

26
2y



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

LA PRODUCCION DE HIDROCARBUROS
POR MEDIO DE POZOS FLUYENTES

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N :

ANGEL ORTIZ PINEDA

JOSE ANTONIO RODRIGUEZ PIMENTEL



MEXICO, D. F.

FALLA DE ORIGEN

1991



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

LA PRODUCCION DE HIDROCARBUROS POR MEDIO DE POZOS FLUYENTES

TEMARIO	PAGINA
INTRODUCCION	... 1
CAPITULO I	
EL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA	... 2
1.1. El Sistema Integral de Producción.	... 3
1.2. Ecuación de Flujo.	... 6
1.2.1. Curva de Comportamiento de Flujo.	... 7
1.3. El IP y la Curva de Comportamiento de Flujo.	... 9
1.4. Estimación del IP con Información Limitada.	... 17
1.5. Método de Vogel.	... 17
1.6. Estimación de la Presión de Fondo Estática usando el Método de Vogel.	... 21
1.7. Curvas de Comportamiento Generalizadas.	... 23
1.7.1. Método de Standing.	... 27
1.7.2. Restricciones del Método de Standing.	... 32
1.7.3. Determinación de Curvas de Comportamiento de Flujo cuando se tienen más de Dos Pruebas de Producción.	... 36
1.7.4. Método de Fetkovich.	... 36
1.7.5. Método de Jones, Blount y Glaze.	... 38

CAPITULO 2

FLUJO EN LA TUBERIA DE PRODUCCION	...	45
2.1. Comportamiento de Flujo Multifásico Vertical.	...	48
2.1.1. Métodos para la utilización de Curvas Gradiente para Tuberías Verticales.	...	47
2.1.2. Efecto de Algunos Parámetros Físicos en el Flujo Multifásico Vertical.	...	51

CAPITULO 3

FLUJO EN LA LINEA DE DESCARGA	...	60
3.1. Comportamiento de Flujo Multifásico Horizontal.	...	61
3.1.1. Métodos para la utilización de Curvas de Gradiente para Tuberías Horizontales.	...	62
3.1.2. Efecto de Algunos Parámetros Físicos para Flujo Multifásico Horizontal.	...	63

CAPITULO 4

FLUJO A TRAVES DEL ESTRANGULADOR	...	68
4.1. Comportamiento de Flujo a través de Estranguladores.	...	69
4.1.1. Método Gráfico para determinar el Gasto Máximo Posible con Estrangulador.	...	73
4.1.2. Flujo de Gas a través de Estranguladores.	...	75

CAPITULO 5

FLUJOS ESTABLE E INESTABLE	... 78
5.1. Condiciones de Flujos Estable e Inestable.	... 79
5.1.1. Estabilidad de las condiciones de flujo y la selección del diámetro de tubería de producción.	... 81
5.1.2. Determinación gráfica del mínimo gasto de producción estabilizado.	... 81
5.1.3. Condiciones necesarias para asegurar flujo multifásico estable.	... 83
5.1.4. Efecto del diámetro de la TP sobre el gasto mínimo de flujo estabilizado.	... 84

CAPITULO 6

PROLONGACION DE LA VIDA FLUYENTE DE LOS POZOS	... 85
6.1. Prolongación de la Vida Fluyente de un Pozo.	... 86
6.1.1. Optimización del Sistema Superficial de Producción.	... 90
6.1.2. Factores a considerar en la Optimización de un Sistema de Producción.	... 91

CAPITULO 7

ECONOMIA DE LA PRODUCCION	... 92
7.1. Objetivo de la economía de la ingeniería de producción.	... 93
7.2. Conceptos económicos.	... 95
7.3. Comentarios generales.	...101

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	...102
NOMENCLATURA	...103
REFERENCIAS	...106

FIGURAS**PAGINA****CAPITULO I**

1A. Sistema integral de producción.	... 4
1B. Pérdidas de presión en los elementos del Sistema integral de producción.	... 4
2. Curvas de comportamiento de flujo para diferentes pozos.	... 8
3. Diferencia entre IP y el IPR.	... 8
4A. Índice de productividad constante.	... 10
4B. Caso general del comportamiento de flujo.	... 10
5A. Representación gráfica del IP.	... 11
5B. Representación gráfica del IPR.	... 11
6. Gasto máximo dado un arreglo de TP.	... 13
7A. Curvas típicas de permeabilidad efectiva en un sistema agua-aceite.	... 15
7B. Curvas típicas de permeabilidad relativa en un sistema gas-aceite.	... 15
8. Curva típica de IPR.	... 16
9. Curva generalizada de comportamiento de flujo propuesta por Vogel.	... 18
10. Curva de comportamiento generalizada.	... 23
11. Curvas de comportamiento de flujo para pozos dañados y mejorados propuesta por Standing.	... 26
12. Zona de daño a la formación.	... 28
13. Distribución de presiones en un pozo dañado.	... 28
14. Errores que se tienen al extrapolar el método de Standing.	... 32

15.	Extensión de Harrison al trabajo de Standing.	... 33
16.	Gráfica de presiones vs. gastos para valores positivos de Pwf.	... 35
17.	Corrección a los valores incorrectos de Pwf.	... 35
18.	Gráfica log-log de presiones vs. gastos.	... 37
19.	Comparación de curvas de comportamiento de flujo adimensionales realizada por Fetkovich.	... 37
20.	Gráfica propuesta por Jones, Blount y Glaze.	... 42
21.	Posible interpretación a la gráfica propuesta por Jones, Blount y Glaze.	... 42

CAPITULO 2

22.	Comparación de los dos métodos propuestos para la utilización de las Curvas de Gradiente para Tuberías Verticales	... 49
23.	Efecto del diámetro de la TP.	... 51
24.	Efecto del diámetro de la TP sobre el gradiente.	... 52
25A.	Efecto de la RGA en la TP.	... 53
25B.	Efecto de la RGA en la TP.	...
26.	Efecto de la densidad API en la TP.	... 54
27.	Efecto de la densidad API (viscosidad variable) en la TP.	... 54
28.	Efecto de la WOR en la TP.	... 56
29.	Efecto de la viscosidad en TP.	... 56
30.	Efecto de la viscosidad en TP.	... 56
31.	Efecto del Resbalamiento.	... 57
32.	Efecto de la tensión interfacial sobre la TP.	... 58
33.	Efecto de la tensión interfacial sobre la Pwf.	... 58
34.	Efecto de la energía cinética en TP.	... 59

CAPITULO 3

35. Gráfica que muestra el comportamiento de flujo en la LD.	... 61
36. Efecto del diámetro de la LD.	... 63
37. Efecto del diámetro de la LD.	... 63
38. Efecto del gasto sobre la LD.	... 65
39. Efecto del gasto sobre la LD.	... 65
40. Efecto del gasto sobre la LD.	... 65
41. Efecto de la RGA en la LD.	... 66
42. Efecto de la viscosidad en la LD.	... 66
43. Efecto de la WOR en la LD.	... 66

CAPITULO 4

44. Efecto del diámetro del estrangulador.	... 72
45. Gasto máximo con y sin estrangulador.	... 74
46. Relación de calores específicos en función de la temperatura y la densidad relativa del gas.	... 77

CAPITULO 5

47. Comportamiento de un pozo estrangulado.	... 79
48. Estabilidad del flujo al gasto más alto posible.	... 80
49. Estabilidad del flujo al gasto más bajo posible.	... 80
50. Presión de fondo fluyendo vs. gasto de producción para una RGA constante.	... 82
51. Presión de fondo fluyendo vs. gasto de producción para tres diámetros de TP y para una RGA constante.	... 84

CAPITULO 6

- 52A. Determinación gráfica de la capacidad de producción de un pozo al variar la P_{vs} 86
- 52B. Presión de fondo estática a la que un pozo deja de fluir. ... 88

CAPITULO 7

53. Gráfica de análisis de flujo de diferentes tuberías de producción y líneas de descarga. ... 94
54. Gráfica de análisis de flujo de diferentes tuberías de producción y líneas de descarga. ... 94
55. Curvas del tiempo de recuperación de la inversión. ... 97
56. Esquema del comportamiento económico de un proyecto de inversión: utilidad acumulada vs. tiempo. ... 98
57. Efecto de la tasa de descuento en la utilidad acumulada. ... 98
58. Tasa interna de retorno. ... 100

INTRODUCCION

La industria petrolera es muy vasta y compleja, tanto técnica como socio-económicamente, sin embargo, una de sus partes más importantes y primaria es el sistema de producción.

El sistema de producción gira en torno al comportamiento de flujo de los pozos y en este comportamiento intervienen muchos factores que lo afectan, entonces, se hace necesario tener medios de diagnóstico para la predicción del comportamiento de flujo de los pozos; para lo anterior se usan modelos matemáticos y correlaciones, en el medio poroso, tuberías de producción y de descarga y elementos tanto superficiales como subsuperficiales.

En este trabajo se proporciona la teoría para entender el comportamiento de flujo de los pozos de aceite. No se ha pretendido de ninguna manera abarcar todo lo relacionado con el tema, ni tampoco de profundizar en los desarrollos matemáticos y de correlaciones que cada autor sigue para establecer sus respectivos métodos; más bien, se ha procurado explicar los procedimientos de la manera más sencilla posible, haciendo énfasis en sus limitaciones y en ciertos aspectos que deberán tomarse en cuenta al aplicarse en la práctica.

CAPITULO I

COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA

- 1.1. El Sistema Integral de Producción.
- 1.2. Ecuación de Flujo.
 - 1.2.1. Curva de Comportamiento de Flujo.
- 1.3. El IP y la Curva de Comportamiento de Flujo.
- 1.4. Estimación del IP con Información Limitada.
- 1.5. Método de Vogel.
- 1.6. Estimación de la Presión de Fondo Estática usando el Método de Vogel.
- 1.7. Curvas de Comportamiento Generalizadas.
 - 1.7.1. Método de Standing.
 - 1.7.2. Restricciones del Método de Standing.
 - 1.7.3. Determinación de Curvas de Comportamiento de Flujo cuando se tienen más de Dos Pruebas de Producción.
 - 1.7.4. Método de Fetkovich.
 - 1.7.5. Método de Jones, Blount y Glaze.

CAPITULO I

COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA

1.1. - El Sistema Integral de Producción

El objetivo del desarrollo de la ingeniería de producción es obtener la máxima eficiencia en la operación de pozos productores perforados en un yacimiento petrolífero; ésto implica la materialización del máximo beneficio de todos y cada uno de dichos pozos.

Por definición, un pozo fluvente es aquel que es capaz de vencer las caídas de presión que se presentan a través del medio poroso, tubería vertical, estrangulador, líneas de descarga y hasta el separador; con la energía propia del yacimiento.

Es muy importante tener un conocimiento minucioso del pozo; para este fin, se utilizan correlaciones de flujo multifásico que ayudarán a determinar entre otras cosas, el momento en el cual el pozo dejará de fluir, los diámetros apropiados de tuberías de producción y de descarga, las presiones de fondo fluendo y los índices de productividad.

Para diagnosticar un pozo fluvente y/o determinar su gasto de producción, se consideran los siguientes factores:

1. - Comportamiento de Afluencia.
2. - Comportamiento de flujo vertical.
3. - Comportamiento de flujo en el estrangulador.
4. - Comportamiento de flujo horizontal.
5. - Sistema de elementos Subsuperficiales.
6. - Sistema de elementos Superficiales.

Todos estos factores son conectados en una trayectoria común; juntos gobiernan el flujo de aceite, gas y agua, desde el yacimiento hasta la superficie.

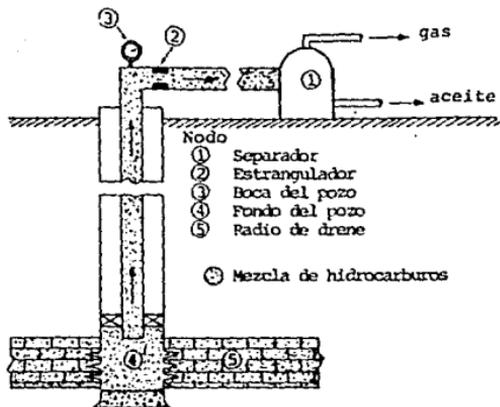


FIG. 1A. SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCION

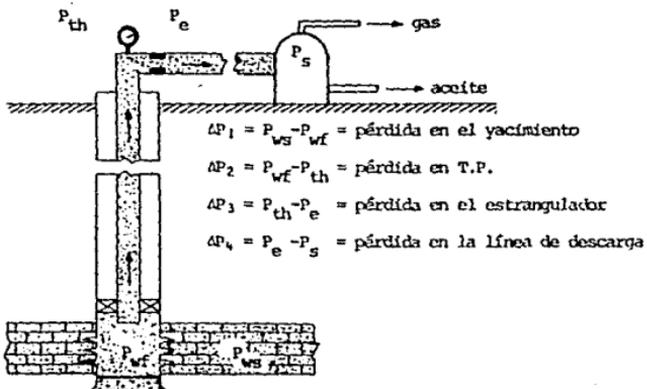


FIG. 1B. PERDIDAS DE PRESION EN LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCION.

En la fig. la se muestra un esquema simplificado de los factores antes mencionados para el diagnóstico del pozo y la trayectoria usada para conectar al sistema integral de producción. Para el diagnóstico, se considera el flujo desde el medio poroso hasta el separador por que es la última restricción posible al flujo que afecta el comportamiento del pozo. La trayectoria del flujo está dividida en cuatro etapas básicamente:

1.- Flujo a través del medio poroso (comportamiento de afluencia), que depende del medio poroso del yacimiento y de la densidad de los disparos. La ΔP_1 varía de 10 a 50 % de la pérdida de presión total del sistema.

2.- Flujo multifásico del fondo del pozo a la superficie (comportamiento de flujo vertical), que depende principalmente del diámetro de tubería de producción. La ΔP_2 varía de 30 a 60 % de la pérdida de presión total del sistema.

3.- Flujo multifásico a través del estrangulador, que depende principalmente del diámetro del estrangulador, en este elemento se tiene una caída de presión sustancial, la ΔP_3 debe ser tal que se garantice el flujo crítico a través de este elemento. La ΔP_3 es aproximadamente el 50 % de la presión en la cabeza del pozo en la mayoría de los casos.

4.- Flujo multifásico a través de la línea de descarga hasta el separador (comportamiento de flujo horizontal), que depende principalmente del diámetro de la tubería de descarga. La ΔP_4 varía del 5 al 30 % de la pérdida de presión total del sistema.

En la fig. la, se pueden observar los elementos del sistema integral de producción simplificado; las caídas de presión en este sistema de producción son las siguientes:

$$\Delta P_1 = P_{we} - P_{wf} = \text{pérdida en el yacimiento.}$$

$$\Delta P_2 = P_{wf} - P_{th} = \text{pérdida en la T.P.}$$

$$\Delta P_3 = P_{th} - P_e = \text{pérdida en el estrangulador.}$$

$$\Delta P_4 = P_e - P_{sep} = \text{pérdida en la línea de descarga.}$$

Para predecir un comportamiento confiable de un pozo fluvente es necesario utilizar la mayor información disponible y estudiar el sistema integral de producción como una unidad. Un cambio en un factor, afectará en mayor o menor grado a los demás factores del sistema; por ejemplo, modificar el diámetro del estrangulador superficial en un pozo fluvente puede causar la muerte del mismo, originando grandes pérdidas económicas.

1.2.- Ecuación de Flujo

Antes de pasar a explicar los métodos que se pueden emplear para la obtención de las curvas de comportamiento de flujo de los pozos, será conveniente recordar la ecuación básica de la que parten.

La descripción del flujo de fluidos del yacimiento al pozo la proporciona la ley de Darcy. La forma más general de ésta, aplicable tanto a pozos de gas como a pozos de aceite la dan Evinger y Muskat en la expresión siguiente:

$$q = \frac{(\text{constante}) k h}{\ln(r_e/r_w)} \int_{P_{vfa}}^{P_o} f(P) dP \quad \dots 1.2.1.$$

Donde:

$f(P)$ es alguna función de la presión.

A partir de la ecuación 1.2.1., se puede llegar a la ecuación que describa las condiciones de flujo que se desean. Así por ejemplo: la expresión que representa el flujo radial estacionario de un líquido homogéneo de baja compresibilidad, a través de un yacimiento horizontal uniforme es:

$$q = \frac{0.007082 k_o h (\bar{P} - P_{vf})}{\mu_o B_o [\ln(r_e/r_w) - 0.75 + S + Dq]} \quad \dots 1.2.2.$$

El término de turbulencia de flujo (Dq), generalmente se desprecia para pozos que tienen baja permeabilidad y que producen poco gasto. Una manera de determinar el efecto que tiene este término, es obteniéndolo del gasto máximo de producción: esto es, para $P_{vf}=0$. Dependiendo del valor que resulte, se decide si debe o no considerarse; Jones, Blount y Glaze proponen un procedimiento para determinar el factor de turbulencia de flujo de los pozos.

1.2.1.- Curva de Comportamiento de Flujo

La obtención de las curvas de comportamiento de flujo de los pozos es de gran importancia, puesto que determinan la capacidad que tiene el yacimiento para aportar fluidos.

La curva de comportamiento de flujo indicará la manera en que responde la formación a un abatimiento de presión en el pozo. Esta respuesta estará en función de las características físicas del intervalo productor, de las propiedades de los fluidos producidos y de las alteraciones al flujo presentes en la vecindad del agujero; por consiguiente, la forma de la curva de comportamiento de flujo puede variar considerablemente de pozo a pozo, e incluso, para el mismo pozo en diferentes momentos de su vida productiva.

Se puede suponer que para presiones mayores a la de saturación, esto es, para flujo de líquido la relación que hay entre la caída de presión y el gasto de producción es lineal. A esta relación se le conoce con el nombre de índice de productividad del pozo (concepto introducido por Muskat en 1942).

Cuando en la formación se ha alcanzado la presión de saturación, el concepto de índice de productividad carece de sentido, y su empleo para determinar la capacidad de flujo de un pozo proporciona errores considerables.

En 1954, W.E. Gilbert aplicó el término de curva de comportamiento de flujo, para indicar que la relación entre la caída de presión y el gasto de producción presenta una determinada curvatura cuando fluyen simultáneamente en el yacimiento aceite y gas.

Una vez que se planteó el concepto de curvas de comportamiento de flujo, y fue evaluada su importancia, algunos investigadores se han dado a la tarea de presentar métodos para poder determinarlas.

En la Fig. 2 se muestran las diferentes curvas de comportamiento de afluencia típicas en un pozo.

La curva A es una línea recta, normalmente esto ocurre solo para presiones de fondo fluyendo (P_{wf}) mayores a la presión de saturación (P_b), o cuando se tiene un mecanismo de empuje por agua; en éstos casos el índice de productividad (IP) del pozo es constante y es representado por el inverso de la pendiente de la línea recta.

Cuando existe curvatura (curvas B y C), la pendiente varía conforme varía el abatimiento de la presión, este comportamiento se presenta cuando las presiones de fondo fluyendo (Pwf) son menores a la presión de saturación P_b (yacimientos saturados), o cuando se tiene un mecanismo de empuje por gas disuelto; en éstos casos el índice de productividad varía en función de la recuperación acumulada y se representa como IPR (comportamiento de afluencia al pozo).

El IP y el IPR no son equivalentes, el IPR es un término que relaciona la presión fluyente y el gasto, mientras que el IP es la primera derivada del IPR en el caso especial cuando el IPR es una línea recta; es decir en el punto en que se une con la línea recta ($P_{wf} = P_b$), ver la Fig. 3.

1.3.- El Índice de Productividad y la Curva de Comportamiento de Flujo

La presión de fondo de un pozo produciendo se conoce con el nombre de presión de fondo fluyendo (Pwf); y a la diferencia entre la presión de fondo estática (Pve) y a la presión de fondo fluyendo, se denomina abatimiento de presión.

$$\Delta P = P_{ve} - P_{wf} \quad \dots 1.3.1.$$

Al evaluar la productividad de un pozo de aceite, es común suponer que el flujo hacia el mismo es directamente proporcional al abatimiento de presión que se genera. A la constante de proporcionalidad se le denomina: índice de productividad del pozo (J o IP).

$$q = J (P_{ve} - P_{wf}) \quad \dots 1.3.2.$$

Despejando:

$$J = q / (P_{ve} - P_{wf}) \quad \dots 1.3.3.$$

La Ec. 1.3.3., indica que el índice de productividad de un pozo es igual al gasto de producción de líquido por unidad de abatimiento de presión.

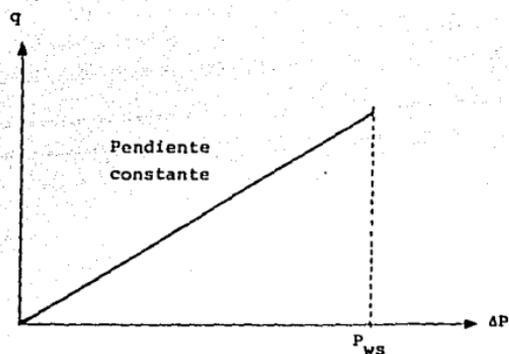


FIG. 4A. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD CONSTANTE.

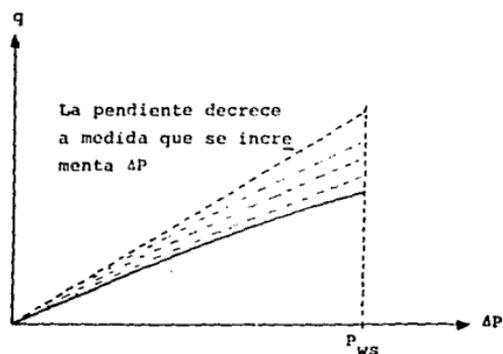


FIG. 4B. CASO GENERAL DEL COMPORTAMIENTO DE FLUJO.

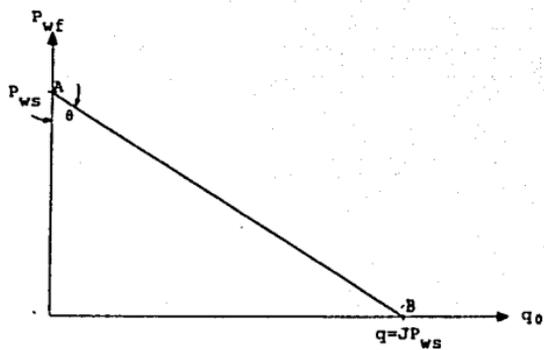


FIG. 5A. REPRESENTACION GRAFICA DEL IP.

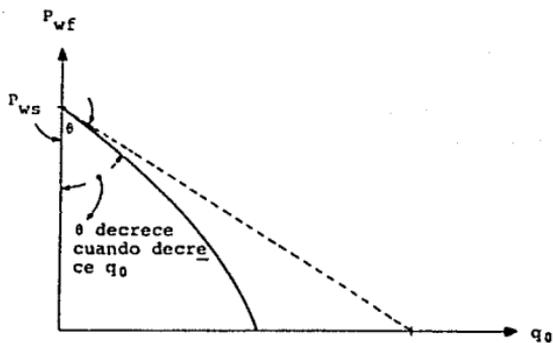


FIG. 5B. REPRESENTACION GRAFICA DEL IPR.

Si el valor de J se toma como constante, independientemente de la producción real del pozo, se puede observar de la Ec. 1.3.2. que la relación entre q y ΔP es una línea recta que pasa por el origen y tiene una pendiente J, fig. 4A.

Despejando la presión de fondo fluyendo de la Ec. 1.3.2. :

$$P_{wf} = P_{ws} - (q / J) \quad \dots 1.3.4.$$

En un momento particular de la vida del yacimiento P_{ws} tiene un valor constante; y al graficar P_{wf} vs q, se tiene una línea recta con pendiente igual al inverso de J, fig. 5A.

El ángulo θ que forma esta línea con el eje de la presión es tal que:

$$\tan \theta = (OB / OA) = J \quad \dots 1.3.5.$$

En la medida en que aumente el ángulo θ , el índice de productividad del pozo será mayor. El valor de q en el punto B, es decir, el producto $J P_{ws}$ (que es denominado potencial del pozo). Debe advertirse que las figs. 5A y 5B se refieren al comportamiento de la formación, es decir, a la respuesta de la formación a un abatimiento de presión en el pozo, de tal forma que al referirse al potencial del pozo se está hablando en realidad del potencial de la formación; esto es, el gasto máximo al cual la formación puede entregar líquido hacia el pozo, lo que se presenta en la gráfica cuando la P_{wf} es la presión atmosférica. Sin embargo, solo un porcentaje del potencial del pozo llegará hasta los tanques superficiales, debido a que el gasto máximo que puede tenerse en la superficie está limitado por el estado mecánico del pozo, y por la contrapresión que se tenga en superficie, ver fig. 6.

Recurriendo a la definición de índice de productividad, la Ec. 1.2.2, queda de la siguiente manera:

$$J = \frac{0.007082 k_o h}{\mu_o B_o [\ln (r_e/r_w) - 0.75 + S + Dq]} \quad \dots 1.3.6.$$

Según la Ec. 1.3.6., el índice de productividad está en función: de las características del intervalo productor (k_o , h, r_o), de las propiedades de los fluidos producidos (μ_o , B_o) y de las alteraciones al fluido presentes en las vicinidades del agujero (S, Dq). Es por eso que las curvas de comportamiento de flujo de los pozos pueden ser muy diferentes, ver fig. 7.

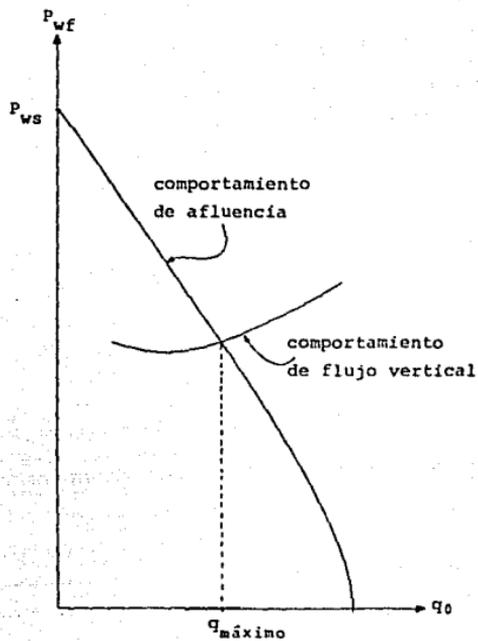


FIG. 6. GASTO MAXIMO DADO UN ARREGLO DE TP.

Considerar que el índice de productividad es constante, es suponer que cada uno de los términos de la Ec. 1.4.6. no sufren variación alguna. Esto es válido para el espesor del intervalo productor (h) y para la relación de radios (r_e/r_w); los demás términos, en mayor o menor grado, verán alterados sus valores conforme avance la extracción de los hidrocarburos.

Si se realiza el análisis de sensibilidad con cada uno de los parámetros de la Ec. 1.3.6., se podrá observar que el producto koh es el que más pesa, esto es, ciertas variaciones de ese término modifican grandemente el valor de J . Los demás parámetros, dentro de un rango de variación razonable y sin considerar el daño a la formación (S), alteran poco el resultado.

Tomando en cuenta que el espesor del intervalo productor no cambia, se puede decir que en la medida en que sea modificada la permeabilidad efectiva al aceite (k_o), el índice de productividad del pozo también será modificado. Esto explica porqué la presión del yacimiento es mayor a la presión de saturación. Una vez que se ha alcanzado ésta, y se inicia la liberación de gas, empezará a aumentar la permeabilidad relativa al gas, que está en función de la saturación del mismo, y por consecuencia, la permeabilidad relativa al aceite verá reducido su valor. Fig. 7A. Si se incrementa el gasto, la caída de presión es mayor. El efecto anterior se acentúa y disminuye al índice de productividad; pues, como ya se indicó, su valor depende en gran medida de la permeabilidad efectiva al aceite.

Como consecuencia del fenómeno anterior, en lugar de tener una línea recta como se indicó en la fig. 5A, se tendrá una curva como la mostrada en la fig. 8.

Gilbert propuso métodos para analizar pozos que pudieran tener ésta curvatura al graficar la presión de fondo fluyendo contra el gasto de producción, y llamó a ésta gráfica:

" Curva de comportamiento de afluencia (IPR) ".

Bajo tales condiciones, no se puede decir que el pozo tenga un sólo valor de índice de productividad, debido a que la pendiente cambia continuamente con la variación del abatimiento de presión.

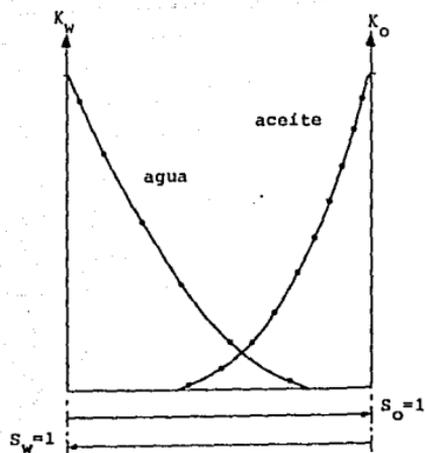


FIG. 7A. CURVAS TÍPICAS DE PERMEABILIDAD EFECTIVA EN UN SISTEMA AGUA-ACEITE.

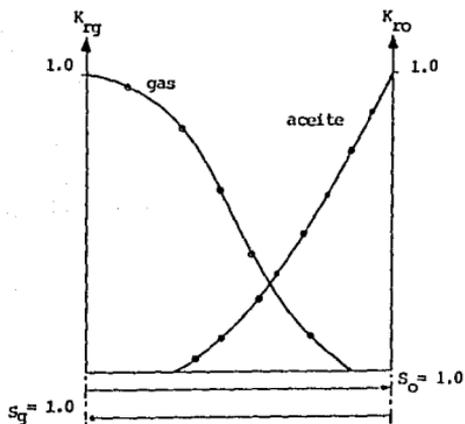


FIG. 7B. CURVAS TÍPICAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA EN UN SISTEMA GAS-ACEITE.

En este caso, el índice de productividad será definido como la relación que existe entre una variación del gasto de producción con su abatimiento de presión correspondiente, es decir:

$$J = IPR = \tan \theta = - (dq / dpvr) \quad \dots 1.3.7.$$

La dirección de la curvatura de AB, como se muestra en la fig. 8, indica un decremento del índice de productividad conforme el gasto se incrementa, por ello, el signo negativo de la Ec. 1.3.7.

Así pues, se puede observar de la ecuación anterior que el índice de productividad y el índice de productividad real no son iguales durante toda la vida del yacimiento.

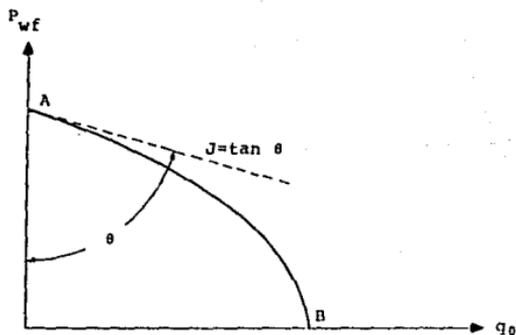


FIG. 8. CURVA TÍPICA DE IPR.

1.4.- Estimación del Índice de Productividad con Información Limitada

Si la permeabilidad efectiva al aceite está en darcys; la Ec 1.3.6. es:

$$J = \frac{7.082 \text{ } k_o \text{ } h}{\mu_o \text{ } B_o \text{ } (\text{Ln } (r_e/r_w) - 0.75 + S + Dq)} \quad \dots \text{ 1.4.1.}$$

Suponiendo que: $\text{Ln } (r_e/r_w) - 0.75 + S + Dq = 7.082$; entonces:

$$J = (k_o \text{ } h) / (\mu_o \text{ } B_o) \quad \dots \text{ 1.4.2.}$$

De tal manera que, a partir de la Ec. 1.4.2., se puede hacer una estimación del índice de productividad cuando se conoce k_o , h , μ_o y B_o . Asimismo, para tener cierta idea de la capacidad productora de los pozos, puede considerarse la siguiente clasificación en función del producto kh de la formación:

- Si:
- $kh = 0-100$ md-pie, Pozo regular.
 - $kh = 100-1000$ md-pie, Pozo bueno.
 - $kh = 1000-5000$ md-pie, Pozo muy bueno.

1.5.- Método de Vogel

Como resultado de trabajar con un programa de cómputo cuya base era la aproximación de Wellier, y después de simular una amplia variedad de condiciones, J. V. Vogel presentó en 1968 una solución al problema de la determinación de curvas de comportamiento de flujo para pozos de aceite que producen por el mecanismo de empuje por gas disuelto liberado y que fluyen por abajo de su presión de saturación.

Vogel observó que todos los casos analizados, con algunas excepciones, tenían una forma similar al graficarse como curvas de comportamiento de flujo adimensionales, y propuso una curva de referencia, fig. 9.

Para hacer uso de esta figura, se requiere tener el dato de la presión estática del pozo y el resultado de una prueba de producción.

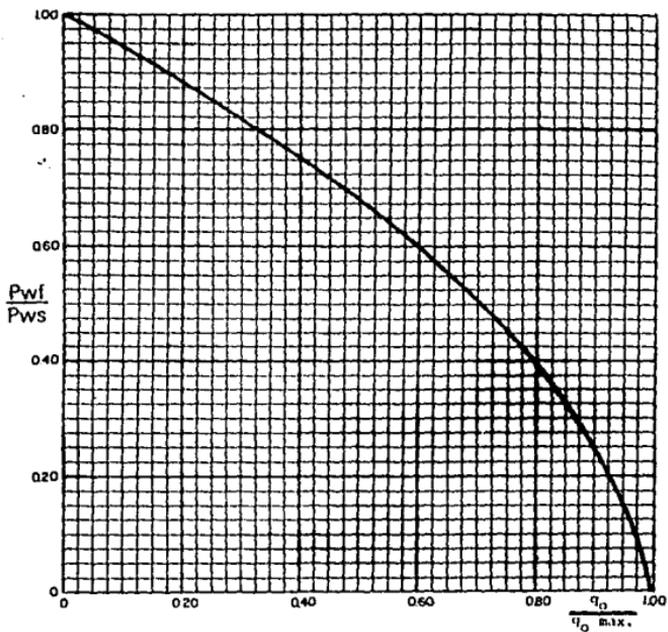


FIG. 9. CURVA GENERALIZADA DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO
PROPUESTA POR VOGEL.

La Fig. 9, puede expresarse analíticamente de la manera siguiente:

$$(q_o/q_o \text{ max}) = 1 - 0.2 (P_{vf}/P_{vs}) - 0.8 (P_{vf}/P_{vs})^2 \quad \dots 1.5.1.$$

El procedimiento para construir la curva de comportamiento de flujo de un pozo por medio del método de Vogel es el siguiente:

- a) Se evalúa la relación (P_{vf}/P_{vs}) con los datos de la prueba.
- b) Se determina el cociente $(q_o/q_o \text{ max})$.

b.1. Con la Fig. 9:

Entrar con el valor de (P_{vf}/P_{vs}) en la ordenada hasta cortar la curva y leer en las abscisas el correspondiente valor de $(q_o/q_o \text{ max})$.

b.2. Con la Ec. 1.5.1. :

Sustituir directamente el valor de (P_{vf}/P_{vs}) .

- c) Se determina el gasto máximo del pozo $(q_o \text{ max})$.

Con el dato del gasto correspondiente a la presión de fondo fluyendo de la prueba, aplicar la siguiente relación:

$$q_o \text{ max} = q_o / (q_o/q_o \text{ max}) \quad \dots 1.5.2.$$

- d) Una vez que se ha obtenido $q_o \text{ max}$, que es un solo valor para el pozo, se suponen presiones de fondo fluyendo y se determinan, con la ecuación o con la gráfica los gastos de producción que les corresponden. Al graficar la información de P_{vf} vs. q se obtiene la curva de comportamiento de flujo del pozo.

De la Ec. 1.5.1., se puede determinar que:

$$P_{vf} = 0.125 P_{vs} [1 + \sqrt{81 - 80 (q_o/q_o \text{ max})}] \quad \dots 1.5.3.$$

De tal forma que para construir la curva de comportamiento de flujo, también se pueden suponer gastos de producción y calcular las presiones de fondo fluyendo con la Ec. 1.5.3.. Es lógico que el rango de valores que deberá tomarse para obtener la curva de comportamiento de flujo completa será, según el caso, de cero a la presión estática o de cero al gasto máximo.

Es importante hacer notar que las desviaciones que encontró Vogel al establecer su método se debieron a los siguientes casos:

- a) Pozos que producían aceites muy viscosos.
- b) Pozos que producían por arriba de su presión de saturación.
- c) Pozos que presentaban daño a la formación.

De los tres casos, el de los pozos con daño fue el que proporcionó mayores diferencias. De ahí que la curva de comportamiento de flujo que se determina con este método, pueda ser considerada como una curva de comportamiento de flujo ideal.

En la práctica, tal vez por su sencillez, el método de Vogel es el procedimiento más utilizado para obtener las curvas de comportamiento de flujo de los pozos; sin embargo, lo antes mencionado, junto con las suposiciones en que se basa su desarrollo, determinarán hasta que punto pueden aplicarse. Dichas suposiciones son las siguientes:

1. El yacimiento es circular y totalmente limitado, con un pozo penetrándolo completamente en el centro.
2. El medio poroso es uniforme e isotrópico, con una saturación de agua constante.
3. Los efectos de segregación gravitacional son despreciables.
4. No se considera la compresibilidad de la formación, ni la del agua de formación.
5. La composición y el equilibrio entre fases son constantes para aceite y para gas.
6. Existe la misma presión en la fase de aceite y en la fase de gas.
7. Existe una condición de estado semiestacionario en la cual el ritmo de desaturación en el yacimiento es el mismo en todos sus puntos para un instante dado.

Vogel hizo algunas observaciones de su método que es importante tomar en cuenta:

1. El error máximo que se tiene con el uso de la curva, ocurrirá cuando las pruebas de los pozos se realicen a gastos de producción bajos y abatimientos de presión pequeños. Se establece un error máximo no mayor a un 10 %.

2. Este procedimiento podría ser considerado como incorrecto cuando existe otro tipo de empuje diferente al de gas disuelto. Sin embargo, se ha utilizado con otros mecanismos de empuje e incluso empujes combinados, con buenos resultados.
3. Como la curva de referencia es para flujo de dos fases (aceite y gas), podría ser considerado incorrecto para flujo de tres fases (aceite, agua y gas). Pero en contra de ello se ha notado una buena aproximación para flujo de tres fases.
4. Es necesario realizar comparaciones adicionales con datos de campo, para validar el método.

1.8. - Estimación de la Presión Estática usando el Método de Vogel

No es raro encontrarse en la práctica con pozos a los que no se les mide la presión de fondo estática. La razón principal por lo que no se hace, es porque la determinación de este parámetro implica el cierre del pozo, y como consecuencia, un determinado volumen diferido de producción. Se justifiquen o no las razones, el dato de presión estática siempre será necesario para evaluar diferentes aspectos de la óptima explotación de los pozos.

Una alternativa de solución para este problema es efectuar la medición de la presión de fondo fluyendo para dos gastos de producción del pozo, y con esta información hacer uso de una expresión obtenida a partir de la ecuación de Vogel.

Tomando en cuenta que el gasto máximo o potencial del pozo es único y haciendo referencia a la Ec. 1.5.1.; para dos pruebas de presión, nos queda la siguiente expresión:

$$X = \left[-B \pm \sqrt{B^2 - 4AC} \right] / (2A) \quad \dots 1.6.1.$$

Donde:

$$A = 0.8 [(P_{v1s}^2 / q_{o1}) - (P_{v1z}^2 / q_{o2})] \quad \dots 1.8.2.$$

$$B = 0.2 [(P_{v1s} / q_{o1}) - (P_{v1z} / q_{o2})] \quad \dots 1.8.3.$$

$$C = [(1 / q_{o2}) - (1 / q_{o1})] \quad \dots 1.8.4.$$

$$X = 1 / P_{vs} \quad \dots 1.8.5.$$

La raíz negativa que resulte de resolver la Ec. 1.8.1., carece de significado físico, la raíz positiva por lo tanto, deberá considerarse como el inverso de la presión estática del pozo.

La aplicación de ésta metodología está sujeta a todas las restricciones que se dieron para el método de Vogel y sólo se recomienda su uso en los casos en los que no pueda medirse la presión estática del pozo.

De manera similar para yacimientos de aceite bajosaturado y haciendo referencia a la Ec. 1.3.3., también para dos pruebas de presión nos queda la siguiente expresión:

$$P_{vs} = [q_{o1} P_{v1z} - q_{o2} P_{v1s}] / [q_{o1} - q_{o2}] \quad \dots 1.8.6.$$

1.7.- Curvas de Comportamiento Generalizadas

En el inciso 1.3 de este capítulo se indicó, que para presiones mayores a la de saturación, el comportamiento de afluencia o índice de productividad del pozo es una línea recta dada por la Ec. 1.3.2..

También se mencionó que para presiones menores a la de saturación, el comportamiento de flujo presenta una curvatura; y que este comportamiento puede determinarse por medio del método de Vogel visto en el inciso 1.5..

Si se combina la expresión del índice de productividad con la ecuación de Vogel, y se efectúa un desarrollo matemático, considerando la suposición lógica de que la derivada de la función de la curva de comportamiento de flujo con respecto a la presión (dq/dP) es continua en el punto de burbuja, se puede llegar a expresiones que permiten obtener lo que se denomina la curva de comportamiento de flujo generalizada del pozo, es decir, una curva en la que queden representados los comportamientos por arriba y por abajo de la presión de saturación.

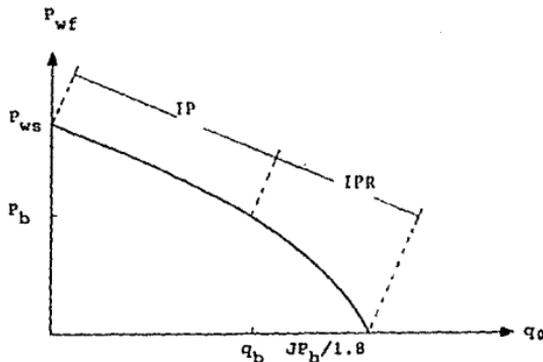


FIG. 10. CURVA DE COMPORTAMIENTO GENERALIZADA.

Patton y Goland presentaron en 1980 un desarrollo matemático para la obtención de este tipo de gráficas; sin embargo Kermit Brown, dice no saber a ciencia cierta de donde proviene originalmente esta idea y reparte el crédito entre Eickmeier y Neeley. De cualquier forma, a continuación se presenta el procedimiento propuesto.

Partiendo de la Ec. 1.5.1., del método de Vogel:

$$q_o = q_o \max [1 - 0.2 (P_{vf}/P_{vs}) - 0.8 (P_{vf}/P_{vs})^2] \quad \dots 1.7.1.$$

Diferenciando con respecto a P_{vf} :

$$- (dq_o/dP_{vf}) = q_o \max [(0.2/P_{vs}) + (1.6 P_{vf}/P_{vs}^2)] \quad \dots 1.7.2.$$

Tomando la pendiente J para $P_{vf} = P_b$:

$$J = (1.8 q_o \max / P_b) \quad \dots 1.7.3.$$

O bien:

$$(q_o \max_{\text{Vogel}}) = (J P_b / 1.8) \quad \dots 1.7.4.$$

De la expresión anterior, y con ayuda de la fig. 10, se pueden determinar las ecuaciones que permiten obtener las curvas de comportamiento de flujo generalizadas de los pozos. Dichas ecuaciones son:

$$q_b = J (P_{vs} - P_b) \quad \dots 1.7.5.$$

$$q_{o \max} = q_b + (C J P_b / 1.8) \quad \dots 1.7.6.$$

$$q = q_b + (q_{o \max} - q_b) [1 - 0.2 (P_{vf}/P_b) - 0.8 (P_{vf}/P_b)^2] \quad \dots 1.7.7.$$

Combinando las Ecs. 1.7.5. a la 1.7.7. se determina el valor de J :

$$J = q / \{ P_{ve} - P_b + (C P_b / 1.8) [1 - 0.2 (P_{vf} / P_b) - 0.8 (P_{vf} / P_b)^2] \} \quad \dots 1.7.8.$$

La secuencia de cálculo que se deberá seguir, dependiendo de la presión a la que se tome el registro, es la siguiente:

a) Si el registro de presión de fondo fluyendo se toma por arriba de la presión de saturación ($P_{vf} > P_b$).

a.1. Calcular J con la Ec. 1.3.3.

$$J = q \text{ prueba} / (P_{ve} - P_{vf} \text{ prueba}) \quad \dots 1.3.3.$$

a.2. Calcular q_b con la Ec. 1.7.5.

a.3. Determinar el gasto máximo del pozo con la Ec. 1.7.6.

a.4. Suponer valores de presión de fondo fluyendo menores a la P_b y obtenerlos gastos de producción correspondientes con la Ec. 1.7.7.

b) Si el registro de presión de fondo fluyendo se toma por abajo de la presión de saturación ($P_{vf} < P_b$).

b.1. Calcular el índice de productividad del pozo con la Ec. 1.7.8.

b.2. Repetir los pasos a.2, a.3 y a.4 del inciso anterior.

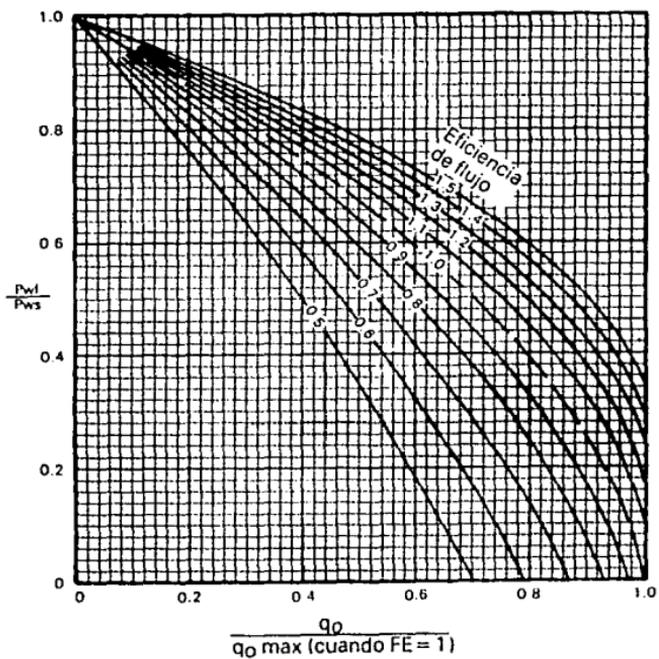


FIG. 11. CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO PARA POZOS DAÑADOS Y MEJORADOS PROPUESTA POR STANDING.

Como se ha observado, además del dato de presión estática del pozo y de la prueba de producción, se debe conocer la presión de saturación del aceite producido. Si no se cuenta con ese dato, se puede hacer uso de alguna correlación para estimarla, sin olvidar claro está, que esto ya involucra un cierto error al obtener la curva.

1.7.1.- Método de Standing

M.B. Standing presentó en 1970 una extensión al método de Vogel para poder determinar la curva de comportamiento de flujo de pozos dañados y mejorados. Su trabajo consistió en obtener, a partir de la gráfica original de comportamiento de flujo adimensional, una serie de curvas de referencia para valores de eficiencia de flujo (EF) que van de 0.5 a 1.5 ; estas curvas se muestran en la fig. II.

Cuando los fluidos de control (que se emplean en la perforación de los pozos, o durante alguna intervención de los mismos) penetran en la formación productora, modificando invariablemente las características físicas en la vecindad del pozo, fig. 12 . Esta alteración que se traduce en una disminución en la permeabilidad, es lo que se conoce con el nombre de daño a la formación.

El factor de daño a la formación (S) tiene las siguientes características:

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.

En general se tienen los siguientes valores de S para las condiciones de un pozo:

$S > 10$	pozo con daño severo.
$0 < S \leq 10$	pozo dañado.
$S = 0$	pozo sin daño.
$-3 \leq S < -1$	pozo acidificado.
$-4 \leq S \leq -2$	pozo fracturado.
$S \leq -5$	pozo con intenso fracturamiento.

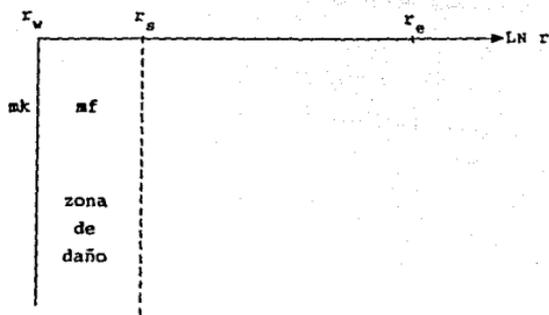


FIG. 12. ZONA DE DAÑO A LA FORMACION.

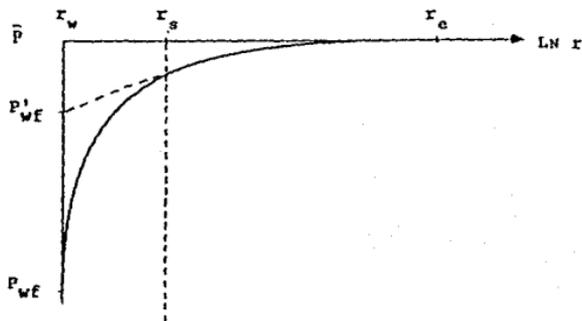


FIG. 13. DISTRIBUCION DE PRESIONES EN UN POZO DAÑADO.

La presencia de una zona dañada en las cercanías de la pared del agujero origina que, además de la caída de presión natural que se tiene de la formación al fondo del pozo, se genere un abatimiento de presión adicional, tal como se indica en la Fig. 13; de tal manera que si el pozo puede entregar un gasto de producción q con una presión de fondo fluyendo P_{vf} sin daño, entonces al estar dañado, requerirá de una presión de fondo fluyendo P_{vf} , para entregar el mismo gasto. Esto es:

$$\Delta P_d = P_{vf}' - P_{vf} \quad \dots 1.7.1.1.$$

Donde:

P_{vf} , es la que se obtiene con el registro.

$$EF = \frac{\text{Indice de Productividad real}}{\text{Indice de Productividad ideal}} \quad \dots 1.7.1.2.$$

O bien:

$$EF = [P_{vs} - P_{vf}'] / [P_{vs} - P_{vf}] \quad \dots 1.7.1.3.$$

Despejando la P_{vf}' de la Ec. 1.7.1.3. :

$$P_{vf}' = P_{vf} + \Delta P_d \quad \dots 1.7.1.4.$$

Sustituyendo la Ec. 1.7.4. en la Ec. 1.7.3. :

$$EF = (P_{vs} - P_{vf} - \Delta P_d) / (P_{vs} - P_{vf}) \quad \dots 1.7.1.5.$$

De tal forma que si se determina la caída de presión por el efecto de la zona dañada (ΔP_d), se puede obtener la eficiencia de flujo del pozo (EF); y posteriormente, mediante el método de Standing, su curva de comportamiento de flujo correspondiente.

La caída de presión por la presencia de una zona dañada, y el mismo factor de eficiencia de flujo, se calculan conociendo el factor de daño del pozo (SD), como se muestra a continuación.

Partiendo de la ecuación de flujo radial, Ec. 1.2.1., para pozos con daño y sin daño, aplicando la definición de eficiencia de flujo, como una relación de gastos, y considerando que el pozo se encuentra en el centro de un área de drenaje circular, se llega a la expresión siguiente:

$$EF = [\text{Ln} (0.47 r_e/r_w)] / [\text{Ln} (0.47 r_e/r_w) + S] \quad \dots 1.7.1.6.$$

Por otra parte; la ΔP_s para flujo radial se puede obtener, según Van Everdingen como:

$$\Delta P_s = (\alpha q B_o \mu S) / (k h) \quad \dots 1.7.1.7.$$

Como se podrá observar, se han dado dos maneras para determinar la eficiencia de flujo del pozo. La primera, es calcular la ΔP_s con la Ec. 1.7.1.7. y sustituir ese valor en la Ec. 1.7.1.6.; la segunda, es aplicar la Ec. 1.7.1.6.. Sin embargo tanto la Ec. 1.7.1.6., como la Ec. 1.7.1.7., requieren el valor del factor de daño.

La única forma de determinar este factor de daño, y por consiguiente la eficiencia de flujo de un pozo, es por medio de la interpolación de la información obtenida de una prueba de presión. Dar una explicación de los métodos que existen para hacerlo, queda fuera de los propósitos de este trabajo. Sin embargo, si así se desea, se puede consultar la literatura.

A continuación, se da la secuencia de cálculo para determinar la curva de comportamiento para pozos dañados y mejorados, aplicando el método de Standing. La información que se requiere para ello es: la presión estática, una prueba de producción y la eficiencia de flujo del pozo.

a) Evaluar la relación (P_{wf}/P_{vs}) , con los datos de la prueba de producción.

b) Determinar la relación $(q_o / q_o^{\max}_{EF=1})$.

Entrar a la Fig. II con el valor de (P_{wf}/P_{vs}) en la ordenada hasta encontrar la curva para la eficiencia de flujo que se desea. Leer en las abscisas el correspondiente valor de $q_o/q_o^{\max}_{EF=1}$.

- c) Obtener el $q_0 \max_{EF=1}$.

Con el gasto de producción de la prueba, aplicar la siguiente relación:

$$q_0 \max_{EF=1} = (q_0 / q_0 \max_{EF=1}) \quad \dots 1.7.1.8.$$

Este será el gasto máximo para una eficiencia de flujo igual a uno, esto es, el gasto máximo de Vogel.

- d) Suponer diferentes valores de la presión de fondo fluyendo, repetir los pasos a) y b) y determinar los gastos de producción correspondientes con la siguiente expresión:

$$q_0 = (q_0 \max_{EF=1}) (q_0 / q_0 \max_{EF=1}) \quad \dots 1.7.1.9.$$

- e) Graficar la relación P_{vf} vs. q .

El gasto máximo de producción, para la eficiencia de flujo que se está utilizando, se obtiene cuando se emplea el valor de $P_{vf} = 0$; esto es: $P_{vf}/P_{vs} = 0$ en la ordenada de la gráfica de Standing. Otra forma de obtener la curva de comportamiento de flujo con este método, sin tener que recurrir a la gráfica, es el siguiente:

Despejando de P_{vf}' de la Ec. 1.7.1.3.:

$$P_{vf}' = P_{vs} - (P_{vs} - P_{vf}) EF \quad 1.7.1.10.$$

Sustituyendo la P_{vf}' en la ecuación de Vogel: Ec. 1.5.1.;

$$(q_0/q_0 \max_{EF=1}) = 1 - 0.2 (P_{vf}'/P_{vs}) - 0.8 (P_{vf}'/P_{vs})^2 \quad \dots 1.7.1.11.$$

- a) Con los datos de la prueba calcular P_{vf}' con la Ec. 1.7.1.10., y determinar $q_0 \max$ con la Ec. 1.7.1.11.

- b) Suponer valores de P_{vf} . Calcular P_{vf}' con la Ec. 1.7.1.10. y evaluar el q_0 que le corresponde con la Ec. 1.7.1.11.; para ello, emplear el $q_0 \max$ obtenido en el inciso a). No hay que olvidar que este $q_0 \max$ es un solo valor e indica cual es el potencial del pozo para $EF = 1$. Si se desea el gasto máximo para una determinada eficiencia de flujo, sustituir $P_{vf} = 0$ en la Ec. 1.7.1.10.

1.7.2. - Restricción en el Empleo del Método de Standing

Al utilizar la fig. 11 de Standing o la expresión de Vogel, tal como se presenta en la Ec. 1.7.1.11., se tienen problemas para valores de presión de fondo fluyendo bajos y eficiencias de flujo altas. Por ejemplo; para los siguientes datos:

$$P_{ve} = 2000 \text{ lb/pg}^2 ; \quad P_{vr} = 500 \text{ lb/pg}^2 ; \quad EF = 2$$

Por medio de la Ec 1.7.1.10.:

$$P_{wf}' = 2000 - (2000 - 500) 2 = - 1000 \text{ lb/pg}^2$$

Al sustituir este valor negativo en la Ec. 1.7.1.11., se obtendrá un gasto más pequeño comparado con los valores positivos de P_{wf}' ; tal como se muestra en la fig. 14.

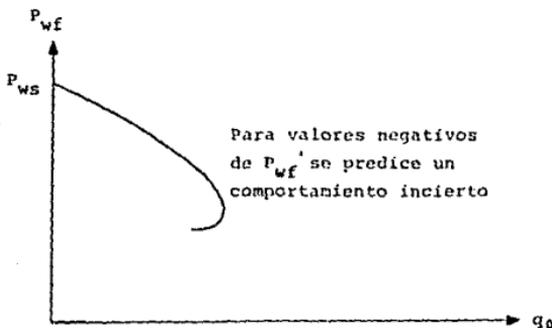


FIG. 14. ERRORES QUE SE TIENEN AL EXTRAPOLAR EL METODO DE STANDING.

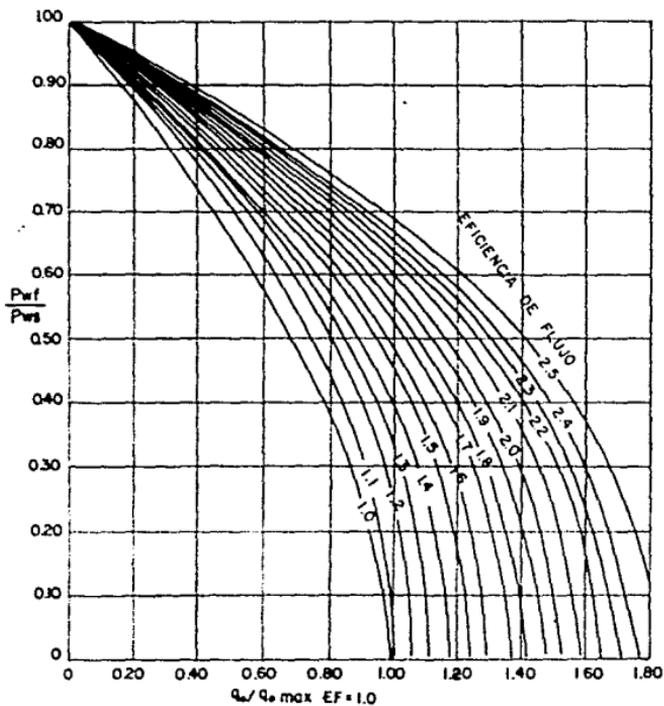


FIG. 15. EXTENSION DE HARRISON AL TRABAJO DE STANDING.

Con el objeto de no incurrir en ese error, Harrison sugirió una ecuación que admite tanto valores positivos como negativos de P_{vf}' .

$$(q_o/q_o \text{ max}) = 1 - 0.2 \exp (1.792 P_{vf}' / P_{vs})$$

... 1.7.2.1.

Asimismo, en la Fig. 15 se pueden observar las curvas adimensionales que Harrison obtuvo a partir de la Ec. 1.7.2.1. para un rango de eficiencias de flujo que van desde la unidad hasta 2.5. Sin embargo, hay que hacer notar que se ha observado que el método de Harrison proporciona valores de gastos menores a los que se obtienen mediante la ecuación de Vogel, Ec. 1.7.1.ii..

Otra alternativa de solución, cuando el valor de P_{vf}' se hace negativo, sería empleando la expresión propuesta por Fetkovich que será comentada posteriormente.

Recientemente Camacho y Raghavagan publicaron un artículo en el que indican que la inconsistencia del método de Standing es el resultado de una mala definición de la eficiencia de flujo. Según estos autores, dicho parámetro debe plantearse, tal como lo sugiere la ecuación de Vogel, por medio de una expresión cuadrática, y no como una relación lineal. Así entonces, la ecuación de eficiencia de flujo que proponen para evitar valores negativos de la P_{vf}' , es la siguiente:

$$EF = \frac{(1 + 0.8 P_{vf}' / P_{vs}) (1 - P_{vf}' / P_{vs})}{(1 + 0.8 P_{vf}' / P_{vs}) (1 - P_{vf}' / P_{vs})} \quad \dots 1.7.2.2.$$

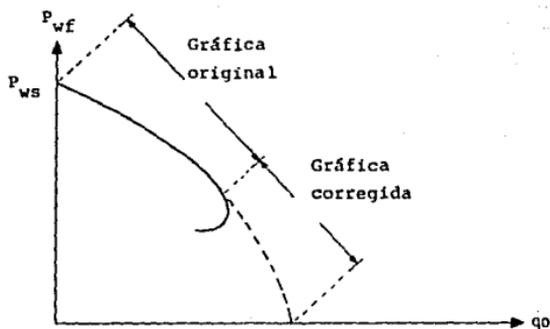


FIG. 16. GRAFICA DE PRESIONES VS. GASTOS PARA VALORES POSITIVOS DE P_{wf} .

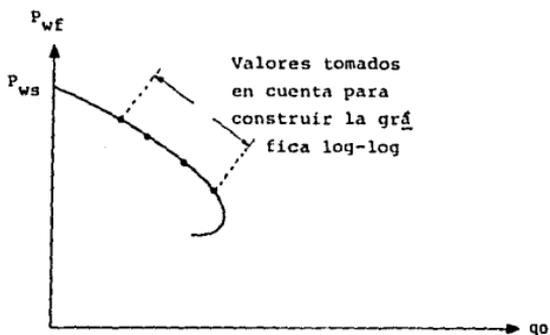


FIG. 17. CORRECCION A LOS VALORES INCORRECTOS DE P_{wf} .

1.7.3. - Determinación de las Curvas de Comportamiento de Flujo cuando se tienen más de dos Pruebas de Producción

Mientras más registros se tomen de la presión de fondo fluyendo para diferentes gastos, más representativa será la curva de comportamiento de flujo que se tenga.

A continuación se proporcionan dos métodos para determinar las curvas de comportamiento de flujo cuando se cuentan con más de dos pruebas de producción para el pozo. Es importante aclarar que al decir "más de dos pruebas del pozo", se hace referencia a pruebas tomadas en una determinada etapa productiva; es decir, una prueba de gastos múltiples, como se le denomina en la práctica; no se refiere a pruebas tomadas en diferentes momentos de la vida del pozo.

1.7.4. - Método de Fetkovich

En 1975, a partir de pruebas isocronales, M. J. Fetkovich obtuvo una expresión que permite determinar la curva de comportamiento de flujo de los pozos. Originalmente, su trabajo fue dirigido para pozos de gas; se dió cuenta que también podía ser aplicado, con buenos resultados, en pozos de aceite. La expresión final a la que se llegó es la siguiente:

$$q_p = J_o' (P_{vs}^2 - P_{vf}^2)^n \quad \dots 1.7.4.1.$$

Como ya se había mencionado en la sección 1.7.2., esta ecuación se utiliza cuando el valor de P_{vf}' se hace negativo.

Si se elabora una gráfica de q_p vs. $(P_{vs}^2 - P_{vf}^2)$ en papel log-log, la Ec. 1.7.4.1. representa una línea recta, cuya pendiente es $1/n$ y J_o' es la intersección sobre el eje de las abscisas (q), donde la ordenada $(P_{vs}^2 - P_{vf}^2)$ es igual a la unidad, Fig. 8.

Los puntos a graficar, serán los valores obtenidos con la ecuación de Vogel antes de que se presentaran los valores negativos de P_{vf}' , ver la Fig. 16.

Habiendo determinado gráficamente n y J_o' , se suponen los valores de P_{vf} para los que resultó negativa la P_{vf}' y se obtienen los gastos de producción con la Ec. 1.7.4.1.. De esta forma se termina de construir la curva de comportamiento de flujo del pozo, Fig. 17.

Fetkovich determinó, después de probar con alrededor de 40 pozos de aceite que presentaban un amplio rango de condiciones, que el valor del exponente n variaba entre 0.568 y 1.0. Cuando $n = 1$, los

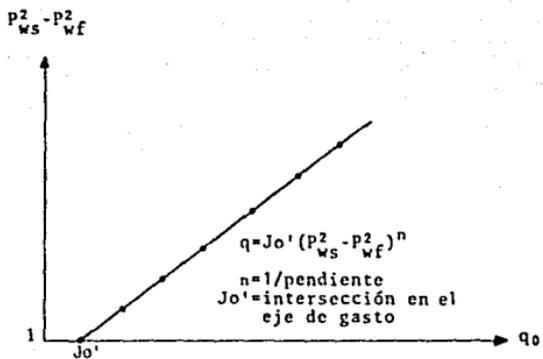


FIG. 18. GRAFICA LOG-LOG DE PRESIONES VS. GASTOS.

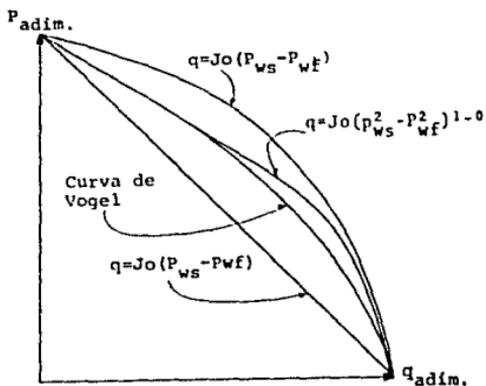


FIG. 19. COMPARACION DE CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO ADIMENSIONALES REALIZADA POR FETKOVICH.

resultados que se obtienen con la Ec. 1.7.4.1., se acercan a los que se determinan con la ecuación de Vogel, Fig. 19. De tal forma que la variable "n", podría ser considerada como un indicador del daño del pozo.

La Ec. 1.7.4.1., representa el comportamiento de flujo por abajo de la presión de burbujeo. La expresión de Fetkovich para determinar la curva de comportamiento de flujo generalizada del pozo, es la siguiente:

$$q_o = J_o (P_{vs} - P_b) + J_o' (P_b^2 - P_{vs}^2)^n \quad \dots 1.7.4.2.$$

El procedimiento para determinar la curva de comportamiento de flujo de los pozos con el método de Fetkovich, cuando se tienen más de dos registros de presión de fondo fluyendo y la presión estática del pozo, es el siguiente:

- a) Construir una gráfica en papel log-log, teniendo como ordenada $(P_{vs}^2 - P_{wf}^2)$ y como abscisa q_o .
- b) Trazar una línea recta a través de los puntos graficados y prolongar hasta el eje q_o . La intersección con este eje, es donde $P_{vs}^2 - P_{wf}^2 = 1.0$, corresponde al valor de J_o' .
- c) Tomando dos puntos sobre la recta, determinar la pendiente. El inverso de ésta, será el valor de n .
- d) Con los valores de n y J_o' que se obtuvieron en los incisos c) y b), suponer presiones de fondo fluyendo y mediante la Ec. 1.7.4.1. determinar los gastos de producción correspondientes. El potencial del pozo se tendrá cuando $P_{wf} = 0$.
- e) Obtener la curva de comportamiento de flujo del pozo al graficar la P_{wf} vs. q_o .

1.7.5.- Método de Jones, Blount y Glaze

Jones, Blount y Glaze, partiendo de la ecuación de Forcheimer, establecieron en 1970 una metodología que aparte de proporcionar la curva de comportamiento de flujo del pozo, permite analizar las condiciones de daño y turbulencia del mismo. Su trabajo lo realizaron tanto para pozos de gas como para pozos de aceite.

De la ecuación de Forcheimer:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{q B_o \mu}{1.127 \times 10^{-9} k h} + \frac{9.08 \times 10^{-13} \beta q^2 B_o^2 \rho}{A^2} \quad \dots 1.7.5.1.$$

Donde el área (A) para un cilindro es:

$$A = 2 \pi r h \quad \dots 1.7.5.2.$$

Integrando la Ec. 1.7.5.1.:

$$P_z - P_t = \frac{q B_o \mu}{1.127 \times 10^{-9} (2 \pi k h)} \ln \left[\frac{r_z}{r_1} \right] - \frac{9.08 \times 10^{-13} \beta q^2 B_o^2 \rho}{4 \pi^2 h^2} \left[\frac{1}{r_1} - \frac{2}{r_z} \right] \quad \dots 1.7.5.3.$$

Si se hace $P_z = P_{ve}$; y $r_z = r_e$; $P_t = P_{wf}$ y $r_1 = r_w$. Considerando además flujo pseudoestacionario y el efecto del factor de daño de la formación:

$$P_{ve} - P_{wf} = \frac{q B_o \mu}{1.127 \times 10^{-9} (2 \pi k h)} \left[\ln (0.472 \frac{r_e}{r_w}) + S \right] + \frac{9.08 \times 10^{-13} \beta q^2 B_o^2 \rho}{4 \pi^2 h^2} \left[\frac{1}{r_w} \right] \quad \dots 1.7.5.4.$$

Si no todo el intervalo productor está disparado, entonces: $h = h_p$; y la Ec. 1.7.5.4. puede escribirse de la siguiente manera:

$$P_{ve} - P_{vf} = \left[\frac{\mu B_o \{ \ln (r_e/r_v) - 0.75 + S \}}{7.08 \times 10^{-3} k h} \right] q$$

$$+ \left[\frac{0.08 \times 10^{-18} \beta B_o^2 \rho}{4 \pi^2 h p^2 r_v} \right] q^2$$

... 1.7.5.5.

El coeficiente por flujo turbulento se calcula con la siguiente ecuación:

$$\beta = (2.33 \times 10^{10}) / (k^{1.201})$$

... 1.7.5.6.

La Ec. 1.7.5.5., puede escribirse de la siguiente manera:

$$C (P_{ve} - P_{vf}) / q = C + D q$$

... 1.7.5.7.

Donde:

$$C = \frac{\mu_o B_o \{ \ln (r_e/r_v) - 0.75 + S \}}{7.08 \times 10^{-3} k h}$$

... 1.7.5.8.

$$D = (0.08 \times 10^{-18} \beta B_o^2 \rho) / (4 \pi^2 h p^2 r_v)$$

... 1.7.5.9.

A la Ec. 1.7.5.9. se le denomina término de turbulencia, que como puede observarse, está en función principalmente de la permeabilidad y del intervalo disparado. Generalmente este término se desprecia para pozos de aceite, aunque puede tener cierto efecto si el pozo es de alta productividad. El análisis que se presentará más adelante permitirá saber hasta qué grado puede despreciarse este término.

Si se tuviera toda la información requerida, se podrían emplear las Ecs. 1.7.5.8. y 1.7.5.9. para obtener los valores de C y D respectivamente.

Otra forma de determinar esos parámetros es a partir de un registro de presión de fondo fluyendo para diferentes gastos de producción, ya que como se puede observar de la Ec. 1.7.5.7., si con los datos de la prueba se prepara una gráfica $(P_{ve} - P_{vf})/q$ vs. q se tendrá una línea recta con pendiente D y ordenada al origen C, Fig. 20.

El procedimiento completo para determinar gráficamente estos factores es el siguiente:

- 1) Con los datos de la prueba calcular $(P_{vs}-P_{vf}) / q$.
- 2) Preparar una gráfica, con la ordenada $(P_{vs}-P_{vf}) / q$ y abscisa q .
- 3) Graficar los puntos y trazar la mejor línea recta a través de ellos.
- 4) Prolongar la línea recta hasta el eje de las ordenadas. El valor que sea leído será el correspondiente de C .
- 5) Tomar dos puntos de la recta y determinar su pendiente. Ese valor será el de D .

$$D = [(\Delta p/q_0)_1 - (\Delta p/q_0)_2] / [q_{01} - q_{02}] \quad \dots 1.7.5.10.$$

Es importante hacer notar que los puntos correspondan a la línea recta y no a los datos que se graficaron.

Una vez que se han determinado los valores de C y de D , se puede obtener la curva de comportamiento de flujo del pozo, suponiendo gastos de producción y obteniendo con la Ec. 1.7.5.7., las correspondientes presiones de fondo fluyendo. Los gastos de producción que se utilicen, deberán estar por abajo del valor del gasto de producción máximo. Dicho gasto puede determinarse sustituyendo $P_{vf}=0$ en la Ec. 1.7.5.7. y resolviendo la expresión de segundo grado que resulte.

La interpretación de los resultados obtenidos con este procedimiento, permiten analizar las condiciones de daño y turbulencia del pozo, de tal forma que pueden sugerirse los trabajos necesarios para incrementar su productividad. Así entonces, los parámetros a considerar para analizar las condiciones del pozo son los siguientes:

- 1) El valor de C obtenido a partir de la gráfica, indicará las condiciones de daño de la formación.
- 2) El valor de D obtenido a partir de la gráfica, indicará el grado de turbulencia en el sistema yacimiento-pozo.

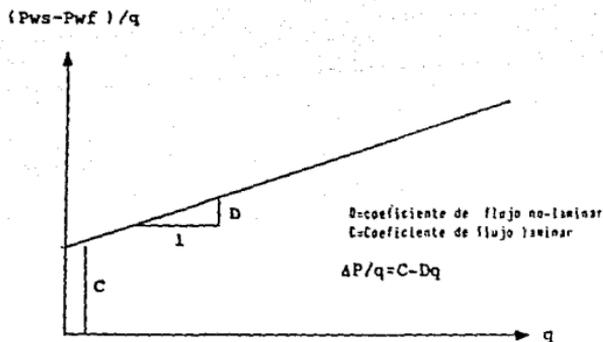


FIG. 20. GRAFICA PROPUESTA POR JONES, BLOUNT Y GLAZE.

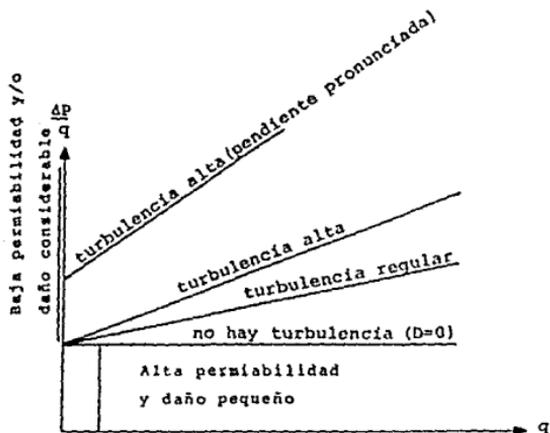


FIG. 21. POSIBLE INTERPRETACION A LA GRAFICA PROPUESTA POR JONES, BLOUNT Y GLAZE.

3) La relación C'/C . También es un buen indicador de las pérdidas de presión causadas por un flujo no-Darciano. El valor de C' se determina con la siguiente expresión:

$$C' = C + D q_{\max} \quad \dots 1.7.5.11.$$

El gasto máximo se obtiene al sustituir $P_{vf}=0$ en la Ec. 1.7.5.7 y resolver la ecuación cuadrática que resulte. Esto es:

$$P_{ve}/q_{\max} = C + D q_{\max} \quad \dots 1.7.5.12.$$

Despejando:

$$P_{ve} = C q_{\max} + D q_{\max}^2 \quad \dots 1.7.5.13.$$

Igualando con cero:

$$D q_{\max}^2 + C q_{\max} - P_{ve} = 0 \quad \dots 1.7.5.14.$$

La Ec. 1.7.5.14. es de la forma:

$$A q_{\max}^2 + B q_{\max} + C = 0 \quad \dots 1.7.5.15.$$

Que puede resolverse, como se sabe, con la siguiente expresión, o por ensayo y error:

$$q_{\max} = \left[-B \pm \sqrt{B^2 - 4 A C} \right] / (2A) \quad \dots 1.7.5.16.$$

En la fig. 21, aparecen algunas de las posibles conclusiones a las que se puede llegar por medio de la gráfica de Jones, Blount y Glaze, sugieren para el análisis de los resultados, considerar los siguientes criterios de evaluación:

1. Si el valor de C es bajo, menor de 0.05, el pozo no está dañado; el daño se incrementa al aumentar el valor de C .
2. Si la relación C'/C es pequeña, menor de 2, no existe prácticamente turbulencia en las vecindades del pozo.
3. Si los valores de C y de C'/C son bajos, el pozo tiene una buena terminación.
4. Si el valor de C es bajo y la relación C'/C alta, no es necesario estimular el pozo ya que la baja productividad se debe a una insuficiente densidad de disparos. En ese caso, se recomienda redisparar el intervalo productor.
5. Si el valor de C es alto y la relación C'/C es baja, se recomienda efectuar una estimulación en el pozo.

Como se puede observar, éste puede ser un método bastante útil para diagnosticar las condiciones en el fondo del pozo, así como para indicar la causa de una posible baja en la productividad del mismo; sin embargo, no debe perderse de vista que fue establecida a partir de una ecuación para flujo de líquido y que con la presencia de dos fases en el yacimiento posiblemente se obtengan resultados erróneos.

Una recomendación que se hace, mientras no se tengan resultados de campo que indiquen lo contrario, es que los registros que se utilicen para aplicar este procedimiento sean tomados por arriba de la presión de saturación.

CAPITULO 2

FLUJO EN LA TUBERIA DE PRODUCCION

2.1. Comportamiento de Flujo Multifásico Vertical.

2.1.1. Métodos para la utilización de Curvas de Gradiente para Tuberías Verticales.

2.1.2. Efecto de Algunos Parámetros Físicos en el Flujo Multifásico Vertical.

CAPITULO 2

FLUJO EN LA TUBERIA DE PRODUCCION

2.1.- Comportamiento de Flujo Multifásico Vertical

Para analizar el comportamiento de un pozo fluyente, es necesario contar con un método de predicción de las caídas de presión (Δp) en el flujo multifásico vertical. Aunque existen problemas en la predicción de los gradientes de presión ($\Delta p/\Delta x$) debido al gran número de variables involucradas (coexistencia de numerosos patrones de flujo con una amplia diferencia en cuanto a mecanismos, geometría, condiciones de inestabilidad y naturaleza de las fuerzas del yacimiento que actúan sobre el sistema), se han adoptado métodos empíricos y semiempíricos que permiten aproximar el perfil real de presiones en la tubería de producción, lo cual permite:

- 1) Calcular las caídas de presión en la tubería vertical.
- 2) Diseñar las tuberías de producción y de descarga.
- 3) Proyectar aparejos de producción artificial. (Bombeo: Neumático, Mecánico, Hidráulico y Eléctrico).
- 4) Obtener el punto óptimo de inyección en el bombeo neumático.
- 5) Determinar la P_{wf} sin necesidad de intervenciones en los pozos.
- 6) Determinar el comportamiento de afluencia de cada pozo (IP o IPR) y con ello un q_o max.

Para simular el comportamiento del Flujo Multifásico en la tubería vertical se puede hacer uso de Correlaciones de Flujo Multifásico o de curvas de gradiente de presión.

Generalmente para gastos bajos, la acumulación de líquido provoca un incremento considerable en el peso de la columna de fluidos. Este aumento en la carga de fluidos, reduce la velocidad de flujo, lo que a su vez causa un mayor resbalamiento. El resultado de esta secuencia es la precipitación de líquido, que produce rápidamente la suspensión del flujo. El término "resbalamiento" se usa para describir el fenómeno natural del flujo a mayor velocidad de una de las dos fases.

La evaluación de las caídas de presión en la tubería de producción es muy importante, ya que la mayor parte de la presión disponible para llevar los fluidos del yacimiento hasta los separadores se consume en la tubería de producción.

2.1.1.- Métodos para la utilización de Curvas de Gradiente para Tuberías Verticales

A) Variación de la Presión de fondo fluyendo.

Consiste en calcular los puntos de presión vs. gasto, para graficar la presión de fondo fluyendo. Esta variación de la presión de fondo fluyendo ayuda a determinar la condición fluyente del pozo, es decir, si el pozo está fluyendo, a punto de morir o si ya no fluye, además nos sirve para determinar el gasto máximo del pozo de acuerdo al diámetro de tubería instalado en el pozo.

Procedimiento:

- 1) Se hace una gráfica presión vs. gasto.
- 2) Mantener constantes, los siguientes datos: la presión en la cabeza del pozo corriente arriba (P_{whu}), el diámetro de la tubería de producción, la relación gas aceite (RGA), el porcentaje de agua y la profundidad media del intervalo productor del pozo (D).
- 3) Suponer un gasto de aceite.

- 4) Con las curvas de gradiente correspondientes al diámetro de la tubería, porcentaje de agua y al gasto de producción supuesto, se entra con la PvH (P_{th}) hasta intersectar la línea de la RGA, obteniéndose una profundidad equivalente (D').
- 5) A la D' se le suma la D obteniéndose una D_{tot}.
- 6) En la D_{tot} se intersecta nuevamente con la curva de la RGA e intersectando el eje de las abscisas, se lee la P_{vf}.
- 7) Repetir el procedimiento desde el paso 3, se repite para varios gastos supuestos.
- 8) Se grafican los valores obtenidos en la gráfica del paso 1.

B) Variación de la presión en la cabeza del pozo corriente arriba.

Consiste en la determinación de la variación de la presión en la cabeza del pozo corriente arriba, que entre otras cosas nos ayuda a determinar el gasto máximo que el pozo puede aportar a condiciones de superficie.

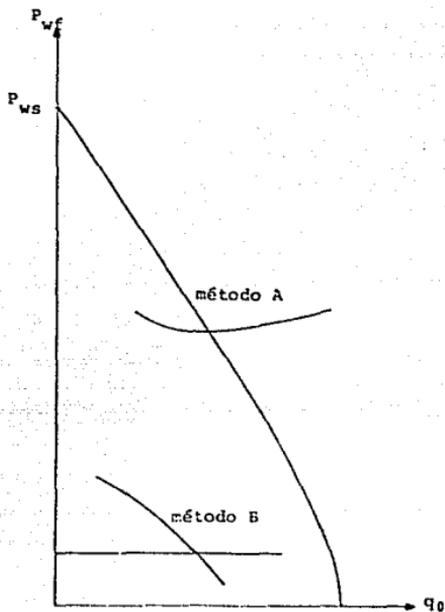


FIG. 22. COMPARACION DE LOS DOS METODOS PROPUESTOS PARA LA UTILIZACION DE LAS CURVAS DE GRADIENTE PARA TUBERIAS VERTICALES

Procedimiento:

- 1) Se hace una gráfica presión vs. gasto.
- 2) Mantener constantes: el diámetro de la tubería de producción, la relación gas-aceite (RGA), la relación agua-aceite (WOR), el porcentaje de agua y el intervalo productor del pozo (D).
- 3) Suponer un gasto de aceite.
- 4) Obtener la P_{wf} correspondiente a la curva IPR o IP.
- 5) Con las curvas de gradiente correspondientes al diámetro de la tubería y al gasto de producción supuesto, se entra con la P_{wf} calculada y se intersecta la curva de la RGA, obteniéndose una profundidad equivalente (D_{ror}).
- 6) A la D_{ror} se le resta la D obteniéndose una D' .
- 7) En la D' se intersecta nuevamente con la curva de la RGA e intersectando el eje de las abscisas se lee la P_{wh} .
- 8) El procedimiento se repite para varios gastos supuestos, desde el paso 3.
- 9) Se grafican los valores obtenidos de P_{wh} en la gráfica del paso 1.

En la Fig. 22 se muestran los dos métodos propuestos; es importante observar que en los procedimientos propuestos, únicamente se grafica una curva, ya sea la curva de variación de la P_{wf} o la de P_{wh} .

2.1.2.- Efecto de algunos parámetros físicos en el flujo multifásico vertical

Para mostrar el efecto de los diferentes parámetros sobre las curvas de gradiente, se hace referencia a Brill, Col y López que utilizaron la correlación de Hagedorn y Brown para elaborar varias de las figuras que aquí se presentan.

1.- Efecto del diámetro de la tubería

La Fig. 23 muestra el efecto que tienen diferentes diámetros de la tubería vertical sobre la Presión de fondo fluyendo para 10,000 pie de profundidad con una producción de 200 bl/día y una presión en la cabeza del pozo de 150 lb/pg², la presión varía de 3.175 lb/pg² para una tubería de 1 pg hasta 1,150 lb/pg², para una tubería de 3 pg. El diámetro de la tubería es muy importante, por que la decisión en el tamaño se hace previamente a la perforación del pozo.

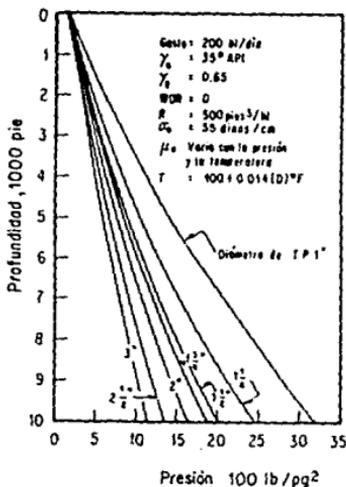


FIG. 23. EFECTO DEL DIAMETRO DE LA TP

2.- Efecto del gasto

El efecto del gasto en la superficie se muestra en la fig. 24; se mantiene constante una presión en la cabeza de 100 lb/pg^2 . Podemos observar que se requiere una presión de $2,338 \text{ lb/pg}^2$ para producir $2,000 \text{ bi/día}$, mientras que para producir 50 bi/día se necesitan 988 lb/pg^2 . Se observará la misma tendencia para cualquier diámetro de tubería, pero con la diferencia de que los gastos máximo y mínimo son diferentes.

El gasto superficial requerido y/o máximo, determina la P_{wf} requerida, que a su vez influye en la selección del diámetro de la TP.

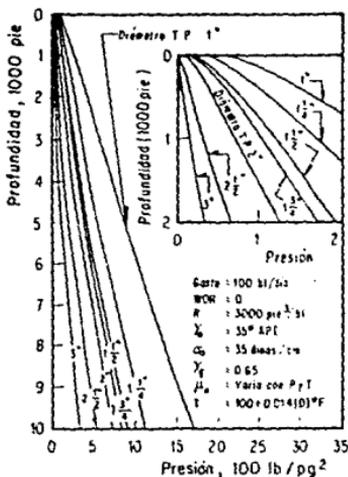


FIG. 24. EFECTO DEL DIÁMETRO DE LA TP
SOBRE EL GRADIENTE.

3.- Efecto de la relación gas-líquido (RGL)

El efecto que tiene la variación de la RGL sobre los gradientes de presión, se muestra en las figs. 25a y 25b para un gasto de 500 bl/día de aceite de 35° API que fluye por una tubería de 2.5 pg. Un incremento en la RGL causa un decremento en la Pwf, hasta un punto en el que el aumento de la RGL hace que la Pwf aumente también; lo que sucede es que al aumentar la RGL se incrementa la cantidad de gas y por lo tanto la velocidad de la mezcla, con lo que aumentan las caídas de presión por fricción a lo largo de la tubería. Debe apreciarse la inversión del gradiente cerca de la superficie.

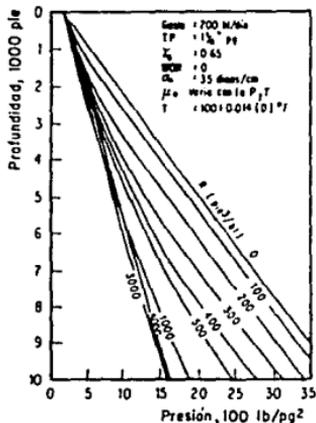
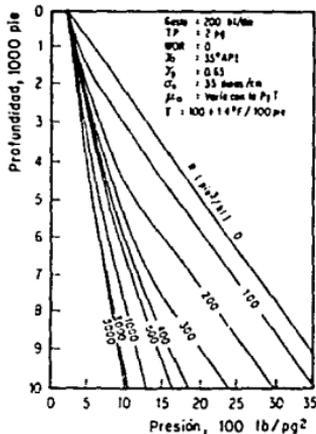


FIG. 25A. EFECTO DE LA RGL EN LA TP. FIG. 25B. EFECTO DE LA RGL EN LA TP.

4.- Efecto de la densidad

El efecto del cambio en la densidad en términos de la densidad API, cuando la viscosidad se mantiene constante e igual a 1 cp, puede observarse en la Fig. 26; aunque la densidad y la viscosidad están relacionadas, es necesario un ajuste de la viscosidad para aislar el efecto de la densidad del líquido. Cuando la densidad API se incrementa, la presión a cualquier profundidad disminuye. A un aceite más pesado le es más difícil fluir que a un aceite más ligero. Los grados API se refieren a la viscosidad; o sea, a la velocidad con que fluye un petróleo a través de un orificio. Si el cambio en la viscosidad es también incluido con el efecto de cambio en la densidad, entonces, ocurre una diferencia notoria como se observa en la Fig. 27.

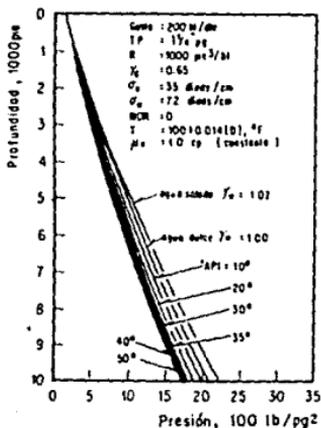


FIG.26. EFECTO DE LA DENSIDAD API EN LA TP.

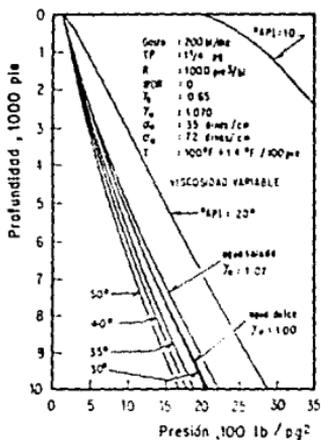


FIG.27. EFECTO DE LA DENSIDAD API (VISCOSIDAD VARIABLE) EN LA TP.

5. - Efecto de la relación agua-aceite

El efecto del incremento en la producción de agua se muestra en la Fig. 28. Se observa que el 100% del aceite de 35 °API puede ser producido con una presión de 1,750 lb/pg², mientras que la presión para 100% agua es casi de 2,250 lb/pg². En este caso la relación gas-líquido se mantiene constante.

6. - Efecto de la viscosidad

La Fig. 29 y la Fig. 30 muestran el efecto de la viscosidad. El efecto conjunto de la densidad API y la viscosidad ha sido mostrado en el punto 4. Las ecuaciones para el cálculo de las viscosidades en la mezcla gas-líquido son muy dudosas, pues son aproximaciones de los datos reales.

En todas las correlaciones para determinar la viscosidad del aceite; es imposible separar el efecto de la densidad y el gas en solución del efecto de la viscosidad, ya que la viscosidad del aceite es función de la densidad API, temperatura y gas en solución. Prácticas reales atestiguan la dificultad para producir crudos con viscosidades muy altas. En la Fig. 29, para una viscosidad de 10 cp se requiere una presión 1,462 lb/pg² comparado con una presión de 2,612 lb/pg² para un crudo de 500 cp .

Existen varias correlaciones que predicen el comportamiento de la viscosidad del aceite saturado y bajosaturado; para aceite bajosaturado, una de las ecuaciones más sencillas es la que propuso L.N. Jhonson:

$$\mu_o = \frac{5.7 \times 10^6}{\text{°API } T R}$$

... 2.1.2.6.1.

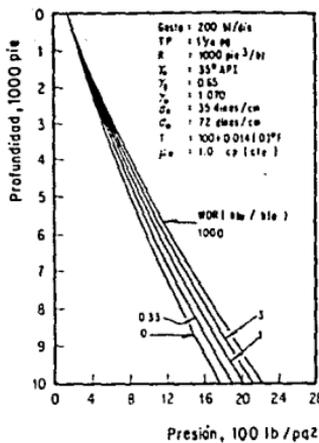


FIG. 28. EFECTO DE LA WOR EN LA TP.

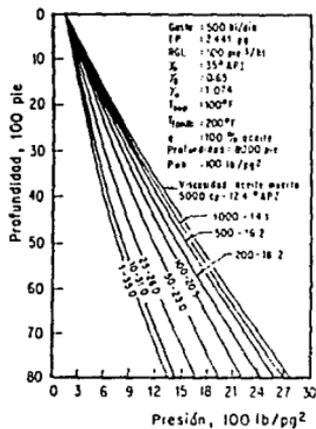


FIG. 29. EFECTO DE LA VISCOSIDAD EN LA TP.

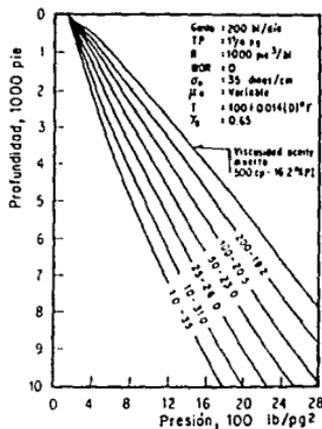


FIG. 30. EFECTO DE LA VISCOSIDAD EN LA TP.

7. - Efecto de resbalamiento

La relación entre el gasto y la presión de fondo fluyendo se muestra en la Fig. 31 para una tubería de 2.5 pg. y un pozo de 8,000 pie de profundidad, con una presión en la cabeza del pozo de 100 lb/pg².

Se observará que si disminuimos el gasto manteniendo una relación gas-líquido, llegamos hasta un punto donde la presión requerida comienza a aumentar, por ejemplo para 400 gal/bi. Esto ocurre entre 100 y 150 bi a c.s./día. Esto significa que el gasto de líquido es tan bajo, que el resbalamiento excesivo se inicia. Esto es porque la velocidad del gas es más alta que la del líquido, de aquí que el colgamiento de líquido se incrementa y así, su densidad aumenta y la presión necesaria para levantar los fluidos se incrementa. Para gastos abajo de este punto se obtiene un incremento en la eficiencia con diámetros de tubería pequeños. Sin embargo, para estos últimos pueden requerirse altas presiones.

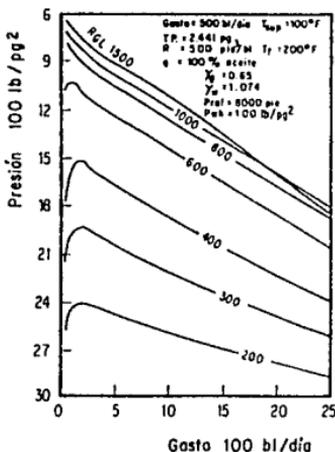


FIG. 31. EFECTO DEL RESBALAMIENTO.

8.- Efecto de la tensión superficial

El efecto de la tensión superficial es un punto controvertido; ya que por un lado, Brill y Col demostraron por medio de cálculos que un incremento en la tensión superficial provoca un incremento en el gradiente de presión manteniendo las otras variables constantes. Fig. 32, y por el otro Waldy observó en laboratorio que la reducción en la tensión superficial conduce a altas distribuciones de presión Fig. 33. No obstante, se puede afirmar que aunque la tensión superficial entra en los cálculos de la distribución de presión, su efecto final no es considerable.

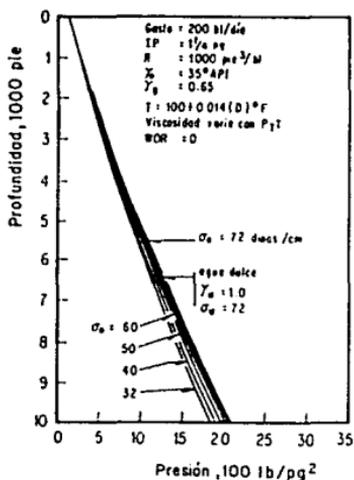


FIG. 32. EFECTO DE LA TENSION INTERFACIAL SOBRE LA TP.

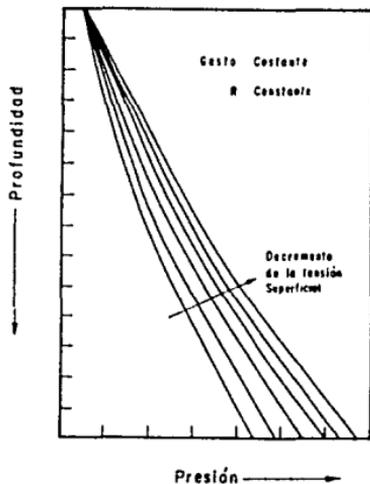


FIG. 33 EFECTO DE LA TENSION INTERFACIAL SOBRE LA TP.

9. - Efecto de la energía cinética

El efecto de la energía cinética puede ser despreciado en muchos casos. Se puede hacer referencia a la Fig. 34, la cual muestra un pozo con fluidos alcanzando una alta velocidad.

Como se nota en la Fig. 34, no existe cambio cuando el término de aceleración es incluido. Sin embargo, en cálculos con computadora se sugiere incluir el término de aceleración. No existe problema cuando la pérdida de presión debido a la aceleración es despreciada; esta es causa de velocidades muy altas en la región de baja densidad.

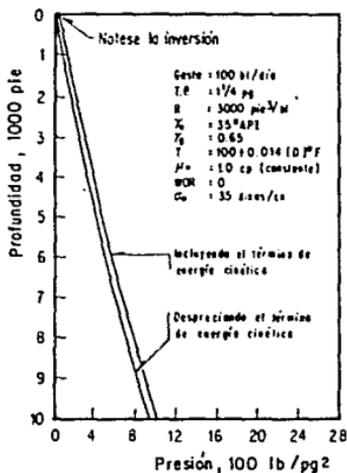


FIG. 34. EFECTO DE LA ENERGIA CINETICA EN LA TP.

CAPITULO 3

FLUJO EN LA LINEA DE DESCARGA

- 3.1. Comportamiento de Flujo Multifásico Horizontal.
- 3.1.1. Métodos para la utilización de Curvas de Gradiente para Tuberías Horizontales.
- 3.1.2. Efecto de Algunos Parámetros Físicos para Flujo Multifásico Horizontal.

CAPITULO 3

FLUJO EN LA LINEA DE DESCARGA

3.1.- Comportamiento de Flujo Multifásico Horizontal

El flujo multifásico horizontal se presenta principalmente a través de la línea de escurrimiento; las caídas de presión son pequeñas en comparación con las caídas de presión en la tubería vertical. No obstante, la predicción de las caídas de presión en la línea de escurrimiento son de gran utilidad para resolver problemas tales como:

- 1) El dimensionamiento de las líneas de descarga.
- 2) Determinación del gasto de producción óptimo de cada pozo.
- 3) Las caídas de presión en la línea de descarga.

Se ha observado que se deben considerar las caídas de presión en la línea de descarga cuando la longitud de la misma sea mayor a 500 pie.

$L_{LD} > 500$ pie , entonces considerar ΔP_{LD}

Para simular el comportamiento del Flujo Multifásico en la tubería horizontal, se puede hacer uso de Correlaciones de Flujo Multifásico o de curvas de gradiente de presión; actualmente lo más utilizado son los análisis de sensibilidad por computadora.

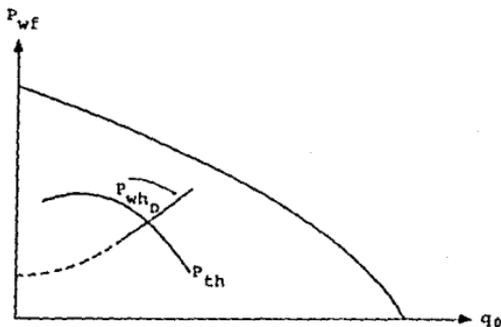


FIG. 35. GRAFICA QUE MUESTRA EL COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN LA LD.

3.1.1.- Método para la utilización de las Curvas de Gradiente para Tuberías Horizontales

Este método nos ayuda a determinar la variación de la presión en la tubería de descarga, Fig. 5; el procedimiento es el siguiente:

Procedimiento:

- 1) Se hace una gráfica presión vs gasto.
- 2) Datos conocidos: el gasto de aceite, la relación gas aceite (RGA), la relación agua-aceite (WOR), el diámetro de la tubería de descarga, la longitud de la tubería de descarga (L_{vd}) y la presión de separación (P_{sep}).
- 3) Suponer diferentes gastos de producción.
- 4) Se selecciona la curva de gradiente apropiada, de acuerdo al gasto, al diámetro de la tubería y porcentaje de agua.
- 5) En el eje de las presiones se localiza la P_{sep} (que es fija), se corta la curva de RGA correspondiente y se interseca en el eje de las ordenadas una $L_{D'}$.
- 6) A la $L_{D'}$ se le suma la L_{D} obteniéndose una $L_{D''}$.
- 7) En la $L_{D''}$ obtenida se interseca la curva de RGA y luego en el eje de las presiones se lee la P_{vhd} .
- 8) Se repite el procedimiento para los diferentes gastos supuestos.
- 9) Se grafican los valores obtenidos de P_{vhd} en la gráfica del paso 1.

Cuando no hay estrangulador, la presión en la cabeza corriente arriba y corriente abajo es la misma ($P_{vhu} = P_{vhd}$).

3.1.2.- Efecto de algunos parámetros físicos en el flujo multifásico horizontal

En general, el efecto de variables tales como el diámetro de la tubería y la viscosidad tienen el mismo efecto tanto para flujo multifásico horizontal como para flujo multifásico vertical; sólo que con una magnitud mucho menor. Recordemos que la caída de presión en la línea de descarga es del 5 al 30 % de la caída total de presión en el sistema integral de producción. La única variable que difiere completamente es la relación gas-líquido. La comprensión del efecto que producen las diferentes variables en las caídas de presión y en la determinación del diámetro de las tuberías es muy importante. Un estudio de estas variables fue realizado por López y algunos de sus resultados son presentados a continuación.

1.- Efecto del diámetro de la línea de descarga

El efecto del diámetro de la tubería sobre las caídas de presión en tuberías horizontales se muestra en las figuras Fig. 36 y Fig. 37 para gastos de flujo de 1000, 3000 y 8000 bl/día a condiciones estandar respectivamente.

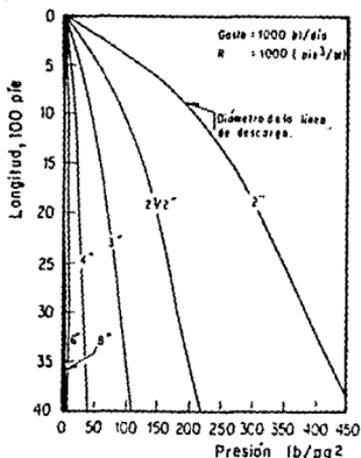


FIG.36. EFECTO DEL DIAMETRO DE LA LD.

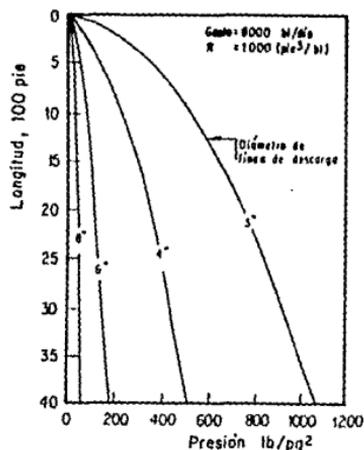


FIG.37. EFECTO DEL DIAMETRO DE LA LD.

Como se observa, las caídas de presión para una longitud dada de la línea de flujo decrece muy rápidamente al incrementarse el diámetro. Por ejemplo; para un gasto de producción de 1000 bl/día a condiciones estándar y una línea de 4000 pie de longitud, se requiere una presión en la cabeza del pozo de 40 lb/pg manométrica para una línea de descarga de 4 pg y 462 lb/pg manométrica para la línea de 2 pg, fluyendo ambas a la presión atmosférica.

2.- Efecto del gasto de flujo

Las figs. 38, 39 y 40 muestran el efecto del gasto de flujo sobre las caídas de presión en el flujo horizontal, a través de líneas de 2, 4 y 6 pg. de diámetro respectivamente.

Un error común de producción en las líneas de descarga es el colocar dos o más pozos dentro de una línea de flujo, excediendo su capacidad, y por ende incrementando la contrapresión en la cabeza del pozo, lo cual ocasiona una reducción en las capacidades productivas totales de los pozos individuales y del campo.

3.- Efecto de la relación gas -líquido

El efecto de la relación gas-líquido sobre las caídas de presión en el flujo multifásico horizontal se muestra en la fig. 41. Para flujo vertical, recuerdese que el incremento en la relación gas-aceite causa un decremento en la presión para un cierto grupo de condiciones hasta alcanzar un gradiente mínimo. Esto es debido a que el incremento en el volumen de gas aligera el gradiente estático y causa una disminución en la contrapresión. Para flujo horizontal tiene lugar un efecto opuesto, donde ningún fluido está siendo bombeado verticalmente y por lo tanto, el gas simplemente representa un fluido adicional a ser movido en la línea horizontal. Al incrementar la relación gas líquido se incrementa la presión.

4.- Efecto de la viscosidad

La fig. 42 muestra la variación del gradiente de presión en el flujo horizontal en una tubería de 4,000 pie para varias densidades API, las cuales a su vez pueden correlacionarse con las viscosidades. Los crudos viscosos presentan más problemas en flujo horizontal que en flujo multifásico vertical. La razón de ello es por que generalmente los crudos son enfriados en la línea de flujo superficial y por lo tanto se vuelven más viscosos.

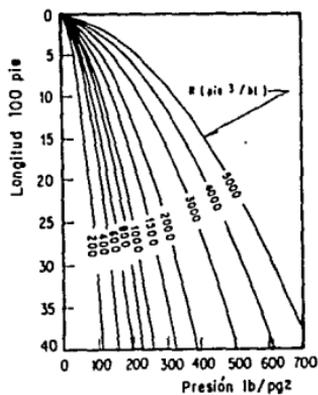


FIG. 41. EFECTO DE LA RGA EN LA LD.

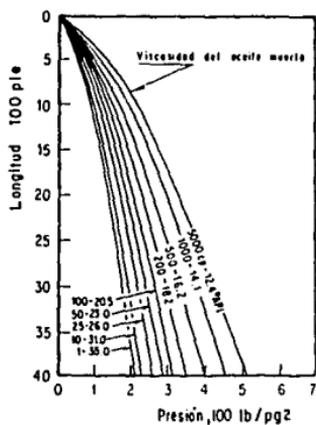


FIG. 42. EFECTO DE LA VISCOSIDAD EN LA LD.

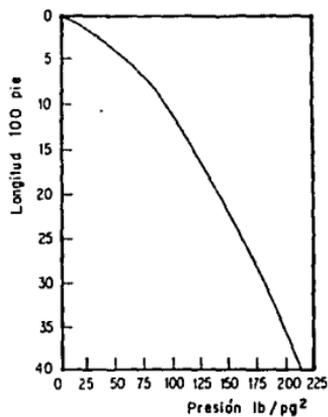


FIG. 43. EFECTO DE LA WOR EN LA LD.

5.- Efecto de la relación agua-aceite

El efecto de la relación agua-aceite esta íntimamente relacionado con la densidad, en el flujo horizontal no es tan pronunciada la variación como lo es para el flujo multifásico vertical, debido a que el líquido no esta siendo levantado; por lo tanto, excepto para crudos viscosos, no existe mucha diferencia entre producir el crudo o agua. La Fig. 4J, muestra la superposición de curvas cuando la relación agua-aceite cambia para diferentes valores, entre 0.1 y 1000 blagua/blaceite.

6.- Efecto de otros factores

El efecto de la tensión superficial es probablemente el mismo que para flujo vertical y no está claramente definido. El efecto del resbalamiento entra probablemente dentro de los cálculos de caídas de presión, pero no tiene un efecto tan marcado como lo tiene para flujo vertical, debido a que ningún fluido esta siendo levantado. El efecto de la energía cinética puede ser despreciado en muchos casos, pero para gastos altos de fluido y en sistemas de baja presión donde la densidad es baja y la velocidad de la mezcla aumenta rápidamente, el término debido a la aceleración puede ser significativo. Para calculos de cómputo, se recomienda tomar en cuenta el término que se deriva de la energía cinética.

CAPITULO 4

FLUJO A TRAVES DEL ESTRANGULADOR

- 4.1. Comportamiento de Flujo a través de Estranguladores.
- 4.1.1. Método Gráfico para determinar el Gasto Máximo Posible con Estrangulador.
- 4.1.2. Flujo de Gas a través de Estranguladores.

CAPITULO 4

FLUJO A TRAVES DEL ESTRANGULADOR

4.1.- Comportamiento de Flujo a través de Estranguladores

Es práctica común en los campos petroleros escoger un estrangulador para un pozo fluuyente de tal manera que las pequeñas variaciones en el sistema de recolección no afecten a la P_{th} , y en consecuencia, al comportamiento del pozo.

Algunas funciones de los estranguladores son las siguientes:

- 1) Mantener un gasto de producción óptimo.
- 2) Mantener una contrapresión suficiente para prevenir la entrada de arena.
- 3) Proteger el equipo superficial.
- 4) Prevenir la conificación de gas.
- 5) Prevenir la conificación de agua.

En sí, la función del estrangulador en la línea de flujo, es regular el flujo manteniendo un gasto controlado, y en consecuencia la P_{vh} tan constante como sea posible.

Para la determinación del gasto de producción que pasa a través de un orificio, se han publicado correlaciones empíricas y semiempíricas, que están basadas en el principio de flujo crítico. Estas correlaciones proporcionan aproximaciones aceptables para las condiciones en que fueron desarrolladas.

El flujo crítico se define como el flujo de fluidos a una velocidad equivalente a la velocidad de propagación de una onda de sonido en el medio donde se encuentra el fluido. Al flujo crítico también se le conoce como flujo sónico.

Si existe flujo crítico a través del estrangulador, la presión corriente arriba es independiente de la contrapresión que prevalezca en el sistema de recolección.

No se cuenta con una expresión que pueda utilizarse con éxito en todos los casos. Lo más recomendable es obtener datos de campo, para posteriormente adicionar un factor de ajuste a la correlación que mejor se haya aproximado a los valores medidos.

El control de la producción se logra cuando las variaciones de la presión en el sistema de recolección no se reflejan en la formación productora.

Si se supone un estrangulador de bordes biselados y se hacen varias suposiciones con respecto a las características de presión comparadas con el volumen del aceite y el gas, puede demostrarse que:

$$P_{vhu} = \frac{A q R^2}{S^c} \quad \dots 4.1.1.$$

La Ec. 4.1.1. puede adoptar la forma de una línea recta que parte del origen, y puede escribirse de la siguiente manera:

$$P_{vhu} = CTE q \quad \dots 4.1.2.$$

Donde:

$$CTE = \frac{A R^2}{S^c} \quad \dots 4.1.3.$$

Utilizando la información de la producción del campo Ten Section en California, Gilbert desarrollo una expresión empírica aplicable al flujo simultáneo de gas-líquido a través de estranguladores.

Gilbert recomendó para tener flujo crítico, una relación de 0.588 o menor entre las presiones después y antes del estrangulador. Gilbert también hace notar que la correlación es muy sensible a los cambios de diámetro de orificio y para relaciones gas-aceite bajas (100 pie³/bl), se requiere efectuar mediciones correctas, de lo contrario los resultados divergen mucho de los reales.

A pesar de que la correlación es muy simple y que fue la primera que apareció, ha probado ser de las que dan mejores resultados al aplicarse en el campo.

Utilizando datos adicionales, Baxendel actualizó la ecuación de Gilbert, modificando los coeficientes.

Ros, quien sentó las bases teóricas del mecanismo de flujo crítico multifásico a través de estranguladores, presentó su trabajo referente al flujo de mezclas con alta relación gas-aceite, en las que el gas fué la fase continua. En su desarrollo, en el que supone una expansión politrópica del gas, llega a una expresión similar a la de Gilbert; pero con coeficientes diferentes. Su correlación la validó con datos de campo, encontrando resultados razonables. En su caso recomienda para tener flujo crítico, una relación de 0.544 o menor entre las presiones después y antes del estrangulador.

Achong también revisó la ecuación de Gilbert y estableció una expresión que validó comparando sus resultados con datos obtenidos de campos del Lago Maracaibo en Venezuela.

Los coeficientes A, B y C de la Ec. 4.1.1. dependen de la correlación, y toman los valores siguientes:

Correlación	A	B	C
Gilbert	10.00	0.545	1.89
Baxendell	9.56	0.545	1.93
Ros	17.40	0.500	2.00
Achong	3.82	0.650	1.88

En la Fig. 44 se muestra como influye el diámetro del estrangulador en el gasto de un pozo fluvente.

Quando el diámetro del estrangulador disminuye, la presión de fondo fluendo se incrementa en virtud de la reducción del área de flujo. Por otro lado, para gastos pequeños ocurre el resbalamiento del líquido, reduciendo la eficiencia de flujo hasta tal punto que el efecto del incremento de la presión de fondo fluendo es superado por la pérdida de presión en la tubería vertical, causando un decremento en la presión en la cabeza del pozo.

En la misma Fig. 44, en la zona donde prevalecen las pérdidas de energía por fricción y para un diámetro de estrangulador de 20/64 pg se garantiza un flujo estable y crítico en la parte sombreada, mientras que en la parte no sombreada sólo se garantiza el flujo crítico.

La elaboración de figuras como la Fig. 44, permite predecir el efecto del cambio de un estrangulador sobre el gasto y la presión en la superficie. El manejo inapropiado de los estranguladores puede ocasionar el devenir de flujo inestable (cabeceo) que generalmente conduce a la suspensión del flujo y con ello la muy probable muerte del pozo.

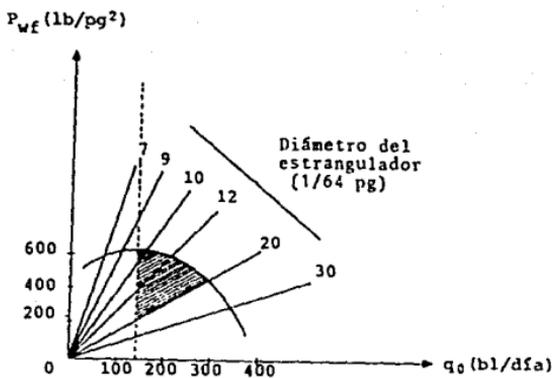


FIG. 44. EFECTO DEL DIAMETRO DEL ESTRANGLADOR.

4.1.1.- Método gráfico para determinar el gasto máximo posible con Estrangulador

Este procedimiento permite predecir el efecto del cambio de un estrangulador sobre el gasto de producción; el manejo inapropiado de los estranguladores ocasiona flujo inestable y a la larga la muerte del pozo. En esta parte se hace referencia a la ecuación desarrollada por Gilbert, dado que es la más sencilla y una de las que arroja mejores resultados para la predicción del flujo a través de estranguladores.

Procedimiento:

- 1) Se hace una gráfica P_{vf} vs q .
- 2) Construir la curva de comportamiento de afluencia (IP o IPR).
- 3) Suponer varios gastos de líquido.
- 4) Con las curvas de gradiente para tubería horizontal encontrar P_{vh} correspondiente para el gasto supuesto y para el diámetro de la línea de descarga. Conociendo la P_{sep} y la RGA. Hacer una tabla de columnas q_0 y P_{vh}
- 5) Con las P_{vh} ya determinadas, para cada gasto y para el diámetro de tubería de producción, se entra a las curvas de gradiente de presión para tuberías verticales y se obtienen los diferentes valores de P_{vf} sin estrangulador. Agregar a la tabla la columna $P_{vf} s/e$.
- 6) Graficar los valores de $P_{vf} s/e$ vs q_0 , ver la fig. 45.
- 7) Se supone flujo crítico de tal manera que P_{vh} sea el doble de P_{vh} . Agregar a la tabla la columna P_{vh} ;

$$P_{vh} = 2 P_{vh}$$

... 4.1.1.1.

- 8) Obtener con las curvas de gradiente de presión para tubería vertical los valores de la $P_{vf} s/e$; usando como dato los valores de P_{vh} del paso 7). Agregar a la tabla la columna $P_{vf} s/e$.

- 9) Graficar los valores de la P_{wf} c/e vs q_o , ver la fig. 45.
- 10) De la intersección del comportamiento de afluencia con la variación de la presión de fondo fluyendo con estrangulador, obtenemos el gasto de aceite que la formación puede aportar con estrangulador, del cual no conocemos su diámetro.
- 11) Determinar el diámetro del estrangulador mediante una ecuación que represente el flujo a través del estrangulador; la ecuación de Gilbert es la más usada y se presenta a continuación:

$$S = 1.00 \sqrt{\frac{10 \cdot R^{0.546} \cdot q}{P \cdot h \cdot u}} \quad \dots 4.1.1.2.$$

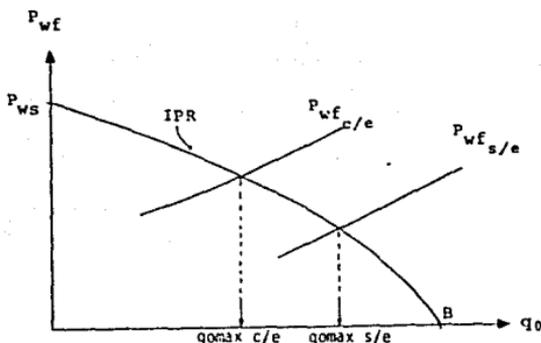


FIG. 45. GASTO MAXIMO CON Y SIN ESTRANGULADOR.

4.1.2.- Flujo de gas a través de estranguladores.

El flujo crítico para un gas natural está dado por una relación de presiones y por lo general puede ocurrir cuando:

$$P_{vhb} / P_{vhu} \approx 0.55 \quad \dots 4.1.2.1.$$

Es importante determinar el diámetro del estrangulador cuando existe flujo de gas a través de este elemento, para garantizar la condición de flujo crítico. Así mismo se debe considerar la posibilidad de que exista flujo subcrítico, para lo cual se cuenta con las siguientes relaciones:

Existe flujo subcrítico si:

$$\frac{P_{vhb}}{P_{vhu}} > \left[\frac{2}{K+1} \right] \left[\frac{K}{K+1} \right] \quad \dots 4.1.2.2.$$

Se tiene flujo crítico cuando:

$$\frac{P_{vhb}}{P_{vhu}} \leq \left[\frac{2}{K+1} \right] \left[\frac{K}{K+1} \right] \quad \dots 4.1.2.3.$$

Donde:

$$K = \frac{C_p}{C_v} = \frac{\text{Calor específico a presión constante}}{\text{Calor específico a volumen constante}} \quad \dots 4.1.2.4.$$

La relación de calores específicos puede obtenerse en forma generalizada de manera gráfica, fig. 46, o con ecuaciones ajustadas al comportamiento gráfico.

$$K = 0.98235 + 0.268/\gamma_g - 0.04755/\gamma_g^2 \quad ; \text{ para } 50 \text{ }^\circ\text{F} \quad \dots 4.1.2.5.$$

$$K = 0.98716 + 0.22946/\gamma_g - 0.03033/\gamma_g^2 \quad ; \text{ para } 100 \text{ }^\circ\text{F} \quad \dots 4.1.2.6.$$

$$K=0.99024+0.2041/\gamma_g-0.01915/\gamma_g^2 \quad ; \text{ para } 150 \text{ } ^\circ\text{F} \quad \dots 4.1.2.7.$$

$$K=0.9896+0.19121/\gamma_g-0.01789/\gamma_g^2 \quad ; \text{ para } 200 \text{ } ^\circ\text{F} \quad \dots 4.1.2.8.$$

$$K=0.9932+0.17035/\gamma_g-0.012206/\gamma_g^2 \quad ; \text{ para } 250 \text{ } ^\circ\text{F} \quad \dots 4.1.2.9.$$

En estas ecuaciones únicamente se requieren como dato la temperatura y la densidad relativa del gas.

Las ecuaciones siguientes permiten calcular el diámetro del estrangulador:

$$CA = \frac{q_g}{155.500 P_{vhu} \left\{ \frac{54.34 K}{\gamma_g (T + 460)(K-1)} \left[\left(\frac{P_{vhd}}{P_{vhu}} \right)^{\frac{2}{K}} - \left(\frac{P_{vhd}}{P_{vhu}} \right)^{\frac{K+1}{K}} \right] \right\}^{0.5}} \quad \dots 4.1.2.10.$$

El diámetro del estrangulador puede obtenerse con la siguiente ecuación; ajustada de la correlación establecida por Cook:

$$d_c = 1.75105+932.334 CA-29372.7 CA^2+397972 CA^3-1510615 CA^4 \quad \dots 4.1.2.11.$$

Donde d_c es el diámetro del estrangulador en 64 ves de pulgada.

Si existe flujo crítico a través del estrangulador, el diámetro se puede calcular con las mismas ecuaciones; pero con la siguiente consideración:

En lugar de $\frac{P_{vhd}}{P_{vhu}}$ se usa el de $\left[\frac{2}{K+1} \right]^{\frac{K}{K-1}}$

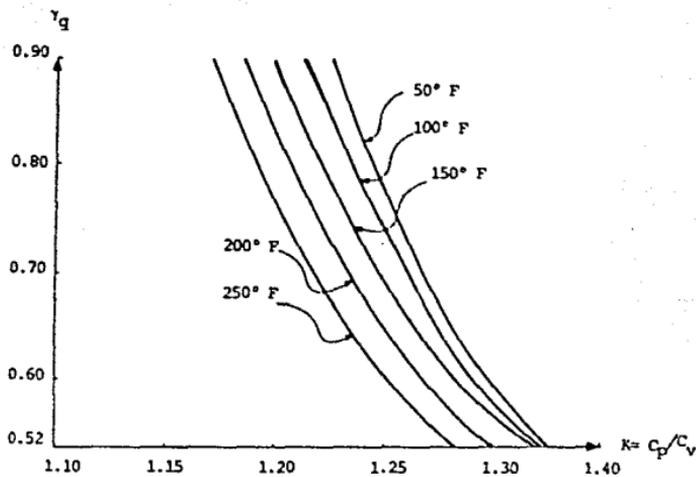


FIG. 46. RELACION DE CALORES ESPECIFICOS EN FUNCION DE LA TEMPERATURA Y LA DENSIDAD RELATIVA DEL GAS.

CAPITULO 5

CONDICIONES DE FLUJOS ESTABLE E INESTABLE

- 5.1. Condiciones de Flujos Estable e Inestable.
- 5.1.1. Estabilidad de las condiciones de flujo y la selección del diámetro de tubería de producción.
- 5.1.2. Determinación grafica del mínimo gasto de producción estabilizado.
- 5.1.3. Condiciones necesarias para asegurar flujo multifásico estable.
- 5.1.4. Efecto del diámetro de la TP sobre el gasto mínimo de flujo estabilizado.

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

CAPITULO 5

CONDICIONES DE FLUJOS ESTABLE E INESTABLE

5.1.- Condiciones de flujos estable e inestable

A partir de la ecuación del comportamiento de flujo a través del estrangulador, es aparente que la presión en la cabeza del pozo es proporcional al gasto de producción, sin embargo, esto es cierto solamente bajo condiciones de flujo crítico; para gastos bajos la presión corriente arriba del estrangulador depende de la presión corriente abajo, incluso cuando la presión corriente abajo es igual a la presión corriente arriba ($P_{wh} = P_{whs}$).

La fig. 47 ilustra una curva típica del comportamiento de flujo a través del estrangulador y una curva de la presión en la cabeza del pozo, parece ser que en general, existen dos posibles posiciones (nivel 1 y 2) para cualquier tamaño de estrangulador.

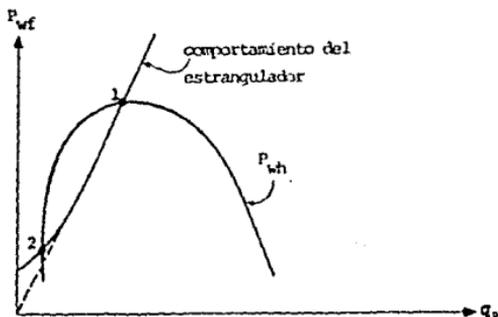


FIG. 47. COMPORTAMIENTO DE UN POZO ESTRANGULADO.

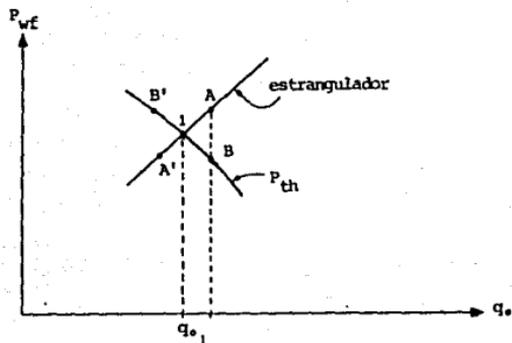


FIG. 48. ESTABILIDAD DEL FLUJO AL GASTO MAS ALTO POSIBLE.

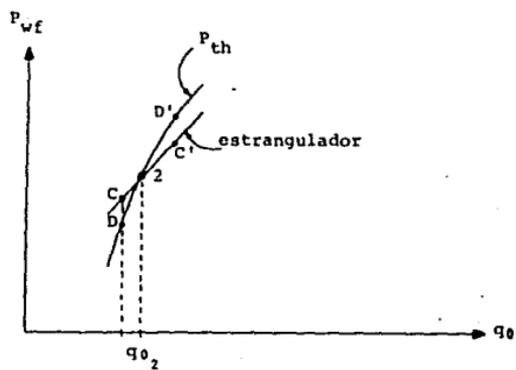


FIG. 49. ESTABILIDAD DEL FLUJO AL GASTO MAS BAJO POSIBLE.

Suponiendo que el pozo está produciendo en la posición 1, y que por alguna razón el gasto de producción se incrementa ligeramente, Fig. 48, entonces, la presión impuesta por el estrangulador se incrementa a la posición A y la presión en la cabeza, con base al comportamiento de afluencia y al comportamiento de flujo vertical, decrece al punto B. Entonces, una contrapresión de valor AB, es impuesta al pozo y ésta a su vez, impuesta a la formación, reduciéndose por tanto el gasto de producción. De manera similar, si por alguna razón el gasto de producción se reduce ligeramente, habría entonces una liberación de contrapresión y el gasto de producción sería restaurado a su valor original. El punto 1, es una posición de equilibrio y el pozo fluiría en forma estabilizada al correspondiente gasto de producción.

Por otra parte, suponiendo que el pozo está produciendo en la posición definida por el punto 2 y considerando además que por alguna razón, el gasto decrece ligeramente, ver la Fig. 49, la presión impuesta por el estrangulador decrece al punto C, pero la presión en la cabeza del pozo, en base al comportamiento de afluencia y al comportamiento de flujo vertical, decrecerá al punto D. El efecto que provoca es un incremento en la contrapresión en el pozo, lo cual incrementará la presión de fondo fluyendo, reduciendo el gasto de producción.

Alternativamente, si ocurre un pequeño incremento en la producción, la contrapresión en el pozo se reduce y se presentan incrementos en la producción; esto continúa hasta que se alcanza la posición 1, lo cual indica que la posición 2 es una posición de equilibrio inestable.

5.1.1.- Estabilidad de las condiciones de flujo y la selección del diámetro de tubería de producción.

Las correlaciones de flujo multifásico están basadas y desarrolladas con datos de pozos con flujo estabilizado. Una correlación puede ser aplicada mas allá de su rango de validez sin que el usuario se de cuenta de las limitaciones. Aunque pueden ser publicadas curvas de gradiente suavizadas (uniformizadas) para gastos bajos de líquido con bajas relaciones gas-líquido total, las condiciones de flujo reales pueden ser muy diferentes a las que se esperarían de las curvas.

5.1.2.- Determinación gráfica del mínimo gasto de producción estabilizado.

Una gráfica de la presión de fondo fluyendo a 8,000 pie de profundidad contra gasto de producción de líquido para una relación gas-líquido total constante e igual a 400 pie³/bl y con una P_{vh} de 100 lb/pg, es mostrada en la Fig. 50. Se tiene una presión de fondo fluyendo aproximada de 860 lb/pg a una profundidad de 8,000 pie con un gasto de producción diario ligeramente mayor a 500 bl/día. La presión de fondo fluyendo aumenta para gastos de producción de líquido bajos y altos.

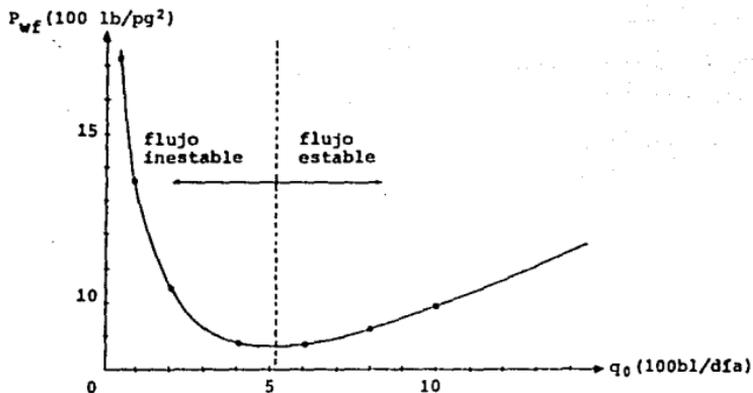


FIG. 50. PRESION DE FONDO FLUYENDO VS. GASTO DE PRODUCCION PARA UNA RGA CONSTANTE.

Las condiciones de flujo inestable tienen lugar a gastos menores que el gasto para la presión de fondo fluyendo mínima. Se debe evitar el rango de inestabilidad, en este caso, produciendo a un gasto por arriba de los 500 bl/día para eliminar el resbalamiento que tiene lugar en esta zona. Un cabeceo cíclico se desarrolla a medida que la producción diaria cae por abajo del gasto de líquido correspondiente a la presión de fondo fluyendo mínima.

Las condiciones cíclicas son perpetuadas e intensificadas por los principios de flujo de fluidos que definen un sistema de flujo multifásico vertical o inclinado y la relación del comportamiento de afluencia al pozo (definido por la aportación de fluidos del yacimiento). A medida que el gasto de líquido disminuye, la presión de fondo fluyendo aumenta lo que a su vez provoca un decremento mayor en el gasto de líquido. La mayoría de los pozos alcanzarán condiciones severas de cabeceo que pueden ser mejor descritas como una etapa de carga y descarga antes de que el pozo deje de fluir totalmente y sea clasificado como "pozo muerto".

5.1.3.- Condiciones necesarias para asegurar flujo multifásico estable.

Una explicación de las condiciones necesarias para asegurar flujo multifásico estable puede ser asociada con el mínimo gasto volumétrico de gas libre requerido por una tubería de producción de un cierto diámetro. La velocidad del gas "in situ" debe rebasar el valor mínimo que previene el resbalamiento excesivo de gas y en consecuencia un alto colgamiento de líquido, factores que provocan contrapresión en el pozo (carga hidrostática) y posteriormente su muerte.

Debido a que existe ese mínimo gasto de gas requerido; la relación gas-líquido para mantener el flujo estable debe aumentar a medida que la producción de líquido disminuye, todo esto considerando el mismo diámetro de tubería de producción. Por este motivo, no se recomienda evaluar las operaciones de B.N. en pozos que tienen un amplio rango de producción diaria, tomando como base la comparación de las relaciones gas-líquido de inyección. También, dicha velocidad de gas mínima necesaria para prevenir tan alto colgamiento, explica por qué las condiciones de flujo estable pueden ser confirmadas en diámetros pequeños de TP para pozos con producciones bajas.

La velocidad de gas se incrementa a medida que el diámetro de la TP disminuye para un mismo gasto volumétrico de gas. En otras palabras, un diámetro de TP puede ser muy amplio para pozos de baja capacidad o muy pequeño para pozos de alta capacidad.

5.1.4.- Efecto del diámetro de la TP sobre el gasto mínimo de flujo estabilizado.

Un pozo puede fluir con una sarta de tubería de diámetro externo de $2\frac{3}{8}$ pg y necesitar bombeo artificial con una tubería de mayor diámetro. Si la producción diaria tiene lugar en el rango de flujo inestable para un cierto diámetro de tubería, una presión de fondo fluyendo puede ser obtenida para la misma producción con un diámetro menor. Por ejemplo, la presión de fondo fluyendo predicha es aproximadamente $1,360 \text{ lb/pg}^2$ manométrica a $8,000$ pie de profundidad con una producción de 100 bl/día a través de una TP de $2\frac{3}{8}$ ver Fig. 50, si se introdujera una tubería de $1,000$ pg de diámetro exterior ($1\frac{1}{4}$ pg de diámetro nominal) en el mismo pozo, la presión de fondo fluyendo disminuiría aproximadamente $1,000 \text{ lb/pg}^2$, obteniéndose la misma producción. El comportamiento de la presión de fondo fluyendo de entrada al pozo contra gasto de producción para tres diámetros de TP comúnmente usados, se ilustra en la Fig. 51. Curvas de gradiente adecuadas pueden ser usadas para precisar el diámetro de TP de un pozo, basado en el gasto de producción deseado.

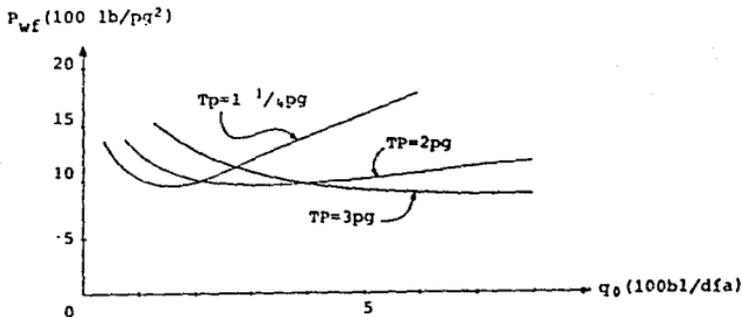


FIG. 51. PRESION DE FONDO FLUYENDO VS. GASTO DE PRODUCCION PARA TRES DIAMETROS DE TP Y PARA UNA RGA CONSTANTE.

CAPITULO 6

PROLONGACION DE LA VIDA FLUYENTE DE LOS POZOS

- 6.1. Prolongación de la Vida Fluyente de un Pozo.
 - 6.1.1. Optimación del Sistema Superficial de Producción.
 - 6.1.2. Limitaciones en la Optimación de un Sistema de Producción.

CAPITULO 6

PROLONGACION DE LA VIDA FLUYENTE DE LOS POZOS

6.1.- Prolongación de la vida fluyente del pozo

Nind propone un procedimiento para obtener la capacidad de flujo en un pozo y sus condiciones de terminación de vida fluyente. Este método consiste en la utilización de la curva de comportamiento de flujo en la tubería vertical en combinación con la del comportamiento de flujo en el yacimiento, ver las figs. 52a y 52b. La intersección de ambas curvas determina el gasto y la presión de fondo fluyendo correspondientes a una presión estática dada. Al disminuir la presión estática, se reduce la capacidad de flujo hasta que se alcanza una presión estática (P_{ws2}), a la que cesa el flujo al pasar de un gasto q_0 a cero, en unas cuantas horas.

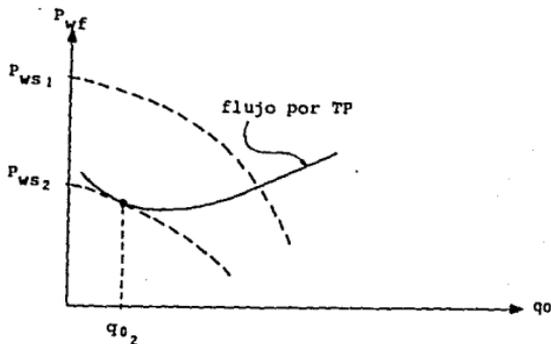


FIG. 52A. DETERMINACION GRAFICA DE LA CAPACIDAD DE PRODUCCION DE UN POZO AL VARIAR LA PWS.

Algunas de las alternativas para prolongar la vida fluuyente de un pozo son las siguientes:

- 1) Fluido en el espacio anular.
- 2) Cambio de tuberías de producción.
- 3) Uso de estrenguladores de fondo.
- 4) Tuberías concéntricas.

A continuación se resume cada alternativa :

1.- Fluido en el espacio anular

Se estudió el efecto de emplear agua o aceite en el espacio anular, mediante el uso de un programa de cómputo acoplado al de flujo multifásico.

Se apreció que para un gasto dado, se tienen menores caídas de presión cuando el espacio anular contiene aceite que cuando contiene agua. Este comportamiento se explica al considerar que el aceite, por su menor conductividad térmica, permite que los hidrocarburos fluyan a mayor temperatura por el interior de la tubería de producción. A su vez, la densidad de la columna de fluidos será menor al tener menos caídas de temperatura en la longitud de la tubería de producción, debido principalmente al efecto de la mayor liberación del gas disuelto. Los resultados obtenidos indican que el empleo de aceite en el espacio anular en vez de agua, prolonga la vida fluuyente de los pozos y permite obtener un gasto mayor.

2.- Cambio de tuberías de producción

Cada tubería de producción presenta un comportamiento de flujo diferente. Las diferentes correlaciones de flujo multifásico muestran que el gasto crítico decrece al disminuir el diámetro de la tubería de producción y se puede predecir que la presión de fondo fluuyendo correspondiente al gasto crítico decrece al disminuir el diámetro de la tubería de producción. De acuerdo a esto, para un gasto existirá un diámetro de tubería de producción con el que se manifiesten las mínimas caídas de presión.

Entonces, el criterio para la selección del diámetro de la tubería de producción es el siguiente:

Para el gasto deseado, utilizar la tubería de producción que proporcione la menor presión de fondo fluuyendo, es decir, con la que se obtenga la mínima caída de presión en la tubería de producción.

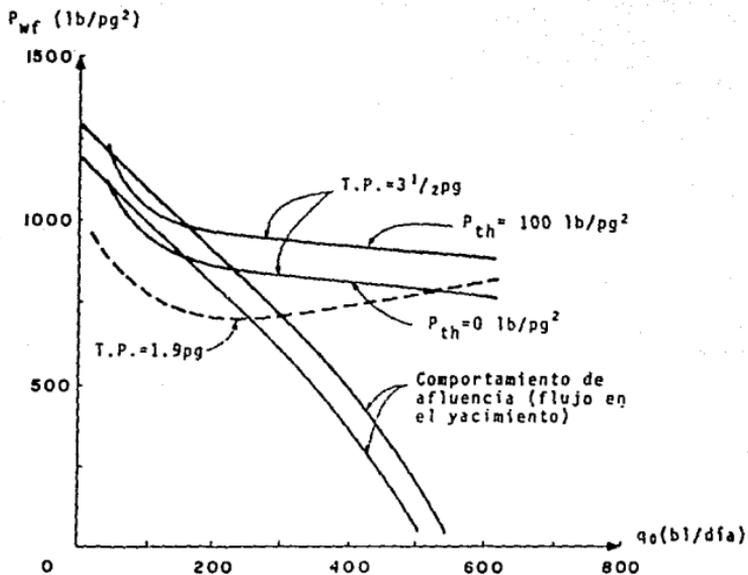


FIG. 52B. PRESION DE FONDO ESTÁTICA A LA QUE UN POZO DEJA DE FLUIR.

3.- Uso de estranguladores de fondo

En un pozo con condiciones normales de flujo, la velocidad del gas libre tiene un efecto directo sobre la cantidad de aceite que pueda ser desplazado fuera de la tubería.

El propósito principal de la instalación de un estrangulador de fondo, es provocar un incremento en la velocidad de elevación de la columna, principalmente en la parte inferior de la tubería. Con esto se logra:

- a) La liberación y expansión del gas disuelto;
- b) La expansión del gas libre que fluye junto con el aceite; y
- c) Un proceso que permite obtener una mezcla gas-aceite más íntima y uniforme, esto evita el resbalamiento del líquido y los problemas de cabeceo. Además se mantiene una contrapresión estable en el pozo.

4.- Uso de tuberías concéntricas de producción

El uso combinado de tuberías ofrece características ventajosas para prolongar la vida fluyente de los pozos.

El empleo de una tubería de menor diámetro colocada en el interior de una tubería de mayor diámetro, proporciona condiciones de flujo por demás singulares, ya que tanto el espacio anular como la tubería concéntrica interior pueden ser utilizadas como vías de flujo.

En el flujo multifásico vertical, la mayor parte de las caídas de presión se deben a la densidad de la mezcla, y al efecto de resbalamiento de la fase líquida.

Al emplear el espacio anular como vía de flujo, se favorece el efecto de empuje del aceite por el gas liberado, pues tanto el gas como el aceite alcanzan velocidades mayores, principalmente por la menor área disponible al flujo, lo que favorece en gran medida al desplazamiento del aceite por el gas liberado.

Por otra parte, las velocidades de las fases ayudan a la formación de una mezcla más uniforme, lo que reduce el resbalamiento, con lo que el flujo es más estable y por lo tanto, las pérdidas de presión se reducen.

6.1.1.- Optimización del sistema superficial de producción

La optimización en el sistema integral de producción, puede validarse tomando las siguientes medidas preventivas en la superficie:

1.- Disminuir la presión de separación

Permite una disminución sustancial en la contrapresión que ejerce el sistema de recolección y en consecuencia un incremento en el gasto de producción.

2.- Eliminar o cambiar válvulas o conexiones inadecuadas

La recomendación que deba hacer el ingeniero de producción, acerca del cambio de los dispositivos que se tengan en las conexiones superficiales, estará apoyada en un análisis de factibilidad económica.

3.- Separadores a boca de pozo

El hecho de tener separadores a boca de pozo, significa no tener contrapresión en la línea de descarga, y por ende, una reducción sustancial en la presión de fondo fluyendo.

En el caso de separadores a boca de pozo se pueden analizar dos opciones:

a.- Separar a la presión necesaria para transportar el aceite hasta la central de recolección.

b.- Separar a baja presión, y bombear el aceite hasta la central de recolección, incrementando su presión.

En la práctica, se ha notado un incremento en la producción de hidrocarburos, usando separadores a boca de pozo. Comparativamente, si se tuviera un arreglo convencional con líneas de descarga, este produciría menos hidrocarburos.

6.1.2.- Factores a considerar en la Optimización de un Sistema de Producción

Las limitantes principales que se tienen en la optimización de un sistema integral de producción se listan a continuación:

- 1.- Alta presión de separación en la primera etapa.
- 2.- Válvulas y conexiones inapropiadas y en exceso (estrangulamientos repentinos y/o cambios bruscos en la dirección del flujo).
- 3.- Tubería de producción inadecuada.
- 4.- Línea de descarga inapropiada (de diámetro pequeño y muy larga).
- 5.- Línea de descarga común (a varios pozos).
- 6.- Línea de descarga con desniveles pronunciados.
- 7.- Daño a la formación en la vecindad del pozo.

CAPITULO 7

ECONOMIA DE LA PRODUCCION

- 7.1. Objetivo de la economía de la ingeniería de producción.
- 7.2. Conceptos económicos.
- 7.3. Comentarios generales.

CAPITULO 7

ECONOMIA DE LA PRODUCCION

7.1.- Objetivo de la economía de la ingeniería de producción.

A lo largo del desarrollo del presente trabajo se han esbozado los distintos métodos más usados en el estudio y predicción del comportamiento de los pozos fluientes.

Estos métodos, no son más que herramientas que nos permitirán evaluar económicamente todas las actividades que se lleven a cabo durante la explotación del principal energético de la actualidad.

Al extraer los hidrocarburos de un yacimiento, nosotros incurrimos en una serie de acciones que se traducen en dinero (costos e ingresos). Y la labor del Ingeniero Petrolero es extraer la mayor cantidad de hidrocarburos con los métodos e instalaciones disponibles.

Al minimizar los costos mencionados y recuperar al máximo los hidrocarburos, nosotros obtenemos a su vez los máximos beneficios económicos, con lo cual cumplimos con obtener " la máxima eficiencia en la explotación de los yacimientos ".

Al seleccionar los diámetros de las tuberías de producción y de descarga y otras instalaciones así como equipos necesarios para poner a producir un pozo, nos enfrentamos ante la necesidad de realizar un análisis económico. En las Figs. 53 y 54 por ejemplo, se traza el comportamiento de la presión en la cabeza del pozo contra el gasto de producción para diferentes arreglos de tuberías de producción y de descarga, en la cual podemos observar que el incrementar el gasto al usar una tubería de producción de 3 pg en lugar de una de 2.5 pg puede no ser suficiente para compensar los costos adicionales de la terminación del pozo.

El proceso de decisión, requiere que los resultados de las alternativas realizables se arreglen de tal manera que puedan juzgarse en términos del criterio de selección. Como ya se mencionó, nuestro criterio es el de maximizar la producción y minimizar los costos.

Además de tomar en cuenta los aspectos teóricos, operativos y de mantenimiento de la producción debemos cuestionarnos si se tiene capacidad económica para llevar a cabo algún proyecto. También, debemos preguntarnos en cuánto tiempo se recuperará la inversión, cuánto obtendremos de ganancias y durante cuánto tiempo las recibiremos.

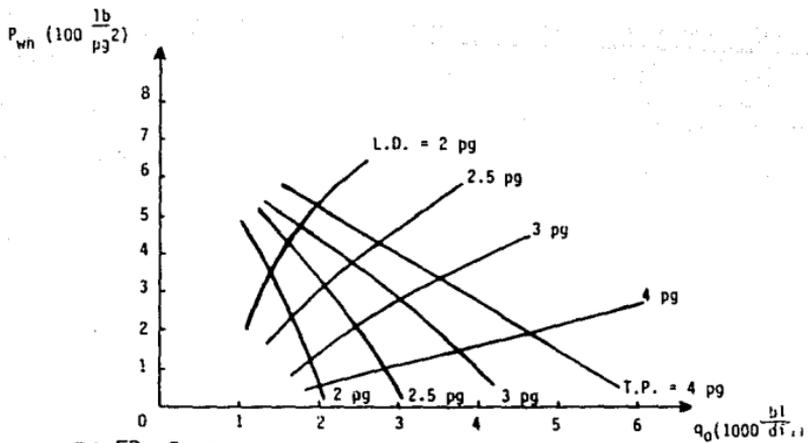


FIG. 53. GRAFICA DE ANALISIS DE FLUJO DE DIFERENTES TUBERIAS DE PRODUCCION Y LINEAS DE DESCARGA.

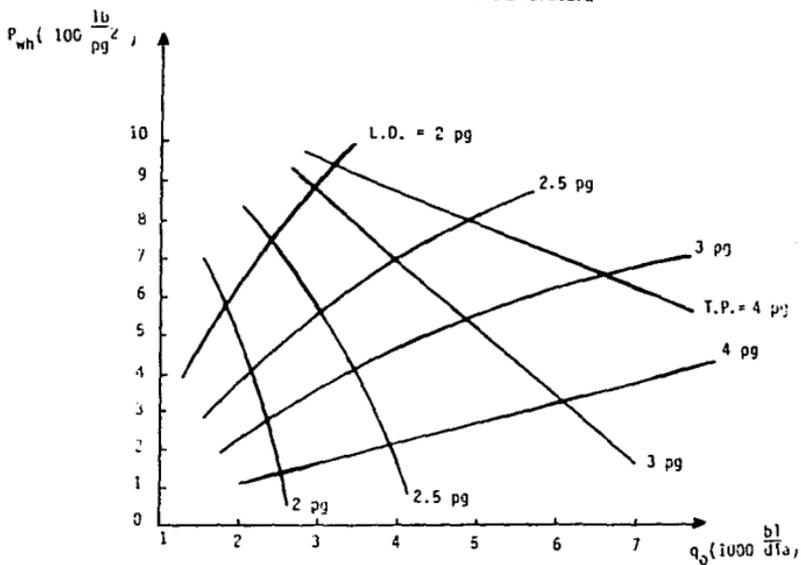


FIG. 54. GRAFICA DE ANALISIS DE FLUJO DE DIFERENTES TUBERIAS DE PRODUCCION Y LINEAS DE DESCARGA.

Para conocer la respuesta a todo este tipo de interrogantes, podemos hacer uso de ciertos conceptos económicos y poder entonces, al evaluarlos, tomar decisiones o proponerlos. Es claro que no se pretende dar un tratado sobre la evaluación económica de los proyectos que tienen lugar en la industria petrolera, pero si se mencionarán los conceptos básicos para poder formarse un criterio. En el planteamiento de estos conceptos se considera que ya se tienen nociones fundamentales sobre la economía de la ingeniería.

7.2.- Conceptos económicos.

Los parámetros económicos son utilizados como argumentos para ordenar, aceptar, o rechazar cualquier proposición. En este caso, nosotros mencionamos sólo aquellos parámetros de no-riesgo, esto es, período de cancelación, tasa interna de retorno, valor presente neto, y otros. Un buen parámetro económico debe ser interpretado para comparar y clasificar el beneficio de las oportunidades de inversión.

Newendrop en su estudio sobre los métodos de decisión aplicables a las inversiones petroleras, presenta los siguientes parámetros económicos:

- 1.- Período de cancelación.
- 2.- Relación beneficio-inversión.
- 3.- Valor del dinero en el tiempo.
- 4.- Tasa interna de retorno.
- 5.- Valor presente neto.
- 6.- Relación beneficio-inversión en valor presente.
- 7.- Análisis de sensibilidad.
- 8.- Porcentaje de ganancia sobre la inversión.
- 9.- Análisis de aceleración de proyectos.

Aunque puede ser difícil ordenar por su importancia los diferentes indicadores económicos, la mayoría de los economistas utilizan comúnmente el período de cancelación, valor presente neto, y la tasa interna de retorno, para evaluar en forma rápida un proyecto. Pero en la medida de lo posible, debemos usar todos los indicadores que podamos evaluar para argumentar cualquier proposición. A continuación se definen los parámetros más utilizados:

1.- Período de cancelación

El período de cancelación es la longitud de tiempo necesario para obtener ganancias netas acumuladas y equivalentes al valor de la inversión inicial, en pocas palabras, es el tiempo que tardamos en recuperar la inversión inicial. En la fig. 55 se tiene graficado el comportamiento de el flujo de caja contra el tiempo, y se observa que un cierto proyecto comienza a recuperarse de los egresos y se indica el momento en el que se ha recuperado la inversión (21 meses).

2.- Valor presente neto

El análisis del valor presente se utiliza frecuentemente para determinar el valor actual que tendrían los futuros ingresos o desembolsos de dinero. Por ejemplo resulta de utilidad para determinar el valor presente de una propiedad que produce ingresos tales como los de un pozo petrolero. Si se conocen los ingresos y costos futuros, entonces se puede calcular el valor presente de esos conceptos por medio de una tasa de interés adecuada.

En la Ec. 7.2.2.1., P es el valor presente de una cantidad futura C . Y a la cantidad $1/(1+i)^n$ se le conoce como el factor de descuento o de actualización. La literal i es la tasa de interés anual expresada en fracción:

$$P = \frac{C}{(1+i)^n} \quad \dots 7.2.2.1.$$

De la fig. 56 se muestra esquemáticamente el comportamiento de las ganancias o pérdidas acumulativas contra el tiempo. En ella se distinguen los siguientes conceptos: bb' , representa la inversión total de capital; ab' , representa el período de inversión; dd' , representa el beneficio expresado como un porcentaje de la inversión total de capital (ganancia); $b'c$, representa el período de cancelación; ad' , representa la vida económica del proyecto.

En la fig. 57, se puede observar que la ganancia disminuye y el tiempo de cancelación aumenta conforme se incrementa la tasa de interés de oportunidad; tasa de interés a la que se consigue el capital de la inversión, o tasa que representa la potencialidad de ganancia de las inversiones, como es el caso de la industria petrolera que genera su propio capital.

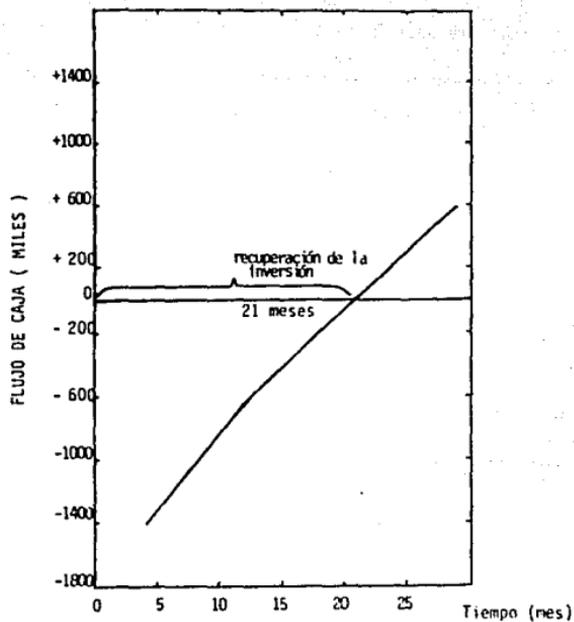


FIG. 55. CURVAS DEL TIEMPO DE RECUPERACION DE LA INVERSION.

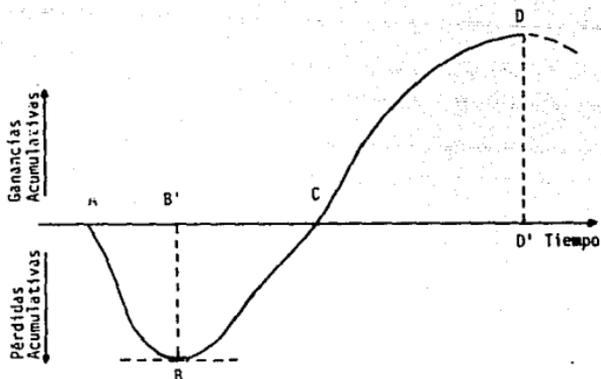


FIG. 56. ESQUEMA DEL COMPORTAMIENTO ECONOMICO DE UN PROYECTO DE INVERSION: UTILIDAD ACUMULADA VS. TIEMPO.

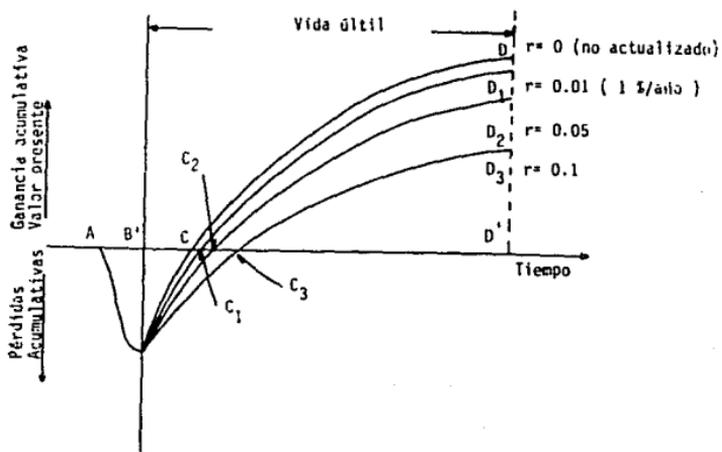


FIG. 57. EFECTO DE LA TASA DE DESCUENTO EN LA UTILIDAD ACUMULADA.

3.- Tasa interna de retorno

La tasa interna de retorno es aquel interés que hace que el valor presente de un ingreso sea igual al valor presente de la inversión. El término "tasa interna de retorno", también es utilizado para referirse como concepto similar al período de cancelación. Esta tasa se obtiene por ensaye y error. Primeramente se selecciona una tasa de interés y con esta obtenemos el factor de descuento o actualización para un número de períodos que va desde cero hasta n . Este factor obtenido se aplica sobre los flujos de caja netos obtenidos en cada período correspondiente y posteriormente se efectúa una suma de cada cantidad obtenida, poniendo atención en el momento en que se iguala o se rebasa el valor de la inversión. Finalmente se interpola el valor de la tasa de interés para el cual se tiene la inversión inicial, el cual será el valor de la tasa interna de retorno.

En la **fig. 58** se puede observar que existe un valor para la tasa de interés para la cual los ingresos netos igualan a la inversión inicial. También se puede apreciar que entre más alta sea la tasa interna de retorno, el proyecto resulta más atractivo para los inversionistas.

Existen otros indicadores económicos utilizados, pero la mayoría son adaptaciones o modificaciones de los conceptos aquí presentados. Para mayor referencia se sugiere consultar algún texto sobre economía de la ingeniería.

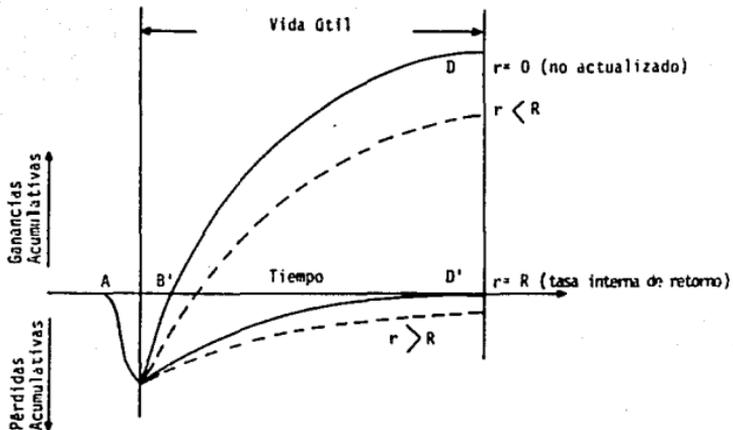


FIG. 58. TASA INTERNA DE RETORNO.

7.3.- Comentarios generales

El problema de pozos fluyentes no es tan simple. Las diferentes variables y sus variaciones rápidas pueden complicar el problema. Sin embargo, si se cuenta con buena información del pozo y se puede predecir la variación de la presión de fondo estática, la presión de fondo fluyendo, las relaciones gas-aceite y agua aceite, se puede determinar la combinación de diámetros de las tuberías de producción y de revestimiento, predecir la necesidad de estrangular algún pozo (diámetro de estrangulador), y predecir los máximos gastos de flujo del pozo (vida fluyente). También podemos hacer juicios económicos acerca de los diámetros de tubería de producción y de descarga que se pueden utilizar.

Finalmente, el sistema integral de producción debe ser considerado para cualquier análisis que se deba efectuar. Las tuberías de producción y de descarga podrían ser el factor limitante del gasto de producción y no el yacimiento. Un tratamiento de estimulación puede ser innecesario, ya que el sistema puede ser incapaz de manejar producciones adicionales (gastos adicionales). Sin embargo tal vez encontremos todo lo contrario; esto es, diámetros mayores de tubería de producción, de descarga o de espacio anular, pueden ser beneficios. Sólo estableciendo un criterio del comportamiento integral del sistema, podemos evaluarlo adecuadamente.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La explotación de los pozos fluyentes es la más económica en la industria petrolera, puesto que, se utiliza la propia energía del yacimiento para llevar los hidrocarburos hasta la superficie. Es conveniente, prever desde un inicio las restricciones posibles al flujo, para diseñar el sistema de producción en forma adecuada.

La utilización de curvas de gradiente de presión es práctica y sencilla, sin embargo, es difícil encontrar curvas que se ajusten a las condiciones reales del pozo, ya que por lo general están elaboradas para ciertas condiciones de producción y parámetros determinados.

El mantenimiento de un pozo fluyente es mínimo, si se compara con el que requiere un sistema artificial de producción. Los costos de mano de obra y materiales son también reducidos, de aquí la importancia de sostener la vida fluyente de los pozos petroleros.

El ingeniero de producción debe saber cómo analizar e interpretar el comportamiento del sistema de producción; también, debe evaluar económicamente las diferentes alternativas técnicamente posibles para asegurar que el ritmo de explotación recomendado es el que conduce al máximo beneficio. La selección de las modificaciones a un sistema de producción, y el orden de su aplicación, debe basarse en un análisis económico; en el que se compare el beneficio esperado, con la inversión adicional que es necesario realizar.

Dada la importancia que tiene la explotación del petróleo y considerando que prácticamente sostiene la economía del país; es preciso, que se tomen en cuenta en mayor grado los estudios ingenieriles, y que los ingenieros asuman su papel en la administración y explotación de este recurso estratégico.

NOMENCLATURA

A, área del estrangulador, pg^2 .

Bc, factor de volumen del aceite a la presión promedio.

Bv, factor de volumen del agua a la presión promedio.

Bg, factor de volumen del gas.

C, monto de una cantidad futura, dólares.

C, coeficiente de descarga del estrangulador.

Cp, calor específico a presión constante.

Cv, calor específico a volumen constante.

dc, diámetro del estrangulador, $1/64$ pg.

D, profundidad, pie.

Dq, término de turbulencia de flujo.

EF, eficiencia de flujo de la formación.

f(P), función de la presión.

h, espesor de la formación.

h, espesor del intervalo productor.

h, espesor neto del intervalo productor, pie.

hp, intervalo disparado, pie.

IP, índice de productividad constante, bl/día/lb/pg^2 .

IPR, índice de comportamiento de flujo, bl/día/lb/pg^2 .

i, tasa de interés fija, fracción.

J, índice de productividad constante, bl/día/lb/pg^2 .

Jo', factor que se determina para cada pozo, $\text{bl/día}/(\text{lb/pg}^2)^{2n}$.

k. permeabilidad absoluta de la formación.
k, permeabilidad de la formación, md.
K, relación de calores específicos.
kro, permeabilidad relativa al aceite.
krw, permeabilidad relativa al agua.
ko, permeabilidad efectiva al aceite, md.
kv, permeabilidad efectiva al agua, md.

L, longitud, pie.

n', factor que se determina para cada pozo, $\text{bl/día}/(\text{lb/pg}^2)^{2n}$.
n, exponente de turbulencia, adimensional.
a, período de tiempo considerado, años.

\bar{P} , presión media del yacimiento, lb/pg^2 .
 P_b , presión de saturación, lb/pg^2 .
 P_{wf} , presión de fondo fluyendo con daño o real, lb/pg^2 .
 P_{wf} , presión de fondo a la profundidad media del intervalo, lb/pg^2 .
 P_{wf}' , presión de fondo fluyendo sin daño o ideal, lb/pg^2 .
 P_{wh} , presión en la cabeza del pozo, lb/pg^2 .
 P_{whb} , presión en la cabeza del pozo corriente abajo, lb/pg^2 .
 P_{whu} , presión en la cabeza del pozo corriente arriba, lb/pg^2 .
 P_{we} , presión de fondo estática, lb/pg^2 .
 P_{th} , presión en la cabeza del pozo, lb/pg^2 .
P, principal, dólares.

q, gasto de producción antes del cierre del pozo.
qg, gasto de gas, pie^3/bl .
qb, gasto de producción cuando la $P_{wf} = P_b$, bl/día .
qo, gasto de aceite, bl/día a c.s.
qo max, gasto máximo o potencial del pozo, bl/día .
qo max, gasto máximo del pozo, bl/día .
qob, gasto de aceite a la presión de saturación, bl/día .

re, radio de drenaje del pozo, pie.
rv, radio del agujero, pie.
ra, radio con daño, pie.

R, relación gas-aceite, Mpie^3/bl
RGA, relación gas-aceite, Mpie^3/bl

S, factor de daño a la formación.
S, diámetro del estrangulador, 1/64 pg.
Sg, saturación de gas, fracción.
So, saturación de aceite, fracción.
Sw, saturación de agua, fracción.

T, temperatura, °F.

WOR, relación agua-aceite, fracción.

α , factor de conversión de unidades, 141.2 para el sistema inglés.

β , coeficiente de flujo turbulento.

γ_g , densidad relativa del gas (aire=1).
 γ_o , densidad relativa del aceite (agua=1).
 γ_w , densidad relativa del agua (agua=1).

Δ , abatimiento.

θ , ángulo, grados.

μ_o , viscosidad a la presión promedio $(P-Pwf)/2$, cp.
 μ , viscosidad del aceite, cp.

ρ , densidad del fluido, lbm/pt³.

σ_o , tensión interfacial del aceite, dinas/cm.
 σ_w , tensión interfacial del agua, dinas/cm.

ϕ , diámetro, pg.

REFERENCIAS

Artículos Técnicos

- 1.- Jones, Blount and Glaze: "Use of short Term Multiple Rate Flow Test to Predict Performance of Well having Turbulence", SPE 6133, 1976.
- 2.- Van Everdingen, A. V.: "The Skin Effect and its Influence on the Productive Capacity of a Well", Transaction AIME, 1953.
- 3.- Vogel, J. V.: "Inflow Performance Relationships for Solution Gas drive Well", JPT January 1968.
- 4.- Standing, M. B.: "Inflow Performance Relationship for Damaged Well Producing by Solution Gas drive", JPT, November 1970.
- 5.- Fetkovich, M. J.: "The Isochronal Testing of Oil Well": SPE Paper No. 4529, 48th annual fall meeting of SPE of AIME, Las Vegas, Nevada, September-October, 1973.
- 6.- Eickmeier, James R.: "How to Accurately Predict Future Well Productivities", World Oil, May 1968.
- 7.- Standig, M. B.: "Concerning the Calculation of Inflow Performance of Well Producing from Solution Gas drive Reservoirs", JPT, September 1971.
- 8.- Ros, N.C.J.: "Simultaneous Flow of Gas Liquid as Encountered in Well Tubing", JPT october, 1961.
- 9.- Garaicochea y colaboradores: "Estudio Teórico de Procedimientos para Prolongar la Vida Fluuyente de los Pozos", Congreso anual AIPM, 1987.

Libros de Texto

- 1.- Gilbert, W.E.: "Flowing and Gas Lift Well Performance", API, Drilling and Production Practice, 1954.
- 2.- Brown, K. E. et Al: "The Technology of Artificial Lift Methods", Vol I, Pen Well Books, 1977.
- 3.- Nind, T. W. E.: "Principles of Oil Well Production", McGraw Hill Book Co. Inc., New York, 1964.

- 4.- Valderrabano, H. A., Rayón Casiano, R., Osorno Manzo, J. A., Rodríguez Nieto R.: "Apuntes de Evaluación de la Producción", Facultad de Ingeniería, UNAM.
- 5.- Brown, K.E. et Al: "The Technology of Artificial Lift Methods", Penn Well Books, Vol. 4.
- 6.- Muskat M.: "Physical Principles of Oil Production", McGraw Hill Co. Inc., New York, 1949.
- 7.- Brown, K.E. et Al: "The Technology of Artificial Lift Methods", Penn Well Books, Vol. 3a.
- 8.- Standing, M. B.: "A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oil and Gases", Drill and Production Practice, API, 1947.
- 9.- Gómez Cabrera J.A.: "Apuntes de Producción de Pozos I", Facultad de Ingeniería, UNAM.

Tesis de Apoyo

- 1.- Fuentes, N.F.: "Análisis Nodal, Fundamentos y Aplicaciones", Tesis, Facultad de Ingeniería, UNAM, 1986.
- 2.- López, G.: "The Effect of Variables y Multiphase Flow", M.S., Thesis, The university of Tulsa, 1975.
- 3.- Waldy, Djohan: "The Effect of Surface Tension in Two-phase Vertical Flow", M.S. Thesis, The university of Tulsa, 1975.