

deja 18



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO.

FACULTAD DE INGENIERIA

**"FENOMENO DE CABECEO: CAUSAS Y
METODOS DE CONTROL EN POZOS
FLUYENTES Y DE BOMBEO
NEUMATICO CONTINUO"**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

MARTIN
RODOLFO

LOPEZ
MORADO

SOLARES
GONZALEZ

MEXICO, D. F.

1988



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.

INDICE

	Págs.
INTRODUCCION	1
CAPITULO I: GENERALIDADES.....	3
I.1 Pozos Fluyentes.....	5
I.2 Bombeo Neumático Continuo.....	25
CAPITULO II: CABECEO.....	35
II.1 Análisis del Cabeceo por W.E. Gilbert....	38
II.2 Cabeceo de Formación según A.W. Gruppings- y colaboradores.....	44
II.3 Análisis del Cabeceo de pozos con Bombeo- Neumático Continuo por A.W. Gruppings, C.W. F. Luca y F.D. Vermeulen.....	50
CAPITULO III: METODOS DE CONTROL DEL CABECEO- EN POZOS FLUYENTES.....	63
III.1 Sugerencias de W.E. Gilbert para contro- lar el Cabeceo de pozos fluyentes.....	64
III.2 Métodos sugeridos por F. Garaicochea y - F. Fuentes para prevenir o controlar el Ca- beceo.....	68
III.3 Métodos de control del Cabeceo de Forma- ción según A.W. Gruppings y colaboradores..	77
CAPITULO IV: METODOS DE CONTROL DEL CABECEO EN POZOS CON BOMBEO NEUMATICO CONTINUO.....	81
IV.1 Sugerencias para controlar el Cabeceo en- pozos con Bombeo Neumático Continuo por A. W. Gruppings y colaboradores.....	82

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES...	92
V.1 Programas de Computación.....	93
V.2 Conclusiones.....	105
V.3 Recomendaciones.....	107
NOMENCLATURA.....	127
BIBLIOGRAFIA.....	129

INTRODUCCION

El cabeceo es un tipo de flujo ineficiente que se puede presentar bajo condiciones muy diversas, por lo que, puede provocar problemas operacionales que suelen incrementar los costos de producción. Por tal motivo, es conveniente realizar un estudio exhaustivo que conlleve a la prevención o en su defecto al control de éste.

W.L. Gilbert fue el primero que describió el fenómeno de cabeceo en pozos fluentes, señalando sus causas y proponiendo algunos métodos para controlarlo. Posteriormente --- otros autores han seguido analizando pozos que exhiben tal comportamiento de flujo. A.W. Gruppig, además de estudiar el cabeceo en pozos fluentes encontró que también podía -- presentarse en pozos que tienen implementado el bombeo neumático continuo como método de producción.

El propósito de esta tesis es presentar una recopilación de algunos de los trabajos que se han desarrollado para describir las condiciones bajo las cuales se puede presentar el cabeceo. Asimismo, se proponen métodos para su -- prevención y control; también se presenta un programa de -- cómputo diseñado para determinar el flujo inestable de pozos fluentes y proporciona, además los ajustes necesarios.

(modificando el diámetro del estrangulador y/o el diámetro -
de la tubería de producción) para eliminarlo.

CAPITULO I

GENERALIDADES

Introducción

Generalmente, el sistema completo de flujo de un pozo - consta de tres subsistemas, iniciando en el yacimiento y -- terminando en la primera etapa del proceso de separación, - Fig. 1.

A. Comportamiento de Afluencia (Fig. 1)

Desde el radio de drene, a través del yacimiento po-
roso y permeable hasta el pozo.

B. Comportamiento de Flujo Vertical

A través de la tubería de producción y/o tubería de
revestimiento hacia la superficie. Empieza en el -
intervalo medio productor y termina en el estrangulador
superficial o al inicio de la línea de descar-
ga.

C. Comportamiento de Flujo en Superficie

Por la línea de descarga a través del cabezal o múl

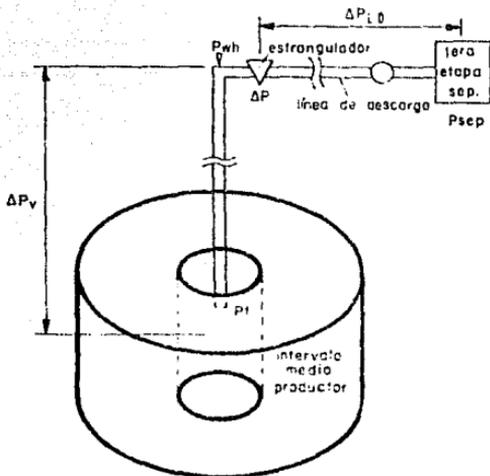
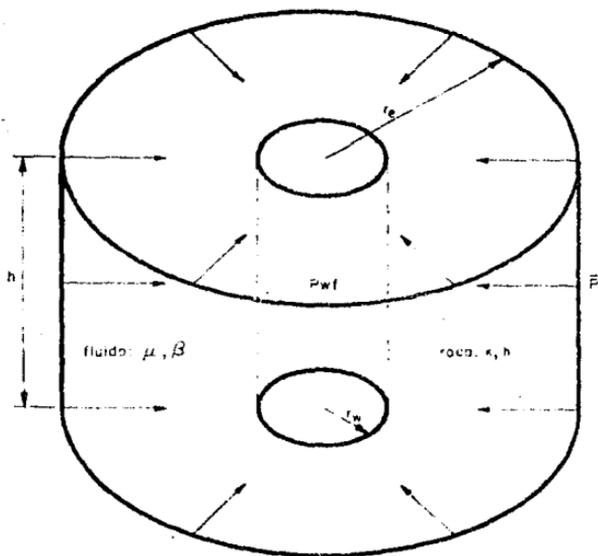


FIG. 1



tipla a la primera etapa de separación.

I.1 Pozos Fluyentes

Para comprender el comportamiento de pozos fluyentes, - es esencial reconocer que hay un conjunto de condiciones -- que afectan el flujo de mezclas gas-líquido, cuando entran al pozo desde la formación, un conjunto diferente de condiciones que afecta el flujo de mezclas del fondo a la superficie del pozo, y un tercer conjunto afectando el flujo a través de estranguladores de superficie. Se designa al primero como "afluencia al pozo", al segundo como "flujo vertical" y al tercero como "estrangulamiento".

- Afluencia al Pozo

El conocimiento del comportamiento de afluencia al pozo es indispensable para la explotación de pozos petroleros para obtener la utilidad máxima bajo cualquier juego de condiciones impuestas.

Para determinar la afluencia a un pozo en cualquier etapa de su vida productiva es necesaria:

1. La medición del gasto másico de afluencia al pozo, -

de cada fase corregido a condiciones del punto medio del intervalo productor, para cada una de las series de presiones de operación estables medidas al punto-medio.

2. La medición de la presión estática al punto medio -- del intervalo productor.

Si la presión media del yacimiento (\bar{P}) y la presión de fondo fluendo se encuentran por arriba de la presión de burbujeo (P_b), la relación entre el gasto de producción (q) y la diferencial de presión ($\bar{P} - P_{wf}$) es lineal. Este comportamiento es llamado "Índice de Productividad" (IP o J), - como se muestra en la Fig. 2. Si la producción está en --- bl/día y la diferencial de presión está en lb/pg², entonces el IP será:

$$J = q / (\bar{P} - P_{wf}) \quad \text{bl/día/ lb/pg}^2 \quad \dots 1$$

El ángulo θ que forma esta recta con el eje de presiones:

$$\text{Tan } \theta = \frac{OB}{OA} = J \quad \dots 2$$

Cuando la presión de fondo fluendo es cero, entonces -

se obtiene el gasto máximo o potencial del pozo, es decir, $q = J \times \bar{P}$; en la Fig. 2 corresponde al punto B.

A medida que avanza la explotación del yacimiento su presión media se abate, por lo que al alcanzar la presión de saturación la relación entre el gasto de producción y la diferencial de presión ya no es una línea recta, sino una curva (Fig. 3). La dirección de la curvatura es tal que el valor de J disminuye al aumentarse los valores de la diferencial de presión o del gasto. Para diferenciarlo del índice de productividad lineal, Gilbert lo llamó "Relación de Comportamiento de Afluencia o IPR".

Considerando una masa de aceite moviéndose hacia el pozo, su presión disminuye a medida que se acerca, permitiendo la liberación de gas. De esta manera la saturación de gas libre en la vecindad del pozo aumenta, así la permeabilidad relativa al gas se incrementa en perjuicio de la permeabilidad relativa al aceite. Conforme mayor sea el abatimiento de presión el efecto es más pronunciado, por lo cual es de esperarse que el índice de productividad (el cual depende de la permeabilidad efectiva al aceite) disminuya y la R producida (la cual está en función de la permeabilidad efectiva al gas) se incremente. Esto nos lleva al entendimiento de la forma curvada del IPR, siempre que la presión de fondo fluyendo esté por debajo de la presión de saturación.

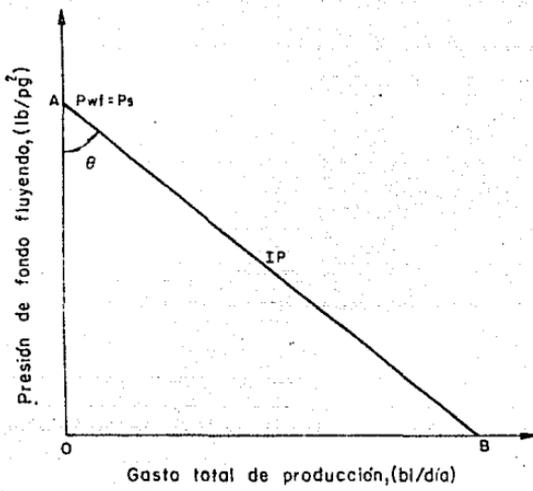


FIG. 2

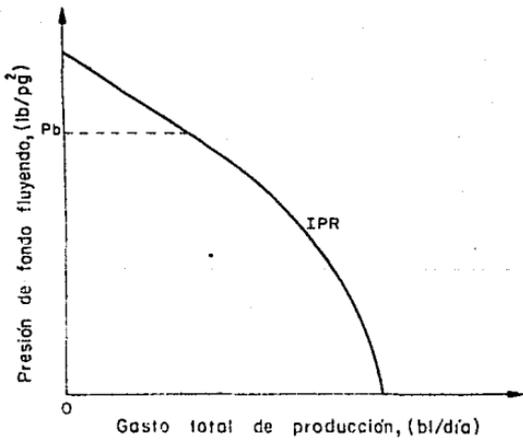


FIG. 3

Por lo general, a medida que la presión de operación en el pozo es abatida el gasto de afluencia de líquido aumenta, por lo contrario una gran presión en el fondo del pozo - facilita el flujo vertical pero dificulta la afluencia lateral.

IPR de un yacimiento con empuje por gas disuelto.

Vogel desarrolló una ecuación empírica para determinar el IPR, cuando la presión media del yacimiento es menor a su presión de saturación y produce por empuje de gas disuelto. Esta ecuación es:

$$\frac{q}{q_{\text{máx}}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}} \right)^2 \quad \dots 3$$

donde

q = producción de líquido a las condiciones dadas, ---
bl/día

$q_{\text{máx}}$ = potencial del pozo, bl/día

P_{wf} = presión de fondo fluyendo, lb/pg²

\bar{P} = presión media del yacimiento, lb/pg²

La representación gráfica de la ecuación se muestra en la Fig. 4. En esta ecuación Vogel no considera daño o mejoramiento del pozo, es decir, considera una eficiencia de flujo igual a uno.

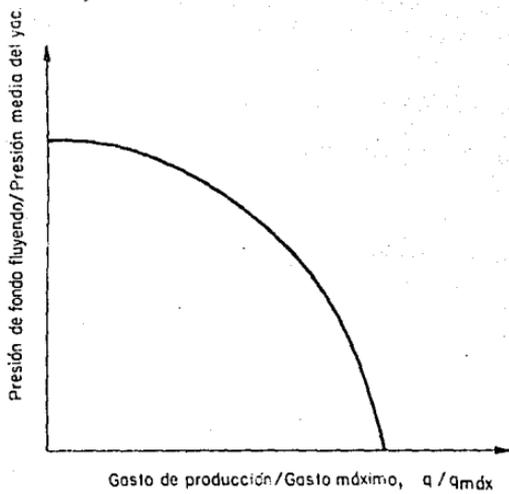


FIG. 4

En un análisis, Standing reescribió la ecuación 3 como:

$$\frac{q}{q_{\text{máx}}} = \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}}\right) \left(1 + 0.8 \frac{P_{wf}}{\bar{P}}\right) \quad \dots 4$$

usando la ecuación 1

$$J = q / (P_B - P_{wf}) \quad \dots 5$$

despejando la producción, q

$$q = J (P_B - P_{wf}) \quad \dots 6$$

sustituyendo 6 en 4

$$\frac{J (P_B - P_{wf})}{q_{\text{máx}}} = \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}}\right) \left(1 + 0.8 \frac{P_{wf}}{\bar{P}}\right)$$

$$J = \frac{q_{\text{máx}}}{P_B - P_{wf}} \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}}\right) \left(1 + 0.8 \frac{P_{wf}}{\bar{P}}\right)$$

$$J = \frac{q_{\text{máx}}}{\bar{P} - P_{wf}} \left(\frac{\bar{P} - P_{wf}}{\bar{P}}\right) \left(1 + 0.8 \frac{P_{wf}}{\bar{P}}\right)$$

$$J = \frac{q_{\text{máx}}}{\bar{P}} \left(1 + 0.8 \frac{P_{wf}}{\bar{P}}\right) \quad \dots 7$$

Nota: se considera despreciable la diferencia entre \bar{P} y P_B .

Sea J' el valor inicial de J , al tender la presión de fondo fluyendo al valor de la presión media, la ecuación 7- queda:

$$J' = \frac{1.8 q_{m\acute{a}x}}{F} \quad \dots 8$$

dividiendo la ecuación 8 por la ecuación 7

$$\frac{J'}{J} = \frac{\frac{1.8 q_{m\acute{a}x}}{F}}{\frac{q_{m\acute{a}x}}{F} \left(1 + 0.8 \frac{P_{wf}}{F} \right)}$$

despejando J'

$$J' = 1.8 J / \left(1 + 0.8 \frac{P_{wf}}{F} \right) \quad \dots 9$$

que permite calcular J' a partir de un valor medido de J . - También J' se puede obtener con la ecuación de flujo radial:

$$J' = \frac{0.007082 K_o h}{B_o \mu_o \left(L_n (r_e/r_w) - 3/4 \right)} \quad \dots 10$$

Siendo J_f' un valor futuro de J' , usando la ecuación 10 para condiciones futuras y presentes, J_p' , y dividiendo después se obtiene:

$$J_f' = J_p' \left(\frac{K_{ro}}{B_o \mu_o} \right) f / \left(\frac{K_{ro}}{B_o \mu_o} \right) p \quad \dots 11$$

despejando $q_{m\acute{a}x}$ de 8 y sustituyendo en 4 se obtiene:

$$q_o = \frac{J_f' F_f}{1.8} \left(1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{F} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{F} \right)^2 \right) \dots 12$$

con la que se puede trazar la curva de IPR futuro.

- Flujo vertical

Con un diámetro de tubería de producción, un gasto y una relación gas-líquido dados, se puede conocer cuanta presión es necesaria para bombear el líquido en flujo vertical, desde el fondo del pozo a la superficie.

La descripción física del sistema de flujo vertical incluye factores que afectan la presión de entrada, P_t , tales como:

1. Diámetro interior de la sarta de T.P.
2. Longitud de T.P.
3. Longitud y diámetro interior de cualquier válvula o dispositivo de control subsuperficial.
4. El gasto de producción.
5. La relación gas-líquido.
6. El porcentaje de agua.
7. Las propiedades del fluido, que incluyen propiedades PVT del aceite y gas; densidades del aceite, gas y agua; viscosidades y factores de volumen del aceite, gas y agua; y tensión superficial del aceite.
8. Regímenes de flujo de los fluidos.
9. La presión en la cabeza del pozo.

El sistema de afluencia al pozo y el de flujo vertical se interceptan e interactúan en el punto medio del intervalo productor en el agujero.

Para flujo vertical de dos fases la caída de presión -- por unidad de longitud no es constante, sino que aumenta -- con la profundidad. El gradiente de presión es diferente pa ra cada diámetro de tubería, cada gasto de líquido y cada R

a presiones menores a la de saturación.

Se observa que para cada flujo vertical de dos fases:

1. Para una R constante se tiene que existe un gasto de flujo que requiere una mínima presión de entrada. — Tal gasto y su presión correspondiente aumentan conforme la R disminuye, como se indica en la Fig. 5-A.
2. Para un gasto de flujo constante hay una R que proporciona la mínima presión de entrada. Esta R es inversamente proporcional al gasto, mientras la presión mínima es directamente proporcional al gasto, — como se muestra en la Fig. 5-B.

La R que proporciona la mínima presión de entrada a cualquier gasto se denomina relación gas-líquido óptima.

El flujo de dos fases a través de tuberías verticales — se ve afectado por la resistencia, causada por la fricción, y el resbalamiento del gas a través del aceite. La fricción es menos importante cuando el resbalamiento es muy grande y viceversa, con lo que a bajos gastos se requiere más presión para vencer el resbalamiento y a altos gastos es necesaria mayor presión para vencer la fricción, Fig. 6.

El resbalamiento es el fenómeno natural del flujo a ma-

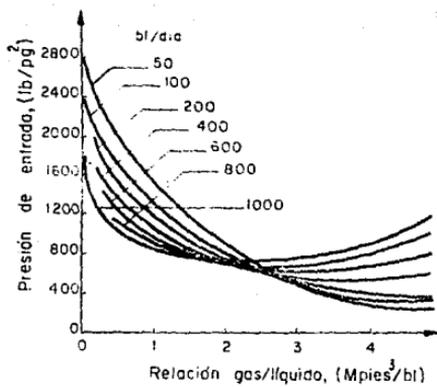


FIG. 5A

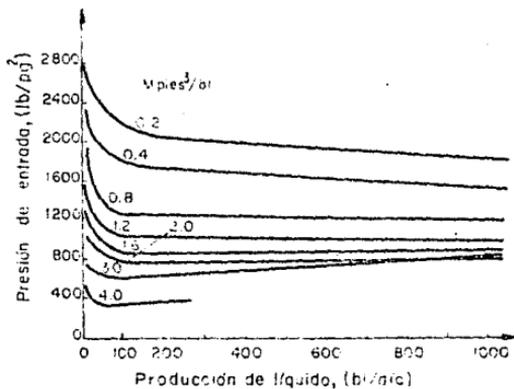


FIG. 5B

yor velocidad de una de las dos fases. Las causas del resbalamiento son la menor resistencia al flujo de gas, la mayor compresibilidad del gas provoca que éste viaje a mayor velocidad, la segregación gravitacional ocasiona menor velocidad de la fase líquida en flujo ascendente.

El colgamiento es la relación entre el volumen de líquido existente en una sección de tubería a las condiciones de flujo, entre el volumen de dicha sección.

A medida que los fluidos del yacimiento suben a través de la T.P. se libera el gas disuelto debido a la disminución de presión. Por tal motivo, se pueden presentar diferentes formas de flujo entre las fases a lo largo de la tubería, a éstas se les conoce como patrones de flujo.

Si la P_{wf} es superior a la P_b del crudo, en la parte baja de la T.P. se encuentra únicamente líquido. Conforme el líquido asciende por la tubería de producción disminuye la presión y se empiezan a formar burbujas; dicho patrón de flujo es llamado flujo burbuja.

Según el fluido va subiendo, las burbujas aumentan de tamaño y número. Las burbujas más grandes se deslizan hacia arriba a mayor velocidad que las pequeñas, porque el volumen de la burbuja y, por lo tanto, el efecto de flotación,

depende del cubo del radio, mientras que la resistencia al rozamiento en la superficie de la burbuja varía únicamente con el cuadrado del mismo. De este modo, las burbujas mayores arrastran a las más pequeñas, aumentando de tamaño y -- llegando a cubrir casi el diámetro total de la T.P.. En esta etapa los baches de aceite están separados por bolsas de gas que ocupan toda la sección transversal de la tubería, -- por lo que este tipo de flujo es llamado por baches.

A más bajas presiones, las bolsas de gas pueden llegar a expandirse tanto que logran atravesar el bache de aceite, formando una fase continua en el centro de la tubería y --- arrastrando hacia arriba gotitas de aceite disperso en --- ella. Este movimiento va acompañado de una película de aceite moviéndose ascendentemente, la cual se adhiere a la pa--red de la tubería y aumenta en espesor con la profundidad.-- Esta película combinada con el flujo de gas en el centro -- llevando aceite disperso se llama flujo anular. Al seguir -- bajando la presión, el volumen de gas es mucho mayor, resul--tando en un adelgazamiento de la película de aceite hasta -- que desaparece y el patrón de flujo se llama ahora flujo --niebla (una fase continua de gas transportando conjuntamente gotitas de aceite).

El gradiente de presión en un punto cualquiera de la --

T.P. se ve afectado por el patrón de flujo presente, las -- viscosidades del aceite y gas y sus variaciones con la presión y temperatura; las propiedades PVT de los fluidos del yacimiento; la P_{wf} y la presión de la cabeza del pozo ---- (P_{th}).

Gilbert desarrolló un juego de curvas de gradiente generalizadas para diferentes gastos de producción, diámetros - de tubería de producción y R. Estas curvas de gradiente em-piricas dan un error no mayor al 15%. Las curvas de gradien-te son en realidad partes de una sola curva y pueden hacerse coincidir moniéndolas verticalmente, Fig. 7; en B se --- muestra esta curva con unas presiones en la cabeza de K, L, M y N, correspondientes a las marcadas en A. La curva m de A es la curva de B en el punto X tomando la profundidad como cero.

Las diversas correlaciones existentes para el cálculo - de distribución de presión con flujo multifásico, pueden -- clasificarse en tres tipos:

Tipo 1. No se considera resbalamiento entre las fases.-

La densidad de la mezcla se obtiene en función- de las propiedades de los fluidos, corregidas - por presión y temperatura. Las pérdidas por --- fricción y los efectos del colgamiento se expre

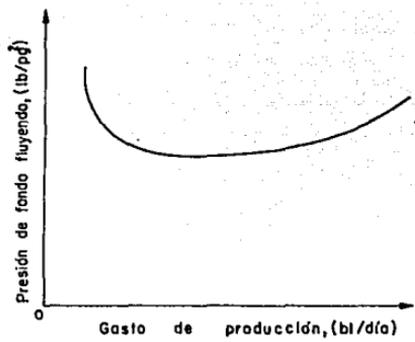


FIG. 6

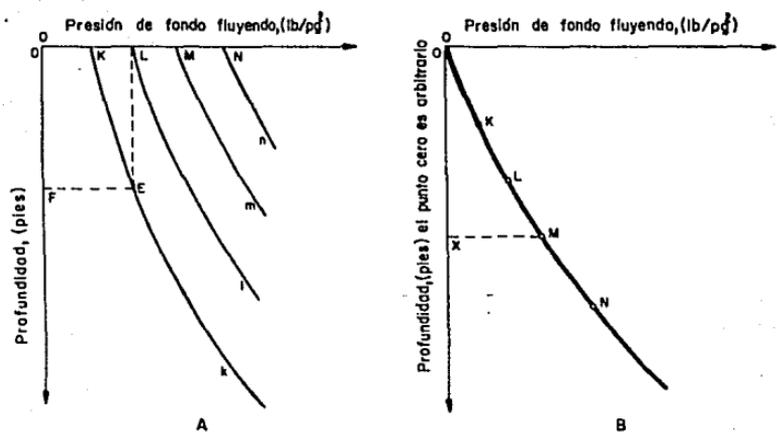


FIG. 7

san por medio de un factor de fricción correlacionado empíricamente. No se distinguen patrones de flujo. Dentro de este tipo están incluidos los métodos de Poettman y Carpenter, Fancher y Brown, y Baxendell y Thomas.

Tipo 2. Se toma en cuenta el resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se calcula utilizando el concepto de colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades combinadas del gas y líquido. No se distinguen regímenes de flujo. Se incluye el método de Hagedorn y Brown.

Tipo 3. Se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se determina mediante el colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades del fluido en la fase continua. Se distinguen diferentes patrones de flujo. Entre las principales correlaciones consideradas en este tipo están Duns y Ros, Orkiszewski, Aziz, Beggs y Brill, Chierici, Gould y Tek, etc.

A pesar de los esfuerzos hechos por encontrar una correlación aplicable a la generalidad de los casos, esto no ha-

sido posible hasta ahora. Por lo que, para calcular las caídas de presión por tuberías, se seleccionará el método que permita reproducir, con mayor aproximación, los valores medidos en el campo, de dichas caídas de presión. Sin embargo, generalmente es necesario realizar algunos ajustes para lograr mayor precisión en los resultados.

En este trabajo se empleará la correlación de Beggs y Brill (en capítulos posteriores), para flujo multifásico -- vertical, cuya ecuación básica es:

$$\frac{dp}{dh} = \frac{1}{144} \left[\frac{\frac{g}{g_0} \bar{\rho}_m + \frac{f_{tp} \bar{\rho}_m v_m^2}{5.362 d}}{1 - \frac{v_m v_{sg} \bar{\rho}_m}{g_c \bar{p}}} \right]$$

- Flujo por estranguladores

Estrangulador es el término petrolero para el orificio usado en la salida de la tubería para controlar el gasto de un pozo.

Función de un estrangulador

Sirve para controlar la presión de los pozos, regulando

la producción de aceite y gas o para controlar la invasión de agua o arena. En ocasiones sirve para regular la parafina, ya que reduce los cambios de temperatura; así mismo, -- ayuda a conservar la energía del yacimiento, asegurando una declinación más lenta de los pozos, aumentando la recuperación total y la vida fluyente.

Muchos autores han desarrollado ecuaciones para describir el comportamiento de flujo de mezclas a través de un estrangulador. En dichas ecuaciones está considerado el flujo crítico, es decir, se supone que las velocidades reales de la mezcla a través del estrangulador son superiores a la velocidad del sonido, para tal condición la presión corriente abajo, o en la línea de descarga, no afecta la presión corriente arriba (en la cabeza del pozo).

En la práctica se considera que la presión en la línea de descarga es la mitad de la presión corriente arriba --- (P_{th}) para asegurar que exista flujo supersónico, es decir:

$$\frac{P_d}{P_{th}} \leq 0.5283$$

Gilbert obtuvo la siguiente ecuación empírica

$$P_{th} = \frac{435 R^{0.546} q}{S^{1.89}}$$

donde

R = relación gas-líquido, Mpie³/bl

q = gasto total de líquido, bl/día

S = diámetro del estrangulador, 64avos de pg

P_{th} = presión en la cabeza del pozo, lb/pg² man

Se debe tener presente que la reducción en el diámetro del estrangulador ocasiona un aumento en la contrapresión en la T.P., la cual origina que se reduzca el gasto en la T.P., sin embargo, la formación continúa aportando fluido al mismo ritmo por un corto espacio de tiempo; la diferencia entre los dos gastos se acumula en el espacio anular trayendo como consecuencia un aumento en la P_{wf}, debido al peso de la columna de líquidos y a que se comprime el gas que ocupaba originalmente el volumen total del espacio anular. Este aumento en la P_{wf} origina que se reduzca el gasto de la formación hasta que se alcanza el equilibrio entre el flujo de entrada de la formación, la pérdida de presión vertical y el funcionamiento del estrangulador.

Conforme esto ocurre, el gas desplaza al aceite acumulado en el espacio anular, de esta manera se reduce la R libre en la T.P. por la pérdida de gas en el espacio anular y por la producción de aceite desde el espacio anular a la --

T.P.. Esto traerá como consecuencia que se incremente la pérdida de presión en la tubería de producción (a menos que el pozo este produciendo a una R arriba de la óptima) y que disminuya la P_{th} . Por lo tanto, inmediatamente después que se ha estrangulado el pozo, habrá un periodo crítico durante el cual la P_{th} caerá y existirá el peligro de que el pozo muera.

I.2 Bombeo neumático continuo

El bombeo neumático continuo es el sistema artificial de producción por medio del cual se aprovecha la energía del gas comprimido, que se inyecta por el espacio anular y que pasa por la tubería de producción a través de válvulas colocadas en uno o más puntos de inyección, elevando los fluidos desde el fondo del pozo a la superficie.

Los pozos factibles para implementar este sistema deben cubrir las siguientes características:

- A. Alto índice de productividad (mayor de 0.5 bl/día/lb/pg²).
- B. Presión de fondo fluyendo alta (columna hidrostática mayor o igual al 50% en relación a la profundidad del pozo).

Las ventajas de este sistema con respecto a otros pueden ser:

1. El uso en pozos muy profundos
2. Su aplicación en pozos desviados
3. Donde se producen fluidos con alta relación gas-líquido
4. Para pozos productores de aceites viscosos
5. No tiene partes móviles, por lo tanto, se reduce el desgaste
6. Es flexible, maneja gastos altos o moderados

Antes de implantar este tipo de sistema artificial se deben analizar de forma integral los siguientes factores determinantes para una operación eficiente:

1. Presión de fondo fluyendo
2. Diámetros de tubería de producción y tubería de revestimiento
3. Propiedades de los fluidos
4. Disponibilidad del gas
5. Presión disponible del gas
6. Relación gas-aceite de formación

7. Relación agua-aceite

El equipo de que consta este sistema generalmente es: - compresora, válvula de aguja, tubería de producción, válvulas subsuperficiales, mandriles porta-válvulas, etc.

Las válvulas de bombeo neumático son clasificadas por - el efecto que la presión tiene sobre la apertura de la válvula, esta sensibilidad está determinada por la construcción del mecanismo que cierra o abre la entrada de gas.

Estas válvulas pueden ser insertadas en la tubería de - producción o colocadas en mandriles conectados en la T.P. - Una desventaja de las válvulas insertadas es que cuando se debe cambiar se tiene que extraer el aparejo de producción hasta la profundidad a la que se encuentre la válvula que - se desea cambiar, por el contrario, las otras se pueden cambiar usando línea de acero.

Las partes de que está compuesta una válvula de bombeo - neumático son:

1. Cuerpo de la válvula
2. Elemento de carga (resorte, gas o ambos)
3. Elemento de respuesta a una presión (fuelle de me-

- tal, pistón o diafragma de hule)
4. Elemento de transmisión (diafragma de hule o vástago de metal)
 5. Elemento medidor (orificio o asiento)

Cuando el área del elemento de respuesta es grande, comparada con el asiento de la válvula, ésta es relativamente insensible a la presión en la T.P. entonces, debido a este efecto de la columna de líquido en la T.P. para abrir la válvula es pequeño.

Existen básicamente dos tipos de válvulas de bombeo neumático, las válvulas balanceadas y las válvulas desbalanceadas. Las válvulas de presión balanceadas no están influenciadas por la presión en la tubería de producción cuando están en la posición cerrada o en la posición abierta (Fig.8)

Se observa que la presión en la T.R. actúa en el área del fuelle durante todo el tiempo. Esto significa que la válvula abre y cierra a la misma presión. De acuerdo a esto la diferencia de presión entre la de cierre y la de apertura es cero. Las válvulas de presión desbalanceadas son aquellas que tienen un rango de presión limitado por una presión superior de apertura y por una presión inferior de cierre, determinado por las condiciones de trabajo del pozo.

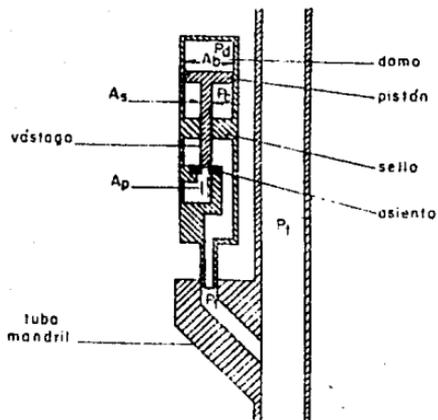


FIG. 8

Se clasifican los tipos de válvulas que han tenido mayor aplicación en las siguientes:

a) Válvula operada por presión del gas de inyección.

Por lo general se conoce como válvula de presión, - esta válvula es de 50% a 100% sensible a la presión en la T.R. en la posición cerrada y 100% sensible - en la posición de apertura. Se necesita un aumento de presión en el espacio anular para abrir y una reducción de presión en la T.R. para cerrarla.

b) Válvula operada por fluidos de la formación.

Es 50% a 100% sensible a la presión en la T.P. en - la posición cerrada y 100% sensible a la presión en la T.P. en la posición de apertura. Esta válvula requiere un incremento en la presión en la T.P. para abrir y una reducción en la presión de la T.P. para cerrar.

c) Válvula reguladora de presión.

En la posición abierta es sensible a la presión de la T.P., por lo que se requiere que se aumente la - presión en el espacio anular para abrirla y una reducción en la presión en la T.P. o en la T.R. para cerrarla.

d) Válvula combinada.

En ésta se requiere un incremento en la presión del fluido para su apertura y una reducción de presión en el espacio anular o de la T.P. para cerrarla.

Las válvulas para bombeo neumático continuo deben ser sensibles a la presión en la T.P. cuando está en la posición de apertura, es decir, responderá proporcionalmente al incremento y decremento de la presión en la T.P.. Cuando la presión decrezca la válvula debe empezar a regular el cierre, para disminuir el paso de gas. Cuando la presión en la tubería de producción se incrementa, la válvula debe regular la apertura con lo cual se incrementa, el flujo de gas a través de la misma. Estas respuestas de la válvula mantienen estabilizada la presión en la T.P. o tienden a mantener una presión constante.

Las instalaciones de bombeo neumático se clasifican como sigue:

1. Instalación abierta.

En este tipo de instalación el aparejo de producción queda suspendido dentro del pozo sin empacador. Como existe comunicación entre la T.P. y la T.R. esta instalación queda restringida a pozos con

buenas características que presenten un alto nivel de fluido. Otro problema es la presión variable en la línea superficial, que provoca que el nivel del fluido en el pozo aumente y disminuya en el espacio anular exponiendo por consiguiente a todas las válvulas situadas debajo del punto de inyección a una erosión severa con el fluido. Cada vez que se cierra, el pozo debe ser descargado y reacondicionado. Debido a que no se tiene un empacador, el nivel del fluido en el pozo aumentará en la tapa de cierre; este fluido debe ser descargado nuevamente por el espacio anular exponiendo a las válvulas a una erosión adicional con el fluido.

2. Instalación semicerrada.

Es similar a la instalación abierta, excepto que se adiciona un empacador que sirve de aislante entre las tuberías de revestimiento y producción. Ofrece varias ventajas sobre una instalación abierta. Primero, una vez que el pozo se ha descargado, no hay camino por el cual el fluido pueda regresar al espacio anular, ya que todas las válvulas tienen un dispositivo de retención "check". Segundo, cualquier fluido dentro de la T.P. no puede abandonar la tubería de producción y pasar al espacio anular. Tercero,

ro, el empacador aísla a la T.R. de cualquier fluido proveniente del fondo de la T.P.

3. Instalación cerrada.

Es parecida a una instalación semicerrada excepto - que se coloca una válvula de pie en la T.P. Esta - válvula de pie evita que la presión del gas de inyección actúe contra la formación.

En la Fig. 9 se muestran los tipos de instalaciones de bombeo neumático continuo mencionados.

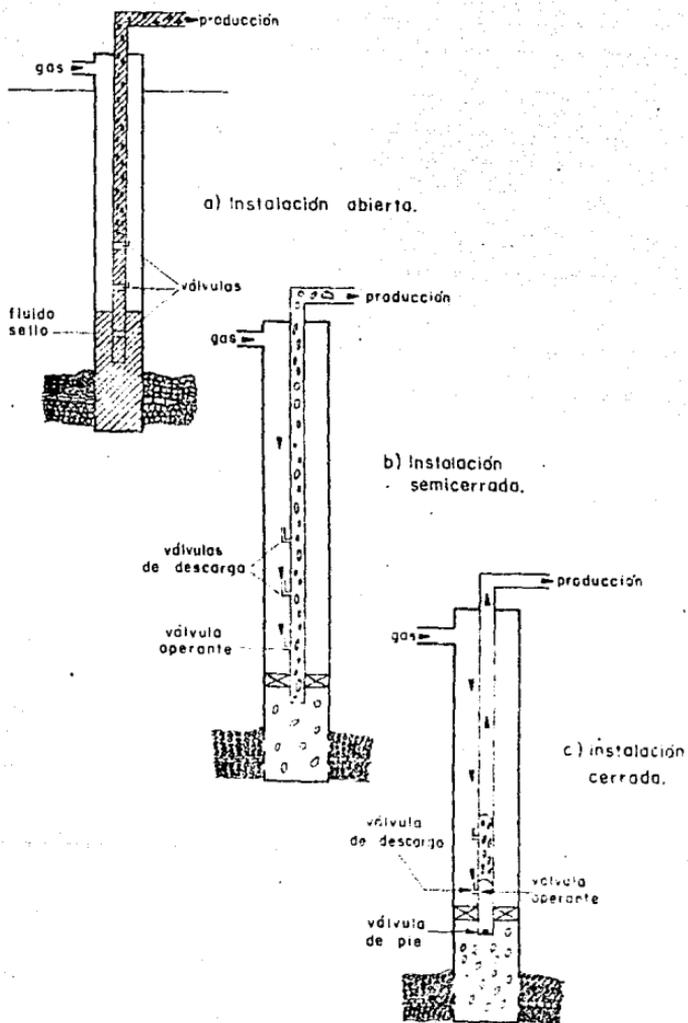


FIG. 9 Tipos de instalaciones de bombeo neumático continuo.

CABECEO

Introducción

Flujo estable e inestable

En el análisis del comportamiento de un pozo fluyente - se observa que existen dos puntos posibles de equilibrio, - como se muestra en la Fig. 10. La intersección A da una con di ci ón de flujo estable debido a que si hay una tendencia a incrementar el gasto de flujo, q , el estrangulador impone - una mayor contrapresión que la que el pozo puede sostener; - si por el contrario, la tendencia es a reducir el gasto de - flujo, el pozo desarrolla una mayor presión en la tubería - de producción que la que el estrangulador requiere.

La intersección B es un punto de equilibrio inestable - porque, cualquier desplazamiento temporal del mismo, ocasio na una diferencial de presión que aumenta el desplazamien- - to, provocando que el pozo fluya a mayor gasto o muera, de- - pendiendo de la dirección del desplazamiento inicial. Esto - se debe a que si se disminuye el gasto, se provoca que haya un incremento en el colgamiento del líquido en la tubería - de producción trayendo como consecuencia que disminuya la -

presión en la cabeza del pozo y se eleva la presión de fondo fluyendo. Es decir, que la presión diferencial, disponible para aumentar la producción cuando el gasto de flujo -- cae temporalmente abajo del gasto de equilibrio estable, -- disminuye progresivamente conforme el tamaño del estrangulador es reducido abajo del tamaño del estrangulador que da la presión en la cabeza máxima. Por el contrario, al incrementar el gasto se genera un aumento en la presión en la cabeza del pozo y una disminución en la presión de fondo fluyendo, como consecuencia de que se reduce el colgamiento de líquido que está fluyendo ascendentemente. En esta explicación se considera una relación gas-líquido constante. Tanto la curva de comportamiento de presión en la cabeza como la del estrangulador, Fig. 10, cambian cada R diferente, de la manera mostrada en la Fig. 11, pero para cada R existe un punto de equilibrio estable.

La construcción de la curva B de presión en la cabeza -- del pozo de la Fig. 12, se realiza por la sustracción de -- las caídas de presión en la tubería de producción para varios gastos, iniciando con las presiones de entrada conocidas (representadas por la curva A, que muestra el comportamiento de afluencia del pozo en esta figura; por simplicidad ha sido trazada como una línea recta). Sobreponiendo la curva C de comportamiento para flujo crítico a través del -- estrangulador se establecen los dos puntos de equilibrio --

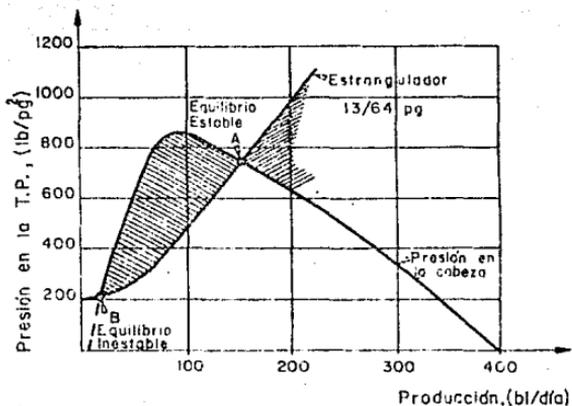


FIG. 10 Condiciones de equilibrio en la cabeza del pozo.

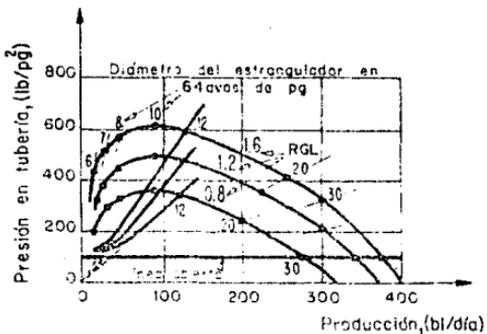


FIG. 11 Efecto de la relación gas-líquido sobre los gastos de producción de equilibrio.

mencionados.

El equilibrio también puede ser analizado en el fondo - del pozo. En este caso, se empieza de una presión en la cabeza conetante para la cual son sumadas las pérdidas de presión en la tubería de producción para varios gastos. Esto - produce la curva *D* de presión de fondo fluyendo del pozo, - Fig. 13.

El punto en el cual se intersectan la curva *D* y la curva *A* de comportamiento de afluencia establece el gasto de - flujo y la presión de fondo fluyendo del pozo.

II.1 Análisis del cabeceo por W.L. Gilbert

Gilbert (Ref. 4) en su trabajo establece dos fuentes - principales del cabeceo:

1. La segregación del gas libre del líquido en la columna de flujo ascendente.
2. La segregación del gas libre del líquido en la entrada de la tubería de producción.

El cabeceo del primer tipo se puede observar hasta en -

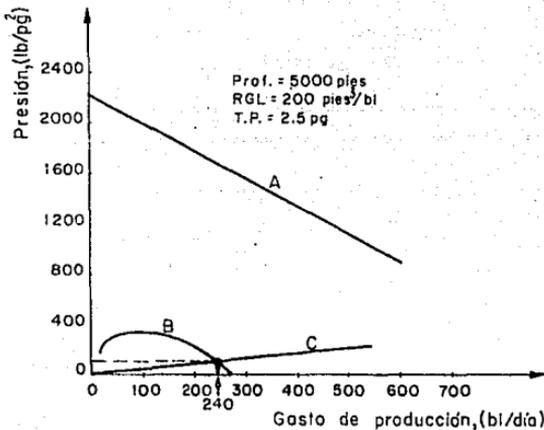


FIG. 12 Equilibrio en la cabeza del pozo.

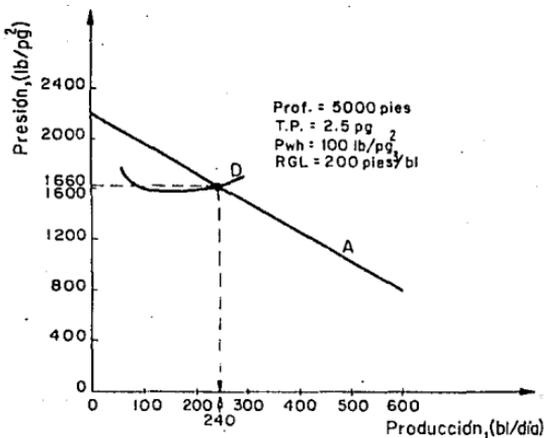


FIG. 13 Equilibrio en el fondo del pozo.

pozos con bombeo que operan con eficiencias volumétricas -- bajas aunque es un fenómeno insignificante. Esto causa relativamente pequeños, y frecuentemente irregulares, cambios - de presión de corta duración cíclica y tienen un pequeño -- efecto en la continuidad de la producción excepto en pozos- con flujo muy débil.

El cabeceo del segundo tipo (a veces llamado cabeceo -- del espacio anular) ocurre cuando 1, las burbujas del gas - libre a la entrada son bastante grandes y no pueden ser --- arrastradas por el líquido que entra a la tubería, y 2, la relación gas-líquido es materialmente muy pequeña para un - bombeo de gas óptimo del gasto de producción promedio del - pozo. La Fig. 14 ilustra el cabeceo de este tipo.

Un tercer tipo de cabeceo considerado es el cabeceo de- la formación, el cual sólo puede ocurrir si el pozo está -- perforado en un yacimiento fracturado o cavernoso.

- Ciclo de cabeceo, Fig. 14

1. Debido a la desviación del gas hacia el espacio anu- lar, el nivel de líquido está bajando lentamente; el aceite del espacio anular está siendo desplazado al interior de la tubería de producción.

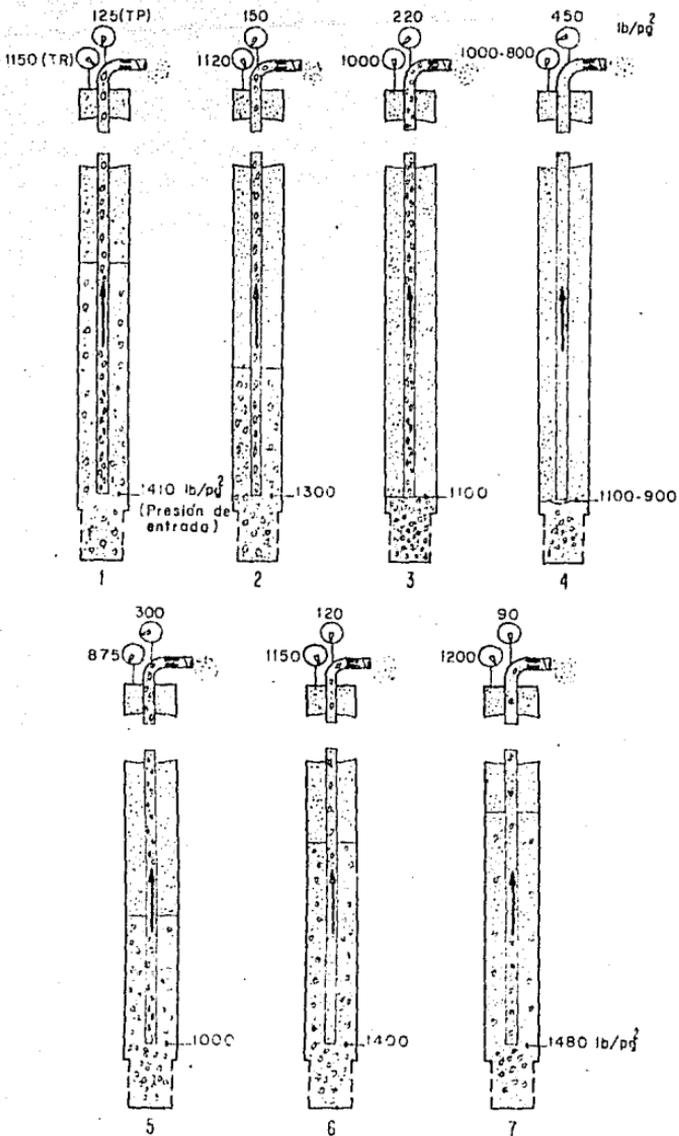


FIG. 14 Ciclo de bombeo.

2. El pozo está aún produciendo a un gasto bajo y la columna de la tubería de producción es pesada porque el gas - está siendo desviado al espacio anular y el aceite del espacio anular está pasando al interior de la tubería de producción.

3. El peso de la columna de la tubería de producción está siendo reducido porque no puede ser almacenado más gas - en el espacio anular. Esto además reduce la presión de entrada, y

4. Permite al gas del espacio anular ventearse. Por un corto espacio de tiempo, el pozo es bombeado con gas del espacio anular a un gasto alto, y esto reduce la presión de entrada a su valor más bajo. El gas del pozo no está siendo aprovechado para obtener un mayor beneficio.

5. El gas extra del espacio anular ha sido disipado y - el fluido, debido a la baja presión de entrada, está fluyendo a un gasto alto tanto por la tubería de producción como por el espacio anular. La columna en la tubería de producción está haciéndose más pesada y el gasto de producción está disminuyendo.

6. El fluido está aún fluyendo en el pozo a un gasto -- más alto que el que fluiría del pozo con la presión de en--

trada existente.

7. El gasto de producción está otra vez en balance con el gasto de afluencia, y por la desviación del gas en el espacio anular empieza la repetición del ciclo.

Observaciones:

Este no es un tipo eficiente de flujo porque produce -- una proporción grande de aceite con una producción deficiente de gas y una proporción pequeña de aceite con una producción excesiva de gas.

La práctica común de estrangular a un pozo para mantenerlo a un bajo gasto de flujo para evitar este tipo de cabeceo no es eficiente, y en muchos casos resulta en una reducción de las utilidades.

La ineficiencia del cabeceo como mecanismo de producción se deriva del uso ineficaz del gas de formación.

Este tipo de flujo es característico de la última etapa de la vida fluyente de los pozos, pero también es característico en muchos pozos relativamente nuevos con baja relación gas-líquido.

II.2 Cabeceo de formación según A.#. Grouping y colaboradores

Otro tipo de cabeceo ocurre solamente en pozos que son perforados en yacimientos fracturados o cavernosos o en yacimientos de arenisca, el cual es llamado "Cabeceo de Formación". Este es originado por la producción simultánea, a través de una sola tubería de producción, desde dos o más yacimientos con diferentes presiones estáticas y relaciones gas-aceite.

Considerando la situación de equilibrio en un pozo que es capaz de producir simultáneamente desde dos yacimientos con distintas presiones estáticas y relaciones gas-aceite (Fig. 15). El comportamiento de afluencia combinado de los dos yacimientos es representado por la curva IP (1 + 2).- A una presión de fondo fluyendo más alta que la presión estática del yacimiento 2, tomará lugar un interflujo desde el yacimiento 1 al 2. Si el índice de inyectividad del yacimiento 2 es igual a su índice de productividad, la curva de comportamiento de flujo combinado deberá continuarse como una línea recta para gastos menores a 1200 bl/día.

Para gastos abajo de 1200 bl/día solamente producirá el yacimiento 1 y la relación gas-aceite será de 300 pies³/bl,

Fig. 15. A gastos mayores ambos yacimientos producirán simultáneamente.

Como ambas relaciones gas-aceite son diferentes, la relación gas-aceite de la producción combinada varía con la producción. Esta puede ser calculada con la siguiente ecuación:

$$R_t = (R_1 q_{o1} + R_2 q_{o2}) / (q_{o1} + q_{o2})$$

Para analizar la situación de equilibrio, se supone que la relación gas-aceite combinada no aumenta gradualmente a gastos mayores de 1200 bl/día sino que muestra un repentino incremento a ese gasto a un valor constante de 1500 pies³/bl.

Por esta simplificación, la curva de presión en la cabeza para las relaciones gas-aceite de 300 y 1500 pies³/bl se trazarían en la Fig. 15.

Para una producción estable con una R de 300 pies³/bl, la curva correspondiente de presión en la cabeza deberá intersectarse con una curva de comportamiento del estrangulador (para un fluido con una relación gas-aceite de 300 pies³/bl).

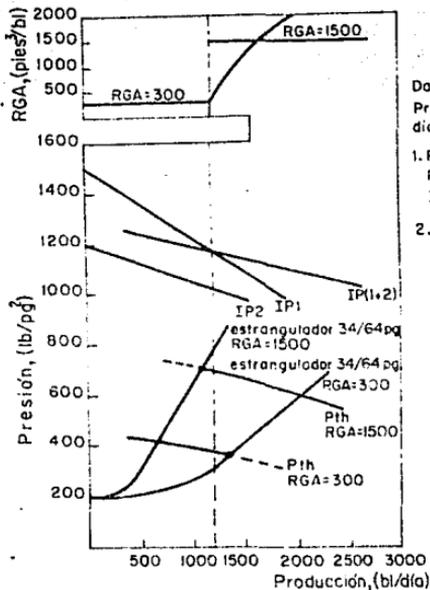
Para una producción estable con una R de 1500 pies³/bl,

la curva correspondiente de presión en la cabeza deberá intersectarse con una curva de comportamiento del estrangulador (para un fluido con una relación gas-aceite de 1500 -- pies³/bl). Se observa que hay estranguladores para los cuales ninguna de estas intersecciones existe.

Por ejemplo, se muestran dos curvas de estranguladores de 34/64 pg. en la Fig. 15. La curva de baja relación gas-aceite intersecta la curva de presión en la cabeza para baja R en el área de alta R. La curva de alta R intersecta la curva de presión en la cabeza para alta R en el área de baja R. Claramente se puede observar que no existen condiciones de equilibrio estable para un estrangulador de 34/64 pg.

Se selecciona un estrangulador para el cual la curva de baja R intersecta la curva de presión en la cabeza para una baja R en la región de baja R (Fig. 16). Un estrangulador de 30/64 pg. satisface este requerimiento. El pozo produce entonces a las condiciones representadas por A.

Cuando el diámetro del estrangulador se aumenta a 34/64 pg. y el gasto y la presión en la cabeza se modifican instantáneamente a las condiciones B. Esto es porque en el estrangulador pasa fluido de baja R, mientras la sarta se llena todavía con este fluido. Puesto que, el punto B está lo calizado en el área de alta relación gas-aceite, el pozo em



Datos del pozo:

Profundidad: 3600pies
 diám. ext. T.P. = 3 1/2 pg

1. Presión media yac. = 1500 lb/pg²

RGA = 300 pies²/bl

IP = 4 bl/día/lb/pg²

2. Presión media yac. = 1200 lb/pg²

RGA = 6000 pies²/bl

IP = 10 bl/día/lb/pg²

FIG. 15 Seudoequilibrio de dos yacimientos.

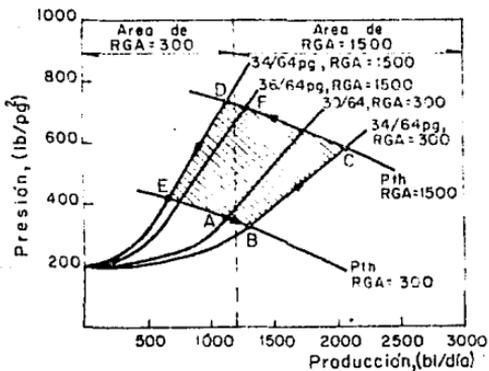


FIG. 16 Ciclo del cabeceo de formación.

pieza a llenarse desde el fondo con la mezcla de alta R. -- Mientras esto sucede, las condiciones cambian del punto B - al C. Una vez que el pozo se llena completamente con este fluido y empieza a pasar por el estrangulador, las condiciones cambian repentinamente del punto C al D. El pozo se llena entonces con un fluido de baja R, en el estrangulador -- fluye todavía líquido de alta R y las condiciones cambian -- de D a E. Cuando la mezcla de baja R llega al estrangulador, el pozo regresa a la situación inicial B.

Primero, la R del líquido que entra al pozo aumenta. Esto aligera la columna del fondo hacia arriba, de tal modo que aumenta la presión en la cabeza. Después de algún tiempo, esta R empieza a disminuir. Durante este periodo, la R del fluido que pasa a través del estrangulador es aún baja, de modo que la columna continúa aligerada; la presión en la cabeza aumenta más. Cuando la R ha alcanzado un valor bajo otra vez, la presión en la cabeza no aumentará más. Pero -- ahora ha empezado a aumentar la R de la mezcla que sale del pozo, de modo que la presión en la cabeza aumenta aún más, -- pero ahora debido al efecto del estrangulador. Poco tiempo después, la presión en la cabeza es tan alta que ejerce una considerable contrapresión sobre los yacimientos. El gasto de producción cae por debajo del valor original. A medida que el fluido de alta R continúa fluyendo a través del estrangulador superficial y el líquido de baja R entra al pozo

zo, la columna se hace más pesada y la presión en la cabeza disminuye. Finalmente, cuando todo el fluido de alta R ha salido del pozo, es alcanzada la condición original.

Tal parece que las condiciones nunca se estabilizarán - sino que siempre seguirán la trayectoria B-C-D-E.

La Fig. 16 representa condiciones del pozo a cualquier tiempo. En realidad, no hay un salto repentino a una relación gas-aceite de 1500. La R de la mezcla aumenta o disminuye gradualmente mientras la producción aumenta o disminuye.

El interflujo entre yacimientos juega un papel significativo en el cabeceo de formación (Fig. 17). En ésta se muestra un diagrama presión contra gasto para dos yacimientos con diferentes presiones estáticas e índices de productividad.

Si el índice de inyectividad del yacimiento con la más baja presión es igual a su índice de productividad, el índice de productividad combinado continúa como una línea recta hacia $q_0 = 0$. De donde se obtiene que la presión estática del pseudoyacimiento es de 1700 lb/pg^2 .

A esta presión, el índice de inyectividad II_2 intersecciona al IP_1 del yacimiento con la más alta presión. El gasto-

correspondiente de 140 bl/día es el gasto de interflujo entre los dos yacimientos cuando se cierra el pozo.

Si el índice de inyektividad del yacimiento con la más-baja presión estática no es igual a su índice de productividad (aceite inyectado o producido de diferentes viscosidades o relaciones gas-aceite) la presión del pseudoyacimiento y el gasto de interflujo toman diferentes valores (Fig.18).

El interflujo entre yacimientos es importante cuando -- ocurren condiciones de flujo inestable. Durante parte del -- ciclo de cabeceo la presión de fondo fluyendo excede la presión estática del yacimiento de baja presión. Mientras tanto, entra en él un fluido con una relación gas-aceite diferente.

Cuando la presión de fondo fluyendo disminuye otra vez -- abajo de la presión estática de este yacimiento, primero se produce este aceite del interflujo antes que el aceite y el gas del yacimiento puedan entrar al pozo.

II.3 Análisis del cabeceo de pozos con bombeo neumático -- continuo por A.W. Gruppig, C.W.F. Luca y F.D. Vermeulen.

El comportamiento inestable de pozos con bombeo neumático

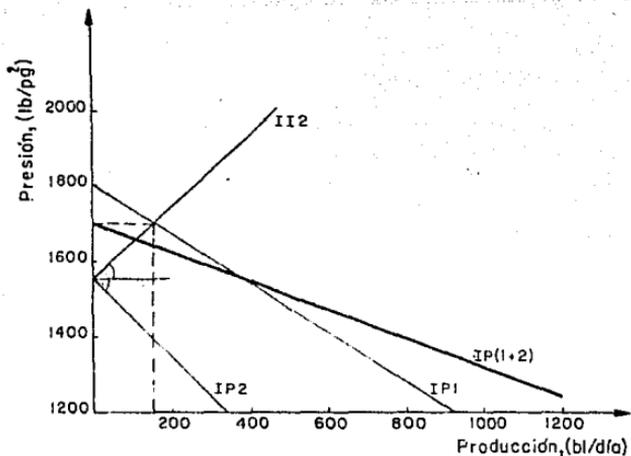


FIG. 17 Interflujo en un sistema de dos yacimientos donde $II2 = IP2$.

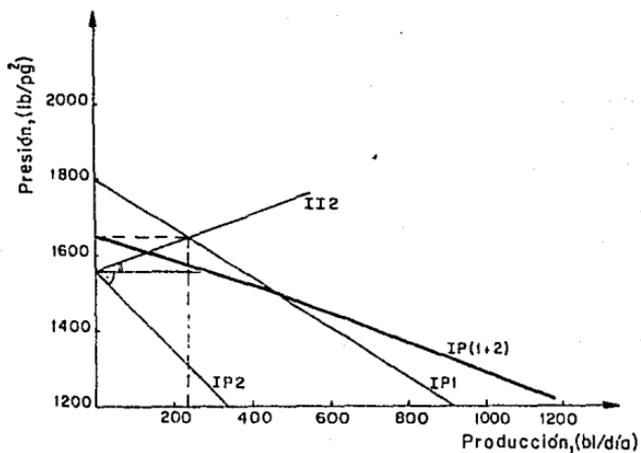


FIG. 18 Interflujo en un sistema de dos yacimientos donde $II2 \neq IP2$.

co continuo puede ser explicado, con alguna frecuencia, por el cabeceo en el espacio anular que desarrollan cuando las condiciones del yacimiento y del pozo cambian en un periodo de tiempo dado.

Los pozos con bombeo neumático continuo se diseñan de tal modo que se puedan mantener gastos de inyección de gas y de producción de líquido constantes, con las presiones en la cabeza del pozo y de inyección de gas estables; sin embargo, con frecuencia ocurre un cabeceo cíclico. Este cabeceo reduce la capacidad de producción y provoca problemas operacionales.

- Equilibrio en el bombeo neumático continuo

Cuando se hace el diseño de un sistema de bombeo neumático continuo, el estado de equilibrio se estudia bajo el mismo principio como se describió previamente para pozos --fluyentes; sin embargo, la construcción de la gráfica de --gasto contra presión (Figs. 12 y 13) se complica debido a tres factores:

1. La profundidad de inyección del gas no es conocida.
2. Existe una discontinuidad en el gradiente de presión--profundidad a la profundidad de inyección del-

gas.

3. La relación gas-líquido arriba de la profundidad de inyección del gas no es conocida.

Para resolver estos problemas es necesario definir dos variables adicionales del sistema, el gasto de inyección -- del gas y la presión. Una solución requiere del establecimiento del punto de equilibrio a la profundidad de inyección del gas.

El procedimiento es el siguiente:

1. Suponer tanto una profundidad de inyección como un gasto de producción.
2. Calcular la relación gas-líquido total.
3. A partir de la presión en la cabeza del pozo determinar la presión a la profundidad de inyección del gas usando el gradiente de presión, correspondiente a la relación gas-líquido total, y el gasto de producción supuesto.
4. A partir de la presión de fondo fluyendo determinar la presión a la profundidad de inyección del gas, usando el gradiente de presión, que corresponda a -

la relación gas-líquido de la formación, y el gasto de producción supuesto.

5. Repetir el procedimiento para otros gastos de producción y determinar la intersección de ambas curvas de presión en el diagrama presión-gasto.

Los cálculos se deben repetir para diferentes profundidades de inyección hasta que se encuentre una profundidad de inyección en la cual la presión de inyección calculada sea igual a la presión de inyección disponible, Fig. 19.

La curva F que resulta de la unión de los puntos de equilibrio es llamada "curva de equilibrio", Fig. 19.

En la Fig. 20, se muestra una gráfica presión-gasto y otra de presión-profundidad. La gráfica presión-gasto ha sido girada 90° de modo que su eje de presión coincida con el eje de presión de la gráfica presión-profundidad. La curva de equilibrio F se ha transferido de la gráfica presión-gasto a la de presión-profundidad.

La posición de la curva de equilibrio, en ambas gráficas, depende de los parámetros siguientes:

1. Presión del yacimiento.

CURVA DE EQUILIBRIO (Construcción).

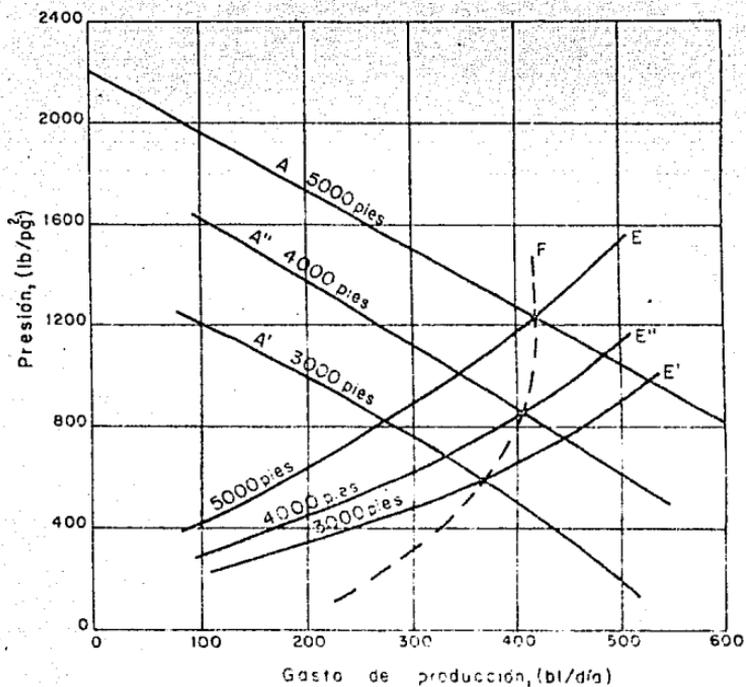


FIG. 18

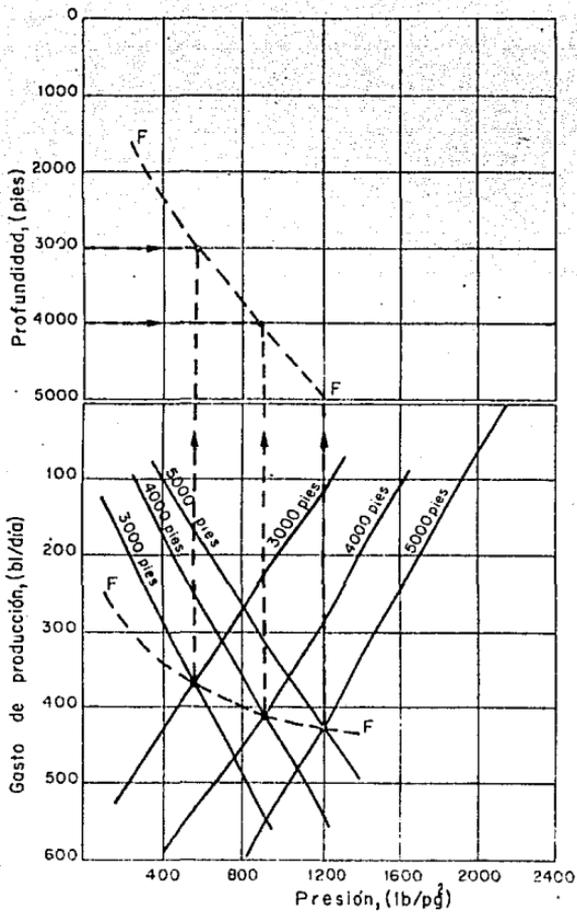


FIG. 20 Curva de equilibrio en la gráfica presión - profundidad.

2. Relación de comportamiento de afluencia.
3. Diámetro de la tubería de producción.
4. Relación gas-líquido de los fluidos del yacimiento.
5. Porcentaje de agua.
6. Gasto de inyección de gas.
7. Presión en la cabeza del pozo (diámetro del estrangulador).

A medida que los campos con bombeo neumático se agotan, la presión del yacimiento y el gasto de producción de líquido disminuyen; si el gasto de inyección del gas permanece constante, la relación gas-líquido total producida aumentará. Estos cambios causan que la curva de equilibrio se traslade con el tiempo hacia la izquierda a una posición F' en la gráfica presión-profundidad, Fig. 21.

La inyección de gas es regulada con uno o más orificios; uno de estos orificios está localizado en la superficie y es ajustable para controlar los volúmenes de inyección. En la mayoría de las instalaciones es colocado también un orificio fijo a la profundidad de inyección de gas-

en la tubería de producción, mientras el espacio anular se ² cierra con un empacador.

Un posible perfil de presión de inyección de gas es mostrado en la gráfica presión-profundidad, Fig. 22. La caída de presión ΔP_1 a través del orificio superficial es de 30 lb/pg^2 y la caída de presión ΔP_2 a través del orificio de fondo del pozo es de 90 lb/pg^2 . Inyectando el gas a una presión en la superficie de 680 lb/pg^2 , a una profundidad de 3000 pies e ignorando el gradiente del gas, la producción se estabilizará en 370 bl/día.

La Fig. 23 muestra el comportamiento de flujo adiabático de gas a través de una restricción, para orificios de $8/64 \text{ pg}$. y $11/64 \text{ pg}$. En esta figura, se puede observar que a presiones corriente abajo inferiores aproximadamente a la mitad de la presión corriente arriba, el flujo a través de los orificios se hace crítico, es decir, independiente de la presión corriente abajo.

- Mecanismo de cabeceo

Suponiendo que el gasto de inyección de gas es controlado por un orificio de $8/64 \text{ pg}$. en la superficie y un orificio de $11/64 \text{ pg}$. en el fondo del pozo, un ciclo de cabeceo sería como sigue:

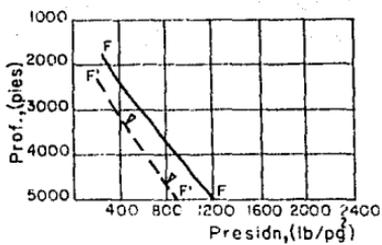


FIG. 21 Posición de la curva de equilibrio.

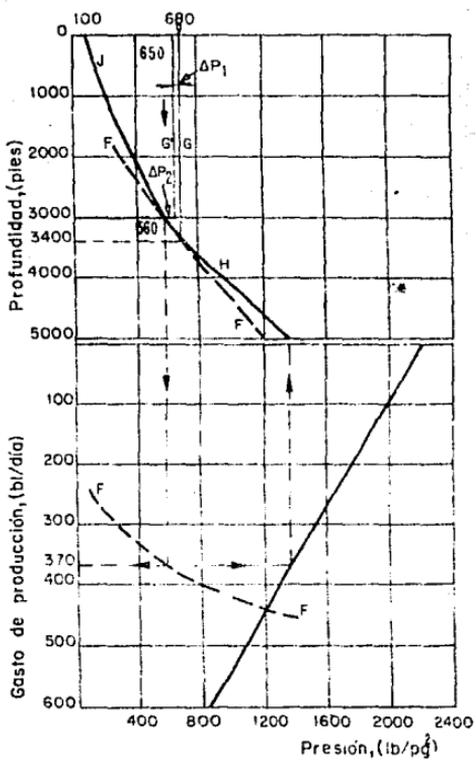


FIG. 22 Perfil de presión de inyección.

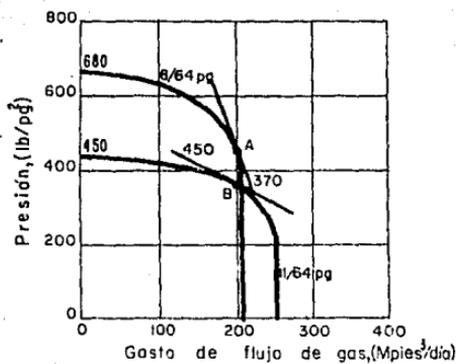


FIG. 23 Comportamiento del orificio de gas.

1. Empezando con una presión en el espacio anular, en el fondo del pozo, inferior a la presión de fondo fluyendo, por lo que no hay flujo de gas a través del orificio del fondo en la tubería de producción. El gasto de producción y la relación gas-líquido son bajas. El gas inyectado a través del orificio superficial de 8/64 pg.; la presión del espacio anular aumenta gradualmente.
2. Transcurrido cierto tiempo, la presión del espacio-anular excede la presión de fondo fluyendo y el gas es inyectado a la tubería de producción a través del orificio de fondo.
3. El gas inyectado aligera la columna de la tubería de producción, de modo que, la presión de fondo fluyendo empieza a disminuir. Al mismo tiempo, el gasto de producción y la presión en la cabeza del pozo también comienzan a aumentar.
4. El gas fluye ahora del espacio anular a la tubería de producción a un gasto mayor. Debido a que el gasto de gas inyectado en la superficie es inferior al que pasa por el orificio del fondo, la presión en el espacio anular disminuye rápidamente.

5. Aceite y gas son producidos a través del estrangulador superficial a un gasto alto. La presión en la cabeza del pozo es ahora la máxima posible.
6. Con la disminución de la presión del espacio anular el flujo de gas que pasa por el orificio del fondo disminuye. La columna de la tubería de producción se hace más pesada y la presión del fondo fluyendo aumenta. El gasto de producción y la presión de la cabeza del pozo disminuye nuevamente.
7. Cuando la presión de fondo fluyendo excede la presión del espacio anular, la inyección de gas a la tubería de producción cesa. Como la inyección de gas en la superficie continúa, la presión en el espacio anular empieza nuevamente a aumentar.

También es posible que el pozo muera completamente durante cada ciclo de cabeceo, es decir, la afluencia al pozo cesa del todo. La columna en la tubería de producción deja de fluir y la mezcla gas-líquido se segrega, abajo una columna de líquido y arriba una columna de gas a baja presión.

Lo anterior trae como consecuencia una operación de producción ineficiente ya que el gas inyectado no es aprovechado ventajosamente.

CAPITULO III

METODOS DE CONTROL DEL CABECEO EN POZOS FLUYENTES

Introducción

La continua evaluación del comportamiento productivo de los pozos es una medida de gran utilidad para prevenir, en lo posible, problemas que conlleven a la disminución de la producción e inclusive a la muerte del pozo, lográndose con ello la prolongación de su vida fluyente y el incremento de la recuperación final de hidrocarburos.

Lo anterior cobra mayor importancia en la etapa final de la vida productiva del pozo, ya que se presentan condiciones especiales tales como: mayor resbalamiento entre las fases que fluyen por la tubería de producción, segregación-gravitacional de las mismas, incremento en la producción de agua, etc., ocasionando problemas como el fenómeno de cabeceo.

Dado que el cabeceo es un mecanismo de producción ineficiente, ya que es posible que un pozo con este tipo de flujo muera, es importante prever su presencia, en la medida posible, y tomar las precauciones necesarias para evitarlo,

al igual que controlarlo rápidamente si es que ya se presentó este fenómeno.

En este capítulo se presentan algunos métodos para prevenir y controlar el cabeceo de pozos fluyentes.

III.1 Sugerencias de W.E. Gilbert para controlar el cabeceo de pozos fluyentes

El cabeceo de pozos fluyentes puede ser disminuido por la instalación de empacadores de TP-TR a la entrada de la tubería de producción. Consiguiéndose con esto, que las burbujas de gas sean guiadas hacia el interior de la tubería de producción, evitando así, que el gas se acumule en el espacio anular; por lo tanto, no habrá variación de presión en la tubería de revestimiento. Sin embargo, el uso de este tipo de dispositivo dificulta la función de una válvula motora accionada por la presión de la TR en la regularización de la producción a gastos abajo del mínimo estable; y si no son instalados cuando se termina el pozo existe el peligro de dañarlo al matarlo con agua o lodo para hacer la instalación del empacador.

Otra alternativa para regular el flujo de pozos con cabeceo es el uso de válvulas motoras (VM) accionadas por la

presión de la tubería de revestimiento para aumentar el gas to de flujo y prolongar la vida fluyente del pozo.

Este tipo de válvulas son recomendables para:

- a) Incrementar el gasto de flujo de pozos que han sido estrangulados para evitar el cabeceo.
- b) Estabilizar e incrementar el flujo de pozos nuevos- con bajas relaciones gas-líquido hasta que el aumen to de la R pueda permitir flujo estable a los gas-- tos deseados.

La instalación de válvulas motoras accionadas por la -- presión de la TR no es recomendable en pozos que producirán más con implantación de algún tipo de sistema artificial de producción.

Las VM han sido usadas para hacer fluir a pozos que no- lo harían sin la instalación de una de ellas, pozos con por centajes de agua que exceden el 50% y pozos con gastos supe riores a 500 bl/día.

Con estas válvulas se produce intermitentemente, pero - se estabiliza la afluencia del pozo; y con el ajuste adecu do se reduce la variación de velocidades a través del ceda-

zo, en comparación con el cabeceo no regulado. Es preferible una válvula motora normalmente cerrada para operar un pozo a un porcentaje bajo de su capacidad total de flujo y una válvula normalmente abierta se usaría para operarlo a su gasto máximo.

La Fig. 24 ilustra la función del control de una VM en la condición de cabeceo. El ciclo es como sigue:

1. En el inicio del periodo fluyente, la tubería de producción está abierta por la elevación de la presión en el ademe que acciona la válvula motora. La columna de gas que se ha acumulado en la parte superior de la TP es producida, y la consecuente reducción de la presión asegura flujo de la mezcla de fluidos que está abajo de esta columna de gas en la tubería de producción.
2. La presión de la tubería de producción tiende a descender mientras el fluido está siendo desplazado fuera del espacio anular, y entonces,
3. Se eleva mientras el gas del espacio anular empieza a separarse al pie de la tubería de producción.
4. Cuando la presión de la tubería de revestimiento al

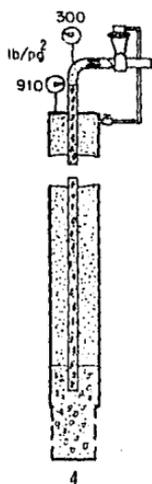
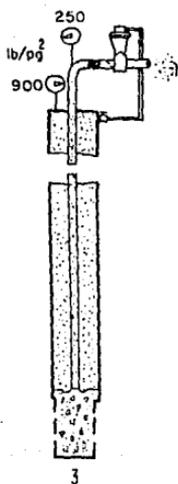
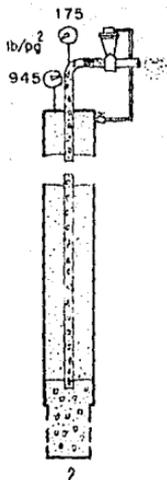
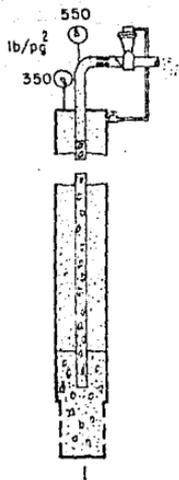


FIG. 24 Control con vlvula motora, accionada por la presión en la tubería de revestimiento, del flujo natural.

canza un mínimo predeterminado, la válvula motora - cierra la descarga de la tubería de producción, pero el flujo en el pozo continúa con muy poca disminución en el gasto, tanto el gas como el líquido -- fluyen en el espacio anular. Las presiones en la tubería de producción continúan elevándose. La pre---sión en el ademe, la cual está directamente relacionada a la cantidad de gas almacenado en el espacio-anular, también aumenta en respuesta al gas y al líquido que entran al pozo. Cuando la presión en la -tubería de revestimiento alcanza el máximo predeterminado, la repetición del ciclo inicia por la apertura de la válvula motora.

III.2 Métodos sugeridos por F. Garaicochea y F. Fuentes -- para prevenir o controlar el cabeceo

Según se vió con anterioridad, el cabeceo se presenta, por lo general, en la última etapa de la vida fluyente de - los pozos, por lo tanto, sería factible que el hecho de cambiar las condiciones de flujo para prolongar su vida fluyente permita de igual manera evitar que se presente el cabe--ceo.

En un estudio teórico realizado por F. Garaicochea y --

F. Fuentes propusieron algunos métodos para lograr el propósito anterior, los cuales se presentan a continuación.

- 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 puede desplazar 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. Esto origina: 1) la liberación y expansión del gas disuelto; 2) la expansión del gas libre que fluye junto con el aceite; y 3) un proceso que permite obtener una mezcla gas-aceite más íntima y uniforme. Esto evita el restalamiento del gas y los problemas de cabeceo, además se mantiene una contrapresión estable en el pozo.

El uso apropiado de los estranguladores de fondo, puede resultar de gran utilidad cuando se están manejando relaciones gas disuelto-aceite altas, ya que en este caso la cantidad adicional de gas liberado ayuda a bombear el aceite a la superficie.

Es claro pues, que con el uso de estranguladores de fondo, la energía latente en el gas disuelto, al liberarse y -

expandirse, se emplea para elevar los fluidos en el pozo. - Cuando se emplean estranguladores superficiales, la energía de expansión del gas se pierde en la línea de descarga, después del estrangulador, debido a que el fluido alcanza la superficie al mismo tiempo que llega a la restricción. Es importante recordar que la presencia de gas libre reduce el gradiente de presión en una tubería de producción, mientras que produce el efecto contrario en una línea de descarga horizontal. Con el empleo de estranguladores de fondo se puede provocar un estrangulamiento más severo en los pozos, -- sin peligro de causar su muerte debido a la contrapresión,-- condiciones muy frecuentes cuando se emplean estranguladores superficiales. De hecho los diámetros de estranguladores de fondo, requeridos para controlar el gasto, son menores que cuando se emplean estranguladores superficiales.

Los beneficios obtenidos en pozos con baja energía o baja velocidad de flujo son: estabilizar el flujo, prolongar la vida fluyente e incrementar el gasto de producción.

El incremento del gasto y la estabilización del flujo pueden entenderse si se considera la parte profunda de la tubería, en la que, para un determinado gasto de producción, la velocidad de flujo es baja. Esta velocidad resulta ineficiente para efectuar el adecuado desplazamiento de aceite,-- sea porque la cantidad de gas liberado es pequeña o porque

existe un estrangulamiento superficial que provoca el fenómeno de cabeceo. El estrangulamiento de fondo proporciona un incremento en la velocidad y hace uniforme el flujo, lo que aumenta la capacidad de bombeo del gas y disminuye el resbalamiento, lo cual tiende a evitar el cabeceo y a incrementar el gasto. Es evidente que el estrangulador, para realizar el objetivo indicado, deberá situarse arriba de la profundidad a la que se tiene la presión de burbujeo.

Las conclusiones principales del análisis son:

1. El efecto de la instalación de estranguladores de fondo es mayor a profundidades mayores que a profundidades someras.
2. La aplicación de estranguladores de fondo proporciona mejores resultados en tuberías de diámetro pequeño que en tuberías de diámetro grande.
3. El empleo de estranguladores de fondo siempre permite prolongar la vida fluyente de los pozos. Su efecto depende, principalmente del diámetro de la tubería empleada y de la relación gas-aceite producida.
4. Se considera conveniente indicar que un dispositivo

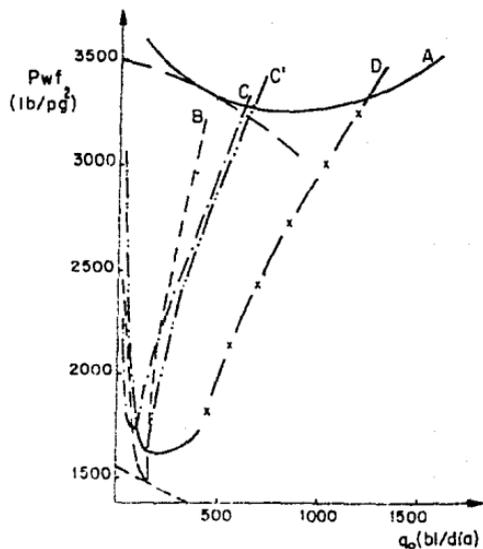
que permitiera originar mayor turbulencia en el flujo, con un abstinimiento pequeño en la presión, podría proporcionar resultados similares al de un estrangulador de fondo.

- Uso de tuberías concéntricas de producción

El uso de tuberías concéntricas ofrece características ventajosas para prolongar la vida fluyente de los pozos. El empleo de una tubería de menor diámetro, colocada en el interior de la tubería de diámetro mayor, proporciona condiciones de flujo por demás singulares, ya que tanto el espacio anular como la tubería concéntrica interior pueden ser usadas como vías de flujo.

En este estudio, se consideraron cuatro posibles condiciones de flujo, las cuales son: a) flujo a través de la tubería de diámetro mayor; b) flujo a través de la tubería de diámetro menor; c) flujo simultáneo a través de las tuberías concéntricas; y d) flujo a través del espacio anular formado por ambas tuberías concéntricas.

La Fig. 25 indica que el empleo del espacio anular, como única vía de flujo (curva B), es la opción que más prolonga la vida fluyente del pozo. En segundo lugar, se tiene el simple empleo de la tubería de diámetro menor (curva C'),



$P_{th} = 100 \text{ lb/pg}^2$
 $R = 2000 \text{ pies}^3/\text{bl}$

Curva	Flujo por:
A ———	$d_{ri} = 3.992 \text{ pg}$
B - - -	Espacio anular: $d_{ti} = 3.992 \text{ pg}$ y $d_{te} = 2.375 \text{ pg}$
C - · -	$d_{ti} = 1.995 \text{ pg}$
C' · · ·	$d_{ti} = 1.995 \text{ pg}$ con estrangulador a 15000 pies y $\Delta P_c = 40 \text{ lb/pg}^2$
D - x -	Espacio anular: (3.992 pg y 2.375 pg) y: $d_{ti} = 1.995 \text{ pg}$ con estrangulador

FIG 25 Comportamiento de flujo vertical en tuberías de producción solas y combinadas.

con un estrangulamiento de fondo.

En un flujo multifásico vertical, la mayor parte de las caídas de presión se deben a la densidad de la mezcla, y el efecto que sobre ésta tiene el resbalamiento de la fase de gas; 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 grandemente el desplazamiento del aceite -- por el gas liberado.

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

Una opción que además de prolongar la vida fluyente incrementa el gasto, es emplear como vías de flujo, tanto el espacio anular como la tubería interior concéntrica, teniendo ésta colocado un estrangulador de fondo (curva D). Esto proporciona: mayor vida fluyente, gasto de producción estabilizado (evita cabeceo), mayor gasto.

- Cambio de tubería de producción

Como se muestra en la Fig. 26, cada tubería presenta un

comportamiento de flujo diferente. Los métodos de flujo multifásico muestran que el gasto crítico decrece al disminuir el diámetro de la tubería y que la presión de fondo correspondiente al gasto crítico también decrece al disminuir el diámetro de la tubería de producción. De acuerdo con esto, para un gasto existirá un diámetro de tubería, con el que se manifiesten las mínimas caídas de presión.

Entonces, el criterio para la selección del diámetro de tubería es: para el gasto deseado, utilizar la tubería que proporciona la menor presión de fondo posible; es decir, -- con la que se obtenga la mínima caída de presión.

En la Fig. 27 se presentan las curvas de comportamiento de un sistema vertical, considerando diferentes diámetros de tubería de producción. La parte más negra de las curvas indica la secuencia óptima de selección del diámetro de la tubería. Si se graficaran en esta figura las curvas de comportamiento de flujo del yacimiento al pozo, es posible determinar el valor de la presión estática a la cual el pozo dejaría de fluir para cada tubería. En dicha figura las curvas puntuadas representan el comportamiento del flujo en el yacimiento. Se observa que la secuencia de selección del diámetro de la tubería es de diámetros mayores a menores, -- conforme se abate la energía del yacimiento.

Como se ha expuesto, el fenómeno de cabeceo se presenta,

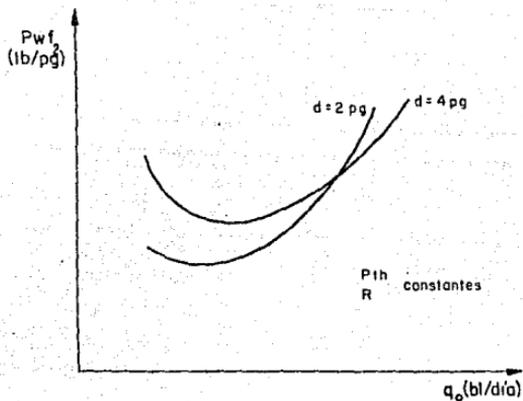


FIG. 26 Curvas de comportamiento del flujo vertical.

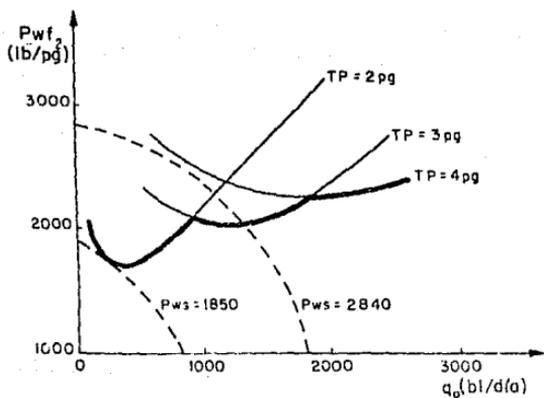


FIG. 27 Determinación gráfica de la presión estática a la que dejaría de fluir el pozo.

por lo general, en la última etapa de la vida fluente del pozo, por lo que se infiere que para prevenir el cabeceo se hace necesario el cambio de tubería de producción por otra de diámetro menor antes de llegar a esta etapa.

Lo anterior se debe a que con el cambio a un diámetro de tubería de producción menor se logra disminuir el colgamiento del líquido; aunque se aumentan las caídas de presión por fricción se obtiene un mayor beneficio de la energía del gas libre para elevar el líquido a la superficie, ya que se logra un contacto más íntimo entre el gas y el aceite debido a la reducción del área de flujo, reduciéndose de esta manera el resbalamiento entre fases.

III.3 Métodos de control del cabeceo de formación según A.W. Gruppig y colaboradores.

- Cambio de diámetro del estrangulador

Un pozo que presente cabeceo de formación puede estabilizarse si se cambia el estrangulador cuando las condiciones de flujo se encuentran en el punto C del ciclo de cabeceo (Fig. 16), hasta encontrar el tamaño de estrangulador que haga que la curva de éste y la de presión en la cabeza-

del pozo, para un fluido de alta R, se intersectan en la región de alta R (punto F en la Fig. 16, donde $S = 36/64$ pg).

Poco antes de alcanzar el punto C, fluido de baja relación gas-aceite (R_1) está aún pasando por el estrangulador (S_1), por lo que, es válida la siguiente ecuación:

$$P_{th} = \frac{C q_o R_1^{0.546}}{S_1^{1.89}}$$

Para estabilizar el pozo a este gasto de producción -- (q_o) y esta presión en la cabeza del pozo (P_{th}), se instala un estrangulador de diámetro S_2 tan pronto como la mezcla - de alta relación gas-aceite (R_2) empieza a fluir a través - del estrangulador en la cabeza del pozo; debiéndose cumplir con la siguiente relación:

$$P_{th} = \frac{C q_o R_2^{0.546}}{S_2^{1.89}}$$

igualando las presiones en la cabeza, de las ecuaciones anteriores

ESTO TIENE SU ORIGEN
SALIDA DE LA SUBCOMISIÓN

$$\frac{C q_0 R_1^{0.546}}{S_1^{1.89}} = \frac{C q_0 R_2^{0.546}}{S_1^{1.89}}$$

por lo que, simplificando se obtiene que:

$$\frac{R_1^{0.546}}{S_1^{1.89}} = \frac{R_2^{0.546}}{S_2^{1.89}}$$

finalmente, despejando el nuevo diámetro de estrangulador - S_2 se llega a la siguiente ecuación:

$$S_2 = S_1 (R_2 / R_1)^{0.289}$$

Con este diámetro S_2 de estrangulador el pozo se estabilizará inmediatamente, si se instala cuando las condiciones de flujo del pozo se encuentran en el punto C del ciclo de cabeceo, (Fig. 16).

- Compresor portátil de gas

Otro método para estabilizar un pozo en el cual ocurre el cabeceo de formación, es por medio de la inyección de --

gas a un gasto alto, utilizando un compresor portátil de --
gas a alta presión, de manera semejante a los pozos con bom-
beo neumático. Esto disminuirá tanto el gradiente de pre---
sión promedio en la tubería de producción como la presión -
de fondo fluyendo, lográndose que el yacimiento de baja pre
sión produzca firme y continuamente.

Con un estrangulador grande no existirá la excesiva con
trapresión en la cabeza del pozo que haría que la presión -
de fondo fluyendo se incremente de nuevo si el bombeo neumá
tico se suspende. El pozo podrá estabilizarse a un gasto al
to, produciendo desde ambos yacimientos.

CAPITULO IV

METODOS DE CONTROL DEL CABECEO EN POZOS CON BOMBEO NEUMATICO CONTINUO

Introducción

Cuando la energía propia del yacimiento ha llegado a un punto tal, en su declinación, como para no lograr elevar — los fluidos hasta la superficie (flujo natural), se hace necesaria la instalación de un sistema artificial de produc— ción conveniente para incrementar los gastos de producción.

El bombeo neumático continuo es uno de los sistemas ar— tificiales que se pueden instalar cuando se ha llegado a la etapa mencionada con anterioridad. Es evidente, que un dise— ño adecuado proporcionará las condiciones más favorables pa— ra que el pozo produzca de la manera más eficiente y econó— mica.

Por el contrario, un mal diseño sólo ocasionará proble— mas durante la producción, tales como el cabeceo, que provo— carían que se incrementen los costos.

Existen varios métodos para controlar el cabeceo en pozos con bombeo neumático continuo, en el presente capítulo se presentan algunos de ellos.

IV. 1 Sugerencias para controlar el cabeceo en pozos con bombeo neumático continuo por A.W. Gruppig y colaboradores.

Los métodos para controlar el cabeceo en pozos con bombeo neumático continuo están basados en el principio de que será disminuido el efecto de estrangulamiento ejercido por el orificio de inyección superficial, relacionado al del orificio del fondo. Por lo tanto, se evita que la presión en el espacio anular llegue a un valor muy bajo, y se mantiene la inyección continua de gas a través del orificio de fondo.

Idealmente, debería suprimirse el orificio superficial de inyección, lo cual haría que el espacio anular formara parte del sistema de distribución del gas, pero operativamente esto sería un inconveniente porque el ritmo de inyección de gas se ajustaría entonces solamente por cambios en el orificio del fondo usando línea de acero.

Existen diversos métodos para estabilizar el flujo de -

pozos que presentan este problema (Figs. 28 a la 32). En estos casos, el promedio del gasto de inyección y el de producción se incrementarían debido a la estabilización.

En algunos casos, el pozo puede ser estabilizado sin cambio en la posición de la curva de equilibrio y en la profundidad del punto de inyección del gas, (Figs. 29 y 30). En otros casos, cualquiera de ambos parámetros es alterado en el proceso, dando un incremento o decremento extra de producción, y/o un gasto diferente de inyección.

Aunque el cabeceo sería eliminado por la aplicación de esos procedimientos, los pozos pueden no ser estabilizados completamente. Se presentarían otros efectos de desestabilización como segregación gas-líquido en la tubería de producción, presiones fluctuantes en el sistema recolector corriente abajo, etc., especialmente a bajos gastos de inyección y producción.

- Punto de inyección más profundo

A mayores profundidades, la presión de inyección deberá intersectarse con la curva de equilibrio a una presión más alta, de modo que la caída de presión total en el sistema de inyección disminuye (Fig. 28). A una caída de presión en

el fondo relativamente igual, está disponible una caída de presión menor a través del orificio de inyección superficial, a menos que se aumente su tamaño para permitir el paso de la misma cantidad de gas.

Esta modificación produciría un incremento de producción porque el pozo se está bombeando desde un punto más profundo.

- Reducción de la presión del compresor

Si la presión en el sistema de distribución superficial se reduce, el diámetro del orificio de inyección superficial deberá aumentarse para permitir el paso de la misma cantidad de gas (Fig. 29).

Los costos de compresión del gas entonces disminuirían. Esta solución no es factible si otros pozos, conectados al mismo sistema de distribución, requieren una presión de inyección más alta.

- Reducción del tamaño del orificio del fondo

Este es un método simple y efectivo para estabilizar un

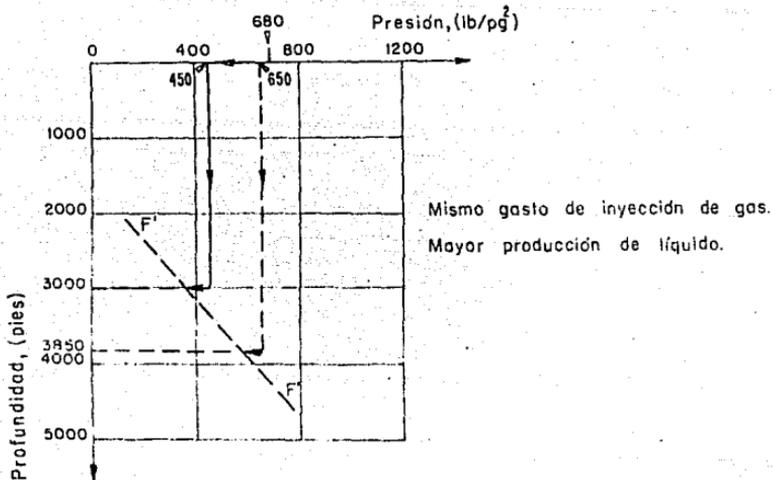


FIG. 28 Punto de inyección más profundo.

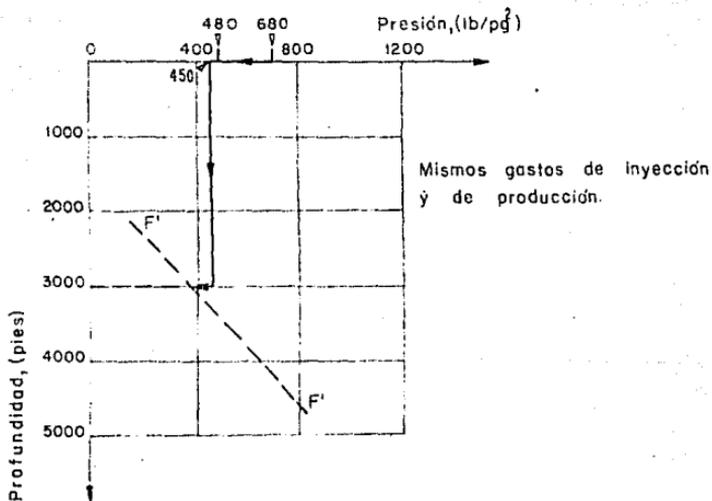


FIG. 29 Reducción de la presión de descarga del compresor.

pozo con bombeo neumático continuo. El diámetro del orificio del fondo sería tal que permanece una pequeña presión diferencial en la superficie con lo cual el gasto de inyección puede ser muy bien ajustado, Fig. 30. El espacio anular deberá estar libre de basura e incrustaciones para prevenir el taponamiento del pequeño orificio del fondo.

Una desventaja es que el gas para inyección es comprimido a una presión más alta que la requerida; por lo tanto, los costos del bombeo se mantendrán más altos de lo necesario.

- Aumento del tamaño del orificio superficial

Este es el método operacional más simple para estabilizar un pozo con bombeo neumático continuo (Fig. 31). Como la reducción de la acción de estrangulamiento en la superficie no es restituida por el estrangulamiento en el fondo, el gasto de inyección se incrementaría considerablemente, resultando en un aumento en el gasto de producción. Esta modificación transfiere la curva de equilibrio hacia la izquierda.

La estabilización de un gran número de pozos con bombeo neumático continuo no es posible de esta manera si el sumi-

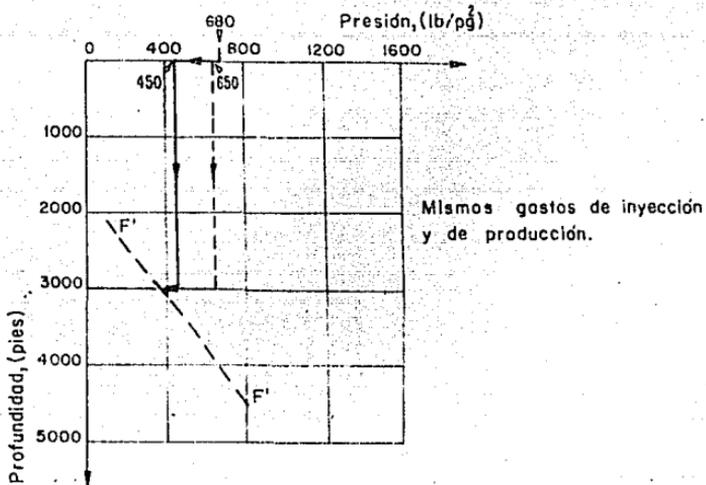


FIG. 30 Reducción del diámetro del orificio del fondo.

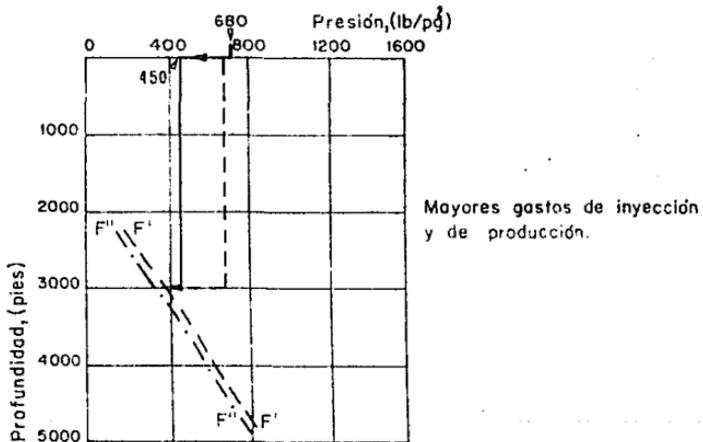


FIG. 31 Incremento del diámetro del orificio de inyección superficial.

nistro de gas es poco.

Una desventaja de este método es que sería necesaria -- una sobreinyección de gas para prevenir el cabeceo, esto -- es, los gastos de inyección requeridos excederían el gasto óptimo. Además, una mayor compresión del gas aumentará los costos del bombeo.

- Reducción del diámetro del estrangulador

El estrangulamiento a un pozo con bombeo neumático continuo incrementará la presión en la cabeza lo cual resulta en un cambio de la curva de equilibrio a la derecha (Fig. - 32). Puesto que esta modificación disminuye la caída de presión en el sistema de inyección del gas, el gasto de inyección decrece.

El punto A de la Fig. 23 se traslada hacia arriba en la curva del comportamiento del orificio a una posición donde la pendiente es menor; así, el orificio de inyección superficial da un menor control de estrangulamiento lo cual tenderá a estabilizar el pozo.

Para inyectar el mismo volumen de gas anterior, el diá-

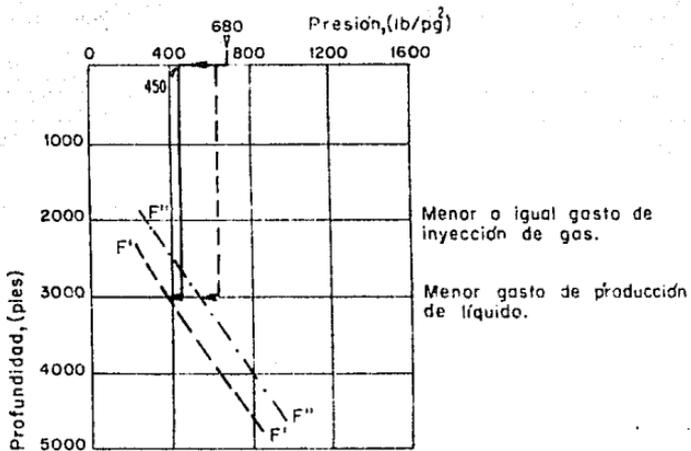


FIG. 32 Reducción del tamaño del estrangulador.

metro del orificio superficial deberá aumentarse.

Una desventaja de este método es que la presión en el fondo aumenta y la producción disminuye. Si un pozo con bombeo neumático continuo está cabeceando y es estabilizado de esta manera, su producción debería aumentar, pero será menor que la producción que puede ser obtenida con cualquiera de los cuatro métodos mencionados anteriormente.

- Gasto de inyección constante

La estabilización con control de flujo generalmente da los mismos resultados que con el manejo del orificio de inyección superficial. Durante un ciclo de cabeceo, el gasto de flujo de gas a través de un orificio de inyección ajustado es medianamente también constante, debido al efecto de control de estrangulador.

El control de flujo de gas a 193 Mpies³/día corresponde (más o menos) a la instalación de un orificio de inyección de 4/64 pg.; el control de flujo de gas de inyección a 353 Mpies³/día da el mismo resultado que instalando un orificio de inyección de 5/64 pg., para el caso utilizado en las simulaciones hechas por Gruppings y colaboradores.

- Presión de inyección constante

A altas presiones el pozo puede ser estabilizado, pero el gusto de inyección y la R son excesivamente altas. La razón es que la presión en el fondo permanece medianamente baja, y con la alta diferencial de presión resultante, el flujo de gas a través del orificio de fondo puede ser excesi--vo. A más bajas presiones de inyección, se mejora la R.

Puede concluirse que el control de la presión es simi--lar al control del flujo, y al incremento del diámetro del orificio de inyección superficial.

Si la presión de inyección es demasiado baja, la dife--rencial de presión resultante se hace muy pequeña; conse---cientemente, se puede inyectar poco gas a la tubería y su presión aumenta por arriba de la presión del espacio anu---lar. Por lo tanto, ya no sería posible realizar el bombeo - porque el controlador de presión evitaría que la presión de del espacio anular se elevara al valor requerido para reanudar la inyección del gas.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Introducción

Como se ha visto en capítulos anteriores el cabeceo es un fenómeno que se presenta bajo condiciones muy diversas.- Por tal motivo una determinación confiable de este tipo particular de flujo es muy compleja. Diversos autores han tratado de obtener procedimientos con los cuales se pueda predecir el comportamiento de pozos factibles de presentar el cabeceo.

T.L.W. Nind (Ref. 11) hace un análisis teórico para predecir si el pozo, dadas ciertas circunstancias, podría presentar flujo inestable. Por otra parte, en un artículo presentado por Duns y Ros en el Sexto Congreso Petrolero Mundial en 1963 (Ref. 1), establecen una correlación para determinar las caídas de presión en flujo vertical, así como un mapa de los diferentes patrones de flujo en función de las producciones de gas y líquido caracterizadas por los números de velocidad. También determinaron una región en la cual se presenta el fenómeno de cabeceo, comprendida en el rango de $V_{sl} < 10$ cm/seg. y $10 < V_{sg} < 30$ cm/seg.

En el capítulo se ofrece un programa de cómputo que establece las condiciones mínimas para eliminar el cabeceo en un pozo fluyente. Al final del mismo se presentan algunas recomendaciones y conclusiones para detectar lo más oportunamente posible tal tipo de flujo.

V.1 Programa de computación

Se ha desarrollado un programa de computación en FORTRAN para predecir condiciones de flujo inestable en pozos fluyentes, basado en el análisis teórico realizado por T.E.W.-Nind.

Discusión teórica de T.E.W. Nind para predecir flujo inestable

El flujo de un pozo, desde la formación, a través de la tubería de producción y hasta el estrangulador de la línea de descarga, nunca es completamente estable. El gasto de líquido, la R y la presión de la formación varían continuamente. Conforme sean reducidos los límites de estas fluctuaciones el sistema de flujo puede considerarse como estable. -- For otra parte, cualquier tendencia que indique un incremento en las variaciones, es indicación de inestabilidad inci-

piente y puede tener consecuencias graves, desde la muerte del pozo o lo que es más raro, el incremento excesivo de las variaciones de la producción.

Al analizar la estabilidad del flujo es necesario tener en cuenta el IPR, la P_{th} y las curvas del funcionamiento del estrangulador (Fig. 10), y la curva de las pérdidas de presión en la tubería de producción en función de la producción (Fig. 33).

Una situación típica es aquella en la cual el pozo fluye con un gasto en el que la curva de la Fig. 33 es relativamente plana, disminuyendo o elevándose lentamente. Para presentar un argumento, considérese el caso en el cual esta curva está cayendo lentamente al punto de flujo (Fig. 34).

Supóngase que, por cierta razón, hay una variación en la R libre de la formación, y que esta variación persiste durante unos pocos segundos. Como resultado, cambiará la pérdida de presión en la tubería de producción: supóngase que baja una cantidad ΔP , punto B_2 en la Fig. 34. Ya que el estrangulador mantiene una P_{th} constante, se deduce que la caída en la pérdida de presión en la tubería de producción debe estar acompañada por un incremento en la presión de entrada de la formación punto A_2 en la curva de IPR, donde la diferencia vertical entre A_1 y A_2 es también ΔP .

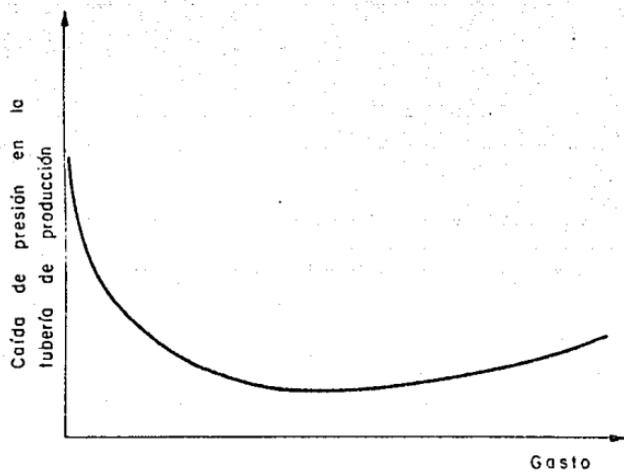


FIG. 33 Pérdida de presión en la tubería de producción en función de la producción.

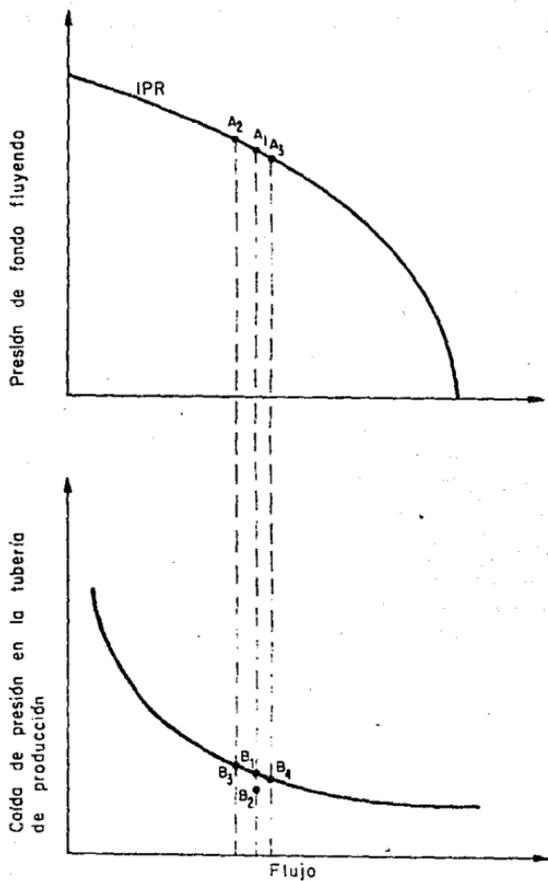


FIG. 34 Análisis de la estabilidad del flujo.

El gasto de la formación se reduce y, así, la pérdida de presión en la T.P. se eleva (B_3). La presión de entrada cae de modo que la nueva posición de flujo de la formación es A_3 , donde la diferencia vertical entre A_1 y A_3 iguala la diferencia entre B_1 y B_3 . Esto conduce a un punto nuevo -- (B_4) y así sucesivamente.

La estabilidad se logrará cuando los puntos A_2, A_3, A_4 , y así sucesivamente tienden a converger en A_1 (los puntos B_3, B_4, B_5 , y así sucesivamente convergen simultáneamente hacia B_1). La inestabilidad será un peligro si los puntos A tienden a separarse más.

De esta manera, sean m y M las pendientes de la curva - IPR y la curva de pérdida de presión en los puntos A_1 y B_1 respectivamente (Fig. 34). Como B_2B_1 es igual a ΔP , la distancia horizontal (gasto) A_2A_1 es $\Delta P/m$. Se deduce que la distancia vertical (presión) B_1B_3 es $\Delta P(M/m)$; es también la distancia vertical (presión) A_1A_3 .

Por lo tanto, la distancia horizontal A_1A_3 es

$$\Delta P \frac{I}{m} \left(\frac{M}{m} \right)$$

de modo que la distancia vertical B_1B_4 es

$$\Delta P \left(\frac{M}{m} \right)^2$$

Continuando este razonamiento, la distancia horizontal A_1A_4 es

$$\Delta P \frac{I}{m} \left(\frac{M}{m} \right)^2$$

La distancia horizontal A_1A_5 es

$$\Delta P \frac{I}{m} \left(\frac{M}{m} \right)^3$$

y así sucesivamente.

Entonces, si $|M/m| > I$, los puntos A llegan a separarse más (inestabilidad), entanto que si $|M/m| < I$, los puntos A convergen en AI (estabilidad). Es decir, el sistema es estable si la pendiente en la curva de pérdida de presión (Fig. 33) es numéricamente menor que la pendiente de IPR.

En el extremo del gasto bajo, las pendientes de estas dos curvas son iguales cuando la curva de su diferencia, es decir, la curva de P_{th} es horizontal. Por lo tanto, cual---

quiere intento para que fluya un pozo en un punto de la curva de P_{th} a la izquierda de su máximo es peligrosos, y el pozo tiene riesgo de morir.

En el extremo del gasto alto, es posible imaginar situaciones en los pozos extremadamente prolíficas de alto R, en los cuales la curva de pérdida de presión en la tubería de producción puede ser numéricamente más inclinada que el IPR (la cual debe ser plana en un pozo productor de alto volumen).

Programa

Como se mencionó, el programa de cómputo fue desarrollado en lenguaje FORTRAN y se le denominó "CABECLEO". Es un programa de tipo conversacional, lo cual facilita su comprensión y utilización, ya que permite establecer un "diálogo" usuario-máquina.

Para procesar el programa de cómputo, se necesita información básica, que generalmente está disponible en el campo, como son: datos de análisis de muestras, de pruebas de producción, estado mecánico del pozo, etc.; información necesaria como:

1. Densidad relativa del aceite.
2. Densidad relativa del gas.
3. Viscosidad del aceite.
4. Viscosidad del agua producida.
5. Relación agua-aceite.
6. Relación gas-líquido.
7. Temperatura media en la tubería de producción.
8. Temperatura media en la línea de descarga.
9. Gasto de aceite.
10. Potencial del pozo.
11. Presión media del yacimiento.
12. Presión de separación.
13. Profundidad media del intervalo productor.
14. Diámetro interior de la tubería de producción.
15. Diámetro interior de la línea de descarga.
16. Diámetro del estrangulador.
17. Longitud de la línea de descarga.

El programa de cómputo está constituido por el programa principal y tres subrutinas llamadas PRESION, CAIDAS y PERFIL.

En el programa principal se realiza el análisis de las condiciones de flujo, esto es, se determina si existe o no flujo inestable.

En esta parte, se modifican las condiciones de flujo, - es decir, diámetro del estrangulador, de la T.P., etc., si es que se presenta flujo inestable, hasta que se encuentren las mínimas necesarias para evitarlo; en caso de no encontrarlas el programa indica que a las circunstancias a las que se encuentra operando el pozo no es posible eliminar este tipo de flujo. Primeramente, el programa determina si -- existe flujo crítico a través del estrangulador, en caso de no ser así, se simula el cambio del estrangulador por uno -- menor reduciendo el diámetro de éste en 2/64 pg. verificando que este nuevo orificio cumpla con flujo crítico, hasta que se encuentre uno que establezca flujo supersónico; en caso de no encontrarlo se simula flujo sin estrangulamiento en la superficie haciendo el diámetro del estrangulador, S, igual a cero. Cuando el estrangulador cumple con flujo crítico, ya sea el dado como dato o el que determina la computadora, se realizan los cálculos necesarios para determinar el tipo de flujo prevaleciente, estable o inestable. En el caso de que se presente flujo inestable, antes que nada, se simula el cambio de estrangulador por uno de diámetro mayor en 2/64 pg. , volviéndose a determinar el tipo de flujo -- existente con el nuevo estrangulador, verificandose también que exista flujo supersónico en él. Lo anterior se repite -- hasta encontrar aquel orificio que elimine el flujo inestable; si esto no resulta se hace la simulación de flujo sin-estrangulamiento superficial, $S = 0$. Si después de realiza-

do lo anterior, persiste el flujo inestable, entonces el programa simula el cambio de tubería de producción por una de diámetro interior menor en 0.5 pg.; repitiéndose todo el procedimiento mencionado hasta eliminar el flujo inestable. Para cuando el diámetro del estrangulador dado como dato no cumple con flujo crítico, el nuevo diámetro S establecido por la computadora se mantiene durante toda la corrida del programa cuando se está simulando con estrangulamiento en la superficie,

La determinación matemática del tipo de flujo que prevalece a las condiciones dadas se lleva a cabo en base al análisis hecho por T.E. Nind comparando las pendientes de las curvas del IPR y de la caída de presión en T.F. (m y M respectivamente), Fig. 34.

Para determinar el valor de la pendiente de la curva de IPR para el gasto considerado (m) se obtuvo la derivada de la ecuación de Vogel,

$$\frac{q_o}{q_o \text{ máx.}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{wb}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2$$

que es la ecuación de la curva de IPR para yacimientos con empuje por gas disuelto cuya presión media es menor que la-

presión de burbujeo. La ecuación de la pendiente m es:

$$m = \frac{dP_{wf}}{dq_0} = 1/(q_0 \cdot \text{máx.} (0.2/P_{ws} + 1.6 P_{wf}/P_{ws}^2))$$

El valor de la pendiente de la curva de la caída de presión en T.P. se obtuvo a partir del ajuste de una recta tangente a la curva en el punto de interés, a través de la determinación de dos puntos adicionales muy próximos a éste, con la ecuación de la pendiente de una recta conocidos dos puntos

$$M = \frac{Y_1 - Y_2}{X_1 - X_2} = \frac{\Delta P_1 - \Delta P_2}{q_1 - q_2}$$

donde, q_1 y q_2 son dos gastos supuestos cercanos al q_0 de interés, es decir, $q_1 = q_0 + \Delta q$, $q_2 = q_0 - \Delta q$

$\Delta P_1 =$ es la caída de presión en TP al gasto $q_1 = P_{wf1} - P_{th}$

$\Delta P_2 =$ es la caída de presión en TP al gasto $q_2 = P_{wf2} - P_{th}$

El programa calcula la presión en la cabeza del pozo, P_{th} (presión corriente arriba del estrangulador) utilizando la ecuación para flujo crítico a través de estranguladores-

de Gilbert .

Este programa presenta además, los valores de presión - de fondo fluyendo y de presión en la cabeza del pozo para - establecer gráficamente las condiciones a las que se encuentra fluyendo el pozo. El gasto máximo del pozo se divide en 10 valores para determinar la presión de fondo fluyendo, -- P_{wf} , a partir de la ecuación de Vogel y la presión en la cabeza del pozo con la subrutina PERFIL. La curva de compórta miento del estrangulador se obtiene usando la ecuación de - Gilbert. Para las condiciones finales se repite el mismo -- procedimiento pero, ahora a las condiciones modificadas.

La subrutina PRESION obtiene las propiedades PVT de los fluidos utilizando la correlación de Oistein considerando - que la presión es inferior a la presión de burbujeo, P_b . -- También calcula las caídas de presión en la línea de descar ga, dada la presión de separación, determinando la presión- de descarga del pozo, P_d (presión corriente abajo del es--- trangulador), considerando que la tubería es totalmente ho- rizontal, por medio de la utilización de la correlación de- flujo multifásico en tuberías de Beggs y Brill; el valor -- que regresa al programa principal es el de la presión de -- descarga del pozo, P_d .

La subrutina CAIDAS obtiene las propiedades FVT de los-

fluidos de manera similar a la anterior subrutina. Calcula- las caídas de presión a través de la tubería de producción a partir de la presión en la cabeza del pozo, P_{th} , determi- nando la presión de fondo fluyendo, P_{wf} , considerando que - el pozo está totalmente vertical, utilizando también la co- rrelación de Beggs y Brill; el valor que regresa al progra- ma principal es el de la presión de fondo fluyendo, P_{wf} . Es- ta subrutina se emplea para determinar la presión de fondo- fluyendo al gasto de interés y a los gastos supuestos para- la determinación de la pendiente de la curva de caída de -- presión en la T.P. durante todas las simulaciones necesaa- rias que hace el programa de cómputo.

La subrutina PERFIL determina la curva de presión en la cabeza del pozo usando la correlación de Beggs y Brill para flujo multifásico en tuberías verticales.

V.2 Conclusiones

1. El cabeceo se presenta cuando el pozo se encuentra - en una etapa muy avanzada de su vida productiva y no tiene instalado un empacador.
2. Los pozos con baja relación gas-aceite, aunque sean-

relativamente nuevos, pueden presentar este fenómeno.

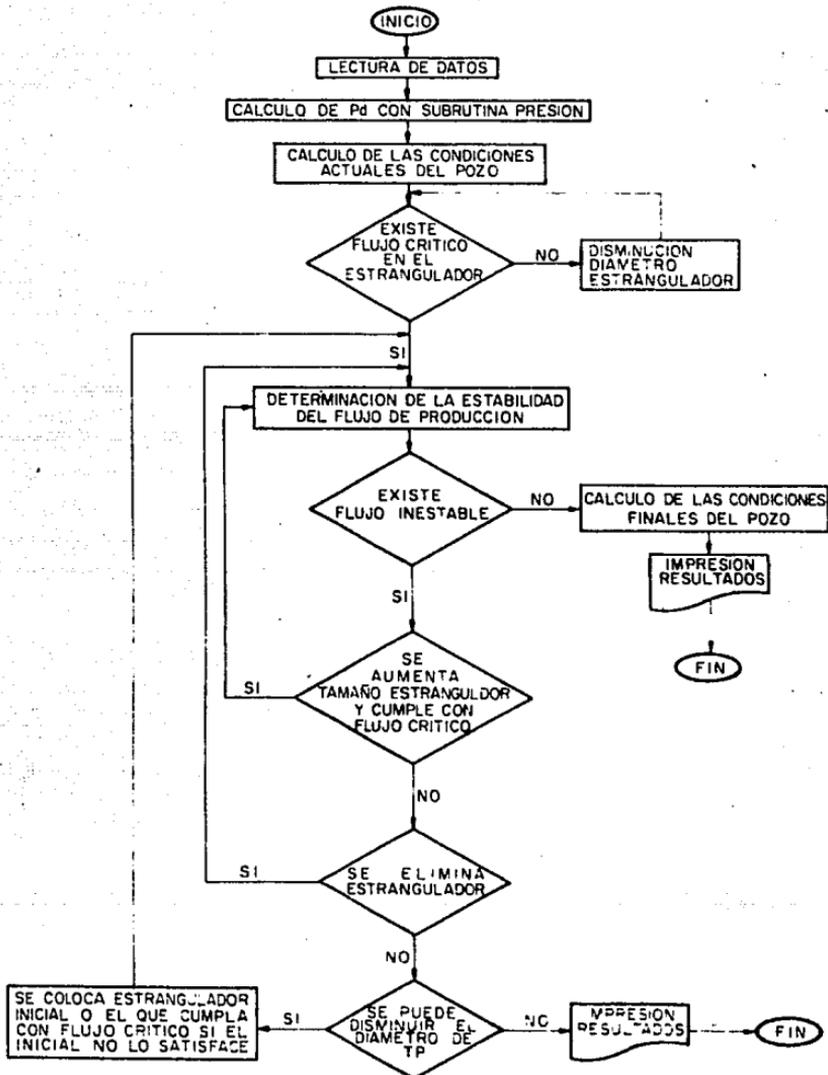
3. En los casos anteriores, el cabeceo como mecanismo de producción es ineficiente debido al uso ineficaz del gas de formación, puesto que, se produce mucho aceite con una proporción insuficiente de gas y viceversa.
4. El cabeceo de formación se puede presentar en formaciones cavernosas o fracturadas, donde dos o más yacimientos con diferentes relaciones gas-aceite y diferentes presiones estáticas, están produciendo por una misma tubería de producción. En este tipo de cabeceo el interflujo entre yacimientos juega un papel muy importante.
5. Cuando se tiene un pozo con bombeo neumático continuo el fenómeno de cabeceo se desarrollará debido a un mal diseño de este sistema artificial de producción que provoque un mayor efecto de estrangulamiento del orificio superficial de inyección con respecto al orificio del fondo del pozo.

V.3 Recomendaciones

1. En pozos fluyentes se recomienda la instalación de un empacador siempre que sea posible para evitar la acumulación del gas en el espacio anular.
2. Una medida práctica de campo sería la instalación de un manómetro en la T.R. para observar los cambios en la presión, cuando estos son mayores a 100 lb/pg^2 es, posiblemente, un indicio de almacenamiento de gas en el espacio anular.
3. Para el inicio de la explotación de un pozo es conveniente la implementación de un compresor portátil de gas para evitar que se presente en alguna forma el cabeceo; teniéndose un mayor beneficio en el caso de pozos con baja relación gas-líquido.
4. En un pozo en el que se pretenda explotar varios yacimientos con características diferentes es recomendable realizar terminaciones selectivas.
5. Si la medida anterior no es posible, debe prestarse un cuidado especial en el diseño del diámetro del estrangulador superficial.

6. Otra manera sería la explotación no simultánea de -- los yacimientos en pozos con múltiples horizontes -- productores.
7. En las instalaciones de bombeo neumático continuo es conveniente el uso de empacadores y de un orificio - de fondo intercambiable.
8. En pozos con bombeo neumático continuo se deberá establecer el gasto y presión de inyección óptimos.
9. También se recomienda el uso del programa de cómputo desarrollado para analizar las condiciones de flujo del pozo de interés.

DIAGRAMA DE BLOQUES



```

1*  C
2*  C   PROGRAMA QUE DETERMINA EL FLUJO INESTABLE DE FOZOS FLUYENTES
3*  C
4*  DIMENSION QC(12),PHT(12),PFW(12),PHT1(12)
5*  CHARACTER RES*2
6*  REAL LLD
7*  C
8*  C   ENTRADA DE DATOS
9*  C
10* C
11* 1  WRITE(1,*)'   *****   DATOS   *****'
12*  WRITE(1,*)
13*  WRITE(1,*)
14*  WRITE(1,*)'% DENSIDAD RELATIVA DEL ACEITE <API>:'
15*  READ(1,*)DO
16*  WRITE(1,*)'% DENSIDAD RELATIVA DEL GAS <AIRES>:'
17*  READ(1,*)DG
18*  WRITE(1,*)'% VISCOSIDAD DEL ACEITE <CP>:'
19*  READ(1,*)VM
20*  WRITE(1,*)'% VISCOSIDAD DEL AGUA PRODUCIDA <CP>:'
21*  READ(1,*)VU
22*  WRITE(1,*)'% RELACION AGUA-ACEITE <ADIN>:'
23*  READ(1,*)WOR
24*  WRITE(1,*)'% RELACION GAS-LIQUIDO <PIES/BLD>:'
25*  READ(1,*)RGL
26*  WRITE(1,*)'% GASTO DE ACEITE <BL/DIA>:'
27*  READ(1,*)GO
28*  WRITE(1,*)'% POTENCIAL DEL POZO <BL/DIA>:'
29*  READ(1,*)OOHAX
30*  WRITE(1,*)'% TEMPERATURA MEDIA EN TP <F>:'
31*  READ(1,*)TM
32*  WRITE(1,*)'% TEMPERATURA MEDIA EN LINEA DE DESCARGA <F>:'
33*  READ(1,*)TMLD
34*  WRITE(1,*)'% DIAMETRO DEL ESTRANGULADOR <64AVOS PG>:'
35*  READ(1,*)S
36*  WRITE(1,*)'% DIAMETRO INTERIOR DE LA TP <PG>:'
37*  READ(1,*)DITP
38*  WRITE(1,*)'% DIAMETRO INTERIOR DE LA LINEA DE DESCARGA <PG>:'
39*  READ(1,*)DILD
40*  WRITE(1,*)'% PRESION MEDIA DEL YACIMIENTO <LB/PG2>:'
41*  READ(1,*)PWS
42*  WRITE(1,*)'% PRESION DE SEPARACION <LB/PG2>:'
43*  READ(1,*)PSEP
44*  WRITE(1,*)'% PROFUNDIDAD MEDIA DEL INTERVALO PRODUCTOR <PIES>:'
45*  READ(1,*)PROF
46*  WRITE(1,*)'% LONGITUD DE LA LINEA DE DESCARGA <PIES>:'
47*  READ(1,*)LLD
48*  C
49*  C   CALCULOS
50*  C
51*  DITPAT=DITP
52*  SDAT=S
53*  SSZ=0.
54*  CALL FRESION(QC,DO,TMLD,WR,RGL,GO,VM,VU,PSEP,DILD,LLD,PD)
55*  IF(S.LE.(0.)) THEN

```

```

56*      S=0.
57*      PTH=PD
58*      ELSE
59*      PTH=435.*(RGL/1000.)**(.546*QD*(1.+WDR)/S**1.89
60*      ENDIF
61*      RELP=PD/PTH
62*      QK=QOMAX/60.
63*      DO 110 I=1,10
64*      QZ=GR-I*3.
65*      FN2=((((0.64+0.5*(1.-QZ/QOMAX))**0.5)-0.3)/0.4)*PWS
66*      CALL FERFIL(DO,DG,TM,WDR,RGL,QZ,VM,VW,FW2,DITP,PROF,PTH)
67*      QC(I)=QZ
68*      PHT(I)=PTH
69*      PFW(I)=FW2
70* 110  CONTINUE
71*      WRITE(1,59)
72*      DO 111 I=1,10
73*      WRITE(1,69)QC(I),PHT(I),PFW(I)
74* 111  CONTINUE
75*      WRITE(1,41)PTH,RELP
76*      ICONT3=0
77* 9     ICONT1=0
78*      ICONT2=0
79* 11   IF(S.LE.(0.)) THEN
80*      S=0.
81*      PTH=PD
82*      ELSE
83*      PTH=435.*(RGL/1000.)**(.546*QD*(1.+WDR)/S**1.89
84*      ENDIF
85*      RELP=PD/PTH
86*      IF(RELP.LE.(.5283).GR.S.EQ.(0.)) THEN
87*      CALL CAIDAS(DO,DG,TM,WDR,RGL,QD,VM,VW,PTH,DITP,PROF,PWF)
88*      FEND1=1./(QOMAX*(0.2/PWS+1.6*PWF/(PWS*FIS)))
89*      FWWF=PWF
90*      Q1=QD
91*      QD=QD+1
92*      CALL CAIDAS(DO,DG,TM,WDR,RGL,QD,VM,VW,PTH,DITP,PROF,PWF)
93*      DELP1=PWF-PTH
94*      QD=Q1-1
95*      CALL CAIDAS(DO,DG,TM,WDR,RGL,QD,VM,VW,PTH,DITP,PROF,PWF)
96*      DELP2=PWF-PTH
97*      PEND2=(DELP2-DELP1)/2.
98*      REL=ABS(PEND2/PEND1)
99*      QD=Q1
100*     ICONT1=1
101*     ELSE
102*     S=S-2.
103*     IF(S.GE.SDAT) ICONT1=1
104*     ICONT2=1
105*     ENDIF
106*     IF(ICONT1.EQ.0) GO TO 11
107*     IF(REL.GE.(1.)) THEN
108*     IF(S.GE.SDAT.AND.ICONT2.EQ.0) THEN
109*     S=S+2.
110*     ELSEIF(S.NE.(0).AND.SDAT.NE.(0.)) THEN

```

```

111*          SSS=S
112*          S=0.
113*          ELSEIF(DITP.LT.(.75)) THEN
114*              WRITE(1,33)
115*              WRITE(1,101)
116*              ICONT3=1
117*          ELSE
118*              DITP=DITP-0.5
119*              IF(SSS.GE.SDAT) THEN
120*                  S=SDAT
121*              ELSE
122*                  S=SSS
123*              ENDIF
124*          ENDIF
125*      ELSE
126*  C
127*  C      IMPRESION DE RESULTADOS
128*  C
129*          IF(DITP.NE.DITPDAT) THEN
130*              WRITE(1,68)S,DITP
131*              WRITE(1,87)PWF,FTH,PD,Q1
132*          ELSE
133*              IF(SSS.EQ.(0.).AND.S.LE.SDAT) THEN
134*                  IF(S.NE.SDAT) THEN
135*                      WRITE(1,98)S,DITP
136*                      WRITE(1,76) PWF,FTH,PD,Q1
137*                  ELSE
138*                      WRITE(1,22)S,DITP,PWF,FTH,PD,Q1
139*                  ENDIF
140*              ELSE
141*                  WRITE(1,99)S,DITP
142*                  WRITE(1,77)PWF,FTH,PD,Q1
143*          2  FORMAT(1H1)
144*          51  FORMAT(///,10X,'LAS CONDICIONES FINALES DE FLUJO SON IGUALES A LA
145*          *S INICIALES.')
146*          49  FORMAT(1H1,///,15X,'CONDICIONES FINALES DE FLUJO',///,15X,'00',
147*          * 10X,'PTH',10X,'PWF',/,12X,'(BL/DIA)',5X,'(LB/FG2)',5X,'(LB/FG2)',
148*          * /)
149*          59  FORMAT(1H1,///,15X,'CONDICIONES ACTUALES DE FLUJO',///,15X,'00',
150*          * 10X,'PTH',10X,'PWF',/,12X,'(BL/DIA)',5X,'(LB/FG2)',5X,'(LB/FG2)',
151*          * /)
152*          69  FORMAT(12X,F8.1,5X,F9.3,4X,F9.3)
153*          41  FORMAT(///,10X,'PRESION EN LA CABEZA DEL POZO, PTH= ',F9.3,'(LB/FG
154*          *2)',/,10X,'RELACION DE PRESIONES, PD/PTH= ',F9.3)
155*          33  FORMAT(/////,5X,'CON LAS CONDICIONES DADAS Y AUN MODIFICANDOLAS S
156*          *E PRESENTA EL FLUJO INESTABLE.')
157*          101  FORMAT(5X,/, 'POR LO QUE, SE RECOMIENDA IMPLEMENTAR ALGUN SISTEMA
158*          *ARTIFICIAL DE PRODUCCION.')
159*          83  FORMAT(/////,5X,'CON LOS DATOS DADOS POR EL USUARIO SE PRESENTA FL
160*          *UJO INESTABLE',/,5X,'POR LO QUE, SE MODIFICO EL DIAMETRO DEL ESTR
161*          *ANGULADOR Y DE LA TP',/,5X,'LAS CONDICIONES MINIMAS PARA EVITARL
162*          *O SON:',/,10X,'DIAMETRO DEL ESTRANGULADOR, S= ',F5.0,1X,'64AVG
163*          *S DE F3',/,10X,'DIAMETRO INTERIOR DE LA TP, DITP=',F5.3,1X,'FG
164*          *.' )
165*          87  FORMAT(///,10X,'PRESION DE FONDO FLUYENDO, PWF=',1X,F6.1,1X,'(LB/PG2

```

```

166*      *//.10X,'PRESION EN LA CABEZA DEL POZO, PTH='//1X,F6.1,1X,'/LB/PG2',
167*      *//.10X,'PRESION EN LINEA DE DESCARGA, PD='//1X,F7.1,1X,'/LB/PG2',//.10
168*      *X,'GASTO DE ACEITE, QD='//1X,F8.1,1X,'/BL/DIA')
169*      58 FORMAT(////.5X,'NO EXISTE FLUJO INESTABLE, PERO EL ESTRANGULADOR
170*      *DADO COMO DATO NO CUMPLE',//.5X,'CON FLUJO CRITICO A TRAVES DE EL,
171*      *POR LO QUE, EL NUEVO DIAMETRO DEL ESTRA',//.5X,'NGULADOR ES:',//.1
172*      *X,'DIAMETRO DEL ESTRANGULADOR, S='//1X,F5.0,1X,'/64AVOS DE PG',//.10
173*      *X,'DIAMETRO INTERIOR DE LA TP, DITP='//1X,F5.3,1X,'/PG')
174*      76 FORMAT(////.10X,'PRESION DE FONDO FLUYENDO, PWF='//1X,F6.1,1X,'/LB/PG2
175*      *//.10X,'PRESION EN LA CABEZA DEL POZO, PTH='//1X,F6.1,1X,'/LB/PG2',
176*      *//.10X,'PRESION EN LINEA DE DESCARGA, PD='//1X,F7.1,1X,'/LB/PG2',//.10
177*      *X,'GASTO DE ACEITE, QD='//1X,F8.1,1X,'/BL/DIA')
178*      22 FORMAT(////.5X,'CON LAS CONDICIONES DADAS NO SE PRESENTA FLUJO IN
179*      *ESTABLE, //10X, 'DIAMETRO DEL ESTRANGULADOR, S='//1X,F5.0,1X,'/64AVO
180*      *S DE PG',//.10X, 'DIAMETRO INTERIOR DE LA TP, DITP='//1X,F5.3,1X,'/PG'
181*      *//.10X,'PRESION DE FONDO FLUYENDO, PWF='//1X,F6.1,1X,'/LB/PG2',//.10X,
182*      *,'PRESION EN LA CABEZA DEL POZO, PTH='//1X,F6.1,1X,'/LB/PG2',//.10X,
183*      *,'PRESION EN LINEA DE DESCARGA, PD='//1X,F7.1,1X,'/LB/PG2',//.10X,'GAST
184*      *O DE ACEITE, QD='//1X,F8.1,1X,'/BL/DIA')
185*      99 FORMAT(////.5X,'CON EL ESTRANGULADOR DADO COMO DATO SE PRESENTA F
186*      *LUJO INESTABLE, //10X, 'PARA EVITARLO EL NUEVO DIAMETRO DEL ESTRANG
187*      *ULADOR SERA',//.10X, 'DIAMETRO DEL ESTRANGULADOR, S='//1X,F5.0,1X,
188*      *,'/64AVOS DE PG',//.10X, 'DIAMETRO INTERIOR DE LA TP, DITP='//1X,F5.3,1
189*      *X,'/PG')
190*      77 FORMAT(//.10X,'PRESION DE FONDO FLUYENDO, PWF='//1X,F6.1,1X,'/LB/PG2
191*      *//.10X,'PRESION EN LA CABEZA DEL POZO, PTH='//1X,F6.1,1X,'/LB/PG2',
192*      *//.10X,'PRESION EN LINEA DE DESCARGA, PD='//1X,F7.1,1X,'/LB/PG2',//.10
193*      *X,'GASTO DE ACEITE, QD='//1X,F8.1,1X,'/BL/DIA')
194*      ENDIF
195*      ENDIF
196*      ENDIF
197*      IF(ICONT3.EQ.1) GO TO 35
198*      IF(REL_GE.(1.0)) GO TO 9
199*      35 IF(DITP.NE.DITPDAT) GO TO 21
200*      WRITE(1,51)
201*      GO TO 6
202*      21 DO 120 I=1,10
203*      Q2=1+0K
204*      PW2=((1+(0.64+0.8*(1.-Q2/ONMAX)))*0.5)-0.6)/0.4)*PLUS
205*      CALL PERFIL(DO,CG,TH,WOR,RGL,Q2,W1,VW,PW2,DITP,PROF,PTH1)
206*      PHT1(I)=PTH1
207*      120 CONTINUE
208*      WRITE(1,49)
209*      DO 301 I=1,10
210*      WRITE(1,69)OC(I),PHT1(I),PFW(I)
211*      301 CONTINUE
212*      6 WRITE(1,*)
213*      WRITE(1,*)
214*      36 WRITE(1,*) 'DESEA REALIZAR OTRO CALCULO? <SI/NO>:'
215*      READ(1,*)RES
216*      WRITE(1,*)
217*      IF(RES.EQ.'SI') WRITE(1,2)
218*      IF(RES.FQ.'SI') GO TO 1
219*      IF(RES.NE.'NO') GO TO 36
220*      END

```

```

1*      SUBROUTINE FERFIL(D0,DG,TH,WDR,RGL,Q2,VM,VH,PW2,DITP,PRCF,PTH1)
2*      C
3*      REAL L1,L2,LP1,K1,K2,LA,ML,NLV,NGV,NRE
4*      RO=141.5/(131.5+D0)
5*      PCP=PW2
6*      DF=CO.
7*      L1=PROF
8*      39 F2=PCP-DF
9*      PM=PCF-DF/2
10*     IF(PM,LE.0) GO TO 95
11*     L=ALOG10(PM)
12*     LF=-2.57364+2.35772*L-.703533*L**2+.098477*L**3
13*     PE=10.**LP
14*     RS=DG*(PE*DO**989)/TH**13)**(1./7.816)
15*     BE=RS*(DG/RO)**.526+.968*TH
16*     L=ALOG10(BE)
17*     B=-3.58511+2.91529*L-.27663*L**2
18*     BO=10.**B+1
19*     TC=167.+316.67*DG
20*     PC=702.5-CO.*DG
21*     TR=(TH+460.)/TC
22*     PR=PM/PC
23*     Z1=.8
24*     A1=.31506
25*     A2=-1.0467
26*     A3=-.5783
27*     A4=.5393
28*     A5=-.6133
29*     A6=-.10489
30*     A7=.63157
31*     A8=.68446
32*     55 DR=.27*PR/(Z1*TR)
33*     Z2=(A1+A2/TR+A3/TR**3.)*DR+(A4+A5/TR)*DR*DR+(A5+A6*DR**5.)/TR
34*     Z3=(A7*DR+DR/TR**3.)*(1.+A8*DR*DR)*(EXP(-A8*DR*DR))-1.
35*     Z=Z2+Z3
36*     ABSOLUTO=ABS(Z-Z1)
37*     IF(ABSOLUTO.LT.(.001)) GO TO 56
38*     Z1=Z
39*     GO TO 55
40*     58 BO=.01825*(1+(TH+460.)/PM)
41*     RO=.0764*DG/BO
42*     TS=(42.4+.047*TH-.267*DO)*(EXP(-.0007*PM))
43*     A=10.715*(RS+100.)**(-.515)
44*     B=5.44*(RS+150.)**(-.338)
45*     VA=A*VH**B
46*     X=3.5+986/(TH+460.)+.2897*DO
47*     Y=2.4-.2*X
48*     K1=(9.4+.8784*DO-(TH+460.))*1.5
49*     K2=209.+550.4*DO*(TH+460.
50*     K=K1/K2
51*     VG=K*10.**(-4.)*(EXP(X*(RO/82.423)**Y))
52*     RA=(62.4*RO+.01362*RS*DO)/BO
53*     IF(WDR.EQ.(0.)) GO TO 90
54*     BM=1.+(1.2E-4)*(TH-60.)*(1E-6)*(TH-60.)-(5.33E-6)*PM
55*     TH1=52.5+.006*PR

```

```

56*      TW2=76.*EXP(-.00025*PH)
57*      TW=(280.-TW1)*(TW2-TW1)/206.+TW1
58*      BW=62.43/BH
59*      QW=Q2*WGR
60*      60      FO=BO/(BO+BW+WGR)
61*      VISC=VA*FO+VW*(1.-FO)
62*      TL=TS*FO+TW*(1.-FO)
63*      RL=(RA*Q2+RW*QW)/(Q2+QW)
64*      VSL=.01131*(OC*BO+QW*BW)/(DITP*DITP)
65*      IF(ROL.LT.RS) RS=ROL
66*      VSG+.002122*Q2*(ROL-RS)*BG/(DITP*DITP)
67*      VVM=VSL+VSG
68*      LA=VSL/VVM
69*      NL=.15776*VISC*(1./(RL+TL**3))**.25
70*      NLV=1.338*VSL*(RL/TL)**.25
71*      NGV=1.333*VSG*(RL/TL)**.25
72*      C1=-.36811
73*      C2=.12988
74*      C3=-.11979
75*      C4=2.34323
76*      C5=.47569
77*      C6=.28866
78*      A=C1+C2+C3+C4*NL*NL
79*      B=(NGV**C5)/(NLV**C6)
80*      HL=EXP(A*B)
81*      RM=RL*HL+RG*(1.-HL)
82*      RN=RL*LA+RG*(1.-LA)
83*      VN=VISC*LA+VW*(1.-LA)
84*      NRE=124.*DITP*VVM*RN/VN
85*      F1=4.5223*ALOG10(NRE)-3.3215
86*      F2=(2.*ALOG10(NRE/F1))**(-2)
87*      Y=LA/(HL*HL)
88*      S1=-.0523+G.182*ALOG(Y)-.8725*(ALOG(Y))**2+.01833*(ALOG(Y))**4
89*      SS=ALOG(Y)/S1
90*      FTFN=EXP(SS)
91*      FT=FTFN*F2
92*      GPE=RH
93*      GPF=FT*RN*VVM*VVM/(5.362*DITP)
94*      GPA=144.*(1.-VVM*VSG*RM/(32.17*PH))
95*      GP1=GPE/GPA
96*      GP2=GPF/GPA
97*      GF=GP1+GP2
98*      DL=50./GP
99*      L2=L1-DL
100*      IF(L1.LE.0) GO TO 91
101*      L1=L2
102*      FCP=F2
103*      GO TO 39
104*      91      FTH1=FCP-GF*L1
105*      GO TO 103
106*      93      FTH1=0
107*      103      RETURN
108*      END

```

```

1* SUBROUTINE FRESION(DG, DG, TMLD, WOR, ROL, RG, VM, VW, FSEP, DILD, LLD, FD)
2* C
3* C PROGRAMA DE FLUJO MULTIFASICO POR TUBERIAS POR EL METODO DE
4* C BEGGS Y BRILL
5* C
6* REAL LLD, L1, L, L2, LP, K, K1, K2, LA, NL, NLV, NGV, NRE
7* RO=141.5/(131.5+DG)
8* PBS=FSEP
9* DP=50.
10* L1=LLD
11* 560 P2=PBS+DP
12* FM=PBS+DP/2
13* L=ALOG10(PH)
14* LP=-2.57364+2.30772*L-.70398*L**2+.098479*L**3
15* PE=10.**LP
16* R2=DG*(PE*DG*.989)/TMLD*(.13)**(1./316)
17* BE=RS*(DG/RO)**.526+.968*TMLD
18* L=ALOG10(BE)
19* B=-6.58511+2.91329*L-.27683*L**2
20* BO=10.**B+1.
21* TC=167.+316.67*DG
22* PC=702.5-50.*DG
23* TR=(TMLD+460.)/TC
24* PR=PH/PC
25* Z1=.8
26* A1=.31506
27* A2=-1.0467
28* A3=-.5783
29* A4=.5353
30* A5=-.6123
31* A6=-.10489
32* A7=.68157
33* A8=.68446
34* 550 DR=.27*PR/(Z1*TR)
35* Z2=(A1+A2/TR+A3/TR**3.)*DR+(A4+A5/TR)*DR*ER+(A6+A6*DR**5.)/TR
36* Z3=(A7*DR*DR/TR**3.)*(1.+A8*DR*DR)*(EXP(-A8*DR*DR)).+1.
37* Z=Z2*Z3
38* ABSOLUTO=ABS(Z-Z1)
39* IF(ABSOLUTO.LT.(.001)) GO TO 580
40* Z1=Z
41* GO TO 550
42* 580 BG=.02625*Z*(TMLD+460.)/FM
43* RG=.0764*DG/BG
44* TS=(42.4-.047*TMLD-.267*DG)*(EXP(-.0007*PH))
45* A=10.715*(RS+100.)**(-.316)
46* B=5.44*(RS+150.)**(-.333)
47* VA=A*V1**B
48* X=3.5*RG/(TMLD+460.))+.2897*DG
49* Y=.14-.2*X
50* K1=(9.4+.5794*DG)*(TMLD+460.))**1.5
51* K2=209.+550.4*DG*TMLD+460.
52* K=K1/K2
53* VG=.10.**(-4.)*EXP(-K*RO/32.42)**.7
54* RA=(82.4+RO+.31362*RS*DG)/RG
55* IF(WOR.EQ.(0.)) GO TO 600

```

```

56*      BW=1.+(1.2E-4)*(THLD-60.)+(1E-6)*(THLD-60.)-(3.35E-6)*PM
57*      TWI=52.5-.006*PM
58*      TWZ=76.*EXP(-.00025*PM)
59*      TW=(230.-THLD)*(TWZ-TWI)/206.+TWI
60*      RW=62.43/EW
61*      QW=Q0*WDR
62* 600  FQ=60/(B0+BW+WDR)
63*      VISC=VA*FQ+VW*(1.-FQ)
64*      TL=TS*FQ+TW*(1.-FQ)
65*      RL=(RA*Q0+RQ*QW)/(Q0+QW)
66*      VSL=.01191*(G0*E0+QW*BW)/(DILD*DILD)
67*      IF(RGL.LT.R3) RS=RGL
68*      VSG=.002122*Q0*(RGL-RS)*BG/(DILD*DILD)
69*      VVM=V3L+VSG
70*      LA=VSL/VVM
71*      NL=.15726*VISC*(1./(AL*TL**3))**.25
72*      NLV=1.938*VSL*(RL/TL)**.25
73*      NGV=1.938*VSG*(RL/TL)**.25
74*      C1=-.38011
75*      C4=2.34323
76*      C5=.47569
77*      C6=.28866
78*      A=C1+C4+HL*NL
79*      B=(NGV**C5)/(NLV**C6)
80*      HL=EXP(A*B)
81*      RM=RL*HL+RG*(1.-HL)
82*      RN=RL*LA+RQ*(1.-LA)
83*      VN=VISC*LA+VG*(1.-LA)
84*      NRE=124.*DILD*VVM*RN/VN
85*      F1=4.5223*ALOG10(NRE)-3.8215
86*      F2=(2.*ALOG10(NRE/F1))**(-2)
87*      Y=LA/(HL*HL)
88*      S1=-.0523+3.182*ALOG(Y)-.6725*(ALOG(Y))**.2+.01833*(ALOG(Y))**.4
89*      SS=ALOG(Y)/S1
90*      FTFN=EXP(SS)
91*      FT=FTFN*F2
92*      GPF=FT*RN*VW*VVM/(5.362*DILD)
93*      GFA=144.*(1.-VVM*VSG/RM)/(32.17*FH)
94*      GF=GPF/GFA
95*      DL=50./GF
96*      L2=L1-DL
97*      IF(L2.LT.(0.)) GO TO 915
98*      L1=L2
99*      P8S=F2
100*     GO TO 360
101* 915  FD=P8S+GF*L1
102*     RETURN
103*     END

```

```

1* SUBROUTINE CAIDAS(DG, DG, TH, WOR, ROL, QO, VM, VM, PTH, DITF, PROF, FUF)
2* C
3* C PROGRAMA DE FLUJO MULTIFASICO POR TUBERIA(S)
4* C
5* REAL L1, L2, L, LP, K, K1, K2, LA, NL, NLV, NOV, NKE
6* R0=141.5/(131.5+D0)
7* FCP=PTH
8* DP=50.
9* L1=PROF
10* 3600 P2=FCP+DP
11* PM=PCP+DP/2.
12* L=ALOG10(FM)
13* LP=-2.57364+L-.35772*|L|-708958*L**2+.093479*L**3
14* FE=10.*4LF
15* RS=DG*(FE+D0**-.963)/TM**13**(.1/.816)
16* EE=RS*(DG/R0)**.526+.963*TM
17* L=nLOG10(EE)
18* B=-6.58511+2.91329*L-.27653*L**2
19* B0=10.*B+1.
20* TC=167.+316.67*DG
21* PC=702.5-50.*DG
22* TR=(TH+460.)/TC
23* PR=FM/PC
24* Z1=.6
25* A1=.31506
26* A2=-1.0467
27* A3=-.5783
28* A4=.5353
29* A5=-.6123
30* A6=-.10489
31* A7=.68157
32* A8=.68446
33* 5500 DR=.27*PR/(Z1*TR)
34* Z2=(A1+A2/TR+A3/TR**3)*DR+(A4+A5/TR)*DR*DR+(A5*A6*DR**5)/TP
35* Z3=(A7*DR*DR/TR**3)*(1.+A8*DR*DR)*(EXP(-A8*DR*FR))+1.
36* Z=Z2-Z3
37* ABSOLUTO=ABS(Z-Z1)
38* IF (ABSOLUTO,LT.(.001)) GO TO 5800
39* Z1=Z
40* GO TO 5500
41* 5800 B6=.02315*Z*(TH+460.)/PM
42* R6=.0764*D6/R6
43* TS=141.4-.047*TH-.267*D0**EXF(-.0007*PM)
44* A=10.715*(RS+100)**(-.338)
45* VA=A*VM**B
46* X=3.5+588*(TH+460.)+.2857*D6
47* Y=2.4-.2*Y
48* R1=(5.4+.2754*D6)*(TH+460.)*1.5
49* P2=209.+550.4*D6**TH+160.
50* R=PI/R2
51* VG=(10.7-1-4.7)*(EXP(Y*(R6/62.425)**1))
52* RA=(32.4+R0+.01562*R6+D3**180
53* IF (R6,EG.(0.)) GO TO 6000
54* E=1.+1.2E-4*(TM+6.)*(1E-6)*(TM+6.)*.332E-8*PM
55* TH=52.5-.006*PM

```

```

56*      TW2=76.*EXP(-.00025*FM)
57*      TW=(280.-TW1)*(TW2-TW1)/206.+TW1
58*      BW=42.43/BW
59*      OW=00*OWR
60*      6000  FO=60/(60+5W*WGR)
61*      VISC=VA*FO+VV*(1.-FO)
62*      TL=TS*FO+TW*(1.-FO)
63*      RL=(RA*00+RW*OW)/(OO+OW)
64*      VSL=.01191*(OO*60+OW*BW)/(DITP*DITP)
65*      IF(RGL.LT.RS) RS=RGL
66*      VSG=.002122*OO*(RGL-RS)*BG/(DITP*DITP)
67*      VVM=VSL+VSG
68*      LA=VSL/VVM
69*      NL=.15726*VISC*(1./(RL*TL**3))**.25
70*      NLV=.456*VSL*(RL/TL)**.25
71*      NGV=.938*VSG*(RL/TL)**.25
72*      C1=-.38011
73*      C2=.12988
74*      C3=-.11879
75*      C4=2.34323
76*      C5=.47569
77*      C6=.28866
78*      A=C1+C2+C3+C4+NL*NL
79*      B=(NGV**C5)/(NLV**C6)
80*      HL=EXP(A*B)
81*      RN=RL*HL+RG*(1.-HL)
82*      RM=RL*LA+RG*(1.-LA)
83*      VN-VISC*LA+VG*(1.-LA)
84*      NRE=124.*DITP*VVM*RN/VN
85*      F1=4.5223*ALOG10(NRE)-3.8215
86*      F2=(2.*ALOG10(NRE/F1))**(-2)
87*      Y=LA/(HL*HL)
88*      S1=-.0523+3.182*ALOG(Y)-.8725*(ALOG(Y))**2+.01853*(ALOG(Y))**4
89*      SS=ALOG(Y)/S1
90*      FTFN=EXP(SS)
91*      FT=FTFN*F2
92*      GPE=RH
93*      GPF=FT*RN*VVM+VVM/(5.362*DITP)
94*      GPA=144.*(1.-VVM*VSG*RH/(32.17*FM))
95*      GP1=GPE/GPA
96*      GP2=GPF/GPA
97*      GP=GP1+GP2
98*      DL=50./GP
99*      L2=L1-DL
100*      IF(L2.LT.(0.)) GO TO 9150
101*      L1=L2
102*      PCP=F2
103*      GO TO 3600
104*      9150  FWF=PCP+GP*L1
105*      RETURN
106*      END

```

A continuación se presentan algunos ejemplos de corridas del programa utilizando datos de campos de la zona su--
reste. Los pozos utilizados en las corridas fueron el Sama--
ria 71, Agave y Cactus 95.

Es importante señalar que para determinar el rango de -
diámetro de estranguladores con el que no se presente cabe--
ceo es necesario suponer diversos estranguladores y reali--
zar las corridas necesarias para cada uno.

***** DATOS *****

DENSIDAD RELATIVA DEL ACEITE <API>: 37.1
 DENSIDAD RELATIVA DEL GAS <AIRES=1>: 0.7367
 VISCOSIDAD DEL ACEITE <CP>: 4.2076
 VISCOSIDAD DEL AGUA PRODUCIDA <CP>: 0.9
 RELACION AGUA-ACEITE <ADIM.>: 0.1
 RELACION GAS-LIQUIDO <PIE3/BL>: 1414.98
 GASTO DE ACEITE <BL/DIA>: 472
 POTENCIAL DEL POZO <BL/DIA>: 1149
 TEMPERATURA MEDIA EN TP <F>: 144.5
 TEMPERATURA MEDIA EN LINEA DE DESCARGA <F>: 126.5
 DIAMETRO DEL ESTRANGULADOR <64AVOS PG>: 33
 DIAMETRO INTERIOR DE LA TP <PG>: 1.995
 DIAMETRO INTERIOR DE LA LINEA DE DESCARGA <PG>: 7.981
 PRESION MEDIA DEL YACIMIENTO <LB/PG2>: 4834.8
 PRESION DE SEPARACION <LB/PG2>: 213
 PROFUNDIDAD MEDIA DEL INTERVALO PRODUCTOR <PIE>: 12972.4
 LONGITUD DE LA LINEA DE DESCARGA <PIE>: 1500

CONDICIONES ACTUALES DE FLUJO

QD (BL/DIA)	PTH (LB/PG2)	PWF (LB/PG2)
57.5	1172.001	4631.931
114.2	1097.748	4426.143
171.3	981.016	4217.306
227.8	857.618	4005.279
284.1	730.779	3789.914
344.7	607.679	3571.045
402.1	470.654	3348.557
459.6	316.735	3122.075
517.0	0.000	2891.579
574.5	0.000	2656.770

PRESION EN LA CABEZA DEL POZO, PTH= 368.250(LB/PG2)
 RELACION DE PRESIONES, PD/PTH= 0.579

NO EXISTE FLUJO INESTABLE, PERO EL ESTRANGULADOR DADO COMO DATO NO CUMPLE
 CON FLUJO CRITICO A TRAVES DE EL, POR LO QUE, EL NUEVO DIAMETRO DEL ESTRA

DIAMETRO DEL ESTRANGULADOR, S= 31.64AVOS DE PO
 DIAMETRO INTERIOR DE LA TP: DIT= 1.995 PO

PRESION DE FONDO FLUYENDO, PWF= 3241.7 LB/PG2
 PRESION EN LA CABEZA DEL POZO, PTH= 414.4 LB/PG2
 PRESION EN LINEA DE DESGARRA, PD= 213.1 LB/PG2
 COSTO DE ACEITE, QO= 472.0 BL/DIA

LAS CONDICIONES FINALES DE FLUJO SON IGUALES A LAS INICIALES.
 DESEA REALIZAR OTRO CALCULO? (SI/NO): SI

***** DATOS *****

DENSIDAD RELATIVA DEL ACEITE <API>: 26.5
 DENSIDAD RELATIVA DEL GAS <AIRES=1>: .85
 VISCOSIDAD DEL ACEITE <CP>: 30
 VISCOSIDAD DEL AGUA PRODUCIDA <CP>: 1
 RELACION AGUA-ACEITE <ADIM.>: 0
 RELACION GAS-LIQUIDO <PIE3/BL>: 1235
 GASTO DE ACEITE <BL/DIA>: 2799
 POTENCIAL DEL POZO <BL/DIA>: 4404
 TEMPERATURA MEDIA EN TP <F>: 205
 TEMPERATURA MEDIA EN LINEA DE DESCARGA <F>: 95
 DIAMETRO DEL ESTRANGULADOR <64AVOS PG>: 63
 DIAMETRO INTERIOR DE LA TP <PG>: 3.958
 DIAMETRO INTERIOR DE LA LINEA DE DESCARGA <PG>: 6.551
 PRESION MEDIA DEL YACIMIENTO <LB/PG2>: 3384
 PRESION DE SEPARACION <LB/PG2>: 213
 PROFUNDIDAD MEDIA DEL INTERVALO PRODUCTOR <PIE>: 9000
 LONGITUD DE LA LINEA DE DESCARGA <PIE>: 984

CONDICIONES ACTUALES DE FLUJO

QO (BL/DIA)	PTH (LB/PG2)	FWF (LB/PG2)
440.4	539.109	3097.971
880.8	528.690	2903.397
1321.2	418.765	2499.466
1761.6	0.000	2185.222
2202.0	0.000	1859.541
2642.4	0.000	1521.073
3082.8	0.000	1178.183
3523.2	0.000	798.654
3963.6	0.000	410.548
4404.0	0.000	0.000

PRESION EN LA CABEZA DEL POZO, PTH= 542.986(LB/PG2)
 RELACION DE PRESIONES, PD/PTH= 0.401

CON LAS CONDICIONES DADAS NO SE PRESENTA FLUJO INESTABLE

DIAMETRO DEL ESTRANGULADOR, S= 63.64AVOS DE PG
 DIAMETRO INTERIOR DE LA TP, DITP= 3.958 PG
 PRESION DE FONDO FLUYENDO, PWF= 0.0 LB/PG2
 PRESION EN LA CABEZA DEL POZO, PTH= 543.0 LB/PG2
 PRESION EN LINEA DE DESCARGA, PD= 218.0 LB/PG2
 GASTO DE ACEITE, QO= 2799.0 BL/DIA

LAS CONDICIONES FINALES DE FLUJO SON IGUALES A LAS INICIALES.

DESEA REALIZAR OTRO CALCULO? <SI/NO>: SI

TESIS

***** DATOS *****

DENSIDAD RELATIVA DEL ACEITE <API>: 41.1
 DENSIDAD RELATIVA DEL GAS <AIR=1>: 0.7367
 VISCOSIDAD DEL ACEITE <CP>: 2.6
 VISCOSIDAD DEL AGUA PRODUCIDA <CP>: 0.9
 RELACION AGUA-ACEITE <ADM.0>: 0.42
 RELACION GAS-LIQUIDO <PIE3/BL>: 6439
 GASTO DE ACEITE <BL/DIA>: 352
 POTENCIAL DEL POZO <BL/DIA>: 1544
 TEMPERATURA MEDIA EN TP <F>: 208
 TEMPERATURA MEDIA EN LINEA DE DESCARGA <F>: 95
 DIAMETRO DEL ESTRANGULADOR <AAVOS PG>: 25
 DIAMETRO INTERIOR DE LA TP <PO>: 2.750
 DIAMETRO INTERIOR DE LA LINEA DE DESCARGA <PO>: 7.981
 PRESION MEDIA DEL YACIMIENTO <LB/PG2>: 4508
 PRESION DE SEPARACION <LB/PG2>: 213
 PROFUNDIDAD MEDIA DEL INTERVALO PRODUCTOR <PIE>: 12625
 LONGITUD DE LA LINEA DE DESCARGA <PIE>: 2624

CONDICIONES ACTUALES DE FLUJO

QO (BL/DIA)	PTH (LB/PG2)	PWF (LB/PG2)
77.2	1655.118	4318.844
154.4	1616.482	4126.966
231.6	1496.531	3932.244
308.8	1427.666	3734.549
386.0	1309.877	3533.741
463.2	1177.328	3327.666
540.4	1028.547	3122.161
617.6	851.594	2911.047
694.8	564.758	2696.128
772.0	0.000	2477.190

PRESION EN LA CABEZA DEL POZO, PTH= 1370.341(LB/PG2)
 RELACION DE PRESIONES, PL/PTH= 0.156

CON LAS CONDICIONES DADAS NO SE PRESENTA FLUJO INESTABLE

DIAMETRO DEL ESTRANGULADOR, S= 25.44AVOS DE PG
 DIAMETRO INTERIOR DE LA TP, DITP= 2.750 PG
 PRESION DE FONDO FLUYENDO, PWF= 3634.3 LB/PG2
 PRESION EN LA CABEZA DEL POZO, PTH= 1370.3 LB/PG2
 PRESION EN LINEA DE DESCARGA, PD= 213.4 LB/PG2
 GASTO DE ACEITE, QO= 352.0 BL/DIA

LAS CONDICIONES FINALES DE FLUJO SON IGUALES A LAS INICIALES.
 DESEA REALIZAR OTRO CALCULO? <SI/NO>: SI

NOMENCLATURA

- A_b Area.
- A_p Area del asiento de la válvula, pg^2 .
- A_s Area de la sección transversal del vástago, pg^2
- B_o Factor de volumen del aceite,
- d Diámetro interno de la tubería, pg .
- $\frac{dp}{dh}$ Gradiente de presión, $Lb/pg^2/pie$.
- F_{tp} Factor de fricción para dos fases.
- g Aceleración de la gravedad, pie/seg^2 .
- g_c Factor de conversión de la segunda Ley de Newton,

$$\frac{Lb_m - pie}{Lb_f - seg^2}$$
- h Espesor neto productor, pies.
- IP o J Índice de productividad del pozo, $bl/día/Lb/pg^2$.
- IPR Relación de comportamiento de afluencia, $bl/día/Lb/pg^2$
- J' Índice de productividad inicial, $bl/día/Lb/pg^2$.
- K_o Permeabilidad efectiva al aceite, ma .
- K_{ro} Permeabilidad relativa al aceite.
- μ_o Viscosidad del aceite, cp .
- F Presión media del yacimiento, Lb/pg^2 .

P_b	Presión de burbujeo, Lb/pg ² .
P_c	Presión en T.R., Lb/pg ² .
P_d	Presión en la línea de descarga, Lb/pg ² .
P_d	Presión del domo, Lb/pg ² .
P_s	Presión de fondo estática, Lb/pg ² .
P_t	Presión de entrada a la T.P., Lb/pg ² .
	Presión en la T.P., Lb/pg ² .
P_{th}	Presión en la cabeza del pozo, Lb/pg ² .
P_{wf}	Presión de fondo fluyendo, Lb/pg ² .
q	Gasto de producción, bl/día.
$q_{máx}$	Gasto máximo o potencial del pozo, bl/día.
R	Relación gas-aceite instantánea, pie ³ /bl.
r_e	Radio de drenaje del pozo, pie.
r_w	Radio del pozo, pie.
ρ_m	Densidad media de la mezcla, Lb/pie ³ .
ρ_{ns}	Densidad de la mezcla sin resbalamiento, Lb/pie ³ .
S	Diámetro del estrangulador, 64avos. pg.
TP	Tubería de producción.
TR	Tubería de revestimiento.
V_m	Velocidad de la mezcla, pie/seg.
V_{sg}	Velocidad superficial del gas, pie/seg.
V_{sl}	Velocidad superficial del líquido, pie/seg.

BIBLIOGRAFIA

- 1.- Duns, H.Jr. and Ros, N.C.J.: "Vertical flow of gas and liquid mixtures in wells". 6th. World Petr. Congress, - Frankfurt, Germany, 1963.
- 2.- Garaicochea, P.F.: "Apuntes de transporte de hidrocarburos". Fac. de Ingeniería, U.N.A.M., México, 1983.
- 3.- Garaicochea, P.F. y Fuentes, N.F.: "Estudio teórico de procedimientos para prolongar la vida fluyente de los pozos". Ingeniería Petrolera, México, Junio 1987.
- 4.- Gilbert, W.E.: "Flowing and gas-lift well performance". Drill and Prod. Prac. API 26, 1954.
- 5.- Gómez, C.J.A.: "Apuntes de producción de pozos I". Fac. de Ingeniería, U.N.A.M., México, 1986.
- 6.- Gómez, C.J.A.: "Apuntes de manejo de la producción en superficie". Fac. de Ingeniería, U.N.A.M., México, 1987.
- 7.- Gruppig, A.W. et al.: "Computer program helps analyze unsteady flowing wells". Oil & Gas Journal (Technology) Sept. 1984.
- 8.- Gruppig, A.W. et al.: "Computer program helps predict effect of bean changes on unsteady flowing wells". Oil & Gas Journal (Technology), Junio, 1981.

- 9.- Gruppig, A.W. et al.: "Heading action analyzed for stabilization". Oil & Gas Journal (Technology), Julio 1984.
- 10.- Gruppig, A.W. et al.: "These methods can eliminate or control annulus heading". Oil & Gas Journal (Technology) Julio 1984.
- 11.- Nind, T.E.W.: "Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros". Limusa, 1a. edición, México, 1987.
- 12.- Patton, D.L. and Abbott, W.A.: "The systems approach to well behavior". Petroleum Engineer International, Julio-1980.
- 13.- Patton, D.L. and Abbott, W.A.: "The well inflow system: applications". Petroleum Engineer International, Nov. -- 1980.