media del yacimiento,	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$
p_{wf} :	Presión de fondo fluyendo,	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$
$p_{@c.s.}$:	Presión a condiciones estándar,	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$ [usualmente igual a 14.7 $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{abs} \right]$]
q_g :	Gasto de gas,	$\left[\frac{\text{miles pie}^3}{\text{día}} \right]$
r_e :	Radio de drene,	[pie]
r_w :	Radio del pozo,	[pie]
S:	Factor de daño,	[Adimensional]
T:	Temperatura de yacimiento,	[°R]
$T_{@c.s.}$:	Temperatura a condiciones estándar,	[°R] (usualmente 520 °R)

La pseudo presión es definida mediante la integral:

$$\Psi(p) = 2 \int_{p_b}^p \frac{p}{\mu Z} dp \quad (2.124)$$

donde:

p:	Presión,	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{ abs} \right]$
P _b :	Alguna presión baja base. (usualmente cero)	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{ abs} \right]$
Z:	Factor de compresibilidad a la presión p,	[Adimensional]
μ :	Viscosidad a la presión P,	[cp]

El análisis usual de un pozo productor de gas en la industria petrolera, involucra aproximaciones en términos de p², las cuales pueden ser muy precisas para presiones arriba de 2000 Sin embargo, si se emplea la pseudo- presión ψ(p) para todos los rangos de presión, y especialmente entre 2000 y 3000 $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{ abs} \right]$ se podrá obtener una mayor precisión. La suposición de que el producto (μ) (Z) es constante, implícita en la aproximación de p², no es necesaria en el análisis de la pseudo- presión.

CALCULO PSEUDO- PRESIÓN

En la Ec. 2.124 se puede advertir que la definición de pseudo- presión involucra la evaluación de una integral con un límite inferior igual a p_b y un límite superior igual a p, o sea la presión de interés. Esta presión p_b, es una presión baja arbitraria, cuyo valor a menudo está en el rango de 0 a 200 $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{ abs} \right]$ dependiendo de las necesidades o intereses del analista.

Una aproximación normal, es evaluar la integral en la Ec. 2.124 numéricamente. Para el gas específico en consideración, se elabora una tabla de μ y Z contra p para presiones, desde la presión base arbitraria hasta la presión máxima del sistema, la cual es usualmente, la presión inicial del yacimiento. Los incrementos de presión están en el rango de 50 a 200 $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$ para cálculos manuales, ó 10 a 25 $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$ empleando una computadora. Para presiones bajas, se pueden seleccionar incrementos pequeños. Así, para cada presión, la cantidad $\frac{p}{\mu Z}$ se puede calcular. Para evaluar la integral en cada presión, se puede utilizar un método de integración numérica, ya sea, la regla de Simpson o la regla trapezoidal. En ésta forma, una gráfica o tabla de ψ contra P se puede desarrollar, para un gas particular a temperatura de yacimiento (R. Smith, 1992).

Ejemplo de aplicación 2.8

En este ejemplo se empleará una presión base, p_b = 0. En el desarrollo de la tabla ψ contra p, se realizará la integración numérica utilizando la regla trapezoidal. En este ejemplo, se seleccionaron incrementos de presión igual a 400 $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$, los cuales son mayores a los que normalmente se utilizan en la práctica.

Para utilizar la regla trapezoidal, la integral en la Ec. 2.124 es representada como una sumatoria de integrales con sus respectivos incrementos de presión, o sea:

$$2 \int_{p_b}^p \frac{p}{\mu Z} dp = \sum_{i=1}^n 2 \int_{\Delta p_i} \frac{p}{\mu Z} dp ;$$

donde hay "n" incrementos de presión, por arriba de la presión "p", y $\int \Delta p_i$ representa la integral de los incrementos de presión "i". Cada integral de la sumatoria en el lado derecho es aproximada como:

$$2 \int_{\Delta p_i} \frac{p}{\mu Z} dp \approx 2 \left[\left(\frac{p}{\mu Z} \right)_{i-1} + \left(\frac{p}{\mu Z} \right)_i \right] \left[\frac{\Delta p}{2} \right],$$

donde $\left(\frac{p}{\mu Z} \right)_{i-1}$ y $\left(\frac{p}{\mu Z} \right)_i$ representan los valores de inicio y fin $\left(\frac{p}{\mu Z} \right)_i$, respectivamente, de incremento de presión "i". Δp es el incremento de presión, que en este caso es igual a $400 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$.

Establecimiento del problema.

Desarrollar una relación de pseudo- presión para un gas dulce, que tiene las siguientes propiedades (Tabla 2.10):

Tabla 2.10 Datos del problema

(1)	(2)	(3)
p $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$	Z [Adimensional]	μ [cp]
0	1.000	-----
400	0.955	0.0118
800	0.914	0.0125
1200	0.879	0.0134
1600	0.853	0.0145
2000	0.838	0.0156

Solución.

La ecuación para resolver en cada presión es la siguiente:

$$\Psi = 2 \int_0^p \frac{p}{\mu Z} dp$$

En forma tabular, los cálculos se muestran de la siguiente manera (Tabla 2.11)

Tabla 2.11 Cálculos efectuados.

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8) = Σ 7
i	P	Z	μ	$(p/\mu Z)10^{-3}$	$(4)_i + (4)_{i-1}$	Δp	$(5) \times (6) \times (10^{-3})$	$\Psi \times 10^{-16}$
0	0			0.0				0.0
1	400	0.955	0.0118	35.5	35.5	400	14.2	14.2
2	800	0.914	0.0125	70.0	105.5	400	42.2	56.4
3	1200	0.879	0.0134	101.9	171.9	400	68.8	125.2
4	1600	0.853	0.0145	129.4	231.3	400	92.5	217.7
5	2000	0.838	0.0156	153.0	282.4	400	113.0	330.7

La Fig. 2.52 proporciona una gráfica de pseudo-presión contra datos de presión.

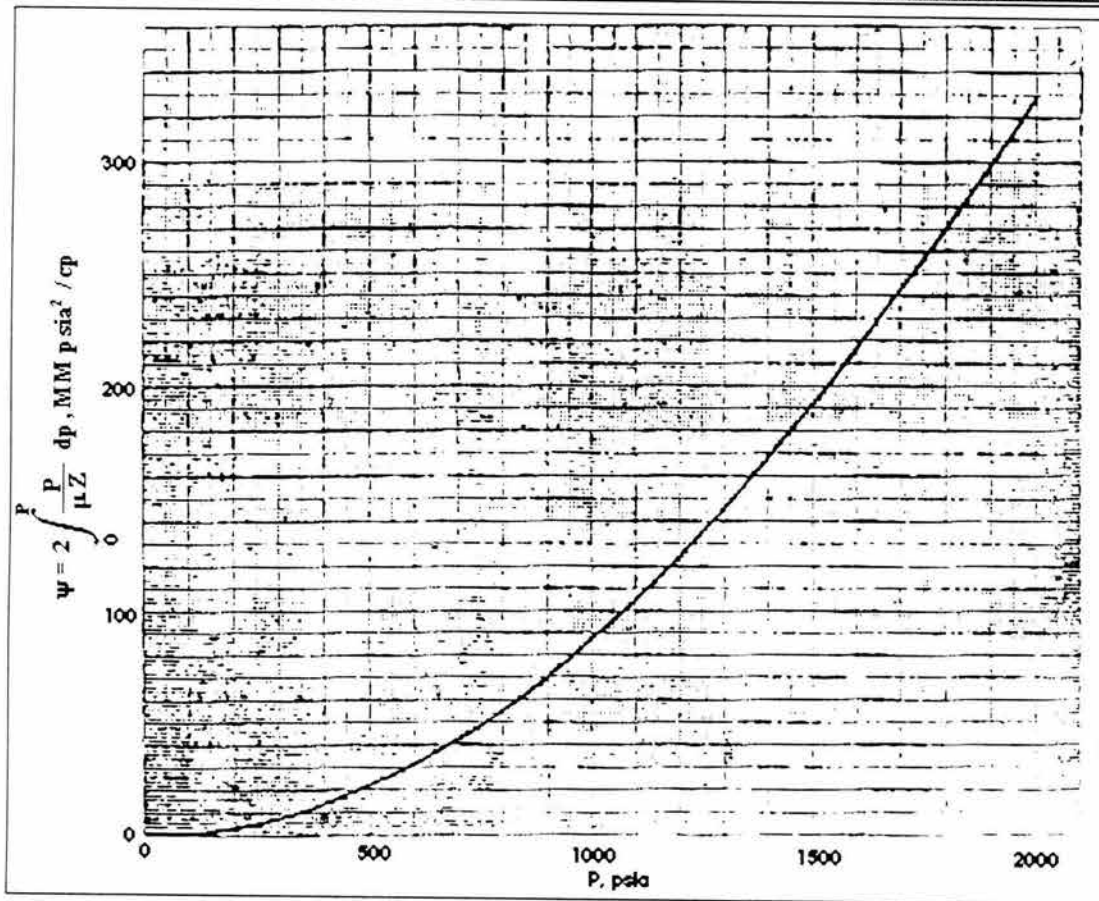


Fig. 2.52 Pseudo-presión contra presión de yacimiento, para el gas del problema de aplicación.

2.5.2 PRUEBAS CONVENCIONALES

El análisis de un pozo productor de gas puede ser dividido en dos regiones de presión: pozos de baja a mediana presión y pozos con alta presión. Gran cantidad de la teoría básica de las pruebas y análisis de las mismas, fue desarrollada a partir de las pruebas realizadas en pozos con niveles de presión de yacimiento por abajo de $2500 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$. Con el advenimiento de la perforación de pozos profundos, se ha encontrado que los pozos productores de gas presentan una presión de yacimiento aproximadamente de $10,000 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$. En estos casos y todos aquellos que presenten presiones por debajo de $2500 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$, se debe utilizar métodos convencionales de análisis, así como también la teoría de potencial de gas real para una mejor aproximación.

Las principales pruebas convencionales empleadas en el análisis de comportamiento de afluencia en pozos de gas son, a saber, las siguientes:

- Pruebas de potencial (visto anteriormente)
- Pruebas isocronales.
- Pruebas isocronales modificadas.

Estas pruebas también pueden ser empleadas en pozos productores de aceite, lo cual se verá más adelante.

El tipo de prueba a seleccionar dependerá del tiempo de estabilización del pozo, el cual es una función de la permeabilidad del yacimiento. Si un pozo se estabiliza medianamente rápido, se podrá efectuar una prueba de potencial. La experiencia en trabajos de campo ha mostrado (según **Beggs, 1991**) que para pozos con diámetro reducido o estrecho es conveniente emplear una prueba isocronal. Para pozos con tiempos muy grandes de estabilización una prueba isocronal modificada resulta más práctica.

A continuación se describe cada una de las pruebas mencionadas anteriormente.

2.5.3 PRUEBAS ISOCRONALES

Un cambio en el gasto de producción de un pozo de gas, provoca o genera una "presión transitoria" (onda de presión o disturbio), la cual se propaga fuera del pozo (radio de drene del pozo). La distancia recorrida a ésta presión transitoria en un tiempo particular es conocida como el "radio de investigación".

Una prueba convencional de contrapresión utiliza gastos de flujo estabilizado. Por tanto, los tiempos de flujo deberán ser lo suficiente, para permitir que el radio de investigación alcance el límite del yacimiento o el punto de interferencia con pozos cercanos. El radio efectivo de drene es constante.

En yacimientos de baja permeabilidad, frecuentemente resulta impráctico dejar fluir al pozo durante mucho tiempo para alcanzar la estabilización, especialmente si las condiciones de estado pseudo- estacionario se necesitan para más de un gasto.

El objetivo de las pruebas Isocronales, propuesto por **Cullender (1955)**, es obtener datos para establecer una curva de productividad o capacidad estabilizada sin que se deje fluir el pozo tiempo innecesario para alcanzar condiciones estabilizadas a cada gasto. El principio o fundamento es que el radio de investigación alcanzado en un tiempo dado, en una prueba de flujo, es independiente del gasto de flujo. Por lo tanto, si una serie de pruebas de flujo se realizan en un pozo, cada una para el mismo período de tiempo (isocronal), el radio de investigación será el mismo al final de cada prueba. Consecuentemente, la misma porción del yacimiento será drenada en cada gasto.

La Fig. 2.53 ilustra un diagrama de gasto y presión para una prueba de flujo isocronal en un pozo de gas. Se puede advertir que el período de cierre después de cada período de flujo, debe ser lo suficiente para alcanzar la presión estática del yacimiento (o al menos aproximada). Además se debe advertir que es necesario tener un período de flujo estabilizado al final de la prueba.

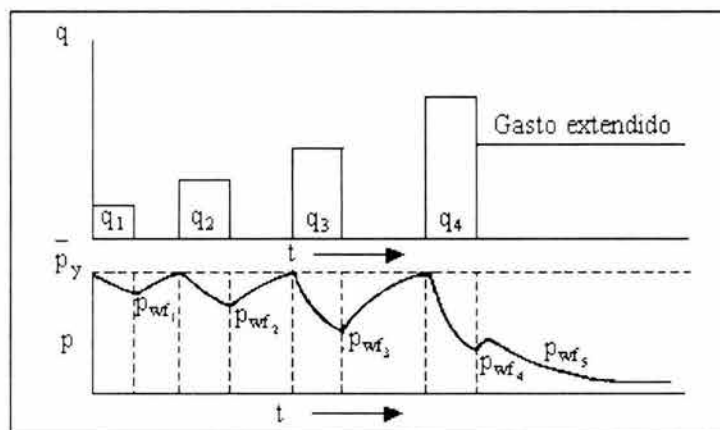


Fig. 2.53 Diagrama de gasto y presión para una prueba isocronal de un pozo de gas.

ANÁLISIS CLÁSICO

Considerando el método clásico, hay dos constantes a determinar: "C" y "n". La teoría indica que "C" es una función del radio de investigación, lo cual significa que si dos periodos de flujo tienen el mismo radio de investigación, entonces tendrán el mismo valor de "C". Los gastos que tienen el mismo intervalo de tiempo tendrán el mismo radio de investigación, por consiguiente, el mismo valor de "C". Para periodos de flujo estabilizado, el valor de "C" será el valor de "C" estabilizado el cual es el que se está tratando de determinar. Para una serie de periodos de flujo iguales, que no sean muy prolongados para alcanzar la estabilización, los valores de "C" de cada prueba serán los mismos, pero no serán los valores de "C" estabilizados.

Debido a que "n" relaciona la naturaleza de la turbulencia alrededor del pozo, "n" se considera que es la misma para condiciones de estado transitorio o condiciones de estado pseudo-estacionario. Por lo tanto, después de cuatro periodos de flujo isocronal (igual tiempo), se puede hacer un gráfico log-log de $(\bar{p}^2 - p_{wf}^2)$ contra q_g , los puntos deberán estar en una línea recta con una pendiente de $\frac{1}{n}$. La "p_{wf}" que debe emplearse para cada gasto de flujo, es aquella que se encuentre al final del periodo de flujo. Similarmente, si el gasto de flujo no permanece completamente constante, el gasto a emplear es aquel que se encuentre al final del periodo de flujo.

En tal caso, si un pozo está fluyendo a un determinado gasto hasta alcanzar condiciones estabilizadas, este punto se podrá ubicar en un gráfico log-log. Tal como se muestra en la Fig. 2.54, dibujar una línea a través del punto estabilizado que es paralela a la línea de puntos de tiempo igual transitorio. Así, "n" puede obtenerse por medio del comportamiento transitorio y "C" con un punto estabilizado. La línea a lo largo del punto estabilizado es la curva de productividad o capacidad de flujo estabilizado.

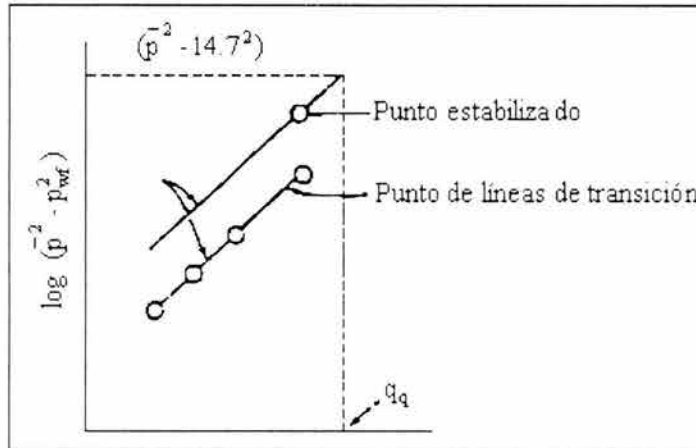


Fig. 2.54 Gráfica de una prueba isocronal, para una productividad empírica.

ANÁLISIS TEÓRICO

En el análisis teórico de los datos, la técnica empleada en la prueba isocronal es muy similar a la que se describió previamente en el método clásico. Utilizando cuatro puntos isocronales no estabilizados, se elabora un gráfico de $(\bar{p}^2 - p_{wf}^2)$ contra q_g . Posteriormente, se determina "b" a partir de éste gráfico, el cual se puede elaborar a partir de una prueba convencional de contrapresión o bien, simplemente midiendo la pendiente. La constante "b" es una función de la presión y la naturaleza de la turbulencia alrededor del pozo. No es una función del radio de drenaje, así que puede ser determinada a partir de datos isocronales transitorios. De este modo, utilizando el dato de un punto estabilizado, el valor de "b" se puede calcular "a" puede ser determinada con la siguiente ecuación:

$$a = \left[\frac{(\bar{p}^2 - p_{wf}^2)}{q_g} \right] - b q_g \quad (2.125)$$

Las constantes "a" y "b" son empleadas en la curva de capacidad o productividad estabilizada (o ecuación):

$$\bar{p}^2 - p_{wf}^2 = a q_g + b q_g^2 \quad (2.126)$$

PRUEBAS ISOCRONALES (PROCEDIMIENTO DE CAMPO) (R. Smith, 1992).

1. Cerrar el pozo para obtener una presión de fondo de cierre estabilizada.
2. Abrir el pozo (poner a producción) con un estrangulador pequeño, por ejemplo uno de 6/64 pg, y dejar fluir al pozo durante ocho horas.
3. Al final del período de flujo de ocho horas, registrar (anotar) la presión de fondo fluyendo y el gasto de flujo.
4. Cerrar el pozo y dejar que la presión de fondo fluyendo se incremente a partir de la presión estática.
5. Abrir el pozo con un estrangulador ligeramente mayor, por ejemplo, 8/64 pg y dejar fluir al pozo durante ocho horas.
6. Al final del período de flujo de ocho horas, registrar la presión de fondo fluyendo y gasto de flujo.
7. Cerrar el pozo y dejar que la presión de fondo fluyendo se incremente hasta que la presión de fondo de cierre se estabilice.
8. Repetir los pasos cinco, seis, y siete utilizando progresivamente diámetros de estrangulador mayores.
9. Asegurarse que los registros de presiones de flujo sean tomadas justo antes del cierre. Además, si el gasto está variando en una prueba de flujo, registrar el gasto justo antes del cierre.
10. Estos cuatro puntos transitorios deberán ser graficados tal y como se describió en la prueba convencional de contrapresión (ya sea el método clásico o el método teórico).
11. Abrir el pozo para un quinto período de flujo (utilizando un diámetro de estrangulador previo, o bien, empleando uno nuevo) y dejarlo fluir hasta que ocurra la estabilización. Registrar este gasto y presión de fondo estabilizados.
12. Graficar este punto estabilizado. La curva de productividad estabilizada pasa a través de este punto estabilizado y es paralelo a la línea de los cuatro puntos estabilizados.

Se puede advertir que la duración del tiempo exacto de los períodos de flujo, no es tan importante que no sean los mismos. Por ejemplo, períodos de flujo de doce horas podrán ser utilizados en lugar de ocho horas. Se puede advertir que los períodos de cierre no necesariamente son iguales. En cada periodo de cierre, la presión de fondo se incrementa para que la presión de cierre se estabilice.

2.5.4 PRUEBAS ISOCRONALES MODIFICADAS (R. Smith, 1992).

El objetivo de las pruebas isocronales modificadas, es obtener la misma información que las pruebas isocronales, sin requerir, en algunas ocasiones, de largos períodos de cierre. De hecho, las verdaderas pruebas isocronales han probado ser imprácticas como tipo de pruebas para muchos pozos.

Con el propósito de acortar los tiempos de prueba, se propuso desarrollar las pruebas isocronales modificadas, las cuales se realizan empleando períodos de cierre igual a los períodos de flujo, lo cual proporcionó resultados satisfactorios. En este tipo de pruebas se emplean las presiones de cierre inestabilizadas para calcular la diferencia de la relación de presiones para el próximo gasto. La Fig.255 muestra un diagrama de los gastos y presiones resultantes de esta clase de pruebas.

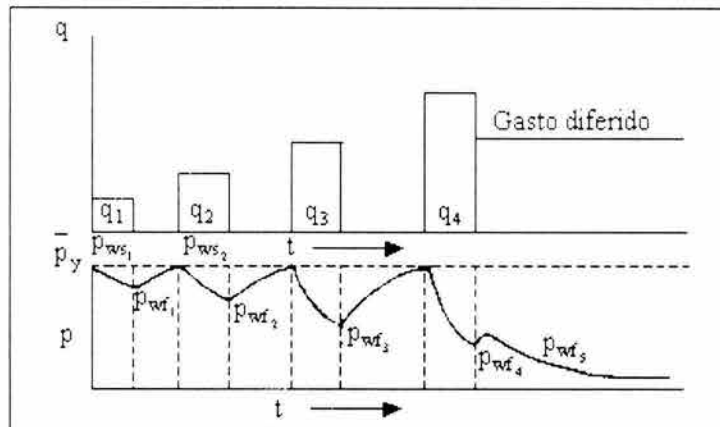


Fig. 2.55 Diagrama de gasto contra presión para una prueba isocronal modificada para un pozo de gas.

Para el primer período de flujo, se deberá emplear $(\bar{p}^2 - p_{wf}^2) = (p_{ws}^2 - p_{wf}^2)$; para el segundo período, emplear $(p_{ws2}^2 - p_{wf}^2)$. Como se puede observar, el procedimiento de análisis es el mismo que se emplea para las pruebas isocronales.

Las pruebas isocronales modificadas han sido empleadas extensivamente en yacimientos de baja permeabilidad, debido a que permiten "salvar" tiempo y dinero. Además, han probado ser una excelente aproximación de las pruebas isocronales verdaderas.

PROCEDIMIENTO DE CAMPO

1. Cerrar el pozo para estabilizar la presión de cierre (lo suficiente para obtener una buena estimación de la presión estática del yacimiento).
2. Abrir el pozo con un estrangulador pequeño, tanto de 6/64 pg y dejar fluir al pozo durante doce horas.
3. Al final de éste período de flujo, registrar (anotar) el gasto y la presión de fondo fluyendo.
4. Cerrar el pozo durante 12 horas.
5. A final del período de cierre, registrar la presión. Esta presión de cierre se utilizará en el análisis como una estimación de la presión estática para el segundo período de flujo.
6. Abrir el pozo con un estrangulador con un diámetro ligeramente mayor, tanto como 8/64 pg y dejar fluir al pozo durante doce horas.

7. Al final de éste periodo de flujo, registrar el gasto y la presión de fondo fluyendo.
8. Cerrar el pozo durante doce horas, registrar la presión de fondo del pozo (para ser usada como una aproximación de la presión estática para el próximo periodo de flujo).
9. Repetir los pasos seis, siete y ocho utilizando progresivamente diámetros de estrangulador mayores. Para cada periodo de flujo, la presión estática aproximada se utilizará en el análisis. Esto es, la presión de cierre existente justo antes de iniciar el periodo de flujo. La presión de fondo fluyendo es la que se encuentra al final de cada periodo de flujo, aunque la estabilización no haya ocurrido.
10. Estos cuatro puntos son graficados en la misma forma descrita para pruebas convencionales de contrapresión.
11. Realizar un quinto periodo de flujo hasta que la estabilización ocurra. Se puede utilizar un nuevo diámetro de estrangulador o uno de los previamente utilizados. Para el análisis, se utiliza la presión de fondo fluyendo estabilizada así como también el gasto al final del periodo de flujo. Esto permitirá obtener un punto a condiciones estabilizadas.
12. Graficar el punto estabilizado, y dibujar una línea a través de este punto paralela a la línea trazada a través de los cuatro puntos anteriores. Esta línea a lo largo del punto estabilizado es la curva de capacidad estabilizada para este pozo.

Cabe mencionar que los periodos de flujo y cierre no necesariamente deben ser de doce horas. En algunas ocasiones se podrán utilizar tiempos de 8 ó 16 horas, según el tipo de análisis que se necesite.

2.5.5 PRUEBAS ISOCRONALES EN POZOS DE ACEITE

Fetkovich (1973) presentó un método para analizar el comportamiento de afluencia de un pozo, denominado como pruebas isocronales. Realizó pruebas para un amplio rango de condiciones, incluyendo permeabilidades desde 6 hasta 1000 mD, así como también diferentes tipos de yacimientos. Durante su trabajo, advirtió que no era necesario realizar una prueba a gasto constante. Bastaba con obtener los gastos y presiones al final de cada prueba isocronal. Esto simplificaba el procedimiento de la prueba ya que solo se utilizaba un diámetro de estrangulador constante para cada gasto de flujo. El gasto debería ser checado al final de la prueba durante algunos minutos.

Fetkovich (1973) advirtió también que el $q_{o \text{ máx}}$ obtenido por **Vogel** difería considerablemente del que él obtuvo, además de que el $q_{o \text{ máx}}$ puede ser diferente, dependiendo del gasto y la presión correspondientes a la prueba realizada.

Basándose en el trabajo de **Vogel (1968)**, **Fetkovich (1973)** observó que los pozos que producían por abajo de la presión de burbujeo deberían tener un comportamiento parecido al de los pozos productores de gas. Esto significa que el gráfico de $(\bar{p}_{ws}^2 - p_{wf}^2)$ contra q_o , resultaría en una línea recta sobre papel log-log con un exponente cercano a la unidad. Se encontró que las curvas de contrapresión para un pozo productor de aceite siguen el esquema general de los pozos productores de gas, esto es:

$$q_o = J_o (\bar{p}_{ws}^2 - p_{wf}^2)^n \quad , \quad (2.127)$$

donde J_o : Índice de productividad (coeficiente de curva de contrapresión) en $\left[\frac{\text{BPD}}{(\text{lb/pg}^2)^n} \right]$.

En el análisis de 40 pruebas isocronales de un pozo productor de aceite, se encontró que el exponente n tenía un valor entre 0.568 y 1.0. Esto verifica los valores encontrados en las pruebas realizadas en pozos productores de gas.

Fetkovich (1973) presenta la Fig. 2.56, donde muestra la curva de referencia de Vogel (1968) con la ecuación correspondiente para un flujo isocronal.

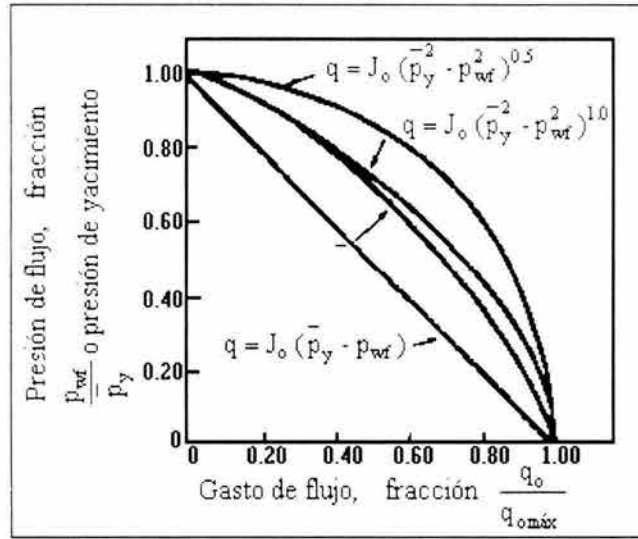


Fig. 2.56 Comparación de las curvas, Vogel (1968), Fetkovich (1973).

Ejemplo de aplicación 2.8

Procedimiento:

A partir de los datos incluidos en la Fig. 2.57, determinar:

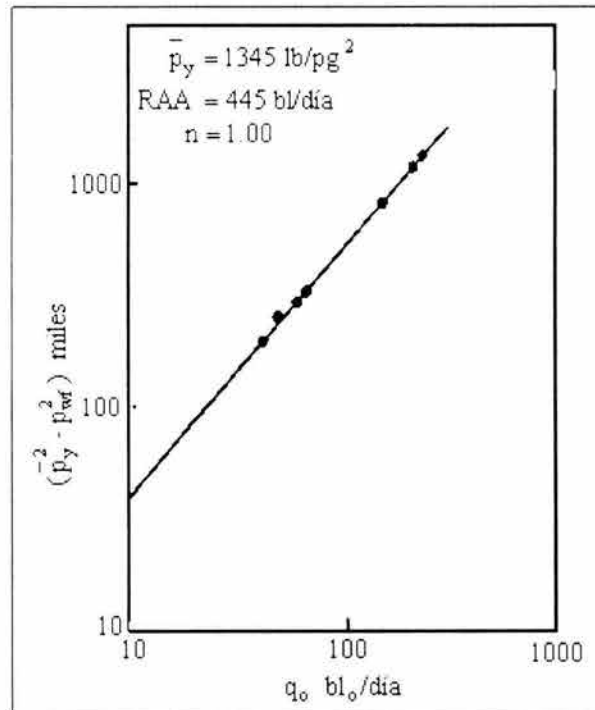


Fig. 2.57 Prueba isocronal para un pozo productor de aceite.

1. La diferencia de presiones $(p_{ws}^2 - p_{wf}^2)$ para cada gasto q .
2. Graficar q_0 contra $(p_{ws}^2 - p_{wf}^2)$ en papel log-log. Normalmente es más fácil graficar $(p_{ws}^2 - p_{wf}^2)$ en miles. El resultado será una línea recta.
3. Determinar el valor del exponente, n , el cual es el recíproco de la pendiente de la ecuación:

$$q = C(p_{ws}^2 - p_{wf}^2)^n ; \quad \text{o sea :}$$

$$n = \frac{\log q_2 - \log q_1}{\log (p_{ws}^2 - p_{wf}^2)_2 - \log (p_{ws}^2 - p_{wf}^2)_1}$$

Para este ejemplo, n es igual a 1.0

4. Determinar el valor de C . Esto se puede realizar escribiendo la ecuación para un conjunto de datos con el valor conocido de n y resolviendo para C . También se puede obtener prolongando la línea recta hasta intersectar el eje q , en el punto donde $\log (p_{ws}^2 - p_{wf}^2) = 0$. El valor para este ejemplo es igual a 0.245. El valor de C , se debe a las unidades de $q = \text{BPD}$ y $(p_{ws}^2 - p_{wf}^2)$ en miles de $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}} \right]$. Para otras unidades, el valor de C cambia (definido como J_o por Fetkovich).
5. Escribir la ecuación para una línea recta en papel log-log:

$$q = 0.245 \left(\frac{p_{ws}^2 - p_{wf}^2}{1000} \right)^{1.0} = 0.245 \left(\frac{p_{ws}^2 - p_{wf}^2}{1000} \right)$$

6. Determinar el potencial absoluto de flujo o $(q_0)_{\text{máx}}$. Esto puede ser leído directamente de la gráfica para el primer cálculo $\left(\frac{p_{ws}^2 - 0}{1000} \right)$ y leer el gasto correspondiente = 445 BPD. También puede obtenerse a partir de la ecuación del paso 5.

$$q = 0.245 \left(\frac{1345^2 - 0}{1000} \right)^{1.0} = 443 \text{ BPD}$$

Los resultados se pueden apreciar en la Fig. 2.57.

CAPÍTULO 3. PREDICCIÓN DE COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA

3.1 CÁLCULO DE IPR FUTURAS

La preparación de curvas de IPR futuras llega a ser muy importante en la determinación de los gastos de producción futuros, tanto para pozos fluyentes como para pozos con algún sistema artificial de producción.

Del estudio del comportamiento de flujo del yacimiento al pozo y en relación al gasto se distinguen dos problemas a resolver. El primero es la forma de la curva de presión contra gasto en una etapa particular de la explotación. El segundo es la manera en que el IPR decrece a medida que continua la explotación (Mukherjee y Brill, 1983).

Las curvas de IPR futuras son una herramienta muy útil cuando se desea determinar el momento más adecuado para instalar un sistema artificial de producción. Sin embargo, para poder realizar el cálculo de las curvas de IPR futuras se debe contar con suficiente información. Tal información consta de cambios de presión en el fondo del pozo (presión de yacimiento, p_{yf}), historial de producción del pozo, etc. La Fig. 3.1 muestra un conjunto típico de estas curvas.

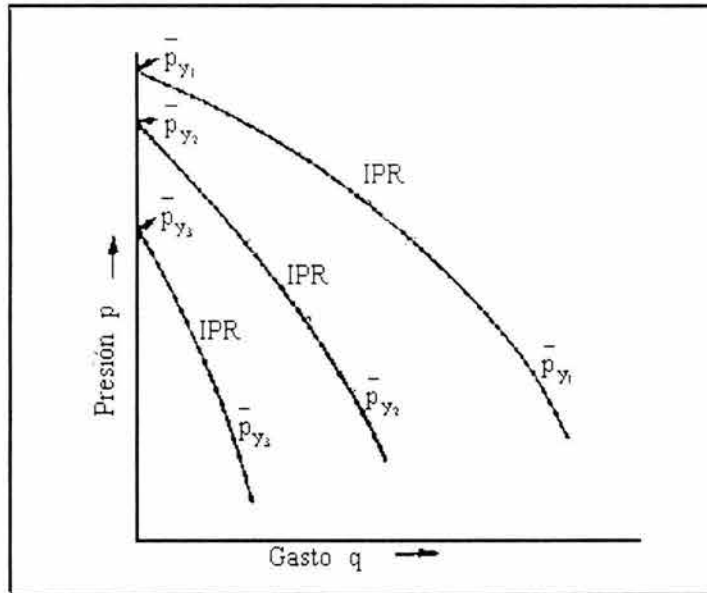


Fig. 3.1 curvas de IPR para presiones del yacimiento presentes y futuras.

A continuación, se ilustran los principales métodos empleados para el cálculo de IPR futuras.

3.2 MÉTODO DE FETKOVICH (1973)

En años recientes, Muskat (1933) advirtió que el índice de productividad de un pozo a un tiempo 1 podría ser relacionado con el índice de productividad de un pozo a un tiempo 2 por medio de la siguiente relación:

$$\frac{J_1}{J_2} = \frac{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_1}{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_2} \quad (3.1)$$

donde:

- B_o : Factor de volumen del aceite
- J : Índice de productividad
- k_{ro} : Permeabilidad relativa al aceite
- μ_o : Viscosidad del aceite

Fetkovich (1973) encontró que en los cálculos de balance de materia para yacimientos con empuje de gas disuelto, k_{ro} fue aproximadamente lineal con la presión. Con base en lo anterior escribió la siguiente ecuación, la cual aproxima el cambio en la permeabilidad al aceite con el abatimiento de presión:

$$\frac{k_o p_{ws}}{k_i} = \frac{p_{ws}}{p_{wsi}} \quad (3.2)$$

o bien:

$$k_{ro} p_{ws} = \frac{p_{ws}}{p_{wsi}} \quad (3.3)$$

donde k_{ro} es tomada con respecto a k_i y es definida en un punto donde no existe Δp (cero abatimiento). Entonces construyó la Fig. 3.2 la cual define el lugar geométrico de valores de $\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} p_{ws}$ contra presión a un abatimiento cero.

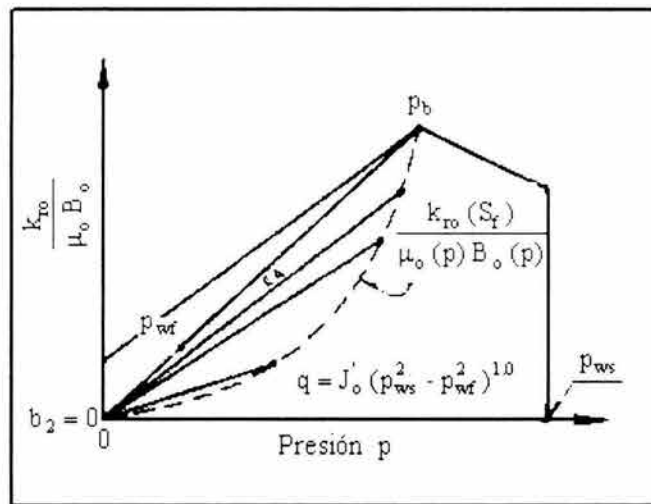


Fig. 3.2 Gráfica de **Fetkovich (1973)**, del lugar geométrico de valores $\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} p_{ws}$ contra presión.

Utilizando sus dos ecuaciones:

$$q_{oi} = J_{oi}' (p_{wsi}^2 - p_{wf}^2)^n \quad (3.4)$$

la cual define el gasto contra abatimiento de presión, y:

$$k_{ro}(p_{ws}) = \frac{p_{ws}}{p_{wsi}} \quad (3.5)$$

la cual corrige por abatimiento de presión. La ecuación final propuesta por **Fetkovich (1973)** sería la siguiente:

$$q_o = J_{o1}^* \left(\frac{p_{ws2}}{p_{ws1}} \right) (p_{ws2}^2 - p_{wf}^2)^n \quad (3.6)$$

Si se efectúa una prueba de tres o cuatro puntos para el tiempo presente, es posible predecir las curvas de IPR para otras presiones estáticas del yacimiento utilizando la Ec. 3.6.

3.3 MÉTODO DE FETKOVICH- VOGEL

Eickemer (1968) advirtió que si se toman las ecuaciones de **Fetkovich (1973)** para la presión estática a un tiempo 1 y se divide entre la ecuación de flujo para la presión estática a un tiempo 2, se llega a una ecuación para determinar $q_{o\max}$ a un tiempo 2, con el cual se puede utilizar la ecuación de Vogel directamente para preparar la curva de IPR

$$q_{o1} = J_{o1}^* (p_{ws2}^2 - p_{wf}^2)^n \quad (3.7)$$

$$q_{o2} = \left(\frac{p_{ws2}}{p_{ws1}} \right) J_{o1}^* (p_{ws2}^2 - p_{wf}^2)^n \quad (3.8)$$

Resolviendo para $q_{o\max}$ (considerando $n = 1$ y $p_{wf} = 0$) y dividiendo la Ec. 3.7 entre la Ec. 3.8 se obtiene:

$$\frac{q_{o\max1}}{q_{o\max2}} = \left(\frac{p_{ws2}}{p_{ws1}} \right)^3 \quad (3.9)$$

Por lo tanto, sólo se necesita una prueba al tiempo presente a partir de la cual se puede obtener $q_{o\max1}$. Conociendo $q_{o\max1}$ y p_{ws1} , se puede resolver para $q_{o\max2}$ para cualquier otra presión estática deseada (p_{ws2}) y utilizando la ecuación de Vogel, se puede construir una curva completa de IPR para un tiempo 2, (P_{ws2}).

Ejemplo de aplicación 3.1

Dados los siguientes datos:

$$p_{ws} = 3000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \quad (p_b = 3000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{ abs})$$

Una prueba muestra que $q = 200 \frac{\text{bl}}{\text{día}}$ a una presión de flujo de $2500 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{ abs}$.

1) $q_{o\max}$ cuando la presión estática se abate a $2000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{ abs}$.

2) q_o para $p_{ws} = 2000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{ abs}$ y $p_{wf} = 1000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{ abs}$.

Solución:

- 1) Resolviendo para $q_{o\max}$ a $p_{ws} = 3000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\text{abs}$.

Utilizando la ecuación de **Vogel (1968)** se tiene que:

$$\frac{q_o}{q_{\max}} = \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right)^2 \right]$$

despejando $q_{o\max}$ y sustituyendo valores:

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

- 2) Encontrar $q_{o\max}$ a $p_{ws} = 2000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\text{abs}$ utilizando la Ec. 3.9.

$$\frac{q_{o\max_1}}{q_{o\max_2}} = \left(\frac{p_{ws_2}}{p_{ws_1}} \right)^3 = \left(\frac{3000}{2000} \right)^3 = 3.37$$

por lo tanto $q_{o\max}$ será:

$$q_{o\max_2} = \frac{720}{3.37} = 213 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$$

- 3) Utilizando la ecuación de Vogel (1968) para encontrar q_o para $p_{wf} = 1000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\text{abs}$ y $p_{ws} = 2000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\text{abs}$.

$$q_{o_2} = q_{o\max_2} \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right)^2 \right]$$

$$q_{o_2} = 213 \left[1 - 0.2 \left(\frac{1000}{2000} \right) - 0.8 \left(\frac{1000}{2000} \right)^2 \right]$$

$$q_{o_2} = 149 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$$

q_{o_2} resulta ser el gasto de producción para una $p = 2000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\text{abs}$ y $p = 1000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\text{abs}$. De ésta forma se pueden predecir los gastos de producción a futuro para cualquier abatimiento de presión.

3.4 MÉTODO DE STANDING

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

$$\frac{J'_p}{J'_f} = \frac{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_p}{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_f} \quad (3.10)$$

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

$$q_o = q_{o\max} \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right)^2 \right] \quad (3.11)$$

$$q_{\max\text{ Vogel}} = \frac{q_{\max} J}{1.8} = \frac{J' (p_{wf})}{1.8} \quad (3.12)$$

donde:

$$J = \frac{q_o}{p_{ws} - p_{wf}} \quad (3.13)$$

$$J' = \frac{1.8 (q_{\max})}{p_{ws}} \quad (3.14)$$

La ecuación de Vogel (1968) puede ser reordenada, resultando de la siguiente forma:

$$\frac{q_o}{q_{\max}} = \left(1 - \frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) \left(1 + 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) \right) \quad (3.15)$$

Mediante la sustitución de $q_o = J (p_{ws} - p_{wf})$ en la Ec. 3.15 y resolviendo para J, se tiene:

$$J = \frac{q_o}{q_{\max}} \left(1 + 0.8 \frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) \quad (3.16)$$

Dividiendo la Ec. 3.16 entre la Ec. 3.14, se tiene que:

$$\frac{J}{J'} = \frac{1}{1.8} \left(1 + 0.8 \frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) \quad (3.17)$$

Sustituyendo la Ec. 3.12 en la Ec. 3.11 se tiene que:

$$q_o = \frac{J^* p_{ws}}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right)^2 \right] , \quad (3.18)$$

donde J^* para cualquier p_{ws} futura es determinada a partir de:

$$J_{f'}^* = \frac{J_p^* \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_{f'}}{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_p} , \quad (3.19)$$

Es necesario realizar una prueba en el pozo al tiempo presente, de tal forma que p_{ws} y el valor presente de J puedan ser determinados.

PROCEDIMIENTO

- 1) Calcular el valor presente de J_p^* a partir de la Ec. 3.14, o bien, J_p^* puede ser determinado a partir de la **Ley de Darcy (1956)** esto es:

$$J_p^* = \frac{7.08 * 10^{-3} k h}{\mu_o B_o \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right]} , \quad (3.20)$$

- 2) Calcular el valor futuro de J a partir de la relación:

$$J_{f'}^* = J_p^* \left(\frac{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_{f'}}{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_p} \right) , \quad (3.21)$$

Para emplear la Ec. 3.21 se necesitan valores presentes y futuros de k_{ro} , μ_o y B_o . Por lo tanto, se necesita realizar cálculos de balance de materia para establecer las saturaciones de aceite contra p_{ws} , ya que k_{ro} es una función de las saturaciones de aceite, las cuales a su vez son una función de la presión estática.

Ejemplo de aplicación 3.2

Dado el siguiente conjunto de datos (Tabla 3.1):

Variables	Condiciones presentes	Condiciones futuras	Unidades
Presión de yacimiento	2,500	2,000	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{abs} \right]$
Presión de fondo fluyendo	1,750		$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{abs} \right]$
Gasto de aceite	2,024		[BPD]
Eficiencia de flujo	1.0	1.0	[Adimensional]
k_{ro}	0.80	0.75	[Adimensional]
k_{abs}	62.5	62.5	[mD]
μ_o	0.5421	0.6229	[cp]
B_o	1.3190	1.2562	$\left[\frac{\text{bl}_{o.r.c.v.}}{\text{bl}_{o.r.c.v.}} \right]$
r_e	1,500	1,500	[pie]
r_w	0.25	0.25	[pie]
h	50.0	50.0	[pie]

Calcular:

El gasto para $p_{wf} = 1500 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{abs}$ y $1000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{abs}$ cuando la presión del yacimiento se abate hasta $2000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{abs}$.

Soluciones:

1) Utilizando la Ec. 3.13, calcular J:

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} = \frac{2024}{2500 - 1750} = 2.70$$

Posteriormente, se emplea la ecuación de **Vogel (1968)**;

$$q_{o,max} = \frac{2024}{1 - 0.2 \left(\frac{1750}{2000} \right) - 0.8 \left(\frac{1750}{2000} \right)^2} = 4325 \left(\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right)$$

2) Utilizando la Ec. 3.14, calcular J_p^* como sigue:

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

3) Utilizando la Ec. 3.19, calcular J_r^* como sigue:

$$J_r^* = (3.11) \left[\frac{\frac{0.75}{(0.6229)(1.2562)}}{0.80} \right] = 2.67$$

4) Empleando la Ec. 3.18, calcular el gasto para una presión de fondo fluyendo específica:

Para $p_{wf} = 1500 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{abs}$ @ $p_{ws} = 2000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{abs}$:

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

Para $p_{wf} = 1000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{abs}$ @ $p_{ws} = 2000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{abs}$:

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

Como se puede advertir el método es fácil de aplicar, lo cual facilita la construcción de las curvas futuras de IPR a cualquier tiempo

3.5 MÉTODO COUTO- GOLAN

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

$$q_o = \frac{6.282 \text{ k h}}{\ln \left(\frac{0.47}{r_w} \right)} p \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_p J(1-R) [1 - 0.444 J(1-R)] \quad (3.22)$$

El propósito de este aparato es mostrar como la Ec. 3.22 se puede utilizar para determinar la presión media del área de drene y la eficiencia de flujo cuando sólo se tienen disponibles datos de presión de fondo fluyendo y gastos. Esta técnica se puede aplicar para determinar los parámetros del yacimiento sin tener que recurrir a las pruebas de incremento de presión o pruebas de decremento de presión. Para determinar la presión media del yacimiento, se requiere conocer la geometría del área de drene, la cual se puede utilizar para una extrapolación de los valores de presión. El método aquí propuesto emplea únicamente datos de presión de flujo estabilizado y la presión media del área de drene es determinada directamente sin necesidad de recurrir a las correcciones usuales para extrapolar los datos de presión transitoria. Además, la Ec. 3.22 permite distinguir entre la eficiencia de flujo actual y el efecto de abatimiento de presión, el cual puede ser significativo para altos abatimientos de presión.

Couto y Golan (1982) presentaron un procedimiento para determinar la eficiencia de flujo a partir de los datos de una prueba de flujo de dos gastos. Sin embargo, el método desarrollado requiere que el valor de la presión media sea conocido. Empleando una prueba de flujo de tres gastos, la aproximación de **Couto y Golan (1982)** se puede extender para determinar la presión media y la eficiencia de flujo, así como también la transmisibilidad del yacimiento.

DESARROLLO

Sí la Ec. 3.22 se escribe para dos gastos diferentes, obtenidos a la misma presión media, la relación de estos gastos está dada por:

$$\frac{q_{o_1}}{q_{o_2}} = \frac{(1-R_1)[1.0 - 0.444 J(1-R_1)]}{(1-R_2)[1.0 - 0.444 J(1-R_2)]} \quad (3.23)$$

Esto es, la relación para dos gastos cualesquiera es una función de la presión de fondo fluyendo, la presión media del área de drene y la eficiencia de flujo del pozo.

Resolviendo la Ec. 3.23 para la eficiencia de flujo resulta:

$$J = \frac{2.25 (q_{o2} (1 - R_1) - q_{o1} (1 - R_2))}{q_{o2} (1 - R_1)^2 - q_{o1} (1 - R_2)^2} \quad (3.24)$$

La Ec. 3.24 proporciona las bases para determinar la presión media y la eficiencia de flujo si los datos de presión de flujo están disponibles para al menos tres gastos de flujo. La eficiencia de flujo de los dos primeros gastos de flujo es (a partir de la Ec. 3.24):

$$J_{1,2} = \frac{2.25 (q_{o3} (1 - R_1) - q_{o2} (1 - R_2))}{q_{o3} (1 - R_1)^2 - q_{o2} (1 - R_2)^2} \quad (3.25)$$

y para el segundo y tercer gasto es:

$$J_{2,3} = \frac{2.25 (q_{o3} (1 - R_1) - q_{o2} (1 - R_2))}{q_{o3} (1 - R_1)^2 - q_{o2} (1 - R_2)^2} \quad (3.26)$$

Los valores desconocidos en las Ecs. 3.25 y 3.26 son la eficiencia de flujo (suponiendo eficiencia de flujo constante, un gasto independiente del factor de daño, $J_{1,2} = J_{2,3}$) y la presión media del yacimiento (p en términos de "R"). La solución simultánea de las Ecs. 3.25 y 3.26 proporciona los valores de la eficiencia de flujo y la presión media del yacimiento. Estos valores pueden entonces ser sustituidos en la Ec. 3.22 para derivar la transmisibilidad efectiva del yacimiento $\frac{k h * k_{ro}}{\mu_o B_o}$.

Datos de campo.

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

Ejemplo de aplicación 3.3

Los siguientes datos de gasto fueron calculados basándose en la Ec. 3.22, suponiendo valores de los parámetros y presiones de fondo fluyendo Tabla 3.2.

Tabla 3.2 Valores supuestos de p_{wf} .

$p_{wf} \frac{lb}{pg^2} abs$	$q_o \frac{bl}{día}$
1,500	1,245
1,750	955
2,000	670

Empleando las Ecs. 3.25 y 3.26; J se calculó como una función de las presiones de yacimiento supuestas. Los resultados se muestran en la Fig. 3.3. La solución gráfica proporciona una presión de yacimiento de $2,496 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$ abs y una eficiencia de flujo 0.84. De hecho, los valores empleados en la derivación de los gastos proporcionaron valores de $2,500 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$ abs y 0.80 respectivamente. Esto muestra que el procedimiento proporciona la eficiencia de flujo y la presión media correctos cuando las mediciones (en éste caso, calculadas) de presión de fondo fluyendo y gastos se obtienen en forma precisa.

Un segundo conjunto de datos fueron probados introduciendo errores arbitrarios, tanto en las presiones de fondo fluyendo calculadas como en los gastos de flujo. Lo anterior se ilustra de la siguiente manera (Tabla 3.3):

Tabla 3.3 Valores de errores asignadas.

p_{wf} verdadera, $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{ abs} \right]$	Error asignado, $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{ abs} \right]$	p_{wf} reportada, $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{ abs} \right]$	q_o verdadero, $\left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$	Error asignado, $\left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$	q_o reportado, $\left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$
1,500	- 4	1,446	1,235	+ 10	1,245
1,750	+ 5	1,755	965	- 10	955
2,000	+ 10	2,010	669	- 1	670

Empleando los datos reportados en las Ecs. 3.25 y 3.26 se resolvió gráficamente, y los resultados se muestran en la Fig. 3.4. La solución gráfica proporciona una presión de yacimiento de $2,506 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$ abs y una eficiencia de flujo de 1.2.

Este resultado sugiere que este método puede proporcionar una estimación razonable de la presión media del yacimiento siempre y cuando errores moderados estén presentes en los datos medidos. Para una determinación veraz de la eficiencia de flujo, será necesario contar con datos medidos precisos.

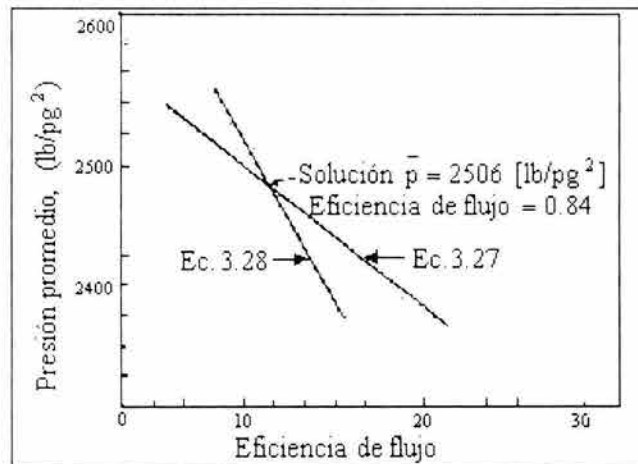


Fig. 3.3 Solución gráfica para una presión media y una eficiencia de flujo a partir de tres pruebas de flujo.

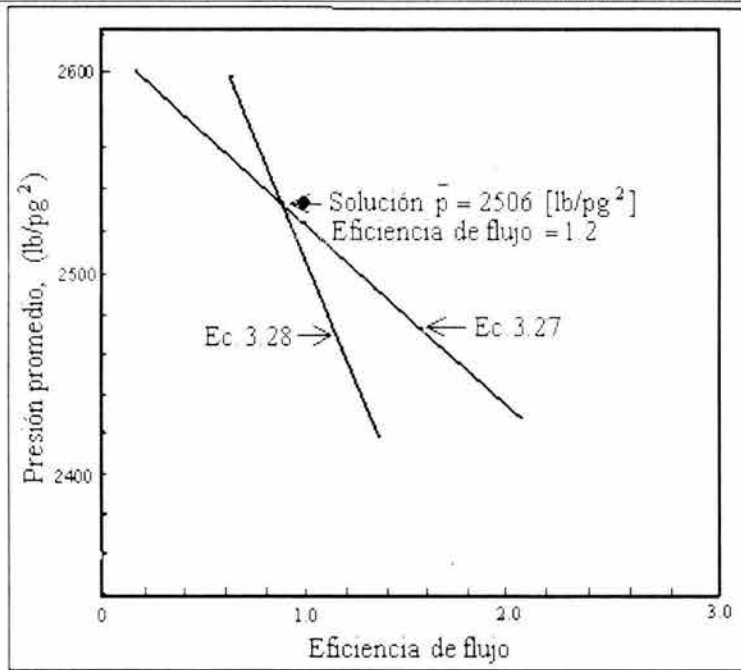


Fig. 3.4 Solución gráfica para una presión media y eficiencia de flujo a partir de tres pruebas de flujo. (Datos considerando errores)

De lo anterior se puede concluir que:

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

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

Si la geometría de área de drene es conocida, la transmisibilidad del yacimiento también pueden ser determinada basándose sólo con datos de presión de fondo fluyendo.

La nomenclatura para las ecuaciones anteriores expuestas es la siguiente:

a: Factor de conversión, para unidades de campo [pie, $\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$ abs, cp, mD, $\frac{\text{bl}}{\text{día}}$] el valor de a es 0.001127. Para unidades métricas [m, Pa, Pa·s, m^2 , $\text{m}^3/\text{día}$] el valor de a es 86,400, para cualquier conjunto de unidades consistentes, $a = 1$.

B_o : Factor de volumen del aceite,

$$\left[\frac{\text{bl}}{\text{bl}_{\text{o/a c.v.}}} \right]$$

h: Espesor,

$$[\text{pie}]$$

$$J: \text{Eficiencia de flujo} = \frac{\ln\left(0.47 \frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(0.47 \frac{r_e}{r_w}\right) + S}$$

k: Permeabilidad absoluta de la formación,

$$[\text{cp}]$$

k_{ro} : Permeabilidad relativa de aceite,

$$[\text{Fracción}]$$

\bar{p} :	Presión media del yacimiento.	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{abs} \right]$
p_{wf} :	Presión de fondo fluyendo real (medida).	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{abs} \right]$
q_o :	Gasto de aceite medido en superficie.	$\left[\frac{\text{bl}}{\text{dia}} \right]$
r_e :	Radio de drene.	$[\text{pie}]$
r_w :	Radio del pozo.	$[\text{pie}]$
R :	$\frac{p_{ws}}{p}$	$[\text{Adimensional}]$
S :	Factor de daño.	$[\text{Adimensional}]$
μ_o :	Viscosidad del aceite.	$[\text{cp}]$

Subíndices: 1: primer gasto, 2: segundo gasto, 3: tercer gasto.

3.6 MÉTODO DE PUNTO PIVOTE.

Uhri y Blount (1982) derivaron el método de punto pivote para predecir la curva de IPR futura a partir de 2 curvas de IPR de un pozo, el cual representa las diferentes etapas de depresión de un yacimiento con empuje de gas disuelto. Este método puede ser aplicado gráficamente o numéricamente mediante el cálculo de la relación entre el índice de productividad, $\frac{dq_o}{dp_{wf}}$ a $p_{wf} = p_{ws}$ y la presión de yacimiento.

El índice de productividad es determinado a partir de la diferencia de la ecuación de Vogel (1968), esto es:

$$\frac{dq_o}{dp_{wf}} = \frac{q_{max}}{p_{ws}} \left(-0.2 - 1.6 \frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) \quad (3.27)$$

Para el gasto máximo, $p_{wf} = 0$, por lo tanto, la ecuación anterior se convierte en:

$$\frac{dq_o}{dp_{wf}} = 0.2 \frac{q_{max}}{p_{ws}} \quad (3.28)$$

y para $p_{wf} = p_{ws}$:

$$\frac{dq_o}{dp_{wf}} = 1.8 \frac{q_{max}}{p_{ws}} \quad (3.29)$$

Basado en las Ecs. 3.28 y 3.29, el índice de productividad $p_{wf} = p_{ws}$ es igual a nueve veces el índice de productividad a $p_{wf} = 0$, o bien:

$$\left\{ \frac{dq_o}{dp_{wf}} \right\}_{p_{wf} = p_{ws}} = 9 \times \left\{ \frac{dq_o}{dp_{wf}} \right\}_{p_{wf} = 0} \quad (3.30)$$

Para predecir las IPR futuras, este método necesita dos pruebas de flujo a diferentes tiempos. Una prueba puede ser en el pasado y otra en el presente, o ambas pueden ser a diferentes tiempos en el pasado.

Empleando estas dos pruebas de flujo y aplicando las Ecs. 3.28, 3.29 y 3.30, la relación entre $\frac{dq_o}{dp_{wf}}$ contra p_{ws} pueden ser obtenidos.

El siguiente procedimiento es empleado para predecir las curvas de IPR futuras utilizando el método de punto pivote en forma gráfica Fig. 3.5.

- 1) Calcular el gasto máximo a partir de cada prueba de flujo utilizando la ecuación de **Vogel (1968)**.
- 2) Para cada prueba de flujo, calcular $\frac{dq_o}{dp_{wf}}$ para $p_{wf} = 0$ y $p_{wf} = p_{ws}$, utilizando las Ecs. 3.28 y 3.29.
- 3) Dibujar los ejes x - y con $\frac{dq_o}{dp_{wf}}$ como eje vertical y p_{ws} como eje horizontal.
- 4) Graficar el valor de $\frac{dq_o}{dp_{wf}}$ contra p_{wf} como se muestra en la Fig.3.5, a partir de las pruebas de flujo.

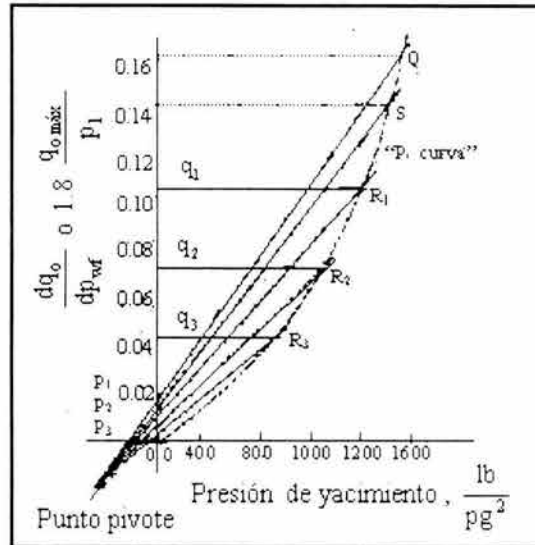


Fig. 3.5 Ilustración para construir la envolvente de la presión de yacimiento empleando el método de punto pivote.

$$\begin{aligned}
 \text{Punto } P &= \left\{ \frac{dq_o}{dp_{wf}} \right\} \text{ a } p_{wf} = 0 \text{ de la primera prueba} \\
 Q &= \left\{ \frac{dq_o}{dp_{wf}} \right\} \text{ a } p_{wf} = p_{ws} \text{ de la primera prueba} \\
 R &= \left\{ \frac{dq_o}{dp_{wf}} \right\} \text{ a } p_{wf} = 0 \text{ de la segunda prueba} \\
 S &= \left\{ \frac{dq_o}{dp_{wf}} \right\} \text{ a } p_{wf} = 0 \text{ de la segunda prueba}
 \end{aligned}$$

- 5) Dibujar una línea entre P – Q y R – S y prolongar estas líneas hasta que ambas líneas se intersecten. Esta intersección es llamada el punto pivote (PP)
- 6) Si O es el punto de origen, la línea OP divide (sobre el eje vertical) en varias partes, por ejemplo en cuatro partes, esto es, P₁, P₂ y P₃. Dibujar líneas a partir del punto pivote (PP) hacia P₁, P₂ y P₃. Esto es PP - P₁, PP - P₂ y PP- P₃, y prolongar las líneas lo suficiente para generar la envolvente.
- 7) Sobre el eje vertical o eje $\frac{dq_o}{dp_{wf}}$, determinar los puntos q₁, q₂, q₃, donde las distancias Oq₁, Oq₂ y Oq₃, son determinadas basándose en el valor Oq₁, Oq₂ y Oq₃, respectivamente, mediante la Ec. 3.30; esto es:

$$Oq_1 = OP_1 \times 9$$

$$Oq_2 = OP_2 \times 9$$

$$Oq_3 = OP_3 \times 9$$

- 8) A partir de q₁, q₂ y q₃, dibujar líneas horizontales hasta que intersecten la extensión de PP - P₁, PP - P₂ y PP- P₃, respectivamente, y obtener los puntos R₁, R₂ y R₃.
- 9) Conectar los puntos S, R₃, R₂, R₁, Q y O. Esta curva es llamada la envolvente de presión de yacimiento.
- 10) Si el eje horizontal es considerado para ser la presión de yacimiento, entonces, el eje vertical es $1.8 \frac{q_{max}}{p_{ws}}$.
- 11) Utilizando la envolvente de presión del yacimiento a partir del paso (9) y para ciertos valores de presión de yacimiento en el futuro, el valor $1.8 \frac{q_{max}}{p_{ws}}$ puede ser determinado; a partir de esto, el gasto máximo puede ser calculado.
- 12) Una curva IPR en el futuro, se puede predecir mediante la aplicación de la ecuación de Vogel basada en la presión del yacimiento futura y el gasto máximo del paso (11).

Uhri y Blount (1982) también derivaron ecuaciones para predecir curvas IPR numéricamente las cuales se pueden obtener en dos formas, esto es:

1. Solución numérica empleando el método de punto pivote.
2. Solución numérica empleando la ecuación de la envolvente- p_{ws}.

Para la aproximación de la solución numérica se empleó el punto pivote, derivándose las siguientes ecuaciones:

$$p_{wf}^* = \frac{1}{8} \left[(q_{max})_2 p_{ws1}^2 * p_{ws2} - (q_{max})_1 p_{ws2}^2 * p_{ws1} \right] \quad (3.31)$$

$$\frac{(q_{max})_1 p_{ws2}^2 - (q_{max})_2 p_{ws1}^2}{}$$

$$\left(- \frac{dq_o}{dp_{wf}} \right) = (q_{max})_1 \left[\frac{0.2}{p_{ws1}} + 1.6 \frac{p_{wf}^*}{p_{ws1}^2} \right] \quad (3.32)$$

$$\left(-\frac{dq_o}{dp_{wf}}\right)_f @ p_{wf} = 0 = \frac{\left(\frac{dq_o}{dp_{wf}}\right)}{1 + 8\left(\frac{p_{wf}}{p_{wsf}}\right)}, \quad (3.33)$$

$$\left(-\frac{dq_o}{dp_{wf}}\right)_f @ p_{wf} = 0 = \frac{0.2(q_{m\acute{a}x})_f}{p_{wsf}}. \quad (3.34)$$

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

El siguiente procedimiento puede ser empleado para predecir las curvas IPR futuras:

- 1) Utilizando la ecuación de **Vogel (1968)** calcular el gasto máximo para ambas pruebas, esto es, $(q_{m\acute{a}x})_1$ y $(q_{m\acute{a}x})_2$.
- 2) Utilizando la Ec. 3.31, calcular p'_{wf} .
- 3) Calcular $\frac{dq_o}{dp_{wf}}$ empleando la Ec. 3.32
- 4) Para una presión de yacimiento futura particular, calcular:

$$\left(-\frac{dq_o}{dp_{wf}}\right)_f @ p_{wf} = 0, \text{ empleando la Ec. 3.33}$$

- 5) Basado en el resultado del paso (4), el gasto máximo a una presión de yacimiento futura particular se puede obtener utilizando la Ec. 3.34.
- 6) La curva de IPR futura se puede obtener utilizando la ecuación de **Vogel (1968)**, basada en los valores de p_{wsf} y $(q_{m\acute{a}x})_f$

Para la aproximación de la solución numérica empleando la ecuación de la envolvente- p_{ws} , **Uhri y Blount (1982)** derivaron una expresión analítica para la envolvente- p_{ws} . Esta ecuación es:

$$\frac{q_{max}}{p_{ws}} = \frac{A * p_{ws}}{p_{ws} + n}, \quad (3.35)$$

donde a y n son constantes para un pozo particular. Estas constantes pueden ser determinadas empleando los valores de presión y gasto máximo a partir de las pruebas, de la forma siguiente:

$$A = \frac{p_{ws1} - p_{ws2}}{\frac{p_{ws1}^2}{q_{max1}} - \frac{p_{ws2}^2}{q_{max2}}}, \quad (3.36)$$

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

- 1) Aplicando la ecuación de **Vogel (1968)**, determinar los gastos máximos para ambas pruebas.

$$n = p_{ws1} \left[\frac{A p_{ws1}}{(q_{m\acute{a}x})_1 - 1} \right] \quad (3.37)$$

- 2) Calcular A y n empleando las Ecs. 3.36 y 3.37 respectivamente.
- 3) Calcular el gasto máximo para una presión del yacimiento futura particular utilizando la Ec. 3.35.
- 4) Empleando la ecuación de **Vogel (1968)**, obtener la curva de IPR futura para una presión del yacimiento futura particular.

Ejemplo de aplicación 3.4

El siguiente conjunto de datos se obtuvo de dos pruebas realizadas en un pozo (Tabla 3.4)

Tabla 3.4 Datos de la prueba realizada.

Prueba No	p_{ws}	p_{wf}	q_o
1	1,900	1,650	511.60
2	1,750	1,575	290.92

Calcular:

- 1) El gasto máximo cuando la presión del yacimiento se abate a $1600 \frac{lb}{pg^2}$.
- 2) El gasto para $p_{wf} = 1200 \frac{lb}{pg^2}$ abs cuando $p_{ws} = 1600 \frac{lb}{pg^2}$ abs.

Solución:

- 1) Calcular el gasto máximo de cada prueba utilizando la ecuación de **Vogel (1968)**; después calcular $\frac{dq_o}{dp_{wf}}$ para $p_{wf} = 0$ y $p_{wf} = p_{ws}$ utilizando las Ec. 3.28 y 3.29, respectivamente Tabla 3.5.

Tabla 4.5 Gastos calculados en cada prueba.

Prueba No	$q_{m\acute{a}x}$	$\frac{dq_o}{dp_{wf}} @ p_{wf} = 0$	$\frac{dq_o}{dp_{wf}} @ p_{wf} = p_{ws}$
1	2,294.26	0.2415	2.1735
2	1,691.40	0.1933	1.7397

- 2) Graficar $\frac{dq_o}{dp_{wf}}$ contra p_{ws} y determinar el punto pivote como se muestra en la Fig. 3.6.

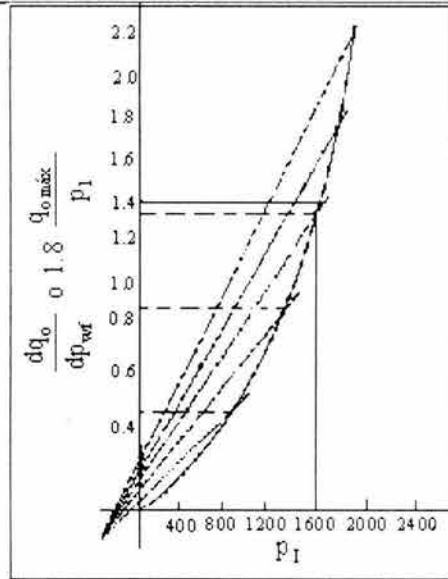


Fig. 3.6 Gráfica de la envolvente para el ejemplo de aplicación 3.4.

- 3) Suponer algunos valores de $\frac{dq_o}{dp_{wf}}$ @ $p_{wf} = 0$ y calcular $\frac{dq_o}{dp_{wf}}$ @ $p_{wf} = p_{ws}$ empleando la Ec. 3.30 de la siguiente manera:

Tabla 3.6 Valores supuestos de $\frac{dq_o}{dp_{wf}}$

$\frac{dq_o}{dp_{wf}}$ @ $p_{wf} = 0$ (supuesto)	$\frac{dq_o}{dp_{wf}}$ @ $p_{wf} = p_{ws}$
0.15	1.35
0.10	0.90
0.05	0.45

- 4) Utilizando los pasos (6), (7), (8) y (9) del procedimiento, dibujar la envolvente como se muestra en la Fig. 3.6.
- 5) Utilizando la envolvente, para $p_{ws} = 1600 \text{ lb/pg}^2\text{abs}$, el valor de $1.8 \frac{q_{max}}{p_{ws}} = 1.40$. El gasto máximo es:

$$q_{max} = \frac{(1.40)(1600)}{1.8} = 1224 \left(\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right)$$

- 6) Empleando la ecuación de Vogel (1968), el gasto para $p_{wsf} = 1200 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\text{abs}$ es:

$$q_o = 1224 \left(1.0 - 0.2 \left(\frac{1200}{1600} \right) - 0.8 \left(\frac{1200}{1600} \right)^2 \right)$$

$$q_o = 498 \left(\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right)$$

Como se puede advertir, éste método gráfico resulta fácil de aplicar.

3.7 MÉTODO DE KELKAR (1985)

La predicción de IPR futuras empleando condiciones presentes del yacimiento es un problema que el ingeniero petrolero tiene que enfrentar frecuentemente. Por lo tanto, varios investigadores [entre ellos, **Standing (1970)**, **Fetkovich (1973)**, **Uhri (1982)**] han sugerido técnicas para predecir las curvas futuras de IPR para pozos productores en yacimientos con empuje de gas disuelto. Las variables requeridas para predecir las IPRs pueden variar a partir de las propiedades de la roca y el fluido, dependiendo de las presiones medias del yacimiento. Así mismo, el método requiere realizar dos pruebas de flujo a diferentes tiempos.

Aunque las variables aparentes requeridas para predecir las IPRs futuras pueden ser distintas en los diferentes métodos, existe una gran similitud entre los métodos vistos anteriormente.

La elección del método estará basado en el conocimiento y experiencia del ingeniero de producción en cuanto a los diferentes métodos existentes.

TEORÍA BÁSICA PARA EL DESARROLLO DEL MÉTODO

Standing (1970) fue el primero en sugerir un método para predecir el IPR futuro para yacimientos con empuje de gas en solución. Definió un parámetro J^* donde J^* se puede expresar como:

$$J^* = \lim_{P_{wf} \rightarrow P_{ws}} J \quad (3.38)$$

J es el índice de productividad y puede ser definido como:

$$J = \frac{-dq_o}{dp_{wf}} \quad (3.39)$$

Por lo tanto, si la relación q_o entre p_{wf} es conocida, el valor de J^* puede ser calculado. **Standing (1970)** empleó la relación de **Vogel (1968)** y presentó el valor de J^* como:

$$J^* = \frac{1.8 q_{o \max}}{P_{ws}} \quad (3.40)$$

Empleando una ecuación de flujo radial, $q_{o \max}$ también se puede escribir como:

$$q_{o \max} = \frac{7.08 * 10^{-3} k_o h p_{ws}}{\mu_o B_o (\ln X - 0.75 n + S)} \quad (3.41)$$

donde X es el factor de contorno y S el factor de daño. Conforme la presión media del yacimiento se abate, k_{ro} , μ_o , B_o , también cambian. Suponiendo que las otras propiedades permanecen igual, y mediante la manipulación de las Ecs. 3.40 y 3.41; **Standing** propuso que J^* futura podría calcularse como:

$$J_f^* = J_p^* \left(\frac{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_f}{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_p} \right), \quad (3.42)$$

donde los subíndices p y f representan, respectivamente las condiciones presentes y futuras. La desventaja aquí, es que las propiedades de la roca y fluidos no pueden predecir.

Fetkovich (1973) sugirió que los pozos productores de aceite pueden ser analizados en forma similar a los pozos productores de gas y que la curva de IPR se puede predecir de la siguiente manera:

$$\frac{q_o}{q_{o,max}} = \left(1 - \frac{p_{wf}^2}{p_{ws}^2} \right)^n \quad (3.43)$$

Además sugirió que el comportamiento futuro puede ser predecido mediante:

$$\frac{(q_{o,max})_p}{(q_{o,max})_f} = \left(\frac{p_{wsf}}{p_{wsp}} \right) \left(\frac{p_{wsp}^2}{p_{wsf}^2} \right)^n \quad (3.44)$$

en términos de J*.

$$J_f^* = J_p^* \left(\frac{p_{wsf}}{p_{wsp}} \right) \quad (3.45)$$

Esta ecuación está basada en la suposición de que k_{ro} es aproximadamente lineal con respecto a la presión del yacimiento. Bajo circunstancias especiales, cuando n es igual a 1.0, la Ec. 3.44 puede ser simplificada.

Uhri y Blount (1982) sugirieron un método de “punto pivote” basado en dos pruebas de flujo realizadas en dos diferentes tiempos. Emplearon la ecuación de **Vogel (1968)** y calcularon las pendientes de las curvas de IPR a $p_{wf} = 0$ y $p_{wf} = p_{ws}$. Entonces, graficaron estas pendientes como una función de presión en escala normal y dibujaron una línea entre estos dos puntos. Prolongaron las dos líneas correspondientes a los dos diferentes conjuntos de datos. El punto en donde estas líneas se interceptan es llamado como “punto pivote”. La curva de IPR futura se puede predecir considerando que todas las líneas futuras pueden pasar a través de este punto pivote. El método puede emplearse gráficamente o numéricamente.

Matemáticamente, el gasto máximo puede escribirse como:

$$q_{o,max_1} = \frac{A p_{ws_1}^2}{(p_{ws_1} + n)} \quad (3.46)$$

$$q_{o,max_2} = \frac{A p_{ws_2}^2}{(p_{ws_2} + n)} \quad (3.47)$$

Resolviendo simultáneamente las Ecs. 3.46 y 3.47, las constantes A y n pueden ser calculadas, y empleando estos dos valores los gastos máximos pueden predecirse. Una vez que el gasto máximo se conoce, la relación de **Vogel (1968)** se pueden utilizar.

DESARROLLO TEÓRICO

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

$$J^* = \text{constante} * \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_{p_{ws}} \quad (3.48)$$

Donde J^* está relacionado con el $q_{o \text{ máx}}$ de la ecuación de **Vogel (1968)**, esto es:

$$J^* = \frac{1.8 q_{o \text{ máx}}}{p_{ws}} \quad (3.49)$$

Para la relación de **Fetkovich (1973)**, cuando $n = 1$,

$$J^* = \frac{2 q_{o \text{ máx}}}{p_{ws}} \quad (3.50)$$

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

$$J^* = \text{constante} * \frac{q_{o \text{ máx}}}{p_{ws}} \quad (3.51)$$

En general, revisando las Ecs. 3.49, 3.50 y 3.51, se puede concluir que J^* es directamente proporcional a $q_{o \text{ máx}}$ e inversamente proporcional a p_{ws} . Por lo tanto, si $q_{o \text{ máx}}$, p_{ws} y la constante son conocidos, J^* podrá ser calculado.

Como se muestra en la Fig. 3.7, si se supone una relación lineal entre $\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$ y p , la intersección sobre el eje Y corresponde al valor de $\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$ a p_a (presión atmosférica). Por consiguiente, una ecuación que relaciona $\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$ y p se puede escribir como:

$$F(p) = \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) = a p + b \quad (3.52)$$

donde a y b son constantes y

$$F(p) = \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_{p_a} = F(p_a) \quad (3.53)$$

Si se define X de la siguiente manera:

$$X = \frac{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}\right)_{p_a}}{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}\right)_{p_{ws}}} = \frac{F(p_a)}{F(p_{ws})} \quad (3.54)$$

Entonces la Ec. 3.52 se puede escribir como:

$$F(p) = X F(p_{ws}) + \frac{F(p_{ws})(1-X)}{p_{ws}} p \quad (3.55)$$

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

$$q = \text{constante} * \int_{p_{wf}}^{p_{ws}} F(p) dp \quad (3.56)$$

Si p_{wf} se cambia a p_a el q_{max} se podrá calcular.

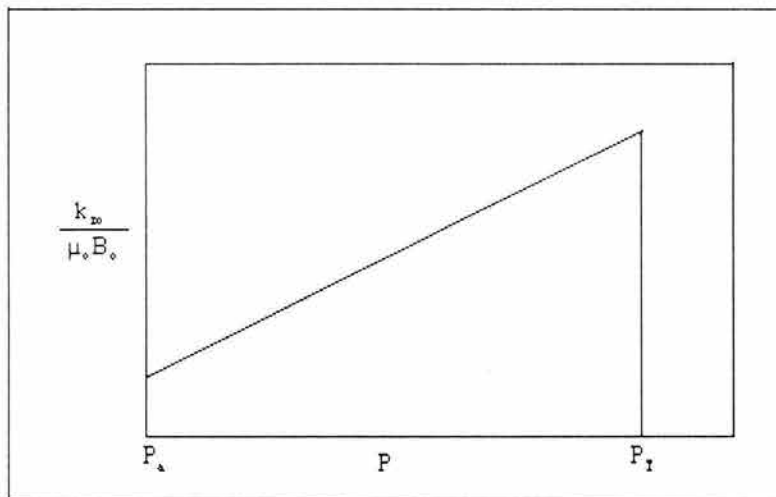


Fig. 3.7 Relación entre $\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$ y p.

Sustituyendo la Ec. 3.55 en la Ec. 3.56 y calculando q_o y $q_{o\ max}$, se puede establecer la siguiente relación:

$$\frac{q_o}{q_{o\ max}} = 1 - \left(\frac{2X}{1+X}\right) \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}}\right) - \left(\frac{1-X}{1+X}\right) \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}}\right)^2 \quad (3.57)$$

Si se sustituye el valor de X por 1/9, se podrá obtener la relación de **Vogel (1968)**. Por su parte, **Vogel (1968)** supone que X permanece constante totalmente durante la operación de producción. **Uhri y Blount (1982)** emplearon la relación de **Vogel (1968)** para predecir la producción futura. Como muestra **Wilson (1983)**, la intersección sobre el eje Y deberá ser 1/9 de $F(p_{ws})$. Si se cuenta con dos conjuntos de datos a dos diferentes tiempos, $F(p)$ se podrá calcular.

Por consiguiente, las dos ecuaciones se podrán escribir como:

$$F(p) = a_1 p_{ws1} + b_1 \quad (3.58)$$

$$F(p) = a_2 p_{ws2} + b_2 \quad (3.59)$$

Para la relación de **Vogel (1968)**:

$$\frac{F(p_{ws1})}{b_1} = 9 \quad \text{o bien} \quad \frac{F(p_{ws2})}{b_2} = 9 \quad (3.60)$$

Por lo tanto:

$$a_1 = \frac{8 b_1}{p_{ws1}} \quad \text{y} \quad a_2 = \frac{8 b_2}{p_{ws2}} \quad (3.61)$$

Las dos líneas generadas por las Ecs. 3.58 y 3.59 se interceptarán en un cierto punto, y se denominará como "punto pivote". Este procedimiento se muestra en la Fig. 3.8.

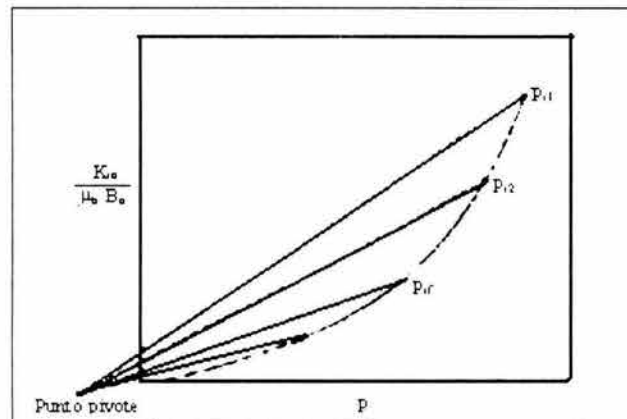


Fig. 3.8 Representación gráfica de las líneas generadas por las Ecs. 3.58 y 3.59.

Para que la línea recta futura pase por el mismo "punto pivote", la siguiente condición es necesaria y está expresada como:

$$b = \frac{A^*}{1 + \frac{n}{p_{ws}}} \quad (3.62)$$

donde A^* y n son dos constantes. Combinando la Ec. 3.62 con la Ec. 3.52, se tiene que:

$$\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} = \left(\frac{8 A^*}{p_{ws} + n} \right) P + \left(\frac{A^* p_{ws}}{p_{ws} + n} \right) \quad (3.63)$$

Evaluando a p_{ws} .

$$\left(\frac{k_{r0}}{\mu_0 B_0} \right)_{p_{ws}} = \frac{9 A^* p_{ws}}{(p_{ws} + n)} \quad (3.64)$$

Sustituyendo la Ec. 3.48 en la Ec. 3.64.

$$J^* = \frac{A^* p_{ws}}{p_{ws} + n} \quad (3.65)$$

o sustituyendo la Ec. 3.49 en la Ec. 3.65

$$q_{o\max} = \frac{A p_{ws}^2}{p_{ws} + n} \quad (3.66)$$

Existen dos incógnitas en la Ec. 3.66 por consiguiente se necesitan dos conjuntos de puntos como datos. La Ec. 3.66 es idéntica a la propuesta por **Uhri y Blount (1982)**, excepto en que para llegar a ellas se emplearon diferentes rutas. Aunque esta relación es útil en la predicción de datos actuales de producción, la mayor desventaja recae en el hecho de que X se considera constante.

Es evidente que los valores propuestos por **Vogel (1968)**, permanecen constantes para $F(p_a)$ conforme la presión del yacimiento se abate, no así el valor de X el cual se incrementa. El incremento puede ser tan alto como 0.5, causando errores significantes en predicciones futuras.

Fetkovich (1973) simplificó este problema suponiendo que $F(p)$ pasa a través del origen, o alternativamente.

$$F(p) = a p \quad (3.67)$$

También supuso que la pendiente "a" cambia conforme la presión del yacimiento cambia y es directamente proporcional a la presión del yacimiento. Por ejemplo, si "a_{pb}" es la pendiente para la presión media del yacimiento de p_b (punto de burbujeo), entonces la pendiente "a_{p_{ws}}" a cualquier otra presión puede ser relacionada como:

$$\left(\frac{a_{p_{ws}}}{a_{p_b}} \right) = \frac{p_{ws}}{p_b} \quad \text{o} \quad a_{p_{ws}} = \text{constante} * p_{ws} \quad (3.68)$$

Combinando las Ecs. 3.67 y 3.68 se tiene que:

$$F(p_{ws}) = J^* = \text{constante} * p_{ws}^2 \quad (3.69)$$

o bien, combinando las Ecs. 3.50 y 3.69.

$$q_{o\max} = \text{constante} * p_{ws}^3 \quad (3.70)$$

La Ec. 3.70 requiere el cálculo de una sola variable, por lo tanto, se requiere sólo un punto como dato. En esencia, **Fetkovich (1973)** emplea el mismo método sugerido por **Uhri y Blount (1982)**, excepto que el "punto pivote" es el origen. Esto se puede advertir en la Fig. 3.9.

En lugar de elaborar una suposición que simplifique el hecho de que una línea recta pase por el origen, se asume que la línea recta pase por un punto fijo sobre el eje Y (correspondiente a $F(p_a)$), entonces se puede reescribir la Ec. 3.67, como:

$$F(p) = a p + F(p_a) \quad (3.71)$$

El valor de $F(p_a)$ no se conoce, por tanto, se supondrá que la pendiente es directamente proporcional a la presión media del yacimiento, o bien, que la Ec. 3.68 es válida. Sustituyendo la Ec. 3.68 en la Ec. 3.71 y reordenándola, se tiene que:

$$J_1^2 = F(p_{ws1}) A p_{ws1}^2 + B \quad (3.72)$$

$$J_2^2 = F(p_{ws2}) A p_{ws2}^2 + B \quad (3.73)$$

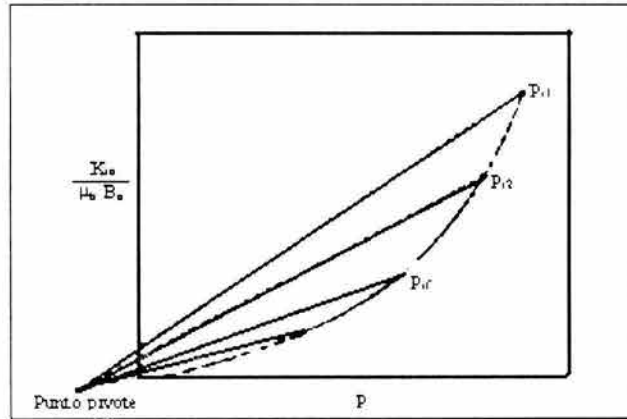


Fig. 3.9 Método gráfico propuesto por Fetkovich.

Dado que las ecuaciones anteriores contienen dos constantes, se necesita un conjunto de puntos como datos para resolver las dos incógnitas A y B. Si se conocen los valores de $q_{o\text{ máx}}$ en dos diferentes puntos, las Ecs. 3.72 y 3.73 se pueden reescribir como:

$$q_{o\text{ máx}_1} = A^* p_{ws1}^3 + B p_{ws1} \quad (3.74)$$

$$q_{o\text{ máx}_2} = A^* p_{ws2}^3 + B p_{ws2} \quad (3.75)$$

donde A^* y B^* son constantes. Una vez que los valores A^* y B^* se conocen, el $q_{o\text{ máx}}$ puede ser calculado. La ventaja de emplear este método es que permite el cambio en X manteniendo $F(p_a)$ constante. En otras palabras, el "punto pivote" está localizado en $F(p_a)$. El procedimiento se ilustra en la Fig. 3.10.

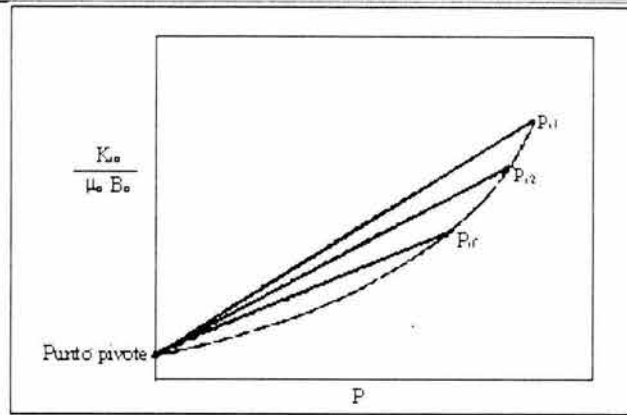


Fig. 3.10 Ilustración del procedimiento del Método.

Ejemplo de ilustración 3.5

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

Empleando el método de **Kelkar (1985)**.

$$J_1^* = \left(\frac{319.3}{2346} \right) = 0.1361 \left(\frac{\text{bl/día}}{\text{lb/pg}^2 \text{abs}} \right)$$

$$J_2^* = \left(\frac{254.6}{2263} \right) = 0.1125 \left(\frac{\text{bl/día}}{\text{lb/pg}^2 \text{abs}} \right)$$

$$A^* = \frac{J_1^2 - J_2^*}{p_{ws1}^2 - p_{ws2}^2}$$

$$A^* = 6.169 * 10^{-8}$$

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

$$B^* = -0.2034$$

Evaluando a una presión media del yacimiento futura de $2139 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{abs}$ se tiene que:

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

$$q_{o\max} = 168.6 \left(\frac{bl}{\text{día}} \right)$$

Este nuevo valor de $q_{o\max}$ puede ser utilizado en la relación de Vogel para generar la curva de IPR futura.

3.8 OTROS MÉTODOS

En este subtema, se ilustra otro método para calcular las curvas de IPR futuras. Este método fue propuesto originalmente por **Shell Oil Company (1964)** y discutido por **Brown (1974)**. **Gilbert (1954)** determinó que el gráfico de un gasto de producción contra un abatimiento de presión en papel log-log, generaría una línea recta y que ésta se desviaría muy poco de una pendiente de 45°. Para utilizar este procedimiento, una serie de al menos tres pruebas en un pozo son necesarias, esto es, una prueba de tres gastos diferentes contra las correspondientes presiones de fondo fluyendo y una medida de la presión estática del fondo del pozo. La producción acumulada del pozo deberá estar disponible a este tiempo. Con este conjunto de pruebas, la pendiente de la línea en una gráfica de gasto contra abatimiento puede ser establecida en papel log-log, que generalmente será muy cercana a 1.0.

Una vez que ésta ha sido establecida, otras líneas tendrán la misma pendiente y para diferentes recuperaciones acumuladas, se pondrán dibujar sobre la misma gráfica.

La información adicional necesaria, es un registro de índice de productividad (IP) promedio contra la recuperación acumulada, lo cuál, normalmente da como resultado una línea recta sobre papel semi-logarítmico Fig. 3.11.

Esto permite la predicción de índice de productividad en el futuro a diferentes recuperaciones acumuladas. Esto es, se puede elaborar una gráfica de gasto de producción contra recuperación acumulada para varios abatimientos de presión, proporcionando así, una forma de predecir el gasto a una recuperación acumulada futura, dependiendo del abatimiento de presión.

Lo anterior, representa un procedimiento que ha sido probado en el campo, aportando buenos resultados.

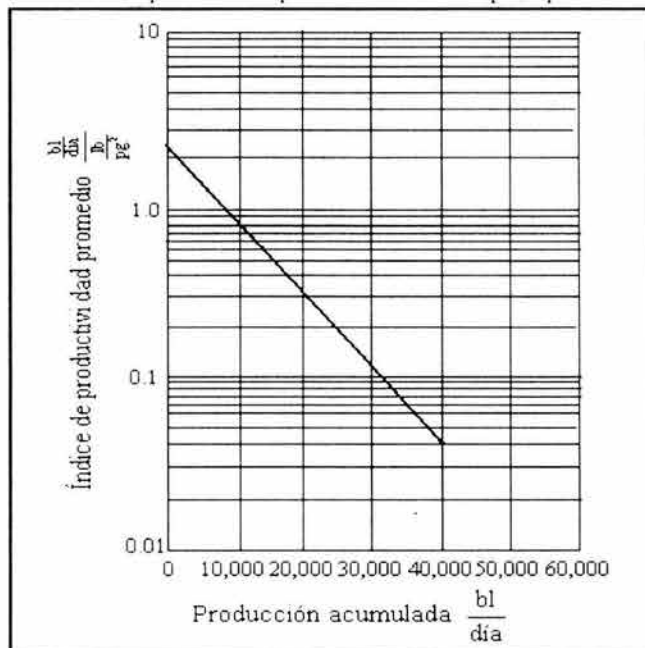


Fig. 3.11 Cambio de IP contra recuperación acumulada (**Brown, 1974**).

PROCEDIMIENTO SUGERIDO

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

- 1) Graficar el índice de productividad contra la recuperación acumulada Fig. 3.12 a partir de las pruebas realizadas durante la vida del pozo. Estas pruebas deberán estar dirigidas en o próximas al mismo abatimiento de presión.

En este ejemplo, se tienen los tres puntos siguientes: Tabla 3.7.

Tabla 3.7 Pruebas realizadas en un pozo.

IP	Recuperación acumulada [bl]
2.1	2,000
0.7	13,000
0.35	18,400

- 2) Graficar los datos dados en el paso (1) y Fig. 3.12 sobre papel semi- logaritmico como se muestra en la Fig. 3.11. Se obtiene una línea recta, a partir de la cual, el IP en el límite económico puede observarse, así como también, el abatimiento necesario para el gasto de producción en el límite económico. Si se supone un límite económico de 40,000 bl, se encontrará que el IP de la Fig. 3.11 es $0.04 \frac{\text{bl}}{\text{dia}} \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$. El abatimiento de presión necesario para este gasto

de 4 BPD = $\frac{q}{IP} = (4 / 0.04) = 100 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$. Esto puede ser utilizado como una referencia de abatimiento de presión

para preparar una curva de gasto contra producción acumulada. Esto no necesariamente coincide con el abatimiento de presiones que fueron utilizadas en cada prueba para los índices de productividad a diferentes recuperaciones acumuladas. Probablemente ocurra algún error en el cálculo de abatimiento en un límite económico, si el abatimiento difiere apreciablemente de la prueba de abatimiento.

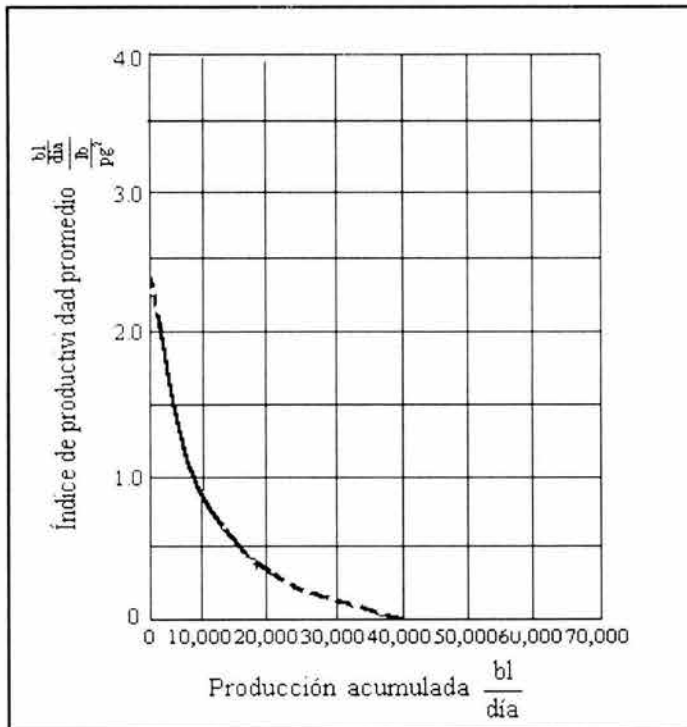


Fig. 3.12 Variación del IP contra recuperación acumulada (**Brown, 1974**).

- 3) Realizar un estudio o prueba de IPR que consista de tres gastos estabilizados y una medida de incremento de presión (presión de fondo fluyendo). La siguiente prueba fue realizada (Tabla 3.8) y graficada en la Fig. 3.13.

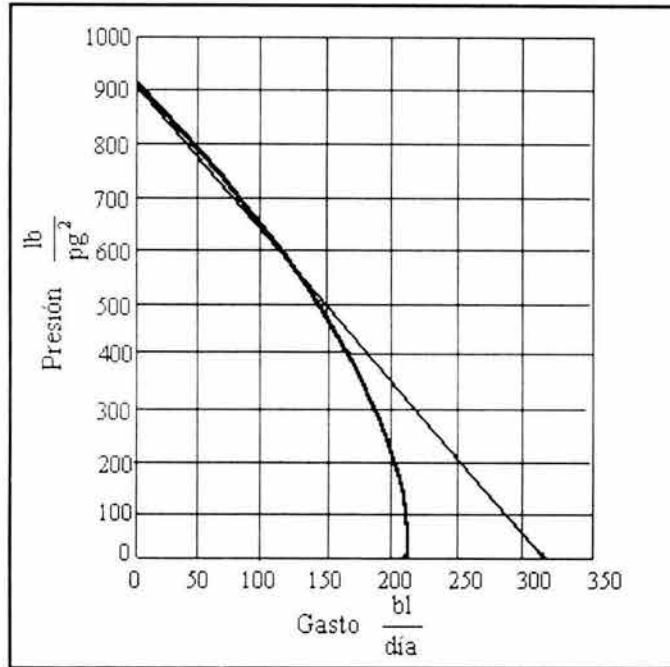


Fig. 3.13 Curva de comportamiento de afluencia (IPR) [Brown, 1974].

Tabla 3.8 Datos obtenidos de la prueba realizada.

q_o	p_{wf}
0	910
85	650
120	520
130	480

- 4) Graficar los resultados del estudio del IPR tal como se muestra en la Fig. 3.13. Esto permitirá verificar que los resultados conforman una curva suave, la cual, generalmente es cóncava hacia el origen. Los resultados que se desvían apreciablemente de los valores del ejemplo, podrían invalidar la prueba o medida, y deberán ser empleados con precaución.
- 5) Graficar los resultados del estudio del IPR en papel logarítmico tal y como se muestra en la línea (1) de la Fig. 3.14. Esta deberá ser una línea recta con una pendiente cercana a 45° . En este caso no es 45° . La prueba fue tomada a una recuperación de 18400 bl. Se debe advertir que el IP decrece con el abatimiento, como es de esperarse en este tipo de yacimientos.
- 6) Predecir el comportamiento del IP para un pozo a diferentes recuperaciones acumulativas del aceite, desde la presión de saturación (burbujeo, p_b) hasta la última etapa de recuperación, empleando métodos convencionales.

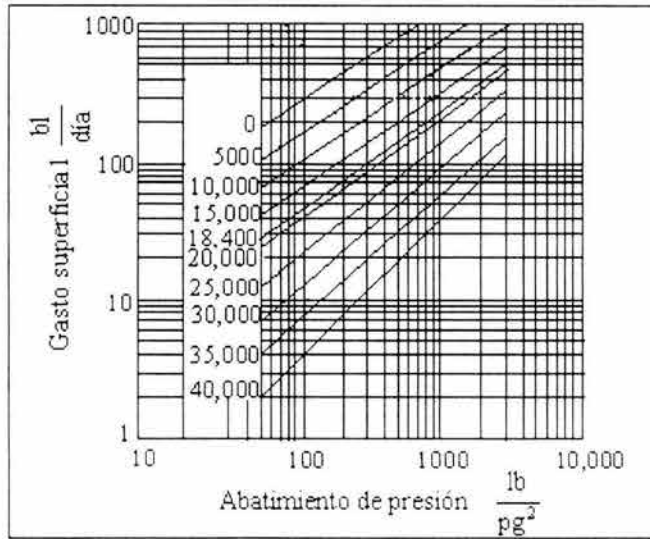


Fig. 3.14 Gráfica de gasto contra abatimiento de presión (Brown, 1974).

- 7) Seleccionar una referencia de abatimiento de presión para obtener un gasto en un punto de control de referencia de abatimiento en el límite económico de producción. Esto puede ser arbitrario mientras sea de baja magnitud. Sin embargo, una buena práctica es estimar el límite económico de producción, empleando el IP determinado a un límite económico a partir del gráfico, tal como se muestra en la Fig. 3.11. Para calcular el abatimiento de presión se requiere producir a un gasto de límite económico. En este caso, se emplea 4 BPD (barriles por día) para un IP de 0.04 resultando un abatimiento de presión igual a $100 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$.
- 8) Concluir la curva de comportamiento del IPR estimado referido al abatimiento, tal como se muestra en la línea (2) de la Fig. 3.14. Esta es una línea descendente a lo largo del abatimiento de presión de referencia igual a $100 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$ y corresponde al gasto en la recuperación final de 4 BPD con una pendiente de 45° supuesta. Se puede advertir en la gráfica (de la Fig. 3.14) que la línea (1) no tiene la misma pendiente que la línea (2). Se puede sugerir dibujar la línea (2) paralela a la línea (1), ya que la línea (1) muestra el comportamiento del pozo a partir de datos de campo.
- 9) Graficar el gasto de producción de 4 BPD en el abatimiento de presión de referencia de $100 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$ contra la recuperación de aceite acumulada en papel semi-logarítmico tal como se muestra en la Fig. 3.15. Emplear el gasto de 4 BPD en el abatimiento de presión de referencia de $100 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$ en la recuperación final como un punto de control y el gasto de 4 BPD en el mismo abatimiento de referencia $100 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$, el cual se determinó a partir de las curvas de IPR (línea 1 en la Fig. 3.14) como el segundo punto de control. Dibujar una línea recta como la que se ilustra en la gráfica.

A partir de ésta línea determinar varios gastos en el abatimiento de presión de referencia de $100 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$ para otras recuperaciones acumuladas y graficar estos puntos como puntos de control para predecir el comportamiento del IPR a diferentes recuperaciones acumuladas de aceite. Construir curvas de IPR para otras recuperaciones acumuladas de aceite, tal como se ilustra, mediante líneas discontinuas en la Fig. 3.14 y haciendo uso de los gastos obtenidos de la Fig. 3.15 para un abatimiento de $100 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$. Se sugiere que todas estas líneas sean dibujadas paralelamente a la línea (1) de la Fig. 3.14 a menos que otros estudios de IPR estén disponibles en otras recuperaciones acumuladas.

10) A partir de la Fig. 3.14, una curva de IPR de p_{wf} contra q puede construirse a cualquier recuperación acumulada permitiendo así, la determinación de gastos de producción futuros variando las presiones de fondo fluyendo. Para poder realizar esto, se deberá conocer la presión estática de yacimiento (p_{ws}) a la recuperación acumulada.

Ejemplo de aplicación 3.8

Supóngase que se tienen disponibles los siguientes datos de presión estática de yacimiento (p_{ws}) y de recuperación acumulada (N_p) (Tabla 3.9):

Tabla 3.9 Datos de p_{ws} y N_p .

$p_{ws} \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$	Recuperación acumulada (bl)
1,280	0
900	18,400
700	30,000

Al graficar estos datos en papel semi- logarítmico se genera una línea recta, proporcionando las siguientes presiones estáticas (p_{ws}) a las recuperaciones acumuladas requeridas Tabla 3.10:

Tabla 3.10 Presiones estáticas obtenidas:

Recuperación acumulada (bl)	$p_{ws} \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$
10,000	1,030
18,400	900
30,000	700

A partir de la Fig. 3.14 y las correspondientes p_{ws} y recuperación acumulada, se pueden preparar las Tablas 3.11, 3.12 y 3.13 de p_{wf} contra q para cada recuperación acumulada y presión estática (p_{ws}):

Tabla 3.11 ($N_p = 10,000$)

$p_{ws} \left[\frac{lb}{pg^2} \text{ abs} \right]$	$\Delta p \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$	$q \left[\frac{bl}{\text{día}} \right]$	$p_{wf} \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$
1,030	100	125	930
1,030	300	230	730
1,030	500	320	530
1,030	800	420	230

Tabla 3.12 ($N_p = 18,400$)

p_{ws} $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$	Δp $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$	Q $\left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$	p_{wf} $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$
900	100	48	800
900	300	100	600
900	500	150	400
900	700	195	200

Tabla 3.13 ($N_p = 30,000$)

p_{ws} $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$	Δp $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$	q $\left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$	p_{wf} $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$
700	100	13	600
700	200	24	500
700	400	42	300
700	500	52	200

Una vez que toda la información de las tablas se ha obtenido, se grafica tal como se muestra en la Fig. 3.16.

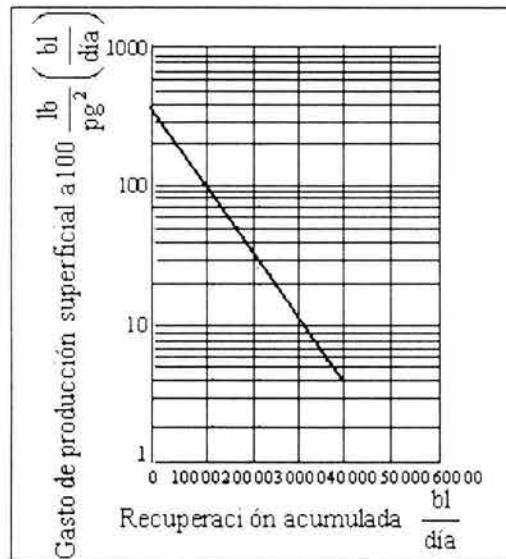


Fig. 3.15 Gastos estimados para un abatimiento de $100 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$ (Brown, 1974).

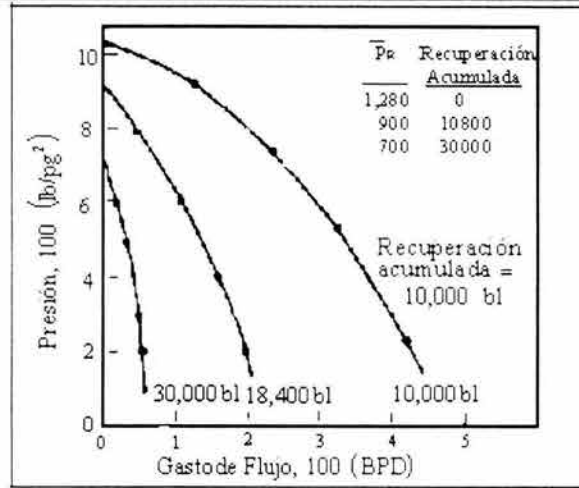


Fig. 3.16 Curvas de comportamiento de afluencia futuras (Brown, 1974).

Ejemplo de aplicación 3.9

Las siguientes pruebas de producción fueron tomadas de un pozo cuando la producción acumulada era de 45000 blo y $p_{ws} = 1600 \text{ lb/pg}^2$ (Tabla 3.14).

Tabla 3.14 Datos de prueba realizada.

Gasto $\left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$	$p_{wf} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$
200	1,200
250	1,000
300	750

La siguiente información adicional ha sido obtenida durante la vida productiva del pozo (Tabla 3.15).

Tabla 3.15 Información adicional del pozo.

$p_{ws} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$	IP	Producción acumulada (bl)
2,800	5.0	0
2,200	1.8	20,000
2,000	1.0	30,000
1,600	0.46	45,000

Todas las pruebas fueron realizadas a un abatimiento de presión entre $300 \text{ y } 400 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$.

Se desea encontrar la siguiente información:

- 1) El IP a un límite económico supuesto de 100,000 bl de producción.
- 2) El abatimiento de presión necesario para producir un gasto de 8 bl/día en un límite económico supuesto.

- 3) Construir una curva de gasto contra presión de flujo en papel de coordenadas rectangulares para apreciar la forma de la curva
- 4) Elaborar un gráfico de gasto contra abatimiento de presión en papel Log-Log para una producción acumulada de 45000 bl. Esta línea refleja el cambio de IP dependiendo del abatimiento de presión. Por ejemplo, para $\Delta p = 100$, $IP = 1.0$.
- 5) Construir curvas que tengan la misma pendiente del paso (4) sobre el mismo gráfico para producciones acumuladas de 0, 20000, 30000, etc., bl (barriles).
- 6) Con el abatimiento de presión de referencia que se determinó en el paso (2), construir un gráfico de gasto contra producción acumulada.
- 7) Determinar los gastos de producción posibles a diferentes recuperaciones acumuladas para el abatimiento de presión de referencia.
- 8) Construir curvas de IPR para recuperaciones acumuladas de 20000, 45000 y 60000 bl.

SOLUCIÓN

- 1) Para determinar el IP en el límite económico de 100000 bl se deberán preparar las Figs. 3.17 y 3.18. A partir de estas, se puede leer el valor de IP que en este caso es igual a $0.025 \text{ BPD} / \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$ a una producción acumulada de 100,000 bl.
- 2) El abatimiento de presión necesario para producir en el límite económico se encuentra como sigue:

$$\text{Abatimiento} = \frac{8}{IP} = \frac{8}{0.025} = 320 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

- 3) El gráfico de gasto contra presión de flujo se puede apreciar en la Fig.3.19

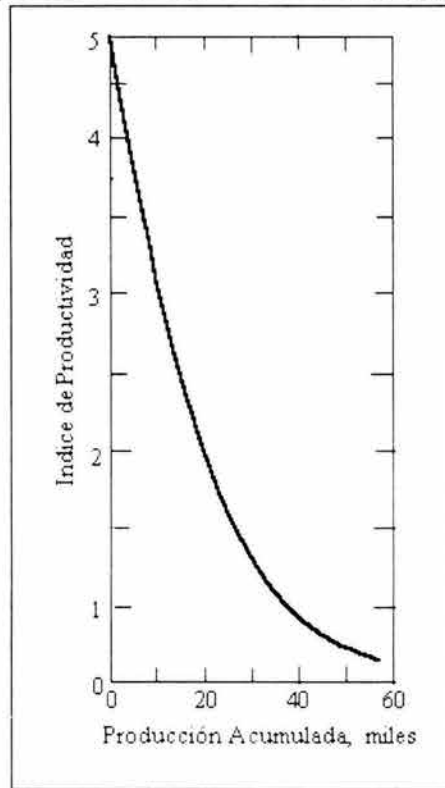


Fig. 3.17 IP contra producción acumulada.

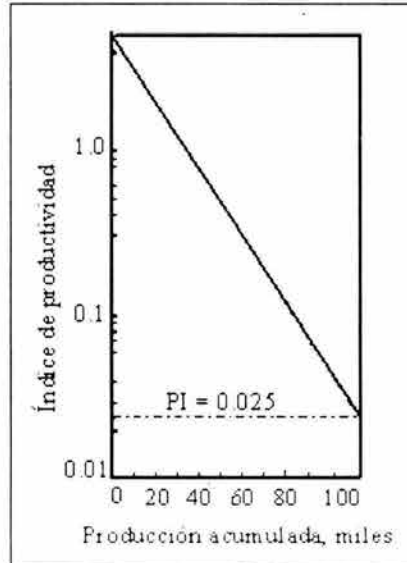


Fig. 3.18 IP contra producción acumulada.

- 4) La Fig. 3.20 ilustra un gráfico de gasto contra abatimiento de presión donde se puede apreciar una línea para una producción acumulada de 45000 bl, la cual se elaboró a partir de datos proporcionados en el problema.
- 5) Las líneas adicionales que tienen la misma pendiente son graficadas para recuperaciones de 0, 20000, 30000, 60000, 80000 y 100000 bl en la gráfica de la Fig. 3.20.

- 6) Un gráfico de gasto contra producción acumulada con un abatimiento de presión de referencia igual a $320 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$ se muestra en la Fig. 3.21. Esto muestra que inicialmente el pozo es capaz de producir 1600 BPD con un abatimiento de $320 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$ pero declina a 8 BPD después de la producción de 100000 bl. Otras líneas para diferentes abatimientos de presión pueden ser incluidos en el mismo gráfico.
- 7) Los posibles gastos para el abatimiento de presión de referencia de $320 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$ para diferentes producciones acumuladas son las siguientes Tabla 3.16:

Tabla 3.16 Posibles gastos para el abatimiento de presión.

Recuperación acumulada (bl)	IP	q (para $\Delta p = 320 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$)
0	5	1,600
20,000	1.8	576
30,000	1.0	320
60,000	0.21	67
80,000	0.072	23

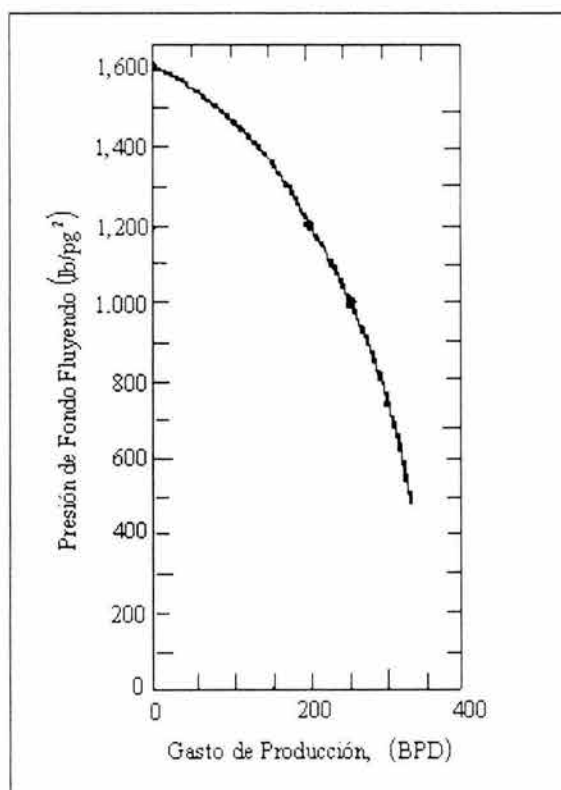


Fig. 3.19 Presión de fondo fluyendo contra gasto de producción.

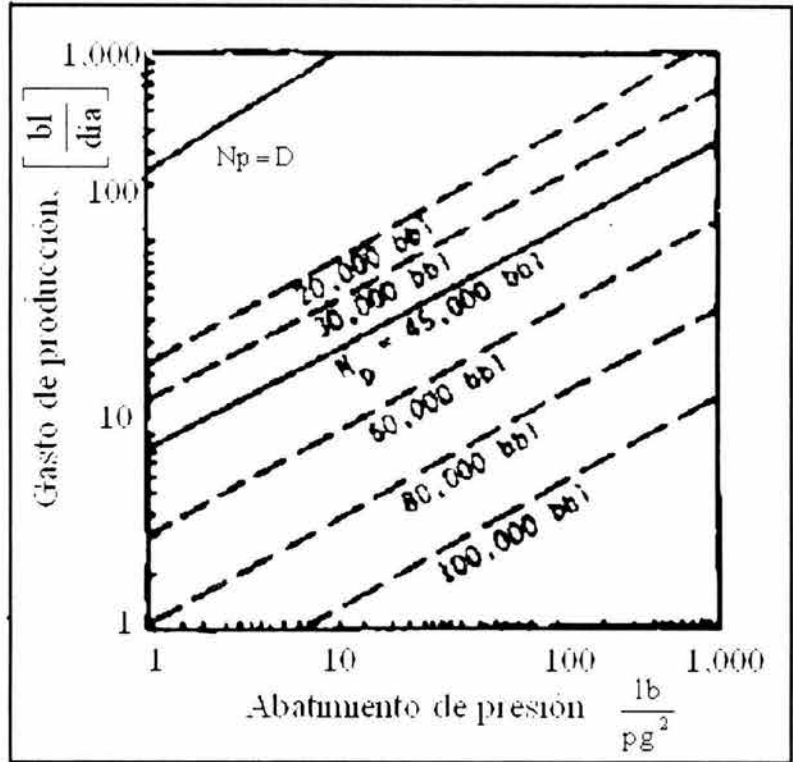


Fig. 3.20 Gasto de producción contra abatimiento de presión.

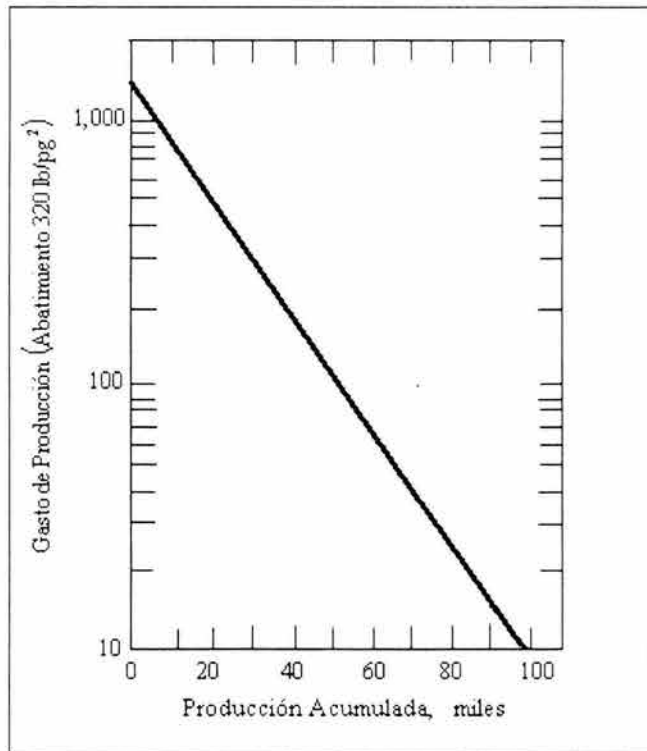


Fig. 3.21 Gasto contra producción acumulada.

MÉTODO DE EICKEMER (1968).

Este método se basa en el método que propuso **Fetkovich (1973)** y considera que si $n = 1$ y $p_{wf} = 0$, el cociente de las ecuaciones.

$$q_{o1} = J_{o1}^* (p_{ws1}^2 - p_{wf}^2)^n \quad (3.76)$$

a un tiempo t_1 y la ecuación:

$$q_{o2} = J_{o2}^* \left(\frac{p_{ws2}}{p_{ws1}} \right) (p_{ws1}^2 - p_{wf}^2)^n \quad (3.77)$$

a un tiempo t_1 permitirá obtener $q_{o\max}$ a un tiempo t_2 . Esto es:

$$\frac{q_{o\max 1}}{q_{o\max 2}} = \left(\frac{p_{ws2}}{p_{ws1}} \right)^2 \quad (3.78)$$

La solución de la Ec. 3.78 requiere una prueba de pozo al tiempo presente t_1 , a partir del cual se puede obtener $q_{\max 1}$. Conociendo $q_{\max 1}$ y P_{ws1} , se puede resolver q a cualquier otra presión estática considerada y, como complemento, puede construirse una curva completa de IPR para t empleando la ecuación (**Garaicochea, 1991**):

MÉTODO DE COUTO

Couto (1982) manipulo la ecuación de **Standing (1970)** para pozos dañados y la aplicó para definir el índice de productividad propuesto por **Standing (1970)**. Con este procedimiento, **Couto (1982)** llegó a establecer una ecuación para predecir curvas de IPR presentes así como también para predecir curvas de IPR futuras. Para un área de drenaje circular, su ecuación es:

$$q_o = 349 (a) \frac{k h}{\ln \left(\frac{0.472 r_e}{r_w} \right)} p_{ws} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) (E.F.) (1 - R) [1.8 - 0.8 (E.F.) (1 - R)] \quad (3.80)$$

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

$$q_o = 349 (a) \frac{k h}{\ln X} p_{ws} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) (E.F.) (1 - R) [1.8 - 0.8 (E.F.) (1 - R)] \quad (3.81)$$

donde:

- α : Factor de conversión = 0.001127 para unidades de [pie], $\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$, [cp], [mD] y $\left[\frac{bl}{día} \right]$
- E.F: Eficiencia de flujo [Adimensional]
- R : p_{wf} / p_{ws} [Adimensional]
- X : Factor de forma, los valores usuales se pueden apreciar en la Fig. 3.22

La Ec. 3.81 puede ser utilizada para predecir las curvas de IPR, en un tiempo presente o en el futuro para cualquier valor de eficiencia de flujo (E.F.), o bien, en cualquier etapa de abatimiento del yacimiento. Para valores de E.F. mayores que 1.0, se obtendrá un resultado similar al que se obtiene empleando el método de **Standing (1970)**.

Ejemplo de aplicación.

Sea el siguiente conjunto de datos:

$$\begin{array}{ll}
 B_{o \text{ a c y}} & = 1.319 \quad \left[\frac{\text{bl}_{\text{o a c y}}}{\text{bl}_{\text{m e c s}}} \right] \\
 h & = 50 \quad [\text{pie}] \\
 k_o & = 50 \quad [\text{mD}] \\
 p_{ws} & = 2500 \quad \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right] \\
 r_e & = 1500 \quad [\text{pie}] \\
 r_w & = 0.25 \quad [\text{pie}] \\
 \mu_{o \text{ a c y}} & = 0.5421 \quad [\text{cp}]
 \end{array}$$

Calcular:

- 1) El gasto para $p_{ws} = 1000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$
- 2) El gasto máximo para E.F. = 0.6 y E.F. = 1.2.

Solución:

1. Empleando la Ec. 3.80 para E.F. = 0.6 y E.F. = 1.2 y $p_{ws} = 1000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$, el gasto puede ser calculado de la siguiente forma:

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

$$q_o = (4325.21)(0.6)(1-0.4)[1.8 - 0.8(0.6)(1-0.4)]$$

$$q_o = 3.49(0.001127) \left[\frac{50}{\ln \left(0.472 \frac{(1500)}{(0.25)} \right)} \right] (2500) \left(\frac{50}{(0.5421)(1.319)} \right) (0.6)(1-0.4)[1.8 - 0.8(0.6)(1-0.4)]$$

$$q_o = 2354.30 \left(\frac{\text{bl}_{\text{o a c y}}}{\text{día}} \right)$$

2. El gasto máximo para E.F. = 0.6 sería:

$$q_{\text{max}} = (4325.21)(0.6)(1-0.4)[1.8 - 0.8(0.6)(1-0.4)]$$

$$q_{o\max} = 3425.56 \left(\frac{\text{bl}_{\text{v.a.c.s}}}{\text{día}} \right)$$

3. Para E.F. = 1.2 el gasto a $p_{\text{acc}} = 1000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$.

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

$$q_o = 3811.72 \left(\frac{\text{bl}_{\text{v.a.c.s}}}{\text{día}} \right)$$

4. El gasto máximo para E.F. = 1.2 sería:

$$q_{o\max} = (4325.21)(1.2)(1-0)[1.8-0.8(1.2)(1-0)]$$

$$q_{o\max} = 4359.72 \left(\frac{\text{bl}_{\text{v.a.c.s}}}{\text{día}} \right)$$

Como se puede observar, al aplicar el método propuesto por **Couto (1982)** se simplifica en forma considerable la manera de construir las curvas de IPR ya sea para un tiempo presente o en el futuro.

Una vez calculado $q_{o\max}$ a un determinado valor de E.F. y abatimiento de presión se puede recurrir a la ecuación propuesta por **Vogel (1968)** para llevar a cabo la elaboración de la curva de IPR, la cual permitirá determinar las condiciones necesarias para una óptima producción del pozo productor en cuestión.

Otro aspecto importante que cabe resaltar es que el $q_{o\max}$ se obtiene cuando $p_{\text{wf}} = 0$, es decir, no se presenta resistencia al flujo.

CAPÍTULO 4 EFECTO DE DAÑO

4.1 FACTOR DE DAÑO

Durante la perforación, terminación, o producción de un pozo, es posible que una zona de permeabilidad alterada pueda desarrollarse alrededor de las paredes del pozo. La zona con la permeabilidad alterada es llamada "zona dañada" y su efecto sobre la presión o comportamiento de flujo del pozo es denominado como efecto de daño.

Así mismo, el daño se define como un factor que causa, en ó alrededor del pozo, una caída de presión adicional a la que ocurre cuando el yacimiento es homogéneo y el pozo penetra totalmente a la formación. Si el lodo de perforación provoca reducción a la permeabilidad, o si el pozo penetra parcialmente a la formación o si existe flujo No- Darciano (pozo de gas), entonces se tiene un daño. El factor de daño (en su definición tradicional) representa una caída de presión adicional, la cual ocurre en las cercanías o en la entrada al pozo (**Van Everdingen, 1953**).

El factor de daño es una medida cuantitativa empleada para evaluar el comportamiento de un pozo relativa a la producción ideal de un pozo a partir de una formación completamente abierta y sin restricciones. La magnitud del daño indica la necesidad de estimular un pozo o bien, establecer un programa de reacondicionamiento del pozo.

Por otra parte, cabe señalar que matemáticamente el efecto de daño no tiene dimensión física.

El concepto de daño fue propuesto originalmente por **Hurst (1953)** y **Van Everdingen (1953)**. Estos investigadores propusieron el factor de daño como una forma de cuantificar el flujo no- ideal. La introducción del concepto incluye dos ejemplos de campo para ilustrar el uso del concepto de daño para cuantificar el daño a la formación y la restricción al flujo debido a las perforaciones. A saber, estas son las causas más comunes de restricción al flujo en las cercanías del pozo. **Hurst (1953)** y **Everdingen (1953)** señalaron que las presiones medidas en un pozo frecuentemente no se ajustaban a las soluciones teóricas. Ellos propusieron que la diferencia era una caída de presión adicional causada por restricciones al flujo cercanas al pozo. Así mismo, ellos pensaron que ésta caída de presión era el resultado de una película infinitesimal en la superficie de la cara de la arena del pozo. En relación a el IPR de un pozo, el factor de daño considera la diferencia entre el abatimiento de presión ideal y el abatimiento de presión actual o real. La Fig. 4.1 ilustra la significancia del efecto de daño de un pozo en una gráfica gasto- presión. La figura indica que el IPR actual de un pozo se desvía significativamente de la línea recta del IPR de un modelo ideal debido a un efecto de daño constante.

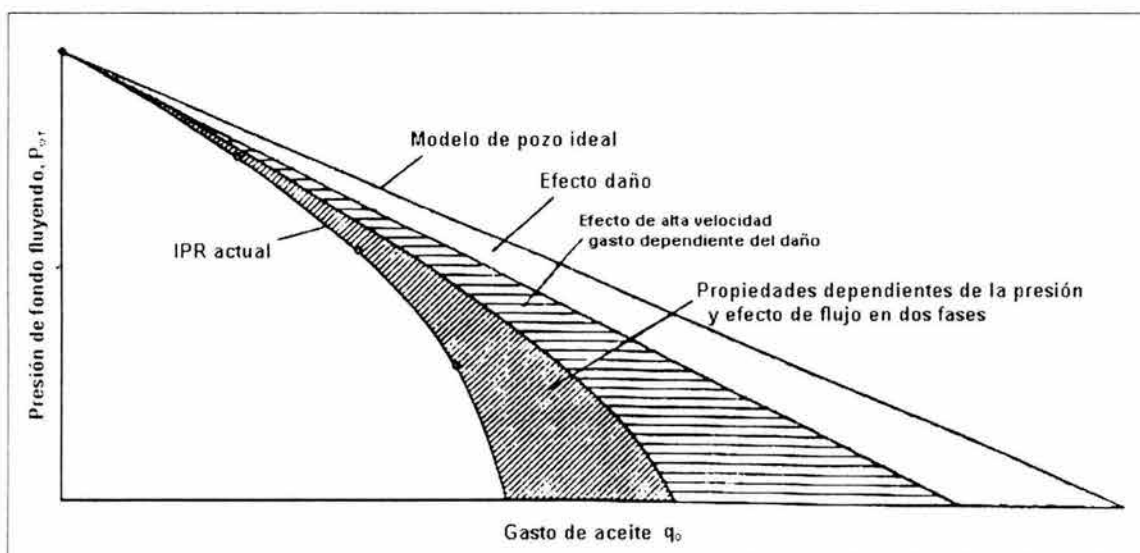


Fig. 4.1 IPR actual contra el IPR desarrollado a partir de un modelo ideal de pozo (**Golan y Whitson, 1991**)

Generalmente, sólo interesa el factor de daño durante el período pseudoestacionario y se desprecia el efecto de daño en el período de transición debido a los tiempos cortos.

Para condiciones de período pseudoestacionario de un pozo, el factor de daño es incluido en el cálculo de la caída de presión total, esto es, $p_s - p_{wf}$. Lo anterior se puede establecer de la siguiente forma:

$$p_s - p_{wf} = \underbrace{p_s - p_{wf}^*}_{\text{ideal}} + \underbrace{(p_{wf}^* - p_{wf})}_{\text{no-ideal}} \quad (4.1)$$

donde:

P_y	: Presión del yacimiento,	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$
P_{wf}	: Presión de fondo fluyendo a condiciones reales,	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$
P_{wf}^*	: Presión de fondo fluyendo considerando un caso ideal,	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$

La diferencia de presión de fondo fluyendo entre la ideal y la actual, $p_{wf}^* - p_{wf}$, representa una pérdida de presión adicional debido al daño de la formación, estimulación de la zona alrededor del pozo y otras restricciones al flujo a la entrada del pozo.

La Fig. 4.2 muestra la comparación gráfica de la distribución de presión actual de un pozo a condiciones reales y un pozo a condiciones ideales.

Usualmente se representa la caída de presión adicional como Δp_s . El factor de daño adimensional S, proporcional a Δp_s , es definido como:

$$S = \frac{k h}{141.2 q_o \mu_o B_o} \Delta p_s \quad (4.2)$$

o bien:

$$\Delta p_s = \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{k h} S \quad (4.3)$$

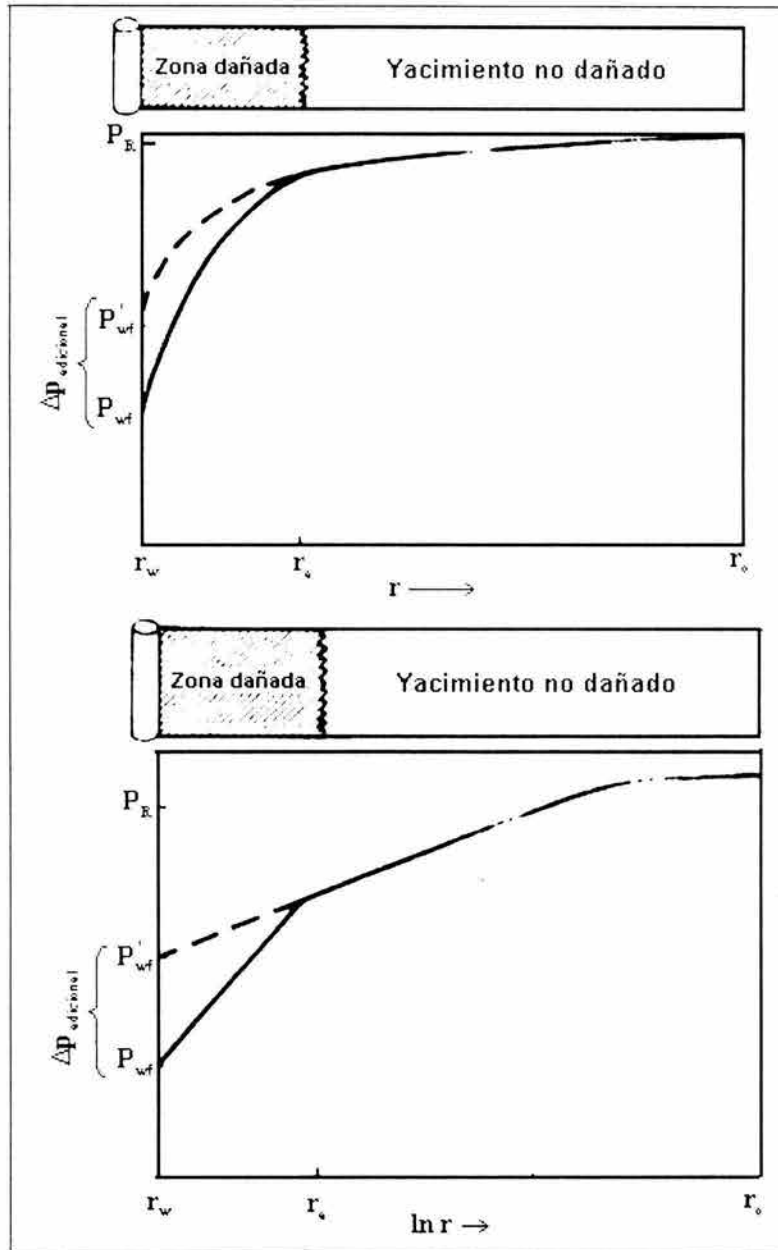


Fig. 4.2 Distribución de presión actual de un pozo con una zona alterada en la cercanía del pozo (Golan y Whitson, 1991).

Ahora bien, considerando flujo pseudoestacionario para un caso ideal, se tiene que:

$$p_y - p_{wf} = \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{k h} \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 \right], \quad (4.4)$$

dado que $p_y - p_{wf} = \Delta p_s$, se puede combinar las Ec. 4.4 y 4.3 para expresar la caída de presión actual o real $p_y - p_{wf}$ en términos del factor de daño:

$$p_y - p_{wf} = \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{k h} \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 \right] ,$$

más

$$p_{wf} - p_{wf} = \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{k h} S ,$$

resulta:

$$p_y - p_{wf} = \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{k h} \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + S \right] , \quad (4.5)$$

Reordenando la Ec. 4.5 y resolviendo para el gasto, se tiene que:

$$q_o = \frac{k h (p_y - p_{wf})}{141.2 \mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S \right]} , \quad (4.6)$$

Para cuantificar el efecto actual del factor de daño, es necesario calcular la constante $(141.2 q_o \mu_o B_o / kh) S$, la cual proporciona las pérdidas de presión debido al daño.

En algunas ocasiones resulta más útil expresar el efecto de daño y estimulación en términos de la eficiencia de flujo, E.F.

La eficiencia de flujo E.F. se define como la relación entre el gasto actual y el gasto ideal para un abatimiento de presión dado. Esto se puede expresar de la siguiente forma:

$$E.F. = \frac{q_{\text{actual}}}{q_{\text{ideal}}} \quad [\text{adimensional}] , \quad (4.7)$$

En términos de la presión de fondo fluyendo ideal y actual, requeridas para producir a un gasto determinado, la eficiencia de flujo tiene la siguiente forma:

$$E.F. = \frac{p_y - p_{wf}}{p_y - p_{wf}} , \quad (4.8)$$

En términos del factor de daño, se puede mostrar fácilmente que la eficiencia de flujo esta expresada como:

$$E.F. = \frac{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75}{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S} , \quad (4.9)$$

Para la mayoría de pozos el término $\ln(r_e/r_w)$ tiene un rango de valores entre 6.5 y 8.5. Utilizando un promedio de $\ln(r_e/r_w) - 0.75 = 7$, se puede escribir una expresión aproximada para la eficiencia de flujo en términos del factor de daño:

$$E.F. = \frac{7}{7 + S} \quad (4.10)$$

la cual puede utilizarse como una regla de dedo.

A menudo, compañías de servicios reportan condiciones no ideales en términos de una relación de daño R_d , la cual no es más que el recíproco de la eficiencia de flujo:

$$R_d = \frac{1}{E.F.} \quad (4.11)$$

Otra ecuación o expresión utilizada para cuantificar las condiciones de flujo ideal es el radio aparente del pozo r_{wa} :

$$r_{wa} = r_w e^S \quad (4.12)$$

el cual se sustituye por el radio del pozo en la Ec. 4.6 resultando:

$$q_o = \frac{k h (p_y - p_{wf})}{141.2 \mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right) - 0.75 + S \right]} \quad (4.13)$$

La Fig. 4.3 ilustra el concepto del radio aparente del pozo. Un pozo dañado está indicado mediante el radio aparente del pozo menor que el radio actual del pozo. Un pozo estimulado es identificado mediante un radio aparente del pozo más grande que el valor actual y algunas veces se aproxima al radio de drenaje, r_e .

La Tabla 4.1 muestra el carácter del pozo, dañado, estimulado e ideal, expresado en términos del daño, eficiencia de flujo, relación de daño y radio aparente del pozo.

El factor de daño es el concepto más empleado por los ingenieros petroleros para cuantificar las condiciones de flujo no ideal.

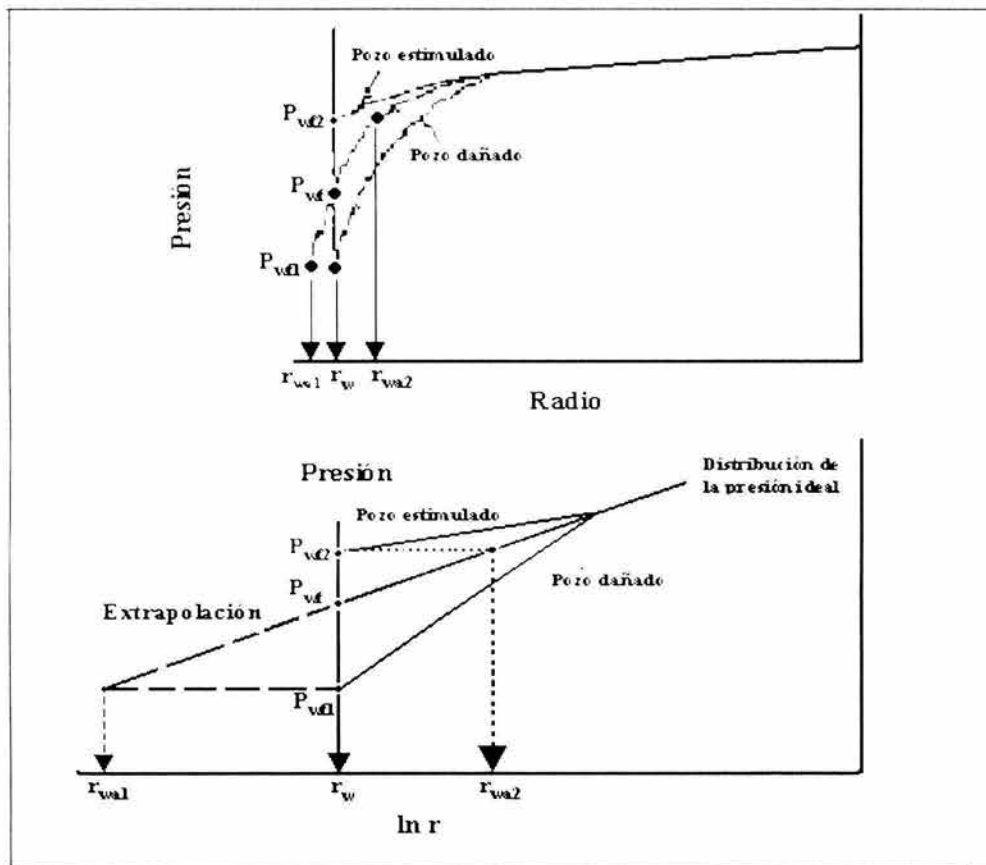


Fig. 4.3 Ilustración del concepto de radio aparente del pozo (Golan y Whitson, 1991).

Efecto cuantificable de flujo no lineal					
Condición del pozo	Δp_s	S	EF	R_d	r_{wa}
Dañado	$\Delta p_s > 0$	$S > 0$	$EF < 1$	$R_d > 1$	$r_{wa} < r_w$
Inalterado (sin daño)	$\Delta p_s = 0$	$S = 0$	$EF = 1$	$R_d = 1$	$r_{wa} = r_w$
Estimulado	$\Delta p_s < 0$	$S < 0$	$EF > 1$	$R_d < 1$	$r_{wa} > r_w$

Tabla 4.1 Características de los pozos dañados, estimulados e ideales

Por otra parte, el factor de daño considerado hasta este momento se puede tratar desde otro punto de vista. Hawkins (1956) estableció la siguiente forma para calcular Δp_s .

Sea

$$\Delta p_s = \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{k h} S$$

Factorizando la expresión anterior resulta:

$$\Delta p_s = 2 \left(\frac{70.6 q_o \mu_o B_o}{k h} \right) S \quad (4.14)$$

Multiplicando y dividiendo la Ec. 4.14 por 2.303 para cambiar el valor logarítmico;

$$\Delta p_s = \frac{2}{2.303} \left(\frac{2.303 * 70.6 q_o \mu_o B_o}{k h} \right) S \quad (4.15)$$

Simplificando la expresión anterior se obtiene:

$$\Delta p_s = 0.87 \left(\frac{162.6 q_o \mu_o B_o}{k h} \right) S \quad (4.16)$$

donde:

$$m = \left(\frac{162.6 q_o \mu_o B_o}{k h} \right) .$$

Finalmente se obtiene:

$$\Delta p_s = 0.87 m S \quad (4.17)$$

El valor del factor de daño usualmente se calcula a partir del análisis de datos de pruebas de incremento o decremento de presión.

Métodos de interpretación de las pruebas en los pozos permitirán separar el cálculo de la permeabilidad, k y los efectos no ideales resultantes de una caída de presión adicional. En relación a las mediciones del daño, es importante reconocer que el factor de daño calculado a partir del análisis de una prueba de incremento de presión, por ejemplo, un gráfico de **Horner (1951)** representa el efecto de daño experimentado por el pozo en el instante en que se cierra. En consecuencia, si el período de producción previo al cierre es corto y el estado pseudoestacionario no se alcanza, el cálculo del daño no siempre será el correcto en este período. Para asegurar el correcto cálculo del factor de daño, es importante medir la presión de flujo y el gasto de producción inmediatamente antes del cierre. Desafortunadamente, a menudo es difícil correr un medidor de presión y registrar la presión de flujo en el instante de cierre.

Por tanto, se han desarrollado métodos de pruebas multigasto para cuantificar el efecto cambiante del daño con el gasto. Tales pruebas pueden identificar separadamente el daño constante y el daño dependiente del gasto. Para mantener eficientemente el flujo del yacimiento al pozo, el daño deberá ser minimizado, cuyos métodos serán tratados más adelante.

La capacidad de evaluar las posibles medidas para mantener, restaurar o mejorar la productividad de un pozo, dependerá de la capacidad que se tenga para evaluar el factor de daño en sus componentes individuales.

Debido a que los componentes individuales del factor de daño no se pueden medir directamente, será necesario calcular los componentes individuales basándose en correlaciones desarrolladas empíricamente, analíticamente y con simuladores numéricos. Una vez que se ha evaluado la contribución de cada componente del factor de daño, será posible considerar medidas correctivas para reducir el efecto dañino y por consiguiente, el mejoramiento de la productividad del pozo.

Como se mencionó anteriormente, el factor de daño es una variable compuesta, cuyos componentes individuales afectan en mayor o menor grado a el efecto total de daño.

El efecto de daño total S , para un pozo se puede establecer de la siguiente forma:

$$S = \sum \text{Restricciones al flujo} \quad (4.18)$$

4.2 FLUJO RESTRINGIDO

El daño a la formación o flujo restringido esta asociado a diferentes factores que reducen la permeabilidad efectiva alrededor del pozo. El flujo restringido puede ser causado por el taponamiento de los espacios porosos mediante partículas sólidas generadas por trituramiento mecánico de la formación durante la perforación del pozo o disgregación del medio poroso, o bien, por efecto del fluido producido tales como creación de emulsiones o cambios en la permeabilidad efectiva. El taponamiento de los poros mediante partículas es uno de los mecanismos más comunes en el flujo restringido, el cual puede resultar de diferentes causas, incluyendo la inyección de sólidos en la formación (para fracturamiento de la formación), dispersión de arcillas presentes en la formación, precipitación y crecimiento de bacterias.

Numerosas publicaciones describen las causas y los remedios para el daño a la formación o flujo restringido. Muchas de ellas son revisadas por **Mc Leod (1984)** y establece que las causas que originan el flujo restringido pueden clasificarse en tres categorías:

- Físicas.
- Químicas.
- Biológicas.

CAUSAS FISICAS

Un medio poroso es un complejo ensamble de granos de mineral con espacios vacíos (poros) de forma y distribución irregular, el cual proporciona una trayectoria para el transporte del fluido. Esta complicada estructura puede ser idealizada como una colección de largas cámaras (los cuerpos de los poros) conectados por estrechas aberturas. La permeabilidad del medio esta controlada ampliamente por el número y conductividad de las cámaras de los poros.

Cuando los finos de la formación se desplazan a lo largo del medio poroso, estos a menudo llegan a depositarse, y si el depósito ocurre en las cámaras o cuerpos del poro, se tendrá una severa reducción en la permeabilidad. La Fig. 4.4 ilustra los posibles modos de entrapamiento de partículas.

Durante las operaciones de perforación del pozo, se genera una película alrededor de la pared del pozo debido a el filtrado del lodo de perforación hacia la formación, lo cual provoca el flujo restringido.

Los fluidos producidos de la formación hacia el pozo contienen diminutas partículas o finos las cuales se pueden adherir a los cuerpos de los poros, o bien, aglutinarse de tal forma que pueden obturar las aperturas de los poros.

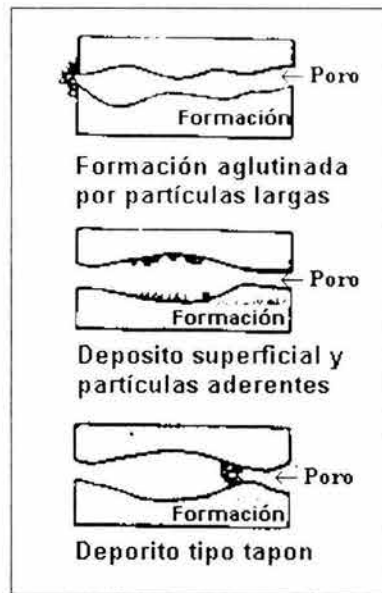


Fig. 4.4 Modos de entrapamiento de la partículas (Economides, 1994).

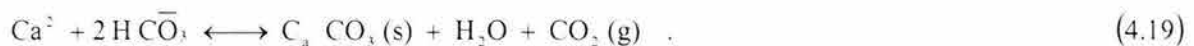
CAUSAS QUÍMICAS

Los finos, responsables del obturamiento de los poros pueden provenir de orígenes externos o pueden originarse en el mismo espacio poroso. Los finos en el medio poroso pueden ser movilizadados por un cambio en la composición química del agua congénita o mecánicamente debido a las fuerzas cortantes aplicadas al movimiento del fluido. El flujo restringido a menudo es causado por la dispersión de partículas finas de arcilla cuando la salinidad del agua intersticial es reducida o la composición iónica es alterada. De esta forma, cualquier fluido que esté en contacto con la formación productora (fluido de perforación, fluidos de terminación, fluidos de estimulación) deberá tener una composición iónica que no dañe la formación.

Numerosos estudios han mostrado que un repentino decremento en la salinidad de la salmuera de perforación causará un flujo restringido debido a la dispersión de partículas de arcilla. Este fenómeno dependerá de los cationes presentes en la salmuera, el PH, y el cambio del rango de la salinidad. En general, los cationes monovalentes son mucho más dañinos que los cationes divalentes o trivalentes.

La precipitación de sólidos de la salmuera o lodo de perforación y del aceite en la formación puede causar severo daño a la formación cuando estos sólidos obturan los espacios porosos. Los precipitados pueden ser compuestos inorgánicos de la salmuera o especies orgánicas del aceite producido. En cualquier caso, la precipitación puede ser debido a cambios en la temperatura o presión en las cercanías del pozo o a partir de alteraciones en la composición de la fase de los fluidos inyectados.

Los precipitados inorgánicos que causan el flujo restringido son usualmente cationes divalentes, tales como calcio, bario, combinados con carbonato o iones de sulfato. Los iones en solución del agua congénita en un yacimiento están inicialmente en equilibrio químico con la formación productora. Un cambio en la composición de la salmuera puede provocar precipitación. Por ejemplo, la reacción de equilibrio entre los iones de calcio y bicarbonato pueden ser expresado como:



Si la salmuera está saturada inicialmente con respecto a el bicarbonato de calcio, un incremento en la concentración de compuestos en el lado izquierdo de la ecuación o un decremento en la concentración de cualquier compuesto del lado

derecho de la ecuación provocará una reacción en el lado derecho y el carbonato de calcio se precipitará. La adición de iones de calcio provocará que el carbonato de calcio se precipite; así mismo, la remoción de CO_2 provocará la precipitación. De esta forma, en un yacimiento con altas concentraciones de bicarbonato, la inyección de fluido con altas concentraciones de calcio, por ejemplo, fluidos de terminación con CaCl_2 , pueden causar severos daños a la formación. Así mismo, conforme la presión se decrementa en la cercanía del pozo, se libera CO_2 de la salmuera y nuevamente la precipitación puede ocurrir. La precipitación de CaCO_3 a partir del agua congénita rica en carbonatos en un origen común del flujo restringido.

Otra causa común que origina el flujo restringido son las parafinas y los asfáltenos. Las parafinas son cadenas largas de hidrocarburos que se precipitan de ciertos hidrocarburos cuando la temperatura se reduce, o la composición del aceite cambia debido a la liberación de gas conforme la presión se reduce. Los asfáltenos son compuestos aromáticos con alto peso molecular las cuales pueden tener forma coloidal, dispersos en el aceite. Este estado coloidal es estabilizado por la presencia de resinas en el aceite; cuando estas resinas son removidas, los asfáltenos pueden flocular, creando partículas sumamente grandes las cuales causan el flujo restringido. El cambio químico en el aceite puede reducir la concentración de resinas y de esta forma se lleva a cabo el depósito de los asfáltenos en la formación.

CAUSAS BIOLÓGICAS

Muchos pozos, particularmente los pozos con inyección de agua son susceptibles al daño causado por bacterias en la cercanía del pozo. Las bacterias inyectadas en la formación, particularmente bacterias anaeróbicas, pueden crecer rápidamente en la formación, obturando los espacios de los poros, o bien, con precipitados resultado de la actividad biológica de los organismos. La reducción de la permeabilidad causada por la bacteria puede ser significativa, por tanto, se debe considerar la posibilidad de inyección de agua con bactericidas para reducir al mínimo este problema.

Por otra parte, mientras que el factor de daño es adimensional, la zona dañada asociada no lo es. La Fig. 4.5 es una representación típica de la condición en las cercanías del pozo, con r_s y k_s , siendo la profundidad de daño y la permeabilidad alterada respectivamente. Fuera de esta zona el yacimiento permanece sin disturbio con permeabilidad k .

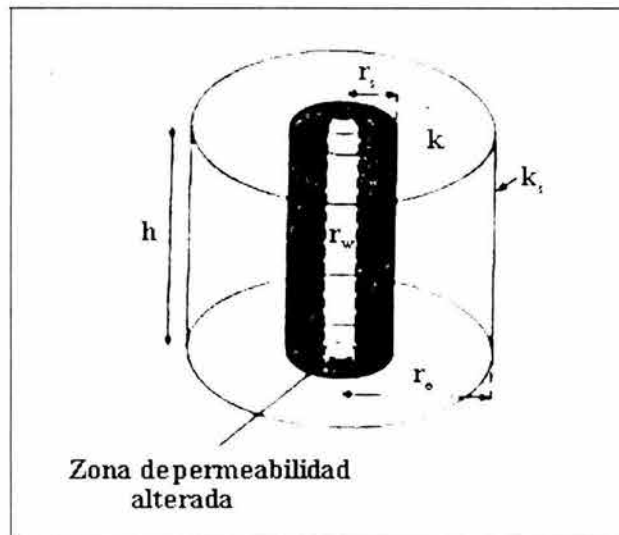


Fig. 4.5 Zona alrededor del pozo con permeabilidad alterada (Economides, 1994).

Hawkins (1956) establece una expresión que relaciona el efecto de daño con las variables r_s y k_s . La Fig. 4.6 proporciona una forma fácil de desarrollar esta expresión.

Si la permeabilidad en la cercanía del pozo es la permeabilidad del yacimiento (sin daño), entonces la caída de presión entre la presión en la frontera externa (p_s) y la presión en el pozo dará como resultado una presión ideal, $p_{wf, ideal}$, expresada como:

$$p_s - p_{wf, ideal} = \frac{q \mu}{2 \pi k h} \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) . \quad (4.20)$$

Si la permeabilidad en la cercanía del pozo es alterada a k_s , entonces la presión de fondo fluyendo real está relacionado como:

$$p_s - p_{wf, real} = \frac{q \mu}{2 \pi k_s h} \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) . \quad (4.21)$$

La diferencia entre $p_{wf, ideal}$ y $p_{wf, real}$ es exactamente la caída de presión debido al efecto de daño, Δp_d , la cual fue establecida en el subtema 4.1 por la Ec. 4.3. Por lo tanto, a partir de las Ecs. 4.20, 4.21 y 4.3 se tiene que:

$$\frac{q \mu}{2 \pi k h} S = \frac{q \mu}{2 \pi k_s h} \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) - \frac{q \mu}{2 \pi k h} \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) . \quad (4.22)$$

Simplificando y reordenando la Ec. 4.22 se obtiene finalmente la siguiente ecuación.

$$S_d = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) . \quad (4.23)$$

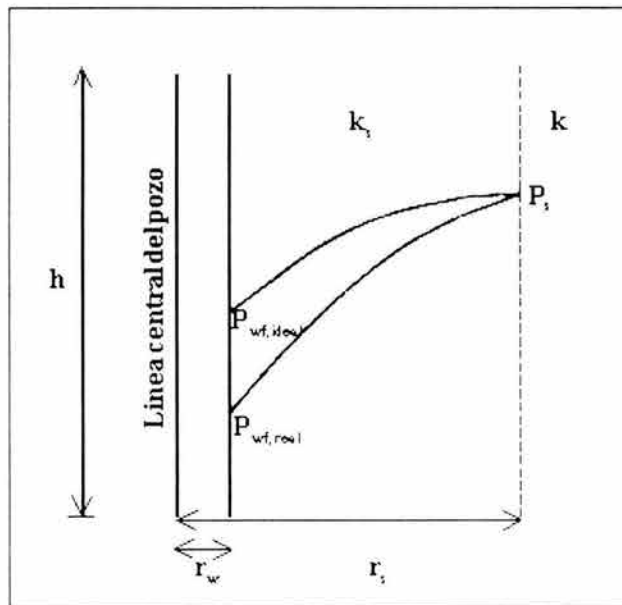


Fig. 4.6 Zona cercana a la pared del pozo. Presiones de fondo fluyendo ideal y real (Economides, 1994).

Un problema inherente con el uso práctico de la Ec. 4.23 es que la zona alterada es muy difícil de cuantificar en términos de k_s y r_s . Esto es, la permeabilidad alterada y el radio no pueden ser medidos directamente. En el mejor de los

casos, si el daño de la zona alterada puede ser aislado del daño total (calculado a partir de análisis de pruebas de incremento o decremento de presión), una estimación del radio de la zona alterada r_a permitirá el cálculo de la permeabilidad de la zona alterada, mediante el simple reordenamiento de la Ec. 4.23.

$$k_s = k \left[1 + \frac{S_a}{\ln \left(\frac{r_a}{r_w} \right)} \right]^{-1} \quad (4.24)$$

Resolviendo para el radio de la zona alterada se obtiene:

$$r_a = r_w \exp \left[\frac{S_a}{\frac{k}{k_s} - 1} \right] \quad (4.25)$$

Simplificando las expresiones para una situación típica de un pozo estimulado cuando $k_s \gg k$ en:

$$r_a = r_w \exp [- S_a], \quad k_s \gg k \quad (\text{estimulación}) \quad (4.26)$$

$$S_a = - \ln \left(\frac{r_a}{r_w} \right), \quad k_s \gg k \quad (\text{estimulación}) \quad (4.27)$$

Las Ecs. 4.26 y 4.27 permitirán determinar la situación o estado actual de un pozo en producción.

4.3 ALTA VELOCIDAD DE FLUJO

En el subtema 2.4.1 se consideró el efecto de alta velocidad de flujo sobre la relación de comportamiento de afluencia para pozos productores de gas. En este subtema se establecerá el concepto de alta velocidad de flujo y en particular el modelo de **Forchheimer (1901)** cuando se establece en términos del efecto de daño dependiente del gasto.

Pruebas experimentales de flujo en diferentes materiales porosos indican que la Ley de Darcy se aplica en un amplio rango de velocidades de flujo. La relación lineal de Darcy de la caída de presión y el gasto es ciertamente el modelo más simple de flujo en el medio poroso y para muchas aplicaciones, es suficientemente precisa. A altos gastos de flujo la relación lineal entre la caída de presión y gasto no es ampliamente válida. En cambio, la caída de presión se incrementa más rápidamente conforme la velocidad se incrementa. Resultados de experimentos de flujo pueden ser aparentemente descritos por algunos modelos matemáticos. El modelo más popular es el de **Forchheimer (1901)**, establecido en la Ec. 2.91.

Probablemente la relación más instructiva de presión- velocidad para experimentos de flujo a través del medio poroso fue presentado por **Fancher, Lewis, y Barnes (1933)**. Ellos reportaron datos de velocidad y caída de presión para diferentes materiales porosos, incluyendo arenas consolidadas y no consolidadas. Sus datos están dados en la Tabla 4.2 e ilustrados en la Fig. 4.7 como una gráfica log- log de presión adimensional (factor de fricción) contra gasto adimensional (número de Reynolds). Los datos fueron obtenidos con diferentes fluidos: aceite, agua y aire. La gráfica es análoga al diagrama de **Moody (1944)**, el cual es usado extensivamente en el cálculo de las pérdidas de presión en el flujo de tuberías.

El factor de fricción f es definido en unidades consistentes como:

$$f = \frac{d \Delta p}{2 L \rho V^2} \quad (4.28)$$

Y el número de Reynolds modificado R_e es definido en unidades consistentes como:

$$R_e = \frac{\rho V d}{\mu} \quad (4.29)$$

El diámetro de grano promedio d está expresado como:

$$d = \left[\frac{\sum n_i d_i^3}{\sum n_i} \right]^{1/3} \quad (4.30)$$

donde d_i es el término aritmético de las aberturas en cualquiera de las dos cribas (mallas) consecutivas de Tyler o U.S. standard sieves series y n_i es el número de granos con diámetro d_i . El diámetro de grano promedio está en el rango de 0.001 a 0.02 pulgadas (25 a 500 μm) y en general se incrementa con el incremento de la permeabilidad.

Tabla 4.2 Datos de porosidad de arena para experimentos presión / velocidad

Muestra No	Arena	Porosidad (%)
1	Bradford	12.5
2	Bradford	12.3
3	3era Venango	16.9
4	Cerámica A	37.0
5	Robinson	20.3
6	Cerámica B	37.8
7	Woodbine	19.7
8	Wilcox	15.9
9	3era Venango	11.9
10	Robinson	19.5
11	Robinson	18.4
12	3era Venango	22.3
13	Wilcox	16.3
14	Warren	19.2
15	3era Venango	21.4
16	Robinson	20.6
17	Cerámica C	33.2
18	3era Venango	21.9
19	Woodbine	23.8
20	Woodbine	26.9
21	Woodbine	27.7
22	Woodbine	22.1
23	Woodbine	28.8
24	Flint	38.5
25	Ottawa	30.9
26	20- 30 Ottawa	34.5
27	Lead Shot	34.5

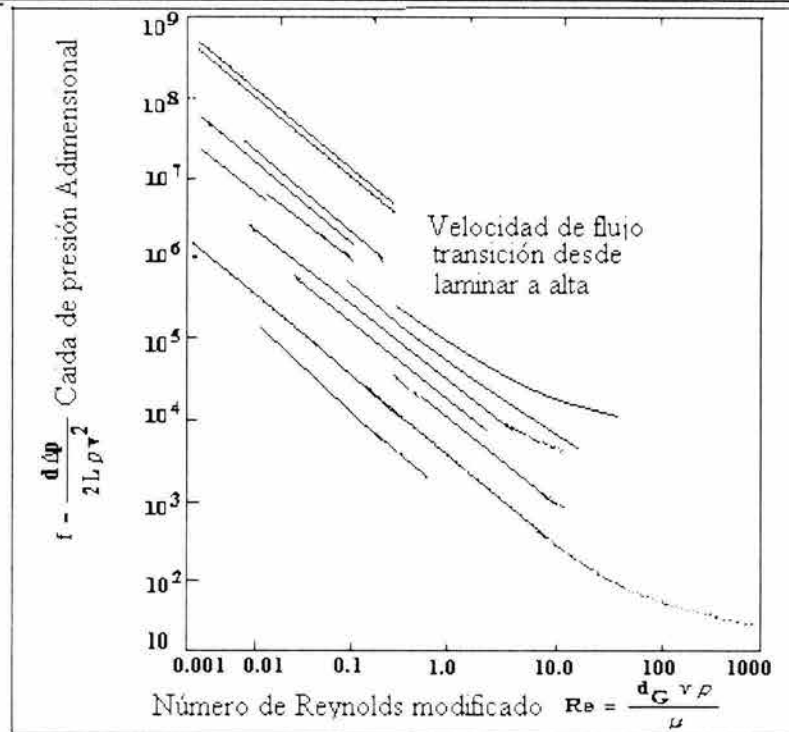


Fig. 4.7 Pérdidas de presión en materiales porosos. Reimpresión autorizada por IHRDC press, Muskat 1981 Fig. 3.5

Muskat (1937) establece que un número de Reynolds entre 1 y 8 marca el punto de desviación de la Ley de Darcy y el inicio de alta velocidad de flujo.

Golan y Whitson (1991) sugieren las siguientes relaciones para determinar los gastos de producción de aceite y gas que marcan el intervalo de alta velocidad de flujo así como el inicio de la considerable desviación de la **Ley de Darcy**:

$$q_{o,AVF} = 1.90 * 10^4 \frac{\mu_o r_w h_p^2 (7 + S)}{\rho_o B_o h \left(\frac{k}{k_a} \right)}, \quad (4.31)$$

$$q_{g,AVF} = 1.40 * 10^9 \frac{\mu_g r_w h_p^2 (7 + S)}{\gamma_g h \left(\frac{k}{k_a} \right)}, \quad (4.32)$$

donde:

B_o	: Factor de volumen del aceite,	$\left[\frac{bl_{o,acc.}}{bl_{g,acc.}} \right]$
h	: Espesor total,	[pie]
h_p	: Intervalo perforado abierto al flujo,	[pie]
k	: Permeabilidad efectiva de la formación,	[mD]
k_a	: Permeabilidad en la cercanía del pozo,	[mD]
r_w	: Radio del pozo,	[pie]
S	: Factor de daño,	[Adimensional]

γ_g	: Densidad relativa del gas.	[Aire = 1]
ρ_o	: Densidad de flujo a la presión de flujo.	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} \right]$
μ	: Viscosidad de aceite o gas.	[cp]

Las Ecs. 4.31 y 4.32 son derivadas de las ecuaciones de flujo radial asumiendo arbitrariamente que $q_{o\text{AVF}}$ ocurre cuando la fracción de la caída de presión total debido a la alta velocidad de flujo es el 5% de la caída de presión total. Durante el período de producción transitoria el valor de 7 en la Ec. 4.32 deberá ser sustituida por un valor apropiado de presión adimensional p_D 5.3 para el concepto.

En yacimientos con empuje de gas en solución, el aceite y el gas fluyen simultáneamente. En analogía a la permeabilidad, se puede esperar que la presencia de una segunda fase podría magnificar el efecto de alta velocidad de flujo de la primera fase. Este aspecto de daño de alta velocidad no ha sido propiamente investigado. Hasta que una investigación establezca el verdadero efecto, se deberá asumir la no interferencia entre los efectos de alta velocidad de las dos fases. Considerando que el gas podría iniciar la desviación del flujo de Darcy antes que el aceite, se deberá usar el gas para marcar el intervalo de alta velocidad de flujo. El gasto de gas superficial q_g [pie³/día] correspondiente al flujo de gas en pozo esta dado por:

$$q_g = q_o (R - R_s) \quad (4.33)$$

donde q_o = gasto de aceite en superficie, [bl/día], R es la relación gas- aceite, [pie³/bl @ condiciones superficiales] y R_s es la relación gas- aceite, [pie³/bl @ a la presión de fondo fluyendo].

Comparando q_g de la Ec. 4.33 con $q_{g\text{AVF}}$ Ec. 4.32 se obtiene una indicación de si el flujo de gas libre ha alcanzado condiciones de desviación a partir del flujo de Darcy. De hecho, es posible recalcular la relación gas- aceite R_{AVF} , en la cual el gas libre comienza a encontrar alta velocidad de flujo.

La ecuación de **Forchheimer (1901)** es el modelo más popular empleado para describir los efectos de Alta velocidad de flujo en los yacimientos. La ecuación proporciona los mejores resultados incluyendo la transición gradual del flujo laminar de Darcy a el flujo no lineal a altas velocidades.

La ecuación de **Forchheimer (1901)** adiciona un segundo término de velocidad a la ecuación de Darcy, resultando.

$$\frac{dp}{dr} = a v + b v^2 \quad (4.34)$$

A bajas velocidades, bv^2 es despreciable y la Ley de Darcy se puede aplicar. A altas velocidades av es despreciable y la caída de presión es proporcional a el cuadrado de la velocidad (análogo al flujo turbulento en tuberías). Mediante la transición de bajas velocidades a altas velocidades, los dos términos av y bv^2 proporcionan suficientes elementos adecuados para determinar el comportamiento.

En un trabajo reciente realizado por **Green y Duwez (1951)**, y **Cornell y Katz (1953)** expresaron la ecuación de Forchheimer Ec. 4.34 en términos de las propiedades de la roca y fluidos, resultando una ecuación que puede considerarse como una herramienta predictiva. Los autores concluyeron que la constante "a" está definida por la **Ley de Darcy** ($a = \mu/k$) y la constante b consiste de la densidad del fluido y una constante empírica β resultando:

$$\frac{dp}{dr} = \left(\frac{\mu}{k} \right) v + \beta \rho v^2 \quad (2.91)$$

Se discutió en el subtema 2.4.1 que la ecuación de Forchheimer generalmente está expresada como ecuación de flujo radial de Darcy con un efecto de daño dependiente del gasto, Dq , donde D es proporcional a la constante β de alta velocidad de flujo.

La contribución de alta velocidad de flujo a lo largo del yacimiento con permeabilidad uniforme es expresada mediante D_R , donde para pozos de gas:

$$D_{Rg} = 2.222 \times 10^{-18} \frac{\gamma_g k h}{\mu_g r_w h_p^2} \beta_R \quad (4.35)$$

y para pozos de aceite:

$$D_{Ro} = 1.635 \times 10^{-16} \frac{k h \rho_o B_o}{\mu_o r_w h_p^2} \beta_R \quad (4.36)$$

o bien:

$$D_{Ro} = 1.635 \times 10^{-16} \frac{k h (0.0135 R_s \gamma_g + 62.4 \gamma_o)}{\mu_o r_w h_p^2} \beta_R \quad (4.37)$$

donde β_R es una propiedad de la roca del yacimiento, la cual puede ser estimada a partir de:

$$\beta_R = 2.73 * 10^{10} k^{-1.1045} \quad (4.38)$$

y k es la permeabilidad de la formación.

Dado que la mayor parte de la caída de presión está localizada en la cercanía de la pared del pozo, el mejor valor de permeabilidad para emplear en el cálculo de β_R será la permeabilidad efectiva k_a . Si una región cercana a la pared del pozo ha alterado la permeabilidad en parte del radio r_a (el cual puede ser determinado o estimado), entonces la expresión correcta para alta velocidad de flujo es $D = D_a + D_R$, donde para pozos productores de gas:

$$D_{ag} = 2.222 \times 10^{-18} \frac{\gamma_g k h}{\mu_g h_p^2} \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_a} \right) \beta_a \quad (4.39)$$

y para pozos productores de aceite:

$$D_{ao} = 1.635 \times 10^{-16} \frac{k h \rho_o B_o}{\mu_g h_p^2} \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_a} \right) \beta_a \quad (4.40)$$

ó bien:

$$D_{ao} = 1.635 \times 10^{-16} \frac{k h (0.0135 R_s \gamma_g + 62.4 \gamma_o)}{\mu_o h_p^2} \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_a} \right) \beta_a \quad (4.41)$$

donde β_a está dado por:

$$\beta_a = 2.73 * 10^{10} k_a^{-1.1045} \quad (4.42)$$

El efecto de alta velocidad detrás del radio alterado es calculado empleando la Ec. 4.38 para β_R y la expresión $(1/r_a - 1/r_c)$ en lugar de $1/r_w$ en las Ecs. 4.35 y 4.37. Usualmente, si existe una zona dañada, el término D_a de la zona alterada a alta velocidad es mucho mayor que el término D_R , por tanto, se puede asumir que $D \cong D_a$.

Por su parte, **Ramey (1965)** resume que el flujo No- Darciano puede ser interpretado como un efecto de daño dependiente del gasto, es decir que a altos gastos de producción de gas, una caída de presión adicional es introducida cerca del pozo debido al flujo turbulento. Así cuando el flujo No- Darciano es importante, la caída de presión adicional no puede ser despreciada en el cálculo de eficiencia de flujo.

El efecto de daño efectivo puede calcularse como:

$$S' = S + Dq \quad (4.43)$$

donde:

- D : Coeficiente no Darciano.
- Dq : Efecto de daño.
- S : Daño aparente.

Pruebas realizadas a diferentes gastos (de incremento o decremento de presión) pueden ser utilizadas para aislar el efecto de daño, S. Una gráfica tal como la que se ilustra en la Fig. 4.8 de S' contra q sugiere que S es la intercepción de la línea ajustada con el eje de las ordenadas a $q = 0$, y D es la pendiente. Esta es la forma apropiada para la determinación en campo de D y de pronosticar el impacto del efecto de daño dependiente del gasto, sobre la producción futura del pozo.

El efecto de flujo No- Darciano causado por alta velocidad de flujo cerca de los pozos puede ser afectado por otros mecanismos, como es el cambio en la permeabilidad relativa al gas como una consecuencia de la condensación de líquidos: esperándose incrementos de flujo no- laminar cerca del pozo en la misma región en que el daño existe. También es asociado con altos gastos en yacimientos de aceite saturado con disparos limitados.

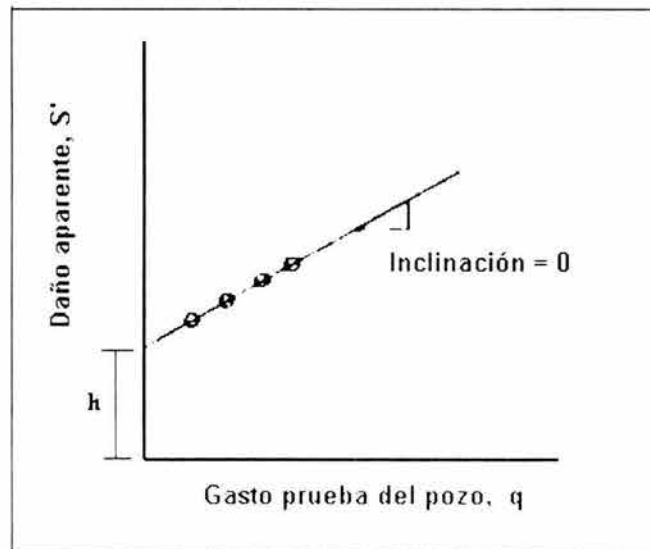


Fig. 4.8 Determinación en campo del efecto de daño y coeficiente no-Darciano a partir de una prueba múltiple de gastos en el pozo.

4.4 FLUJO A TRAVÉS DE DISPAROS

La perforación con pistolas ha sido empleada por más de 40 años para generar un canal de flujo controlado entre los yacimientos de gas y aceite y el pozo productor. El primer pozo reportado como perforado por pistolas fue un pozo de la Unión Oil Co. en el campo Monte bello, Los Ángeles Country, California, en 1932.

Disparar es la más importante de todas las operaciones en la terminación de las pozos con tubería de revestimiento. Para evaluar y optimizar la producción y la recuperación de cada zona, es esencial obtener una comunicación adecuada, entre el fondo del pozo y las zonas de interés, así como un buen aislamiento entre dichas zonas.

Aunque existe la tecnología necesaria para asegurar buenos disparos en la mayoría de los pozos, en muchas áreas regularmente se tiende a obtener disparos deficientes.

Las tres causas más probables para la obtención de disparos deficientes son:

- 1) Desconocimiento de los requerimientos para disparar óptimamente.
- 2) Control inadecuado del claro (distancia entre la carga y la tubería de revestimiento), particularmente cuando se corren las pistolas a través de la tubería de producción.
- 3) La práctica generalizada de preferir realizar los disparos en función de su precio, en lugar de su calidad.

De acuerdo con **Golan y Whitson (1991)**, tres técnicas son usadas para realizar las perforaciones:

- 1) Pistola transportada con cable de acero a través de la tubería de revestimiento. Usualmente una pistola de diámetro más grande es corrida a través de la tubería de revestimiento. Se perfora con un balance de presión, ya que el fluido en el pozo crea una diferencial de presión hacia la formación. De esta forma se asegura que el pozo no fluirá inmediatamente después de la perforación. La operación se realiza con la torre de perforación y bajo la protección de un preventor de brotes.

- 2) Pistola transportada con cable de acero a través de la tubería de producción. Una pistola de diámetro menor se corre a través del árbol de Navidad y la sarta de tubería de producción, después de que la tubería de producción ha sido ubicada y un empacador ha sido colocado arriba del intervalo a perforar. La pistola usualmente es disparada en condiciones de desbalanceo ya que esto permitirá a la formación producir inmediatamente después de la perforación.
- 3) Pistola transportada con tubería de producción. Una pistola de diámetro más grande es instalada en un extremo de la tubería, esto es, al final de la tubería de producción y se corre junto con la sarta de tubería de producción. Después de colocar el árbol de navidad y el empacador, la pistola es activada mediante un detonador. Después de la perforación, la pistola es retirada y colocada en la ratonera (hoyo que sirve para colocar provisionalmente tramos de tubo durante los trabajos de perforación).

La Fig. 4.9 muestra los tres tipos de perforaciones con pistola.

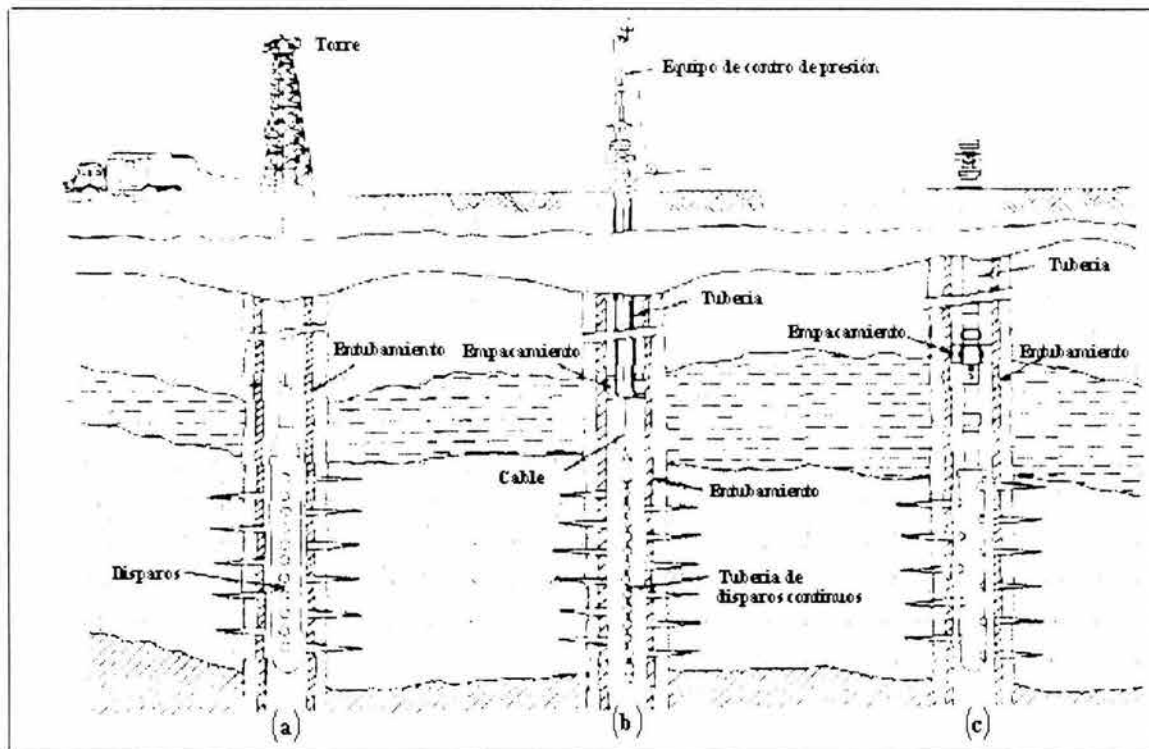


Fig. 4.9 Técnicas para la perforación de pozos revestidos.

Para disparar se utilizan principalmente, las pistolas de bala y las pistolas de chorro.

Las pistolas de bala de $3\frac{1}{2}$ pulgadas de diámetro o mayores, se utilizan en formaciones con resistencia a la compresión inferior a $6000 \text{ [lb/pg}^2\text{]} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$, para formaciones con mayor resistencia a la compresión, se utilizan las pistolas a chorro.

La penetración alcanzada con las pistolas a chorro es mayor que la que proporcionan las pistolas con bala, salvo para formaciones con resistencia a la compresión inferior a $2000 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$, en la que las pistolas con bala proporcionan una mayor penetración.

Como los valores típicos de resistencia a la compresión en formaciones productoras es mayor a 6000 lb/pg², las pistolas a chorro se utilizan en más del 90 % de las operaciones de disparos.

Las pistolas de chorro se pueden clasificar como:

- Recuperables.
- Semi-recuperables
- Desintegrables.

Las pistolas recuperables, son con mucho, las mejores de las tres, como las cargas están dentro de un cilindro no dejan residuos que taponen la formación, no deforman la tubería de revestimiento, se pueden posicionar de una manera precisa, lo cual es muy importante, porque así se tiene un buen control del claro.

Estudios realizados con varias pistolas, demuestran que con un claro de $\frac{1}{2}$ a $\frac{3}{4}$ de pulgada se tiene un diámetro de entrada del disparo y una penetración aún mayor, que si estuviera la pistola pegada a la tubería de revestimiento.

Las pistolas recuperables resisten altas presiones y temperaturas, que no alteran su buen funcionamiento. Además, estas pistolas se pueden volver a recuperar. Su único inconveniente es el precio, pero es importante no escatimar en este tipo de operaciones, ya que es una de las más importantes en la vida de un pozo, pues la buena comunicación entre la formación y el pozo, y por consiguiente una buena eficiencia de flujo, dependen de la calidad de disparos.

Las pistolas semi-recuperables son buenas, pero sólo se recomiendan usarlas cuando no se disponga de pistolas recuperables. Estas se recuperan en la superficie, pero no son reusables.

Las pistolas desintegrables, no se recomiendan en ningún caso, pues dejan muchos residuos que pueden obturar los disparos, dañan la tubería de revestimiento, dejando fisuras en ella, no se pueden posicionar y fallan regularmente cuando están expuestas a altas presiones y temperaturas.

Es conveniente mencionar algunas recomendaciones adicionales sobre los disparos.

Se ha demostrado que a mayor diámetro de la pistola, se tienen penetraciones mayores, por eso hay que seleccionar la pistola de mayor diámetro posible. Hay que seleccionar la pistola de acuerdo a las condiciones de presión y temperatura en el pozo.

Se recomienda disparar siempre en condiciones de desbalanceo, es decir, que la presión de la formación sea mayor a la presión que genera la columna de fluido dentro del pozo, para que al disparar, el flujo sea de la formación hacia el pozo y así evitar que se taponen los disparos con posibles residuos, para esto es recomendable utilizar fluidos de control de baja densidad dentro del pozo y no lodo que pueda dañar la formación.

Estudios realizados, demuestran que cuatro perforaciones por pie (13 por metro) dan una excelente eficiencia de flujo, pero el ingeniero de campo tendrá el criterio suficiente para decidir si se requiere una mayor densidad de disparos, dependiendo del tipo de formación.

El factor de daño originado por los disparos, es inducido al efectuarse las operaciones de disparos, con lo cual, a su vez, da origen implícitamente a otro factor de daño originado por la convergencia del fluido hacia los disparos. Este factor de daño se puede expresar de la siguiente forma:

$$S_{Disp} = Sp_1 + Sp_2 \quad (4.44)$$

donde:

- S_{Disp} : Factor de daño causado por disparos y restricciones al flujo. [Adimensional]
- Sp_1 : Factor de daño debido al flujo a través de los disparos. [Adimensional]

Sp_2 : Factor de daño debido a la convergencia del fluido, hacia los disparos en la zona disparada. [Adimensional]

Cuando el flujo proveniente de la formación, pasa a través de los disparos, ocasiona una caída de presión que dependerá de la densidad de las perforaciones hechas por los disparos, esto para un determinado gasto, viscosidad del fluido, etc., a mayor número de perforaciones, se tendrá una menor caída de presión, originada por el flujo de fluidos a través de las perforaciones. Por consiguiente, se tendrá una mayor eficiencia de flujo, cuando se tenga una mayor densidad de disparos.

La ecuación que define el factor de daño Sp_1 , se obtiene mediante la igualación de la ecuación general de **Van Everdingen (1953)**, que involucra el factor de daño y de la ecuación de la caída de presión del flujo de un líquido a través de un estrangulador.

Dicha ecuación en función de Sp_1 y en unidades prácticas es la siguiente:

$$Sp_1 = 4.185 \times 10^{-9} \frac{q_o \rho_o k h_e}{A_o^2 \mu_o B_o N} \quad (4.45)$$

A_o	: Área del orificio,	[pg^2]
B_o	: Factor de volumen del aceite,	[$\frac{bl_{aceite}}{bl_{aceite}}$]
h_e	: Espesor efectivo de la formación productora,	[pie]
k	: Permeabilidad de la formación,	[mD]
q_o	: Gasto de aceite @ c.s.	[$\frac{bl}{día}$]
N	: Número de perforaciones abiertas,	[Adimensional]
Sp_1	: Factor de daño debido al flujo a través de los disparos,	[Adimensional]
ρ_o	: Densidad del fluido,	[$\frac{lb}{pie^3}$]
μ_o	: Viscosidad del aceite,	[cp]

Sp_1 se va a considerar sólo cuando se tenga una baja densidad de disparos (menos de cuatro perforaciones por pie). En los casos en que la zona productora no esté revestida Sp_1 es igual a cero.

Factor de daño debido a la convergencia del fluido hacia los disparos en la zona disparada, Sp_2 .

Cuando el flujo de los fluidos de la formación converge hacia las perforaciones, cerca de la zona disparada, el patrón de flujo radial que traía pierde su característica, es decir, existe un cambio de dirección del flujo de fluidos al dirigirse (ver Fig. 4.10) hacia las perforaciones.

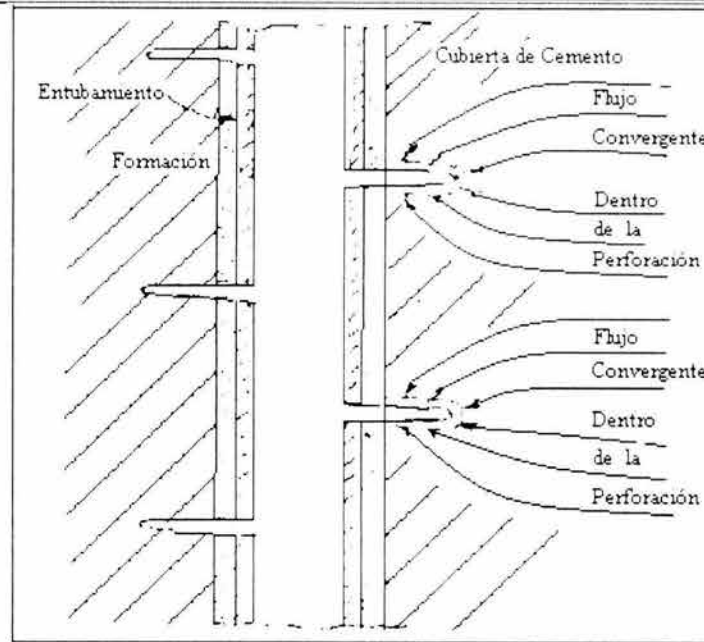


Fig. 4.10 Geometría de flujo cerca de las perforaciones.

Este cambio de dirección ocasiona una caída de presión adicional a la producida por la condición exclusivamente radial; la diferencia entre estas dos caídas de presión, define el factor de daño S_p . La convergencia del flujo de fluidos hacia los disparos es función del arreglo, espaciado, penetración y diámetro de los disparos.

El cálculo de S_p , requiere del conocimiento de la profundidad de la penetración de los disparos y como ésta es difícil de medirse directamente, se mide por medios indirectos.

Thompson (1962) encontró que la profundidad de los disparos, depende tanto de la pistola con que efectúan, como de la resistencia a la compresión de la roca y relacionó los resultados de las pruebas API-RP-43 con la resistencia a la compresión de la formación, dando como resultado dos ecuaciones, una para pistolas de chorro y otra para pistolas de bala de media pulgada. (En la Tabla 4.3, se presentan resultados de las pruebas API-RP-43, para diferentes pistolas recuperables).

Tabla 4.3 Pistolas de chorro recuperables.

Diámetro (pg)	Nombre	Número	API-RP-43	d_p (Pg)	p_b (pg)
5	XL	JRC C50028	0.82		4.74
	BH	JRC C5028	0.67		12.10
	ShoGun DP	00T HSC 5000-324	0.50		17.83
4	XL	JRC C40028	0.92		4.72
	BH	JRC C4028	0.71		7.14
	SDJ	JRC C40041	0.47		11.08
	SSB	JRC C3136	0.25		9.76
	SSB	JRC C4036	0.45		12.69
	SSB III	JRC 4000236	0.44		13.36
	DP	SCS 2402	0.50		12.23
	DP II	HJG 4000	0.43		12.09
	HSC DP	00T HSC 4000-317	0.42		15.05
	3 5/8	SDJ Plus	JRC C36041	0.44	
SSB		JRC C3636	0.34		10.60
3 1/8	BH	JRC C31028	0.61		5.60
	SDJ Plus	JRC C31041	0.41		6.18
	DP	SCS 2312	0.39		9.00
	DP II	HJG 3000	0.39		9.50
	HSC DP	00T HSC 3125-306	0.28		12.02

Dichas ecuaciones son las siguientes:

Pistolas de chorro:

$$p_e = p_b \times 10^{37 \cdot 10^{-5} (C_b - C_1)} \quad (4.46)$$

Pistola de bala de 1/2 pulgada:

$$p_e = p_b \left(\frac{C_b}{C_1} \right)^{1.15} \quad (2.47)$$

donde:

C_b : Resistencia a la compresión de la carga berea y es igual a 6500.

$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$

C_1 : Resistencia a la compresión de la roca de interés.

$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$

p_b : Penetración del disparo en el probador normal API (contenido en la arena berea).

$[\text{pg}]$

p_e : Penetración de los disparos en la roca de interés.

$[\text{pg}]$

p_b es un dato proporcionado por las pruebas API-RP-43 (ver Tabla 4.3). La p_b es medida desde el inicio de la placa de acero hasta el final del agujero Fig. 4.11 y varia para cada pistola.

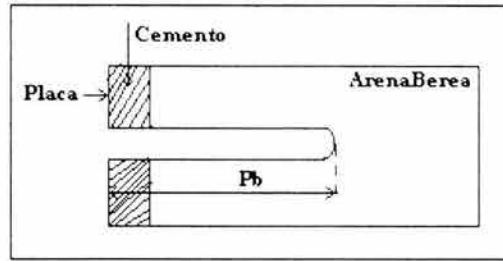


Fig. 4.11 Prueba API-RP-43 que se realiza para diferentes pistolas.

En la Tabla 4.4 se presentan los rangos de resistencia a la compresión de algunas rocas.

Tipo de Roca	Resistencia a la compresión C_1 [lb/pg ²]
Margas	355 – 710
Calizas suaves	1420 – 2840
Areniscas poco consolidadas	4260 – 5680
Areniscas consolidadas	8250 – 9940
Areniscas muy consolidadas	14200
Calizas duras y muy duras	21300 – 28400

Tabla 4.4 Resistencia a la compresión de algunas rocas.

donde d_p es el diámetro de la perforación del diámetro del disparo y p_b es la penetración del disparo en arena berea. Estas pistolas se utilizan para un rango de temperatura de 325 °F y una presión de operación de 2000 lb/pg², y proporcionan una densidad de cuatro disparos por pie.

El método más general para la determinación de Sp_2 , es el propuesto por **Hong (1975)**.

Este autor realizó estudios utilizando modelos que describen el flujo tridimensional hacia los disparos, en una zona con daño o sin él, manejando arreglos de disparos variados. Los nomogramas presentados por este autor relacionan el factor de daño Sp_2 , con un grupo de cinco parámetros, tanto del pozo como del yacimiento; estos parámetros son los siguientes:

- ◆ Espaciamiento entre disparos, h_r [pg] (Tabla 4.5)
- ◆ Diámetro del pozo, d_w [pg]
- ◆ Relación de permeabilidades verticales y horizontales (k_v/k_h)
- ◆ Angulo de desfase entre perforaciones, θ [grados]
- ◆ Profundidad de penetración de los disparos, α_p [pg]

Los parámetros h_r y θ , tienen varios diseños mostrados en la Tabla 4.5.

Los nomogramas presentados en la Fig. 4.12 (para cuando se tenga un diseño simple) y la Fig. 4.13 (para cuando se tenga un diseño escalonado), están hechos para cuando el diámetro de las perforaciones sean de media pulgada, sin embargo, se pueden utilizar para diámetros de un cuarto y una pulgada por medio de la Fig. 4.14.

PATRON N°	PATRON SIMPLE		h _r lg	Grados	PATRON ESCALONADO EQUIVALENTE
	VISTA SUPERIOR	VISTA FRONTAL			
	1-12			12	
2-12			12	180	
3-12			12	120	
4-12			12	90	
1-6			6	0	
2-6			6	180	
3-6			6	120	
4-6			6	90	
1-3			3	0	
2-3			3	180	
3-3			3	120	
4-3			3	90	

Tabla 4.5 Patrones de perforaciones y sus correspondientes parámetros, h_r y θ (Hong, 1975).

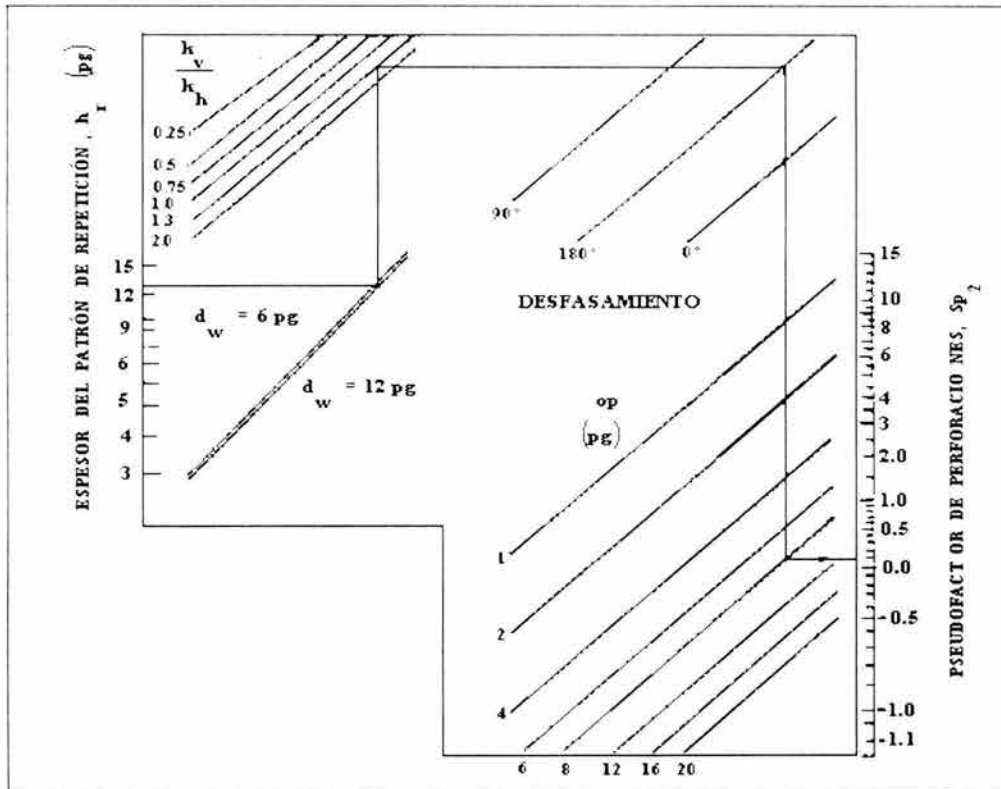


Fig. 4.12 Nomograma para determinar Sp_2 (Hon, 1975). Patrones simples, perforaciones de $\frac{1}{2}$ pulgada.

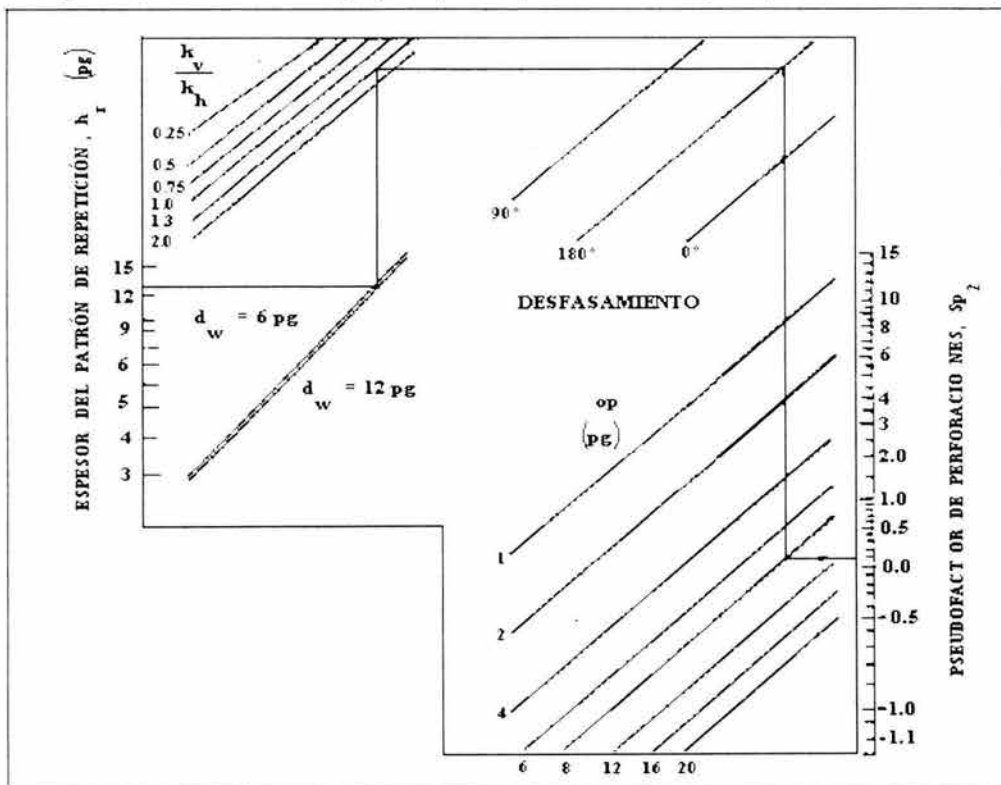


Fig. 4.13 Nomograma para determinar Sp_2 (Hong, 1975). (Patrones escalonados, perforaciones $\frac{1}{2}$ pulgada).

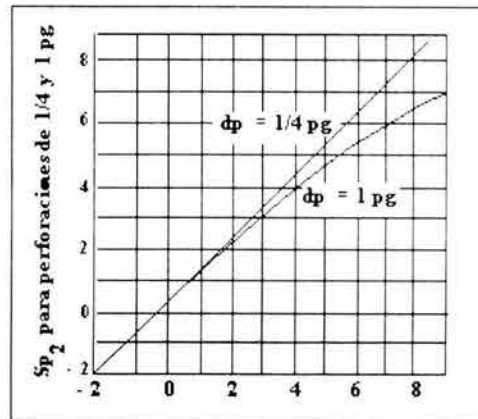


Fig. 4.14 Sp_2 para diámetro de perforaciones de $\frac{1}{4}$ y 1 pulgada (Hong, 1975).

La determinación de Sp_2 , utilizando las Figs. 4.12 y 4.13, se realiza de acuerdo al siguiente procedimiento.

- Estimar el diámetro del pozo d_w , la relación de permeabilidades (k_r/k_i) y la penetración del disparo en la formación, ap .

La penetración ap es medida, desde donde termina la capa de cemento, hasta la máxima profundidad del disparo; para determinar ap se utilizan la Ecs. 4.46 y 4.47, y al valor obtenido se le resta el espesor de la tubería y el cemento, el espesor de la pared tubería de revestimiento- cemento, puede calcularse del diámetro de la barrena o leerse de la Tabla 4.6.

- Determinar el espaciamiento entre disparos, h_r , y el ángulo de desfase entre perforaciones, θ , para el patrón de perforación existente utilizando la Tabla 4.5.
- Seleccionar la Fig. 4.12 o la Fig. 4.13, para diseño de perforaciones simple o escalonado.
- Iniciando del lado izquierdo de las figuras y siguiendo la secuencia indicada, se unen los valores de los parámetros estimados anteriormente y se determina Sp_2 .
- Ajustar, de ser necesario, el valor de Sp_2 cuando se trate de diámetros de perforación diferentes de $\frac{1}{2}$ pulgada, utilizando para este fin la Fig. 4.14.

Tabla 4.6 Valores de diámetro de T. R.

Diámetro de la tubería de revestimiento [pg]	Diámetro de la barrena [pg]	Espesor normal de la pared T.R.- cemento [pg]
10 $\frac{3}{4}$	15	2.6
10 $\frac{3}{4}$	13 $\frac{3}{4}$	2.0
9 $\frac{5}{8}$	12 $\frac{1}{2}$	1.8
7	9 $\frac{7}{8}$	1.7
7 $\frac{5}{8}$	9 $\frac{7}{8}$	1.5
7	9	1.3
5	7	1.1

La teoría desarrollada para el factor de daño por disparos, considera que todo el espesor efectivo de la formación que aporta fluidos, se encuentra disparado; cuando esto no sucede, es decir, cuando los pozos están perforados parcialmente, los factores Sp_1 y Sp_2 , deben afectarse por la relación de abertura de la formación, h_e/h_p , o sea:

$$S_{DISP} = (Sp_1 + Sp_2) \frac{h_e}{h_p}, \quad (4.48)$$

donde:

- h_e : Espesor efectivo de la formación productora. [pie]
 h_p : Longitud del intervalo disparado. [pie]

4.5 INCLINACIÓN Y PENETRACIÓN PARCIAL DE POZOS

Este factor de daño tiene dos componentes, es decir:

$$S_{Desv + pen} = S_{Desv} + S_{pen}, \quad (4.49)$$

donde:

- S_{Desv} : Factor de daño debido a la desviación del pozo en la formación productora. [Adimensional]
 S_{pen} : Factor de daño debido al efecto de penetración parcial del pozo a la formación productora [Adimensional]

El factor de daño S_{pen} es producido por la convergencia del flujo hacia la penetración parcial en la zona productora, lo que ocasiona una caída de presión adicional, dando como resultado un factor de daño.

Los efectos mencionados, fueron estudiados por algunos autores como **F. Bronns, V.E. Marting (1982)**, y **A.S Odeh (1980)**.

El procedimiento de **Odeh (1980)** es el más general, pues permite determinar directamente S_{pen} ; para cualquier lugar en que se coloquen los disparos en la zona productora.

Odeh (1980) muestra una ecuación para determinar S_{pen} como función de dos parámetros que son, el espesor de la formación productora, h_e , y la longitud del intervalo disparado, h_p , para cualquier posición de h_p .

La ecuación es la siguiente:

$$S_{PEN} = 1.35 \left[\left(\frac{h_e}{h_p} - 1 \right)^{0.825} \left(\ln \left(h_e \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} + 7 \right) - \left(0.49 + 0.1 \ln \left(h_e \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \right) \right) \ln r_{wc} - 1.95 \right) \right], \quad (4.50)$$

donde:

- h_e : Espesor efectivo de la formación productora. [pie]
 h_p : Longitud del intervalo disparado. [pie]
 k_h/k_v : Relación de la permeabilidad horizontal entre la permeabilidad vertical. [Adimensional]
 S_{pen} : Factor de daño por penetración parcial del pozo. [Adimensional]
 r_{wc} : Radio del pozo corregido y esta dado por:

$$r_{wc} = r_w e^{0.2126 \frac{Z_m}{h_e} - 2.753}, \quad (4.51)$$

para $Y > 0$:

para $Y = 0$. $r_{wc} = r_w$

donde:

- r_w : Radio real del pozo, [pie]
 Z_m : Es la distancia entre la parte superior de la zona productiva y la mitad del intervalo disparado, [pie]
 Y : Es la distancia entre la parte superior de la zona productora y la parte superior del intervalo disparado, h_p , [pie]

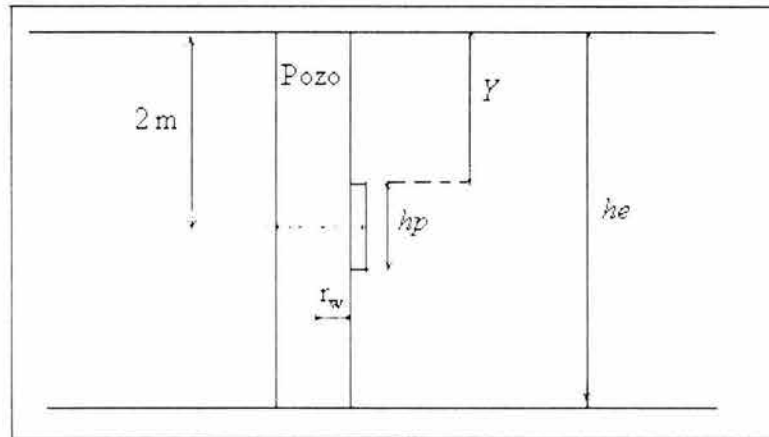


Fig. 4.15 Parámetros del método de **Odeh (1980)** para la determinación de S_{pen} .

Procedimiento de cálculo para determinar S_{pen} .

- Determinar los parámetros h_e , h_p , Z_m y k_h/k_v (tal como se ilustra en la Fig. 4.15) y determinar el valor de Y utilizando el siguiente criterio.

- Si $Y > 0$, r_{wc} se calculará con la Ec. 4.51
 Si $Y = 0$, esto implica que $r_{wc} = r_w$.

- Determinar S_{pen} con la Ec. 4.51.

A partir del siguiente ejemplo, se mostrará el procedimiento de cálculo.

Ejemplo de aplicación 4.1

De acuerdo a los registros geofísicos, se tiene un espesor efectivo de 200 pies, entre una profundidad de 4000 a 4200 pies y el intervalo de la zona disparada, está a una profundidad de 4080 a 4120 pies (ver Fig. 4.16). El radio del pozo es 0.25 pies. Calcular S_{pen} para este pozo.

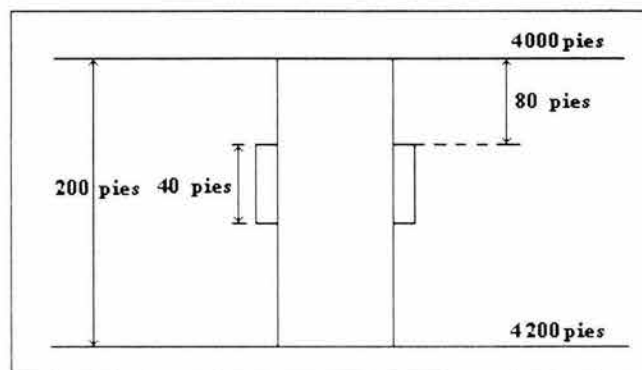


Fig. 4.16 Ilustración de las variables del problema 4.1 (**Sánchez G, 1987**).

Solución:

En este caso k_h / k_v es igual a uno.

De acuerdo a la Fig. 4.16, se tienen los siguientes valores para los parámetros:

$$\begin{aligned} h_e &= 200 && [\text{pie}] \\ h_p &= 40 && [\text{pie}] \\ r_w &= 0.25 && [\text{pie}] \\ Y &= 80 && [\text{pie}] \\ Z_{im} &= 100 && [\text{pie}] \end{aligned}$$

Debido a que $Y > 0$, r_{wc} se calcula con la Ec. 4.51:

$$r_{wc} = 0.25 e^{0.2126 ((100/200) - 2.753)}$$

por lo tanto:

$$r_{wc} = 0.5 \quad [\text{pie}]$$

Posteriormente, S_{pen} se calcula con la Ec. 4.50:

$$S_{PEN} = 1.35 \left(\left(\frac{200}{40} - 1 \right)^{0.825} \left(\ln \left(200 \sqrt{\frac{1}{1}} + 7 \right) - \left(0.49 + 0.1 \ln \left(200 \sqrt{\frac{1}{1}} \right) \right) \ln 0.5 - 1.95 \right) \right)$$

Finalmente:

$$S_{pen} = 17.33.$$

Dado que el valor de $S_{pen} > 0$, se puede inferir que el pozo está dañado, debido a la penetración parcial. Por tanto, se tendrá que recurrir a elaborar un programa de reacondicionamiento para mejorar la productividad del pozo.

Por otra parte, algunos autores (**Cinco Ley y Col, 1985**) han estudiado el efecto producido por los pozos desviados sobre la productividad de éstos, y concluyen que la desviación de un pozo produce un efecto similar a una estimulación del mismo; este comportamiento se explicó haciendo referencia al hecho de que en un pozo desviado, el área expuesta al flujo, resulta mayor que el área presentada por un pozo perpendicular a la formación.

Esto causa un efecto de daño negativo, debido a que la inclinación del pozo en el yacimiento, ayuda a incrementar la producción.

La terminación en un pozo desviado puede ser:

- Totalmente penetrante.
- Parcialmente penetrante.

En el primer caso, $S_{desv.}$ es una función únicamente del ángulo de inclinación del pozo, θ_w , del radio del pozo, r_w , y del espesor efectivo de la formación productora, h_e .

El cálculo de S_{Desv} para pozos totalmente penetrados se realiza de acuerdo a la siguiente ecuación establecida por **Cinco Ley (1975)**.

$$S_{Desv} = - \left(\frac{\theta_w}{41} \right)^{2.06} - \left(\frac{\theta_w}{56} \right)^{1.865} \log \left(\frac{h_e}{100 r_w} \right) \quad (4.52)$$

donde:

h_e	: Espesor efectivo de la formación productora,	[pie]
r_w	: Radio del pozo,	[pie]
S_{Desv}	: Factor de daño debido a la inclinación del pozo,	[Adimensional]
θ_w	: Angulo de inclinación del pozo, con respecto a la vertical,	[Grados]

En la Ec. 4.52, se puede observar que para una mayor inclinación del pozo con respecto a la vertical, S_{Desv} es más negativo, y por consiguiente la productividad tiende a aumentar.

La aplicación de la Ec. 4.52 se puede apreciar en el siguiente ejemplo.

Ejemplo de aplicación 4.2

Se tiene un pozo totalmente penetrado en la zona productora y desviado con un ángulo de 32° con respecto a la vertical, el espesor efectivo de la formación productora es de 330 pies y el radio del pozo es de 0.25 pies.

Determinar el factor de daño debido a la desviación del pozo.

Solución:

De acuerdo a los datos del problema y la Ec. 4.52 se tiene que:

$$S_{Desv} = - \left(\frac{32}{41} \right)^{2.06} - \left(\frac{32}{56} \right)^{1.865} \log \left(\frac{330}{100 (0.25)} \right)$$

Por lo tanto:

$$S_{Desv} = - 0.99$$

Como se puede observar, el valor del factor de daño es negativo. Por tanto, de acuerdo a la Tabla 4.1 del punto 4.1, se puede inferir que el valor de S_{Desv} es equivalente a una estimulación del pozo.

Para el segundo caso, es decir, cuando se tiene un pozo desviado y parcialmente penetrado, actúan simultáneamente los dos factores de daño, S_{Desv} y S_{Pen} , por lo que se evalúa directamente $S_{Desv + pen}$.

Cinco Ley, Ramey y Miller (1975) resolvieron el problema semianálíticamente y presentaron tablas de estos factores de daño para varias combinaciones de terminación parcial, elevación de la terminación y desviación del pozo.

Estos autores determinaron que los factores de daño S_{Desv} y S_{Pen} son función de los siguientes parámetros:

- El espesor adimensional, $h_D = h_e / r_w$.
- La distancia del límite inferior del yacimiento a la mitad del intervalo abierto al flujo, Z_w , Fig. 4.17.
- La elevación relativa del intervalo disparado, $Z_{wD} = Z_w / h_e$.

- La longitud del intervalo disparado, h_p .
- La penetración del pozo, $h_p \cos \theta_w / h_e$.
- El ángulo de inclinación del pozo con respecto a la vertical, θ_w .

Los autores calcularon la solución para varios casos en los que se varían todos los parámetros geométricos del sistema. Se encontró que si se grafica $S_{\text{Desv. - Pen.}}$ contra el logaritmo del espesor adimensional, $h_D = h_e / h_w$, se obtiene una línea recta y por esto consideraron únicamente dos valores de h_D ($h_D = 100$ y $h_D = 1000$). Los resultados para éstos casos se muestran en las Tablas 4.7 y 4.8, de donde conociendo, θ_w , Z_w / h_e , $h \cos \theta_w / h_e$ y h_D se puede obtener no sólo $S_{\text{Desv. - Pen.}}$, sino también el factor de daño por penetración parcial y el factor de daño por desviación del pozo, $S_{\text{Desv. - Pen.}}$.

Para $S_{\text{Desv. - Pen.}}$ para valores de h_D diferentes a 100 y 1000, se grafica $S_{\text{Desv. - Pen.}}$ contra el logaritmo de h_D , trazando una línea recta a través de dos puntos conocidos, $h_D = 100$ y $h_D = 1000$, como se indica en la Fig. 4.18.

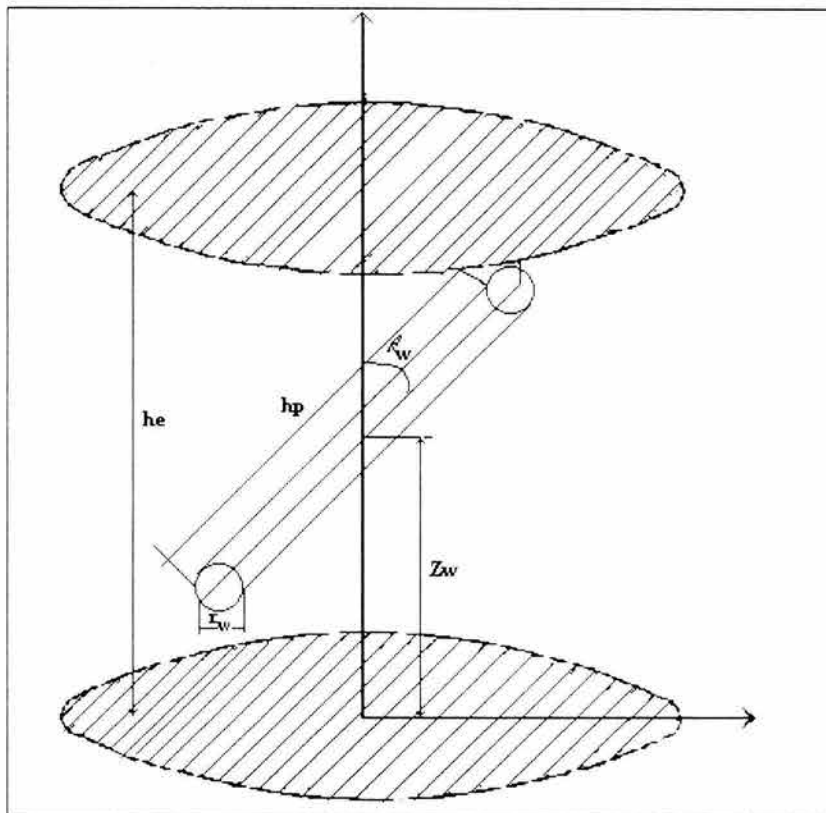


Fig. 4.17 Parámetros que intervienen en la determinación de $S_{\text{Desv. - Pen.}}$ (Sánchez G, 1987)

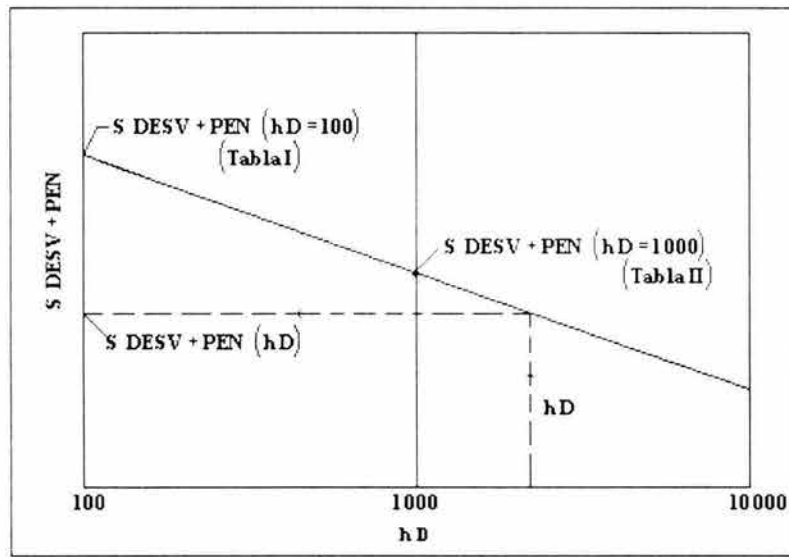


Fig. 4.18 Determinación del daño de desviación y penetración parcial a partir de los datos de las Tablas 4.7 y 4.8.

Tabla 4.7 Factores de Daño por penetración y desviación ($h_D = 100$)

θ°	h_p	$\left[\frac{Z_u}{h_r}\right]$	$\left[\frac{h_p \cos \theta_u}{h_r}\right]$	$S_{DES\bar{V} + PEN}$	S_{PEN}	$S_{DES\bar{V}}$
0	100	0.95	0.1	20.810	20.810	0
15				20.385	20.810	- 0.425
30				18.948	20.810	- 1.861
45				16.510	20.810	- 4.299
60				12.662	20.810	- 8.147
75				6.735	20.810	- 14.074
0	100	0.8	0.1	15.809	15.809	0
15				15.449	15.809	- 0.36
30				14.185	15.809	- 1.623
45				12.127	15.809	- 3.682
60				8.944	15.809	- 6.864
75				4.214	15.809	- 11.594
0	100	0.6	0.1	15.257	15.257	0
15				14.898	15.257	- 0.359
30				13.636	15.257	- 1.621
45				11.583	15.257	- 3.674
60				8.415	15.257	- 6.842
75				3.739	15.257	- 11.517
0	100	0.5	0.1	15.213	15.213	0
15				14.854	15.213	- 0.359
30				13.592	15.213	- 1.620
45				11.540	15.213	- 3.673
60				8.372	15.213	- 6.841
75				3.699	15.213	- 11.514
0	100	0.875	0.25	8.641	8.641	0
15				8.359	8.641	- 0.282
30				7.487	8.641	- 1.154
45				5.968	8.641	- 2.673
60				3.717	8.641	- 4.924
75				0.464	8.641	- 8.177
0	100	0.75	0.25	7.002	7.002	0
15				6.750	7.002	- 0.251
30				5.969	7.002	- 1.032
45				4.613	7.002	- 2.388
60				2.629	7.002	- 4.372
75				- 0.203	7.002	- 7.206
0	100	0.6	0.25	6.658	6.658	0
15				6.403	6.658	- 0.249
30				5.633	6.658	- 1.024
45				4.290	6.658	- 2.447
60				2.337	6.658	- 4.320
75				0.418	6.658	- 7.076
0	100	0.5	0.25	6.611	6.611	0
15				6.361	6.611	- 0.249
30				5.587	6.611	- 1.023

Tabla 4.7 Continuación

Factores de Daño por penetración y desviación ($h_D = 100$)						
θ°	H_p	$\left[\frac{Z_w}{h_r}\right]$	$\left[\frac{h_p \cos \theta_w}{h_r}\right]$	$S_{DESUV+PEN}$	S_{PEN}	S_{DESUV}
45				4.245	6.611	- 2.365
60				2.295	6.611	- 4.315
75				- 0.451	6.611	- 7.062
0	100	0.75	0.5	3.067	3.067	0
15				2.878	3.067	- 0.189
30				2.308	3.067	- 0.759
45				1.338	3.067	- 1.729
60				- 0.082	3.067	- 3.150
75				- 2.119	3.067	- 5.187
0	100	0.6	0.5	2.430	2.430	0
15				2.254	2.430	- 0.176
30				1.730	2.430	- 0.700
45				0.838	2.430	- 1.592
60				- 0.466	2.430	- 2.897
75				- 2.341	2.430	- 4.772
0	100	0.5	0.5	2.369	2.369	0
15				2.149	2.369	- 0.175
30				1.672	2.369	- 0.697
45				0.785	2.369	- 1.584
60				- 0.509	2.369	- 2.879
75				- 2.368	2.369	- 4.738
0	100	0.625	0.75	0.924	0.924	0
15				0.778	0.924	- 0.145
30				0.337	0.924	- 0.587
45				- 0.411	0.924	- 1.336
60				- 1.507	0.924	- 2.432
75				- 3.099	0.924	- 4.024
0	100	0.5	0.75	0.694	0.694	0
15				0.554	0.694	- 0.139
30				0.134	0.694	- 0.560
45				- 0.581	0.694	- 1.275
60				- 1.632	0.694	- 2.326
75				- 3.170	0.694	- 3.864
0	100	0.5	1	0	0	0
15				- 0.128	0	- 0.128
30				- 0.517	0	- 0.517
45				- 1.178	0	- 1.178
60				- 2.149	0	- 2.149
75				- 3.577	0	- 3.577

Tabla 4.8 Factores de Daño por penetración y desviación ($hD = 1000$)

θ°	h_p	$\left[\frac{Z_n}{h_r}\right]$	$\left[\frac{h_p \cos \theta_n}{h_r}\right]$	$S_{DES\bar{V} + PEN}$	S_{PEN}	$S_{DES\bar{V}}$
0	100	0.95	0.1	41.521	41.521	0
15				40.343	41.521	- 1.178
30				36.798	41.521	- 4.722
45				30.844	41.521	- 10.677
60				22.334	41.521	- 19.187
75				10.755	41.521	- 30.766
0	1000	0.8	0.1	35.840	35.840	0
15				34.744	35.840	- 1.095
30				31.457	35.840	- 4.382
45				25.973	35.840	- 9.867
60				18.261	35.840	- 17.599
75				8.003	35.840	- 27.837
0	1000	0.6	0.1	35.290	35.290	0
15				34.195	35.290	- 1.095
30				30.910	35.290	- 4.380
45				25.430	35.290	- 9.860
60				17.710	35.290	- 17.580
75				7.522	35.290	- 27.768
0	1000	0.6	0.1	35.246	35.246	0
15				34.151	35.246	- 1.095
30				30.806	35.246	- 4.380
45				25.386	35.246	- 9.860
60				17.667	35.246	- 17.579
75				7.481	35.246	- 27.765
0	1000	0.5	0.1	15.733	15.733	0
15				15.136	15.733	- 0.597
30				13.344	15.733	- 2.389
45				10.366	15.733	- 5.367
60				6.183	15.733	- 9.550
75				0.632	15.733	- 15.101
0	1000	0.875	0.25	14.040	14.040	0
15				13.471	14.040	- 0.569
30				11.770	14.040	- 2.270
45				8.959	14.040	- 5.081
60				5.047	14.040	- 8.993
75				- 0.069	14.040	- 14.109
0	1000	0.75	0.25	13.701	13.701	0
15				13.133	13.701	- 0.568
30				11.437	13.701	- 2.264
45				8.638	13.701	- 5.063

Tabla 4.8 Continuación

Factores de Daño por penetración y desviación ($h_p = 1000$)						
θ°	H_p	$\left[\frac{Z_u}{h_r} \right]$	$\left[\frac{h_p \cos \theta_u}{h_r} \right]$	$S_{DESU + PEN}$	S_{PEN}	S_{DESU}
60				4.753	13.701	- 8.948
75				- 0.288	13.701	- 13.989
0	1000	0.5	0.25	13.655	13.655	0
15				13.087	13.655	- 0.568
30				11.391	13.655	- 2.264
45				8.593	13.655	- 5.062
60				4.711	13.655	- 8.944
75				- 0.321	13.655	- 13.976
0	1000	0.75	0.5	5.467	5.467	0
15				5.119	5.467	- 0.348
30				4.080	5.467	- 1.387
45				2.363	5.467	- 3.104
60				- 0.031	5.467	- 5.498
75				- 3.203	5.467	- 8.670
0	1000	0.6	0.5	4.837	4.837	0
15				4.502	4.837	- 0.335
30				3.503	4.837	- 1.334
45				1.858	4.837	- 2.979
60				- 0.424	4.837	- 5.261
75				- 0.431	4.837	- 8.268
0	1000	0.5	0.5	4.777	4.777	0
15				4.443	4.777	- 0.334
30				3.446	4.777	- 1.331
45				1.806	4.777	- 2.971
60				- 0.467	4.777	- 5.244
75				- 3.458	4.777	- 8.235
0	1000	0.625	0.75	1.735	1.735	0
15				1.483	1.735	- 0.252
30				0.731	1.735	- 1.004
45				- 0.512	1.735	- 2.247
60				- 2.253	1.735	- 3.988
75				- 4.595	1.735	- 6.330
0	1000	0.5	0.75	1.508	1.508	0
15				1.262	1.508	- 0.246
30				0.528	1.508	- 0.980
45				- 0.683	1.508	- 2.191
60				- 2.380	1.508	- 3.888
75				- 4.665	1.508	- 6.173
0	1000	0.5	1	0	0	0
15				- 0.206	0	- 0.206
30				- 0.824	0	- 0.824
45				- 1.850	0	- 1.850
60				- 3.298	0	- 3.298
75				- 5.282	0	- 5.282

Otro método para determinar $S_{\text{DESV} + \text{PEN}}$ lo proporciona la siguiente ecuación:

$$S_{\text{DESV} + \text{PEN}}(h_D) = S_{\text{DESV} + \text{PEN}}(h_D = 100) + (S_{\text{DESV} + \text{PEN}}(h_D = 1000) - S_{\text{DESV} + \text{PEN}}(h_D = 100)) \log \left(\frac{h_D}{100} \right). \quad (4.53)$$

Es importante mencionar que el factor de daño por desviación, S_{DESV} , es siempre negativo, y el factor de daño por penetración parcial, S_{PEN} , es positivo. Tomando en cuenta este hecho, se puede establecer que el factor de daño $S_{\text{DESV} + \text{PEN}}$ puede ser negativo o positivo dependiendo de la magnitud de cada uno.

Para valores de θ_w que no se incluyen en las tablas, el factor de daño $S_{\text{DESV} + \text{PEN}}$ puede obtenerse por medio de interpolación.

A partir del siguiente ejemplo, se verán las dos formas de evaluar el factor de daño por penetración parcial y desviación del pozo.

Ejemplo de aplicación 4.3:

Un pozo desviado con un radio, $r_w = 0.10$ metros, produce en una formación cuyo intervalo productor no está completamente disparado. El espesor productor, h_e , tiene una longitud de 225 metros, la longitud del intervalo disparado, h_p , es de 79.5 metros y tiene un ángulo de inclinación con respecto a la vertical, $\theta_w = 45^\circ$.

Calcular el factor de daño por penetración parcial y desviación al pozo, $S_{\text{DESV} + \text{PEN}}$.

Solución:

Se calcula la penetración del pozo, $h_p \cos \theta_w / h_e$.

$$h_p \cos \frac{\theta_w}{h_e} = 79.5 \cos \frac{45^\circ}{225} = 0.2498$$

Por lo tanto:

$$\text{Penetración del pozo} \approx 0.25$$

Aquí resulta indiferente utilizar unidades en metros o pies, ya que se trata de un valor adimensional.

Elevación relativa del intervalo disparado, $Z_{wD} = Z_w / h_e$.

De la Fig. 4.17 se deduce que:

$$Z_w = h_e - h_p \cos \frac{\theta_w}{2}$$

Por lo tanto:

$$Z_{wD} = \left(\frac{h_e - h_p \cos \frac{\theta_w}{2}}{h_e} \right)$$

Sustituyendo datos:

$$Z_{wD} = \frac{\left(225 - 79.5 \cos \frac{45^\circ}{2} \right)}{225} = 0.875$$

Conociendo, θ_w , Z_w / h_c y $h_p \cos \theta_w / h_c$ se entra a las Tablas 4.7 y 4.8 y se obtiene $S_{DES\cdot PEN}$ para $h_D = 100$ y $h_D = 1000$:

$$S_{DES\cdot PEN} (h_D = 100) = 5.968$$

$$S_{DES\cdot PEN} (h_D = 1000) = 10.366$$

El espesor adimensional $h_p = h_c / r_w$ es:

$$h_D = \frac{225}{0.1} = 2250$$

Graficando los datos de $S_{DES\cdot PEN}$ contra h_D en papel semi-logarítmico Fig. 4.19, se pueden determinar $S_{DES\cdot PEN}$ para $h_D = 2250$.

$$S_{DES\cdot PEN} (h_D = 2250) = 11.9$$

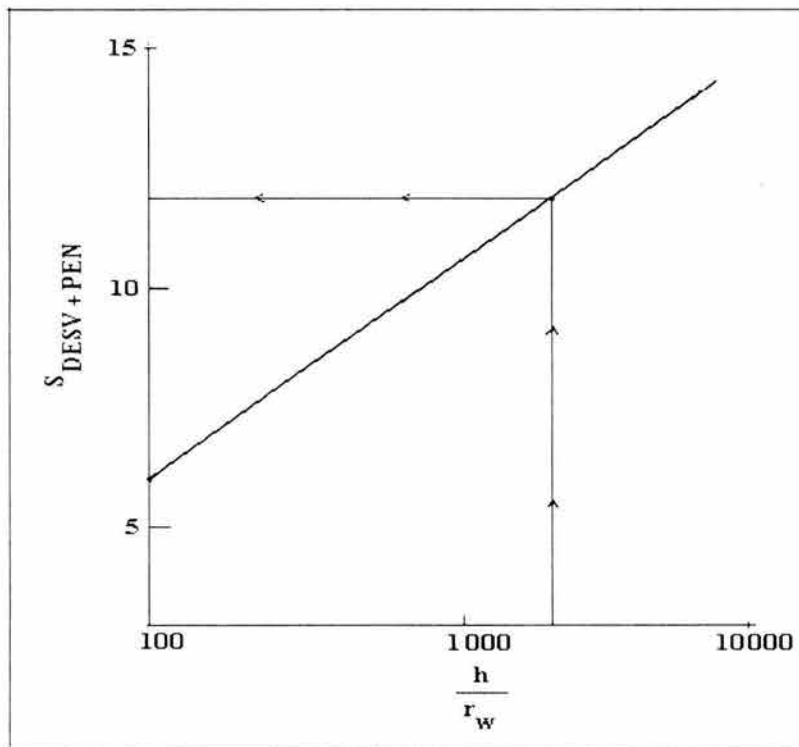


Fig. 4.19 Determinación del factor de daño, $S_{DES\cdot PEN}$,
($h_D = 2250$, penetración = 0.25, $Z_{wD} = 0.875$, $\theta_w = 45^\circ$)

La otra forma de obtener $S_{\text{DESV} \cdot \text{PEN}}$ para $h_D = 2250$ es a través de la Ec. 4.53.

$$S_{\text{DESV} \cdot \text{PEN}}(h = 2250) = 5.968 + (10.366 - 5.968) \log \left(\frac{2250}{100} \right)$$

Por lo tanto:

$$S_{\text{DESV} \cdot \text{PEN}}(h_D = 2250) = 11.91$$

Como se puede apreciar, el valor de $S_{\text{DESV} \cdot \text{PEN}}$ es positivo, lo cual implica que el pozo está dañado, debido principalmente a la penetración parcial. Esto se puede aseverar ya que la inclinación del pozo, generalmente es equivalente a la estimulación del mismo, lo cual aumenta la productividad del pozo.

Para ratificar la condición de daño en el pozo, se utiliza el concepto de eficiencia de flujo Ec. 4.10, la relación de daño Ec. 4.11 y el radio aparente del pozo Ec. 4.12, así como la Tabla 4.1

Eficiencia de flujo.

$$E_f = \frac{7}{7 + S}; \quad \text{Si } E_f < 1 \longrightarrow \text{pozo dañado}$$

$$E_f = \frac{7}{7 + 11.91} = 0.3701$$

Relación de daño.

$$R_d = \frac{1}{E_f}; \quad \text{Si } R_d > 1 \longrightarrow \text{pozo dañado}$$

$$R_d = \frac{1}{0.3701} = 2.7014$$

Radio aparente del pozo.

$$r_{wa} = r_w e^{-S}; \quad \text{Si } r_{wa} < r_w \longrightarrow \text{pozo dañado}$$

$$r_{wa} = 0.10 e^{-11.91} = 0.000\,000\,672 \text{ m}$$

De acuerdo a la Tabla 4.1 y los resultados obtenidos de E_f , R_d y r_{wa} , se puede afirmar que efectivamente el pozo está dañado.

4.6 EFECTO DE FRACTURAS

La mayoría de pozos productores de aceite y gas son fracturados, ya sea durante la etapa de terminación, o bien, durante su vida productiva. El principal objetivo del fracturamiento de la formación es incrementar la capacidad productiva de la misma. Los pozos perforados en yacimientos de baja a moderada permeabilidad, son buenos candidatos a un fracturamiento, lo cual implica un mejoramiento en su comportamiento de producción.

El fracturamiento, es un método de estimulación al pozo, en el cual se crean fracturas conductivas en la formación alrededor del pozo. Las fracturas son generadas ejerciendo presión en la zona productora. Dicha presión debe ser mayor que la presión de fractura de la formación. Esta presión es aplicada desde la superficie mediante bombas, las cuales inyectan fluidos a determinados gastos. Cuando la formación no puede aceptar ampliamente los fluidos inyectados a altos gastos, se forman nuevos canales de flujo. Estos nuevos canales de flujo se denominan fracturas. Las fracturas son iniciadas, propagadas y mantenidas abiertas durante el tiempo en que se realiza la operación de inyección. Una vez que la operación de inyección se suspende las fracturas tienden a cerrarse nuevamente.

Para mantener la fractura abierta así como su conductividad, se utilizan dos métodos inmediatamente después de que la operación de inyección se suspende:

1. Apuntalar la fractura.

Los materiales apuntalantes son mezclados en la superficie con fluidos viscosos que acarrear y distribuyen los apuntalantes (bauxita, óxido de Cincón, resinas, etc.), para su posterior depositación, lo cual permite mantener la fractura abierta. Este método se conoce como fracturamiento hidráulico

2. Fracturamiento con ácido.

El ácido es inyectado en la fractura, lo cual genera superficies irregulares que permiten mantener abiertas parcialmente las fracturas. Este método es relevante sólo en yacimientos carbonatados. En formaciones de areniscas resulta insuficiente para proporcionar una alta conductividad de la fractura.

La Fig. 4.20 es una ilustración esquemática de los dos tipos de fractura. La Fig. 4.20(a) ilustra una fractura hidráulica y las Figs. 4.20 (b) y 4.20 (c) ilustran dos tipos de fracturamiento con ácido. El primer tipo de fractura con ácido [4.20(b)] es una fractura convencional con ácido. El segundo tipo [4.20(c)] es una fractura creada por una especie de "dedos" que contiene el ácido. Esta técnica es aplicada en rocas carbonatadas suaves. Para formar los "dedos", se inyecta un ácido de baja viscosidad después de un fluido de alta viscosidad, el cual genera un colchón que evita la reacción entre ambos. El ácido reactivo tiende a penetrar como dedos a lo largo del fluido viscoso. El resultado es un patrón de fractura no uniforme de gran conductividad.

La disposición general del equipo empleado en un fracturamiento hidráulico se muestra en la Fig. 4.21.

Por otra parte, cuando un pozo es fracturado empleando cualquiera de los dos métodos mencionados anteriormente, el efecto sobre el comportamiento del pozo es equivalente a una ampliación del radio de drenaje del pozo.

Considerando el fracturamiento hidráulico, cada fractura hidráulica puede ser caracterizada por su longitud, conductividad y relacionarse con su efecto de daño equivalente. En la mayoría de los cálculos, la longitud de fractura, la cual debe ser longitud conductiva y no la longitud hidráulica creada, se asume que consiste de dos longitudes medias iguales, x_f , en cada lado del pozo.

Prats (1961) proporcionó un perfil de presión en un yacimiento fracturado como función de la longitud media de fractura y la capacidad relativa, a , la cual él definió como:

$$a = \frac{\pi k x_f}{2 k_f \omega} \quad (4.54)$$

donde k es la permeabilidad del yacimiento, k_f es la permeabilidad de la fractura y ω es la anchura de la fractura apuntalada.

Valores pequeños de α implican una gran permeabilidad en la fractura con respecto a la anchura, o una pobre permeabilidad en la fractura con respecto a la longitud. De aquí se obtiene el concepto de conductividad de fractura. En trabajos subsecuentes, **Argawal y Cols (1979)** e **Cinco Ley y Samaniego (1981)** introdujeron el concepto de conductividad de fractura, F_{CD} , la cual se expresa como:

$$F_{CD} = \frac{k_f \omega}{k x_f} \quad (4.55)$$

y es relacionado con el término a de **Prats (1961)** como:

$$F_{CD} = \frac{\pi}{2a} \quad (4.56)$$

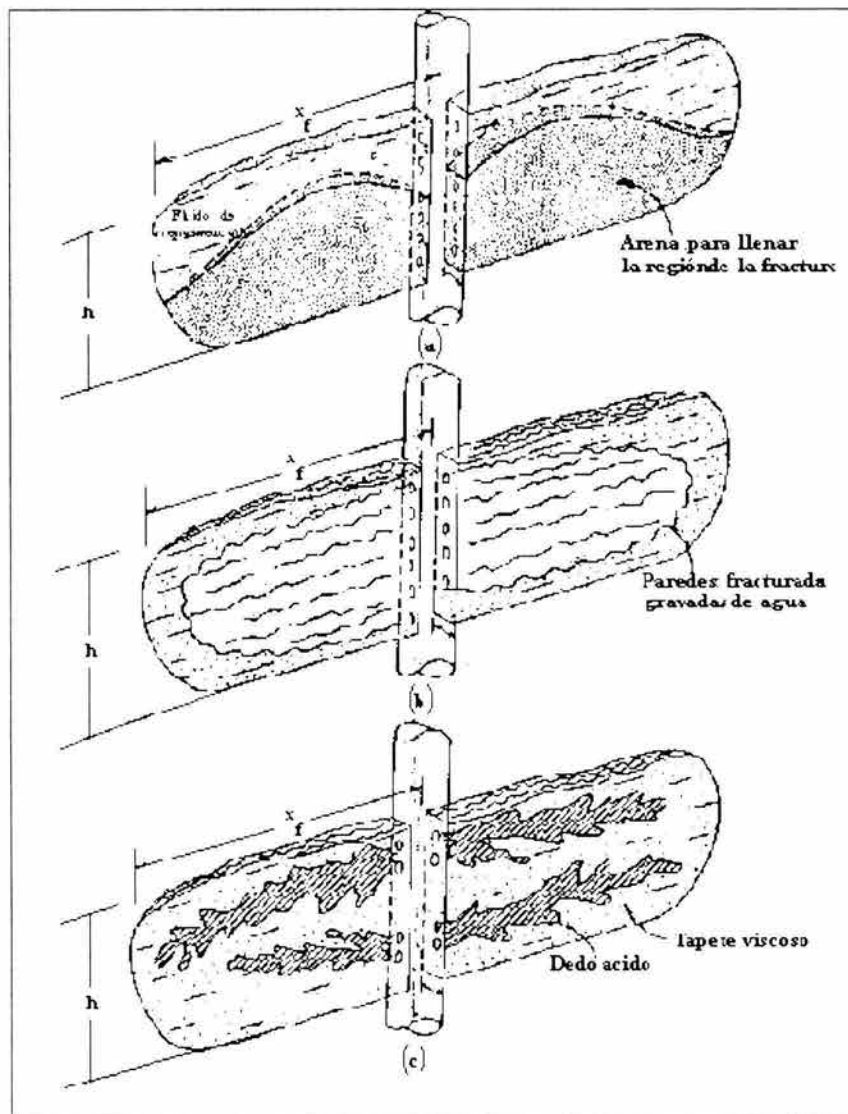


Fig. 4.20 Pozos fracturados verticalmente (Golan y Whitson, 1991).

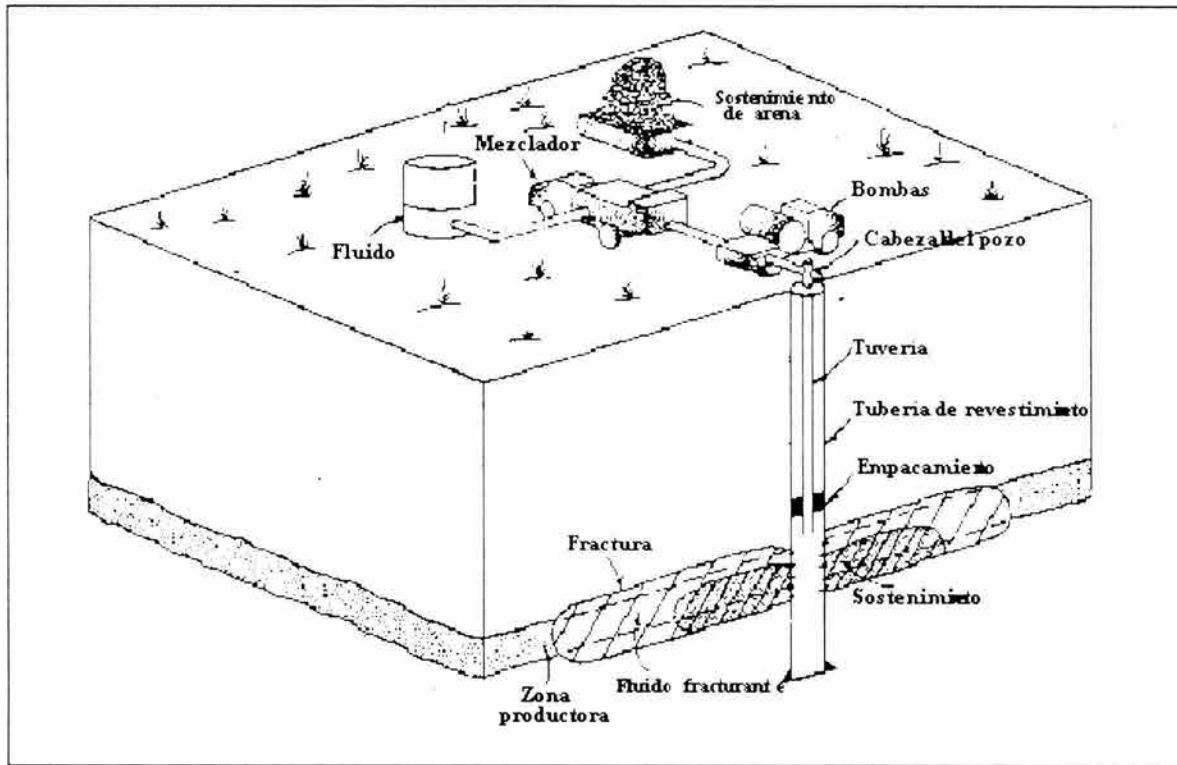


Fig. 4.21 Disposición de un sistema para fracturamiento de un pozo (Golan y Whitson, 1991).

Prats (1961) introdujo el concepto de radio efectivo del pozo adimensional en pozo fracturado hidráulicamente:

$$r_{wD} = \frac{r_w^*}{x_f} \quad (4.57)$$

donde r_w^* es:

$$r_w^* = r_w e^{S_f} \quad (4.58)$$

El efecto de daño equivalente, S_f , es el resultado de una fractura hidráulica de una cierta longitud y conductividad y puede ser adicionado en las ecuaciones de afluencia en la forma usual. Por ejemplo, la ecuación de régimen estacionario para un pozo productor de aceite quedaría como:

$$q = \frac{k h (p_e - p_{wf})}{141 B \mu \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S_f \right]} \quad (4.59)$$

Similarmente, este efecto de daño puede ser adicionado a todas las demás ecuaciones de afluencia, por ejemplo, para condiciones de flujo pseudo-estacionario o transitorio, una vez que se ha establecido en el yacimiento.

Así mismo, Prats (1961) correlacionó el parámetro de capacidad relativa, a , y el radio efectivo del pozo adimensional (ver Fig. 4.22).

Como se puede ver en la Fig. 4.22, para valores pequeños de α , o alta conductividad en las fracturas, r_{wD} es igual a 0.5, resultando:

$$r_w' = \frac{x_f}{2} \quad (4.60)$$

Lo cual sugiere que para estas fracturas de gran conductividad, la formación drena hacia el pozo con un radio efectivo igual a la mitad de la longitud media de la fractura, x_f . Además, para estas amplias conductividades de fracturas, el incremento de la longitud de fractura podría resultar en beneficios adicionales: por ejemplo, el incremento en la permeabilidad de la fractura.

Una segunda conclusión se puede advertir a partir de la Fig. 4.22. Dado que el radio efectivo del pozo debe ser lo más largo posible, valores de α mayores a la unidad deberán evitarse debido a que al radio efectivo del pozo decrece rápidamente. Por lo tanto, las fracturas hidráulicas deberán ser diseñadas para $\alpha < 1$, o bien, (a partir de la Ec. 4.56), $F_{cD} > 1.6$.

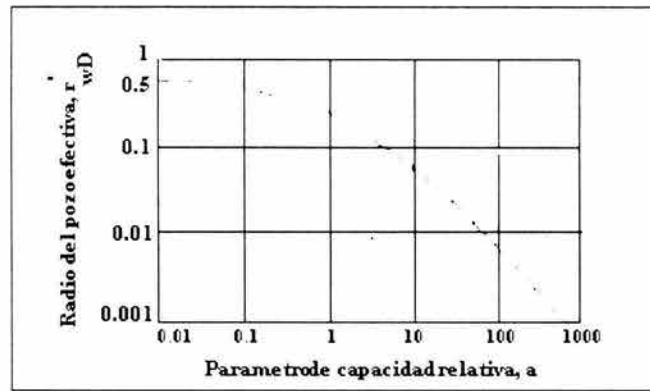


Fig. 4.22 Relación del radio efectivo del pozo y el parámetro de capacidad relativa, α .

Una tercera observación importante de la Fig. 4.22 es que para valores altos de α , la pendiente de la curva es igual a uno, implicando una relación lineal entre r_{wD} y α , la cual es aproximadamente igual a:

$$r_{wD} = \frac{k_f \omega}{4 k x_f} \quad (4.61)$$

o bien:

$$r_{wD} = \frac{k_f \omega}{4 k} \quad (4.62)$$

La Ec. 4.62 sugiere que para fracturas de baja conductividad, el incremento en r_w no dependerá de la longitud de la fractura, sino de la anchura de la fractura, la cual debe ser maximizada.

Yacimientos de baja permeabilidad, proporcionan fracturas de alta conductividad, lo cual puede beneficiar ampliamente dada su amplia longitud. Yacimientos de moderada a alta permeabilidad proporcionan fracturas de baja conductividad, requiriendo una buena permeabilidad de fractura (buena calidad del material apuntalante y fluidos fracturantes no dañinos) y anchura.

Estas recomendaciones deben ser consideradas en el diseño de los trabajos de fracturamiento.

Una alternativa útil de la gráfica de la Fig. 4.22 es la Fig. 4.23 (Cinco Ley y Samaniego, 1991), la cual relaciona la conductividad de la fractura, F_{CD} , y el factor de daño causado por las fracturas, S_f , directamente.

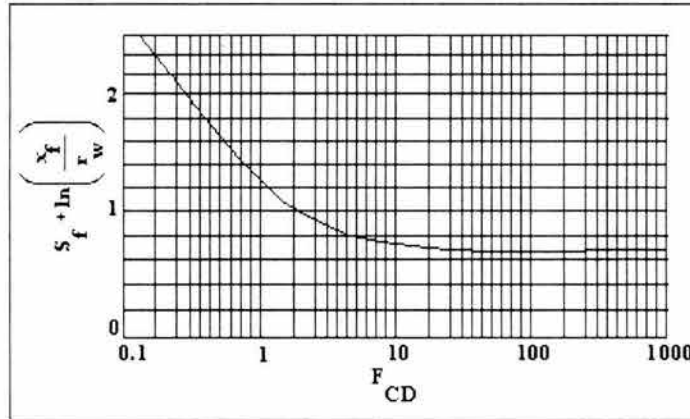


Fig. 4.23 Variación del efecto de daño con respecto a la conductividad de la fractura (Cinco Ley y Samaniego, 1991).

El siguiente ejemplo muestra el cálculo del efecto de daño equivalente a partir de las fracturas hidráulicas.

Ejemplo de aplicación 4.4

Asumiendo que $k_f \omega = 2000$ mD- pie, $k = 1$ mD, $x_f = 1000$ pie y $r_w = 0.328$ pie, calcular el efecto de daño equivalente y la relación de índices de productividad antes y después del fracturamiento (en flujo estacionario) para un yacimiento con un radio de drenaje $r_e = 1490$ pie (160 acres) y sin daño a la formación.

¿Cuál será la relación de incremento de productividad (J/J_0) para la misma longitud de fractura y $k_f \omega$ si $k = 0.1$ mD y $k = 10$ mD?

Si la longitud de fractura permanece igual (1000 pie) y $k = 10$ mD, ¿Cuál deberá ser el valor de $k_f \omega$ para obtener la misma relación de incremento de producción, tanto para $k = 1$ mD y $k_f \omega = 1000$ mD- pie?

Solución:

A partir de la Ec. 4.55, se tiene que:

$$F_{CD} = \frac{2000}{1(1000)} = 2$$

Entrando con el valor anterior a la Fig. 4.23 se obtiene:

$$S_f + \ln\left(\frac{x_f}{r_w}\right) = 1.2$$

Para valores de $x_f = 1000$ pie y $r_w = 0.328$ pie, se tiene que:

$$S_f = -6.8$$

La relación de índice de productividad bajo flujo estacionario, denotado como J/J_0 , son los índices de productividad antes y después de la estimulación, respectivamente, se puede calcular como:

$$\frac{J}{J_o} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S_f} = \frac{\ln\left(\frac{1490}{0.328}\right)}{\ln\left(\frac{1490}{0.328}\right) - 6.8} = 5.2$$

Para $k = 0.1$ mD:

$$F_{CD} = \frac{2000}{(0.1)(1000)} = 2.0$$

Con este valor se procede a entrar a la Fig. 4.23, obteniéndose:

$$S_f + \ln\left(\frac{x_f}{r_w}\right) = 0.7$$

Despejando S_f y sustituyendo valores:

$$S_f = -7.3$$

La relación de índices de productividad será:

$$\frac{J}{J_o} = 17.5$$

Este resultado de incremento de productividad, se debe principalmente al fracturamiento de la formación.

Para $k = 10$ mD, $F_{CD} = 0.2$ y $S_f + \ln(x_f / r_w) = 2.8$. Por lo tanto, $S_f = -5.2$ y $J/J_o = 2.6$. Estos resultados denotan el impacto de la magnitud de las longitudes de fractura en yacimientos de baja permeabilidad.

Finalmente, para $S_f + \ln(x_f / r_w) = 1.2$, F_{CD} es igual a 2; si $k = 10$ mD, entonces $k_f \omega = 20,000$ mD- pie. Este resultado indica la necesidad de maximizar el producto $k_f \omega$ para una formación de alta permeabilidad.

FLUJO A TRAVES DE EMPACAMIENTO DE GRAVA

Muchos yacimientos compuestos de sedimentos relativamente jóvenes son pobremente consolidados, lo cual provoca que se produzca arena conjuntamente con los fluidos del yacimiento a menos que el gasto de producción sea restringido significativamente. La producción de arena da origen a numerosos problemas de producción, tales como erosión de tuberías de producción y revestimiento, erosión de válvulas, accesorios de fondo, conexiones, tuberías superficiales de producción, así como también equipo de procesamiento superficial (separadores). Así, lo deseable en estos casos es eliminar la producción de arena sin limitar significativamente los gastos de producción. La producción de arena es controlada mediante el empleo de terminaciones con empacamiento de grava, terminaciones con tubería ranuradas o tratamientos de consolidación de arenas, siendo el empacamiento de grava lo más común en la industria (Economides, 1994).

En una terminación con empacamiento de grava, la grava, la cual es mucho mayor que el tamaño del grano de arena promedio, es colocada entre la formación y la criba (malla) o tubería ranurada. El empacamiento de grava deberá retener la mayoría de la arena de la formación, pero permitirá el paso de partículas muy finas, las cuales serán producidas.

Cabe mencionar que el problema de producción de arena no se puede reducir al cien por ciento, pero para fines prácticos, éste se debe minimizar en la medida de lo posible.

Los dos tipos más comunes de terminación con empacamiento de grava son (Golan y Cols, 1991):

- Empacamiento de grava en el interior de la tubería de revestimiento.
- Empacamiento de grava en agujero descubierto.

La Fig. 4.24 muestra los dos tipos de terminación con empacamiento de grava.

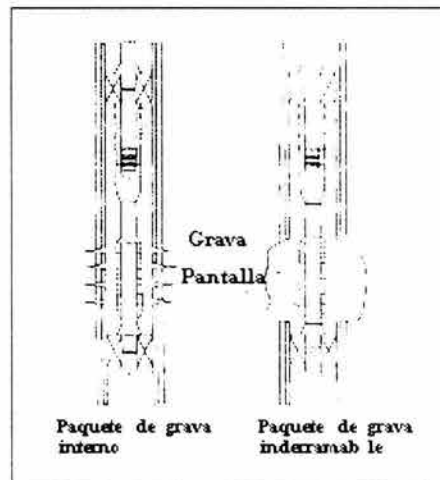


Fig. 4.24 Tipos comunes de terminación con empacamiento de grava (Economides, 1994).

La terminación con empacamiento de grava proporciona la mejor conductividad a través de la grava, pero está limitada a terminaciones en una sola zona productora.

Una terminación exitosa con empacamiento de grava, deberá retener la arena de la formación y ofrecer la menor resistencia posible al flujo a través de la grava misma.

Así mismo, la productividad de un pozo con empacamiento de grava es afectada por la caída de presión a través del empacamiento de grava, si esta caída de presión es significativa comparada con la caída de presión en la formación. En un empacamiento de grava en agujero descubierto, la caída de presión a través del empacamiento deberá ser muy pequeña comparada con la de la formación, a menos que la permeabilidad del empacamiento haya sido reducida severamente por partículas de la formación. Si la productividad es expresada en base a el radio del liner (tubería corta), el empacamiento de grava deberá contribuir con un efecto de daño negativo pequeño, debido a que se comportará como un amplio diámetro del pozo.

Para terminaciones con empacamiento de grava en el interior de la tubería de revestimiento, la caída de presión a través de las perforaciones en el empacamiento de grava puede contribuir significativamente a la caída de presión total.

La Fig. 4.25 muestra la trayectoria de flujo a través del empacamiento de grava en el interior de la tubería de revestimiento.

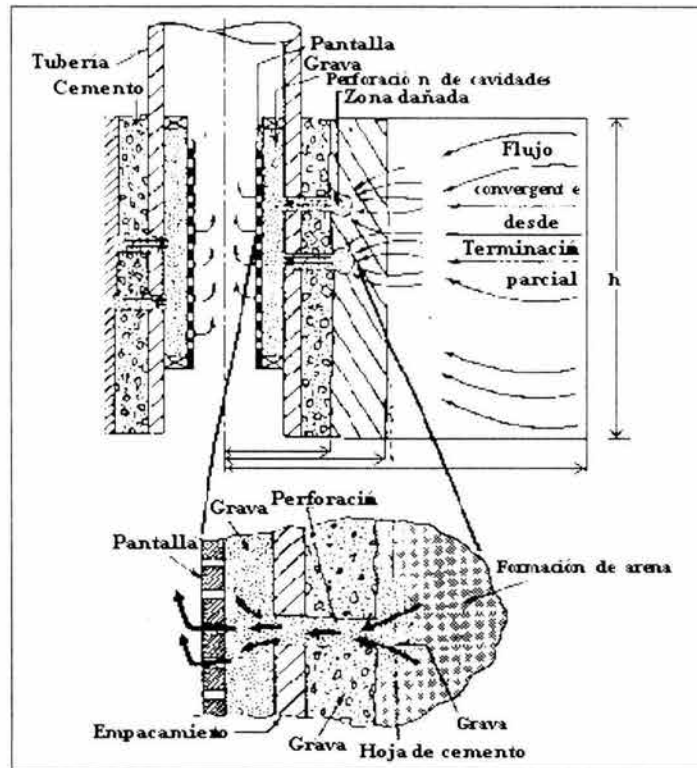


Fig. 4.25 Trayectoria de flujo a través de un empacamiento de grava en el interior de la T. R (Golan y Whitson, 1991).

En pozos con altos gastos de producción, la turbulencia se presenta en las perforaciones (disparos) alterando notablemente la caída de presión.

Las contribuciones del flujo Darciano y No-Darciano a la caída de presión a través de las perforaciones pueden ser representadas por un factor de daño, S_G , y el coeficiente de flujo no-Darciano para la perforación llenada con grava, D_i ,

Golan y Whitson (1991) presentaron las siguientes ecuaciones para empacamiento de grava en el interior de la tubería de Revestimiento:

$$S_G = 96 \frac{\left(\frac{k}{k_G}\right) h L_p}{d_p^2 n} \quad (4.63)$$

Similarmente, de acuerdo a la ecuación de Forchheimer, el efecto de alta velocidad de flujo es:

Para pozos de gas:

$$D_{Gg} = 2.45 \times 10^{-13} \frac{\gamma_g k h L_p}{\mu_g d_p^4 n^2} \beta_G \quad (4.64)$$

Y para pozos de aceite:

$$D_{(w)} = 1.80 \times 10^{-11} \frac{B_o \rho_o k h L_p}{\mu_o d_p^2 n^2} \beta_G \quad (4.65)$$

donde β_G está relacionado a la permeabilidad mediante una correlación sugerida por **Cooke (1973)**;

$$\beta_g = b k_G^a \quad (4.66)$$

donde:

B_o :	Factor de volumen del aceite,	$\left[\frac{\text{bl}}{\text{bl}_{\text{a.c.v.}}} \right]$
d_p :	Diámetro de la perforación,	$[\text{pg}]$
k_G :	Permeabilidad del empacamiento de grava,	$[\text{mD}]$
kh :	Permeabilidad de la formación x espesor,	$[\text{mD} \cdot \text{pie}]$
L_p :	Profundidad de la perforación,	$[\text{pg}]$
n :	Número total de perforaciones,	
β_G :	Coefficiente inercial para el empacamiento de grava,	$[\text{pie}^{-1}]$
$\mu_{o,g}$:	Viscosidad del aceite y gas,	$[\text{cp}]$
ρ_o :	Densidad del aceite,	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} \right]$
γ_g :	Densidad relativa del gas,	$[\text{Aire} = 1]$

Valores de las constantes a y b para tamaños de grava comunes están dados en la Tabla 4.9

Brown (1984) sugirió, sin dar ninguna referencia, el uso de $b = 1.47 * 10^7$ y $a = 0.55$ para todos los tamaños de grava.

Cabe señalar que la correlación empírica de la Ec. 4.66 sólo es válida para una saturación de gas o aceite al 100%. En presencia de una segunda fase, por ejemplo agua en el caso de producción de gas, β_G tendrá valores mucho más altos.

Geertsma (1974) discutió el efecto de la saturación de líquido sobre el factor β_G en sistemas gas- líquido. El autor empleó los datos de varios experimentos para relacionar β_G con la saturación de agua, llegando a establecer las siguientes correlaciones:

Para grava seca;

$$\beta_g = 1.746 \times 10^7 \times k_G^{0.5} \varphi^{-1.5} \quad (4.67)$$

Para grava húmeda;

$$\beta_g = \frac{1.746 \times 10^7 \times k_G^{0.5} \varphi^{-1.5}}{k_{rg}^{0.5} (1 - S_w)^{1.5}} \quad (4.68)$$

donde k_{rg} es la permeabilidad relativa al gas a la saturación de agua. S_w .

Tamaño de la grava [U.S.A]	Diámetro promedio aproximado [µg]	Permeabilidad [mD]	$\beta_G = b k_G^{-a}$	
			a	b
40/60	0.014	$1.2 \times 10^5 - 1.7 \times 10^5$	1.6	2.12×10^{12}
20/40	0.025	1.2×10^5	1.54	3.37×10^{12}
10/20	0.056	$5 \times 10^5 - 6.5 \times 10^5$	1.34	8.4×10^{11}
8/12	0.080	1.7×10^5	1.24	5.31×10^{11}

Tabla 4.9 Propiedades de la grava.

El siguiente ejemplo muestra el procedimiento de cálculo para el factor de daño para un pozo con terminación de empacamiento de grava en el interior de la tubería de revestimiento.

Ejemplo de aplicación 4.5:

Un pozo productor de aceite ubicado en la costa del golfo produce a razón de 2500 bl/día. Después de ocho meses de producción, el pozo comenzó a producir una cantidad considerable de arena. Un análisis de la formación de areniscas permitió llegar a la conclusión de elaborar trabajos de empacamiento de grava, con un tamaño de malla para la grava de 20-40 para controlar la producción de arena.

Con los siguientes datos, determinar el factor de daño y los componentes de alta velocidad de flujo, así como también la caída de presión debida al empacamiento de grava:

Densidad del aceite,	$\rho_o = 39.27$	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} \right]$
Densidad de perforación,	$= 8$	$\left[\frac{\text{disparos}}{\text{pie}} \right]$
Diámetro de perforación,	$d_p = 0.5$	[pie]
Espesor total,	$h = 23$	[pie]
Factor de volumen del aceite,	$B_o = 1.636$	$\left[\frac{\text{bl}_{\text{a.c.v.}}}{\text{bl}_{\text{g.c.v.}}} \right]$
Permeabilidad de la formación, k	$= 578$	[mD]
Profundidad de la perforación, L_p	$= 6$	[µg]
Viscosidad del aceite,	$\mu_o = 0.310$	[cp]

Solución:

El valor de S_G se obtiene aplicando la Ec. 4.63

$$S_G = 96 \frac{\left(\frac{k}{k_G} \right) h L_p}{d_p^2 n}$$

El valor de k_g se obtiene de la Tabla 4.9, para un valor de 20-40, $k_g = 120,000$ mD.

$$S_G = 96 \frac{\left(\frac{578}{120000} \right) (23) (6)}{(0.5)^2 (8 \times 23)}$$

$$S_G = + 1.39$$

El término de alta velocidad de flujo D_G se calcula con la Ec. 4.65, ya que se trata de un pozo productor de aceite:

$$D_{Go} = 1.80 \times 10^{-11} \frac{B_o \rho_o k h L_p}{\mu_o d_p^4 n^2} \beta_G$$

El valor de β_G se calcula con la Ec. 4.66, empleando para esto, los valores propuestos por **Brown (1984)** para a y b :

$$\beta = 1.47 \times 10^7 (120\,000)^{-0.55} = 2.3 \times 10^4 \quad [\text{pie}^{-1}]$$

Con este valor se procede a calcular D_{Go} :

$$D_{Go} = 1.80 \times 10^{-11} \frac{(1.636)(39.27)(578)(23)(6)}{(0.310)(0.5)^4 (8 \times 10)^2} (2.3 \times 10^4) = 0.00339 \quad \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]^{-1}$$

El daño total debido al empacamiento de grava es:

$$S_g + D_{Go} q_o \Rightarrow 1.39 + (0.00339)(2500) = 9.9$$

La caída de presión equivalente será:

$$\Delta p_s = \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{k h} [S_G + D_{Go} q_o]$$

$$\Delta p_s = \frac{141.2 (2500) (0.310) (1.636)}{(578) (23)} [9.9]$$

$$\Delta p_s = 133.65 \quad \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$$

De acuerdo al criterio establecido en la Tabla 4.7 y en base a los valores obtenidos para S_G y Δp_s , se puede establecer que el pozo está dañado. Por tanto, se deberá proceder a establecer un programa de reacondicionamiento del pozo para mejorar la producción del pozo.

EFECTO DE DAÑO EN POZOS HORIZONTALES

A partir de 1980, los pozos horizontales empezaron a ser una buena alternativa en la producción de hidrocarburos. Estos probaron ser buenos productores en yacimientos de poco espesor ($h < 50$ pie) o en yacimientos de gran espesor con buena permeabilidad vertical, k_v .

Un pozo horizontal de longitud L , que penetra a un yacimiento con permeabilidad horizontal, k_{Ht} , y una permeabilidad vertical, k_v , crea un patrón de drenaje diferente al de un pozo vertical. La Fig. 4.26 presenta este patrón de drenaje, junto con las variables importantes que afectan el comportamiento del pozo. La forma de drenaje es elipsoidal, con una longitud media del elipsoide de drenaje, " a ", la cual está relacionada con la longitud del pozo horizontal.

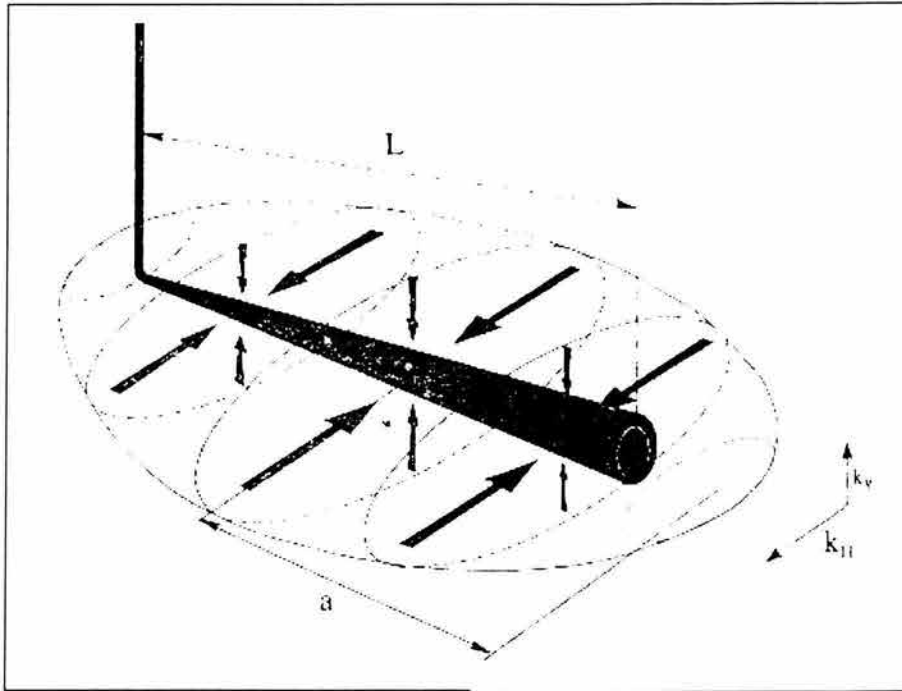


Fig. 4.26 Patrón de drenaje formado alrededor de un pozo horizontal (Economides, 1994).

La anisotropía del medio poroso ($k_v \neq k_H$) se verá reflejada en la producción. A mayor permeabilidad vertical, el índice de productividad será mayor. Una permeabilidad vertical baja será poco atractiva en pozos horizontales.

Un problema a menudo ignorado, pero importante, es la anisotropía de la permeabilidad en el plano horizontal. Un pozo perforado normal a la zona de permeabilidad horizontal mayor podría resultar ser mejor productor que uno perforado en cualquier dirección arbitraria a normal a la zona de permeabilidad horizontal menor.

A este respecto, **Joshi (1988)** presentó una ecuación de afluencia para pozos horizontales, en la cual incluye régimen estacionario en el plano horizontal y régimen pseudoestacionario en el plano vertical:

$$q = \frac{k_H h \Delta p}{141.2 B_o \mu_o \left(\ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right] + \left(\frac{I_{ani} h}{L}\right) \ln \left[\frac{I_{ani} h}{r_w (I_{ani} + 1)} \right] \right)}, \quad (4.69)$$

donde I_{ani} es el índice de anisotropía de la permeabilidad y está dado por:

$$I_{ani} = \sqrt{\frac{k_H}{k_v}}, \quad (4.70)$$

Y a se puede expresar como:

$$a = \frac{L}{2} \left\{ 0.5 + \left[0.25 + \left(\frac{r_{eH}}{\frac{L}{2}} \right)^4 \right]^{0.5} \right\} \quad \text{para } \frac{L}{2} < 0.9 r_{eH} \quad (4.71)$$

Las variables involucradas en las ecuaciones anteriores son:

a :	Longitud media del elipsoide de drene sobre el eje del pozo horizontal	[pie]
B_o :	Factor de volumen del aceite,	$\left[\frac{bl_{a.e.s.}}{bl_{a.e.s.}} \right]$
h :	Espesor del estrato,	[pie]
I_{ani} :	Índice de anisotropía de la permeabilidad,	[Adimensional]
k_H :	Permeabilidad horizontal,	[mD]
k_v :	Permeabilidad vertical,	[mD]
L :	Longitud del pozo horizontal,	[pie]
q :	Gasto de producción,	$\left[\frac{bl}{día} \right]$
r_{eH} :	Radio de drene horizontal,	[pie]
r_w :	Radio del pozo,	[pie]
Δp :	Caída de presión,	$\left[\frac{lb}{pg} \right]_{abs}$
μ_o :	Viscosidad del aceite,	[cp]

El impacto del efecto de daño en un pozo horizontal puede ser adicionado en el denominador de la Ec. 4.69 de la siguiente manera:

$$q = \frac{k_H h \Delta p}{141.2 B_o \mu_o \left\{ \ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2} \right)^2}}{\frac{L}{2}} \right] + \left(\frac{I_{ani} h}{L} \right) \left\{ \ln \left[\frac{I_{ani} h}{r_w (I_{ani} + 1)} \right] + S_{eq} \right\} \right\}} \quad (4.72)$$

Este efecto de daño, denotado como S_{eq} , es característico de la condición de daño en pozos horizontales tomando en cuenta la anisotropía de la permeabilidad. El impacto de este efecto de daño sobre la reducción del gasto de producción puede ser muy amplio.

El primer término logarítmico en el denominador de la Ec. 4.72 tiene un rango entre 1.5 y 3 para la mayoría de las aplicaciones. La segunda expresión logarítmica alcanza un rango entre 2.5 y 4.5, mientras que S_{eq} pueden ser tan alto como 50, con valores comunes alrededor de 20 (adimensional).

Frick y Economides (1991) desarrollaron ecuaciones para el factor de daño que reflejan la condición de daño alrededor de un pozo horizontal. La Fig. 4.27 describe la forma de daño, normal y a lo largo de un pozo horizontal.

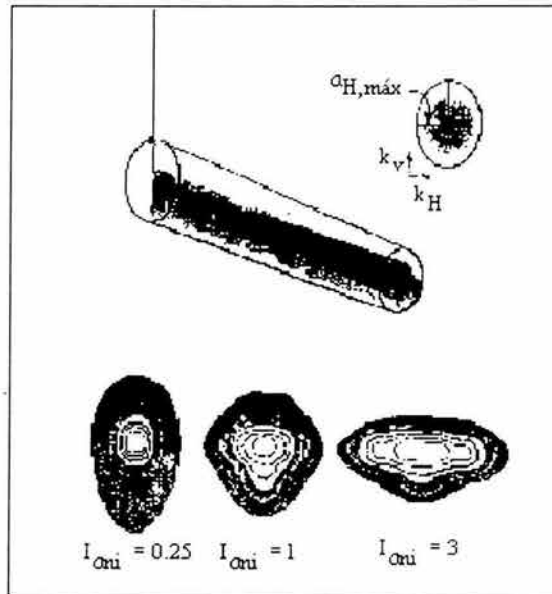


Fig. 4.27 Distribución de daño normal y a lo largo de un pozo horizontal (Economides, 1994).
Efecto de anisotropía de la permeabilidad

La anisotropía de la permeabilidad podría generar una forma elíptica normal al pozo. La forma del daño dependerá del índice de anisotropía de la permeabilidad, I_{ani} , dado en la Ec. 4.70. En la Fig. 4.27 se muestran respuestas simuladas para tres valores diferentes de I_{ani} .

El tiempo de exposición durante la perforación y la terminación podría dar como resultado un cono elíptico truncado con una amplia base cercana a la sección vertical del pozo (ver Fig. 4.27).

Además, durante la producción, el perfil de presión en el pozo puede implicar un gradiente de presión más grande, normal a la trayectoria del pozo cerca de la sección vertical. Por consiguiente, la producción inducida por el daño podría también ser elíptica.

De acuerdo con Frick y Economides (1991), la geometría de la zona dañada dará como resultado un efecto de daño análogo a la fórmula de Hawkins (1956) para un pozo vertical:

$$S'_{eq} = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left[\frac{1}{(I_{ani} + 1)} \sqrt{\frac{4}{3} \left(\frac{a_{H,máx}^2}{r_w^2} + \frac{a_{H,máx}}{r_w} + 1 \right)} \right], \quad (4.73)$$

donde $a_{H,máx}$ es el eje horizontal más largo (cercano a la sección vertical) del cono de daño Fig. 4.27. La Ec. 4.73 asume que no hay daño al final del pozo.

Por otra parte, la estimulación matricial de un pozo horizontal, involucrará una mayor cantidad de operaciones y problemas presentes, que los de un pozo vertical.

En un pozo horizontal (sólo por mencionar alguno de los problemas), se requerirán volúmenes mucho mayores de fluidos de estimulación, los cuales serán difícil de distribuir a lo largo del pozo. A este respecto, se han desarrollado técnicas para solventar este problema. Estas técnicas (Economides, 1994) incluyen métodos mecánicos de distribución de fluidos, por ejemplo, el empleo de tubería flexible.

Esto resulta en ocasiones contraproducente, ya que se tendrá una sobre estimulación, lo cual dará origen a un collar o anillo de daño alrededor de una zona estimulada.

Si éste es el caso, el factor de daño se podrá determinar de la siguiente manera:

$$S'_{eq} = \frac{1}{2} \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{a_{sH,máx}^2}{r_w^2} + \frac{a_{sH,máx}}{r_w} + 1 \right) + \frac{1}{2} \left(\frac{k}{k_i} - \frac{k}{k_s} \right) \ln \left(\frac{a_{iH,máx}^2}{r_w^2} + \frac{a_{iH,máx}}{r_w} + 1 \right) - \left(\frac{k}{k_i} - 1 \right) \ln \left[(I_{ani} + 1) \sqrt{\frac{3}{4}} \right], \quad (4.74)$$

donde:

k	: Permeabilidad original,	[mD]
k_s	: Permeabilidad dañada,	[mD]
k_i	: Permeabilidad estimulada,	[mD]
$a_{sH,máx}$: Máxima penetración de daño original,	[pie]
$a_{iH,máx}$: Máxima penetración de estimulación,	[pie]

La Ec. 4.74 se aplica sólo en yacimientos de areniscas, donde los fluidos de estimulación penetran el espacio poroso, eliminando el daño exterior.

Si el yacimiento está compuesto por carbonatos, entonces es posible que la forma de la zona estimulada, afectada por reacción cinética y no por el flujo en el medio poroso, sea cilíndrica. El efecto de daño por la estimulación parcial con un daño elíptico pero con zona cilíndrica estimulada (con $r_{i,máx}$, el radio más largo) es:

$$S'_{eq} = \frac{1}{2} \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{a_{sH,máx}^2}{r_w^2} + \frac{a_{sH,máx}}{r_w} + 1 \right) + \frac{1}{2} \left(\frac{k}{k_i} - \frac{k}{k_s} \right) \ln \left[I_{ani} \left(\frac{r_{i,máx}^2}{r_w^2} + \frac{r_{i,máx}}{r_w} + 1 \right) \right] - \left(\frac{k}{k_i} - 1 \right) \ln \left[(I_{ani} + 1) \sqrt{\frac{3}{4}} \right], \quad (4.75)$$

Ejemplo de aplicación 4.6:

Los siguientes datos corresponden a un pozo horizontal perforado en un yacimiento de areniscas:

$$k/k_s = 20$$

$$r_w = 0.328 \text{ pie}$$

$$I_{ani} = 3$$

$$A_{H,max} = 5 \text{ pie} \quad (\text{penetración del daño})$$

Determinar el valor del factor de daño, S'_{eq} , así como la condición del pozo en cuestión:

Solución:

De acuerdo con los datos proporcionados, se empleará la Ec. 4.73 para determinar S'_{eq} :

$$S'_{eq} = (20 - 1) \ln \left[\frac{1}{(3 + 1)} \sqrt{\frac{4}{3} \left(\frac{5^2}{0.328^2} + \frac{5}{0.328} + 1 \right)} \right]$$

$$S'_{eq} = 28.73$$

Para establecer la condición del pozo, se emplea la Ec. 4.10 y el criterio establecido por la Tabla 4.1;

$$E_F = \frac{7}{7 + S_{eq}} = \frac{7}{7 + 28.73} = 0.196$$

Lo anterior implica que el pozo se encuentra dañado. Por tanto el pozo requerirá estimulación para lograr minimizar S_{eq} y por ende el mejoramiento de la producción.

EFFECTO DE DAÑO POR CONDENSACIÓN DE FLUIDOS (Golan y Whitson, 1991).

La obstrucción de la zona productora por condensados, es resultado de un incremento de la saturación de líquidos alrededor del pozo, conforme la presión de flujo se abate por debajo de la presión de rocío de un fluido saturado (gas y condensado). Algunos investigadores (**Muskat, 1949, Gondouin et al., 1967, Odell and Miller, 1967, Fussell, 1973**) han estudiado el efecto de la acumulación de líquido sobre la productividad de gas húmedo en yacimientos de gas y condensado. **Fetkovich (1973)** desarrolló el trabajo de **Muskat (1949)** en forma de un factor de daño por condensados.

El factor de daño por condensados es desarrollado a partir del ritmo de incremento de la saturación de condensados (sugeridos por **Muskat, 1949**):

$$\frac{dS_o}{dt} = \frac{q_g}{2\pi r h \phi} \frac{dp}{dr} \frac{dC}{dp}, \quad (4.76)$$

donde:

C	: Contenido de condensados por volumen unitario de gas húmedo,	$\left[\frac{\text{pie}^3_{scs}}{\text{pie}^3_{scs}} \right]$
h	: Espesor de la formación,	$[\text{pie}]$
p	: Presión,	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{abs} \right]$
q_g	: Gasto de gas húmedo,	$\left[\frac{\text{pie}^3_{scs}}{\text{día}} \right]$
r	: Radio del pozo,	$[\text{pie}]$
S_o	: Saturación del condensado,	$[\text{Fracción}]$
t	: Tiempo,	$[\text{días}]$
ϕ	: Porosidad,	$[\text{Fracción}]$

Para evaluar dp/dr , se emplea la distribución de presión $p(r)$ en régimen estacionario:

$$p(r) = p_y - 25.15 \frac{q_g \mu_g B_g}{k h} \ln \left(\frac{r}{r_w} \right), \quad (4.77)$$

Lo cual, cuando es diferenciada con respecto al radio del pozo, da como resultado:

$$\frac{dp}{dr} = 25.15 \frac{q_g \mu_g B_g}{k h r} \quad (4.78)$$

El factor de volumen de gas y la viscosidad deberán ser evaluadas a la presión $p(r)$. Para simplificar los cálculos, se sugiere evaluar B_g y μ_g a la presión del yacimiento, p_y .

La expresión para B_g es:

$$B_g = 0.02827 \frac{Z T}{p_y}, \quad (4.79)$$

Sustituyendo las Ecs. 4.78 y 4.79 en la Ec. 4.76 se obtiene:

$$\frac{d S_o}{dt} = 0.1132 \frac{q_g^2 \mu_g Z T Y}{r^2 h^2 \phi k p_y}, \quad (4.80)$$

donde $Y = dC / dp$ es el factor de condensación retrograda. Este factor es calculado a partir de datos de abatimiento constante de volumen y usualmente tiene un rango entre 10^{-6} y 10^{-7} vol/vol/psi. Dado que el procedimiento para calcular Y es en ocasiones complicado, se sugiere emplear un valor constante, es decir, $Y = 3 \times 10^{-7}$ como una aproximación razonable. La desviación resultante en el factor de daño es muy pequeña ($\pm 6\%$)

Por otra parte, se asume que la saturación de condensado crítica S_{oc} , se incrementa hacia el exterior del pozo a un gasto determinado. Por tanto, resolviendo las relaciones anteriores, se obtiene:

$$r_b^2 = 0.1132 \frac{q_g^2 \mu_g Z T Y t}{S_{oc} h^2 \phi k p_y}, \quad (4.81)$$

o bien;

$$r_b = \left[0.1132 \frac{q_g^2 \mu_g Z T Y t}{S_{oc} h^2 \phi k p_y} \right]^{0.5}, \quad (4.82)$$

donde r_b es el radio de obstrucción en el cual la saturación de condensado crítica se ha alcanzado.

El efecto de obstrucción puede ser cuantificado en términos de un factor de daño de la siguiente manera:

$$S_b = \left(\frac{1}{k_{rgc}} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_b}{r_w} \right), \quad (4.83)$$

donde k_{rgc} es la permeabilidad relativa a la saturación de condensados crítica S_{oc} .

El efecto más grande de la obstrucción, es la reducción en la permeabilidad al gas debido a la acumulación del condensado.

Ejemplo de aplicación 4.7:

Un pozo de gas y condensado se encuentra ubicado en un yacimiento de baja permeabilidad. Debido a que el yacimiento es inicialmente saturado en su punto de rocío, la acumulación de condensados en las cercanías del pozo es considerada como potencialmente riesgosa sobre la productividad del pozo. Calcular el factor de daño por obstrucción de condensados para un gasto de 2×10^6 pie³/día después de un mes de producción.

¿Cuál será el valor r_b y S_b para un período de producción de un año?

Los datos del yacimiento y fluido son los siguientes:

$h = 210$	[pie]
$k = 3.2$	[mD]
$k_{rgs} = 0.34$	[Adimensional]
$p_y = 7030$	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{abs} \right]$
$r_w = 0.375$	[pie]
$S_{oc} = 0.35$	[Adimensional]
$T = 721$	[°R]
$Y = 3 \times 10^{-7}$	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]^{-1}$
$Z = 1.159$	[Adimensional]
$\phi = 0.25$	[Fracción]
$\mu_g = 0.0571$	[cp]

Solución:

Para determinar r_b se emplea la Ec. 4.82;

$$r_b = \left[0.1132 \frac{(2 \times 10^6)^2 (0.0571) (1.159) (721) (3 \times 10^{-7}) (30)}{(0.35) (210)^2 (0.25) (3.2) (7030)} \right]^{0.5}$$

$$r_b = 1.5 \quad [\text{pie}]$$

El factor de daño después de un mes de producción a un gasto de 2×10^6 pie³ /día es:

$$S_b = \left(\frac{1}{0.34} - 1 \right) \ln \left(\frac{1.5}{0.375} \right) = + 2.7$$

$$S_b = + 2.7 \quad (\text{valor positivo, implica pozo dañado})$$

Para un período de producción de un año, r_b y S_b tendrán un valor de:

$r_b = 5.2$ pie; $S_b = + 5.1$, los cuales en términos de caída de presión resultan desfavorables.

Los valores positivos de S_b , obtenidos anteriormente, sugieren realizar trabajos de estimulación al pozo para mejorar su productividad.

4.7 FACTOR DE DAÑO COMPUESTO (Golan y Curtís, 1991).

El factor de daño total o compuesto, S , que se evalúa a través del análisis de las pruebas de incremento y decremento de presión; ha sido visualizado en términos de permeabilidad reducida o mejorada. Sin embargo en los últimos años, este concepto ha sido extendido para incluir una variedad de efectos tales como, penetración parcial, desviación del pozo, perforaciones, etc. (vistos anteriormente).

El efecto total de todas las condiciones no ideales cerca del pozo es una composición de todos los efectos individuales. Por esta razón, el factor de daño total ha sido definido incluyendo todos estos efectos de la siguiente manera:

$$S = S_a + S' + S_{\text{Disp}} + S_{\text{DESV+PEN}} + S_f + S_G + S'_{\text{eq}} + S_b \quad (4.84)$$

donde:

S	: Factor de Daño compuesto,	[Adimensional]
S_a	: Factor de Daño por flujo restringido,	[Adimensional]
S'	: Factor de Daño asociado a alta velocidad de flujo,	[Adimensional]
S_{Disp}	: Factor de Daño causado por disparos,	[Adimensional]
S_f	: Factor de Daño causado por fracturas,	[Adimensional]
S_G	: Factor de Daño por empacamiento de grava,	[Adimensional]
S'_{eq}	: Factor de Daño debido a pozos horizontales,	[Adimensional]
S_b	: Factor de Daño por formación de condensados,	[Adimensional]

El factor de daño compuesto no es simplemente la suma de todos los factores de daño individuales. Este refleja también, en cierto grado, la interacción entre las diferentes restricciones al flujo que pueden magnificar o reducir su efecto compuesto.

CAUSAS DE DAÑO A LA FORMACIÓN Y PRECAUCIONES PARA CONTROLARLO (Hurts, 1953).

Evitar el daño a la formación, es uno de los principales retos para el ingeniero petrolero. Sin embargo las medidas para evitar el daño a la formación son costosas y a menudo, más caras que los tratamientos para remediar el daño. Evitar el daño a la formación complica las operaciones realizadas en un pozo productor y, por ende, el incremento de los costos de producción. Por consiguiente, la estrategia para manipular el daño a la formación dependerá de las políticas comerciales y económicas vigentes.

Volviendo al aspecto técnico, un tratamiento para remediar el daño a la formación deberá ser planeado y ejecutado sólo después de que se ha verificado alguna alteración en el comportamiento del pozo a causa del daño. Esto es, después de que los componentes individuales han sido abstraídos a partir de la medición del factor de daño compuesto.

Hoy en día, se cuenta con muchas medidas para evitar o mitigar el daño a la formación.

La Tabla 4.10 lista los principales mecanismos de daño a la formación, las operaciones en el pozo que producen el daño, precauciones para prevenirlo y métodos para remediarlo.

Tabla 4.10 Causas, precauciones y control de daño.

Operaciones	Causas de daño a la formación	Factores acelerantes	Como prevenirlo	Como remediar el daño
1. Perforación	<ul style="list-style-type: none"> • Invasión de filtrado de lodo • Invasión de sólidos a partir del lodo de perforación. • Sello de los poros y túneles de flujo por la acción de la barrena. • Taponamiento del medio poroso por recortes de la roca. 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Formación de alta permeabilidad. ◆ Lodo base agua. ◆ Abrupta reducción en la salinidad. ◆ Lodo bentonítico. ◆ Perforación con altas pérdidas de fluidos. ◆ Lodos de perforación con altos contenidos de sólidos. 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Perforación de la zona productora con fluidos no dañinos. ❖ Uso de zapata removible de cementación y de circulación de material ❖ Uso de inhibidores de migración e hinchamiento de arcillas. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Circulación inversa ➤ Estimulación matricial, lavado con ácido.
2. Colocación y cementación de la tubería de Revestimiento (T.R)	<ul style="list-style-type: none"> • Taponamiento / obstrucción del espacio poroso por sólidos del lodo o cemento. • Invasión de filtrado de lodo. • Reacciones químicas con aditivos del cemento y espaciadores 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Formación de alta permeabilidad. 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Uso de aditivos para evitar pérdidas de fluido. ❖ Pretratamiento para estabilizar las arcillas. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Perforaciones (disparos) profundos. ➤ Estimulación matricial, lavado con ácido.
3. Disparos	<ul style="list-style-type: none"> • Taponamiento de las perforaciones y la formación con escombros. • Compactación de los poros alrededor de las perforaciones. 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Uso de pistolas recuperables, no desintegrables. ◆ Perforar en condiciones de balanceo. 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Perforar en condiciones de desbalanceo * ❖ Uso de fluidos limpios, libres de sólidos. ❖ Uso de cargas Premium y pistolas largas. ❖ Uso de cargas de penetración profunda. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Circulación de fluidos ➤ Estimulación con ácido.

*Es decir que la presión de la formación sea mayor a la presión que genera la columna de fluido dentro del pozo, para que al disparar, el flujo sea de la formación hacia el pozo y así evitar que se taponen los disparos con posibles residuos.

4. Terminación	<ul style="list-style-type: none"> • Taponamiento por sólidos a partir de los fluidos de terminación. • Invasión de filtrado. • Disolución de roca que cementan materiales. 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Condiciones de balanceo con los fluidos dañinos de terminación. ◆ Alta permeabilidad de la formación. ◆ Pozo y equipo de producción sin limpieza. 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Operación en condiciones de desbalanceo.* ❖ Remover el volumen de sólidos ❖ Limpiar la tubería de revestimiento y producción antes de usar. ❖ Uso de fluidos y materiales no dañinos. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Tratamiento con ácido. ➤ Lavado con solventes. ➤ Idem, perforación.
5. Producción	<ul style="list-style-type: none"> • Movimiento de finos. • Migración de arcillas. • Formación de condensados. • Depósitos de cristales de sal, ceras y parafinas. • Formación de hidratos y emulsiones. 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Altos gastos de producción. ◆ Incremento de la relación agua-aceite. ◆ Abatimiento de presión. ◆ Comunicación con zonas de agua. ◆ Deficientes empacamiento de grava o control de arena. 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Control de la relación agua-aceite. ❖ Inyección de inhibidores de migración de arcillas. ❖ Inyección de inhibidores de incrustación. ❖ Mantener limpio el pozo. ❖ Evitar abruptos incrementos de gastos de producción. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Estimulación con ácido. ➤ Tratamientos químicos.
6. Empacamiento de grava	<ul style="list-style-type: none"> • Invasión de filtrado a partir de emulsiones del empacamiento de grava. • Invasión de sólidos y contaminaciones. • Mezcla de grava con arena de la formación. • Taponamiento por diversos agentes. 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Variación de la permeabilidad a lo largo del intervalo productor. ◆ Areniscas no consolidadas. ◆ Areniscas ricas en arcillas. 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Uso de fluidos limpios, no dañinos. ❖ Operar en pozo limpio. ❖ Diseño apropiado del empacamiento de grava. ❖ Diseño y colocación apropiado del equipo para empacamiento de grava. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Estimulación con ácido (a través del empacamiento de grava). ➤ Reemplazar el empacamiento de grava.
7. Fracturamiento	<ul style="list-style-type: none"> • Taponamiento por finos de la formación o geles fracturantes. 	<ul style="list-style-type: none"> • Diseño de fracturamiento deficiente. 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Empleo de materiales apuntalantes apropiados (clase y tamaño) ❖ Uso de fluidos fracturantes apropiados y suficientes. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Remojar con gel fracturante.

8. Limpieza del pozo o reacondicionamiento	<ul style="list-style-type: none"> • Taponamiento con cemento residual. • Incrustación de limaduras del cable de acero utilizado en diversas operaciones o taponamiento de la tubería de producción por parafinas. • Taponamiento por partículas metálicas, resultado de la operaciones de reparación de la tubería de revestimiento. • Fluidos dañinos de limpieza del pozo. 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ operar en condiciones de sobre presión. ◆ Alta permeabilidad de la formación. ◆ Amplia variación en las permeabilidades. ◆ Pozos sin trabajos de limpieza. ◆ Uso de inhibidores de corrosión o agentes para romper las emulsiones. 	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Operación de reacondicionamiento con presión desbalanceada. ❖ Uso de fluidos no dañinos. ❖ Operación en pozo limpio. ❖ Limpieza de la sarta de reacondicionamiento 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Estimulación con ácido. ➤ Tratamiento químico.
--	---	--	---	---

Las especificaciones y recomendaciones listadas anteriormente en la Tabla 4.10 no constituyen, de ninguna manera, una receta o regla de dedo, sin embargo, contribuirán a obtener resultados de mejor calidad.

Más bien, el éxito obtenido en una operación de mejoramiento en la productividad del pozo, dependerá del pleno conocimiento de lo que se está haciendo, así como también de la experiencia que se tenga en este tipo de operaciones.

CAPÍTULO 5. ANÁLISIS DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

La ecuación de IPR para producción estabilizada junto con el comportamiento de flujo vertical (visto en capítulos anteriores) permitirá, en forma adecuada, predecir el gasto de flujo y las condiciones óptimas en la cabeza del pozo a un tiempo dado.

La capacidad para calcular los cambios en las ecuaciones de IPR y comportamiento de flujo vertical durante el abatimiento de un yacimiento permitirá la determinación de:

1. La disminución de presión en la cabeza del pozo, necesaria para mantener constante el gasto de producción, y la duración para la cual, el gasto constante se puede mantener.
2. La declinación del gasto de producción si la presión en la cabeza del pozo se mantiene constante.

La producción con una presión constante en la cabeza del pozo es típica para pozos con baja productividad, en contraste con la presión de un separador o una línea de descarga sin restricción. También es típico para pozos de alta productividad cuando la presión en la cabeza del pozo ha alcanzado la presión de descarga mínima requerida para sostener el flujo en contra de una contrapresión del separador o línea de descarga. En cualquier caso, una presión constante en la cabeza del pozo implica una declinación de la producción. Cabe señalar que la presión en el fondo del pozo no cambia si el gasto de flujo declina gradualmente y la presión en la cabeza del pozo se mantiene constante.

La base para calcular la declinación del gasto de producción es un conjunto de curvas características, definidas como "curvas tipo", las cuales fueron desarrolladas por **Fetkovich (1980)**.

Estas curvas son el resultado de investigaciones empíricas y desarrollos matemáticos y son sugeridas en este apartado para soluciones rápidas en una gran variedad de problemas relacionados con la declinación de la producción. Tales curvas serán expuestas posteriormente.

Los principales períodos de declinación de un pozo productor son:

- 1) Declinación transitoria.
- 2) Declinación en estado pseudoestacionario.

Así mismo, dentro de la declinación en estado pseudoestacionario se encuentran otros tres tipos de declinación, los cuales son casos especiales de una declinación en el período pseudoestacionario. Estas declinaciones son:

- I. Declinación exponencial.
- II. Declinación hiperbólica.
- III. Declinación Armónica.

5.1 DECLINACIÓN TRANSITORIA

La declinación transitoria se considera una declinación natural causada por la expansión del aceite, gas y agua en una región de drene con un incremento continuo del radio de drene. Esto es, el abrir un pozo a producción altera el estado de equilibrio del yacimiento y crea una respuesta en la presión del pozo. El disturbio de presión se propaga gradualmente

lejos del pozo, incrementando el área de drene del pozo. Conforme el disturbio de presión se propaga hacia las fronteras externas del yacimiento, las condiciones de producción en el pozo cambian rápidamente (en función del tiempo).

Existen dos modos de producción transitoria, los cuales son considerados y tratados matemáticamente:

- a) Gasto de producción constante.
- b) Presión de fondo fluyendo constante.

Estos dos modos de producción se ilustran esquemáticamente en la Fig. 5.1. La figura muestra que un gasto constante implica una declinación en la presión del pozo y que una presión constante implica una declinación en el gasto de producción.

- a) Gasto de producción constante.

Con el propósito de expresar el gasto contra tiempo, resulta útil considerar la producción transitoria como una serie de producciones en estado estacionario con un incremento del radio de drene. De este modo, escribiendo la ecuación de flujo radial en estado estacionario, para un abatimiento de presión constante y un incremento de radio de drene resulta:

$$q_o(t) = \frac{k h (p_e - p_{wf})}{141.2 \mu_o B_o \ln \left[\frac{r_e(t)}{r_{wa}} \right]}, \tag{5.1}$$

donde:

r_{wa} : Radio aparente del pozo, [pie] y es definido como $r_{wa} = r_w e^{-5}$.

La Ec. 5.1 indica que el incremento del radio de drene da como resultado una declinación en el gasto de producción. La Fig. 5.2 muestra la transición típica de $r_e(t)$ y $q_o(t)$ e ilustra el incremento del radio de drene y la correspondiente declinación del gasto de producción.

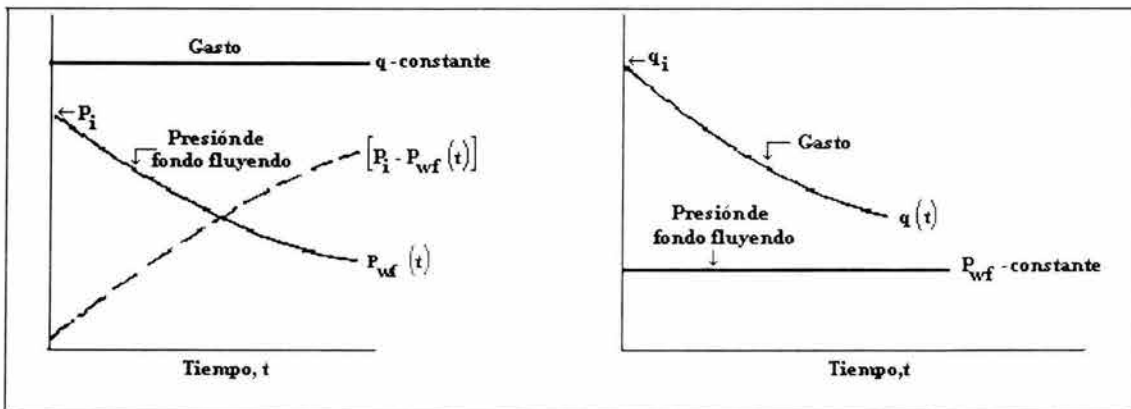


Fig. 5.1 Declinación transitoria para gasto y presión de fondo fluyendo constante.

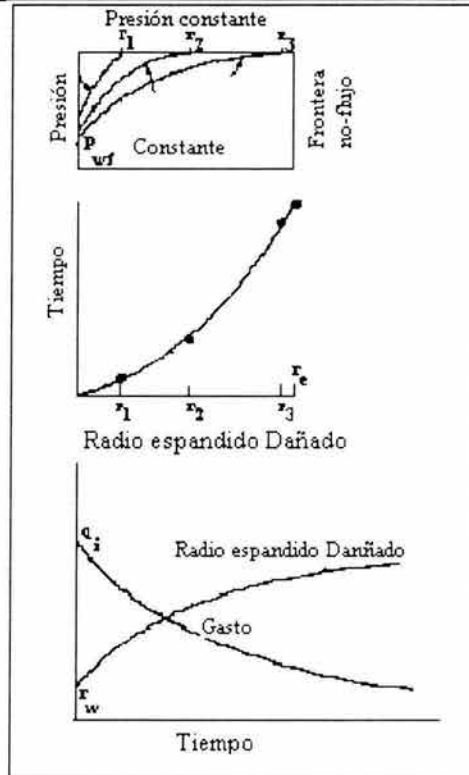


Fig. 5.2 Comportamiento del gasto en función del incremento del radio de drene (Golan y Whitson, 1991).

El problema de cuantificar $r_e(t)$ y $q_o(t)$ ha recibido un extensivo tratamiento matemático, el cual parte de la formulación del fenómeno físico que los gobierna, expresándolos como una ecuación diferencial y finaliza resolviendo la ecuación para condiciones pertinentes de frontera e iniciales. La solución obtenida usualmente esta dada en forma de gasto adimensional q_D contra tiempo adimensional t_D , donde:

$$q_D = \frac{141.2 \mu_o B_o}{k h (p_i - p_{wf})} q_o \quad , \quad (5.2)$$

$$t_D = \frac{0.000264 k}{\phi \mu_i c_{ti} r_{wa}^2} t \quad , \quad (5.3)$$

el tiempo real t está dado en horas.

- C_{ti} : Compresibilidad total inicial, $\left[\frac{1/lb}{pie^3} \right]$
- k : Permeabilidad, $[mD]$
- r_{wa} : Radio del pozo aparente, $[pie]$
- ϕ : Porosidad, $[Fracción]$
- μ_i : Viscosidad inicial, $[cp]$

Si t esta dado en días, entonces el tiempo se puede escribir como:

$$t_D = \frac{0.000634 k}{\phi \mu_i c_{ti} r_{wa}^2} t \quad , \quad (5.4)$$

Una presentación gráfica (propuesta por **Earlougher, 1977**) de la solución general para condiciones de declinación transitoria obtenida originalmente por **Jacob y Lohman (1952)** se ilustra en la Fig. 5.3. Esta es una gráfica de variables adimensionales sobre papel log- log. Habitualmente este tipo de gráfico es conocido como "Curva Tipo". La solución en la Fig. 5.3 presenta el comportamiento de un pozo durante el periodo transitorio, el cual se comporta como si estuviera drenando en un yacimiento infinito.

La definición de q_D en la Ec. 5.2 implica que el radio de drene transitorio es relacionado con el gasto adimensional mediante la siguiente expresión:

$$r_e(t) = r_{wa} \exp\left(\frac{1}{q_D}\right), \quad (5.5)$$

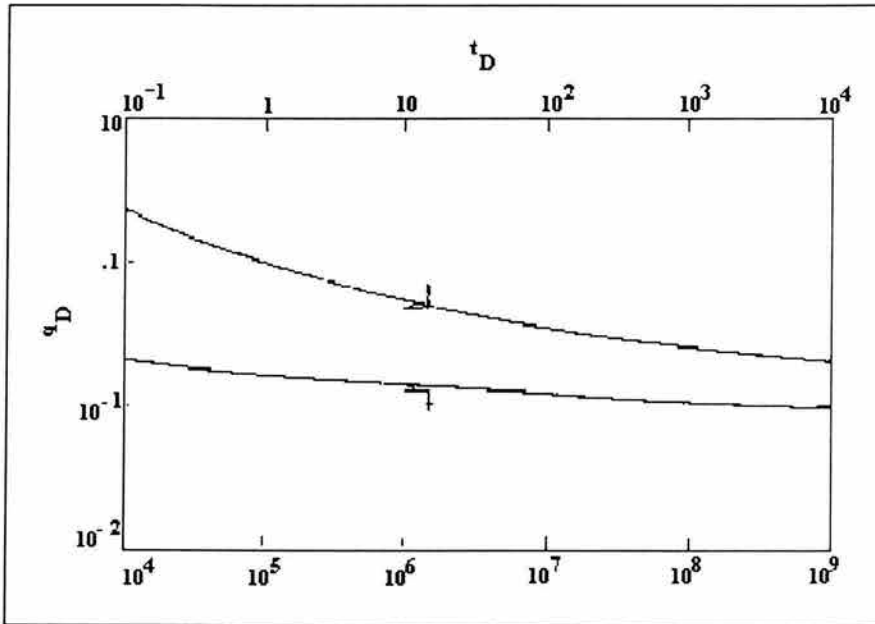


Fig. 5.3 Solución para gasto adimensional. Declinación transitoria (**Earlougher, 1977**).

Es importante reconocer que el concepto de radio de drene en expansión es válido sólo durante el periodo de declinación transitoria.

b) Presión de fondo fluyendo constante.

El cálculo del gasto en declinación transitoria con una presión de fondo fluyendo constante Fig. 5.1, es similar al discutido previamente para gasto de producción constante Fig. 5.1.

El caso de declinación de presión se puede expresar como:

$$p_i - p_{wf}(t) = \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{k h} \ln\left(\frac{r_e(t)}{r_{wa}}\right), \quad (5.6)$$

o bien, combinando la Ec. 5.6 con la definición de presión adimensional p_D :

$$p_D = \frac{k h}{141.2 q_o \mu_o B_o} [p_i - p_{wf}(t)], \quad (5.7)$$

La expresión final quedaría como:

$$p_i - p_{wf}(t) = \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{k h} p_D \quad (5.8)$$

La solución de p_D contra t_D se muestra en la Fig. 5.4.

De este modo, de acuerdo al modo actual de producción del pozo, el ingeniero tiene opción de usar ya sea la solución general de gasto adimensional q_D o la presión adimensional p_D .

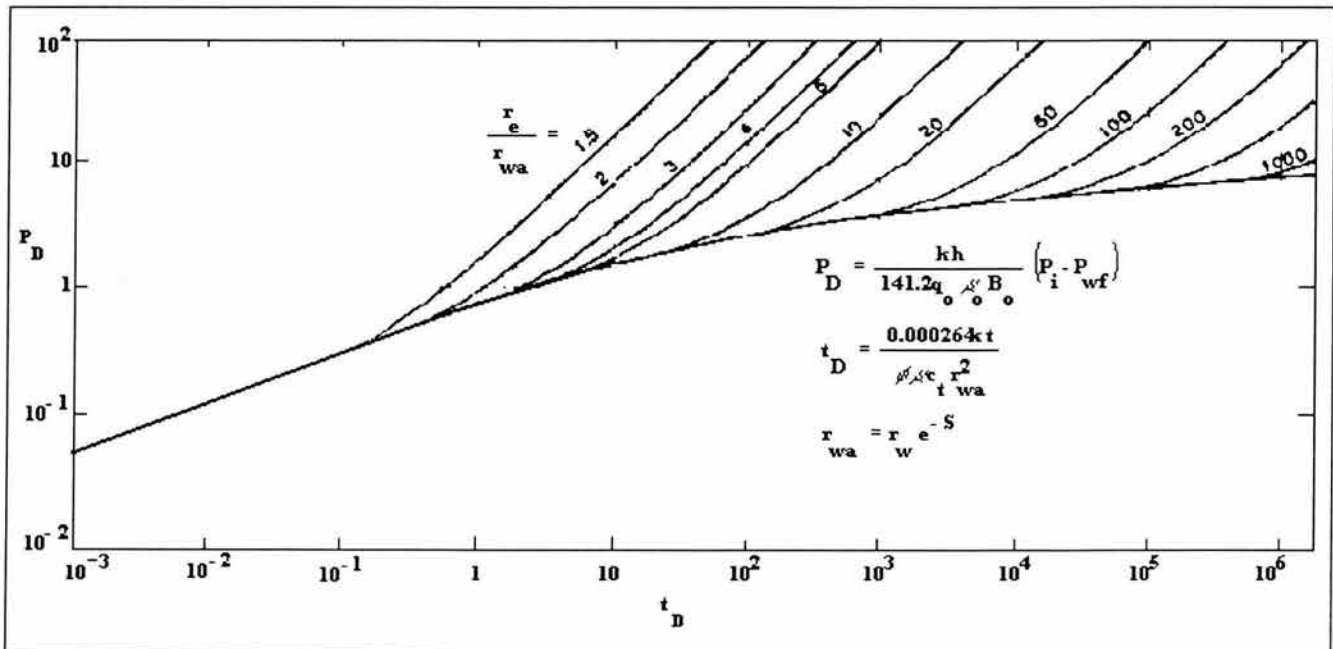


Fig. 5.4 Solución para un yacimiento infinito en función de la presión y tiempo adimensional (Golan y Whitson, 1991).

Estudios teóricos de flujo transitorio (Earlougher, 1977) han mostrado que el tiempo adimensional es suficiente para definir cuando un pozo alcanza el flujo en estado pseudoestacionario estabilizado. Para un pozo centrado con frontera externa radial, la condición de flujo en estado pseudoestacionario es simple:

$$t_{DA_{PSS}} = 0.1 \quad (5.9)$$

o bien:

$$t_{DA_{PSS}} = 0.1 \pi \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right)^2 \quad (5.10)$$

Las Ecs. 5.9 y 5.10 son idénticas, dado que $A = \pi r_e^2$. Sustituyendo la Ec. 5.9 en la ecuación que define el tiempo adimensional;

$$t_{DA} = \frac{0.000264 k}{\phi \mu_i c_{ii} A} t \quad (5.11)$$

Y resolviendo la condición para estado pseudoestacionario en términos de tiempo real (para geometría radial) se tiene que:

$$t_{pss} = 379 \frac{\phi \mu_i c_{ti} A}{k}, \quad (5.12)$$

donde:

A	en	[pie ²]
C _{ti}	en	$\left[\frac{1/lb}{pie^3} \right]$
k	en	[mD]
t _{pss}	esta en	[Horas]
μ _i	en	[cp]

Para generalizar la Ec. 5.12 para geometrías de drene no radiales se introduce la constante t_{Dapss}:

$$t_{pss} = 3790 \frac{\phi \mu_i c_{ti} A}{k} t_{D_{Apss}}, \quad (5.13)$$

donde:

t_{Dapss} depende de la geometría y ubicación del pozo. La Tabla 5.1 proporciona valores de t_{Dapss} para diferentes geometrías y posiciones del pozo, donde se puede advertir que t_{Dapss} = 0.1 para geometría radial. Los valores de t_{Dapss} representan el tiempo cuando la presión de fondo fluyendo comienza a declinar como una función lineal del tiempo.

La Ec. 5.12 establece una conclusión importante, esto es, el tiempo al final del periodo transitorio es una función de la permeabilidad, pero no una función del daño o radio del pozo aparente.














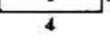

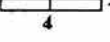

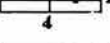

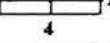

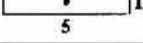
Asumiendo que los campos de aceite típicamente son desarrollados con un espaciamento de 40 acres y para campos de gas con un espaciamento de 160 acres, la Ec. 5.12 se puede emplear con datos típicos de yacimientos de aceite y gas, proporcionando así una regla de dedo válida para pozos de aceite y gas:

$$t_{pss} = \frac{2000}{k}, \quad (5.14)$$

donde:

t_{pss} está dado en horas. Esta regla de dedo deberá ser empleada sólo para la estimación del orden de magnitud del período transitorio.

Tabla 5.1 Factores de forma para varias áreas de drene (Earlougher, 1977).

1		31.6	12		108
2		31.6	13		4.5
3		27.6	14		2.08
4		27.6	15		3.16
5		21.9	16		0.58
6		0.098	17		0.11
7		30.9	18		5.38
8		13	19		2.69
9		4.5	20		0.23
10		3.3	21		0.12
11		21.8	22		2.36

Ejemplo de aplicación 5.1

El siguiente conjunto de datos fueron tomados de un pozo productor ubicado en el campo KWB (Pennsylvania Strawn sand), Tom Green County, Texas:

$B_{oi} = 1.642$	$\left[\frac{bl_{e@e.y.}}{bl_{e@e.s.}} \right]$
$C_{ti} = 30 * 10^{-6}$	$\left[\frac{lb}{pie^3} \right]^{-1}$
$h = 66$	$[pie]$
$p_i = 2600$	$\left[\frac{lb}{pg^2} abs \right]$
$r_c = 744$	$[pie]$ (espaciamiento 40 acres)
$r_w = 0.33$	$[pie]$
$S_w = 0.32$	
$\mu_{oi} = 0.2$	$[cp]$
$\phi = 0.117$	$[Fracción]$

Como parte de un estudio preliminar de producción, se requiere estimar el tiempo para el final de la producción en el período transitorio y para el inicio del abatimiento. Además se desea calcular las características de producción durante el período transitorio si el pozo esta produciendo:

1. A un gasto de producción constante $q = 60$ [BPD].

2. A una presión de fondo fluyendo constante, $p_{wf} = 1200 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{abs} \right]$

SOLUCIÓN.

Empleando la Ec. 5.10, el tiempo adimensional para el inicio de flujo en estado pseudoestacionario se calcula como:

$$t_{D_{PSS}} = 0.1 \pi \left(\frac{744}{0.33} \right)^2 = 1.6 * 10^6$$

$$t_{D_{PSS}} = 0.1 \pi \left(\frac{r_e}{r_w} \right)^2$$

En tiempo real, empleando la Ec. 5.3, esta condición corresponde a:

$$t_D = \frac{0.000264 k}{\phi \mu c_{ti} r_{wa}^2} t \quad ; \text{ despejando a } t \text{ se tiene que:}$$

$$t_{PSS} = \frac{(1.6 * 10^6)(0.117)(0.2)(30 * 10^{-6})(0.33^2)}{(0.000264)(0.25)} = 1850$$

$$t_{PSS} = 1850 \quad [\text{Horas}]$$

$$t_{PSS} = 77 \quad [\text{días}]$$

El valor de $t_{PSS} = 77$ días corresponde al tiempo al final del período transitorio de producción y da inicio el abatimiento.

Para el caso de producción a gasto constante, la presión contra tiempo será calculada de acuerdo al siguiente procedimiento:

- Listar el tiempo de producción en días, desde 1 a 70, en incrementos de 10 días.
- Calcular el tiempo adimensional t_D correspondiente empleando la Ec. 5.4, la cual establece que:

$$t_D = \frac{0.000634 k}{\phi \mu c_{ti} r_{wa}^2} t = \frac{0.000634 (0.25)}{(0.117)(0.2)(30 * 10^{-6})(0.33)} t$$

$$t_D = 20733 t \quad [\text{días}]$$

- Leer los valores de P_D de la curva tipo en la Fig. 5.4 para los valores correspondientes de t_D .
- Calcular $[p_i - p_{wf}(t)]$ usando la ecuación siguiente:

$$\Delta p = \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{k h} p_D$$

$$\Delta p = \frac{141.2 (60)(0.2)(1.642)}{(0.25)(66)} p_D$$

$$\Delta p = 169 p_D$$

e) Calcular $p_{wf}(t)$ mediante la diferencia de Δp y p_i :

$$P_{wf} = p_i - \Delta p = 2600 - 169 p_D$$

Las p_{wf} resultantes son tabuladas en la tabla 5.2.

Para el caso de presión constante, la declinación del gasto de producción es calculado de acuerdo al siguiente procedimiento:

- Listar el tiempo de producción (en días) en incrementos de 10 días.
- Calcular el tiempo adimensional t_D correspondiente empleando la Ec. 5.4.
- Leer el valor de q_D de la Fig. 5.3 para los valores correspondientes de t_D .
- Calcular los gastos $q_o(t)$ correspondientes a partir de q_D empleando la Ec. 5.2, con la cual resulta:

$$q_o(t) = \frac{k h (P_i - P_{wf})}{141.2 \mu_o B_o} q_D$$

$$q_o(t) = \frac{(0.25)(66)(2600 - 1200)}{141.2 (0.2)(1.642)} q_D = 498 q_D$$

Estos resultados son tabulados en la Tabla 5.3.

Tabla 5.2 Declinación de presión con un gasto de producción constante 60 $\left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$

t [días]	t [Horas]	t_D	p_D	$\Delta p \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{abs} \right]$	$P_{wf} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{abs} \right]$
1	24	$2.07 * 10^{-4}$	5.37	908.0	1692
10	280	$2.07 * 10^{-5}$	6.50	1096.0	1504.0
20	480	$4.15 * 10^{-5}$	6.87	1158.4	1441.6
40	960	$8.29 * 10^{-5}$	7.20	1214.1	1385.9
60	1440	$1.24 * 10^{-6}$	7.40	1247.8	1352.2
70	1680	$1.45 * 10^{-6}$	7.50	1264.7	1335.4

Tabla 5.3 Declinación del gasto con una presión de fondo fluyendo constante, $p_{wf} = 1200 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{abs} \right]$.

t [días]	t [Horas]	t_D	q_D	$q_o \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$
1	24	$2.07 * 10^{-4}$	0.182	90.7
10	240	$2.07 * 10^{-5}$	0.150	74.7
20	480	$4.15 * 10^{-5}$	0.144	71.7
40	960	$8.29 * 10^{-5}$	0.140	69.7
60	1440	$1.24 * 10^{-6}$	0.133	66.3
70	1680	$1.45 * 10^{-6}$	0.130	64.8

5.2 DECLINACIÓN EN ESTADO PSEUDOESTACIONARIO

(Slider, 1983; Arps, 1954).

En este tipo de declinación, será necesario considerar la producción de aceite como un conjunto o serie de producciones en estado estacionario para describir el comportamiento de un pozo. El inicio del abatimiento (de presión) está determinado por el tiempo en el cual, el radio de drene ha alcanzado las fronteras externas de no-flujo. De allí en adelante como resultado de la producción, la región total drenada por el pozo comienza a ser deplecionada y de este modo, la caída de presión a lo largo del área total de drene, tal como se muestra en la Fig. 5.5. El rango de declinación de la presión depende de los siguientes factores:

- ◆ Rapidez con la que los fluidos son producidos.
- ◆ Expansión de los fluidos del yacimiento.
- ◆ Compactación del volumen de poros.

Cuantificar la declinación de presión será labor del ingeniero de yacimientos, y para realizarlo, usualmente tendrá que calcularla a partir de un balance de materia volumétrica. El efecto más importante de la declinación es el deterioro del comportamiento de afluencia, reflejado mediante la declinación de la presión media del yacimiento y el incremento de la resistencia al flujo.

La Fig. 5.5 se ilustra dos casos de depleción:

1. Depleción a gasto constante.
2. Depleción a presión constante.

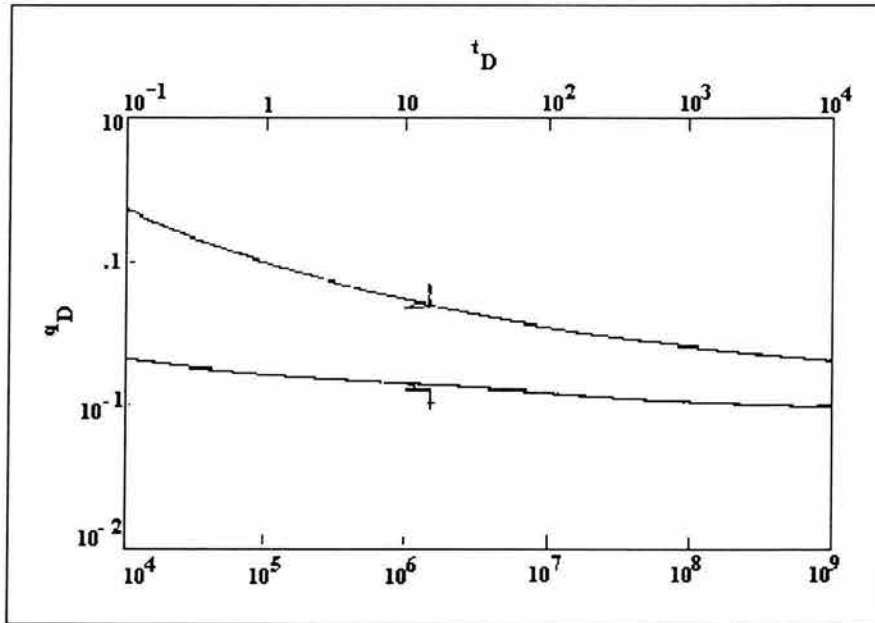


Fig. 5.5 Declinación de presión. Gasto constante. Presión constante (Golan y Whitson, 1991).

1. Depleción a gasto constante.

El balance de materia que relaciona la declinación de la presión media del yacimiento \bar{p}_y con la producción acumulada de aceite N_p es:

$$N_p B_o = V_p C_t (p_i - p_{wf}) , \quad (5.15)$$

o bien:

$$N_p B_o = A h \phi C_t (p_i - p_{ws}) , \quad (5.16)$$

donde:

A:	Área,	$[pie^2]$
B_o :	Factor de volumen del aceite,	$\left[\frac{bl_{e.o.c.}}{bl_{e.o.c.}} \right]$
C_t :	Compresibilidad total de la formación,	$\left[\frac{1/lb}{pg^2} abs \right]$
h:	Espesor de la formación,	$[pie]$
N_p :	Producción acumulada del aceite,	$[bl]$
p_i :	Presión inicial,	$\left[\frac{lb}{pg^2} abs \right]$
p_{ws} :	Presión del yacimiento,	$\left[\frac{lb}{pg^2} abs \right]$

Para una producción a gasto constante, N_p es igual al producto del gasto de aceite y el tiempo, o sea, $N_p = q_o t$, resultando la siguiente expresión para p_{ws} :

$$p_{ws} = p - \frac{q_o B_o}{A h \phi C_t} t \quad (5.17)$$

Prácticamente, ésta relación sugiere que la presión media declina linealmente con el tiempo en un yacimiento de aceite ligeramente compresible.

Por definición, la presión media volumétrica del yacimiento p_{ws} esta dada por:

$$p_{ws} = \frac{\int_{r_w}^{r_e} p dV}{\int_{r_w}^{r_e} dV} \quad (5.18)$$

Dado que el volumen V para un sistema radial se escribe como:

$$V = \pi (r^2 - r_w^2) h \phi \quad (5.19)$$

y $\frac{dV}{dr}$ es:

$$\frac{dV}{dr} = 2 \pi r h \phi \quad (5.20)$$

p_{ws} se puede expresar, con ciertas manipulaciones matemáticas como:

$$p_{ws} = \frac{2}{r_e^2 - r_w^2} \int_{r_w}^{r_e} r p(r) dr \quad (5.21)$$

La distribución de presión radial general para el flujo pseudoestacionario de un fluido ideal (líquido) en un yacimiento circular cerrado es:

$$p(r) = p_{wf} + \frac{141.2 q \mu B}{k h} r p(r) dr \quad (5.22)$$

Sustituyendo la Ec. 5.22 en la Ec. 5.21 e integrando, resulta una ecuación de IPR la cual relaciona el gasto, presión del yacimiento y presión de fondo fluyendo:

$$q_o = \frac{k h (p_{ws} - p_{wf})}{141.2 \mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 \right]} \quad (5.23)$$

Una aplicación práctica de las ecuaciones desarrolladas para la declinación de presión del yacimiento a un gasto constante de producción es la combinación del balance de materia y la curva de IPR lo cual permite obtener la presión de fondo fluyendo como una función del tiempo. El resultado es una indicación de cuanto puede producir el pozo a gasto

constante sin recurrir a un sistema artificial de producción. La Fig. 5.6 muestra la interrelación entre el balance de materia y la curva de IPR, además del perfil de presiones de flujo.

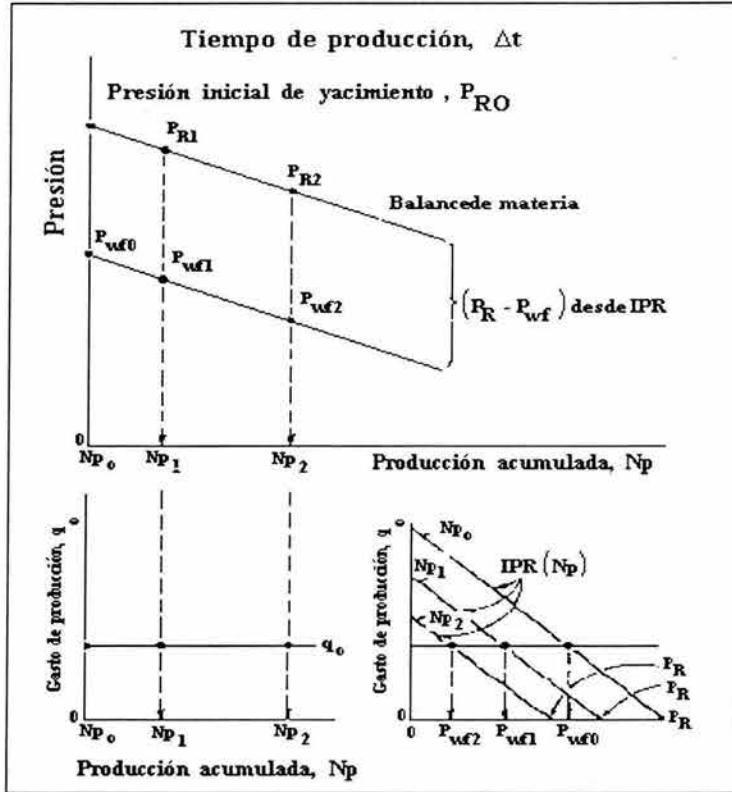


Fig. 5.6 Aplicación de balance de materia e IPR para determinar el perfil de presión de fondo fluendo (Golan y Whitson).

2. Depleción a presión constante.

En caso de una depleción a presión constante, la expresión para la declinación de la presión del yacimiento (bajosaturado) es más complicado. El gasto de producción en yacimientos deplecionados está expresada por la ecuación de flujo radial;

$$q_o(t) = \frac{k h (p_e(t) - p_{wf})}{141.2 \mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right) \right]}, \tag{5.24}$$

donde la presión en la frontera externa $p_e(t)$ declina como una función del tiempo. Una ecuación de balance de materia relaciona la producción acumulada N_p con la presión $p_e(t)$. Esta expresa la producción acumulada como una función de la compresibilidad total aparente del sistema C_{ta} , el volumen de poros $V_p (1 - S_w)$, y la caída de presión en el yacimiento $p_i - p_e(t)$. En forma de ecuación se puede escribir:

$$N_p = V_p (1 - S_w) C_{ta} [p_i - p_e(t)], \tag{5.25}$$

donde C_{ta} es la compresibilidad total aparente, la cual varía con $p_e(t)$.

Calcular la declinación del gasto de producción o presión en yacimientos de aceite saturado es mucho más complicado y requiere cálculos de balance de materia. El procedimiento de cálculo propuesto por Tracy (1955) y Turner (1944)

son, quizás, los procedimientos más simples disponibles. A pesar de su relativa simplicidad, estos pueden no estar disponibles cuando se realiza el análisis del comportamiento del pozo.

El comportamiento de gasto- tiempo durante la declinación ha sido tratada rigurosamente por matemáticos quienes resolvieron las ecuaciones de flujo analíticamente para condiciones particulares de frontera de no- flujo: en la frontera externa y presión constante en la frontera interna. Una forma útil de esta solución ha sido presentada por **Fetkovich (1980)**, quien utilizó la solución matemática de **Tsarevich y Kuranov (1966)**, originalmente presentada en forma de tabla. **Fetkovich (1980)** preparó una curva tipo de gasto adimensional contra tiempo adimensional. Un ejemplo de esta curva tipo se muestra en la Fig. 5.7. Esta figura incluye también el periodo de declinación transitoria previo a la depleción en estado pseudoestacionario.

A partir de las curvas se puede observar que la transición del período transitorio al estado pseudoestacionario es instantáneo para una geometría circular externa. El cambio instantáneo ocurre a t_{pss} (tiempo en estado pseudoestacionario), el cual puede ser estimado a partir de la Ec. 5.12, estos puntos son marcados con asteriscos en la Fig. 5.7. Una geometría irregular externa o un pozo no centrado puede acortar el período transitorio y posponer la verdadera declinación en estado pseudoestacionario, creando un período de transición entre la producción transitoria y la producción en estado pseudoestacionario. La declinación en el período de transición generalmente no se considera y para fines prácticos, esta es considerada como nula.

Una expresión general para declinación en estado pseudoestacionario para presión constante de producción, de acuerdo a la solución analítica es:

$$q_D = A e^{-Bt_D} \quad , \quad (5.26)$$

donde A y B son constantes definidas por la relación $\frac{r_e}{r_w}$. **Fetkovich (1980)** desarrollo expresiones para A y B y

$$A = \frac{1}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5} \quad , \quad (5.27)$$

estableció que:

$$B = \frac{2A}{\left(\frac{r_e}{r_w}\right)^2 - 1} \quad , \quad (5.28)$$

Para realizar el análisis de declinación en estado pseudoestacionario se puede emplear la Ec. 5.26 o bien la Fig. 5.7 empleando las siguientes ecuaciones:

$$q_D = \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{k h (p_i - p_{wf})} \quad , \quad (5.2)$$

$$t_D = \frac{0.00634 k t}{\phi \mu_o C r_{wa}^2} \quad , \quad (5.4)$$

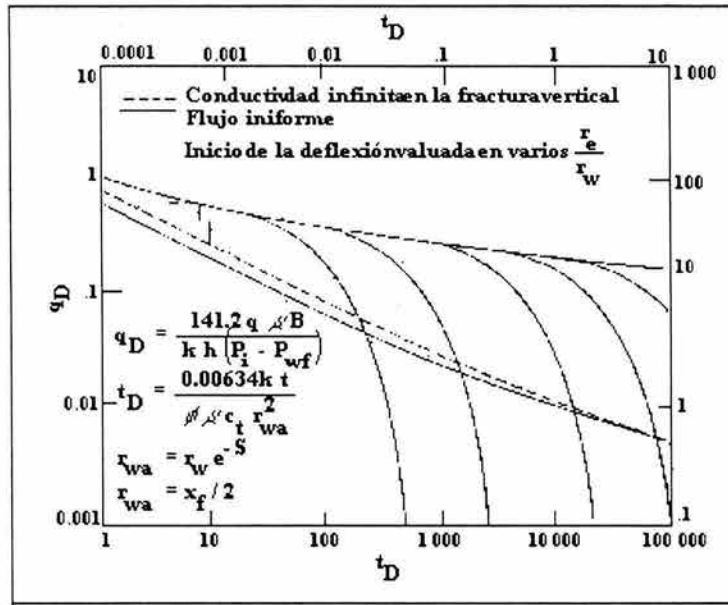


Fig. 5.7 Solución analítica a presión constante, en estado pseudoestacionario (Golan y Whitson, 1991).

5.2.1. DECLINACIÓN EXPONENCIAL (Nind, 1964).

Hace algunos años se descubrió que un gráfico de el gasto de producción de aceite contra tiempo para un pozo, podría ser extrapolado en el futuro para proporcionar una estimación de los gastos futuros de producción. Conociendo los gastos futuros de producción es posible determinar la producción futura total o reservas del yacimiento en cuestión.

Así mismo, después de un período durante el cual se estabilizó la producción (en la producción permisible del pozo, cerca de ella, o según la demanda del mercado) se encontró que hubo un momento en que el pozo no podía sostener su producción y su capacidad fue decayendo regularmente, es decir, comenzó a declinar mes tras mes. En la Fig. 5.8 se muestra una curva típica de producción contra tiempo en la cual se ha trazado una curva promedio usando líneas punteadas. Evidentemente, si se le puede dar una forma regular (matemática) a la parte de la línea punteada será posible extrapolar en el futuro, y así predecir la producción del pozo, por ejemplo a 1, 2, 5, ó 10 años.

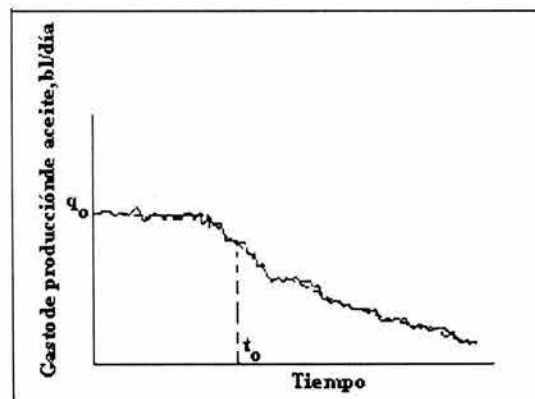


Fig. 5.8 Gráfica típica de gasto de aceite contra tiempo (Nind, 1964).

Si se grafican los datos de la producción contra la producción acumulativa de aceite se observa que la parte de la curva que declina se puede convertir en la línea recta, la cual es por supuesto fácil de extrapolar Fig. 5.9

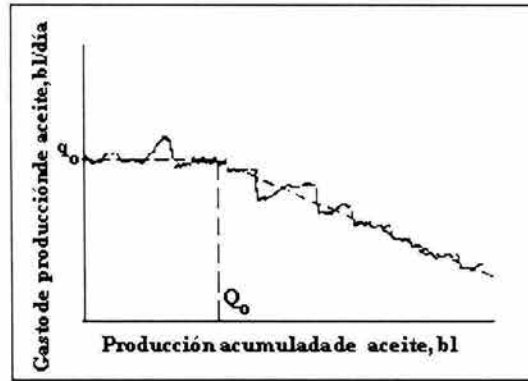


Fig. 5.9 Gráfica típica del gasto de aceite contra la producción acumulada.

Cuando el gasto de producción se grafica contra el tiempo, se puede observar que el gasto declina con el tiempo, tal como se ilustra en la Fig. 5.10.

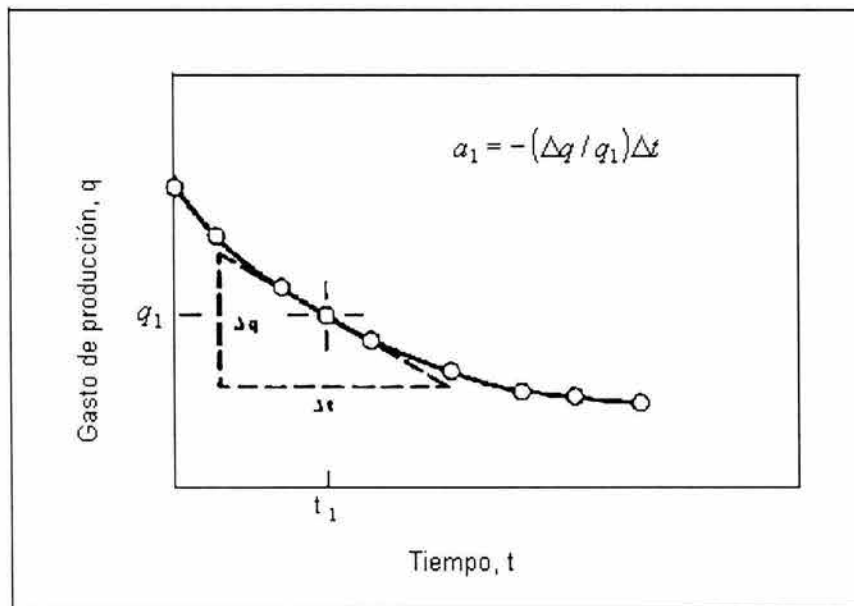


Fig. 5.10 Declinación del gasto en función del tiempo.

La declinación a porcentaje constante es también conocida como declinación exponencial debido a que la expresión matemática que define este tipo de declinación es una ecuación exponencial. La definición básica para la declinación exponencial puede ser expresada en forma de ecuación de la siguiente manera:

$$a \Delta t = - \left(\frac{\Delta q}{q} \right), \quad (5.29)$$

o bien, en forma diferencial:

$$a = - \left(\frac{q}{dq} \frac{dq}{dt} \right), \quad (5.30)$$

donde:

- α : Constante de declinación (positiva)
- q : Gasto de producción a un tiempo t , $\left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$
- dq/dt : Variación del gasto de producción con respecto al tiempo, $\left[\frac{\text{bl/día}}{\text{día}} \right]$

Integrando la Ec. 5.30 se obtiene la forma exponencial:

$$\alpha t = \ln \left(\frac{q_i}{q} \right), \quad (5.31)$$

$$\left(\frac{q_i}{q} \right) = e^{\alpha t}, \quad (5.32)$$

$$q = q_i e^{-\alpha t}. \quad (5.33)$$

La Ec. 5.33 obviamente es de tipo exponencial y muestra como la curva gasto- tiempo puede ser representada como una línea recta en papel semilogarítmico Fig. 5.11.

La expresión para la curva de gasto producido contra producción acumulada se obtiene integrando la Ec. 5.33 con respecto al tiempo, obteniéndose:

$$N_p = \alpha (q_i - q_o), \quad (5.34)$$

donde:

- α : Constante de declinación
- N_p : Producción acumulada de aceite @ c.s. $\left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$
- q_i : Gasto inicial de aceite, $\left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$
- q_o : Gasto de aceite a un tiempo t , $\left[\frac{\text{bl}}{\text{días}} \right]$

Las Ecs. 5.33 y 5.34 pueden ser escritas en función de la rapidez de declinación, D , la cual es igual a $(1/\alpha)$, de la siguiente forma:

$$q = q_i e^{-Dt}, \quad (5.35)$$

$$N_p = \frac{1}{D} (q_i - q_o), \quad (5.36)$$

Transformando la Ec. 5.35 de logaritmo natural a logaritmo base 10:

$$\log q = \log q_i - \frac{D}{2.3} t, \quad (5.37)$$

Gráficamente, la Ec. 5.37 queda representada como una línea recta cuya pendiente es $(-D/2.3)$ y ordenada al origen, q_i Fig. 5.11.

Extrapolando esta línea hasta el límite económico puede conocerse la vida futura del pozo. (El límite económico se definirá más adelante).

Posteriormente, con base en los estudios realizados por **Arps (1945)**, **Fetkovich (1980)** estableció como utilizar la Ec. 5.35 en términos de las variables del yacimiento, con lo cual proporcionaba un sentido físico a las observaciones realizadas por **Arps (1845)**. De esta forma obtuvo las siguientes expresiones para las constantes empíricas q_i y D :

$$q_i = \frac{k h (P_i - P_{wf})}{141.2 \mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{r_c}{r_{wa}} \right) - 0.5 \right]}, \tag{5.38}$$

$$D = \frac{2(0.000264)k}{\phi \mu_i C_{ti} (r_c^2 - r_{wa}^2) \left[\ln \left(\frac{r_c}{r_{wa}} \right) - 0.5 \right]}, \tag{5.39}$$

Estas expresiones pueden ser usadas para predecir la declinación del gasto si los datos de producción no están disponibles para identificar el curso de declinación actual.

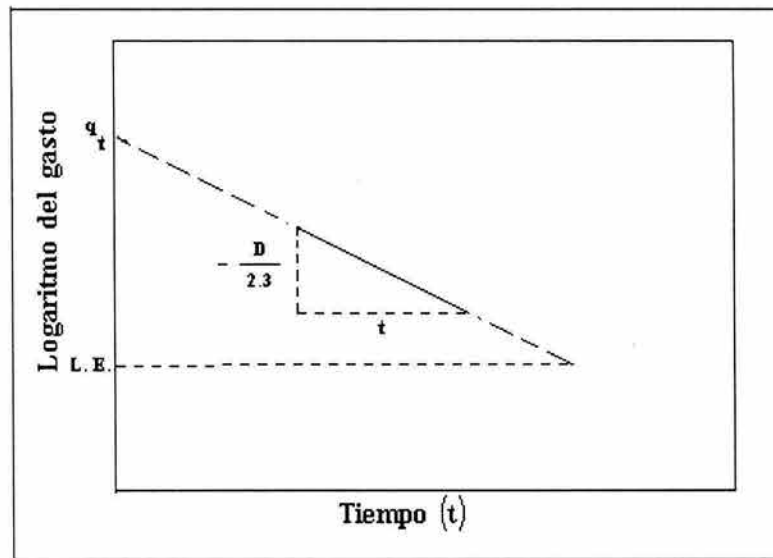


Fig. 5.11 Representación gráfica de la declinación exponencial en papel semilogarítmico.

PORCENTAJE DE DECLINACIÓN MENSUAL

El porcentaje de declinación mensual por definición puede ser presentado por:

$$\text{Porcentaje de declinación} = \frac{100}{q} \frac{dq}{dt}, \tag{5.40}$$

Derivando la Ec. 5.35 con respecto al tiempo:

$$\frac{dq}{dt} = D q_i e^{-Dt} \quad , \quad (5.41)$$

Sustituyendo las Ecs. 5.35 y 5.41 en la Ec. 5.40 se tiene que:

$$\text{Porcentaje de declinación} = -100 D \quad , \quad (5.42)$$

De la Ec. 5.36 se tiene que:

$$D = \frac{1}{N_p} (q_i - q)$$

Por lo tanto, el porcentaje de declinación será:

$$\text{Porcentaje de declinación} = \frac{100}{N_p} (q_i - q) \quad , \quad (5.43)$$

Este tipo de declinación se presenta cuando se tiene un yacimiento cerrado que produce con una presión de fondo fluyendo constante y cuando se sienten los efectos de frontera.

OBTENCIÓN DEL LÍMITE ECONÓMICO, (L.E.) (Rodríguez, 1984).

La extrapolación gráfica, debe llevarse hasta un punto en el que el valor de la producción sea equivalente a los gastos de producción, ya que de continuar con la explotación, las erogaciones serían mayores que los ingresos.

El valor de la producción mínima que sufraga los costos de operación, manteniendo de equipo, personal empleado, pago de regalías, etc., es conocido con el nombre de límite económico. La expresión matemática que permite determinar este valor es la siguiente:

$$\text{L.E.} = \frac{C}{O - S} \quad , \quad (5.44)$$

donde:

C:	Costo estimado de operación al límite económico,	$\left[\frac{\$}{\text{Año}} \right]$
L.E:	Límite económico,	$\left[\frac{\text{bl}}{\text{Año}} \right]$
O:	Precio de aceite,	$\left[\frac{\$}{\text{bl}} \right]$
S:	Monto de regalías, impuestos, etc.,	$\left[\frac{\$}{\text{bl}} \right]$

El valor límite económico esta sujeto a la variación de los factores considerados anteriormente; por ejemplo, el aumento de costos varía con la profundidad del pozo, número de pozos en el área, tipo de fluidos producidos, método de producción y la demanda, sin embargo, el factor preponderante es el precio del aceite por unidad de volumen en el mercado.

Ejemplo de aplicación 5.2:

El pozo A-13 está produciendo con una bomba de fondo a alta presión, aceite bajosaturado, en una zona productora de baja permeabilidad. El gasto de bombeo es ajustado semanalmente para mantener constante el nivel del fluido en el espacio anular (tubería de revestimiento y tubería de producción) con una presión de fondo fluyendo igual a $800 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{abs} \right]$. Los datos de declinación del gasto observado en el pozo se listan en la Tabla 5.4.

Posteriormente se realizó una prueba de incremento de presión en el pozo para identificar los parámetros del yacimiento. Los datos del pozo y los resultados de la prueba de incremento de presión se ilustran en la Tabla 5.5.

Como complemento de un estudio de producción, se requiere determinar la siguiente información:

- 1) Identificar el modelo de declinación del gasto en el pozo y extrapolar hasta el punto en donde la producción declina a $10 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$.
- 2) Emplear los datos de declinación para calcular los términos q_{oi} y D . Posteriormente, empleando la ecuación de declinación de **Arps (1945)** determinar q .
- 3) Comparar los valores calculados de q_{oi} y D del punto 2 con los valores calculados con las Ecs. 5.38 y 5.39 empleando una prueba de incremento de presión.

Tabla 5.4 Declinación del gasto del pozo A- 13 con una p_{wf} constante = $800 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{abs} \right]$.

t [meses]	$q_o \left[\frac{\text{bl}}{\text{mes}} \right]$
0.5	18,578.3
1.5	15,386.3
2.4	13,090.6
3.5	11,441.4
4.4	9,946.3
5.5	7,932.6
6.3	7,516.6
7.5	7,046.2
8.5	7,046.2
9.5	5,680.5
10.5	5,100.4
11.5	4,579.5
12.5	4,111.8

Tabla 5.5 Datos del pozo A- 13

B_{oi} :	1.36	[Adimensional]
C_i :	$2.73 * 10^{-6}$	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{abs} \right]^{-1}$
k :	0.392	[mD]
h :	121	[pie]

p_i :	5790	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{abs} \right]$
p_{wf} :	800	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{abs} \right]$
r_w :	0.25	$[\text{pie}]$
r_e :	1490	$[\text{pie}]$ (160 acres de espaciamento)
S:	-3.85	$[\text{pie}]$ ($r_{wa} = 11.75$)
ϕ :	0.101	$[\text{Adimensional}]$
μ_{oi} :	0.46	
D:	9300	$[\text{pie}]$ (profundidad del intervalo perforado).

Solución:

Para identificar el modelo de declinación de gasto se emplean dos métodos gráficos. Estos métodos son:

1. Curva tipo elaborada en papel log- log
2. Gráfica de q contra t en papel semilogarítmico.

La Fig. 5.12 es una gráfica log- log de los datos de producción de la Tabla 5.4. Si se sobrepone la curva generada en la Fig. 5.12 sobre la Fig. 5.7 se podrá observar que se ajusta perfectamente a cualquier valor de la curva r_e / r_{wa} , lo cual indica una declinación exponencial.

La Fig. 5.13 es un gráfico semilog de los datos de la Tabla 5.4. El gráfico genera una línea recta que corresponde a la Ec. 5.35. La intersección de esta curva (línea recta) con el eje de las ordenadas y su pendiente determina los valores de q_{oi} y D donde:

$$q_{oi} = 16500 \left[\frac{\text{bl}_o}{\text{mes}} \right]$$

$$D = \frac{-\ln\left(\frac{4100}{16500}\right)}{12.5} = 0.114 \text{ [meses}^{-1}\text{]}$$

En ausencia de registros de la producción (historia de producción), los parámetros en la Ec. 5.35 pueden ser determinados a partir de los datos del yacimiento, obtenidos de una prueba de incremento de presión. Utilizando la Ec. 5.38 se tiene que:

$$q_{oi} = \frac{(0.392)(121)(579 - 800)}{141.2 (0.46)(1.36) \left[\ln\left(\frac{1490}{11.75}\right) - 0.5 \right]} = 617 \left[\frac{\text{bl}_o}{\text{día}} \right]$$

$$q_{oi} = 18767 \left[\frac{\text{bl}_o}{\text{mes}} \right]$$

De la Ec. 5.39 tenemos que:

$$D = \frac{2(0.000264)(0.392)}{(0.101)(0.46) \left(2.73 \cdot 10^{-6} \right) \left(1490^2 - 11.75^2 \right) \left[\ln\left(\frac{1490}{11.75}\right) - 0.5 \right]}$$

Como se puede observar, los valores de q_i y D calculados con la ecuación de Arps, difieren muy poco de los valores obtenidos empleando las ecuaciones propuestas por Fetkovich. Por lo tanto el emplear uno u otro método, dependerá de la calidad del estudio que se quiera realizar, o bien, de los datos disponibles en un momento dado.

$$D = 8.46 \cdot 10^{-5} \quad [\text{horas}^{-1}] = 0.12 \quad [\text{meses}^{-1}]$$

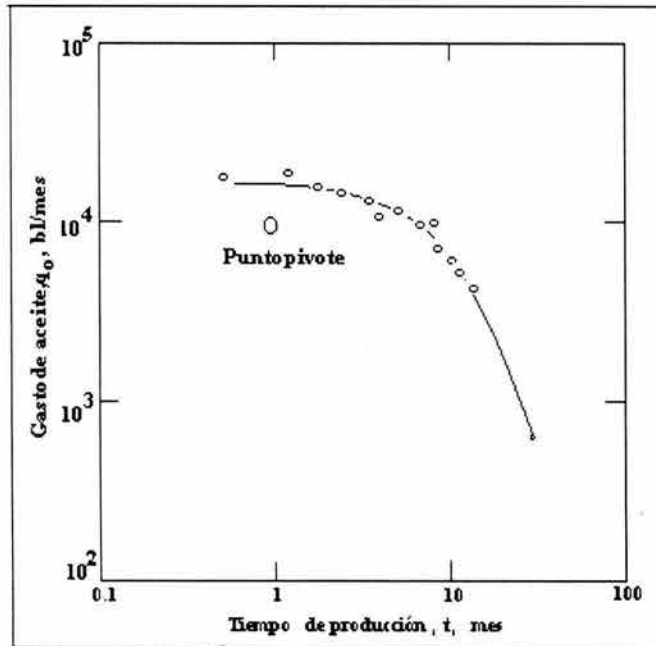


Fig. 5.12 Gráfica log-log de gasto contra tiempo (datos del pozo A-13) [Golan y Whitson, 1981].

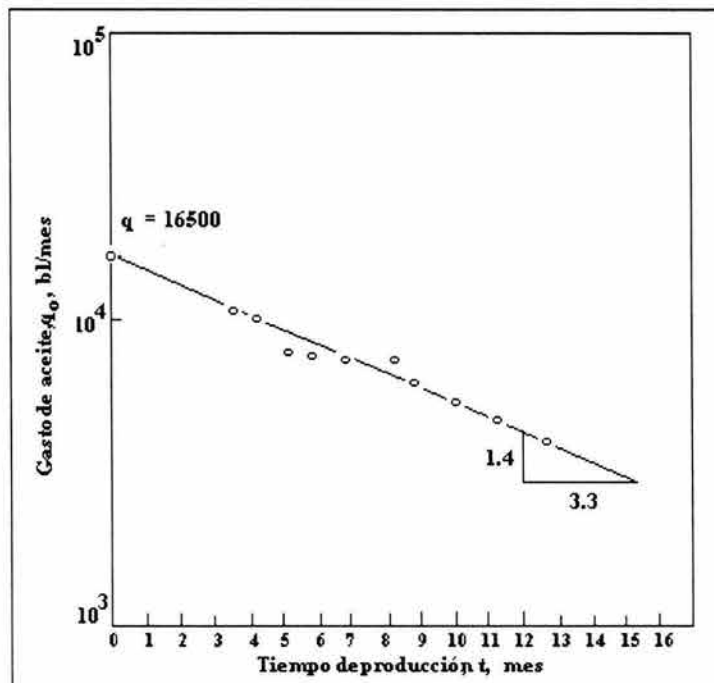


Fig. 5.13 Gráfica semilogarítmica de gasto contra tiempo para el pozo A-13 (Golan y Whitson, 1981).

5.2.2 DECLINACIÓN HIPERBÓLICA (Arps, 1954; Fetkovich, 1980).

A saber, no todos los pozos productores exhiben declinación exponencial durante la depleción. En muchos casos, se puede observar una declinación hiperbólica gradual, donde el comportamiento de gasto- tiempo es estimada de mejor forma que a partir de la solución analítica. La declinación hiperbólica es el resultado de energías (mecanismos de empuje) naturales o artificiales que disminuyen el abatimiento de presión comparado con el abatimiento causado por la expansión de un aceite ligeramente compresible.

La declinación hiperbólica se presenta si el mecanismo de empuje es gas en solución, expansión de casquete de gas o empuje de agua. También se presenta cuando el mecanismo de empuje natural es suplementado por inyección de gas o agua. En cualquier caso, la presencia de estos mecanismos de empuje implica que la compresibilidad total se incremente y la recuperación de hidrocarburos sea mejorada en comparación con el mecanismo de empuje de expansión del aceite.

De lo anterior, se puede decir que la declinación hiperbólica o log-log es la que se presenta con más frecuencia. La expresión matemática que define la declinación hiperbólica es:

$$-b = \frac{\frac{q}{\left(\frac{dq}{dt}\right)}}{dt} = \frac{da}{dt}, \quad (5.45)$$

donde:

b : Ritmo de declinación (constante positiva).

Una definición alterna de declinación hiperbólica es que la diferencia de pérdidas, α , con respecto al tiempo es constante. Integrando dos veces la Ec. 5.45, se obtiene:

$$q = q_i (1 + D_i b t)^{-\left(\frac{1}{b}\right)}, \quad (5.46)$$

Esta ecuación, la cual es de tipo hiperbólico muestra como tal curva puede ser alineada en papel log-log cuando cambia horizontalmente sobre la distancia $(1 / D_i b)$. La pendiente de la recta así obtenida es $1/b$.

Al usar esta ecuación se debe recordar que D_i esta rapidez de declinación cuando el gasto q_i prevalece, y t es igual a cero; t es el tiempo que tarda en declinar el gasto de q_i a q .

El valor de la constante de declinación hiperbólica, b , es lo más difícil de determinar en este análisis. Sin embargo, una vez determinado esta constante, es relativamente simple obtener el gasto de declinación correspondiente a q_i y calcular el gasto q , correspondiente a un tiempo t . Estos mismos parámetros pueden ser utilizados para calcular la producción acumulada durante el tiempo t , cuando el gasto de producción a declinado de q_i a q .

Más adelante se verá que estos parámetros son fáciles de determinar utilizando curvas tipo.

Para determinar la ecuación de gasto de producción- producción acumulada se integra la Ec. 5.46 con respecto al tiempo obteniéndose:

$$N_p = \frac{q_i^b}{D(1-b)} (q_i^{(1-b)} - q^{(1-b)}), \quad (5.47)$$

Las Ecs. 5.46 y 5.47 muestran que las gráficas de gasto de producción contra tiempo y gasto producido contra producción acumulada será una línea recta en papel log- log para distintos valores de b .

La Fig. 5.14 muestra la diferencia entre la declinación exponencial e hiperbólica, cuando los datos son graficados en papel semilogarítmico.

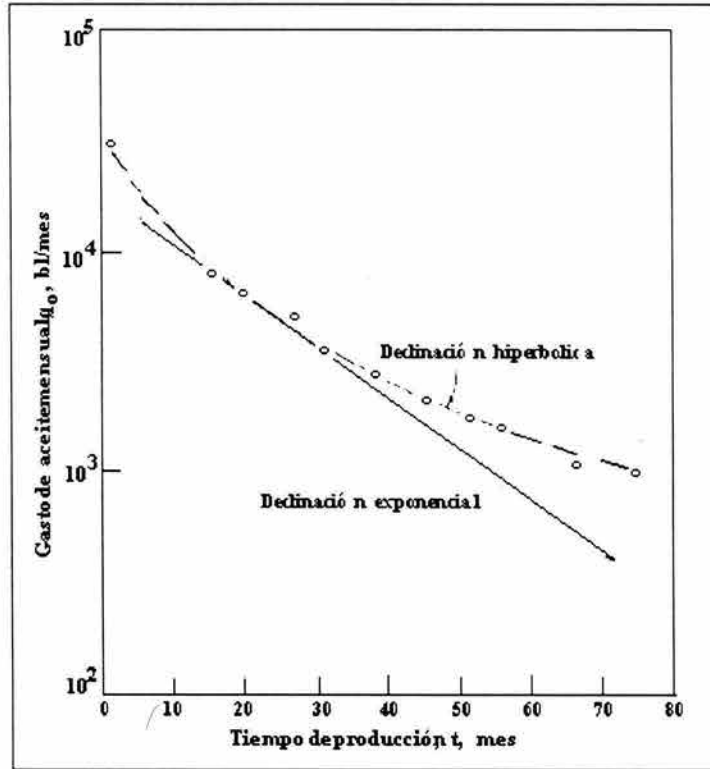


Fig. 5.14 Comparación de las curvas de declinación exponencial e hiperbólica (Golan y Whitson, 1991).

PORCENTAJE DE DECLINACIÓN MENSUAL

Derivando la Ec. 5.46 con respecto al tiempo:

$$\frac{dq}{dt} = - \frac{q_i}{(1 + Dbt)^{\left(\frac{1}{b}\right)+1}} \quad (5.48)$$

Sustituyendo la Ecs. 5.46 y 5.48 en la Ec. 5.40 se obtiene:

$$\text{Porcentaje de declinación} = - \frac{100 D}{(1 - Dbt)} \quad (5.49)$$

Las ecuaciones vistas para la declinación exponencial e hiperbólica permiten una extrapolación matemática de datos y facilita los cálculos correspondientes. Estos tipos de declinación difieren en el valor de b , ya que para la declinación exponencial, $b = 0$. La mayoría de las curvas de declinación parecen seguir una declinación hiperbólica, el valor de $b = 0.25$, es un buen promedio de muchas curvas examinadas, es raro que b , exceda de 0.6.

5.2.3. DECLINACIÓN ARMÓNICA (Slider, 1983; Arps, 1954).

Este tipo de declinación ocurre si el valor de b , de Ec. 5.46 es 1. En este caso la rapidez de declinación D , es proporcional al gasto q . Algunas veces se presenta cuando la producción es controlada predominantemente por segregación gravitacional. De la Ec. 5.46 para un valor de $b = 1$ se obtiene la siguiente expresión:

$$q = \frac{q_i}{(1 + D_i t)} \quad (5.50)$$

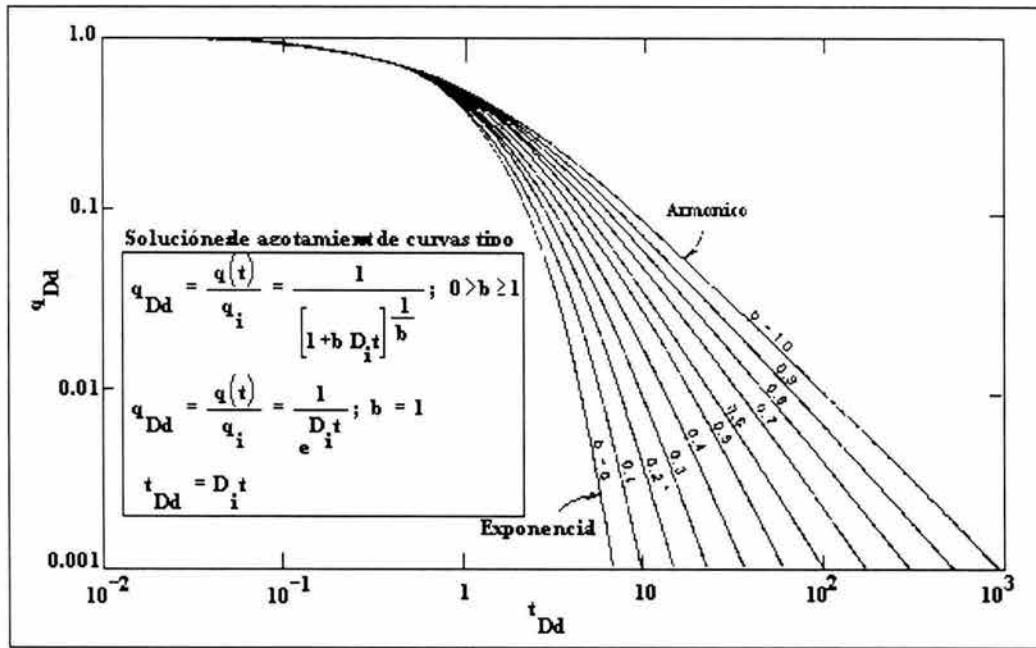


Fig. 5.15 Muestra una curva tipo para una declinación armónica, basada en las ecuaciones empíricas de Arps (1954).

Por otra parte, la ecuación de gasto producido- producción acumulada puede determinarse integrando la Ec. 5.50:

$$N_p = \frac{q_i}{D} (\log q_i - \log q) \quad (5.51)$$

La ecuación anterior puede ser representada por una línea recta en papel logarítmico, graficando gasto producido en la escala logarítmica. De la Ec. 5.50 se tiene que:

$$q = q_i - D t q \quad (5.52)$$

Esta ecuación da una línea recta de pendiente $(-D)$, al graficar gasto producido contra qt , como se ilustra en la Fig. 5.16.

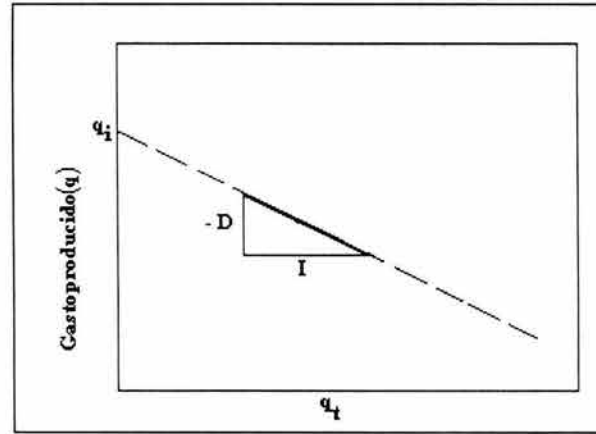


Fig. 5.16 Representación gráfica de la declinación armónica en papel cartesiano.

PORCENTAJE DE DECLINACIÓN

Derivando la Ec. 5.42 con respecto al tiempo:

$$\frac{dq}{dt} = - \frac{q_i D}{(1 + Dt)^2} \quad (5.53)$$

Sustituyendo las Ecs. 5.50 y 5.53 en la Ec. 5.40 se obtiene:

$$\text{Porcentaje de declinación} = - \frac{100 D}{(1 + Dt)} \quad (5.54)$$

GASTO FUTURO Y TIEMPOS DE VIDA ÚTIL

Los regímenes de producción futuros, se calculan a partir de las Ecs. 5.33, 5.46 y 5.50 para el tipo de declinación exponencial, hiperbólica y armónica respectivamente, una vez que se han determinado las constantes involucradas en cada una de estas ecuaciones y se conoce el tiempo al cual se requiere el gasto.

El tiempo de vida útil del yacimiento se determina sustituyendo el valor del límite económico en cada una de las ecuaciones antes mencionadas. Las expresiones para obtener el tiempo de vida útil del yacimiento, utilizando las ecuaciones correspondientes a cada tipo de declinación son las siguientes:

Para la declinación exponencial:

$$t = \frac{2.3}{D_i} (\log \text{L.E.} - \log q_i) \quad (5.55)$$

Para la declinación hiperbólica:

$$t = \frac{1}{D_i b} \left[\left(\frac{q_i}{\text{L.E.}} \right)^2 - 1 \right] \quad (5.56)$$

Para la declinación armónica:

$$t = \frac{1}{D_i} \left(\frac{q_i}{L.E.} - 1 \right) \quad (5.57)$$

Por otra parte, se debe tener en cuenta que las curvas de declinación de la producción son simples herramientas de cálculo que permiten hacer extrapolaciones del comportamiento futuro o predecir el mismo para un pozo en el campo. Sin embargo, no tienen bases físicas y el ingeniero de producción no debe sorprenderse si los pozos o los yacimientos no siguen las curvas de declinación de la producción estimados sin importar qué tan cuidadosamente se hayan preparado.

De lo anterior, se concluye que cualquier análisis que presuponga declinación en la producción deberá realizarse con criterio y moderación.

5.3 VARIABLES ADIMENSIONALES (Lee, 1982).

En capítulos anteriores se ha visto que es habitual y hasta conveniente, presentar soluciones gráficas o tabuladas para las ecuaciones de flujo en términos de variables adimensionales. De esta forma es posible presentar compactamente soluciones para un amplio rango de parámetros tales como ϕ , μ , C_i , k y variables tales como r , p y t . En este subtema se muestra como muchas de las variables adimensionales que aparecen en la literatura técnica, y en especial, en las ecuaciones diferenciales, describen el flujo en el medio poroso.

FLUJO RADIAL DE UN FLUIDO LIGERAMENTE COMPRESIBLE

En este punto, se identifican las variables adimensionales y parámetros requeridos para caracterizar las soluciones en las ecuaciones que describen el flujo radial de un fluido ligeramente compresible en un yacimiento.

Estableciendo matemáticamente la ecuación diferencial que describe el flujo radial, se tiene que:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu C_i}{0.000264 k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (5.58)$$

Asumimos que la Ec. 5.58 modela adecuadamente este tipo de flujo. Específicamente, analizamos la situación en la cual:

- 1) La presión a lo largo del yacimiento es uniforme antes de la producción.
- 2) El fluido es producido a un gasto constante en un pozo en particular de radio r_w localizado en el centro del yacimiento.
- 3) No existe flujo a través de la frontera externa (con radio r_e) del yacimiento.

Para la Ec. 5.58 las condiciones iniciales y de frontera son:

$$a \quad t = 0, \quad p = p_i \quad \text{para toda } r$$

$$\text{Para } r = r_e, \quad q = 0, \quad \text{para } t > 0 \quad (5.59)$$

o bien;

$$\frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r_e} = 0, \quad (5.60)$$

$$a \quad r = r_w, \quad q = \frac{-0.001127 (2 \pi r_w h)}{B} \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r_w} \quad \text{para } t > 0,$$

o bien;

$$\frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r_w} = \frac{-q B \mu}{0.00708 k h r_w}. \quad (5.61)$$

Nuestro objetivo en este análisis es restablecer la ecuación diferencial y las condiciones inicial y de frontera en forma adimensional de tal modo que se puedan determinar las variables y parámetros adimensionales que caracterizan este tipo de flujo y que puedan ser empleadas para caracterizar soluciones.

A continuación se muestra como determinar las variables adimensionales tomando como base las condiciones iniciales y de frontera.

$$\text{Se define un radio adimensional como } r_D = \left[\frac{r_e}{r_{wa}} \right]$$

donde:

$$\begin{aligned} r &: \text{Radio de drene del pozo,} & [\text{pie}] \\ r_D &: \text{Radio adimensional.} & [\text{Adimensional}] \\ r_w &: \text{Radio del pozo,} & [\text{pie}] \end{aligned}$$

A partir de la ecuación diferencial (5.58), se puede advertir que una definición conveniente de tiempo adimensional es:

$$t_D = \frac{0.00264 k t}{\phi \mu C_i r_w^2}. \quad (5.62)$$

Las condiciones inicial y de frontera sugieren que una definición conveniente de presión adimensional es:

$$p_D = \frac{0.00708 k h (p_i - p_{wf})}{q B \mu}. \quad (5.63)$$

Con esta definición, la condición de frontera Ec. 5.61 se convierte en:

$$\frac{-q B \mu}{0.00708 k h r_w} \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \Big|_{r_D=1} = \frac{-q B \mu}{0.00708 k h r_w}, \quad (5.64)$$

o simplemente,

$$\left. \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right|_{r_D=1} = 1, \quad (5.65)$$

Expresada en términos de variables adimensionales, la ecuación diferencial y sus condiciones inicial y de frontera se convierten en:

$$\frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left(r \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right) = \frac{\partial p_D}{\partial t_D}, \quad (5.66)$$

$$p_D = 0 \quad \text{para toda } r_D \quad \text{a} \quad t_D = 0, \quad (5.67)$$

$$\left. \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right|_{r_D = \frac{r_e}{r_w}} = 0 \quad \text{para } t_D > 0, \quad (5.68)$$

$$\left. \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right|_{r_D=1} = 1 \quad \text{para } t_D > 0. \quad (5.69)$$

La Ec. 5.66 se conoce como ecuación de difusividad para flujo radial en términos de variables adimensionales. Hasta ahora se ha considerado que los grupos de parámetros y variables que aparecen en la ecuación diferencial junto con sus condiciones iniciales y de frontera son adimensionales. Por consiguiente, a continuación se dará a la tarea de justificar esta situación.

Como se mencionó anteriormente, las variables adimensionales son:

$$\triangleright \quad r_D = \frac{r}{r_w}$$

$$\triangleright \quad t_D = \frac{0.000264 k t}{\phi \mu C_i r_w^2}$$

$$\triangleright \quad p_D = \frac{0.00708 k h (p_i - p)}{q B \mu}$$

Obviamente, r_D es adimensional, dado que se trata de la relación de dos longitudes (pie/pie). Para mostrar que t_D y p_D son adimensionales, se introduce el símbolo [], el cual denota "tiene unidades de". Sea m que denota masa, L longitud, y t tiempo. Las cantidades que aparecen en t_D y p_D tienen las siguientes unidades básicas.

$$\begin{aligned} k &\sim [L^2] \\ t &\sim [t] \\ \phi &\sim [\text{Fracción}] \\ \mu &\sim \left[\frac{m}{L t} \right] \\ C &\sim \left[\frac{L t^2}{m} \right] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 r_w &\sim [L] \\
 h &\sim [L] \\
 p &\sim \left[\frac{m}{L t^2} \right] \\
 q &\sim \left[\frac{L^3}{t} \right] \\
 B &\sim [1]
 \end{aligned}$$

Un comentario sobre las unidades de presión, p , y la compresibilidad, C , (la cual tiene unidades de lb/pg^{2-1}) puede ser útil: La presión está definida como fuerza por unidad de área. A partir de la segunda Ley de Newton se tiene que:

$$\text{Fuerza} \approx [m L / t^2]$$

Por lo tanto, la presión tiene unidades fundamentales de:

$$\text{Presión} \approx \left[\frac{m L}{t^2 L^2} \right] \text{ ó } \left[\frac{m}{L t^2} \right],$$

Y la compresibilidad tiene unidades fundamentales de:

$$\text{Compresibilidad} \approx \left[\frac{L t^2}{m} \right]$$

Por lo tanto:

$$t_D = \frac{0.000264 k t}{\phi \mu C_i r_w^2} \approx \frac{[L^2][t]}{[1] \left[\frac{m}{L t} \right] \left[\frac{L t^2}{m} \right] [L^2]} \approx [1] .$$

De este modo, t_D tiene unidades igual a la unidad, o mejor dicho, es adimensional. Similarmente,

$$P_D = \frac{0.00708 k h (P_i - P)}{q B \mu} \approx \frac{[L^2][L] \left[\frac{m}{L t^2} \right]}{\left[\frac{L^3}{t} \right] [1] \left[\frac{m}{L t} \right]} \approx [1] .$$

Por consiguiente, p_D también es adimensional.

De lo anterior, se puede advertir la gran importancia que tiene la introducción de cantidades adimensionales. Estas permitirán obtener soluciones para un amplio rango de valores k , h , C_i , t , r_e , r_w , q , μ y B en forma compacta (tablas o gráficas) como función de un número mínimo de variables y parámetros. Dichas tablas y gráficas son ampliamente utilizadas en las pruebas y análisis de un pozo.

A continuación se indican las principales variables adimensionales.
Radio adimensional.

$$r_D = \frac{r}{r_w}$$

Presión adimensional.

$$p_D = \frac{k h (p_i - p)}{141.2 q B \mu}; \quad \text{o bien,} \quad p_D = \frac{2 \pi k h (p_i - p)}{q \mu}$$

Tiempo adimensional.

$$t_D = \frac{k t}{\varphi \mu C_i r_w^2}; \quad \text{o bien,} \quad t_D = \frac{0.000264 k t}{\varphi \mu C_i r_w^2}$$

Gasto adimensional.

$$q_D = \frac{1}{q_i} \frac{q \mu}{2 \pi k h}$$

5.4 AJUSTE POR CURVAS TIPO (Arps, 1954)

En puntos anteriores se ha considerado la declinación transitoria y la declinación en estado pseudoestacionario separadamente. Puesto que la transición de estado transitorio a estado pseudoestacionario es prácticamente instantáneo, una extensión natural de las curvas tipo de declinación es combinar, precisamente, estas declinaciones en una sola gráfica. **Fetkovich (1980)** presentó una combinación de curva tipo, la cual se muestra en la Fig. 5.17. El empleó las variables unitarias t_{Dd} y q_{Dd} para definir la curva tipo general, la cual cubre declinación transitoria y declinación exponencial. La figura es de hecho, un gráfico de la solución analítica en la Fig. 5.17 empleando variables adimensionales unitarias. El resultado es que todas las curvas de depleción de la solución analítica exponencial (para diferentes valores de r_e / r_{wa}) se colapsan en una curva individual. En la Fig. 5.17 se puede apreciar que en la región de t_{Dd} para tiempos cortos, las curvas

para $\left[\frac{r_e}{r_{wa}} \right] = 10, 20, 50, \text{ etc,}$ representan la declinación transitoria.

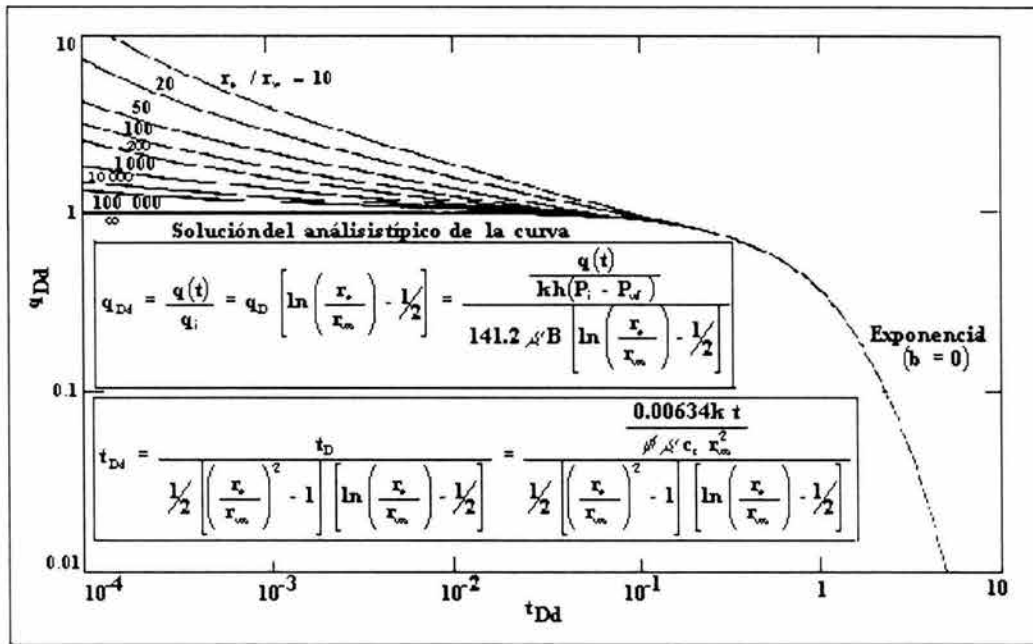


Fig. 5.17 Curvas tipo unitaria general incluyendo períodos de declinación transitoria y exponencial (Golan Whitson, 1991).

A primera vista, el despliegue de estas curvas parece erróneo, dado que la declinación durante el período transitorio no depende del radio de drenaje externo r_e . Una observación cuidadosa, sin embargo, concluye que cada curva representa un segmento diferente de la línea individual de la solución transitoria q_D . Para sustentar la explicación de la construcción de la Fig. 5.17 se basará esquemáticamente de la Fig. 5.18

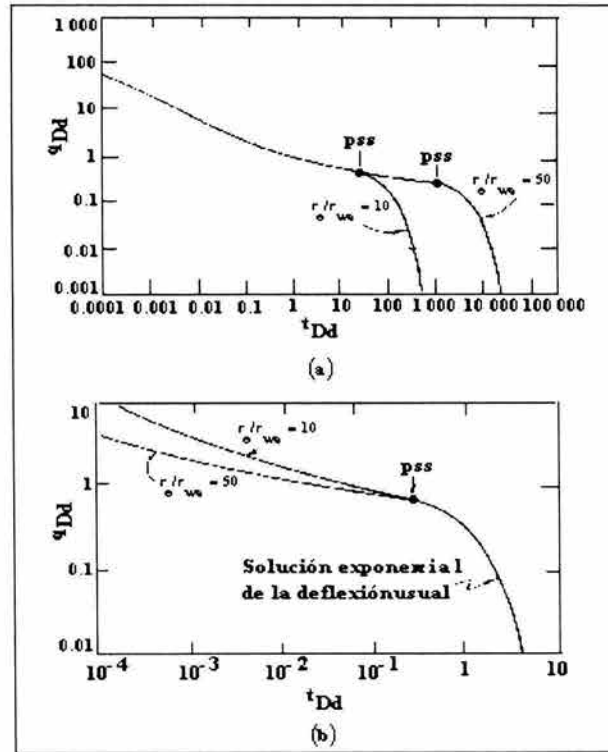


Fig. 5.18 Método gráfico para desarrollar la curva tipo unitaria basada en la solución analítica de gasto adimensional (Golan y Whitson, 1991).

La solución $q_D(t_D)$ se muestra en la Fig. 5.18(a) para valores $\left[\frac{r_c}{r_{wa}} \right] = 10$ y $\left[\frac{r_c}{r_{wa}} \right] = 50$. La transición de flujo transitorio a estado pseudoestacionario esta marcado sobre la curva por una flecha para cada valor de $\left[\frac{r_c}{r_{wa}} \right]$. La curvatura de la curva de declinación para estado pseudoestacionario es idéntica para todos los valores de $\left[\frac{r_c}{r_{wa}} \right]$.

Fetkovich (1980) mostró que una transformación de q_D y t_D a q_{Dd} y t_{Dd} moverá los puntos marcados por flechas a un punto común, forzando así, a todas las curvas de depleción a sobreponerse una con otra formando de este modo una sola curva. La Fig. 5.18(b) es el resultado de la transformación unitaria, donde la solución analítica exponencial está expresada en términos de las variables unitarias $q_{Dd} = q_D / A$ y $t_{Dd} = B t_D$. Sustituyendo A y B a partir de las Ecs. 5.71 y 5.72 en las variables unitarias se obtendrán las siguientes expresiones:

$$q_{Dd} = \left[\ln \left(\frac{r_c}{r_w} \right) - 0.5 \right] q_D \quad , \quad (5.70)$$

$$t_{Dd} = \frac{2}{\left[\left(\frac{r_c}{r_{wa}} \right)^2 - 1 \right] \left[\ln \left(\frac{r_c}{r_w} \right) - 0.5 \right]} t_D \quad , \quad (5.71)$$

La Fig. 5.18 (b) muestra además que la transformación divide la curva de la declinación transitoria en dos curvas (ver Fig. 5.18 (b)), cada una marcada con su valor correspondiente de $\left[\frac{r_e}{r_{wa}} \right]$.

Para generalizar la curva tipo unitaria, **Fetkovich (1980)** incluyó las curvas hiperbólica y armónica de **Arps (1954)** en la región de depleción, resultando la curva tipo general unitaria mostrada en la Fig. 5.19. Cada curva de $\left[\frac{r_e}{r_{wa}} \right]$ representa $2 \frac{1}{2}$ ciclos log del período de la declinación transitoria previa al inicio de la declinación en periodo pseudoestacionario (inicio en $t_{Dd} = 0.3$). Cabe mencionar que el radio del pozo aparente es empleado consistentemente en las definiciones de cantidades, por consiguiente, las curvas tipo pueden ser empleadas en pozos con factor de daño positivo o negativo.

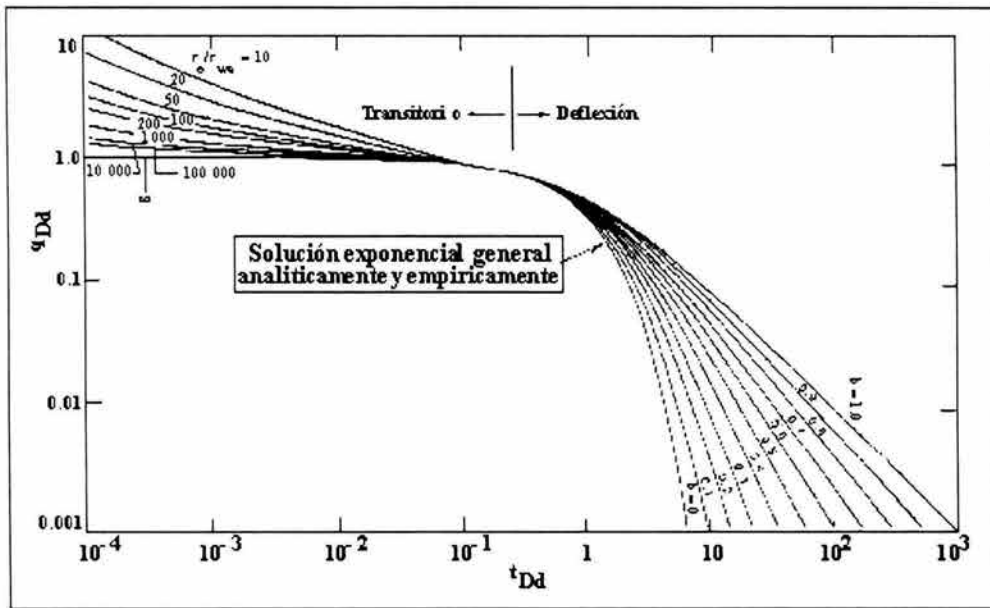


Fig. 5.19 Solución gráfica completa en términos de variables unitarias (Golan y Whitson, 1991).

Por otra parte, el método de superposición de **Slider (1983)** es similar en su principio al procedimiento de ajuste de curvas tipo (log- log) utilizadas actualmente para analizar datos de incremento y decremento de presión a gasto constante.

Como se menciono anteriormente, la mayoría de los análisis convencionales de curvas de declinación se basan en las ecuaciones empíricas dadas por **Arps (1954)**:

$$\frac{q(t)}{q_i} = \frac{1}{(1 + D b t)^{\frac{1}{b}}} \quad (5.72)$$

De donde para $b = 0$, se tiene la ecuación que define la declinación exponencial:

$$\frac{q(t)}{q_i} = e^{-D t} \quad (5.73)$$

Y si $b = 1$, se tiene la ecuación que define la declinación armónica:

$$\frac{q(t)}{q_i} = \frac{1}{(1 + D t)} \quad (5.74)$$

La solución unitaria ($D = 1$) de la Ec. 5.72 es desarrollada para valores de b , entre 0 y 1, con incrementos de 0.1. Los resultados son graficados como un ajuste de curvas tipo log-log en términos de una curva de declinación con gasto adimensional Fig. 5.20.

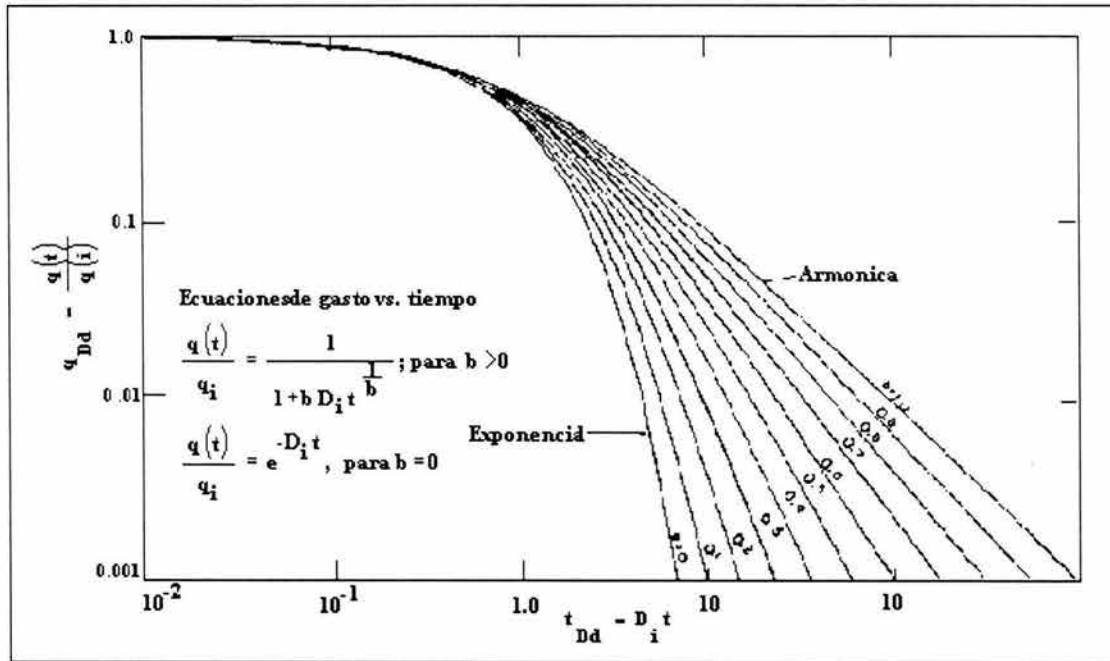


Fig. 5.20 Curvas tipo para las ecuaciones empíricas de Arps de declinación de gasto contra tiempo para la solución unitaria (D_i) (Rodríguez, 1984).

$$q_{Dd} = \frac{q(t)}{q_i} \tag{5.75}$$

Y una curva de declinación con tiempo adimensional.

$$t_{Dd} = D_i t \tag{5.76}$$

De la Fig. 5.20 se puede observar que todas las curvas coinciden y llegan a confundirse cuando t_{Dd} , toma un valor de aproximadamente 0.3. Cualquier dato que tenga un valor menor de 0.3 se toma como dato de declinación exponencial, haciendo caso omiso del verdadero valor de b , y así poder graficar dicho dato o datos en papel semilogarítmico para obtener una línea recta.

SOLUCIONES ANÁLITICA

Las soluciones para predecir la declinación de gastos de producción con el tiempo en un pozo con una presión de fondo fluyendo constante fueron publicadas por primera vez por Moore, Shithuits y Hurst (1933). Los resultados fueron presentados para sistemas finitos e infinitos, con una sola fase, en un solo plano y con flujo radial en forma gráfica en términos de gasto y tiempo adimensional. El gasto es expresado por:

$$q_D = \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{k h (p_i - p_{wf})} \tag{5.77}$$

y el tiempo adimensional como:

$$t_D = \frac{0.00634 k t}{\phi \mu C_t r_{wa}^2} \quad (5.78)$$

Las soluciones finitas e infinitas para r_e / r_{wa} de 10 a 10 000 se muestran en las Figs. 5.21 y 5.22.

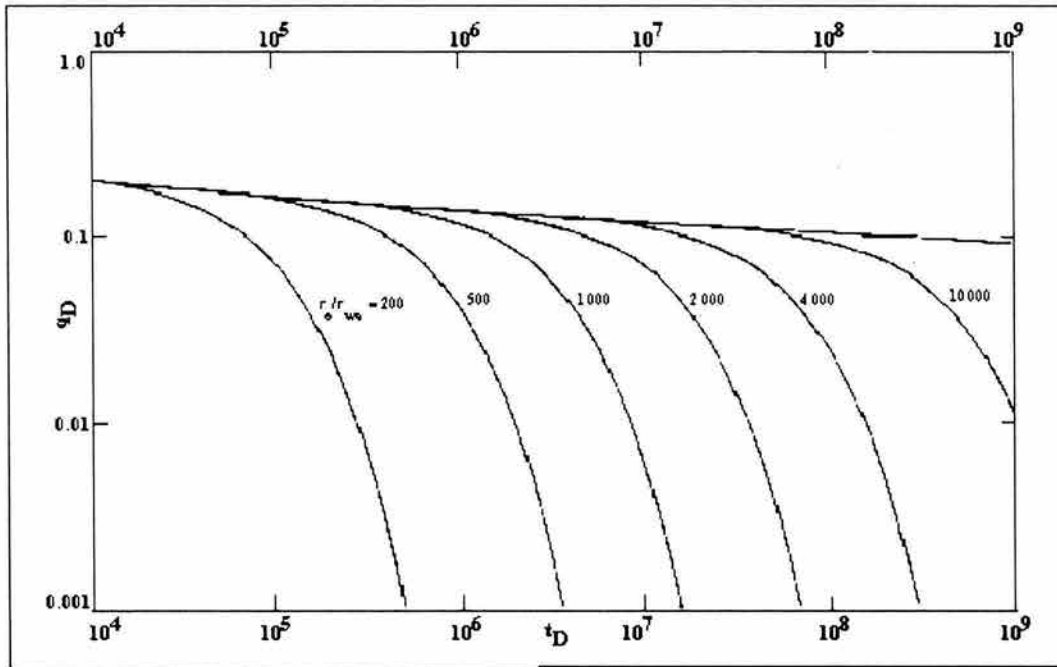


Fig. 5.21 Funciones de gasto adimensional para un sistema plano radial con frontera finita e infinita con presión constante en la frontera interna (Rodríguez, 1984)

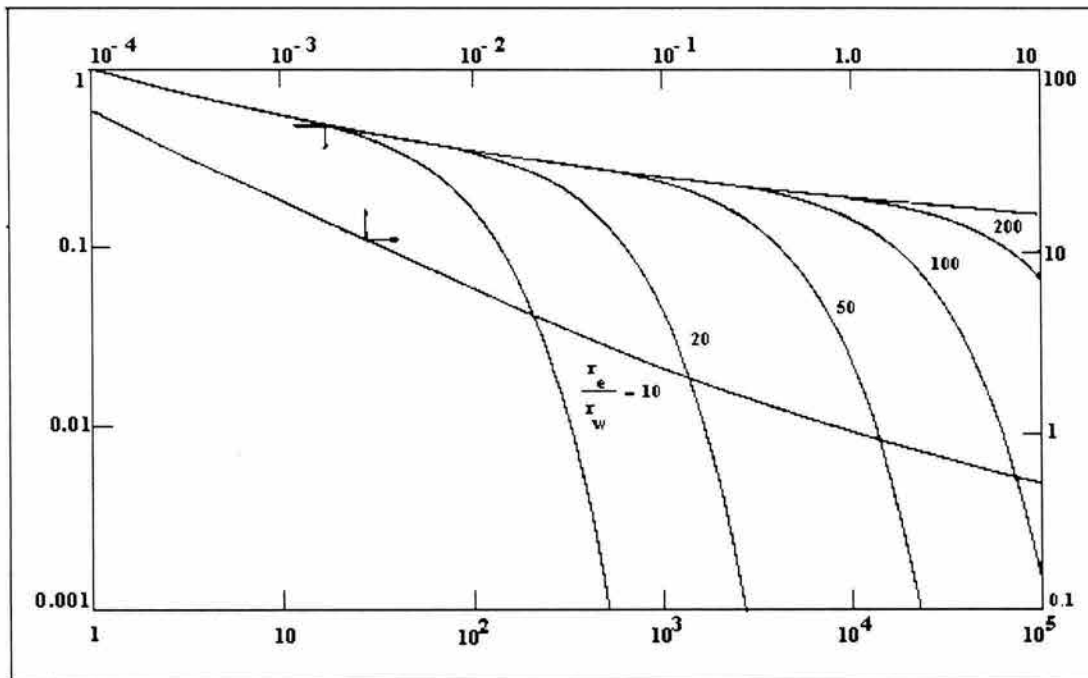


Fig. 5.22 Funciones de gasto adimensional para un sistema radial con frontera externa finita e infinita con presión constante en la frontera interna (Rodríguez, 1984)

Generalmente la solución de presión constante no es utilizada en problemas particulares de presión constante, sino como una serie de elementos de funciones de presión constante, para resolver problemas de entrada de agua usando la producción acumulada adimensional, Q_D . La relación entre Q_D y q_D es:

$$\frac{d(Q_D)}{d t_D} = q_D \quad (5.79)$$

Fetkovich (1980) presentó una aproximación simplificada para calcular la entrada de agua en sistemas finitos que proporciona resultados que pueden ser comparados favorablemente con las soluciones más rigurosas de presión constante. La ecuación que permite determinar el gasto a una presión constante (P_{wf} constante) dada por **Fetkovich** puede escribirse como:

$$q(t) = \frac{J_o (p_i - p_{wf})}{e^{\left[\frac{(q_i)_{\text{máx}}}{Np_i} \right] t}} \quad (5.80)$$

Pero

$$q_i = J_o (p_i - p_{wf}) \quad (5.81)$$

Y

$$J_o = \frac{(q_i)_{\text{máx}}}{p_i} \quad (5.82)$$

Sustituyendo la Ec. 5.81 en la Ec. 5.80 se obtiene:

$$(q_i)_{\text{máx}} = \frac{q_i}{\left[1 - \frac{p_{wf}}{p_i} \right]} \quad (5.83)$$

Ahora sustituyendo las Ecs. 5.80 y 5.82 en la Ec. 5.79:

$$\frac{q(t)}{q_i} = e^{-\left[\frac{q_i t}{\left(1 - \frac{p_{wf}}{p_i} \right) Np_i} \right]} \quad (5.84)$$

Esta ecuación puede ser considerada como una derivación de la ecuación de declinación exponencial en términos de las variables del yacimiento y la presión constante impuesta en el pozo.

Para el mismo pozo, diferentes valores de una única contrapresión constante, p_{wf} , siempre resulta como una declinación exponencial.

Esto quiere decir que el nivel de contrapresión no hace que cambie el tipo de declinación. Para p_{wf} igual a cero:

$$\frac{q(t)}{q_i} = e^{-\left[\frac{(q_i)_{\text{máx}}}{Np_i} \right] t} \quad (5.85)$$

En términos de la curva de declinación exponencial de la Ec. 5.73, D_i se define como:

$$D_i = \frac{(q_i)_{\max}}{Np_i} \quad (5.86)$$

En términos de tiempo adimensional para el análisis de curvas de declinación, de las Ecs. 5.76 y 5.86 se tiene que:

$$t_{Di} = \frac{(q_i)_{\max} t}{Np_i} \quad (5.87)$$

Definiendo a Np_i y $(q_i)_{\max}$ en términos de variables del yacimiento:

$$Np_i = \frac{\pi (r_e^2 - r_{wa}^2) \phi C_t h p_i}{5.615 B_o} \quad (5.88)$$

y

$$(q_i)_{\max} = \frac{k h p_i}{141.2 \mu B \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right) - 0.5 \right]} \quad (5.89)$$

Sustituyendo las Ecs. 5.88 y 5.89 en la Ec. 5.87:

$$t_{Dd} = \frac{0.00634 k t}{\phi \mu C_t r_{wa}^2} \left[\frac{1}{\left[\frac{1}{2} \left(\frac{r_e}{r_w} \right)^2 - 1 \right] \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right)^2 - 0.5 \right]} \right] \quad (5.90)$$

o también:

$$t_{Dd} = \left[\frac{1}{\left[\frac{1}{2} \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right)^2 - 1 \right] \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right)^2 - 0.5 \right]} \right] \quad (5.91)$$

Para obtener una curva de declinación con gasto adimensional q_{Dd} en términos de q_D :

$$q_{Dd} = \frac{q(t)}{q_i} = q \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right) - 0.5 \right] \quad (5.92)$$

o bien:

$$q_{Dd} = \frac{q(t)}{k h (p_i - p_{wf})} \cdot \frac{1}{141.2 \mu B \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right) - 0.5 \right]} \quad (5.93)$$

De esta manera, los valores de q_D y t_D para las soluciones de presión constante, finitas e infinitas son transformados a una curva de declinación de gasto, q_{Dd} y tiempo t_{Dd} adimensionales, usando las Ecs. 5.90 y 5.91. La Fig. 5.23 es una gráfica del gasto y el tiempo definidos (q_{Dd} y t_{Dd}) para varios valores de $\left[\frac{r_e}{r_{wa}} \right]$.

Van Poolen demostró la aplicación del procedimiento de curvas tipo en el análisis de datos de gasto obtenido de pozos productores de aceite que producen a una presión de fondo constante. Todos los datos que utilizó en la demostración, sin embargo, corresponden a la parte inicial del período transitorio.

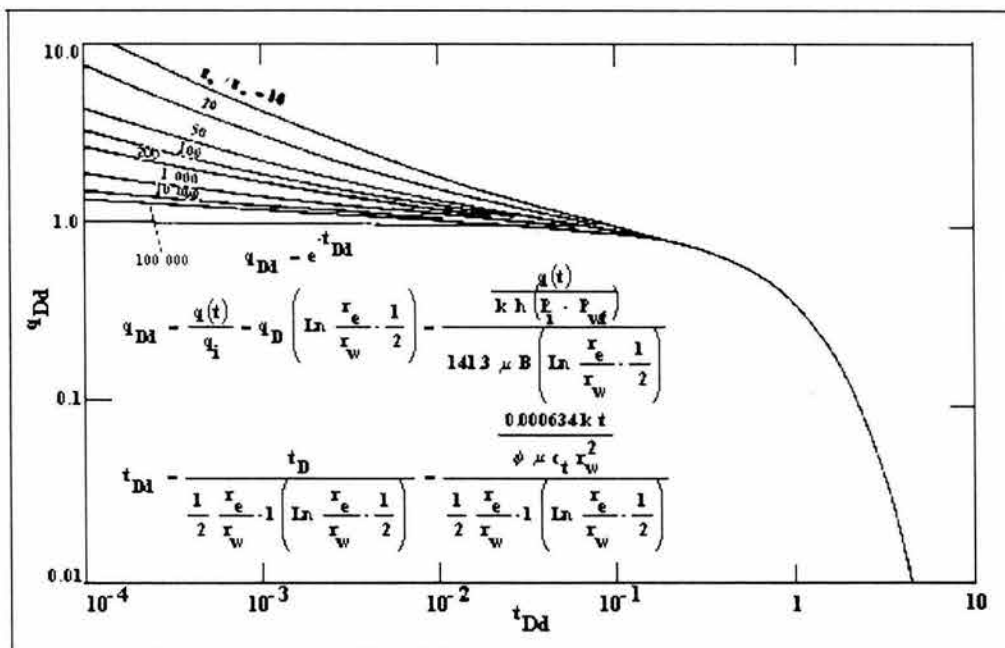


Fig. 5.23 Funciones de gasto adimensional para un sistema plano radial con frontera externa finita e infinita y presión constante en la frontera interna (**Rodríguez, 1994**).

Estos mismos procedimientos de ajuste de curvas tipo pueden usarse para análisis de curvas de declinación. Los pasos básicos utilizados en el ajuste de curvas tipo para el análisis de datos gasto- tiempo son los siguientes:

- ◆ Graficar datos de gasto contra tiempo en unidades convenientes en papel transparente log- log del mismo tamaño del ciclo de las curvas de ajuste.
- ◆ La curva de datos en el papel transparente es colocada sobre la curva tipo. Los ejes de las curvas deben conservarse paralelos y se mueven hasta una posición que represente el mejor ajuste de los datos a una curva tipo.
- ◆ Los datos graficados en papel transparente se ajustan a una recta y se extrapolan de acuerdo a la curva tipo ajustada, de esta manera se pueden leer los gastos futuros en la escala de tiempo real.

- ♦ Para evaluar las constantes de la curva de declinación o variables del yacimiento se selecciona un punto de ajuste en cualquier parte de la porción sobrepuesta, anotando el valor de las coordenadas que se lee en el papel transparente y la curva tipo, de dicho punto.
- ♦ Si ninguna de las curvas se ajustara razonablemente a todos los datos, se puede aplicar el método de desviación. Este método considera que el dato es una mezcla de dos o más curvas de declinación.

Ejemplo de aplicación 5.3:

En la Tabla 5.6 se muestran los datos de gasto y tiempo para el análisis de la declinación de la producción, en la Fig. 5.24 se ilustra el comportamiento del gasto con respecto al tiempo en papel log- log.

Utilizando la Fig. 5.20, los datos de gasto contra tiempo graficados en papel log- log se ajustan a la curva tipo cuyo valor de b es igual a 0.5.

Las coordenadas del punto ajustado en el papel transparente son:

$(t)_M = 10$ y $q(t)_M = 1,000$ y las del punto ajustado sobre la Fig. 5.20 son $(t_{Dd})_M = 1.9$ y $(q_{Dd})_M = 0.0139$. El subíndice M indica valores ajustados en la curva tipo.

La determinación de q_i y D_i se hace considerando la definición de q_{Dd} y t_{Dd} , así como las coordenadas del punto de ajuste:

$$q_i = \frac{q(t)_M}{q_{Dd}} \quad (5.94)$$

Sustituyendo valores se tiene que:

$$q_i = \frac{1000}{0.139} = 7194.44 \left[\frac{\text{bl}}{\text{mes}} \right]$$

La rapidez de declinación se determina mediante la siguiente ecuación:

$$D_i = \frac{t_{Dd}}{(t)_M} \quad (5.95)$$

$$D_i = \frac{1.9}{10} = 0.19 \text{ [meses}^{-1}\text{]}$$

Tabla 5.6 Datos para el análisis de declinación de la producción por curvas tipo.

t [meses]	q $\left[\frac{\text{bl}}{\text{mes}} \right]$
6	28,200
12	15,680
18	9,700
24	6,635
30	4,775
36	3,628
42	2,850
48	2,300
54	1,905
60	1,610
66	1,365
72	1,177
78	1,027
84	904
90	802
96	717

En las ecuaciones manejadas en este capítulo, q_i es el gasto al tiempo $t = 0$, q o $q(t)$, el gasto a un tiempo t (medido en la superficie), N_p es la producción acumulativa en bl @ c.s., D_i es la rapidez de declinación inicial en el gasto en t^{-1} , y t es el tiempo en meses. Los demás términos están expresados en unidades prácticas.

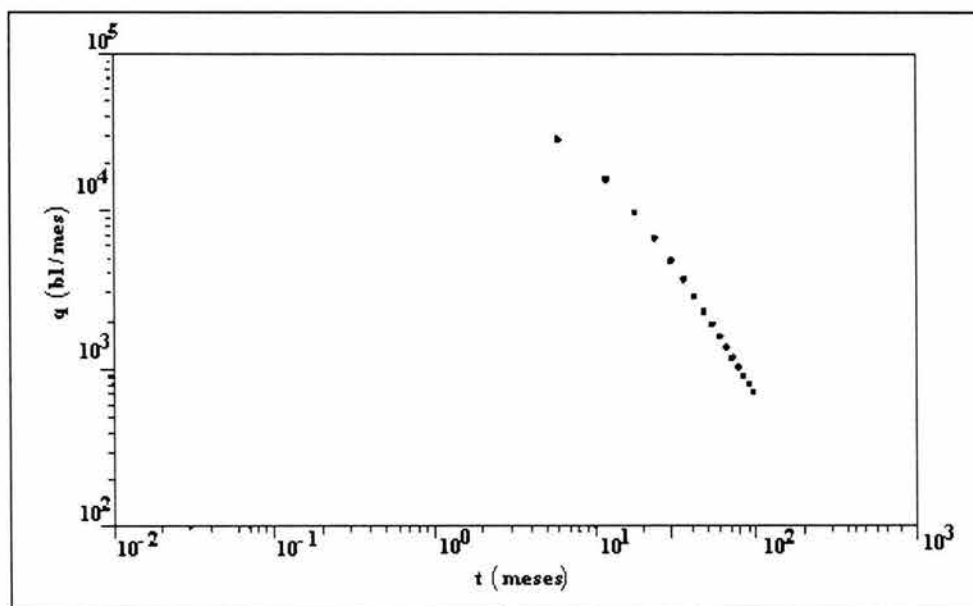


Fig. 5.24 Gráfica de datos para el análisis de declinación de la producción por medio de curvas tipo (Rodríguez, 1984).

5.5 ESTRATEGIAS DE PRODUCCIÓN

A saber, hoy en día el que un pozo petrolero aporte una producción redituable de hidrocarburos, implica una serie de esfuerzos y estrategias aplicadas que permitan, en la medida de lo posible, la mejor explotación del activo en cuestión. En tiempos recientes, la productividad de los pozos estaba a cargo de diferentes áreas o departamentos de la ingeniería petrolera, la cual conducía a la poca o nula integración de la información obtenida durante la vida del pozo. Por ejemplo, el ingeniero encargado de realizar pruebas de presión obtenía los parámetros del yacimiento y mantenía toda la información recabada para su propio análisis, sin interactuar con las demás áreas de especialidad. De esta forma, el análisis de la información era incompleto y conducía a establecer soluciones poco prácticas que permitieran incrementar la productividad del pozo. Por tal motivo, en el siguiente apartado se sugiere integrar todas las especialidades que intervienen en la productividad de los pozos, de tal manera que el ingeniero petrolero pueda elaborar un diagnóstico efectivo del pozo y por ende, seleccionar el método de solución más adecuado.

Para llevar a cabo el proceso de optimizar la producción del pozo se sugiere realizar actividades como:

- Historia de perforación.
- Historia de terminación.
- Historia de reparaciones al pozo.
- Historia de producción.

Aunado a las actividades anteriores, emplear herramientas o métodos como:

- Registros geofísicos en agujero descubierto.
- Análisis nodal.
- Análisis de pruebas de producción.
- Métodos de recuperación secundaria o terciaria.
- Sistemas artificiales de producción

En capítulos anteriores, se remarcó que el análisis nodal resulta ser una herramienta muy efectiva para mejorar en gran medida la productividad del pozo. En el capítulo VI se describen los métodos más comunes de recuperación secundaria y terciaria, así como también los diferentes sistemas artificiales de producción.

CAPÍTULO 6 ALTERNATIVAS PARA EXTENDER LA VIDA FLUYENTE DE LOS POZOS

6.1 SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN

Los pozos productores de hidrocarburos pueden ser clasificados de acuerdo al tipo de energía que disponen para aportar fluidos en superficie. Generalmente esta clasificación consiste en:

1. POZOS FLUYENTES

Son aquellos que pueden aportar fluidos, desde el fondo del pozo hasta la superficie con tan sólo la energía propia del yacimiento. Esto es, la presión del yacimiento es suficiente para contrarrestar las caídas de presión existentes en el aparejo de producción.

2. POZOS PRODUCTORES CON SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN

Son aquellos que necesitan adicionárseles algún tipo de energía ajena al yacimiento para que puedan aportar fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie.

Con base en el punto 2 de la clasificación anterior, el objetivo de este capítulo será mostrar las diferentes alternativas para prolongar la vida fluyente de un pozo.

Así mismo, cuando un pozo llega al fin de su vida de flujo natural (ver Fig. 6.1), es decir, si la presión de fondo fluyendo a la cuál se está produciendo, llega a ser tan baja de tal forma que el pozo pueda producir a un gasto deseado o peor aún, que no produzca nada, entonces nos veremos en la necesidad de instalar algún método de producción artificial para “revivir” el pozo.

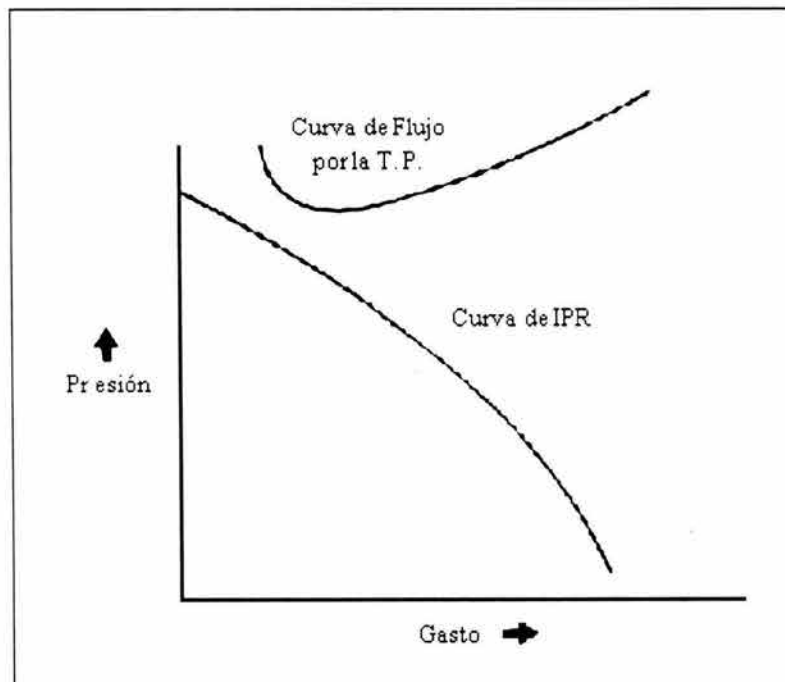


Fig. 6.1 Representación gráfica de un “pozo muerto”.

Por otra parte, debe tenerse en cuenta que, el que un pozo sea capaz de fluir naturalmente no significa que no deba considerarse algún tipo de producción artificial para un tiempo determinado. La energía puede ser suministrada indirectamente por inyección de agua o gas en el yacimiento para mantener la presión del mismo.

Existe una gran variedad de métodos de producción artificial, sin embargo, todos son variaciones o combinaciones de tres procesos básicos (Donohue, 1986):

- 1) Aligeramiento de la columna de fluido, mediante inyección de gas (Bombeo neumático);
- 2) Bombeo subsuperficial (Bombas de balancín, bombas hidráulicas, bombas electrocentrífugas, etc.);
- 3) Desplazamiento con émbolo de baches de líquido (Émbolo viajero).

BOMBEO NEUMÁTICO, (Gas lift)

El bombeo neumático proporciona energía artificial al pozo, para producir mediante la inyección de gas por debajo de la columna de fluido. El gas decreta la densidad del fluido de la columna y reduce la presión de fondo, permitiendo a la presión de formación, mover mayor cantidad de fluidos hacia el fondo del pozo. El bombeo neumático es un método de levantamiento de fluidos donde se utiliza gas a una presión relativamente alta (250 lb/pg² mínima) como medio de aligeramiento a través de un proceso mecánico. El gas inyectado mueve el fluido hasta la superficie por una de las siguientes causas o su combinación.

- a) Reduciendo la presión que ejerce la carga del fluido sobre la formación por la disminución de la densidad del fluido.
- b) Expansión del gas inyectado y el desplazamiento de fluido.

El grado que alcance cada uno de estos mecanismos afectará el gasto de producción del pozo, los cuales a su vez dependerán del método de bombeo neumático aplicado.

El bombeo neumático puede clasificarse como:

- a) Bombeo neumático continuo (BNC).
- b) Bombeo neumático intermitente (BNI)

BOMBEO NEUMÁTICO CONTÍNUO

El bombeo neumático continuó se basa en la inyección constante de gas en el flujo de producción a través de una válvula de fondo, tal como se observa en la Fig. 6.2. La instalación puede ser diseñada de tal forma que permita la inyección de gas, ya sea en el espacio anular o bien, en el interior de la tubería de producción. La columna de fluido por encima del punto de inyección es aligerada por la aereación causada por la relativa baja densidad del gas. La disminución resultante en la presión de fondo causa un incremento en el gasto de producción.

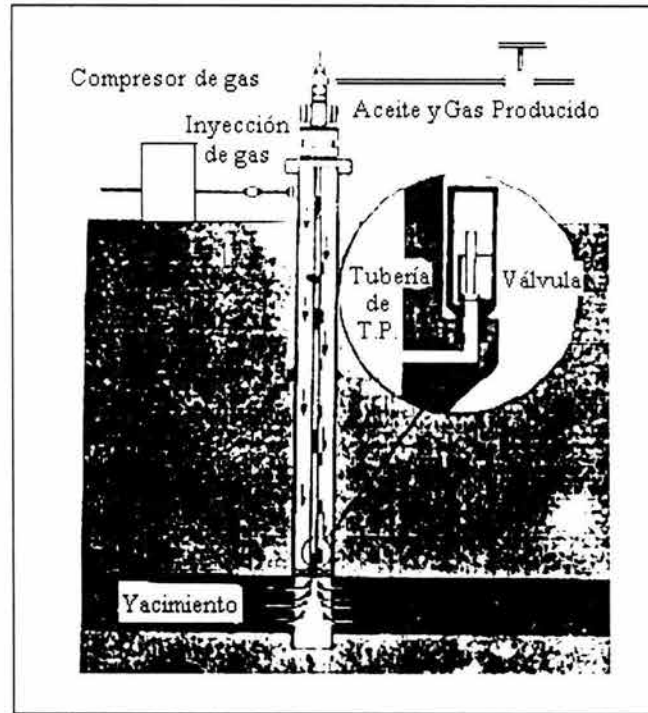


Fig. 6.2 Esquema de bombeo neumático (Economides, 1994)

BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE

El bombeo neumático intermitente consiste en producir periódicamente determinado volumen de aceite, impulsado por el gas que se inyecta a alta presión. El gas propulsor puede ser inyectado en un sólo punto bajo la columna del fluido o bien, en puntos múltiples de inyección. Un regulador en la superficie controla el tiempo de cada ciclo de inyección-producción, tal como se ilustra en la Fig. 6.3.

El bombeo neumático intermitente es utilizado en pozos con bajos volúmenes de fluido, un alto índice de productividad y bajas presiones de fondo, o bien, bajo índice de productividad y alta presión de fondo. Una instalación diseñada apropiadamente puede producir eficientemente a gastos tan altos como $1000 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$ o tan bajos como $50 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$.

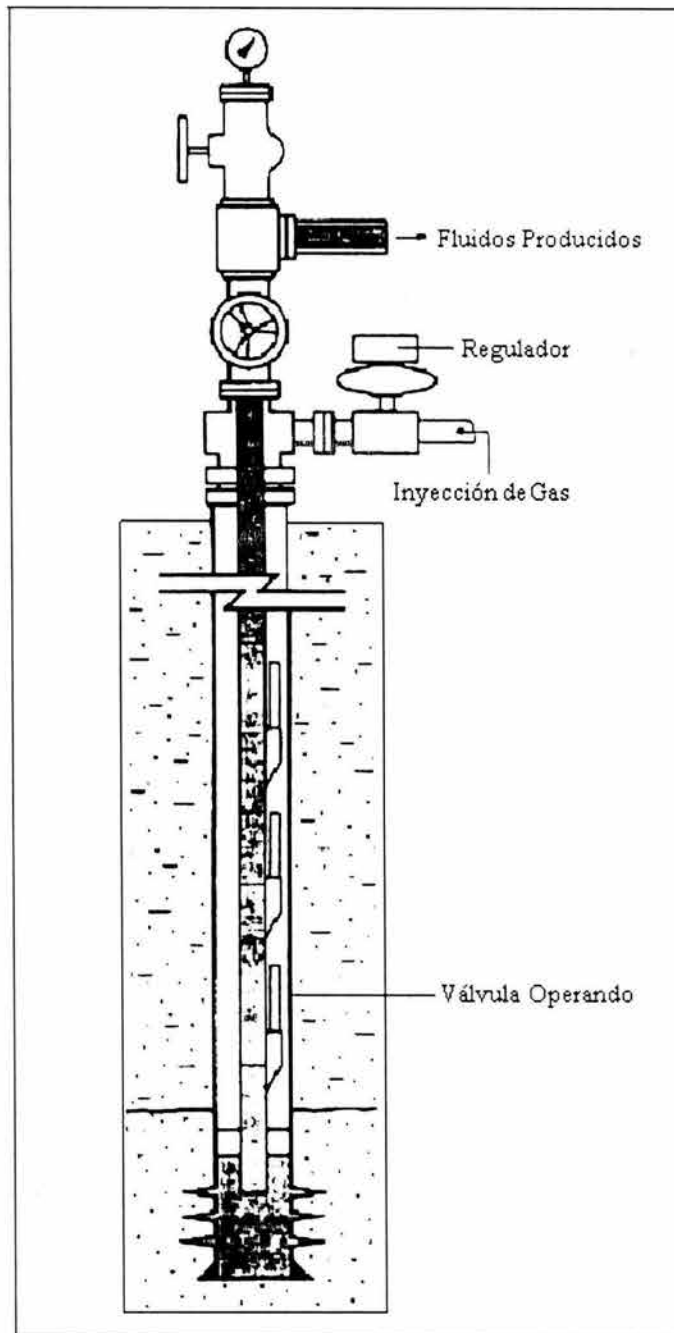


Fig. 6.3 Esquema de una instalación de bombeo neumático intermitente (Donahue y Lang, 1986).

TIPO DE VÁLVULAS EMPLEADAS EN BOMBEO NEUMÁTICO (Donahue y Lang, 1986).

Existen diversos tipos de válvulas que se emplean en las operaciones de Bombeo neumático. Generalmente estas se distinguen por su sensibilidad a las presiones de cierre o apertura, tanto en la tubería de ademe (T.R.) como en la tubería de producción (T.P.).

Las válvulas comúnmente empleadas son:

a) Válvulas operadas por presión.

Esta válvula requiere un incremento de presión en la tubería de ademe (T.R.) para abrir y una reducción de presión en la tubería de ademe para cerrar Fig. 6.4a.

b) Válvula operada por fluidos.

La válvula operada por fluidos requiere un incremento de presión en la tubería de producción para abrir y una reducción de presión para cerrar Fig. 6.4b.

c) Válvula reguladora.

La válvula reguladora es sensitiva a la presión en la tubería de producción en la posición de apertura. Una vez abierta mediante el incremento de presión en la tubería de ademe, requerirá una reducción de presión en la tubería de producción o tubería de revestimiento para cerrar Fig. 6.4c.

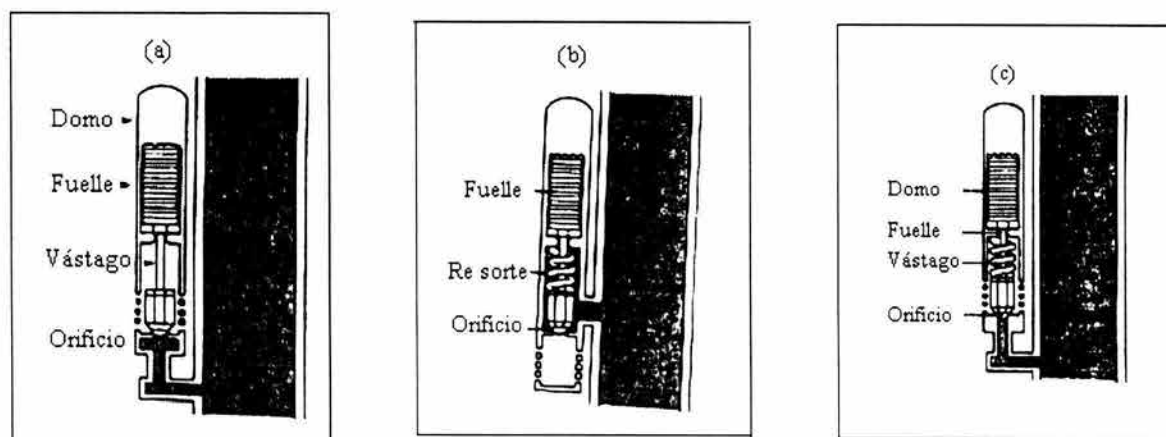


Fig. 6.4 Esquema de las válvulas empleadas en el bombeo neumático (Donahue y Lang, 1986).
(a) válvula operada por presión, (b) válvula operada por fluidos, (c) válvula reguladora.

Para un diseño específico de bombeo neumático, las válvulas estarán localizadas a intervalos apropiados a lo largo de la tubería de producción. El tipo de válvula y su ubicación dependerá de las características de flujo esperadas en el pozo al final de su vida fluyente. Ya sea que se utilice bombeo neumático continuo o intermitente, la función de las válvulas será la de aligerar la columna de fluido dentro del pozo, para poder obtener una producción deseada.

SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO

Existen numerosos sistemas artificiales de producción que utilizan bombas mecánicas de fondo para desplazar los fluidos hacia la superficie. Los tres principales son:

1. Bombeo con varilla de succión (Balancín).
2. Bombeo hidráulico.
3. Bombeo electro centrífugo.

No obstante que las bombas de fondo muestran numerosas variaciones, su objetivo es el mismo, desplazar los fluidos a la superficie. Las bombas pueden o no estar localizadas en el fondo del pozo. Algunas instalaciones tienen localizadas las bombas en el fondo del pozo, debido a que el objetivo es generar una caída de presión tan alta como sea posible, para obtener máximos gastos de producción. Esto es particularmente cierto en pozos casi agotados y en casi toda la mayoría de los casos para gastos menores de 100 y 150 [BPD]

BOMBEO CON VARILLA DE SUCCIÓN (BALANCÍN)

El bombeo subsuperficial puede llevarse a cabo por diferentes métodos. El más común es el bombeo con varilla de succión (balancín), donde el movimiento es transmitido desde la superficie hasta la bomba por medio de una sarta de varillas acopladas, colocadas dentro de la tubería de producción. Los sistemas de bombeo con varillas de succión Figs. 6.5 y 6.6 consisten esencialmente de cinco componentes.

- Bomba subsuperficial, la cuál desplaza el fluido del fondo del pozo, reduciendo la presión de fondo.
- Sarta de varillas, las cuales transmiten la potencia de la bomba desde la superficie.
- Unidad superficial, la cuál transfiere el movimiento de rotación a oscilación lineal de la sarta de varillas.
- Sistema de engranes, los cuales controlan la velocidad de la máquina o motor primario.
- Motor primario superficial, suministra la potencia necesaria a el sistema.

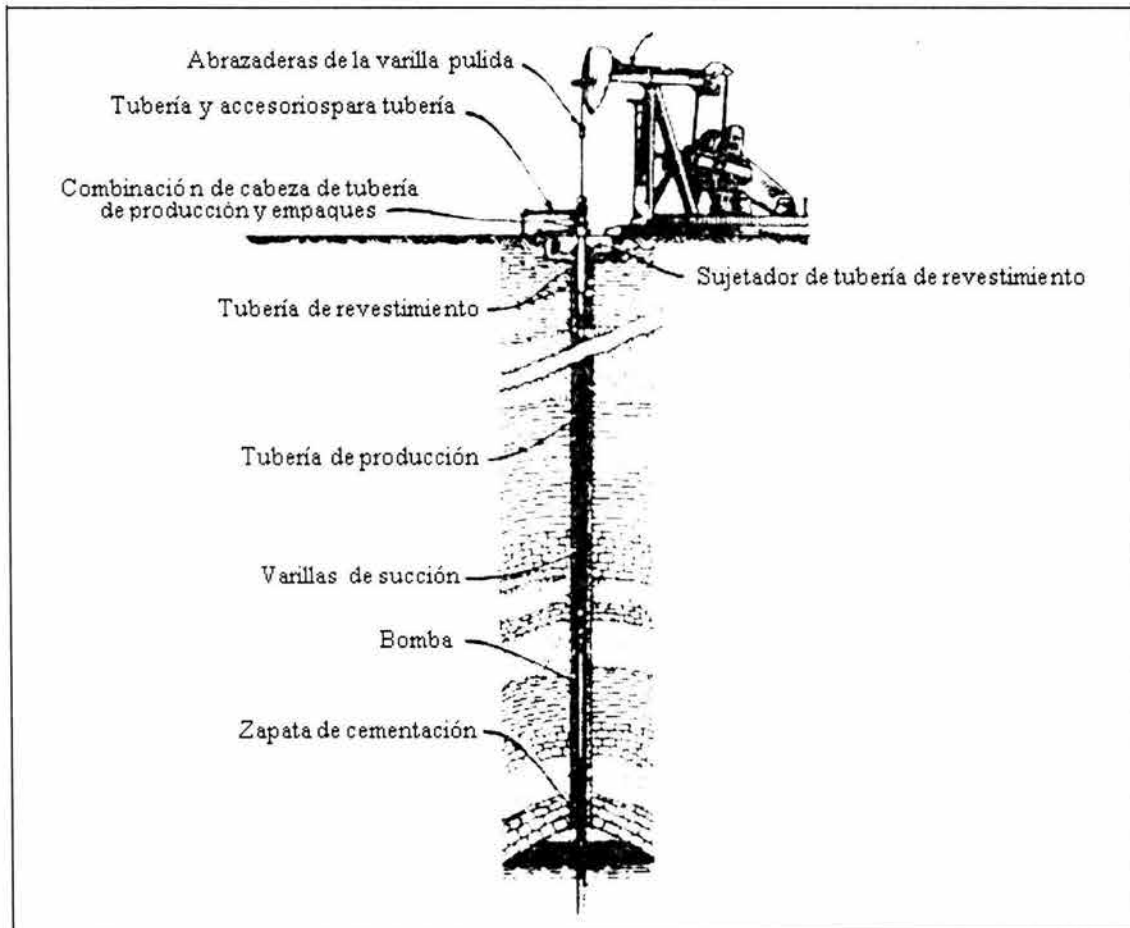


Fig. 6.5 Unidad de bombeo (Balancín) (Brown, 1997 vol. 4).

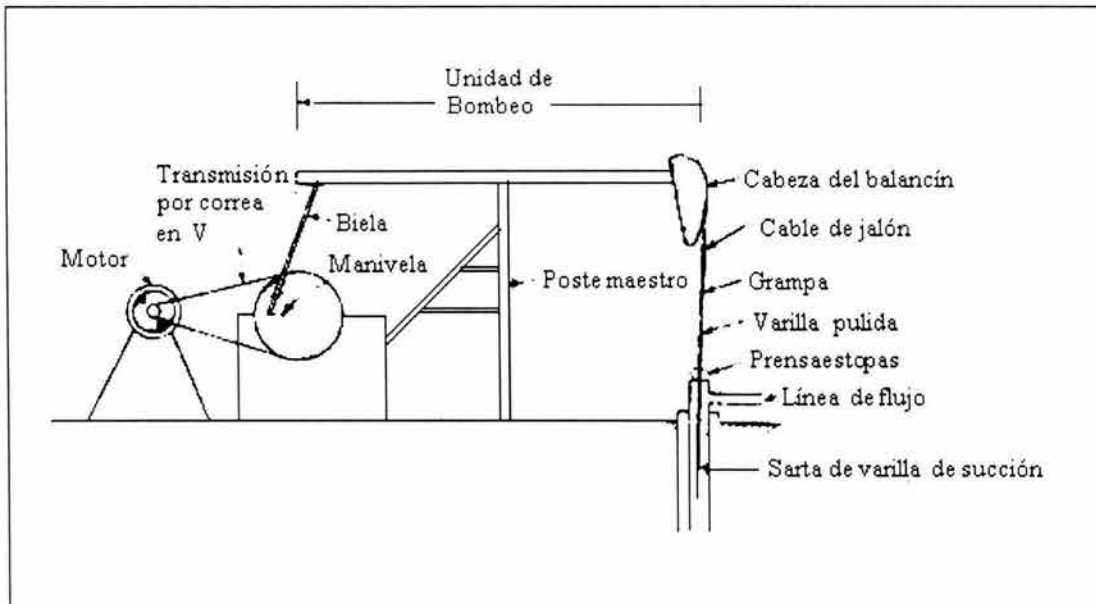


Fig. 6.6 Equipo superficial de una unidad de bombeo.

La bomba subsuperficial (Fig. 6.7) es esencialmente un émbolo y un arreglo de válvulas dentro de una tubería o barril. Cuando el émbolo es levantado y separado de la válvula fija (emulando una jeringa) dentro del barril Fig. 6.7, se crea una región de baja presión bajo el émbolo, la cual es invadida por el fluido de formación. Simultáneamente, el émbolo y las varillas de succión conjuntamente con el fluido se desplazan hacia arriba, dentro de la tubería de producción (T.P.).

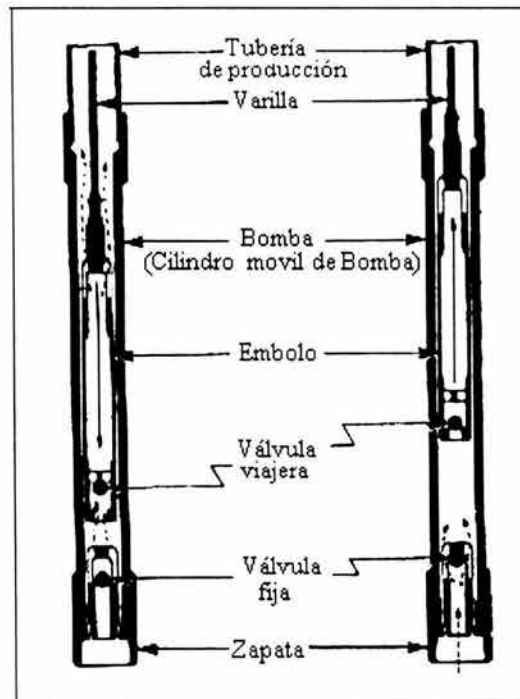


Fig. 6.7 Parte esquemática de una bomba subsuperficial.

Las válvulas son diseñadas para abrir y cerrar de tal forma, que permitan a los fluidos entrar a la bomba en la carrera ascendente y sean desplazados por encima de la válvula viajera en la carrera descendente. El fluido que se encuentra en la válvula viajera es desplazada mediante una embolada en la carrera descendente.

La industria petrolera cuenta con una amplia variedad de bombas diseñadas para diversas aplicaciones.

El API (American Petroleum Institute) ha diseñado un sistema de clasificación utilizando los criterios listados a continuación.

- Diámetro de la tubería de producción.
- Diámetro interior de la bomba.
- Tipo de barril.
- Tipo de émbolo.
- Ubicación del empalme de la bomba.
- Barril viajero o estacionario.
- Longitud del barril.
- Longitud del émbolo.
- Extensiones.
- Etc.

Por otra parte, las varillas de bombeo o succión son usualmente de alrededor de 25 pies (7.62 m) de longitud y son conectados con acoplamientos roscados Fig. 6.8.

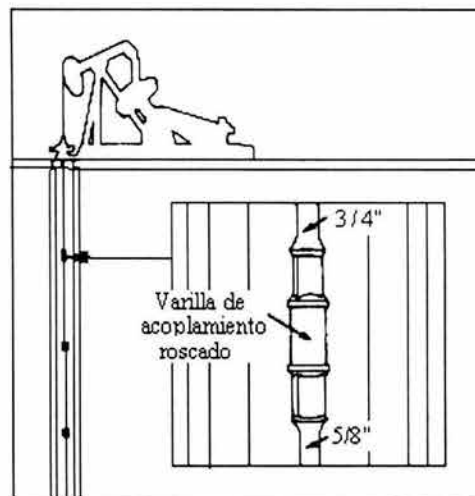


Fig. 6.8 Varilla de acoplamiento roscado.

En pozos profundos, se utiliza una sarta de varillas que van disminuyendo gradualmente (telescopiadas) en diámetro conforme aumenta la profundidad para asegurar una máxima resistencia en el punto de máxima carga (parte superior de la sarta). Lo anterior se ilustra en la Fig. 6.9



Fig. 6.9 Diseño de sarta de varillas telescópicas.

Las unidades superficiales también varían en diseño y tamaño. Diseños típicos son el convencional (clase I) y el Mark II o unidades balanceadas por aire (unidades clase III). Fig. 6.10.

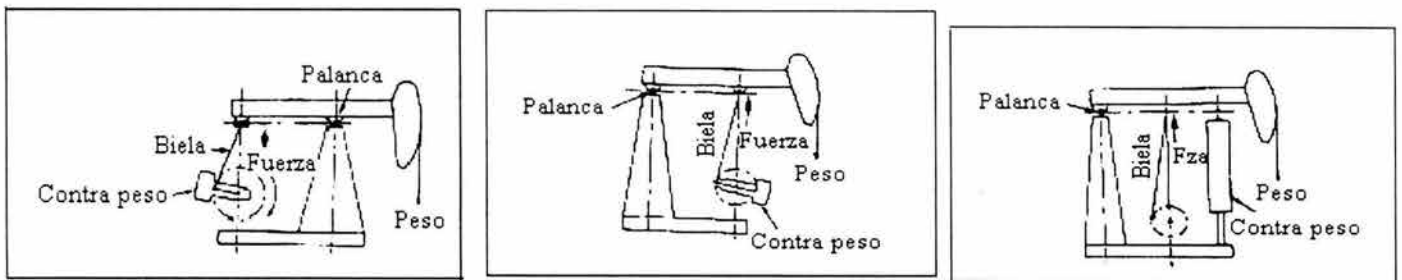


Fig. 6.10 Clasificación de unidades de bombeo.

El tamaño de las unidades está diseñado en función del rango de esfuerzo de torsión, carga máxima y longitud de carrera. Las unidades pueden variar desde una longitud de carrera de 16 pg (0.406 m) y una carga máxima de 3200 lb (1451 kg) a una longitud de carrera de 300 pg (7.62 m) y una carga máxima de 4700 lb (21319 kg). El rango de esfuerzo de torsión para los engranes reductores de estas dos unidades varía por un factor de 570.

Los motores primarios pueden ser, ya sea, motores de combustión interna o motores eléctricos.

Este método de producción artificial nos permite obtener gastos típicos de producción, que van desde 5 hasta 600 [BPD] BPD (0.795 a 95.4 $\left[\frac{\text{m}^3}{\text{día}}\right]$).

BOMBEO HIDRÁULICO

El bombeo hidráulico es otro método artificial de producción, el cual puede clasificarse como:

1. Bombeo hidráulico. Tipo pistón.
2. Bombeo hidráulico. Tipo jet.

BOMBEO HIDRÁULICO-TIPO PISTÓN

El uso de bombeo con varillas de succión no es factible en pozos profundos o pozos altamente desviados, debido al peso o a la gran cantidad de fricción de las varillas. Por consiguiente, una bomba de desplazamiento positivo que puede ser utilizada en estas aplicaciones, es el bombeo hidráulico tipo pistón.

Una bomba hidráulica tipo pistón (ver Fig. 6.11) consiste de un motor con un pistón reciprocante impulsado por un "fluido motriz", conectado en un eje corto al final de la bomba. El comportamiento de la bomba es parecido a la bomba de varillas, excepto que la bomba hidráulica son usualmente bombas de doble acción, lo que significa que el fluido está siendo desplazado desde la bomba tanto en la carrera ascendente como en la carrera descendente.

PRINCIPIO DE OPERACIÓN

Puesto que la presión está definida como una fuerza que actúa sobre un área, si se modifica esta área la fuerza aumenta o disminuye. Como se ilustra en la Fig. 6.12, la fuerza de 1 kg ejercida sobre la superficie líquida de 1 cm^2 , equilibra la fuerza de 100 kg que actúa sobre el área de 100 cm^2 ; sin embargo, desde el punto de vista volumétrico, la fuerza de 1 kg debe descender 100 cm para poder desplazar un volumen de 100 cm^3 y levantar sólo 1 cm la carga de 100 kg.

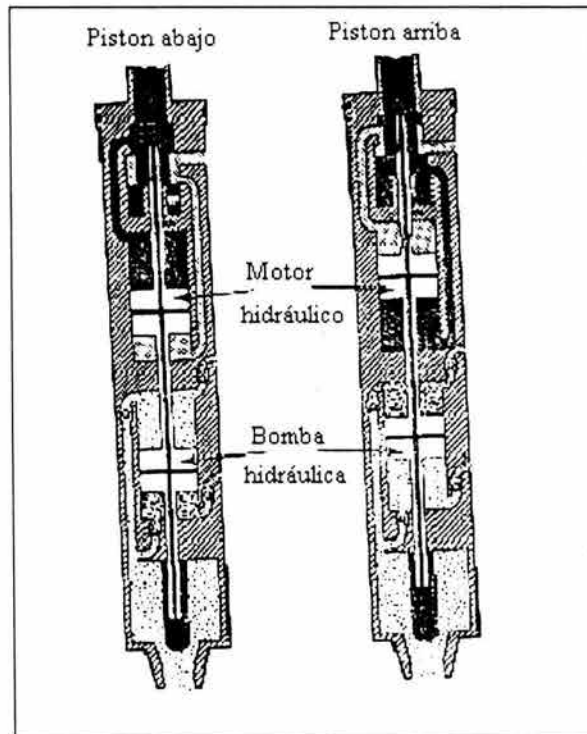


Fig. 6.11 Bomba hidráulica tipo pistón.(Economides, 1994).

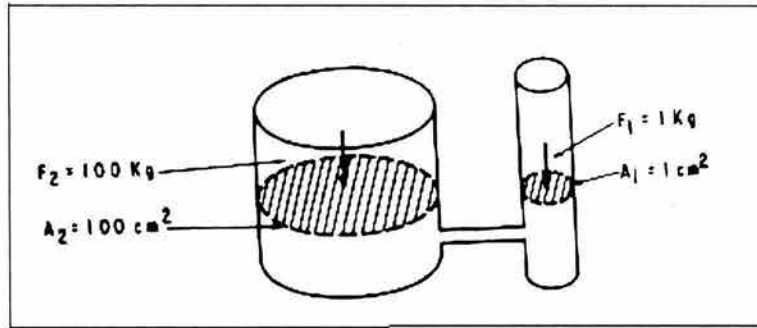


Fig. 6.12 Equilibrio de fuerzas.

Este principio se aplica al bombeo hidráulico tipo pistón de la siguiente manera:

La unidad de bombeo consta fundamentalmente de dos pistones unidos entre sí, por medio de una varilla. Uno superior denominado "pistón motriz", que es impulsado por el "fluido motriz" y que arrastra al pistón inferior o "pistón de producción", el cual a su vez, impulsa el aceite producido. Si se resta de las áreas de cada uno de estos pistones el área correspondiente a la varilla que los une, se tiene las áreas efectivas sobre las que actúa la fuerza hidráulica proporcionada por el fluido motriz. Por lo tanto, si el área del pistón de producción (A_p), es igual a la mitad del área del pistón motriz (A_m), se tiene que ejercer 1 kg de fuerza para vencer cada $\frac{1}{2}$ kg de resistencia que presenta el pistón de producción. Sin embargo, desde el punto de vista volumétrico, se necesita únicamente medio barril de fluido motriz por cada barril de aceite producido. En la Fig. 6.13 se muestra las relaciones más usuales entre las áreas de estos pistones.

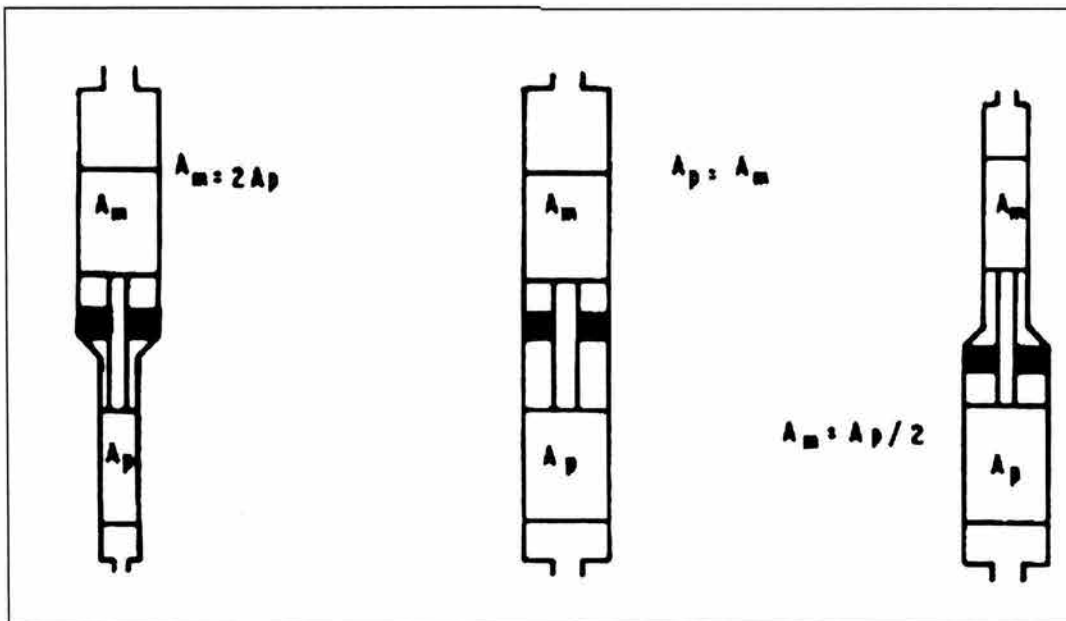


Fig. 6.13 Relación entre áreas de pistones.

SISTEMAS DE INYECCIÓN DE FLUIDO MOTRIZ

Existen dos tipos básicos de sistemas de inyección de fluido motriz.

1) SISTEMA CERRADO

En el sistema cerrado, el fluido motriz superficial y subsuperficial permanece en un conducto cerrado y no se mezcla con los fluidos producidos Fig. 6.14a.

2) SISTEMA ABIERTO

En el sistema abierto, el fluido motriz se mezcla con el fluido producido en el fondo del pozo. Ambos fluidos retornan a la superficie mezclados Fig. 6.14b.

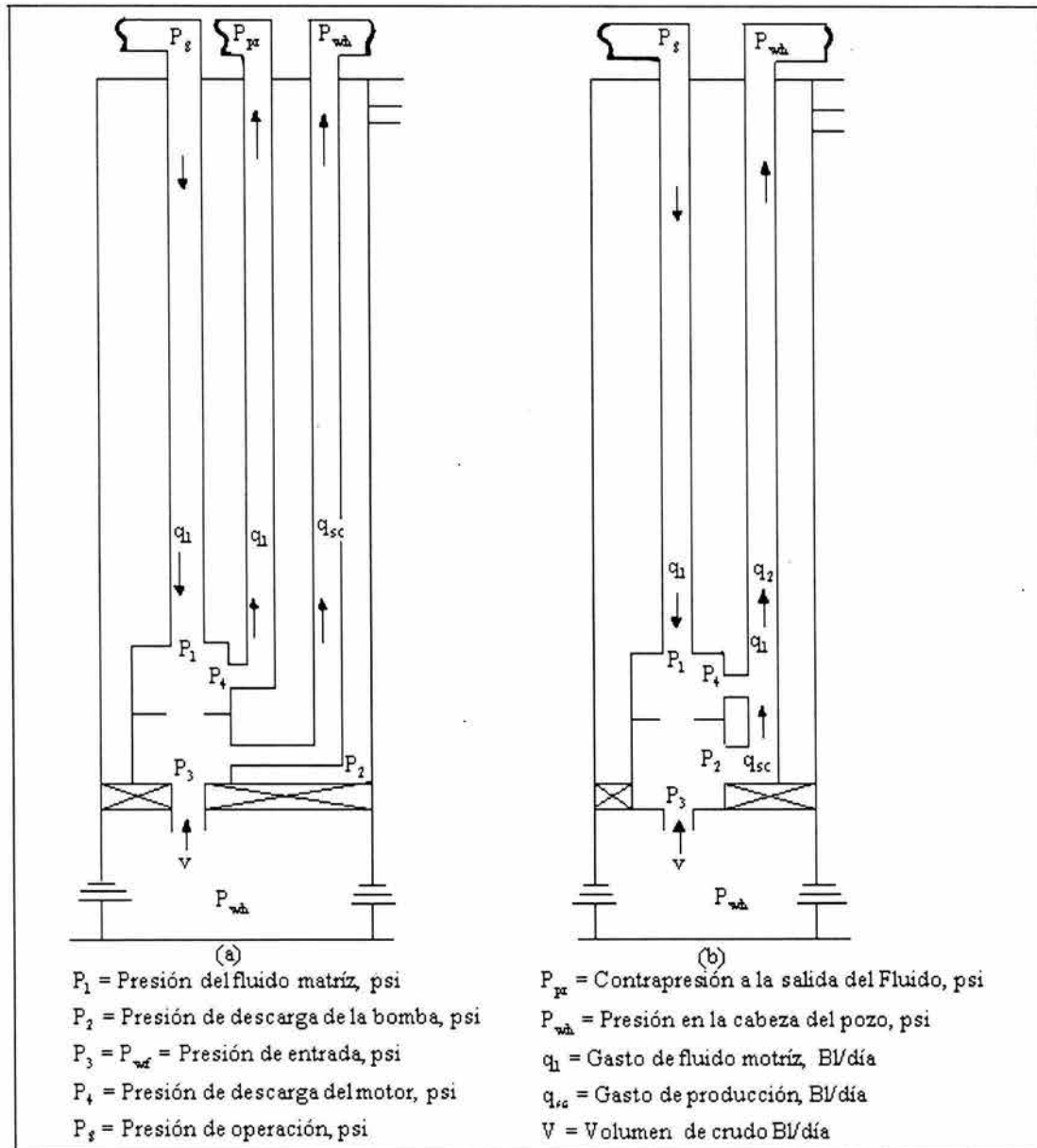


Fig. 6.14 Sistema de inyección de fluido motriz (Brown, 1977, vol. 4).

El “fluido motriz” puede ser agua o aceite. La selección del fluido motriz y/o sistema de inyección de fluido motriz, dependerá de ciertos factores. **Brown y Wilson** discutieron estos factores a detalle, sin embargo, se considera pertinente mencionar que es práctica común, circular parte del fluido (aceite) producido como “fluido motriz”.

Generalmente, el bombeo hidráulico tipo pistón alcanza gastos de producción en un rango de 135 a 15000 $\left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$ (21.5 a 2385 $\frac{\text{m}^3}{\text{día}}$). Algunas de las ventajas que se tiene al aplicar bombeo hidráulico tipo pistón son:

1. Puede operarse en pozos direccionales.
2. Es de fácil adaptarse para su automatización.
3. Fácil para agregar inhibidores de corrosión.
4. Puede instalarse como un sistema integral.
5. Es adecuado para el bombeo de crudos pesados.
6. Puede instalarse en áreas reducidas (plataformas o áreas urbanas).
7. Resulta económico.

BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

El bombeo subsuperficial tipo jet (a chorro) es un sistema especial de bombeo hidráulico. Las bombas subsuperficiales tipo jet que se usan en el campo petrolero son generalmente presentados por **Kobe** y por Fluid Packed Pumps. El diseño básico de estos fabricantes es muy similar, la principal diferencia es la forma en que los fluidos son circulados dentro y fuera de la sección de trabajo. Un ejemplo típico de bomba subsuperficial tipo jet se muestra en la Fig. 6.15.

El fluido motriz entra en la parte superior de la bomba y pasa a través de una tobera, donde virtualmente la presión total del fluido motriz es convertida a una carga de velocidad. Inmediatamente después de la tobera, el fluido motriz es mezclado con los fluidos producidos en la cámara de mezclado de la bomba (ver Fig. 6.16). mientras los fluidos son mezclados, parte de la cantidad de movimiento (momentum) del fluido motriz es transferido al fluido producido. La mezcla de fluido resultante en la cámara tiene suficiente carga total para fluir contra el gradiente de los fluidos producidos. La mayor parte de esta carga, sin embargo, aún se encuentra en forma de una carga de velocidad. La sección final de trabajo de la bomba tipo jet, es el difusor, de mayor área que convierte la carga de velocidad a una carga estática de la columna de fluidos, permitiéndoles fluir hacia la superficie (ver Fig. 6.15).

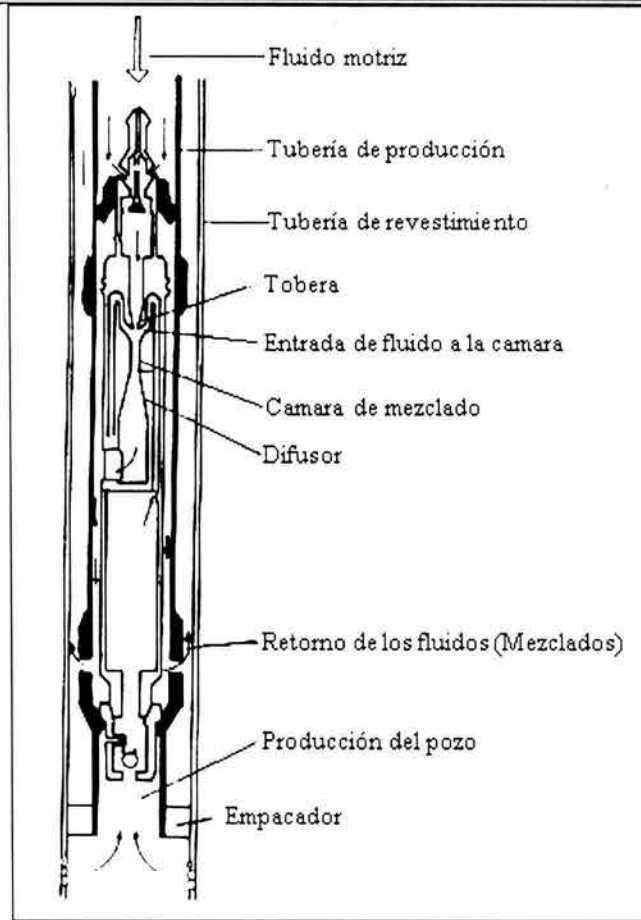


Fig. 6.15 Bomba Kobe tipo "A" de chorro.

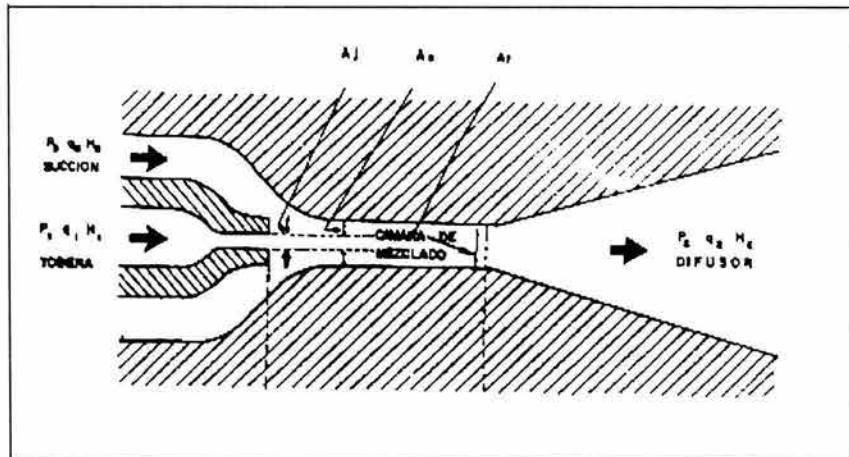


Fig. 6.16 Bomba tipo jet.

La bomba tipo jet ofrece la ventaja de no tener partes móviles, la cuál permite producir cualquier tipo de fluido motriz o producido. Además, este tipo de bombas pueden ser utilizadas a cualquier profundidad, facilitando así, su instalación en cualquier pozo.

Por otra parte, las desventajas de la bomba tipo jet son su baja eficiencia (generalmente en un rango de 20-30 %) y la necesidad de emplear altas presiones de succión para evitar cavitación en la bomba.

BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO

Una unidad típica de bombeo electrocentrífugo consiste de un motor eléctrico, una sección de sello, una sección de admisión, una bomba centrífuga multietapa, cable eléctrico, tablero superficial de control, transformadores, etc.

Diversos componentes adicionales incluyen medios de protección para el cableado en la tubería de producción y en los soportes de la cabeza del pozo. Equipo opcional puede incluir registradores (centinelas) de presión de fondo, temperatura, etc. El motor eléctrico trabaja relativamente a una velocidad constante. La bomba y el motor están directamente unidos con el protector o una sección de sello. La potencia es transmitida a el equipo subsuperficial a través de un cable eléctrico trifásico que se introduce junto con la tubería de producción.

El bombeo electrocentrífugo ofrece un amplio grado de flexibilidad, es capaz de producir volúmenes muy altos de fluidos. Puede ser utilizado en pozos profundos más eficientemente que la bomba de varillas de succión y es capaz de manejar parte del gas libre de los fluidos bombeados.

Un equipo típico de bombeo electrocentrífugo se muestra en la Fig. 6.17. Generalmente, el motor es situado de tal forma que los fluidos producidos circulen alrededor del motor, proporcionando así, un sistema de enfriamiento natural.

Las bombas electrocentrífugas no desplazan una cantidad fija de fluidos como lo hacen las bombas de desplazamiento positivo, en cambio, generan una cantidad relativamente constante de incremento de presión en la corriente de flujo.

De este modo, el gasto a través de la bomba variará dependiendo de la contrapresión existente en el sistema. El incremento de presión proporcionado por una bomba centrífuga es expresada como carga de bombeo. La altura del fluido producido generada por la caída de presión de la bomba, se puede expresar como:

$$h = \frac{\Delta p}{\rho} \frac{g_c}{g} \quad , \quad (6.1)$$

o bien, en unidades prácticas de campo:

$$h = \frac{\Delta p}{0.433 \gamma_1} \quad , \quad (6.2)$$

donde:

h : Altura de la columna de fluido,	[pie]
Δp : Caída de presión,	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$
ρ : Densidad de la mezcla,	$\left[\frac{\text{lb}_m}{\text{pie}^3} \right]$
g_c : Constante gravitacional,	$\left[\frac{\text{lb}_m - \text{pie}}{\text{lb}_f - \text{seg}^2} \right]$
g : Aceleración gravitacional,	$\left[\frac{\text{pie}}{\text{seg}^2} \right]$
γ_1 : Densidad relativa de la mezcla,	[Adimensional]

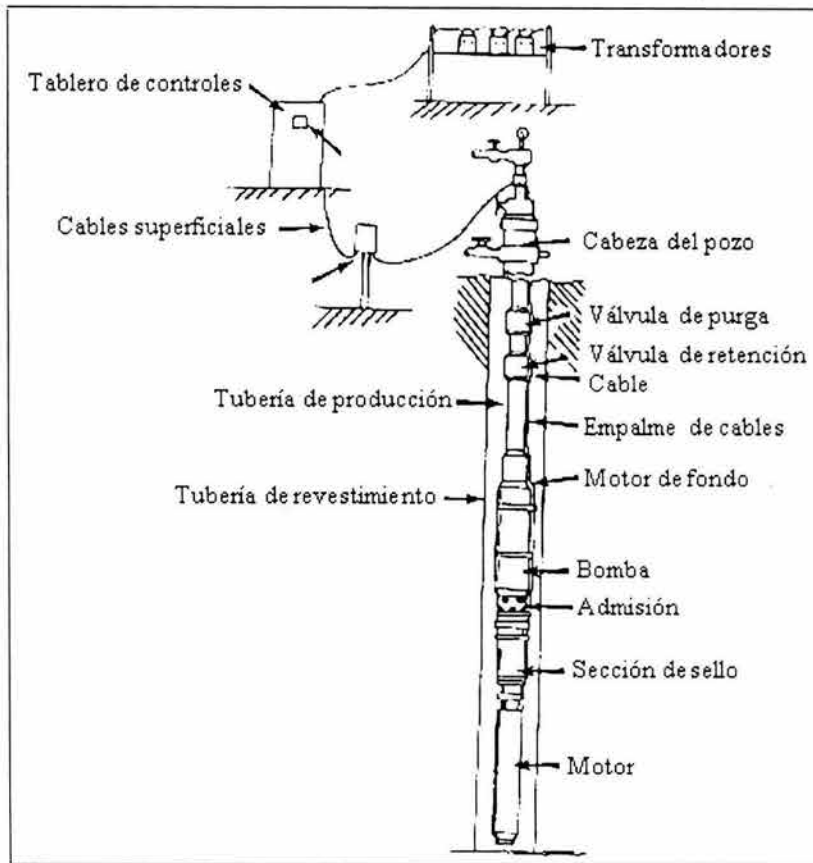


Fig. 6.17 Unidad de bombeo electrocentrífugo (Economides, 1994).

La carga de bombeo de una bomba centrífuga es independiente de la densidad del fluido. Para una bomba de multietapas, la carga total desarrollada es igual a la suma de la carga de bombeo de cada etapa, esto es:

$$h = N_s h_s \quad , \quad (6.3)$$

donde:

- h_s : Altura de la columna de fluido en cada etapa, [pie]
- N_s : Número de etapas, [Adimensional]

La carga de bombeo de una bomba centrífuga se reducirá conforme se incrementa el flujo volumétrico. Sin embargo, la eficiencia de la bomba, definida como la relación de la potencia hidráulica transferida al fluido ($q\Delta p$) y la potencia suministrada a la bomba, tendrá un máximo en el gasto para una bomba dada.

La carga desarrollada y la eficiencia de una bomba centrífuga dependerán del diseño particular de la bomba. Estas características son proporcionadas por el fabricante así como las gráficas características de las bombas, tal como se muestra en la Fig. 6.18.

La gráfica característica de la bomba, usualmente es presentada para una bomba de 100 etapas, así la carga desarrollada por etapa, es la carga total de la gráfica dividida entre 100.

Para el diseño de una instalación de bombeo electrocentrífugo, la Δp (carga de bombeo) necesaria para producir el gasto volumétrico deseado deberá ser determinado a partir del IPR del pozo y la caída de presión que ocurrirá, desde la bomba hasta la superficie.

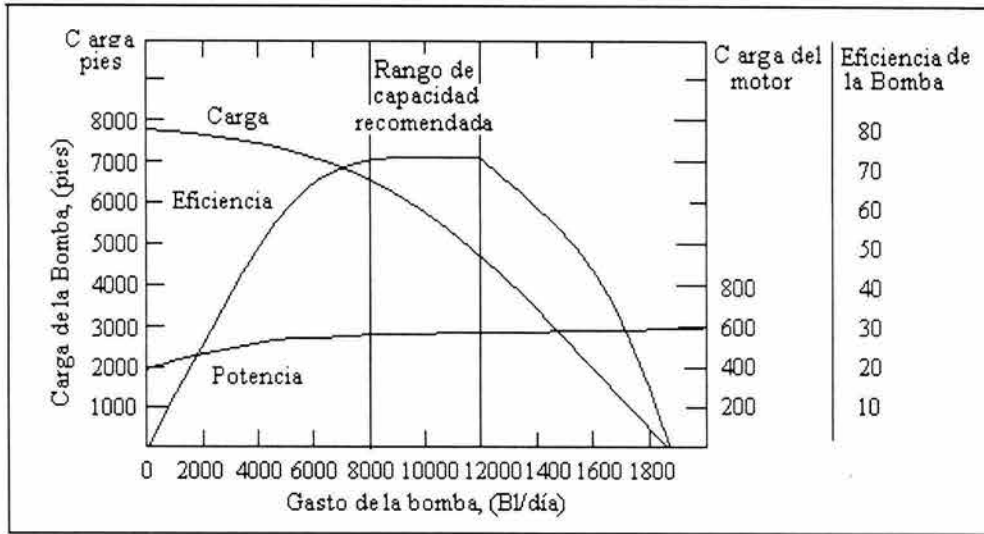


Fig. 6.18 Grafica característica de una bomba.

Los pasos necesarios para seleccionar una bomba electrocentrífuga apropiada para producir a un gasto volumétrico deseado son los siguientes:

1. Determinar el tamaño apropiado de la bomba a partir de las especificaciones del fabricante. El tamaño de la bomba puede ser seleccionado basado solamente en el gasto de producción.
2. A partir del IPR de un pozo, determinar la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) para el gasto de producción deseado.
3. Calcular la profundidad mínima de la bomba, basado en la P_{wf} y la presión de succión necesaria. El bombeo electrocentrífugo, generalmente requiere una presión de succión de 150 a 300 lb/pg². Para una presión cero en la tubería de revestimiento y despreciando la presión hidrostática de la columna de gas en el espacio anular, la profundidad de la bomba es:

$$H_B = H - \left(\frac{P_{wf} - P_{succión}}{0.433 \gamma_l} \right), \tag{6.4}$$

donde:

H es la profundidad del intervalo productor, H_B es la profundidad de la bomba, $P_{succión}$ es la presión de succión requerida por la bomba. La bomba puede ser colocada a cualquier profundidad por debajo de la profundidad mínima y a menudo se coloca cerca del intervalo productor. La presión de succión de la bomba puede ser calculada a partir de la Ec. 6.4 para cualquier profundidad de la bomba.

4. Determinar la presión de descarga requerida por la bomba a partir del cálculo de la distribución de presión en la tubería de producción, presentados en el capítulo I.
5. Las Δp necesaria de la bomba será:

$$\Delta p = p_{Descarga} - p_{succión} \tag{6.5}$$

6. A partir de la curva característica de la bomba, la carga por etapa se puede leer. El número de etapas necesarias es calculada con la Ec. 6.3.

7. La potencia total requerida por la bomba, se obtiene multiplicando la potencia por etapa a partir de la curva característica por el número de etapas.

DESPLAZAMIENTO CON EMBOLO DE BACHES DE LÍQUIDO (EMBOLO VIAJERO)

La Fig. 6.19 muestra una instalación con émbolo viajero de caída libre en la cual no se instala un empacador en el espacio anular (producción natural con émbolo). Un émbolo viajero de acero con un dispositivo de válvula simple se localiza en la sarta de la tubería de producción, en el fondo de la cual hay un asiento que contiene una abertura por la cual puede pasar el gas y el líquido a la T.P. Cuando cae el émbolo viajero se detiene en este asiento, la válvula localizada en el émbolo viajero está cerrada; por lo tanto, la tubería de producción está cerrada en su extremo inferior y cualquier producción de la formación debe pasar por el espacio anular. Consecuentemente, la presión de fondo fluyendo (p_{wf}) se eleva; tan pronto como alcanza un valor mayor que la suma de las presiones ejercidas por el mismo émbolo viajero, el aceite y el gas en la T.P. arriba del émbolo viajero, y la presión entrampada en la superficie, el émbolo comienza a elevarse y el aceite arriba del mismo se levanta en la tubería de producción y así sube a la superficie

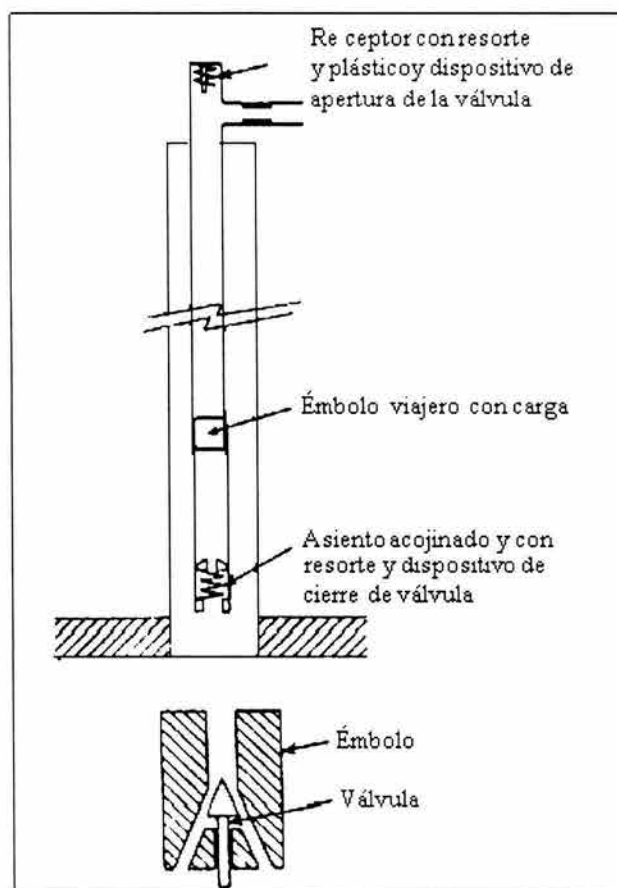


Fig. 6.19 Esquema de la instalación para producir con émbolo viajero.

En el extremo superior de la T.P. está colocado un amortiguador, arriba de la salida a la línea de flujo. Cuando el émbolo viajero choca con el amortiguador, la válvula del émbolo se abre, la presión abajo se libera a la línea de flujo, y el émbolo queda libre para descender. Mientras el émbolo cae, el pozo descarga en la T.P. contra la contrapresión creada por la trampa, la columna de gas en dicha tubería y la columna de aceite que se alarga constantemente (como resultado de la producción de la formación) en la T.P. Tan pronto como el émbolo alcanza el fondo, el ciclo se repite, haciendo que el pozo produzca aceite por baches de líquido.

Aunque la producción con émbolo viajero no se diseña evidentemente para pozos en los cuales la producción con arena es un problema, puede usarse con éxito en ciertos pozos en los cuales los depósitos de parafina en la pared interior de la T.P. causarían de otra manera algunas dificultades. El movimiento continuo del émbolo viajero hacia arriba y hacia debajo de la T.P. libera la parafina y mantiene la pared de la tubería limpia.

6.2 PROCESOS PARA INCREMENTAR LA RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS

Debido a la gran demanda de hidrocarburos en el mercado mundial y a las cada vez menores reservas disponibles, se hace indispensable contar con métodos, aunque sofisticados, apropiados para una explotación eficiente del yacimiento.

Actualmente, la industria petrolera cuenta con un proceso denominado como Recuperación Terciarias. Toda recuperación terciaria implica utilizar un método de recuperación mejorada (Enhanced Oil Recovery). La recuperación mejorada es algo mas fino que la recuperación secundaria. Cuenta con tecnología más avanzada, la cual está dirigida a una mayor recuperación, de mayor calidad.

CONCEPTO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

El objetivo del proceso de Recuperación Mejorada es movilizar el aceite remanente después de la recuperación primaria (hacer móvil el aceite inmóvil). Esto se lleva a cabo mejorando el desplazamiento microscópico del aceite y las eficiencias de barrido volumétricas. La eficiencia de desplazamiento del aceite se incrementa reduciendo la viscosidad del aceite (proceso térmico) o mediante la reducción de fuerzas capilares o tensión interfacial (proceso químico). La eficiencia del barrido volumétrico es mejorada mediante el incremento de la viscosidad del agente desplazante (Polímeros desplazante).

Los métodos de recuperación mejorada usualmente están divididos en tres amplias categorías:

1. Métodos térmicos, los cuales comprenden a su vez:

- Inyección de vapor continua.
- Inyección de vapor cíclica.
- Combustión in-situ.

2. Métodos químicos, los cuales comprenden a su vez:

- Inyección de surfactantes-polímeros.
- Inyección de polímeros.
- Inyección de sustancias cáusticas.

3. Desplazamiento miscible, el cual comprende:

- Inyección de dióxido de carbono.
- Desplazamiento de hidrocarburos miscibles.
- Inyección de gas inerte (CO_2 , N_2).

La Fig. 6.20 muestra los diferentes métodos de recuperación de hidrocarburos en forma organigrama. En este organigrama se puede observar que esta considerado el método microbiano, sin embargo, este método aún está en etapa de investigación y desarrollo, por tanto, no se discutirá en este subcapítulo.

Antes de iniciar un proceso de recuperación mejorada, las propiedades del fluido y del yacimiento así como la historia de producción del pozo deberán ser analizadas. También es importante revisar los procesos de recuperación previamente utilizados en un yacimiento con el objeto de determinar las principales razones que provocaron que el aceite residual quedara atrapado en el yacimiento.

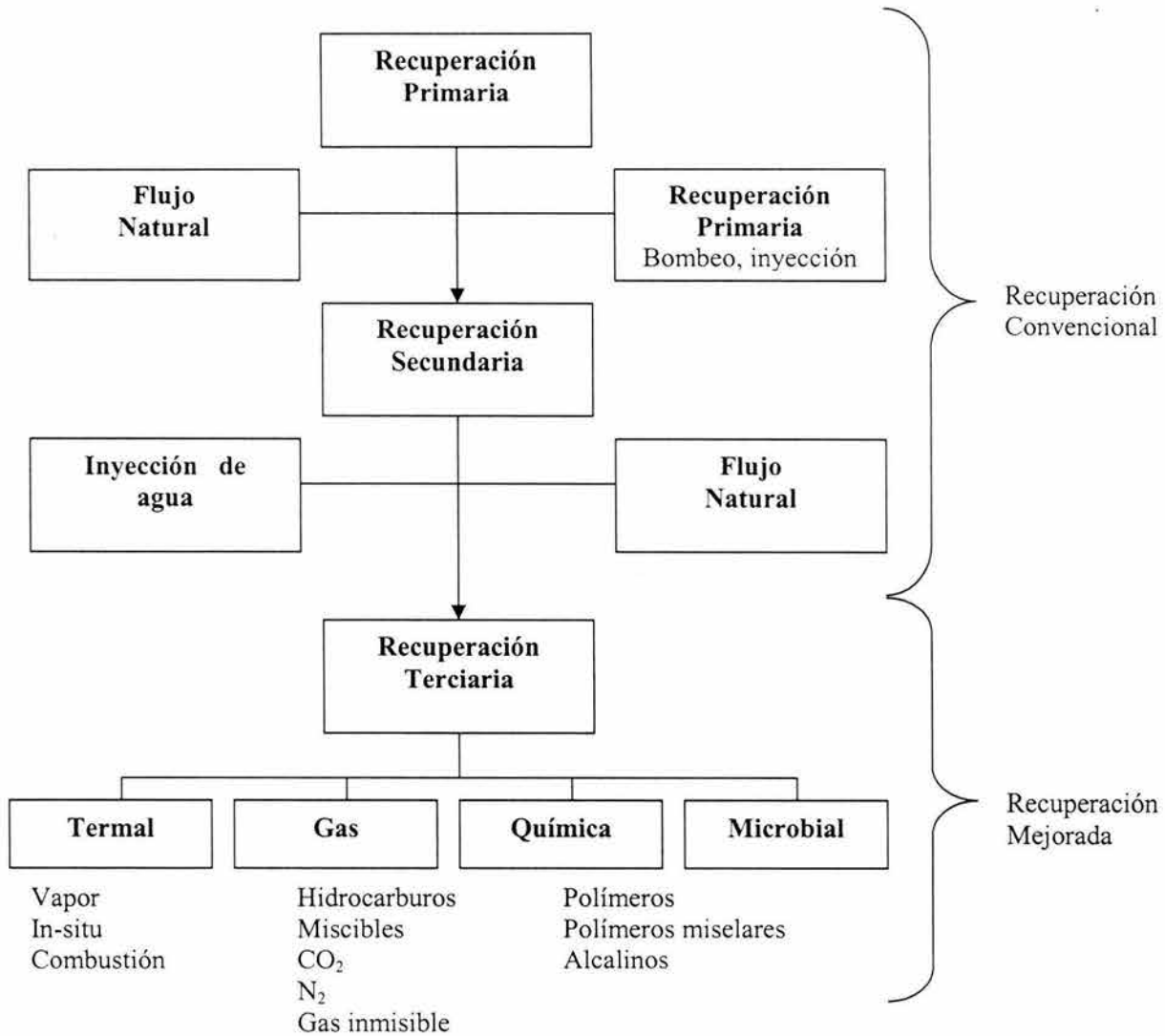


Fig. 6.20 Métodos de recuperación de hidrocarburos

1 MÉTODOS TÉRMICOS

Cuando se suministra energía en forma de calor al aceite, este disminuye su viscosidad y fluye más fácilmente. Debido a esta propiedad del aceite, se han realizado considerables esfuerzos en el desarrollo de técnicas que permitan suministrar energía en forma de calor al yacimiento para mejorar la recuperación de hidrocarburos pesados y viscosos. La Fig. 6.21 muestra la sensibilidad de la viscosidad con la temperatura para aceites con diferentes grados °API. También se puede apreciar como la viscosidad del agua se ve afectada con la temperatura. La viscosidad del aceite se reduce considerablemente con el incremento de temperatura, especialmente para hidrocarburos mas pesados. Esto explica ampliamente el porque los procesos térmicos han sido tan populares y exitosos.

Por otra parte, la inyección de agua caliente ha sido probada, pero su uso es limitado debido a que el agua caliente contiene muy poco calor, por lo tanto, es mínima la cantidad de calor que recibe el aceite en el yacimiento. Esto ha conducido a utilizar vapor, ya que este contiene una cantidad extra de calor, el cual es requerido para una recuperación eficiente. Ha sido ampliamente utilizado en la industria petrolera desde el año 1950 para estimular la producción de aceites viscosos.

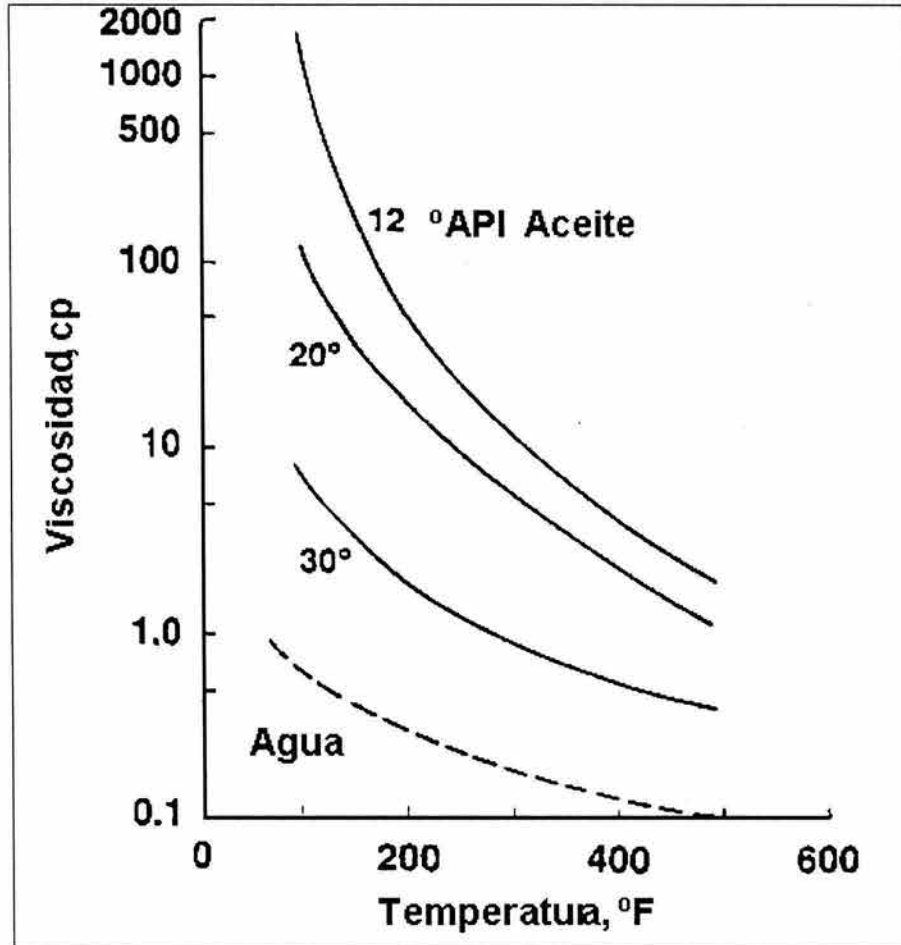


Fig. 6.21 Reducción de la viscosidad de aceite y agua con el incremento de la temperatura.

INYECCIÓN DE VAPOR CÍCLICA

La inyección cíclica de vapor es la versión más atractiva desde el punto de vista económico de la inyección de fluidos calientes para la explotación de yacimientos de aceite viscoso y, por tanto, el método que mayor aplicación ha tenido en el campo. Se puede considerar con respecto a los pozos, como una técnica de estimulación ya que, además de incrementarse la recuperación de aceite al reducir la viscosidad, se logra una limpieza en las paredes de la formación al eliminarse algunos bitúmenes o parafinas que se adhieren en el fondo del pozo; con lo que se disminuye, por lo tanto, el factor de daño a la formación.

La inyección cíclica de vapor consta de tres etapas:

1. Inyección.
2. Cierre.
3. Producción.

La primera corresponde a la fase de inyección, en la cual se inyecta una cantidad predeterminada de vapor.

La segunda es la etapa de condensación de vapor, en la cual se cierra el pozo para permitir que el vapor inyectado se condense y ceda su calor latente al aceite y disminuya su viscosidad.

La tercera es la etapa en que se pone el pozo a producción.

Las etapas anteriores conforman un ciclo.

Cabe mencionar que en el método, el pozo inyector también sirve como pozo productor.

INYECCIÓN DE VAPOR CONTINUA

La inyección continua es un proceso de desplazamiento de aceite por vapor a alta temperatura ($150 - 260^\circ$), el cual se inyecta en forma continua a la formación productora por uno o varios pozos inyectoros. Esta variante en la inyección de vapor, no es la más usada en la actualidad. Es importante que los espaciamientos entre pozos sea pequeños. En este método por un pozo se inyecta y por otros se produce; generalmente se aplica este método cuando ya se ha tenido un barrido por inyección cíclica de vapor.

La Fig. 6.22 muestra esquemáticamente el proceso de inyección de vapor continua.

El vapor inyectado calienta la formación alrededor del pozo y eventualmente forma una zona de vapor que crece con la inyección continua de vapor. El vapor reduce la saturación de aceite en la zona de vapor a valores muy bajos, empujando el aceite móvil (la diferencia entre las saturaciones de aceite inicial y residual) fuera de la zona de vapor. Mientras la zona de vapor crece, mayor cantidad de aceite es removido de la zona de vapor hacia la zona no calentada formando un frente. De esta forma, el aceite se va acumulando formando un banco de aceite. El aceite calentado con su viscosidad ya reducida se mueve hacia el pozo y de esta forma, esta listo para ser producido mediante algún sistema de producción artificial.

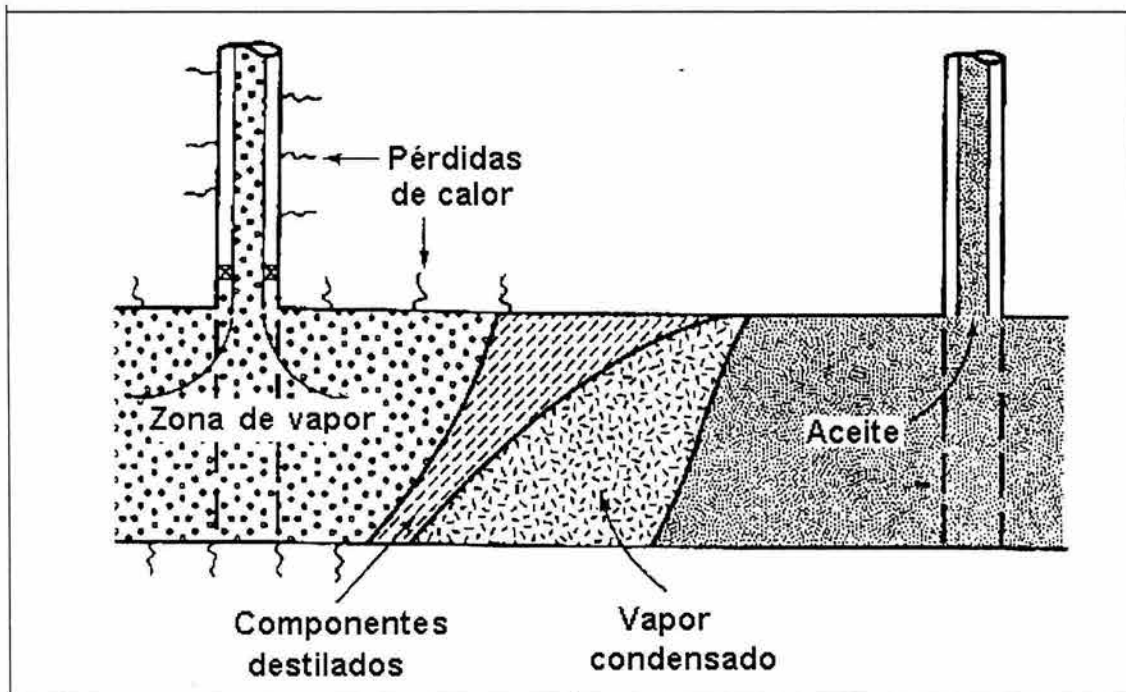


Fig. 6.22 Proceso esquemático de la inyección de vapor continua.

COMBUSTIÓN IN-SITU

La combustión in-situ es un método en el que la energía calorífica que se utiliza para aumentar la recuperación de aceite es generada en el seno del yacimiento. Este método de recuperación térmica consiste esencialmente en lograr la combustión del aceite en el medio poroso, ya sea en forma natural o por medio de un calentador de fondo, y desplazar un frente de combustión a través del yacimiento mediante inyección de aire.

En lo que se refiere al sistema empleado existen dos tipos de combustión:

- Combustión directa.

La combustión va de un pozo hacia otro.

- Combustión inversa.

La combustión va del centro del yacimiento hacia los pozos.

COMBUSTIÓN DIRECTA

En el proceso, el calor de la combustión vaporiza las fracciones ligeras del aceite empujándolas hacia adelante, formando un frente, el cual desplaza el banco de aceite hacia el pozo productor. Simultáneamente, el calor vaporiza el agua en la zona de combustión. La combinación resultante de gas, vapor y agua caliente permite desplazar el aceite hacia el fondo del pozo.

La Fig. 6.23 muestra las diferentes zonas resultantes de una combustión directa.

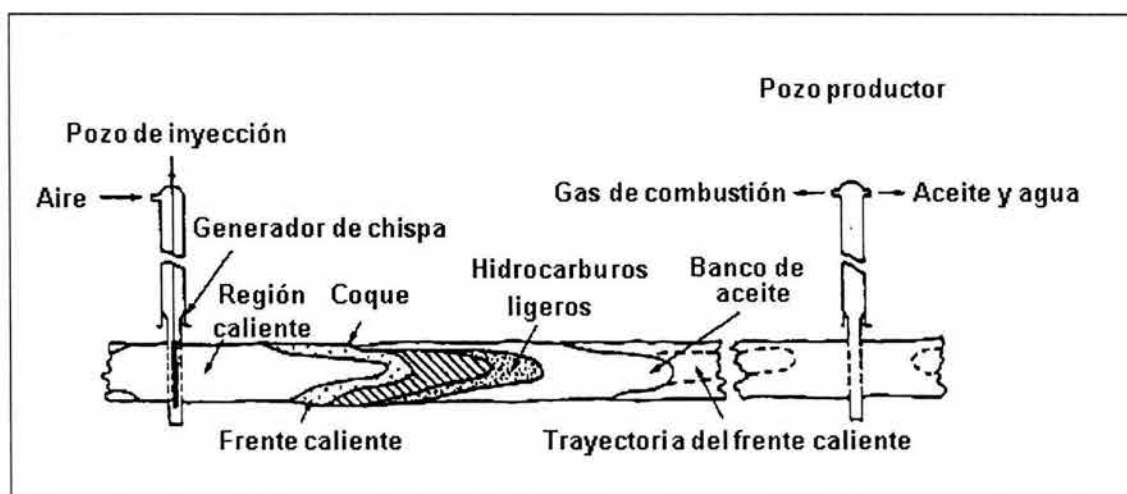


Fig. 6.23 Proceso de combustión indirecta.

COMBUSTIÓN INDIRECTA

La combustión indirecta es iniciada de la misma forma que la combustión directa, pero la inyección de aire en el pozo inyector es desviada hacia el pozo productor. El banco de aceite es forzado a moverse en la dirección de flujo del aire a través de la zona de combustión mientras el frente de combustión avanza hacia el pozo inyector. La combustión indirecta permite calentar a los crudos pesados por arriba de los 700 °F, permitiendo así, disminuir la viscosidad del aceite. La combustión indirecta se desarrolló para mejorar la recuperación en yacimientos que contienen crudos extremadamente pesados.

YACIMIENTOS CANDIDATOS PARA INYECCIÓN DE VAPOR (CÍCLICA O CONTINUA)

Existen algunos criterios generales que pueden ser útiles en el diseño de un proyecto de estimulación por medio de inyección de vapor; estos son el resultado de la experiencia obtenida por diversas compañías, en un gran número de casos de campo. A continuación se enumeran algunas características que deben reunir los yacimientos para poder ser considerados como potencialmente adecuados para una inyección de vapor económica.

- **PERMEABILIDAD.**

El yacimiento debe tener una permeabilidad lo suficientemente alta, de 100 a 500 md.

- **SATURACIÓN DE ACEITE.**

La cantidad de aceite almacenado en la formación debe ser del orden de 0.15 m^3 (metros cúbicos) de aceite por cada m^3 del yacimiento, o bien, 1200 bl/acre-pie. Esto equivale a considerar que, yacimientos con porosidades medias de 20 y 25%, deben tener, como mínimo, una saturación de aceite de 75 y 60% respectivamente.

- **DENSIDAD DEL ACEITE.**

El rango de densidad del aceite considerado adecuado para la estimulación con vapor es de 0.9 a 1.0 gr/cm^3 , o bien, de 10 a 20 °API.

- **PROFUNDIDAD DEL YACIMIENTO.**

La profundidad máxima del yacimiento debe ser, de 900 a 1000 m. Profundidades mayores implican el manejo de vapor a temperaturas y presiones altas que podrían originar fallas en las tuberías de producción y revestimiento. Además son preferibles las profundidades someras porque las pérdidas de calor hacia las paredes del pozo se reducen considerablemente.

- **ESPESOR DE FORMACIÓN.**

El espesor neto de la formación productora debe ser, como mínimo, de 10 a 15 m. Sin embargo, espesores excesivamente grandes pueden originar la segregación de vapor, o bien, que el vapor penetre perfectamente a los estratos más permeables. El espesor de la formación afecta directamente la magnitud de las pérdidas de calor a los estratos adyacentes, siendo estas pérdidas mayores en formaciones delgadas. Las mejores condiciones se consideran que ocurren en el rango de 15 a 50 m.

- **VISCOSIDAD DEL ACEITE.**

Debido a que en este proceso el principal efecto en la recuperación es el proporcionado por la reducción de viscosidad del aceite al incrementarse la temperatura del yacimiento, es preferible aplicar esta técnica de estimulación en yacimientos con aceites cuya viscosidad sobrepasa los 200 cp.

- **TEMPERATURA Y PRESIÓN DE INYECCIÓN.**

El rango de temperaturas y presiones es muy amplio. Las temperaturas óptimas de inyección son del orden de 149 a $204 \text{ }^\circ\text{C}$ (300 a $400 \text{ }^\circ\text{F}$). En yacimientos donde para inyectar el vapor se requieren presiones mayores de 70 kg/cm^2 será necesario manejarlo a temperaturas que excedan a $290 \text{ }^\circ\text{C}$ para evitar que se condense. Por otro lado, en yacimientos agotados, presión de inyección y temperaturas menores pueden ser adecuadas.

2. MÉTODOS QUÍMICOS. INYECCIÓN DE POLÍMEROS.

De las técnicas de recuperación mejorada, las que mejores resultados ha proporcionado en cuanto éxito y número de proyectos es la inyección de agua, pero tiene la desventaja de que en yacimientos de crudos viscosos, su eficiencia deja mucho que desear. Por tal razón se ha investigado sobre yacimientos que presentan ésta característica. Una posible solución es la de aumentar la viscosidad del fluido desplazante (agua); lo anterior se puede lograr mediante la adición de productos químicos al agua de inyección. Los productos químicos con los que se obtuvieron mejores resultados en laboratorio fueron los polímeros.

A través de estudios realizados, se llegó a la conclusión de que la relación de movilidades entre el fluido desplazante y el aceite, es un factor muy importante en la determinación de la eficiencia total de un proyecto de Recuperación Mejorada. Por tal razón la mayoría de los procesos están dirigidos a modificar la relación de movilidades.

La diferencia del agua como medio de desplazamiento, es bastante conocida en yacimientos que tengan crudos viscosos y/o gran variación de permeabilidad, ya que se mueve más fácilmente el agua que el crudo.

Se tienen dos posibles soluciones para mejorar la relación de movilidades:

1. Disminuir la viscosidad del aceite. Esto se logra mediante la inyección de vapor o agua caliente.
2. Aumentar la viscosidad del fluido desplazante. Esto se logra mediante la adición de productos químicos, principalmente polímeros.

Al controlar la relación de movilidades entre el agua de inyección y el aceite del yacimiento la eficiencia de desplazamiento se mejora de tres formas diferentes:

- a) La relación de movilidades resulta en su mayor cubrimiento del área.
- b) Una buena relación de movilidades reduce las deficiencias normalmente ocasionadas por la distribución de permeabilidad heterogénea en el yacimiento.
- c) Esta eficiencia del desplazamiento, está relacionada con la capacidad del fluido inyectado para mover el aceite de su estado. En pruebas de laboratorio se ha visto que se desplaza más aceite de las zonas afectadas cuando se utilizan soluciones de polímeros, que cuando se utiliza solamente agua.

INYECCIÓN DE SURFACTANTES

Los surfactantes son reductores de tensión interfacial que se usan en un sistema aceite crudo-agua. Aparte del desplazamiento de aceite por mecanismo de reducción tensión interfacial, los surfactantes pueden operar de una manera similar a un detergente típico. Se emplea en una etapa inicial, antes del desplazamiento con agua, como lavador. Esto es, ellos pueden preferentemente mojar la superficie de la roca y disolver gotas de aceite que están adheridas en las partes de un poro. Aunque los yacimientos de aceite están, generalmente mojadas por agua, esto no niega la existencia de aceite atrapado en regiones donde el aceite moja la roca del yacimiento.

3. DESPLAZAMIENTO MISCIBLE INYECCIÓN DE CO₂.

Se han efectuado un gran número de investigaciones con el fin de tratar de evaluar la recuperación de aceite utilizando como agente el CO₂. Todos los experimentos se han conducido con un gran número de variantes, lo cual hace

complicado un estudio común. Sin embargo, se ha llegado a conclusiones que han mostrado al CO₂ como un agente de inyección capaz de recuperar grandes cantidades de aceite, en un menor tiempo y a un costo económicamente atractivo con respecto a un proceso de recuperación secundaria por el método convencional (de inyección de agua).

El aumento considerable de aceite recuperado se explica por los efectos físicos (principalmente reducción de la viscosidad del aceite y expansión volumétrica) causados por el CO₂ en el crudo.

La aplicación de campo del CO₂ como un agente para mejorar la recuperación de aceite, ha comprobado en gran parte los resultados y conclusiones obtenidas de los resultados experimentales. Las principales razones que hacen posible considerar al CO₂ como agente de recuperación son, entre otras, las siguientes:

a) El CO₂ afecta físicamente al aceite, principalmente reduciendo su viscosidad y aumentando su volumen. Estos efectos son más acentuados en crudos densos y viscosos, pero no de viscosidad muy elevada.

b) El CO₂ reacciona, bajo condiciones de yacimiento, con algunos componentes del aceite para formar compuestos polares por ejemplo ácidos orgánicos, los que tienen un efecto marcado en reducir la tensión superficial y evitar o limitar la precipitación de iones particulares, por ejemplo el Fe.

c) El CO₂ es soluble tanto en agua como en la mayor parte de los aceites, por lo que afecta en solución al fluido que moja la roca, disminuyendo así la tensión interfacial.

d) En las partículas de roca, el CO₂ tiene la propiedad de limitar materialmente la adsorción de ciertos agentes activos de superficie, aumentando los beneficios de tales agentes.

e) El CO₂ incrementa la solubilidad del gas natural en el aceite, y parece ser que el gas natural es soluble más rápidamente en el crudo cuando está asociado con CO₂.

Por otra parte, se puede citar que el CO₂ se ha utilizado:

- 1) Como proceso de recuperación terciaria en los yacimientos ya agotados por métodos de recuperación primaria y secundaria.
- 2) Como proceso de recuperación secundaria, combinado con la técnica convencional de inyección de agua.
- 3) En el proceso de inyección de "gas inerte".

CAPÍTULO 7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Durante el desarrollo de este trabajo se han podido advertir diferentes situaciones consideradas como “no ideales, las cuales tienen una influencia negativa en la productividad actual y futura del pozo. Por tanto el objetivo fundamental del presente trabajo será mostrar en forma clara, diferentes alternativas que permitan determinar las condiciones de flujo de un pozo fluvente, con lo cual se logra optimizar, en la medida de lo posible, la productividad del pozo

Ahora bien, para poder establecer las condiciones ideales de flujo bajo las cuales un pozo deberá someterse, a fin de obtener la mayor productividad, se debe tener un conocimiento en forma general del sistema de producción de un pozo fluvente, es decir, desde el yacimiento hasta la batería de separación. El conocimiento y análisis de cada uno de los elementos que conforman el sistema de producción, permitirá determinar la capacidad de producción y transporte de crudo en superficie. El capítulo I está enfocado en el estudio y análisis de los elementos que conforman un sistema integral de un pozo fluvente.

En el capítulo II se presentan los factores que controlan el paso de los fluidos desde la formación productora hasta el pozo. Si se considera flujo laminar se podrá aplicar la Ley de Darcy conjuntamente con el índice de productividad para evaluar el comportamiento de afluencia. Para tal efecto, resulta necesario el conocimiento de conceptos relacionados con el flujo de fluidos en el medio poroso tales como; permeabilidad relativa y absoluta, espesor de la zona productora, presión viscosidad del fluido y factores de volumen.

Debe advertirse que si los gastos de producción aumentan, las condiciones de alta velocidad estarán presentes, con lo cual se tendrán incrementos en las caídas de presión totales y a su vez, la condición de daño en la vecindad del pozo afectará notablemente la productividad esperada del mismo.

Un aspecto importante en el estudio del comportamiento de afluencia de pozos, es obtener el comportamiento de afluencia IPR a futuro. Esto permitirá determinar los gastos de producción que se tendrán en un determinado tiempo de producción, lo cual permitirá, a su vez, en caso de que el pozo así lo requiera, la instalación de un sistema artificial de producción. Esta herramienta de producción, por decirlo así, se podrá aplicar tanto a pozos fluventes como a pozos produciendo con algún sistema artificial de producción.

En este trabajo se presentan diferentes métodos que tienen gran aceptación en la industria Petrolera. No obstante, la aplicación de alguno de ellos dependerá del conocimiento que se tenga de cada uno de ellos, así como también de los requerimientos y necesidades inmediatas.

Por otra parte, si un pozo no produce a un determinado gasto de producción esperado, debe suponerse que existe un daño en la formación. Esto implica determinar las condiciones en que se encuentra el intervalo productor, es decir, su permeabilidad. Generalmente se incurre en un error muy grave que consiste en considerar un efecto de daño total. Bajo tales circunstancias no se podrá elaborar una planeación adecuada para mejorar la productividad del pozo. En el presente trabajo se hace un análisis de cada uno de los componentes que conforman el factor de daño total, así mismo, las posibles causas y soluciones que permitan minimizar, en la manera de lo posible, tal efecto. Esto permitirá la planeación de la estimulación del pozo en un determinado tiempo, con lo cual se incrementará de manera sustancial la productividad del pozo.

En los capítulos subsecuentes, se establecen algunas técnicas de análisis para identificar las tendencias de producción de un pozo. Así mismo, se establecen las diferentes alternativas que permiten aumentar o extender la vida productiva de un pozo fluvente cuando éste ya no es capaz de producir por sí mismo, es decir, mediante la energía propia del yacimiento, no alcanza la presión a llegar a la batería de separación. Al ocurrir esta, es recomendable la implementación de algún sistema artificial de producción o bien aplicar algún método de Recuperación secundaria o Mejorada.

En los anexos se establece el método de Flujo multifásico en tuberías horizontal vertical e inclinadas para que se comprenda mejor el flujo a través de las tuberías, también se anexa una tabla de conversiones amplia confiable para la comprensión de los sistemas, y la nomenclatura utilizada en la industria petrolera.

Esperando que este trabajo le sea de utilidad a los compañeros que cursan la asignatura de comportamiento de pozos y además para los Ingenieros Petroleros.

BIBLIOGRAFÍA

- Achong Ian B. "Revised Bean Performance Formula for Lake Maracaibo Well". University of Zulia, Maracaibo, Venezuela, 1974
- Agarwal R. G., Carter R. D., and Pollock C. B. "Evaluation and Prediction of Performance of Low-Permeability Gas Wells Stimulated by Massive Hydraulic Fracturing". J. P. T. Marzo 1979, Trans. AIME, 267
- Allen T. O and Roberts A. P. "Production Operations" vol 1 y 2. Seg. Ed., Oil & Gas Consultants International, Tulsa, Ok, 1982
- Allen Thomas O. "Well Completions Workover". Society S.P.
- Amux J. W., Bass D. M. Jr., and Whiting R. L. "Petroleum Reservoir Engineering". J. P. T. Octubre, 1960
- Arps J. J. "Analysis of Decline Curves". Trans. AIME (1954), 160, 228-247.
- Baxandell P. B and Thomas R. "The Calculation of Pressure Gradients in High Rate Flowing Wells". J. P. T. Octubre 1961
- Bear Jacob. "Dynamics of Fluids in Porous Media". Dover Publications Inc. New York 1972
- Beggs H. D. "Production Optimization, Using NODAL Analysis". OGI Publication, Oil & Gas Consultants International Inc. Tulsa, 1991
- Beggs H. D and Brill J. P. "An Experimental Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes". J. P. T. Mayo 1973
- Bertuzzi A. F., Tek M. R., and Poettmann F. H. "Simultaneous Flow of Liquid and Gas Through Horizontal Pipe". Trans. AIME 1956
- Bradley H. B. "Petroleum Engineering Handbook", Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas 1987
- Brons F and Marting V. E. "The Effect of Restricted Fluid Entry on Well Productivity". J. P. T. Febrero 1982.
- Brow K. E. and Beggs H. D. "The Technology of Artificial Lift Methods", vol 1. Penn Well Publ. Co., Tulsa, Oklahoma, 1977
- Brown J. "The Technology Artificial Lift Methods" vol 3a. Penn Well Publishing Co., Tulsa Oklahoma 1977
- Brown K. E. et al. "The Technology of Artificial Lift Methods", vol 3. Penn Well Publ. Co., Tulsa, Oklahoma, 1977
- Brown K. E. et al. "The Technology of Artificial Lift Methods", vol 4. Penn Well Publ. Co., Tulsa, Oklahoma, 1977
- Brown K. E. et al. "The Technology of Artificial Lift Methods", vol 2a Penn Well Publ. Co., Tulsa, Oklahoma, 1977
- Brown K. E., and Lea J. F. "Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Well". J. P. T. Octubre 1985
- Brown K. E. "Gas Lift Theory and Practice. Prentice Hall, Inc. 1967 Petroleum Publishing Co 1974

- Camacho Velazquez Rodolfo Gab. "Well Test Analysis for Heterogeneous Reservoir".
- Cinco Ley H. "Apuntes de Evaluación de la Producción". Facultad de Ingeniería, U. N. A. M. 1982
- Cinco Ley H., and Samaniego F. "Transient Pressure Analysis for Fractured Wells". J. P. T. 1749-1766, Septiembre 1981
- Cinco Ley H., Ramey H. I. Jr. y Miller F. G. "PseudoSkin Factors for a Partially- Penetrating Directionally Drilled Well". Artículo presentado en la L Convención Anual del SPE del AIME, Dallas Texas Sep. 28-oct.1.
- Cooke C. E. Jr. "Conductivity of fracture Proppants in multiple Layers". J. P. T. septiembre. 1973
- Craft B. C and Hawkins M. "Applied Petroleum Reservoir Engineering". Segunda Edición, Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey 1991
- Darcy H. "Les Fontainer Publiques de la Ville de Dijon". Victor Dalmont, París, 1956
- Development Corporation, Huston, Texas 1986
- Donohue A. T. y Lang, R. "A First Course in Petroleum Technology". International Human Resources
- Dukler A. E. Wicks and Cleveland R. G. "Frictional Pressure Drop in Two- Phase Flow (A) Comparison of Existing Correlation for Pressure Loss and Holdup (B) An Approach Through Similarity Analysis". AIChE. Journal pp 38-51
- Duns H and Ros N. C. J. "Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells". Proc. 6th. World Petroleum Congress, 1963
- Eaton B. A., et. Al. "The Prediction of Flow Patterns Holdup and Pressure Losses During Two- Phase in Horizontal Pipelines". J. P. T. Junio 1967
- Economides M. J. "Petroleum Production Systems". Prentice- Hall, PTR. 1994
- Eickmer R. J. "How to Accurately Predict Future Well Productivities". World Oil, Mayo 1968
- Elísea Sánchez G. Tesis profesional. "Teoría y Ecuaciones para Optimizar las terminaciones y Reparaciones en pozos Productores". Facultad de Ingeniería, U. N. A. M. 1987
- Fancher F. H and Brown K. E. "Prediction of Pressure Gradients for Multiphase Flow in Tubing". SPE Journal, Marzo 1963
- Fetkovich M. I. "Decline Curves Analysis Using Curves Type". Paper SPE 1065-1077 (Jun. 1980)
- Firoozabadi A and Katz D. L. "An Analysis of High Velocity Gas- Flow Through Porous Media". SPE Paper 6827, 1977
- Frick T. P., and Economides M. J. "Horizontal Well Damage Characterization and Removal". SPE Paper 21795, 1991
- Garaicochea P. F. et al. "Transporte de Hidrocarburos por Ductos". Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A. C. 1991
- Geertsma J. "Estimation the Coefficient of Inertial Resistance in Fluid Flow Through Porous Media". SPEJ, Octubre 1974

- Gilbert W. E. "Flowing and Gas- Lift Well Performance", API Drill. Prod. Practice, 1954
- Gómez Cabrera J. A. "Pozos Fluyentes, Bombeo Neumático y Bombeo Hidráulico". Facultad de Ingeniería, U. N. A. M. 1984
- Golan M. and Curtis H. Whitson. "Well Performance". Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey 1964
- Goul T. L., Tek M. R., and Katz D. L. "Two- Phase Flow Through Vertical, Inclined or Curve Pipe", J. P. T. Agosto, 1974
- Hagedorn A. R and Brown K. E. "Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small Diameter Vertical Conduits", J. P. T. Abril, 1965
- Hawkins M. F. Jr. "A note on the Skin Effect". Trans. AIME, 207, 356-357, 1986
- Hong K. C. "Productivity of Perforated Completion in Formations with or without Damage". J. P. T. Agosto 1975
- Hong K. C. "Steamflood Reservoir Management, Thermal Enhanced Oil Recovery". Penn Well Books, Tulsa Oklahoma, 1994
- Hurts W. "Establishment of the Skin Effect and Its Impediment to Fluid Flow Into a Wellbore". Pet. Eng. Octubre 1953 B.6-B.16
- Janicek J. D and Katz D. L. "Applications of Unsteady State Gas Flow Calculation". Reprint from Res. Cont. U. of Mich Junio 1955
- Joshi S. D. "Augmentation of Well Productivity with Slant and Horizontal Wells". J. P. T. 729-739, Junio 1988
- Kelkar B. G. y Cox R. "Unified Relationship to Predict Future IPR Curves for Solution Gas- Drive Reservoirs". Paper SPE, 14239 sep. 1985
- Krueger R. F. "An Overview of Formation Damage Well Productivity in Oilfield Operations". J. P. T. Paper 131152, Feb. 1986
- Lee J. "Well Testing". SPE, Textbook Series, vol 1, SPE of AIME, 1982
- Lee R. L., Logan R. W., Tek M. R. "Effect of Turbulence on Transient Flow of Read Gas Through Porous Media". Paper SPE 14205, 1985
- León Ventura R. "Análisis de pruebas de Variación de presión". Instituto Mexicano del Petróleo, México, 1984
- Loreto M. E. "Apuntes de Recuperación Secundaria". Facultad de Ingeniería, U. N. A. M. 1976
- Mach J. "Apply Nodal Analysis to Production Systems". Flopetrol Well Servicing, 1981
- Matthews Charles Sedwich. "Pressure Boildop Endflow Text"
- Mukherjee H y Brill J. "Liquid Holdup Correlation for Inclined Two- Phase Flow". J. P. T. Mayo 1983
- Muskat M. "Physical Principles of Oil Production". McGraw- Hill, New York, 1949

- Muskat M. "The Flow of Homogeneous Fluids Through Porous Media". McGraw- Hill, New York, 1937
- Nind T. E. W. "Principles of Oil Well Production". Mc Graw- Hil, 1964
- Noman R. "Estimation of the Coefficient of Inertial Resistance in High- Rates Gas Wells". SPE Paper 14207, 1985
- Odeh A. S. "An Ecuation for Calculating Skin Factor Due to Restricted Entry". J. P. T. Junio 1980
- Orkiszewski K. J. "Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipes". J. P. T. Junio, 1967
- Padilla Sixto R. Tesis profesional. "Comportamiento de Afluencia con Flujo No- Darciano" Facultad de Ingeniería, U. N. A. M. 1990
- Phipps S.C. "Determination of Average Reservoir Pressure and Flow Efficiency from Flowing Pressure Data for Salution Gas Drive well". Paper SPE, 13408 (sep. 1984)
- Phipps S. C and Khalil J. N. "A Method for Determining the Exponent Valve in a Forchheimer Type Flow Equation". J. P. T. Julio 1975
- Poettmann F. H, y Carpenter P. G. "The Multiphase Flow of Gas, Oil and Water Through Vertical Flow Strings with Application to the Design of gas Lift Installations". Drill, and Prod. Prac., API, 1952
- Prats M. "Efect of Vertical Fractures on Reservoir Behavoir- Incompressible Fluid Case". SPEJ, pp 105-118, Junio 1961.
- R. Smith C. "Applied Reservoir Engineering". Vol 1 OGCI, Publications, Tulsa Oklahoma, 1992
- Ramey H. J. "Non- Darcy Flow and Wellbore Storage Effects in Presure Build- up and Drawdown of Gas Well". J. P. T. Febrero 1965
- Rodríguez Nieto R. "Apuntes de Evaluación de la Producción de pozos fluyentes". Facultad de Ingeniería, U. N. A. M. 1984
- Rodríguez Nieto R. "Apuntes de Mecánica de Yacimientos". Facultad de Ingeniería, U. N. A. M. 1980
- Ros N. C. "An Analysis of Critical Simultaneous Gas/Líquido Flow Through a Restricción and Its Application to Flow metering". Appl. Sciences Res., Sec. A (1960)
- Schechter R. S. "Oil Well Stimulation". Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey 1984
Shell Oil Company Personal Communicatin, 1964
- Silva López P y Poblano Ordoñez R. "Análisis del Efecto de los Disparos sobre la productividad de los pozos". Subdirección de Tecnología de Explotación IMP, 1978
- Standing B. M. "Inflow Performance Relationships for Damaged Wells Producing by Solution- Gas Drive". J. P. T. Noviembre 1970
- Slider H. C. "Worldwide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods". Petroleum Publishing Co. Tulsa, 1983
- Strubhar M. K., Blackburn J. S and Lee W. J. "Production Operation Course II Well Diagnosis". SPE 1972

-
- Swift G. W and Kiel O. G. "The Prediction of Gas- Well Performance Including the Effect of Non. Darcy Flow". J. P. T. Julio 1962
- T. V. Moore. "Determination of Potential Production of Wells Withat Open Flow Test". Proceeding, API 11th Annual Meeting, 1939
- Tek M. R., Coats K. H and Katz D. L. "The Effect of Turbulence on Flow of Read Gas Through Porous Media". J. P. T. Julio 1962
- Thompson G. D. "Effect of Formation Compresive Strength on Perforator Performance". API Drill and Prod. Pract. 1962
- Tyler T. N., Metzger R. R and Twyford L. R. "Analysis and Treatment of Formation Damage at Prudhoe Bay, Ak". SPE Paper 12471, 1984
- Uhri D. C., and Blount E. M. "Pivot Point Method Quickly Predict to Well Performance ". World Oil, Mayo 1982
- Van Everdingen A. F. "The Skin Effect and Its Influence on the Productive Capacity of a Well". Trans. AIME, 171-176, 1953
- Vogel V. J. "Inflow Performance Relationships for Solution- Gas Wells". J. P. T. Enero 1968
- Zajic J. E., Cooper D. G., Jack T. R and Kosaric N. "Microbial Enhanced Oil Recovery". Penn- Well Publishing Co., Tulsa Oklahoma 1983

FLUJO MULTIFASICO VERTICAL

El trayecto de los fluidos a través de la tubería, consume la mayor parte de presión disponible para llevarlos del yacimiento a las baterías de separación. Se ha establecido que la caída de presión en esta área de flujo es alrededor de 40 a 80% del total, la cual depende de variables tales como diámetro de la tubería, profundidad del pozo, gasto de producción y relación gas- líquido (RGL).

Para describir el comportamiento de flujo a través de la tubería vertical, es decir el pozo, se requiere un estudio de pérdidas de presión en tuberías verticales que conducen mezclas en dos fases (Donohue y Lang, 1986). Como una introducción al comportamiento de flujo bifásico en una tubería vertical, se presenta a continuación una breve descripción de los principales patrones de flujo que ocurren en la tubería de producción (Nind, 1964), es decir, todas las configuraciones geométricas posibles de las fases de gas y líquido en la sarta de flujo.

Conforme la presión se reduce en el aceite crudo que contiene gas en solución, se desprende gas libre: como consecuencia, el volumen de líquido decrece. Este fenómeno afecta los volúmenes de gas libre y aceite presentes en cada punto de la tubería de producción de un pozo fluyente.

Por ejemplo, si la presión de fondo fluyendo p_{wf} está arriba del punto de burbujeo del aceite que se produce, el líquido se encuentra presente sólo en la parte baja de la tubería de producción Fig. A.1. Conforme el líquido sube por la tubería de producción, disminuye la presión, lo cual provoca la formación de burbujas. El flujo de burbujas de gas dispersas en un medio líquido continuo se conoce como "*flujo burbuja*". Al continuar el ascenso del fluido por la tubería de producción, las burbujas de gas aumenta de tamaño y se vuelven más numerosas. Las burbujas más grandes se deslizan hacia arriba a mayor velocidad que las pequeñas, porque el volumen de la burbuja y, por lo tanto, el efecto de flotación, depende del cubo del radio, mientras que la resistencia al rozamiento en la superficie de la burbuja varía únicamente al cuadrado del mismo. Así, las burbujas más grandes aumentan de tamaño cuando alcanzan y arrastran a las pequeñas burbujas. Se llega a una etapa en la cual estas grandes burbujas casi son del diámetro de la tubería de producción, de tal manera que el patrón de flujo ha llegado a ser tal que los baches de aceite que contienen pequeñas burbujas de gas están separados entre sí por bolsas de gas que ocupan toda la sección transversal de la tubería, excepto por una película de aceite que se mueve relativamente despacio a lo largo de la pared de la tubería. Esta condición se conoce como "*flujo bache*".

A presiones bajas, las bolsas de gas pueden aumentar de tamaño y expandirse a tal grado que logren atravesar los baches del aceite más viscoso, con el resultado de que el gas forma una fase continua cerca del centro de la tubería, llevando hacia arriba gotitas de aceite en ella. A lo largo de las paredes de la tubería existe una película de aceite que se mueve hacia arriba. Este se denomina "*flujo anular*".

Al seguir bajando la presión, se tiene como resultado el incremento del volumen del gas, lo que da lugar a una película de aceite alrededor de la tubería, cada vez más delgada hasta que desaparece. El comportamiento anterior se le denomina "*flujo niebla*". Es decir, una fase continua de gas en la cual las gotitas de aceite son transportadas conjuntamente con el gas.

La Fig. A.1 muestra los diferentes patrones de flujo presentes a lo largo de la tubería de producción.

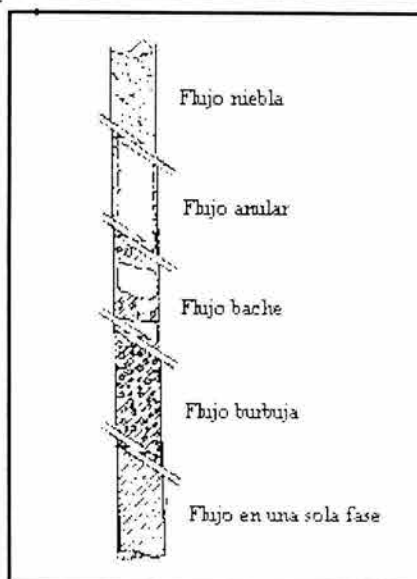


Fig. A.1 Patrones de flujo durante el flujo vertical (Donohue, 1986).

No todos los patrones de flujo ocurrirán simultáneamente en una sarta de tubería de producción; la caída de presión que se requeriría en la tubería de producción sería mayor que la que se encuentra en la práctica. Pero se pueden presentar dos o, posiblemente tres patrones de flujo con sus zonas de traslape; este es un factor que se debe recordar cuando se analizan las pérdidas de presión en la tubería vertical (Nind, 1964).

El gradiente de presión total (o cambio en la presión con respecto a la longitud de flujo) para flujo multifásico vertical es la suma de tres factores: gradiente de presión por elevación, gradiente de presión por fricción y gradiente de presión por aceleración, pero debido a que las caídas de presión por aceleración son muy pequeñas en comparación con las otras dos, se pueden considerar despreciables, quedando la Ec. A.1 de la siguiente forma:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f \quad (A.1)$$

o bien:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \frac{g}{g_c} \rho h \sin \theta + \frac{f \bar{v}^2 \rho}{2 g_c d} \quad (A.2)$$

donde:

- | | | |
|------------|---|---|
| d : | Diámetro interior de la tubería, | [pg] |
| f : | Factor de fricción, | [adimensional] |
| ρ : | Densidad del fluido a condiciones medias, | $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pie}^3}\right]$ |
| θ : | Ángulo de flujo, para flujo vertical | $\theta = 90^\circ$ |

La Ec. A.3 se puede aplicar para cualquier fluido y para cualquier ángulo de flujo. Si se considera flujo vertical, la Ec. A.2 se reduce a:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \frac{g}{g_c} \rho h + \frac{f \bar{v}^2 \rho}{2 g_c d} \quad (A.3)$$

Para calcular las pérdidas de presión por elevación, es necesario predecir con precisión el colgamiento (H_L) considerando el resbalamiento entre las fases.

El término “resbalamiento” se usa para describir el fenómeno natural del flujo, cuando una de las dos fases fluye a mayor velocidad que la otra.

COLGAMIENTO (H_L)

Se define como la relación entre volumen de líquido existente en una sección de tubería a las condiciones de flujo entre el volumen de la sección aludida. Esta relación de volúmenes depende de la cantidad de líquido y gas que fluyen simultáneamente en la tubería. Generalmente la velocidad con que fluye el gas es diferente a la velocidad con que fluye el líquido, propiciando un “resbalamiento” entre las fases.

La correlación más general para obtener el colgamiento del líquido es la de **Mukherjee y Brill (1983)**. La ecuación que establecieron es la siguiente:

$$H_L = \exp \left(\left(C_1 + C_2 \sin \theta + C_3 \sin^2 \theta + C_4 N_L^2 \right) \frac{N_{gv}^{C_5}}{N_{lv}^{C_6}} \right), \quad (A.4)$$

donde:

C_1 a C_6 :	Coeficientes dependientes del tipo de flujo,	[adimensional]
H_L	: Colgamiento del líquido,	[adimensional]
N_L	: Número de la viscosidad del líquido,	[adimensional]
θ	: Ángulo de inclinación de la tubería con respecto a la horizontal,	[grados]

dado por: σ

$$N_L = 0.15726 \mu_L \left(\frac{1}{\rho_L \sigma^3} \right)^{0.25}, \quad (A.5)$$

N_{gv}	: Número de la velocidad del gas,	[adimensional]
----------	-----------------------------------	----------------

dado por:

$$N_{gv} = 1.938 v_{sg} \left(\frac{\rho_L}{\sigma} \right)^{0.25}, \quad (A.6)$$

N_{lv}	: Número de la velocidad del líquido,	[adimensional]
----------	---------------------------------------	----------------

dado por:

$$N_{lv} = 1.938 V_{sl} \left(\frac{\rho_L}{\sigma} \right)^{0.25}, \quad (A.7)$$

Las unidades utilizadas en los términos de estos números adimensionales son:

v_{sg} :	Velocidad superficial de gas,	$\left[\frac{\text{pie}}{\text{seg}} \right]$
v_{sl} :	Velocidad superficial del liquido,	$\left[\frac{\text{pie}}{\text{seg}} \right]$
μ_L :	Viscosidad del liquido,	[cp]
ρ_L :	Densidad del liquido,	$\left[\frac{\text{lb}_f}{\text{pie}^3} \right]$
σ :	Tensión superficial,	$\left[\frac{\text{dinas}}{\text{cm}} \right]$

Los coeficientes de la Ec. A.5 para flujo en direcciones ascendente y horizontal y todo tipo de patrón de flujo, así como para flujo en dirección descendente y patrón de flujo estratificado o cualquier otro, se presentan en la Tabla A.1

De acuerdo con Mukherjee y Brill (1983), sí:

$$N_{LV} \leq 10^{(0.321 + 0.017 N_{gv} + 4.267 \text{sen } \theta + 2.972 N_L + 0.033(\log N_{gv})^2 + 3.925 \text{sen}^2 \theta)} \tag{A.8}$$

entonces, el flujo es descendente estratificado.

Tabla A.1 Coeficientes de la Ec. A.5

Dirección Del Flujo	Tipo de Flujo	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₆
Horizontal y Ascendente	Todos	- 0.38011	0.12988	- 0.11979	2.34323	0.47569	0.28866
Descendente	Estratificado	- 0.33028	4.80814	4.17158	56.26227	0.07995	0.50489
	Cualquier otro	- 0.51664	0.78981	0.55163	15.51921	0.37177	0.39395

Velocidades superficiales. Es la velocidad que tendría cualquiera de las dos fases si ocupara toda la tubería, y se definen con las siguientes expresiones:

$$v_{sl} = \frac{(0.01191 (q_o B_o + q_w B_w))}{d^2} \tag{A.9}$$

$$v_{sg} = \frac{(0.002122 q_g (R - R_s) B_g)}{d^2} \tag{A.10}$$

donde:

B_g :	Factor de volumen del gas,	$\left[\frac{\text{pie}^3 @ \text{c.y.}}{\text{pie}^3 @ \text{c.s.}} \right]$
B_o :	Factor de volumen del aceite,	$\left[\frac{\text{pie}^3 @ \text{c.y.}}{\text{pie}^3 @ \text{c.s.}} \right]$
B_w :	Factor de volumen del agua,	$\left[\frac{\text{pie}^3 @ \text{c.y.}}{\text{pie}^3 @ \text{c.s.}} \right]$
d :	Diámetro interno de la tubería,	[pg]

q_o :	Gasto de aceite,	$\left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$
q_w :	Gasto del agua,	$\left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$
R :	Relación gas- aceite,	$\left[\frac{\text{pie}}{\text{bl}} \right]$
R_s :	Relación de solubilidad,	$\left[\frac{\text{pie}}{\text{bl}} \right]$

La densidad real de la mezcla de fluidos se obtiene a partir del colgamiento de líquido, H_L , de la siguiente manera:

$$\rho_m = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L) , \quad (\text{A.11})$$

donde:

ρ_g :	Densidad del gas,	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} \right]$
ρ_L :	Densidad del líquido,	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} \right]$
ρ_m :	Densidad de la mezcla,	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} \right]$

Otro concepto que se emplea con frecuencia en los cálculos de gradientes de presión para flujo multifásico, es el colgamiento sin resbalamiento, λ . Este se define en la misma forma que H_L y puede ser calculado directamente como:

$$\lambda_L = \frac{\text{gasto de líquido}}{\text{gasto total}} \quad [\text{adimensional}] , \quad (\text{A.12})$$

o bien, a partir de las condiciones de presión y temperatura existentes considerando las producciones obtenidas en la superficie (q_o y R), esta es:

$$\lambda_L = \frac{1}{1 + \frac{q_o (R - R_s) B_g}{5.615 (q_o B_o + q_w B_w)}} \quad [\text{adimensional}] , \quad (\text{A.13})$$

Para este caso, la densidad de la mezcla se calcula:

$$\rho_m = \rho_L \lambda_L + \rho_g (1 - \lambda_L) , \quad (\text{A.14})$$

Por otra parte, el cálculo del gradiente de presión requiere de la evaluación de un factor de fricción, f , empírico. En el flujo de dos fases, el factor de fricción dependerá de factores tales como el colgamiento de líquido y el patrón de flujo.

Debido a la complejidad de los patrones de flujo vertical, se han desarrollado correlaciones empíricas para predecir las caídas de presión en la tubería de producción para una amplia variedad de condiciones de flujo vertical.

Las diversas correlaciones existentes para el cálculo de distribuciones de presión con flujo multifásico en tuberías, pueden clasificarse en tres grupos basándose en el criterio utilizado para su desarrollo (**Brown y Beggs, 1977, vol 1; Garaicochea, 1991; Donohue, 1986**).

Grupo I

No se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se obtiene en función de las propiedades de los fluidos, corregidas por presión y temperatura. Las pérdidas por fricción y los efectos de colgamiento se expresan por medio de un factor de fricción correlacionando empíricamente. No se distinguen patrones de flujo. En este grupo se emplean los siguientes métodos:

Poettman y Carpenter (1952)

Baxenderll y Thomas (1961)

Fancher y Brown (1963)

Grupo II

Se toma en cuenta el resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se calcula utilizando el efecto del colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades combinadas del gas y el líquido. No se distinguen regímenes de flujo. En este grupo se utiliza el método de:

Hagendorn y Brown (1965)

Grupo III

Se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se calcula utilizando el efecto de colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades del fluido en la fase continua. Se distinguen diferentes patrones de flujo. Las principales correlaciones en este grupo son:

Duns y Ros (1963)

Orkiszewski (1967)

Beggs y Brill (1973)

Gould y Tek (1974)

Las correlaciones mencionadas, anteriormente, son publicadas (**Brown y Beggs, 1977, vol 1, 3 y 4**) como un conjunto de curvas, conocidas como curvas de gradiente de presión, cuya elaboración y manejo se verá posteriormente. Existen programas de cómputo para obtener una mayor precisión al aplicar dichas correlaciones. La precisión de las correlaciones de flujo multifásico es bastante buena, lo cual permite las siguientes aplicaciones:

- Seleccionar el diámetro de la tubería de producción.
- Predecir cuándo un pozo dejará de fluir y por lo tanto predecir el tiempo para instalar un sistema de producción artificial.
- Diseñar instalaciones de producción artificial.
- Determinar las presiones de fondo fluyendo.
- Determinar los índices de productividad de los pozos.
- Predecir el gasto máximo de producción.
- Otros.

FLUJO MULTIFÁSICO HORIZONTAL

El siguiente componente superficial es la línea de flujo o descarga, conocida comúnmente como línea de escurrimiento, cuya función es conducir la producción del pozo hacia el separador. Aquí se presenta una caída de presión adicional, cuyo rango varía entre 10 y 15% del total. La predicción de las caídas de presión en tuberías horizontales para flujo multifásico es de vital importancia para la industria petrolera, por lo tanto, la comprensión de los mecanismos y características de dos o más fases en una sección del sistema de producción, tiene como finalidad optimizar el diseño de la sección en particular y del sistema en general para obtener la máxima producción con las menores pérdidas de presión.

Así mismo, dependiendo del tipo de fluido producido por el pozo, los patrones de flujo presentes en la tubería horizontal son los siguientes (Gómez, 1984; Brown y Beggs, 1977, vol 1): Fig. A.2.

- Flujo estratificado.

En éste flujo casi la mayor parte del líquido se desplaza en el fondo de la tubería y el gas en la parte superior de la tubería, formando así, una interfase entre el líquido y el gas Fig. A.2 (a).

- Flujo ondulado.

Este flujo es similar al flujo estratificado con la diferencia de que el gas se mueve a una velocidad más alta y la interfase (gas –líquido) es distorsionada por ondas en la dirección de flujo Fig. A.2 (b).

- Flujo anular.

En este flujo el líquido forma una película alrededor de la pared interna de la tubería y el gas fluye a una velocidad mayor a lo largo de la tubería Fig. A.2 (c).

- Flujo tapón.

En éste flujo, burbujas de gas y líquido en forma alternada se desplazan en la parte superior de la tubería Fig. A.2 (d).

- Flujo bache.

En éste flujo una onda es levantada periódicamente debido al rápido desplazamiento del gas formando así, una ola espumosa la cual se desplaza a lo largo de la tubería a una velocidad mucho mayor que la velocidad promedio del líquido Fig. A.2 (e).

- Flujo burbuja.

En este tipo de flujo las burbujas de gas se desplazan a la parte superior de la tubería aproximadamente a la misma velocidad que el líquido Fig. A.2 (f).

- Flujo niebla.

En éste flujo casi la mayor parte del líquido se pulveriza formando gotas diminutas de gas, desplazándose a la misma velocidad que el líquido restante Fig. A.2 (g).

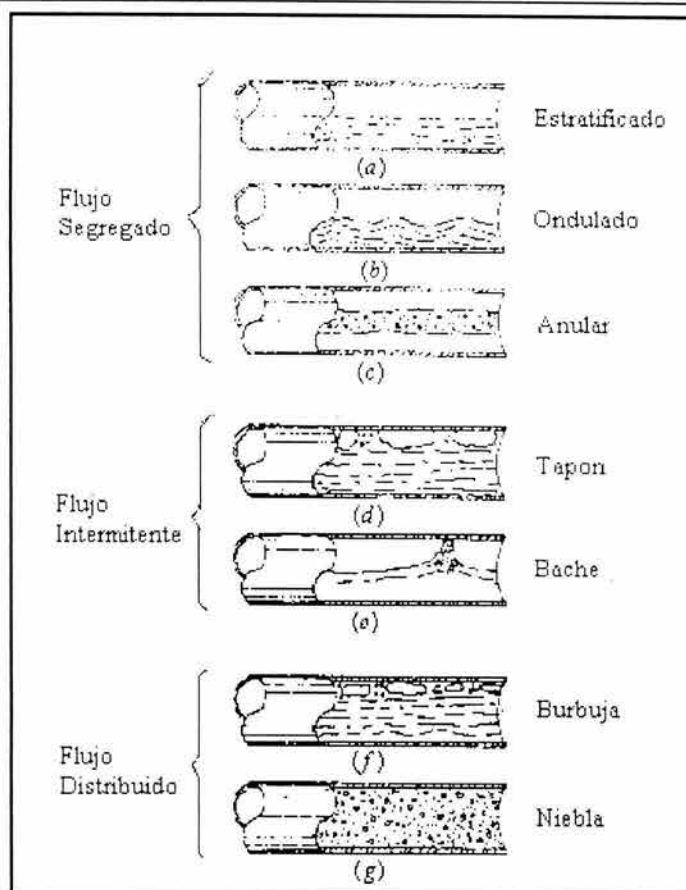


Fig. A.2 Patrones de flujo observados por Beggs (1973) en tuberías horizontales.

Para flujo horizontal, el gradiente de presión debido al cambio de elevación es igual a cero, por lo que la Ec. A.1 se reduce a:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_{ac} \quad (A.15)$$

o bien:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \frac{f \rho v^2}{2 g_c d} + \frac{\rho \Delta (v^2)}{2 g_c \Delta L} \quad (A.16)$$

La mayoría de los investigadores han adoptado la ecuación anterior para evaluar las características del flujo de dos fases y posteriormente determinar el gradiente de presión total. El problema de la variación de las características de flujo se elimina al suponer que la mezcla gas-líquido es homogénea en un intervalo pequeño de la tubería. Así, la Ec. A.16 se puede escribir como:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = f_{ip} \frac{\rho_m v_m^2}{2 g_c} + \frac{\rho_m \Delta (v^2)}{2 g_c \Delta L} \quad (A.17)$$

En donde f_{ip} , ρ_m y V_m se refieren a la mezcla y son definidos en forma distinta por los autores de las diferentes correlaciones.

Las principales correlaciones desarrolladas para calcular el gradiente de presión en tuberías horizontales son las siguientes:

- Bertuzzi, Tek y Poettman (1956).
- Eaton, Andrews y Knowless (1967).
- Beggs y Brill (1973).
- Dukler (1964).

La predicción de las caídas de presión en tuberías horizontales para flujo multifásico permite:

- Diseñar las líneas de transmisión, así como también la longitud de las líneas costa afuera para transportar mezclas de gas y aceite.
- Diseñar las líneas de flujo superficial desde la cabeza del pozo hasta la batería de separación.

Las fórmulas y técnicas utilizadas para predecir la caída de presión en flujo multifásico horizontal también se pueden aplicar en el diseño de líneas para (Gómez, 1984):

- Inyección de glicol en pozos de gas húmedo para prevenir o controlar la formación de hidratos.
- Sistemas de tuberías en plantas industriales, incluyendo refinerías.
- Sistemas de transporte de gas acarreado agua o condensado, o estos, arrastrando gas con una mezcla multicomponente de gas, condensados y agua.

Es importante notar que las correlaciones para flujo multifásico, mencionadas anteriormente, nunca reemplazarán a los medidores de presión en cuanto a precisión, para determinar las presiones de flujo en las tuberías. Sin embargo, para el ingeniero de producción, son una herramienta muy útil para la solución de problemas prácticos. Se ha elaborado un amplio conjunto de curvas de gradiente de presión que facilita la aplicación de dichas correlaciones, debido a que no siempre es factible el acceso a un equipo de cómputo.

PROPIEDADES PVT

Las propiedades PVT más importantes para determinar el comportamiento de fases de los fluidos producidos son:

- B_g : Factor de volumen del gas.- es el cociente que resulta de dividir un volumen de gas medido a presión y temperatura de yacimiento entre el volumen de ese mismo gas pero medido a condiciones estándar o atmosféricas.

$$\left[\frac{\text{pie}_g^3 @ \text{c.y.}}{\text{pie}_g^3 @ \text{c.s.}} \right]$$

- B_o : Factor de volumen de aceite.- es el cociente que resulta de dividir un volumen de aceite más el volumen de gas que tenga disuelto medido a presión y temperatura de yacimiento entre el volumen de aceite (muerto) medido a condiciones estándar.

$$\left[\frac{\text{bl}_o @ \text{c.y.}}{\text{bl}_o @ \text{c.s.}} \right]$$

- B_w : Factor de volumen de agua.- es el cociente que resulta de dividir un volumen de agua más gas disuelto medido a presión y temperatura de yacimiento entre el volumen de agua medido a condiciones estándar o

$$\left[\frac{bl_w @ c.y.}{bl_w @ c.s.} \right]$$

atmosféricas.

- R_g : Relación de solubilidad gas- aceite.- es el cociente que resulta de dividir un volumen de gas disuelto medido a presión y temperatura atmosférica entre el volumen de aceite medido a condiciones atmosféricas.

$$\left[\frac{pic_g @ c.s.}{bl_o @ c.s.} \right]$$

- p_b : Presión de saturación o burbujeo.- es la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas al disminuir la presión gradualmente.

$$\left[\frac{lb}{pg^2} \right]$$

- γ_g : Densidad relativa del gas.- se define como la relación de la densidad del gas entre la densidad del aire, ambas a condiciones estándar.
[adimensional]

- γ_o : Densidad relativa del aceite.- se define como la relación de la densidad del aceite entre la densidad del agua destilada, también a condiciones estándar, usualmente $14.7 \frac{lb}{pg^2}$ abs y $60^\circ F$.
[adimensional]

La Fig. A.3 ilustra la relación entre el factor de volumen del aceite y la presión del yacimiento. En este diagrama p_i es la presión inicial del yacimiento, p_b es la presión de burbujeo y p_{sep} es la presión en el tanque de almacenamiento.

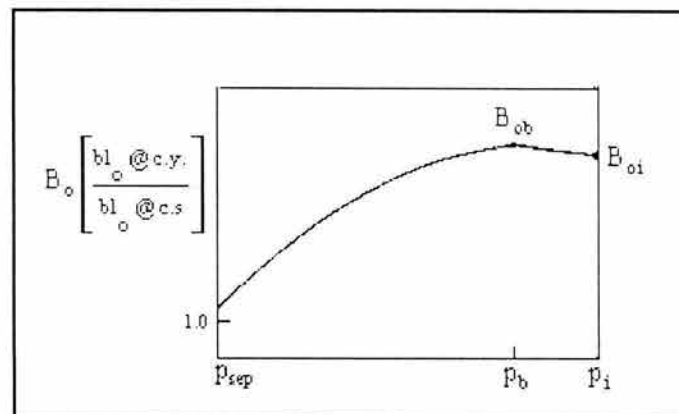


Fig. A.3 Comportamiento del factor de volumen del aceite en función de la declinación de presión.

En la Fig. A.3 se puede advertir que el valor de B_o se aproxima a la unidad conforme se alcanzan las condiciones del tanque de almacenamiento. Esto se debe principalmente a las caídas de presión existentes en el sistema integral de producción.

La Fig. A.4 muestra el comportamiento de la relación de solubilidad gas- aceite en función del abatimiento de presión a lo largo del sistema integral de producción. De aquí se observa que el valor de R_g tiende a cero conforme se alcanza las condiciones superficiales de presión y temperatura del tanque de almacenamiento.

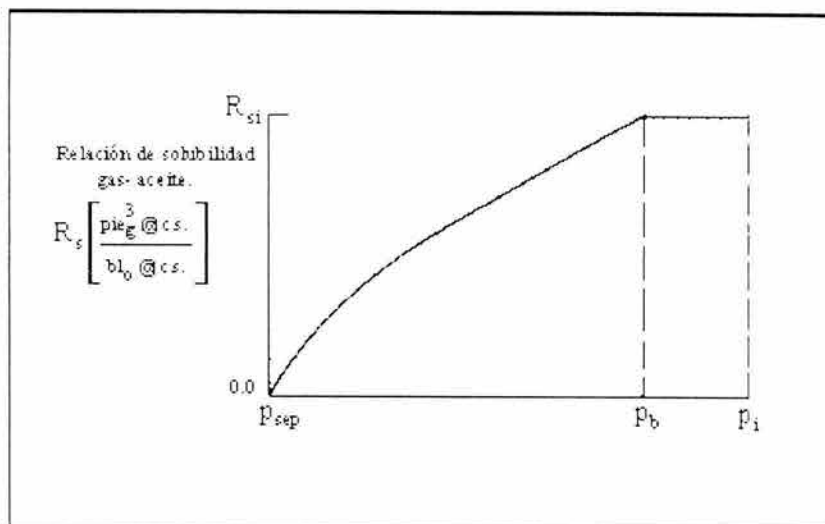


Fig. A.4 Comportamiento de R_s en función del abatimiento de presión.

Los diagramas presión- temperatura (P - T) son herramientas muy útiles para describir el comportamiento de fases de aceite y mezclas de gas mientras fluyen en un sistema de producción, aunque no hay que descartar que las correlaciones PVT conducen a obtener resultados más prácticos. El utilizar uno u otro método dependerá de los datos disponibles con que se cuente.

DIÁMETRO DE ESTRANGULADOR

A partir de datos de producción, **Gilbert (1954)** desarrolló una expresión aplicable al flujo simultaneo gas- líquido a través de estranguladores.

Utilizando datos adicionales, **Baxandell (1961)** actualizó la ecuación de Gilbert, modificando los coeficientes de su ecuación.

De igual modo, **Ros (1960)** orientó su trabajo al flujo de mezclas con alta relación gas- aceite en las que el gas fue la fase continua. En su desarrollo llegó a una expresión similar a Gilbert pero con coeficientes diferentes.

Achong (1974) también revisó las ecuación de Gilbert y estableció una expresión que validó comparándola con más de cien pruebas de campo.

Las ecuaciones propuestas por **Gilbert (1954)**, **Ros (1960)**, **Baxandell (1961)**, y **Achong (1974)** tienen la misma forma, sólo difieren en los valores de las constantes empleadas. La forma general es la siguiente:

$$p_i = \frac{A q_l (RGL)^B}{d^C} \tag{A.18}$$

donde:

- A,B,C : Coeficientes empíricos, [adimensionales]
- d : Diámetro interior del estrangulador, [64avos de pulgada]
- p_i : Presión corriente arriba, $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{ abs} \right]$
- q_l : Gasto de líquido total, $\left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$

RGL : Relación gas- líquido, $\left[\frac{\text{pie}^3}{\text{bl}} \right]$

La Tabla A.2 lista los valores para A, B, C propuestos por los autores de los modelos.

La Ec. A.18 puede expresarse en forma de línea recta que pasa por el origen:

$$p_i = m q_L \quad (A.19)$$

donde:

m : Pendiente de la recta dada por:

$$m = \frac{A (\text{RGL})^B}{d^C} \quad (A.20)$$

La cual solo cumple cuando se tiene flujo supersónico, como d es inversamente proporcional a la pendiente de la recta ésta se hace menor al aumentar el diámetro Fig. 1.7

Tabla A.2 Coeficientes empíricos para la Ec. A.18.

Investigador	A (adimensional)	B (adimensional)	C (adimensional)
Ros (1954)	17.40	0.500	1.89
Gilbert (1960)	10.00	0.546	2.00
Baxandell (1961)	9.56	0.546	1.93
Achong (1974)	3.82	0.650	1.88

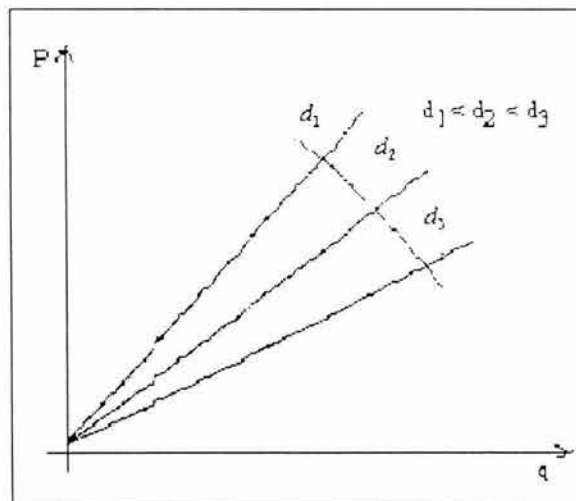


Fig. A.5 Variación de la pendiente de la línea recta con el diámetro del estrangulador.

El siguiente ejemplo muestra la aplicación de la Ec. A.18.

Ejemplo de aplicación 1.1

Determinar el diámetro del estrangulador que se requiere para calcular la producción máxima de un pozo, cuya información es:

Gasto de líquido $q_L = 480 \quad \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$

Presión corriente arriba	$p_1 = 120$	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$
Relación gas- líquido	$\text{RGL} = 300$	$\left[\frac{\text{pie}^3}{\text{bl}} \right]$

Solución:

Utilizando la correlación de **Rox** se tiene que los valores de A, B y C (tabla A.2) son 17.40, 0.500 y 1.89 respectivamente. Por lo tanto, la Ec. A.18 quedaría como:

$$p_1 = 17.40 \frac{q_L (\text{RGA})^{0.500}}{d^{1.89}}$$

Despejando el diámetro de la ecuación anterior, se tiene:

$$d = \left(\frac{17.40 q_L (\text{RGA})^{0.500}}{p_1} \right)^{\left(\frac{1}{1.89} \right)}$$

$$d = \left(\frac{(17.40)(480)(300)^{0.500}}{120} \right)^{\left(\frac{1}{1.89} \right)}$$

$$d = 42.68 \approx 43$$

Por lo tanto, el diámetro del estrangulador requerido es:

$$d = 43/64 \text{ [pg]}$$

Utilizando la correlación **Gilbert** se tiene que los valores de A, B y C (tabla A.2) son 10.00, 0.546 y 2 respectivamente. Por lo tanto, la Ec. A.18 quedaría como:

$$p_1 = 10 \frac{q_L (\text{RGA})^{0.546}}{d^2}$$

Despejando el diámetro de la ecuación anterior, se tiene:

$$d = \left(\frac{10 q_L (\text{RGA})^{0.546}}{p_1} \right)^{\left(\frac{1}{2} \right)}$$

$$d = \left(\frac{(10)(480)(300)^{0.546}}{120} \right)^{\left(\frac{1}{2} \right)}$$

$$d = 30.01 \approx 30$$

Por lo tanto, el diámetro del estrangulador requerido es:

$$d = 30/64 \text{ [pg]}$$

Utilizando la correlación de **Baxandell** se tiene que los valores de A, B y C (tabla A.2) son 9.56, 0.546 y 1.93 respectivamente. Por lo tanto, la Ec. A.18 quedaría como:

$$p_1 = 10 \frac{q_L (RGA)^{0.546}}{d^{1.89}}$$

Despejando el diámetro de la ecuación anterior, se tiene:

$$d = \left(\frac{10 q_L (RGA)^{0.546}}{p_1} \right)^{\left(\frac{1}{1.89}\right)}$$

$$d = \left(\frac{(10)(480)(300)^{0.546}}{120} \right)^{\left(\frac{1}{1.89}\right)}$$

$$d = 33.17 \approx 33$$

Por lo tanto, el diámetro del estrangulador requerido es:

$$d = 33/64 \text{ [pg]}$$

Utilizando la correlación de **Achong** se tiene que los valores de A, B y C (tabla A.2) son 3.82, 0.650 y 1.88 respectivamente. Por lo tanto, la Ec. A.18 quedaría como:

$$p_1 = 3.82 \frac{q_L (RGA)^{0.650}}{d^{1.88}}$$

Despejando el diámetro de la ecuación anterior, se tiene:

$$d = \left(\frac{3.82 q_L (RGA)^{0.650}}{p_1} \right)^{\left(\frac{1}{1.88}\right)}$$

$$d = \left(\frac{(3.82)(480)(300)^{0.650}}{120} \right)^{\left(\frac{1}{1.88}\right)}$$

$$d = 30.64 \approx 31$$

Por lo tanto, el diámetro del estrangulador requerido es:

$$d = 31/64 \text{ [pg]}$$

Con esta misma ecuación se puede determinar el gasto máximo que puede manejar un estrangulador específico, para una presión en la cabeza del pozo y una relación gas- líquido dadas.

En la práctica, las condiciones de flujo varían notablemente de pozo a pozo, por lo tanto es recomendable probar todas las correlaciones y se seleccione la que más se acerca a los datos medidos de campo, para después ajustarlo con un factor de corrección.

PARA CONVERTIR	EN	MULTIPLICA POR
1 acres	cadenas cuadradas	10.0
1 acres	varas cuadradas	160.0
1 acres	metros cuadrados	4,046.0
1 acres	pies cuadrados	43,560.0
1 acres	pulgadas cuadradas	6,272,640.0
1 acres	kilómetros cuadrados	0.004047
1 acres	millas cuadradas (terrestres)	0.0015625
1 acres	cuartos de acre	4.0
1 acres	yardas cuadradas	4,840.0
1 acres	varas cuadradas (Texas)	5,645.4
1 acres	hectáreas	0.4047
1 acre- pie	pies cúbicos	43,560.0
1 acre- pie	galones	325,851.0
1 acre- pie	barriles	7,758.0
1 acre- pie	metros cúbicos	1,233.5
1 acre- pie	centímetros cúbicos	1.2335*10
1 ampere / centímetro	ampére / pulgadas	6.4516
1 ampére / centímetro	ampére / metro	10,000.0
1 ampére / pulgadas	ampére / centímetro	0.155
1 ampére- hora	coulombs	3,600.0
1 ampére- hora	faradays	0.03731
1 ampére- vuelta	gilberts	1.257
1 ampere- vuelta / centímetro	ampere- vuelta / pulgadas	2.54
1 ampere- vuelta / centímetro	gilberts / centímetro	1.257
1 ampere- vuelta / pulgadas	ampere- vuelta / centímetro	0.3937
1 angstrom	metros	1.0*10
1 angstrom	micras	0.0001
1 angstrom	pulgadas	3.937*10
1 año (calendario)	segundos(promedio solar)	31,536,000.0
1 año (sideral)	segundos(promedio solar)	31,558,150.0
1 año (tropical)	segundos(promedio solar)	31,556,930.0
1 años luz	millas	5.88*10
1 años luz	kilómetros	9.4608*10
1 año luz	metros	9.4608*10
1 área	metros cuadrados	100.0
1 área	acres	0.0247
1 astronómico	metros	1.49597*10
1 atmósferas	centímetros de mercurio	76.0
1 atmósferas	milímetros de mercurio	760.0
1 atmósferas	pulgadas de mercurio	29.921
1 atmósferas	pulgadas de agua (4°C)	406.8
1 atmósferas	pies de agua (4°C)	33.8995
1 atmósferas	pies de agua (62°F)	33.947
1 atmósferas	metros de agua (4°C)	10.3333
1 atmósferas	centímetros de agua (4°C)	1,033.33
1 atmósferas	kilogramo / centímetro	1.03333
1 atmósferas	kilogramo / metro	10,333.0
1 atmósferas	gramo /centímetro	1,033.3
1 atmósferas	libras / pulgadas	14.6959
1 atmósferas	libras / pie	2,116.22
1 atmósferas	tonelada / pulgada	0.0066738
1 atmósferas	tonelada / pie	0.9605
1 atmósferas	dinas / centímetro	1,013,250.0
1 atmósferas	bar	1.01325
1 atmósferas	pascal	101,325.0
1 atmósferas	pascal	98,066.5

PARA CONVERTIR	EN	MULTIPLICA POR
1 (técnica = 1 Kilogramo / centímetro)		
1 barril (México)	litros	76.046
1 barril (U.S, seco)	pulgadas cúbicas	7,056.0
1 barril (U.S, seco)	cuartos de galón	105.0
1 barril (U.S, líquido)	galones	31.5
1 barril (U.S, petróleo)	galones	42.0
1 barril (U.S, petróleo)	litros	158.9822
1 barril (U.S, líquido)	litros	119.24
1 barril (U.S, líquido)	pies cúbicos	4.2
1 barril (U.S, líquido)	pulgadas cúbicas	7,276.5
1 barril (U.S, petróleo)	pies cúbicos	5.615
1 barril (U.S, petróleo)	pulgadas cúbicas	9,708.74
1 barril (U.S, petróleo)	metros cúbicos	0.1589
1 barril (U.S, petróleo)	centímetros cúbicos	158,982.5
1 barril (U.S petróleo a 36°API)	tonelada (métrica)	0.1342
1 barril (U.S, agua a 160°F)	tonelada (métrica)	0.1588
1 barril (U.S, agua a 14°C)	libras (peso)	350.5105
1 barril (U.S, petróleo)	acre- pie	0.0001289
1 barril (petróleo) / día	galones / hora	1.72
1 barril (petróleo) / día	metros cúbicos / día	0.1589
1 barril (petróleo) / día	metros cúbicos/ hora	0.0066238
1 barril (petróleo) / día	litros / hora	6.6238
1 barril (petróleo) / día	litros / segundo	0.00184
1 barril (petróleo) / día	galones / minuto	0.0292
1 barril (petróleo) / día	pie / minuto	0.003899
1 barril (petróleo) / día	centímetro / segundo	1.84
1 barril (petróleo) / día	pie / segundo	0.00006498
1 barril (petróleo) / hora	centímetro / segundo	44.2
1 barril (petróleo) / hora	pulgada /segundo	2.695
1 barril (petróleo) / minutos	metros / hora	9.539
1 barril (petróleo) / minutos	litros / minuto	158.9825
1 barril (petróleo) / minutos	metro / minuto	0.1589
1 barril (petróleo) / minutos	galones / minuto	42.0
1 barril (petróleo) / minutos	pie cúbico / minuto	5.614571
1 barril (petróleo) / minutos	caja / minuto	0.1
1 barril (petróleo) / pie	litros / metro	521.6
1 barril (petróleo) / pie	pie cúbico / pie	5.615
1 barril (petróleo) / pie	galones / pie	42.0
1 barril (petróleo) / (acre- pie)	metro / (hectárea- metro)	1.289
1 (barril/día) / (libras/pulgada ²)	(galón / minuto) / pie de agua	0.012644
1 (barril/día) / (libras/pulgada ²)	(centímetro / segundo) / atmósfera	27.042
1 bar	atmósferas	0.9869
1 bar	pascal	100,000.0
1 bar	megapascal	0.1
1 bar	dinas / centímetro	1,000,000.0
1 bar	kilogramo / metro	10,200.0
1 bar	libra / pie	2,089.0
1 bar	libra / pulgada	14.504
1 braza (U.S)	metros	1.8288
1 braza (U.S)	pies	6.0
1 BTU	litros- atmósferas	10.409
1 BTU	pie- atmósferas	3,676.0
1 BTU	calorías	252.0
1 BTU	kilocalorías	0.252
1 BTU	kilogramo- calorías	0.252
1 BTU	HP- horas	0.0003931

PARA CONVERTIR	EN	MULTIPLICA POR
1 BTU	libras- pie	777.97
1 BTU	kilogramo- metro	107.56
1 BTU	watts- hora	0.2928
1 BTU	kilowatts- hora	0.0002928
1 BTU (Tabla Internacional)	joule	1,055.056
1 BTU (promedio)	joule	1,055.87
1 BTU (termoquímico)	joule	1,054.35
1 BTU (39°F)	joule	1,059.67
1 BTU (59°F)	joule	1,054.8
1 BTU (60°F)	joule	1,054.68
1 BTU / hora	libra- pie / segundo	0.2162
1 BTU / hora	caloría / segundo	0.07
1 BTU / hora	watts	0.2931
1 BTU / minuto	libra- pie / segundo	12.965
1 BTU / minuto	HP	0.02356
1 BTU / minuto	watts	17.5725
1 BTU / minuto	kilowatts	0.01757
1 BTU/(libra - °F)	caloría/(gramo- °C)	1.0
1 BTU / (libra- mol)	caloría/(gramo- mol)	0.5556
1 BTU (a 60 °F) / °F	gramo- caloría / °C	453.59
1 BTU / pulgada	kilogramo- caloría / metro	9.9213
1 (BTU /pie ²) / (°F / hora)	(kilogramo- caloría/m)/(°C / hora)	4. 8824
CONDUCTIVIDAD TERMICA		
1 BTU Tabla Int.-pie/(pie ² -hora-°F)	watts/(metro - °K)	1.730735
1 BTU termoquímico pie/(pie ² -hora-°F)	watts / (metro - °K)	1.729577
1 BTU Tabla Inter-pg/(pie ² -hora-°F)	watts / (metro - °K)	0.1442279
1 BTU termoquímico pg/(pie ² -hora-°F)	watts / (metro - °K)	0.1441314
1 BTU Tabla Int- pg/(pie- seg- °F)	watts / (metro - °K)	519.2
1 BTU termoq- pg/(pie- seg.- °F)	watts / (metro - °K)	518.8732
1 BTU Tabla Internacional / hora	watts	0.2930711
1 BTU termoquímico / hora	watts	0.292
1 BTU termoquímico / minuto	watts	17.5725
1 BTU termoquímico / segundo	watts	1,054.35
1 BTU Tabla Internacional / pie	joule / metro	11,356.53
1 BTU termoquímico / pie	joule / metro	11,348.93
1 BTU termoquímico / (pie- hora)	watts / metro	3.152481
1 BTU termoquímico / (pie- minuto)	watts / metro	189.1489
1 BTU termoquímico / (pie- segundo)	watts / metro	11,348.93
1 BTU termoquímico /pulgada segundo	watts / metro	1,634,246.0
1 BTU Tabla Inter./ (pie ³ - hora- °F)	watts / (metro - °K)	15.678263
1 BTU termoquímico/(pie -hora- °F)	watts / (metro - °K)	5.674466
1 BTU Tabla Inter./ (pie- seg.- °F)	watts / (metro - °K)	120,441.75
1 BTU termoquímico/(pie- seg.- °F)	watts / (metro - °K)	20,428.08
1 BTU Tabla Internacional / libra	joule / kilogramo	2,326.0
1 BTU termoquímico / libras	joule / kilogramo	2,324.444
1 BTU Tabla Internacional/libra- °F	joule / (kilogramo- °K)	4,186.8
1 BTU termoquímico / (libra- °F)	joule / (kilogramo- °K)	4,184.0
1 bujías / centímetro cuadrado	Amberes	3.142
1 bushels (U.S)	litros	35.239
1 bushels (G.B)	litros	36.369
1 bushels (U.S)	metros cúbicos	0.035239
1 bushels (U.S)	pintas	64.0
1 bushels (U.S)	cuartos de galón (seco)	32.0
1 bushels (U.S)	cuartos de galón (líquido)	37.2368
1 bushels (U.S)	bushels (G.B)	0.96945
1 bushels (U.S)	pies cúbicos	1.2445

PARA CONVERTIR	EN	MULTIPLICA POR
1 bushels (U.S)	galones (seco)	8.0
1 bushels (U.S)	galones (liquido)	9.3092
1 caballos de fuerza	HP	0.9091
1 caballos de vapor	kilowatts	0.74569
1 cadenas	pulgadas	792.0
1 cadenas	pies	66.0
1 cadenas	metros	20.1169
1 cadenas	kilómetros	0.02012
1 cadenas	yardas	22.0097
1 cadenas	varas	4.0
1 cadenas	eslabones	100.0
1 cadenas	milla (terrestre)	0.0125
1 cadenas	milla (náutica)	0.01085
1 cadenas cuadradas	varas cuadradas	16.0
1 cadenas cuadradas	metros cuadrados	404.6873
1 cadenas cuadradas	acres	0.1
1 cajas	barriles	10.0
1 caja / minutos	litro / minutos	1,589.825
1 caja / minutos	metros ³ / minutos	1.58983
1 caja / minutos	galones / minuto	420.0
1 caja / minutos	pie / minutos	56.146
1 caja / minutos	barril / minuto	10.0
1 calibre \ (en pulgada)	metros	0.0254
1 calorías	BTU	0.0039685
1 calorías	litro- atmósfera	0.04132
1 calorías	electrón- volts	2.61*10
1 caloría Tabla Internacional	joule	4.1868
1 caloría promedio	joule	4.19002
1 caloría termoquímico	joule	4.184
1 caloría (15°C)	joule	4.1858
1 caloría (20°C)	joule	4.1819
1 caloría kilogramo Tabla Inter.	Joule	4,186.8
1 caloría kilogramo promedio	joule	4,190.02
1 caloría kilogramo termoquímico	joule	4,184.0
1 caloría termoquímico/centímetro ²	joule / metro cuadrado	41,840.0
1 caloría Tabla Internacional/gramo	joule / kilogramo	4,186.0
1 caloría termoquímica / gramo	joule / kilogramo	4,184.0
1 caloría	joule / (kilogramo- °K)	4,186.8
1 Tabla Inter. / (gramo- °C) caloría	joule / (kilogramo- °K)	4,184.0
1 termoquímico / (gramo- °C) caloría	watts	0.06973333
1 termoquímico / minuto caloría	watts	4.184
1 termoquímico / segundo caloría	watts / metro cuadrado	697.3333
1 termoquímico / (cm ² - min.) caloría	watts / metro cuadrado	41,840.0
1 termoquímico / (cm ² - seg.) caloría	watts / (metro cuadrado- °k)	418.4
1 centiárea	metros cuadrados	1.0
1 centilitros	onzas (fluidas)	0.3382
1 centilitros	pulgadas cúbicas	0.6103
1 centilitros	litros	0.01
1 centímetros	pies	0.03277
1 centímetros	pulgadas	0.39371
1 centímetros	kilómetros	0.00001
1 centímetros	metros	0.01
1 centímetros	milla (terrestre)	0.000006214
1 centímetros	yardas	0.01094
1 centímetros de Hidrógeno	atmósferas	0.013158
1 centímetros de Hidrógeno	pulgadas de Hidrógeno	0.3927

PARA CONVERTIR	EN	MULTIPLICA POR
1 centímetros de Hidrógeno	kilogramo / metro cuadrado	135.9
1 centímetros de Hidrógeno	libras / pie cuadrado	27.845
1 centímetros de Hidrógeno	libras / pulgada cuadrada	0.1934
1 centímetros de Hidrógeno	pulgadas de agua	5.36
1 centímetro de Hidrógeno (0°C)	pascal	1,333.22
1 centímetro de agua (4°C)	pascal	98.0638
1 centímetro de agua (4°C)	atmósferas	0.00096787
1 centímetro de agua (4°C)	libras / pulgadas cuadradas	0.014223
1 centímetro de agua (4°C)	dinas / centímetro cuadrado	980.64
1 centímetro de agua (4°C)	gramo / centímetro cuadrado	0.99998
1 centímetro de agua (4°C)	centímetro de Hidrogeno (0°C)	0.073556
1 centímetros cuadrados	pulgadas cuadradas	0.155
1 centímetros cuadrados	pies cuadrados	0.001076
1 centímetros cuadrados	yardas cuadradas	0.0001196
1 centímetros cuadrados	metros cuadrados	0.0001
1 centímetros cuadrados	milímetros cuadrados	100.0
1 centímetro de aire (0°C 760 mm)	gramos (peso)	0.001293
1 centímetro de Hidrogeno (0°C)	gramos (peso)	13.5951
1 centímetros cúbicos	pies cúbicos	0.000035245
1 centímetros cúbicos	pulgadas cúbicas	0.61024
1 centímetros cúbicos	metros cúbicos	0.000001
1 centímetros cúbicos	yardas cúbicas	0.000001308
1 centímetros cúbicos	galones	0.0002642
1 centímetros cúbicos	barriles	0.0000062898
1 centímetros cúbicos	mililitros	1.0
1 centímetros cúbicos	litros	0.001
1 centímetros cúbicos	onzas (fluidas)	0.03381
1 centímetros cúbicos	cuartos de galón	0.0010567
1 centímetros cúbicos	acre- pie	8.1071×10^{-11}
1 centímetro / segundo	pie / minuto	1.9685
1 centímetro / segundo	kilometro / hora	0.036
1 centímetro / segundo	metro / minuto	0.6
1 centímetro / segundo	millas / hora	0.022374
1 centímetro / segundo	nudos	0.019344
1 centímetro / segundo	millas / minutos	0.0003728
1 centímetro / segundo	millas / (hora- segundo)	0.0227
1 centímetro cuadrado / segundo	pie cuadrado / minuto	0.021186
1 centímetro cuadrado / segundo	pie cuadrado / segundo	0.0328
1 centímetro cuadrado / segundo	kilometro / (hora- segundo)	0.036
1 centímetro cuadrado / segundo	galones / minuto	0.01585
1 centímetro cuadrado / segundo	barril / día	0.54344
1 centímetro cuadrado / atmósferas	(barril / día) / (libnras/pulgada ²)	0.036979
1 (centímetro ² /segundo)/atmósfera	(galones/minuto) / pie de agua	0.00046758
1 centipoise	poise	0.01
1 centipoise	gramo / (centímetro- segundo)	0.01
1 centipoise	dina- segundo /centímetro cuadrado	0.01
1 centipoise	libras _m / (pie cuadrado- segundo)	0.000672
1 centipoise	libras _f - segundo / pie cuadrado	0.00002089
1 centipoise	pascal- segundo	0.001
1 centistoke	metro cuadrado / segundo	0.000001
1 centistoke	centipoise / (gramo/centímetro ²)	1.0
1 ciclo / segundo	hertz	1.0
1 circunferencia	radianes	6.2832
1 copa	metros cúbicos	0.00023658
1 coulombs	faradays	0.00001036
1 coulombs / centímetro cuadrado	coulombs / pulgada cuadrada	6.452

PARA CONVERTIR	EN	MULTIPLICA POR
1 coulombs / pulgada cuadrada	coulombs / centimetro cuadrado	0.155
1 cuartillo (España)	litros (seco)	1.16
1 cuartillo (España)	litros (líquido)	0.504
1 cuartos de galón (U.S, seco)	metros cúbicos	0.001101221
1 cuartos de galón (U.S, líquido)	metros cúbicos	0.000946353
1 cuartos de galón (U.S, líquido)	litros	0.9463529
1 cuerda	pies cúbicos	128.0
1 curie	becquerel	3.7×10^{11}
1 darcy	metros cuadrados	9.86923×10^4
1 darcy	centímetros cuadrados	9.86923×10^4
1 darcy	micrómetros cuadrados	0.986923
1 darcy	centimetro cuadrado $\text{cp} \cdot \text{seg}^{-1} \cdot \text{atm}^{-1}$	1.0
1 decímetros cúbicos	pulgadas cúbicas	61,024.0
1 decímetros cúbicos	pies cúbicos	0.035315
1 decímetros cúbicos	yardas cúbicas	0.001308
1 decímetros cúbicos	galón (U.S, líquido)	0.2642
1 decímetros cúbicos	galón (U.S, seco)	0.90808
1 decímetros cúbicos	galón (Imperial)	0.22
1 decímetros cúbicos	bushels (U.S)	0.023838
1 decímetros cúbicos	barriles	0.00629
1 decímetros cúbicos	litros	1.0
1 decimetro cuadrado / minuto	pie cúbico / segundo	0.0005885
1 decimetro cuadrado / minuto	galón (U.S) / segundo	0.004403
1 decimetro cuadrado / minuto	pie cúbico / minuto	0.0353154
1 decimetro cuadrado / minuto	galón (U.S) / minuto	0.2641779
1 decimetro cuadrado / minuto	barril / día	9.0576
1 denier	kilogramo / metro	0.000000111111
1 densidad del agua (60°F)	gramo / centimetro cuadrado	0.99901
1 densidad del agua (60°F)	libras / pie cúbico	62.366
1 densidad del agua (60°F)	libras / galón	8.3372
1 densidad del aire (1 atm. 60°F)	gramo / centimetro cuadrado	0.0012232
1 densidad del aire (1 atm. 60°F)	libras / pie cuadrado	0.076362
1 densidad del aire (1 atm. 60°F)	libras / galón	0.010208
1 día (promedio solar)	segundos	86,400.0
1 día (sideral)	segundos	86,164.09
1 día (promedio solar)	minutos	1,440.0
1 día (promedio solar)	horas	24.0
1 dinas	newton	0.00001
1 dinas	Kilogramo (fuerza)	0.0000102
1 dinas	gramos (fuerza)	0.00102
1 dinas	libras (fuerza)	0.00002248
1 dinas	poundal	0.00007233
1 dina- centimetro	newton- metro	0.0000001
1 dina- centimetro	erg.	1.0
1 dina / centimetro	erg. / centimetro cuadrado	1.0
1 dina / centimetro	newton / metro	0.001
1 dina / centimetro cuadrado	atmósferas	0.0000009869
1 dina / centimetro cuadrado	pulgadas de Hidrógeno (0°C)	0.002953
1 dina / centimetro cuadrado	pies de agua	0.000033456
1 dina / centimetro cuadrado	centímetros de agua	0.0010197
1 dina / centimetro cuadrado	libras _f / pulgada cuadrada	0.000014504
1 dina / centimetro cuadrado	libras _f / pie cuadrado	0.00209
1 dina / centimetro cuadrado	gramos _f / centimetro cuadrado	0.0010197
1 dina / centimetro cuadrado	bar	0.000001
1 electrón volt	joule	1.60219×10^{-19}
1 EMU de capacitancia	Faradio	1,000,000,000.0

PARA CONVERTIR	EN	MULTIPLICA POR
1 EMU de corriente	ampère	10.0
1 EMU de potencial eléctrico	volts	0.00000001
1 EMU de inductancia	henry	0.000000001
1 EMU de resistencia	ohm	0.000000001
1 ESU de capacitancia	Faradio	$1.11265 \cdot 10^{-12}$
1 ESU de corriente	ampere	$3.3356 \cdot 10^{-10}$
1 ESU de potencial eléctrico	volt	299.79
1 ESU de inductancia	henry	$8.987554 \cdot 10^{11}$
1 ESU de resistencia	ohm	$8.987554 \cdot 10^{11}$
1 erg.	dina- centimetro	1.0
1 erg.	BTU	$9.48 \cdot 10^{-12}$
1 erg.	libra- pie	$.367 \cdot 10^{-7}$
1 erg.	calorias	$2.389 \cdot 10^{-9}$
1 erg.	gramos- centimetro	0.00102
1 erg.	HP- hora	$3.725 \cdot 10^{-11}$
1 erg.	joules	0.0000001
1 erg.	kilowatts- hora	$2.778 \cdot 10^{-11}$
1 erg.	watts- hora	$2.778 \cdot 10^{-11}$
1 erg. / centímetro cuadrado	dina / centimetro	1.0
1 erg. /centímetro cuadrado- seg.	watts / metro cuadrado	0.001
1 erg. / segundo	BTU / minuto	$5.688 \cdot 10^{-9}$
1 erg. / segundo	libras- pie / minuto	0.000004427
1 erg. / segundo	HP	$1.341 \cdot 10^{-10}$
1 erg. / segundo	kilocalorias / minutos	$1.433 \cdot 10^{-8}$
1 erg. / segundo	kilowatts	$1.0 \cdot 10^{-10}$
1 erg. / segundo	watts	0.0000001
1 esfera	esterradianes	12.5664
1 eslabones	yardas	0.22
1 eslabones (ingenieros)	metros	0.3048
1 eslabones (topógrafos)	metros	0.201168
1 eslabones	pies	0.66
1 eslabones	pulgadas	7.92
1 eslabones	centímetros	20.12
1 eslabones	cadena	0.01
1 eslabones cuadrados	pulgadas cuadradas	62.7264
1 eslabones cuadrados	centímetros cuadrados	404.6873
1 estéreo	metro cúbico	1.0
1 fanega (Español líquido)	litros	60.5669
1 faradays	ampere- hora	26.8055
1 faradays	coulombs	96,487.0
1 faradays (químico)	coulombs	96,495.7
1 faradays (físico)	coulombs	96,521.9
1 faradays / segundo	ampere	96,500.0
1 galones (U.S líquido)	pies cúbicos	0.13368
1 galones (U.S líquido)	pulgadas cúbicas	231.0
1 galones (U.S líquido)	litros	3.78533
1 galones (U.S líquido)	barriles	0.02381
1 galones (U.S líquido)	yardas cúbicas	0.004951
1 galones (U.S líquido)	centímetro cúbicos	3,785.33
1 galones (U.S líquido)	decímetro cúbicos	3.78533
1 galones (U.S líquido)	bushels (U.S)	0.10742
1 galones	metros cúbicos	0.0045461
1 galones (Canadá líquido)	metros cúbicos	0.0045461
1 galones (Imperial líquido)	metros cúbicos	
1 galones (U.S seco)	metros cúbicos	0.004404884
1 galones (U.S líquido)	metros cúbicos	0.00378533

PARA CONVERTIR	EN	MULTIPLICA POR
1 galones (U.S liquido)	galones (Imperial)	0.83267
1 galones (U.S liquido)	galones (U.S seco)	0.85937
1 galones (U.S seco)	galones (U.S liquido)	1.16365
1 galones (U.S seco)	bushels (U.S)	0.125
1 galones (Imperial)	litros	4.537
1 galones (Imperial)	decímetros cúbicos	4.567
1 galones (Imperial)	pulgadas cúbicas	277.463
1 galones (Imperial)	pies cúbicos	0.16045
1 galones (Imperial)	centímetro cúbicos	4,537.0
1 galones (Imperial)	metros cúbicos	0.004537
1 galones (Imperial)	galones (U.S)	1.2009
1 galones (Imperial)	barriles	0.0286
1 galones (Imperial de agua)	libras de agua	10.00
1 galones	libras de agua	8.345
1 (U.S) de agua (39.2°F) galones	libras de agua	8.337
1 (U.S) de agua (60°F) galones	acre- pie	0.0000030689
1 galones / minutos	litros / minutos	3.78533
1 galones / minutos	metros cúbicos / minutos	0.003785
1 galones / minutos	pie cúbico / minutos	0.13368
1 galones / minutos	barril / minutos	0.02381
1 galones / minutos	caja / minutos	0.002381
1 galones / minutos	centímetro cúbico / segundo	63.091
1 galones / minutos	metro cúbico / segundo	0.00006309
1 galones / minutos	pie cúbico / segundo	0.002228
1 galones / minutos	litros / segundo	0.06308
1 galones / minutos	pie cúbico / hora	8.0208
1 galones / minutos	barril / hora	1.429
1 galones / minutos	metro cúbico / hora	0.2271
1 galones / minutos	barril / día	34.286
1 galones / día	metro cúbico / segundo	0.000000438126
1 galones / pie	litros / metro	12.419
1 galones / pie	pie cúbico / pie	0.1337
1 galones / pie	barril / pie	0.02381
1 galones / (HP- hora)	metro cúbico / joule	$1.410089 \cdot 10^{-11}$
1 galones / 1000 pies cúbicos	gramos / metro cúbico	90.0^{-1}
1 (galones/minuto) / pies de agua	(centímetro ³ /seg.)/atmósferas	2,138.7
1 (galón/minutos)/ pies de agua	(barril / día) / (libras/pulgada ²)	79.087
1 gamma	ampère / metro	0.0007957747
1 gamma	tesla	0.000000001
1 gauss	tesla	0.0001
1 gauss	weber / centímetro cuadrado	0.00000001
1 gauss	weber / pulgada cuadrada	0.000000064516
1 gauss	weber / metro cuadrado	0.0001
1 gilberts	ampère	0.7957747
1 gill (G.B)	metros cúbicos	0.0001420654
1 gill (U.S)	metros cúbicos	0.0001182941
1 gill (U.S)	pintas	0.25
1 gill (U.S)	litros	0.1182941
1 grados	grados (angular)	0.9
1 grados (angular)	radianes	0.01745329
1 grados	cuadrantes	0.011111
1 grados	minutos	60.0
1 grados	segundos	3,600.0
1 grados / segundos	radianes / minutos	1.047
1 grados / segundos	rev / segundos	0.00277
1 grados / segundos	rev / minutos	0.1667

PARA CONVERTIR	EN	MULTIPLICA POR
1 gramos	granos	5.4321
1 gramos	libras	0.0022046
1 gramos	kilogramos	0.001
1 gramos	onzas (troy)	0.032151
1 gramos	onzas (peso)	0.03527
1 gramos (fuerza)	dinas	980.7
1 gramos (fuerza)	newton	0.0009807
1 gramos (fuerza)	poundal	0.07093
1 gramos (fuerza)	libras (fuerza)	0.002205
1 gramos (fuerza)	gramo _m - centímetro /segundo	980.7
1 gramos _f - centímetro	BTU	0.700000009807
1 gramos _f - centímetro	joules	0.00009807
1 gramos _f - centímetro	ergs	980.7
1 gramos _f - centímetro	kilocalorías	0.00000002343
1 gramos _f - centímetro	kilogramo _f - metro	0.00001
1 gramos- calorías	libras- pies	3.087
1 gramos	centímetro de aire (0°C)	773.39
1 gramos	centímetro de Hidrógeno (0°C)	0.073556
1 gramos / centímetro	kilogramo / kilómetro	100.0
1 gramos / centímetro	kilogramo / metro	0.1
1 gramos / centímetro	libras / pie	0.067197
1 gramos _f / centímetro	libras _f / pulgada	0.0056
1 gramos _f / centímetro	pascal	98.0665
1 gramos / centímetro	libras / pie cúbico	62.398
1 gramos / centímetro	libras / pulgada	0.03613
1 gramos / centímetro	libras / galón	8.338
1 gramos / centímetro cúbico	kilogramo / metro cúbico	1,000.0
1 gramos / centímetro cúbico	kilogramo / litro	1.0
1 gramos / centímetro cúbico	libras / barril	350.51
1 gramos / metro cúbico	galón /1000 pies cúbicos	-0.011 ¹
1 gramos / litro	granos / galón	58.417
1 gramos / litro	libras / 1000 galones	8.345
1 gramos / litro	libras / pie cúbico	0.062427
1 gramos / litro	partes por millón	1,000.0
1 granos	gramos	0.0648
1 granos	onzas (troy)	0.0020833
1 granos	onzas (peso)	0.002286
1 granos (joyería)	quilates	0.25
1 granos	pennyweight	0.041667
1 granos / galón	partes por millón	17.118
1 granos / galón	libras / millón de galones	142.86
1 granos / galón	gramos / litro	0.01714
1 granos (libras / 27000)	kilogramos	0.00006479841
1 granos (libras/27000)/galón	kilogramo / metro cúbicos	0.01711806
1 gravedad (estándar)	pie cuadrado / segundo	32.174
1 gravedad (estándar)	centímetro cuadrado / segundo	980.665
1 gravedad (45°lateral a nivel mar)	pie cuadrado / segundo	32.172
1 gravedad (45°lateral a nivel mar)	centímetro cuadrado / segundo	980.616
1 hectáreas	acres	2.471
1 hectáreas	yardas cuadradas	11,960.0
1 hectáreas	metros cuadrados	10,000.0
1 hectáreas	kilómetros cuadrados	0.01
1 hectáreas	pies cuadrados	107,600.0
1 hectáreas	millas cuadradas	0.003867
1 hectolitros	litros	100.0
1 hectolitros	pies cúbicos	3.5315

PARA CONVERTIR	EN	MULTIPLICA POR
1 hectolitros	galones	26.41794
1 hertz	ciclo / segundos	1.0
1 HP	caballos de vapor	1.1
1 HP	BTU / minutos	42.44
1 HP	libras f^- pie / minuto	33,000.0
1 HP	libras f^- pie / segundo	550.0
1 HP	kilocalorías / minutos	10.6975
1 HP	kilowatts	0.74
1 HP (métrico)	libras f^- pie / segundo	542.4598
1 HP (métrico)	kilocaloría / minuto	10.5508
1 HP (métrico)	HP	0.9863
1 HP	H.P (métrico)	1.0139
1 HP (boiler)	BTU / hora	33,445.7
1 HP (boiler)	kilowatts	9.8095
1 HP (2550/libra f^- pie/segundo)	watts	745.6999
1 HP (boiler)	watts	9,809.5
1 HP (eléctrico)	watts	746.0
1 HP (métrico)	watts	735.499
1 HP (agua)	watts	746.043
1 HP (G.B.)	watts	745.7
1 HP- hora	BTU	2,54.0
1 HP- hora	joules	2,684,500.0
1 HP- hora	libras f^- pie	1,980,000.0
1 HP- hora	kilocalorías	641.19
1 HP- hora	kilogramo f^- metro	273,700.0
1 horas (promedio solar)	segundos	3,600.0
1 horas (sideral)	segundos	3,590.17
1 horas (promedio solar)	minutos	60.0
1 horas (promedio solar)	días	0.04167
1 horas (promedio solar)	semanas	0.0059524
1 joules	BTU	0.000948
1 joules	litros- atmósferas	0.009872
1 joules	newton- metro	1.0
1 joules	kilogramo- metro cuadrado / segundo	1.0
1 joules	libras f^- pie	0.7376
1 joules	erg.	10,000,000.0
1 joules	calorías	0.2389
1 joules	kilogramo f^- metro	0.102
1 joules	watts- hora	0.000277
1 joules	kilowatts- hora	0.000000277
1 joules /centímetro	gramos (fuerza)	10,200.0
1 joules / centímetro	dinas	10,000,000.0
1 joules / centímetro	poundal	723.3
1 joules / centímetro	libras (fuerza)	22.48
1 kilocalorías	libras f^- pie	3,088.0
1 kilocalorías	HP- horas	0.00156
1 kilocalorías	kilowatts- horas	0.001163
1 kilocalorías	kilogramo f^- metro	426.9
1 kilocalorías Tabla Internacional	joules	4,186.8
1 kilocalorías (promedio)	joules	4,190.02
1 kilocaloría termoquímico	joules	4,184.0
1 kilocaloría termoquímico/minutos	watts	69.73333
1 kilocaloría termoquímico/segundo	watts	4,184.0
1 kilogramos (fuerza)	dinas	980,670.0
1 kilogramos (fuerza)	newton	9.80665
1 kilogramos (fuerza)	libras (fuerza)	2.205

PARA CONVERTIR	EN	MULTIPLICA POR
1 kilogramos (fuerza)	poundal	70.93
1 kilogramos	tonelada (métrica)	0.001
1 kilogramos	tonelada (corta)	0.0011023
1 kilogramos	tonelada (larga)	0.0009842
1 kilogramos	libras (peso)	2.205
1 kilogramos	libras (troy)	2.6792
1 kilogramos	gramos	1,000.0
1 kilogramos- caloría	BTU	3.968
1 kilogramo $\frac{1}{2}$ - metro	BTU	0.009294
1 kilogramo $\frac{1}{2}$ - metro	libras $\frac{1}{2}$ - pie	7.233
1 kilogramo $\frac{1}{2}$ - metro	libras $\frac{1}{2}$ - pulgada	86.796
1 kilogramo $\frac{1}{2}$ - metro	kilocalorías	0.002342
1 kilogramo $\frac{1}{2}$ - metro	kilowatts- hora	0.000002723
1 kilogramo $\frac{1}{2}$ - metro	newton- metro	9.80665
1 kilogramo $\frac{1}{2}$ - metro cuadrado	kilogramo $\frac{1}{2}$ - centímetro cuadrado	0.0001
1 kilogramo $\frac{1}{2}$ - metro cuadrado	libras $\frac{1}{2}$ / pulgada cuadrada	0.00142
1 kilogramo $\frac{1}{2}$ - metro cuadrado	libras $\frac{1}{2}$ / pie cuadrado	0.20481
1 kilogramo $\frac{1}{2}$ - metro cuadrado	atmósferas	0.0000968
1 kilogramo $\frac{1}{2}$ - metro cuadrado	bar	0.00009804
1 kilogramo $\frac{1}{2}$ - metro cuadrado	pascal	9.80665
1 kilogramo $\frac{1}{2}$ - milímetro cuadrado	pascal	9,806,650.0
1 kilogramo $\frac{1}{2}$ - milímetro cuadrado	libras $\frac{1}{2}$ / pulgada cuadrada	1,422.0
1 kilogramo $\frac{1}{2}$ - centímetro cuadrado	kilogramo $\frac{1}{2}$ / metro cuadrado	10,000.0
1 kilogramo $\frac{1}{2}$ - centímetro cuadrado	libras $\frac{1}{2}$ / pulgada cuadrada	14.2234
1 kilogramo $\frac{1}{2}$ - centímetro cuadrado	libras $\frac{1}{2}$ / pulgada cuadrada	2,048.17
1 kilogramo $\frac{1}{2}$ - centímetro cuadrado	atmósferas	0.96784
1 kilogramo $\frac{1}{2}$ - centímetro cuadrado	metro de agua (60°F)	10.0
1 kilogramo $\frac{1}{2}$ - centímetro cuadrado	pies de agua (60°F)	32.808
1 kilogramo $\frac{1}{2}$ - centímetro cuadrado	pulgadas de Hidrogeno	28.958
1 kilogramo $\frac{1}{2}$ - centímetro cuadrado	centímetros de Hidrogeno	73.556
1 kilogramo $\frac{1}{2}$ - centímetro cuadrado	milímetros de Hidrogeno	735.56
1 kilogramo $\frac{1}{2}$ - centímetro cuadrado	bar	0.980665
1 kilogramo $\frac{1}{2}$ - centímetro cuadrado	pascal	98,066.5
1 kilogramo $\frac{1}{2}$ - centímetro cuadrado	megapascal	0.098066
1 kilogramo $\frac{1}{2}$ - seg./metro cuadrado	kilogramos	9.80665
1 kilogramo / metro	libras / pie	0.672
1 kilogramo / metro	libras / yarda	2.01591
1 kilogramo / metro	toneladas (corta) / milla	1.774
1 kilogramo / metro	toneladas (larga) / milla	1.58393
1 kilogramo / metro	toneladas (métrica)/kilometro	1.0
1 kilogramo / kilometro	libras / milla	3.548
1 kilogramo / metro cúbico	gramo / centímetro cúbico	0.001
1 kilogramo / metro cúbico	libras / galón	0.008346
1 kilogramo / metro cúbico	libras / pie cúbico	0.06243
1 kilogramo / metro cúbico	libras / pulgada cúbica	0.00003613
1 kilogramo / metro cúbico	libras / yardas cúbicas	1.686
1 kilogramo / litro	libras / pie cúbico	62.426
1 kilogramo / litro	libras / galón (U.S)	8.3455
1 kilogramo / litro	libras / galón (Imperial)	10.0221
1 kilogramo / litro	gramo / centímetro cúbico	1.0
1 kilogramo- caloría / metro ²	BTU / pulgada cuadrada	0.1008
1 (kg- caloría/metro ²)/(°C/hora)	(BTU / pie cuadrada) / (°F / hora)	0.2048
1 kilómetros	milla (terrestre)	0.6214
1 kilómetros	milla (G.B. náutica)	0.5396
1 kilómetros	milla (Internacional náutica)	0.54
1 kilómetros	metros	1,000.0

PARA CONVERTIR	EN	MULTIPLICA POR
1 kilómetro	pies	3,280.83
1 kilómetro	yardas	1,093.61
1 kilómetro	pulgadas	39,370.79
1 kilómetro	varas	198.838
1 kilómetro	cadenas	49.7096
1 kilómetro cuadrados	acres	247.1
1 kilómetro cuadrados	pies cuadrados	10,763,845.0
1 kilómetro cuadrados	metros cuadrados	1,000,000.0
1 kilómetro cuadrados	millas cuadradas	0.3861
1 kilómetro cuadrados	hectáreas	100.0
1 kilómetro cuadrados	yardas cuadradas	1,195,982.8
1 kilometro / hora	centímetro / segundo	27.78
1 kilometro / hora	pie / minuto	54.68
1 kilometro / hora	pie / segundo	0.9113
1 kilometro / hora	nudos	0.5399
1 kilometro / hora	metro / segundo	0.2778
1 kilometro / hora	metro / minuto	16.67
1 kilometro / hora	millas / hora	0.6214
1 kilowatts	BTU / minuto	56.95
1 kilowatts	libras τ - pie / segundo	737.6
1 kilowatts	libras τ - pie / minuto	44,260.0
1 kilowatts	HP	1.341
1 kilowatts	kilocaloría / minuto	14.34
1 kilowatts	BTU / segundo	0.9487
1 kilowatts	kilogramos τ - metro/segundo	101.97
1 kilowatts	kilocalorías / segundo	0.239
1 kilowatts- hora	BTU	3,413.0
1 kilowatts- hora	joules	3,600,000.0
1 kilowatts- hora	libras τ - pie	2,655,000.0
1 kilowatts- hora	kilocalorías	860.0
1 kilowatts- hora	calorías	860,000.0
1 kilowatts- hora	HP- hora	1.341
1 kilowatts- hora	kilogramos τ - metro	367,100.0
1 lambert	candela / metro cuadrado	3,183.099
1 lambert	candela / pulgada cuadrada	2.054
1 leguas	millas (aproximada)	3.0
1 leguas	kilómetros (aproximada)	4.827
1 libras	granos	7,000.0
1 libras	gramos	453.6
1 libras	kilogramos	0.4536
1 libras	onzas (peso)	16.0
1 libras	onzas (troy)	14.58
1 libras	libra (troy)	1,2153.09
1 libras	tonelada (corta)	0.0005
1 libras	tonelada (larga)	0.0004464
1 libras (troy)	libras (peso)	0.8229
1 libras (troy)	granos	5,760.3
1 libras (troy)	onzas (troy)	12.0
1 libras (troy)	gramos	373.242
1 libras (troy)	kilogramos	0.373242
1 libras	galón Imperial de agua (4°C)	0.0998
1 libras	galón (US) de agua (4°C)	0.1198
1 libras	barriles de agua (4°C)	0.002853
1 libras	pie ³ de agua (4°C)	0.016018
1 libras	pulgada ³ de agua (4°C)	26.68
1 libras	pie ³ de aire (14.7 psi 32°F)	12.386

PARA CONVERTIR	EN	MULTIPLICA POR
1 libras	pie ³ de aire (14.7 psi 62°F)	13.144
1 libras de agua (212 °F)	HP- hora	0.379
1 libras- pie ²	kilogramo- metro cuadrado	0.04214011
1 libras- pulgadas ²	kilogramo- metro cuadrado	0.0002926397
1 libras (fuerza)	dinas	444,820.0
1 libras (fuerza)	newton	4.4482
1 libras (fuerza)	poundal	32.17
1 libras _f / pie	newton- metro	1.355818
1 libras _f / pulgada	newton- metro	0.1129848
1 libras _f / pie cuadrado	pascal	47.88026
1 libras _f / pie cuadrado	kilogramo _f / centimetro cuadrado	0.000488
1 libras _f / pie cuadrado	kilogramo _f / metro cuadrado	4.88241
1 libras _f / pie cuadrado	kilogramo _f / pulgada cuadrada	0.0069445
1 libras _f / pie cuadrado	newton / metro cuadrado	47.885
1 libras _f / pie cuadrado	atmósferas	0.00047
1 libras _f / pulgada cuadrada	pascal	6,894.757
1 libras _f / pulgada cuadrada	megapascal	0.006894
1 libras _f / pulgada cuadrada	newton / metro cuadrado	6,894.757
1 libras _f / pulgada cuadrada	dinas /centimetro cuadrado	68,947.57
1 libras _f / pulgada cuadrada	kilogramo _f / centimetro cuadrado	0.070307
1 libras _f / pulgada cuadrada	kilogramo _f / metro cuadrado	703.067
1 libras _f / pulgada cuadrada	gramo _f / centimetro cuadrado	70.307
1 libras _f / pulgada cuadrada	libras _f / pie cuadrado	144.0
1 libras _f / pulgada cuadrada	bar	0.068947
1 libras _f / pulgada cuadrada	atmósferas	0.068046
1 libras _f / pulgada cuadrada	pulgadas de Hidrogeno	2.036
1 libras _f / pulgada cuadrada	milímetros de Hidrogeno	51.715
1 libras _f / pulgada cuadrada	pies de agua	2.309
1 libras _f / pulgada cuadrada	pulgadas de agua	27.67
1 libras _f / pulgada cuadrada	metros de agua	0.7031
1 libras _f / pulgada cuadrada	centímetros de agua	70.308
1 libras _f / pie	newton / metro	14.5939
1 libras _f / pulgada	newton / metro	175.1268
1 libras _f / libras- metro	newton / kilogramo	9.80665
1 libras _f - pie / pulgada	newton- metro / metro	53.37866
1 libras _f - pulgada / pulgada	newton- metro / metro	4.448222
1 libras _f - segundo / pie cuadrado	pascal- segundo	47.88026
1 libras / pie cúbico	gramo / centimetro cúbico	0.01603
1 libras / pie cúbico	kilogramo / metro cúbico	16.01794
1 libras / pie cúbico	libras / barril	5.6146
1 libras / pie cúbico	libras / galón (U.S)	0.13368
1 libras / pie cúbico	libras / galón (Imperial)	0.1605
1 libras / pie cúbico	libras / pulgada cúbico	0.0005787
1 libras / pulgada cúbica	kilogramo / centimetro cúbico	0.0277
1 libras / pulgada cúbica	gramo / centimetro cúbico	27.68
1 libras / pulgada cúbica	kilogramo / metro cúbico	27,680.0
1 libras / pulgada cúbica	libras / pie cúbico	1,728.0
1 libras / galón (U.S)	libras / barril	42.0
1 libras / galón (U.S)	kilogramo / litro	0.1198
1 libras / galón (U.S)	libras / pie cúbico	7.4806
1 libras / galón (U.S)	libras / galón (Imperial)	1.2009
1 libras / galón (U.S)	gramo / centimetro cúbico	0.11993
1 libras / galón (U.S)	kilogramo / metro cúbico	119.819
1 libras / galón (Imperial)	kilogramo / metro cúbico	99.77633
1 libras galón (Imperial)	kilogramo / litro	0.0998
1 libras / galón (Imperial)	libras / pie cúbico	6.2288

PARA CONVERTIR	EN	MULTIPLICA POR
1 libras / galón (Imperial)	libras / galón (U.S)	0.8327
1 libras / millón de galones (U.S)	gramo / galón (U.S)	0.007
1 libras / millón de galones (U.S)	partes por millón	0.11982
1 libras / barril	gramo / centímetro cúbico	0.002853
1 libras / barril	libras / pie cúbico	0.17811
1 libras / barril	libras / galón (U.S)	0.02381
1 libras / yardas cúbicas	kilogramo / metro cúbico	0.5932764
1 libras / pie	kilogramo / metro	1.4882
1 libras / pie	libras / yarda	3.0
1 libras / pulgadas	gramos / centímetros	178.6
1 libras / milla	kilogramo / kilometro	0.2818
1 libras / yarda	libras / pie	0.3333
1 libras / yarda	kilogramo / metro	0.49605
1 libras / yarda	tonelada (corta) / milla	0.88
1 libras / yarda	tonelada (larga) / milla	0.78571
1 libras / yarda	tonelada (métrica) / kilometro	0.49605
1 (libras / pie)- hora	pascal- segundo	0.0004133786
1 (libras / pie)- segundo	pascal- segundo	1.488164
1 libras / horas	kilogramo / segundo	0.0001259979
1 libras / (HP- horas)	kilogramo / joule	0.000000168967
1 libras / minuto	kilogramo / segundo	0.007559873
1 libras / segundo	kilogramo / segundo	0.4535924
1 liga (terrestre)	millas	3.0
1 liga (Gran Bretaña) náutica	metros	5,559.552
1 liga (Internacional)	metros	5,556.0
1 liga (terrestre)	metros	4,828.032
1 litros	pies cúbicos	0.0353154
1 litros	pulgadas cúbicas	61.02509
1 litros	metros cúbicos	0.001
1 litros	barriles	0.00629
1 litros	mililitros	1,000.0
1 litros	centímetros cúbicos	1,000.0
1 litros	decímetros cúbicos	1.0
1 litros	yardas cúbicas	0.001308
1 litros	pintas	2.1136
1 litros	galón (U.S líquido)	0.2641779
1 litros	galón (U.S seco)	0.90808
1 litros	galón (Imperial)	0.22
1 litros	bushels	0.023838
1 litros	cuartos de galón	1.0567
1 litros- atmósferas	pie cúbico- atmósferas	0.03532
1 litros- atmósferas	libras- pie	74.74
1 litros de agua (3.98°C)	decímetros cúbicos	1.000027
1 litros / metro	pie cúbico / pie	0.01076
1 litros / metro	galón (U.S) / pie	0.08052
1 litros / metro	barriles / pie	0.001917
1 litros / metro cúbico	galón (Imperial)/1,000 pie cúbicos	6.229
1 litros / metro cúbico	galón (U.S) / 1000 pie cúbico	0.1336
1 litros / minuto	pie cúbico / segundo	0.0005886
1 litros / minuto	galón (U.S) / segundo	0.004403
1 litros / minuto	metro cúbico / minuto	0.001
1 litros / minuto	pie cúbico / minuto	0.0353154
1 litros / minuto	galón (U.S) / minuto	0.2641779
1 litros / minutos	barriles / minuto	0.00629
1 litros / minutos	barriles / día	9.0576
1 litros / minuto	caja / minuto	0.000629

PARA CONVERTIR	EN	MULTIPLICA POR
1 lumens	watts	0.001496
1 lux	lumen / metro cuadrado	1.0
1 maxwells	weber	0.00000001
1 maxwells / centímetro cuadrado	gauss	1.0
1 maxwells /centímetro cuadrado	weber / metro cuadrado	0.0001
1 mes	segundos	2,628,000.0
1 metros	pulgadas	39.3701
1 metros	pies	3.2808
1 metros	yardas	1.0936
1 metros	eslabones	4.971
1 metros	varas	0.198838
1 metros	cadenas	0.049709
1 metros	milla (terrestre)	0.0006214
1 metros	milla (G.B. náutica)	0.0005396
1 metros	milla (Internacional náutica)	0.00054
1 metros	milímetros	1,000.0
1 metros	centímetros	100.0
1 metros	kilómetros	0.001
1 metros de agua (4°C)	kilogramo / centímetro cuadrado	0.1
1 metros de agua (4°C)	atmósferas	0.09678
1 metros de agua (4°C)	pies de agua	3.2808
1 metros de agua (4°C)	pulgadas de Hidrogeno	2.8958
1 metros de agua (4°C)	milímetros de Hidrogeno	73.556
1 metros cuadrados	acres	0.00024546
1 metros cuadrados	centímetros cuadrados	10,000.0
1 metros cuadrados	pies cuadrados	10.764
1 metros cuadrados	pulgadas cuadradas	1,550.147
1 metros cuadrados	millas cuadradas	0.0000003861
1 metros cuadrados	áreas	0.01
1 metros cuadrados	yardas cuadradas	1.196
1 metros cuadrados	varas cuadradas	0.0395
1 metros cuadrados	cadenas cuadradas	0.002471
1 metros cúbicos	bushels	28.323
1 metros cúbicos	centímetros cúbicos	1,000,000.0
1 metros cúbicos	pies cúbicos	35.31446
1 metros cúbicos	pulgadas cúbicas	61,023.38
1 metros cúbicos	yardas cúbicas	1.308
1 metros cúbicos	decímetros cúbicos	1,000.0
1 metros cúbicos	litros	1,000.0
1 metros cúbicos	galón (Imperial)	220.0
1 metros cúbicos	galón (U.S líquido)	264.2
1 metros cúbicos	galón (U.S seco)	231.0
1 metros cúbicos	onzas (fluidas)	33,820.0
1 metros cúbicos	pintas	2,113.0
1 metros cúbicos	barriles	6.2898
1 metros / minutos	centímetro / segundo	1.667
1 metros / minutos	pies / minuto	3.2808
1 metros / minutos	pies / segundo	0.054683
1 metros / minutos	metros / horas	60.0
1 metros / minutos	kilómetros / hora	0.06
1 metros / minutos	nudos	0.03238
1 metros / minutos	millas / horas	0.03729
1 metros / segundo	pies / segundo	3.2808
1 metros / segundo	pies / minuto	196.85
1 metros / segundo	kilometro / hora	3.6
1 metros / segundo	kilometro / minuto	0.06

PARA CONVERTIR	EN	MULTIPLICA POR
1 metros / segundo	millas / hora	2.23693
1 metros / segundo	millas / minuto	0.03729
1 metros cuadrados / segundo	kilometro / (hora- segundo)	3.6
1 metros cuadrados / segundo	millas / (hora- segundo)	2.237
1 metro cúbico / minuto	litro / minuto	1,000.0
1 metro cúbico / minuto	galón / minuto	264.17
1 metro cúbico / minuto	pie cúbico / minuto	35.31446
1 metro cúbico / minuto	barril / minuto	6.289762
1 metro cúbico / minuto	caja / minuto	0.628998
1 metro cúbico / (hectárea- metro)	barril / (acre- pie)	0.7758
1 metro cúbico _{gas} / metro cúbico _{petróleo}	pie cúbico gas / barril petróleo	5.6146
1 mohos	siemens	1.0
1 micras	metros	0.000001
1 micras	milímetros	0.001
1 micras	mils	0.03937
1 micras	angstrom	10,000.0
1 micro micra	micras	0.000001
1 micro pulgada	metros	0.000000254
1 microsegundo / pie	microsegundo / metro	3.28084
1 mils	pulgadas	0.001
1 mils	metros	0.0000254
1 mils	centímetros	0.00254
1 mili bar	pascal	100.0
1 mili bar	newton / metro cuadrado	100.0
1 miligramos	gramos	0.001
1 miligramos	granos	0.015432
1 miligramos / litro	partes por millón	1.0
1 mililitros	centímetros cúbicos	1.0
1 milímetros	mils	39.37
1 milímetros	pulgadas	0.03937
1 milímetros	pies	0.00328
1 milímetros	metros	0.001
1 milímetro de agua	pascal	9.8
1 milímetro de agua	mili bar	0.098
1 milímetro de Hidrogeno (0°C)	pascal	133.3224
1 milímetro de Hidrogeno (0°C)	newton / metro cuadrado	133.3224
1 milímetro de Hidrogeno (0°C)	libra _f / pulgada cuadrada	0.019337
1 milímetro de Hidrogeno (0°C)	kilogramo _f / centimetro cuadrado	0.0013596
1 milímetro de Hidrogeno (0°C)	mili bar	1.3332
1 milímetro de Hidrogeno (0°C)	atmósferas	0.001316
1 milímetro de Hidrogeno (0°C)	metros de agua	0.013596
1 milímetro de Hidrogeno (0°C)	pies de agua	0.044606
1 milímetro de Hidrogeno (0°C)	pulgadas de Hidrogeno	0.03937
1 milímetros cuadrados	pulgadas cuadradas	0.00155
1 mili micra	micras	0.001
1 milla (internacional)	metros	1,609.344
1 milla (terrestre)	metros	1,609.352
1 milla (U.S topográfica)	metros	1,609.347
1 milla (Internacional náutica)	metros	1,852.0
1 milla (G.B. náutica)	metros	1,853.184
1 milla (U.S náutica)	metros	1,852.0
1 milla (Internacional náutica)	kilómetros	1.85325
1 milla (Internacional náutica)	pies	6,080.204
1 milla (Internacional náutica)	yardas	2,026.73
1 milla (G.B. náutica)	kilómetros	1.85319
1 milla (G.B. náutica)	pies	6,080.0

PARA CONVERTIR	EN	MULTIPLICA POR
1 milla (G.B. náutica)	yardas	2,026.67
1 milla (náutica)	milla (terrestre)	1.1516
1 milla (terrestre)	kilómetros	1.60935
1 milla (terrestre)	centímetros	160,935.0
1 milla (terrestre)	pies	5,280.0
1 milla (terrestre)	pulgadas	63,360.0
1 milla (terrestre)	yardas	1,760.0
1 milla (terrestre)	estadios	8.0
1 milla (terrestre)	cadena	79.9818
1 milla (terrestre)	varas (Texas)	1,900.8
1 milla (terrestre)	varas	320.07
1 milla (terrestre)	milla (náutica)	0.8684
1 milla cuadrada	kilómetros	12.59
1 milla cuadrada (terrestre)	hectáreas	259.0
1 milla cuadrada (terrestre)	acres	640.0
1 milla cuadrada (terrestre)	metros cuadrados	2,590,000.0
1 milla cuadrada (Internacional)	metros cuadrados	2,589,988.0
1 milla cuadrada (U.S topográfica)	metros cuadrados	2,589,998.0
1 milla (U.S terrestre) / hora	centímetro / segundo	44.7
1 milla (terrestre) / hora	metro / minuto	26.87
1 milla (terrestre) / hora	metro / segundo	0.447
1 milla (terrestre) / hora	kilometro / hora	1.6096
1 milla (terrestre) / hora	kilometro / minuto	0.026817
1 milla (terrestre) / hora	pie / minuto	88.0
1 milla (terrestre) / hora	pie / segundo	1.4667
1 milla (terrestre) / hora	nudos	0.8684
1 milla (Internacional) / hora	metro / segundo	0.44704
1 milla (Internacional) / hora	kilometro / hora	1.609344
1 milla (terrestre) / minuto	centímetro / segundo	2,682.0
1 milla (terrestre) / minuto	pie / segundo	88.0
1 milla (Internacional) / minuto	metro / segundo	26.8224
1 milla (terrestre) / (hora- segundo)	metro cuadrado / segundo	0.447
1 milla (terrestre) / (hora- segundo)	pie cuadrado / segundo	1.467
1 milla (terrestre) / (hora- segundo)	kilometro / (hora- segundo)	1.609
1 milla (terrestre) / (hora- segundo)	centímetro cuadrado / segundo	44.70
1 mínimo (U.S)	centímetros cúbicos	0.06161
1 minuto (angular)	radianes	0.0002908882
1 minutos	grados	0.01667
1 minutos	cuadrantes	0.0001852
1 minutos	días	0.0006944
1 minuto (promedio solar)	segundos	60.0
1 minuto (sideral)	segundos	59.83617
1 nepers	decibeles	8.686
1 newton	kilogramos (fuerza)	0.102
1 newton	poundal	7.2343
1 newton	libras (fuerza)	0.2248
1 newton	dinas	100,000.0
1 newton / metro	joules	1.0
1 newton / metro	dinas / centímetro	1,000.0
1 nudo	metros / segundos	0.5148
1 nudo	milla (náutica) / hora	1.0
1 nudo	milla (terrestre) / hora	1.1516
1 nudo	kilometro / hora	1.8532
1 nudo	pie / segundos	1.6878
1 ohm	joule- segundo cuadrado / coul	1.0
1 ohm- centímetro	ohm- metro	0.01

PARA CONVERTIR	EN	MULTIPLICA POR
1 ohm circular- mil / pie	ohm- milimetro / metro cuadrado	0.001662426
1 onzas (peso)	kilogramos	0.02834956
1 onzas (peso)	gramos	28.34952
1 onzas (peso)	granos (peso)	437.5
1 onzas (peso)	libras (peso)	0.0625
1 onzas (peso)	tonelada (larga)	0.000027877
1 onzas (peso)	tonelada (corta)	0.000031222
1 onzas (peso)	onzas (troy)	0.9115
1 onzas (troy)	onzas (peso)	1.0971
1 onzas (troy)	kilogramos	0.03110348
1 onzas (troy)	granos	480.0
1 onzas (troy)	gramos	31.1035
1 onzas (troy)	pennyweights	20.0
1 onzas (troy)	libras (troy)	0.0833
1 onzas (troy)	onzas (farmacéutica)	1.0
1 onzas (fluidas)	litros	0.029574
1 onzas (fluidas)	pulgadas cúbicas	1.8047
1 onza (G.B. fluido)	metro cúbico	0.00002841307
1 onza (U.S. fluido)	metro cúbico	0.00002957354
1 onza (fuerza)	newton	0.2780139
1 onza f- pulgada	newton- metro	0.007061552
1 onza (peso)/gal(Imperial liquido)	kilogramo / metro cúbico	6.236021
1 onza (peso)/galón (U.S liquido)	kilogramo / metro cúbico	7.489152
1 onza (peso) / pulgada cúbica	kilogramo / metro cúbico	1,729.994
1 onza (peso) / pie cuadrado	kilogramo / metro cuadrado	0.3051517
1 onza (peso) / yardas cuadradas	kilogramo / metro cuadrado	0.03390575
1 parsec	metro	3.085678×10^{16}
1 partes por millón	granos / galón	0.058418
1 partes por millón	libras / millón de galón	8.3456
1 partes por millón	miligramos / litro	1.0
1 pascal	newton / metro cuadrado	1.0
1 pascal	bar	0.00001
1 paso	metro	0.762
1 peck (U.S)	metro cúbico	0.008809768
1 pennyweight	kilogramos	0.001555174
1 perch	metro	5.0292
1 perm	maxwell / (ampere- vuelta)	1.0
1 perm (0°C)	kilogramo / (pascal-seg-metro ²)	5.72135×10^{-11}
1 perm (23°C)	kilogramo / (pascal-seg-metro ²)	5.74525×10^{-11}
1 perm- pulgada (0°C)	kilogramo / (pascal-seg-metro ²)	1.45322×10^{-11}
1 perm- pulgada (23°C)	kilogramo / (pascal-seg-metro ²)	1.45929×10^{-11}
1 phot	lumen / metro cuadrado	10,000.0
1 pica (impresor)	metro	0.004217518
1 pies	pulgadas	12.0
1 pies	eslabones	1.5
1 pies	yardas	0.3333
1 pies	varas	0.06061
1 pies	varas (Texas)	0.3594
1 pies	milla (terrestre)	0.0001894
1 pies	milla (G.B. náutica)	0.0001529
1 pies	milla (Internacional náutica)	0.0001645
1 pies	kilómetros	0.0003048
1 pies	metros	0.3048
1 pies (U.S topográfico)	metros	0.3048006
1 pies	centímetros	30.48
1 pies de agua (15.6°C ó 60°F)	libras / pulgada cuadrada	0.4331

PARA CONVERTIR	EN	MULTIPLICA POR
1 pies de agua (4°C ó 39.2°F)	libras / pulgada cuadrada	0.4335
1 pies de agua (4°C ó 39.2°F)	dinas / centímetro cuadrado	29,890.0
1 pies de agua (4°C ó 39.2°F)	kilogramo / centímetro	0.03048
1 pies de agua (4°C ó 39.2°F)	gramo / centímetro cuadrado	30.48
1 pies de agua (4°C ó 39.2°F)	atmósferas	0.0295
1 pies de agua (4°C ó 39.2°F)	metros de agua	0.3048
1 pies de agua (4°C ó 39.2°F)	pulgadas de mercurio (4°C)	10.8826
1 pies de agua (4°C ó 39.2°F)	milímetros de mercurio (4°C)	122.418
1 pies de agua (4°C ó 39.2°F)	centímetros de mercurio (4°C)	12.418
1 pies de agua (4°C ó 39.2°F)	pascal	2,988.98
1 pies de agua (4°C ó 39.2°F)	newton / metro cuadrado	2,988.98
1 pies cuadrados	acres	0.00002296
1 pies cuadrados	centímetros cuadrados	929.03
1 pies cuadrados	metros cuadrados	0.0929
1 pies cuadrados	pulgadas cuadradas	144.0
1 pies cuadrados	millas cuadradas	0.000000378
1 pies cuadrados	yardas cuadradas	0.1111
1 pies cuadrados	varas cuadradas	0.003673
1 pies cuadrados	varas cuadradas (Texas)	0.1296
1 pies cúbicos	litros	28.31702
1 pies cúbicos	decímetros cúbicos	28.31702
1 pies cúbicos	pulgadas cúbicas	1,728.0
1 pies cúbicos	yardas cúbicas	0.03704
1 pies cúbicos	galón (U.S líquido)	7.48055
1 pies cúbicos	galón (U.S seco)	6.42851
1 pies cúbicos	galón (Imperial)	6.2288
1 pies cúbicos	centímetros cúbicos	28,317.0
1 pies cúbicos	metros cúbicos	0.028317
1 pies cúbicos	barriles	0.178108
1 pies cúbicos	pintas (U.S líquido)	59.8442
1 pies cúbicos	bushels (seco)	0.8036
1 pies cúbicos	cuartos de galón (líquido)	29.922
1 pies cúbicos	acre- pie	0.000022957
1 pie ³ de agua (39.2°F)	libras	62.4262
1 pie ³ de agua (60°F)	libras	62.366
1 pie ³ de agua	galón (U.S)	7.4805
1 pie ³ de agua	galón (Imperial)	6.232
1 pies / minutos	centímetro / segundo	0.50833
1 pies / minutos	pies / segundo	0.01667
1 pies / minutos	metros / segundo	0.0050833
1 pies / minutos	metros / minuto	0.3048
1 pies / minutos	kilometro / hora	0.01826
1 pies / minutos	millas / hora	0.011364
1 pies / segundo	metros / segundo	0.3048
1 pies / segundo	metros / minuto	18.288
1 pies / segundo	pies / hora	3,600.0
1 pies / segundo	kilometro / hora	1.0973
1 pies / segundo	millas / minuto	0.011364
1 pies / segundo	millas / hora	0.68182
1 pies / segundo	nudos	0.5925
1 pies cuadrado / segundo	metros cuadrado / segundos	0.3048
1 pies cuadrado / segundo	millas / (hora- segundo)	0.68182
1 pies / hora	metros / segundo	0.00008466667
1 pie cuadrado / hora	metro cuadrado / segundo	0.0000258064
1 pie cuadrado / segundo	metro cuadrado / segundo	0.09290304
1 pie cúbico / minuto	centímetro cúbico / segundo	471.94743

PARA CONVERTIR	EN	MULTIPLICA POR
1 pie cúbico / minuto	metro cúbico / hora	1.6999
1 pie cúbico / minuto	metro cúbico / segundo	0.0004719474
1 pie cúbico / minutos	pulgada cúbica / segundo	28.8
1 pie cúbico / minuto	metro cúbico / minuto	0.028317
1 pie cúbico / minuto	litro / segundo	0.472
1 pie cúbico / minuto	litro / minuto	28.31702
1 pie cúbico / minuto	galón (U.S) / segundo	0.1247
1 pie cúbico / minuto	galón (U.S) / minuto	7.481
1 pie cúbico / minuto	barril / minuto	0.178108
1 pie cúbico / minuto	barril / hora	10.686
1 pie cúbico / minuto	caja / minuto	0.017811
1 pie cúbico / minuto	libras de agua / minuto	62.428
1 pie cúbico / segundo	metro cúbico / hora	101.94
1 pie cúbico / segundo	metro cúbico / segundo	0.02831685
1 pie cúbico / segundo	litro / minuto	1,699.3
1 pie cúbico / segundo	galón (U.S) / minuto	448.83
1 pie cúbico / segundo	barril / día	15,388.0
1 pie cúbico / segundo	millón de galón / día	0.6464
1 pie cúbico / hora	litro / segundo	0.007866
1 pie / hora	litro / minuto	0.472
1 pie cúbico / hora	barril / día	4.2744
1 pie- bujía	lumen / pie cuadrada	1.0
1 pie- libras \ddagger	BTU	0.0012855
1 pie- libras \ddagger	joules	1.355818
1 pie- libras \ddagger	calorías	0.3238
1 pie- libras \ddagger	HP- hora	0.00000050504
1 pie- libras \ddagger	kilogramo \ddagger - metro	0.1385
1 pie- libras \ddagger	kilowatts- hora	0.00000037767
1 pie- libras \ddagger	litro- atmósfera	0.01338
1 pie- libras \ddagger / minuto	BTU / segundo	0.000021424
1 pie- libras \ddagger / minuto	HP	0.000030303
1 pie- libras \ddagger / minuto	kilowatts	0.000022597
1 pie- libras \ddagger / minuto	watts	0.02259697
1 pie- libras \ddagger / segundo	BTU / hora	4.6263
1 pie- libras \ddagger / segundo	BTU / minuto	0.07713
1 pie- libras \ddagger / segundo	HP	0.0018182
1 pie- libras \ddagger / segundo	kilowatts	0.0013558
1 pie- libras \ddagger / segundo	watts	1.355818
1 pie- libras \ddagger / hora	watts	0.0003766161
1 pie- poundal	joules	0.04214011
1 pinta (U.S seco)	metros cúbicos	0.0005506105
1 pinta (U.S líquido)	metros cúbicos	0.0004731765
1 pinta (U.S líquido)	litros	0.4732
1 pinta (U.S líquido)	pulgadas cúbicas	28.875
1 pinta (U.S líquido)	galones	0.125
1 pinta (U.S líquido)	cuartos de galón	0.5
1 poise	centipoise	100.0
1 poise	gramo / (centímetro- segundo)	1.0
1 poise	pascal- segundo	0.1
1 poise	(newton- segundo)/metro cuadrado	0.1
1 pole	metros	5.0292
1 poundal	newton	0.1383
1 poundal	kilogramos (fuerza)	0.014098
1 poundal	libras (fuerza)	0.031056
1 poundal	gramos (fuerza)	14.0994
1 poundal / pie cuadrado	pascal	1.488164

PARA CONVERTIR	EN	MULTIPLICA POR
1 poundal- segundo / pie cuadrado	pascal- segundo	1.488164
1 pulgadas	milímetros	25.4
1 pulgadas	centímetros	2.54
1 pulgadas	metros	0.0254
1 pulgadas	pies	0.0833333
1 pulgadas	yardas	0.0277778
1 pulgadas	varas	0.005051
1 pulgadas	mils	1,000.0
1 pulgadas de mercurio (32°F)	libra _r / pulgada cuadrada	0.4912
1 pulgadas de mercurio (32°F)	libras _r / pie cuadrado	70.73
1 pulgadas de mercurio (32°F)	kilogramo _r / centímetro cuadrado	0.0345
1 pulgadas de mercurio (32°F)	onzas / pulgada cuadrada	7.85847
1 pulgadas de mercurio (32°F)	atmósferas	0.033421
1 pulgadas de mercurio (32°F)	metros de agua	0.3453
1 pulgadas de mercurio (32°F)	pies de agua	1.134
1 pulgadas de mercurio (32°F)	milímetros de mercurio (32°F)	125.4
1 pulgadas de mercurio (32°F)	pascal	3,386.389
1 pulgadas de mercurio (60°F)	pascal	3,376.85
1 pulgadas de mercurio (32°F)	newton / metro cuadrado	3,386.389
1 pulgadas de mercurio (60°F)	newton / metro cuadrado	3,376.85
1 pulgadas de mercurio (32°F)	mili bar	33.86
1 pulgadas de agua (62°F)	libras _r / pulgada cuadrada	0.03613
1 pulgadas de agua (62°F)	libras _r / pie cuadrado	5.202
1 pulgadas de agua (62°F)	atmósferas	0.002458
1 pulgadas de agua (62°F)	pulgadas de mercurio (62°F)	10.07355
1 pulgadas de agua (62°F)	onzas / pulgada cuadrada	0.577
1 pulgadas de agua (39.2°F)	pascal	249.082
1 pulgadas de agua (60°F)	pascal	248.84
1 pulgadas de agua (39.2°F)	newton / metro cuadrado	249.082
1 pulgadas de agua (60°F)	newton / metro cuadrado	248.84
1 pulgadas de agua (39.2°F)	mili bar	2.488
1 pulgadas cuadradas	milímetros cuadrados	645.16
1 pulgadas cuadradas	centímetros cuadrados	6.4516
1 pulgadas cuadradas	metros cuadrados	0.00064516
1 pulgadas cuadradas	pies cuadrados	0.006944
1 pulgadas cuadradas	yardas cuadradas	0.0007716
1 pulgadas cuadradas	acres	0.0000001594
1 pulgadas cúbicas	centímetros cúbicos	16.387
1 pulgadas cúbicas	decímetros cúbicos	0.016387
1 pulgadas cúbicas	litros	0.016387
1 pulgadas cúbicas	metros cúbicos	0.0000164
1 pulgadas cúbicas	pies cúbicos	0.0005787
1 pulgadas cúbicas	yardas cúbicas	0.0000002143
1 pulgadas cúbicas	galón (U.S líquido)	0.004329
1 pulgadas cúbicas	galón (U.S seco)	0.01488
1 pulgadas cúbicas	galón (Imperial)	0.003607
1 pulgadas cúbicas	barriles	0.000103
1 pulgadas cúbicas	galón (U.S líquido)	0.004329
1 pulgadas cúbicas	galón (U.S seco)	0.01488
1 pulgadas / segundo	metros / segundo	0.0254
1 pulgadas cuadradas / segundo	metros cuadrado / segundo	0.0254
1 pulgadas cúbicas / minuto	metro cúbico / segundo	0.00000027312
1 punto (impresor)	metros	0.0003514598
1 quilate (métrico)	kilogramos	0.0002
1 quilate (métrico)	gramos	0.2
1 quintal (neerlandés)	kilogramos	100.0

PARA CONVERTIR	EN	MULTIPLICA POR
1 quintal (neerlandés)	libras	220.46
1 quintal (mexicano)	libras	101.467
1 radiación	joule / kilogramo	0.01
1 radianes	grados	57.2958
1 radianes	minutos	3,437.7
1 radianes	cuadrantes	0.6366
1 radianes	revoluciones	0.1592
1 radianes / segundos	rev / segundo	0.1592
1 radianes / segundos	rev / minuto	9.5493
1 radianes / segundos	grados / segundo	57.2958
1 radianes / segundos cuadrado	rev / minuto cuadrado	572.96
1 radianes / segundos cuadrado	rev / segundo cuadrado	0.159
1 radianes / segundos cuadrado	rev / (minuto- segundo)	9.549
1 revoluciones	grados	360.0
1 revoluciones	cuadrantes	4.0
1 revoluciones	radianes	6.2832
1 rev / minutos	grados / segundo	6.0
1 rev / minutos	radianes / segundo	0.1047
1 rev / minutos	rev / segundo	0.016667
1 rev / segundos	grados / segundo	360.0
1 rev / segundos	radianes / segundo	6.2832
1 rev / segundos	rev / minuto	60.0
1 rev / minuto cuadrado	radianes / segundo cuadrado	0.0017453
1 rev / minuto cuadrado	rev / segundo cuadrado	0.00027778
1 rev / segundo cuadrado	rev / minuto cuadrado	3,600.0
1 rev / segundo cuadrado	rev / (minuto- segundo)	60.0
1 rhe	metro ² / (newton- segundo)	10.0
1 roentgen	coulombs / kilogramo	0.000258
1 rutherford	desintegración / segundo	1,000,000.0
1 sacos de cemento	libras	94.0
1 sacos de cemento	pies cúbicos	1.1
1 sección	metros cuadrados	2,589,988.0
1 sección	acres	640.0
1 segundos	minutos	0.016667
1 segundos	horas	0.00027778
1 segundos	días	0.000011574
1 segundo (angular)	grados	0.00027778
1 segundo (angular)	cuadrantes	0.000003087
1 segundo (angular)	radianes	0.000004848
1 slugs	kilogramos	14.5939
1 slugs	libras	32.17
1 slugs / (pie- segundo)	pascal- segundo	47.88026
1 slugs / pie cúbico	kilogramo / metro cúbico	515.3788
1 stokes	metro cuadrado / segundo	0.0001
1 stones (peso)	libras	14.0
1 stones (peso)	kilogramos	6.35
1 térmico	joule	105,505,600.0
1 tonelada (larga)	kilogramos	1,016.05
1 tonelada (larga)	libras (peso)	2,240.0
1 tonelada (larga)	libras (troy)	2,722.2
1 tonelada (larga)	tonelada (métrica)	1.01605
1 tonelada (larga)	tonelada (corta)	1.12
1 tonelada (métrica)	kilogramos	1,000.0
1 tonelada (métrica)	libras	2,204.6
1 tonelada (métrica)	tonelada (larga)	0.98421
1 tonelada (métrica)	tonelada (corta)	1.10231

PARA CONVERTIR	EN	MULTIPLICA POR
1 tonelada (métrica)	barriles de agua (60°F)	6.297
1 tonelada (métrica)	barriles (36°API)	7.454
1 tonelada (corta)	kilogramos	907.285
1 tonelada (corta)	libras (peso)	2,000.0
1 tonelada (corta)	libras (troy)	2,430.6
1 tonelada (corta)	tonelada (métrica)	0.907185
1 tonelada (corta)	tonelada (larga)	0.89286
1 tonelada $\frac{1}{2}$ / (corta)	newton	8,896.444
1 ton (corta) / pie	kilogramo / metro	9,765.0
1 tonelada (corta) / pie cuadrado	libras / pulgada cuadrada	13.8888
1 tonelada (corta) / hora	kilogramo / segundo	0.2519958
1 tonelada (larga) / yarda cúbica	kilogramo / metro cúbico	1,328.939
1 tonelada (equivalente nuclear TNT)	joules	4.184×10^9
1 tonelada (refrigeración)	watts	3,516.8
1 tonelada (refrigeración)	BTU / hora	12,000.0
1 tonelada (registro)	metros cúbicos	2.831685
1 tonelada (G.B. marina)	pies cúbicos	42.0
1 tonelada (U.S marina)	pies cúbicos	40.2
1 unidad angstrom	pulgadas	3.937×10^{-10}
1 unidad angstrom	metros	1×10^{-10}
1 unidad angstrom	micras	0.0001
1 unidad astronómica	kilómetros	149,597,800.6
1 unidad astronómica	metros	0.495978×10^8
1 unidad pole	weber	0.000000125...
1 varas	centímetros	502.92
1 varas	metros	5.0292
1 varas	kilómetros	0.0050292
1 varas	yardas	5.5
1 varas	eslabones	25.0
1 varas	pies	16.5
1 varas	cadena	0.25
1 varas	pulgadas	198.0
1 varas (Texas)	pies	2.7778
1 varas (Texas)	pulgadas	33.3333
1 varas cuadradas	pies cuadrados	272.25
1 varas cuadradas	acres	0.00625
1 varas cuadradas	metros cuadrados	25.293
1 varas cuadradas	pulgadas cuadradas	39,204.0
1 varas cuadradas	yardas cuadradas	30.25
1 varas cuadradas	áreas	0.2529
1 volt	joule / coulombs	1.0
1 volt (Internacional de 1948)	volts	1.00033
1 volumen de gramo- mole (latm. 0°C)	centímetro	122,414.0
1 volumen de libra- mole (latm. 0°C)	pies cúbicos	359.04
1 volumen de libra- mole (latm. 60°C)	pies cúbicos	379.48
1 watts	joule / segundos	1.0
1 watts	BTU / minutos	0.0569
1 watts	BTU / hora	3.415
1 watts	erg. / segundos	10,000,000.0
1 watts	libras $\frac{1}{2}$ - pie / minuto	44.256
1 watts	libras $\frac{1}{2}$ - pie / segundo	0.7378
1 watts	HP	0.001341
1 watts	HP (métrico)	0.0013596
1 watts	kilocalorías / segundos	0.00023905
1 watts	kilogramo- metro / segundo	0.10197
1 watts (Internacional de 1948)	watts	1.000165

PARA CONVERTIR	EN	MULTIPLICA POR
1 watts- hora	BTU	3.415
1 watts- hora	libras \cdot pie	2,656.0
1 watts- hora	kilocalorías	0.8604
1 watts- hora	kilogramo \cdot metro	367.1
1 watts- hora	joules	3,600.0
1 watts- segundo	joules	1.0
1 watts / centímetro cuadrado	watts / metro cuadrado	10,000.0

(A) Área transversal:	Extensión de superficie por donde fluye el gas, el aceite o el agua:
Bomba fija	Bomba unida mecánicamente a la tubería por lo que su introducción o extracción del pozo va ligada a dicha tubería.
Bomba libre:	La bomba no está conectada a ninguna de las tuberías, por lo que puede ser anclada por circulación del fluido motriz y desanclada por circulación inversa.
(B _g) Factor de volumen del gas:	Es la relación entre el volumen de gas medido a P _y y T _y y el volumen de ese mismo gas pero medido a condiciones estándar:
	$B_g = \frac{\text{vol. gas c.y.}}{\text{vol. gas c.s.}}$
(B _o) Factor de volumen del gas:	Es la relación entre el volumen de aceite más el volumen de gas que tenga asociado y en la fase líquida medido a c.y. y el volumen de aceite (muerto) medido a condiciones estándar:
	$B_o = \frac{\text{vol. aceite + gas disuelto + gas libre c.y.}}{\text{vol. aceite muerto c.s.}}$
(B _t) Factor de volumen fase mixta:	Volumen de aceite mas volumen de gas disuelto mas el volumen de gas libre medido a c.y. entre el volumen de aceite (muerto) medido a condiciones estándar:
	$B_t = B_o + B_g (R_{si} - R_s)$
(B _w) Factor de volumen del gas:	Es la relación entre el volumen de agua mas gas disuelto medido a c.y. y el volumen de agua medido a condiciones estándar:
	$B_w = \frac{\text{vol. agua c.y.}}{\text{vol. agua c.s.}}$
Circuito o sistema abierto:	El fluido motriz retorna a la superficie mezclado con los fluidos producidos, ya sea a través de la tubería de descarga o por el espacio anular de las tuberías o por el espacio anular de las tuberías de revestimiento, del equipo subsuperficial que se tenga.

Circuito o sistema cerrado:	El fluido motor retorna a la superficie, independiente de los fluidos producidos, fluyendo nuevamente hasta el tanque de almacenamiento.
Cricondenbara:	Es el punto de mayor presión en el que pueden existir dos fases en equilibrio.
Cricondenterma:	Es el punto de mayor temperatura en el que pueden existir dos fases en equilibrio.
(C) Compresibilidad:	Es el cambio en volumen de una unidad volumétrica de una sustancia cuando se le altera la presión. $C = \frac{1}{v} \frac{dv}{dp}$
(C _f) Compresibilidad de la formación:	Es el cambio en volumen de poros que experimenta una unidad volumétrica por cada unidad de presión.
(C _g) Compresibilidad del gas:	Es el cambio que en una unidad de gas va a experimentar en una unidad volumétrica.
(C _o) Compresibilidad del aceite:	Es el cambio que en una unidad de volumen sufre el aceite cuando sufre una variación la presión.
(C _w) Compresibilidad del agua:	Es el cambio que en una unidad de volumen sufre el agua cuando sufre una variación la presión.
(C _{oe}) Compresibilidad efectiva del aceite:	$C_{oe} = \frac{S_o C_o + S_g C_g + S_w C_w + C_f}{S_o}$
(C _t) Compresibilidad total:	La C _t tomará en cuenta todos los elementos (roca y fluidos) a fin de conocer la compresibilidad del sistema $C_T = S_o C_o + S_g C_g + S_w C_w + C_f$
Curva de burbujeo:	Es la curva que un todos los puntos en los que se presenta la primera burbuja de gas en la fase líquida.
Curva de calidad:	Son las curvas que une los puntos en los que se encuentran un porcentaje de gas y líquido determinado.
Curva de rocío:	Es la curva que une todos los puntos en los que se presenta la primera gota de líquido.
(ρ) Densidad:	Es la relación entre la masa de un cuerpo y el volumen que esté ocupa:

$$\rho = \frac{m}{v}$$

(ρ_r) Densidad relativa:

Es un número adimensional que está dado por la relación de la masa del cuerpo a la masa de un volumen igual de una sustancia que se toma como referencia. Los sólidos y líquidos se refieren al agua a 4 °C, mientras que los gases se refieren al aire.

$$\rho_{r1} = \frac{\rho_1}{\rho_{\text{agua}}} \quad \rho_g = \frac{\rho_g}{\rho_{\text{aire}}}$$

Estrangulador:

Reductor o boquilla colocada en una tubería o en el árbol de válvula para reducir o regular el flujo.

Factor de compresibilidad del gas (z):

Se define como la razón de un volumen realmente ocupado por un gas a una determinada presión y temperatura al volumen que ocuparía si fuese perfecto o ideal.

$$z = \frac{v_r}{v_i} \quad z = \frac{P V}{n R T}$$

(FE) Factor de eficiencia de flujo:

Se define como:

$$FE = \frac{\text{Abatimiento de presión ideal}}{\text{Abatimiento de presión real}}$$

$$FE = \frac{P_{ws} - P_{wf}'}{P_{ws} - P_{wf}}$$

donde: $P_{wf}' = P_{wf} - \Delta P_s$

Flujo crítico:

Se define como el flujo de fluido a una equivalente a la velocidad de propagación de una onda de presión en el medio donde se encuentra el fluido. En el trabajo de los campos petroleros este requisito se satisface si la P_{wh} es por lo menos el doble de la presión promedio en la línea de descarga

Fluido motriz:

Fluido inyectado a presión al pozo por una unidad de potencia superficial.

Flujo turbulento:

Flujo en el cual las partículas se mueven en forma desordenada en todas direcciones.

Fracción de peso (w):

La fracción de peso, w_i , de cualquier componente i en la mezcla se define mediante la relación:

$$w_i = \frac{w_i}{w_m}, \quad i = 1, 2, 3, \dots$$

La suma de las fracciones de peso de todos los componentes en la mezcla debe ser igual a la unidad, es decir:

$$w_1 + w_2 + w_3 + \dots = 1$$

Fracción de volumen (v):

El de la mezcla es igual a la suma de los volúmenes de los diferente componentes que forman dicha mezcla:

$$V_m = V_1 + V_2 + V_3 + \dots$$

La fracción de volumen v_i de cualquier componente i en la mezcla se define mediante la relación:

$$v_i = \frac{V_i}{V_m}, \quad i = 1, 2, 3, \dots$$

La suma total de fracciones de volumen debe ser la unidad.

$$v_1 + v_2 + v_3 + \dots = 1$$

Fracción molar (n):

El número total de moles en la mezcla se define como la suma del número de moles de los diferentes componentes individuales que forman la mezcla, es decir:

$$n_m = n_1 + n_2 + n_3 + \dots$$

La fracción molar n_i de cualquier componente i en la mezcla se define mediante la relación:

$$n_i = \frac{n_i}{n_m}, \quad i = 1, 2, 3, \dots$$

La suma de las fracciones molares de todos los componentes en la mezcla deben ser la unidad:

$$n_1 + n_2 + n_3 + n_4 + \dots = 1$$

Gas ideal:

Un gas ideal o perfecto, se puede definir como un gas cuyo volumen se reduce a la mitad si su presión inicial aumenta dos veces y manteniendo su volumen constante si su temperatura absoluta se duplica. Debe satisfacer la ecuación de estado:

$$P V = n R T$$

Gas real:

Un gas real, es el gas cuyo volumen se reduce a la mitad de su volumen original, cuando la presión inicial es menor a dos veces la presión inicial, es decir, es más compresible que un gas ideal. Debe satisfacer la siguiente ecuación de estado:

$$P V = n Z R T$$

Gradiente de presión:

Esta definido como la relación entre la presión ejercida por un fluido por unidad de longitud. Esto es:

$$G_p = \frac{dp}{dL}$$

(J) Índice de productividad:

Es una medida de la capacidad de producción de un pozo, y se define como el cociente que resulta de dividir el volumen de aceite que produce diariamente, entre la diferencia de presión medido en el fondo del pozo (presión estabilizada menos la presión registrada cuando el pozo esta en producción.

$$J = \frac{\text{vol. aceite producido por día}}{\text{Unidad de caída de presión}}$$

$$J = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}}$$

(J_s) Índice de productividad:

Es el índice de productividad dividido entre la específico: longitud del intervalo disparado.

(K) Permeabilidad:

Es una propiedad de la roca mediante la cual un fluido puede pasar a través de su seno, esta propiedad depende únicamente de la roca (medio poroso) y no del fluido que pasa por ella.

(K_a) Permeabilidad absoluta:

Es una propiedad de permitir el paso de un fluido a través del medio poroso, cuando solo existe un fluido únicamente.

(K_e) Permeabilidad efectiva:

Es la permeabilidad de un medio poroso a un fluido, cuando en el seno de ese medio existen al menos dos fluidos.

(K_r) Permeabilidad relativa:

Es el cociente que resulta de dividir el valor de la permeabilidad efectiva entre el valor de la permeabilidad absoluta.

(M) Masa molecular:

Es la suma de las masas atómicas de los elementos que forman las moléculas.

(γ) Peso específico:	Se define como la relación entre el peso de una sustancia por unidad de volumen, y representa la fuerza que ejerce la aceleración de la gravedad por unidad de volumen de fluido, esto es:
	$\gamma = \frac{\text{Fuerza de gravedad}}{\text{volumen}} = \frac{\text{Peso}}{\text{volumen}}$
	La densidad y el peso específico se relacionan como sigue:
	$\gamma = \rho g$
	donde g es la aceleración de la gravedad.
(P) Presión:	Fuerza ejercida sobre un elemento sobre unidad de área [kg/cm ²], [lb/pg ²].
(Pb) Presión de Saturación:	Es la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases.
(Pc) Presión crítica:	Es donde tenemos la P y T, tratándose de una sustancia pura, se producirán cambios físicos (de estado).
(Pd) Presión adimensional:	Sin unidades
(Pe) Presión estática:	Es la presión que se logra cuando se alcanza el equilibrio en el yacimiento (no hay flujo de moléculas) cada una ocupará un sitio fijo y por ende la presión no variará.
(Pi) Presión inicial:	También conocida como la presión original de un yacimiento, se define como la presión a la cual se encuentra el yacimiento
(Pv) Presión de vapor:	Se define como la menor presión a la cual un líquido se evapora. Depende de la temperatura, aumentando con ésta.
(Pwf) Presión de fondo fluyendo:	Se define como la presión que se encuentra en el fondo del pozo cuando se encuentra produciendo.
(Pws) Presión de fondo estática:	Se define como la presión que se encuentra en el fondo del pozo cuando se encuentra sin producción.
Potencial del pozo:	Es el gasto máximo, al cual la formación puede aportar hacia el pozo, cuando la P _{wf} es cero lb / pg ² man.
Relación bomba / motor (P/E):	Es la relación del área neta de la bomba con respecto al área neta del motor.
(R) Relación gas- aceite instantánea:	Es el gasto total de gas (gas libre más gas disuelto) a condiciones estándar entre el gasto de aceite "muerto" a condiciones estándar, para un instante dado (RGA).

(Soc) Saturación de aceite crítica:	Mínima saturación para que el aceite adquiera la propiedad de movimiento. Claro con un incremento de presión para mover las moléculas.
(Sgc) Saturación de gas crítica:	Mínima saturación para que el gas adquiera la propiedad de movimiento. Claro con un incremento de presión para mover las moléculas.
(T) Temperatura:	Esta puede estar en [°C], [°F], [°K], [°R]
(Tc) Temperatura crítica:	
(t) Tiempo:	Esta puede estar en [seg.], [min.], [hrs], [día] usando múltiplos que convengan al caso.
(tb) tiempo adimensional:	La relación de un tiempo entre un periodo definido.
(μ) Viscosidad:	Es la resistencia interna exhibida cuando una porción o capa de un líquido es desplazada con relación a otra capa. En-términos simples, es la resistencia de un líquido a fluir.
(ν) Viscosidad cinemática:	Es la relación de dividir la viscosidad absoluta entre la densidad de un fluido.
Yacimiento de aceite bajosaturado:	Su presión inicial es mayor que la presión de saturación. Arriba de esta presión todo el gas presente está disuelto en el aceite.
Yacimiento de aceite saturado:	Su presión inicial es igual o menor que la presión de saturación. El gas presente puede estar libre (en forma dispersa o acumulada en el casquete) y disuelto.
Yacimiento de gas seco:	Son aquellos yacimientos en que en toda la vida productiva en el yacimiento como en la superficie solo se presentará una sola fase que es la gaseosa. En estos yacimientos el contenido de metano es cercano al 100%. En el diagrama de fases corresponderá a aquellos casos en que la trayectoria tanto isotérmica como la del recorrido hasta las instalaciones superficiales quedan comprendidos en la zona de gas.
Yacimiento de gas húmedo:	A estos tipos de yacimientos corresponden aquellos que en el yacimiento, solo existirá la fase gaseosa durante su explotación pero que en la superficie se obtendrán dos fases. El volumen de líquido obtenido diariamente en la superficie será pequeño en comparación con el volumen de gas producido en ese mismo lapso.

Yacimiento de aceite y gas disuelto:	Son aquellos yacimientos que al ser descubiertos tienen todo el gas disuelto en el aceite y que aun podrían disolver mayor cantidad. En ellos la presión original será mayor que la presión de burbujeo. Son los yacimientos que tienen una sola fase original en la roca y dos fases en la superficie.
Yacimiento de gas y condensado:	Son aquellos yacimientos de gas en los que durante alguna etapa de su vida en explotación en el propio yacimiento se presentará el fenómeno de condensación retrograda.