



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

“BOMBEO NEUMATICO  
EN DOS ETAPAS”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

ADOLFO LUIS CID VAZQUEZ



## **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.



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección  
60-I-110

Señor CID VAZQUEZ ADOLFO LUIS.  
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que aprobado por esta Dirección, propuso el Profr. Ing.- Jesús Héctor Díaz Zertuche, para que lo desarrolle como tesis -- para su Examen Profesional de la carrera de INGENIERO PETROLERO.

"BOMBEO NEUMATICO EN DOS ETAPAS"

INTRODUCCION.

- I FUNDAMENTOS DE BOMBEO NEUMATICO.
  - II BOMBEO NEUMATICO EN DOS ETAPAS.
  - III PROGRAMA DE COMPUTO Y APLICACION.
  - IV CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.
- NOMENCLATURA.  
REFERENCIAS.

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

Atentamente.

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D.F., mayo 14 de 1986.

EL DIRECTOR

*Rascón*

Dr. Octavio A. Rascón Chávez

## I N D I C E .

	INTRODUCCION	1
	ANTECEDENTES	3
I.-	FUNDAMENTOS DE BOMBEO NEUMATICO	8
II.-	BOMBEO NEUMATICO EN DOS ETAPAS	27
III.-	PROGRAMA DE COMPUTO Y APLICACION	48
IV.-	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	71
	NOMENCLATURA	73
	REFERENCIAS	74

## INTRODUCCION.

Cuando la energía disponible de un yacimiento no es suficiente para vencer la columna hidrostática en el pozo o - cuando ya no sea rentable explotarlo en forma natural, es necesario utilizar sistemas artificiales de producción. El proceso de generación y transmisión de energía varía de acuerdo al sistema que se vaya utilizar.

Los principales sistemas artificiales de producción que se pueden utilizar son los siguientes:

- 1.- Bombeo neumático.
- 2.- Bombeo hidráulico.
- 3.- Bombeo eléctrico.
- 4.- Bombeo mecánico.

En este trabajo se presentan los conceptos necesarios para el diseño de instalaciones de bombeo neumático en dos etapas. En este sistema son utilizadas dos tuberías para bombearles fluidos a través de la profundidad vertical.

Con este procedimiento el líquido puede alcanzar - una cierta profundidad pero sin llegar a la superficie en una tubería, mientras que otra tubería de producción es necesaria

para elevar el líquido al exterior.

La mejor aplicación de este sistema artificial de producción se logra en aquellos pozos que tienen una baja presión de fondo estática y de fondo fluyendo, y buen índice de productividad que permita mayor diferencial de presión y por tanto mayor gasto.

Teóricamente las instalaciones de bombeo neumático en dos etapas generalmente son mejores que las instalaciones de bombeo neumático convencionales ya que los fluidos se bombean de una menor profundidad, debido a esto solo pozos con tuberías de revestimiento grandes deben ser considerados para este tipo de instalación de bombeo neumático.

Este sistema se aplicó para el pozo Cárdenas 121 - del campo Cárdenas de Petróleos Mexicanos en la zona sureste dando resultados satisfactorios.

## ANTECEDENTES.

El objetivo del bombeo neumático en dos etapas es proponer un método para incrementar la producción del líquido principalmente en aquellos pozos que producen bajos gas--tos con métodos de bombeo neumático convencionales. Los pozos con bajo índice de productividad y baja presión de fondo estática, no son los candidatos ideales para el sistema de producción propuesto en este trabajo.

La mayor o menor recuperación de hidrocarburos del yacimiento dependerá de muchas causas, entre otras, de las -- variaciones en las propiedades físicas de la roca, de las -- propiedades físicas de los fluidos, del tipo de mecanismo de desplazamiento de fluidos, de las variables como la presión de fondo fluyendo y de fondo estática e índice de productividad.

Al aplicar sistemas artificiales de producción el único parámetro que puede variar es la presión de fondo fluyendo. Para el bombeo neumático estándar, una mínima presión de fondo fluyendo puede ser obtenida con el correcto diseño del bombeo neumático.

### MECANISMO DE DESPLAZAMIENTO (3)

El mecanismo de desplazamiento de los fluidos en el yacimiento debe ser conocido con objeto de colocar en cualquier pozo una instalación de bombas artificial. En cierto modo el aceite no fluye del yacimiento, sino que es expulsado mediante un proceso de desplazamiento, siendo los principales agentes desplazantes el gas y el agua.

Los procesos de desplazamiento son:

- 1.- Expansión de la roca y los líquidos.
- 2.- Empuje por gas disuelto liberado.
- 3.- Empuje por capa o casquete de gas.
- 4.- Empuje por agua.
- 5.- Desplazamiento por segregación.

La expansión de la roca y los líquidos es un proceso de desplazamiento que ocurre en los yacimientos bajosaturados, hasta que se alcanza la presión de saturación. La expulsión del aceite se debe a la expansión del sistema.

El empuje por gas disuelto liberado, se debe a la liberación del gas disuelto en el aceite, al alcanzar la presión de saturación y la producción de aceite se deberá a la

expansión volumétrica del gas. El índice de productividad y la presión declinan rápidamente y la instalación de bombeo neumático debe ser tan flexible que pueda soportar un amplio rango en las condiciones de operación en un período relativamente corto.

El empuje por capa de gas consiste en una invasión progresiva de la zona de aceite por gas, acompañada por un desplazamiento direccional del aceite fuera de la zona de gas libre y hacia los pozos productores. Este tipo de empuje es debido a la declinación de la presión.

El desplazamiento de los hidrocarburos debido al empuje por agua tiene lugar en la interfase agua-aceite móvil. En este proceso, invade y desplaza al aceite, progresivamente, desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores. Generalmente la invasión de agua tiene lugar por la expansión de la roca y el agua en el acuífero, como resultado de la declinación de presión transmitida desde el yacimiento. El índice de productividad, la relación gas-aceite instantánea y la presión de fondo estática tienden a permanecer constantes durante la vida del pozo y por estas razones el diseño del bombeo neumático puede ser hecho

con mayor confianza.

La segregación gravitacional es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades. En un yacimiento bajo condiciones favorables de segregación, gran parte del gas liberado fluye a la parte superior del yacimiento en vez de ser arrastrado hacia los pozos por la fuerza de presión, contribuyendo así a la formación o agrandamiento del casquete de gas y aumentando la eficiencia total del desplazamiento.

Indice de productividad: Es una medida de la capacidad productiva de los pozos.

Presión de fondo estática: Es el valor que se obtiene para un tiempo de cierre suficientemente grande. Este tiempo es del orden de 24 horas para yacimientos de alta permeabilidad y aumenta a medida que el valor de este parámetro disminuye. El calificativo "estática" no es propiamente aplicable, porque al estar produciendo otros pozos en el yacimiento tiende a bajar la presión en el pozo que permanece cerrado, excepto en el caso de que esté actuando un fuerte empuje hidráulico.

Presión de fondo fluyendo: Es la presión en el fondo del pozo cuando esté produciendo.

## C A P I T U L O I

### FUNDAMENTO DEL BOMBEO NEUMATICO.

El bombeo neumático es un medio de levantamiento de fluidos que requiere el uso de gas a presiones relativamente altas ( $250 \text{ lb/pg}^2$  mínimo) para elevar desde el fondo del pozo hasta la superficie el volumen de aceite aportado por la formación productora. Esto se lleva a cabo por uno de los dos métodos siguientes:

#### 1.- BOMBEO NEUMATICO CONTINUO.

Este método consiste en inyectar un cierto volumen continuo de gas a alta presión al espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento hasta el punto óptimo de inyección para llevar a la superficie el fluido que está apartando la formación. Para realizar esto se usa una válvula que permite el punto de inyección más profundo de acuerdo a la presión disponible del gas de inyección, junto con una válvula reguladora en la superficie. Este método se usa en pozos con alto índice de productividad y alta presión de fondo fluyendo.

En pozos de este tipo de producción de fluidos puede estar dentro de un rango de 200 a 20 000 bl/día a través de tuberías de producción comunes. Si se explota por el espacio anular es posible obtener aún más de 80 000 bl/día.

## 2.- BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE.

Consiste en producir periódicamente determinado volumen de aceite impulsado por el gas a alta presión. Este se inyecta en la superficie al espacio anular entre las tuberías de producción y la de revestimiento por medio de un regulador, interruptor o por la combinación de ambos; este gas pasa posteriormente del espacio anular a la tubería de producción, a través de una válvula insertada en ésta, cuando la válvula abre, el fluido proveniente de la formación que se ha acumulado dentro de la tubería de producción, es expulsado al exterior en forma de un tapón o bache de aceite a causa de la energía del gas. Sin embargo debido al fenómeno de resbalmiento del líquido, que ocurre dentro de la tubería de producción sólo una parte del volumen de aceite inicial se recupera en la superficie mientras que el resto del aceite cae al fondo del pozo integrándose al siguiente bache. Después de que la válvula cierra, transcurre un período de inactividad aparente en el cual la formación productora continúa aportando fluido al pozo hasta formar un determinado volumen de aceite -

con lo que se inicia otro ciclo.

### COMPORTAMIENTO DE FLUJO.

La capacidad de la formación para aportar fluidos al pozo es llamada comportamiento de flujo. Una gráfica típica de las curvas de comportamiento de flujo para un yacimiento dado se muestra en la figura 1.

La curva de comportamiento de un pozo varía con el tiempo en función de la producción acumulada y del mecanismo de empuje. En la figura 2 se muestra el comportamiento de índice de productividad en función de dichos parámetros.

El índice de productividad se define como el cociente de  $q/\Delta P$  y se expresa en  $\text{bl/día/lb/pg}^2$ , donde  $\Delta P = P_{ws} - P_{wf}$ .

En un yacimiento con empuje de agua el índice de productividad puede tomarse como una constante para cualquier gasto y se representa por la siguiente ecuación:

$$J = \frac{BOPD + BWPD}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (1.1)$$

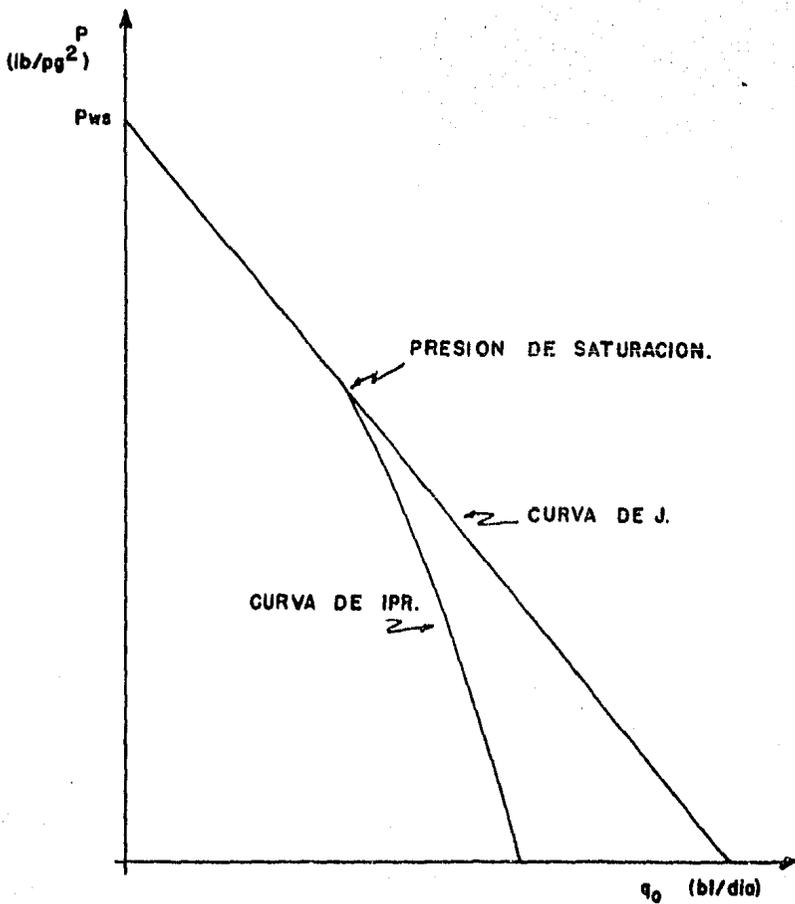


FIGURA I. GRAFICA TIPICA DE LAS CURVAS DE COMPORTAMIENTO DEL FLUJO PARA UN YACIMIENTO.

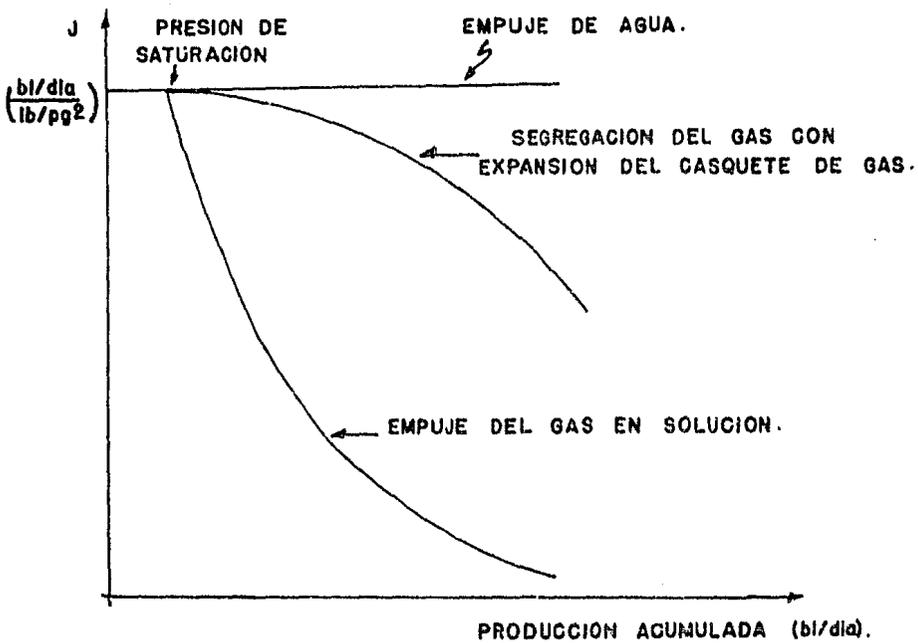


FIGURA 2.  $J$  vs. PRODUCCION AGUMULADA PARA VARIOS TIPOS DE MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO EN UN YACIMIENTO.

donde

BOPD = bla/día @ st

BWPD = blw/día @ st

$P_{ws}$  = Presión de fondo estática, lb/pg<sup>2</sup>.

$P_{wf}$  = presión de fondo fluyendo, lb/pg<sup>2</sup>.

El índice de productividad puede estimarse de información del yacimiento.

$$J = h \left( \frac{K_o}{B_o \mu_o} + \frac{K_w}{B_w \mu_w} \right) \quad ( 1.2 )$$

donde

h = Espesor neto de las capas productoras, pies.

K = Permeabilidad, darcies.

$\mu$  = Viscosidad, centipoise.

B = Factor de volumen, Pie<sup>3</sup>/Pie<sup>3</sup>.

Los subíndices expresan aceite (o) y agua (w).

Con la correlación de Vogel (1) el índice de productividad se puede calcular satisfactoriamente. Las consideraciones generales del método son:

- a) El medio poroso es uniforme y con una saturación de agua constante en todos los puntos.
- b) Los efectos de gravedad se desprecian.

- c) La compresibilidad de la roca y del agua son constantes.
- d) Yacimiento con empuje de gas disuelto.
- e) La presión de fondo fluyendo debe ser menor a la presión de burbujeo.
- f) Que el yacimiento es circular.
- g) La composición es constante para el aceite y el gas.

Ecuaciones Generales para el cálculo de la Presión de la columna de Gas.

Ecuaciones empíricas (11):

$$1.- P_2 = P_1 \left( 1 + \frac{D^{1.5}}{100} \right) \quad (1.3)$$

donde:

$P_1$  y  $P_2$  en lb/pg<sup>2</sup>.

D en miles de pies.

$$2.- AP = P_2 - P_1 = 0.25 \left( \frac{P_1}{100} + \frac{D}{100} \right) \quad (1.4)$$

donde:

$P_1$  y  $P_2$  en lb/pg<sup>2</sup>.

D en pies.

- 3.- McCoy y Podio (7), proponen otra ecuación para calcular la presión de la columna de gas:

$$P_{gc} = \frac{0.018 (P_c) (S_g) (L)}{ZT} \quad (1.5)$$

donde:

$P_{gc}$  = Presión de la columna de gas, (lb/pg<sup>2</sup>).

$P_c$  = Presión en la tubería de revestimiento, (lb/pg<sup>2</sup>)  
abs.

$S_g$  = Densidad relativa del gas (aire = 1)

$Z$  = Factor de compresibilidad.

$L$  = Longitud de la columna de gas, (pies).

$T$  = Temperatura promedio del gas, (°R).

4.- Otra ecuación para calcular la presión de la columna de gas es la siguiente:

$$P_2 = P_1 e^{\frac{(0.01877 (S_g) (D))}{ZT}} \quad (1.6)$$

donde:

$P_2$  = Presión de la columna de gas, (lb/pg<sup>2</sup>).

$P_1$  = Presión de inyección en la superficie, (lb/pg<sup>2</sup>).

$S_g$  = Densidad relativa del gas (aire=1).

$D$  = Longitud de la columna de gas, (pies).

$Z$  = Factor de compresibilidad.

$T$  = Temperatura promedio, (°R).

5.- También se puede calcular el peso de la columna de gas en base a gráficas como se muestra en las figuras 3a y 3b.

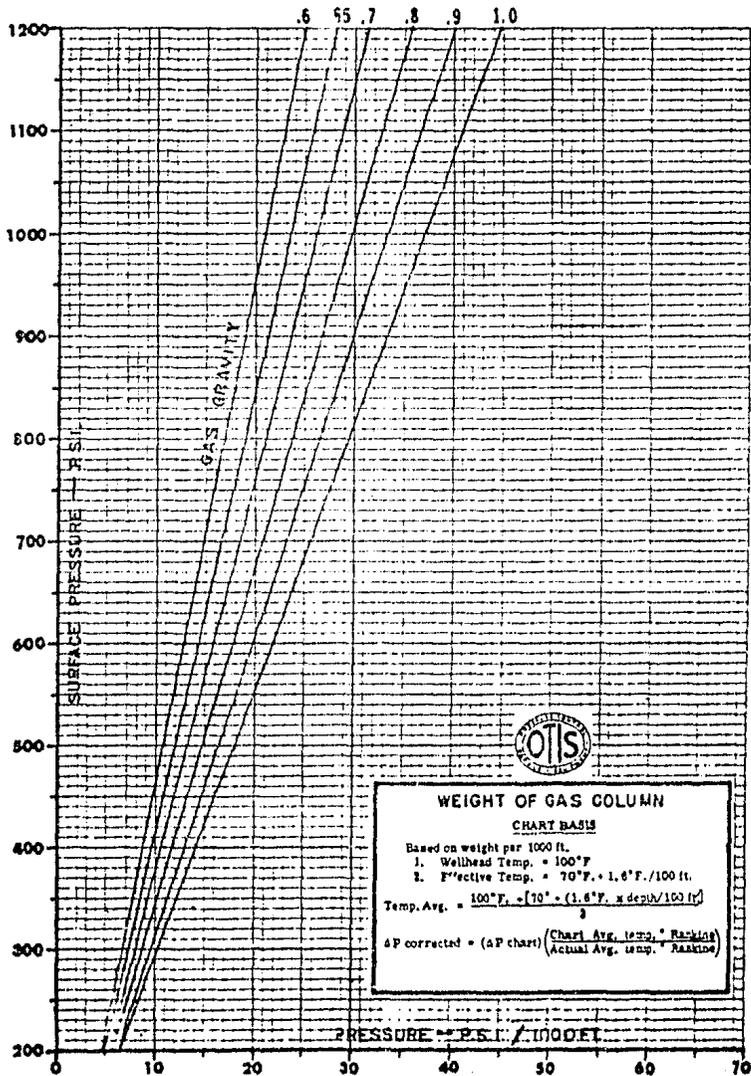


Figura 3a.

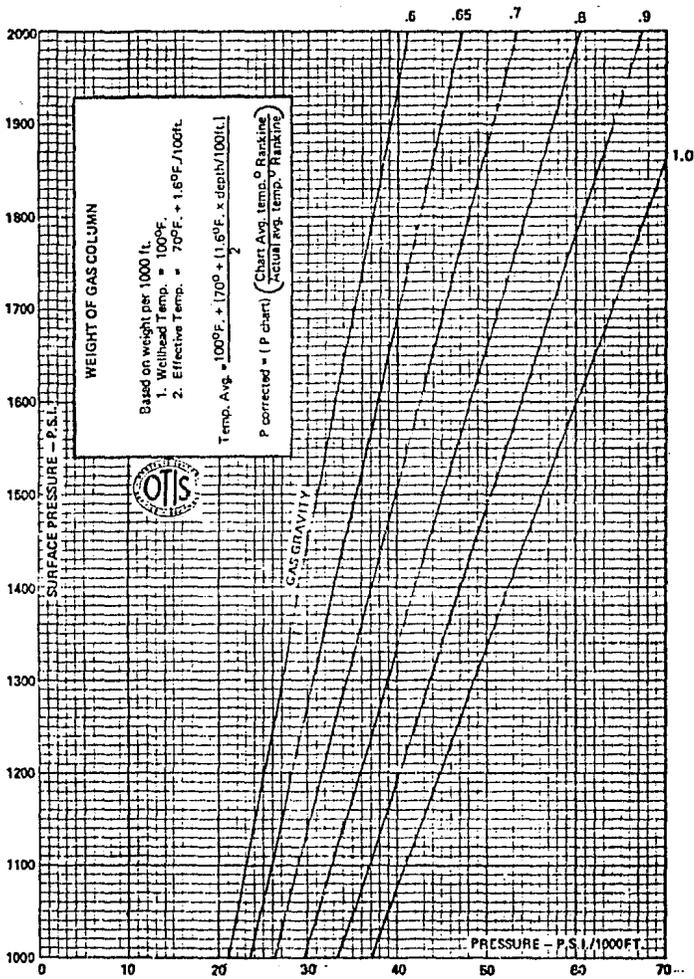


Figure 3b.

## FLUJO MULTIFASICO VERTICAL EN LA T.P. (4)

La importancia de la evaluación de las caídas de presión en la tubería vertical, se debe a que la mayor proporción de la presión disponible para llevar del yacimiento hasta los separadores se consume en dicha tubería.

Dada la magnitud de las pérdidas de presión en las tuberías de producción se hace indispensable su evaluación, a fin de optimizar el sistema de producción de los pozos.

La determinación de las distribuciones de presión en las tuberías de producción permite realizar lo siguiente:

- a) Diseñar las tuberías de producción y líneas de descarga.
- b) Obtener el punto óptimo de inyección de gas en el bombeo neumático.
- c) Proyectar aparejos de producción artificiales (neumático, mecánico y eléctrico).
- d) Obtener la presión de fondo fluyendo sin necesidad de intervenciones en el pozo.

Las diversas correlaciones existentes para el cálculo de distribución de presión con flujo multifásico, pue

den clasificarse en tres tipos:

1.- No se considera resbalamiento entre las fases. Dentro de este tipo están incluidos los métodos de Poettmann - Carpenter, Fancher - Brown, y Baxendell - Thomas.

2.- Se toma en cuenta el resbalamiento entre las - fases. No se distinguen diferentes patrones de flujo. El método de Hagerdon - Brown cae dentro de este tipo de correlación.

3.- Se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se determina mediante el colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades del fluido en la fase continua. Se distinguen diferentes patrones de flujo. Las principales correlaciones que caen dentro de esta clasificación son: Duns - Ros, Orkiszewski, Aziz, Beggs, Brill, Chierici, Gould - Tek, etc.

Para calcular las caídas de presión en las tube--  
rías se selecciona el método que permita reproducir, con ma--  
yor aproximación los valores de presión medidos en el campo,  
mediante pruebas de producción.

## FLUJO MULTIFASICO VERTICAL EN EL ESPACIO ANULAR.

Los métodos mencionados pueden aplicarse al flujo multifásico por el espacio anular. Para esto basta sustituir el diámetro hidráulico ( $d_h$ ), que se define como el área transversal de tubería abierta al flujo dividida por el perímetro mojado, y considerar el área anular ( $A_p$ ) en lugar del área de la tubería:

La relación es:

$$d_h = \frac{4 \text{ área de sección de tubería}}{\text{perímetro mojado}} \quad (1.7)$$

$$A_p = \frac{\pi (d_{ci}^2 - d_{te}^2)}{4} \quad (1.8)$$

Para un conducto anular:

$$d_h = \frac{\frac{4\pi}{4} (d_{ci}^2 - d_{te}^2)}{(d_{ci} + d_{te})} = d_{ci} - d_{te} \quad (1.9)$$

Para flujo por el espacio anular se ha considerado que el concepto de diámetro hidráulico es válido cuando el diámetro exterior de la tubería de producción entre el diámetro interior de la tubería de revestimiento es menor de

punto tres ( $dte/dci < 0.3$ ). Sin embargo para espacios anulares pequeños la sustitución ( $dte/dci$ ) es completamente satisfactoria.

El concepto anterior fue utilizado por Cornish - quien además obtuvo resultados satisfactorios, en el cálculo de caídas de presión al aplicar el método de Poettmann-Baxendell, usando como rugosidad absoluta el término:

$$e' = e_{ci} \left( \frac{dci}{dci + dte} \right) + e_{te} \left( \frac{dte}{dci + dte} \right) \quad (1.10)$$

Las ecuaciones (1.9) y (1.10) se utilizan para - calcular el número de Reynolds y la rugosidad relativa, y - los valores obtenidos permiten determinar el factor de fricción mediante el diagrama de Moody.

$$NR_e = \frac{V \times dh}{\mu} \times \rho \quad (1.11)$$

$$e_r = \frac{e'}{dh} \quad (1.12)$$

Otra forma de calcular las caídas de presión por fricción es por medio de la ecuación de Colebrook y White -- para flujo turbulento ( $N_{Re} > 3100$ ).

$$f = \left( -2 \log \left( \frac{e'}{3.715 d} + \frac{2.514}{\sqrt{f} N_{Re}} \right) \right)^{-2} \quad (1.13)$$

Para flujo laminar ( $N_{Re} < 2300$ )

$$f = \frac{64}{N_{Re}} \quad (1.14)$$

Para flujo crítico ( $2300 < N_{Re} < 3100$ )

$$f = 0.5675 N_{Re}^{-0.3192} \quad (1.15)$$

#### CORRELACION DE CORNISH (5)

Pocos autores han considerado el cálculo de pérdidas de presión en flujo multifásico a través de espacio anular y los que lo han hecho han utilizado gastos bajos.

Cornish desarrolló su correlación obteniendo datos de diez pozos, derivó su correlación de la ecuación general de energía y para un gasto mayor de 5000 bl/día, con diámetros grandes de la tubería de producción, la de revestimiento o en el espacio anular.

Las consideraciones para esta correlación son las

siguientes:

1.- El perfil de presión se evalúa usando datos de un análisis PVT.

2.- El factor de fricción se obtiene con el diagrama de Moody o con la ecuación de Colebrook.

3.- No se considera el resbalamiento entre las fases.

Cornish, considera la rugosidad como el factor más importante para el cálculo de las caídas de presión en el espacio anular.

Las conclusiones que obtuvo son las siguientes:

1.- La exactitud en la predicción de caídas de presión en los pozos depende de la confiabilidad de los datos PVT.

2.- Las teorías sofisticadas y técnicas de cálculo que comprenden todos los regímenes de flujo pueden resultar

menos exactas que un método bien definido para condiciones de flujo específicas.

3.- La pérdida de presión por fricción en el pozo es la más importante y se compara con pérdida de presión causada por la columna hidrostática del fluido.

#### CONSIDERACIONES GENERALES PARA FLUJO EN EL ESPACIO ANULAR.

Las siguientes consideraciones fueron dadas por - Faustinelli para flujo en el espacio anular:

1.- La tubería de producción probablemente está - descansando en las paredes de la tubería de revestimiento.

2.- Para espacios anulares pequeños el valor absoluto de la rugosidad pasa a ser importante cuando el factor de fricción es calculado con el diagrama de Moody.

3.- El diámetro hidráulico no tiene significado - absoluto porque para un diámetro hidráulico dado, una infinidad de pares de diámetros internos y externos y de áreas -

transversales en el espacio anular pueden ser determinados. -  
 Con el objeto de definir el tamaño exacto de un espacio anular, es necesario conocer los dos diámetros (interno y externo), o bien el área transversal con su perímetro mojado. --  
 Este par de valores no pueden ser reemplazados por ninguna -  
 razón con el diámetro hidráulico.

4.- Faustinielli cree que si el diagrama del factor de fricción de Moody pudiera hacerse usando el par de datos -  
 discutidos en el punto 3, se obtendría una muy buena correlación de la distribución de presión utilizando el método de -  
 Hagerdon y Brown.

5.- Analizando las curvas de distribución de presión en flujo por el espacio anular obtenidas por una compañía petrolera y comparándolas con las de flujo por la tubería de producción se obtuvo la siguiente ecuación:

$$P_{ea} = P_{tp} + \frac{100 \text{ lb/pg}^2}{2500 \text{ pies}} \times D \quad (1.16)$$

donde

$P_{ea}$  = presión del fluido en el espacio anular, lb/pg<sup>2</sup>.

$P_{tp}$  = presión en la tubería de producción, lb/pg<sup>2</sup>.

D = Profundidad, pies.

Por ejemplo un gasto de 1000 a 3000 bl/día para un área de 7.031  $\text{pg}^2$  (equivalente a una T.P. de 2.992  $\text{pg}$ ) y una RGL de 1000 ( $\text{pies}^3/\text{bl}$ ) y para una relación dci/dte no mayor de 0.60. Si la relación de diámetros es mayor o si el pozo está produciendo un gasto muy alto, la presión calculada en el espacio anular con la ecuación 1.16 será menor que el valor medido.

## CAPITULO II

### BOMBEO NEUMATICO EN DOS ETAPAS

La figura 4 muestra claramente el principio del método de bombeo neumático continuo en dos etapas. El fluido de formación -líquido y gas- es levantado por inyección de -- bombeo neumático, a través de la tubería de producción uno, - hasta cierta altura donde la presión es un poco más alta que la presión en la superficie.

A este nivel, hay una ventana que comunica la - tubería de producción uno con la tubería de revestimiento en el espacio anular. El gas libre es producido a baja presión hacia arriba y el líquido fluye hacia abajo dentro de la tube ría de revestimiento en el espacio anular. El líquido, libre de gas, tiene un alto gradiente de presión y crea una presión de fondo fluyendo dos ( $P_{wf2}$ ) mayor que la presión de fondo -- fluyendo uno ( $P_{wf1}$ ). Con esta presión de fondo fluyendo dos, el líquido puede producirse hasta la superficie a través de - la tubería de producción dos.

Una terminación de pozo teórica, con una instala- ción de bombeo neumático en dos etapas y con sus curvas de

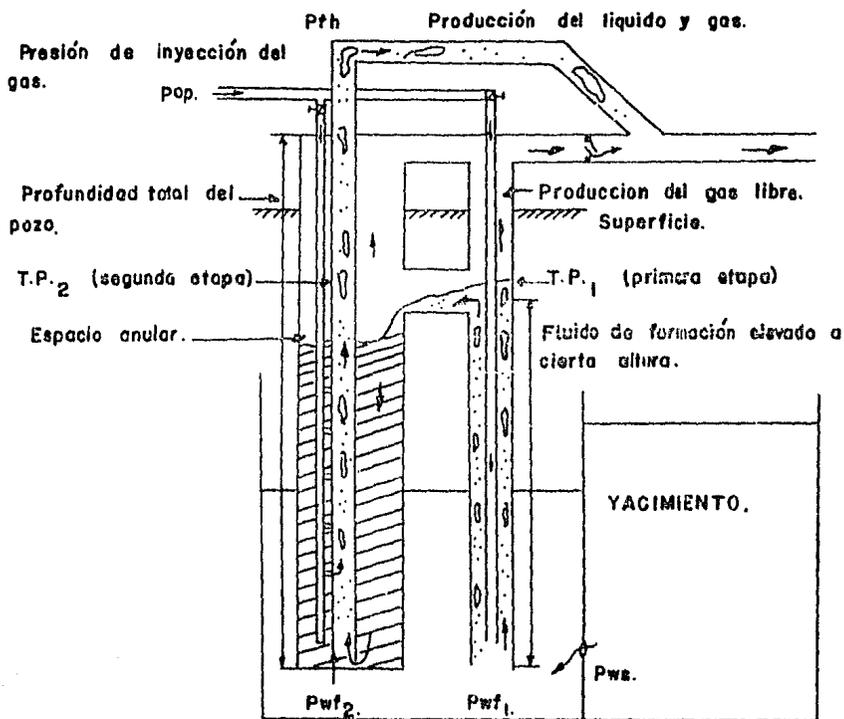


FIGURA 4. PRINCIPIO DEL BOMBEO NEUMÁTICO EN DOS ETAPAS.

gradiente de presión se muestra en la figura 5.

Una gráfica del diseño del bombeo neumático en dos etapas se muestra en la figura 6. Se puede observar que la profundidad de la ventana es de 2600 pies, que se puede calcular con los datos actuales del yacimiento, figura 6a. La ventana quedaría muy alta para los datos futuros del yacimiento si durante la vida del pozo la presión estática y el índice de productividad disminuyen.

En la figura 6b se muestra otro diseño para datos futuros del yacimiento donde la ventana se propone a 3200 pies. En la figura 6c se presentan las curvas de distribución de presión calculadas usando los datos actuales del yacimiento para la ventana propuesta a 3200 pies y no a 2600 pies. La profundidad de esta ventana no está a la profundidad ideal para las condiciones actuales por lo que se obtiene una pérdida en la producción. Si la variación de la presión de fondo estática e índice de productividad durante la vida del pozo es pequeña, la pérdida de producción también será pequeña, y el pozo será capaz de producir por un largo período de tiempo.

En casos donde la ventana es colocada más abajo

Presión del gas de inyección.

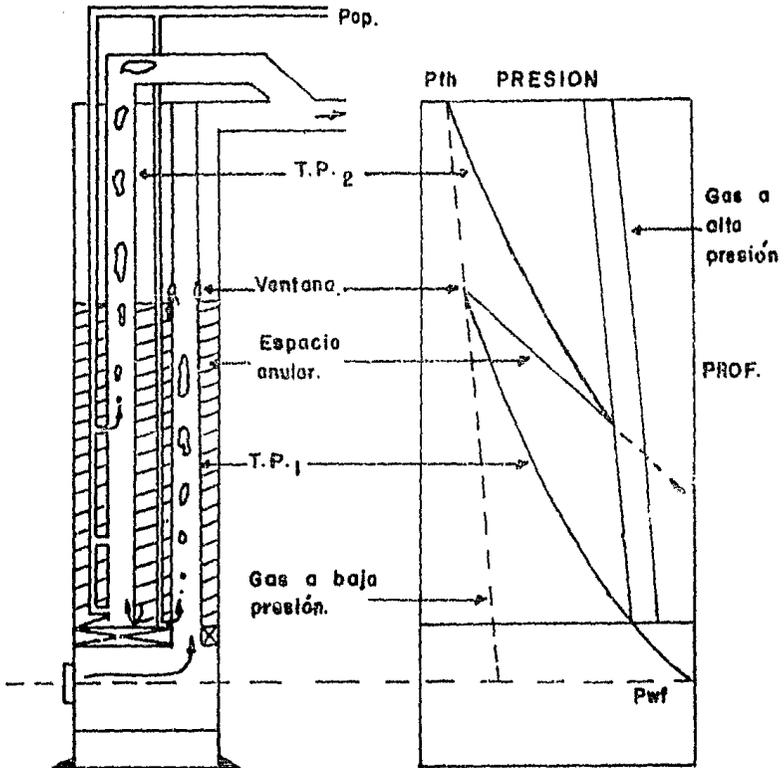


FIGURA 5a. Diagrama del pozo.

FIGURA 5b. Curvas de gradiente de presión.

FIGURA 5. TERMINACION TEORICA DEL BOMBEO NEUMATICO EN DOS ETAPAS CON LAS CURVAS DE GRADIENTE DE PRESION.

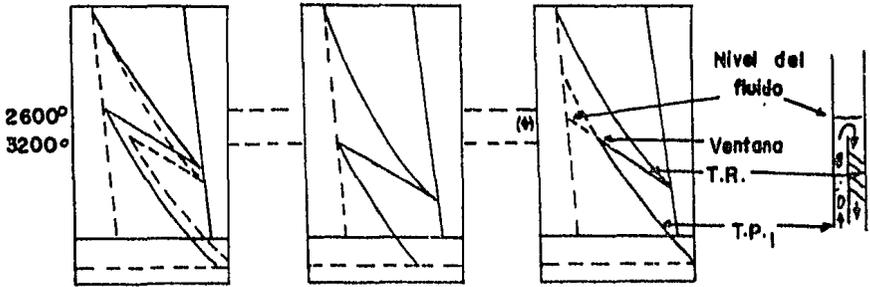


FIGURA 6a.

Diseño ideal para datos actuales del yacimiento. La ventana (a) aparece a 2600 pies. La línea punteada es la misma que la de la 6c.

FIGURA 6b.

Diseño ideal para los datos futuros del yacimiento. Menor presión en vez de 2600 pies. Como se Pwa a J. La ventana se encuentra a 3200 pies.

FIGURA 6c.

Curvas de distribución de presión iniciales si la ventana está a 3200 pies. Como se puede ver el nivel del fluido (b) en el espacio anular está abajo de la ventana superior.

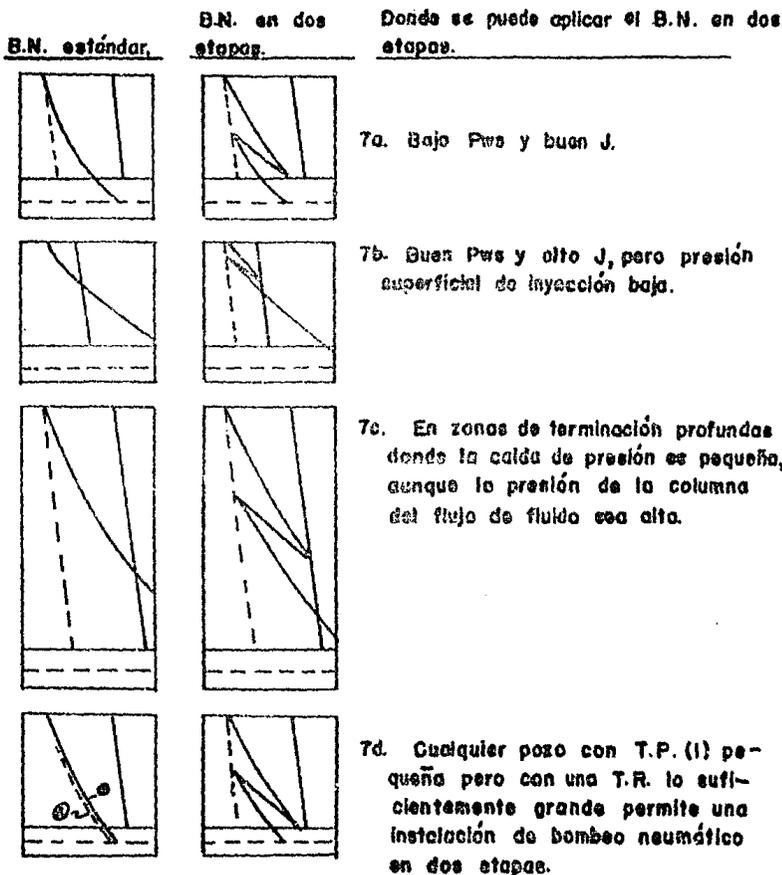
FIGURA 6. DISEÑO GRAFICO DEL BOMBEO NEUMATICO EN DOS ETAPAS PARA LOS DATOS DADOS DEL POZO.

que en el diseño ideal para datos iniciales de un yacimiento, los fluidos salen a través de la ventana a altas presiones - pero decrecen rápidamente en el espacio anular, debido a su mayor área de la sección transversal. La tubería de revestimiento arriba de la ventana, por su gran área de sección transversal y su posición vertical, trabaja como un excelente separador gas-líquido.

La figura 7 compara las instalaciones de bombeo neumático estándar y de dos etapas para diferentes datos del yacimiento y características del pozo. En esta figura se puede observar gráficamente que la presión de fondo fluyendo para el procedimiento de dos etapas es menor que la presión de fondo fluyendo para el diseño estándar, lo que representa una mayor caída de presión y por tanto un mayor gasto de producción.

#### ESTIMACION DE LA PRODUCCION DE ACEITE POR MEDIO DE ECUACIONES EMPIRICAS.

Analizando las curvas de gradiente de presión a una profundidad de 10000 pies, Faustinelli encontró un gradiente mínimo de presión que es alcanzado con una relación gas-aceite de aproximadamente 1000 (pie<sup>3</sup>/bl). Todas las ecuaciones derivadas en esta sección son para una RGL de 1000 (pie<sup>3</sup>/bl).



**FIGURA 7.** Comparación de las curvas de distribución de presión entre las instalaciones de bombeo neumático en dos etapas y estándar para diferentes características del yacimiento y del pozo.

La presión dinámica dentro del equipo de terminación puede ser expresada como función de:

$$P=f(P_{th}, \text{gasto, profundidad, diámetro de T.P.}) \quad (2.1)$$

Ahora, si la presión se calcula a la profundidad de la formación, esta presión será equivalente a la presión de fondo fluyendo del yacimiento porque ambas presiones deben ser idénticas, por tanto

$$P=P_{wf} \quad (2.2)$$

El índice de productividad puede ser tomado como constante para un yacimiento con empuje de agua y con una  $R$  relativamente baja. El índice de productividad puede expresarse:

$$J = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (2.3)$$

y

$$P_{wf} = P_{ws} - \frac{q_o}{J} \quad (2.4)$$

La ecuación 2.1 fue derivada empíricamente y com-

binada con la 2.4, el gasto se expresa como función de

$$q_o = f (P_{th}, \text{profundidad}, P_{wb}, J, \text{diámetro de T.P.}) \quad (2.5)$$

#### CALCULO DEL GASTO CON TERMINACION DE BOMBEO NEUMATICO ESTANDAR.

Para un tamaño de tubería de producción las curvas de gradiente de presión son graficadas para diferentes gastos con una relación gas-aceite de 1000 (pie<sup>3</sup>/bl). Todas estas curvas - fueron divididas a una profundidad de 5000 pies y fueron aproximadas y reemplazadas por dos líneas rectas. La máxima diferencia que se notó fue de 20 lb/pg<sup>2</sup> entre las curvas y las líneas - rectas que van desde la superficie hasta los 5000 pies. A los - 10000 pies, una diferencia de 100 lb/pg<sup>2</sup> se observa.

Los grupos de líneas rectas de 0 a 5000 pies y de 5000 a 10000 pies fueron analizadas separadamente. La pendiente de estas líneas fue graficada contra el gasto. Otra línea recta es obtenida y su ecuación determinará la pendiente de las líneas rectas originales como una función del gasto de aceite. La presión de fondo fluyendo puede ser determinada como

$$\text{Pendiente} = M = \frac{Q_o + C_1}{C_2} \quad (2.6)$$

$$P_{wf} = P_{th} + \frac{Q_o + C_1}{C_2} \times D \quad (2.7)$$

y combinando la ecuación (2.7) con la (2.4)

$$P_{ws} - \frac{Q_o}{J} = P_{th} + \frac{Q_o + C_1}{C_2} \times D \quad (2.8)$$

La producción de aceite es como sigue

$$Q_o = \frac{J \times [C_2 (P_{ws} - P_{th}) - D \times C_1]}{J \times D + C_2} \quad (2.9)$$

La misma aproximación se hace para el segundo grupo de curvas y la ecuación obtenida es

$$Q_o = \frac{J \times (C_2 \times P_{ws} - D' \times C_1)}{J \times D' + C_2} \quad (2.10)$$

Para  $5 \leq D \leq 10$ , donde

$D$  = Profundidad, miles de pies

$$D' = D + P_{th} \times 0.00475 - 0.95 \quad (2.11)$$

donde  $D'$  es una corrección a las líneas rectas, ya que a partir de los 5000 pies la presión es diferente a las curvas de

distribución de presión.

TABLA I

VALORES DE CONSTANTES QUE SE USAN EN ECUACIONES EMPIRICAS PARA ESTIMAR LA PRODUCCION DE ACEITE EN EL BOMBEO NEUMATICO ESTANDAR

Diametro	T.P.	RANGO DE PROFUNDIDAD			
		0' a 500'		500' a 1000'	
		Ec. (2.9)		Ec. (2.10)	
Nominal	D.I.	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>
2	1.995	620	9.23	810	8.13
2 1/2	2.441	970	16.35	1250	14.38
3 1/2	2.995	1650	28.83	2050	25.43
4	3.428	2900	59.11	4000	55.50

Ejemplo 1: Si el gas es inyectado en el fondo de -  
la T.P. cual sería el gasto de aceite con los siguientes da-  
tos:

$$RGL = 1000$$

$$P_{th} = 100 \text{ lb/pg}^2$$

$$\text{Profundidad} = 7218 \text{ pies}$$

$$T.P. = 3 \frac{1}{2} \text{ pg.}$$

$$P_{wg} = 1200 \text{ lb/pg}^2$$

$$J = 4 \text{ bl/día/lb/pg}^2$$

Usando las ecuaciones ( 2.11) y ( 2.10)

$$D' = 7.218 + 100 \times 0.00475 - 0.95 = 6.743$$

$$Q_D = \frac{4(25.43 \times 1200 - 6.743 \times 2050)}{4 \times 6.743 + 25.43} = \frac{66771.4}{52.402}$$

$$Q_D = 1274 \text{ bl/día.}$$

$$P_{wf} = 1200 - \frac{1274}{4} = 882 \text{ lb/pg}^2 \text{ para } 1274 \text{ bl/día}$$

#### CALCULO DEL GASTO CON TERMINACION DE BOMBEO NEUMATICO EN DOS - ETAPAS.

Las mismas aproximaciones que se hacen en las instalaciones estándar se hacen en las instalaciones de bombeo neumático en dos etapas. La única diferencia es que dos presiones de fondo fluyendo son calculadas a un gasto dado para una profundidad diferente. Faustinelli hizo gráficas de presión de fondo fluyendo uno para diferentes gastos de aceite, estas líneas están divididas a los 5000 pies en dos grupos. Sus pendientes fueron graficadas contra el gasto de aceite y se observó que éstas se desvían a un gasto de 1800 bl/día, implicando esto diferentes ecuaciones de las rectas si el gasto es mayor o menor de 1800 bl/día. La ecuación (2.9) es aplicada a -

una profundidad de 5000 pies y la ecuación (2.10) es aplicada para una profundidad de 50000 a 100000 pies.

Para T.R. de 9 5/8":

A) Profundidad de 5000 pies o menor.

$$Q_0 = \frac{J [35.94 (P_{wg} - P_{th}) - D \times 500]}{J \times D + 35.94} \quad (2.12)$$

Para  $Q_0 \leq 1800$

$$Q_0 = \frac{J [19.06 (P_{wg} - P_{th}) + D \times 580]}{J \times D + 19.06} \quad (2.13)$$

Para  $1800 \leq Q_0 \leq 3000$

B) Profundidad entre 5000 y 10000 pies.

$$Q_0 = \frac{J [234.5 (P_{wg} - P_{th}) - 19859 - 4180 \times D']}{234.5 + J(28.1 + 8.36 \times D')} \quad (2.14)$$

Para  $Q_0 \leq 1800$

$$Q_0 = \frac{J [40.2 (P_{wg} - P_{th}) + 8750 + 2887 \times D']}{40.2 + J(11.6 + 3.48 \times D')} \quad (2.15)$$

Para  $1800 \leq Q_0 \leq 3000$ , donde

$D$  = Profundidad, miles de pies

$$D' = D - 5.0$$

Ejemplo 2: suponiendo que tiene los mismos datos que el ejemplo uno y que el pozo tiene una T.R. de  $9 \frac{5}{8}$ ", cuál sería el gasto de aceite?

La ecuación (2.14) debe ser utilizada porque la profundidad es mayor de 5000 pies y el gasto estimado por el bombeo neumático estándar es menor de 1800 bl/día.

$$D' = 7.218 - 5.0 = 2.218$$

$$Q_0 = \frac{4 \cdot 234.5 (1200 - 100) - 19859 - 4180 \times 2.218}{234.5 + 4 (28.1 + 8.36 \times 2.218)} = \frac{915279}{421}$$

$$Q_0 = 2174 \text{ bl/día.}$$

Nótese que para el mismo pozo y con la misma información original, se obtiene un gasto adicional de 900 bl/día - con la instalación de bombeo neumático en dos etapas.

TERMINACION PROPUESTA PARA UN POZO CON UNA INSTALACION DE BOMBEO NEUMATICO EN DOS ETAPAS.

El bombeo neumático en dos etapas puede ser dividido en dos clases de terminación.

1).- Instalación de bombeo neumático en dos etapas paralelo, donde las tuberías de producción aparecen como las de un pozo con terminación doble. Figura 8.

2).- Instalación de bombeo neumático en dos etapas multi-concéntrico. Figura 9.

En la figura 9 se puede observar que el fluido de la formación pasa a través del liner a la profundidad del empacador y después el fluido pasa al espacio anular del liner y la tubería de revestimiento para que el fluido llegue después a la tubería de producción y sea desplazado por el gas inyectado a la superficie. En este tipo de terminación también se puede instalar un mandril especial para el bombeo neumático con una válvula de bombeo neumático recuperable. Esta válvula será importante cuando los datos del yacimiento cambien ya que esta válvula controlará la inyección del gas y la presión de fondo

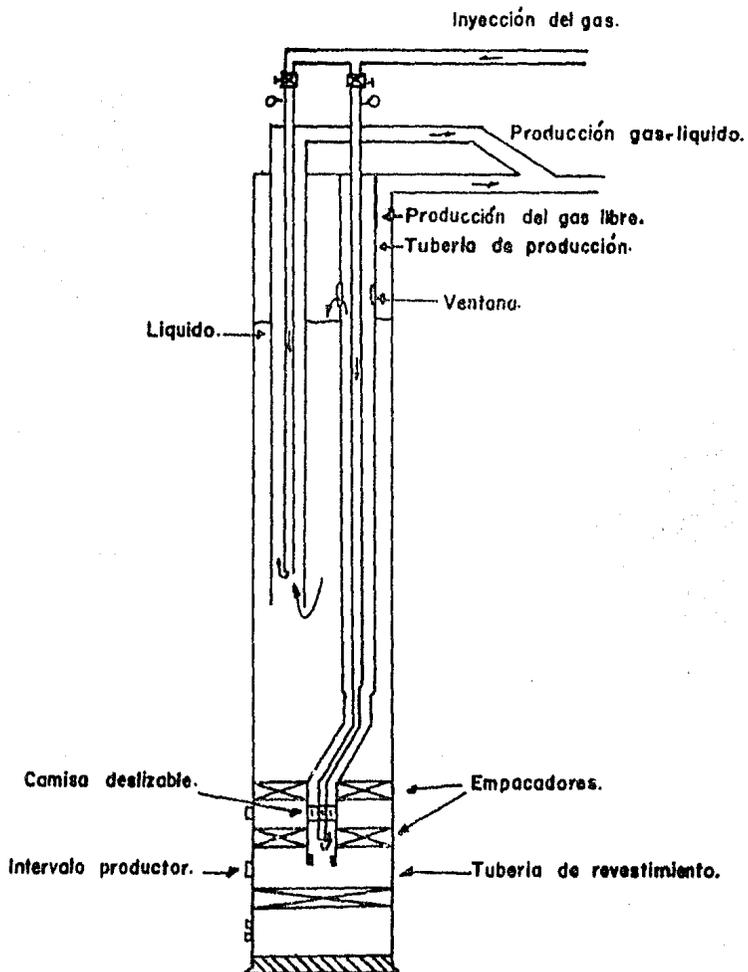


FIGURA 8. INSTALACION DE BOMBEO NEUMATICO EN DOS ETAPAS PARALELO.

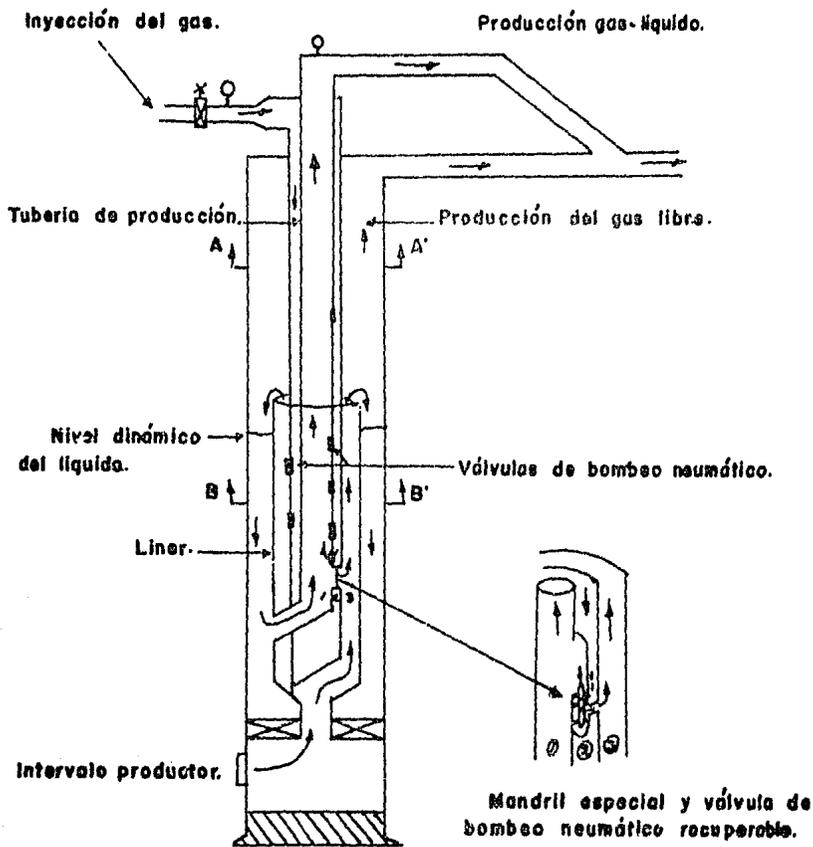


FIGURA 9. ESQUEMA DE LA INSTALACION DE BOMBEO NEUMATICO EN DOS ETAPAS MULTI-CONCENTRICO.

fluyendo del yacimiento.

La figura 10 es una vista transversal y longitudinal - para tuberías de revestimiento de  $9 \frac{5}{8}$ " y 7". Las líneas AA' y BB' de la figura 9 también están indicadas en la figura 10. Las figuras 11 y 12 muestran las vistas transversales excéntricas referidas a la figura 10. Si se nota que todas las tuberías están contra las paredes del siguiente tubo más grande en tamaño y en el mismo lado, esto a pesar del hecho de que los pozos de aceite no son perfectamente verticales y no se usan centradores porque esta excentricidad dá un ventajoso canal de flujo. De esta forma, el perímetro mojado y el factor de fricción se reducen.

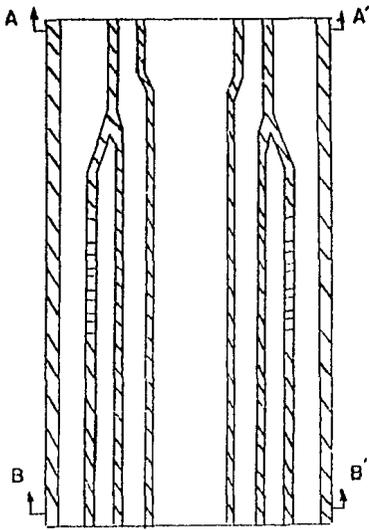


Figura 10a. T.R. 9 5/8"

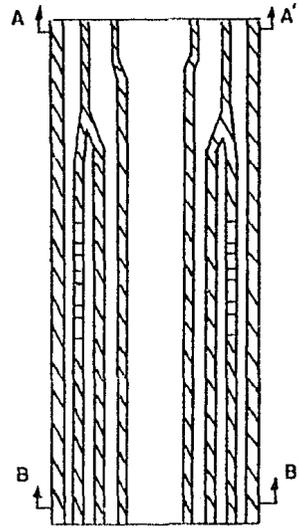


Figura 10b. T.R. 7"

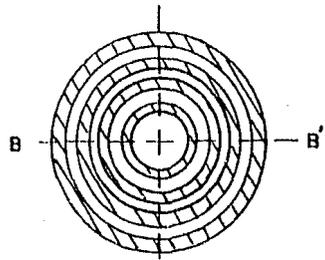
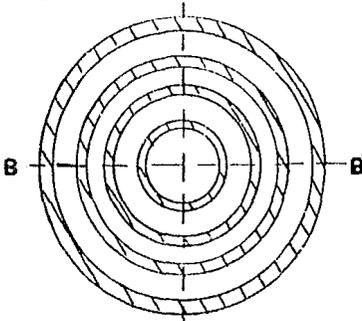


FIGURA 10. Vistas de la sección longitudinal y transversal de tuberías en una instalación de bombeo neumático en dos etapas concéntrica.

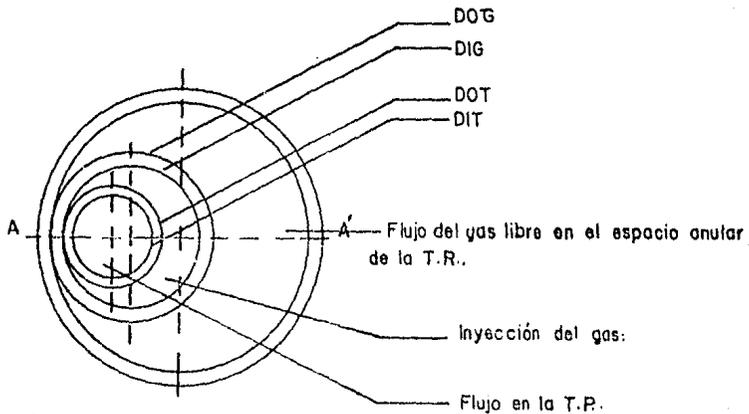


Figura 11a. Parte superior.

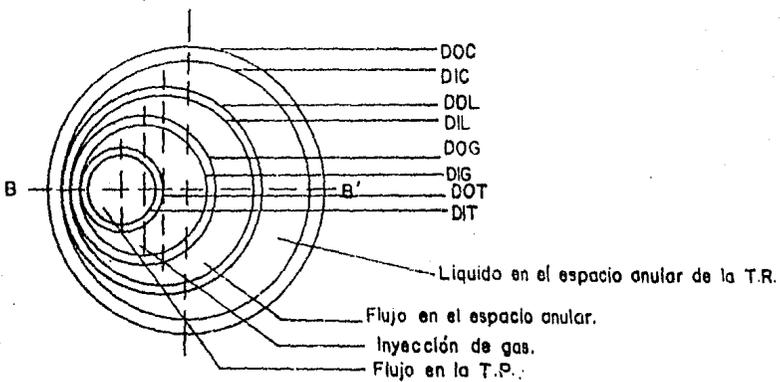


Figura 11b. Parte inferior.

FIGURA II. VISTAS DE LA SECCION TRANSVERSAL EXCENTRICA EN UNA

T.R. 9 5/8".

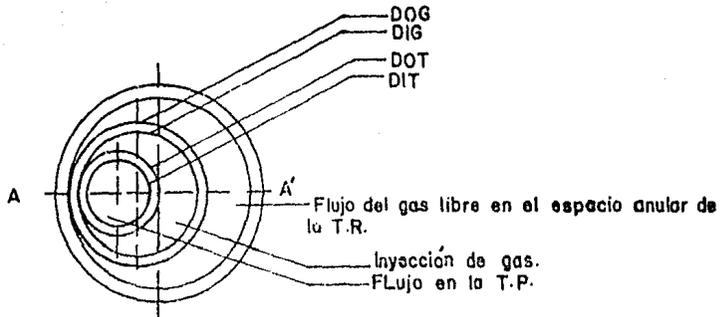


Figura 12a. Parte superior.

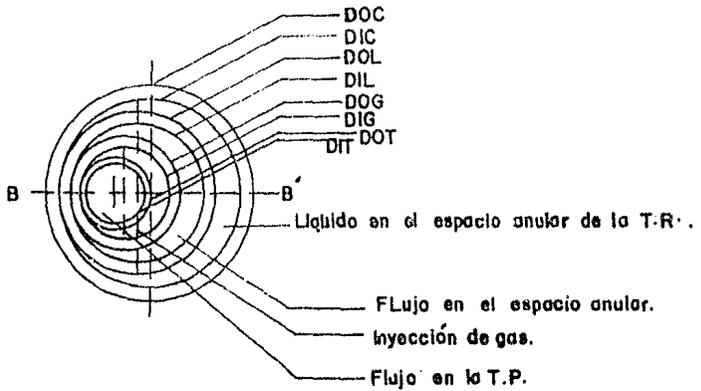


Figura 12b. Parte inferior.

FIGURA 12. VISTAS DE LA SECCION TRANSVERSAL EXCENTRICA EN UNA T.R. 7".

### CAPITULO III

Programa de cómputo para realizar el diseño de bombeo neumático en dos etapas para el pozo Cárdenas 121 del campo - Cárdenas localizado en la zona sureste de Petróleos Mexicanos.

En el cálculo de los gradientes de presión en tuberías verticales se utilizó la correlación de Orkiszewski, debido a que ésta dió la mejor aproximación a la información medida del pozo.

Con relación a la figura 13, el diseño se realiza a partir de una presión fija en la cabeza del pozo y con la relación gas-líquido resultante de la cantidad de gas inyectado más la cantidad de gas disuelto en el aceite, hasta la profundidad del empacador, desde donde se calcula el gradiente de líquido existente en el espacio anular hasta intersectar la línea del gradiente del gas, punto que corresponde a la profundidad de colocación de la ventana. A partir de esta profundidad se calcula el perfil de presión descendente hasta la profundidad media del

intervalo disparado, con la relación gas líquido natural que produce la formación.

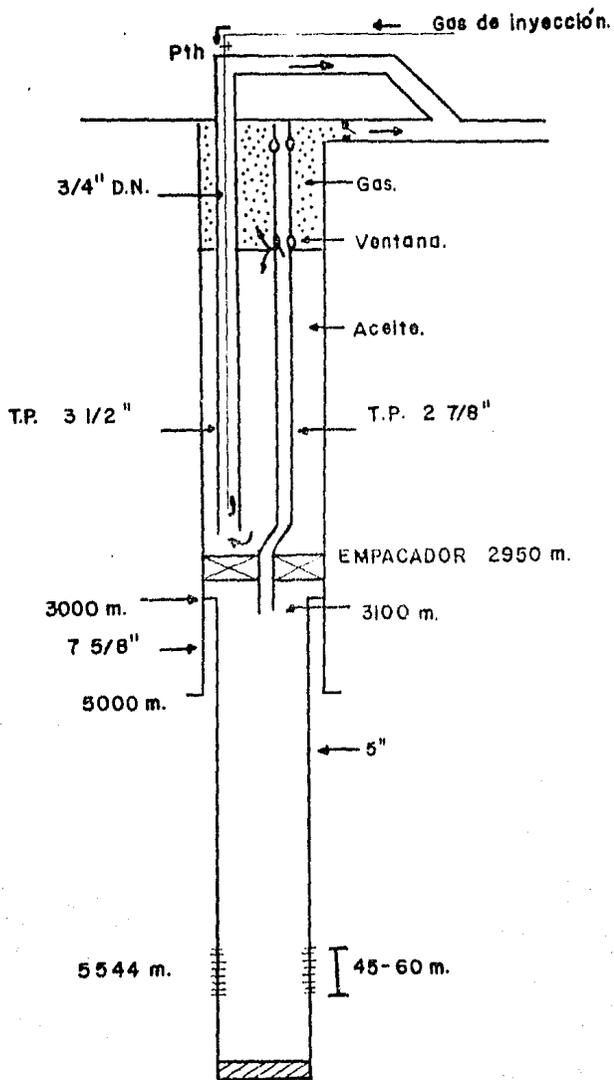
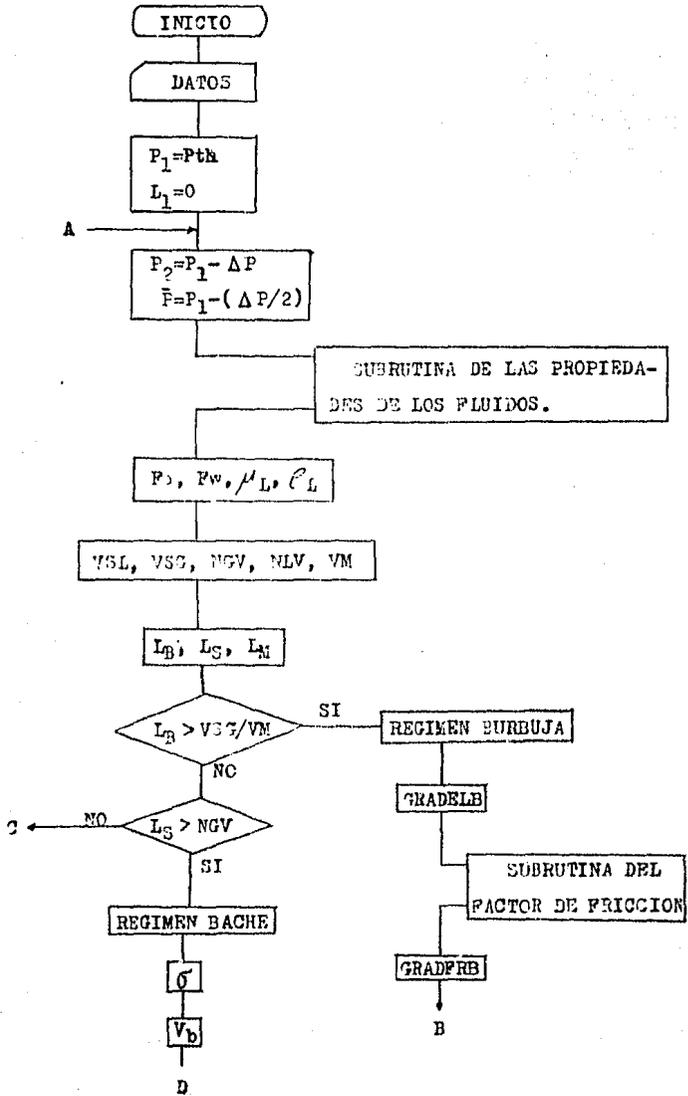
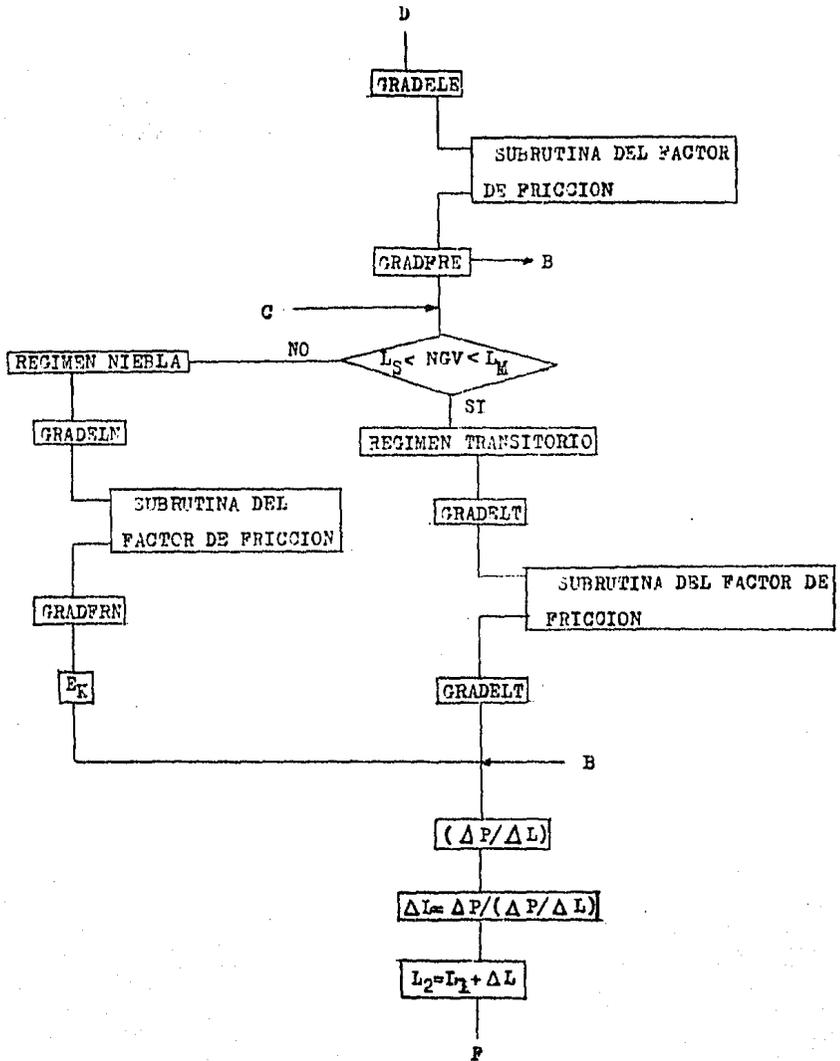
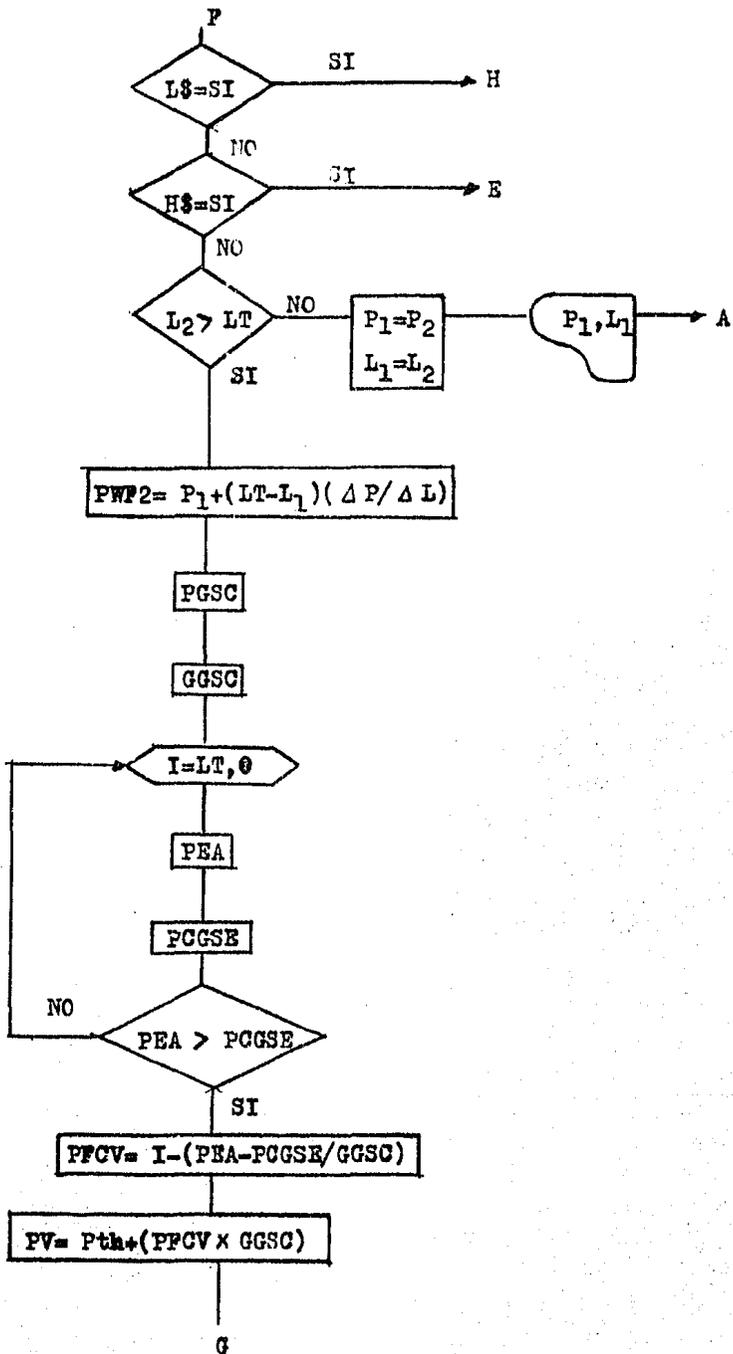


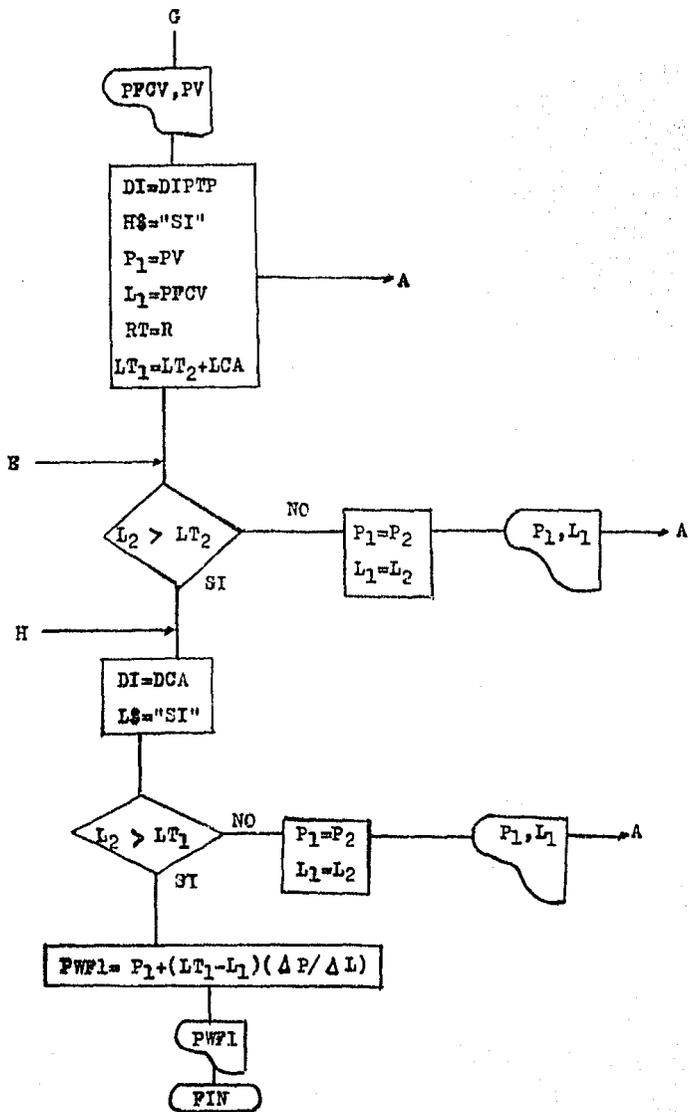
FIGURA 13. INSTALACION DE BOMBEO NEUMATICO EN DOS ETAPAS  
 PROPUESTA PARA EL POZO CARDENAS 121.

- DIAGRAMA DE BLOQUES -

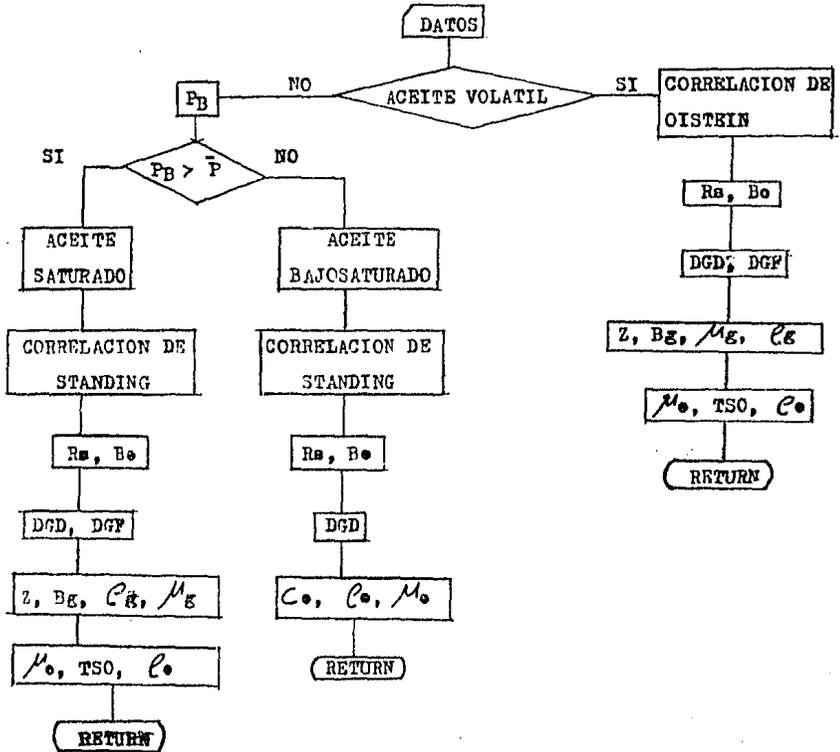




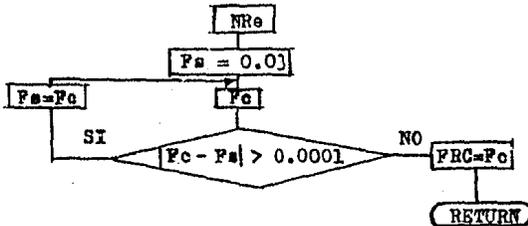




- SUBROUTINA DE PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS -



- SUBROUTINA DEL FACTOR DE FRICCIÓN -



















1	7073.77	1235.44
2	7245.6	1265.44
3	7423.90	1335.44
4	7603.05	1365.44
5	7783.81	1435.44
6	7967.4	1465.44
7	8151.38	1535.44
8	8336.73	1565.44
9	8523.4	1635.44
10	8711.37	1665.44
11	8900.62	1735.44
12	9091.12	1765.44
13	9282.85	1835.44
14	9475.81	1865.44
15	9669.96	1935.44
16	9865.3	1965.44
17	10061.8	2035.44
18	10285.2	2065.44
19	10509.6	2135.44
20	10735.7	2165.44
21	10962.9	2235.44
22	11191.2	2265.44
23	11420.8	2335.44
24	11651.6	2365.44
25	11883.6	2435.44
26	12116.8	2465.44
27	12351.1	2535.44
28	12586.6	2565.44
29	12823.2	2635.44
30	13061	2665.44
31	13299.9	2735.44
32	13539.3	2765.44
33	13781	2835.44
34	14023.2	2865.44
35	14266.4	2935.44
36	14510.8	2965.44
37	14756.2	3035.44
38	15002.7	3065.44
39	15250.3	3135.44
40	15499	3165.44
41	15748.7	3235.44
42	15999.4	3265.44
43	16251.3	3335.44
44	16504.1	3365.44
45	16758.1	3435.44
46	17013.1	3465.44
47	17269.1	3535.44
48	17526.1	3565.44
49	17784.4	3635.44
50	18043.7	3665.44
51		
52	PRESION DE FURDO FLOTANDO EN LA PRIMERA ETAPA= 3/12.39 (LB/PG <sup>2</sup> )	
53		
54		
55		
56		
57		
58		
59		
60		
61		
62		
63		



3	3993.54	1503.45
4	4176.49	1614.45
5	4360.45	1663.45
6	4545.40	1714.45
7	4731.26	1764.45
8	4918.06	1814.45
9	5105.75	1864.45
10	5294.31	1914.45
11	5483.71	1964.45
12	5673.99	2013.45
13	5864.98	2063.45
14	6056.82	2113.45
15	6249.33	2163.45
16	6442.02	2213.45
17	6636.90	2263.45
18	6831.84	2313.45
19	7027.45	2363.45
20	7223.76	2413.45
21	7420.83	2463.45
22	7618.56	2513.45
23	7817.02	2563.45
24	8016.15	2613.45
25	8215.90	2663.45
26	8416.44	2713.45
27	8617.59	2763.45
28	8819.39	2813.45
29	9021.85	2863.45
30	9224.95	2913.45
31	9428.69	2963.45
32	9633.07	3013.45
34	PRESION DE FUJIO FLUYENDO EN LA SEGUNDA ETAPA= 3023.92 (LB/10^2)	
36	*** CALCULO PARA LA PROFUNDIDAD DE COLOCACION DE LA VENTANA ***	
38	LA PROFUNDIDAD DE COLOCACION DE LA VENTANA ES= 1313.7 (PIES)	
40	PRESION EN LA VENTANA= 230.469 (LB/10^2)	
42	*** CALCULO DE LA PRESION DE FUJIO FLUYENDO EN LA PRIMERA ETAPA ***	
44	LONGITUD (PIES)	PRESION (LB/10^2)
46	4396.97	260.469
47	4494.65	330.469
48	4604.17	360.469
49	4723.30	430.469
50	4850.40	460.469
51	4984.07	530.469
52	5123.11	560.469
53	5266.71	630.469
54	5414.19	660.469
55	5565.01	730.469
56	5718.73	760.469
57	5875.02	830.469
58	6033.56	860.469
59	6194.10	930.469
60	6356.63	960.469
61	6520.70	1030.47
62	6686.44	1060.17
63	6853.65	1130.47



En la tabla II se puede observar que los gastos de - 1000 y 1100 (bl/día) son los adecuados ya que la presión de fondo fluyendo para la primera etapa calculada con el programa de cómputo se encuentra en un rango aceptable en comparación con el valor obtenido de la ecuación (3.1), tanto para una separación de gas del 70 y 100 (%).

En el caso de 1200 (bl/día) la presión de fondo fluyendo para la primera etapa calculada con el programa de cómputo tiene una diferencia de 53 (lb/pg<sup>2</sup>) en relación al valor obtenido de la ecuación (3.1) cuando el gas separado es de un 70 (%), no así en el caso ideal de que el gas separado fuera de un 100 (%).

Cabe aclarar que en el caso ideal de que el gas separado fuera de 100 (%) se lograría una producción de 1700 (bl/día).

TABLA II

$Q_0$ (bl/día)	Riny (pie <sup>3</sup> /bl)	Riny (MMPCPD)	Sep. Gas (%)	$P_{wf2}$ (lb/pg <sup>2</sup> )	Profundidad de la venta na. (pies)	Presión - de la ven tang (lb/pg <sup>2</sup> )	$P_{wf1}$
1000	500	0.5	70	2999	4121	235	3712
1000	500	0.5	100	2796	4830	239	3548
1100	454	0.5	70	3024	4314	236	3727
1100	454	0.5	100	2812	4918	240	3583
1200	417	0.5	70	3052	4388	237	3756
1200	417	0.5	100	2827	5105	241	3588

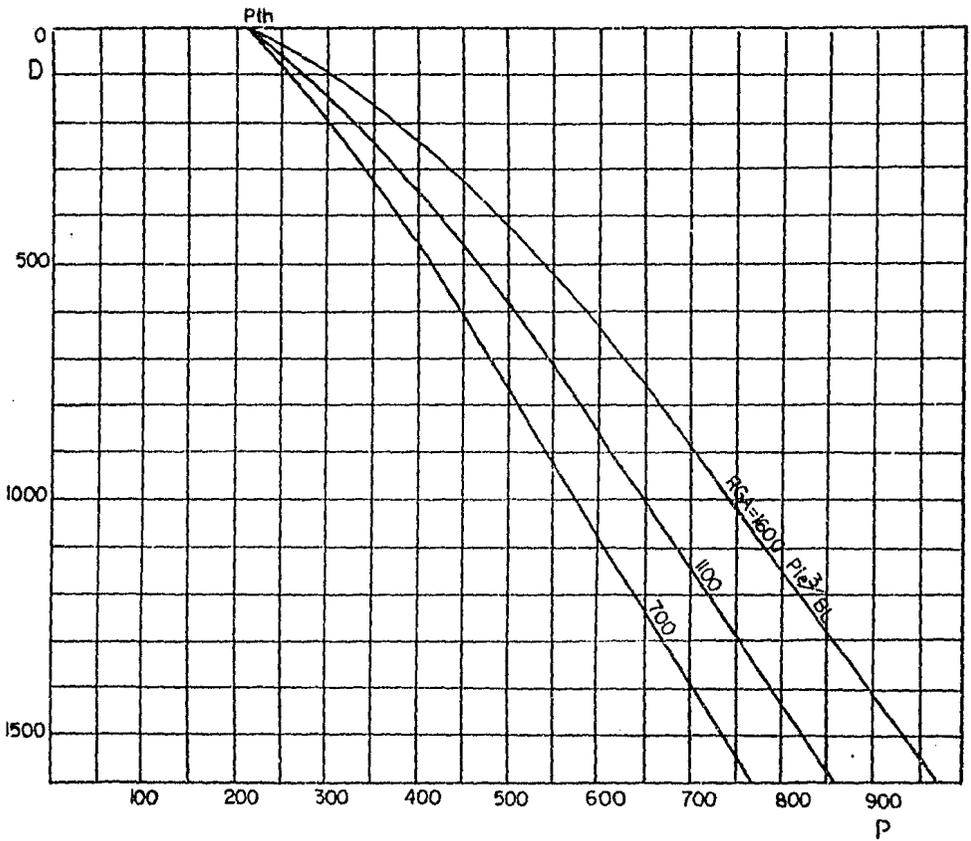
$$P_{ws} = 3842 \text{ (lb/pg}^2\text{)} \quad J = 8.69 \text{ (bl/día/lb/pg}^2\text{)}.$$

$$P_{wf} = P_{ws} - \frac{Q_0}{J} \quad (3.1)$$

$$P_{wf1} = 3727 \text{ (lb/pg}^2\text{)} \text{ para } Q_0 = 1000 \text{ (bl/día)}$$

$$P_{wf1} = 3715 \text{ (lb/pg}^2\text{)} \text{ para } Q_0 = 1100 \text{ (bl/día)}$$

$$P_{wf1} = 3703 \text{ (lb/pg}^2\text{)} \text{ para } Q_0 = 1200 \text{ (bl/día)}$$



P= Presión en lb/pg<sup>2</sup>.

D= Profundidad en pies.

GRADIENTES DE PRESION EN FLUJO VERTICAL POR ESPACIO ANULAR  
PARA EL POZO CARDENAS 121.

T.P.	3 1/2 pg.	METODO DE ORKISZEWSKI.
T.INY.GAS	3/4 pg.	
Qe.	1100 BlO/Dia.	
SGo.	0.8364	
SGg.	0.85	
Pth	213.45 lb/pg <sup>2</sup> .	

## CAPITULO IV

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1o.- El método de bombeo neumático en dos etapas es recomendado en aquellos pozos con baja presión de fondo estática y alto índice de productividad.

2o.- Este método frecuentemente puede convertir un pozo de bombeo neumático estándar en un pozo económicamente rentable, ya que con el bombeo neumático en dos etapas se puede duplicar o triplicar el gasto.

3o.- El método de bombeo neumático en dos etapas también es recomendado en aquellos pozos que están produciendo con baja presión en la cabeza del pozo y con una relación gas-aceite mayor de 900 (Pie<sup>3</sup>/bbl).

4o.- Esta instalación puede ser aplicada en aquellos pozos terminados para producir por bombeo neumático estándar con profundo

didad de inyección somera.

5o.- El equipo de terminación del bombeo neumático en dos etapas es más complicado que el estándar. Es necesario que el pozo tenga una tubería de revestimiento grande para poder introducir dos tuberías de producción.

6o.- Si se anticipa que el método será utilizado, entonces los programas de perforación y terminación deberán ser planeados acordes a éste.

7o.- Se requiere de un empacador especial en el caso del bombeo neumático en dos etapas paralelo.

8o.- En el caso de la ventana se pueden utilizar tuberías ranuradas, perforadas o camisas deslizables.

9o.- El bombeo neumático en dos etapas, es el sistema que ofrece las mejores perspectivas de éxito, para explotar artificialmente los pozos del campo Cárdenas.

## NOMENCLATURA

d	diámetro, interno de la tubería, pg.
dee	diámetro exterior de la T.R., pg.
dci	diámetro interior de la T.R., pg.
dh	diámetro hidráulico, pg.
dte	diámetro exterior de la T.P., pg.
dti	diámetro interior de la T.P., pg.
D	profundidad, pies.
DIC	diámetro interior de la T.R., pg.
DIG	diámetro interior de la tubería de inyección, pg.
DIL	diámetro interior del liner, pg.
DIT	diámetro interior de la T.P., pg.
DOG	diámetro exterior de la T.R., pg.
DOG	diámetro exterior de la tubería de inyección, pg.
DOL	diámetro exterior del liner, pg.
DOT	diámetro exterior de la T.P., pg.
e'	rugosidad absoluta, pg.
e	rugosidad, pg.
eci	rugosidad de la superficie interior de la T.R., pg.
er	rugosidad relativa, adimensional
ete	rugosidad de la superficie exterior de la T.P., pg.
f	factor de fricción.
J	índice de productividad, bl/día/lb/pg <sup>2</sup> .
log	logaritmo decimal.
NR <sub>e</sub>	número de Reynolds, adimensional.
P	presión, lb/pg <sup>2</sup> .
P <sub>th</sub>	presión en la boca del pozo, lb/pg <sup>2</sup> .
P <sub>wf</sub>	presión de fondo fluyendo, lb/pg <sup>2</sup> .
P <sub>ws</sub>	presión de fondo estática, lb/pg <sup>2</sup> .
Q	gasto de aceite, lb/día.
R	relación gas-aceite, pie <sup>3</sup> /bl.
RGL	relación gas-líquido, pie <sup>3</sup> /bl.
T.P.	tubería de producción, pg.
T.R.	tubería de revestimiento, pg.
T.INY. GAS	tubería de inyección del gas, pg.

## REFERENCIAS.

- 1.- Vogel, J.V.: "Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Wells". J.P.T., enero 1968.
- 2.- Brown, K.E.: "The Technology of Artificial Lift Methods". Volumen 2o, capítulo 3.
- 3.- Garaicochea, F. y Bashbush, J.: "Comportamiento de los Yacimientos". Facultad de Ingeniería, 1984.
- 4.- Garaicochea, F.: "Transporte de Hidrocarburos". - Facultad de Ingeniería, 1985.
- 5.- Cornish, R.E.: "The Vertical Multifhase Flow of - Oil and Gas at High Rates", J.P.T., julio 1976.
- 6.- Faustinelli, J.L.: "Two Step Gas Lift Installation". M.S. Tesis, Universidad de Tulsa, 1974.
- 7.- McCoy, J.N. y Podio, A.L.: "Acoustic Pressure Accuracy Competes with Wireline Bomb". Oil and Gas Journal, - noviembre 1984.
- 8.- Orkiszewski, J.: "Predicting Two-Phase Pressure Drops in vertical pipes". J.P.T., Junio de 1967.
- 9.- Rodríguez, R.: "Principio de Mecánica de Yacimientos". Facultad de Ingeniería, 1984.
- 10.- Díaz Zertuche, J.H. y Dávila Ascencio, A.: "Aplicación de curvas de gradiente de presión en tuberías verticales con flujo multifásico en pozos de la zona sureste de Petróleos Mexicanos". Ingeniería Petrolera. Octubre 1983.
- 11.- Craft, Holden y Graves: "Well Design: Drilling and Production". pag. 383. 1962/