

12

24



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

Facultad de Ingeniería

APLICACION DEL ANALISIS NODAL EN EL DISEÑO DE INSTALACIONES 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 :
VICTOR G. CANO PEREZ

México, D. F.

1986



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.



FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección

60-I-200

Señor CANO PEREZ VICTOR GUADALUPE.
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que aprobado por esta Dirección, propuso el Profr. M.enI. José Angel Gómez Cabrera, para que lo desarrolle como tesis para su Examen Profesional de la carrera de INGENIERO PETROLERO.

"APLICACION DEL ANALISIS NODAL EN EL DISEÑO DE INSTALACIONES DE BOMBEO NEUMATICO CONTINUO"

- I CONCEPTOS FUNDAMENTALES.
 - II FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS DE PRODUCCION.
 - III DISEÑO GRAFICO DE UN SISTEMA DE BOMBEO NEUMATICO CONTINUO.
 - IV TEORIA Y METODO DE SOLUCION DEL ANALISIS NODAL.
 - V ANALISIS NODAL APLICADO A UNA INSTALACION DE BOMBEO NEUMATICO CONTINUO.
- EJEMPLOS DE APLICACION EN UN CAMPO HIPOTETICO.
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.
BIBLIOGRAFIA.

Ruego a usted se sirva tomar debida nota de que en cumplimiento con lo especificado por la Ley de Profesiones, deberá prestar -- Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como -- requisito indispensable para sustentar Examen Profesional; así -- como de la disposición de la Coordinación de la Administración -- Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de los ejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Atentamente.

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D.F., Septiembre 30 de 1985.

EL DIRECTOR

Dr. Octavio A. Rascón Chávez

OARCH'MRV'gtg

I N D I C E

CAPITULO 1. CONCEPTOS FUNDAMENTALES

- | | | |
|-----|--|------|
| 1.1 | Propósito de un Sistema Artificial de Bombeo | 1.2 |
| 1.2 | Comportamiento de Afluencia al Pozo | 1.6 |
| 1.3 | Construcción de la Curva IPR | 1.14 |

CAPITULO 2. FLUJO MULTIFASICO POR TUBERIAS DE PRODUCCION

- | | | |
|-----|--|------|
| 2.1 | Comportamiento del Flujo Multifásico en Tuberías | 2.3 |
| 2.2 | Gradientes de Presión | 2.8 |
| 2.3 | Uso de Correlaciones en Flujo Multifásico | 2.9 |
| 2.4 | Estructura de la Solución General | 2.19 |

CAPITULO 3. DISEÑO GRAFICO DE UNA INSTALACION DE BOMBEO NEUMATICO CONTINUO.

- | | | |
|-----|---|------|
| 3.1 | Características del Bombeo Neumático | 3.1 |
| | 3.11 Tipos de Instalaciones de BN | 3.5 |
| 3.2 | Diseño de una Instalación de Bombeo Neumático | 3.7 |
| | 3.21 Factores que afectan el diseño de una Instalación | 3.7 |
| | 3.211 Colocación de las Válvulas de BN | 3.9 |
| | 3.212 Volumen y Presión del Gas de Inyección | 3.12 |
| | 3.213 Temperatura de Fondo Fluyendo | 3.13 |
| 3.3 | Diseño en Flujo Continuo | 3.14 |
| 3.4 | Parámetros de Diseño | 3.16 |
| | 3.41 Punto de Inyección | 3.16 |
| | 3.42 Espaciamiento de Válvulas de BN | 3.19 |
| 3.5 | Diseño Gráfico de una Instalación de Bombeo Neumático con Válvulas Balanceadas | 3.21 |
| 3.6 | Diseño Gráfico de una Instalación de Bombeo Neumático con Válvulas Desbalanceadas | 3.23 |

CAPITULO 4.	TEORIA Y METODO DE SOLUCION DEL ANALISIS NODAL	
4.1	Generalidades	4.1
4.2	Ejemplos Tipo (en Pozos Fluylentes)	4.8
4.3	Análisis Nodal en Tuberías Telescopiadas	4.20
CAPITULO 5.	ANALISIS NODAL APLICADO A UNA INSTALACION DE BOMBEO NEUMATICO CONTINUO	
5.1	Descripción del Procedimiento	5.2
5.11	Nodo Solución en la Cabeza del Pozo	5.3
5.111	Procedimiento Detallado (Nodo Solución, Pth)	5.5
5.12	Nodo Solución en el Fondo del Pozo.	5.9
5.121	Procedimiento Detallado (Nodo Solución, Pwf)	5.12
5.2	Solución para una Presión Constante en la Cabeza	5.13
5.21	Procedimiento Detallado (para Pth constante)	5.14
5.3	Programa de Cómputo [VIGACY 254/82]	5.15
5.4	Problemas Ejemplo	5.18
5.41	Ejemplo (Nodo Solución en el Fondo del Pozo)	5.18
5.42	Ejemplo (Nodo Solución en la Cabeza del Pozo)	5.23
5.43	Ejemplo (Considerando una Pth Constante)	5.25
5.431	A) Suministro Ilimitado de Gas	5.27
5.432	B) Suministro Limitado de Gas	5.31
5.44	Ejemplos de Aplicación en un Campo Hipotético	5.35

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFIA

- APENDICE A. Guía Acceso al Programa VIGACY 254/82
- APENDICE B. Diagrama de Flujo Simplificado de VIGACY 254/82
- APENDICE C. NOMENCLATURA y Listado del Programa Principal.

I N T R O D U C C I O N

La producción de petróleo crudo de los yacimientos de aceite y gas natural asociado, ha presentado en ciertos casos para la industria petrolera un problema relativamente complejo de resolver, y que en múltiples ocasiones ha reclamado todo el interés de la rama técnica competente.

Con frecuencia se encuentran campos, en que muchos de los pozos de los yacimientos que aportan volúmenes de gran importancia comercial empiezan a experimentar dificultades en la producción, ya sea porque su presión de fondo declina extremadamente al grado de que la misma producción cesa y el pozo termina su vida fluyente, o porque aun produciendo, esa producción de aceite resulta excesivamente baja al ser imposible reducir suficientemente la presión de fondo fluyendo para obtener el gasto o producción diaria de aceite que se desearía.

Es entonces cuando surge como una posible solución el empleo de un sistema de bombeo neumático, sobre todo con las primeras etapas de la vida post-fluyente de los pozos.

El Bombeo Neumático es un sistema artificial de producción que emplea la energía de expansión de un gas comprimido, para impulsar los fluidos de un yacimiento hasta las instalaciones superficiales de separación.

La aplicación del sistema se utiliza por lo general en pozos que producen relativamente bajos volúmenes de fluidos y que no son capaces de llevarlos hasta la superficie; pero bien puede ser aplicado a pozos que siendo fluyentes necesitan por alguna razón, incrementar la presión en la cabeza del mismo.

El sistema de Bombeo Neumático puede ser instalado en flujo continuo o en flujo intermitente. El propósito del bombeo neumático continuo e intermitente es el mismo: "Crear la presión de fondo fluyendo necesaria para permitir al pozo producir al gasto deseado".

Ahora bien. Existen dos rangos de operación con bombeo neumático, uno eficiente caracterizado por bajas relaciones gas inyectado líquido y mínima potencia requerida, y otro ineficiente determinado por altas relaciones gas inyectado líquido y exceso de potencia demandada. Para determinadas condiciones de explotación de un pozo, existen una profundidad y presión de inyección de gas óptimas, que corresponderán siempre a requerimientos mínimos de potencia.

Así, pues, el objetivo de esta tesis es presentar los procedimientos para la optimización de la producción en una instalación de bombeo neumático continuo, a través de un método conocido como Análisis Nodal de Sistemas.

Este, es un procedimiento para determinar que gasto puede producir un pozo de aceite o gas, evaluando para ello el efecto de diferentes componentes, tales como el diámetro de la tubería de producción, diámetro de la línea de descarga, presión del separador, válvulas de seguridad, presión de inyección del gas, restricciones de fondo, técnicas de terminación de pozos, etc.

Cada componente es evaluado en forma independiente y posteriormente se integra el sistema de tal forma que se pueda optimizar en forma conjunta. El procedimiento fué aplicado a diferentes etapas de la vida productiva en pozos de un campo hipotético.

El Análisis Nodal de Sistemas, a pesar de haber sido propuesto por primera vez ya hace bastante tiempo, no había sido explotado en el manejo de datos y ajuste de curvas, sino hasta muy recientemente. Esto se debe a que sólo en las últimas fechas ha sido posible instrumentarlo con una herramienta poderosa que lo ha convertido en un método de enorme potencialidad en esos deberes. Tal herramienta no es otra cosa que una computadora.

La ordenación y aplicación de las ecuaciones involucradas en la solución analítica suele ser una tarea verdaderamente compleja y amplia. Por ello la forma más rápida de cumplirla es a través de un equipo de computación.

Así pues, en este trabajo se desarrolló un programa en la computadora COLUMBIA IBM/PC, y requiere 44K de memoria RAM, dos unidades de disco; y una impresora estándar para matrices de 80 columnas (sí se desean los resultados en papel y no sólo en la pantalla de la COLUMBIA).

El programa que se presenta permite analizar el comportamiento del sistema completo (constituido por el yacimiento, la tubería de producción y la tubería de descarga.

El programa puede también, determinar la profundidad y la presión de inyección del gas para ciertas condiciones dadas. Así mismo, permite determinar los espaciamientos de colocación de válvulas de bombeo neumático (considerando dos posibles tipos de válvulas).

Para su solución el sistema se trató como un sistema constituido por las tuberías y el yacimiento; y se procedió a integrar un método de cálculo de presiones en tuberías verticales con otro para tuberías horizontales, agregando las ecuaciones que definen el comportamiento del yacimiento.

Se utilizaron correlaciones para determinar las propiedades de los fluidos y los gradientes de presión a las diferentes condiciones. Para poder manejarlos en el programa, los resultados de éstas se expresan en forma de ecuaciones, en lugar de presentar las figuras que aparecen generalmente en los trabajos originales.

Las ventajas que se obtienen al usar el programa son varias y muy importantes, ya que se pueden cambiar muchas veces las condiciones de explotación de un determinado pozo y analizar su comportamiento, sin necesidad de afectar en la realidad al verdadero pozo. Esto es, con un modelo, se puede hacer "producir" un pozo tantas veces como se quiera, hasta obtener los resultados que se buscan. Una vez conseguido esto, ya se pueden llevar los resultados a la práctica, realizando las operaciones necesarias en el pozo real.

Se presentan además ejemplos de aplicación práctica, y en base a los resultados, se deducen conclusiones que permiten definir la importancia y eficiencia del método desarrollado.

Debe por último, indicarse que la sustentación teórica de las ecuaciones que integran el programa, no forman parte de este documento, que se centra esencialmente en los aspectos prácticos que se pueden obtener con dichas ecuaciones; para subsanar esta deficiencia se puede recurrir a las diferentes referencias que abundan en la literatura.

CAPITULO 1.

CONCEPTOS FUNDAMENTALES

Frecuentemente un campo no produce el gasto de aceite que se le demanda para cumplir con los programas de explotación previamente estimados, debido a que sus pozos no producen ó producen a gastos más bajos de los que se requieren. Para mejorar las condiciones de explotación de un campo, es común utilizar sistemas artificiales de producción como el bombeo neumático, bombeo mecánico, etc.

Hoy en día, a más y más pozos se les están colocando sistemas artificiales, y el número se está incrementando continuamente. La selección del sistema artificial más adecuado para un pozo ó un grupo de pozos puede ser fácil ó difícil dependiendo de las condiciones existentes.

Por lo general, puede emplearse en un pozo más de un sistema artificial^{(1)*}. Dependiendo de las condiciones específicas del pozo en cuestión y las características de los fluidos, es posible clasificar cada método artificial desde excelente hasta inaplicable.

La siguiente lista basada en el número de instalaciones en la Industria Petrolera mundial⁽¹³⁾, representa los principales sistemas artificiales de bombeo:

1. Bombeo Mecánico.
2. Bombeo Neumático.
3. Bombeo Electrocentrífugo.
4. Bombeo Hidráulico (Tipo Pistón).
5. Bombeo Hidráulico (Tipo Jet).
6. Otros Métodos.

1.1 Propósito de un Sistema Artificial de Bombeo

El objetivo de cualquier instalación artificial es el mantener en el fondo una contrapresión reducida; para que de este modo la formación pueda aportar los fluidos deseados desde el yacimiento hasta la superficie.

Un pozo inicialmente puede ser capaz de realizar esta tarea con su propia energía, pero en etapas posteriores de su vida fluyente, sólo será capaz de producir una cierta fracción (%), de los fluidos deseados. Durante esta etapa de la vida fluyente y particularmente después que el pozo muere, deben instalarse los equipos apropiados de producción para así poder mantener la presión de fondo fluyendo requerida.

La selección del bombeo artificial que se instalará en cada pozo de un campo requiere de una comparación objetiva de todos los posibles métodos⁽¹¹⁾, tomando en cuenta las características del pozo, las correspondientes a cada sistema y los recursos disponibles, de tal forma que el costo de producción de un metro cúbico de aceite sea el más económico, y se obtengan los gastos programados de aceite.

Inicialmente todos los sistemas de producción, considerados en la selección, tienen posibilidades de instalarse en cada pozo del campo en estudio; sin embargo, de acuerdo con las condiciones prevalecientes, pueden existir sistemas cuya instalación no sea posible; así, si se tuviese una fuerte desviación en un pozo, el bombeo mecánico es prácticamente imposible de instalar, en cambio los bombes hidráulico y neumático si podrían funcionar con éxito.

* Referencias al final de este trabajo

Por esta razón, como etapa previa a la optimización es necesario investigar que sistemas son viables de implantarse en cada uno de los pozos, mediante el análisis de los siguientes factores:

1. Condiciones y tamaño de la tubería de revestimiento TR.
2. Problemas de operación, tales como: corrosión, incrustaciones, arenamientos, desviación del pozo y un alto contenido de parafinas.
3. Volumen máximo de aceite que se espera producir.
4. Flexibilidad para producir a diferentes gastos de producción.
5. Posibilidad de que el pozo productor se cambie a inyector.
6. Relación gas-líquido.
7. Contenido de agua en la producción.

Cada tipo de bombeo se comporta de manera diferente respecto a los factores anteriores. Tales factores se cuantifican en el trabajo de Johnson⁽⁴⁾, el cual agrupó en forma tabular las condiciones más comunes que afectan la selección de un sistema artificial, y, la habilidad relativa de cada método para manejar el problema (Tabla 1.1).

El procedimiento propuesto en este trabajo presume que ya se ha efectuado la viabilidad de los diferentes métodos habiendo llegado a la conclusión de que, para las condiciones dadas del campo en estudio, el sistema de bombeo neumático (BN), es el más adecuado.

En las operaciones de bombeo neumático, un pozo puede ser colocado con flujo continuo o intermitente. En flujo continuo, la presión de fondo fluyendo será constante para una serie de condiciones específicas, en tanto que en el flujo intermitente la presión de fondo fluyendo variará con el tiempo de operación específico de un ciclo de producción.

Tabla 1.1

Valor relativo del comportamiento de cuatro sistemas de producción con respecto a diferentes condiciones físicas y de explotación de un pozo.

P R O B L E M A :	T I P O D E I N S T A L A C I O N			
	B. MEC*	B. HIDR	B. ELECT	B. NEUM
Arenamiento en el pozo	Regular	Inaplicable	Favorable	Excelente
Parafinas	Pobre	Bueno	Bueno	Pobre
Alto valor de RGA	Regular	Regular	Regular	Regular
Desviación del pozo	Inaplicable	Bueno	Regular	Bueno
Corrosión	Favorable	Bueno	Regular	Regular
Altos volúmenes	Pobre	Bueno	Excelente	Bueno
Profundidad del pozo	Regular	Excelente	Regular	Bueno
Diseño Sencillo	SI	NO	SI	NO
Incrustaciones	Bueno	Regular	Inaplicable	Regular
Flexibilidad para Automatización	Bueno	Bueno	Bueno	Favorable

*

- B. MEC = Bombeo Mecánico.
- B. HIDR = Bombeo Hidráulico.
- B. ELECT = Bombeo Electrocentrífugo.
- B. NEUM = Bombeo Neumático.

Tradicionalmente el diseño y selección de una instalación de bombeo neumático (BN), se ha efectuado a través de soluciones empíricas; o bien en el mejor de los casos considerando exclusivamente el flujo a través de la tubería de producción. Sin embargo, en ocasiones, aunque ciertamente conducen a resultados de relativa aproximación, no resultan ser totalmente aplicables porque no incluyen todas las variables que intervienen en el problema, las que a decir verdad hacen bastante compleja su solución general.

La razón de esta actitud es sin duda el que la solución analítica al problema del BN en las condiciones en que hasta hace pocos años se desarrollaban los trabajos de Ingeniería Petrolera, resultaba poco aplicable por la extensa labor que la realización de los cálculos representaba.

Pero la aparición en el campo de la Ingeniería de los modernos equipos de computación, ya no permiten posponer más los intentos para lograr dentro de la enorme flexibilidad a que se presta el problema, todas las soluciones que resultan compatibles con un buen funcionamiento en relación a la economía en las operaciones que se desarrollan dentro de la rama de la Producción del Petróleo.

A este propósito, es necesario que se investiguen y analicen las capacidades de todo el sistema (Yacimiento - TP - Tubería de Descarga), ya que son la clave para asegurar una operación eficiente.

Por ello, en la sección siguiente se cubren algunos aspectos del comportamiento de los fluidos en el yacimiento. Por su parte, en el capítulo 2, se presentan algunas características del flujo multifásico a través de tuberías.

1.2 Comportamiento de Afluencia al Pozo

Para la solución al problema de producir aceite de los pozos por medio de la inyección de gas a los mismos (Bombeo Neumático), es indispensable partir de la base que implica el conocimiento de la productividad que se puede esperar del pozo al que dicho sistema se va a aplicar.

La producción de un pozo la indica una cantidad que no se debe considerar realmente como constante si se toma como una función del tiempo⁽¹⁾, pero que para el efecto y su aplicación en el diseño de instalaciones para este sistema, sí se puede considerar como tal. Dicha cantidad es:

El índice de Productividad del Pozo (IP).

Esta característica se define como la producción de aceite obtenible del pozo por cada unidad de abatimiento de presión entre el yacimiento propiamente dicho y el fondo del pozo cuando éste está fluyendo.

La expresión que lo representa es:

$$J = q_0 / (Pws - Pwf) \dots\dots\dots (1.1)$$

El hecho de poder relacionar la producción (q_0) dada, vs la presión, permite saber en todos los casos cuál será el valor de Pwf de donde arranque la curva que muestra la variación de la presión dentro de la tubería de producción (TP) contra la profundidad del pozo.

Debe notarse que la importancia del conocimiento del IP se basa principalmente en que a partir de él, es posible establecer que producción de aceite q_0 (dentro de la capacidad potencial del pozo) es posible esperar en relación con las presiones de fondo fluyendo que puedan imponerse en el pozo, en virtud de las características de las instalaciones superficiales del mismo.

Si el gasto fuera una función lineal de la caída de presión ($P_{ws}-P_{wf}$), el diseño de las instalaciones se simplificaría en gran medida. Sin embargo, aunque en algunos yacimientos (principalmente los que producen por un empuje hidráulico), el valor del índice de productividad (IP) permanece constante; en otros tipos de yacimientos, tal linealidad no se presenta y el IP puede disminuir en forma considerable.

La causa de esta declinación puede deberse a⁽¹⁾:

1. Turbulencia al incrementar los gastos.
2. Disminución de la permeabilidad efectiva al aceite debido a la formación de una fase fluyente de gas libre causada por la caída de presión en la cara de la formación.
3. Incremento en la viscosidad del aceite abajo del punto de burbujeo (P_b), debido a la liberación del gas en solución.
4. Reducción en la permeabilidad debido a la compresibilidad de la formación.

Por lo general, se corre una prueba de IP en un pozo durante la vida fluyente del mismo. En la mayoría de los casos el IP se establece a partir de unos cuantos gastos de flujo estabilizados. Esto se acepta (y justifica) donde la posibilidad de tener una conificación de gas o agua es mínima⁽²⁾.

No está de más reiterar que el índice de productividad no sólo cambia a través de la vida de un pozo para una condición específica de abatimiento de presión sino, también está sujeto al cambio en cualquier tiempo particular, bajo diferentes condiciones de caída de presión (ver Fig. 1.1).

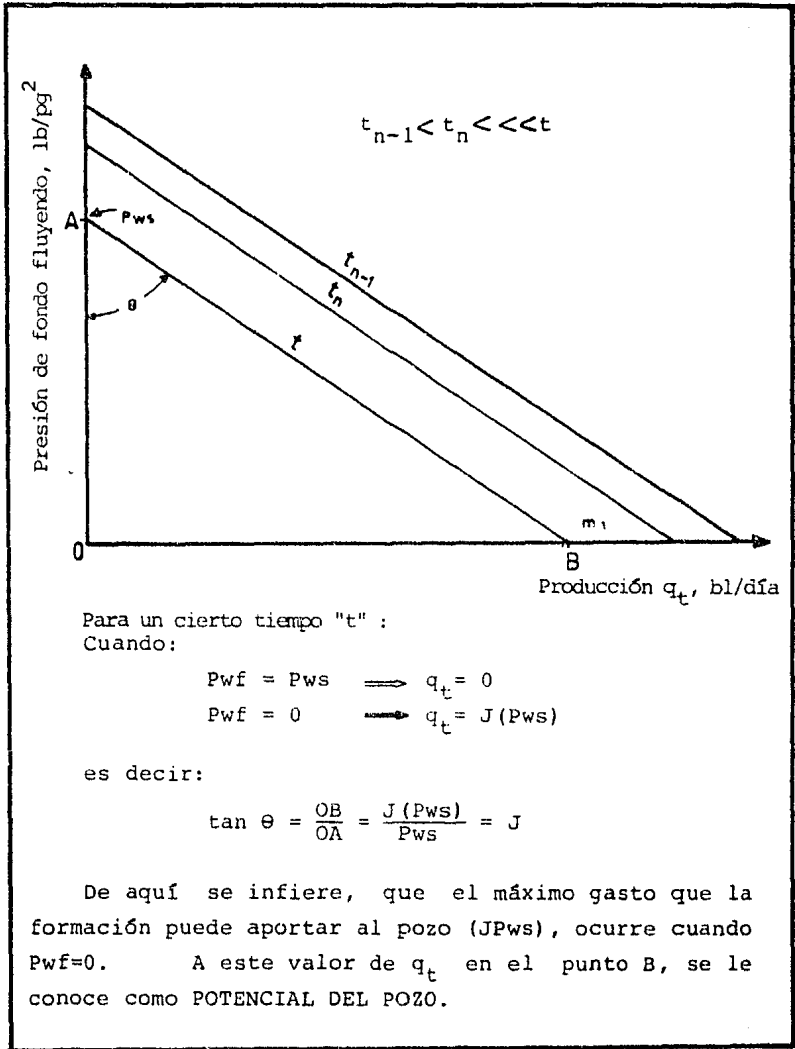


FIGURA 1.1

VARIACION DEL INDICE DE PRODUCTIVIDAD CON EL TIEMPO

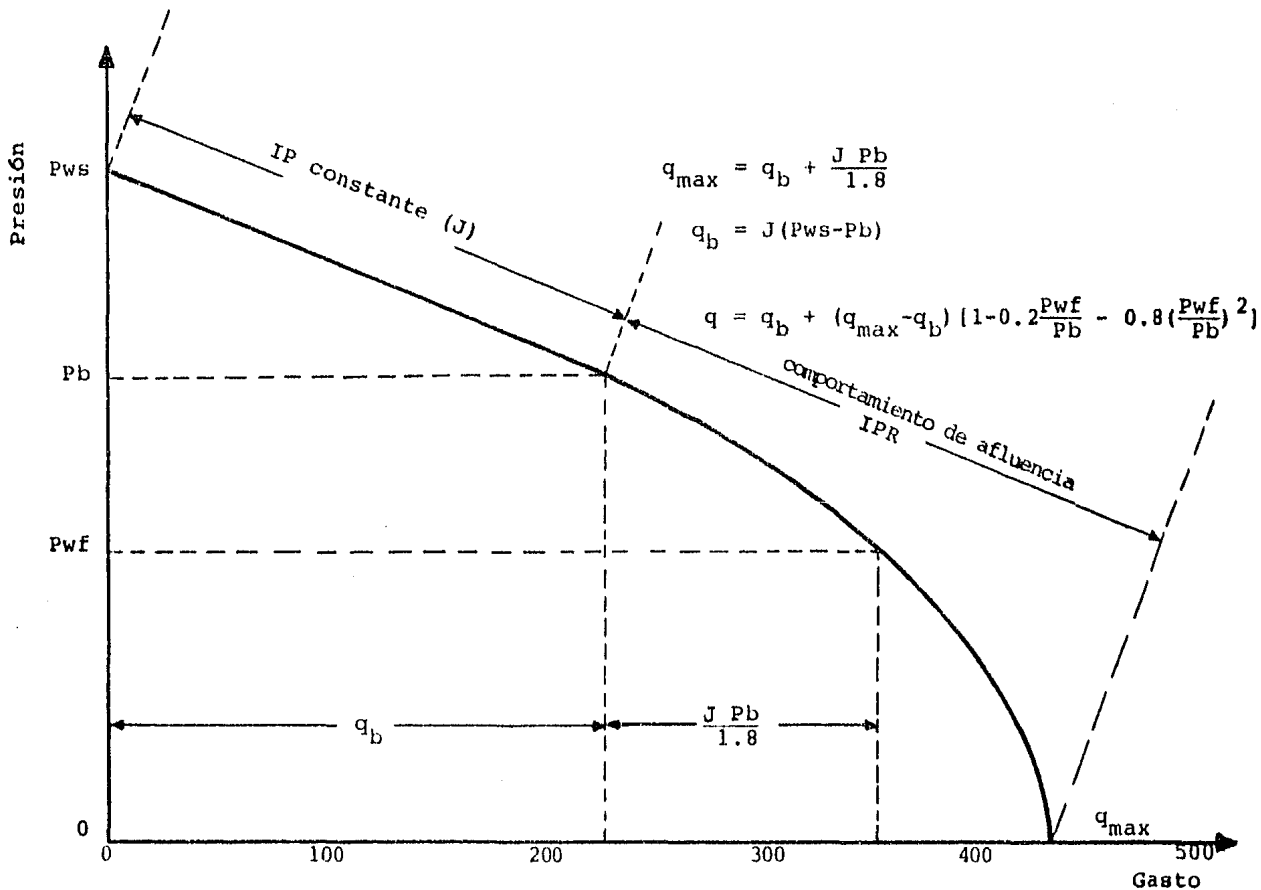


Fig 1.2 Combinación de índice de productividad constante (J), y curva de comportamiento de afluencia (IPR).

Por ello, es evidente que deberán hacerse algunas concesiones para cambiar las condiciones del pozo cuando se diseña una instalación de bombeo neumático (BN).

Si se miden muchos IP's en diferentes etapas de la vida fluyente del pozo, puede obtenerse una relación entre la capacidad de producción y su correspondiente caída de presión la cual es por lo general, no lineal. A esta curva se le denomina, curva de comportamiento de afluencia ó IPR⁽²⁾, como se ilustra en la Fig. 1.2

La relación de comportamiento de afluencia para yacimientos con empuje por gas en solución fué presentada por Vogel⁽³⁾, y es muy utilizada en cálculos acerca de la productividad de los pozos.

Vogel graficó la Producción vs la Presión de fondo fluyendo (Pwf), como una función de la producción acumulativa y observó la variación del IPR, obteniendo una curva para cada etapa de la vida productiva de un yacimiento (saturado) productor. Graficó también la Pwf vs q_o , para diferentes viscosidades y distintas RGA y observó que las curvas de IPR tenían un comportamiento similar.

Finalmente, adimensionó estas curvas y obtuvo una curva de referencia (Fig. 1.3), con la cual se puede construir la curva de IPR para un pozo determinado, partiendo de una prueba de producción y un registro de presiones de fondo.

Es importante hacer notar que el trabajo de Vogel se aplica esencialmente a pozos que no han sido dañados ó estimulados durante su vida fluyente; es decir su eficiencia de flujo (FE) es igual a la unidad. La ecuación de la curva de Vogel es⁽¹¹⁾ :

$$q_o/q_{o_{max}} = 1 - 0.2(P_{wf}/P_{ws}) - 0.8(P_{wf}/P_{ws})^2 \dots\dots (1.2)$$

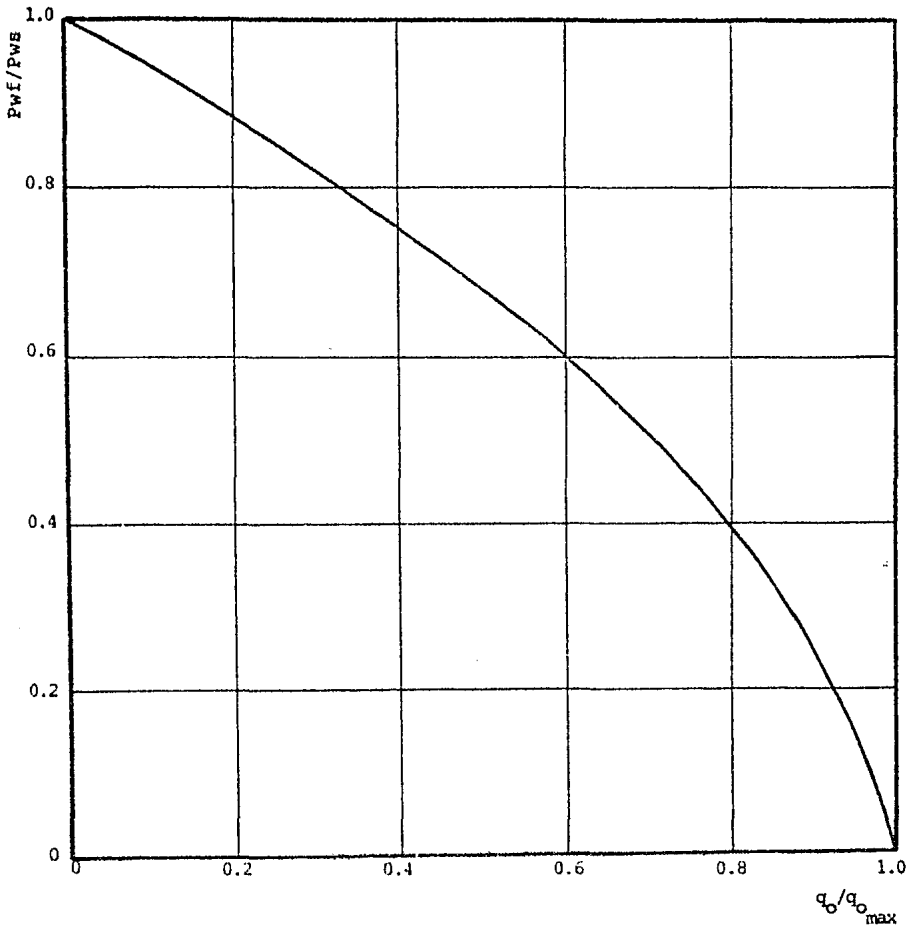


FIG. 1.3

COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA AL POZO, DE UN YACIMIENTO
 CON EMPUJE POR GAS DISUELTO (tomado de Vogel)³

Donde:

- q_o = Producción del pozo, bl/día
- $q_{o_{max}}$ = Producción máxima cuando $P_{wf}=0$, bl/día.
- P_{wf} = Presión de Fondo Fluyendo, lb/pg²
- P_{ws} = Presión estática de fondo, lb/pg²

Posteriormente, Standing⁽⁶⁾ amplió el trabajo de Vogel al desarrollar gráficas similares, donde consideraba pozos dañados o estimulados. (Ver Fig. 1.4).

Considerando la gráfica de la distribución de las presiones de fondo en un pozo dañado, (Fig. 1.5), el factor de eficiencia se define como:

$$FE = \frac{\text{Abatimiento de presión ideal}}{\text{Abatimiento de presión real}} = \frac{P_{ws}-P_{wf}-\Delta P_s}{P_{ws} - P_{wf}} \dots (1.3)$$

Donde: P_s , es la caída de presión debida al daño, (lb/pg²)
 FE , expresa la relación que existe entre el gasto de un pozo dañado, comparado con el pozo sin daño.

La ecuación de Vogel modificada por Standing⁽¹¹⁾ queda:

$$q_o/q_{o_{max}} = 1-0.2(P_{wf}'/P_{ws})-0.8(P_{wf}'/P_{ws})^2 \dots (1.4)$$

Donde:

$$\begin{aligned} P_{wf}' &= \text{Presión de Fondo Fluyendo Ideal, lb/pg}^2 \\ &= P_{wf} - \Delta P_s \dots (1.5) \end{aligned}$$

Sin embargo para la región de pozos estimulados ($FE>1$) su trabajo presenta ciertas irregularidades por lo que se optó por utilizar, para estos casos, la correlación de Harrison (la cual es básicamente una extensión al trabajo de Standing).

Harrison⁽⁸⁾ considera en su trabajo valores de FE entre 1 y 2.5. La ecuación ajustada a su gráfica es:

$$q_o/q_{o_{max}} = 1.2 - 0.2 \text{ EXP}(1.792P_{wf}'/P_{ws}) \dots (1.6)$$

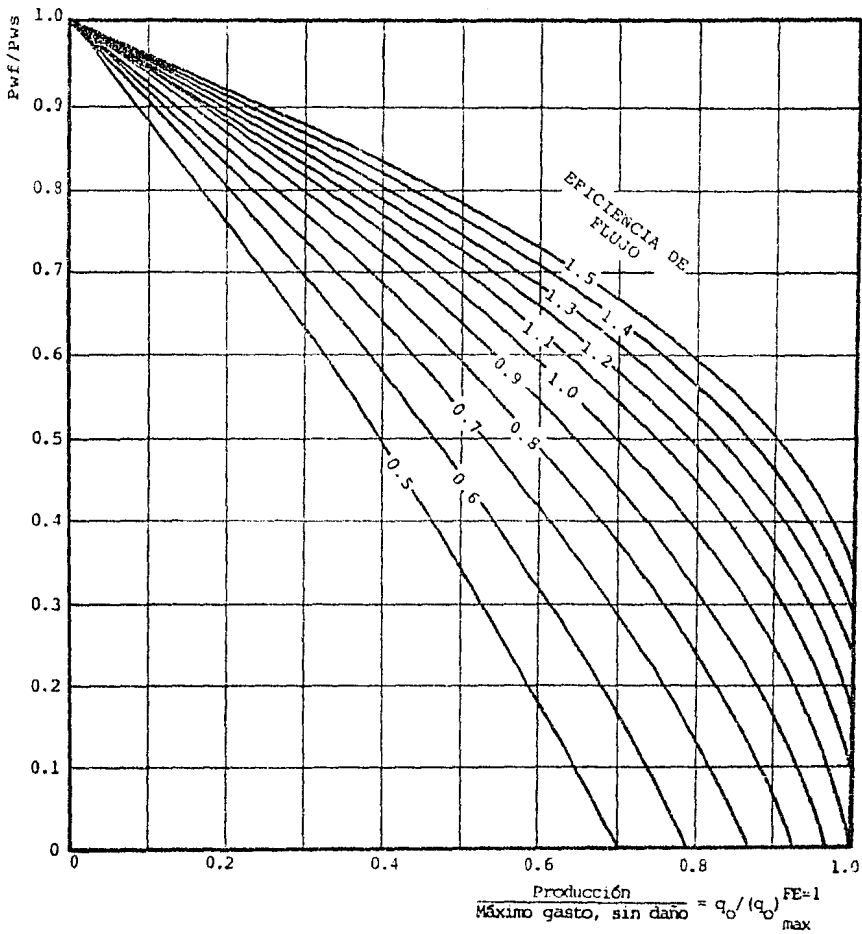


Figura 1.4

CURVAS IPR PARA POZOS DAÑADOS, PRODUCIENDO DE UN YACIMIENTO CON EMPUJE POR GAS DISUELTO (tomado de Standing)⁶

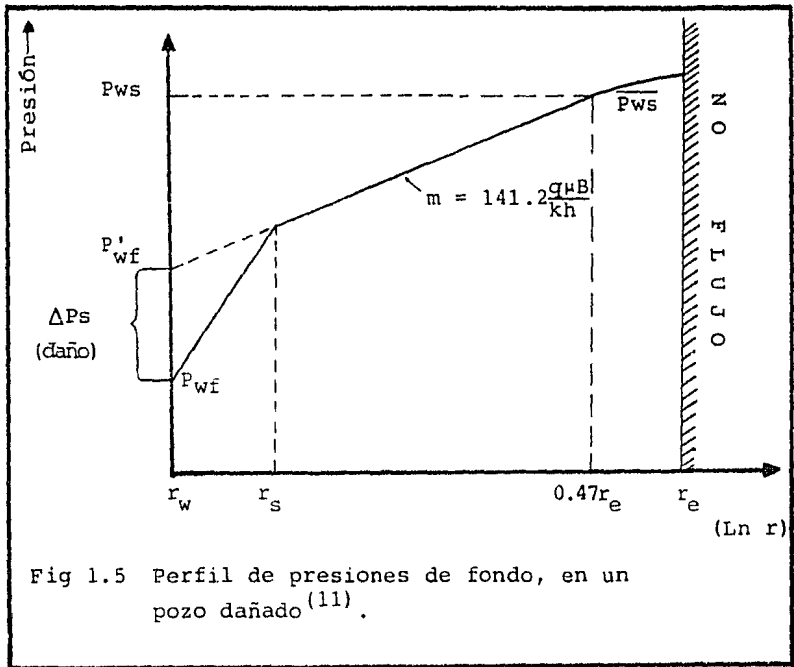


Fig 1.5 Perfil de presiones de fondo, en un pozo dañado (11).

1.3 Construcción de la curva de IPR

Para el caso de tener el índice de productividad constante ($J=\text{constante}$), la construcción de la curva de comportamiento de afluencia es muy sencilla :

- * Suponer un gasto y determinar su correspondiente presión de fondo fluyendo, utilizando la ecuación 1.1 . Los valores de P_{ws} y J , son datos.
- * Extender una línea recta entre la presión estática (a un gasto = 0), y el punto calculado.

En la Fig 1.6 se ilustra la curva de IP cte. (curva A), para los datos que aparecen en el enunciado del ejemplo 1.1 .

Cuando el índice de productividad no es constante, se supondrán diferentes gastos y se determinará su correspondiente presión de fondo Pwf, en la forma siguiente:

1. Dependiendo del valor considerado de FE, pueden utilizarse las Figs 1.3, 1.4 ó las ecuaciones 1.2, 1.4 ó 1.6 (para FE=1, FE<1 ó FE>1, respectivamente).
2. Determinar el valor de $q_{o\max}$ para una FE=1. Para ello, a partir de la relación Pwf/Pws, y con la figura o ecuación correspondiente, obtener la relación existente entre $q_o/q_{o\max}$ FE=1. Finalmente, con un sencillo despeje se obtiene el q_o máximo.
3. Haciendo Pwf=0, determinar el valor de $q_{o\max}$ para la eficiencia de flujo que se esté manejando. Por ejemplo, si se tiene un pozo dañado con una FE=0.6, entonces: De la misma figura o ecuación seleccionada anteriormente, obtener:

$$\frac{q_{o\max} \text{ FE}=0.6}{q_{o\max} \text{ FE}=1.0}$$
 Y de aquí, $q_{o\max} \text{ FE}=0.6$.
4. Finalmente, obtener el valor de Pwf para el gasto supuesto inicialmente.
5. Repetir el procedimiento anterior, hasta comprender todos los gastos supuestos.

Es conveniente recordar que en este caso, como el IP no es constante, el valor de Pws que deberá tomarse para efectuar los cálculos, es el valor de la presión de burbujec (Pb); ya que es a partir de este punto donde el gas disuelto empieza a liberarse.

Esta presión (Pb), puede obtenerse con la ec 1.7 cuando el aceite es de bajo encogimiento⁽⁹⁾:

$$P_b = 18 \left\{ \left(\frac{R}{\gamma_g} \right)^{0.83} \frac{10^{0.00091(T)}}{10^{0.0125(\gamma_o)}} \right\} \dots\dots\dots (1.7)$$

Para aceites volátiles se puede utilizar la correlación de Oinstein⁽⁷⁾ :

$$\log P_b = 1.7669 + 1.7446 \log P_b^* - 0.30218(\log P_b^*)^2 \dots (1.8)$$

Donde :

$$P_b^* = \left(\frac{R}{\gamma_{gd}} \right) \left(\frac{T^{0.130}}{\gamma_o^{0.989}} \right) \dots\dots\dots (1.9)$$

En la curva [B], de la figura 1.6, se muestra un comportamiento más real de la habilidad de afluencia al pozo IPR. En el ejemplo se consideró una eficiencia de flujo igual a la unidad (1.0). La tabla 1.2 resume los resultados de la figura 1.6 .

E j e m p l o 1.1

Para los dos casos siguientes, construir la curva de comportamiento de afluencia sí:

Pws= 2200 lb/pg², Profundidad = 5000 pies

A) Inicialmente se tiene un IP constante e igual a 1, es decir J=1 bl/dfa/lb/pg².

B) A medida que transcurre la explotación el valor de la Pws disminuye hasta alcanzar la presión de burbujeo (P_b=1800 lb/pg²). En consecuencia, a partir de este punto se tendrá flujo bifásico. Considerar una FE=1.0

S o l u c i ó n :

A) Como J es cte., se tiene un comportamiento lineal; así, para un gasto $q_o=1000$ bl/día:

$$Pwf = Pws - q_o/J = 2200-1000/1 = 1200 \text{ lb/pg}^2$$

Ver curva A, de la Fig. 1.6

B) Resolviendo la ecuación de Vogel para Pwf, tenemos:

$$Pwf = 0.125 Pws \left[-1 + \sqrt{81-80(q_o/q_{o_{\max}})} \right] \dots\dots(1.10)$$

Donde : $Pws = P_b$ (Presión de burbujeo)

$$q_o = q_t - q_b$$

La tabla 1.2 concentra los resultados obtenidos con la aplicación de la ecuación 1.7, para los diferentes gastos q_o supuestos.

T A B L A 1.2

	Caso A	Caso B
Gasto Sup. (bl/día)	Pwf (lb/pg ²) * LINEAL *	Pwf (lb/pg ²) * (VOGEL) *
400	1800	1800
500		1698
600		1590
800		1350
1000	1200	1067
1100		900
1200		703
1300		450
1350		280
1400	800	0

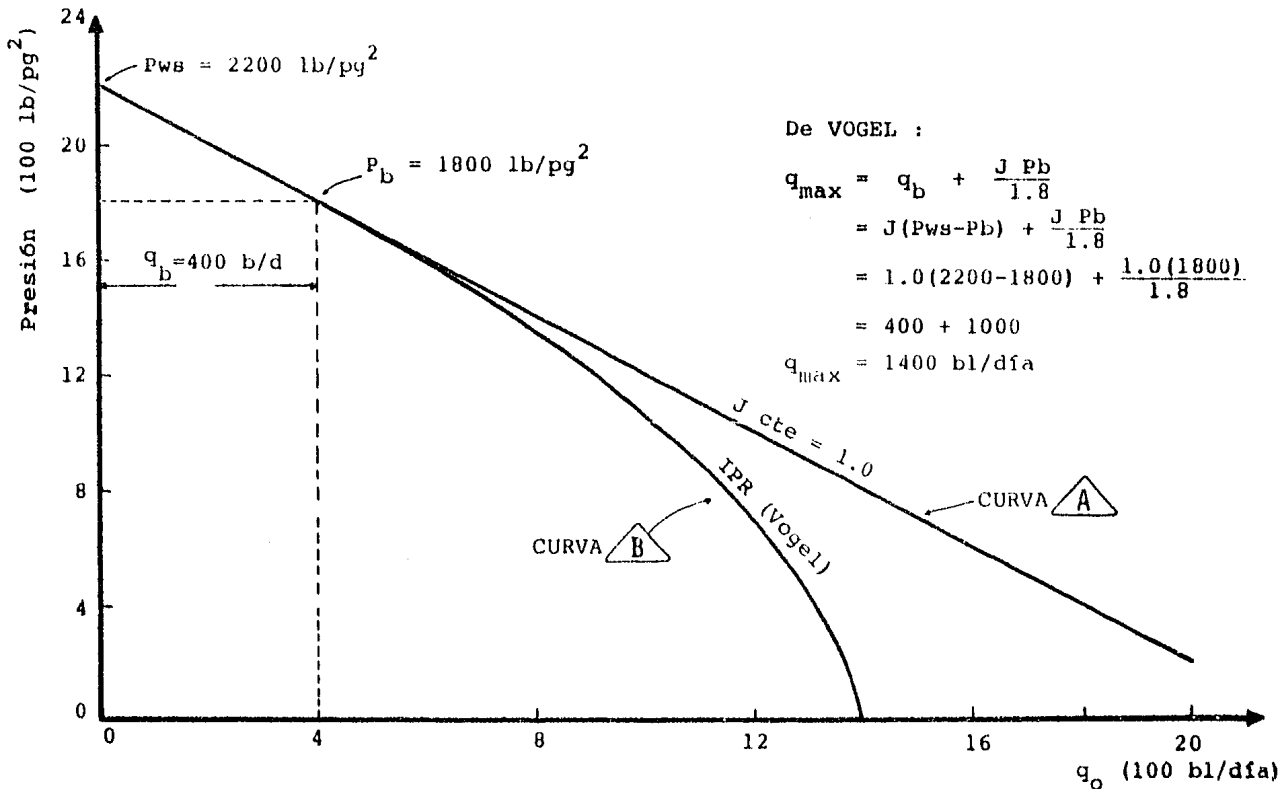


FIGURA 1.6 GRAFICA SOLUCION AL EJEMPLO 1.1

CAPITULO 2.

FLUJO MULTIFASICO POR TUBERIAS

Indudablemente el análisis del flujo de mezclas gas-líquido es de relevante importancia, puesto que de él es posible llegar a soluciones que ayuden a determinar los sistemas de producción adecuados para la explotación de los hidrocarburos. Un cambio en cualquiera de las variables que intervienen en el proceso, se traduce en una nueva solución al problema especificado.

Por ello, para comprender mejor el comportamiento de pozos que operan por bombeo neumático, es esencial reconocer primero que existe una serie de condiciones que afectan las mezclas gas-líquido en el yacimiento, otras que afectan el flujo de las mezclas desde el fondo hasta la boca del pozo y una tercera serie de condiciones que influyen en la producción desde la cabeza hasta el separador. Estas condiciones se estudian en forma separada inicialmente; después se correlacionan los resultados para determinar el comportamiento más adecuado^{(14)*}.

La Fig 2.1 ilustra las tres etapas de producción: flujo en el medio poroso, flujo vertical, y flujo horizontal; las cuales afectan los gastos de producción de un pozo.

El flujo de aceite agua y gas desde el yacimiento hasta el fondo del pozo, se contempla a través del concepto de comportamiento de afluencia (cubierto con cierto detalle en el capítulo anterior), el cual se representa en función de la producción de líquido, mediante el índice de productividad del pozo (J), o en forma general, por la relación de comportamiento de afluencia (IPR).

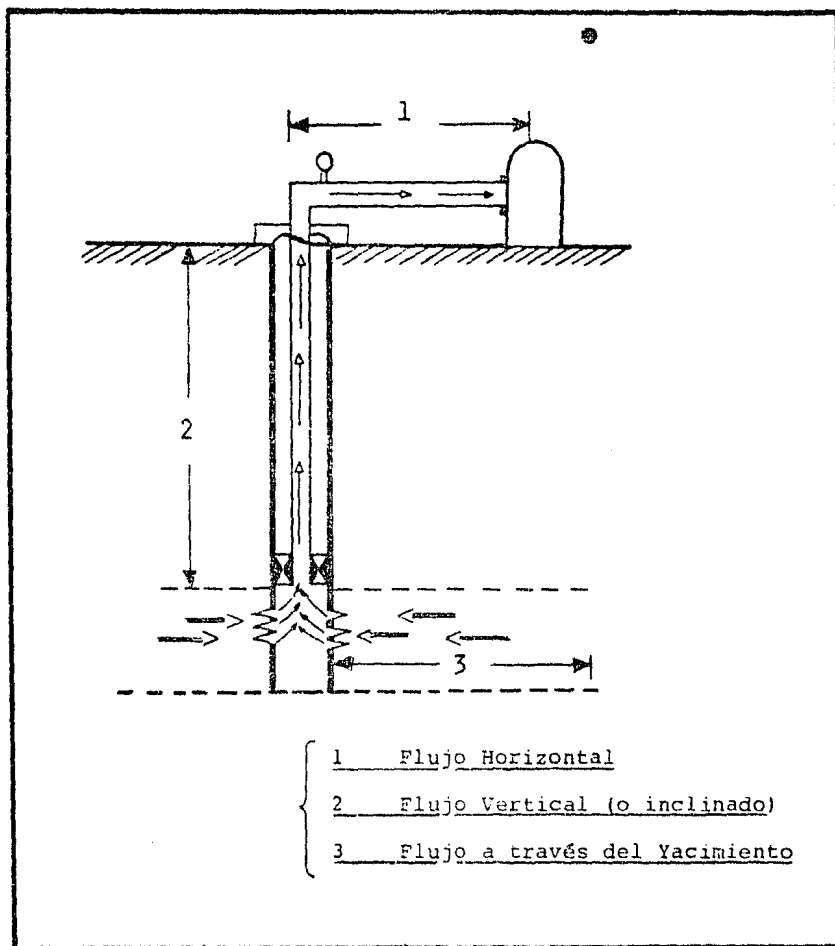


FIGURA 2.1

Componentes de la etapa de producción de un pozo.

Así pues, en este capítulo se discute el comportamiento del flujo multifásico en tuberías tanto verticales como horizontales. Ahora bien. Por caer fuera del objetivo de este trabajo, solamente se presenta una descripción sucinta de la forma en que se establece el comportamiento del flujo de mezclas de fluidos; así como de los métodos utilizados para describir dicho comportamiento.

2.1 Comportamiento del Flujo Multifásico en Tuberías

Para un diámetro dado, el comportamiento de mezclas gas-líquido, a través de tuberías verticales y horizontales, puede describirse de la manera siguiente:

Quando fluyen simultáneamente aceite y gas a través de una tubería vertical, a medida que aumenta el gasto las caídas de presión entre la boca y el fondo del pozo tienden a disminuir hasta alcanzar un mínimo, y luego aumentan continuamente (ver Fig. 2.2).

Esto se debe a que para gastos bajos la velocidad del gas es muy superior a la del líquido, retrasándose éste y contribuyendo a aumentar la carga hidrostática. Del mismo modo, conforme aumenta el gasto, la diferencia de velocidades entre las fases disminuye, reduciéndose la carga hidrostática; pero aumentando las cargas por fricción.

De igual manera, a medida que se incrementa la proporción de gas en el flujo, las caídas de presión tienden a disminuir, hasta alcanzar un mínimo, a continuación cualquier aumento de gas provocará incrementos en las pérdidas de presión.

* Las referencias se encuentran al final de este trabajo.

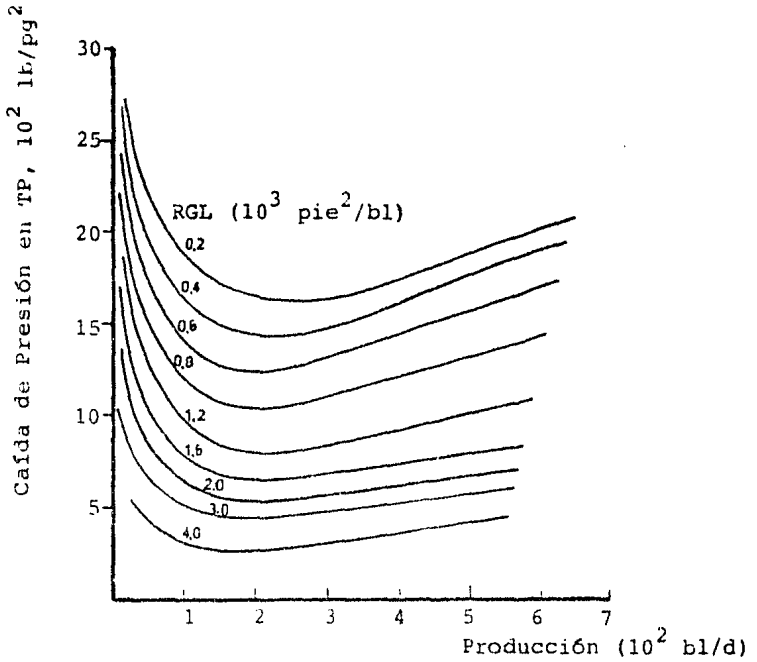
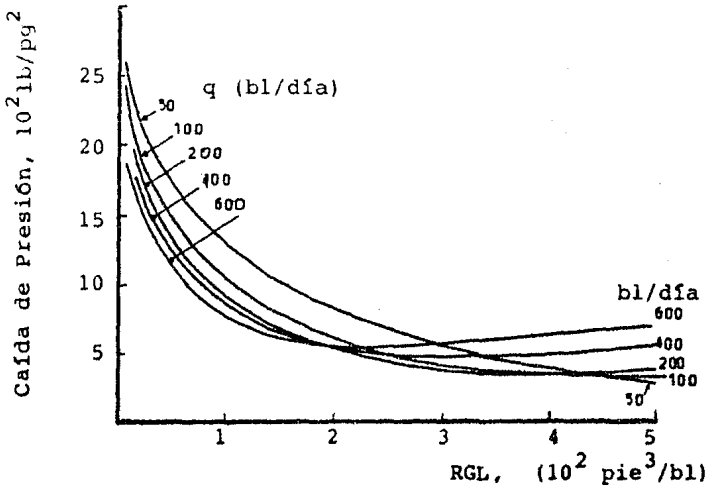


Fig 2.2 Pérdidas de presión en función del gasto, para diferentes RGL's

Fig 2.3 Pérdidas de presión en función de la Relación Gas Líquido, para diferentes gastos.



Este fenómeno se explica de la siguiente manera:

- *** Para volúmenes pequeños de gas prevalece la carga de líquido, misma que va reduciéndose al aumentar dicho gas; ya que la densidad de la mezcla gas-líquido continuamente disminuye.
- *** Después de que el volumen de gas alcanza cierta proporción, las pérdidas por fricción debidas al flujo del propio gas aumentan notablemente, compensando y sobrepasando la disminución en la carga hidrostática. El efecto resultante es el aumento de las caídas de presión (Fig 2.3).

Sin embargo, el representarlo en la forma de la Fig. 2.2 es de mayor utilidad, ya que las coordenadas son las mismas que para el comportamiento de afluencia (IPR) de un pozo.

La información que proporcionan ambas gráficas se utiliza cuando se desea estimar la vida fluyente de un pozo.

La figura 2.4 ilustra una combinación tridimensional de las figuras 2.2 y 2.3. De dicha figura puede observarse en particular que :

1. Para cualquier relación gas-líquido constante, existe un gasto, el cual requiere la mínima presión de entrada. Tanto este gasto como la mínima presión se incrementan conforme la relación gas-líquido disminuye, como se observa en la curva 1. (Esta observación es de gran importancia principalmente al analizar pozos fluyentes, debido a la tendencia que presentan éstos a diferentes relaciones gas-líquido en cualquier instante de su vida productiva).

2. Para cualquier gasto de flujo constante, hay una relación gas-líquido que proporciona la mínima presión de entrada. Esta mínima presión de entrada es directamente proporcional al gasto, mientras que la RGL para la mínima presión de entrada, es inversamente proporcional al gasto (como se indica en la curva 2). Este detalle es de interés sobre todo al analizar un sistema de bombeo neumático, el cual permite el control de las RGL's.

Es más o menos evidente que siendo la presión de la columna, el resultado del peso de la mezcla, ésta será mayor a RGL's bajas. Sin embargo, es menos obvio que para cualquier relación gas-líquido y profundidad, existe un gasto que requiere la mínima presión de elevación.

En las tuberías horizontales el fenómeno es diferente; siempre al aumentar el gasto o la relación gas-aceite, las caídas de presión aumentan.

De acuerdo al comportamiento descrito anteriormente, para un gasto dado, existirá un diámetro de tubería vertical con el que se manifiesten las mínimas caídas de presión y aunque en la tubería horizontal no se presenta ese mínimo, el efecto combinado de ambas tuberías al considerarlas como un sistema total permitirá determinar los diámetros óptimos, que harán posible obtener el máximo gasto con la mínima caída de presión desde el fondo del pozo hasta el separador.

Se hace evidente entonces, la importancia que tiene la evaluación de los gradientes de presión en tuberías; en especial en la tubería vertical, ya que el mayor porcentaje de la presión disponible para llevar los fluidos desde el yacimiento hasta los separadores se consume en dicha tubería⁽²³⁾.

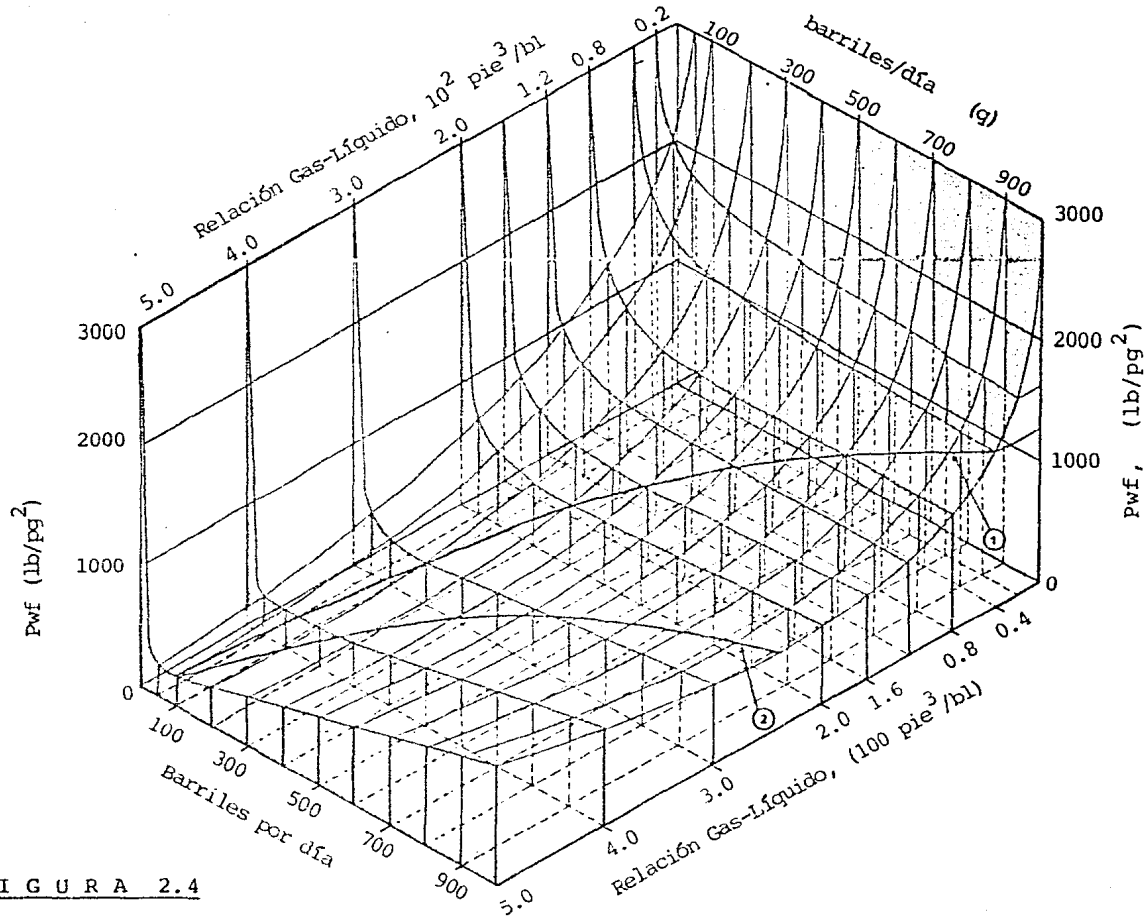


FIGURA 2.4

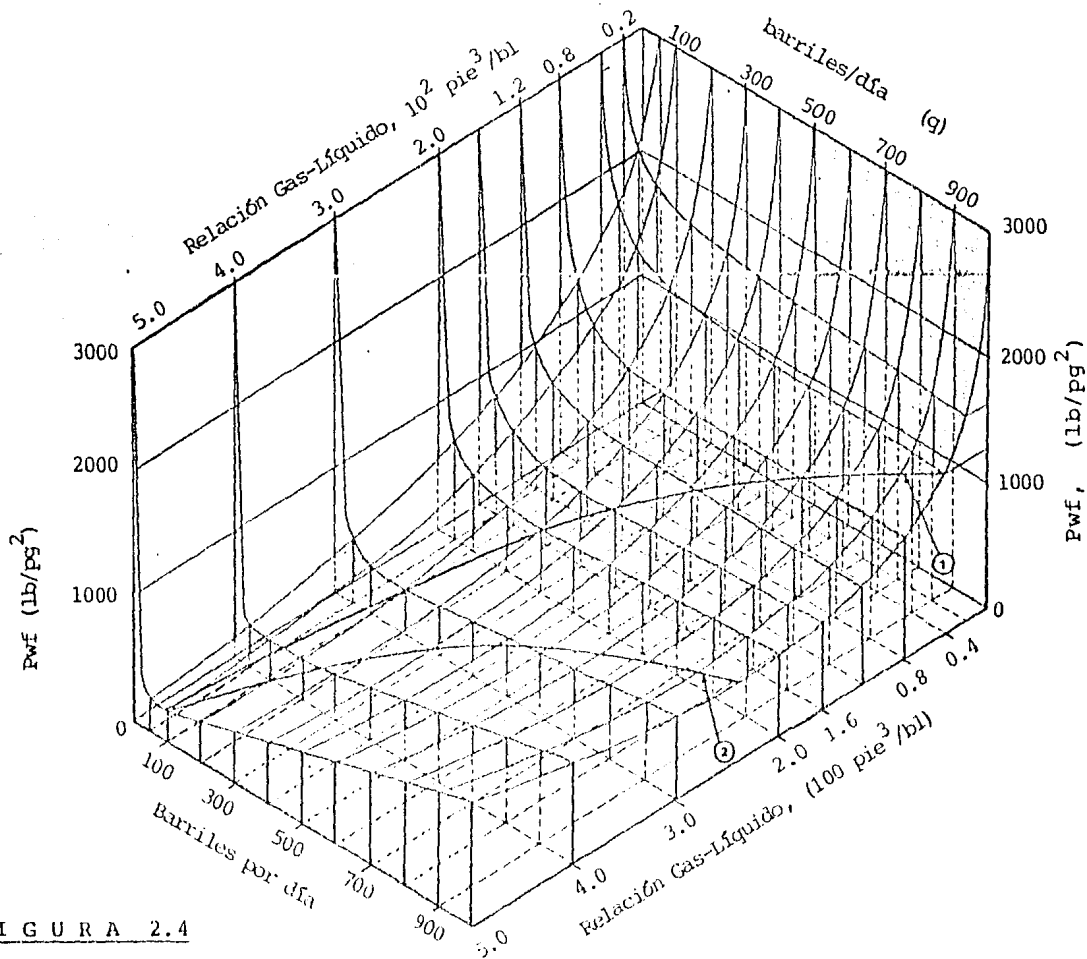


FIGURA 2.4

2.2 Gradientes de Presión

El gradiente de presión es la unidad básica del flujo multifásico en tuberías verticales, y la solución de problemas a pozos individuales requiere de poder disponer ya sea de una computadora, o de una familia representativa de curvas de gradientes cubriendo rangos adecuados de diámetros de TP, gastos de líquido, y relaciones gas-líquido.

Con base en los gradientes de presión, es posible para el caso de pozos con bombeo neumático, determinar con precisión el punto de inyección de gas para el levantamiento de la columna de aceite. Así mismo, se puede obtener el diámetro adecuado de tubería de producción que minimiza las caídas de presión; y esto implica una reducción en las presiones superficiales de inyección.

Pueden construirse las curvas de gradiente (Fig. 2.10) para diferentes condiciones, las cuales son aplicables para la mayoría de los problemas. Para hacer las curvas tan generales como sea posible, se consideró la viscosidad, la temperatura y la tensión superficial como constantes.

Cuando se cuenta con la información básica indispensable para el cálculo de los gradientes, se puede iniciar el cálculo suponiendo distintas cantidades de relación gas-aceite por cada unidad de volumen de aceite que se proyecte producir, y graficando el gradiente calculado (mediante alguna correlación de flujo multifásico) para las diferentes profundidades que se deseen.

Aunque el gradiente de una función es propiamente un vector cuyo módulo es el valor máximo que la derivada direccional de la función adquiere en el punto de interés y por tanto, no es propio hablar de gradientes como

correspondiendo a las curvas mismas, la costumbre adquirida en general obliga casi siempre a confundir a las curvas con sus pendientes y se llama simple y sencillamente, gradiente de presión en la TP a la curva que muestra la variación de la presión en la misma con respecto a la profundidad [H] dentro del pozo.

No se incluyen aquí, los análisis detallados de los fenómenos físicos, que causan los gradientes de presión derivados a partir de la información de campo. Sin embargo, es conveniente el indicar que una sencilla curva de gradiente representa una secuencia de diferentes tipos de flujo.

2.3 Uso de Correlaciones en Flujo Multifásico

El análisis del flujo multifásico en tuberías verticales es complejo, puesto que entran en juego un gran número de variables, lo que ha dado lugar a diferentes métodos para el cálculo de los perfiles de presión⁽²³⁾.

Numerosos autores (evaluando la geometría por donde se realiza el flujo, las propiedades de los fluidos y las condiciones Presión-Temperatura), presentan interesantes discusiones sobre correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales, inclinadas y horizontales^{12,15,20,etc.}.

Sin embargo, no puede decirse que el problema esté resuelto, ya que la mayoría de los métodos desarrollados han sido basados en pruebas de laboratorio, considerando condiciones de Presión y Temperatura, así como propiedades de los fluidos que generalmente no abarcan rangos amplios, por lo que al aplicarlos a circunstancias diferentes a las cuales fueron validadas se obtienen valores alejados a los reales⁽²³⁾.

Por ello, es importante, una vez que se han determinado resultados en los perfiles de presión, el ajustarlos de acuerdo a parámetros propios de cada campo con el fin de minimizar las desviaciones entre las presiones fluyendo calculadas y las medidas.

De aquí se infiere, que no existe una correlación general que pueda aplicarse en todos los casos, y bajo cualquier característica física, o de flujo del pozo en cuestión⁽¹⁹⁾. Y esto es lógico, debido a la complejidad de las variables que intervienen en la solución del problema.

Por ejemplo, para determinar las caídas de presión es necesario conocer con exactitud un parámetro muy importante⁽²³⁾. Dicho parámetro es el "colgamiento del líquido", el cual se utiliza para describir la relación que existe entre el volumen de líquido existente en una sección de tubería a las condiciones de flujo, y el volumen de la sección aludida.

Existen en la literatura varias correlaciones para obtener el colgamiento del líquido; pero en sus investigaciones, los autores se han visto en la necesidad de hacer ciertas suposiciones, las cuales se reflejan en la divergencia de los resultados obtenidos, al aplicar los distintos métodos a modelos con condiciones semejantes para las mismas características^(24,25).

En esta tesis se utilizaron exclusivamente los resultados del trabajo de Mukherjee & Brill⁽¹⁷⁾, para determinar el colgamiento (H_1); ya que dicho modelo permite la determinación del colgamiento del líquido considerando el ángulo de inclinación y la dirección de flujo.

El modelo de Mukherjee & Brill depende de los mismos parámetros adimensionales que controlan los modelos de flujo de transición⁽²³⁾. Excepto para flujo estratificado las correlaciones de colgamiento son continuas a lo largo de los modelos de transición.

Sus ecuaciones del colgamiento del líquido son función de los números adimensionales del líquido y del gas, y del ángulo de inclinación. Estos cuatro parámetros definen los modelos de flujo de transición en flujo bifásico para tuberías inclinadas.

La ecuación que establecen los autores es⁽¹⁷⁾ :

$$H_1 = \text{EXP}[(C_1 + C_2 \text{ sen } \theta + C_3 \text{ sen}^2 \theta + C_4 N_L^2) \left(\frac{N_{gv}^{C5}}{N_{Lv}^{C6}} \right)] \dots 2.1$$

Donde :

$$N_L = 0.15726 u_L * (1/\rho_L \nu_L^3)^{0.25} \quad (2.2)$$

$$N_{Lv} = 1.938 V_{sL} * (\rho_L / \nu_L)^{0.25} \quad (2.3)$$

$$N_{gv} = 1.938 V_{sg} * (\rho_L / \nu_L)^{0.25} \quad (2.4)$$

θ = ángulo de inclinación (grados).

C_i = Coeficientes cuyo valor depende de la dirección del flujo.

Del mismo modo, se ha comprobado^(20,2), que al fluir simultáneamente gas y líquido, las fases se distribuyen de acuerdo a diversos arreglos geométricos (Fig. 2.5), denominados patrones de flujo. Las fronteras entre los patrones se definen en función de los números adimensionales de velocidad del gas y velocidades del líquido. La representación gráfica de estos patrones de flujo, y cada método, de los basados en ese concepto^{15,20}, tiene su mapa específico. La Fig. 2.6 ilustra un mapa de este tipo.

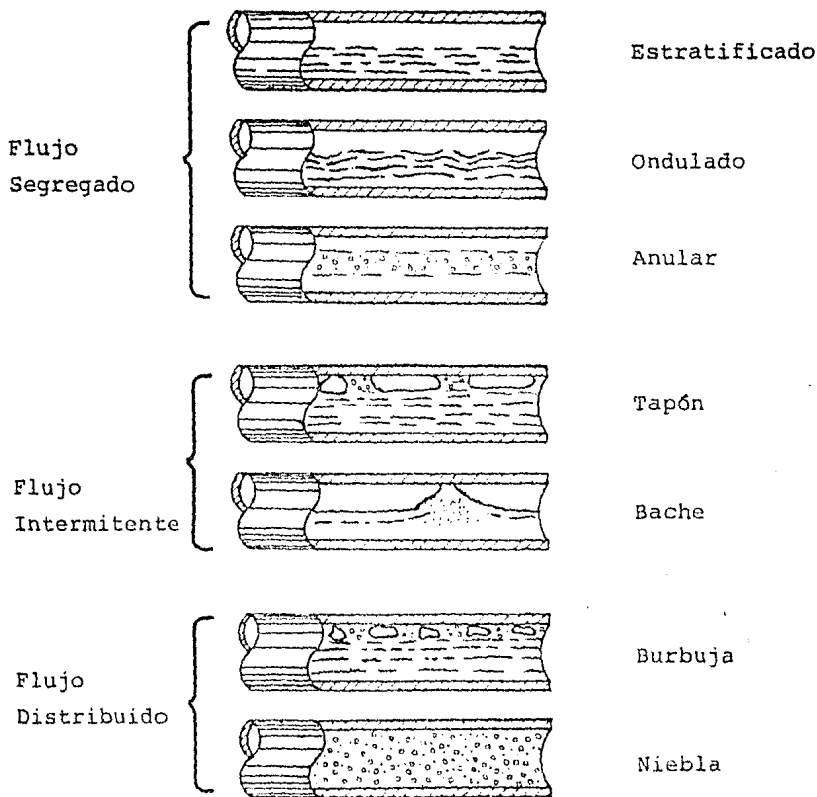


FIG 2.5 PATRONES DE FLUJO OBSERVADOS POR BEGGS EN FLUJO HORIZONTAL (23)

Y aunque persiste cierta controversia entre sí es necesario o no, el conocer el patrón de flujo para poder predecir con exactitud las pérdidas de presión; en los últimos años se ha aceptado que las mismas variables que controlan los regímenes de flujo (cantidad de fluidos presentes, velocidades relativas, características de la tubería, etc.), influyen sobre las pérdidas de presión⁽²²⁾

Así pues, se han realizado diferentes trabajos para evaluar los tipos de modelos de flujo que pueden coexistir en flujo multifásico. De ellos para flujo vertical se han identificado patrones de flujo: burbuja, tipo bache y tipo niebla, así como el correspondiente a la transición entre estos dos últimos tipos de flujo^(2,15).

Quizás conviene advertir que, existen 2 áreas de operación en donde los resultados de las correlaciones de flujo multifásico pueden ser cuestionables⁽¹³⁾ :

1. A gastos bajos donde el resbalamiento es excesivo.
2. Con crudos pesados, donde la viscosidad es escesiva.

Por ello, a menos que se especifique otra cosa, las correlaciones disponibles no deberán utilizarse para viscosidades del crudo arriba de 10 centipoises (cp), y gastos por debajo de los 200 bl/día^(13,1).

En el futuro será necesario elevar aceites cada vez más viscosos, y las correlaciones actuales muestran una gran discrepancia al considerar los efectos de viscosidad por lo que se mantiene la necesidad de continuar las investigaciones sobre dichos efectos.

Debe, finalmente, insistirse en que una vez ajustado el método de cálculo de flujo multifásico, éste se vuelve un

elemento de enorme utilidad en la Industria Petrolera, ya que: el uso de correlaciones de flujo multifásico es muy importante en el diseño y análisis de instalaciones artificiales de bombeo.

Otra aplicación de las correlaciones es que con ellas, puede obtenerse una predicción exacta de cuando un pozo dejará de fluir⁽¹⁶⁾; (claro está qué para poder estimar adecuadamente la vida de un pozo fluyente, deberán conocerse además otros factores tales como porcentaje de agua, relación gas-aceite, declinación de la presión de fondo fluyendo, etc.) .

En esta tésis, se utilizan cuatro correlaciones para solventar el problema de las pérdidas de presión en tuberías verticales, el primero es el trabajo de Poettmann y Carpenter⁽¹²⁾, las correlaciones de Haqedorn y Brown⁽¹⁸⁾, de Orkiszewski⁽¹⁵⁾, y, la de Beggs y Brill⁽²⁰⁾ para flujo inclinado.

Sólo se utilizan las correlaciones de Bertuzzi Tek y Poettmann⁽⁵⁾, y la de Beggs y Brill para flujo horizontal. Para flujo inclinado, la mejor solución aparecerá al utilizar las correlaciones de flujo vertical calculando las pérdidas por fricción a lo largo de la tubería de producción y calculando la pérdida de densidad exclusivamente sobre la distancia vertical⁽¹³⁾. El término de energía cinética se calcula considerando la longitud total de la tubería de producción.

Se presenta a continuación en forma sucinta, una semblanza de las características dentro de las cuales fueron desarrolladas las correlaciones que se utilizan en este trabajo; posteriormente se discuten algunos de los elementos que afectan la distribución de presiones en un pozo productor.

Método de Bertuzzi, Tek y Poettmann⁽⁵⁾

Los autores desarrollaron una ecuación de balance para flujo horizontal a partir de 267 datos experimentales. Desarrollaron una ecuación para interrelacionar el número de Reynolds del líquido (N_{reL}), con el número de Reynolds del gas (N_{reg}) :

$$\phi = \left[\frac{d v_{sg} \gamma_g}{\mu_g} \right]^a * \left[\frac{d v_{sL} \gamma_L}{\mu_L} \right]^b \dots\dots\dots(2.5)$$

En donde :

$$a = K/(1+K)$$

$$b = 1/EXP(0.1K)$$

$$K = [\text{Gasto másico del gas/Gasto másico del líquido}]$$

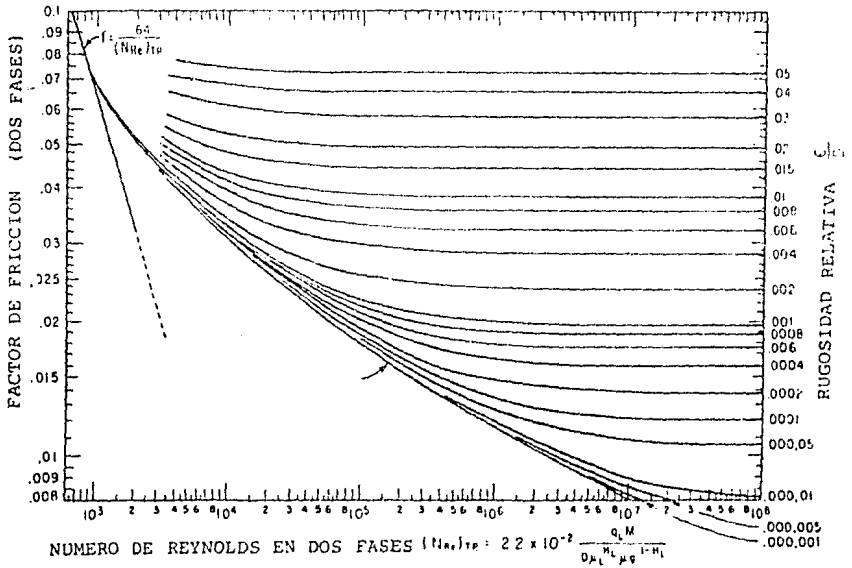
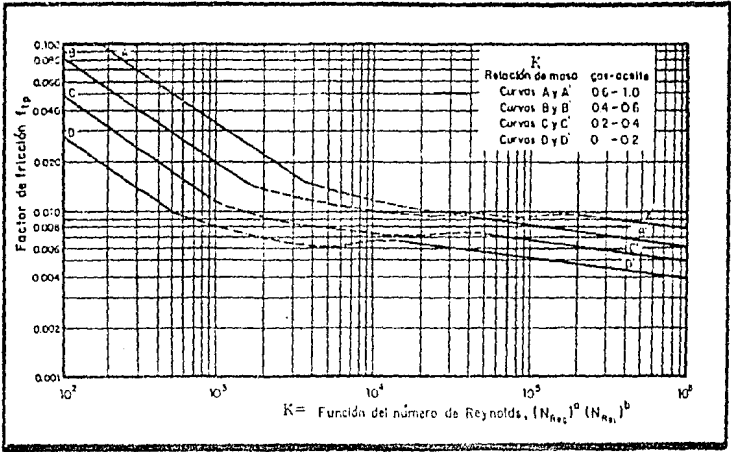
Los exponentes a y b se seleccionaron arbitrariamente y para satisfacer la condición de que la ec. 2.5 tienda al número de Reynolds del gas cuando la fase líquida tiende a cero, y tienda al número de Reynolds del líquido cuando la fase gaseosa tiende a cero.

La correlación para obtener el factor de fricción se muestra en la Fig. 2.7, observándose que es una función de K

Esta correlación es independiente del patrón de flujo que se tenga en la tubería. En su correlación no se contabilizan adecuadamente las pérdidas por aceleración, ya que consideran el término de aceleración igual a cero.

Método de Poettmann y Carpenter⁽¹²⁾

Uno de los trabajos más aceptados en la Industria Petrolera, por muchos años fue el método semiempírico desarrollado por Poettmann y Carpenter a través de un balance de energía.



Su ecuación principal la desarrollaron a partir de un balance de energía entre dos puntos dentro de la tubería de producción. Las pérdidas por fricción y los efectos del colgamiento se expresan por medio de un factor de fricción correlacionado empíricamente.

Las suposiciones hechas en este análisis son que: a) la diferencia entre la energía cinética del fluido fluyendo en los estados de flujo inicial y final (fondo y cima de la TP), son despreciables. b) que el trabajo externo realizado por el flujo del fluido, puede despreciarse sin consecuencia

La densidad de la mezcla la obtienen a partir de las propiedades de los fluidos corregidas por presión y temperatura.

Las predicciones de esta correlación se limitan a altos gastos y bajas relaciones gas-líquido. Debe puntualizarse que no consideran el resbalamiento entre las fases y además, no distinguen patrones de flujo en la mezcla.

Método de Hagedorn y Brown^(1,18)

En su trabajo, los autores determinan la densidad de la mezcla utilizando el concepto de colgamiento; y consideran el resbalamiento entre las fases.

En su ecuación, correlacionan el factor de fricción con las propiedades del gas y líquido. Sin embargo no consideran ningún patrón de flujo.

Su ecuación final fue similar a la de Poettmann y Carpenter, pero incluyendo el término de energía cinética y

considerando además el colgamiento del líquido. La forma de la ecuación usada en este cálculo es:

$$144 \frac{\Delta P}{\Delta H} = \rho_{ns} + \frac{f \rho_L^2 m^2}{2.965 \times 10^{11} d^5 \rho_m} + \rho_{ns} \Delta \left(\frac{v_m^2}{2g} \right) / \Delta H$$

Donde:

$$\rho_{ns} = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)$$

H_L = Colgamiento (lo obtienen en forma empírica).

Utilizaron además, una correlación empírica propuesta por Arrhenius⁽¹⁾, para representar la viscosidad de la mezcla.

La correlación empleada por Hagedorn para obtener el factor de fricción (f_{tp}), se muestra en la figura 2.8 .

Método de Orkiszewski⁽¹⁵⁾

Para establecer y evaluar su modelo, Orkiszewski analizó 13 métodos publicados, aplicandolos en pozos con condiciones muy diferentes a las supuestas en el desarrollo de cada uno de estos métodos.

Su trabajo está basado en las correlaciones de Griffith Wallis, y Duns & Ros. Considera el resbalamiento entre las fases y determina la densidad de la mezcla a partir del colgamiento (H_L).

Establece que la diferencia en velocidad y la geometría de las fases tienen una influencia considerable en la caída de presión. Correlaciona el factor de fricción con las propiedades del fluido en la fase continua.

2.4 Estructura de la Solución General

La estructura de la solución general consiste principalmente, en determinar por medio de cálculos los gradientes de presión en todos los casos que físicamente puedan establecerse, suponiendo tanto diversos valores de la producción de aceite q_0 como Relaciones Gas inyectado-Aceite (RGA₁), así como, las profundidades de todos los puntos de inyección de gas a la TP que se puedan o se deseen suponer.

En cualesquiera condiciones, la variación de la presión P dentro de la TP en relación con la profundidad será de tal forma, que el gradiente será una curva semejante a la de la figura 2.9, mostrando mayores valores de la P conforme se aproxime la profundidad hacia la máxima (que es el fondo del pozo).

La pendiente de la curva será variable, dependiendo de la densidad que tenga la mezcla de fluidos dentro de la TP siendo esta densidad controlable tanto, por la relación gas disuelto-aceite con que el pozo produzca, como por la relación gas inyectado-aceite que se establezca.

Sí por la relación gas disuelto-aceite propia de los fluidos del yacimiento, no es posible tener pendientes que permitan que el gradiente corte al eje de las presiones (en $H=0$; boca del pozo), con valores positivos y mayores que cero para la presión en la TP; será necesario elevar esta pendiente, haciendo que se reduzcan las densidades dentro de la columna fluyente en la TP, lo cual solamente se puede lograr inyectando gas desde el exterior hacia dentro de dicha tubería.

Se debe observar que la inyección de gas permite

aligerar a la columna de fluidos, imponiendo en el fondo del pozo presiones menores, que en todo caso, permitirán abatimientos de presión entre el yacimiento y el fondo del pozo de tal orden, que las producciones serán superiores.

Para un valor de la producción q_o de aceite fijada, y previa determinación de la presión estática (P_{ws}) y el IP, se pueden efectuar los cálculos a fin de determinar la forma y posición del gradiente de presión, tomando como punto inicial de dicho gradiente el punto de coordenadas : (P_{ws} , H_{tot}); los cálculos se extrapolan hasta llegar dentro de la TP a la profundidad $H=0$ (cabeza del pozo) ó hasta puntos, en que la presión se vuelva cero, indicando que la columna de fluidos no alcanzaría a escurrir hasta la superficie, requiriendo por lo tanto, una modificación que deberá lograrse mediante la inyección de gas a la TP para aligerar la columna.

Se deberán hacer todos los ensayos necesarios con diferentes cantidades de gas por inyectar (por cada unidad de volumen de aceite que se vaya a producir), hasta que se tengan presiones a boca de pozo suficientemente grandes que permitan el escurrimiento de los fluidos, desde el fondo del pozo hasta el separador.

Los intentos se podrían repetir en caso de ser necesario, con valores de la producción q_o que se puedan programar para la explotación, considerando siempre valores inferiores a la capacidad potencial del pozo.

La combinación de la producción q_o , volumen de gas inyectado a la TP y posición del punto de inyección compatibles con la presión necesaria en la cabeza del pozo y las características del mismo dará o constituirá la forma

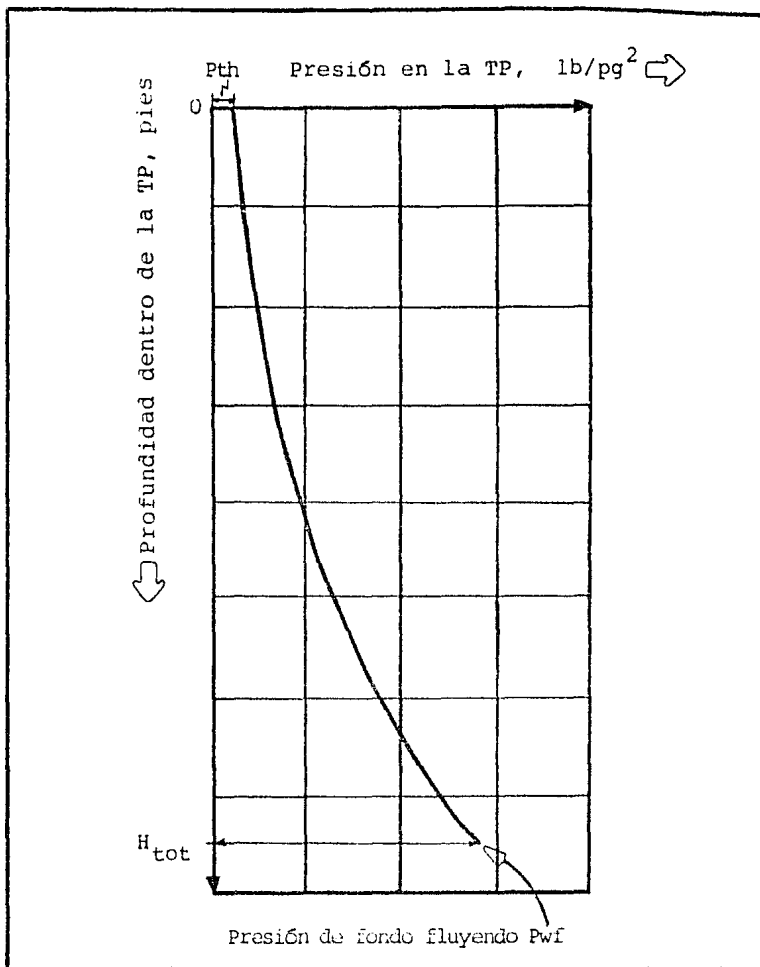


FIG 2.9 Gráfica que muestra la variación de la Presión de los fluidos dentro de la tubería de producción TP.

en que deberá diseñarse la instalación que se hará dentro del pozo, para su satisfactoria operación bajo el sistema de Bombeo Neumático (BN).

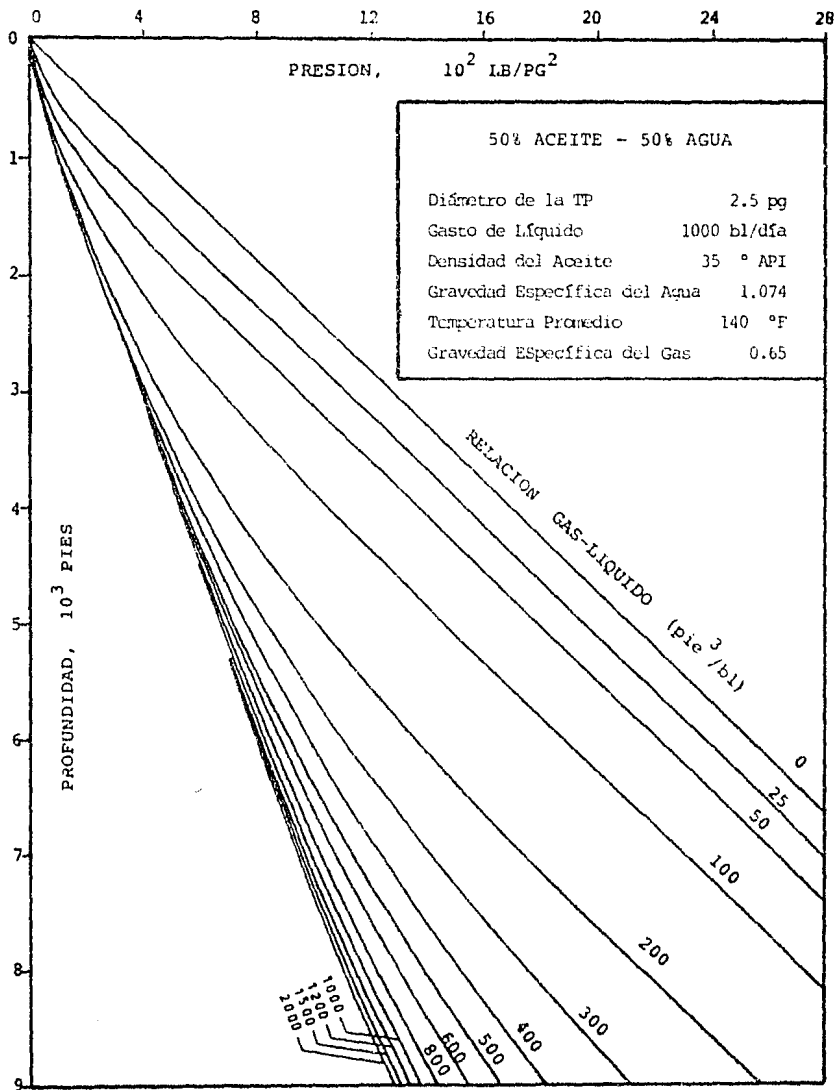


FIG. 2.10 GRADIENTES DE PRESION EN TUBERIAS VERTICALES⁽¹³⁾

CAPITULO 3.

SISTEMAS DE BOMBEO NEUMATICO CONTINUO

Cuando un pozo llega al fin de su vida fluyente, el cuestionamiento que surge es el decidir que método deberá utilizarse para mantener la producción⁽¹¹⁾. Una probable solución es el recurrir a un sistema de bombeo mecánico, o alguna otra técnica de bombeo; y otra es, el utilizar la energía contenida en un gas comprimido (que puede ser gas natural o aire), para ayudar a elevar los fluidos de la formación a través de la TP, desde el fondo hasta la superficie. A dicho método se le conoce como Bombeo Neumático (BN).

3.1 Características del Bombeo Neumático

El bombeo neumático es un sistema de elevación de una columna hidrostática de fluido en donde se utiliza gas a una presión relativamente alta (250 lb/pg^2 como mínimo), a través de un proceso mecánico⁽²²⁾. Este sistema puede ser instalado durante la etapa de terminación inicial, o en trabajos de reparación efectuados posteriormente al pozo. Por lo general, cuando se determina que a futuro se requerirá en algún pozo un sistema de bombeo neumático, se instalan las válvulas de inyección al momento de la terminación original, y más tarde son colocadas en operación utilizando un cable de línea. Los factores que limitan o disminuyen la eficiencia del bombeo neumático son la presencia de gases amargos o crudos de alta viscosidad.

Dependiendo de la forma de inyección, el bombeo neumático puede ser colocado en forma de :

1. Flujo Continuo (BNC).
2. Flujo Intermitente (BNI).

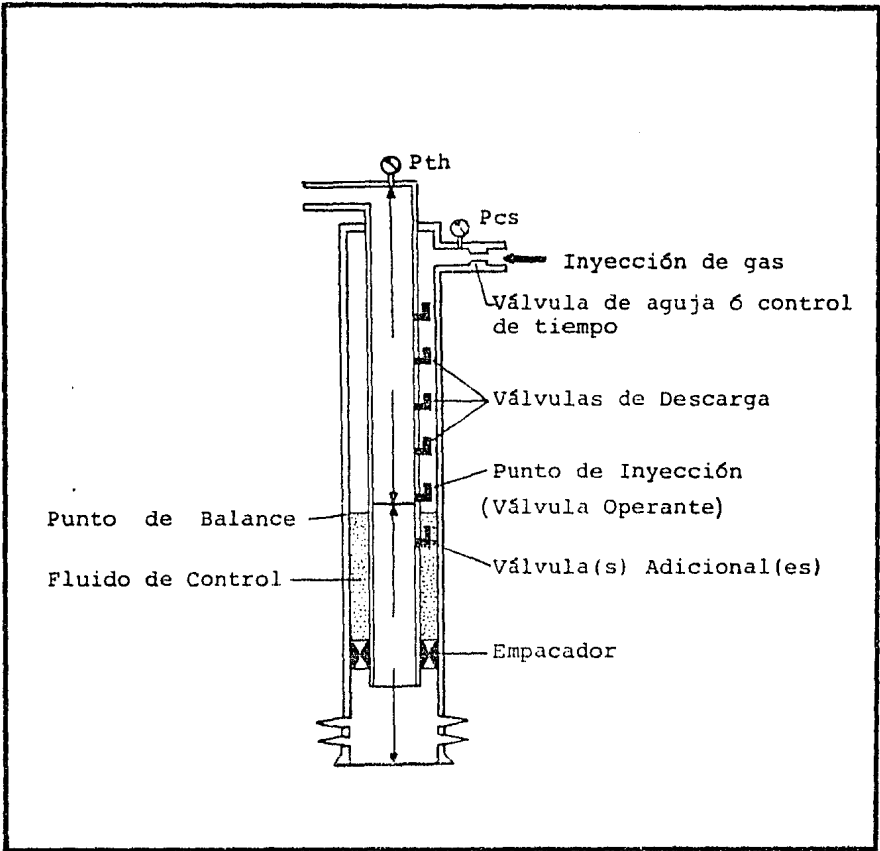


Figura 3.1

ILUSTRACION DE UNA INSTALACION DE BOMBEO NEUMATICO CONTINUO

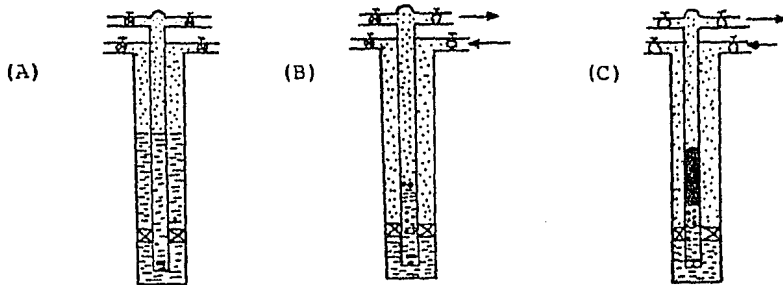
Para el método de flujo continuo Fig (3.1), se inyecta continuamente un pequeño volumen de gas a alta presión dentro de la TP (o TR), para aerear la columna de fluido, hasta que la reducción de la presión de fondo fluyendo permita una diferencial de presión suficiente a través de la formación, causando que el pozo produzca al gasto deseado.

Para lograr esto, debe diseñarse un sistema que permita la inyección de gas a través de una válvula colocada a la mayor profundidad posible, dependiendo de la presión de bombeo disponible.

En pozos de este tipo, la producción de fluido puede ser del orden de 200 a 2000 barriles/día (bl/día) a través de sartas de tuberías de producción de tamaño normal ^(1,22). El diámetro interno de la TP rige la cantidad de flujo (con tal que el IP, la P_{wf} , el volumen, presión del gas, y las condiciones mecánicas sean las ideales). Con flujo por la tubería de revestimiento (TR), es posible elevar aun más de 80000 bl/día ⁽¹³⁾.

Por otro lado, el flujo intermitente (elevación en baches), consiste en la inyección periódica de gas (durante intervalos de tiempo controlados), a alta presión dentro de la TP para elevar hasta la superficie con la máxima velocidad, el fluido acumulado arriba de la válvula (ello para minimizar la aereación y el colgamiento del fluido).

En este tipo de flujo el punto de máxima eficiencia y máxima capacidad se determina mediante la experimentación con diferentes ciclos y períodos de inyección como se muestra en la figura 3.2. La máxima producción con el BNI se controla principalmente por la frecuencia de los ciclos del gas de inyección, la presión de inyección, y el diámetro de la tubería de producción. Este tipo de flujo se acompaña



- A) Pozo Cerrado
- B) Respuesta Inicial a la Descarga
- C) El bache de fluido inicia el Movimiento
- D) El bache avanza por la TP con mayor velocidad en los puntos de menor resistencia.
- E) El bache alcanza la boca del pozo.
- F) Líquido Residual dentro de la TP

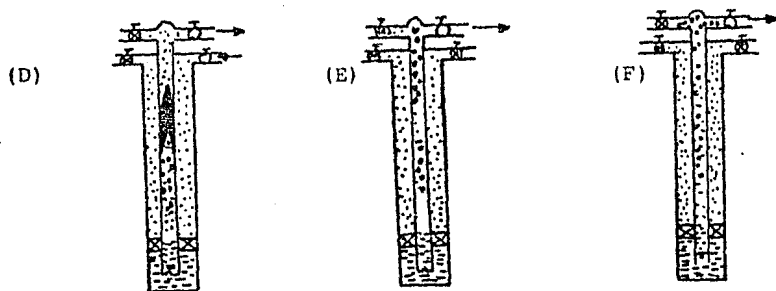


FIGURA 3.2

ILUSTRACION DE UNA INSTALACION DE BOMBEO NEUMATICO INTERMITENTE (B.N.I.)

con la acción de una válvula con un orificio grande y por el control de la presión del gas y el volumen en el espacio anular mediante un controlador de tiempo superficial.

3.11 Tipos de Instalaciones de Bombeo Neumático

En general, el tipo de instalación (al igual que el tipo de válvula de bombeo neumático), depende fundamentalmente, de, si el pozo será operado por flujo continuo ó intermitente.

Las condiciones del pozo dictarán en alto grado el tipo de instalación; es decir, condiciones tales como la clase de terminación, posible producción de arena, agua y/o casquete de gas son puntos vitales que afectan el diseño de la instalación. Al determinarla, deberá tomarse en cuenta, el comportamiento futuro del pozo, incluyendo declinación de la Pwf y el índice de productividad. Por otro lado, terminaciones múltiples requieren de una instalación más compleja; del mismo modo, el diseño para pozos marinos implica un análisis más profundo debido a que los costos por reparaciones en el mar son muy altos.

Las Figs. 3.3 a 3.5 muestran los 3 tipos básicos de instalaciones de BNC, comunmente conocidas como abiertas, semicerradas y cerradas.

Una característica pasada por alto frecuentemente es su flexibilidad. Con frecuencia las características del pozo son desconocidas y sin embargo, es posible colocar un sistema de bombeo tanto continuo como intermitente. Un pozo que ha sido diseñado adecuadamente puede producir 1000 bl/día o sólo 50 bl/día. La mayoría de los otros tipos de bombeo requerirían diferentes tipos y tamaños de equipos

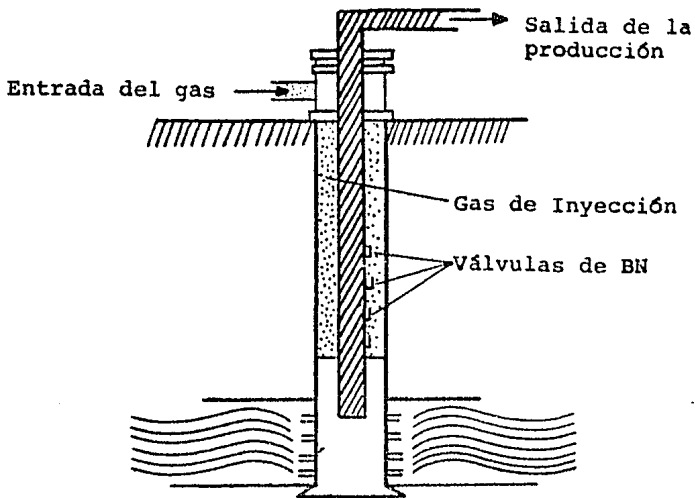


FIG 3.3 INSTALACION "ABIERTA" PARA BOMBEO NEUMATICO

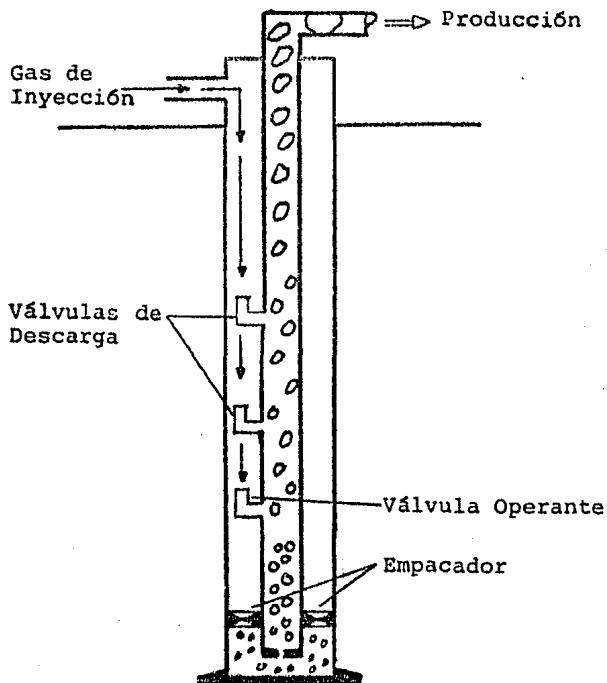


FIG 3.4 INSTALACION DE BOMBEO NEUMATICO "SEMICERRADA"

para ofrecer esta flexibilidad, mientras que una instalación de BNC puede producir eficientemente a prácticamente cualquier gasto (1,11,13).

3.2 Instalaciones de Bombeo Neumático Continuo

El diseño de un sistema de bombeo neumático continuo permitirá determinar la siguiente información antes de realizar cualquier movimiento en la sarta (30) :

1. Profundidad Optima de la Inyección de Gas.
2. La Relación Gas-Líquido de Inyección más adecuada.
3. Presión Superficial del Gas de Inyección.
4. Selección del Estrangulador más adecuado para permitir el paso de la cantidad correcta de Gas.
5. Diámetro Optimo de la Tubería de Producción.

3.21 Factores que Afectan el Diseño de una Instalación

Sin embargo, antes de diseñar un sistema de bombeo neumático en forma exitosa, el Ingeniero de Producción deberá seleccionar la válvula de BN con las características adecuadas. Una instalación de bombeo no puede diseñarse u operarse eficientemente a menos que la válvula sea bien seleccionada.

Ahora bien, básicamente, el objetivo de las válvulas de Bombeo Neumático es :

- A) Descargar los fluidos del pozo y permitir que el gas sea inyectado en el punto óptimo de la sarta de la TP.
- B) Controlar el flujo de la inyección de gas bajo condiciones de operación y descarga.
- C) Conservar tanto como sea posible la presión de operación en la TR.

D) Capacidad para abrir la válvula con una presión menor o igual a la de arranque (P_{ko}), independientemente del nivel del líquido en la TP.

En los procesos iniciales de descarga, tanto el espacio anular así como la tubería de producción pueden estar llenos de fluido hasta la superficie; pero después que se alcanza la válvula operadora, se establece un gradiente particular entre este punto y la presión superficial en la TP. Este gradiente es satisfactorio para obtener el espaciamiento de las válvulas.

Es posible también alcanzar el gradiente "mínimo" en los procesos de descarga; esto significa que cuando se dispone de la suficiente cantidad de gas, puede obtenerse el mínimo gradiente para cualquier válvula de BN. Si este es el caso, se puede referir el espaciamiento de las válvulas sobre esta base.

No debe perderse de vista que el costo adicional de una o dos válvulas siempre será menor que, tener que intervenir posteriormente el pozo para hacer un reespaciamiento de las válvulas.

Una válvula que se utilice para aplicación en flujo continuo debe ser sensible a la presión en la TP cuando está en posición abierta. La válvula debe responder proporcionalmente al incremento y decremento de presión de la tubería de producción.

A medida que la presión en la TP decrece, la válvula comenzará a estrangular cerrando para reducir la entrada del gas de inyección. Del mismo modo, cuando la presión en la TP se incrementa, la válvula comenzará a abrir, aumentando la entrada de gas. Esta respuesta proporcional mantiene la

presión fluyendo en la TP establecida, o tiende a mantener una presión constante dentro de la TP.

Una válvula de flujo continuo tiene características de operación diferentes de una válvula de flujo intermitente, primordialmente la característica de regulación al paso de gas. Tal regulación se controla desde la superficie, y la válvula abre para pasar la cantidad justa de gas. Si se necesita más o menos gas, la válvula deberá responder al ajuste superficial o a un cambio en la presión de la TP.

Las válvulas desbalanceadas con fuelles al utilizarlas como válvulas de flujo continuo, tienen dichas características de regulación de gas. Las válvulas intermitentes con fuelles o válvulas piloto no presentan esta característica⁽¹⁾.

3.211 Colocación de las Válvulas

La válvula superior deberá colocarse lo suficientemente alta para permitir que el pozo pueda descargar, pero al mismo tiempo lo suficientemente profunda para trabajar eficientemente bajo condiciones de operación.

Debido a que las válvulas tienen diferentes características de operación, sus ajustes (por temperatura) en el taller son diferentes. Estas calibraciones en el almacén varían con la influencia de diversos factores, incluyendo sí la válvula es operada por presión o por fluido; cargada a presión o por un resorte, o sí se tiene una combinación de ellas⁽¹¹⁾.

La temperatura, la presión de la columna de gas, y la presión de la TP afectan la calibración de las válvulas.

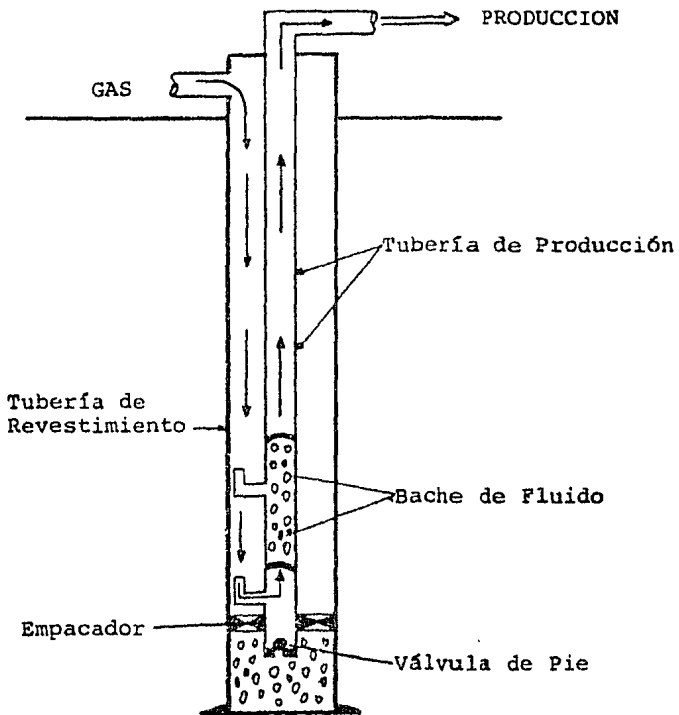


FIG 3.5

INSTALACION DE BOMBEO NEUMATICO DEL TIPO "CERRADA"

Pueden tener caídas de presión de 15-25 lb/pg² (por válvula) abajo del agujero, o pueden estar colocadas para funcionar todas a la misma presión de apertura o cierre. Esta caída es la diferencia en la presión de operación superficial desde una válvula hasta la siguiente. En ocasiones es necesario, asegurarse que la válvula no presente interferencias^(1,13).

Puede decirse que se empieza a tener un diseño óptimo cuando se alcanza el punto de inyección con la máxima presión⁽³⁰⁾; el aumento en las presiones de apertura de las válvulas debido al incremento de la temperatura fluyendo pueden ser utilizadas para alcanzar el punto de inyección con la máxima presión.

Un diseño apropiado de la instalación (de las válvulas con fuelles), podría colocar todas las válvulas a la misma presión de apertura o cierre¹. Estas válvulas son sensibles a la presión en la TP, la válvula inferior abre primero debido a que la contrapresión más alta en la TP está actuando contra ella. Las válvulas operadas por fluido son colocadas para abrir principalmente sobre la presión de la TP, no obstante pueden ser influenciadas por la presión y temperatura de la columna de gas.

Así pues, la colocación de las válvulas de flujo está influenciada por⁽³⁰⁾: (a) presión de bombeo disponible, (b) gradiente de los fluidos en el pozo al momento de la descarga, (c) comportamiento de afluencia al pozo durante la descarga, (d) contrapresión superficial en la cabeza cuando los fluidos van a ser descargados, (e) nivel de fluido en el pozo y sí éste va a ser llenado con fluido de control, (f) características de producción del pozo y la P_{wf} ⁽¹³⁾.

Algunas veces se cuenta con esta información, pero la mayoría de las veces se desconoce el comportamiento de afluencia al pozo. En este caso, deberá realizarse una estimación razonable (basada en la Historia del pozo), para llegar al gasto de diseño.

La selección de tal gasto no significa que la instalación producirá al gasto de diseño fijado, sino que, este valor se maneja como un parámetro para asegurar que la válvula operadora cargará el pozo en el punto de operación óptimo, aun cuando se esten manejando producciones del orden del gasto de diseño.

Como se mencionó con anterioridad, las instalaciones de BNC son lo suficientemente accesibles para poder ajustarlas prácticamente a cualquier rango de producción. Si se trabaja con un gasto alto, esto probablemente sólo significará que se usarán una o dos válvulas extras; pero la instalación servirá satisfactoriamente también para gastos de producción más bajos.

Un "gasto de diseño" adecuado asegura que el número de válvulas utilizadas y su localización en la sarta de la TP sea congruente con las condiciones existentes en el pozo. En una instalación de BN debe conocerse la posición de cada una de las válvulas; así como la presión de colocación (en el domo), que se tiene en el taller para obtener el comportamiento deseado en el fondo.

3.212 Volumen y Presión del Gas de Inyección

Dos factores que también influyen en gran medida en la producción de un sistema de BN son la presión y el volumen del gas de inyección⁽²¹⁾.

A mayor presión del gas disponible, el punto de inyección puede colocarse progresivamente en un punto cada vez más profundo, causando con ello una disminución del gradiente fluyendo. Por lo tanto, conforme la presión se incrementa, el volumen requerido del gas de inyección puede reducirse.

Del mismo modo, si se dispone de una cantidad ilimitada de gas, puede alcanzarse en todas las instalaciones el mínimo gradiente fluyendo para cualquier presión del gas. Por lo tanto, es posible obtener la máxima presión.

3.213 Temperatura de Fondo Fluyendo

Otro aspecto importante en el diseño de cualquier instalación es la temperatura del pozo. Sin esta información, resulta extremadamente difícil⁽¹³⁾ diseñar adecuadamente una instalación; ya que por lo general, todas las válvulas están sujetas a incrementos en las presiones de operación debido al incremento de la temperatura; a menos que, claro está se utilice una válvula cargada con resorte.

La temperatura superficial es función del gasto y de la relación gas-líquido. Y aunque la mayoría de los Ingenieros de Producción suponen un comportamiento lineal entre la temperatura del fondo y la superficie, existe una curvatura entre la temperatura del fondo y de la cima para pozos con gastos muy altos. Sin embargo, tal suposición trabaja en forma favorable cuando ambas temperaturas se conocen correctamente^(11,2).

3.3 Diseño en Flujo Continuo

En la Fig. 3.1 se ilustra un pozo produciendo por bombeo neumático continuo. En dicha figura se observan seis válvulas en el pozo. Las cuatro válvulas superiores se usan como válvulas de descarga, la quinta válvula es la válvula operante. Hay además una válvula abajo del punto de inyección que se utiliza como válvula adicional y/o para cuando cambien las condiciones del pozo.

Cuando una válvula está colocada abajo de la válvula operante, el fluido de control en el espacio anular (E.A.) busca un punto de balance entre la presión de la TR y la presión en la TP (E.A.). Sin esta válvula en el pozo, el nivel del líquido en la TR permanecería a la profundidad de la válvula 5 (válvula operadora).

Las cuatro válvulas de descarga permanecen inactivas hasta que es necesario descargar nuevamente el pozo por alguna otra razón tal como después de un cierre de pozo⁽¹³⁾. Si las válvulas de retención funcionan apropiadamente, el nivel del líquido no debe cambiar en el E.A. después de alcanzar las condiciones de estabilización. La Fig. 3.6 ilustra los términos que se utilizan comunmente al describir el comportamiento de un sistema de BN⁽²²⁾.

En concreto puede afirmarse que, el BNC crea la Pwf necesaria para permitir al pozo producir a un gasto deseado; considerando para ello factores tales como la presión de bombeo, el volumen disponible de gas, diámetros de las configuraciones, etc., los cuales determinarán la producción en la superficie.

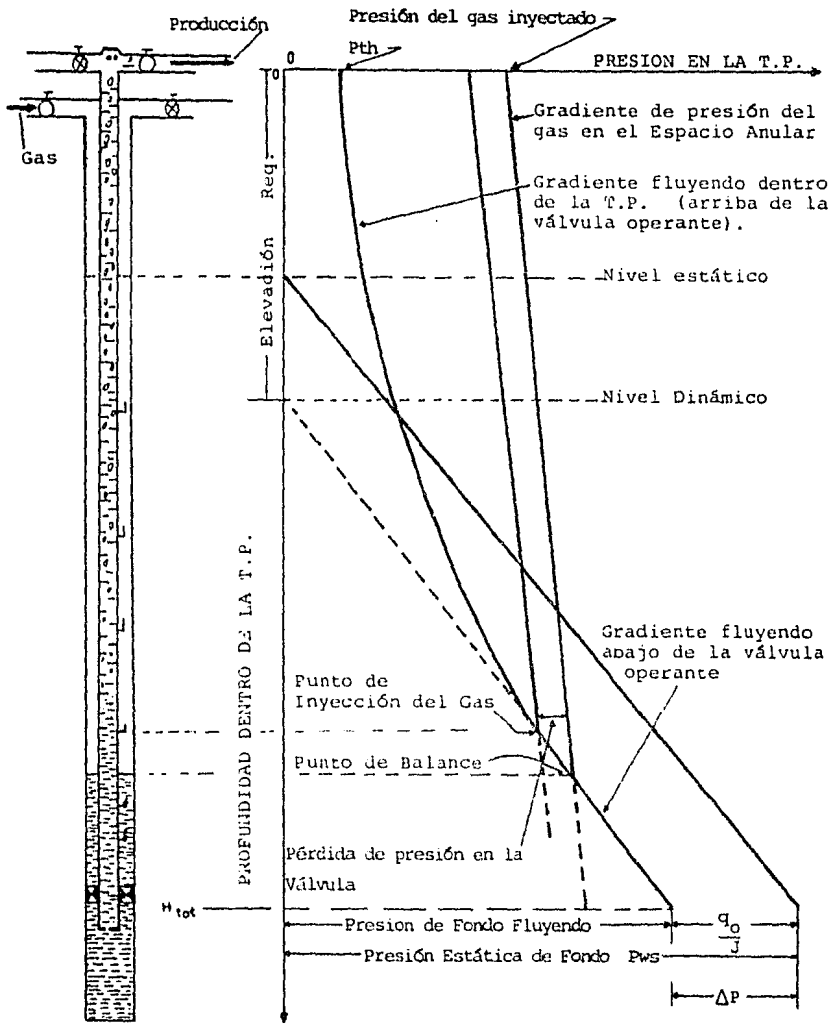


FIG 3.6 TERMINOS UTILIZADOS AL DESCRIBIR EL COMPORTAMIENTO DE UN SISTEMA DE BOMBEO NEUNATICO CONTINUO

3.4 Parámetros de Diseño en una Instalación de BNC

Para diseñar una instalación de BNC, debe obtenerse en forma confiable la siguiente información :

1. Profundidad del pozo.
2. Diámetros de las tuberías de producción y revestimiento
3. Condiciones de importancia para la producción, tales como arenas, parafinas, etc.
4. Diámetro y longitud de la línea de descarga.
5. Presión del Separador.
6. Presión en la cabeza del pozo (Pth).
7. Gasto deseado en la superficie.
8. Porcentaje de agua en la mezcla.
9. Gravedad específica del gas de inyección.
10. Presión de bombeo disponible (lb/pg^2).
11. Presión Estática de Fondo Pws, lb/pg^2 .
12. Densidad relativa del aceite producido.
13. Presión del gas de inyección.
14. Características del comportamiento de afluencia.
15. Temperatura de fondo y/o gradiente geotérmico.
16. Temperatura Superficial.
17. Gravedad Específica del agua producida.
18. Longitud de la TR y TP.
19. Volumen disponible de Gas

Es evidente que entre más confiable y mayor sea la información disponible, mejor será el diseño que se obtenga.

3.41 Obtención del Punto de Inyección de Gas

Si se cuenta con la suficiente información, el primer paso para el diseño de un sistema en flujo continuo es el determinar el punto de inyección del gas. este

procedimiento es el mismo para todos los tipos de válvulas de BN, pero puede variar dependiendo de si se considera o no la caída de presión entre las válvulas. Es necesario comprender perfectamente este método para poder determinar el máximo gasto posible.

Con este método el máximo beneficio se deriva de la presión de inyección disponible. Esto significa que el punto de inyección más profundo, será obtenido dependiendo de la presión de inyección del gas.

Sobre esta base, puede utilizarse el siguiente procedimiento como guía para el diseño de una instalación⁽¹¹⁾:

- 1A Graficar en papel milimétrico la profundidad del empacador (en el eje de las ordenadas), partiendo de una profundidad cero en la superficie. Se recomienda utilizar la misma escala de las curvas de gradiente que se esten utilizando.
- 1B En el eje de las abscisas graficar la presión desde cero en el origen hasta un máximo. Indicar la presión estática a la profundidad correcta.
- 1C A partir del índice de productividad IP o IPR calcular la presión de fondo fluyendo al gasto deseado. Indicar este valor a la profundidad correcta.
- 1D Partiendo de la presión estática estimada trazar la línea del gradiente estático hasta intersectar el eje de las ordenadas. Este punto corresponde al nivel del líquido dentro del pozo.
- 1E Partiendo de la presión de fondo fluyendo trazar el gradiente de fondo fluyendo abajo del punto de inyección; este gradiente puede trazarse de la siguiente manera: Aplicando cualquier método de flujo

multifásico en tuberías verticales ó utilizando las curvas de gradientes de presión o bien considerandolo igual que el gradiente estático.

- 1F Señalar en el eje de las abscisas la presión disponible del gas de inyección (Presión de arranque, Pko). Generalmente se grafica la presión disponible (Pd), 50 lb/pg² abajo de Pko, y la presión de operación (Pop.) se estima 100 lb/pg² abajo de la presión disponible.
- 1G Trazar las líneas de gradiente del gas correspondiente a la presión de operación y a la presión disponible hasta intersectar la línea de gradiente fluyendo establecida en el paso (1E).
- 1H Marcar el punto de la presión de operación que intersecta la línea de gradiente como punto de balance entre el espacio anular y la presión en la TP.
- 1I Partiendo del punto de balance y sobre la línea de gradiente fluyendo determinar el punto de inyección de gas restando 100 lb/pg² del punto de balance.
- 1J Marcar la presión fluyendo en la TP (Pth), a la profundidad igual con cero. Realmente este valor es desconocido y deberá determinarse en base a la presión del separador y la caída de presión que ocurre a través de la tubería de descarga.
- 1K Conectar el punto de inyección y la presión fluyendo en la cabeza del pozo (Pth), seleccionando la curva de gradiente de presión correspondiente. Esta curva proporciona la relación gas-líquido total (RGL_T) que se requiere para hacer producir el pozo al gasto deseado. La relación gas-líquido inyectado será igual a la diferencia entre la RGL_T y la RGL_N .
- ** Cuando no se dispone de las curvas de gradiente, el punto de inyección y la presión fluyendo en la cabeza

del pozo pueden unirse con una línea recta para propósito de espaciamento de válvulas; también para espaciar las válvulas puede utilizarse el gradiente mínimo cuando se dispone de un volumen ilimitado de gas.

La determinación de este punto de inyección (P.I.) de gas es correcto para un pozo particular en un tiempo específico de su producción; ya que dependiendo del tipo de mecanismo de empuje por el cual este pozo produce, sus características pueden cambiar considerablemente en uno o dos años.

Por ejemplo, puede tenerse una rápida declinación en la presión y/o un cambio del IP. Por lo tanto, deberá hacerse un análisis del comportamiento futuro del pozo. El punto de inyección de gas podría caer una gran porción durante el siguiente año o dos. Si este es el caso, la localización futura del yacimiento se anticipa para uno o dos años, y con ello el beneficio que se obtiene es enorme. Puesto que, previene la intervención en un futuro cercano al pozo para hacer un reespaciamento de válvulas.

3.42 Espaciamento de las Válvulas de Bombeo Neumático

Como puede observarse, el determinar la profundidad del punto de inyección de gas óptimo (P.I.) no presenta problemas serios. En cambio, existe cierta controversia acerca de cuál es el mejor método para ubicar el espaciamento de las válvulas desde la superficie hasta este punto⁽¹³⁾. Por ello, las técnicas usadas en el diseño de una válvula de flujo continuo, varían ampliamente en la Industria Petrolera.

Sin embargo, se acepta que el espaciamiento de las válvulas de bombeo neumático continuo depende principalmente de los siguientes aspectos ^(1,22,30) :

1. Tipo de válvula de bombeo neumático utilizada.

Sí se usa una válvula balanceada, la presión de operación superficial debe decrecer por válvula, de unas 15-25 lb/pg²(1). En cambio, si se trabaja con una válvula desbalanceada se recomienda una caída mínima de 10 lb/pg²/válvula en la presión superficial abajo del pozo ⁽¹⁾. Por lo general, este tipo de válvula requiere también una presión de inicio del orden de unas 100 lb/pg² menos que la presión normal de operación.

En la práctica, ambos tipos de válvulas alcanzan el punto de operación esencialmente con la misma presión de operación superficial excepto para las instalaciones que requieren más de 5 ó 6 válvulas de bombeo neumático ⁽¹¹⁾.

2. Decidir si el pozo será o no, descargado a la atmósfera. En algunos casos el pozo es descargado de esta manera para la primer válvula, dentro de las características de la producción superficial. Esto permite espaciamientos más profundos de las válvulas ⁽¹³⁾.

3. Nivel estático del fluido, y si el pozo está cargado con fluido de control.

Sí el nivel estático de fluido es más bajo que (Pso-Pth)/Gs* la primer válvula puede ser colocada en el nivel estático de fluido, y/o no más baja que este nivel estático.

* Gs = Gradiente del fluido de control.

4. Disponibilidad de una presión especial de arranque para descargar el pozo, o bien, sí el pozo será descargado con la presión normal de operación.
5. Disponibilidad de un abastecimiento ilimitado de gas para objetivos de descarga. Esto afecta el espaciamiento porque debe determinarse sí es posible alcanzar el mínimo gradiente de descarga en la sarta de la tubería de producción⁽²²⁾.

3.5 Diseño Gráfico de una Instalación con Válvulas Balanceadas.

El siguiente procedimiento puede utilizarse como guía para determinar el espaciamiento de válvulas balanceadas en una instalación de BNC. Este tipo de válvulas no son afectadas por la presión en la TP.

- A1 Determinar el punto de inyección. (para ello utilizar la secuencia propuesta en la sección anterior).
- A2 Dibujar la línea que representa el gradiente del fluido de control partiendo de la presión en la cabeza del pozo. Esta presión (P_{th}) será igual a cero en caso de que el pozo descargue al quemador, o mayor que cero sí descarga al separador.
- A3 Extender esta línea hasta intersectar la presión disponible del gas de inyección. Esta profundidad corresponde a la posición de la primera válvula.
- A4 A partir del punto anterior trazar una línea horizontal (hacia la izquierda), hasta intersectar la línea de gradiente fluyendo arriba del punto de inyección, o a la línea de gradiente de descarga.
- A5 Del punto de intersección anterior, dibujar una línea paralela a la línea de gradiente del fluido de control

hasta interceptar la línea de gradiente de presión disponible menos 25 lb/pg^2 . Esta será la posición de la válvula # 2.

- A6 Reducir la presión en 25 lb/pg^2 del punto de intersección determinado en el paso A5 y, trazar hacia abajo la línea del gradiente de presión de gas.
- A7 Dibujar una línea horizontal desde la posición de la válvula 2 (hacia la izq.), hasta intersectar la línea del gradiente fluyendo arriba del punto de inyección.
- A8 Desde este punto trazar una línea paralela al gradiente del fluido de control hasta interceptar la nueva línea de gradiente de gas determinada en el paso (A6). Esta profundidad corresponde a la de la válvula # 3.
- A9 Repetir el procedimiento descrito en los pasos A6, A7 y A8 hasta alcanzar el punto de inyección de gas.
- A10 Colocar una o dos válvulas más abajo del punto de inyección previniendo posibles reducciones en la presión media del yacimiento y cambios en la productividad del pozo.

* Por otro lado, la selección de las válvulas balanceadas en BNC puede realizarse como sigue ⁽¹³⁾ :

- B1 Dibujar la línea de gradiente térmico, desde la temperatura fluyendo en la superficie hasta la temperatura fluyendo en el fondo del pozo.
- B2 Determinar la temperatura correspondiente de cada válvula a la profundidad de colocación.
- B3 Seleccionar las presiones superficiales de apertura de las válvulas disminuyendo en 25 lb/pg^2 dicha presión entre válvula y válvula iniciando para la 1er válvula con un valor igual a 25 lb/pg^2 abajo de la presión disponible del gas de inyección.

- B4 Determinar de la gráfica para cada válvula, la presión de apertura (ω a la profundidad de colocación de tales válvulas).
- B5 De las figuras correspondientes (Apéndice B; Referencia 1) determinar las presiones de calibración (en el taller) medidas a 80 ó 60 °F.
- B6 Preparar una tabla final mostrando el número de válvulas, profundidades, temperatura, presión superficial de apertura, presión de apertura frente a la válvula y presión del domo a 80 ó 60 °F.
- B7 De ser necesario, determinar el diámetro del orificio de las válvulas de BN con las gráficas correspondientes (Apéndice D; Referencia 1).

3.6 Diseño Gráfico de una Instalación de BN con Válvulas Desbalanceadas

El siguiente procedimiento sirve como guía para determinar el espaciamiento de válvulas desbalanceadas en una instalación de Bombeo Neumático⁽¹¹⁾ :

- A1 Determinar el punto de inyección. (Con el procedimiento presentado en la sección anterior).
- A2 Restar 100 lb/pg^2 de la presión de operación superficial, y extender esta línea hacia abajo del agujero hasta la profundidad del pozo. A esta línea se le conoce como línea de "diseño" de presión en la TR.
- A3 Añadir $200 \text{ psi (lb/pg}^2)$ al valor de la Pth (con una profundidad cero). Este punto se conecta con el punto de inyección, y de esta forma se obtiene la línea de diseño de la presión en la TP; (esto es necesario para asegurar que la válvula superior cierre bajo condiciones de operación).

- A4 Trazar la línea de gradiente de control (a partir de 0 ó Pth si el pozo es descargado al quemador o al separador respectivamente), hasta que se cruce con la línea de presión disponible. Esta profundidad corresponderá a la posición de la primera válvula.
- A5 Dibujar una línea horizontal desde el punto obtenido en el paso A4 regresando a la línea de diseño de presión de TP.
- A6 Desde el punto determinado en el paso A5, dibujar una línea paralela a la línea del fluido de control, hasta que intersecte la línea del gradiente de diseño de la tubería de revestimiento (TR).
- A7 Este procedimiento se repite entre la línea de diseño de TP y TR hasta que se alcanza el punto de inyección.

*** Selección de las Válvulas Desbalanceadas⁽¹³⁾

- B1 Con la temperatura en la boca del pozo y la del fondo. se traza el gradiente de temperaturas obteniendo la temperatura de cada válvula.
- B2 Para cada válvula tabular la presión real y de diseño de TP y TR hasta que se alcanza el punto de inyección.
- B3 La presión superficial de apertura de diseño (Pso) de la primer válvula se obtiene restandole 50 lb/pg^2 a la presión disponible. Las válvulas subsecuentes se dejan con una diferencia de 10 lb/pg^2 entre válvula y válvula.
- B4 Determinar la presión de apertura (Pvo) de cada válvula a la profundidad correspondiente. Para ello sumar la presión del paso 10, con la presión de la columna de gas ($Pvo = Pso + Pcol. \text{ gas}$).
- B5 Utilizando la presión de apertura, la presión de diseño de TP, y el tamaño correcto del orificio, calcular la presión de cierre a la profundidad y temperatura de

cada válvula. Para ello puede utilizarse la siguiente expresión:

$$P_d = P_{vo} \cdot (1-R) + P_t \cdot R$$

Donde:

P_d = Presión en el domo (presión de cierre).

P_{vo} = Presión de apertura a la prof. de la válvula.

P_t = Presión de diseño de la TP a la profundidad.

R = Relación de Areas (A_p/A_b).

B6 Para obtener la presión superficial de cierre (P_{sc}) se utiliza la expresión: $P_{sc} = P_d - P_{col. gas}$

Utilizando el factor de corrección por temperatura (de 80 ó 60 °F), y multiplicando por la P_d a la T_v (temperatura de la válvula) se obtiene la presión del domo de cada válvula a 60 u 80 °F.

B7 Determinar la presión de apertura en el probador (P_{tro}) para cada válvula a 60 u 80 °F; (Apéndice B, Referencia 1). Además puede utilizarse la ecuación siguiente:

$$P_{tro} = (P_d \text{ a } 60^\circ\text{F}) / (1-R)$$

B8 Determinar la presión real de apertura de cada válvula, a la profundidad correspondiente, utilizando la presión en TP fluyendo real:

$$P_{vo}(\text{real}) = (P_d - P_t) / (1-R)$$

Donde: P_d = Presión en el domo a la T_v .

P_t = Presión de apertura en la TP a la prof.

P_{vo} = Presión de apertura de operación a prof.

B9 Determinar la presión superficial de apertura de cada válvula bajo condiciones reales de operación, mediante la expresión siguiente:

$$P_{so}(\text{real}) = P_{vo} - P_{col. gas}$$

B10 Preparar en una tabla final toda la información obtenida (mostrando la presión superficial de apertura) de cada válvula para poder asegurar que la posibilidad de tener interferencia en la válvula ha sido eliminada.

CAPITULO 4.

ANALISIS NODAL DE SISTEMAS

Ritmos de producción más altos y una mayor eficiencia en las operaciones son el resultado de utilizar el análisis nodal de sistemas para analizar el comportamiento de un pozo. Además, puede ser muy útil para mantener costos, y/o incrementar las utilidades en el desarrollo de proyectos de recuperación mejorada.

El análisis nodal, como lo presentaron Mach et. al⁽²⁸⁾, se utiliza para evaluar un sistema de producción, el cual se divide para su estudio en tres componentes básicos:

1. Flujo a través del medio poroso.
2. Flujo a través de la tubería de Producción (vertical).
3. Flujo a través de la tubería de Descarga, (horizontal).

Para predecir el comportamiento del sistema, deberá obtenerse la caída de presión total en cada uno de los componentes. En consecuencia, deberán incorporarse en la solución, las correlaciones apropiadas de flujo multifásico y las ecuaciones que definen el comportamiento de las diferentes restricciones^(26,28).

El procedimiento para obtener las caídas de presión involucra la asignación de nodos en varios puntos clave del sistema (Fig. 4.2); entonces, utilizando diferentes gastos y un modelo físico o matemático se determinan las caídas de presión entre dos nodos.

Una vez que el nodo solución ha sido seleccionado, estas caídas de presión (obtenidas a partir de alguna

correlación adecuada), son sumadas o restadas a la presión del punto de inicio, hasta que se alcanza dicho nodo solución.

Para usar este método debe conocerse, como mínimo la presión en el punto de inicio. Ahora bien, en un sistema de producción se conocen 2 presiones, las cuales se considerarán necesariamente constantes⁽²⁸⁾. Tales presiones son la presión del separador P_{sep} , y la P_{ws} ; las cuales son independientes del ritmo de producción⁽²³⁾.

Se deberá, por lo tanto, iniciar los cálculos con la P_{sep} (nodo 1) ó la P_{ws} (nodo 8), ó con ambas, si se seleccionó a un nodo intermedio (3, 6, etc.) como nodo solución.

La finalidad de la labor indicada es sencillamente, el obtener las curvas de comportamiento tanto del yacimiento como de las tuberías, con las cuales será posible estimar el comportamiento de producción del pozo.

Estas curvas representan, la variación de la presión en función del gasto para un arreglo dado de los diferentes parámetros involucrados (diámetros de TP y tubería de descarga, porcentaje de agua, Relación gas-líquido, presión en la TR, presión en el separador, etc.).

Así pues, el análisis nodal, no sólo permitirá determinar la capacidad del pozo para una serie de condiciones dadas; sino que, también permitirá mostrar como cambia el comportamiento del sistema al variar cualquiera de las variables que son susceptibles de modificarse.

Es fácil advertir, pues, que de este modo se podrá precisar cuál es el parámetro que domina en el sistema de

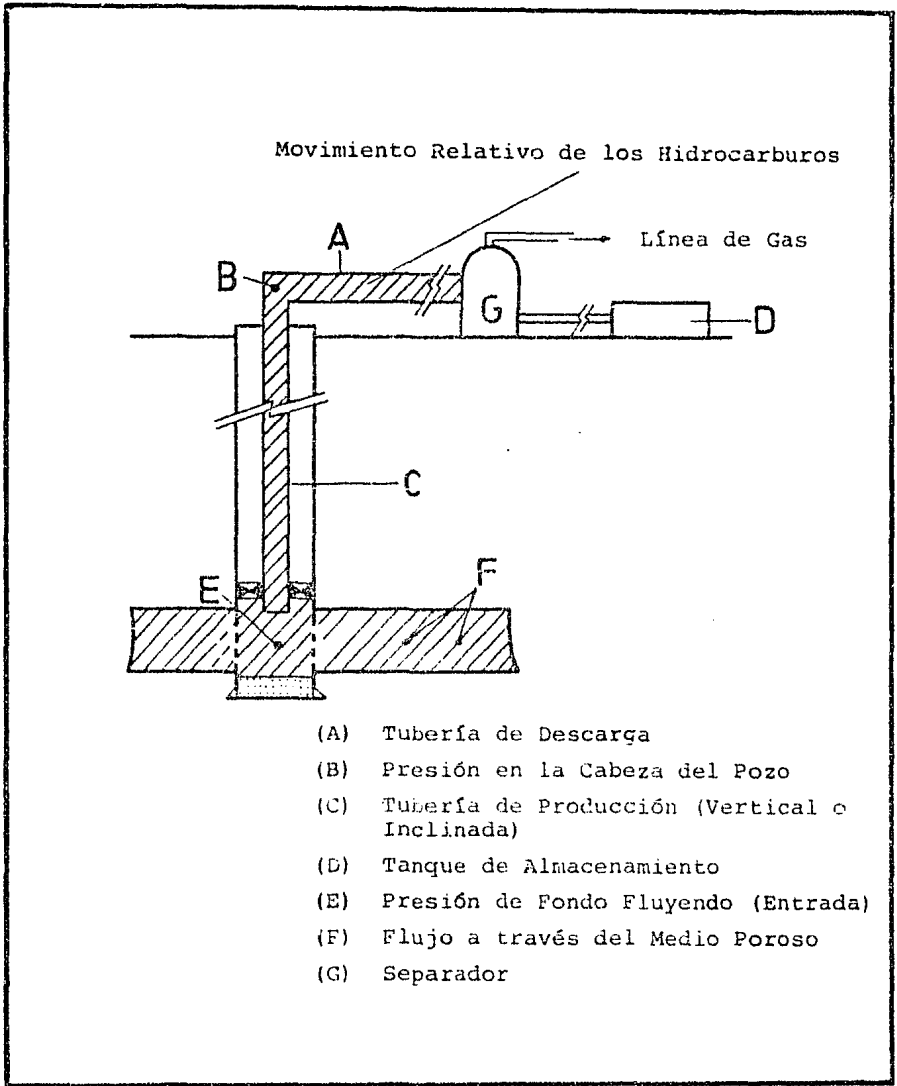


FIG 4.1

ILUSTRACION DE UN SISTEMA SENCILLO DE PRODUCCION
(POZOS FLUYENTES)

producción para las condiciones que privan en el diseño; identificando además, los elementos que limitan la capacidad de flujo del sistema.

La Fig. 4.3 muestra las principales pérdidas que pueden ocurrir en el sistema desde el yacimiento hasta el separador. Iniciando en el yacimiento, estas pérdidas se marcan como:

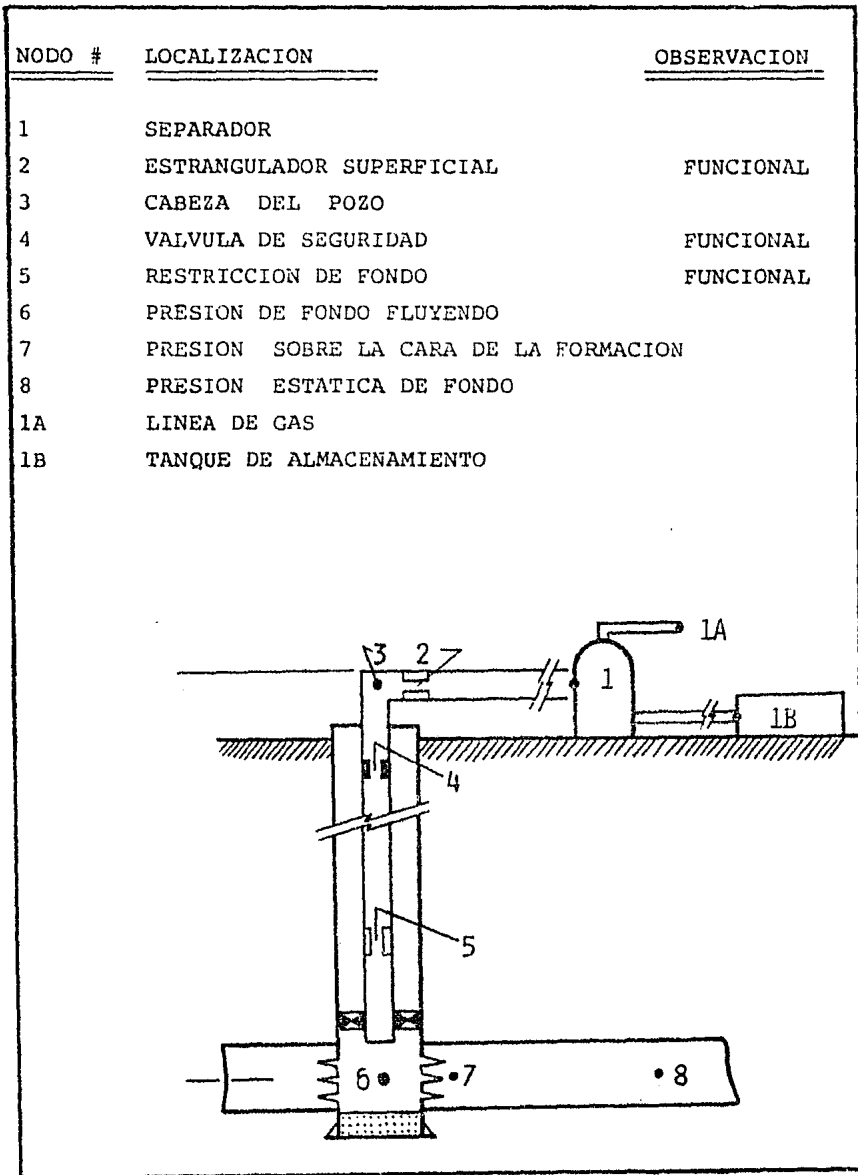
- $\Delta P_1 = P_{ws} - P_{wfs} =$ Pérdidas de presión en el yacimiento.
- $\Delta P_2 = P_{wfs} - P_{wf} =$ " " " a través de los disparos.
- $\Delta P_3 = P_{ur} - P_{dr} =$ Pérdidas de presión en el regulador, estrangulador, ó niple de TP.
- $\Delta P_4 = P_{usv} - P_{dsv} =$ Pérdidas de presión en la válvula de seguridad.
- $\Delta P_5 = P_{th} - P_{dsc} =$ Pérdidas de presión a través de un estrangulador superficial.
- $\Delta P_6 = P_{dsc} - P_{th} =$ Pérdidas de presión en la línea de descarga (TD).
- $\Delta P_7 = P_{wf} - P_{th} =$ Pérdidas totales de presión en la tubería de producción (la cual incluye ΔP_3 y ΔP_4).
- $\Delta P_8 = P_{th} - P_{sep} =$ Pérdidas totales en la línea de descarga (incluyendo estrangulador superficial).

Las diversas configuraciones del pozo pueden variar desde un sistema tan sencillo como el de la Fig. 4.1, hasta un sistema un poco más complejo (Fig 4.2), o una combinación entre ellos; aunque por lo general, una terminación más realista incluye las diferentes configuraciones de la Fig. 4.2⁽²³⁾.

Sin importar el número de nodos que se tengan, el concepto del análisis nodal de sistemas trabaja en la misma forma. Cualquier nodo se considera funcional cuando existe a

FIGURA 4.2

ASIGNACION DE DIFERENTES NODOS EN UN SISTEMA DE PRODUCCION



través de él una diferencial de presión, y la respuesta del gasto puede representarse mediante alguna función física o matemática.

El nodo 1 representa la presión del separador, la cual (como se indicó) se considera constante. Esto es porque, la presión en el nodo 1A es constante y de valor igual ya sea, a la presión de la línea de salida del gas o a la presión de succión del compresor; por otro lado, la presión en el nodo 1B frecuentemente tiene un valor constante e igual a cero lb/pg^2 . En consecuencia, la presión del separador tendrá el valor de la mayor de las dos presiones requeridas para el flujo de gas desde el nodo 1 al nodo 1A ó, el flujo de la fase líquida desde el nodo 1 al nodo 1B. Por ello, de aquí en adelante se supondrá constante el valor de la presión en el separador para cualquier gasto, y será diseñado como nodo # 1⁽²⁶⁾.

Por otro lado, aunque, debido a la distribución del radio de drene la P_{ws} puede variar con el tiempo, en este estudio se considera constante, (puesto que ello no provoca un error considerable²⁸).

Este capítulo presenta la forma en la cual se interrelacionan las pérdidas de presión en los diferentes nodos⁽²⁶⁾, y de que forma se interpreta el efecto de los diversos componentes mediante el concepto de análisis nodal.

, Aunque esencialmente, puede decirse que se va a comparar la habilidad del pozo para producir fluidos contra la habilidad del sistema de tuberías para manejar dichos fluidos.

Para explicar como funciona este método, se presentan a continuación 4 ejemplos para los cuatro posibles nodos de la

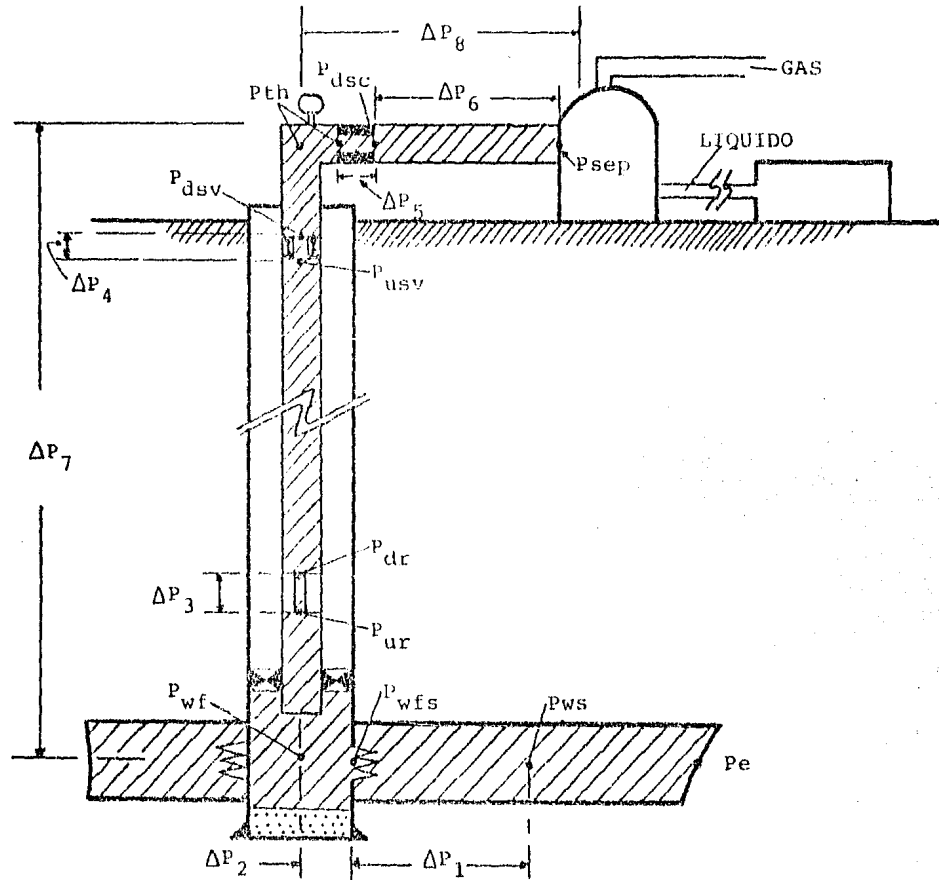


FIG 4.3 POSIBLES PERDIDAS DE PRESION, EN UN SISTEMA COMPLETO DE PRODUCCION.

figura 4.4; y aunque los demás nodos no se ilustran, en la solución se consideran todos los que se observan en la Fig. 4.3. Dichos ejemplos fueron tomados del trabajo de Mach⁽²⁶⁾; en éste, se indica que se utilizó la correlación de Hagedorn y Brown para obtener el perfil de distribución de presiones.

Conviene advertir que estos ejemplos se realizaron, considerando al pozo como fluyente; ya que un pozo de este tipo, es el sistema más sencillo de analizar.

E J E M P L O 4.1

Utilizando el nodo #8 como nodo solución, encontrar el posible gasto de un pozo con las siguientes características:

Pozo : Fluyente !!

Presión del Separador, Psep	=	100	lb/pg ²
Diámetro de la línea de descarga	=	2	pg. (D.i.)
Longitud de la línea de descarga	=	3000	pies
Relación agua-aceite, WOR	=	0	
Profundidad del pozo, Ht	=	5000	pies
Relación Gas-Aceite, RGA	=	400	pie ³ /bl
Presión media del yacimiento, Pws	=	2200	lb/pg ²
Índice de Productividad, J (cte.)	=	1	bl/día/lb/pg ²
Diámetro de la tubería de producción	=	2.0	pg. (D.i.)

Procedimiento :

- A) Seleccionar diferentes gastos para trabajar con un procedimiento de ensaye y error; (Por Ej.: suponer gastos de 200, 400, 600, 800, 1000 y 1500 bl/día).
- B) Para cada gasto, iniciar con la presión del separador (100 lb/pg²) y sumar todas las caídas de presión hasta alcanzar la presión en el nodo # 8 (Pws).

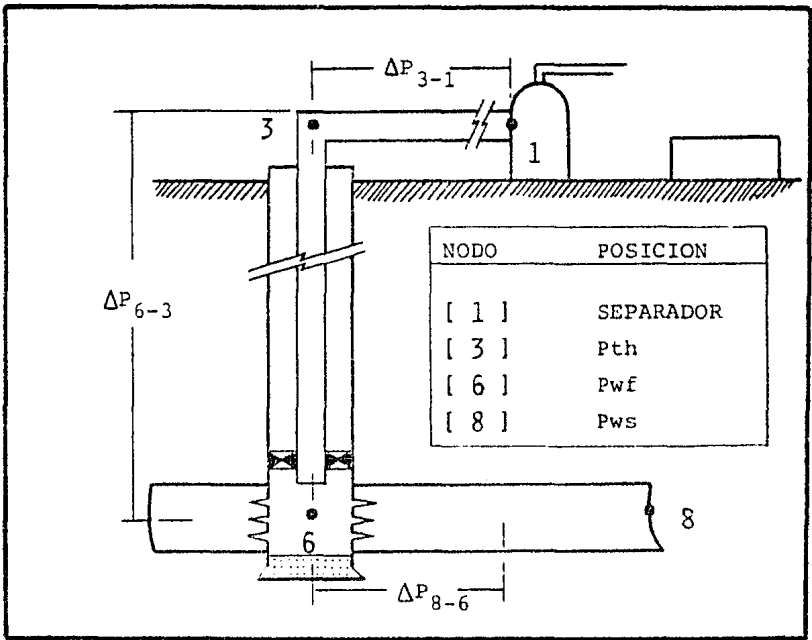


FIG 4.4 NODOS SELECCIONADOS EN LA SOLUCION DE LOS EJEMPLOS DEL CAPITULO CUATRO.

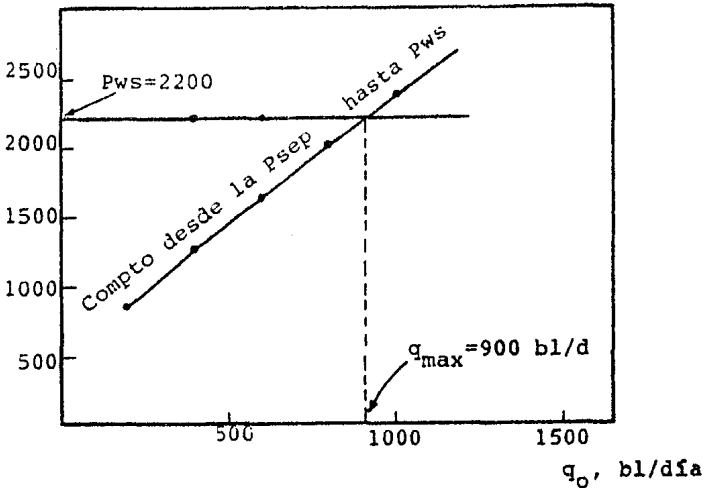


FIG 4.5 GRAFICA SOLUCION DEL EJEMPLO 4.1

- C) De la Fig 4.4 se observa que dichas pérdidas serán :
 $\Delta P_{3-1} + \Delta P_{6-3} + \Delta P_{8-6}$ (o pérdidas en la tubería superficial + pérdidas en la tubería de producción + pérdidas en el yacimiento).
 Las caídas de presión (calculadas), para cada gasto supuesto, se presentan en la tabla 4.1.
- D) Graficar las presiones obtenidas (Pws's) en el paso (B) contra el gasto (Fig. 4.5). Esta línea representa el comportamiento del sistema desde el separador hasta el yacimiento.
- E) Graficar la Pws dada en los datos (constante e igual a 2200 lb/pg²).
- F) La intersección de la línea de presión del yacimiento y la línea del comportamiento del sistema dan el máximo gasto posible, (para este caso son 900 bl/día). Ver figura 4.5.

E J E M P L O 4.2

Utilizando el nodo # 6 como nodo solución encontrar el máximo gasto a partir de los datos dados para el ejemplo #1.

Nota: Para esta solución deberán sumarse las caídas de presión calculadas con la correlación de Hagedorn⁽¹⁸⁾ del nodo 1 al 6; y restarse las del nodo 8 al 6.

P r o c e d i m i e n t o :

- A) Se suponen diferentes gastos: 200, 400, 600, 800, 1000 y 1500 bl/día.
- B) Determinar las pérdidas de presión desde el nodo # 1 (separador) al nodo 6 (Pwf). Para cada gasto supuesto iniciar en el nodo # 1 (Psep) y sumar las $\Delta P_{3-1} + \Delta P_{6-3}$
 La tabla 4.2 muestra esos resultados.

Tabla 4.1 (Caídas de presión para el ejemplo 4.1).

		*** F.M.H. *****	F.M.V.	*****	IPR	*** CPT ***		
q_s	Psep	P_3	ΔP_{3-1}	P_6	ΔP_{6-3}	P_8	ΔP_{8-1}	
200	100	115	15	750	635	950	850	
400	100	140	40	880	740	1280	400	1180
600	100	180	80	1030	850	1630	600	1530
800	100	230	130	1220	990	2020	800	1920
1000	100	275	175	1370	1095	2370	1000	2270
1500	100	420	320	1840	1420	3340	1500	3240

F.M.H. = Flujo multifásico por la tubería de descarga.

F.M.V. = Flujo multifásico por la tubería de producción.

IPR = Comportamiento de afluencia al pozo.

CPT = Caída de Presión TOTAL.

ΔP_{i-j} = Caída de presión del nodo i al nodo j.

q_s = Gasto supuesto

P_3 = Pth (presión en la cabeza del pozo).

P_6 = Pwf (Presión de fondo fluyendo).

P_8 = Pws (presión estática de fondo).

Tabla 4.2

Pérdidas de presión en la TD y TP para el ejemplo 4.2

		***	F.M.H.	****	F.M.V.	***
q_s	P_{sep}	P_3	ΔP_{3-1}	P_6	ΔP_{6-3}	
200	100	115	15	750	635	
400	100	140	40	880	740	
600	100	180	80	1030	850	
800	100	230	130	1220	990	
1000	100	275	175	1370	1095	
1500	100	420	320	1840	1420	

- C) Determinar las pérdidas de presión ΔP_{3-6} , desde el nodo 8 (P_{ws}) al nodo 6 (P_{wf}). Para un IP constante este valor puede ser calculado con la siguiente ecuación:

$$\Delta P_{8-6} = \text{Gasto Supuesto} / IP$$

Tales valores se contabilizan en la tabla 4.3

- D) Graficar las P_6 's obtenidas (en el paso B y C) contra los gastos supuestos. El nodo 6 se denomina como "nodo de entrada", ya que éste es el punto de entrada del yacimiento a la tubería de producción.
- E) La intersección de la línea del IP con la curva denominada "curva de entrada", es el máximo gasto para este sistema (900 bl/día). Ver figura 4.6.

La opción de tomar como nodo solución al #6, es la más adecuada si se desean evaluar cambios en las presiones estáticas (P_{ws} 's), ó diferentes IP's. Observar que la respuesta es la misma que en el ejemplo # 1; ya que este valor es independiente del nodo seleccionado.

TABLA 4.3 Caídas de presión en el yacimiento, Ejemplo 4.2

Gasto Supuesto	P_{ws} (lb/pg ²)	ΔP_{8-6}	$P_6 = P_{wf}$
200	2200	200	2000
400	2200	400	1800
600	2200	600	1600
800	2200	800	1400
1000	2200	1000	1200
1500	2200	1500	700

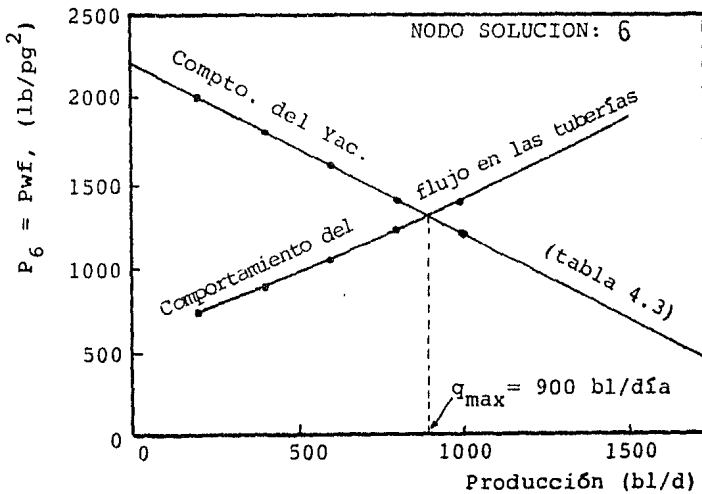


FIGURA 4.6

ILUSTRACION DE LA GRAFICA SOLUCION DEL EJEMPLO 4.2

E J E M P L O 4.3

Usando el nodo # 3 como nodo solución, encontrar el posible gasto, considerando los mismos datos del ejemplo #1.

Nota : Para este ejemplo se seleccionó la presión en la cabeza del pozo como nodo solución, por lo tanto este es un punto común en el cual, se suman las pérdidas de presión desde el nodo 1 hasta el 3; y se restan las del nodo 8 al 3.

P r o c e d i m i e n t o :

- A) Considerar los mismos gastos que en los ejemplos anteriores (200, 400, 600, 800, 1000 y 1500 bl/día).
- B) Determinar las pérdidas de presión desde el nodo # 1 (separador) al nodo 3 (cabeza del pozo). Para cada gasto supuesto y para una presión del separador igual a 100 lb/pg^2 , se determina la ΔP_{3-1} y en consecuencia la P_3 (Pth).
- C) Para cada gasto supuesto iniciar con la P_{ws} dada y sumar la $\Delta P_{8-6} + \Delta P_{6-3}$. Estos valores se muestran en la tabla 4.5.
- D) Graficar las P_3 's (obtenidas en los pasos B al C), contra los gastos supuestos (Fig 4.7). El nodo 3 es denominado como presión fluyendo en la cabeza del pozo (Pth).
- E) La intersección de la línea de pérdida de presión en la línea de flujo y la curva de comportamiento abajo del agujero determina el gasto buscado (900 bl/día) como se ve en la figura 4.7 .

La selección del nodo 3 como nodo solución será la más adecuada, si se desea evaluar el comportamiento de líneas de flujo con diámetros diferentes, ó de la contrapresión en la cabeza del pozo. Nótese que el gasto permanece constante.

T A B L A 4.4

Pérdidas de Presión en la Tubería de Descarga (Ejemplo 4.3)

Gasto	P_{sep}	ΔP_{1-3}	$P_3 = P_{th}$
200	100	15	115
400	100	40	140
600	100	80	180
800	100	130	230
1000	100	175	275
1500	100	320	420

T A B L A 4.5

Pérdidas de Presión desde el nodo 8 (P_{ws}) hasta el nodo # 3 (P_{th}), para el ejemplo 4.3

Gasto	P_{ws}	P_6	ΔP_{8-6}	P_3	ΔP_{6-3}
200	2200	2000	200	610	1390
400	2200	1800	400	550	1250
600	2200	1600	600	450	1150
800	2200	1400	800	330	1070
1000	2200	1200	1000	180	1020
1500	2200	700	1500		

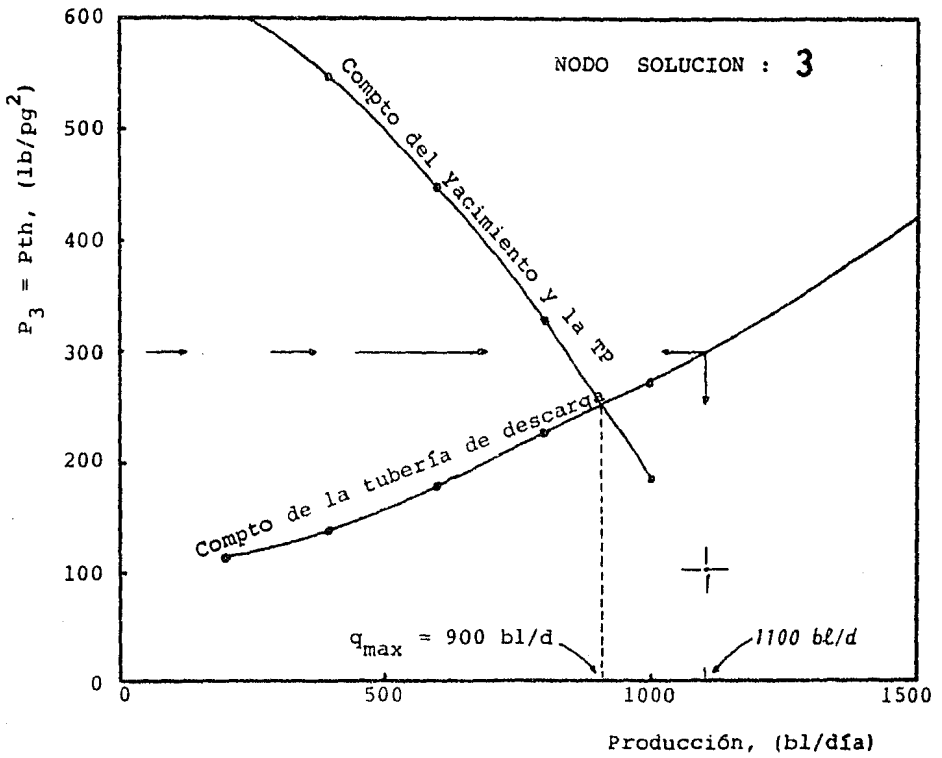


FIGURA 4.7

ESTA ILUSTRACION INCORPORA EL COMPORTAMIENTO DE LA TUBERIA DE DESCARGA (TABLA 4.4), CON EL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO Y LA TUBERIA DE PRODUCCION (TABLA 4.5).

E J E M P L O 4.4

Usando el nodo #1 como nodo solución encontrar el máximo gasto posible. Los datos del pozo son los mismos que los del ejemplo # 1.

En este ejemplo la presión del separador se mantiene constante a 100 lb/pg^2 y se diseña como nodo 1. Por consiguiente, todas las pérdidas de presión desde el nodo 8 (P_{ws}) al 1 (P_{sep}), se determinan y se restan del nodo # 8.

P r o c e d i m i e n t o :

- A) Suponer diferentes gastos, (consideramos los mismos que en los ejemplos anteriores).
- B) Para cada gasto iniciar con la $P_{ws}=2200 \text{ lb/pg}^2$ y restar la $\Delta P_{8-6} + \Delta P_{6-3} + \Delta P_{3-1}$. Esta información se concentra en la tabla 4.6 .
- C) Graficar la P_1 de la tabla 4.6 para cada gasto (ver figura 4.8).
- D) Graficar la P_{sep} a las 100 lb/pg^2 dadas, (Fig. 4.8).
- E) En la intersección de la línea de presión del separador y la línea del comportamiento del sistema se obtiene el máximo gasto posible (900 bl/día).

El resultado obtenido (considerando como nodo solución al punto 1), es la opción más adecuada cuando se desea evaluar el efecto de diferentes presiones en el separador o en el cabezal.

O B S E R V A C I O N E S :

Es importante hacer notar que cuando se inician los cálculos en el nodo 8, la pendiente resultante de la curva del sistema es cero ó negativa; mientras que cuando se

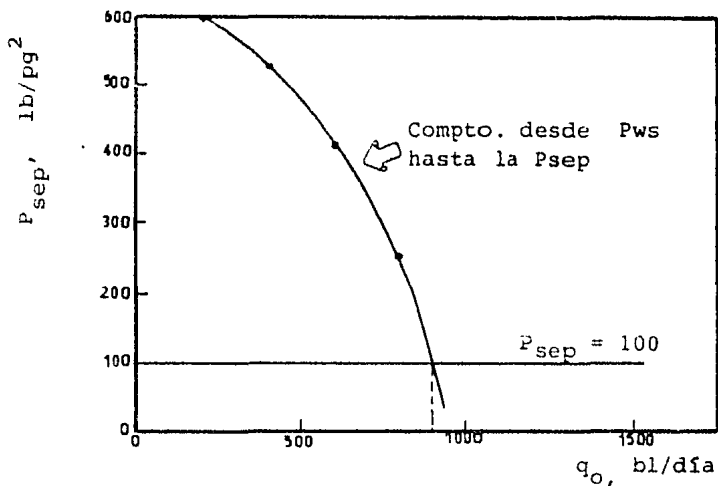


FIG 4.8

GRAFICA SOLUCION DEL EJEMPLO 4.4

q	**** Pws	IPR P_6	***** ΔP_{8-6}	F.M.V. Pth	***** ΔP_{6-3}	F.M.H. P_1	***** ΔP_{3-1}	***** ΔP_{8-1}
200	2200	2000	200	610	1390	595	15	1605
400	2200	1800	400	550	1250	524	26	1676
600	2200	1600	600	450	1150	412	38	1788
800	2200	1400	800	330	1070	255	75	1945
1000	2200	1200	1000	180	1020	$P_1 < 0$	$\Delta P_{3-1} > 180$	
1500	2200	700	1500	$P_3 < 0$		$P_1 < 0$		

T A B L A 4.6

PERDIDAS DE PRESION DESDE EL NODO 8 (PWS), HASTA EL NODO 1
PARA EL EJEMPLO 4.4

inician con la presión del separador (nodo 1), la pendiente resultante de la curva es cero ó positiva. Esto se observa más claramente en las figuras 4.5 y 4.8 .

Ahora bien. La curva generada al iniciar los cálculos en el nodo 8 representa la presión "disponible" en el nodo solución para que el yacimiento pueda producir el gasto especificado. Por otro lado, la curva generada al iniciar con el nodo 1 despliega la presión "requerida" en el nodo solución para cada gasto.

Analizando en forma separada ambas curvas puede notarse lo siguiente:

En la figura 4.7 las curvas de IPR y comportamiento vertical indican que, si un pozo fluyente pudiera variar su P_{th} a un valor igual a 100 lb/pg^2 , el yacimiento y el pozo producirían entonces 1100 bl/día .

Se observa, así mismo, que la curva de la línea de descarga (Fig. 4.7) indica que para un gasto de 1100 bl/día , la presión "requerida" en la cabeza del pozo es de 300 lb/pg^2 .

Finalmente, y dado que, el sistema de producción total producirá solamente donde la presión "requerida" a cualquier nodo sea menor o igual a la presión "disponible" en dicho nodo (para el gasto establecido), puede afirmarse que :

! En las condiciones actuales el sistema no producirá 1100 bl/día ; ya que para dicho gasto, la presión "disponible" es de 100 lb/pg^2 en el nodo 3 (P_{th}) y la presión "requerida" es de 300 lb/pg^2 , (ver figura 4.7) !.

Como se observó, el valor de gasto máximo obtenido para cada ejemplo, fué siempre el mismo sin importar el nodo seleccionado para resolver el problema.

Es fácil advertir, entonces, que la selección del nodo solución deberá hacerse dependiendo de cuál es el parámetro que se desea analizar. Por ejemplo, suponer que se desea conocer la producción futura del pozo del ejemplo anterior si se cambia el diámetro de la línea de descarga de 2 a 3 pgs. En este caso se generará una nueva curva de sistema de flujo horizontal, la cual se sobrepondrá a la Fig 4.7 como se muestra en la Fig 4.9 .

En este caso, se seleccionó el nodo 3 como nodo solución, debido a la claridad en la visualización de los resultados, al mostrar las pérdidas de presión en la línea de flujo. Obsérvese que con este cambio, la producción se incrementa en cierto porcentaje.

4.3 Análisis Nodal en Tuberías Telescopiadas

Hasta ahora, el desarrollo del análisis nodal se ha realizado considerando un sistema muy sencillo (como lo es el manejar un solo diámetro de tubería de producción y de descarga). Sin embargo, la experiencia ha enseñado, que es posible y en ocasiones ventajoso el cambiar cualquiera de los diámetros de tubería en el medio de la sarta^(23,27).

Para evaluar un sistema de esta naturaleza, el nodo solución podría ser colocado donde se unen estas tuberías de diferentes diámetros.

E J E M P L O 4.5 (Tuberías Telescopiadas)

Suponer del ejemplo 4.1 que por alguna razón fuese necesario colocar un "liner" (con D.e. = 2 3/8pg), desde una profundidad de 3500 pies hasta la zona de producción (5000 pies).

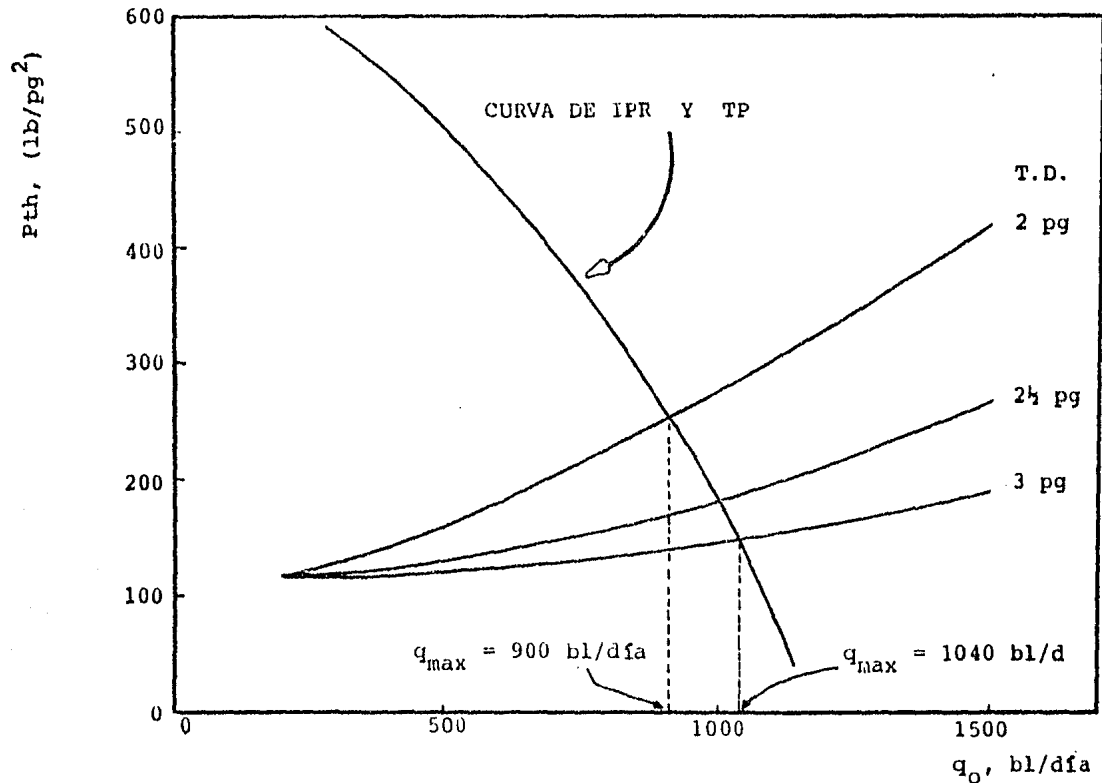


FIG 4.9 VARIACION DE LAS CURVAS DE COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA, PARA DIFERENTES DIAMETROS DE TUBERIAS DE DESCARGA (T.D.)

Se desea entonces, investigar el comportamiento de la producción al efectuar dicho cambio, teniendo una tubería mayor que 2 3/8 pg. arriba del "liner" (3500 pies hasta la superficie). Ver figura 4.10

Datos proporcionados : Los mismos del ejemplo 4.1

El nodo solución para resolver este problema se seleccionó en la unión de las tuberías telescopiadas. Respetando la nomenclatura de la figura 4.3, podemos denominar este punto como nodo 5.

P r o c e d i m i e n t o :

- A) Suponer diferentes gastos (200, 400, 600, 800, 1000 y 1500 barriles/día (bl/día).
- B) Determinar las pérdidas de presión desde el nodo 1 (separador) al nodo 5 (conexión telescopiada). Para cada gasto supuesto, e iniciando con $P_{sep}=100 \text{ lb/pg}^2$ sumar las $\Delta P_{3-1} + \Delta P_{5-3}$.
La tabla 4.7 resume estos resultados.
- C) Determinar las pérdidas de presión desde el nodo 8 al 5. Para cada gasto iniciar con la $P_{ws}=2200 \text{ lb/pg}^2$ y restar las $\Delta P_{8-6} + \Delta P_{6-5}$. Estos resultados se marcan en la tabla 4.8.
- D) Graficar las P_5 obtenidas (tanto en el paso 2 como en el 3), contra el gasto (figura 4.11).
- E) La intersección de las dos curvas de comportamiento en la conexión telescopiada indica un gasto máximo de aproximadamente 1000 bl/día para tubería de D.i. = 2.5 pgs., y 1030 bl/día para 3 pgs. (Recuérdese que para un D.i. de 2 pgs, el gasto predicho fué de 900 bl/día).

Como se puede observar, el incremento en la producción al cambiar la tubería de 2 a 2½ pgs, es de 100 bl/día.

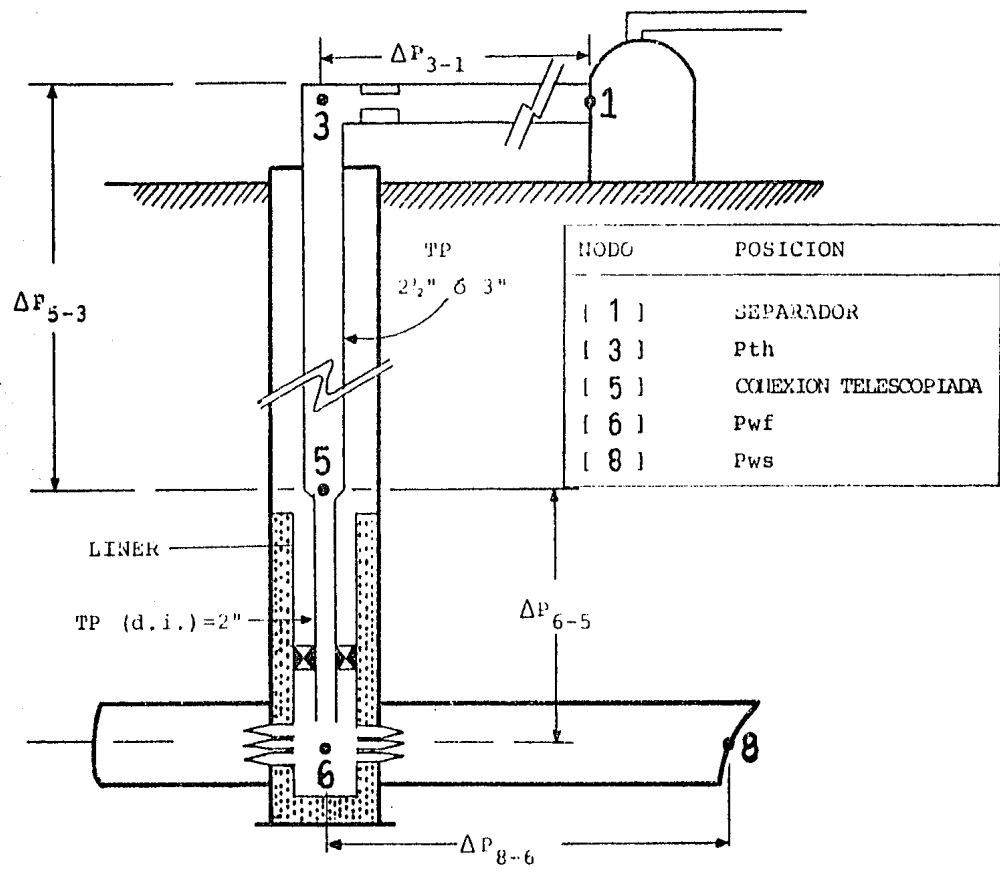


FIG. 4.10 TUBERIAS DE PRODUCCION TELESCOPIADAS

T A B L A 4.7

Pérdidas de Presión desde el nodo 1 hasta el 5 (Ejemplo 4.5)

A) TP (D.I.) = 2½ PG

Gasto	P_{sep}	$P_3 = P_{th}$	ΔP_{3-1}	P_5	ΔP_{6-3}
200	100	115	15	475	360
400	100	140	40	500	360
600	100	180	80	600	420
800	100	230	130	718	488
1000	100	275	175	820	545
1500	100	420	320	970	550

B)

TP (D.I.) = 3 PG

Gasto	P_{sep}	$P_3 = P_{th}$	ΔP_{3-1}	P_5	ΔP_{6-3}
200	100	115	15	420	305
400	100	140	40	475	335
600	100	180	80	560	380
800	100	230	130	660	430
1000	100	275	175	780	505
1500	100	420	320	900	480

T A B L A 4.8

Pérdidas de Presión desde el nodo 8 hasta el 5 (Ejemplo 4.5)

Gasto	P_{ws}	$P_6 = P_{wf}$	ΔP_{8-6}	P_5	ΔP_{6-5}
200	2200	2000	200	1400	600
400	2200	1800	400	1300	500
600	2200	1600	600	1170	430
800	2200	1400	800	1000	400
1000	2200	1200	1000	820	380
1500	2200	700	1500	360	340

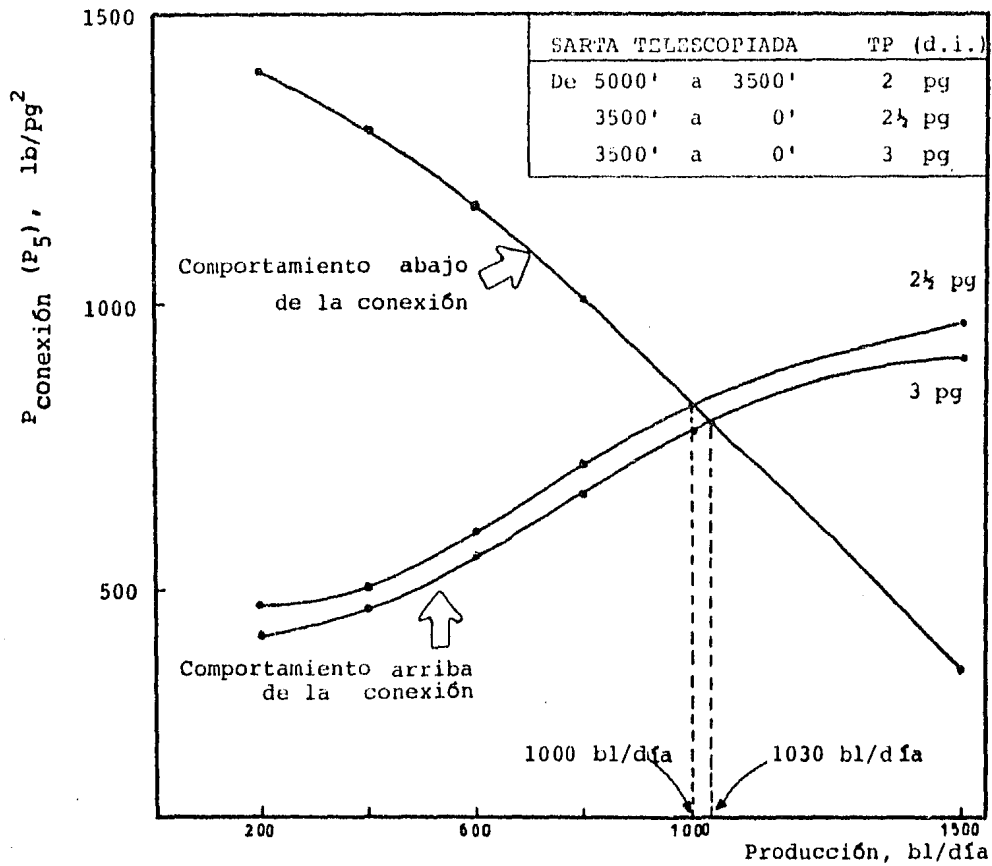


FIGURA 4.11 GRAFICA SOLUCION AL PROBLEMA-EJEMPLO 4.5

Como se puntualizó anteriormente, este problema podría haber sido resuelto colocando el nodo solución en cualquier punto del sistema. Sin embargo, esta aproximación puede simplificar el procedimiento dependiendo de la manera en la cual las curvas o programas de computadora disponibles sean diseñados.

Nótese que el incremento en el gasto al cambiar de 2 a 2.5 pg, es mucho más significativo que, el incremento al cambiar de 2.5 a 3pg (D.i. de la TP).

Se hace evidente, que puede utilizarse el mismo procedimiento si se tiene algún cambio en la configuración de la tubería de descarga a lo largo del sistema.

En conclusión, puede afirmarse que los procedimientos de cálculo descritos, aplicados al análisis nodal de un sistema de producción dado, permiten identificar los elementos que limitan la capacidad de flujo del sistema.

Es decir, el análisis nodal se realiza para determinar el efecto que, sobre el gasto, tendrían las modificaciones siguientes:

- a. Disminuir la presión de separación.
- b. Eliminar o cambiar válvulas ó conexiones inapropiadas.
- c. Colocar separadores a boca de pozo. En este caso se pueden analizar dos opciones:
 1. Separar a la presión necesaria para transportar el aceite hasta la central de recolección.
 2. Separar a baja presión (10-30 lb/pg²), y bombear el aceite (incrementando su presión hasta la central de recolección.
- d. Cambiar la tubería de producción.
- e. Cambiar la tubería de descarga ó instalar una tubería adicional.
- f. Instalar un Sistema Artificial de Producción.

CAPITULO 5

APLICACION DEL ANALISIS NODAL A SISTEMAS DE BOMBEO NEUMATICO CONTINUO

Es evidente que aunque un pozo sea fluyente, no significa necesariamente que no pueda ser considerada la posibilidad de instalar un sistema artificial; ya que, en el campo se ha observado que un gran número de pozos fluyentes han incrementado sus gastos de flujo al adaptarles algún sistema de bombeo artificial.

La razón de ser de cualquier sistema artificial de bombeo, es el crear una determinada presión en el fondo del pozo, tal que, el yacimiento pueda responder y producir el gasto deseado.

En el diseño de cualquier sistema artificial de bombeo, Kermit Brown⁽¹³⁾, recomienda que inicialmente el pozo sea tratado como si fuese un pozo fluyente. Es decir, deberá trazarse la gráfica del sistema de producción para verificar si el pozo es capaz de fluir por sí mismo (y de hacerlo, con qué gasto).

Puede determinarse el máximo gasto posible de un pozo de BNC usando el mismo procedimiento que si fuese un pozo fluyente⁽¹⁾, excepto que aquí el comportamiento de las presiones fluyendo van a determinarse cuando se está inyectando gas en un punto (P.I.) más alto que la profundidad total del pozo. En consecuencia, el problema del bombeo neumático requiere un procedimiento de solución más extenso y por consiguiente más laborioso, ya que se maneja una variable adicional que es, la relación gas-líquido RGL, la cual debe considerarse a lo largo de todo el diseño.

Para un determinado gasto de líquido, la RGL permanecerá constante desde el fondo del pozo hasta el punto de inyección. Después, a partir de este punto y hasta la superficie, la Relación Gas-Líquido se incrementará debido al gas que se está inyectando. Esta Relación Gas-Líquido total (RGL_T) es la suma de la Relación Gas-disuelto más la Relación Gas de inyección - Líquido (RGL_I).

En suma, puede decirse que existe una RGL óptima con la cual se obtiene el máximo gasto y será probablemente menor que la relación requerida para crear el mínimo gradiente fluyendo en la sarta de la TP.

El objetivo de este capítulo es el mostrar como se aplica el análisis nodal en el diseño y optimización de instalaciones de bombeo neumático continuo.

A este propósito, se calculan los perfiles de presión tanto en la tubería vertical como en la horizontal. La graficación de estos perfiles, permite encontrar un punto de intersección entre un perfil horizontal y otro vertical, ambos correspondientes a una misma relación gas-aceite de inyección, una presión en la cabeza del pozo y un gasto.

5.1 Descripción del Procedimiento

Indudablemente, para predecir el máximo gasto posible de un pozo de BNC a través del análisis nodal, es necesario utilizar tanto correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales como horizontales. Esta solución supone que no hay restricciones en la cabeza del pozo.

En la predicción del máximo gasto posible, por BNC, se ofrecen dos alternativas.

1. Usar como Nodo Solución la Presión de Fondo Fluyendo.
2. Usar como Nodo Solución la Presión en la Cabeza (Pth).

A continuación, se describen por separado estas dos alternativas.

5.11 Nodo Solución en la Cabeza del Pozo

El procedimiento consiste en determinar gráficamente la relación gas inyectado - líquido, que permite obtener la máxima producción de fluidos bajo las condiciones particulares del pozo.

La etapa inicial del procedimiento es considerar solamente flujo por la tubería de producción. Entonces, para una serie de condiciones de diseño dadas, se construyen gráficas similares a la que se observa en la figura 5.1 .

*** Para ello, primero se trazará el gradiente de presiones del gas de inyección, desde la superficie hasta el fondo del pozo.

*** A partir de la P_{wf} previamente establecida (por medio del comportamiento de afluencia), con su correspondiente gasto y relación gas natural-líquido, se traza el perfil de presiones ascendente hasta intersectar la línea del gradiente de gas.

*** Así, desde este punto que es el de inyección de gas, se trazan varios perfiles de presión ascendente, cada uno con un incremento igual en la relación gas inyectado líquido, mismos que llegan a la superficie con diferentes presiones en la cabeza.

Como se observa en la Fig. 5.1, las presiones en la tubería de producción son calculadas para diferentes RGL's, cada una dando una presión diferente en la cabeza del pozo.

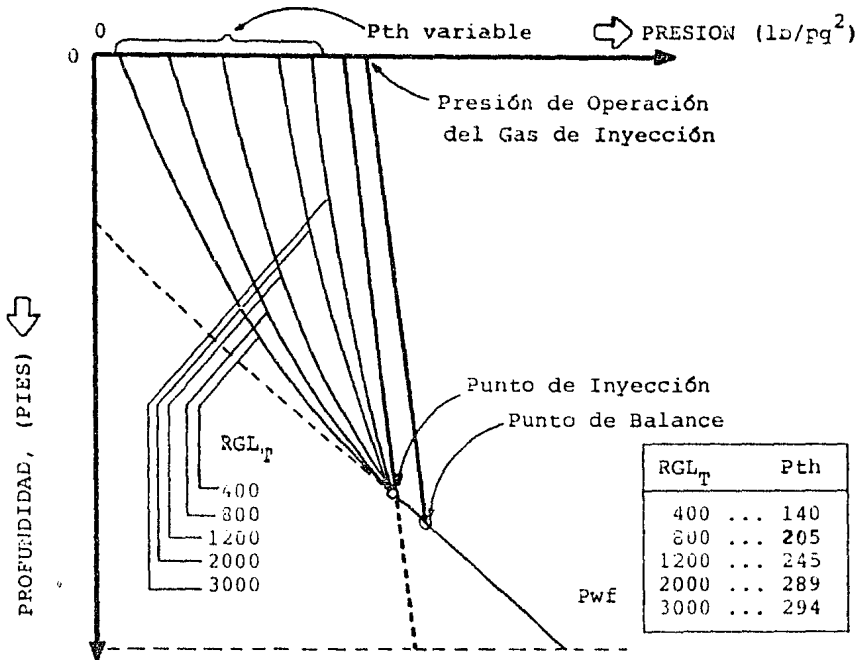


FIG 5.1 GRADIENTES DE PRESION PARA CADA GASTO SUPUESTO

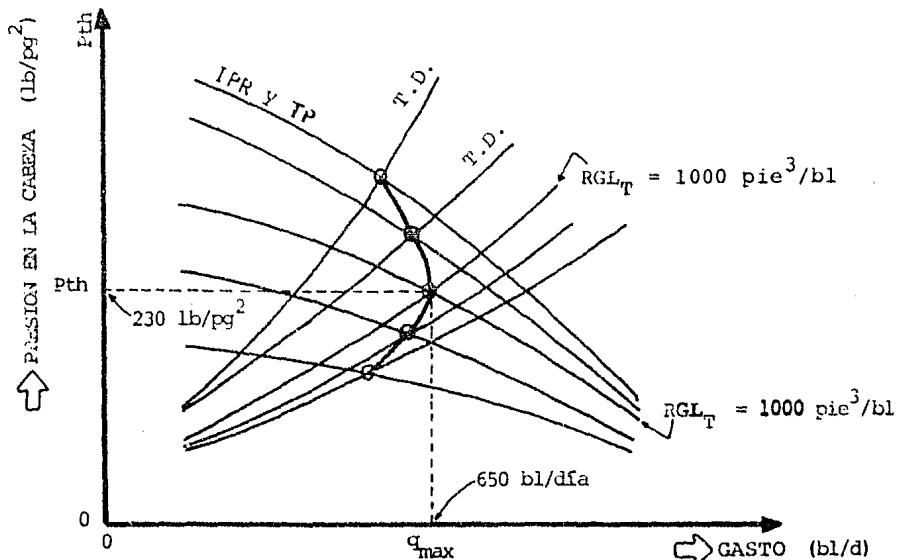


FIG 5.2 MAXIMA PRODUCCION POSIBLE DE UN POZO QUE PRODUCE POR B.N.C.

Tomando como referencia los diferentes gastos de cada una de las gráficas anteriores y las relaciones gas inyectado - líquido comunes a todas ellas, se calcula un perfil de presión en tubería horizontal para cada par de valores de gasto y relación gas inyectado-líquido, partiendo de la presión de separación hasta obtener la presión en la boca del pozo.

Con los datos obtenidos hasta este punto, se cuenta con los elementos necesarios para la construcción de una gráfica similar a la Fig. 5.2, en la que se obtienen curvas de gasto vs presión en la boca del pozo, cada una, para una sola relación gas inyectado-líquido tanto en tubería vertical como horizontal.

Cada intersección entre la curva horizontal y la vertical para la misma RGL, representa una posible solución, pero solamente una de ellas corresponde al gasto máximo. Por ejemplo, para el caso de la Fig. 5.2, la máxima producción del pozo es de 650 bl/día con una presión en la cabeza del pozo de 230 lb/pg² y una RGL_{total} (RGL_T) de 1000 pie³/bl.

Nótese que cualquier variación en la Relación gas inyectado - líquido, resulta en una disminución del gasto.

Finalmente, cabe mencionar que si se toma el nodo solución en la cabeza del pozo, se tiene aislada la línea de flujo. Una curva representa la presión del separador y de la línea de descarga; y la otra curva incorpora el comportamiento de la TP y el IPR del pozo.

5.111 Procedimiento Detallado (Nodo Solución, Pth)

1. Usando papel milimétrico preparar una gráfica de Prof.

vs Presión. Graficar sobre el eje vertical (ordenada) la profundidad, desde cero hasta la máxima profundidad del pozo; y en el eje horizontal (abscisa) marcar las presiones, desde cero en el origen hasta la máxima presión que se tenga.

2. Indicar la presión superficial de operación (Pso) del gas en la superficie; es decir, a la profundidad cero. Extender esta línea de gradiente del gas hacia abajo del pozo, tomando en cuenta el peso de la columna de gas determinada a partir de una correlación apropiada; ó utilizar la gráfica A3.1 del apéndice A en la referencia 1.
3. Restar 100 lb/pg^2 de la presión de operación superficial y marcar este valor a la profundidad cero (superficie). Dibujar una línea paralela a la línea de presión de operación del gas, extendiéndola hasta la profundidad total del pozo.
4. Suponer diferentes gastos.
5. Seleccionar las curvas de gradiente apropiadas en flujo horizontal y vertical para cada gasto supuesto, ó preparar el programa : "VIGACY 254/82".
6. Para cada valor de gasto, suponer varias relaciones gas-líquido total (RGL_T). Puede utilizarse un valor de relación gas-líquido, cercano al mínimo gradiente.
7. Para cada gasto, determinar la presión de fondo fluyendo requerida a partir de la habilidad de afluencia del pozo. Por Ej.: Sí el yacimiento es bajosaturado puede utilizarse la ecuación siguiente :
$$P_{wf} = (P_{ws} - q_L/J) \dots\dots\dots (\text{para IP cte.})$$
8. Determinar las presiones "permisibles" en la cabeza del pozo para cada gasto y para las relaciones gas-líquido seleccionadas en cada gasto, usando las curvas de

gradiente verticales o los cálculos computacionales :
Si se utilizan las curvas de gradientes, se puede manejar la secuencia siguiente :

- * Para cada gasto supuesto, marcar la presión de fondo fluyendo obtenida en el paso 7 a la profundidad total sobre la gráfica.
 - * Sobreponer y alinear la gráfica de Prof. vs Presión sobre la curva de gradientes seleccionada.
 - * Deslizar la gráfica hacia arriba a lo largo de la línea base (profundidad en pies) hasta que la presión de fondo fluyendo interseque la relación gas-líquido de la formación. Desde este punto, y en una manera ascendente, trazar el perfil del gradiente fluyendo abajo del punto de inyección (G_{ab}), hasta cruzar la línea de gas de inyección obtenida en el paso 3.
 - * Esta intersección será el punto de inyección del gas (profundidad de inyección).
 - * A partir del punto de inyección de gas obtenido en el paso anterior, deslizar la gráfica hacia arriba (o hacia abajo), hasta que interseque la relación gas-líquido seleccionada. Desde este punto, trazar la curva de gradiente fluyendo hasta que cruce la profundidad cero. Esta intersección da la presión permisible en la cabeza del pozo.
 - * Repetir este procedimiento para el mismo gasto, pero con otro valor supuesto de la RGL_T , hasta comprender todas las relaciones gas-líquido supuestas.
9. Repetir el procedimiento completo utilizado en el paso 8, para los otros gastos y relaciones gas-líquido supuestas.
10. Determinar las presiones "necesarias" en la cabeza del

pozo para mover el mismo gasto supuesto a través de la línea de descarga hasta el separador para las mismas relaciones gas-líquido supuestas usando los cálculos de computadora o las curvas de gradiente horizontales de la manera siguiente:

- * Preparar una gráfica de Longitud vs Presión, siguiendo las indicaciones del paso 1 de este procedimiento. Marcar la presión del separador (Psep) en la superficie.
- * Sobreponer y alinear la gráfica Long. vs Presión sobre la curva de gradientes seleccionada; y deslizarla a lo largo de la línea base hasta que la presión del separador intercepte la relación gas-líquido seleccionada. Desde este punto, trazar la curva de gradientes horizontales hasta que cruce la longitud de la línea de flujo. Esta intersección dará la presión necesaria en la cabeza del pozo.
- * Repetir este procedimiento para el mismo gasto y sus diferentes RGL's supuestas; y para los otros gastos y RGL's.

11. Tabular los resultados de las Pth's obtenidas a partir de las curvas de gradientes horizontales y verticales.
12. Preparar una gráfica de presión en la cabeza vs gastos y graficar los resultados tabulados en el paso 11. La intersección de la curva horizontal con la curva vertical (para una misma relación gas-líquido), representa el posible gasto para esa relación gas-líquido.
13. Trazar una curva a través de los puntos que se forman al intersectarse RGL's iguales. El punto que se encuentre más a la derecha de esta curva sobre el eje de las abscisas, dará el valor del máximo gasto posible.

Finalmente, de la misma gráfica se determina la relación gas-líquido total y, la correspondiente Pth requerida.

5.12 Nodo Solución en el Fondo del Pozo

En este caso nuevamente, el procedimiento consiste en determinar gráficamente la relación gas inyectado líquido, que permita obtener la máxima producción de fluidos bajo las condiciones particulares que privan el diseño del sistema.

La etapa inicial del procedimiento, es considerar solamente flujo por la tubería de descarga. Entonces, para las condiciones de diseño dadas; a partir de la Psep se traza la curva de gradientes horizontales y se determina la Pth, para las diferentes relaciones gas-líquido con sus correspondientes gastos.

Se traza el gradiente de presión del gas de inyección desde la superficie hasta el fondo del pozo. Para determinar el punto de inyección se utiliza el método descrito en el capítulo tres.

Ya una vez definido, se toma el primer valor de Pth y se trazan los diferentes perfiles de presión descendente, cada uno con un incremento igual en la relación gas inyectado líquido, hasta intersectar la línea de gradiente del gas de inyección.

Cada punto de intersección será el posible punto de inyección de gas para la Pth correspondiente.

Desde cada punto de intersección y con la relación gas natural líquido, se traza el perfil de presiones descendente

hasta alcanzar la profundidad total del pozo. Hasta aquí, con la descripción del proceso se podrá generar una gráfica semejante a la figura 5.3 .

Esta misma gráfica se construye tantas veces como presiones en la cabeza del pozo y gastos correspondientes se tengan en el rango establecido, obteniendo así las presiones (requeridas) de fondo fluyendo P_{wf} .

Posteriormente, para cada gasto supuesto y con alguna ecuación adecuada de comportamiento de afluencia al pozo, se determinan las presiones (permisibles) de fondo fluyendo P_{wf}

El proceso descrito hasta aquí, proporciona los elementos necesarios para la construcción de una gráfica similar a la Fig. 5.4, en la que se obtienen curvas de gasto vs Presión de Fondo Fluyendo (P_{wf}), cada una, para una sola relación gas inyectado líquido tanto en tubería vertical como horizontal.

Las intersecciones entre las curvas del componente de tuberías con la línea de comportamiento de afluencia son posibles soluciones al problema, pero solamente una de ellas corresponde al máximo gasto, con su respectiva presión de fondo fluyendo.

Obsérvese, que cualquier variación en la relación gas inyectado líquido se traduce en una disminución del gasto.

El máximo gasto y su correspondiente RGL, pueden ser también, fácilmente determinadas de una gráfica Gasto vs RGL ó Gasto vs Volumen del gas.

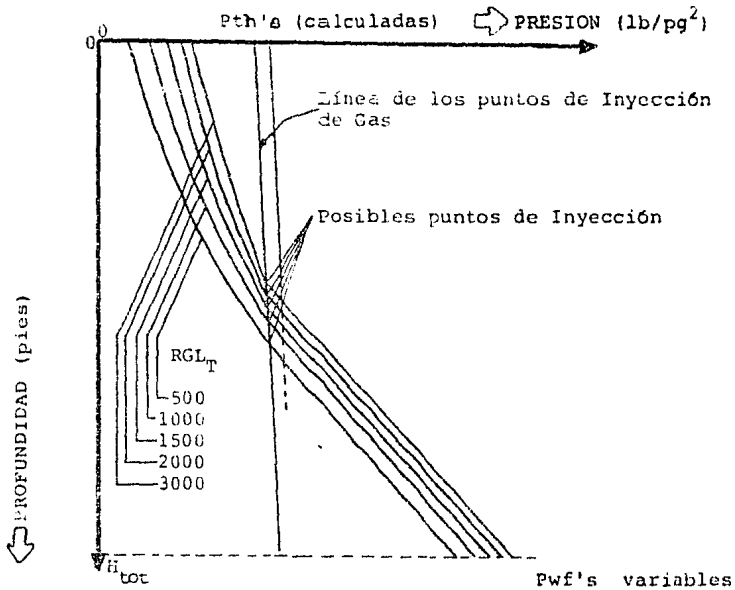


FIG 5.3 GRAFICA QUE DEBERA CONSTRUIRSE PARA CADA GASTO

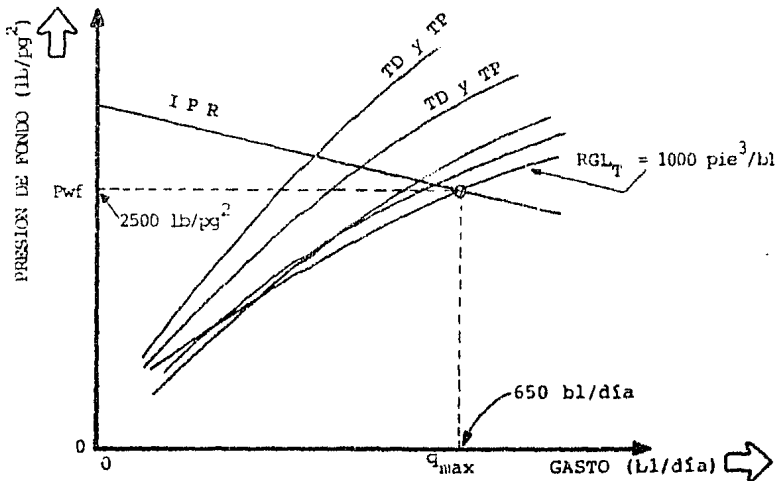


FIG 5.4 PRODUCCION MAXIMA POSIBLE DE UN POZO EN BOMBEO NEUMATICO

5.121 Procedimiento Detallado (Nodo Solución, Pwf)

El siguiente procedimiento, indica paso a paso el desarrollo del método, considerando el fondo del pozo como nodo solución:

*** Realizar los pasos 1 a 6 de la sección anterior. Dichos pasos son los mismos sin importar si el nodo solución seleccionado, es la cabeza del pozo ó el fondo.

7. Para cada gasto, y para cada RGL_T determinar la presión "necesaria" en la cabeza (P_{th}), para mover los gastos supuestos a través de la línea superficial de descarga hasta el separador, usando para ello las correlaciones de flujo horizontal.

8. Con las P_{th} 's obtenidas en el paso anterior, determinar las presiones de fondo fluyendo (P_{wf}) para cada gasto y su correspondiente relación gas-líquido total.

9. Tabular los resultados.

10. Construir la curva de IPR.

La construcción de la curva de comportamiento de afluencia (IPR), para un IP cte. se hace suponiendo dos gastos y encontrando sus correspondientes P_{wf} ; (en el capítulo 1 de este trabajo, se amplía dicho concepto).

11. Graficar los resultados del paso 9 sobre la gráfica del paso 10. Con ello, se genera una gráfica de P_{wf} 's vs Gastos, la cual incluye la curva de comportamiento de afluencia.

12. La intersección de las curvas de comportamiento de afluencia para cada relación gas-líquido con las curvas de comportamiento en tuberías, darán los posibles gastos para cada relación gas-líquido elegida.

13. Obtener el máximo gasto posible de la intersección colocada más a la derecha de la gráfica realizada, y

determinar del mismo diagrama la relación gas-líquido, con su correspondiente presión de fondo fluyendo requerida.

14. Opcionalmente, puede también, trazarse una gráfica de gastos vs relación gas-líquido, para seleccionar el máximo gasto y su correspondiente RGL.

5.2 Solución para una Presión Constante en la Cabeza del Pozo

Ahora bien. Como ya se ha indicado, para pozos con tuberías de descarga de gran longitud, la presión en la cabeza variará considerablemente dependiendo de la longitud y diámetro de la misma. Sin embargo, se ha observado que en pozos marinos, como las líneas de flujo son relativamente cortas, la presión en la cabeza del pozo cambia sólo ligeramente, por lo que puede considerarse constante.

Por esta razón, se presenta en esta sección una variante al método del análisis nodal, la cual podría utilizarse cuando se analizen pozos marinos. Esta variante al método general, presenta la ventaja de reducir el tiempo de procesamiento en un 40 % .

Para predecir el máximo gasto posible por bombeo neumático continuo (cuando la P_{th} es CONSTANTE), se utilizará el método del análisis nodal considerando exclusivamente el comportamiento de los fluidos a través del yacimiento y la tubería de producción.

En este caso, se presentan dos posibilidades :

- a) Contar con una cantidad ilimitada del gas de inyección.
- b) Disponer sólo de una cantidad limitada de gas de inyección.

La ventaja de contar con gas ilimitado es evidente, ya que permite obtener el mínimo gradiente fluyendo en la sarta de la tubería de producción (TP).

Por otro lado, el abastecimiento limitado de gas probablemente significará menor cantidad disponible de gas de inyección, (aunque esto no es necesariamente cierto en todos los casos porque en ocasiones una cantidad limitada de gas, puede ser suficiente para obtener el máximo gasto posible).

5.21 Procedimiento Detallado (para una Pth Constante)

Con la información suficiente y suponiendo que no hay restricciones en el pozo, el máximo gasto se determina por el procedimiento siguiente :

- *** Realizar los pasos 1 al 6 del procedimiento descrito en la sección 5.111 .
- 7. A partir de una presión constante en la cabeza, se calcula o traza el perfil descendente de distribución de presiones, para un gasto supuesto arriba del punto de inyección con una relación gas-líquido total, hasta que se alcanza la profundidad del punto de inyección.
- 8. Desde este punto y hasta el fondo (profundidad total), se traza el perfil de presiones abajo del punto de inyección, considerando unicamente la relación gas-líquido natural; y así se determina la presión de fondo fluyendo.
- 9. Este método se repite para los diferentes gastos y relaciones gas líquido supuestos.
- 10. Con los valores de presión de fondo fluyendo y

considerando el comportamiento de afluencia al pozo en una gráfica, Presión de fondo fluyendo vs Gastos, se determina el máximo gasto. La profundidad máxima de inyección, se obtiene también, gráficamente con otro diagrama de Presión vs Profundidad.

*** Para las dos posibilidades que existen (gas ilimitado ó gas disponible limitado), el procedimiento de solución es el mismo, excepto que sí el gas disponible es limitado, la relación gas-líquido arriba del punto de inyección debe ser determinada para cada gasto, dependiendo del volumen total de gas disponible.

5.3 Programa de Cómputo [VIGACY 254/82]

Evidentemente, la solución del método descrito es muy compleja; ya que el proceso de cálculo no solo involucra procedimientos iterativos sino que además hace intervenir un gran número de variables, lo cual implica una gran capacidad de análisis, aunado, a un número considerable de operaciones.

Por ello, y a fin de facilitar el desarrollo del procedimiento propuesto, se elaboró un programa de cómputo (en BASIC A) para ser procesado en una computadora COLUMBIA del sistema IBM.

Tal programa está dividido en diferentes bloques, los cuales actúan todos sobre los mismos datos y concurren a la solución del mismo problema, aunque cada uno trata un aspecto o una particularidad del problema conjunto.

La ventaja de hacerlo en esta forma consiste, en que se

envían a ejecución las diversas partes que lo constituyen, de acuerdo con la necesidad específica del usuario ó debido a prioridades temporales establecidas por el programa.

Una de las características relevantes en su diseño, es que proporciona al usuario un medio para poder:

- A. Presentar la lista de las funciones previstas en el procedimiento.
- B. Aceptar y controlar la elección del usuario.
- C. Presentar, bajo demanda, las principales características del propio procedimiento y/o de los programas que lo acompañan.

VIGACY 254/82, está diseñado para permitir la determinación del máximo gasto para la RGL más adecuada, así como el punto de inyección y el volumen del gas necesario para elevar un gasto supuesto (con la presión de bombeo disponible), desde la entrada de la TP hasta la superficie.

Además, es capaz de determinar el efecto que sobre la producción tienen los cambios de presión en la cabeza del pozo, o el fondo, las variaciones de los diámetros, y demás características cambiantes del mismo.

El programa se desarrolló a partir del método propuesto por Mach Joe, Proano E., y Brown K. (26), modificando el proceso de cálculo para determinar la optimización de la producción en un grupo de pozos que operan por Bombeo Neumático Continuo.

Para su solución, en el programa se establecen relaciones matemáticas que describen el comportamiento del flujo de mezclas de fluidos en función de la geometría por

donde se realiza el flujo, de las propiedades de los fluidos, y de las condiciones Presión-Temperatura; agregando las ecuaciones que definen el comportamiento del yacimiento.

Mediante el programa aludido, es posible definir curvas de :

1. Presión de Fondo vs Gasto de Aceite.
2. Presión en la Cabeza del Pozo vs Gasto de Aceite.
3. Relación Gas-Aceite vs Presión de Fondo.
4. Relación Gas-Aceite vs Presión en la Cabeza.
5. Profundidad vs Presión.
6. Longitud vs Presión.

Estas curvas representan la relación que existe, entre la presión del flujo con respecto al gasto, en función de las condiciones de presión y temperatura prevalecientes, de las propiedades físicas de los fluidos, de los volúmenes fluyendo y de las características de la tubería.

Como los cálculos están en función de los diámetros de las tuberías y de la presión de separación y estos parámetros son susceptibles de modificarse, es posible llevar a cabo con el programa de cómputo, un análisis completo del comportamiento de la vida futura del pozo y determinar como responderá éste al cambiar los parámetros aludidos.

Para su mejor comprensión, en el apéndice A se presentan las instrucciones y los datos necesarios para el uso y ejecución del programa.

La lógica que sigue el diseño de VIGACY 254/82, está representada de manera simplificada en el diagrama de flujo (Apéndice B de este trabajo).

Finalmente, en el apéndice C, se muestra un listado del programa principal. Dicho listado puede servir como base auxiliar, cuando se desee actualizar o dar mantenimiento al programa.

5.4 Problemas Ejemplo

Los siguientes problemas tipo, indican paso a paso el desarrollo del método :

Datos del Problema :

Pozo :	BROWN V-4		
Presión del Separador	=	80	lb/pg ²
Diámetro de la línea de descarga	=	2.5	pg
Longitud de la línea de descarga	=	4000	pies
Porcentaje de agua en la mezcla,	=	50	%
Profundidad del pozo	=	8000	pies
Relación Gas-Líquido	=	400	pie ³ /bl
Presión promedio del yacimiento	=	1920	lb/pg ²
Índice de Productividad (cte.), J	=	5	bl/día/lb/pg ² .
Diámetro de la tubería de producción	=	2.5	pg
Densidad del Aceite (grads. API),	=	35	°API
Temperatura de fondo (a 8000 pies)	=	170	°F
Densidad Relativa del gas	=	0.7	adim.
Presión Superficial Disponible, P _{so}	=	900	lb/pg ²
Relación gas-líquido natural, RGL _n	=	200	pie ³ /bl

5.41 Nudo Solución en el Fondo del Pozo

Primero se considerará el nudo solución en el fondo del pozo, por lo que el sistema se divide en dos componentes (figura 5.5) :

Estos dos componentes son manejados inicialmente en forma separada, y después se combinan para hacer las predicciones.

- ** La figura 5.6 muestra la gráfica de Profundidad vs Presión, donde aparecen marcados los límites que se tienen para los datos dados.
- ** De la misma figura se observa que se marcó la $P_{so}=900$ lb/pg² a la profundidad cero, y a partir de aquí se traza la línea del gradiente de gas como sigue:
De la figura A3.1 (del apéndice A, Ref. 1), se tiene que, para un gas de $\gamma_g=0.7$, el gradiente es 23.8 lb/pg²/1000 pies; por lo tanto el peso de la columna de gas será de 190 lb/pg².
- ** Marcar 1090 lb/pg² a 8000 pies y dibujar una línea recta desde 900 lb/pg² en la cima hasta 1090 lb/pg² a 8000 pies.
- ** Restar 100 lb/pg² de la P_{so} actual, y dibujar una línea paralela a la línea de presión de operación del gas. Esta línea representa la línea de inyección de gas.
- ** Suponer diferentes gastos (Por Ej.: 600, 800, 1000 y 1200 bl/día).
- ** Seleccionar las curvas de gradiente apropiadas para cada gasto (pueden utilizarse las que presenta Gilbert en su trabajo, o las de Kermit Brown).
- ** Las relaciones gas-líquido supuestas para cada gasto son : 600, 800, 1000 y 1500 pie³/bl .
- ** Para cada gasto, tal como 1000 bl/día, y para cada RGL supuesta, determinar las presiones necesarias en la cabeza del pozo a partir de las correlaciones de flujo multifásico (horizontal) apropiadas (ver Fig. 5.16). Estos valores, obtenidos a partir de la correlación de Bertuzzi⁽⁵⁾, se anotan en la tabla 5.1 .
- ** Para las P_{th} 's obtenidas y usando los mismos gastos y RGL's del paso anterior, determinar las presiones de fondo fluyendo de la manera siguiente :

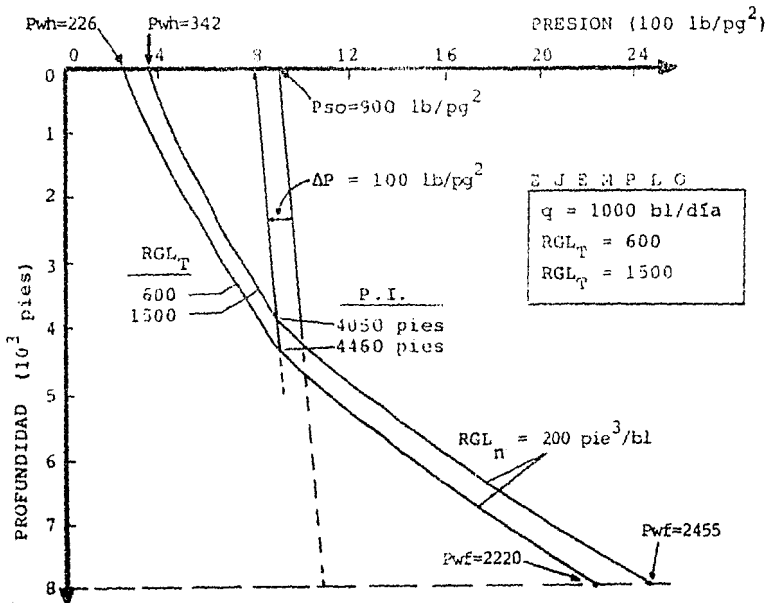
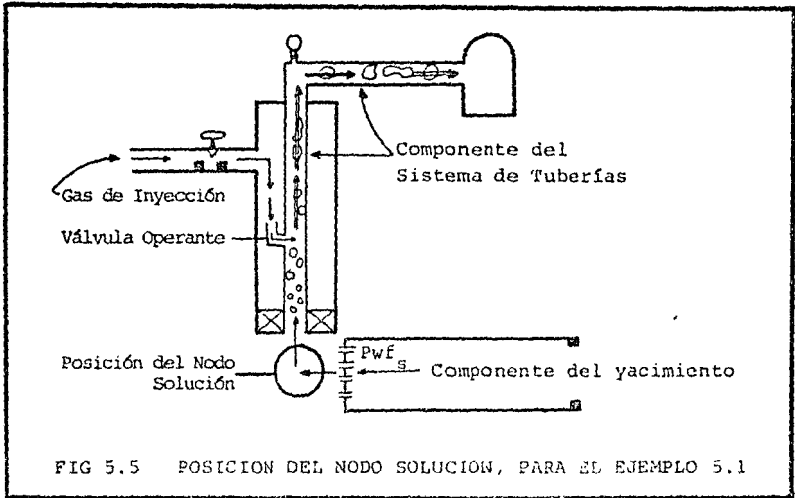


FIG 5.6 P_{wf} 's CALCULADAS PARA LA RGL_T DE 600 Y 1500 pie^3/bl

Tabla 5.1 : Pth's calculadas, para un gasto supuesto de 1000 barriles por día.

q_{supuesto}	RGL _{sup.}	Correlación empleada	Pth
1000	600	Bertuzzi	226
1000	800	Bertuzzi	247
1000	1000	Bertuzzi	283
1000	1500	Bertuzzi	342

* Usando por ejemplo, la RGL de 600 pie³/bl y el gasto de 1000 bl/día (ver figura 5.6), construir el perfil de presiones hacia abajo del pozo, desde una Pth de 226 lb/pg² hasta intersectar la línea del punto de inyección (figura 5.6). Esto ocurre a 4460 pies.

* A partir de este punto (4460 pies), construir la línea de la RGL de la formación (200 pie³/bl) hasta alcanzar la profundidad total, con la cual se obtiene una presión de fondo fluyendo de 2220 lb/pg².

* Repetir el mismo procedimiento para los otros RGL's supuestos de 800, 1000 y 1500 pie³/bl. El comportamiento para la RGL de 1500 pie³/bl, se muestra también en la Fig 5.6 donde se observa que se obtiene una presión de fondo de 2455 lb/pg², iniciando en la superficie con una presión en la cabeza de 342 lb/pg².

* Cada RGL requerida debe iniciar con su correspondiente presión en la cabeza (ver tabla 5.1).

* Repetir el mismo procedimiento para los restantes gastos supuestos, con sus respectivas RGL's.

** Para cada gasto determinar la presión de fondo fluyendo

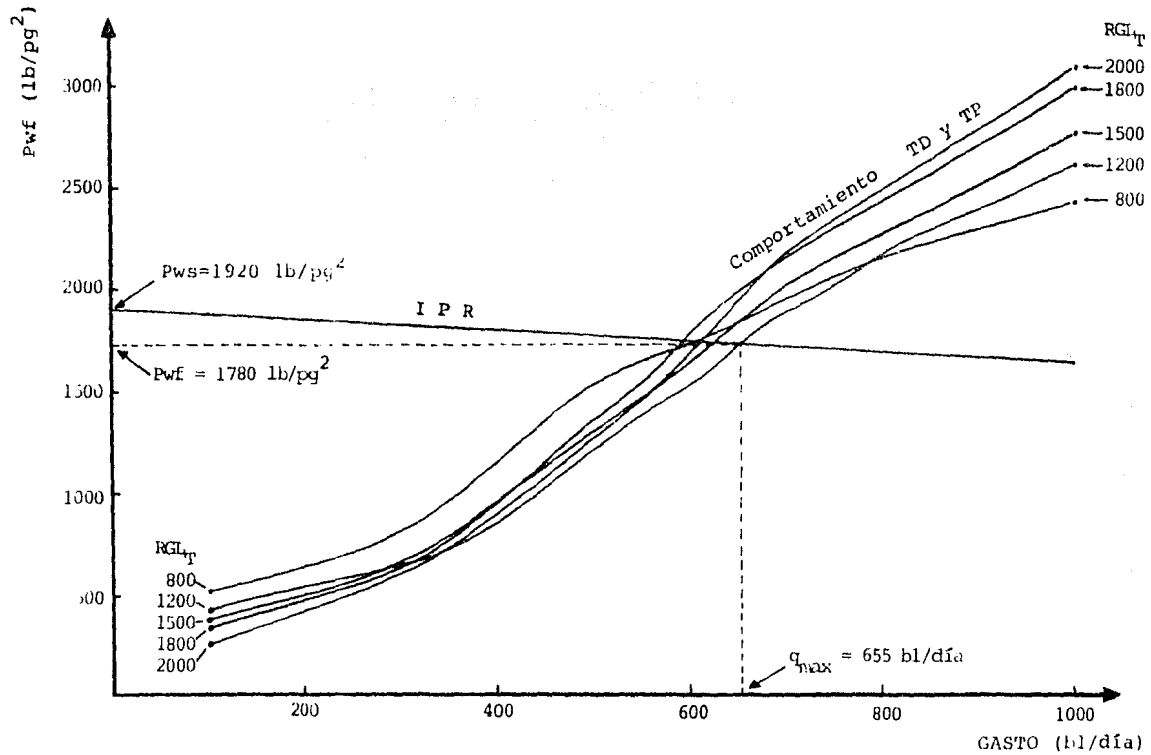


FIG 5.7 MAXIMA PRODUCCION POSIBLE PARA EL EJEMPLO 5.1 (NODO EN EL FONDO DEL POZO)

requerida, a partir del índice de productividad (como se explicó en el capítulo 1).

- ** En los puntos de intersección se genera, una gráfica final (figura 5.7), y a partir de ésta se obtiene el máximo gasto posible.
- ** En este caso, el máximo gasto es de 655 bl/día.

De la información de la figura 5.7, puede obtenerse la curva de comportamiento del BN como se anota en la figura 5.8, la cual es la curva requerida para la optimización del bombeo neumático.

5.42 Nodo Solución en la Cabeza del Pozo

En esta sección se resolverá el mismo problema, pero considerando ahora, como nodo solución la cabeza del pozo.

- ** Repetir los pasos 1 al 7 del ejemplo anterior (ver Fig. 5.9 y tabla 5.1).
- ** Para cada gasto determinar la presión de fondo fluyendo requerida, a partir del índice de productividad; (en el capítulo 1 se amplía este concepto).
En este caso para 1000 bl/día y sabiendo que $J = 5$ (constante y lineal) :
$$P_{wf} = (P_{ws} - q/J) = (1920 - 1000/5) = 1720 \text{ lb/pg}^2.$$
- ** De las curvas de gradientes seleccionadas, determinar la presión permisible en la cabeza del pozo usando el procedimiento descrito previamente.
- ** La figura 5.9 muestra la gráfica para el gasto supuesto de 1000 bl/día y para las relaciones gas-líquido de 400, 600, 800, 1000 y 1500 pie³/bl.
Se usa el mismo procedimiento para los otros gastos supuestos con sus respectivas RGL's .

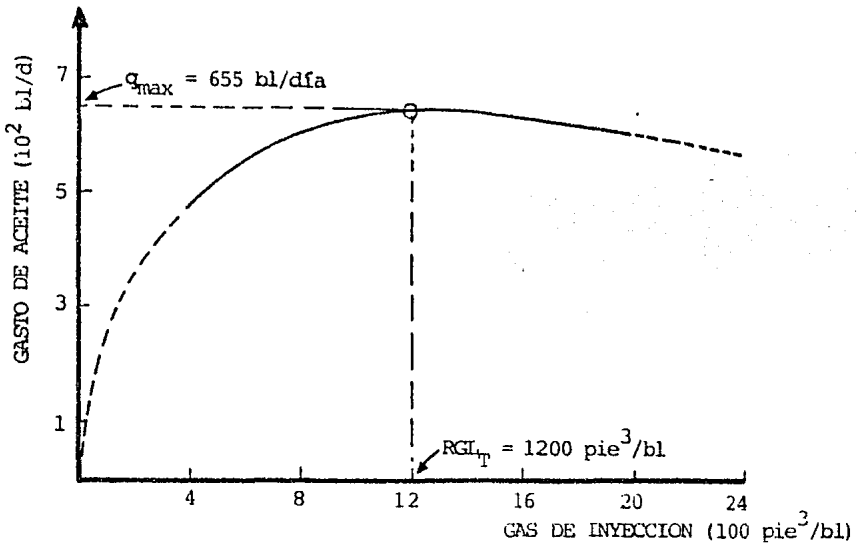


FIG 5.8 CURVA DE COMPORTAMIENTO DEL BOMBEO NEUMATICO

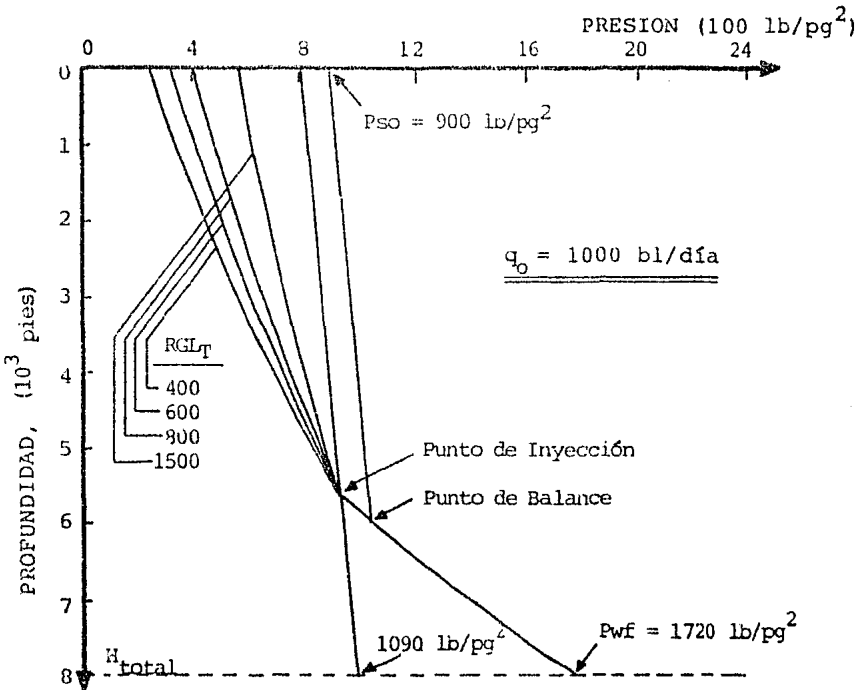


FIG 5.9 Pth's CALCULADAS PARA DIFERENTES RGL'S Y UN $q_o = 1000 \text{ bl/dfa}$

- ** A partir de una correlación de flujo horizontal o de las curvas de gradientes seleccionadas, se determinan las presiones requeridas en la cabeza del pozo. Usar el mismo procedimiento para los otros gastos y RGL's. (figura 5.16).
- ** Con estos valores se construye un diagrama de Presión vs Gasto (ver figura 5.10). Finalmente, al conectar todos los puntos de la misma relación gas-líquido, se obtiene el máximo gasto (localizado en el punto más a la derecha de la curva).
- ** La relación gas-líquido y su correspondiente presión fluyendo en la cabeza del pozo, se lee directamente de esta gráfica.

5.43 Ejemplo Considerando una Pth Constante.

El siguiente problema tipo, ilustra paso a paso el desarrollo del procedimiento para una Pth constante. El ejemplo se resuelve considerando las dos posibilidades de abastecimiento de gas.

Datos del problema :

Pozo de Investigación :	ABKAT 3G	
Presión del Separador,	= 100	lb/pg ²
Diámetro de la línea de descarga,	= 2.5	pg. (D.i.)
Longitud de la línea de descarga,	= 500	pies
Porcentaje de agua,	= 50	%
Profundidad del pozo,	= 8000	pies
Relación Gas-Líquido,	= 400	pie ³ /bl
Presión promedio del yacimiento,	= 1850	lb/pg ²
Índice de Productividad (cte.), J	= 3	bl/día/lb/pg ²
Diámetro de la tubería de producción	= 2.5	pg. (D.i.)
Densidad del Aceite (grads. API)	= 35	°API

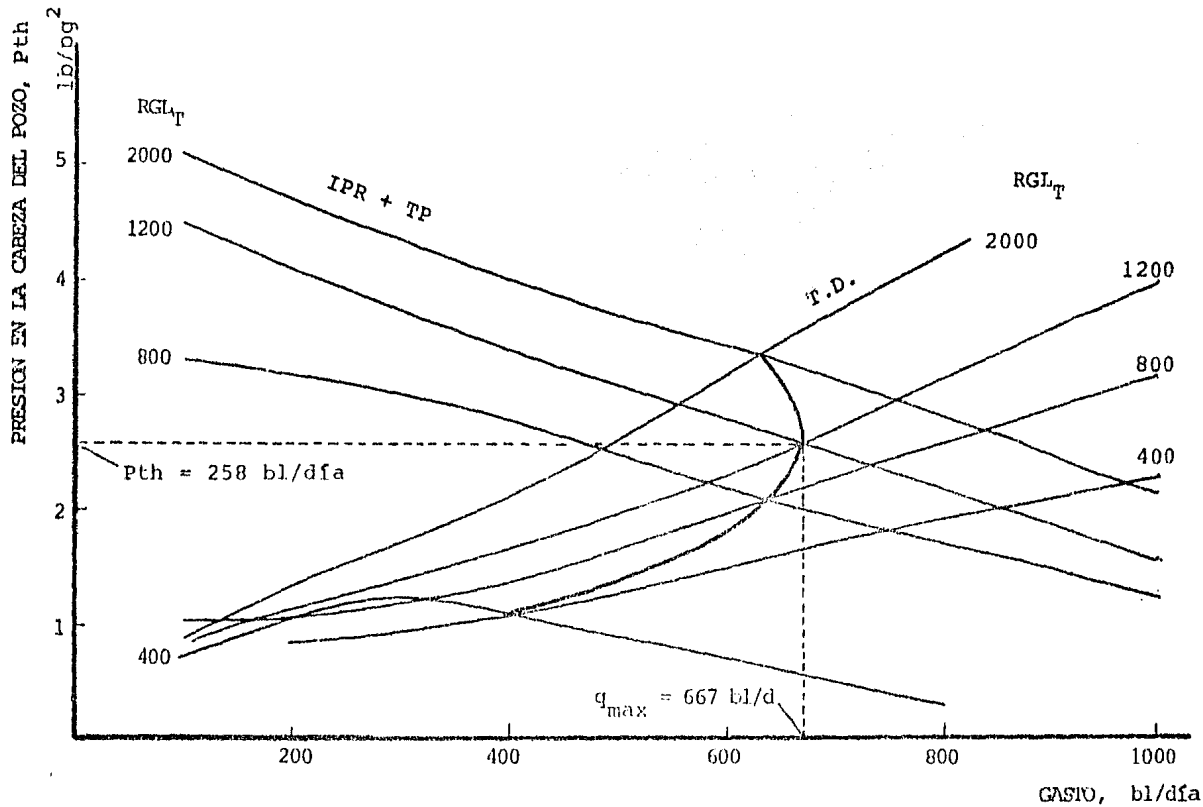


FIG 5.10 MAXIMO GASTO, CON LA CABEZA DEL POZO COMO NODO SOLUCION

Temperatura de fondo (a 8000 pies)	=	170	°F
Densidad Relativa del Gas	=	0.7	(adim.)
Presión Superficial Disponible, Pso	=	900	lb/pg ²
Relación Gas-Aceite,	=	200	pie ³ /bl
Presión en la Cabeza del Pozo Pth,	=	120	lb/pg ²

5.431 Alternativa A: Suministro Ilimitado de Gas

- ** Preparar una gráfica de Prof. contra Presión, marcando sus límites (Fig 5.11).
- ** A partir de los datos dados, graficar sobre la Fig 5.11 lo siguiente: La presión en la cabeza (Pth) y la presión de operación (Pso) a la profundidad cero. La presión de operación (Pso) se extiende hasta la profundidad total como se indicó anteriormente. (Para este caso la presión de operación es de 1070 lb/pg² a 8000 pies).
- ** Los gastos supuestos son : 1000, 1500 y 2000 bl/día.
- ** Se seleccionan las curvas de gradientes adecuadas para cada gasto y diámetro de tubería de producción.
- ** Con las curvas de gradientes, se obtienen el punto de inyección y su correspondiente presión de fondo fluyendo para cada gasto.
- ** Los resultados se tabulan en la tabla 5.3 y muestran los valores, tanto para la correlación de Hagedorn y Brown⁽¹⁸⁾ como la de Orkiszewski⁽¹⁵⁾; (ello a modo de comparación, exclusivamente).
- ** Se traza una gráfica de Presión vs Gasto como se observa en la figura 5.12
- ** La curva de comportamiento de afluencia se construye suponiendo dos gastos: cero y 3000 bl/día. Con esta

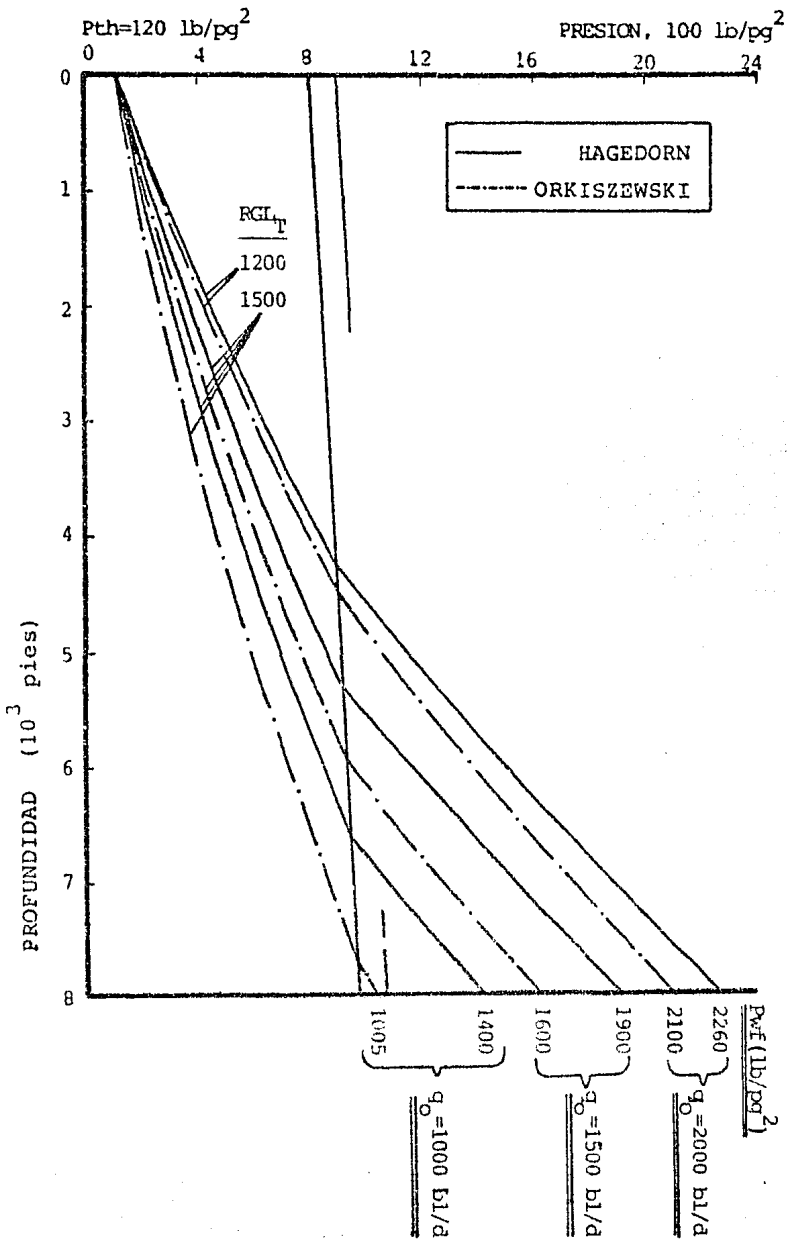


FIG 5.11 DIAGRAMA PRESION VS PROFUNDIDAD (EJEMPLO 5.3)

***** T A B L A 5.3 *****

*Gasto	*RGL _T	* [Hagedorn]		* [Orkiszewski]	
		*Pwf	*Prof Iny.	*Pwf	*P.I.
*bl/día	*pie ³ /bl	*lb/pg ²	*(pies)	*lb/pg ²	*pies
*1000	*1500	*1400	*6680	*1005	*7800
*1500	*1500	*1900	*5350	*1600	*6050
*2000	*1200	*2260	*4300	*2100	*4500

información y la Pws dada de 2400, se obtiene el valor de la Presión de Fondo ($Pwf = Pws - q/J = 2400 - 3000/3 = 1400 \text{ lb/pg}^2$).

- ** Estos dos puntos se grafican en la Fig 5.12 y se traza una línea recta entre ellos. (Esta línea representa la curva de comportamiento de afluencia). Asimismo, se grafican en la Fig. 5.12 los datos de presión fluyendo de la tabla 5.3, junto con las demás Pwf's calculadas.
- ** De la intersección de las dos curvas obtenidas en los pasos 8 y 9, (Fig 5.12) se determina el máximo gasto posible; la profundidad de inyección para este gasto se encuentra a partir de una gráfica de Prof vs gasto
- ** Los resultados se muestran en la tabla 5.4 .

***** T A B L A 5.4 *****

Correlaciones (a u t o r)	Gasto bl/día	Prof pies
HAGEDORN y BROWN ⁽¹⁸⁾	1500	5350
ORKISZEWSKI ⁽¹⁵⁾	1725	5335

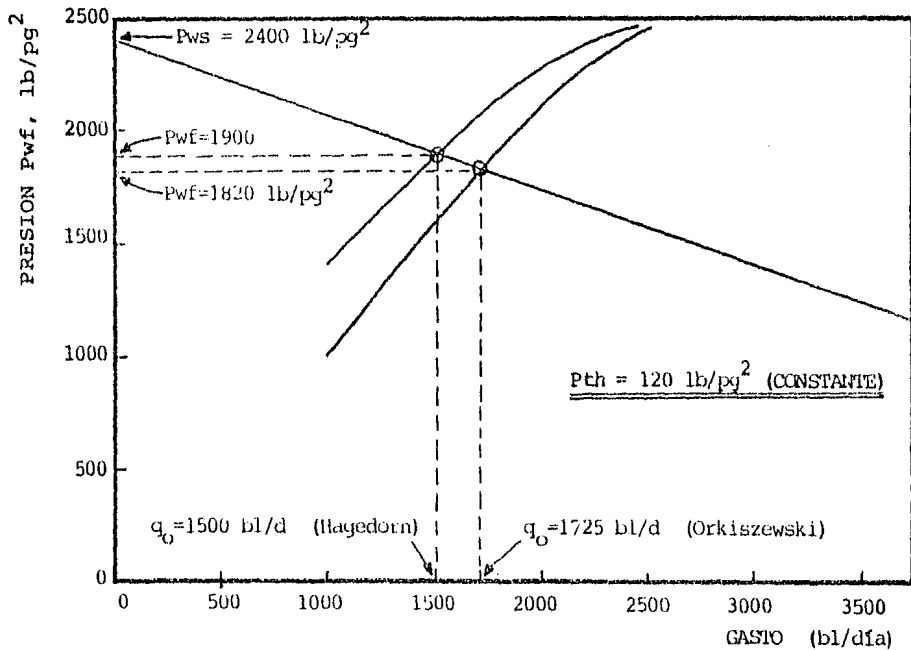


FIG 5.12 MAXIMO GASTO POSIBLE PARA UNA PRESION CONSTANTE EN LA CABEZA, SUMINISTRO ILIMITADO DE GAS DE INYECCION.

5.432 Alternativa B: Suministro LIMITADO de Gas

Se presenta a continuación la solución al mismo problema de la sección 5.43, excepto que ahora se considerará que sólo se dispone de una cantidad limitada de gas de inyección.

Se consideró que los volúmenes disponibles de gas son: 600 000, 400 000 y 200 000 pie³/día. El problema se resuelve para los 600 000 pie³/día disponibles.

** La solución es la misma para los pasos 1 al 5 que para cuando se dispone de gas ilimitado. Ver la figura 5.13 .

** Para cada gasto supuesto, determinar la relación gas-líquido disponible arriba del punto de inyección de gas. Esto incluye el gas en solución (R_s), más la relación gas de inyección-líquido (RGL_I) disponible.

Por Ejemplo, para 1000 bl/día :

$$RGL_I = (600\ 000\ \text{pie}^3/\text{d}) / (1000\ \text{bl}/\text{día}) = 600\ \text{pie}^3/\text{bl}$$

Sí RGA = 200 pie³/bl (dato), entonces :

$$RGL_{\eta} = 600\ \text{pie}^3/\text{bl} + 200\ \text{pie}^3/\text{bl} = 800\ \text{pie}^3/\text{bl}$$

** Tabular cada RGL_η para cada gasto supuesto (tabla 5.5).

** Determinar la profundidad del punto de inyección y su correspondiente P_{wf}, para cada gasto con su correspondiente relación gas-líquido total (ver tabla 5.5).

** Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 5.6 .

** Preparar un diagrama de Presión vs Gasto (ver Fig 5.14)

** Se construye la curva de comportamiento de afluencia como se describió previamente. Recuérdese que en este caso, la curva de comportamiento de afluencia es una

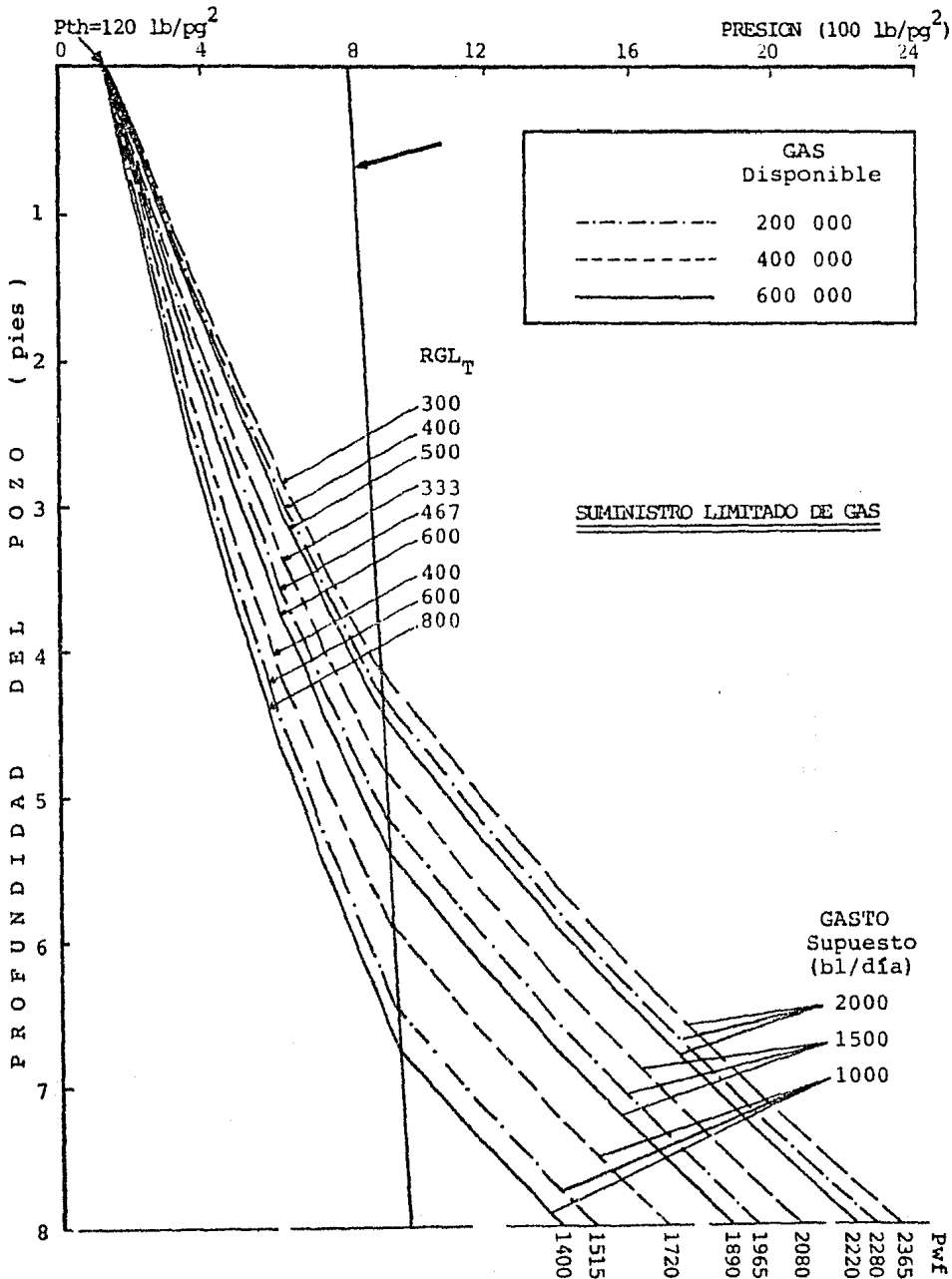


FIG 5.13 $P_{wf}'_g$ PARA UNA PRESION CONSTANTE EN LA CABEZA (GAS LIMITADO)

línea recta (J constante).

Los resultados se grafican en la figura 5.14.

** Los datos de la Pwf de la tabla 5.6 se grafican en la misma figura (5.14).

** El máximo gasto se determina en la intersección de las dos curvas obtenidas en los pasos 7 y 8 (Fig. 5.14).
Los resultados se tabulan en la tabla 5.7 .

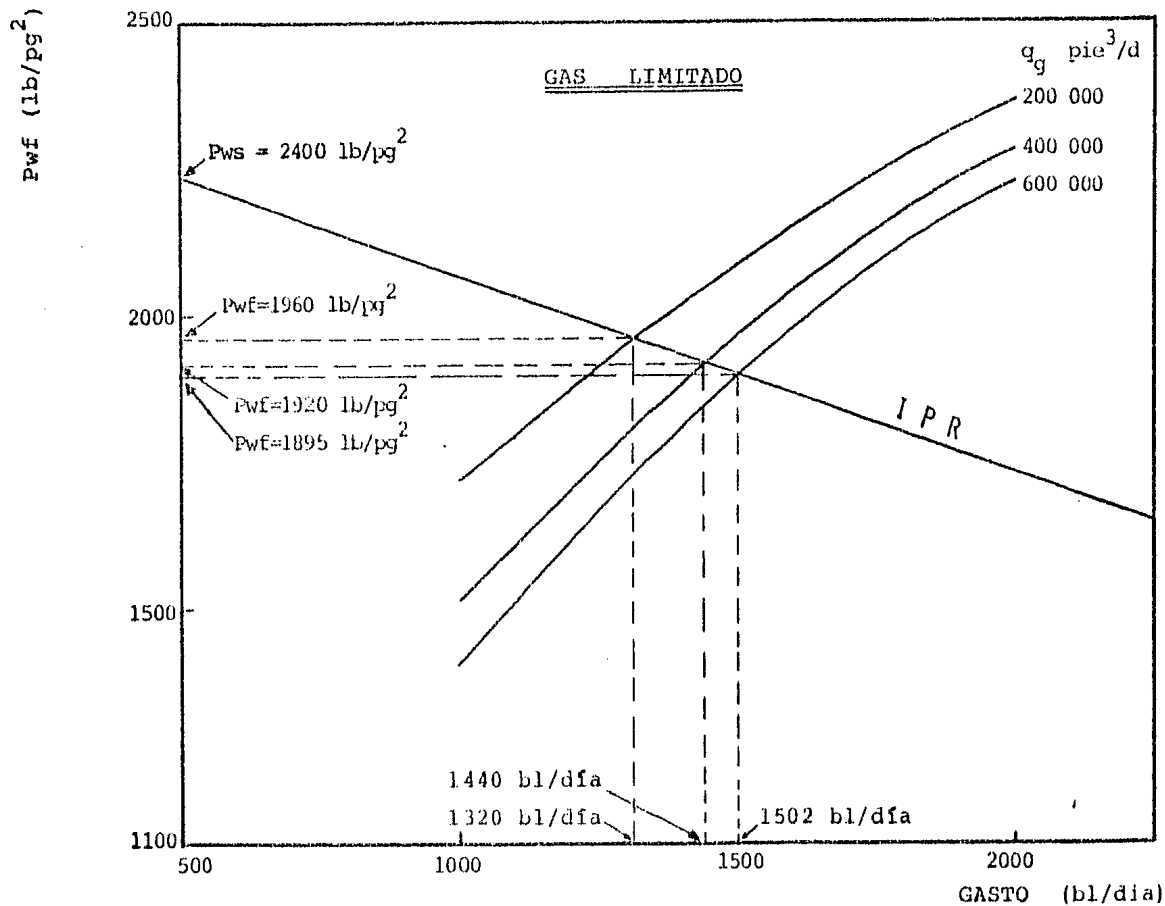
T A B L A 5.5 (SUMINISTRO DE GAS LIMITADO PARA LA RGL_T).

Gasto Supuesto	Gas Disponible	RGL_i	RGL_T	Pwf_2 (lb/pg ²)
1000	200 000	200	400	1720
	400 000	400	600	1515
	600 000	600	800	1400
1500	200 000	133	333	2080
	400 000	267	467	1965
	600 000	400	600	1890
2000	200 000	100	300	2365
	400 000	200	400	2280
	600 000	300	500	2220

T A B L A 5.6 (Pwf PARA SUMINISTRO LIMITADO DE GAS)

Gasto (bl/día)	Pwf_2 (lb/pg ²)	Pwf_2 (lb/pg ²)	Profundidad de Inyección (pies)	
	Hagedorn	Orkiszewski	H&B	ORK
1000	1540	1220	6350	7225
1500	2000	1800	5050	5450
2000	2340	2160	4125	4350

FIG 5.14 SOLUCION PARA UNA PRESTION CONSTANTE EN LA CAREZA DEL PCZO (GAS LIMITADO)



T A B L A 5.7

GASTOS DE PRODUCCION PARA UN SUMINISTRO LIMITADO DE GAS

CORRELACIONES	q_g (pie ³ /día)	q_o bl/día	P_{wf} (lb/pg ²)
Hagedorn y Brown	600 000	1502	1895
Hagedorn y Brown	400 000	1440	1920
Hagedorn y Brown	200 000	1320	1960
Orkiszewski	600 000	1610	1860
Orkiszewski	400 000	1480	1905
Orkiszewski	200 000	1300	1947

5.44 E j e m p l o (Punto de Inyección)

Para los datos del pozo POINT 1 que aparecen en la figura 5.15, determinar el punto de inyección.

Solución:

La Visualización de datos para este pozo, se muestran en la figura 5.15, y su solución se presenta en la figura 5.15a .

5.45 E j e m p l o (Gasto Máximo, RGL Optima)

Considerando los datos del pozo ONESID 2 en la tabla 5.8, determinar el máximo gasto posible, y la RGL más adecuada para estas condiciones (Elección 2).

FIG. 5.15 DESPLIEGADO DE DATOS (EN EL MONITOR) CORRESPONDIENTES AL POZO "POINT 1"

PROYECTO VIGACY 254/82

Datos para el Diseño :

Gasto de Liquido (bl/dia) :	1000
Relacion Agua-Aceite (WOR) :	0
Gravedad Especifica del Gas (adim) :	.7
Densidad Relativa del Aceite (adim) :	.8250729
Profundidad promedio del Pozo (pies) :	8000
Diametro Interior de la IP (pg) :	3
Temperatura en la Boca del Pozo (° F) :	120
Presion Estatica de Fondo Fws. lb/pg ² :	2650
Relacion Gas-Liquido Natural, (pies ³ /bl) :	200
Presion Disp. en la Superf. Pso (lb/pg ²) :	900
Indice de productividad J, bl/dia/lb/pg ² :	2.5
Presion Req. en la Cabeza Pth. (lb/pg ²) :	100

NO SE IMPRIME EL PERFIL DE PRESIONES

Presione cualquier tecla cuando este preparado

R e s u l t a d o s O b t e n i d o s

El Punto de Inyeccion optimo se encuentra a:

Profundidad : 4213 pies
Presion : 893 lb/pg2

El punto de balance esta localizado a :

Profundidad : 4510 pies
Presion : 1000 lb/pg2

La Relacion gas-liquido mas adecuada para unir
la Pth con el Punto de Inyeccion sera :

531 pie3/bl

El Volumen de Gas de Inyeccion para estas condiciones sera: 489426 pie3/bl

Presion del gas en la IR @ Prof. total..... : 1077.259 lb/pg2

Presione cualquier tecla para continuar el proceso

F I G U R A 5.15a

DETERMINACION DEL PUNTO DE INYECCION, PARA EL POZO "POINT 1"

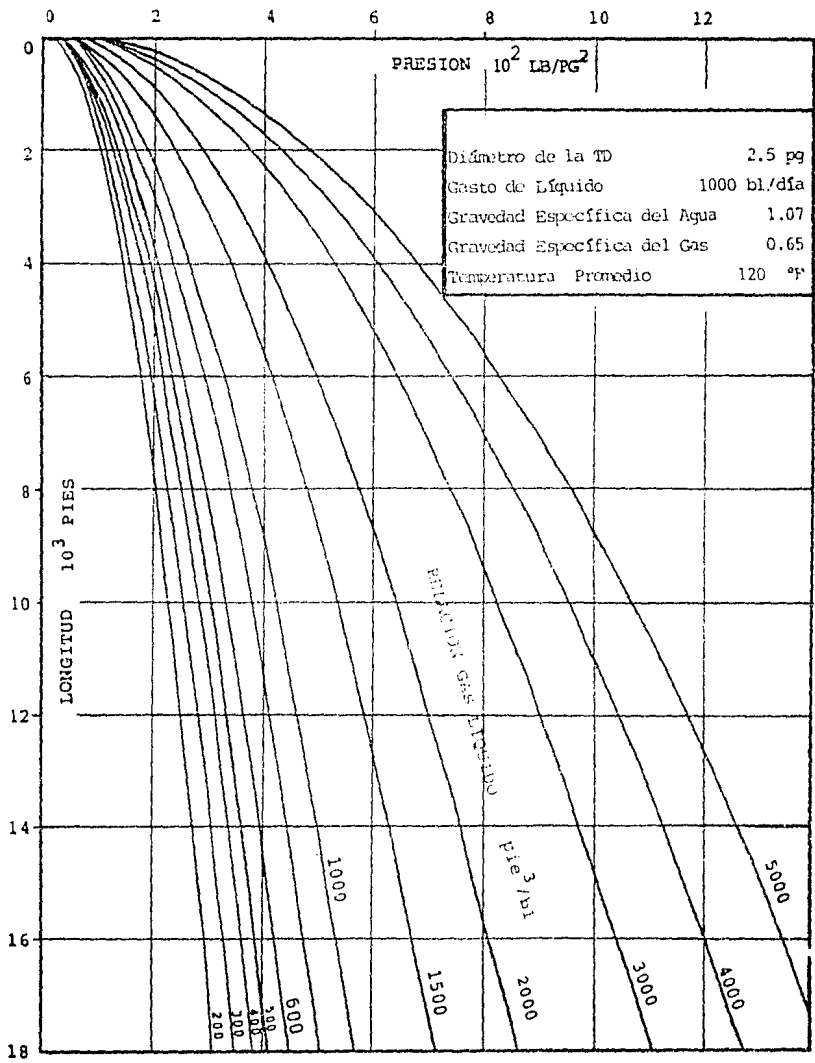


FIG 5.16 GRADIENTES DE PRESION EN TUBERIAS HORIZONTALES

T A B L A 5.8

<u>Nombre del Pozo</u>	<u>ONESID 2</u>	<u>DIAM TD</u>	<u>FIN 1</u>
Prof. del Pozo (pies)	7000	10000	8000
Diámetro de la TP (pg)	3	2	2.5
Diámetro de la TD (pg)	3	2	
Longitud de la TD (pies)	3000	3500	
P_{sep} , (lb/pg ²)	80	80	
Pth constante, (lb/pg ²)			100
Gasto de Líquido, (bl/día)	Máximo	Máximo	Máximo
(%) de Agua en la Mezcla	50	10	50
S.G. _g = γ_g (adimensional)	0.7	0.65	0.7
P_{ws} , (lb/pg ²)	2600	3000	1920
ρ_{ro} , (adimensional)	0.825	0.80	0.80
P_{so} , (lb/pg ²)	900	900	900
T_{wh} , (° F)	140	120	110
T_{wf} , (° F)	220	---	170
S.G. _w = γ_w adimensional	1	1	1.07
I.P = J, bl/día/lb/pg ²	5	4	Variable
RGL _n (pie ³ /bl)	200	100	200
Tubería Telescopiada (S/N)	N	N	N
Aceite Volátil (S/N)	N	S	N
Hay Gases Húmedos (S/N)	S	N	N
(%) de NaCl	0	0	---
Gasto Mínimo (Supuesto)	1000	100	200
Gasto Máximo (Supuesto)	3000	1000	2000
Variación de Gasto, bl/d	500	100	400
RGL Mínima (Supuesta)	400	400	
RGL Máxima (Supuesta)	1600	2000	
Variación de RGL,	400	400	
Eficiencia de Diseño	1	1	1

Este problema se resolverá, considerando al nodo solución, tanto en el fondo como en la cabeza del pozo.

S o l u c i ó n :

A) Nodo Solución en la Cabeza del Pozo.

La figura 5.17 muestra los resultados obtenidos con el programa de cómputo, al considerar como nodo solución la cabeza del pozo. Finalmente, en la Fig. 5.18 se presenta el diagrama solución generado, al graficar los datos de la figura 5.17 .

Las tablas 5.9 a la 5.12 ilustran algunos de los perfiles de presión calculados para este ejemplo.

B) Nodo Solución en el Fondo del Pozo

Para este caso, en la figura 5.19 se indican los valores calculados con el método del análisis nodal; posteriormente en la Fig. 5.20 se ilustra el diagrama solución creado a partir de la figura 5.19

5.46 E j e m p l o (Espaciamiento de Válvulas)

Determinar el espaciamiento de las válvulas de Bombeo Neumático para el pozo ESPAC VAL (Figura 5.21). Considerense Válvulas Balanceadas, un gradiente del fluido de control de $0.5 \text{ (lb/pg}^2\text{/pie)}$, y que la descarga se hace al quemador.

Solución :

La figura 5.22 ilustra los valores calculados para este caso. La obtención analítica se presenta en la figura 5.23.

Obsérvese que en los resultados no aparece ninguna especificación de válvulas para profundidades mayores a la

FIG. 5.17 VALORES CALCULADOS PARA EL POZO "ONESID 2" (NODO SOLUCION, CABEZA DEL POZO)

Gasto BPD	R lbz/dia	Flujo por Tubo de Intercambio y L.L.			n	Doble línea descarga	
		Pth0 lbz/pgz	Pth1 lbz/pgz	Pth2 lbz/pgz		Psep lbz/pgz	Pth1 lbz/pgz
1000	400	2600	2400	370	n	80	145
1000	600	2600	2400	440	n	80	142
1000	800	2600	2400	483	n	80	160
1000	1000	2600	2400	503	n	80	173
1000	1500	2600	2400	542	n	80	197
1500	400	2600	2300	327	n	80	158
1500	600	2600	2300	391	n	80	185
1500	800	2600	2300	422	n	80	207
1500	1000	2600	2300	433	n	80	224
1500	1500	2600	2300	454	n	80	283
2000	400	2600	2200	292	n	80	215
2000	600	2600	2200	313	n	80	230
2000	800	2600	2200	329	n	80	270
2000	1000	2600	2200	342	n	80	309
2000	1500	2600	2200	364	n	80	395
3000	400	2600	2000	111	n	80	276
3000	600	2600	2000	141	n	80	317
3000	800	2600	2000	162	n	80	360
3000	1000	2600	2000	163	n	80	425
3000	1500	2600	2000	163	n	80	536

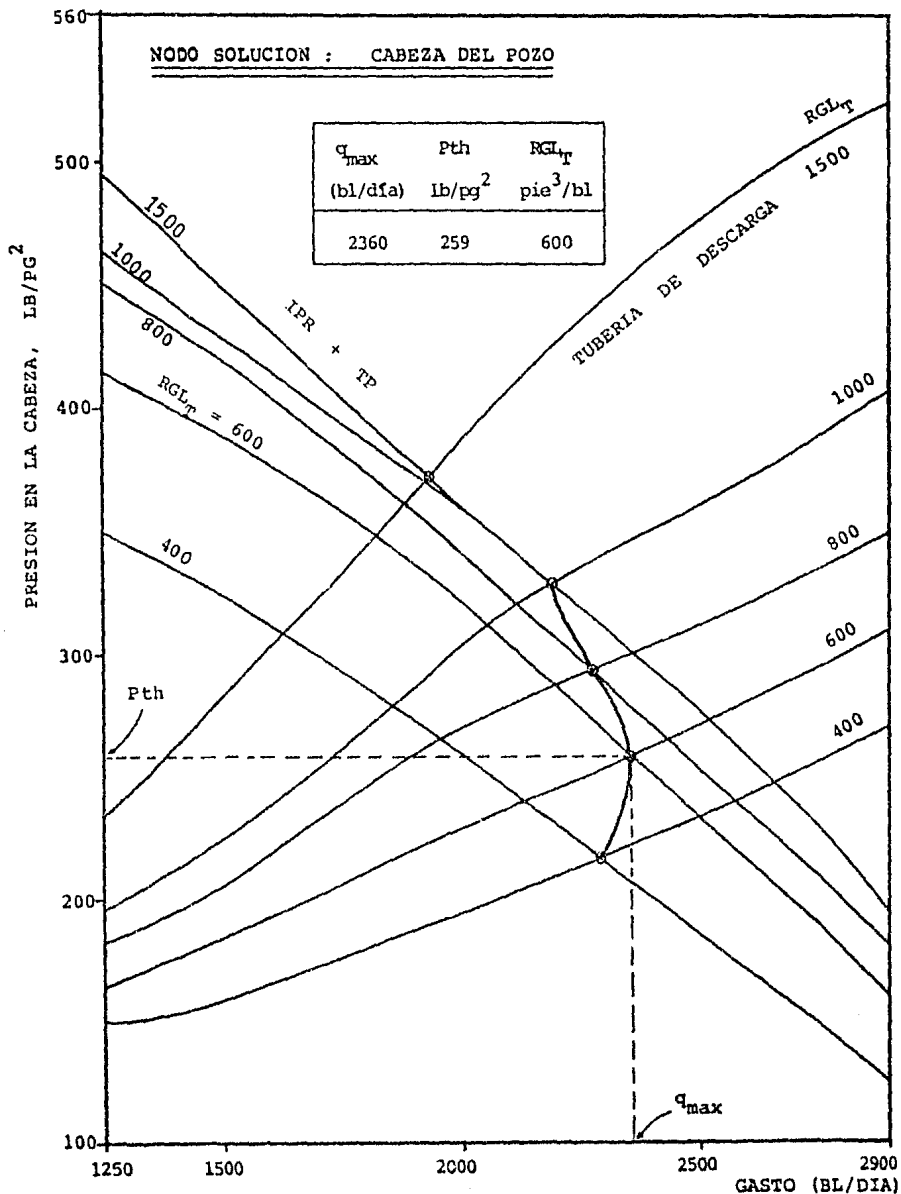


FIG 5.18 GRAFICA SOLUCION DEL POZO "ONESID 2"

FIG. 5.19 VALORES CALCULADOS PARA EL POZO "ONESID 2" (NODO SOLUCION, Pwf)

Gasto BPD	Flujo por Línea Hor. y T.P. Compto del Yacimiento						
	R ft3/dia	Psep lb/pg2	Pwh lb/pg2	Pwf1 lb/pg2	R #	Pws lb/pg2	Pwf2 lb/pg2
1000	400	80	146	1500	#	2600	2400
1000	600	80	142	1160	#	2600	2400
1000	800	80	162	1101	#	2600	2400
1000	1000	80	173	1040	#	2600	2400
1000	1500	80	197	968	#	2600	2400
1500	400	80	158	1734	#	2600	2300
1500	600	80	186	1592	#	2600	2300
1500	800	80	207	1536	#	2600	2300
1500	1000	80	226	1550	#	2600	2300
1500	1500	80	285	1695	#	2600	2300
2000	400	80	193	1990	#	2600	2200
2000	600	80	230	1926	#	2600	2200
2000	800	80	280	1950	#	2600	2200
2000	1000	80	308	2020	#	2600	2200
2000	1500	80	390	2295	#	2600	2200
3000	400	80	391	2362	#	2600	1800
3000	600	80	466	2988	#	2600	1800
3000	800	80	515	3090	#	2600	1800
3000	1000	80	561	3180	#	2600	1800
3000	1500	80	668	3183	#	2600	1800

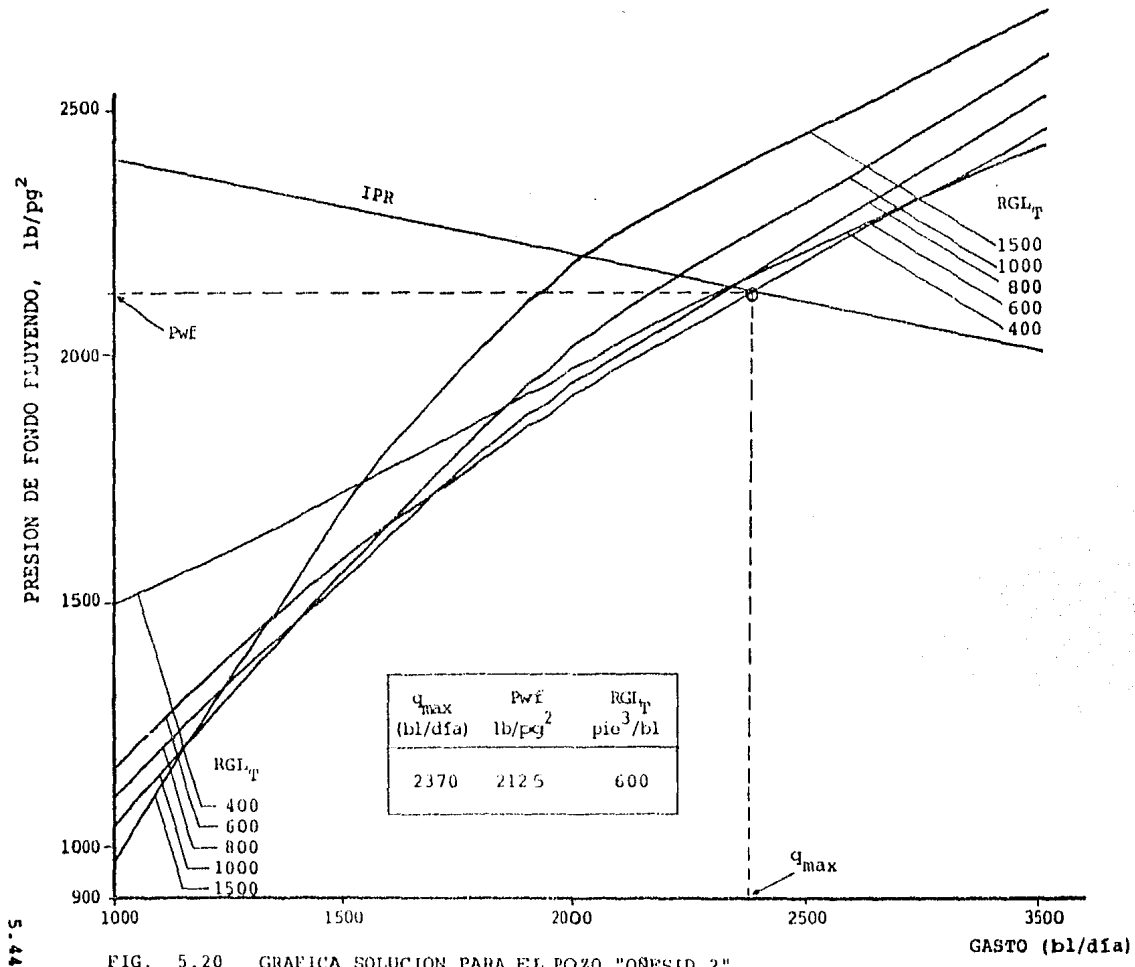


FIG 5.21 PRESENTACION DE DATOS CORRESPONDIENTES AL POZO "ESPAC VAL"

PROYECTO VIGACY 254/82

Datos para el Diseño :
=====

Gasto de Liquido (bl/dia) :	700
Relacion Agua-Aceite (WOR) :	.95
Gravedad Especifica del Gas (adim.) :	.7
Densidad Relativa del Aceite (adim.) :	.8250729
Profundidad promedio del Pozo (pies) :	8000
Diametro Interior de la TP. (pg) :	2
Temperatura en la Boca del Pozo (° F) :	150
Presion Estatica de Fondo Pso. lb/pg2 :	2900
Relacion Gas-Liquido Natural), (pies3/bl) :	200
Presion Disp. en la Superf. Pso (lb/pg2) :	900
Indice de productividad J _o (bl/dia/lb/pg2) :	7
Presion Req. en la Cabeza Pth (lb/pg2) :	100

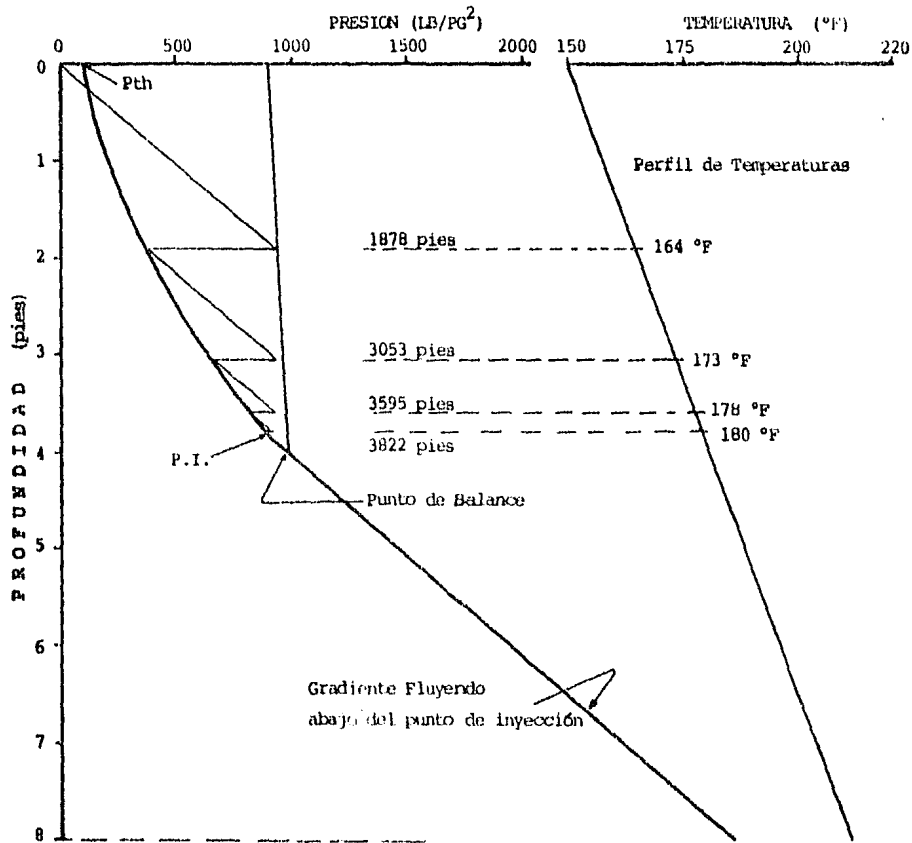
NO SE IMPRIME EL PERFIL DE PRESIONES

Presione cualquier tecla cuando este preparado

FIG 5.22 RESULTADOS OBTENIDOS PARA EL ESPACIAMIENTO DE VALVULAS DEL POZO "ESPAC VAL"

ESPACIAMIENTO DE VALVULAS DE BNC				
Valvula Numero #	Profundidad (pies)	Presion Superf. Pso (lb/pg2)	Presion apertura lb/pg2	Temperatura F
1	1878	875	937	164
2	3053	850	933	173
3	3595	825	919	178
4	3822	800	872	180

Punto de Inyeccion optimo :				
	Profundidad :	3825	pies	
	Presion :	881	lb/pg2	
	Presion del gas en la TR @ Prof. total	1069	266	lb/pg2
	Presion de fondo fluyendo @ Prof. total	2800		lb/pg2
	Gradiente del fluido de control (lb/pg2/pie2)	.45		



5-47

FIG 5.23 RESULTADO DEL ESPACIAMIENTO DE VALVULAS BALANCEADAS EN EL POZO "ESPAC VAL"

correspondiente al punto de inyección.

5.47 E j e m p l o (Análisis de Sensibilidad)

El análisis nodal se puede utilizar también, en el estudio del efecto de todos los componentes tanto en el diseño inicial como en el análisis de instalaciones de bombeo neumático.

Como se indicó, la selección del nodo solución puede hacerse en cualquier punto del sistema, y en cada caso se obtiene básicamente el mismo gasto; pero la elección de un nodo u otro, sirven para aislar ciertos componentes del sistema entero. Para ilustrar este hecho, en los dos ejemplos siguientes se ilustra el efecto que el índice de productividad y el diámetro de la tubería de descarga, tienen sobre la producción.

5.471 Ejemplo (Efecto del Índice de Productividad)

La figura 5.24 ilustra el comportamiento de un pozo de bombeo neumático continuo para diferentes valores del índice de productividad (J). Los datos de dicho pozo (FIN 1), se presentan en la tabla 5.8

Esta figura muestra como el índice de productividad afecta los gastos de producción. Y aunque el IP, es una variable sobre la que no se tiene ningún control; sin embargo, es posible predecir con cierta exactitud el comportamiento futuro del Índice de Productividad y de este modo, determinar el efecto de otras variables sobre la producción y el gasto de inyección, conforme se tienen cambios en el índice de productividad.

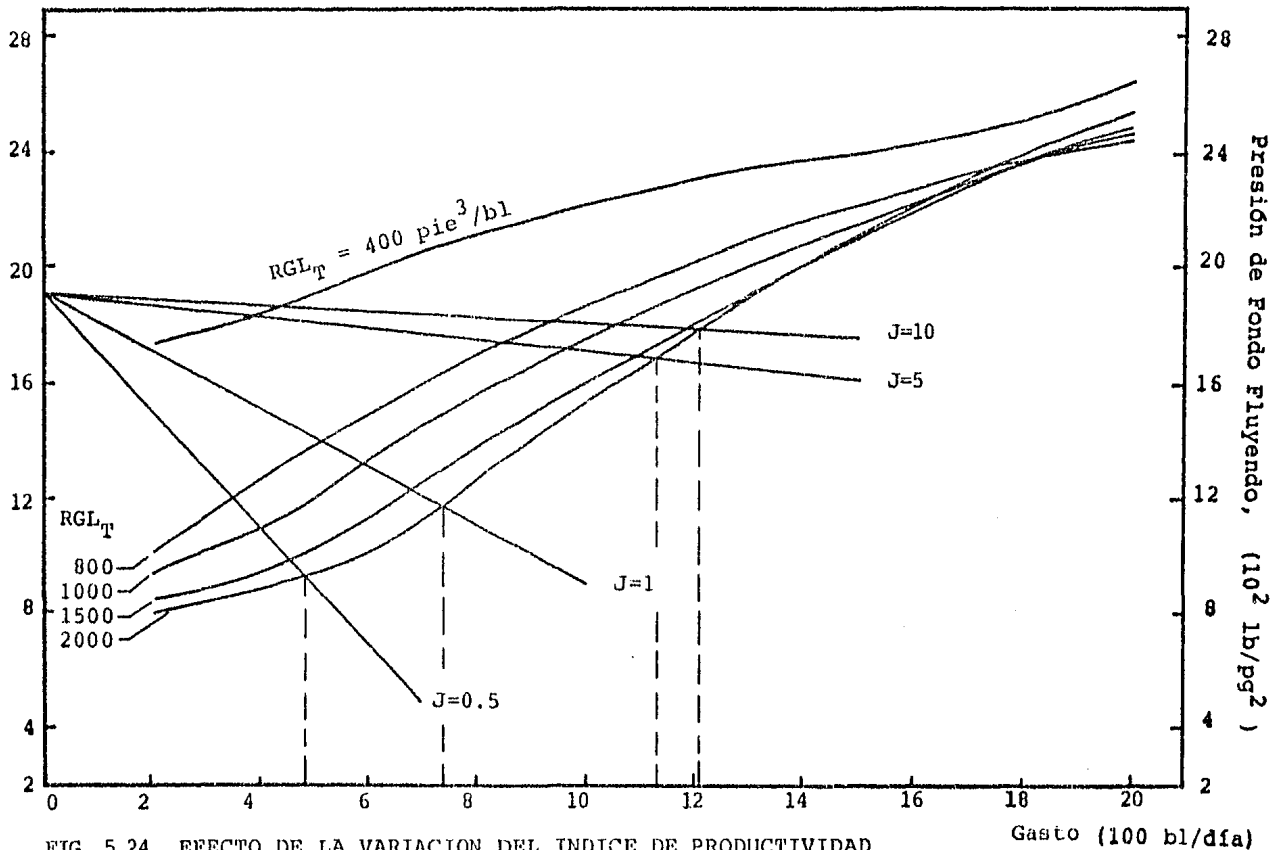


FIG 5.24 EFECTO DE LA VARIACION DEL INDICE DE PRODUCTIVIDAD J, SOBRE LA PRODUCCION DEL POZO "FIN 1".

5.472 E j e m p l o (Efecto del Diámetro de la TP)

Para el pozo DIAM TD la presión de operación del gas de inyección es de 900 lb/pg^2 y se mantiene una relación gas líquido total de $800 \text{ pie}^3/\text{bl}$. Se sospecha que la tubería de descarga puede estar restringiendo el gasto, por lo que, se desea evaluar para estas condiciones el efecto que la tubería de descarga ejerce sobre la producción.

La información adicional se muestra en la tabla 5.8

S o l u c i ó n :

Para resolver este problema-ejemplo, se selecciona la boca del pozo como nodo solución.

La figura 5.25 ilustra los resultados obtenidos para la tubería de 2 pg. En el punto de intersección se observa que, para estas condiciones se maneja un gasto de 324 bl/día.

De los resultados de la misma figura, se observa que, el diámetro de la tubería de descarga (2 pg) presenta una limitación, porque las pérdidas de presión en la TD muestran un incremento significativo conforme van aumentando los gastos, (Nótese el fuerte ángulo de inclinación hacia arriba, que presentan las curvas de gradientes horizontales en la intersección de las curvas).

Evaluando sobre los mismos datos del pozo DIAM TD, para tuberías de descarga de diferentes diámetros (3, 3.5 y 4.5 pg.), se obtienen gráficas similares a la Fig. 5.18, las cuales fueron sobrepuestas sobre la misma figura 5.25 .

Obsérvese como, para diámetros mayores de TD, la tendencia de las curvas de gradientes horizontales disminuye (mostrando poco incremento en las ΔP con respecto al gasto).

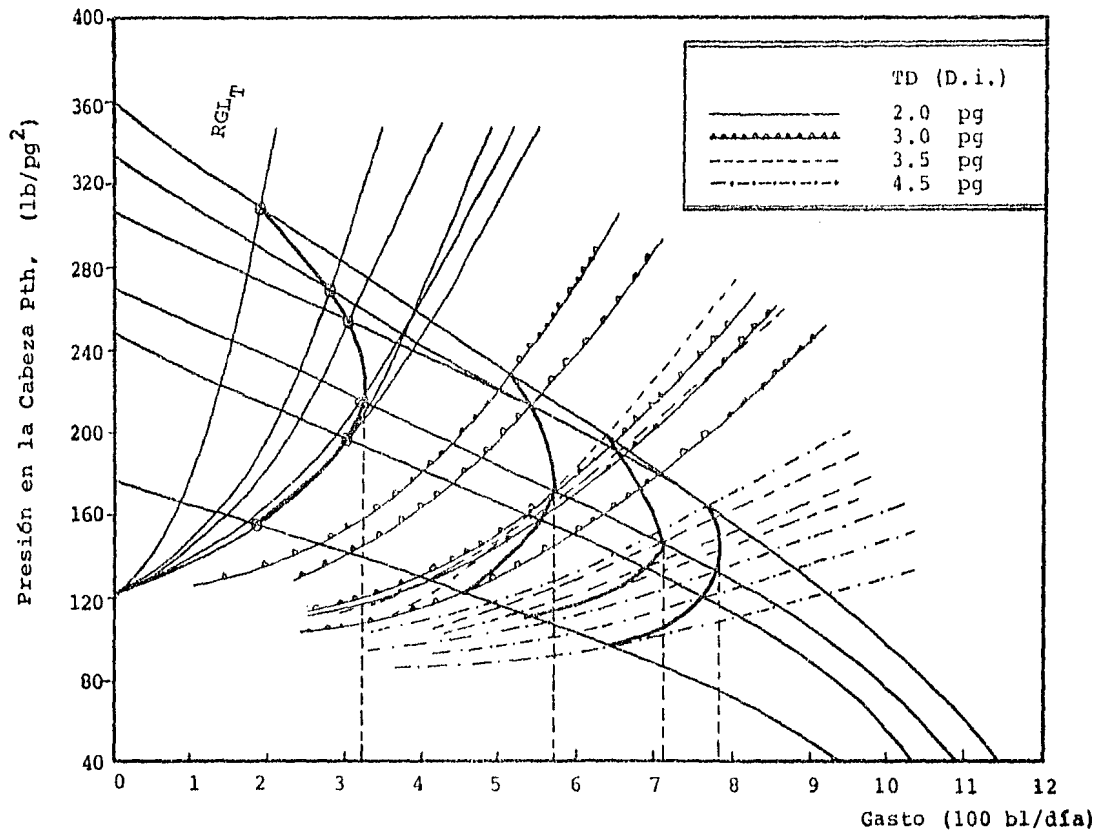


FIG 5.25 EFECTO DEL DIAMETRO DE LA TUBERIA DE DESCARGA
 SOBRE LA PRODUCCION DEL POZO "DIAM TD".

T A B L A 5.9

PERFIL DE PRESIONES CORRESPONDIENTES A UN GASTO DE 1500 BL/DIA y RGL = 800 PIE³/BL

*** Perfil de la tubería de descarga..... ***

Presion lb/pg ²	Long pies	Gasto bl/dia	RBA ft ³ /bl	hold. adim.	grad. psi/pie	temp. ° F
90		1500	800			140
88	105	1500	800	.1041264	7.556622E-02	140
96	234	1500	800	.1153687	6.867677E-02	140
106	389	1500	800	.1272646	6.241114E-02	140
117	576	1500	800	.1398005	5.671282E-02	140
128	804	1500	800	.1529598	5.153032E-02	140
141	1079	1500	800	.1667228	4.681694E-02	140
155	1412	1500	800	.1810679	4.253013E-02	140
171	1814	1500	800	.1959711	3.863137E-02	140
188	2304	1500	800	.2114072	3.508532E-02	140
207	2896	1500	800	.2273502	3.186081E-02	140

*** Perfil de la tubería de descarga..... ***

*** Perfil de la tubería de descarga..... ***

Presion lb/pg2	Long pies	Gasto bl/dia	RGA ft3/bl	hold. adim.	grad. psi/pie	temp. ' F
80		2500	800			140
88	154	2500	800	.3175202	5.167908E-02	140
96	200	2500	800	.1153687	.1907688	140
106	256	2500	800	.1272646	.1733643	140
117	324	2500	800	.1398005	.1575356	140
128	406	2500	800	.1529598	.1431398	140
141	505	2500	800	.1667228	.1300471	140
155	625	2500	800	.1810679	.1181395	140
171	770	2500	800	.1959711	.1073093	140
188	946	2500	800	.2114072	9.715976E-02	140
207	1159	2500	800	.2273502	8.850225E-02	140
228	1417	2500	800	.2437754	8.035615E-02	140
251	1730	2500	800	.2608503	7.294859E-02	140
276	2109	2500	800	.2779541	6.621326E-02	140
303	2569	2500	800	.2956609	.0600899	140

T A B L A 5.10

PERFIL DE PRESIONES CORRESPONDIENTE A UN GASTO DE 2500 BL/DIA Y UNA RGL = 800 PIE³/BL

*** Perfil de la tubería de producción... ***

Presion lb/pg2	Prof pies	Gasto bl/día	RGA ft3/bl	hold. adim.	grad. psi/pie	temp. ' F
2333		2000	200			220
2100	6342	2000	200	1	.3546306	212
1890	5750	2000	200	1	.3549425	205
1701	5218	2000	200	1	.3553152	199
1530	4740	2000	200	1	.3557267	194
1377	4310	2000	200	1	.3561597	189
1240	3924	2000	200	1	.3566005	184
1116	3576	2000	200	1	.3570388	180
1004	3264	2000	200	1	.3574667	177
903	2950	2000	200	.8853462	.3195227	173
888	2899	2000	200	*** punto de inyeccion	***	
888	2899	2000	200	.8370883	.3030176	173
799	2603	2000	600	.8303408	.3006914	169
719	2216	2000	600	.5476935	.2064712	165
647	1855	2000	600	.5266033	.198965	161
582	1517	2000	600	.5056205	.1915376	157
524	1200	2000	600	.484744	.184195	153
471	904	2000	600	.4639796	.1769447	150
424	626	2000	600	.4433376	.169795	147
382	365	2000	600	.4228332	.1627559	144
344	120	2000	600	.4024863	.1558394	141

T A B L A 5.11

PERFIL DE PRESIONES EN LA TP ($q_{sup} = 2000$ bl/día, $RGL_T = 600$ pie³/bl)

T A B L A 5.12

PERFIL DE PRESIONES EN LA TP ($q_{sup} = 2000$ bl/día, $RGL_T = 800$ pie³/bl)

* * * Perfil de la tubería de producción... * * *

Presion lb/pg2	Prof pies	Gasto bl/día	FGA ft3/bl	hold. adim.	grad. psi/pie	temp. ° F
2333		2000	200			220
2100	6342	2000	200	1	.3546306	212
1890	5750	2000	200	1	.3549425	205
1701	5218	2000	200	1	.3553152	199
1530	4740	2000	200	1	.3557267	194
1377	4310	2000	200	1	.3561597	189
1240	3924	2000	200	1	.3566005	184
1116	3576	2000	200	1	.3570388	180
1004	3264	2000	200	1	.3574667	177
903	2950	2000	200	.8853462	.3195227	173
888	2899	2000	200	*** punto de inyeccion ***		
888	2895	2000	200	.8370883	.3030176	173
799	2603	2000	800	.8303408	.3006914	169
719	2177	2000	800	.4893455	.1873993	164
647	1778	2000	800	.4688837	.1803438	160
582	1404	2000	800	.4484792	.173165	156
524	1054	2000	800	.4281578	.1660785	152
471	724	2000	800	.4079477	.1590999	148
424	414	2000	800	.3878793	.1522462	144
382	122	2000	800	.3679848	.1455352	141

En base al trabajo anterior se presentan las siguientes conclusiones y recomendaciones:

C O N C L U S I O N E S

El método propuesto sirve para diseñar fácilmente, (sí se dispone de los medios de cálculo más adecuados) una instalación de BNC de cualquier pozo, sí se dispone de los datos básicos propios del pozo relativos a sus características propias y a las de sus fluidos y supuestas las condiciones en que se quiera llevar a cabo la explotación del mismo pozo, condiciones que deben ser compatibles en todo caso con las circunstancias especiales que priven el diseño.

Puesto que se incluye la interacción entre las instalaciones de producción y el yacimiento como sucede en la realidad, el análisis nodal de sistemas, es de enorme utilidad en la evaluación y diseño de un pozo fluyente o de cualquier esquema de producción en estudio.

La validación del método se determinará al comparar los valores calculados del comportamiento del sistema con los valores medidos directamente en el pozo de estudio, después de efectuar las modificaciones indicadas en el diseño.

Uno de los aspectos más importantes del Análisis Nodal, es que ofrece al Ingeniero y Personal de Producción los elementos para reconocer rápidamente, cuáles son los componentes que restringen la producción.

Mediante la aplicación de este procedimiento es posible analizar el efecto sobre la producción de uno o un grupo de pozos, al variar diferentes parámetros. De este modo, puede determinarse a qué gasto y por cuánto tiempo se sostendrá la producción en un pozo dado. Si se consideran diversas alternativas de tuberías de producción, tuberías de descarga, presiones de inyección, etcétera, es posible seleccionar aquellas que permitan prolongar al máximo, la etapa productiva del mismo.

Además, se infiere que los beneficios económicos serán sustanciales por los altos gastos factibles de recuperar con este sistema artificial de producción (BN), y por los efectos inherentes al diseñar adecuadamente.

Dicho procedimiento se complementa con la automatización de las operaciones, cuyas ventajas saltan a la vista, ya que un programa de cómputo para la optimización del BN es una herramienta valiosa al determinar las características de producción más adecuadas, en la explotación de los hidrocarburos a través de un sistema de bombeo neumático continuo.

El programa de cómputo VIGACY 254/82, proporciona al Ingeniero de Producción nuevas perspectivas en la problemática del bombeo neumático, al implementar una metodología distinta en el diseño de Instalaciones de BN que permite mejorar la técnica seguida actualmente, y que da pie a ofrecer un mejor desarrollo profesional.

La ventaja de utilizar una computadora en el desarrollo del proceso analítico salta a la vista, cuando se considera que el cálculo completo de un sólo diseño de BN, realizado con la ayuda de una calculadora, requiere de 3 a 5 días de trabajo efectivo de una persona capacitada mientras que

esos mismos cálculos efectuados por la computadora sólo toman alrededor de veinte (20) minutos.

En otro orden de ideas, se observó que se tienen mayores gastos conforme se incrementa la relación gas inyectado-líquido, hasta un límite en que el gasto disminuye a pesar de seguir incrementando dicha relación.

Las correlaciones de flujo multifásico, como se habrá podido advertir por la importancia que desde el primer momento se le ha atribuido, es una base capital en el diseño y desarrollo de cualquier sistema de bombeo.

El aspecto básico al realizar el diseño de cualquier sistema de bombeo neumático continuo, es el ajustar el método de cálculo del flujo multifásico en las tuberías verticales, de acuerdo a los parámetros propios del campo en estudio para minimizar las desviaciones entre las presiones de fondo fluyendo medidas y las calculadas. Una vez hecho esto, se procede al diseño ya establecido.

Debe finalmente, enfatizarse que cada pozo es único y como tal debe ser tratado. Existe en la Industria una tendencia en utilizar los resultados obtenidos en el diseño de un pozo y aplicarlos a otros pozos que están produciendo en el mismo campo. El problema con esta práctica es que aun cuando los pozos produzcan de la misma formación, pueden tener diferentes valores del índice de productividad, permeabilidad, porosidad, etc., lo que hace a cada pozo independiente de los demás. Cualquier diseño será tan bueno como lo sean los datos usados y el mismo principio se aplica a la selección del diámetro de la TP y a un diseño de bombeo neumático.

A pesar de que las conclusiones anteriores se obtuvieron sin considerar explícitamente aspectos económicos, es evidente que deberá realizarse un estudio económico, para analizar la factibilidad y la limitación de las variables involucradas en el diseño.

R E C O M E N D A C I O N E S

Dada la utilidad de los resultados que proporciona el método de diseño propuesto, punto de inyección de gas, gasto óptimo con relación gas inyectado líquido, se recomienda disponer del programa de cómputo VIGACY 254/82, en lugares donde es necesario hacer el diseño de Sistemas artificiales de bombeo neumático continuo.

Las correlaciones, los métodos de solución y la aplicabilidad de las ideas expuestas, pueden extenderse para todos los tipos de sistemas artificiales.

Se recomienda que la selección de las modificaciones a un sistema y el orden de su aplicación se basen en un análisis económico, en el que se comparen los incrementos en la producción, al efectuar algún cambio, con la inversión adicional que es necesario realizar.

Para una mayor exactitud en la optimización, se recomienda integrar una técnica de ajuste de curvas para una nube de puntos calculados con VIGACY 254/82 (para maximizar las horas-hombre y evitar pasos innecesarios) Por ejemplo, podría utilizarse la técnica de mínimos errores cuadrados.

VIGACY 254/82 está estructurado de tal forma que se pueden utilizar algunas de sus subrutinas en un sistema más

grande, e inclusive integrar el programa principal en forma de una subrutina para dicho sistema.

Es conveniente considerar una metodología que tome como herramienta base la computadora, y que se apoye con técnicas e investigaciones más profundas. Un camino abierto para despertar inquietudes, otras para reafirmarlos y por qué no, en ocasiones rechazarlos.

El Ingeniero de Producción deberá tener un cuidado muy especial al interpretar la información obtenida, puesto que VIGACY 254/82 parte de premisas, que en un momento dado, pueden ser críticas.

El Análisis Nodal no debe ser usado en forma indiscriminada, sin el reconocimiento del significado de todas las gráficas y el potencial de cada relación.

Es conveniente que el usuario del programa, esté consciente y comprenda las consecuencias de las suposiciones utilizadas al desarrollar los diferentes modelos matemáticos para describir los componentes del pozo.

También reconocer los errores obvios que el programa obtenga, al utilizar juicios y criterios apropiados.

La experiencia en las diferentes áreas de operación pueden indicar la exactitud que puede esperarse de las diferentes correlaciones usadas en el Análisis Nodal para los modelos de pozos en estudio.

B I B L I O G R A F I A

1. Brown Kermit E., "Gas Lift, Theory and Practice", Vol. 1A, Petroleum Publishing Co. 1977.
2. Nind, W. E.: "Principles of Oil Well Production" Vol. 1, Gulf Publishing Company, (1962).
3. Vogel, J. V.: "Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Wells, Jour. Pet. Tech. (Ene 1968)
4. Johnson, L. D., "Here are the Guidelines for Picking an Artificial Lift Method", The Oil and Gas Journal (August 26, 1968).
5. Bertuzzi, A. F., Tek M. R. y Poettmann, F. H., "Simultaneous Flow of Liquid and Gas Through Pipe", Trans. of AIME (1956).
6. Standing, M.B.: "Inflow Performance Relationships for Damaged Wells Producing by Solution Gas-Drive", Jour. Pet. Tech. (November 1970).
7. Oinstein, G.: "Generalized Pressure-Volumen-Temperature Correlations", Journal of Petroleum Tech. (Mayo 1980).
8. Harrison, David; Personal Communication, In : "The Technology of Artificial Lift Methods" (Brown, Kermit E.), Vol. 4, Chapter 2; Pennwell Publishing (1984).
9. Standing, M.B.: "A General Pressure-Volumen-Temperature Correlation for Mixtures of California Oil and Grases" Drilling and Production Practice, API (1947) 275-286.
10. Chew, J. and C. A. Conally, "A Viscosity Correlation for Gas Saturated Crude Oils", Trans. AIME 216 (1959).
11. Gómez, C. J. A.: "Apuntes de la Materia Producción de Pozos I", U.N.A.M., 1984.

12. Poettmann, F. H. and Carpenter, P. G.: "The Multiphase Flow of Gas, Oil and Water Through Vertical Flow Strings with Applications to the Design of Gas Lift Installations", Drill. and Prod. Prac., API (1952).
13. Brown, K. E.: "The Technology of Artificial Lift Methods" Vol 2A, Petroleum Publishing Co., Tulsa Okla. (1980).
14. Brill, James P., Ted C. Doerr, and Brown K. E.: "Practical use of Recent Research in Multiphase Vertical and Horizontal Flow", Jour. Pet. Tech., (April 1966).
15. Orkiszewski, J., "Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipes", Jour. Pet. Tech. (June 1967).
16. Gilbert, W. E. "Flowing and Gas Lift Well Performance" Drill. Prod. Practice, API (1954).
17. Mukherjee, H. y Brill J.: "Liquid Holdup Correlations for Inclined Two Phase Flow", Journal of Petroleum Tech., (May 1983).
18. Hagedorn, Alton R. and Brown, K. E., : "Experimental Study of Pressure Gradient Occurring during Continuous Two-Phase Flow in Small Diameter Vertical Conduits", Jour- Pet. Tech. (April 1965).
19. Browne, E. J.: "Practical Aspects of Predicting Errors in Two-Phase Pressure Loss Calculations", J.P.T. (April 1965). pp 551-522.
20. Beggs, H. D. and Brill, J. P., "A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes", Trans. AIME 255 (May 1973).
21. Keelan, F. R.: "Gas Lift: How to Make the Most of It", Petroleum Engineer. (Apr/Jun 1985).

22. Craft B. C., Holden W. R, and Graves E. D. : "Well Design: Drilling and Production"., Prentice-Hall, Inc. Englewood Cliffs, New Jersey (1962).
23. Garaicochea, P. F.: "Apuntes de Transporte de Hidrocarburos", U.N.A.M., Noviembre 1983.
24. Vohra, I. R., Marciano N., and Brill J. P.: "Comparison of Liquid Holdup and Friction Factor Correlations for Gas-Liquid Flow"., Jour. Pet. Tech. (May 1975).
25. Mandhane, J. M. and Gregory G. A., "Critical Evaluation of Holdup Prediction Methods for Gas Liquid Flow in Horizontal Pipes", J.P.T. (Aug 1975).
26. Mach, J., "Apply Nodal Analysis to Production Systems" Well Servicing (Jan. 1981).
27. Kanu, E.P.: "Systems Analysis Hikes Well Performance", Petroleum Engineer, (May 1981).
28. Mach, J., Proano E., and Brown K. E.: "A Nodal Approach for Applying Systems Analysis to the Flowing and Artificial Lift Oil or Gas Wells", paper SPE 8025.
29. Hagedorn, A. R. and Brown, K.E.: "The Effect of Liquid Viscosity in Vertical Two Phase Flow", Jour. Pet Tech. (Feb 1964).
30. Kirkpatrick, C. V., Gas Lift, In : "Petroleum Production Handbook" (T. C. Frick, ed), Vol. 1, (5.1-5.53), Mc Graw Hill, New York.
31. Vázquez, M. y Beggs, M. D.: "Correlations for Fluid Physical Property Prediction"; J. P. T. June, 1980.
32. Standing, M. B., y Katz, D. L.: "Density of Natural Gases", Trans. AIME (1942).

32. Standing, M. B., y Katz, D. L.: "Density of Natural Gases", Trans. AIME (1942).
33. Lee, A. L., et al.: "The Viscosity of Natural Gases", Transactions of AIME (1966).
34. Dodson, C. R. y Standing, M. B.: "Pressure-Volume-Temperature and Solubility Relations for Natural Gas-Water Mixtures", Drill. and Prod. Practice, API (1944).
35. Matthews, C. S. y Russell, D. G.: "Pressure Building and Flow Test in Wells", Monograph Series SPE (1967).
37. Benedict, M., et al; "An Empirical Equation for Thermodynamic Properties of Light Hydrocarbons and Their Mixtures", Journal Chemical Phys., Vol. 8. 1940
38. Katz, D. L.: "Prediction of the Shrinkage of Crude Oils", Drilling and Production Practice API (1942).

A P E N D I C E

A

GUIA DE ACCESO AL

PROGRAMA DE COMPUTO

V I G A C Y 2 5 4 / 8 2 .

A P E N D I C E A.

El propósito de este apéndice es el indicar como debe ser manejado el programa VIGACY 254/82. Contiene un conjunto de instrucciones, y texto de ejemplo para su mejor comprensión.

VIGACY 254/82 es un programa de cómputo desarrollado en la Universidad Nacional Autónoma de México.

Este apéndice pondrá al usuario en condiciones de manejar las diferentes posibilidades que presenta dicho programa. Es conveniente aclarar, que el programa no intenta desplazar al Ingeniero de Producción en estos deberes; sino por el contrario, dicho programa se brinda como una herramienta más de apoyo para el Ingeniero de Producción. El cual deberá tomar la información que el programa obtenga, y evaluarla basado en su experiencia; ya que la computadora da solamente resultados, y él es quién deberá interpretar dichos resultados.

Para trabajar con VIGACY 254/82 deberá utilizarse el disco con el programa principal y además, el disco que contiene todas las subrutinas para la actualización de variables e invocación del filespec.

Cuando se está trabajando con VIGACY 254/82, realmente se está trabajando con dos programas de computadora :

1. [VIGACY 254/82]
2. [INVOKE.EXE]

INVOKE.EXE es el programa de invocación del filespec y control de operación del disco; el cual realiza sus funciones automáticamente a partir de VIGACY.

C a r g a d e V I G A C Y 254/82

Conectar la computadora. Colocar el disco que contenga el programa "VIGACY.BAT" en la unidad A y cerrar la puerta. En forma análoga, introducir el disco que contiene el programa "INVOKE.EXE" en el drive B.

Entrar al Sistema Operativo MS-DOS.

Para cargar el programa, desde el sistema operativo teclear la palabra VIGACY y simplemente pulsar la tecla [ENTER]. Es decir:

```
A> VIGACY      [ENTER]
```

Si la entrada es correcta, aparece el siguiente mensaje:

```
Vigacy 254/82... ok!
```

Y automáticamente se carga el intérprete de BASIC Avanzado (BASIC A), procediendo a ejecutar el programa en curso.

M e n ú d e V I G A C Y 254/82

Cuando se haya cargado VIGACY 254/82, aparecerá el menú principal del programa. (ver Fig. A.1).

Un menú de programa permite seleccionar una opción entre varias de una lista. Y se denomina principal porque de aquí se transfiere el control al archivo seleccionado.

Considerando el menú de la figura A.1, se analizarán algunas de estas opciones:

Una vez seleccionado, el programa determina la RGL óptima, con la cual se obtiene el máximo gasto, bajo las condiciones especiales del pozo en estudio.

Es evidente, que esta opción es la que permite cumplir el objetivo central de este trabajo.

FIGURA A.2

```

                M E N U           D E           D I S E Ñ O
                *****
1.             Nodo Solución en la Cabeza del Pozo
2.             Nodo Solución en el Fondo del Pozo
3.             Instrucciones
4.             Escape a  [ Menú Principal ]

Teclee su Opción (1-4)..... ?
```

3. Diseño de un Sistema de BNC (Pth Constante)

Aquí se presenta una variante al análisis nodal de sistemas, la cual se recomienda seleccionar cuando la longitud de la(s) tubería(s) de descarga sea(n) relativamente corta(s), al grado de poder considerar que no existen variaciones de presión a lo largo de ellas. Por ejemplo en pozos marinos.

Ahora bien. La determinación de la cantidad de gas óptima para cada pozo marino que opera por bombeo neumático, tiene un significado particular cuando se dispone de una cantidad suficiente de gas para abastecer a todos los pozos de una plataforma.

Por ello, en este punto se determina la máxima producción, considerando las dos posibilidades de abastecimiento de gas; a saber: abasto limitado e ilimitado del gas de inyección.

El menú secundario de la opción 3, se presenta en la siguiente figura (A.3) :

MENU PARA ANALISIS DE UN SISTEMA DE B.N.C.

1. Considerando cantidad LIMITADA del Gas de Inyección
2. Considerando cantidad ILIMITADA del Gas de Inyección
3. Instrucciones
4. Escape a [Menú Principal]

Teclee su decisión (1-4)... ?

4. Espaciamento de Válvulas para Bombeo Neumático.

Finalmente, en esta opción, el programa determinará el espaciamento que deben llevar las válvulas de bombeo neumático continuo.

De la Fig. A.4, se observa que se puede especificar, sí el espaciamento deseado es, para válvulas balanceadas o desbalanceadas.

5. Instrucciones

Como se habrá podido observar (Figs A.1 a la A.4), esta opción aparece en todos los menús secundarios. Esto es, porque:

Tanto el menú principal como las elecciones 2, 3, 4, están apoyadas con su respectiva instrucción teórica y en cada una de ellas, están contemplados los siguientes aspectos:

- Conceptos que el usuario debe tener en cuenta para aprovechar el máximo su utilización.

- Identificar la utilización, recursos y limitaciones de VIGACY 254/82.

MENU SECUNDARIO PARA ESPACIAMIENTO DE VALVULAS DE BNC

- 1. Considerando Válvulas Balanceadas
- 2. Considerando Válvulas Desbalanceadas
- 3. Instrucciones
- 4. Escape a [Menú Principal]

Favor de indicar su decisión (1-4)... ?

Figura A.4 (Menú Secundario de la Elección 4)

A.2 Descripción Técnica

A continuación se describen en forma sucinta, algunas de las características que el programa presenta para definir la forma en que se va a manejar la información y/o los resultados; al determinar, mediante curvas de capacidad de flujo, los parámetros de producción adecuados para una explotación más eficiente.

1. Especificar la Información de los Pozos en Estudio.

Los datos con los que debe ser alimentado el programa son:

Especificaciones de la Geometría por donde se realiza el flujo: flujo por TP, EA, cambios de diámetros, y profundidades donde efectuar los cambios.

Presión y Temperatura a las condiciones de operación.

Propiedades Físicas de los Fluidos.

En la tabla 5.8 se especifican para cada opción, (1-4), los datos que deberán proporcionarse al programa. Tales datos, deberán indicarse en unidades consistentes.

Una vez que se ha concluido la petición de datos, el programa visualiza la información principal (Fig. 5.21), y detiene el proceso de cálculo, solicitando que se presione cualquier tecla para continuar dicho proceso.

En este punto, el operador puede revisar la información que proporcionó, y decidir si opta por continuar el proceso o abortarlo.

2. Selección del Método de Cálculo

En VIGACY 254/82 se tienen disponibles cinco

correlaciones de flujo multifásico^(5,12,15,18,20).

Al requerir el programa la correlación que el usuario desea manejar tanto para la tubería de producción como la de descarga, aparecerá un mensaje con los métodos disponibles (Fig. A.6), solicitándole además, dicha información.

Obsérvese, que en dicho mensaje (Fig A.6) se indica el tipo de tuberías al cual se aplica cada correlación; sin embargo, conviene aclarar que el programa no es capaz de discernir si la correlación seleccionada es correcta, para el tipo de tubería que se esté analizando en ese momento.

Esto es, por ejemplo, que si al manejar tuberías horizontales se selecciona un método que es sólo para tuberías verticales, los resultados que se obtengan serán responsabilidad exclusiva del operador.

F I G U R A A.6

Correlaciones Disponibles para Flujo Multifásico

- | | | |
|----|--------------------------|----------|
| 1. | Poettmann y Carpenter | (vert.) |
| 2. | Beggs y Brill | (ambos) |
| 3. | Orkiszewski | (vert.) |
| 4. | Hagedorn y Brown | (vert.) |
| 5. | Bertuzzi Tek y Poettmann | (horiz.) |

Verifique cuál correlación simula mejor el comportamiento de la tubería de producción...

Y SELECCIONE SU OPCIÓN (1-5)

3. Ajuste del Método de Cálculo

Como se indicó anteriormente, es conveniente realizar un ajuste para minimizar las posibles desviaciones

sistemáticas que se obtengan entre los valores medidos y los calculados.

Por ello, una vez calculada la presión final, el programa la afecta por un factor de eficiencia para tratar de relacionar parámetros de un campo específico, y de este modo, ajustar los valores de presión calculados con los medidos.

Debe además hacerse notar, que es posible maximizar los resultados en aquellos casos que se tenga un número suficiente de pozos, correlacionando los errores con parámetros tales como gasto de aceite, relación gas-aceite, presión en la cabeza del pozo, etc.

4. Criterio del Diseñador

Los ejemplos fueron elaborados especialmente para obtener las curvas de capacidad de producción. Sin embargo, el programa se puede utilizar como se indico anteriormente, para definir otros tipos de curvas. De esta manera es factible predecir con mayor exactitud el aparejo de producción más idóneo.

Se establece como alternativa, que en VIGACY 254/82 se puedan considerar sartas de tuberías telescopiadas; esto es, que las tuberías presenten variaciones de diámetros. Si este es el caso, deberá tenerse presente que el número máximo de diámetros que el programa puede manejar simultáneamente, son unicamente 10 (diez).

No se contempla la posibilidad de que el flujo se realice por el espacio anular, sino exclusivamente por la tubería de producción.

5. Índice de Productividad

La obtención de este parámetro es muy importante puesto que refleja la capacidad de producción del pozo.

El programa puede analizar, tanto pozos con eficiencia de flujo igual a 1, como aquellos que han sido dañados⁽⁶⁾ ó estimulados⁽⁸⁾.

En estos casos, deberá proporcionarse la información mínima (P_{wf} , q_o , FE) para poder construir la curva de comportamiento de afluencia IPR.

Sí inicialmente se tiene un yacimiento bajosaturado, el cual con el tiempo declina su presión de fondo a un valor menor que la presión de burbujeo (yacimiento saturado), deberá analizarse en forma separada. Es decir, primero se realiza el análisis para un yacimiento bajosaturado, y posteriormente se considera su comportamiento de yacimiento saturado.

6. Cálculo de las Propiedades de los Fluidos⁽²³⁾

La determinación de las propiedades de la mezcla gas-aceite, a diferentes condiciones de presión y temperatura, se realiza mediante correlaciones que son incluidas en el programa y que a continuación se describen :

<u>* * * CORRELACION</u>	<u>PROPIEDAD QUE DETERMINA</u>
Standing ⁽⁹⁾ , $\rho_{ro} = 0.85$	Factor de Volumen
Standing ⁽⁹⁾ , $\rho_{ro} = 0.85$	Relación de Solubilidad
Oinstein ⁽⁷⁾ , $\rho_{ro} = 0.85$	Factor de Volumen
Oinstein ⁽⁷⁾ , $\rho_{ro} = 0.85$	Relación de Solubilidad
Chew, J. y Connally ⁽¹⁰⁾	Viscosidad del Aceite
Lee y otros ⁽³³⁾	Viscosidad del Gas

Vázquez y Beggs ⁽³¹⁾	Densidad del Aceite Saturado
Baker, O. ⁽²³⁾	Tensión Superficial del Aceite Saturado
Vázquez ⁽³¹⁾	Compresibilidad del Aceite Bajosaturado
Vázquez y Beggs ⁽³¹⁾	Densidad del Aceite Bajosaturado
Vázquez ⁽³¹⁾	Viscosidad del Aceite Bajosaturado
Oinstein ⁽⁷⁾	Presión de Burbujeo, (Aceites Volátiles)
Standing ⁽⁹⁾	Presión de Burbujeo (Aceites no Volátiles)
Standing, M. B. y Katz ⁽³²⁾	Densidad del Gas
Katz, D. L. ⁽³⁸⁾	Factor de Volumen del Gas
Benedict ⁽³⁷⁾	Factor de Compresibilidad del Gas
Dodson, C. R. ⁽³⁴⁾	Factor de Volumen del Agua Saturada
Matthews, C. S. ⁽³⁵⁾	Viscosidad del Agua Saturada
Dodson, C. R. ⁽³⁴⁾	Densidad del Agua Saturada
Dodson y Standing ⁽³⁴⁾	Tensión Superficial Agua-Gas
Vázquez ⁽³¹⁾	Factor de Volumen del Aceite Bajosaturado

7. Impresión de Resultados

Por defecto, la computadora envía hacia la pantalla del monitor tanto la petición de datos como el desplegado de resultados. Sin embargo, es posible y en ocasiones ventajoso transferir tales actividades hacia la impresora.

En tal virtud, antes de iniciar la sesión deberá conectarse la impresora, verificando que se tiene suficiente papel; una vez hecho esto deberán pulsarse simultáneamente las teclas [Ctrl] y la [PrtSc].

Ahora bien. El programa tiene dos alternativas de impresión para el perfil de presiones:

- 1) Imprimir solamente la presión calculada (P_{wf} si los cálculos van hacia abajo ó P_{th} si los cálculos van en sentido ascendente.
- 2) Imprimir el perfil de distribución de presiones. En este caso, el programa proporciona los incrementos de longitud calculados, correspondientes a los incrementos de presión supuestos.

Esta segunda opción se recomienda, cuando se dispone de hojas de papel continuas.

8. Interrupción de Sucesos

Durante una sesión de trabajo en el programa VIGACY 254/82 puede llegar a suceder que por cuestión de tiempo, se desee finalizar la sesión o que llegue otro usuario a utilizar la computadora. Esto no tiene gran trascendencia si lo que se está manejando no es un diseño de BNC (elección 2); pero sí este es el caso, entonces todos los resultados obtenidos hasta ese momento podrían tener que perderse.

Sin embargo, el programa tiene un dispositivo de intercepción de sucesos con lo cual cada resultado obtenido lo va almacenando en un archivo de tipo secuencial.

El programa o archivo afectado por la interrupción quedará en una variable adimensional; así, este tipo de dispositivo trae una especie de resumen de las operaciones efectuadas hasta ese momento, sobre dicho archivo antes de finalizar la sesión.

La tecla para activar el dispositivo de intercepción de sucesos es la tecla [*cursor arriba*], colocada a la derecha del teclado.

Al presionarla durante el proceso, sonará un indicador y aparecerá en forma intermitente el siguiente mensaje :

*** DESEA TERMINAR EL PROCESO...(SI/NO) ? ***

- * PARA [SI] PRESIONE LA TECLA DE FUNCION F1
- * PARA [NO] SÓLO ESPERE 5 SEGUNDOS

Al presionar la tecla de función F1, el programa envía a impresión toda la información obtenida hasta ese momento y finaliza la sesión.

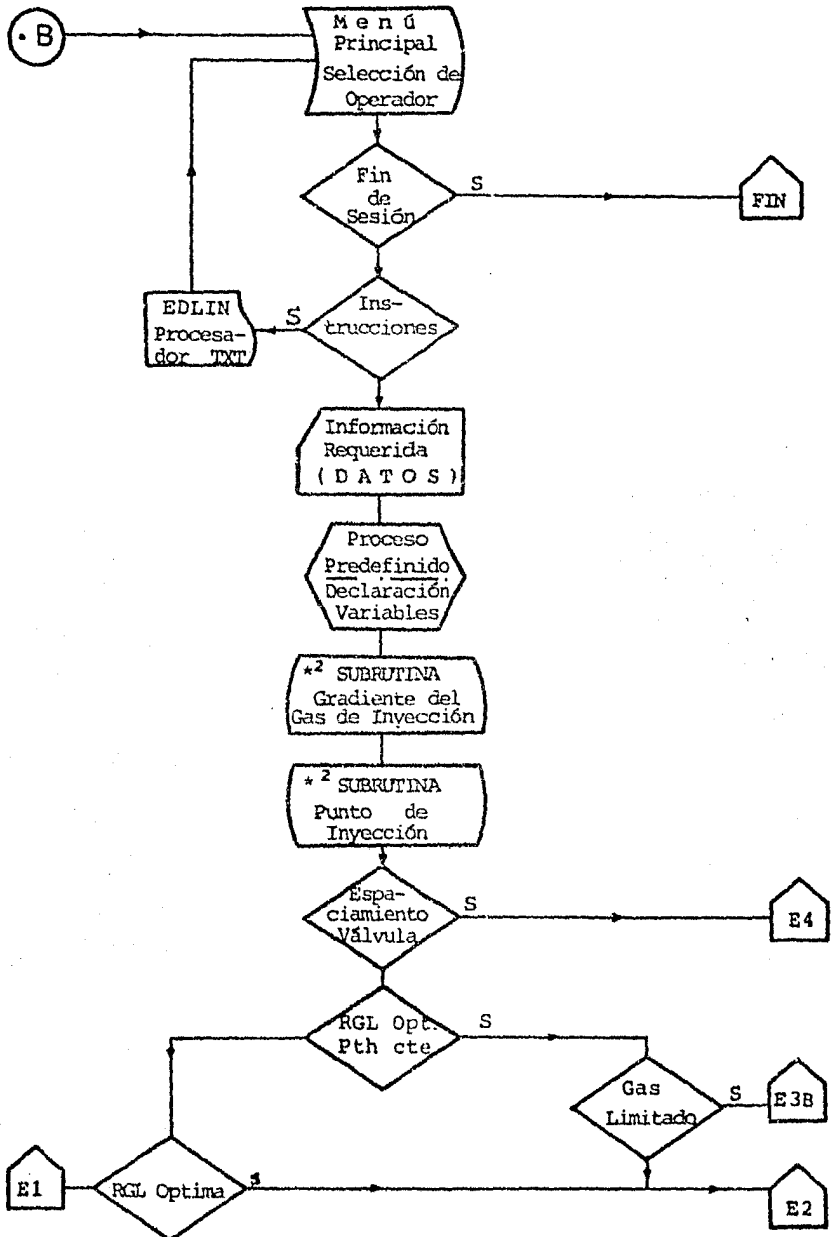
Sí no se presiona dicha tecla (F1) durante los siguientes 5 segundos, entonces el programa automáticamente continua en forma normal el proceso, a partir de la instrucción siguiente a la que ocurrió la intercepción.

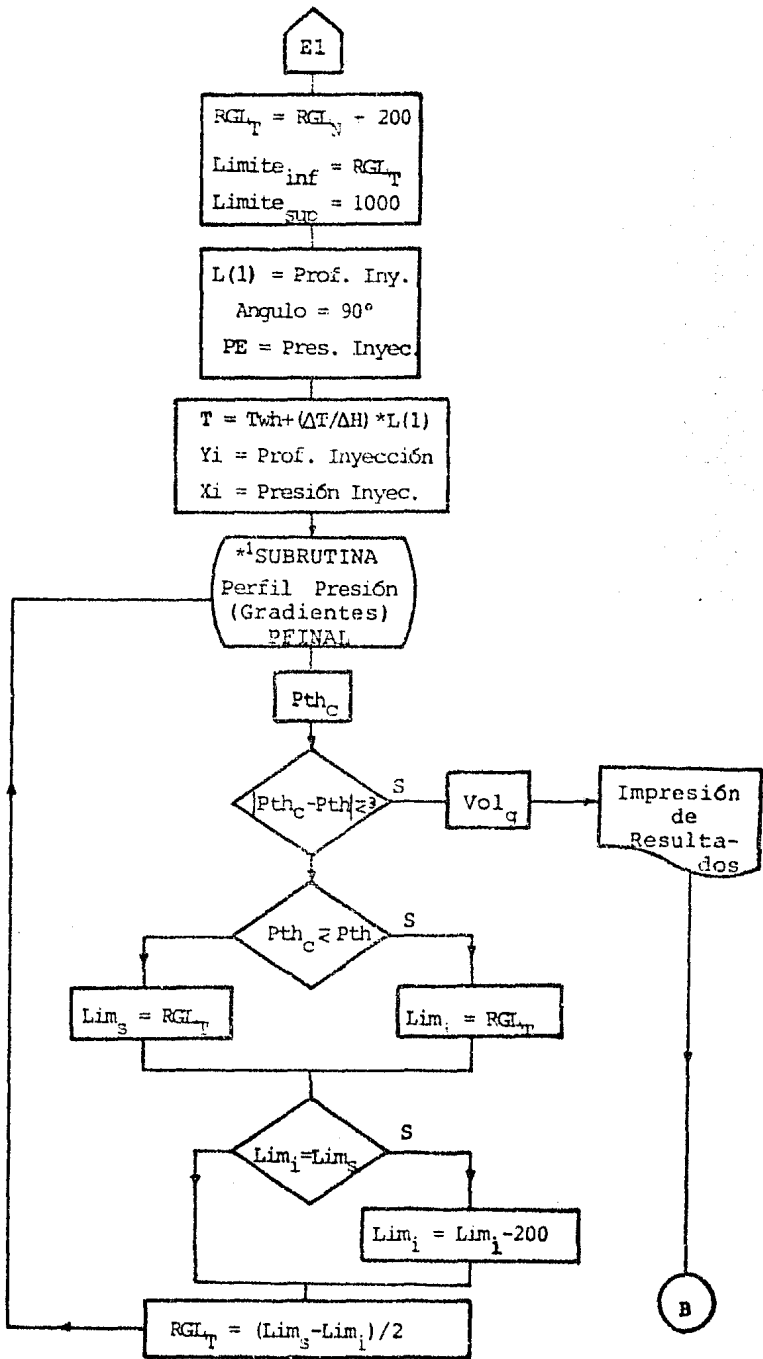
APENDICE B

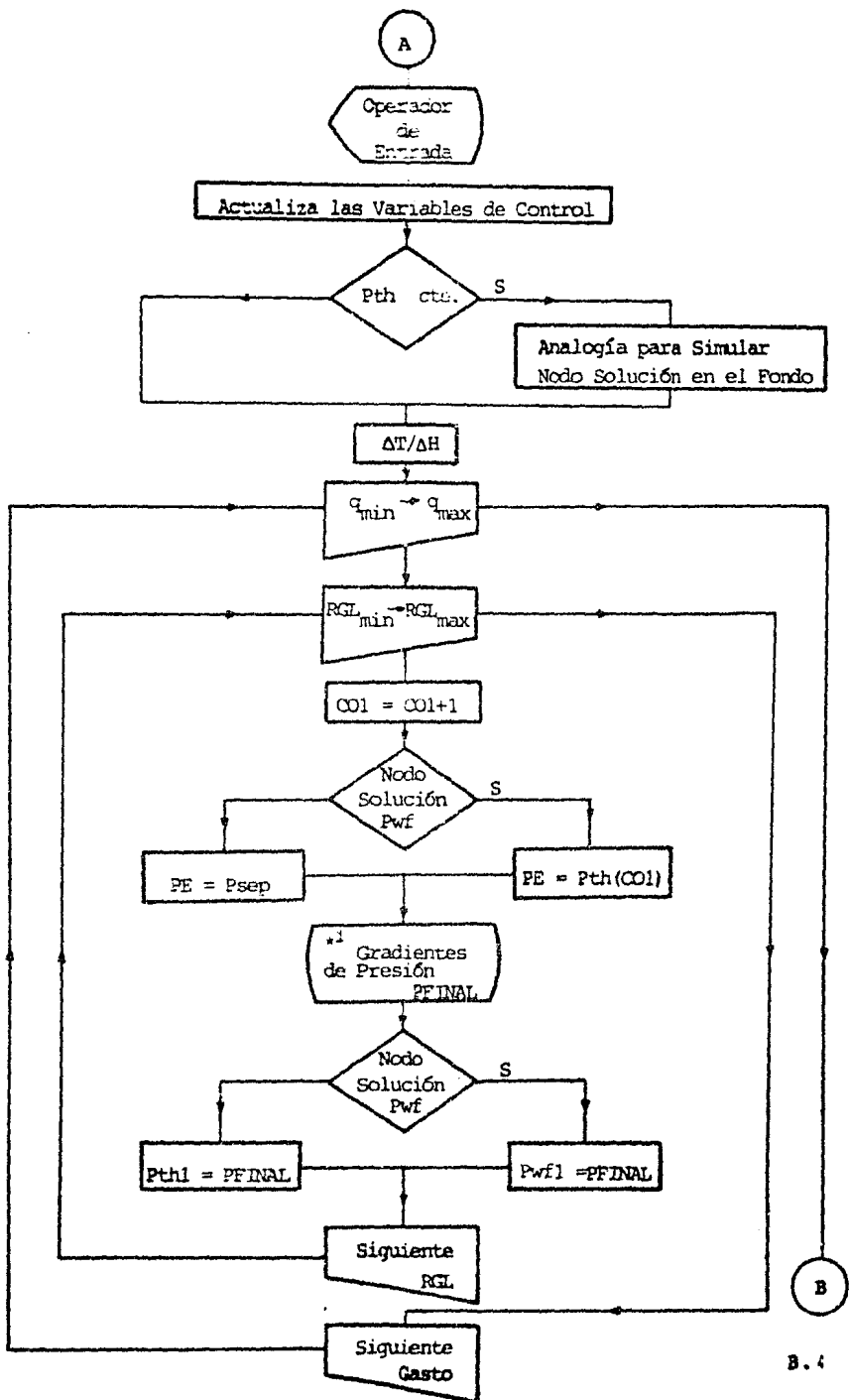
DIAGRAMA DE FLUJO SIMPLIFICADO

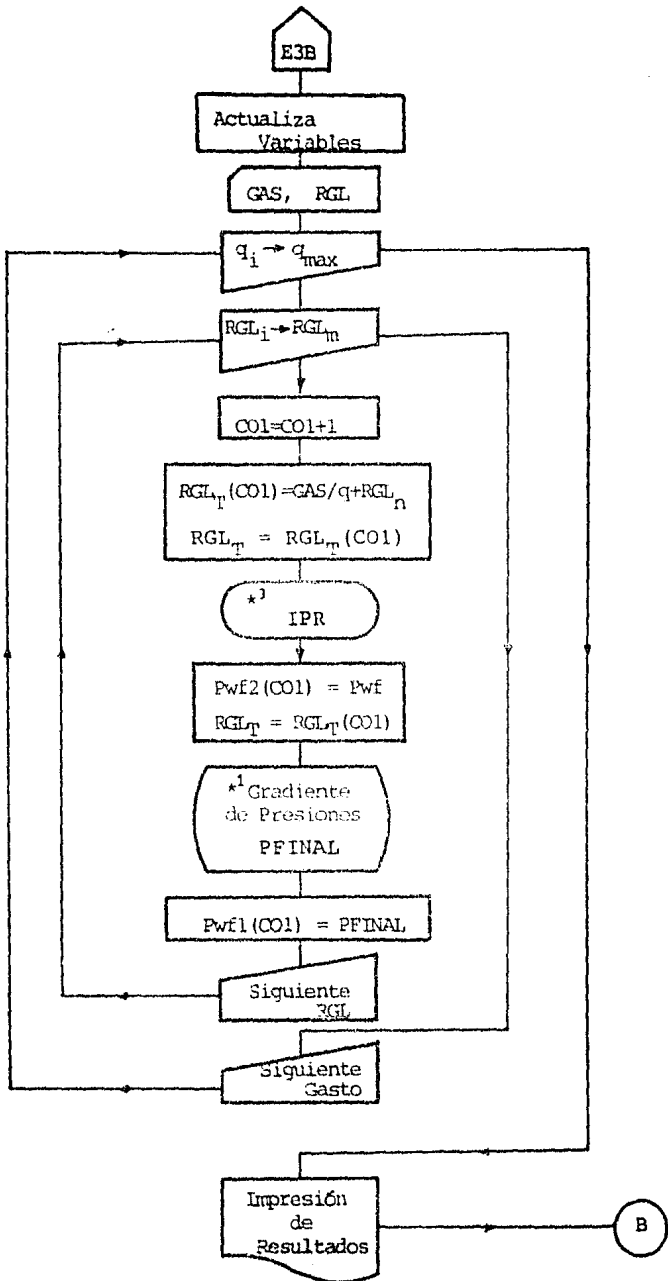
DEL PROGRAMA PRINCIPAL

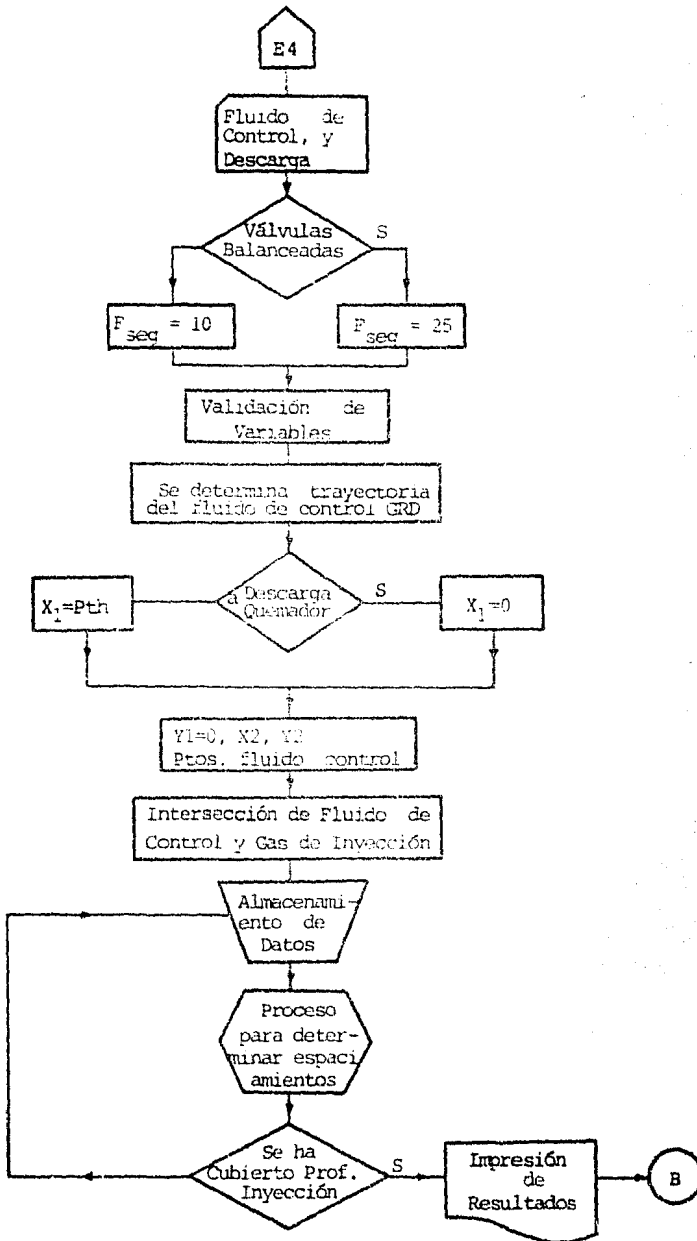
Y LAS SUBRUTINAS SECUNDARIAS





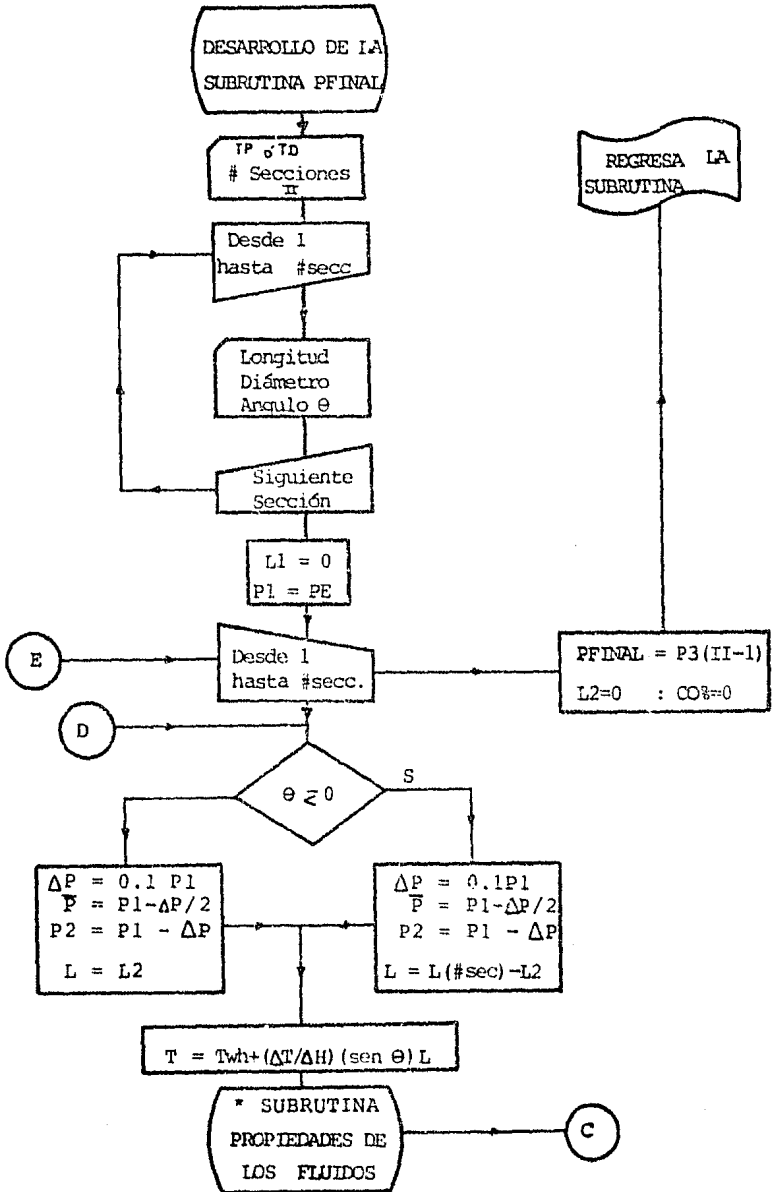


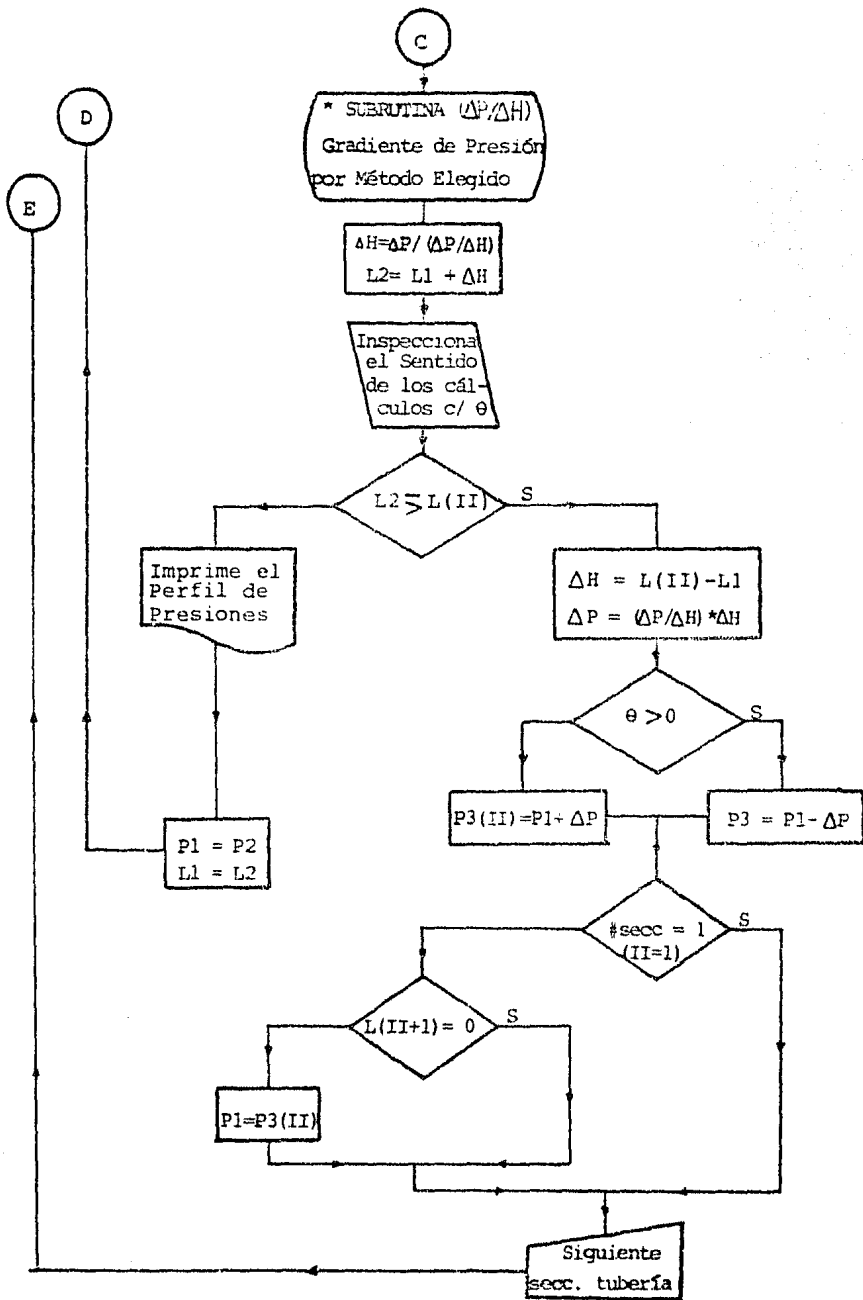




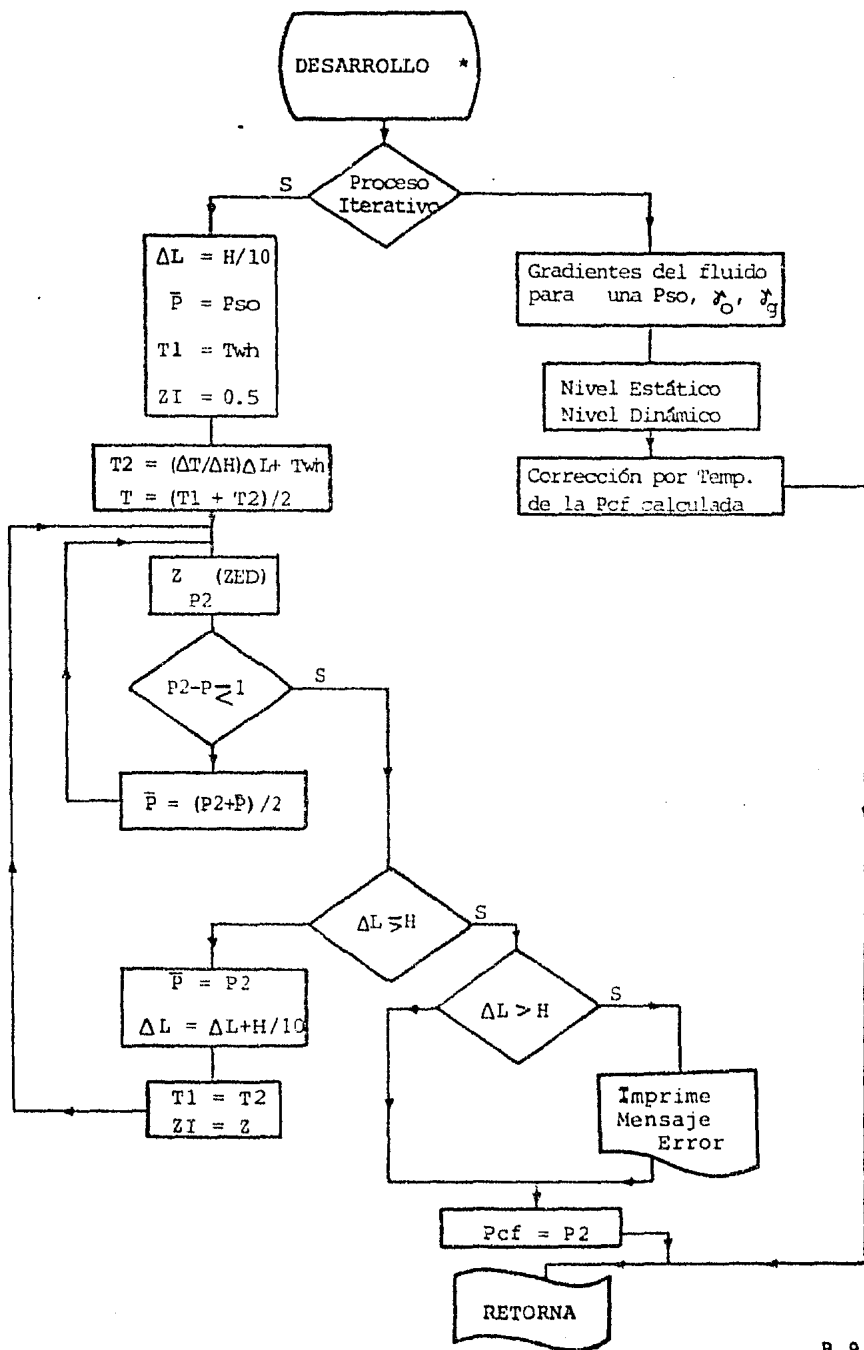
*1

SUBROUTINA SECUNDARIA (DESARROLLO)
PERFIL DE PRESIONES EN TUBERIAS VERTICALES Y HORIZONTALES

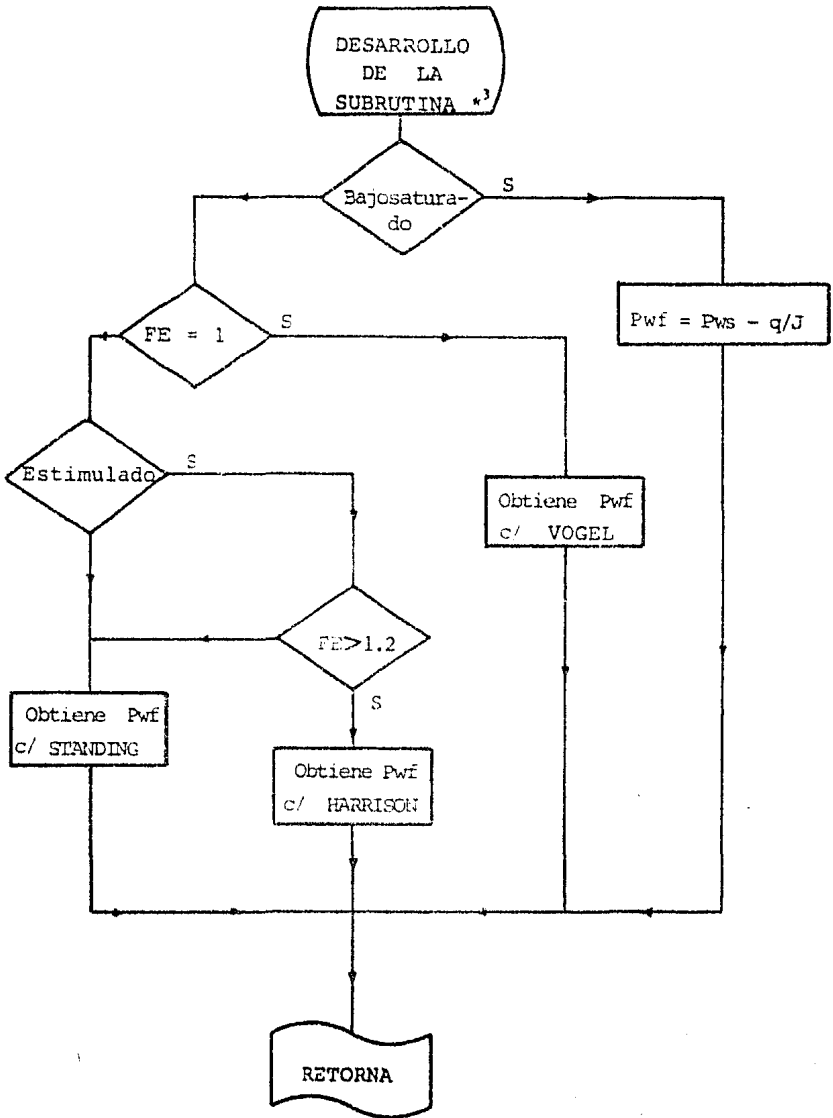




SUBROUTINA: *2 PRESION DE FONDO DEL GAS DE INYECCION



SUBROUTINA *3 : COMPORTAMIENTO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO



A P E N D I C E

C

N O M E N C L A T U R A

Y

L I S T A D O D E L P R O G R A M A P R I N C I P A L

D E

[V I G A C Y 2 5 4 / 8 2]

APLICACION DEL ANALISIS NODAL
A SISTEMAS DE BOMBEO NEUMATICO CONTINUO

N O M E N C L A T U R A

Estas variables corresponden a las de las ecs
utilizadas en el programa principal

Las ecs basicas estan en unidades consistentes

ANGTTA	Angulo de inclinacion de la tuberia,	grads.
ANGTRD(II)	Angulo de inclinacion de la tuberia,	rads.
BOB	Factor de volumen del aceite @ Pb,	pie ³ /pie ³
CC	Compresibilidad del Aceite,	pg ² /lb
COS	Compresibilidad del Aceite @ Pb,	pg ² /lb
CDE	Hace referencia a un multiplicador	
DELH	Incremento de Longitud (ΔL),	pies
DELP	Incremento de Presion (ΔP),	lb/pg ²
DENAVL	Densidad prom. del liquido producido,	lb/pie ³
DENG	Densidad del G a s ,	lb/pie ³
DENL	Densidad de el Liquido,	lb/pie ³
DENM	Densidad de la Mezcla,	lb/pie ³
DENO	Densidad del Aceite,	lb/pie ³
DENRO	Densidad Relativa del aceite,	
DENSR	Densidad sin Resbalamiento,	lb/pie ³
DENW	Densidad del Agua,	lb/pie ³
DIA	Hace referencia al diametro	
DIAH	Diametro del Agujero	pg
DIAOTP	Diametro Exterior de la t.p.	pg
DIATP	Diametro Interior de la t.p.	pg
DPH	P r o f u n d i d a d ,	pies
EFF	Hace referencia a la eficiencia	(%)
EFFA	Eficiencia Areal,	%
ER	Rugosidad Relativa,	adim
FACTFP	Factor de Friccion, (FD)	
FASC	Define la fase continua,	Aceite=0, Agua=1

FRCD	Relacion	Aceite-Liquido @ c. e.	
FRCW	Relacion	Agua - Liquido @ c. e.	
FVFG	Factor de volumen del gas,		pie ³ /bl
FVFO	Factor de volumen del aceite,		pie ³ /pie ³
FVFT	Factor de volumen de la formacion		pie ³ /pie ³
FVFW	Factor de volumen del agua,		pie ³ /pie ³
GOR	Relacion	GAS-ACEITE Instantanea,	pie ³ /bl
GORS	Relacion	Gas Disuelto-Aceite,	pie ³ /bl
GORSB	Relacion	Gas Disuelto-Aceite @Pb,	pie ³ /bl
GRDGT	Gradiente	Geotermico ,	' F/pie
GRDT	Gradiente de	Temperatura,	' F/pie
GRDP	Gradiente de	Presion,	(lb/pg ²)/pie
HL	Colgamiento con	Resbalamiento,	
KY	Coefficiente de	Distribucion del liquido	
KZ	Variable auxiliar en	calculos intermedios	
LAMSDA	Colgamiento sin	Resbalamiento,	
LB	Limite del patron de	flujo Burbuja	(Orkis.)
LM	Limite de patrones de	flujo,	(def. Orkis.)
LS	Limite de patrones de	flujo,	(def. Orkis.)
LOG(x)	Logaritmo	Natural de (x)	
M	Masa de la Mezcla @	c.e.,	lbm/bl ₀
NGV	Numero de la	velocidad del gas,	adim.
NL	Numero de la	viscosidad del liquido,	adim.
NLV	Numero de la	velocidad del liquido,	adim.
PC	Presion	Pseudocritica,	lb/pg ²
PDX	Indice de	Productividad,	bl/dia/lb/pg ²
PER	Se refiere a un	periodo (variable)	
POR	P o r o s i d a d,		%
PORSW	Porcentaje de	NaCl en la mezcla,	%
PR	Presion	Pseudoreducida,	lb/pg ²
PRSAV	Presion	Promedio,	lb/pg ²
PRSAVR	Presion	Prom. del yacimiento,	lb/pg ²
PRSB	Presion de	Saturacion (Pb),	lb/pg ²
PRSBH	Presion de	Fondo,	lb/pg ²
PRSCS	Presion del	Gas de Inyeccion Pso,	lb/pg ²
PRSCF	Presion de	Fondo en el Espacio Anular,	lb/pg ²
PRSMF	Presion de	Fondo Fluyendo,	lb/pg ²
PRSMH	Presion en la	Cabeza del pozo,	lb/pg ²
PRSMS	Presion de	Fondo Estatica,	lb/pg ²

REYQ	Numero de Reynolds,	
REYQB	Numero de Reynolds de la Burbuja	adim
REYQL	Numero de Reynolds del Liquido,	adim
RRR	Constante Universal de los gases,	
RTE	Hace referencia al gasto,	bl/dia
RTEAV	Gasto Promedio	bl/dia
RTEG	Gasto de Gas,	Npie3/dia
RTEOP	Gasto Optimo (def. Poettmann)	bl/dia
RTESE	Gasto @ conds. standard	bl/dia
SPGG	Gravedad Especifica del gas,	
SPGCD	Gravedad Especifica del gas disuelto,	
SPGC	Gravedad Especifica del Aceite, grads	API
SPGW	Densidad Relativa del Agua,	
TC	Temperatura Pseudocritica,	' F
TEMBH	Temperatura de fondo,	' F
TEMSC	Temperatura @ Conds. Standard	' F
TENSL	Tension Superficial del Liquido,	dinas/cm
TENSM	Tension Superficial de la Mezcla,	dinas/cm
TENSO	Tension Superficial del Aceite,	dinas/cm
TENSW	Tension Superficial del Agua,	dinas/cm
TR	Temperatura Pseudoreducida,	' F
VB	Velocidad de elevacion de la burbuja,	pies/seg
VEL	V e l o c i d a d ,	pies/seg
VFLM	Velocidad de la Mezcla,	pies/seg
VL	Velocidad real del liquido,	pies/seg
VISO	Viscosidad del Gas ,	cp.
VIQL	Viscosidad del Liquido,	cp.
VISO	Viscosidad del Aceite,	cp.
VISM	Viscosidad de la Mezcla,	cp.
VISSR	Viscosidad sin Resbalamiento,	cp.
VOL	V o l u m e n ,	pies3
VM	Volumen de la Mezcla	pies3/blo
VSL	Velocidad superficial del liquido,	pies/seg
VSG	Velocidad superficial del Gas ,	pies/seg
WOR	Relacion Agua-Aceite @ cs,	blw/blo
ZED	Factor de Compresibilidad del gas	
ZEL	Carga de fluido (ref. a una presion),	pies

Las Variables que no aparecen en esta Nomenclatura, son en su Mayoria, Variables de Control o se utilizan como Auxiliares en Calculos Intermedios...

```

1000 *                               V I G A C Y           2 5 4 / B 2
1010 *
1020 *  Diseño de un Sistema Artificial de Produccion  ( B N C )
1030 *
1040 *                               P R O G R A M A       P R I N C I P A L
1045 *
1050 *  U.N.A.M.   1 9 8 5
1060 *
1070  DIM PWF1(50),PTH1(50),PWF2(50),PTH2(50),CO1(25)
1080      GOSUB 3990 * Intercepcion de Sucesos
1090      GOSUB 3090 * gradiente de la columna de gas
1100      GOSUB 3220 * punto de inyeccion
1110          IF TYPEVALVE<=0 AND ELECTION=4 THEN 2330
1120          IF LIMITX=2 THEN OPCION=2          :GOTO 1250
1130      GOSUB 10330 * Eleccion de Operador de Entrada
1140  IF OPCION=2 THEN FLOWLINE$=DISCHARGE$ ELSE FLOWLINE$=TUBING$
1150  PRINT FLOWLINE$:INPUT " Y selecciona su opcion : ";CHOICEX
1160          CHOICE=CHOICEX
1170          IF CHOICE<=0 OR CHOICE>5 THEN 1130
1180 *
1190  IF ELECTION=3 AND LIMITX=1 THEN 2080
1200  IF ELECTION=1 THEN 1740
1210      IF FLOWLINE$=DISCHARGE$ THEN GRDT=GRDTWO ELSE GRDT=GRDDNE
1220 *
1230 *
1240 *
1250  FOR RTEAV=LIMIQ TO LIMSQ STEP ONE
1260      FOR GOR=LIMIR TO LIMSR STEP TWO
1270          CO1=CO1+1
1280          GOSUB 9850
1290          PWF2(CO1)=PRSWF
1300          IF LIMITX=2 THEN PFINAL=PRSWH :GOTO 1360
1310          IF OPCION=2 THEN PE=PRSEP :GOTO 1330
1320          PE=PWF2(CO1)
1330          GOSUB 5080

```

```

1340             IF OPCION =2 THEN 1360
1350             PTH2(CO1)=PFINAL :GOTO 1370
1360             PTH1(CO1)=PFINAL
1370             NEXT GOR
1380 NEXT RTEAV
1390 *
1400 BEEP:BEEP:BEEP:STOP
1410 *
1420 *
1430 GOSUB 10330
1440     IF OPCION =1 THEN FLOWLINE$=DISCHARGE$ ELSE FLOWLINE$=TUBING$
1450     PRINT FLOWLINE$:INPUT " y pulse su opcion...";CHOICE%
1460     IF CHOICE% <=0 OR CHOICE% >5 THEN 1430
1470 *
1480 *
1490 CO1=0:NSECC=0 :COX=0:CHOICE=CHOICE%
1500 *
1510 IF LIMITX=2 THEN ELECTION=2
1520 IF FLOWLINE$=TUBING$ THEN GRDT=GRDONE ELSE GRDT=GRDTWO
1530 *
1540 FOR RTEAV=LIMIQ TO LIMSQ STEP ONE
1550     FOR GDR=LIMIR TO LIMSR STEP TWO
1560         CO1=CO1+1
1570         IF OPCION=2 THEN PE=PTH1(CO1) ELSE PE=PRSEP
1580         GOSUB 5080
1590         IF OPCION=2 THEN 1610
1600             PTH1(CO1)=PFINAL :GOTO 1620
1610             PWF1(CO1)=PFINAL
1620     NEXT GDR
1630 NEXT RTEAV
1640 *
1650 *
1660 GOSUB 10770
1670 PRINT:PRINT:PRINT:PRINT STRING$ (79,"&")
1680 *

```

```

1570 GOTO 2820 ' retorna al menu principal
1700 '
1710 '
1720 '
1730 ' Election 1 (Punto de Inyeccion)
1740 PRINT
1750 INPUT " Dar el valor de la Pth deseada (lb/pg2)...";PRSWH
1760 II=1:PRINT " ";TIETWO$;:INPUT DIA(II):CLS
1770 GOR=RDLN+200 : VAR1=GOR :VAR2=1000
1780 L(1)=YPTDIY
1790 ANGTIA(1)=90
1800 PE= XPTDIY
1810 NSECC=1
1820 TEMAV=TEMWH+GRDT*L(1)
1830 XINY=XPTDIY:YINY=YPTDIY
1840 '
1850 GOSUB 5080 'correlaciones
1860 '
1870 PRINT"La Pth (calculada) =";PFINAL;" Y la Pth(buscada) es";
1880 PRINT PRSWH;" R =";GOR:PRINT
1890 '
1900 IF ABS(PFINAL-PRSWH)<=5 THEN 1970
1910 IF PFINAL<PRSWH THEN VAR1=GOR
1920 IF PFINAL>PRSWH THEN VAR2=GOR
1930 IF VAR1=VAR2 THEN VAR1=VAR1-200
1940 GOR=(VAR1+VAR2)/2
1950 GOTO 1850
1960 '
1970 SOUND 300,25
1980 VOLGAS=(GOR-SONS)*RTEAV ' vol del gas de inyeccion
1990 TEMPI=(TEMH-TEMW)/DPH*YPTDIY
2000 FC=.0544*GOR*(SPGG*(TEMPI+460))
2010 VOLBCR=VOLGAS*FC
2020 '
2030 '

```

```

2040 GORFINX=BGR
2050 GOSUB 11170
2060 GOTO 2020
2070 *
2080 * *# Disponibilidad Limitada de gas
2090 OPCION=2 :FLOWLINE$=TUBING$:GRDT=GRDONE:PRINT
2100 INPUT " De cuanto gas se dispone (pies3/dia)";AMOUNTGAS
2110 DIM GOR(50)
2120 LIMIR=AMOUNTGAS/3:TWO=AMOUNTGAS/3
2130   FOR RTEAV=LIMIR TO LIMIR STEP ONE
2140     FOR GAS=LIMIR TO AMOUNTGAS STEP TWO
2150       COI=COI+1
2160       GOR (COI)=GAS/RTEAV*(RGLN :GOR=GOR(COI)
2170       GOSUB 9050
2180       PWF2(COI)=PRSWF
2190       PE=PREWH
2200       GOSUB 5080
2210       FWF1(COI)=PFINAL
2220     NEXT GAS
2230   NEXT RTEAV
2240 *
2250 GOSUB 11700
2260 GOTO 2020
2270 *
2280 *
2290 *
2300 *
2310 * Election 4 (Espaciamiento de Valvulas)
2320 *
2330 INPUT "Dar el valor del fluido de control (lb/pg2/pie)";GRDFLD
2340 INPUT "Se va a descargar al quemador (S/N)";PIT$
2350   IF TYPEVALVE=2 THEN ACCOUNT=10 ELSE ACCOUNT=25
2360   YBUP=2000:COUNT=ACCOUNT   ;DIM VALVEX(50),VALVEY(50),TEMP(50)
2370   CALCX=GRDFLD*YBUP          ;DIM VALSO(50)
2380 *

```

```

2390     IF FITS="S" THEN X1=0 ELSE X1=PRSWH
2400     Y1=0       : X2=CALCX: Y2=YSUP
2410     X3=PRSWH: Y3=0: X4=XPTOIY: Y4=YPTOIY
2420 GOSUB 4470
2430 A4X=-A2: B4X=-B2: C4X=-C2
2440 A5X=-A1: B5X=-B1: C5X=-C1
2450 *
2460 A2=-A3X: B2=-B3X: C2=-C3X
2470 GOSUB 4510
2480 GOSUB 2740
2490 *
2500 *
2510 GOSUB 2570
2520 *
2530     GOSUB 11930 ' RESULTADOS
2540 *
2550 GOTO 2820
2560 *
2570 * !$ Espaciamento de valvulas
2580 *
2590     IF ABS(VALVEY(NUMBER)-YPTOIY) <= 200 THEN RETURN
2600         X1=(-B4X#VALVEY(NUMBER)-C4X)/A4X
2610         Y1=VALVEY(NUMBER)
2620         X2=1000 : Y2=(X2-X1)/GRDFLD+Y1
2630         *
2640         X3=PRSCB-COUNT : Y3=0       : PRSCBV(NUMBER)=X3
2650         X4=PRSCF-COUNT : Y4=DPH    : PRSCFV(NUMBER)=X4
2660         IF COUNT=150 THEN 2690
2670         COUNT=COUNT+ACCOUNT
2680         *
2690     GOSUB 4470
2700     GOSUB 2740
2710 GOTO 2590
2720 *
2730 *

```

```
2710 * ** Subrutina de almacenamiento
2750 *
2760   NUMBER=NUMBER+1
2770   VALVEK (NUMBER) =X%
2780   VALVEY (NUMBER) =Y%
2790   TEMP (NUMBER) =TEMPH*(TEMPH-TENWH) /DPH*VALVEY (NUMBER)
2800 RETURN
2810 *
2820 BEEP:BEEP:PRINT
2830 PRINT,"Pulse cualquier tecla para continuar el proceso"
2840 IF INKEY#="" THEN 2840
2850 STOP * switch de control exclusivamente
2860 *
2870 *
2880 *
2890 *
2900 *
2910 CHAIN "avigacy-bak",,ALL   *** FIN DEL PROGRAMA PRINCIPAL ***
2920 *
2930 *
2940 *
2950 *
2960 *
2970 *
2980 *
2990 KEY(11) ON :KEY(10) ON
3000 ON KEY (11) GOSUB 11500
3010 ON KEY (10) GOSUB 11640
3020 FOR T=0 TO 300 : NEXT T
3030 *
3040 RETURN
3050 *
3060 *
3070 *
3080 *
```



```

3090 * *** Gradiente del Gas de Inyeccion
3100 GOSUB 3460
3110 NE = DPH-(PRSW/GRD1):TT=0
3120 PRSWF = FRSWS-RTEAV/PDX
3130 ND = DPH-(PRSWF/GRD1)
3140 GOSUB 4060
3150 TEMBHC = (TEWH+(70+(1.6*DPH/100)))/2
3160 GRD2COR=GRD2*((TEMBHC+460)/(TEMBH+460))
3170 PRSCF = GRD2COR*DPH/1000+PRSCB
3180 *
3190 RETURN
3200 *
3210 *
3220 * ** Punto de Balance **
3230 *
3240 * validation de variables
3250 X1=PRSCB: Y1=0: X2=PRSCF: Y2=DPH
3260 X3=0: Y3=ND: X4=PRSWF: Y4=DPH
3270 GOSUB 4470
3280 * actualiza variables
3290 XPTOB=X2: YPTOB=Y2: XX=0: YX=0
3300 A1X=-A1 : B1Y=-B1 : C1C=-C1
3310 A2X=-A2 : B2Y=-B2 : C2C=-C2
3320 *
3330 * ** Punto de Inyeccion **
3340 *
3350 X1=PRSCB-100: Y1=0: X2=PRSCF-100: Y2=DPH
3360 X3=0: Y3=ND : X4=PRSWF : Y4=DPH
3370 GOSUB 4470
3380 *
3390 XPTOY=X2 : YPTOY=Y2 : XX=0 : YX=0
3400 A3X=-A1 : B3X=-B1 : C3X=-C1
3410 A4X=-A2 : B4X=-B2 : C4X=-C2
3420 *
3430 RETURN *back punto de inyeccion 2100

```

```

3440 *
3450 *
3460 * *** Subrutina Subgradagu ***
3470 *
3480 IF SPGD<=45 AND SPGD >=10 THEN 3830
3490 GOSUB 3510
3500 BOTO 3600
3510 CLS;PRINT "En la memoria no hay una ecuacion";
3520 PRINT " que simule el comportamiento de"
3530 PRINT "un aceite de densidad =";SPGD;" "API"
3540 PRINT : F1=0
3550 PRINT "El rango de densidades ('API) que el";
3560 PRINT "programa cubre son :":PRINT
3570 *
3580 FOR I= 10 TO 45 STEP 5 :PRINT I : NEXT I
3590 FOR J=1 TO 100 : NEXT J : RETURN
3600 INPUT "Abortar Continue-Ignore (A/C) ";Y$: Y$=LEFT$(Y$,1)
3610 IF Y$<>"C" THEN 4720
3620 PRINT"Indicar que densidad del aceite";
3630 PRINT*('API) se va a considerar";:INPUT SPGD% :SPGD=SPGD%
3640 *
3650 IF SPGD>=10 AND SPGD<=45 THEN 3460
3660 F1=F1+1:IF F1<4 THEN 3620
3670 FOR I=1 TO 7
3680 PRINT,"ESTE VALOR DE DENSIDAD NO SE PERMITE !!!!" :PRINT
3690 FOR A=1 TO 300 : SOUND I,5:NEXT A :NEXT I
3700 BOTO 3490
3710 *
3720 IF SPGW = 1 THEN TT = 1/3125
3730 IF SPGD = 45 THEN TT = .001171
3740 IF SPGD = 40 THEN TT = .001068
3750 IF SPGD = 35 THEN TT = .00097
3760 IF SPGD = 30 THEN TT = .00085
3770 IF SPGD = 25 THEN TT = .000728
3780 IF SPGD = 20 THEN TT = 6.000001E-04

```

```

3790 IF SPGD = 15 THEN TT = .0004667
3800 IF SPGD = 10 THEN TT = .00018
3810 RETURN
3820 '
3830 GOSUB 3720
3840 IF TT<>0 THEN 4010
3850 GOSUB 3510
3860 PRINT "Sin embargo puede estimarse una Interpolacion"
3870 INPUT " Abortar      Interpoliar      (A/I)";Y$
3880 IF LEFT$(Y$,1) = "A" THEN 4720
3890 IF LEFT$(Y$,1) <> "I" THEN 3870
3900 '
3910 ' ** I n t e r p o l a c i o n **
3920 SPGD=INT(SPGD):F2 = SPGD :F3 = SPGD
3930 SPGD = SPGD + 1 :      GOSUB 3720
3940 IF TT = 0 THEN 3930
3950      F2=TT : TT=0
3960 SPGD = SPGD - 1 :      GOSUB 3720
3970 IF TT = 0 THEN 3960
3980      F3=TT
3990 TT = (F2+F3)/2
4000 '
4010 SRD1 = .465-(100-POW#100)*TT
4020 '
4030 RETURN ' back sub graddagu
4040 '
4050 '
4060 '*** S u b r u t i n a      G r a d g a s s ***
4070 '
4080 '
4090 IF SPGD<=1 AND SPGD>=.6 THEN 4290
4100 GOSUB 4110 : GOTO 4180
4110 CLS:PRINT"      Ho hay en archivos de memoria";
4120 PRINT"una ecuacion que simule el comportamiento"
4130 PRINT "      de un gas de S.B. =";SPGD :PRINT

```

```

4140 PRINT "El programa solo trabaja con gravedades especificas";
4150 PRINT " .6, .65, .7, .8, .9 Y 1.0"
4160 RETURN
4170 *
4180 PRINT:INPUT "Abort o Continuar (A/C)";Y$
4190 Y$= LEFT$(Y$,1) : IF Y$<>"C" THEN 4250 ELSE CLS
4200 *
4210 PRINT"Indicar que gravedad especifica (para el gas)";
4220 PRINT"desea considerar";:INPUT SPGG
4230 GOTO 4090
4240 *
4250 IF Y$<>"A" THEN 4180
4260 * $ IMPRESION DE DATOS Y EXIT $
4270 GOTO 4720
4280 *
4290 TT = 0
4300 GOSUB 4310 : GOTO 4400
4310 *
4320 IF SPGG = .6 THEN TT = .20833
4330 IF SPGG = .65 THEN TT = .2339
4340 IF SPGG = .7 THEN TT = .2625
4350 IF SPGG = .8 THEN TT = .297
4360 IF SPGG = .9 THEN TT = 1/3
4370 IF SPGG = 1! THEN TT = .3685
4380 RETURN
4390 *
4400 IF TT<>0 THEN 4430
4410 GOSUB 4110 : GOTO 4180
4420 *
4430 GRD2 = PRCS/10*TT
4440 RETURN
4450 *
4460 *
4470 * $$$ Interseccion de Lineas $$$
4480 *

```

```

4490 A1=Y1-Y2      : B1=X2-X1      : C1=(X1*Y2-X2*Y1)
4500 A2=Y3-Y4      : B2=X4-X3      : C2=(X3*Y4-X4*Y3)
4510 A3=A1*(-A2)   : B3=B1*(-A2)   : C3=C1*(-A2)
4520 A4=A2*A1      : B4=B2*A1      : C4=C2*A1
4530 *
4540          IF ERL=4550 OR ERL=4560 THEN 4590
4550                      Y%=(C3+C4)/(B3+B4)
4560                      X%=(C1-B1*Y%)/A1
4570 *
4580 GOTO 4690
4590          CLS:PRINT "Las rectas cuyas ecuaciones son !"
4600          PRINT:PRINT
4610          PRINT,A1;"x+(";B1;")y+(";C1;")=0          Y "
4620          PRINT TAB(15),A2;"x+(";B2;")y+(";C2;")=0"
4630          PRINT
4640          PRINT,, "!! NO SE INTERSECTAN EN NINGUN PUNTO !! "
4650          INPUT "Abortar Continue-ignore (A/C) ";Y$
4660          Y$ = LEFT$(Y$,1)
4670          IF Y$ = "A" THEN 4720
4680 *
4690 RETURN
4700 *
4710 *
4720 IF Y4<>"A" THEN 3600
4730 *
4740 PRINT CHR$(14) "      V I B A C Y      2 5 4 / B 2"
4750 PRINT
4760 PRINT CHR$(14) " !!!      M I S C A R R I A G E      !!! "
4770 CLS: GOTO 2620
4780 *
4790 *
4800 *
4810 * Gradiente del Gas de Inyeccion (Proceso Iterativo)
4820 *
4830 DELTA=DPH/10;PRSAV=PRSCS;TEMI=TEHWI;SPGGF=SPGG;ZI=.5

```

```

4840 *
4850 TEM2=GRDOME*DELTA+TEMWH
4860 TEMAV=(TEM1+TEM2)/2
4870      GOBUB 6470
4880 *
4890      PRS2=PRSAV*EXP(.01877*SPBG*DELTA/((TEMAV+460)*ZED))
4900      IF ABS(PRS2-PRSAV)<=1 THEN 4940
4910      CO2=CO2+1;IF CO2>=20 THEN 4940
4920      PRSAV=(PRS2+PRSAV)/2      ;GOTO 4870
4930 *
4940 IF DELTA>= DPH THEN 5010
4950      PRSAV=PRS2
4960      DELTA=DELTA+DPH/10
4970      TEM1=TEM2      ;ZI=ZED
4980      GOTO 4850
4990 *
5000 *
5010 IF DELTA>DPH THEN SOUND 1500,15;PRINT"ERROR FATAL !!!";STOP
5020 PRSCP=PRS2;PRSAV=0
5030 *
5040 RETURN
5050 *
5060 *
5070 *
5080 * ***** SUBROUTINA PARA CORRELACIONES EN FLUJO MULTIFABICO *****
5090 *
5100 IF ELECTION=1 THEN 5460
5110      IF NSECC<>0 THEN 5500
5120 *
5130      INPUT " Indicar el numero de secciones que se tienen";NSECCX
5140      IF NSECCX<=0 OR NSECCX>10 THEN 5130
5150      NSECC =NSECCX ;CLS;PRINT;PRINT
5160 *
5170      PRINT "Para ";FLOWLINE$;" !!!";PRINT
5180      FOR II=1 TO NSECC

```

```

5190 PRINT TIEDONE%;II;"...";INPUT L(II)
5200 PRINT TIETWO%;INPUT DIA(II)
5210 PRINT TIETHREE%; INPUT ANGTTA(II)
5220 IF ANGTTA(II) <> 0 THEN 5290
5230 IF FLOWLINE#TUBING% THEN 5250
5240 VECTOR = -1 :GOTO 5380
5250 ANGTTA(II)=90
5260 IF OPCION=2 THEN 5240
5270 VECTOR = 1 :GOTO 5380
5280 *END IF
5290 ANGTTA(II)=ABS(ANGTTA(II))
5300 IF FLOWLINE#DISCHARGE% THEN 5330
5310 IF OPCION=2 THEN 5240
5320 GOTO 5270
5330 IF ELECCION=2 THEN 5240
5340 GOTO 5270
5350 *END IF
5360 *END IF
5370 '
5380 ANGTTA(II)=ANGTTA(II)*VECTOR
5390 NEXT II
5400 '
5410 '
5420 INPUT "Estas seguro de las longitudes y angulos dados (S/N)";Y%
5430 IF Y#<>"S" AND Y#<>"N" THEN 5420
5440 IF Y#="N" THEN 5150
5450 CLS:IF SEE=0 THEN GOSUB 10700
5460 IF PE<>0 THEN 5500
5470 INPUT "Dar el valor de la Presion de entrada, (P#)";PE
5480 '
5490 '
5500 L1=0
5510 P1=PE
5520 BUOYANT=GDR
5530 IF P1=0 THEN SOUND 1500,15:STOP

```

```

5540             IF FREETYPE=1 THEN 5540
5550                 IF ELECTION=2 AND OPCION=1 THEN GOR=RGLN
5560
5570 FOR II=1 TO NBECC
5580     DIATP=DIA(II)
5590     ANGRD(II)=ANGTTA(II)*3.1416/180
5600     IF ANGTYA(II)<=0 THEN DELP=.1*P1:PRSAV=P1+DELP/2:P2=P1+DELP:GOTO 5630
5610     DELP =.1*P1:PRSAV=P1-DELP/2:P2=P1-DELP
5620
5630     IF ANGTTA(II)<=0 THEN L=L2 ELSE L=L(II)-L2
5640     TENAV=TEWVH+GRDT*(ABS(SIN(ANGTRD(II))))*.L
5650     GOSUB 6030      * propiedades de los fluidos
5660     GOSUB 6910      * subrutina #2
5670
5680
5690     ON CHOICE% GOSUB 7510,7610,7820,9150,9600 *ptm,byb,ork,hgd,btz
5700     DELH=DELP/GRDP
5710     L2=L1+DELH
5720     IF FLOWLINE%$=DISCHARGE% THEN GOR=BUOYANT :GOTO 5760
5730     IF CURRENTVALUE=1 AND OPCION=2 THEN GOR=RGLN :GOTO 5740
5740     IF FREETYPE=1 THEN GOR=BUOYANT :GOTO 5740
5750     GOSUB 10160
5760     IF L2=L(II) THEN 5790
5770     IF SEE=1 THEN GOSUB 10480
5780     P1=P2:L1=L2:GOTO 5600
5790     DELL=L(II)-L1
5800     DELP=GRDP*DELL
5810     IF ANGTTA(II) > 0 THEN 5830
5820     P3(II)=P1+DELP : GOTO 5840
5830     P3(II)=P1-DELP
5840     IF NBECC =1 THEN 5890
5850     IF L(II+1)=0 THEN 5890
5860     P1=P3(II)
5870
5880

```



```

5890
5900 NEXT I1
5910 '
5920 PFINAL=P3(I1-1)*EFFDESIGN :L2=0
5930 IF SEE=0 THEN 5950
5940 PRINT STRING$(79,"_"):PRINT:PRINT:PRINT:PRINT
5950 '
5960 COZ=0:FREETYPEZ=0:CURRENTVALUE=0:GOR=BUOYANT
5970 '
5980 RETURN 'back correlaciones (4000)
5990 '
6000 '
6010 '
6020 '
6030 ' ***** SUBROUTINE PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS *****
6040 '
6050 ON FLYING GOSUB 6090,6180
6060 GOSUB 6310 ' level two
6070 RETURN 'back to properties (4570)
6080 '
6090 ' Correlacion de Standing
6100 IF SPGD>=38 THEN FLYING=2 :GOTO 6180
6110 RS1=(PRSAV/1B*(10^(0.125*SPGD)/10^(0.0091*TEMAV)))
6120 GRS=RS1^(1/.83)*SPGG
6130 F=GRS*(SPGG/SPGD)^.5+1.25*TEMAV
6140 FVFD=.972+.0001474*F^1.175
6150 PRSB=1B*(GOR/SPGB)^.834*(10^(0.0091*TEMAV)/10^(0.125*SPGD))
6160 RETURN ' back to Standing
6170 '
6180 ' Correlacion de Olnstein
6190 L10=LOG(PRSAV)/LOG(10)
6200 PEST=-2.57364+(2.35772*L10)-(7.03988*L10^2)+(0.98479*L10^3)
6210 INVL0=10^PEST
6220 GORG= SPGG*((INVL0*SPGD^.989)/TEMAV^.13)^(1/.816)
6230 PBE=(GOR/SPGB)^.816*(TEMAV^.13/SPGD^.989):LPBE=LOG(PBE)/LOG(10)

```

```

6240          LQPB = 1.7669+1.7447*LPBE-.30218*LPDE^2 : PRSB=10^LQPB
6250          *
6260          B=GORB*((SPGB/DENRD)^.526)+.968*VENAV :B1=LOG(B)/LOG(10)
6270          B2=-6.58511+(2.91329*B1)-(.27683*B1^2)
6280          FVFO=(10^B2)+1
6290  RETURN  * back to Einstein
6300  *
6310  SPGBD=.25+.02*SPGD+10^-6*(.6874-3.5864*SPGD)*GORB
6320  IF SPGBD>=SPGB THEN SPGBD=SPGB
6330  IF GORS<GOR THEN 6400          *see type reservoir
6340  *
6350  **** Yacimientos Bajosaturados ****
6360  *
6370  GORS%=GOR:GORS=GORS%
6380          GOSUB 6750 : GOTO 6440
6390  *
6400  **** Yacimientos Saturados ****
6410  *
6420  GOSUB 6640 * liquidos saturados
6430  GOSUB 6460
6440  RETURN          * back to 6650 nivel 2 (type reservoir)
6450  *
6460  SPGBF=(GOR*SPGB-GORS*SPGBD)/(GOR-GORS):ZI=.5
6470  Y%=LEFT$(SURFACE$,1):IF Y%="N" OR Y%="n" THEN 6490
6480          TC=167+(316.67*SPGBF) :PC=702.5-50*SPGBF :GOTO 6500
6490  TC=238+210*SPGBF : PC=740-100*SPGBF
6500  TR=(TEMV+460)/TC : PR=PRSAV/PC
6510  DD=-.27*PR/(21*TR)
6520  ZC=(.31506+(-1.0467/TR)+(-.5783/TR^3))*DD+(.5353+.6123/TR)*DD^2
6530  ZC=ZC+(-.6123*-.1048*DD^5)/TR
6540  ZED=ZC+(.68157*DD^2/TR^3)*(1+.68446*DD^2)*(EXP(-.68446*DD^2))+1
6550  IF ABS(ZED-ZI)<=.0001 GOTO 6570
6560          ZI=ZED : GOTO 6510
6570  FVFO=(.02825*ZED*(TEMV+460))/PRSAV
6580  DENG=(.0764*SPGBF)/FVFO

```

```

6590 X=3.5+986/(TENAV+460)+.2897*SPGGF : Y=2.4-.2*X
6600 K = (9.399999+.5794*SPGGF)*(TENAV+460)^1.5
6610 K = K/(209+550.4*SPGGF+(TENAV+460))
6620 VISG= K*(.0001)*(EXP(X*(DENG/62.428)^Y))
6630 RETURN ' back to Gases
6640 '
6650 DENG=((62.4*DENRD)+(0.01362*GORS*SPGGD))/FVFO
6660 Y=10^(3.0324-.02023*SPGD) : X = Y*TENAV^-1.163
6670 A = 10.715*(GORS+100)^-.515 : B = 5.44*(GORS+150)^-.338
6680 VISDH=10^X-1
6690 VISD=A*VISDH^B
6700 '
6710 TENS0=(42.4-(0.47*TENAV)-(0.267*SPGD))*(EXP(-.0007*PRSAV))
6720 RETURN ' back Liquidos Saturados
6730 '
6740 '
6750 '*** Bajosaturados
6760 P=PRSAV : PRSAV=PRSD : GOSUB 6820
6770 CUB=CO
6780 GOSUB 6640
6790 GOSUB 6090
6800 BOB=FVFO : DEND=DENG : VISOB=VISD : PRSAV=P : GOSUB 6820
6810 BOTO 6840
6820 CO=(-1433 +54*GORS+17.2*(TENAV-1180*SPGD)+12.61*SPGD)/(PRSAV*10^5)
6830 RETURN
6840 '
6850 DEND = DEND*EXP(COB*(PRSAV-PRSD))
6860 M1=2.6*PRSAV^1.187*(EXP(-11.513-.0000898*PRSAV))
6870 VISD=VISDH*(PRSAV/PRSD)^M1
6880 FVFO=BOB/(EXP(CO*(PRSAV-PRSD))): P=0
6890 RETURN 'back bajosaturados
6900 '
6910 ' *** SUBROUTINA # 2 ***
6920 '
6930 ' ** Propiedades del agua de formacion **

```

```

6940 FVFW=1+.00012*(TEMAV-60)+.000001*(TEMAV-60)-3.33E-06*PRSAV
6950 DENW=62.43/FVFW;DENRW=DENW/62.428
6960 A=-.04518+9.313001E-03*PDRSW-.000393*PDRSW^2
6970 B=70.634+.09576*PDRSW^2
6980 VISW=A+D/TEMAV;F=1+3.5E-12*PRSAV^2*(TEMAV-40)
6990 VISW=VISW*F
7000 TAD1=52.5-.006*PRSAV
7010 TAD2=76*EXP(-.00025*PRSAV)
7020 TENSW=(280-TEMAV)/206*(TAD2-TAD1)+TAD1)
7030
7040 VSL=.01191*(RTEO*FVFD+RTEW*FVFW)/(DIATP^2)
7050 VSB=(.002122*RTEO*(GOR-SORS)*FVFB)/DIATP^2
7060 IF VSB<0 THEN VSB=0
7070 VELH=VSL+VSB
7080 LAMBDA = VSL/VELH
7090 FRCD = FVFD/(FVFD+WDR*FVFW)
7100 FRCW = 1-FRCD
7110 VISL = VISO*FRCD+VISH*FRCW
7120 DENL = DENO*FRCD+DENW*FRCW
7130 TENSÓ = TENS0*FRCD+TENSW*FRCW
7140 NL=.15726*VISL*(1/(DENL*TENS�^3))^25
7150 NLV = 1.938*VSL*(DENL/TENSÓ)^.25
7160 NGV = 1.938*VSB*(DENL/TENSÓ)^.25
7170 *
7180 *
7190 *
7200 GOSUB 7210 : GOTO 7310
7210 ANSTRD(11)=ANGTTA(11)*3.1415/180
7220 SEN2=(SIN(ANSTRD(11))*SIN(ANSTRD(11)))
7230 C1=-.38011 : C2=-.12908 : C3=-.11979
7240 C4=2.34323 : C5=-.47569 : C6=-.28866
7250 HL=(C1+C2*SIN(ANSTRD(11))+C3*SEN2+C4*NL^2)
7260 HL1=(NGV^C5/NLV^C6)
7270 HL=EXP(HL*HL1)
7280 RETURN

```

```

7290 *
7300 *
7310 DENH=HL*(DENL+DENG*(1-HL))
7320 H = 350.5*(DENRO+DENRW*WDR) + .0764*GOR*SPGG
7330 VH = 5.615*(FVFO+FVFW*WDR) + (GOR-GORS)*FVFB
7340 DENSR= H/VH
7350 *
7360 VISSR=VISL*(LAMBDA+VISO*(1-LAMBDA))
7370 VISM =VISL*HL*(VISO*(1-HL))
7380 REYQ =124*(DIATP*VELM*(DENSR/VISSR)
7390 *
7400 WM=RTEAV*H/B6400!
7410 WD= (DENG*RTED*FVFO)/15391
7420 WQ= (DENR*RTED*FVFB)/15391
7430 WG=DENG*RTED*(GOR-GORS)*FVFB/B6400!
7440 WM=WD+WQ+WG
7450 *
7460 *
7470 RETURN * back to property # 2 5440
7480 *
7490 *
7500 *
7510 * ***** Correlacion de Poettmann y Carpenter *****
7520 *
7530 A=DIATP*10^6/(RTEAV*H)
7540 FACFIP=.005415-(.0005723*A)+(1.0001848*A^2)+(3.5843E-06*A^3)
7550 GRDP=(1/144)*(DENSR+(1/FACFIP*((RTEAV*H)^2)))/(297900*(DENSR*DIATP^5))
7560 RTEDPT=91970!*(DIATP/H)
7570 *
7580 RETURN * back P & C
7590 *
7600 *
7610 * ***** Correlacion de Beggs y Brill *****
7620 *
7630 LREYQ=LOG(REYQ)/LOG(10)

```

```

7640 FRI=REYQ/(4.5223*LRREYQ-3.8215)
7650 FAN=(LOG(FRI)/LOG(10)*2)^-2
7660 Y=LAMBDA/HL^2 : LNY=LOG(Y)
7670 S=LNY/(-.0523+3.162*LN- .8725*LN^2+.01853*LN^4)
7680 FTPFN=EXP(S) : FACFTP=FTPFN*FAN
7690 IF DENG<=0 THEN 7710
7700 EK=7.2557*DENM*WH*WB/(DENR*PRSAV*DIATP^4*DENG)
7710 IF ANGSTA(II)<>0 THEN 7730
7720 GRDP=43.539*FACFTP*WH^2/(DENR*DIATP^5*(1-EK)) :GOTO 7790
7730 IF ANSTRD(II)<0 THEN 7770
7740 GRDP=(SIN(ANSTRD(II))*DENM+(FACFTP*DENR*VELM^2/5.362*DIATP))/(1-EK)
7750 GRDP=1/144*GRDP
7760 GOTO 7790
7770 GRDP=(SIN(ANSTRD(II))*(-1)*(DENM)+(FACFTP*DENR*VELM^2/(5.362*DIATP)))
7780 GRDP=1/144*(GRDP/(1-EK))
7790 RETURN ' back beggs
7800 *
7810 *
7820 * ##### Correlacion de Orkiszewski #####
7830 *
7840 ARATP=(DIATP/12)^2/4*3.1416:E=6.000001E-04:ER=E/DIATP
7850 RTEB =VSB*ARATP*86400!
7860 LB=1.071-(2.6616*VELM^2/DIATP)
7870 IF LB>.13 THEN LB=.13
7880 *
7890 IF (VSB/VELM)>LB THEN B020 'verifica limite burbuja
7900 * ## flujo burbuja ##
7910 C1=(1+(VELM/.8)) :C2=(C1^2-(4*VSB/.8))^*.5
7920 HL= 1-(C1-C2)/2 :VL=VSL/HL
7930 DENAV=(DENL*HL)+(DENG*(1-HL))
7940 REYQ= 124*DENL*DIATP*VL/VISL
7950 GOSUB 8960
7960 B2 = (12*FD*DENL*VL^2/(64.4*DIATP)+DENAV)/144
7970 PRINT:PRINT
7980 CLS

```

```

7990 PRINT"SE TIENE FLUJO BURBUJA";TAB(35);" DP/DH = ";B2;" Lb/pg2/pie"
8000 GRDP=B2:PAT$="Burbuja":GOTO 9110
8010 *
8020 LB=36*(NLV+50; LM=(84*(NLV^.75)+75
8030 *
8040 IF NGV>LE THEN B610 'verify regimen bache o niebla
8050 * ** flujo bache **
8060 GOSUB B070:GOTO B560
8070 REYQL = DIATP*VELM*DENL/VISL/.0080645
8080 VBS=SOR(32.17*DIATP/12)
8090 REYQB=124*VBS*DIATP*DENL/VISL ' vel. elev. de burbuja
8100 IF REYQB>3000 THEN B120
8110 VB=(.546+B.740001E-06*REYQL)*VBS :GOTO B170
8120 IF REYQB<B000 THEN B140
8130 VH=(.35+B.740001E-06*REYQL)*VBS :GOTO B170
8140 ALFA =(.251+B.740001E-06*REYQL)*VBS
8150 C1=13.59*VISL/DENL/((DIATP/12)^.5)
8160 VB=(ALFA+SOR(ALFA^2+C1))/2
8170 IF ABS(VBS-VB)<=.001 THEN B200
8180 VBS=VB :GOTO B090
8190 *
8200 IF FRCW<=.75 THEN FASC=0 ELSE FASC=1
8210 H1=LOG(VELM)/LOG(10);H2=LOG(VISL+1)/LOG(10)
8220 H3=LOG(DIATP/12)/LOG(10);H4=LOG(VISL)/LOG(10);H5=-.065*VELM
8230 H6=VELM*ARATP :H7=VB*ARATP
8240 IF FASC=1 THEN B330
8250 IF VELM>10 THEN B290
8260 KY= (.0127*H2/(DIATP/12)^1.415)-.284+.167*H1+.113*H3
8270 IF KY<H5 THEN KY=H5
8280 GOTO B410
8290 KY=.0274*H2/((DIATP/12)^1.371)+.161+.569*H3
8300 KY=KY-H1*((.01*H2/(DIATP/12)^1.571)+.397+.63*H3)
8310 GOTO B410
8320 *
8330 IF VELM>10 THEN B370

```

```

B340          KY=.0134#H4/(DIATP/12)^1.38-.681+.232#H1-.428#H3
B350 IF KY<H5 THEN KY=H5
B360          GOTO B410
B370          KY=(.045#H4/(DIATP/12)^.799)-.709-1.62#H1-.888#H3
B380          *
B390          *
B400          *
B410          BASE= DENL*(VSL+VB)+DENG#VSG
B420          DENAV= (BASE/(VELM+VB)+DENL#KY)/144
B430          IF VELM<10 THEN B470
B440          KZ=-VB/(VELM+VB)*(1-DENAV/DENL)
B450          IF KY>KZ THEN B470
B460          KY=KZ :      GOTO B410
B470          REYD= 124#DENL#DIATP#VELM/VISL
B480          GOSUB B960
B490          *
B500          G3= FD#VELM^2#DENL/(772.8#DIATP)
B510          G3A=(KY+(VSL#ARATP#H7)/(H6+H7))
B520          *
B530          G3=(G3#G3A)/144+DENAV
B540          RETURN ' back: flujo bache
B550          *
B560          PRINT "SE TIENE FLUJO BACHE";TAB(35) "DP/DZ =";G3;" lb/pg2/pie"
B570          PRINT
B580          GRDP=G3 :PAT$="F. bache": GOTO 9110
B590          *
B600          *
B610          IF (NBV<LM) THEN B620 ' verify flujo niebla o transitorio
B620          *
B630          GOSUB B660 : GOTO B770
B640          *
B650          ** flujo niebla **
B660          *
B670          HB=1/(1+VBL/VBG);HL=1-HB
B680          REYD= 124#DIATP#VSB#DENB/VISB

```



```

0690 VAR2 = (.093*VSG*VISL/TENSL)^2*DENG/DENL
0700 IF (.005<=VAR2) THEN 0720
0710 ER=.8988*TENSL/(DENG*VSG^2*DIATP) :GOTO 8730
0720 ER= .0385*TENSL*VAR2^.302/(DENG*VSG^2*DIATP)
0730 GOSUB 0960
0740 G1=(FD*DENS*VSG^2/5.36667/DIATP)+DENAV
0750 RETURN ' back mist flow subroutine
0760 *
0770 PRINT "Se tiene flujo niebla";TAB(35) " DP/DZ =";G4,"Lb/pg2/pie"
0780 PRINT
0790 GRDP=G4 :PAT$="Niebla": GOTO 9110
0800 *
0810 *
0820 * ** flujo de transicion **
0830 GOSUB 0070
0840 GOSUB 0660
0850 A=(LM-NEV)/(LM-LS)
0860 B= (NEV-LS)/(LM-LS)
0870 C5 =(A*G3)+(B*G4)
0880 PRINT:GEEP:STOP
0890 RTEC=ARATP*LM*(DENL/32.2/TENSL)^-.25
0900 PRINT"Flujo de transicion ( bache-niebla )"
0910 PRINT"Flujo de transicion ";TAB(35) " DP/DH = ";G5;" Lb/pg2/pie"
0920 PRINT TAB(33) "*****"
0930 *
0940 GRDP=G5 :PAT$="Transicion":GOTO 9110
0950 *
0960 * *** Subrutina para el factor de friccion ***
0970 PRINT
0980 IF REYQ<2300 THEN FD=64/REYQ :GOTO 9080
0990 IF 2300<REYQ AND REYQ<3100 THEN FD=.5675*REYQ^-.3192 :GOTO 9080
1000 KE=.03 : I=0
1010 *
1020 A2=(ER/(3.715*DIATP)+(2.514/KE^.5/REYQ))
1030 FD= (-2*LOG(A2)/LOG(10))^-.2

```

```

9040          IF ABS(FD-KE)<.0001 THEN 9080
9050          I=I+1 : IF I<=20 THEN KE=FD :GOTO 9020
9060          PRINT "El metodo para <FFc > no converge !!!" :STOP
9070          FACFTP=FD
9080          RETURN
9090 *
9100 *
9110          GRDP= 1/144*(GRDP/(1-(WM*VSG/4637/DENAV/ARATP)))
9120          RETURN
9130 *
9140 *
9150 * **** Correlacion de Hagedorn y Brown ****
9160 *
9170 *
9180          M=ZSO*(DENRO*(1/(1+WOR))+DENRW*(WOR/(1+WOR)))+.0764*GOR*SPGB
9190          VAR=RTEAV^2*M^2
9200          DENL=.62.4*(DENRO*(1/(1+WOR))+DENRW*(WOR/(1+WOR)))
9210          PRSAV=(P1+P2)/2+14.7
9220          DEND=SPGB*.0764/FVFE
9230          VISL=VISO*(1/(1+WOR))+VISH*(WOR/(1+WOR))
9240          TENSLE= TENG0*(1/(1+WOR))+TENW*(WOR/(1+WOR))
9250          NL= .15726*VISL*(1/(DENL*TENSL^3))^*.25
9260          GOSUB 9270: GOTO 9330
9270          ARATP = 3.1416*(DIATP/12)^2/4
9280          VSL=.61*RTEAV/(B6400!*ARATP)*(FVFD*(1/(1+WOR))+FVFW*(WOR/(1+WOR)))
9290          NLV=1.938*VSL*(DENL/TENSL)^.25
9300          VSG =RTEAV*(GORL-GORS*(1/(1+WOR)))/(B6400!*ARATP)*FVFB
9310          NGV=1.938*VSG*(DENL/TENSL)^.25
9320          RETURN
9330          NUMD =120.872*(DIATP/12)*(DENL/TENSL)^.25
9340          BOSLB 7210
9350          FF12=NGV*NL^.38/NUMD^2.14
9360          IF FF12<1 THEN SYGMA=1
9370          * HI*BYGMA (value)
9380          REYQ= .022*RTEAV*M/(DIATP/12*VISL*HL*V166^(1-HL))

```

```

9390   RUBREL=6.000001E-04/DIATP
9400   GOSUB 9260
9410   DENM=DENL*HL+DENG*(1-HL)
9420   PRSAV=P1
9430   GOSUB 9270
9440       SWAP FVFD AS FVFD1
9450       SWAP VSL,VSL1
9460   PRSAV=P2:GOSUB 9270
9470       SWAP FVFD,FVFD2:SWAP VSL,VSL2
9480       SWAP NLV,NLV2:SWAP VSG,VSG2
9490   VELM1=VSL1*VSG1:VELM2=VSL2*VSG2
9500   DELVELH=VELM1^2+VELM2^2
9510   DELPRS=P1/P2
9520   DELH=144*DELPRS-DENM*(DELVELH/64.4)
9530   VAR2=FAC*F1*(2.9652E+11*(DIATP/12)^5*DENM)
9540   DELH=DELH/(DENM+VAR2) : GRDP=DELP/DELH
9550   *
9560 RETURN
9570 *
9580 *
9590 *
9600 *
9610 *
9620   REYQL=22737*(WD+WH)/DIATP*VISL
9630   REYQG=22737*WG/(DIATP*VISG)
9640   SYGMA=HG/(WD+WH)
9650   A=SYGMA/(1+SYGMA) : B=1/(EXP(.1*SYGMA))
9660   FFI=REYQG/A*REYQL^B
9670   IF FFI>=0 AND FFI<500 THEN GOSUB 9710 :GOTO 9780
9680       IF FFI>=500 AND FFI<10000 THEN 9730
9690           IF FFI>=10000 THEN GOSUB 9720:GOTO 9780
9700           CLS:PRINT"ERROK EN FFI ":SOUND 400,25:STOP
9710       FAC=1.225*SYGMA-.06561*LOG(FFI)/LOG(10)-.37:RETURN
9720       FAC=.47*SYGMA-.12616*LOG(FFI)/LOG(10)-1.702:RETURN
9730   GOSUB 9710:F500=FAC:GOSUB 9720:F10=FAC

```

```

9740          DELF=F10-F500; Y=LOG(FF1)/LOG(10)-2.499
9750          FAC=F500-.5561*Y+(1.1056+1.7723*DELF)*Y^2
9760          FAC=FAC-(.46214+.90817*DELF)*Y^3
9770          *
9780          FACFTP=10^FAC
9790          GRDP=.174.158*FACFTP**M1^2/(DENS*DIATP^5)
9800 RETURN
9810          *
9820          *
9830          *
9840          *
9850          * *** Comportamiento de afluencia al pozo
9860          *
9870          IF OVERBAT#="9" OR OVERSAT#="6" THEN 10110
9880          IF FE=1 THEN 10060
9890          DPS=PRSWB-PTEST-FE*(PRSWB-PTEST)
9900          PRSWFIDL=PTEST+DPS
9910          PRSREL=PRSWFIDL/PRSWB
9920          *
9930          IF STATE#="E" THEN 10000
9940          *
9950          * Correlacion de Standing
9960          QMAX1=RTEST/(1-.2*PRSREL-.0*PRSREL^2)
9970          PRSWF=PRSWB*(.2+GR(.04+3.2*(1-RTEAV/QMAX1)))/-1.6)
9980          GOTO 10130
9990          *
10000          * Correlacion de Harrison
10010          QMAX1=RTEST/(1.2-.2*EXP(1.792*PRSREL))
10020          LOGARITNO=LOG(1.2-RTEAV/QMAX1)/LOG(10); LOG10=LOG(.2)/LOG(10)
10030          PRSWF=PRSWB/(LOGARITNO-LOG10)/(1.792*.434294))
10040          GOTO 10130
10050          *
10060          * Correlacion de Vogel
10070          QMAX1=RTEST/(1-.2*(PTEST/PRSWB)-.0*(PTEST/PRSWB)^2
10080          PRSWF=PRSWB*(.2+GR(.04+3.2*(1-RTEAV/QMAX1)))/-1.6

```

```

10090   GOTO 10130
10100   '
10110   PRSWF=PRSMG-RTEAV/POX
10120   '
10130   RETURN
10140   '
10150   '
10160   *** Puntos Multiples de Inyeccion ***
10170   '
10180   SPLINE=(-B3X*L-C3X)/A3X
10190   IF OPCION =2 THEN 10210
10200       IF P2>SPLINE THEN 10300 ELSE 10220
10210       IF P2<SPLINE THEN 10300
10220       X3=P1 : Y3=L1 : X4=P2 : Y4=L2
10230       GSUD 447C
10240       XPTO1Y=XX : YPTO1Y=YX
10250       IF ANOTTA(11)<=0 THEN L=YPTO1Y ELSE L=L(11)-YPTO1Y
10260       IF ELECTION=1 THEN 10290
10270       PRINT INT(XPTO1Y);TAB(12)INT(L);TAB(23)RTEAV;TAB(30)BDR;
10280       PRINT TAB(41)"*** punto de inyeccion ***"
10290       P2=XPTO1Y;L2=YPTO1Y : FREETYPE2=1 : CURRENTVALUE=1
10300   RETURN
10310   '
10320   '
10330   ' ** Correlations Display **
10340   '
10350   CLS;LOCATE 5,5
10360   PRINT,"Correlaciones disponibles para flujo multifasico"
10370   LOCATE 8,1
10380   PRINT TAB(20)"1.";TAB(40)"Poettmann y Carpenter (vert.)"
10390   PRINT TAB(20)"2.";TAB(40)"Beggs y Brill (ambos)"
10400   PRINT TAB(20)"3.";TAB(40)"Orkiszewski (vert.)"
10410   PRINT TAB(20)"4.";TAB(40)"Hagerdon y Brown (vert.)"
10420   PRINT TAB(20)"5.";TAB(40)"Bertuzzi Tek y Poettmann (horiz.)"
10430   LOCATE 19,3

```

```

10140 PRINT"Cheque que correlacion simula mejor el comportamiento de"
10150 RETURN
10160 *
10170 *
10180 * ** Subrutina para imprimir perfiles de presion
10190 *
10500 IF COX=1 THEN 10620
10510 IF FLOW.LINE#=-DISCHARGE$ THEN TIE#="Long" ELSE TIE#="Prof"
10520 PRINT:PRINT TAB(28)"* * * Perfil de";FLOW.LINE#;" * * *"
10530 PRINT STRING$(78,"_");PRINT
10540 PRINT "Presion";TAB(13)TIE#;TAB(23)"Basto";
10550 PRINT TAB(31)"RGA";TAB(43)"hold.";TAB(57)"grad.";TAB(71)"temp."
10560 PRINT " 1b/pg2 ";TAB(13)"pies";TAB(23)"bl/dia";TAB(31)"ft3/bl";
10570 PRINT TAB(43)"adim.";TAB(56)"psi/pie";TAB(71)" F "
10580 PRINT STRING$(78,"_");PRINT
10590 PRINT INT (PE);TAB(23)RTEAV;TAB(30)GOR;TAB(70)INT (TEMAY)
10600 COX=-1
10610 *
10620 IF ANGTTA(I1)<=0 THEN L=L2 ELSE L=L(Y1)-L2
10630 TEMAV=TEM#HGRDT$(ABS(SIN(ANGTRD(I1))))#L
10640 PRINT INT (P2);TAB(12)INT (L);TAB(23)RTEAV;
10650 PRINT TAB(30)GOR;TAB(40)HL;TAB(54)BRDP;TAB(70)INT (TEMAV)
10660 RETURN
10670 *
10680 *
10690 *
10700 CLS:LOCATE 6,25 :PRINT"UN MOMENTO POR FAVOR..."
10710 LOCATE 17,20:PRINT"Este proceso durara...";FOR I=1 TO 1000 :NEXT I
10720 PRINT"30 minutos":LOCATE 1,60:PRINT TIME#
10730 RETURN
10740 *
10750 *
10760 *
10770 * *** Impresion de resultados del analisis nodal ***
10780 *

```

```

10770 CD1=0
10800 PRINT STRING$(79,"_");PRINT
10810 IF OPCION=2 THEN 10640
10820 PRINT TAB(18)"flujo por: yacim. y tp. ";" $ ";
10830 PRINT TAB(57)"Compto. linea descarga":GOTO 10860
10840 PRINT TAB(18)"flujo por: lin. hor. y tp. ";
10850 PRINT " $ ";TAB(58)"Compto del yacimiento"
10860 PRINT TAB(18)STRING$(31,"_");" $ ";STRING$(28,"_");PRINT
10870 IF OPCION=2 THEN 10940
10880 PRINT"Gasfo";TAB(9)"R";TAB(18)"Pws";TAB(27)"Pwf2";
10890 PRINT TAB(39)"Pth2";TAB(50)"$ ";TAB(56)"Psep";TAB(67)"Pth1"
10900 PRINT" BPD";TAB(7)"ft3/b1";TAB(16)"1b/pg2";TAB(25)"1b/pg2";
10910 PRINT TAB(37)"1b/pg2";TAB(50)"$ ";TAB(55)"1b/pg2";TAB(65)"1b/pg2"
10920 GOTO 10930
10930
10940 PRINT"Gasfo";TAB(7)"R";TAB(18)"Psep";TAB(27)"Pth1";
10950 PRINT TAB(39)"Pwf1";TAB(50)"$ ";TAB(57)"Pws";TAB(68)"Pwf2"
10960 PRINT" BPD";TAB(7)"ft3.b1";TAB(16)"1b/pg2";TAB(25)"1b/pg2";
10970 PRINT TAB(37)"1b/pg2";TAB(50)"$ ";TAB(56)"1b/pg2";TAB(66)"1b/pg2"
10980 PRINT STRING$(79,"=");PRINT;PRINT
10990
11000 FOR RTEAV=LIMIQ TO LIMSQ STEP ONE
11010 FOR GOR=LIMIR TO LIMSR STEP TWO
11020 CD1=CD1+1
11030 IF OPCION=2 THEN 11080
11040 PRINT RTEAV;TAB(8)GOR;TAB(16)PRSWG;TAB(25)PWF2(CD1);
11050 PRINT TAB(36)PTH2(CD1);TAB(50)"$ ";
11060 PRINT TAB(56)PRSEP;TAB(66)PTH1(CD1)
11070 GOTO 11110
11080 PRINT RTEAV;TAB(8)GOR;TAB(16)PRSEP;TAB(25)PTH1(CD1);
11090 PRINT TAB(36)PWF1(CD1);TAB(47)" $ ";
11100 PRINT TAB(56)PRSWG;TAB(67)PWF2(CD1)
11110 NEXT GOR
11120 NEXT RTEAV
11130

```

```

11140 RETURN
11150 '
11160 '
11170 ' *** Resultados del punto de Inyeccion ***
11180 '
11190 CLS:LOCATE 24,14:PRINT"Presione cualquier tecla para continuar"
11200 IF INKEY#="" THEN 11200
11210   CLS:LOCATE 3,5:PRINT,"R e s u l t a d o s       O b t e n i d o s"
11220   LOCATE 4,5:PRINT,STRING$(41,"*")
11230   LOCATE 0,5:PRINT"El punto de inyeccion optimo se encuentra a:"
11240 PRINT TAB(37)"Profundidad   :           ";YINY;TAB(72)"pies"
11250 PRINT TAB(37)"Presion       :           ";XINY;TAB(72)"lb/pg2"
11260 PRINT
11270 PRINT"El punto de balance   esta   localizado a   ;"
11280 PRINT TAB(37)"Profundidad   :           ";YPTOB ;TAB(72)"pies"
11290 PRINT TAB(37)"Presion       :           ";XPTOB ;TAB(72)"lb/pg2"
11300 PRINT
11310 PRINT"La Relacion gas-liquido mas adecuada para unir la "
11320 PRINT"Pth con el Punto de Inyeccion sera           :           ";
11330 PRINT BORFIN%;TAB(72)"pies3/41"
11340 PRINT
11350 PRINT"El Volumen de Gas de Inyeccion para estas condiciones sera: ";
11360 PRINT INT(VOLGAS);TAB(72)"pies3"
11370 PRINT"Presion en la TR, (@ Prof.total) ..... :";
11380 PRINT TAB(61);PRSCF;TAB(72)"lb/pg2"
11390 '
11400 BEEP:LOCATE 24,10
11410 PRINT"Presione cualquier tecla para continuar el proceso"
11420 IF INKEY#="" THEN 11420 ELSE CLS
11430 '
11440 '
11450 RETURN
11460 '
11470 SOUND 4000,20:CLS:LOCATE 12,25
11480 PRINT"Error Fatal #";ERR;"en la linea : ";ERL;"!!!!"

```



```

11490 FOR I=1 TO 2500:NEXT I :RESUME
11500 HORS=CRSLIN : VERT=POS(0)
11510 CLS
11520 LOCATE 12,10:PRINT "*"SPACE$(40)
11530 FOR T=0 TO 400 :NEXT T
11540 LOCATE 12,10
11550 PRINT, "Desea abandonar el proceso de diseno (B/N)";
11560 SOUND 300,5:KEY(1) ON
11570 ON KEY (1) GOSUB 11660
11580 LOCATE 21,1:PRINT"Para (Si) pulse la tecla de funcion < F1 >
11590 LOCATE 22,1:PRINT"Para (No) Solo Espere 5 Segundos"
11600 FOR T=0 TO 100 : NEXT T
11610 J=J+1 : IF J=5 THEN 11640
11620 GOTO 11520
11630 *
11640 CLS:RETURN
11650 *
11650 CLS
11670 ON ELECTION GOTO 2050,1660,2250,2530
11680 *
11690 *
11700 * *** Impresion de resultados para gas limitado ***
11710 *
11720 C01=0
11730 PRINT STRING$(79,CHR$(5)):PRINT
11740 PRINT"Compto en "FLOWLINE$:TAB(57)CHR$(1) " Compto. yacimiento"
11750 PRINT"Basco";TAB(11)"Gas disponible";TAB(28)"R6L1";
11760 PRINT TAB(39)"GOR";TAB(48)"Pwf";TAB(65)"Pws";TAB(75)"Pwf"
11770 PRINT" BPD";TAB(14)"pie3/dia";TAB(26)"pie3/dia";TAB(37)"pie3/bl";
11780 PRINT TAB(47)"1b/pg2";TAB(64)"1b/pg2";TAB(74)"1b/pg2"
11790 PRINT STRING$(79,"="):PRINT:PRINT
11800 *
11810 FOR RTEAV=LIMID TO LINSQ STEP ONE
11820 FOR GAS=LINIR TO AMOUNTGAS STEP TWO
11830 C01=C01+1

```

```

11840 PRINT RTEAV;TAB(13)GAS;TAB(26)INT(GOR(CO1)-RGLN);TAB(36);
11850 PRINT INT(GOR(CO1))TAB(47)PWF1(CO1);TAB(64)PRSWG;TAB(73)PWF2(CO1)
11860 NEXT GAS
11870 NEXT RTEAV
11880 *
11890 RETURN
11900 *
11910 *
11920 *
11930 * *** Espaciamiento de valvulas (resultados) ***
11940 *
11950 PRINT TAB(15)"ESPACIAMIENTO DE VALVULAS DE BNC";PRINT;PRINT
11960 PRINT "Valvula"TAB(12)"Profundidad";
11970 PRINT TAB(25)"Presion Sup."TAB(40)"Presion"TAB(55)"Temper."
11980 PRINT " Num."TAB(15)"pies"TAB(26)"Pso (psi)"TAB(40)"apertura"TAB(56)" F"
11990 PRINT TAB(40)"Pvo (psi)"
12000 *
12010 FOR NUM=1 TO NUMBER
12020 PRINT;PRINT " NUM;TAB(14)VALVEY(NUM);TAB(26)VALSO(NUM);
12030 PRINT TAB(40)VALVEX(NUM);TAB(54)TEMP(NUM)
12040 NEXT NUM
12050 *
12060 PRINT;PRINT
12070 PRINT"Punto de inyeccion optimo:"
12080 PRINT TAB(37)"Profundidad : ";YPTO1Y;TAB(72)"pies"
12090 PRINT TAB(37)"Presion : ";XPTO1Y;TAB(72)"lb/pg2";PRINT
12100 PRINT "Presion del gas en la TR @ Prof. total"TAB(61)PRSCF;TAB(72)"lb/pg2"
12110 PRINT "Presion de fondo fluyendo @ Prof. total"TAB(61)PRSWF;TAB(72)"lb/pg2"
"
12120 PRINT "Gradiente del fluido de control (lb/pg2/pie)"TAB(61)GRDFLD
12130 *
12140 RETURN

```