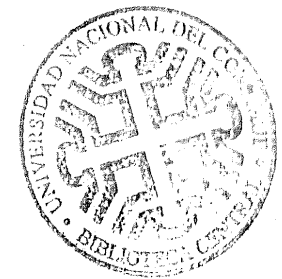


1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
80
81
82
83
84
85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
95
96
97
98
99
100

BELLINI
NICOLAS

INGENIERIA GEN. Y PETROLERA
FACULTAD DE INGENIERIA
U. M. C.

PRINCIPLES OF *Oil Well* PRODUCTION



T. E. W. NIND
Associate Professor
Department of Geological Sciences
University of Saskatchewan



BIBLIOTECA CENTRAL Sta. Fe y Lohr	
INVENTARIO	SIGNATURA TCP.
9865	65.502 8 N 714
VOL.	EJEMPLAR
UNIVERSIDAD NAC. DEL COMERCIO	

McGraw-Hill Book Company
New York San Francisco Toronto London

Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros

T.E.W. Nind

Trent University, Ontario, Canadá



EDITORIAL

LIMUSA

VENEZUELA

• ARGENTINA

Contenido

Prólogo a la segunda edición	13
Extractos del prólogo a la primera edición	15
1 Comportamiento de los yacimientos	17
1.1 Introducción	17
1.2 Permeabilidad	19
1.3 Ecuaciones de flujo radial	28
1.4 Análisis de pruebas de incremento de presión: Método de Horner	35
1.5 Eficiencia de la terminación	38
1.6 Comportamiento de la relación agua-aceite (WOR)	40
1.7 Comportamiento de la relación gas-aceite (RGA)	44
1.8 Curvas del comportamiento de un yacimiento	47
2 Curvas de declinación de la producción	53
2.1 Introducción	53
2.2 Declinación exponencial	54
2.3 Declinación armónica e hiperbólica	62
2.4 Conclusión: una advertencia	68

	Contenido
Comportamiento de las formaciones productoras	71
.1 Introducción	71
.2 Índice de productividad y el IPR	71
.3 Factores que influyen en la forma del IPR	77
.4 Predicción del IPR: campo con empuje por gas disuelto	81
.5 Efecto del flujo turbulento	92
.6 Efecto del abatimiento de la presión sobre la relación agua-aceite (WOR)	93
Comportamiento del flujo en la tubería vertical	97
.1 Introducción	97
.2 Regímenes de flujo en el flujo vertical de dos fases	99
.3 Comportamiento del flujo en una tubería vertical: Poettmann y Carpenter	101
.4 Comportamiento del flujo en una tubería vertical: Ros	110
.5 Comportamiento del flujo en una tubería vertical: Gilbert	112
.6 Gráfica de presión-gasto-profundidad	136
.7 Deslizamiento y resistencia al flujo: relación gas-líquido (RGL) óptima	138
.8 Efectos del diámetro de la tubería de producción: flujo anular	143
.9 Curvas de la distribución de la presión: resumen comparativo	147
.10 Ecuación de las curvas de distribución de la presión	150
.11 Notas sobre la profundidad de la tubería de producción: desviación del pozo	159
.12 IPR: pozos fluyentes	160
.13 Dos ejemplos	165
Funcionamiento del estrangulador: efectos sobre el comportamiento del pozo	173
.1 Introducción	173
.2 Funcionamiento del estrangulador	174
.3 Condiciones de flujo estable e inestable	179
.4 Efectos debidos al cambio del diámetro del estrangulador	183
.5 Efectos de la presión estática en la eficiencia del pozo fluyente	185
.6 Predicción de la producción de un yacimiento	188
.7 Efecto debido a un pequeño cambio en la RGL producida	201
.8 El ciclo del cabeceo	203
.9 Estranguladores de fondo y en la línea de flujo:	

	Contenido	9
6 Principios de bombeo neumático		215
6.1 Introducción		215
6.2 Ejemplos ilustrativos		216
6.3 Potencia del compresor		220
6.4 Requerimientos mínimos de potencia del compresor		222
6.5 Importancia del bombeo neumático en la historia de la producción de un pozo		236
6.6 Necesidad de válvulas en el bombeo neumático		237
7 Diseño de válvulas y sargas para el bombeo neumático		241
7.1 Introducción		241
7.2 Válvulas diferenciales		242
7.3 Flujo de gas por el estrangulador		245
7.4 Ejemplo del diseño de una sarga: válvulas diferenciales		247
7.5 Válvulas con fuelle cargado a presión		257
7.6 Ejemplo de diseño de una sarga: válvulas con fuelle cargado a presión		262
7.7 Conclusión		268
8 Producción de líquido por medio de baches		271
8.1 Introducción		271
8.2 Tres métodos de producción con baches de líquidos		272
8.3 Incremento líquido en un cilindro vertical con un extremo abierto		276
8.4 Frecuencia y eficiencia óptimas del ciclo		279
8.5 RGL como función del tamaño del bache de líquido		288
8.6 Producción natural con émbolo viajero		293
9. Bombeo mecánico con varillas de succión		299
9.1 Introducción		299
9.2 El ciclo de bombeo		300
9.3 Equipo superficial y subsuperficial		302
9.4 Movimiento de la varilla pulida		304
9.5 Análisis aproximado del bombeo con varilla de succión: varilla de diámetro único		309
9.6 Uso de una sarga de varillas telescopiadas en el bombeo mecánico		319

	Contenido
trumentos que se usan en el bombeo de pozos	325
Introducción	325
Dinágrafo de la bomba: descripción general	326
Dinágrafo de la bomba: interpretación de los resultados	327
Dinamómetro superficial: descripción general	329
Interpretación cualitativa de las gráficas obtenidas con el dinamómetro superficial	331
Análisis por computadora de las gráficas del dinamómetro	334
Bombeo con el espacio anular cerrado y bombeo con el espacio anular abierto	336
Naturaleza del fluido en el espacio anular: bombeo con el espacio anular abierto	337
Detección de los niveles del fluido en el espacio anular	341
Determinación de las BHP fluyendo: pozos que producen con bombeo	342
blemas especiales, pozos con bombeo	355
Introducción	355
Efecto del gas libre en la eficiencia de la bomba: anclas de gas	356
Agitación	361
Flujo con bombeo	362
Profundidad óptima para la instalación de la bomba: intermitencia en el espacio anular	367
nomía de la producción	373
Introducción	373
Algunas definiciones	374
Proyectos de capital fresco	375
Valor presente (PDV)	378
Efectos de la inflación	378
Efectos del PDV en el análisis de proyectos	380
Tasa de retorno	382
Gastos del capital a largo plazo	387
Aceleración de proyectos	390
Reducciones o aumentos a corto plazo en la producción	402
Impuestos	409
Tasas de descuento continuas (nominales)	409
La función $[1 - \exp(-x)]/x$	412
Determinación de los criterios de decisión:	

Contenido	11
12.15 Determinación de los criterios de decisión: proyecto de aceleración	416
12.16 Reducciones o aumentos a corto plazo en la producción: análisis matemático	418
Factores de conversión	423
Problemas	425
Notas a las soluciones de los problemas	447
Índice de nombres	467
Índice de temas	469

Prólogo a la segunda edición

La primera edición de este libro apareció en 1964. Al "hacer una evaluación" de la primera edición, y tomando en cuenta los años transcurridos y el desarrollo que ha tenido la industria del petróleo me di cuenta que aquella se encontraba algo desordenada, que algunos puntos importantes eran ya inadecuados para la industria actual y que parte del material original requería que se cambiara o ampliara para incorporar las nuevas ideas y avances. Espero que esta nueva edición pueda corregir algunas de esas deficiencias.

Nunca ha sido mi intención presentar un manual completo, sino reforzar el acceso al tema y desarrollar un marco de trabajo para ayudar al ingeniero de producción, no sólo a resolver problemas especiales, sino también los cotidianos. Se ha reorganizado cuidadosamente la obra original y se ha incorporado nuevo material: el criterio fundamental que ha prevalecido es el de seleccionar temas de aplicabilidad general o duradera. Donde ha sido adecuado, necesario y posible se presenta un análisis matemático, en tales casos, se ha enfatizado sobre las suposiciones y aproximaciones, en vez de establecer un formalismo estricto.

Espero que el texto tenga utilidad tanto para el ingeniero de operaciones como para el estudiante; realmente, soy de la opinión de que el libro puede ser más útil a aquellos que tienen conocimientos y experiencia, por la simple razón de que el ingeniero de producción desarrolla un "sentido" para las situaciones prácticas y para las contingencias que existen en el campo. W. E. (Wally) Gilbert, por quien conocí la fascinación de la mate-

futuros y nuevos planteamientos; si este libro ayuda a la explicación del comportamiento del pozo, ha cumplido con su cometido.

Deseo agradecer a muchos ingenieros petroleros que a través de los años me han ayudado a formular y dilucidar mis pensamientos. En particular, agradezco la ayuda de Elmo Blount y a todos los que trabajaban con él en el laboratorio de investigación de campo de la *Mobil Oil Company*. Shirley Hartwick mecanografió esta edición, y su paciencia, velocidad y exactitud, dada la dificultad de las fórmulas y tablas, fueron sobresalientes.

Manifiesto aquí también mi reconocimiento a McGraw-Hill Book Company por el interés y apoyo a la publicación de la primera edición y, ahora, a esta revisión.

Finalmente, como dije en el prólogo de la primera edición, el crédito es de los autores cuyo nombre aparece en este volumen, de mis colaboradores y amigos, quienes proporcionaron las ideas valiosas. Yo me reservo todos los errores y malas interpretaciones.

T.E.W. Nind

Peterborough, Ontario, Canadá.

Extractos del prólogo a la primera edición

Con objeto de hacer algunas recomendaciones importantes relativas a la manera en que se deben hacer producir los pozos de aceite, el ingeniero de producción necesita comprender en una forma clara y completa los principios que rigen el movimiento del aceite, gas y agua desde la formación hasta el cabezal del pozo. Sólo si se comprende lo anterior el ingeniero puede aplicar correctamente las técnicas de ingeniería disponibles y decidir las especificaciones precisas del equipo de producción que se deban usar en cualquier pozo. Un estudio sobre las publicaciones especializadas muestra que, aunque se publica una cantidad considerable de material técnico, los principios de la ingeniería de producción han recibido poca atención. Existen algunos artículos excelentes dedicados a los aspectos fundamentales de la materia, pero se encuentran dispersos y cada uno trata de una fase particular del comportamiento del pozo, por ejemplo, índices de productividad, pérdidas de presión en un flujo vertical bifásico, comportamiento de la relación gas-aceite o los problemas de bombeo de los pozos profundos.

El objetivo de este libro es reunir en un volumen algunos de los principios de las técnicas de producción de los pozos petroleros e indicar cómo se deben usar al decidir la mejor forma de hacer producir un pozo en particular, es decir, optimizar las utilidades. Para mantener el libro dentro de los límites razonables, se tuvieron que hacer en principio cuatro grandes omisiones así como algunas pequeñas. Éstas son, primero el estudio de la producción del pozo de gas y condensado; segunda, un bosquejo de los sistemas de recolección y los problemas relacionados con la separación del gas y agua del aceite en la superficie; tercera, el tratamiento para la estimu-

lación de la formación, que es un tema de tal magnitud que necesita de un libro completo, y cuarta, consideración detallada del equipo de producción.

No se ha intentado formalmente evitar el uso de matemáticas avanzadas en el estudio de los temas que se tratan en este libro; sin embargo, es la opinión del autor que la complejidad de diversos temas que se mencionan es tal que no necesita someterse a análisis matemáticos muy rígidos. En vez de tratar de construir modelos simplificados en tales casos, se ha recurrido ampliamente a métodos empíricos, ilustrándolos con ejemplos cada vez que ha sido posible. A pesar de lo anterior, se espera que el material tenga suficientes matemáticas para interesar, ya no satisfacer, a las personas que prefieren lo estrictamente analítico a la aproximación empírica.

Los problemas incluidos al final del libro, tienen un doble objetivo. Espero, desde luego, que tengan algún valor para el instructor si el libro se usa como texto; al mismo tiempo, algunos de los problemas tienen por objeto ilustrar las técnicas nuevas o con las que se ha experimentado relativamente poco en la ingeniería de producción, que de hecho, serán útiles en el futuro.

Para terminar, me gustaría expresar mi gratitud a todos los que hicieron posible el escrito, en particular a W. E. Gilbert de Princeton, Nueva Jersey, por su guía y el beneficio de su experiencia brindada desinteresadamente a lo largo de los últimos ocho años y a la *Shell Oil Company* por dar la oportunidad de analizar y tener acceso a la información, ya que juntos han generado los estímulos necesarios para continuar un proyecto de esta naturaleza. Quiero agradecer a mi esposa por su interés constante, a mi hermana por leer la primera prueba y hacer varias sugerencias en relación al estilo y a Cy Pannel por su deseo incansable de escribir y volver a escribir el manuscrito.

A los autores que se mencionan en este volumen, a los colaboradores amigos que han contribuido con discusiones personales pertenecen todas las valiosas ideas presentadas, pero quiero reservarme para mí todos los errores y malas interpretaciones.

T.E.W. Nind

1

Comportamiento de los yacimientos

1.1 INTRODUCCIÓN

El objetivo de este libro es hacer notar que un pozo productor de aceite o petróleo es sólo una parte de un sistema complejo el cual comprende el yacimiento, los pozos mismos y las instalaciones superficiales. Cada elemento del sistema afecta a los otros y para lograr una operación eficiente es esencial garantizar una compatibilidad mutua.

En consecuencia, el ingeniero de producción deberá tener un conocimiento profundo de la ingeniería de yacimientos y conocer totalmente los avances en los pozos petroleros y la tecnología del equipo superficial. No es propósito del autor elaborar un manual de referencia, sino hacer énfasis en los principios que hay que tomar en cuenta en el diseño y operación de pozos productores. Es de esperarse que la comprensión de dichos principios ayude al ingeniero a adaptarse a las restricciones y oportunidades ofrecidas por las condiciones de los yacimientos, la disponibilidad y avances del equipo y todos los factores económicos inherentes a las operaciones de la empresa. Una introducción adecuada puede ser la visión general de los principales tipos de terminación de un pozo diseñado para extraer aceite, agua y gas, desde las formaciones hasta la superficie.

Hay esencialmente cuatro formas para hacer producir los pozos: éstos pueden ser pozos fluyentes, se puede utilizar el bombeo neumático continuo, el bombeo hidráulico o mecánico o el bombeo neumático intermitente. Cada uno de estos métodos tiene sus propias variantes y existen combinaciones entre dichas formas. *Los pozos fluyentes* pueden tener terminaciones sencillas y el flujo pasa por la tubería de producción; pueden tener o no un empacador instalado entre la tubería de revestimiento

(TR) y la de producción (TP); también, pueden colocarse estranguladores en la tubería de producción, en el cabezal o en las líneas superficiales de flujo; la terminación puede hacerse con agujero de diámetro pequeño y utilizarse un controlador de intervalos (de inyección) para controlar la descarga o para obtener un gasto permisible, pero restringido. El bombeo neumático puede ser continuo o intermitente (o una combinación de ambos); es posible usar varios tipos de mandriles para bombeo neumático, la técnica puede combinarse con otros tipos de bombeo, por ejemplo, con un émbolo viajero. El bombeo mecánico tiene varias modalidades (las más comunes son: varillas de succión, bombeo de movimiento recíproco y de movimiento centrífugo). Dentro de cualquiera de las anteriores se encuentran varias técnicas, por ejemplo, unidades convencionales o balanceadas por aire, bombeo de carrera larga y otros. Producción intermitente (producción por medio de baches), que puede ser el resultado del uso de un émbolo viajero, de la instalación de una cámara de acumulación, de la operación de bombeo neumático intermitente y otras técnicas.

Cada una de estas técnicas básicas de producción tiene un amplio rango de operación; en la figura 1.1 se ilustra un intento para demostrarlo, el cual es una adaptación y simplificación de un diagrama de Babson (referencia 1). Este enfoque tan general debe aplicarse sin embargo con la idea

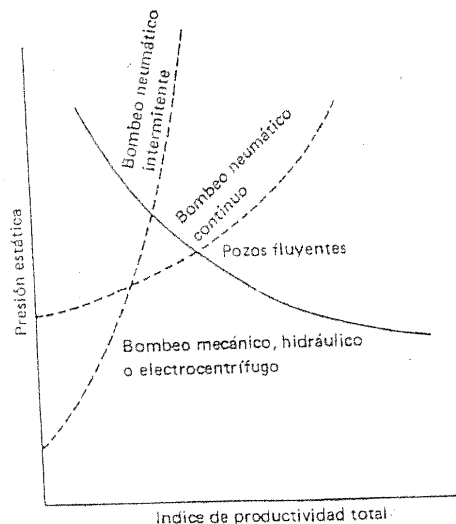


Figura 1.1 Rangos relativos de aplicación para cuatro métodos principales de producción (Según Babson, referencia 1. Cortesía de API Drill Prod. Practice.)

¹ Los números entre paréntesis pertenecen a referencias al final del capítulo.

de que no sólo se tienen las líneas que limitan en forma vaga y sujetas a amplias zonas de combinación, sino que hay muchos factores que deben tomarse en cuenta al decidir cuál técnica de producción es mejor para un pozo en particular o un grupo de ellos. Se necesita considerar algunos parámetros obvios:

1. Profundidad del pozo.
2. Relaciones gas/líquido (RGL) actuales y previstas.
3. Problemas de depósito de arena y parafina.
4. Desviación del agujero.
5. Diámetro de la tubería de revestimiento.
6. Relación del comportamiento de la entrada de flujo actual y futura (IPR; índice de productividad o potencial del pozo).
7. Presión de la formación y declinación de dicha presión.
8. Planes de recuperación secundaria y terciaria.
9. Vida futura y producción acumulativa estimada.
10. Disponibilidad de gas a alta presión.
11. Dificultad de la reparación (por ejemplo, en terminaciones marinas).
12. Viscosidad del aceite.
13. Relaciones agua/aceite, actuales y futuras.
14. Criterios económicos y de beneficios, como guía para fijar las políticas y necesidades de la compañía.

En este primer capítulo, se enfatizarán algunos aspectos del comportamiento de los yacimientos en los cuales debe estar alerta el ingeniero de producción. No se ha hecho intento alguno para analizarlos total y rigurosamente. El objetivo ha sido presentarlos en una forma razonablemente científica, pero de tal manera que el ingeniero de producción pueda comprender los principios fundamentales que están relacionados y aplicarlos para resolver los problemas.

1.2 PERMEABILIDAD

La permeabilidad es una medida de la facilidad con que el fluido pasa a través de una roca porosa, bajo condiciones de flujo no turbulento, y está en función del grado de interconexión entre los poros; por ejemplo, en la figura 1.2 se ilustran dos muestras de las que se supone tienen la misma porosidad. Evidentemente, el fluido se desplazará de norte a sur más rápidamente a través de la muestra *a* que de la *b*, donde el flujo está restringido por finos capilares.

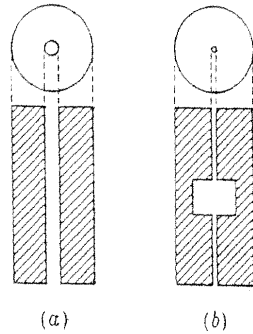


Figura 1.2 Las rocas con la misma porosidad pueden tener considerable diferencia entre sus permeabilidades.

Henry Darcy realizó los trabajos iniciales sobre la permeabilidad cuando investigó el flujo de agua a través de filtros de arena (referencia 2) y, por esta razón, la unidad de permeabilidad en la industria petrolera se conoce como *darcy*. La unidad práctica es el *milidarcy* (md) que es un milésimo de darcy y es la que se usa comúnmente en la industria. La permeabilidad de las arenas productoras varía de 1 a 1000 md (0.001 a 1 darcy). Algunas veces es mayor.

La ecuación de Darcy para flujo viscoso a través de una roca de permeabilidad constante K puede escribirse como:

$$\frac{Q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dl} \quad (1-1)$$

donde Q/A = Gasto por unidad del área de la sección transversal a través de la cara de la roca de área A .

$-dp/dl$ = Relación de la caída de presión en la dirección del flujo total.
 μ = Viscosidad del fluido.

Se puede demostrar, considerando las dimensiones de los factores en la ecuación, que k tiene dimensiones de área. Desafortunadamente, el sistema de unidades que debe utilizarse para obtener k en términos de campo no es estándar². Si Q se mide en centímetros cúbicos por segundo, μ en centipoises, l en centímetros, A en centímetros cuadrados y p en atmósferas, el valor final de k es en darcies; multiplicando este resultado por 1000 se obtiene la respuesta en *milidarcies* (md).

² Algunos factores de conversión al sistema métrico decimal se encuentran en las páginas 423 y 424.

La relación entre darcies y área es:

$$1 \text{ darcy} = 10^{-8} \text{ centímetros cuadrados (aproximadamente).}$$

es decir, un darcy es igual a diez billonésimas de centímetro cuadrado. Un milidarcy es la milésima parte de un darcy.

La permeabilidad puede variar ampliamente en lugares diferentes de la roca del mismo yacimiento y, probablemente, hay pocos lugares en donde se pueda medir con suficiente exactitud la permeabilidad de las muestras individuales. En términos generales, se puede decir que cuando los valores son menores de 50 md, los pozos que drenan el yacimiento son relativamente malos productores, en cuanto a la producción diaria por pie de productividad neta (a menos que se haga un tratamiento de estimulación a la formación, como es la fracturación o la acidificación). Cuando los valores están entre 50 y 250 md, los pozos productores serán de medios a buenos; cuando las permeabilidades en los pozos son mayores de 250 md, éstos serán buenos. Sin embargo, estas generalizaciones no permiten hacer concesión alguna a los problemas individualizados de cada pozo, como lo es una alta fracción de agua, elevadas relaciones gas/aceite (RGA) y problemas de arenamientos. Además de que la permeabilidad varía de un lugar a otro, ésta puede variar direccionalmente. En muchos campos, debido a que los estratos en las zonas productoras se depositan inicialmente en forma casi horizontal, la permeabilidad vertical (la perpendicular a los planos de las capas) es mucho menor que la horizontal (la paralela a los planos de las capas). Por lo tanto, es probable que, durante la depositación, los granos de arena se orientarán en la misma dirección que su eje longitudinal (por ejemplo, por la acción de la corriente); en tal caso, habrá variaciones entre las permeabilidades de las diferentes secciones horizontales. Debe recordarse que la ecuación 1.1 es válida sólo para flujo laminar o viscoso. Las pruebas de laboratorio combinadas con los cálculos basados en información de campo indican que, en general, las velocidades del aceite en las formaciones de un campo petrolero en producción satisfacen esta condición, exceptuando posiblemente la región que se encuentra a un pie o dos del pozo mismo (véanse las secciones 3.4 y 3.5). Sin embargo, para algunos pozos productores de gas con altos gastos de producción, el flujo turbulento puede tener efectos considerables (ver, por ejemplo, Katz y colaboradores, referencia 3, páginas 46-51, 436-437).

No obstante que no hay relación directa entre la permeabilidad y la porosidad, parece razonable esperar que en las areniscas depositadas bajo condiciones similares, la permeabilidad deba, en general, incrementarse.

o, quizá, en una unidad estratigráfica sobre una área relativamente amplia, es posible obtener una correlación lineal cuando se grafica el logaritmo de permeabilidad contra la porosidad (figura 1.3).

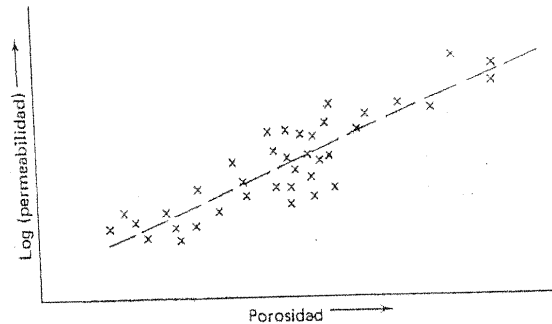


Figura 1.3 Correlación tipo entre porosidad y permeabilidad detectada en varios campos.

Por lo general, la gran mayoría de los yacimientos de aceite contienen por lo menos dos fluidos, que son agua congénita y aceite; si se encuentra presente gas libre serán tres fluidos en el yacimiento. Evidentemente, habrá mayor resistencia al flujo del aceite a través de una roca que contenga, por ejemplo, un 20 por ciento de agua congénita, que a través de la misma roca en la cual aquélla está ausente, ya que el agua bloquearía algunos de los canales de flujo. Este problema ha sido planteado por varias personas (referencias 4 hasta 8), el primer trabajo organizado en la materia lo hicieron Wyckoff y Botset (referencia 4).

Si se considera por ejemplo un sistema agua-aceite, entonces, por analogía con la ecuación 1.1, las permeabilidades efectivas al aceite y al agua, k_o y k_w respectivamente, pueden definirse mediante las ecuaciones:

$$k_o = - \frac{Q_o \mu_o}{A} / \frac{dp}{dl} \quad (1-2)$$

y

$$k_w = - \frac{Q_w \mu_w}{A} / \frac{dp}{dl} \quad (1-3)$$

En estas ecuaciones, la relación de la caída de presión en el aceite puede diferir ligeramente de aquélla que tendría el agua, debido al efecto de las

fuerzas capilares que intervienen cuando los fluidos pasan a través de tubos y poros de diámetro pequeño. No se tomará en cuenta esa diferencia.

Se ha encontrado experimentalmente que la viscosidad del aceite, la del agua, el gasto total de salida (considerando que se mantienen las condiciones de flujo viscoso), la contrapresión, la longitud y el área de la sección transversal de la muestra tienen relativamente poco efecto en las gráficas de k_o y k_w trazadas contra la saturación del fluido en la muestra de roca.³ Entonces, hablando en términos generales las curvas de k_o y k_w para cualquier muestra en particular, dependen únicamente de las saturaciones de aceite y agua S_o y S_w , dentro de la muestra (o sólo en una de ellas, puesto que la suma de S_o y S_w es la unidad).

Los factores k_o y k_w se denominan permeabilidades efectivas al aceite y al agua, respectivamente, y se deben recalcar tres conceptos importantes en relación a las curvas de permeabilidad efectiva en un sistema agua-aceite, a saber:

1. El factor k_o disminuye muy rápidamente al incrementarse S_w a partir de cero. De igual manera, k_w disminuye bruscamente cuando S_w decrece a partir de la unidad. Es decir, una pequeña saturación de agua reducirá notablemente la facilidad con que el aceite se mueve a través de la roca, y viceversa.
2. El factor k_o baja a cero mientras se mantenga una saturación considerable de aceite en el núcleo (punto C de la figura 1.4). En otras palabras, abajo de cierta saturación mínima, no se moverá el aceite en el núcleo; esta saturación mínima se llama saturación de aceite residual (S_{or}) o saturación crítica del aceite (S_{oc})⁴; de igual manera para el agua, con una saturación residual S_{wr} o una saturación crítica S_{wc} (punto D en la figura 1.4) del agua.
3. Los valores de k_o y k_w son siempre menores de k (excepto en los puntos A y B). En efecto, es posible que sea cierto que, excepto en

³ Sin embargo, deberá hacerse notar que algunas tendencias regulares son susceptibles de ser observadas, si no se indican. Además, parece que las curvas dependen de la dirección en la cual varía la saturación del líquido (por ejemplo, la saturación del aceite aumenta o disminuye). Véase Pirson, referencia 9, páginas 81-83 para el análisis de este fenómeno.

⁴ El término saturación de aceite residual se usa también para definir la saturación del aceite remanente en la zona productora al final de la explotación del campo. Esta puede ser considerablemente mayor que la saturación crítica de aceite.

A y B, la suma de k_o y k_w en cualquier saturación particular de aceite es siempre menor que k , es decir,

$$k_o + k_w \leq k \quad (1-4)$$

Supóngase ahora que se realizan experimentos con dos líquidos utilizando dos núcleos con diferentes permeabilidades k_1 y k_2 . Se pueden obtener curvas como las que se muestran en la figura 1.5. Dichas curvas no proporcionan una forma directa para comparar la k_w y la k_o de los dos núcleos, ya que las curvas comienzan en puntos diferentes, k_1 y k_2 .

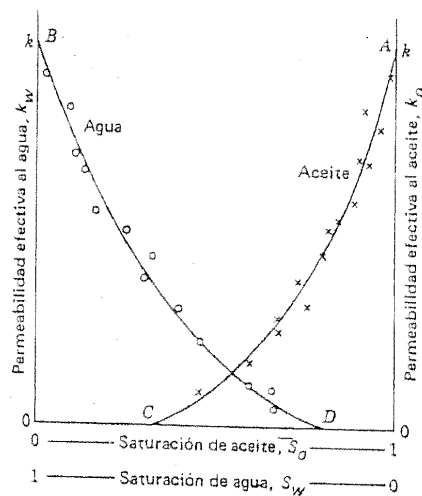


Figura 1.4 Curvas típicas de permeabilidad efectiva (Sistema agua-aceite).

Si en vez de graficar $k_w - k_o$ contra la saturación del fluido, se grafican las relaciones:

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k} \quad (1-5)$$

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k}$$

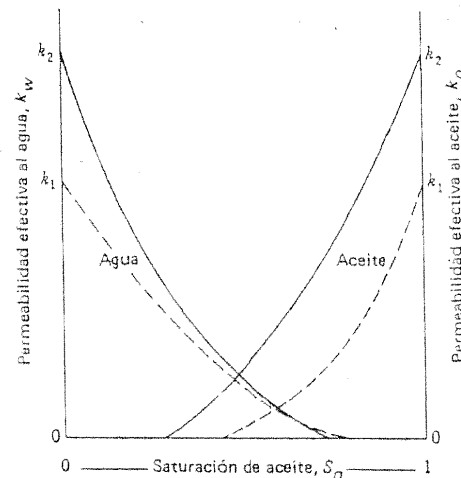


Figura 1.5 Curvas de permeabilidad efectiva para dos núcleos diferentes.

entonces, en cada caso la curva $k_{rw} - k_{ro}$ comienza desde la unidad para que se pueda hacer la comparación entre las curvas k_{rw} (y, de igual manera, entre las k_{ro}), (ver figura 1.6). Las cantidades k_{rw} y k_{ro} se llaman permeabilidades relativas al agua y al aceite, respectivamente. Se debe hacer notar que k_{rw} y k_{ro} siempre se localizan en el rango de 0 a 1 y que, de la ecuación 1.4, se tiene:

$$k_{ro} + k_{rw} \leq 1 \quad (1-6)$$

Desafortunadamente, se ha encontrado que las curvas de permeabilidad relativa dependen de la formación; si es necesario usar estas curvas (por ejemplo, en un estudio sobre el yacimiento), las curvas para la formación particular deben determinarse experimentalmente. Si no es posible, se deberá recurrir a las curvas experimentales publicadas en los textos correspondientes.

Hasta este punto, se ha considerado únicamente un sistema agua-aceite. Es posible determinar curvas para sistemas gas-aceite y gas-agua. Para dichos sistemas, las curvas de permeabilidad relativa tienen la forma mostrada en la figura 1.7. Los puntos importantes en este caso son los que se

1. Aun cuando k_{ro} disminuya rápidamente cuando S_g se incremente a partir de cero, las saturaciones pequeñas de aceite tienen frecuentemente poco efecto en k_{rg} .
2. Existen saturaciones críticas de gas S_{gc} y de aceite S_{oc} . La saturación crítica de aceite en un sistema gas-aceite no es necesariamente la misma que la saturación crítica del aceite en un sistema agua-

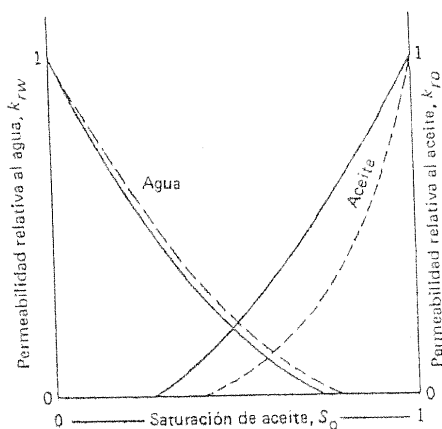


Figura 1.6 Curvas de permeabilidad relativa para dos núcleos diferentes.

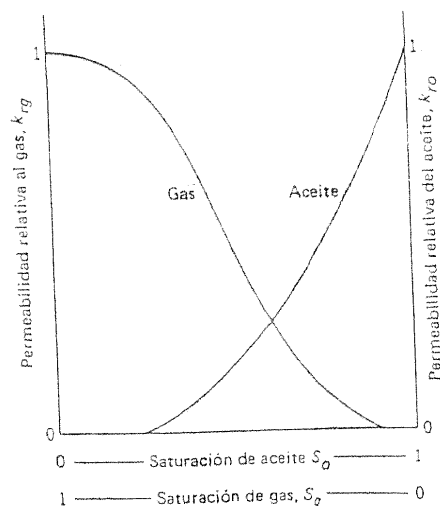


Figura 1.7 Curvas típicas de permeabilidad relativa (sistema gas-aceite).

- aceite; aun cuando se haya utilizado el mismo núcleo. La saturación crítica de gas, S_{gc} es generalmente del orden de 5 a 10 por ciento.
3. Tanto k_{rg} como k_{ro} son menores o iguales a la unidad y

$$k_{rg} + k_{ro} \leq 1 \quad (1-7)$$

4. Tal parece que la relación k_{rg} y k_{ro} tiende a incrementarse con el grado de consolidación de la roca. Así, en general, mientras menor porosa y permeable sea la roca, la permeabilidad relativa al gas será más alta comparada con la del aceite a una saturación dada de gas (ver Pirson, referencia 9, páginas 68-74).
5. Hay un concepto que salta a la vista en relación con las curvas de un sistema gas-aceite que no es evidente en el sistema agua-aceite y es la cuestión del agua congénita. Se ha encontrado que para obtener curvas de permeabilidad relativa gas-aceite que den resultado acordes a la práctica, es necesario efectuar experimentos con la saturación del agua congénita presente en el núcleo. En este caso, el agua debe ser considerada como parte de la roca y se deben hacer también mediciones de permeabilidad para un fluido, gas o aceite, en presencia del agua congénita. Esta es la razón por la cual las saturaciones de gas y aceite se dan algunas veces en términos de espacios porosos llenos de hidrocarburos, considerando que el agua congénita está en una fase inmóvil, cuya única característica es reducir la porosidad efectiva.⁵

En relación a los experimentos de permeabilidad relativa y permeabilidad efectiva, debe hacerse notar que la técnica experimental que se use puede tener efectos considerables sobre los resultados, de suerte que, mientras los argumentos cualitativos que se basan en la forma general de las curvas pueden ser correctos, el uso cuantitativo de las curvas es siempre una posible fuente de error.

La simulación por computadora del comportamiento de los yacimientos implica frecuentemente el uso de datos de permeabilidades relativas en

⁵ Este argumento supone que la saturación de agua congénita (o intersticial) es menor o igual a la saturación crítica de agua, de tal manera que no existe movimiento de agua. Sin embargo, en muchos campos la saturación de agua congénita es mayor que la crítica, debido a que se obtiene un poco de agua en el primer barril producido por el pozo. Una de las características de la producción de agua congénita es que la fracción de agua producida por el pozo se mantiene razonablemente constante a lo largo de la vida del mismo. (véase la sección 1.6).

tres fases, pero la confiabilidad de las curvas de permeabilidad relativa que se han obtenido experimentalmente para tres fluidos que se desplazan simultáneamente, es un tema susceptible de discusión.

1.3 ECUACIONES DE FLUJO RADIAL

Supóngase un pozo que está produciendo líquido a razón de q bl/día (aceite a condiciones de almacenamiento) extrayéndolo de un yacimiento horizontal y homogéneo, de un espesor productivo neto de h pies y de extensión infinita; supóngase ahora que las condiciones de flujo no cambian con el tiempo (prevalece el flujo en régimen permanente). Bajo tales circunstancias y suponiendo que el líquido producido tiene una compresibilidad constante y baja, es posible deducir una fórmula que relacione la presión de la formación en un punto particular en cuanto a la distancia del punto al pozo y al gasto de producción de líquido. (Para una demostración de la relación en el caso en el que el líquido es incompresible, ver por ejemplo Pirson, referencia 9, página 392).

Considérese que el radio del pozo sea r_w pies y la presión en la cara de la arena sea p_{wf} , lb/pulg.² Si el líquido tiene viscosidad μ cp, la presión p (lb/pulg.²) en la formación a una distancia igual al radio r pies, medidos desde el eje del pozo (ver figura 1.8) es aproximadamente:

$$p = p_{wf} + \frac{qB_o\mu}{0.007082kh} \ln \left(\frac{r}{r_w} \right) \quad (1-8)$$

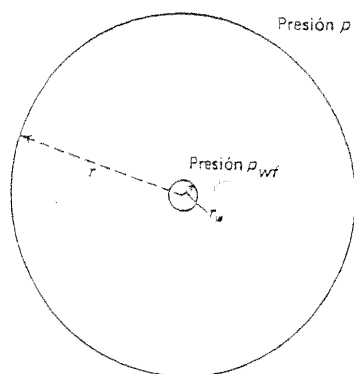


Figura 1.8 Pozo en un yacimiento homogéneo infinito

donde B_o es el factor de volumen y la permeabilidad de la formación es k medida en milidarcies.

La ecuación 1.8 es evidentemente irreal para valores grandes de r , ya que implica que p aumenta en gran medida cuando se incrementa r , en tanto que, en la práctica, p tiende a p_s , la presión estática del yacimiento. Si r_e es el valor de r , que hace que el lado derecho de la ecuación 1.8 sea igual a p_s , entonces la ecuación da una aproximación razonablemente buena de la distribución de presión real para valores de r menores que r_e (figura 1.9).

Al valor r_e se le llama radio de drenaje del pozo; evidentemente, no tiene significado físico para un pozo en un yacimiento infinito.

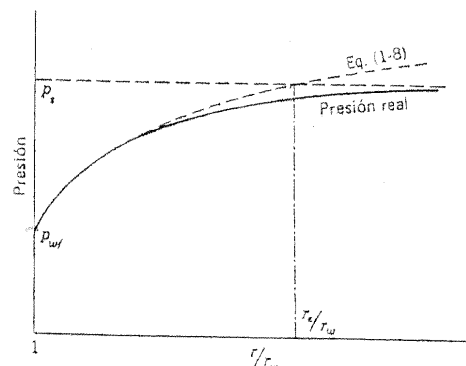


Figura 1.9 Forma en que se distribuye la presión en la formación.

Ejemplo 1.1 Un campo se perfora en un espacio rectangular de 80 acres. La presión del yacimiento (p_s) es de 1000 lb/pulg.², la permeabilidad (k) es de 50 md, el espesor neto de la arena (h) es de 20 pies, la viscosidad del aceite (μ) es de 3 cP y el factor de volumen del aceite de la formación (B_o) es de 1.25. Los pozos están terminados con una tubería de revestimiento de 7". ¿Cuál es el gasto de producción por pozo cuando la presión de producción en el fondo es de 500 lb/pulg.²?

Considérese que x (en pies) sea la distancia entre los pozos adyacentes, como se muestra en la figura 1.10. Ya que 1 acre = 43 560 pies cuadrados

$$\begin{aligned} x^2 &= 80 \times 43560 \\ x &= 1864 \text{ pies} \end{aligned}$$

Es decir, como primera aproximación, cada pozo drena en un área circular de 932 pies de radio.

Ya que r_w es 3 1/2" ó 7/24 pie, r_e/r_w es 3200, y

$$\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) = 8.06$$

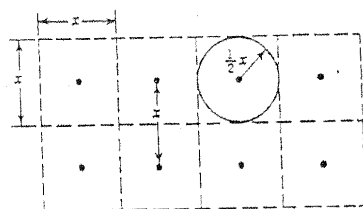


Figura 1.10 Patrón regular de espaciamiento de 80 acres.

Al utilizar la ecuación 1.8 resulta:

$$q = \frac{0.007082}{1.25} \times \frac{50 \times 20 \times (1000 - 500)}{3 \times 8.06}$$

= 117 barriles/día de aceite a condiciones de almacenamiento

En este ejemplo se debe hacer notar que el valor exacto de r_e es relativamente importante. Por ejemplo, si el valor de 700 pies se usa en lugar de 932 pies, $\ln(r_e/r_w)$ es igual a 7.78 y q es igual a 121 bl/día. Si se usa el valor de 1200 pies, $\ln(r_e/r_w)$ es 8.31 y q es igual a 113 barriles/día. Entonces, no es necesario tener un conocimiento exacto del radio de drene (r_e) del pozo para obtener un valor razonablemente exacto del gasto de producción para un valor conocido de la presión de producción en el fondo del pozo (o inversamente, obtener un valor razonablemente exacto de la presión de producción en el fondo del pozo para un valor conocido de gasto de producción).

Cuando se utiliza la ecuación de flujo radial para régimen permanente, se deben tener en cuenta sus limitaciones, es decir, que es válida (aproximadamente) sólo para valores de r menores de r_e , y sólo para flujo de líquidos en una sola fase (el líquido con compresibilidad constante y pequeña) a través de una formación horizontal y homogénea y que, teóricamente, se aplica sólo en el caso de un solo pozo productor de un yacimiento infinito (donde el concepto de radio de drene carece de significado físico).

El modelo puede hacerse más real si se supone que el pozo se localiza en el centro de un yacimiento de forma circular y limitado de radio r_e sin que flujo alguno tenga lugar a través del límite externo. Un régimen pseudopermanente es aquel en el cual la presión tiende a declinar en la misma proporción a través de todo el yacimiento y se supone que este ritmo de declinación no sólo es independiente de la posición, sino también del

tiempo (durante los períodos con gasto de producción constante q). Bajo tales circunstancias (véase, por ejemplo Kraft y Howkins, referencia 1, páginas 285-287); se puede observar que la ecuación 1.8 debería modificarse a la forma siguiente:

$$p_e = p_{wf} + \frac{qB_o\mu}{0.007082kh} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} \right] \quad (1.9)$$

donde p_e es la presión en el límite.

En este modelo, sin embargo, surge el problema de la presión media en el área de drene del pozo. Si un pozo produce aceite, lo cual implica el flujo de fluidos a través de la formación hasta el pozo, la presión de la formación en la vecindad del pozo debe ser menor que la presión de la formación a alguna distancia del pozo. La presión de la formación en la vecindad de un pozo productor se conoce como presión de fondo fluyendo (BHP fluyendo, p_{wf}). Si todos los pozos en un campo de producción estuvieran cerrados, al final (después de algunas semanas o quizás meses, dependiendo de las características del campo) la presión se estabilizaría a lo largo del campo. Esta estabilización es originada por el flujo de fluidos procedente de áreas de alta presión a las de baja presión disminuyendo en las primeras e incrementándose en las últimas. Esta presión de equilibrio se conoce como *presión estática de campo*, p_s . La presión estática de campo, normalmente se define con respecto a un mismo plano de referencia (por ejemplo, a tantos pies abajo del nivel del mar), y se establece un cambio de presión aplicable a la profundidad para cada campo, para permitir que presiones no registradas en el plano de referencia sean corregidas a este nivel.

En la práctica, debido a los largos tiempos de cierre que se requeriría en el campo y las consiguientes pérdidas económicas, rara vez se registran las presiones estáticas de campo. En su lugar, se miden las *presiones estáticas de fondo* (BHP estática, p_{ws}) en forma individual. Esto puede hacerse de hecho, se hace mediante el sencillo método de cerrar un pozo (mientras se deja que produzcan los otros pozos del campo) y, entonces, se registra la presión en el fondo (BHP) en forma continua o a intervalos⁶ hasta que se estabiliza. Hay, sin embargo, dos desventajas en este procedimiento: la primera es que es necesario que transcurra mucho tiempo para que se estabilice la presión y la segunda es que, quizás, nunca llegue a estabilizarse debido a la interferencia de los productores cercanos que hacen que la BHP de un

⁶ Por ejemplo, con un medidor de BHP instalado permanentemente (referencia 11, 12) o con un medidor de cable de acero (Pirson, referencia 9, páginas 358-363).

pozo cerrado disminuya lentamente después de cierto tiempo de haber sido cerrado. Por estas razones, se han desarrollado métodos (referencias 13 a 16) con los cuales se registra la variación de la BHP durante los primeros días⁷ después del cierre, y este valor puede extrapolarse para obtener el dato de la BHP estática del pozo en cuestión.

Más adelante se describe uno de estos métodos de extrapolación (sección 1.4), pero como introducción se debe decir que el resultado no tiene significado físico. Considérese un pozo al centro de un yacimiento circular limitado (figura 1.11). Desde el punto de vista del flujo de aceite al pozo

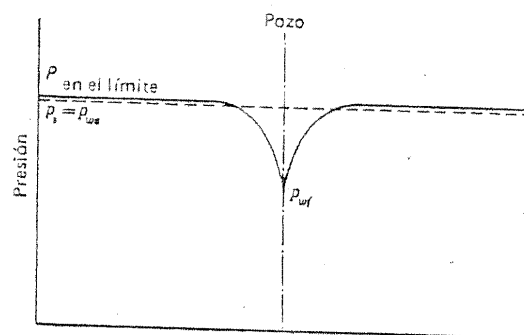


Figura 1.11 Distribución de la presión en las cercanías de un pozo productor que se localiza en el centro de un yacimiento circular.

mientras éste está en producción, la presión diferencial bajo la cual el petróleo se mueve, es la presión en el límite menos la BHP fluyendo. Desde el punto de vista del yacimiento mismo (y de la presión que se usa al aplicar la ecuación de balance de materia, véase, por ejemplo, Pirson, referencia 9, páginas 473-481), la presión estática de campo p_s , que se obtiene bajo condiciones de equilibrio, se encuentra entre el valor p_{wf} y p . Los procedimientos de extrapolación, que se basan en análisis aplicables a un yacimiento infinito, generan otra presión (denominada como p^* por Horner, referencia 13). En las referencias 13 y 16, se sugieren los métodos para corregir este valor extrapolado a p_s , pero ninguno es completamente satisfactorio. Finalmente,

⁷ El tiempo de registro varía de campo a campo y de pozo a pozo. Puede ser de tan solo 1 día o de 2 semanas o más.

la interferencia al pozo se complicará en un campo que contenga más de uno en producción.

Por otro lado, se puede decir que el método de extrapolación dará resultados confiables y significativos en un nuevo pozo que no está extrayendo petróleo de su área de drene total. Aún más, en muchos pozos viejos, el método da resultados confiables aunque se sepa que existe un grado de error y, desde el punto de vista cualitativo, los resultados contienen gran información. Las figuras 1.12 y 1.13, por ejemplo, muestran líneas de igual presión, basadas en las pruebas de presión estática de cada uno de los pozos del campo Weyburn en la provincia de Saskatchewan, Canadá, de marzo de 1958 y septiembre de 1959 (referencia 17). Se observará que la presión baja se localizó en la esquina noroeste del campo a lo largo de 18 meses, indicando que la explotación de esta parte del campo ha sido, con respecto al resto del campo, muy alta. Los agudos gradientes de presión existentes

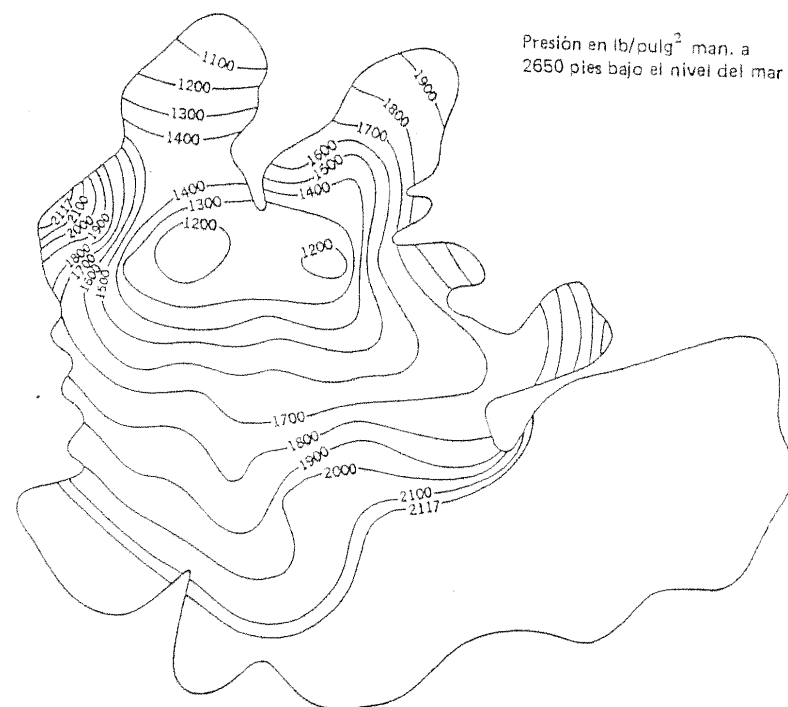


Figura 1.12 Mapa de isobaras del campo Weyburn, Saskatchewan, marzo de 1958 (según Benn y Tosi, referencia 17. Cortesía de Dept. Mineral Resources, provin-

dentro del campo en septiembre de 1959 implican que hubo un movimiento considerable de los fluidos de la formación desde el extremo sur al norte del campo (ley de Darcy) en ese tiempo.

Si la presión media del área de drenaje, \bar{p} , se usara en lugar de p_e en la ecuación 1.9 se modificaría a la siguiente forma

$$\bar{p} = p_{wf} + \frac{qB_o\mu}{0.007082kh} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right] \quad (1-10)$$

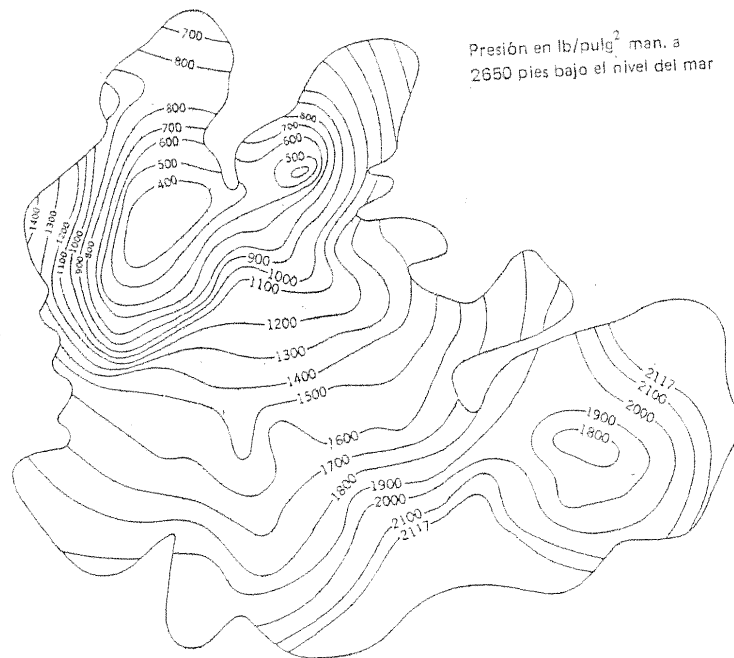


Figura 1.13 Mapa de isobaras, campo Weyburn, Saskatchewan, septiembre de 1959 (según Benn y Tosi, referencia 17. Cortesía de Dept. Mineral Resources, provincia de Saskatchewan).

En lo que resta del libro, no se tomarán en cuenta las diferencias entre las ecuaciones (1.8), (1.9) y (1.10), y el símbolo p_s se usará para *presión estática*, que debe verse como la presión en el límite, la presión volumétrica promedio, la presión de incremento que se estudia en la siguiente sección,

o como la presión de incremento modificada como lo recomienda Horner (referencia 13).

1.4 ANÁLISIS DE PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESIÓN: MÉTODO DE HORNER

Supóngase que se obstruye el flujo de un pozo productor con tubería auxiliar de explotación sin perforaciones, de tal manera que se detiene todo el flujo de aceite, gas y agua hacia el pozo. El aceite y el gas de la formación continuarán desplazándose hacia la región de bajas presiones alrededor del pozo, y este proceso continuará hasta que se establezca una presión constante en toda la formación. Puede demostrarse que para el caso de un solo pozo productor en un yacimiento homogéneo infinito que contenga únicamente aceite (que no haya movimiento de gas libre), la gráfica de $\log [(T + \theta)/\theta]$ contra p es una línea recta, donde T es el tiempo de producción del pozo antes del cierre, θ es el tiempo desde que el pozo fue cerrado (medido en las mismas unidades que T) y p es la BHP registrada en el tiempo θ (figura 1.14). En la práctica, T se define como la producción acumulativa del pozo dividida entre su gasto inmediatamente anterior al cierre.

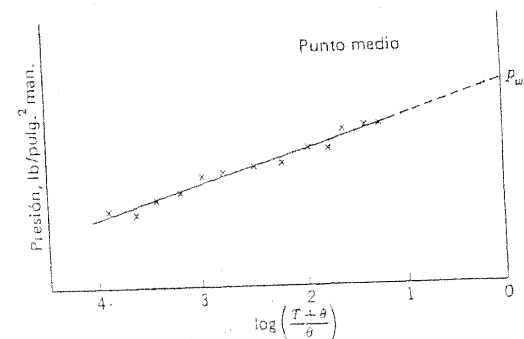


Figura 1.14 Gráfica de $\log (T + \theta)/\theta$ contra presión.

Cuando el tiempo de cierre θ es infinito, $(T + \theta)/\theta$ es igual a la unidad y $\log [(T + \theta)/\theta]$ es cero. Por lo tanto, una extrapolación de la línea superior hasta que ésta corte el eje a lo largo del cual $\log [(T + \theta)/\theta]$ es cero,

dará un valor de la presión a un tiempo de cierre infinito, que en el caso de un solo pozo en un yacimiento ilimitado, será el valor p_{ws} (o p_s). Más aún, la pendiente de esta línea recta depende de la permeabilidad de la formación. Su relación es:

$$\text{Pendiente de la línea} = 162.6 \frac{B_o q \mu}{kh} \text{ lb/pulg}^2 / \text{ciclo log}_{10} \quad (1-11)$$

- donde q = gasto de producción, bl/día a condiciones de tanque
- k = permeabilidad, md
- h = espesor neto de la formación, pies
- μ = viscosidad del aceite, cP
- B_o = factor de volumen del aceite de la formación

El ejemplo siguiente, tomado de Horner (referencia 13) utilizando datos del pozo CB-161 en el campo Casabe, en Colombia, ilustra el método.

Ejemplo 1.2 El pozo CB-161 del campo Casabe fue terminado en las arenas "A" el 7 de febrero de 1959 y cerrado del 16 de febrero al 8 de marzo para una prueba de fondo. Su producción acumulativa al instante del cierre era de 5847 barriles y su gasto de producción anterior al cierre era de 641 barriles/día. La BHP se registró a intervalos después del cierre y las lecturas se muestran en la tabla 1.1. El espesor neto productivo h era de 349 pies (según un registro eléctrico), la viscosidad μ era de 40 cP (de un análisis PVT) y el factor de volumen del aceite de la formación B_o era de 1.075 (del análisis PVT). El problema es determinar la BHP estática y la permeabilidad de la formación.

El primer paso en el cálculo, es la determinación del tiempo de producción promedio del pozo, que está dado por:

$$T = \frac{5847}{641} \quad \text{días} = 219 \text{ hr}$$

Luego, sigue la tabulación (tabla 1.2) de la BHP medida contra $\log [(219 + \theta)/\theta]$ y se grafican los resultados (figura 1.15). En la figura 1.15 puede verse una línea recta en la gráfica y el valor p_{ws} es 1280 lb/pulg². Para calcular la permeabilidad se utiliza la ecuación (1.11). La pendiente de la línea de la figura 1.15 se obtiene tomando los valores de la presión cuando $\log [(T + \theta)/\theta]$ es igual a cero y el valor de la presión cuando el $\log [(T + \theta)/\theta]$ es igual a la unidad, 1280-1198 = 82 lb/pulg²/ciclo log₁₀.

Sustituyendo en la ecuación (1-11)

$$82 = \frac{162.6 \times 1.075 \times 641 \times 40}{kh}$$

Tabla 1.1 Datos de una prueba de incremento de presión del pozo CB-161, campo Casabe (según Horner, referencia 13).

BHP (p), lb/pulg ² man.	Tiempo de cierre (θ), h	BHP (p), lb/pulg ² man.	Tiempo de cierre (θ), h
1192	19	1239	97
1200	25	1241	103
1206	31	1242	109
1212	37	1241	115
1216	43	1243	121
1220	49	1244	127
1223	55	1245	133
1227	61	1247	139
1230	67	1249	145
1232	73	1249	151
1235	79	1250	157
1236	85	1267	477
1237	91		

Tabla 1.2 Determinación del $\log_{10} \left(\frac{219 + \theta}{\theta} \right)$: del pozo CB-161 campo Casabe (según Horner, referencia 13).

p	θ	$\frac{(219 + \theta)}{\theta}$	$\log_{10} \left(\frac{219 + \theta}{\theta} \right)$
1192	19	12.53	1.0980
1200	25	9.760	0.9894
1206	31	8.065	0.9066
1212	37	6.919	0.8400
1216	43	6.093	0.7848
1220	49	5.469	0.7379
1223	55	4.982	0.6974
1227	61	4.590	0.6618
1230	67	4.269	0.6303
1232	73	4.000	0.6021
1235	79	3.772	0.5766
1236	85	3.576	0.5534
1237	91	3.407	0.5324
1239	97	3.258	0.5130
1241	103	3.126	0.4950
1242	109	3.009	0.4784
1241	115	2.904	0.4630
1243	121	2.810	0.4487
1244	127	2.724	0.4352
1245	133	2.647	0.4228
1247	139	2.576	0.4109
1249	145	2.510	0.3997
1249	151	2.450	0.3892
1250	157	2.395	0.3793
1267	477	1.450	0.1641

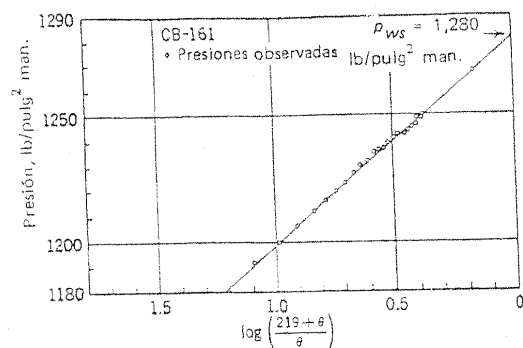


Figura 1.15 Curva de incremento de la presión observada, Casabe CB-161 (según Horner, referencia 13).

Por consiguiente:

$$k = 156 \text{ md.}$$

1.5 EFICIENCIA DE LA TERMINACIÓN

Hasta este punto, se ha supuesto que el pozo se cierra en la cara de la arena. En realidad, la situación se complica por el hecho de que el cierre del pozo ocurre en la superficie. Los fluidos siguen desplazándose hasta el pozo y este movimiento, (se le conoce comúnmente con el nombre de *postproducción*) afecta la nueva distribución de la presión en el yacimiento. Después de cerrar el pozo durante algunas horas, la mayor parte del incremento de presión ha tenido lugar; a partir de entonces, la BHP se incrementará muy lentamente, de tal manera que el movimiento del fluido hacia el pozo es muy pequeño y no se toma en cuenta para cuestiones prácticas. En otras palabras, después de unas horas, la forma de la curva del incremento de presión se determina únicamente por la nueva forma en que se distribuye la presión de la formación y no la afecta la postproducción. Un ejemplo típico de la influencia de la postproducción en la forma de la gráfica $\log \left[\frac{T + \theta}{a} \right]$ contra p se muestra en la figura 1.16.

El aceite que fluye hacia el pozo durante el período de postproducción viene de la zona inmediata al pozo. Si la formación cercana al pozo ha sido dañada en cualquier forma durante la perforación de aquél (por ejemplo, por restos de enjarre del lodo pegado a las paredes del pozo, o porque se

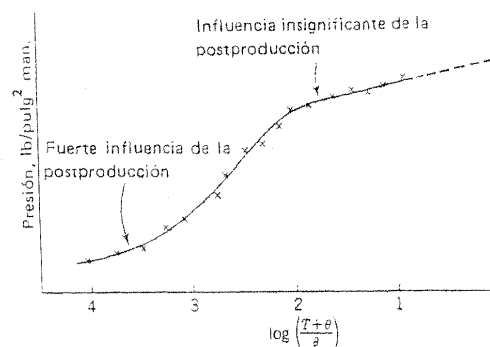


Figura 1.16 Influencia de la postproducción en una curva de incremento de la presión.

haya invadido la arena con filtrado del lodo, o por la resistencia al flujo (través de las ranuras de un cedazo en una tubería de explotación) o si se ha mejorado de alguna manera (por ejemplo, mediante una acidificación, fracturamiento o lavado), este daño o mejoramiento se refleja en la forma de la parte inicial de la curva de incremento. Entonces, al hacer la comparación entre las partes iniciales y finales de una curva de incremento deberá haber una indicación del grado del daño (o mejoramiento) a la formación en la vecindad del pozo. Los resultados de estos cálculos pueden expresarse en términos del factor de daño (*skin factor*) S (referencia 18) que tiene las siguientes propiedades:

- Si S es negativo, se ha mejorado la formación.
- Si S es cero, no hay daño ni mejoramiento.
- Si S es positivo, se ha dañado la formación.

Otras medidas que se usan para indicar el grado de daño o mejoramiento a la formación en la vecindad del pozo son:

- La *relación de condición CR* (referencia 19) o *relación de productividad PR* (referencia 9) q/q_I ,
- El *factor de terminación CF* (referencia 20), $q/q_I \times 100$
- El *factor de daño DF* (referencia 21), $1 - q/q_I$

donde q es el gasto de producción (para un abatimiento de presión fijo, véase la sección 3.2) del pozo real y q_I es el gasto de producción (para el mismo abatimiento) de un pozo ideal sin zonas contaminadas.

Puede demostrarse que la relación de condición y el factor superficial están relacionados mediante la ecuación:

$$\frac{q}{q_i} = \frac{p_{ws} - p_{wf} - (q\mu S/2\pi kh)}{p_{ws} - p_{wf}} \quad (1-12)$$

donde los símbolos tienen el significado usual (referencia 16). Entonces, el factor superficial diferente de cero debe tomarse en cuenta de manera cuantitativa, por ejemplo, introduciendo en la ecuación 1.10 el factor S

$$\bar{p} = p_{wf} + \frac{qB_o\mu}{0.007082kh} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + S \right] \quad (1-13)$$

en unidades de campo.

Se verá en la sección 3.3 que se puede originar una saturación de gas libre considerablemente mayor en la vecindad inmediata al pozo que la que existe más adentro en la formación. Esta elevada saturación de gas da como resultado una permeabilidad efectiva al aceite más baja en la cercanía del pozo y puede, en muchos casos, manifestarse en la curva de incremento de presión como un daño a la formación, aun cuando es una parte normal a lo largo del desarrollo del pozo. Por esta razón, se requiere mucho cuidado y experiencia cuando se interpretan los parámetros de daño a la formación que se han calculado a partir de pruebas de incremento de presión.

1.6 COMPORTAMIENTO DE LA RELACIÓN AGUA-ACEITE (WOR)

Fórmula de la WOR instantánea

Considérese una formación horizontal y homogénea que produce únicamente aceite y agua (sin gas libre). Entonces, el volumen de aceite que atraviesa un área de sección transversal unitaria por unidad de tiempo en dirección del decremento de presión, según la ecuación (1-1),

$$q_o = \frac{k_o}{\mu_o} \frac{dp}{dl} \quad (1-14)$$

En forma similar, el volumen de agua que atraviesa un área de sección transversal unitaria por unidad de tiempo en la dirección del decremento de presión es (sin tomar en cuenta el efecto de las fuerzas capilares),

$$q_w = \frac{k_w}{\mu_w} \frac{dp}{dl} \quad (1-15)$$

Dividiendo la ecuación (1-15) entre la ecuación (1-14) resulta:

$$\frac{q_w}{q_o} = \frac{k_w \mu_o}{k_o \mu_w} \quad (1-16)$$

La expresión del lado izquierdo es la relación de gastos a las cuales fluyen respectivamente el agua y el petróleo a través de la formación. Pero el aceite se contrae cuando se produce (debido a que el gas en solución se libera), por lo que el gasto de aceite a condiciones de almacenamiento será q_o/B_o . El gas, por otra parte, tiene baja solubilidad en el agua y ésta tiene poca compresibilidad; por lo tanto puede tomarse q_w con una buena aproximación como si fuera igual al gasto de agua en la superficie. Entonces la WOR, medida en la superficie será:

$$\frac{q_w}{q_o/B_o} = \frac{B_o q_w}{q_o}$$

o según la ecuación (1-16)

$$\text{WOR en la superficie} = B_o \frac{k_w \mu_o}{k_o \mu_w} \quad (1-17)$$

$$= B_o \frac{k_{rw} \mu_o}{k_{ro} \mu_w} \quad (1-18)$$

según la ecuación (1-5). Esta es la fórmula de la WOR instantánea.

Producción de la fracción de agua

Cuando el aceite y el agua fluyen a través de una formación en la cual no hay gas libre, la ecuación (1-17) muestra que:

$$\text{WOR producida} = B_o \frac{\mu_o k_w}{\mu_w k_o}$$

siempre y cuando no se tomen en cuenta los términos de densidad y presión capilar.

Además, si q_{oi} es el gasto de producción inicial del aceite de una zona productora bajo un cierto abatimiento (sección 3.2), la producción, en estas etapas iniciales, no tiene agua, y si q_o y q_w son los gastos de produc-

ción de aceite y agua, respectivamente, de la zona para el mismo valor de abatimiento, entonces:

$$\begin{aligned} \frac{q_o + q_w}{q_{oi}} &= \frac{(1/B_o)(k_o/\mu_o)(dp/dl) + (k_w/\mu_w)(dp/dl)}{(1/B_{oi})(k/\mu_{oi})(dp/dl)} \\ &= \frac{(k_o/\mu_o) + (k_w/\mu_w)}{k/\mu_{oi}} \end{aligned} \quad (1-19)$$

siempre y cuando se ignoren el factor de volumen del aceite de formación y la variación de la viscosidad del aceite con la presión. Si el numerador y denominador de la ecuación (1-19) se multiplican por μ_o , entonces, como primera aproximación:

$$\frac{\text{gasto de producción de líquido por zona}}{\text{gasto de producción de líquido inicial por zona}} = \frac{k_o + (\mu_o/\mu_w)k_w}{k} \quad (1-20)$$

Sin entrada de agua

En este caso la saturación de agua S_w se mantendrá constante (a la saturación del agua congénita o de la intersticial) y la WOR producida será cero (si S_w es menor que el valor crítico) o se mantendrá aproximadamente constante a un valor diferente de cero (si S_w es mayor que el valor crítico). Puede haber algunas variaciones en la WOR debido a las variaciones en B_o y μ_o con la presión, pero probablemente no se notará en la práctica.

Con entrada de agua

Supóngase que el agua se mueve en un campo a través de una capa permeable. Conforme avanza la producción, se incrementa gradualmente la saturación de agua en la capa, en tanto la del aceite se decrementa. Es decir, para la capa (ver figura 1.4), la relación k_w/k_o se incrementa; por lo tanto, según la ecuación (1-17), la WOR producida se incrementa para la capa y para toda la formación. Lo repentino de este incremento depende de la magnitud de la producción bruta de la capa comparada con la total aprovechable, de la forma de las curvas de permeabilidad relativa y del valor de μ_o/μ_w . Mientras más grande es la relación μ_o/μ_w (manteniendo el resto constante), es decir, mientras más viscoso sea el petróleo más rápidamente se incrementará la WOR en términos de la producción acumulativa del pozo. Sin embargo, es de esperarse que la WOR se mantenga constante y se incrementa lentamente. La razón de lo anterior es que una vez que el

agua ha invadido la capa permeable, se ha establecido una "tubería" hacia el pozo; a partir de este momento, el agua de invasión viajará por esta trayectoria de menor resistencia, en vez de invadir otras zonas saturadas de aceite de la zona productora. Evidentemente, el valor al cual se nivela la WOR se incrementará conforme aumente el espesor de la capa invadida, se incremente la permeabilidad al agua de la capa invadida respecto al resto del espesor productivo o aumente la viscosidad del aceite. En la práctica se espera que la WOR continúe aumentando lentamente al incrementarse la producción acumulativa debido al aumento gradual en el porcentaje del espesor productivo que está siendo invadido por el agua.

Del análisis anterior, se tiene que una curva típica de WOR contra producción acumulativa del pozo será como la que se muestra en la figura 1.17.

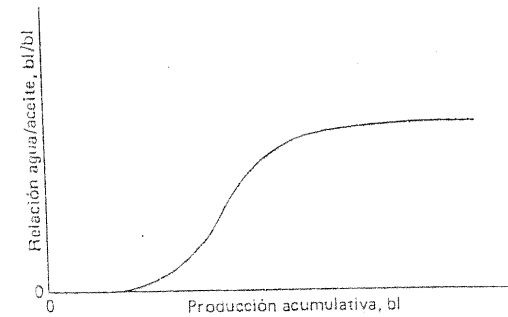


Figura 1.17 Comportamiento típico de WOR: hasta el límite con el contacto agua-aceite.

Finalmente, deberá hacerse notar que el índice de productividad bruta (PI) (sección 3.2) de un pozo invadido puede incrementarse con la producción acumulativa, en contraste con el comportamiento del PI de un pozo cuya producción de agua es cero (sección 3.3). Este resultado se obtiene con la ecuación (1-20) de la cual se ve que el gasto bruto de producción de líquido de la capa permeable será más grande que el inicial (con el mismo abatimiento) si:

$$k_o + \frac{\mu_o}{\mu_w} k_w > k$$

es decir, si

$$k_w > \frac{\mu_w}{\mu_o} (k - k_o) \quad (1-21)$$

Esta desigualdad es válida siempre que la razón μ_w/μ_o sea suficientemente pequeña, es decir, siempre que el aceite en cuestión sea suficientemente viscoso (se debe recordar que, a partir de la ecuación (1-4), $k_w \leq k - k_o$, la igualdad es válida únicamente para flujo de un solo líquido).

1.7 COMPORTAMIENTO DE LA RELACIÓN GAS-ACEITE (RGA)

Fórmula de la RGA instantánea

Se considera una formación homogénea, horizontal, que produce únicamente aceite y gas libre (no existe producción de agua, aunque el agua congénita esté presente en la formación, ver sección 1.2). Entonces el volumen de aceite que atraviesa un área de sección transversal unitaria por unidad de tiempo en la dirección del decremento de presión es:

$$q_g = \frac{k_o}{\mu_o} \frac{dp}{dl}$$

y el del gas es:

$$q_o = \frac{k_o}{\mu_o} \frac{dp}{dl}$$

donde la caída de presión dp a lo largo de la distancia dl es la misma para el aceite y el gas si no se toman en cuenta las fuerzas capilares. Dividiendo, se tiene:

$$\frac{q_g}{q_o} = \frac{k_g \mu_o}{k_o \mu_g} \quad (1-22)$$

Esta es la relación de gastos a los cuales el gas y el aceite fluyen a través de la formación. El gasto de aceite a condiciones de almacenamiento será q_o/B_o bl y el gasto de gas libre en la superficie será de q_g/B_g pies³.³ Sin embargo, además del gas libre producido en la formación, cada barril de aceite a condiciones de tanque, liberará un volumen R_s pies³ de gas cuan-

³ El factor de volumen del gas de la formación B_g se define como el volumen (en barriles) que ocupa 1 pie cúbico de gas (a condiciones estándar) cuando se somete a la presión y temperatura del yacimiento.

do se lleva de la formación a las condiciones de tanque, de tal manera que la RGA total en la superficie (pies cúbicos/barril) es:

$$R_s + \frac{q_g/B_g}{q_o/B_o} = R_s + \frac{B_o}{B_g} \frac{q_g}{q_o}$$

por lo que de la ecuación 1.22

$$\text{(Superficie) RGA} = R_s + \frac{B_o}{B_g} \frac{k_g \mu_o}{k_o \mu_g} \quad \text{pies}^3/\text{bl} \quad (1-23)$$

$$= R_s + \frac{B_o}{B_g} \frac{k_{rg} \mu_o}{k_{ro} \mu_o} \quad \text{pies}^3/\text{bl} \quad (1-24)$$

Esta es la fórmula de la RGA instantánea.

RELACIÓN GAS-ACEITE A LO LARGO DE LA EXPLOTACIÓN

Mientras la presión del yacimiento se encuentre arriba del punto de burbujeo, no hay gas libre, excepto, posiblemente, en la vecindad del pozo. En el caso de un pozo que está produciendo con un alto abatimiento de presión, este gas libre cercano al pozo puede producir un aumento considerable en la RGA producida, como se explica en la sección 3.3, y se puede concluir erróneamente que el movimiento de gas libre es general a través de la formación. Sin embargo, después de establecer esta posibilidad por un lado, se observa que cuando la presión del yacimiento es mayor que la presión de saturación, la RGA producida es igual a R_{si} , el volumen inicial de gas en solución por unidad de volumen de aceite a condiciones de almacenamiento.

Cuando la presión del yacimiento sea menor al punto de burbujeo, pero cercano a él habrá una baja saturación de gas libre en la formación. Sin embargo, si es menor que la saturación de gas crítica no hay movimiento del volumen total de gas libre. Es decir, la permeabilidad efectiva al gas, k_g , sigue siendo cero. La ecuación 1-23 implica que la RGA producida cuando se mantiene esta condición, es igual a la saturación de gas a la presión normal del yacimiento, la cual es un poco menor que la saturación de gas inicial R_{si} . Entonces, la RGA producida disminuye uniformemente al aumentar la producción acumulativa, hasta que la saturación del gas libre en la formación alcanza el valor crítico. En la práctica, este efecto se disimula con frecuencia por el flujo de gas procedente de las regiones de baja presión en los alrededores del pozo.

Cuando la presión de la formación continúa bajando y la saturación de gas libre se incrementa arriba del valor crítico, el gas libre se desplazará en la formación. Puesto que el factor de volumen del gas de formación es por lo general pequeño y la relación de viscosidad μ_o/μ_g en la ecuación (1-23) es grande, el término:

$$\frac{B_o \mu_o k_o}{B_g \mu_g k_g}$$

será importante comparado con R_s , aun cuando k_g sea muy pequeña. A medida que la presión disminuye más, la RGA producida se incrementa como resultado del incremento de k_g/k_o (figura 1.7). Sin embargo, si la presión del yacimiento disminuye lo suficiente, la RGA empieza a bajar de nuevo. Esto puede deducirse de las siguientes consideraciones.

El factor de volumen del gas de formación, B_g , se define como el volumen (en barriles) ocupado por un pie cúbico de gas sometido a la presión y temperatura del yacimiento y, mediante símbolos, por:

$$\frac{pB_o}{ZT} = \frac{14.7}{520} \frac{1}{5.614}$$

$$B_g = \frac{14.7}{5.614 \times 520} \frac{ZT}{p} \quad (1-25)$$

donde Z es el factor de compresibilidad del gas y T es la temperatura (absoluta).

Si el factor de compresibilidad Z y la temperatura T del yacimiento se consideran constantes, y si A se define como sigue:

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

siendo A constante, la ecuación (1-23) se convierte en:

$$\text{RGA instantánea} = R_s + \frac{p}{A} B_o \frac{\mu_o}{\mu_g} \frac{k_g}{k_o} \quad (1-26)$$

Cuando p es, por ejemplo, 2000 lb/pulg² abs, una caída de presión de 100 lb/pulg² tendrá poco efecto en el valor p/A y el incremento en B_o (μ_o/μ_g) (k_g/k_o) lo controla la ecuación (1-26). Cuando p es solamente 200 lb/pulg² abs, la caída de presión de 100 lb/pulg² reduce a la mitad el valor de p/A ; parece ser que dependiendo del grado del cambio de B_o (μ_o/μ_g) (k_g/k_o) con la presión, se alcanzará un estado en el cual el término p/A comienza

a controlar el lado derecho de la ecuación (1-26) y la RGA comienza a disminuir al incrementarse la producción acumulativa.

Si se recuerda que en las etapas finales de un pozo o un campo, serán bajos los gastos de producción, por lo que se obtiene sólo un pequeño incremento en la producción acumulativa del campo en un tiempo considerablemente largo, la RGA producida puede ser algo parecido a lo que se muestra en las figuras 1.18 y 1.19.

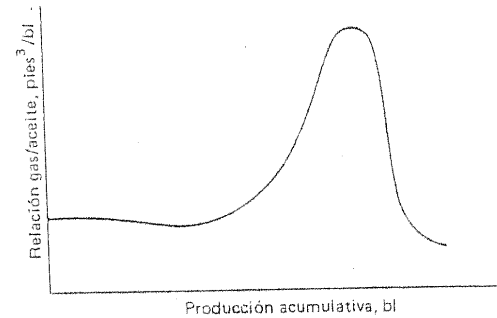


Figura 1.18 Comportamiento típico de RGA con respecto a la producción acumulativa: agotamiento del campo por empuje de gas disuelto.

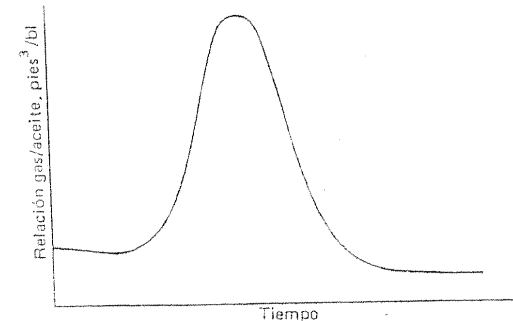
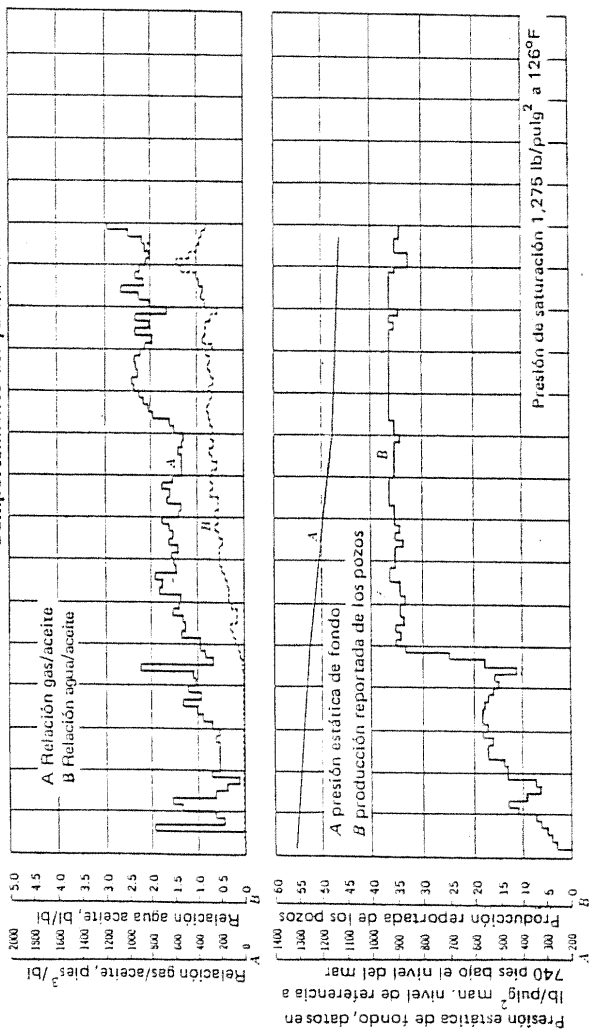


Figura 1.19 Comportamiento típico de RGA con respecto al tiempo: campo con empuje de gas disuelto.

1.8 CURVAS DEL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO

La mayoría de los ingenieros en yacimientos mantienen al día curvas de comportamiento de los yacimientos, como una herramienta de trabajo.

CAMPO SUCCESS
Arena productora Roseray del campo Success
Comportamiento del yacimiento



Curvas del comportamiento de un yacimiento

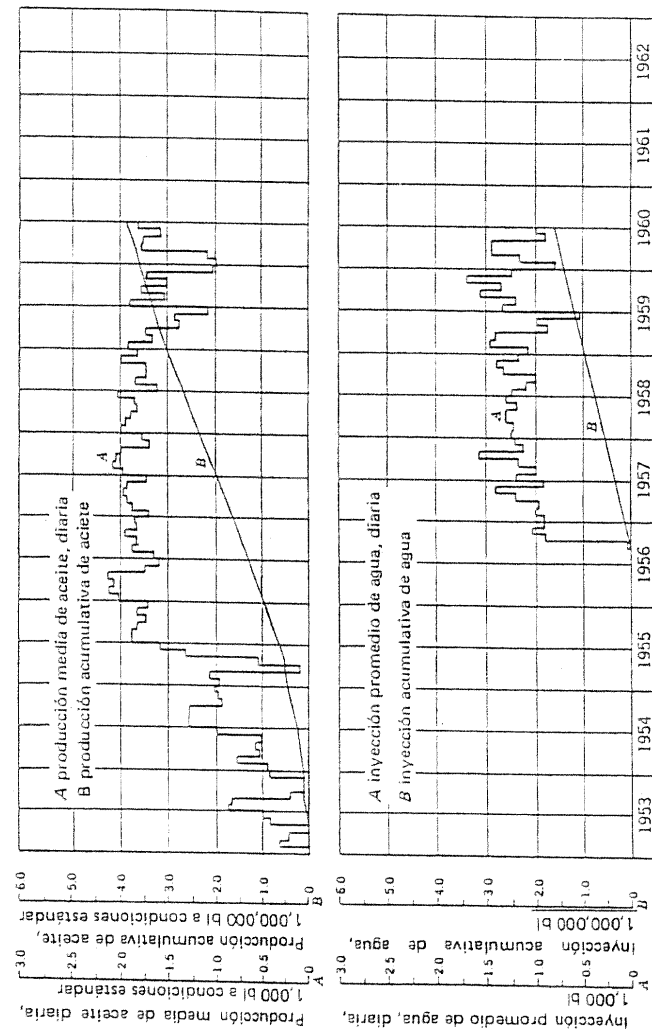


Figura 1.20 Curvas del comportamiento del yacimiento, arena Success Roseray campo Success, Saskatchewan (Cortesia del Dept. Mineral Resources, provincia de Saskatchewan).

Como regla general, dichas curvas no están hechas para pozos individuales; sino que se basan en todos los pozos que están drenando un yacimiento en particular o una región. La información, que se grafica contra el tiempo por lo general en meses, incluye la mayor parte de la siguiente información (figura 1.20) (referencia 22):

Presión a un cierto nivel de referencia, basado en pruebas de pozos individuales.

Gastos de producción de aceite, bl/día o bl/mes.

Producción acumulativa de aceite.

RGA, pies cúbicos/bl.

Producción acumulativa de gas.

RGA acumulativa (volumen acumulativo de gas dividido entre volumen acumulativo de aceite).

WOR, bl/bl o fracción de agua (gasto de agua dividido entre el gasto bruto de producción).

Producción acumulativa de agua.

Número de pozos productores.

Estas curvas de comportamiento y el análisis de ingeniería de yacimientos de los mismos, pueden ser de gran ayuda a los ingenieros de producción, tanto para estimar las presiones individuales de los pozos como para entender y apreciar el comportamiento del yacimiento como un conjunto.

Además de recurrir a la historia del comportamiento anterior del campo, el ingeniero de producción necesitará acudir al de yacimientos para que haga predicciones del comportamiento del campo, siempre que se deseen analizar las características de producción futura de los pozos y planear cambios en las técnicas y equipos de producción para ajustar el ritmo futuro de explotación del yacimiento considerándolo como un todo (ver sección 5-6, para estudiar un ejemplo sobre el tema).

REFERENCIAS

1. Babson, E. C.: "The Range of Application of Gas-Lift Methods," *API Drill. Prod. Practice*, 1939, pág. 266.
2. Darcy, H.: *Les Fontaines Publiques de la Ville de Dijon*, Victor Dalmont, París, 1856.
3. Katz, Donald L. y colaboradores: *Handbook of Natural Gas Engineering*, McGraw-Hill Book Company, Inc., Nueva York, 1959.
4. Wyckoff, R. D. y H. D. Botset: "Flow of Gas-Liquid Mixtures through Unconsolidated Sands," *Physics*, 1 (9):325 (1936).

5. Rapoport, L. A. y W. J. Leas: "Relative Permeability to Liquid in Liquid-Gas Systems," *Trans. AIME*, 192:83 (1951).
6. Miller, F. G.: "Steady Flow of Two-Phase Single Component Fluids through Porous Media," *Trans. AIME*, 192:205 (1951).
7. Leverett, M. C.: "Flow of Oil-Water Mixtures through Unconsolidated Sands," *Trans. AIME*, 132:149 (1939).
8. Brownscombe, E. R., R. L. Slobad y B. H. Caudle: "Laboratory Determination of Relative Permeability," *API Drill. Prod. Practice*, 1949, pág. 302.
9. Pirson, Sylvain J.: *Oil Reservoir Engineering*, 2d ed., McGraw-Hill Book Company, Inc., Nueva York, 1977.
10. Craft, B. C. y Murray F. Hawkins: *Applied Petroleum Reservoir Engineering*, Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, N. J., 1959.
11. Lozano, G. y W. A. Harthorn: "Field Test Confirms Accuracy of New Bottom-hole Pressure Gauge," *J. Petrol. Technol.*, 11(2):26 (1959).
12. Kolb, R. H.: "Two Bottom-hole Pressure Instruments Providing Automatic Surface Recording," *J. Petrol. Technol.*, 12(2): 79 (1960).
13. Horner, D. R.: "Pressure Build-up in Wells," *Proc. Third World Petrol. Congr., The Hague*, Sec. 11:503 (1951).
14. Arps, J. J. y A. E. Smith: "Practical Use of Bottom-hole Pressure Build-up Curves," *API Drill. Prod. Practice*, 1949, pág. 155.
15. Miller, C. C., A. B. Dyes y C. A. Hutchinson: "The Estimation of Permeability and Reservoir Pressure from Bottom-hole Pressure Build-up Characteristics," *Trans. AIME*, 189:91 (1950).
16. Perrine, R. L.: "Analysis of Pressure Build-up Curves," *API Drill. Prod. Practice*, 1956, pág. 482.
17. Benn, P. J. y S. Tosi: *Weyburn Field Study*, Department of Mineral Resources, Provincia de Saskatchewan, Regina, Saskatchewan, 1960.
18. Van Everdingen, A. F.: "The Skin Effect and Its Influence on the Productive Capacity of a Well," *Trans. AIME*, 198:171 (1953).
19. Gladfeiter, R. E., G. W. Tracy y L. E. Wilsey: "Selecting Wells Which Will Respond to Production-Stimulation Treatment," *API Drill. Prod. Practice*, 1955, pág. 117.
20. Arps, J. J.: "How Well Completion Damage Can Be Determined Graphically," *World Oil*, 140(5):225 (1955).
21. Thomas, G. B.: "Analysis of Pressure Build-up Data," *Trans. AIME*, 198:125 (1953).
22. *Reservoir Performance Charts, December 31, 1960*, Department of Mineral Resources, Provincia de Saskatchewan, Regina, Saskatchewan, 1961.

2

Curvas de declinación de la producción

2.1 INTRODUCCIÓN

Las curvas de declinación de la producción se usan ampliamente en todas las zonas productoras de la industria petrolera para evaluar cada pozo en forma individual, estudiar el comportamiento actual del campo y predecir el futuro. Cuando las estimaciones se basan en técnicas matemáticas o gráficas para el análisis de las curvas de declinación de la producción, debe recordarse siempre que este análisis se usa sólo por facilidad, es decir, es un método que acepta un tratamiento gráfico o matemático y no se basa en las leyes físicas que gobiernan el flujo de aceite y gas a través de la formación. Estas curvas se pueden trazar para cada pozo en particular, un grupo de pozos de un yacimiento o todos los pozos del mismo. Un ejemplo típico es la curva de producción de aceite en la gráfica de comportamiento del yacimiento que se ilustra en la figura 1.20.

En la sección 2.4 se verá que las predicciones que dependen de las curvas de declinación de la producción no son acumulativas, en el sentido de que si se supone que los gastos por separado de dos pozos declinan según una extrapolación matemática, entonces el gasto de los dos pozos tomado como uno solo no declina de la misma manera. Este resultado puede crear confusión al evaluar las reservas futuras o la productividad potencial, y ser una de las causas por las que surgen conclusiones diferentes de distintas dependencias cuando trabajan con base en los mismos datos básicos.

Por otra parte, las curvas de declinación mencionadas son fáciles de usar, y se mantienen actualizadas generalmente en la oficina del campo.

dando información rápida y confiable sobre las expectativas para los siguientes meses, e indicando en forma gráfica cuáles son los pozos (o grupos de pozos) que producen menos de lo esperado, de manera que se pueden planear los programas de reparación y reacondicionamiento.

2.2 DECLINACIÓN EXPONENCIAL

Se supondrá a partir de este momento que se está considerando sólo un pozo, pero el análisis se aplica igualmente a un grupo de pozos como si fuera una unidad.

Como la forma lógica de graficar la producción es trazarla contra el tiempo, éste fue el primer método utilizado. 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 figura 2.1 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 curva 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. 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 una línea recta, la cual es por supuesto fácil de extrapolar (figura 2.2). Si q es la producción y Q es la producción acumulativa la ecuación de esta línea recta es:

$$q = mQ + c \quad (2-1)$$

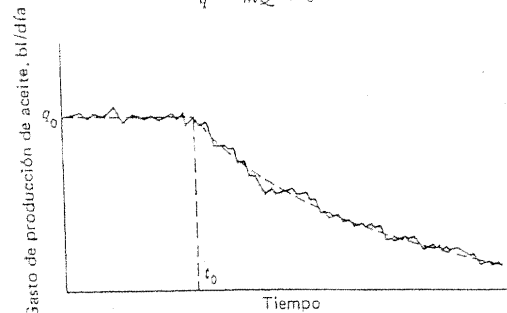


Figura 2.1 Gráfica típica del gasto de aceite contra tiempo.

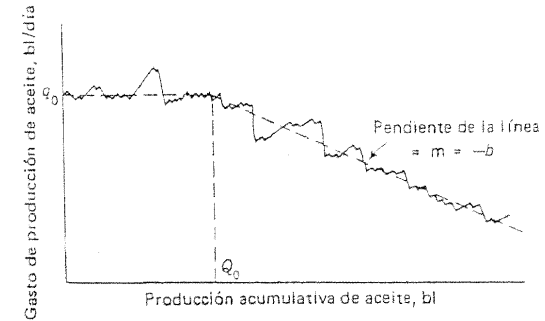


Figura 2.2 Gráfica típica del gasto de aceite contra la producción acumulativa.

donde m y c son constantes. Si la producción q se mantiene durante un corto tiempo δt , la producción acumulativa en ese tiempo es $q \delta t$; por lo tanto, la producción acumulativa es la suma de los productos $q \delta t$ desde el inicio de la producción al día presente (tiempo t). En términos matemáticos:

$$Q = \int_0^t q \, dt \quad (2-2)$$

$$q = \frac{dQ}{dt} \quad (2-3)$$

Si se deriva la ecuación (2-1) con respecto al tiempo t ,

$$\frac{dq}{dt} = m \frac{dQ}{dt}$$

de tal manera que a partir de la ecuación (2-3)

$$\frac{dq}{dt} = mq$$

$$\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = m \quad (2-4)$$

En la figura 2.2 se observa que la pendiente de la línea obtenida es negativa en el período de declinación de la producción y m puede escribirse como $-b$, donde b es positiva.

Sustituyendo en la ecuación (2-4) queda:

$$\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = -b \quad (2-5)$$

La constante positiva b se llama *relación de la declinación de la producción continua o nominal*.

En la ecuación (2-1)

$$q = -bQ + c \quad (2-6)$$

Si la declinación de la producción comienza cuando la producción acumulativa del pozo es Q_0 (figura 2.2) y si la producción estabilizada antes de ese tiempo es q_0 , entonces:

$$\begin{aligned} q_0 &= -bQ_0 + c \\ c &= q_0 + bQ_0 \end{aligned}$$

o

Sustituyendo en la ecuación (2-6) y ordenando los términos se obtiene:

$$Q - Q_0 = \frac{q_0 - q}{b} \quad (2-7)$$

es decir: *la producción acumulativa durante el período de declinación es igual a la diferencia entre la producción inicial y la producción actual dividida entre la relación de la declinación continua.*

De la ecuación (2-5)

$$\frac{dq}{q} = -b dt$$

o integrando

$$\ln q = -bt + a \quad (2-8)$$

donde a es la constante de integración.

Si el período de declinación comienza en el tiempo t_0 (figura 2.1) y si la producción estabilizada anterior a ese tiempo fue q_0 ,

$$\begin{aligned} \ln q_0 &= -bt_0 + a \\ a &= bt_0 + \ln q_0 \end{aligned}$$

por lo que:

Sustituyendo en la ecuación (2-8) se obtiene

$$\ln q = \ln q_0 - b(t - t_0) \quad (2-9)$$

o

$$q = q_0 \exp[-b(t - t_0)] \quad (2-10)$$

La ecuación (2-9) muestra que, para este tipo de declinación en la producción, *la gráfica de la producción contra el tiempo en papel semilogarítmico es una línea recta, siendo la pendiente de la recta igual a menos la relación de declinación continua*, ver figura 2.3.

La ecuación (2-10) permite encontrar la producción en cualquier momento, cuando se conoce la producción inicial q_0 . Supóngase que, para simplificar, la declinación de la producción comienza tan pronto como el pozo entra en producción, de tal manera que t_0 es cero. La ecuación (2-10) se reduce a:

$$q = q_0 \exp(-bt)$$

La producción después de 1 año es

$$q_1 = q_0 \exp(-b)$$

La producción después de 2 años es

$$\begin{aligned} q_2 &= q_0 \exp(-2b) \\ &= q_0 \exp(-b) \exp(-b) \\ &= q_1 \exp(-b) \end{aligned}$$

$$\text{por lo tanto,} \quad \frac{q_1}{q_0} = \frac{q_2}{q_1} = \frac{q_3}{q_2} = \dots = \exp(-b) \quad (2-11)$$

lo cual implica que *la relación entre la producción al final de cualquier año y la del inicio del mismo año es siempre la misma*. Esta relación se escribe frecuentemente como $1 - d$, y d es el ritmo de declinación de la produc-

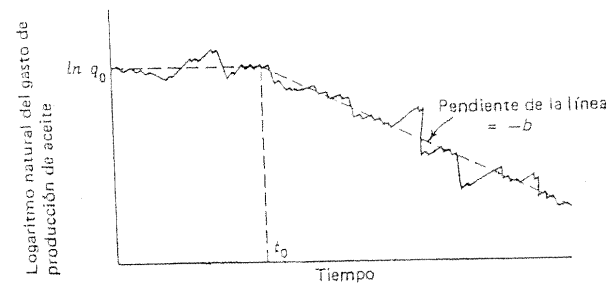


Figura 2.3 Gráfica típica del logaritmo natural del gasto de aceite contra el tiempo.

ción anual (puede expresarse como decimal o porcentaje). Evidentemente la ecuación que relaciona los ritmos de declinación anual y continua es:

$$\exp(-b) = 1 - d \quad (2-12)$$

Este tipo de declinación de la producción y algunas propiedades que se han probado en las ecuaciones anteriores se conocen bajo los nombres de: declinación *logarítmica*, [de la ecuación (2-9) y figura 2.3]; declinación *exponencial*, [de la ecuación (2-10) y figura 2.1]; declinación *en línea recta* (de la figura 2.2 o figura 2.3); declinación *de ritmo constante* (por el hecho de que el ritmo de declinación b o d es una constante), o declinación *proporcional* [según la ecuación (2-11)].

Antes de que las ecuaciones se ilustren con ejemplos, deberá hacerse notar que en el análisis que condujo a la ecuación (2-11), se usa un intervalo de un año. Desde luego, no es limitación del método. Es válido para días, semanas, meses o siglos. Es importante, sin embargo, que las unidades sean consistentes al hacer los cálculos. Si se seleccionan años, los gastos de producción son anuales, es decir, la producción por 365; si se prefieren los meses, entonces, la producción debe ser mensual, y la producción diaria debe multiplicarse por 30.42 y así sucesivamente. Vale la pena hacer notar la relación existente entre los ritmos de declinación anual y mensual, d y entre los ritmos continuos de declinación anuales y mensuales, b . Si d_m es el ritmo de declinación mensual, entonces, a partir de la ecuación (2-11) la producción al final del primer mes es $q_0 (1 - d_m)$; al final del segundo es $q_1 (1 - d_m)$ el cual se vuelve igual a $q_0 (1 - d_m) (1 - d_m)$, o lo que es lo mismo $q_0 (1 - d_m)^2$ y así sucesivamente. De esta manera, al final de los doce meses la relación de la producción es $q_0 (1 - d_m)^{12}$. Pero al final de los doce meses, la producción es $q_0 (1 - d_a)$, donde d_a es el ritmo de declinación anual, entonces:

$$1 - d_a = (1 - d_m)^{12} \quad (2-13)$$

En forma similar, si b_m es el ritmo de declinación, continuo y mensual, y b_a el anual se tiene:

$$\begin{aligned} \exp(-b_a) &= [\exp(-b_m)]^{12} \\ &= \exp(-12b_m) \end{aligned}$$

por lo tanto $b_a = 12b_m$ (2-14)

Ejemplo 2.1 Un pozo que alcanzó una producción de 100 bl/día ha declinado a 80 bl/día al final del primer año. Calcúlese los ritmos de declinación mensual y anual y los ritmos de declinación continuos mensuales y anuales. Si el límite eco-

nómico del pozo es de 2 bl/día, calcúlese la vida del pozo y la producción acumulativa.

Ritmos de declinación mensual y anual.

Por definición:

$$\begin{aligned} \text{por lo que} \quad 80 &= 100(1 - d_a) \\ d_a &= 0.2 \\ &= 20 \text{ porcentaje/año} \end{aligned}$$

de la ecuación (2-13)

$$(1 - d_m)^{12} = 1 - 0.2 = 0.8$$

que da:

$$\begin{aligned} d_m &= 0.0184 \\ &= 1.84 \text{ porcentaje/mes} \end{aligned}$$

Ritmos de declinación continua mensual y anual:

De la ecuación (2-12)

$$\begin{aligned} \text{por lo que:} \quad \exp(-b_a) &= 1 - d_a \\ b_a &= 0.223 \end{aligned}$$

De la ecuación (2-14)

$$b_m = \frac{0.223}{12} = 0.0186$$

Vida del Pozo

a) Si se usa 1 año como unidad de tiempo

De la ecuación (2-10) con:

$$\begin{aligned} t_0 &= 0 \\ q_0 &= 100 \times 365 \\ q &= 2 \times 365 \\ b &= 0.223 \end{aligned}$$

por consiguiente:

$$2 \times 365 = 100 \times 365 \times \exp(-0.223T)$$

donde T = vida del pozo

Esto da $T = 17.5$ años

- b) Usando 1 mes como unidad de tiempo
En este caso,

$$\begin{aligned}t_0 &= 0 \\q_0 &= 100 \times 30.42 \\q &= 2 \times 30.42 \\b &= 0.0186\end{aligned}$$

Sustituyendo en la ecuación (2-10) se tiene:

$$2 \times 30.42 = 100 \times 30.42 \times \exp(-0.0186T)$$

por lo tanto, $T = 210.0$ meses¹
= 17.5 años

Producción acumulativa

- a) Si se toma 1 año como unidad de tiempo.

De la ecuación (2-7) con

$$\begin{aligned}Q_0 &= 0 \\q_0 &= 100 \times 365 \\q &= 2 \times 365 \\b &= 0.223\end{aligned}$$

se tiene:

$$Q = 160000 \text{ bbl}$$

- b) Si se toma 1 mes como unidad de tiempo

De la ecuación (2-7) con:

$$\begin{aligned}Q_0 &= 0 \\q_0 &= 100 \times 30.42 \\q &= 2 \times 30.42 \\b &= 0.0186\end{aligned}$$

por lo tanto:

$$Q = 160000 \text{ bbl}$$

Una pregunta que surge con frecuencia es qué efecto puede tener sobre el ritmo de declinación un incremento en la producción. Se puede dar

una respuesta formal a esta pregunta, suponiendo que no haya cambio en la producción acumulativa futura que altere la producción. Al hacer los cálculos, algunas veces se supone que no habrá cambios en la producción acumulativa mientras se mantenga cierto límite económico determinado. Esta consideración, sin embargo, parece conducir a otra nota de irrealidad dentro de lo ya irreal de los cálculos, debido a que el pozo no puede reaccionar a lo que se puede llamar una limitación (financiera). Más aún, la introducción de este límite agrega una complicación innecesaria al álgebra y, también, al mismo tiempo queda un aire de autenticidad de valor muy dudoso.

Si se supone, entonces, que la producción acumulativa final es inalterable y que la producción actual de q_0 cambia a $q_0^{(a)}$ mientras el ritmo de declinación b cambia a $b^{(a)}$, la ecuación (2-7) da:

$$\frac{q_0}{b} = \frac{q_0^{(a)}}{b^{(a)}}$$

$$b^{(a)} = \frac{q_0^{(a)}}{q_0} b \quad (2-15)$$

es decir, el ritmo de declinación, continuo y original, se multiplica por la relación entre la producción nueva y la original.

Para determinar la vida (económica) del pozo bajo las nuevas condiciones es necesario introducir el concepto de límite económico de la producción q_e ; se supondrá que es el mismo para los proyectos originales y para los acelerados. Si N es la vida futura del proyecto original

$$q_e = q_0 \exp(-bN)$$

según la ecuación (2-10).

Si $N^{(a)}$ es la vida futura de un proyecto acelerado

$$q_e = q_0^{(a)} \exp[-b^{(a)}N^{(a)}]$$

De lo cual se concluye que la vida futura de un proyecto acelerado está dada por cualquiera de las ecuaciones:

$$\exp[-b^{(a)}N^{(a)}] = \frac{q_0}{q_0^{(a)}} \exp(-bN) \quad (2-16)$$

$$\exp[-b^{(a)}N^{(a)}] = \frac{b}{b^{(a)}} \exp(-bN)$$

2.3 DECLINACIÓN ARMÓNICA E HIPERBÓLICA

Se ha encontrado en muchos de los campos de producción más antiguos que una supuesta declinación exponencial de la producción inicial en la vida de un pozo condujo a respuestas conservadoras en cuanto a la vida máxima del pozo y a la recuperación acumulativa. Una forma de superar este problema es considerar que el ritmo de declinación (d o b) es proporcional a la producción en vez de ser constante, por lo tanto, a menor gasto de producción, será menor el ritmo de declinación. En símbolos, esta consideración implica reemplazar la ecuación (2-5)

$$\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = -b$$

por la ecuación

$$\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = -C^k q^k \quad (2-17)$$

donde C y k son constantes positivas. Las curvas de declinación basadas en esta ecuación se conocen como *hiperbólicas*, y la constante $a = 1/k$ se llama *constante hiperbólica* (referencias 1, 2).

Integrando la ecuación (2-17) y usando la condición inicial:

$$\begin{aligned} q &= q_0 \text{ cuando } t = 0 \\ \text{se tiene } q^{-k} &= kC^k t + q_0^{-k} \\ \text{o } \frac{q_0^k}{q^k} &= kC^k q_0^k t + 1 \end{aligned} \quad (2-18)$$

De la ecuación (2-17) el valor inicial del ritmo de declinación es $C^k q_0^k$, que puede escribirse como b_0 . Sustituyendo en la ecuación (2-18) se obtiene:

$$\begin{aligned} \frac{q_0^k}{q^k} &= kb_0 t + 1 \\ \text{o } q &= \frac{q_0}{(1 + kb_0 t)^{1/k}} \end{aligned} \quad (2-19)$$

Introduciendo la constante hiperbólica $a = 1/k$ se tiene la expresión final para la producción en el tiempo t , es decir,

$$q = \frac{q_0}{\left(1 + \frac{b_0 t}{a}\right)^a} \quad (2-20)$$

El valor b del ritmo de declinación en el tiempo t se obtiene de las ecuaciones (2-17) y (2-19):

$$\begin{aligned} b &= -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} \\ &= C^k q^k \\ &= \frac{C^k q_0^k}{\left(1 + kb_0 t\right)^k} \\ &= \frac{b_0}{1 + kb_0 t} \end{aligned} \quad (2-21)$$

y, finalmente,

$$b = \frac{b_0}{1 + \frac{b_0 t}{a}} \quad (2-21)$$

El caso especial de $a = 1$ se conoce como *declinación armónica*. De la ecuación (2-20) y (2-21), los resultados para la declinación armónica son:

$$q = \frac{q_0}{1 + b_0 t} \quad (2-22)$$

$$b = \frac{b_0}{1 + b_0 t} \quad (2-23)$$

de lo que se obtiene:

$$\frac{q}{q_0} = \frac{b}{b_0} \quad (2-24)$$

Para obtener la producción acumulativa cuando $a \neq 1$, la ecuación (2-20) da:

$$\begin{aligned} Q &= \int_0^t \frac{q_0 dt}{\left(1 + \frac{b_0 t}{a}\right)^a} \\ &= \frac{a}{a-1} \frac{1}{b_0} \left[q_0 - q \left(1 + \frac{b_0 t}{a}\right) \right] \end{aligned} \quad (2-25)$$

Bajo una declinación armónica, la producción acumulativa está dada por:

$$Q = \int_0^t \frac{q_0 dt}{1 + b_0 t}$$

$$Q = \frac{q_0}{b_0} \ln(1 + b_0 t) \quad (2-26)$$

$$Q = \frac{q_0}{b_0} \ln\left(\frac{q_0}{q}\right) \text{ de la ecuación (2-22)} \quad (2-27)$$

$$Q = \frac{q_0}{b_0} \ln\left(\frac{b_0}{b}\right) \text{ de la ecuación (2-23)} \quad (2-28)$$

Finalmente, la ecuación (2-27) puede escribirse en la forma:

$$\ln q = \ln q_0 - \frac{b_0 Q}{q_0} \quad (2-29)$$

Es importante recordar que al aplicar las ecuaciones (2-26) a (2-29) que b_0 y b son los ritmos de declinación *instantáneos*.

La ecuación (2-29) es la base para obtener una línea recta al graficar la producción de aceite contra la producción acumulativa en papel semilogarítmico, figura 2.4, que es la gráfica que se utiliza frecuentemente en oficinas de campo.

En general, a la constante hiperbólica a se le asigna uno de los tres valores siguientes: 1, 2 ó 3 y debe recordarse que la declinación armónica es la más optimista de ellas. En las figuras 2.5 a 2.8 se ilustran los efectos relativos al usar la declinación exponencial o cualquier otro tipo de declinación hiperbólica.



Figura 2.4 Gráfica típica de la declinación armónica.

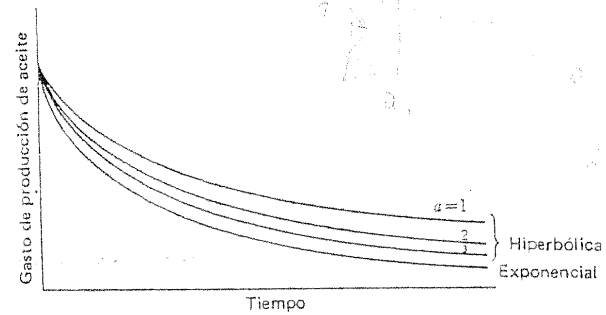


Figura 2.5 Gráficas típicas hiperbólicas y exponenciales del gasto contra el tiempo.

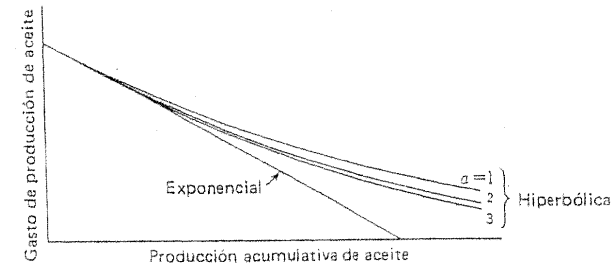


Figura 2.6 Gráficas típicas hiperbólicas y exponenciales del gasto contra la producción acumulativa.

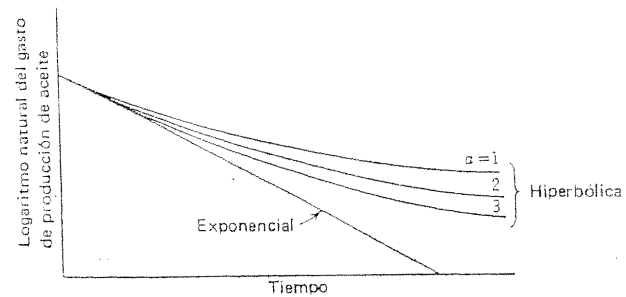


Figura 2.7 Gráficas típicas hiperbólicas y exponenciales del logaritmo natural del gasto contra el tiempo.

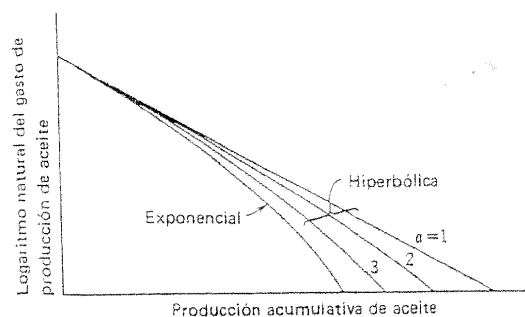


Figura 2.8 Gráficas típicas hiperbólicas y exponenciales del logaritmo natural del gasto contra la producción acumulativa.

Ejemplo 2.2 La historia de producción del yacimiento Rotting Horse es la siguiente:

Años	Gastos de producción, bl/día
0	5000
1	3730
2	2940
3	2350
4	1900
5	1590
6	1320
7	1160

Si el límite económico del yacimiento es de 200 bl/día, ¿Cuándo se alcanzará y cuál será la producción final?

Primero se determinan los ritmos de declinación anuales, los que se tomarán como los ritmos de declinación en los puntos intermedios de cada uno de los años; por ejemplo, en el primer año:

$$3730 = 5000(1 - d_{1/2})$$

$$d_{1/2} = 0.254$$

$$b_{1/2} = 0.293$$

Los valores correspondientes para b_3 , b_5 , etc. son 0.238, 0.225, 0.212, 0.178, 0.186 y 0.129.

Es equivalente que b no es constante, sino que declina con el tiempo. De la ecuación (2-21)

$$\frac{1}{b} = \frac{1}{b_0} + \frac{t}{a}$$

Y la figura 2.9 muestra una gráfica de los recíprocos de los valores de b contra t . Superpuestas en la gráfica están las líneas de pendiente 1, 1/2 y 1/3, que corresponden a los valores de la constante hiperbólica de 1, 2 y 3, respectivamente. Se observa que se obtiene un buen ajuste si se utiliza $a = 2$; el valor correspondiente para $1/b_0$ es de 3.17 por lo que b_0 es 0.315. Si se utilizan estos valores para a y b_0 en la ecuación (2-20), se obtiene:

$$q = \frac{5000}{(1 + 0.1575t)^2}$$

La producción calculada con esta expresión a $t = 1, 2, \dots, 7$ es generalmente baja en relación a los datos reales del campo.

Para corregir esto se prueba un valor de $b_0 = 0.31$,

$$q = \frac{5000}{(1 + 0.155t)^2}$$

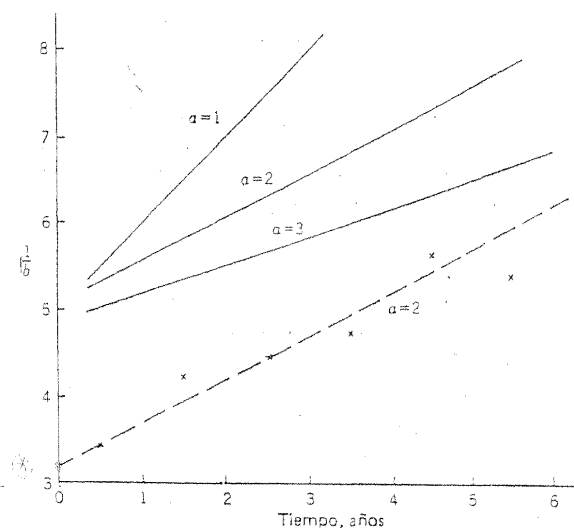


Figura 2.9 Ejemplo 2.2: recíproco de la declinación del gasto graficado contra el tiempo.

La producción al final de los años sucesivos desde la primera a la séptima prueba serán 3750, 2910, 2330, 1910, 1590, 1340 y 1150 bl/día, que son los valores más cercanos a los medidos.

El tiempo del límite económico se calcula con la ecuación (2-20) en la forma:

$$200 = \frac{5000}{(1 + 0.155t)^2}$$

$$t = 25.8 \text{ años}$$

que da

La producción acumulativa en el límite económico se obtiene de la ecuación (2-25) en la forma:

$$Q = \frac{2}{2-1} \times \frac{1}{0.31} [5000 - 200 \times 5] \times 365$$

ya que: $1 + \frac{b_0 t}{a} = 1 + 0.155t = \sqrt{\frac{5000}{200}} = 5$

Entonces: $Q = 9420000 \text{ bl}$

2.4 CONCLUSIÓN: UNA ADVERTENCIA

Se debe insistir en que las curvas de declinación de la producción (exponencial, armónica o hiperbólica) 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 estimadas sin importar qué tan cuidadosamente se hayan preparado. Para ilustrar la naturaleza arbitraria de estas curvas, se demuestra que para dos pozos, A y B, que tienen cada uno una declinación exponencial, la suma de las respectivas producciones no declina de manera exponencial (la misma dificultad se aplica a la declinación armónica e hiperbólica).

Supóngase que la producción del pozo A declina exponencialmente en forma continua b_A . Considérese que el gasto inicial de producción del pozo A es q_{A0} . Por lo tanto, si $t_0 = 0$ en la ecuación (2-10), la producción en el tiempo t es:

$$q_A = q_{A0} \exp(-b_A t)$$

De manera similar, la producción del pozo B (la que se considera que se inicia al mismo tiempo que A, es decir, en el tiempo cero) en el tiempo t es:

$$q_B = q_{B0} \exp(-b_B t)$$

Por lo que el gasto combinado es:

$$(q_A + q_B) = q_{A0} \exp(-b_A t) + q_{B0} \exp(-b_B t)$$

que no puede escribirse en la forma,

$$(q_{A0} + q_{B0}) \exp(-bt)$$

a menos que $b_A = b_B$. Entonces, aunque cada pozo decline exponencialmente, al considerarse los dos pozos juntos su declinación no es exponencial. De lo anterior se concluye que cualquier análisis que presuponga declinación exponencial (armónica o exponencial) para pozos que se toman de manera separada o para grupos de ellos será erróneo, y los cálculos que se basan en este tipo de trabajo siempre serán incorrectos. Por lo que mientras continúen en uso las curvas de declinación deberán utilizarse con criterio y moderación.

REFERENCIAS

1. Slider, H. C.: *Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods*, Petroleum Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1976.
2. Campbell, John M.: *Oil Property Evaluation*, Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs N. J., 1959.

3

Comportamiento de las formaciones productoras

3.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presentan algunos de los factores que controlan el paso de los fluidos desde la formación hasta el pozo y se intenta indicar de qué manera pueden afectar estos factores la historia de producción del pozo. Se basa el análisis en dos características del comportamiento de la formación, el IPR de la formación (sección 3.2) y las curvas de permeabilidad relativa (sección 1.2). Aunque estas características están de alguna manera ligadas entre sí (ver, por ejemplo, sección 3.3), de cualquier modo, el rango de variación en la presión de la zona cercana a la formación drenada por un pozo en particular se usa algunas veces como parámetro independiente para explicar los hechos observados en relación al comportamiento del pozo.

Es importante tomar en cuenta que hay dos variables en un pozo cuyos efectos se deben estudiar en forma separada: el gasto de producción total en una etapa particular de la historia del pozo y la producción acumulativa obtenida en el mismo.

3.2 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD Y EL IPR

La presión de producción p_{wf} en el fondo del pozo se conoce como BHP fluyendo, la diferencia entre ésta y la presión estática del pozo p_s es el abatimiento de presión. Esto se representa:

$$\text{Abatimiento} = p_s - p_{wf} \quad (3-1)$$

presión estática del pozo \leftarrow \rightarrow presión de producción

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 condiciones de almacenamiento y el abatimiento está expresado en lb/pulg², el IP se define como:

$$J = \frac{q}{p_s - p_{wf}} \text{ bl/(día) (lb/pulg}^2) \quad (3-2)$$

A menos que se especifique otra cosa, el IP se basa en la producción neta de líquidos (producción de aceite más la producción de agua).

El IP *específico*, designado por J_s es el número (total) de barriles de líquido, a condiciones de almacenamiento, producidos por día por cada lb/pulg² de abatimiento y por cada pie de espesor de la formación productora. Es decir,

$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{q}{h(p_s - p_{wf})} \text{ bl/(día) (lb/pulg}^2) \text{ (pies)} \quad (3-3)$$

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

De la ecuación (1-8), resulta claro que para el flujo radial de un líquido homogéneo de poca compresibilidad que está contenido en un yacimiento horizontal y uniforme, se tiene la fórmula:

$$J = \frac{q}{p_s - p_{wf}} = \frac{0.007082kh}{B_o\mu \ln(r_e/r_{ic})} \text{ bl/(día) (lb/pulg}^2) \quad (3-4)$$

$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{0.007082k}{B_o\mu \ln(r_e/r_{ic})} \text{ bl/(día) (lb/pulg}^2) \text{ (pie)} \quad (3-5)$$

Ejemplo 3.1 Usando los valores del ejemplo 1.1 se tiene:

$$J = \frac{0.007082 \cdot 50 \times 20}{1.25 \cdot 3 \times 3.06} = 0.234 \text{ bl/(día) (lb/pulg}^2)$$

$$J_s = \frac{0.234}{20} = 0.0117 \text{ bl/(día) (lb/pulg}^2) \text{ (pie)}$$

Si el valor de IP del pozo se toma como constante, independientemente de la producción actual del pozo, se puede escribir la ecuación (3-2) en la forma siguiente:

$$q = J \Delta p \quad (3-6)$$

en la que Δp es el abatimiento. Así es evidente que la relación entre q y Δp es una línea recta que pasa por el origen y tiene una pendiente J (figura 3.1).

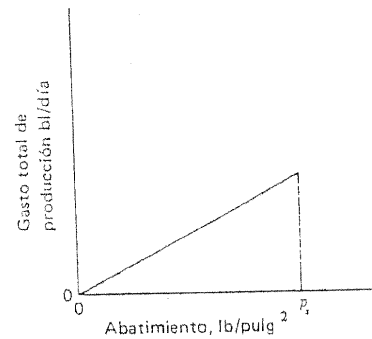


Figura 3.1 Gráfica de gasto de producción contra el abatimiento: índice de productividad constante.

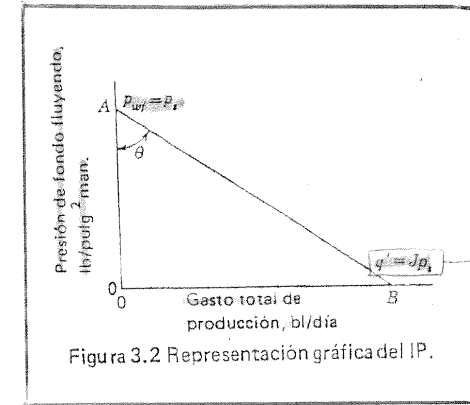


Figura 3.2 Representación gráfica del IP.

potencial del pozo lo simbolizamos q'

La ecuación (3-2) se puede escribir también de la siguiente manera:

$$p_{wf} = p_s - \frac{q}{J} \quad (3-7)$$

En un momento particular de la vida del yacimiento, p_s tiene un valor específico, por lo que si J es constante, al graficar P_{wf} contra q se obtiene una línea recta (ver figura 3.2). El ángulo θ que forma esta línea con el eje de presión es tal que:

$$\tan \theta = \frac{OB}{OA} = J$$

El valor de q en el punto B, es decir Jp_s , se llama *potencial del pozo* y se representa con el símbolo q' en este libro. Se debe hacer énfasis en que la figura 3.2 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 líquido hacia el pozo, lo que se presenta cuando la BHP fluyendo es cero (es decir, cuando la presión de fondo es la atmosférica; en aquellos pozos en los que se usa el vacío, el potencial del pozo podría definirse como la BHP fluyendo de cerc absoluto). Otro punto que se analizará en los capítulos siguientes es el de qué tan grande será el porcentaje del gasto potencial del pozo que puede llegar en realidad hasta los tanques superficiales.

Al preparar las figuras 3.1 y 3.2 se supuso que IP era independiente de la producción lo que originó que las posibilidades de producción de la formación cayeran sobre una línea recta; tal resultado estaría de acuerdo a la

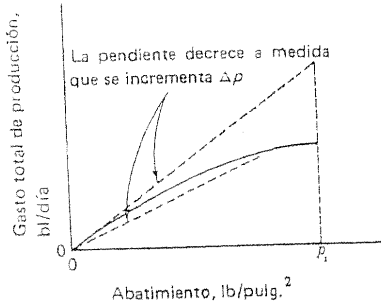


Figura 3.3 Gráfica del gasto de producción contra el abatimiento: caso general.

Comportamiento de las formaciones productoras

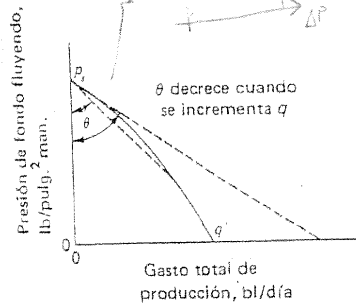


Figura 3.4 Relación del comportamiento del flujo de entrada.

ecuación (3-4) de flujo radial. Casi siempre se puede esperar (sección 3.3) que la línea sea curva. A partir de la definición de la ecuación (3-2) para IP, la dirección de la curvatura es tal que el valor de J decrece al incrementarse los valores de Δp , o de q (figuras 3.3 y 3.4). Para relacionar los casos, Gilbert (referencia 1) usa el término *relación del comportamiento del flujo de entrada (IPR)* para describir la curva de BHP fluyendo graficada contra la producción total (véase la figura 3.4) para cualquier pozo en particular.

Para ilustrar la importancia del conocimiento del IPR de un pozo, se analizarán dos ejemplos:

Considérese primero el caso de un pozo cuyo dueño sea cualquier persona (quizás el lector). Supóngase que la oficina gubernamental encargada ha permitido una producción de 50 bl/día de aceite limpio para ese pozo (para simplificar el ejemplo, se supone que el pozo produce sin agua). Para poder producir el gasto permitido, se ha instalado una bomba en el pozo. Durante los primeros años de su vida el pozo ha producido sin dificultad los 50 bl/día. Sin embargo, la producción recientemente ha sido menor de la permitida. Pudo haber ocurrido cualquiera de estas dos contingencias: que la formación ya no sea capaz de producir 50 bl/día, o que existe un defecto mecánico en el equipo del pozo que ocasiona una baja eficiencia de bombeo (desde el fondo del pozo hasta la superficie). Es una operación costosa la de sacar la bomba y reemplazarla, esto no es aconsejable a menos que exista alguna garantía de que el resultado del trabajo y de la inversión pueda hacer producir al pozo de nuevo los 50 bl/día.

De esta manera, el primer paso a seguir en un caso como el presente, es determinar el IPR del pozo, siempre y cuando pueda hacerse en forma rela-



Figura 3.5 IPR que muestra que la formación es incapaz de tener el gasto de producción deseado.

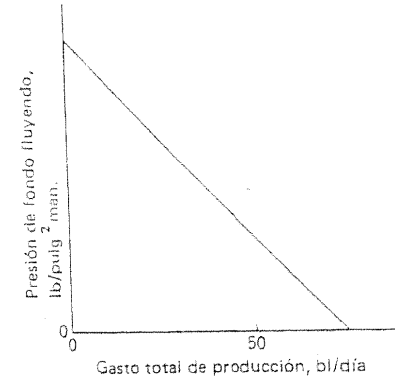


Figura 3.6 IPR que indica una formación capaz de producir el gasto deseado.

tivamente fácil y económica. El resultado puede ser cualquiera de los mostrados en las figuras 3.5 y 3.6.

Si el IPR fuera como el ilustrado en la figura 3.5, el dueño del pozo podría estar seguro de que ningún cambio en la bomba daría la producción de 50 bl/día; tendría que resignarse a una producción abajo de la permitida o a emprender los trabajos necesarios de estimulación de la formación como la fracturación o el proceso de acidificación. Si, por otra parte, el IPR es como se ilustra en la figura 3.6, el propietario puede estar razonablemente seguro de que la reparación mecánica en el equipo del pozo hará que la producción alcance la permitida.

Como un segundo ejemplo de la importancia del conocimiento del IPR, se supondrá ahora que una empresa ha llevado a cabo un programa de estimulación de la formación en alguno de sus pozos y, para medir el éxito de este programa, se usan gastos de producción de antes y después del tratamiento. Considérense los resultados de dos pozos (ambos con fracción de agua igual a cero); son los siguientes.

Pozo	Gasto de producción uniforme, bl/día	
	Antes del tratamiento	Una semana después del tratamiento
A	60, fluyendo	100, fluyendo
B	35, con bombeo	36, con bombeo

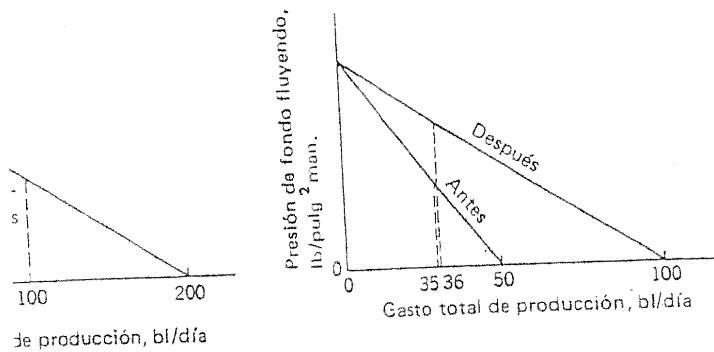


Figura 3.8 La estimulación a la formación tuvo éxito, no obstante el gasto de producción inalterado.

Relación a la formación por el aumento en el...

rá como probable que el tratamiento ha tenido éxito en el pozo B. Pero, en tanto que lo anterior puede ser cierto, tado suficiente evidencia para garantizar esta conclusión; es y posteriores de los pozos podrían ser los ilustrados en 3.8.

to no ha producido ningún efecto en el IPR del pozo A, es tamiento del flujo de entrada a la formación no ha mejora- guna, por lo que se considera que el tratamiento no tuvo ento de la producción de 60 a 100 bl/día fue debido al azar producido al remover alguna obstrucción que tenía la tube- en el pozo, después del tratamiento, una tubería de produc- o diferente o al insertar en la línea de flujo un estrangulador encionar algunas de las posibilidades.

te, el tratamiento en el pozo B ha aumentado sustancial- de la formación y fue un éxito indudable. Entonces, stos antes y después fueron casi idénticos? De nuevo, hay osibles: tal vez no se instaló la bomba en forma apropiada amiento; la bomba se pudo haber dañado cuando se sacó tamiento, la RGA producida de la formación pudo aumen- cuencia del tratamiento, dando como resultado una reduc- ncia de la bomba; pero pueden existir otras explicaciones

car aún más este punto, cuando se cierra un pozo para apli- ento, se aprovecha el momento para cambiar la boma u

pozo, de manera que cualquier incremento o decremento en el gasto de producción puede ser el resultado directo del mantenimiento y no tener ninguna relación con el tratamiento para estimular la formación.

En las secciones 5.5 y 5.6 se hará énfasis sobre el comportamiento del IPR como un requisito esencial para lograr una predicción exacta del potencial de producción del campo y del pozo.

3.3 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA FORMA DEL IPR

El estudio que sigue se centrará en los efectos consecuentes de la presencia de gas libre en la formación para llegar a algunas conclusiones en relación con la dependencia de las RGL durante un abatimiento. En esta sección la producción se considera libre de agua (el problema del comportamiento de la fracción de agua se estudiará en la sección 3.6).

Zona de permeabilidad constante

Es evidente, a partir de la forma de la ecuación de flujo radial, que la mayor parte de la caída de presión (de la presión estática a la BHP fluyendo) en una formación productora se encuentra en la vecindad del pozo. Por ejemplo, si se utilizan los datos del ejemplo 1.1, las presiones de la formación a diferentes distancias de pozo son las que se indican en la tabla 3.1. En este caso, más del 50 por ciento de la caída de presión se presenta dentro de los 20 pies cercanos al pozo y el aceite dentro de este radio de 20 pies constituye únicamente el 0.046 por ciento del aceite contenido dentro del radio de drene del pozo.

Tabla 3.1 Presiones de la formación a diferentes distancias del pozo (datos del ejemplo 1.1)

Distancia desde el eje del pozo, en pies	Presión de la formación, lb/pulg ² man.
7/24 (en la cara de la arena)	500
1	576
2	619
5	676
20	782
100	862
932	1000

Supóngase que la BHP fluyendo del pozo está abajo del punto de burbujeo del aceite. A medida que una masa de aceite se mueve hacia el pozo, la presión de éste cae de manera uniforme, permitiendo que se libere el gas. La saturación del gas libre en la vecindad del cuerpo de aceite se incrementa uniformemente, así la permeabilidad relativa al gas se incrementa de manera uniforme en detrimento de la permeabilidad relativa al aceite (referencia 2) (ver figura 1.7). Mientras más grande sea el abatimiento, es decir, mientras más baja sea la presión de la cara de arena en el pozo, más marcado será el efecto, de manera que sería razonable esperar que el IP (el cual depende de la permeabilidad efectiva al aceite) disminuya y la RGA producida (la cual está en función de la permeabilidad efectiva al gas) se incremente al aumentar el abatimiento de presión. Este argumento lleva a la conclusión de que es de esperarse un IPR de forma curvada, como el de la figura 3.4, siempre que la BHP fluyendo esté abajo de la presión de punto de burbujeo (referencia 3).

El abatimiento puede tener un efecto considerable en la RGA producida no sólo debido al incremento de la permeabilidad efectiva al gas con una BHP decreciente, sino también porque todo el aceite en la vecindad del pozo contribuye con gas libre además del gas libre que entra en el contorno del pozo procedente de lugares apartados de la formación. Mientras más grande sea el abatimiento, mayor será la contribución de gas libre a partir del aceite de las cercanías del pozo y mayor será la RGA producida.

En ciertas circunstancias, la RGA producida puede disminuir primero y, después, aumentar cuando se incremente la producción de tal manera que alguna producción diferente de cero generará una mínima RGA producida (referencia 4). Se supone, sin embargo, que se debe a la estratificación de la formación (ver más adelante) y que el cuadro presentado aquí, el cual implica un incremento uniforme en la RGA con el aumento de la producción, es el fundamental para una formación homogénea. Apenas si es necesario agregar que para las presiones fluyendo cercanas al punto de burbujeo (es decir, saturaciones de gas menores de la crítica dentro de la formación) y, también, para formaciones altamente permeables (que implican altas producciones a abatimientos bajos), el efecto de la producción sobre el índice de productividad y la RGA puede considerarse inexistente o muy pequeño, siempre y cuando se mantenga un flujo tipo Darcy. Los efectos de flujo turbulento alrededor del pozo se analizan en la sección 3.5.

Por último, mientras el valor de BHP fluyendo se mantenga sobre la presión de saturación, no habrá gas libre en la formación y el IP se mantendrá constante, es decir, la parte de IPR aplicable a los valores de la BHP fluyendo mayor que la presión de saturación será una línea recta.

Formación estratificada

Prácticamente, cualquier formación productora está estratificada hasta cierto grado, es decir, contiene capas de permeabilidad diferente. Para ilustrar los efectos que tal estratificación puede tener sobre la forma del IPR y la dependencia de la RGA en la producción se considerará un ejemplo en el cual hay tres zonas diferentes que tienen permeabilidades de 10, 100 y 1 md, respectivamente. Se supone que no hay comunicación vertical entre las zonas, excepto a través del mismo pozo (figura 3.9). Evidentemente, la producción de esta formación se drenará en la zona de 100 md, con el resultado de que la presión estática en esta zona caerá abajo de la presión de las otras dos; la zona de 1 md es la que tiene la presión estática más alta.

Efecto sobre el IPR

Considérese que se ha alcanzado cierta etapa en la cual la presión en la zona de 100 md es de 1000 lb/pulg² man.; en la de 10 md es de 1200 lb/pulg² man. y en la de 1 md es de 1500 lb/pulg² man. El pozo se prueba ahora a varias producciones para establecer el IPR. Si los IPRs individuales de las tres zonas son los que se indican en la figura 3.10, el IPR compuesto, que es la suma de estas tres curvas, tendrá la forma mostrada. Como generalización se puede concluir que muchos pozos, debido a la estratificación y al agotamiento diferencial subsecuente de las zonas de producción, muestran una curva del IPR compuesto del tipo ilustrado en la figura 3.11, es decir, un IP mejorado con la producción en incremento en los gastos bajos, pero un IP que decae con gastos de producción mayores.

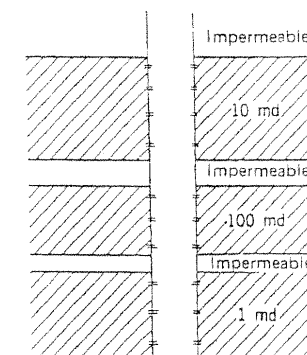


Figura 3.9 Formación con estratificación idealizada.

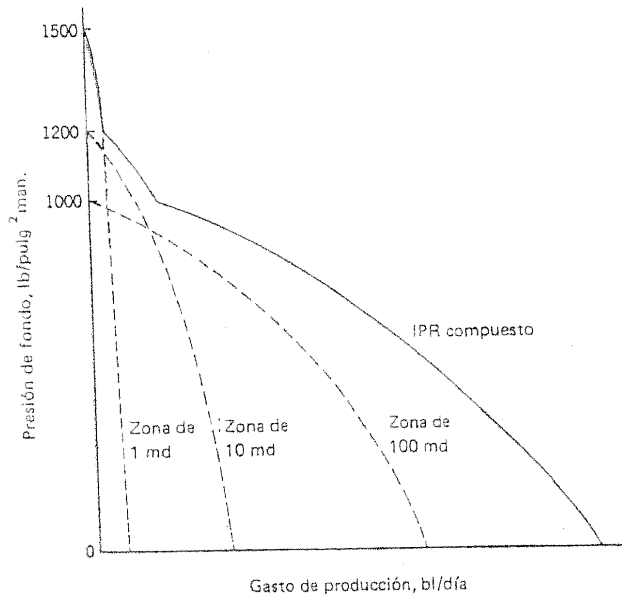


Figura 3.10 IPR compuesto para una formación estratificada.

Efectos sobre la RGA

Se mencionó en la sección 1.2 que para cualquier saturación de aceite dada, la relación entre la permeabilidad efectiva al gas y la permeabilidad efectiva al aceite es mayor y que, mientras mayor sea el grado de cementación y consolidación, la permeabilidad será más baja. Si se ha obtenido su-

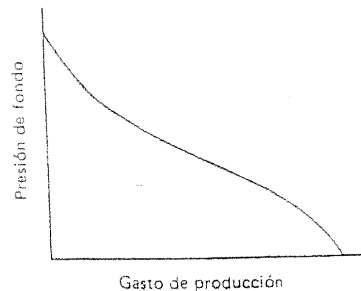


Figura 3.11 Curva típica del IPR.

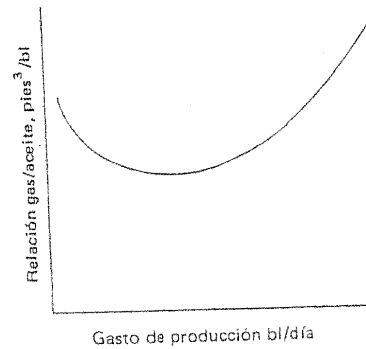


Figura 3.12 RGA contra el gasto de producción: el mínimo mostrado puede deberse a la estratificación de la formación.

ficiente producción de una formación estratificada para asegurar un grado notable de agotamiento diferencial, y si se ha hecho una serie de pruebas de producción en un pozo ya terminado en esta formación, con los gastos variando desde virtualmente cero hasta el potencial máximo, entonces, para gastos bajos de BHP fluyendo será alta y únicamente las capas de alta presión contribuirán a la producción. Estas capas serán las de mayor consolidación y cementación, es decir, con los valores más altos de la relación de permeabilidad gas/aceite. En otras palabras, los estratos que producen gastos bajos son los que producen una RGA alta.

Conforme aumenta gradualmente la producción del pozo, los estratos menos consolidados empezarán a producir uno por uno, con RGA progresivamente menores, entonces, la relación total de la producción disminuirá cuando se incremente el gasto. Sin embargo, si las capas altamente explotadas producen con relaciones elevadas debido a las altas saturaciones de gas libre, la RGA total empezará finalmente a elevarse cuando el gasto de producción se incremente, y este ascenso continuará hasta que la zona más permeable haya entrado en producción, como consecuencia del efecto de "la vecindad del pozo" que se analizó antes.

Entonces, se espera que un pozo que produce en una formación estratificada mostrará un mínimo en su RGA cuando se incremente el gasto de producción (referencia 4) (figura 3.12).

3.4 PREDICCIÓN DEL IPR: CAMPO CON EMPUJE POR GAS DISUELTO

Existen dos problemas diferentes por resolver. El primero es la forma de la curva de presión contra gasto en un momento determinado, es decir, en

una etapa particular de la extracción. El segundo es la manera en que el IPR decrece a medida que continúa la producción.

Método de Vogel

Vogel (referencia 5) ha desarrollado una ecuación empírica para la forma del IPR de un pozo productor en un yacimiento con empuje por gas disuelto en el cual la presión media del yacimiento es menor que la presión en el punto de burbujeo. Esta ecuación es:

$$\frac{q}{q'} = 1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right)^2 \quad (3-8)$$

donde \bar{p} es la presión media del yacimiento.

Si el IPR fuera una línea recta medido a la producción máxima q' , ecuación (3-2), tomado junto con la definición de q' , se demuestra que q/q' será igual a $[1 - (p_{wf}/\bar{p})]$. Por lo tanto, la diferencia entre el valor de q derivado de la ecuación (3-8) y el valor tomado de la "línea recta" de q es

$$\begin{aligned} q' \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right)^2 - 1 + \frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right] \\ = 0.8 q' \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right) \left(1 - \frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right) \end{aligned}$$

que nunca es negativo. Desde luego, la diferencia es cero en los extremos definidos por $p_{wf} = 0$ y $p_{wf} = \bar{p}$, y es positiva para todos los valores intermedios de p_{wf} , alcanzando el valor máximo cuando $p_{wf} = \bar{p}/2$.

Entonces, se concluye que la ecuación de Vogel define realmente un IPR que tiene la forma general de la figura 3.4.

En un análisis, Standing (referencia 6) reescribió la ecuación (3-8) como:

$$\frac{q}{q'} = \left(1 - \frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right) \left(1 + 0.8 \frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right)$$

De la ecuación (3-2) se obtiene

$$J = \frac{q'}{\bar{p}} \left(1 + 0.8 \frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right) \quad (3-9)$$

lo anterior despreciando cualquier diferencia entre \bar{p} y p_s .

Sea J^* el valor inicial de J , es decir, el valor de IP para abatimientos bajos (figura 3-13). Al tender p_{wf} al valor \bar{p} la ecuación 3-9 se convierte en:

$$J^* = \frac{1.8q'}{\bar{p}} \quad (3-10)$$

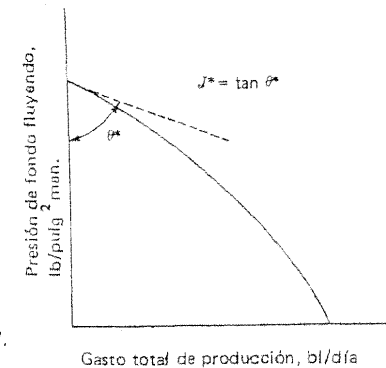


Figura 3.13 Valor inicial del IPR.

Las ecuaciones (3-9) y (3-10) dan:

$$J^* = 1.8J / \left(1 + 0.8 \frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right) \quad (3-11)$$

que permite calcular J^* a partir de un valor medido de J . Alternativamente, J^* puede calcularse con la ecuación de flujo radial. Si se usa por ejemplo la ecuación (1-10), se tiene:

$$J^* = \frac{0.007082 k_o h}{B_o \mu_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right]}$$

donde k_o , B_o y μ_o se toman a la presión media (y saturación promedio de fluido) en el volumen drenado.

Un valor futuro de J^* (J_p^*) se puede calcular a partir del valor presente (J_w^*) con la ecuación (1-10) para J_p^* y J_w^* y dividiendo después. El resultado es

$$J_p^* = J_w^* \left(\frac{k_{ro}}{B_o \mu_o} \right)_f / \left(\frac{k_{ro}}{B_o \mu_o} \right)_w \quad (3-12)$$

Finalmente, si q se elimina de las ecuaciones (3-8) y (3-10), la curva del IPR futuro se puede trazar con la ecuación:

$$q_o = \frac{J_p^* \bar{p}_f}{1.8} \left[1 - 0.2 \frac{p_{wf}}{\bar{p}_f} - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_f} \right)^2 \right] \quad (3-13)$$

El siguiente ejemplo fue dado por Standing (referencia 6):

Ejemplo 3.2 Un pozo que drena 40 acres tiene un gasto de 400 bl/día con una BHP fluyendo de 1815 lb/pulg² man. La presión media del yacimiento es 2250 lb/pulg²

man. Determinar el IPR del pozo para cuando la presión media del yacimiento sea de 1800 lb/pulg² man. a partir de la siguiente información adicional:

	Presente	Futuro
Presión media, lb/pulg ² man.	2250	1800
Viscosidad del aceite a la \bar{p} en μP	3.11	3.59
B_o a la \bar{p}	1.173	1.150

El valor de la saturación media del aceite en el yacimiento 2250 lb/pulg² man. y a 1800 lb/pulg² man. puede determinarse mediante un cálculo de ingeniería de yacimiento (por ejemplo, con el método de Tarrner). Los valores de este ejemplo son:

$$S_{0a} \text{ a } 2250 \text{ lb/pulg}^2 \text{ man.}, 0.768$$

$$S_{0a} \text{ a } 1800 \text{ lb/pulg}^2 \text{ man.}, 0.741$$

El valor de k_{ro} en cada una de estas saturaciones de aceite puede determinarse mediante la fórmula tipo Corey, por ejemplo:

$$k_{rn} = \left(\frac{S_n - S_{nc}}{1 - S_{ic} - S_{nc}} \right)^4$$

donde S_{0o} es la saturación irreductible del aceite. En este ejemplo se encuentran los valores siguientes:

$$k_{r0} \text{ a } 2250 \text{ lb/pulg}^2 \text{ man.}, 0.815$$

$$k_{r0} \text{ a } 1800 \text{ lb/pulg}^2 \text{ man.}, 0.685$$

El valor de J a un gasto de 400 bl/día es $400/(2250 - 1815)$ ó 0.92 bl/día (lb/pulg²) por lo que de la ecuación (3-11).

$$J_p^* = 1.8 \times 0.92 \left/ \left(1 + 0.8 \times \frac{1815}{2250} \right) \right. = 1.01 \text{ bl/(día) (lb/pulg}^2)$$

de la ecuación (3-12)

$$J_p^* = 1.01 \left(\frac{0.685}{3.59 \times 1.150} \right) \left/ \left(\frac{0.815}{3.11 \times 1.173} \right) \right. = 0.750 \text{ bl/(día) (lb/pulg}^2)$$

Substituyendo este valor en la ecuación (3-13) se obtiene la curva del IPR futuro graficada en la figura (3-14) (referencia 6).

Método Log-Log

Un segundo método para definir la forma de la curva IPR es modificar la ecuación (3-6) para tener:

$$q = J(\Delta p)^n \tag{3-14}$$

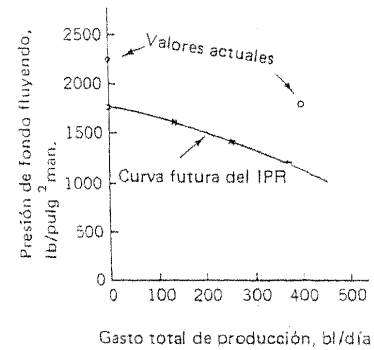


Figura 3.14 Ejemplo 3.2: curva del IPR futuro (de Standing, referencia 6. Cortesía de AIME).

en la cual el exponente n no es necesariamente igual a la unidad (referencia 7). Bajo esta consideración, el potencial del pozo es Jp_s^n , de tal manera que un IPR en línea recta podría conducir a una producción de $Jp_s^n [1 - (p_{wf}/p_s)]$ a una BHP fluyendo de p_{wf} . Se infiere que la relación entre la producción dada por la ecuación (3-14) a la producción al mismo abatimiento obtenida con el IPR en línea recta es:

$$\frac{J(p_s - p_{wf})^n}{Jp_s^n (p_s - p_{wf})/p_s} = \left(\frac{p_s - p_{wf}}{p_s} \right)^{n-1}$$

o

Esta relación es siempre ≤ 1 si $n > 1$, es la unidad si $n = 1$ y siempre es ≥ 1 si $n < 1$.

Nótese de la ecuación (3-14) que:

$$\frac{dq}{dp_{wf}} = -Jn(p_s - p_{wf})^{n-1}$$

entonces, para $n < 1$, dq/dp_{wf} tiende a infinito cuando p_{wf} tiende a p_s : es decir, la curva $q = J(\Delta p)^n$ es horizontal (en la gráfica $p-q$) a $p_{wf} = p_s$, $q = 0$.

Además, la diferencia entre la curva $q = J(\Delta p)^n$ y la línea recta en un valor particular de p_{wf} es máxima cuando:

$$p_{wf} = p_s(1 - 1/n^{1/(n-1)})$$

Por ejemplo, si $n = 1/2$, la diferencia máxima se presenta a $p_{wf} = 3/4 p_s$; cuando $n = 2/3$ ocurre a $p_{wf} = 19/27 p_s$ y si $n = 2$, a $p_{wf} = 0.5 p_s$.

Las curvas típicas para la fórmula $q = J(\Delta p)^n$ en una gráfica regular $p-q$ se muestran en la figura 3.15 y, en el caso de $n < 1$, puede contrastar con la curva más simétrica de Vogel.

Bajo el análisis matemático de la ecuación (3-14), el símbolo J ya no conserva significado físico alguno que pudiera relacionarse con las ecuaciones de mecánica de yacimientos, como fue el caso con el método de Vogel. En vez de esto, se debe recurrir a los datos de campo en un esfuerzo por correlacionar J y n , para los pozos de un yacimiento particular. Si es posible desarrollar tal correlación, entonces se puede establecer una malla en una gráfica log-log de q contra Δp (figura 3.16); obsérvese aquí que los diferentes valores de n dan las pendientes de las líneas, mientras que los de J son los valores de las q correspondientes a una $\Delta p = 1$.

Con objeto de usar esta malla para tener una extrapolación hacia el futuro, es conveniente usar el siguiente procedimiento:

Cada vez que se mide el gasto y el abatimiento de la presión de un pozo fluyente, el resultado se grafica en la malla (punto A). Este punto define la línea del IPR para el pozo en ese tiempo (mostrado por una línea discontinua). Se selecciona algún abatimiento como referencia conveniente, quizá 100 lb/pulg², y se grafica la producción q_{100} que correspondería a ese abatimiento (punto B en la figura 3.16; figura 3.17). Para cada pozo se hace una gráfica como ésta.

Para obtener el IPR futuro de un pozo, se pueden extrapolar (lo mejor posible) los puntos de la figura 3.17 y estimar así la producción a un abatimiento de referencia en un tiempo futuro requerido (o al acumulativo

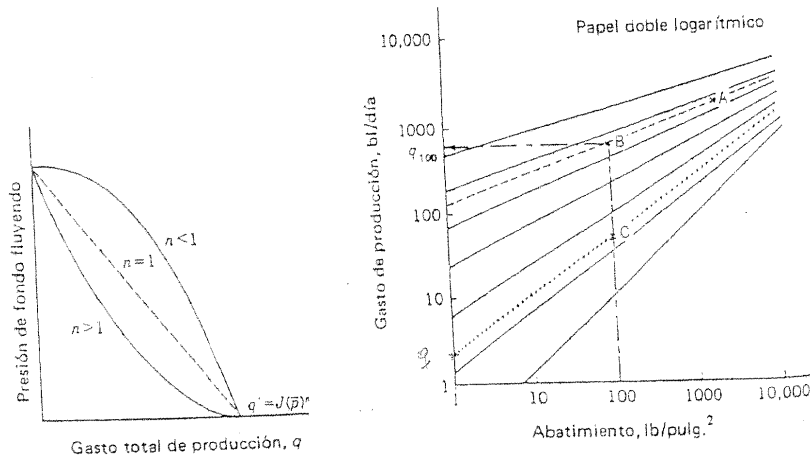


Figura 3.15 Curvas típicas de gasto contra presión obtenidas de la ecuación 3-14.

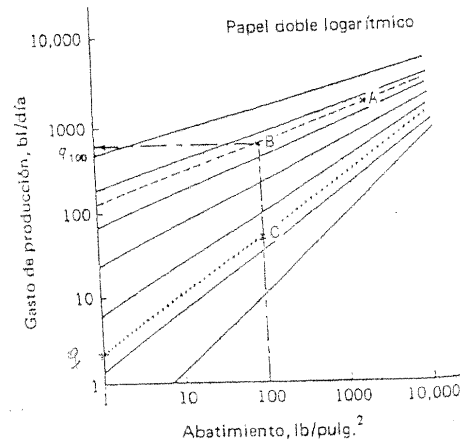


Figura 3.16 Gasto de producción contra una malla de abatimiento.

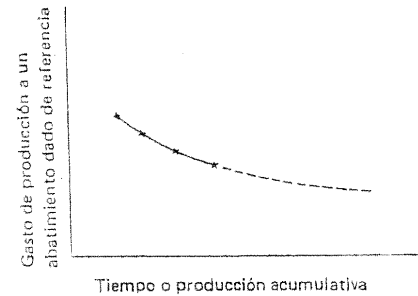


Figura 3.17 Extrapolación usando "gasto de producción con un abatimiento de referencia".

del pozo). Grafíquese este valor en la malla (punto C en la figura 3.16) y trácese entonces la línea por C que ajuste la malla (línea de puntos en la figura 3.16). Esta línea define J y n y, por lo tanto, el IPR del pozo en un tiempo futuro que se desea.

Es evidente que el método log-log es relativamente complejo cuando se le compara con el método desarrollado por Vogel y Standing.

Método de Fetkovich

Fetkovich (referencia 8) ha desarrollado un método que, en varias formas, combina la aproximación de Vogel con la consideración log-log.

El método tiene como punto de partida la ecuación de Evinger y Muskat (referencia 9) para un flujo bifásico, con un único pozo de radio r_w que está drenando un yacimiento horizontal y homogéneo de radio r_e . Esta ecuación es:

$$q_o = \frac{0.007082kh}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \int_{p_w}^{p_e} f(p) dp \quad (3-15)$$

donde $f(p)$ es una función de la presión. Se pueden usar diferentes expresiones para $f(p)$ según sean los casos, por ejemplo, flujo bajo régimen permanente en una sola fase a presión constante p_e en la frontera externa; flujo en una sola fase bajo régimen pseudopermanente sin flujo a través de la frontera externa; flujo en dos fases con diferentes consideraciones de frontera (ver referencia 7).

El caso más simple con dos fases es el de la presión constante p_e en la frontera externa, con p_e menor que la presión del punto de burbujeo, para que así haya flujo bifásico a todo lo largo del yacimiento. Bajo estas cir-

cunstancias, $f(p)$ toma el valor $k_{ro}/\mu_o B_o$, donde k_{ro} es la permeabilidad relativa al aceite bajo las condiciones de saturación en la formación que corresponden a la presión p .

Fetkovich hace la consideración clave de que, con un buen grado de aproximación, la expresión $k_{ro}/\mu_o B_o$ es una función lineal de p , en la que la línea recta pasa por el origen, en cualquier caso.

Si p_i es la presión inicial de la formación, en el caso bajo consideración el valor de p_i es bastante aproximado al de p_a , por lo que ambos valores se pueden intercambiar; entonces, la consideración de línea recta conduce a:

$$\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} = \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) \frac{p}{p_i} \quad (3-16)$$

Al substituirse la ecuación 3-16 en la 3-15 se obtiene:

$$q_o = \frac{0.007082kh}{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) \frac{1}{2p_i} (p_i^2 - p_{wf}^2)$$

o $q_o = J'_{oi} (p_i^2 - p_{wf}^2) \quad (3-17)$

donde $J'_{oi} = \frac{0.007082kh}{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) \frac{1}{2p_i} \quad (3-18)$

Es interesante comparar la ecuación 3-17 con la ecuación estándar que define el IP, la ecuación 3-6, y observar que la forma de Fetkovich se aplica al flujo de gas limpio y seco (se requieren las potencias de 2 en este último caso para explicar la compresibilidad del gas).

La ecuación 3-17 conduce a una gráfica del IPR del tipo "esperado", que se ilustra en la figura 3.4. Se puede apreciar más claramente al derivar la ecuación 3-17 con respecto a p_{wf} , obteniendo

$$\frac{dq_o}{dp_{wf}} = -2J'_{oi} p_{wf}$$

que implica que la razón de cambio de q_o con respecto a p_{wf} es negativa y que el cambio en q_o que acompaña un incremento particular en p_{wf} es menor para los valores bajos de la presión del flujo de entrada.

Ejemplo 3.3 Trazar la curva del IPR para un pozo en el que p_i es de 2000 lb/pulg² abs y la ecuación 3-17 se cumple, con una $J'_{oi} = 5 \times 10^{-4}$ bl/(día) (lb/pulg² abs)².

El cálculo de la producción de aceite para varias BHP fluyendo se muestra en la tabla 3.2 y los resultados se graficaron en la figura 3.18.

El próximo punto es modificar la ecuación 3.17 para tomar en cuenta el hecho de que, en la práctica, p_e no es constante, sino que decrece a

Tabla 3.2 Ejemplo 3.3: determinación de la producción de aceite para varios valores supuestos de p_{wf} según la ecuación (3-17).

p_{wf} (lb/pulg ² abs.)	p_{wf}^2 MM (lb/pulg ² abs) ²	$p_i^2 - p_{wf}^2$ MM (lb/pulg ² abs) ²	q_o bl/día
1500	2.25	1.75	875
1200	1.44	2.56	1280
1000	1.00	3.00	1500
800	0.64	3.36	1680
600	0.36	3.64	1820
400	0.16	3.84	1920
200	0.04	3.96	1980
0	0	4.00	2000

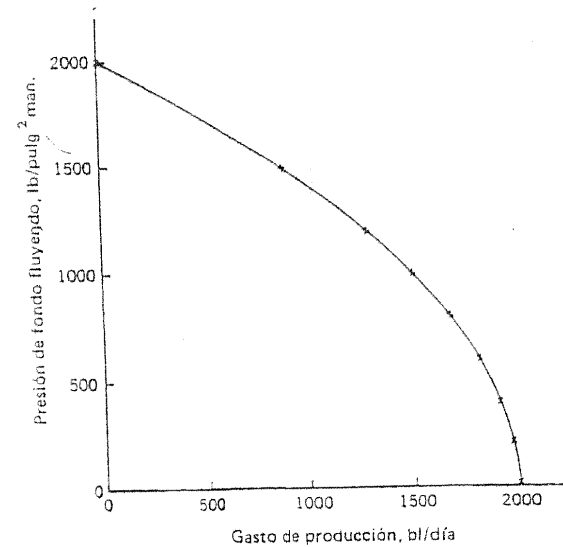


Figura 3.18 Ejemplo 3.3: curva IPR usando el método de Fetkovich.

medida que la producción acumulativa aumenta. La consideración hecha es que J'_{oi} decrecerá en proporción a la reducción de la presión media del yacimiento (área de drene). Entonces, cuando la presión estática es $p_s (< p)$, la ecuación del IP es

$$q_o = J'_{oi} \frac{p_s}{p_i} (p_s^2 - p_{wf}^2) \quad (3-19)$$

o alternativamente:

$$q_o = J'_o (p_s^2 - p_{wf}^2) \quad (3-20)$$

donde

$$J'_o = J'_{oi} \frac{p_s}{p_i} \quad (3-21)$$

Estas ecuaciones pueden usarse para extrapolar a futuro.

Ejemplo 3.4 Utilizar las ecuaciones (3-20) y (3-21) y los datos del ejemplo 3.3 para predecir los IPR_s del pozo a las presiones estáticas de 1 500 y 1 000 lb/pulg² abs.

De la ecuación (3-21), el valor de J'_o a 1 500 lb/pulg² abs es $5 \times 10^{-4} \times 1 500/2 000$

$$\text{ó} \quad 3.75 \times 10^{-4} \text{ bl}/(\text{día}) (\text{lb}/\text{pulg}^2 \text{ abs})^2$$

y el valor a 1 000 lb/pulg² abs es:

$$2.5 \times 10^{-4} \text{ bl}/(\text{día}) (\text{lb}/\text{pulg}^2 \text{ abs})^2$$

Cuando los valores apropiados de J'_o y p_s se sustituyen en la ecuación (3-20), los cálculos similares a los de la tabla 3.2 dan los resultados que se han graficado en la figura 3.19.

La forma de las ecuaciones (3-17) y (3-20), así como la cercana analogía con la ecuación comparable para yacimientos de gas, lleva en forma natural a considerar las técnicas usadas por mucho tiempo en las pruebas de los pozos de gas y en el análisis de los resultados de dichas pruebas. Fetkovich ha analizado la aplicabilidad de las pruebas de flujo después del flujo inicial y de las isócronas para los pozos de aceite (referencia 8), estudiando en particular la posibilidad de que el flujo que no sea del tipo Darcy sea un factor importante en muchas situaciones de campo, al quedar este flujo comprendido analíticamente al modificar la ecuación (3-20):

$$q_o = J'_o (p_s^2 - p_{wf}^2)^n \quad (3-22)$$

donde el valor del exponente n puede ser diferente de la unidad (casi siempre es menor que la unidad si no es igual a ella). Para detalles posteriores sobre el análisis y resultados basados en la ecuación (3-22) el lector debe referirse al trabajo original de Fetkovich (referencia 8), o al resumen detallado y el análisis hecho por Brown (referencia 7).

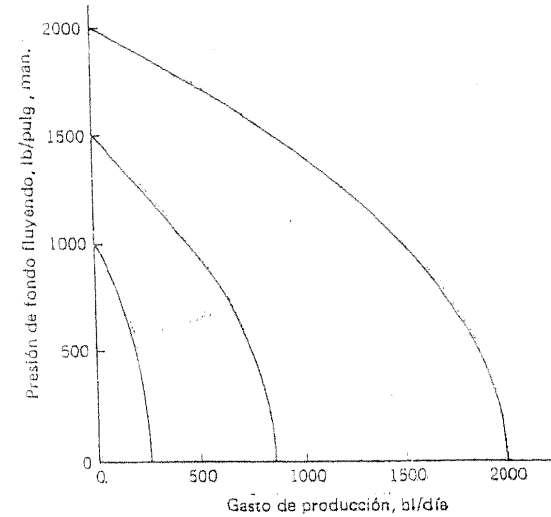


Figura 3.19 Ejemplo 3.4: curva del IPR futuro, obtenida con el método de Fetkovich.

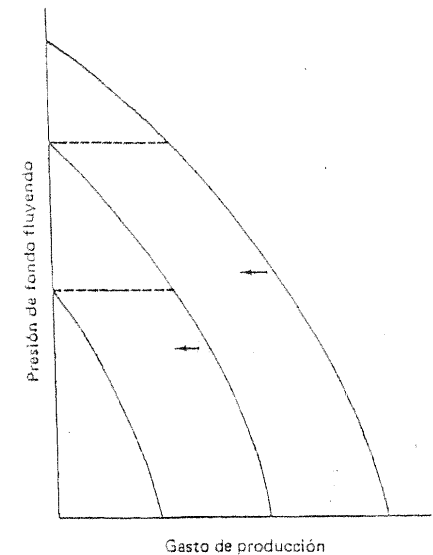


Figura 3.20 Curvas del IPR futuro obtenidas al trasladar la curva actual a la izquierda.

Para concluir esta sección relativa a la forma del IPR y al problema de cómo podría declinar a medida que declina la presión de la formación (es decir, a medida que cambia la saturación del fluido), se debe subrayar que la predicción en esta área sigue siendo un arte incierto. Podría ser que un método sencillo no sea menos confiable que los procedimientos más bien complejos sugeridos por el método log-log o por Vogel, Standing o Fetkovich. Por otra parte, un método sencillo no proporciona la posibilidad de refinamiento lógico y el trabajo delineado anteriormente es muy importante para el desarrollo futuro de predicciones más sensibles y de gran exactitud.

Una vez que se conoce el IPR actual, uno de los métodos más sencillos, pero que no es muy sofisticado y se puede utilizar, es mover progresivamente la curva actual a la izquierda, eliminando la parte de la curva aplicable a presiones que exceden la presión media futura del yacimiento, ver figura 3.20.

3.5 EFECTO DEL FLUJO TURBULENTO

Se puede argumentar que la consideración básica hecha por Fetkovich (referencia 8), es decir, que $k_{ro}/\mu_o B_o$ sea aproximadamente una función lineal de p , con la línea recta que pase cerca del origen, es de verdad una consideración "riesgosa" que relaciona los pozos con alta producción, en los cuales la pérdida de presión por el flujo turbulento en la formación es del mismo orden de magnitud (al menos) que las pérdidas por flujo de Darcy.

Jones y Blount (referencia 10) han estudiado el problema de las pérdidas por flujo turbulento para la producción de pozos de gas y aceite. Demostraron que para flujo radial en un yacimiento horizontal homogéneo, el abatimiento de presión es de la forma:

$$p_s - p_{wf} = Cq + Dq^2 \quad (3-23)$$

donde C es el coeficiente de flujo laminar estándar (o de Darcy) y D es el coeficiente de turbulencia. Dividiendo entre q se obtiene:

$$\frac{p_s - p_{wf}}{q} = C + Dq \quad (3-24)$$

que indica que el recíproco del IP medido cuando se grafica contra la producción pudiera dar una línea recta. La pendiente de tal línea sería la medida del grado de turbulencia. Si esta medida no es pequeña, se deben hacer ciertas consideraciones para reparar el trabajo, tal como las perforaciones adicionales sobre el intervalo terminado o en una parte de la longitud de dicho intervalo.

3.6 EFECTO DEL ABATIMIENTO DE LA PRESIÓN SOBRE LA RELACIÓN AGUA-ACEITE (WOR)

Hasta este punto no se ha considerado en este capítulo la relación entre el abatimiento y la WOR. A continuación, se presenta un análisis basado en los estudios de Gilbert (referencia 1) de los posibles efectos que resultan de la invasión de agua en uno o más de los estratos productores que fluyen hacia el pozo. Si el agua se mueve hacia el pozo a través de canalizaciones en la formación, es posible determinar si la presión en las arenas acuíferas es mayor o menor que en las productoras de aceite (es decir, si es *agua a baja presión o a alta presión*) a partir de un análisis del IPR bruto y de tres o cuatro valores de fracción de agua tomadas a diferentes producciones totales. El planteamiento puede ilustrarse mediante un ejemplo.

Ejemplo 3.5 Se hace una serie de pruebas en un pozo con los siguientes resultados:

Producción bruta, bl/día	Fracción de agua, agua/producción bruta, %	BHP fluyendo, lb/pulg ² man.
47	85	1300
90	60	920
125	48	630
162	45	310

Determinar la presión estática y el índice de productividad de las zonas de aceite y de agua, respectivamente. Basado en los resultados, ¿qué gasto de agua se puede esperar que fluya hacia las arenas productoras si el pozo se cerrara?

Con referencia a la figura 3.21, el primer paso es graficar el IPR bruto o total (línea 1). Los IPR del agua y del aceite se calculan a partir de la producción total y de la fracción medida de agua (líneas 2 y 3):

Producción bruta, bl/día	Fracción de agua, %	Producción de agua, bl/día	Producción de aceite, bl/día	p_{wf} , lb/pulg ² man.
47	85	40	7	1300
90	60	54	36	920
125	48	60	65	630
162	45	73	89	310

Es evidente, de la figura, que

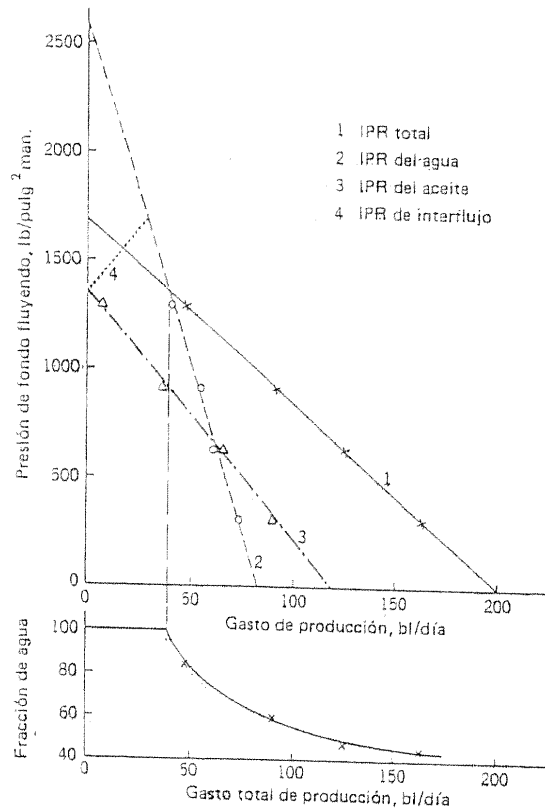


Figura 3.21 Curvas del IPR y de la fracción de agua: agua a alta presión.

Presión estática de la zona productora de aceite = 1350 lb/pulg man.
 IP de la zona productora de aceite = $120/1350 = 0.089$ bl/día (lb/pulg²)
 Presión estática de la zona con agua = 2600 lb/pulg man.
 IP de la zona con agua = $82/2600 = 0.0315$ bl/día (lb/pulg²)

Cuando el pozo se cierra, se podría esperar (del IPR total) que la BHP se estabilizara cerca de las 1700 lb/pulg² man y que el agua fluyera hacia la zona productora de aceite a 28 bl/día. (La línea 4 de la figura 3.21 es el IPR de interflujo.)

Es interesante observar la forma de la curva del gasto de producción contra la fracción de agua, (que se ilustra también en la figura 3.21), la

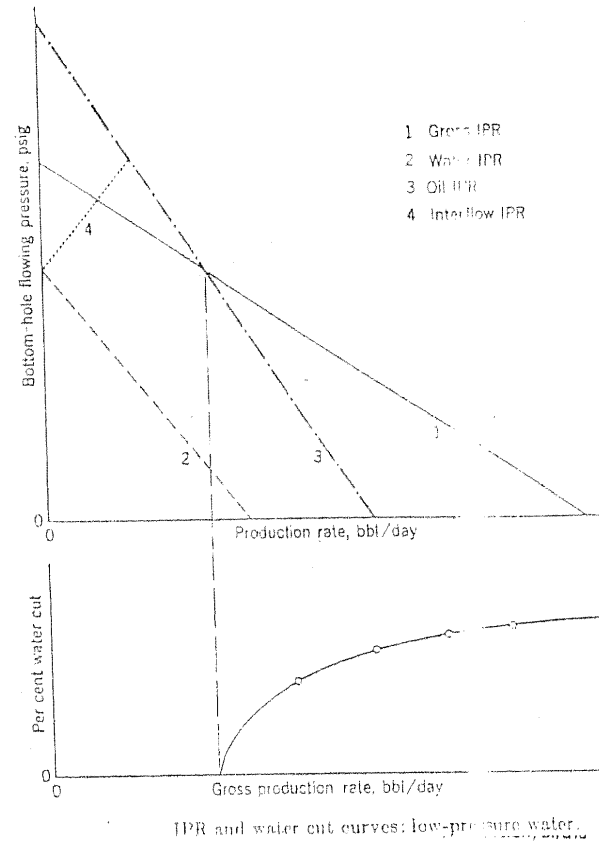


Figura 3.22 Curvas del IPR y de la fracción de agua: agua a baja presión.

cual es típica de agua a alta presión, es decir, se obtiene una fracción de agua de 100 por ciento (agua pura) a gastos bajos, el contenido de aceite se incrementa gradualmente con el ritmo de la extracción. En la figura 3.22 se ilustra similarmente el caso de agua a baja presión y se muestra la curva típica de la producción contra fracción de agua; es decir, la fracción empieza cerca de cero o en éste y se incrementa con la producción.

En los dos ejemplos ilustrados, se ha supuesto para simplificar que los IPR son líneas rectas. Sin embargo, esta consideración no es esencial para el argumento y, si están disponibles suficientes mediciones de producción total, fracción de agua y BHP se pueden trazar sin dificultad las curvas de los IPR.

La presente sección se terminará con una recomendación hecha por Gilbert (referencia 1):

El agotamiento diferencial es progresivo durante períodos de flujo sostenido siempre que la relación entre las permeabilidades horizontales y las verticales sea grande y el interflujo a través del pozo, entre las capas productoras, se realice durante cualquier período subsecuente al cierre a menos que se suministre un lodo adecuado en el intervalo productor. Entonces, cualquier flujo de agua de una fuente a relativamente alta presión tiende a salir de esta fuente y entrar durante los períodos de cierre a las capas productoras de aceite con mayor agotamiento, con daño permanente en la permeabilidad efectiva al aceite en algunos campos.

REFERENCIAS

1. Gilbert, W. E., "Flowing and Gas-Lift Well Performance," *API Drill. Prod. Practice*, 1954, pág. 126.
2. Mueller, T. D., J. E. Warren y W. J. West: "Analysis of Reservoir Performance K_g/K_o Curves and a Laboratory K_g/K_o Curve Measured on a Core Sample," *Trans. AIME*, 204:123 (1955).
3. Handy, L. L.: "Effect of Local High Gas Saturations on Productivity Indices," *API Drill. Prod. Practice*, 1957, pág. 111.
4. Sullivan, R. J.: "Gas-Oil Ratio Control in Flowing Wells," *API Drill. Prod. Practice*, 1937, pág. 103.
5. Vogel, J. V.: "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells," *J. Petrol. Technol.*, 20(1):83 (1968).
6. Standing, M. B.: "Concerning the Calculation of Inflow Performance of Wells Producing from Solution Gas Drive Reservoirs," *J. Petrol. Technol. Forum*, septiembre de 1971, pág. 1141.
7. Brown, Kermit E.: *The Technology of Artificial Lift Methods*, vol. 1, Petroleum Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1977.
8. Fetkovich, M. J.: "The Isochronal Testing of Oil Wells," *SPE Paper No. 4529, 48th Annual Meeting of SPE and AIME*, Las Vegas, Nevada, septiembre y octubre de 1973.
9. Evinger, H. H. y M. Muskat: "Calculation of Theoretical Productivity Factor," *Trans. AIME*, 146:126 (1942).
10. Jones, Lloyd G. y E. M. Blount: "Use of Short Term Multiple Rate Flow Tests to Predict Performance of Wells Having Turbulence," *SPE Paper No. 6133, 51st Annual Meeting of SPE and AIME*, Nueva Orleans, Louisiana, octubre de 1976.

4

Comportamiento del flujo en la tubería vertical

4.1 INTRODUCCIÓN

Para analizar el comportamiento de un pozo fluyente terminado es necesario reconocer que hay tres fases, las cuales se tienen que estudiar en forma separada y unir las después, antes de obtener una imagen de conjunto del comportamiento de pozo fluyente. Estas fases son: comportamiento del flujo de entrada, comportamiento del flujo en una tubería vertical y comportamiento del estrangulador (niple reductor) (véase la figura 4.1).

El comportamiento del flujo de entrada, es decir, el flujo del aceite, agua y gas de la formación hacia el fondo del pozo, se tipifica en cuanto a la producción de líquidos se refiere, por el índice de productividad (IP) del pozo o, en términos generales por el IPR (véase el capítulo 3).

El comportamiento del flujo a través de la tubería vertical, implica un estudio de pérdidas por presión en tuberías verticales que conducen mezclas en dos fases (gas y líquido). Se analizan varios métodos para plantear este problema en este capítulo, en especial el de Poettmann y Carpenter (referencia 1), ampliado por Baxendell (referencia 2) y por Baxendell y Thomas (referencia 3), el de Ros (referencia 4) y el de Gilbert (referencia 5).

Las pérdidas de presión que acompañan al flujo de aceite, agua y gas a través de una línea de flujo restringida (estrangulador o niple reductor) en la superficie se conocen como *comportamiento del estrangulador* (véase la sección 5.2).

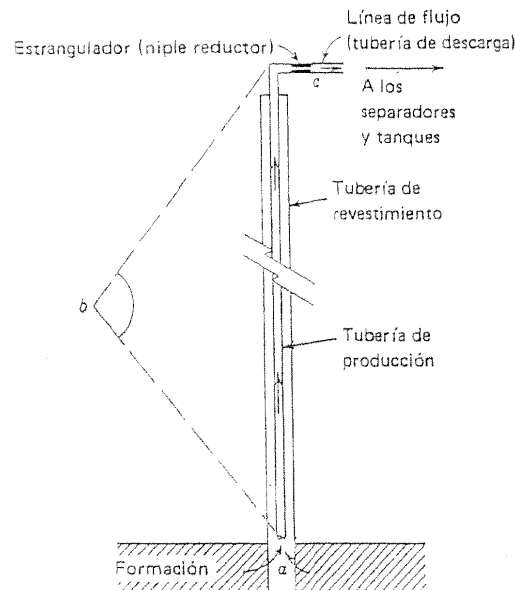


Figura 4.1 Las tres fases del comportamiento del pozo fluyente. a) Comportamiento del flujo de entrada; b) Comportamiento del flujo a través de la tubería vertical; c) Comportamiento con estrangulador.

Como una introducción al comportamiento del flujo bifásico en una tubería, se presenta en la sección 4.2 un estudio de los principales tipos de régimen de flujo que ocurren en la tubería de producción, es decir, todas las configuraciones geométricas posibles de las fases de gas y líquido en la sarta de flujo. En relación con este estudio y con la función que representa el gas libre, puede ser de ayuda considerar la acción del vapor en una cafetera filtradora. Conforme la temperatura del agua aumenta, se elevan pequeñas burbujas de gas por el vástago sin elevar el agua (flujo de burbujas y paso completo del gas). Posteriormente, se calienta el agua, una mayor cantidad de burbujas de gas entra al vástago y elevan el agua de tal manera que comienza la acción de filtrado (flujo por baches). Unos minutos invertidos en el análisis de este fenómeno, pueden aclarar muchas dudas que surgirán en este capítulo.

En la mayor parte del estudio que sigue, específicamente en los ejemplos, se hacen dos suposiciones para simplificar, con el fin de tener claridad,

y ninguna es necesaria o restrictiva. La primera es que el aparato de producción está colocado frente a la formación productora, de tal manera que la presión del flujo que entra en la parte inferior de la tubería de producción es igual a la presión del fondo fluyendo (BHP). En la sección 4.11 se analizarán las modificaciones que se requieren, si la zapata de la tubería de producción se encuentra a una distancia considerable arriba de las perforaciones.

La segunda suposición que se hace es que el IPR es una línea recta. El punto de la curvatura del IPR se analiza en el capítulo precedente y, en la práctica, las relaciones del comportamiento del flujo de entrada (IPR) deben usarse siempre que se considere adecuado hacerlo.

4.2 REGÍMENES DE FLUJO EN EL FLUJO VERTICAL DE DOS FASES

Conforme la presión se reduce constantemente, 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 presente en cada punto de la tubería de producción de un pozo fluyente.

Por ejemplo, si la BHP fluyendo está arriba del punto de burbujeo del crudo que se está produciendo, el líquido se encuentra presente sólo en la parte baja de la TP. Conforme el líquido sube por la tubería de producción, se empiezan a formar burbujas y disminuye la presión. Dicho régimen de flujo (en el que las burbujas de gas se dispersan en un medio líquido continuo) se conoce como *flujo de burbujas*.

Conforme el fluido sube por la tubería de producción, las burbujas de gas aumentan 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 con el 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 régimen 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 trasversal de la tubería de producción, 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 por baches*.

No obstante que se mantengan altas en la tubería de producción, es decir, a bajas presiones, 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 de gas, lo que da lugar a una película de aceite cada vez más delgada hasta que desaparece y el régimen de flujo llega a ser un *flujo de niebla*, una fase continua de gas en la cual las gotitas son transportadas conjuntamente con el gas.

No todos estos regímenes 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 regímenes con sus zonas de traslape; este es un factor que se debe recordar cuando se analizan las pérdidas de presión de un flujo vertical.

Además de los regímenes de flujo en sí mismos, las viscosidades del aceite y el gas; las variaciones de dichas viscosidades con la temperatura y la presión; las características PVT de los fluidos del yacimiento; BHP fluyendo y la presión en el cabezal de la tubería (P_{th}) afectan directamente el gradiente de presión en un punto particular de la T.P. Lo más que se puede esperar en la determinación de estos gradientes de presión es que puedan aislarse las variables más importantes. En este tema se han logrado progresos considerables; se han publicado juegos de curvas generalizadas¹ (referencia 7). En este libro se utiliza uno de los primeros juegos de curvas, las debidas a Gilbert (referencia 5), en los ejemplos ilustrativos. La justificación para esta decisión es que los métodos bosquejados son generales y serán aplicables, quizás con modificaciones menores, cuando se use un juego más completo y detallado, o se acompaña de un programa de computadora. Además, se espera que cualquier conclusión cualitativa que pueda hallarse usando las curvas de Gilbert será válida.

Para concluir esta sección, se debe mencionar el trabajo de Versluys (referencia 8), quién desde 1929 intentó un análisis matemático completo de la teoría de los pozos petroleros fluyentes. Este trabajo se ha aplicado únicamente de manera limitada debido a las dificultades prácticas encontra-

¹ El lector debe referirse a la excelente bibliografía compilada por Brown (referencia 6)

das en la evaluación de ciertos factores empíricos que Versluys encontró necesario estudiar.

4.3 COMPORTAMIENTO DEL FLUJO EN UNA TUBERÍA VERTICAL: POETTMMANN Y CARPENTER

Para un valor dado de la BHP fluyendo, la formación producirá aceite, agua y gas en los pozos a gastos definidos. Lo que debe contestarse ahora es si la presión diferencial a lo largo de la tubería de producción, obtenida a partir del valor asignado a la presión en el fondo y alguna presión en la parte superior la cual no puede ser menor que la atmosférica (P_{th}), es suficiente para permitir que los fluidos pasen al pozo desde la formación y fluyan hacia arriba por la tubería a los gastos necesarios.

El problema fue tratado semiteóricamente por Poettmann y Carpenter (referencia 1) quienes basaron su análisis en la ecuación de energía. Las suposiciones que se hicieron son: no se toma en cuenta la diferencia de la energía cinética del fluido que pasa por sus estados iniciales y finales de flujo (en el fondo y en la parte superior de la tubería de producción) y que las pérdidas de energía que resultan de los fenómenos irreversibles como el paso del aceite y la fricción contra las paredes de la T.P. pueden expresarse en la forma:

$$W_f = 4fv^2 \frac{\Delta h}{2gD} \quad (4-1)$$

donde v es la velocidad promedio de la mezcla en el intervalo de la tubería de producción de longitud Δh y D es el diámetro interior de la tubería de producción. El factor f debe determinarse empíricamente.

Al aplicar estas consideraciones, Poettmann y Carpenter pudieron reducir la ecuación de la energía a la forma:

$$1 + 4 \frac{\Delta p}{\Delta h} = \bar{\rho} + \frac{K}{\bar{\rho}} \quad (4-2)$$

donde

Δp = Caída de presión en el intervalo vertical Δh pies, lb/pulg².
 $\bar{\rho}$ = Densidad promedio del fluido en este intervalo, lb/pie³.

$$\bar{K} = \frac{fq^2 M^2}{(7.413 \times 10^{10} D^5)} \quad (4-3)$$

- q = Gastos de líquidos (agua y aceite a condiciones de tanques de almacenamiento), bl/día.
 M = Masa total del gas y líquido asociado con 1 barril de líquido a condiciones de almacenamiento, lb.
 D = Diámetro interior de la T.P., pies.
 f = Factor de pérdida de energía definido por la ecuación 4-1.

Para ilustrar el método utilizando las ecuaciones (4-2) y (4-3), considérese el caso de un pozo perforado en la formación. Las propiedades del flujo de entrada son conocidas, es decir, el IPR de la formación, la presión estática, el comportamiento de la fracción de agua y el comportamiento de la relación gas-aceite RGA. También, se supone que se han determinado o pueden determinarse ciertas propiedades del aceite y gas, como la del factor de volumen del aceite de formación, la solubilidad del gas, las densidades del aceite y del gas y el factor de volumen del gas de formación.

Si se supone un cierto valor para la p_{wf} de la BHP fluyendo, el gasto al cual la formación suministra aceite, agua y gas al fondo del pozo puede encontrarse a partir de las propiedades conocidas del flujo que entra. Ahora, si se divide la tubería de producción en partes iguales, H_1H_2 , H_2H_3 , H_3H_4 y así sucesivamente, cada una de longitud Δh (véase figura 4.2), y

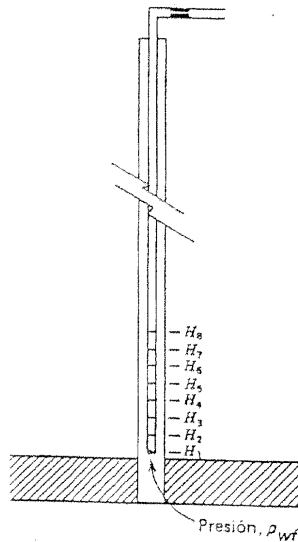


Figura 4.2 División de la tubería de producción en intervalos de longitud igual para fines de cálculo.

las presiones en la columna de flujo son p_2, p_3, p_4, \dots en los puntos H_2, H_3, H_4, \dots . Como la presión en H_1 es p_{wf} , por consiguiente, para el intervalo H_1H_2 , se puede tomar la presión p_{wf} como primera aproximación y así pueden determinarse los diferentes factores que se necesiten para la ecuación 4-2 a saber $\bar{\rho}$, q y M . Si se considera por el momento que existe un método para encontrar el valor del factor de pérdida de energía f , puede utilizarse la ecuación 4-2 para calcular la caída de presión Δp sobre el intervalo H_1H_2 . De esta manera se encuentra la primera aproximación, de la presión p_2 en el punto H_2 . Si se desea una mejor aproximación, entonces, el promedio de p_{wf} y esta primera aproximación puede usarse en lugar de p_{wf} en el cálculo $\bar{\rho} + K/\bar{\rho}$. Este proceso se repite para el intervalo H_2H_3 y así sucesivamente subiendo en la tubería de producción, hasta que se alcance la superficie y la presión en esta etapa (es decir, la P_{th}) sea mayor que cero o hasta que la presión calculada en alguna etapa sea cero o negativa, en cuyo caso se puede concluir que el pozo no fluirá con el valor de la BHP supuesta al inicio de los cálculos.

Al tomar valores diferentes de la presión en el fondo fluyendo BHP como puestos de inicio, es posible desarrollar una gráfica del tipo mostrada en la figura 4.3 para cualquier diámetro particular de tubería de producción. Con el valor de la BHP fluyendo definido en punto A como punto de inicio, el gasto de la formación se determina moviéndose horizontalmente hacia el punto B sobre el IPR y, luego, verticalmente hacia abajo hasta el punto C. Con el gasto de producción definido por C, la ecuación de Poettmann y Carpenter se usa para calcular el valor de la P_{th} (punto D). Evidentemente, BD es una medida de la pérdida de presión en la tubería de producción. El gasto máximo al cual el pozo es capaz de fluir se define mediante el punto E, que corresponde a una P_{th} de cero. Ya que habrá siempre una pérdida de presión positiva en la tubería de producción, el punto E debe quedar a la izquierda del potencial del pozo q' , como se muestra; en otras palabras, un pozo nunca puede producir o rendir en forma completa al potencial de la formación con un flujo natural. En la práctica, un pozo nunca produce con una P_{th} de cero debido a que la línea de flujo y el separador en la superficie siempre ejercerán alguna contrapresión. Si se ha decidido que el pozo produzca con una P_{th} de 100 lb/pulg² se traza entonces una línea horizontal a la altura equivalente de 100 lb/pulg²; y el punto F en el cual éste interseca la curva de la P_{th} define el gasto G.

Puede usarse también una gráfica del tipo que se muestra en la figura 4.3 para determinar el tamaño óptimo de la tubería que se corra en un pozo dado, es decir, el diámetro de la tubería de producción que permiti-

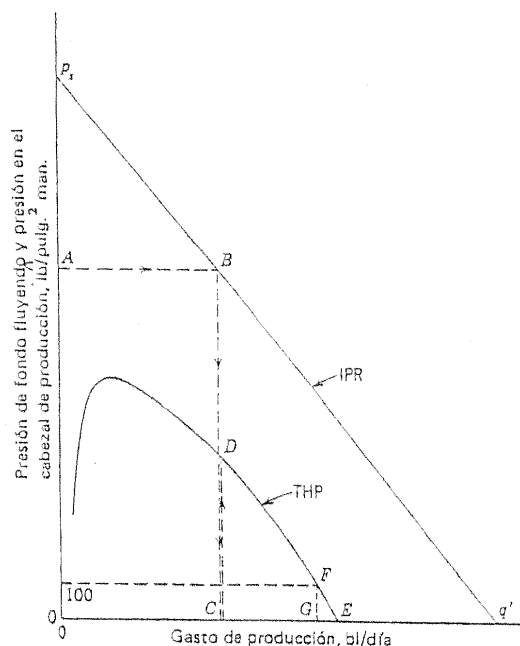


Figura 4.3 BHP fluyendo y P_{th} como funciones del gasto.

rá que el pozo fluya a su gasto máximo a alguna P_{th} predeterminada. Al repetir los cálculos de Poettman y Carpenter para una tubería de producción en particular, quizá, de 2 3/8 y 3 1/2 pulg se generan curvas como las que se muestran en la figura 4.4. En el ejemplo ilustrado, una tubería de producción de 2 3/8 pulg podría ser mejor que una de 3 1/2 pulg a una P_{th} de 200 lb/pulg², pero lo inverso sería lo verdadero para una P_{th} de 100 lb/pulg². Es mejor que Poettmann y Carpenter describan con sus propias palabras (referencia 1), la forma en la cual el factor de pérdida de energía f se correlacionó en términos de otras variables.

Sin embargo, los cálculos se hicieron a la inversa para establecer los valores de f como una función de las variables que intervienen en el flujo de aceite, agua y gas en la tubería de producción. Esto implicó hacer uso de datos de campo en la forma de información de producción y de PVT, además de las mediciones de presión y temperatura. Los valores de f fueron calculados de esta manera con los datos de campo y se encontró que podrían correlacionarse mejor como una función del

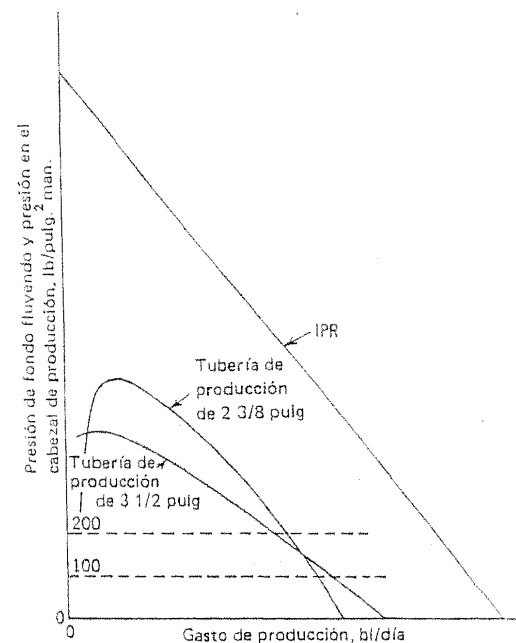


Figura 4.4 Determinación del diámetro óptimo de la tubería de producción.

producto del diámetro interior de la tubería de producción y la velocidad de la masa del fluido en la misma tubería (véase figura 4.5). En términos de las unidades obtenidas a partir de los datos de campo:

$$D_{op} = (1.4737 \times 10^{-5}) \frac{Mq}{D} \quad (4-4)$$

Es afortunado y era de esperarse el hecho de que la viscosidad no sea una de las variables que intervienen en el flujo vertical multifásico. Esto se debe al hecho de que el grado de turbulencia es de tal magnitud que, de las pérdidas totales de energía W_f , no se toma en cuenta la parte generada por el esfuerzo cortante debido a la viscosidad.

Se puede mencionar aquí que debido a la gráfica logarítmica, la dispersión de puntos en la figura 4.5 es de hecho mayor que lo que aparenta ser de una simple mirada. Por ejemplo, cuando $D\rho v$ es 2.8, la curva da un valor de 1.8 para f pero el valor más pequeño de f que se ha calculado

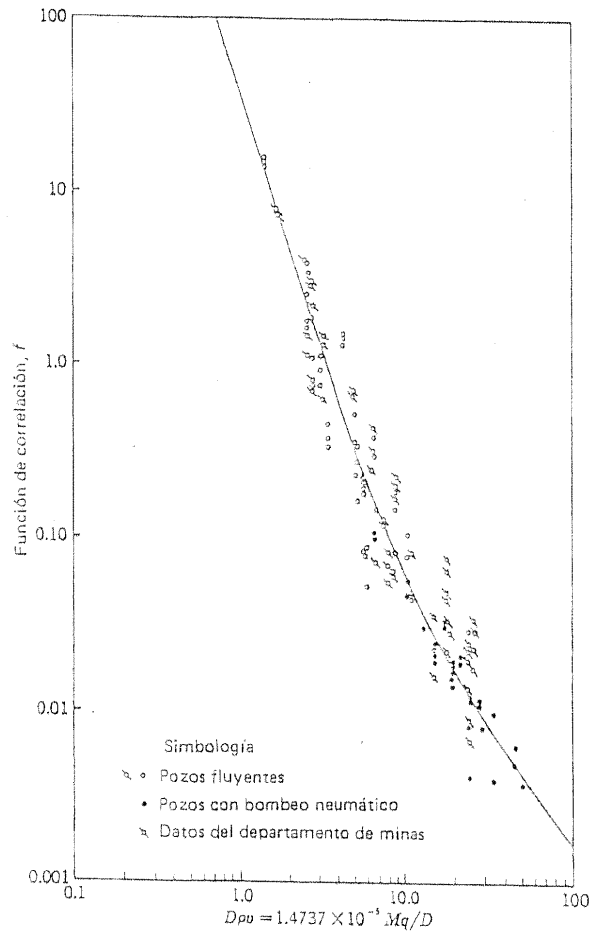


Figura 4.5 Correlación de los datos de campo en pozos fluyentes y con bombeo neumático. (Según Poettmann y Carpenter, referencia 1. Cortesía de *API Drill. Prod. Practice.*)

a partir de las observaciones es 0.68 y el mayor es 3.9. Cuando Dpv es 25, la curva da un valor de $f = 0.012$; el valor más pequeño a partir de las observaciones es 0.0042 y el mayor es 0.033.

El método de Poettman y Carpenter ha sido adaptado al problema de gradientes de flujo anular por Baxendell (referencia 2) y para resolver el de los gradientes debidos a los elevados gastos en la tubería de producción

por Baxendell y Thomas (referencia 3). Este trabajo se basa en el resultado de las pruebas efectuadas en el campo La Paz, de Venezuela, a partir de los cuales es posible calcular los valores del factor f para gastos elevados. La correlación sugerida del gasto elevado se muestra en la figura 4.6, y es evidente que la modificación y ampliación corresponden con los resultados originales de Poettmann y Carpenter en el pozo. En particular, deberá hacerse notar que la curva propuesta por Baxendell y Thomas se aplica a valores del factor de pérdida de energía menores de 0.008, mientras que

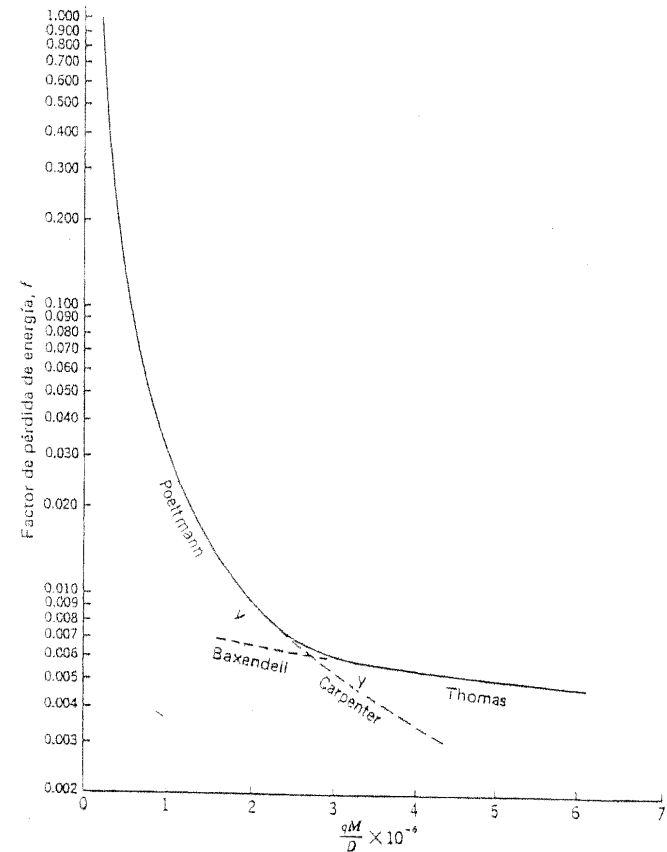


Figura 4.6 Correlación de los datos de campo para pozos fluyentes de alto gasto. (Según Baxendell y Thomas, referencia 3. Cortesía de *A/IME.*)

la curva de Poettmann y Carpenter en estos valores bajos de f se basó únicamente en seis puntos (véase figura 4.5).

Baxendell y Thomas señalaron que había un alto grado de consistencia en los resultados de campo a gastos suficientemente altos en la T.P. para dar un valor de qM/D mayor que 3.0×10^6 (aproximadamente a gastos de producción mayores de 500 bl/día). De hecho, estos investigadores consideran que en este rango de flujo, la exactitud de los cálculos de la presión deben ser de ± 5 por ciento (referencia 3). Tal consistencia se marca en contraste a los resultados obtenidos por Poettmann y Carpenter para gastos menores (véase la figura 4.5). Como apuntó Ros (referencia 4), la razón es probablemente que a altas velocidades que acompañan a los altos gastos, el gas libre no tiene la oportunidad de deslizarse a través del aceite en la tubería de producción (véase la sección 4.7), de tal manera que las pérdidas de energía en dicha tubería son casi totalmente el resultado de la fricción en las paredes; como consecuencia, es bastante útil suponer una expresión sencilla como la ecuación 4-1 para las pérdidas de energía que resultan de los efectos irreversibles. Pero a velocidades bajas del líquido en la tubería de producción (es decir, a gastos bajos) el gas es un medio de transmisión de una parte considerable de la pérdida de energía hacia el sistema conforme aquél sube en forma de burbujas por el líquido (paso del gas), de aquí que sea inadecuada la consideración de un factor único de pérdida de energía. Se han hecho varios intentos para vencer esta dificultad; el de Ros (referencia 4) se estudiará brevemente en la siguiente sección. El segundo es el realizado por Tek (referencia 9), quien investigó a partir de la idea de que el factor de pérdida de energía, debería estar correlacionado contra una cantidad adimensional en vez de correlacionarlo contra el producto dimensional qM/D . Encaminado a este fin Tek introdujo, con bastante éxito, un número de Reynolds de dos fases y correlacionó f como una función de este número y de la relación de la masa del gas a la del líquido, basándose en las cantidades del separador y del tanque de almacenamiento.

El punto débil del planteamiento de Poettmann y Carpenter con respecto al problema de las pérdidas de presión que acompañan al flujo vertical de dos fases es la inexactitud para determinar la función de correlación f , pero las investigaciones de Ros (referencia 4), Tek (referencia 9) y otros parecen haber vencido dicho problema. Gilbert (referencia 5) ha desarrollado un excelente método gráfico para encontrar las pérdidas de presión en un flujo vertical (sección 4.5). Las curvas necesarias para los métodos de Gilbert pueden ser calculadas y trazadas con cualquiera de los diferentes métodos para calcular el gradiente de presión, y con el obje-

to de que no haya dudas, se ilustra el uso de las ecuaciones de Poettmann y Carpenter. La descripción dada se basa en el procedimiento descrito por Baxendell (referencia 2).

Se necesita la curva de la presión contra profundidad en una tubería de producción de 2 7/8 pulg cuando el gasto de líquido es de 200 bl/día, con una relación agua-aceite (WOR) de 0.2 y una RGL de 0.5 mpc/bl. Si Y lb es la masa de 1 bl de líquido a condiciones de almacenamiento (16.7 por ciento de agua y 83.3 por ciento de aceite) y d lb/pie³ es la densidad del gas a condiciones estándar, entonces M , la masa de gas y líquido asociado con 1 lb de líquido a condiciones de almacenamiento está dado por

$$M = Y + 500d \quad \text{lb} \quad (4-5)$$

como q , el gasto de producción, es de 200 bl/día y D , el diámetro interior de la T.P., en pies, es aproximadamente 2.5/12, el valor de 1.4737×10^{-5} (Mq/D), que es la función graficada en la abscisa de la figura 4.5, es

$$1.4737 \times 10^{-5} \frac{(Y + 500d)200}{2.5/12}$$

Los valores de Y y d se obtienen a partir de los análisis PVT del aceite que se esté estudiando realizados en laboratorio y el factor de la pérdida de energía puede leerse en la figura 4.5. Entonces, puede calcularse la función \bar{K} definida por la ecuación 4-3.

Para obtener un valor de $\Delta p/\Delta h$, se necesita determinar la densidad promedio, $\bar{\rho}$ en lb/pies³, del fluido en el intervalo Δh (ecuación 4-2). La densidad es la masa dividida entre el volumen, y la masa asociada con 1 barril de líquido a condiciones de almacenamiento está definido por la ecuación (4-5). El volumen es igual al de aceite más el de agua más el de gas libre. Si la presión media en el intervalo en estudio Δh es p , los análisis PVT darán los valores en dicho intervalo del factor de volumen del aceite de la formación B_0 , del factor de volumen del gas de la formación B_g y la solubilidad del gas R_s . Como la WOR en la superficie es 0.2, cada barril de líquido a condiciones de almacenamiento está formado o constituido por 0.333 bl de aceite y 0.167 barriles de agua. Así, el volumen de aceite por barril de líquido a condiciones de almacenamiento en el intervalo Δh es $0.333 B_0$ y el volumen de agua es 0.167 (sin tomar en cuenta la compresibilidad del agua y la poca solubilidad del gas en aquella). Además, R_s pies³ estándar de gas están en solución dentro de 1 bl de aceite a condiciones de almacenamiento a la presión p ; por consiguiente, de 500 pies³ de gas libre por barril de líquido a condiciones de super-

ficie, $0.833 R_g$ pies³ está en solución en el intervalo Δh . El volumen de gas libre es entonces $(500 - 0.833 R_g)$ pies³ estándar, o $B_g (500 - 0.833 R_g)$ bl en la tubería de producción a la presión p .

Por lo tanto, el volumen total, a la presión p , de los fluidos asociados con 1 barril de líquido a condiciones de almacenamiento es

$$\begin{aligned} & 0.833 B_o + 0.167 + B_g (500 - 0.833 R_g) \quad \text{bl} \\ \text{o} & 5.614 [0.833 B_o + 0.167 + B_g (500 - 0.833 R_g)] \quad \text{pies}^3 \end{aligned}$$

Cuando esta expresión se usa conjuntamente con la ecuación 4-5, es evidente que

$$\bar{p} = \frac{Y + 500d}{5.614 [0.833 B_o + 0.167 + B_g (500 - 0.833 R_g)]} \quad \text{lb/pies}^3 \quad (4-6)$$

El gradiente de presión $\Delta p/\Delta h$ se puede calcular ahora con la ecuación 4-2.

Si se supone un valor para la presión en el cabezal, P_{th} (por ejemplo, 200 lb/pulg²) y si se toman incrementos de presión de 200 lb/pulg², el gradiente asociado con cada incremento puede calcularse como se indicó antes. Dividiendo el incremento de presión de 200 lb/pulg² entre su gradiente de presión da la longitud de la tubería de producción sobre la cual se presenta el incremento. En esta forma, se puede hacer una gráfica de la presión contra la profundidad. Esta gráfica se puede extrapolar a la presión cero y ajustar la escala de profundidad a que la presión cero corresponda a la profundidad cero. Repitiendo este procedimiento para un rango supuesto de gastos, RGL y diámetros de la tubería de producción, se pueden preparar familias de curvas de la distribución de la presión similares a las mostradas en las figuras 4.11 a la 4.20.

4.4 COMPORTAMIENTO DEL FLUJO EN UNA TUBERÍA VERTICAL: ROS

Ros (referencia 4) tomó como base para su estudio el balance de presión en vez de la ecuación del balance de energía. Para el flujo de una fase, el gradiente de presión es igual a la suma de los gradientes estático, de fricción y de aceleración, por lo que

$$\frac{dp}{dh} = g\rho + f \frac{1}{2} \frac{\rho v^2}{D} \quad (4-7)$$

en donde no se toma en cuenta el gradiente de aceleración. En esta ecuación, que es equivalente a la de Poettmann y Carpenter (ecuación 4-2), el símbolo ρ significa la densidad del fluido, g la aceleración debido a la gravedad y v la velocidad del fluido.

Para un flujo bifásico, el término gradiente estático en la ecuación 4-7 deberá modificarse para permitir la posibilidad de investigar los efectos del deslizamiento o paso del gas en el líquido y, por lo tanto, Ros lo substituyó por:

$$\epsilon_l \rho_l g + \epsilon_g \rho_g g \quad (4-8)$$

donde ρ_l y ρ_g son las densidades del líquido y del gas, respectivamente, ϵ_l es la *retención del líquido* y ϵ_g es la *retención del gas*. La retención del líquido debe definirse como el volumen del líquido que está realmente presente en una cierta longitud de tubería dividido entre el volumen de esa longitud de tubería; la definición de la *retención del gas* es similar. Evidentemente,

$$\epsilon_g + \epsilon_l = 1 \quad (4-9)$$

Aunque esta modificación presentada por Ros no altera el significado dado a la densidad del fluido por Poettmann y Carpenter, separa los efectos del gas de aquellos que afectan el líquido y así permite que se haga una investigación experimental para determinar los factores que intervienen en cada una de esas partes del término gradiente estático compuesto y, también, la relación con el término fricción. Si la ecuación 4-8 se substituye en la ecuación 4-7 y se usa la ecuación 4-9, se tiene que

$$\frac{1}{\rho_l g} \frac{dp}{dh} = \epsilon_l + (1 - \epsilon_l) \frac{\rho_g}{\rho_l} + \text{término de fricción} \quad (4-10)$$

Ya que la mayoría de las veces la densidad del gas es muy pequeña comparada con la densidad del aceite, el término $(1 - \epsilon_l) \rho_g / \rho_l$ puede ignorarse y la ecuación 4-10 se reduce a

$$\frac{1}{\rho_l g} \frac{dp}{dh} = \epsilon_l + \text{término de fricción} \quad (4-11)$$

Ros llevó a cabo un análisis dimensional para aislar aquellos grupos adimensionales fundamentales para determinar los gradientes de presión bajo un flujo vertical de dos fases; diseñó un programa experimental pa-

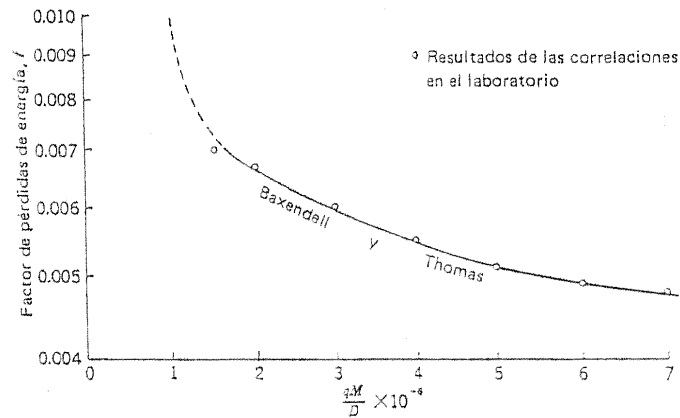


Figura 4.7 Comparación entre las correlaciones de laboratorio y datos de campo para pozos de alto gasto. (Según Ros, referencia 4. Cortesía de AIME.)

ra determinar las influencias de estos grupos en particular y, también, de aquellos de importancia secundaria en regiones de interés especial. En total, el programa dio aproximadamente 20 000 puntos de información y abarcó un amplio rango de diámetros de tubería, gastos de aceite y gas y viscosidades de aceite. Las correlaciones empíricas resultantes para una *retención del líquido* y para una fricción en las paredes son complejas y los cálculos de gradientes de presión que se basan en ellos son programados para la computadora.

Una comparación de los resultados calculados a partir de estas correlaciones con el factor de pérdidas de energía obtenido por Baxendall y Thomas, a partir de pruebas de campo (figura 4.6), se ilustra en la figura 4.7 e indica una concordancia excelente entre los datos de laboratorio y de campo.

4.5 COMPORTAMIENTO DEL FLUJO EN UNA TUBERÍA VERTICAL: GILBERT

El planteamiento de Gilbert (referencia 5) al problema de flujo vertical de dos fases fue empírico: con base en los valores medidos de las pérdidas de presión del flujo en la tubería de producción, se obtuvieron familias de curvas que pueden utilizarse con fines de extrapolación e interpolación.

Se hará un resumen del trabajo de Gilbert en esta sección, pero para tener una idea completa, y para conocer su desarrollo histórico, el lector se debe referir al trabajo original de Shaw (referencia 10), Babson (referencia 11) y Gilbert (referencia 5).

Supóngase que la mayoría de las medidas siguientes han sido tomadas en pozos fluyentes:

- Profundidad de la tubería de producción, pies.
- BHP fluyendo, es decir, la presión en la entrada de la tubería, lb/pulg².
- P_{th} , lb/pulg².
- Relación líquida total, bl/día.
- RGL, mpc/lb.
- Diámetro de la tubería de producción.

Suponiendo que la BHP fluyendo depende (hasta donde se relaciona con el flujo vertical hacia arriba en la tubería de producción) sólo de otras 5 variables, 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 brutos o totales (en la práctica, naturalmente, todos aquellos pozos que tienen RGL_s y gastos que se encuentren dentro de pequeños rangos deberán considerarse juntos).

Si la BHP fluyendo se grafica como una función de la profundidad para este grupo de pozos, se obtiene un resultado como el ilustrado en la figura 4.8. Cada una de las curvas, *a*, *b*, *c* y *d*, corresponde a una P_{th} diferente, donde las P_{th} son los puntos de intersección de estas curvas con la línea de profundidad cero (puntos *A*, *B*, *C* y *D*). Cada una de estas curvas representa la distribución de la presión a lo largo de la tubería de producción para un pozo fluyente a un gasto y una RGL dados.

Ahora supóngase que un pozo está produciendo con una P_{th} , *A* y que una válvula está conectada en la profundidad *OF*. En un instante determinado, esta válvula se abre de tal manera que la presión en la tubería en el punto *F* no cambia y, simultáneamente, se cierra la válvula en el cabezal. Entonces, la distribución de la presión en la tubería debajo del punto *F* no se alterará y el pozo continuará fluyendo con el mismo gasto. Si el punto *F* se considera como el cabezal de la T.P. el pozo está fluyendo con una P_{th} igual a *E*, que, en la figura 4.8, es igual a *B*. Es decir, si la curva *a* abajo del punto *E* se mueve ascendentemente a la distancia *BE*, debe coincidir con la curva *b*. En otras palabras, las curvas *a*, *b*, *c* y

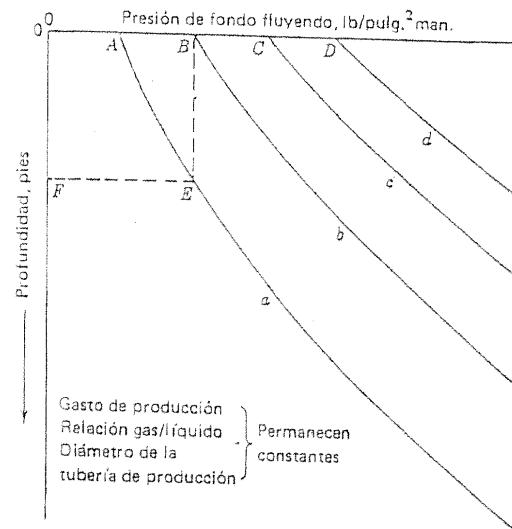


Figura 4.8 BHP fluyendo como función de la P_{th} y la longitud de la tubería de producción: RGL, gasto y diámetro de la T.P., son constantes.

d son en realidad partes de una sola curva y pueden hacerse coincidir moviéndolas verticalmente. En la figura 4.9 se muestra esta curva, con unas presiones en el cabezal A, B, C y D, correspondientes a las marcadas en la figura 4.8. La curva c, por ejemplo, de la figura 4.8 es la curva de la figura 4.9 con el punto X tomando la profundidad como cero.

Al usar la curva de la figura 4.9 para determinar la BHP fluyendo a partir de la P_{th} dado el número de pies de tubería en el agujero se observa la profundidad en la escala arbitraria que corresponde a la P_{th} conocida. La *longitud equivalente* de la tubería de producción se determina entonces sumando la longitud real de la tubería a esta "profundidad de P_{th} " y se lee en la curva la BHP fluyendo que corresponde a esta longitud equivalente de tubería de producción. La curva de la figura 4.9 es la curva de distribución de la presión para un cierto diámetro de la tubería por la cual el líquido está fluyendo a un gasto constante y el gas a una RGL de salida constante.

Antes de presentar las familias de curvas de Gilbert, deberá hacerse notar que hay alguna duda respecto a la forma correcta de la curva para presiones bajas, y que puede presentarse la curvatura inversa, es decir,

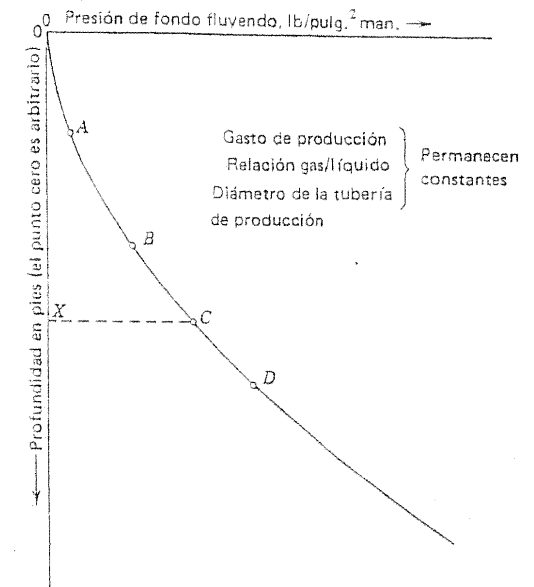


Figura 4.9 Curva de distribución de la presión; flujo vertical en dos fases.

las curvas de la distribución de la presión deben ser cóncavas hacia abajo en vez de cóncavas hacia arriba en el rango de presión baja (figura 4.10). Este tipo de inversión en la curvatura es común en las curvas calculadas usando el método de Poettmann y Carpenter (sección 4.3), pero siempre ha habido la pregunta si la anomalía aparente se pueda deber a deficiencias del método. Para revisar este punto, Baxendell y Thomas (referencia 3) realizaron una prueba muy bien controlada y sus resultados confirman la presencia de la curvatura inversa. La figura 4.10 ilustra los resultados medidos conjuntamente con la curva calculada, la cual se ajusta exactamente a los datos observados.

Las familias de curvas de Gilbert usan la RGL como parámetros y existe una familia para cada diámetro de tubería de producción y gasto de líquido. Las curvas se muestran a partir de la figura 4.11 hasta la 4.20. Refiriéndose a estas figuras, nótese que las presiones están dadas en lb/pulg.^2 , las profundidades en miles de pies, los gastos de producción en bl/día , las RGL en miles de pies^3/bl y los diámetros de tubería en pulgadas (diámetro exterior). Se observará que se muestran dos escalas de profundidad en

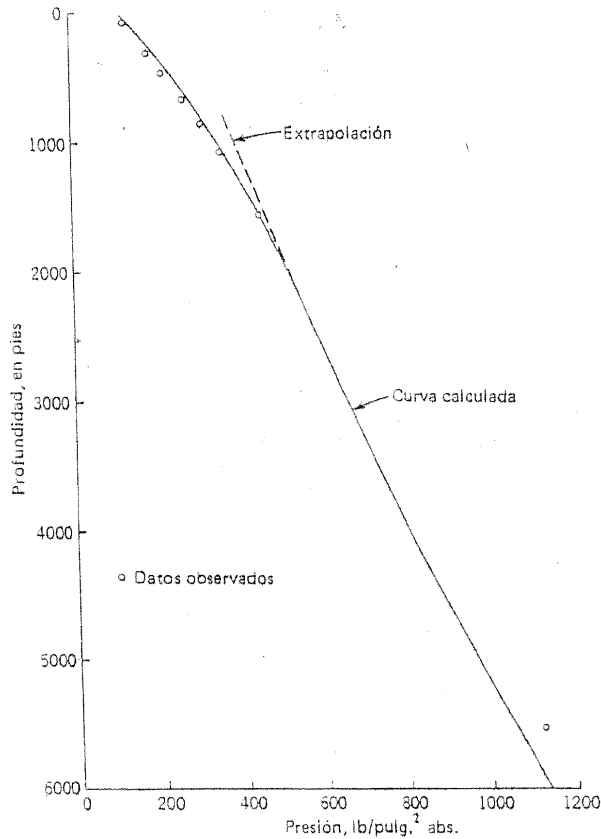


Figura 4.10 Confirmación experimental de la curvatura inversa en rangos bajos de presión de las curvas calculadas de la distribución de la presión. (Según Baxendell y Thomas, referencia 3. Cortesía de AIME.)

cada gráfica; la razón se analizará en la sección 4.7. Las gráficas mostradas abarcan los casos de tubería de producción de 1.66 pulg, 1.9 pulg, 2 3/8 pulg; 2 7/8 pulg y 3 1/2 pulg (diámetro exterior); los gastos de producción bruta de 50, 100, 200, 400 y 600 bi/día; las RGL hasta cerca de 7 mil pies³/bi (el valor real varía con el diámetro de la tubería y el gasto de producción); la caída de presión total hasta 3 500 lb/pulg² en

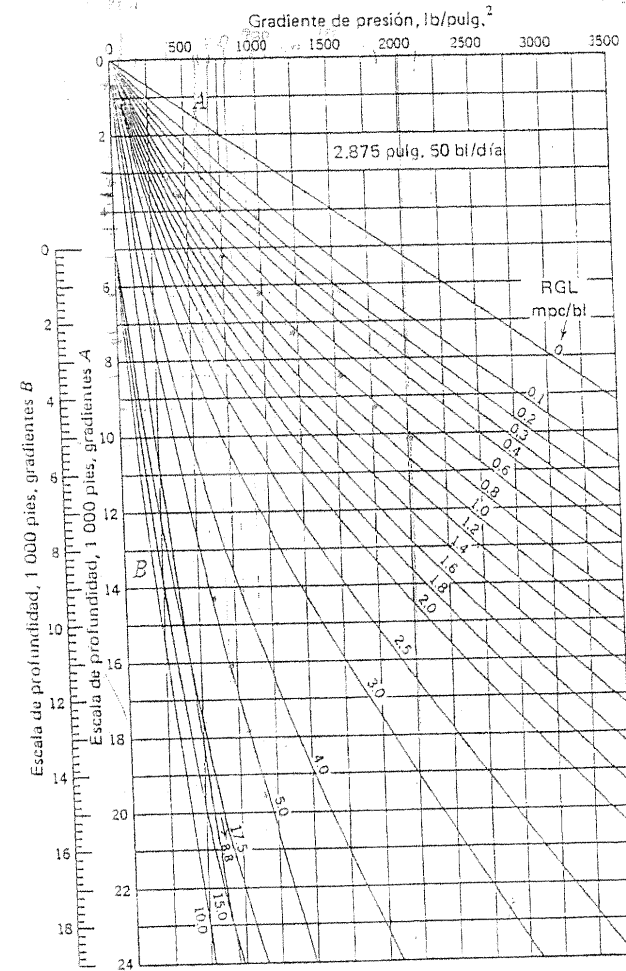


Figura 4.11 Curvas aproximadas de la distribución de la presión para tubería de producción de 2 7/8 pulg a 50 bi/día. (De Gilbert, referencia 5. Cortesía de API Drill. Prod. Practice.)

el caso de tubería de producción de 2 7/8 pulg y 2 500 lb/pulg² para los otros diámetros de tubería.

Ejemplo 4.1 Encontrar la presión de flujo en la parte inferior de una tubería de producción de 2 3/8 pulg de 13 000 pies de longitud, si el pozo está fluyendo a

Comportamiento del flujo en la tubería vertical

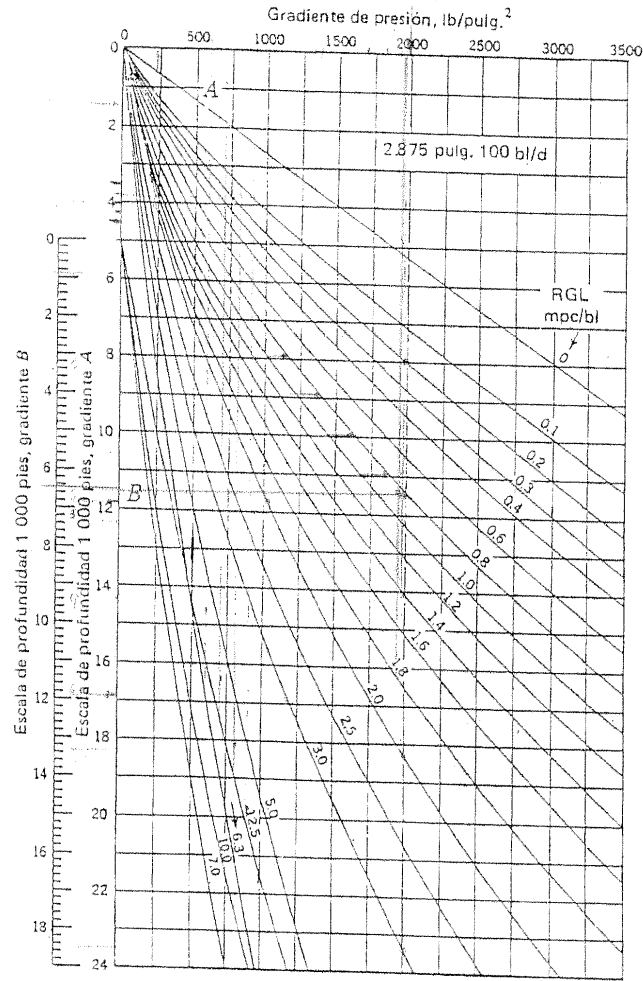


Figura 4.12 Curvas aproximadas de la distribución de la presión para tubería de producción de 2 7/8 pulg a 100 bl/día. (De Gilbert, referencia 5. Cortesía de API Drill. Prod. Practice.)

Comportamiento del flujo en una tubería vertical: GILBERT

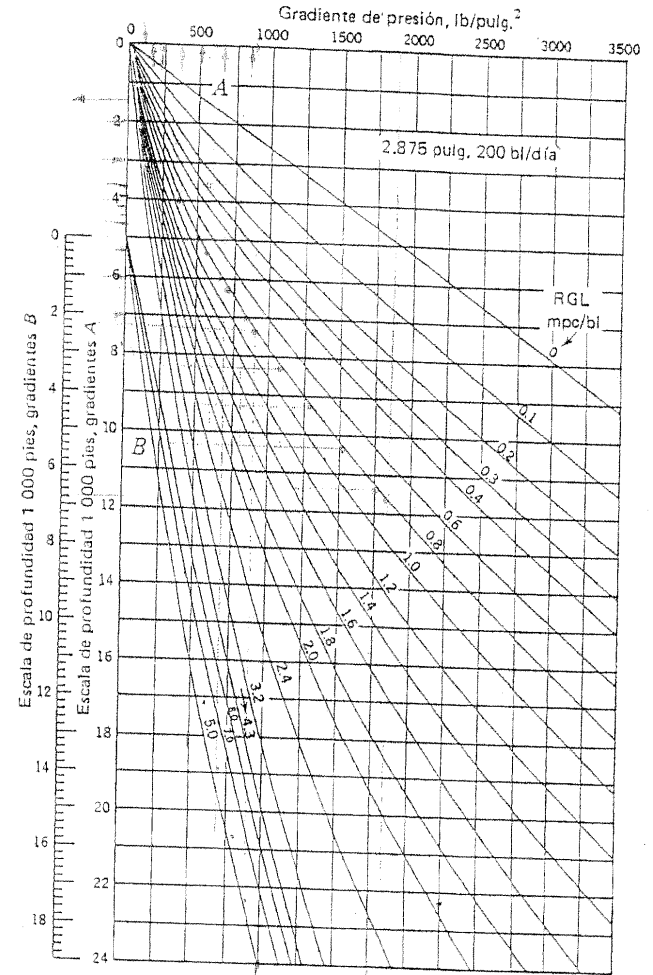


Figura 4.13 Curvas aproximadas de la distribución de la presión para tubería de producción de 2 7/8 pulg a 200 bl/día. (De Gilbert, referencia 5. Cortesía de API Drill. Prod. Practice.)

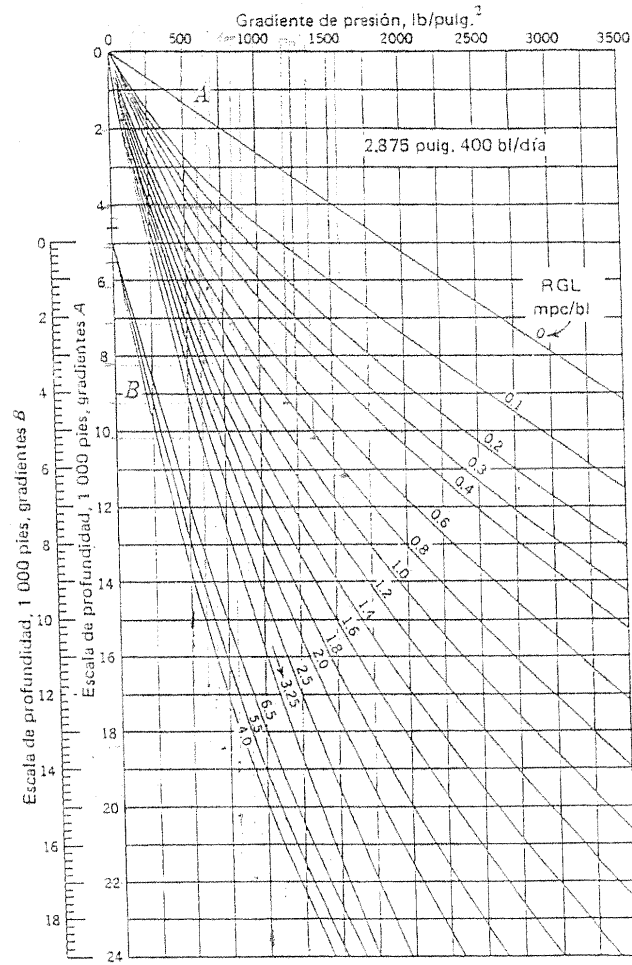


Figura 4.14 Curvas aproximadas de la distribución de la presión para tubería de producción de 2 7/8 pulg a 400 b/día. (De Gilbert, referencia 5. Cortesía de API Drill. Proc. Practice.)

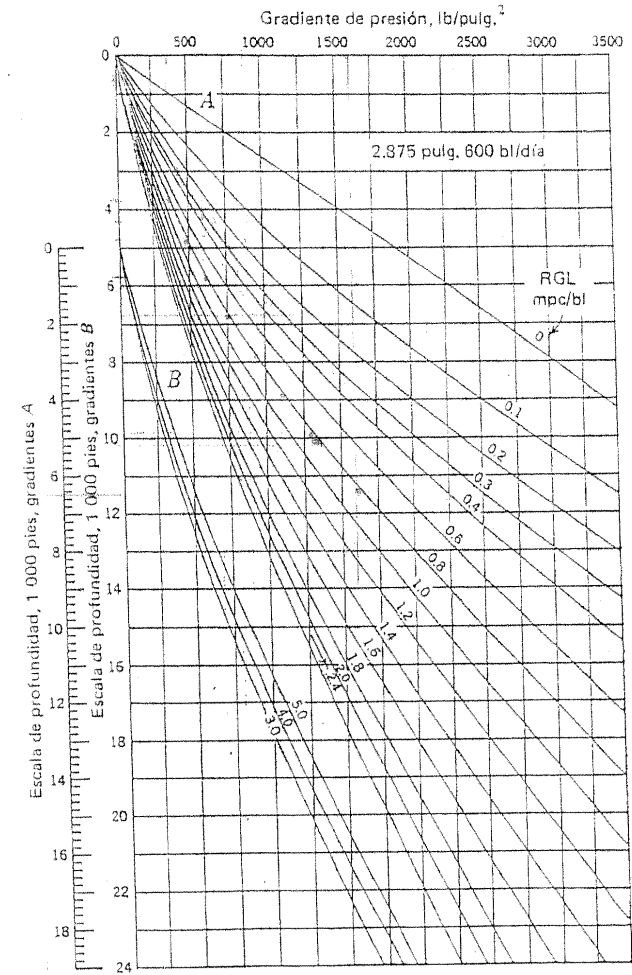


Figura 4.15 Curvas aproximadas de la distribución de la presión para tubería de producción de 2 7/8 pulg a 600 b/día. (De Gilbert, referencia 5. Cortesía de API Drill. Prod. Practice.)

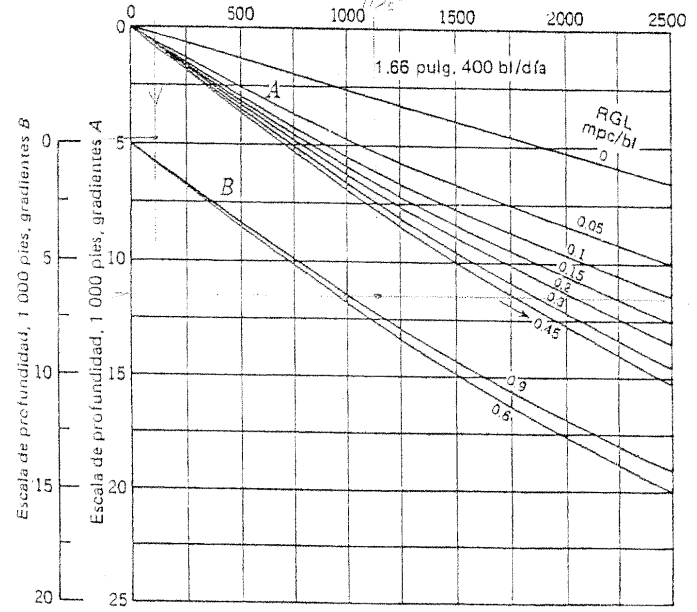
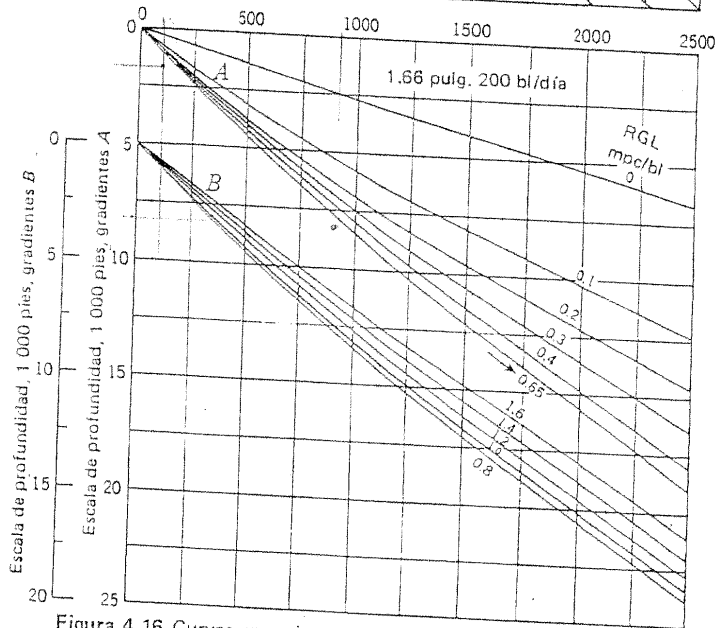
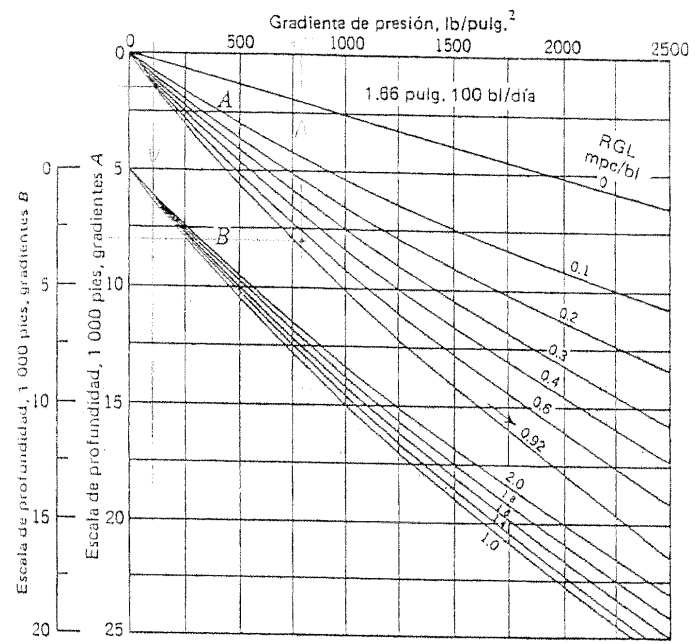
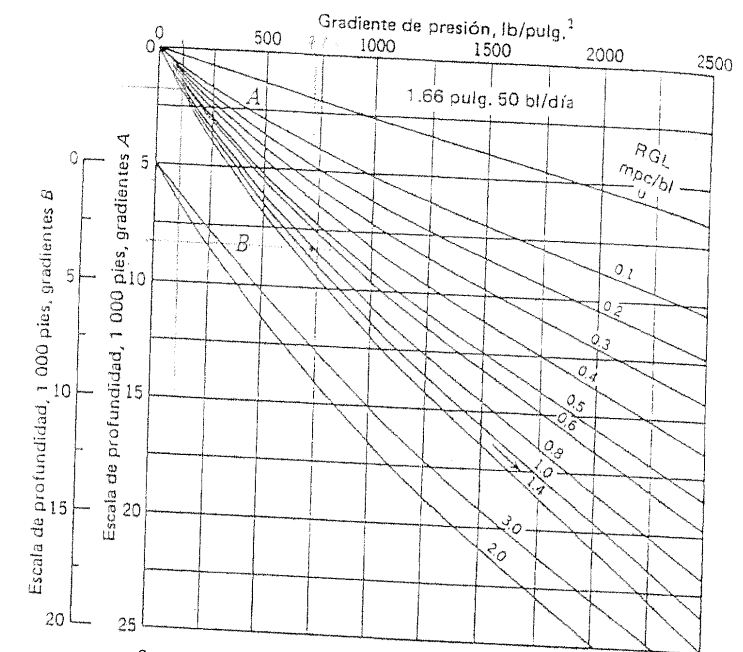


Figura 4.16 Curvas aproximadas de la distribución de la presión para tubería de producción de 1.66 pulg a 50, 100, 200 y 400 bl/día. (De Gilbert, referencia 5. Cortesía de API Drill. Prod. Practice.)

Figura 4.16 (Continuación.)

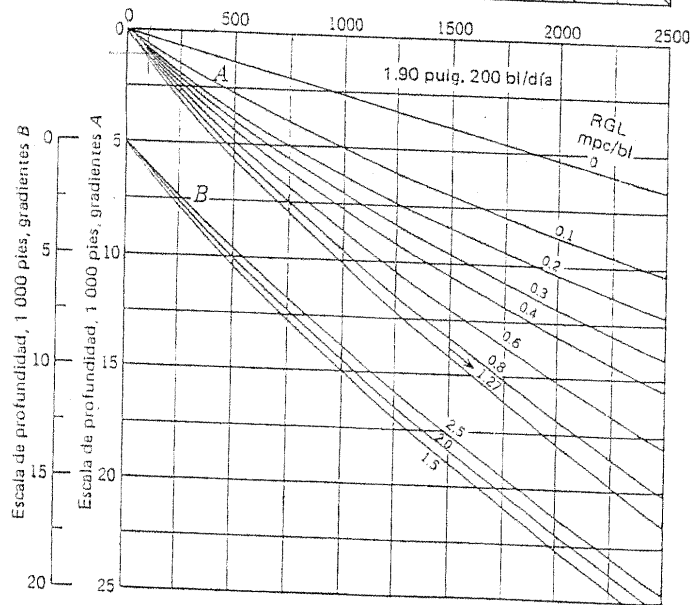
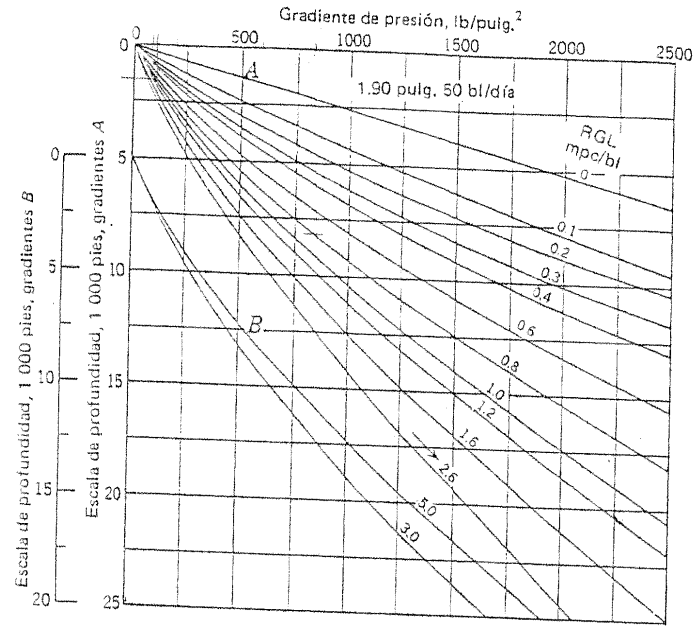


Figura 4.17 Curvas aproximadas de la distribución de la presión para tubería de producción de 1.9 pulg a 50, 100, 200 y 400 bl/día. (De Gilbert, referencia 5. Cortesía de API Drill. Prod. Practice.)

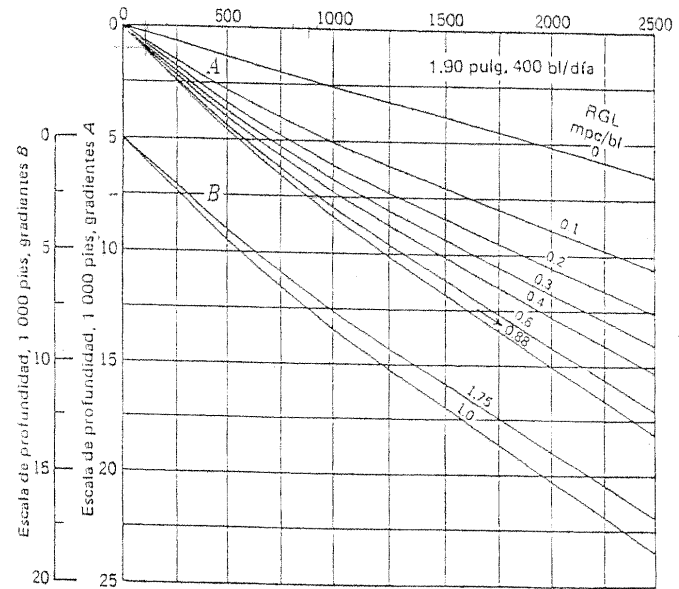
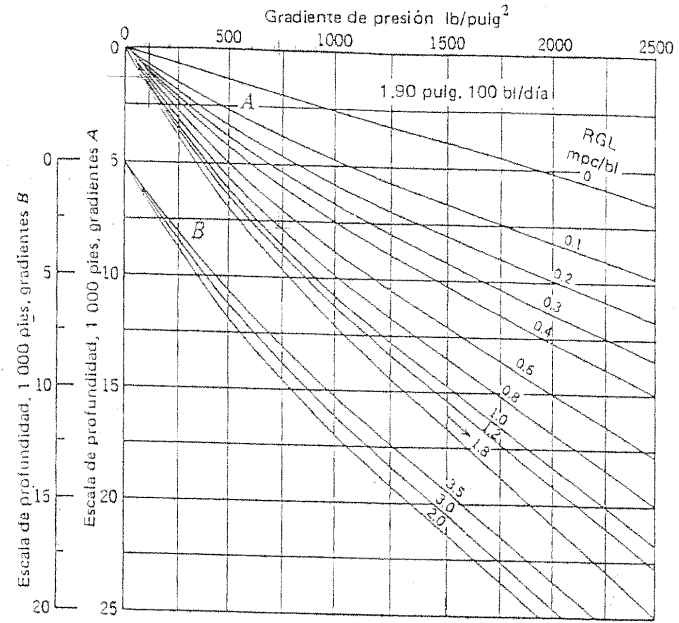


Figura 4.17 (Continuación.)

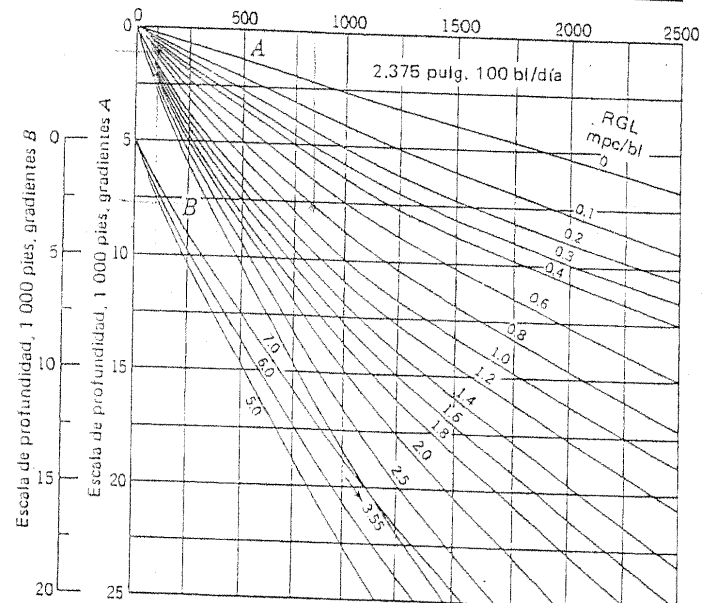
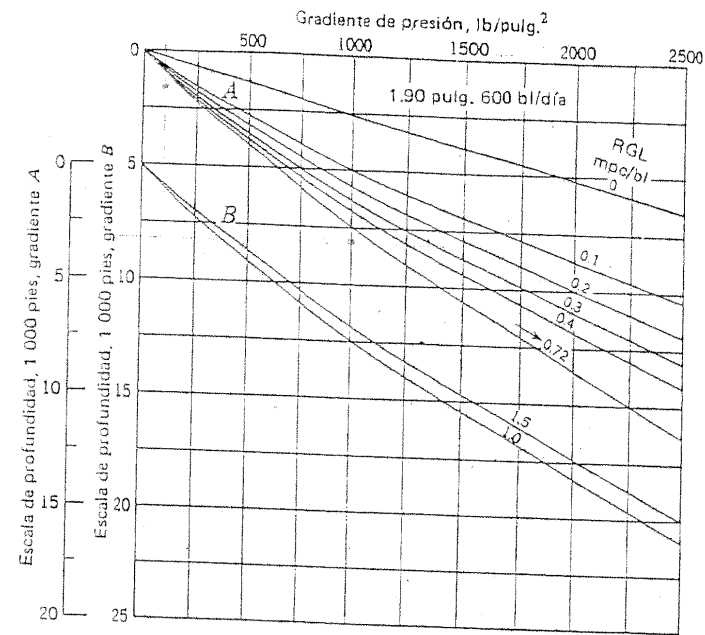


Figura 4.18 Curvas aproximadas de la distribución de la presión para tubería de producción de 1.9 pulg a 600 bl/día y para tubería de producción de 2 3/8 pulg a 60, 100 y 200 bl/día. (De Gilbert, refe-

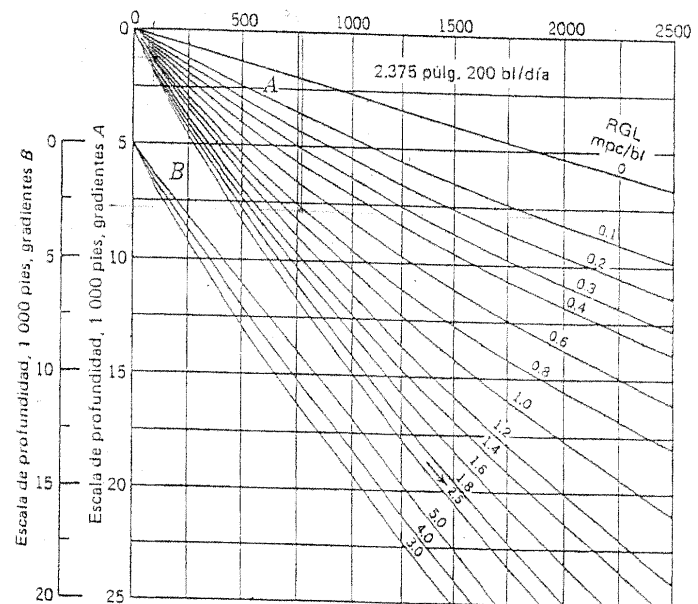
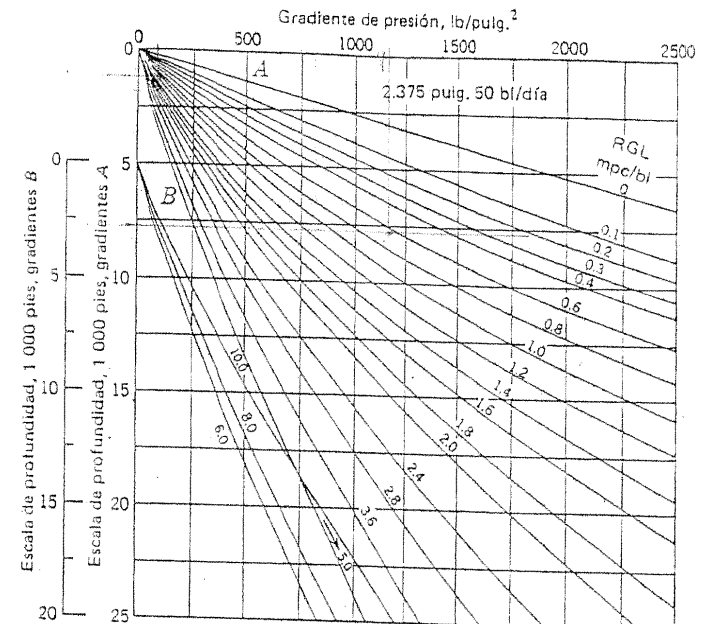


Figura 4.18 (Continuación.)

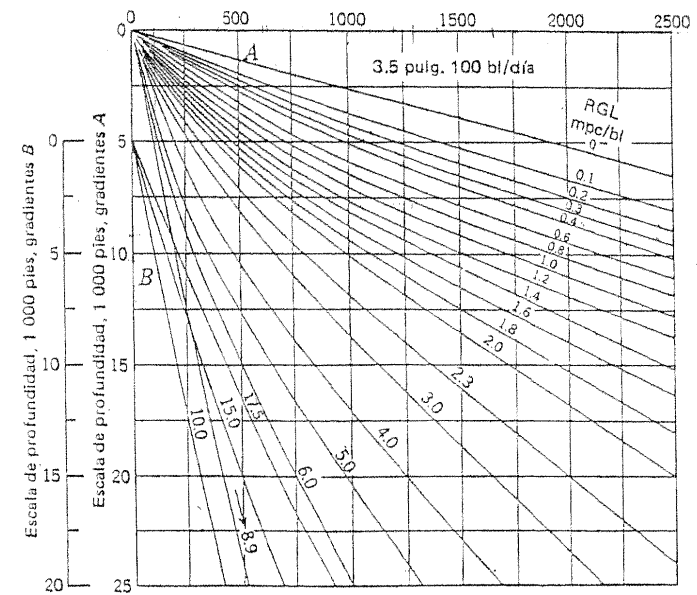
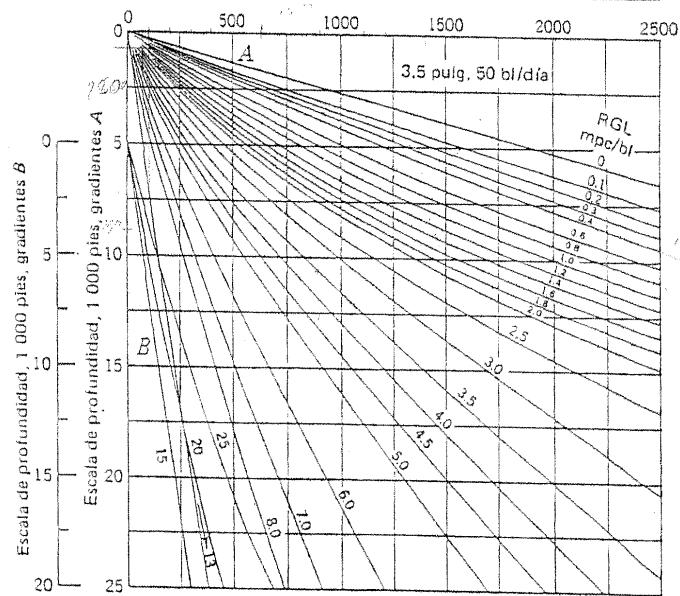
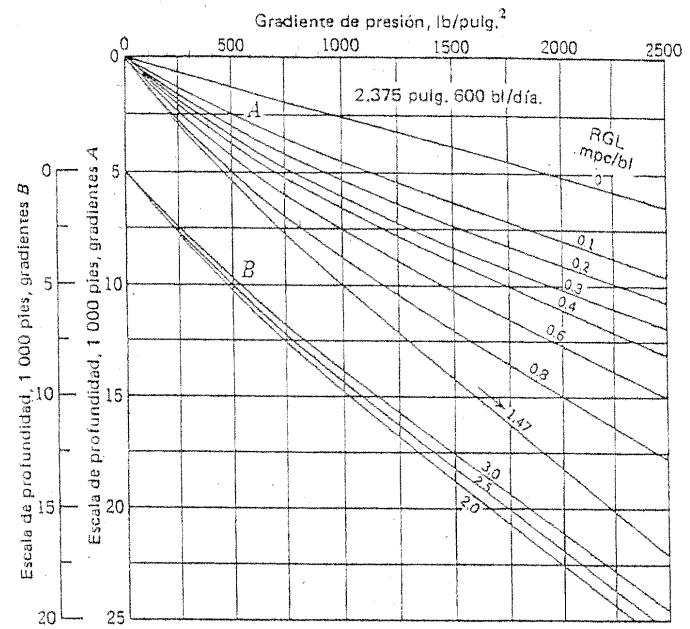
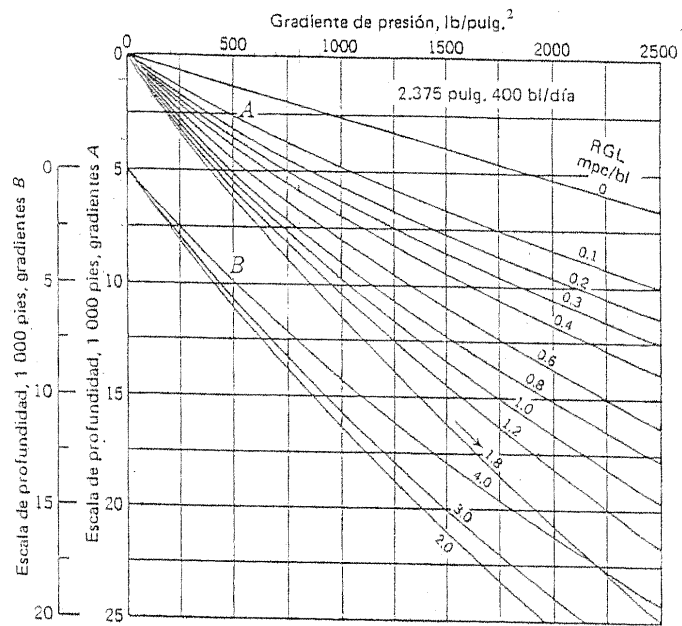


Figura 4.19 Curvas aproximadas de la distribución de la presión para tubería de producción de 2 3/8 pulg a 400 y 600 bl/día y para tubería de producción de 3 1/2 pulg a 50 y 100 bl/día. (De Gilbert, refer...

Figura 4.19 (Continuación.)

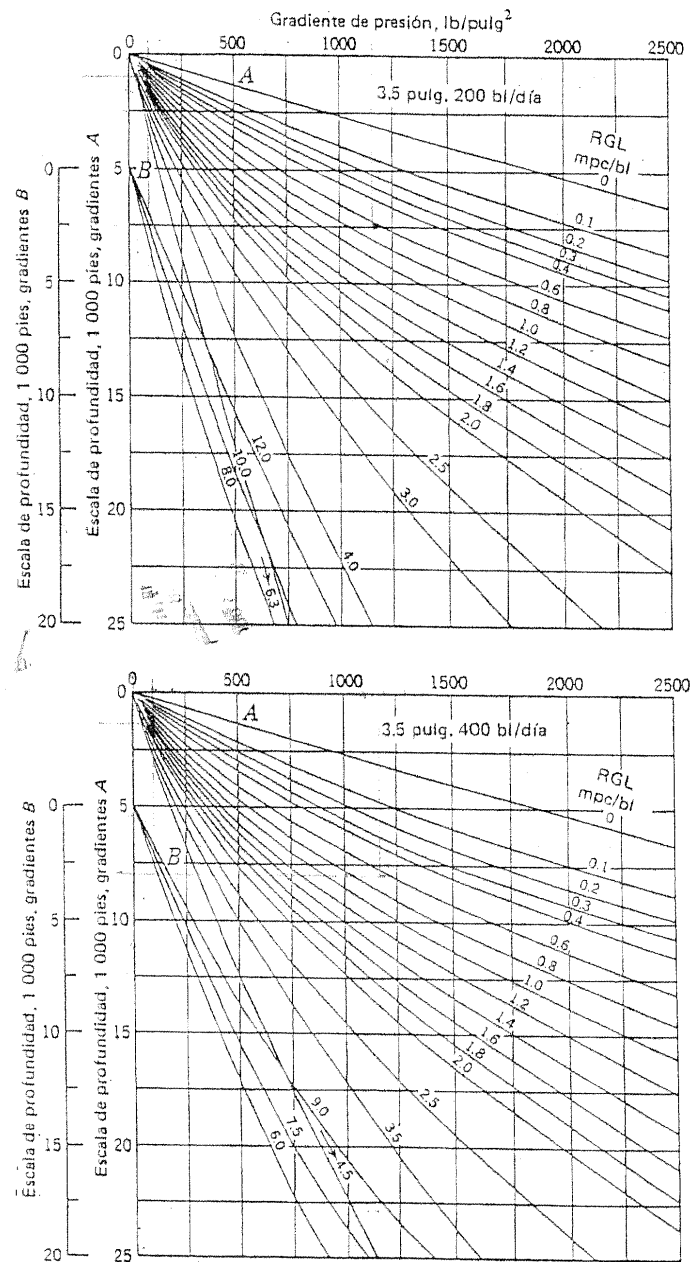


Figura 4.20 Curvas aproximadas de la distribución de la presión para tubería de producción de 3 1/2 pulg a 200, 400 y 600 bl/día. (De

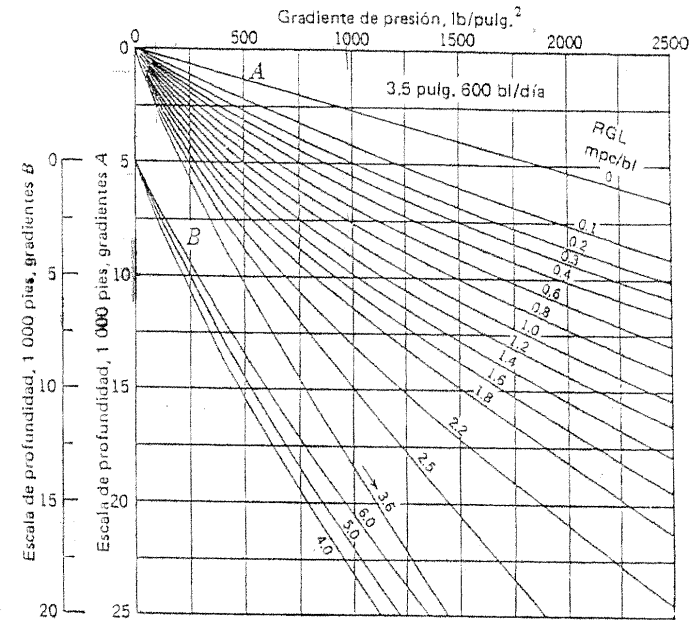


Figura 4.20 (Continuación.)

razón de 100 bl/día a una relación gas-líquido de 1.0 mpc/bl y con una P_{th} de 200 lb/pulg².

Al referirse a la familia de curvas para tubería de producción de 2 3/8 pulg con 100 bl/día (figura 4.18) y utilizando la curva de distribución de la presión que corresponde a una relación gas-líquido de 1.0 mpc/bl, se ve que la profundidad equivalente de 200 lb/pulg² de presión en el cabezal de la T.P. (punto A de la figura 4.9) es de 2 600 pies. La longitud de la tubería de producción es de 13 000 pies por lo que la zapata está a 13 000 pies abajo de esta profundidad equivalente de 2 600 pies. Entonces, la profundidad equivalente de la zapata de la T.P. es 15 600 pies y la curva de distribución de la presión da el valor de la presión a esta profundidad de 1 900 lb/pulg².

Ejemplo 4.2 ¿Cuál es la presión en el cabezal de la T.P., P_{th} , de un pozo terminado con 8 000 pies de tubería de 2 3/8 pulg que está fluyendo a 600 bl/día y cuya relación gas-líquido es de 0.4 mpc/bl si la presión en el fondo de la tubería es de 2 200 lb/pulg²?

Al referirse a la curva apropiada de distribución de la presión (figura 4.9) se tiene:

- Profundidad equivalente de la presión en la zapata de la T.P. = 12 000 pies.
- Profundidad real de la zapata = 8 000 pies.

- Profundidad equivalente de $P_{th} = 4\ 000$ pies.
- $P_{th} = 530$ lb/pulg².

Ejemplo 4.3 Se espera que fluya un pozo que tiene un índice de productividad IP de 0.4 bl/(día)(lb/pulg²) y una presión estática de 1 500 lb/pulg² con un gasto de 400 bl/día por una T.P., de 4 000 pies de longitud y 2 7/8 pulg de diámetro. La relación gas-líquido es de 0.2 mpc/bl. ¿Fluirá el pozo al gasto deseado?

La BHP fluyendo, cuando el gasto de producción es de 400 bl/día, debe obtenerse con la ecuación 3-2, que es:

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

o, sustituyendo los valores dados:

$$0.4 = \frac{400}{1500 - p_{wf}}$$

por lo que $p_{wf} = 500$ lb/pulg².

De la curva pertinente de distribución de la presión (figura 4.14), la profundidad equivalente de la T.P., (es decir, la presión en la zapata) se obtienen 3 200 pies y la longitud real de la T.P., es de 4 000 pies. Entonces, es evidente que el pozo no podría fluir al gasto deseado.

En general, hay dos posibles planteamientos a la solución del problema del pozo fluyente.

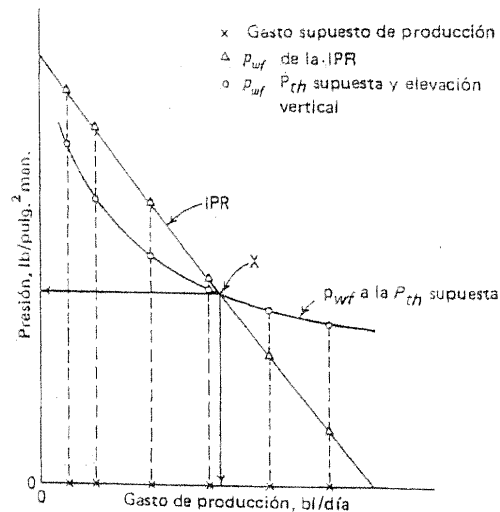


Figura 4.21 Método 1: determinación de la BHP fluyendo a partir del IPR y una P_{th} supuesta.

El método 1 es para calcular la presión en la parte inferior de la tubería a diferentes gastos de producción considerados, a partir del IPR de la formación, que se considera conocido o determinable, y del valor supuesto de P_{th} obtenido de las curvas de distribución de la presión. Evidentemente, el punto en el cual los valores de la BHP fluyendo que se ha calculado de las dos formas coincide, da el gasto de producción del pozo a la P_{th} supuesta y, también, la presión en la parte inferior de la tubería (figura 4.21).

Con el método 2 se calcula la BHP fluyendo a partir de las características del flujo que entra desde la formación y, entonces, se determina la pérdida de presión en la tubería de producción a diversos gastos supuestos. Entonces, se obtiene una curva de P_{th} contra gastos de producción (figura 4.22) según se explicó en la sección 4.3. El gasto de producción D correspondiente a cualquier valor supuesto de A para la P_{th} puede encontrarse en forma rápida, y lo mismo con la correspondiente presión de fondo fluyendo en el punto C .

Ejemplo 4.4 Un pozo fluyente que produce de un estrato que va de 5 000 a 5 052 pies se terminó con una tubería de 2 7/8 pulg colgada a 5 000 pies. El pozo tiene una BHP estática de 2 000 lb/pulg² y un IP de 0.3 bl/(día)(lb/pulg²) y pro-

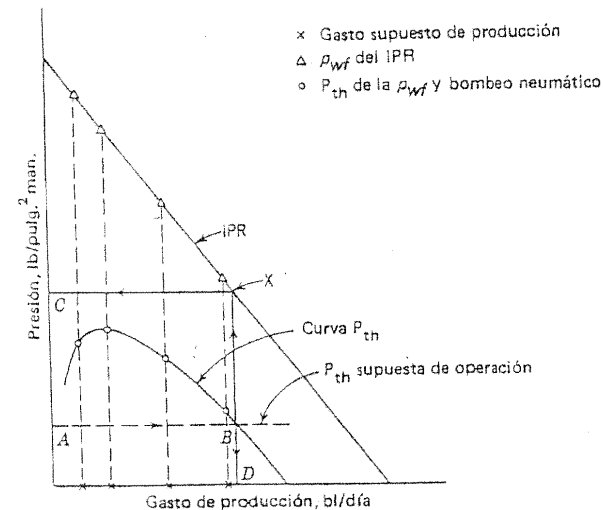


Figura 4.22 Método 2: determinación de la P_{th} a partir del IPR.

duce con una RGA de 300 pies³/bl y un porcentaje de agua del 10 por ciento. ¿A qué gasto fluirá el pozo con una P_{th} 100 lb/pulg²?

Cálculo de RGL

Sea q = Gasto de producción total, bl/día.
 q_o = Gasto de producción de aceite, bl/día.
 q_w = Gasto de producción de agua, bl/día.

Entonces, $\frac{q_w}{q} = 0.1$

y $\frac{q_{gas}}{q_o} = 300$

$$\begin{aligned} RGL &= \frac{q_{gas}}{q} = \frac{300q_o}{q} = \frac{300(q - q_w)}{q} \\ &= 300 \left(1 - \frac{q_w}{q} \right) = 300(1 - 0.1) \\ &= 270 \text{ pies}^3/\text{bl} \end{aligned}$$

IPR.

La presión estática p_s es de 2 000 lb/pulg² y el potencial del pozo q' es 0.3 X 2 000, ó 600 bl/día. El IPR puede dibujarse como se muestra en la figura 4.23.

Existen dos procedimientos posibles de cálculo; en algunos problemas se puede tener preferencia por alguno. En este ejemplo, para ilustrar, se presentarán los dos métodos.

Cálculo usando el método 1

Esto implica el cálculo p_{wf} a diferentes valores de q , suponiendo una P_{th} de 100 lb/pulg². Los pasos se muestran en la tabla 4.1. Los valores de p_{wf} se grafican en la figura 4.23 (los círculos) y se unen mediante una curva suave.

Tabla 4.1 Ejemplo 4.4: determinación de p_{wf} a varios gastos con una P_{th} de 100 lb/pulg².

q , bl/día ^a	Prof. equiv. de P _{th} a 100 lb/pulg ² , pies	Prof. equiv. del pozo, pies	p_{wf} , lb/pulg ²
50 ^b	500	5500	1275
100 ^c	700	5700	1150
200 ^d	800	5800	1050
400 ^e	800	5800	975
600 ^f	800	5800	910

^a Los gastos de la primera columna son supuestos y los cálculos se realizan como en el ejemplo 4.1 con una RGL de 0.27 mpc/bl.

^b Figura 4.11.

^c Figura 4.12.

^d Figura 4.13.

^e Figura 4.14.

^f Figura 4.15.

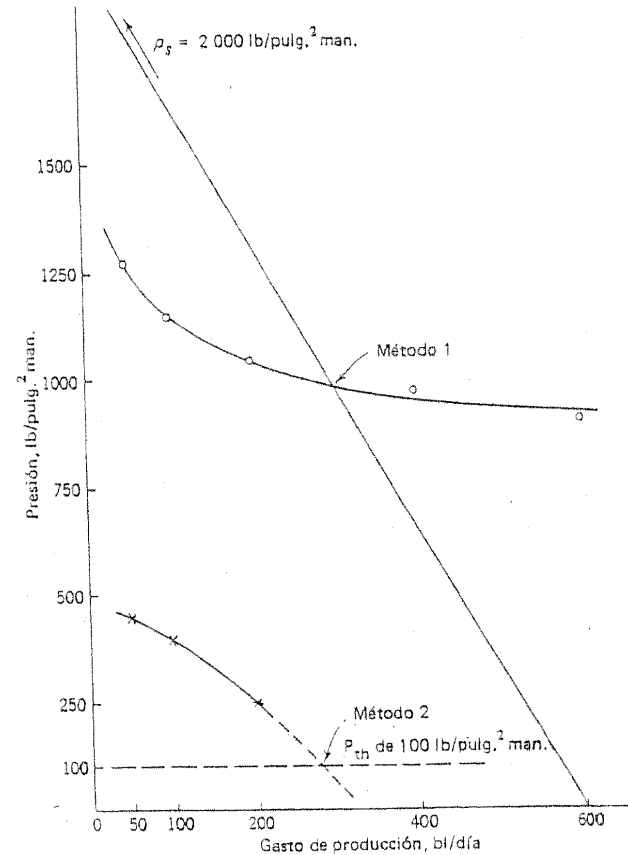


Figura 4.23 Ejemplo 4.4: determinación gráfica del gasto anticipado de producción.

Evidentemente,

$$q = 300 \text{ bl/día,}$$

por lo tanto,

$$q_w = 30 \text{ bl/día (10 por ciento de agua).}$$

$$q_o = 270 \text{ bl/día.}$$

$$p_{wf} = 1\ 000 \text{ lb/pulg}^2.$$

la 4.2 Ejemplo 4.4: determinación de la P_{th} para diferentes gastos a partir del comportamiento de la formación y de la tubería producción^a

Gasto	p_{wf} , lb/pulg ²	Prof. equiv. de p_{wf} , pies	Prof. equiv. de P_{th} , pies	P_{th} , lb/pulg ²
	1833	7300	2300	450
	1667	7500	2500	400
	1333	6700	1700	250
	667	4200		
	0			

datos de la segunda columna pueden obtenerse del IPR de la figura o calcularse con la fórmula para el ip,

$$J = \frac{q}{P_s - p_{wf}}$$

cálculos que restan se realizan como se muestra en el ejemplo 4.2, utilizando una RGL de 0.27 mpc/bl.

- Figura 4.11.
- Figura 4.12.
- Figura 4.13.
- Figura 4.14.
- Figura 4.15.

Cálculo usando el método 2

Este implica los cálculos de la P_{th} a diferentes gastos de producción, utilizando el valor de p_{wf} a partir del comportamiento del flujo que entra desde la formación y los pasos se muestran en la tabla 4.2. Los valores de la P_{th} están graficados en la figura 4.23 (con cruces), y estos puntos se unen por medio de una curva suave. Esta curva interseca la línea de la P_{th} de 100 lb/pulg² a un gasto de 280 bl/día. A partir del IPR, el valor de p_{wf} es 1 070 lb/pulg² a este gasto de producción.

En este ejemplo, debido a la dificultad del método 2 para el trazo de la curva de la P_{th} con suficiente exactitud (únicamente se pueden localizar tres puntos sobre la curva), la cantidad de 300 bl/día de capacidad de producción bruta dada por el método 1 es probablemente la más exacta.

GRÁFICA DE PRESIÓN-GASTO-PROFUNDIDAD

A partir del conocimiento del IPR de un pozo es posible, mediante el uso de las curvas de distribución de la presión, graficar la relación de la presión contra el gasto para diferentes profundidades. Por ejemplo, si la parte superior de la formación productora (la parte inferior de la tubería de producción) está a 7 448 pies abajo del cabezal de la T.P. pueden grafi-

decir, a profundidades de 6 448 pies, 5 448 pies y así sucesivamente) hasta alcanzar el cabezal de la T.P., o hasta que no sea posible trazar dicha curva debido a que todos los puntos de presión sean negativos. La gráfica presión-gasto-profundidad se ilustra en la figura 4.24.

Se encontrará que una gráfica de esta naturaleza tiene varios usos, uno de los cuales es la determinación de la profundidad óptima a la cual se sitúa el equipo. Ejemplos particulares se darán cuando se analice la localización de las válvulas para el bombeo neumático (secciones 7.4 y 7.6) y la determinación de la profundidad óptima para una combinación de bomba-ancla de gas (PG/A) (sección 11.5). En términos generales, puede decirse que el método implica la superposición sobre la gráfica de las curvas de la figura 4.24, para definir la operación del equipo de bombeo neumático. Los puntos de intersección dan la profundidad para situar el equipo así como el gasto de producción esperado. Se deben analizar los problemas relacionados con la estabilidad de diferentes puntos de intersección,

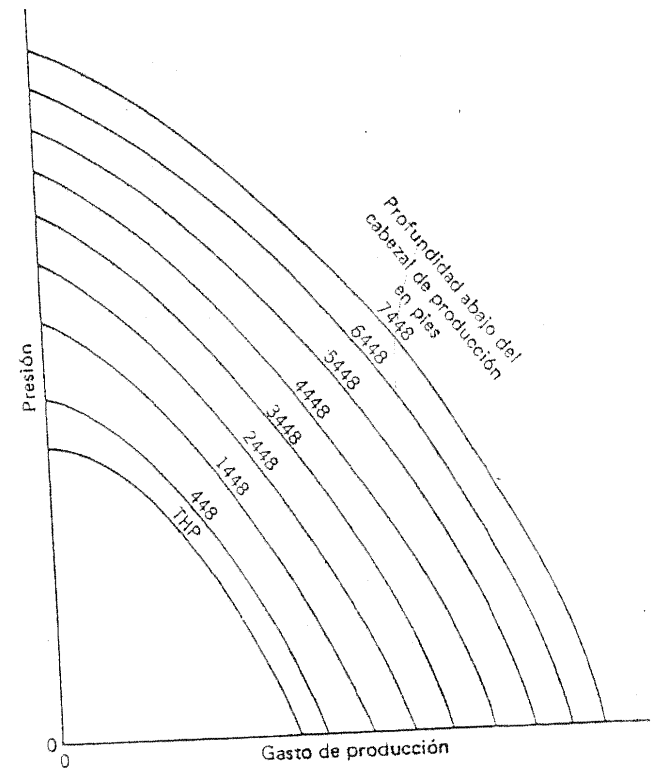


Figura 4.24 Curvas presión-gasto-profundidad.

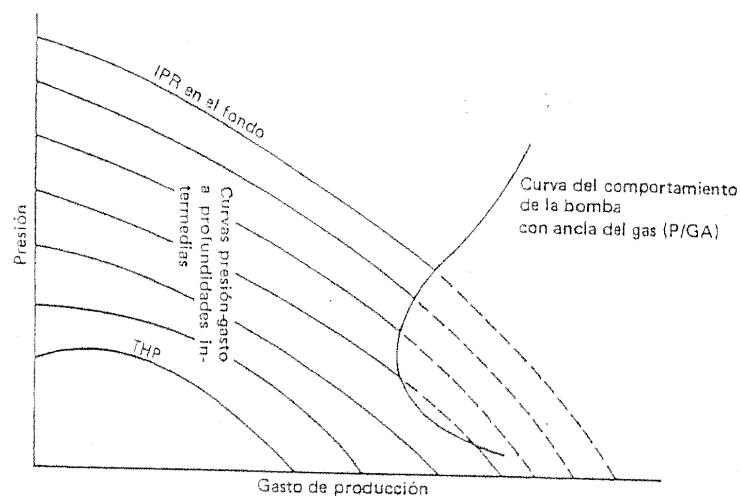


Figura 4.25 Uso de las curvas presión-gasto-profundidad para situar equipo dentro del agujero a la profundidad óptima.

que obligan a la pregunta de si el dispositivo en particular para bombeo que se tiene bajo consideración puede manejar realmente los gastos de producción sugeridos.

Se debe enfatizar que este método se basa en el flujo natural que suba hasta la altura del equipo por instalarse; arriba de esa profundidad y en la superficie, el flujo natural se sustituye con algún método de producción artificial.

Esto implica que gran parte de lo contenido en la gráfica tiene sólo interés teórico en algún caso particular. La figura 4.25 ilustra esto para el caso de la combinación sugerida P/GA. El argumento presentado en el capítulo 11 sugiere que la curva de presión contra el gasto para esta combinación acorta el trabajo en la forma mostrada, de tal manera que las curvas (de flujo) a la derecha de la curva P/GA, de hecho, no son aplicables, mientras que los puntos de intersección definen situaciones posibles de producción (véase sección 11.5).

4.7 DESLIZAMIENTO Y RESISTENCIA AL FLUJO: RELACIÓN GAS LÍQUIDO (RGL) ÓPTIMA

Considérese un experimento en el cual el líquido y el gas libre se bombean desde el fondo a la parte superior en un aparato de producción de diáme-

tro constante que está en posición vertical.² Un regulador de presión mantiene una contrapresión constante en el extremo superior del aparato de producción y se lleva un registro de la presión requerida en el extremo inferior para forzar a que el líquido y el gas libre fluyan por la tubería de producción. Supóngase primero que la relación gas-líquido se mantiene constante mientras que varía el gasto del líquido. Cuando el gasto de líquido es muy bajo (por ejemplo, 0.01 bl/día), el gasto de gas libre es también pequeño. Por ejemplo, si la relación gas-líquido es de 1.2 mpc/bl entonces a un gasto de líquido de 0.01 bl/día, el gasto de gas libre en la parte superior de la tubería es

$$\frac{0.01 \times 1200 \times 1728}{1440 \times 60} = 0.24 \text{ pulg}^3/\text{seg}$$

Evidentemente, la situación en la tubería es como la de una columna de líquido casi estacionario a través de la cual el gas burbujea lentamente. Así, la presión en el extremo inferior es igual a la presión debida a la columna de líquido más la presión debida a la resistencia al flujo, siendo el segundo término muy pequeño para un gasto de 0.01 bl/día.

Si se incrementa ahora el gasto de salida de líquidos, manteniendo la relación gas-líquido constante, la velocidad del líquido se incrementará y habrá menos tiempo para que se deslice el gas en el líquido. En términos de los regímenes de flujo descritos en la sección 2.2, el flujo por baches, anular y de niebla tomarán el lugar del flujo de burbuja y el gas ayudará a elevar el líquido afuera de la tubería de producción. Se ha encontrado que el deslizamiento decreciente del gas y su incremento consecuente en la capacidad para elevar el líquido hace que disminuya la presión en la parte inferior de la tubería de producción sin que importe qué tan grande sea el volumen total del fluido que pase por la tubería por unidad de tiempo. Hay un límite para este fenómeno conforme se incrementa el gasto de líquidos, y los incrementos de presión acompañarán finalmente a las altas velocidades de flujo asociadas con el incremento en los gastos de salida.

El análisis anterior muestra que para cualquier diámetro y profundidad de tubería dados, hay un gasto óptimo de líquidos para una producción a una RGL constante, es decir, un gasto que ocasione la mínima pérdida de presión en la tubería de producción. A gastos menores del óptimo, la pérdida de presión aumenta conforme el gasto disminuye debido

² Este ejemplo se adaptó de Gilbert (referencia 5, página 132).

al deslizamiento o paso del gas, y a la pérdida concomitante en la capacidad del gas para elevar el líquido. A gastos mayores del óptimo, los volúmenes incrementados de fluido (líquido más gas libre) que se han forzado a fluir por la tubería de producción en la unidad de tiempo ocasionan velocidades más altas y, consecuentemente, mayores pérdidas por resistencia. A gastos muy bajos, la caída de presión se aproxima a la presión estática de la columna de líquido, de tal manera que la curva de pérdida de presión contra el gasto de producción de líquidos debe tender a la pérdida de presión estática cuando el gasto de producción de líquidos tiende a cero. La forma general de las curvas de pérdida de presión contra el gasto de producción de líquidos (RGL se mantiene constante) se muestra en la figura 4.26.

Se deben hacer pruebas para determinar el efecto del incremento en la RGL cuando el gasto de salida de líquidos se mantiene constante. A

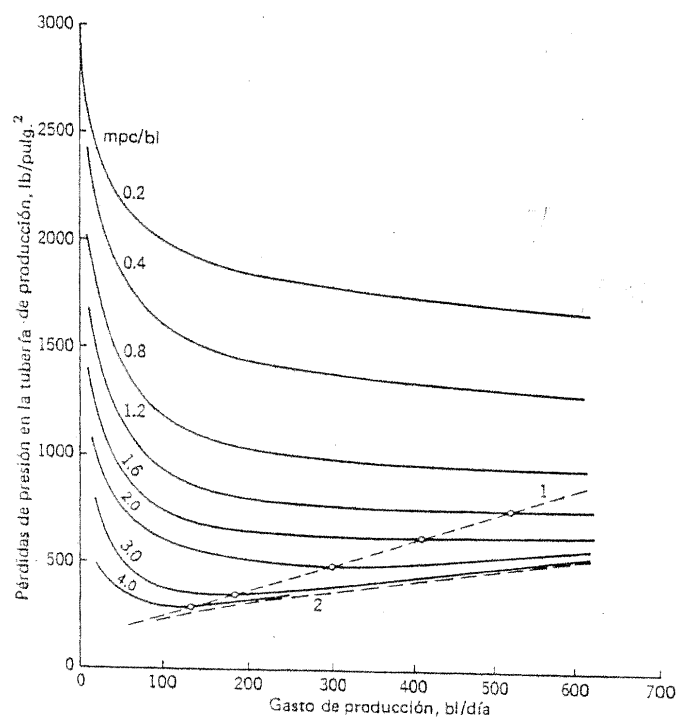


Figura 4.26 Pérdidas de presión en función del gasto para varias RGL. Según Gilbert, referencia 5. Cortesía de API Drill. Prod. Practice.)

bajas RGL, el régimen del flujo es el de burbujas, el cual contiene pequeñas burbujas de gas dispersas en una columna continua de tal manera que el efecto de elevación del gas es pequeño, y la caída de presión desde el fondo a la parte superior de la tubería de producción es igual a la suma del peso del líquido y a la resistencia al flujo del líquido. En este caso, la pérdida de presión debida a la resistencia al flujo no tiende a cero cuando la RGL tiende a cero, de tal manera que la curva de pérdida de presión contra la RGL tiende a un valor mayor de pérdida por presión que la estática cuando RGL tiende a cero. Evidentemente, este valor final de la pérdida de presión se incrementa con el gasto de líquidos. Los incrementos en la RGL causarán las transiciones que hay del flujo de burbuja al flujo por baches, al anular y finalmente de niebla, en otras palabras, la ayuda dada por el gas para elevar el aceite se incrementará en forma estable, y disminuirá la pérdida de presión sobre la tubería de producción. Pero, una vez más, si las relaciones RGL son muy grandes, las velocidades altas en la tubería producirán pérdidas altas por resistencia y se incrementarán las pérdidas de presión. La forma general de la curva de pérdida de presión contra la RGL (el gasto de líquidos se mantiene constante) se ilustra en la figura 4.27.

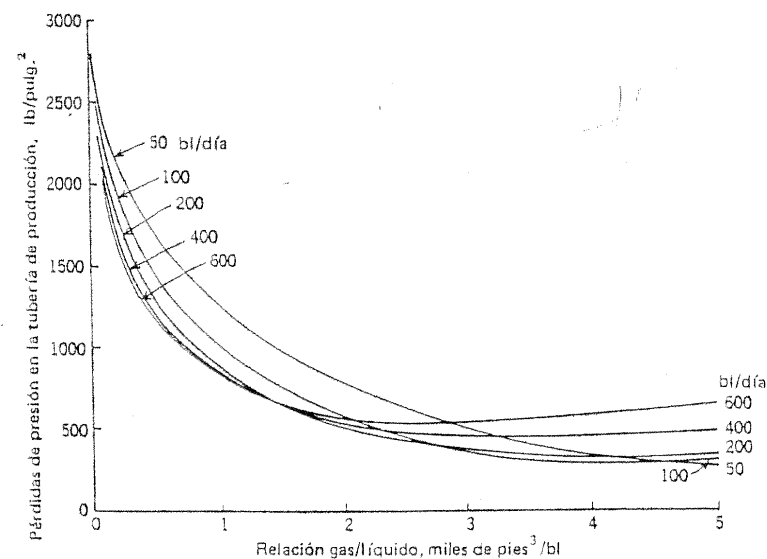


Figura 4.27 Pérdidas de la presión como una función de la RGL a diferentes gastos. (Según Gilbert, referencia 5. Cortesía de API Drill. Prod. Practice.)

Las figuras 4.26 y 4.27 se pueden combinar en una imagen tridimensional (figura 4.28). Según las propias palabras de Gilbert (referencia 5):

Se pueden observar varias características generales de un flujo vertical en dos fases en esta gráfica. En particular, debe hacerse notar que:

1. Para cualquier relación constante gas-líquido existe un gasto que requiere una presión de entrada mínima. También, este gasto a presión mínima y la misma presión se incrementan conforme disminuye la relación gas-líquido, según se indica en la curva 1. (Estas observaciones son interesantes en relación a los pozos fluyentes debido a la tendencia de éstos para tener una relación gas-líquido más o menos constante en cualquier momento.)
2. Para cualquier gasto constante existe una relación gas-líquido que suministra una presión mínima de entrada. Esta presión mínima de entrada es directamente proporcional al gasto, mientras que la relación gas-líquido para una

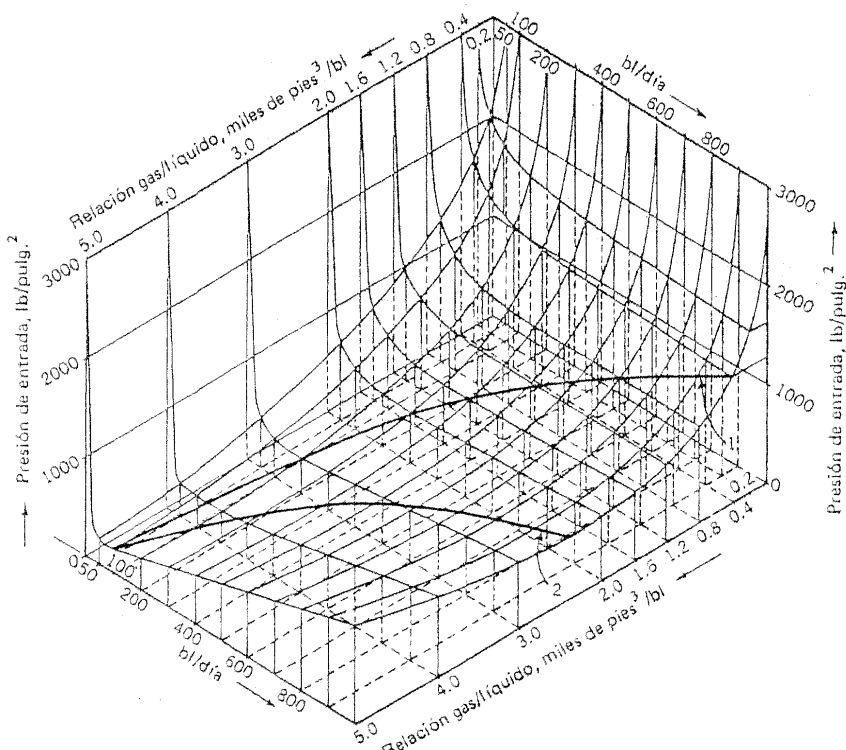


Figura 4.28 Pérdidas de la presión en función de la RGL y el gasto. (Según Gilbert, referencia 5. Cortesía de la API Drill. Prod. Practice.)

presión mínima de entrada es inversamente proporcional al gasto, según se indica en la curva 2. (Estas observaciones son de interés para el bombeo neumático el cual permite el control de las relaciones de gas-líquido.)

La RGL que suministra la presión mínima de entrada a cualquier gasto en particular se denomina *relación gas-líquido óptima* RGL, y el valor óptimo que determinó Gilbert se muestra por la flecha frente a los valores de RGL en cada uno de los juegos de curvas de las figuras 4.11 a la 4.20. Esta RGL óptima es la razón de que hayan dos escalas de profundidad en dichas figuras (sección 4.5). Ya que el gradiente de presión en la T.P. se incrementa con las RGL que se encuentran arriba de la óptima, las curvas correspondientes a las RGL arriba de la óptima cruzarían las que corresponden a las RGL abajo de la misma, si todas hubieran tenido un origen común. Esto llevaría a una gráfica muy confusa, por lo que en las figuras 4.11 a la 4.20, la escala de profundidad *B* para las RGL de la óptima se ha fijado a 5 000 pies más abajo que la escala de profundidad *A* para las RGL abajo de la óptima.

4.8 EFECTOS DEL DIÁMETRO DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN: FLUJO ANULAR

Para demostrar el efecto del diámetro de la tubería en el comportamiento del flujo, se ha preparado la tabla 4.3 a partir de las figuras 4.11 a la 4.20.

Tabla 4.3 Efectos del gasto y del diámetro de la tubería de producción en las pérdidas de presión en un flujo vertical de dos fases: pérdidas de presión en un aparejo de producción de 10 000 pies ($P_{th} = \text{cero}$).

Diámetro de la tubería de producción, pulg	Gasto de líquidos, bl/día			
	50	100	200	400
<i>RGL de 1.0 mpc/bl</i>				
1.66	840	990	1250	1670(E)*
1.9	950	900	1020	1210
2 3/8	1250	1000	960	1020
2 7/8	1800	1450	1250	1160
3 1/2	2000	1700	1390	1250
<i>RGL de 0.4 mpc/bl</i>				
1.66	1300	1250	1300	1510
1.9	1680	1430	1390	1460
2 3/8	2080	1800	1580	1600
2 7/8	2500	2150	1970	1890
3 1/2	2800(E)*	2400	2180	2000

* (E) = presión estimada

Comportamiento del flujo en la tubería vertical

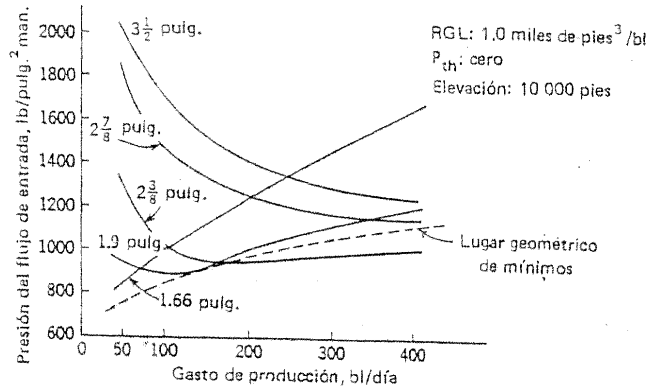


Figura 4.29 Efecto del gasto sobre las pérdidas de presión en el flujo vertical: a diferentes diámetros de tubería de producción.

Los resultados se han graficado en las figuras 4.29 a la 4.32, las primeras dos ilustran el efecto del gasto de líquidos en las pérdidas de presión para diferentes diámetros de tubería de producción y las 2 siguientes, el efecto del diámetro de la tubería de producción sobre las pérdidas de presión a

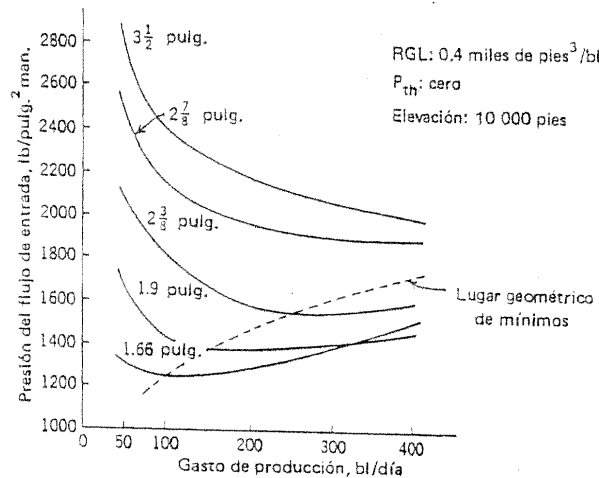


Figura 4.30 Efecto del gasto sobre las pérdidas de presión por el flujo vertical: diferentes diámetros de tubería de producción.

Efectos del diámetro de la tubería de producción

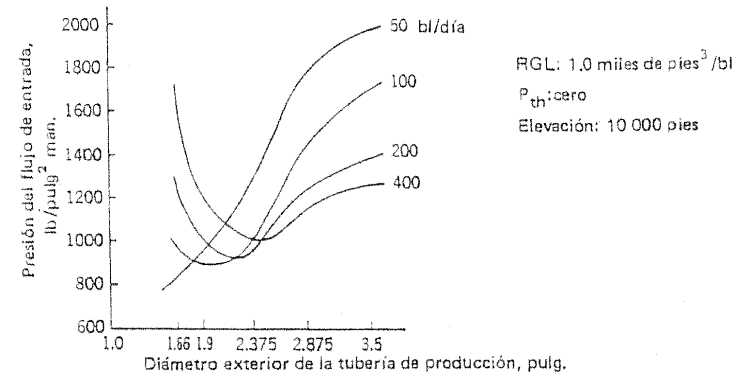


Figura 4.31 Efecto del diámetro de la tubería de producción sobre las pérdidas de presión por el flujo vertical: diferentes gastos.

diferentes gastos de líquidos. A partir de las figuras 4.29 y 4.30, es evidente que a gastos bajos y a RGL también bajas, son más eficaces los diámetros menores de tubería. Esto se debe al factor de que el flujo por baches y el anular pueden presentarse en tuberías de producción de diámetro pequeño mientras que, a la misma RGL, el flujo de burbuja puede ser el

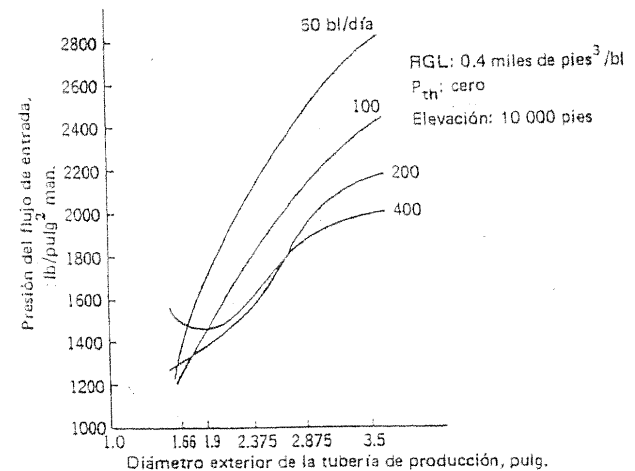


Figura 4.32 Efecto del diámetro de la tubería de producción sobre las pérdidas de presión por el flujo vertical: diferentes gastos.

principal en las tuberías de producción de diámetro mayor. Entonces, las pérdidas por deslizamiento son mayores en sartas de producción de diámetro mayor. Conforme el gasto se incrementa a una relación gas-líquido constante, hay menos tiempo para que se deslice el gas; las pérdidas por deslizamiento decrecen, y las pérdidas de presión en la T.P. disminuyen inicialmente. Sin embargo, cuando el gasto se incrementa posteriormente, las pérdidas por resistencia empiezan a aumentar y se elevan las pérdidas por presión en la tubería de producción. Evidentemente, estas pérdidas por resistencia son mayores en las tuberías de producción de diámetro pequeño, de tal manera que la razón de las pérdidas de presión mínima se reducirá al disminuir el diámetro de la tubería. A medida que la RGL aumenta, los diámetros mayores de la tubería de producción controlan gradualmente a los menores por ser más eficaces (comparar figuras 4.29 y 4.30) debido a que el gasto total de salida produce pérdidas mayores por resistencia en aparejos de producción de diámetro pequeño.

Las figuras 4.31 y 4.32 indican claramente que en los diámetros de la tubería de producción hay menos pérdidas de presión a gastos bajos que a elevados. Sin embargo, para el rango de condiciones abarcadas, esta situación se ha invertido completamente en los diámetros mayores de tubería de producción que se han investigado (2 7/8 y 3 1/2 pulg). La ilustración señala también la marcada dependencia de la pérdida de presión en el diámetro de la tubería a gastos bajos y del hecho de que a gastos mayores, el diámetro de la tubería de producción, siempre que el diámetro sea mayor que un valor mínimo, puede cambiarse (es decir, se pueden utilizar aparejos de producción de diferentes diámetros) sin que haya una influencia severa en las pérdidas de presión que se presentan en el flujo vertical de dos fases. Debido a estos puntos y a los resultados que se ilustran en las figuras 4.29 a 4.32, es obvio que, en general, la tubería de producción que se corre en un pozo particular debe ser adecuada a los potenciales de producción del pozo, es decir a su IPR y RGL así como a su gasto que se desea mantener.

Aunque el flujo anular no se tratará con detalle en este libro y no están disponibles por lo general las curvas de distribución de la presión anular, se debe advertir que el deslizamiento del gas tiende a decrecer en el anillo anular (según se comparó con la tubería de producción circular de la misma área de sección transversal) debido a la reducción de la distancia entre las caras de la pared. Es particularmente cierto para el caso de un aparejo de producción centrado en la tubería de revestimiento. Entonces, puede ser que, bajo ciertas circunstancias, el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción centrada es un tubo

eyector más eficaz para el aceite y el gas que la tubería de producción misma.

4.9 CURVAS DE LA DISTRIBUCIÓN DE LA PRESIÓN: RESUMEN COMPARATIVO

Un punto fundamental de la diferencia entre las familias de curvas que se han publicado es la relación gas-líquido RGL óptima. Por ejemplo, las curvas publicadas por *Garrett Oil Tools* (referencia 12), como las mostradas en la figura 4.33, y las que incluye Brown (referencia 6) como las de la figura 4.34, se trazan de tal manera que ninguna relación de gas-líquido óptima sea evidente, pero en su lugar, en cualquier familia las curvas para RGL altas convergen en curvas para relaciones sucesivamente bajas. Las curvas de Gilbert, por otra parte, no muestran esta convergencia; más bien, cada curva es una entidad separada hasta la superficie. Las curvas de Garret se obtuvieron con el método de Poettmann y Carpenter, y aunque tales cálculos llevan a curvas que indican una RGL óptima más allá de la

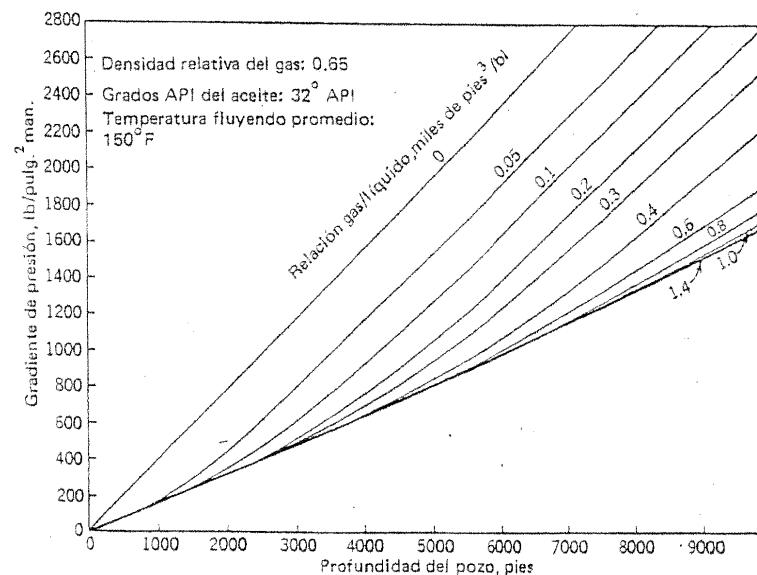


Figura 4.33 Curvas aproximadas de la distribución de la presión para tubería de producción de 2 3/8 pulg a 800 bl/día (aceite). (Según *Garrett Oil Tools, Handbook of Gas Lift*, referencia 12. Cortesía de U.S. Industries Inc.)

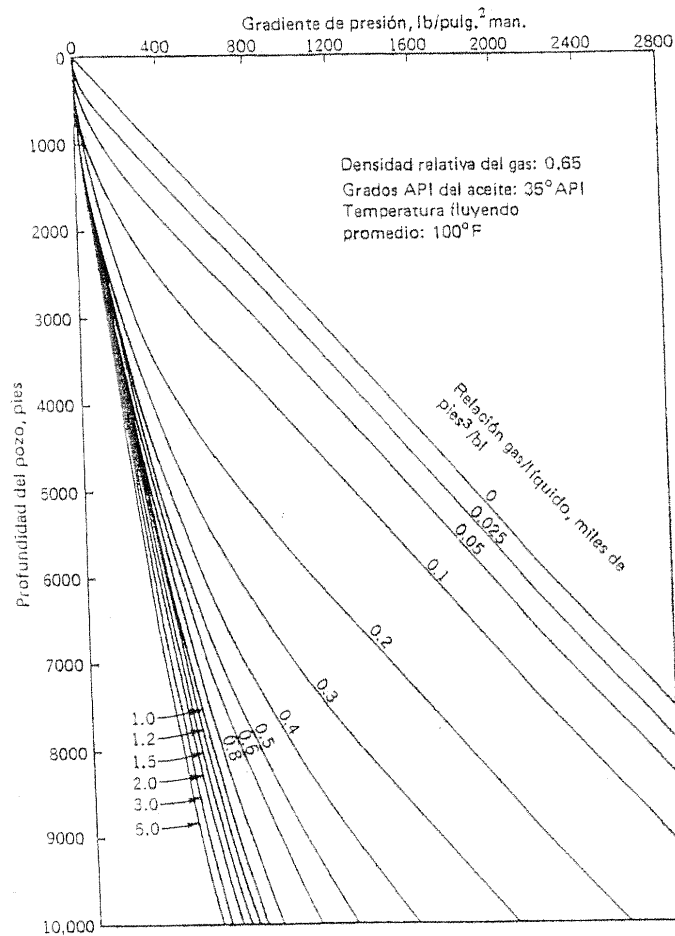


Figura 4.34 Curvas aproximadas de la distribución de la presión para tubería de producción de 2 3/8 pulg a 100 bl/día (aceite). (De Brown, referencia 6. Cortesía de *Petroleum Publishing Company*.)

cual empiezan a incrementarse una vez más los gradientes de presión, Garrett encontró en forma general que la RGL era extremadamente alta por lo que no se indicó.³

³ Este punto fue puesto en claro en una carta de R. V. McAfee de *Garrett Oil Tools, Division of U.S. Industries, Inc.*, Houston, Tex., enviada al autor el 7 de junio de 1960.

Un segundo punto de diferencia, esta vez entre las curvas de Gilbert y Garrett por una parte y las curvas presentadas por Brown por la otra, es que las últimas tienen generalmente una pendiente mayor a presiones bajas y una pendiente menor en el extremo superior de la escala de presión. Este resultado se analizará en la sección siguiente, en donde se mostrará que la pendiente de las curvas de Brown se explica si se considera el hecho de que a partir de la solución en el aceite se liberará gas libre hacia la superficie al disminuir la presión.

Para generar este juego de curvas *Garrett Oil Tools* efectuó varios cálculos para determinar la cantidad de error en que se incurre al asignar valores promedio a ciertas variables. Para un gasto de líquido y diámetro de tubería dados se encontró que las únicas variables importantes fueron la relación gas-líquido y la supercompresibilidad de gas; las variaciones en otros factores como la tensión superficial del líquido, la viscosidad y densidad del gas y el líquido y la temperatura de flujo tienen relativamente un pequeño efecto sobre las curvas de distribución de la presión.⁴ Además, la relación agua-aceite afectó las curvas, la variación no fue muy grande y Garrett no creyó necesario generar más de dos juegos de curvas, un juego para 100 por ciento de aceite y otro para 100 por ciento de agua.

Para indicar el grado de diferencia entre varios juegos de curvas publicadas se dibujó la tabla 4.4. El grado de discrepancia aparente en esta tabla es tan grande que existe poca confiabilidad en cualquier juego de curvas en primera instancia.

Algunas aplicaciones de las curvas de distribución de la presión para un flujo de dos fases en la tubería de producción sirven para determinar:

- El mejor diámetro para la tubería de producción para un flujo particular o condiciones de bombeo.
- Si se puede reactivar el flujo natural en un pozo muerto o cuando se requiere algún método de producción artificial.
- Las posibilidades de producción por bombeo neumático.
- La presión BHP y, por lo tanto, el IPR bajo ciertas circunstancias.

Es evidente que los dos primeros usos listados arriba no requieren un alto grado de exactitud en las curvas. Existe únicamente un cierto número

⁴ Los crudos y emulsiones de baja densidad y alto punto de fusión (es decir, que tengan 15 o menos grados API y puntos de fusión de 100 F o más) tienen pérdidas de presión mayores por el flujo en la tubería de producción que las que se indican en las curvas de distribución de la presión de Garrett o de Gilbert.

Tabla 4.4 Comparación de las presiones de entrada determinada por las curvas de distribución de la presión de Gilbert (referencia 5), Garrett (referencia 12) y Brown (referencia 6). (Todas las presiones son las de entrada en la tubería de producción, en lb/pulg² man., suponiendo una P_{th} = cero).

Diámetro de la tubería de producción, pulg	Gasto de líquidos, bl/día	RGL, mpc/bl	Profundidad de la T.P., pies	P_{wf}			
				Según Gilbert, aceite	Según Garrett		Según Brown, aceite
					Aceite	Agua	
1.86	200	0.6	10,000	1220	2690	2940(E)*	1400
1.90	200	0.1	7,000	1500	2160	2600	1880
	600	1.0	10,000	1400	2000	2200	—
2¾	100	1.0	10,000	1000	1940	1950	780
	600	0.1	5,000	1120	1150	1520	1360
	600	0.1	8,000	2000	2200	2900(E)	2480
2⅞	200	1.0	10,000	1250	1240	3700(E)	760
	600	0.2	8,000	1660	1640	2050	1840
3½	400	0.1	5,000	1230	840	1350	—
		0.1	10,000	3000(E)	2580	3700(E)	—
		1.0	5,000	480	380	380	—
		1.0	10,000	1260	850	1000	—

* (E) = presión estimada.

definido de diámetros de tubería que pueden utilizarse, por lo que no se gana nada si se tiene un juego de curvas muy exactas que puedan predecir un tamaño de tubería óptimo de, por decir algo, 2.081 pulg de diámetro interno. Si un pozo muerto puede inducirse a la producción sólo a un gasto bajo con una P_{th} cercana a cero, no se ganaría nada tratando de inducir el flujo debido a que el pozo se morirá pronto de nuevo. Si los cálculos muestran que el pozo es capaz de fluir sólo semanalmente, se puede instalar de inmediato un sistema de producción artificial. Los dos últimos conceptos mencionados arriba requieren de un grado razonable de exactitud en las curvas de distribución de la presión antes de que se tome cualquier decisión razonable de ingeniería. Pero sobre todo, aunque un alto grado de exactitud no es probablemente esencial, el grado de discrepancia señalado en la tabla 4.4 es sin lugar a dudas muy grande; es esencial que se disponga de mejores curvas para que las utilicen los ingenieros de producción.

4.10 ECUACIÓN DE LAS CURVAS DE DISTRIBUCIÓN DE LA PRESIÓN

En esta sección se deduce una ecuación con la que se obtiene el perfil de las curvas de distribución de la presión en un amplio rango de condi-

ciones. La ecuación se obtiene de consideraciones geométricas, en vez de las energéticas y contiene dos variables aparte de la presión y profundidad. Una de estas variables es una constante de integración y su valor en cualquier caso particular depende del gasto, tipo y diámetro de tubería de producción, viscosidad del aceite y, probablemente, de otros factores también; en la práctica, y a menos que se desarrollen las correlaciones exactas, su valor para cualquier pozo particular debe determinarse a partir de dos lecturas de presión-profundidad, por lo general, la P_{th} y una medida de la presión de flujo en la parte inferior de la tubería de producción. La segunda variable se refiere a las características PVT del aceite crudo que se produce y, específicamente, a la solubilidad del gas.

La ventaja de conocer de antemano la forma de la curva de la distribución de la presión se hace notar cuando es necesario desarrollar un juego de curvas (parecido al de Gilbert) para un grupo particular de pozos. Es decir, los juegos de curvas pueden prepararse para una situación específica, en lugar de obtener los datos de los juegos ya publicados que son muy generales o que se han obtenido mediante un programa de computadora bastante generalizado también.

Si se designa con r la retención del líquido (es decir, el volumen de líquido por volumen unitario de tubería de producción) a la profundidad H (pies abajo de la superficie) en la cual la presión en la tubería de producción es p (lb/pulg²), el volumen de líquido por unidad de longitud a dicha profundidad es ra y el volumen correspondiente de gas es $(1 - r)a$, en donde a es el área de la sección transversal de la tubería de producción.

Si la presión se reduce a $p - \delta p$, entonces, el volumen de gas libre se convierte en⁵

$$\frac{p}{p - \delta p} (1 - r)a$$

más el volumen adicional del gas liberado por el líquido. Para determinar este último volumen se supondrá que para un buen grado de aproximación, el gas (medido en pies³ est/bl) que se encuentra en solución en el aceite crudo es una función lineal de la presión a la cual está sometida la mezcla de gas. Es decir, la cantidad de pies³ est. del gas en solución en un volumen ra de crudo a la presión p es $mpra$, donde m es una constan-

⁵ Este análisis no considera las variaciones de la temperatura a lo largo de la tubería de producción. Dichas variaciones no son muy grandes mientras el pozo está fluyendo.

te (definida por las propiedades del aceite y del gas). Por consiguiente, la cantidad de pies³ est. que se liberan cuando la presión cae a $p - \delta p$ es $mra \delta p$. A la presión $p - \delta p$ ocupa un volumen de

$$\frac{14.7 mra \delta p}{p - \delta p} \text{ pies}^3 \text{ est}$$

o

$$\frac{14.7 mra \delta p}{5.614 (p - \delta p)} \text{ bl}$$

Haciendo a M igual a $14.7 m/5.614$ y no tomando en cuenta los términos con $(\delta p)^2$, esta expresión se reduce a $Mra \delta p/p$, de tal manera que el volumen de gas libre a la presión $p - \delta p$ es:

$$\frac{p}{p - \delta p} (1 - r) a + \frac{Mra}{p} \delta p$$

Si no se toma en cuenta el cambio en el volumen de aceite (cuando el gas se libera de la solución), el volumen total de aceite más el de gas libre a la presión $(p - \delta p)$ es

$$ra + \frac{p}{p - \delta p} (1 - r) a + \frac{Mra}{p} \delta p$$

de tal manera que el nuevo valor $r - \delta r$ de la retención del líquido es

$$r - \delta r = \frac{ra}{ra + \frac{p}{p - \delta p} (1 - r) a + \frac{Mra}{p} \delta p}$$

que al simplificarse e ignorando los términos de segundo orden se reduce a

$$\frac{\delta r}{\delta p} = \frac{r[1 - r(1 - M)]}{p} \quad (4-12)$$

Después de integrar y ordenar los términos de la ecuación (4-12) se tiene:

$$r = \frac{p}{A + (1 - M)p} \quad (4-13)$$

donde A es una constante de integración.

El cambio en la carga del fluido sobre la sección transversal de la tubería de producción al descender a partir de la profundidad $H - \delta H$ a la profundidad H es $a \delta p$. Si no se toma en cuenta el peso del gas libre, este cambio en la carga es también $\rho \delta H ra$ donde ρ es el gradiente de presión (lb/pulg²)/pie que ejerce el líquido. Igualando estas dos expresiones:

$$r = \frac{1}{\rho} \frac{dp}{dH} \quad (4-14)$$

De las ecuaciones (4.13) y (4.14) se obtiene:

$$\frac{1}{\rho} \frac{dp}{dH} = \frac{p}{A + (1 - M)p}$$

de tal manera que

$$\rho \frac{dH}{dp} = \frac{A}{p} + (1 - M)$$

Integrando desde el cabezal de la tubería de producción ($H = 0$, $p = p_{th}$) hasta la profundidad H da:

$$\rho H = A \ln \left(\frac{p}{p_{th}} \right) + (1 - M)(p - p_{th}) \quad (4-15)$$

que es la ecuación necesaria.

Se puede esperar que los valores de M varíen de 0 a 2; el límite inferior de cero debe alcanzarse o casi lograrse cuando se produzcan crudos que se consideran como bajosaturados, de tal manera que el relativamente poco gas libre sea liberado durante el movimiento desde la formación a la superficie. Por otro lado, si M es igual a 2, la pendiente de la línea que da la solubilidad del gas en pies³/bl como una función de la presión en lb/pulg² es 0.76 pies³/(bl) (lb/pulg² abs.), lo cual implicaría que más de 3 000 pies³ de gas se encuentran en solución en un barril de aceite a una presión de saturación de 4 000 lb/pulg² abs.

Cuando el valor de M se incrementa, la ecuación 4-15 define una curva que cada vez es más vertical a presiones bajas, pero cada vez es más plana a presiones mayores. Las formas generales de las curvas se ilustran en la figura 4.35, la cual se dibujó en base a una P_{th} de 200 lb/pulg² y a una BHP fluyendo de 3 000 lb/pulg² a 12 000 pies.

Con objeto de ilustrar los cálculos usando la ecuación 4-15, se tomarán dos "puntos de anclaje" de la curva de distribución de la presión de Gilbert para una tubería de producción de 2 7/8 pulg, 50 lb/día y una

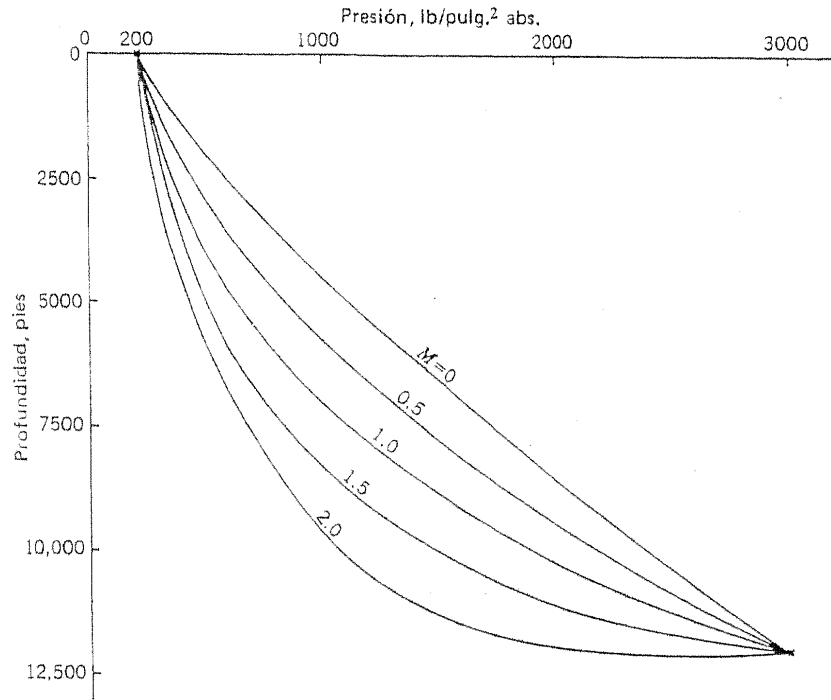


Figura 4.35 Curvas típicas de la distribución de la presión que se han obtenido usando la ecuación 4-15 para diferentes valores del "factor de gas libre", M .

RGL de 3.0 mpc/bl (figura 4.11). Los dos puntos en la curva de Gilbert son 1) una presión de 200 lb/pulg² man., a una profundidad equivalente de 4 000 pies (cabezal de la tubería de producción, profundidad supuesta) y 2) una presión de 2 700 lb/pulg² man., a una profundidad equivalente de 23 200 pies. Entonces, la profundidad del pozo (longitud de la tubería) es 19 200 pies. Es necesario tener un dato más de información, es decir, el valor de ρ que, para las curvas de Gilbert, es de 0.38 lb/pulg² /pie.

Según los datos dados, el valor de A puede determinarse una vez que se haya supuesto el valor de M . Gilbert no tomó en cuenta la posible liberación de gas en el aparato de producción, de tal manera que es razonable tomar $M = 0$ en este ejemplo.

Al sustituir los datos de los puntos de anclaje en la ecuación (4-15) da

$$0.38 \times 19\,200 = A \ln \left(\frac{2715}{215} \right) + (2715 - 215)$$

en donde se tiene que $A = 1\,800$

Tabla 4.5 Ejemplo del uso de la ecuación 4-15 con los datos de la curva de Gilbert, figura 4.11, RGL de 3.0 mpc/bl.

p , lb/pulg ² man.	p , lb/pulg ² abs.	$\frac{p}{215}$	$\ln \left(\frac{p}{215} \right)$	$1890 \ln \left(\frac{p}{215} \right)$	$p-215$	$0.38H$	H , pies abajo del cabezal de la T.P.
500	515	2.40	0.876	1660	300	1960	5,150
1000	1015	4.72	1.551	2940	800	3740	9,840
1500	1515	7.04	1.950	3690	1300	4990	13,110
2000	2015	9.35	2.238	4230	1800	6030	15,850
2500	2515	11.68	2.46	4650	2300	6950	18,300

Nota: Antes de graficar se debe agregar la profundidad equivalente del cabezal de la tubería de producción (4000 pies) a los valores para H .

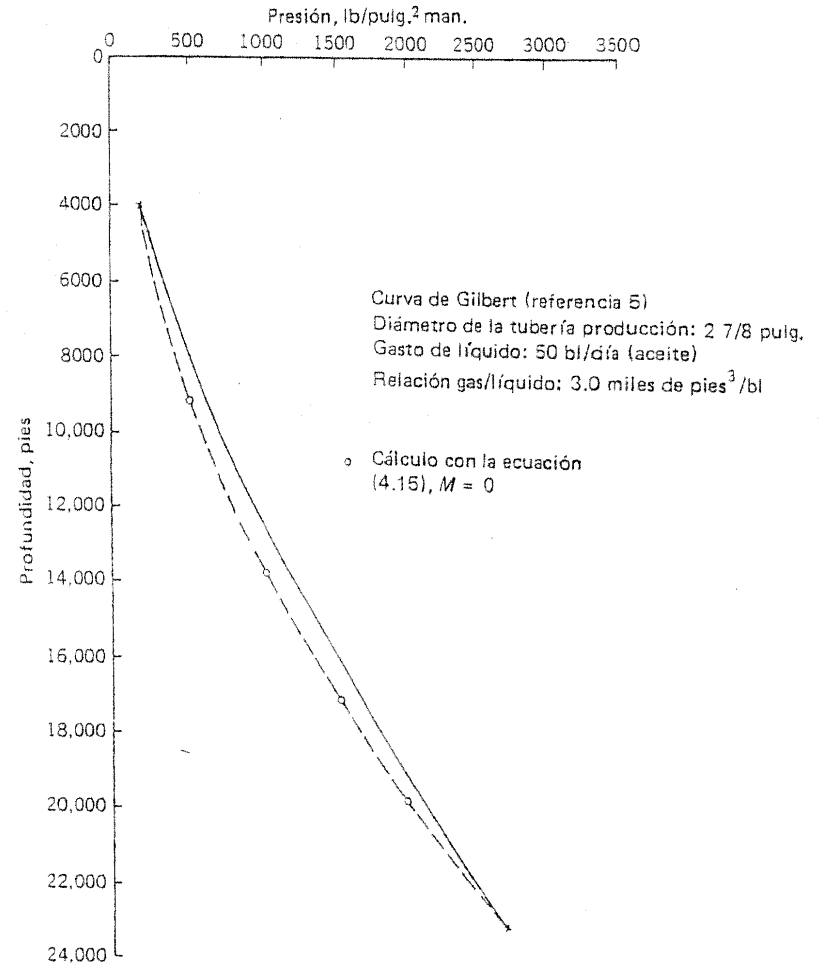


Figura 4.36 Comparación entre la curva basada en la ecuación 4-15, $M = 0$, y una de las curvas de Gilbert de la dis-

De aquí, las presiones a las profundidades intermedias están dadas por la ecuación

$$0.38 H = 1890 \ln \left(\frac{p}{215} \right) + (p - 215)$$

Esta ecuación puede resolverse al suponer valores intermedios de p y, luego, calcular H . Los cálculos se muestran en la tabla 4.5 y se grafican los

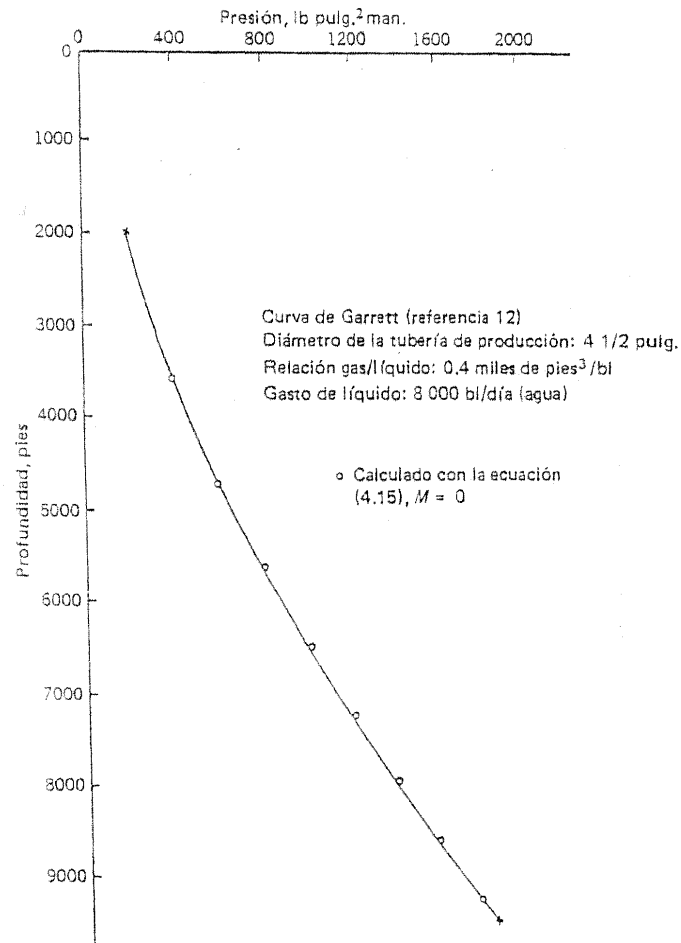


Figura 4.37 Comparación entre la curva basada en la ecuación 4-15, $M = 0$, y una de las curvas de Garrett para la distribución de la presión (referencia 12).

datos en la figura 4.36, la cual indica que los puntos calculados corresponden razonablemente con la curva de Gilbert.

La validez de una ecuación como la 4-15 depende de qué tan exacta parezca ser en el análisis final. Las figuras 4.37 a la 4.41 dan varios ejemplos. La figura 4.37 se basa en una curva escogida al azar en el manual de Garrett (referencia 12) y la figura 4.38 proviene de una curva selecciona-

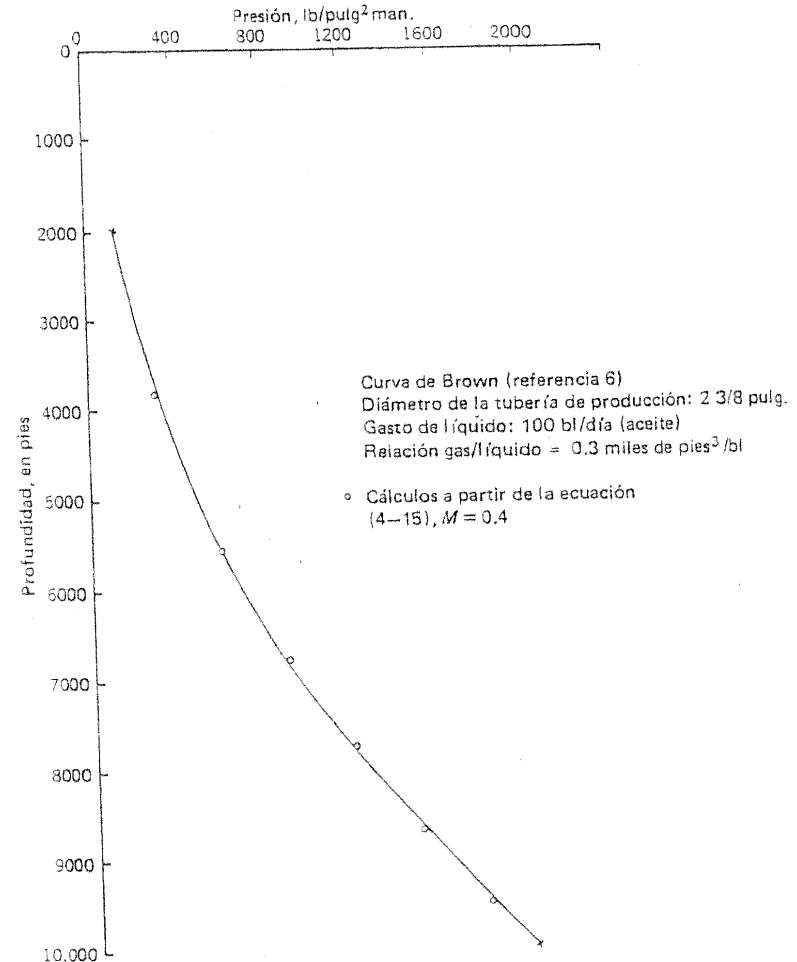


Figura 4.38 Comparación entre la curva basada en la ecuación 4-15, $M = 0.4$, y una de las curvas de Brown para la distribución de la presión (referencia 6).

Comportamiento del flujo en la tubería vertical

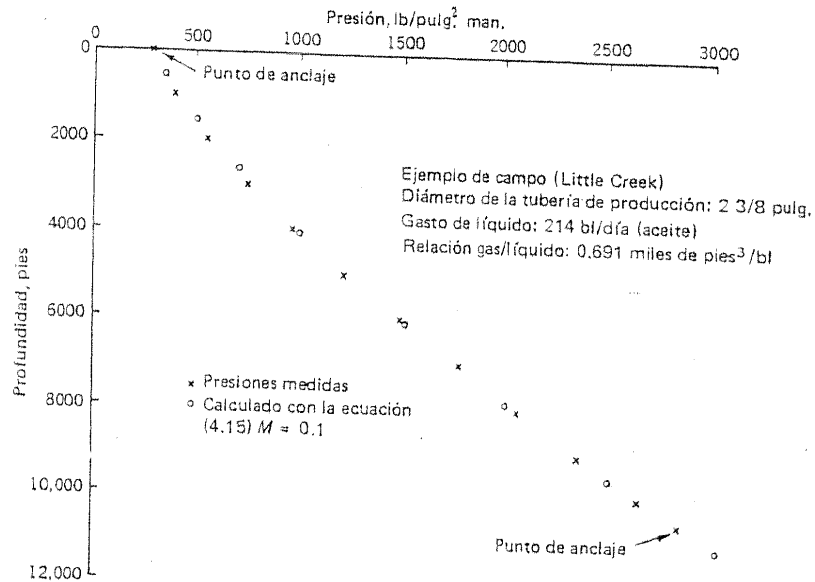


Figura 4.39 Comparación entre la curva basada en la ecuación 4-15, $M = 0.1$, y las presiones medidas en un pozo productor.

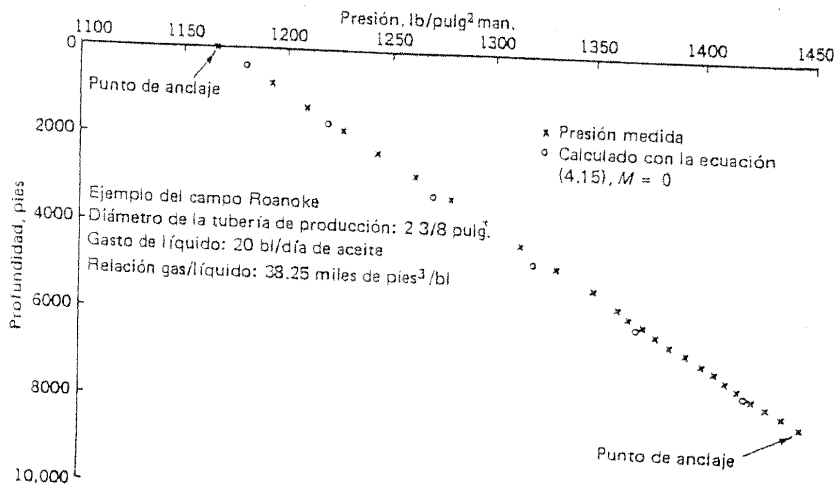


Figura 4.40 Comparación entre la curva basada en la ecuación 4-15, $M = 0$, y las presiones medidas en un pozo productor.

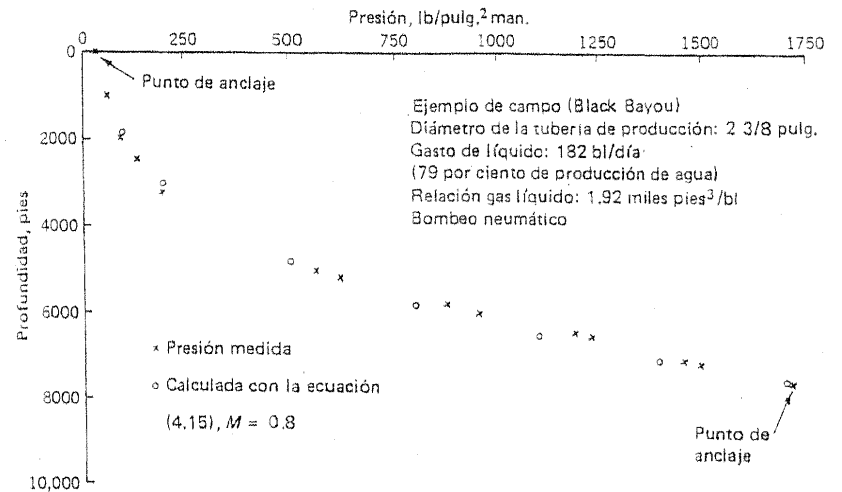


Figura 4.41 Comparación entre la curva basada en la ecuación 4-15, $M = 0.8$, y las presiones medidas en un pozo productor.

da de Brown (referencia 6); en tanto que las figuras 4.39, 4.40 y 4.41 son ejemplos de campo, las curvas que se obtuvieron a partir de las mediciones reales de la bomba de presión en la tubería de producción mientras el pozo en cuestión estaba produciendo. Los puntos de anclaje se marcan con cruces en cada figura y los puntos calculados con las ecuaciones, con círculos.

4.11 NOTAS SOBRE LA PROFUNDIDAD DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN: DESVIACIÓN DEL POZO

En la introducción de este capítulo (sección 4.1) se mencionó que la suposición tácita que se ha hecho a lo largo de todo el análisis ha sido que la parte inferior del aparato de producción se localiza al nivel de la parte superior del horizonte productor. Si la tubería de producción se colgara a alguna distancia más arriba, sería necesario hacer los cálculos en dos etapas. Del horizonte productor a la zapata de la tubería de producción, las curvas de distribución de la presión para el flujo en la tubería de revestimiento serían las que se utilizaran para determinar la presión en la zapata de la T.P. Dicho cálculo definiría un IPR en la parte inferior de la T.P. (sección 4.6 y figura 4.24) a partir del cual los cálculos para el flujo en

la tubería de producción se harían de manera estándar. Un ejemplo de este tipo de cálculo se indica en la sección 6.4.

Si el pozo en cuestión se desviara considerablemente de la vertical, tendrían que utilizarse juegos especiales de curvas aplicables a los pozos direccionales (referencia 6).

4.12 IPR: POZOS FLUYENTES

Para poder definir el IPR de un pozo es necesario tener por lo menos dos puntos de BHP fluyendo contra gasto (o uno de dichos puntos y la BHP estática del pozo). La forma más exacta para determinar la presión es mediante una bomba de presión, la cual se introduce al pozo, pero este método resultaría costoso al aplicarse cada seis meses o cada año en cada pozo fluyente de un campo o una zona y, aunque en un cierto porcentaje (quizá un 10 ó 15 por ciento) de los pozos se puede utilizar dicho método para el control del yacimiento, el ingeniero de producción debe conformarse con un método más simple y, al mismo tiempo, algo menos exacto, para determinar el IP de un pozo particular.

La mayoría de los nuevos pozos fluyentes están terminados con un empacador entre la tubería de revestimiento y la de producción y, en tales casos, será necesario calcular las BHP fluyendo a partir de las lecturas de la P_{th} (véase ejemplo 4.1). Tales cálculos deberán realizarse periódicamente y siempre que haya un cambio en el gasto del pozo. Deberá hacerse notar que pueden ocurrir cambios pequeños, con frecuencia irregulares, en la P_{th} aun a gastos constantes; la presencia de dichas variaciones no depende de manera alguna del tipo de formación productora. Estos cambios en la presión son de corta duración cíclica y tienen poco efecto sobre la continuidad de la producción, excepto, quizá, en pozos fluyentes muy débiles. Dichos cambios los causa la segregación y la acumulación posterior del gas libre en forma de baches dentro del aparejo de producción. Aunque de menor importancia hasta donde se relacionan con la producción de un pozo, hacen que dependa de una simple lectura de la P_{th} un método poco confiable para la determinación de las BHP.

Si no se colocó empacador entre la tubería de revestimiento y la de producción, un método más confiable es el que utiliza la presión en el cabezal de la tubería de revestimiento (CHP). En tales circunstancias y en un pozo con producción constante, que fluya a tal gasto que la BHP fluyendo esté abajo de la del punto de burbujeo del crudo del yacimiento, el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la de producción

se llenará con gas. Para demostrar este resultado, supóngase que el pozo se ha cerrado durante algunos días y que hay un poco de aceite en el espacio anular (como se ilustra en la figura 4.42). Si, al abrirse la tubería de producción, la presión BHP fluyendo es menor que la del punto de burbujeo, el gas libre unido al aceite se producen en el pozo desde la formación. La mayor parte de las burbujas de gas libre se integran al aceite y suben por la tubería de producción, sin embargo, un cierto número de ellas se separa debido a la gravedad mientras cruzan el espacio anular desde la formación a la zapata de la tubería de producción, suben por el espacio anular y desplazan cualquier líquido que esté allí (figura 4.43). Este proceso continúa hasta que se logra el equilibrio y el nivel del aceite en el espacio anular se encuentra en la zapata de la tubería de producción.

Supóngase que es necesario encontrar el IPR de un pozo en el que el espacio anular no tiene empacador, el flujo es constante, la BHP fluyendo está abajo de la del punto de burbujeo (los métodos para establecer si estas condiciones prevalecen para un pozo particular se analizan después). Entonces, la presión de fondo fluyendo es igual a la CHP más la presión que ejerce la columna de gas en el espacio anular, es decir,

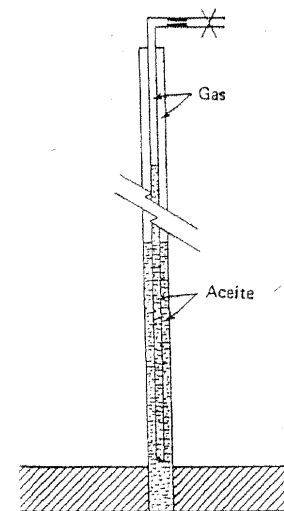


Figura 4.42 Contactos típicos gas-aceite en un pozo cerrado (sin empacador).

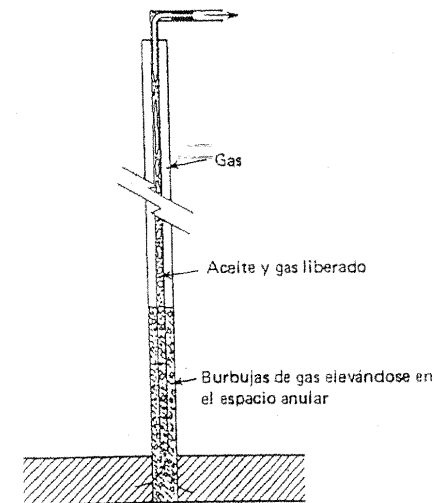


Figura 4.43 Situación de un pozo fluyente poco después de abrirlo (sin empacador).

$$p_{wf} = p_c + \text{presión ejercida por la columna de gas} \quad (4-16)$$

La presión que ejerce la columna de gas depende del gradiente de la densidad en la columna de gas, es decir, de la presión del gas (y, entonces, de p_c), la composición del gas (la cual determina el factor de compresibilidad), el gradiente geotérmico de la temperatura y la longitud de la columna.

Afortunadamente, con los pozos de aceite (en contraposición con los pozos de gas o condensado), la corrección que se debe hacer a p_c debido a la presión que ejerce la columna de gas es relativamente pequeña (comparada con la p_c en sí misma), de tal manera que no debe determinarse con un alto grado de exactitud. Como los gases de la mayoría de los campos con pozos de aceite tienen la misma composición (80 por ciento o más de metano) y como el gradiente geotérmico no varía dentro de amplios límites, parecería que los principales factores que controlan la presión ejercida por la columna de gas son la CHP y la longitud de la columna. Al hacer una gráfica de los valores medidos de la BHP fluyendo (que se obtuvieron con una bomba de presión) divididos entre la CHP contra la profundidad de la tubería de producción para un cierto número de pozos de California, Gilbert (referencia 5) dedujo la siguiente fórmula empírica:

$$\text{Presión que ejerce la col. de gas} = p_c \frac{D^{1.5}}{100} \quad (4-17)$$

donde p_c es la CHP en lb/pulg² abs., y D es la profundidad de la tubería de producción en miles de pies.

Substituyendo en la ecuación (4-16) se tiene

$$p_{wf} = p_c \left(1 + \frac{D^{1.5}}{100} \right) \quad (4-18)$$

donde p_c y p_{wf} están en lb/pulg² abs.

La ecuación (4-17) es sólo una de las diferentes expresiones que se han sugerido para determinar la presión debida a la columna de gas en el espacio anular (véase por ejemplo la referencia 13 y, también, la 14 si se desean fórmulas más precisas, las cuales, sin embargo, requieren más información para que se puedan utilizar que la que necesita la ecuación 4-17). No puede esperarse que sean totalmente exactas, en particular para los pozos muy profundos y de muy alta presión; no obstante, han sido

adecuadas en muchos casos. Su uso para la determinación del comportamiento del flujo del pozo se puede ilustrar mediante un ejemplo.

Ejemplo 4.5 Un pozo fluyente con 3 000 pies de tubería de producción tiene una CHP de 550 lb/pulg² man., cuando el gasto es de 42 bl/día y 320 lb/pulg² man., cuando el gasto de 66 bl/día. Calcular el índice de productividad, la presión estática y el potencial del pozo.

En la primera prueba con respecto al flujo, la CHP fue de 550 lb/pulg² man., o 565 lb/pulg² abs. Según la ecuación 4-18, la BHP fluyendo fue de

$$\begin{aligned} 565 \left(1 + \frac{31.5}{100} \right) &= 595 \text{ lb/pulg}^2 \text{ abs.} \\ &= 580 \text{ lb/pulg}^2 \text{ man.} \end{aligned}$$

Obsérvese que la corrección para la presión ejercida por la columna de gas es sólo de 580 - 550 ó 30 lb/pulg²; entonces, la exactitud en la determinación de esta corrección no es tan importante. Se tiene entonces que cuando q fue de 42 bl/día, p_{wf} fue de 580 lb/pulg² man. Este resultado se grafica en el punto A de la figura 4.44.

En la segunda prueba, la CHP fue de 320 lb/pulg² man., ó 35 lb/pulg² abs. Entonces, a partir de la ecuación 4-18, la BHP fluyendo fue

$$\begin{aligned} 335 \left(1 + \frac{31.5}{100} \right) &= 353 \text{ lb/pulg}^2 \text{ abs.} \\ &= 338 \text{ lb/pulg}^2 \text{ man.} \end{aligned}$$

El gasto durante la segunda prueba era de 66 bl/día y este resultado se graficó en el punto B de la figura 4.44.

Si se supone que el IPR es lineal, es evidente de la figura 4.44 que la presión estática del pozo es de 1000 lb/pulg² man., que el potencial del pozo es de 100 bl/día y que el índice de productividad es

$$\frac{100}{1000} = 0.1 \text{ bl/(día) (lb/pulg}^2\text{)}$$

Este ejemplo ilustra un método sencillo para determinar el comportamiento del flujo de entrada de un pozo fluyente que no tiene empacador entre la tubería de revestimiento y la producción: todo lo que se ha hecho es medir dos gastos diferentes y constantes del pozo y registrar la CHP estabilizada a esos gastos.

Otra posibilidad sería registrar la CHP a un gasto medido y referirse a las gráficas de comportamiento de ingeniería de yacimientos para obtener un valor aproximado de la presión estática p_s del pozo; de esta manera, se establecerían nuevamente dos puntos sobre el IPR.

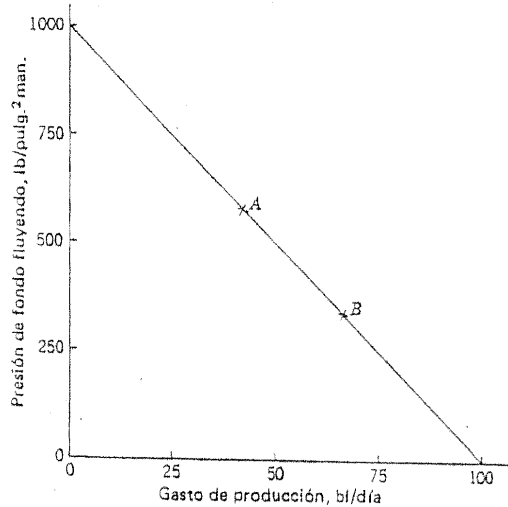


Figura 4.44 Ejemplo 4.5: IPR determinado a partir de los datos de un pozo fluyente tomados a dos diferentes gastos.

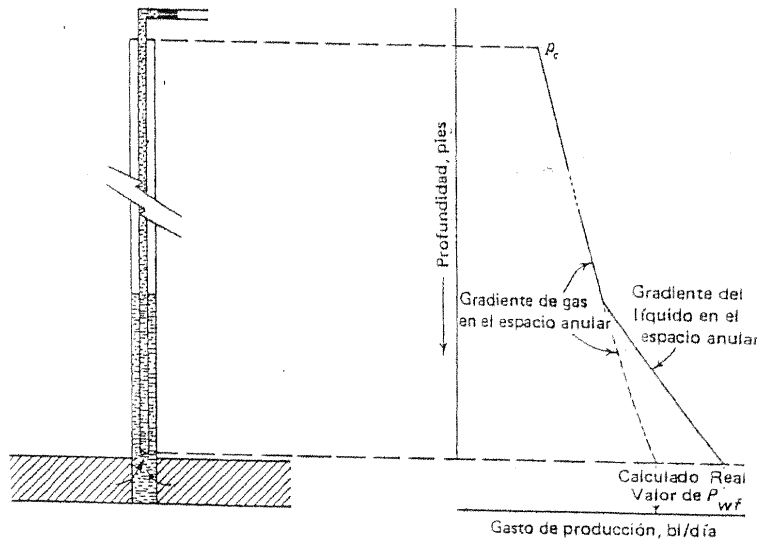


Figura 4.45 Condiciones de pozo fluyente cuando la BHP fluyendo es mayor que la presión en el punto de burbujeo (sin empacador).

Se debe hacer notar que los métodos que implican el uso de la CHP se pueden utilizar siempre y cuando existan tres condiciones. La primera es que no debe haber empacador entre la tubería de revestimiento y producción. Esto se puede saber revisando los registros del pozo. La segunda es que el pozo debe estar fluyendo constantemente. Muy fácilmente se puede tener la certeza si se tiene la seguridad de que la CHP fluctúa sólo dentro de ciertos límites razonables (en un rango de no más de 50 lb/día). Si hay una fluctuación considerable en la CHP, el pozo está cabeceando (sección 5.8). La tercera es que la BHP fluyendo debe estar abajo de la del punto de burbujeo. Si no fuera así y si la BHP fluyendo se calculara a partir de la CHP y suponiendo que el espacio anular esté lleno de gas (por ejemplo, a partir de la ecuación 4-18), entonces, el valor calculado sería menor que el valor verdadero (véase la figura 4.45). Como consecuencia, el IP sería también menor y el potencial del pozo podría subestimarse considerablemente.

4.13 DOS EJEMPLOS

Como conclusión y con objeto de ilustrar algunos de los métodos estudiados en este capítulo se dan dos ejemplos.

Ejemplo 4.6

Profundidad del pozo	5 200 pies.
Tubería de revestimiento de 7 pulg	50 050 pies.
Presión estática a 5 000 pies	1 850 lb/pulg ² man.
RGL	0.4 mpc/bl.
Tubería de producción de 2 3/8 de pulgada colgada a	5 000 pies.
No hay empacador entre la tubería de revestimiento y de producción.	

El pozo está fluyendo ahora a 250 bl/día con una CHP de 1 245 lb/pulg² man., pero la tubería está corroída por lo que se debe sacar y cambiar. Además, de la tubería de producción de 2 3/8 pulg, se dispone de tubería de 1.9 y 3 1/2 lb/pulg² abs. ¿Qué diámetro deberá tener la tubería de producción que se corra si se desea que el pozo fluya al máximo posible a una P_{th} de 170 lb/pulg² man?

Los valores de D y p_{wf} en la ecuación 4-18 son 5 y 1 260 para este ejemplo, respectivamente, de tal manera que:

$$p_{wf} = 1260 \left(1 + \frac{5^{1.3}}{100} \right) \text{ lb/pulg}^2 \text{ abs.}$$

$$= 1387 \text{ lb/pulg}^2 \text{ man.}$$

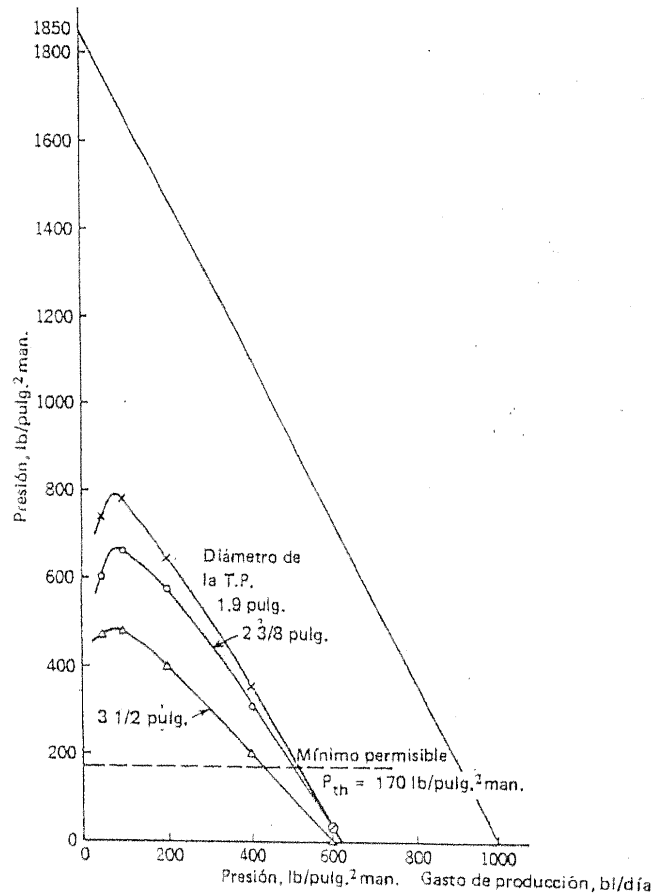


Figura 4.46 Ejemplo 4.6: determinación del diámetro óptimo de tubería de producción.

y el IP está dado por

$$J = \frac{q}{p_s - p_{wf}} = \frac{250}{1850 - 1387} = \text{bl}/(\text{día}) (\text{lb}/\text{pulg}^2)$$

El potencial del pozo es Jp_s , ó 1 000 bl/día y el IPR es como el que se muestra en la figura 4.46.

Podría utilizarse el método 1 o el 2 de la sección 4.5, pero en este problema sólo se utilizará el método 2: la P_{th} se determinará para varios gastos utilizando las BHP fluyendo correctas.

Tabla 4.6 Ejemplo 4.6: determinación de la P_{th} a varios gastos y diferentes diámetros de tubería de producción.*

q , bl/día	p_{wf} , lb/pulg ²	Prof. equiv. de p_{wf} , pies	Prof. equiv. de la P_{th} , pies	p_{th} , lb/pulg ²
T.P. de 1.9 pulg.:				
50	1760	10,400	5400	740
100	1660	11,200	6200	780
200	1480	10,500	5500	650
400	1100	8,000	3000	360
600	740	5,300	300	30
T.P. de 2 3/8 pulg.:				
50	1760	8,900	3900	600
100	1660	9,500	4500	660
200	1480	9,600	4600	580
400	1100	7,500	2500	310
600	740	5,300	300	30
T.P. de 3 1/2 pulg.:				
50	1760	7,100	2100	470
100	1660	7,600	2600	480
200	1480	7,600	2600	400
400	1100	6,500	1500	200
600	740	5,000	0	0

* Los valores de p_{wf} se determinan utilizando el gasto y el PI; la profundidad equivalente de p_{wf} se toma de las curvas de distribución de la presión. Al restar la longitud de la tubería de producción (5000) de este valor se obtiene la profundidad equivalente de la P_{th} y la referencia a las curvas de distribución da por resultado los valores de P_{th} que se muestran en la última columna.

Los valores de q y la P_{th} , que se obtienen de la tabla 4.6, se grafican en la figura 4.46. Evidentemente, a partir de este valor, los gastos contra la P_{th} de 170 lb/pulg² man., son:

- Tubería de producción de 3 1/2 pulg 430 bl/día.
- Tubería de producción de 2 3/8 pulg 500 bl/día.
- Tubería de producción de 1.9 pulg 515 bl/día.

La curva para tubería de producción de 2 3/8 pulg es casi tan buena como la de la tubería de 1.9 pulg; la de 2 3/8 es más adecuada en un pozo debido a su mayor resistencia y su mayor diámetro permite que una cantidad variada de herramientas se corran dentro de la tubería. En la práctica, en un caso como éste, se correría probablemente tubería de producción de 2 3/8 pulg en el agujero.

El siguiente ejemplo ilustra una forma algo diferente de usar las curvas de la distribución de la presión.

Ejemplo 4.7 Los datos de terminación de un pozo, cuya estructura productora es de caliza marina, son las siguientes:

Profundidad total	4 052 pies.
Tubería de revestimiento de 7 pulg	De la superficie a 4 020 pies.
Tubería de producción de 3 1/2 pulg	Colgada a 4 000 pies.

El empacador que está entre la tubería de revestimiento y la de producción se encuentra instalado justo por encima de la zapata de la tubería de producción.

El pozo fluía a 280 bl/día de aceite limpio, una RGA de 600 pies³/bl y una P_{th} de 300 lb/pulg² cuando se decidió evaluar los efectos de un tratamiento de acidificación. Durante este tratamiento, se inyectaron 10 000 galones de ácido a la formación. Fue necesaria una presión superficial de 3 200 lb/pulg² para vencer la presión estática del yacimiento de 1 800 lb/pulg² y alcanzar el gasto deseado de inyección de 2 bl/min. Después del tratamiento, el pozo se estabilizó a 320 bl/día de aceite limpio por una tubería de producción de 3 1/2 pulg con una RGA de 1 000 pies³/bl y una P_{th} de 300 lb/pulg². Determinar si el tratamiento tuvo éxito o no y dar una explicación de los resultados que se obtuvieron. ¿Cuál habría sido el gasto del pozo a una P_{th} de 300 lb/pulg² si en lugar del tratamiento de acidificación, la tubería de 3 1/2 pulg hubiera sido reemplazada por una de 2 3/8 pulg (suponiendo que el cambio se hubiera hecho sin dañar la formación productora)?

IPR

El primer paso es calcular la BHP fluyendo a varios gastos y a una RGA de 600 pies³/bl, usando una tubería de producción de 3 1/2 pulg y una P_{th} de 300 lb/pulg². Los resultados se ilustran en la tabla 4.7 y se grafican en la figura 4.47 (cruces).

El gasto real del pozo antes de la acidificación era de 280 bl/día por una tubería de producción de 3 1/2 pulg. Este punto se marca con el número 1 en la figura 4.47. La presión estática del pozo es de 1 800 lb/pulg² y el IPR se puede dibujar como se indica (suponiendo que es una línea recta).

Tabla 4.7 Ejemplo 4.7: cálculo de la presión en la parte más baja de la tubería de producción de 3 1/2 pulg a diferentes gastos y RGL de 600 pies³/bl.

q, bl/día	Prof. equiv. de la P _{th} de 300 lb/pulg ² , pies	Prof. equiv. del pozo, pies	P _{wf} , lb/pulg ²
50	1600	5600	1150
100	2000	6000	1030
200	2300	6300	970
400	2800	6800	950
600	2700	6700	950

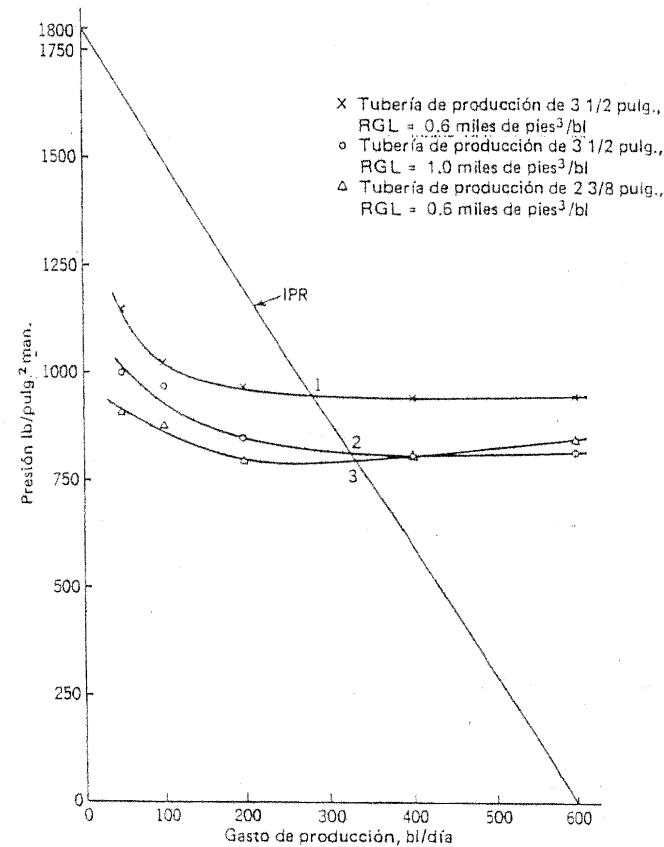


Figura 4.47 Ejemplo 4.7: evaluación del tratamiento de estimulación a la formación.

Potencial del pozo después del tratamiento

Las BHP fluyendo a diferentes gastos de producción por una tubería de 3 1/2 con una P_{th} de 300 lb/pulg² y una RGA de 1 000 pies³/bl se calculan en la tabla 4.8 y los resultados se grafican en la figura 4.47 (círculos).

Efecto del tratamiento

El gasto verdadero después de la acidificación fue de 320 bl/día por una tubería de 3 1/2 pulg. Este punto se marca con el número 2 en la figura 4.47, y puede observarse que, dentro de los límites de exactitud del método, queda sobre el IPR.

Tabla 4.8 Ejemplo 4.7: cálculo de la presión en la parte más baja de la tubería de producción de 3 1/2 pulg a diferentes gastos y RGL de 1000 pies³/lb.

q , bl/día	Prof. equiv. de la P_{th} de 300 lb/pulg ² , pies	Prof. equiv. del pozo, pies	P_{wf} , lb/pulg ²
50	2000	6000	1000
100	2800	6800	970
200	3100	7100	850
400	3500	7500	810
600	3300	7300	820

original. Por consiguiente, la acidificación fue un fracaso absoluto en cuanto a mejorar la productividad de aceite del pozo. De verdad, el único efecto real del tratamiento con ácido fue incrementar la RGA y la producción de gas del pozo (posiblemente por hacer el tratamiento en un estrato delgado con gas), y el gas adicional hizo que el pozo fluyera a un gasto ligeramente mayor.

Efectos causados por correr una tubería de producción de 2 3/8 pulg en lugar de efectuar la acidificación

Las BHP fluyendo para diversos gastos por una tubería de producción de 2 3/8 pulg con una P_{th} de 300 lb/pulg² y una RGA de 600 pies³/bl se calculan en la tabla 4.9 y los resultados se grafican en la figura 4.47 (triángulos). La curva corta el IPR en un gasto de 330 bl/día, aproximadamente, de tal manera que un cambio en el diámetro de la tubería de producción habría sido tan eficaz como la acidificación, pero un poco más barato.

Tabla 4.9 Ejemplo 4.7: cálculo de la presión en la parte más baja de la tubería de producción de 2 3/8 pulg para diferentes gastos y RGL de 600 pies³/bl.

q , bl/día	Prof. equiv. de P_{th} de 300 lb/pulg ² , pies	Prof. equiv. del pozo, pies	P_{wf} , lb/pulg ²
50	2400	6400	910
100	2800	6800	880
200	3000	7000	800
400	2900	6900	810
600	2800	6800	860

REFERENCIAS

- Poettmann, F. H. y P. G. Carpenter: "The Multiphase Flow of Gas, Oil and Water through Vertical Flow Strings with Application to the Design of Gas-Lift Installations", *API Drill. Prod. Practice*, 1952, pág. 257.
- Baxendell, P. B.: "Producing Wells on Casing Flow, and Analysis of Flowing Pressure Gradients", *Trans. AIME*, 213:202 (1958).
- Baxendell, P. B. y R. Thomas: "The Calculation of Pressure Gradients in High-Rate Flowing Wells", *J. Petrol. Technol.*, 13(10):1023 (1961).
- Ros, N. C. J.: Simultaneous Flow of Gas and Liquid as Encountered in Well Tubing, *J. Petrol. Technol.* 13(10):1037 (1961).
- Gilbert, W. E.: "Flowing and Gas-Lift Well Performance", *API Drill. Prod. Practice*, 1954, pág. 126.
- Brown, Kermit E.: *The Technology of Artificial Lift Methods*, vol. 1, Petroleum Publishing Company, Tulsa, Okla., 1977.
- Aziz, K. y colaboradores: *Gradient Curves for Well Analysis and Design*, Canadian Institute of Mining Special vol. 20, Montreal, Que., 1978.
- Versluys, J.: "Mathematical Development of the Theory of Flowing Wells", *Trans. AIME*, 86:192 (1930).
- Tek, M. Rasin: "Multiphase Flow of Water, Oil, and Natural Gas through Vertical Flow Strings", *J. Petrol. Technol.*, 13(10):1029 (1961).
- Shaw, S. F.: *Gas-lift Principles and Practices*, Gulf Publishing Company, Houston, Tex., 1939.
- Babson, E. C.: "The Range of Application of Gas-Lift Methods", *API Drill. Prod. Practice*, 1939, pág. 266.
- Handbook of Gas Lift*, Garrett Oil Tools, Division of U.S. Industries, Inc., Nueva York, 1959.
- Rawlins, E. L. y M. A. Schellhardt: *Back-Pressure Data on Natural Gas Wells and Their Application to Production Practices*, U.S. Bureau of Mines Monograph 7, 1936.
- Katz, Donald L. y colaboradores: *Handbook of Natural Gas Engineering*, McGraw-Hill Book Company, Inc., Nueva York, 1959.

5

Funcionamiento del estrangulador: efectos sobre el comportamiento del pozo

5.1 INTRODUCCIÓN

Una parte necesaria en el estudio de los pozos fluyentes es el conocimiento del funcionamiento del estrangulador que se utiliza para controlar la tasa de producción y asegurar la estabilidad. Comúnmente, se instala el estrangulador en el cabezal del pozo, otra posibilidad es instalar un estrangulador abajo en el agujero que se usa como una medida de seguridad en los pozos perforados en la plataforma continental para evitar la posibilidad de que el cabezal del pozo pueda sufrir daño, y una más es instalar un estrangulador corriente abajo del cabezal del pozo en la interconexión de las líneas. En ciertas circunstancias se puede decidir poner el pozo en producción sin ninguna restricción de flujo en la línea.

El caso del estrangulador en el cabezal del pozo es el único que se expone aquí, aunque algunos comentarios generales que se aplican a otras situaciones se hacen en la sección 5.9. La razón para esta decisión es que ya existen publicaciones especializadas sobre los estranguladores y el análisis detallado del funcionamiento de los mismos; la intención en este texto es delinear los procedimientos generales; al comprenderlos, el ingeniero debe enfocar con éxito los problemas particulares y las circunstancias que intervienen en una situación dada.

Una vez que se han entendido las características principales del funcionamiento del estrangulador, es posible incorporar éstas al marco de referencia que ya se ha expuesto en el comportamiento de entrada a la formación y la producción para llegar a formarse una imagen que reúna las caracte-

rísticas principales que determinan el comportamiento de los pozos fluyentes. Algunos aspectos de este comportamiento se revisan en las secciones 5.3 a la 5.8.

5.2 FUNCIONAMIENTO DEL ESTRANGULADOR

En esta sección se considerará el funcionamiento de un estrangulador (o niple reductor) instalado en el cabezal del pozo. Es práctica común en los campos petroleros escoger el estrangulador para un pozo fluyente de tal modo que las pequeñas variaciones en la presión corriente abajo (es decir, en la presión de la línea de flujo cuyas causas por ejemplo, se deban al uso de un separador) no afecten la P_{th} y, en consecuencia, el comportamiento del pozo. Esto implica que el fluido se desplace por el estrangulador a velocidades superiores a las del sonido, y se ha determinado, bajo la diversidad de condiciones que se encuentran en el trabajo de los campos petroleros, que este requisito se satisface si la P_{th} es por lo menos el doble de la presión promedio en la línea de flujo. Puede demostrarse teóricamente, si se supone un estrangulador con bordes biselados y se hacen varias suposiciones con respecto a las características de presión comparadas con el volumen del aceite y el gas, que

$$p_{tf} = \frac{C R^{0.5} q}{S^2} \tag{5-1}$$

donde

p_{tf} = P_{th} , lb/pulg² abs.

R = RGL, mpc/bl.

q = gasto total de líquido, bl/día.

S = diámetro del estrangulador, 1/64 pulg.

C = constante (cerca de 600 en el sistema de unidades definidas antes).

Utilizando la información de la producción del campo Ten Section en California, Gilbert (referencia 1) obtuvo la fórmula empírica

$$p_{tf} = \frac{435 R^{0.546} q}{S^{1.39}} \tag{5-2}$$

donde p_{tf} ahora está en lb/pulg² man.

A continuación se usarán la fórmula de Gilbert y los nomogramas que presentó (figura 5.1) en los ejemplos resueltos a menos que se indique lo con-

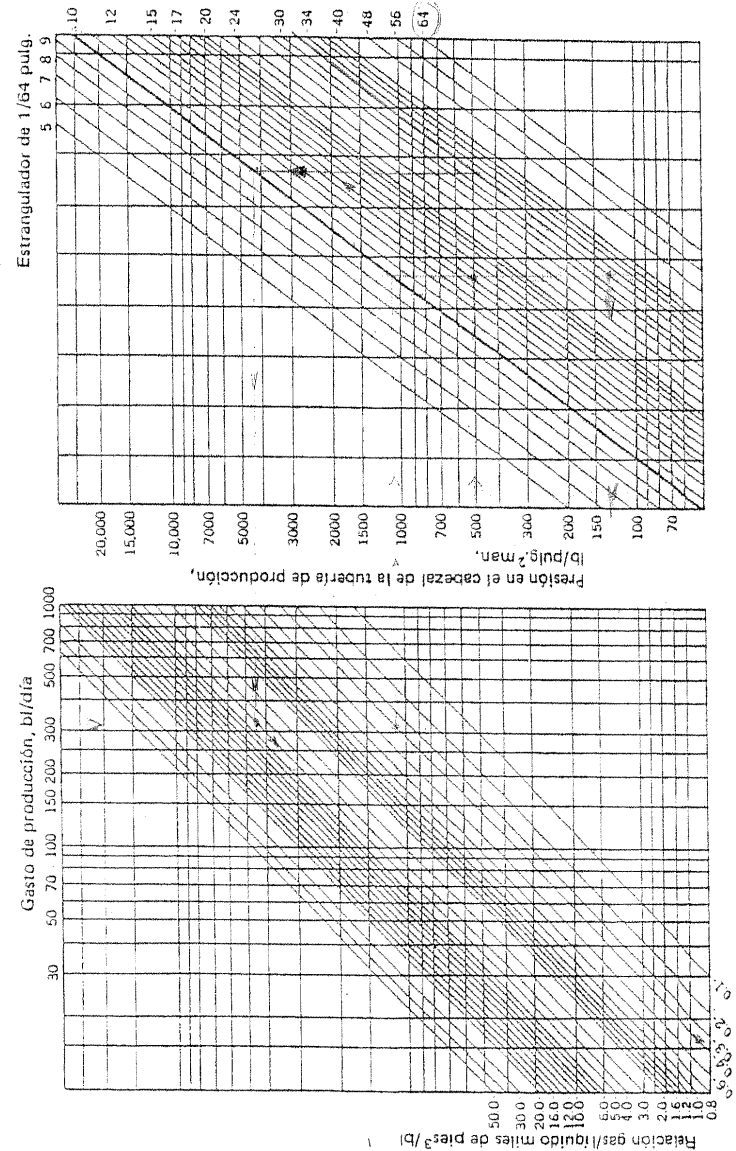


Figura 5.1 Carta de funcionamiento de estranguladores. (Según Gilbert, Ref. 1 cortesía de API Drill. Prod. Practice.)

trario. La sección de la izquierda en este nomograma representa el comportamiento de un estrangulador de 10/64 pulg, y la sección de la derecha es un medio para corregir los resultados para otros diámetros de estranguladores.

Ejemplo 5.1. Un pozo produce 100 bl/día brutos con una RGL de 70 pies³/bl. Si el diámetro del estrangulador es de 1/4 pulg, calcúlese la p_{th} por medio del nomograma de Gilbert (figura 5.1) y la fórmula teórica mostrada en la ecuación (5-1).

Uso del nomograma

Se entra a la gráfica de la izquierda con 100 bl/día, y se baja verticalmente a una RGL de 70 pies³/bl. Se sigue horizontalmente sobre la carta de la derecha hasta que se corta la línea de un estrangulador de 10/64 pulg. Se sube verticalmente una vez más a la línea diagonal que corresponde a un estrangulador de 16/64 pulg. Se lee la p_{th} en la escala del lado izquierdo de la carta de la derecha. En este caso el resultado es 190 lb/pulg man.

Uso de la fórmula

En la ecuación (5-1) se da el valor 600 a la constante C, la expresión toma la forma

$$p_{tr} = \frac{600 R^{0.5} q}{S^2} \text{ lb/pulg}^2 \text{ abs}$$

en este ejemplo, $R^{0.5} = 0.7^{0.5} = 0.837$

$$q = 100 \\ S^2 = (16)^2 = 256$$

por lo tanto,

$$p_{tr} = \frac{600 \times 0.837 \times 100}{256} = 196 \text{ lb/pulg}^2 \text{ abs} \\ = 181 \text{ lb/pulg}^2 \text{ man.}$$

Ejemplo 5.2. Un pozo produce 100 bl/día por un estrangulador de 1/4 pulg con una p_{th} de 150 lb/pulg². ¿Cuál es la RGL calculada con la figura 5.1 y con la ecuación (5-2)? ¿Cuál sería la RGL calculada si el tamaño del estrangulador es de 17/64 pulgadas con todos los otros datos iguales?

Se entra a la gráfica de la derecha de la figura 5.1 con 150 lb/pulgada² y se sigue horizontalmente hasta la línea diagonal que corresponde a un estrangulador de 16/64 pulgadas. Se sube verticalmente hasta la línea para un estrangulador de 10/64 pulgadas y, luego, se mueve horizontalmente hacia la gráfica de la izquierda hasta la intersección con la línea vertical de 100 bl/día. El valor de la RGL lo dan las líneas en diagonal. Este procedimiento da

$$RGL = 0.44 \text{ mpc/bl}$$

Un procedimiento similar para un estrangulador de 16/64 pulgadas conduce al resultado

$$RGL = 0.55 \text{ mpc/bl}$$

El uso de la ecuación (5-2) directamente, en lugar de utilizar la figura 5.1, conduce a los valores

$$\begin{aligned} \text{estrangulador de 1/4 pulgadas: } & RGL = 0.456 \text{ mpc/bl} \\ \text{estrangulador de 17/64 pulgadas: } & RGL = 0.561 \text{ mpc/bl} \end{aligned}$$

El ejemplo 5.2 ilustra la gran variación en la RGL calculada como resultado de un pequeño cambio en el diámetro supuesto del estrangulador y puntualiza el riesgo al usar la fórmula del funcionamiento del estrangulador para calcular las RGL. En símbolos, la razón de esta sensibilidad puede verse fácilmente en la ecuación (5-1), la cual puede escribirse en la forma

$$R = \frac{(p_{tr})^2}{(Cq)^2} S^4$$

que ilustra el hecho de que la RGL depende de la cuarta potencia del diámetro del estrangulador.

Debe recordarse también que, a menos que se reemplacen con frecuencia los estranguladores, los efectos de la corrosión del gas, arena o los depósitos de asfalto o parafinas provocarán una distorsión en la forma y la medición del estrangulador. La severidad de estos efectos puede verificarse de tiempo en tiempo con las mediciones de la producción, RGL y P_{th} , tomando en cuenta que $p_{tr} S^{1.39} / R^{0.546} q$ debe ser aproximada a 435 según la ecuación (5-2), o $p_{tr} S^3 / R^{0.5} q$ debe ser casi 600, a partir de la ecuación (5-1).

Ejemplo 5.3. Utilizando los datos del ejemplo 4.4, ¿qué diámetro de estrangulador se requiere en la línea de descarga para mantener una P_{th} de 100 lb/pulg²? ¿Cuál sería el gasto de producción con un estrangulador de 1/4 de pulgada?

Como se vio en el ejemplo 4.4, el flujo con una P_{th} de 100 lb/pulg² es de 270 bl/día de aceite y 30 bl/día de agua, o un gasto bruto de 300 bl/día. La RGL es de 0.27 mpc/bl. Si esta información se usa en la figura 5.1, puede verse que S es 32, de modo que el diámetro del estrangulador es de 1/2 pulgada.

Para determinar la producción que pasa por un estrangulador de 1/4 pulgada obsérvese que se desconocen p_{tr} y q . Haciendo $R = 0.27$ y $S = 16$ en la ecuación (5-2), el resultado es

$$p_{tr} = \frac{435 \times 0.27^{0.546} q}{16^{1.39}} = 1.13 q$$

Esta expresión es una línea recta que pasa por el origen en la gráfica de presión contra gasto. Puede encontrarse un segundo punto en esta línea si se deja que q sea, por ejemplo, 600 bl/día. Entonces p_{ef} es de 678 lb/pulg² man. Se dibuja esta línea en la figura 5.2, la cual es idéntica a la figura 4.23, puede verse que corta la curva P_{th} donde q es 210 bl/día y la P_{th} es de 235 lb/pulg². Estos valores definen el comportamiento del pozo con un estrangulador de 1/4 pulg.

Se utilizan otras fórmulas empíricas y simplificadas elaboradas según la de Gilbert [ecuación (5-2)], por ejemplo, Achong (referencia 2) correlacionó la información obtenida de los pozos en producción en los campos del Lago Maracaibo en Venezuela con estranguladores Cameron del tipo positivo para obtener la fórmula

$$p_{ef} = \frac{340 q R^{0.65}}{S^{1.88}} \quad (5-3)$$

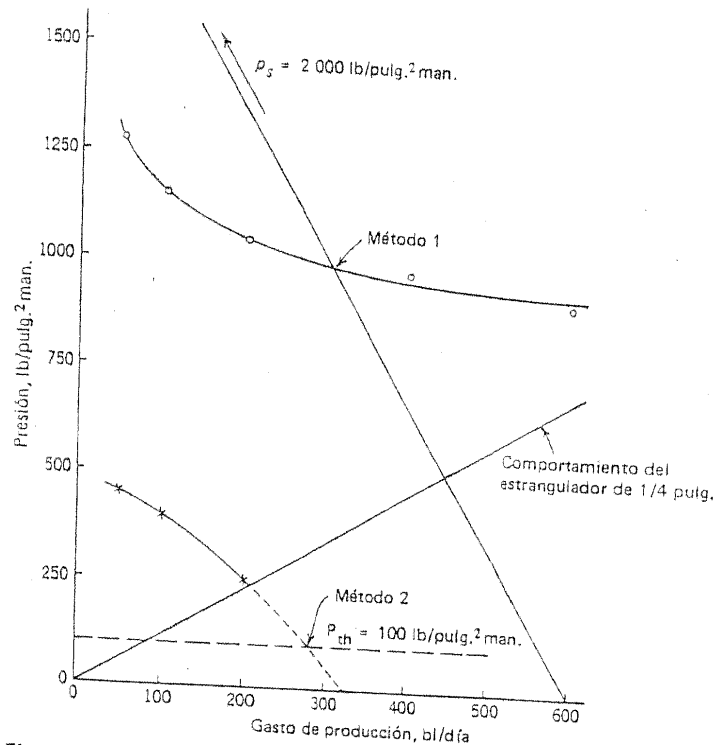


Figura 5.2 Ejemplo 5.3: pronóstico de la producción por un diámetro predeterminado de estrangulador.

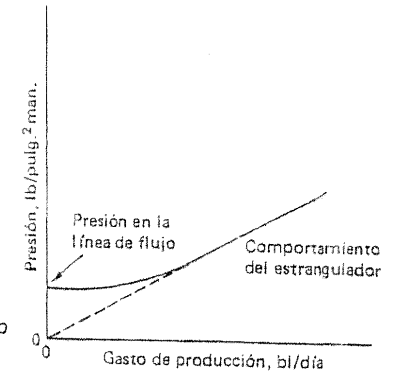


Figura 5.3 Curva del funcionamiento de un estrangulador.

donde las variables tienen los significados anteriores.

Obsérvese que cada una de las ecuaciones (5-1), (5-2) y (5-3) se puede escribir en la forma

$$p_{ef} = Aq \quad (5-4)$$

es decir, la P_{th} es proporcional a la producción. Lo anterior es cierto solamente bajo las condiciones de flujo supersónico a través del estrangulador; con gastos bajos, la presión corriente arriba del estrangulador depende de las condiciones corriente abajo. En el límite, cuando el gasto es cero, las presiones corriente arriba y corriente abajo son iguales (figura 5.3).

En las publicaciones especializadas se encuentran expresiones más complejas y se utilizan en ciertas compañías para obtener el comportamiento del flujo bifásico por los estranguladores. Estas expresiones son más sofisticadas ya que toman en cuenta variables tales como la densidad relativa del líquido y del gas, las temperaturas corriente arriba y el factor de compresibilidad del gas. Una de las que se conocen mejor es la deducida por Poettman y Beck (referencia 3) a partir del trabajo de Ros (referencia 4).

5.3 CONDICIONES DE FLUJO ESTABLE E INESTABLE

El flujo de un pozo petrolero, desde la formación, a través de la tubería de producción y hasta el estrangulador de la línea de descarga, nunca es completamente estable. El gasto del líquido, la RGL y la presión de la formación varían continuamente. En tanto que sean reducidos los límites de estas fluctuaciones, el sistema de flujo puede considerarse como estable. Por otra parte, cualquier tendencia que indique un incremento en las variacio-

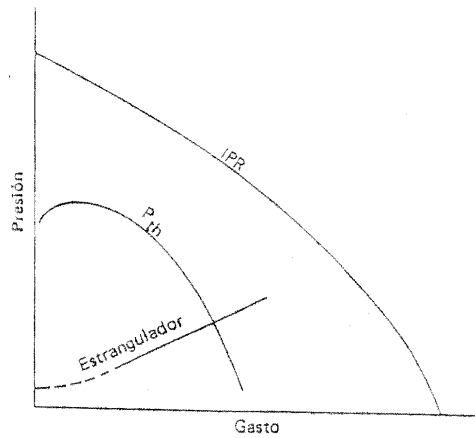


Figura 5.4 Curvas IPR, P_{th} y del funcionamiento de estranguladores en un pozo fluyente.

nes, es indicación de inestabilidad incipiente y puede tener consecuencias graves, desde la muerte del pozo o lo que es más raro, el incremento excesivo de las variaciones de la producción.

Al analizar la estabilidad del flujo es necesario tener en cuenta el IPR, la P_{th} y las curvas del funcionamiento del estrangulador del pozo fluyente (figura 5.4), la curva típica de las pérdidas de presión en la tubería de producción en función de la producción (figura 5.5), y que la curva P_{th} de la figura 5.4 es la diferencia entre la curva IPR y la curva mostrada en la figura 5.5. Debe recordarse también que la función de un estrangulador en la línea de flujo es regularizar el flujo, es decir, mantener el gasto y, en consecuencia, la P_{th} tan constante como sea posible.

En la sección 4.7 se hizo notar la forma de la curva de pérdidas de presión (figura 5.5), la cual cae rápidamente, con incrementos cada vez mayo-



Figura 5.5 Pérdida de presión en la tubería de producción en función de la producción.

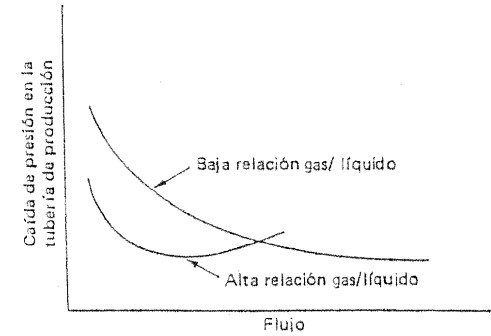


Figura 5.6 Influencia de la RGL en la pérdida de presión en la tubería de producción graficada en función de la producción.

res, a gastos de flujo bajo y, entonces, alcanza lentamente un mínimo muy plano. El gasto en el cual se alcanza este mínimo cae con el aumento de la RGL, y el gasto en el que la curva se levanta a gastos por arriba de aquel en el que se presenta el mínimo, aumenta cuando se incrementa la RGL (figura 5.6).

Una situación típica es aquella en la cual el pozo fluye con un gasto en el que la curva de "pérdida de presión en la tubería de producción" de la figura 5.5 es relativamente plana, cayendo o elevándose lentamente. Para presentar un argumento, considérese el caso en el cual esta curva está cayendo lentamente al punto de flujo (figura 5.7).

Supóngase que, por cierta razón, hay una variación en la RGL libre de la formación, y que esta variación persiste durante unos pocos segundos. Como resultado, cambiará la pérdida de presión en la tubería de producción; supóngase que baja una cantidad δp , punto B₂ en la figura 5.7. Ya que el estrangulador mantiene una P_{th} constante (razonable), se deduce que la caída en la pérdida de presión en la tubería de producción debe estar acompañada por un incremento en la presión de entrada de la formación punto A₂ en la curva IPR, donde la diferencia vertical (presión) entre A₁ y A₂ es también δp .

El gasto de la formación se reduce y, así, la pérdida de presión en el ademe se eleva (B₃). La presión de entrada cae de modo que la nueva posición de flujo de la formación es A₃, donde la diferencia vertical (presión) entre A₁ y A₃ iguala la diferencia entre B₁ y B₃. Esto conduce a un punto nuevo (B₄) y así sucesivamente.

La estabilidad se logrará cuando los puntos A₂, A₃, A₄, y así sucesivamente tiendan a converger en A₁ (los puntos B₃, B₄, B₅, y así sucesivamente convergerán simultáneamente hacia B₁). La inestabilidad será un peligro si los puntos A tienden a separarse más.

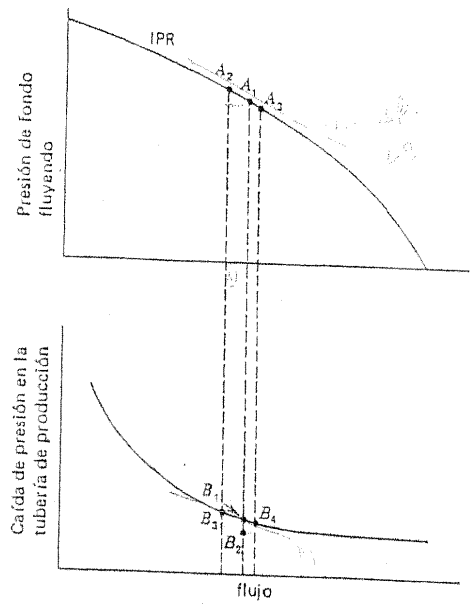


Figura 5.7 Análisis de la estabilidad del flujo.

Con objeto de estudiar detalladamente este punto, sean m y M las pendientes de la curva IPR y la curva de pérdida de presión en los puntos A_1 y B_1 , respectivamente (figura 5.7). Como $B_2 B_1$ es igual a δp , la distancia horizontal (gasto) $A_2 A_1$ es $\delta p/m$. Se deduce que la distancia vertical (presión) $B_1 B_3$ es $\delta p (M/m)$; es también la distancia vertical (presión) $A_1 A_3$.

Por lo tanto, la distancia horizontal (gasto) $A_1 A_3$ es

$$\delta p \frac{1}{m} \frac{M}{m}$$

de modo que la distancia vertical (presión) $B_1 B_4$ es

$$\delta p \left(\frac{M}{m}\right)^2$$

Continuando este razonamiento, la distancia horizontal (gasto) $A_1 A_4$ es

$$\delta p \frac{1}{m} \left(\frac{M}{m}\right)^2$$

la distancia horizontal $A_1 A_5$ es

$$\delta p \frac{1}{m} \left(\frac{M}{m}\right)^3$$

y así sucesivamente.

Entonces, si $|M/m| > 1$, los puntos A llegan a separarse más (inestabilidad), en tanto que si $|M/m| < 1$, los puntos A convergen en A_1 (estabilidad). Es decir, el sistema es estable si la pendiente en la curva de pérdida de presión (figura 5.5) es numéricamente menor que la pendiente del IPR. De otra manera, el sistema es potencialmente inestable.

En el extremo del gasto bajo, las pendientes de estas dos curvas son iguales cuando la curva de su diferencia, es decir, la curva P_{th} de la figura 5.4, es horizontal. Por lo tanto, cualquier intento para que fluya un pozo en un punto de la curva P_{th} a la izquierda de su máximo es peligroso, y el pozo tiene el riesgo de morir.

En el extremo del gasto alto, es posible imaginar situaciones en los pozos extremadamente prolíficos de alta RGL, en los cuales la curva de pérdida de presión en la tubería de producción puede ser numéricamente más inclinada que el IPR (la cual debe ser plana en un productor de alto volumen). Bajo tales circunstancias, pueden fallar los intentos para obtener una producción alta y uniforme mediante métodos convencionales, y se encontrarán notables variaciones en la producción.

5.4 EFECTOS DEBIDOS AL CAMBIO DEL DIÁMETRO DEL ESTRANGULADOR

En aquellos casos en los cuales el espacio anular entre la tubería de producción y la de revestimiento no tiene empacador y la presión de fondo fluyendo es menor que la del punto de burbujeo, la secuencia de fenómenos que sigue a una reducción en el diámetro del estrangulador en un pozo fluyente es como se describe a continuación.

La reducción del orificio en la superficie ocasiona un aumento en la contrapresión en la tubería de producción, la cual origina que se reduzca el gasto en la tubería de producción. La contrapresión en la formación no cambia instantáneamente, porque la CHP más la presión debida a la columna de gas en el espacio anular no se altera momentáneamente. La formación continúa durante un corto tiempo produciendo el gasto anterior, y la diferencia entre esta producción y la que puede pasar ahora por la tubería de producción debe entrar al espacio anular. Este líquido en el espacio anular hace que se eleve la presión de fondo fluyendo, primero, debido a que la misma columna del líquido ejerce una contrapresión y, segundo, debido a que se comprime el gas que ocupaba inicialmente el volumen total del espacio anular. El incremento en la presión de fondo fluyendo genera una producción menor de la formación, y así sucesivamente, hasta que se al-

canza el equilibrio,¹ es decir, hasta que se alcanza un equilibrio entre la entrada del flujo de la formación (controlada por la presión de fondo fluyendo, la cual está determinada por la presión ejercida por los fluidos en el espacio anular), la pérdida de presión vertical en dos fases para este gasto particular de entrada y el funcionamiento del estrangulador.

En esta etapa, el gas empieza a desplazar el aceite que se ha acumulado en el espacio anular; mientras esto tiene lugar, se reduce la RGL libre en la tubería de producción, no solamente por la pérdida del gas en el espacio anular, sino también debido a la producción de aceite (asociada sin gas libre) desde el espacio anular a la tubería de producción. Durante este período en que se reduce la RGL en la tubería de producción, se incrementará la pérdida de presión en la tubería de producción (a menos que el pozo esté produciendo a las RGL arriba de las óptimas) y caerá la P_{th} . Por lo tanto, inmediatamente después de que se ha estrangulado el pozo, habrá un período crítico durante el cual la P_{th} caerá y existirá un peligro real de que pueda morir el pozo. Se concluye, por lo tanto, que en los pozos que no tienen empacador entre la tubería de ademe y la de producción los cuales están produciendo con las presiones de fondo fluyendo abajo de las óptimas y, además, las RGL están cercanas al límite inferior del flujo natural, debe tenerse mucho cuidado al realizarse un estrangulamiento. El cambio deseado de estrangulador debe hacerse durante un período de varios días, usando un número de tamaños intermedios de estrangulador, de modo que no se registre un incremento brusco en la BHP. Desafortunadamente, ésta es precisamente la clase de pozo que genera problemas de cabeceo; uno de los remedios (temporal) es colocar un estrangulador; el tema del cabeceo se expone en la sección 5.3.

Puede verse fácilmente que colocar un estrangulador no presenta problema inmediato; la presión de fondo fluyendo permite que, al reducirse ésta, algo del gas del espacio anular escape a la tubería de producción, elevando en esta forma la RGL de la misma tubería y reduciendo la pérdida de presión del flujo vertical bifásico, siempre que las RGL estén abajo del valor óptimo (véase, sin embargo, la sección 5.3).

Si el pozo se ha terminado con un empacador entre la tubería de revestimiento y la de producción y en la parte inferior de la tubería de producción o cerca de dicha parte hay poco o ningún "receptáculo" disponible

¹ Siempre está presente el peligro de que si el líquido en el espacio anular se acumula con demasiada rapidez se "disparará" elevando tanto la BHP y alterando el gasto en la tubería de producción tan drásticamente que el pozo morirá durante esta fase del proceso.

de gas libre en el mismo pozo, no está presente el peligro que se acaba de exponer o, en el peor de los casos, es de consideración al margen. Una excepción a esta conclusión general puede tener lugar en el caso de una zona productora fracturada, por ejemplo, una caliza fracturada relativamente impermeable. En tales circunstancias, es posible que una fractura llena de gas cercana al agujero del pozo pueda hacer las funciones del espacio anular entre la tubería de revestimiento y la de producción. Aun si la formación productora fuera, por ejemplo, una arenisca permeable, puede encontrarse cierta inestabilidad después de un gran aumento o reducción en el diámetro del estrangulador si los fluidos producidos son volátiles en el sentido de que la solubilidad del gas sea alta y el gas se mueva fácilmente dentro y fuera de la solución. Dicha inestabilidad sería el resultado del lapso entre la reducción en la superficie y la reacción del flujo de fluidos a este cambio. Durante este tiempo, la presión se eleva o cae en la vecindad del pozo, con absorción o liberación consecuentes del gas y posible "succión" en ambas direcciones.

5.5 EFECTOS DE LA PRESIÓN ESTÁTICA EN LA EFICIENCIA DEL POZO FLUYENTE

En esta sección se mostrará que, siempre que otros factores permanezcan constantes, la eficiencia del flujo bifásico vertical declina conforme disminuye la presión estática del yacimiento; en otras palabras, cuando decrece la presión estática, un porcentaje considerable de la caída total de la presión desde la formación al cabezal de la tubería de producción se debe a la caída de la presión en dicha tubería. Esta disminución en la eficiencia se refleja en la producción que alcanza el pozo con un estrangulador de diámetro dado, de tal manera que las curvas de declinación de la producción basadas en los comportamientos anteriores del flujo, darán resultados con frecuencia sin significado. Para ilustrar este punto, considérese el siguiente ejemplo:

Ejemplo 5.4. Un pozo que produce en una zona productora de un espesor que va de 5 000 a 5 020 pies está terminado con una tubería de producción de 2 7/8 pulg suspendida a 5 000 pies. Qué gasto fluirá por el pozo con un estrangulador de 1/2 pulg cuando la BHP estática es 1) 2 500, 2) 2 000, 3) 1 500 y 4) 1 300 lb/pulg², suponiendo que la RGL del pozo varía como se muestra en la tabla 5.1 y que el IP permanece constante a 0.3 bl/(día) (lb/pulg²).

Para resolver el problema, se construyen las curvas P_{th} e IPR para el pozo con cada una de las cuatro presiones estáticas dadas; se dibujan las líneas del funciona-

Tabla 5.1 La RGL como función de la presión estática.

BHP estática, lb/pulg. ² man	RGL pies ³ estándar/bl
2500	600
2000	700
1500	400
1300	300

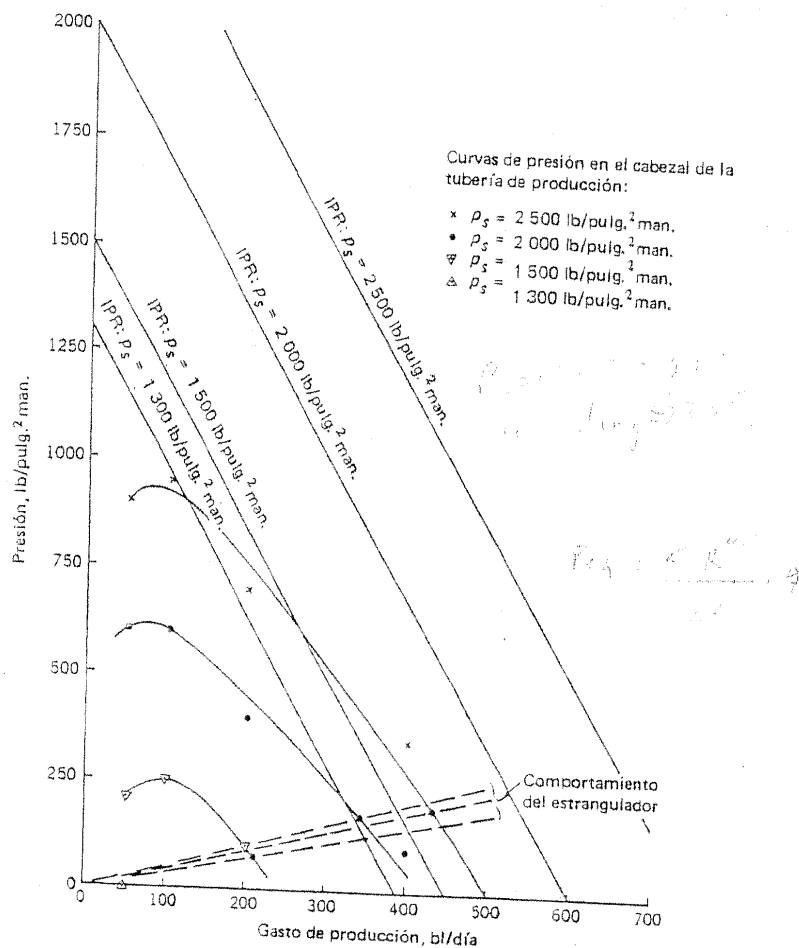


Figura 5.8 Ejemplo 5.4: pronóstico de la producción, pozo fluyente, diámetro constante del estrangulador.

Efectos de la presión estática

miento del estrangulador en las RGL correspondientes, y se leen los gastos. Los resultados de estos cálculos se muestran en la figura 5.8, la cual indica que

1. A 2 500 lb/pulg.² man estática: $q = 430$ bl/día = 57.4% potencial.
2. A 2 000 lb/pulg.² mna estática: $q = 345$ bl/día = 57.5% potencial.
3. A 1 500 lb/pulg.² man estática: $q = 210$ bl/día = 46.6% potencial.
4. A 1 300 lb/pulg.² man estática: $q = 0$ bl/día = 0% potencial.

Estas cifras indican la declinación de la eficiencia en el flujo de la tubería de producción: se obtendría un resultado similar si se hubiera supuesto la RGL constante.

En la figura 5.9 el potencial de la formación y la producción real se grafican como funciones de la presión del yacimiento. La figura muestra que, en este ejemplo en particular, la curva de declinación de la producción tiene

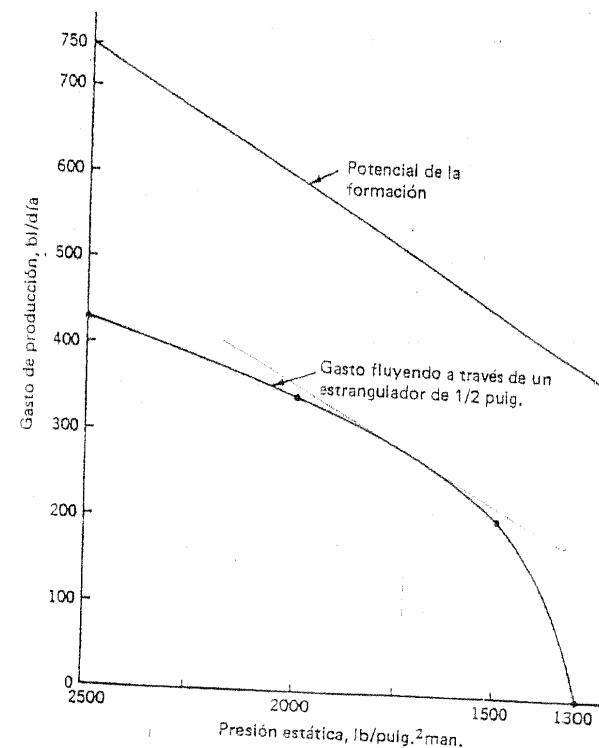


Figura 5.9 Comparación del potencial de un pozo y su producción.

una pendiente menor que el potencial de la formación sobre el rango de presión de 2 500 a 1 700 lb/pulg² man. La situación entre 1 700 y 1 300 lb/pulg² man es enteramente diferente. Sobre todo, es claro que la declinación de la producción no mide la declinación del potencial de la formación. Más todavía, los cambios en el IP conforme declina la presión complicarán aún más la imagen, de modo que se supone que la extrapolación de la curva de declinación del ritmo de producción en un pozo fluvente dará resultados erráticos. En lugar de aplicar los análisis en las curvas de declinación del ritmo de producción, se recomienda usar un método similar al que se ilustra en la siguiente sección, siempre que se requieran predicciones a largo plazo de precisión aceptable a buena. Para predicciones a corto plazo, o para estimaciones a largo plazo en las cuales son de importancia sólo los órdenes de magnitud, las curvas de declinación del ritmo de producción forman un método rápido y simple para hacer estimaciones (capítulo 2).

5.6 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE UN YACIMIENTO

En la sección precedente, se ilustró que la extrapolación de las curvas de declinación no da un valor demasiado confiable de las posibilidades futuras de un pozo o yacimiento. El ejemplo siguiente delinea un método basado en el comportamiento individual de un pozo que debe conducir a resultados más exactos. Una desventaja mayor en el uso de este enfoque o enfoques similares es el poco conocimiento preciso que se tiene respecto al decaimiento del IPR (sección 3.4); aumentar el entendimiento de este proceso es quizá uno de los más importantes desafíos que enfrenta la ingeniería moderna de producción. Una segunda desventaja al método delineado, el trabajo de computación relacionado, tiene poco peso a la luz de la disponibilidad de las computadoras y la importancia de los pronósticos exactos. En el ejemplo que se muestra, se han hecho extrapolaciones arbitrarias de las curvas de presión y RGA contra la recuperación acumulativa. Se hizo con objeto de evitar falta de continuidad en el proceso delineado y sobrecargar al lector con más detalles de los que son absolutamente necesarios. En un caso real de campo puede ser necesario volver a una de las técnicas de ingeniería de yacimientos (tal como el método de Turner o Muskat para yacimientos con empuje de gas disuelto) para obtener curvas más confiables en las cuales basar las predicciones (sección 1.8).

En el ejemplo usado para ilustrar el método propuesto, se dispone de ciertos datos de producción de los cuatro pozos que drenan un pequeño

Tabla 5.2 Presiones estáticas del pozo e IP.

Pozo	BHP estática, lb/pulg ² man	IP, bl/día/lb/pulg ²
A	2350	0.22
	1820	0.19
	1710	0.09
	1420	0.14
B	2100	0.06
	1730	0.07
	1550	0.05
C	2100	0.19
	1660	0.15
	1400	0.12
D	2100	0.11
	1770	0.09
	1420	0.07

yacimiento. Los datos se muestran en la tabla 5.2. Los pozos A y C fluyen contra una P_{th} de 100 lb/pulg² por 4 500 pies de una tubería de producción de 2 3/8 pulg. El pozo B fluye con bombeo y el pozo D, que murió recientemente, acaba de ponerse en producción con bombeo. La presión inicial del yacimiento según se midió en el pozo que lo descubrió, el pozo A, fue de 2 350 lb/pulg al nivel de referencia de 4 120 pies bajo el nivel del mar. Desde que la producción se inició en el yacimiento, se corrieron tres registros de presión y los resultados se listan en la tabla 5.3; las RGA del yacimiento en diversos puntos de la historia de producción se muestran en la tabla 5.4.

La producción actual de agua es cero, y se supone que el mecanismo de recuperación será empuje por gas disuelto. Una estimación volumétri-

Tabla 5.3 Presión estática del yacimiento a diversas producciones acumulativas.

Producción acumulativa de aceite del yacimiento 10 ⁶ bl	Presión estática promedio al nivel de referencia lb/pulg ² man
0.031	2100
0.353	1720
0.669	1410

Tabla 5.4 Historia de la RGA del yacimiento.

Producción acumulativa del aceite, 10 ⁶ bl	RGA del yacimiento, pies ³ estándar/bl
0.120	209
0.229	208
0.307	214
0.402	220
0.471	242
0.533	240
0.565	255
0.602	298
0.641	353
0.669	365

ca indica que el volumen inicial de aceite en el yacimiento era de 10 millones de bl a condiciones de almacenamiento. El yacimiento tiene en la actualidad una presión estática promedio de 1 410 lb/pulg² man y una producción acumulativa de aceite de 669 000 bl. Suponiendo que se permita que fluyan los pozos A y C hasta que mueran y se pongan en producción con bombeo, el problema es determinar la historia de producción futura de cada pozo y la producción acumulativa que se espera del yacimiento.

Se supondrá que las IPR son líneas rectas, que hay una presión de fondo fluyendo que es constante (presión de entrada) de 150 lb/pulg² man durante la fase de bombeo, y que un pozo alcanza su límite económico cuando la producción está abajo de 5 bl/día.

Comportamiento de la presión estática

Se grafica la presión estática como una función de la producción² acumulativa de aceite (figura 5.10) de la tabla 5.3. La forma en que cae la presión estática indica que la presión del punto de burbujeo del crudo es un poco arriba de 2 000 lb/pulg² y que se alcanza cuando la producción acumulativa de aceite es de casi 40 000 bl.

Declinación del IP

Se prepara una curva de declinación del IP que se ajuste a la información disponible en la mejor forma posible. Cuando se usa el símbolo J_i para los

² Véanse los comentarios al principio de esta sección.

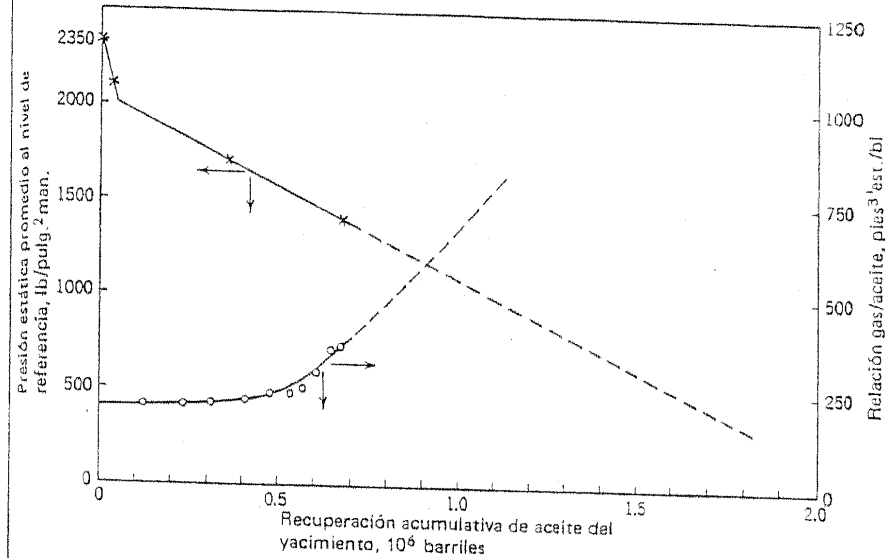


Figura 5.10 Pronóstico de producción: se suponen la presión y la historia de la RGA.

IP a presiones arriba del punto de burbujeo, la presión indicada del punto de burbujeo de 2 000 lb/pulg² man tomada junto con la información de la tabla 5.2, lleva a las conclusiones

$$\begin{aligned} (J_i)_A &= 0.22 \\ (J_i)_B &= 0.06 \\ (J_i)_C &= 0.19 \\ (J_i)_D &= 0.11 \end{aligned}$$

Ahora, se determina (J/J_i) y se grafica este valor como una función de la presión.

Cuando se hace en papel semilogarítmico, el resultado es como el que se indica en la figura 5.11. Con excepción de un valor de los resultados del pozo A y del pozo B, los puntos caen razonablemente bien en una línea recta.³ Se observará que los "valores ajustados" para el pozo B se han graficado también en la figura 5.11. Coinciden bastante bien con la tendencia definida por las lecturas de los otros tres pozos. Se han obtenido suponiendo que el IP inicial del pozo B era de 0.08 bl/(día) (lb/pulg²), en lugar de 0.06 que fue el que se midió, la diferencia se debe posiblemente a lecturas

³ Véanse los comentarios al principio de esta sección.

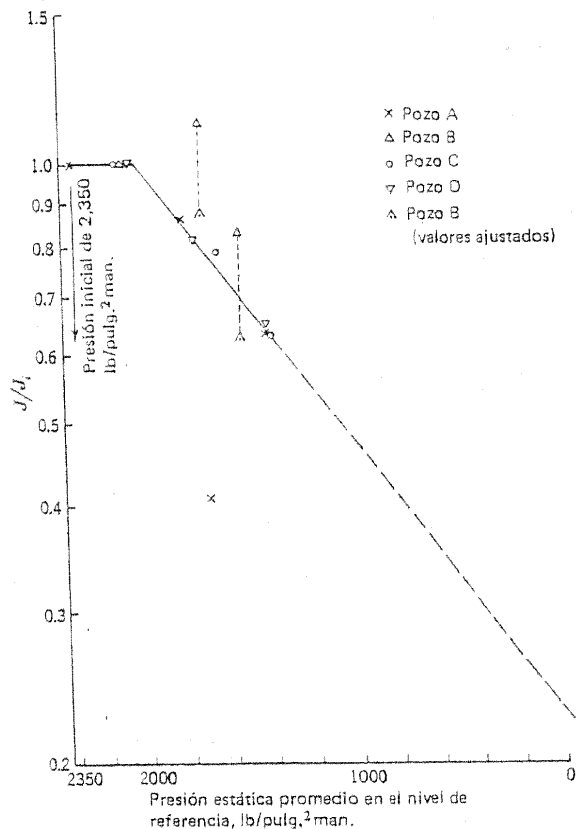


Figura 5.11 Pronóstico de producción: datos de IP.

erróneas, a la falla en permitir que el pozo se limpie antes de tomar el primer registro de presión o alguna otra causa similar.

Comportamiento de la RGA

Se grafica la RGA contra la tendencia de recuperación acumulativa de aceite de la tabla 5.4 (figura 5.10). Esta puede extrapolarse a una distancia relativamente corta con bastante precisión.⁴

⁴ Véanse los comentarios al principio de esta sección.

Potenciales estimados del pozo y gastos de bombeo

Determinense los IP futuros, potenciales y gastos de producción con bombeo de los cuatro pozos. Estos valores pueden asignarse con la ayuda de las figuras 5.10 y 5.11, y los pasos necesarios para el cálculo se muestran en las tablas 5.5, 5.6 y 5.7.

Tabla 5.5 Establecimiento de la declinación del IP.

Presión estática, lb/pulg. ² man	Aceite acumulado del yacimiento, 10 ³ bl (figura 5.10)	J/J ₁ (Fig. 5-11)	IP bl/(día) (lb/pulg. ²)			
			A	B*	C	D
1500†	575	0.680	0.150	0.054	0.129	0.075
1410	669	0.635	0.140	0.051	0.121	0.070
1300	780	0.590	0.130	0.047	0.112	0.065
1200	880	0.550	0.121	0.044	0.104	0.061
1000	1090	0.475	0.105	0.038	0.090	0.052
800	1300	0.410	0.090	0.033	0.078	0.045
600	1500	0.350	0.077	0.028	0.067	0.039
400	1710	0.305	0.067	0.024	0.058	0.034
300	1820	0.285	0.063	0.023	0.054	0.031
200	1920	0.265	0.058	0.021	0.050	0.029

* El valor inicial del IP es J₁ que se toma como 0.08 bl/(día) (lb/pulg.²)
 † Se incluye para facilitar la interpretación en las figuras 5.12 y 5.13.

Tabla 5.6 Variaciones en los potenciales de los pozos con la presión estática del yacimiento.

Presión estática, lb/pulg. ² man	Potencial, bl/día			
	A	B	C	D
1500	150.0*	81.0	193.6	112.5
1410	197.4	71.9	170.6	98.7
1300	169.0	61.1	145.6	84.5
1200	145.2	52.8	124.3	73.2
1000	105.0	38.0	90.0	52.0
800	72.0	26.4	62.4	36.0
600	46.2	16.8	40.2	23.4
400	26.8	9.6	23.2	13.6
300	18.9	6.9	16.2	9.3
200	11.6	4.2	10.0	5.8

* Producción del pozo A a un abatimiento de 1 000 lb/pulg.² cuando la presión estática es de 1 500 lb/pulg.² man.

Tabla 5.7 Gastos de producción futuros por bombeo.

Presión estática, lb/pulg ² man.	Presión estática, menos 150, lb/pulg ² man	Gasto de producción por bombeo, bl/día			
		A	B	C	D
1500	1350	202.5	72.9	174.2	101.3
1410	1260	176.4	64.3	152.5	88.2
1300	1150	149.5	54.1	128.8	74.8
1200	1050	127.1	46.2	109.2	64.1
1000	850	89.3	32.3	76.5	44.2
800	650	58.5	21.5	50.7	29.3
600	450	34.7	12.6	30.2	17.6
400	250	18.8	6.0	14.5	8.5
300	150	9.5	3.5	8.1	4.7
200	50	2.9	1.1	2.5	1.5

Comportamiento del flujo futuro del pozo A

En la figura 5.12 el IPR del pozo A se grafica a las presiones estáticas del yacimiento de 1 500, 1 410, 1 300, 1 200 y 1 000 lb/pulg² man (si posteriormente se ve que son necesarias más líneas IPR, pueden dibujarse). La información requerida para dibujar estas líneas se resume en la tabla 5.6.

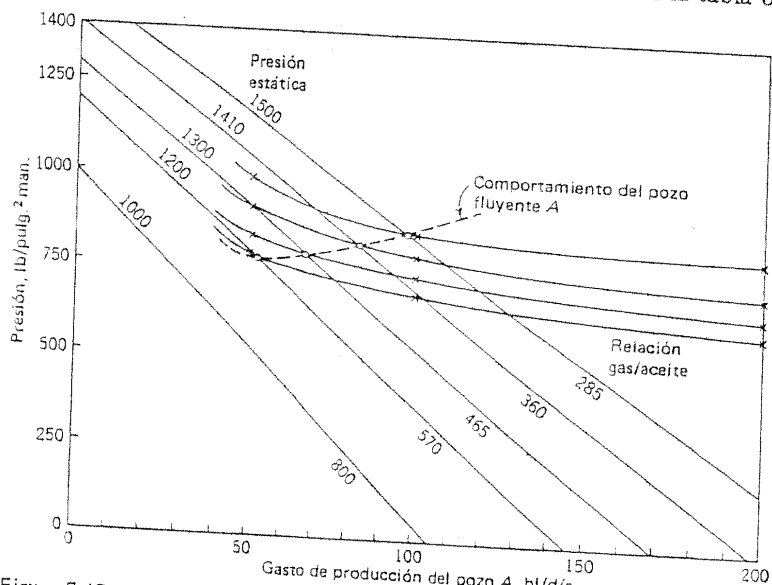


Figura 5.12 Pronóstico de producción: comportamiento futuro del pozo A

Predicción de la producción de un yacimiento

Tabla 5.8 Pronóstico de las RGA para el yacimiento.

Presión estática, lb/pulg ² man	RGA del yacimiento pie ³ /bl
1500	285
1410	360
1300	465
1200	570
1000	800

Las RGA correspondientes a las diversas presiones pueden obtenerse de la figura 5.10 y se muestran en la tabla 5.3.

El uso de las curvas de distribución de presión para el flujo a través de la tubería de producción 2 3/8 pulg (figura 4.18) y a una P_{th} fija de 100 lb/pulg² man permite la determinación del gasto del pozo A en cada una de las presiones estáticas supuestas mediante la gráfica de la presión al pie de la tubería de producción contra la producción y tomando el punto de intersección con el IPR correspondiente. Los cálculos se muestran en la tabla

Tabla 5.9 Rendimiento futuro de flujo, pozo A (tubería de producción de 2 3/8 pulg; P_{th} = 100 lb/pulg² man).

Presión estática lb/pulg ² man	RGA pies ³ est./bl	Gasto de producción bl/día	Profundidad equiv. de P _{th} a 100 lb/pulg ² , pies	Profundidad equiv. de la zapata de la tubería de producción, pies*	P _{wf} lb/pulg ² man
1500	285	50	500	5000	990
		100	500	5000	850
1410	360	200	700	5200	810
		50	700	5200	910
1300	465	100	600	5100	790
		200	700	5200	710
1200	570	50	900	5400	830
		100	900	5400	730
		200	800	5300	650
		50	1000	5500	780
		100	1000	5500	690
		200	1000	5500	610

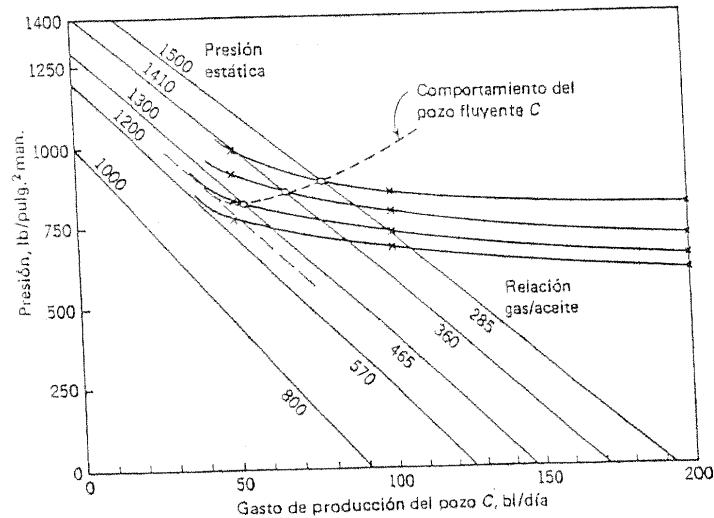
Tabla 5.10 Gastos futuros de flujo, pozo A.

Presión del yacimiento lb/pulg ² man	Gasto de flujo, bl/día
1410	82
1300	66
1200	51 (el pozo muere)

5.9, y las curvas resultantes se grafican en la figura 5.12. El pozo dejará de fluir cuando la curva de rendimiento del flujo (línea punteada en la figura 5.12) es tangente con la línea IPR correspondiente; es evidente que se presenta en el pozo A cuando la presión estática es ligeramente más baja de 1 200 lb/pulg². Para simplificar los cálculos, se supondrá que el pozo A morirá cuando la presión estática ha caído a 1 200 lb/pulg². En la tabla 5.10 se da un resumen de los gastos alcanzados por el pozo A.

Comportamiento futuro del flujo del pozo C

Un análisis similar al realizado para el pozo A se encuentra en la figura 5.13, y los gastos de producción del pozo C a diversas presiones se listan en la tabla 5.11.



Comportamiento futuro del yacimiento

Por medio de la información mostrada en las tablas 5.5, 5.7, 5.10 y 5.11, es posible construir las tablas 5.12 y 5.13, las cuales resumen el comportamiento futuro del yacimiento. El cálculo se ha terminado a la presión del yacimiento de 400 lb/pulg², una producción acumulativa de 1 710 000 bl (ó 17.1% de recuperación) y una vida futura de menos de 20 años, ya que la producción después de este punto es tan baja que cualquier predicción posterior es muy poco confiable. Las gráficas de los gastos futuros de producción del yacimiento contra el tiempo y la producción acumulativa se muestran en las figuras 5.14 y 5.15, respectivamente.

Tabla 5.11 Gastos futuros del flujo, pozo C.

Presión del yacimiento lb/pulg ² man	Gasto bl/día
1410	66
1300	53
1250	45 (el pozo muere)

Tabla 5.12 Pronóstico de los gastos de producción según el comportamiento del yacimiento contra la presión.

Presión estática lb/pulg ² man	Producción acumulada del yacimiento 10 ³ bl	Aumento en la acumulación, 10 ³ bl	Gastos de producción, bl/día				
			A	B	C	D	total
1410	669		82.0	64.3	66.0	88.2	300.5
1300	780	111	66.0	54.1	53.0	74.8	247.9
1250	830	50	(58.5)	(50.2)	45.0	(69.5)	223.2
					118.8*		297.0
1200	880	50	51.0	46.2	109.2	64.1	270.5
			127.1				348.6
1000	1090	210	89.3	32.3	76.5	44.2	242.3
800	1300	210	58.5	21.5	50.7	29.3	160.0
600	1500	200	34.7	12.6	30.2	17.6	95.1
400	1710	210	16.8	6.0	14.5	8.5	45.8
300	1820	110	9.5	3.5	8.1	4.7	25.8
200	1920	100	2.9	—	2.5	—	5.4

* Este valor de 118.8 bl/día se calcula al obtener el valor de J/J₁ de la figura 5.11 y, entonces, el valor de J. El uso de una presión de entrada en la bomba de 150 lb/pulg² man es consecuencia del gasto calculado de 118.8 bl/día.

Tabla 5.13 Pronóstico de los gastos de producción según el comportamiento del yacimiento contra el tiempo.

Intervalos de presión, lb/pulg ² man	Gasto promedio de producción, bl/día					Incremento del tiempo, meses	Tiempo acumulado, meses
	A	B	C	D	Total		
1410-1300	74.0	59.2	59.5	81.5	274.2	13.3	13.3
1300-1250	62.3	52.2	49.0	72.2	235.7	7.0	20.3
1250-1200	54.8	48.2	114.0	66.8	283.8	5.8	26.1
1200-1000	108.2	39.3	92.9	54.2	294.6	23.5	49.6
1000-800	73.9	26.9	63.6	36.8	201.2	34.3	83.9
800-600	46.6	17.1	40.5	23.5	127.7	51.5	135.4
600-400	25.8	9.3	22.4	13.1	70.6	97.9	233.2
400-300	13.2	—	11.3	6.6	31.1	116.4	*
300-200	6.2	—	5.3	—	11.5	286.1	*

* Se omite, al alargarse el tiempo en forma irreal.

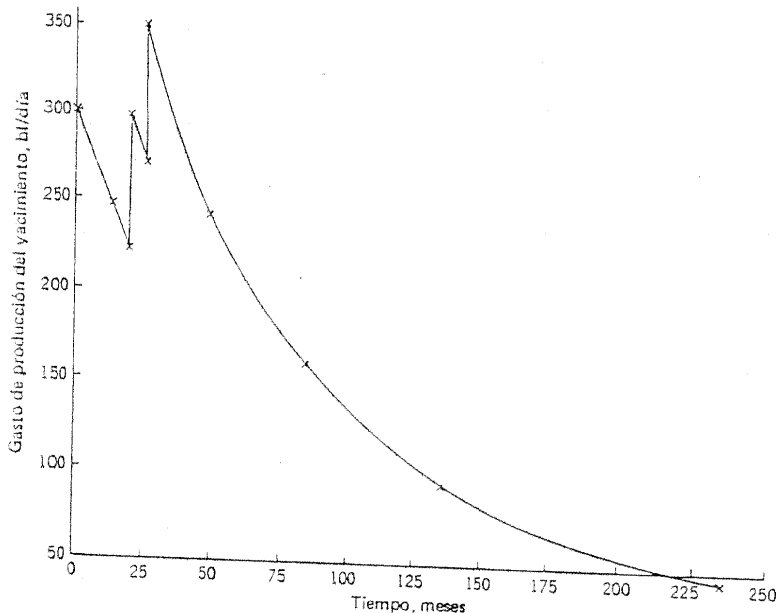


Figura 5.14 Pronóstico de producción: producción futura del yacimiento petrolífero en función del tiempo de explotación.

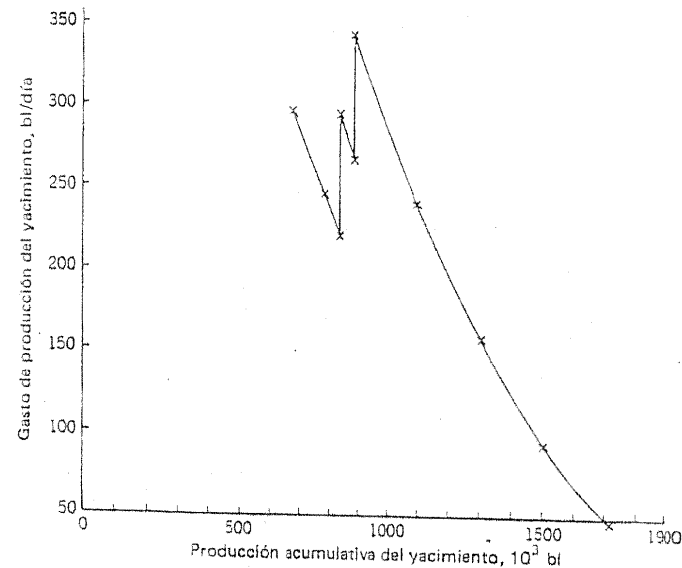


Figura 5.15 Pronóstico de producción: producción futura del yacimiento petrolífero en función de la producción acumulativa.

Comportamiento futuro de los pozos individuales

Mediante el uso de la información de las tablas 5.12 y 5.13 se pueden dibujar (figura 5.16) las curvas que indican las historias futuras de la producción de los pozos individuales. La tabla 5.13 puede usarse también para calcular la producción acumulativa futura de cada pozo en función de la presión del yacimiento. Los resultados se muestran en la tabla 5.14, y las curvas de la producción contra la acumulativa del pozo para los cuatro pozos se encuentran en la figura 5.17. Es interesante observar en la figura 5.17 que, aun cuando en las primeras etapas de bombeo, la declinación en el ritmo de producción de los pozos individuales parece ser exponencial (la gráfica del gasto de producción contra la acumulativa es una línea recta), esta tendencia desaparece después con el bombeo, y los gastos de producción en los pozos son generalmente más altos que lo que pudiera indicar una extrapolación de las primeras partes en línea recta de las curvas. Las curvas de los pozos B y D en la figura 5.17 son imprevistas e ilustran el tipo de desviación con respecto a las curvas de declinación formali-

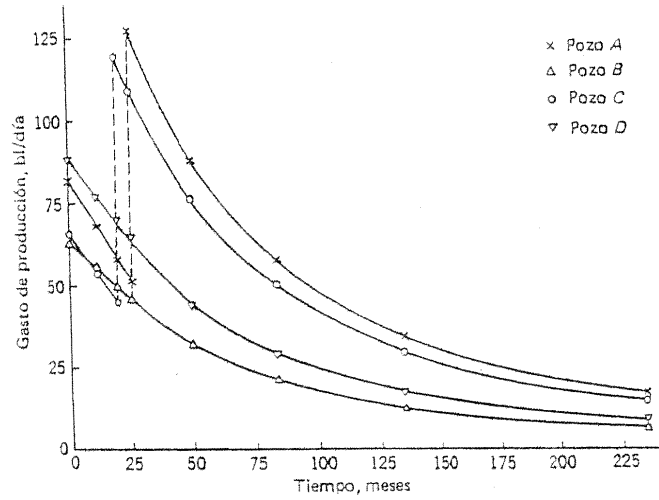


Figura 5.16 Pronóstico de producción: futuras producciones de pozos individuales en función del tiempo.

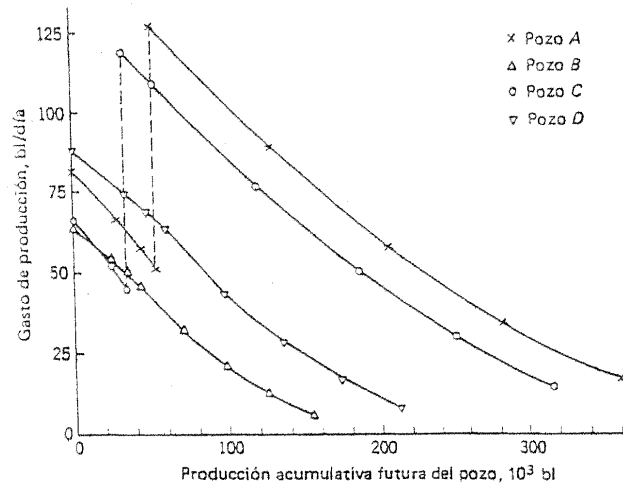


Figura 5.17 Pronóstico de producción: futuras producciones de pozos individuales en función de las futuras producciones acumulativas de los pozos respectivos.

Tabla 5.14 Pronóstico de la producción acumulativa como función de la presión.

Presión del yacimiento, lb/pulg ² man	Producción acumulativa futura, 10 ³ bl				
	A	B	C	D	Total
1410	0	0	0	0	0
1300	30.0	23.9	24.1	33.0	111.0
1250	43.2	35.0	34.5	48.3	161.0
1200	52.9	43.5	54.5	60.1	211.0
1000	130.0	71.6	120.7	98.7	421.0
800	207.1	99.7	186.9	137.3	631.0
600	280.1	126.5	250.3	174.1	831.0
400	356.9	154.1	317.0	213.0	1041.0

5.7 EFECTO DEBIDO A UN PEQUEÑO CAMBIO EN LA RGL PRODUCIDA

Para un pozo fluente, la BHP fluyendo que es menor que la pérdida de presión en la tubería de producción es igual a la P_{th} , es decir,

$$p_{wf} - \Delta p = p_{tr}$$

Ya que

$$p_{tr} = \frac{C R^{0.5}}{S^2} q$$

de la ecuación (5-1), se deduce que

$$p_{wf} - \Delta p = \frac{C R^{0.5}}{S^2} q$$

o

$$p_{wf} - \Delta p = \frac{C R^{0.5}}{S^2} J (p_s - p_{wf})$$

de la ecuación (3-2). Esto puede escribirse en la forma

$$p_{wf} \left(1 + \frac{C R^{0.5}}{S^2} J \right) = \frac{C R^{0.5}}{S^2} J p_s + \Delta p \tag{5-5}$$

La forma en la cual varía la BHP fluyendo con los pequeños cambios en la RGL puede encontrarse mediante la determinación de la razón de cambio dp_{wf}/dR de la ecuación (5-5). Si esta ecuación se derivara entonces con respecto a R ,

$$\frac{dp_{wf}}{dR} \left(1 + \frac{C R^{0.5}}{S^2} J \right) + \frac{1}{2R} \frac{C R^{0.5}}{S^2} J p_{wf} = \frac{1}{2R} \frac{C R^{0.5}}{S^2} J p_s + \frac{d}{dR} \Delta p$$

$$\frac{dp_{wf}}{dR} \left(1 + \frac{C R^{0.5}}{S^2} J \right) = \frac{1}{2R} \frac{C R^{0.5}}{S^2} q + \frac{d}{dR} \Delta p$$

de la ecuación (3-2), de modo que, finalmente,

$$\frac{dp_{wf}}{dR} \left(1 + \frac{C R^{0.5}}{S^2} J \right) = \frac{1}{2R} p_{tf} + \frac{d}{dR} \Delta p \quad (5-6)$$

de la ecuación (5-1).

Supóngase que el pozo está produciendo a una RGL abajo de la óptima. Un pequeño incremento en la RGL ocasionará que disminuya la pérdida de presión en la tubería de producción (sección 4.7), de modo que $d(\Delta p)/dR$ sea negativa. La ecuación (5-6) muestra que si $p_{tf}/2R$ es menor que $-d(\Delta p)/dR$, entonces dp_{wf}/dR será negativa; es decir, la presión al pie de la tubería de producción caerá y la producción aumentará si se incrementa la RGL. En forma inversa, si $p_{tf}/2R$ es mayor que $-d(\Delta p)/dR$, la presión al pie de la tubería de producción se elevará y la producción disminuirá si aumenta la RGL. El punto preciso de equilibrio entre estos dos casos depende de la forma de las curvas de los gradientes de presión para el flujo bifásico vertical, pero, en general, mientras menor sea el estrangulador instalado en el cabezal del pozo, mayor será la P_{th} p_{tf} y la probabilidad de que la presión de entrada aumente al incrementarse la RGL. Aún más, cuando la RGL es menor que la crítica, pero cercana a ella, el valor de $d(\Delta p)/dR$ será pequeño, así que es posible que el primer miembro de la ecuación (5-6) sea positivo, es decir, que la presión de entrada aumente con la RGL.

La inspección de las curvas de distribución de presiones, figuras 4.11 a 4.20 inclusive, confirman que el valor de $-d(\Delta p)/dR$ aumenta cuando el diámetro de la tubería de producción disminuye y cuando se reduce el gasto de líquido, así que a menor diámetro de la tubería de producción y menor producción, es más probable que aumente la BHP fluyendo conforme se incrementa la RGL. Aún más, la magnitud de $-d(\Delta p)/dR$ aumenta al incrementarse la profundidad del pozo, así que mientras más profundo sea el pozo es más probable que la presión de entrada disminuya conforme aumenta la RGL. Los siguientes dos ejemplos ilustran los órdenes de magnitud.

Ejemplo 5.5 Un pozo de 2 000 pies terminado con una tubería de producción de 3 1/2 pulgada fluye a 600 bl/día, con una RGL de 1.0 mpc/bl, contra una P_{th} de 600 lb/pulg².

Con referencia a la figura 4.20, $\Delta p = 300$ lb/pulg² al gasto y RGL dados. A una RGL de 1.2 mpc/bl, $\Delta p = 260$ lb/pulg² a 600 bl/día.

En consecuencia
$$\frac{d}{dR} \Delta p = \frac{-40}{0.2} = -200 \text{ lb/pulg}^2/\text{mpc}$$

También,
$$\frac{p_{tf}}{2R} = \frac{600}{2} = 300 \text{ lb/pulg}^2/\text{mpc}$$

Por lo tanto,

$$\begin{aligned} \frac{d}{dR} \Delta p + \frac{1}{2R} p_{tf} &= -200 + 300 \\ &= 100 \text{ lb/pulg}^2/\text{mpc} \end{aligned}$$

y se deduce, de la ecuación (5-6), que dp_{wf}/dR es positiva.

Ejemplo 5.6 Un pozo de 5 000 pies terminado con una tubería de producción de 2 3/8 pulg fluye a 200 bl/día, RGL = 1.0 mpc/bl, contra una P_{th} de 200 lb/pulg².

Con referencia a la figura 4.18, $\Delta p = 100$ lb/pulg² a la producción y RGL dadas. A una RGL de 1.2 mpc/bl, $\Delta p = 430$ lb/pulg² a 200 bl/día.

En consecuencia
$$\frac{d}{dR} \Delta p = \frac{-40}{0.2} = -200 \text{ lb/pulg}^2/\text{mpc}$$

También,
$$\frac{p_{tf}}{2R} = \frac{200}{2} = 100 \text{ lb/pulg}^2/\text{mpc}$$

Por lo tanto,

$$\begin{aligned} \frac{d}{dR} \Delta p + \frac{1}{2R} p_{tf} &= -200 + 100 \\ &= -100 \text{ lb/pulg}^2/\text{mpc} \end{aligned}$$

y se deduce de la ecuación (5-6) que dp_{wf}/dR es negativa.

Por lo tanto, resumiendo, puede decirse que para pozos suficientemente profundos, terminados con tubería de producción de diámetro pequeño, que producen a bajos gastos, con baja P_{th} y con RGL abajo de la óptima, los pequeños decrementos en la presión de entrada se acompañarán con pequeños aumentos en la RGL. Sin embargo, conforme disminuya la profundidad del pozo o aumenten las otras variables mencionadas esta reacción a una RGL incrementada puede invertirse. Estos resultados son importantes para comprender el fenómeno de cabeceo, el cual es el tema de la siguiente sección

5.8 EL CICLO DEL CABECEO

Supóngase que en un pozo que está fluyendo a un bajo gasto y con una RGL relativamente baja (es decir, bastante abajo de la óptima) se instala repentinamente un estrangulador; se supone que en la nueva situación de

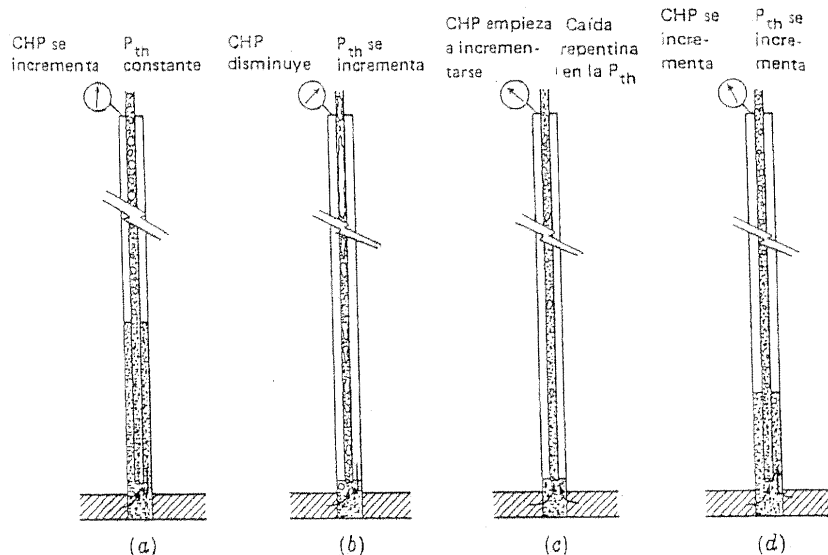


Figura 5.18 El ciclo del cabeceo. (Adaptado de Gilbert, referencia 1. Cortesía de API Drill. Prod. Practica.) a) Gradualmente, se desplaza el líquido en el espacio anular; b) producción de gas en el espacio anular; c) termina la producción de gas; d) el líquido entra al espacio anular.

flujo hay un pequeño decremento en la BHP fluyendo que acompaña un pequeño incremento en la RGL (sección 5.7); que el espacio anular entre el ademe y la tubería de producción está abierto en el extremo inferior de ésta última; y que la presión de fondo fluyendo en la nueva situación del flujo está suficientemente abajo de la presión del punto de burbujeo para permitir que algo del gas libre producido por la formación escape y pase al espacio anular entre el ademe y la tubería de producción.

Ya que la nueva presión de fondo fluyendo es menor que la anterior, algo del gas almacenado en el espacio anular se produce en la tubería de producción, elevando temporalmente la RGL producida. Este hecho, tomado con la primera de las suposiciones, implica que el pozo fluirá temporalmente a un gasto más alto que el que puede sostenerse con la RGL natural de la formación. Tan pronto como este movimiento de gas se detenga, el gasto que puede pasar por la tubería de producción cae y la producción del líquido excedente de la formación se mueve dentro del espacio anular.

Como resultado, la presión de fondo fluyendo aumenta y baja el gasto líquido de la formación. Esta acción continúa hasta que la presión de fondo fluyendo se eleva a tal grado que la producción de la formación puede controlarse por la tubería de producción y el estrangulador superficial. Las condiciones en el pozo son entonces las que se indican en la figura 5.18a.

En esta etapa, parte del gas libre producido por la formación pasa al espacio anular (lo que se deduce de la segunda y tercera de las suposiciones iniciales), desplazando al líquido. En consecuencia, el nivel de líquido en el espacio anular baja lentamente, y esto se indica en la superficie por un aumento constante en la CHP. Cuando el nivel de líquido en el espacio anular alcanza la zapata de la tubería de producción, el movimiento neto de gas libre dentro del espacio anular llega a ser cero; aumenta ligeramente la RGL del fluido que pasa a la tubería de producción. La primera suposición implica entonces que la presión de entrada cae o, para ponerlo en otra forma, que el gasto de líquido aumenta ligeramente. Lo anterior permite cierta producción de gas en el espacio anular, la cual eleva la RGL en la tubería de producción y, por lo tanto, con toda probabilidad, la producción. Como un resultado de esta acción, la CHP cae uniformemente en tanto que se eleva la P_{th} (figura 5.18b).

Pero aquí hay un volumen limitado de gas almacenado en el espacio anular. Cuando la presión ha caído lo suficiente en el espacio anular, la producción de gas libre en éste se detiene y otra vez la producción de líquido excedente se mueve en el espacio anular. La CHP se eleva durante este período debido a que se comprime el gas en el espacio anular. La P_{th} , por otra parte, primero cae rápidamente debido a la disminución en ambos gastos de salida de gas y líquido a la superficie y, luego, aumenta uniformemente conforme aumenta la BHP fluyendo.

Esta secuencia de fluctuaciones se conoce como el ciclo de cabeceo. Los tipos de comportamiento de la P_{th} y CHP que se esperan durante el ciclo se indican en la figura 5.19.

El claro entendimiento de las condiciones que deben cumplirse antes que ocurra el cabeceo puntualiza el modo de control y, también, indica el tipo de pozo en el cual puede presentarse el cabeceo. Primero, la condición de que el espacio anular entre el ademe y la tubería de producción debe estar abierto en el extremo inferior para permitir la acumulación de gas libre en este volumen implica que el uso de un empacador entre el ademe y la tubería de producción elimina el cabeceo en el espacio anular. Si no se considera adecuado instalar dicho empacador, puede obtenerse un efecto similar con el uso de un empacador recuperable (con capas invertidas de hule) o algún dispositivo similar colocado en la zapata de la tubería de producción para impedir el gas dentro de dicha tubería.

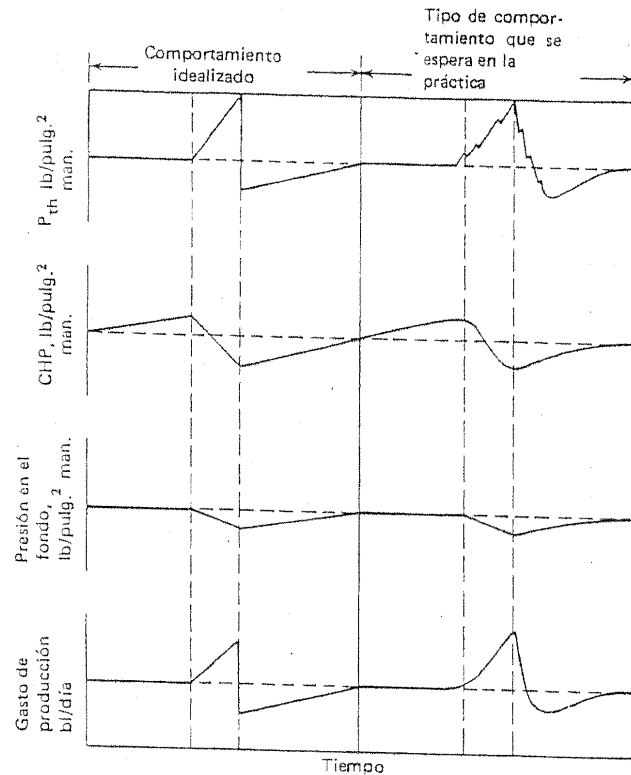


Figura 5.19 Comportamiento de las P_{th} , CHP, BHP fluyendo y de la producción durante el ciclo del cabeceo.

Normalmente, puede ejercerse poco o ningún control sobre la condición de que debe haber gas libre presente en la corriente de fluido en la zapata de la tubería de producción, aunque en pocos casos aislados puede ser posible reducir lo suficiente el volumen de gas libre para asegurar el entrapamiento de las burbujas de gas con el aceite estrangulando simplemente el pozo para elevar la presión de fondo fluyendo.

La tercera condición es que la nueva situación del flujo debe ser una en la cual los pequeños decrementos en la presión de entrada están acompañados con pequeños incrementos en la RGL. Si no fuera este el caso, entonces, cuando el nivel de fluido en el espacio anular alcanza la zapata de la tubería de producción y todo el gas libre de la formación pasa a esta tu-

bería, el pequeño aumento resultante en la RGL puede estar acompañado de un ligero aumento en la presión de fondo fluyendo, lo cual puede evitar el paso de gas libre en el espacio anular. Es evidente que bajo dichas circunstancias, se puede establecer rápidamente el equilibrio y el pozo puede fluir constantemente. Entonces, (sección 5.7), el cabeceo se puede controlar en cierta medida si se modifica el estrangulador del pozo para elevar la P_{th} o se corre una sarta de tubería de producción de diámetro más grande. Ambos remedios tienen sus peligros, sin embargo, porque es más probable que el cabeceo se presente en pozos que producen a bajos gastos con bajas RGA contra bajas P_{th} . En consecuencia, al cambiar el estrangulador, el pozo puede morir (véase la sección 5.4); por otra parte, tal vez no sea posible volver a hacer que el pozo produzca después de correr una sarta de tubería de producción de gran diámetro, ya sea que la formación se haya dañado en la reparación o que la tubería de producción más grande es una sarta ineficaz para el flujo (sección 4.8).

Aun cuando se ha supuesto que el cabeceo se presenta como resultado del estrangulamiento de un pozo, es claro que si están presentes las condiciones que originan el cabeceo en el espacio anular, cualquier alteración por pequeña que sea puede iniciar el fenómeno, el cual, una vez establecido, se incrementará gradualmente y, a menos que se controle en alguna forma, matará al final al pozo durante uno de los períodos en que el líquido está subiendo dentro del espacio anular.

En ciertos tipos de formación, el cabeceo puede presentarse aun cuando el espacio anular entre el ademe y la tubería de producción no tenga empacador. Dicho fenómeno se conoce como cabeceo por formación; ya que la ocurrencia de fluctuaciones notables en la RGL de producción, gasto de producción y la P_{th} implica un volumen comparativamente grande, disponible para la acumulación de gas libre, el cual aumenta por períodos, entonces, el cabeceo por formación puede tener lugar sólo en aquellas formaciones en las cuales haya "cavernas". Un yacimiento de dolomita o caliza con cavernas o fisuras, por ejemplo, satisfacen este requisito, y el cabeceo por formación puede tener lugar cuando una sección productora de este tipo se pone en producción. En forma inversa, no se espera que una sección de arenisca porosa tenga dicho comportamiento (véase la sección 5.4).

La presencia de cabeceo en el espacio anular se nota con facilidad por las fluctuaciones en la CHP. Sin embargo, ya que el período del ciclo de cabeceo puede variar desde una a dos horas o hasta un día, puede ser difícil diagnosticar la ocurrencia del cabeceo en un pozo a partir de las lecturas en puntos de la CHP tomados a intervalos irregulares de una semana o

dos. Debido a la ineficacia del ciclo de cabeceo como un mecanismo de producción (véase más adelante) y a que es posible que un pozo con cabeceo muera, es importante diagnosticar el cabeceo tan pronto como sea posible después de su inicio. Para dicho objeto, puede justificarse la instalación de un manómetro que mida las presiones máxima y mínima en el cabezal de la tubería de revestimiento; dicho manómetro indicará la variación de la CHP que ha ocurrido desde la última lectura. Si la variación es grande, digamos, más de 100 lb/pulg², la presión del espacio anular debe verificarse cuidadosamente durante unos pocos días para establecer cuándo tiene lugar la oscilación del cabeceo. En tal forma, la oscilación de cabeceo puede descubrirse muy pronto después de su inicio y tomarse las medidas necesarias.

La ineficacia de la oscilación del cabeceo como mecanismo de producción se deriva del uso ineficaz del gas de formación relacionado. Esta ineficacia puede ilustrarse mediante un ejemplo.

Ejemplo 5.7. Un pozo de 4 000 pies terminado con una tubería de producción de 2 3/8 pulg tiene una presión estática de 1 500 lb/pulg² y un IP de 0.4 bl/(día) (lb/pulg²). La producción pasa por un estrangulador de 24/64 pulg. ¿Cuál es el gasto diario de producción si el pozo produce durante 22 horas a una RGL de 0.1 mpc/bl y durante 2 horas a una RGL de 2.0 mpc/bl? ¿Cuál sería el gasto de producción si el pozo produjera permanentemente a la misma RGL diaria, si ésta permaneciera ahora constante durante todo el día?

Para resolver la primera parte del problema, hágase una gráfica de la P_{th} contra el gasto para los casos de 0.1 y 2.0 mpc/bl de RGL. Los cálculos se muestran en las tablas 5.15 y 5.16 y se grafican en la figura 5.20. La fórmula del funcionamiento del estrangulador, ecuación (5-2), se usa para preparar las líneas. La ecuación de un valor de $0.303q$ para p_{wf} cuando la RGL es 0.1 mpc/bl y $1.55q$ cuando la RGL es de 2.0 mpc/bl. Las intersecciones de las líneas del funcionamiento del estrangulador con las curvas respectivas P_{th} dan los gastos a las dos RGL en consideración.

Tabla 5.15 Ejemplo 5.7: La P_{th} como una función del gasto de producción (RGL de 0.1 mpc/bl).

Gasto de producción bl/día	BHP fluyendo lb/pulg ²	Prof. equiv. p_{wf} , pies	Prof. equiv. P_{th} , pies	P_{th} lb/pulg ²
50	1370	5200	1200	300
100	1250	5100	1100	260
200	1000	4700	700	120
400	500	2700		
600	0			

Tabla 5.16 Ejemplo 5.7: la P_{th} como función del gasto de producción (RGL de 2.0 mpc/bl).

Gasto de producción, bl/día	BHP fluyendo lb/pulg ²	Prof. equiv. p_{wf} , pies	Prof. equiv. P_{th} , pies	P_{th} lb/pulg ²
50	1370	16,700	12,700	940
100	1250	17,600	13,600	890
200	1000	14,300	10,300	680
400	500	6,100	2,100	170
600	0			

Se concluye que el pozo producirá durante 22 horas a un gasto de 230 bl/día, RGL de 0.1 mpc/bl, P_{th} de 70 lb/pulg² y durante 2 horas a un gasto de 295 bl/día, RGL de 2.0 mpc/bl, P_{th} de 450 lb/pulg².

En consecuencia, la producción diaria es

$$230 \times \frac{22}{24} + 295 \times \frac{2}{24} = 236 \text{ bl/día}$$

en tanto que la producción diaria de gas es

$$(230 \times 100) \frac{22}{24} + (295 \times 2000) \frac{2}{24} = 70,300 \text{ pie}^3/\text{bl}$$

de tal manera que la RGL promedio (de la formación) es de 298 pie³/bl.

Para resolver la segunda parte del problema se grafica la curva de la P_{th} contra el gasto, utilizando una RGL de 0.30 mpc/bl. Esta se muestra como una línea punteada en la figura 5.20 y los cálculos se resumen en la tabla 5.17. La ecuación del funcionamiento del estrangulador da

$$p_{wf} = 0.556q$$

y cuando esta línea se dibuja en la figura 5.20 se puede ver que se mantiene un gasto permanente de 290 bl/día a una RGL de 0.30 mpc/bl y un P_{th} de 160 lb/pulg² con un estrangulador de 24/64 pulg.

Tabla 5.17 Ejemplo 5.7: la P_{th} como función del gasto de producción (RGL de 0.30 mpc/bl).

Gasto de producción, bl/día	BHP fluyendo, lb/pulg ²	Prof. equiv. de p_{wf} , pies	Prof. equiv. de la P_{th} , pies	P_{th} lb/pulg ²
50	1370	6800	2800	490
100	1250	7000	3000	470
200	1000	6400	2400	320
400	500	3600		
600	0			

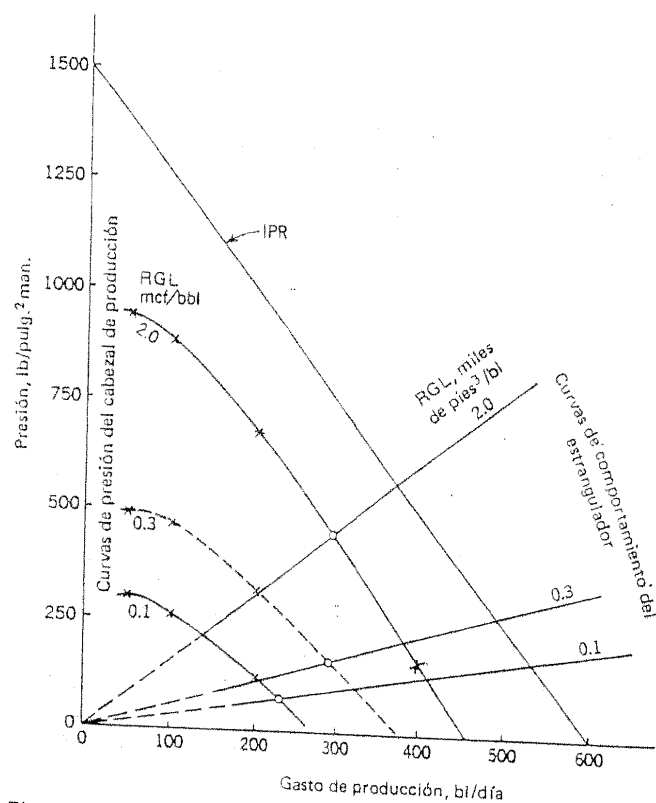


Figura 5.20 Ejemplo 5.7: comportamiento del cabeceo en un pozo.

En consecuencia, aun con el mismo estrangulador, el pozo mantendrá un gasto más alto bajo condiciones permanentes. Además, si se cambia el estrangulador y se mantiene la P_{th} bajo condiciones permanentes a 70 lb/pulg^2 (igual a la P_{th} mínima bajo condiciones no permanentes en el estrangulador de $24/64 \text{ pulg}$), puede lograrse un gasto de casi 340 bl/día .

En general, los principios ilustrados por este ejemplo tienen validez y se logrará un gasto mayor de producción, para la misma RGL global, en un pozo de producción permanente que en un pozo con oscilaciones de cabeceo. Junto con este gasto de producción incrementado, que se deriva de un uso más eficaz del gas de la formación, se aúna una probabilidad reducida de que el pozo presente cabeceo hacia arriba y muera en un futuro inmediato. Entonces, el diagnóstico y la regulación de las condiciones del

cabeceo pueden ser un factor importante para optimizar el comportamiento de un pozo en particular y de un campo.

5.9 ESTRANGULADORES DE FONDO Y EN LA LÍNEA DE FLUJO: COMENTARIOS GENERALES

Los sistemas de control, diferentes a los de los estranguladores en el cabezal de pozo, pueden representarse en términos de diagramas de presión comparada con el gasto que han formado las bases del trabajo hasta ahora.

La figura 5.21 ilustra el caso en el cual hay un estrangulador en el cabezal del pozo, y en el que la variación de la presión con el gasto después del estrangulador en la línea de recolección es la variable crítica, quizá la presión comparada con los gastos en un separador.

La curva 1 es el IPR del cual, al utilizar las curvas de distribución de presión, se deriva la curva P_{th} (curva 2). Si es un requisito el flujo supersónico a través del estrangulador en el cabezal del pozo, entonces, se obtiene la curva 3. Esta es la curva de la máxima presión práctica comparada con el gasto después del estrangulador para asegurar el flujo supersónico, y con cada gasto la presión correspondiente en la curva 3 es la mitad de la de la curva 2. Se usa una correlación de la pérdida de presión en el sistema de recolección para obtener la curva 4, la cual da la máxima presión permitida después del estrangulador de la línea de recolección desde el punto de vista del sistema del pozo.

La curva 5, la presión comparada con los gastos a través del separador, está superpuesta, y el punto de intersección A da la condición de operación del gasto máximo. La P_{th} , punto B, corresponde a este gasto máximo, y la ecuación del funcionamiento del estrangulador puede usarse para determinar el diámetro del estrangulador apropiado.

Un estrangulador menor, y un gasto más bajo, son consistentes con las características de comportamiento del pozo y del equipo, pero un gasto más alto no permite cumplir con los requisitos de flujo supersónico a través del estrangulador. Bajo ciertas circunstancias, puede tomarse la decisión, naturalmente, de cancelar dichos requerimientos e intentar un gasto más alto de producción.

La figura 5.22 ilustra un caso más complejo, en el cual se instala un estrangulador en la tubería de producción, no en el fondo, sino en un lugar arriba en la sarta. La presión comparada con el gasto (sección 4.6) se usa para definir la curva 1 de presión comparada con el gasto inmediatamente corriente arriba del estrangulador que está en el fondo del agujero. La correlación del funcionamiento del estrangulador de la curva 2, inmediata-

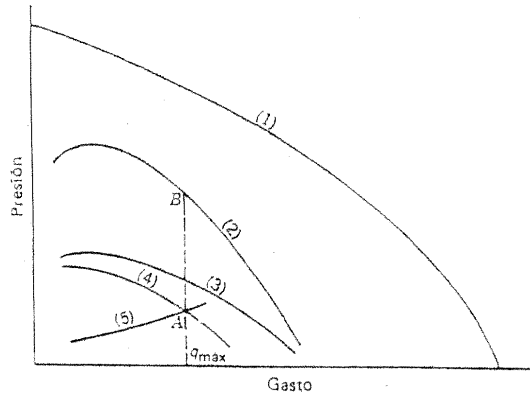


Figura 5.21 Curvas del gasto contra la presión para un pozo fluyente: 1) IPR; 2) P_{th} ; 3) máxima presión después del estrangulador (flujo supersónico); 4) corriente abajo en el extremo de la línea de recolección. La curva 5 define la presión en el separador contra el comportamiento de la producción.

mente después del estrangulador. Las curvas de la distribución de la presión identifican la pérdida de presión hasta el equilibrio en la tubería de producción de modo que se conoce la curva P_{th} 3 (en efecto, la curva 2 se usa como el IPR a la profundidad a la cual se instaló el estrangulador). Desde ese punto en adelante, el procedimiento es similar al delineado arriba (figura 5.21).

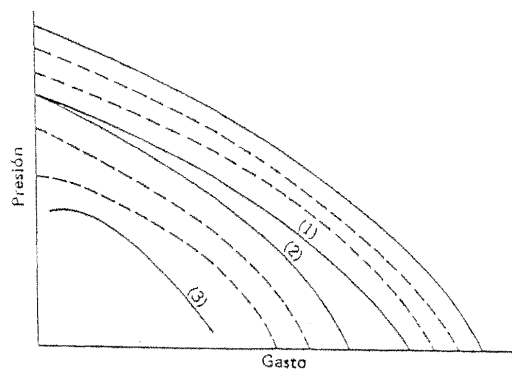


Figura 5.22 Curvas de las presiones en función de los gastos de un pozo fluyente; estrangulador instalado en el fondo del agujero.

REFERENCIAS

1. Gilbert, W. E.: "Flowing and Gas-Lift Well Performance," *API Drill. Prod. Practice*, 1954, pág. 126.
2. Achong, Ian B.: *Revised Bean Performance Formula for Lake Maracaibo Wells*, University of Zulia, Maracaibo, Venezuela, 1974.
3. Poettmann, Fred H. y Richard L. Beck: "New Charts Developed to Predict Gas-Liquid Flow through Chokes," *World Oil*, marzo, 1963.
4. Ros, N. C. J.: "Simultaneous Flow of Gas and Liquid as Encountered in Well Tubing," *J. Petrol. Technol.*, 13(10):1037 (1961).

6 Principios de bombeo neumático

6.1 INTRODUCCIÓN

Cuando un pozo llega al fin de su vida de flujo natural, surge la pregunta de qué método debe usarse para mantenerlo en producción. Una solución es el bombeo con varillas de succión (capítulo 9) o alguna otra técnica de bombeo; y otra solución es suministrar energía en la forma de gas para ayudar a elevar los líquidos de la formación por la tubería de producción. En este capítulo se expone primero el bombeo neumático de flujo óptimo; luego, se consideran las modificaciones a este sistema las cuales hacen posible obtener el volumen diario de gas inyectado y, en consecuencia, los caballos de fuerza necesarios de la compresora, reducidos substancialmente pero que ocasionan sólo una ligera disminución en el gasto de producción. Estas modificaciones se analizan por medio de ejemplos. El ejemplo 6.2 ilustra el bombeo neumático continuo de flujo óptimo. El ejemplo 6.4 examina las relaciones entre la presión de entrada del gas y la potencia necesaria, el efecto de una restricción en el volumen diario total del gas suministrado, y el uso de tubería macarrón. En el ejemplo 6.5, la restricción impuesta es la de un compresor disponible. En el ejemplo 6.6 se supone que el gas de entrada está disponible a una cierta presión (quizá de un pozo cercano de gas) y se plantea la pregunta qué gasto alcanzará la producción por bombeo neumático.

Finalmente, se considera el problema de iniciar nuevamente el flujo en un pozo muerto por medio de la inyección de gas y se señala que se requie-

que para la producción permanente. Los intentos para vencer esta dificultad han llevado al desarrollo de válvulas para bombeo neumático que se corren como parte de la sarta de la tubería de producción. Estas permiten la introducción del gas (el cual se inyecta en el espacio anular¹) en la columna estática del fluido a profundidades intermedias con objeto de iniciar el flujo. Por lo común, se incluyen varias válvulas en la sarta de producción y están localizadas de tal modo que el gas inyectado puede entrar a la tubería de producción a profundidades progresivamente más bajas durante el proceso de inducir nuevamente el flujo por inyección de gas en un pozo muerto. En esta forma, la BHP fluyendo puede reducirse al punto en el cual la presión en la superficie para la inyección de gas es suficiente para inyectarlo cerca del pie de la tubería de producción (véase el capítulo 7).

Como en los capítulos anteriores, se supone que el IPR está representado por una línea recta en los ejemplos, pero no es una limitación para los métodos expuestos.

6.2 EJEMPLOS ILUSTRATIVOS

Ejemplo 6.1 Un pozo cuyo intervalo productor va de 5 000 a 5 040 pies se terminó con una tubería de producción de 2 7/8 pulg, colocada a 5 000 pies. La producción es limpia, el IP del pozo es 0.5 bl/(día) (lb/pulg²) y la RGL es de 300 pies³/bl. ¿Cuál será el gasto del flujo del pozo contra una P_{th} de 100 lb/pulg² si la BHP estática es a) 1 400 y b) 1 300 lb/pulg²?

Calcúlese la BHP fluyendo a diversos gastos usando una P_{th} de 100 lb/pulg². Los resultados, los cuales se listan en la tabla 6.1, se grafican en la figura 6.1 junto

Tabla 6.1 Ejemplo 6.1 Determinación de la BHP fluyendo a diversos gastos (RGL 300 pies³/bl.

q , bl/día	Profundidad equivalente de la P_{th} de 100 lb/pulg ² , pies	Profundidad equivalente del pozo, pies	P_{wfr} lb/pulg ²
50	500	5500	1250
100	700	5700	1150
200	800	5800	1050
400	800	5800	975
600	800	5800	910

¹ Una alternativa es inyectar gas en la tubería de producción y hacer que el pozo produzca por el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la de producción. Este método tiene su principal aplicación en los pozos productores de altos volúmenes y no difiere, en principio, del sistema aquí descrito, a saber, inyección de gas en el espacio anular y producción por la tubería de producción.

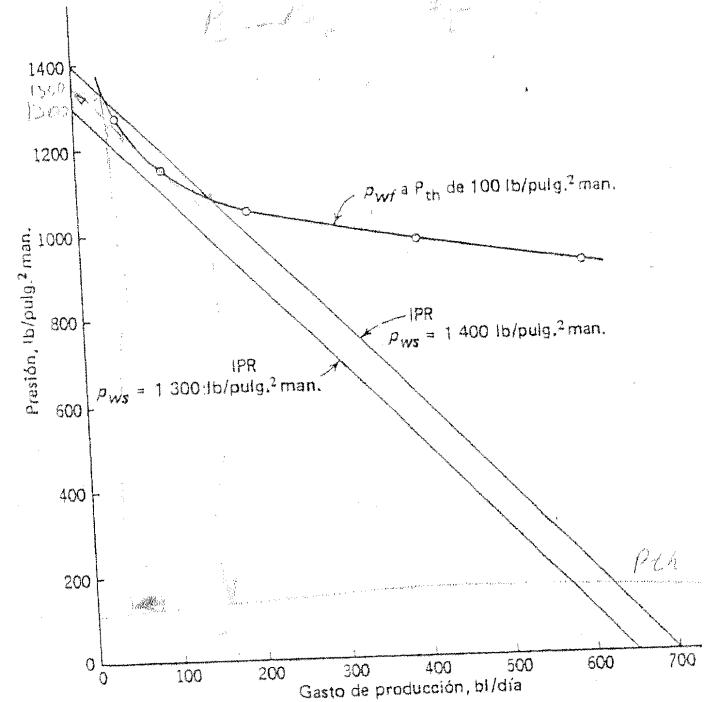


Figura 6.1 Ejemplo 6.1: Pozo fluyente cercano a su muerte.

con los IPR correspondientes a las presiones estáticas de 1 400 y 1 300 lb/pulg², respectivamente.

Es evidente que aunque el pozo es capaz de fluir a 150 bl/día cuando la presión del yacimiento es de 1 400 lb/pulg², el pozo morirá antes de que la presión del yacimiento caiga a 1 300 lb/pulg²; de hecho, es evidente que el pozo morirá cuando la presión alcance aproximadamente 1 350 lb/pulg².

Pero una caída en la presión del yacimiento conforme aumenta la producción acumulativa es típica de casi todos los campos petroleros. La extracción artificial, por lo tanto, se necesita para mantener el pozo en producción, y la elección es entre el bombeo hidráulico o mecánico y el neumático continuo. En este capítulo se considera el problema del bombeo neumático continuo. El bombeo neumático intermitente se estudia en el capítulo 8 y el bombeo mecánico o hidráulico en el capítulo 9.

Ejemplo 6.2 Considérese el pozo del ejemplo 6.1 cuando la BHP estática es de 1 350 lb/pulg². La RGL de 300 pie³/bl está bastante abajo de la óptima, de tal manera que si pudiera aumentarse por algunos medios, la pérdida de presión en el flujo bifásico en la tubería de producción puede reducirse y el pozo puede conti-

Tabla 6.2 Determinación de las BHP fluyendo a diversos gastos, usando las RGL óptimas

q , bl/día	RGL ópt. mpc/bl	Prof. equiv. de la P_{th} de 100 lb/pulg ² . pies	Prof. equiv. del pozo, pies	P_{wf} a la RGL ópti- ma, lb/pulg ²
50	8.3	5000	10,000	230
100	6.3	4000	9,000	270
200	4.3	4300	8,400	320
400	3.25	2200	7,200	380
600	2.4	1800	6,800	430

nuar en producción. Ya que la pérdida de presión en la tubería de producción es un mínimo a la RGL óptima, se concluye que para encontrar la máxima producción posible del pozo es necesario usar la RGL óptima en cada etapa.

Un método es calcular la BHP fluyendo a diversos gastos de producción, usando una P_{th} de 100 lb/pulg² y las RGL óptimas en cada gasto. Los cálculos se muestran en la tabla 6.2 y los resultados se grafican en la figura 6.2.

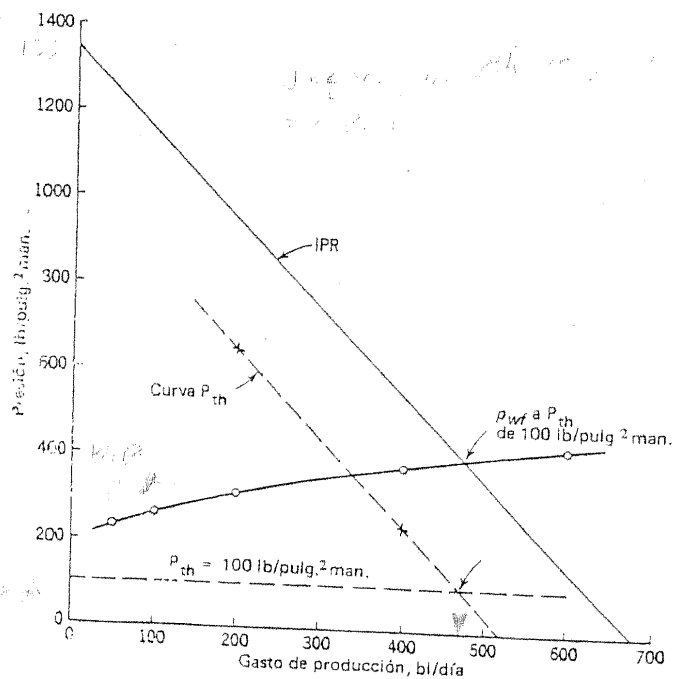


Figura 6.2 Ejemplo 6.2: Gasto logrado con bombeo neumático usando la RGL óptima.

Tabla 6.3 Ejemplo 6.2: Determinación de la P_{th} a partir de la IPR a diversos gastos, usando las RGL óptimas

q , bl/día	RGL ópt. mpc/bl	P_{wf} lb/pulg ²	Prof. equiv. de la P_{wf} , pies	Prof. equiv. de la P_{th} , pies	P_{th} lb/pulg ²
50	8.3	1250	Fuera de la gráfica		
100	6.3	1150	Fuera de la gráfica		
200	4.3	950	19,200	14,200	650
400	3.25	550	9,800	4,800	240
600	2.4	150	2,800		

Un segundo método es calcular las P_{th} mediante el uso de las BHP fluyendo adecuadas (tabla 6.3 y figura 6.2).

Evidentemente, ya que el segundo método da sólo dos puntos, el primero es el más confiable en este caso, y si la RGL puede elevarse a la óptima, el pozo producirá a un gasto de 475 bl/día.

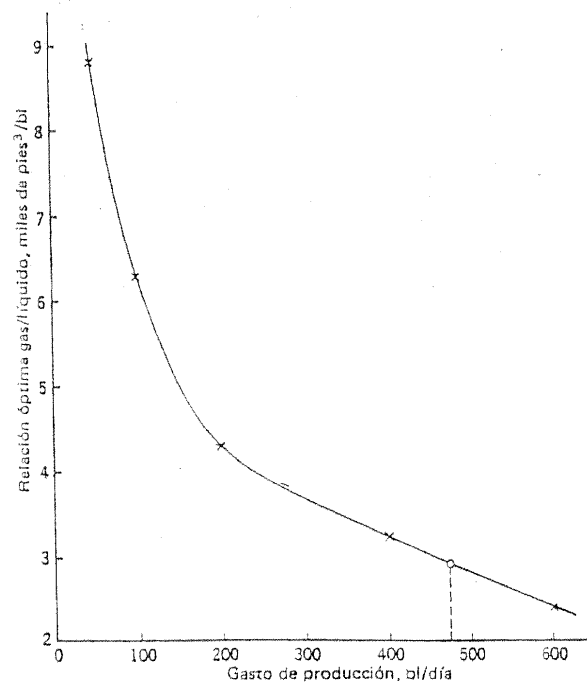


Figura 6.3 Ejemplo 6.2: Determinación de la RGL óptima (tubería de producción de 2 7/8 pulg)

Para determinar la RGL óptima a un gasto de producción de 475 bl/día, se hace una gráfica de la RGL óptima contra el gasto (con los datos mostrados en la tabla 6.3 y se obtiene por interpolación el valor de la RGL a 475 bl/día. De la figura 6.3 es evidente que esta RGL es 2.9 mpc/bl.

El volumen diario requerido para la inyección de gas puede encontrarse entonces como sigue:

$$\text{Total del gas de la formación} = 475 \times 300 \text{ pie}^3 \text{ est.}$$

$$\text{Volumen diario total de gas} = 475 \times 2,900 \text{ pie}^3 \text{ est.}$$

$$\begin{aligned} \text{Gas para la inyección que se requiere diariamente} &= 475 \times 2,600 \text{ pie}^3 \text{ est.} \\ &= 1.235 \times 10^6 \text{ pie}^3 \text{ est.} \end{aligned}$$

Este volumen adicional de gas puede suministrarse al pozo inyectando el gas en el espacio anular y alrededor de la zapata de la tubería de producción, elevando en esta forma la RGL en dicha tubería con respecto a la RGL de la formación de 300 pie³/bl al óptimo de 2 900 pie³/bl. Una estimación aproximada de la presión de inyección requerida en la superficie puede hacerse como sigue.

Cuando la formación está produciendo 475 bl/día, la BHP fluyendo se calcula a partir del IPR. Con referencia a la figura 6.2, puede verse que esta presión es de 400 lb/pulg². Entonces, la presión en la superficie para la inyección del gas es de 400 lb/pulg². (BHP fluyendo) *menos* la presión debida al gas en el espacio anular. Si se supone que el término de pérdidas por fricción y la presión debida a la columna de gas en el espacio anular se eliminan mutua y aproximadamente, el valor de la BHP fluyendo, es decir, 400 lb/pulg² en este ejemplo, puede tomarse como una primera aproximación de la presión requerida en la superficie para la inyección de gas.

6.3 POTENCIA DEL COMPRESOR

Puede demostrarse (véase, por ejemplo, Katz y colaboradores, referencia 1, página 316) que la potencia requerida para comprimir adiabáticamente un volumen V_0 pie³/seg de gas perfecto (medido a la presión p_0 lb/pie² y una temperatura $T_0 K$) desde la presión p_1 a la presión p_2 es

$$p_0 V_0 \frac{k}{k-1} \frac{T_1}{T_0} \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{(k-1)/k} - 1 \right] \text{ pie-lb/seg}$$

donde k es la razón del calor específico del gas a presión constante al calor específico a volumen constante y T_1 es la temperatura del gas de succión en grados Kelvin.

Para los gases relativamente secos del campo petrolero (es decir, gases que contienen un porcentaje pequeño de los hidrocarburos más pesados), k es aproximadamente 1,25 (referencia 2), de modo que la expresión anterior da

$$\text{Potencia} = 5 p_0 V_0 \frac{T_1}{T_0} \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{0.2} - 1 \right] \text{ pie-lb/seg} \quad (6-1)$$

Si p_0 es la presión atmosférica, 14.7×144 lb/pie², y T_0 y T_1 son iguales a 520° K (60° F), en tanto M es el gasto de gas medido en mpc/día en condiciones estándar, entonces,

$$M = \frac{V_0 \times 60 \times 60 \times 24}{1000}$$

y la ecuación (6.1) se reduce a

$$\begin{aligned} \text{Potencia} &= 5 \times 14.7 \times 144 \times \frac{1000}{60 \times 60 \times 24} M \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{0.2} - 1 \right] \text{ pie-lb/seg} \\ &= 0.223 M \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{0.2} - 1 \right] \text{ hp} \end{aligned} \quad (6-2)$$

donde M = gasto de gas, mpc/día a las condiciones estándar

p_1 = presión de entrada en el compresor, lb/pulg² abs.

p_2 = presión de salida del compresor, lb/pulg² abs.

Para dar márgenes por el hecho de que la temperatura de succión T_1 puede estar arriba de 60° F, para los efectos de supercompresibilidad, y para la eficiencia global de la planta y permitir un margen de seguridad en el valor calculado de la presión requerida de salida, se sugiere que se obtenga la potencia al freno del compresor aumentando la cifra derivada de la ecuación (6.2) en casi una tercera parte.

Ejemplo 6.3. ¿Cuáles serán los caballos de fuerza del compresor requerido para el bombeo neumático del pozo de los ejemplos 6.1 y 6.2 para tener 475 bl/día, suponiendo que el gas está disponible a 50 lb/pulg²?

$M = 1235$, del ejemplo 6.2; $p_2 = 400$ lb/pulg² man. = 415 lb/pulg² abs, del ejemplo 6.2; y $p_1 = 50$ lb/pulg² man. = 65 lb/pulg² abs. La ecuación (6-2) da

$$\text{hp} = 0.223 \times 1235 \left[\left(\frac{415}{65} \right)^{0.2} - 1 \right]$$

así que el compresor debe tener una potencia al freno de aproximadamente 4/3 × 124, es decir, 165.

6.4 REQUERIMIENTOS MÍNIMOS DE POTENCIA DEL COMPRESOR

El costo de instalación de un compresor se eleva naturalmente con los caballos de fuerza, y es razonable preguntar si es posible reducir substancialmente los caballos de fuerza del compresor y mantener todavía un gasto de producción de aceite cercana al valor óptimo. La respuesta a esta pregunta, y los diversos métodos utilizados, pueden ilustrarse mejor por medio de los ejemplos 6.4, 6.5 y 6.6.

Ejemplo 6.4 Datos del pozo:

- Intervalo productivo 6 507 a 6 551 pies
 - Profundidad de la tubería de producción 6 500 pies
 - Presión estática a 6 500 pies 2 000 lb/pulg² man.
 - Presión en la línea de flujo 100 lb/pulg² man.
- El pozo tiene un gasto actual de 200 bl/ día de aceite limpio con una RGA de 600 pie³/bl y una CHP de 1 225 lb/pulg² man.

1. Si se decide utilizar el bombeo neumático en este pozo, ¿Cuál sería el gasto máximo del bombeo por una tubería de producción de 2 3/8 pulg, suponiendo una P_{th} de 250 lb/pulg² man? ¿Cuál sería la potencia requerida en caballos en el compresor si el gas de entrada está disponible a a) 15 lb/pulg² man. y b) 100 lb/pulg² man?
2. Si el gas de suministro se limita a 180 mpc/día. ¿Cuál sería el gasto máximo de producción con bombeo neumático con una tubería de producción de 2 3/8 pulg a una P_{th} de 250 lb/pulg² man? ¿Cuántos caballos de fuerza se requirieren en este caso si el gas está disponible a 15 lb/pulg² man?
3. ¿Cómo se comportaría el pozo con bombeo neumático con una tubería de producción de 3 1/2 pulg a 6 500 pies y con otra T.P de 1.9 pulg (en el interior de la de 3 1/2 pulg) a una profundidad de 1 000, 3 000 y 5 000 pies (la P_{th} de 250 lb/pulg² en cada caso)? Determinéense los caballos de fuerza del compresor en cada uno de estos casos si el gas de entrada está disponible a 15 lb/pulg² man.

1. La solución de la primera parte del problema es similar a la del ejemplo 6.2. Las BHP fluyendo a los diversos gastos de producción se han calculado suponiendo una P_{th} de 250 lb/pulg²; los resultados se muestran en la tabla 6.4 y en la figura 6.4. Se muestra también en la figura 6.4 el IPR, calculado como sigue:
Si se supone que la T.R. está llena de gas, el valor de p_{wf} cuando la CHP es de 1 225 lb/pulg² man. está dado por

$$p_{wf} = (1225 + 15) \left[1 + \frac{(6.5)^{1.3}}{100} \right]$$

de la ecuación (4-18). Entonces, p_{wf} es de 1 445 lb/pulg² abs. o 1430 lb/pulg² man. Así que se conocen dos puntos en el IPR, a saber,

Tabla 6.4 Ejemplo 6.4: Determinación de las BHP fluyendo a diversos gastos usando las RGL óptimas.

q, bl/día	RGL ópt., mpc/bl	Prof. equiv. de la P _{th} de 250 lb/pulg ² , pies	Prof. equiv. del pozo, pies	P _{wf} a la RGL óptima, lb/pulg ²
50	5.0	7500	14,000	530
100	3.55	6000	12,500	620
200	2.5	4700	11,200	710
400	1.8	3300	9,800	830
600	1.47	2900	9,400	920

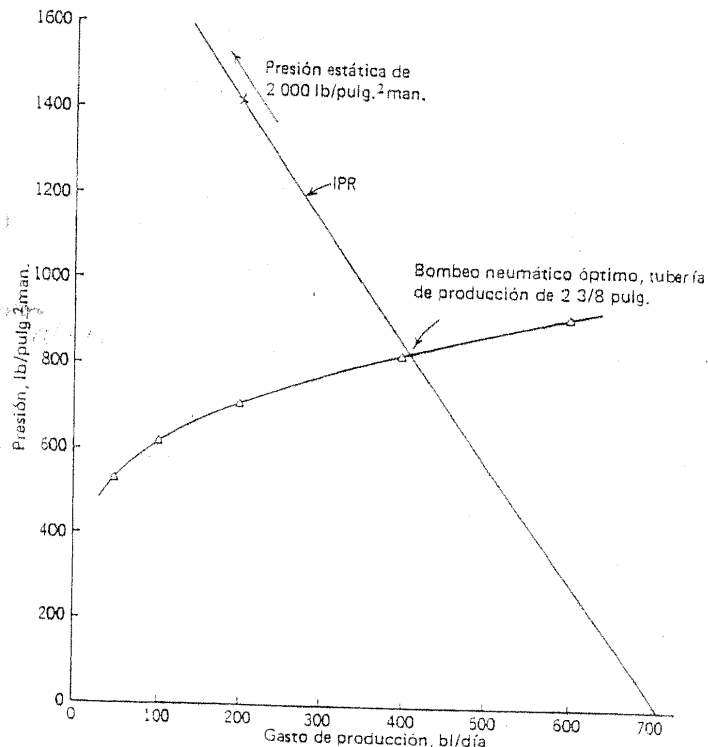


Figura 6.4 Ejemplo 6.4: Gasto logrado con bombeo neumático usando la RGL óptima.

$$p = 2\,000 \quad q = 0$$

y

$$p = 1\,430 \quad q = 200$$

Puede suponerse que el IPR es una línea recta que pasa por estos dos puntos (pero véase la sección 3.4).

De la figura 6.4, el gasto óptimo es de 410 bl/día, y la RGL óptima correspondiente es de 1.8 mpc/bl (figura 6.5). Entonces,

$$\begin{aligned} \text{Gas de suministro} &= 410 (1.8 - 0.6) \text{ mpc/día} \\ &= 492 \text{ mpc/día} \end{aligned}$$

De modo que en la ecuación (6-2), M es 492 y p_2 es 835 lb/pulg² man. (véase la sección 6.3 y la figura 6.4), u 850 lb/pulg² abs.

a. Cuando $p_1 = 15$ lb/pulg² man. = 30 lb/pulg abs.

$$\begin{aligned} \text{hp} &= 0.223 \times 492 [(850/30)^{0.2} - 1] \\ &= 104 \text{ (teóricos)} \\ &= 139 \text{ (prácticos)} \end{aligned}$$

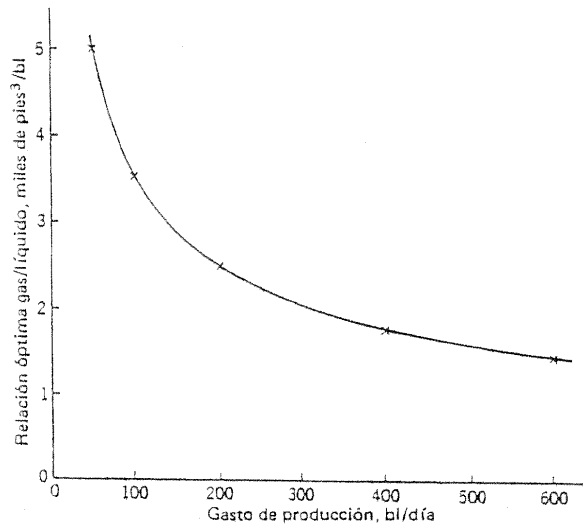


Figura 6.5 Ejemplo 6.4: Determinación de la RGL óptima (tubería de producción de 2 3/8 pulg).

Tabla 6.5 Ejemplo 6.4: Determinación de las BHP fluyendo a diversos gastos, utilizando un gasto restringido de entrada de gas

Gasto de prod., bl/día	RGL del suministro, mpc/bl	RGL total, mpc/bl	Prof. equiv. de la P_{th} de 250 lb/pulg ² , pies	Prof. equiv. del pozo, pies	P_{wf} a la RGL total, lb/pulg ²
50	3.6	4.2	7200	13,700	580
100	1.8	2.4	5100	11,600	680
200	0.9	1.5	4100	10,600	780
400	0.45	1.05	3000	9,500	930
600	0.3	0.9	2800	9,300	1020

b. Cuando $p_1 = 100$ lb/pulg² man. = 115 lb/pulg² abs.

$$\begin{aligned} \text{hp} &= 0.223 \times 492 [(850/115)^{0.2} - 1] \\ &= 54 \text{ (teóricos)} \\ &= 72 \text{ (prácticos)} \end{aligned}$$

Entonces, una respuesta a la pregunta de cómo reducir los caballos de fuerza requeridos es usando la más alta presión del gas de suministro disponible.

2. Para responder esta parte del ejemplo 6.4, se traza la curva de la BHP fluyendo contra el gasto a un gasto de entrada de gas de 180 mpc/día siguiendo los pasos señalados en la tabla 6.5. Los resultados se grafican en la figura 6.6, de la cual se hace evidente que, bajo las condiciones establecidas, el gasto máximo de producción es de 380 bl/día.

en este caso,

$$\begin{aligned} M &= 180 \text{ mpc/día} \\ p_1 &= 15 \text{ lb/pulg}^2 \text{ man.} \\ &= 30 \text{ lb/pulg abs.} \\ p_2 &= 920 \text{ lb/pulg man (figura 6.6)} \\ &= 935 \text{ lb/pulg abs.} \\ &= 40 \text{ (teóricos)} \\ &= 53 \text{ (prácticos)} \end{aligned}$$

La comparación de este resultado con el de la primera parte de este ejemplo, indica que, si se acepta una pequeña reducción en el gasto de producción (de

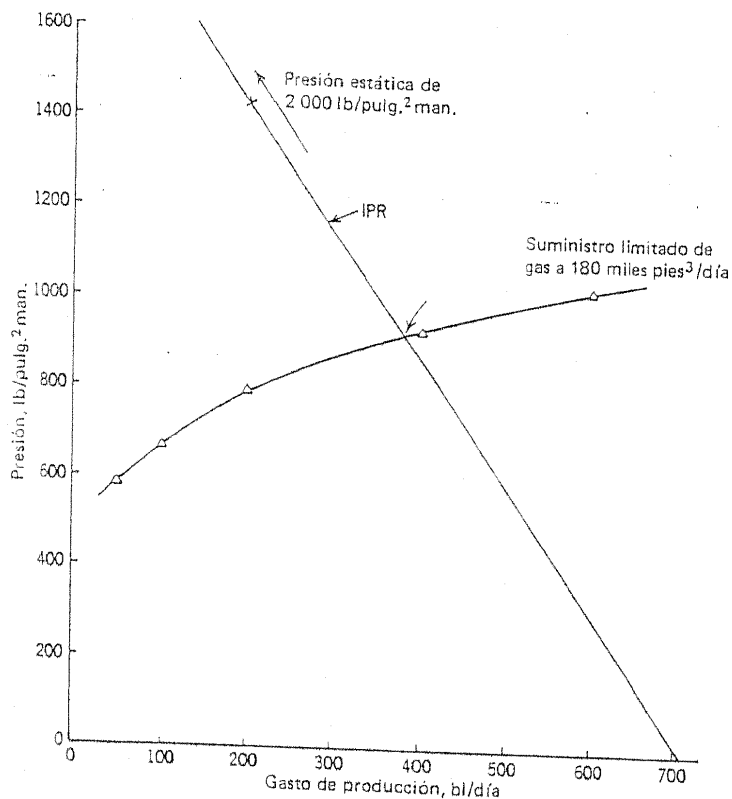


Figura 6.6 Ejemplo 6.4: Gasto logrado con bombeo neumático si está limitado el suministro de gas.

410 a 380 bl/día), los caballos de fuerza necesarios se reducen de 139 a 53 y el volumen de gas de suministro necesario disminuye de 492 a 180 mpc/día.

3. Esta parte del ejemplo 6.4 puede resolverse si se calcula la presión p^* (véase la figura 6.7) en dos formas: primero, por el comportamiento de la tubería de producción de 3 1/2 pulg a una RGL de 0.5 mpc/bl desde 6 500 pies a 1 000, 3 000 y 5 000 pies, respectivamente y, segundo, por el comportamiento de la tubería de producción de 1.9 pulg a una RGL óptima, la longitud de esta tubería de producción de pequeño diámetro es, a su vez, de 1 000, 3 000 y 5 000 pies y la P_{th} es de 250 lb/pulg² man.

Los cálculos hechos en la primera de estas formas para obtener p^* se listan en la tabla 6.6; los de la segunda se muestran en la tabla 6.7. Los resultados se grafican en la figura 6.8, las líneas continuas resumen el primer método para obtener p^* y las líneas punteadas se aplican al segundo.

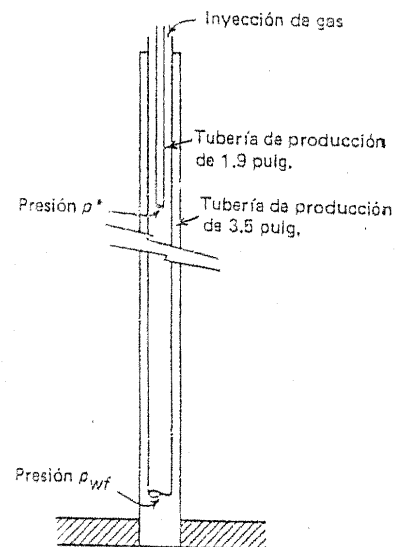


Figura 6.7 Ejemplo 6.4: Bombeo neumático usando sartas concéntricas de tubería de producción.

Con la obtención de las RGL óptimas en la tubería de producción de 1.9 pulg a los diversos gastos de la figura 6.9, es posible resumir los resultados de la última parte del ejemplo 6.4 como se muestra en la tabla 6.8.

La comparación de estos resultados con los de las partes primera y segunda del ejemplo, puede mostrar que tanto los caballos de fuerza y el volumen del gas de suministro requerido se reducen en cada caso, pero que el gasto de producción de aceite se ha reducido substancialmente. No se re-

Tabla 6.6 Ejemplo 6.4: Determinación de la presión al pie de la tubería de producción de 1.9 pulg dentro de una de 3 1/2 pulg utilizando pérdidas de presión por flujo vertical en tubería de producción de 3 1/2 pulg a una RGL de 600 pie³ bl

Gasto de prod., bl/día	P_{wf} a partir del IPR, lb/pulg ²	Presión p^* , lb/pulg ² , cuando la tubería de producción de 1.9 pulg esta a		
		1 000 pies	3 000 pies	5 000 pies
50	1860	520	960	1400
100	1710	520	900	1350
200	1430	410	720	1110
400	860	70	290	590
600	300			120

Tabla 6.7 Ejemplo 6.4: pérdidas de presión en el flujo vertical de dos fases en la tubería de producción de 1.9 pulg a diversos gastos usando las RGL óptimas.

Produc- ción, bl/día	RGL óptima mpc/bl	Profundidad equivalente a una P_{th} de 250 lb/pulg ² , pies	1 000 pies		3 000 pies		5 000 pies	
			Prof. equiv. de p^* , pies	p^* , lb/pulg ²	Prof. equiv. de p^* , pies	p^* , lb/pulg ²	Prof. equiv. de p^* , pies	p^* , lb/pulg ²
50	2.6	4800	5800	320	7800	470	9800	620
100	1.8	3900	4900	320	6900	490	8900	670
200	1.27	3000	4000	330	6000	530	8000	740
400	0.88	2500	3500	360	5500	610	7500	880
600	0.72	2200	3200	400	5200	660	7200	950

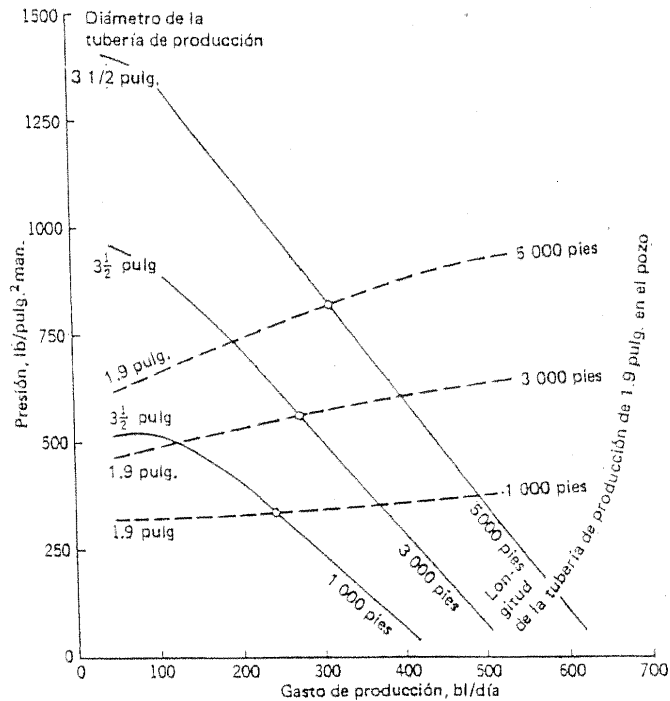


Figura 6.8 Ejemplo 6.4: Gasto logrado con bombeo neumático utilizando sartas concéntricas de tubería de producción.

Tabla 6.8 Ejemplo 6.4: Resumen de los resultados de la parte final.

	Longitud de la tubería de producción de 1.9 pulg		
	1000 pies	3000 pies	5000 pies
Gasto de producción, bl/día, de la figura 6.8	240	275	315
Presión al pie de la tubería de 1.9 pulg, lb/pulg ² man, de la figura 6.8	340	560	820
RGL óptima, mpc/bl, de la figura 6.9	1.16	1.08	1.01
RGL del suministro, mpc/bl	0.56	0.48	0.41
Suministro de gas, mpc/día	134.3	132.0	129.1
Presión de entrada a la compresora, lb/pulg ² abs.	30	30	30
Presión de salida de la compresora lb/pulg ² abs.	355	575	835
Caballos de fuerza, de la ecuación (6-2)	19	24	27
Caballos de fuerza prácticos al freno	25	32	38

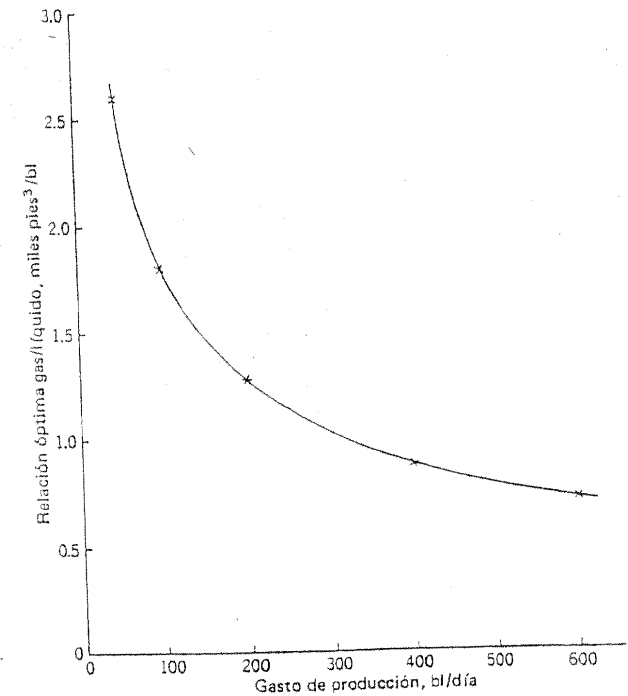


Figura 6.9 Ejemplo 6.4: Determinación de las RGL óptimas (tubería de producción de 1.9 pulg)

comienza el método de bombeo neumático usando una sarta macarrón a menos que la situación del mercado o las reglamentaciones del gobierno restrinjan el gasto de producción del pozo o a menos que esté disponible un compresor de baja potencia y se estime que no está justificada la compra de un compresor más grande.

Puede preguntarse qué tanto producirá el pozo del ejemplo 6.4 por la tubería de producción de 2 3/8 pulg, usando una compresora de 32 hp. ¿El gasto de producción puede ser mayor o menor que los 275 bl/día que se pueden obtener con una T.P. de 3 1/2 pulg y una de 3 000 pies de 1.9 pulg?

Ejemplo 6.5 El pozo del ejemplo 6.4 va a producir mediante bombeo neumático por una tubería de producción de 6 500 pies con un compresor de 32 caballos de potencia al freno. El gas está disponible a una presión de 15 lb/pulg² man. ¿Cuál será el gasto de producción del pozo con bombeo neumático, suponiendo una P_{th} de 250 lb/pulg² man.?

Por la ecuación (6-2) y la exposición en la sección 6.3, es válida la siguiente relación:

$$32 = \frac{4}{3} \times 0.223M \left[\left(\frac{p_{wf} + 15}{30} \right)^{0.2} - 1 \right]$$

donde M es el gasto de inyección de gas en mpc/día y p_{wf} es la presión al pie de la tubería de producción en lb/pulg² man. Por lo tanto,

$$M = \frac{107.6}{\left(\frac{p_{wf} + 15}{30} \right)^{0.2} - 1} \tag{6-3}$$

Al graficar una vez más el IPR, es posible establecer la tabla 6.9, los resultados de la cual se muestran en la figura 6.10. Esta figura ilustra que con un compresor de 32 caballos de potencia al freno el pozo puede producir 355 bl/día contra una P_{th} de 250 lb/pulg² man.

Por lo tanto, para este pozo particular, el bombeo neumático con un compresor de 32 caballos de potencia al freno puede dar un gasto más grande por una tubería de producción de 2 3/8 pulg que por una de 3 1/2 pulg con 3 000 pies de tubería de producción concéntrica de 1.9 pulg (véase la tabla 6.8). Sin embargo, una gran ventaja de usar tubería concéntrica es que, cuando no hay válvulas de bombeo neumático para reactivar un pozo muerto mediante inyección de gas, las necesidades de la máxima presión de salida del compresor son menos severas en el caso del arreglo de 3 1/2 pulg a 1.9 pulg que con la tubería única de producción de 2 3/8 pulg.

Tabla 6.9 Ejemplo 6.5: Pérdidas de presión en el flujo vertical de dos fases a diversos gastos cuando se restringen los caballos de fuerza de la compresora

Gasto de producción bl/día	P _{wf} lb/pulg ² man	M de la ecuación (6-3) mpc/día	RGL. inyectada mpc/día	RGL. total mpc/día	Prof. equiv. de P _{wf} pies	Prof. equiv. de la tubería de producción desde el cabezal, pies	P _{th} lb/pulg ² man
50	1860	81.5	1.630	2.230	22,500	16,000	1170
100	1710	86.2	0.862	1.462	18,000	11,500	900
200	1430	91.9	0.460	1.060	13,800	7,300	630
400	360	111.9	0.280	0.880	8,500	2,000	180
600	300	179.1	0.299	0.899	3,200		

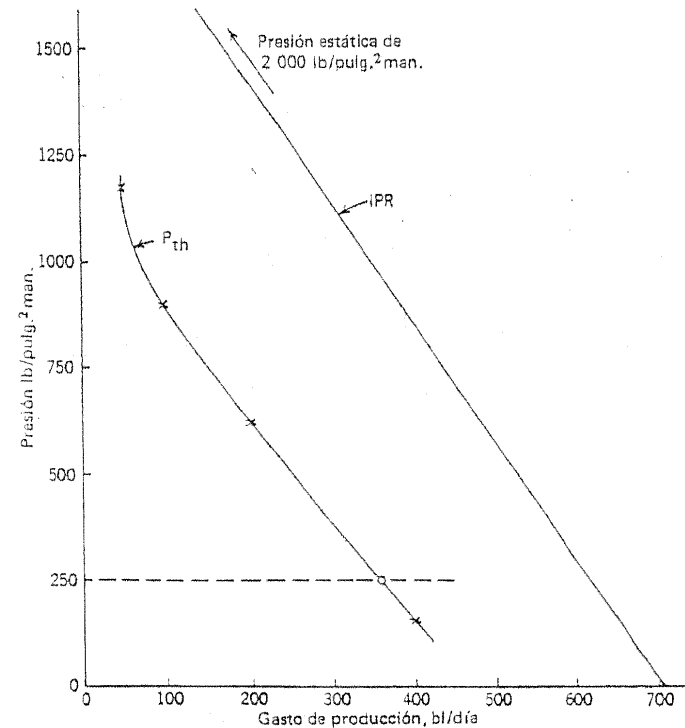


Figura 6.10 Ejemplo 6.5: Gastos logrados con bombeo neumático y una restricción en la potencia de la compresora.

Supóngase que en los ejemplo 6.4 y 6.5 la densidad relativa del aceite es de 0.9. Entonces, si el pozo muere, la presión estática en la formación de 2 000 lb/pulg² man. puede soportar una columna de aceite de longitud

$$\frac{2\,000}{0.9 \times 0.433} = 5\,130 \text{ pies}$$

de tal manera que el nivel del fluido quedaría a 1 370 pies de la superficie (figura 6.11).

Si se tiene que inyectar gas alrededor del pie de la tubería de producción a 6 500 pies para activar el pozo, la presión de salida del compresor debe ser suficiente para vencer la presión ejercida por 5 130 pies de aceite muerto; es decir, debe ser mayor de 2 000 lb/pulg². Por otra parte, inyectar gas al pie de una TP de 1.9 pulg localizada a 3 000 pies requiere sólo una presión de salida del compresor de 1 170 lb/pulg².

Como un ejemplo final, puede considerarse el caso en el cual está disponible la inyección de gas (quizá de algún pozo cercano productor de gas) a una cierta presión.

Ejemplo 6.6 Los datos del pozo son los siguientes:

Intervalo productor	9 050 a 9 200 pies
Tubería de producción de 2 7/8 pulg	9 100 pies
Presión estática de 9 100 pies	3 000 lb/pulg ² man.
IP	0.333 bl/(día) (lb/pulg man.)
RGA	450 pie ³ /bl
% Agua	cero

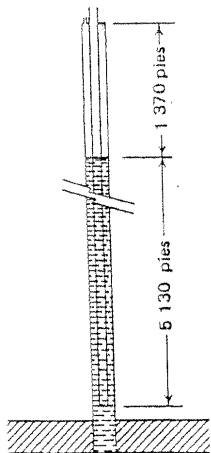


Figura 6.11 Nivel del fluido en un pozo muerto: TR y TP están abiertas en la superficie.

Tabla 6.10 Ejemplo 6.6: curvas de presión contra gastos a 9 100 pies, 7 100 pies, 5 100 pies y 3 100 pies obtenidas bajo la suposición de una RGL natural desde la zapata de la tubería de producción a la profundidad intermedia

Gasto de producción bl/día	P _{wf} , lb/pulg ² man	Profundidad equiv. de P _{wf} , pies	Profundidad equivalente de				Presión a	
			7100 pies	5100 pies	3100 pies	7100 pies	5100 pies	3100 pies
50	2850	11,200	9,200	7200	5200	2150	1550	1000
100	2700	12,100	10,100	8100	6100	2100	1600	1050
200	2400	11,800	9,800	7800	5800	1850	1350	875
400	1800	10,000	8,000	6000	4000	1300	850	500
600	1200	7,900	5,900	3900	1900	825	450	200

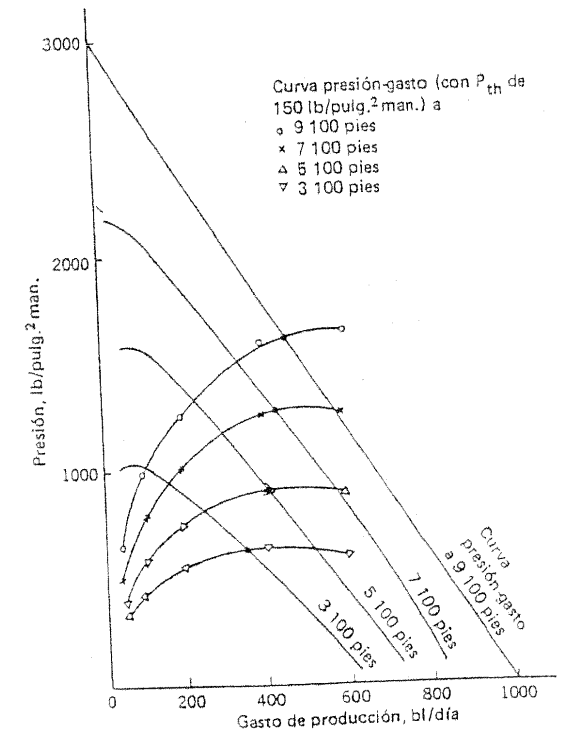


Figura 6.12 Ejemplo 6.6: Gastos alcanzados con bombeo neumático mediante la variación de las profundidades del choque radial con gas.

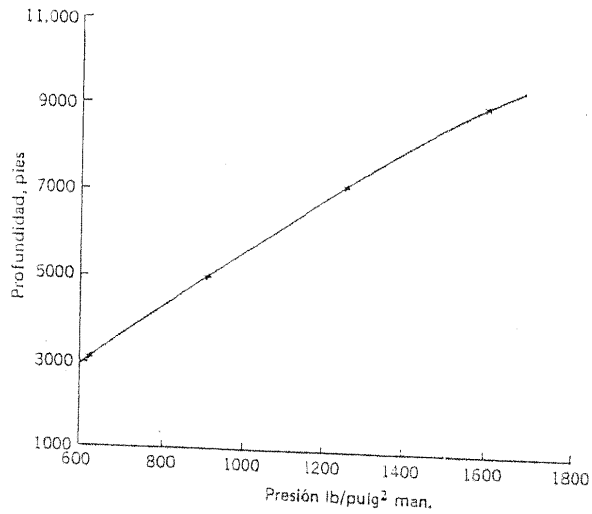


Figura 6.13 Ejemplo 6.6: Presión en el punto de inyección del gas como función de la profundidad.

1. Determinése el gasto natural del flujo con una P_{th} de 150 lb/pulg² man.
2. Si están disponibles 240 000 pie³/día de gas a alta presión para el bombeo neumático, ¿qué gasto puede obtenerse del pozo mientras se mantiene una P_{th} de 150 lb/pulg² man? ¿Qué presión de inyección de gas se requiere para mantener este gasto?
3. Si el gas a alta presión estuviera solamente disponible a 700 lb/pulg² man, ¿qué gasto de producción con el bombeo neumático puede obtenerse a la misma P_{th} , y qué tan profundo debe ser el punto más bajo de inyección de gas?

1. Este es un cálculo estándar, la respuesta es de casi 330 bl/día.
2. El cálculo es similar al ilustrado en la tabla 6.5 y figura 6.6 (ejemplo 6.4), y se encuentra que con el bombeo neumático, el pozo puede tener un gasto de 460 bl/día. A ese gasto, valor de p_{wf} es de 1 620 lb/pulg² man., de modo que serían necesarias 1 600 lb de gas.
3. Es claro que el punto más bajo para la inyección de 700 lb de gas estaría varios miles de pies arriba del fondo. El primer paso en la solución es graficar la presión contra la profundidad (sección 4.6). La figura 6.12 muestra las curvas de presión contra gasto a 9 100 pies (la zapata de la TP) y a 7 100 pies, o 100 y 3 100 pies siguiendo los cálculos de la tabla 6.10. Las curvas a 7 100, 5 100 y 3 100 pies se han determinado del IPR suponiendo que el flujo a la RGL natural tiene lugar desde la zapata de la TP a esa profundidad particular. Esto es debido a que el siguiente paso en el cálculo será suponer que cada una de estas profundidades intermedias, a su vez, es el punto más bajo al cual se realiza la inyección de gas.

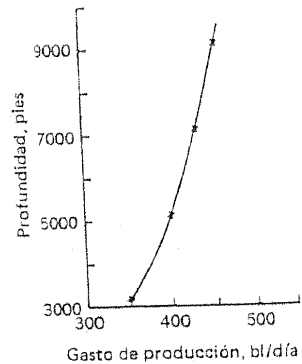
Gasto de producción, bl/día	RGL del suministro, mpc/bl	RGL total, mpc/bl	P_{th} , lb/pulg ² man	Profundidad equivalente de					Presión a la profundidad de				
				9 100 pies	7 100 pies	5 100 pies	3 100 pies	9 100 pies, lb/pulg ² man	7 100 pies, lb/pulg ² man	5 100 pies, lb/pulg ² man	3 100 pies, lb/pulg ² man		
50	4.8	5.25	5 700	15,800	13,800	11,800	9 800	650	500	400	325		
100	2.4	2.85	4 300	14,400	12,400	10,400	8 400	1 000	800	600	400		
200	1.2	1.65	3 200	13,300	11,300	9,300	7 300	1 250	1 000	750	550		
400	0.6	1.05	2 300	12,400	10,400	8,400	6 400	1 600	1 250	900	625		
600	0.4	0.85	1 700	11,800	9,800	7,800	5 800	1 650	1 250	875	600		

Tabla 6.11 Ejemplo 6.6: Curvas de presión contra gasto a 9 100 pies, 7 100 pies, 5 100 pies, y 3 100 pies obtenidas suponiendo una P_{th} de 150 lb/pulg² man y que todo el gas inyectado se introduce a la profundidad en cuestión

Tabla 6.12 Ejemplo 6.6: Gasto y presión en la tubería de producción frente al punto de inyección si todo el gas inyectado se introduce en una profundidad intermedia (de la figura 6.12)

Profundidad del punto de inyección de gas, pies	Gasto de producción bl/día	Presión en la tubería de producción frente al punto de inyección, lb/pulg ² man.
9100	460	1600
7100	430	1260
5100	400	900
3100	350	620

Figura 6.14 Ejemplo 6.6: Gasto de producción logrado con bombeo neumático como función de la profundidad del punto de inyección del gas.



Ahora se determina el valor de la presión como una función del gasto a cada una de las cuatro profundidades indicadas, suponiendo una P_{th} de 150 lb/pulg man. y una RGL compuesta de los gases natural e inyectado. Esto se hace en la tabla 6.11 y las curvas resultantes se grafican en la figura 6.12. Los puntos de intersección, como se muestran, de las curvas correspondientes dan los gastos a los cuales el pozo puede producir, si se introduce todo el gas inyectado en la tubería de producción a la profundidad apropiada, así como también a las presiones en la tubería de producción en esas profundidades.

Los resultados se listan en la tabla 6.12 y se grafican en las figuras 6.13 y 6.14, en las cuales puede verse que el gas a 700 lb/pulg man. puede introducirse a una profundidad de 3 600 pies con un gasto resultante de producción de 365 bl/día.

6.5 IMPORTANCIA DEL BOMBEO NEUMÁTICO EN LA HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN DE UN POZO

Aunque existen modificaciones en la técnica de bombeo neumático que permiten usarlo en pequeños pozos productores y que están abajo del lími-

te económico (por ejemplo, bombeo neumático intermitente y cámara de acumulación; véase el capítulo 8), este tipo de bombeo es esencialmente un método para lograr una producción alta. Como tal, la fase de bombeo neumático en la historia de un pozo es por lo general corta (hasta 5 años) y está entre el período inicial de flujo natural y la instalación final de extracción artificial, la cual probablemente será alguna forma de bombeo. El bombeo neumático, entonces, tiene sus aplicaciones más notables donde las restricciones de mercado y gobierno no son factores limitantes para decidir el gasto de producción del pozo. Y, ya que, al final, tiene que instalarse por lo común una bomba en cualquier caso, la justificación económica de instalar un sistema de bombeo neumático descansa frecuentemente en las ventajas económicas que se ganan al obtener producción y, en consecuencia, el ingreso adelantado tanto como sea posible. Se concluye que la instalación del bombeo económico es un buen ejemplo de un proyecto acelerado (sección 12.9).

El hecho de que el bombeo neumático, como se ha expuesto aquí, no puede usarse hasta el agotamiento final (económico) de un pozo se entiende fácilmente cuando se tiene en cuenta que la inyección de gas ejerce cierta contrapresión contra la formación, de modo que la BHP fluyendo nunca puede reducirse al nivel alcanzado, digamos, en un pozo agotado por bombeo (secciones 9.5 y 10.3).

El bombeo neumático también puede tener lugar en las operaciones de los pozos productores con inyección de agua, donde las BHP se mantienen artificialmente altas y donde se necesita elevar grandes volúmenes de los pozos. Sin embargo, el uso del bombeo mecánico bajo estas condiciones dependerá en gran medida de la disponibilidad y bajo costo del gas, debido a que otros métodos de alto gasto (por ejemplo, el bombeo centrífugo en el pozo) alcanzan su máxima eficiencia en condiciones de baja RGL de la formación.

6.6 NECESIDAD DE VÁLVULAS EN EL BOMBEO NEUMÁTICO

En la sección 6.4 se vio que para el pozo estudiado en los ejemplos 6.4 y 6.5, es necesaria una presión de cerca de 2 000 lb/pulg² man para que el gas forme turbulencia en la parte inferior de la TP de 2 3/8 pulg, después de que el pozo ha muerto, ya que como se ha visto en la figura 6.10 se requiere una presión ligeramente menor de 1 000 lb/pulg² man para mantener el pozo en producción constante a 355 bl/día. Esta presión de flujo

puede ser aún más baja con un compresor de gran potencia, que pueda ser capaz de inyectar diariamente más gas y, así, producir una RGL en la TP aún más cercana a la óptima. Este tipo de diferencias existe siempre que el gas tenga que inyectarse alrededor de la zapata de la TP para inducir la producción de un pozo que ha dejado de producir y, así, la presión de salida del compresor para inducir la producción en un pozo muerto en tales circunstancias es siempre excesiva con respecto a la presión requerida para mantener produciendo al pozo.

Una solución a este problema es tener un *compresor portátil de activación*, pero tiene la gran desventaja de que no es automático, con el resultado de que puede haber considerable retraso para inducir otra vez la producción de algunos pozos después de un paro general o parcial. Si la escala de las operaciones no garantiza la compra y mantenimiento de un compresor portátil, un *collar con un orificio (inserto) o una ventana permanentemente abierta* es un modo barato y simple de superar el problema de activación. Este método utiliza un collar especial con un estrangulador que puede insertarse a cierta profundidad predeterminada en la sarta de la tubería de producción (aún más simple que un collar especial es un agujero punzonado en la tubería de producción pero, frecuentemente, esta es sólo una solución temporal al problema, ya que el agujero puede llegar a ampliarse con el gas y quedar demasiado grande como para permitir que se ejerza cualquier clase de control en la forma en la cual se inyecta el gas a la tubería de producción. Con referencia a la figura 6.15, el collar con orificio opera como sigue.

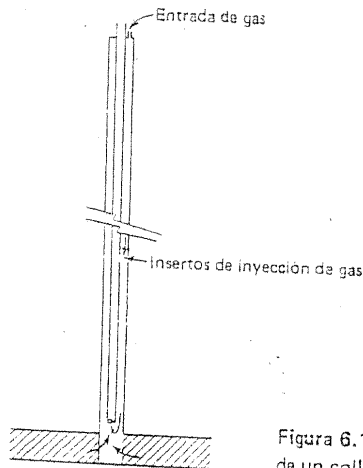


Figura 6.15 Representación diagramática de la operación de un collarín con inserto.

El gas se inyecta en el espacio anular del pozo fuera de producción, y el collar con inserto se coloca a tal profundidad que la presión de la inyección de gas pueda justamente superar la de la columna estática debida a la columna del aceite muerto arriba del collar y que no ha sido extraído. La inyección de gas en la tubería de producción ocurre primero en esta profundidad intermedia (figura 6.15). Este gas inyectado aligera la columna de aceite entre el collar con inserto y la superficie y en esta forma, reduce la presión en el pie de la tubería de producción. Entonces, la formación producirá algo de gas y aceite, se aligerará la columna de fluido hasta el collar con inserto, y así sucesivamente. La presión de entrada al pie de la TP se reduce gradualmente, lo que posibilita que el gas de inyección reemplace el aceite en el espacio anular, y la instalación está diseñada de modo que, finalmente, la inyección de gas forma turbulencia en la parte inferior de la tubería de producción.

Ya que la presión en la zapata de la TP es siempre mayor que la presión en la TP en el collar con orificio, la inyección de gas en la parte inferior de la tubería de producción necesariamente implica la inyección simultánea de gas en la TP en el collar. Alternativamente, es posible que la inyección de gas se presente a la profundidad intermedia sin que tenga lugar turbulencia en la parte inferior de la tubería de producción. En ningún caso es posible tener condiciones de RGL óptimas sobre el aparato completo de TP. Entonces, un pozo no puede producir su gasto óptimo por medio del bombeo neumático, usando un collar con inserto. De hecho, puede decirse que la instalación del collar con orificio es por lo general ineficaz si se utiliza gas.

La evolución natural del collar con inserto fue una ventana que podría abrirse y cerrarse según fuera necesario. Los primeros ejemplos son la válvula Nixon (referencia 3), la cual podía operarse con una herramienta con línea de alambre, y la válvula Acme (referencia 3), la cual se abría y cerraba variando la tensión en la sarta de la TP mediante el uso de un gato en la superficie.

Los requerimientos de mayor eficiencia y control automático han llevado al desarrollo de válvulas que se operan de acuerdo a las condiciones del pozo (la *válvula diferencial*) o que puedan operarse ajustando la presión en la superficie de la inyección de gas (la *válvula cargada por la presión*). Estas válvulas y el diseño de las sarts de tubería de producción para el bombeo neumático se estudian en el siguiente capítulo.

REFERENCIAS

1. Katz, Donald L. y colaboradores: *Handbook of Natural Gas Engineering*, McGraw-Hill Book Company, Inc., Nueva York, 1959.

2. Gilbert, W. E.: "Flowing and Gas-Lift Well Performance," *API Drill. Prod. Practice*, 1954, página 126.
3. Shaw, S. F.: *Gas-Lift Principles and Practices*, Gulf Publishing Company, Houston Tex., 1939.

7

Diseño de válvulas y sarta para el bombeo neumático

Se usa con Ps alta, IP más

7.1 INTRODUCCIÓN

A menos que se coloque un collar con insertos o una serie de válvulas para bombeo neumático o algún dispositivo similar en la sarta de flujo, se necesitan presiones más altas de inyección de gas para inducir la producción en un pozo que no fluye, que las necesarias para el estado de flujo permanente (sección 6.6). Uno de los objetivos, por lo tanto, en la instalación de una sarta de válvulas para bombeo neumático, es tener la capacidad de inducir nuevamente un pozo a la producción, fácil y con poco costo después de una interrupción, sin tener que recurrir a un sistema de alta presión para inyección de gas o a compresores portátiles. Un segundo objetivo que se debe satisfacer con una sarta para bombeo neumático es la estabilidad, y, el tercero, es la capacidad de compensar automáticamente las variaciones en la presión del sistema de inyección de gas.

El tema del diseño de una sarta para bombeo neumático es altamente complejo, la colocación de las válvulas en la posición óptima en la sarta depende de un gran número de variables, como la densidad relativa y temperatura del gas inyectado, los diámetros de la tubería de producción y revestimiento, la temperatura del pozo a diversas profundidades, la presión de la inyección de gas y el comportamiento del flujo de entrada al pozo entre otras, además de varias características diferentes del diseño en los diversos tipos de válvulas para bombeo neumático disponibles en el mercado. Los principales fabricantes de estas válvulas publican manuales sobre la producción del aceite por bombeo neumático (véanse, por ejemplo, las

referencias 1 y 2); dentro del alcance del presente libro no es posible hacer más que resumir las características principales de los dos tipos básicos e indicar mediante ejemplos algunas de las consideraciones mayores en el diseño de sargas de bombeo neumático. El principio de la *válvula diferencial* es que las condiciones del pozo controlan su operación, en tanto que la *válvula de fuelle cargada con presión* opera con los cambios en la presión de la inyección de gas.

7.2 VÁLVULAS DIFERENCIALES

Las características principales de la *válvula diferencial* se ilustran en el diagrama de la figura 7.1. El vástago de la válvula está acoplado a un resorte helicoidal, el cual, en ausencia de otras fuerzas, mantiene el vástago alejado del asiento de la válvula, de tal manera que la *válvula está abierta normalmente*. La acción del resorte puede regularse con una tuerca ajustable. Cuando la válvula está abierta, se aplica presión externa al vástago de la válvula en dos formas: a través de la ventana u orificio abierto en la parte superior de la válvula de modo que la presión total de la inyección de gas a la profundidad en la cual está colocada la válvula se aplica sobre el área del vástago de la válvula, oponiéndose al resorte y actuando para cerrar la válvula; y a través del estrangulador situado en la pared de la válvula.

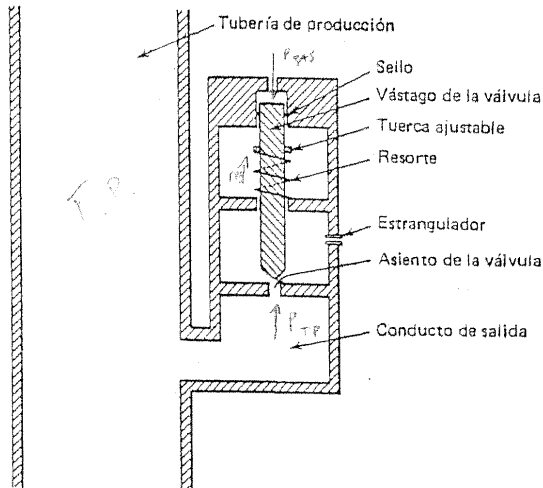


Figura 7.1 Válvula diferencial.

Cuando la válvula está abierta, y siempre que la presión de inyección de gas sea mayor que la presión en la tubería de producción a la profundidad de la válvula, el gas fluye a través del estrangulador y dentro de la TP. La presencia del estrangulador ocasiona una caída de presión, de modo que la presión aplicada a la parte inferior del vástago de la válvula es menor que la que se aplica en el extremo superior. Cuando el flujo de gas a través del estrangulador llega a ser suficientemente grande, la diferencia en las presiones del gas aplicada a los extremos superior e inferior del vástago, multiplicada por la sección transversal del vástago, es mayor que la fuerza ejercida por el resorte y la válvula se cierra. Por lo común, la válvula puede ajustarse para cerrar cuando la diferencia de presión a través del vástago está en el rango de 100 a 150 lb/pulg² (el valor preciso de la presión de cierre se determina por la posición de la tuerca ajustable).

Ya que la presión en la TP es aún menor que la presión del gas inyectado después del estrangulador, la válvula no volverá a abrir hasta que la presión en la tubería de producción haya pasado por una elevación substancial (o una caída substancial de la presión de inyección del gas), de modo que la acción de cierre es positiva y no hay tendencia a que vibre la válvula.

Para el flujo de gas a través de un estrangulador, la presión después del estrangulador continuará afectando el gasto total (es decir, la velocidad del gas a través del estrangulador será menor que la del sonido) siempre que¹

$$\frac{p_2}{p_1} > \left(\frac{2}{k+1} \right)^{k/(k-1)} \quad (7-1)$$

donde

p_1 = presión antes del estrangulador, lb/pulg² abs.

p_2 = presión después del estrangulador, lb/pulg² abs.

k = razón del calor específico a presión constante con respecto al calor específico a volumen constante del gas.

Si se toma 1.25 como un valor razonable de k para el gas pobre (referencia 4), es evidente que siempre que

$$p_2 > 0.555 p_1 \quad (7-2)$$

la presión después del estrangulador afectará el gasto por el estrangulador.

¹ Véase por ejemplo Binder, referencia 3 pág. 299.

Suponiendo un ajuste del resorte de 150 lb/pulg², el valor máximo alcanzable de $p_1 - p_2$ antes de que la válvula cierre es de 150 lb/pulg²; por lo tanto, el valor de p_2 cuando la válvula está en el punto de cierre está dado por p^* , cuando

$$p^* = p_1 - 150 \quad (7-3)$$

Se sustituye (7-3) en la ecuación (7-2); es evidente que hasta la presión mínima corriente abajo (es decir, cuando la válvula está por cerrarse) tiene influencia en el gasto por el estrangulador siempre que

$$\begin{aligned} p_1 - 150 &> 0.555 p_1 \\ p_1 &> 337 \text{ lb/pulg}^2 \text{ abs.} \end{aligned}$$

Para un ajuste de la presión del resorte de 100 lb/pulg², esta cifra sería de 225 lb/pulg abs.

Como se indica abajo, la característica automática de la válvula diferencial depende de que el gasto de gas por el estrangulador sea menor que la velocidad sónica (en otras palabras, el flujo es *subcrítico*); el ajuste del resorte debe hacerse de acuerdo con la presión de inyección del gas para asegurarse que la presión en la corriente de flujo en la TP, a la profundidad de la válvula, sea un factor de control en el gas que pasa por el estrangulador.

Se supone que la RGL está abajo de la óptima, de modo que la adición de gas extra reduce la pérdida de presión en la TP con el flujo vertical en dos fases, la presión en la tubería de producción disminuye una vez que el gas principia a pasar por la válvula. Esto permite que pase más gas por el estrangulador, y la presión en la tubería de producción disminuye adicionalmente. Este proceso continúa hasta que la caída de presión por el estrangulador es igual al ajuste del resorte, momento en el cual se cierra la válvula. Sin embargo, en este momento, siempre que las válvulas estén espaciadas correctamente en la sarta, las condiciones de presión permitirán la inyección de gas en la siguiente válvula de abajo, y así sucesivamente.

Aunque este tipo de válvula es comparativamente de construcción simple, barata y aunque tiene la ventaja de que su operación está controlada por las condiciones en la columna fluyente, tiene una desventaja mayor. Para asegurarse que la condición en la columna que fluye regula la operación de la válvula, es necesario limitar la caída de presión a través del estrangulador. Como resultado, el gasto de la inyección de gas que pasa a la tubería de producción vía una válvula diferencial está limitado y, por lo tanto, no se alcanzan las condiciones óptimas de flujo en la T.P. arriba de la válvula. Como no se alcanza el valor óptimo de cada válvula, se podría

colocar un tipo diferente de válvulas en la sarta de la T.P., más ampliamente espaciadas que las del tipo diferencial, que permita que las RGL alcancen el valc. óptimo (o, cuando menos, se aproximen a este valor). Por esta razón, las válvulas diferenciales no se usan en pozos profundos, es decir, abajo de 4 000 pies. Su mayor aplicación se encuentra en los pozos en donde los grandes incrementos en la producción están acompañados relativamente por pequeños incrementos en la RGL; o en pozos en los cuales la baja producción se obtiene de profundidades someras.

Antes que se dé un ejemplo para ilustrar el diseño de una sarta de válvulas diferenciales, es necesario analizar detalladamente el flujo de gas por los estranguladores de modo que puedan instalarse los diámetros de éstos en las diversas válvulas en la sarta.

7.3 FLUJO DE GAS POR EL ESTRANGULADOR

Para el flujo adiabático sin fricción de un gas ideal por un orificio puede demostrarse (véase por ejemplo Binder, referencia 3, páginas 398 y siguientes) que

$$W = A \left\{ \frac{2kg}{k-1} \frac{p_1}{v_1} \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{2/k} - \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{1+1/k} \right] \right\}^{1/2} \quad (7-4)$$

donde

- W = peso del gas que pasa por unidad de tiempo.
- A = área de la sección transversal del estrangulador.
- k = razón del calor específico del gas a presión constante a su calor específico a volumen constante.
- g = aceleración debida a la gravedad.
- p_1 = presión corriente arriba.
- p_2 = presión corriente abajo.
- v_1 = volumen específico a la presión p_1 .

Al convertir esta expresión a las unidades del campo e introducir un *coeficiente de descarga* C para permitir el hecho de que el área mínima de la corriente del flujo será un poco menor que A , se obtiene

$$Q = 155.5C A p_1 \left\{ \frac{2g}{GT} \frac{k}{k-1} \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{2/k} - \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{1+1/k} \right] \right\}^{1/2} \quad (7-5)$$

donde

- Q = gasto del flujo de gas, mpc/día en condiciones estándar.
 A = área de la sección transversal del estrangulador, pulg².
 C = coeficiente de descarga.
 G = densidad relativa del gas (con relación al aire).
 T = temperatura de entrada, °R.

Las presiones p_1 y p_2 se dan en lb/pulg² abs. Sustituyendo los siguientes valores numéricos promedio:

$$\begin{aligned}
 C &= 0.86 \\
 k &= 1.25 \\
 G &= 0.6 \\
 T &= 520^\circ\text{R} \text{ (60}^\circ\text{F)}
 \end{aligned}$$

La ecuación (7-5) se reduce a

$$Q = 136Ap_1 \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{1.6} - \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{1.8} \right]^{1/2} \quad (7-6)$$

$$\text{o} \quad Q = 136Ap_1 F \left(\frac{p_2}{p_1} \right) \quad (7-7)$$

donde

$$F \left(\frac{p_2}{p_1} \right) = \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{1.6} - \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{1.8} \right]^{1/2}$$

La función $F(p_2/p_1)$ para diversos valores de p_2/p_1 se grafica en la figura 7.2.

El valor máximo de $F(p_2/p_1)$ ilustrado en la figura 7.2 corresponde a una condición en la cual la velocidad del gas a través del orificio es igual a la velocidad del sonido. Para valores de la relación de la presión corriente abajo con respecto a la presión corriente arriba menores del valor correspondiente a este máximo, la presión corriente abajo no puede transmitirse hacia atrás por el orificio y el gasto por el estrangulador se vuelve independiente de la presión corriente abajo. Este es el llamado *rango de flujo crítico*, sobre el cual el valor del gasto por el estrangulador es proporcional a la presión corriente arriba. Por esta razón, el arco del lado izquierdo de la curva en la figura 7.2 se ha indicado como una línea discontinua, y se ha trazado una línea continua y horizontal por el valor máximo. El valor del gasto del flujo de gas por el estrangulador en mpc/día en condiciones estándar puede encontrarse en la figura 7.2 leyendo el valor alcanzado por la línea continua correspondiente al valor de la razón de presiones corriente abajo/corriente arriba y multiplicando esta cifra por $136 Ap_1$.

Ejemplo del diseño de una sarta: válvulas diferenciales

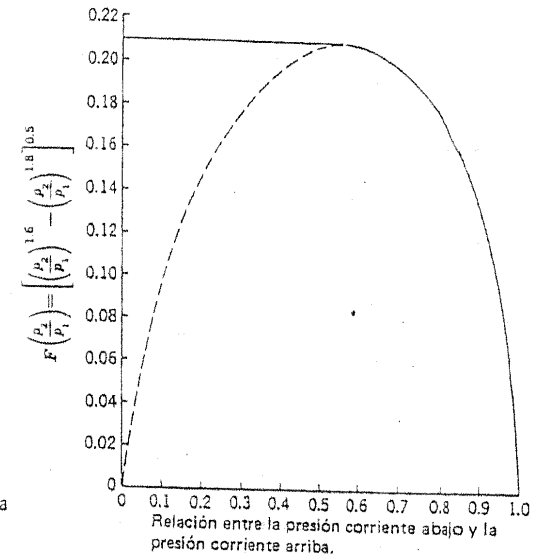


Figura 7.2 Flujo de gas a través de una restricción.

7.4 EJEMPLO DEL DISEÑO DE UNA SARTA: VALVULAS DIFERENCIALES

Supóngase que se va a diseñar una sarta de válvulas diferenciales para utilizarla en el siguiente pozo:

Intervalo productor	7 000 a 7 030 pies
Presión estática	2 000 a 7 000 pies
Índice de productividad	0.4 bl/(día) (lb/pulg ²)
RGL de la formación	200 pie ³ /bl
Densidad relativa del aceite	25° API

Está disponible gas de densidad relativa 0.6 en cantidades ilimitadas a una presión de 550 lb/pulg². Están disponibles válvulas diferenciales de varios diámetros de estrangulador y con ajustes de resorte de 100 lb/pulg².

El primer paso es decidir si hay suficiente presión de gas para permitir que se inyecte el gas cerca de la zapata de la tubería de producción (se supone que está a 7 000 pies) cuando el pozo está en producción constante, y si no, a qué nivel de profundidad que sea el más bajo (aproximadamente). Puede colocarse una válvula de tal manera que sea útil. En este ejemplo, si el gas se inyecta a 7 000 pies, la presión en esa zapata es de 550 lb/pulg².

de cerca a 500 lb/pulg^2 . Con una contrapresión de 500 lb/pulg^2 a 7 000 pies, la formación puede producir

$$0,4 (2\,000 - 500) = 600 \text{ bl/día}$$

A esta producción, suponiendo RGL óptimas, las curvas de distribución de la presión muestran que una presión de 500 lb/pulg^2 soporta una columna fluyendo de 10 000 pies en una T.P. de $3 \frac{1}{2}$ pulg y una columna de 7 800 pies en una de $2 \frac{7}{8}$ pulg. Se podría decidir entonces usar una sarta de T. P. de $2 \frac{7}{8}$ pulg, cuando es evidente que el gas hará turbulencia ya sea en la zapata o cerca de ella a 7 000 pies en producción constante.²

Si se ha decidido entonces correr una sarta de 7 000 pies de tubería de producción de $2 \frac{7}{8}$ pulg el paso siguiente es fijar la posición de la primera válvula (superior). Esto puede hacerse basándose en las consideraciones estáticas.

El aceite es de 25^o API, es decir, su densidad relativa es de 0.9042, por lo que ejerce una presión estática de $0.39 \text{ lb/pulg}^2/\text{pie}$. Entonces, cuando el pozo está fuera de producción, hay una columna de aceite de longitud de $2\,000/0.39$, ó 5 130 pies en la tubería de producción y el nivel del fluido es de $7\,000 - 5\,130$, ó 1 870 pies abajo de la superficie.

Sin tomar en cuenta el peso de la columna de gas en el espacio anular y permitiendo un margen de seguridad de 50 lb/pulg^2 , la válvula superior puede ajustarse a una profundidad en la cual la columna estática ejerza una presión de 500 lb/pulg^2 . Si esta profundidad es D_1 , entonces D_1 se calcula mediante la ecuación

$$\begin{aligned} 0.39 (D_1 - 1,870) &= 500 \\ D_1 &= 3\,150 \text{ pies} \end{aligned}$$

Ahora se hacen las gráficas de las curvas de presión contra el gasto en la tubería de producción a diversas profundidades, usando la RGL natural de la formación de $200 \text{ pie}^3/\text{bl}$ (sección 4.6). Estas se muestran en la figura 7.3, las profundidades escogidas son 0 (es decir, la superficie), 1 000, 2 000, 3 000, 4 000, 5 000, 6 000 y 7 000 pies. La información graficada en la figura 7.3 se obtiene de la tabla 7.1, la cual se prepara mediante las curvas de distribución de la presión para T.P. de $2 \frac{7}{8}$ pulg y una RGL de $200 \text{ pie}^3/\text{bl}$.

A continuación, se hace una gráfica de la curva de presión contra gasto en la tubería de producción a la profundidad de la primera válvula, a saber,

² Se verá al final del cálculo, que probablemente habría sido mejor elegir una tubería de producción de $3 \frac{1}{2}$ pulg.

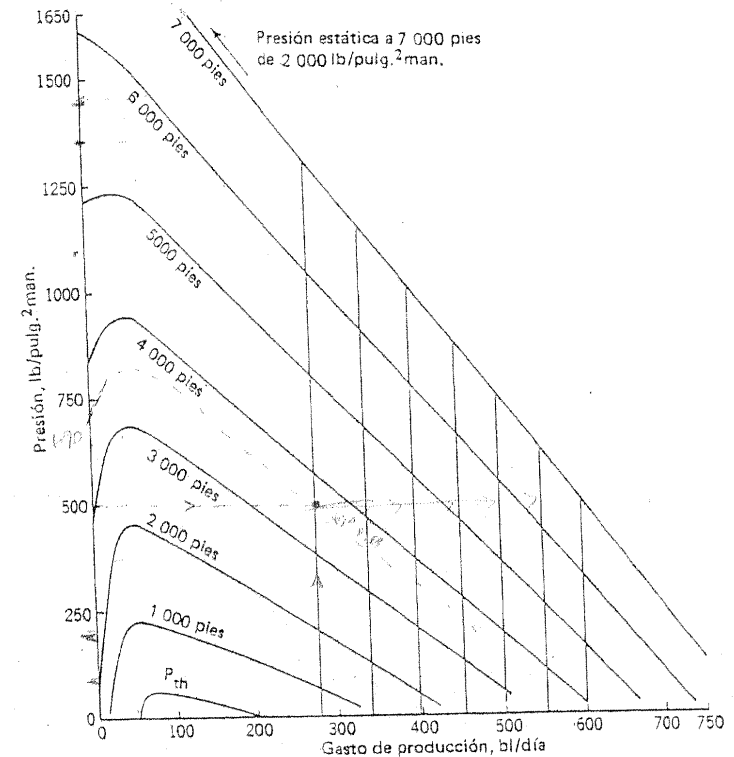


Figura 7.3 Diseño de una sarta de válvulas diferenciales: curvas de presión contra gastos en diferentes puntos de la tubería de producción.

3 150 pies, usando la RGL natural de la formación de $200 \text{ pie}^3/\text{bl}$, ya que durante la inducción al flujo en el pozo mediante inyección de gas, cuando el gas de inyección pasa sólo por la válvula superior, el flujo en la sarta de la T.P. abajo de esta válvula está a la RGL de la formación. Los pasos necesarios para hacer esta gráfica se indican en la tabla 7.2, y los resultados se muestran en la figura 7.4.

Es evidente según la figura 7.4 que el gasto en equilibrio que se alcanzará con la inyección de gas en la válvula 1 es de 275 bl/día (cuando la presión fluyendo en la tubería de producción a 3 150 pies es la presión de la inyección de gas menos la presión ajustada en el resorte, es decir, $500 - 100$, ó 400 lb/pulg^2).

Tabla 7.1 Diseño de la sarta de válvulas diferenciales: datos de presión contra gasto a diferentes profundidades.

	Gasto de producción, bl/día					
	0	50	100	200	400	500
p_{wf} , lb/pulg ²	2000	1875	1750	1500	1000	500
Profundidad equivalente p_{wf} , pies		7100	7300	6800	5400	3100
Profundidad equivalente, pies, de						
6000 pies	6100	6300	5800	4400	2100	
5000 pies	5100	5300	4800	3400	1100	
4000 pies	4100	4300	3800	2400	100	
3000 pies	3100	3300	2800	1400		
2000 pies	2100	2300	1800	400		
1000 pies	1100	1300	800			
Cabezal de la tubería de producción	100	300				
Presión de flujo, lb/pulg ² , a						
6,000 pies	1610	1550	1440	1200	760	330
5000 pies	1220	1230	1150	940	550	160
4000 pies	830	940	870	700	360	20
3000 pies	440	680	620	490	200	
2000 pies	50	450	400	300	50	
1000 pies		225	200	130		
Cabezal de la tubería de producción	20	50				

Tabla 7.2 Diseño de la sarta de válvulas diferenciales: datos de presión contra gasto a las profundidades de las diversas válvulas.

	Gasto de producción, bl/día					
	0	50	100	200	400	500
p_{wf} , lb/pulg ²	2000	1875	1750	1500	1000	500
Profundidad equivalente p_{wf} , pies.		7100	7300	6800	5400	3100
Profundidad equivalente	3150 pies, pies	3250	3450	2950	1550	
Presión a	3150 pies, lb/pulg ²	500	720	660	500	220
Profundidad equivalente	3650 pies, pies	3750	3950	3450	2050	
Presión a	3650 pies, lb/pulg ²	690	840	780	620	310
Profundidad equivalente	4150 pies, pies	4250	4450	3950	2550	250
Presión a	4150 pies, lb/pulg ²	890	1000	910	730	390
Profundidad equivalente	4700 pies, pies	4800	5000	4500	3100	800
Presión a	4700 pies, lb/pulg ²	1100	1150	1050	850	500
Profundidad equivalente	5200 pies, pies	5300	5500	5000	3600	1300
Presión a	5200 pies, lb/pulg ²	1300	1300	1200	1000	600
Profundidad equivalente	5800 pies, pies	5900	6100	5600	4200	1900
Presión a	5800 pies, lb/pulg ²	1530	1480	1380	1150	730
Profundidad equivalente	6400 pies, pies	6500	6700	6200	4800	2500
Presión a	6400 pies, lb/pulg ²	1770	1680	1570	1320	860

Ejemplo del diseño de una sarta: válvulas diferenciales

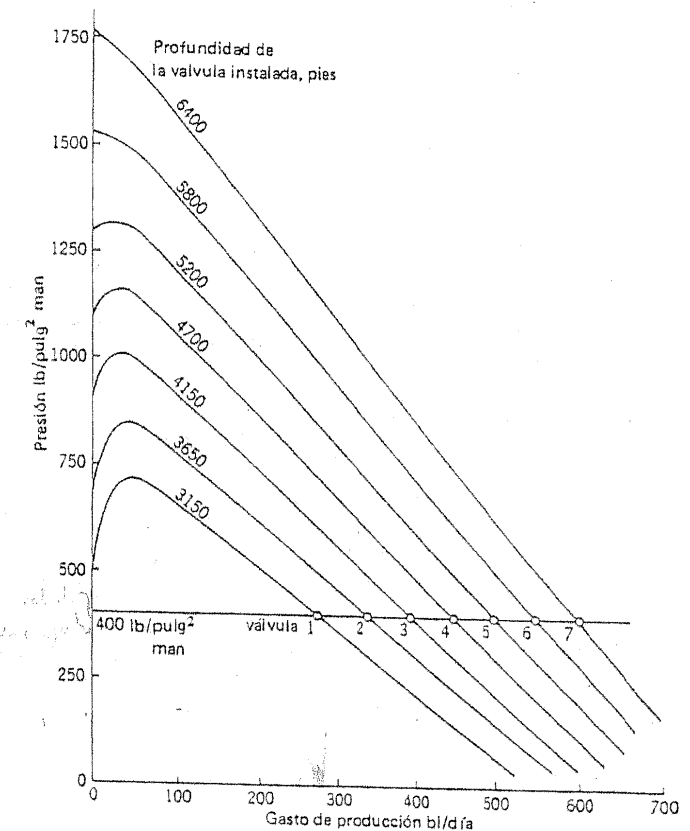


Figura 7.4 Diseño de una sarta de válvulas diferenciales: gasto alcanzado cuando el gas pasa a través de una válvula intermedia en la sarta.

Para determinar la profundidad a la cual debe colocarse la válvula 2, es necesario encontrar el punto en la tubería de producción que tenga una presión de 500 lb/pulg² cuando el gas se está inyectando por la válvula 1 y la presión a 3 150 pies es 400 lb/pulg². Para hacerlo, se hace una gráfica de presión contra profundidad a partir de la figura 7.3 al gasto de producción de 275 bl/día. El resultado se muestra en la figura 7.5, de donde es evidente que la válvula 2 debe colocarse a 3 650 pies. La curva de presión contra gasto a esta profundidad se grafica en la figura 7.4 (véase la tabla 7.2), de donde puede verse que el gasto del pozo, cuando la presión en la T.P. a 3 650 pies de 400 lb/pulg² será de 340 bl/día.

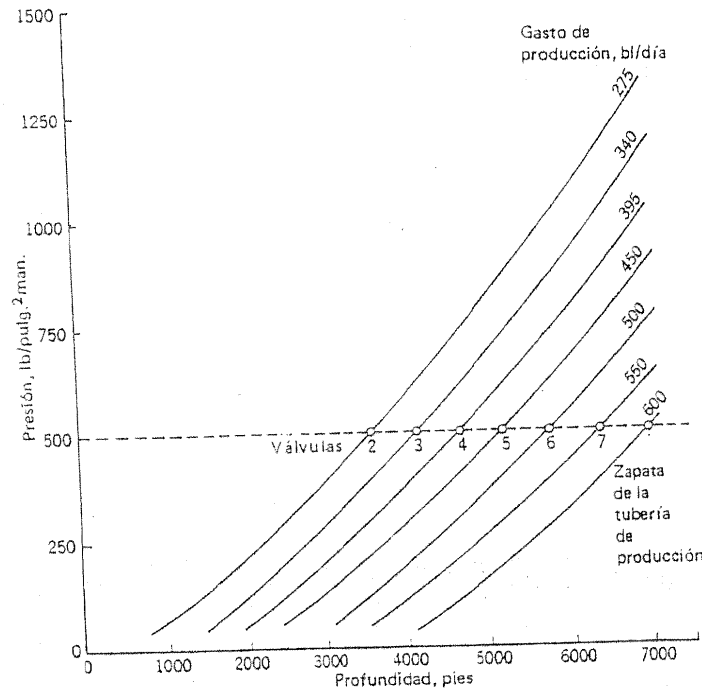


Figura 7.5 Diseño de una sarta de válvulas diferenciales: determinación de las profundidades de instalación de las válvulas.

Continuando con este proceso, se construyen la tabla 7.2 y las figuras 7.4 y 7.5 y la sarta de válvulas resulta como se muestra en la tabla 7.3.

Falta verificar si, de hecho, pueden mantenerse las presiones de flujo de 400 lb/pulg² junto con una P_{th} positiva, a las profundidades calculadas para la colocación de las diversas válvulas. Como parte de esta verificación, se determinarán los gastos mínimos a los cuales las diferentes válvulas deben pasar gas, y éstos se usarán en la etapa final para determinar los diámetros requeridos de estranguladores.

Supóngase que se desea operar con una P_{th} de 50 lb/pulg². Ya que los gastos en la tubería de producción a las profundidades de las diversas válvulas quedan abajo de 200 y 600 bl/día (tabla 7.3) y como la presión a cualquier profundidad de la válvula debe caer a 400 lb/pulg² antes de que esa válvula cierre, todo lo que se requiere para determinar si el resorte de

Tabla 7.3 Diseño de la sarta de válvulas diferenciales: detalles de la sarta de válvulas diferenciales

Válvula	Profundidad, pies	Gasto cuando la presión a esta profundidad es de 400 lb/pulg ² , bl/día
1	3150	275
2	3650	340
3	4150	395
4	4700	450
5	5200	500
6	5800	550
7	6400	600
Zapata de la T.P.	7000	600*

* A una presión de 500 lb/pulg²

la válvula, como se propone en la tabla 7.3, trabajará en realidad, es una gráfica del tipo mostrado en la figura 7.6. En esta figura, la profundidad a la cual la presión en la tubería de producción es de 400 lb/pulg² (suponiendo una P_{th} de 50 lb/pulg²) se grafica contra la RGL para gastos de producción de 200, 400 y 600 bl/día. La información se deduce de las curvas de distribución de la presión y se muestra en la tabla 7.4. En la figura 7.6, las posiciones (profundidad y gasto correspondiente de producción de líquido) de las primeras cinco válvulas, como se dan en la tabla 7.3, se han graficado, pero no es posible localizar las válvulas 6 y 7. Se deduce que la válvula 6 abrirá, pero la presión en la T.P. a esta profundidad de válvula nunca se reducirá a 400 lb/pulg², aun a la RGL óptima; por lo tanto, esta válvula no se cerrará, y la válvula 7 no entrará en operación.

Para determinar la presión mínima que se puede lograr a 5 800 pies, (es decir, la profundidad de la válvula 6) y el gasto de producción correspondiente, es necesario volver a la gráfica de gasto de producción contra presión en la TP a esta profundidad (digamos la curva A) y superponer la gráfica del gasto de producción contra presión a la RGL óptima, suponiendo una P_{th} de 50 lb/pulg² man. (la curva B). Esto se muestra en la figura 7.7. La curva A se obtiene de la información de la tabla 7.2, y la curva B proviene de las cifras mostradas en la tabla 7.5, la cual se ha preparado para una TP de 2 7/8 pulg. La intersección de las curvas A y B muestra que el pozo producirá a 545 bl/día, la presión opuesta a la válvula 6 es de 410 lb/pulg². La gráfica insertada en la figura 7.7 también se ha tomado de la información de la tabla 7.5 y muestra que, a un gasto de producción de 545 bl/día

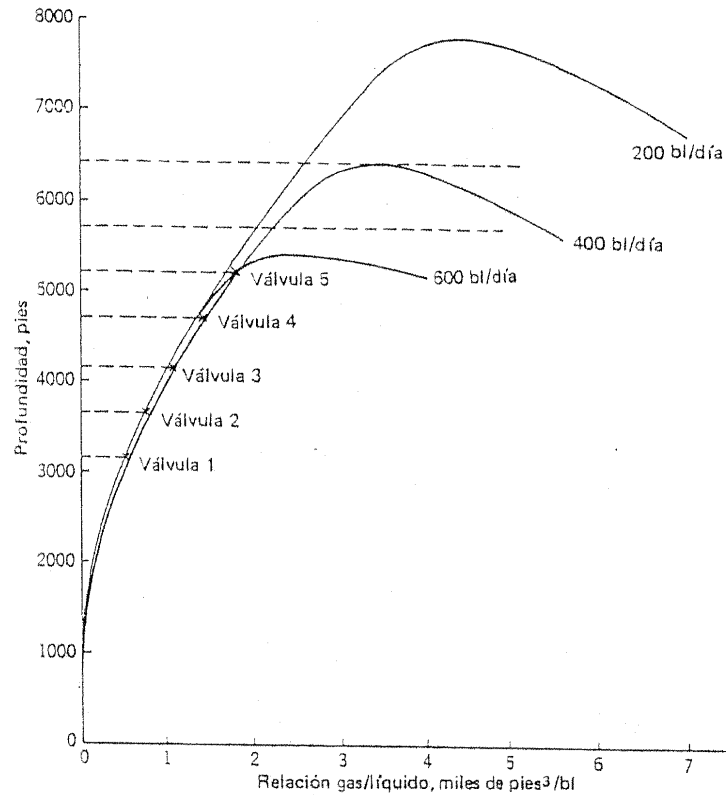


Figura 7.6 Diseño de una sarta de válvulas diferenciales: verificación para probar si son posibles las condiciones requeridas de flujo.

por una tubería de producción de 2 7/8 pulg., la RGL óptima es de 2.6 mpc/bl.

El gasto de inyección de gas a través de cada válvula durante la reactivación de un pozo, y, por lo tanto, los diámetros de estrangulador requeridos para las diversas válvulas, pueden obtenerse de la información de la figura 7.6 y la tabla 7.3; el cálculo que lleva a estas cifras se da en la tabla 7.6.

Para las válvulas diferenciales bajo consideración, la presión corriente arriba es de 500 lb/pulg² y la presión de cierre corriente abajo para las válvulas 1 a 5 inclusive es de 400 lb/pulg². Para la válvula 6, la presión mínima corriente abajo es de 410 lb/pulg². Entonces, utilizando la ecuación (7-7) y la figura 7.2, los diámetros del estrangulador requeridos en las diversas válvulas se pueden encontrar como se muestra en la tabla 7.7.

Tabla 7.4 Diseño de la sarta de válvulas diferenciales: determinación de las profundidades a las cuales la presión en la tubería de producción es igual a 400 lb/pulg².

Gasto, bl/día	RGL mpc/bl	Prof. equiv. de la P _{th} de 50 lb/pulg ² , pies	Prof. equiv. de 400 lb/pulg ² , pies	Profundidad real de la presión de 400 lb/pulg ² a 50 lb/pulg ² P _{th} , pies
200	0	128	1025	897
	0.2	350	2400	2050
	0.6	500	3800	3300
	1.2	800	5100	4300
	2.0	1200	6900	5700
	4.3	2000	9800	7800
	5.0	1600	9300	7700
400	7.0	1100	7900	6800
	0	128	1025	897
	0.2	350	2600	2250
	0.6	450	3600	3150
	1.2	700	4900	4200
	1.8	800	6000	5200
	3.25	1100	7500	6400
600	4.0	1000	7300	6300
	5.5	900	6600	5700
	0	128	1025	897
	0.2	250	2500	2250
	0.6	400	3700	3300
	1.2	600	5000	4400
	2.4	1000	6400	5400
3.0	1000	6300	5300	
4.0	800	6000	5200	

Tabla 7.5 Diseño de la sarta de válvulas diferenciales: determinación del gasto máximo del bombeo neumático.

Gasto de producción	RGL óptima mpc/bl	Prof. equiv. de P _{th} de 50 lb/pulg ² a la RGL ópt., pies	Prof. equiv. de 5 800 pies, pies	Presión a 5 800 pies a la RGL ópt., lb/pulg ²
50	8.3	2800	8600	190
100	6.3	2000	7800	230
200	4.3	2000	7800	300
400	3.25	1100	6900	370
600	2.4	1000	6800	430

Y, en resumen, si se va a usar una sarta de 2 7/8 pulg de válvulas diferenciales, el gasto máximo con bombeo neumático que puede esperarse es de 545 bl/día y se deben colocar seis válvulas en la sarta como sigue:

Válvula	Profundidad, pies.	Diám. del estrangulador, pulg.
1	3150	7/64
2	3650	10/64
3	4150	13/64
4	4700	16/64
5	5200	19/64
6	5800	25/64

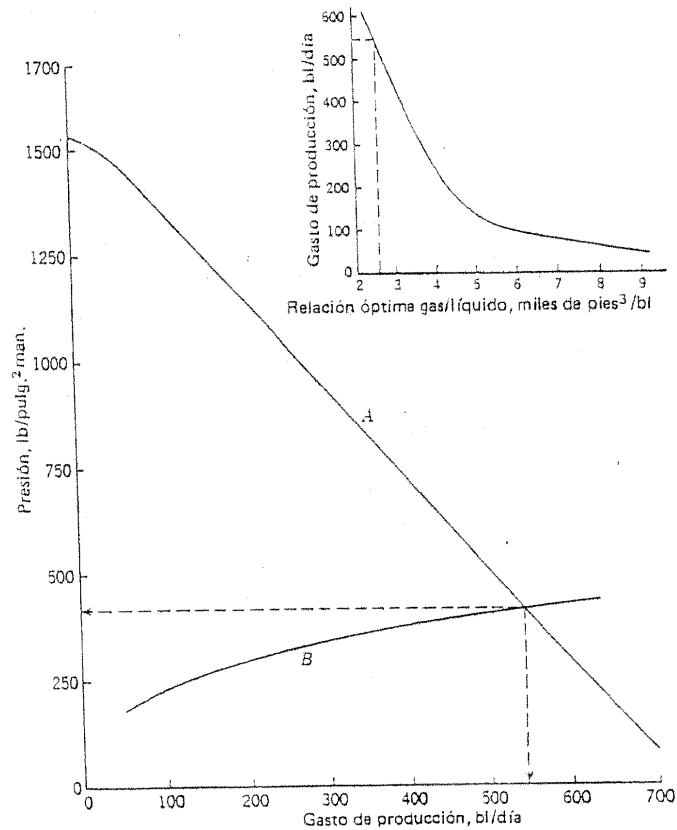


Figura 7.7 Diseño de una sarta de válvulas diferenciales: determinación de la presión mínima alcanzable en el fondo de la válvula. Inserto: tasa de producción comparada con la RGL óptima (tubería de producción de 2 7/8 pulg.).

Tabla 7.6 Diseño de la sarta de válvulas diferenciales: gasto diario al cual las válvulas deben ser capaces de pasar al gas.

Válvula	RGL requerida en la tubería de producción mpc/bl	RGL inyectada, mpc/bl	Máximo gasto de producción en esta etapa, bl/día	Volumen de gas inyectado diariamente por la válvula, mpc
1	0.55	0.35	275	96.25
2	0.80	0.60	340	204.00
3	1.15	0.95	395	375.25
4	1.45	1.25	450	562.50
5	1.80	1.60	500	800.00
6	2.60	2.40	545	1308.00

Tabla 7.7 Diseño de la sarta de válvulas diferenciales: determinación del diámetro del estrangulador necesario en cada válvula.

Válvula	$p_{1,2}$ lb/pulg. ² abs.	p_2 lb/pulg. ² abs.	$\frac{p_2}{p_1}$	$F \left(\frac{p_2}{p_1} \right)$	A , pulg. ²	Diámetro del estrangulador, pulg.	El mayor más cercano 1/64 pulg.
1	515	415	0.806	0.173	0.0079	0.100	7
2	515	415	0.806	0.173	0.0168	0.146	10
3	515	415	0.806	0.173	0.0309	0.198	13
4	515	415	0.806	0.173	0.0464	0.243	16
5	515	415	0.806	0.173	0.0659	0.290	19
6	515	425	0.825	0.167	0.1117	0.377	25

Con esta sarta, el punto de inyección más bajo debe ser en la válvula 6. La inyección de gas requerida será de 1 300 mpc/día de gas a 500 lb/pulg.².

Debe observarse que las profundidades listadas aquí no dan tolerancia por factores de seguridad; en la práctica, puede ser aconsejable colocar cada válvula dos o tres juntas más altas que las profundidades mostradas arriba. Finalmente, los diámetros del estrangulador deben ser mayores que los calculados. Esto llevará a un gasto diario mayor de inyección de gas durante el período de reactivación y a P_{th} más altas que las 50 lb/pulg.² supuestas. Pero si los diámetros de estrangulador fueran demasiado pequeños, las válvulas no pasarán gas suficiente y, en consecuencia, las P_{th} caerán abajo de 5 lb/pulg.²; y habrá peligro real de que pueda ser imposible reactivar el pozo.

7.5 VÁLVULAS CON FUELLE CARGADO A PRESIÓN

El tipo de válvula cargada a presión es la llamada *válvula de flujo intermitente* que, a pesar de su nombre, se puede usar para flujo constante lo

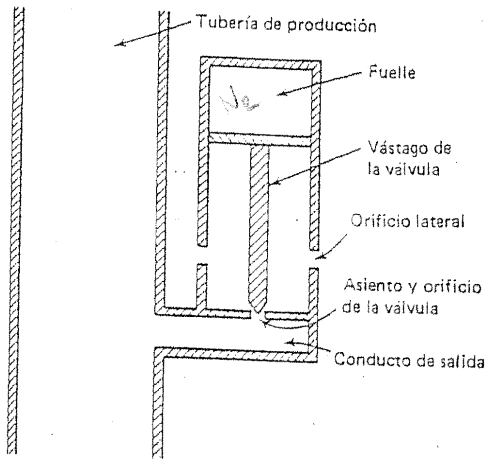


Figura 7.8 Válvula de flujo intermitente.

mismo que para condiciones de flujo intermitente. Las características principales de esta válvula se ilustran en la figura 7.8.

La válvula se mantiene normalmente cerrada por medio de fuelles cargados a presión. La fuerza de la carga de presión en el área de los fuelles se opone a la fuerza ejercida por la presión de la inyección de gas en el área de los fuelles menos el área del vástago de la válvula y a la fuerza ejercida en el área del vástago de la válvula por la presión en la TP a la profundidad de la válvula. Si

- p_i = presión de la inyección de gas, lb/pulg².
- p_b = presión de carga en los fuelles, lb/pulg².
- p = presión en la tubería de producción, lb/pulg².
- A = área de los fuelles, pulg².
- B = área del vástago de la válvula, pulg².

entonces la válvula abrirá cuando p_i se eleva a un valor tal que

$$p_i(A - B) + pB > p_b A \quad (7-8)$$

Con la válvula abierta, suponiendo que p_i es suficientemente grande para que tenga lugar la inyección de gas (p_i mayor que p), el gas se mueve adentro de la TP a través de la válvula. Ya que las aberturas laterales son grandes y no ejercen ningún efecto de estrangulación apreciable, la presión dentro del cuerpo de la válvula es igual a la presión de la inyección de gas p_i , y ésta actúa ahora sobre el área total de fuelles, de modo que la fuerza

que se opone a la influencia de cierre de la carga de los fuelles es $p_i A$. Pero p_i es mayor que p , de modo que

$$p_i A > p_i(A - B) + pB \quad (7-9)$$

Se concluye de las ecuaciones (7-8) y (7-9) que existe una acción positiva de apertura, y no habrá tendencia a la vibración en la válvula. Una vez que la válvula se abre, puede volverse a cerrar sólo si la presión de la inyección de gas baja a un valor ligeramente menor que la carga de presión p_b de los fuelles. En forma similar, una vez que la válvula se ha cerrado, la fuerza de apertura se reduce aún más, de manera que la acción de cierre también es positiva.

Se observa que la presión del gas de inyección requerida para abrir la válvula depende de la geometría de la válvula, la carga de presión y la presión de la tubería de producción, en tanto que la presión de gas a la cual cierra la válvula depende solamente de la carga de presión. Obsérvese, también, que la carga de presión efectiva en los fuelles se incrementa con el aumento de temperatura, de tal manera que en el diseño de una sarta para bombeo neumático que implica el uso de válvulas cargadas con presión, debe considerarse una tolerancia para el gradiente geotérmico; la magnitud de la tolerancia depende del ajuste de la válvula.

De la descripción de la acción de la válvula es evidente que cuando se corre una serie de estas válvulas en un pozo con una sarta de TP y se aplica presión de gas hasta que abre la válvula superior, todas las válvulas inferiores también se abren (a menos que la carga de presión en los fuelles aumente considerablemente con la profundidad de la posición de las válvulas, la cual es precisamente la inversa de lo que se requiere en la práctica, como se verá más adelante). El gas fluye a través del asiento de la válvula y del orificio en la válvula superior, los cuales hacen las veces de estrangulador, y hacia dentro de la TP. El aumento resultante en la RGL del fluido en la TP arriba de esta válvula superior reduce la pérdida de presión en dicha tubería arriba de la válvula superior, disminuyendo entonces la presión en la TP a la profundidad de la válvula y aumentando la producción de líquido de la formación. Con una elección correcta del diámetro del estrangulador asociado con el asiento y orificio de la válvula, es posible alcanzar la RGL óptima en la tubería de producción arriba de la válvula. Si la segunda válvula está colocada de tal manera que esté en la columna de gas del espacio anular cuando se alcanza esta condición óptima arriba de la primera válvula y, adicionalmente, si la segunda válvula está colocada y diseñada de tal manera para que permanezca en la columna de gas en el

espacio anular y abra cuando la presión de la inyección de gas se reduzca suficientemente en la superficie para cerrar la válvula superior, entonces comenzará la inyección de gas dentro de la segunda válvula.

Para permitir que la segunda válvula permanezca abierta cuando la primera está cerrada, la carga de presión de los fuelles de la segunda válvula debe ser menor que en la primera, y así sucesivamente abajo de la sarta. La inyección de gas en cada válvula se continúa hasta que se alcanzan las condiciones de flujo óptimo en la tubería de producción desde la profundidad particular de la válvula a la superficie.

Ya que las condiciones del flujo óptimo se alcanzan a la profundidad en que se encuentra cada válvula, se supera la desventaja de la sarta de válvulas diferenciales; las válvulas de tipo intermitente pueden espaciarse a intervalos más amplios que las válvulas diferenciales. Sin embargo, el área del vástago de la válvula debe ser relativamente pequeña (por lo común $3/8$ pulg o menos); de otra forma, la razón de esta área con respecto al área de los fuelles sería grande, y la apertura de la válvula llegaría a depender altamente de la presión en la tubería de producción. Por lo tanto, los gastos altos de gas requeridos para instalar el bombeo neumático en un productor grande o para la extracción de lodo de un pozo pequeño, por ejemplo, no puede pasar a través de una válvula de flujo intermitente del tipo que se acaba de describir.

Por esta razón se diseñó la *válvula de flujo intermitente de orificio grande* (esquema en la figura 7.9). Para evitar que la presión de la tubería de producción tenga un efecto de control en la apertura de la válvula a pesar de la gran área del vástago de la válvula, la presión de la TP se conduce a un espacio, sellado por anillos O, donde puede actuar sobre un porcentaje considerable del área superior del vástago de la válvula de tal modo que puede nulificar, en gran medida, el efecto de apertura de la presión de la tubería de producción. No se intenta cancelar completamente dicho efecto de la presión de la TP, porque de lo contrario la válvula perdería la propiedad de abrir y cerrar con rapidez.

Las válvulas cargadas con presión que se han descrito arriba tienen la misma desventaja. Ya que la válvula superior opera a la presión más alta y la válvula del fondo a la más baja, la presión requerida y, por lo tanto, la potencia del compresor se reducen al bajar en la sarta. En un intento de sobrepasar esta deficiencia, se diseñó la *válvula de flujo constante* (mostrada en forma de diagrama en la figura 7.10). En esta válvula, el gas inyectado tiene que pasar por los estranguladores colocados en las paredes de la válvula; aunque la apertura de la válvula está controlada por las mismas consideraciones que se aplican a la válvula de flujo intermitente, el cierre es algo

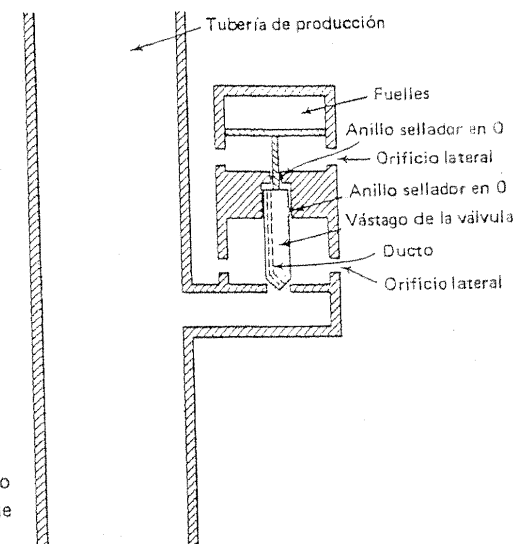


Figura 7.9 Válvula de flujo intermitente con orificio de gran diámetro.

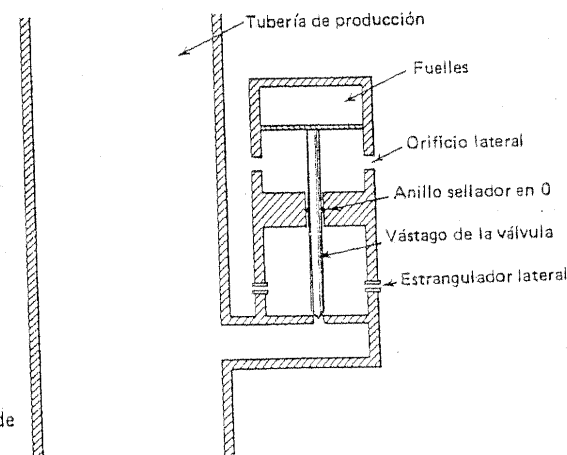


Figura 7.10 Válvula de flujo constante.

diferente. Conforme cae la presión en la TP, la presión en la cámara de la válvula también cae y la válvula cierra automáticamente cuando la presión en dicha tubería ha llegado a un cierto nivel. Por lo tanto, la carga de presión de los fuelles puede ser igual a través de la sarta de válvulas de flujo constante, y la presión total disponible de la inyección de gas puede usarse

abajo hasta la válvula más baja en la sarta. Sin embargo, debido al efecto medidor de los estranguladores laterales, la válvula de flujo constante tiene la principal desventaja de la válvula diferencial, a saber, que no puede usarse donde se requieren gastos altos de inyección de gas.

7.6 EJEMPLO DE DISEÑO DE UNA SARTA: VÁLVULAS CON FUELLE CARGADO A PRESION

Supóngase que se desea diseñar una sarta de válvulas con fuelles cargados a presión para usarse en el pozo de la sección 7.4. Se supone que la primera

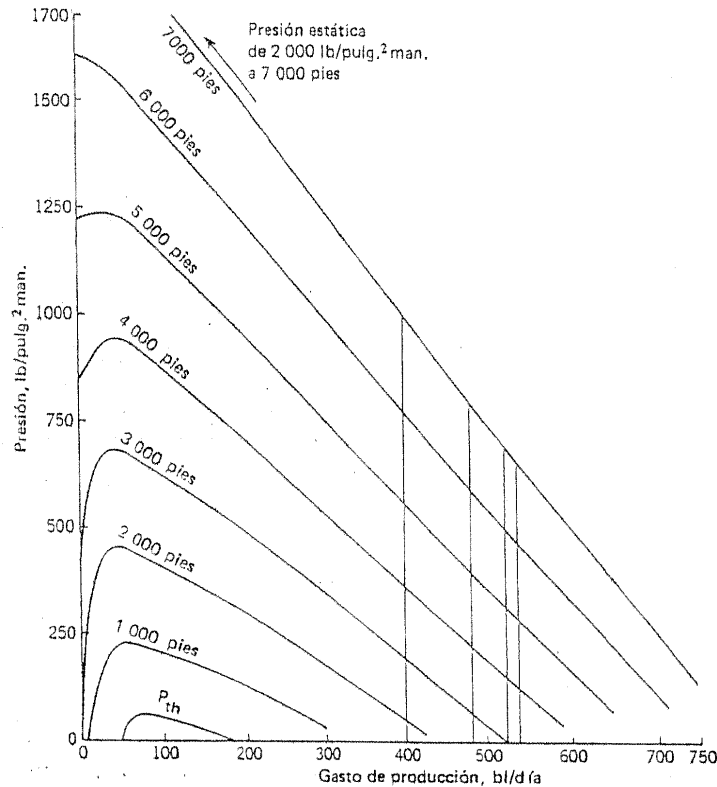


Figura 7.11 Diseño de sarta de válvulas con fuelle cargado a presión: curvas de presión comparadas con los gastos en diferentes puntos de la tubería de producción.

válvula tiene una presión de fuelle de 500 lb/pulg² y que la presión en los fuelles se reduce 25 lb/pulg² por válvula hacia abajo en la sarta.

Como en la sección 7.4, cualquier sarta de tubería de producción de 3 1/2 ó 2 7/8 pulg de TP parece ser una elección razonable. Supóngase que se decide que una sarta de 2 7/8 pulg es suficiente. La posición de la válvula superior se hace como en la sarta con válvulas diferenciales; se coloca a una profundidad de 3 150 pies.

Se hacen gráficas de las curvas de presión contra gasto en la TP a diversas profundidades, se usa la RGL natural de la formación de 200 pie³/lb. Los resultados se muestran en la figura 7.11, la cual es similar a la figura 7.3; la información requerida se lista en la tabla 7.1.

Ahora se hace una gráfica de la curva de la presión contra gasto en la tubería de producción a la profundidad de la primera válvula, usando la RGL natural de la formación (tabla 7.8, figura 7.12). Ya que la RGL óptima se puede utilizar con válvulas cargadas a presión para el flujo en la sarta arriba de la válvula, se prepara ahora una gráfica de la presión contra gasto a las condiciones óptimas de 3 150 pies con una P_{th} supuesta de 50 lb/pulg² (tabla 7.9). La curva resultante se muestra en la figura 7.12; el punto en el cual interseca la curva de presión contra gasto basada en flujo de 7 000 a 3 150 pies con una RGL de 200 pie³/bl da un gasto de 400 bl/día y una presión de 220 lb/pulg² en la TP a 3 150 pies cuando el volumen óptimo de gas se inyecta en la válvula superior.

Tabla 7.8 Diseño de la sarta de válvulas con fuelle cargado a presión: presión contra datos de gastos a las profundidades de las diversas válvulas, con base en las pérdidas de presión en la tubería de producción entre la zapata y la válvula en cuestión.

	Gasto de producción, bl/día					
	0	50	100	200	400	600
P _{wf} , lb/pulg ²	2000	1875	1750	1500	1000	500
Profundidad equivalente, pies		7100	7300	6800	5400	3100
Profundidad equivalente	3150 pies, pies	3250	3450	2950	1550	
Presión a	3150 pies, lb/pulg ²	500	720	860	500	220
Profundidad equivalente	4600 pies, pies	4700	4900	4400	3000	700
Presión a	4600 pies, lb/pulg ²	1060	1125	1025	840	480
Profundidad equivalente	5350 pies, pies	5450	5650	5150	3750	1450
Presión a	5350 pies, lb/pulg ²	1360	1340	1250	1030	630
Profundidad equivalente	5650 pies, pies	5750	5940	5450	4050	1750
Presión a	5650 pies, lb/pulg ²	1470	1430	1340	1120	700

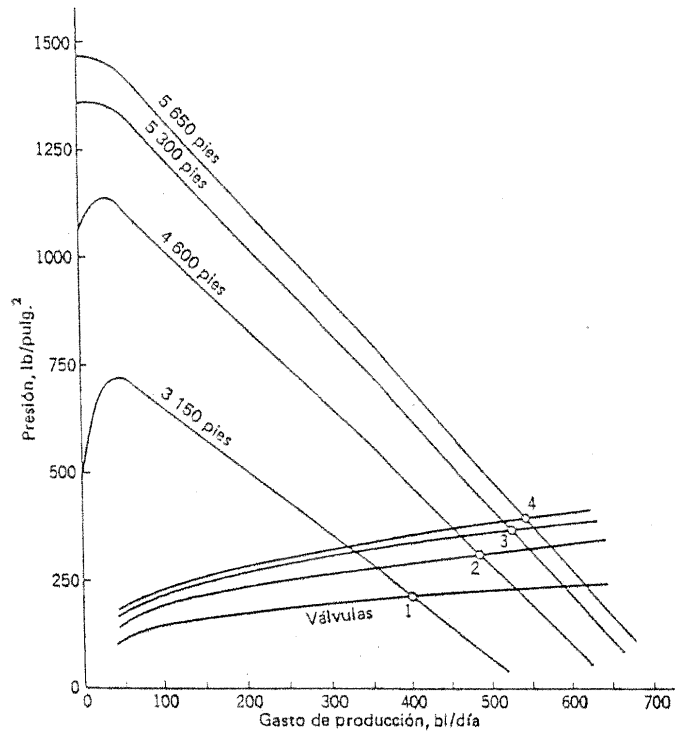


Figura 7.12 Diseño de sarta de válvulas con fuelle cargado a presión: gasto alcanzado cuando el gas pasa a través de una válvula intermedia en la sarta.

La presión de cierre de la segunda válvula es 475 lb/pulg² y la profundidad a la cual debe colocarse esta válvula puede encontrarse haciendo una gráfica de la figura 7.11 a un gasto de 400 bl/día, con lo que se obtiene una curva de presión contra profundidad para este gasto. Esta gráfica se presenta en la figura 7.13 y muestra que a una profundidad de 4 600 pies la presión de 475 lb/pulg² es precisamente la suficiente para sobrepasar la presión en la columna de fluido. Se continúa este proceso, y se elaboran las tablas 7.8 y 7.9 y las figuras 7.12 y 7.13, y la sarta de válvulas que se obtiene se muestra en la tabla 7.10.

Es evidente a partir de la figura 7.13 que se requieren solamente cuatro válvulas para que el pozo tenga una instalación de bombeo neumático, con

Tabla 7.9 Diseño de la sarta de válvulas con fuelle cargado a presión: presión contra datos de gasto a la profundidad de las diversas válvulas, con base en las pérdidas de presión en la tubería de producción entre la válvula en cuestión y la superficie.

	Gasto de producción, bl/día					
	50	100	200	400	600	
RGL óptima, mpc/bl	8.8	6.3	4.3	3.25	2.4	
Profundidad equivalente a una P _{th} de 50 lb/pulg ² , pies	2800	2000	2000	1100	1000	
Profundidad equivalente	3150 pies, pies	5950	5150	5150	4250	4150
Presión a	3150 pies, lb/pulg ²	120	150	170	220	240
Profundidad equivalente	4600 pies, pies	7400	6600	6600	5700	5600
Presión a	4600 pies, lb/pulg ²	150	190	230	290	340
Profundidad equivalente	5350 pies, pies	8150	7350	7350	6450	6350
Presión a	5350 pies, lb/pulg ²	175	220	270	340	390
Profundidad equivalente	5650 pies, pies	8450	7650	7650	6750	6650
Presión a	5650 pies, lb/pulg ²	190	230	280	350	420

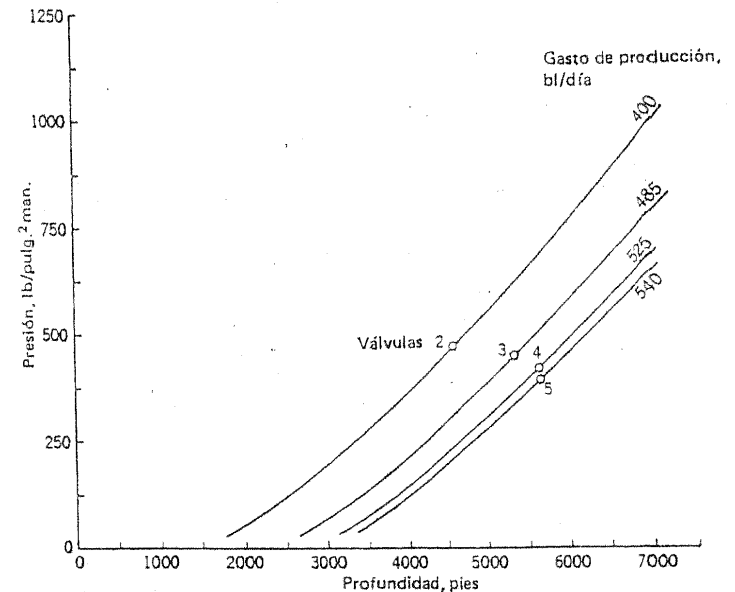


Figura 7.13 Diseño de sarta de válvulas con fuelle cargado a presión: determinación de las profundidades de instalación de las válvulas.

Tabla 7.10 Diseño de la sarta de válvulas con fuelle cargado a presión: detalles de la sarta de válvulas.

Válvula	Profundidad, pies	Gasto a esta profundidad bajo la RGL óptima, bl/día	Presión en la tubería de producción frente a la válvula, bajo condiciones óptimas, lb/pulg ²
1	3150	400	220
2	4600	485	310
3	5350	525	370
4	5650	540	400

Tabla 7.11 Diseño de la sarta de válvulas con fuelle cargado a presión: gasto diario al cual las válvulas deben ser capaces de pasar el gas.

Válvula	RGL óptima, mpc/bl	RGL inyectada, mpc/bl	Ritmo de producción en esta etapa, bl/día	Volumen diario de gas inyectado a través de la válvula, mpc
1	3.25	3.05	400	1220.0
2	2.88	2.68	485	1299.8
3	2.70	2.50	525	1312.5
4	2.63	2.43	540	1312.2

un gasto muy cercano al máximo posible por la tubería de producción bajo consideración y con la presión disponible de gas. Ya no es necesaria una quinta válvula, ya que se localizaría tan cercana a la cuarta válvula que sería inútil.

Debido a que el diseño de la sarta se ha hecho en base al uso de las RGL óptimas arriba de cada válvula y debido a que el flujo abajo y arriba de cada válvula se ha hecho consistente (figura 7.12), no se necesita verificación para determinar si, de hecho, pueden mantenerse las presiones de flujo indicadas en la tabla 7.10; este punto está asegurado por el método.

Para determinar el gasto diario de gas requerido en cada válvula y, por los tamaños de los orificios de las válvulas y el gasto diario de inyección de gas, es útil una gráfica de la RGL óptima contra producción, como se muestra en la figura 7.14; esta gráfica se hace con los datos resumidos en la tabla 7.9. A partir de ésta, se puede preparar la tabla 7.11. Para las válvulas de fuelles cargados a presión, la presión corriente arriba es la presión de apertura de la válvula, y la presión corriente abajo es la presión en la TP (a la profundidad de la válvula) a la RGL óptima. Por lo tanto, utilizando la ecuación (7-7) y la figura 7.2, los diámetros de orificios requeridos en las diversas válvulas son los que se muestran en la tabla 7.12. Puede obser-

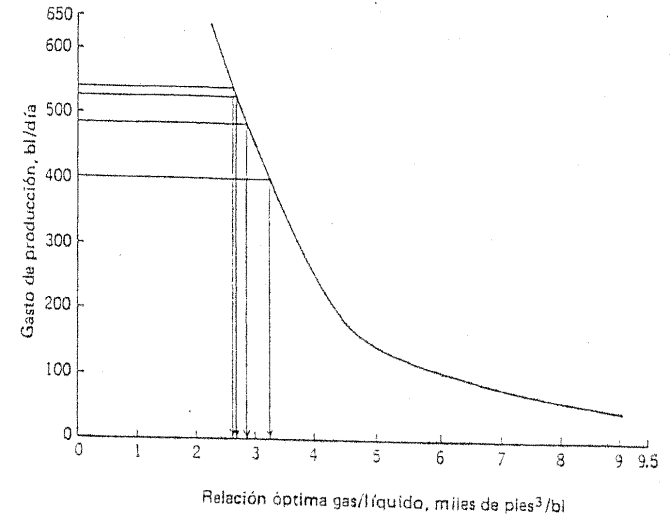


Figura 7.14 Diseño de sarta de válvulas con fuelle cargado a presión: determinación de los gastos diarios de inyección requerida de gas en cada válvula.

Tabla 7.12 Diseño de la sarta de válvulas con fuelle cargado a presión: determinación del tamaño del orificio requerido en cada válvula.

Válvula	p_1 , lb/pulg ² abs.	p_2 , lb/pulg ²	$\frac{p_1}{p_2}$	$F\left(\frac{p_1}{p_2}\right)$	A , pulg ²	Diámetro del orificio, pulg	Tamaño más grande inmediato, 1/64 pulg
1	515	235	0.456	0.210	0.0830	0.324	21
2	490	325	0.663	0.202	0.0965	0.350	23
3	465	385	0.828	0.166	0.1251	0.398	26
4	440	415	0.943	0.096	0.229	0.540	35

verse que las válvulas tercera y cuarta deben ser del tipo de orificio grande (sección 7.5).

En resumen, si se usa una sarta de 2 7/8 pulg de válvulas con fuelles cargados a presión el gasto máximo con bombeo neumático que puede esperarse es de 540 bl/día, con cuatro válvulas colocadas en la sarta como se indica a continuación.

Válvula	Ajuste, lb/pulg ² man.	Orificio	Profundidad, pies
1	500	21/64	3150
2	475	23/64	4600
3	450	26/64	5350
4	425	25/64	5650

La válvula cuatro quedará en el punto de inyección más bajo, y se requieren 1 312 mpc/día de 425/pulg² de gas.

Con el ejemplo que ilustró el diseño de la sarga con válvulas diferenciales en la sección 7.4, puede ser aconsejable, en la práctica, colocar cada válvula a dos o tres juntas más arriba que la profundidad indicada con objeto de permitir cierto margen de seguridad. Además, los diámetros de los orificios no serían muy seguros en el lado más grande.

También, debe mencionarse que la sarga de válvulas supuesta en este ejemplo es una sarga de flujo intermitente o de flujo intermitente con orificio grande. Una sarga de válvulas de flujo constante requerirá un enfoque algo diferente.

7.7 CONCLUSIÓN

Debe enfatizarse que los métodos usados en los ejemplos de la sección 7.4 y 7.6, aun cuando ilustran los principios relacionados, requieren adaptaciones que tomen en cuenta un número de factores aparte de los que se han considerado, entre los cuales pueden mencionarse peculiaridades de diseño de los diversos tipos de válvulas, efectos de temperatura en las válvulas cargadas a presión, cualquier limitación en el suministro de gas y la influencia de la contrapresión del fluido sobre los orificios de las válvulas cargadas con presión.

Este análisis del diseño de sargas para bombeo neumático se ha basado en la suposición (implícita) de que la T. P. está actuando como la sarga eyectora, pero los métodos considerados y las válvulas ilustradas pueden aplicarse con iguales resultados en pozos en los cuales el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la de producción se usa como sarga eyectora, si la inyección de gas tiene lugar abajo en la T.P.; todo lo que se requiere es un conjunto de curvas de distribución de la presión para el flujo anular.

REFERENCIAS

1. Kirkpatrick, C. V.: *The Power of Gas*, 2a ed., Camco, Inc., Houston, Tex., 1954.
2. *Handbook of Gas Lift*, Garret Oil Tools, Division of U.S. Industries, Inc., Nueva York, 1959.
3. Binder, R. C.: *Fluid Mechanics*, 5a ed., Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, N.J., 1973.
4. Gilbert, W. E.: "Flowing and Gas-Lift Well Performance," *API Drill. Prod. Practice*, 1954, pág. 126.

8

Producción de líquido por medio de baches

8.1 INTRODUCCIÓN

Si la productividad de la formación y la presión estática son tales que no puede mantenerse el flujo permanente, se requiere alguna forma de producción artificial. Por varias razones tal vez no sea apropiado el bombeo (por ejemplo, en localizaciones mar adentro como las plataformas, o en agujeros muy profundos o desviados) de modo que el bombeo neumático se vuelve el método preferido de producción. Pero tal vez el bombeo neumático continuo no tenga éxito, quizá debido a que el requerimiento de compresión de gas sea demasiado grande para permitir la operación económica, quizá debido a que un gasto con bombeo neumático, técnicamente eficiente, es demasiado alto (ya sea para el bien de la misma formación, o debido al gasto máximo permisible para el pozo en cuestión), o quizá debido a que la presión y la productividad de la formación son tan bajas que la circulación continua del gas inyectado inhibe el flujo de la formación hacia el pozo.

Bajo tales circunstancias, es razonable cambiar a una forma de bombeo neumático intermitente, que puede ser un sistema estándar semicerrado o cerrado o una modificación de tal sistema en la forma de producción con émbolo viajero o cámara de acumulación.

En este capítulo se exponen las características de dicha producción, pero se omite cualquier consideración del diseño de una sarta de válvulas para bombeo neumático de dicha instalación. Para tal diseño, el lector puede referirse al *Gas Lift Theory and Practice* de Brown (referencia 1), a los ma-

nuales de los diversos fabricantes de equipo de bombeo neumático, o a los métodos generales delineados en el capítulo precedente.

Aun cuando el material que aquí se incluye es principalmente de naturaleza analítica, se espera que las conclusiones contenidas en la sección 8.4 (y, en particular, en la figura 8.8) sobre la frecuencia y eficiencia óptimas del ciclo sean de valor práctico y contribuyan a un entendimiento completo de aquellos factores que deben tomarse en cuenta al diseñar sistemas de bombeo neumático intermitente.

8.2 TRES MÉTODOS DE PRODUCCIÓN CON BACHES DE LÍQUIDOS

Bombeo neumático intermitente

Las instalaciones de bombeo neumático intermitente son típicamente de dos tipos, **semicerrada** (figura 8.1a) en la cual se instala un empacador sin válvula estacionaria (de pie) y **cerrada** (figura 8.1b), la cual comprende tanto un empacador y una válvula estacionaria. En la primera, la producción desde la formación se presenta por ciclos, si bien **contra una alta contrapresión en la T.P. durante la fase de inyección de gas**. En el último tipo, la formación **está eficazmente cerrada durante la inyección de gas**; dicha instalación se

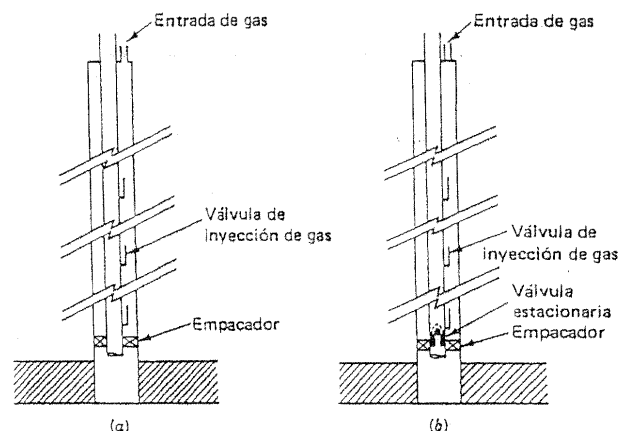


Figura 8.1 Instalaciones típicas de bombeo neumático intermitente; a) semicerrada, b) cerrada.

usa cuando hay peligro de que el gas inyectado pase a la formación. Esto puede ocurrir en formaciones de media a alta productividad, con bajas o medias BHP estáticas.

La producción intermitente se va haciendo menos eficaz mientras más alta sea la contrapresión mínima y más largo el bache de la tubería de producción. La magnitud de la contrapresión mínima se controla por la cantidad del "resbalamiento del líquido" durante la fase de producción, y este "resbalamiento" se debe principalmente a la canalización del gas de inyección a través del bache líquido en lugar de impulsar a éste hacia arriba. Para tener cierta idea del orden de magnitud de la contrapresión ejercida por el "resbalamiento" es interesante observar que una película de aceite con un espesor de 0.05 pulg en 5 000 pies de T.P. de 2 7/8 pulg, tiene un volumen de casi 2.32 bl; 2.32 bl de aceite de 30° API en una T.P. de 2 7/8 ejerce una presión de 150 lb/pulg². Este cálculo indica que puede ejercerse una contrapresión frente a la formación de 400 ó 500 lb/pulg² debido al "resbalamiento" del líquido, y dicha contrapresión reduce evidentemente el gasto de producción a un valor muy por abajo del potencial que se puede obtener, en teoría, de la formación (sección 8.4).

Evidentemente, el grado de "resbalamiento" puede reducirse bajando el exceso de presión del gas inyectado, pero una reducción demasiado grande provocará un movimiento lento del bache que sube en la T.P. y, por lo tanto, menos ciclos por día, en sí, una causa de la ineficiencia. Para superar este problema particular, puede instalarse un émbolo viajero de caída libre.

El tamaño del bache y, consecuentemente, la contrapresión ejercida por la acumulación de un cierto volumen de líquido, puede reducirse usando una T.P. de gran diámetro, como una cámara de acumulación en el fondo del agujero. Como otra alternativa, la instalación puede diseñarse de manera que la misma T.R. se use como cámara.

Se considerarán ahora estas dos modificaciones en la instalación directa de bombeo neumático intermitente.

Producción con émbolo viajero

La figura 8.2 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 tu-

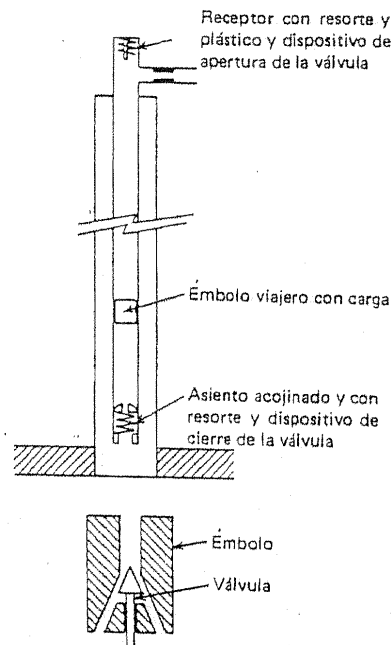


Figura 8.2 Esquema de la instalación para producir con émbolo viajero.

bería de producción está cerrada en su extremo inferior y cualquier producción de la formación debe pasar al espacio anular. Consecuentemente, la BHP 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 principia a elevarse y el aceite arriba del mismo se levanta en la tubería de producción y así sube a la superficie.

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 del líquido.

Si un pozo no produce con una RGL suficientemente alta para que tenga lugar un ciclo natural con émbolo viajero, debe inyectarse gas intermiten-

temente en el espacio anular entre las tuberías de revestimiento y producción; el tiempo de intermitencia debe arreglarse de manera que la inyección de gas principie en el momento en que el émbolo viajero alcanza la zapata de la T.P. y continúe hasta que el émbolo choque con el amortiguador en la superficie, que es el momento en que se detiene la inyección. Aun en aquellos pozos con una RGL suficientemente alta como para hacer innecesaria la inyección de gas, deben existir instalaciones para la inyección de gas en caso de que el émbolo viajero no alcance la superficie por alguna razón, por ejemplo, si el émbolo se atascara con parafina o arena en la tubería de producción.

También, puede instalarse un émbolo viajero en un pozo con empacador en el espacio anular y, en tal caso, se usa para contrarrestar problemas de canalización de gas.

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 abajo de la T.P. libera la parafina y mantiene la pared de la tubería limpia.

Producción con cámara de acumulación

Las partes esenciales del equipo que se requieren en este método de producción artificial se muestran esquemáticamente en la figura 8.3, y la función que cada una desempeña puede ilustrarse por la descripción del ciclo de producción con cámara (referencia 2).

1. Cuando la válvula de control en la superficie está cerrada, el pozo produce en la cámara a través del orificio de la válvula estacionaria (SV), la válvula igualadora permite que los niveles del fluido en el interior y en el exterior del tubo "mosquito" permanezcan iguales. Conforme la producción se acumula en el interior de la cámara, la contrapresión en la formación aumenta, de manera que el gasto de producción de la formación disminuye constantemente.
2. A un tiempo preseleccionado se abre la válvula de control y se inyecta gas adentro del espacio anular entre la T.R. y la T.P. arriba del empacador. La presión en la T.R. se eleva y, finalmente, alcanza un nivel con el cual la válvula de operación se abre. Así se permite que baje el gas por el espacio anular entre el tubo mosquito y la T.P. La válvula igualadora y la válvula SV cierran bruscamente debido a la alta

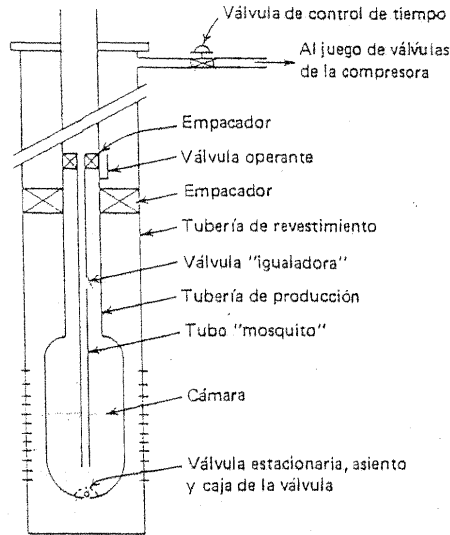


Figura 8.3 Esquema de instalación para producir con cámara de acumulación (según Nind, referencia 2. Cortesía del Can. Inst. Mining and Metallurgy.)

diferencial de presión. El gas impulsa el líquido que está en la cámara hacia el tubo mosquito y, por lo tanto, adentro de la T.P.

3. A un tiempo preseleccionado, la válvula de control se cierra y el bache de líquidos es forzado hacia la superficie por la expansión del gas en el espacio anular entre la T.R. y la T.P. La presión en la T.R. cae, y la válvula de operación se ajusta de tal manera que cierre tan pronto como el bache líquido alcance la superficie, o inmediatamente después. El ciclo está ahora completo.

8.3 INCREMENTO LÍQUIDO EN UN CILINDRO VERTICAL CON UN EXTREMO ABIERTO

Una formación con un IP de J bl/día (lb/pulg²) está produciendo con un cilindro vertical de un extremo abierto de área a en la sección transversal, en pies cuadrados, la contrapresión frente al extremo superior del cilindro es de P_1 lb/pulg² abs. El gradiente de la presión vertical del líquido en el cilindro es w lb/pulg²/pie.

Si hay un volumen Q , bl de líquido en el cilindro al tiempo t (medido en días), entonces la longitud de la columna líquida en ese momento es

$$h = \frac{5.614Q}{a} \text{ pies} \quad (8-1)$$

de modo que la presión ejercida al pie del cilindro, es decir, contra la formación es

$$p = P_1 + 5.614 \frac{w}{a} Q \text{ lb/pulg}^2 \quad (8-2)$$

si se supone que la burbujas del gas libre que suben a través del líquido no tienen efecto sobre la producción (figura 8.4). Entonces, el abatimiento de la presión de la formación es:

$$p_s - \left(P_1 + 5.614 \frac{w}{a} Q \right) \text{ lb/pulg}^2$$

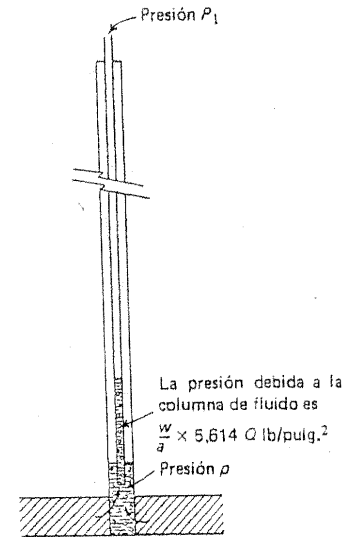


Figura 8.4 Acumulación de líquido en una T.P. de extremo abierto.

y, en esta forma, el gasto con el cual la formación está produciendo líquidos con el cilindro es

$$q = J \left(p_s - P_1 - 5.614 \frac{w}{a} Q \right) \text{ bl/día} \quad (8-3)$$

Derivando la ecuación (8-3) con respecto al tiempo, teniendo en cuenta que

$$q = \frac{dQ}{dt}$$

se tiene

$$\frac{dq}{dt} = -5.614 \frac{w}{a} q J$$

que al integrarla da

$$\ln q = -5.614 \frac{Jw t}{a} + C \quad (8-4)$$

donde C es una constante.

Si Q_m bl es el volumen mínimo de líquido en el cilindro, y si este volumen se presenta en el tiempo $t = 0$, entonces, por la ecuación (8-2) la presión mínima contra la formación es

$$p_m = P_i + 5.614 \frac{w}{a} Q_m \quad (8-5)$$

en tanto que el gasto (máximo) de producción q_m alcanzado por la formación (en el tiempo $t = 0$) es

$$q_m = J(p_i - p_m) \quad (8-6)$$

Pero, por la ecuación (8-4), si $q = q_m$ en $t = 0$

$$\ln q_m = C$$

de modo que

$$C = \ln J(p_i - p_m)$$

Se sustituye este valor de C en la ecuación (8-4) y se tiene

$$q = J(p_i - p_m) \exp\left(-5.614 \frac{Jw}{a} t\right) \quad (8-7)$$

y si se sabe que el aumento $Q - Q_m$ en el volumen del líquido en el cilindro es igual a $\int_0^t q dt$ se concluye que

$$Q - Q_m = \frac{a}{5.614w} (p_i - p_m) \left[1 - \exp\left(-5.614 \frac{Jw}{a} t\right)\right] \quad (8-8)$$

Si el sistema es tal que el cilindro se purga n veces por día y el pozo se cierra eficazmente (con el cierre de una SV) durante una fracción f cada día,

entonces, el tiempo de producción en cada ciclo es $(1-f)/n$ de un día. A partir de la ecuación (8-8) la producción de líquido en cada ciclo es

$$\frac{a}{5.614w} (p_i - p_m) \left[1 - \exp\left(-5.614 \frac{Jw}{a} \frac{1-f}{n}\right)\right]$$

y la producción de líquido por día es

$$\begin{aligned} q &= \frac{an}{5.614w} (p_i - p_m) \left[1 - \exp\left(-5.614 \frac{Jw}{a} \frac{1-f}{n}\right)\right] \\ &= J(p_i - p_m)(1-f) \frac{1 - \exp(-x)}{x} \end{aligned} \quad (8-9)$$

$$\text{donde } x = 5.614 \frac{Jw}{a} \frac{1-f}{n} \quad (8-10)$$

La función $[1 - \exp(-x)]/x$ se grafica en la figura 12.25 para x entre 0.1 y 10.0. Para los valores de x mayores de 10.0, la función está cercana a $1/x$, mientras que para valores de x menores de 0.1, $(1-x/2)$ es una buena aproximación.

La eficiencia de la técnica de producción puede definirse como el gasto real de producción dividido entre el Jp_s potencial, de tal manera que a partir de la ecuación (8-9)

$$\text{Eficiencia} = \left(1 - \frac{p_m}{p_s}\right) (1-f) \frac{1 - \exp(-x)}{x} \quad (8-11)$$

Es evidente de esta ecuación, tomada junto con la figura 12.25 y la ecuación (8-10), que la producción por baches alcanza su mejor punto, desde el punto de vista de la eficiencia de producción, cuando

La presión estática p_s es alta.

La contrapresión mínima p_m [ecuación (8-5)] es baja.

La fracción no productiva del día f es baja.

El valor IP de J es bajo.

El área de la sección transversal del cilindro vertical (T.P., T.R.) es grande y

El número n de ciclos por día es elevado.

8.4 FRECUENCIA Y EFICIENCIA ÓPTIMAS DEL CICLO

Las descripciones generales del bombeo neumático intermitente, producción con émbolo viajero (pero no la producción natural con émbolo viajero,

véase la sección 8.6) y la producción con cámara de acumulación dadas en la sección 8.2 ilustran el hecho que durante la fase de inyección de gas del ciclo, poca o ninguna producción tiene lugar desde la formación. Se concluye que la fracción del día, f , durante la cual el pozo está cerrado, depende del número de ciclos por día n . Esto da lugar a la posibilidad de que haya una frecuencia óptima, es decir, cierto número de ciclos por día que pueden llevar al máximo gasto de recuperación durante la producción por baches líquidos.

Si T (expresada como fracción de un día) es el tiempo de la inyección de gas por ciclo, entonces

$$f = Tn$$

y la ecuación (8-9) puede escribirse

$$q = J(p_s - p_m)(1 - Tn) \frac{1 - \exp(-x)}{x} \quad (8-12)$$

donde
$$x = 5.614 \frac{Jw}{a} \frac{1 - Tn}{n} \quad (8-13)$$

Si se supone que p_m (es decir, el volumen de líquido que cae por resalamiento) es insensible a n , aunque no a un intento de reducir T al incrementar la presión de la inyección de gas con objeto de lograr mayores velocidades del bache de líquido, entonces, para cualquier pozo particular $J(p_s - p_m)$ puede considerarse como constante. Además la sustitución de la ecuación (8-13) en la ecuación (8-12) da

$$q = \frac{a(p_s - p_m)}{5.614w} n \{1 - \exp[-b(1/n - T)]\} \quad (8-14)$$

donde
$$b = 5.614 \frac{Jw}{a} \quad (8-15)$$

de modo que la optimización de q , contemplada como una función de n , se resuelve por sí misma con la optimización de

$$f(n) = n \{1 - \exp[-b(1/n - T)]\} \quad (8-16)$$

Es posible estudiar teóricamente esta expresión, pero primero se ilustrará por medio de un ejemplo.

EJEMPLO 8.1 Está bajo consideración la instalación cerrada de bombeo neumático intermitente en el pozo 1387/BX. La instalación usaría T.P. de 2 7/8 pulg a

5872 pies suspendida precisamente arriba de las perforaciones superiores. La presión estática en la formación es de 1120 lb/pulg² man y el IPR es casi una línea recta, el IP promedio es de 0.8 bl/ (día) (lb/pulg²). Las instalaciones similares en el mismo campo confirman que la velocidad promedio de ascenso del bache líquido de 900 pie/min durante la etapa de inyección de gas es razonable, y que el "resalamiento" que se anticipa a esa velocidad es de 3 bl. La contrapresión en la T.P. desde las instalaciones superficiales es de 100 lb/pulg² man y el gradiente de presión ejercido por el líquido desde la formación es 0.31 lb/pulg²/pie.

Determinense el número óptimo de ciclos por día y también la sensibilidad del número óptimo a las variaciones en Jw/a y a la velocidad promedio de ascenso del bache de líquido. Calcúlese el gasto de producción que se espera en la instalación de bombeo neumático intermitente.

De acuerdo con los datos dados, y con referencia a las ecuaciones (8-5), (8-14) y (8-15),

$$\begin{aligned} p_m &= 100 + 5.614 \times \frac{0.31}{0.0325} \times 3 \quad \text{Fall back} \\ &= 100 + 161 \\ &= 261 \text{ lb/pulg}^2 \text{ man} \\ \frac{a(p_s - p_m)}{5.614w} &= \frac{0.0325 \times 859}{5.614 \times 0.31} \\ &\approx 16.04 \\ b &= \frac{5.614 \times 0.8 \times 0.31}{0.0325} \\ &= 42.84 \\ T &= 5872 / (900 \times 1440) \\ &= 0.0045 \end{aligned}$$

La tabla 8.1 proporciona los cálculos para determinar $f(n)$ de la ecuación (8-16), y los resultados se grafican en la figura 8.5. El valor óptimo de n es casi de 57 (es decir, 57 ciclos por día) y, por la ecuación (8-14), el valor óptimo del gasto de producción es

$$q_{opt} = 24.5 \times 16.04 = 393 \text{ bl/día}$$

El punto de la sensibilidad de $f(n)$ a los cambios en Jw/a en la velocidad de ascenso del bache de líquido, se trata en las tablas 8.2 y 8.3 y los resultados se grafican en las figuras 8.6 y 8.7. La tabla 8.4 muestra los resultados numéricos y la condición óptima para cada uno de los casos tratados.

Pueden observarse los siguientes puntos de comparación:

1. Conforme el valor de Jw/a aumenta, a saber, conforme el IP del pozo aumenta, disminuye el diámetro de la T.P. en el agujero o ambos, el número óptimo de ciclos por día también aumenta, aunque la sensibilidad no es particularmente alta. En la tabla 8.4 se supone que el aumento en Jw/a se debe totalmente a un

Tabla 8.1 Ejemplo 8.1: Determinación de $f(n)$ para diversos valores de n ($5.614 Jw/a = 42.84$)

n	$1/n$	$1/n - T$	$\exp[-b(1/n - T)]$	$1 - \exp[-b(1/n - T)]$	$f(n)$
20	0.0500	0.0455	0.142	0.858	17.16
30	0.0333	0.0288	0.290	0.710	21.30
40	0.0250	0.0205	0.415	0.585	23.40
60	0.0167	0.0122	0.592	0.408	24.48
80	0.0125	0.0080	0.709	0.291	23.28
100	0.0100	0.0055	0.789	0.211	21.10

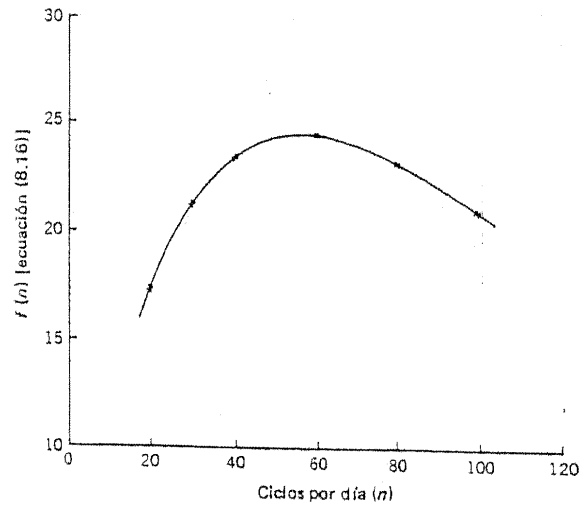


Figura 8.5 Ejemplo 8.1: $f(n)$ a partir de la ecuación (8-16) como función de n .

aumento en el IP y es evidente que la eficiencia del método de bombeo (medida en términos del gasto de producción como un porcentaje del potencial) cae con el aumento del IP.

- Sin embargo, esta disminución en la eficiencia de bombeo con el aumento del IP puede superarse incrementando el área de la sección transversal de la cámara de acumulación. Con referencia al tercer caso de la tabla 8.4, si el valor de a se duplica, $5.614 Jw/a$ podría reducirse a la mitad y caería de 42.84 a 21.42 ; es decir, llegaría a ser igual al valor de $5.614 Jw/a$ que se utilizó en el primer caso de la tabla 8.4. Se concluye que duplicando el área de la sección transversal de la cámara de acumulación en el tercer caso se reduce el número óptimo de ciclos por día de 57 a 43 .

TABLA 8.2 Ejemplo 8.1: $f(n)$ como función de n para valores de $5.614 Jw/a$ iguales a 21.42 y 85.68 ($T = 0.0045$)

n	$1/n - T$	$\exp[-b(1/n - T)]$		$1 - \exp[-b(1/n - T)]$		$f(n)$	
		21.42	85.68	21.42	85.68	21.42	85.68
20	0.0455	0.376	0.020	0.624	0.980	12.48	19.60
30	0.0288	0.538	0.084	0.462	0.916	13.86	27.48
40	0.0205	0.644	0.172	0.356	0.828	14.24	33.12
60	0.0122	0.770	0.351	0.230	0.649	13.80	38.94
80	0.0080	0.842	0.503	0.158	0.497	12.64	39.76
100	0.0055	0.889	0.624	0.111	0.376	11.10	37.60
120	0.0038	0.722	0.278	33.36

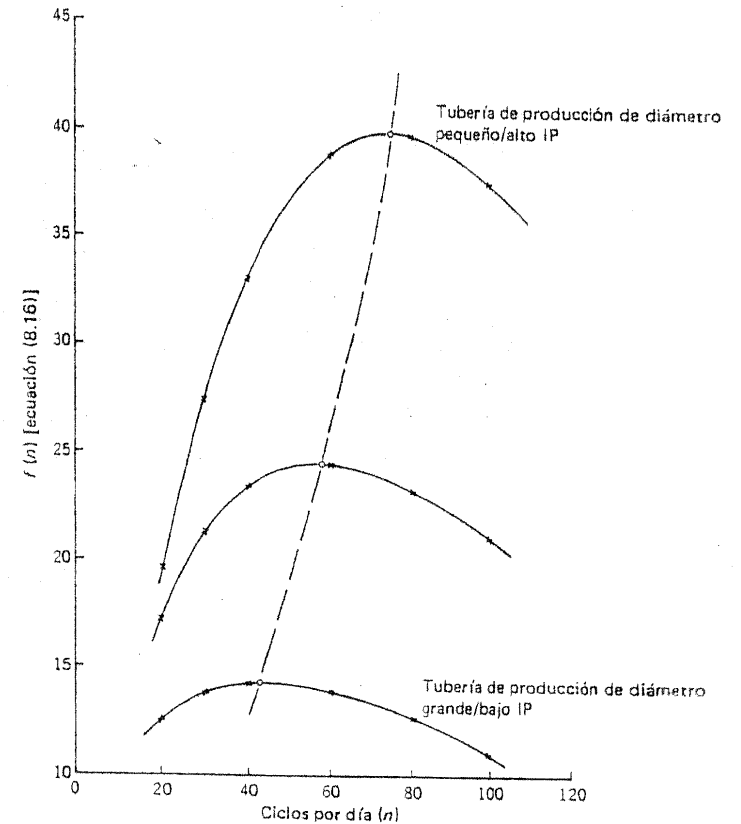


Figura 8.6 Ejemplo 8.1: efecto del cambio en Jw/a en $f(n)$ [ecuación (8-16)].

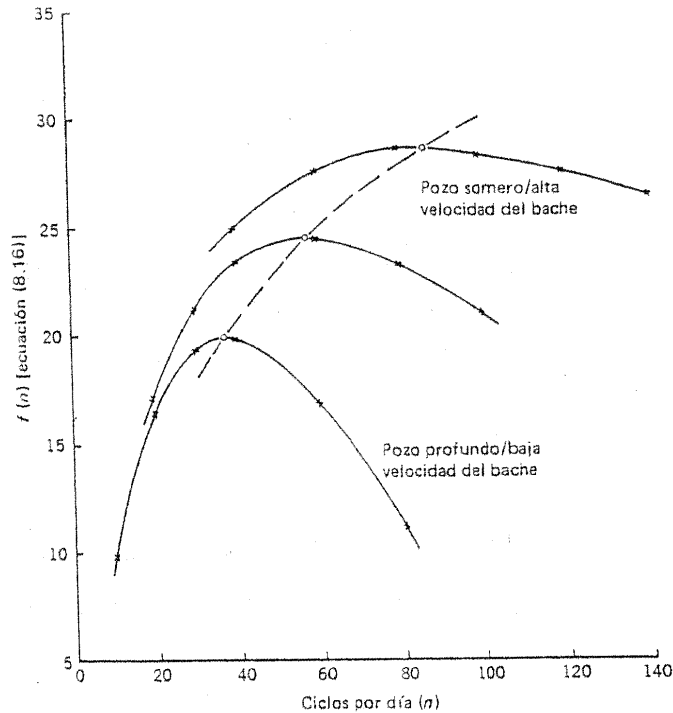


Figura 8.7 Ejemplo 8.1: efecto del cambio en el tiempo de tránsito del bache del líquido en f(n) [ecuación (8-16)].

TABLA 8.3 Ejemplo 8.1: f(n) como función de n para valores de T iguales a 0.00225 y 0.0090 (5.614 Jw/a = 42.84)

n	1/n - T		exp[-b(1/n - T)]		1 - exp[-b(1/n - T)]		f(n)	
	0.00225	0.0090	0.00225	0.0090	0.00225	0.0090	0.00225	0.0090
10	0.0910	0.020	0.980	9.80
20	0.0410	0.172	0.828	16.56
30	0.0243	0.353	0.647	19.41
40	0.02275	0.0160	0.376	0.504	0.624	0.496	24.96	19.84
60	0.01445	0.0077	0.538	0.718	0.462	0.282	27.72	16.92
80	0.01025	0.0035	0.644	0.861	0.356	0.139	28.48	11.12
100	0.00775	0.717	0.283	28.30
120	0.00608	0.770	0.230	27.60
140	0.00489	0.811	0.189	26.46

TABLA 8.4 Ejemplo 8.1: ciclos óptimos por día, tamaño óptimo del bache de líquido y gasto óptimo de producción como porcentaje del potencial (se supone que no hay cambios en p_s, p_m, a, w)

J, bl/día (lb/pulg ²)	Tiempo de tránsito del bache, min	Ciclos óptimos/día	Valor óptimo de f(n)	Tamaño óptimo del bache, bl/ciclo	Gasto óptimo como porcentaje del potencial
0.4	6 1/2	43	14.4	5.4	51.6
0.8	3 1/4	87	28.3	5.3	51.6
0.8	6 1/2	57	24.5	6.9	43.9
0.8	13	37	19.8	8.6	35.6
1.6	6 1/2	75	39.8	3.5	35.7

Con referencia a la ecuación (8-14) y la tabla 8.4, antes de duplicar el valor de a, el gasto óptimo de producción era

$$q_1 = \frac{0.0325 \times 859}{5.614 \times 0.31} \times 24.5 = 393 \text{ bl/día}$$

ó 393/(0.8 X 1120), es decir, 43.9% del potencial.

Duplicando el valor de a se genera un gasto óptimo de producción de

$$q_2 = \frac{0.0650 \times 859}{5.614 \times 0.31} \times 14.4 = 462 \text{ bl/día}$$

ó 462/(0.8 X 1120), es decir, 51.6% del potencial. El tamaño óptimo del bache de líquido se eleva de 6.9 bl/ciclo a 10.8 bl/ciclo.

Esta es naturalmente la razón de una instalación para producción con cámara, en particular en aquellos pozos con un buen potencial de producción.

- La eficiencia de la operación es sensible al número de ciclos por día cuando el IP es alto (o es pequeño el diámetro de la T.P.), pero relativamente insensible para los pozos de baja productividad.
- Conforme el tiempo de tránsito del bache de líquido aumenta, la frecuencia del ciclo óptimo disminuye, y el efecto es bastante marcado. En consecuencia, los pozos profundos deben operarse a menos ciclos por día que los pozos poco profundos.
- La eficiencia de la operación es sensible al número de ciclos por día para los pozos profundos. (o pozos en los cuales la velocidad promedio de ascenso del bache líquido por la T.P. es baja), pero relativamente insensible para pozos poco profundos (o en operaciones en las cuales la velocidad del bache de líquido es alta, pero obsérvese el peligro de canalización de gas bajo tales circunstancias).

Volviendo ahora a la ecuación (8-16), el óptimo puede encontrarse mediante las técnicas estándar del cálculo diferencial. Obteniendo las derivadas necesarias, se encuentra que n_{opt} está dado por

$$\exp\left(\frac{b}{n_{opt}}\right) = \left(1 + \frac{b}{n_{opt}}\right) \exp(bt) \quad (8-17)$$

y el gasto máximo de producción es entonces

$$q_{opt} = \frac{a(p_s - p_m)}{5.614w} \frac{b}{1 + b/n_{opt}} \quad (8-18)$$

La figura 8.8 está basada en la ecuación (8-17) y da valores para n_{opt} para diversos tiempos de tránsito (eje vertical) con $b = (5.614Jw/a)$ como

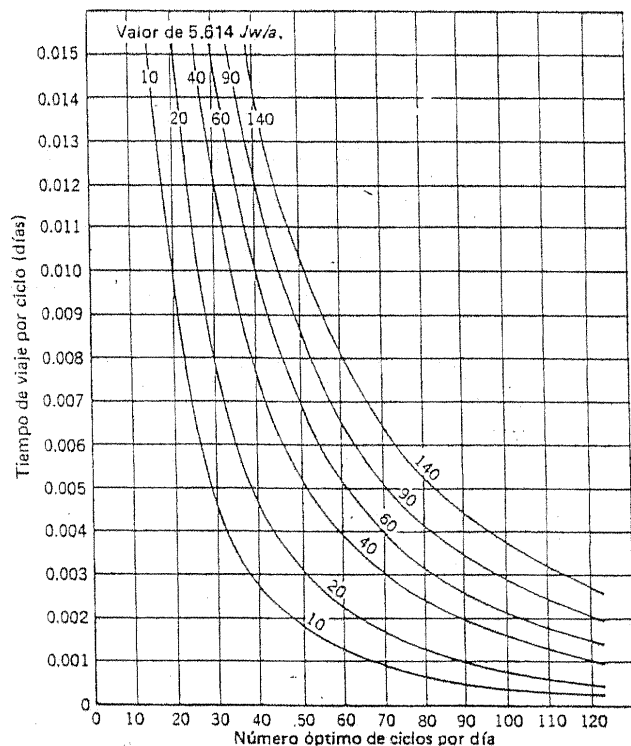


Figura 8.8 Número óptimo de ciclos por día como función del tiempo de tránsito del bache de líquido y de J_w/a .

parámetro. Si se conoce n_{opt} , el gasto anticipado de producción puede determinarse con la sustitución en la ecuación (8-18).

Ejemplo 8.2 El pozo 231 *West Block* funciona con bombeo neumático intermitente a 460 bl/día desde 7 421 pies con T.P. de 3 1/2 pulg (área interna de la sección transversal de 0.049 pie²). La frecuencia de intermitencia es de 40 ciclos/día, y el tiempo requerido por la inyección de gas para llevar el bache de líquido a la superficie en cada ciclo es de 8 minutos. La presión estática de la formación es 1 340 lb/pulg² man y IP del pozo es de 1.3 bl/(día) (lb/pulg²). ¿Podría mejorarse considerablemente el gasto de producción del pozo cambiando el número de ciclos por día? Al usar una cifra de 0.32 lb/pulg²/pie para w , la ecuación (8-15) lleva a

$$b = \frac{5.614 \times 1.3 \times 0.32}{0.049}$$

$$= 47.7$$

$$n = 40$$

$$b = 47.7$$

$$T = 8 \text{ min} = 0.0056 \text{ día}$$

Utilizando

Con la ecuación (8-16) se obtiene el valor de $f(n)$ como 24.16. Refiérase a la figura 8.8 que indica que 51 ciclos/día es un óptimo para los valores b y t del pozo, y con n igual a 51, $f(n)$ es 24.89. Si se supone que p_m permanecería sin cambio en el número más alto de ciclos por día, el gasto óptimo de producción (en 51 ciclos) sería

$$\frac{24.89}{24.16} \times 460 \quad \text{o} \quad 474 \text{ bl/día}$$

lo cual es solamente un aumento marginal.

Es interesante observar que el "resbalamiento" puede calcularse mediante la información dada. Con la ecuación (8-14) se determina el valor de $p_s - p_m$ para las operaciones reales. Esto es,

$$\frac{5.614 \times 0.32 \times 460}{0.049 \times 24.16} \quad \text{o} \quad 700 \text{ lb/pulg}^2$$

Pero $p_s = 1\,340$ lb/pulg² man de modo que $p_m = 640$ lb/pulg² man. Si la presión en la tubería de descarga es de 100 lb/pulg² man, la cual es equivalente a una columna de líquido de longitud de 1 690 pies en la T.P. o en volumen de "resbalamiento" de 14.7 bl.

Ejemplo 8.3 Un pozo produce 120 bl/día a una profundidad de 14 020 pies con bombeo neumático intermitente, con 40 ciclos al día, a través de una T.P. de 2 7/8 pulg (área interna de la sección transversal de 0.0325 pie²). El tiempo de la inyección de gas por ciclo es de 20 minutos. Se estima que la presión estática del horizonte productor es de 1 450 lb/pulg² man y que el IP es de 0.3 bl/día (lb/pulg²).

¿Podría mejorarse notablemente el gasto de producción del pozo si se cambia el número de ciclos por día?

Se usa una cifra de 0.32 lb/pulg² pie para w , los cálculos similares a los mostrados en el ejemplo 8.2 dan

$$\begin{aligned} b &= 16.6 \\ T &= 0.0139 \\ f(n) &= 6.72 \text{ conforme se opera el pozo [ecuación (8-16)]} \\ \text{Opt. } n &= 19 \text{ (Fig. 8-8)} \\ \text{Opt. } [f(n)] &= 9.03 \text{ ecuación [(8-16)]} \\ \text{Opt. } q &= \frac{9.03}{6.72} \times 120 = 161 \text{ bl/día} \end{aligned}$$

de manera que es posible un incremento de 41 bl/día (34.2%) en el gasto de producción por la disminución del número de ciclos por día al valor óptimo de 19.

Nuevamente, es importante calcular el valor de p_m (como en el ejemplo precedente) a partir del valor de operación de 6.72 para $f(n)$.

$$\begin{aligned} p_s - p_m &= 987 \text{ lb/pulg}^2 \\ p_m &= 1450 - 987 = 463 \text{ lb/pulg}^2 \text{ man.} \end{aligned}$$

Si la presión de la línea (la mínima) es de 100 lb/pulg² man, la presión del "resbalamiento" debe ser 363 lb/pulg² man, de modo que la longitud de la columna de líquido del "resbalamiento" en la tubería de producción es de 1 133 pies, equivalente a 6.6 bl de líquido de "resbalamiento".

8.5 RGL COMO FUNCIÓN DEL TAMAÑO DEL BACHE DE LÍQUIDO

Sea P_1 la P_{th} mínima, la cual se presentará durante la acumulación del bache líquido en el fondo del agujero, en lb/pulg² y P_2 la P_{th} máxima, la cual se presentará cuando el líquido se produzca realmente en la superficie, en lb/pulg². Sea D , en pies, la longitud de la T.P. y que el área de su sección transversal sea a en pies² y que D , en pies, la longitud de la cámara de acumulación (con área de la sección transversal a , en pies²) a la parte inferior de la tubería de producción.

El volumen de cada bache líquido, conforme alcanza la superficie, es q/n bl, es decir, 5.614 q/n pies³. Este bache junto con la P_{th} durante la producción, ejerce una contrapresión que asciende a

$$P_2 + \frac{5.614q}{an} w \text{ bl/pulg}^2$$

sobre el gas que impulsa el bache a la superficie.

Por otra parte, cuando el bache está en el fondo del agujero y precisamente antes de que principie a moverse hacia arriba por la tubería de producción, su volumen es de 5.614 ($q/n + Q_m$) pies³, cuando Q_m bl representa el "resbalamiento" en cada ciclo. Por lo tanto, la presión inmediatamente abajo del bache es

$$p_s = P_1 + \frac{5.614w}{a} \left(\frac{q}{n} + Q_m \right) \text{ lb/pulg}^2 \quad (8-19)$$

y la presión de la inyección de gas debe ser ligeramente mayor que ésta.

Se ha encontrado (véase por ejemplo, Uren, referencia 3, página 212; Beeson y colaboradores, referencia 4; *Garrett Oil Tools*, referencia 5, página 307) que una velocidad de ascenso razonable para el bache líquido desde abajo debe exceder la contrapresión debida al bache en sí mismo por una cantidad aproximadamente igual a 33 ó 40% de la presión debida al bache líquido. En este análisis se usará un valor de 33%. Esto implica una presión de gas atrás del bache conforme alcanza la superficie de

$$\begin{aligned} p_s &= P_2 + \frac{4}{3} \times \frac{5.614w}{a} \frac{q}{n} \\ &= P_2 + \frac{7.48wq}{an} \end{aligned} \quad (8-20)$$

Se supone que no hay cambio en la presión de la inyección de gas conforme el bache sube a la superficie; las ecuaciones (8-19) y (8-20) permiten que se calcule P_2 si se conoce Q_m .

Si V , pies³, es el volumen ocupado por el gas en el pozo cuando el bache de líquido ha alcanzado la superficie, entonces, este volumen expresado en condiciones estándar es

$$\frac{1}{14.7} \left(P_2 + \frac{7.48qw}{an} \right) V \text{ pies}^3 \text{ est.}$$

sin tomar en cuenta las variaciones de temperatura y supercompresibilidad. Inmediatamente después de que se ha producido el bache de líquido, tiene lugar la producción de gas hasta que la P_{th} ha caído a P_1 . En consecuencia, el volumen de gas en el pozo, después de la producción del bache, es

$$\frac{1}{14.7} P_1 V \text{ pies}^3 \text{ est.}$$

El volumen de gas producido con q/n bl de líquido es por lo tanto

$$\frac{1}{14.7} \left(P_2 - P_1 + \frac{7.48qw}{an} \right) V \text{ pies}^3 \text{ est.}$$

y la RGL producida es

$$R = \left[(P_2 - P_1) \frac{n}{14.7q} + 0.51 \frac{w}{a} \right] V \text{ pies}^3/\text{bl} \quad (8-21)$$

En las instalaciones de bombeo neumático intermitente, el volumen V es aD si las válvulas se ajustan para cerrar tan pronto como principia a aliviarse la presión después que se ha generado el bache de líquido. En la producción con cámara, el volumen es $(aD + a\bar{D})$, mientras que es la producción natural con émbolo viajero (es decir, sin empacador), V es $(a + A)D$, donde A , en pies^2 , es el área de la sección transversal del espacio anular entre la T.R. y la T.P.

Ejemplo 8.4 Mediante el uso de los datos del ejemplo 8.1 determínese el volumen de gas que sería necesario por día para hacer funcionar el pozo con bombeo neumático intermitente al número óptimo de (57) ciclos por día. También, calcúlese el valor de la P_{th} durante la producción de un bache de líquido en la superficie.

Se toma primero la última parte de la pregunta, las ecuaciones (8-19) y (8-20) dan

$$P_2 = P_1 + \frac{5.614wq}{an} + \frac{5.614wQ_m}{a} - \frac{7.48wq}{an}$$

Como en este ejemplo $\bar{a} = a$ (es decir, cámara de acumulación que no es especial). Sustituyendo los valores dados

$$\begin{aligned} P_2 &= 100 + 161 - \frac{1.866 \times 0.31}{0.0325} \times \frac{393}{57} \\ &= 100 + 161 - 123 \\ &= 138 \text{ lb/pulg}^2 \text{ man.} \end{aligned}$$

En la ecuación (8-21)

$$\begin{aligned} R &= \left[38 \times \frac{57}{14.7 \times 393} + 0.51 \times \frac{0.31}{0.0325} \right] \times 5872 \times 0.0325 \text{ pies}^3/\text{bl} \\ &= [0.375 + 4.865] \times 5872 \times 0.0325 \text{ pies}^3/\text{bl} \\ &= 1000 \text{ pies}^3/\text{bl} \end{aligned}$$

de modo que el gas que debe circularse para elevar 393 bl/día es de 393 000 $\text{pies}^3/\text{día}$

Las curvas típicas de la RGL para 1 000 pies de elevación como una función de la producción de líquido por ciclo (q/n) se muestran en la figura 8-9. Los valores usados en la preparación de estas curvas son como sigue (la expresión $aD + a\bar{D}$ se ha aproximado por aD en la presentación de la curva de producción con cámara de acumulación):

Diámetro de la T.P. 2 7/8 pulg	($a = 0.0325 \text{ pies}^2$ †)
Diámetro de la T.R. 4 1/2 pulg	($A = 0.0448 \text{ pies}^2$ †)
5 1/2 pulg	($A = 0.0848 \text{ pies}^2$ †)
7 pulg.	($A = 0.1748 \text{ pies}^2$ †)
Presión del separador (P_1)	50 lb/pulg ² man.
P_{th} máxima (P_2)	100 lb/pulg ² man.
Densidad relativa del líquido	1.0 ($w = 0.433$)

La figura 8-9 y la ecuación (8-21) ilustran varios puntos:

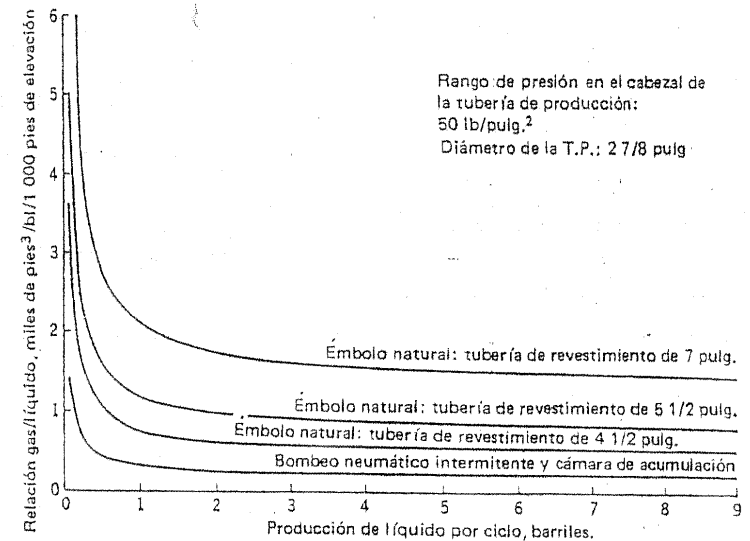


Figura 8.9 Bombeo neumático intermitente: la RGL como función de la producción de líquido por ciclo.

† Estas son cifras promediadas; los valores precisos dependerán de los pesos de la tubería de producción y de la de revestimiento.

1. La RGL requerida decrece conforme la producción de líquido por ciclo aumenta. En otras palabras, para un gasto diario dado de líquido, los requerimientos de gas disminuyen conforme disminuye la frecuencia n del ciclo.
2. Por otra parte, debe recordarse que la figura 8.9 fue preparada para un rango de P_{th} de 50 lb/pulg². La forma de la ecuación (8-21) pone en evidencia que mientras más grande sea el rango de la P_{th} más alta la RGL; el alto "resbalamiento" llevará a un rango más alto de la P_{th} .
3. La producción natural con émbolo viajero necesita mayor cantidad de gas y se vuelve menos y menos eficaz con respecto al uso del gas conforme se incrementa el diámetro del espacio anular (es decir, conforme aumenta el diámetro de la T.R.).
4. Conforme aumenta el diámetro de la T.P. aumentan los requerimientos de la RGL para el bombeo neumático intermitente y la producción con cámara. Esto se deduce de la ecuación (8-21) al sustituir V por aD de modo que dicha ecuación toma la forma

$$R = (P_2 - P_1) \frac{n}{14.7q} aD + 0.51wD$$

Para la producción natural con émbolo viajero, V es igual a $(A + a)D$ de modo que la ecuación (8-21) se convierte en:

$$R = (P_2 - P_1) \frac{n}{14.7q} (A + a)D + 0.51w \left(\frac{A}{a} + 1 \right) D$$

Conforme el área de la T.P. aumenta, el área del espacio anular disminuye aproximadamente en la misma cantidad, de modo que $A + a$ permanece casi constante, en tanto que $A/a + 1$ disminuye. En consecuencia, para la producción natural con émbolo viajero, mientras más grande sea el diámetro de la T.P., más bajo será el requerimiento de la RGL.

5. Aun con una T.R. de 4 1/2 pulg con T.P. de 2 7/8 pulg, donde el área de la sección transversal del espacio anular es menos de 6 1/2 pulg², el requisito mínimo de la RGL para la producción natural con émbolo viajero es de cerca de 500 pies³/bl con una variación de la P_{th} de 50 bl/pulg². Ya que estos son, para todos los intentos y objetivos, requisitos mínimos, puede decirse que la producción natural con émbolo viajero necesita una RGL de cuando menos 500 pies³/bl por 1 000 pies⁵ de altura.

8.6 PRODUCCIÓN NATURAL CON ÉMBOLO VIAJERO

Aun cuando no se usa ampliamente debido al rango restringido de condiciones bajo las cuales es adecuada dicha instalación y debido a que requiere una terminación en la cual el espacio anular entre la T.R. y la T.P. tiene empacador, hay circunstancias en las cuales este método de producción es eficaz y barato con respecto a la operación. Además, el análisis es un poco diferente del mostrado en la sección 8.4 debido a que puede esperarse que la formación esté produciendo a través de todo el ciclo; es decir, f de la ecuación (8-9) es igual a cero.

Sea v la velocidad promedio (pies/min) del émbolo viajero en la T.P. en su recorrido ascendente; la velocidad promedio de caída es entonces del orden de $1.5v$ (referencia 4).^{**} El número de ciclos por día n está dado por la ecuación

$$n \left(\frac{D}{v} + \frac{D}{1.5v} \right) = 1440$$

$$n = \frac{864v}{D} \quad (8-22)$$

El émbolo viajero principiará su recorrido hacia arriba desde el fondo (figura 8.2) tan pronto como la presión en el espacio anular excede la presión debida al émbolo mismo, al líquido sobre del émbolo viajero y a la P_{th} . Por otro lado, la presión detrás del émbolo viajero aumentará constantemente conforme el dicho émbolo sube por el agujero debido a la producción continua de la formación. Como promedio, véase el análisis de la sección 8.5, se supondrá que la presión abajo del émbolo viajero excede la presión hacia abajo por una cantidad igual al 33% de la presión ejercida por el mismo bache de líquido. Además, bajo la operación de producción con émbolo viajero el "resbalamiento" debe ser muy pequeño. Se concluye que, en lugar de las ecuaciones (8-19), (8-20) u (8-5), la presión (mínima) en la carrera ascendente puede tomarse como

$$P_1 + \frac{7.48qw}{an}$$

en tanto que el tiempo para la carrera ascendente es $D/1440v$, expresado como fracción del día.

^{**} Ya que el émbolo viajero cae libremente, puede esperarse que la velocidad promedio hacia abajo sea mayor que la velocidad promedio hacia arriba.

Sustituyendo en la ecuación (8-8), la producción de líquido hacia dentro de la T.P., mientras el émbolo viajero hace su recorrido descendente, es:

$$\frac{a}{5.614w} \left(p_s - P_1 - \frac{7.48qw}{an} \right) \left[1 - \exp \left(-5.614 \frac{Jw}{a} \frac{D}{1440v} \right) \right]$$

A un grado razonable de aproximación, siempre que x sea menor de 0.25, $[1 - \exp(-x)]$ puede reemplazarse por x . Mediante el uso de valores típicos para una instalación con émbolo viajero, $w = 0.33$, $a = 0.0325$, $D = 4,000$, $v = 1,000$, el valor de $5.614JwD/144av$ es alrededor de $0.16J$, de tal manera que siempre que PI no sea mayor de 1.5 bl/(día) (lb/pulg²), la producción de líquido dentro de la T.P. en la carrera ascendente puede aproximarse por

$$\frac{JD}{1440v} \left(p_s - P_1 - \frac{7.48qw}{an} \right)$$

Al inicio de la carrera descendente, este volumen de líquido está presente en la T.P. de modo que, de la ecuación (8-5), la contrapresión mínima (al inicio de la carrera descendente) es

$$P_1 + 5.614 \frac{w}{a} \frac{JD}{1440v} \left(p_s - P_1 - \frac{7.48qw}{an} \right)$$

Esta expresión, usada en la ecuación (8-8), conduce a un valor para la producción de líquido hacia la T.P. en el recorrido descendente. Puede aplicarse, la aproximación para $[1 - \exp(-x)]$ y agregarse el valor de la producción de líquido en la carrera ascendente y el del recorrido descendente para dar q/n , la producción por ciclo. Llevando a cabo estos pasos, se encuentra que, siempre que $5.614JwD/1440av$ sea menor que 0.25,

$$\frac{q}{n} = \frac{JD}{1440v} \left(p_s - P_1 - \frac{7.48qw}{an} + \frac{p_s}{1.5} - \frac{P_1}{1.5} \right)$$

para un grado razonable de exactitud. La aplicación de la ecuación (8-22), indica que

$$q = \frac{864}{1440} J \left(\frac{2.5}{1.5} p_s - \frac{2.5}{1.5} P_1 - \frac{7.48qw}{an} \right)$$

Acomodando los términos de esta ecuación, se tiene

$$q = \frac{J(p_s - P_1)}{1 + KJ} \quad (8-24)$$

donde
$$K = \frac{4.5w}{an} \quad (8-25)$$

Si p_c es la CHP promedio y no se toma en cuenta el peso de la columna estática de gas,

$$q = J(p_s - p_c)$$

$$p_s = p_c + \frac{q}{J}$$

lo cual, sustituido en el segundo miembro de la ecuación (8-24), da

$$Kq = p_c - P_1 \quad (8-26)$$

es decir, la capacidad diaria de líquido de la producción natural con émbolo viajero es proporcional a la diferencia entre la CHP promedio y la presión se conoce como la *presión neta de operación* p_0 .

El factor K , como se muestra en la ecuación (8-25), depende del diámetro de la T.P. y del número de ciclos por día [o, a partir de la ecuación (8-22), de la profundidad de la T.P. si se usa una velocidad promedio constante del émbolo viajero].

Sustituyendo la ecuación (8-22) en la (8-25) y usando un valor de v de 1 000 pies/min y un valor de w de 0.433 lb/pulg²/pies (agua),

$$K = \frac{0.00226D}{a} \quad \text{lb/pulg}^2 / (\text{bl})(\text{día}) \quad (8-27)$$

donde la profundidad D se mide en miles de pies. Por ejemplo, usando 6 000 pies de T.P. de 2 7/8 pulg, K es igual a 0.42 lb/pulg² (bl) (día).

La q' potencial del pozo es Jp_s , de modo que el gasto de la producción natural con émbolo viajero expresada como un porcentaje del potencial es, de la ecuación (8-24),

$$\frac{p_s - P_1}{p_s(1 + KJ)} \times 100$$

Si P_1 se considera insignificante comparada con P_s , el gasto de la producción natural con émbolo viajero, expresada como un porcentaje del potencial sería

$$\frac{100}{1 + KJ}$$

ESTA EXPRESIÓN puede usarse junto con la ecuación (8-27) para preparar y ESTIMAR la efectividad de las aplicaciones de la producción natural con émbolo viajero (véanse las tablas 8.5 y 8.6 y la figura 8.10). Sin embargo, cuando la imagen presentada en la figura 8.10 es probablemente válida cuanto a calidad, las suposiciones introducidas dentro de esta teoría son dudosas las respuestas cuantitativas. Debe tomarse nota de los siguientes puntos:

Tabla 8.5 Análisis de la producción natural con émbolo viajero. Valores teóricos de K para diversos diámetros de T.P.

Diámetro de la tubería de producción, pulg.	Área interna promedio, en pies ² .	K dividida entre la profundidad, 1000 pies.
3/8	0.0141	0.160
7/8	0.0217	0.104
1 1/2	0.0325	0.070
2 1/2	0.0425	0.047
3 1/2	0.0687	0.033
4 1/2	0.0853	0.027

Una velocidad hacia arriba del émbolo viajero de menos de 1 000 pies/min o una velocidad hacia abajo de menos de 1 500 pies/min disminuye el número de ciclos por día con respecto a los supuestos en la ecuación (8-27). Esto aumenta el valor de K correspondiente a cierto diámetro de T.P. y profundidad y reduce las pendientes de las líneas en la parte superior de la figura 8.10 y, por lo tanto (y obviamente) reduce la efectividad de la producción con émbolo viajero.

La presión P_1 tal vez no sea insignificante comparada con la presión estática BHP p_s . Si p_1 fuera el 20% de p_s , el gasto de la producción natural con émbolo viajero, expresada como un porcentaje del potencial sería

$$\frac{80}{1 + KJ}$$

Tabla 8.6 Análisis de la producción natural con émbolo viajero: determinación teórica de la eficiencia en la producción [Valores de $100/(1 + KJ)$]

K, lb/pulg ² /(bl) (d/a)	J, bl/(día) (lb/pulg ²)			
	0.1	0.25	0.5	1.0
0.1	99.0	97.6	95.2	90.9
0.2	98.0	95.2	90.9	83.3
0.3	97.1	93.0	87.0	77.0
0.4	96.2	90.9	83.3	71.4
0.5	95.2	88.9	80.0	66.7
0.6	94.3	87.0	77.0	62.5
0.7	93.5	85.1	74.1	58.8
0.8	92.6	83.3	71.4	55.6
0.9	91.7	81.6	69.0	52.6
1.0	90.9	80.0	66.7	50.0

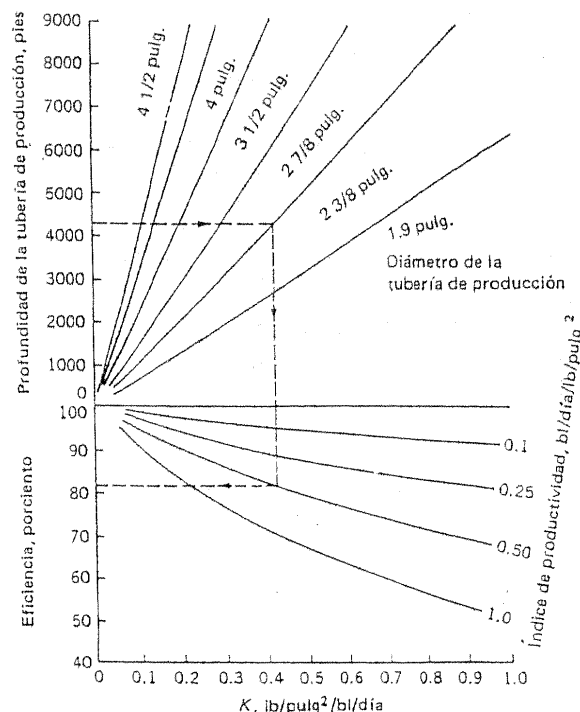


Figura 8.10 Eficiencia de la producción con émbolo viajero.

y el gasto de la producción natural con émbolo viajero sería del 80% de aquellas indicadas en la tabla 8.6 y la figura 8.10.

Por lo tanto, a pesar de haber utilizado datos muy reales, las curvas de la figura 8.10 tienden a sobreestimar la efectividad de la producción natural con émbolo viajero.

Las conclusiones relativas a la producción natural con émbolo viajero como mecanismo de producción son:

1. Su eficiencia disminuye con la profundidad (figura 8.10)
2. Su eficiencia disminuye con el aumento del IP del pozo (figura 8.10). Es adecuada a las condiciones en las cuales el IP es menor de 0.5 bl/(día)/(lb/pulg²).
3. Su eficiencia aumenta conforme se incrementa el diámetro de la T.P. (figura 8.10); además, al incrementar el diámetro de la T.P. disminuye la RGL (sección 8.5).
4. El requisito mínimo de gas es casi de 500 pies³/bl por cada 100 pies de elevación o altura y aumenta conforme el diámetro de la T.R. se incrementa (sección 8.5).
5. No es un mecanismo final de empuje. Al caer la BHP estática, la presión en el separador se vuelve un porcentaje cada vez más grande de dicha presión estática, porque se reduce la eficiencia [ecuación (8-24)].

REFERENCIAS

1. Brown, Kermit E.: *Gas Lift Theory and Practice*, The Petroleum Publishing Co., Tulsa, Okla., 1973.
2. Nind, T. E. W.: "A Study of Chamber Lift," *Trans. Can. Inst. Mining and Metallurgy*, 63:310 (1960).
3. Uren, L.C.: *Petroleum Production Engineering: Oil Field Exploitation*, 3a. ed., McGraw Hill Book Company, Inc., Nueva York, 1953.
4. Beeson, Carrol M., Donald G. Knox y John H. Stoddard: "Plunger-Lift Correlation Equations and Nomographs," *30th Annual Fall Meeting, Petroleum Branch, AIME*, Dallas Tex., Artículo 501-G, 1955.
5. *Handbook of Gas Lift*, Garrett Oil Tools, Division of U.S. Industries, Inc., Nueva York, 1959.

9 Bombeo mecánico con varillas de succión

9.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo y en los dos que siguen se expondrán algunos aspectos del bombeo con varilla de succión y los instrumentos usados para analizar el comportamiento de un pozo con un tipo de bombeo mecánico. Están en uso varios sistemas diferentes de bombeo, por ejemplo, el bombeo convencional con varilla de succión, el bombeo de carrera larga y los bombeos hidráulico, centrífugo y sónico, pero aquí no se estudian los diferentes tipos, sino únicamente el bombeo convencional con varilla de succión. Este método, tan común y simple mecánicamente, tiene muchas características interesantes, pero quedan aún varias interrogantes que todavía no se resuelven satisfactoriamente como por ejemplo, la determinación de la profundidad para la colocación de la bomba y el diámetro del émbolo que puede llevar el máximo gasto con bombeo de un pozo particular. Otro problema interesante es el de las anclas separadoras de gas (separadores en el fondo del agujero); y queda todavía otro más: la interpretación de los resultados obtenidos con los dispositivos para determinar la profundidad del nivel del fluido en el espacio anular durante el bombeo.

La necesidad de un mayor entendimiento del proceso de bombeo y de la capacidad para diseñar las instalaciones de bombeo a un grado aceptable de tolerancia se acentúa por la tendencia a utilizar el bombeo en profundidades cada vez más grandes. Los problemas que son relativamente insignificantes cuando se instala una bomba a 2 000 pies pueden volverse importantes en extremo cuando la bomba se coloca a 10 000 pies.

En el presente capítulo se hace un estudio crítico del sistema mecánico y de los resultados que pueden esperarse en la operación de dicho sistema. El capítulo 10 contiene un resumen de los instrumentos principales usados para analizar el comportamiento del pozo con bombeo, en tanto que en el capítulo 11 se plantean algunas interrogantes cuyas respuestas aún no están resueltas.

9.2 EL CICLO DE BOMBEO

En su forma más simple, la bomba consiste de un cilindro o camisa suspendida en la T.P.; el émbolo se mueve hacia arriba y hacia abajo en el interior de este cilindro por medio de la sarta de varillas de succión, la cual consiste en una serie de varillas de acero enroscadas y acopladas en la superficie a la unidad de bombeo. La unidad y la máquina motriz en la superficie suministran el movimiento oscilatorio a la sarta de varillas de succión y, en consecuencia, a la bomba. En el fondo de cilindro está instalada una válvula estacionaria de bola y asiento, la *válvula estacionaria* o fija (SV), en tanto

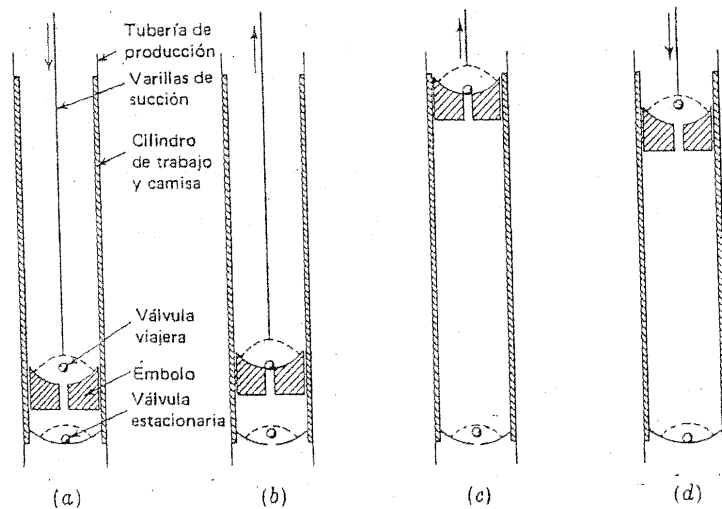


Figura 9.1 Ciclo de bombeo: a) el émbolo se mueve hacia abajo cerca del fondo de la carrera; b) el émbolo sube, cerca del fondo de la carrera; c) el émbolo sube cerca de la parte superior de la carrera; d) el émbolo se mueve hacia abajo cerca del tope de la carrera.

que una segunda válvula de esfera y asiento, la *válvula viajera* (TV), está localizada en el émbolo.

Las características principales del ciclo de bombeo se ilustran en la figura 9.1, y los cuatro esquemas incluidos en esta figura se refieren a las situaciones que se describen abajo.

Movimiento descendente del émbolo, cerca del fondo de la carrera

El fluido se mueve hacia arriba a través de la TV abierta mientras el peso de la columna de fluido en la T.P. está soportado por la SV, la cual en consecuencia está cerrada (si la BHP fluyendo fuera mayor que el peso de la columna de fluido, la SV estaría abierta aun cuando el émbolo estuviera cerca del fondo de su carrera, y el pozo fluiría o, posiblemente, se pondría en movimiento; véase la sección 11.3).

Movimiento ascendente del émbolo, cerca del fondo de la carrera

La TV ahora está cerrada; en consecuencia, la carga debida a la columna de fluido se ha transferido de la T.P. a la sarta de varillas. La SV (mostrada abierta en la figura 9.1 b) se abre tan pronto como la presión abajo excede la presión de arriba; la posición en la carrera hacia arriba, en la cual ocurre esto, depende del *espaciamiento* de la bomba, es decir, del volumen incluido entre las válvulas SV y TV al fondo de la carrera, y el porcentaje de gas libre atrapado en el volumen del fluido.

Movimiento ascendente del émbolo, cerca de la parte superior de la carrera

Si en el pozo hay producción obtenida con bombeo, la válvula SV debe estar abierta este tiempo, permitiendo que la formación entregue producción a la T.P. La válvula TV está cerrada.

Movimiento descendente del émbolo, cerca de la parte superior de la carrera

La válvula estacionaria está cerrada por el aumento de presión que resulta de la compresión de los fluidos en el volumen entre las válvulas SV y TV. La TV está abierta en la figura 9.1 d, pero el punto de la carrera hacia abajo en el cual se abre depende del porcentaje de gas libre en los fluidos atrapados, ya que la presión abajo de la válvula debe exceder a la presión de

arriba (es decir, la presión debida a los fluidos en la T.P. arriba del émbolo) antes de que la TV se abra.

9.3 EQUIPO SUPERFICIAL Y SUBSUPERFICIAL

Un arreglo típico del equipo en la superficie se ilustra en la figura 9.2. El movimiento rotatorio de la *manivela* se convierte a un movimiento oscilatorio por medio del *balancín*. El arreglo del cabezal del balancín y del cable de jalón se usa para asegurar que la tensión aplicada a la sarta de varillas de succión sea siempre vertical, de modo que no se apliquen momentos de flexión a esa parte de la sarta arriba del prensaestopas. La combinación de *varilla pulida* y *prensaestopas* se usa para mantener un buen sello líquido en la superficie.

Están disponibles las *unidades convencionales con viga de bombeo* del tipo mostrado en la figura 9.2 en una amplia gama de tamaños, con longitudes de carrera que varían de 12 hasta cerca de 200 pulg. La longitud de la carrera para cualquier unidad en particular es variable dentro de ciertos límites, como regla son posibles seis longitudes diferentes; éstas se logran variando la posición de la conexión de la *biela* en la manivela. Los rangos del balancín, expresados en cargas máximas permisibles en las varillas pulidas (PRL), varían desde 3 000 a 35 000 lb. También, están disponibles otros tipos de unidades, por ejemplo, unidades *balanceadas por aire y uni-*

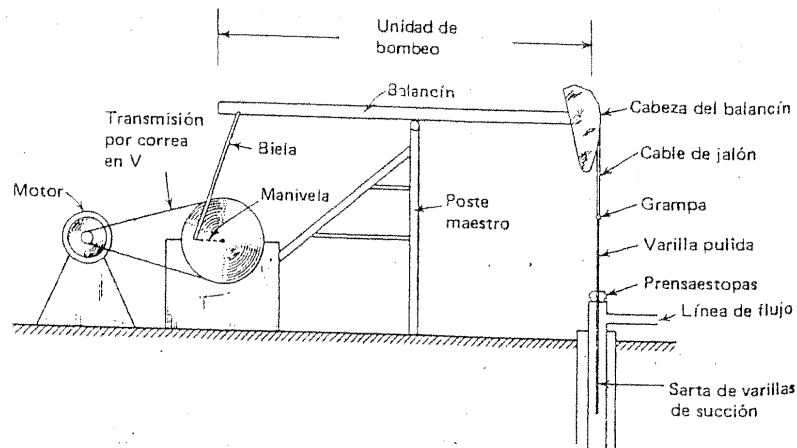


Figura 9.2 Instalación superficial típica (esquemática).

dades hidráulicas de carrera larga, cada una tiene rangos de aplicación para las cuales son particularmente ventajosas (véase la sección 9.4 para mencionar algunas de las características sobresalientes y aplicaciones especiales de la unidad balanceada por aire).

El *contrabalanceo* (sección 9.5) para las unidades convencionales de viga de balancín se lleva a cabo colocando pesos directamente sobre la viga en las unidades más pequeñas, o agregando pesos a la manivela rotatoria o por una combinación de los dos métodos en las unidades más grandes. En los diseños más recientes, el contrabalanceo rotatorio puede ajustarse corriendo la posición del peso en la manivela mediante un gato de tornillo o de piñón y cremallera.

Los dos tipos básicos de *máquina motriz* son motores eléctricos y motores de combustión interna. La tendencia moderna es equipar cada pozo con su propio motor, aun cuando están todavía en uso algunos sistemas de potencia múltiple; en éstos, la potencia se genera en una planta central y se transmite a los pozos por medio de líneas encadenadas de movimiento alternativo. Las ventajas principales de los motores eléctricos sobre los motores de gas se encuentran en sus costos inicial y de mantenimiento más bajos, servicio confiable en cualquier clima, y la facilidad con que se pueden adaptar a un sistema automático; por otra parte, los motores de gas tienen la ventaja de un control más flexible de velocidad, operación en un amplio margen de condiciones de carga, y combustible barato (frecuentemente, el gas del cabezal de la T.R.).

El principal material de todas las *varillas de succión* es el hierro, el cual constituye más del 90% de la composición de la varilla. Sin embargo, el hierro en su estado puro es suave y débil, así que se agregan otros elementos para mejorar la resistencia, la dureza y resistencia a la corrosión de las varillas. Entre los elementos de aleación puede mencionarse especialmente el carbono (para aumentar la resistencia, la dureza y la susceptibilidad al tratamiento térmico), el manganeso o el silicio (para reducir la formación de óxidos de hierro, los cuales debilitan la aleación), el níquel (para combatir las condiciones corrosivas), molibdeno (para aumentar la resistencia) y el cobre (para resistir los ambientes atmosféricos y corrosivos). En general se ha observado que no deben permitirse esfuerzos que excedan 30 000 lb/pulg² en las varillas pulidas, este valor disminuye conforme aumentan las propiedades corrosivas del fluido que se va a bombear. Esta cifra de 30 000 lb/pulg² se basa en pruebas de laboratorio que relacionan la llamada vida infinita, de 10 millones de contraesfuerzos o esfuerzos alternados, pero debe observarse que a una velocidad típica aceptable de bombeo de 15 emboladas/minuto, se realizan 10 millones de contraesfuerzos o esfuerzos alternos en 15 meses. Las varillas de succión están disponibles en di-

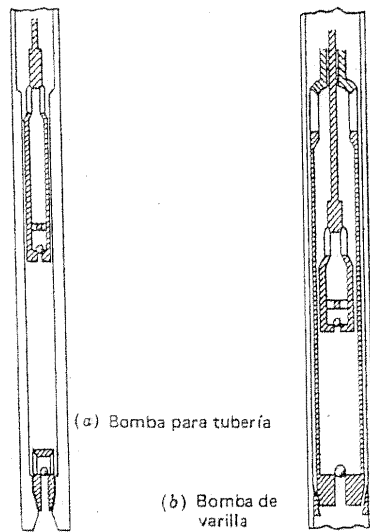


Figura 9.3 Bombas superficiales típicas.

versos tamaños, los tamaños estándar son 5/8, 3/4, 7/8, 1 y 1 1/8 pulg de diámetro (referencia 1).

Las bombas subsuperficiales son de dos tipos principales (véase la figura 9.3), aunque hay muchas variantes (referencia 2). Los diseños básicos son la bomba para tubería de producción y la bomba de varillas; la ventaja de la última es que el ensamble completo de la bomba, incluyendo el cilindro y la SV, se corre en la sarta de varillas; el reemplazo y la reparación constituyen entonces una operación relativamente barata, ya que no es necesario subir la T.P. La desventaja de la bomba de varillas en comparación con la bomba para la T.P. es que el diámetro del émbolo debe ser más pequeño (para un tamaño dado de T.P.) lo cual reduce la capacidad de la bomba. Los diámetros de los émbolos pueden variar entre 5/8 y 4 3/4 pulg, el área del émbolo varía de 0.307 a 17.721 pulg².

Las velocidades normales de bombeo con varilla de succión varían de 4 a 40 emboladas/minuto, dependiendo de la diferencia de los pozos y propiedades de los fluidos.

9.4 MOVIMIENTO DE LA VARILLA PULIDA

En la figura 9.4 se ilustran dos arreglos típicos de la biela con relación al poste maestro y la varilla pulida, correspondientes a las unidades conven-

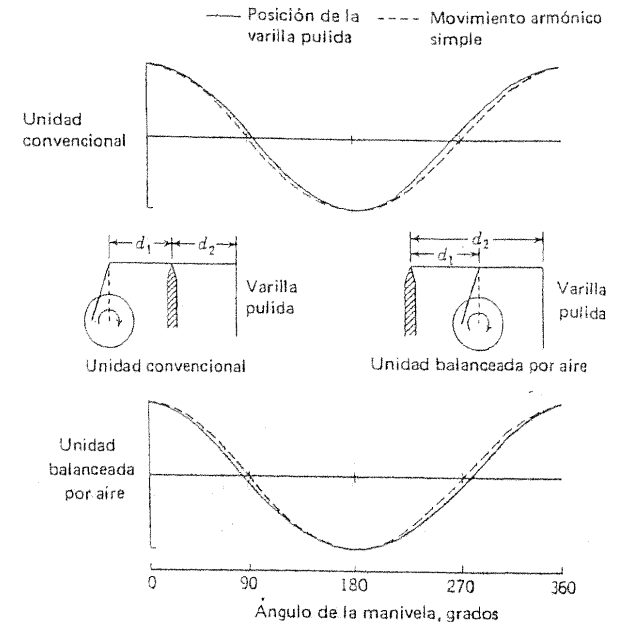


Figura 9.4 Movimientos de la varilla pulida: unidades convencionales y balanceadas por aire.

cional y balanceada por aire. Ya que puede suponerse que la manivela gira a una velocidad angular constante, el punto de conexión entre la biela y la manivela genera un movimiento armónico simple en la dirección vertical, de manera que el movimiento del cabezal del balancín y de la varilla pulida es una modificación del movimiento armónico simple. Las variaciones del movimiento armónico verdadero son debidas a la geometría del sistema de palanca y difieren de unidad a unidad. Con referencia a la figura 9.4, deben observarse en particular los dos puntos siguientes:

1. En la *unidad del tipo convencional* la aceleración en el fondo de la carrera es un poco mayor que la aceleración armónica simple verdadera, mientras que es menor en la parte superior de la carrera. Aquí, se encuentra una de las desventajas mayores de la unidad convencional, a saber, que en el fondo de la carrera, precisamente en el momento que se cierra la válvula viajera y la carga del fluido se transfiere a las varillas, la fuerza de la aceleración en las varillas es la máxima.

Estos dos factores se combinan para crear un esfuerzo máximo en el sistema de varillas que es uno de los factores que restringen el diseño de la instalación, como se verá adelante (sección 9.5).

2. El sistema de palanca de la *unidad balanceada por aire* produce la aceleración máxima en la parte superior de la carrera, mientras que la aceleración al fondo de la carrera es menor que la que se genera en el movimiento armónico simple. En consecuencia, se establece un máximo esfuerzo menor en el sistema de varillas al usar una unidad balanceada por aire y no una unidad del tipo convencional, en igualdad de otros factores.

Se presentará ahora un análisis aproximado que supone que el centro de la manivela está en la vertical abajo del punto de conexión entre la biela y el balancín y que en este punto de conexión se mueve en una línea vertical recta y no en el arco de un círculo, que es lo que sucede en la práctica. Con referencia a la figura 9.5 para la definición de los diversos puntos y ángulos puede verse que

$$(AB)^2 = (OA)^2 + (OB)^2 - 2(OA)(OB) \cos AOB \quad (9-1)$$

donde AB = longitud de la biela, h

OA = longitud de la manivela, c

OB = distancia del centro O de la manivela a la conexión de la biela con el balancín en B

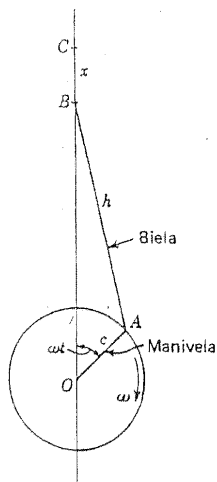


Figura 9.5 Aproximación al movimiento del punto de conexión entre la biela y el balancín.

Si x denota la distancia de B abajo de su posición superior C y si el tiempo se mide desde el instante al cual la manivela y la biela están en la posición vertical con la manivela verticalmente hacia arriba, entonces la ecuación (9-1) da

$$h^2 = c^2 + (h + c - x)^2 - 2c(h + c - x) \cos \omega t$$

donde ω es la velocidad angular de la manivela. Esta ecuación se reduce a

$$x^2 - 2x[h + c(1 - \cos \omega t)] + 2c(h + c)(1 - \cos \omega t) = 0$$

de modo que

$$x = h + c(1 - \cos \omega t) \pm [c^2 \cos^2 \omega t + (h^2 - c^2)]^{1/2}$$

Cuando ωt es cero, x es también cero (figura 9.5), lo cual significa que debe tomarse la raíz con signo negativo, de manera que, finalmente,

$$x = h + c(1 - \cos \omega t) - [c^2 \cos^2 \omega t + (h^2 - c^2)]^{1/2} \quad (9-2)$$

Para encontrar la aceleración del punto B , la ecuación (9-2) debe derivarse dos veces con respecto al tiempo. Llevando a cabo estos pasos, se encuentra que la máxima aceleración se presenta cuando ωt es igual a cero (o un múltiplo par de π radianes) y que este valor máximo es

$$\omega^2 c \left(1 + \frac{c}{h} \right)$$

También, parece que el valor mínimo de la aceleración (o el valor máximo en la dirección OC , en oposición a la dirección CO) se produce cuando ωt es π radianes o cualquier múltiplo impar de π radianes. En esta posición, la aceleración es

$$\omega^2 c \left(1 - \frac{c}{h} \right)$$

Si N es el número de emboladas de bombeo por minuto.

$$\omega = \frac{2\pi N}{60} \quad \text{rad/seg}$$

de modo que la máxima aceleración hacia abajo del punto B , la cual se produce cuando el brazo de la manivela está verticalmente hacia arriba, es

$$\frac{cN^2}{91} \left(1 + \frac{c}{h} \right) \quad \text{pie/seg}^2$$

$$\frac{cN^2}{2940} \left(1 + \frac{c}{h} \right) \times g$$

En forma similar, la aceleración máxima hacia arriba del punto *B*, la cual ocurre cuando el brazo de la manivela está verticalmente hacia abajo, es

$$\frac{cN^2}{2940} \left(1 - \frac{c}{h}\right) \times g$$

Se concluye que, en una unidad de bombeo convencional, la aceleración máxima hacia arriba en el cabezal del balancín se produce en el fondo de la carrera y es igual a

$$\frac{d_2}{d_1} \frac{cN^2}{2940} \left(1 + \frac{c}{h}\right) \times g$$

donde d_1 y d_2 son las distancias mostradas en la figura 9.4a. Pero $2cd_2/d_1$ es igual a la longitud de la carrera de la varilla pulida *S*, de modo que si *S* se mide en pulgadas,

$$c \frac{d_2}{d_1} = \frac{S}{24} \quad \text{pie}$$

Substituyendo este valor, la máxima aceleración de la varilla pulida es en el fondo de la carrera en la unidad convencional y es igual a

$$\frac{SN^2}{70\,500} \left(1 + \frac{c}{h}\right) \quad g$$

o, la aceleración máxima (al fondo de la carrera) es igual

$$\frac{SN^2M}{70\,500} \times g \quad (9-3)$$

donde *M* es el llamado *factor de maquinaria* (referencia 3) definido por

$$M = 1 + \frac{c}{h} \quad (9-4)$$

En forma similar, la máxima aceleración hacia abajo (en la parte superior de la carrera en la unidad convencional) es igual a

$$\frac{SN^2}{70\,500} \left(1 - \frac{c}{h}\right) \times g \quad (9-5)$$

En la unidad balanceada por aire, debido al arreglo de las palancas, la aceleración definida por la ecuación (9-5) se genera en el *fondo* de la carrera, mientras que la definida por la ecuación 9-4 se presenta en la *parte superior*. (Con el sistema de palanca en la unidad balanceada por aire, la varilla pulida está en la parte superior de su carrera cuando la manivela está verticalmente hacia arriba; véase la figura 9.4b).

9.5 ANÁLISIS APROXIMADO DEL BOMBEO CON VARILLA DE SUCCIÓN: VARILLA DE DIÁMETRO ÚNICO

En el análisis aproximado que sigue no se permitirán tolerancias para las cargas reflejadas que, continuamente, se transmiten hacia arriba y hacia abajo en la sarta de las varillas de succión y que se superponen, como cargas aditivas o substractivas, en aquellas debidas a los pesos de las varillas y del fluido y a la aceleración de la masa del sistema. Con esta simplificación, la PRL durante esa parte de la carrera hacia arriba durante la cual está cerrada la válvula TV (véase la sección 9.2) está compuesta por los siguientes términos:

La presión ejercida por el fluido en la T.P. multiplicada por el área neta del émbolo¹

más el peso del émbolo

más el peso de las varillas

más el término de aceleración

más el término de fricción

menos el empuje hacia arriba desde abajo en el émbolo

Se ha encontrado en la práctica que no se requiere fuerza atribuible a la aceleración del fluido (referencias 3, 4), de manera que el término de aceleración relaciona solamente la aceleración de las varillas. Las razones para esto se apoyan probablemente en la compresibilidad relativamente alta del fluido bombeado y la velocidad relativamente baja de propagación del sonido en el fluido en comparación con la de las varillas de succión.

Con objeto de dimensionar correctamente la sarta de varillas (el análisis de esta sección se limita al caso de un solo diámetro de varilla) y determinar los factores limitantes en la velocidad de bombeo, longitud de la carrera, área de la sección transversal del émbolo, etc., es necesario calcular la PRL, teniendo en cuenta que el esfuerzo máximo en las varillas pulidas debe mantenerse abajo de un cierto límite práctico que depende de las varillas mismas y, también de que las condiciones de operación sean corrosivas o no (sección 9.3). Al derivar la expresión dada abajo, no se tomaron en cuenta los términos de fricción y el peso del émbolo, además de la influencia de los esfuerzos reflejados. Estas aproximaciones tienden a hacer menor el

¹ El área neta del émbolo es el área total del émbolo menos el área de la sección transversal de la varilla de succión.

valor de la PRL máxima que el máximo real por la forma en que se calcularon. Para compensar esto, se hacen también ciertas suposiciones de simplificación que actúan en la dirección opuesta. Estas son, primero, que hay cero empuje en el émbolo desde abajo (es decir, que la presión en el pozo en la entrada de la bomba es cero, que el pozo se bombea por succión) y, segunda, que la válvula TV se cierra en el instante en el cual el término de aceleración alcanza su valor máximo; en la práctica, estas dos cosas no suceden precisamente en forma simultánea, de modo que el término de aceleración puede ser un poco menor que el máximo, y disminuir en el momento en que se aplica la carga de fluido. Entonces, con estas simplificaciones, la PRL máxima está compuesta de los siguientes términos:

La presión ejercida por el fluido en la T.P. se multiplica por el área neta del émbolo.

más el peso de las varillas

más el término de aceleración máxima (solamente las varillas)

En símbolos, para la unidad convencional,²

$$\text{Máxima PRL} = \frac{62.4\rho D(A_p - A_r)}{144} + \frac{w_s DA_r}{144} + \left(\frac{w_s DA_r}{144} \frac{SN^2 M}{70,500} \right) \quad (9-6)$$

donde ρ = densidad relativa del fluido.

A_p = área total del émbolo, pulg².

A_r = área de la sección transversal de la varilla de succión, pulg².

D = longitud de la sarta de varillas de succión, pies.

w_s = densidad del acero, lb/pies³.

Si W_r es el peso de la sarta de varillas en el aire, de tal manera que

$$W_r = \frac{w_s DA_r}{144} \quad (9-7)$$

entonces, $\frac{62.4\rho DA_r}{144} = \frac{62.4\rho W_r}{w_s} = 0.1275\rho W_r$ aproximadamente

se toma la densidad del acero como 490 lb/pie³. Este término frecuentemente se expresa por el símbolo W_{rb} y se llama la *fuerza de flotación* en las varillas.

El término $62.4\rho A_r D/144$ aparece como un término de sustracción en la expresión para la PRL máxima de modo que, para quedar en el lado conservador en el diseño de las instalaciones, se debe tomar el valor más bajo

² Para la unidad balanceada por aire, el factor M debe substituirse por $1-c/h$ (véase la sección 9.4).

de este término. Un crudo con una densidad API de 50° tiene una densidad relativa de 0.78 y, en este caso, 0.1275ρ es igual a 0.1. Al escribir W_f para la carga del fluido en el área total del émbolo A_p , se tiene que

$$W_f = \frac{62.4\rho DA_p}{144} \quad (9-8)$$

La ecuación (9-6) se reduce a

$$\text{PRL máxima} = W_f + (0.9 + F_1)W_r \quad (9-9)$$

donde F_1 es la aceleración máxima de la sarta de varillas en el fondo de la carrera; es decir

$$F_1 = \frac{SN^2(1 + c/h)}{70,500} \quad \text{para unidades convencionales}$$

y $F_1 = \frac{SN^2(1 - c/h)}{70,500}$ para unidades balanceadas por aire (9-10)

La PRL mínima ocurre mientras la válvula TV está abierta por lo que el peso de la columna está soportado por la T.P. y no por las varillas. Teóricamente, la carga mínima se presenta si la válvula TV se abre en la parte superior de la carrera, cuando en esta posición la aceleración hacia abajo de la sarta de varillas también es la máxima. Cuando se abre la TV, hay un efecto neto de flotación en la sarta de varillas que asciende a $62.4\rho A_r D/144$ lb, ó $0.1 W_r$ lb como antes, por lo que el peso neto de la sarta de varillas cuando la válvula TV está abierta es $0.9 W_r$. Si no se toman en cuenta el peso del émbolo y el término de fricción (lo cual reducirá la PRL mínima), puede verse que

$$\begin{aligned} \text{Mínima PRL} &= 0.9 W_r - F_2 W_r \\ &= (0.9 - F_2) W_r \end{aligned} \quad (9-11)$$

donde F_2 es la aceleración máxima de la sarta de varillas en la parte superior de la carrera; es decir,

$$F_2 = \frac{SN^2(1 - c/h)}{70,500} \quad \text{para unidades convencionales}$$

y $F_2 = \frac{SN^2(1 + c/h)}{70,500}$ para unidades balanceadas por aire (9-12)

Para reducir los requisitos de potencia de la máquina motriz se usa un contrabalanceo en el balancín (o manivela rotatoria); una primera

aproximación aceptable para la carga efectiva de contrabalanceo será la PRL promedio. Por lo tanto, una primera aproximación a partir de las ecuaciones (9-9) y (9-11) será

$$C = \frac{1}{2}W_f + 0.9W_r + \frac{1}{2}(F_1 - F_2)W_r$$

$$= \frac{1}{2}W_f + W_r \left(0.9 \pm \frac{cSN^2}{70,500h} \right) \quad (9-13)$$

El valor del par de torsión máximo ejercido usualmente se calcula con la suposición más severa posible de que la carga máxima (sarta de varillas pulidas menos contrabalanceo) se presenta cuando la longitud efectiva de la manivela es también un máximo, es decir, cuando la manivela está aproximadamente horizontal (figura 9.4). Con esta suposición, el par de torsión máximo es

$$T = c[C - (0.9 - F_2)W_r] \frac{d_2}{d_1}$$

$$= \frac{1}{2}S[C - (0.9 - F_2)W_r] \quad \text{pulg lb}$$

$$= \frac{1}{2}S \left[\frac{1}{2}W_f + \frac{1}{2}(F_1 + F_2)W_r \right] \quad \text{pulg lb}$$

$$= \frac{1}{4}S \left(W_f + \frac{2SN^2W_r}{70,500} \right) \quad \text{pulg lb} \quad (9-14)$$

Hay una restricción entre la longitud de la carrera y los ciclos por minuto que, frecuentemente, es de gran valor práctico. Como se mostró en la sección 9.4, el valor máximo de la aceleración descendente (la cual ocurre en la parte superior de la carrera) es igual a $SN^2 (1 \pm c/h)/70\,500$ veces la aceleración debida a la gravedad, donde el signo negativo se refiere a las unidades convencionales y el positivo a las unidades balanceadas por aire. Si esta aceleración máxima excede la unidad, la aceleración descendente del cable de jalón es mayor que la aceleración en caída libre de las varillas en la parte superior de la carrera; esto conduce a un golpeteo severo cuando el soporte de la varilla pulida cae de nuevo en el cable de jalón y, en consecuencia, se producen fallas frecuentes de varillas. Con frecuencia, se encuentra que, en cualquier campo, es posible establecer un límite superior para los valores permitidos de la aceleración máxima hacia abajo, los valores que exceden este límite conducen a que se rompan las varillas de succión. Este límite es de 0.5, pero si se escribe como L (L variará de campo a campo), entonces

$$\frac{SN^2}{70,500} \left(1 \mp \frac{c}{h} \right) \leq L \quad (9-15)$$

de tal manera que, para una longitud dada de carrera S (en pulgadas), la máxima velocidad de bombeo que se permite está dada por

$$N = \left[\frac{70,500L}{S(1 \mp c/h)} \right]^{1/2} \quad (9-16)$$

En el caso especial cuando L es igual a 0.5, la ecuación (9-16) se reduce a

$$N = \frac{188}{[S(1 \mp c/h)]^{1/2}} \quad (9-17)$$

En las ecuaciones desde la (9-15) hasta la (9-17), el signo negativo deberá aplicarse en los cálculos que se refieren a las unidades convencionales de bombeo y el signo positivo en los cálculos que se refieren a las unidades balanceadas por aire.

Debe observarse que, si no se toma en cuenta el alargamiento de la varilla y de la T.P. y la sobrecarrera, (es decir, suponiendo que el movimiento del émbolo es igual al movimiento de la varilla pulida), la existencia de la restricción que implica la ecuación (9-15) significa que para un diámetro dado de émbolo, el desplazamiento máximo del émbolo (es decir, máximo volumen desplazado por día) se obtiene usando la longitud más larga de carrera que se disponga, aun a expensas de tener menos carreras por minuto³. La razón es que el desplazamiento es proporcional a SN , que por la ecuación (9-16) es igual a

$$\left(\frac{70\,500L}{1 \mp c/h} \right)^{1/2} S^{1/2}$$

y, en esta forma, se incrementa conforme la longitud S de la carrera aumenta.

Debido a las propiedades elásticas de la sarta de varillas, el movimiento del émbolo no coincide con el de la varilla pulida. Las dos causas mayores de esta diferencia son el alargamiento y la sobrecarrera.

El alargamiento se origina por la transferencia periódica de la carga del fluido de la válvula SV a la válvula TV y a la inversa, y consiste por lo tanto de dos elementos, a saber, el *alargamiento de la varilla* y la *elongación de la T.P.* El primero lo origina el peso de la columna de fluido en la T.P. que llega a las varillas en el fondo de la carrera cuando se cierra la válvula TV; las varillas se liberan de esta carga en la parte superior de la carrera cuando se abre la válvula TV (figura 9.6). Es evidente que la carrera del émbolo

³ El mismo resultado es cierto cuando se toman en cuenta el alargamiento y la sobrecarrera de la varilla, como puede mostrarse con un análisis de la ecuación (9-21).

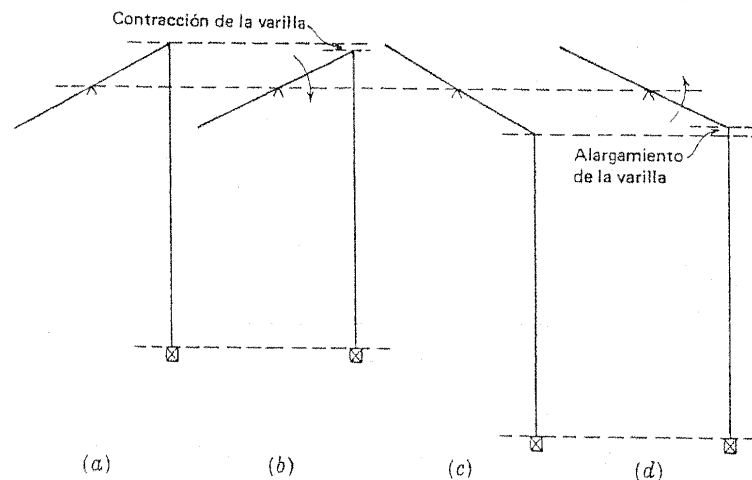


Figura 9.6 Alargamiento (elongación) de la varilla: a) parte superior de la carrera, válvula TV cerrada; b) parte superior de la carrera, válvula TV abierta; c) fondo de la carrera, válvula de TV abierta; d) fondo de la carrera, válvula TV cerrada.

será menor que la carrera de las varillas pulidas S en una cantidad igual al alargamiento de las varillas. La magnitud de dicho alargamiento es

$$S_r = \frac{W_f D}{A_r E} \text{ pies} \quad (9-18)$$

donde W_f = peso del fluido, lb

D = longitud de la sarta de varillas, pies

A_r = área de la sección transversal, pulg²

E = módulo de elasticidad para el acero, el cual es 30×10^6 lb/pulg² (aproximadamente)

La elongación de la T.P. puede expresarse mediante una ecuación similar a la (9-18), con el área de la sección transversal A_t del acero en la T.P. sustituyendo al área de la sección transversal de las varillas A_r . Pero, debido a que el área de la sección transversal de la T.P. es grande en comparación con la de las varillas, por lo que la elongación de la T.P. es relativamente pequeña, y debido a que la T.P. está anclada frecuentemente, no se toma en cuenta con frecuencia el término de la elongación de la T.P. La razón para usar un anclaje en la T.P. es que cualquier elongación y contracción perió-

dicas en la T.P. causa desgaste en todos los puntos de contacto entre la T.R. y la T.P., lo cual, si se permite que continúe debilitará seriamente la T.R.

La sobrecarrera del émbolo en el fondo de la carrera es el resultado de la aceleración ascendente impuesta en el sistema de varillas de succión que se mueve hacia abajo, lo cual puede, para los fines de este argumento, considerarse como un sistema elástico ideal. Puede obtenerse una aproximación a la magnitud de la sobrecarrera suponiendo una sarta de varillas de succión que se acelera verticalmente hacia arriba a razón de F veces la aceleración debida a la gravedad. La fuerza vertical requerida para proporcionar esta aceleración es $W_r F$, donde W_r es el peso de las varillas, y la magnitud del alargamiento de las varillas debido a esta fuerza es

$$S_o = \frac{W_r F D}{A_r E} \text{ pies}$$

Pero la aceleración máxima es $SN^2 (1 + c/h)/70\,500$, por lo que

$$S_o = \frac{W_r D}{A_r E} \frac{SN^2 (1 \pm c/h)}{70\,500} \text{ pies} \quad (9-19)$$

el signo más se aplica a las unidades convencionales y el signo menos a las unidades balanceadas por aire. Con el fin de simplificar el análisis, éste se limita a las unidades convencionales, y se escribe M en lugar de $(1 + c/h)$,

$$\begin{aligned} S_o &= \frac{W_r D}{A_r E} \frac{SN^2 M}{70\,500} \text{ pies} \\ &= 490 \frac{A_r}{144} D \frac{D}{A_r \times 30 \times 10^6} \frac{SN^2 M}{70\,500} 12 \text{ pulg} \\ &= 1.93 \times 10^{-11} D^2 SN^2 M \text{ pulg} \end{aligned} \quad (9-20)$$

que es la expresión conocida de Coberly para la sobrecarrera (referencia 3). Debe observarse que esta expresión no tolera sobrecarrera alguna que pudiera ocurrir en la parte superior de la carrera. La experiencia indica que la sobrecarrera (o deformación de las varillas) en la parte superior de la carrera es muy pequeña, y se amortigua casi totalmente por la columna de aceite en la T.P.

Al combinar las ecuaciones (9-18) y (9-19) puede verse que la carrera del émbolo es aproximadamente

$$\begin{aligned} S_p &= S - S_r + S_o \\ &= S - \frac{12D}{A_r E} \left(W_f - \frac{SN^2 M}{70\,500} W_r \right) \text{ pulg} \end{aligned} \quad (9-21)$$

Si se lleva a cabo el bombeo a la máxima velocidad permitida [ecuación (9-16)], la carrera del émbolo es:

$$S_p = S - \frac{12D}{A_r E} \left(W_f - \frac{1 + c/h}{1 - c/h} L W_r \right) \quad \text{pulg} \quad (9-22)$$

Para una unidad balanceada por aire, el factor $(1 + c/h)/(1 - c/h)$ en esta fórmula debe substituirse por su recíproco.

La necesidad de incluir un factor M igual a $1 + c/h$ en las fórmulas relativas a las unidades convencionales de bombeo se puntualizó cuando las carreras reales de bombeo fueron medidas por Gilbert usando la gráfica dinámométrica de bombeo (referencia 4) (secciones 10.2 y 10.3).

En las publicaciones especializadas se han sugerido varias fórmulas de bombeo que llevan a resultados que difieren en un rango muy amplio, especialmente en los pozos más profundos (referencias 1-5). El gran problema, naturalmente, es encontrar una aproximación simple que describa con exactitud razonable la situación extremadamente compleja creada por el bombeo con varilla de succión. En las fórmulas aproximadas que se han presentado en esta sección, no se ha hecho referencia a los esfuerzos reflejados, los cuales en la realidad, tienen una función importante y, posiblemente en ciertas circunstancias, una función decisiva en la dinámica del bombeo. El bombeo moderno de pozos profundos está creando varias situaciones en las cuales las aproximaciones usadas no son suficientemente exactas para describir los diversos movimientos y esfuerzos con cierto grado de confiabilidad. El lector puede consultar el trabajo de Gibbs (referencias 6 y 7) para un análisis más detallado.

Ejemplo 9.1 Una unidad del tipo convencional tiene las siguientes características:

PRL máxima	25 000 lb
Carrera máxima de la varilla pulida	72 pulg
Par de torsión máximo de la caja de engranajes	256 000 pulg-lb
Máximo efecto de contrabalanceo	15 000 lb
Razón manivela/biela	0.25

La unidad se va usar para bombear crudo de 25° API desde 3120 pies. Los diámetros disponibles de émbolos son 2 1/2, 2 3/4, 3 y 3 1/4 pulg. Se desea obtener diariamente el máximo volumen desplazado por el émbolo dentro de las limitaciones de las varillas de 7/8 pulg usadas, que el esfuerzo máximo sea menor de 30 000 lb/pulg² y que la máxima aceleración descendente sea menor de 0.4 veces la aceleración debida a la gravedad.

Sea S la carrera de la varilla pulida en pulgadas y N el número de emboladas por día. La restricción de que la máxima aceleración descendente sea menor que 0.4 veces la aceleración debida a la gravedad implica ecuación (9-15) que

$$\frac{SN^2}{70\,500} (1 - 0.25) \leq 0.4$$

$$SN^2 \leq 37\,600 \quad (9-23)$$

La restricción de que el esfuerzo máximo en la sarta de varillas deba ser menor de 30 000 lb/pulg² implica [ecuación (9-9)] que

$$W_f + (0.9 + F_1)W_r \leq 30,000 A_r \quad (9-24)$$

pero

$$W_f = \frac{62.4 \rho D A_p}{144}$$

por lo que (ya que el crudo de 25° API tiene una densidad relativa de 0.9042) si d es el diámetro del émbolo,

$$W_f = 62.4 \times 0.9042 \times \frac{\pi}{4} d^2 \times \frac{3120}{144}$$

$$= 960 d^2 \quad \text{lb}$$

También,

$$F_1 = \frac{SN^2(1 + c/h)}{70,500}$$

$$= \frac{1.25}{70,500} SN^2$$

$$= 1.773 \times 10^{-5} SN^2$$

y

$$W_r = w_s \frac{A_r}{144} D$$

$$= 490 \times \frac{\pi}{4} (7/8)^2 \times \frac{3120}{144}$$

$$= 6380 \text{ lb}$$

Finalmente,

$$30,000 A_r = 30,000 \frac{\pi}{4} (7/8)^2$$

$$= 18,040 \text{ lb}$$

En consecuencia, la ecuación (9-24) se convierte en

$$960d^2 + (0.9 + 1.773 \times 10^{-5} SN^2) \times 6380 \leq 18,040 \quad (9-25)$$

La combinación de los resultados de las ecuaciones (9-23) y (9-25) da los valores que se muestran en la tabla 9.1. De la ecuación (9-21), la longitud S_p de la carrera del émbolo es igual a

$$S = \frac{12 \times 3120}{(\pi/4)(7/8)^2 \times 30 \times 10^6} (960d^2 - 1.773 \times 10^{-5} SN^2 \times 6380) \quad \text{pulg}$$

$$S = 2.07 \times 10^{-3} (960d^2 - 0.113 SN^2) \quad \text{pulg}$$

Tabla 9.1 Ejemplo 9.1: Determinación de los valores máximos permitidos de SN^2 para diversos tamaños del émbolo.

Diámetro del émbolo, pulg	SN^2 máximo, ecuación (9-25)	SN^2 máximo, ecuaciones (9-25), (9-23)
2 1/2	55 800	37 600
2 3/4	45 100	37 600
3	32 700	32 700
3 1/4	19 700	19 700

El máximo volumen desplazado que se puede obtener con cualquier diámetro de émbolo dado se logra cuando S es igual a la máxima longitud disponible de carrera, 72 pulg, en este caso.

Entonces, el máximo volumen desplazado para cualquier émbolo es

$$\frac{A_p N}{144 \times 12} [72 - 2.07 \times 10^{-3}(960d^2 - 0.113SN^2)] \quad \text{pies}^3/\text{min}$$

Los valores de esta expresión para diversos diámetros de émbolos se listan en la tabla 9.2, a partir de la cual se ve que el máximo volumen desplazado se obtiene con un émbolo de 3 pulg y la unidad operando con una carrera de 72 pulg a 21.3 emboladas/minuto.

Finalmente, es necesario verificar si esta condición de operación está dentro de la PRL máxima, el contrabalanceo y los límites del par de torsión máximo de la unidad. Para las condiciones señaladas,

$$F_1 = \frac{SN^2(1 + c/h)}{70\,500} \quad [\text{de la ecuación (9-10)}]$$

$$= 0.58$$

Entonces, de la ecuación (9-9),

$$\begin{aligned} \text{Máxima PRL} &= W_f + (0.9 + F_1)W_r \\ &= 3640 + 1.48 \times 6380 \\ &= 18\,080 \text{ lb} \end{aligned}$$

Tabla 9.2 Ejemplo 9.1: Determinación del volumen desplazado por el émbolo para diversos tamaños de éste.

Diámetro del émbolo, pulg	Longitud máxima de la embolada, pulg	Número de emboladas/min a la carrera de 72 pulg	Volumen desplazado	
			$\frac{A_p}{144}$	$\frac{S_p N}{12}$ pies ³ /min
2 1/2	68.4	22.3	4.43	
2 3/4	65.3	22.3	5.15	
3	61.3	21.3	5.39	
3 1/4	55.6	16.5	4.41	

la cual está dentro de los límites. De la ecuación (9-13)

$$\begin{aligned} C &= \frac{1}{2}W_f + 0.9W_r + \frac{cSN^2}{70\,500h}W_r \\ &= 4320 + 6380(0.9 + 0.116) \\ &= 10\,800 \text{ lb} \end{aligned}$$

que está dentro del límite. A partir de la ecuación (9-14)

$$\begin{aligned} T &= \frac{1}{4}S \left(W_f + \frac{2SN^2}{70,500} W_r \right) \\ &= \frac{72}{4}(8640 + 5920) \\ &= 262\,000 \text{ pulg lb} \end{aligned}$$

el cual es un poco mayor que el par de torsión nominal de la caja de engranajes. Sin embargo, la mayoría de las cajas de engranajes de unidades de bombeo pueden correrse con seguridad bajo una sobrecarga continua, de manera que este valor de 262 000 pulg lb está probablemente dentro de la capacidad de la caja de engranajes.

9.6 USO DE UNA SARTA DE VARILLAS TELESCOPIADAS EN EL BOMBEO MECÁNICO

En el bombeo de pozos puede encontrarse que es poco práctico un tamaño único de varillas de succión debido a que puede ejercerse, por el peso de las mismas varillas, un esfuerzo en la varilla pulida de tal magnitud que pueda tolerarse solamente un diámetro muy pequeño de émbolo. Una forma para superar esta dificultad es escalonar la sarta de varillas, colocando las varillas de gran tamaño en la parte superior del agujero, pero reduciendo el diámetro (y, en consecuencia, el peso) por etapas hacia abajo del agujero. Comúnmente, se usan dos o tres diámetros de varillas, y las combinaciones típicas de diámetros de varilla en las sarts telescopiadas son las siguientes:

- varillas de 3/4 y 5/8 pulg
- varillas de 7/8 y 3/4 pulg
- varillas de 1 y 7/8 pulg
- varillas de 7/8, 3/4 y 5/8 pulg
- varillas de 1, 7/8 y 3/4 pulg

El diseño de tales sarts para tomar en cuenta los diversos esfuerzos dinámicos se vuelve muy complejo, por esta razón las sarts telescopiadas se calculan frecuentemente en cuanto a las cargas estáticas.

Ya que el diseño de una sarta así no implica principios nuevos, se expondrá sólo en este libro el hecho de que se utiliza generalmente uno de los dos criterios posibles: que el esfuerzo en la varilla superior de cada diámetro de varilla debe ser el mismo a través de toda la sarta, o el esfuerzo en la varilla superior del juego de varillas más pequeñas (más profundas) debe ser el más alto (es decir, 30 000 lb/pulg²) y los esfuerzos deben disminuir progresivamente en las varillas superiores de los juegos más altos. La razón para utilizar el segundo método es que, en general, es preferible que cualquier rotura de varillas ocurra cerca del fondo de la sarta; en otra forma, el peso de las varillas más pesadas en la parte superior cayendo contra las varillas más ligeras de abajo pueden pandear estas últimas.

9.7 DESLIZAMIENTO DEL ACEITE QUE PASA POR LOS ÉMBOS DE LA BOMBA

En relación con los ajustes del émbolo un boletín (referencia 2) de la *Oil Well Supply*, Dallas, Texas indica lo siguiente:

Ajustes de émbolo: se pueden utilizar émbolos de metal a metal con claros entre cilindros y émbolo en los diámetros de 0.001", 0.002", 0.003", 0.004" y aun 0.005". Se refiere a estos ajustes como menos uno (-1), menos dos (-2), etc.; que significa que el émbolo es 0.001", 0.002", etc., menor que el diámetro nominal interior del cilindro. Al seleccionar un émbolo, es muy importante considerar las viscosidad del aceite que se va bombear. Un émbolo con un ajuste flojo puede operar con eficiencia aceptable en un pozo que produce aceite muy viscoso y, cuando se instala a la misma profundidad, fallar en el suministro de aceite que se envía a la superficie en un pozo que produce aceite de baja viscosidad.

- El aceite de baja viscosidad de 1 a 20 centipoise puede bombearse con ajuste de émbolo de metal a metal de -0.001".
- El aceite de alta viscosidad (más de 400 centipoise) arrastrará probablemente arena en suspensión; en la mayoría de los casos donde se usa un émbolo de ajuste flojo de metal a metal de -0.005", las partículas de arena se deslizarán al pasar el émbolo en lugar de atascarlo o rayarlo.

En un informe de avance de un estudio experimental sobre el rendimiento de las bombas con varillas de succión coordinado por el *Mid-Continent District Topical Committee on Production Practice* y la Universidad de Oklahoma, Stearns (referencia 8) hizo uso de una ecuación empírica que fue presentada por Davis (referencia 9) para determinar el gradiente de pre-

sión bajo el flujo anular de un líquido viscoso. Con el uso de las unidades convencionales de campos petroleros, esta ecuación puede escribirse

$$q_s = \frac{K (d_2 - d_1)^{2.9} (d_2 + d_1) \Delta P}{\mu d_2^{0.1} L} \quad (9-26)$$

donde q_s = deslizamiento por el espacio anular entre el émbolo y el cilindro, bl/día.

K = constante.

d_1 = diámetro del émbolo, pulg.

d_2 = diámetro de la camisa, pulg.

ΔP = presión diferencial a través del émbolo, lb/pulg².

L = longitud del émbolo, pulg.

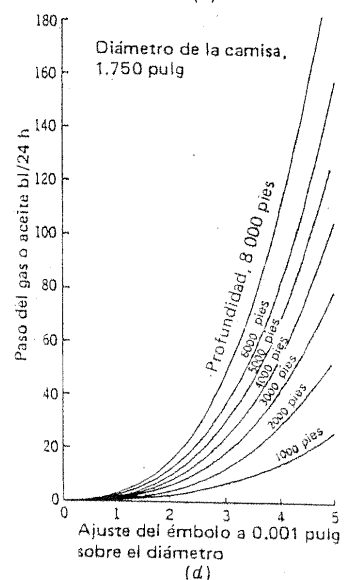
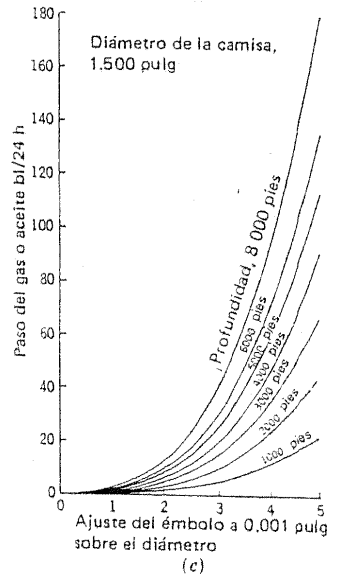
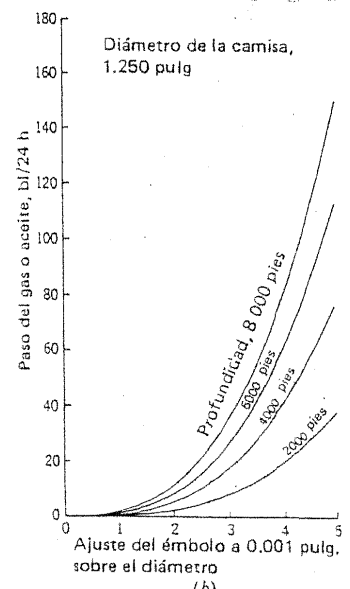
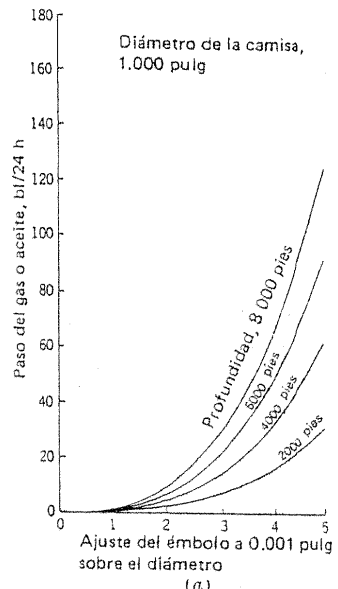
Esta ecuación supone condiciones de flujo viscoso en el espacio anular entre el émbolo de la bomba y la camisa, lo cual parece razonable. Stearns reportó que el valor promedio de la constante K observada en las pruebas de deslizamiento fue de 4.17×10^6 , el rango de variación es de 2.77×10^6 a 6.36×10^6 ; estos resultados se basan en la realización de 28 pruebas.

Las familias de curvas, tomadas del reporte de Stearn (referencia 8), que dan el deslizamiento en bl/día como una función del ajuste del émbolo y la profundidad efectiva de la bomba para diversos diámetros de la camisa se muestran en la figura 9.7. Se basan en un émbolo de longitud de 48 pulg, una viscosidad de aceite de 1.0 cSt⁴, un valor promedio de K de 4.17×10^6 , y una densidad del aceite de la unidad (de tal manera que la profundidad efectiva de la bomba es una medida directa de la presión diferencial a través del émbolo). Cuando se usan estas curvas, debe recordarse que no hay deslizamiento o paso mientras la válvula TV está abierta, de modo que para un pozo con bombeo constante, el volumen diario de líquido que se desliza pasando el émbolo es solamente la mitad del valor indicado en las ordenadas de la figura 9.7.

Ejemplo 9.2 Estímese el deslizamiento en un pozo con bombeo, dados los siguientes datos:

Profundidad del nivel de fluido en la T.R., pies	4500
Diámetro del émbolo, pulg	2 1/4
Ajuste del émbolo, pulg	0.003
Longitud del émbolo, pulg	60
Viscosidad del aceite, cSt.	1.75

⁴ La viscosidad en centistokes es igual a la viscosidad en centipoises dividida entre la densidad del fluido.



Referencias

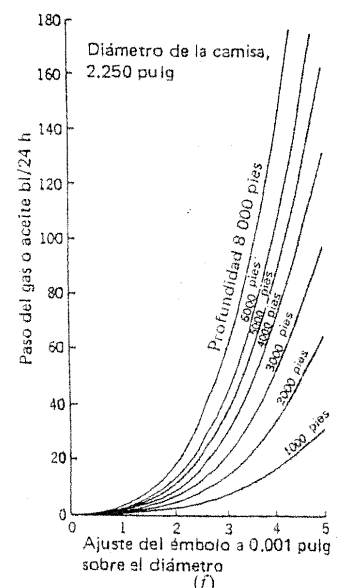
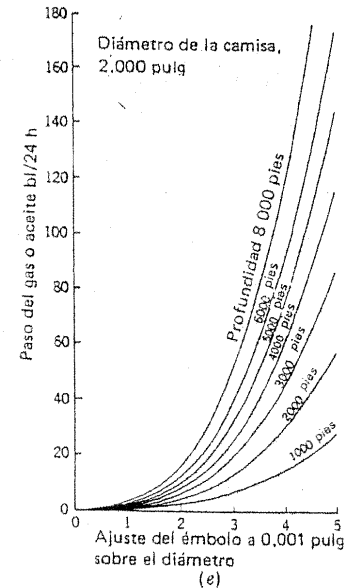


Figura 9-7 (continuación)

La profundidad efectiva del émbolo es de 4 500 pies (como una aproximación; véase, sin embargo, la sección 10.8). Entonces, volviendo a la figura 9.7f, el deslizamiento es

$$33.5 \times \frac{1}{1.75} \times \frac{48}{60} = 15.3 \text{ bl/día}$$

y el volumen de aceite que se desliza hacia el émbolo por día es la mitad de esto, es decir 7.65 bl.

Si, en este ejemplo, la carrera del émbolo fuera de 50 pulg y la unidad estuviera bombeando a 10 emboladas por minuto, el volumen total desplazado diariamente por el émbolo sería de 295 bl/día. En consecuencia, si la válvula TV no se abriera, el deslizamiento ascendería a 5.2% del desplazamiento del émbolo. El efecto del deslizamiento en el fenómeno llamado *bomba con candado de gas* se analizará en la sección 10.3.

REFERENCIAS

1. *Sucker Rod Handbook*, Bethlehem Steel Company, Bethlehem, Pa., 1958.
2. *Selection and Application of Subsurface Pumps*, Oil Well Supply, Division of United States Steel Corporation, Dallas, Tex., 1957.

Figura 9.7 Deslizamiento entre el émbolo y el barril. (Según Stearns, referencia 8. Cortesía de *API Drill. Prod. Practica*). a) Diámetro de la camisa 1.000 pulg; b) diámetro de la camisa, 1.250 pulg; c) diámetro de la camisa 1.500 pulg; d) diámetro de la camisa, 1.750 pulg; e) diámetro de la camisa, 2.000 pulg; f) diámetro de la camisa 2.250 pulg.

3. Coberly, C.J.: "Problems in Modern Deep-Well Pumping," *Oil Gas J.*, 12 de mayo de 1938; 19 de mayo de 1938.
4. Gilbert, W. E.: "An Oil-Well Pump Dynagraph," *API Drill. Prod. Practice*, 1936, pág. 94.
5. Rieniets, R. W.: "Plunger Travel on Oil-Well Pumps," *API Drill. Prod. Practice*, 1937, pág. 159.
6. Gibbs, S. G.: "Predicting the Behavior of Sucker-Rod Pumping Systems," *J. Petrol. Technol.*, 15(7):769 (1963).
7. Gibbs, S. G.: "Computing Gearbox Torque and Motor Loading for Beam Pumping Units with Consideration of Inertia Effects," *J. Petrol. Technol.* 27(9):1153 (1975).
8. Stearns, G. M.: "An Evaluation of the Rate of Slippage Past Oil-Well Pump Plungers," *API Drill. Prod. Practice*, 1944, pág. 25.
9. Davis, Elmer S.: "Heat Transfer and Pressure Drop in Annuli," *Trans. Am. Soc. Mech. Engrs.*, 65(7):755 (1943).

10 Instrumentos que se usan en el bombeo de pozos

10.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se describen la operación e interpretación de algunos de los instrumentos que se utilizan más comúnmente en el análisis del comportamiento del pozo con bombeo. En particular, se hace referencia al dinamómetro de varilla pulida (en la superficie), a los instrumentos de medición del nivel del fluido y a los registradores de la BHP instalados permanentemente. Se incluye una exposición del dinágrafo del fondo del agujero o de la bomba, no porque sea una herramienta ampliamente usada en las operaciones, sino porque es esencial el conocimiento de los resultados obtenidos con tal dispositivo en las interpretaciones correctas de las gráficas del dinamómetro de la superficie. Se dedica una sección a la naturaleza del fluido en el espacio anular entre la T. R. y la T. P. cuando el pozo se somete a bombeo con el espacio anular abierto y las conclusiones que se pueden obtener según las mediciones de la profundidad del nivel del fluido libre en el espacio anular.

Finalmente, se describen siete métodos para obtener los valores de la BHP fluyendo (presión de entrada) de un pozo bajo bombeo. Aun cuando cada método tiene sus desventajas, es probable que por lo menos uno sea aplicable a cada uno de los pozos con bombeo, lo que asegura que pueda encontrarse la IPR.

10.2 EL DINÁGRAFO DE LA BOMBA: DESCRIPCIÓN GENERAL

El dinógrafo de la bomba, el cual se ilustra esquemáticamente en la figura 10.1, fue diseñado por Gilbert (referencia 1) para registrar la carrera del émbolo tan bien como las cargas soportadas por el émbolo durante el ciclo de bombeo. El instrumento se usa con una bomba del tipo de varilla (figura 9.3b) y se localiza inmediatamente arriba de la varilla de tensión. El movimiento relativo entre el tubo de la cubierta, el cual está conectado a la camisa de la bomba y, por lo tanto, anclado a la tubería de producción, y la varilla calibrada, la cual es una parte integral de la sarta de varillas de succión, se registra como una línea horizontal en el tubo registrador. Esto se lleva a cabo mediante el montaje del tubo registrador en una tuerca de mariposa atornillada en la varilla calibrada cuya rotación se evita por medio de dos orejas, agregadas a la tuerca de mariposa, la cual corre en ranuras verticales en el tubo de la cubierta. El estilo o estilote está montado en un tercer tubo, el cual tiene libertad de rotación y se conecta por cojinetes autoalineantes al extremo superior de la varilla calibrada. Las orejas agre-

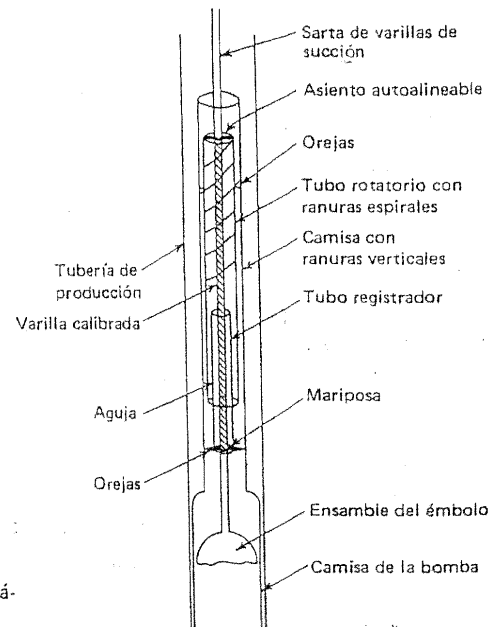


Figura 10.1 Esquema del dinógrafo de la bomba.

gadas al tubo de la cubierta corren en ranuras espirales cortadas en la superficie exterior del tubo rotatorio. En consecuencia, el movimiento vertical del conjunto del émbolo con relación a la camisa genera la rotación de este tercer tubo, y el estilo graba una línea horizontal en el tubo registrador.

Cualquier cambio de carga en el émbolo genera un cambio en la longitud de la sección de la varilla calibrada entre la tuerca de mariposa que soporta al tubo registrador y los cojinetes autoalineantes que soportan al tubo rotatorio, por lo que el estilo marca una línea vertical en el tubo registrador.

Cuando la bomba está en operación, el estilo marca una serie de tarjetas, una arriba de la otra. Con objeto de obtener una serie nueva de gráficas, se gira la varilla pulida en el cabezal del pozo. Esta rotación se transmite al émbolo en unas pocas carreras o emboladas de la bomba. Ya que se evita que el tubo registrador gire debido a las orejas de la tuerca de mariposa que corren en la ranuras del tubo cubierta, la rotación de la sarta de varillas de succión hace que la tuerca de mariposa viaje, hacia arriba o hacia abajo dependiendo de la dirección de la rotación, en la varilla calibrada con rosca. Al término de una serie de pruebas, el tubo registrador (que tiene 36 pulgadas de longitud) se saca y forma parte del registro permanente de la prueba.

Es importante observar que, aunque el dinógrafo del fondo del agujero registra la carrera del émbolo y las variaciones en la carga de éste, no se obtiene una línea cero; por lo tanto, la interpretación cuantitativa de las gráficas se vuelve algo especulativa a menos que se corra simultáneamente un medidor de presión (véase la sección 10.10).

10.3 DINÁGRAFO DE LA BOMBA: INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

Se puede esperar que la gráfica de un dinógrafo de la bomba sea rectangular, como se muestra en la figura 10.2a, en la cual la flecha indica la dirección de la carrera ascendente. La carga más alta durante la carrera hacia arriba es debida a la carga estática de la columna de fluido en la T. P. La suposición de una carga constante durante la carrera ascendente implica que no hay carga inercial debida a la aceleración impartida a la columna de fluido, y los resultados de las pruebas (referencia 1) han mostrado que es completamente cierto. Esta interrogante particular se expuso con cierta extensión en la sección 9.5, y parece probable que la razón de que no se

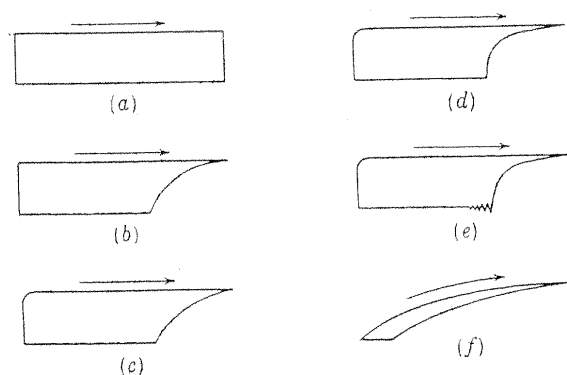


Figura 10.2 Gráficas del dinágrafo de la bomba: a) gráfica ideal; b) compresión del gas en la embolada descendente; c) expansión del gas en la embolada ascendente; d) golpeteo del fluido; e) vibración debida al golpeteo por el fluido; f) con candado de gas.

impongan cargas por la aceleración del fluido se apoya en la compresibilidad relativamente alta del fluido y en la larga columna de fluido que es usual en los pozos petroleros.

La gráfica ideal mostrada en la figura 10.2a supone una acción instantánea de la válvula en la parte superior y la parte inferior de la carrera. En general, se obtiene cierto gas libre dentro de la bomba en la carrera hacia arriba, de modo que hay un período de compresión de gas en la carrera hacia abajo antes de que se abra la válvula TV (sección 9.2). Esto da por resultado disminución gradual en la carga de la sarta de varillas arriba del émbolo, y se obtiene una gráfica parecida a la ilustrada en la figura 10.2b. En ciertas circunstancias, particularmente si es grande el claro de volumen en el fondo de la carrera hacia abajo, puede haber un incremento gradual en la carga en la carrera hacia arriba debido a la expansión de cualquier gas libre atrapado en este claro (pero véase la sección 11.2, nota 1 de pie de página), al gas que se desprende de la solución conforme se reduce la presión, a la compresibilidad del líquido y al efecto de estrangulación de la válvula estacionaria. El resultado puede ser cierta curvatura de línea de incremento de carga como se muestra en la figura 10.2c, pero dicho efecto será, en general, pequeño.

Otro fenómeno posible es el *golpeteo por fluido*. En este caso, el pozo está casi o completamente agotado mediante el bombeo, y el desplazamiento

del émbolo es más alto que el potencial de líquido de la formación. Como resultado, hay un volumen de gas a baja presión en la cámara de la bomba en la parte superior de cada carrera. Conforme el émbolo se mueve hacia abajo, este gas se comprime, pero abajo de la válvula TV se acumula presión insuficiente para superar la carga estática del fluido en la T. P. antes de que el émbolo toque el líquido relativamente libre de gas en la parte inferior de la cámara. El resultado es una brusca caída del esfuerzo en la sarta de varillas, y el choque repentino puede ser dañino al sistema mecánico. Tal condición con golpeteo por fluido, que se ilustra en la figura 10.2d, frecuentemente, es difícil de diferenciar de la de la compresión de gas en la carrera hacia abajo; por supuesto, la línea de división entre las dos no está claramente definida y, realmente, dicha división es sólo de grado. En ciertas instancias, la carga de choque impuesto resultante del golpeteo por el fluido puede mostrarse en la carta de la bomba¹ (figura 10.2e).

Si la bomba está operando a una eficiencia volumétrica muy baja, es decir, si casi toda la carrera de la bomba se pierde en la compresión de gas y expansión, puede resultar una gráfica del tipo mostrado en la figura 10.2f. En el límite, cuando no se bombea líquido alguno, no tiene lugar la acción de las válvulas y el área dentro de la carta puede desaparecer del todo; en este caso, se dice que la bomba tiene candado de gas. Dicha condición es sólo temporal, ya que la fuga continua del petróleo al émbolo (sección 9.7) aumenta gradualmente el volumen del fluido en el cilindro de la bomba, con el resultado de que la presión máxima en el fondo de la carrera hacia abajo se eleva hasta que, al final, hay suficiente presión para abrir la válvula TV y se inicia otra vez la acción del bombeo.

Hay otros aspectos de interés considerable en la interpretación del dinágrafo de la bomba (referencia 1), pero los pocos puntos mencionados en esta sección son suficientes para delinear algunos de los principios relativos a la interpretación de las cartas del dinamómetro de la varilla pulida (o superficial).

10.4 DINAMÓMETRO SUPERFICIAL: DESCRIPCIÓN GENERAL

El uso del dinágrafo de la bomba implica extraer del agujero las varillas y la bomba para la instalación del instrumento y la recuperación del tubo

¹ Esta carga de choque puede sentirse en la varilla pulida en la superficie; pero no debe tomarse como una indicación segura del golpeteo por el fluido ya que a veces ocurre cuando se bombean volúmenes considerables de gas.

registrator; además, el dinágrafo descrito en la sección 10.2 no puede usarse en un pozo equipado con una bomba para T. P. Se concluye que este tipo de instrumentos es más bien para la investigación que para utilizarse como herramienta operacional, pero una vez que se ha comprendido la gráfica de la bomba, es posible aplicar este conocimiento a la interpretación de las gráficas del dinamómetro superficial que son relativamente simples de tomar, pero, frecuentemente, difíciles de analizar.

El dinamómetro superficial, o de varilla pulida, es una herramienta que registra el movimiento de la varilla pulida durante el ciclo de bombeo y la variación de la carga. Aun cuando esta varilla está obligada, por la acción de la unidad de bombeo, a seguir un patrón de tiempo regular comparado con la posición, la gráfica de la carga está distorsionada severamente debido a que la sarta de varillas de succión separa la varilla pulida del punto en el cual ocurren regularmente las variaciones de carga durante cada carrera, a saber, el émbolo.

Antes de que se dé una descripción general del instrumento, debe mencionarse que las tarjetas o gráficas superficiales tienen tres usos principales: para obtener información que se utilizará como base para hacer cambios en el equipo de bombeo y, en particular, para determinar los requisitos de carga, par de torsión y caballos de fuerza (véase la sección 9.5); para mejorar las condiciones de operación por ajustes en la velocidad de bombeo y la longitud de la carrera; y para verificar las condiciones del pozo, después de la instalación del equipo, para evitar o diagnosticar diversos problemas de operación.

No se presentará en esta sección ni en las dos que le siguen un análisis exhaustivo de la interpretación de las gráficas del dinamómetro; todo lo que de hecho se emprenderá es una exposición de algunas de las características más importantes. En muchas fuentes están disponibles estudios detallados de las gráficas de los dinamómetros (referencia 2.9).

En lo que respecta al mismo instrumento, están disponibles modelos mecánicos, hidráulicos y eléctricos. Uno de los instrumentos mecánicos más comunes es el dinamómetro de anillo; este se instala entre el cable de jalón y la grampa de la varilla pulida (figura 9.2) de tal modo que el anillo pueda soportar la carga entera del pozo. La deflexión en el anillo es proporcional a la carga impuesta, y esta deflexión se amplifica y transmite al brazo registrador mediante una serie de palancas. Un estilo en el brazo registrador traza un registro de las cargas impuestas en una tarjeta de papel encerado localizado en un tambor. Las cargas se obtienen en términos del desplazamiento de la varilla pulida haciendo que el tambor oscile de un lado a otro para reflejar el movimiento de la varilla pulida. Un modo de

lograr esto es conectando el tambor a una polea cargada con resorte de la cual se fija una cinta a algún objeto estacionario, tal como el cabezal del pozo. En la carrera hacia arriba, la cinta hace girar la polea y, por lo tanto, el tambor contra un resorte; en la carrera hacia abajo, la rotación del tambor se invierte por la acción del resorte. Puede trazarse una línea cero, o línea-base que corresponde a la carga cero poniendo el estilo en contacto con la carta de papel encerado después de instalar el dinamómetro en el pozo pero con la PRL soportada por una grampa colocada entre el cable de jalón y el anillo.

Las técnicas de diagnóstico de las tarjetas superficiales usando los análisis de computadora (6.9) requieren un registro gráfico en cinta del desplazamiento de la varilla pulida y la carga graficada contra el tiempo (referencia 10). La celda de medición de la fatiga por carga del dinamómetro se monta, como se mencionó anteriormente, entre el cable de jalón y la grampa, y la señal eléctrica de la celda se pasa a un lado del registrador de dos canales. El desplazamiento de la varilla pulida se mide con un potenciómetro acoplado a una polea retraíble con par de torsión constante en la cual se devana un cable, el extremo libre del cable se fija a la varilla pulida. La señal de salida del potenciómetro se transfiere al segundo canal del registrador.

10.5 INTERPRETACIÓN CUALITATIVA DE LAS GRÁFICAS OBTENIDAS CON EL DINAMÓMETRO SUPERFICIAL

Las PRL máxima y mínima pueden leerse directamente de la tarjeta de la superficie utilizando la calibración de instrumento y la línea-base de modo que, fácilmente, pueden calcularse los requisitos de la carga, par de torsión y caballos de fuerza de la instalación en la superficie. El análisis de los aspectos cualitativos de la gráfica en la superficie es, sin embargo, más complejo, y algunas de las características que lo complican se mencionan más adelante.

Alargamiento y contracción de las varillas

Este fenómeno se expuso en la sección 9.5 y, evidentemente, afecta a la gráfica del dinamómetro superficial. Al fondo de la carrera, la tensión en la sarta de varillas aumenta constantemente conforme la varilla pulida se mueve hacia arriba por la acción de la unidad de bombeo y conforme cierra la válvula TV. Cuando esta tensión es suficiente para levantar la columna del fluido soportada por el émbolo, el mismo émbolo principia el

viaje hacia arriba. La tensión aumentada en las varillas en la carrera hacia arriba da como resultado el alargamiento de las varillas, como se ilustra en la figura 9.6. En la parte superior de la carrera, la tensión se alivia gradualmente en la sarta de varillas conforme el cabezal del balancín se mueve hacia abajo y las varillas sufren cierta contracción.

Estos efectos modifican la cantidad de aumento de carga vertical y liberación de carga de la gráfica ideal de la bomba (figura 10.2a), y la gráfica ideal de la superficie será como se muestra en la figura 10.3a.

Fuerzas de aceleración

El principal efecto de las fuerzas de aceleración en las varillas, expuesto en la sección 9.5, es hacer girar la gráfica en el sentido de las manecillas del reloj, es decir, elevar las PRL en el fondo de la carrera y bajarlas en la parte superior de la carrera. Con referencia a la figura 10.3b, al fondo de la carrera (punto A), la PRL necesaria para acelerar la sarta de varillas hacia arriba es la máxima. En la mitad de la carrera (punto B) es cero, y durante la última mitad de la carrera hacia arriba las varillas se desaceleran; la desaceleración

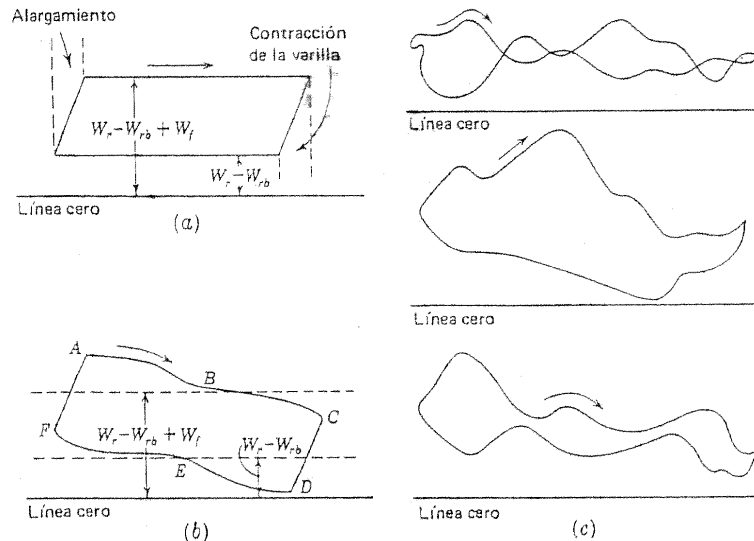


Figura 10.3 Gráficas del dinágrafo en la superficie: a) gráfica ideal, se permite el alargamiento y la contracción de la varilla; b) gráfica ideal, se permiten las cargas de aceleración; c) tres gráficas típicas.

máxima la experimentan las varillas en la parte superior de la carrera hacia arriba (punto C). La gráfica en la carrera hacia abajo es similar, la máxima carga de aceleración otra vez se requiere en el fondo de la carrera (punto F).

Se observará que los valores del peso de las varillas en el fluido, a saber $W_r - W_{r0}$, y de este peso más el peso del fluido en el área total del émbolo, a saber $W_r - W_{r0} + W_f$, ya no se obtienen inmediatamente de la gráfica del dinamómetro superficial. Por esta razón, se hacen algunas veces las verificaciones SV y TV en un pozo con bombeo. Estas verificaciones se exponen brevemente en la sección 10.10, donde se muestra que la presión en la entrada de la bomba (en la válvula SV) puede determinarse mediante estas verificaciones, siempre que las condiciones sean favorables.

Vibración de las varillas

Un factor que viene a complicar la interpretación de las gráficas del dinamómetro superficial lo introducen las armónicas amortiguadas² que ocurren en la sarta debido a los cambios repentinos en la carga en las varillas causadas por la recuperación (el cierre de la válvula TV) y por el golpeo por el fluido. Ya que la velocidad de la propagación de esta onda de esfuerzos a través de la sarta de varillas de succión es finita, del orden de 15000 pies/segundo, hay un retraso del tiempo entre el inicio de una secuencia de esfuerzos en el émbolo y su llegada a la superficie. Además, ya que el extremo inferior de la sarta está abierto, hay una inversión de esfuerzos cada vez que la onda se refleja desde este extremo. Esto conduce a esfuerzos altos y bajos, que se amortiguan con el tiempo, en la varilla pulida, y que los registra el dinamómetro superficial. El intervalo entre las altas y bajas de cualquier secuencia es una constante (igual en segundos al doble de la longitud de la sarta de varillas en pies dividida entre 15,000), pero debido a que la gráfica del dinamómetro se registra contra una abscisa de intervalos iguales de desplazamiento de la varilla pulida y a que la velocidad de la varilla pulida varía a través de toda la carrera, los esfuerzos máximos y mínimos no aparecen en la gráfica a intervalos regulares. De hecho, la varilla pulida se mueve lentamente cerca de los centros muertos superior e inferior, de modo que las fluctuaciones de esfuerzos se mostrarán cercanas y juntas en cualquier extremo de la tarjeta. Quedarán espaciados más ampliamente en el centro ya que las varillas tienen su máxima velocidad en la mitad de la carrera.

² La amortiguación se debe a la fricción de la sarta de varillas en el aceite, a la sarta de varillas contra la pared de la T. P. y al émbolo en el cilindro.

Un método para analizar las fluctuaciones de carga que se indican en las tarjetas del dinamómetro superficial fue sugerido por Clark, Dangberg y Kartzke (referencia 11), y se hicieron diversos estudios teóricos del problema (referencias 12, 13), que culminaron en el trabajo de Gibbs (referencias 6, 9), Gibbs y Neely (referencia 7) y Eickmeier (referencia 8). Estos métodos se exponen brevemente en la siguiente sección. Gilbert (referencia 1) ha hecho algunas comparaciones interesantes entre las gráficas de las bombas y las de la superficie en el mismo pozo.

En la figura 10.3c se ilustran algunas gráficas típicas de dinamómetro superficial que muestran los efectos de la vibración en las varillas.

10.6 ANÁLISIS POR COMPUTADORA DE LAS GRÁFICAS DEL DINAMÓMETRO

La figura 10.4 (referencia 7) muestra una parte de una gráfica típica de un dinamómetro del tipo de medición de esfuerzo (sección 10.4), en tanto que la curva *a* de la figura 10.5 reproduce la información en un diagrama de carga contra el desplazamiento. La última es la más fácil de interpretar visualmente, pero, como Gibbs y Neely enfatizan (referencia 7), dicha interpretación visual depende del juicio y experiencia personal. El análisis mediante el uso de una computadora digital posibilita la obtención de re-

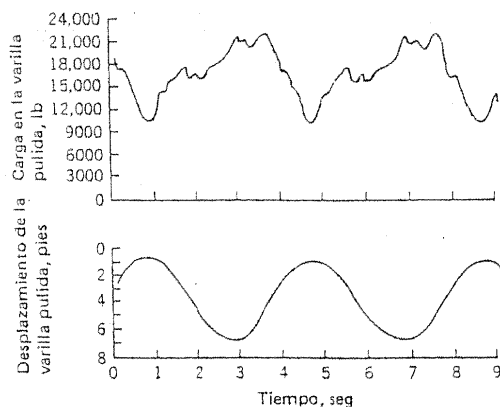


Figura 10.4 Gráficas típicas de un dinamómetro del tipo de medición de esfuerzos. (Tomado de Gibbs y Neely, referencia 7. Cortesía del AIME).

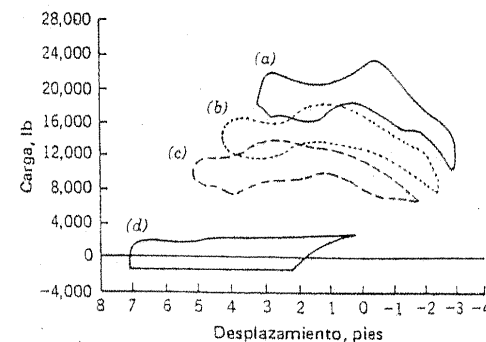


Figura 10.5 Gráficas del fondo del agujero derivadas de la gráfica obtenida con el dinamómetro en la superficie. (Tomado de Gibbs, referencia 7. Cortesía del AIME)

sultados cuantitativos en los cuales el elemento personal se ha eliminado en gran medida. Eickmeier (referencia 8) indica el punto importante de que no se requiere análisis por computadora para cada pozo del campo ni para cada corrida de gráficas del dinamómetro; la experiencia en las condiciones particulares encontradas asegura que la interpretación visual de la gráfica estándar de dinamómetro de carga comparada con el desplazamiento es razonablemente exacta y que esto se basa en algunos resultados analizados totalmente.

El método se ilustra bien con el ejemplo dado por Gibbs y Neely que se cita según la publicación (referencia 7):

Para ilustrar la técnica, se analiza la información de la varilla pulida de la figura 10.4. Esta información se muestra en la forma de la variación con el tiempo según se midió con un dinamómetro especial y pertenece a un pozo de 8525 pies que tiene una sarta telescopiada de varillas de tres etapas operada con una unidad convencional de 74 pulg a 15.4 emboladas/minuto. Las mediciones de la información de la varilla pulida en la forma de la variación con el tiempo es más conveniente en vista de la necesidad de expresar esta información en series de Fourier como funciones del tiempo . . . Las ordenadas de estas curvas para un ciclo completo se leen en la computadora junto con la información pertinente del diseño de las varillas, velocidad de bombeo, factor de amortiguación, etc., para lograr el conjunto de gráficas de dinágrafo mostradas en la figura 10.5. Puede obtenerse del análisis de estas tarjetas considerable información de diagnóstico. Se muestran las gráficas calculadas del dinágrafo en la superficie [(a)], en los puntos de unión en las combinaciones de la sarta de varillas [(b) y (c)] y en la bomba [(d)]. Se indican los esfuerzos máximos de 28000 lb/pulg² en las varillas de 1 pulg, 29600 lb/pulg² en

las varillas de 7/8 pulg y 30300 lb/pulg² en las varillas de 3/4 pulg . . . La gráfica del dinágrafo de la bomba indica una carrera total de la bomba de 7.1 pies, una carrera neta de líquido de 4.6 pies y una carga del fluido [W_f] de 3200 lb . . . La forma de la gráfica de la bomba indica cierta compresión de gas abajo en el agujero. La forma indica también que el anclaje de la T. P. está sostenido apropiadamente. Se calcula un gesto de desplazamiento de líquido de 200 bl/día la cual, cuando se compara con la producción medida de 184 bl/día indica que no hay fugas graves de flujo en la T. P.

En la figura 10.5, el peso de flotación de la sarta de varillas, se muestra como una carga negativa; véase la figura 10.6, la cual debe compararse con la figura 10.3a. La razón de la localización diferente de la línea cero es que en la figura 10.3a se representa una gráfica idealizada tomada en la superficie, en tanto que en la curva d de la figura 10.5 se muestra una tarjeta de fondo de agujero, es decir, la tarjeta que resultaría del uso de un dinágrafo en la bomba (sección 10.2 y 10.3). Durante la carrera del émbolo hacia abajo la carga del fluido actúa sobre la válvula SV, la cual está cerrada, y la única fuerza que actúa en la sarta de varillas es la fuerza de flotación de las varillas.

Una estimación de la BHP fluyendo también puede realizarse mediante el análisis de las gráficas del dinamómetro (sección 10.10).

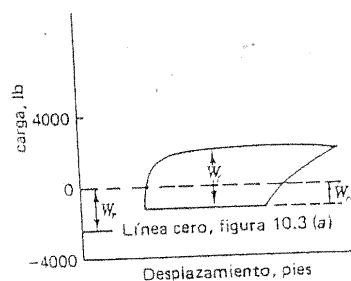


Figura 10.6 Gráfica del fondo del agujero derivada de la gráfica obtenida con el dinamómetro en la superficie: compárese con la figura 10.3a.

10.7 BOMBEO CON EL ESPACIO ANULAR CERRADO Y BOMBEO CON EL ESPACIO ANULAR ABIERTO

Por diversas razones, muchos pozos se bombean con el espacio anular entre la T. R. y la T. P. cerrado en la superficie. Esta es una práctica aceptable en tanto que haya poco o ningún gas libre en los fluidos producidos en la toma de la bomba (por ejemplo, cuando la BHP fluyendo es mayor que la presión de punto de burbujeo o muy cercana a ésta o cuando los porcentajes de agua son muy altos), pero en otra forma es un método ineficaz.

La razón es que todo el gas libre presente en la corriente del líquido en la zapata de la T. P. se hace entrar al cilindro de la bomba, y este gas reduce la eficiencia volumétrica de ésta (secciones 9.2 y 11.2). Evidentemente, la determinación mediante un registro del nivel del fluido³ en el espacio anular en dicho pozo mostrará que la T. R. está llena de gas hasta la toma de la bomba (a menos que el volumen de gas libre sea tan bajo a la BHP que ningún gas sea capaz de subir al espacio anular) de tal manera que el pozo da la falsa apariencia de que está agotado por el bombeo. Aun cuando la determinación de la BHP fluyendo, al igual que el IPR, se simplifica considerablemente cuando el espacio anular está lleno de gas, esta es una pequeña compensación por el alto precio pagado por la baja eficiencia volumétrica de la bomba y, por lo tanto, un bajo gasto de salida, especialmente cuando el gasto de producción puede incrementarse significativamente por el simple hecho de abrir el espacio anular en la superficie entre la T. R. y la T. P. Puede aún incrementarse el gasto con la instalación de una ancla separadora de gas para desviar el gas libre al espacio anular (sección 11.2).

El resultado de abrir el espacio anular es permitir que una columna de líquido se forme en su interior, y que el gas libre burbujeando a través de este líquido produzca una mezcla espumosa. La presencia de esta mezcla, o fluido del espacio anular, complica la interpretación de los resultados del registro del nivel del fluido en el espacio anular; se hará un análisis de este aspecto del tema en la siguiente sección, y el instrumento de registro se describe en la sección 10.9.

10.8 NATURALEZA DEL FLUIDO EN EL ESPACIO ANULAR: BOMBEO CON EL ESPACIO ANULAR ABIERTO

Si la bomba se instala a una profundidad de D pies, si la CHP es p_c lb/pulg² man (suponiendo que el gas del espacio anular se descarga por una línea estrangulada) y si \bar{p} es la densidad relativa promedio del fluido en el espacio anular, entonces la presión p_{wf} (en lb/pulg² man) en la toma de la bomba es igual a p_c más la presión debida a una columna de gas de longitud H pies más la presión debida a la columna del fluido en el espacio anular de longitud $(D - H)$ pies más las pérdidas por fricción resultantes del movimiento del gas hacia arriba por el espacio anular, donde H es la profundidad, en pies, de la parte superior de la columna de fluido en el es-

³ Véase la sección 10.9.

pacio anular abajo del cabezal de la T.R. Si no se toman en cuenta las presiones debidas a la columna de gas y a las pérdidas por fricción, H puede expresarse en la siguiente forma:

$$H = D - \frac{p_{wf} - p_c}{0.433\bar{\rho}} \quad (10-1)$$

Si J es el IP de la formación (para los fines del análisis presente se supone un IPR en línea recta), entonces

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

donde p_s es la presión estática de la formación q es la producción total. Usando esta relación; la expresión para H es

$$H = D - \frac{p_s - p_c}{0.433\bar{\rho}} + \frac{q}{0.433\bar{\rho}J} \quad (10-2)$$

Si $\bar{\rho}$ se considera como constante, la ecuación (10.2) establece que la relación entre H y q es lineal, como se ilustra en la figura 10.7. En otras palabras, si es razonable esperar que la densidad promedio del fluido en el espacio anular sea independiente del gasto de producción, entonces, es razonable esperar que el nivel del fluido en el espacio anular baje constan-

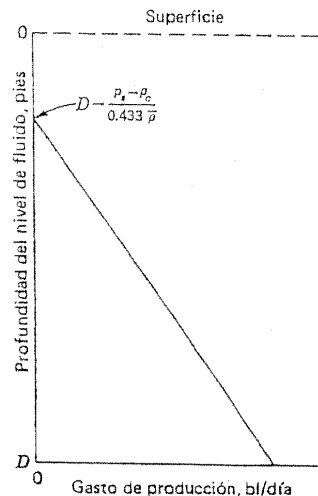


Figura 10.7 Profundidad del nivel del fluido en el espacio anular contra el gasto de producción: se supone una densidad constante en el fluido del espacio anular.

temente conforme aumente el gasto de producción. Pero esta suposición, que la densidad promedio del fluido en el espacio anular sea independiente del gasto de producción, ¿se apega a la realidad?

Para responder a esta pregunta, supóngase que el pozo se bombea a un gasto muy bajo. Entonces, ya que el gasto diario de gas (en la superficie) desde la formación es igual a la RGL de la formación multiplicada por el gasto de líquido, se concluye que el gasto diario de gas libre (en la toma de la bomba y, por lo tanto, expresada a la presión y temperatura de la entrada de la bomba) es también baja. Sólo una parte de este gas libre se desviará hacia el espacio anular, así el fluido en el espacio anular se aligerará relativamente y el gradiente del fluido en el espacio anular se aproximará al del aceite. Ahora, supóngase que el mismo pozo se bombea a un gasto más alto. No solamente será más alto el gasto diario de gas libre en la toma de la bomba debido al alto gasto de producción de líquido y la presión baja en la entrada, sino que también habrá gas adicional en solución y la misma formación puede producir a una razón más alta de gas libre/líquido debido al excesivo abatimiento en la vecindad del agujero del pozo (sección 3.3). Por lo tanto, es muy probable que se desvíe diariamente al espacio anular un volumen considerable de gas libre,⁴ entonces, se reduce grandemente la densidad total del fluido en el espacio anular.

Se concluye que $\bar{\rho}$ en la ecuación (10.2), en general, disminuirá conforme el gasto del flujo de líquido aumente, y la forma en la cual la profundidad del nivel de fluido H varía como función de q dependerá de la interacción entre los diversos términos de la ecuación. Volviendo a la ecuación (10.1) es evidente que H aumentará cuando disminuya la presión de entrada de flujo (es decir, el nivel del fluido bajará con el gasto de líquido en aumento) si $\bar{\rho}$ disminuye más lentamente que $p_{wf} - p_c$. Por otra parte, si $\bar{\rho}$ disminuye más rápidamente que $p_{wf} - p_c$, el fluido del espacio anular se elevará en el agujero conforme se incrementa el gasto de producción. En ciertas circunstancias, es posible que H pueda disminuir hasta cero, en cuyo caso, el nivel de fluido está en la superficie para un cierto rango de valores en la presión del flujo de entrada y el pozo está fluyendo con bombeo (sección 11.4).

Teniendo en mente la variación en la densidad relativa promedio del fluido en el espacio anular con respecto al gasto, pueden establecerse

⁴ Por supuesto, esto debe ser así, de otra manera el gas libre pasaría al interior de la bomba reduciendo la eficiencia volumétrica de la misma a tal grado que no se alcanzaría el alto gasto supuesto de líquido.

solamente tres situaciones definidas respecto a la forma en la cual la profundidad del nivel del fluido varía conforme cambia el gasto de salida de líquido. Primero, cuando el pozo no está en producción, la profundidad del nivel del fluido será

$$H_s = \frac{p_s - p_c}{0.433 \rho_o} \quad (10-3)$$

donde p_s es la presión estática y $\bar{\rho}_o$ es la densidad relativa del aceite. Segundo, cuando el pozo se agota por bombeo (es decir, la formación produce a su potencial), el nivel de fluido debe estar en la entrada de la bomba. Tercero, ya que ρ_o disminuye cuando aumenta el gasto de producción, el valor real de H es siempre menor que, o igual, en circunstancias especiales, al valor de H calculado bajo la suposición de que el fluido en el espacio anular tiene un gradiente de aceite. Algunos ejemplos de la forma en la cual la profundidad del nivel de fluido en el espacio anular puede variar como función del gasto de producción se indican en la figura 10.8.

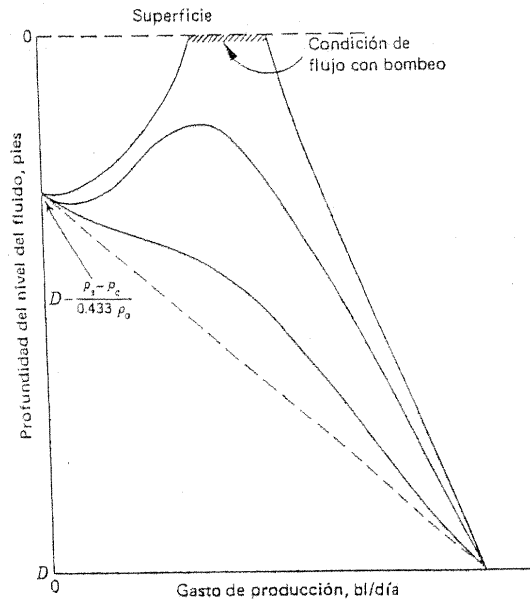


Figura 10.8 Ejemplos típicos de la variación de la profundidad del nivel líquido en el espacio anular con el gasto de producción.

Debe enfatizarse aquí que si los resultados de los registros de nivel del fluido se interpretan en base de una supuesta relación lineal entre H y q , dichos registros parecerán con frecuencia que se contradicen entre sí; un entendimiento correcto de la naturaleza del fluido del espacio anular cuando se bombea un pozo con la T. R. abierta resolverá usualmente las anomalías aparentes.

La variación en la densidad relativa promedio de fluido que se encuentra en el espacio anular con respecto al gasto, complica el problema de la determinación de la presión de succión de la bomba a partir del conocimiento de la longitud de la columna de fluido del espacio anular, el cual, hasta la fecha, no se ha solucionado. Este problema se expone en cierta extensión en la sección 10.10.

10.9 DETECCIÓN DE LOS NIVELES DEL FLUIDO EN EL ESPACIO ANULAR

Con respecto a los instrumentos que se usan en los registros del nivel de fluido, el principio general relacionado es generar una onda de energía en la superficie y registrar el tiempo entre la emisión de esta onda y el regreso de su reflexión a la superficie. La energía se proporciona comúnmente descargando un cartucho de salva, pero en aquellos pozos que operan con una CHP razonablemente alta (mayor de 75 lb/pulg²) algunas veces, puede ser más conveniente el uso de una botella de acero. Esta botella puede hacerse con un pie o dos de T. R. de 5 pulg o alguna otra cosa similar, y se equipa con una válvula de apertura rápida para llenado y una válvula de alivio. La botella se conecta el ademe con ambas válvulas cerradas. Se abre la válvula de apertura rápida, lo cual permite que el gas de la T. R. se expanda repentinamente dentro de la botella, estableciendo una sucesión de ondas en el espacio anular. Si se requiere una serie de lecturas de un pozo particular, entonces, la válvula de alivio simplemente tiene que abrirse entre cada prueba.

Un punto de importancia práctica al correr el registro del nivel de fluido es asegurarse de que todas las juntas de la T. P. en el agujero sean aproximadamente del mismo largo, es decir, que todas sean de 20 pies o todas de 30 pies. La razón para esto es que, en lugar de usar la velocidad del sonido en el espacio anular junto con la diferencia de tiempo entre la emisión de la sucesión de ondas y la recepción de la primera reflexión, es común determinar la profundidad de nivel del fluido por reflexiones secundarias en las juntas de la T. P. La dificultad con el planteamiento que utiliza la

velocidad del sonido es que esta velocidad depende de la composición, temperatura y presión del gas, las cuales no se conocen con precisión. Por otra parte, las reflexiones secundarias tienen lugar en las juntas de la T. P., de modo que el registro del nivel de fluido se parece algo al mostrado en la figura 10.9. Si se sabe que cada junta de la T. P. está aproximadamente a 20 pies de longitud, por ejemplo, entonces, puede establecerse inmediatamente una escala de profundidad y la profundidad del nivel del fluido puede leerse directamente en el registro.

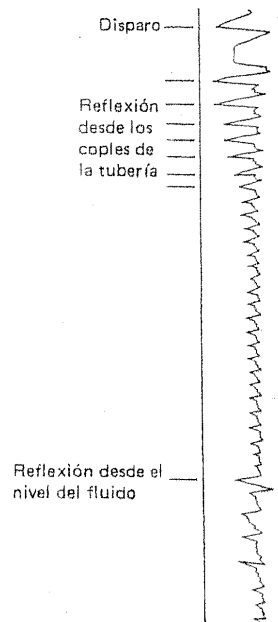


Figura 10.9 Registro resultante de la medición del nivel del fluido.

10.10 DETERMINACIÓN DE LAS BHP FLUYENDO: POZOS QUE PRODUCEN CON BOMBEO

Medidores de presión que se corren con una línea de acero

En ciertos pozos equipados con T. R. suficientemente grande y T. P. suficientemente pequeña es posible bajar una bomba de presión en el espacio anular con una línea de acero. Dicha operación siempre tiene riesgo en cierto grado debido a que la línea tiende a enredarse en la sarta de la T. P. y

se debe tener mucho cuidado de no romper la línea cuando se extraiga el medidor. Este problema se acentúa si el aceite es viscoso, porque si el crudo tiene una alta viscosidad, la bomba se moverá hacia abajo más lentamente a través del aceite; y si se suelta la línea de alambre al correrla dentro del agujero, puede quedar a veces floja. Cuando se realizan dichas corridas se usa frecuentemente una brida especial descentrada en un intento de asegurar que la T. P. no esté centrada en la T. R.

En muchos pozos, no se recorre el espacio anular con el medidor de presión aun si el operador acepta el riesgo consecuente de perder cierto porcentaje de instrumentos, debido a que el espacio anular entre la T. R. y la T. P. no es lo suficientemente grande para acomodar la herramienta, y se requieren algunos otros métodos para determinar la BHP fluyendo.

Medidores de presión instalados permanentemente

En ciertos pozos clave con bombeo, pozos con problemas o pozos especiales de prueba puede ser aconsejable instalar medidores de presión abajo de la bomba de modo que puedan obtenerse lecturas exactas de presión siempre que se requieran. Dicha instalación permanente requiere un cable conductor que corra de la superficie al aparato, y este cable se envuelve al exterior de la T.P. Un tipo de medidor de la presión instalado permanentemente opera bajo el principio de un alambre sometido a esfuerzo, o resorte lineal, vibrando en un campo eléctrico. Se conecta un extremo del alambre a un diafragma, el cual se flexiona por la presión del pozo. Estas deflexiones dan como resultado cambios en la tensión del alambre así como en las frecuencias naturales de vibración. Estos cambios se miden eléctricamente y se transmiten a la superficie. Un segundo tipo de dispositivo utiliza un tubo Bourdon que sitúa una rueda codificada. La posición de esta rueda se detecta por medio de un contacto, la información resultante se transmite a la superficie a través del cable conductor.

Aunque dichos elementos instalados permanentemente dan resultados confiables y fácilmente obtenibles, el costo puede ser alto si se usan en cada pozo con bombeo en un campo o zona; además, la corrida y extracción del cable con la sarta de T. P. se agrega a la duración de cualquier trabajo de izaje.

Método de Walker

La suposición mayor que se hace en este método es que la densidad relativa promedio del fluido en el espacio anular es una constante para un conjunto particular de condiciones de producción; es decir, si la presión de

entrada o succión en la bomba permanece constante de modo que el gasto de producción de la formación no se modifique, si todo el líquido producido por la formación se bombea por la tubería de producción, pero algo del gas se desvía hacia arriba por el espacio anular, y si el desplazamiento de la bomba no se modifica, de modo que el gasto diario del gas en el espacio anular tampoco cambie, entonces la densidad relativa promedio del fluido del espacio anular es independiente de la CHP aplicada.

Si esta suposición es razonable o no se puede inferir por la validez de los resultados obtenidos por el método basado en esta suposición. Ya que los resultados parecen ser de verdad satisfactorios, puede decirse que la suposición es válida para los propósitos de ingeniería.

El método consiste en registrar la profundidad de la parte superior de la columna de fluido en el espacio anular cuando el pozo se bombea a un gasto permanente, controlándose la CHP en un rango de una o dos lb/pulg² con un regulador de contrapresión. La contrapresión en el ademe se cambia entonces, y se permite que el pozo se vuelva a estabilizar al mismo gasto de producción de líquido (es decir, no se hace ninguna modificación en la carrera de la bomba o la velocidad). Cuando la condición se establece, la profundidad del nivel del fluido en el espacio anular se registra otra vez y se calcula un valor de la BHP fluyendo, la cual tiene que ser la misma en las dos pruebas debido a que no se cambia el gasto de producción, como sigue:

La referencia a la figura 10.10a muestra que si H_1 es la profundidad del nivel del fluido en el espacio anular, en pies, cuando la CHP es p_{c1} (en lb/pulg² man.) y si $\bar{\rho}$ es la densidad relativa promedio del fluido en el espacio anular, entonces

$p_{wf} = p_{c1} +$ presión debida a la columna de gas $+ 0.433 (D - H_1) \bar{\rho}$
En forma similar, de la figura 10.10b,

$p_{wf} = p_{c2} +$ presión debida a la columna de gas $+ 0.433 (D - H_2) \bar{\rho}$ si se supone que la densidad relativa promedio del fluido en el espacio anular es la misma en las dos pruebas. La presión debida a la columna de gas puede ignorarse o aproximarse, usando, por ejemplo, la ecuación (4-17); p_{wf} y $\bar{\rho}$ pueden calcularse entonces.

La mayor desventaja del método de Walker es el tiempo requerido de las operaciones para alcanzar la estabilidad después de que se ha cambiado la CHP. El procedimiento más rápido es el sugerido en la figura 10.10, a saber, ajustar el regulador de presión a un nivel aceptablemente alto y, entonces, dejarlo en el pozo durante una semana. Al fin de este tiempo se mide la presión del pozo y el nivel del fluido. El regulador se ajusta entonces a un nivel más bajo. Se ha encontrado en la práctica que, con este método, el pozo casi siempre llega a las condiciones estables en 24 h. Si, sin

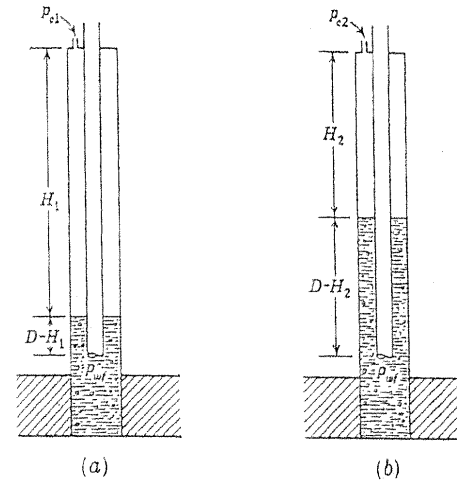


Figura 10.10 Determinación de la presión en la entrada de la bomba: método de Walker.

embargo, se usa primero la CHP más baja, puede requerirse un tiempo considerable antes de que el pozo se estabilice a la CHP más alta.

Ejemplo 10.1

Profundidad a la bomba	4130 pies
Profundidad al nivel del fluido cuando la CHP es 120 lb/pulg ² man.	3015 pies
Profundidad al nivel del fluido cuando la CHP es 50 lb/pulg ² man.	2440 pies

Al usar la ecuación (4-18), la presión en la parte superior de la columna de fluido en el caso de la CHP más alta se encuentra que es, aproximadamente, 127 lb/pulg² man. la presión en la parte superior de la columna de fluido en el caso de la CHP más baja es 52 lb/pulg² man.

Por lo tanto, las dos ecuaciones con las cuales pueden encontrarse la presión de entrada p_{wf} y la densidad relativa promedio de la columna del fluido $\bar{\rho}$ son

$$p_{wf} = 127 + 0.433\bar{\rho}(4130 - 3015)$$

$$p_{wf} = 52 + 0.433\bar{\rho}(4130 - 2440)$$

y

A partir de éstas,

$$\bar{\rho} = 0.301$$

$$p_{wf} = 272 \text{ lb/pulg}^2 \text{ man.}$$

⁵ En forma estricta, la ecuación (4-17) se aplica sólo a columnas estáticas de gas.

Método de circulación de gas

Este método requiere el uso de un regulador de contrapresión y un dinamómetro de varilla pulida, y tiene la desventaja de que consume mucho tiempo, particularmente, en pozos en los cuales el gasto de gas en el espacio anular es bajo. El método consiste en imponer una contrapresión creciente contra la T. R. hasta que el gas del espacio anular principia a circular en la parte inferior de la T. P. La influencia de esta condición puede notarse en la gráfica de dinamómetro superficial, cuya área disminuye repentinamente. La contrapresión en la T. R. se reduce ligeramente de modo de que el bombeo del pozo se inicia con el nivel del fluido en el espacio anular cercano a la zapata de la T. P. Se deja entonces que el bombeo del pozo sea constante durante unas horas para que llegue a una condición de equilibrio (durante este período, debe verificarse algunas veces el dinamómetro para asegurarse de que el gas no está haciendo turbulencia) y se toma una lectura. La contrapresión en el espacio anular aumenta gradualmente hasta que se colapsa otra vez la tarjeta del dinamómetro; la CHP entonces se baja algunas libras y, entonces, se aumenta hasta que otra vez la tarjeta de la varilla pulida muestra que el gas está haciendo turbulencia. En esta forma se determina el valor de la CHP cuando el espacio anular está lleno con gas. Se obtiene un valor de la presión de entrada de la bomba agregando a este CHP una tolerancia para la presión debida a la columna de gas.

Método de Agnew: verificaciones SV y TV

Este método para determinar la presión de entrada de los pozos bajo bombeo mediante la utilización del dinamómetro fue propuesto por Agnew (referencia 14). En el estudio de las máximas PRL en la sección 9.5, no se toma en cuenta el empuje hacia arriba ejercido en el fondo del émbolo cuando la válvula estacionaria está abierta. Esto es razonable en vista del fin de esta exposición, el cual es establecer la PRL máxima posible. Pero la fuerza que no se tomó en cuenta es igual al producto de la presión de entrada a la formación y el área de la sección transversal del émbolo (suponiendo que es pequeña la pérdida de presión a través de la puerta de la válvula SV) y debe tomarse en cuenta en cualquier aplicación en la cual el objetivo sea la determinación de la presión de entrada del flujo.

Si W_f = peso del fluido en el área plena del émbolo, lb.
 W_r = peso de las varillas en el aire, lb.

W_{rb} = fuerza de flotación en las varillas, lb.
 A_r = área de la sección transversal de las varillas (del fondo), pulg².
 A_p = área de la sección transversal del émbolo, pulg².
 P_t = P_{th} , lb/pulg² man.
 P_{wf} = BHP fluyendo del pozo, lb/pulg² man.

se concluye que cuando la unidad de bombeo se detiene (gradualmente, con objeto de eliminar las cargas de aceleración) lo suficiente cerca de la parte superior de una carrera para asegurar que la válvula SV está cerrada, la carga registrada por un dinamómetro fijado a la varilla pulida es

$$\text{carga en la TV} = W_f + W_r - W_{rb} - p_{wf}A_p + p_t(A_p - A_r) \quad (10-4)$$

Esto se conoce como la verificación TV.

En forma similar, si la unidad de bombeo se detiene (gradualmente) en la parte inferior de la carrera y cerca del fondo de la carrera para asegurarse que la válvula SV está cerrada y que la válvula TV está abierta, la PRL es simplemente el peso de las varillas suspendidas en el fluido, o

$$\text{carga en la SV} = W_r - W_{rb} \quad (10-5)$$

Esto se conoce como la verificación SV.

Mediante el uso de la ecuación (10-5), la ecuación (10-4) puede escribirse

$$\text{Carga en la TV} = \text{carga en la SV} + W_f - p_{wf}A_p + p_t(A_p - A_r)$$

de lo cual se concluye que

$$p_{wf}A_p = W_f - (\text{carga TV} - \text{carga SV}) + p_t(A_p - A_r) \quad (10-6)$$

pero

$$W_f = 0.433\bar{p}DA_p$$

$$= \frac{A_p}{A_r} W_{rb}$$

ya que

$$W_{rb} = 0.433\bar{p}DA_r$$

De aquí, mediante la ecuación (10-5)

$$W_f = \frac{A_p}{A_r} (W_r - \text{carga en la SV})$$

lo cual, cuando se sustituye en la ecuación (10-6), da

$$p_{wf} A_p = \frac{A_p}{A_r} (W_r - \text{SV carga}) - (\text{TV carga} - \text{SV carga}) + p_t (A_p - A_r)$$

$$p_{wf} = \frac{W_r - \text{SV carga}}{A_r} - \frac{\text{TV carga} - \text{SV carga}}{A_p} + p_t \left(1 - \frac{A_r}{A_p} \right) \quad (10-7)$$

de donde puede calcularse p_{wf} .

Ejemplo 10.2

Un pozo sujeto a bombeo está terminado con 3000 pies de varillas de 7/8 pulg y un émbolo de 1 3/4 pulg. Se hace una verificación SV y se registra una carga de 5700 lb; la verificación TV da una carga de 6500 lb. La P_{th} es de 60 lb/pulg² man. Calcúlese la presión de entrada del flujo, es decir, la presión inmediatamente abajo de la válvula SV.

$$A_r = \frac{\pi}{4} \left(\frac{7}{8} \right)^2 = 0.601 \text{ pulg}^2$$

$$A_p = \frac{\pi}{4} \left(\frac{7}{4} \right)^2 = 2.405 \text{ pulg}^2$$

Usando el valor de 490 lb/pie³ para la densidad del acero,

$$W_r = 490 \times 3000 \times \frac{0.601}{144}$$

$$\text{carga} = 6135 \text{ lb}$$

$$W_r - \text{SV carga} = 6135 - 5700 = 435 \text{ lb}$$

$$\text{TV carga} - \text{SV carga} = 6500 - 5700 = 800 \text{ lb}$$

$$A_r/A_p = 0.25$$

La sustitución de estos valores en la ecuación (10-7) da

$$p_{wf} = 724 - 333 + 45$$

$$= 436 \text{ lb/pulg}^2 \text{ man.}$$

Una limitación práctica de este método está impuesta por las pérdidas de fricción, las cuales, si son altas conducen evidentemente a un error considerable en el valor calculado de p_{wf} . Dicha fricción puede deberse a acumulaciones de parafina, atascamiento de la bomba por arena o incrustaciones, o T. P. suspendida a compresión, para mencionar algunas de las posibilidades. Las cargas de impulso creadas cuando se detiene la unidad de bombeo también pueden dar lugar a errores. Evidentemente, los mejores resultados se obtendrán con este método si la prueba se toma inmediata-

mente después de que una bomba nueva o reparada se instala en el agujero y si se tiene buen cuidado para detener suavemente la unidad.

Método que implica el cálculo del gasto de gas en la T. P.

Este método depende del cálculo del gasto al cual puede esperarse que se produzca el gas a través de la T. P. Este gasto se determina como una función de la BHP fluyendo de modo que si se mide el gasto real de gas en la T. P. puede inferirse la presión de entrada del flujo. Una desventaja fundamental del método es que debe calcularse el desplazamiento de la bomba; como se vio en la sección 9.5; éste es un cálculo largo cuyos resultados no pueden considerarse como exactos. Otra característica que puede ser difícil de vencer en ciertas circunstancias, es que se requiere el gasto del gas en la T. P. y no el gasto total de gas. Si la T. R. del pozo está colgada en la línea de flujo corriente abajo del cabezal del pozo, el cual es un arreglo bastante común, entonces esta línea de derivación debe cerrarse y el gas en la T. R., probablemente, se deja que se libere a la atmósfera mientras se está midiendo el gasto de gas en la T. P.⁶

Supóngase que

D = desplazamiento de la bomba bl/día.

q_o = gasto de producción de aceite, bl/día.

q_w = gasto de producción de agua, bl/día.

B_o = factor de volumen del aceite de la formación, bl/bl.

B_g = factor de volumen del gas de formación, bl/pie³.

R_s = factor de solubilidad del gas, pies³/bl.

Del desplazamiento de bombeo total diario, un volumen q_w está ocupado por agua y un volumen $B_o q_o$ por el aceite. En consecuencia, el volumen ocupado por el gas libre es

$$(D - q_w - B_o q_o) \quad \text{bl}$$

Este volumen de gas se mide a la presión de entrada en la bomba (no se supone pérdida de presión a través de la válvula SV) y a la temperatura en

⁶ Si éste es el procedimiento adoptado, debe tenerse mucho cuidado de no modificar la CHP durante la operación ya que cualquier cambio en la presión superficial producirá un cambio en la parte inferior de la T. P. y, en consecuencia, en la producción del pozo.

el fondo del agujero. Para convertir el gas a las condiciones estándar, es necesario dividir entre el factor de volumen del gas de formación. Además del gas libre presente en la toma de la bomba, algo de gas en solución se desprende conforme el aceite se produce al subir por el pozo hacia los tanques de almacenamiento. Por la definición de la solubilidad del gas, ascenderá a $q_o R_s$ pies cúbicos estándar de gas diariamente.

Se concluye que

$$\text{gasto del gas en la T. P.} = \frac{1}{B_g} (D - q_w - B_o q_o) + R_s q_o \quad (10-8)$$

Ejemplo 10.3 Supóngase que el gasto de un pozo que produce con bombeo es de 330 bl/día de aceite y 210 bl/día de agua; que la RGA de la T. P. es de 300 pies³ est./bl; que el desplazamiento de la bomba es de 750 bl/día y que los datos PVT del aceite son los de la tabla 10.1. Calcúlese la BHP fluyendo.

Los gastos de gas en la T. P. a las diversas presiones supuestas se calculan con la ecuación (10-8) (tabla 10.2) y se grafican en función de la presión en la figura 10.11. El gasto real de gas en la T. P. es 330×300 pies³ est./día, ó 99 mpc/día; entrando con este valor en la figura 10.11 se observa que la BHP fluyendo es de 665 lb/pulg² abs.

Tabla 10.1 Ejemplo 10.3: datos de PVT supuestos.

Presión, lb/pulg ² abs.	B_o , bl/bl	B_g , bl/pies ³ est. / pies ³ est./bl	R_s , pies ³ est./bl
2500	1.250	0.0015	450
2200	1.225	0.0018	412
1900	1.203	0.0023	377
1600	1.180	0.0030	340
1300	1.156	0.0039	303
1000	1.133	0.0050	268
700	1.108	0.0065	231
400	1.080	0.0085	165
200	1.045	0.0110	97

Es evidente de la figura 10.11 que una reducción del 10 por ciento en el gasto medido de gas reduciría la presión estimada de 685 a 550 lb/pulg² abs, mientras que un aumento del 10 por ciento elevaría la presión estimada a 785 lb/pulg² abs. Este ejemplo no es la excepción a la regla; en general, la presión estimada es sensible al valor asignado al gasto de gas en la T. P. En vista de la inexactitud relativa de las mediciones de gas en el campo, esta sensibilidad es, por supuesto, una desventaja del método.

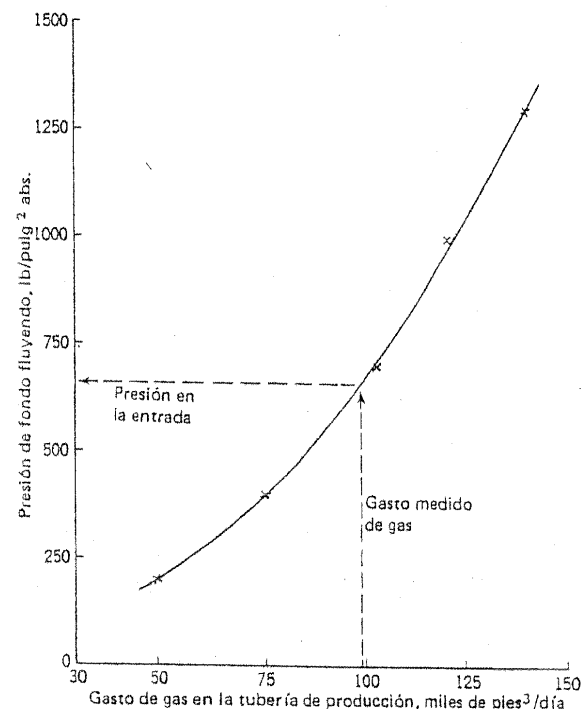


Figura 10.11 Ejemplo 10.3: Determinación de la presión en la entrada de la bomba usando la medida del gasto de gas en la T. P.

Otras fuentes posibles de error son las pérdidas posibles de presión a través de la válvula SV, la fuga de aceite hacia el émbolo (lo cual reduce el volumen de gas libre en la bomba, se puede hacer una corrección para lo anterior en base a la figura 9.7), y la influencia de la temperatura y los efectos de la supercompresibilidad del gas.

Análisis con computadora de las gráficas del dinamómetro

Si p_p es la presión inmediatamente arriba de la bomba debida a la combinación de la columna de fluido en la T. P. y la P_{th} ; entonces la carga en la bomba soportada por el émbolo durante la carrera hacia arriba es

$$p_p (A_p - A_r)$$

Tabla 10.2 Ejemplo 10.3: cálculo de los gastos de gas en la tubería de producción para diversas presiones de entrada.

p_{wf} , en lb/pulg ² abs., supugsta	$B_o q_o$, bl/día	$B_o q_o + q_w$, bl/día	$D - B_o q_o - q_w$, bl/día	$D - B_o q_o - q_w$, pies ³ est./día	$R_s q_o$, pies ³ est./día	Produc- ción diaria de gas en la tubería de pro- ducción, mpc/día
200	345	555	195	17,700	32,000	49.7
400	356	566	184	21,600	54,500	76.1
700	366	576	174	26,800	76,200	103.0
1000	374	584	166	33,200	88,400	121.6
1300	381	591	159	40,800	100,000	140.8

donde A_p es el área de la bomba y A_r es el área de las varillas más bajas. Oponiéndose a esta carga está la fuerza abajo del émbolo que resulta de la presión de producción de la formación, es decir, p_{wf} (o una presión en la entrada p_i que puede derivarse de p_{wf} si la bomba está localizada a cierta distancia arriba de las perforaciones). Esta fuerza hacia arriba es $p_{wf} A_p$.

En consecuencia, la carga neta en el émbolo es

$$\text{de modo que } p_{wf} = p_p \left(1 - \frac{A_r}{A_p} \right) \frac{\text{carga neta en el émbolo}}{A_p} \quad (10-9)$$

El valor de la carga neta en el émbolo se obtiene del análisis de la gráfica del dinamómetro (sección 10.6, figura 10.5), en tanto que A_r y A_p se conocen para cualquier instalación en particular. El valor que debe asignarse a p_p es más difícil de determinar. Si se tiene cierto conocimiento de la RGL en la T. P. se puede obtener una aproximación a p_p a partir de las consideraciones del gradiente, es decir, la asignación de un valor para densidad promedio del fluido en la T. P. o por un perfil de presión en el flujo de dos fases. Como indican Gibbs y Neely (referencia 7), puede calcularse un límite superior a p_{wf} suponiendo un gradiente de líquido puro en T. P. Eickmeier (referencia 8) indica que las estimaciones razonables de la densidad promedio del fluido en la T. P. pueden obtenerse comparando los análisis de las gráficas de dinamómetro en pozos de profundidad similar que se sabe están produciendo mediante bombeo.

Ejemplo 10.4 Como una ilustración de los cálculos usando la ecuación (10.9) puede referirse otra vez al ejemplo de Gibbs y Neely, sección 10.6 y figura 10.5. De la gráfica de la bomba de la figura 10.5, se obtiene una carga neta en el émbolo (es decir, carga pronosticada sobre el émbolo durante la carrera ascendente), de 2 650 lb. Si el diámetro del émbolo es de 1.5 pulg, entonces $A_p = 1.77$ pulg².

El juego de varillas en el fondo es de 3/4 pulg de diámetro, de modo que $A_r = 0.44$ pulg² y $1 - A_r/A_p = 0.75$. Si se supone una T. P. de 2 3/8 pulg y una P_{th} del orden de 50 lb/pulg², la curva de distribución de la presión en la figura 4.18 para 200 bi/día y 0.1 mpc/bl da un valor de casi 2500 lb/pulg² para p_p (a 8525 pies).

Es evidente que esta determinación de p_p está sujeta a un grado elevado de error. Substituyendo los valores en la ecuación (10-9).

$$p_{wf} = 2500 \times 0.75 - 3200/1.77 \\ = 1875 - 1808 \text{ o } 67 \text{ lb/pulg}^2 \text{ man.}$$

El hecho de que resulta una respuesta relativamente pequeña por tomar la diferencia entre dos números mucho más grandes, cuando menos uno de los cuales no es un valor seguro, reduce el grado de confianza que puede darse a la respuesta.

Uso de los instrumentos para localizar el nivel del fluido

Ya se ha dicho bastante en las secciones 10.8 y 10.9 para indicar que la determinación de la presión del flujo de entrada a partir de una medición de la longitud de la columna de fluido en el espacio anular no es del todo directa, particularmente, en aquellos casos en los cuales la columna de fluido tiene varios centenares de pies de longitud. Una forma para superar esta dificultad es usar el método de Walker descrito arriba.

Parece probable que un intenso esfuerzo para predecir la densidad relativa promedio del fluido en el espacio anular en cualquier conjunto particular de circunstancias debe tener éxito, porque esta densidad relativa debe depender, entre otras cosas, del gasto de gas en el espacio anular, la presión al nivel libre del fluido [es decir, por medio de la ecuación (4-18), la CHP] y la misma presión de entrada de flujo. Esto depende presumiblemente del área de la sección transversal del espacio anular y de la densidad del aceite. Sin embargo, a la fecha no hay correlación satisfactoria que capacite la predicción de una densidad relativa promedio del fluido del espacio anular que haya aparecido en las publicaciones especializadas; hasta que dicha correlación se sugiera y se sustente, los intentos para calcular las presiones de entrada a partir de la longitud de la columna de fluido en el espacio anular permanecerán, en el mejor de los casos, como simples aproximaciones.

REFERENCIAS

1. Gilbert, W. E.: "An Oil-Well Pump Dynagraph," *API Drill. Prod. Practice*, 1936, pág. 94
2. Marsh, H. N y E. V. Watts: "Practical Dynamometer Tests," *API Drill. Prod. Practice*, 1938, pág. 162.

3. Zaba, Joseph y W. T. Doherty: *Practical Petroleum Engineers' Handbook*, 5a. ed., Gulf Publishing Company, Houston, Tex., 1970.
4. *Sucker Rod Handbook*, Bethlehem Steel Company, Bethlehem, Pa., 1958.
5. Hosford, Eugene y Emory Kemler: "Typical Dynamometer Cards and Their Application," *API Drill. Prod. Practice*, 1939, pág. 81.
6. Gibbs, S. G.: "Predicting the Behavior of Sucker-Rod Pumping Systems," *J. Petrol. Technol.*, 15 (7): 769 (1963).
7. Gibbs, S. G. y A. B. Neely: "Computer Diagnosis of Down-Hole Conditions in Sucker Rod Pumping Wells," *J. Petrol. Technol.*, 18 (1):91 (1966).
8. Eickmeier, J. R.: "Diagnostic Analysis of Dynamometer Cards," *J. Petrol. Technol.*, 19 (1): 97 (1967).
9. Gibbs, S. G.: "A General Method for Predicting Rod Pumping System Performance," *SPE Paper No. 6850, 52d Annual Meeting of SPE and AIME*, Denver, Colo., octubre de 1977.
10. Herbert, W. F.: "Sucker Rod Pumps Now Analyzed with Digital Computer," *Pet. Equipt.*, enero y febrero de 1966.
11. Clark, Ned, H. F. Dangberg y P. L. Kartzke: "The Study of Pumping-Well Problems," *API Drill. Prod. Practice*, 1938, pág. 209.
12. Langer, B. F. y E. H. Lamberger: "Calculation of Load an Stroke in Oil-Well Pump Rods," *J. Appl. Mech.*, marzo de 1943, pág. 1.
13. Ayre, R. S., L. S. Jacobsen y A. Phillips: "Steady Forced Vibration of a Non-Conservative System with Variable Mass: A Pumping System," *J. Franklin Inst.*, 250: 315 (1950).
14. Agnew, Bob G.: "The Dynamometer as a Production Tool," *API Drill. Prod. Practice*, 1957, pág. 161.

11

Problemas especiales, pozos con bombeo

11.1 INTRODUCCIÓN

La mayor parte del material de este capítulo es cualitativo y, en cierto grado, especulativo. Se ha incluido con la certeza de que el bombeo con varilla de succión se ha considerado durante mucho tiempo como un mecanismo de bombeo que, por todos sus desafíos en el campo del desarrollo de equipo, es fundamentalmente simple y entendido del todo. Quizá esta actitud ha sido fomentada por los logros reales en el diseño de sistemas mecánicos que operan con eficiencia en situaciones que demandan cada vez mayor profundidad del pozo o desviación del agujero, en las que se tiene mayor producción de arena o mayor formación de parafina, o cuando los crudos que se explotan son de alta viscosidad, etc. La actitud se ha reforzado por la escasez de personal y por la necesidad de dedicar tiempo y energía para asegurar la continuidad de la operación de bombeo. Además, no es fácil obtener, debido a la presencia de la sarta de varillas de succión, los datos básicos que se necesitan para analizar la formación y el comportamiento del pozo, aunque ha habido algunos avances mayores en este campo, como se señala en la sección 10.10. Finalmente, los pozos con bombeo, considerados individualmente, no son productores espectaculares por lo común, son los pozos más viejos y siempre que sus gastos de producción se mantengan dentro de límites razonables, el esfuerzo de ingeniería, la experiencia de los expertos y los intereses gerenciales se centran no en ellos, sino en los pozos más nuevos con potenciales más altos.

Pero la producción mediante bombeo permanece en el corazón de la industria y se espera que la exposición de los tópicos que siguen estimule un interés renovado en algunas de las interrogantes y posibilidades que permanecen sin respuesta y sin solución. Debe recalarse que las soluciones finales están en la experimentación en el campo, pruebas de campo y en el análisis de los resultados en el campo.

11.2 EFECTO DEL GAS LIBRE EN LA EFICIENCIA DE LA BOMBA: ANCLAS DE GAS

Si se observa el ciclo de bombeo ilustrado en la figura 9.1, se puede ver que la presencia de gas libre en el cilindro de la bomba limita la eficiencia de bombeo. En la carrera ascendente, la válvula SV no se abre hasta que la presión de abajo (es decir, de la formación) excede la presión en el espacio entre la válvula SV y el émbolo. Si alguna fracción de este último volumen está ocupado por gas libre, la presión cae gradualmente conforme el émbolo se mueve hacia arriba, de modo que la válvula SV no se abre hasta que se ha perdido parte de la carrera hacia arriba.¹ En forma similar, cuando el émbolo se mueve hacia abajo, hay una pérdida considerable en la carrera efectiva descendente antes de que abra la válvula TV como resultado del gas libre presente en el cilindro de la bomba. Al definir la *eficiencia volumétrica de la bomba* E_v , como el volumen de líquido dentro de la bomba expresado como una fracción del volumen barrido por el émbolo de la bomba, se concluye que la eficiencia volumétrica de la bomba disminuye al aumentar las relaciones de gas libre bombeado/líquido, si los otros factores permanecen constantes.

Un método para mejorar la eficiencia de la bomba, entonces, es desviar el gas libre hacia arriba en el espacio anular del pozo en cuestión y purgar este gas en el cabezal de la T. R., es decir, bombear con la tubería de revestimiento abierta y con algún dispositivo instalado en el fondo del agujero para separar el gas libre del líquido. El gas libre producido en el espacio anular de la T. R. puede usarse para dar energía al motor, puede volver a alimentar a la línea de flujo del pozo o puede ir a un sistema separado de recolección de gas.

¹ Este efecto, en general, no es muy marcado debido al pequeño volumen del claro entre las válvulas TV y SV al fondo de la carrera y al hecho de que, durante la carrera hacia abajo, el gas libre entre la TV y la SV está sujeto a la segregación por gravedad y, en consecuencia, tiende a subir a través de la válvula viajera.

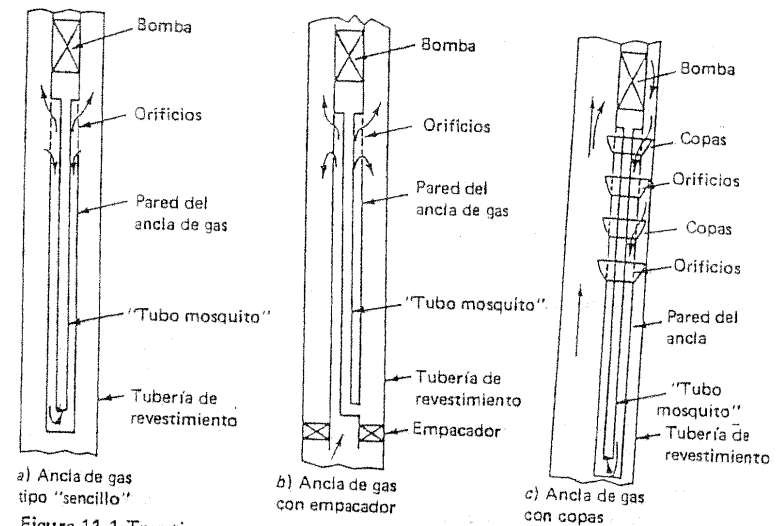


Figura 11.1 Tres tipos comunes de anclas separadoras de gas.

El dispositivo que separa el líquido del gas y se encuentra dentro del agujero se conoce como *ancla de gas*, y los tres tipos más comunes se ilustran en la figura 11.1. La base que sustenta la teoría del *ancla sencilla* (figura 11.1a) es que durante el movimiento hacia abajo del líquido y el gas libre dentro del ancla, las burbujas del gas libre tienden a segregarse y salir por las aberturas del ancla subiendo por el espacio anular entre la T. R. y la T. P. El tubo "mosquito", o *tubo de cola*, que está dentro del ancla usualmente tiene 5 pies de longitud y está hecho de tubo de 1 pulg o similar, mientras que el revestimiento exterior del ancla es frecuentemente del mismo diámetro que la tubería de producción en el agujero. Estas dimensiones, aunque se basan hasta cierto grado en la experiencia, son arbitrarias en alto grado y se necesita realizar una cantidad considerable de trabajo para determinar la mejor geometría del ancla en cualquier pozo particular. Si, por ejemplo, el diámetro del tubo "mosquito" es demasiado grande o demasiado pequeño, hay una caída considerable de presión en su longitud antes de que el fluido entre a la bomba, lo cual es indeseable desde el punto de vista de la productividad del pozo. Si el tubo "mosquito" es demasiado corto, el gas tiene poco tiempo para segregarse y escapar mientras el fluido se mueve hacia abajo al fondo del ancla. Si el diámetro del tubo "mosquito" es demasiado grande, se reduce el área anular del paso hacia abajo con el resultado de que la velocidad de líquido en esta región

puede llegar a ser tan alta que las burbujas de gas se integren y sean arrastradas con el líquido. Si el diámetro exterior del ancla se hace demasiado grande, el espacio anular entre el ancla y la T. R. puede llegar a ser tan pequeño que puede existir una considerable pérdida de presión durante el movimiento de los fluidos de la formación a la entrada del ancla, reduciendo otra vez la productividad de la formación. Además, la geometría óptima del ancla depende de la productividad del pozo: mientras mayor sea el gasto de producción, mayor será la oportunidad de que se entrapen el gas en el área del paso hacia abajo del ancla. La mayoría de estas interrogantes permanecen sin resolver, pero se sabe, como podría esperarse de la geometría del ancla, que la eficiencia² del ancla separadora de gas sencilla disminuye rápidamente al aumentar el paso de líquido.

El *ancla de gas o separador con empacador*, ilustrada en la figura 11.1b, tiene las ventajas de una alimentación por gravedad a la toma de la bomba y, también, de una área grande del paso hacia abajo, es decir, el espacio anular entre la T. R. y la T. P. Su principal desventaja es la instalación del empacador, lo que puede, a veces, ser difícil de instalar o extraer del agujero y puede originar problemas si el pozo produce arena; en este caso, la arena puede acumularse en la parte superior del empacador. Nuevamente, se tienen muchas interrogantes sin resolver acerca de la geometría óptima del ancla en relación a las características de producción de una formación particular y acerca de los efectos de la presión de operación en la eficiencia del ancla.

El *ancla Hague* o tipo *copa* (figura 11.1c) es esencialmente un ancla simple con un canalón de metal soldado alrededor de la circunferencia de la pared del ancla inmediatamente abajo de cada juego de aberturas. La acción del ancla depende del hecho de que ningún pozo es absolutamente vertical y que el ancla descansará contra el lado inferior del agujero (figura 11.1c). Se deduce que no hay ventaja en correr un escala de copa si se usan centradores o anclas en la tubería de producción.

La teoría que sustenta este tipo de ancla es que el líquido y el gas, conforme se producen de la formación, se mueven hacia el lado superior del agujero, y ésta es el área que tiene el mejor radio hidráulico (figura 11-2). Las copas desvían el fluido para que pase las aberturas de entrada del ancla. Pero el movimiento hacia arriba del líquido deberá detenerse finalmente (de otra forma, el pozo fluiría), y el líquido debe drenarse hacia abajo al lado inferior del agujero. Durante este movimiento hacia abajo el gas libre

² La eficiencia de una ancla de gas puede definirse como la razón del volumen de gas libre desviado hacia el espacio anular al volumen de gas libre presente en la entrada de la bomba (véase adelante).

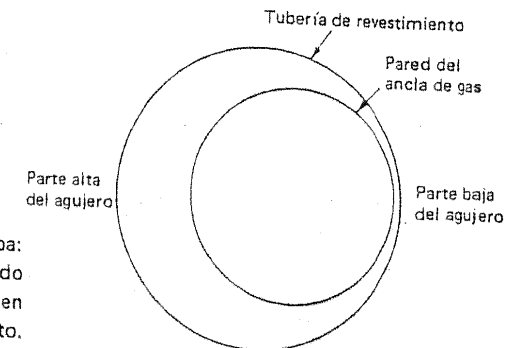


Figura 11.2 Ancla tipo copa: la T. P. descansa en el lado bajo del agujero dando buen radio hidráulico en el lado alto.

tiende a escapar hacia arriba, como en el ancla con empacador, y el líquido relativamente libre de gas se capta en los canalones en el camino hacia abajo y se desvía al interior de la misma ancla.

Puede observarse que la ventaja de las anclas con empacador y tipo de *copa* es que el gas tiene oportunidad de separarse del aceite en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la de producción, y, particularmente, cuando el aceite se mueve hacia abajo en el espacio anular. Esta ventaja se maximiza si las condiciones del pozo, el fluido y la formación son tales que es posible "colocar la bomba en sumideros", es decir, localizar la toma de la bomba abajo de las perforaciones inferiores. En los relativamente pocos pozos en los cuales ésta es una opción práctica, colocar la bomba en el fondo de la formación productora es un método simple y eficaz para lograr buena separación del gas en la parte baja del agujero sin recurrir a ningún dispositivo mecánico.

Al analizar la efectividad de la bomba en la parte baja del agujero, se hace referencia a la *eficiencia volumétrica* E_v de la bomba, definida como:

$$E_v = \frac{\text{Gasto de líquido bombeado desde el pozo}}{\text{Gasto del desplazamiento de la bomba en la parte baja del agujero}} \quad (11-1)$$

o, en símbolos

$$E_v = \frac{q}{D} \quad (11-2)$$

La efectividad del ancla de gas puede expresarse mejor en términos de una eficiencia E_g del *ancla separadora de gas*, definida como la proporción de gas libre presente en la entrada de la bomba.

el espacio anular. Si, para simplificar, se supone que se desprenden solamente de la solución volúmenes insignificantes de gas conforme el líquido sube por el agujero, y si los efectos de la temperatura en el volumen de gas se omiten en las ecuaciones, entonces el volumen de gas (medio a la presión de entrada p) presente en el entrada del ancla es qRp_a/p donde R es la RGL de la producción y p_a es la presión atmosférica. De este volumen, se desvía hacia el espacio anular una cantidad qRp_aE_g/p de modo que el volumen de gas que entra a la bomba es

$$D - q = qRp_a(1 - E_g)/p \quad (11-3)$$

Al dividir la ecuación (11-3) entre q y usando la ecuación (11-2), se obtiene

$$\frac{1}{E_v} = 1 + Rp_a(1 - E_g)/p$$

$$E_v = \frac{1}{1 + Rp_a(1 - E_g)/p} \quad (11-4)$$

La ecuación (11-4) muestra que conforme aumenta p , se incrementa la eficiencia volumétrica de la bomba y, por lo tanto, el gasto de producción de líquido DE_v .

Sin embargo, como p , es decir, la BHP de producción, aumenta, disminuye el gasto de producción de la formación. Se concluye que la producción al bombear puede, en ciertas circunstancias al menos, representar un compromiso entre el rendimiento de la formación y el del equipo en el agujero.

Aparte de no tomar en cuenta la solubilidad del gas y las variaciones de la temperatura, el análisis dado arriba soslaya la interrogante de la dependencia de E_g en el gasto y en la presión. Ambas tienen clara influencia en E_g debido a que ambas afectarán el atrapamiento de las burbujas de gas en la corriente de líquido. La viscosidad del líquido y la tensión superficial también afectarán la eficiencia del ancla separadora de gas.

En términos generales, pueden ilustrarse diversas posibilidades como se muestra en la figura 11.3. La curva 1) de la figura es lo que podría anticiparse si el pozo se bombea con el espacio anular cerrado de modo que toda la producción de la formación pasa a través de la bomba. La forma de la curva 1) se obtiene de la ecuación (11-4) con E_g igual a cero. Si se agrega una línea para purgas al cabezal de la T. R., entonces algo de gas se producirá por el espacio anular, y resultaría una curva tal como la 2. Las curvas 3) y 4) son ejemplos de lo que podría ocurrir con la operación de un ancla separadora de gas. En particular, la curva 4) puede esperarse con el ancla de gas con copa o la de empaque. La razón es que a las presiones más ba-

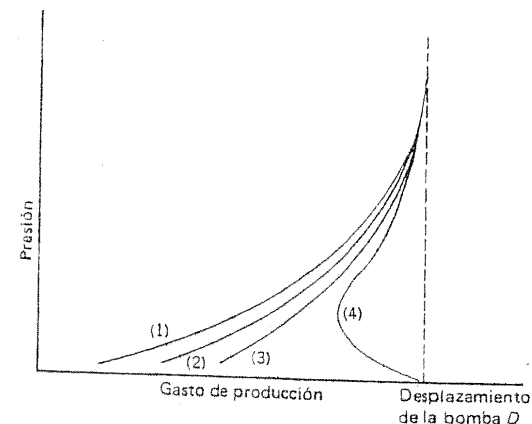


Figura 11.3 Gasto de líquido para bombear como función de la presión: 1) espacio anular abierto; 2) espacio anular cerrado; 3) y 4) ilustran la acción posible del ancla separadora de gas.

jas, los volúmenes más altos de gas resultantes subirían mientras el líquido se drena regresando hacia abajo en el agujero a la entrada del ancla, y disminuirá el volumen de gas atrapado con el líquido.

11.3 AGITACIÓN

Ciertos pozos con bombeo no presentan acción de bombeo cuando se prueban con un dinamómetro (sección 10.4), pero sin embargo, tienen una producción continua. Si la unidad se detiene, la producción cesa rápidamente, sólo para volver a empezar cuando se inicia otra vez el movimiento recíproco, pero todavía sin ningún signo de la acción de bombeo. Un pozo así fluye a través de las válvulas SV y la TV (las cuales, en consecuencia, están abiertas durante todo el ciclo de bombeo) pero sólo mientras continúa el movimiento del émbolo. Este modo de producción, que se puede continuar muchos meses o puede ser intermitente con períodos cortos y verdadero bombeo intercalado entre los períodos de flujo, se conoce como *agitación*. Parece que la razón de esto es que la acción de las varillas y el émbolo causa que suficiente gas se libere de la solución para permitir que fluya el pozo. Sin embargo, tan pronto como se detiene la unidad, la razón de gas libre/líquido en la T. P. cae abajo del nivel en el cual puede mantenerse el flujo natural en el pozo.

11.4 FLUJO CON BOMBEO

Este procedimiento difiere de la agitación en que la acción de bombeo es verdadera. La forma más simple y más común del flujo con bombeo es cuando un pozo que está produciendo con bombeo a través de la tubería de producción fluye al mismo tiempo por el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la de producción. No hay duda aquí de una producción doble y tanto la producción del espacio anular como la de la T. P. vienen del mismo horizonte.

Aun cuando muchos pozos hoy en día producen con bombeo, esta condición es, en general, fortuita y no se ha hecho gran esfuerzo para lograrlo. En muchos pozos que producen con bombeo, sin embargo, este método, si puede utilizarse, debe llevar a gastos de producción incrementados. Por lo tanto, es valioso penetrar en la naturaleza del flujo combinado con bombeo esperando que sea posible establecer la ingeniería de dicho método de producción en ciertos tipos de pozos. Como introducción, se presenta un ejemplo para delinear el método del planteamiento sugerido aquí y para ayudar a enfatizar ciertos puntos que necesitan tomarse en consideración antes de que se intente la producción con este procedimiento combinado en cualquier pozo o grupo de pozos.

Para el método, es necesario suponer que hay algún modo de producir líquido por el espacio anular y, entonces, a diversas BHP fluyendo supuestas, se calculan separadamente los gastos a los cuales el líquido se produce por la tubería de producción y por el espacio anular. En esta forma se obtiene un IPR del espacio anular, por lo que pueden usarse los métodos para analizar el comportamiento de los pozos fluyentes (capítulos 4 y 5) para estudiar el supuesto flujo en el espacio anular.

Ejemplo 11.1 Un pozo que produce en un intervalo que va de 5004 a 5017 pies está terminado con T. R. de 5 1/2 pulg. perforada, y 5000 pies de T. P. de 2 3/8 pulg. La BHP estática en el pozo a 5000 pies es de 1800 lb/pulg², y el gasto que se obtiene con bombeo es de 600 bl/día. La RGA de producción es 550 pie³/bl, y la producción de agua es cero. De los datos PVT se sabe hay 200 pie³/bl de gas en solución en el aceite a 1800 lb/pulg² a la temperatura del yacimiento. El pozo se bombea contra una presión de la tubería de descarga de 60 lb/pulg² man. y el desplazamiento (volumen barrido) del émbolo es de 350 bl/día. ¿Podrá el pozo producir con flujo y bombeo? Y si es así, ¿cómo puede iniciarse la acción de flujo y bombeo?

Se supone, para los fines de este ejemplo, que las curvas de distribución de la presión fluyendo para el espacio anular entre las tuberías de 2 3/8 pulg y 5 1/2 pulg son idénticas a las curvas para una de 2 7/8 pulg.

Para la solución del problema se harán tres suposiciones: cuando el pozo produce simultáneamente por la tubería de producción y por el espacio anular, la

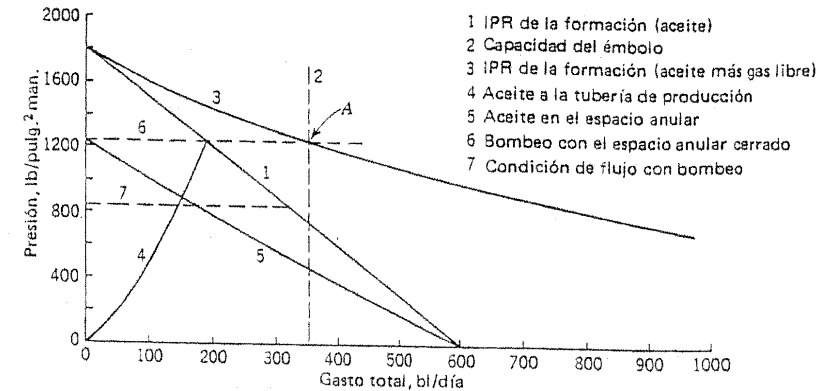


Figura 11.4 Ejemplo 11.1: Distribución de la producción entre la T. P. y el espacio anular a diversas y supuestas BHP fluyendo.

RGA para cada uno es la misma; la RGA de producción es independiente del gasto de entrada y permanece constante a 550 pie³/bl; y no se toman en cuenta las variaciones de temperatura ni el factor de supercompresibilidad del gas.

El primer paso es graficar el IPR (del aceite) para la formación. Basándose en la suposición de que es una línea recta, puede hacerse como se muestra en la figura 11.4 (línea 1); la capacidad del émbolo (línea 2) se muestra en la misma figura.

Para determinar el volumen de aceite bombeado a cualquier BHP en particular, es necesario encontrar el volumen de gas libre asociado con el aceite a esta presión. Para hacer esto con la poca información de este ejemplo, se partirá del hecho de que la curva de solubilidad del gas contra la presión es casi recta excepto a presiones muy bajas, y puede suponerse una curva de solubilidad del gas como la que se

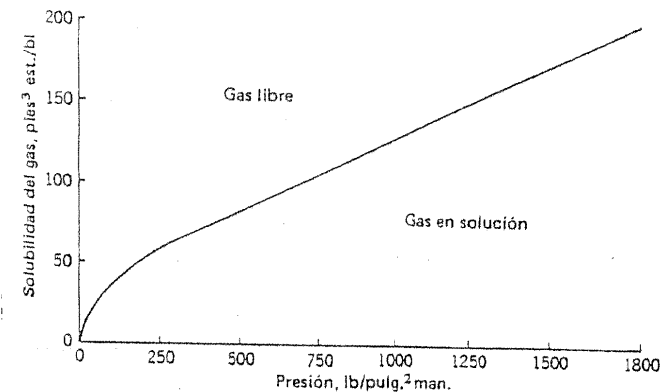


Figura 11.5 Ejemplo 11.1: Curva supuesta de la solubilidad del gas.

Tabla 11.1 Ejemplo 11.1: gastos diarios de aceite por la bomba y por espacio anular a diferentes presiones de entrada.

Presión, lb/pulg ² man.	Abatimiento de la presión, lb/pulg ² man.	Gasto de aceite, bl/día	Relación gas libre/aceite, pies ³ /bl*	Gas libre a condiciones estándar, bl/día†	Gas libre a condiciones de bombeo, bl/día‡	Volumen total de la formación, bl/día	Aceite por la bomba, bl/día§	Aceite por el espacio anular, bl/día¶
1800	0	0	(350)	0	0	0	0	0
1600	200	67	368	4,392	41	108	67	0
1400	400	133	386	9,145	97	230	133	0
1200	600	200	404	14,393	178	378	185	15
1000	800	287	422	20,070	297	564	166	101
800	1000	333	440	26,099	480	813	144	189
600	1200	400	458	32,633	796	1,196	117	283
400	1400	467	476	39,596	1,431	1,898	86	381
200	1600	533	496	47,091	3,285	3,818	49	484
0	1800	600	550	58,782	58,782	59,382	4	596

* La relación gas libre/aceite es igual a 550 menos el gas en solución (de la figura 11.5).
 † La relación gas libre/aceite multiplicada por el gasto diario de aceite y convertida a barriles.
 ‡ Convertidos tomando en cuenta sólo la presión.
 § El aceite por la bomba es igual al desplazamiento del émbolo multiplicado por la relación de aceite al gasto total, suponiendo que la RGA en la tubería de producción y en el espacio anular es la misma.
 ¶ El aceite por el espacio anular es el gasto de aceite de la formación menos el aceite por la bomba.

muestra en la figura 11.5, que se basa en el único valor conocido de 200 pies³/bl a 1800 lb/pulg².

Con las tres suposiciones listadas arriba, se hace ahora un cálculo directo para obtener las curvas del gasto de producción de aceite contra la presión para la T. P. y para el espacio anular. Los cálculos se listan en la tabla 11.1, y se muestra (curva 3) en la figura 11.4 el IPR total de la formación (aceite más gas libre), junto con las curvas de producción de aceite en la tubería de producción y en el espacio anular (curvas 4 y 5). La línea discontinua (con el número 6) define cuál sería la situación si el pozo se bombeara con la tubería de revestimiento cerrada de tal manera que toda la entrega de la formación tiene que pasar por la bomba (punto A). Bajo dichas circunstancias, el gasto con bombeo del pozo podría ser de 188 bl/día de aceite.

Si se supone que la T. R. del pozo está abierta, la pregunta es si el flujo puede tener lugar en el espacio anular, dada la RGA en el espacio anular de 550 pies³/bl y el IPR del espacio anular es el tipificado por la línea 5 de la figura 11.4. Este es un problema de pozo fluyente y puede plantearse con los métodos de los capítulos 4 y 5. Ya que la presión de la línea es de 60 lb/pulg² man., una CHP mínima razonable para el flujo anular controlado sería de 100 lb/pulg² man. Usando este valor para la CHP, la BHP fluyendo a diferentes gastos se determina en la tabla 11.2 (se usan las curvas de distribución de la presión para T. P. de 2 7/8 pulg, como se dijo al principio de este ejemplo; véanse las figuras 4.11 a 4.15). Los resultados se grafican en la figura 11.6 junto con el IPR del espacio anular (curva 5 de la figura 11.4). De la figura 11.6 es evidente que si la BHP fluyendo puede reducirse a 840 lb/pulg² man. el pozo es capaz de mantener el flujo a 170 bl/día por el espacio anular contra una CHP de 100 lb/pulg² man. Volviendo a la figura 11.4, la línea discontinua con el número 7 se ha dibujado a la presión de 840 lb/pulg² man. y muestra que en tanto el espacio anular esté fluyendo a 170 bl/día, la T. P. bombeará a un gasto de 150 bl/día, para dar un gasto total de producción de 320 bl/día. En esta forma, el flujo con bombeo aumenta notablemente el gasto de salida del pozo con respecto al gasto que se obtendría al bombear con la T. R. cerrada.

Tabla 11.2 Ejemplo 11.1: comportamiento del flujo en el espacio anular (CHP de 100 lb/pulg² man.; RGA de 0.55 mpc/bl; se ha supuesto que las curvas de la distribución de la presión para un espacio anular formado por las tuberías de 2 3/8 pulg y la de 5 1/2 son las mismas que para una tubería de producción de 2 7/8 pulg).

Gasto de aceite supuesto, bl/día	Prof. equiv. de una CHP de 100 lb/pulg ² , pies	Prof. equiv. de la p _{wf} , pies	p _{wf} , lb/pulg ²
50	750	5750	1050
100	950	5950	925
200	1000	6000	820
400	950	5950	760

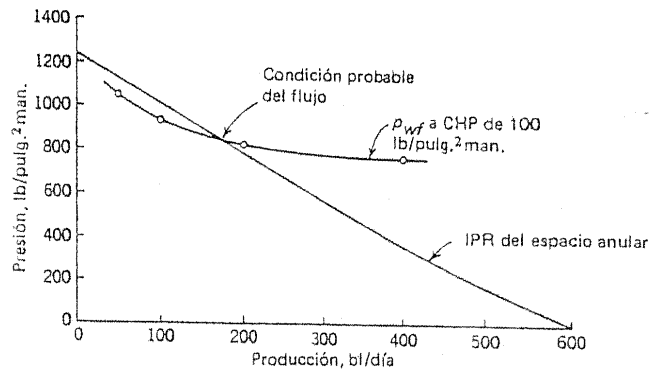


Figura 11.6 Ejemplo 11.1: Establecimiento de las condiciones del flujo en el espacio anular.

Queda la interrogante de cómo puede producir el pozo con este estado de flujo con bombeo. El primer paso evidentemente es colocar el estrangulador con el diámetro correcto en la línea del cabezal de la T. R. Este puede determinarse por medio de la figura 5.1 y es de 28/64 pulg. Una vez que el estrangulador se ha colocado en la línea del espacio anular, el siguiente paso es reducir la BHP fluyendo a 840 lb/pulg² man. Si el pozo ha estado previamente bajo bombeo con la T. R. cerrada, ésta puede abrirse hasta lo que es el estrangulador de 28/64 pulg. Si el pozo ha estado produciendo previamente con bombeo con la T. R. abierta, la BHP fluyendo bajo la operación de bombeo puede determinarse a partir del gasto de producción del pozo y el IPR. Supuestamente, esta presión será mayor de 840 lb/pulg² man. (de otra forma, no se ganaría nada tratando de hacer producir con bombeo el pozo). Supóngase que es 1150 lb/pulg² man.; esto implica un gasto continuo de bombeo de 215 bl/día (figura 11.4) con algo de gas libre desviado al espacio anular abierto. La BHP fluyendo puede reducirse a 840 lb/pulg² man. cerrando la T. R. y permitiendo que se levante la CHP por la diferencia entre 1150 y 840 lb/pulg² man., es decir, de 310 lb/pulg² (el aumento en la CHP se debe al gas libre que se acumula en el espacio anular y que reduce la carga del líquido aquí). Cuando el aumento requerido de 310 lb/pulg² ha tenido lugar en la CHP, puede abrirse la T. R. una vez más, esta vez con el estrangulador de 28/64 pulg y la BHP fluyendo caerá a 840 lb/pulg² man.

El paso final en el ejemplo anterior puede tener que realizarse dos o tres veces, tal vez con diámetros de estrangulador ligeramente diferentes, antes de que pueda inducirse el pozo a fluir por el espacio anular.

Una aparente deficiencia del argumento ilustrado en el ejemplo 11.1 es que si un pozo va a producir con bombeo, entonces debe fluir por la tubería de producción (la RGL natural es evidentemente lo suficiente alta para sostener el flujo natural a través del espacio anular); se puede preguntar si

el flujo con bombeo es siempre una opción práctica. La respuesta se encuentra en el comportamiento del ancla de gas; con un separador eficaz en el fondo del pozo, la RGL en el espacio anular es mayor que la RGL natural de la formación y es más baja en la T. P. Esto no solamente mejora las eficiencias del bombeo,³ sino que permite que tenga lugar el flujo en el espacio anular, en tanto que sin bombeo o sin ancla de gas, el pozo no podría producir. Por lo tanto, es necesario tener un pleno entendimiento cuantitativo de la operación del ancla de gas con objeto de seleccionar los pozos en los cuales el flujo combinado con el bombeo es una posibilidad, así como predecir el gasto de producción con flujo y bombeo, instalar el estrangulador de diámetro correcto en la línea del cabezal de la T. R. y lograr la BHP necesaria antes de que comience el flujo combinado con el bombeo.

¿Qué tipo de pozo podrá operar con flujo y bombeo? La respuesta a esta pregunta depende principalmente de la eficiencia de la especial ancla separadora de gas en el agujero, pero por una recomendación práctica parece razonable tratar de inducir el flujo en el espacio anular en aquellos pozos en los cuales, cuando se bombea con la T. R. abierta, tienen un alto nivel de fluido en el espacio anular (secciones 10.8 y 10.9). Como se mencionó en la sección 1.7, la RGA en la formación de un campo con empuje de gas disuelto tienden a elevarse con la producción acumulativa después de un período inicial en el que han sido relativamente bajas. Las bombas y las unidades deben instalarse al terminar los pozos en un campo con una RGA inicial baja. Algunos años después, las RGA deben haberse elevado a tal grado que el flujo con bombeo haya llegado a ser una posibilidad muy real en muchos de los pozos. Es en esta situación en que los pozos deben examinarse con vistas a la posibilidad de inducir el flujo en el espacio anular simultáneamente con la producción por bombeo en la tubería de producción.

11.5 PROFUNDIDAD ÓPTIMA PARA LA INSTALACIÓN DE LA BOMBA: INTERMITENCIA EN EL ESPACIO ANULAR

La superposición de las curvas IPR, es decir, las curvas de presión contra el gasto a diversas profundidades (figura 4.24), en las curvas de bomba/ancla

³ Un intento de ilustrar esto se hace en el problema 29, donde una eficiencia supuesta arbitrariamente del ancla separadora de gas se agrega a la información del ejemplo 11.1. Con esta suposición se encuentra que la producción total del pozo es ligeramente mayor que el desplazamiento del émbolo, lo cual implicaría una eficiencia volumétrica de la bomba superior al 100 por ciento si se supone incorrectamente que toda la producción pasa por la tubería de producción.

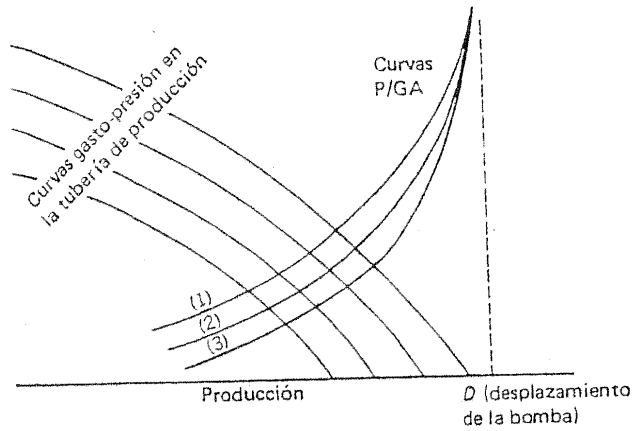


Figura 11.7 Curvas de la bomba; anclas de gas agregadas a las curvas de presión-gasto-profundidad 1, 2 y 3 tomadas de la figura 11.3.

La paradora de gas (P/GA) de la figura 11.3 muestra que para curvas del tipo 1, 2 ó 3 la bomba debe colocarse tan baja en el agujero como sea posible con el objeto de obtener los gastos máximos de producción (figura 11.7). Si la curva del ancla separadora de gas es del tipo 4, la situación es más compleja y tienen lugar algunas posibilidades interesantes.

Caso α : El desplazamiento D de la bomba es mayor que el potencial de la formación q' .

La figura 11.8 ilustra el caso en el cual el gasto líquido que la combinación P/GA puede manejar excede el gasto de líquido de la formación a dadas la BHP fluyendo. En tales circunstancias, las salidas de las bombas

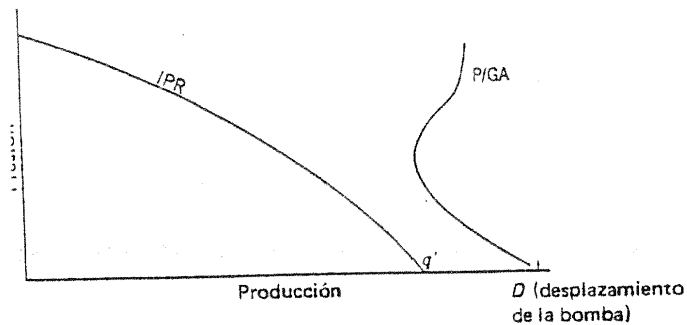


Figura 11.8 Curva P/GA del tipo 4 (figura 11.3); el desplazamiento de la bomba es mayor que el potencial de la formación.

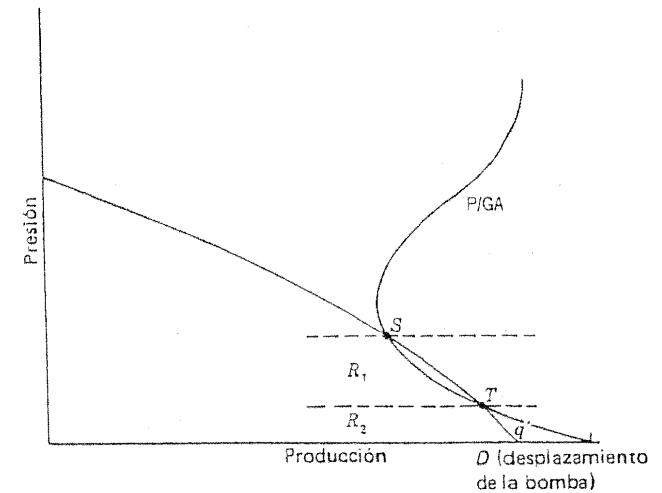


Figura 11.9 Curva P/GA del tipo 4 (figura 11.3); el desplazamiento de la bomba es mayor que el potencial de la formación, pero está presente una zona inestable.

en el pozo y la P/GA deben colocarse tan bajas en el agujero como sea posible.

En el caso ilustrado en la figura 11.9, la formación produce más líquido que el que puede manejar la P/GA en el rango R_1 . Si el bombeo en el pozo se inicia después de haberse cerrado durante un período, el gasto de producción puede estabilizarse en el estado correspondiente al punto S . Este es un gasto estable de producción, porque si la BHP disminuye en alguna forma, la formación produciría un gasto mayor del líquido que la P/GA pudiera acomodar, y el líquido excedente se produciría por el espacio anular, aumentando la longitud de la columna líquida ahí y, en consecuencia, aumentando la presión de entrada hasta que se alcanzara el punto S . En forma similar, cualquier incremento en la presión reduciría el gasto de la formación, y la P/GA extraería líquido del espacio anular, disminuyendo así la presión contra la formación, y se alcanzarían las condiciones correspondientes a S otra vez.

El espacio anular podría cerrarse durante la operación de bombeo para forzar a que baje el nivel del líquido en el espacio anular. Si el espacio anular se vuelve a abrir en una etapa correspondiente a una presión de entrada dentro del rango R_1 , el líquido se acumularía otra vez en el espacio anular para volver a las condiciones S . Por otra parte, si el espacio se deja cerrado hasta que el nivel del líquido haya sido forzado a bajar a la entra-

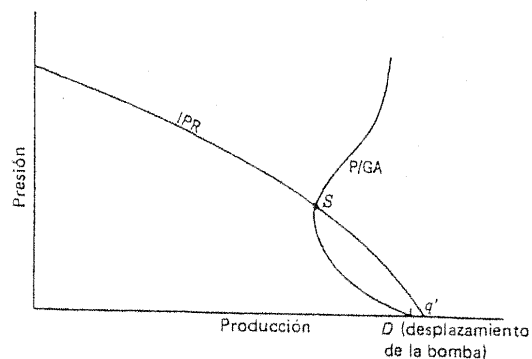


Figura 11.10 Curva P/GA del tipo 4 (figura 11.3); el desplazamiento de la bomba es menor que el potencial de la formación.

da de la bomba o cerca de ella y, entonces, se abre, las condiciones en el fondo del agujero pueden caer entonces dentro del rango R_2 , y el pozo puede bombearse satisfactoriamente.

Caso b: El desplazamiento de la bomba es menor que el potencial de la formación o casi igual a éste.

Si la combinación P/GA se coloca en las perforaciones superiores o precisamente arriba, entonces S (figura 11.10) es la posición estable de bombeo. Hay entonces tres formas en las cuales puede aumentarse el gasto de producción:

1. El equipo de bombeo puede cambiarse por otro con objeto de obtener un desplazamiento más grande.
2. El pozo podría mantenerse en un estado inestable por intermitencia en el espacio anular por medio de un dispositivo medidor de tiempo en el cabezal del pozo. Tan pronto como se alcanzara la condición estable S, el espacio anular se cerraría, y el nivel de fluido se hace bajar en el espacio anular. Precisamente antes de que el gas forme turbulencia alrededor de la zapata, la T. R. se abriría, y la formación producirá a un gasto más alto, el líquido en exceso se mueve hacia el espacio anular y así sucesivamente.
3. El arreglo P/GA podría subirse. Es evidente a partir de la figura 11.11 que la profundidad a la cual la curva de presión contra gasto (en la T. R.) es tangente a la curva P/GA es la profundidad óptima. Ya que puede esperarse que la presión estática decline con el tiempo (a menos que en el pozo se mantenga la presión), puede ser aconsejable

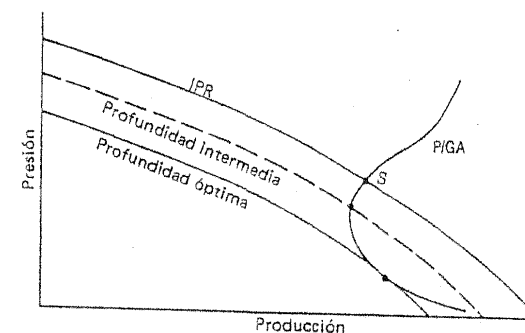


Figura 11.11 Curva P/GA del tipo 4 (figura 11.3); el desplazamiento de la bomba es menor que el potencial de la formación. Posibilidad de instalar la bomba a una profundidad tal que quede arriba de las perforaciones.

que la profundidad de instalación de la bomba sea un poco más abajo que la profundidad óptima. Debe observarse que localizando la P/GA un poco arriba del fondo puede llevar a gastos reducidos de producción aún si el ancla separadora de gas está operando efectivamente, y esto se ilustra con la curva marcada "profundidad intermedia" en la figura 11.11.

Es claro que la localización arriba del fondo del pozo con objeto de aumentar el gasto de producción es, en el mejor de los casos, una cuestión

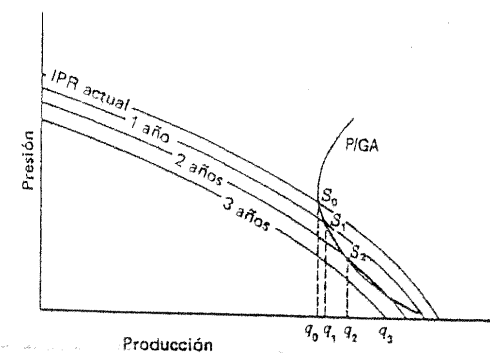


Figura 11.12 Curva P/GA del tipo 4 (figura 11.3); posibilidad de incrementar el gasto de producción con el tiempo.

de probabilidades y, hasta que se conozca un poco más sobre el rendimiento del ancla de gas, no es algo que pueda hacerse por tanteos. Sin embargo, hay condiciones de campo para las que esto es una opción práctica y no debe ignorarse la posibilidad.

Finalmente, antes de emprender cualquiera de las tres opciones que se han resumido aquí bajo el caso *b*, debe considerarse el hecho de que, a menos que exista un proyecto para mantener la presión de operación en el campo, los IPR de la formación pueden deteriorarse con el tiempo. Cuando se presente esta reducción en los IPR, es posible que la bomba "consolide" su funcionamiento en un período de meses, o aun de años, y pueda tenerse un aumento en el gasto de bombeo con el tiempo (figura 11.12).

12 Economía de la producción

12.1 INTRODUCCIÓN

El objetivo final del desarrollo de la ciencia de la ingeniería de yacimientos se ha definido por Muskat (referencia 1, página 27) como el logro de la máxima eficiencia en la explotación de yacimientos petrolíferos, donde la frase *eficiencia máxima* indica la máxima recuperación del aceite a costo mínimo. Dentro de estas limitaciones, puede decirse que el objetivo del desarrollo de la ingeniería de producción es obtener la máxima eficiencia en la operación de los pozos productores perforados en un yacimiento petrolífero; esto implica la materialización de máximo beneficio de todos y cada uno de dichos pozos.

Con objeto de alcanzar este fin, el ingeniero de producción no solamente debe conocer cómo analizar e interpretar el comportamiento del pozo, sino que debe ser también capaz de descifrar y verter los resultados de la interpretación y el curso de acción a dólares para asegurar que la recomendación hecha o la acción tomada es la que conduce al máximo beneficio.

En la primera mitad de este capítulo se exponen en términos generales algunos de los conceptos que corresponden a la rentabilidad de los proyectos en los campos petroleros y, en la siguiente mitad, se sugieren expresiones simples para hacer cálculos rápidos de rentabilidad, aun cuando se admite que son aproximados. La ventaja de las determinaciones rápidas es que pueden eliminar cuando menos algunas de las posibilidades bajo consideración, dejando solamente una o dos para estudio más detallado.

Debe observarse que en la mitad del capítulo, específicamente en las secciones 12.10, 12.12 y 12.14 a la 12.16, se ha supuesto una declinación

lineal del gasto de producción en las fórmulas sugeridas (véase la sección 2.2). Como se expuso en la sección 5.5, tal declinación de la producción no se apega a la realidad; ciertamente no debe usarse como base para planear los requerimientos futuros de equipo. Sin embargo, la utilización en las estimaciones preliminares de rentabilidad puede justificarse debido a que es de uso simple, teniendo en mente que muchas de las incógnitas en el lado económico, como el valor de la tasa de descuento aplicable a la compañía, el valor neto de un barril de aceite y los cambios de dichas cantidades con el tiempo, junto con las diversas incógnitas en el lado de la ingeniería, particularmente cuando se planea un proyecto nuevo, hacen poco fructífera la tarea de un cálculo detallado. Por supuesto, dicho cálculo puede a veces servir para menospreciar los factores principales y hacer difícil la comparación de las posibilidades económicas de un proyecto con las de otro.¹

12.2 ALGUNAS DEFINICIONES

El valor bruto del aceite v es el precio que se recibe en campo por el aceite vendido. Se mide en dólares por barril.

Los costos por barril c son los costos que se cargan contra un barril de aceite y que dependen directamente de la producción de dicho barril. Si el aceite no se produce, los costos por barril no tienen lugar. Los ejemplos de costos por barril son las regalías, impuestos y ciertos costos de producción (por ejemplo, el costo de la energía necesaria para llevar cada barril de aceite a la superficie).

Costos fijos F son los costos que no tienen cambio cuando la producción se reduce o se suspende durante un corto período. Incluyen la parte asignada al campo de los costos fijos generales como los costos de la oficina matriz, costos de investigación y costos de seguros de compañía y planes de retiro; además de los costos de producción como los salarios del personal del departamento de producción. Los costos fijos de este tipo se miden en dólares por unidad de tiempo, y la mayor parte de dichos costos fijos no está directamente influenciada por la producción de un campo o pozo particular. Para la mayoría de las compañías que tienen éxito, dichos cos-

¹ Gran parte de lo que sigue en este capítulo fue tomado de una publicación titulada "Profitability of Oilfields Projects", presentada en la Western Technical Conference of the Engineering Institute of Canada, 1959, y publicada posteriormente en *Southam-MacLean's Oil/gas World* (referencia 2).

tos fijos permanecen aproximadamente constantes, y por esa razón no se intenta aquí cargarlos en el barril. En su lugar, el valor neto del aceite se define como sigue:

El valor neto del aceite u es el valor bruto del petróleo menos los costos por barril. Cuando se usa esta definición del valor neto del aceite, el personal de producción en cierta área o zona en particular no tiene relación con el costo fijo atribuido a esa área por la oficina matriz. Más bien, la oficina matriz debe asegurarse que cada área o zona productora en la compañía esté funcionando eficientemente en el sentido que los costos fijos atribuibles a esa área no se vuelvan desproporcionadamente altos. Como un ejemplo, supóngase que el aceite de un cierto campo se vende a la refinería al precio de \$12.50/bl. Si el costo cargado contra el campo resta \$2.50 por cada barril de aceite que no se produce, entonces el valor neto del aceite es de \$10.00/bl. El hecho de que hay un costo fijo de compañía de, quizá, \$10 millones/año no tiene relación directa del departamento de operación, ya que los esfuerzos en el campo no afectarán este cargo sin intereses. Esto significa que, con objeto de salir a la par en sus operaciones, la compañía debe producir un millón de bl/año de petróleo y por cada barril producido arriba de 1 millón la utilidad neta será de \$10.

12.3 PROYECTOS DE CAPITAL FRESCO

Considérese un proyecto típico nuevo en el cual se requiere una inversión inicial de capital para la planta y otras instalaciones, por ejemplo, la construcción de un oleoducto entre el campo petrolero y una refinería. La historia financiera de dicho proyecto puede ilustrarse gráficamente en la figura 12.1, al graficarse las utilidades o pérdidas acumulativas en función del tiempo. Con referencia a la figura, del tiempo A al tiempo B' el dinero se invierte en el proyecto hasta que, en el máximo, la pérdida acumulativa alcanza las proporciones ilustradas por BB'^2 . Desde el tiempo B' hasta cuando el proyecto llega a ser antieconómico como para continuar (tiempo D') y, por lo tanto, se abandona, se supone que la recuperación anual excede los gastos.³

² Obsérvese que el proyecto bien puede iniciarse para ganar algún dinero con anticipación a B' , pero hasta que se alcanza B' , el egreso anual de dinero sobrepasa al ingreso de modo que hay una pérdida neta.

³ Esta suposición no crea una restricción seria en la generalidad de lo que sigue y se presenta simplemente para eliminar la necesidad de usar una serie de frases que califiquen en casi todos los párrafos.

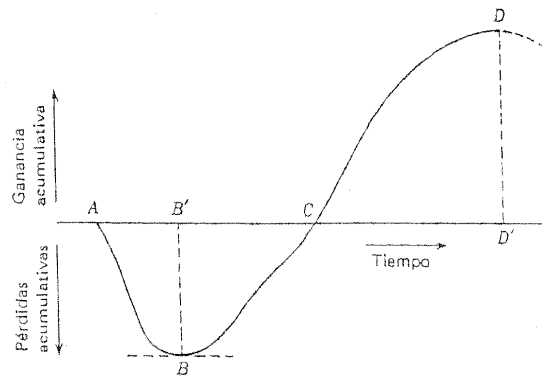


Figura 12.1 Proyecto de capital fresco: utilidad acumulada graficada contra el tiempo.

Definiciones

En la figura 12.1,

BB' = inversión total de capital.

AB' = período de inversión.

DD' = utilidad final, o ganancia (el beneficio expresado como un porcentaje de la inversión total de capital es la ganancia en por ciento).

$B'C$ = período de cancelación (o período de recuperación).

$B'D'$ = vida económica del proyecto.

Debe notarse de paso que AD' se refiere algunas veces como la vida del proyecto. En el ejemplo presente se considera que el proyecto principia el día en el cual comienza a registrar (positivamente) ingresos netos. Las razones por las cuales el período de inversión y la vida económica o útil del proyecto se consideran como entidades separadas se expondrán en la sección 12.8.

Evidentemente, el ingeniero debe incluir el valor de cada una de las cinco variables mencionadas arriba en cualquier proposición para un proyecto de capital fresco que envíe a la gerencia. Cada una de estas cantidades da una respuesta a una pregunta muy específica:

¿Se tiene capacidad económica? *Inversión total de capital.*

¿Cuándo se recuperará el dinero? *Período de cancelación más el período de inversión.*

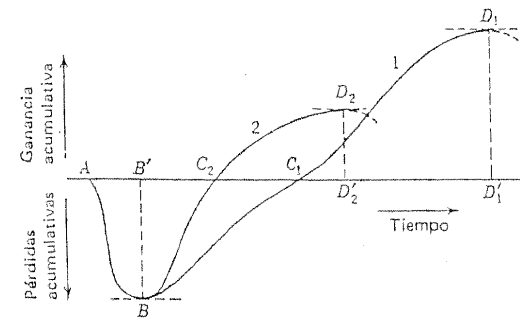


Figura 12.2 Dos proyectos de capital fresco entre los cuales debe hacerse la elección.

¿Qué tanto dinero se ganará? *Porcentaje de ganancia.*

¿Qué tanto tiempo transcurre para alcanzar dicha utilidad? *Vida económica.*

El conocimiento de estos factores es esencial a la gerencia, pero no constituye la historia completa. Considérense, por ejemplo, los dos proyectos ilustrados en la figura 12.2. A primera vista, puede parecer que el proyecto 1 es, obviamente, mejor para la compañía que el proyecto 2, ya que la ganancia obtenida con el mismo capital es mayor. Sin embargo, solo este factor no garantiza la superioridad del proyecto 1. El proyecto 2 recupera la inversión inicial antes que el proyecto 1 (en el tiempo C_2 en contraposición al tiempo C_1), y este dinero disponible en el tiempo C_2 puede ser suficiente para emprender una empresa excelente cuya oportunidad se perdería en el tiempo C_1 . Además, aunque el proyecto 1 da más utilidad que el proyecto 2, tiene una vida más larga, lo cual puede ser de hecho desventajoso. Finalmente, es bueno recordar que \$100 invertidos al 12 por ciento anual darán \$176 en 5 años, en tanto que \$100 invertidos al 10 por ciento anual darán \$177 en 6 años, pero muy pocos inversionistas escogerán la última opción.

Un método para decidir entre dos o más proyectos de los tipos 1 y 2 de la figura 12.2 es por medio de la *tasa de retorno* (por ejemplo, referencias 3-5; otros nombres para los métodos que son exacta o virtualmente los mismos son las *tasas de ganancia de interés*, el método de *flujo del efectivo del inversionista*, la *potencialidad promedio anual de ganancia*, el *método de flujo del efectivo actualizado*). Antes de examinar este concep-

to en más detalle es necesario introducir la idea del *valor actual o presente (PDV)*.

12.4 VALOR PRESENTE (PDV)

Si una persona le debe \$100, puede ser ventajoso para usted que le pague el día de hoy y no dentro de 10 años. Aunque no se tenga necesidad inmediata del dinero, se puede invertir a, quizá, 8% anual y en 10 años la suma habrá aumentado a \$216. Por otra parte, si a usted se le presenta la alternativa de \$100 ahora o \$216 en 10 años, entonces la decisión, suponiendo que usted considera que 8% es una tasa aceptable de interés, puede basarse en que se necesite urgentemente el capital adicional o que, por alguna razón, se prefiera dejar que alguien lo tenga en lugar de usted en una forma de fondos de ahorro.

En este caso, se dice que 100% es el *valor presente o actual PDV* de \$216 pagaderos en 10 años. Evidentemente, el PDV de una suma de dinero depende de la tasa de interés usada. Por ejemplo, el PDV de \$200 pagaderos en 10 años es \$77 a una tasa de interés del 10% anual, en tanto que la misma suma de dinero pagadero en 10 años es \$164 al 2% anual.

En símbolos, si una suma de dinero P se invierte durante n años a una tasa de interés anual r (expresada como fracción), entonces, al final del período habrá aumentado a $P(1+r)^n$. Entonces, puede decirse que P es el PDV de $P(1+r)^n$ pagadero en n años. O, en otras palabras, el PDV de una suma de dinero I_n , pagadero en n años es

$$PDV = \frac{I_n}{(1+r)^n} \quad (12-1)$$

donde r es la tasa de interés anual, expresada como decimal. La cantidad $1/(1+r)^n$ se llama el *factor de descuento, actualización o diferido*.

12.5 EFECTOS DE LA INFLACIÓN

En las inversiones

Se supone que la inflación procede a una tasa anual f (expresada como un decimal). Esta tasa se toma para significar que una suma de dinero P ahora tendrá, en 1 año, un poder de compra de solamente $P/(1+f)$. Se concluye que una suma de dinero P invertida el día de hoy a una tasa de interés r tendrá un poder de compra en 1 año de

$$\text{Poder de compra} = P \frac{1+r}{1+f}$$

La diferencia entre la expresión $(1+r-f)$ y la razón $(1+r)/(1+f)$ es igual a $f(r-f)/(1+f)$ de modo que esta diferencia expresada como una fracción de $(1+r)/(1+f)$, es

$$\frac{(1+r-f) - (1+r)/(1+f)}{(1+r)/(1+f)} = \frac{f(r-f)}{1+r}$$

Pero $f(r-f)/(1+r)$ es menor que x siempre que

$$f(r-f) < x(1+r)$$

o que

$$r(f-x) < x + f^2$$

lo cual será siempre cierto, no importa el valor de r , siempre que la tasa de inflación f sea menor o igual a x .

Por lo tanto, la expresión

$$\text{Poder de compra} = P(1+r-f) \quad (12-2)$$

puede usarse como una aproximación, el grado de error será cuando mucho igual a f . Por ejemplo, si la tasa anual de inflación fuera de 8%, la ecuación (12.2) sería una medida del poder de compra actual, precisamente dentro de 8% no importa cual sea el valor de la tasa de interés r . En forma similar, si la tasa de inflación anual fuera de 15%, la ecuación (12.2) sería exacta dentro del 15%, y así sucesivamente.

Por lo tanto, puede decirse en general que la inflación puede tomarse en cuenta en los cálculos de inversión por el simple paso de usar la tasa de interés menos la tasa de inflación en lugar de la tasa de interés. Esto no se cumple, naturalmente, a cualquier grado razonable de exactitud si la tasa de inflación llega a ser excesiva.

Sobre el PDV

Supóngase que se invierten \$100 a una tasa anual de interés del 12%, pero que la inflación fuera de 8% anual. Entonces, en 1 año la suma de \$100 se incrementaría a \$112, pero el poder de compra actual en dólares de \$112 en el tiempo de 1 año sería solamente de \$104, de la ecuación (12.2). Por lo tanto, la suma de \$100 invertidos ahora tendrían un poder de compra de \$104 (valor actual) en el tiempo de 1 año.

Pero \$112 pagaderos en el tiempo de 1 año pueden tener también un poder de compra de \$104 (al día de hoy), de modo que, desde el punto de vista del poder de compra en el tiempo que el dinero será pagado, el PDV de \$112 pagaderos en el tiempo de 1 año es de \$100. Es decir,

$$\text{PDV} = \frac{100}{1+r}$$

y, en general,

$$\text{PDV} = \frac{P}{(1+r)^n}$$

Se concluye que la inflación no afecta los cálculos del PDV.

12.6 EFECTOS DEL PDV EN EL ANÁLISIS DE PROYECTOS

En la exposición de la sección 12.3 y en la figura 12.1, no se tuvo en cuenta tolerancia para la actualización o el *descuento*, es decir, encontrar el PDV de ingresos o gastos futuros.

Para los fines del argumento presente, supóngase que el período de inversión (AB' de la figura 12.1) es corto, tal vez, menos de 1 año, de modo que el problema de descuento o actualización sobre este período no tenga lugar (esto se expondrá después, sección 12.8).

Con objeto de resumir y comparar las inversiones de capital y los beneficios de una empresa, es útil expresar todas las inversiones y recuperaciones de sus valores equivalentes en un instante común. Una base conveniente de tiempo es el punto B' (figura 12.1), en el cual el proyecto principia a tener un ingreso neto (positivo) (véase la sección 12.8); este punto se usará en el presente estudio.

La figura 12.3 ilustra las curvas de utilidades acumulativas contra el tiempo que podrían obtenerse de un proyecto en cuatro casos diferentes, a saber, ingresos no actualizados e ingresos actualizados a 1, 5 y 10% anual. El orden en el cual aparecen las curvas en la gráfica es evidente por sí mismo cuando se recuerda que en los ingresos futuros actualizados, el ingreso en el año n tiene que multiplicarse por un factor $1/(1+r)^n$, el cual siempre es menor de 1 y que disminuye conforme aumenta r .

En la sección 12.3 se estableció que un conocimiento de la inversión total de capital, período de inversión, período de cancelación, porcentaje de ganancia y vida de un proyecto es un mínimo esencial requerido por la gerencia para tomar decisiones. Aun cuando la inversión total de capital y la vida del proyecto no se afecten por las consideraciones de la sección

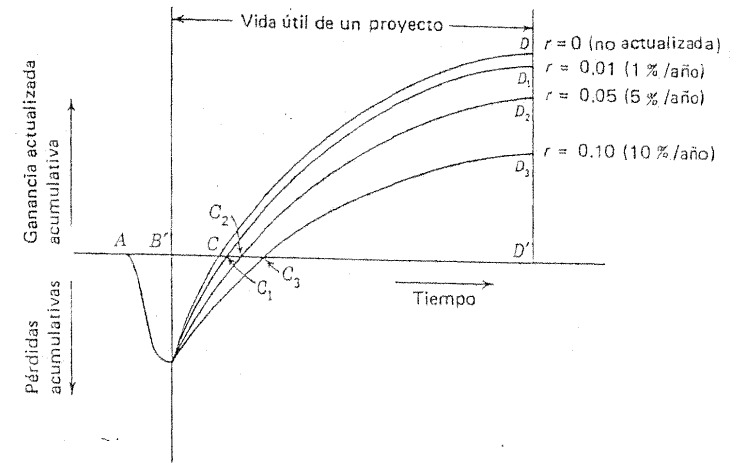


Figura 12.3 Efecto de la tasa de descuento en la utilidad acumulada graficada contra el tiempo: proyecto de capital fresco.

presente, es obvio de la figura 12.3, que la ganancia actualizada disminuirá, y el período de recuperación actualizado aumenta conforme se incrementa la tasa de descuento.

Aunque el uso de valores sin actualizar conduce a resultados excesivamente favorables al proyecto (ganancia más alta, período de cancelación más corto), también hay una desventaja mayor en el uso de valores actualizados. Esto se presenta por la pregunta: ¿qué tasa de descuento debe usarse? Si la compañía ha reunido la mayor parte de capital requerido por medio de un préstamo, entonces el sentido común puntualiza el uso de la tasa de interés del préstamo como la tasa de descuento. Si, como es frecuentemente el caso en la industria petrolera, la compañía genera su propio capital, entonces la tasa de descuento debe reflejar el poder o la potencialidad de ganancia de las inversiones actuales de capital de la compañía. Pero esta no es una cifra fácil de encontrar con algún grado de certeza y, frecuentemente, dentro de una compañía habrá diferencias considerables de opinión en relación a la tasa de descuento que debe usarse.

En cualquier forma que se resuelvan estos conceptos de controversia en una compañía en particular, lo que la gerencia requiere es un conjunto consistente de cifras, el conjunto para un proyecto en particular que defina las posibilidades de financiamiento del proyecto. Estas cifras deben basarse en simples suposiciones y deben ser tales que los valores para un proyecto

propuesto puedan compararse directamente con las cifras para otro. Una posibilidad, naturalmente, es presentar el período de recuperación no actualizado y de ganancias, ya que, en esta forma se evita cualquier incertidumbre respecto a la tasa de descuento más cercana a la realidad o sus posibles variaciones. Con objeto de indicar qué tan favorable se muestra un proyecto a la luz del método sin descuento, puede ser de interés presentar las cifras en el modo siguiente:

Período de recuperación, 2.6 años; si se descuenta el 10 por ciento anual, 3.3 años.

Ganancias, 370 por ciento; si se descuenta el 10 por ciento anual, 275 por ciento.

La tasa de descuento usada en este tipo de presentación debe, naturalmente, ser la que se consideró como la más realista por la compañía, y debe usarse el mismo valor en cada proyecto presentado a la consideración de la gerencia.

12.7 TASA DE RETORNO

Para ver cómo se define la tasa de retorno o de ganancia, considérese una vez más la figura 12.3. Conforme aumenta la tasa r de descuento arriba del 10 por ciento anual, el punto D se aproximará a D' , y para algún valor R de la tasa de descuento el punto D coincidirá con el punto D' , como se ilustra en la figura 12.4. Este valor R se define como la *tasa de retorno* del proyecto. Puede demostrarse que la tasa de ganancia o retorno es la tasa de interés sobre el capital invertido. Puesto en otra forma, si el capital para un cierto proyecto lo ha prestado un banco y si las utilidades de la empresa se usan para reducir la deuda principal, entonces la tasa de retorno del proyecto será igual a la tasa de interés que carga el banco en el préstamo principal si la utilidad final de la empresa, hecha al fin de la vida de ganancia, es suficiente para cubrir el pago final al banco.

Es evidente que, mientras más alta sea la tasa de retorno, más atractivo será el proyecto.

Muchos partidarios del uso de la tasa de retorno parecen contemplarla como el único criterio de decisión que necesita la gerencia: los proyectos propuestos se listarían en el orden de la tasa decreciente de retorno, y los proyectos emprendidos iniciando con el superior y trabajando hacia abajo en la lista. Pero la tasa de retorno no suministra información suficiente por sí misma. Por ejemplo, no da idea respecto a las *cantidades* de dinero in-

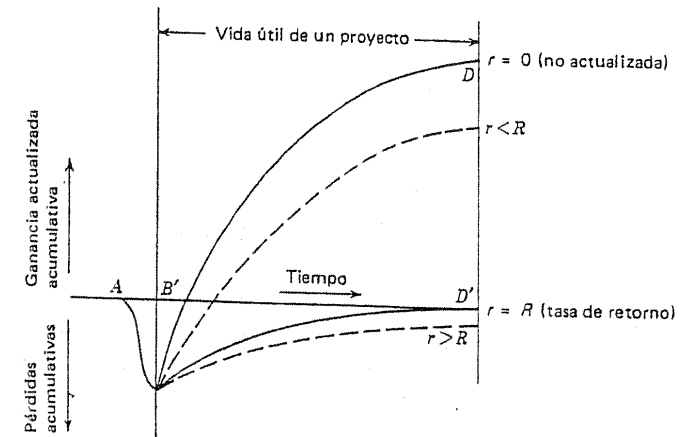


Figura 12.4 Tasa de retorno: proyecto de capital fresco.

vertidas, de modo que debe reportarse siempre la inversión estimada de capital y el beneficio máximo (o por ciento); no da una idea clara de qué tanto tiempo pasará antes de que el gasto de capital retorne a la compañía por el camino de la utilidad de la operación (período de recuperación); y no da idea de la vida del proyecto o del tiempo durante el cual el dinero tiene que invertirse sin que se recuperen cantidades suficientes. Esta información es tan esencial a la gerencia como lo es el criterio de rango, tasa de retorno, para tomar decisiones finales respecto a qué proyectos se ponen en efecto y cuáles se difieren o rechazan.

En consecuencia es evidente que, con objeto de decidir entre los proyectos, la gerencia requiera, como mínimo, los siguientes seis valores:

- Inversión total del capital.
- Período de inversión.
- Ganancia (o porcentaje de utilidad).
- Período de recuperación.
- Vida productiva del proyecto.
- Tasa de retorno.

Además los ingenieros que preparan las propuestas que se someten a la gerencia deben incluir un *factor de riesgo*, el cual, aun cuando es necesaria-

mente subjetivo, dará una indicación de las probabilidades que tiene el proyecto considerado de fracasar completa o parcialmente.

Ejemplo 12.1 Para ilustrar la exposición en este punto, considérese el ejemplo siguiente. Se estima que el costo del capital de un cierto proyecto será de \$31 000, que la vida productiva del proyecto será de 6 años, y que el ingreso neto en esos 6 años será de \$5 000, \$12 000, \$13 000, \$12 000, \$12 000 y \$8 000, respectivamente. Calcular el porcentaje de ganancia no actualizado y el período de recuperación, los valores actualizados se basan en una tasa de descuento del 10 por ciento anual, y la tasa de retorno.

Para los fines de este ejemplo, se supondrá que el ingreso para cualquier año se recibe sobre el curso de ese año (como una suma global pagada en una cierta fecha particular). Al hacer esta suposición, una buena aproximación que simplifica es que el ingreso entero de un año en particular se paga como la suma global a la mitad del año. Esta aproximación se usó en la preparación de la tabla 12.1 y la figura 12.5.

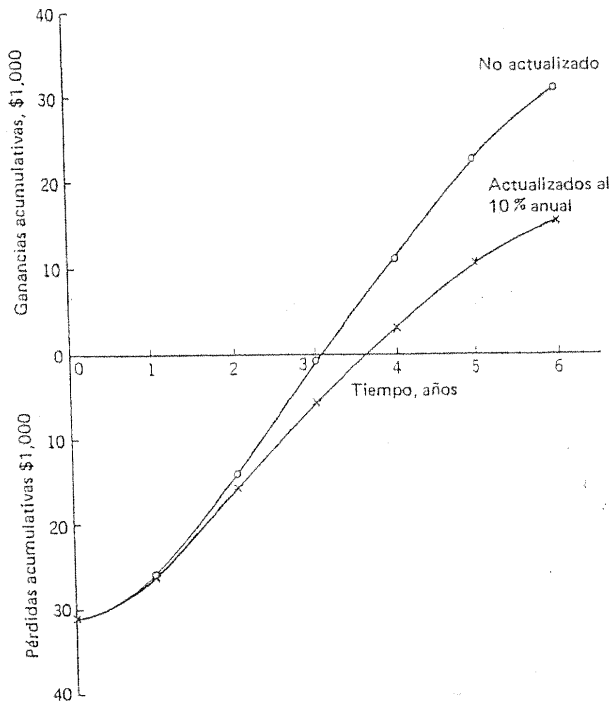


Figura 12.5 Ejemplo 12.1: gráfica de la ganancia acumulada contra el tiempo.

Tabla 12.1 Ejemplo 12.1: Utilidad descontada como función del tiempo.

Año	Ingreso neto no actualizado	Ingreso neto acumulativo no actualizado	Utilidad no actualizada	Factor de descuento 70% anual	Ingreso neto actualizado	Ingreso neto acumulativo actualizado	Utilidad actualizada
1	\$ 5,000	\$ 5,000	\$ -26,000	$\frac{1}{(1.1)^{1/2}} = 0.9535$	\$ 4,768	\$ 4,768	\$ -26,232
2	12,000	17,000	-14,000	$\frac{1}{(1.1)^{3/2}} = 0.8668$	10,402	15,170	-15,830
3	13,000	30,000	-1,000	$\frac{1}{(1.1)^{5/2}} = 0.788$	10,244	25,414	-5,586
4	12,000	42,000	+11,000	$\frac{1}{(1.1)^{7/2}} = 0.716$	8,592	34,006	+3,006
5	12,000	54,000	+23,000	$\frac{1}{(1.1)^{9/2}} = 0.651$	7,812	41,818	+10,818
6	8,000	62,000	+31,000	$\frac{1}{(1.1)^{11/2}} = 0.592$	4,736	46,554	+15,554

De la tabla 12.1 es evidente que la utilidad es

$$\$62\,000 - \$31\,000 = \$31\,000$$

de modo que la utilidad en por ciento sin descuento es

$$\frac{31\,000}{31\,000} \times 100 = 100 \text{ por ciento}$$

en forma similar, la utilidad descontada es

$$\$46\,554 - \$31\,000 = \$15\,554$$

de modo que la utilidad porcentual descontada es

$$\frac{15\,554}{31\,000} \times 100 = 50.2 \text{ por ciento}$$

De la figura 12.5, el período de recuperación sin descuento es un poco menos de 3.1 años, y el período de recuperación descontado es de 3.65 años.

Un modo conveniente de encontrar la tasa de retorno es graficar el ingreso neto descontado y acumulativo a varias tasas supuestas de descuento contra la tasa de descuento. La intersección de esta curva con los costos del capital del proyecto definirá la tasa de retorno. La tabla 12.2 y la figura 12.6 ilustran el procedimiento, y de la figura 12.6 se obtiene una tasa de retorno de 27.6 por ciento anual para el proyecto bajo consideración.

Tabla 12.2 Ejemplo 12.1: ingreso neto acumulativo actualizado como función de la tasa de descuento.

Año	Ingreso neto no actualizado	Tasa de descuento					
		10 por ciento/añual		20 por ciento/añual		30 por ciento/añual	
		Factor de descuento	Ingreso neto actualizado	Factor de descuento	Ingreso neto actualizado	Factor de descuento	Ingreso neto actualizado
1	\$ 5,000	0.9535	\$ 4,768	0.9130	\$ 4,565	0.8771	\$ 4,386
2	12,000	0.8668	10,402	0.761	9,132	0.675	8,100
3	13,000	0.788	10,244	0.634	8,242	0.519	6,747
4	12,000	0.716	8,592	0.529	6,348	0.400	4,800
5	12,000	0.651	7,812	0.441	5,292	0.307	3,684
6	8,000	0.592	4,736	0.367	2,936	0.236	1,888
Total	\$62,000		\$46,554		\$36,515		\$29,605

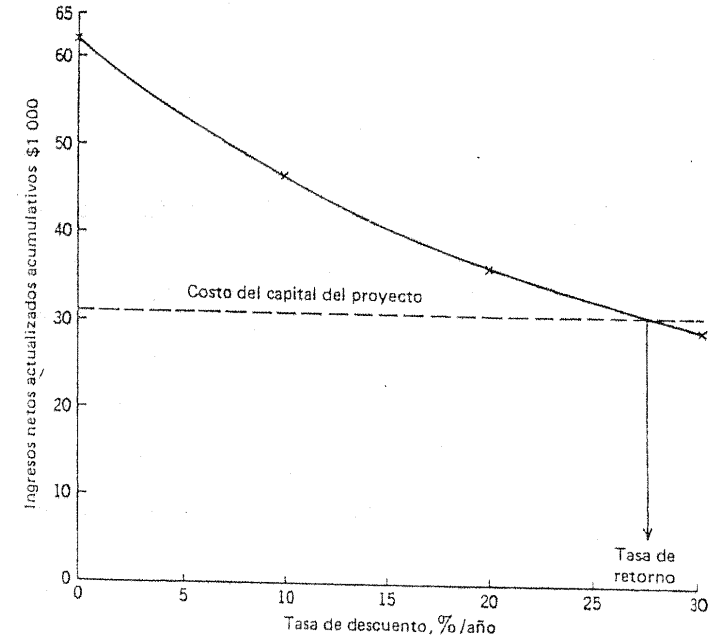


Figura 12.6 Ejemplo 12.1: gráfica del ingreso neto acumulado actualizado contra la tasa de descuento.

12.8 GASTO DEL CAPITAL A LARGO PLAZO

En lo expuesto anteriormente, se ha supuesto que el gasto del capital necesario para establecer el proyecto bajo consideración se ha contraído en un corto período, es decir, menos de 1 año. Si, como frecuentemente es el caso para cualquier proyecto de gran escala y, en particular, para el período de exploración que precede al descubrimiento de un campo petrolero, el gasto se contrae en un tiempo considerable, surge la pregunta de cuándo debe considerarse que se inicia el proyecto. Hay tres posibilidades (figura 12.7), a saber, el tiempo en el cual se contrajo el primer gasto (punto A), el tiempo en el cual el proyecto hizo su primer ingreso neto positivo (punto B), y el tiempo al cual se han pagado los costos del capital y el proyecto principia a tener utilidades (punto C). Estos puntos se considerarán en orden inverso.

El uso del punto C sería irreal por dos razones: el período de recupera-

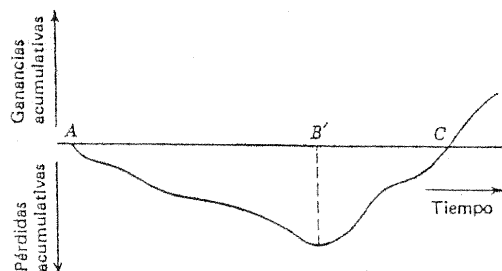


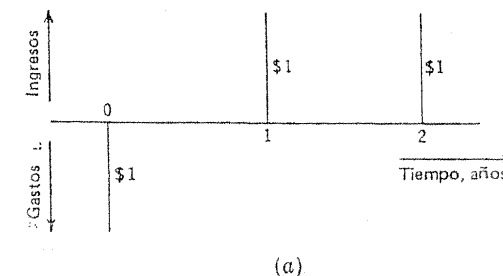
Figura 12.7 Capital gastado a largo plazo: ejemplo que ilustra tres posibilidades para el punto de inicio del proyecto.

ción de *C* puede implicar un punto de inicio del proyecto que variaría con la tasa de descuento; tal vez el proyecto nunca tenga utilidad alguna. En tales circunstancias, el punto *C* nunca se alcanzará y el proyecto nunca principiará oficialmente, a pesar de que durante muchos años se ha invertido un capital enorme en maquinaria, la cual se ha usado para fabricar productos vendibles.

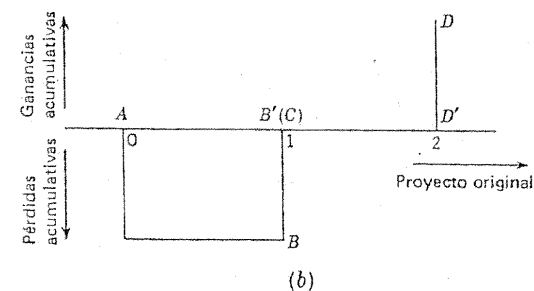
El uso de *B'* también parece ser susceptible a la segunda de estas críticas. Quizá el proyecto no tenga nunca un día en el cual el ingreso exceda al gasto. Los proyectos de este tipo son muy comunes en la industria petrolera: el ejemplo típico es naturalmente una empresa de exploración que no tenga éxito. Esto parece indicar que *A* se debe tomar como el punto inicial, pero antes de llegar a tal conclusión definitiva es bueno examinar si, en efecto, la elección de un punto inicial es de alguna importancia.

La inversión total del capital es independiente del punto inicial, y el PDV del capital total de inversión puede determinarse cualquier día que pueda escogerse, una vez que se ha convenido la tasa de descuento. En forma similar, el período de inversión, las utilidades, el período de recuperación y la vida útil del proyecto son independientes del punto de inicio.

La tasa de retorno, sin embargo, depende del punto inicial que se ha usado en el cálculo. Para ilustrar lo anterior por medio de un ejemplo simple, supóngase que se invierte hoy \$1 en un proyecto que en 1 año rinde un ingreso neto de \$1 y en un año más rinde otro \$1. Este ejemplo se muestra gráficamente en la figura 12.8; la figura 12.8a muestra los gastos anuales y los ingresos, y la figura 12.8b se dibuja para conformar el patrón de la figura 12.1.



(a)



(b)

Figura 12.8 Capital gastado a largo plazo: ejemplo que ilustra la influencia del punto de inicio en la tasa de retorno.

Si *A* se toma como el punto inicial, la tasa de retorno *R* se obtiene por medio de la ecuación

$$1 = \frac{1}{1 + R} + \frac{1}{(1 + R)^2}$$

donde el primer miembro de la ecuación es el PVD del gasto y el segundo miembro de la ecuación es el PVD de los ingresos netos, el día actual se toma como el punto inicial *A* y *R* se usa como la tasa de descuento o de actualización.

Esta ecuación lleva a un valor para *R* de 0.618, ó 61.8 por ciento anual.

Por otra parte, si *B'* se toma como el punto inicial, el gasto se habrá hecho hace un año, de modo que el PVD de ese gasto en el tiempo *B'* será $1/(1 + r)$, donde *r* es la tasa de interés. Esto debe ser igual al PVD de los

ingresos netos descontados a la tasa de retorno R . La ecuación para R es entonces

$$1 + r = 1 + \frac{1}{1 + R}$$

Si r se toma como 0.1 (10 por ciento anual), R para esta ecuación será 9, ó 900 por ciento anual.

Por lo tanto, la elección de punto inicial puede afectar considerablemente la tasa calculada de retorno. Si A se toma como el inicio del proyecto, todos los gastos de capital se cargarán a la tasa de retorno en el cálculo de ésta. ¿Es una forma aceptable de evaluar el proyecto?

Supóngase una compañía que considera la compra de una máquina que cuesta \$1 200 y, después de sumar las utilidades que esta máquina puede producir, calcula que la tasa de retorno es de 20 por ciento anual. ¿Lo anterior modifica en algo lo atractivo del proyecto si los \$2 200 se pagan con una cuenta corriente de capital o mediante una cuenta de ahorros en los cuales se han pagado durante los últimos 9 años \$200 al año, si el interés del capital en la cuenta de ahorros es de 4 por ciento anual? Claramente, la respuesta es no.

Entonces, si el PDV del capital total invertido en dos proyectos es el mismo y si la historia de las ganancias de los dos proyectos es también la misma, entonces los dos proyectos deben tener la misma tasa del retorno. La historia de la inversión no interviene, excepto en lo que respecta a la determinación del PDV del capital total invertido. Puede parecer lógico, por lo tanto, usar el punto B' como el punto inicial del proyecto, para acumular todos los gastos anteriores en este punto como el *poder adquisitivo* de la compañía con objeto de obtener el PDV del capital invertido en el punto B' , y calcular entonces la tasa de retorno como se indica en la sección 12.7.

Debe observarse que esta proposición es una variación de las fórmulas generales dadas para el cálculo de la tasa de retorno en la mayoría de las publicaciones especializadas (véanse por ejemplo las referencias 5, 7 y 8). Estas fórmulas se basan en la suposición (aceptada generalmente) de que el punto A de la figura 12.7, es decir, la fecha en que principia la inversión, es el punto inicial del proyecto, con el resultado de que tanto las inversiones como los ingresos se descuentan a la tasa de retorno.

12.9 ACELERACIÓN DE PROYECTOS

Un proyecto de aceleración puede definirse como un proyecto aplicado a una empresa ya existente y que rinde beneficios con objeto de adelantar

en tiempo los futuros ingresos netos. Se hace la suposición básica de que el proyecto de aceleración no causa alteraciones en el ingreso neto sin descuento acumulativo que se va a recibir.

Dicha definición es, naturalmente, una sobresimplificación. Desde el punto de vista de la industria petrolera, la suposición puede implicar no solamente que no hay cambio en la producción final acumulativa, sino también que los pozos más viejos no son más caros de operar que los pozos más nuevos, ya que un resultado de un proyecto de aceleración en un campo en producción es que se reduce la vida de operación de cada pozo. Ninguna de estas condiciones es probable que se realice en la práctica. Muchos proyectos, por ejemplo, la perforación de pozos adicionales, se justifican en la suposición de que no ocurrirá aumento en la recuperación final del pozo o yacimiento, pero tal suposición se hace generalmente por ser conservadora y debido a que es virtualmente imposible asignar una cifra a cualquier incremento en la producción acumulada de petróleo que pudiera resultar. El segundo punto (es decir, la de una vida del pozo más corta) apenas si se toma en consideración, pero es uno de los factores en favor de un proyecto de aceleración, particularmente, en un yacimiento donde la corrosión es tan elevada que se puede esperar que se presenten dificultades graves en la tubería de producción y, posiblemente, con la tubería de revestimiento en una vida larga de producción.

La justificación para usar la suposición restrictiva en la definición de un proyecto de aceleración es que un proyecto debe aparecer atractivo cuando se analiza en base a dicha restricción, siempre que no sea una falla técnica, se confirma que sí es confiable. Además, las predicciones hechas en base a la definición citada, por experiencia, se ha observado que tienen aproximaciones suficientemente buenas para ser de cierta importancia práctica.

Bajo la definición dada, la historia de pérdida acumulativa contra la utilidad acumulativa de un proyecto típico de aceleración es como se muestra en la figura 12.9, en la cual C_a es el costo del capital del proyecto. Debe observarse que la utilidad no diferida de la empresa original excede a la del proyecto acelerado por una cantidad igual a C_a . La justificación económica de la aceleración descansa en el hecho de que el ingreso acelerado se gana en menos años que el no acelerado, de modo que el descuento tendrá menos efecto en el primero que en el último. Entonces, es posible que la ganancia descontada del proyecto acelerado pueda exceder a la del Proyecto original. Si, en la figura 12.10, el costo del capital del proyecto de aceleración es menor que la diferencia entre el ingreso neto acumulativo sin descuento (acelerado) al 10 por ciento y el ingreso neto acumulativo con

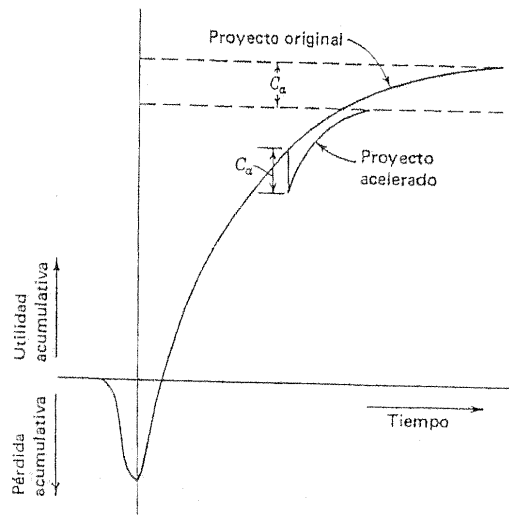


Figura 12.9 Proyecto acelerado: gráfica de la ganancia acumulada no actualizada respecto al tiempo.

descuento (no acelerado) al 10 por ciento, entonces, es lucrativa la aceleración con un descuento del 10 por ciento.

Volviendo ahora a los criterios de decisión expuestos en las secciones 12.3, 12.6 y 12.7 es evidente que no hay dificultad particular en asignar

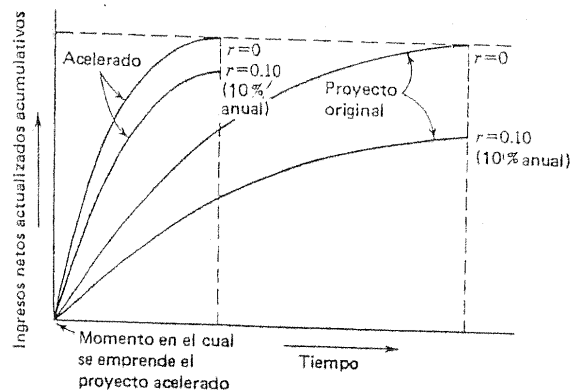


Figura 12.10 Efecto del descuento en el proyecto acelerado comparado con el proyecto original.

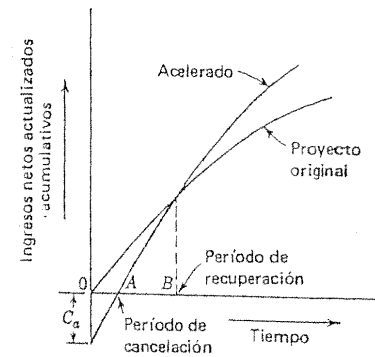


Figura 12.11 Proyecto acelerado: períodos de recuperación y de cancelación.

valores al capital invertido, período de inversión, ganancia (porcentaje de ganancia) y vida futura (tal vez comparada con la vida futura no acelerada) para un proyecto de aceleración. Debe hacerse una distinción entre los períodos de cancelación y de recuperación, el tiempo de cancelación es el propio costo de capital (OA de la figura 12.11) y el período de recuperación es el tiempo al cual la diferencia entre el ingreso neto acumulativo obtenido del proyecto acelerado y el ingreso neto acumulativo que se pudiera haber obtenido del original (sin acelerar) si no se hubiera modificado es igual al costo de capital del proyecto, acelerado. En la figura 12.11, OB es el período de recuperación. Ambos períodos pueden calcularse en base a la actualización o a la no actualización.

El método estándar para determinar la tasa de retorno de un proyecto de aceleración es aplicar una tasa de descuento r a ambos proyectos acelerado y sin acelerar (referencia 5). Esta tasa de descuento se dice que es la *tasa de retorno R* cuando la diferencia entre el PDV de los ingresos netos acumulativos, actualizada a la tasa R , es C_a .

La figura 12.10 muestra que dicho procedimiento puede llevar, en general a dos respuestas o ninguna. Cuando r es cero, la diferencia entre los ingresos netos acumulativos es cero. Conforme r aumenta, la diferencia en los ingresos netos acumulativos también se incrementará durante un períodos, pero disminuye cuando r se vuelve muy grande, porque cuando r es infinitamente grande, las curvas acelerada y no acelerada se cortan en un punto, ya que todos los factores de descuentos serán cero. Por lo tanto, ya sea que la diferencia en los PDV sea siempre menor que C_a , o si esta diferencia toma el valor C_a conforme aumenta r , volverá a tomar este valor por segunda vez conforme r continúa aumentando (figura 12.12).

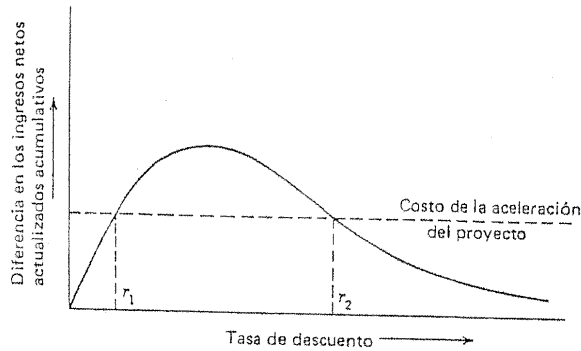


Figura 12.12 Proyecto acelerado: diferencia en los ingresos netos acumulados actualizados graficada contra la tasa de descuento.

La importancia real de la figura 12.12 es que define los límites dentro de los cuales debe caer el poder de ganancia de la compañía si el proyecto de aceleración bajo consideración es redituable para esa compañía. Para la compañía cuyo poder de ganancia es menor de r_1 o mayor de r_2 (figura 12.12), claramente, el proyecto no será de utilidad; para una compañía con una potencialidad de ganancia entre r_1 y r_2 , el proyecto tendrá valor (referencia 9).

Puede hacerse una crítica más formal al método mencionado arriba para determinar la tasa de ganancia de un proyecto acelerado, a saber, que la *tasa calculada de ganancia es independiente de la tasa de descuento*.

A primera vista, esto puede parecer una propiedad que refuerza la utilidad de R como un criterio de decisión para los proyectos de aceleración. Pero considérense dos compañías X e Y, cada una exactamente con el mismo capital, proyectos, y así sucesivamente. Supóngase que X ha quedado recientemente bajo una nueva administración que es extremadamente eficiente y que puede invertir dinero con mucha mayor ventaja que la administración de Y. Considere ahora que X e Y emprenden el mismo proyecto de aceleración; los ingresos de los proyectos previamente existentes llegarán ahora más pronto que antes, y la compañía (X) puede cosechar beneficios más grandes que los que se habrían ganado con las anteriores entradas de recuperación y ganará más beneficios del proyecto de aceleración. Esto implica que la *tasa de retorno de un proyecto de aceleración depende de la potencialidad de ganancia de la compañía*: mientras mayor sea la potencialidad de ganancia, mayor será la tasa de retorno.

De hecho, puede darse una definición por la cual la tasa de retorno tenga solamente un valor. Supóngase que r es el poder o la potencialidad de ganancia de las inversiones corrientes de capital de la compañía. Se construyen gráficas para los ingresos netos acumulativos acelerados y no acelerados del proyecto bajo consideración actualizado a la tasa r (véase la figura 12.13a). A continuación, se grafica la curva de la diferencia, ingreso neto acumulado actualizado acelerado menos ingreso neto acumulado no acelerado, como se muestra en la figura 12.13b). En esta figura, en el punto B la diferencia en los ingresos netos acumulativos actualizados es igual a la diferencia final; es decir, del punto B en adelante no es necesario preocuparse acerca del proyecto acelerado comparado con el no acelerado. Cualquier dinero que se reúna debido a la aceleración, cuando se invierte en las utilidades generales de la compañía, superará el ingreso que no se realiza en virtud de haber desechado el período de ganancia no acelerada CD. Por lo tanto, la tasa de retorno puede basarse en el período AB y definir la tasa de descuento la cual, cuando se aplica al ingreso neto atribuible a la aceleración sobre el período AB, origina un ingreso neto acumulado actualizado

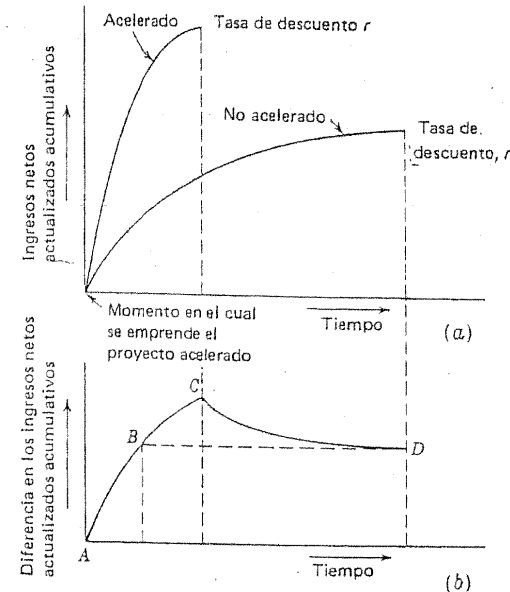


Figura 12.13 Proyecto acelerado: un método para determinar la tasa de retorno.

(para el período *AB*) igual al costo del proyecto de aceleración. Aun cuando esto no es inmediatamente obvio, puede demostrarse que la tasa de retorno calculada en esta forma aumenta (como debería; véase lo anterior) conforme se incrementa el poder de ganancia de la compañía. Además, este método proporciona un valor único para la tasa de retorno.

Para los proyectos de aceleración con vida de más de unos 10 años, el mayor de los dos valores que resultan del cálculo de la tasa de retorno delineada primero es aproximadamente el mismo que el valor de la tasa de retorno definida por el segundo método; pero para proyectos más cortos, la respuesta obtenida con el segundo método está entre las dos respuestas dadas por el primero.

En general, no hay comparación directa entre la tasa de retorno de un proyecto de aceleración y la de un proyecto de capital fresco. Por supuesto, análisis más detallados llevan al cuestionamiento de la utilidad de la tasa de retorno como uno de los criterios de decisión para los proyectos de aceleración. Como parece que todavía no hay una respuesta clara de un modo u otro en este punto, lo mejor que puede decirse es que los resultados de los cálculos de la tasa de retorno de proyectos de aceleración deben tratarse con considerable precaución.

En esta etapa, es conveniente ilustrar algunas de las ideas relacionadas con proyectos de aceleración por medio de un ejemplo.

Ejemplo 12.2 Se estima que los ingresos netos futuros de un cierto proyecto serán como los que se muestran en la tabla 12.3. Se está considerando acelerar este proyecto, y los ingresos netos futuros que se estiman se muestran. El costo del capital implicado en emprender la aceleración es de \$3 000. Determinar la ganancia actualizada y los períodos de cancelación y de recuperación, dibujar una curva de la diferencia de los ingresos netos acumulativos actualizados (acelerados menos desacelerados) contra la tasa de descuento, y encontrar la tasa de retorno si la potencialidad de ganancia de la compañía es del 10 por ciento anual. *Nota:* Se supone que las recuperaciones llegan regularmente, pero con objeto de mantener los cálculos de actualización dentro de proporciones razonables en este ejemplo ilustrativo, se usará una aproximación al determinar los factores de actualización, sabiendo que el ingreso en cualquier período (tomado como 1 año, con la excepción de un paso en el cálculo de la tasa de retorno) se actualizará como si fuera pagado como una suma global a la mitad de este período.

En la tabla 12.4, los ingresos netos anuales futuros para el proyecto original (no acelerado) y el acelerado se descuentan al poder de ganancia de la compañía a razón de 10 por ciento al año. La diferencia final en los ingresos netos acumulativos descontados es de \$4 098, lo que permite el costo del capital de \$3 000 necesario para poner en marcha el proyecto de aceleración; puede verse que la ganancia actualizada es de \$1 098, ó 36.6 por ciento.

Tabla 12.3 Ejemplo 12.2: información básica.

Año	Ingreso neto anual, dólares	
	Proyecto original	Si se acelera
1	4,000	7,000
2	5,000	15,000
3	4,000	6,000
4	6,000	2,000
5	3,000	
6	3,000	
7	2,000	
8	1,000	
9	1,000	
10	1,000	
Total	30,000	30,000

Tabla 12.4 Ejemplo 12.2: diferencia en los ingresos netos acumulativos actualizados como función del tiempo.

Año	Factor de descuento 10% anual	Ingreso neto anual actualizado		Ingreso neto acumulativo actualizado		Diferencia en los ingresos netos acumulativos actualizados
		Proyecto original	Si se acelera	Proyecto original	Si se acelera	
1	0.9535	\$3814	\$ 6,675	\$ 3,814	\$ 6,675	\$ 2,861
2	0.8668	4334	13,002	8,148	19,677	11,529
3	0.788	3152	4,728	11,300	24,405	13,105
4	0.716	4296	1,432	15,596	25,837	10,241
5	0.651	1953		17,549	25,837	8,288
6	0.592	1776		19,325	25,837	6,512
7	0.538	1076		20,401	25,837	5,436
8	0.489	489		20,890	25,837	4,947
9	0.445	445		21,335	25,837	4,502
10	0.404	404		21,739	25,837	4,098

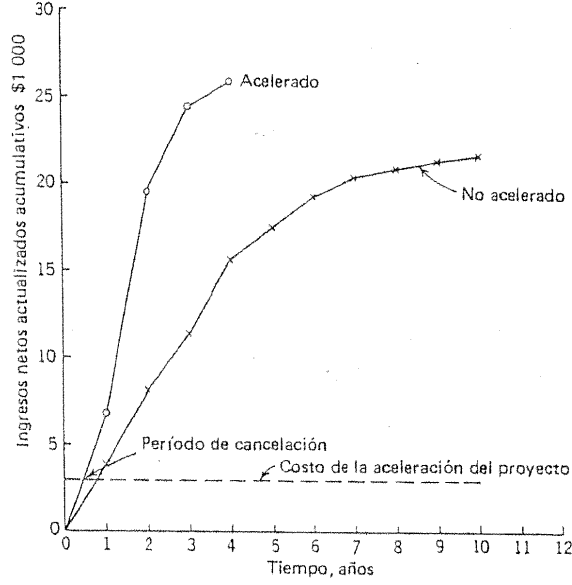


Figura 12.14: Ejemplo 12.2: gráfica de los ingresos netos acumulados actualizados contra el tiempo.

El ingreso neto acumulado actualizado para ambos casos acelerado y no acelerado se muestra en la figura 12.14 como función del tiempo, y es evidente que el período de cancelación del proyecto propuesto es de casi 0.45 años ó 5 1/2 meses.

En la figura 12.15, la diferencia entre los ingresos netos acumulados actualizados se muestra en base anual, y puede verse que el período es un poco mayor de un año. También, de la figura 12.15 puede verse que el cálculo de la tasa de retorno puede llevarse a cabo usando sólo la diferencia en ingreso sobre los primeros 1.15 años.

De los cálculos establecidos en la tabla 12.5, puede hacerse una gráfica de las diferencias entre los ingresos netos acumulados descontados contra la tasa de descuento (figura 12.16), y esto muestra que, siempre que el poder de ganancia de la compañía quede entre 6 y 255 por ciento anual, el proyecto de aceleración será redituable.

Finalmente, usando sólo las diferencias en ingreso sobre los 1.15 años iniciales, se ha preparado la tabla 12.6 y se ha graficado la figura 12.17 (la cual es en todos los aspectos similar a la figura 12.6 para un proyecto de capital fresco). Esta figura muestra que la tasa de retorno para el proyecto de aceleración es de cerca del 83 por ciento anual, el cual, debe observarse, difiere considerablemente de cualquiera de los límites obtenidos con la figura 12.16.

Tabla 12.5 Ejemplo 12.2: diferencia en los ingresos netos acumulados actualizados como función de las tasas de descuento.

Año	Tasa de descuento														
	30% anual			50% anual			100% anual			200% anual			400% anual		
	Factor de descuento	Ingreso anual actualizado No acum.	Acum.	Factor de descuento	Ingreso anual actualizado No acum.	Acum.	Factor de descuento	Ingreso anual actualizado No acum.	Acum.	Factor de descuento	Ingreso anual actualizado No acum.	Acum.	Factor de descuento	Ingreso anual actualizado No acum.	Acum.
1	0.877	\$ 3,508	\$ 6,139	0.817	\$ 3,268	\$ 5,719	0.707	\$ 2,828	\$ 4,949	0.578	\$ 2,312	\$ 4,046	0.448	\$ 1,792	\$ 3,136
2	0.675	3,375	10,125	0.545	2,725	8,175	0.354	1,770	5,310	0.193	965	2,895	0.090	450	1,350
3	0.519	2,076	3,114	0.363	1,452	2,178	0.177	708	1,062	0.064	256	384	0.018	72	108
4	0.400	2,400	800	0.242	1,452	484	0.089	534	178	0.021	126	42	0.004	24	8
5	0.308	924	800	0.161	483	483	0.044	132	132	0.007	21	6	0.001	3	3
6	0.236	708	324	0.108	324	144	0.022	66	66	0.002	6	0	0.000	0	0
7	0.182	364	364	0.072	144	144	0.011	22	22	0.001	2	0	0.000	0	0
8	0.140	140	140	0.048	48	48	0.006	6	6	0.000	0	0	0.000	0	0
9	0.108	108	108	0.032	32	32	0.003	3	3	0.000	0	0	0.000	0	0
0	0.083	83	83	0.021	21	21	0.001	1	1	0.000	0	0	0.000	0	0
total		\$13,686	\$20,178		\$9,949	\$16,556		\$6,070	\$11,499		\$3,688	\$7,367		\$2,341	\$4,602
Diferencia (acelerado menos sin acelerar)		\$6,492			\$6,607			\$5,429			\$3,679			\$2,261	

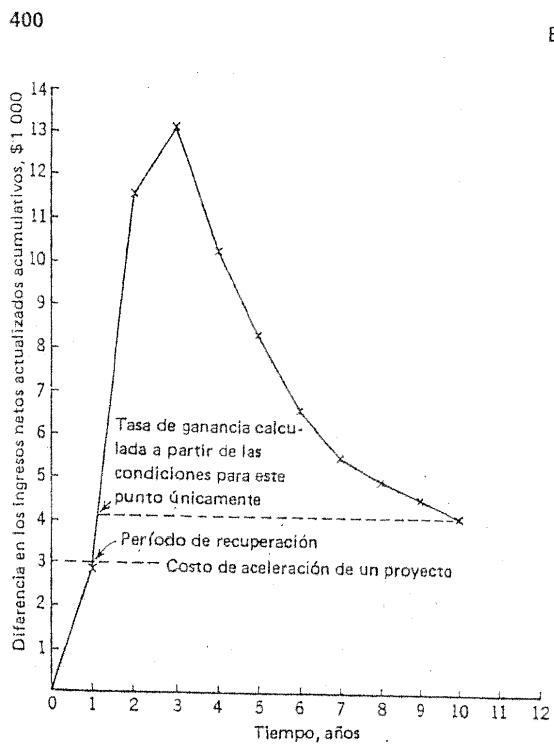


Figura 12.15 Ejemplo 12.2: diferencia en los ingresos netos acumulados actualizados graficados contra el tiempo.

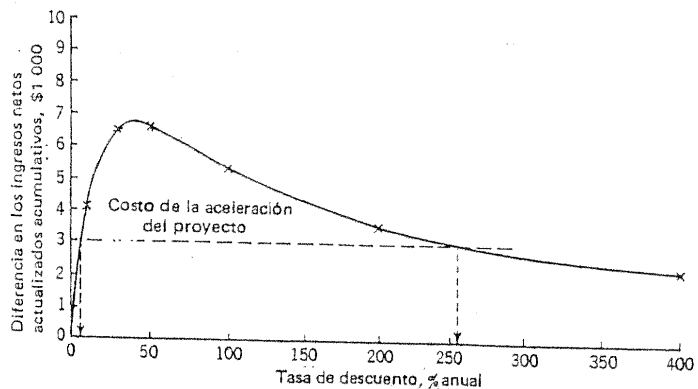


Figura 12.16 Ejemplo 12.2: diferencia entre los ingresos netos acumulados actualizados graficada contra la tasa de descuento.

Tabla 12.6 Ejemplo 12.2: diferencia en ingresos netos acumulados no actualizados en los primeros 1.15 años como función de la tasa de descuento.

Año	Ingreso neto no actualizado		Tasa de descuento									
	No acum.	Acum.	20% anual		50% anual		80% anual		100% anual		150% anual	
			Factor de descuento	Diferencia del ingreso actualizado	Factor de descuento	Diferencia del ingreso actualizado	Factor de descuento	Diferencia del ingreso actualizado	Factor de descuento	Diferencia del ingreso actualizado	Factor de descuento	Diferencia del ingreso actualizado
1	\$4000	\$7000	0.913	\$2739	0.817	\$2451	0.745	\$2235	0.707	\$2121	0.632	\$1896
1 to 1.15	750*	2250*	0.822†	1233	0.647	971	0.532	798	0.475	713	0.374	561
Total		\$4500		\$3972		\$3422		\$3033		\$2834		\$2457

*Estas cifras suponen una tasa de ingreso regular durante el segundo año.

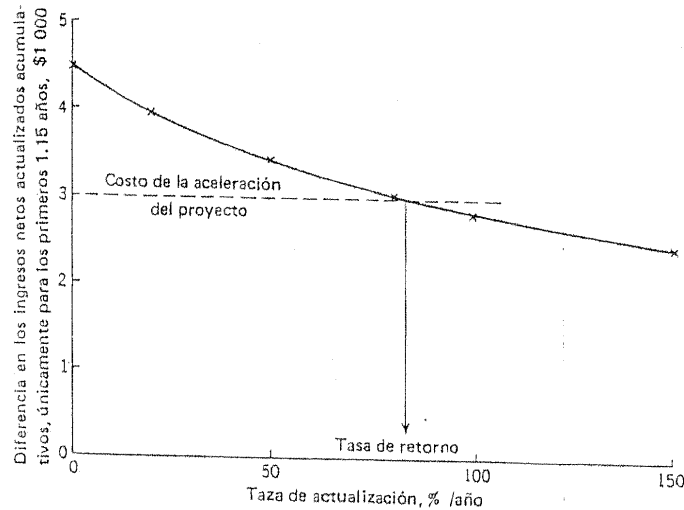


Figura 12.17 Ejemplo 12.2: determinación de la tasa de retorno usando el segundo método.

12.10 REDUCCIONES O AUMENTOS A CORTO PLAZO EN LA PRODUCCIÓN

Frecuentemente, es de interés para el personal de operación conocer el costo de hacer producir un pozo durante un período corto⁴ (por ejemplo, con objeto de obtener un registro de presiones de fondo o porque hay un retraso en instalar un equipo de reparación en el sitio) o el costo de una restricción temporal en el gasto de producción del campo (debido por, ejemplo, a una falla parcial en la energía que origina que algunos pozos en bombeo detengan su producción). Por otro lado, puede ser útil un método sencillo para estimar el beneficio que resulta de un incremento a corto plazo en la producción. Un ejemplo de una técnica que frecuentemente ocasiona un incremento a corto plazo en el ritmo de producción de un pozo es el procedimiento de retrolavado ("oil backflush") (referencia 10). El

⁴ El término *corto* en esta sección se referirá a un intervalo con duración de menos de 3 meses. Para tales valores las aproximaciones de la sección 12.16 son razonablemente buenas.

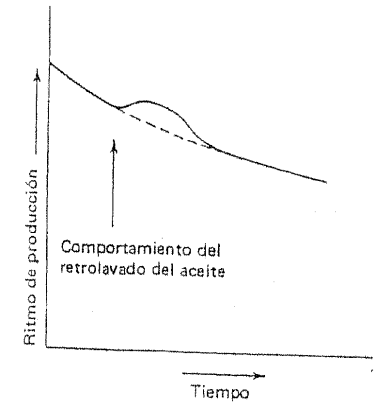


Figura 12.18 Aumento a corto plazo en la producción como resultado del retrolavado con aceite.

comportamiento del gasto del pozo con el tiempo de dicho tratamiento puede ser como se muestra en la figura 12.18.

En ninguno de estos casos podía probarse la importancia, aun si fuera posible, de realizar el análisis completo de un proyecto de aceleración (o desaceleración). Lo que se requiere es tener la capacidad de asignar con exactitud razonable, un valor a cada barril de aceite producido por un proyecto retardado o acelerado, de modo que el volumen total de aceite en la jiba de la figura 12.18, por ejemplo, pueda convertirse directamente a una ganancia en el ingreso neto.

Se mostrará después (sección 12.16) que en muchas situaciones prácticas y con un buen grado de aproximación, la pérdida (ganancia) que genera cada barril de aceite producido con un proyecto retardado (acelerado) está dada por:

$$\frac{j}{b+j} u \quad (12-3)$$

donde

j = la tasa de descuento continua (o nominal) definida por $\exp(j) = 1 + r$ (véase la sección 12.12).

r = tasa anual de descuento expresada como un decimal.

b = ritmo de declinación continuo (o nominal) definida por $\exp(-b) = 1 - d$ (véase la sección 2.2).

d = ritmo anual de declinación de la producción expresada como un decimal.

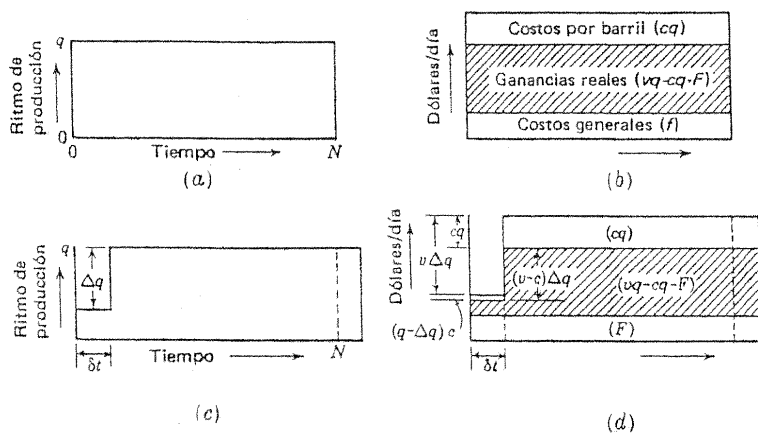


Figura 12.19 Pérdida incurrida por la producción diferida: tasa constante de la producción normal.

u = valor neto del aceite definido en la sección 12.2, es decir, el valor bruto del aceite menos los costos por barril.

Debe observarse que la expresión (12.3) implica que las pérdidas generadas por la producción diferida son iguales al valor total neto del aceite cuando el ritmo de producción es normalmente constante (por ejemplo, producción prorrateada), porque en este caso, el ritmo de declinación es cero y el factor $j/(b + j)$ se reduce a la unidad. Tal resultado será real cuando la vida normal⁵ sea de tal duración que el PDV de cualquier producción tomada al fin de su vida normal es insignificanemente pequeña (figura 12.19).

En la figura 12.20, el factor $j/(b + j)$ se muestra como una función del ritmo anual de la declinación de la producción (expresada como un porcentaje) para varias tasas de descuento o actualización y se observa que el valor asignado al aceite obtenido con un proyecto retardado (acelerado) disminuye constantemente conforme aumenta el ritmo de declinación de la producción. En la figura 12.20 se muestran también las curvas de $r/(d + r)$ a varias tasas de descuento, y se observa que para tasas de descuento

⁵ La palabra *normal* se usa en este contexto para implicar que no hay intentos deliberados para aumentar, pero, por otra parte, no hay reducciones inesperadas y poco comunes en la producción.

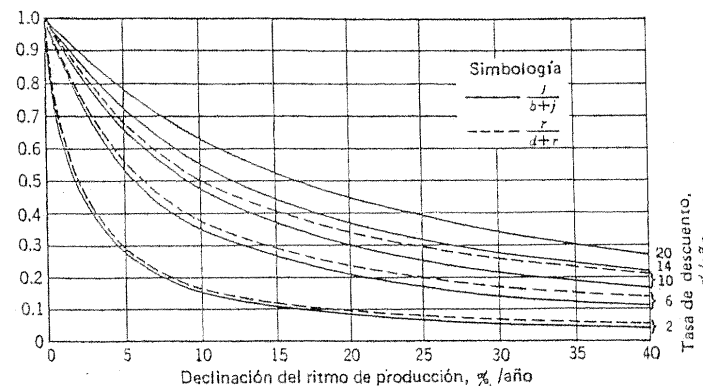


Figura 12.20 Factores $j/(b + j)$ y $r/(d + r)$ graficados como funciones de la tasa de descuento y al ritmo de declinación de la producción.

menores del 10 por ciento anual, esta expresión más simple, la cual no implica el uso de tasas nominales (continuas), es de exactitud suficiente.

Ejemplo 12.3 Un pozo que produce a un gasto de 250 bl/día y que declina al 8 por ciento anual se cierra durante una semana mientras espera reparaciones. Suponiendo que no hay posibilidad de transferir la producción del pozo a otro pozo y que el poder de ganancia de la compañía es de 10 por ciento anual, determínese las pérdidas debidas al retraso. El valor bruto del aceite (después del pago de regalías e impuestos) es de \$12.25/bl y que los costos por barril son \$2.00.

El aceite total remanente es de 250 bl/día durante una semana, ó 1750 bl, y el valor de $r/(d + r)$ es de $10/(8 + 10)$, ó 0.556. Por lo tanto, la pérdida por barril de aceite remanente es de $\$0.556 \times (12.25 - 2.00)$ ó \$5.7, y la pérdida total debida al retraso es de $\$5.7 \times 1750$, es decir, \$9 975.

Si se usa la expresión $j/(b + j)$, es necesario determinar j y b .

Ya que $\exp(j) = 1 + r = 1.10$

en este caso j es 0.0953. En forma similar, b proviene de

$$\exp(-b) = 1 - d = 0.92$$

de modo que b es igual a 0.0834. Por lo tanto,

$$\frac{j}{b + j} = \frac{0.0953}{0.0834 + 0.0953} = 0.533$$

y la pérdida total debida al retraso es

$$\$0,533 (12.25 - 2.00) \times 1\,750 = \$9\,550$$

Debe recordarse que ésta es una pérdida real en ingreso, la cual nunca puede recuperarse.

Con objeto de ilustrar el uso de la expresión (12.3), se tratarán ahora tres aplicaciones prácticas.

Número óptimo de equipos de reparación de pozos

Supóngase que un campo está operando con tres equipos de reparación de pozos en uso constante, pero con una pérdida promedio de *bajas e interrupciones* de producción de 250 bl/día. Se supone que, dentro de límites razonables hay mercados disponibles para el aceite producido. Supóngase que el precio de venta del aceite es de \$12/bl, los costos que varían con la tasa de producción ascienden a \$2/bl, el ritmo actual de declinación es del 10 por ciento anual, y el valor del dinero de la compañía en consideración es de 8 por ciento anual. ¿El número óptimo de equipos de reparación de pozos (para utilidad máxima) que debe usarse es de tres o debería ser de dos o cuatro?

El valor del factor $j/(b + j)$ es de 0.422, de modo que la pérdida por barril de aceite que no se ha producido es:

$$\$0.422 (12.0 - 2.0) = \$4.22$$

Si se estima que un equipo adicional reducirá la pérdida promedio por baja producción e interrupción de la misma a 50 bl/día, la reducción en la pérdida debida al aceite que no se ha producido será \$4.22 (250-50), es decir, \$844/día, o casi \$25 650/mes.

Si el costo mensual para el equipo de reparación de pozos fuera mayor que esta cifra, entonces, la operación de un cuarto equipo no sería económicamente atractiva. Por otra parte, si el costo mensual del equipo de reparación de pozos fuera menos de \$25 650, se justificaría un análisis más detallado, con base en la consideración de que si el gasto normal de producción se elevara por casi 200 bl/día, el ritmo de declinación del campo probablemente se alteraría en cierto grado, de modo que el análisis simplificado no sería ya aplicable.

Un análisis similar se haría para el aumento anticipado de la producción baja e interrumpida que resulta de la reducción de tres a dos equipos lo que hará posible tomar una decisión con respecto a la posibilidad de estudiar o no en mayor detalle dicha reducción.

Programa de reemplazo de la sarta de varillas de succión

Cada rotura en una sarta de varillas de succión implica ciertos costos, a saber, el costo del trabajo de izaje, el costo del reemplazo de las varillas y la pérdida generada por el retraso en la producción del aceite. Con objeto de determinar el tercero de estos conceptos, debe asignarse un valor a cada barril de aceite diferido. Con estas cifras disponibles, puede prepararse una gráfica del tipo que se ilustra en la figura 12.21. Cada vez que se presenta una rotura, se calcula el costo total de la rotura y se grafica como se muestra. El objetivo es minimizar los costos por unidad de tiempo (o costos por barril), y el tiempo al cual la sarta debía haber sido substituida puede identificarse mediante la gráfica poco después de que ha pasado ese tiempo.

Dicha gráfica da un método expedito para comparar los grados diferentes de varillas de succión. El grado que da la pendiente mínima de la línea tangente AO será el más económico, independientemente del costo inicial de la sarta. Deberá observarse que el grado óptimo de la sarta que se use depende de la rapidez con la cual pueda ponerse en operación el equipo.

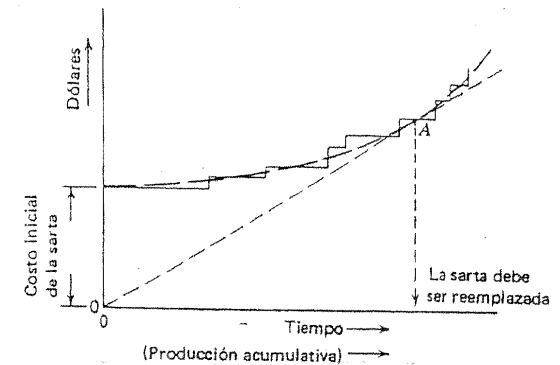


Figura 12.21 Evaluación y reemplazo de la sarta de varillas de succión.

Una compañía que puede asignar un equipo de reparación a un pozo tan pronto como éste ha dejado de producir puede soportar un grado relativamente inferior en la calidad de la varilla, ya que la pérdida por retardo consecuente a cada rotura es pequeña. Por otra parte, una compañía que está operando con un número mínimo de equipos de reparación debe usar una sarta de varillas del más alto grado, ya que cada rotura puede implicar una pérdida considerable debido a la producción de aceite que no se extrae.

Evaluación y reemplazo del equipo de bombeo

El problema puede plantearse con un método similar al usado en establecer un programa de reemplazo en una sarta de varillas de succión. La figura 12.22, la cual se explica por sí misma, indica un posible enfoque. Otra vez, la pendiente de la línea tangente AO debe minimizarse.

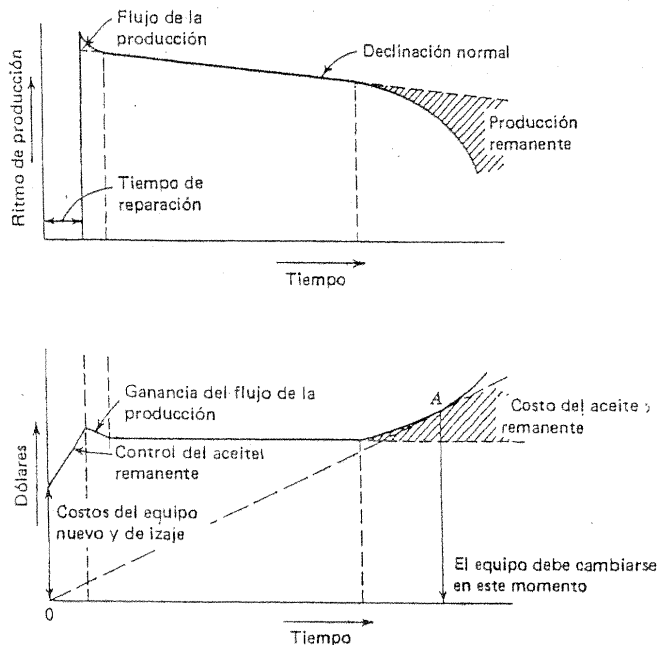


Figura 12.22 Evaluación y reemplazo del equipo de bombeo.

12.11 IMPUESTOS

Aquellos impuestos, como regalías, los cuales se cargan en cada barril pueden y, de hecho, deben incluirse en los costos por barril definidos en la sección 12.2. Pero tan sencillo enfoque no puede tomar en cuenta todos los aspectos de la situación de una compañía con respecto a los impuestos, los cuales pueden llegar a ser extremadamente complicados en vista de las tolerancias en el agotamiento, por ejemplo, y las decisiones tomadas para asegurar la mínima responsabilidad de impuestos. En cualquier análisis completo de rentabilidad, las estimaciones de los impuestos deben hacerse para cada año y deducirse del ingreso bruto para ese año. Existen varios análisis en las publicaciones especializadas (referencias 11-13) sobre los efectos de los impuestos en las evaluaciones económicas, y no se hace aquí ningún intento para analizar este tema complejo. Debe enfatizarse que los métodos sugeridos en las secciones siguientes de este capítulo son caminos abreviados para obtener estimaciones rápidas en lo que respecta a las utilidades de diversos proyectos bajo consideración; mientras más redituables sean dichos proyectos, deberán someterse a análisis completos de investigación económica, hechos en base a los beneficios brutos anuales anticipados y los gastos, incluyendo los impuestos, antes de que puedan tomarse las decisiones finales con respecto a qué tan atractivos son para la compañía.

12.12 TASAS DE DESCUENTO CONTINUAS (NOMINALES)

Debido a que simplificará notablemente la mayor parte de la exposición siguiente se utilizará el concepto de tasas de actualización o de descuento continuas (o nominales) (referencia 6.14). Si r es la tasa de descuento expresada como un decimal, la tasa de descuento *continua* o *nominal* j se define con la expresión

$$\exp(j) = (1 + r) \quad (12-4)$$

Con esta definición, el PDV de un ingreso I_n que ocurrirá en n años en el futuro es $I_n / (1 + r)^n$, o $I_n \exp(-jn)$.

Con objeto de ilustrar el modo en el cual puede usarse la tasa nominal de descuento, se considerarán dos casos: un proyecto con ingreso constante y un proyecto que tiene un ingreso que declina constantemente (sección 2.2).

Proyecto con ingreso constante

Supóngase un proyecto en el cual el ingreso neto anual es constante (por ejemplo, un oleoducto, una refinería o un buque tanque). Supóngase que el ingreso neto anual es I dólares, y la vida útil del proyecto es N años. Entonces, con referencia a la figura 12.23, el PDV (al inicio del proyecto, como se definió en la sección 12.8) del ingreso ganado durante el tiempo dt es

$$I \frac{dt}{(1+r)^t} = I \exp(-jt) dt$$

Por lo tanto, el PDV del ingreso neto total del proyecto es

$$\int_0^N I \exp(-jt) dt = I \frac{1 - \exp(-jN)}{j} \quad (12-5)$$

Si C es el PDV del costo del capital del proyecto (referido al punto de inicio) y la *tasa continua de ganancia* J está definida por la ecuación

$$\exp(J) = 1 + R \quad (12-6)$$

donde R es la tasa de retorno, entonces J quedará determinada por la ecuación

$$C = I \frac{1 - \exp(-jN)}{j}$$

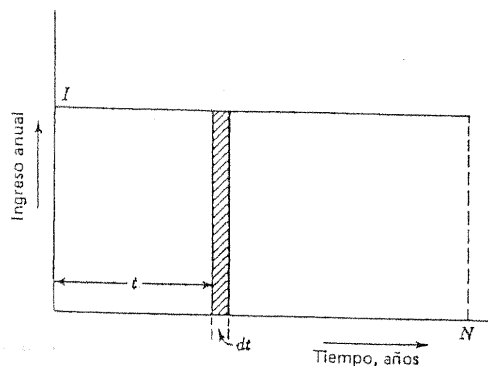


Figura 12.23 Ingreso anual constante.

ya que la expresión en el miembro de la derecha es el ingreso neto descontado a la tasa de retorno.

Siempre que jN sea grande, $\exp(-jN)$ puede ignorarse y

$$J = \frac{I}{C}$$

Pero el período de recuperación t_p del proyecto es, por definición,

$$t_p = \frac{C}{I}$$

Por lo tanto, para un proyecto con ingreso constante, la tasa continua de retorno es la recíproca del período de recuperación, siempre que la vida del proyecto sea lo suficientemente larga para hacer $\exp(-jN)$ muy pequeña. En la práctica, el resultado será válido si N es mayor de 15 años.

Debe enfatizarse en este punto que con objeto de obtener la tasa anual de retorno, se debe recurrir a la ecuación (12.6). Las tasas continuas de descuento y las tasas de retorno se introducen con objeto de simplificar los cálculos matemáticos, pero siempre deben convertirse a las tasas de descuento reales y las tasas de retorno al final del cálculo.

Ingreso que declina constantemente

En esta sección se hará referencia a una producción de aceite que se supone declina a ritmo constante. Si el ritmo de producción al inicio del proyecto es q_0 bl por unidad de tiempo, el ritmo continuo de declinación es b y la vida del proyecto de campo es N unidades de tiempo, entonces, el PDV de un elemento de producción $q dt$ que ocurre al tiempo t después del inicio es

$$\frac{uq dt}{(1+r)^t} = uq \exp(-jt) dt$$

donde u es el valor neto de un barril de aceite (figura 12.24). Pero

$$q = q_0(1-d)^t = q_0 \exp(-bt)$$

de modo que el PDV del elemento de producción es

$$uq_0 \exp[-(b+j)t] dt$$

Por lo tanto, el PDV de la producción total del campo es

$$\int_0^N uq_0 \exp[-(b+j)t] dt = uq_0 \frac{1 - \exp[-(b+j)N]}{b+j} \quad (12-7)$$

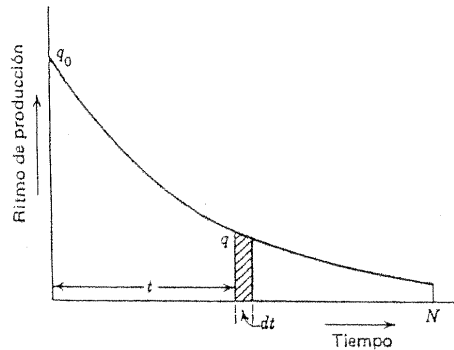


Figura 12.24 Ritmo de declinación de la producción.

Debe observarse la similitud entre esta expresión y la ecuación (12-5). De hecho, la ecuación (12-7) se reduce a la ecuación (12-5) si b es igual a cero e I se escribe en lugar de uq_0 .

Phillips (referencia 6) ha denominado al factor $(b + j)$ *factor compuesto de declinación actualizado*.

12.13 LA FUNCIÓN $[1 - \exp(-x)]/x$

Se demostró en la sección 2.2 que la producción acumulativa de aceite sobre un cierto período bajo las condiciones de producción a ritmo constante de declinación es igual a la diferencia entre los ritmos o gastos de producción al principio y al final del período dividido entre el ritmo continuo de declinación. Este resultado se estableció en la ecuación (2.7) como

$$Q - Q_0 = \frac{q_0 - q}{b}$$

Pero, por la ecuación (2-10)

$$q = q_0 \exp[-b(t - t_0)]$$

y, por lo tanto,

$$Q - Q_0 = \frac{q_0 - q_0 \exp[-b(t - t_0)]}{b}$$

Si, para simplificar, se miden tanto el tiempo como la producción acumulativa cuando el gasto de producción es q_0 , esta ecuación toma la forma

$$Q = \frac{q_0[1 - \exp(-bt)]}{b}$$

o

$$Q = q_0 t \frac{1 - \exp(-bt)}{bt} \tag{12-8}$$

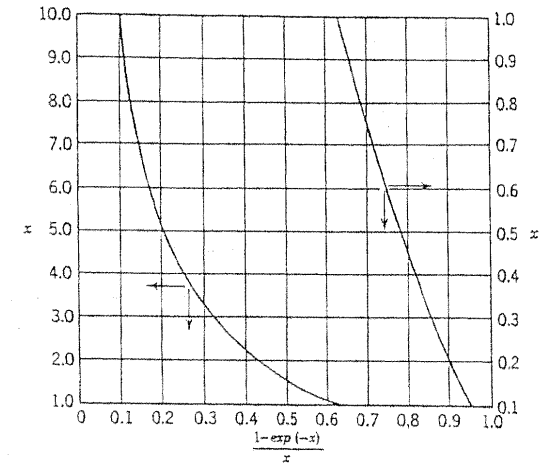


Figura 12.25 Gráfica de $[1 - \exp(-x)]/x$ respecto a x .

De la ecuación (12-5), el PDV del ingreso neto de un proyecto con ingreso constante es

$$PDV = IN \frac{1 - \exp(-jN)}{jN} \tag{12-9}$$

en tanto que por la ecuación (12-7), el PDV del ingreso neto de un pozo o campo con un ritmo constante de declinación es

$$PDV = q_0 uN \frac{1 - \exp[-(b + j)N]}{(b + j)N} \tag{12-10}$$

Deberá observarse que las ecuaciones (12-8), (12-9) y (12-10), respectivamente, pueden escribirse en las formas

$$Q = q_0 t \psi(x) \quad x = bt$$

$$PDV = IN \psi(x) \quad x = jN$$

y

$$PDV = q_0 uN \psi(x) \quad x = (b + j)N$$

donde

$$\psi(x) = \frac{1 - \exp(-x)}{x} \tag{12-11}$$

Los cálculos se simplificarán en adelante mediante el uso de una curva de

$$\frac{1 - \exp(-x)}{x}$$

graficada con una función x , de modo que el valor de $\psi(x)$ pueda leerse una vez que se conoce el valor x .

Esta curva, para los valores x comprendidos entre 0.1 y 10.0, se grafica en la figura 12.25; para valores de x mayores de 10.0, $\psi(x)$ es igual con suficiente exactitud a $1/x$, y para valores de x menores de 0.1, $\psi(x)$ es igual a $(1 - x/2)$ con suficiente precisión.

12.14 DETERMINACIÓN DE LOS CRITERIOS DE DECISIÓN: PROYECTO DE CAPITAL FRESCO

El ritmo inicial de producción q_0 , el valor neto u de un barril de aceite, la vida económica N del proyecto, el ritmo de declinación d y, por lo tanto, el ritmo de declinación continua b , y el valor de capital invertido C al inicio del proyecto, así como la tasa de descuento que se va a usar tendrán que determinarse tan bien como sea posible al comienzo del estudio del proyecto.

Ganancia

El PVD de la producción total del campo petrolero se obtiene la ecuación (12-10). Ya que C es el PDV del gasto de capital al inicio del proyecto, la ganancia es:

$$q_0 u N \psi(x) - C$$

donde x es igual a $(b + j)N$ y la ganancia, expresada como un porcentaje de la inversión de capital, es

$$\left[\frac{q_0 u N}{C} \psi(x) - 1 \right] 100$$

Una vez que se ha determinado el valor de $(b + j)N$, el valor correspondiente de $\psi(x)$ puede calcularse o leerse directamente de la figura 12-25. Por lo tanto, puede obtenerse la ganancia porcentual. Si se requiere la ganancia sin descuento, j se hace igual a cero.

Período de recuperación

Sea t_p el período de recuperación. Entonces, de la ecuación (12-7), el PDV de la producción del campo desde el inicio del proyecto hasta el tiempo inicial de acumulación de la utilidad t_p es

$$q_0 u \frac{1 - \exp[-(b + j)t_p]}{b + j}$$

Por la definición del período de recuperación, esta cantidad debe ser igual a C , de modo que t_p está dado por

$$C = q_0 u \frac{1 - \exp[-(b + j)t_p]}{b + j}$$

y simplificando se tiene

$$t_p = -\frac{1}{(b + j)} \ln \left[1 - \frac{C(b + j)}{q_0 u} \right]$$

Si se requiere el período de recuperación no actualizado, j se hace igual a cero.

Tasa de ganancia

Sea J la tasa continua de retorno como se define con la ecuación (12-6). Entonces, si los ingresos por el aceite se descuentan a la tasa J , el PDV (referido al inicio del proyecto) será $q_0 u N \psi(y)$, donde y es igual a $(b + J)N$. Por la definición de la tasa de retorno o de ganancia, esto debe ser igual a C , de modo que

$$\psi(y) = \frac{C}{q_0 u N}$$

El término en el primer miembro puede estimarse, y así se conoce el valor de $\psi(y)$. Esto permite determinar y mediante tanteos o, directamente, de la figura 12.25 entrando con un valor conocido de $\psi(y)$ en la abscisa y leyendo el valor de y en la ordenada. Ya que b y N son conocidas e y es igual a $(b + J)N$, puede determinarse J . La tasa de retorno R se calcula fácilmente mediante la ecuación (12-6).

Ejemplo 12.4 Un pozo de exploración que tuvo éxito en la parte norte de Alberta dio un gasto inicial de 100 bl/día en la prueba, con declinación aparente de 15 por ciento anual. Se estima que con un gasto del capital de \$6 millones puede perforarse 12 pozos adicionales, de los cuales 3 serían secos, y construirse las instalaciones necesarias para la recolección y el almacenamiento. Además, es evidente que la ganancia neta de la operación sería de \$8/bl y que la vida económica del campo sería de 15 años.

El período de recuperación no actualizado, la ganancia porcentual (descontada al 9 por ciento anual) y la tasa de retorno que se espera pueden calcularse como sigue:

Habrán 10 pozos productores en total, así que tomando como la unidad de tiempo 1 año, q_0 es $365 \times 100 \times 10$ bl/año, en tanto que

$$\begin{aligned} u &= \$8 \\ N &= 15 \\ d &= 0.15 \\ \exp(-b) &= 1 - d = 0.85 & b &= 0.1626 \\ r &= 0.09 \\ \exp(j) &= 1 + r = 1.09 & j &= 0.0862 \end{aligned}$$

Porcentaje de ganancia (actualizado)

Esto es

$$\left[\frac{q_0 u N}{C} \psi(x) - 1 \right] 100$$

donde $x = (b + j)N = 0.2488 \times 15 = 3.73$

De la ecuación (12-11) $\psi(3.73)$ es 0.262, puede verse que el porcentaje de ganancia es de 91 por ciento.

Período de recuperación (no actualizado)

$$t_p = -\frac{1}{(b + j)} \ln \left[1 - \frac{C(b + j)}{q_0 u} \right]$$

y haciendo la sustitución, recordando que en este caso j es cero, se tiene que t_p es 2.9 años.

Tasa de retorno

Está dada por

$$\psi(y) = \frac{C}{q_0 u N}$$

donde

$$y = (b + j)N$$

Por la sustitución de los valores dados arriba, es evidente que, $\psi(y)$ es 0.137. De la figura 12-25, y es igual a 7.3 de modo que

$$\begin{aligned} b + j &= 0.486 \\ y &= 0.3234 \\ \text{o usando } \exp(j) &= 1 + R \\ R &= 38.2 \text{ por ciento anual} \end{aligned}$$

12.15 DETERMINACIÓN DE LOS CRITERIOS DE DECISIÓN: PROYECTO DE ACELERACIÓN

Ganancia

El PDV de los ingresos netos futuros del proyecto original es

$$\text{PDV} = q_0 u N \psi(x) \\ \text{donde } x = (b + j)N$$

El PDV de los ingresos netos futuros del proyecto acelerado es

$$\text{donde } \text{PDV}^{(a)} = q_0^{(a)} u N^{(a)} \psi(x^{(a)}) \\ x^{(a)} = (b^{(a)} + j)N^{(a)}$$

y $b^{(a)}$ y $N^{(a)}$ se obtienen de las ecuaciones (2-15) y (2-16), respectivamente. La ganancia es igual al $\text{PDV}^{(a)}$ menos PDV menos el costo del capital del proyecto acelerado.

Período de cancelación

Si t_b es el período de cancelación y $C^{(a)}$ es el costo del capital del proyecto de aceleración, entonces, con referencia a la definición del período de cancelación dada en la sección 12.9, t_b puede calcularse mediante la ecuación

$$C^{(a)} = q_0^{(a)} u \frac{1 - \exp[-(b^{(a)} + j)t_p]}{b^{(a)} + j}$$

Período de recuperación

Si t_p es el tiempo de inicio de la acumulación de la utilidad, entonces, con referencia a la definición de este período dada en la sección 12.9 puede calcularse mediante la ecuación

$$C^{(a)} = q_0^{(a)} u \frac{1 - \exp[-(b^{(a)} + j)t_p]}{b^{(a)} + j} - q_0 u \frac{1 - \exp[-(b + j)t_p]}{b + j}$$

Tasa de retorno

Con objeto de calcular la tasa de retorno o de ganancia es necesario primero determinar el tiempo de corte, digamos t_c , definido en la sección 12.9 (véase por ejemplo la figura 12.15). Si P es la ganancia como se calculó arriba, entonces, el tiempo t_c puede encontrarse mediante la ecuación

$$C^{(a)} + P = q_0^{(a)} u \frac{1 - \exp[-(b^{(a)} + j)t_c]}{b^{(a)} + j} - q_0 u \frac{1 - \exp[-(b + j)t_c]}{b + j}$$

Usando el valor t_c , la tasa continua de retorno J se define entonces por

$$C^{(a)} = q_0^{(a)} u \frac{1 - \exp[-(b^{(a)} + J)t_c]}{b^{(a)} + J} - q_0 u \frac{1 - \exp[-(b + J)t_c]}{b + J}$$

Conclusión

Se observará que todas las ecuaciones de esta sección no son manejables y que las determinaciones del período de recuperación y la tasa de retorno requieren métodos gráficos o por tanteos. Puede parecer que se ha perdido el primer objetivo de obtener una respuesta rápida y se sugiere que cada proyecto de aceleración se trate según sus propias características, utilizando los métodos delineados en la sección 12.9.

12.16 REDUCCIONES O AUMENTOS A CORTO PLAZO EN LA PRODUCCION: ANÁLISIS MATEMATICO

Se supone que el ritmo de producción *normal*⁶ es una función de la producción acumulativa.

Supóngase que en el tiempo cero, el gasto *normal* es q_0 bl/día pero que durante un período δt (años) el gasto de producción se restringe en una cantidad Δq , de modo que el gasto real de producción sobre este período es $q_0 - \Delta q$ bl/día (figura 12.26). Con referencia a esta figura, puede observarse que el área *AHFO*, la cual es igual a la producción *normal* acumulativa en el tiempo *OF*, puede ser igual al área *DEGO*, la cual es la producción acumulativa real, es decir, $365 (q_0 - \Delta q) \delta t$ bl, por la suposición de que el gasto de producción *normal* es una función de la producción acumulativa.

Ya que el área *AHFO* es igual al área *ALFO* aproximadamente (δt es pequeña), se concluye que

$$365 q_0(\text{tiempo } OF) = 365 (q_0 - \Delta q) \delta t$$

$$OF = \frac{q_0 - \Delta q}{q_0} \delta t$$

Como consecuencia, el tiempo *FG* es igual a $\Delta q \delta t / q_0$.

Se concluye que la nueva curva de declinación se corre en un tiempo

$$HC = FG = \frac{\Delta q}{q_0} \delta t$$

en comparación con el anterior (es decir, el que no está afectado por la restricción en el gasto).

⁶ La palabra *normal* se analiza en la nota de pie de página de la sección 12-10.

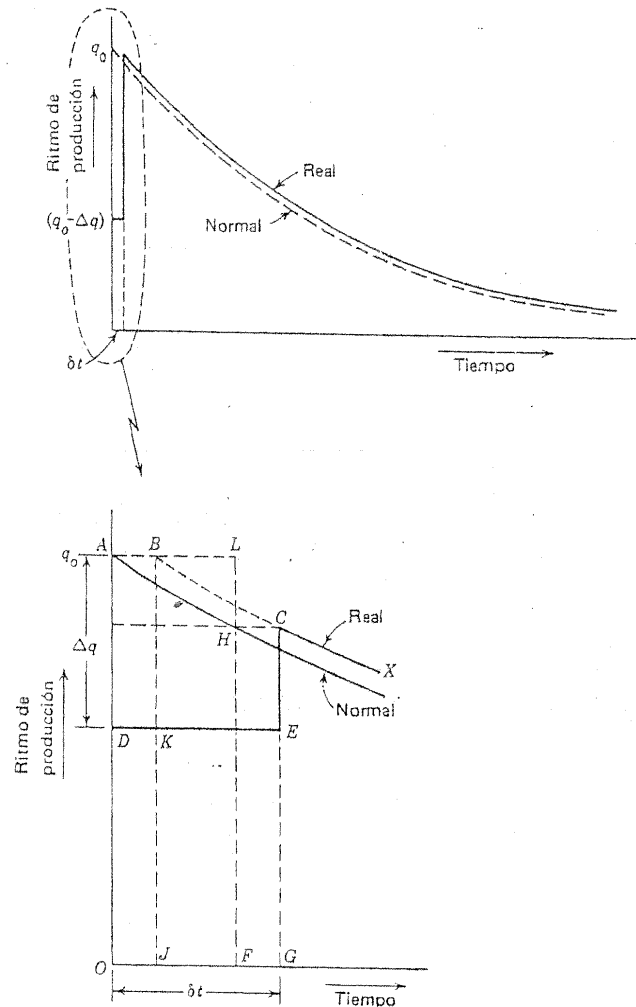


Figura 12.26 Reducción a corto plazo del gasto de producción: historias del gasto de producción real y normal.

Si \bar{V} es el PDV del valor bruto de la producción sin afectar, entonces el PDV de la producción bajo la curva *JBCX* será V en el tiempo *J*, o $V / (1 + r)^{OJ}$ ahora. Esto es igual a

$$\bar{V} \exp(-j \times OJ) \quad \text{o} \quad \bar{V} \exp\left(-j \frac{\Delta q}{q_0} \delta t\right) \quad (12-12)$$

donde j se define por la ecuación $\exp(j) = 1 + r$

La producción real es

$$ODECX = JBCX + ODKJ - KBCE \quad (12-13)$$

el PDV de la

$$\begin{aligned} \text{producción } ODKJ &= \frac{365(q_0 - \Delta q)OJ}{(1+r)^{1/2OJ}} \\ &= 365(q_0 - \Delta q) \frac{\Delta q}{q_0} \delta t \exp\left(-\frac{1}{2}j \frac{\Delta q}{q_0} \delta t\right) \\ &= 365(q_0 - \Delta q) \frac{\Delta q}{q_0} \delta t \left(1 - \frac{1}{2}j \frac{\Delta q}{q_0} \delta t\right) \text{ aproximadamente} \\ &= 365(q_0 - \Delta q) \frac{\Delta q}{q_0} \delta t \text{ aproximadamente} \end{aligned} \quad (12-14)$$

sin tomar en cuenta los términos con $j(\delta t)^2$.

El PDV de la producción $KBCE = 365 \Delta q \frac{JG}{(1+r)^{OJ+1/2JG}}$ aproxima-
damente,

$$\text{donde } JG = \delta t - OJ = \delta t - \frac{\Delta q}{q_0} \delta t = \frac{q_0 - \Delta q}{q_0} \delta t$$

$$\text{y } OJ + \frac{1}{2}JG = \frac{\Delta q}{q_0} \delta t + \frac{1}{2} \frac{q_0 - \Delta q}{q_0} \delta t = \frac{1}{2} \frac{1}{q_0} (q_0 + \Delta q) \delta t$$

de modo que el PDV de la producción $KBCE$

$$\begin{aligned} &= 365 \Delta q \left(\frac{q_0 - \Delta q}{q_0}\right) \delta t \exp\left[-\frac{j}{2q_0} (q_0 + \Delta q) \delta t\right] \\ &= 365 \Delta q \left(\frac{q_0 - \Delta q}{q_0}\right) \delta t \end{aligned} \quad (12-15)$$

aproximadamente, sin tomar en cuenta los términos en $j(\delta t)^2$.

Por lo tanto, de las ecuaciones (12-14) y (12-15), el PDV de la producción $ODKJ$ es igual al PDV de la producción $KBCE$ con un buen grado de aproximación, siempre que δt sea pequeña.

En consecuencia, por la expresión (12-12) y la ecuación (12-13), el PDV de la producción real es igual a $\bar{V} \exp(-j \Delta q \delta t / q_0)$, donde \bar{V} es el PDV del valor bruto de la producción normal no afectada.

Por lo tanto, la pérdida en el PDV debida a la demora es

$$\bar{V} - \bar{V} \exp\left(-j \frac{\Delta q}{q_0} \delta t\right) = \bar{V} j \left(\frac{\Delta q}{q_0}\right) \delta t \text{ aproximadamente}$$

de modo que la pérdida en el ingreso bruto por barril de aceite que no se produce es

$$\frac{\bar{V} j}{365 q_0} \quad (12-16)$$

Aquí hay, en forma similar, un ahorro en el PDV del dinero pagado por el costo del barril. Si \bar{C} es el PDV de los costos totales cargables en una unidad básica de producción, este ahorro por barril de aceite no producido ascenderá a

$$\frac{\bar{C} j}{365 q_0} \quad (12-17)$$

Las ecuaciones (12-16) y (12-17) tomadas juntas muestran que hay aquí una pérdida neta por barril de aceite no producido que asciende a

$$\frac{(\bar{V} - \bar{C}) j}{365 q_0} \quad (12-18)$$

Una expresión similar da la ganancia neta por barril de aceite proveniente de un proyecto acelerado bajo los aumentos del ritmo de producción

La ecuación (12-18) es de poca importancia práctica a menos que puedan asignarse valores a \bar{V} y \bar{C} . Considerando solamente el caso de que el gasto decline en forma lineal, el PDV del ingreso bruto es

$$\bar{V} = 365 q_0 v \frac{1 - \exp[-(b+j)N]}{b+j}$$

y el PDV de los costos totales cargables en una unidad básica de producción es

$$\bar{C} = 365 q_0 c \frac{1 - \exp[-(b+j)N]}{b+j}$$

Al substituir estas expresiones en la ecuación (12-18), se llega al resultado de que la pérdida neta por barril de aceite que no se ha producido es:

$$(v - c) \frac{j}{b+j} \{1 - \exp[-(b+j)N]\} \quad (12-19)$$

Pero $v - c$ es el valor neto u , y si se supone que la vida futura N es lo suficientemente larga como para que $\exp[-(b + j)N]$ sea insignificante por ser pequeña, esta expresión se reduce a

$$\frac{ju}{b + j}$$

la cual es la expresión (12-3) y se usó en la exposición y ejemplos de la sección 12-10.

REFERENCIAS

1. Muskat, Morris: *Physical Principles of Oil Production*, McGraw-Hill Book Company, Inc., Nueva York, 1949.
2. Nind, T. E. W.: "Profitability of Oilfield Projects," *Southam-MacLean's Oil/Gas World*, diciembre de 1959, pág. 14.
3. Dean, Joel: "Measuring the Productivity of Capital," *Harvard Business Rev.*, enero y febrero de 1954, pág. 120.
4. Newendorp, Paul D.: *Decisión Analysis for Petroleum Exploration*, The Petroleum Publishing Company, Tulsa, Okla., 1975.
5. Glanville, James W.: "Rate of Return Calculations as a Measure of Investment Opportunities," *J. Petrol. Technol.*, 9(6): 12 (1957).
6. Phillips, Charles E.: "The Relationship between Rate of Return, Payout, and Ultimate Return in Oil and Gas Properties," *J. Petrol. Technol.*, 10(9):26 (1958).
7. Horner, W. L., e I. F. Roebuck: "Economics and Prediction of Oil Recovery by Fluid Injection Operations," in *Improving Oil Recovery*, Department of Petroleum Engineering, University of Texas, Austin, Tex., 1957.
8. Lefkovits, H. C., H. Kanner y R. B. Harbottle: "On Multiple Rates of Return," *Proc. Fifth World Petrol. Congr.*, Nueva York, Sec. IX: 67(1959).
9. Woody, L. D., Jr. y T. D. Capshaw: "Investment Evaluation by Present-Value Profile," *J. Petrol. Technol.*, 12(6): 15 (1960).
10. Ghauri, W. K.: "Results of Well Stimulation by Hydraulic Fracturing and High Rate Oil Backflush," *J. Petrol. Technol.*, 12(6): 19 (1960).
11. Bullion, J. Waddy: "Tax Considerations in Oil Transactions," *J. Petrol. Technol.*, 8 (8): 12 (1956).
12. Watkins, P. B.: "Economic Evaluations," *J. Petrol. Technol.*, 11(11):20 (1959).
13. Breeding, Clark W. y John R. Herzfield: "Effect of Taxation on Valuation and Production Engineering," *J. Petrol. Technol.*, 10(9):21 (1958).
14. Brons, F. y M. W. McGarry: "Methods for Calculating Profitabilities," *Paper 870-G. 32d Annual Fall Meeting, Soc. Petrol. Engineers, AIME, Dallas, Tex.*, 1957.

Factores de conversión

Para convertir de	A	Multiplíquese por
metro (m)	pie	3.281
pie	metro (m)	0.305
kilómetro (km)	milla (mi)	0.621
milla (mi)	kilómetro (km)	1.609
acre	metro cuadrado (m ²)	4 046.87
centímetro cuadrado (cm ²)	pulgada cuadrada (pulg ²)	0.155
pulgada cuadrada (pulg ²)	centímetro cuadrado (cm ²)	6.452
barril (bl)	pie cúbico (pie ³)	5.614
barril (bl)	metro cúbico (m ³)	0.159
barril (bl)	galón (gal de EE.UU.)	42
pie cúbico (pie ³)	barril (bl)	0.178
pie cúbico (pie ³)	metro cúbico (m ³)	2.832 × 10 ⁻²
metro cúbico (m ³)	barril (bl)	6.290
pie cúbico por barril (pie ³ /bl)	volumen por volumen (vol/vol)	0.178
volumen por volumen (vol/vol)	pie cúbico por barril (pie ³ /bl)	5.614
barril por día (bl/día)	metro cúbico por hora (m ³ /h)	6.625 × 10 ⁻³
metro cúbico por hora (m ³ /h)	barril por día (bl/día)	150.96

libra (lb)	kilogramo (kg)	0.454
kilogramo (kg)	libra (lb)	2.205
kilogramo (kg)	ton (métrica)	1×10^{-3}
atmósfera (atm)	libra por pulgada cuadrada lb/pulg ²	14.696
atmósfera (atm)	kilogramo por centímetro cuadrado (kg/cm ²)	1.033
libras por pulgada cuadrada (lb/pulg ²)	kilogramo por centímetro cuadrado (kg/cm ²)	7.031×10^{-2}
libras por pulgada cuadrada (lb/pulg ²)	megapascales	6.895×10^{-3}
pie-libra (pie-lb)	Unidad térmica británica (BTU)	1.284×10^{-3}
pie-libra (pie-lb)	kilográmometro (kg-m)	0.138

Nota: En las unidades del SI, el volumen se mide en metros cúbicos, la distancia en metros y la presión en megapascales.

Problemas

1. La producción del yacimiento petrolífero Crazy Dog se mantuvo constante en su producción autorizada de 2 500 bl/día durante algunos años. Las cifras recientes del gasto de producción expresadas en términos de la producción acumulativa de aceite han sido según se muestra:

<i>Producción acumulativa del yacimiento, 10⁶ bl</i>	<i>Gasto de producción de aceite bl/día</i>
3.20	1920
3.45	1645
3.70	1650
4.10	1230
4.40*	1095

* Condiciones actuales.

Si se supone un límite económico del yacimiento de 200 bl/día, determínese la vida futura del yacimiento, la vida total del yacimiento, la producción futura que puede esperarse y la producción acumulativa final.

Si se lleva a cabo ahora un proyecto de perforación de pozos adicionales para aumentar el gasto actual a 1 400 bl/día, ¿Cuál sería la vida futura del yacimiento?

Respuestas: Vida futura, 6.4 años; vida total, 1 2/3 años; producción futura, 1 200 000 bl; producción acumulativa final 5 600 000 bl; si se lleva a cabo el programa de perforación de pozos adicionales la vida futura es de 5.7 años.¹

2. Se estima que un campo petrolero nuevo tiene reservas recuperables de 10 millones bl, y por la información de un yacimiento vecino similar se estima que el pozo promedio fluirá a 100 bl/día, con un ritmo de declinación del 17% anual. Se espera que los pozos fluyan bajando su gasto a 40 bl/día y que, entonces, se pondrán bajo bombeo a un gasto inicial de 60 bl/día. Tomando como límite económico para el bombeo de pozos hasta 3 bl/día. ¿qué tantos pozos productores deben perforarse para explotar el campo y cuál será su vida?

Respuestas: Número de pozos, 52; vida del campo, 15.6 años.

3. Se están perforando pozos en un yacimiento de 40 acres cuyo horizonte productivo es de 15 pies de espesor con una permeabilidad promedio de 10 md. El aceite tiene una viscosidad a condiciones del yacimiento de 6 cp y el factor de volumen del aceite de la formación es 1.17. Si los pozos se terminan con una T. R. de 5 pulg, estímesese el IP promedio. ¿Cuál es el potencial del pozo promedio si la presión estática del yacimiento es de 1 250 lb/pulg² man.?

Respuesta: IP, 0.0188 bl/(día) (lb/pulg²); potencial, 23.5 bl/día.

4. La presión del yacimiento en el yacimiento petrolífero High Hope ha declinado linealmente con la producción acumulativa del aceite desde que el yacimiento se puso en producción; el ritmo de declinación de la presión es de 1 lb/pulg² por 5 000 bl de aceite producido. El yacimiento se drena con 12 pozos, el IP promedio es de 0.3 bl/(día) (bl/pulg²) por pozo, y como política, estos pozos producen a una caída de presión en el yacimiento igual al 50 por ciento de la presión estática del mismo. Demuéstrese que los pozos tienen una declinación lineal si el ritmo anual de declinación es de 12.3%.

¹ Las respuestas son, en la mayoría de los casos, aproximadas en el sentido de que dependen de interpretaciones subjetivas de información y, en aquellos problemas en los que se hace uso de las curvas de distribución de presión, del conjunto particular de curvas.

Se estima que la presión del yacimiento habrá caído a 300 lb/pulg² después de una vida productiva total de 16 años; ¿Cuál fue la presión inicial del yacimiento?

Respuesta: 2,460 lb/pulg².

5. Un pozo se inicia produciendo 116 bl/día y al final del primer año ha declinado a 94 bl/día. Se ha encontrado que a una producción acumulativa de 143 500 bl el IP es 0.053 bl/(día) (lb/pulg²) y la presión estática de la formación fue 770 lb/pulg². ¿Cuál fue la BHP fluyendo en ese tiempo? Si se supone que la misma BHP prevalecerá al abandono ¿cuál será la presión estática de la formación al abandono si el límite económico del pozo se toma como 2 bl/día?

Respuestas: BHP fluyendo, 138 lb/pulg² man; BHP estática, 176 lb/pulg² man.

6. Se hace una serie de pruebas en un cierto pozo con los siguientes resultados:

Gasto de aceite bl/día	WOR	BHP fluyendo lb/pulg ²
40	0	2360
56	0.735	1950
61	1.440	1524
70	1.855	1000

Dibújese la curva de porcentaje de agua contra el gasto total de producción y el IPR del aceite, agua y bruto. ¿Puede resultar algún daño al cerrar este pozo por unos pocos días?

7. Un pozo que fluye por 5 540 pies de T. P. se termina sin empacador entre la T. R. y la T. P. La CHP es de 480 lb/pulg² man cuando la producción es de 750 bl/día y 760 lb/pulg² man. Cuando la producción es de 525 bl/día. ¿Cuál es el IP, la presión estática y el potencial del pozo?

Respuestas: IP, 0.71 bl/(día) (lb/pulg²); presión estática, 1 600 lb/pulg² man., potencial, 1 135 bl/día.

8. El pozo 1 121 de South Block fluye a 1 120 bl/día a través de una T. P. de 2 7/8 pulg. El porcentaje de agua es cero y la RGL es de 820 pie³/bl. Un registro de la presión del pozo muestra que la presión de fondo fluyendo a 6 470 pies (la zapata de la T. P.) es de 675 lb/pulg² man, mientras que el registro de incremento de presión da una presión estática de 2 080 lb/pulg² man al nivel de referencia de 6 500 pies.

Por medio del método Vogel, dibújese la curva del IPR y calcúlese el potencial del pozo.

Los análisis del yacimiento indican que la relación del valor de $k_{ro}/B_o\mu_o$ a su valor a una presión estática de 1 500 lb/pulg² man es 1.57. Estímese cuál será el gasto potencial del pozo cuando la presión estática haya caído a 1 500 lb/pulg² man.

Respuestas: Potencial actual, 1 322 bl/día; potencial a la presión estática de 1,500 lb/pulg² man, 609 bl/día.

9. Úsese la información del problema 8 y el método de Fetkovich para dibujar la curva del IPR al día actual, a una presión estática de 2 080 lb/pulg² man, y determínese el potencial del pozo. ¿Cuál será el potencial del pozo a la presión estática de 1 500 lb/pulg² man según el método de Fetkovich?

Respuestas: Potencial actual, 1 255 bl/día; potencial a la presión estática de 1 500 lb/pulg² man, 475 bl/día.

10. La información mostrada en la tabla P.1 se obtuvo de un registro de presión en un pozo en Main Pass Block 35. Encuéntrese el valor de M en la ecuación (4-15) que dé el mejor ajuste entre los resultados calculados y medidos.

Respuesta: $M = 0.2$ da un buen ajuste.

11. Un pozo terminado en el intervalo de 2 994 a 3 032 pies (abajo de la flecha) tiene un T. P. de 2 3/8 pulg colgada a 3 000 pies. El pozo fluye a 320 bl/día, el porcentaje de agua es cero a una RGA de 400 pie³/bl con una P_{th} de 500 lb/pulg² man. La presión estática es de 1 850 lb/pulg² man a 3 000 pies. ¿Cuál sería el efecto si se cambiara el diámetro del estrangulador a 1/2 pulg?

Respuestas: Gasto, 450 bl/día; P_{th} , 170 lb/pulg² man.

Tabla P.1 Problema 10: datos de un registro de presión en un pozo de Main Pass Block 35.

Profundidad, en pies	Presión, en lb/pulg ² man
0	96
500	161
1000	287
1500	433
2000	580
2500	767
3000	991
3500	1227
4000	1466
5000	1937
6000	2403
7000	2794

T. P. de 2 3/8 pulg, 4.7 lb/pies

Gasto de aceite de 26 bl/día, de 26.0° API

Gasto de agua de 104 bl/día, densidad rel. de 1.15

RGL, 138 pie³/bl

12. Cierta pozo está terminado con 7 500 pies de T. P. de 3 1/2 pulg en el agujero, la zapata de la T. R. está localizada precisamente arriba de las perforaciones superiores. El pozo fluye a 130 bl/día de aceite con un porcentaje de agua de 25% y una RGA de 1 200 pie³/bl. Si la presión estática del pozo es de 2 800 lb/pulg² man y su IP total es de 0.32 bl/(día) (lb/pulg²) estímese el diámetro del estrangulador en la línea de flujo. ¿A qué gasto de aceite puede fluir el pozo si se cambia el estrangulador por uno de 1/2 pulg?

Respuestas: Diámetro del estrangulador, 3/16 pulg. En el estrangulador de 1/2 pulg: gasto total de 450 bl/día.

13. Un pozo está terminado con una T. R. de 7 pulg, perforado (2 disparos/pie) de 7 216 a 7 253 pies con 7 000 pies de T.P. de 2 3/8 pulg en el agujero. El pozo estaba fluyendo permanentemente a 320 bl/día de aceite limpio, RGA de 800 pie³/bl, con un estrangulador de 11/16 pulg, cuando se insertó accidentalmente un estrangulador menor en la línea de flujo. Cuando el pozo se estabilizó con el nuevo estrangula-

dor, flúa con una P_{th} de 200 lb/pulg² man y una CHP de 993 lb/pulg² man. Determinese el nuevo diámetro de estrangulador, la presión estática del pozo y el IP (supóngase que no hay empacador en el espacio anular).

Respuestas: Diámetro del estrangulador, 7/32 pulg; presión estática, 1 425 lb/pulg² man; IP, 0.52 bl/(día) (lb/pulg² man).

14. Un pozo nuevo fluyente terminado por una T. P. de 2 7/8 pulg que cuelga hasta las perforaciones, es decir a 5 500 pies, fue inicialmente puesto en producción con un estrangulador de 1/4 pulg, la P_{th} se estabilizó a 400 lb/pulg² man. Después de algunos días de producción, el diámetro del estrangulador se aumentó a 1/2 pulg y la P_{th} se estabilizó a 270 lb/pulg² man. Una semana después, se aumentó otra vez el diámetro del estrangulador, y las mediciones del pozo dieron a 600 bl/día de aceite limpio, RGA de 800 pie³/bl, P_{th} de 140 lb/pulg² man. Estímese la presión estática del pozo y el gasto si se somete a bombeo.

Respuestas: Presión estática, 1 550 lb/pulg² man; potencial, 850 bl/día.

- 15 Un pozo fluyente está terminado con 7 332 pies de T. P. de 2 3/8 pulg, la zapata de la T. P. está localizada frente a las perforaciones superiores, ¿Cuál será el gasto del pozo con un estrangulador de 1/4 pulg bajo cada una de las siguientes condiciones?
- Presión estática, 3 000 lb/pulg² man.; IP 0.42 bl/(día) (lb/pulg²); RGA, 200 pie³/bl.
 - Presión estática, 2 500 lb/pulg² man.; IP, 0.33 bl/(día) (lb/pulg²); RGA, 330 pie³/bl.
 - Presión estática, 2 000 lb/pulg² man.; IP, 0.29 bl/(día) (lb/pulg²); RGA, 500³/bl.
 - Presión estática, 1 500 lb/pulg² man.; IP, 0.27 bl/(día) (lb/pulg²); RGA, 1 000 pie³/bl.

En la misma hoja de papel gráfiques el potencial al término del bombeo y el gasto real contra la BHP estática.

Respuestas: a) gasto, 410 bl/día; b) gasto, 270 bl/día; c) gasto, 170 bl/día; d) gasto, 115 bl/día.

Tabla P.2 Problema 16: datos obtenidos de las pruebas en los pozos A, B, C y D.

Pozo	Producción acumulativa de aceite		Presión estática en el nivel de referencia, lb/pulg ² man	Gasto de aceite, bl/día	BHP fluyente, lb/pulg ² man	RGA, pies ³ /bl	Porcentaje de agua, %
	Pozo, bl	Campo, bl					
A	100,000	1,482,000	2120	630	1470	200	2.0
				460	1720	189	2.2
				380	1880	212	1.7
B	200,000	1,973,000	1950	460	1200	1180	0.0
				320	1530	1180	0.0
				235	1700	1140	0.2
C	621	621	3000	520	2720	121	10.3
				420	2820	193	8.7
				360	2880	210	4.5
C	330,000	3,426,000	1520	180	820	1116	0.2
				120	1160	1141	0.2
				90	1240	1132	0.3
D	170,000	2,471,000	1790	340	1190	1863	0.0
				200	1390	1869	0.0
				220	1470	1855	0.0
D	370,000	4,600,000	1300	115	650	622	0.2
				90	840	641	1.3
				60	960	629	0.2

- *16. La información mostrada en la tabla P.2 se obtuvo de una serie de pruebas en cuatro pozos de un cierto campo. Por analogía con el comportamiento de un pozo de gas, una suposición razonable podría ser que el gasto q de producción se relacionara con la caída de presión $p_s - p_{wf}$ por una ecuación de la forma

$$q = k(p_s - p_{wf})^n$$

donde k y n son constantes en cualquier prueba particular, pero pueden variar de prueba a prueba. Se postula adicionalmente que hay una relación entre los valores de k y los valores de n .

Dibújese una gráfica en papel doble logarítmico del gasto contra el abatimiento de presión para determinar los valores de k y n en cada una de las seis pruebas reportadas en la tabla P.2, obténgase una gráfica de $\log k$ como una función de n y, a partir de ésta, una rejilla re-

* Los problemas más difíciles están marcados con un asterisco.

Tabla P.3 Problema 16: datos adicionales del pozo E*.

Producción acumulativa del pozo, bl	BHP estática, lb/pulg ² man	Gasto de aceite, bl/día	RGA, pies ³ /bl	CHP, lb/pulg ² man
0	3100			
150,000		440	550	1947
160,000		300	700	1925
200,000	2440			
260,000		350	2000	1620

* El pozo E se terminó sin empacador entre la T. R. y la T. P.

gular en papel log-log del gasto contra el abatimiento de presión para los valores de n igual a 0.4, 0.5, 0.6, 0.7 y 0.8.

El pozo E fluye por una T. P. de 2 3/8 pulg a 200 bl/día de aceite limpio, RGA de 700 pie³/bl, a través de un estrangulador de 1/4 pulg. El pozo tiene perforaciones en el intervalo de 8 003 a 8 021 pies, y la T. P. está colgada a 8 000 pies. La producción acumulativa del pozo a la fecha es de 460 000 bl, y la presión estática actual al nivel de referencia de 8 000 pies es de 1 750 lb/pulg² man. La BHP fluyendo inicial del pozo E fue de 2 910 lb/pulg² man a un gasto de 540 bl/día, RGA de 200 pie³/bl. Información adicional del pozo E se lista en la tabla P.3.

Grafíquese el IPR actual para el pozo E. ¿Cuál es el potencial del pozo en el tiempo actual?

Para el pozo E, prepárese una gráfica que muestre la variación en la BHP estática y la RGA con la producción acumulativa de aceite del pozo. En la misma gráfica, indíquese el gasto que podría haberse obtenido del pozo si hubiera producido a un abatimiento de presión constante de 100 lb/pulg². Extrapólese estas tres curvas para las acumulaciones más altas tanto como sea posible, y úsense las curvas extrapoladas para responder las siguientes preguntas:

- ¿Cuál podría haber sido la producción del pozo a un abatimiento de presión de 600 lb/pulg² cuando su producción acumulativa fuera de 100 000 bl?
- ¿Cuál será la historia futura de la vida fluvente de este pozo con una T. P. de 2 3/8 pulg suponiendo que la P_{th} se mantiene a 100 lb/pulg² man?
- ¿Cuál será el máximo potencial de entrada del flujo al pozo cuando éste ya no fluye, y qué porcentaje de este potencial alcanzará en realidad inmediatamente antes de morir?

Respuestas: El potencial del pozo E es ahora de 700 bl/día. El gasto a una caída de presión en el yacimiento de 600 lb/pulg² cuando la producción acumulativa del pozo fue de 100 000 bl, 660 bl/día. En la T. P. de 2 3/8 pulg a una P_{th} de 100 lb/pulg² man: gasto de 390 bl/día con una producción acumulativa de 460 000 bl; con gasto de 335 bl/día, una producción acumulativa de 480 000 bl; fluyendo a 275 bl/día a una producción acumulativa de 500 000 bl; gasto de 200 bl/día, una producción acumulativa de 525 000 bl. El pozo muere alrededor de una producción acumulativa de 530 000 bl, en ese momento el potencial es 585 bl/día. La producción final es de 175 bl/día, o el 30% del potencial.

*17. La información del pozo es como sigue:

Profundidad:	9 200 pies.
T. R. de 7 pulg	9 100 pies.
Liner de 4 1/2 pulg	9 050 a 9 200 pies.
RGA:	450 pie ³ /bl.
Fracción de agua:	10%.
IP:	0.333 bl/(día) (lb/pulg ²).
Presión estática a 9 000 pies:	3 000 lb/pulg ² man.
Presión en la línea de flujo:	60 lb/pulg ² man.

El equipo disponible incluye T. P. de 1.9, 2 3/8, 2 7/8 y 3 1/2 pulg; un compresor de 135 hp y presión de salida de 2 000 lb/pulg² man. El gas de entrada está disponible a 35 lb/pulg² man.

- ¿Qué diámetro de T. P. dará el gasto máximo de flujo natural, y qué diámetro de estrangulador se requiere?
- ¿Qué gasto máximo puede obtenerse con bombeo neumático por una tubería de producción de 2 7/8 pulg a 9 000 pies? ¿Qué potencia en H_p se requiere? (Tómese una P_{th} de 60 lb/pulg² man, y supóngase que la presión de salida del compresor es igual a la BHP fluyendo.
- Con el uso del compresor disponible, ¿cuál será el gasto máximo de producción con bombeo neumático a través de una T. P. de 2 7/8 pulg en 9 000 pies?
- Si se corre una T. P. de 3 1/2 pulg a 9 000 pies y en el interior de la T. P. de 3 1/2 pulg se corre una T. P. de 1.9 pulg hasta 4 000 pies, ¿cuál es el gasto máximo que se obtiene con el bombeo neumático y cuáles son los H_p requeridos?

Respuestas: a) Suponiendo una presión en el cabezal de la T. P. de 100 lb/pulg² man., una T. P. de 1.9 pulg da un gasto máximo de 490 bl/día por un estrangulador de 11/16 pulg, b) 740 bl/día, 260 H_p. c) 650 bl/día. d) 480 bl/día, 35 H_p.

- *18. El pozo 132-C está terminado en el intervalo 7 152 a 7213 pies abajo del cabezal de la T. P. La presión estática al nivel de referencia de 7 150 pies es 2 200 lb/pulg man. El pozo fluye por 7 100 pies de T. P. de 2 7/8 pulg con 396 bl/día de aceite limpio, RGL de 400 pie³/bl, con una P_{th} de 270 lb/pulg² man. La curva del IPR del tipo Vogel ha demostrado ser razonablemente exacta para otros pozos en el mismo yacimiento.

Se investiga la conveniencia de usar el gas de un pozo cercano para aumentar el gasto del pozo 132-C, y se estima que pueden suministrarse al cabezal del pozo 300 000 pie³/día de gas a una presión de 550 lb/pulg² man.

¿Qué gasto máximo con bombeo neumático puede anticiparse contra una P_{th} de 150 lb/pulg² man, y cuál sería la profundidad del punto más bajo de inyección de gas?

Respuestas: Gasto máximo: 620 bl/día; profundidad del punto más bajo de inyección de gas 3 200 pies.

- *19. Diseñese una sarta de válvulas diferenciales para el siguiente pozo:

Intervalo productivo:	10 000 a 10 170 pies.
Presión estática:	2 700 lb/pulg ² a 10 000 pies.
IP:	0.333 bl/(día) (lb/pulg ²).
RGL de la formación:	300 pie ³ /bl.
Densidad relativa del aceite:	23° API.

Está disponible en cantidades ilimitadas gas de densidad relativa de 0.65 a una presión de 700 lb/pulg². Se dispone de válvulas diferenciales con diversos diámetros de estrangulador con un ajuste de resorte de 150 lb/pulg².

Respuestas: Con una T.P. de 3 1/2 pulg y una P_{th} de 50 lb/pulg².

Válvula 1, profundidad de 4 840 pies, estrangulador de 11/64 pulg.
Válvula 2, profundidad de 5 550 pies, estrangulador de 14/64 pulg.

Válvula 3, profundidad de 6 450 pies, estrangulador de 17/64 pulg.
Válvula 4, profundidad de 7 300 pies, estrangulador de 21/64 pulg.
Válvula 5, profundidad de 8 150 pies, estrangulador de 23/64 pulg.
Válvula 6, profundidad de 9 000 pies, estrangulador de 27/64 pulg.

Con esta sarta, la válvula 6 está en el punto de inyección más bajo, el gasto máximo con bombeo neumático es de 660 bl/día, y la inyección de gas requerida es de 2 050 mpcd.

- *20. Diseñese una sarta de válvulas con fuelle cargado a presión para el pozo del problema 19, supóngase que la válvula superior tendrá una presión en los fuelles de 650 lb/pulg², que la presión de los fuelles se reduce en 50 lb/pulg² por válvula hacia abajo en la sarta.

Respuestas: Con una T. P. de 3 1/2 pulg y una P_{th} de 50 lb/pulg².

Válvula 1, profundidad de 4 840 pies, orificio de 23/64 pulg.
Válvula 2, profundidad de 6 950 pies, orificio de 25/64 pulg.
Válvula 3, profundidad de 7 950 pies, orificio de 29/64 pulg.
Válvula 4, profundidad de 8 250 pies, orificio de 40/64 pulg.

Sería inútil una quinta válvula. Con la sarta mostrada, la válvula 4 está en el punto más bajo de inyección, el gasto máximo de producción con bombeo neumático es de 635 bl/día, y la inyección de gas requerida es de 2 020 mpcd.

- *21. Se está considerando la opción de poner el pozo 7 de *Block A* con bombeo neumático intermitente. El pozo está terminado sobre el intervalo de 11 032 a 11 071 pies abajo del cabezal de la T. P. con 11 000 pies de T. P. de 2 7/8 pulg (área de la sección transversal interna de 0.0318 pies cuadrados) en el agujero. El plan inicial es utilizar un sistema cerrado que use una T. P. de 2 7/8 pulg, y suponiendo que la velocidad del bache de líquido hacia arriba durante el período de inyección será de 750 pie/min. Otra información sobre el pozo es la siguiente:

IP promedio:	1.7 bl/(día) (lb/pulg ²).
Presión estática de la formación:	1 580 lb/pulg ² man.
Gradiente de presión ejercido por el líquido de la formación:	0.29 lb/pulg ² /pie.

Presión mínima en la línea del sistema de recolección: 150 lb/pulg² man.

Determinése el número de ciclos por día y calcúlese el gasto de producción, la P_{th} máxima, el volumen de la inyección de gas requerido por ciclo y la presión máxima de inyección de gas para los valores supuestos de resbalamiento por ciclo de 0, 2, 4, 6, 8 y 10 bl. Úsenese estos cálculos para pronosticar los resultados probables.

Respuestas: El número óptimo de ciclos por día, 44; gasto de producción, 580 bl/día (± 60); volumen del gas inyectado por ciclo, 25.7 mpcd (± 0.8); volumen de gas inyectado por día, 1 130 mpcd (± 35); presión máxima de inyección de gas, 1 230 lb/pulg² man. (± 35).

22. ¿Cuál sería el efecto si se hiciera una instalación con una cámara de acumulación en el pozo 7 de Block A, descrito en el problema 21, si la instalación tiene 2 000 pies de T. P. de 4 1/2 pulg (área de la sección transversal interna de 0.0850 pies cuadrados) corridos sobre 9 000 pies de T. P. de 2 7/8 pulg? (En este problema es necesario suponer un valor para la P_{th} durante la producción del bache; los cálculos del problema 21 sugieren como una cifra razonable 330 lb/pulg² man. La explicación para este punto de diferencia entre la solución al problema 21 y a la del problema 22 es que la presión de gas requerida para subir el bache por la T. P. de 2 7/8 pulg es considerablemente mayor que la presión necesaria para elevar el líquido fuera de la cámara de 4 1/2 pulg debido a la longitud del bache en la T. P. más pequeña.)

Respuestas: Número óptimo de ciclos por día, 31; gasto de producción, 700 bl/día (± 50); volumen del gas inyectado por ciclo, 53.5 mpcd (± 3.5); volumen de gas inyectado por día, 1 660 mpcd (± 110); presión máxima de inyección de gas, 1 880 lb/pulg² man (± 115).

Nota: Si se supone una cifra de 400 lb/pulg² man para la P_{th} durante la producción del bache, la respuesta para el número óptimo de ciclos por día y para el gasto no se cambian. Sin embargo, el volumen pronosticado de gas de inyección por ciclos se elevaría a 56.7 mpcd (± 3.5) y la presión máxima de la inyección de gas a 1 980 lb/pulg² man (± 115).

23. Un pozo terminado con 4 492 pies de T. P. de 2 3/8 pulg tiene una presión estática de 1 100 lb/pulg² man a 4 500 pies. Está produciendo

do con émbolo viajero a una CHP promedio de 220 lb/pulg² man. ¿Cuál es el gasto y la eficiencia de operación, si se supone que no se toma en cuenta la presión en la trampa?

Respuestas: 518 bl/día; 78%.

24. Demuéstrese mediante un análisis de la ecuación (9-21) que cuando se toman en cuenta la elongación y el sobreviaje de la varilla, sigue siendo cierto que para un tamaño dado de émbolo, se obtiene el máximo desplazamiento del émbolo usando la embolada más larga disponible (aun a expensas de aceptar menos emboladas por minuto).
25. Determinése la presión de entrada en un pozo con bombeo en el cual la bomba está instalada a 3 750 pies abajo del cabezal de la T. P., dado que durante una prueba en la cual el gasto del pozo se mantuvo a un nivel constante, la profundidad del nivel del fluido libre en el espacio anular fue de 3 610 pies cuando la CHP era de 140 lb/pulg² man y de 1 780 pies cuando la CHP era de 35 lb/pulg² man.

Respuesta: 159 lb/pulg² man.

26. Se llevan a cabo las verificaciones SV y TV en un pozo terminado con 2 700 pies de varillas de 3/4 pulg y émbolo de 2 pulg de diámetro. Durante la primera verificación se registró una carga de 3 810 lb y en la última verificación se registró una carga de 4 820 lb. Estímese la presión ejercida por la formación en la SV mientras el pozo está bajo bombeo, si la P_{th} es de 100 lb/pulg² man.

Respuesta: 333 lb/pulg² man.

Tabla P.4 Problema 27: datos supuestos de PVT.

Presión, en lb/pulg ² abs.	B_g bl/bl	B_{g^*} lb/pies ³ est.	R_s pies ³ est./bl
2500	1.250	0.0015	225
2200	1.225	0.0018	206
1900	1.203	0.0023	189
1600	1.180	0.0030	170
1300	1.156	0.0039	152
1000*	1.133	0.0050	134
700	1.108	0.0065	116
400	1.080	0.0085	83
200	1.045	0.0110	48

27. Un pozo con bombeo está produciendo 230 bl/día de aceite y 85 bl/día de agua con una RGA en la T. P. de 140 pies³/bl. Se estima que el desplazamiento de la bomba es de 385 bl/día, y la información PVT del aceite es como se indica en la tabla P.4. Calcúlese la presión en la entrada de la bomba.

Respuesta: 625 lb/pulg² man.

28. Un pozo de 7 000 pies está terminado con una T. R. de 4 1/2 pulg. La presión estática es de 1 800 lb/pulg man., el IP es de 0.4/(día) (bl/pulg²) y la RGL es de 0.3 mpc/bl. Se usa una sarta de T. P. de 2 3/8 pulg con una combinación P/GA en el fondo para la producción del pozo.

Suponiendo que los gradientes de flujo en una T. R. de 4 1/2 pulg son idénticos a los de una T. P. de 3 1/2 pulg, que el desplazamiento volumétrico de la bomba es de 600 bl/día y que la eficiencia de la combinación P/GA está dada por

$$E_v = \frac{1}{1 + 0.02\sqrt{p_i}}$$

aproximadamente, cuando p_i es menor de 650 lb/pulg² man determínese la profundidad óptima de instalación de la bomba y el gasto de bombeo máximo (estable).

Respuestas: La profundidad de instalación óptima es en el intervalo de 4 500 a 5 000 pies; gasto máximo de bombeo estable en el margen de 440 a 490 bl/día.

29. Úsese la información del ejemplo 11.1 y determínese el gasto de producción alcanzable por flujo con bombeo cuando se instala un ancla de gas inmediatamente abajo de la bomba, si la eficiencia del ancla separadora de gas se considera que es de la forma

$$1 - \frac{(\text{gasto de aceite a través del ancla dentro de la bomba, bl/día})}{1\ 200}$$

Respuesta: Si el gas se purga continuamente desde el espacio anular, pero el pozo está solamente bajo bombeo, puede obtenerse un gasto de 280 bl/día. Si el pozo produce con flujo y bombeo contra una CHP de 100 lb/pulg² man, pueden producirse 120 bl/día del espacio

anular mientras se bombean 235 bl/día, en la T. P., dando una eficiencia volumétrica aparente de la bomba de un poco más de 100%.

- *30. Un pozo se va a bombear usando una unidad convencional que tiene una razón de manivela /biela de 0.2 y una carrera máxima de la varilla pulida de 48 pulg. Se van a usar varillas de 7/8 pulg de diámetro y una bomba en la T. P. de 2 3/4 pulg de diámetro. El esfuerzo máximo tolerado en la varilla pulida es de 30 000 lb/pulg² y la aceleración hacia abajo en la varilla no debe elevarse arriba del 60% de la aceleración debido a la gravedad.

Se va a instalar inmediatamente un ancla de gas abajo de la bomba; si se decide no instalar la bomba opuesta a la formación productora sino más arriba en el agujero, la producción fluirá hacia arriba por la T. P. de 2 7/8 pulg a la entrada de la bomba. El gas desviado hacia arriba del espacio anular por el ancla se va a desfogar continuamente en el cabezal de la T. R.

Determínese la profundidad a la cual deberá instalarse la bomba para lograr el gasto máximo de producción de aceite dado que: la formación productora está a 3 500 pies abajo de la superficie; el gas en solución en el aceite es una función lineal de la presión, variado desde 10 pie³/bl a la presión atmosférica a 200 pie³/bl a 1 000 lb/pulg² man.; la RGA producida del pozo es de 300 pie³/bl; la presión estática en la formación es de 1 000 lb/pulg² man.; el IP de la formación es de 0.5 bl/(día) (lb/pulg²); el aceite tiene 20° API; los efectos de temperatura pueden ignorarse; y la eficiencia del ancla separadora de gas, es decir, la razón del volumen del gas libre desviado hacia el espacio anular con respecto al volumen del gas libre presente en la entrada del ancla separadora, ambos volúmenes se miden a la presión de entrada, se supone que es

$$1 - \frac{\text{gasto de aceite en bl/día}}{1\ 000}$$

Respuesta: La profundidad óptima de instalación está entre 400 a 500 pies del fondo, con un gasto obtenible de 400 a 410 bl/día.

31. Un pozo que en la actualidad es capaz de producir 100 bl/día de aceite limpio con un ritmo de declinación en la producción del 5%/año está fuera de producción por un mes. Supóngase un valor neto del aceite de \$12.0/bl y una tasa de descuento del 8%/anual, ¿cuánto dinero se pierde como resultado del cierre?

Respuesta: \$21 925.

32. Está bajo consideración la perforación de un pozo en una cierta localización. Se estima que el gasto inicial de producción será de 200 bl/día, con una declinación del 2% mensual. Se estima que el costo de perforación es de \$775 000, el valor neto del aceite es de \$10.0/bl y el límite económico de 5 bl/día. Determinése el período de recuperación no actualizado, el porcentaje de ganancia actualizado con base en una tasa de descuento del 9% anual y la tasa de retorno.

Respuestas: Período de recuperación no actualizado, 1.2 años; porcentaje de ganancia actualizado 185%; tasa de retorno, 101% anual.

33. Un pozo se cierra durante 0.1 año en espera de reparaciones. La vida futura esperada del pozo es de 7 años. Tomando en cuenta que los costos fijos son \$8/bl y que el precio de venta es de \$22/bl y usando una tasa de descuento del 10% anual:

- a) Determinése para las tasas de declinación de 0, 5, 10, 20 y 30% anual la pérdida PDV por barril de aceite demorado. Expreséense los resultados como porcentajes de la utilidad neta de operación por barril. Grafíquense los resultados.
- b) Determinése cómo se efectuará la pérdida PDV por barril si la vida esperada del pozo fuera de 20 en lugar de 7 años. Grafíquense los resultados.

Respuestas:

- a) Pérdida PDV por barril:

A una declinación del 0% anual, 48.8%.
 A una declinación del 5% anual, 41.7%.
 A una declinación del 10% anual, 35.8%.
 A una declinación del 20% anual, 26.7%.
 A una declinación del 30% anual, 20.2%.

- b) Si la vida esperada del pozo fuera de 20 años, la pérdida por barril, como porcentaje de la utilidad neta de operación por barril, sería cercana a $100j/(b + j)$:

A una declinación del 0%, 100.0.
 A 5%, 65.0.

A 10%, 47.4.
 A 20%, 29.9.
 A 30%, 21.1.

34. Un proyecto de capital fresco está bajo consideración para un yacimiento, cuya historia de producción muestra una declinación lineal y se estima que será larga la vida futura del pozo. Es política de la compañía para dicho proyecto que el período de recuperación actualizado debe ser menor de Y años y que el porcentaje de ganancia actualizado debe ser mayor del X %. Demuéstrese que, siempre que la tasa de declinación anual b sea menor que

$$\frac{1}{Y} \ln \left(\frac{X + 100}{X} \right) - j$$

donde j es la tasa continua de descuento, si el proyecto satisface el requisito respecto al período de recuperación, también satisface automáticamente el requisito respecto a rentabilidad.

Si Y es un año y X es 200%, encuentrense las tasas de declinación anuales limitantes para las tasas de descuento de 0, 5, 10 y 15% anual.

Respuestas: 33.3, 30.0, 26.6 y 23.3% anual.

35. Se lleva a cabo un análisis de rentabilidad en un pozo recién perforado que se alimenta de un yacimiento de aceite aún no explotado a la fecha. Se supone que el pozo tiene una declinación lineal, y se estima que la ganancia no actualizada, expresada como un porcentaje de la inversión del capital, será P %. Demuéstrese que el período de recuperación no actualizado X está dado por la ecuación

$$\exp(bx) = 1 + \frac{100}{P}$$

y la tasa continua de retorno J por la ecuación

$$J = \frac{bP}{100}$$

donde b es la tasa continua de declinación, siempre que $\exp(-bT)$ y términos similares no se tomen en cuenta (T es la vida del pozo).

36. En la sección 12.9 se exponen dos formas para definir la tasa de retorno para un proyecto acelerado. Demuéstrese que para el caso de una tasa de declinación exponencial de la producción y una alta tasa

de retorno en el proyecto acelerado, los dos métodos generan la misma respuesta para la tasa de retorno, a saber, la solución mayor de la ecuación:

$$C^{(n)} = \frac{q_0^{(n)} u}{b^{(n)} + J} - \frac{q_0 u}{b + J}$$

donde los símbolos son los mostrados en la secciones 2.2 y 12.15.

- *37. Un pozo nuevo, perforado a un costo de \$800 000, tiene un gasto inicial de producción de 230 bl/día con una declinación constante de 2.25% mensual. Si el valor neto del aceite es de \$8 por bl, el límite económico es 5 bl/día, y el poder de ganancia de la compañía es de 12% anual, encuentrense el período de recuperación actualizado, el porcentaje de ganancia actualizado y la tasa de retorno. Después de 5 años de producción, se considera la aceleración del pozo, se estima que, entonces, la tasa de producción actual podrá duplicarse con un gasto de \$60 000. Suponiendo que el valor neto del aceite permanezca igual y que el límite económico y el aceite total recuperable no estén influenciados por el incremento de la producción, determinen-se los períodos de cancelación y recuperación, el porcentaje de ganancia y la tasa de retorno aplicable al proyecto de aceleración.

Respuestas: Si no se acelera: período de recuperación, 1.59 años; ganancia en porcentaje, 117%; tasa de retorno, 76.3%. Si se acelera: período de cancelación, 2.2 meses; período de recuperación, 5.1 meses; porcentaje de ganancia, 31.3%; tasa de retorno, 215% anual.

38. Al analizar un yacimiento particular en un intento de determinar el espaciamiento de los pozos para obtener un beneficio máximo, se supone que la recuperación final de aceite es independiente del espaciamiento y que el ritmo de producción promedio de los pozos declina exponencialmente. También, se supone que el límite económico puede tomarse como cero a un buen grado de aproximación. Sea R el aceite recuperable, bl; q_0 el gasto promedio de producción inicial por pozo; bl/día; n el número de pozos; D aquellos costos de desarrollo no afectados por el número de pozos perforados, dólares; C el costo de desarrollo por pozo, dólares; L el PDV de los costos totales de producción por pozo, dólares; u el valor neto del aceite, dólares/bl; y j la tasa de descuento continua anual. Demuéstrese que el PDV total de beneficio del yacimiento es

$$\frac{365q_0 R n u}{365q_0 n + R j} - n(C + L) - D \quad \text{dólares}$$

Demuéstrese que el número de pozos requerido para el máximo PDV de beneficio es por lo tanto

$$\frac{R}{365q_0} \left[\left(\frac{365j u q_0}{C + L} \right)^{1/2} - j \right]$$

39. Úsese la fórmula del problema 38 para determinar el espaciamiento óptimo de pozos bajo las siguientes condiciones:

Aceite recuperable:	400 bl/acre-pie.
Espesor neto de la arena productora:	20 pies.
Gasto de producción promedio inicial del aceite por pozo:	77 bl/día.
Costos de desarrollo por pozo:	\$720 000.
PDV: costos de producción:	\$90 000/pozo.
Valor neto del aceite:	\$10.5/bl.
Tasa de descuento:	10% anual.

Respuesta: 38.5 acres/pozo, es decir, espaciamiento 40 acres.

- *40. Se estima que los ingresos netos futuros de un cierto proyecto serán los que se indican en la tabla 9.5 y que los costos de capital para emprender el proyecto de aceleración serán de \$8 000. Determinese la ganancia actualizada, período de cancelación y período de recuperación para el proyecto propuesto de aceleración. Dibújese una curva de las diferencias en los ingresos netos acumulativos actualizados contra la tasa de descuento, y encuentrense la tasa de retorno si el poder de ganancia de la compañía es el 15% anual.

Respuestas: Ganancia, \$4 280 (53.5 %); período de cancelación, 5 meses; período de recuperación, 7 meses; tasa de retorno, 218% anual.

- *41. Al estimar la rentabilidad de una planta de proceso y recolección del gas asociado, se supone que el gasto de producción de gas declinará exponencialmente después de que la planta empiece a funcionar. Pruébese que el PDV del beneficio (o pérdida) que resulte de la instalación del sistema es (en dólares)

Tabla P.5 Problema 40: Ingresos netos futuros estimados.

Año	Ingreso anual neto, dólares	
	Si no se acelera	Si se acelera
1	6000	21,000
2	6000	15,000
3	6000	7,000
4	4000	3,000
5	4000	
6	4000	
7	4000	
8	4000	
9	3000	
10	2000	
11	2000	
12	1000	

$$Q_0 \exp(-b\tau) \left[3.65E(x-c) \frac{1 - \exp(-j\tau)}{j} - K \right] + 3.65EQ_0(x-c) \frac{\exp[-(b+j)\tau] - \exp[-(b+j)T]}{b+j} - G$$

donde:

- b = tasa de declinación continua anual de la producción de gas.
- c = costo de operación por mpc de gas recolectado y procesado, en centavos.
- E = eficiencia de la planta (es decir, de la salida total, sólo una fracción E se procesa efectivamente).
- G = costo de capital del sistema de recolección, en dólares.
- j = tasa de descuento continua anual.
- k = costo de capital de los compresores y la planta, dólares por mpcd de capacidad.
- Q_0 = producción de gas del yacimiento cuando la planta entre en corriente, mpcd.
- T = tiempo transcurrido desde que la planta empiece a funcionar hasta que se alcanza el límite económico del yacimiento, en años.
- x = valor de venta del gas más los productos, centavos/mpc.
- τ = tiempo durante el cual la planta está operando a su capacidad, en años.

Suponiendo que el costo de capital G del sistema de recolección es independiente del tamaño de la planta instalada dentro de límites razonables, pruébese que el tamaño de la planta requerida para el máximo beneficio de PDV (o pérdida mínima de PDV) es tal que el costo del capital de la planta es igual al PDV del ingreso neto de operación durante el período en el que el sistema está operando a su capacidad.

Notas a las soluciones de los problemas

1. Grafíquese la información en papel milimétrico. La línea del mejor ajuste da la producción acumulativa máxima y, en consecuencia, la acumulativa futura.

El valor b de la tasa continua de declinación es 0.262 usando la ecuación (2-7).

La vida futura se determina mediante la ecuación (2-10). Esta ecuación también se usa para determinar el período del ritmo de declinación de la producción. La producción acumulativa a la cual el pozo principió a declinar (2.4×10^9 bl) se obtiene en la gráfica y, entonces, el período de producción permanente se calcula fácilmente. La suma de estos tres períodos (6.4, 3.25 y 2.63 años) da la vida total del pozo.

El ritmo continuo de declinación, si se lleva a cabo el programa de perforación de pozos adicionales, se obtiene mediante la ecuación (2-15).

Debe observarse que la información original, cuando se grafica en papel semilogarítmico, define una línea razonablemente recta. Se concluye que puede aplicarse la ecuación para la declinación armónica. Dicho enfoque da una producción acumulativa final de 8 millones de barriles.

2. El uso de las ecuaciones (2-7) y (2-15) permite la determinación de ambas producciones de pozo típico fluyente (117 800 bl) y con bombeo (74 600 bl). El número total de pozos requeridos es enton-

ces de 10 000 000/192 400 ó 52. La vida del pozo por fases separadas: fluyente y con bombeo se obtiene con la ecuación (2-10).

3. Este problema se resuelve aplicando directamente las ecuaciones (1-8), (1-9) o (1-10).

$$4. \frac{dp}{dQ} = -\frac{1}{5000}$$

$$p = p_0 - Q/5000 \quad (a)$$

donde Q es la producción acumulativa cuando la presión es p .
La política de producción determina que

$$\text{de modo que} \quad \begin{aligned} q &= 0.3 \times (0.5p) \\ p &= q/0.15 \end{aligned} \quad (b)$$

La combinación de las ecuaciones (a) y (b) genera una expresión que da q como función lineal de Q , la cual es una de las bases para una declinación lineal (figura 2.2).

La pendiente de esta línea da b (0.1 312), de lo cual, por la ecuación (2-12), se encuentra que d es 12.3 por ciento anual.

La última parte de la pregunta se responde con la sustitución de (b) en la ecuación (2-10)

5. b de la ecuación (2-10)
 q de la ecuación (2-7)
 p_{wf} con la ecuación (3-2)

La presión estática en el momento de abandono se obtiene con la ecuación (3-2).

6. Véase el ejemplo 3.5. La información dada muestra que la presión en la zona productora es más alta que en la zona de agua, de modo que si el pozo se cierra algunos días, puede desplazarse algo del aceite a la zona de agua, pero no hay daño permanente.
7. Véase el ejemplo 4.5.

$$8. \quad \frac{q}{q'} = \left(1 - \frac{p_{wf}}{p}\right) \left(1 + 0.8 \frac{p_{wf}}{p}\right) \text{ de la ecuación (3-8)}$$

$$\frac{1120}{q'} = \left(1 - \frac{690}{2095}\right) \left(1 + 0.8 \frac{690}{2095}\right)$$

$$= 0.847^2$$

$$q' = 1322 \text{ bl/día}$$

$$q = 1322 \left(1 - \frac{p_{wf}}{2095}\right) \left(1 + 0.8 \frac{p_{wf}}{2095}\right)$$

Esto da los siguientes resultados:

p_{wf}	q
2095	0
1800	315
1500	591
1200	824
900	1013
690	1120
300	1262
0	1322

$$J_r^* = 1.8 \times 1322/2095 = 1.136 \text{ bl/(día) (lb/pulg}^2 \text{)} \text{ de la ecuación (3-10)}$$

$$J_r^* = 1.136/1.57 = 0.723 \text{ bl/(día) (lb/pulg}^2 \text{)} \text{ de la ecuación (3-12)}$$

$$\frac{1.8q_r'}{p_r} = J_r^* \text{ de la ecuación (3-10)}$$

sustituyendo

$$9. \quad q_r' = \frac{0.723 \times 1515}{1.8} = 609 \text{ bl/día}$$

$$\text{de modo que} \quad \begin{aligned} q &= J_{oi}' (p_i^2 - p_{wf}^2) \text{ de la ecuación (3-17)} \\ J_{oi}' &= 1120/(2095^2 - 690^2) \\ &= 2.86 \times 10^{-4} \text{ bl/día (lb/pulg}^2 \text{ abs.)}^2 \\ q &= 2.86 \times \left[438.9 - \left(\frac{p_{wf}}{100}\right)^2\right] \end{aligned}$$

Esto da los siguientes resultados:

p_{wf}	q
2095	0
1800	329
1500	612
1200	843
900	1024
690	1119
300	1230
0	1255

$$\begin{aligned}
 J'_o &= J'_m p_s/p_i \quad \text{por la ecuación (3-21)} \\
 &= 2.86 \times 10^{-4} \times 1515/2095 = 2.07 \times 10^{-4} \\
 q &= 2.07 \times 10^{-4} (p_s^2 - p_{wf}^2)
 \end{aligned}$$

de modo que cuando

$$\begin{aligned}
 p_s &= 1515 \quad \text{y} \quad p_{wf} = 0 \\
 q &= 475 \text{ bl/día}
 \end{aligned}$$

10. Una gráfica indica que la última de las mediciones puede estar equivocada. Tómese como los puntos de anclaje.

Profundidad = 0, presión = 96 lb/pulg² man. = 111 lb/pulg² abs.
 Profundidad = 6 000 pies, presión = 2 403 lb/pulg² man. = 2 418 lb/pulg² man.

$$\text{Densidad relativa del líquido} = \frac{(0.898 \times 26) + (1.15 \times 104)}{26 + 104} = 1.099$$

$$\text{y, por lo tanto,} \quad 0.433 \rho = 0.476$$

La ecuación (4-15) se convierte a

$$0.476 H = A \ln \left(\frac{p}{p_{th}} \right) + (1 - M)(p - p_{th})$$

Tomando el valor de M como 0.2, y sustituyendo la información del punto de anclaje

$$\begin{aligned}
 2856 &= A \times 3.08 + 1846 \\
 A &= 327.9
 \end{aligned}$$

Con $M = 0.2$, $A = 327.9$, resulta la siguiente tabla:

p	$327.9 \ln \left(\frac{p}{111} \right)$	$0.8(p - 111)$	$0.476H$	H
165	130	43	173	363
315	341	183	504	1060
615	561	403	964	2025
915	692	643	1335	2805
1315	810	983	1773	3725
1715	898	1283	2181	4582
2115	967	1603	2570	5399

11. Utilícense las figuras 4.18 y 4.19 para elaborar la siguiente tabla:

q bl/día	Prof. equiv. 500 lb/pulg ² man. pies	Prof. equiv. de la zapata de la T. P., pies	p_{wf} lb/pulg ² man
50	3500	6500	1100
100	3500	6500	1050
200	4000	7000	950
400	4000	7000	1000
600	3750	6750	1000

Grafíquese la curva de p_{wf} (suponiendo una P_{th} de 500 lb/pulg² man.) contra q a partir de esta tabla. Entre a la gráfica con el gasto de 320 bl/día para determinar el punto de producción en el IPR, el cual puede dibujarse ahora, suponiendo que es una recta (también, puede tomarse un IPR curvo en base a Vogel o Fetkovich; véanse los problemas 8 y 9).

Ahora grafíquese la curva P_{th} usando las BHP fluyendo reales [mediante el IPR y las figuras 4.18 y 4.19].

Las ecuaciones (5-1), (5-2) o (5-3) pueden usarse para definir la línea de comportamiento del estrangulador para uno de 1/2 pulg. El uso de la ecuación (5-1) lleva a

$$p_{wf} = 0.375 q$$

Esta línea puede graficarse, y su intersección con la curva P_{th} da los resultados requeridos.

12.

$$\begin{aligned}
 q_o &= 130 \text{ bl/día} \\
 \text{Producción total de líquidos} &= \frac{1}{3} \times 130 = 173 \text{ bl/día} \\
 \text{RGL} &= \frac{1}{4} \times 1200 = 900 \text{ pie}^3/\text{bl}
 \end{aligned}$$

$$J = \frac{q}{2800 - p_{wf}}$$

Si se utilizan las curvas de distribución de presión de las figuras 4.19 y 4.20 se obtiene:

Profundidad equivalente				
q	p_{wf}	p_{wf}	P_{th}	P_{th}
50	2640	11500	4000	700
100	2480	12250	4750	650
200	2170	13000	5500	600
400	1550	11000	3500	350
800	920	7500	0	0

De la gráfica, el valor de la P_{th} a la producción total de líquidos de 173 bl/día es de 640 lb/pulg² man. usando la ecuación (5-1).

$$640 = \frac{600(0.9)^{1/2} \times 173}{S^2}$$

por lo cual $s = 12.4$, o el diámetro del estrangulador = $12/64 = 3/16$ pulg.

En el estrangulador de 1/2 pulg, usando la ecuación (5-1),

$$p_{wf} = \frac{600(0.9)^{1/2} q}{(32)^2}$$

Al graficar esta línea, puede verse que la intersección ocurre cuando q (bruto) = 450 bl/día.

- Utilice la ecuación del comportamiento del estrangulador por ejemplo, la ecuación (5-1) para determinar la P_{th} (96 lb/pulg² man.) a un gasto de 320 bl/día. Use entonces las curvas de distribución de la presión en T. P. de 2 3/8 pulg para graficar la presión al fondo de la T. P. como una función del gasto para: a) $P_{th} = 100$ (96) lb/pulg² man.; y b) $P_{th} = 300$ lb/pulg² man. El gasto de 320 bl/día; $P_{th} = 100$ lb/pulg² man, localiza un punto en el IPR. La CHP de 993 lb/pulg² man puede convertirse a p_{wf} mediante el uso de la ecuación (4-18) y este valor; usado con la curva P_{th} de 300 lb/pulg² man, da un segundo punto en el IPR.
- Se supone una RGL de 800 pies³/bl, las curvas de presión en la parte inferior de la T. P. contra el gasto pueden graficarse para las P_{th} de 400, 270 y 140 lb/pulg² man. En cada caso hay suficiente información dada para determinar el punto en el cual el pozo está produciendo realmente en la curva correspondiente. En consecuencia, se obtienen tres puntos del IPR (aparentemente curvado).

- Véase el ejemplo 5.4
- El problema se resuelve con los siguientes pasos:

- Úsese la información de la tabla P-2 para graficar el gasto contra la caída de presión en el yacimiento en papel doble logarítmico (véase la figura 3.16). Dibújese la línea recta que mejor ajuste los resultados para cada pozo y, así, determinense los valores de J y n según se definen en la ecuación (3-14). Grafíquense estos resultados (es conveniente el papel semilogarítmico)

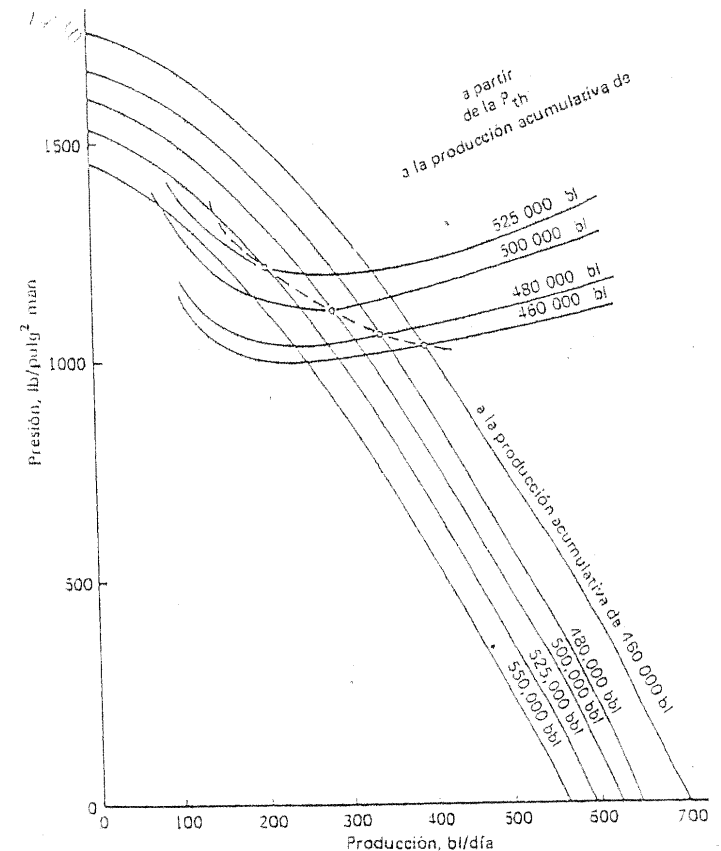


Figura P16.1 Solución al problema 16: comportamiento flujo futuro del pozo E.

- co, con J graficada en la escala logarítmica) y con esta gráfica determinéense los valores J a intervalos regulares n , es decir, $n = 0.4, 0.5, 0.6, 0.7$ y 0.8). Grafíquese la red resultante de líneas (figura 3-16) en papel doble logarítmico, gasto contra la caída de presión en el yacimiento.
- Determinéense, mediante una de las ecuaciones de comportamiento del estrangulador, la P_{th} actual y, de aquí, la BHP fluyendo del pozo E. Localícese el pozo E en la red definida en el paso 1 y, entonces, dibújese la línea recta que representa el IPR del pozo E. Úsese esta línea para graficar el IPR del pozo E ahora en una gráfica regular $p-q$. El potencial al día presente de 700 bl/día se puede leer (véase la figura P16.1).
 - Mediante la información dada, prepárense gráficas para el pozo E de la presión estática y la RGA contra la producción acumu-

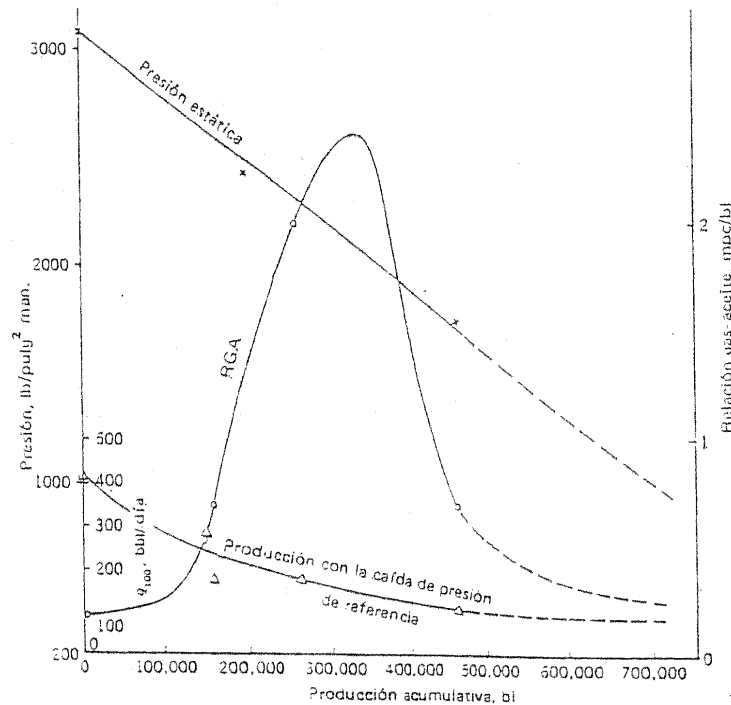


Figura P16.2 Solución al problema 16: comportamiento de la presión estática, RGL y el gasto producido para una caída de presión en el yacimiento, pozo E.

- lativa del pozo. Extrapoléense estas curvas tanto como sea posible a las acumulativas más altas (figura P16.2).
- En la figura P16.2, grafíquese el gasto a una caída de presión en el yacimiento de 100 lb/pulg² man contra la producción acumulativa y estrapoléense lo mejor posible. Estos puntos se pueden obtener mediante la información presentada a producciones acumulativas de 0 150 000, 160 000 y 260 000 bl. Como un ejemplo, a 160 000 bl la tabla P-3 muestra un gasto de aceite de 300 bl/día y un valor de p_{wf} determinada por la CHP ajustada mediante la ecuación (4-18) de 2 363 lb/pulg² man. Mediante la línea de presión estática de la figura P16.2, p_s a esta acumulativa para el pozo E es 2 620 lb/pulg² man de modo que la caída de presión en el yacimiento a 300 bl/día es 257 lb/pulg² man. Localícese este punto en la red definida en el paso 1, e interpoléense la línea del IPR correspondiente. Esta corta la línea $\Delta p = 100$ a $q = 180$ bl/día.

- Para determinar el gasto del pozo E a una caída de presión en el yacimiento de 600 lb/pulg² cuando su producción acumulativa fue de 100 000 bl, obténgase q_{100} a 100 000 bl a partir de la figura P16.2; éste es 293 bl/día. Localícese otra vez en la rejilla $q-\Delta p$ en papel doble logarítmico. Dibújese la línea correspondiente de la red y determinéense el valor de q (660 bl/día) cuando $\Delta p = 600$ lb/pulg².
- Para determinar la vida futura fluyente, se escogen primero algunas etapas regulares de la producción acumulativa, por ejemplo 480 000 bl, 500 000 bl y así sucesivamente. Obténganse los valores correspondientes de q_{100} de la figura P16.2. Localícese los puntos en la red del paso 1, y dibújense en las líneas correspondientes de la red. Léase una serie de valores del gasto contra la caída de presión en el yacimiento para cada línea. Ya que el valor de p_s a cada producción acumulativa puede obtenerse de la figura P16.2, puede graficarse la curva del IPR a cada producción acumulativa supuesta (véase la figura P16.1). Si se considera ahora, por ejemplo, la situación a una producción acumulativa de 460 000 bl, se puede obtener la RGA de la figura P16.2, y la curva de presión en la zapata de la T.P. (suponiendo una P_{th} de 100 lb/pulg²) puede graficarse en la figura P16.1. La intersección con la curva del IPR da el gasto de producción fluyente (390 bl/día).

Este proceso se continúa para producciones acumulativas su-
puestas cada vez más altas hasta que no haya intersección, esta
situación se alcanza a una producción acumulativa ligeramente
mayor a 525 000 bl (figura P16.1), punto en el cual el pozo
muere.

17. Véanse los ejemplos 6.2, 6.3, 6.4 y 6.5 (parte 3).
18. Véase el problema 8 y el ejemplo 6.6.
19. Véase la sección 7.4.
20. Véase la sección 7.6.

21. $b = 5.614 Jw/a = 87.03$
 $T = 11000/750 \text{ min} = 0.0102 \text{ día}$

De la figura 8.8

$$n_{opt} = 44 \text{ ciclos/día}$$

De la ecuación (8-14)

$$q = \frac{a(p_s - p_m)}{5.614w} n \left\{ 1 - \exp \left[-b \left(\frac{1}{n} - T \right) \right] \right\}$$

de modo que $q_{opt} = 0.571(1570 - p_m) \text{ bl/día}$

Por la ecuación (8-5)

$$p_m = P_1 + 5.614 \frac{w}{a} Q_m$$

$$= 150 + 51.20 Q_m$$

de modo que $q_{opt} = 810.82 - 29.24 Q_m \text{ bl/día}$

Esto lleva a los siguientes resultados:

Q_m	q_{opt}
0	810.8
2	752.6
4	693.9
6	635.4
8	576.9
10	518.4

De la ecuación (8-19) y la (8-20)

$$p_g = P_1 + 5.614 \frac{w}{a} \left(\frac{q}{n} + Q_m \right) = P_2 + \frac{7.48wq}{an}$$

$$P_2 = P_1 + \frac{5.614w}{a} Q_m - \frac{1.866w}{a} \frac{q}{n}$$

lo cual da $P_2 = 150 + 51.20 Q_m - 0.387q$

Usando los resultados anteriores, se obtiene:

Q_m	P_2
0	(negativa)
2	(negativa)
4	86.3
6	211.3
8	336.3
10	461.4

El volumen de la T. P. $V = 11\ 000 \times 0.0318 = 349.8 \text{ pies}^3$
 Volumen de gas por ciclo = $23.80 [P_2 - 150 + 1.55q] \text{ pies}^3$ según
 la ecuación (8-21)

El uso de los resultados anteriores da:

Q_m	Vol Gas/ciclo (pie^3)
6	24,900
8	25,716
10	26,535

Finalmente, $p_g = P_2 + \frac{7.48wq}{an}$
 $= P_2 + 1.55q$

que dan

Q_m	p_g
6	1196.2
8	1230.5
10	1264.9

$$22. \quad b = \frac{5.614Jw}{a} = 32.56$$

$$T = 0.0102$$

De la figura 8.8,

$$n_{opt} = 31 \text{ ciclos/día}$$

Como en la solución del problema 21,

$$q_{opt} = 0.542(1570 - p_m) \quad \text{bl/día}$$

$$p_m = 150 + 19.15Q_m$$

$$q_{opt} = 769.64 - 10.38Q_m \quad \text{bl/día}$$

que conduce a

Q_m	q
0	769.6
2	748.9
4	728.1
6	707.4
8	686.6
10	665.8

Suponiendo $P_2 = 300 \text{ lb/pulg}^2$ man y usando

$$\text{Vol. de la T. P. } V = (2000 \times 0.085) + (9000 \times 0.0318)$$

$$= 456 \text{ pie}^3$$

$$\text{Vol. de gas por ciclo} = 31.02(150 + 2.200q) \quad \text{pie}^3$$

$$p_a = 300 + 2.2q$$

Q_m	Vol gas/ciclo (pie ³)	p_g
0	57170	1993
2	55774	1948
4	54347	1902
6	52920	1856
8	51524	1811
10	50097	1765

Si se supone que P_2 es de 400 lb/pulg^2 man, el volumen por ciclo es $31.02(250 + 2.200q)$, lo cual da

Q_m	Vol gas/ciclo (pie ³)
0	60272
2	58876
4	57449
6	56022
8	54626
10	53199

23. Usando la ecuación (4-18),

$$p_{wf} = 257 \text{ psia} = 242 \text{ lb/pulg}^2 \text{ man.}$$

$$q = J(p_s - p_{wf}) = 838 J \quad \text{bl/día}$$

De la ecuación (8-24), sin tomar en cuenta P_1 ,

$$q = 1100J/(1 + KJ)$$

donde, por la ecuación (8-27)

$$K = \frac{0.00226 \times 4.492}{0.0217}$$

$$= 0.467 \text{ lb/pulg}^2 / (\text{bl})(\text{día})$$

Igualando las expresiones (a) y (b) y usando el valor calculado

$$J = 0.604 \text{ bl/(día)} (\text{lb/pulg}^2)$$

$$q = 518 \text{ bl/día}$$

24. Por la ecuación (9-21)

$$S_p = S - \frac{12D}{A_r E} \left(W_f - \frac{SN^2 M}{70,500} W_r \right)$$

en donde el desplazamiento del émbolo es $S_p N$

De la ecuación (9-16)

$$N = \left[\frac{70,500L}{S(1 - c/h)} \right]^{1/2} = K/S^{1/2}$$

La combinación de estas ecuaciones da una expresión para el gasto de desplazamiento del émbolo como una función de S . Derivando se obtiene la velocidad del cambio del desplazamiento del émbolo con respecto a S como

$$\frac{N}{2S} \left[S + \frac{12D}{A \cdot E} \left(W_f - \frac{SN^2M}{70,500} W_r \right) \right]$$

la cual es positiva en todas las circunstancias prácticas.

25. Véase el ejemplo 10.1.
26. Véase el ejemplo 10.2.
27. Véase el ejemplo 10.3.
28. Prepárese una red de presión-gasto-profundidad (figura 4.24) y superpóngase la curva de presión contra gasto definida por la ecuación supuesta para el comportamiento del ancla de gas.
29. Prepárese una tabla similar a la 11.1 pero úsese la eficiencia supuesta del ancla de gas, en lugar de la suposición hecha en el ejemplo 11.1 de que las RGL en la T. P. y en el espacio anular eran las mismas.
30. Si se supone que el ancla de gas está instalada a una profundidad particular, tal vez 3 000 pies, es posible determinar una curva de gasto de aceite de la formación contra el gasto total (es decir, el gasto de aceite más el gasto de gas libre) que debe pasar a través del ancla si van a prevalecer condiciones estables de producción. El balance del gas libre en la entrada del ancla se desvía hacia el espacio anular de acuerdo con la ecuación de la eficiencia del ancla. El IPR de la formación determina la curva y la eficiencia del ancla y no reflejará de ninguna manera la capacidad de la bomba.

Un cálculo separado dará el máximo de desplazamiento de la bomba cuando la bomba se instala a 3 000 pies. La localización del desplazamiento en la curva anterior define la situación real de producción cuando la P/GA se instala a 3 000 pies y, también, el gasto de producción de aceite.

Los cálculos se repiten entonces a otras profundidades de instalación y se obtiene una curva que da el gasto de producción de aceite en términos de las profundidades de instalación. Con esta curva, se pueden obtener la profundidad óptima y el gasto (figura P30.1).

Para obtener la primera curva, se suponen gastos de aceite de 50, 100, 200, 400 y 600 bl/día. La curva del IPR da los valores

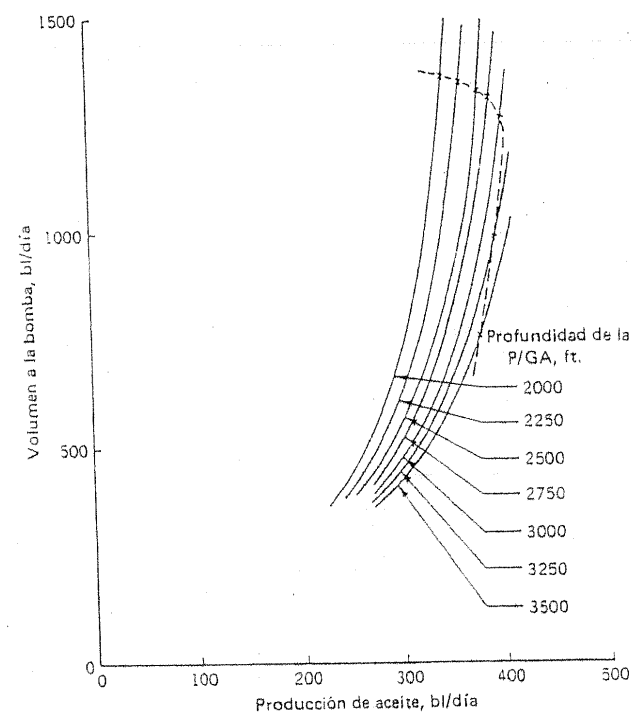


Figura P30.1 Solución al problema 30: gasto de producción de aceite graficado contra el gasto total de gas y aceite que entra al ensamble P/GA a varias profundidades de instalación.

de p_{wf} . Un cálculo del flujo determina entonces las presiones de entrada correspondientes a la profundidad supuesta de instalación del ancla de gas. La información del gas en solución permite que se calculen los volúmenes de gas libre en la entrada del ancla a los diversos gastos de aceite. El volumen de gas libre entre la T. R. y la T. P. se asigna proporcionalmente usando la expresión de la eficiencia del ancla.

El desplazamiento máximo de la bomba a la profundidad de instalación supuesta se determina como en el ejemplo 9.1.

31. Véase el ejemplo 12.3.
32. Véase el ejemplo 12.4.
33. Úsese la ecuación (12-19).

34. Con la sección 12.14, el período de recuperación t_p está dado por

$$\exp [-(b+j)t_p] = 1 - \frac{C(b+j)}{q_0 u}$$

Ya que t_p debe ser menor que Y , se sigue que

$$1 - \frac{C(b+j)}{q_0 u} > \exp [-(b+j)Y] \quad (a)$$

Si el ritmo de declinación b es tal que

$$b < \frac{1}{Y} \ln \left(\frac{X+100}{X} \right) - j$$

se sigue que

$$\exp [-(b+j)Y] > \frac{X}{X+100} \quad (b)$$

Si el proyecto es tal que tanto la ecuación (a) y la ecuación (b) se satisfacen, entonces

$$1 - \frac{C(b+j)}{q_0 u} > \frac{X}{X+100}$$

la cual puede escribirse en la forma

$$\frac{q_0 u}{C(b+j)} - 1 > \frac{X}{100}$$

El primer miembro de esta desigualdad es la utilidad, según la da la ecuación (12-10), siempre que N sea elevada.

35. Úsen las ecuaciones de la sección 12-14, tomando $\exp(-bT) = 0$.
36. Si no se toman en cuenta los términos exponenciales, ambos métodos dan J como una raíz de la ecuación

$$C^{(a)} = \frac{q_0^{(a)} u}{b^{(a)} + j} - \frac{q_0 u}{b + j}$$

Entonces, el problema es mostrar que el segundo método define solamente la mayor de las raíces de esta ecuación. Si J' es la raíz

menor, entonces un valor de j ligeramente mayor que J' dará un valor $C^{(a)} + p$, donde p es positiva, para la diferencia

$$\frac{q_0^{(a)} u}{b^{(a)} + j} - \frac{q_0 u}{b + j}$$

Esto implicaría que el valor de la tasa de descuento no es todavía suficientemente alto para ser la tasa de retorno como se define por el segundo método.

37. Úsen los métodos del ejemplo 12.4 junto con las ecuaciones (2-15) y (2-16) y las fórmulas de la sección 12.15.

38. Recuperación por pozo = $\frac{R}{n}$

y también = $\frac{365q_0}{b}$ de la ecuación (2-7)

entonces, $b = \frac{365q_0 n}{R} \quad (a)$

De la ecuación (12-10), sin tomar en cuenta el término exponencial,

$$P = \frac{365q_0 u n}{b + j} - D - (C + L) n$$

donde P es el PDV de la utilidad, de modo que, por la ecuación (a)

$$P = \frac{365q_0 R n u}{365q_0 n + R j} - D - (C + L) n \quad (b)$$

Derivando P con respecto a n y haciendo el resultado igual a cero da la respuesta para el número de pozos para el PDV máximo de utilidad.

39. Una aplicación directa de la ecuación desarrollada en el problema 38.
40. Véase el ejemplo 12.2.
41. Véase la figura P41.1. Durante los primeros τ años, el volumen de gas procesado es de $365 Q_p$ mpc/año, y el volumen de gas procesado efectivamente en el intervalo δt (expresado como una fracción de un año) es de $365 EQ_p \delta t$. El ingreso a partir de él es $3.65(x-c)EQ_p \delta t$ dólares.

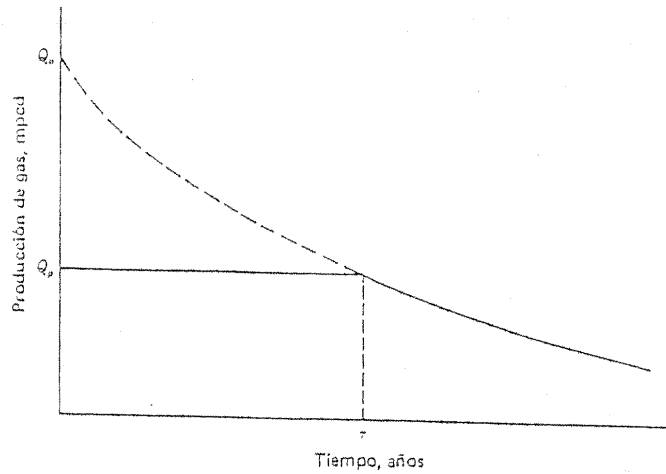


Figura P41.1 Solución al problema 41: rendimiento de la planta de gas.

Por lo tanto, el PDV del ingreso recibido mientras la planta opera a su capacidad es

$$\begin{aligned} P_1 &= 3.65 (x - c)EQ_c \int_0^{\tau} \exp(-jt) dt \\ &= 3.65 (x - c)EQ_c \exp(-b\tau)(x - c) \frac{1 - \exp(-j\tau)}{j} \end{aligned}$$

$$\text{ya que } Q_c = Q_0 \exp(-b\tau)$$

En forma similar el PDV del ingreso recibido mientras la planta está operando abajo de su capacidad es

$$P_2 = 3.65(x - c)EQ_0 \frac{\exp[-(b + j)\tau] - \exp[-(b + j)T]}{b + j}$$

y la utilidad es

$$P = P_1 + P_2 - G - Q_0 \exp(-b\tau) K$$

que es el primer resultado.

Derivando P con respecto a τ [suponiendo G independiente de τ , es decir, el tamaño de la planta $Q_0 \exp(-b\tau) = K$]

resultado igual a cero se muestra que el tamaño óptimo de la planta ocurre cuando

$$3.65 (x - c)E \frac{1 - \exp(-j\tau)}{j} = K$$

o, como se demuestra multiplicando ambos lados por $Q_0 \exp(-b\tau)$, cuando P_1 es igual al costo de capital de la planta.

Kanner, H., 422
 Kartzke, P. L., 334, 354
 Katz, D. L., 21, 51, 171, 220, 239
 Kemler, E., 354
 Kirkpatrick, C. V., 269
 Knox, D. G., 298
 Koib, R. H., 51

Lamberger, E. H., 354
 Langer, B. F., 354
 Leas, W. J., 51
 Lefkovits, H. C., 422
 Leverett, M. C., 51
 Lozano, G., 51

McAfee, R. V., 148
 McGarry, M. W., 422
 Marsh, H. N., 353
 Miller, C. C., 51
 Miller, F. G., 51
 Mueller, T. D., 96
 Muskat, M., 37, 96, 188,
 373, 422

Neely, A. B., 334, 335, 354, 355
 Newendorp, P. D., 422
 Nind, T. E. W., 276, 298, 422

Perrine, R. L., 51
 Phillips, A., 354
 Phillips, C. E., 412, 422
 Pirson, S. J., 23, 27, 28, 31, 51
 Poettmann, F. H., 97, 101-111, 115, 147,
 171, 179, 213

Rapoport, L. A., 51
 Rawlins, E. L., 171
 Rieniets, R. W., 324

Roebuck, I. F., 422
 Ros, N. C. J., 97, 108, 110, 111, 173,
 179, 213

Sargent, S. B., Jr., 316, 325
 Schellhardt, M. A., 171
 Shaw, S. F., 113, 171, 240
 Slider, H. C., 69
 Slobad, R. L., 51
 Smith, A. E., 51
 Standing, M. B., 82-85, 87, 92, 96
 Stearns, G. M., 321, 322, 324
 Stoddard, J. H., 298
 Sullivan, R. J., 96

Tarner, J., 84, 188
 Tek, M. R., 108, 171
 Thomas, G. B., 51
 Thomas, R., 97, 106-107, 112, 115, 171
 Tosi, S., 33, 34, 51
 Tracy, G. W., 51

Uren, L. C., 289, 298

Van Everdingen, A. F., 51
 Vershuys, J., 100, 171
 Vogel, J. V., 82, 85, 87, 92, 96

Walker, C. P., 343, 345
 Warren, J. E., 96
 Watkins, P. B., 422
 Watts, E. V., 353
 West, W. J., 96
 Wilsey, L. E., 51
 Woody, L. D., Jr., 422
 Wyckoff, R. D., 22, 50

Zaba, J., 354

Índice de temas

A

Abatimiento de la presión, 71
 efecto sobre la RGL, 78-82
 referencia. gasto de producción en el
 punto de, 86-87, 432, 454
 Aceleración, cambios en las cargas de las
 varillas de succión, 380, 381, 402-404,
 408-410
 Aceleración del fluido, carga atribuible a
 la, 309-342
 Actualización de ingresos futuros, 377,
 393
 Agitación, 361
 Agotamiento diferencial, 77-82, 93-96
 Agua:
 congénita, 22, 27, 42
 intersticial, 27, 42
 Agua congénita, 22, 27, 42
 Agua intersticial, 27, 42
 Ajuste del émbolo de la bomba, 320
 Alargamiento:
 en la sarta de varillas de succión, 313,
 332
 en la tubería de producción, 313
 Análisis de pozos con bombeo, recupera-
 ción, 332
 Ancla o separador de gas:
 análisis del, 358-362
 eficiencia del, 359
 importancia del flujo natural y bom-
 beo, 358, 367
 en la ubicación de la bomba, 367,
 372, 438, 460-461
 tipo copa, 358
 tipo empacador, 358

tipo simple, 357
 Ancla para tubería de producción, 3
 358

Aparejo de producción "macaroni":
 para bombeo neumático, 222-229
 para restablecer el flujo natural, 23'

B

Balancín, 302
 Bifásico, 105, 149
 Biela, 302
 Bomba con candado de gas, 323, 329
 Bomba subsuperficial:
 eficiencia volumétrica de la, 359-36
 efecto del ancla o separador de
 359
 (ver también Embolo de la bomb
 espaciamento, 301
 profundidad óptima para, 367-3
 438, 460-461
 tipo de varilla, 304
 usado con un dinágrafo de bomb
 326-328
 tipo de tubería de producción, 304
 válvula estacionaria, 300
 válvula viajera, 300
 Bombeo:
 con el espacio anular abierto, 337-3
 con el espacio anular cerrado, 336-
 Bombeo neumático:
 continuo, 215-239
 con el compresor disponible,
 # 231

- con el gasto limitado de gas de suministro, 222-230, 232-236, 434
 con la presión restringida del gas de entrada, 232-236, 433
 determinación de la presión requerida del gas de entrada para el, 220
 determinación del gasto máximo de producción por, 219, 220
 determinación de los requisitos para la inyección de gas, 171-172
 límite económico, 237
 requerimientos del compresor para el, 220-222
 uso de tubería de producción "macaroni", 222-229
 en un proyecto acelerado, 237
 importancia en la historia de un pozo, 236, 237
 insertos de orificio de inyección, 238-239
 intermitente, 271-276
 cámara de acumulación (véase Cámara de elevación)
 "resbalamiento" del líquido, 222-272-273, 287-288, 436, 455-459
 sistema cerrado, 272
 sistemas semicerrados, 272
 (véase también Baches de líquidos; Embolo viajero)
- C
- Cabezal del balancín, 302
 Cable de jalón, 302
 Cambios temporales en el gasto de la producción, economía de los, 402-406, 417-421
 Cámara de acumulación, 275, 276, 439, 457, 458
 descripción de la, 275, 276
 efecto de la cámara de acumulación sobre la eficiencia del bombeo neumático, 285
 RGL, 290-291
 (véase también Baches de líquidos)
 Cargas de aceleración en sartas de varillas de succión, 308, 309, 328, 332, 333
 Carrera del embolo de la bomba, 320
 Ciclo de bombeo, 300-302
 importancia del gas libre en el, 301, 328, 356
 número de emboladas por minuto, 304
- Comportamiento en una tubería vertical, 97, 170
 desviación del agujero, 159
 efecto sobre el diámetro de la tubería de producción, 143-145
 de la viscosidad, 105, 149
 factor de pérdida de energía, 102, 108
 correlación empírica, 104-109
 efecto del deslizamiento del gas, 108
 exactitud en el, 108
 flujo con gastos altos, 107, 108
 flujo en el espacio anular, 106, 146-147
 influencia del deslizamiento y pérdidas por resistencia, 111, 138-146
 método de Gilbert, 112-132
 método de Poettmann y Carpenter, 101-110
 método de Ros, 110-112
 comparación con datos de campo, 112
 profundidad de la tubería de producción, 159
 (véase también Curvas de distribución de la presión)
 profundidad equivalente para la zapata de la tubería de producción, 113, 116
 retención del gas, 111
 retención del líquido, 111
- Compresores:
 minimización, 187, 222,
 (véase también Bombeo neumático)
 potencia necesaria para los, 220-222
- Constante hiperbólica, 62
 Contrabalanceo, 303, 312
 Costos generales, 374
 Costos por barril, 374
 Curvas de declinación a ritmo constante, 54-62
 Curvas de declinación armónica, 62-68
 Curvas de declinación de la producción, 53-69
 a ritmo constante, 55, 62
 armónica, 63-68
 en las estimaciones preliminares de la rentabilidad, 373-375, 414-418
 exponencial, 54, 62, 65, 66
 hiperbólica, 62-68
 lineal, 54, 62
 logarítmica, 54-62
 peligros inherentes al usar las, 53, 68-69, 185-188
 proporcional, 54, 69

- Curvas de declinación de la producción (véase Curvas de declinación)
 Curvas de declinación hiperbólica, 62-68
 Curvas de declinación lineal, 54-62
 Curvas de declinación logarítmica, 54-61
 Curvas de distribución de la presión, 108, 131, 147-159
 curvatura inversa, 113-116
 ecuación para las, 150-160, 428, 449-451
 exactitud requerida, 148-150
 flujo en el espacio anular, 105-148
 obtenidas de las ecuaciones de Poettmann y Carpenter, 109-111
 resumen comparativo, 147-150
 sensibilidad a diferentes factores, 149
 técnicas de uso, 131, 132-134
 (véase también Comportamiento en la tubería vertical)
- Curvas del comportamiento de los yacimientos, 47-50
 Curvas de permeabilidad relativa:
 confiabilidad de las, 27
 para sistemas agua-aceite, 25
 para sistemas gas-aceite, 25-27
- D
- Daños a la formación, 38-40
 Darcy, 20
 conversión al sistema c g s, 20
 Declinación a ritmo constante, 56
 Declinación a ritmo constante:
 bajo producción acumulativa, 54, 60-61
 proyectos de capital fresco, 411-412, 414, 416
 Declinación exponencial, 54-62, 65-68
 Deslizamiento del gas o del aceite, 100, 139
 efecto del diámetro de la tubería de producción en el, 143-146
 efecto sobre el factor de pérdidas de energía en el flujo vertical de dos fases, 108
 pérdidas de presión debidas al, 138-144
 Deslizamiento en bombas con embolo, 320-323, 329
 Determinación del nivel del fluido, 341-342
 en pozos con bombeo: con el espacio anular cerrado, 336-337
- 342, 353
 en pozos fluyentes, 164, 165
 uso en la estimación de la presión de entrada, 164-165, 343-346, 353
- Dinógrafo de la bomba, 326-329
 efecto sobre las gráficas: con golpeo por fluido, 329
 en presencia de gas libre, 329
 gráfica ideal, 328
 gráfica obtenida de un pozo con candeado de gas, 329
 usada para comprobar el factor de maquinaria, 316
 Dinamómetro de la varilla pulida (ver Dinamómetro)
 Dinamómetro superficial, 329, 336
 análisis computarizado de los resultados, 334-336
 cargas máximas y mínimas de la varilla pulida, 330
 efecto sobre la gráfica: de las cargas de aceleración, 331-333
 del alargamiento de la varilla, 331
 de las vibraciones en la varilla, 333-334
 interpretación cualitativa de las gráficas, 331-334
 uso en la estimación de la presión de entrada, 346-349, 351-353
 usos principales del, 330
- Diseño del aparejo de bombeo neumático:
 objetivos del, 241
 producción a través del espacio anular, 268
 válvula con fuelle cargada a presión, 257-268
 válvulas diferenciales, 242-245, 247-257
- Diseño de la unidad de bombeo (véase Unidad de bombeo)
- E
- Ecuación de Darcy, 20-28
 aplicabilidad de la, 21
 Efecto de la inflación sobre las inversiones, 378
 sobre el valor presente, 378-380
 Efecto de la viscosidad, en las pérdidas de presión en flujo vertical, 106-108, 149
 Eficiencia de los pozos fluyentes, efecto

- de la presión estática sobre la, 185-188
- Eficiencia volumétrica de la bomba, 359-360
- Eficiencia volumétrica de la bomba, 358-360
 - (véase también Ancla o separador de gas)
- Eficiencia en la terminación, 38-40
 - factor de daño, 39
 - factor de determinación, 39
 - factor superficial, 39
 - razón de productividad, 39
 - relación de condición, 39
- Emboló de la bomba:
 - efecto en la bomba con candado de gas, 323, 329
 - gasto de fugas de aceite, 320-323
 - máximo desplazamiento realizable, 313
 - movimiento durante el ciclo, 300-302
 - sobrecarrera del, 315-316
- Emboló viajero, 273-275, 293-298
 - descripción del, 274-275
 - eficiencia del, 298
 - gasto de producción logrado con el, 294-298
 - presión neta de operación, 294
 - requerimientos mínimos de RGL para, 298
 - resumen de las características de, 296-298 véase también Baches de líquidos
- Equipo de bombeo, evaluación y sustitución del, 408
- Espaciamiento de la bomba, 301
- Espaciamiento óptimo de pozos, 442, 463
- Espaciamiento óptimo entre pozos, 442, 463
- Espacios porosos llenos de hidrocarburos, 27
- Estabilidad del flujo, 179-184
- Estabilidad del flujo, 179-183
 - en procesos de producción artificial, 138
- Estrangulador, 173-185, 210-212
 - efecto de los cambios en el diámetro del, 183-185
 - en el fondo del pozo, 211-212
 - en la línea de flujo, 211-212
 - influencia en la estabilidad del flujo, 179-184
 - para flujo de gas, 245-246
 - condiciones para flujo supersónico, 174, 243
 - rangos de flujo crítico, 246
 - para válvulas de bombeo neumático, 243, 260-262
 - cargadas a presión, 260, 261, 266-268
 - diferencial, 242, 252-253
- Estratificación de la formación, 79
 - efecto sobre la RGL, 79, 82
 - en el IPR, 79
- F
- Factor compuesto de declinación actualizado, 412
- Factor de aplazamiento (ver Factor de descuento)
- Factores de conversión, 423-424
- Factor de descuento continuo, 410
- Factor de maquinaria, 308, 316
- Factor nominal de actualización, 409
- Factores de descuento, 378
 - continuo, 409
 - nominal, 409
 - su efecto sobre el análisis de un proyecto de capital fresco, 380-382
 - en el valor actual, 378
- Factor de volumen del gas de formación, 44
- Factores de riesgo, 383
- Fluido en el espacio anular:
 - en un pozo con bombeo mecánico con el espacio anular abierto, 337-342, 353, 361, 371
 - en un pozo fluyente, 160, 165
- Flujo de niebla del aceite, 100
- Flujo en el espacio anular:
 - curvas de distribución de la presión para el, 106, 144, 147, 268
 - en la tubería de producción, 99
 - que pasa al embolo de la bomba, 320, 323, 328
- Flujo natural y bombeo (Flumping), 340, 362-367
 - identificación de pozos susceptibles al, 367
 - inducción del, 366-367
 - función del ancla o separador de gas en el, 367, 438
- Flujo por baches, 100
- Flujo tipo burbuja, 99
- Flujo turbulento en la formación, 92-93
- Fórmula de flujo radial:
 - estado permanente, 28-31

- estado pseudopermanente, 30
- Fracción de agua (véase Relación Agua-Aceite)
- G
- Ganancia, 376
 - porcentaje de la, 376
 - proyecto de aceleración con declinación constante, 416
 - proyecto de capital fresco con declinación constante, 414
- Gasto de producción para un abatimiento de presión dado, 86-88, 432, 455
- Gasto nominal de declinación, 56
- Gastos generales, 374
- Golpeteo del fluido, 328, 333
- Gráfica de profundidad-gasto-presión, 136-138, 211-212
 - análisis de los efectos del estrangulador subsuperficial, 212
 - diseño del aparejo de la tubería de producción para bombeo neumático:
 - localización óptima: equipo de bombeo neumático (general), 136-138
 - bomba subsuperficial, 367-372
 - válvulas diferenciales, 249-251
 - válvulas cargadas a presión, 262-265
- I
- Índice de productividad:
 - definición del, 72
 - específico, 72
 - (véase también IPR)
 - generalizado, 73
 - medición en pozos fluyentes, 160-165
 - en pozos con bombeo, 342-353
- Impuestos, 409-410
- Inicio de un proyecto de capital fresco, 375, 387, 390
- Interflujo, 94
- Inversión de capital, 376
 - distribuida en varios años, 388, 391
- IPR, 71-92
 - desplazamiento de las curvas del, 90-92
 - empuje por gas disuelto, 81-92
 - en formaciones estratificadas, 77-80
 - en pozos invadidos, 93-96
 - (véase también Índice de productividad)
- en un estrato de permeabilidad constante, 77-78
- Fetkovich, 87-92, 428, 451
- interflujo, 94
- log-log, 84-88, 431-433, 455-456
- predicción del comportamiento de yacimientos con 81-82, 91-92
- presión fluyendo arriba de la presión del punto de burbujeo, 77, 164-165
- Vogel, 82-85, 428, 434, 448-451
- L
- Límite económico, 61
- M
- Manivela, 302
- Método de flujo del efectivo actualizado (véase Tasa de retorno)
- Método de flujo del efectivo del inversionista (ver Tasa de retorno)
- Motor, 303
- N
- Número óptimo de ciclos en bombeo intermitente, 286, 436, 456-459
- Número óptimo de los equipos de reparación, 406-407
- P
- Par de torsión máxima, 312
- Pérdida de presión debida al deslizamiento del gas, 138-142
- Período de cancelación:
 - de un proyecto acelerado, 392
 - de declinación constante, 417
 - de un proyecto de capital fresco, 375
- Período de inversión, 376, 387-391
- Período de recuperación:
 - de un proyecto acelerado, 391
 - con declinación constante, 417
 - de un proyecto de capital fresco, 377
 - con declinación constante, 414
- Permeabilidad:
 - definición de la, 19-22
 - efectiva, 22, 24-25
 - relativa (véase Curvas de permeabilidad relativa)