



01174  
1/20/87

# DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO

## Facultad de Ingeniería

### PROGRAMA DE COMPUTO PARA EL ANALISIS Y DISEÑO DE INSTALACIONES DE BOMBEO NEUMATICO CONTINUO

TESIS

Presentada a la División de Estudios de  
Posgrado de la

FACULTAD DE INGENIERIA

de la

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO.

Por el Ingeniero JOSE AURELIO LOYO FERNANDEZ.

Como requisito para obtener  
el grado de

MAESTRO EN INGENIERIA.  
(PETROLERA)

CIUDAD UNIVERSITARIA

MEXICO, D.F.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

1987.



Universidad Nacional  
Autónoma de México



## **UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso**

### **DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO  
FACULTAD DE INGENIERIA, UNAM.  
SECCION DE INGENIERIA PETROLERA

PROGRAMA DE COMPUTO PARA EL ANALISIS Y DISEÑO  
DE INSTALACIONES DE BOMBEO NEUMATICO CONTINUO.

Tesis que presenta:

JOSE AURELIO LOYO FERNANDEZ

Para obtener el grado de Maestro en Ingeniería Petrolera

Créditos asignados a la tesis: (9) NUEVE

APROBADO POR EL JURADO

Presidente: Dr. Guillermo C. Domínguez Vargas

Vocal: Ing. Horacio Zúñiga Puente

Secretario: M. en I. Francisco Sánchez Arredondo

Suplente: M. en I. José Gómez Cabrera

Suplente: M. en I. Pedro Caudillo Márquez

The image shows four horizontal lines, each with a handwritten signature written over it. The signatures are written in dark ink and are somewhat stylized. The first signature is the most prominent and appears to be 'Guillermo C. Domínguez Vargas'. The second signature is 'Horacio Zúñiga Puente'. The third signature is 'Francisco Sánchez Arredondo'. The fourth signature is 'José Gómez Cabrera'. The fourth line has a small mark to its right, possibly a circled '1'.

# INDICE

	Página
INTRODUCCION.	1
1. COMPORTAMIENTO DE FLUJO AL POZÓ.	3
1.1.- Índice de productividad lineal.	4
1.2.- Curva de comportamiento de flujo.	5
1.3.- Estudio de Vogel.	9
2. FLUJO MULTIFASICO VERTICAL.	14
2.1.- Ecuación general de energía.	15
2.2.- Propiedades de los fluidos.	18
2.3.- Patrones de flujo.	22
2.4.- Clasificación de correlaciones para flujo multifásico vertical.	22
2.5.- Correlación de Orkiszewski.	26
3. BOMBEO NEUMATICO CONTINUO.	34
3.1.- Bombeo neumático.	34
3.2.- Determinación del gasto en una ins- talación de bombeo neumático continuo.	38
4. DISEÑO DE UNA INSTALACION DE BOMBEO NEUMATICO CONTINUO.	46
4.1.- Espaciamiento de válvulas de inyec- ción de gas.	46
4.2.- Determinación del diámetro del orifi- cio de las válvulas de inyección de - gas.	52
4.3.- Mecánica de válvulas de inyección de- gas.	54

	Página
5. PROGRAMA DE COMPUTO.	63
5.1.- Determinación del comportamiento de flujo al pozo.	64
5.2.- Determinación del gasto.	64
5.3.- Espaciamiento de válvulas para la inyección de gas.	72
5.4.- Determinación del diámetro de orificio y calibración de válvulas.	73
5.5.- Obtención de los diseños.	74
6. EJEMPLO DE APLICACION.	77
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	98
NOMENCLATURA.	100
ANEXO A.	103
ANEXO B.	109
7. REFERENCIAS	132

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

Cuando la presión de un yacimiento petrolero ha declinado - hasta un valor tal que la producción de los pozos se encuen- tra cercana al límite económico, o algunos de ellos han de- jado de fluir, es necesario considerar la aplicación de sis- temas artificiales de producción para continuar con su ex- plotación.

Existen diversos sistemas artificiales de producción en la Industria Petrolera y uno de los más usuales es el bombeo - neumático.

Este sistema requiere de una instalación que comprende tan- to equipo superficial como subsuperficial y es trabajo de - varias horas para el Ingeniero de Producción, elaborar el - diseño de este tipo de instalaciones.

Con el uso cada vez mayor de las computadoras electrónicas - a través de programas de cómputo, se han obtenido ahorros - considerables de tiempo y dinero en todas las áreas de la - Industria Petrolera.

El propósito de este trabajo fue desarrollar un programa de cómputo que permitiera analizar y finalmente diseñar instalaciones de bombeo neumático continuo. Dos aspectos importantes considerados durante su desarrollo, fueron la facilidad en su manejo y el grado de confiabilidad de sus resultados.

El programa de cómputo presentado, es una herramienta útil y necesaria para el Ingeniero de Producción, ya que simplifica notoriamente su labor en lo referente a diseño de instalaciones de bombeo neumático continuo.

Es importante mencionar que el programa de cómputo en cuestión, fue elaborado exclusivamente para analizar y diseñar instalaciones de bombeo neumático en flujo continuo.

## CAPITULO 1

### COMPORTAMIENTO DE FLUJO AL POZO

En el análisis o diseño de aparejos de producción, un parámetro importante que debe considerarse es el gasto de aceite producido. El Ingeniero de Producción en la Industria -- Petrolera, tiene como objetivo fundamental optimar la operación de las instalaciones de producción, con el fin de obtener el mayor gasto de aceite y gas al menor costo, sin rebasar la cuota asignada de cada pozo.

Es por esto que cuando se va a diseñar una instalación de producción artificial como lo es el bombeo neumático, se debe partir del concepto de: " Comportamiento de flujo al pozo ".

El comportamiento de flujo de un pozo, representa la capacidad que tiene ese pozo para aportar fluidos de la formación productora al pozo. Por tanto, es obvia la necesidad de incluir este concepto en el desarrollo de este trabajo.



## 1.1 INDICE DE PRODUCTIVIDAD LINEAL

Al evaluar la productividad de un pozo de aceite, es común suponer que el flujo hacia el mismo es directamente proporcional a la diferencia de presiones entre el yacimiento y el fondo del pozo. Es decir, que los gastos de producción son directamente proporcionales a  $P_{ws} - P_{wf}$ . O sea:

$$Q_o \approx P_{ws} - P_{wf} \quad (1.10)$$

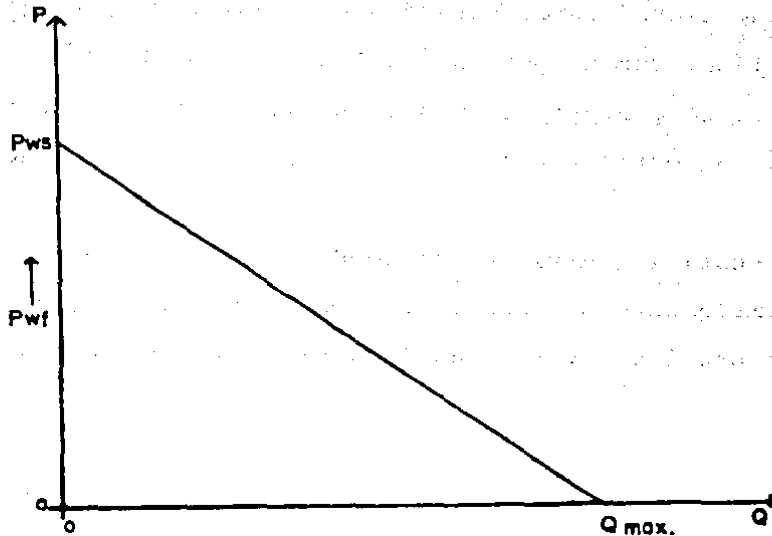
A la constante de proporcionalidad se le denomina índice de productividad (IP) y por tanto:

$$Q_o = IP(P_{ws} - P_{wf}) \quad (1.11)$$

De donde:

$$IP = \frac{Q_o}{(P_{ws} - P_{wf})} \quad (1.12)$$

Para los casos en los cuales esta relación se mantiene, una gráfica de gastos contra presiones de fondo fluyendo correspondientes, resultaría en una línea recta en donde el índice de productividad está representado por el inverso de la pendiente. Obsérvese la Fig. 1.10.



**Fig. 1.10 REPRESENTACION GRAFICA DEL INDICE DE PRODUCTIVIDAD LINEAL**

### 1.2 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO.

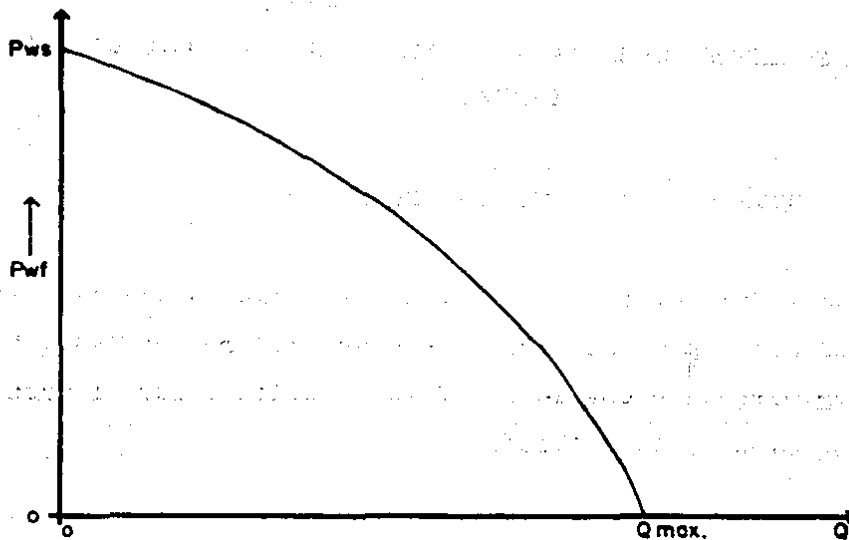
Muskat y Evinger (1) efectuaron los primeros trabajos sobre el índice de productividad y sus variaciones en 1942. Ellos determinaron que cuando dos fases, aceite y gas, fluyen en un yacimiento, la relación:

$$IP = \frac{Q_0}{P_{ws} - P_{wf}}$$

No se mantiene. Además, presentaron cálculos teóricos para-

demostrar que una gráfica de gastos contra presiones de fondo fluyendo correspondientes para flujo en dos fases, resultaría en una línea curva y no en una línea recta. Este flujo en dos fases se presenta cuando la presión fluyendo del yacimiento se encuentra por abajo de la presión de burbujeo.

Cuando se presenta la curvatura no puede afirmarse que el pozo tiene simplemente un índice de productividad, en virtud de que la pendiente varía continuamente. Obsérvese la Fig. 1.20.



**Fig. 1.20 REPRESENTACION GRAFICA DEL COMPORTAMIENTO DEL FLUJO AL POZO**

Dada la dificultad en la utilización de los índices de productividad, Gilbert (2) propuso el uso de las curvas de ---  
" Relación de comportamiento de flujo " (IPR).

El IPR y el IP no son equivalentes. La curva de IPR define la relación entre la capacidad de producción y la presión de fondo fluyendo. El IP es la primera derivada del IPR para cualquier diferencia de presiones ( $P_{ws} - P_{wf}$ ) dada.

Predecir el comportamiento de flujo de un pozo es complicado, ya que la curva de IPR generalmente varía con la producción acumulada.

Es práctica común evaluar el índice de productividad durante las primeras etapas productivas de un pozo y continuar utilizando este valor en etapas posteriores de explotación del mismo. Esto puede efectuarse con cierta seguridad en -- pozos cuyo yacimiento esté sometido a empuje hidráulico, -- siempre y cuando la presión de fondo fluyendo sea superior a la de burbujeo. Sin embargo se puede incurrir en un error en pozos cuyo yacimiento esté sujeto a empuje por gas en -- solución, y que se encuentre por abajo de la presión de -- burbujeo.

Para un yacimiento con empuje hidráulico muy activo en el cual la presión permanece por encima de la presión de burbu

jeo, el IP será aproximadamente constante. Para un yacimiento con empuje por gas en solución en el cual la presión de fondo fluyendo se encuentre por abajo de la presión de burbujeo, el IP cambiará en función de la recuperación de aceite acumulada. La Fig. 1.21 ejemplifica este concepto.

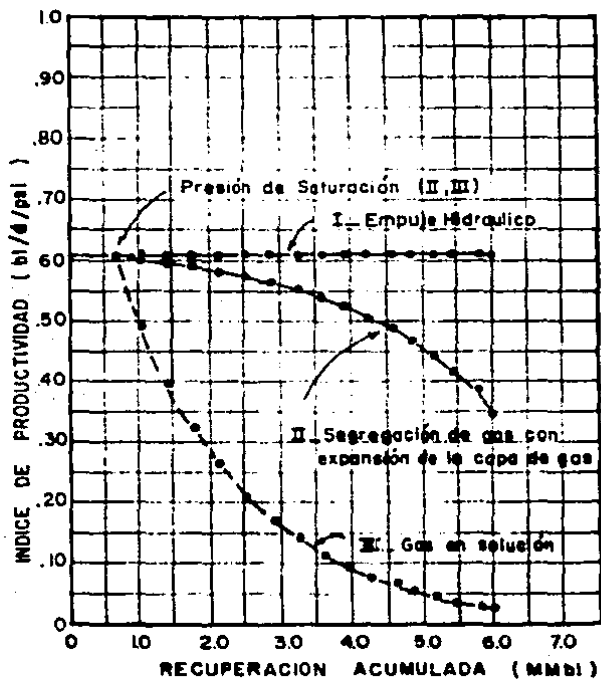


Fig. 1.21 VARIACION DEL INDICE DE PRODUCTIVIDAD EN FUNCION DE LA RECUPERACION DE ACEITE CRUDO, PARA DIFERENTES TIPOS DE YACIMIENTOS (K.E. BROWN<sup>3</sup>)

### 1.3 ESTUDIO DE VOGEL

J.V. Vogel (4) presentó en 1968 una solución al problema de la determinación de la curva de comportamiento de flujo al pozo, para un yacimiento con empuje por gas disuelto fluyendo por abajo de su presión de burbujeo.

Vogel utilizó un programa de cómputo que fue desarrollado tomando como base la aproximación de Weller para yacimientos con empuje por gas disuelto y que a su vez involucra las siguientes suposiciones:

- 1.- El yacimiento es circular y totalmente limitado, con un pozo penetrándolo completamente en el centro.
- 2.- El medio poroso es uniforme e isotrópico con una saturación de agua constante en todos sus puntos.
- 3.- Los efectos gravitacionales son despreciables.
- 4.- No se consideran la compresibilidad de la roca ni la del agua de formación.
- 5.- La composición y el equilibrio entre fases son constantes para aceite y gas.

6.- Existe la misma presión en la fase de aceite y en la fase de gas.

7.- Existe una condición de estado semiestacionario - en la cual el ritmo de desaturación en el yaci- -- miento es el mismo en todos los puntos para un -- instante dado.

Con la ayuda de la computadora Vogel evaluó curvas de IPR - para pozos productores de varios yacimientos ficticios con empuje por gas disuelto, cubriendo un amplio rango de condi- ciones. Hizo variar las condiciones PVT del aceite, así co- mo diferentes permeabilidades relativas del yacimiento. Tam- bién analizó el efecto del espaciamento entre pozos, frac- turamientos y restricciones de flujo por daño en la forma- ción.

Investigó además los efectos de parámetros tales como la po- rosidad, espesor neto de formación, saturación de agua y -- permeabilidad absoluta. Se hicieron cálculos para yacimien- tos inicialmente por encima del punto de burbujeo, pero úni- camente para asegurarse que esas condiciones iniciales no - causaran un cambio significativo en el comportamiento por - abajo de este punto.

Vogel demostró que conforme declina un yacimiento, la pro--

ductividad de un pozo decrece en primer término por la depresión que sufre el yacimiento y además porque al irse incrementando la saturación de gas, se origina una mayor resistencia al flujo de aceite. Esto ocasiona un deterioro -- progresivo de las curvas de IPR tal como lo muestra la Fig. 1.30.

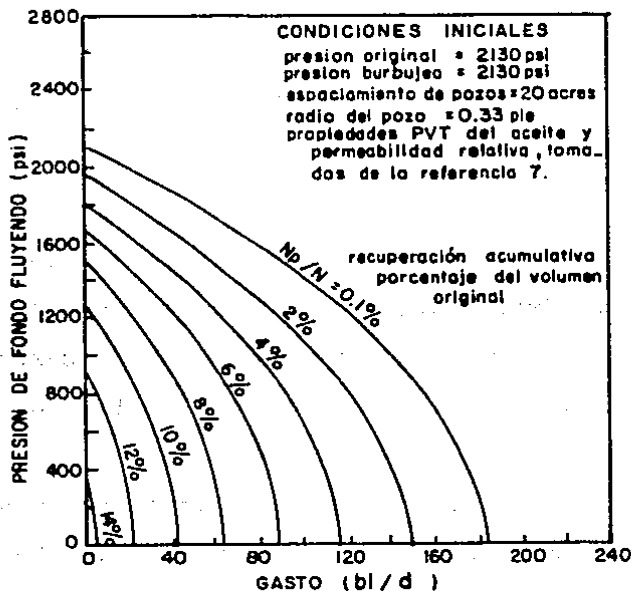


Fig. 1.30 CURVAS DE I.P.R. PARA UN YACIMIENTO CON EMPUJE POR GAS DISUELTO (Vogel<sup>4</sup>)

Aún cuando las curvas obtenidas por Vogel fueron desarrolladas a partir de bases teóricas, su validez ha sido verificada con datos medidos de pozos en observación.



Vogel concluyó su estudio con la presentación de su curva de referencia (Fig. 1.31), a partir de la cual se puede --- construir la curva de IPR de un pozo, partiendo únicamente de una prueba de producción del mismo.

La ecuación que representa a esta curva de referencia es la siguiente:

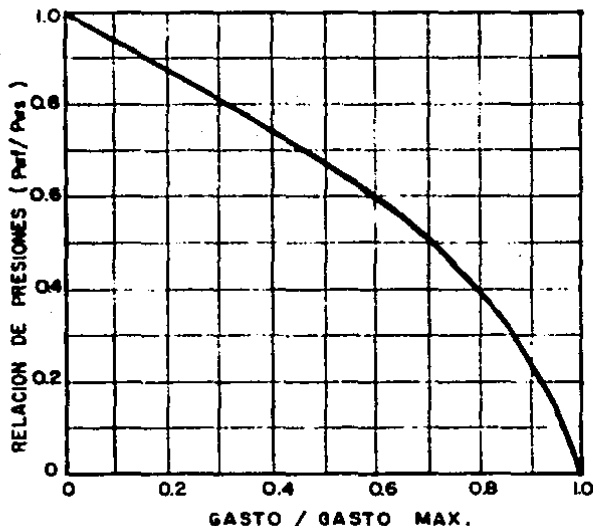
$$\frac{Q_o}{Q_o \text{ max}} = 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad (1-30)$$

Donde  $Q_o$  es el gasto de aceite que corresponde a una presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ) dada,  $P_{ws}$  la presión promedio del yacimiento y  $Q_o \text{ max}$  es el gasto máximo que teóricamente se obtendría cuando  $P_{wf}=0$ . o sea el potencial del pozo.

Vogel comparó los resultados obtenidos por la computadora con los obtenidos de la curva de referencia, para los diferentes casos analizados, encontrándose que el error no era mayor al 10%.

Dado que las evidencias de campo indican que la curvatura del IPR se debe principalmente al flujo multifásico en la cercanía del pozo, es razonable suponer que la presión -

de burbujeo es el factor dominante y no tanto el mecanismo de empuje. Por tanto, la correlación de Vogel puede ser utilizada para otro tipo de mecanismo de empuje, incluyendo el empuje combinado, además del empuje por gas disuelto. Es importante subrayar que el IPR deberá ser lineal por arriba de la presión de burbujeo.



**Fig. 1.31 CURVA DE I.P.R. DE REFERENCIA PARA UN YACIMIENTO CON EMPUJE POR GAS DISUELTO (Vogel<sup>4</sup>)**

## CAPITULO 2

### FLUJO MULTIFASICO VERTICAL

El flujo multifásico vertical se encuentra prácticamente en todas las tuberías de producción instaladas en pozos productores de aceite y gas. Es necesario predecir los gradientes de presión en este tipo de flujo, para el diseño correcto de las tuberías de producción, predicción del comportamiento de pozos fluyentes y el diseño de instalaciones de sistemas artificiales de producción. Cabe mencionar que la mayor proporción de la presión disponible para llevar los fluidos del yacimiento hasta los separadores, se consume en el ascenso de los fluidos por la tubería de producción.

El primer trabajo experimental de relativa importancia en flujo multifásico vertical, lo realizaron Davis y Weidner en 1914 (6). Sin embargo, fue hasta 1952 cuando Poettmann y Carpenter (7) presentaron un estudio que demostraba tener soluciones más aproximadas para este tipo de flujo.

## 2.1 ECUACION GENERAL DE ENERGIA.

La base teórica para la mayoría de las ecuaciones de flujo de fluidos, es la ecuación general de energía, la cual es una expresión para el balance o conservación de energía entre dos puntos de un sistema. Su principio establece que la energía de un fluido que entra a un sistema (volumen de control), más el trabajo realizado sobre o por el fluido, más cualquier energía en forma de calor adicionada o tomada del fluido, más cualquier cambio de energía con el tiempo en el sistema, debe ser igual a la energía que abandona el sistema. Esto con los símbolos acostumbrados se representa como:

$$U_1 + P_1 V_1 + \frac{mv_1^2}{2g_c} + \frac{mgh_1}{g_c} + Q + W = U_2 + P_2 V_2 + \frac{mv_2^2}{2g_c} + \frac{mgh_2}{g_c} \quad (2.10)$$

Donde:

$U$  energía interna

$PV$  energía de expansión o compresión

$\frac{mv^2}{2g_c}$  energía cinética

$\frac{mgh}{g_c}$  energía potencial

$Q$  energía en forma de calor

- W trabajo hecho sobre o por el fluido  
 h elevación sobre un plano de referencia

Utilizando principios termodinámicos, la ecuación general de energía (2.10) se modifica a una ecuación de gradiente de presión (8), resultando:

$$\frac{dp}{dl} = \frac{\rho}{g_c} \rho \sin \phi + \frac{f \rho v^2}{2 g_c d} + \frac{\rho v dv}{g_c dl} \quad (2.11)$$

Donde el factor de fricción "f", está en función del número de Reynolds y la rugosidad de la tubería. El gradiente total se compone de tres diferentes componentes, esto es:

$$\frac{dp}{dl} = \left( \frac{dp}{dl} \right)_{el} + \left( \frac{dp}{dl} \right)_f + \left( \frac{dp}{dl} \right)_{acc} \quad (2.12)$$

Donde:

$$\left( \frac{dp}{dl} \right)_{el} = \frac{\rho}{g_c} \rho \sin \phi, \text{ es la componente debida a la energía potencial o cambio de elevación.}$$

$$\left( \frac{dp}{dl} \right)_f = \frac{f \rho v^2}{2 g_c d} \text{ es la componente debida a las pérdidas de fricción.}$$

$$\left( \frac{dp}{dl} \right)_{acc} = \frac{\rho v dv}{g_c dl} \text{ es la componente debida al cambio de energía cinética.}$$

La componente debida al cambio de elevación es cero para -- flujo estrictamente horizontal. Se aplica para fluidos compresibles o incompresibles, flujo estacionario o transitorio y para tuberías inclinadas ó verticales. Para flujo descendente el seno del ángulo es negativo y la presión hidrostática se incrementa en la dirección del flujo.

La componente debida a las pérdidas por fricción se aplica para cualquier tipo de flujo y ángulo de inclinación de la tubería ya que siempre origina una caída de presión en la dirección del flujo. Este término no es analíticamente predecible, excepto para el caso de flujo laminar en una fase. Por lo tanto, deberá determinarse en forma experimental o por analogía con el flujo en una fase.

La componente debida a la aceleración, se aplica para todas las condiciones de flujo transitorio, pero es nulo cuando se tiene un fluido incompresible a través de un área constante. Para cualquier condición de flujo en la cual ocurre un cambio en la velocidad, ocurrirá una caída de presión en la dirección misma en la que la velocidad se incrementa. -- Algunas veces esta componente causada por la aceleración de los fluidos se considera despreciable y usualmente se calcula sólo para casos de altas velocidades.

## 2.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.

Cuando fluyen simultáneamente aceite, gas y agua, los cálculos para evaluar las caídas de presión requieren del conocimiento previo de ciertas propiedades y características físicas del o los fluidos en cuestión, tales como la solubilidad del gas en el aceite, el factor de volumen del gas, el factor de volumen del aceite, la viscosidad del aceite, --- etc. Existen diversos procedimientos experimentales para determinarlas, sin embargo estos análisis PVT por lo regular resultan costosos e inoportunos. Esto ha propiciado el desarrollo de varias correlaciones empíricas que permiten en forma indirecta estimar los valores de las propiedades físicas de los fluidos a diferentes condiciones de presión y temperatura. Al usar estas correlaciones debe cuidarse que no excedan el rango de validez permitido.

A continuación se mencionan algunas de estas correlaciones, señalando únicamente sus características más importantes:

### RELACION GAS DISUELTO EN EL ACEITE ( $R_s$ ).

Se define como la razón del volumen de gas disuelto a presión y temperatura de flujo pero medido a condiciones estándar; respecto al volumen de aceite medido también a las condiciones estándar, es decir:

$$R_s = \frac{(\text{Volumen de gas disuelto a c.f.}) \text{ a c.e.}}{\text{Volumen de aceite a c.e.}} \quad (2.20)$$

Las tres correlaciones empíricas más comunmente utilizadas fueron desarrolladas por Lasater J.A. (9); Standing M.B. (10) y Vázquez y Beggs (11).

El procedimiento de Lasater es frecuentemente considerado el de mayor aproximación para el cálculo de la relación de solubilidad y su desarrollo se basó considerando un tipo de aceite negro producido en Canadá, parte Oeste y Central de Estados Unidos y en América del Sur.

La correlación de Standing se basa únicamente en aceites producidos en California U.S.A. Finalmente Vázquez y Beggs desarrollaron un modelo utilizando datos obtenidos a partir de pruebas de laboratorio.

Chierici y colaboradores (12) sugieren que la correlación de Lasater sea utilizada para aceites con una densidad API mayor de 15 y la de Standing para aceites con densidad API menor o igual a 15.

#### FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE (Bo).

Es el factor utilizado para predecir el cambio que experimenta el aceite en su volumen, al variar las condiciones de



presión y temperatura. Esta variación en el volumen, básicamente se debe al desprendimiento o incorporación de gas; -- producto de los efectos combinados de compresibilidad, expansión térmica y transferencia de masa. Este factor se expresa como:

$$B_o = \frac{\text{Volumen de aceite + gas disuelto a c.f.}}{\text{Volumen de aceite a c.e.}} \quad (2.21)$$

La correlación empírica utilizada con mayor frecuencia, es la desarrollada por Standing (10) que predice el valor del factor de volumen del aceite para crudos saturados.

Existe también otra correlación que ha venido a ser muy aceptada y es la publicada por Vázquez y Beggs (11) para estimar el valor del factor de volumen del aceite en condiciones por arriba y por abajo de la presión de burbujeo.

#### VISCOSIDAD DEL ACEITE ( $\mu_o$ ).

La viscosidad se define como la resistencia de un fluido a fluir. En relación al flujo multifásico en tuberías, este parámetro tiene un efecto importante sobre el número de Reynolds (Re) y por consiguiente en el establecimiento del patrón de flujo (laminar y turbulento).

La viscosidad como cualquiera otra de las propiedades físicas de los fluidos, es sensible a los cambios de presión y temperatura. En general arriba de la presión de burbujeo, la viscosidad del aceite se incrementa al aumentar la presión y disminuye cuando se incrementa la temperatura. Abajo de esta presión, el gas disuelto en el aceite tendrá un efecto importante en el comportamiento de la viscosidad, que alcanzará su valor mínimo a la presión de burbujeo.

La correlación de uso más frecuente para estimar la viscosidad del líquido, es la propuesta por Beal (13) y Chewconally (14). Este procedimiento parte de la determinación de la viscosidad del aceite a una atmósfera de presión y a la temperatura deseada y posteriormente el valor obtenido, denominado viscosidad del aceite muerto ( $\mu_o$ ) a la temperatura deseada; se corrige por efectos de presión y gas en solución. Con esto se determina la viscosidad dinámica del aceite a una presión y temperatura dada.

Basados en lo anterior, Beggs y Robinson J. (15) desarrollaron un modelo matemático para estimar la viscosidad del aceite, sencillo en su manejo y de alto grado de confiabilidad.

### 2.3 PATRONES DE FLUJO.

Se ha observado que el gas y el líquido fluyen en muy diversas formas dentro de la tubería vertical, dependiendo de la velocidad de cada fase. A estas ocurrencias del flujo se les conoce como regímenes o patrones de flujo. De manera más concreta, un patrón de flujo es la distribución relativa de una fase con respecto a la otra en una sección de tubería.

La mayoría de los investigadores que consideran regímenes de flujo, definen cuatro patrones diferentes que pueden presentarse en una sección de tubería vertical, sin embargo estos investigadores otorgan diferentes nombres a cada régimen y establecen sus límites también de acuerdo a su criterio.

La Fig. 2.50 nos muestra los patrones de flujo considerados por Orkiszewski (15).

### 2.4 CLASIFICACION DE CORRELACIONES PARA FLUJO MULTIFASICO VERTICAL.

Antes de abordar el tema se consideró conveniente para su comprensión, definir los siguientes conceptos:

## COLGAMIENTO ( $H_L$ ).

Cuando dos fases fluyen simultáneamente, en general el gas viaja a mayor velocidad que el líquido, originando un retraso de la fase líquida. A este fenómeno se le conoce como resbalamiento de las fases y a la fracción de un volumen unitario ocupada por líquido, bajo estas condiciones, se le conoce como colgamiento. Es evidente que el colgamiento no se puede determinar directamente a partir de los gastos de entrada y por lo tanto, se han desarrollado varias correlaciones empíricas las cuales varían de acuerdo al método.

$$H_L = \frac{\text{Vol. de líquido en un segmento de tubería}}{\text{Vol. del segmento de tubería}} \quad (2.40)$$

El colgamiento del líquido es una fracción que varía de cero, para flujo totalmente gaseoso, hasta uno para flujo totalmente líquido.

El resto del segmento de tubería considerando, estará por supuesto ocupado por gas y la fracción de gas será:

$$H_g = 1 - H_L \quad (2.41)$$

## COLGAMIENTO SIN RESBALAMIENTO ( $\lambda_L$ ).

No considera el resbalamiento entre las fases líquida y gaseosa y por lo tanto se da por hecho que ambas viajan a la misma velocidad. Si consideramos una sección de tubería de volumen unitario (Fig. 2.40) en la cual los efectos de compresibilidad son despreciables, entonces la fracción del volumen que está ocupada por líquido está dada por  $A_L/A_t$ , donde  $A_L$  es el área de la sección transversal ocupada por líquido y  $A_t$  es el área de la sección transversal de la tubería. Como la velocidad es la misma para ambas fases se tiene:

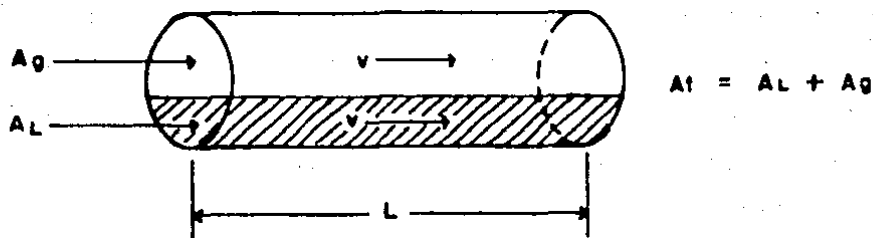
$$q_L = v A_L \text{ y } q_L + q_g = v A_t \quad (2.42)$$

Combinando estas expresiones obtenemos:

$$\frac{A_L}{A_t} = \frac{q_L}{q_L + q_g} = \lambda_L \quad (2.43)$$

A esta relación se le conoce como colgamiento sin resbalamiento y puede calcularse directamente si se conocen los gastos a las condiciones de flujo o bien con la ecuación siguiente:

$$\lambda_L = \frac{q_o B_o}{q_o B_o + 0.178 q_o (R-R_s) B_g} \quad (2.44)$$



**Fig. 2.40 SECCION DE TUBERIA DE AREA UNITARIA,  $A_t$**

Las correlaciones existentes para el cálculo de distribuciones de presión en flujo multifásico vertical, pueden clasificarse en tres categorías que se definen a continuación:

**PRIMERA CATEGORIA.**

En esta categoría no se considera resbalamiento entre fases ni patrones de flujo. La densidad de la mezcla se obtiene en función de las propiedades de los fluidos, corregidas por presión y temperatura. Las pérdidas por fricción y los efectos de colgamiento, se expresan a través de un factor de fricción correlacionado empíricamente. Dentro de esta categoría, están incluidos los métodos de Poettman y Carpenter (7), Fancher y Brown (17) y Baxendell y Thomas (18).

## SEGUNDA CATEGORIA.

Esta categoría considera el resbalamiento entre fases. La densidad de la mezcla se calcula utilizando el concepto de colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades combinadas del gas y líquido. No considera patrones de flujo. En esta categoría se considera al método de Hagedorn y Brown (19).

## TERCERA CATEGORIA.

En esta sí se considera el resbalamiento entre fases así como los regímenes de flujo. La densidad de la mezcla se determina mediante el colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades del fluido en su fase continua. Las principales correlaciones incluídas en esta categoría son las de Duns y Ros (20), Orkiszewski (15), Azis (21), Beggs y Brill (22), Chierichi (12) y Gould y Tek (23).

### 2.5 CORRELACION DE ORKISZEWSKI.

Orkiszewski (15) tomó varias correlaciones publicadas en la literatura; las aplicó y comparó sus resultados contra datos medidos de campo, concluyendo que ninguna era lo suficientemente precisa para determinar las caídas de presión en los diferentes patrones de flujo. Por lo tanto seleccio-

nó las correlaciones que consideró más apróximadas para flujo Burbuja y flujo Niebla y propuso una nueva correlación - para flujo Bache. Esta correlación propuesta, la desarrolló utilizando datos proporcionados por Hagedorn y Brown (19).- Seleccionó el método de Griffith y Wallis (16) para flujo - Burbuja y el de Duns y Ros (20) para flujo Transición y Niebla.

Posteriormente los valores predichos por el método propuesto por Orkiszewski, se compararon contra 148 valores medidos de caídas de presión y se obtuvo una desviación del orden del 10%, por lo que se considera uno de los mejores métodos.

Los patrones de flujo considerados por Orkiszewski son:

#### FLUJO BURBUJA.

La tubería se encuentra casi completamente llena de líquido y la fase de gas libre está presente en pequeñas burbujas.- Las burbujas se mueven a diferentes velocidades y salvo por su densidad, tienen un pequeño efecto sobre el gradiente de presión. La pared de la tubería siempre se encuentra en contacto con la fase líquida.



### FLUJO BACHE.

La fase de gas es más pronunciada, pero la fase líquida es aún continua. Las burbujas de gas se unen y forman tapones o baches que cubren casi totalmente la sección transversal de la tubería. La velocidad de la burbuja de gas es mayor que la del líquido. Ambos, el gas y el líquido, tienen efectos significativos sobre el gradiente de presión.

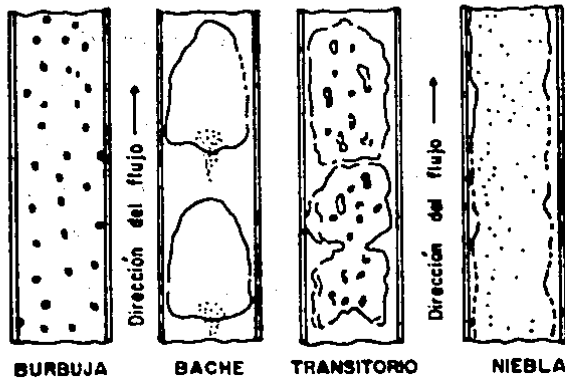
### FLUJO TRANSITORIO.

En este régimen ocurre el cambio de continuidad de la fase líquida a la fase gaseosa. Aún cuando los efectos de la fase líquida son significativos, los efectos de la fase gaseosa son predominantes.

### FLUJO NIEBLA.

La fase de gas es continua y el líquido es transportado en forma de rocío en la fase de gas. La pared de la tubería está cubierta por una película de líquido, pero la fase de gas predominante controla los gradientes de presión.

La Fig. 2.50 muestra una ilustración de estos tipos de flujo.



**Fig. 2.50 PATRONES DE FLUJO VERTICAL CONSIDERADOS POR ORKISZEWSKI**

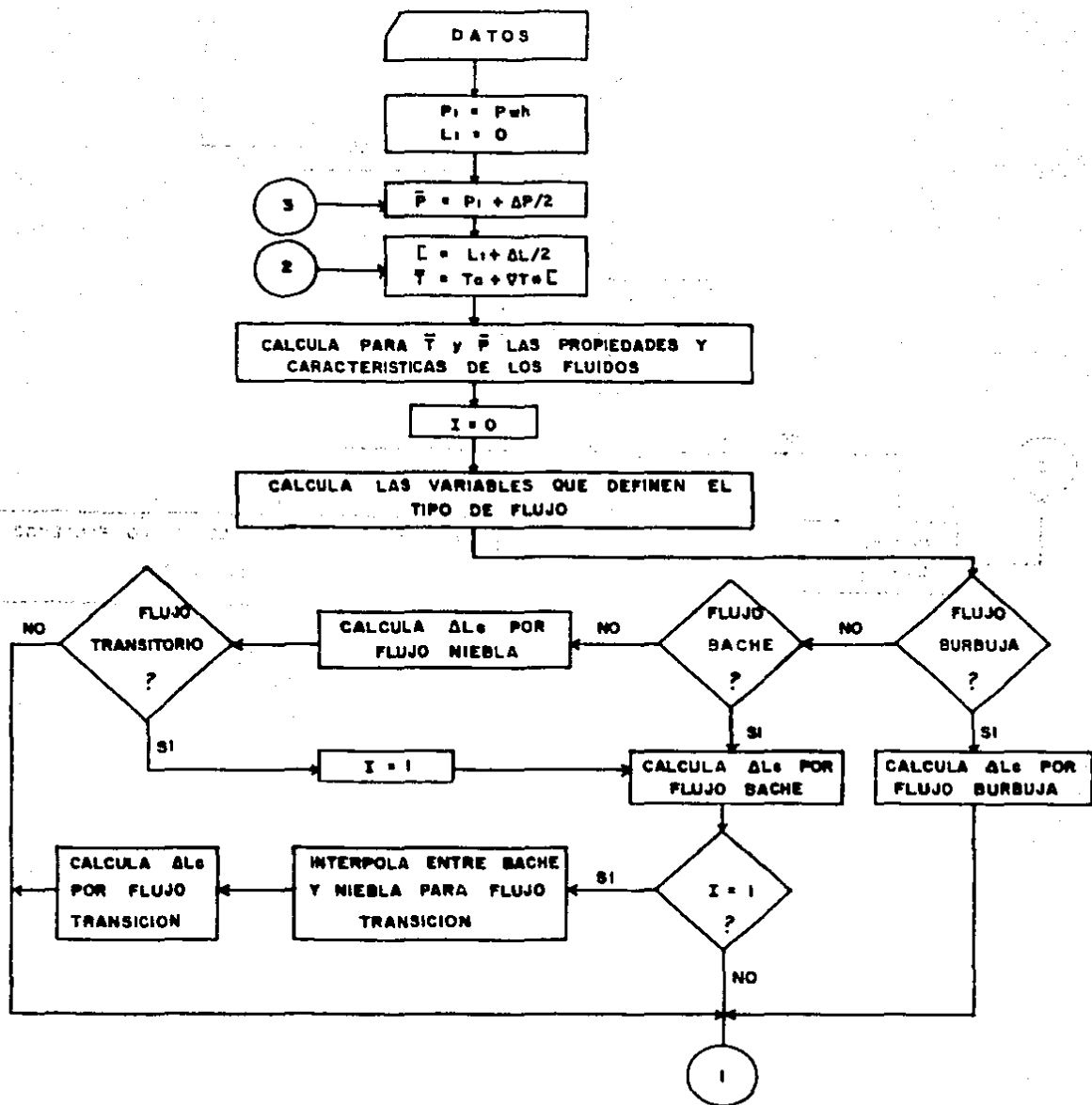
**PROCEDIMIENTO DE CALCULO.**

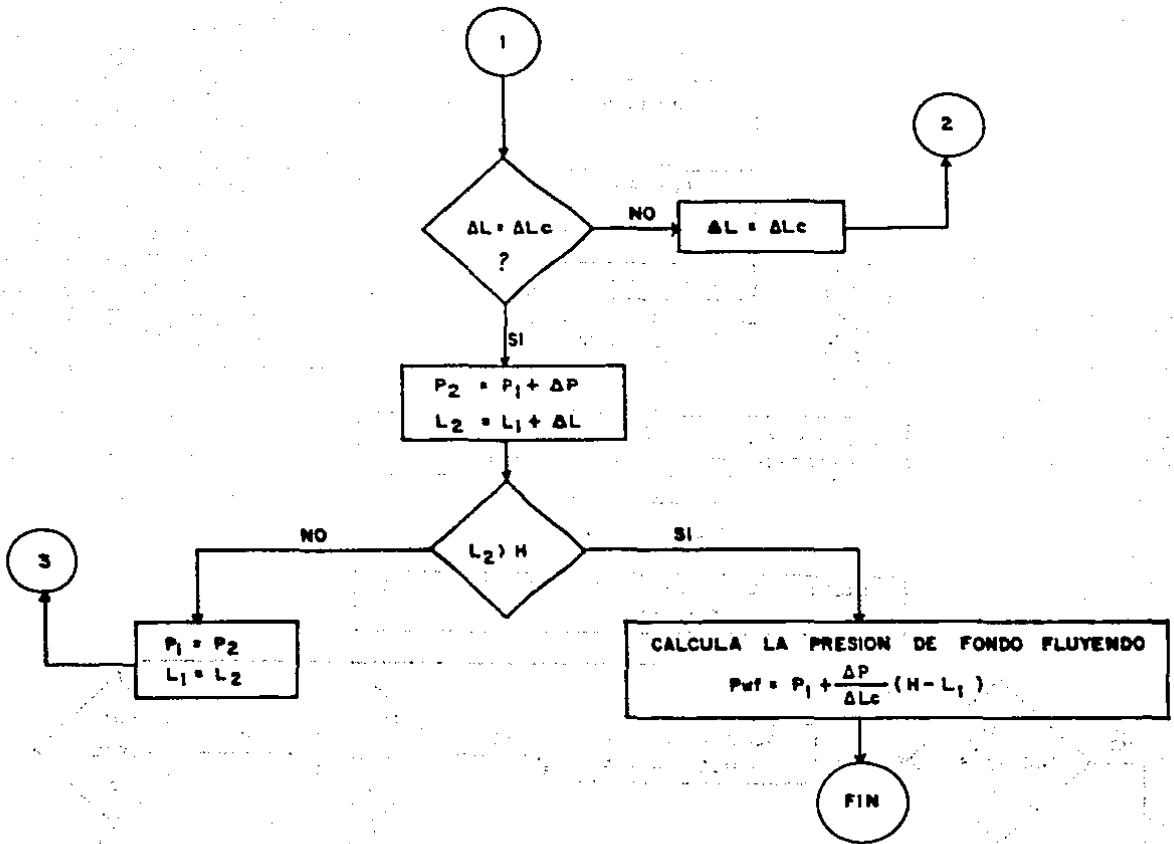
El procedimiento de cálculo que utiliza esta correlación se describe con detalle en varias publicaciones (3), (8), (34) y lo resume el diagrama de flujo simplificado que se muestra en la Fig. 2.51.

A partir de la ecuación de balance de energía y utilizando unidades prácticas de campo, Orkiszewski obtuvo:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{1}{144} \left[ \frac{\bar{P} + \frac{V_f}{g}}{1 - w_t \frac{q_g}{4637 A t^2 \bar{P}}} \right] \quad (2.50)$$

Fig. 2.51 DIAGRAMA SIMPLIFICADO DEL METODO DE ORKISZEWSKI





Donde:

- $\frac{\Delta P}{\Delta L}$  = Caída de presión, lb/pg<sup>2</sup>/pie.  
 $\frac{dP}{dx}$  = Gradiente de pérdidas por fricción, lb/pg<sup>2</sup>/pie.  
 $W_t$  = Gasto másico, lbm/seg  
 $q_g$  = Gasto de gas, pies<sup>3</sup>/seg  
 $A_t$  = Area de la sección transversal de la tubería, --  
pies<sup>2</sup>  
 $\bar{P}$  = Presión promedio, lb/pg<sup>2</sup> abs.  
 $\bar{\rho}$  = Densidad promedio del fluido, lbm/pie<sup>3</sup>

Orkiszewski reconoce cuatro regímenes de flujo y los términos que integran la ecuación anterior (2.50), se determinan en función del régimen de flujo que prevalezca de acuerdo a las condiciones existentes. Para el régimen de flujo burbuja adopta el método propuesto por Griffith y Wallis. Para el flujo bache, Orkiszewski efectúa modificaciones al método de Griffith y Wallis, involucrando un parámetro que se designa "Coeficiente de distribución del líquido", además de un procedimiento iterativo en el cálculo de la velocidad de resbalamiento de fases. Para flujo transitorio adopta el método de interpolación propuesto por Duns y Ros, que consiste en calcular la densidad media de la mezcla, así como el gradiente por fricción, en las fronteras para flujo bache y flujo niebla y posteriormente efectuar una interpolación lineal de estos términos, en función de su cercanía a-

cualquiera de estas dos regiones. Finalmente para el flujo niebla, adopta el método que proponen Duns y Ros.

Como se puede observar en la Fig. 2.51, la correlación de Orkiszewski, así como el resto de las correlaciones para el cálculo de caídas de presión en flujo multifásico vertical, se resuelve por el método de ensaye y error y es aquí donde el uso de un programa de cómputo, que para nuestro caso es una subrutina del programa principal (35), ofrece grandes ventajas.

## CAPITULO 3

### BOMBEO NEUMATICO CONTINUO

Dentro de los sistemas artificiales de producción para pozos petroleros, el sistema de bombeo neumático es un método de levantamiento de fluidos ampliamente utilizados en la Industria Petrolera.

El sistema se clasifica en dos tipos:

- 1.- Bombeo neumático continuo.
- 2.- Bombeo neumático intermitente.

En el bombeo neumático continuo, un volumen controlado de gas a alta presión ( $250 \text{ kg/cm}^2$ ), se introduce a determinada profundidad en la tubería de producción con el fin de aligerar la columna de fluido y reducir la presión de fondo fluyendo del pozo, originando con ésto una diferencia mayor entre esta presión ( $P_{wf}$ ) y la presión del yacimiento ( $P_{ws}$ ), permitiendo obtener el gasto de aceite deseado.

El gas de inyección es controlado desde la superficie por una válvula reguladora de flujo, con orificio variable y es introducido al espacio anular formado por la tubería de producción y la de revestimiento. A determinada profundidad, el gas se inyecta a la tubería de producción a través de una válvula de bombeo neumático, seleccionada específicamente para manejar el volumen de gas deseado.

El bombeo neumático continuo se aplica en pozos con alto índice de productividad ( $0.5 \text{ bl/día/lb/pg}^2$ ) y razonablemente alta presión de fondo y es factible producir altos volúmenes empleando tuberías de gran diámetro.

En el bombeo neumático intermitente, la columna de líquido acumulada dentro de la tubería de producción, es levantada en forma balística al inyectar gas a alta presión debajo de ella. Esta inyección de gas se efectúa generalmente utilizando en la superficie un control de inyección cíclico ---- (intermitente), el cual regula la frecuencia de las inyecciones. El equipo se complementa con una válvula de bombeo neumático intermitente, instalada a la profundidad de inyección, la que posee un orificio lo suficientemente grande para permitir introducir a la tubería de producción, un volumen grande de gas a alta presión en forma instantánea. De esta manera, el volumen de gas inyectado así como la expansión del mismo, levanta el bache de líquido acumulado sobre



la válvula a gran velocidad para minimizar el resbalamiento de líquido dentro de la T.P. Este tipo de inyección intermitente se usa en pozos cuya aportación de fluidos es relativamente baja o en pozos con las siguientes características:

- a) Alto índice de productividad y baja presión de fondo.
- b) Bajo índice de productividad y alta presión de fondo.
- c) Bajo índice de productividad y baja presión de fondo.

En instalaciones para flujo continuo o flujo intermitente, la válvula más profunda no es siempre la válvula operante. Generalmente se instala una y en ocasiones, hasta dos válvulas por abajo de la válvula operante, con el fin de tenerlas disponibles para cuando decline la presión del pozo y sea necesario profundizar la inyección de gas.

El costo de una o dos válvulas adicionales, siempre será menor que el costo que significa el tener que recuperar un aparato de producción con el fin de reespaciar las válvulas.

La Fig. 3.10 muestra una instalación típica de bombeo neumático continuo y en ella se observa un total de seis válvu-

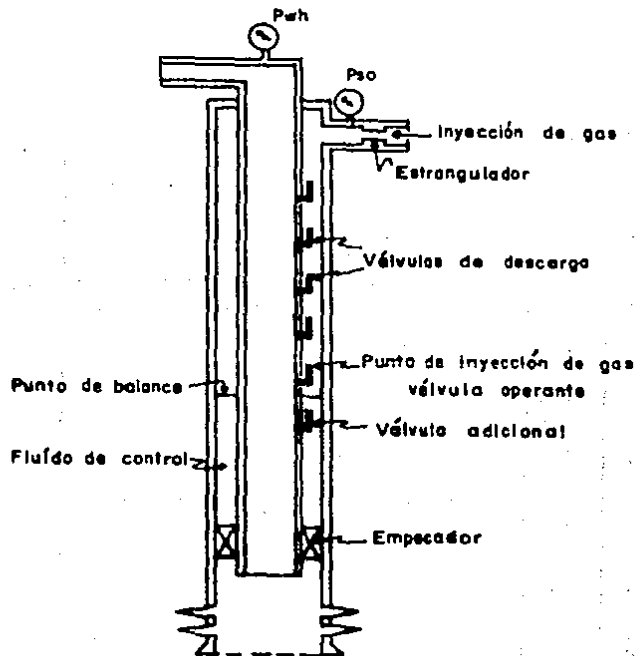
las de inyección de gas instaladas. Las cuatro primeras se utilizan para descargar el fluido de control contenido en el espacio anular en el momento de iniciar la operación del pozo y alcanzar la quinta válvula que es la válvula operante (profundidad del punto de inyección de gas). Se observa también que se adicionó la sexta válvula, previendo posibles variaciones en las condiciones del pozo. El nivel del fluido de control dentro del espacio anular, permanece en un punto denominado de balance entre la presión de la tubería de producción y la del espacio anular. De no instalarse la sexta válvula, el nivel del fluido de control permanecería exactamente debajo de la quinta válvula.

Las primeras cuatro válvulas permanecerán cerradas una vez alcanzada la quinta válvula y sólo volverán a utilizarse cuando por alguna razón se tenga que descargar nuevamente el pozo.

La Fig. 3.11 muestra un diagrama de la misma instalación, ilustrando la configuración de los gradientes de presión y presiones involucradas en el proceso.

Puede resumirse que el propósito fundamental del bombeo neumático continuo, es crear la presión de fondo fluyendo necesaria, que permita al pozo producir un gasto deseado. Esto se logra mediante la inyección regulada de gas a alta pre-

sión, a una profundidad tal que pueda obtenerse dicha presión de fondo.

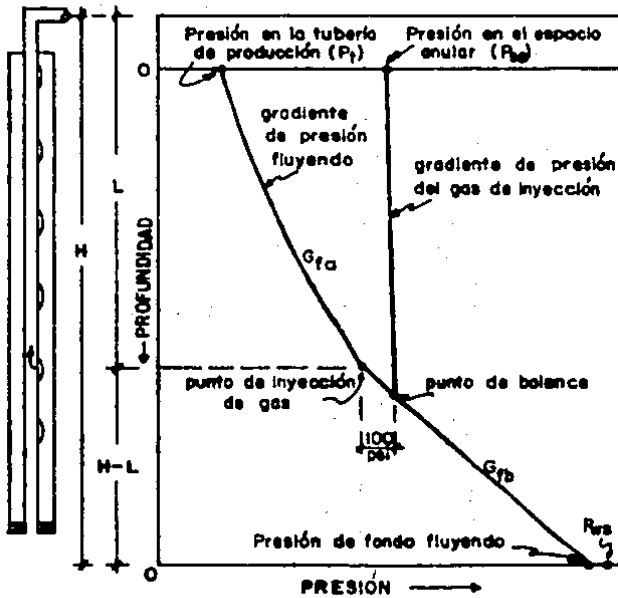


**Fig. 3.10 INSTALACION TIPICA DE BOMBEO NEUMATICO CONTINUO**

### 3.2 DETERMINACION DEL GASTO EN UNA INSTALACION DE BOMBEO NEUMATICO CONTINUO.

Tal y como sucede en los pozos fluentes, las variables que afectan los gastos de producción en una instalación de bombeo neumático continuo pueden clasificarse también en dos grupos:

- A).- Aquellas variables posibles de ser controladas y
- B).- Aquellas sobre las cuales se puede ejercer un pequeño control o el control es nulo.



**Fig. 3.II GRADIENTES DE PRESION EN UNA INSTALACION DE BOMBEO NEUMATICO CONTINUO**

En el primer grupo podemos incluir el diámetro de la tubería de producción y su longitud, el diámetro de la tubería de descarga y su longitud, las restricciones superficiales, la presión disponible de inyección de gas, el volumen disponible de gas de inyección, etc.

El otro grupo incluye las propiedades de los fluidos, la presión promedio del yacimiento, etc.

Esto significa que el gasto que puede obtenerse está en función de todas estas variables. Para el caso de las variables bajo control, el diseñador debe manejarlas en un amplio rango con el fin de optimar la operación de la instalación y por ende el gasto.

En la determinación del gasto posible en una instalación de bombeo neumático continuo, deberán considerarse dos gradientes de presión fluyendo ya que el gas se inyecta a cierta profundidad, lo que ocasionará un incremento en la relación gas-líquido a partir de esa profundidad hacia la superficie (se logrará un gradiente más ligero al gradiente fluyendo natural). De esa forma, la relación gas total-líquido en la superficie será la suma de la relación gas inyectado-líquido y la relación gas de formación-líquido.

El método para determinar el gasto en una instalación de bombeo neumático continuo que a continuación se describe, se conoce como "Procedimiento gráfico Presión-Profundidad y Presión-Gasto" y es el que de manera analítica utiliza el programa de cómputo que se presenta en este trabajo.

## PROCEDIMIENTO

- 1.- Usando una hoja de papel cuadriculado, elaborar una gráfica de profundidad-presión.
- 2.- El eje vertical indicará la profundidad, considerando la profundidad cero (origen) en la parte superior y máxima profundidad en la parte inferior.
- 3.- El eje horizontal indicará presión, partiendo con presión cero en el origen.
- 4.- Situar sobre el eje horizontal la presión de operación del gas de inyección en superficie (Pso. a profundidad-cero).
- 5.- A partir de esta presión y considerando el gradiente por columna de gas, calcular la presión que se tendría en el fondo del pozo. Situar el valor encontrado a la profundidad correspondiente y unir ambos puntos a través de una línea recta. Esta se conoce como "gradiente de operación".
- 6.- Restar  $100 \text{ lb/pg}^2$  a la presión de operación del gas (Pso) y situarlo sobre el eje horizontal. A partir de este punto hasta la profundidad total del pozo, trazar una recta paralela (o calcular su gradiente) al gradiente de operación y obtener el gradiente de presión disponible. Este gradiente indicará la profundidad del punto de inyección de gas.
- 7.- Situar la presión en la cabeza del pozo (Pwh) a profundidad

dad cero.

8.- Suponer varios gastos.

9.- Tomando el primer gasto supuesto y utilizando un método para flujo multifásico vertical, trazar a partir de la presión en la cabeza del pozo (Pwh) el gradiente de presión fluyendo considerando la relación gas total-líquido en el cálculo, hasta intersectar el gradiente de presión disponible.

Esta intersección representa la profundidad del punto de inyección de gas.

Observese que:

$$RGTL = RGIL + RGFL \quad (3.10)$$

10.- A partir del punto de inyección de gas obtenido en el paso anterior y utilizando nuevamente un método de flujo multifásico vertical, trazar el gradiente de presión fluyendo del pozo considerando ahora la relación gas de formación-líquido en el cálculo, hasta alcanzar la profundidad del pozo (profundidad media del intervalo productor), obteniendo la presión de fondo fluyendo para el primer gasto supuesto.

11.- Repetir el procedimiento a partir del paso nueve, para cada uno de los gastos supuestos restantes y obtener una gráfica similar a la mostrada en la Fig. 3.20.

12.- Usando otra hoja de papel cuadrulado, elaborar una -- gráfica presión-gasto, que contenga la curva de comportamiento de flujo al pozo (IPR). Sobre esta segunda -- gráfica situar los puntos gasto-presión de fondo fluyendo obtenidos en el paso 10 para cada uno de los gastos supuestos y proceder a unirlos a través de líneas rectas.

13.- La intersección de la curva de comportamiento de flujo al pozo con la curva resultante de la unión de los puntos gasto-presión de fondo fluyendo, representa el gasto que puede obtenerse bajo las condiciones dadas para el pozo en particular. Vease la Fig. 3.21.

Con este valor de gasto encontrado, repetir los pasos 9 y 10 del procedimiento y obtenga la profundidad definitiva del punto de inyección de gas, así como la presión de fondo fluyendo que deberá establecerse en el pozo.

Esto significa que dadas la geometría del aparejo de producción, la presión superficial del gas de inyección, la relación-gas total-líquido, etc., el gasto calculado es el que tanto el aparejo de producción como el pozo son capaces de producir al crearse la presión de fondo fluyendo específica cuando se inyecta un volumen determinado de gas a cierta -- profundidad.



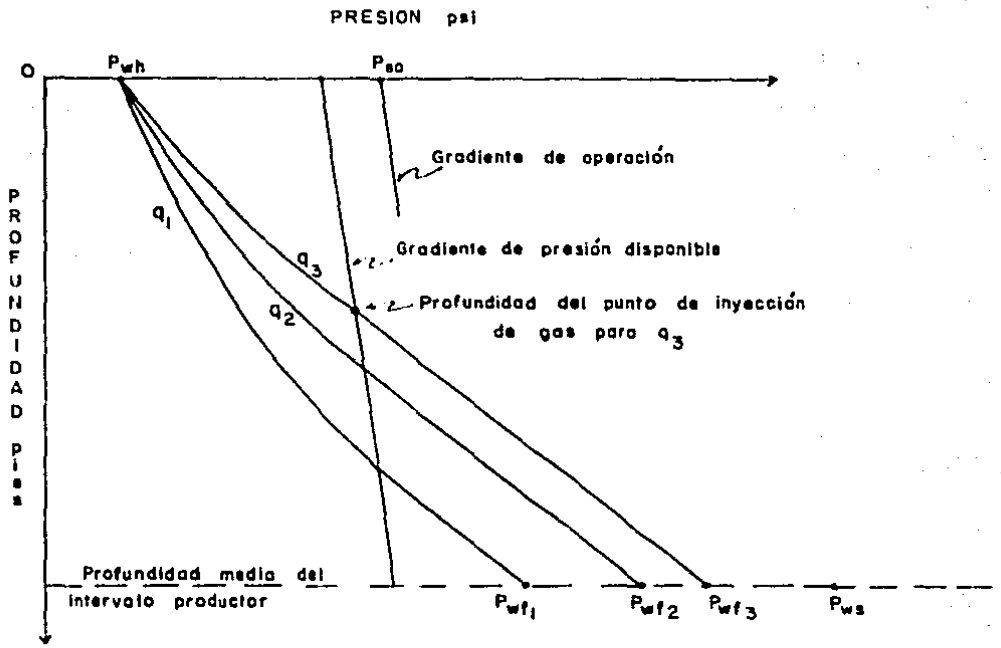


Fig. 3.20 GRAFICA PRESION - PROFUNDIDAD

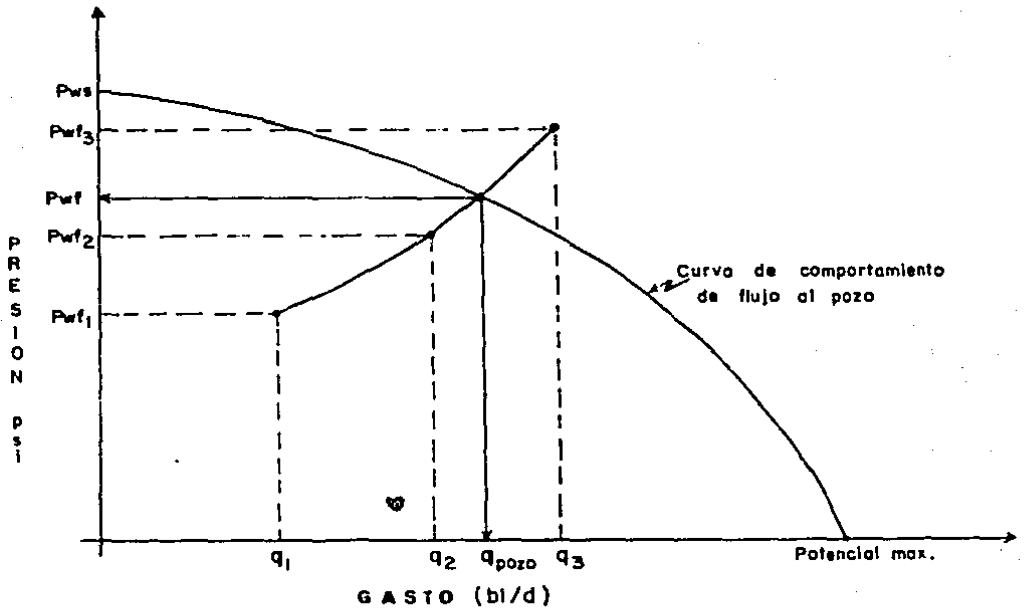


Fig. 3.21 GRAFICA PRESION - GASTO

Es conveniente hacer notar que si se varía uno a varios parámetros tales como diámetro de la tubería de producción, - relación gas total-líquido, presión superficial del gas de inyección, etc., el gasto también será variable, por lo que puede efectuarse una optimación del mismo. Esto será tratado con más detalle en el capítulo 5.

## CAPITULO 4

### DISEÑO DE UNA INSTALACION DE BOMBEO NEUMATICO CONTINUO.

#### 4.1 ESPACIAMIENTO DE VALVULAS DE INYECCION DE GAS.

El propósito fundamental del espaciamiento de válvulas de inyección de gas en una instalación de bombeo neumático continuo, es desalojar el fluido de control del pozo y alcanzar el punto de inyección de gas correspondiente para obtener el gasto deseado.

Existen en la literatura varios procedimientos para el espaciamiento de válvulas y la mayoría cumple normalmente con su objetivo. Los procedimientos varían entre sí, en función del tipo de válvula que el diseñador prefiera utilizar. Sin embargo para propósito del presente trabajo, se seleccionó un procedimiento confiable para la mayoría de las válvulas que se emplean en la Industria Petrolera.

Por lo anterior, el programa de cómputo desarrollado en este trabajo, utiliza el procedimiento "Universal" propuesto-

por el Dr. Kermit E. Brown (24) que de manera breve se describe a continuación.

#### PROCEDIMIENTO " UNIVERSAL ".

En el capítulo anterior se mostró la forma de obtener el gasto y la profundidad del punto de inyección de gas en una instalación de bombeo neumático continuo. Para lograr esto, se construyó una gráfica profundidad-presión que finalmente resultó en una gráfica similar a la mostrada en la Fig. 4.10. Esta gráfica contiene la siguiente información:

- a) Profundidad media del intervalo productor.
- b) Presión fluyendo en la cabeza del pozo, Pwh.
- c) Gradiente de presión de operación del gas de inyección.
- d) Gradiente de presión disponible del gas de inyección.
- e) Gradiente de presión fluyendo del pozo por arriba del punto de inyección de gas.
- f) Profundidad del punto de inyección de gas.
- g) Gradiente de presión fluyendo del pozo por abajo del punto de inyección de gas.
- h) Presión de fondo fluyendo, Pwf.

Partiendo de esta gráfica y la información disponible en ella, el espaciamiento de acuerdo al procedimiento "Universal" es como sigue:

- 1).- Trazar la línea de "Presión de diseño". Esta línea recta se inicia a profundidad cero y un valor de presión igual a  $P_{wh} + 200$  o  $P_{wh} + 0.2 (P_{so})$  (cualquiera que se use da buenos resultados) y termina en el punto de --- inyección de gas.
- 2).- Situar a profundidad cero la máxima presión disponible ( $P_{ko}$ ) del gas de inyección en la superficie (presión de arranque) y considerando el gradiente originado por una columna de gas, trazar el gradiente de presión máxima disponible. Este gradiente se usará únicamente para -- localizar la profundidad de la primera válvula.
- 3).- A partir de la presión fluyendo en la cabeza del pozo, trazar el gradiente de presión del fluido de control -- (fluido con el que se encuentra lleno el pozo) hasta - intersectar el gradiente de presión máxima disponible (gradiente de la presión de arranque) y en este punto de intersección se tendrá la profundidad de la primera válvula. Observe la Fig. 4.11.
- 4).- A partir del punto de localización de la primera válvula, extender una línea horizontal hacia la izquierda - hasta intersectar la línea de presión de diseño. Ahora, a partir de este punto trazar una recta paralela al gradiente del fluido de control hasta intersectar el gradiente de operación y obtener en este punto la profundidad de la segunda válvula. Observar la Fig. 4.11.

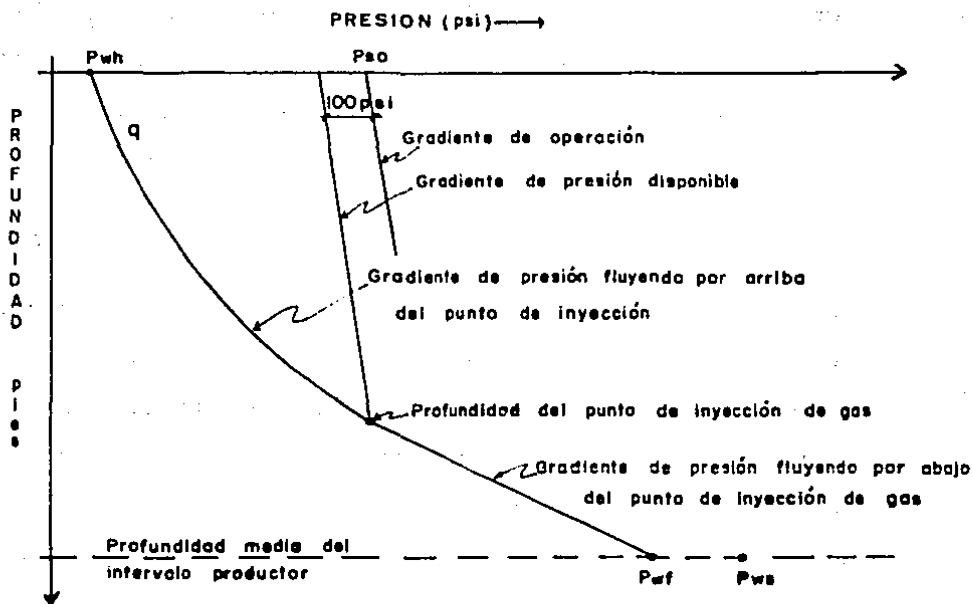
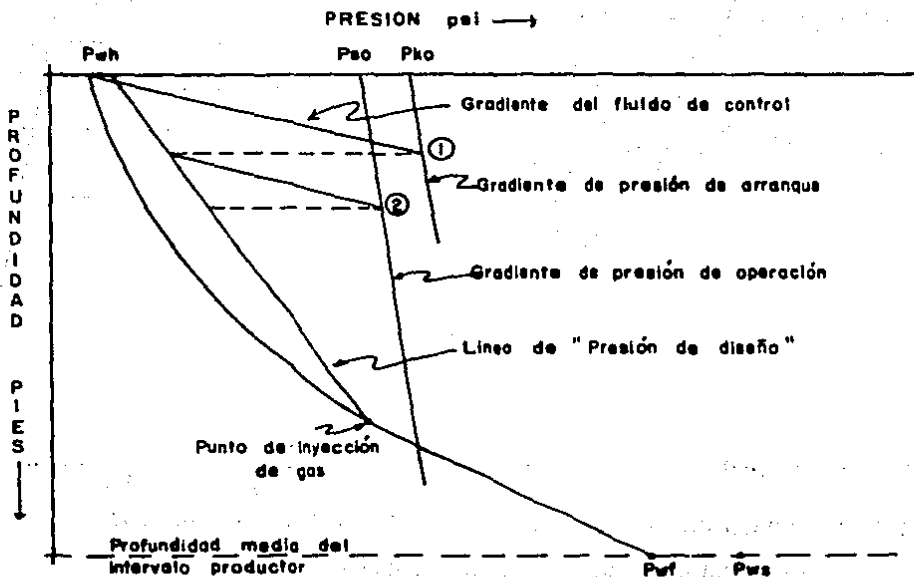


Fig. 4.10 GRAFICA PROFUNDIDAD — PRESION

- 5).- Repitiendo el paso anterior a partir de la localización de la última profundidad encontrada, obtendremos la -- profundidad de las válvulas restantes hasta alcanzar -- la profundidad del punto de inyección de gas.
- 6).- Dado que generalmente no coincide la profundidad de la última válvula con la profundidad del punto de inyección de gas, es necesario reespaciar las válvulas cercanas al punto de inyección con el fin de instalar una válvula en este punto. Además dependiendo de las características del pozo tales como decremento de la presión de fondo fluyendo, etc., una válvula adicional --

por abajo del punto de inyección puede requerirse. Para efectuar este reespaciamiento se recomienda que el espaciamiento máximo en las cercanías del punto de inyección sea de 250 pies. Observe la Fig. 4.12.



**Fig. 4.11 LOCALIZACION DE LAS PRIMERAS DOS VALVULAS EN EL DISEÑO DE UNA INSTALACION DE B.N.C.**

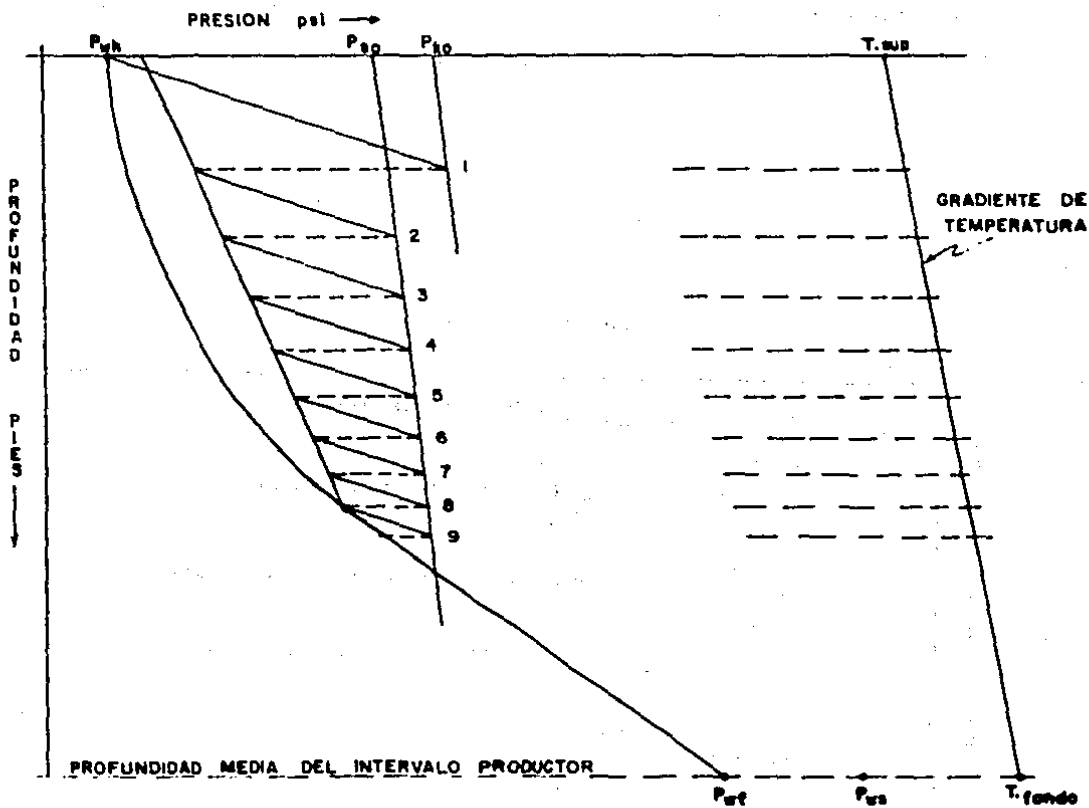


FIG. 4.12 ESPACIAMIENTO DE VALVULAS DE INYECCION DE GAS DE ACUERDO AL METODO "UNIVERSAL"



7).- Determine la temperatura de operación de cada válvula. Sobre la misma gráfica y utilizando el extremo derecho del eje horizontal, situe la escala de temperatura. -- Marque la temperatura fluyendo en la boca del pozo a profundidad cero y la temperatura fluyendo a la profundidad media el intervalo productor. Una ambos puntos -- con una línea recta y obtenga el gradiente de temperatura o lo largo del pozo. Dependiendo de la profundidad de cada válvula, obtenga la temperatura de operación de cada una de ellas. Observe la Fig. 4.12.

Con este procedimiento se obtiene la profundidad a la cual deberán colocarse cada una de las válvulas de inyección de gas y la temperatura aproximada a la que estarán sometidas durante su operación. Deberá instalarse una válvula a la -- profundidad del punto de inyección efectuando un reespaciamento final, además de adicionar una válvula por abajo del mismo.

#### 4.2 DETERMINACION DEL DIAMETRO DEL ORIFICIO DE LAS VALVULAS DE INYECCION DE GAS.

Existen en la literatura diversos procedimientos para evaluar el diámetro de un orificio por el cual se requiere pasar un volumen determinado de gas.

Para el desarrollo del programa de cómputo expuesto en el presente trabajo, se seleccionó la ecuación propuesta por Thornhill-Craver (25) cuya expresión es la siguiente:

$$Q_g = \frac{155 C A P_1}{\sqrt{G T}} \left\{ 2_g \left( \frac{K}{K-1} \right) \left[ r^{2/k} - r^{(k+1)/k} \right] \right\}^{1/2} \quad (4.20)$$

El valor de la variable "r", se determina de la siguiente manera:

$$\text{Calcule:} \quad r_o = \left[ \frac{2}{K+1} \right]^{k/(k-1)} \quad (4.21)$$

Que representa la relación de presión en condiciones de flujo crítico.

$$y \quad r = P_2/P_1 \quad (4.22)$$

Que representa la relación de presión en condiciones de flujo subcrítico.

si  $r \geq r_o$ , utilice para la variable "r" el valor calculado con la ecuación 4.22. Para  $r < r_o$ , utilice para la variable "r" el valor calculado con la ecuación 4.21.

Puesto que en una instalación de bombeo neumático lo que --

interesa es determinar el diámetro de orificio de las válvulas, este se calcula despejando de la ecuación 4.20 la variable "A", que es el área del orificio y a partir de esta calcular el diámetro correspondiente.

Es conveniente mantener el mismo diámetro de orificio calculado, en todas las válvulas instaladas, con el fin de evitar posibles interferencias de operación entre ellas.

#### 4.3 MECANICA DE VALVULAS DE INYECCION DE GAS.

A continuación se presenta una revisión de la mecánica de válvulas operadas por presión, ya que este tipo de válvulas se utilizan en prácticamente todas las instalaciones de bombeo neumático continuo. El principio de operación de estas válvulas es similar al de un regulador de presión. La fuerza para cerrar la válvula se obtiene de un fuelle cargado a presión, un resorte, o una combinación de ambos. Estas válvulas se calibran en un probador o taller a una presión determinada, de tal manera que se obtenga la presión deseada de operación dentro del pozo.

#### VALVULAS OPERADAS POR PRESION.

La Fig. 4.31 muestra un esquema de un tipo de válvula operada por presión, que además de fuelle y domo cargado con ---

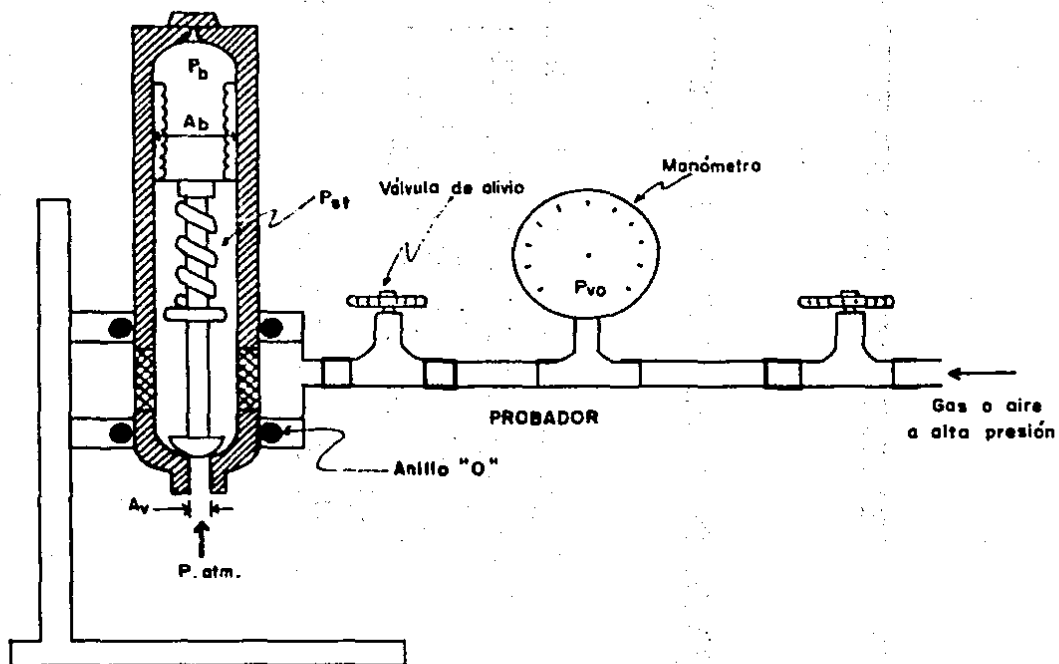
Nitrógeno, contiene un resorte como fuerza adicional para el cierre de la válvula. La carga de presión del fuelle --- ejercida sobre el área total efectiva del mismo, más la --- fuerza del resorte, constituyen las fuerzas de cierre de la válvula.

Las áreas involucradas en la apertura o cierre de una válvula operada por presión, son el área efectiva del fuelle --- (Ab) y el área del orificio (Av).

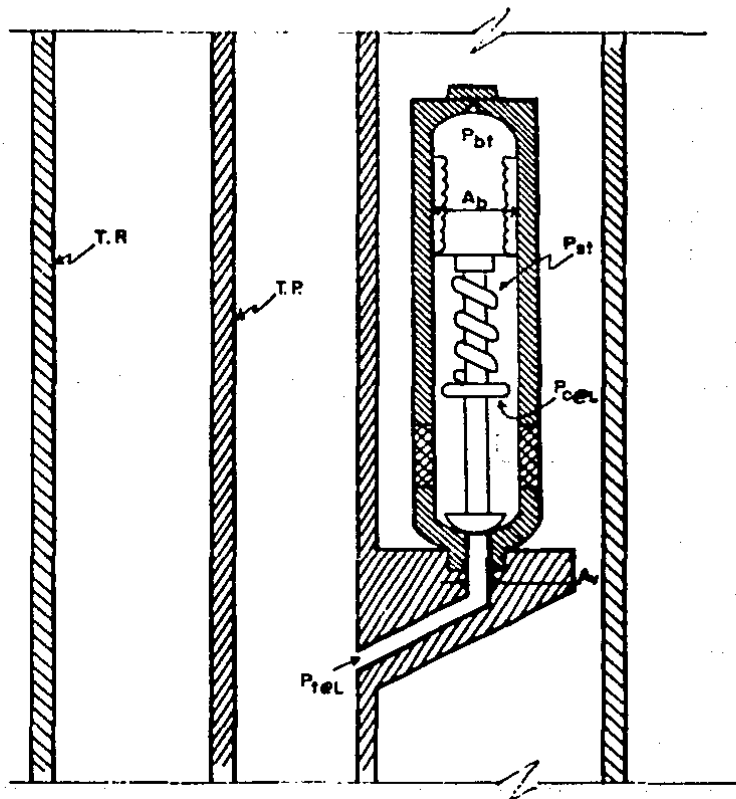
La válvula mostrada en la Fig. 4.31 está instalada en un -- probador y la presión de apertura del probador se aplica -- sobre el área efectiva del fuelle menos el área del puerto-- (Ab-Av). La presión manométrica del probador a la cual la - válvula comienza a pasar gas, es la presión de apertura --- (Pvo) en el probador a la temperatura ambiente. La presión-- que actúa sobre el área del puerto (Av) en el instante en - que la válvula abre, es la presión atmosférica, o sea cero-- presión manométrica.

#### ECUACIONES FUNDAMENTALES PARA VALVULAS OPERADAS POR PRESION.

Las ecuaciones de apertura y cierre se derivan de las ecuaciones de balance de fuerzas que gobiernan su comportamiento.



**Fig. 4.31 VALVULA OPERADA POR PRESION, CON DOMO CARGADO Y RESORTE A PUNTO DE ABRIR EN EL PROBADOR.**



**Fig. 4.32 VALVULA OPERADA POR PRESION , CON DOMO Y RESORTE ,  
A PUNTO DE ABRIR DENTRO DEL POZO**

La válvula mostrada en la Fig. 4.32 se encuentra instalada en un pozo y está a punto de abrir. En ese instante, las fuerzas que tratan de cerrarla son iguales a las fuerzas que tratan de abrirla, por lo tanto:

$$\text{FUERZAS QUE TRATAN DE ABRIR LA VALVULA} = P_o (A_b - A_v) + P_t A_v \quad (4.30)$$

$$\text{FUERZAS QUE TRATAN DE CERRAR LA VALVULA} = P_{bt} A_b + P_{st} (A_b - A_v) \quad (4.31)$$

Igualando estas ecuaciones (4.30 y 4.31) se tiene:

$$P_o (A_b - A_v) + P_t A_v = P_{bt} A_b + P_{st} (A_b - A_v) \quad (4.32)$$

Dividiendo entre "A<sub>b</sub>" y despejando "P<sub>o</sub>" se obtiene:

$$P_o = \frac{P_{bt}}{1 - (A_v/A_b)} + P_{st} - P_t \frac{A_v/A_b}{1 - (A_v/A_b)} \quad (4.33)$$

Donde "P<sub>o</sub>" es la presión mínima en la tubería de revestimiento a la profundidad y temperatura de la válvula, requerida para mantenerla cerrada.

En un probador, la presión de la T.P. (Pt) es cero y la ecuación 4.32 toma la forma siguiente:

$$P_{vo} (A_b - A_v) = P_{bt} A_b + P_{st} (A_b - A_v) \quad (4.34)$$

Dividiendo entre "Ab" y despejando "Pvo" se obtiene:

$$P_{vo} = \frac{P_b}{(1 - A_v/A_b)} + P_{st} \quad (4.35)$$

La válvula mostrada en la Fig. 4.33 se encuentra instalada en un pozo y está a punto de cerrar. De igual manera, las fuerzas que tratan de abrirla son iguales a las fuerzas que tratan de cerrarla, por lo tanto:

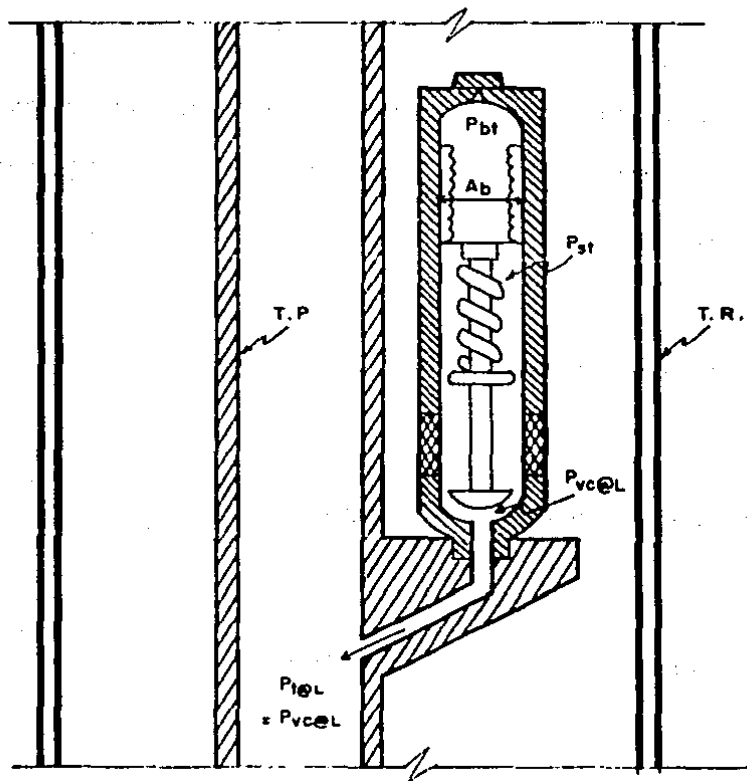
$$\text{FUERZAS QUE TRATAN DE ABRIR LA VALVULA} = P_{vc} A_b \quad (4.35)$$

$$\text{FUERZAS QUE TRATAN DE CERRAR LA VALVULA} = P_{bt} A_b + P_{st} (A_b - A_v) \quad (4.36)$$

Igualando estas ecuaciones (4.35 y 4.36) se tiene:

$$P_{vc} A_b = P_{bt} A_b + P_{st} (A_b - A_v) \quad (4.37)$$





**Fig. 4.33 VALVULA OPERADA POR PRESION , CON DOMO Y RESORTE ,  
A PUNTO DE CERRAR DENTRO DEL POZO**

Dividiendo entre "Ab" y despejando "Pvc"

$$Pvc = Pbt + Pst (1-Av/Ab) \quad (4.38)$$

Donde "Pvc" es la presión mínima en la tubería de revestimiento a la profundidad de la válvula, requerida para mantenerla abierta.

En un probador se obtiene:

$$Pvc (Ab) = Pb(Ab) + Pst (Ab-Av) \quad (4.39)$$

Dividiendo entre "Ab" y despejando "Pvc".

$$Pvc = Pb + Pst (1-Av/Ab) \quad (4.40)$$

Con el fin de relacionar las presiones de apertura y cierre en el probador, se combinan las ecuaciones 4.35 y 4.40 para obtener:

$$P_{vo} = \frac{P_{vc}}{1 - A_v/A_b} \quad (4.41)$$

Definiendo:  $R = A_v/A_b$

Se obtiene finalmente:

$$P_{vo} = \frac{P_{vc}}{1 - R} \quad (4.42)$$

Esta última ecuación relaciona la presión de cierre y apertura de una válvula en el probador y permite calcular cualquiera de ellas a partir de la otra, conociendo las características particulares de la válvula de que se trate.

## CAPITULO 5

### PROGRAMA DE COMPUTO

En los capítulos anteriores se han descrito de manera general, los métodos y procedimientos que conforman el programa de cómputo motivo de este trabajo. Estos métodos y procedimientos fueron seleccionados tomando como base su grado de confiabilidad, aplicación y adaptación numérica.

De esta forma se ha desarrollado un programa de cómputo que permite diseñar y analizar instalaciones de bombeo neumático continuo. Este programa por su facilidad de manejo, puede utilizarse en las diferentes zonas petroleras del País.

En el anexo A se muestra la forma en que se suministran los datos, así como sus unidades correspondientes.

En la ejecución del programa se obtiene en primer término - un listado de la información suministrada, con el fin de -- que el usuario pueda revisarla de manera inmediata. Enseguida se imprime una tabla de especificaciones de las válvulas

de bombeo neumático continuo de uso común en la Industria - Petrolera, asignándose a cada una de ellas un número clave, con el que se identifica el tipo de válvulas a usar en cada diseño.

#### 5.1 DETERMINACION DEL COMPORTAMIENTO DE FLUJO AL POZO.

Utilizando el trabajo desarrollado por Vogel (4) descrito - en el capítulo primero, se determina el comportamiento de - flujo al pozo (curva de I.P.R.), a partir de una prueba de - producción.

#### 5.2 DETERMINACION DEL GASTO.

La determinación del gasto que puede obtenerse del pozo, pa - ra las condiciones particulares a que está sujeto, se efec - túa de acuerdo al procedimiento gráfico que fue explicado - con detalle en el capítulo 5.

La correlación de flujo multifásico vertical que se utiliza para determinar los gradientes de presión fluyendo a través de la tubería de producción, es la propuesta por Orkiszewski (15) y fue descrita de manera general en el capítulo 2. Esta correlación fue seleccionada por dos razones principales: La primera es que dicha correlación contiene la mejor fundamen - tación teórica, seleccionada de otras correlaciones ante---

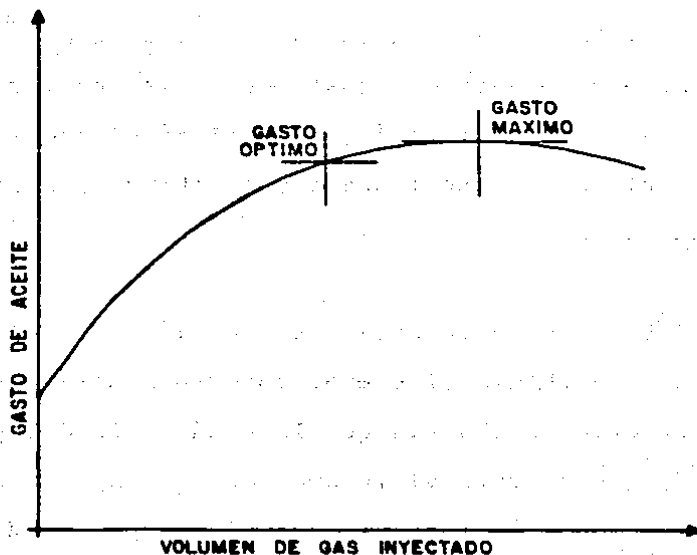
riormente desarrolladas y la segunda razón es que se ha utilizado en el cálculo de gradientes de presión fluyendo para algunos pozos de las áreas petroleras de nuestro País, obteniéndose buena aproximación al compararse con datos medidos.

Como se indicó al final del capítulo tercero, el gasto que puede obtenerse de un pozo en particular, es función de múltiples variables relacionadas en forma compleja. Con el fin de obtener el comportamiento del gasto de aceite en función de los parámetros de mayor interés, se utilizó el programa de cómputo presentado en este trabajo y se obtuvieron los siguientes resultados:

Cuando se graficó el gasto de aceite en función del volumen de gas inyectado, se obtuvo el comportamiento mostrado en la Fig. 5.20. De ella se observa que la producción del pozo aumenta a medida que aumenta el volumen de gas inyectado, hasta un valor máximo a partir del cual disminuye. Es de esperarse que exista un volumen determinado de gas al cual le corresponde la producción máxima de aceite, ya que para mayores volúmenes de inyección las pérdidas por fricción aumentan considerablemente, provocándose mayores caídas de presión en la tubería de producción.

También puede observarse que los incrementos en la producción disminuyen a medida que aumenta el volumen de gas in-

yectado. Por lo que es evidente que existe un gasto óptimo-  
arriba del cual no se justifican, desde un punto de vista -  
económico, incrementos en la producción.



**Fig. 5.20 COMPORTAMIENTO DE UN POZO CON BOMBEO NEUMATICO  
EN FUNCION DEL VOLUMEN DE GAS INYECTADO**

El gasto óptimo en una instalación de bombeo neumático, de-  
pende del valor del aceite y el gas en el mercado petrolero  
y de otros costos como: tratamiento, compresión y distribu-  
ción del gas, costos operativos y de mantenimiento de las -

instalaciones, etc.

En términos generales puede afirmarse que el gasto óptimo - se encuentra muy por abajo del gasto máximo.

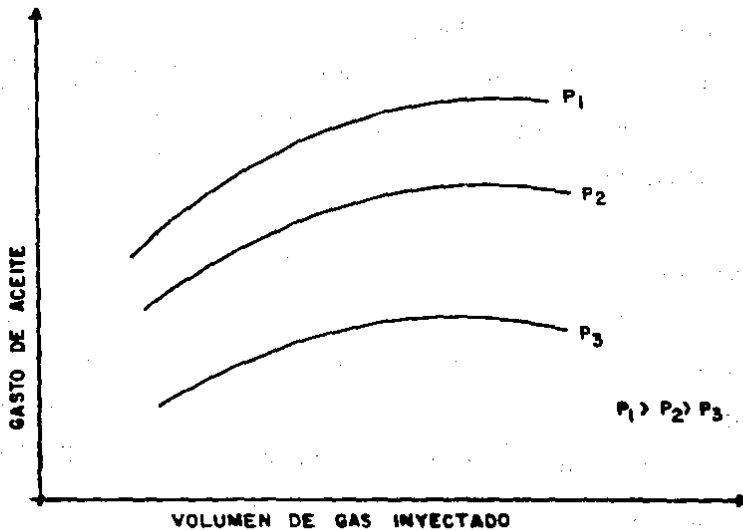
El comportamiento que se obtuvo al graficar el gasto de --- aceite en función del volumen de gas inyectado para diferentes presiones superficiales de operación del gas de inyección, se muestra en la Fig. 5.21.

Cuando se dispone de mayor presión del gas de inyección, es posible profundizar el punto de inyección. Con esto, se --- crea un gradiente de presión fluyendo más ligero desde una- profundidad mayor a través de la tubería de producción, traduciéndose en una menor presión de fondo fluyendo y obteniéndose como consecuencia un mayor gasto de aceite.

Sin embargo, la presión de inyección no podrá incrementarse indefinidamente, con el propósito de incrementar el gasto - también indefinidamente. Puede observarse en la gráfica que muestra la Fig. 5.21, que al continuar incrementando la presión del gas de inyección, los incrementos en la producción de aceite son cada vez menores. Esto significa que se llega a un valor tal de presión para el cual ya no se tienen -- incrementos en la producción de aceite y este valor se obtiene cuando la profundidad del punto de inyección alcanza-



la profundidad total del pozo.



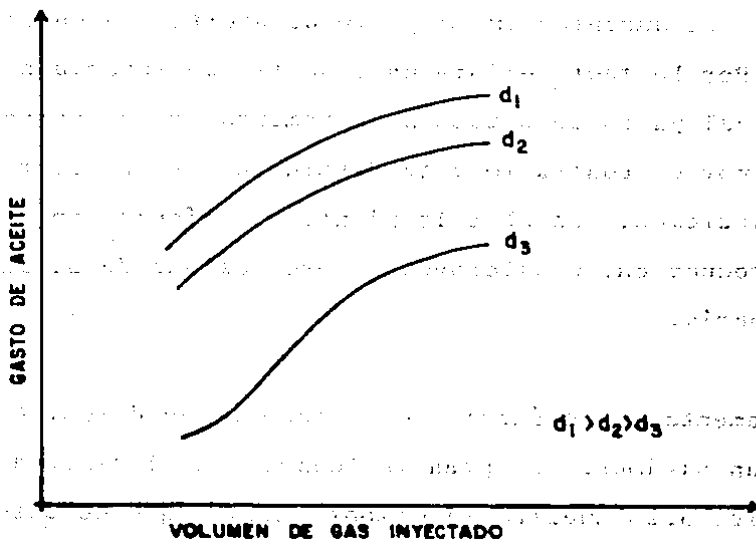
**Fig. 5.21 COMPORTAMIENTO DE UN POZO CON BOMBEO NEUMATICO PARA DIFERENTES PRESIONES DEL GAS DE INYECCION**

Otro parámetro de interés al cual también es muy sensible - el gasto de aceite, es el diámetro de la tubería de producción. El comportamiento que se obtuvo al graficar el gasto de aceite en función del volumen de gas inyectado para diferentes diámetros de tubería de producción, se muestra en la Fig. 5.22. Puede observarse de esta figura que conforme se

incrementa el diámetro de la tubería de producción, se obtienen incrementos en el gasto de aceite. Sin embargo es también de esperarse que si se continúa incrementando el diámetro, los aumentos en el gasto de aceite son cada vez menores. Por lo tanto existe un diámetro de tubería a partir del cual ya no se obtienen incrementos en el gasto de aceite y por el contrario este disminuye. Lo anterior se debe al incremento en el colgamiento del líquido en la tubería de producción, ocasionando mayores caídas de presión en dicha tubería.

Indudablemente, el diámetro de la tubería de descarga también es un parámetro de gran influencia en el gasto de aceite. La Fig. 5.23 muestra el comportamiento que se obtuvo al variar el mencionado parámetro. Cuando se modifica el diámetro de la tubería de descarga, cambia la contrapresión en la boca del pozo.

Las curvas de comportamiento exhibidas en esta figura, muestran una tendencia similar a las analizadas anteriormente. Conforme se incrementa el diámetro de la tubería de descarga, se obtienen incrementos en el gasto de aceite como consecuencia de una disminución en la contrapresión del pozo. Pero esto sucede hasta un valor determinado, a partir del cual esto ya no ocurre.

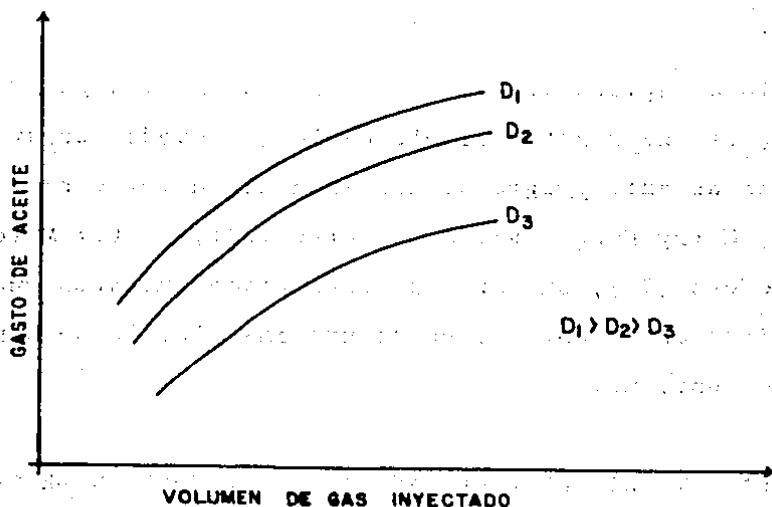


**Fig. 5.22 COMPORTAMIENTO DE UN POZO CON BOMBEO NEUMÁTICO PARA DIFERENTES DIÁMETROS DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.**

Otro parámetro que también permite variar la contrapresión en la boca del pozo, es la presión de trabajo del separador. Si la presión de separación disminuye, habrá un incremento en la producción del pozo.

Los parámetros hasta ahora analizados, se consideran son los más importantes en la optimización de instalaciones de --

bombear neumático continuo. Sin embargo, pueden haber otros cuyos efectos se pueden analizar en forma similar.



**Fig. 5.23 COMPORTAMIENTO DE UN POZO CON BOMBEO NEUMÁTICO PARA DIFERENTES DIÁMETROS DE TUBERÍA DE DESCARGA**

Como puede observarse, optimar una instalación de bombeo neumático continuo considerando cuatro o cinco parámetros, no es una tarea simple. Por tal motivo, se consideró impor-

tante desarrollar un programa de cómputo que permitiera procesar un número indeterminado de pozos en una simple ejecución, presentando únicamente si así se deseara, el gasto -- obtenido para cada pozo. Por lo tanto, con dicho programa -- es posible evaluar el comportamiento de un pozo en bombeo -- neumático, al variar cualquiera de los parámetros anteriormente mencionados, a fin de lograr las mejores condiciones de operación del pozo.

El ejemplo de aplicación que se presenta en el siguiente -- capítulo, es una muestra simple de lo que puede lograrse -- con el uso de este programa. Los investigadores Víctor Gómez (27), Harry Hung (28), J. Alberto (29), Victor Mitchell (30) y Redden (31), sugieren algunos procedimientos que pueden seguirse en la optimación de una instalación de bombeo neumático continuo.

### 5.3 ESPACIAMIENTO DE VALVULAS PARA LA INYECCION DE GAS.

Debe mencionarse que las características de las válvulas -- que se utilizan para el diseño de los aparejos de bombeo -- neumático, fueron tomados de un pequeño banco de datos, del cual está provisto el programa. El banco de datos se integró con las características de las válvulas de bombeo neumático de mayor aplicación en la Industria petrolera.

El procedimiento que se sigue para el espaciamento de las válvulas de inyección de gas, es de denominado "Universal" y fue descrito en el capítulo 4. El programa está dotado de un procedimiento que permite efectuar un reespaciamento de las válvulas cercanas al punto de inyección de gas. Esto -- garantiza la instalación de una válvula a la profundidad -- del punto de inyección y además coloca una válvula adicional abajo de este punto. La última válvula proporciona mayor seguridad en la operación de la instalación, al variar las condiciones del pozo en el futuro.

#### 5.4 DETERMINACION DEL DIAMETRO DE ORIFICIO Y CALIBRACION DE VALVULAS.

La determinación del diámetro de orificio de las válvulas se efectúa tomando como base las ecuaciones dadas por Thornhill-Craver que fueron descritas en el capítulo 4. El diámetro determinado depende del volumen de gas que se desea inyectar, así como de la diferencia de presión que se establece entre el espacio anular y la tubería de producción.

El total de válvulas que se analizan son 38 y corresponden a tres marcas diferentes y diversos tipos de cada marca. Con la información anterior pueden obtenerse hasta ocho diseños diferentes para cada pozo.

Una vez seleccionadas las válvulas que integran la instalación, la evaluación de las presiones de apertura o cierre a la cual deberán calibrarse en el taller de instrumentos, se efectúa de acuerdo a las ecuaciones descritas en el capítulo 4.

#### 5.5 OBTENCION DE LOS DISEÑOS.

Como parte final de los resultados de cada pozo, se imprimen los diseños obtenidos para cada tipo de válvula seleccionada, mostrándose esta información en forma tabulada.

La primera columna enumera las válvulas de la superficie al fondo del pozo. La segunda columna proporciona el número clave de la válvula que requiere el aparejo de bombeo neumático de acuerdo a las condiciones del pozo y que relacionado con la tabla de especificaciones de las válvulas impresa al inicio de la ejecución, permite identificar la marca y tipo de válvula. La tercera columna indica la profundidad vertical a la cual deberán instalarse cada una de las válvulas.

Otro aspecto importante es que el programa fue desarrollado para aplicarse a pozos verticales o desviados, por lo tanto la cuarta columna indica la longitud total, o profundidad desarrollada, a la que deberá quedar instalada cada válvula.

La quinta columna indica la temperatura de operación de las válvulas. Las siguientes columnas muestran la presión superficial de cierre y la presión de cierre a la profundidad de cada una de las válvulas. Las dos últimas columnas contienen las presiones de apertura y cierre a las cuales deberán ser calibradas en el taller.

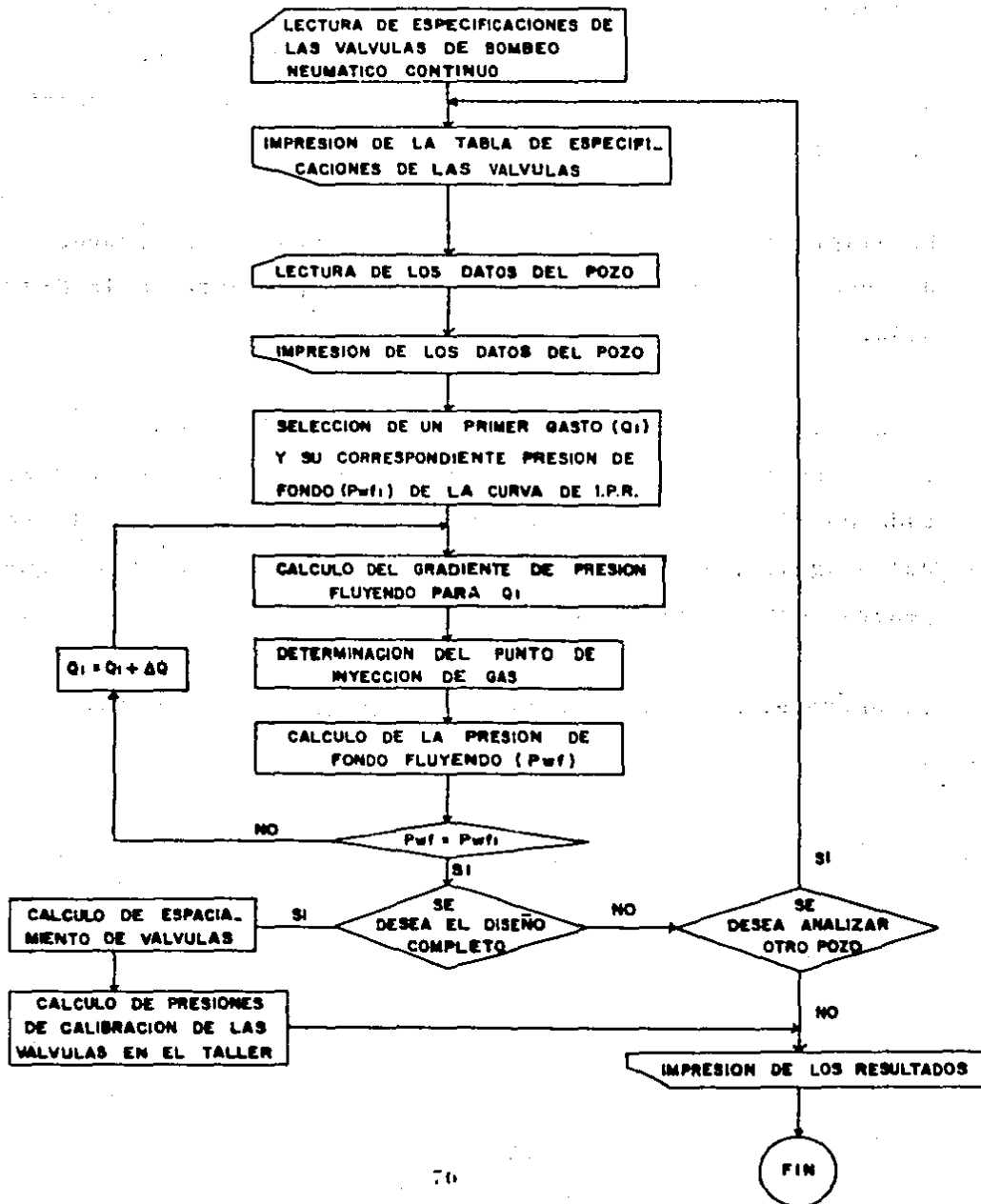
Un diagrama de flujo simplificado que muestra la secuencia del procesamiento de la información, se presenta en la Fig. 5.50.

El anexo A, describe el orden de alimentación de la información, indicando las unidades en que deberán proporcionarse cada una de las variables. Para facilitar al usuario el uso del programa, los datos se proporcionan en las unidades que generalmente se usan en el campo.

El anexo B, muestra el listado del programa de cómputo.



Fig. 5.50 DIAGRAMA DE FLUJO SIMPLIFICADO DEL PROGRAMA DE COMPUTO



## CAPITULO 6

### EJEMPLO DE APLICACION

El programa de cómputo presentado en este trabajo, encuentra su mayor aplicación en el análisis de instalaciones de bombeo neumático continuo. Como ya se ha mencionado, puede obtenerse el comportamiento de la producción de aceite en función de parámetros como: el volumen de gas inyectado, la presión superficial del gas de inyección, etc. Es importante conocer la variación del gasto de aceite en función de estos parámetros, antes de efectuar el diseño de la instalación.

Con el objeto de presentar algunas de las aplicaciones del programa de cómputo tanto en el análisis como en el diseño, se utilizaron los siguientes datos supuestos:

Densidad relativa del aceite	(agua = 1.0)	0.885
Densidad relativa del gas	(aire = 1.0)	0.802
Densidad relativa del agua producida		1.100
Densidad relativa del fluido de control		1.000

Profundidad media del intervalo productor	3988.0	m
Diámetro interior de la tubería de producción	3.958	pg
Diámetro interior de la tubería de revestimiento	6.875	pg
Angulo de desviación con respecto a la vertical	0.0	grados
Temperatura fluyendo en la boca del pozo	54.0	°C
Temperatura fluyendo en el fondo del pozo	121.0	°C
Temperatura de calibración en el taller	15.5	°C
Porcentaje de agua producida	10.0	%
Relación gas de formación - líquido	80.0	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Presión fluyendo en la boca del pozo	168.0	psig
Presión de fondo estática	4250.0	psig
Presión de fondo fluyendo durante la prueba de producción.	3700.0	psig
Gasto de líquido durante la prueba de producción	2750.0	bl/d
Caída de presión a través de la válvula de bombeo-neumático.	100.0	psig

Como puede observarse, las unidades empleadas son las que generalmente se utilizan en el campo y están de acuerdo con la descripción del anexo A. Para la determinación del factor de volumen del aceite ( $B_o$ ) y de la relación de solubilidad ( $R_s$ ), se usaron las correlaciones de Standing. En la evaluación de la viscosidad del líquido ( $\mu_l$ ), se utilizó la correlación propuesta por Beal - Chew y Conally.

Como primera aplicación del programa, se obtuvo el comportamiento de la producción del pozo en función del volumen de-

gas inyectado, para lo cual se fijó una presión superficial del gas de inyección (presión de operación,  $P_{so}$ ) de 600 lb/pg<sup>2</sup>. En una sola ejecución del programa, se obtuvieron los resultados que se muestran en la Tabla 6.1 y a partir de ésta se elaboró la gráfica presentada en la Fig. 6.10.

Esta gráfica es importante ya que a partir de ella se puede establecer el volumen de gas inyectado más conveniente de acuerdo al volumen disponible. Si se dispone de un volumen de gas ilimitado, de la gráfica puede observarse que sólo contando con un estudio económico, puede determinarse con precisión el volumen óptimo de gas inyectado.

La gráfica que se presenta en la Fig. 6.11, muestra el comportamiento de la producción del pozo en función del volumen de gas inyectado, para 800 lb/pg<sup>2</sup> de presión del gas de inyección. En ella se observa un incremento significativo en el gasto de aceite, en virtud de haberse incrementado en 200 lb/pg<sup>2</sup> la presión del gas de inyección. Lo anterior se debe a que el punto de inyección de gas se ha profundizado en aproximadamente 500 m. Este comportamiento fue explicado en el capítulo anterior en forma más detallada.

Continuando con la aplicación del programa, se elaboraron las gráficas de las Figuras 6.12 y 6.13. En esta última se agruparon las curvas de comportamiento para presiones que

T A B L A 6.1

<u>PRESION DE OPERACION (LB/PG2)</u>	<u>VOLUMEN DE GAS INYECTADO (MMPCD)</u>	<u>GASTO DE ACEITE OBTENIDO (BPD)</u>	<u>RELACION GAS INYECTADO - LIQUIDO (M3/M3) (PIE3/BL)</u>	
600	0.25	4 458	10	56
	0.50	4 745	19	105
	1.00	5 059	35	198
	1.25	5 158	43	242
	1.50	5 245	51	286
	1.75	5 311	59	329
	2.00	5 363	66	373
	2.50	5 444	82	459
	3.00	5 498	97	546
	3.50	5 533	113	633
	4.00	5 557	128	720

FIGURA 6.10

COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION DEL POZO EN FUNCION DEL VOLUMEN DE GAS INYECTADO, PARA UNA PRESION DE OPERACION DE 600 lb/pg<sup>2</sup>

18

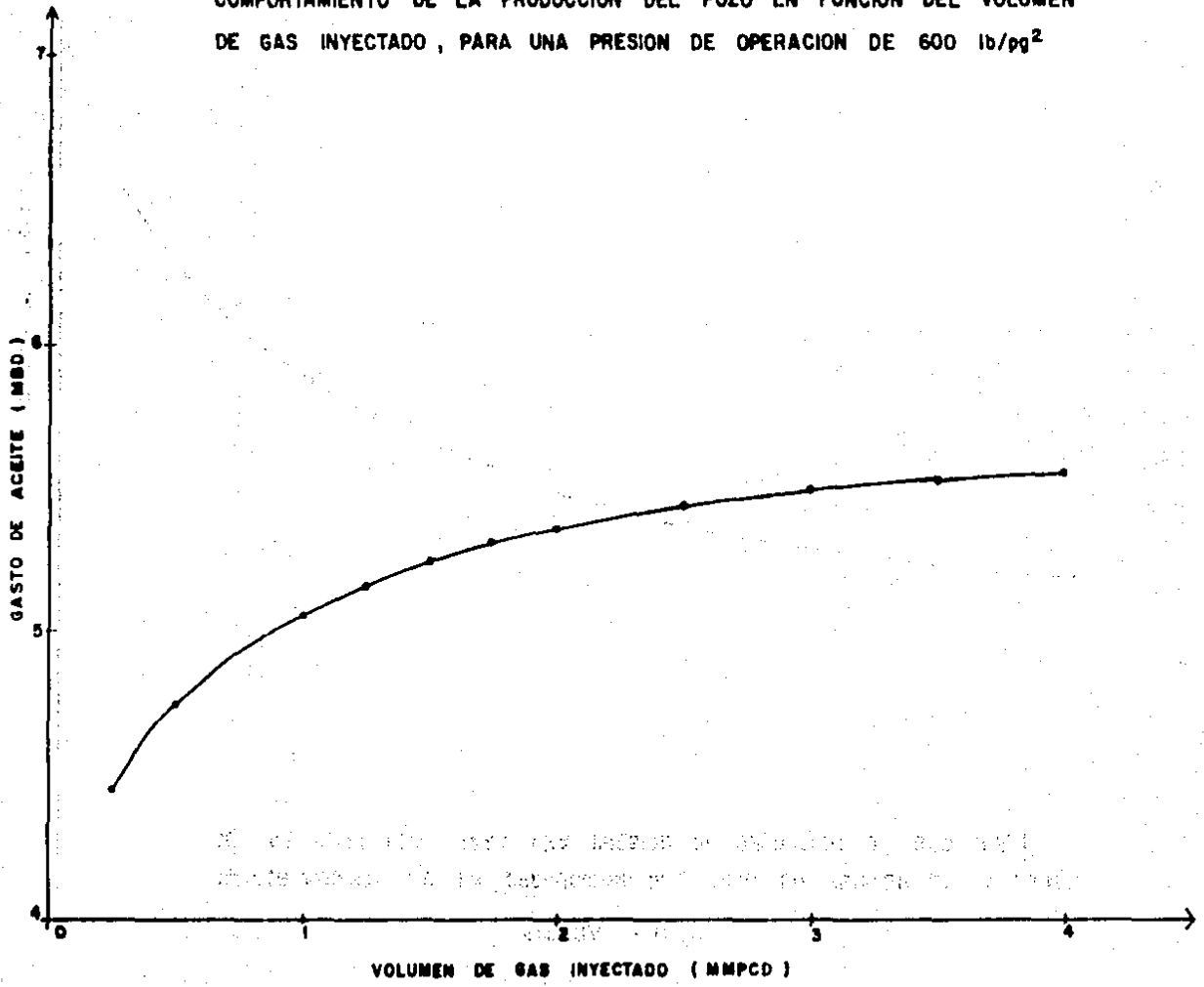


FIGURA 6.11

COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION DEL POZO EN FUNCION DEL VOLUMEN DE GAS INYECTADO , PARA UNA PRESION DE OPERACION DE 800 lb/pg<sup>2</sup>

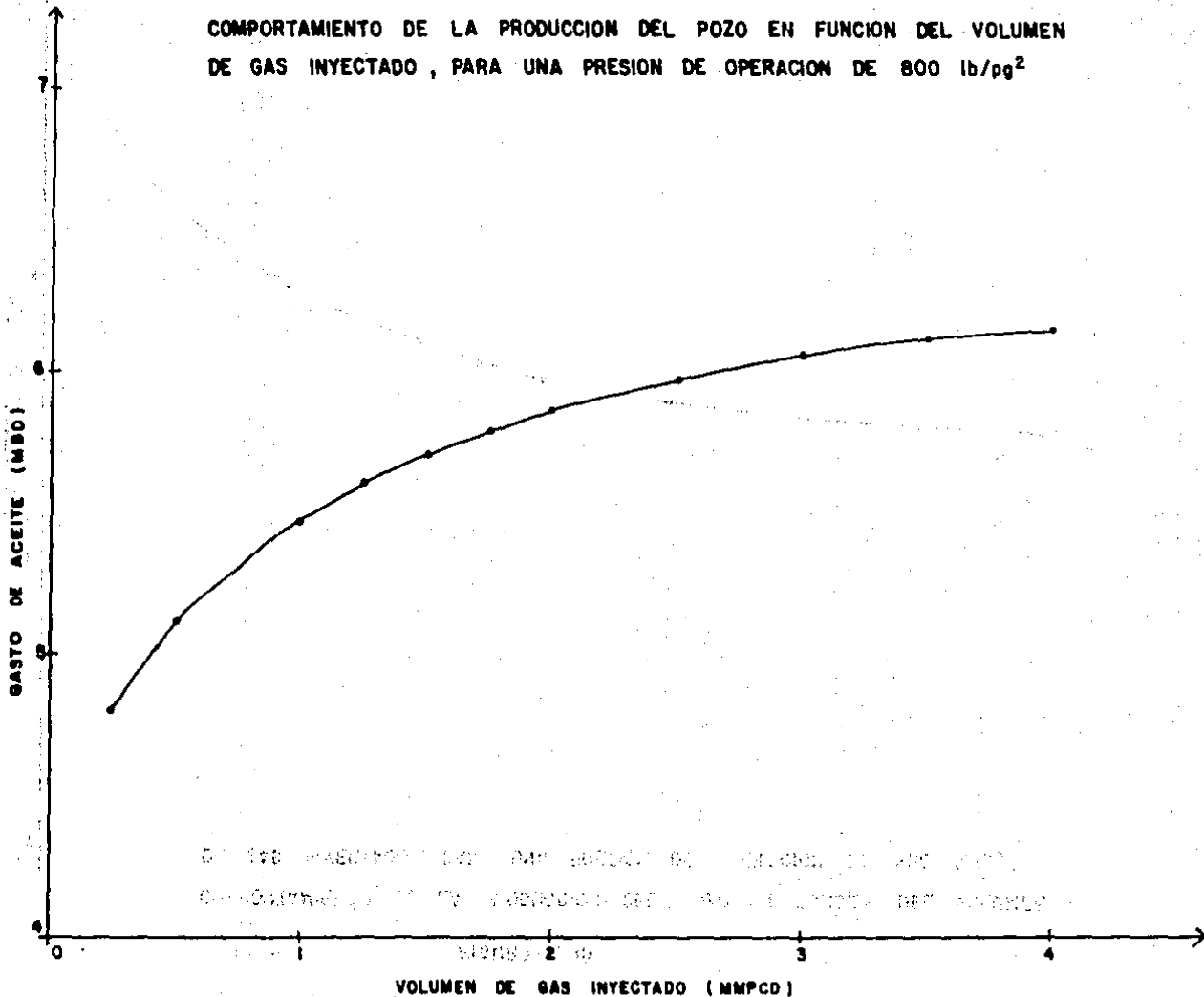


FIGURA 6.12

COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION DEL POZO EN FUNCION DEL VOLUMEN DE GAS INYECTADO, PARA UNA PRESION DE OPERACION DE 1,000 lb/pg<sup>2</sup>

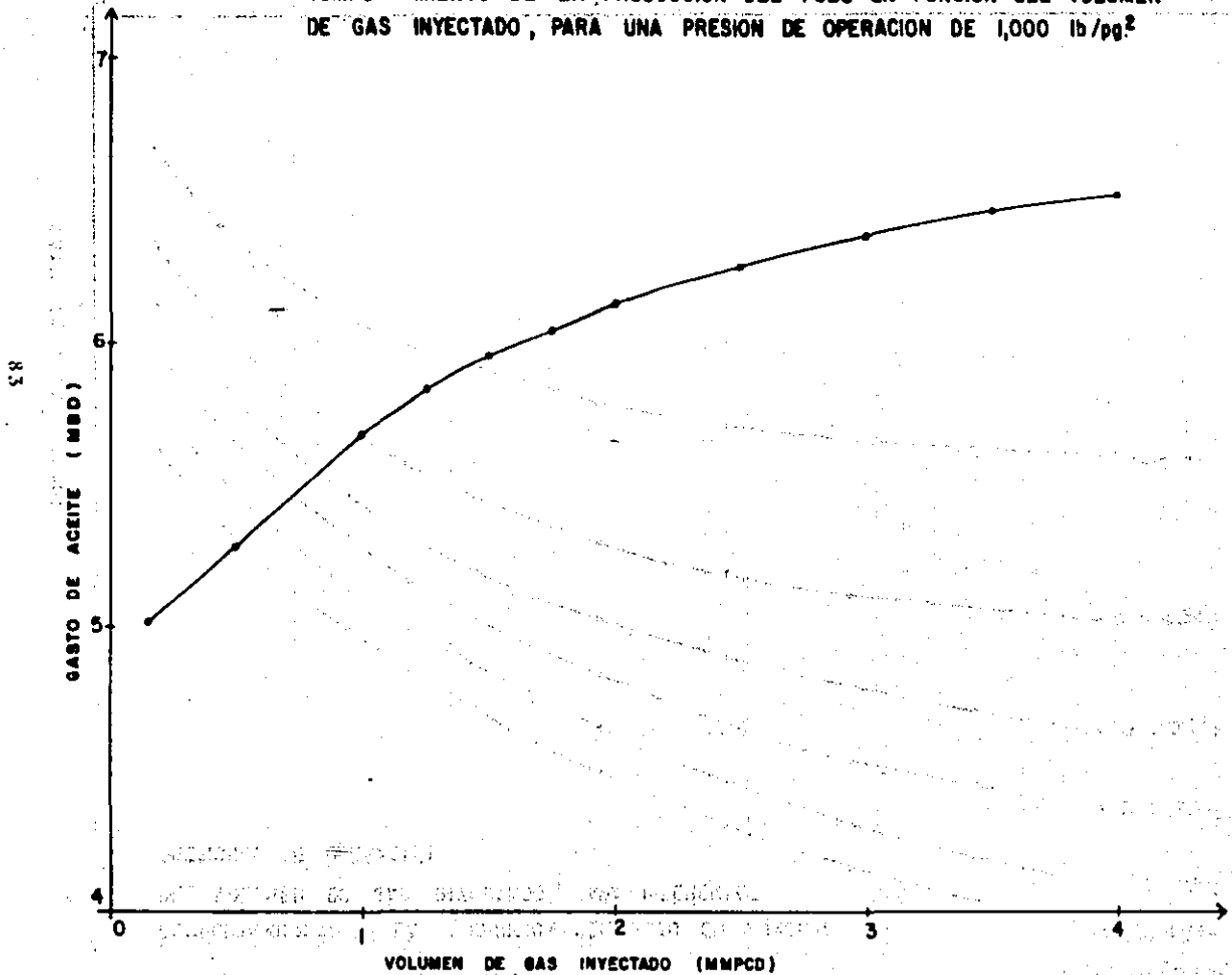
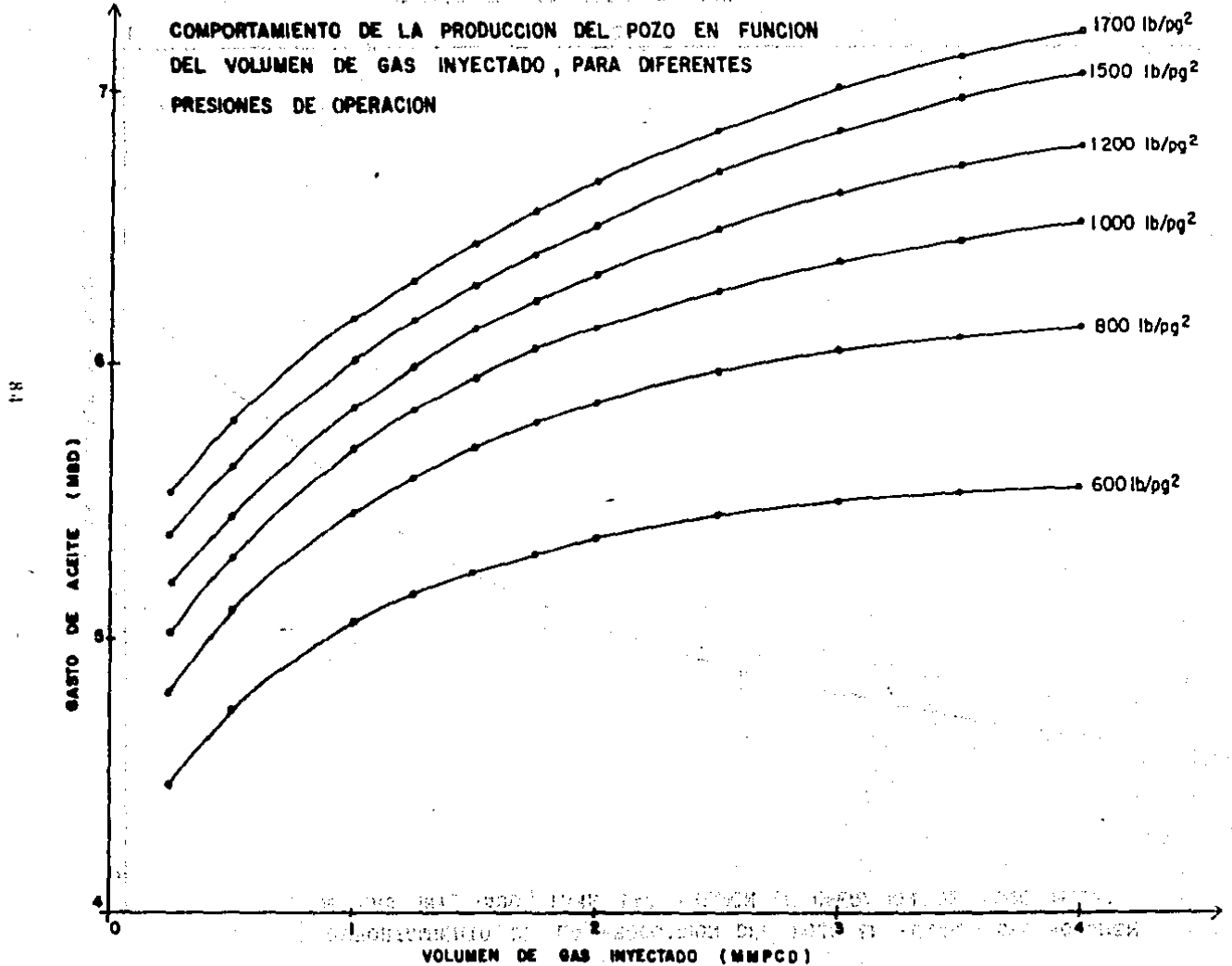




FIGURA 6.13

COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION DEL POZO EN FUNCION  
DEL VOLUMEN DE GAS INYECTADO, PARA DIFERENTES  
PRESIONES DE OPERACION

PRESION DE OPERACION



van desde 600 hasta 1 700 lb/pg<sup>2</sup> y resulta interesante observar en ella, que conforme se incrementa la presión superficial del gas de inyección, los incrementos en el gasto de aceite son cada vez menores. Es obvio que en este caso, también se requiera de un estudio económico, que permita establecer la presión de inyección óptima.

Con el uso del programa, el diseñador puede obtener el comportamiento del gasto de aceite en función de los parámetros que a su criterio sean más significativos o importantes y así, aunado con un análisis económico, tomar las decisiones más apropiadas para su diseño.

Para ejemplificar los diferentes tipos de instalaciones de bombeo neumático que pueden obtenerse con el programa, utilizando las diferentes marcas de válvulas, se obtuvieron diseños para una presión de 1 000 lb/pg<sup>2</sup> para el gas de inyección y un volumen de 1 MMPCD de gas inyectado.

Bajo estas condiciones se determinaron, mediante el programa de cómputo, los siguientes valores:

Gasto de aceite	5 117	bl/d
Profundidad del punto de inyección	2 004	m
Presión de fondo fluyendo	3 017	lb/pg <sup>2</sup>

Los diseños obtenidos se muestran de la Tabla 6.2 a la Tabla 6.9.

Como puede observarse, cada uno de los diseños pertenece a una marca y tipo de válvula en particular, que se reconoce por medio del número clave que muestra la segunda columna de cada diseño. Este número clave relacionado con la tabla de especificaciones de las válvulas empleadas en bombeo neumático continuo (Tabla 6.10), identifica con precisión la marca y tipo de válvula empleada en cada uno de los diseños.

Otro aspecto importante es que para cada diseño obtenido el programa proporciona el volumen máximo de gas de inyección que la válvula permite bajo las condiciones a que estará sujeta.

Dado que la temperatura ambiente del taller de calibración de válvulas fue suministrada como dato al programa, este proporciona, para cada diseño en sus dos últimas columnas, directamente las presiones de calibración en el taller de cada una de las válvulas.

Es evidente que la selección del diseño, dependerá del tipo y marca de válvula que en ese momento estén disponibles y se quieran utilizar.

T A B L A    6.2

EL DIAMETRO DE ORIFICIO FUE DE            5/16    (PG)  
 Y PERMITE UN GASTO DE GAS DE            33749.6    (M<sup>3</sup>/DIA) C.S.

D I S E Ñ O   D E   L A   I N S T A L A C I O N

<u>VALV. NO.</u>	<u>CLAVE VALV.</u>	<u>PROFUNDIDAD (MTOS)</u>	<u>LONGITUD (MTOS)</u>	<u>TEMPERATURA (G.C.)</u>	<u>AV/AB (R)</u>	<u>PRESION SUPERF. CIERRE (PSIG)</u>	<u>PRESION CIERRE A LA PROF. (PSIG)</u>	<u>PRES.DOMO A 15.55 GC. (PRES. CIERRE) (PSIG)</u>	<u>PRES. APERT. TALLER A 15.55 GC. T.E.F.= 0 (PSIG)</u>
1	3	633.90	633.90	64.6	.1029	900.0	959.1	801.8	893.8
2	3	994.19	994.19	70.7	.1029	890.0	981.9	804.6	896.8
3	3	1285.58	1285.58	75.6	.1029	880.0	997.8	804.7	896.9
4	3	1521.25	1521.25	79.6	.1029	870.0	1007.9	802.7	894.7
5	3	1711.84	1711.84	82.8	.1029	860.0	1013.5	799.0	890.6
6	3	1851.60	1851.60	85.1	.1029	850.0	1014.1	793.8	884.8
7	3	1927.80	1927.80	86.4	.1029	840.0	1008.7	786.5	876.7
8	3	2004.00	2004.00	87.7	.1029	830.0	1003.1	779.3	868.6
9	3	2080.20	2080.20	88.9	.1029	810.0	984.5	762.2	849.5

T A B L A 6.3

EL DIAMETRO DE ORIFICIO FUE DE 5/16 (PG)  
 Y PERMITE UN GASTO DE GAS DE 33749.6 (M<sup>3</sup>/DIA) C.S.

D I S E Ñ O D E L A I N S T A L A C I O N

<u>VALV. NO.</u>	<u>CLAVE VALV.</u>	<u>PROFUNDIDAD (MTOS)</u>	<u>LONGITUD (MTOS)</u>	<u>TEMPERATURA (G.C.)</u>	<u>AV/AB (R)</u>	<u>PRESION SUPERF. CIERRE (PSIG)</u>	<u>PRESION CIERRE A LA PROF. (PSIG)</u>	<u>PRES. DOMO A 15.55 GC. (PRES. CIERRE) (PSIG)</u>	<u>PRES. APERT. TALLER A 15.55 GC. T.E.F. = 0 (PSIG)</u>
1	11	633.90	633.90	64.6	.2555	900.0	959.1	801.8	1077.0
2	11	994.19	994.19	70.7	.2555	890.0	981.9	804.6	1080.7
3	11	1285.58	1285.58	75.6	.2555	880.0	997.8	804.7	1080.8
4	11	1521.25	1521.25	79.6	.2555	870.0	1007.9	802.7	1078.1
5	11	1711.84	1711.84	82.8	.2555	860.0	1013.5	799.0	1073.2
6	11	1851.60	1851.60	85.1	.2555	850.0	1014.1	793.8	1066.1
7	11	1927.80	1927.80	86.4	.2555	840.0	1008.7	786.5	1056.4
8	11	2004.00	2004.00	87.7	.2555	830.0	1003.1	779.3	1046.7
9	11	2080.20	2080.20	88.9	.2555	810.0	984.5	762.2	1023.7

88

T A B L A 6.4

EL DIAMETRO DE ORIFICIO FUE DE 5/16 (PG)  
 Y PERMITE UN GASTO DE GAS DE 33749.6 (M<sup>3</sup>/DIA) C.S.

D I S E Ñ O D E L A I N S T A L A C I O N

<u>VALV. NO.</u>	<u>CLAVE VALV.</u>	<u>PROFUNDIDAD (MTOS)</u>	<u>LONGITUD (MTOS)</u>	<u>TEMPERATURA (G.C.)</u>	<u>AV/AB (R)</u>	<u>PRESION SUPERF. CIERRE (PSIG)</u>	<u>PRESION CIERRE A LA PROF. (PSIG)</u>	<u>PRES. DOMO A 15.55 GC. (PRES. CIERRE) (PSIG)</u>	<u>PRES. APERT. TALLER A 15.55 GC. T.E.F. = 0 (PSIG)</u>
1	14	633.90	633.90	64.6	.1029	900.0	959.1	801.8	893.8
2	14	994.19	994.19	70.7	.1029	890.0	981.9	804.6	896.8
3	14	1285.58	1285.58	75.6	.1029	880.0	997.8	804.7	896.9
4	14	1521.25	1521.25	79.6	.1029	870.0	1007.9	802.7	894.7
5	14	1711.84	1711.84	82.8	.1029	860.0	1013.5	799.0	890.6
6	14	1851.60	1851.60	85.1	.1029	850.0	1014.1	793.8	884.8
7	14	1927.80	1927.80	86.4	.1029	840.0	1008.7	786.5	876.7
8	14	2004.00	2004.00	87.7	.1029	830.0	1003.1	779.3	868.6
9	14	2080.20	2080.20	88.9	.1029	810.0	984.5	762.2	849.5

T A B L A 6.5

EL DIAMETRO DE ORIFICIO FUE DE 5/16 (PG)  
 Y PERMITE UN GASTO DE GAS DE 33749.6 (M<sup>3</sup>/DIA) C.S.

D I S E Ñ O D E L A I N S T A L A C I O N

VALV. NO.	CLAVE VALV.	PROFUNDIDAD (MTOS)	LONGITUD (MTOS)	TEMPERATURA (G.C.)	AV/AB (R)	PRESION SUPERF. CIERRE (PSIG)	PRESION CIERRE A LA PROF. (PSIG)	PRES.DONO A 15.55 GC. (PRES. CIERRE) (PSIG)	PRES. APERT. TALLER A 15.55 GC. T.E.F. = 0 (PSIG)
1	22	633.90	633.90	64.6	.2555	900.0	959.1	801.8	1077.0
2	22	994.19	994.19	70.7	.2555	890.0	981.9	804.6	1080.7
3	22	1285.58	1285.58	75.6	.2555	880.0	997.8	804.7	1080.8
4	22	1521.25	1521.25	79.6	.2555	870.0	1007.9	802.7	1078.1
5	22	1711.84	1711.84	82.8	.2555	860.0	1013.5	799.0	1073.2
6	22	1851.60	1851.60	85.1	.2555	850.0	1014.1	793.8	1066.1
7	22	1927.80	1927.80	86.4	.2555	840.0	1008.7	786.5	1050.4
8	22	2004.00	2004.00	87.7	.2555	830.0	1005.1	779.5	1046.7
9	22	2080.20	2080.20	88.9	.2555	810.0	984.5	762.2	1025.7

016

T A B L A 6.6

EL DIAMETRO DE ORIFICIO EVALUADO FUE DE 5/16 (PG)  
 Y PERMITE UN GASTO DE GAS DE 33749.6 (M<sup>3</sup>/DIA) C.S.

D I S E Ñ O D E L A I N S T A L A C I O N

VALV. NO.	CLAVE VALV.	PROFUNDIDAD (MTOS)	LONGITUD (MTOS)	TEMP. (G.C.)	AV/AB (R)	DIAM. BOLA (PG)	ANG. ASTO. (GRAD)	PRESION SUPERF. CIERRE (PSIG)	PRESION CIERRE A LA PROF. (PSIG)	PRESION CIERRE EN TALLER (PSIG)	PRESION APERTURA TALLER (PSIG)
1	27	633.90	633.90	64.6	.4261	1/2	45	900.0	959.1	959.1	1671.2
2	27	994.19	994.19	70.7	.4261	1/2	45	890.0	981.9	981.9	1711.0
3	27	1285.58	1285.58	75.6	.4261	1/2	45	880.0	997.8	997.8	1738.5
91 4	27	1521.25	1521.25	79.6	.4261	1/2	45	870.0	1007.9	1007.9	1756.2
5	27	1711.84	1711.84	82.8	.4261	1/2	45	860.0	1013.5	1013.5	1766.0
6	27	1851.60	1851.60	85.1	.4261	1/2	45	850.0	1014.1	1014.1	1767.0
7	27	1927.80	1927.80	86.4	.4261	1/2	45	840.0	1008.1	1008.1	1757.6
8	27	2004.00	2004.00	87.7	.4261	1/2	45	830.0	1003.1	1003.1	1747.9
9	27	2080.20	2080.20	88.9	.4261	1/2	45	810.0	984.5	984.5	1715.4



T A B L A 6.7

EL DIAMETRO DE ORIFICIO EVALUADO FUE DE 5/16 (PG)  
 Y PERMITE UN GASTO DE GAS DE 33749.6 (M<sup>3</sup>/DIA) C.S.

D I S E Ñ O D E L A I N S T A L A C I O N

VALV. NO.	CLAVE VALV.	PROFUNDIDAD (MTOS)	LONGITUD (MTOS)	TEMP. (G.C.)	AV/AB (R)	DIAM. BOLA (PG)	ANG. ASTO. (GRAD)	PRESION SUPERF. CIERRE (PSIG)	PRESION CIERRE A LA PROF. (PSIG)	PRESION CIERRE EN TALLER (PSIG)	PRESION APERTURA TALLER (PSIG)
1	30	633.90	633.90	64.6	.5500	1/2	45	900.0	959.1	959.1	1475.6
2	30	994.19	994.19	70.7	.3500	1/2	45	890.0	981.9	981.9	1510.7
3	30	1285.58	1285.58	75.6	.3500	1/2	45	880.0	997.8	997.8	1535.0
4	30	1521.25	1521.25	79.6	.3500	1/2	45	870.0	1007.9	1007.9	1550.7
5	30	1711.84	1711.84	82.8	.3500	1/2	45	860.0	1013.5	1013.5	1559.2
6	30	1851.60	1851.60	85.1	.3500	1/2	45	850.0	1014.1	1014.1	1560.1
7	30	1927.80	1927.80	86.4	.3500	1/2	45	840.0	1008.7	1008.7	1551.8
8	30	2004.00	2004.00	87.7	.3500	1/2	45	830.0	1003.1	1003.1	1543.3
9	30	2080.20	2080.20	88.9	.3500	1/2	45	810.0	984.5	984.5	1514.6

T A B L A 6.8

EL DIAMETRO DE ORIFICIO EVALUADO FUE DE 5/16 (PG)  
 Y PERMITE UN GASTO DE GAS DE 33749.6 (M<sup>3</sup>/DIA) C.S.

DISEÑO DE LA INSTALACION

<u>VALV. NO.</u>	<u>CLAVE VALV.</u>	<u>PROFUNDIDAD (MTOS)</u>	<u>LONGITUD (MTOS)</u>	<u>TEMP. (G.C.)</u>	<u>AV/AB (R)</u>	<u>DIAM. BOLA (PG)</u>	<u>ANG. ASTO. (GRAD)</u>	<u>PRESION SUPERF. CIERRE (PSIG)</u>	<u>PRESION CIERRE A LA PROF. (PSIG)</u>	<u>PRESION CIERRE EN TALLER (PSIG)</u>	<u>PRESION APERTURA TALLER (PSIG)</u>
1	34	633.90	633.90	64.6	.3161	1/2	45	900.0	959.1	959.1	1402.5
2	34	994.19	994.19	70.7	.3161	1/2	45	890.0	981.9	981.9	1435.9
3	34	1285.58	1285.58	75.6	.3161	1/2	45	880.0	997.8	997.8	1459.0
4	34	1521.25	1521.25	79.6	.3161	1/2	45	870.0	1007.9	1007.9	1475.9
5	34	1711.84	1711.84	82.8	.3161	1/2	45	860.0	1015.5	1015.5	1482.0
6	34	1851.60	1851.60	85.1	.3161	1/2	45	850.0	1014.1	1014.1	1482.9
7	34	1927.80	1927.80	86.4	.3161	1/2	45	840.0	1008.7	1008.7	1475.0
8	34	2004.00	2004.00	87.7	.3161	1/2	45	830.0	1005.1	1005.1	1466.8
9	34	2080.20	2080.20	88.9	.3161	1/2	45	810.0	984.5	984.5	1459.6

T A B L A 6.9

EL DIAMETRO DE ORIFICIO FUE DE 5/16 (PG)  
 Y PERMITE UN GASTO DE GAS DE 33749.6 (M<sup>3</sup>/DIA) C.S.

D I S E Ñ O D E L A I N S T A L A C I O N

<u>VALV. NO.</u>	<u>CLAVE VALV.</u>	<u>PROFUNDIDAD (MTOS)</u>	<u>LONGITUD (MTOS)</u>	<u>TEMPERATURA (G.C.)</u>	<u>AV/AB (R)</u>	<u>PRESION SUPERF. CIERRE (PSIG)</u>	<u>PRESION CIERRE A LA PROF. (PSIG)</u>	<u>PRES. DOMO A 15.55 GC. (PRES. CIERRE) (PSIG)</u>	<u>PRES. APERT. TALLER A 15.55 GC. T.E.F. = 0 (PSIG)</u>
1	37	633.90	633.90	64.6	.0959	900.0	959.1	801.8	886.9
2	37	994.19	994.19	70.7	.0959	890.0	981.9	804.6	889.9
3	37	1285.58	1285.58	75.6	.0959	880.0	997.8	804.7	890.0
4	37	1521.25	1521.25	79.6	.0959	870.0	1007.9	802.7	887.8
5	37	1711.84	1711.84	82.8	.0959	860.0	1013.5	799.0	883.8
6	37	1851.60	1851.60	85.1	.0959	850.0	1014.1	793.8	877.9
7	37	1927.80	1927.80	86.4	.0959	840.0	1008.7	786.5	869.9
8	37	2004.00	2004.00	87.7	.0959	830.0	1005.1	779.3	861.9
9	37	2080.20	2080.20	88.9	.0959	810.0	984.5	762.2	843.0

64

T A B L A 6.9

EL DIAMETRO DE ORIFICIO FUE DE 5/16 (PG)  
 Y PERMITE UN GASTO DE GAS DE 33749.6 (M<sup>3</sup>/DIA) C.S.

D I S E Ñ O D E L A I N S T A L A C I O N

VALV. NO.	CLAVE VALV.	PROFUNDIDAD (MTOS)	LONGITUD (MTOS)	TEMPERATURA (G.C.)	AV/AB (R)	PRESION SUPERF. CIERRE (PSIG)	PRESION CIERRE A LA PROF. (PSIG)	PRES. DOMO A 15.55 GC. (PRES. CIERRE) (PSIG)	PRES. APERT. TALLER A 15.55 GC. T.E.F. = 0 (PSIG)
1	37	633.90	633.90	64.6	.0959	900.0	959.1	801.8	886.9
2	37	994.19	994.19	70.7	.0959	890.0	981.9	804.6	839.9
3	37	1285.58	1285.58	75.6	.0959	880.0	997.8	804.7	890.0
4	37	1521.25	1521.25	79.6	.0959	870.0	1007.9	802.7	887.8
5	37	1711.84	1711.84	82.8	.0959	860.0	1013.5	799.0	833.8
6	37	1851.60	1851.60	85.1	.0959	850.0	1014.1	795.8	877.9
7	37	1927.80	1927.80	86.4	.0959	840.0	1008.7	786.5	869.9
8	37	2004.00	2004.00	87.7	.0959	830.0	1003.1	779.3	861.9
9	37	2080.20	2080.20	88.9	.0959	810.0	984.5	762.2	843.0

94

T A B L A    6.10

TABLA DE ESPECIFICACIONES DE LAS VALVULAS EMPLEADAS EN  
BOMBEO NEUMATICO CONTINUO

VALVULAS CAMCO TIPO J-20 - J-40 (DOMO CARGADO CON NITROGENO)

<u>CLAVE VALV.</u>	<u>DIAM. EXT. (PG)</u>	<u>AREA FUELLE (PG2)</u>	<u>DIAM. ORIF. DEL ASIENTO (PG)</u>	<u>AREA DEL ASIENTO (PG2)</u>
1	1 1/2	0.77	3/16	.0291
2	1 1/2	0.77	1/4	.0511
3	1 1/2	0.77	5/16	.0792
4	1 1/2	0.77	3/8	.1134
5	1 1/2	0.77	7/16	.1538
6	1 1/2	0.77	1/2	.2002
7	1	0.31	1/8	.0133
8	1	0.31	3/16	.0291
9	1	0.31	1/4	.0511
10	1	0.31	9/32	.0643
11	1	0.31	5/16	.0792

VALVULAS CAMCO TIPO R-20 (RECUPERABLE CON CABLE)

12	1 1/2	0.77	3/16	.0291
13	1 1/2	0.77	1/4	.0511
14	1 1/2	0.77	5/16	.0792
15	1 1/2	0.77	3/8	.1134
16	1 1/2	0.77	7/16	.1538
17	1 1/2	0.77	1/2	.2002

VALVULAS CAMCO TIPO BK (RECUPERABLE CON CABLE)

18	1	0.31	1/8	.0133
19	1	0.31	3/16	.0291
20	1	0.31	1/4	.0511
21	1	0.31	9/32	.0643
22	1	0.31	5/16	.0792
23	1	0.31	3/8	.1134

CONTINUA TABLA 6.10  
VALVULAS MERLA TIPO SVC-21

<u>CLAVE VALV.</u>	<u>DIAM. EXT. (PG)</u>	<u>RANGO AJUSTE (LB/PG2)</u>	<u>AREA FUELLE (PG2)</u>	<u>DIAM. BOLA (PG)</u>	<u>ANG. ASIEN TO (GRAD)</u>	<u>AREA DE ASIEN TO (PG2)</u>	<u>DIAM. ORIF. DEL ASIEN TO (PG)</u>
24	1 1/16	800-1200	0.23	5/16	38	.0290	3/16
25	1 1/16	800-1200	0.23	3/8	38	.0420	13/64
26	1 1/16	800-1200	0.23	3/8	45	.0550	1/4
27	1 1/16	800-1200	0.23	1/2	45	.0980	5/16
28	1 1/16	400-1000	0.28	3/8	38	.0420	13/64
29	1 1/16	400-1000	0.28	3/8	45	.0550	1/4
30	1 1/16	400-1000	0.28	1/2	45	.0980	5/16
31	1 1/16	0-800	0.31	5/16	38	.0290	3/16
32	1 1/16	0-800	0.31	3/8	38	.0420	13/64
33	1 1/16	0-800	0.31	3/8	45	.0550	1/4
34	1 1/16	0-800	0.31	1/2	45	.0980	5/16

VALVULAS MC. MURRY TIPO M-STD - M-PCD (DOMO CARGADO CON NITROGENO)

<u>CLAVE VALV.</u>	<u>DIAM. EXT. (PG)</u>	<u>AREA FUELLE (PG2)</u>	<u>DIAM. ORIF. DEL ASIEN TO (PG)</u>	<u>AREA DEL ASIEN TO (PG2)</u>
35	1 1/2	0.80	3/16	.0276
36	1 1/2	0.80	1/4	.0491
37	1 1/2	0.80	5/16	.0767
38	1 1/2	0.80	3/8	.1105

Como puede notarse a través de la lectura del presente trabajo, el programa de cómputo presentado constituye una herramienta útil para el Ingeniero de Producción, encargado de efectuar los diseños de instalaciones de bombeo neumático continuo, ya que a partir de la mínima información disponible de campo, es posible efectuar un análisis de las instalaciones y obtener hasta ocho diferentes diseños para cada pozo, integrados con toda la información necesaria.

Es recomendable el uso de este programa de cómputo, en todas las áreas petroleras del país donde esté por implantarse, o esté implantado el sistema de bombeo neumático continuo, ya que los resultados se obtienen con rapidez y precisión.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 1.- CON EL DESARROLLO DEL PROGRAMA DE CÓMPUTO PRESENTADO - EN ESTE TRABAJO, SE PROPORCIONA AL INGENIERO DE PRODUCCIÓN UNA HERRAMIENTA VERDADERAMENTE ÚTIL Y NECESARIA - PARA EL ANÁLISIS Y DISEÑO DE INSTALACIONES DE BOMBEO - NEUMÁTICO CONTINUO.
- 2.- EL PROGRAMA PRESENTA FACILIDAD EN SU MANEJO Y ALTO GRADO DE CONFIABILIDAD EN SUS RESULTADOS.
- 3.- A TRAVÉS DEL USO DEL PROGRAMA, SE PUEDEN OPTIMAR VARIABLES TAN IMPORTANTES COMO LO SON: EL GASTO DE ACEITE, DIÁMETRO DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN, VOLUMEN DE GAS INYECTADO, PRESIÓN SUPERFICIAL DEL GAS DE INYECCIÓN, --- ETC.
- 4.- EL PROGRAMA ES APLICABLE A POZOS VERTICALES O INCLINADOS.
- 5.- EL PROGRAMA PERMITE OBTENER DISEÑOS DE BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO, UTILIZANDO LAS VÁLVULAS DE USO COMÚN EN LA INDUSTRIA PETROLERA, PROPORCIONANDO LAS PRESIONES DE OPERACIÓN Y CALIBRACIÓN DE CADA UNA DE LAS VÁLVULAS QUE INTEGRAN CADA DISEÑO.



- 6.- LA VERSATILIDAD DEL PROGRAMA PERMITE AL USUARIO SELECCIONAR LA CORRELACIÓN DESEADA EN LA EVALUACIÓN DE LAS PRINCIPALES PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS Y ADEMÁS UTILIZAR UNIDADES PRÁCTICAS DE CAMPO.
- 7.- SE RECOMIENDA SU USO EN TODAS LAS ÁREAS PETROLERAS DEL PAÍS, EN DONDE SE VAN A IMPLANTAR O SE ESTÉ APLICANDO EL SISTEMA DE BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO.
- 8.- SI LA PRESIÓN Y LA TEMPERATURA A LA CUAL SE REPORTAN LA DENSIDAD RELATIVA DEL GAS PRODUCIDO NO CORRESPONDEN A LAS CONDICIONES ESTANDAR (14.7 PSIA Y 68°F), SE RECOMIENDA UTILIZAR LAS CORRELACIONES DE VÁZQUEZ Y BEGGS PARA EL CÁLCULO DE LA SOLUBILIDAD DEL GAS EN EL ACEITE ( $R_s$ ) Y EL FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE ( $B_o$ ).

## NOMENCLATURA

- A Area de flujo,  $\text{pg}^2$ .
- Ab Area efectiva del fuelle,  $\text{pg}^2$ .
- $A_L$  Area de la sección transversal de la tubería ocupada por líquido,  $\text{pie}^2$ .
- $A_t$  Area de la sección transversal de la tubería,  $\text{pie}^2$ .
- $A_v$  Area de orificio,  $\text{pg}^2$ .
- Bg Factor de volumen del gas,  $\text{pie}^3/\text{pie}^3$ .
- Bo Factor de volumen del aceite,  $\text{bl}/\text{bl}$ .
- C Coeficiente de descarga.
- D Diámetro de la tubería de descarga, pies.
- d Diámetro, pies.
- f Factor de fricción.
- G Densidad relativa del gas (aire = 1).
- g Aceleración de la gravedad,  $\text{pie}/\text{seg}^2$ .
- gc Factor de conversión en la segunda Ley de Newton,  $\text{pie lbm}/\text{lb f seg}^2$ .
- H Profundidad total del pozo, pies.
- $H_L$  Fracción del volumen unitario de la tubería, ocupada por líquido (colgamiento).
- Hg Fracción de gas.

IP	Indice de productividad.
IPR	Curva de comportamiento de flujo al pozo.
K	Relación de calores específicos.
L	Longitud, pies.
$\bar{L}$	Longitud media, pies.
P	Presión, lb/pg <sup>2</sup> abs.
$\bar{P}$	Presión media, lb/pg <sup>2</sup> abs.
Pb	Presión del domo de la válvula en el probador, lb/pg <sup>2</sup> .
Pbt	Presión del domo a la profundidad de la válvula, - lb/pg <sup>2</sup> .
Pko	Presión máxima disponible en superficie para el -- gas de inyección, lb/pg <sup>2</sup> .
Po	Presión de apertura a la profundidad de la válvula, lb/pg <sup>2</sup> .
Pso	Presión disponible en superficie para el gas de -- inyección, lb/pg <sup>2</sup> .
Pst	Presión ejercida por el resorte, lb/pg <sup>2</sup> .
Pt	Presión en la tubería de producción, lb/pg <sup>2</sup> .
Pvc	Presión de cierre de la válvula, lb/pg <sup>2</sup> .
Pvo	Presión de apertura de la válvula en el probador, - lb/pg <sup>2</sup> .
Pwf	Presión de fondo fluyendo, lb/pg <sup>2</sup> .
Pws	Presión de fondo estática, lb/pg <sup>2</sup> .
Qg	Gasto de gas, MPCD.
qg	Gasto de gas, pie <sup>3</sup> /seg.
Qo, qo	Gasto de aceite, bl/d.

Q <sub>o</sub> max	Gasto máximo de aceite, bl/d.
q <sub>L</sub>	Gasto de líquido, pie <sup>3</sup> /seg.
R	Relación gas - aceite producido, pie <sup>3</sup> /bl.
RGFL	Relación gas de formación - líquido, pie <sup>3</sup> /bl.
RGIL	Relación gas inyectado - líquido, pie <sup>3</sup> /bl.
RGTL	Relación gas total - líquido, pie <sup>3</sup> /bl.
Rs	Relación de solubilidad, pie <sup>3</sup> /bl.
T	temperatura, °R.
$\bar{T}$	Temperatura media, °R.
Ta	Temperatura ambiente, °R.
v	Velocidad, pie/seg.
Wt	Gasto másico, lbm/seg.
L	Incremento de longitud, pies.
Lc	Incremento de longitud calcula, pies.
P	Incremento de presión, lb/pg <sup>2</sup> abs.
T	Gradiente de temperatura, °R.
$\lambda$	Colgamiento sin resbalamiento.
$\mu$	Viscosidad, pies.
$\rho$	Densidad, lbm/pie <sup>3</sup> .
$\tau_{of}$	Gradiente de fricción, lb/pie <sup>2</sup> /pie.

#### SUBINDICES

1	Condiciones corriente arriba del orificio.
2	Condiciones corriente abajo del orificio.
c	Calculado.
ce.	Condiciones estándar.
cf.	Condiciones de flujo.
g	Gas.
o	Aceite.

## ANEXO A

### UNIDADES

Las unidades de las variables que requiere el programa de cómputo para su ejecución, son unidades prácticas de campo y a continuación se enlistan:

<u>N O M B R E</u>	<u>D I M E N S I O N E S</u>	<u>U N I D A D E S</u>
Longitud	L	metros
Diámetro	L	pulgadas
Volumen	L <sup>3</sup>	metros cúbicos
Relación gas-líquido	L <sup>3</sup> /L <sup>3</sup>	metros cúbicos/metros cúbicos a c.e.
Gasto	L <sup>3</sup> /t	barriles/día a c.e.
Presión	M/LT <sup>2</sup>	libras/pulgadas cuadradas man.
Temperatura	T	grados centígrados

El acceso de la información se efectúa en el orden siguiente:

Primera línea o tarjeta.

<u>VARIABLE</u>	<u>D E S C R I P C I O N</u>	<u>FORMATO</u>	<u>COLUMNAS</u>
NETO	Cantidad de pozos por - analizarce.	15+	1-5
KANA	Indica si se desea úni- camente el gasto ó ade- más los diseños.	15	6-10

Si KANA=0 Unicamente el  
gasto.

≠0 El gasto y los  
diseños.

+ Anotar la cantidad correspondiente ocupando los lugares-  
de extrema derecha y sin punto decimal.

Segunda línea o tarjeta.

<u>VARIABLE</u>	<u>D E S C R I P C I O N</u>	<u>FORMATO</u>	<u>COLUMNAS</u>
HMI	Profundidad media verti- cal del intervalo produc- tor, metros.	F10.0 <sup>++</sup>	1-10
ANG	Angulo de desviación del pozo con respecto a la - vertical, grados.	F10.0	11-20
DTPI	Diámetro interior de la- tubería de producción, - pulgadas.	F10.0	21-30
DTRI	Diámetro interior de la- tubería de revestimiento, pulgadas.	F10.0	31-40
DRW*	Densidad relativa del -- agua producida (agua=1)- a c.e.	F10.0	41-50
DRO	Densidad relativa del -- aceite (agua=1) a c.e.	F10.0	51-60
DRG	Densidad relativa del -- gas (aire=1) a c.e.	F10.0	61-70

<u>VARIABLE</u>	<u>DESCRIPCION</u>	<u>FORMATO</u>	<u>COLUMNAS</u>
DRFC	Densidad relativa del fluido de control (agua=1) a c.c.	F10.0	71-80

++ La cantidad correspondiente debe anotarse con punto decimal.

\* Sólo se proporciona cuando existe agua producida, en caso contrario dejar blancos.

Tercera línea o tarjeta.

<u>VARIABLE</u>	<u>DESCRIPCION</u>	<u>FORMATO</u>	<u>COLUMNAS</u>
PWH	Presión fluyendo en la boca del pozo, Psig.	F10.0	1-10
PWS	Presión de fondo estática, Psig.	F10.0	11-20
PWFP	Presión de fondo fluyendo durante una prueba de producción, Psig.	F10.0	21-30
PSO	Presión superficial del gas de inyección, Psig.	F10.0	31-40
TWH	Temperatura fluyendo en la boca del pozo, °C.	F10.0	41-50
TWF	Temperatura fluyendo en el fondo del pozo, °C.	F10.0	51-60

Cuarta línea o tarjeta.

<u>VARIABLE</u>	<u>DESCRIPCION</u>	<u>FORMATO</u>	<u>COLUMNAS</u>
VGI	Volumen de gas de inyección, m3/día.	F10.0	1-10

<u>VARIABLE</u>	<u>D E S C R I P C I O N</u>	<u>FORMATO</u>	<u>COLUMNAS</u>
RGFL	Relación gas de forma-- ción-líquido, m3/m3.	F10.0	11-20
WOR	Porcentaje de agua, por ciento.	F10.0	21-30
QLP	Gasto de líquido durante la prueba de producción, bl/día a c.e.	F10.0	31-40
PSEP**	Presión a la cual se -- reporta la densidad re- lativa del gas produci- do, Psia.	F10.0	41-50
TSEP**	Temperatura a la cual - se reporta la densidad- relativa del gas produ- cido, °C.	F10.0	51-60
TCT	Temperatura de calibra- ción en el taller, °C.	F10.0	61-70
CPO+*	Caída de presión a tra- vés de la válvula de -- bombeo neumático, Psig.	F10.0	71-80

\*\* Si PSEP y TSEP no son condiciones estandar (14.7 psia y-  
68°F), únicamente utilizar las correlaciones de Vázquez-  
y Begg para el cálculo de la relación gas disuelto (Rs)-  
y el factor de volumen del aceite (Bo).

+\* El valor que diversos autores asignan a esta variable --  
fluctua entre las 70 y 200 psig. un valor de 100 psig es  
lo más recomendable.

Quinta línea o tarjeta.



<u>VARIABLE</u>	<u>D E S C R I P C I O N</u>	<u>FORMATO</u>	<u>COLUMNAS</u>
JCODE	Indica la correlación a- utilizarse para el cálculo de Bo.  Si JCODE $\geq 0$ Vázquez y Beggs $< 0$ Standing	I5	1-5
ICV	Indica la correlación a- utilizarse para el cálculo de la viscosidad del líquido, L.  Si ICV = 0 Beggs y Robinson = 1 Beal-Chew y Conally	I5	6-10
ICODE	Indica la correlación a- utilizarse para el cálculo de Rs.  Si ICODE $> 0$ Lasater = 0 Vázquez y Beggs  $< 0$ Standing	I5	11-15
KL	Indica la marca de válvulas que se desean analizar.  Si KL = 1 Camco KL = 2 Merla KL = 3 Mc-Murry KL = 4 Los tres anteriores	I5	16-20

Sexta línea o tarjeta.

<u>VARIABLE</u>	<u>D E S C R I P C I O N</u>	<u>FORMATO</u>	<u>COLUMNAS</u>
Pozo	Nombre y número del pozo.	20A	1-20

De la segunda a la sexta tarjeta se compone el juego de datos del primer pozo. De ser el único, la sexta tarjeta sería la última. De lo contrario, habría que continuar agre-

gando los juegos de datos de los pozos siguientes por anali  
zarse.

:IS

:PE

```

12:32:43 (2)
ORUN JL FDE2, D3302/DCB/JLF, 2, 50
OFTN, FIS TPFS, MAIN
C PROGRAMA DE COMPUTO QUE EFECTUA EL DISENO DE APAREJOS DE POMBEO
C NEUMATICO EN FLUJO CONTINUO.
C ELABORADO POR EL ING. JOSE AURELIO LOYO FERNANDEZ BAJO LA
C DIRECCION DEL ING. HORACIO ZUNIGA PUENTE.
  DIMENSION T(20), P(20), H(20), HH(20), PSCM(20), PSC(20), PVCM(20),
  *NCLA(35), DVALV(39), AAG(25), ASTO(39), DCR1A(39), DCR1F(25),
  *DOR1(39), PVCA(20), PCTR(20), POTR(20), AV(39), AG(39),
  *HP(20), HMP(20), TP(20)
  CHARACTER=20 POZO
  CHARACTER=5 ASTO
  CHARACTER=5 DORIA
  REAL L1, L2, M1, M2
  DATA NCLA/1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13,
  *14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26,
  *27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38,
  DATA DVALV/3/16, 1/4, 5/16, 2/8, 7/16, 1/2, 1/8, 3/16,
  *1/4, 9/22, 5/16, 3/16, 1/4, 5/16, 3/8, 7/16, 1/2, 1/8,
  *7/16, 1/4, 9/22, 5/16, 3/8, 5/16, 2*3/8, 1/2, 2*3/8,
  *1/2, 1/16, 2*3/8, 1/2, 3/16, 1/4, 5/16, 3/8,
  DATA AAG/23, 2, 45, 2, 45, 38, 45, 45, 2, 38, 45,
  *45, 45,
  DATA ASTO/0291, 0511, 0792, 1134, 1538, 2002, 0133,
  *0291, 0511, 0643, 0792, 0291, 0511, 0792, 1134,
  *1538, 2002, 0133, 0291, 0511, 0643, 0792, 1134,
  *0290, 0420, 0550, 0980, 0420, 0550, 0980,
  *0290, 0420, 0550, 0980, 0276, 0491, 0767,
  *1135,
  DATA DORIA/23, 3/16, 13/64, 1/4, 5/16, 13/64, 1/4,
  *5/16, 3/16, 13/64, 1/4, 5/16, 4,
  DATA DOR1F/1875, 25, 3125, 375, 4375, 5, 125, 1875, 25,
  *28125, 3125, 1875, 25, 3125, 375, 4375, 5, 125, 1875,
  *25, 28125, 3125, 375, 1875, 203125, 25, 3125, 203125,
  *25, 3125, 1875, 203125, 25, 3125, 1875,
  *25, 3125, 375,
  DATA AV/0291, 0511, 0792, 1134, 1538, 2002, 0133,
  *0291, 0511, 0643, 0792, 0291, 0511, 0792, 1134,
  *1578, 2002, 0133, 0291, 0511, 0643, 0792, 1134,
  *0290, 0420, 0550, 0980, 0420, 0550, 0980,
  *0290, 0420, 0550, 0980, 0276, 0491, 0767,
  *1135,
  DATA AG/6*0.77, 5*0.71, 6*0.77, 6*0.21, 4*0.23, 2*0.22, 4*0.31, 4*0.51,
  READ(5, 20) NETC, KANA
2000 FORMAT(215)
DO JC JC JOSE=1, NETO
READ(5, 1) HMI, ANG, DTP, DTRI, DRW, OHC, DRG, DRFC
READ(5, 2) PWH, PMS, PWF, PSC, TMH, TUF
READ(5, 3) V6, RGFL, MOR, GLP, PSEP, TSEP, TCT, CPO
READ(5, 4) JC DE, ICV, ICODE, KL
READ(5, 'CDD') POZO
3000 FORMAT(30A)
WRITE(6, 900)
900 FORMAT(1H1, //, 21X, "PROGRAMA DE COMPUTO QUE EJECUTA EL DISENO DE IN
*STALACIONES DE POMBEO NEUMATICO", //, 21X,
*EN FLUJO CONTINUO EVALUANDO EL COSTO, ELABORADO POR EL INGENIERO
*JOSE AURELIO", //, 21X, "LOYO FERNANDEZ BAJO LA DIRECCION DEL INGENIER
*O HORACIO ZUNIGA PUENTE.", ///, 54X, "D A T O S")

```

```

WRITE(6,1003)
1002 FORMAT(////,31X,30HCARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS,/)
WRITE(6,1003)DRG,DRG,DRW,DRFC
1003 FORMAT(21X,42H DENSIDAD RELATIVA DEL ACEITE (AGUA=1)      =,F6.3,/,
121X,42H DENSIDAD RELATIVA DEL GAS (AIRE=1)      =,F6.3,/,
221X,42H DENSIDAD RELATIVA DEL AGUA PRODUCIDA    =,F6.3,/,
*21X,42H DENSIDAD RELATIVA DEL FLUIDO DE CONTROL =,F6.3,/,
321X,70HNOTA.--SI NO EXISTE AGUA PROD., LOS VALORES CORRESPONDIENTES
4SERAN CFRO.,//,7X,54(2H--),//)
WRITE(6,1004)
1004 FORMAT(1X,24H CARACTERISTICAS DEL POZO,/)
WRITE(6,1004)POZO
1005 FORMAT(21X,42X,/)
WRITE(6,1005)MMI,DTP1,DTR1,ANG,PWH,TWH,TWF,UOR,RGFL,VGI,TCT,PSO,
*PMFP,QLP,PUS,CPD
1006 FORMAT(21X,"PROFUNDIDAD MEDIA DEL INTERVALO PRODUCTOR",7X,
*F12.3,2X,"METROS",/,21X,
*DIAMETRO INTERIOR DE TUBERIA DE PRODUCCION",6X,"= ",
*F12.3,2X,"PULGADAS",/,21X,
*DIAMETRO INTERIOR DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO",3X,"= ",
*F12.3,2X,"PULGADAS",/,21X,
*ANGULO DE DESVIACION CON RESPECTO A LA VERTICAL = ",
*F12.3,2X,"GRADOS",/,21X,
*PRESION FLUYENDO EN LA BOCA DEL POZO",12X,"= ",
*F12.3,2X,"PSIG",/,21X,
*TEMPERATURA FLUYENDO EN LA BOCA DEL POZO",9X,"= ",
*F12.3,2X,"GRADOS CENTIGRADOS",/,21X,
*TEMPERATURA FLUYENDO EN EL FONDO DEL POZO",7X,"= ",
*F12.3,2X,"GRADOS CENTIGRADOS",/,21X,
*PORCENTAJE DE AGUA",30X,"= ",F12.3,2X,"PORCIENTO",/,21X,
*RELACION GAS DE FORMACION LIQUIDO",15X,"= ",
*F12.3,2X,"M3/M3",/,21X,
*VOLUMEN DE GAS DE INYECCION",21X,"= ",
*F12.3,2X,"M3/DIA",/,21X,
*TEMPERATURA DE CALIBRACION EN EL TALLER",9X,"= ",
*F12.3,2X,"GRADOS CENTIGRADOS",/,21X,
*PRESION SUP. DE OPEACION DEL GAS DE INYECCION = ",
*F12.3,2X,"PSIG",/,21X,
*PRES. FONDO FLUYENDO DURANTE LA PRUEBA DE PROD. = ",
*F12.3,2X,"PSIG",/,21X,
*GASTO DE LIQUIDO DURANTE LA PRUEBA DE PROD.",5X,"= ",
*F12.3,2X,"BL/DIA",/,21X,
*PRESION DE FONDO ESTATICA PROMEDIO",14X,"= ",
*F12.3,2X,"PSIG",/,21X,
*CAIDA DE PRES. A TRAVES DE LA VALVULA DE B.N.",3X,"= ",
*F12.3,2X,"PSIG")
WRITE(6,1006)(NCLA(J),DVALV(J),AAG(J),ASTO(J),DCRIA(J),J=1,23)
1006 FORMAT(1H1,/,20X,"TABLA DE ESPECIFICACIONES DE LAS VALVULAS EMPLE
*ADAS EN",/,42X,"BOMBEO NEUMATICO CONTINUO.",/,/,30X,"VALVULAS CAMC
*O TIPO J-20",J=40 (DOMO CARGADO CON NITROGENO)",/,20X,"CLAVE",6X
*, "DIAM." AREA DIAM. ORIF. AREA DEL",/,20X,"VALV.
*EXT. FUELE DEL ASIEN TO ASIEN TO",/,37X,"(PG) (PG)
*2 (PG) (PG)",/,5(21X,A2,2X,"1 1/2",5X,"0.77",8
*X,A4,11X,A2,A5,9X,A5,/,/,5(21X,A2,10X,"1-7X",C.31",8X,A4,11X,A2,
*A5,3X,A5,/,/,70X,"VALVULAS CAMCO TIPO R-20 (RECUPERABLE CON CAB
*LE)",/,5(21X,A2,5X,"1 1/2",5X,"0.77",8X,A4,11X,A2,A5,8X,
*A5,/,/,30X,"VALVULAS CAMCO TIPO BK (RECUPERABLE CON CABLE)",
/,5(21X,A2,10X,"1-7X",C.31",2X,A4,11X,A2,A5,9X,A5,/)
WRITE(6,1006)(NCLA(J),DVALV(J),AAG(J),ASTO(J),DCRIA(J),J=24,38)
1006 FORMAT(1H1,/,30X,"VALVULAS MERLA TIPO SVC-21",/,/,20X,

```

\*CLAVE DIA. RANGO AREA, OY, DIAM. ANG., 7X.  
 \*AREA DE, 5X, DIAM. DRIF., //, 20X, VALV., 6X, EXT., 5X, AJUSTE,  
 \*4X, FUELLE, 7X, BOLA, 4X, ASIENTO, 4X, ASIENTO, 5X, DEL ASIENTO,  
 //, 31X,  
 \*(PG) (LB/PG2) (PG2), 8X, (PG) (GFAD) (PG2)  
 \*(PG), //, 4(21X, A2, 7X, //, 1/16", 4X, 800-1200", 4X, 0.22", 8X, A4,  
 \*5X, A2, 8X, A5, 8X, A5, //, //, 3(21X, A2, 7X, //, 1/16", 4X, 400-1000", 4X,  
 \*0.28", 8X, A4, 5X, A2, 8X, A5, //, //, 4(21X, A2, 7X, //, 1/16", 6X,  
 \*0-300", 5X, 0.31", 5X, A4, 5X, A2, 8X, A5, 3X, A5, //, //, 30X,  
 \*VALVULAS MC. MURRY TIPO M-STD, M-PCD (DOMO CARGADO),  
 \*CON NITROGENO), //, 20X,

\*CLAVE, 6X, DIAM. AREA DIAM. DE TF. AREA DEL,  
 //, 20X, VALV. EXT. FUELLE DEL ASIENTO ASIENTO, //,  
 \*31X, (PG) (PG2) (PG) (PG2), //,  
 \*4(21X, A2, 8X, //, 1/2", 5X, 0.80", 2X, A4, 9X, A2, A5, 5X, A5, //, 1H1)

HMI=HMI+3.2303

PD=PMH+200

TWH=TWH+1.9+32

TWF=TWF+1.3+22

TSEP=TSEP+1.3+22

VGI=VGI+35.314

TCTA=TCT+1.9+22

ANGU=90.-ANG

AAA=ANG+3.1416/130.

API=141.5/DRO-131.5

FM=WOR/100

FO=1-FM

RGFA=RGFL/F3

PSO=PSO+14.7

PKO=PSO

PIN=PSO-100

HPT=HMI/COS(AAA)

GRAT=(TWF-TWH)/HMI

PMH=PMH+14.7

F=1.-0.2\*PMFP/PSO-0.6\*(PMFP/PSO)\*\*2

QMAX=QLP/F

J=C

JJ=C

M=C

N=C

NN=C

II=C

INDICE=C

INDICA=C

QL=C

PMF1=C

PMV1=C

1000 CL=QL+QMAX\*0.1

IF(QL.GE.QMAX)GO TO 200

1010 DL=100

L1=C

P1=PMH

P1NY=PIN

DIA=DTP//12

ED=C.CC/15/DIA

AP=3.1416\*DIA\*\*2/4

DPE=50.0

QM=WOR\*QL/100.

GO=QL-QM

RGIA=VGI/GO

```

RGTA=RGFA*5.615+RGIA
RGIL=VG1/DL=0.17911
RGTL=RGFL+RGIL
5 ITER=0
6 PM=P1+DPE/2
L1=L1-COS(AAA)
TM=GRAT*(L1+DL/2)+TMM
L1=L1/COS(AAA)
CALL ALL(PM,TM,PSEP,TSEP,QQ,QW,RGTA,API,DRM,DRG,AP,DPDL,ICOB,
-JCODE,ICV,ANGU,DIA,ED,NOT)
IF(NOT.EQ.1)GO TO 3020
DPC=DL*ABS(DPDL)
IF(ABS(DPE-DPC).LE.1.0)GO TO 12
IF(ITER.LE.15.)GO TO 8
DL=DL*1.0
IF(DL.GT.30.)GO TO 120
GO TO 5
8 ITER=ITER+1
DPE=DPC
GO TO 6
12 P2=P1+DPC
L2=L1+DL
IF(L2.GT.HMT)GO TO 140
IF(P2.GT.PINY)GO TO 15
P1=P2
L1=L2
GO TO 5
15 DLF=DL
L1=L1-COS(AAA)
1E CALL PPCG(PIN,L1,TMM,GRAT,DRG,PS)
L1=L1/COS(AAA)
DPF=PS-P1
IF(ABS(DPF).LE.25..OR.P2-GE.PS)GO TO 19
P1=P2
L1=L2
PINY=PS
GO TO 5
19 IF(ABS(DPF).LE.1.0)GO TO 40
20 PM=P1+DPF/2
L1=L1-COS(AAA)
TM=GRAT*(L1+DLF/2)+TMM
L1=L1/COS(AAA)
CALL ALL(PM,TM,PSEP,TSEP,QQ,QW,RGTA,API,DRM,DRG,AP,DPDL,ICOB,
-JCODE,ICV,ANGU,DIA,ED,NOT)
IF(NOT.EQ.1)GO TO 3020
DLC=DPF/ABS(DPDL)
IF(ABS(DLF-DLC).LE.1.0)GO TO 30
DLF=DLC
GO TO 20
30 P2=P1+DPF
L2=L1+DLC
P1=P2
L1=L2-COS(AAA)
GO TO 19
40 MPI=L1-COS(AAA)
PS=PS-14.7
P1=P1-14.7
PPI=P1
MPI=MPI/3.2808
WRITE(6,50)DL,QQ,MPI,M,PP1,RGIL,RGTL

```

```

P1=P1+14.7
RGTA=RGFA*5.515
DIA=DTRI/12.
ED=3.30215/DIA
AP=3.1416*DIA**2/4.
43 ITER=0
45 PM=P1*DPE/2
L1=L1+COS(AAA)
TM=GRAT*(L1+DL/2)+TWH
L1=L1/COS(AAA)
CALL ALL(PM,TM,PSEP,TSEP,QQ,QW,RCGA,API,DRW,DRG,AP,DPDL,ICODE,
*JCODE,ICV,ANGU,DIA,ED,NOT)
IF(NOT.EQ.1)GO TO 3000
DPC=DL*ABS(DPDL)
IF(ABS(DPE-DPC).LE.1.0)GO TO 60
IF(ITER.LE.15.0)GO TO 45
DL=DL*1.1
IF(DL.GT.300.0)GO TO 120
GO TO 43
48 ITER=ITER+1
DPE=DPC
GO TO 45
53 P2=P1+DPC
L2=(L1+DL)*COS(AAA)
PMF2=P2
Z3=L1+DL
IF(Z3.EQ.HMT)GO TO 100
IF(Z3.GT.HMT)GO TO 70
P1=P2
L1=Z3
GO TO 47
140 WRITE(6,150)
150 FORMAT(//,1X,"NO SE ENCONTRO INTERSECCION DEL GRADIENTE DEL "
*,1X,"GAS DE INYECCION ",/,1X,
*,1X,"CON EL GRADIENTE FLUYENDO POR ALTA PRESION SUPERFICIAL",
*,1X,"EN EL GAS DE INYECCION",//)
WRITE(6,320)DL,QQ,RGIL,PGTL
320 FORMAT(10X,"GASTO DE LIQUIDO ( BL/DIA ) =",F10.2,
*,1X,"GASTO DE ACEITE ( BL/DIA ) =",F10.2,/,
*,1X,"RELACION GAS INYECTADO LIQUIDO ( M3/M3 ) =",
*,1X,F10.2,/,1X,
*,1X,"RELACION GAS TOTAL LIQUIDO ( M3/M3 ) =",F10.2)
IF(J.EQ.1)GO TO 030
GO TO 70
030 JJ=1
70 DIF=HMT-L1
80 PM=P1+DPE/2
L1=L1+COS(AAA)
TM=GRAT*(L1+DIF/2)+TWH
L1=L1/COS(AAA)
CALL ALL(PM,TM,PSEP,TSEP,QQ,QW,RCGA,API,DRW,DRG,AP,DPDL,ICODE,
*JCODE,ICV,ANGU,DIA,ED,NOT)
IF(NOT.EQ.1)GO TO 3000
DPC=DIF*ABS(DPDL)
IF(ABS(DPE-DPC).LE.1.0)GO TO 90
DPE=DPC
GO TO 80
90 P2=P1+DPC
L2=(L1+DIF)*COS(AAA)
Z3=L1+DIF

```

```

IF(JJ.EQ.1)GO TO 950
GO TO 100
950 HPI=HMI
PP1=P2-14.7
100 PWF2=P2-14.7
IPI=GRAT*HPI+TWH
WRITE(6,110)PWF2,L2,Z3
110 FORMAT(/,10X,"PRESION DE FONDO FLUYENDO =",F10.2,7H (PSIG),
,"A LA PROFUNDIDAD DE ",F10.2,7H (PIES),/,10X,"LONGITUD TOTAL (PIES
)",F10.2,/)
IF(JJ.NE.1)GO TO 101
WRITE(6,940)
940 FORMAT(/,10X,"AL NO EXISTIR LA INTERSECCION DE ",
,"GRADIENTES , SE CONSIDERARA PARA",/,
,"10X,"EL DISENO DE LA INSTALACION QUE LA PROFUNDIDAD ",
,"DEL PUNTO DE INYECCION",/,10X,"SE ENCUENTRA A LA ",
,"PROFUNDIDAD TOTAL DEL POZO .",/)
101 IF(J.EQ.1)GO TO 160
A=-D.E/PMS**2
B=-D./PMS
C=1-QL/QMAX
PMV3=(B+SQRT(B**2-4*A*C))/(2*A)
PMV4=(-B-SQRT(B**2-4*A*C))/(2*A)
IF(PMV3.GT.0.0)GO TO 102
IF(PMV4.GT.0.0)GO TO 104
102 PMV2=PMV3
GO TO 106
104 PMV2=PMV4
106 IF(PWF2.EQ.PMV2)GO TO 108
IF(PWF2.GT.PMV2)GO TO 114
PWF1=PWF2
PMV1=PMV2
INDICE=1
GO TO 108
108 IF(INDICE.EQ.0)GO TO 1030
PMQM=PWF2
WRITE(6,112)QL,PWF2
112 FORMAT(/,10X,"GASTO OBTENIDO ( BL/DIA ) = ",F10.2,/,
,"10X,"PRESION DE FONDO FLUYENDO ( P S I G ) = ",F10.2,/)
IF(KANA.EQ.7)GO TO 3020
J=1
GO TO 1010
114 IF(INDICE.EQ.0)GO TO 910
X1=QL-QMAX*0.1
X2=QL
M1=(PMV2-PMV1)/(X2-X1)
M2=(PWF2-PWF1)/(X2-X1)
QM=(X1*(M1-M2)+PWF1-PMV1)/(M1-M2)
PMQM=M1+QM-11*X1+PMV1
WRITE(6,116)QM,PMQM
116 FORMAT(/,10X,"GASTO OBTENIDO ( BL/DIA ) = ",F10.2,/,
,"10X,"PRESION DE FONDO FLUYENDO ( P S I G ) = ",F10.2,/)
IF(KANA.EQ.7)GO TO 3020
J=1
QL=QM
GO TO 1010
120 WRITE(6,130)
130 FORMAT(1H,/,20X,"EL METODO DE ORKISZEWSKI UTILIZADO PARA ESTIM
,"AR CAIDAS DE PRESION NO CONVERGE .",/,10X,"ES MUY PROBABLE ",
,"QUE EL DATO SUPINISTRADO DE VOLUMEN DE GAS INYECTADO ES ",

```



```

* "DEMASIADO GRANDE", /, 20X, "O SE ESTA MANEJANDO UN PORCENTAJE "
* "DE AGUA POR ARRIBA DEL 75 %."
GO TO 3020
200 WRITE(6,920)
GO TO 3020
1 FORMAT(2F10.0)
2 FORMAT(6F10.0)
3 FORMAT(2F10.0)
4 FORMAT(4I5)
50 FORMAT(///,10X,"GASTO DE LIQUIDO ( BL/DIA )
* =",F10.2,/,10X,"GASTO DE ACEITE ( BL/DIA )
* =",F10.2,/,10X,"PROF. VERT. DEL PUNTO DE INYECCION ( M T O S )
* =",F10.2,/,10X,"PRESION EN DIEHO PUNTO ( P S I G )
* =",F10.2,/,10X,"RELACION GAS INYECTADO LIQUIDO ( M3/M3 )",
* 1X,"=",F10.2,/,10X,
* "RELACION GAS TOTAL LIQUIDO ( M3/M3 )",
* 1X,"=",F10.2)
160 GD=(PPI-PD)/HPI
CALL PPC6(PKO,H*1,TWM,GRAT,DRG,PS)
PS=PS-14.7
PKO=PKO-14.7
GK=(PS-PKO)/HMI
CALL PPC6(PSO,H*1,TWM,GRAT,DRG,PS)
PS=PS-14.7
PSO=PSO-14.7
GO=(PS-PSO)/HMI
GC=.477333*DRFC
PWH=PWH-14.7
H(1)=(PKO-PWH)/(GC-GK)
T(1)=GRAT+H(1)+TWM
P(1)=PD+H(1)*GD
HH(1)=H(1)/COS(AAA)
IF(H(1).GT.HPI)GO TO 3130
I=2
240 H(I)=(GC+H(I-1)*PSO-P(I-1))/(GC-GO)
IF(H(I).GT.HPI)GO TO 250
HH(I)=H(I)/COS(AAA)
T(I)=GRAT+H(I)+TWM
P(I)=PD+H(I)*GD
I=I+1
GO TO 240
250 IF(4.EQ.0)GO TO 3100
DPP=HPI-H(N)
IF(DPP.LE.22)GO TO 260
K=4+2
IF(DPK.GE.250)GO TO 260
H(N)=HPI-250
T(N)=GRAT+H(N)+TWM
P(N)=PD+H(N)*GD
HH(N)=H(N)/COS(AAA)
J=2
260 H(N+1)=HPI
T(N+1)=GRAT+H(N+1)+TWM
HH(N+1)=H(N+1)/COS(AAA)
P(N+1)=PD+H(N+1)*GD
IF(JJ.EQ.1)GO TO 262
H(N+2)=HPI+250
HH(N+2)=H(N+2)/COS(AAA)
T(N+2)=GRAT+H(N+2)+TWM

```

```

P(N+2)=PD+H(N+2)*GD
IF(J.EQ.2)GO TO 270
GO TO 290
3100 N=1
DPR=HPI-H(N)
IF(DPR.LE.32.)GO TO 3110
IF(DPR.GE.250.)GO TO 3120
H(N)=HPI-250
T(N)=GRAT*H(N)+TWH
P(N)=PD+H(N)*GD
HH(N)=H(N)/COS(AAA)
3120 H(N+1)=HPI
T(N+1)=GRAT*H(N+1)+TWH
HH(N+1)=H(N+1)/COS(AAA)
P(N+1)=PD+H(N+1)*GD
K=N+1
IF(JJ.EQ.1)GO TO 290
K=N+2
H(N+2)=HPI+250
HH(N+2)=H(N+2)/COS(AAA)
T(N+2)=GRAT*H(N+2)+TWH
P(N+2)=PD+H(N+2)*GD
GO TO 290
3170 H(N)=HPI
T(N)=GRAT*H(N)+TWH
HH(N)=H(N)/COS(AAA)
P(N)=PD+H(N)*GD
K=N
IF(JJ.EQ.1)GO TO 290
K=N+1
H(N+1)=HPI+250
HH(N+1)=H(N+1)/COS(AAA)
T(N+1)=GRAT*H(N+1)+TWH
P(N+1)=PD+H(N+1)*GD
GO TO 290
3130 H(1)=HPI
T(1)=GRAT*H(1)+TWH
P(1)=PD+H(1)*GD
HH(1)=H(1)/COS(AAA)
K=1
IF(JJ.EQ.1)GO TO 290
K=2
H(2)=HPI+250
T(2)=GRAT*H(2)+TWH
P(2)=PD+H(2)*GD
HH(2)=H(2)/COS(AAA)
GO TO 290
262 K=N+1
IF(J.EQ.2)GO TO 270
GO TO 290
270 IF((H(N)-H(N-1)).GE.250.)GO TO 290
H(N-1)=H(N)-250
HH(N-1)=H(N-1)/COS(AAA)
T(N-1)=GRAT*H(N-1)+TWH
P(N-1)=PD+H(N-1)*GD
GO TO 290
280 H(N)=HPI
T(N)=GRAT*H(N)+TWH
HH(N)=H(N)/COS(AAA)
P(N)=PD+H(N)*GD

```

```

K=N
IF(JJ.EQ.1)GO TO 290
K=N+1
H(N+1)=HPI+250
HN(N+1)=H(N+1)/COS(CAAA)
T(N+1)=GRAT*H(N+1)+TWH
290 L=1
PSC4(L)=PS0-100
310 PSC4(L)=PSC4(L)+14.7
CALL PFCG(PSC4(L),H(L),TWH,GRAT,DRG,PS)
PVCA(L)=PS
PVCH(L)=PS-14.7
L=L+1
IF(L.EQ.K)GO TO 330
IF(L.GT.K)GO TO 350
PSC4(L)=PSC4(L-1)-10
GO TO 310
330 PSC4(L)=PSC4(L-1)-20
GO TO 310
350 VGI=VGI
C=0.835
G=32.2
XK=1.27
IF(JJ.EQ.1)GO TO 2010
2000 PE=PPI+CP0+14.7
PS=PPI+14.7
RR=PS/PE
2050 M=0
N=0
MN=3
IF(KL.EQ.3)GO TO 320
IF(KL.EQ.2)GO TO 600
II=1
320 DORI(II)=3.1416*(DORIF(II)+2)/4
QG=((155.-C*DORI(II)+PE)/(SQRT(DRG*(TPI+460.-3)))+SQRT(2*G*
*(XK/(XK-1))*(RR+(2./XK)-RR*((XK+1)/XK)))
GG=QG*1000
IF(QG.GE.VGIC)GO TO 390
II=II+1
IF(II.GT.23)GO TO 500
GO TO 320
390 IF(II.EQ.6)GO TO 410
IF(II.LT.6)GO TO 520
IF(II.EQ.11)GO TO 440
IF(II.LT.11)GO TO 500
IF(II.EQ.17)GO TO 460
IF(II.LT.17)GO TO 510
IF(II.EQ.23)GO TO 480
N=4
GO TO 420
410 GG=QG*0.023317E
WRITE(6,42)DVALV(II),QG
420 FORMAT(1H1,////,5X,"EL DIAMETRO DE ORIFICIO EVALUADO FUE DE",
,2X,45,2X,"(PG)",,2X," Y PERMITE UN GASTO DE GAS DE",2X,F10.1,
,2X,"(M3/DIA) C.S.",////,25X,
,"D I S E N O D E L A I N S T A L A C I O N",
,"I O N",//)
N=1
GO TO 430
440 GG=QG*0.023317E

```

```

WRITE(6,420)DVALV(II),QG
N=2
GO TO 430
460 QG=QG*0.0283178
WRITE(6,420)DVALV(II),QG
N=3
GO TO 430
480 QG=QG*0.0283178
WRITE(6,420)DVALV(II),QG
N=4
GO TO 430
500 N=2
GO TO 400
510 N=3
GO TO 400
520 N=1
430 QG=QG*0.0283178
WRITE(6,530)DVALV(II),QG
530 FORMAT(1H1,////,5X,"EL DIAMETRO DE ORIFICIO EVALUADO FUE DE",
*2X,AS,2X,"(PG)",/5X,"Y PERMITE UN GASTO DE GAS DE",2X,
*F10.1,2X,"(M3/DIA) C.S.",////,25X,
*DISEÑO DE LA INSTA",
*LA C I O N,///)
430 R=(AV(II))/(AB(II))
DO 560 I=1,K
CALL ZNITRO(T(I),PVCA(I),ZVM2)
ZM2=1.0
PCTRA=(PVCA(I)+ZM2*(TCTA+460))/(ZVM2*(T(I)+460))
540 CALL ZNITRO(TCTA,PCTRA,ZM2)
PCTRB=(PVCA(I)+ZM2*(TCTA+460))/(ZVM2*(T(I)+460))
IF(ABS(PCTRB-PCTRA).LE.1.0)GO TO 550
PCTRA=PCTRB
GO TO 540
550 PCTR(I)=PCTRB-14.7
POTR(I)=PCTR(I)/(1-R)
MP(I)=M(I)/3.2808
HMP(I)=MH(I)/3.2808
TP(I)=(T(I)-32.)*0.55555
560 CONTINUE
WRITE(6,570)TCT,TCT
570 FORMAT(5X,"VALV.",3X,"CLAVE",2X,"PROFUNDIDAD",2X,"LONGITUD",
*2X,"TEMPERATURA",3X,"AV/AB",3X,"PRESION",3X,"PRESION",3X,"PRES.DOM",
*0A",X,"PRES.APERT.",/65X,"SUPERF.",X,"CIERRE A",5X,F6.2,"GC",
*4X,"TALLER A",/6X,"NO",5X,"VALV.",4X,"(MTOS)",
*6X,"(MTOS)",5X,"(G.C.)",6X,"(R)",3X,"CIERRE",4X,"LA PROF.",
*4X,"(PRES.CIERRE)",2X,F6.2,"GC",/65X,"(PSIG)",5X,"(PSIG)",6X,
*"(PSIG)",8X,"T.E.F.=0",/102X,"(PSIG)",///)
WRITE(6,575)(I,NCLA(II),MP(I),HMP(I),TP(I),R,PSCM(I),PVCM(I),
*PCTR(I),POTR(I),I=1,K)
575 FORMAT(6X,I,2,6X,A2,4X,F10.2,2X,F10.2,2X,F8.1,4X,F6.4,
*2X,F7.1,4X,F7.1,4X,F7.1,8X,F7.1,///)
IF(MN.EQ.1)GO TO 3020
IF(N.EQ.1)GO TO 610
IF(N.EQ.2)GO TO 620
IF(N.EQ.3)GO TO 630
GO TO 590
580 IF(N.EQ.0)GO TO 640
590 IF(KL.EQ.1)GO TO 3020
GO TO 600
610 II=7

```

```

GO TO 380
620 II=12
GO TO 190
630 II=18
GO TO 390
640 WRITE(6,650)
650 FORMAT(1H1, //, 2CX, "SE ANALIZARON TODAS LAS VALVULAS MARCA CAMCO",
+ " ENUMERADAS EN LA TABLA ANTERIOR", /, 20X, "Y NO SE ENCONTRO ALGUNA",
+ " CON LA CUAL EFECTUAR UN DISENO APROPIADO", //)
GO TO 590
660 II=24
660 DORI(II)=3.1416*(DORIF(II)**2)/4
QG=(155.-C*DORI(II)*PE)/(SQRT(BRG*(TPI*460.)))*SQRT(2-C-
*(X/(XK-1))*(NR**2./XK)-RR**((XK+1)/XK))
QG*QG=1000
IF(QG.GE.W6IC)GO TO 670
II=II+1
IF(II.GT.34)GO TO 770
GO TO 660
670 IF(II.EQ.27)GO TO 690
IF(II.LT.27)GO TO 740
IF(II.EQ.30)GO TO 710
IF(II.LT.30)GO TO 730
IF(II.EQ.34)GO TO 720
M=3
GO TO 680
690 QG*QG=0.0283178
WRITE(6,420)DORIA(II),QG
M=1
GO TO 700
710 QG*QG=0.0283178
WRITE(6,420)DORIA(II),QG
M=2
GO TO 730
720 QG*QG=0.0283178
WRITE(6,420)DORIA(II),QG
M=3
GO TO 750
730 M=2
GO TO 680
740 M=1
690 QG*QG=0.0283178
WRITE(6,530)DORIA(II),QG
750 R=(AV(II))/(AB(II))
DO 750 I=1, K
PCTR(I)=PVCN(I)
PCTR(I)=PCTR(I)/(1-R)
NP(I)=N(I)/3.2808
NMP(I)=NH(I)/3.2808
TP(I)=(T(I)-32.)*0.55555
750 CONTINUE
WRITE(6,760)
760 FORMAT(5X, "VALV.", 2X, "CLAVE", 2X, "PROFUNDIDAD", 2X, "LONGITUD",
+ 2X, "TEMP.", 3X, "AV/AB", 3X, "DIAM.", 3X, "ANG.", 5X, "PRESION",
+ 3X, "PRESION", 4X, "PRESION", 5X, "PRESION", /, 58X, "BCLA", 4X,
+ "ASTO.", 4X, "SUPERF.", 3X, "CIERRE A", 3X, "CIERRE EN", 3X,
+ "APERTURA", /, 6X, "NO", 4X, "VALV.", 4X, "(PTOS)", 6X, "(MTOS)",
+ 3X, "(G.C.)", 2X, "(R)", 3X, "(PG)", 4X, "(GRAD)", 3X, "CIERRE",
+ 4X, "LA PROF.", 4X, "TALLER", 6X, "TALLER", /, 75X, "(PSIG)",
+ 5X, "(PSIG)", 5X, "(PSIG)", 6X, "(PSIG)", //)

```

```

WRITE(6,765)(I,NCLA(I),MP(I),HMP(I),TP(I),R,DVALV(I),AAG(I),
*PSCM(I),PVCM(I),PCTR(I),POTR(I),I=1,K)
765 FORMAT(6X,I2,5X,A2,4X,F10.2,F11.2,F7.1,2X,F5.4,3X,A4,5X,A2,
*4X,F8.1,4X,F8.1,3X,F8.1,4X,F8.1,/)
IF(N.EQ.1)GO TO 800
IF(N.EQ.2)GO TO 810
GO TO 780
770 IF(N.EQ.0)GO TO 790
780 IF(KL.EQ.2)GO TO 3020
GO TO 820
790 WRITE(6,795)
795 FORMAT(9H1,/,20X,"SE ANALIZARON TODAS LAS VALVULAS ",
* "MARCA MERLA ENUMERADAS EN LA TABLA ANTERIOR",/,20X,
* "Y NO SE ENCONTRO ALGUNA PARA EFECTUAR UN DISEÑO APROPIADO",/)
GO TO 780
800 II=28
GO TO 660
810 II=31
GO TO 660
820 II=35
830 DORI(II)=3.1416*(DORIF(II)**2)/4
QG=((155.*C*DORI(II)*PE)/(SQRT(QG*(TPI*460.)))=SQRT(2*G*
*(XK/(XK-1))*(RR*(2./XK)-RR*(XK+1)/XK))
QG=QG*1000
IF(QG.GE.VGIC)GO TO 840
II=II+1
IF(II.GT.38)GO TO 860
GO TO 870
840 IF(II.EQ.38)GO TO 850
QG=QG*0.0283178
WRITE(6,530)DVALV(II),QG
NN=1
GO TO 470
850 QG=QG*0.0283178
WRITE(6,420)DVALV(II),QG
NN=1
GO TO 430
860 WRITE(6,870)
870 FORMAT(9H1,/,20X,"SE ANALIZARON TODAS LAS VALVULAS ",
* "MARCA MC-MURRY ENUMERADAS EN LA TABLA ANTERIOR",/,
*20X,"Y NO SE ENCONTRO ALGUNA PARA EFECTUAR UN ",
* "DISEÑO APROPIADO",/)
GO TO 3020
910 IF(INDICA.EQ.1)GO TO 1020
1030 PMF1=PMF2
PMV1=PMV2
INDICA=1
GO TO 1008
1020 IF(PMF2.GE.PMF1)GO TO 1910
PMF1=PMF2
PMV1=PMV2
GO TO 1008
1910 WRITE(6,920)
920 FORMAT(///,30X,"LOS DATOS SUMINISTRADOS ",
* "DE LA PRUEBA DE PRODUCCION",/,
*30X,"NO CORRESPONDEN A LAS CONDICIONES DEL POZO",
*/,30X,"POR CONSIGUIENTE, NO HABRA INTERSECCION CON LA",/,
*30X,"CURVA DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO AL POZO")
GO TO 3020
2010 OK=PVCM(K)-PPI

```

```

IF(CK.LE.CPO)GO TO 2000
CPO=OK
PE=PPI+CP0+14.7
PS=PPI+14.7
RR=PS/PE
RRO=(2./(XK+1.))+(XK/(XK-1.))
IF(RRO.GT.RR)GO TO 2080
GO TO 2390
2080 RR=RRO
WRITE(6,3000)
3000 FORMAT(10X,"FLUJO CRITICO",/)
2090 VGICO=VGIC/1000
AREA=(VGICO*SQRT(DRG*(TP1+46))) /
*((SQRT(3+G*(XK/(XK-1)))+(RR*(2./XK)-RR)*
*((XK+1)/XK)))**PE+C*155.)
DIAM=SQRT(4.*AREA/3.1415)
WRITE(6,2020)CPO,DIAM
2020 FORMAT(//,10X,"LA DIFERENCIAL DE PRESION MINIMA QUE
*, "SE ESTABLECE",/,10X,"A TRAVES DE LA VALVULA ES DE ",
*, "APROX.",F7.1,2X,"PSIG",/,10X,
*, "POR LO QUE EL DIAMETRO DE ORIFICIO DE LA VALVULA",/
*, "10X,"SERÁ DE",F6.3,2X,"PG")
IF(DIAM.LT.0.125)GO TO 2030
GO TO 2050
2030 WRITE(6,2040)
2040 FORMAT(/,10X,"EN VIRTUD DE QUE ESTE DIAMETRO ",
*, "NO SE FABRICA COMERCIALMENTE",/,10X,
*, "EL PROGRAMA SELECCIONA EL DIAMETRO MAS PEQUENO",
*, "DE CADA",/,
*, "10X,"GRUPO DE VALVULAS ")
GO TO 2050
2050 CONTINUE
STOP
END
BFTM,FI TFFS,ALL
SUBROUTINE ALL(PM,TH,PSEP,TSEP,BO,QM,RGTA,API,BRV,DRG,AF,DPDL,
*ICODE,JCODE,ICV,ANGU,DIA,ED,NOT)
REAL MG,MOB,MOS,MV,MOM
CALL VELOC(PM,TH,PSEP,TSEP,BO,QM,RGTA,API,DRG,AF,RS,RSM,SGDG,SGFG,
*SG170,PB,CO,BO,QM,VSL,VSG,VM,FO,FM,GOPT,AMPT,GGPT,Z,ICODE,JCODE)
CALL SURFT(API,TH,PM,FO,FM,TSO,TSM,TSL)
CALL GASVIS(TM,SGFG,PM,MG)
CALL LIQUIS(TM,API,RS,PM,PB,MOB,MOS,MV,ICV)
DRO=141.5/(131.5+API)
MOM=MOS*FO*VM*FM
QLPT=GOPT+AMPT
HLNS=QLPT/(QLPT+QGPT)
DAPT=(62.4*DRO*.C764*SGDG*RS/5.615)/BO
DMPT=62.4*BRV/BO
BG=14.7*Z*(TH+460.0)/(520.*PM)
DENG=0.1764*SGFG/BG
DENL=DAPT*FO+DMPT*FM
XNLV=1.938*VSL*(DENL/TSL)**.25
XNGV=1.938*VSG*(DENL/TSL)**.25
CALL ORKISZ(ANGU,DIA,ED,PM,VM,HLNS,DENG,DENL,MG,MOM,TSL,XNLV,XNGV,
*FM,DPDL,NOT)
RETURN
END
BFTM,FI TFFS,PPCG
SUBROUTINE PPCG(PIN,L1,TM,GRAT,DRG,PS)

```

```

REAL L1,L2
L2=L1/1000
P2=PIN*(1.0+0.025*L2)
TL1=GRAT*L1+TWH
T=(TWH+TL1)/2
4 P=(PIN+P2)/2
CALL ZFACHY(T,P,DRG,Z)
PS=PIN*EXP((0.01875*DRG*L1)/(Z*(T+460.)))
IF (ABS(P2-P).LE.0.5)GO TO 6
P2=PS
GO TO 4
6 RETURN
END

```

```

BFTN,FI TPF3-ZNITRO
SUBROUTINE ZNITRO(T,P,ZN)
A=-578.7677*(T+460.)*(2.175073*(T+460.)*(-.00262938+.107345E-C5*
*(T+460.)))
ZN=1+P/A=1.E-06
RETURN
END

```

```

BFTN,FI TPF3-VELOC
SUBROUTINE VELOC(P,T,PSEP,TSEP,GO,QW,GOR,API,SGFG,AP,RS,RSW,
SGDG,SGFG,SG100,PB,CO,BO,BW,VSL,VSG,VM,FO,FU,QOPT,QMPT,QGPT,Z,
ZICODE,JCODE)
CALL CALRS(P,T,SGPG,PSEP,TSEP,API,GO,QW,GOR,RS,RSW,SGDG,SGFG,
SG100,PB,ICODE)
CALL CALVF(T,P,API,SGPG,SG100,PB,GOR,RS,CO,BO,BW,JCODE)
CALL ZFACHY(T,P,SGFG,Z)
QOPT=GO*RO*5.614/86400.
QMPT=QW*RW*5.614/86400.
QGPT=(GO*(GOR-RS)-QW*RSW)*2*(T+460.)*14.77/(520.*86400.*P)
QLPT=QOPT+QMPT
VSL=QLPT/AP
VSG=QGPT/AP
VM=VSL+VSG
FO=QOPT/QLPT
FU=QMPT/QLPT
RETURN
END

```

```

BFTN,FI TPF3-CALRS
SUBROUTINE CALRS(P,T,SGPG,PSEP,TSEP,API,GO,QW,GOR,RS,RSW,SGDG,
SGFG,SG100,PB,ICODE)
INTEGER UP
DIMENSION BPPF(17),GMF(17),EMW(10),APIEMW(10)
DIMENSION PRSW(5),TRSW(4),RSWS(4,5),X(4),Y(5)

```

```

COMMON /1/PUS,TOL,VQOO,VQGA,R,NRGL,UP,MP
COMMON /F/GAMA0,PSE,TB,RSB,BOBS
DATA CLAS,CSTA,CVE/1.,1.,1./
DATA EMW/
100.,100.,450.,400.,350.,300.,250.,200.,150.,100./
DATA APIEMW/
15.,13.,19.,24.,28.,33.,38.,44.,52.,70./
DATA BPPF/
1.17,.3,.43,.58,.75,.94,1.19,1.47,1.74,2.12,2.7,3.29,3.84,4.3,4.9,5.7
2.6.7/
DATA GMF/
1.05,.10.,15.,20.,25.,30.,35.,40.,45.,50.,55.,6.,65.,7.,75.,8.,85/
DATA PRSW/
114.7,200.,1000.,3000.,10000./

```



```

DATA TRSM/
160.,160.,223.,340./
DATA RSMV/
10-C,0,0,0,0,0,0,
22-2,1.5,1.5,1,0,
310-3,7.4,6.6,8,9,
420-7,15.5,16.3,25.1,
536-9,31.0,34.0,56.9/
IF(SGPG.LT..56)SGPG=.7
SG10=SGPG
IF(GOR.LE.0)GO TO 17
TERR=T+460.
SGO=141.5/(131.5+API)
IF(ICODE.LT.0)GO TO 8
IF(ICODE.EQ.0)GO TO 9

3 BPPF1=P+SGPG/TERR
IF(NP.EQ.2)BPPF1=PSD+SGPG/(TB+460.)
IF(BPPF1.GE.0.17)GO TO 2
GMF1=0.+2941*BPPF1
GO TO 5

2 IF(BPPF1.LE.6.7)GO TO 4
GMF1=.85
GO TO 5

4 GMF1=FLAGR(BPPF,GMF,BPPF1,2,17)
5 IF(API.LT.51.1)GO TO 6
EMUGT=6084./(API-5.9)
GO TO 7

6 EMUGT=FLAGR(APIEM,EMU,API,2,10)
7 CONTINUE
IF(NP.EQ.2)CLAS=RSB+EMUGT*(1.-GMF1)/(GMF1+132755.*SGO)
RS=(179.3+330.*SGO/EMUGT)*(GMF1/(1.-GMF1)) *CLAS
IF(NP.EQ.6.AND.UP.EQ.1)RSB=RS
AXP=GOR+EMUGT/(SGO+1.328E05 *CLAS)
IF(UP.EQ.1.AND.RSB.LT.GOR)AXP=RSB+EMUGT/(SGO+1.328E05 *CLAS)
GMF1=AXP/(AXP+1.)
BPPF1=FLAGR(GMF,BPPF,GMF1,2,17)
PB=3BPPF1*TERR/SGPG
NP=NP+1
IF(NP.EQ.3)GO TO 3
GO TO 12

8 IF(NP.NE.2)GO TO 19
X1=.0125*API-.00091*TB
X2=10.**X1
CSTA=RSB/SGPG*(18./(PSD+X2))**.205
19 X1=.0125*API-.00091*T
X2=10.**X1
RS=SGPG*(P+X2/18.)**.205 *CSTA
IF(NP.EQ.6.AND.UP.EQ.1)RSB=RS
20 PB=(13./X2)*(GOR/SGPG *CSTA)**.83
IF(UP.EQ.1.AND.RSB.LT.GOR)PB=(18./X2)*(RSB/SGPG *CSTA)**.83
GO TO 12

9 FAC=1.+5912*API+TSEP+.E-04*ALOG10(PSEP/136.7)
SG100=FAC*SGPG
IF(API.GT.30)GO TO 10
A=1.0937
B=27.64
C=11.172
GO TO 11

10 A=1.187

```

```

B=56.06
C=10.393
11 IF (MP.EQ.2) CVB=RSB*B/(SG100*PSB**A*10.**((C*API/(TB+460.)))
RS=(SG100*P**A/B)*10.**((C*API/TEMR) - CVB
IF (MP.EQ.6.AND.UP.EQ.1) RSB=RS
PB=(B*GOR/( CVB* SG100*10.**((C*API/TEMR)))* (1./A)
IF (UP.EQ.1.AND.RSB.LT.GOR) PB=(B*RSB/( CVB* SG100*10.**((C*API/TEMR)
1))** (1./A)
12 IF (RS.LT.0.) RS=C*0
MP=7
IF (RS.LT.GOR) GO TO 13
RS=GOR
SGFG=SGPG
SGDG=SGPG
RSM=0.
GO TO 14
13 DO 16 I=1,5
DO 15 J=1,4
15 X(J)=RSM*(J,I)
16 Y(I)=FLAGR( TRSM,X,T,2,4)
RSM=FLAGR( PRSM,Y,P,2,5)
QG=QO*GOR
QGS=QO*RS+QM*RSM
IF (QG.GE.QGS) GO TO 18
RSM=(QG-QO*RS)/QM
18 SGDG=(API*12.5)/50.-.0000035715*API*RS
IF (SGDG.LT..56) SGDG=.56
IF (SGDG.LT.SGPG) SGDG=SGPG
WTGASD=.0764*SGDG*(RS-QO+RSM+QM)
WTGASF=WTGASD-MTGASD
SGFG=WTGASF/(.0764*(QO*(GOR-RS)-QM*RSM))
IF (SGFG.LT..56) SGFG=.56
IF (SGFG.GT.SGPG) SGFG=SGPG
14 RETURN
17 RS=0.
RSM=0.
SGDG=SGPG
SGFG=SGPG
SG100=SGPG
PB=14.7
RETURN
END
BFTN,PI TPF3-CALFVF
SUBROUTINE CALFVF(T,P,API,SGPG,SG100,PB,GOR,RS,CO,BO,BM,JCODE)
SG0=141.5/(131.5*API)
IF (GOR.LE.0.0) GO TO 8
IF (JCODE.GE.0) GO TO 2
IF (P.LT.PB) GO TO 1
BOB=.972*(1.47E-04)*(GOR*(SGPG/SG0)**.5+1.25*T)**1.175
GO TO 6
1 BO=.972*(1.47E-04)*(RS*(SGPG/SG0)**.5+1.25*T)**1.175
GO TO 7
2 D=(T-60.)*API/SG100
IF (API.LE.30.) GO TO 3
A=.11
B=.1337
GO TO 4
3 A=.1751
B=-1.8106

```

```

4 IF (P.LT.PB) GO TO 5
BOB=1.+4.67E-04*GOR+A*D+1.E-04*B*GOR*D+1.E-08
GO TO 6
5 BO=1.+4.67E-04*RS+A*D+1.E-04*B*RS*D+1.E-08
GO TO 7
6 CO=(-14.73.+5.*RS+17.2*T-1180.*SG100+12.51*API)/(P+1.E+05)
BO=BOB*EXP(CO*(PB-P))
7 IF (BO.LT.1.)BO=1.0
BW=1.+1.2E-04*(T-60.)*1.E-06*(T-60.)*+2-3.33E-5*(P
RETURN
8 EO=1.
PW=1.
RETURN
END

```

```

DFTN,FI TPF1,ZFACHY
TC=167.7+114.0*SGFG
PC=707.75-57.5*SGFG
TF=(T+460.0)/TC
PR=P/PC
IF (TR.GT.1.01) GO TO 1
RT=1.0
GO TO 2
1 RT=1.0/TR
2 A=0.06125*RT*EXP(-1.2*(1.-RT)**2)
B=RT*(14.76-9.76*RT+4.58*RT**2)
C=RT*(90.7-242.2*RT+42.4*RT**2)
D=2.15+2.82*RT
Y=.301
DO 4 J=1,25
IF (Y.GT.1.) Y=.6
F=-A*PR+(Y+Y**2+Y**3-Y**4)/(1.-Y)**3-B*Y**2+C*Y**D
IF (ABS(F).LE.1.E-6) GO TO 5
IF (J.LT.25) GO TO 3
Z=1.0
GO TO 6
3 DFDY=(1.+4.*Y+4.*Y**2-4.*Y**3+Y**4)/(1.-Y)**4-2.*B*Y**D*(C*Y**D-1.)
Y=Y-F/DFDY
4 CONTINUE
5 Z=A*PR/Y
6 RETURN
END

```

```

DFTN,FI TPF1,SURFT
SUBROUTINE SURFT(API,T,P,FO,FM,SURO,SURW,SURL)
COMMON/O/SIGMO,SIGRW
DIMENSION P(3),PERC(8)
DIMENSION STVA(10),STV74(10),STV280(10)
DATA PERC/
1100.,26.,73.,63.,48.,37.,20.,12./
DATA PI/
10.,200.,400.,600.,1000.,1400.,2200.,2800./
DATA STVA/
10.,1000.,2000.,3000.,4000.,5000.,6000.,7000.,8000.,9000./
DATA STV74/
175.,63.,59.,57.,54.,52.,52.,51.,50.,49./
DATA STV280/
153.,46.,40.,33.,26.,21.,21.,22.,23.,24./
IF (FO.EQ.0.) GO TO 1
SUR68=39.-.2571*API
SUR100=37.-5.-.2571*API
SUR1=SUR68-(T-68.)*(SUR68-SUR100)/32.

```

```

IF(T.LE.68.)SUR1=SUR68
IF(T.GE.100.)SUR1=SUR100
IF(SIGMO.NE.3.)SUR1=SIGMO
SUR2=FLAGR(PI,PERC,P,2,8)
SURO=SUR1+SUR2/100.
1 IF(FW.EQ.0.)GO TO 2
STM74=FLAGR(STVA,STV74,P,2,10)
STM280=FLAGR(STVA,STV280,P,2,10)
SURM=(STM74-STM280)/(280.-74.)*(T-74.)*(-1.)+STM74
IF(T.LT.74.)SURM=STM74
IF(T.GT.280.)SURM=STM280
2 SURL=SURO*FO+SURM*FW
RETURN
END

```

```

@FTM,F1 TPF5.GASVIS
SUBROUTINE GASVIS(T,SGFG,P,GVIS)
TABS=T*460.
M=SGFG*29.
AK=(9.4+.02*M)*(TABS+.15)/(209.+19.*M+TABS)
X=3.5+(926./TABS)+.01*M
V=2.4-.2*X

```

```

CALL IFACHY(T,P,SGFG,2)
RHOG=P*M/(17.72*2*TABS*62.4)
GVIS=AK*EXP(X*RHOG**Y)/1000.
RETURN
END

```

```

@FTM,F1 TPF5.LIQVIS
SUBROUTINE LIQVIS(T,API,RS,P,PB,VISD,VISO,VISW,ICV)
DIMENSION APIX(11),VIS100(11),VIS210(11),RSX(12),AX(12),BX(12)
DATA APIX/
112.,15.,18.,21.,24.,29.,32.,38.,45.,55.,60./
DATA VIS100/
15500.,700.,160.,57.,27.5,12.3,7.5,3.75,2.05,1.,.8/
DATA VIS210/
198.,36.,16.,8.2,4.75,2.4,1.6,.9.,.545.,.325.,.27/
DATA RSX/
10.,30.,100.,200.,300.,400.,600.,800.,1000.,1200.,1400.,1600./
DATA AX/
11.,.892.,.820.,.733.,.621.,.550.,.447.,.373.,.312.,.273.,.251.,.234/
DATA BX/
11.,.971.,.884.,.811.,.761.,.721.,.660.,.615.,.578.,.548.,.522.,.498/
IF(ICV.GT.0)GO TO 2
Z=3.0724-.02723*API
Y=17.**Z
X=Y/T**1.162
VISD=(17.**X)-1.
A=17.715/(RS+100.)*.515
B=5.44/(RS+150.)*.338
GO TO 3
2 X100=FLAGR(APIX,VIS100,API,1,11)
X210=FLAGR(APIX,VIS210,API,1,11)
X=1.345*ALOG(X210/X100)
VISD=X*100*(T/100.)*X
A=FLAGR(RSX,AX,RS,1,12)
B=FLAGR(RSX,BX,RS,1,12)
3 VISO=A*VISD**B
IF(P.LE.PB)GO TO 1
VM=2.6*P**1.137*P**(-.039*P**1.2-03-5.)
VISO=VISO*(P/PB)**VM

```

```

1 VISW=EXP(1.003-1.479E-02*T+1.982E-05*T**2)
RETURN
END

```

```

BFTN,FI TPFs,ORKISZ
SUBROUTINE ORKISZ(ANG,DIA,ED,P,VM,HLNS,BENG,DENL,GVIS,VISL,SURL,
1KNLV,XNGV,FU,BPDL,NOT)

```

C

```

DIMENSION REBS(5),RELS(3),C2S(5,3)
CHARACTER*6 IREGF
DATA REBS/3000.,4000.,5000.,6000.,8000./
DATA RELS/0.,2900.,6000./
DATA C2S/1.,1.,1.,1.,1.,1.5,1.24,1.15,1.115,1.08,1.71,1.5,1.3,1.23
1,1.165/
NOT=0
A=ANG*3.1416/180.
VSL=VM*HLNS
VSG=VM-VSL
REYNL=1488.*DENL*VM**2/DIA/VISL
REYNG=1488.*BENG*VSG**2/DIA/GVIS
ITRAN=1
IF(HLNS.GT..99999)GO TO 20
IF(HLNS.LT..00001)GO TO 21
XLS=50.*36.*XNLV
XLM=75.*84.*(XNLV**.75)
HGNS=VSG/VM
XLB=1.*071-.2218*VM**2/DIA
IF(XLP.LT..13)XLB=.13
IF(HGNS.LT.XLB)GO TO 1
IF(XNGV.LT.XLS)GO TO 2
IF(XNGV.GT.XLM)GO TO 13
ITRAN=2
GO TO 2
1 IREG=3
IREGF="BURBUJ"
VS=.8
NL=1.-.5*(1.+VM/VS-SQRT((1.+VM/VS)**2-.4.*VSG/VS))
IF(NL.LT.HLNS)NL=HLNS
DENS=DENL*NL*BENG*(1.-NL)
REYNB=1488.*DENL*(VSL/NL)**2/DIA/VISL
CALL FRFACT(REYNB,ED,FF)
ELGR=DENS*SIN(A)/144.
FRGR=FF*DENL*(VSL/NL)**2/(2.*32.2*DIA*144.)
EKK=0.
GO TO 22
2 IREG=4
IREGF="BACNE"
KSIG=0
IC=0
IF(FM.GE.0.75)IC=2
IB=1
IF(VM.GT.10.0)IB=2
II=IB+IC
XX1=.01*ALOG10(VISL+1.)/DIA**1.571
XX=-ALOG10(W)* (XX1+.397+.63*ALOG10(DIA))
GO TO(3,4,5,6),II
3 XX2=.0127*ALOG10(VISL+1.)/DIA**1.415
SIG=XX2-.284*.167*ALOG10(VM)+.113*ALOG10(DIA)
GO TO 7
4 XX3=.0274*ALOG10(VISL+1.)/DIA**1.371
SIG=XX3+.161*.569*ALOG10(DIA)*XX

```

```

GO TO 7
5  XX4=.013*ALOG10(VISL)/DIA**1.38
  SIG=XX4-.681+.232*ALOG10(VM)-.425*ALOG10(DIA)
  GO TO 7
6  XX5=.045*ALOG10(VISL)/DIA**1.709
  SIG=XX5-.709-.162*ALOG10(VM)-.888*ALOG10(DIA)
7  CONTINUE
  IF(VM.LT.90..AND.SIG.LT.-.065*VM)SIG=-.265*VM
  VBG=.5*SQRT(32.2*DIA)
  I=0
8  REYNB=1488.*DENL*VBG*DIA/VISL
  I=I+1
  IF(I.GT.10)GO TO 11
  XX=SQRT(32.2*DIA)
  IF(REYNL.GT.6000.)GO TO 9
  C2=FLAGR2(REBS,RELS,C2S,5,3,2,2,REYNB,REYNL)
  VB=.35*(C2*XX
  GO TO 10
9  TX=(.251+8.74E-06*REYNL)*XX
  VB=(TX+SQRT(TX**2+(13.59*VISL)/(DENL+SQRT(DIA))))/2.
  IF(REYNB.LE.3000.)VB=(.546+8.74E-06*REYNL)*XX
  IF(REYNB.GE.8000.)VB=(.35+8.74E-06*REYNL)*XX
10 IF(ABS(VB-VBG).LT..001)GO TO 11
  VBG=VB
  GO TO 8
11 CONTINUE
  DENB=(DENL*(VSL+VB)+DENG*VSG)/(VM+VB)+DENL*SIG
  IF(VM.LE.10)GO TO 12
  XX=-VB*(1.-DENB/DENL)/(VM+VB)
  IF(SIG.GE.XX)GO TO 12
  IF(KSIG.EQ.1)GO TO 12
  SIG=XX
  KSIG=KSIG+1
  GO TO 11
12 CONTINUE
727 FORMAT(6F17.7)
  HL=(DENB-DENG)/(DENL-DENG)
  ELGR=DENB*SIN(A)/144.
  CALL FFACT(REYNL,ED,FF)
  FRGR=(FF*DENL*VM**2/(2.*32.2*DIA+144.))*(VSL+VB)/(VM+VB)+SIG)
  EKK=C.
  IF(ITRAN.GT.1) GO TO 18
  GO TO 22
13 IREG=5
  IREGF="KIEDLA"
  VSGP=VSG
  EDG=ED
  IF(ED.EQ.0.)EDG=1.E-05
14 REYG=1438.*DENG*VSGP*DIA/6VIS
  XWEB=454.*DENG*VSGP**2*(EDG*DIA)/SURL
  XVIS=.002048*VISL**2/(DENL*SURL*(EDG*DIA))
  PR=XWEB*XVIS
  EDC=.0749*SURL/(DENG*VSGP**2*DIA)
  IF(PR.GT..035)EDC=.3713*SURL*PR**302/(DENG*VSGP**2*DIA)
  VSGP=VSG/(1.-EDC)**2
  IF(ABS(EDC-EDG).LT.1.E-07)GO TO 15
  EDG=EDC
  GO TO 14
15 IF(EDC.LT..035)GO TO 16
  FF=(1./4.*ALOG10(.27*EDC)**2.)*.067*EDC**1.73

```

```

DFTN,FI TPFS,FRFACT
SUBROUTINE FRFACT(REY,ED,FF)
IF (REY.GT.3000.)GO TO 1
FF=64./REY
GO TO 8
1 FG1=0.0056+.5/REY+.032
I=1
5 DEN=1.14-2.*ALOG10(ED+.934/(REY+SQRT(FG1)))
FF=(1./DEN)**2
DIFF=ABS(FG1-FF)
IF (DIFF.LE.3.0001)GO TO 8
FG1=(FG1+FF)/2.
I=I+1
IF (I.LT.10)GO TO 5
FF=FG1
8 RETURN
END

```

```

DFTN,FI TPFS,FLAGR
FUNCTION FLAGR(X,Y,XARG,IDEG,NPTS)
DIMENSION X(1),Y(1)
N=ABS(NPTS)
N1=IDEG+1
L=1
IF (X(2).GT.X(1))GO TO 1
L=2
1 GO TO(2,3),L
2 IF (XARG.LE.X(1))GO TO 4
IF (XARG.GE.X(N))GO TO 5
GO TO 6
3 IF (XARG.GE.X(1))GO TO 4
IF (XARG.LE.X(N))GO TO 5
GO TO 6
4 FLAGR=Y(1)
RETURN
5 FLAGR=Y(N)
RETURN
6 GO TO(1),20,L
10 DO 11 MAX=N1,N
IF (XARG.LT.X(MAX))GO TO 12
11 CONTINUE
20 DO 21 MAX=N1,N
IF (XARG.GT.X(MAX))GO TO 12
21 CONTINUE
12 MIN=MAX-IDEG
FACTOR=1.
DO 7 I=MIN,MAX
IF (XARG.NE.X(I))GO TO 7
FLAGR=Y(I)
RETURN
7 FACTOR=FACTOR*(XARG-X(I))
YEST=0.
DO 9 I=MIN,MAX
TERM=Y(I)*FACTOR/(XARG-X(I))
DO 3 J=MIN,MAX
IF (I.NE.J)TERM=TERM/(X(I)-X(J))
8 CONTINUE
9 YEST=YEST+TERM
FLAGR=YEST
RETURN
END

```

```

BFTN,FI TPFS,FRFACT
SUBROUTINE FRFACT(REV,ED,FF)
IF (REV.GT.2700.360 TO 1
FF=64./REV
GO TO E
1 FGI=0.0056+0.5/REV+0.32
I=1
5 DEN=1.14-2.*ALOG10(ED+9.34/(REV+SQRT(FGI)))
FF=(1./DEN)**2
DIFF=ABS(FGI-FF)
IF (DIFF.LE.3.0001)GO TO 8
FGI=(FGI+FF)/2.
I=I+1
IF (I.LT.10)GO TO 5
FF=FGI
8 RETURN
END

```

```

BFTN,FI TPFS,FLAGR
FUNCTION FLAGR(X,Y,XARG,IDEG,NPTS)
DIMENSION X(1),Y(1)
N=IABS(NPTS)
N1=IDEG+1
L=1
IF (X(1).GT.X(N))GO TO 1
L=2
1 GO TO(2,3),L
2 IF (XARG.LE.X(1))GO TO 4
IF (XARG.GE.X(N))GO TO 5
GO TO 6
3 IF (XARG.GE.X(1))GO TO 4
IF (XARG.LE.X(N))GO TO 5
GO TO 6
4 FLAGR=Y(1)
RETURN
5 FLAGR=Y(N)
RETURN
6 GO TO(12,20),L
10 DO 11 MAX=N1,N
IF (XARG.LT.X(MAX))GO TO 12
11 CONTINUE
20 DO 21 MAX=N1,N
IF (XARG.GT.X(MAX))GO TO 12
21 CONTINUE
12 MIN=MAX-IDEG
FACTOR=1.
DO 7 I=MIN,MAX
IF (XARG.NE.X(I))GO TO 7
FLAGR=Y(I)
RETURN
7 FACTOR=FACTOR*(XARG-X(I))
YEST=0.
DO 9 I=MIN,MAX
TERM=Y(I)*FACTOR/(XARG-X(I))
DO 9 J=MIN,MAX
IF (I.NE.J)TERM=TERM/(X(I)-X(J))
3 CONTINUE
9 YEST=YEST+TERM
FLAGR=YEST
RETURN
END

```



```

**
**FTM,FI TPFS,FLAGR2
  FUNCTION FLAGR2 (V,N,F,NV,NH,IV,IN,WARG,MARG)
  DIMENSION V(2),N(2),F(2),X(50),Y(50)
  DO 20 J=1,NH
  DO 10 I=1,NV
  K=1+(J-1)*NV
  10 X(I)=F(K)
  20 Y(J)=FLAGR(V,X,WARG,IV,NV)
  FLAGR2=FLAGR(H,Y,MARG,IN,NH)
  RETURN
  END
**PREP TPFS.
**MAP ,JLFDEZ.TESIS
  IN TPFS.NA IN
  LIB TPFS.
  END
**FIN

```

WE. TIME= 4.363 SEC. IMAGE COUNT= 1335

S1 \*\*\*\*\*

SIS1

```

/86 12:22:45 (0)
BRUN JALF,03302,DCB,5,50          *** JOSE AURELIO LOYO FERNANDEZ ***
DPRT ,S +NDZBONEC.TESIS1(0)
DXT +NDZBONEC.EJEC
  14
3599.122 13.      2.992      5.675      1.05      .888      -.917      1.0
213.3      2700.    2213.3     900.       50.       144.
31797.105 130.     30.        2000.      0.        0.        15.55     70.
-1         1      -1         4
EJEMPLO 1
3599.122 13.      2.992      5.675      1.05      .888      -.917      1.0
213.3      2700.    2213.3     900.       50.       144.
31797.105 130.     30.        2000.      0.        0.        15.55     70.
-1         1      -1         4
EJEMPLO 1
3599.122 13.      2.992      5.675      1.05      .888      -.917      1.0
213.3      2700.    2213.3     3000.      50.       144.
31797.105 130.     30.        2000.      0.        0.        15.55     70.
-1         1      -1         4
EJEMPLO 1
3599.122 13.      2.992      5.675      1.05      .888      -.917      1.0
213.3      2700.    2213.3     5000.      50.       144.
31797.105 130.     30.        2000.      0.        0.        15.55     70.
-1         1      -1         4
EJEMPLO 1
3599.122 13.      2.992      5.675      1.05      .888      -.917      1.0
213.3      2700.    2213.3     2000.      50.       144.
31797.105 130.     30.        2000.      0.        0.        15.55     70.
-1         1      -1         4
EJEMPLO 1
9000.122 13.      2.992      5.675      1.05      .888      -.917      1.0
213.3      2700.    2213.3     900.       50.       144.
31797.105 130.     30.        2000.      0.        0.        15.55     70.
-1         1      -1         4
EJEMPLO 1

```

## R E F E R E N C I A S

- 1.- Evinger, H. H. and Muskat, M., " Calculation of -----  
theoretical productivity factor ", Trans. AIME (1942).
- 2.- Gilbert, W. E., " Flowing and Gas-Lift Well performance  
ce ", Drilling and Production Practice, API (1954).
- 3.- Kermit, E. Brown., " The Technology of Artificial Lift  
Methods ", Vol. 1. Petroleum Publishing Company.
- 4.- Vogel, J. V., " Inflow Performance Relationship for -  
Solution Gas Drive Wells ", J. Pet. Teach., January -  
1968, PP. 83-93.
- 5.- Calhoun, John C., " Fundamentals of Reservoir Engineering  
ring ", University of Oklahoma Press. October, 1960.
- 6.- Davis G. J., and Weidner, C. E., " An Investigation -  
of the Air Lift Pump ", Bulletin of the University of  
Wisconsin, 1914.
- 7.- Poettmann, F. H., and Carpenter, P. G., " The Multiphase  
se Flow of Gas, Oil, and Water Through Vertical Flow-  
Strings with Application to the Design of Gas Lift --  
Installations. ", Drilling and Production Practice --  
(1952), 257.
- 8.- J. P. Brill and H. Dale Beggs, " Two-Phase Flow in --  
Pipes ", Third Edition, December, 1978 University of-  
Tulsa.

- 9.- Lasater, J. A., " Bubble Point Pressure Correlation " Trans. AIME (1958), 379.
- 10.- Standing, M. B., " A General Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Greases " Drill and Prod. Prac., API (1974). 275.
- 11.- Vázquez A., M. E., " Correlations for Fluid Physical-Property Prediction, " M. S. thesis, Tulsa University "
- 12.- Chierici, G. L., et al., " Two-Phase Vertical Flow in Oil Wells-Prediction of Pressure Drop ", AIME (1974).
- 13.- Beal, C., " The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil and Its Associated Gases at Oil Field Temperatures and Pressures. ", Trans. AIME (1946), 94.
- 14.- Chew, J. and Connally, C. A. Jr. " A Viscosity Correlation for Gas-Saturated Crude Oils ", Trans. AIME -- (1974) 927.
- 15.- Orkiszewski, J., " Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipes ", J. Pet. Tech. (June, 1967) 829-838.
- 16.- Griffith, P. and Wallis, G. B., " Two-Phase Slug Flow ", J. Heat Transfer., Trans., AIME (Aug. 1961), -307-320.
- 17.- Fancher F. H. and Brown K. E., " Prediction of Pressure Gradients for Multiphase Flow in Tubing ", SPE --- Journal, March 1963.

- 18.- Baxendell P. B. and Thomas R., " The Calculation of -- Pressure Gradients in High Rate Flowing Wells ", Journal of Pet. Tech., Oct. 1961.
- 19.- Hagedorn A. R. and Brown K. E., " Experimental Study - of Pressure Gradients Ocurring During Continuous Two-Phase Flow in Small Diameter Vertical Conduits ", --- Journal of Pet. Tech., April 1965.
- 20.- Duns H. and Ros N. C. J., " Vertical Flow of Gas and - Liquid Mixtures in Wells ", Prac. Gth Word Petroleum - Congress, 1963.
- 21.- Aziz K., Govier G. W. and Fogarasi M., " Pressure Drop in Well Producing Oil and Gas ", Journal of Canadian - Petroleum. Tech., Julio-Sep 1972.
- 22.- Beggs H. D. and Brill J. P., " An Experimental Study - of Two-Phase Flow in Inclines Pipes ", Journal of Pet. Tech Mayo 1973.
- 23.- Gould T. L. Tek M. R. y Katz D. L., " Two-Phase Flow - Through Vertical, Inclined or Curved Pipe ", Journal- of Pet. Tech., Aug. 1974.
- 24.- Kermit E. B., " The Technology of Artificial Lift ---- Methods ", Vol. 2a. pp 95, 224.
- 25.- Nind, T. E. W., " Principles of Oil Well Production ". Mc Graw Hill, Inc. 1964.
- 26.- Craft, B. C. W. R. Holden, and E. D. Graves, Jr., ---- " Well Design Drilling and Production ", Prentice Hall,

- Inc., 1962.
- 27.- Gómez, Victor, " Optimization of Continuous Gas Lift Systems ", M. S. Thesis, University of Tulsa, - 1974.
- 28.- Hang, Harry, " Optimization of Continuous Flow Gas - Lift Systems ", M. S. Thesis, University of Tulsa -- 1975.
- 29.- Pacheco, Jesús Alberto, " An Economical Approach to- Gas Lift Design ", M. S. Thesis, University of Tulsa, 1977.
- 30.- Mitchell, Victor S., " A New Approach to Gas Lift -- Design ", M. S. Thesis, University of Tulsa, 1976.
- 31.- Redden, et al, " Optimizing Gas Lift System ", SPE - paper 5150.
- 32.- Francisco Garaicochea P., " Transporte de Hidrocarburos ", Universidad Nacional Autónoma de México, F.I. 1983.
- 33.- G. Ochoa C., " Procedimiento Automático para Seleccionar estranguladores en cabezales de pozos de aceite", Tesis, Universidad Nacional Autónoma de México, F. I. 1984.
- 34.- A. Acuña, F. Garaicochea y T. Limón., " Flujo multifásico en Tuberías ", Subdirección de Explotación -- del Instituto Mexicano del Petróleo, 1980.

35.- Sánchez, A. Francisco y Martínez G. J. Luis, "Programa de Cómputo para el Cálculo de Caídas de Presión - en Tuberías con Flujo Multifásico", Instituto Mexicano del Petróleo, Agosto de 1980.