



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**MODELO COMPUTARIZADO PARA EL DISEÑO DE  
INSTALACIONES DE BOMBEO HIDRAULICO A  
CHORRO EN POZOS PRODUCTORES  
DE ACEITE**

**TRABAJO ESCRITO**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N

GUADALUPE GUEVARA CORONA

LETICIA DE LA MORA MEJIA

JORGE MORALES CERON



México, D. F.

1986



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección  
60-I-20

Señorita DE LA MORA MEJIA LETICIA LILIA.

P r e s e n t e .

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

"MODELO COMPUTARIZADO PARA EL DISEÑO DE INSTALACIONES DE BOMBEO HIDRAULICO A CHORRO EN POZOS PRODUCTORES DE ACEITE"

- INTRODUCCION.
- I COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA.
- II SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION.
- III BOMBEO HIDRAULICO A CHORRO.
- IV DISEÑO COMPUTARIZADO DE UNA INSTALACION DE BOMBEO HIDRAULICO A CHORRO.
- V EJEMPLOS DE APLICACION.
- 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., Enero 16 de 1986.

EL DIRECTOR

Dr. Octavio A. Rascón Chávez

OARCH'MRV!gtg

MODELO COMPUTARIZADO PARA EL DISEÑO  
DE INSTALACIONES DE BOMBEO HIDRAULICO A CHORRO  
EN POZOS PRODUCTORES DE ACEITE

I n d i c e

INTRODUCCION

C a p i t u l o 1

COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA AL POZO

1.1 Indice de productividad.

C a p i t u l o 2

SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION

- 2.1 Bombeo Mecánico.
- 2.2 Bombeo Neumático.
- 2.3 Bombeo Electrocentrífugo.
- 2.4 Bombeo Hidráulico tipo pistón.

C a p i t u l o 3

BOMBEO HIDRAULICO A CHORRO

- 3.1 Teoría del Bombeo Hidráulico a chorro.
- 3.2 Recolección, inyección, almacenamiento y bombeo.
  - 3.2.1 Equipo superficial.
  - 3.2.2 Equipo subsuperficial.
- 3.3 Tratamiento superficial del fluido motriz.
  - 3.3.1 Fluido motriz (aceite).
  - 3.3.2 Fluido motriz (agua).

3.4 Representación matemática.

3.5 El problema de cavitación.

3.6 Ventajas y desventajas.

## C a p í t u l o 4

### DISEÑO COMPUTARIZADO DE UNA INSTALACION DE BOMBEO HIDRAULICO A CHORRO

4.1 Factores a considerar para un diseño óptimo.

4.2 Descripción del programa.

4.3 Diagrama de flujo.

## C a p í t u l o 5

### EJEMPLOS DE APLICACION

5.1 Análisis de sensibilidad.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

NOMENCLATURA.

REFERENCIAS.

APENDICE.

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

Cuando el ritmo de producción de los campos petroleros - entra en su fase de declinación, los sistemas artificiales de producción, junto con los métodos de mantenimiento de presión como - la inyección de agua, que favorecen la recuperación de los hidrocarburos del yacimiento a corto plazo, cobran especial importancia. Uno de estos sistemas es el Bombeo Hidráulico a chorro, que se aplica exitosamente cuando las condiciones son propicias para producir volúmenes considerables de líquido a grandes profundidades.

Es muy importante la planeación previa, para seleccionar un sistema artificial de producción; de ser posible, las consideraciones de diseño deben ser realizadas desde la perforación del pozo.

El análisis de un tipo de instalación específica, se debe iniciar cuando el pozo está todavía fluyendo, ya que es necesario contar con la mayor información posible y que ésta sea confiable. Analizar los factores a largo plazo, dependerá tanto de las características del yacimiento como de la disponibilidad de una fuente de energía.

El principal objetivo de esta tesis, consiste en realizar un diseño detallando los principales aspectos del Bombeo Hidráulico a chorro, empleando un modelo computarizado conversacional que simplifique los cálculos y optimice los resultados cuando éste se ha seleccionado como el sistema artificial adecuado en un caso en particular.

Finalmente se efectuó un análisis de sensibilidad con el

objeto de visualizar, cuales son los parámetros más significativos dentro de un diseño de Bombeo Hidráulico a chorro.

## C A P I T U L O 1

### COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA AL POZO

En el diseño de una instalación de un sistema artificial de producción, uno de los factores más importantes a considerar, es el comportamiento de afluencia al pozo o Índice de productividad, que se define como la relación entre el ritmo de producción y el abatimiento de presión en el yacimiento. En este capítulo se mencionan los métodos más comunes para su cálculo, así como las ecuaciones necesarias para realizarlo.

#### 1.1 Índice de productividad.

El término de Índice de productividad IP ( $\text{bl/día/lb/pg}^2$ ) originalmente fue introducido por Muskat<sup>1\*</sup> en 1942 y es empleado para relacionar los ritmos de producción con respecto a los abatimientos de presión que se presentan en el yacimiento.

En 1954 Gilbert<sup>2</sup> sugirió el término de Índice de productividad real (IPR), sin embargo, sólo realizó determinaciones de IPR para yacimientos de aceite saturado, donde existían dos fases (aceite y gas), con flujo simultáneo de ambas hacia el pozo, esto fue determinado mediante mediciones con pruebas multigasto.

Una prueba de Índice de productividad es determinada con la presión de fondo fluyendo estabilizada para varios gastos de flujo y considerando una presión estática constante. Las presiones de fondo pueden obtenerse midiendo con registros de amerada-

\* Referencias al final.



o con mediciones del nivel del fluido (ecómetro); en caso de no poder efectuar mediciones, las presiones pueden obtenerse en forma indirecta empleando correlaciones de flujo multifásico o curvas de gradiente en tuberías verticales. Los gastos se obtienen a condiciones de tanque afectados por el Factor de volumen del aceite (Bo).

El potencial del pozo, es decir, el gasto de flujo máximo posible ( $q_o$  máx), se obtiene considerando la presión de fondo fluyendo igual a cero.

Para yacimientos bajosaturados, donde la presión de fondo fluyendo es mayor que la presión de saturación ( $P_b$ ), el Índice de productividad toma la forma de una línea recta. Para presiones de fondo fluyendo menores que la presión de saturación (yacimientos saturados), el Índice de productividad se ajusta a una curva cuadrática.

En las Figs. 1.1 y 1.2 se muestran curvas típicas de Índice de productividad, las cuales fueron elaboradas a partir de ecuaciones desarrolladas por Richardson y Shaw<sup>5</sup>, Vogel<sup>3</sup> y Standing<sup>4</sup>.

Vogel<sup>3</sup> tomó en cuenta las siguientes consideraciones para elaborar su curva adimensional (Fig. 1.3):

- a) Yacimiento saturado.
- b) Flujo bifásico.
- c) Saturación de agua constante.
- d) No considera efectos de gravedad.
- e) Yacimientos de aceite que producen por empuje de gas disuelto.

Esta curva está representada por la siguiente ecuación:

$$q_o/q_o \text{ máx} = 1 - 0.2 (P_wf/P_{ws}) - 0.8 (P_wf/P_{ws})^2 \quad - - - (1)$$

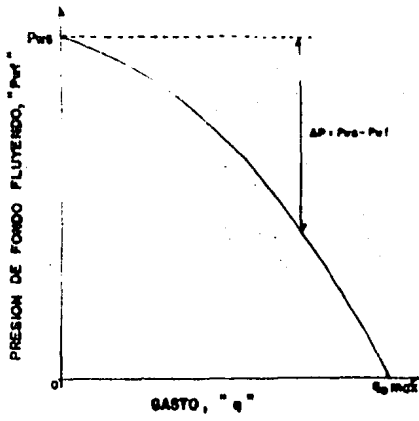


FIG.1. CURVA DE INDICE DE PRODUCTIVIDAD PARA YACIMIENTO SATURADO.

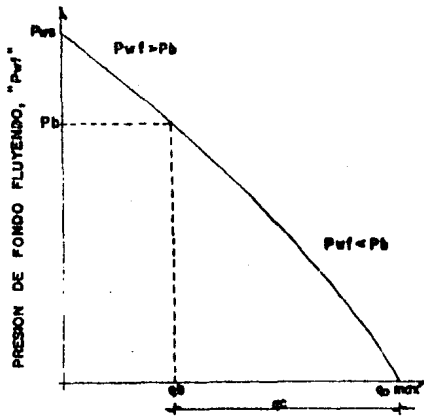


FIG.1.2. CURVA DE INDICE DE PRODUCTIVIDAD PARA YACIMIENTO BAJO SATURADO.

Donde:

$q_o$  = Gasto de aceite (bl/día)

$q_{o,m\acute{a}x}$  = Gasto máximo de aceite (bl/día)

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyendo (lb/pg<sup>2</sup>)

$P_{ws}$  = Presión estática (lb/pg<sup>2</sup>)

Para utilizar la ecuación (1) se requiere por lo menos de una prueba de producción y un registro de presión. Además Vogel considera un pozo con un factor de eficiencia igual a uno (FE = 1), es decir, no considera pozos dañados ni mejorados.

Los parámetros que se pueden obtener de la curva de Vogel son los siguientes:

- 1.-  $q_o$  máx (Potencial del pozo).
- 2.-  $q_o$  a diferentes presiones de fondo fluyendo.

Las relaciones de comportamiento de afluencia o Índice de productividad, para pozos que producen por empuje de gas disuelto, presentados por Vogel, son muy útiles en los cálculos de productividad del pozo. Se pueden predecir fácilmente los gastos del pozo para diferentes abatimientos de presión empleando su gráfica (Fig. 1.3) o su ecuación (Ec. 1).

Standing<sup>4</sup> tomando en cuenta los estudios de Vogel, elaboró una gráfica variando los factores de eficiencia de 0.5 a 1.5, por lo cual se puede utilizar, para cálculos que involucren pozos dañados o mejorados. Cuando el factor de eficiencia es menor de 1.0 se trata de pozos dañados, y si es mayor de 1.0 de pozos mejorados por fracturamiento o estimulación. La eficiencia de -

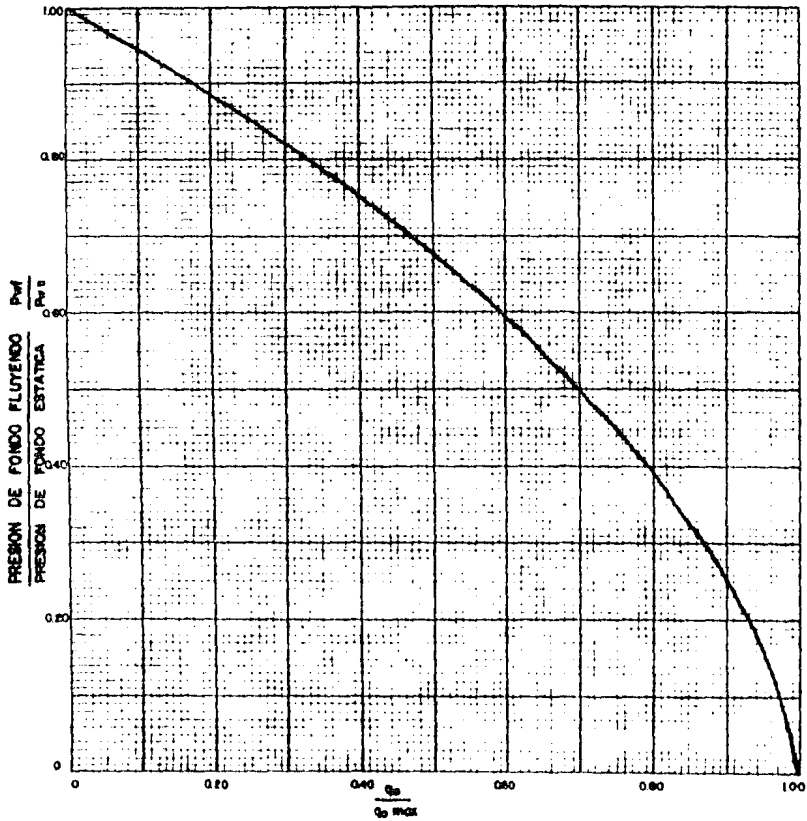


FIG. 1.3 CURVA DEL INDICE DE PRODUCTIVIDAD PARA YACIMIENTOS QUE PRODUCEN POR EMPUJE DE GAS DISUELTO. (VOGEL)

flujo (FE) está dada por la siguiente ecuación:

$$FE = \frac{Pws - Pwf - \Delta p \text{ daño}}{Pws - Pwf} \quad (2)$$

Donde:

$\Delta p$  daño = Abatimiento de presión por daño.

Como se ilustra en la fig. 1.4, un pozo dañado con una  $Pwf$  fluye al mismo gasto que un pozo sin daño con una  $Pwf'$ . La ecuación (2) se puede utilizar, para convertir la curva de Índice de productividad de Vogel para pozos sin daño, en una familia de curvas de Índice de productividad para pozos dañados.

En la Fig. 1.5 se muestran, curvas de Índice de productividad desarrolladas por Standing, para eficiencias entre 0.5 y 1.5 donde la abscisa es la relación de la producción máxima sin daño y la ordenada es la relación de  $Pwf/Pws$ .

Para emplear la curva de Standing, al igual que en las anteriores, se requiere de una prueba de producción y un registro de presión cuando menos.

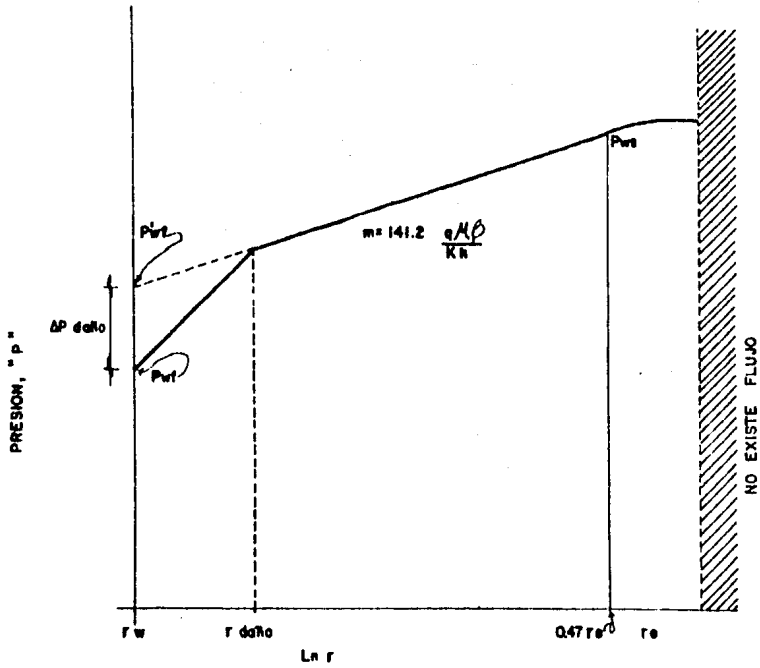


FIG. 1.4 PERFIL DE POZOS DAÑADOS QUE PRODUZCAN POR EMPUJE DE GAS DISUELTO.

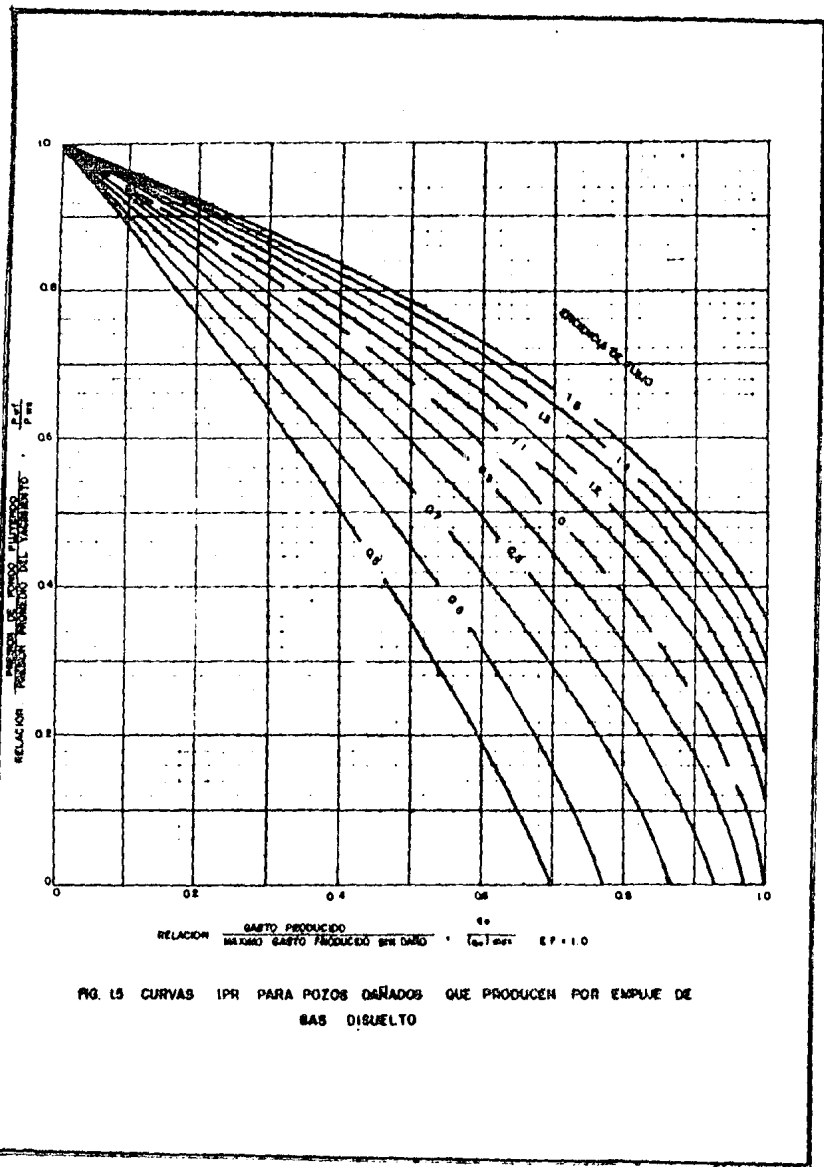


FIG. 15 CURVAS IPR PARA POZOS DAÑADOS QUE PRODUCEN POR EMPUJE DE GAS DISUELTO

Empleando la curva de Standing se puede obtener lo siguiente:

1.- Gasto máximo de aceite para un pozo dañado, o mejorado; es decir, para diferentes eficiencias de flujo.

2.- Gasto máximo de aceite si el daño es eliminado FE=1

3.- Gasto de aceite para diferentes Pwf, considerando además diferentes factores de eficiencia.

Fetkovich<sup>5</sup> propuso la siguiente ecuación, que combina tanto flujo monofásico como bifásico:

$$q_o = J_o' (P_b^2 - P_{wf}^2)^n + J_o (P_{ws} - P_b) \quad - - - (5)$$

Donde:

J'o = Índice de productividad (coeficiente de la curva de contrapresión (bl/dfa/lb/pg<sup>2</sup>))

Pb = Presión de saturación del aceite (lb/pg<sup>2</sup> abs)

n = Exponente de la curva de contrapresión.

Jo = Índice de productividad (bl/dfa/lb/pg<sup>2</sup>)

Este autor presentó un método para la determinación de n y Jo', basándose en pruebas de presión y multigasto; sin embargo, cuando no se disponen de los datos de estas pruebas, la ecuación de Vogel (Ec. 1) prevee una buena aproximación para la determinación del gasto, en el caso de flujo bifásico.

Otros autores, Richardson y Shaw<sup>6</sup> desarrollaron las ecuaciones siguientes:



a) Yacimiento saturado

$$q = q_{\text{máx}} (1-V (P_{wf}/P_{ws}) - (1-V) (P_{wf}/P_{ws})^2) \quad \text{--- (6)}$$

Donde:

V = Factor cuadrático.

b) Yacimiento bajosaturado

cuando  $P_b < P_{wf} < P_{ws}$

$$q = (P_{ws} - P_{wf}) (q_b / (P_{ws} - P_b)) \quad \text{--- (7)}$$

Donde:

$q_b$  = Gasto a presión de burbujeo ( $P_{wf} = P_b$ ) (bl/día)

cuando  $P_b \leq P_{wf} \leq 0$

$$q = q_b + q_c (1-V (P_{wf}/P_b) - (1-V) (P_{wf}/P_b)^2) \quad \text{--- (8)}$$

Donde:

$q_c$  = Gasto cuando  $P_b > P_{wf}$  (bl/día)

Encontrando que el factor cuadrático (V) es generalmente - 0.2 para yacimientos de aceite que producen por empuje de gas disuelto, sin embargo, si se tiene aceite pesado, pozos dañados o yacimientos con otro mecanismo de empuje, el factor puede variar. En el caso de un fluido incompresible como el agua, el Índice de productividad es una línea recta (V=1)

Conocer el Índice de productividad servirá principalmente para establecer el gasto máximo de producción del pozo, y determinar la necesidad de mejorar la capacidad de afluencia al pozo; para elaborar un criterio de diseño para la sarta de tubería, bomba

producción, bomba de fondo y equipo de producción superficial, - y además para evaluar la efectividad de un tratamiento de estimulación o fracturamiento independientemente del equipo de fondo.

## C A P I T U L O 2

### SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION

En el diseño de un sistema artificial de producción, el Ingeniero de Producción se enfrenta con la necesidad de conjuntar la capacidad del sistema y la productividad del pozo, para dar por resultado una instalación de bombeo eficiente.

Con el incremento del costo de energía, es importante y conveniente que el sistema artificial seleccionado, sea el más adecuado y el de menor costo.

A pesar de que no es fácil determinar la selección óptima de un sistema artificial en particular, existen diversos factores que deben ser tomados en cuenta para decidir el tipo de bombeo que se utilizará. Estos factores se refieren a características geográficas y del medio ambiente, que aunque no son determinantes, pueden presentar problemas que al ser resueltos simplificarán esta decisión.

Entre los factores más importantes por considerar, se encuentran los siguientes:

- a) Presión del yacimiento.
- b) Productividad del pozo.
- c) Relación gas-líquido
- d) Características de los fluidos del yacimiento.
- e) Producción de sólidos de la formación junto con los fluidos del pozo y problemas de parafina.

## f) Comportamiento del yacimiento a largo plazo.

En este capítulo, serán discutidos los cuatro tipos de bombeo artificial más comunes en la Industria Petrolera, haciéndose énfasis en las ventajas y desventajas de cada uno, que marcarán las pautas para su selección en particular.

### 2.1 Bombeo mecánico.

Este sistema artificial de producción, es ampliamente usado en la Industria Petrolera, porque tiene la ventaja de poder ser manejado fácil y eficientemente por el personal, debido a la sencillez del equipo. A continuación se explica su principio de operación, así como ventajas y limitaciones más importantes.

Las principales partes que componen una unidad de Bombeo Mecánico, son las siguientes:

- 1.- Motor principal.
- 2.- Reductor de velocidad.
- 3.- Equipo superficial.
- 4.- Equipo subsuperficial.

La unidad de bombeo es un mecanismo que imparte un movimiento reciprocante a la varilla pulida, la cual está conectada en su parte inferior, a una sarta de varillas de succión, y éstas a su vez, a la bomba subsuperficial.

El ciclo de bombeo se realiza de la siguiente forma: Al descender el émbolo, la válvula de pie cierra y la válvula viajera abre, lo que permite que el barril se llene de los fluidos --

producidos por arriba del émbolo, hasta llegar al final de su carrera descendente; en ese momento, la válvula de pie abre y la válvula viajera cierra, iniciándose así la carrera ascendente y la elevación de los fluidos a la superficie.

En la Figura 2.1 se muestran los elementos que componen una bomba subsuperficial.

Actualmente se emplean varios tipos de unidades de bombeo, los componentes de la mayoría de las unidades son básicamente los mismos; sin embargo el arreglo de las partes puede diferir. Es muy importante la selección del tamaño adecuado y el tipo de bombeo para una aplicación en particular.

En forma similar a otras maquinarias, las unidades de bombeo deben ser instaladas correctamente, además de ser lubricadas, deben tener un mantenimiento constante.

Se debe medir y analizar cuidadosamente la carga real de un pozo sobre la unidad de bombeo, para evitar que la capacidad de carga y de torque se excedan.

La mayoría de las partes que componen el equipo de este sistema, están fabricadas de tal forma, que se encuentran existencias de medidas estándar, establecidas por el API en el mercado, y numerosos fabricantes pueden abastecer cada parte y hacerlas interconexiones entre partes compatibles.

Se debe considerar la selección de éste tipo de bombeo<sup>7</sup> cuando se tiene que levantar volúmenes moderados desde no muy grandes profundidades, si los fluidos del pozo no contienen sulfuro es posible levantar 1000 bl/día desde una profundidad de 7000 pies y 200 bl/día desde una profundidad de 14000 pies. Si los fluidos del pozo contienen sulfuro e hidrógeno, este sistema

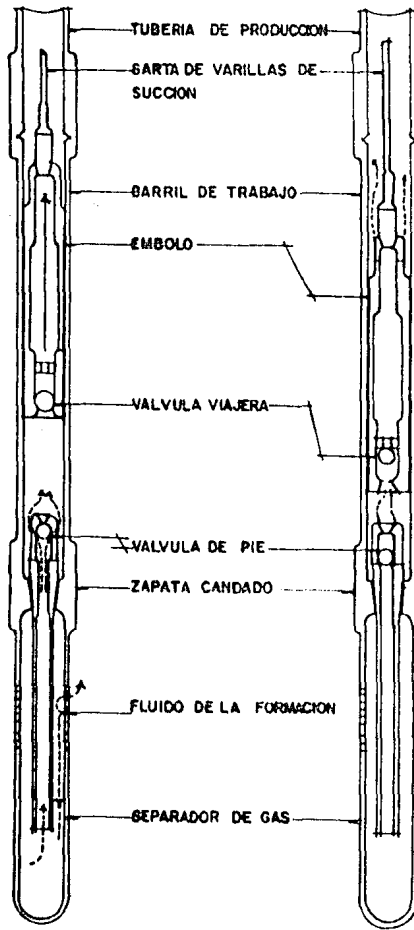


FIG. 2.1 BOMBA SUB-SUPERFICIAL MOSTRANDO LA LOCALIZACION DE LA VALVULA DE PIE Y DE LA VIAJERA DURANTE LA CARRERA ASCENDENTE (IZQUIERDA) Y DESCENDENTE (DERECHA).

puede levantar 1000 bl/día desde 4000 pies de profundidad y 200-bl/día desde 10000 pies; aunque estas relaciones son meramente prácticas.

No es recomendable este tipo de sistema de bombeo artificial en pozos desviados, sin embargo en la Zona Centró (Distrito Poza Rica) en Veracruz, ha sido utilizado, obteniéndose resultados satisfactorios. Otro problema lo causan la parafina y los sedimentos, por lo que es necesario tratarlos adecuadamente. También, si no se usa eficientemente el espacio anular, y la capacidad de separación del gas y del líquido es baja, la bomba operará ineficientemente debido a que parte del gas quedará dentro de ella.

## 2.2 Bombeo Neumático.

El Bombeo Neumático es un sistema artificial de producción que utiliza gas a una presión relativamente alta (250 lb/pg<sup>2</sup> mínima) para elevar un volumen de aceite del fondo del pozo a la superficie, a través de un proceso mecánico.

Los componentes del Bombeo Neumático son los siguientes:

### 1.- Equipo superficial.

- a) Arbol de válvulas.
- b) Tubería de inyección del gas.
- c) Compresoras.
- d) Válvulas reguladoras de presión (válvula de aguja y control de tiempo).

### 2.- Equipo subsuperficial.

- a) Válvulas de inyección.
- b) Mandriles.

- c) Empacadores.
- d) Niple de asiento.
- e) Niple de seguridad.
- f) válvula de pie.

El Bombeo Neumático es de dos tipos: Bombeo Neumático Continuo y Bombeo Neumático Intermitente. El propósito de ambos, es el de proporcionar o crear la presión de fondo fluyendo necesaria para producir el gasto deseado.

#### 1.- Bombeo Neumático Continuo<sup>o</sup>.

En este tipo de bombeo, se introduce un volumen continuo de gas a alta presión por el espacio anular a la tubería de producción, para aligerar la columna de fluidos, hasta que la reducción de la presión de fondo permita una diferencial suficiente, para que el pozo produzca el gasto deseado. Para realizar esto, se coloca a una profundidad antes determinada, una válvula que permite un punto de inyección para utilizar la presión de gas inyectado junto con una válvula reguladora que actuará como orificio variable para regular el gas inyectado en la superficie, dependiendo de la presión en la tubería de producción. En la Fig. 2.2 se muestra una instalación de Bombeo Neumático.

Este sistema artificial de producción, se utiliza en pozos con alto Índice de productividad ( $IP > 0.5$  bl/día/lb/pg<sup>2</sup>) y una presión de fondo fluyendo alta (cuando la columna hidrostática es del orden del 60% o más con respecto a la profundidad -- del pozo). En la Fig. 2.3 se muestra la operación del Bombeo Neumático de flujo Continuo.

Empleando este bombeo, la producción de fluidos puede tener un rango de 200-20000 bl/día a través de sartas de tuberías de producción de medidas comunes (2, 2.5, 3 y 3.5 pg); por el espacio anular es posible obtener hasta más de 30000 bl/día.



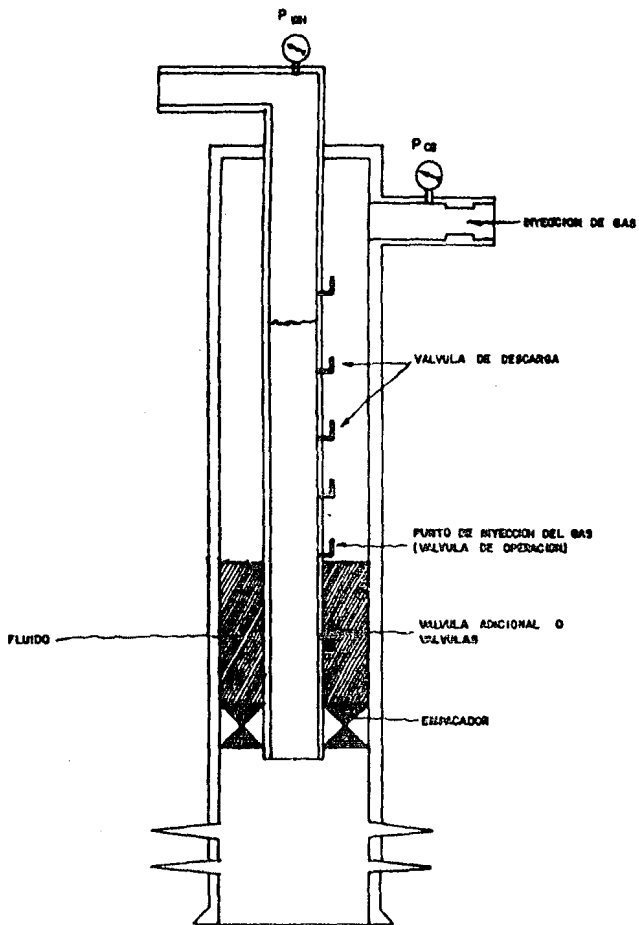


FIG. 2.2 OPERACION DEL BOMBEO NEUMATICO DE FLUJO CONTINUO

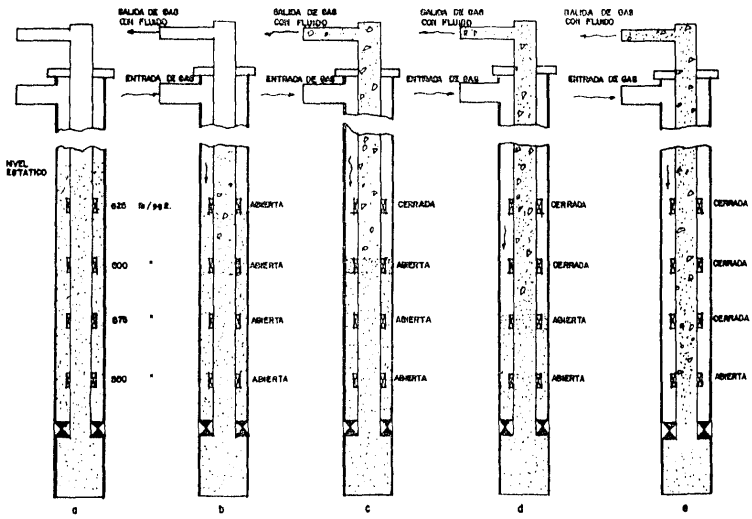


FIG. 2.3 OPERACION DE DESCARGA EN UN POZO CON FLUJO CONTINUO

El diámetro interior de la tubería de producción rige la cantidad de flujo, siempre y cuando el Índice de Productividad - del pozo, la presión de fondo fluyendo, el volumen y presión del gas de inyección y las condiciones mecánicas sean las adecuadas.

Para poder levantar eficientemente volúmenes pequeños, - se puede emplear sartas de diámetro pequeño ( tuberías macaro -- ni )<sup>8</sup>. En la siguiente tabla se presentan los diámetros de éstas tuberías, así como su máxima producción de líquidos:

Tubería de producción D.I. nominal (pg)	Máxima producción de líquidos (agua-aceite) ( bl/día )
3/4	150 - 200
1	250 - 300
1 1/4	450 - 500
1 1/2	850 - 900

El Bombeo Neumático continuo es recomendable cuando en - un yacimiento, se tienen las siguientes características<sup>7</sup>:

- a) Grandes volúmenes y altas presiones estáticas (Pws).
- b) Formaciones de tipo clástico (quebradizas) con empuje hidráulico.
- c) Yacimientos con entrada de agua, con buen Índice de - productividad y relaciones gas-aceite moderadas.

El Bombeo Neumático de flujo continuo, utiliza el gas -- producido junto con el gas inyectado, para ocasionar un gradiente mínimo, que permitirá que el pozo fluya.

En algunos campos, debido a que la producción de gas de-

clina a medida que se incrementa la entrada de agua en el pozo, - se requerirá alguna fuente externa de gas, ya que si el suministro de éste se interrumpe o la presión fluctúa radicalmente, los pozos producirán erráticamente.

#### Ventajas<sup>7</sup>.

a) Este es el mejor sistema artificial para manejar arena o materiales sólidos, ya que casi no causan problemas mecánicos en las válvulas.

b) Este tipo de bombeo permite el uso de línea acerada y equipo sencillo y económico, que facilita rutinas de reparación a través de las tuberías.

c) En agujeros desviados, el gas puede ser levantado casi sin problemas. Esto es muy importante para pozos situados en plataformas petroleras, en donde los pozos son perforados direccionalmente.

d) El Bombeo Neumático es flexible, ya que con un mismo equipo se puede manejar un rango amplio de volúmenes y profundidades, además en algunos casos, cuando se tienen volúmenes considerables, se puede desviar el flujo al espacio anular.

e) Se debe usar un anillo de Bombeo Neumático, para suministrar gas a los pozos que se encuentran dentro del anillo o cercanos a éste. Este sistema es de menor costo y permite con facilidad tener el control de los pozos y mantener una presión constante independientemente de la distancia.

f) El equipo superficial es el mismo que para pozos fluentes, excepto para mediciones de inyección de gas.

g) La instalación del Bombeo Neumático permite el empleo de válvulas de seguridad y otros dispositivos superficiales.

### Limitaciones<sup>7</sup>.

a) La producción está restringida por las altas contra--presiones; lo cual puede ser más significativo si se incrementa la profundidad y declina la presión estática.

b) Es necesario disponer del gas de inyección suficiente durante toda la vida del proyecto; además este gas deberá ser seco para evitar los problemas de formación de hidratos.

c) La operación y el mantenimiento de las compresoras es costoso, ya que se requiere de operadores expertos y buenos mecá--nicos para que éstas funcionen correctamente y su reparación en--caso de ser necesaria, se lleve a cabo en un plazo breve de tiem--po.

d) Se presentan dificultades cuando se levanta aceite de baja gravedad (menor de 15° API), debido a la fricción; además --los efectos de enfriamiento por expansión del gas ocasionan proble--mas de parafina, lo que aumenta éste problema.

e) Cuando se levantan bajos volúmenes de fluidos, con --grandes porcentajes de agua, se tendrá una baja eficiencia de le--vantamiento por efecto del colgamiento.

f) Para realizar un buen diseño, es necesario tener la --mayor información posible y que ésta sea precisa y confiable.

Es necesario que antes de determinar la selección del --sistema de Bombeo Neumático, se consideren los siguientes proble--mas:

- a) Problemas de hidratos y gas libre.
- b) Gas de inyección corrosivo.
- c) Problemas severos de parafina.
- d) Cambios en la presión de succión y descarga de las --compresoras.
- e) Cambios en las condiciones del pozo, especialmente de --clinación en la presión de fondo fluyendo y en el Índice de productividad.
- f) Levantamiento de volúmenes a grandes profundidades.

- g) válvula de interferencia o punto de inyección múltiple.

## 2.- Bombeo Neumático Intermitente<sup>a</sup>.

El Bombeo Neumático Intermitente consiste en producir periódicamente un determinado volumen de aceite que es impulsado por el gas de inyección a alta presión en forma de baches.

El gas se inyecta en la superficie al espacio anular por medio de un regulador, interruptor o por la combinación de ambos; éste gas pasa posteriormente a la tubería de producción a través de una válvula que va insertada a la tubería de producción; cuando la válvula abre, el fluido proveniente de la formación que se ha estado acumulando dentro de la tubería de producción, es expulsado al exterior en forma de tapón o bache de aceite a causa de la energía del gas. Sin embargo, debido al fenómeno de resbalamiento de 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 bache de aceite en formación. Después de que la válvula cierra, transcurre un periodo de inactividad aparente, en el cual la formación productora continúa aportando fluido al pozo, hasta formar un determinado volumen de aceite, con el que se inicia otro ciclo.

Este tipo de bombeo es recomendable cuando se tienen las siguientes características:

- a) Pozos que producen bajos volúmenes de fluidos.
- b) Profundidades someras.
- c) Bajas relaciones gas-aceite.
- d) Alta presión de fondo fluyendo y bajo Índice de productividad.

e) Baja presión de fondo fluyendo y alto Índice de productividad.

El Bombeo Neumático Intermitente tiene muchas de las mismas ventajas y limitaciones que el Bombeo Neumático de Flujo Continuo y los factores que deben ser considerados para su diseño son similares.

#### Ventajas<sup>7</sup>.

a) El Bombeo Neumático Intermitente requiere una  $Pwf$  menor que los sistemas de flujo continuo.

b) Tiene la capacidad de manejar bajos volúmenes de fluidos con  $Pwf$  relativamente bajas.

#### Limitaciones<sup>7</sup>.

a) Está limitado a pozos con bajos volúmenes.

b) Las variaciones en el gasto y en la  $Pwf$  pueden ocasionar daño en pozos con dispositivo de control de arena. La arena producida puede obstruir la tubería de producción o la válvula de pie. También el gas causa fluctuaciones superficiales y problemas al manejar los fluidos.

c) El resbalamiento se incrementa con la profundidad y la producción de agua hace que el sistema sea muy ineficiente. Con el uso de émbolos viajeros, se puede reducir el resbalamiento.

d) Este sistema artificial de producción requiere frecuentes ajustes. El operador debe alternar los gastos de inyección y el periodo de recuperación del pozo para incrementar la producción y mantener bajo el volumen de gas empleado.

En la Fig. 2.4 se muestra la operación del Bombeo Neumático Intermitente.

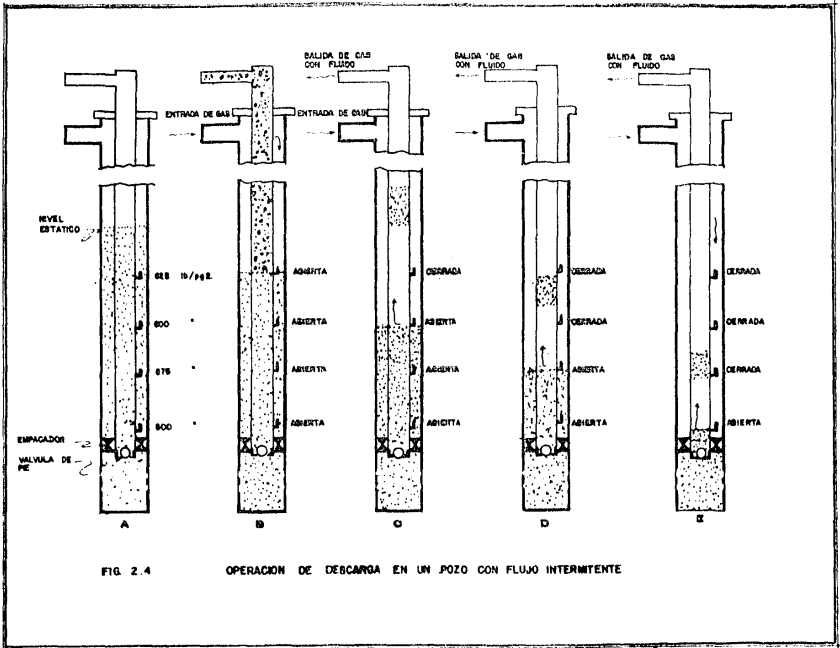


FIG. 2.4

OPERACION DE DESCARGA EN UN POZO CON FLUJO INTERMITENTE



### 2.3 Bombeo Electrocentrifugo<sup>9</sup>.

Entre los sistemas artificiales de producción empleados actualmente en pozos petroleros, el denominado Bombeo Electrocentrifugo sumergido presenta características que le dan ventajas - sobre los demás sistemas, para hacer producir a los pozos bajo - ciertas condiciones.

Las características que conducen a la selección de este sistema como el método de bombeo más adecuado, son los siguientes<sup>7</sup>:

- 1) Se puede emplear en pozos muy desviados (arriba de -- 80°).
- 2) Los controles subsuperficiales ocupan un espacio mínimo.
- 3) El método es seguro y limpio, se recomienda para operaciones en ambientes urbano y marítimo.
- 4) Generalmente considera un gran volumen de bombeo, para preveer incrementos de volumen y porcentajes de -- agua ocasionados por el mantenimiento de la presión y por operaciones de recuperación secundaria.
- 5) Permite continuar produciendo el pozo, aún cuando se esté perforando y haciendo trabajos a otros pozos vecinos.

Los componentes de este sistema de producción artificial son los siguientes:

- 1.- Equipo superficial.
  - a) Bola colgadora.
  - b) Cable superficial.
  - c) Caja de unión.

- d) Tablero de control.
- e) Transformadores.

2.- Equipo subsuperficial.

- a) Bomba sumergible.
- b) Protector o sección sellante.
- c) Motor sumergible.
- d) Separador de gas.
- e) Cable.

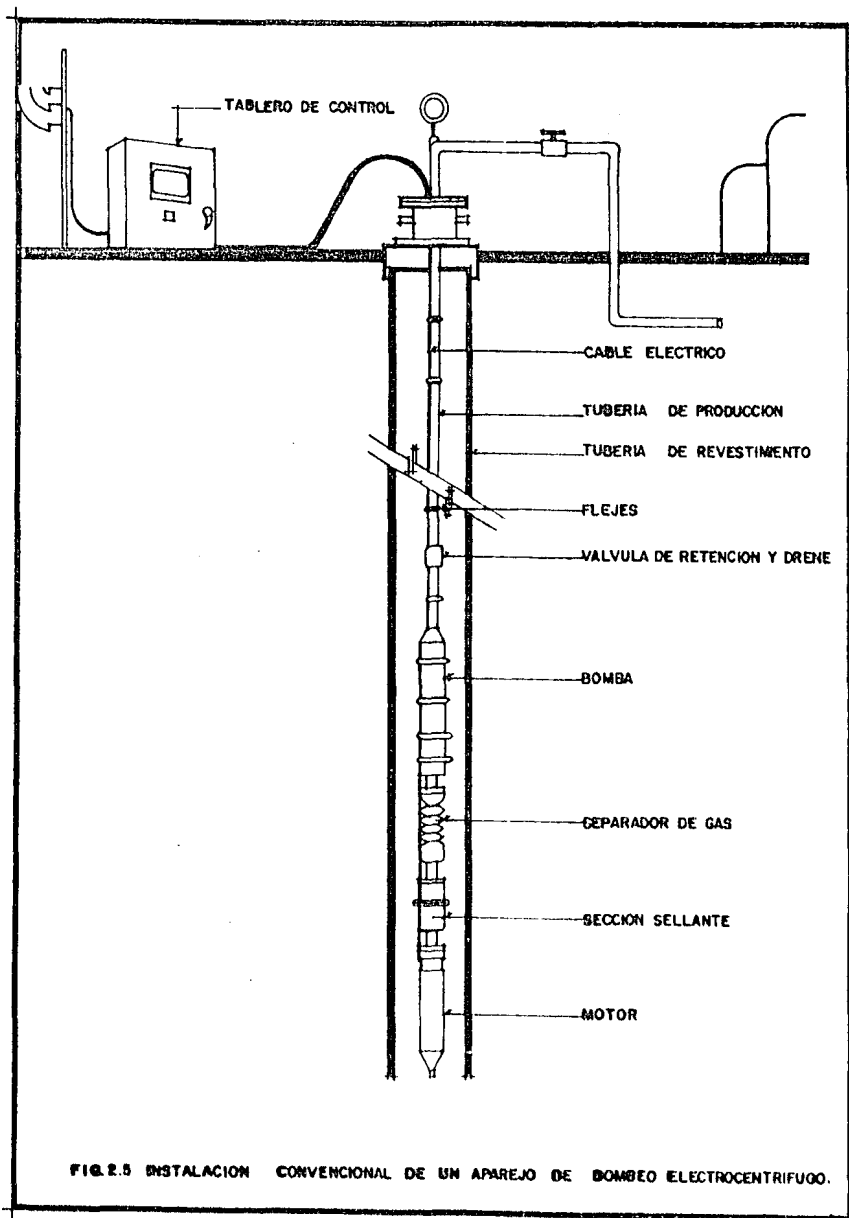
El sistema de bombeo opera sumergido en el fluido del pozo y suspendido en el extremo inferior de la tubería de producción, generalmente por arriba de la zona de disparos.

La integración de todos los componentes del equipo tanto superficial como subsuperficial es indispensable, ya que cada uno ejecuta una función esencial en el sistema para obtener en la superficie el gasto de líquido deseado, manteniendo la presión necesaria en la boca del pozo.

En un diseño, es importante determinar principalmente el tamaño y número de etapas que se requieren en la bomba y la potencia del motor, ya que resultan significativamente afectados ante la presencia de gas libre en los fluidos que se bombean.

Como en cualquier sistema artificial de producción, es importante realizar un diseño cuidadoso, para seleccionar una bomba capaz de manejar con máxima eficiencia el volumen de fluidos en su interior para obtener buenos resultados.

En la Fig. 2.5 se muestra una instalación convencional de un aparejo de Bombeo Electrocentrifugo.



## 2.4 Bombeo Hidráulico.

El Bombeo Hidráulico es relativamente nuevo en la Industria Petrolera, ya que el primer sistema comercial fue introducido en 1932. Este sistema artificial de producción es de dos tipos:

- 1.- Bombeo Hidráulico tipo Pistón.
- 2.- Bombeo Hidráulico a chorro.

El Bombeo Hidráulico tipo Pistón, consta de una máquina-reciprocante acoplada directamente a una bomba de pistón. Como se muestra en la Fig. 2.6.

La operación de este tipo de Bombeo es de la siguiente forma: El fluido motriz a alta presión entra a la unidad por la parte superior hasta un extremo del cilindro motriz, forzando al pistón hacia el otro extremo; cuando el pistón termina su carrera, la válvula motriz, accionada por la varilla de la válvula, cambia automáticamente el sentido del fluido motriz, de tal forma que envía fluido a un extremo del cilindro y permite la salida por el otro extremo del fluido motriz empleado y en forma alternativa. Este movimiento es transmitido al pistón de producción, desplazando hacia la superficie al aceite producido que entra por la parte inferior de la sección de producción.

Este proceso está basado en el principio hidráulico que establece que "Si se ejerce una presión sobre la superficie de un líquido contenido en un recipiente, dicha presión se transmitirá en todas direcciones con igual intensidad".

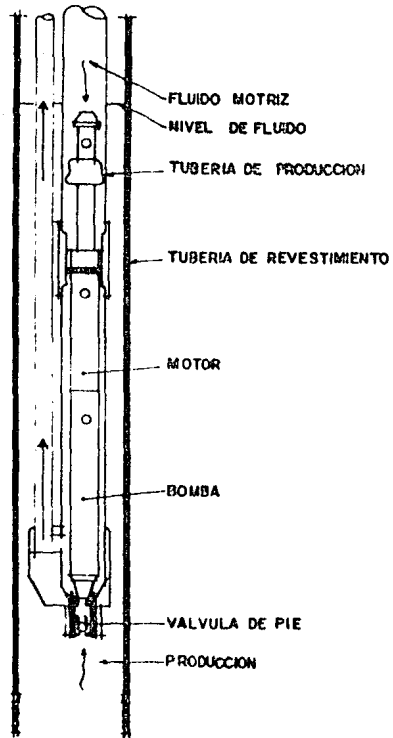


FIG. 2.6 BOMBA HIDRAULICA SUBSUPERFICIAL TIPO PISTON.

En este sistema artificial de producción, el fluido motriz puede ser manejado en dos formas:

a) Circuito abierto de fluido motriz.- la producción retorna a la superficie mezclada con el fluido motriz.

b) Circuito cerrado de fluido motriz.- la producción retorna a la superficie separadamente del fluido motriz.

En la Fig. 2.7 se muestran dos instalaciones de bombeo hidráulico tipo pistón más utilizadas en la Industria Petrolera.

Una parte muy importante del equipo superficial es la válvula de cuatro vías<sup>8</sup> la cual se encuentra instalada en la cabeza del pozo, esta válvula permite regular el fluido motriz, sus cuatro posiciones permiten la introducción, operación y extracción de una unidad de bombeo. En la Fig. 2.8 se muestra un sistema de bomba libre con tuberías paralelas en circuito abierto. En la Fig. 2.8(a) se muestra que la válvula de pie está cerrada y el pozo está lleno de fluido motriz. En la Fig. 2.8(b), se muestra como la unidad de bombeo es introducida al pozo, el fluido motriz fluye hacia abajo a través de la tubería de producción y retorna por la tubería de descarga, la válvula de pie se mantiene cerrada y se desplaza la unidad de bombeo hasta su asiento, donde el elemento de empaque de la bomba actuará en la cámara de fondo aislando el espacio anular y obligando al fluido motriz a entrar a la bomba y hacerla funcionar. En la Fig. 2.8(c) se muestra que al abrirse la válvula de pie por el vacío provocado en la carrera ascendente del pistón, el aceite producido entra a la unidad de bombeo, la cual lo impulsa hacia la superficie mezclada con el fluido motriz. En la Fig. 2.8(d), se invierte el flujo del fluido motriz, la válvula de pie se cierra y la unidad se desplaza hacia la superficie.

Como equipo superficial (además de separadores, tanques-etc. ) se requiere un sistema de limpieza del fluido motriz y una bomba. Comúnmente la mayoría de los sistemas de limpieza, --

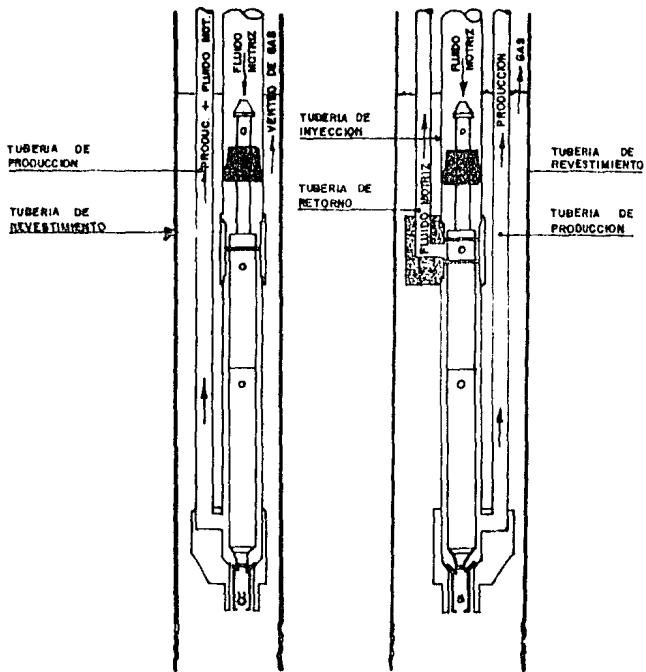


FIG. 2.7 ARREGLO PARALELO DE TUBERIAS.

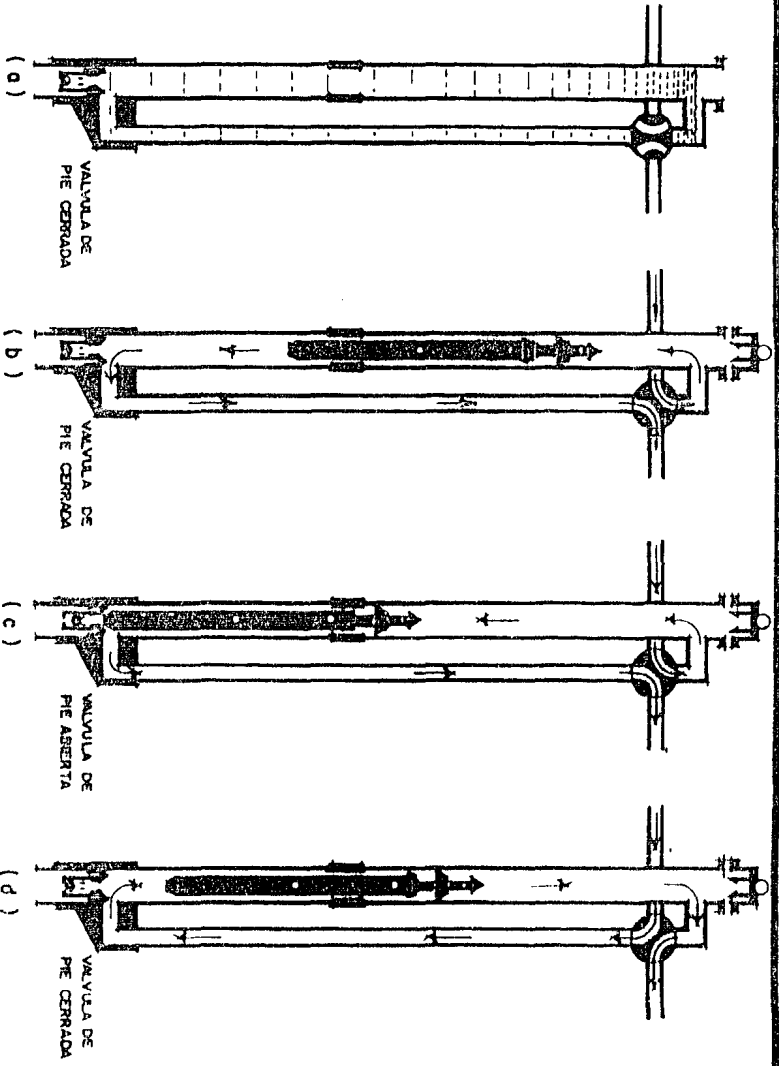


FIG. 28 SISTEMA DE "BOMBA LIBRE" CON TUBERIAS PARALELAS EN CIRCUITO ABIERTO.



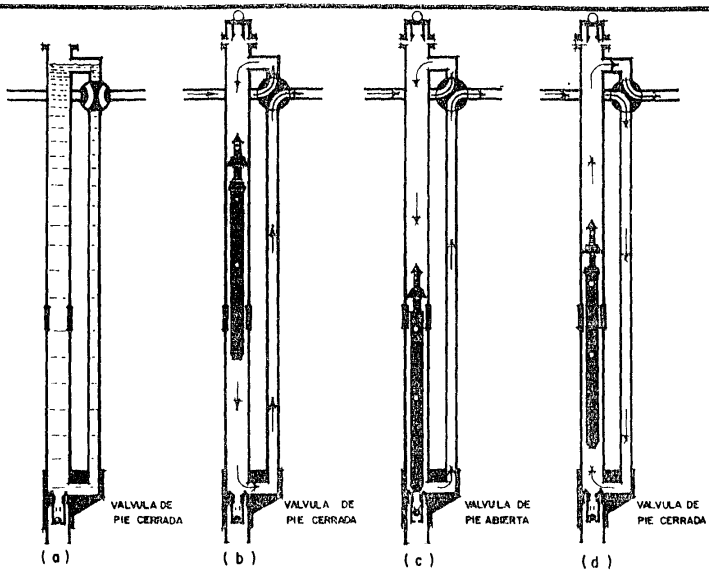


FIG.28 SISTEMA DE "BOMBA LIBRE" CON TUBERIAS PARALELAS EN CIRCUITO ABIERTO.

son colocados en tanques localizados en la batería. Algunas veces se usan desarenadores ciclónicos junto con los tanques. Las bombas superficiales pueden ser de tipo reciprocante (triplex o quintuples) y centrífugas de etapas múltiples.

Las capacidades máximas de levantamiento para bombas hidráulicas de desplazamiento positivo son las siguientes<sup>7</sup>:

Diámetro de la TP (pg)	Rango del nivel trabajo (pies)	Máximo desplazamiento de la bomba (bl/día)
2 3/8	6000 - 17000	1311 - 381
2 7/8	6000 - 17000	2500 - 744
3 1/2	6000 - 15000	4015 - 1357

NOTA: Estos gastos pueden ser duplicados con bombas TANDEM

Ventajas<sup>7</sup>.

a) Profundidad del pozo.- Las bombas de desplazamiento positivo son capaces de bombear hasta una profundidad de 17000 pies.

b) Control de velocidad de bombeo.- Cambiando el gasto bombeado de fluido motriz, la producción puede variar de 10 a 100% de la capacidad de la bomba.

c) Pozos desviados.- Estos no presentan problemas para el bombeo hidráulico.

d) Aceites viscosos.- Las bombas de desplazamiento positivo pueden manejar aceites viscosos. El fluido motriz se puede calentar o diluir para ayudar a levantar el aceite a la superficie.

e) Corrosión.- Para el control de la corrosión, se puede inyectar inhibidores químicos mezclados con el fluido motriz.

## Desventajas<sup>7</sup>.

a) Limpieza del fluido motriz.- Es muy importante para las bombas de desplazamiento positivo, remover los sólidos del fluido motriz. El mantenimiento de las bombas de émbolo superficial es - también afectado por estos sólidos.

b) Vida Útil de la bomba.- Su vida dependerá de la calidad del fluido motriz y de la profundidad a la que estará colocada.

c) Presión en el fondo del pozo.- Las bombas de desplazamiento positivo pueden bombear a una presión de fondo prácticamente de cero.

d) Personal experto.- Las bombas de desplazamiento positivo requieren de mayor atención que el Bombeo Jet y otros tipos de sistemas artificiales de producción. Hay dos razones para esto: - La velocidad de bombeo necesita ser controlada diariamente y los sistemas de limpieza del fluido motriz necesitan ser verificados frecuentemente para mantenerlos eficientemente en operación.

## C A P I T U L O 3

### BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET (A CHORRO)

En este tipo de sistema artificial, a diferencia del Bombeo Hidráulico Tipo Pistón, el equipo subsuperficial no contiene partes móviles y es de fácil operación, su funcionamiento es de la siguiente forma: El fluido motriz es introducido al pozo a alta presión, posteriormente pasa a través de una tobera donde la alta velocidad y la baja presión causan el arrastre de los fluidos producidos. La mezcla de fluidos pasa a través de un difusor, el cual reduce la velocidad y aumenta la presión lo suficiente para elevar los fluidos a la superficie. En este capítulo se analizarán las características más importantes de este sistema artificial de producción.

#### 3.1 Teoría del Bombeo Hidráulico Tipo Jet<sup>10</sup>.

El Bombeo Jet es un tipo de bombeo hidrodinámico que opera por medio de una transferencia de energía entre el fluido motriz y el fluido producido (Fig. 3.1).

El fluido motriz pasa a través de la tobera a alta presión; su energía potencial (energía de presión) es convertida en energía cinética; los fluidos del pozo se mezclan con el fluido motriz en la cámara de mezclado o tubería mezcladora, habiendo una transferencia de energía a los fluidos producidos que causa una elevación de energía en éstos: cuando la mezcla de fluidos sale de la cámara de mezclado está todavía a alta velo-

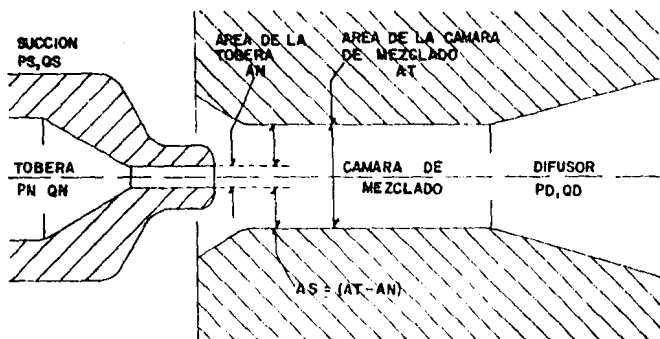


FIG. 3.1 NOMENCLATURA DE LA BOMBA JET.

AS-AREA ANULAR DE LA CAMARA DE MEZCLADO

AT-AREA DE LA CAMARA DE MEZCLADO

AN-AREA DE LA TOBERA

QD-GASTO EN LA DESCARGA

PD-PRESION DE DESCARGA

QN-GASTO EN LA TOBERA

PN-PRESION EN LA TOBERA

PS-PRESION DE SUCCION

QS-GASTO EN LA SUCCION

cidad, conteniendo energía cinética; los fluidos entran a un difusor donde se expanden lentamente, convirtiendo su energía cinética en una carga de presión estática suficiente para levantar los fluidos a la superficie, cuando ésta es mayor a la presión hidrostática.

En la Fig. 3.2 se muestran los elementos del Bombeo Hidráulico a chorro, las velocidades y presiones relativas del fluido motriz a través de la bomba.

En la Fig. 3.3 se muestran dos tipos diferentes de bombas Jet. La geometría básica de las secciones de trabajo (tobera, cámara de mezclado, difusor) de las dos bombas es muy similar, la diferencia principal radica en el recorrido del flujo dentro y fuera de las secciones de trabajo.

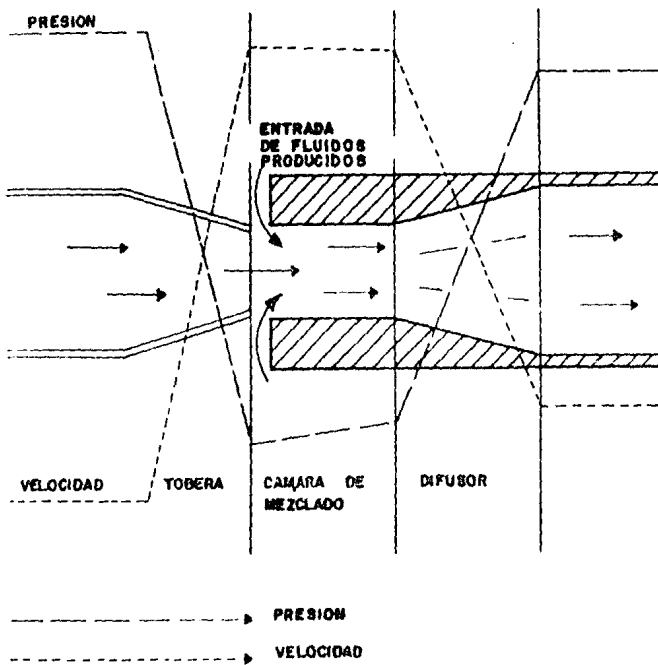


FIG 3.2 PERFIL DE PRESIONES Y VELOCIDADES EN LA TRAYECTORIA DE  
 UNA UNIDAD DE BOMBEO TIPO JET.

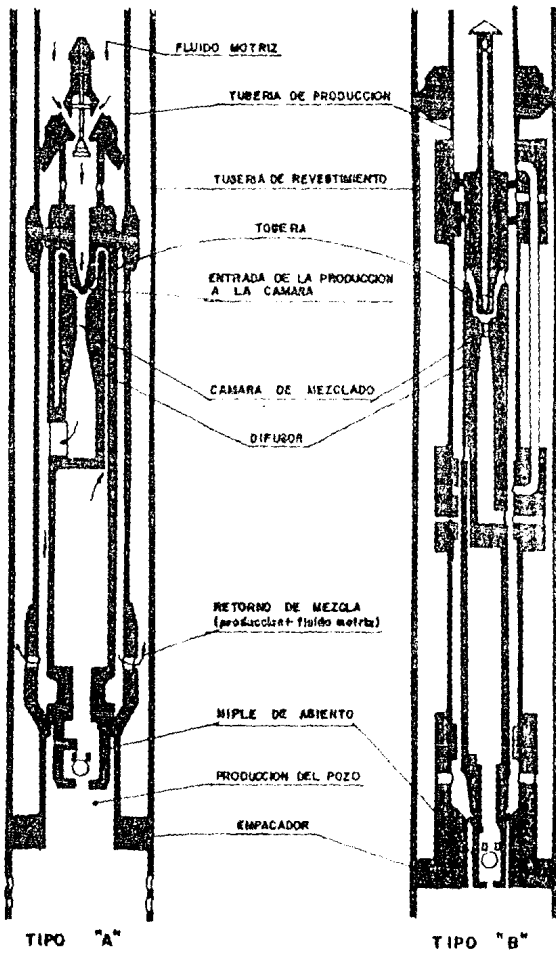


FIG. 3.3 BOMBAS HIDRAULICAS TIPO JET



### 3.2 Recolección, Inyección, Almacenamiento y Bombeo.

La operación económica y satisfactoria de cualquier sistema artificial de producción depende en gran medida de la efectividad y capacidad de la central de recolección, inyección, almacenamiento y bombeo, esta incluye principalmente el equipo superficial pero a continuación también se incluirá para mayor comprensión los componentes del equipo subsuperficial del Bombeo Hidráulico a chorro.

#### 3.2.1 Equipo Superficial.

##### a) Unidad de Potencia<sup>8</sup>.

La potencia requerida por el sistema de inyección del fluido motriz, es generalmente proporcionada por una unidad constituida por una bomba reciprocante tipo triplex vertical accionada por un motor eléctrico o de combustión interna. Aunque pueden usarse bombas reciprocantes de tipo duplex o quintuplex. La potencia de las unidades que han sido utilizadas son del rango de 1 a 100 HP, pero las más comunes son de 15 y 60 HP.

En la Fig. 3.4 se muestra una bomba triplex, ésta consta principalmente de tres secciones: Carter, cuerpo y monoblock. En el carter se encuentra una flecha tratada térmicamente para resistir altas velocidades, montada en cojinetes de baleros. El movimiento de la flecha se transmite a un cigüeñal por medio de un sistema de engranes de dientes helicoidales, este cigüeñal tiene tres juegos de biela y cruceta; cada cruceta está conectada a un conjunto integral de cilindro y pistón, mediante un vástago alojado en una camisa deflectora telescopiada, instalada en el cuerpo de la bomba. Una serie de válvulas de admisión y de descarga localizadas en la cabeza del monoblock, regulan el fluido motriz; estas bombas cuentan con válvulas de seguridad, retornos y una bomba auxiliar que alimenta a presión, el circuito de lubricación de los baleros, bielas y crucetas.

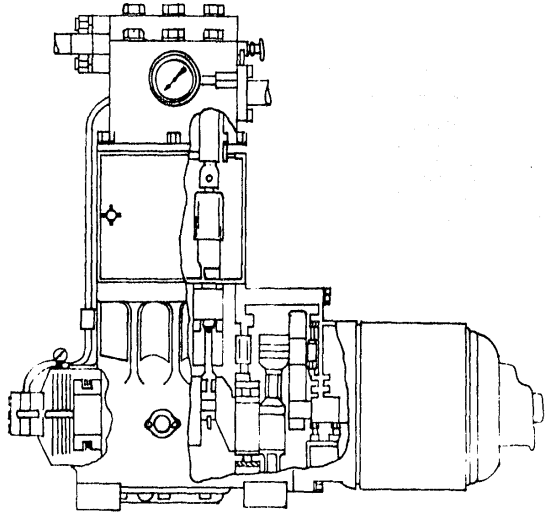


FIG. 3.4 BOMBA TRIPLEX

Su operación es de la siguiente forma: El fluido motriz-proveniente del tanque de almacenamiento, entra a la bomba por la parte inferior de la cabeza del monoblock, siendo descargada por la parte superior del mismo. Cuando el pistón inicia la carrera descendente, la carga hidrostática del tanque abre la válvula de admisión, permitiendo la entrada del fluido motriz; cuando el pistón invierte su carrera, se cierra la válvula de admisión, debido a que la presión ejercida sobre el fluido es mayor que la carga hidrostática. Cuando aumenta esta presión, se vence la resistencia del resorte de la válvula de descarga abriéndose ésta y permitiendo la salida del fluido motriz al sistema de inyección.

b) Componentes Auxiliares.

1) Bomba de carga o alimentación.

Esta bomba sirve para suministrar fluido motriz a la bomba triplex, cuando el nivel de la batería y el de la bomba es el mismo o cuando hay un desnivel importante. Esta bomba se emplea en la línea de succión y puede ser una bomba centrífuga o más comúnmente una bomba reciprocante con una válvula controladora de presión. Esta unidad generalmente está accionada por bandas desde el eje del motor triplex; pero con bombas centrífugas puede ser una unidad separada del motor.

La presión de operación requerida, depende de las condiciones del fluido y de la velocidad de la bomba triplex. Cuando el aceite está saturado con gas en el tanque del fluido motriz, se debe aplicar suficiente presión para compensar la fricción y las cargas de velocidad, para que todos los puntos en el sistema tengan una presión neta mayor que la presión de saturación del aceite.

Esta bomba suministra un exceso de presión adecuado, ya que descarga el fluido motriz a una presión de 25 a 100 lb/pg<sup>2</sup>.

## 2) Bombas para inyección de inhibidores químicos.

Estas bombas suministran sustancias químicas para reducir la corrosión en el sistema o ayudar a remover el agua, cuando la producción y el fluido motriz llegan al tanque de lavado. Este tratamiento subsuperficial considera la temperatura del pozo para ayudar a romper las emulsiones en el aceite.

## c) Cabezal de distribución<sup>8</sup>.

El cabezal de distribución consta de varios dispositivos que regulan el fluido que proviene de la bomba triplex. -- (Fig. 3.5). Estos dispositivos son los siguientes:

1) Medidores de desplazamiento positivo.- Permiten medir el volumen de fluido motriz inyectado, haciendo posible el cálculo de la eficiencia volumétrica en las unidades de bombeo.

2) Válvulas reguladoras de flujo.- Controlan el volumen de fluido motriz inyectado, sin importar la presión de operación que se tenga (Fig.3.6).

3) Válvulas reguladoras de presión.- Permiten el control automático de la presión de operación.

## d) Válvula de cuatro vías.

Es un dispositivo instalado en la cabeza del pozo que permite regular el flujo en sus cuatro posiciones las cuales -- permiten la introducción, operación y extracción de una unidad de bombeo.

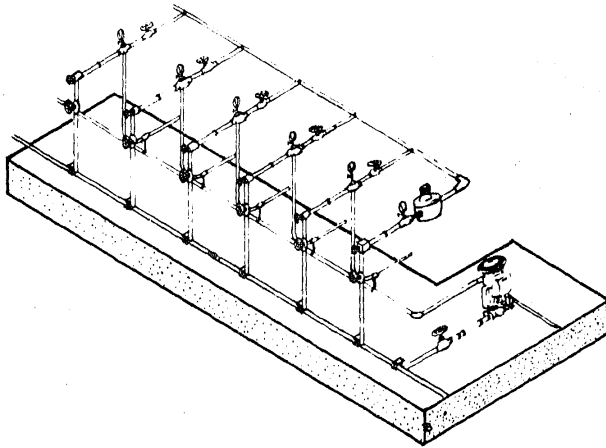


FIG. 3.5 CABEZAL DE DISTRIBUCION

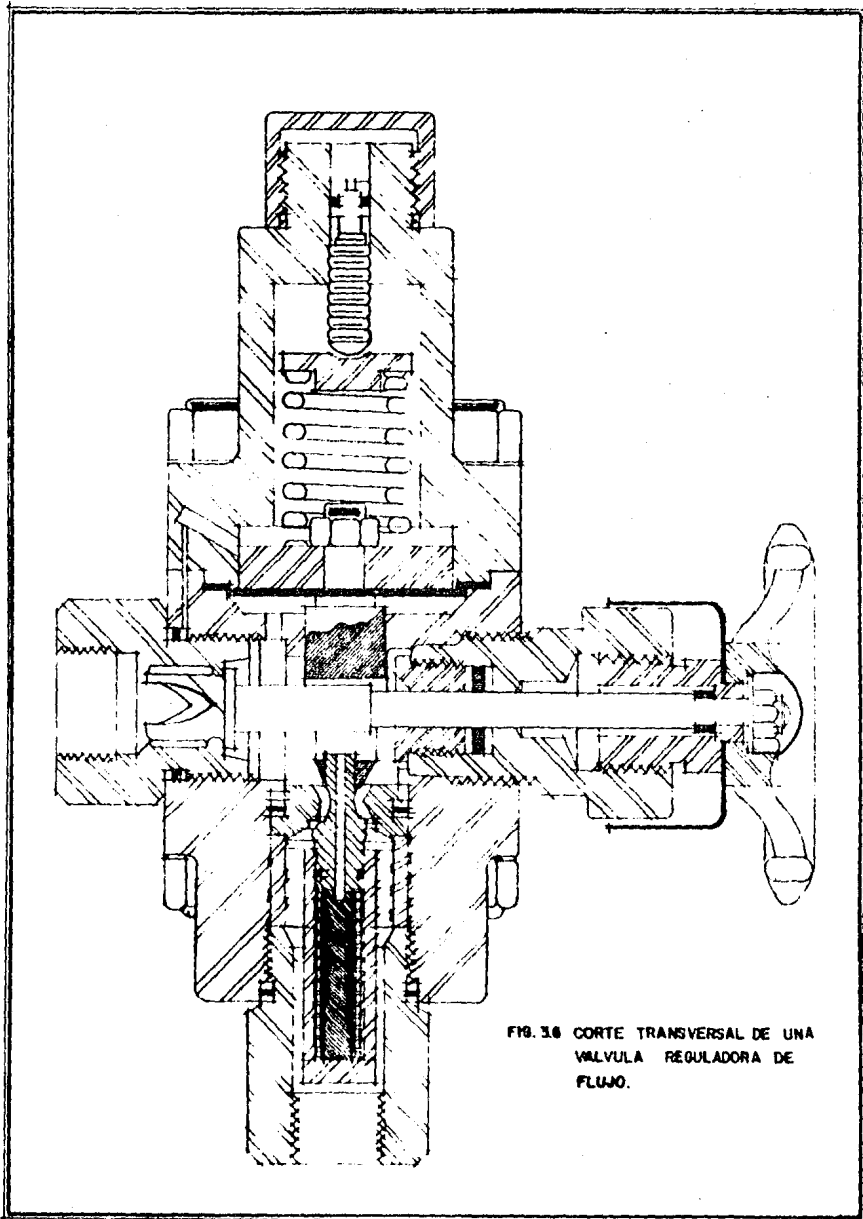


FIG. 3.6 CORTE TRANSVERSAL DE UNA VALVULA REGULADORA DE FLUJO.

### 1) Conexiones superficiales<sup>8</sup>.

En pozos con Bombeo Hidráulico tipo Jet, se emplea únicamente la sección del árbol de válvulas que corresponde a la última tubería de revestimiento; sobre esta sección se instala el cabezal donde van alojadas las tuberías utilizadas con los colgadores y empaque mecánico respectivos. En el carrete superior del -cabezal va enroscado un niple corto, en cuyo extremo está conec-tada la válvula de cuatro vías. El diseño del cabezal depende -- de la instalación subsuperficial.

### e) Central de Recolección, Almacenamiento y Bombeo.

Se puede disponer de una instalación para un solo pozo o un sistema integral, el cual suministrará de fluido motriz al -total de los pozos que se encuentran operando bajo el sistema -de Bombeo Hidráulico.

Tanto para un solo pozo como para un conjunto de pozos,- el equipo que incluirá esta instalación será el siguiente:

- 1) Tanque para suministro del fluido motriz.
- 2) Filtros.
- 3) Calentadores.
- 4) Tanque de lavado o asentamiento.
- 5) Deshidratadores eléctricos.
- 6) Separadores centrífugos.
- 7) Tanques de almacenamiento.

La función del sistema integral (para un conjunto de pozos), es proporcionar un fluido motriz con una calidad adecuada para el buen funcionamiento de todos los pozos que contemple el Bombeo Hidráulico.

En la Fig. 3.7 se muestra un sistema de tanques para almacenar y tratar el fluido motriz. La base de este sistema es un diseño que permite el movimiento lento del fluido en el interior del tanque de asentamiento y que además evita la formación de flujo turbulento o de burbujas de gas, que pudieran arrastrar impurezas hacia la succión de la bomba triplex.

En términos generales se recomiendan las siguientes especificaciones para los elementos que constituyen esta central:

1) Tanque de asentamiento.- El tanque de asentamiento es generalmente de 24 pies de altura, consta de tres anillos y está construido de acero. Un tanque de esta altura proporciona una carga adecuada por gravedad de flujo de aceite desde el tanque hasta la succión de la bomba. Si se requiere más de una bomba para este sistema, se puede colocar tanques de fluido motriz para cada bomba o se puede emplear un tanque de mayor capacidad, que es más económico y satisface mejor los requerimientos de la operación. Este tanque tiene una capacidad aproximada de 750 bl y está provisto de un sistema de drene apropiado.

2) Separador de gas.- El separador de gas es una parte esencial del tanque del fluido motriz (aceite). Si el gas no se separó lo suficiente del aceite, se puede introducir gas libre en el tanque de asentamiento causando agitación al fluido que está en el tanque. Para asegurar la estabilidad del asentamiento, son necesarias las siguientes especificaciones para el separador de gas:

- a) La altura de la entrada del separador de gas debe ser 4 pies arriba del domo del tanque de asentamiento, para permitir al fluido que entra que caiga y así, la agitación fomentará la separación gas-aceite.
- b) La sección superior del separador será de 3 pies de diámetro y 8 pies de altura mayor que la sección supe



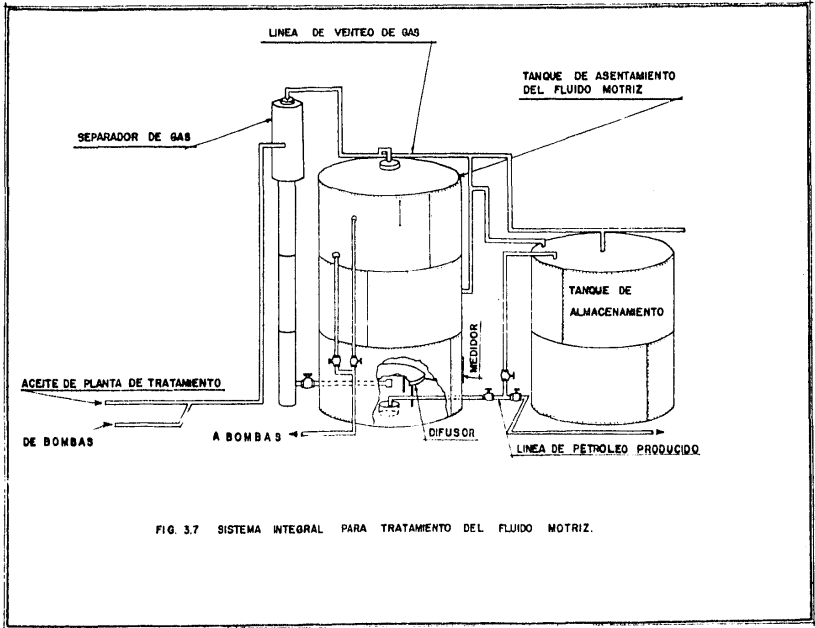


FIG. 3.7 SISTEMA INTEGRAL PARA TRATAMIENTO DEL FLUIDO MOTRIZ.

rior del tanque. Estos dos factores proporcionarán un depósito que absorberá el volumen de la agitación.

- c) La línea de gas que está colocada fuera de la altura máxima del separador, va unida con el tanque de asentamiento y la línea de venteo del tanque. Entonces el separador de gas producirá sobrecarga, con lo cual se evitará que el fluido o crudo asentado descargue en el domo del tanque de asentamiento, lo cual puede contaminar el aceite que absorbe la bomba triplex.
- d) La línea que conecta el separador de gas al tanque de asentamiento, debe ser al menos de 4 pg de diámetro para minimizar las restricciones al flujo durante la agitación del separador.

3) Difusor.- Cuando el aceite se introduce en el fondo de un tanque de gran capacidad y es elevado hacia el tope, tiende a canalizarse desde la entrada del tanque hasta la salida. Esto es, debido a que los fluidos canalizados se mueven más rápidamente que el resto del fluido en el tanque, el cual permanece relativamente sin cambio. El propósito del difusor es reducir la velocidad de entrada del fluido, distribuyendo el volumen en un área grande. Esto permite al fluido elevarse en un mayor tiempo. El difusor consiste de una placa redonda, aproximadamente de la mitad del diámetro del tanque con un costado de 4 pg el cual tiene 60°, dientes de sierra triángulares y cortes de ranura. Las ranuras proporcionan un ajuste de abertura automático para variar las cantidades de flujo. Este tipo de difusor debe ser instalado en el tope de todas las ranuras en un nivel plano, para prevenir que el fluido descargue debajo del lado más alto.

4) Nivel de control y salida del tanque del fluido motriz.- La localización del nivel de control y salida del tanque es importante, ya que establece el intervalo de asentamiento efectivo del tanque y controla en nivel del fluido. Todo el flui-

do sale desde el difusor elevándose hasta la línea de descarga - al tanque de almacenamiento. El fluido elevado arriba de este nivel, es la cantidad requerida para reemplazar el fluido empleado por la bomba. La localización de la línea de descarga al tanque de almacenamiento debe estar a 6 pies del difusor. La altura a la cual, el fluido almacenado debe elevarse en la tubería para escurrirse dentro del tanque de almacenamiento, determina el nivel del fluido en el tanque de asentamiento. Por esta razón, el control del nivel debe ser colocado a un mínimo de 18 pg del domo del tanque de asentamiento y el diámetro de la tubería empleada, debe ser suficiente para proporcionar una resistencia despreciable para el volumen de flujo requerido. La extensión en el tope del nivel de control, está conectado a la línea de gas para proporcionar un venteo, el cual mantendrá solo aceite en el tanque de asentamiento.

a) Salida del fluido motriz.- La salida del fluido motriz se debe colocar en el lado opuesto del tanque de almacenamiento, ya que el nivel del fluido en el tanque se mantiene aproximadamente a 18 pg desde la altura máxima del tanque. La salida superior debe ser colocada 3 pies abajo de la altura máxima del tanque para asegurar el nivel de aceite arriba todo el tiempo. La salida de emergencia del fluido motriz, debe localizarse abajo de la salida superior. La localización de ésta, dependerá de los requerimientos de emergencia estimados y de la capacidad del tanque. Una distancia de siete pies desde la altura máxima del tanque, generalmente es suficiente. Esta salida contiene una válvula que impide la entrada, durante las operaciones normales y que será utilizada cuando se cumpla el intervalo de asentamiento. La línea de alimentación a la bomba triplex debe estar instalada diametralmente opuesta a la línea de descarga al tanque de almacenamiento, para evitar la canalización del fluido dentro del tanque. La línea de descarga de vapores, debe tener un diámetro mínimo de 3 pg y debe ser como todas las tuberías superficiales

les debidamente protegidas contra la corrosión.

F) Tuberías<sup>8</sup>.--Las tuberías superficiales y subsuperficiales que se emplean en un sistema de Bombeo Hidráulico, se seleccionan de acuerdo a el volumen que se va a manejar, a las presiones de operación y a las longitudes que se tiene que cubrir. En el agujero del pozo se presenta la limitación física debido a los diámetros interiores de las tuberías de revestimiento; éste es un factor fundamental en el diseño del sistema, equipo y tuberías que deberán utilizarse.

A continuación se presenta una clasificación general de tuberías superficiales:

1.- Tubería de alimentación a los tanques de almacenamiento del fluido motriz, ésta puede ser de 3, 4 y 6 pg de diámetro.

2.- Tubería de alimentación a las bombas triplex, esta puede ser de 3 y 4 pg.

3.- Tubería de descarga de las bombas triplex al cabezal de distribución, ésta es una tubería reforzada que puede ser de 1, 1½ y 2 pg.

4.- Tubería de descarga del cabezal de distribución a los pozos, ésta es una tubería reforzada que puede ser de 1, 1½ y 2 pg.

5.- Tubería de descarga del pozo a la batería de separadores, ésta es una tubería de línea de 3 y 4 pg.

Las tuberías subsuperficiales normalmente son reforzadas (J-55, N-80) y se unen entre sí por medio de coples colocados -- uno en cada tramo de la tubería de inyección. Se usa grasa se---

llante en los coples para evitar fugas. Los diámetros más usuales son los siguientes:

Tubería de inyección de 3/4, 1, 1½, 1½ y 2 pg.

Tubería de producción de 2, 2½, 3, 3½ y 4 pg.

Tubería de descarga de 3/4, 1, 1½ y 1½ pg.

Es importante hacer notar que para optimizar la extracción de los hidrocarburos tanto empleando métodos artificiales de producción como en pozos fluyentes, es necesario hacer el análisis como si se tratara de un sistema integral desde el yacimiento hasta la central de recolección, tomando en cuenta los efectos de diferentes arreglos de tubería de producción y tubería de descarga para minimizar las pérdidas por fricción en las tuberías y la contrapresión en la superficie.

### 3.2.2 Equipo Subsuperficial.

A) Bomba Jet.- La bomba Jet está constituida principalmente por los siguientes elementos:

Tobera

Cámara de entrada de los fluidos del pozo

Cámara de mezclado

Difusor

En la Fig. 3.8 se muestra una bomba subsuperficial típica; debido a que no tiene partes móviles, las bombas Jet son resistentes y toleran la corrosión y abrasión de los fluidos del pozo mejor que otras bombas.

Existen bombas compactas y bombas ensambladas. Las bombas Jet tienen alta capacidad de volumen y manejan gas libre, pero requieren una mayor presión de operación que las bombas hi---

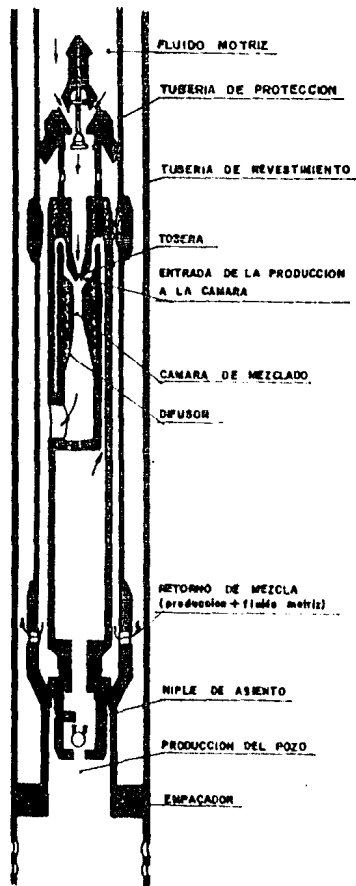


FIG. 3.6 BOMBA HIDRAULICA TIPO JET

dráulicas tipo pistón para evitar la cavitación.

En una bomba hidráulica tipo Jet, las únicas partes que sufren desgaste, son la tobera y la cámara de mezclado. Kobe National y Guiberson tienen diferentes tamaños y combinaciones de áreas de cámaras de mezclado y toberas que pueden ser substituidas, dependiendo de las necesidades que se tengan.

Kobe y National<sup>10</sup> incrementan el área de tobera y cámara de mezclado en una progresión geométrica. El factor de Kobe es  $10^{1/9} = 1.29155$  y el de National es  $4/\pi = 1.27324$ .

El sistema de áreas ofrecido por Guiberson<sup>10</sup> implica un concepto de progresión geométrica similar, pero no emplea el mismo factor sobre el rango total. En los tamaños pequeños, donde el cambio de potencia por medida es pequeño, el incremento de área es mayor que en el sistema Kobe y National. En los tamaños más grandes, las medidas de potencia son más altas y por lo tanto el porcentaje de incremento en el tamaño es menor que en el sistema Kobe y National, esto es para limitar el aumento en el incremento de potencia. Los tamaños ofrecidos por Guiberson cubren ligeramente un rango mayor que el de Kobe y National. Las medidas de área de cada fabricante se listan en la tabla 1.

La progresión exacta usada por Kobe y National establece un ajuste de relación de áreas entre las cámaras de mezclado y las toberas. Una tobera dada, emparejada con el mismo número de cámara de mezclado, dará siempre la misma relación de área (0.40 para el sistema Kobe y 0.383 para National) ésta es llamada la relación A. Sucesivamente las cámaras de mezclado más grandes emparejadas con una tobera dada, dan las relaciones B, C, D y E. En ambos sistemas, la medida de la bomba se diseña con la relación y con la medida de la tobera.

Ya que la progresión del tamaño de las toberas y de la cámara de mezclado en el sistema Guiberson no es constante en todo el rango, las combinaciones tobera-cámara de mezclado no producen relaciones exactas. Sin embargo, las relaciones que resultan cubren el mismo rango que los otros dos sistemas. Las relaciones reales se listan en la tabla 2.

En el sistema Guiberson, la bomba se diseña tomando en cuenta las medidas de la tobera y de la cámara de mezclado. En la tabla 2 también se incluyen las áreas anulares de las bombas Guiberson empleadas en los cálculos de cavitación. Las áreas anulares para las bombas Kobe y National están listadas en las tablas 3 y 4.

Las relaciones de área más ampliamente utilizadas están en un rango de 0.400 y 0.235. Las relaciones de área mayores de 0.400 se emplean algunas veces en pozos muy profundos con grandes volúmenes de producción o sólo cuando la presión de fondo fluyendo requiere un paso de flujo anular grande para evitar la cavitación.

En la Fig.3.9 se observa que el comportamiento de las curvas de grandes relaciones de área muestran valores mayores del parámetro de recuperación de presión ( $N$ ) dentro de las regiones de máxima eficiencia. Debido a que  $N$  es una medida de la elevación de presión en el fluido producido, las mayores relaciones de área están para altos levantamientos netos, es decir, cuando se tienen sólo gastos de producción menores que los gastos del fluido motriz ( $M < 1.0$ ). Las áreas menores desarrollan menos carga, pero pueden producir más fluido que el que se utilizó como fluido motriz ( $M > 1.0$ ).



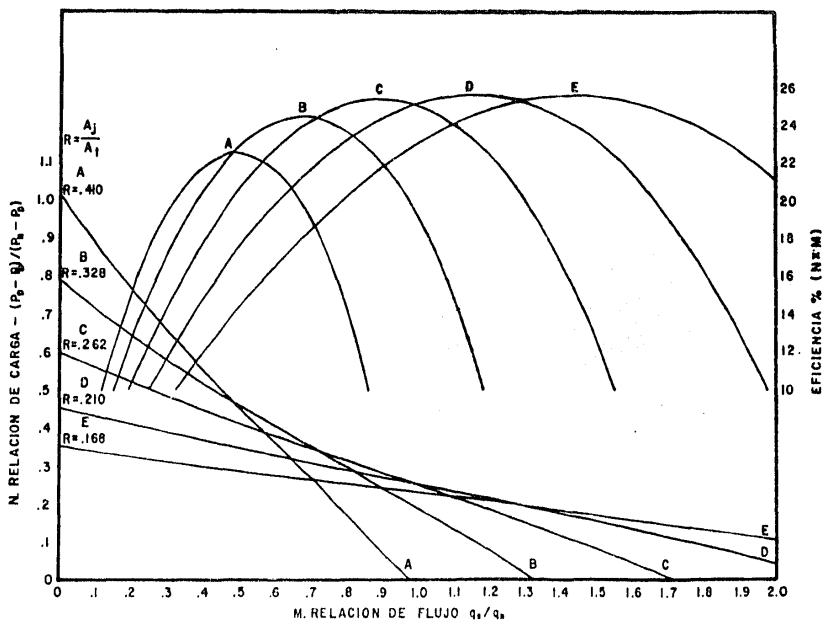


FIG. 3.9 GRAFICA DE N. CONTRA M. PARA DIFERENTES VALORES DE R.

TABLA NUM. 1

Tamaños de diámetros de tobera y cámaras de mezclado de bombas Jet

K O B E		N A T I O N A L		G U I B E R S O N	
Tobera	C. mezc.	Tobera	C. mezc.	Tobera	C. mezc.
Núm. Area	Núm. Area	Núm. Area	Núm. Area	Núm. Area	Núm. Area
1	0.0024	1	0.0060	1	0.0024
2	0.0031	2	0.0077	2	0.0081
3	0.0040	3	0.0100	3	0.0104
4	0.0052	4	0.0129	4	0.0131
5	0.0067	5	0.0167	5	0.0167
6	0.0086	6	0.0215	6	0.0212
7	0.0111	7	0.0278	7	0.0271
8	0.0144	8	0.0359	8	0.0346
9	0.0186	9	0.0464	9	0.0441
10	0.0240	10	0.0599	10	0.0562
11	0.0310	11	0.0774	11	0.0715
12	0.0400	12	0.1000	12	0.0910
13	0.0517	13	0.1292	13	0.1159
14	0.0668	14	0.1668	14	0.1476
15	0.0863	15	0.2154	15	0.1879
16	0.1114	16	0.2783	16	0.2392
17	0.1439	17	0.3594	17	0.3046
18	0.1858	18	0.4642	18	0.3878
19	0.2400	19	0.5995	19	0.4938
20	0.3100	20	0.7743	20	0.6287
		21	1.0000		
		22	1.2916		
		23	1.6681		
		24	2.1544		

K O B E			N A T I O N A L		
Tobera	C. mezc.	R	Tobera	C. mezc.	R
N	N-1	0.517 A	N	N-1	0.483 X
N	N	0.400 A	N	N	0.380 A
N	N+1	0.310 B	N	N+1	0.299 B
N	N+2	0.240 C	N	N+2	0.235 C
N	N+3	0.186 D	N	N+3	0.184 D
N	N+4	0.144 E	N	N+4	0.145 E

TABLA NUM. 2

Relaciones y áreas anulares (pg<sup>2</sup>) para bombas Guiberson.

TOBERA	C.M.	000	00																
AA	R	0,36	0,22																
	AS	0,0028	0,0056																
CC	C.M.	0,000	00	0	1														
	R	0,64	0,40	0,27	0,20														
	AS	0,0016	0,0043	0,0076	0,0115														
BB	C.M.	00	0	1	2														
	R	0,54	0,37	0,27	0,20														
	AS	0,0032	0,0065	0,0105	0,0150														
A	C.M.	0	1	2	3														
	R	0,53	0,39	0,29	0,23														
	AS	0,0048	0,0088	0,0133	0,0185														
B	C.M.	0	1	2	3	4	5	6											
	R	0,92	0,66	0,50	0,40	0,30	0,25	0,21											
	AS	0,0009	0,0048	0,0094	0,0145	0,0219	0,0285	0,0357											
C	C.M.	1	2	3	4	5	6	7											
	R	0,86	0,65	0,51	0,39	0,32	0,27	0,23											
	AS	0,0020	0,0066	0,0118	0,0191	0,0257	0,0330	0,0408											
D	C.M.	3	4	5	6	7	8	9											
	R	0,74	0,56	0,46	0,39	0,32	0,27	0,22											
	AS	0,0064	0,0137	0,0203	0,0276	0,0354	0,0484	0,0628											
E	C.M.	4	5	6	7	8	9	10	11										
	R	0,77	0,63	0,53	0,45	0,36	0,30	0,25	0,20										
	AS	0,0074	0,0140	0,0212	0,0290	0,0420	0,0564	0,0722	0,0954										
F	C.M.	6	7	8	9	10	11	12											
	R	0,69	0,59	0,48	0,39	0,33	0,26	0,22											
	AS	0,0138	0,0217	0,0346	0,0490	0,0648	0,0880	0,1138											
G	C.M.	8	9	10	11	12	13	14											
	R	0,68	0,56	0,47	0,38	0,31	0,26	0,21											
	AS	0,0208	0,0352	0,0510	0,0742	0,1000	0,1320	0,1712											
H	C.M.	10	11	12	13	14	15	16											
	R	0,69	0,55	0,45	0,37	0,30	0,25	0,21											
	AS	0,0302	0,0534	0,0792	0,1112	0,1504	0,1945	0,2467											
I	C.M.	11	12	13	14	15	16	17											
	R	0,72	0,59	0,48	0,40	0,33	0,27	0,23											
	AS	0,0339	0,0597	0,0917	0,1309	0,1750	0,2272	0,2895											
J	C.M.	13	14	15	16	17	18	19											
	R	0,71	0,58	0,48	0,40	0,34	0,28	0,23											
	AS	0,0515	0,0908	0,1349	0,1871	0,2493	0,3256	0,4167											
K	C.M.	15	16	17	18	19	20												
	R	0,61	0,51	0,42	0,35	0,29	0,24												
	AS	0,1015	0,1537	0,2160	0,2922	0,3833	0,4928												

Tabla 2 (continuación)

	C.M.	16	17	18	19	20
L	R	0,63	0,52	0,44	0,36	0,30
	AS	0,1164	0,1787	0,2549	0,3460	0,4555
	C.M.	17	18	19	20	
M	R	0,66	0,55	0,45	0,48	
	AS	0,1287	0,2050	0,2961	0,3401	
	C.M.	18	19	20		
N	R	0,69	0,57	0,48		
	AS	0,1395	0,2306	0,3401		
	C.M.	19	20			
P	R	0,71	0,59			
	AS	0,1575	0,2670			

TABLA NUM. 3

Areas anulares de cámaras de mezclado (pg<sup>2</sup>) para bombas Kobe.

Tobera	A-	A	B	C	D	E
1		0,0036	0,0053	0,0076	0,0105	0,0143
2	0,0029	0,0046	0,0069	0,0098	0,0136	0,0184
3	0,0037	0,0060	0,0089	0,0127	0,0175	0,0231
4	0,0048	0,0077	0,0115	0,0164	0,0227	0,0308
5	0,0062	0,0100	0,0149	0,0211	0,0293	0,0397
6	0,0080	0,0129	0,0192	0,0273	0,0378	0,0513
7	0,0104	0,0167	0,0248	0,0353	0,0488	0,0663
8	0,0134	0,0216	0,0320	0,0456	0,0631	0,0856
9	0,0174	0,0278	0,0414	0,0589	0,0814	0,1106
10	0,0224	0,0360	0,0534	0,0760	0,1051	0,1428
11	0,0289	0,0464	0,0690	0,0981	0,1358	0,1840
12	0,0374	0,0599	0,0891	0,1268	0,1749	0,2382
13	0,0483	0,0774	0,1151	0,1633	0,2265	0,3076
14	0,0624	0,1001	0,1482	0,2115	0,2926	0,3974
15	0,0806	0,1287	0,1920	0,2731	0,3780	0,5133
16	0,1036	0,1668	0,2479	0,3528	0,4881	0,6629
17	0,1344	0,2155	0,3203	0,4557	0,6304	0,8562
18	0,1735	0,2784	0,4137	0,5885	0,8142	1,1058
19	0,2242	0,3595	0,5343	0,7600	1,0516	1,4282
20	0,2896	0,4643	0,6901	0,9817	1,3583	1,8444

TABLA NUM. 4

Áreas anulares de cámaras de mezclado (pg<sup>2</sup>) para bombas National.

Tobera	X	A	B	C	D	E
1		0,0040	0,0057	0,0080	0,0108	0,0144
2	0,0033	0,0050	0,0073	0,0101	0,0137	0,0183
3	0,0042	0,0065	0,0093	0,0129	0,0175	0,0233
4	0,0054	0,0082	0,0119	0,0164	0,0222	0,0296
5	0,0068	0,0104	0,0150	0,0208	0,0282	0,0377
6	0,0087	0,0133	0,0191	0,0265	0,0360	0,0481
7	0,0111	0,0169	0,0243	0,0338	0,0459	0,0612
8	0,0141	0,0215	0,0310	0,0431	0,0584	0,0779
9	0,0177	0,0274	0,0395	0,0548	0,0743	0,0992
10	0,0219	0,0350	0,0503	0,0696	0,0947	0,1264
11	0,0261	0,0444	0,0639	0,0886	0,1205	0,1608
12	0,0309	0,0564	0,0813	0,1130	0,1533	0,2046
13	0,0469	0,0718	0,1035	0,1438	0,1951	0,2615
14	0,0597	0,0914	0,1317	0,1830	0,2484	0,3316
15	0,0761	0,1164	0,1677	0,2331	0,3163	0,4223
16	0,0969	0,1482	0,2136	0,2968	0,4028	0,5377
17	0,1234	0,1888	0,2720	0,3779	0,5128	
18	0,1571	0,2403	0,3463	0,4812		
19	0,2000	0,3060	0,4409			
20	0,2546	0,3896				

### 3.3 Sistema de Tratamiento superficial del fluido motriz.

La función del sistema de tratamiento superficial, es proporcionar un suministro constante de fluido motriz adecuado, para hacer funcionar las unidades subsuperficiales de producción. En el sistema de tratamiento superficial se puede incluir todo el equipo relativo al manejo y tratamiento del fluido motriz.

Posiblemente el factor más importante en el funcionamiento eficiente de un Sistema de Bombeo Hidráulico, es la calidad del fluido motriz, debido a que éste recorre todo el sistema a través de la bomba triplex, el cabezal de distribución y la unidad de bombeo; por lo que cualquier impureza que arrastre (gas, sólidos o materiales abrasivos) causará un desgaste excesivo en estos mecanismos. Para asegurar la limpieza del fluido motriz es necesario tener un sistema de tanques para tratarlo y almacenarlo adecuadamente.

El fluido motriz puede ser petróleo crudo o agua, a los que se les habrá dado un tratamiento especial en la superficie; después del tratamiento, el fluido es enviado a la succión de las bombas reciprocantes, normalmente de tipo triplex, esta bomba inyecta a alta presión el fluido motriz hacia el cabezal de distribución donde se regula en función del volumen o de la presión requerida en cada pozo; en el pozo, el aceite pasa a través de una válvula de cuatro vías que permite el control de la dirección del flujo. En el caso del Bombeo Hidráulico a Chorro el fluido circula en forma descendente, haciendo operar la unidad de bombeo y retorna a la superficie mezclado con el aceite producido; es decir en un circuito abierto. ( Fig. 3.10).

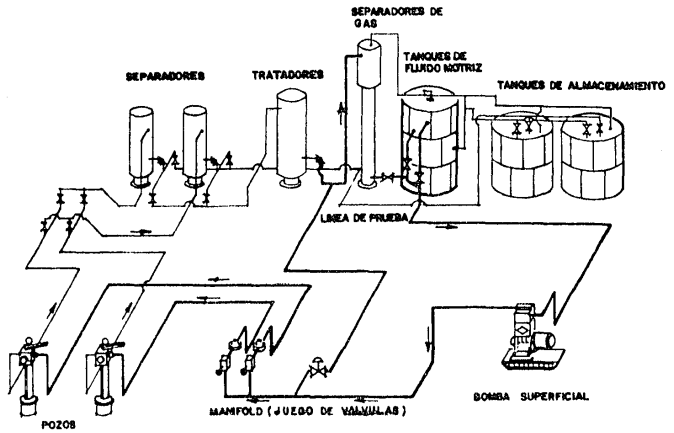


FIG.3.10 INSTALACIONES SUPERFICIALES ES UN SISTEMA ABIERTO DE FLUIDO MOTRIZ



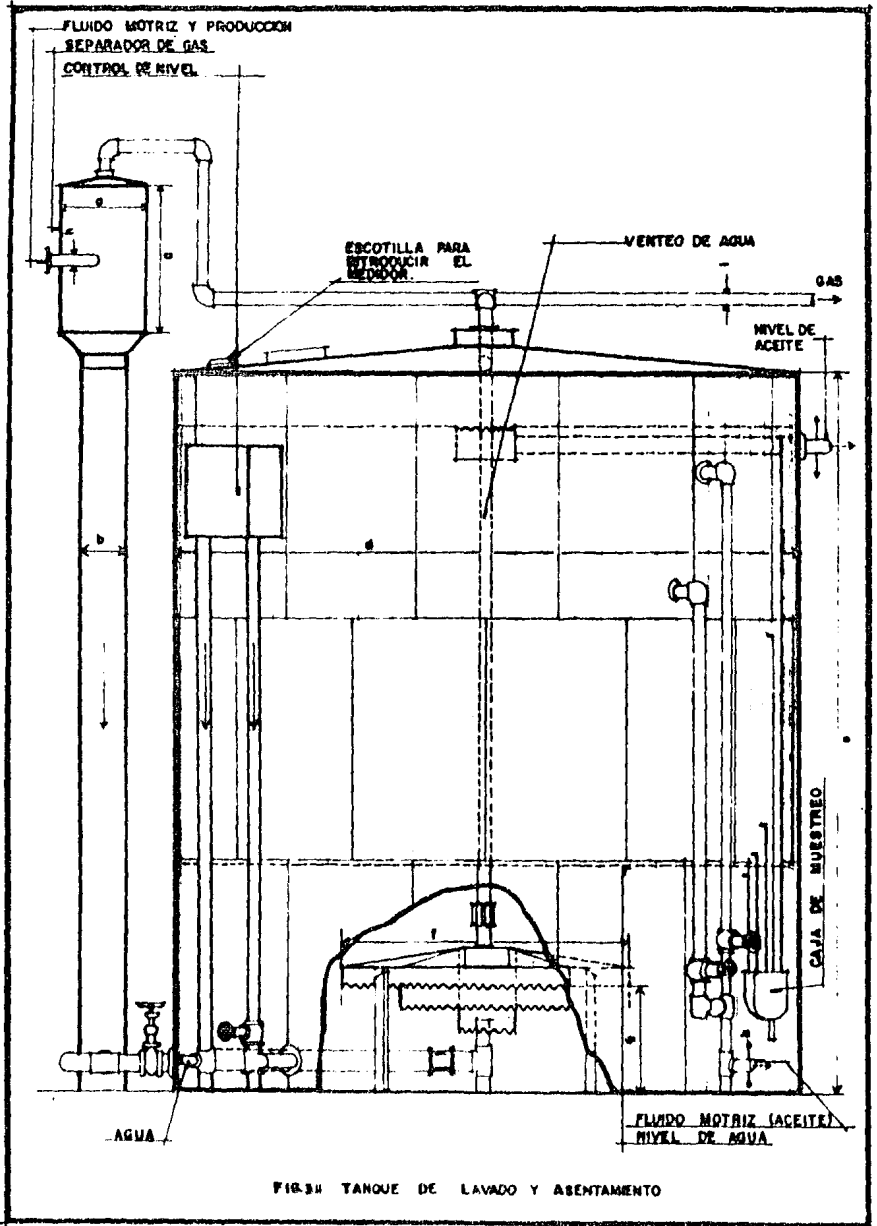
### 3.3.1 Fluido Motriz (aceite).

Es indispensable que el aceite reúna ciertas características para ser empleado como fluido motriz. Dependiendo de la naturaleza de éste, existen diferentes tratamientos que le proporcionarán los requerimientos necesarios para que cumpla su función satisfactoriamente. La principal función del sistema de tratamiento del fluido motriz, es eliminar una gran parte de agua y abrasivos para obtener un aceite con propiedades de lubricación razonables y libre de cualquier impureza que causaría corrosión excesiva o deterioro de las partes internas de la bomba.

Cuando se tiene un solo pozo produciendo por Bombeo Hidráulico Tipo Jet, se puede emplear un tanque, para suministrar el fluido motriz cuando la producción es limpia, este tanque también se puede utilizar para realizar pruebas en el pozo y observar si se ha descuidado la calidad del fluido motriz. Se emplean además filtros, que sirven para eliminar o reducir a un mínimo la cantidad de parafina y emulsión que se encuentra en suspensión en el aceite, estas unidades utilizan un calentador para elevar la temperatura del aceite y poner la parafina en solución, lo que al mismo tiempo ayuda a romper la emulsión.

Cuando se tiene varios pozos produciendo por el mismo sistema, es necesaria una instalación central, la cual tiene una línea de fluido motriz para cada pozo, se requiere además un tanque de lavado y asentamiento, en algunos casos con un tanque de almacenamiento con una capacidad igual a la del fluido motriz requerido en 24 hr. de operación.

En la Fig. 3.11 se muestra el arreglo de los tanques usados con bombas hidráulicas. El tanque de asentamiento es un separador por gravedad que está seccionado en tres partes: Un separa



dor de gas libre, un separador para el agua libre y un tanque de reposo para asentar los sólidos en suspensión y las gotas de agua o burbujas de gas de diámetro pequeño que no fueron removidas en los separadores. El separador de gas libre tiene una entrada tangencial cerca de la parte superior para los fluidos -- del pozo y una salida para el gas. Este separador tiene una sección amplificada en la parte superior para prevenir una sobrecarga de espuma dentro de la línea de gas. El separador puede ser externo y adyacente al tanque de lavado o interno, el separador de gas externo tiene la ventaja de que se puede detectar fácilmente la corrosión y se puede realizar la reparación sin alterar el tanque. El separador de gas interno tiene mayor pérdida de calor y da una mejor distribución de líquido en el tanque. El separador para agua es la sección más baja del tanque de lavado. El nivel de agua se controla por una placa de escape la cual puede ser ajustada si se desea. Normalmente casi una -- tercera parte del tanque de lavado es para la separación del volumen de agua. La mezcla de agua-aceite es descargada desde el separador de gas en el separador de agua, el cual distribuye el flujo uniformemente sobre la sección transversal del tanque.

La línea de separación entre el aceite y el agua no se observa claramente, debido a que la emulsión de agua en aceite -- se presenta en cantidades variables y forma una capa entre el agua y el aceite. El espesor de la capa de la emulsión varía mucho dependiendo de las características del aceite y particularmente de la tensión superficial. La tensión superficial en la interfase agua-aceite está influenciada por la cantidad de material sólido coloidal en el aceite o agua. La separación se efectúa lentamente en la capa de la emulsión. Frecuentemente se requiere el uso de calor y productos químicos para ayudar en el rompimiento de la emulsión. La separación por gravedad de pequeñas burbujas de gas, pérdida de agua o granos de arena siguen la Ley de Stoke cuando el número de Reynolds es  $\leq 1.85$ . La

velocidad final de asentamiento de éstas pequeñas partículas, limita la capacidad del fluido manejado en el tanque de lavado o a un gasto de fluido dado, el tamaño del tanque determina el tamaño de las partículas de sólidos o el líquido que permanece en el fluido. Cualquier partícula que tiene una velocidad final de asentamiento, menor que la velocidad vertical del fluido en el tanque de lavado será sobrecarga. El tamaño del tanque de lavado y asentamiento determina por lo tanto, el tamaño mínimo de grano de arena en el fluido motriz. Conforme a la ley de Stoke, la velocidad de asentamiento se determina por la siguiente ecuación:

$$Re \leq 1.85$$

$$v_s = \frac{4.146 d^2 (\rho_s - \rho)}{\mu} \quad \text{--- (9)}$$

Donde:

$v_s$  = Velocidad de asentamiento (pie/hr).

$d$  = Diámetro de las partículas (pg x  $10^{-3}$ ).

$\mu$  = Viscosidad del líquido (cp).

$\rho_s$  = Gravedad específica de las partículas suspendidas (adimensional).

$\rho$  = Gravedad específica del líquido (adimensional).

$k$  = Factor de forma: esfera=1. arena=0.65.

Cuando  $Re > 1.85$ , se puede utilizar la siguiente ecuación:

$$v_s = \frac{19.1 d^{1.14} (\rho_s - \rho)^{0.71} k}{\mu^{0.43} \rho^{0.29}} \quad \text{--- (10)}$$

Los tanques de lavado y asentamiento, mostrados en la Fig. 3.11 son seleccionados para dar una velocidad

vertical de 1.0 pie/hr suponiendo una distribución uniforme a través del tanque. Con esta velocidad la tabla 7 muestra que cualquier gota de agua más pequeña que 0.005  $\mu$ g de diámetro o cualquier grano de arena más pequeño que 0.001  $\mu$ g de diámetro será sobrecarga. Sin embargo la separación no depende enteramente del asentamiento de los granos individuales.

Para reducir la viscosidad del aceite de baja gravedad, se requiere de calentadores, los cuales también reducen la tensión superficial en la interfase agua-aceite. Para fluido motriz que requiere una pequeña cantidad de calor, se puede utilizar un motor con enfriamiento de agua; aproximadamente dos terceras partes del valor calorífico del combustible empleado por el motor puede ser transferido al aceite. Por lo tanto la temperatura en el aceite dependerá de la potencia aplicada por unidad de volumen. La elevación de temperatura será aproximadamente  $13^{\circ}\text{F}/1000\text{-lb}/\mu\text{g}^2$  de presión de operación. Si se utilizan productos químicos para ayudar a remover el agua, deben agregarse en el fluido-motriz.

También la parafina tiende a retener el agua y pequeñas-partículas de arena en suspensión interfieren con su asentamiento. Por lo tanto, para obtener un buen asentamiento de agua y arena la temperatura debe ser suficientemente alta para poner toda la parafina en solución, ésta varía con la cantidad y solubilidad de la parafina involucrada, pero usualmente es menor que  $100^{\circ}\text{F}$ .

Algunos deshidratadores eléctricos que se utilizan para tratamiento de fluido motriz, funcionan mediante corrientes directas de alto voltaje. Estos son capaces de remover agua y sedimentos bajo condiciones favorables (abajo de 2 ppm) y tamaños de grano de  $2\mu$ . Además el uso de unidades eléctricas incrementa sustancialmente la vida de la bomba.

\*  $1\mu = 1$  micrón.

En instalaciones con un gran número de pozos, generalmente se utiliza combinaciones de equipos entre los que se incluyen: separadores de gas, tanques de lavado y asentamiento, calentadores, deshidratadores eléctricos, tanques de almacenamiento y bombas para suministrar aceite a baja presión a las bombas triplex. La ubicación de estas unidades generalmente se encuentra en el tanque principal de la batería junto con varias bombas triplex. En este caso el fluido motriz puede distribuirse a los pozos en líneas individuales. Si el espaciamiento entre los pozos es de 40 acres o más, resulta más económico distribuirlo en una línea principal que servirá a varios centros de control, cada uno manejando un número conveniente de pozos.

Es conveniente, que frecuentemente (cuando menos 2 veces por mes) se lleve a cabo un análisis del fluido motriz para verificar su calidad. Este determina principalmente lo siguiente:

- 1) Gravedad API a 60°F.
- 2) % de agua y sólidos.
- 3) % de contenido de parafina.
- 4) Contenido de sal (lb/100 bl aceite).
- 5) Sulfuro de hierro (ppm).
- 6) Total de sólidos (ppm).
- 7) Estudio microscópico identificando los tamaños de los sólidos mayores de 1 micron.

De los resultados de 50 análisis de fluido motriz empleado en diferentes campos se determinó los siguientes rangos máximos permisibles para un fluido motriz:

- 1) Máximo contenido de sólidos (20 ppm).
- 2) Máximo contenido de sal (12 lb/100 bl de aceite).
- 3) Máximo tamaño de partículas (15 micron, en cantidades pequeñas).

Además, debido a que el análisis del fluido motriz mostró que el sulfuro de hierro o sulfato compuesto forman el volumen total de sólidos, se requiere el uso de inhibidores químicos para controlar el problema de la corrosión.

Generalmente el sistema de Bombeo Hidráulico utiliza aceite crudo como fluido motriz para transmitir potencia a la unidad de producción subsuperficial. El fluido proporciona la energía necesaria para operar la unidad, la cual levanta los fluidos del pozo a la superficie.

Por la seguridad del personal y del equipo, la selección de las partes componentes del sistema de tratamiento superficial se debe hacer bajo las especificaciones del equipo disponible diseñado para este sistema artificial. El equipo debe instalarse de acuerdo a los procedimientos de la industria y ser operado principalmente por personal capacitado.

### 3.3.2 Fluido Motriz (agua)

Es necesario, para emplear el agua como fluido motriz, someterla a un tratamiento que le proporcionará las condiciones necesarias para cumplir su función óptimamente.

En la Fig. 3.12 se muestra el diagrama de flujo de un sistema de tratamiento de agua, cuyos principales componentes se mencionan a continuación:

- a) Tanques precipitadores.
- b) Unidades de filtración.
- c) Tanques.
- d) Bombas de alimentación a deareadores.
- e) Unidades de bombeo o de alta presión.
- f) Redes de distribución.
- g) Medición y control.

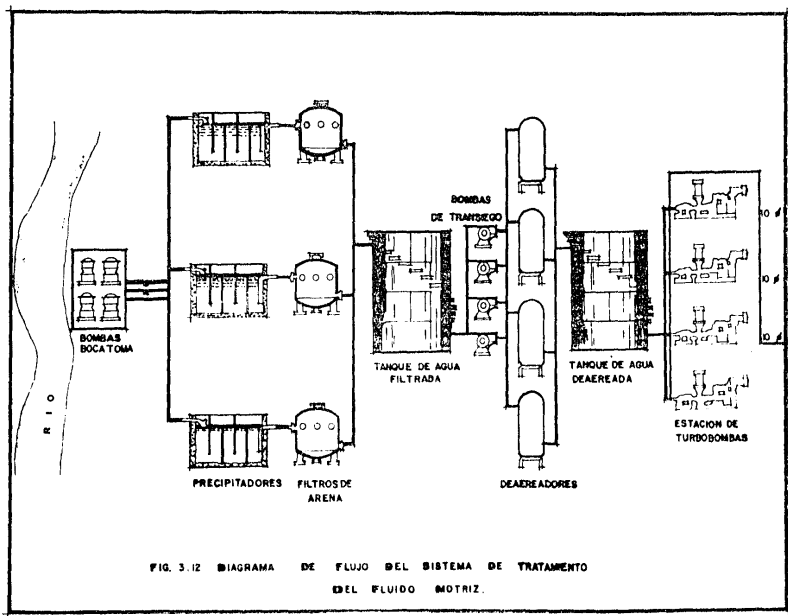


FIG. 3.12 DIAGRAMA DE FLUJO DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DEL FLUIDO MOTRIZ.



a) Tanques precipitadores.

Estos tienen una capacidad de proceso de aproximadamente 50 000 bl/día y su función es separar los sólidos en suspensión por efectos químicos y de asentamiento.

b) Unidades de filtración.

La capacidad de las unidades de filtración es de aproximadamente 10 000 bl/cfa. Realizan su operación en tres fases o etapas: enjuague, filtración y lavado.

c) Tanques deareadores.

La función de los tanques deareadores es eliminar los gases no condensables (oxígeno, bióxido de carbono) que están disueltos en el agua. Estos tanques trabajan por vacío; el agua entra por la parte superior del deareador y atraviesa una zona empacada con anillos rasihig, los cuales aumentan la superficie de contacto vacío-agua. Los gases se desprenden por efecto de la baja presión que existe en el interior del deareador. Estos están diseñados para trabajar a una presión de 620 mm de Hg sobre la base de 70°F de agua.

d) Bombas de alimentación a deareadores.

e) Unidades de bombeo o de alta presión.

Estas unidades pueden ser moto-bombas o turbo-bombas.

f) Redes de distribución.

Pueden ser de varios tipos, dependiendo de las características que tenga la central de distribución, el sistema puede estar formado por acueductos que pueden operar en paralelo desde la central de distribución donde se bifurca un acueducto troncal que abastece a la unidad central de distribución, o también se pueden tener ramales de inyección directamente a los pozos.

g) Medición y Control.

La medición y control de los volúmenes de agua que se inyectan a cada pozo, se lleva a cabo desde la central de distribución correspondiente. Los volúmenes se cuantifican con registradores de flujo de presión diferencial (medidor de orificio). Para el control de agua empleada como fluido motriz, se instala en los pozos una válvula macho y una válvula de flujo ajustable.

Por otra parte, la medición del agua cruda se efectúa en dos registradores de flujo instalados en la línea de alimentación a los tanques precipitadores; en tanto que el volumen de agua bombeado a los pozos, se mide con registradores de flujo instalados en la descarga de cada unidad de bombeo de alta presión.

Las principales fuentes naturales abastecedoras de agua son: ríos, presas, lagunas, pozos y el mar. Independientemente de la fuente abastecedora, el agua se recibe en una presa, en donde se le agrega un algicida para prevenir la formación de algas, permaneciendo almacenada durante un tiempo determinado lo que permite que una parte de los sólidos en suspensión se precipiten, posteriormente, el agua se envía a la planta de tratamiento; el agua cruda pasa primero por el tanque de clarificación, en donde se le añaden calhídra y sulfato de aluminio al que al mezclarse con el agua facilitan el depósito de la materia en suspensión y parte de la materia disuelta, añadiéndose también cloro, que actúa como bactericida y elimina materia orgánica disuelta. La dosificación es variable y depende de las condiciones del agua. Después el a--

fluyente del tanque pasa bombeado o por gravedad (dependiendo de las características topográficas del terreno) a un sistema de filtros y posteriormente a un tanque de almacenamiento; de este tanque es succionada por unas bombas que alimentan el desafeador, el cual funciona por vacío, eliminando gases disueltos en el agua -- que son perjudiciales al equipo dirigiéndose después a la succión de las bombas de alta presión y de aquí a los pozos de Bombeo Hidráulico tipo Jet.

De igual forma que el aceite, el agua debe ser sometida a un análisis periódico, que comprende las siguientes características:

Determinación	Agua Filtrada	Agua deareada
1 Temperatura °C	ambiente	ambiente
2 Turbidez como SiO <sub>2</sub> ppm	0.4 - 0.8	1.0
3 Dioxido de carbono ppm	-	0.0
4 Oxígeno disuelto ppm	-	menos de 1.0
5 Calcio ppm como CaCO <sub>3</sub>	mínimo	mínimo
6 Dureza total como CaCO <sub>3</sub>	"	"
7 Sulfatos ppm como SO <sub>4</sub>	"	"
8 Alcalinidad a la Fenoftaleina	0 - 2	0 - 2
9 Alcalinidad al anaranjado de metilo	mínima	mínima
10 PH	8.1 - 8.3	8.1 - 8.3
11 Solidos totales disueltos como Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> ppm	mínimo	mínimo
12 Oxígeno disuelto como materia orgánica	0.0	0.0
13 Indice de Langelier	0.0 - 0.2	0.0 - 0.2
14 Indice de estabilidad	7.0	7.0
15 Cloro residual ppm	1.0	0.6
16 Aminas como octodeal amina ppm	0.0	5 a 7
	3.40	

Determinación	Agua Filtrada	Agua deareada
17 Análisis bacteriológico	negativo	negativo
18 Análisis Sulfato--reductores	negativo	negativo

### 3.4 Representación Matemática<sup>10</sup>.

Cada fabricante de bombas Jet, ofrece un gran número de - tamaños de tobera y cinco o más cámaras de mezclado para cada tobera. Debido a que no hay estandarización de estos tamaños entre-proveedores, el número de comportamiento de curvas es muy grande, esto se complica además por la variabilidad en el comportamiento de posibles curvas con diferentes presiones en la tobera. Para -- simplificar esto, fue necesario elaborar una representación matemática unificada.

Una primera presentación por Gosline y O'Brien<sup>10</sup> y además desarrollada por Cunningham<sup>10</sup>, hizo posible una serie de ecuaciones que describen el comportamiento de bombas geométricamente similares.

Debido a que estas ecuaciones están desarrolladas adimensionalmente, se aplican para todos los tamaños de bomba.

Considerando ecuaciones de momento para la tobera, paso - de succión, cámara de mezclado y difusor, fueron deducidas las si guientes ecuaciones:

Flujo en la tobera (bl/dia).

$$QN = 832 AN \sqrt{(PN-PS)/GN} \quad \text{--- (11)}$$

Donde:

QN = Gasto de flujo a través de la tobera (bl/dia).

AN = Area de flujo de la tobera (pg<sup>2</sup>).

PN = Presión en la entrada de la tobera (lb/pg<sup>2</sup>).

PS = Presión en la succión de la bomba {Pwf}  
(lb/pg<sup>2</sup>).

GN = Gradiente del fluido motriz pasando a través  
de la tobera (lb/pg<sup>2</sup>/pie).

Relación del área (adimensional).

$$R = AN/AT \quad \text{---} \quad (12)$$

Donde:

R = Relación adimensional del área de la tobera y  
cámara de mezclado.

AT = Area de flujo de la cámara de mezclado.

Relación de flujo de masa (adimensional).

$$M = (QS \times GS)/(QN \times GN) \quad \text{---} \quad (13)$$

Donde:

M = Relación adimensional de flujo másico.

QS = Gasto en la succión de la bomba (producción)

GS = Gradiente de los fluidos producidos

Relación de presión (adimensional).

$$N = (PD - PS)/(PN - PD) \quad \text{---} \quad (14)$$

Donde:

N = Relación de recuperación de presión adimensional.

PD = Presión de descarga de la bomba

$$N = \frac{(2R + ((1-2R)(M^2 R^2) / (1-R)^2) - (1+KTD)R^2(1+M)^2)}{((1+KN) - (2R + ((1-2R)(M^2 R^2) / (1-R)^2) - (1+KTD)R^2) \times (1+M)^2)} \quad (15)$$

Donde:

KTD = Coeficiente de pérdidas en la cámara de mezclado y el difusor.

KN = Coeficiente de pérdidas en la tobera.

Eficiencia.

$$EFF = N \times M = \left( \frac{PD - PS}{PN - PD} \right) \times \left( \frac{QS \times GS}{QN \times GN} \right) \quad (16)$$

Donde:

EFF = Eficiencia de la bomba Jet

Area de cavitación (pg).

$$ASM = (AT - AN) = QS/69 \sqrt{PS/GS} \quad (17)$$

Donde:

ASM = Area mínima anular para evitar la cavitación (pg<sup>2</sup>).

El gasto de flujo en la tobera (Ec.11) se puede reconocer como la expresión para flujo a través de un orificio. La Ecuación 12 define R como la relación entre el área de la tobera y el área de la cámara de mezclado. La ecuación 13 define un coeficiente de flujo másico adimensional igual a la relación de flujo del gasto de la producción o de la succión para un tiempo de flujo del gasto en la tobera y el gradiente de flujo en la tobera. La ecuación 14 define una relación de presión adimensional, físicamente, ésta es la relación de la elevación de presión impartida a el fluido producido y la presión perdida por el fluido motriz en la bomba. La ecuación 15 es una fórmula para las presiones adimensionales de la ecuación 14 en término de la relación de áreas (R), de la relación de flujo de masa (M) y de los coeficientes de pérdidas KN y KTD. Estos coeficientes de pérdidas se determinaron experimentalmente y son similares al coeficiente de pérdidas en orificio y al coeficiente de pérdidas por fricción en la tubería. La ecuación 14 y la ecuación 13 se combinaron para dar por resultado la eficiencia expresada en la ecuación 16, ésta se interpreta como la relación de la potencia adicionada al fluido producido y la potencia perdida por el fluido motriz. la ecuación 17 derivada a partir de la ecuación de flujo en orificio para la producción del área de flujo anular en la entrada de la cámara de mezclado, define la mínima área de flujo requerida para evitar la cavitación si el gasto de flujo de la succión es QS y está a una presión de PS. Esta ecuación supone que la presión en la entrada de la cámara de mezclado es cero en cavitación.

En la Fig. 3.9 se muestra una curva de comportamiento para una relación típica de áreas de tobera y cámara de mezclado de 0.50, 0.40, 0.30, 0.25, 0.20 y 0.15. El fluido motriz y el fluido producido son de igual densidad. Se utilizó un coeficiente de pérdidas en la tobera de 0.03 y un coeficiente de pérdidas en la cámara de mezclado - difusor de 0.20. Se puede observar -

... que cada relación de curvas de área, tiene asociada una curva de eficiencia y que hay una relación más eficiente para un valor dado de relación de flujo de masa adimensional. Estas curvas representan el tipo de comportamiento -no cavitación- obtenido a partir de bombas Jet comúnmente utilizadas por National, Kobe y Guiberson. Si se opera bajo condiciones de cavitación, se tendrá desviaciones en estas curvas.

Las ecuaciones presentadas anteriormente son para líquido, pero debido a que el gas está presente en algunos pozos y --afecta el comportamiento de la bomba, Cunningham elaboró una simple pero útil aproximación. Este autor encontró que si el volumen de gas libre se adiciona al volumen de líquido como si fuera líquido, el comportamiento de la bomba sigue razonablemente las curvas estándares del pozo. Entonces la ecuación (13) quedó:

$$M = ((QS + QG) / QN) (GS/GN) \quad - - - (18)$$

Un trabajo de Standīng<sup>h</sup>, para una variedad de condiciones del fondo del pozo, dió como resultado una correlación empírica para el gas más el factor de volumen del líquido, el cual, cuando es sustituido en la Ec.18, dá como resultado:

$$M = QS ((1+2.8(RGA/PS)^{1.2}) (1-Wc)+Wc) x (GS/(QN \times GN)) \quad - - - (19)$$

Donde:

RGA = Relación gas-aceite (pie<sup>3</sup>/bl).

Wc = Porcentaje de agua.

Se requiere una corrección por cavitación para el gas. - Suponiendo que el flujo estrangulado dentro del área anular de la cámara de mezclado, es más o menos, el chorro del fluido motoriz, se requiere un área adicional para el paso del gas, esta -



... área es:

$$AG = QS ( 1-wc ) RGA/24.650 PS \quad \text{----(20)}$$

Donde:

AG = área para el paso de gas ( pg )

Entonces la ecuación 17, considerando gas queda:

$$AMS=QS ( 1/691\sqrt{GS/PS} + (1-wc)RGA/24650 PS) \quad \text{---(21)}$$

### 3.5 Cavitación.

Al diseñar una bomba, para una carga y un gasto determinado, se debe escoger la velocidad específica más alta, ya que ello redundaría en una reducción en tamaño, peso y costo. Sin embargo, existe un límite inferior para el tamaño de la bomba; en este caso, el factor que se debe tener en cuenta, es el incremento de la velocidad del líquido. Ya que los líquidos son fluidos que se vaporizan, se presenta el fenómeno de cavitación, el cual fija dichos límites.

En el Bombeo Hidráulico tipo Jet, es muy importante considerar las características de cavitación de las bombas. Debido a que las áreas de flujo de la tobera y de la cámara de mezclado definen un paso anular de flujo en la entrada de la cámara, se tendrá por resultado un notable incremento en la velocidad del fluido, lo que a su vez ocasionará una caída de presión pudiéndose por lo tanto, presentar el problema de cavitación.

La cavitación se define, como la vaporización local de un líquido, debido a las reducciones locales de presión por la acción dinámica del fluido. Este fenómeno está caracterizado por

la formación de cavidades o burbujas, las cuales se llenan con vapor del mismo líquido que se está bombeando. Estas burbujas de vapor son altamente comprimidas, tan pronto como alcanzan regiones de alta presión, en su camino a través de la bomba.

La condición física para que ocurra la cavitación es que se requiere que la presión disminuya por cualquier concepto, hasta el valor de la presión de vapor correspondiente a la temperatura del líquido. La reducción de la presión absoluta en el interior de la bomba, hasta aquella correspondiente a la presión de vapor, puede ser general para todo el sistema o únicamente local esta última puede producirse sin que haya cambio en la presión promedio.

Una caída general de presión se puede deber a las siguientes causas:

- 1) Incremento en la elevación estática de succión.
- 2) Una disminución en la presión absoluta del sistema, como sucede en el caso de succión hecha desde recipientes que operan con cierto vacío.
- 3) Un incremento en la temperatura del líquido que se bombea, lo cual tiene el mismo efecto que una disminución en la presión absoluta del sistema.

La disminución local en la presión, se puede deber a cualquiera de las siguientes causas dinámicas:

- 1) Un incremento en la velocidad por aceleración de la bomba.

2) Separación y contracción del flujo (viscosidad).

3) Una desviación en la trayectoria normal de la corriente, tal como sucede en un cambio de dirección pasando a través de una obstrucción.

La cavitación, se manifiesta de diversas formas y en todos los casos afecta adversamente el funcionamiento de la bomba, pudiendo dañar seriamente las partes de la misma. A continuación se mencionan los principales signos de la existencia de cavitación:

a) Ruido y vibración.

El ruido y la vibración es causada, por el aplastamiento súbito de las burbujas de vapor, tan pronto como éstas alcanzan las zonas de alta presión dentro de la bomba. Estos signos de cavitación, también pueden aparecer cuando se opera la bomba dentro de su rango normal y la carga de succión no es suficiente -- para suprimir la cavitación. En todas las bombas, que operen en puntos notablemente diferentes de aquel de su mejor eficiencia, se presentarán ruidos y vibraciones en diferentes grados de intensidad, dependiendo de lo cercano o lejano que se encuentre el punto actual de operación de la bomba de aquél de su mejor eficiencia. En estas condiciones, la admisión de pequeñas cantidades de aire dentro de la bomba en la succión, elimina completamente el ruido. El aire sirve de colchón amortiguador cuando sobreviene el aplastamiento de las burbujas de vapor. Este problema es más fuerte en bombas de mayor tamaño.

b) Caída repentina en las curvas características de carga-capacidad y eficiencia.

Esta señal aparece en grado diferente en bombas de diferentes velocidades específicas. La forma que adopta una curva al llegar al punto de cavitación varía con la velocidad específica de la bomba en cuestión. En bombas de velocidad específica baja, las curvas características de carga - capacidad eficiencia y potencia inclusive, descienden súbitamente cuando la capacidad de la bomba se incrementa hasta el punto donde se alcanza la cavitación. Con velocidades específicas altas, las curvas características descienden a lo largo del desarrollo de la curva hasta llegar al punto donde descienden súbitamente debido a la presencia de cavitación. El grado de descenso en las curvas carga - capacidad y eficiencia depende de la velocidad específica y de la presión de succión, incrementándose para altas velocidades específicas y bajas presiones de succión.

Para evitar o reducir la cavitación se puede tomar en cuenta los siguientes factores:

1. Tener un conocimiento completo de las características del fenómeno en la bomba.
2. Conocimiento de las condiciones de succión existentes en el sistema.
3. Realizar un buen diseño para que la selección de la tobera y de la cámara de mezclado sea la adecuada en un caso en particular.

## Eficiencia.

La eficiencia de una instalación de Bombeo Hidráulico - tipo chorro, se define como la relación de la potencia ganada - por los fluidos del pozo y la potencia perdida por el fluido motriz.

En la Fig. 3.9 está graficada la eficiencia como una función de "M" y "N" respectivamente, estas curvas son para relaciones típicas de área de tobera y cámara de mezclado de 0.50, - 0.40, 0.30, 0.25, 0.20 y 0.15. En la elaboración de esta grafica se considero que el fluido motriz y el fluido producido son de - igual densidad, así mismo se emplearon los coeficientes de pérdidas establecidos por Gosline y O'Brien, es decir:

$$KN = 0.03 \qquad KTD = 0.20$$

donde KN es el coeficiente de pérdidas en la tobera y KTD es el coeficiente de pérdidas en la cámara de mezclado-difusor.

Es muy importante tomar en cuenta las consideraciones bajo las cuales la bomba Jet opera con una mayor eficiencia, lo - que se logra principalmente evitando que la bomba trabaje con - cavitación.

Las curvas adimensionales presentadas por Kobe, National y - - Guiberson contemplan eficiencias que están dentro de un rango -- del 26 al 33% operando bajo condiciones de no cavitación.

### 3.6 Ventajas y desventajas.

Como cualquier sistema artificial de producción, el Bombeo hidráulico a chorro tiene ventajas y desventajas. Por lo tanto su selección debe estar basada en un diseño confiable en el que se habrán tomado en cuenta todas las consideraciones necesarias para preveer un éxito en el proyecto.

#### Ventajas.

a) Las bombas hidráulicas tipo Jet no contienen partes móviles debido a que trabajan sobre caídas de presión y cambios de velocidad a través de la tobera, esto permite el empleo de fluido motriz de relativa calidad, lo que no ocurre con las bombas hidráulicas tipo pistón.

b) La bomba subsuperficial puede ser circulada fácilmente en sistema "libre".

c) En este sistema artificial de producción, la profundidad no es una limitante, se pueden levantar volúmenes considerables a grandes profundidades (de 500 bl/día a 10000 bl/día) - dependiendo de la combinación de tobera y cámara de mezclado.

d) El Bombeo Hidráulico a chorro puede ser instalado en pozos desviados.

e) Cuando decrece la presión de fondo fluyendo, se puede instalar fácilmente una bomba tipo pistón, debido a que el equipo en el fondo del pozo es el mismo para los dos sistemas.

f) Este sistema es aplicable en pozos con terminaciones múltiples.

g) El sistema es bueno para levantar aceites viscosos, ya que se puede emplear un fluido motriz con baja viscosidad.

### Desventajas.

a) Los costos iniciales de operación son altos, principalmente por el equipo de alta presión, líneas de fluido motriz y cabezales del pozo.

b) Debido a que se requiere una presión alta, los costos de mantenimiento del equipo superficial pueden ser elevados.

c) En algunas instalaciones se requiere de dos sartas de tubería de producción.

d) Es difícil obtener, pruebas veraces del pozo en pozos de bajo volumen.

e) Puede haber pérdidas de fluido motriz en la superficie por fallas del equipo.

f) Se requiere manejar grandes volúmenes de aceite, cuando se emplea como fluido motriz.

g) La corrosión y los abrasivos pueden dañar la tobera.

h) Si el personal de operación no está debidamente capacitado, puede existir peligro por la alta presión de operación del fluido motriz, teniéndose además peligro de incendio en el sistema de tratamiento superficial del fluido motriz, cuando se trata de aceite.

## C A P I T U L O 4

### DISEÑO COMPUTARIZADO DE UNA INSTALACION

#### DE BOMBEO HIDRAULICO A CHORRO

Debido a la complejidad de los cálculos que intervienen en el diseño de una instalación de Bombeo Hidráulico a chorro, se hace necesario el empleo de un programa de cómputo que facilite la optimización de las posibles combinaciones de tobera y cámara de mezclado y seleccionar la más adecuada. En este capítulo se realiza un análisis detallado de una instalación de Bombeo Hidráulico a chorro, empleando un procedimiento computarizado. Este procedimiento se programó en lenguaje Basic, para ser procesado en una computadora electrónica del sistema Radio shack PC-2.

No es necesario que el usuario conozca programación para poder emplear el programa, debido a que éste está elaborado en forma conversacional.

#### 4.1 Factores a considerar para un diseño óptimo.

Los factores que se deben tomar en cuenta para la elaboración de un diseño son numerosos. A continuación se explican brevemente los más importantes:

##### a) Características de producción.

Las características del yacimiento que se necesitan incluir en el diseño son: El comportamiento de afluencia o Índice de productividad, el gasto de producción (líquido), el porcentaje de agua y la relación gas-líquido.

##### 1.- Comportamiento de afluencia.- La capacidad de un pozo



de producir fluidos es un factor crítico en la selección del equipo del sistema artificial (Visto en el capítulo 1).

2.- Producción de líquidos.- La producción total de líquidos es un factor determinante. El Bombeo Hidráulico tipo Jet puede levantar altas producciones (desde 300 bl/día).

3.- Porcentaje de agua.- El agua producida influye directamente en la producción total: Por ejemplo algunos pozos, deben producir 2000 bl/día o más de agua para obtener 100 bl/día o menos de aceite. Altos porcentajes de agua afectan el comportamiento de afluencia debido a los efectos de permeabilidad relativa.

4.- Relación gas-líquido.- La relación gas-líquido influye directamente en el diseño.

#### b) Propiedades de los fluidos.

Las propiedades que mayor influencia tienen en el diseño son: Viscosidad del aceite, Factor de volumen del aceite y densidad, siendo también importantes pero de menor influencia la viscosidad del agua, la solubilidad del agua y la tensión superficial.

1.- Viscosidad.- El Bombeo Hidráulico tipo Jet, puede levantar aceites muy viscosos, empleando aceite de menor viscosidad como fluido motriz, reduciéndose así las pérdidas de presión en la sarta de la tubería de producción, sin embargo se requiera de equipo adicional para tratar el aceite, lo que incrementará los costos de operación.

2.- Densidad.- La densidad de los fluidos producidos es un factor importante. Mientras mayor sea la densidad del fluido, mayores serán las caídas de presión por lo tanto, empleando un fluido motriz de baja densidad se reducirán las caídas de presión.

c) Características del agujero.

Las características que se toman en cuenta son las siguientes: Profundidad, diámetro de las tuberías, tipo de terminación y desviación del pozo.

1.- Profundidad.- Las bombas hidráulicas tienen buen funcionamiento a grandes profundidades (15000 pies).

2.- Diámetros de las tuberías.- Cuando el diámetro de la TP es pequeño, se puede anticipar un gasto de producción pequeño, pero si el diámetro es grande, causará un exceso de contrapeso de líquidos para gastos de flujo bajos. Además diámetros pequeños ocasionarán grandes pérdidas por resbalamiento, las cuales reducirán la eficiencia volumétrica de las bombas hidráulicas

3.- Tipo de terminación. El Bombeo Hidráulico tipo Jet opera eficientemente en pozos con terminaciones múltiples.

4.- Pozos desviados.- Grandes desviaciones no afectan la selección de este sistema artificial de producción, ya que no se reduce la eficiencia con este problema, sin embargo se requiere de energía adicional.

d) Equipo superficial.

El equipo superficial es un factor importante que debe tomarse en cuenta en el diseño de una instalación de Bombeo Hidráulico tipo Jet.

1.- Líneas superficiales de flujo.- Tres son los parámetros que afectan la magnitud de influencia que puede tener las líneas superficiales sobre la selección del equipo: Diámetro, longitud y terreno, la contrapresión en la boca del pozo y los gastos de flujo.

Además la producción de arena o la parafina pueden pre-

sentar problemas, ya que reducen el diámetro interior de la línea de flujo e incrementan la contrapresión, teniéndose que altas contrapresiones en la cabeza del pozo afectan adversamente la eficiencia de la bomba hidráulica tipo Jet, también una 'contrapresión adicional causará un incremento en la presión del fluido - motriz aproximadamente del triple de la presión en la cabeza del pozo.

2.- Presión de separación.- La presión de separación tiene una influencia directa sobre la presión en la cabeza del pozo.

e) Localización.

Puede ser un factor inicial determinante. El Bombeo Hidráulico tipo Jet no es muy usado en plataformas marinas debido al tamaño de las instalaciones superficiales.

f) Fuente de energía.

Es necesario determinar en el diseño cuál será el fluido motriz a utilizar (aceite o agua), tomando en cuenta costos de almacenamiento, transportación etc. para de esta forma seleccionar el equipo superficial más adecuado.

g) Problemas de operación.

Los problemas de operación más comunes son los siguientes: Arena, parafina, incrustaciones, corrosión, emulsiones, temperatura de fondo y temperatura de superficie.

1.- Arena.- La producción de abrasivos tales como la arena, causan problemas de erosión principalmente en la tobera de la bomba hidráulica.

2.- Parafina.- La acumulación de parafina en la sarta de la TP, en la cabeza del pozo o en las líneas de flujo causan contrapresión, lo cual reduce la eficiencia. La ventaja con el Bom-

beo Hidráulico tipo Jet es que en este caso se puede circular inmediatamente fluidos a altas temperaturas o inhibidores para resolver este problema.

3.- Incrustaciones.- La depositación de incrustaciones - también reduce el diámetro interior de la TP decreciendo con esto la eficiencia.

4.- Corrosión.- La corrosión en el interior del pozo puede ser causada por electrólisis entre diferentes tipos de metal, por H<sub>2</sub>S o CO<sub>2</sub> contenidos en los fluidos producidos, por alta salinidad o por oxigenación de los metales.

5.- Emulsiones.- Las emulsiones tienden a formarse a medida que se incrementan los porcentajes de agua producida o el empleo de agua como fluido motriz.

6.- Temperaturas del fondo del pozo.- Altas temperaturas reducen la vida operativa de las bombas hidráulicas.

#### 4.2 Descripción del programa.

A continuación se explica en forma detallada, la secuencia para la realización de un diseño computarizado de una instalación de Bombeo Hidráulico a chorro.

1.- Con los datos de gradiente de agua (GW), porcentaje de agua (WC) y gradiente del aceite (GO). Se determina el gradiente de producción en la succión de la bomba (GS).

$$GS = (GW)(WC) + (1-WC)GO$$

2.- Con los datos de producción o succión en la bomba --

(QS), presión de entrada en la bomba (PS) y relación gas-aceite (RGA), se calcula el área mínima necesaria para evitar cavitación (ASM).

$$ASM = QS(1/691 GS/PS + (1-WC) RGA/24.650 PS)$$

3.- Se selecciona una combinación de tobera y cámara de mezclado (de tablas) que tenga una área mayor que ASM.

El programa principal tiene una subrutina que proporciona directamente el área de 5 toberas con sus respectivas cámaras de mezclado de Kobe y de National, que cumplen con esta condición (Área anular mayor que ASM). Para la elaboración de esta subrutina se utilizaron los factores que sirvieron para elaborar las tablas (Tablas 1,3 y 4); siendo  $10^{1/3}$  para Kobe y  $4/\pi$  para National, obteniéndose una variación mínima en los resultados.

4.- Se elige una presión de operación en la superficie (PT), ésta debe estar en un rango de 2000-4000 lb/pg<sup>2</sup>. Conociéndose las limitaciones de la bomba superficial disponible, se puede efectuar esta selección.

5.- Se calcula la presión en la tobera (PN). PN es la suma de la presión de operación más la presión hidrostática en la tubería de producción menos las pérdidas de presión por fricción en la TP.

$$PN = PT + GN(D) - PFN$$

Donde:

D = Profundidad de colocación de la bomba (pies)

PFN = Pérdida de presión por fricción del fluido motriz (lb/pg<sup>2</sup>/pie)

La caída de presión por fricción en el espacio anular o en la sección circular de la TP, se determinó con la siguiente -

ecuación:

$$PF = (202 \times 10^8 L ((D1^2 - D2^2) / (D1 - D2)) / ((D1 - D2) (D1^2 - D2^2) \times X (D1 / (D1 - D2))^{0.1}) \times ((\mu / G)^{0.21} G) Q^{1.79}$$

Donde:

L = Longitud de la TP (pies)

D1 = Diámetro interior de la Tubería de revestimiento para flujo por espacio anular o diámetro interior de la tubería de producción para flujo por TP (pg)

D2 = Diámetro exterior de la TP para flujo por espacio anular o cero para flujo por TP (pg)

G = Gradiente del fluido (lb/pg<sup>2</sup>/pie)

$\mu$  = Viscosidad (cp)

6.- Se determina el gasto del fluido motriz a través de la tobera (QN), con la siguiente ecuación:

$$QN = 832 AN (PN - PS) / GN$$

Donde :

AN = Area de flujo de la tobera (pg<sup>2</sup>)

Debido a la subrutina de áreas de tobera y cámara de mezclado, se puede evaluar los 10 diferentes diámetros seleccionados

para escoger según las necesidades que se tengan una combinación óptima.

7.- Se determina el gasto del flujo de retorno.

$$QD = QN + QS$$

Donde:

QD = Gasto de flujo en la descarga de la bomba (bl/día).

8.- Se determina el gradiente del fluido del flujo de retorno, con la siguiente ecuación:

$$GD = ((GS \times QS) + (GN \times QN)) / QD$$

9.- Se calcula el porcentaje de agua en el flujo de retorno. Si el fluido motriz es aceite, se utiliza la siguiente ecuación:

$$WCD = (QS \times WC) / QD$$

Si el fluido motriz es agua:

$$WCD = (QN + (QS \times WC)) / QD$$

10.- Se calcula la relación gas-líquido en el flujo de retorno.

$$RGL = QS(1-WC)GOR/QD$$

Cuando la RGL es mayor de 10, la presión de descarga de la bomba se calcula usando una correlación de flujo multifásico-vertical, en este modelo se emplea la de Beggs and Brill; cuando es menor, se determina la viscosidad del líquido de flujo de re

torno para calcular las pérdidas de presión por fricción con la siguiente ecuación:

$$\mu D = (WCD \times \mu W) + (1-WCD) \mu O$$

Donde:

$\mu D$  = Viscosidad de los fluidos de retorno (cp).

$\mu W$  = Viscosidad del agua (cp).

$\mu O$  = Viscosidad del aceite (cp).

Esta ecuación, considerada promedio, supone que si se usa aceite como fluido motriz, éste tiene la misma viscosidad que el aceite producido y que no se forman emulsiones.

11.- Se determina la presión de descarga de la bomba (PD) ésta es la suma de la presión hidrostática en la tubería de retorno más las pérdidas de presión por fricción más la contrapresión en la cabeza del pozo.

$$PD = (GD \times D) + PFD + PWH$$

Donde:

GD = Gradiente de la mezcla (Fluido motriz + fluido producido)

PFD = Pérdidas de presión por fricción en la tubería de retorno.

PWH = Presión en la cabeza del pozo.

12.- Se calcula la relación de flujo másico (M) adimensional:

$$M = QS \left( (1 + 2.8 (RGA/PS)^{1.2}) (1-WC) + WC \right) \times (GS / (QN \times GN))$$

13.- Se calcula la relación de recuperación de presión -



(N) adimensional.

$$N = \frac{(2R + ((1-2R)(M^2R^2) / (1-R)^2) - (1+KTD)R^2(1+M)^2)}{((1+KN) - (2R + ((1-2R)(M^2R^2) / (1-R)^2) - (1+KTD)R^2(1+M)^2)}$$

Donde:

KN = Coeficiente de pérdida de la tobera.

R = Relación adimensional del área de la tobera y de la cámara de mezclado.

KTD = Coeficiente de pérdida de la cámara de mezclado y del difusor.

14.- El valor de N obtenido en el paso 12, se utiliza para recalcular otra presión de entrada de la bomba con la siguiente ecuación:

$$PS = PD - N (PN - PD)$$

15.- Con este nuevo valor de PS, se realiza un proceso iterativo, obteniéndose en la siguiente iteración un nuevo valor de N. Este nuevo valor se compara con el anterior, si los dos están dentro de un rango de convergencia del 1%, la iteración se termina y la ejecución se transfiere al paso ( 16 ). Si no, se utiliza un procedimiento que promedia los valores sucesivos de N regulando las variaciones inestables en los valores calculados de PS, este procedimiento es un promedio porcentual numérico. que da un doble peso al valor previo de N y un sólo peso al nuevo valor. El resultado obtenido reemplaza el valor anterior en los cálculos, aplicándose en cada iteración el criterio de convergencia del 1% para comparar el nuevo valor de N con el valor promedio de las dos iteraciones previas. Generalmente se requiere de 3 a 10 iteraciones.

16.- Se calcula el flujo máximo sin que exista cavitación con la siguiente ecuación:

$$QSC = QS(AT - AN) / ASM$$

17.- Se calcula la potencia de la bomba triplex, suponiendo una eficiencia del 90%, con la siguiente ecuación:

$$HP = (QN \times PT) / 52910$$

18.- Se imprimen y se muestran los siguientes resultados:

Presión del fluido motriz (lb/pg<sup>2</sup>) (PT)

Gasto del fluido motriz (bl/día) (QN)

Potencia de la bomba (HP) (HP)

Gasto de flujo sin que exista cavitación (bl/día) (QSC)

Presión de succión de la bomba (lb/pg<sup>2</sup>) (PS)

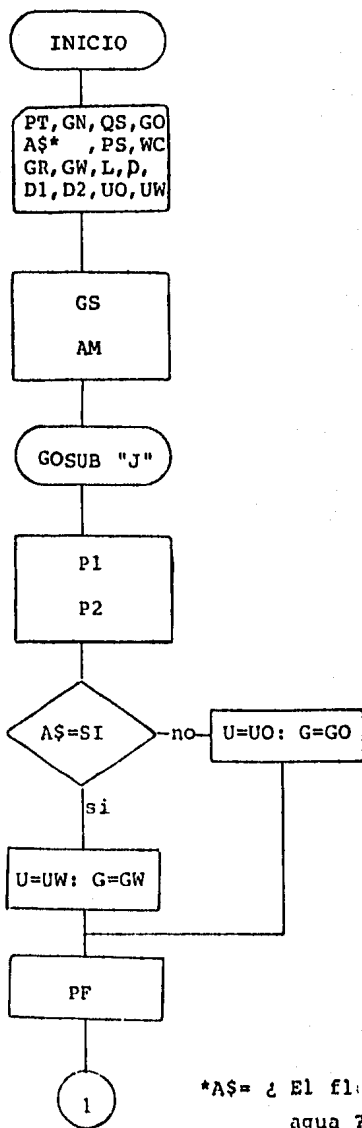
#### 4.3 Diagrama de flujo.

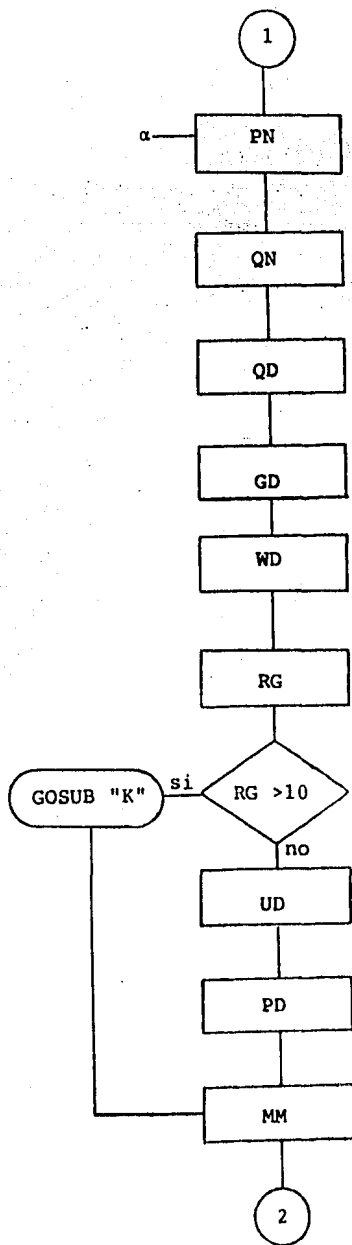
Para entender mejor el funcionamiento del modelo computarizado, se elaboró un diagrama de flujo dividido en tres partes, que abarcan tanto el programa principal como las dos subrutinas:

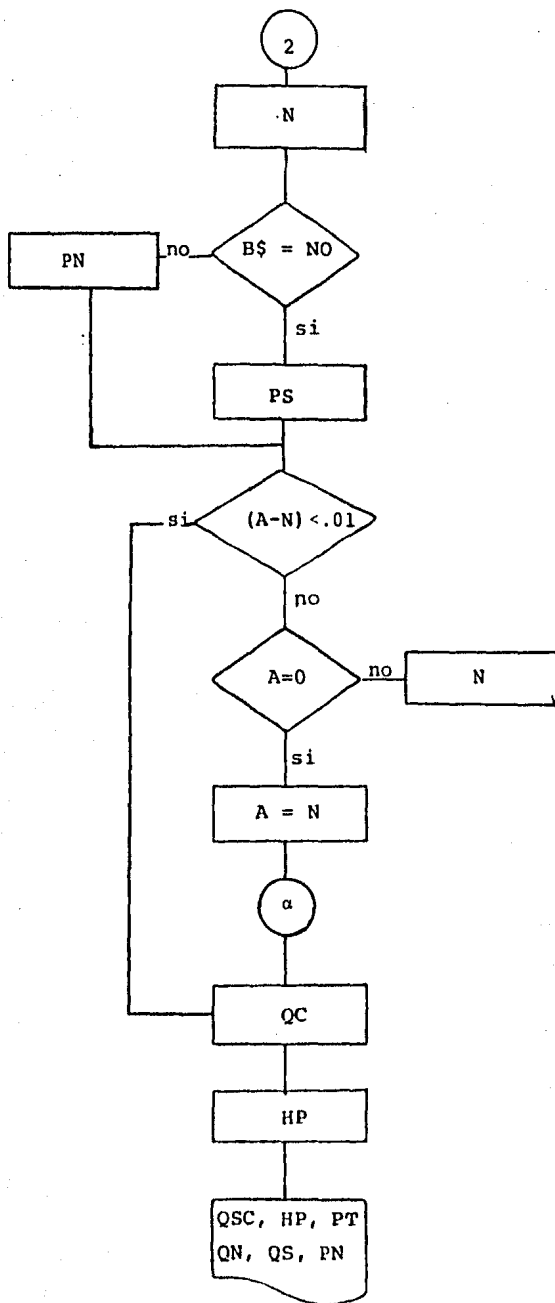
- 1.- "Bombeo Hidráulico tipo Jet"  
(Programa principal)
- 2.- "Correlación de flujo multifásico Beggs and Brill"  
(Subrutina núm. 1)
- 3.- "Selección de tobera y cámara de mezclado"  
(Subrutina núm. 2)

1.- BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET

(PROGRAMA PRINCIPAL)

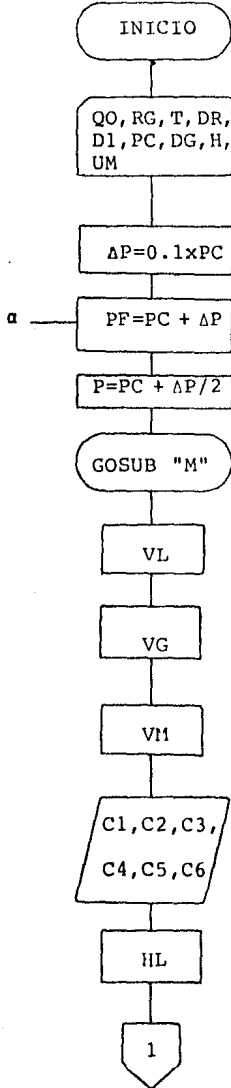


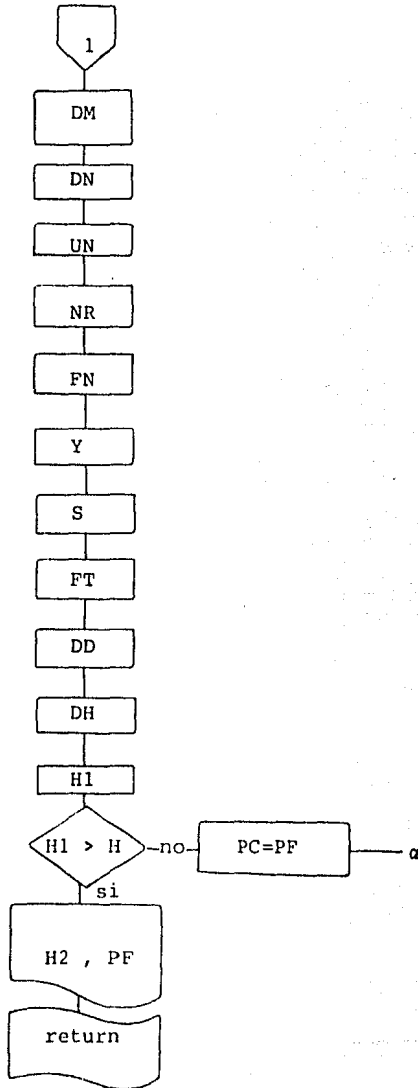


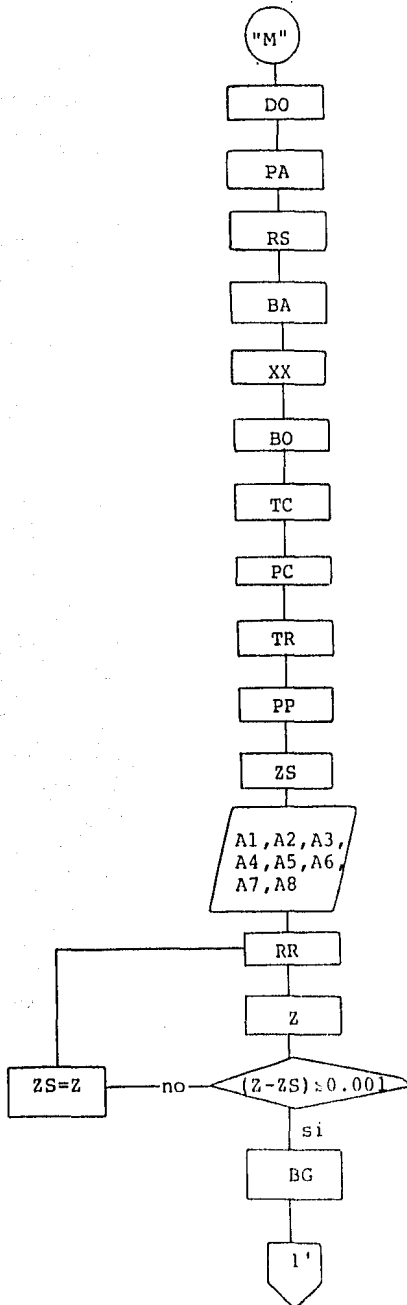


2.- "CORRELACION DE FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS VERTICALES  
DE BEGGS AND BRILL"

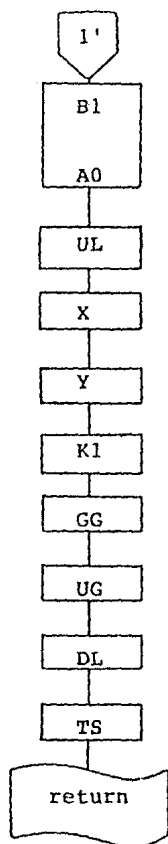
(SUBROUTINA NUM. 1)





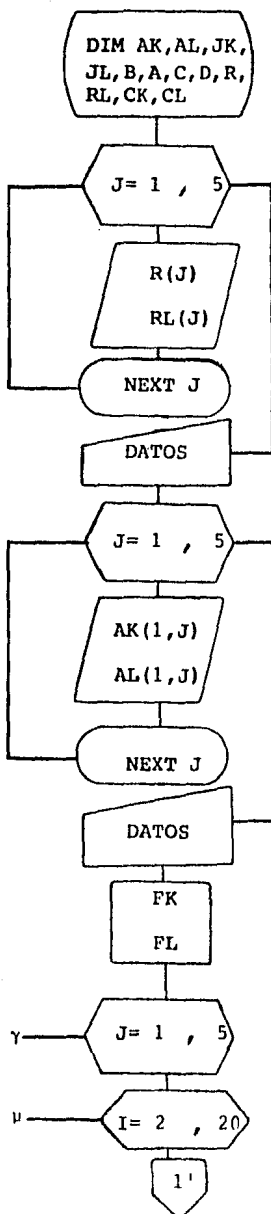


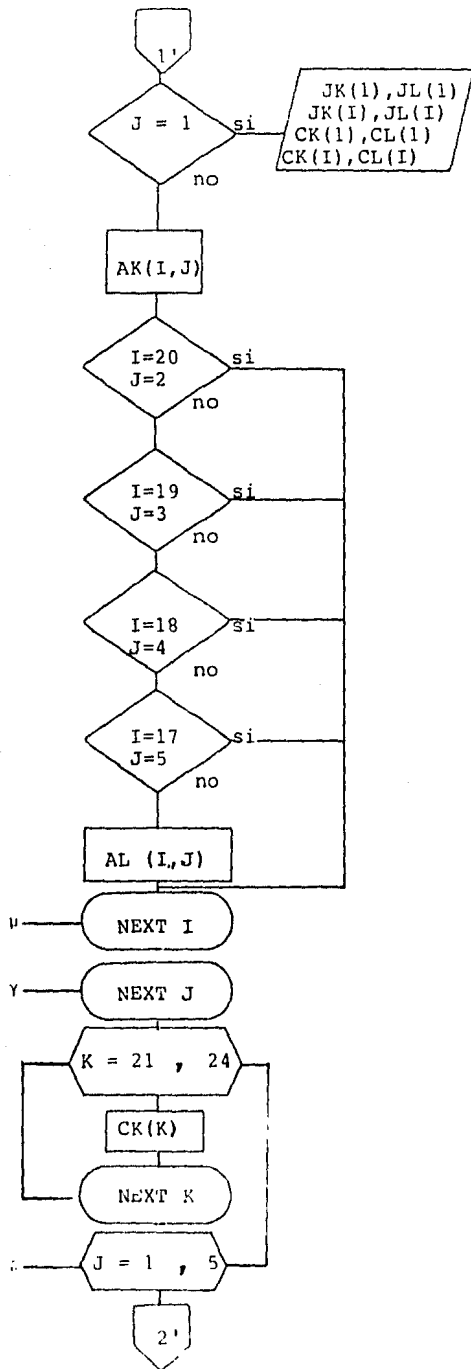


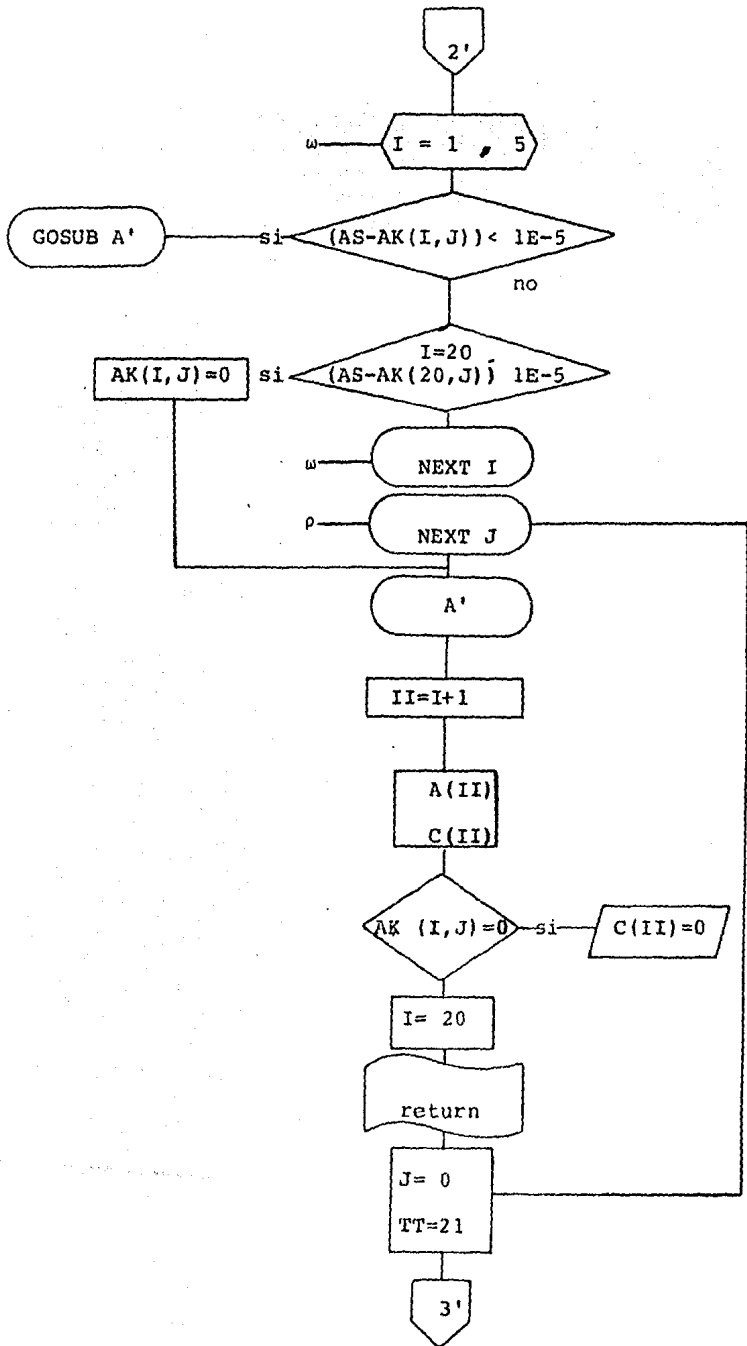


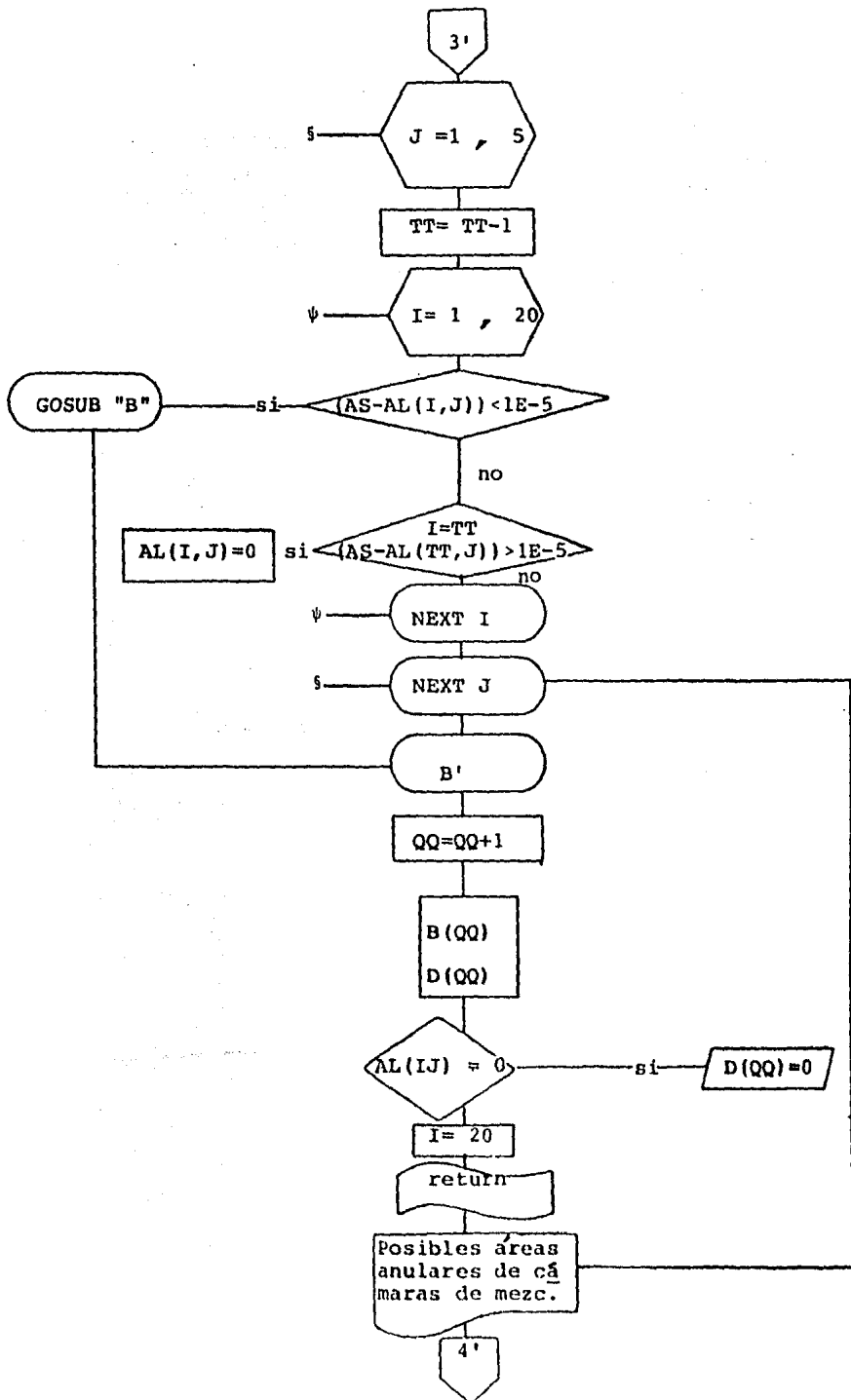
### 3.- "SELECCION DE TOBERA Y CAMARA DE MEZCLADO"

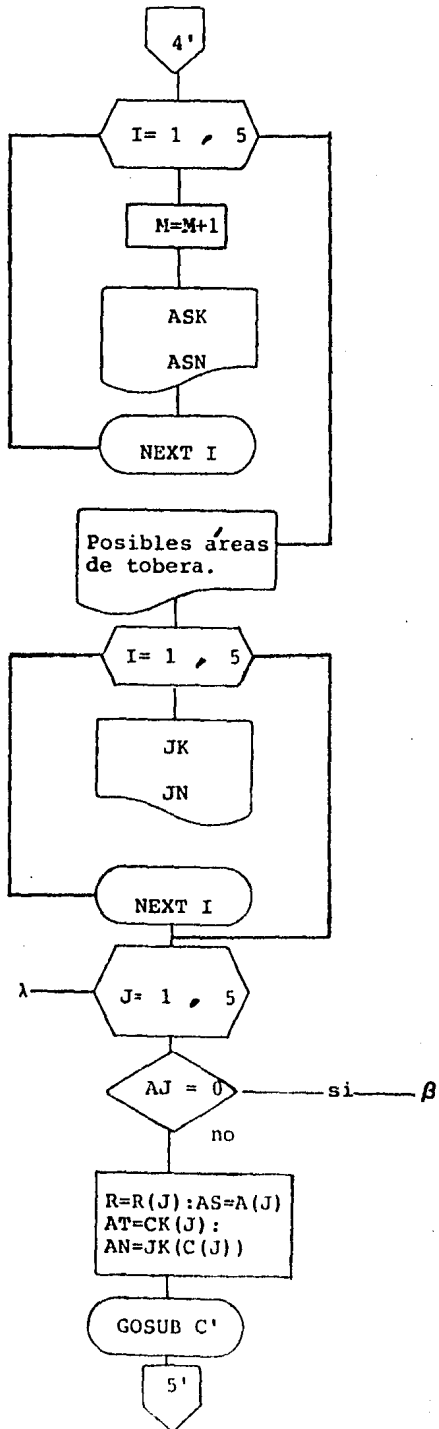
(SUBROUTINA NUM. 2)

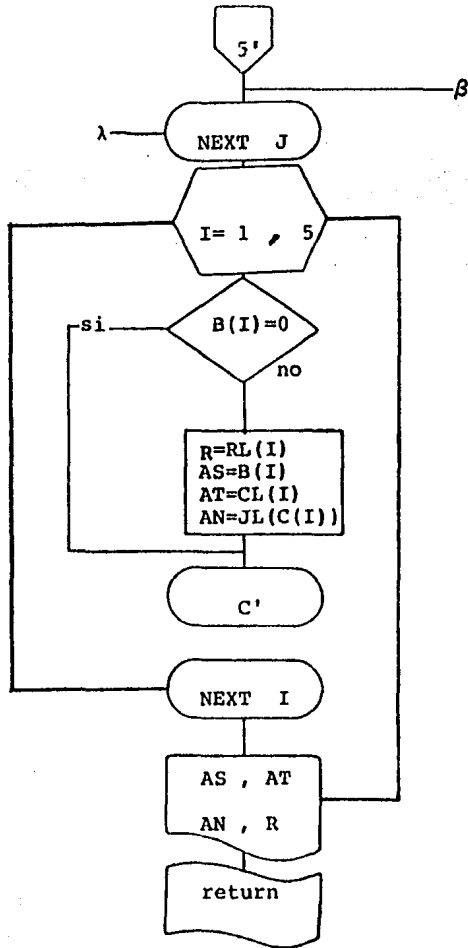












## C A P I T U L O 5

### EJEMPLOS DE APLICACION

El modelo computarizado, al igual que el Bombeo Hidráulico a chorro, involucra un amplio rango de aplicación, ya que cubre gravedades desde 30° a 52° API, porcentajes de agua del 1% al 99%, profundidades de colocación de la bomba de hasta 10000 pies y relaciones gas-aceite de 0 a 2500 pies<sup>3</sup>/bl, además contempla el empleo de agua o de aceite como fluido motriz. El rango de áreas de flujo de toberas es de 0.0081 a 0.0310 pg<sup>2</sup> y las presiones de operación van desde 2000 a 4000 lb/ftg<sup>2</sup>. Este rango de condiciones junto con la posibilidad de selección de tres diferentes fabricantes (el modelo sólo escoge de dos fabricantes), hacen que el comportamiento del modelo simplificado empleado para los programas de cálculo aporte resultados razonables con los datos de pruebas del campo.

Sin embargo, el modelo también tiene sus limitaciones; el comportamiento de la bomba Jet es fuertemente afectado por la presión de entrada y por la presión de descarga de la bomba, y el no tener exactitud y confiabilidad en estos datos, ocasionará variaciones en los resultados, además cuando el volumen de gas libre a condiciones de fondo es muy grande (90%), la exactitud de la predicción será muy dudosa. Por otro lado, no se considera en el programa de cálculo, el comportamiento de la bomba Jet con fluidos de alta viscosidad. Los crudos pesados con viscosidades mayores de 500 cp causarán desviaciones significativas sobre la predicción, a menos que el agua producida sea la fase dominante. También si el fluido motriz es aceite de gravedad menor de 22° API, se ocasionarían errores en los resultados.



## 5.1 Análisis de sensibilidad.

El análisis de sensibilidad se emplea en un diseño, para conocer la influencia que tiene sobre los resultados la variación de la magnitud de un parámetro, cuando se mantienen a demás constantes.

A continuación se hace una comparación de resultados, considerando algunos ejemplos.

Se consideraron los siguientes datos de un pozo hipotético:

Profundidad de colocación de la bomba = 5000 pies.  
Profundidad del pozo = 6000 pies.  
Diámetro exterior de la TP = 2.375 pg.  
Diámetro interior de la TP = 1.995 pg.  
Diámetro interior de la TR = 4.892 pg.  
Presión en la cabeza del pozo = 100 lb/pg .  
Gradiente del fluido motriz = 0.353 lb/pg<sup>2</sup>/pie.  
Gradiente del aceite producido = 0.353 lb/pg<sup>2</sup>/pie.  
Gradiente del agua producida = 0.446 lb/pg<sup>2</sup>/pie.  
Viscosidad del aceite = 2.5 cp.  
Relación gas-aceite = 0  
Producción deseada = 500 bl/día.  
Porcentaje de agua = 30.

Manteniendo constante la presión de operación y evaluando diferentes combinaciones de tobera y cámara de mezclado, se obtienen los resultados mostrados en la tabla 1.

A pesar de que se puede emplear cualquier combinación - tobera-cámara de mezclado de las listadas en la tabla 1, se observa que de una a otra combinación, los parámetros de interés - (PT, QN, QSC, HP) varían grandemente. Con la combinación # 1 es posible obtener el mayor gasto de flujo sin que exista cavitación, mientras que con la combinación #11 la potencia requerida en la superficie es menor pero la presión de succión en la bomba es mayor que con cualquiera de las otras combinaciones. Dependiendo - del parámetro que más interese en un caso en particular, se puede efectuar la selección adecuada.

Con los datos del ejemplo anterior se alimentó nuevamente el programa, en la tabla 2 se listan los resultados obtenidos manteniendo constantes el gasto de producción QS (500 bl/día) y la presión de operación en la superficie PT (3000 lb/pg<sup>2</sup>). En este caso, se calcula la presión de entrada de la bomba a la cual se puede obtener la producción deseada, de esta forma el programa permite estimar la presión de fondo fluyendo (Pwf) en una ingtalación existente.

Comparando los resultados listados en las tablas 1 y 2, y analizando la información obtenida se puede observar que mientras mayor sea la presión de succión, menor será la presión de - operación en la superficie.

Con la combinación #6 de la tabla 2, variando el gasto de producción y la presión de operación en la superficie, se obtuvieron los resultados listados en la tabla 3. En este caso se puede notar que con una mayor presión de succión, se tendrá una mayor producción para una misma presión de operación.

Los cálculos de flujo en el modelo computarizado, son diferentes si se presenta el gas suficiente para que la relación gas-líquido en la tubería de retorno a la superficie sea mayor -

de 10 pies<sup>3</sup>/bl de líquido. Para ilustrar un caso en el cual la relación gas-aceite es mayor que 10, se consideraron los mismos datos que en el ejemplo anterior, pero se supuso una relación gas-aceite de 150 pies<sup>3</sup>/bl en la entrada de datos. En las tablas 4 y 5 están listados los resultados obtenidos, en ambos casos se mantuvo constante la presión de operación y el gasto de producción. Comparando los resultados se observa, que para una mayor presión de operación se requerirá una mayor potencia en la bomba superficial, de igual forma el gasto del fluido motriz empleado para obtener la misma producción será mayor, por otro lado, mientras más pequeña sea la tobera se requerirá menor gasto de fluido motriz para obtener la producción deseada.

En la tabla 6 se listan los resultados obtenidos al mantener constante el gasto en la succión de la bomba y la presión de succión. En este caso la presión de descarga de la bomba decrece con las toberas más pequeñas. Esto es debido a que se mezcla menos fluido motriz con la producción y la relación gas-líquido es mayor.

Debido a que la combinación N-4D es la que emplea menor potencia, el programa de cálculo se alimentó para esta combinación obteniéndose los resultados listados en la tabla 7. En este caso se requiere menos potencia debido a la presencia de gas.

T A B L A 1

Combinación	R	PT	QN	HP	QSC	QS	PS
1 G-3A	0.23	3324	493	30	658	500	985
2 K-7A	0.40	3324	1077	67	591	500	132
3 N-7A	0.38	3324	991	62	595	500	245
4 K-5B	0.31	3324	609	38	524	500	855
5 N-5B	0.299	3324	579	36	524	500	898
6 K-4C	0.24	3324	463	29	577	500	1051
7 N-4C	0.235	3324	443	28	574	500	1085
8 K-3D	0.186	3324	348	22	619	500	1239
9 N-3D	0.184	3324	339	21	613	500	1257
10 K-1E	0.144	3324	201	13	506	500	1545
11 N-1E	0.145	3324	201	13	506	500	1537

T A B L A 2

Combinación	R	PT	QN	HP	QSC	QS	PS
1 G-3A	0.23	3000	466	26	659	500	1115
2 K-7A	0.40	3000	1014	57	591	500	401
3 N-7A	0.38	3000	933	53	595	500	495
4 K-5B	0.31	3000	574	33	524	500	1030
5 N-5B	0.299	3000	546	31	524	500	1063
6 K-4C	0.24	3000	437	25	577	500	1180
7 N-4C	0.235	3000	418	24	574	500	1212
8 K-3D	0.186	3000	329	19	620	500	1336
9 N-3D	0.184	3000	320	18	613	500	1354
10 K-1E	0.144	3000	197	11	506	500	1590
11 N-1E	0.145	3000	189	11	506	500	1618

T A B L A 3

Combinación	R	PT	QN	HP	QSC	QS	PS
Kobe-4C	0.24	2500	405	19	562	400	1185
		2500	394	19	614	500	1373
		2500	381	18	667	600	1554
		3000	450	25	481	400	970
		3000	437	25	552	500	1180
		3000	426	24	610	600	1382
		3500	488	32	385	400	749
		3500	477	32	516	500	978
		3500	466	31	548	600	1199

T A B L A 4

Combinación	R	PT	QN	HP	QSC	QS	PS
1 K-7A	0.400	2500	941	44	619	500	485
2 N-7A	0.380	2500	867	41	622	500	555
3 K-6B	0.310	2500	716	34	711	500	673
4 N-6B	0.299	2500	670	32	704	500	729
5 K-4C	0.240	2500	410	19	604	500	1086
6 N-4C	0.235	2500	393	19	600	500	1111
7 K-3D	0.186	2500	311	15	648	500	1199
8 N-3D	0.184	2500	302	14	641	500	1213
9 K-2E	0.144	2500	237	11	682	500	1293
10 N-2E	0.145	2500	237	11	674	500	1294

T A B L A 5

Combinación	R	PT	QN	HP	QSC	QS	PS
1 K-7A	0.400	3000	1041	59	619	500	101
2 N-7A	0.380	3000	958	54	622	500	199
3 K-6B	0.310	3000	788	45	711	500	394
4 N-6B	0.299	3000	737	42	704	500	466
5 K-4C	0.240	3000	451	26	604	500	906
6 N-4C	0.235	3000	432	24	600	500	937
7 K-3D	0.186	3000	340	19	648	500	1067
8 N-3D	0.184	3000	331	19	641	500	1083
9 K-2E	0.144	3000	260	15	682	500	1197
10 N-2E	0.145	3000	260	14	674	500	1197



T A B L A 6

Combinación	R	PT	QN	HP	QSC	QS	PS
1 N-7A	0.380	2337	794	35	517	500	1000
2 N-6B	0.299	2254	616	26	585	500	1000
3 N-5C	0.235	2498	508	24	637	500	1000
4 N-4D	0.184	2849	418	22	680	500	1000

T A B L A 7

Combinación	R	PT	QN	HP	QSC	QS	PS
National 4D	0.184	2500	398	19	694	400	1036
		2500	394	19	716	500	1095
		2500	387	18	758	600	1212
		3000	437	25	630	400	875
		3000	432	25	662	500	955
		3000	425	24	707	600	1071

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1.- El método de cálculo empleado en el modelo computarizado es confiable para las ecuaciones básicas que gobierna el comportamiento del Bombeo Hidráulico a chorro; sin embargo es laborioso. Los fabricantes de bombas hidráulicas tipo chorro, tienen que utilizar diferentes técnicas que involucran la selección de gráficas, monogramas y programas por computadora para predecir el comportamiento de cualquier bombeo bajo diferentes condiciones del pozo. Técnicas semejantes involucran coeficientes exactos para las pérdidas por fricción, diámetros de tobera y cámaras de mezclado, parámetros de la cavitación y correcciones en el comportamiento del flujo multifásico.

2.- La solución del procedimiento mediante un programa de cómputo que se puede adaptar fácilmente a cualquier computadora electrónica, lo convierte en una herramienta auxiliar y práctica que ejecuta rápidamente los cálculos necesarios del diseño. Además se analizan simultáneamente diferentes combinaciones de tobera y cámara de mezclado, para pozos candidatos a producir con Bombeo Hidráulico a chorro en condiciones actuales o futuras, es decir, cuando varíen: La presión de fondo fluyendo, la relación gas-líquido y el porcentaje de agua producida.

3.- Una ventaja notable del programa, es que selecciona, automáticamente los diámetros de tobera y cámara de mezclado de los principales fabricantes, lo que reduce considerablemente el tiempo invertido en el diseño, ya que evita la consulta física de las tablas.

4.- El procedimiento programado fue valorado satisfactoriamente con los ejemplos tomados de la revista World Oil<sup>13</sup>, por-

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

5.- En forma general, una vez que se seleccionó este método, si se tiene el cuidado de recopilar la mayor información precisa y confiable para alimentar el programa, el algoritmo de cálculo presentado tiende a producir predicciones que se conservan dentro de un rango aceptable. Utilizando esta técnica, los ingenieros de Producción pueden evaluar el Bombeo Hidráulico a chorro para sus necesidades de bombeo artificial.

6.- De los resultados obtenidos en el análisis de sensibilidad se puede concluir lo siguiente: a) Dependiendo del parámetro que interese en un caso en particular, se debe efectuar la selección adecuada. Se deberá tomar en cuenta que mientras mayor sea la presión de succión menor será la presión de operación en la superficie siendo además también, mayor el gasto producido. - b) En el caso de pozos con una relación gas-aceite mayor de 10 - pies<sup>3</sup>/bl, se observó que la potencia superficial requerida es -- es mucho menor que cuando sólo se produce aceite, esto es debido a la presencia de gas, ya que éste aligera la columna. c) Además se tiene que mientras mayor sea la presión de succión, se tendrá una mayor producción cuando se comparan varias combinaciones de tobera-cámara de mezclado y se mantiene la presión de operación- constante.

## NOMENCLATURA

La nomenclatura utilizada en el programa de cómputo es la siguiente:

- AN.- Area de flujo de la tobera ( $pg^2$ ).
- AS.- Area anular de la cámara de mezclado (AT-AN) ( $pg^2$ ).
- AM.- Area Anular Mínima de flujo de la cámara de mezclado para evitar la cavitación ( $pg^2$ ).
- D.- Profundidad de colocación de la bomba (pies)
- D1.- Diámetro interior de la TP o TR (pg).
- D2.- Diámetro exterior de la tubería interna en flujo por espacio anular (pg).
- EF.- Eficiencia de la Bomba Jet.
- GR.- Gradiente del fluido ( $lb/pg^2/pie$ ).
- GD.- Gradiente de la mezcla (fluido motriz + fluido producido) ( $lb/pg^2/pie$ ).
- RL.- Relación gas-líquido del flujo enviado a la superficie.
- GN.- Gradiente del fluido potencia pasando a través de la tobera. ( $lb/pg^2/pie$ ).
- GO.- Gradiente del aceite producido ( $lb/pg^2/pie$ ).
- RG.- Relación gas-aceite.
- GS.- Gradiente del fluido producido por el pozo ( $lb/pg^2/pie$ ).
- GW.- Gradiente del agua ( $lb/pg^2/pie$ ).
- HP.- Potencia de la bomba superficial (HP).

- KN.- Coeficiente de pérdidas en la tobera.
- KD.- Coeficiente de pérdidas en el difusor.
- L .- Longitud de la tubería (pies) .
- MM.- Relación de flujo másico (adimensional).
- N .- Relación de recuperación de carga(adimensional).
- PD.- Presión de descarga de la bomba (lb/pg<sup>2</sup>).
- PI.- Pérdidas de presión por fricción en la TP.
- PN.- Presión en la entrada de la tobera (lb/pg<sup>2</sup>).
- PS.- Presión de succión de la bomba (lb/pg<sup>2</sup>).
- PT.- Presión de operación en la superficie (Presión en -  
bomba triplex) (lb/pg )
- PH.- Presión de la línea de flujo en la cabeza del pozo-  
(lb/pg<sup>2</sup>).
- QD.- Gasto de flujo en la descarga de la bomba (bl/día).
- QG.- Gasto de flujo de gas a través de la bomba (pie ) .
- QN.- Gasto de flujo a través de la tobera (bl/día).
- QS.- Gasto de flujo en la succión de la bomba (bl/día).
- QC.- Máximo gasto de flujo en la succión de la bomba sin  
que exista cavitación (bl/día).
- R.- Relación adimensional del área de la tobera y cámara  
de mezclador.
- WC.- Producción de agua (porcentaje).
- WD.- Entrada de agua en el flujo de retorno a la superfi  
cie.
- P.- Pérdida de presión a través de la bomba (lb/pg<sup>2</sup>).
- UD.- Viscosidad de los fluidos de retorno (cp).

UO.- Viscosidad del aceite (cp).

UW.- Viscosidad del agua (esta variable se supone igual-  
a 0.55 en los cálculos del programa) (cp).

## REFERENCIAS

1. \_ Muskat M and Evinger H.H.: "Calculations of theoretical productivity factors", Trans. AIME, 1942.
2. \_ Gilbert W.E.: "Flowing and gas lift well performance", - Drill and Prod. Prac. API, 1954.
3. \_ Vogel J.V.: "Inflow performance relationships for solution-gas-drive wells", J. Pet. Tech., Junio 1968.
4. \_ Standing M.B.: "Concerning the calculation of inflow performance of well producing for solution gas-drive reservoirs", J.Pet. Tech., Febrero 1966.
5. \_ Fetkovich M. J.: " The isochronal testing of oil wells", - (Society Petroleum Engineers) SPE.
6. \_ Richardson J.M. and Shave A.H.: " Two rate IPR testing a practical production tool", J. Pet. Tech., Abril 1982.
7. \_ Gipson, Fred. et al:  
"Selection of artificial lift method", SPE 10337, Octubre - 1981.
8. \_ Brown Kermit E.: "Gas lift theory and practice" Petroleum-Publishing CO.
9. \_ Villa J. V.E. y Acuña R.A.F.: "Bombeo centrifugo en pozos - con flujo multifásico", Revista Instituto Mexicano del Petroleo", Abril 1971.

10.\_ Petrie H.L. y Smart E.: "Jet Pumping Oil Wells", Revista -  
World Oil, Noviembre 1983.



APENDICE

Listado del modelo computarizado de una instalación de Bombeo  
Hidráulico a chorro

```

10:REM BOMBEO JET
20:CLLEAR
30:INPUT "PT (lb/
pg2)=";PT,"PS(
lb/pg2)=";PS,"
Pwh(lb/pg2)=";
PH,"GN(lb/pg2/
pie)=";GN
40:INPUT "GO(lb/p
g2/pie)=";GO,"
GW(lb/pg2/pie)
=";GW,"QS(bl/d
ia)=";QS,"WC(F
rac)=";WC
50:INPUT "RGA(pie
3/bl)=";GR,"L(
pies)=";L,"D(p
ies)=";D,"D1(p
g)=";D1,"D2(pg
)=";D2
60:INPUT "Uo(cp)
=";UO,"Fido. m
otz. agua SI/N
0";A$
70:INPUT "Temp(oF
)=";T,"Dng=";D
G
100:GS=GW*WC+(1-WC
)*GO
110:AM=QS*(J(GS/PS
)/691+(1-WC)*G
R/(24650*PS))
120:PRINT "ASM=";
INT (AM*1E4)/1
E4
130:GOTO 1120
140:P1=202E-8*L*((
D1^2-D2^2)/(D1
-D2))^2
150:P2=(D1-D2)*(D1
^2-D2^2)^2*(D1
/(D1-D2))^2
160:IF A$="SI"THEN
LET U=UO,G=GW
170:IF A$="NO"THEN
LET U=UO,G=GO
180:PF=(P1/P2)*(U
/G)^2*(Q)*QS^
1.79
190:PN=PT+GN*D-PF
200:QN=832*AN*(C(P
N-PS)/GN)
210:QD=QN+QS
220:GD=(GS*QS+GN*Q
D)/QD
230:WD=QS*WC/QD
240:RG=QS*(1-WC)*G
R/QD
250:IF RG>10GOTO 2
100
260:UD=WD*UW+(1-WD
)*UO
270:PD=GD*D+PF+PH
280:M=QS*(1+2.8*(G
R/PS)^1.2*(1-W
C)+WC)*65/(QN
*GN)
290:N1=2*R+(1-2*R)
*M^2*R^2/(1-R)
^2-1.028*R^2*(
1+M)^2
300:N=N1/(1.15-N1)
310:IF B$="NO"GOTO
330
320:PN=(PD-PS)/N+P
D:GOTO 390
330:PS=PD-N*(PN-PD
)
340:IF ABS (A-N)<.
1GOTO 390
350:IF A=0GOTO 370
360:N=(A*2*N)/3
370:A=N
375:RESTORE
380:GOTO 190
390:QC=QS*(AT-AN)/
AM
400:HP=QN*PT/52910
410:PRINT "Presion
de operacion="
;PT;"lb/pg2"
420:PRINT "Gasto d
e fluido motri
z=";QN;"bl/dia"
430:PRINT "Potenc
ia para la bomb
a=";HP;"HP"
440:PRINT "Max. ca
sto sin cavita
cion=";QC;"bl/
dia"
450:PRINT "Gasto d
e produccion="
;QS;"bl/dia"
460:PRINT "Presion
de succcion=";
PS;"lb/pg2"
470:IF I=10THEN
ENC
480:RETURN
1120:CSIZE 1:WAIT
0:AS=AM
1140:LPRINT "ASM="
;
1150:LPRINT USING
"###.###";AS
:LF 2
1160:DIM AK(20,5)
,AL(20,5),JK
(21),JL(21),
B(9),A(5),C(
9),D(9),R(5)
,RL(5),CK(24
)
1170:DIM CL(2:)
1180:BEEP 3:PRINT
"*- T R A B
A J A N D O
-*"
1190:FOR J=1TO 5
1200:READ R(J):
READ RL(J)
1210:NEXT J
1220:DATA .4,.38,
.31,.299,.24
,.235,.186,.
184,.144,.14
5
1230:FOR J=1TO 5
1240:READ AK(1,J)
1250:READ AL(1,J)
:NEXT J
1260:DATA .0036,.
0040,.0053,.
0057,.0076,.
008,.0105,.2
108,.0143,.0
144
1270:FK=10^(1/9),
FL=4/1
1280:FOR J=1TO 5
1290:FOR I=2TO 20

```

```

1980:LPRINT "AN="          LOG NR=3.821
      ;AN                    5))^(^2
1990:LPRINT "R=";          2670:Y=LA/HL^2
      R                      2680:S=LN Y/(-.05
1995:GOSUB 140              23+3.182*LN
2000:RETURN                  Y-.8725*(LN
2100:QO=OS, H=D, DR        Y)^2+.01853*
      =GD/.433, DI=        (LN Y)^4)
      DI, P0=PH, UM=
      UO, RA=GR
2500:DP=50
2510:P3=P0+DP
2520:P=P0+DP/2
2530:GOSUB "B"
2540:UL=.01191*(Q
      O*B0+QW*BW)/
      DI^2
2550:UG=.002122*Q
      O*(RA-RS)*BG
      /DI^2
2560:UM=UL+UG
2570:LA=UL/UM
2580:C1=-.38011, C
      2=.12988, C3=
      -.11979, C4=2
      .34323, C5=.4
      7569, C6=.288
      66
2590:NL=.15726*UL
      *(1/(DL*TS^3
      ))^25
2600:NU=1.938*UL*
      (DL/TS)^.25,
      NG=1.938*UG*
      (DL/TS)^.25
2610:HL=EXP ((C1+
      C2+C3+C4*NL^
      2)*NG^C5/NU^
      C6)
2620:DM=DL*HL+GG*
      (1-HL)
2630:DN=(350.5*(D
      R+DM*WO)+.07
      64*RA*DG)/(5
      .615*(BO+BW*
      WO)+(RA-RS)*
      BG)
2640:UN=UL*LA+UG*
      (1-LA)
2650:NR=124*DI*UM
      *DN/UN
2660:FN=(2*LOG (N
      R/4.5223*
LOG NR=3.821
5))^(^2
2670:Y=LA/HL^2
2680:S=LN Y/(-.05
23+3.182*LN
Y-.8725*(LN
Y)^2+.01853*
(LN Y)^4)
2690:FT=(EXP S)*F
N
2700:DD=(DM+FT*DN
*UM^2/(5.362
*DI))/144
2710:DH=DP/DD
2720:H1=H1+DH
2730:IF H1>=HGOTO
2760
2740:P0=P3
2750:GOTO 2510
2760:H2=H1-H
2770:P3=P3-H2*DD,
PD=P3, UD=UL
2780:GOTO 280
2790:"B"
2800:DO=141.5/DR-
131.5
2810:PA=10^(-2.57
364+2.35772*
LOG P-.70398
8*(LOG P)^2+
.098479*(LOG
P)^3)
2820:RS=DG*(PA*DO
^989/T^13)
^(1/.816)
2830:BA=RS*(DG/DR
)^.526+.968*
T
2840:XX=-6.58511+
2.91329*LOG
BA-.27683*(
LOG BA)^2
2850:BO=10^XX+1
2860:TC=167+316.6
7*DG, PC=702.
5-50*DG
2870:TR=(T+460)/T
C, PR=P/PC, ZS
=.85
2880:A1=.31506, A2
=-1.0467, A3=
-.5783, A4=.5
353
2890:A5=-.6123, A6
=-.1048, A7=.
68157, A8=.68
446
2900:RR=.27*PR/(Z
S*TR)
2910:Z1=(A1+A2/TR
+A3/TR^3)*RR
+(A4+A5/TR)*
RR^2
2920:RR=.22*A5*A6*RR^
5/TR+(A7*RR^
2/TR^3)*(1+A
8*RR^2)*EXP
(-A8*RR^2)+1
2930:Z=Z1+22
2940:IF ABS (Z-ZS
)<=.0001GOTO
2960
2950:ZS=Z:GOTO 29
00
2960:BG=.02825*Z*
(T+460)/P
2970:B=5.44*(RS+1
50)^-.338
2980:AA=10.715*(R
S+100)^-.515
2990:UL=AA*UM^B
3000:X=3.5+986/(T
+460)+.2897*
DG
3010:Y=2.4-.2*X
3020:KK=(9.4+.579
4*DG)*(T+460
)/1.5*(209+5
50.4*DG+(T+4
60))
3030:GG=.07641*DG
/BG
3040:UG=KK*10^-4*
EXP (X*(GG/6
2.4)^Y)
3060:DL=(62.4*DR+
.01362*RS*DG
)/BO
3070:TS=(42.4-.04
7*T-.267*DO)
*EXP (-.0007
*P)
3080:RETURN

```

```

1980: LPRINT "AN="
      ;AN
1990: LPRINT "R=";
      R
1995: GOSUB 140
2000: RETURN
2100: GO=OS, H=D, OR
      =SD, 43.3, 21=
      D1, PC=PI, UM=
      UG, NA=GR
2500: DP=SB
2510: P3=PB+DP
2520: P=P0+DP/2
2530: GOSUB "B"
2540: UL=.01191*(G
      OXB+GX*BX)+
      D1^2
2550: UG=.002122*(G
      O*(RA+RS)*PS
      /D1^2
2560: UM=UL+UG
2570: LA=UL+UM
2580: C1=.38311, C
      2=.12988, C3=
      .111979, C4=2
      .44323, C5=.4
      .66106, C6=.288
      1
2590: C7=.15226*(UL
      *C1)/(DL*TS^3
      ^C2)
2600: NN=1.938*(UL*
      DL/TS)^C2,
      NN=1.938*(UG*
      DL/TS)^C2
2610: L=EXP((C1+
      C2+C3+C4)*C7
      ^C5)*NN^C6/N
      C6)
2620: DM=DL*(HL+65*
      (1-H))
2630: DN=(350.5*(B
      R+DW*KO)+1.87
      64*RR*(DG)^C3
      .615*(RO+BX*
      WD)*(RA+RS)*
      BG)
2640: UN=UL*(LA+UY
      (1-L))
2650: NR=1/2*(PI*(DM
      *DN)/U
      .002*(L+2)*N
      ^C4)1/2*(K

```

```

1000: NR=3.821
      5)*N^2
2670: Y=L*HL^2
2680: S=L*N*Y*(1-.25
      23+3.182*(LN
      Y)-.9725*(LN
      Y)^2+.21853*
      (LN Y)^4)
2690: FT=(EXP(S)*K*
      N
2700: DD=(DM+FT)*DN
      *UM^2/(5.552
      *D1)^144
2710: DH=DP/DD
2720: H1=H1+DH
2730: IF H1>=H5OTO
      2760
2740: P0=P3
2750: SOTO 2510
2760: H2=H1+P
2770: P3=P3-H2*(DD,
      PE=P3, UD=UL
2780: SOTO 280
2790: P"
2800: DO=141.5*(DP-
      131.5
2810: PA=10*(1-2.57
      364+2.35772*
      LOG P-.70338
      8*(LOG P)^2+
      .289479*(LOG
      P)^3)
2820: RS=DG*(PA*DO
      ^C8.989*(1-.13)
      ^C(17.816)
2830: BA=RS*(DG*(CR
      )^C526+.968*
      T
2840: XX=-6.58511+
      2.91328*(LOG
      BA-.22783*(
      LOG BA)^2
2850: BO=10*(X+1
      2860: TC=167+316.6
      7*(D3, PC=722.
      5-50*(D3
2870: TR=(1+462.47
      C, PR=P*(7, C
      ^1.85
2880: RT=1.31306, RT
      =1.2907*(RT-
      1)*.89*(RT-1)
      282

```

```

2890: AE=-1.6123, AE
      =-1.248, AE=
      68157, AB=.68
      446
2900: RR=.27*(PR*(C
      5*(R)
2910: Z1=(A1+A2/TE
      +A3/TA^3)*RR
      +A4+A5*(TR)*
      RR^2
2920: Z2=A5*A6*(RR^
      5*(R+(A7*(RR^
      2*(TR^3)*X1+H
      5*(RR^2)*XEXP
      (-A8*(RR^2))+1
2930: Z=Z1+Z2
2940: IF ABS(Z-28
      7)*K=.2001 SOTO
      2960
2950: ZS=Z1 SOTO 29
      30
2960: ZS=.02823*(Z*
      (1+ZS))^P
2970: B=S.44*(ZS+1
      52)^C1.938
2980: AA=10.715*(R
      S+122)^C-.515
2990: UL=AA*(LM^B
3000: Y=3.5+936*(1
      +462)^1.2897*(
      D3
3010: Y=2.4-1.2*(Y
3020: KK=(8.4+1.578
      4*(D3, X+460
      7*(1.5*(228-5
      50.4*(D3*(1+4
      62))
3030: SS=.87641*(D3
      ^B3
3040: US=K*(1+20*(X
      EXP(X*(1+5*(
      2.4*(Y)
3050: DL=(62.4*(DR+
      101352*(RS*(D3
      ^B3)
3070: TS=(42.4+.24
      7*(T+.267*(D3
      *XEXP(-1.8207
      *X)
3090: P=TFAN

```