



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

## PLANEACION Y SELECCION DE SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION

**T E S I S**

Que para obtener el Título de:

**Ingeniero Petrolero**

P R E S E N T A :

**Juan Arturo Hernández Carrera**



## **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-142

Señor HERNANDEZ CARRERA JUAN ARTURO.  
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.

"PLANEACION Y SELECCION DE SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION"

INTRODUCCION.

- I PARAMETROS QUE AFECTAN LA SELECCION.
  - II PROBLEMAS QUE AFECTAN LA OPERACION DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION.
  - III SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION.
  - IV EJEMPLOS DE APLICACION.
  - V ANALISIS ECONOMICO.
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.  
BIBLIOGRAFIA.

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

Atentamente.

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D.F., julio 11 de 1986.

EL DIRECTOR

Dr. Octavio A. Rascón Chávez

# I N D I C E

	PAGINA.
INTRODUCCION.	
CAPITULO I. PARAMETROS QUE AFECTAN LA SELECCION.	1
1.1. Introducci3n.	1
1.2. Características de Producci3n.	5
1.2.1. Comportamiento de afluencia.	5
1.2.2. Gasto de Producci3n.	12
1.2.3. Relaci3n gas-líquido.	15
1.3. Propiedades de los fluidos.	21
1.3.1. Generalidades.	21
1.3.2. Viscosidad.	21
1.3.3. Factor de volumen de la forma- ci3n.	25
1.4. Características del agujero.	26
1.4.1. Profundidad.	26
1.4.2. Diámetros de Tubería.	27
1.4.3. Tipo de Terminaci3n.	29
1.4.4. Desviaci3n.	31
1.5. Características del yacimiento.	34
1.5.1. Generalidades.	34
1.5.2. Agotamiento del empuje del yacimiento.	34
1.5.3. Empuje por acuífero.	35
1.5.4. Empuje por expansi3n del cas- quete de gas.	37
1.6. Localizaci3n.	37
1.6.1. Generalidades.	37
1.6.2. Costa- fuera.	38
1.6.3. Localizaciones urbanas.	39
1.6.4. Consideraciones de distancia.	39

	PAGINA
1.7. Disponibilidad de energía.	40
1.7.1. Generalidades.	40
1.7.2. Eléctricidad.	40
1.7.3. Gas Natural.	40
1.7.4. Otras fuentes de energía.	40
1.8. Facilidades en superficie.	41
1.8.1. Líneas de escurrimiento.	41
1.8.2. Presión de separación.	42
1.9. Objetivos de recuperación a largo plazo.	42
1.9.1. Generalidades.	42
1.9.2. Explotación primaria.	42
1.9.3. Entrada de agua.	43
1.9.4. Represionamiento por inyección de gas.	43
1.9.5. Recuperación Térmica.	43
1.9.6. Recuperación química.	44

CAPITULO II. PROBLEMAS QUE AFECTAN LA OPERACION DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION.	45
2.1. Introducción.	45
2.2. Producción de arena.	49
2.3. Parafina.	49
2.4. Incrustaciones.	50
2.5. Corrosión.	51
2.6. Emulsiones.	51
2.7. Temperatura en el fondo del pozo.	51
2.8. Clima.	52
2.9. Automatización.	52
2.10. Personal de campo.	52
2.11. Disponibilidad de servicios.	53

CAPITULO III. SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION.	54
3.1. INTRODUCCION.	54
3.2. Bombeo Mecánico.	55
3.2.1. Equipo superficial.	55
3.2.1.1. Unidades de bombeo.	55
3.2.1.2. Estructura.	62
3.2.1.3. Caja de engranes.	63
3.2.1.4. Reductor de velocidad.	63
3.2.1.5. Transmisión.	64
3.2.2. Bomba subsuperficial.	65
3.2.3. Discusión general de las ventajas y desventajas del bombeo mecánico.	66
3.2.3.1. Ventajas .	67
3.2.3.2. Desventajas.	67
3.3. Bombeo Neumático.	68
3.3.1. Bombeo Neumático continuo.	70
3.3.1.1. Ventajas.	70
3.3.1.2. Desventajas.	71
3.3.2. Bombeo Neumático intermitente.	73
3.3.2.1. Ventajas.	74
3.3.2.2. Desventajas.	74
3.3.3. Cámara de acumulación.	77
3.3.4. Embolo viajero.	79
3.3.4.1. Ventajas.	82
3.3.4.2. Desventajas.	82
3.4. Bombeo Eléctrico.	83
3.4.1. Ventajas.	85
3.4.2. Desventajas.	85
3.5. Bombeo Hidráulico.	86
3.5.1. Bombeo hidráulico tipo pistón.	86
3.5.1.1. Ventajas.	88
3.5.1.2. Desventajas.	89

	PAGINA
3.5.2. Bombeo hidráulico tipo jet.	90
3.5.2.1. Ventajas.	90
3.5.2.2. Desventajas.	91
3.6. Otros métodos de levantamiento artificial.	92
 CAPITULO IV. EJEMPLOS DE APLICACION.	 93
4.1. Planteamiento del problema 1.	93
4.1.1. Bombeo Mecánico.	96
4.1.2. Bombeo Neumático.	97
4.1.3. Bombeo Eléctrico.	98
4.1.4. Bombeo Hidráulico tipo pistón.	99
4.1.5. Bombeo Hidráulico tipo jet.	99
4.1.6. Resumen.	100
4.2. Planteamiento del problema 2.	102
4.2.1. Bombeo Mecánico.	103
4.2.2. Bombeo Neumático.	105
4.2.3. Bombeo Hidráulico tipo pistón.	106
4.2.4. Bombeo Hidráulico tipo jet.	106
4.2.5. Bombeo Eléctrico.	107
4.2.6. Resumen.	109
 CAPITULO V. ANALISIS ECONOMICO.	 110
5.1. Introducción.	110
5.2. Comparación de costos de levantamiento artificial para el bombeo neumático, - eléctrico e hidráulico.	112
5.2.1. Bombeo neumático vs. Bombeo - eléctrico y bombeo hidráulico.	112
5.2.1.1. Cálculo tipo para comparar el bombeo neumático y el bombeo eléctrico.	115

5.2.2. Bombeo neumático y bombeo eléctrico vs. bombeo hidráulico.	123
5.2.2.1. Cálculos de costo.	125
5.2.2.2. Comparación entre los costos del bombeo hidráulico tipo pistón y tipo jet.	133
5.2.2.3. Comparación del bombeo hidráulico con el bombeo neumático y el bombeo eléctrico.	136
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	137
BIBLIOGRAFIA.	140
NOMENCLATURA.	142
APENDICE A.	144
APENDICE B.	148



## INTRODUCCION:

En la etapa primaria de producción de un pozo petrolero la extracción de los hidrocarburos se lleva a cabo con la energía propia del yacimiento.

En la etapa posterior, o antes de que termine la vida fluyente de un pozo, es decir, cuando éste ya no produce -- con la energía propia del yacimiento, se debe instalar algún método de producción artificial, con lo cual se reduce la presión de fondo fluyendo, y como consecuencia disminuye la contrapresión en la cara de la arena permitiendo que la formación productora aporte fluidos.

Existen en la actualidad cuatro sistemas básicos de producción artificial, bombeo neumático, bombeo electrocentrifugo, bombeo hidráulico y bombeo mecánico.

La selección del tipo adecuado de levantamiento artificial para un pozo o un grupo de pozos, puede ser fácil o difícil dependiendo de las condiciones existentes. Generalmente, más de un método de levantamiento artificial puede ser utilizado.

En algunos casos, dependiendo de las consideraciones económicas, se pueden elegir dos métodos de levantamiento artificial para un pozo, uno de ellos se utiliza en una etapa posterior.

El objetivo de este trabajo es describir los parámetros más importantes que se deben tomar en cuenta para una óptima selección, como por ejemplo: características de producción, propiedades de los fluidos, características del pozo, localización, disponibilidad de energía, etc.

Además se señalan los problemas de operación más comunes que afectan a los sistemas artificiales de producción.

En otra sección del trabajo, se hace una descripción general del funcionamiento de los cuatro sistemas básicos de -- producción artificial señalando las ventajas y desventajas de -

de cada uno de ellos.

Se presentan dos problemas de aplicación donde se --  
lleva a cabo una selección del sistema de producción artifi- -  
cial más adecuado para las condiciones existentes del pozo.

En la parte final del trabajo se presenta un análi--  
sis económico, donde se comparan los métodos artificiales de -  
producción, en base a los costos de reparación, mantenimiento,  
instalación, etc. de cada sistema.

## C A P I T U L O 1 . - P A R A M E T R O S Q U E A F E C T A N L A S E L E C C I O N .

- 1.1. INTRODUCCION.
- 1.2. CARACTERISTICAS DE PRODUCCION.
  - 1.2.1. COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA.
  - 1.2.2. GASTO DE PRODUCCION.
  - 1.2.3. RELACION GAS-LIQUIDO.
- 1.3. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.
  - 1.3.1. GENERALIDADES.
  - 1.3.2. VISCOSIDAD.
  - 1.3.3. FACTOR DE VOLUMEN DE LA FORMACION.
- 1.4. CARACTERISTICAS DEL AGUJERO.
  - 1.4.1. PROFUNDIDAD.
  - 1.4.2. DIAMETROS DE TUBERIAS.
  - 1.4.3. TIPO DE TERMINACION.
  - 1.4.4. DESVIACION.
- 1.5. CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO.
  - 1.5.1. GENERALIDADES.
  - 1.5.2. AGOTAMIENTO DEL EMPUJE DEL YACIMIENTO.
  - 1.5.3. EMPUJE POR ACUIFERO.
  - 1.5.4. EMPUJE POR EXPANSION DEL CASQUETE DE GAS.
- 1.6. LOCALIZACION.
  - 1.6.1. GENERALIDADES.
  - 1.6.2. COSTA- FUERA
  - 1.6.3. LOCALIZACIONES URBANAS.
  - 1.6.4. CONSIDERACIONES DE DISTANCIA.
- 1.7. DISPONIBILIDAD DE ENERGIA.
  - 1.7.1. GENERALIDADES.
  - 1.7.2. ELECTRICIDAD.
  - 1.7.3. GAS NATURAL.
  - 1.7.4. OTRAS FUENTES DE ENERGIA.

**1.8. FACILIDADES EN SUPERFICIE**

**1.8.1. LINEAS DE ESCURRIMIENTO.**

**1.8.2. PRESION DE SEPARACION.**

**1.9. OBJETIVOS DE RECUPERACION A LARGO PLAZO.**

**1.9.1. GENERALIDADES.**

**1.9.2. EXPLOTACION PRIMARIA.**

**1.9.3. ENTRADA DE AGUA.**

**1.9.4. REPRESIONAMIENTO POR INYECCION DE GAS.**

**1.9.5. RECUPERACION TERMICA.**

**1.9.6. RECUPERACION QUIMICA.**

## C A P I T U L O        I

### PARAMETROS QUE AFECTAN LA SELECCION.

#### 1.1 INTRODUCCION.

La selección de entre los cuatro sistemas de producción artificial básicos, bombeo neumático (B.N.), bombeo electrocentrífugo (B.E.), bombeo hidráulico (B.H.) y bombeo mecánico (B.M.) depende de muchos factores. Estos factores son: características de producción, propiedades de los fluidos, características del pozo, características del yacimiento, facilidades en superficie, localización, fuentes de energía disponibles, etc. Un parámetro muy importante es la productividad -- del pozo, en base a esto se puede hacer una selección que resulte obvia de acuerdo a las siguientes condiciones:

- producción > de 20 000 bl/día (B.E.) o (B.N.)
- de 2 000 a 10 000 bl/día cualquier sistema excepto (B.M)
- de 100 a 1 000 bl/día cualquier sistema.
- producción < 100 bl/día cualquier sistema excepto (B.E.)

La profundidad puede ser una limitación importante como lo muestran las condiciones siguientes:

- profundidad > 12 000 pies solo (B.H.)
- de 10 000 a 12 000 pies cualquier sistema excepto (B.E.)
- profundidad < 8 000 pies cualquier sistema.

La alta desviación en pozos direccionales, elimina al bombeo mecánico y favorece el bombeo neumático debido a la mínima cantidad de equipo que es corrido dentro del pozo.

Otros factores secundarios son: se debe considerar que el sistema de producción apropiado para un pozo tipo, es función de la edad del pozo. Como se muestra en la Fig. 1.1 la presión del yacimiento y la RGL son generalmente altos en la etapa inicial de la extracción, por lo tanto, el bombeo neumático es favorable para RGL's relativamente altas. Mientras la presión y la RGL disminuyen, el bombeo neumático pierde ventaja y el bombeo eléctrico viene a ser más apropiado. Finalmente a muy bajas presiones y baja productividad, el bombeo mecánico y el bombeo hidráulico operan adecuadamente con altas eficiencias. Sin embargo, si la presión del yacimiento se mantiene debido a la invasión de un acuífero, el bombeo eléctrico o el bombeo neumático son los sistemas artificiales de producción más adecuados.

En la Fig. 1.2 se muestra la aplicación de los sistemas artificiales de producción dependiendo de los volúmenes de aceite y agua que son bombeados. Esta figura está basada en datos reales de pozos en E.E.U.U.A. Cada punto representa el volumen de agua y el correspondiente volumen de aceite, el cual es producido por un tipo dado del sistema de levantamiento. Cuando estos dos volúmenes son sumados, el resultado es el fluido total (bl/día) los cuales están siendo producidos en cada pozo y por cada tipo de levantamiento. De la figura antes mencionada se observa que la mayor concentración de pozos con bajo volumen se emplea bombeo mecánico, para pozos de volumen intermedio tiene gran aplicación el bombeo hidráulico y para pozos de alto volumen hay una mayor tendencia al empleo de --

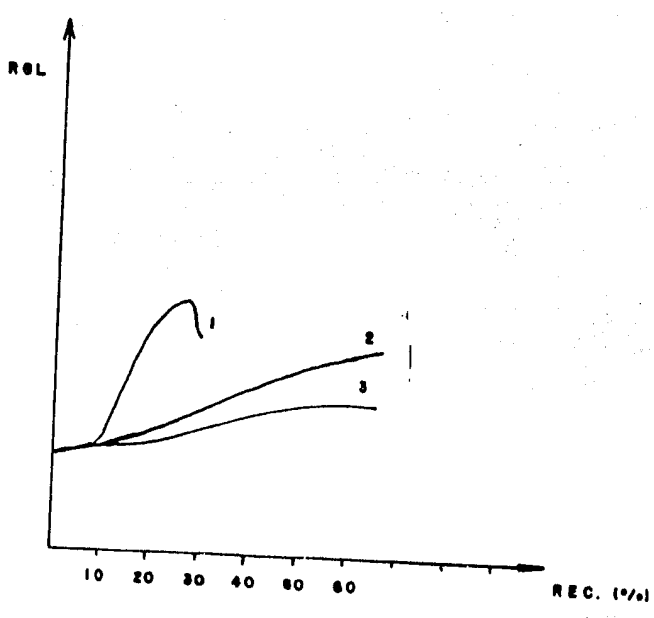
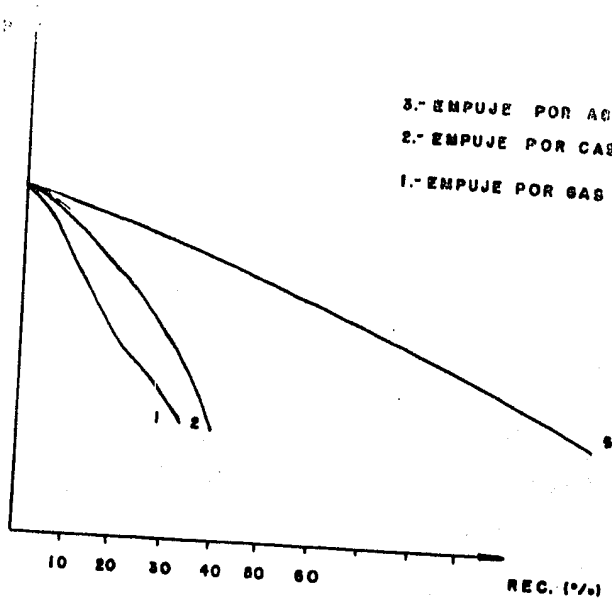


FIGURA 1.1.

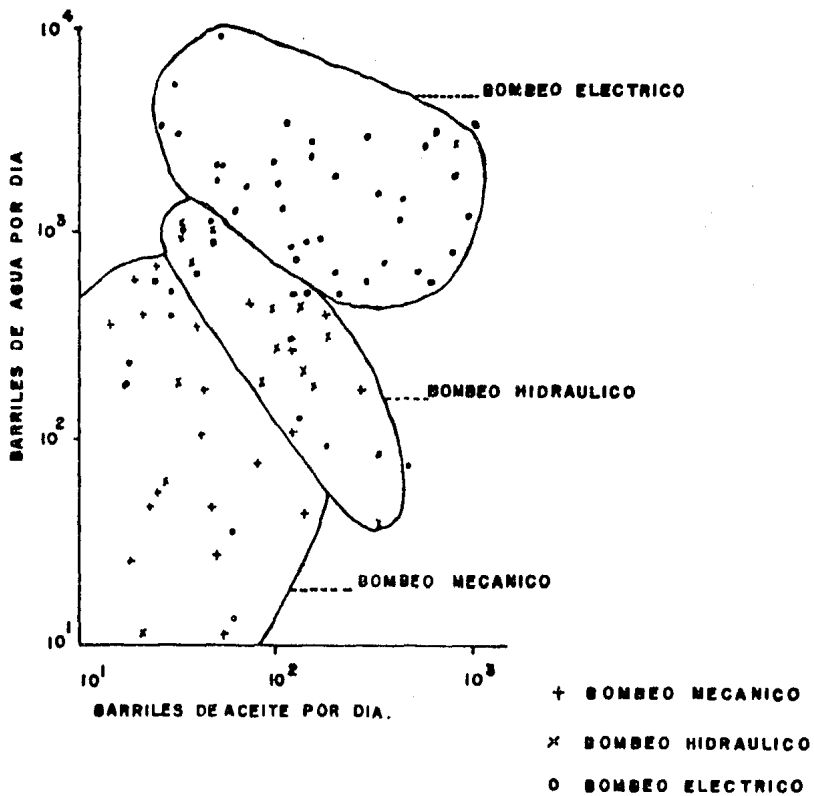


FIGURA 1.2.



bombeo eléctrico (el bombeo neumático no está incluido en este análisis).

## 1.2. CARACTERISTICAS DE PRODUCCION.

Las características de producción de un pozo, que se necesitan analizar para la selección del algún método de producción artificial, incluyen al comportamiento de afluencia del pozo, gastos de producción del líquido y la relación gas-líquido, las cuales para su mayor comprensión se explican brevemente a continuación:

### 1.2.1. COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA.

La capacidad de un pozo para producir fluidos (comportamiento de afluencia) es un factor importante para la selección de un sistema de producción.

En el cálculo de la producción de un pozo petrolero, comunmente se supone que el gasto de producción es proporcional a la caída de presión presentada. En base a esta suposición el comportamiento de un pozo puede ser descrito con el índice de productividad (IP). Una de las primeras correlaciones para determinar J fue desarrollada a partir de la ley de Darcy para flujo radial, fluido incompresible y en una fase.

El índice de productividad IP o J de un pozo, es el gasto de producción de líquidos entre el abatimiento de la presión del yacimiento (Pws) y la presión de fondo fluyendo (Pwf).

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}}, \quad (\text{bl/día/lb/pg}^2) \quad \dots (1.1)$$

La ecuación 1.1 puede escribirse en tal forma que represente una línea recta:

$$P_{wf} = P_{ws} - \frac{q}{J} \quad \dots (1.2)$$

Donde  $J$  o  $IP$  se consideran constantes, independiente de la producción y  $P_{ws}$  también se considera constante en una etapa particular de la vida del pozo.

Al graficar el gasto de producción v.s. presión de fondo fluyendo (Fig. 1.3) se puede observar el comportamiento anterior. El índice de productividad de un pozo es el inverso de la pendiente de la línea recta.

El valor de  $q$  en el punto B se llama "potencial del pozo",  $q = J P_{ws}$ , es el gasto máximo que la formación puede -- aportar al pozo y ocurre cuando  $P_{wf} = 0$ .

Sin embargo, Muskat<sup>(1)</sup> señaló que cuando están fluyendo dos fases, líquido y gas existentes en el yacimiento --- ( $P_{ws} < P_b$ ) esta correlación no funcionaba como se esperaba; es te autor presentó cálculos teóricos para ilustrar las gráficas de gasto v.s.  $P_{wf}$  para flujo bifásico obteniendo una curva.

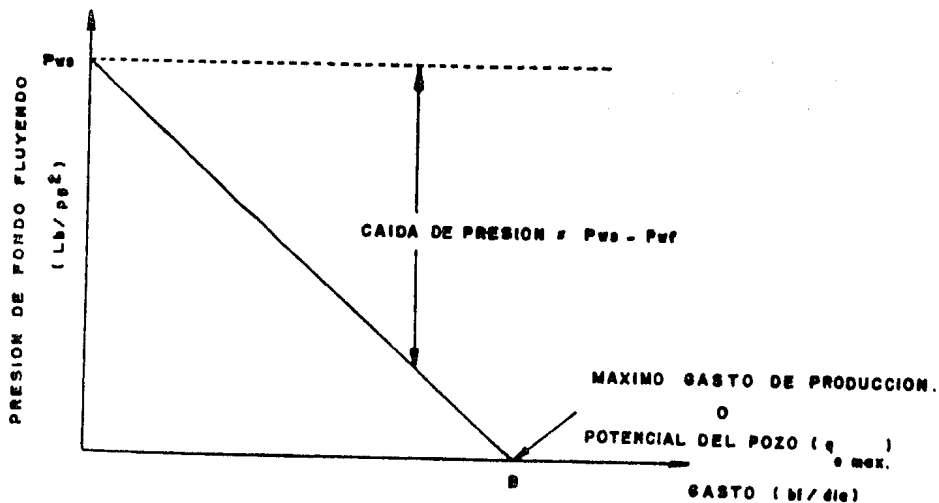
Cuando existe una curvatura no se puede decir que el pozo tenga un solo  $IP$  debido a que la pendiente varía continuamente con la caída de presión. Debido a lo anterior, Gilbert<sup>(2)</sup> propuso un método de análisis de la curva obtenida de graficar  $P_{wf}$  v.s.  $q$  de un pozo.

Gilbert lo llamó "comportamiento de afluencia del pozo" ( $IPR$ ) (Fig. 1.4) para diferenciarlo del índice de prod uctividad constante ( $J$ , comportamiento lineal).

Posteriormente Vogel<sup>(3)</sup> graficó la producción contra la presión de fondo fluyendo como una función de la producción acumulada y observó la variación del  $IPR$ .

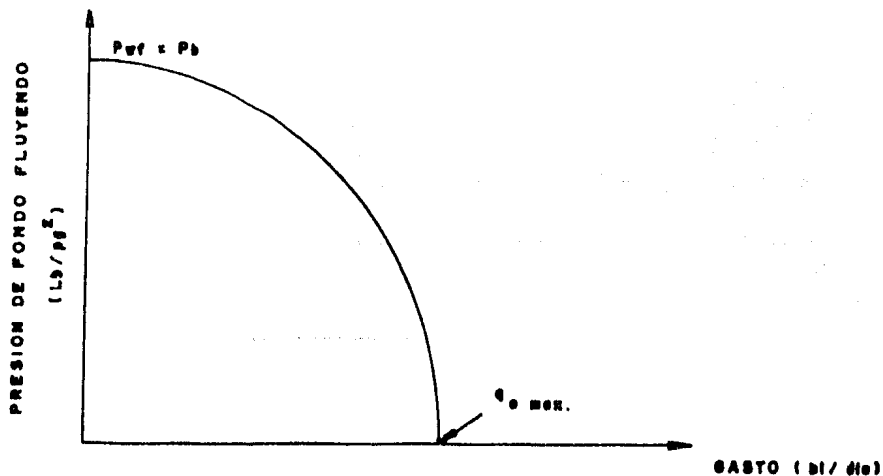
Este autor observó que mientras mayor sea el agotamiento en un yacimiento de aceite bajo saturado, la prod uctividad del pozo disminuye, debido a que disminuye la presión del yacimiento y el incremento de la saturación de gas que provoca dificultad para el flujo de aceite. El resultado es una dis minución progresiva del  $IPR$ , este comportamiento se observa mejor en la Fig. 1.5 con las curvas de  $IPR$  mostradas.

Basado en lo anterior, Vogel adimensionó las curvas de  $IPR$  siguiendo el procedimiento que a continuación se des cri



INDICE DE PRODUCTIVIDAD CONSTANTE

FIGURA 1.3.



COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DEL POZO

CURVA I P R

FIGURA 1.4.

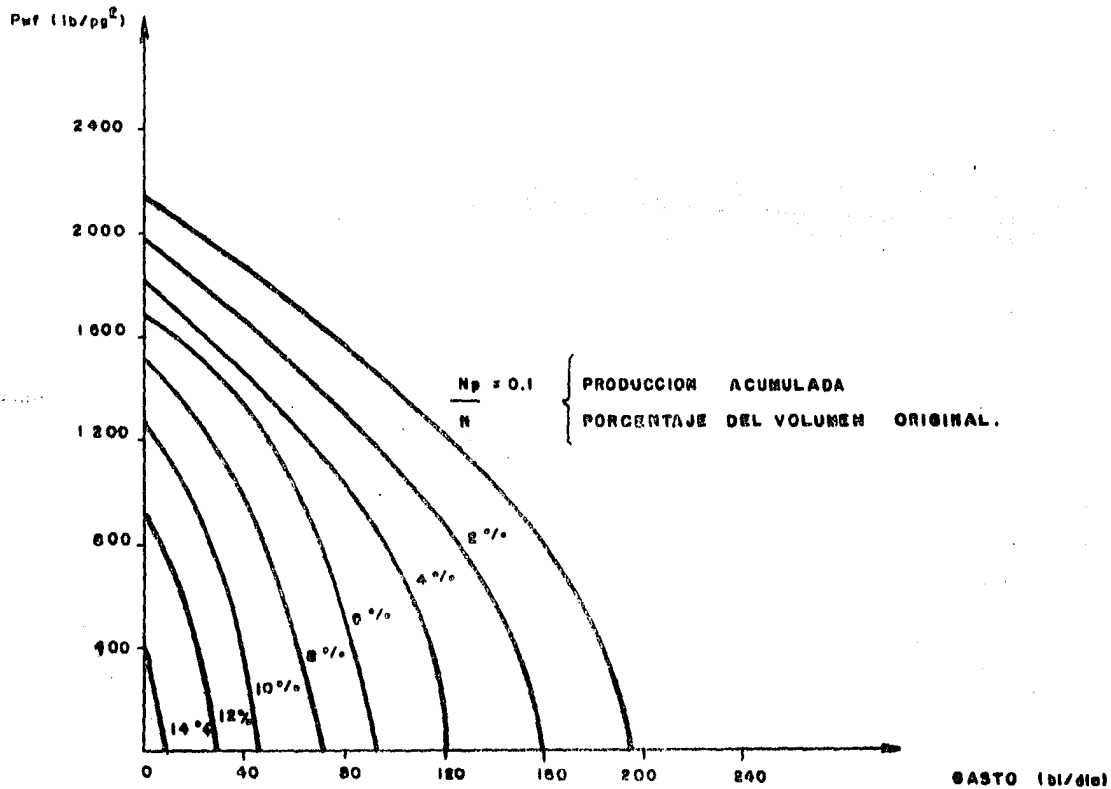


FIGURA 1.B.

be. La presión en cada punto del IPR, es dividida entre la máxima presión ( $P_{ws}$ ) para esa curva en particular y el correspondiente gasto de producción es dividido entre el gasto máximo (cuando  $P_{wf} = 0$ ) para esa misma curva. Cuando se ha hecho esto, las curvas de la figura 1.5 se pueden volver a trazar y se obtiene la Fig. 1.6.

Se puede apreciar aún más con esta gráfica que las curvas son marcadamente similares durante casi toda la vida productiva del yacimiento.

Vogel también graficó los mismos datos para distintas viscosidades y diferente  $R$  y observó que las curvas de IPR tenían un comportamiento similar. Posteriormente obtuvo una curva de referencia, Fig. 1.7, con la cual se puede construir la curva de IPR para un pozo determinado, partiendo de una prueba de producción y un registro de presiones de fondo.

Vogel concluyó que si las curvas de IPR de un yacimiento con gas en solución se ajustan a las curvas estudiadas anteriormente, la productividad del pozo puede ser calculada con mayor precisión con una simple curva de referencia, que con el método de IP de línea recta normalmente usado.

La aplicación de una curva de referencia a todos los yacimientos con gas disuelto no implica que todos estos yacimientos sean idénticos. La curva puede ser usada como una solución general de las ecuaciones de flujo de los yacimientos de gas disuelto y con una constante para cada solución particular que depende de las características individuales del yacimiento.

Podría tomarse una de las curvas adimensionales obtenidas con los cálculos de computadora como referencia estándar, pero sin embargo sería deseable tener una expresión matemática de la curva para asegurar una buena simulación permanente y flexibilidad de operación.

La ecuación de la curva que proporciona una buena representación es:

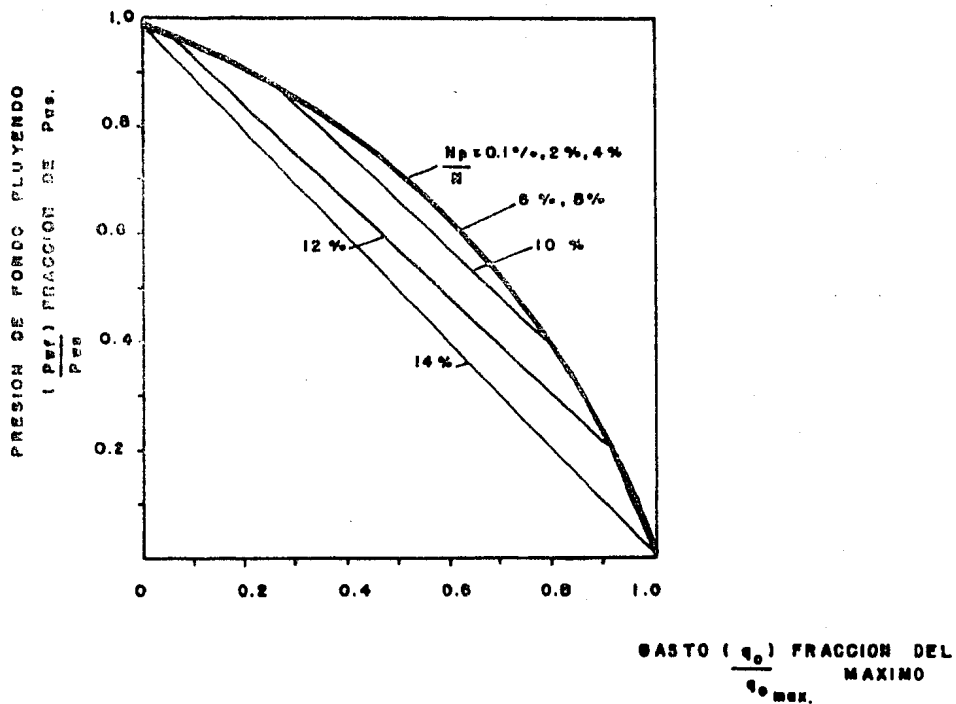
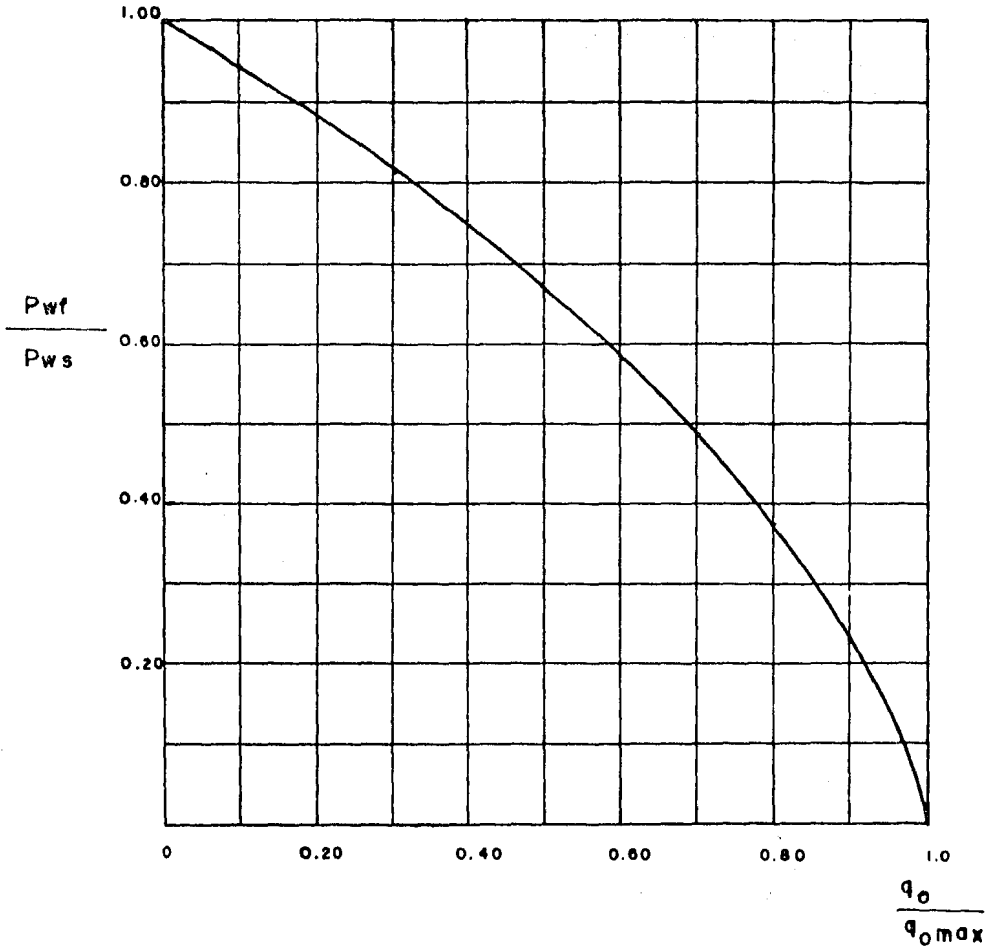


FIGURA 1.6.



COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA AL POZO  
 DE UN YACIMIENTO CON EMPUJE POR GAS  
 DISUELTO. (VOGEL).

FIGURA 1.7.

$$\frac{q_o}{(q_o)_{\max.}} = 1 - 0.20 \frac{P_{wf}}{P_{ws}} - 0.80 \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad \dots (1.3)$$

Donde  $q_o$  es el gasto de producción a condiciones estándar correspondiente a una presión de fondo fluyendo  $P_{wf}$ , --  $P_{ws}$  es la presión del yacimiento y  $(q_o)_{\max.}$  es el gasto máximo de producción (100% de la caída de presión).

Por comparación, la correlación para el IP en línea recta es:

$$\frac{q_o}{(q_o)_{\max.}} = 1 - \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \quad 0.20 \quad \dots (1.4)$$

En su trabajo, Vogel no toma en cuenta que los pozos pudieran estar dañados o estimulados, es decir que el considera una eficiencia de flujo de 1.0 . Standing<sup>(4)</sup> complementa este trabajo y desarrolla una gráfica con curvas de IPR para eficiencias de flujo diferentes de 1.0 ; considera pozos dañados y pozos estimulados, Fig. 1.8.

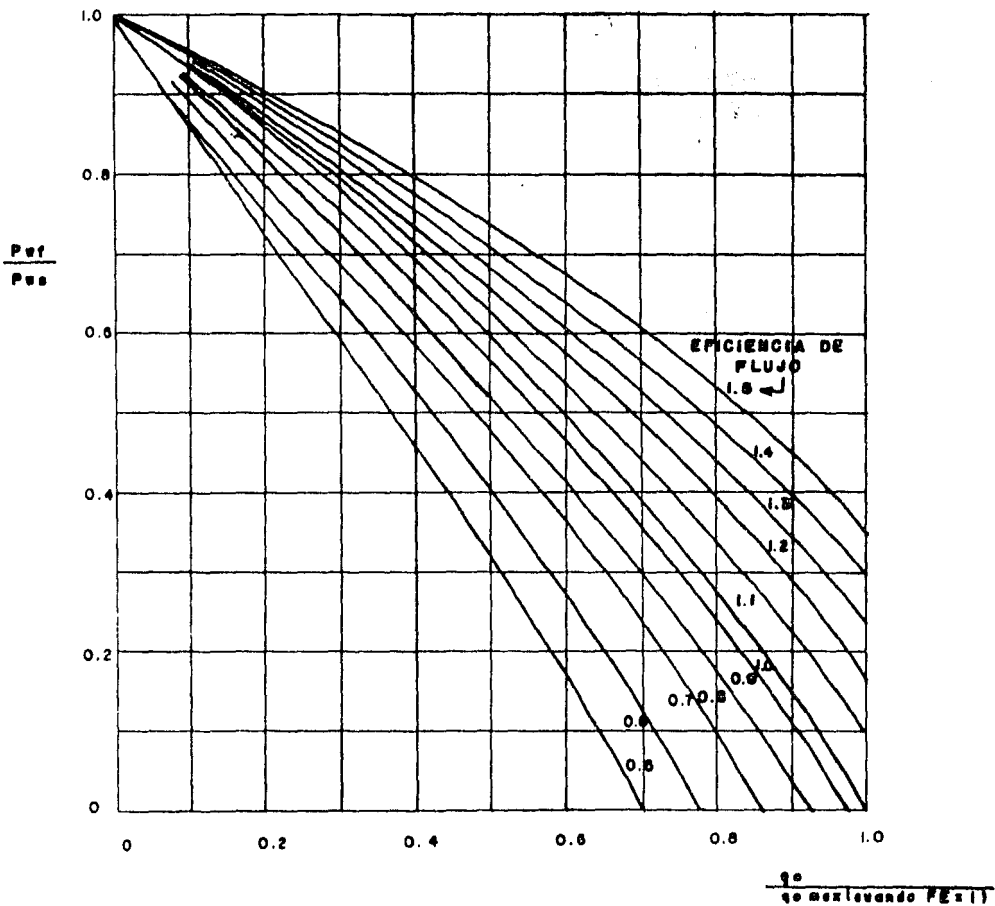
### 1.2.2. GASTO DE PRODUCCION.

El gasto de producción total que se va a manejar es un factor de control que se debe tomar en cuenta en la selección de un método de levantamiento artificial. Gastos extremadamente altos requieren el uso de bombeo eléctrico o bombeo neumático continuo.

Para gastos muy bajos todos los demás métodos de levantamiento artificial se pueden considerar. El bombeo eléctrico está siendo usado en operaciones de baja producción -- para pozos con gastos menores de 200 bl/día.

Cuando se está utilizando bombeo neumático continuo, la producción de fluidos puede estar dentro de un rango de 200 a 20 000 bl/día a través de tuberías de producción normales; - (2 3/8, 2 7/8, 3 1/2, etc.) si se explota por el espacio anular es posible obtener una producción mayor a los 80 000 bl/día.





CURVAS DE IPR PARA POZOS DAÑADOS Y MEJORADOS  
 DE UN YACIMIENTO CON EMPUJE DE GAS DISUELTO.  
 (STANDIN 6)

FIGURA 1.8.

En el bombeo neumático continuo el diámetro interior de la T.P. rige el gasto de producción, siempre y cuando el índice de productividad del pozo, la presión de fondo fluuyendo, el volumen, la presión del gas de inyección y las condiciones mecánicas del pozo sean las más favorables.

El bombeo neumático intermitente es usado generalmente en pozos con baja producción de aceite.

La principal ventaja del bombeo neumático es su flexibilidad. Este tipo de levantamiento artificial se ajusta -- prácticamente a cualquier gasto. El aparejo de producción -- (válvulas, equipo subsuperficial) se puede sustituir o instalar empleando equipo de línea de acero sin tener que mover la tubería de producción, lo anterior depende del diámetro de las tuberías y de la disponibilidad de equipos de servicio.

El bombeo hidráulico tipo pistón al igual que el bombeo neumático tiene buena flexibilidad para adaptarse a diferentes rangos de producción. Muchas instalaciones de bombeo - hidráulico están trabajando a 12 000 pies de profundidad con - gastos de producción de 150 a 300 bl/día.

El bombeo hidráulico también está asociado a altos - volúmenes de levantamiento artificial.

La experiencia muestra que el bombeo eléctrico ha tenido tendencia a ser utilizado en la producción de grandes volúmenes de fluidos. Este tipo de levantamiento también es aplicado en pozos con invasión de agua. En un caso de operación que se estudió se observó que se estaba produciendo agua con un gasto de 25 000 bl/día desde una profundidad de 5 000 a - - 8 000 pies.

El alto volumen de producción es la principal ventaja de este tipo de levantamiento artificial.

El bombeo mecánico tiene una gran desventaja para su selección esto se debe a la limitación de volumen de producción provocada por el diámetro de la tubería utilizada y también a la limitación que tiene este sistema a ser utilizado en pozos de poca profundidad.

La producción de agua afecta directamente al gasto - de producción total.

Por ejemplo, muchos pozos deben producir 2 000 -- bl/día o más de agua para poder obtener 100 bl/día o menos de aceite.

La alta producción de agua afecta el comportamiento de afluencia del pozo debido al daño que ocasiona en la permeabilidad relativa. El agua también provoca un aumento de la -- caída de presión en la T.P. La alta producción de agua reduce la relación gas-líquido total.

Por lo tanto, los altos porcentajes de agua obligan a tener que producir altos volúmenes de levantamiento artificial.

### 1.2.3. RELACION GAS-LIQUIDO.

Las relaciones gas-aceite o gas-líquido producidas -- afectan la selección del equipo de producción artificial y, en particular, al diseño del mecanismo de levantamiento. Como regla de campo todos los métodos de levantamiento tienen una eficiencia reducida cuando aumenta la relación gas-líquido. Cuando se tiene una producción con una RGA mayor a 2 000 pies<sup>3</sup>/bl se puede manejar con la mayoría de los métodos de levantamiento artificial.

La bomba subsuperficial del émbolo del bombeo mecánico tiene una eficiencia reducida (40% aprox.) para una RGA mayor a 2 000 pies<sup>3</sup>/bl. En el rango de 2 000 a 5 000 pies<sup>3</sup>/bl, -- el bombeo neumático intermitente puede ser el más eficiente ya que el gas es venteado en ciclos.

Otros sistemas requieren que el gas sea desviado fuera del mecanismo de levantamiento.

Arriba de 5 000 pies<sup>3</sup>/bl, los bombeos eléctrico e hidráulico pueden manejar RGA's relativamente altas. Si el gas no puede ser venteado se debe preveer como manejar el gas.

Para el caso de las bombas debe darse volumen adicional para poder manejar el gas libre, el cual ocupa espacio y --

además reduce la eficiencia del sistema de levantamiento artificial.

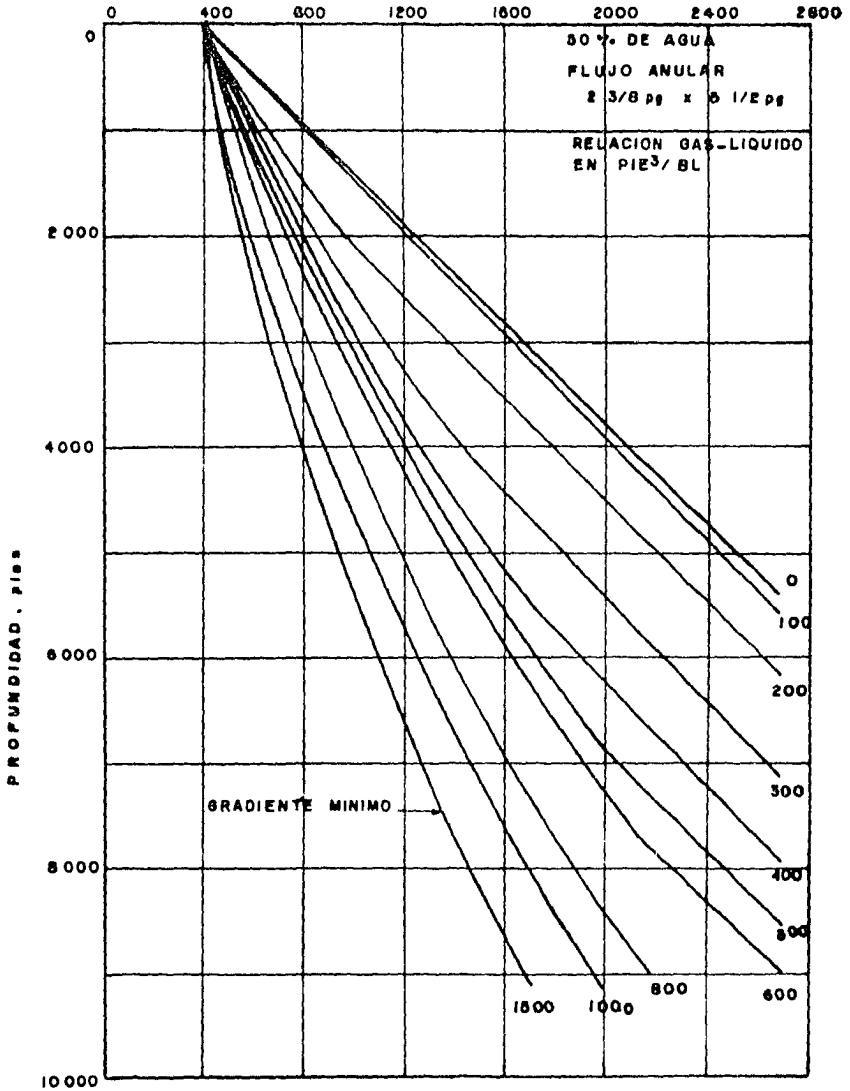
Se deben hacer diseños especiales para manejar el gas libre, tales como el uso del bombeo eléctrico en tandem.

Nótese que un exceso de 2 000 pies<sup>3</sup>/bl es suficiente para alcanzar el gradiente mínimo de flujo en el aparejo de la T.P. La línea de gradiente mínima se define como la curva de RGL con menor presión para una profundidad determinada. Un volumen adicional de gas incrementa la fricción con lo que la curva de presión v.s. profundidad se mueve a la derecha (Fig. 1.9).

En el bombeo neumático continuo, entonces, la adición de más gas (entrada de gas) aumenta la presión de fondo fluyendo y se reflejará en una disminución de la eficiencia del levantamiento. Por lo tanto, pozos con una relación gas-líquido relativamente alta ocasiona problemas en cualquier método de levantamiento a menos que se considere el venteo apropiado. Algunos de estos pozos pueden producir un volumen pequeño y -- fluir naturalmente.

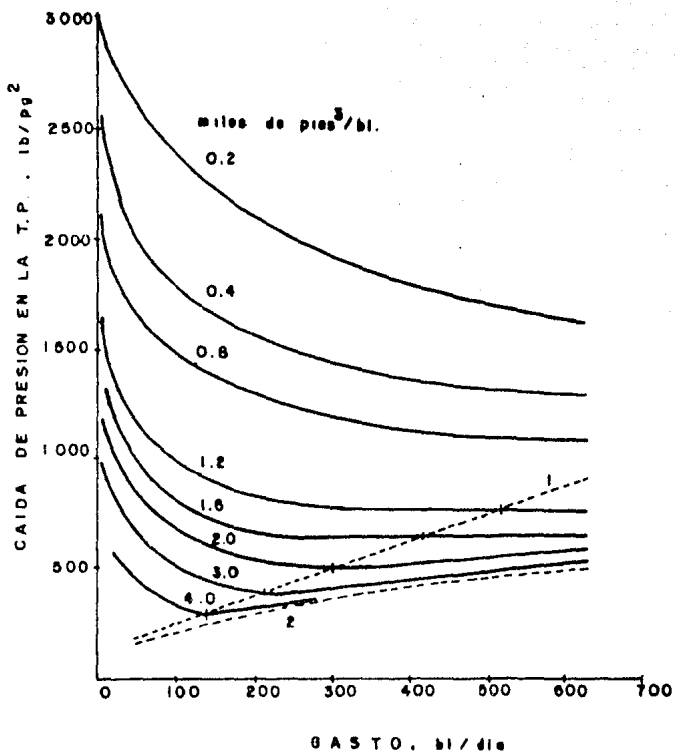
Para un diámetro de tubería de producción y profundidad dados existe un gasto de producción de líquido óptimo para una RGL dada, que es el gasto que provoca una mínima caída de presión en la T.P. A gastos menores del óptimo la pérdida de presión se incrementa a medida que el gasto disminuye debido -- al resbalamiento de gas y la facilidad del gas para levantar -- al líquido a la superficie. A gastos mayores que el óptimo el aumento del volumen de fluidos (líquido más gas libre) que está circulando en la T.P. por unidad de tiempo, provoca mayores velocidades y consecuentemente pérdidas por resistencia. A -- gastos muy bajos la caída de presión es casi la misma a la presión de la columna estática de fluidos, por lo tanto, la curva de pérdida de presión v.s. gasto de producción debe tender a la pérdida de presión estática así como el gasto de producción tiende a cero. La curva "tipo" de la caída de presión -- v.s. gasto de producción (RGL permanece constante) se muestra en la Fig. 1.10.

PRESION, Lb/pg<sup>2</sup>



CURVAS DE GRADIENTE DE PRESION  
FLUJO VERTICAL 2500 bl/dia.

FIGURA 1.9.



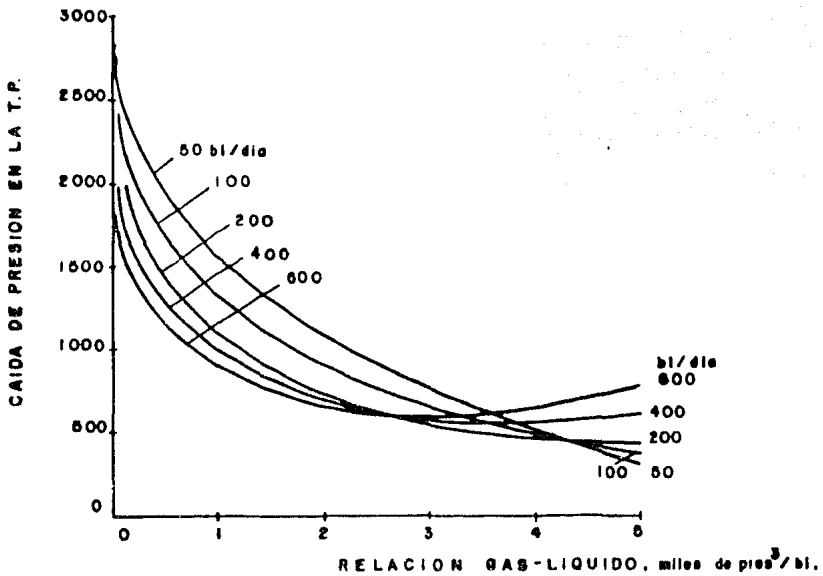
CAIDA DE PRESION COMO FUNCION DEL GASTO  
 A DIFERENTES RELACIONES GAS-LIQUIDO

FIGURA 1.10.

Asimismo, se pueden llevar a cabo pruebas para determinar el efecto que provoca el incremento de la RGL cuando el gasto del líquido tratado anteriormente se mantiene constante. A bajas RGL's el régimen de flujo es flujo burbuja con pequeñas burbujas de gas dispersas en una forma continua, debido a esto el efecto de levantamiento de gas es pequeño, y la caída de presión de la parte baja a la parte superior de la T.P. es igual a la suma del peso del líquido más la resistencia al flujo del líquido. En este caso la caída de presión debida a la resistencia al flujo no tiende a cero como la RGL tiende a cero, por lo tanto la curva de caída de presión v.s. RGL tiende a un valor de pérdida de presión mayor que la presión estática de una forma parecida a como la RGL tiende a cero. Evidentemente este valor final de pérdida de presión se incrementa con el gasto de flujo. El incremento de la RGL provocará un cambio en el régimen de flujo, de flujo burbuja a flujo bache, flujo anular y posteriormente a flujo neblina; en otras palabras, la ayuda proporcionada por el gas para efectuar el levantamiento de líquidos a la superficie aumentará uniformemente, y disminuirá la caída de presión en la T.P.

Pero una vez más si la RGL llega a ser muy grande las altas velocidades en la T.P. provocará grandes pérdidas por resistencia y aumentará las pérdidas de presión. La curva "tipo" de pérdida de presión v.s. RGL (el gasto de producción permanece constante) se muestra en la Fig. 1.11.

La RGL que proporciona la presión mínima de succión a cualquier gasto particular de flujo es denominada la RGL óptima.



CAIDA DE PRESION COMO FUNCION DE LA RELACION  
GAS-LIQUIDO A VARIOS GASTOS DE PRODUCCION.

FIGURA 1.11.



### 1.3. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.

#### 1.3.1. GENERALIDADES.

En lo que se refiere a los sistemas de levantamiento artificial, existen dos propiedades más importantes que otras.

Son muy importantes la viscosidad del aceite y el -- factor de volumen del aceite, con poca influencia de la viscosidad del agua, viscosidad del gas y propiedades de tensión su superficial.

La composición del fluido es importante en lo que se refiere a corrosión.

#### 1.3.2. VISCOSIDAD.

Como regla general, viscosidades menores a los 10 -- cp (cerca de 30°API) no son factores determinantes en la selección del método artificial de levantamiento. Para crudos altamente viscosos de 14.5°API y 301 cp, el émbolo del bombeo mecánico no cae libremente; por lo tanto, la carrera efectiva se reduce y las varillas pueden llegar a sobrecargarse o pegarse y por lo consiguiente romperse.

En crudos extremadamente viscosos de 20° API y 600 -- cp, existe un retardo muy notable en la acción de la válvula viajera de la bomba subsuperficial del bombeo mecánico. En -- fluidos poco viscosos, tales como el agua la válvula fija o de pie es de solo 1/8 de pg. de diámetro, mientras que en la válvula viajera depende mucho de la velocidad del émbolo. Incluso, existen severas vibraciones laterales de las esferas, particularmente cuando la esfera de la válvula de pie no está en su asiento.

Por lo tanto, el uso de guías especiales en forma de anillo, tales como las usadas en las bombas de diseño reciente, alargan la vida de operación de la esfera y del asiento y aceleran el cierre de la válvula de pie considerablemente.

En fluidos viscosos existe menos vibración, pero el tamaño de la esfera de levantamiento es más grande e igual al máximo permitido por la cámara, excepto a velocidad de embolada muy baja.

Esto significa que la válvula de pie cierra muy lentamente.

El retardo en el cierre observado en las cartas dinámicas tomadas en pozos de aceite muy viscosos (Fig. 1.12) representa una pérdida apreciable en la carrera y ha sido considerado lo suficientemente serio para que los experimentos -- sean llevados a cabo con válvulas de disco accionadas con resorte, y con válvulas de charnela. Sin embargo, la válvula de disco ha sido la que ha tenido mayor aceptación en pozos con aceite viscoso.

Además se tienen fuerzas de arrastre entre el émbolo y el barril de trabajo debido a fuerzas viscosas.

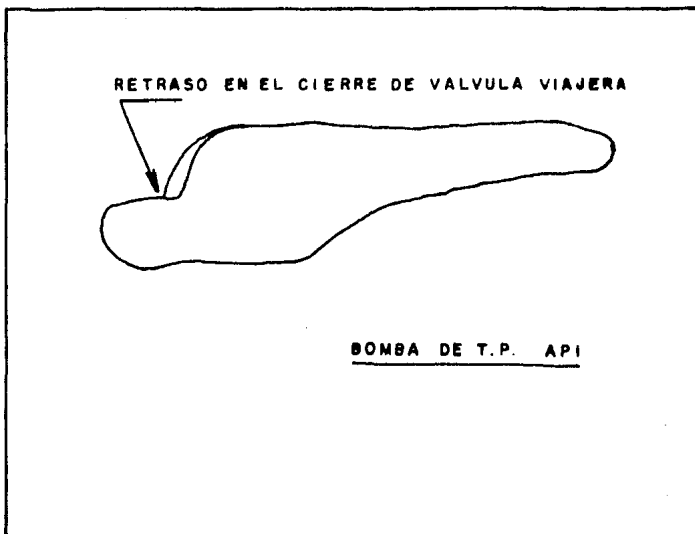
El bombeo hidráulico, puede tener aplicación debido a que se puede mezclar el aceite viscoso con un fluido motriz menos viscoso, con esto se reducen las pérdidas de presión en la T.P..

Sin embargo, estas características adicionales en el crudo requieren incremento en los costos de operación.

La viscosidad del aceite es una propiedad que está sujeta a mucha variación y debe ser considerada como el factor más importante en el bombeo hidráulico o en cualquier otro método. El rango varía desde 1.0 centistoke o menos y puede llegar hasta 1 000 000 centistokes bajo condiciones de pozo. La viscosidad puede variar impredeciblemente cuando están presentes parafina, agua o gas.

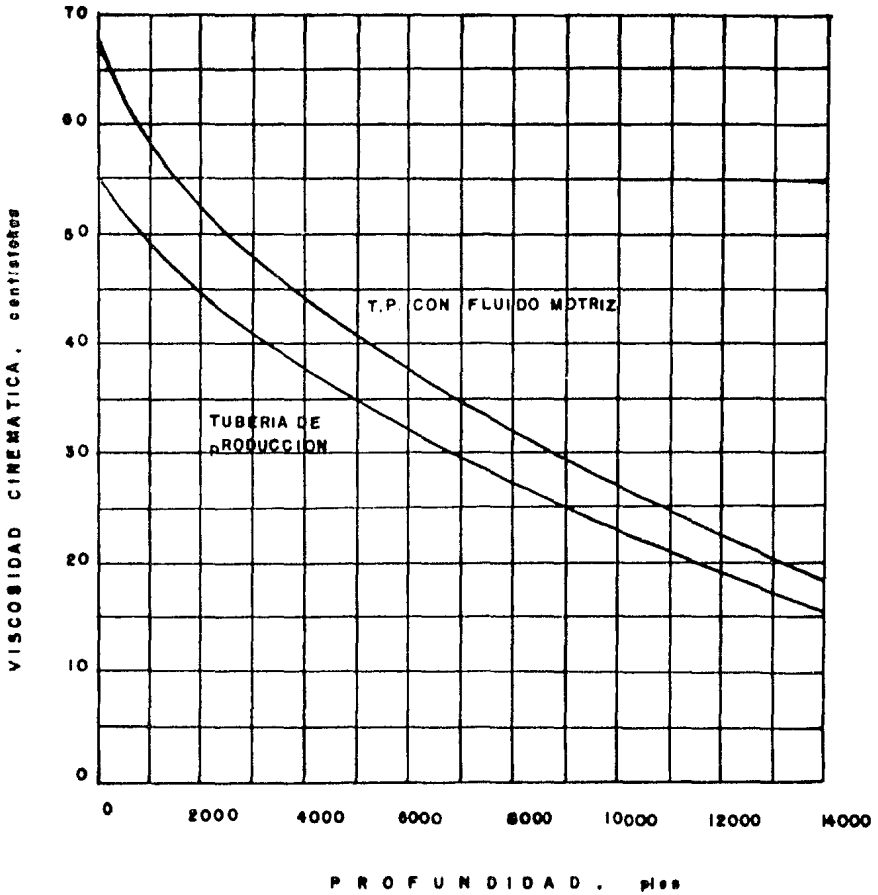
En cualquier pozo, la viscosidad varía con la profundidad, y esta variación depende de los gradientes de temperatura y presión. La Fig. 1.13 muestra esta variación para un crudo típico de 36.2° API.

En el bombeo neumático se puede tener problemas adicionales debido al efecto de enfriamiento provocado por la ex-



CARTA DINAMOMETRICA DE UN POZO  
PRODUCTOR DE ACEITE VISCOZO .

FIGURA 1.12.



GRAFICA DE VISCOSIDAD VS. PROFUNDIDAD DEL POZO PARA UN ACEITE DE 36.2° API.  
 PRESION SUPERFICIAL DEL FLUIDO MOTRIZ, 3200 lb/po<sup>2</sup>.  
 GRADIENTE DE TEMPERATURA DE 1° POR CADA 60 PIES.

FIGURA 1.13.

pansión del gas.

En el bombeo eléctrico los líquidos viscosos tienden a reducir la capacidad de carga y la eficiencia de la bomba y a incrementar los requerimientos de potencia y además provoca aumento de la fricción en la tubería.

Se puede concluir que, los fluidos altamente viscosos son difíciles de extraer por cualquier método de producción artificial.

### 1.3.3. FACTOR DE VOLUMEN DE LA FORMACION.

El factor de volumen de la formación representa el número de barriles de líquido que deben de ser extraídos para obtener el gasto deseado de producción.

Este factor debe ser considerado en todo tipo de levantamiento artificial, ya que cualquier mecanismo de bombeo de fondo debe ser diseñado para bombear el volumen adicional requerido en el fondo del pozo.

Nótese que un factor de volumen de formación alto o bajo, no indica por sí solo que método de levantamiento artificial puede ser el adecuado en la selección.

#### 1.4. CARACTERISTICAS DEL AGUJERO.

A menudo, las características del pozo tienen influencia en la determinación del método de levantamiento artificial.

##### 1.4.1. PROFUNDIDAD.

Entre más alto sea el nivel dinámico del fluido por arriba del mecanismo de levantamiento, la profundidad tendrá poco efecto en la selección del método de levantamiento artificial.

Sin embargo, en cualquier pozo en el que se tenga -- que diseñar un sistema de levantamiento artificial y que sea -- menor de 10 000 pies, se cuenta con varios tipos de sistemas -- que son eficientes.

El bombeo mecánico es capaz de levantar fluidos desde grandes profundidades; pero la potencia, elongación de las varillas, carga y fricción ocasionada por el arrastre, limitan el diseño, todos estos factores tienden a que baje la eficiencia volumétrica del sistema. La eficiencia volumétrica se reduce en los pozos que tienen alta RGA.

Sin embargo, unidades con mayores capacidades de carga y alta resistencia en las varillas han permitido alcanzar -- mayores y mayores profundidades, ya que la profundidad había -- sido la principal desventaja de este sistema artificial de producción.

El bombeo eléctrico requiere altas columnas de carga a la profundidad de operación de la bomba, la experiencia muestra, que la elevadas temperaturas de fondo, ocasionan fallas -- del motor y/o del cable.

Debido a los requerimientos de potencia del motor -- eléctrico, la profundidad es la limitante de este sistema.

El bombeo neumático intermitente es ineficiente debido al colgamiento del líquido, pero es aplicable con la ayuda de un émbolo.

El diseño de cámaras de acumulación proporciona la capacidad necesaria del levantamiento en grandes profundidades, incrementando el volumen de bache.

El bombeo hidráulico tipo pistón es el sistema más efectivo en pozos muy profundos con levantamiento desde los -- 18 000 pies de profundidad. Por lo tanto, la profundidad no es un factor limitante para este sistema. Muchas instalaciones menores a los 12 000 pies de profundidad producen con gastos de 150 a 300 bl/día.

Los pozos que se están bombeando hidráulicamente a -- profundidades mayores a los 11 000 pies están teniendo mayor -- aceptación incluso con altas presiones de fondo fluyendo y con alto contenido de agua.

La profundidad de levantamiento tampoco es una limitante para el bombeo hidráulico tipo jet que tiene aplicación en pozos de hasta 11 500 pies en algunas áreas.

#### 1.4.2. DIAMETROS DE TUBERIA.

El diámetro de las tuberías de revestimiento del pozo es determinado en las etapas preliminares del programa de perforación. Muchas variables determinan el diámetro de las -- T.R.'s para un pozo en particular en un área particular, tales como problemas anticipados que se tendrán en el pozo (zonas de presión anormal, derrumbes, pegaduras, pérdidas de circulación, flujo de sal, etc.), precio de la tubería y disponibilidad de tubería (factor crecientemente importante), y prácticas de ademe de los operadores del área.

El diámetro de las T.R.'s limita el diámetro exterior de la T.P. que puede ser corrida dentro del pozo. Si se usan aparejos de T.R. telescopiados (T.R. intermedia, liner de perforación o liner de producción), se limita el diseño de la T.P.

Las terminaciones múltiples están también restringidas, dependiendo del diámetro de la T.R. Los pozos de diáme--

tro reducido o terminaciones direccionales limitan el diámetro de la T.P. Para gastos extremadamente altos, se puede considerar flujo por el espacio anular.

El método de producción artificial puede llegar a estar en función de los diámetros de tubería.

El diámetro de la T.P. también puede ser muy grande lo cual puede causar el excesivo colgamiento de los líquidos - cuando se tienen bajos gastos de producción.

Tubos muy pequeños causan altas pérdidas de presión por fricción que reducen la eficiencia volumétrica del bombeo neumático. El claro en las uniones de las varillas en el bombeo mecánico es también importante para prevenir el desgaste de estas, y para proveer acceso a las herramientas de pesca en el caso de ruptura de las partes del aparejo.

El roce de las varillas dañará la T.P. y además el rompimiento de la T.P. puede ocasionar altas inversiones debido a las operaciones de reparación.

El bombeo neumático no es aplicable en donde existe T.R.'s en mal estado, y podría ser antieconómico repararlas.

En el bombeo hidráulico debe haber el diámetro adecuado de T.R. para que puedan ser corridos la T.P. y el aparejo de venteo al igual que espacio anular para el retorno de los fluidos. Si se tiene el suficiente diámetro de T.R. y la producción está dentro del rango que manejan las bombas libres, se pueden correr dos aparejos de T.P.'s y ventear por el espa-



cio anular como en el bombeo mecánico. Las tuberías deben de ser de diámetro suficiente y resistir altas presiones.

En el bombeo eléctrico es necesario tener suficiente espacio anular para tener el adecuado enfriamiento del motor.

El insuficiente diámetro de las tuberías puede limitar la potencia del motor al no poder colocar el equipo adecuado.

#### 1.4.3. TIPO DE TERMINACION.

El diseño de un equipo de levantamiento artificial puede depender, de si el pozo está terminado en agujero abierto o en intervalo disparado. La principal consideración es el comportamiento de afluencia. En agujero abierto, las cavernas, arena o la reducción del diámetro del agujero pueden afectar el comportamiento de afluencia.

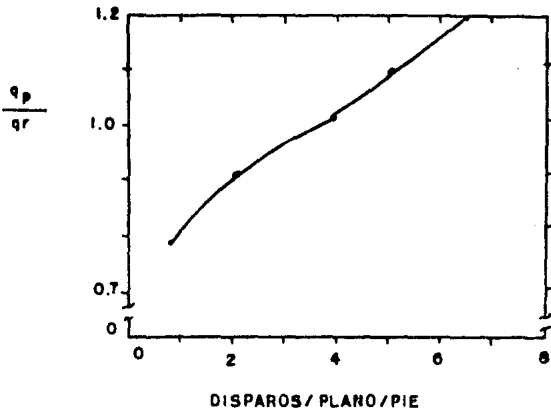
En el intervalo disparado, la densidad insuficiente de disparos o disparos taponados puede reducir el comportamiento de afluencia.

Aunque existe la tecnología necesaria para asegurar buenos disparos en la mayoría de los pozos, en muchas áreas regularmente se tiende a obtener disparos deficientes.

Las tres causas más probables para la obtención de disparos deficientes son:

- (1) Desconocimiento de los requerimientos para disparar óptimamente.
- (2) Control inadecuado del claro (distancia entre la carga y la T.R.), particularmente cuando se corren las pistolas a través de la T.P. y,
- (3) La práctica generalizada de preferir realizar los disparos en función de su precio, en lugar de su calidad.

Las condiciones y el arreglo de los disparos (baja densidad, poca penetración, etc.) originan una baja productividad, Fig. 1.14 y Fig. 1.15.



$q_p$ : GASTO CON PERFORACIONES DE 1/2" QUE PENETRAN 12" FUERA DE LA T.R.

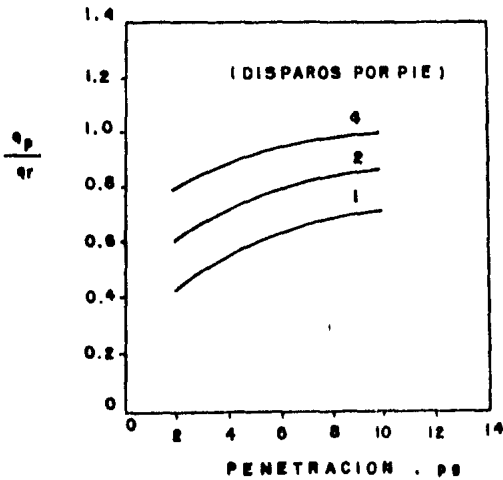
$q_r$ : GASTO EN AGUJERO DESCUBIERTO

$r_o = 650$  pies

$r_w = 0.25$  pies

RELACION DE PRODUCTIVIDAD VS. DENSIDAD DE DISPAROS

FIGURA 1.14.



RELACION DE PRODUCTIVIDAD VS. PENETRACION

FIGURA 1.15.

#### 1.4.4. DESVIACION .

Los pozos altamente desviados afectan la selección del equipo de levantamiento artificial. Se debe anticipar que se tendrá baja eficiencia en este tipo de pozos.

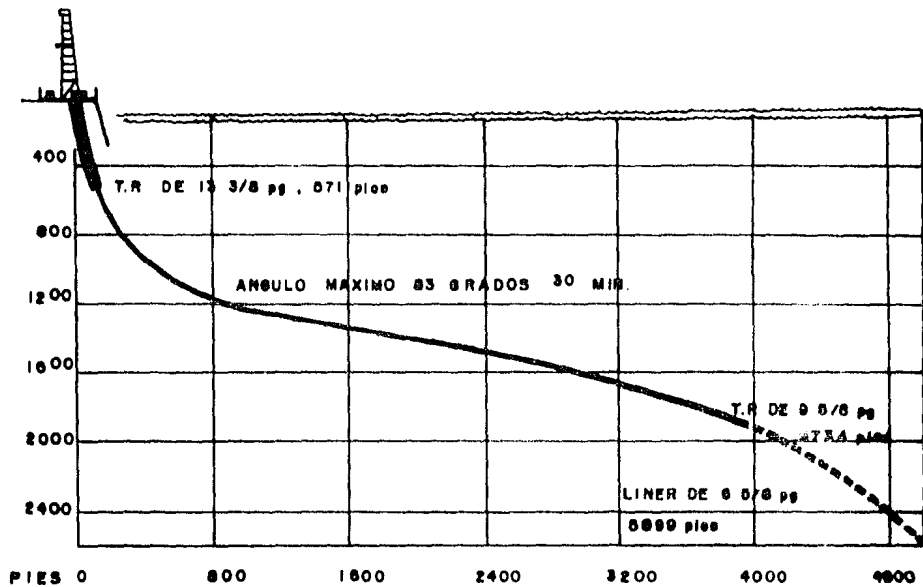
En el bombeo neumático, hidráulico y eléctrico el diseño es complicado. Ya que los pozos desviados no mantienen los mismos gradientes bifásicos que existen en un pozo vertical, se debe tener consideración especial en el diseño del bombeo neumático. Además todos los tipos de levantamiento requerirán potencia adicional.

En agujeros desviados en "pata de perro" las bombas hidráulicas trabajan muy bien. Algunas veces las bombas "libres" se pegan en pozos muy desviados y requieren operaciones de pesca, pero de todas formas es más barato que colocar una bomba de T.R.

Por muchos años se supuso que los pozos direccionales (Fig. 1.16) podían ser tratados como pozos verticales para propósitos de diseño de bombeo neumático, y la caída de presión que ocurría en el aparejo de T.P. o espacio anular se calculaba como si fuera vertical. Debido al uso de algunos factores de seguridad ha sido posible desprestigiar el peso de la columna de gas y utilizar un gradiente de fluido de 0.50 lb/pg.<sup>2</sup>/pie en vez de utilizar un gradiente real de fluido de control más ligero tal como el aceite el cual puede tener un gradiente incluso menor de los 0.40 lb/pg.<sup>2</sup>/pie.

Otros diseñadores han simplemente añadido factores de seguridad a la presión calculada en la T.P. basados en los ángulos de desviación, tales como el uso de  $Pwf' = Pwf + 0.10Pwf$  para ángulos entre 10 y 30 grados y  $Pwf' = Pwf + 0.20 Pwf$  para ángulos entre 20 y 70 grados.

El diseño de instalaciones de bombeo neumático en pozos con perforación direccional puede ser complementado incluso, proyectando la presión estudiada en el pozo desviado a una profundidad vertical equivalente. Una vez que se ha hecho esto el ingeniero de producción puede proceder de manera normal que para un pozo vertical.



PERFIL DE UN POZO DIRECCIONAL  
 FIGURA 1.16.

Una vez que se ha determinado la presión vertical -- equivalente, el espaciamiento de las válvulas se puede realizar en forma normal haciendo una selección adecuada de la válvula.

La única diferencia que se tendrá en el diseño de la válvula será el tamaño del asiento seleccionado ya que en los pozos direccionales se tendrán mayores requerimientos de gas para el mismo gasto.

Para obtener los mismos gastos de producción en pozos altamente desviados que en pozos verticales, es necesario incrementar el volumen de gas inyectado, la presión de operación o ambos.

Donde sea posible, se debe tener flujo por T.P. debido a que encuentran inestabilidades adicionales inherentes en el flujo anular en los pozos direccionales.

Se debe aclarar que el bombeo neumático continuo es el sistema de producción artificial que se puede manejar en pozos desviados con menor problema. Esto es especialmente cierto en las plataformas costa-fuera.

El bombeo eléctrico puede adaptarse a pozos altamente desviados (con ángulos mayores a los  $80^\circ$ ).

El bombeo mecánico en pozos desviados tiene riesgos adicionales en las conexiones de las varillas y por el desgaste de la T.P. con lo que se tiene reducción de la eficiencia volumétrica. En algunas áreas, se usan guías de nylon o plástico para reducir el desgaste de las conexiones y de la T.P.

El costo adicional por material e instalación de las guías se justifica con la reducción de la fricción de los centradores de varillas, con lo que se tienen periodos más largos de bombeo.

Pero cuando la guía o centrador se daña ésta puede romper o caer en la bomba, causando daño a esta. Las guías -- que son soldadas a las varillas parece ser que proporciona una mayor duración que las de tipo que son colocadas a presión, pero son considerablemente más caras.

Sin embargo, el bombeo mecánico está siendo utilizado exitosamente en pozos con ángulo de  $45^\circ$  de desviación, te--

niendo problemas menores, siempre y cuando se usen centradores de varilla.

Además se tienen problemas en el registro de pozos - desviados con dispositivos sónicos.

## 1.5. CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO.

### 1.5.1. GENERALIDADES.

En el proyecto de un sistema artificial de producción, las características del yacimiento deben de considerarse para - tener el gasto de producción más económico con respecto al yacimiento. También debe considerarse el problema de explotación a largo plazo del yacimiento.

El tipo de yacimiento afecta al gasto de afluencia - lo mismo que, la relación gas-líquido, y la profundidad del levantamiento.

### 1.5.2. AGOTAMIENTO DEL EMPUJE DEL YACIMIENTO.

La recuperación del aceite se obtiene mediante un -- proceso de desplazamiento. El gradiente de presión obliga al aceite a fluir hacia los pozos, pero este movimiento se verifica solamente si otro material llena el espacio desocupado por el aceite y mantiene, en dicho espacio, la presión requerida - para continuar el movimiento de los fluidos.

El primer proceso que se tiene regularmente en un - yacimiento es la expansión del sistema roca-fluidos. Este prooceso de desplazamiento ocurre en los yacimientos bajo saturaodos, hasta que se alcanza la presión de saturación. La expulsión del aceite se debe a la expansión del sistema roca-fluiodos.

Dada la baja compresibilidad del sistema, el ritmo - de declinación, es muy pronunciado. La relación gas-aceite -- permanece constante durante esta etapa, al igual que el índice

de productividad.

Al alcanzarse la presión de saturación, el mecanismo de desplazamiento del aceite se debe primordialmente, al empuje de gas disuelto liberado; ya que si bien es cierto tanto el agua intersticial y la roca continúan expandiéndose, su efecto resulta despreciable. Durante esta etapa, en que la saturación de gas es menor que la crítica, la relación gas-aceite producida disminuye ligeramente, ya que el gas disuelto en el aceite, que se libera, queda atrapado en el yacimiento.

Se acostumbra representar gráficamente el comportamiento de los yacimientos indicando la variación o la producción acumulativa. En la Fig. 1.17 se muestra el comportamiento de un yacimiento productor bajo los dos mecanismos antes indicados.

### 1.5.3. EMPUJE POR ACUIFERO.

En este proceso el agua invade y desplaza al aceite, progresivamente, desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores.

Si la magnitud del empuje hidráulico es lo suficientemente fuerte para mantener la presión del yacimiento o permitir solo un ligero abatimiento de ella, entonces el aceite es casi totalmente recuperado por desplazamiento con agua, puesto que no hay liberación de gas en solución o dicha liberación es pequeña y así mismo el desplazamiento que ocasiona.

En la mayoría de los yacimientos agotados por empuje por agua, la presión del yacimiento se conserva a un nivel relativamente alto cuando se abandona su explotación.

La relación gas-aceite producida en yacimientos con empuje hidráulico no sufre cambios substanciales, debido a que al mantenerse alta la presión, se evita la liberación de gas disuelto y su disipación en la producción.

Si se desea obtener la máxima recuperación, se debe controlar el ritmo de producción a fin de que el desplazamiento por agua se efectúe a la presión más conveniente.

de productividad.

Al alcanzarse la presión de saturación, el mecanismo de desplazamiento del aceite se debe primordialmente, al empuje de gas disuelto liberado; ya que si bien es cierto tanto el agua intersticial y la roca continúan expandiéndose, su efecto resulta despreciable. Durante esta etapa, en que la saturación de gas es menor que la crítica, la relación gas-aceite producida disminuye ligeramente, ya que el gas disuelto en el aceite, que se libera, queda atrapado en el yacimiento.

Se acostumbra representar gráficamente el comportamiento de los yacimientos indicando la variación o la producción acumulativa. En la Fig. 1.17 se muestra el comportamiento de un yacimiento productor bajo los dos mecanismos antes indicados.

### 1.5.3. EMPUJE POR ACUIFERO.

En este proceso el agua invade y desplaza al aceite, progresivamente, desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores.

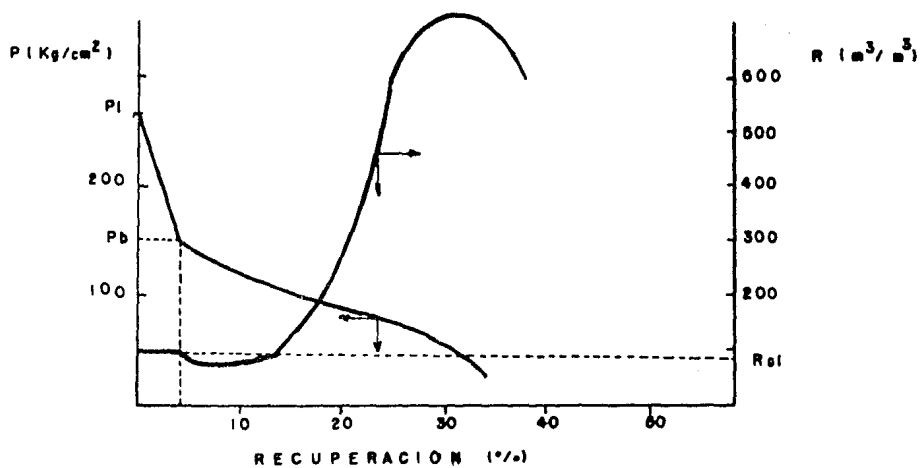
Si la magnitud del empuje hidráulico es lo suficientemente fuerte para mantener la presión del yacimiento o permitir solo un ligero abatimiento de ella, entonces el aceite es casi totalmente recuperado por desplazamiento con agua, puesto que no hay liberación de gas en solución o dicha liberación es pequeña y así mismo el desplazamiento que ocasiona.

En la mayoría de los yacimientos agotados por empuje por agua, la presión del yacimiento se conserva a un nivel relativamente alto cuando se abandona su explotación.

La relación gas-aceite producida en yacimientos con empuje hidráulico no sufre cambios substanciales, debido a que al mantenerse alta la presión, se evita la liberación de gas disuelto y su disipación en la producción.

Si se desea obtener la máxima recuperación, se debe controlar el ritmo de producción a fin de que el desplazamiento por agua se efectúe a la presión más conveniente.





**CURVAS DE VARIACION DE LA PRESION Y LA RELACION GAS-ACEITE INSTANTANEA, PARA UN YACIMIENTO PRODUCTOR POR EXPANSION DEL SISTEMA Y POR EMPUJE DE GAS DISUELTO LIBERADO.**

**FIGURA 1.17.**

#### 1.5.4. EMPUJE POR EXPANSION DEL CASQUETE DE GAS.

En un yacimiento en estado bifásico, la fase ligera es el casquete de gas y la fase líquida es la zona de aceite.

El empuje por expansión del casquete de gas consiste en una invasión progresiva de la zona de aceite por gas, acompañada por un desplazamiento direccional del aceite fuera de la zona de gas libre y hacia los pozos productores.

La ventaja de este mecanismo consiste en que propicia mediante una adecuada localización y terminación de los pozos, la obtención de producciones de aceite de la sección del yacimiento que no contiene gas libre, reteniéndose en la parte superior del yacimiento, el gas libre que se utiliza para desplazar el aceite.

#### 1.6. LOCALIZACION .

##### 1.6.1. GENERALIDADES.

La localización podría no considerarse como un factor determinante en la selección de un sistema de producción artificial, pero bajo ciertas condiciones la localización puede ser un factor muy importante.

Los pozos de alta capacidad de producción cercanos a fuentes de gas de alta presión se pueden explotar con bombeo neumático. Los pozos de alta capacidad de producción ubicados en áreas aisladas del campo se pueden equipar con bombeo eléctrico.

En todos los casos, si la disponibilidad de energía para los motores (tales como la electricidad o el gas natural) no se encuentran disponibles de inmediato, entonces el aspecto económico puede llegar a ser muy importante.

Los costos de operación pueden ser excesivos si el combustible tiene que ser transportado al lugar.

### 1.6.2. COSTA - FUERA.

Las plataformas localizadas costa-fuera están limitadas en la disponibilidad de espacio. Se deben hacer consideraciones especiales para colocar el equipo en un área reducida.

Todos los tipos de levantamiento han sido utilizados en costa-fuera. Las unidades de bombeo mecánico requieren más espacio en la cabeza del pozo y pueden ser afectados por el medio ambiente corrosivo de las localizaciones costa-fuera y puede haber vibraciones provocadas por el funcionamiento del equipo, que puede afectar a la estructura.

En la mayoría de los casos muchos pozos son perforados desde una plataforma marina usando técnicas de perforación direccional.

El bombeo mecánico tiene una eficiencia reducida en pozos desviados, y el motor requiere un área grande en la plataforma. Con el tiempo las fallas en las varillas o en la tubería de producción pueden requerir numerosos trabajos de reparación los cuales serían antieconómicos en costa-fuera.

Si hay energía eléctrica disponible el sistema de levantamiento más aplicable costa-fuera puede ser el bombeo eléctrico.

El bombeo hidráulico puede ser usado particularmente en instalaciones costa-fuera. Se puede operar con una estación central de fluido motriz para todos los pozos de una plataforma marina, se tendría que localizar la central en un punto conveniente de tal manera que se pueda seguir perforando y bombeando los pozos.

### 1.6.3. LOCALIZACIONES URBANAS.

Se debe dar consideración especial a los pozos localizados en áreas urbanas, debido especialmente a factores de seguridad, ecológicos y de contaminación.

La selección del método de levantamiento puede estar determinada por un solo factor; la facilidad que presente el equipo para ser disimulado dentro del paisaje y escondido a la vista para que combine con los alrededores.

En áreas industriales y residenciales, la eficiencia de las bombas hidráulicas no se ve afectada por la desviación de los pozos. Algunas bombas están diseñadas para operar en posición horizontal y han estado operando por largos periodos de tiempo sin tener problemas en pozos con desviación de hasta 70° a partir de la vertical. Esta aplicación en pozos desviados ha sido de gran valor en áreas industriales y residenciales.

### 1.6.4. CONSIDERACIONES DE DISTANCIA.

La selección de levantamiento artificial se ve afectada si la ubicación es para un grupo de pozos o para un pozo aislado. Para pozos aislados o pozos muy espaciados, las instalaciones de bombeo mecánico pueden ser más prácticas y económicas.

En localizaciones lejanas puede no tenerse servicio de mantenimiento disponible para reparar el pozo rápidamente, para el caso de instalaciones superficiales complicadas tales como las bombas hidráulicas y electrosumergibles.

Además se debe considerar las longitudes de tubería de escurrimiento necesarias para pozos muy espaciados.

## 1.7. DISPONIBILIDAD DE ENERGIA.

### 1.7.1. GENERALIDADES.

La disponibilidad de energía a bajo costo es primordial para los motores del método de levantamiento artificial.

Generalmente se usa electricidad o gas natural.

Otros combustibles pueden usarse dependiendo de las condiciones que se tengan.

### 1.7.2. ELECTRICIDAD .

En muchas áreas, la electricidad está disponible a bajo costo, el equipo de bombeo mecánico y sistemas de bombeo hidráulico son fácilmente adaptables a el uso de energía eléctrica.

### 1.7.3. GAS NATURAL .

La disponibilidad de gas natural determina si esta, es una fuente de energía alterna. Este combustible puede ser adaptado a motores de combustión interna.

En localizaciones aisladas el gas producido puede abastecer a los motores primarios. Se debe hacer notar que -- para pozos con alta producción de agua, el gas producido puede no estar disponible en suficiente cantidad para alimentar el equipo.

### 1.7.4. OTRAS FUENTES DE ENERGIA.

El diesel, propano e incluso la energía solar pueden ser utilizados en el futuro como combustible.

En distritos aislados el alto costo de almacenamiento, y transportación del combustible puede hacer que los costos se eleven a un nivel que resulte antieconómico su uso.

Incluso se debe considerar en los costos, si el diesel o el propano son fuentes alternas de combustible competentes.

En algunas áreas se utilizan paneles de energía solar, primordialmente para cargar baterías.

En el futuro la aplicación de equipos de energía solar puede llegar a ser una fuente de energía competitiva.

## 1.8. FACILIDADES EN SUPERFICIE.

Las facilidades que se tengan en superficie son un factor importante que debe ser considerado en la selección de un sistema artificial de producción.

### 1.8.1. LINEAS DE ESCURRIMIENTO.

Tres son los parámetros que hacen que las tuberías de escurrimiento afecten la selección del equipo de levantamiento artificial. Diámetro, longitud y terreno, además de la influencia que tiene el estrangulamiento superficial sobre el gasto y la contrapresión.

La parafina o taponamiento por sal reducen el diámetro interior de flujo provocando el incremento de la contrapresión en la cabeza del pozo.

Altas contrapresiones en la cabeza del pozo, afectan adversamente la eficiencia del bombeo neumático, hidráulico y eléctrico en mayor grado que al bombeo mecánico.

Incluso contrapresiones adicionales actúan en detrimento del bombeo hidráulico tipo jet causando un incremento en la presión superficial necesaria del fluido motriz en aproximadamente el triple de la presión en la cabeza del pozo. La eficiencia se reduce en todos los métodos por lo que se debe planear y tomar en cuenta todo lo anterior.

En muchos campos la producción puede ser mejorada reduciendo la contrapresión en la cabeza del pozo.

Esto se hace mediante limpieza de las líneas de escurrimiento, cambiando las líneas largas o de diámetro reducido o incluso cambiando el estrangulador, los equipos superficiales (separador, etc.), deben operar a una presión mínima para maximizar la producción, si la capacidad de producción excede a la capacidad instalada, las consideraciones de inversión gobiernan el dimensionamiento de las líneas más que la productividad del pozo.

#### 1.8.2. PRESION DE SEPARACION.

La presión de separación tiene una influencia directa en la presión en la cabeza del pozo. Este efecto es adicional a los parámetros anteriores. Puede tenerse un incremento en la eficiencia del sistema operando el separador a una presión baja para reducir las contrapresiones.

#### 1.9. OBJETIVOS DE RECUPERACION A LARGO PLAZO.

##### 1.9.1. GENERALIDADES.

Se debe evaluar el plan de recuperación a largo plazo. El método artificial de producción que parezca ser el más satisfactorio en el presente, puede ya no ser económico o práctico en la vida posterior del yacimiento. Para anticipar la explotación del yacimiento se requiere de la evaluación de lo siguiente:

##### 1.9.2. EXPLOTACION PRIMARIA.

En esta etapa se involucran técnicas normales de producción que comprende el correcto aforo de las condiciones del pozo y su productividad; o sea la evaluación de gastos, relaciones gas-líquido, presiones estáticas y de fondo y en la cabeza del pozo, producción de agua, salinidad, sedimentos y diá

metro del estrangulador.

#### 1.9.3. ENTRADA DE AGUA.

La principal consideración que se debe tener en cuenta respecto a la entrada de agua, es el aumento del agua producida en fechas futuras ya que esto lleva a tener altos volúmenes de producción que hacen disponer de la suficiente capacidad de instalaciones superficiales que se requieran para su explotación.

#### 1.9.4. REPRESIONAMIENTO POR INYECCION DE GAS.

El principal factor que se debe tener en cuenta en un proyecto de inyección de gas es el incremento de la relación gas-líquido en el yacimiento, tema que ya fue tratado anteriormente.

Es necesario la medición de los cambios de la relación gas-líquido y cambios en los gastos de producción.

#### 1.9.5. RECUPERACION TERMICA.

La inyección de vapor ha ayudado en yacimientos con producción de aceite viscoso. Cualquier tipo de calor adicional puede limitar la eficiencia de los sistemas artificiales de producción y puede inclusive incrementar la actividad corrosiva del equipo de levantamiento artificial.

Las bombas electrocentrífugas sumergibles se ven afectadas muy severamente por la alta temperatura, por lo tanto se debe tomar en cuenta la reducción de la eficiencia y vida del equipo cuando se vaya a realizar un proyecto de recuperación térmica.



#### 1.9.6. RECUPERACION QUIMICA.

La inyección de químicos como un método para incrementar la recuperación, especialmente la recuperación térmica, la cual puede llegar a ser más económicamente factible en años futuros.

Cuando se esté planeando un sistema artificial de -- producción, se debe considerar que efecto tiene las sustancias químicas sobre los gastos de producción y sobre el equipo de - levantamiento artificial.

**C A P I T U L O   2   .   -   P R O B L E M A S   Q U E   A F E C T A N   L A  
O P E R A C I O N   D E   L O S   S I S T E M A S   A R T I F I C I A L E S  
D E   P R O D U C C I O N .**

- 2.1. INTRODUCCION.
- 2.2. PRODUCCION DE ARENA.
- 2.3. PARAFINA.
- 2.4. INCRUSTACIONES.
- 2.5. CORROSION.
- 2.6. EMULSIONES.
- 2.7. TEMPERATURA EN EL FONDO DEL POZO.
- 2.8. CLIMA.
- 2.9. AUTOMATIZACION.
- 2.10. PERSONAL DE CAMPO.
- 2.11 DISPONIBILIDAD DE SERVICIOS.

## C A P I T U L O    I I

### PROBLEMAS QUE AFECTAN LA OPERACION DE                    LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION.

#### 2.1. INTRODUCCION.

Los problemas de operación más comunes que dificultan el funcionamiento de los métodos de levantamiento, incluyen arena, parafina, incrustaciones, corrosión, emulsiones, -- temperatura del pozo y el clima superficial, estos puntos son tratados brevemente en este capítulo para su comprensión.

Johnson <sup>(5)</sup> enlistó en una tabla los problemas más -- comunes que afectan la operación de los sistemas artificiales de producción y la relativa facilidad de cada método para manejar el problema (Tabla 2.1.).

Así mismo la tabla 2.2 fue preparada por la Cía. -- Spears <sup>(6)</sup> de un análisis tendiente a determinar el tiempo y la causa de las fallas de varios métodos de producción.

El número de yacimientos no fue dado, lo que limita el valor de dicho análisis.

PROBLEMA	B. MECANICO	B. HIDRAULICO	B. ELECTRICO	B. NEUMATICO
ARENA	REGULAR	REGULAR	REGULAR	EXCELENTE
PARAFINA	BUENO	BUENO	BUENO	REGULAR
ALTA RGA	REGULAR	REGULAR	REGULAR	BUENO
POZO DESVIADO	INUTIL	BUENO	REGULAR	BUENO
CORROSION	BUENO	BUENO	REGULAR	REGULAR
PROFUNDIDAD	REGULAR	EXCELENTE	REGULAR	* BUENO
ALTOS VOLUMENES	INUTIL	BUENO	EXCELENTE	* BUENO
DISEÑO FACIL	SI	NO	SI	NO
DIAMETRO DE T.R.	REGULAR	REGULAR	BUENO	BUENO
FLEXIBILIDAD	REGULAR	** EXCELENTE	INUTIL	BUENO
INCRUSTACIONES	BUENO	REGULAR	INUTIL	REGULAR

\* Los altos volúmenes y la profundidad dependen mucho del volumen y la presión del gas.

\*\* El bombeo hidráulico tipo pistón está limitado en el gasto, pero el B. Hidráulico tipo jet puede manejar altos gastos.

T A B L A 2 . 2

TIEMPO PROMEDIO DE OPERACION DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION.

BOMBEO MECANICO

PROBLEMA	TIEMPO DE OPERACION (MESES)	RANGO PROMEDIO DE OPERACION (MESES)
ARENA	8.9	4 - 18
NO ESPECIFICADO	10.5	6 - 24
VARILLAS	12.0	*
CORROSION	13.7	4 - 36
PARAFINA	16.8	3 - 48
INCRUSTACION	18.0	3 - 48

BOMBEO HIDRAULICO

PROBLEMA	TIEMPO DE OPERACION (MESES)	RANGO PROMEDIO DE OPERACION (MESES)
PARAFINA	1.5	*
ARENA	4.0	1 - 9
INCRUSTACION	5.0	4 - 6
CORROSION	5.3	1 - 9
CO <sub>2</sub>	6.0	*
H <sub>2</sub> S	6.0	*
NO ESPECIFICADO	8.0	1.5 - 12

T A B L A 2 . 2 (CONTINUACION)

BOMBEO ELECTRICO

PROBLEMA	TIEMPO DE OPERACION (MESES)	RANGO PROMEDIO DE OPERACION (MESES)
EROSION	1.0	*
CANDADO DE GAS	9.0	*
CO <sub>2</sub>	9.0	*
ARENA	9.0	1 - 27
CORROSION	9.1	1 - 18
BOMBA	12.0	*
CALOR	12.5	12 - 13
ABRASION	13.0	*
NO ESPECIFICADO	14.8	3 - 48
OXIDO	15.0	12 - 18
H <sub>2</sub> S	17.3	6 - 42
INCRUSTACIONES	24.0	9 - 54
FeS	42.0	*

\* SOLO SE TIENE DADA UNA RESPUESTA.

## 2.2. PRODUCCION DE ARENA.

Los yacimientos de arena no consolidada provocan un arenamiento de los pozos, debido al acarreo de arena por el fluido producido, ocasionando una reducción parcial y en algunos casos total de la capacidad productiva del pozo.

La producción de abrasivos tales como la arena provoca problemas de erosión en todos los tipos de levantamiento artificial.

Se debe dar una tolerancia en la eficiencia de las bombas subsuperficiales del bombeo mecánico, eléctrico y del bombeo hidráulico.

El bombeo neumático es el método más eficiente para manejar este problema ya que es el único método de levantamiento en que el fluido con arena no pasa a través del mecanismo de levantamiento.

La acumulación de arena en la parte superior de la bomba puede ocasionar problemas para poder recuperarla a la superficie, para el caso del bombeo hidráulico.

## 2.3. PARAFINA .

La acumulación de parafina en las partes superiores del aparejo de producción, cabeza del pozo o línea de escurrimiento provoca contrapresiones que reducen la eficiencia del levantamiento.

La precipitación de parafinas se debe generalmente a una disminución en la temperatura del aceite; la composición del mismo también influye en la depositación de materiales. Es necesario efectuar operaciones de remoción o prevención.

El bombeo mecánico tiene ventaja sobre los otros métodos de levantamiento para manejar este problema ya que el movimiento de las varillas provee una acción raspadora.

Las guías y los raspadores pueden ser una gran ayuda para la remoción de la parafina.

Fluidos a alta temperatura e inhibidores pueden circularse inmediatamente en el sistema. Estos tratamientos se --

efectúan para disolver parafinas en la tubería de producción; la temperatura del fluido circulado tiene que ser mayor que la temperatura del pozo para que el tratamiento sea efectivo.

#### 2.4. INCRUSTACIONES .

Las aguas de formación contienen generalmente sólidos en suspensión, a medida que éstas son producidas, las condiciones de equilibrio se modifican y puede ocurrir la precipitación de esos sólidos, restringiendo la capacidad de flujo de la formación. Los precipitados más comunes son; sulfato de calcio, sulfato de bario, carbonato de calcio y carbonato de magnesio.

La remoción de todos los tipos de incrustaciones es posible, sin embargo no es muy práctico. Las incrustaciones de carbonato de calcio ( $\text{Ca CO}_3$ ) son fáciles de remover, el sulfato de calcio ( $\text{Ca SO}_4$ ) es muy difícil de atacar y el más difícil de manejar es el sulfato de bario ( $\text{Ba SO}_4$ ).

La aplicación de inhibidores puede ocasionar problemas en el campo. Algunos inhibidores pueden causar problemas, se pueden formar pseudoincrustaciones o emulsiones dentro de ciertas condiciones.

La depositación de incrustaciones reduce el diámetro interior de la T.P. e incluso provoca una disminución en la eficiencia del sistema.

El bombeo neumático puede favorecer en un momento dado la depositación de incrustaciones. La prevención por medio de aditivos químicos puede proporcionar aumento de la vida de bombeo y mantener el diámetro exacto de la T.P.



## 2.5. C O R R O S I O N .

La corrosión en el fondo del pozo puede ser causada por: electrólisis entre diferentes tipos de metales,  $H_2S$  o  $CO_2$  contenidos en los fluidos producidos, la alta salinidad o salmueras saturadas, o por la oxigenación de los metales.

La cristalización del metal provocada por el  $H_2S$  es un problema mayor que acelera las fallas en las varillas del bombeo mecánico, si esta se encuentran sobrecargadas. El empleo de gas corrosivo en el bombeo neumático puede ser antieconómico.

## 2.6. E M U L S I O N E S .

Es difícil anticipar los problemas de emulsiones --- cuando se está planeando y seleccionando un sistema de producción artificial. Las emulsiones tienden a crear caídas de presión anormales en la T.P.

Este efecto de contrapresión requiere de potencia -- adicional y reducción de la eficiencia de cualquier tipo de levantamiento artificial.

## 2.7. TEMPERATURA EN EL FONDO DEL POZO.

Las altas temperaturas en el fondo del pozo reducen la vida operativa del equipo de algunos sistemas de producción artificial. El motor eléctrico de la bomba sumergible y el cable de este, se ven grandemente afectados por la alta temperatura.

Se debe tener precaución cuando la temperatura de -- fondo exceda los  $300^{\circ}F$  . Se requiere altas inversiones en estudios de metalurgia y sellos en todos los equipos incluyendo empacadores, T.P. equipo en la cabeza del pozo, y equipo subsuperficial del sistema de levantamiento artificial.

## 2.8. CLIMA .

Las condiciones climatológicas extremas pueden influenciar la selección del equipo de levantamiento artificial.

Climas muy cálidos pueden provocar problemas de sobrecalentamiento en el equipo superficial, por lo que se debe tener equipo especial de enfriamiento, lo cual aumenta los costos de operación.

Clima muy frío ocasiona problemas de congelamiento de combustibles y deterioro de las conexiones eléctricas; se debe disponer de aislamiento y calentamiento.

Incluso en muchas áreas se producen fuertes vientos que provocan daños a las instalaciones superficiales.

También se pueden presentar problemas de operación debido al polvo o nieve.

## 2.9. AUTOMATIZACION .

Cuando en un pozo o en un grupo de pozos se va a instalar un sistema de automatización, se debe considerar primordialmente el uso de la energía eléctrica para el equipo (superficial o subsuperficial) ya que esta energía es la que más se adapta al tipo de sistemas automáticos.

## 2.10. PERSONAL DE CAMPO.

La capacidad técnica del personal de operación en el campo puede influenciar la selección del sistema de levantamiento artificial.

El bombeo mecánico puede ser que ocasione menos problemas de operación para el personal de campo, de entre los más sistemas de levantamiento artificial.

El bombeo neumático requiere supervisión del ingeniero de producción y en el bombeo hidráulico y eléctrico se necesita dar instrucciones especiales para su correcto funcionamiento.

## 2.11. DISPONIBILIDAD DE SERVICIOS.

Un factor de gran influencia en la selección del --- método de levantamiento artificial es la disponibilidad de personal de servicio competente, partes de repuesto y equipos o -aparejos de servicio. Es obligatorio tener personal de servicio para checar, analizar y reparar el equipo de levantamiento para tener operaciones económicas. En algunas áreas, la selección del tipo deseable de levantamiento se ha hecho únicamente en base a la disponibilidad de personal. La disponibilidad de partes de repuesto es igualmente importante que el personal de servicio. Si el equipo de levantamiento no puede ser atendido y reparado rápidamente, entonces se debe escoger un método de levantamiento alternativo. La escasez de partes de repuesto en -- años pasados es un indicativo de que tan importante es este -- factor.

Incluso se debe considerar el acceso de los aparejos de servicio o unidades de cable de acero a la localización del pozo. Algunos equipos de levantamiento requieren la introducción de T.P. (o varillas) y bombas para servicio o reemplazo - mientras que otros pueden ser intervenidos con línea de acero.

Las bombas hidráulicas pueden ser llevadas a la superficie sin necesidad de un aparejo o línea de acero. Con el -- uso del bombeo hidráulico se puede prever la depositación de parafina o incrustaciones en la T.P. o corrosión en la bomba, circulando las bombas a la superficie periódicamente.

## C A P I T U L O 3

### 3.1. INTRODUCCION

### 3.2. BOMBEO MECANICO

#### 3.2.1. EQUIPO SUPERFICIAL

- 3.2.1.1. UNIDADES DE BOMBEO
- 3.2.1.2. ESTRUCTURA
- 3.2.1.3. CAJA DE ENGRANES
- 3.2.1.4. REDUCTOR DE VELOCIDAD
- 3.2.1.5. TRANSMISION

#### 3.2.2. BOMBA SUBSUPERFICIAL

#### 3.2.3. DISCUSION GENERAL DE LAS VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BOMBEO MECANICO.

- 3.2.3.1. VENTAJAS DEL BOMBEO MECANICO
- 3.2.3.2. DESVENTAJAS DEL BOMBEO MECANICO

### 3.3. BOMBEO NEUMATICO

#### 3.3.1. BOMBEO NEUMATICO CONTINUO

- 3.3.1.1. VENTAJAS DEL BOMBEO NEUMATICO CONTINUO
- 3.3.1.2. DESVENTAJAS DEL BOMBEO NEUMATICO CONTINUO

#### 3.3.2. BOMBEO NEUMATICO INTERMITENTE

- 3.3.2.1. VENTAJAS DEL BOMBEO NEUMATICO INTERMITENTE
- 3.3.2.2. DESVENTAJAS DEL BOMBEO NEUMATICO INTERMITENTE

#### 3.3.3. CAMARA DE ACUMULACION

#### 3.3.4. EMBOLO VIAJERO

- 3.3.4.1. VENTAJAS DEL EMBOLO VIAJERO
- 3.3.4.2. DESVENTAJAS DEL EMBOLO VIAJERO

3.4. BOMBEO ELECTRICO

3.4.1. VENTAJAS DEL BOMBEO ELECTRICO

3.4.2. DESVENTAJAS DEL BOMBEO ELECTRICO

3.5. BOMBEO HIDRAULICO

3.5.1. BOMBEO HIDRAULICO TIPO PISTON

3.5.1.1. VENTAJAS DEL BOMBEO HIDRAULICO TIPO PISTON

3.5.1.2. DESVENTAJAS DEL BOMBEO HIDRAULICO TIPO PISTON

3.5.2. BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET

3.5.2.1. VENTAJAS DEL BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET

3.5.2.2. DESVENTAJAS DEL BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET

3.6. OTROS METODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.

## C A P Í T U L O    I I I

### SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION.

#### 3.1. INTRODUCCION.

En este capítulo se discute los diferentes sistemas artificiales de producción básicos que están disponibles en la actualidad. Cada vez más y más pozos están produciendo con algún sistema de levantamiento artificial y el número continúa incrementándose.

Generalmente más de un método de levantamiento puede ser usado. Cada método puede ser clasificado desde excelente hasta malo de acuerdo a como cumpla con los objetivos establecidos.

En esta sección del trabajo se describen los sistemas artificiales de producción disponibles, incluyendo sus partes y mecanismo de operación, sin embargo no se dan procedimientos de diseño ya que no se considera dentro del alcance de este -- trabajo

### 3.2. BOMBEO MECANICO.

Cuando un pozo deja de fluir con su energía propia, se requiere instalar un sistema de producción artificial.

Cerca del 85% de los pozos que son puestos a producción con algún sistema de producción artificial usan al bombeo mecánico como medio de levantamiento del fluido. El fluido es bombeado por medio de un émbolo y una válvula viajera con un movimiento ascendente y descendente dentro de un cilindro pulido con una válvula en el fondo. El cilindro es llamado barril de trabajo. El émbolo es accionado por medio de un aparejo de varillas las cuales son llevadas hasta la superficie. La parte superior del aparejo de varillas está conectado a una varilla pulida que a su vez es accionada en un movimiento reciprocante por una unidad de bombeo. En la Fig. 3.1 se muestra un esquema de este sistema.

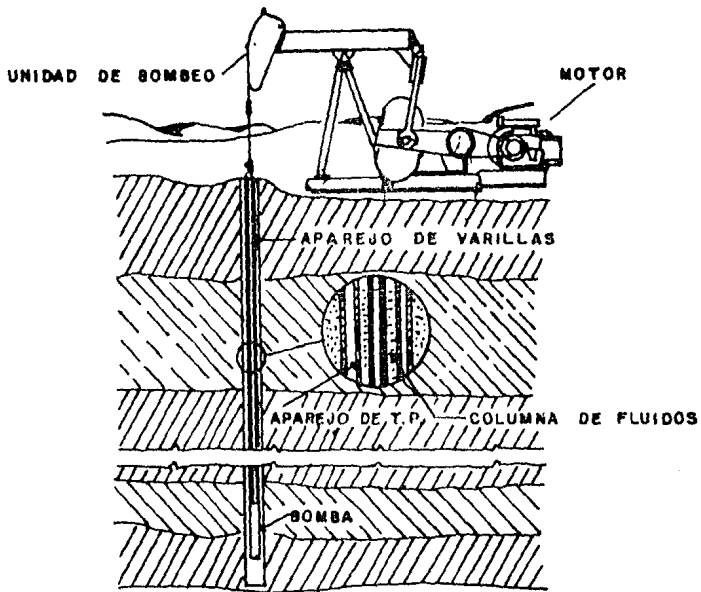
#### 3.2.1. EQUIPO SUPERFICIAL.

##### 3.2.1.1. UNIDADES DE BOMBEO.

La unidad de bombeo es el mecanismo el cual le proporciona un movimiento reciprocante a la varilla pulida. Existen en la actualidad varios tipos de unidades de bombeo disponibles. Las partes que componen a la unidad son básicamente los mismos en la mayoría de los casos; lo que difiere de una a otra es la disposición de las partes. Es muy importante la selección adecuada del tamaño y tipo de unidad para cada aplicación en particular.

Similarmente como a cualquier máquina, la unidad de bombeo debe ser instalada correctamente e incluso se le debe dar mantenimiento y lubricación.

La construcción en la mayoría de las unidades de bombeo se basa en algún método de contrapeso el cual consiste en un sistema de ajuste de pesos o fuerzas que equilibren el peso de los fluidos dentro del pozo. La carga actuante de un pozo en una unidad de bombeo es a menudo medida y analizada mediante



DIBUJO ESQUEMATICO DE UN SISTEMA  
DE BOMBEO MECANICO.

FIGURA 3.1.



métodos dinamométricos para asegurar que la capacidad de carga y de tensión de la unidad no ha sido excedida.

La unidad de bombeo balanceada por manivela (o unidad convencional) es el tipo más comunmente usado en la actualidad.

Esta unidad responde adecuadamente a las demandas de carga y de campo. En la Fig. 3.2 se muestra una instalación de este tipo.

La rotación de la manivela provoca la rotación del balancín en el engrane central, provocando el movimiento ascendente y descendente de la varilla pulida mediante las conexiones adecuadas a la cabeza del caballo.

Los contrapesos que están localizados en la manivela son piezas de fundición de metal.

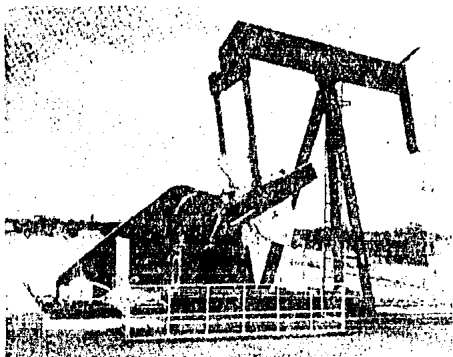
La unidad balanceada por aire es básicamente lo mismo a la unidad balanceada por manivela en lo que se refiere a la rotación de las manivelas y giro del balancín lo cual provoca el movimiento recíprocante de la varilla pulida. En la Fig. 3.3 se muestra una unidad de este tipo.

La unidad es compacta y relativamente ligera. El tanque cilíndrico grande localizado en la parte frontal de la unidad contiene un pistón y aire comprimido.

Las fuerzas obtenidas por compresión del aire en el cilindro son usadas para balancear la carga del pozo. Se deben tener cuidados especiales para prevenir las fuerzas excesivas entre el pistón y el cilindro.

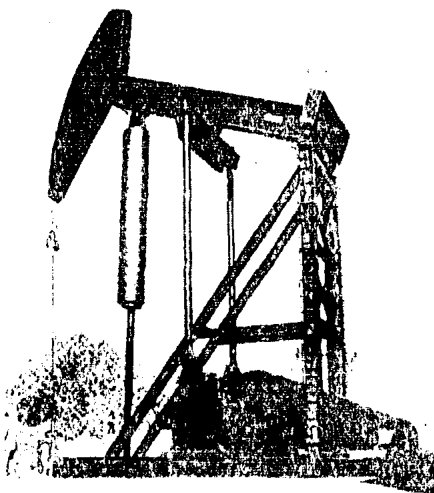
Uno de los medios más aceptables para lograr esto es utilizar un bache de aceite en la parte superior del pistón que actúe como sello para el aire. Se utiliza un compresor auxiliar para mantener la presión del sistema a un nivel de trabajo establecido. Se puede utilizar algún dispositivo automático de balanceo para ajustar la presión del aire a un nivel requerido para un perfecto balanceo aunque las condiciones del pozo cambien día con día.

En la Fig. 3.4 se muestra una unidad balanceada por balancín (o Mark II). Esta unidad es muy similar a la unidad balanceada por manivela excepto que los contrapesos están montados en una extensión del balancín.



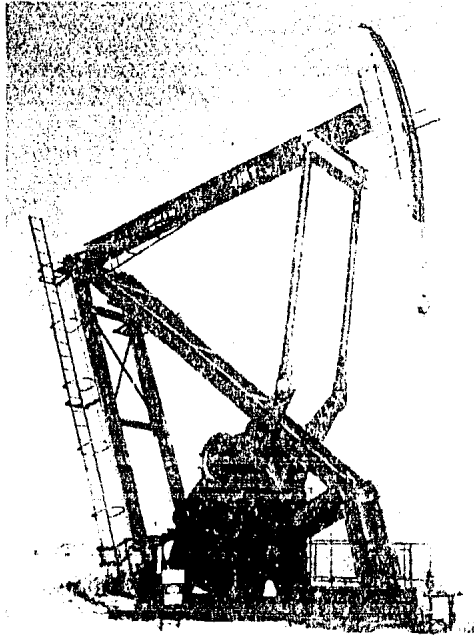
UNIDAD CONVENCIONAL DE BOMBEO MECANICO.

F I G . 3 . 2 .



UNIDAD AEROBALANCEADA DE BOMBEO MECANICO.

F I G . 3 . 3 .



UNIDAD MARK II DE BOMBEO MECANICO.

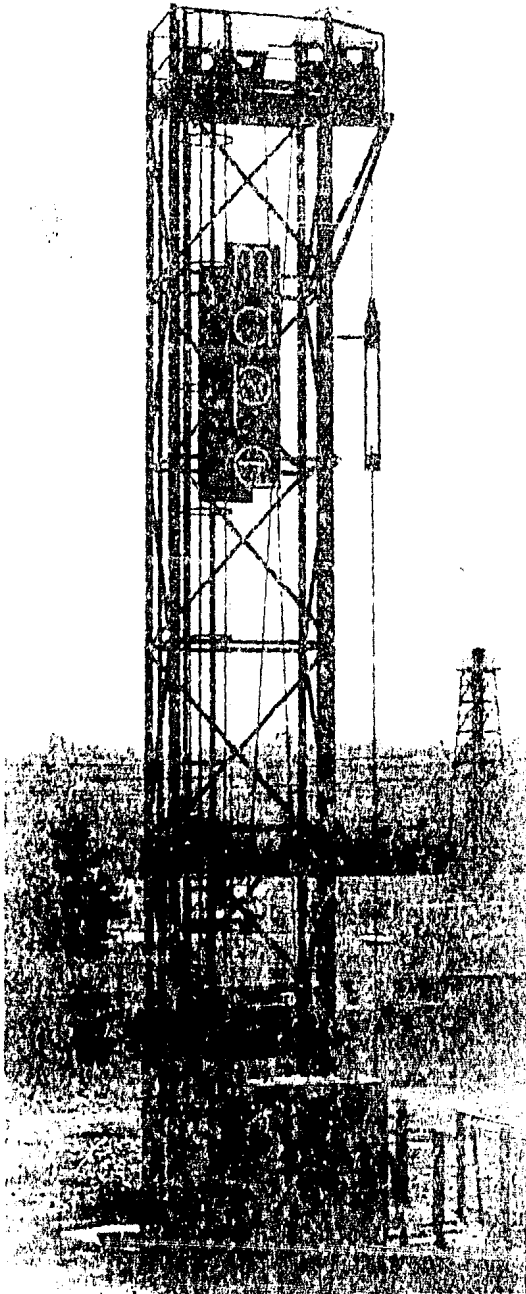
F i g . 3 . 4 .

El uso de este tipo de unidad ha estado limitado generalmente a tamaños pequeños. Una razón de esto es que la masa de un pozo montado en el balancín se incrementa sobre ciertos límites, las fuerzas de inercia llegan a ser excesivas e imponen esfuerzos secundarios al mecanismo.

Las unidades hidráulicas de larga carrera de bombeo (Long-stroke pumping unit) consisten de un pistón y un cilindro y una fuente de energía hidráulica. El pistón está conectado a la varilla pulida la cual tiene movimiento ascendente y descendente debido a la acción de la bomba hidráulica. En la Fig. 3.5 se muestra una unidad de este tipo. La longitud de la carrera varía de 20 a 40 pies y la capacidad de carga de la varilla pulida es de 35 000 libras. De la misma figura 3.5 se observa que en el cilindro grande localizado en la parte frontal de la unidad se encuentra el pistón y está colocado directamente sobre el pozo. Los dos tanques que están junto al cilindro son los tanques de balanceo y están interconectados en la parte superior.

Uno de los tanques contiene aire a presión y el otro tanque contiene aceite hidráulico y aire. Se usa un compresor de aire para proveer el aire a presión. El aire comprimido en el aceite hidráulico, provee la fuerza necesaria para balancear la carga del pozo. En la carrera descendente, el fluido del cilindro es bombeado dentro del tanque de balance.

El aire contenido en el tanque de balance es comprimido y sirve como una fuente de energía para ayudar a la bomba en la siguiente carrera ascendente.



UNIDAD DE BOMBEO MECANICO  
DE LARGA EMBOLADA.

F I G . 3 . 5

### 3.2.1.2. E S T R U C T U R A .

Ya que la unidad de bombeo balanceada por manivela es el tipo más comunmente usado y las partes que lo conforman son similares a las demás unidades, esta parte de la discusión se limitará a las unidades de bombeo balanceadas por manivela.

La estructura principal de una unidad balanceada por manivela es la base, la cual es fabricada de perfiles de acero rolado. La base sirve como un miembro rígido de unión para el poste sansón, reductor de engranes, y motor primario alineados adecuadamente para que funcione el mecanismo de trabajo.

El poste sansón es construido normalmente de tres o cuatro columnas de acero rolado. El poste debe tener suficiente rigidez y tensión para soportar el doble de la carga máxima en la varilla pulida. Centrado en la parte superior del poste sansón está el soporte central el cual sostiene la estructura larga, llamada balancín. El balancín debe ser lo suficientemente fuerte para evitar que se flexione debido a las cargas impuestas por la carga del pozo en un extremo de este y las fuerzas actuantes en el otro extremo. La máxima tensión permisible y otros criterios de diseño están especificados por el Instituto Americano del Petróleo (API).

La cabeza del caballo está colocada en la parte del balancín que está del lado del pozo y sostiene a la varilla pulida mediante líneas de acero y conexiones especiales. En el centro de la curvatura de la cabeza del caballo está el soporte central. Debido a esto el movimiento de la varilla pulida, es en línea recta tangente a el arco de la cabeza del caballo.

En el otro extremo del balancín están el igualador y los brazos pitman. Generalmente se monta el igualador en el balancín de tal manera que éste se pueda mover y compensar ciertos desalineamientos y tolerancias de fabricación. La carga que se tiene en los brazos pitman es la tensión y la carga en el igualador es de flexión.

### 3.2.1.3. CAJA DE ENGRANES.

El funcionamiento sin fallas de la unidad de bombeo depende del correcto funcionamiento de la caja de engranes.

Algunos de los factores que se deben considerar para la adecuada selección o diseño de los engranes son el tipo y - velocidad del movimiento, la dirección y magnitud de la carga.

En una unidad convencional, el soporte central y el igualador sostienen a una carga oscilatoria mientras que el -- eje del soporte del extremo de la manivela gira con respecto a la carga.

Se han usado varios tipos de engranes y materiales - de engranes para esta aplicación. Han sido utilizados por muchos años, bujes de bronce de alta resistencia para estos tres puntos de desgaste.

Los bujes de bronce sufren poco daño, incluso bajo - condiciones de mala lubricación. Esto es especialmente importante para los puntos de asiento en oscilación ya que raramente existe una buena lubricación.

Incluso se usan engranes telescopiados y esféricos - especialmente en los engranes del extremo de la manivela.

Estos engranes se consideran generalmente antifric- cionantes y pueden ser empacados con algún tipo de grasa lubri- cante.

Los engranes de la unidad de bombeo deben ser diseña- dos o seleccionados muy conservadoramente debido a que estos - están sujetos muy a menudo a impactos de carga. Se deben to-- mar provisiones para una adecuada lubricación y para proteger- los de la suciedad y humedad.

### 3.2.1.4. REDUCTOR DE VELOCIDAD.

Se usa un reductor de velocidad para convertir la -- energía de alta velocidad y bajo momento de torsión del motor primario en una energía usable de baja velocidad y alto momen- to de torsión.

Una relación de reducción de casi 30:1 es la más comúnmente usada. Esto significa que, si la velocidad de entrada es de 300 a 600 rpm, la velocidad de salida será de 10 a 20 rpm.

La reducción de velocidad se lleva a cabo mediante el uso de engranes doble helicoidal y helicoidal.

Incluso se llegan a usar engranes cilíndricos y transmisiones de cadena pero en menos casos.

El reductor de velocidad de la unidad de bombeo debe ser fuerte y confiable. El diseño debe incluir prevenciones para una adecuada distribución del lubricante. La vida y capacidad de los engranes debe cumplir los requerimientos de cargas excesivas y de servicio continuo.

El diseño actual de los engranes está especificado por el API.

#### 3.2.1.5. TRANSMISION .

Las bandas tipo V es el medio de transmisión más ampliamente usado entre el motor primario y el reductor de velocidad de la unidad de bombeo.

Este es un medio confiable de transmitir la energía y de tener un cierto efecto de amortiguamiento. Este efecto es altamente deseado en motores de baja velocidad de pistón -- sencillo. La polea puede ser fácilmente cambiada para ajustar la velocidad de la unidad.

Se deben tomar precauciones para la correcta tensión de la banda. Generalmente siempre se coloca una cubierta o -- protección de la polea para protegerla de los elementos y para seguridad del personal.



### 3.2.2. BOMBA SUBSUPERFICIAL.

El principio general de operación de las bombas sub-superficiales operadas por varillas en pozos productores de -- aceite, es bien conocido. Fundamentalmente consiste de una -- simple combinación de cilindro y pistón o sea un émbolo con -- una válvula de admisión y una válvula de descarga para desplazar los fluidos del pozo dentro de la T.P. y hacia la superficie.

Sin embargo, la variedad de problemas que se encuentran cuando se está bombeando aceite de un pozo han hecho que se modifique esta simple unidad de bombeo para adaptarla a las diferentes condiciones de operación.

Existen dos grandes clasificaciones de bombas operadas por varillas. El tipo que es más conocido en la actualidad es la bomba de T.P.

Este término indica que el barril o cilindro de la bomba es unido directamente a la T.P. y bajado al fondo del -- pozo, o a cualquier otra profundidad preestablecida, corriendo la T.P. dentro del pozo. El émbolo o válvula viajera de la -- bomba de T.P. es corrido en la parte inferior de la sarta de -- varillas hasta que alcanza la válvula inferior o válvula de -- pie.

Un desarrollo más reciente es la bomba de "inserto" o de "varilla" en la cual la totalidad de las partes del barril, válvula viajera, émbolo y válvula de pie son instalados en la sarta de varillas y ésta última colocada en un niple de asiento especial, u otro dispositivo diseñado para este propósito.

La bomba de varilla tiene una ventaja que consiste en que la bomba entera puede ser sacada del pozo para repararla o reemplazarla teniendo solo una operación, el manejo de las varillas; de otra forma, con una bomba de T.P. es necesario sa car los dos aparejos; T.P. y varillas para mover el barril de trabajo.

Las siguientes definiciones son necesarias para dejar en claro los términos más importantes usados con relación con las bombas para pozos de aceite.

- (A) BARRIL.- El barril de una bomba de aceite es el cilindro dentro del cual los fluidos del pozo son admitidos y desplazados por la acción de un pistón o émbolo.
- (B) EMBOLO.- El émbolo de una bomba es un pistón tubular -- equipado con una válvula check para desplazar -- los fluidos del pozo que se encuentran dentro -- del barril de la bomba. Este puede tener algún dispositivo de sello, anillos, etc. para asegurar una buena hermeticidad con el cilindro.
- (C) VALVULA DE PIE.- Esta es la válvula de admisión de la -- bomba y generalmente consiste de una -- válvula check del tipo de asiento y esfera.
- (D) VALVULA VIAJERA. \_ Esta es la válvula de descarga y se -- mueve con el émbolo de la bomba. A la unidad completa o sea el émbolo con empaques de copa o algún método de sello, comunmente se le denomina válvula viajera.

### 3.2.3. DISCUSION GENERAL DE LAS VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BOMBEO MECANICO.

El bombeo mecánico es el sistema de levantamiento -- mas ampliamente usado.

La experiencia muestra que la principal ventaja ha -- sido la familiaridad de este tipo de levantamiento para el personal de operación.

Sin embargo, el uso de unidades con mayores capacidades de carga y alta resistencia en las varillas han permitido alcanzar mayores profundidades, ya que la profundidad había sido la principal desventaja de este tipo de sistema.

Como regla general se debe anclar la T.P. para evi--

tar el efecto de pandeo de la T.P. no anclada. Para pozos someros de poco volumen los anclajes probablemente sean innecesarios.

#### 3.2.3.1. VENTAJAS .

- i) Debido a que el personal de campo está familiarizado con el levantamiento artificial por bombeo mecánico, la instalación y operación no es complicada.
- ii) El bombeo mecánico ofrece un amplio margen de producción. Esto está directamente relacionado con el tipo y tamaño de la unidad, diámetro de tuberías, diseño de la sarta de varillas y tamaño de la bomba. En la mayoría de las áreas de producción están a disposición diferentes tamaños de bombas y varillas.

Existen almacenes y partes de repuesto así como de servicio a pozos y disponibilidad de equipos de reparación los cuales siempre están asociados con este tipo de levantamiento.

#### 3.2.3.2. DESVENTAJAS .

- i) Las limitaciones en volumen del bombeo mecánico se debe a los diámetros de tubería y a la profundidad. La eficiencia volumétrica es reducida en los pozos que tienen una relativa alta RGA, o si producen sólidos o alguna forma de parafina o si el fluido producido es sulfuroso o corrosivo.
- ii) Los costos iniciales de inversión de capital son altos, especialmente para las unidades de mayor capacidad. El costo de la sarta de varillas cuando es necesario cambiarla por efectos de corrosión. El rozamiento de las varillas con la T.P. puede ocasionar que se dañe ésta y provocar el rompimiento ocasionando que se tengan que hacer altas inversiones por reparación.

Además, la T.P. no puede ser recubierta internamente

para prevenir la corrosión debido al desgaste ocasionado por las varillas, los aparejos de varillas que operan con cargas extremas con fluidos corrosivos pueden tener fallas muy frecuentemente.

### 3.3. B O M B E O   N E U M A T I C O .

El bombeo neumático ha sido aplicado a todo tipo de pozos. En tiempos pasados el gas utilizado para el levantamiento artificial con bombeo neumático estaba disponible a un costo muy bajo, pero debido a la creciente tendencia a conservar las fuentes de gas y las políticas de venta del mismo, el bombeo neumático ha pasado a ser un sistema que tiene que ser analizado muy bien para ser seleccionado como método alternativo de producción.

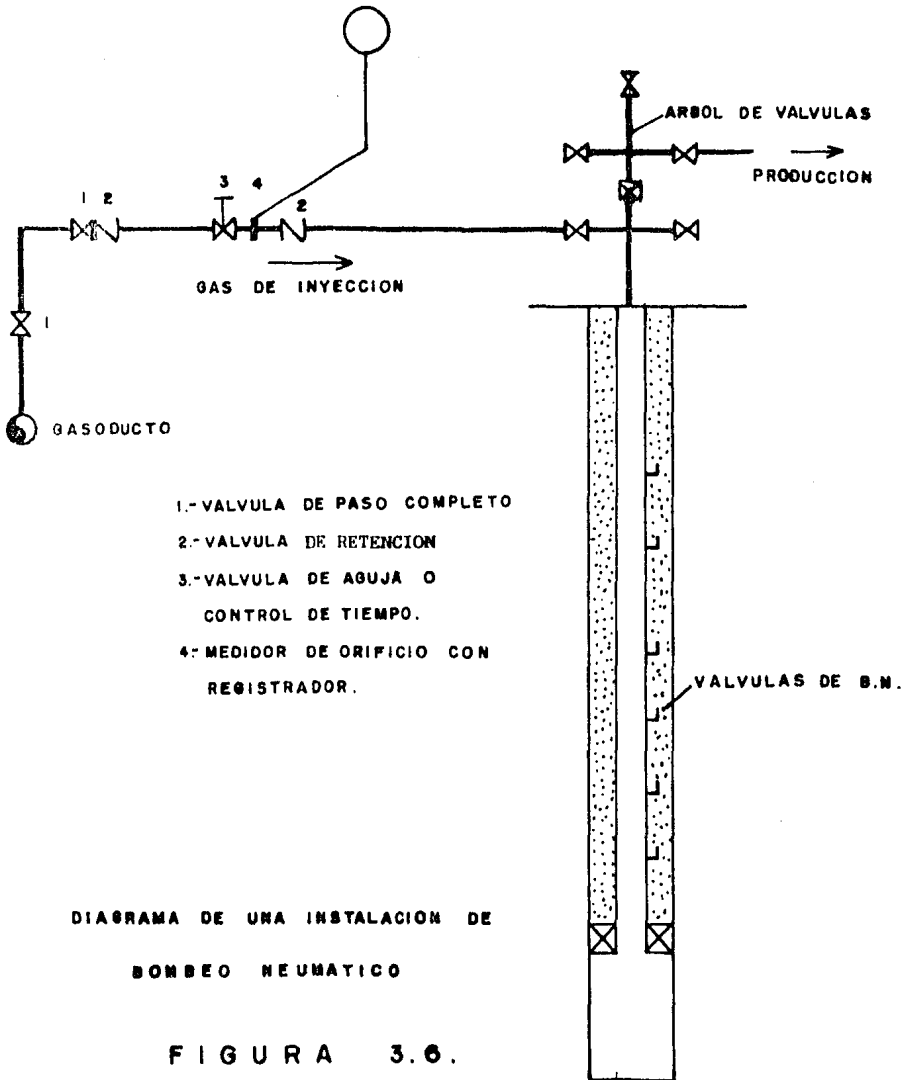
Sin embargo el bombeo neumático sigue siendo un sistema más económico sobre otros sistemas de levantamiento artificial debido a su simplicidad y que además puede operar con poca o ninguna dificultad y a que día con día su equipo y tecnología de diseño se están mejorando. En la Fig.3.6. se muestra un esquema de una instalación de bombeo neumático.

El bombeo neumático puede ser incluso utilizado para inducir a un pozo a flujo natural y para eliminar líquidos en pozos de gas.

En el bombeo neumático se inyecta un volumen de gas a una presión relativamente alta por el espacio anular, hasta una válvula subsuperficial operante montada en la T.P. y a una profundidad preestablecida en el diseño.

El gas aerea o aligera la columna de fluidos, hasta que la reducción de la presión de la columna permite una diferencial suficiente a través de la formación, provocando que el pozo produzca el gasto deseado.

El levantamiento artificial por medio del bombeo neumático puede llevarse a cabo mediante las siguientes dos formas:



### 3.3.1. BOMBEO NEUMATICO CONTINUO.

El bombeo neumático continuo es recomendable para pozos con alto volumen y alta presión de fondo fluyendo (columna hidrostática del orden del 50 % o más en relación a la profundidad del pozo) y alto índice de productividad ( $> 0.5$  bl/día/lb/pg.<sup>2</sup>).

Cuando se tiene disponible gas a alta presión sin sistema de compresión o donde el gas está disponible a un costo muy bajo, la utilización de bombeo neumático es una buena opción.

Se debe tener en cuenta que el suministro de gas debe estar disponible a lo largo de toda la vida productiva del pozo.

En muchos campos la producción de gas disminuye a medida que la producción de agua va aumentando, debido a esto, probablemente se necesite una fuente externa para el suministro de gas.

#### 3.3.1.1. VENTAJAS DEL BOMBEO NEUMATICO CONTINUO.

- i) El bombeo neumático es el mejor sistema de levantamiento para manejar la arena o materiales sólidos. Muchos pozos producen arena aunque se instale algún método de prevención. La arena producida casi no provoca problemas mecánicos a las válvulas de bombeo neumático.
- ii) El levantamiento artificial en pozos desviados puede llevarse a cabo con un mínimo de problemas.
- iii) El bombeo neumático permite el uso de equipo de línea de acero, este equipo es barato y además se tiene disponible en un mínimo de tiempo.
- iv) En el diseño normal la T.P. queda libre para permitir el paso de dispositivos utilizados para hacer estudios de la presión de fondo, de producción, y dispositivos de limpieza.

- v) A diferencia de otros métodos, las formaciones con alta PERMEABILIDAD ayudan a mejorar la eficiencia del bombeo neumático. Cuando se presenta esto se requiere menos gas de inyección.
- vi) El bombeo neumático es flexible. Se pueden manejar un amplio rango de gastos con el mismo equipo.
- vii) Se puede utilizar un sistema central de compresión para operar varios pozos.  
La centralización a menudo lleva a disminuir los costos y permite un buen control y medición de los pozos.
- viii) Es muy poco el equipo superficial de un pozo de bombeo neumático y es casi el mismo que el de un pozo fluyente excepto por el equipo de medición del gas de inyección. Esto es especialmente importante en localizaciones urbanas.
- ix) El equipo subsuperficial del pozo y mantenimiento de este equipo se puede llevar a cabo a bajo costo.  
El aparejo de producción es fácilmente instalado, recuperado y reemplazado. Las reparaciones se llevan a cabo ocasionalmente.
- x) El bombeo neumático tolera algunos malos diseños y aún así puede trabajar. Esto es muy bueno, considerando que el espaciamiento de las válvulas se hace antes que el pozo sea terminado.

### 3.3.1.2. DESVENTAJAS DEL BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO.

- i) Las contrapresiones relativamente altas pueden restringir seriamente la producción del bombeo neumático continuo. Este problema se agrava con el incremento de la profundidad y la disminución de la presión de fondo.
- ii) El bombeo neumático a menudo necesita grandes capitales de inversión. El costo de los compresores es muy alto. Los costos de compresión en 1981 eran de 500 a 600 dólares por HP para una localización común en tierra y de 1000 a 1400 dólares por HP en costa-fuera.

Cuando se instala un compresor en una plataforma marina se presentan problemas de diseño, espacio y de peso. Además, el costo de los sistemas de distribución de gas en tierra puede llegar a ser muy alto.

El incremento en el uso de gas puede incluso hacer necesario aumentar el tamaño de los gasoductos y los separadores.

- iii) Se necesita tener un adecuado abastecimiento de gas durante la totalidad del tiempo que dure el proyecto. Si el gas del distrito llega a escasear o si el gas llega a ser muy caro, quizá sea necesario cambiar a algún otro método de levantamiento artificial. Además debe haber suficiente gas para la puesta en marcha del sistema.
- iv) La operación y mantenimiento de los compresores puede ser muy caras. Es necesario contar con operadores capacitados y buenos mecánicos en compresores para tener una operación eficiente y exitosa.
- v) Se presentan problemas cuando se está produciendo aceites de baja gravedad (menos de 15° API) debido a la excesiva fricción. El efecto de enfriamiento del gas al expandirse provoca el agravamiento de este problema. Además este efecto de enfriamiento ocasiona problemas de depositación de parafina.
- vi) La baja producción de aceite en adición con altos volúmenes de agua producida (menos de 200 bl/día en una T.P. de 2 3/8") pueden llegar a disminuir la eficiencia del levantamiento.
- vii) Se requieren datos reales y confiables para hacer un buen diseño.



### 3.3.2. BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE.

El bombeo neumático intermitente consiste en producir periódicamente un determinado volumen de aceite impulsado por el gas que se inyecta a alta presión, el gas es inyectado en la superficie al espacio anular por medio de un regulador, un interruptor o por la combinación de ambos; este gas pasa posteriormente del espacio anular a la T.P. 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 quedado acumulado dentro de la T.P. es expulsado al exterior en forma de un tapón o bache de aceite a causa de la energía del gas. Sin embargo, debido al fenómeno de resbalamiento del líquido, que ocurre dentro de la tubería de producción, solo 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 fluidos al pozo, hasta formar un determinado volumen de aceite con el que se inicia otro ciclo.

En el bombeo neumático intermitente, el gas es inyectado a intervalos regulares, de tal manera que el ciclo es regulado para que coincida en relación de los fluidos que está produciendo la formación hacia el pozo.

El bombeo neumático intermitente es usado en pozos con un volumen de aceite, generalmente bajos o en pozos que tienen las siguientes características:

- a) Alto índice de productividad ( $> 0.5$  bl/día/lb/pg.<sup>2</sup>) en pozos con baja presión de fondo, columna hidrostática del orden del 30% o menor en relación a la profundidad.
- b) Bajo índice de productividad ( $< 0.5$  bl/día/lb/pg.<sup>2</sup>) en pozos con baja presión de fondo.

La instalación del bombeo neumático intermitente se lleva a cabo con una válvula piloto básicamente se tienen dos tipos de bombeo intermitente; uno es el de punto único de inyección y el otro tipo de bombeo es el de punto múltiple de inyección. En el punto único de inyección todo el gas necesario para subir el bache de aceite a la superficie se inyecta a través de la válvula operante (Fig. 3.7) .

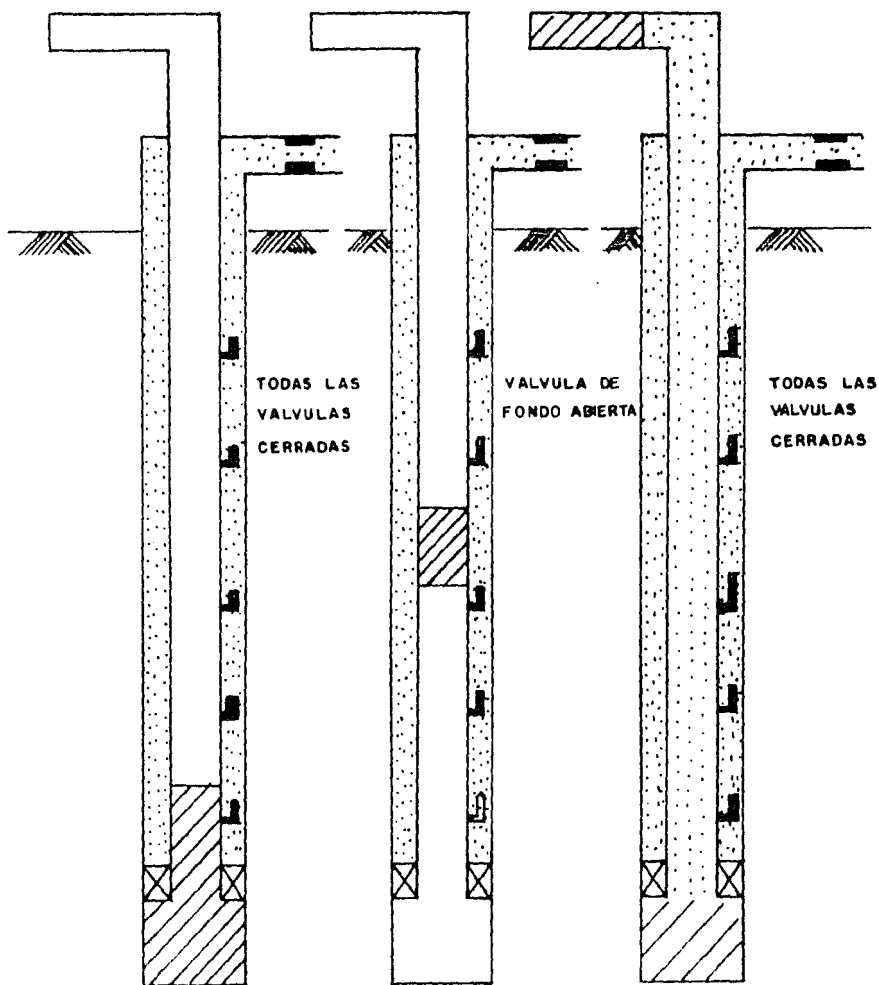
La Fig. 3.8 muestra la secuencia de pasos cuando se utilizan el punto múltiple de inyección.

#### 3.3.2.1. VENTAJAS DEL BOMBEO NEUMATICO INTERMITENTE.

- i) El bombeo neumático intermitente necesita una presión de fondo significativamente mucho menor que los otros métodos de levantamiento.
- ii) Puede manejar bajo volumen de fluidos con relativa baja - presión de fondo.

#### 3.3.2.2. DESVENTAJAS DEL BOMBEO NEUMATICO INTERMITENTE.

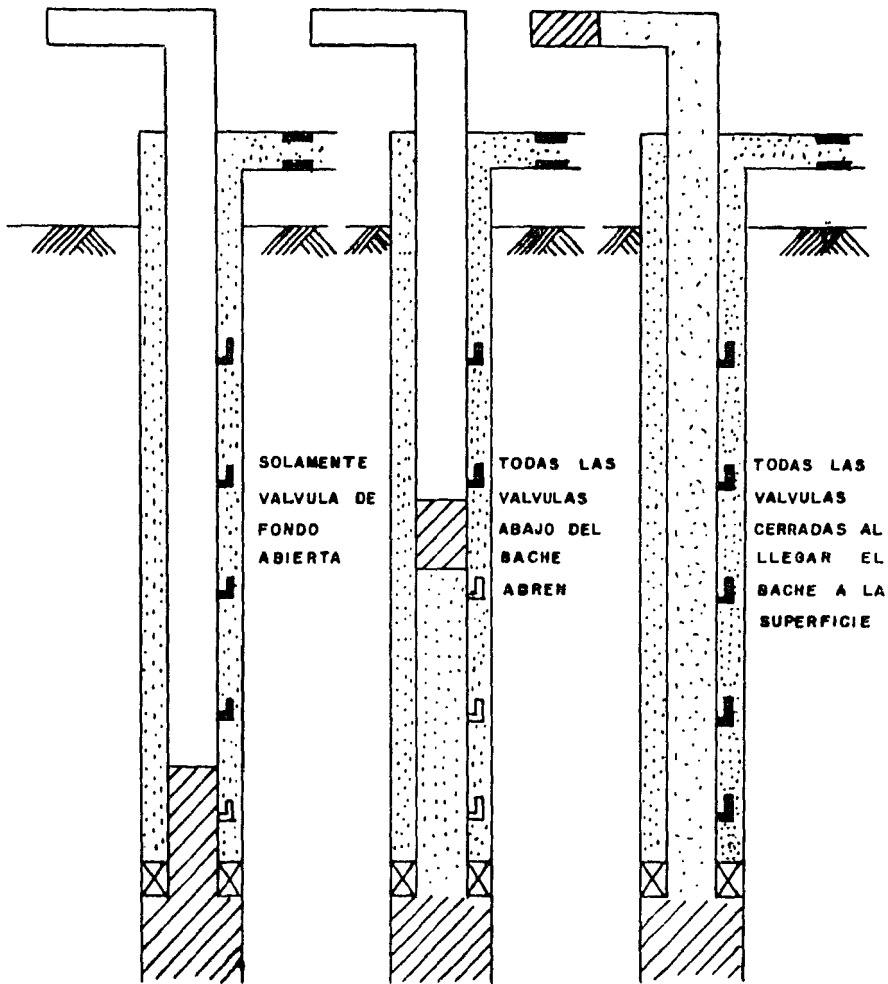
- i) El bombeo neumático intermitente está limitado a usarse en pozos de bajo volumen. Por ejemplo un pozo de 8 000 pies de profundidad con una T.P. nominal de 2" raramente podrá producir gastos mayores a los 200 bl/día con una - presión de fondo fluyendo promedio de 250 lb/pg<sup>2</sup>.
- ii) La presión de operación promedio de un sistema convencional de B.N. continúa siendo relativamente mayor cuando - es comparado con el bombeo mecánico. Sin embargo, la presión de fondo puede ser reducida con el uso de cámaras de acumulación. Las cámaras de acumulación son especialmente utilizadas en pozos de alto IP y baja presión de fondo.
- iii) La relación de eficiencia entrada-salida es baja se utiliza más gas para producir un barril de aceite que en el bombeo neumático continuo.



**BOMBEO INTERMITENTE**

PUNTO UNICO DE INYECCION

FIGURA 3.7.



SOLAMENTE  
VALVULA DE  
FONDO  
ABIERTA

TODAS LAS  
VALVULAS  
ABAJO DEL  
BACHE  
ABREN

TODAS LAS  
VALVULAS  
CERRADAS AL  
LLEGAR EL  
BACHE A LA  
SUPERFICIE

**PUNTO MULTIPLE DE INYECCION**

**BOMBEO INTERMITENTE**

**FIGURA 3.8.**

El resbalamiento se incrementa con la profundidad y el aumento de la producción de agua hace que disminuya la eficiencia del sistema de levantamiento artificial. Sin embargo, el resbalamiento puede reducirse con el uso de un émbolo.

- iv) Las fluctuaciones en gasto y presión de fondo pueden actuar adversamente en pozos con dispositivos para control de arena. La arena producida puede tapar la T.P. o la válvula de pie. Además las fluctuaciones en la superficie pueden causar problemas con el gas y los líquidos -- que se están manejando.
- v) El bombeo neumático intermitente requiere ser ajustado constantemente. El operador debe modificar rutinariamente el gasto de inyección y el período de tiempo de inyección para incrementar la producción y mantener a un nivel relativamente bajo el uso de gas de inyección.

### 3.3.3. CAMARA DE ACUMULACION.

Las partes esenciales del equipo requerido en este método de levantamiento artificial se muestran esquemáticamente en la Fig. 3.9 y el funcionamiento de cada parte puede ser -- ilustrada describiendo el ciclo de la cámara de acumulación.

- i) Cuando se cierra la válvula de control en la superficie, la producción del pozo entra a la cámara de acumulación a --- través del asiento de la válvula de pie, la válvula igualadora permite que los fluidos se eleven y permanezca igual el nivel de estos, fuera y dentro del "tubo mosquito" (tubo de diámetro pequeño). Mientras que la producción se acumula dentro de la cámara, la contrapresión en la formación se incrementa, de tal manera que el gasto de producción disminuye pausadamente.
- ii) En un tiempo predeterminado la válvula de control abre, y el gas es inyectado dentro del espacio anular de la T.R.-T.P. arriba del empacador. La presión en la T.R. aumenta y finalmente alcanza un nivel al cual se abre la válvula operante. Este permite el paso de gas dentro del espacio anular T.P.-"Tubo mos

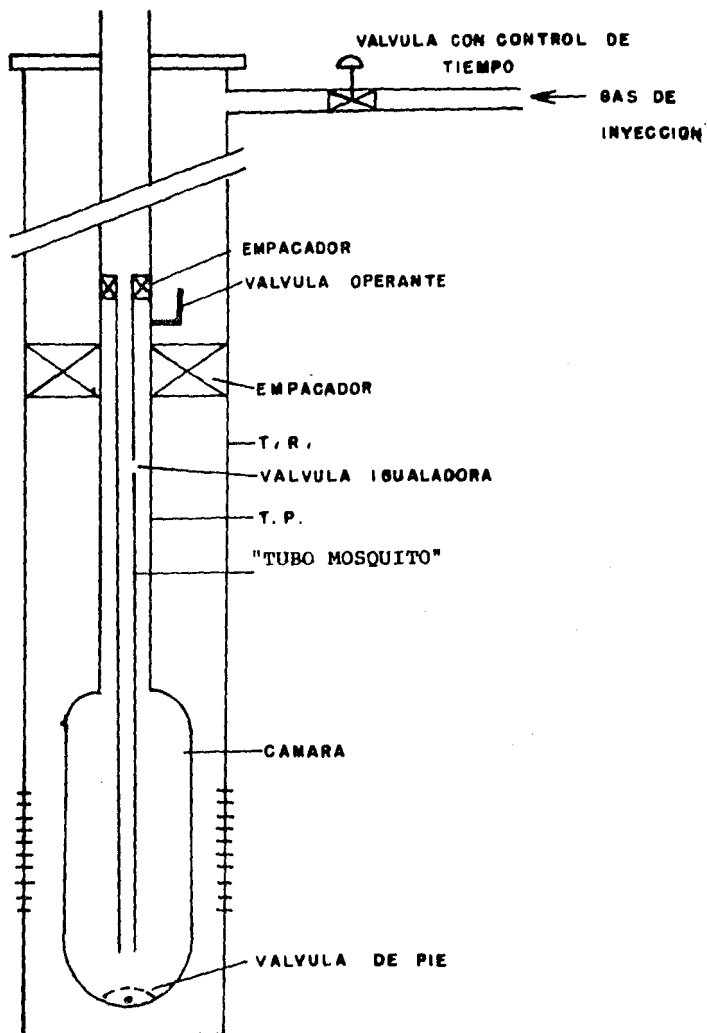


DIAGRAMA ESQUEMATICO DE UNA INSTALACION  
 DE BOMBEO NEUMATICO CON CAMARA DE  
 ACUMULACION

FIGURA 3.0.

quito". La válvula igualadora y la válvula de pie cierran rápidamente debido a la alta presión diferencial. El gas conduce el líquido almacenado en la cámara de acumulación dentro del "tubo mosquito" y entonces es llevado hacia arriba, dentro de la T.P.

A un tiempo predeterminado la válvula de control --- cierra y el bache de líquido es desplazado a la superficie - debido a la expansión del gas en el espacio anular T.R.-T.P.

La presión disminuye en la T.R. por lo que la válvula operante es calibrada para que cierre tan pronto como el bache llegue a la superficie, o inmediatamente después. Con esto se complementa el ciclo.

#### 3.3.4. EMBOLO VIAJERO.

En la Fig. 3.10 se muestra una instalación de un émbolo viajero en la cual no se ha instalado empacador (levantamiento natural por émbolo). Un émbolo de acero conteniendo un dispositivo simple de cierre, es colocado dentro del aparejo de T.P. y en el fondo de éste está un asiento el cual tiene una abertura a través de la cual pueden pasar gas y líquidos dentro de la T.P. Cuando el émbolo cae y se coloca en el asiento, se cierra la válvula localizada en el émbolo, por consiguiente la T.P. se cierra en la parte inferior de ésta, y cualquier producción proveniente de la formación pasa al espacio anular.

Consecuentemente se incrementa la presión de fondo, tan pronto como ésta alcanza un valor mayor que la suma de --- presiones ejercida por el propio émbolo, por el gas y el aceite que están por encima del émbolo, y por la contrapresión en la superficie, el émbolo comienza a elevarse, y el aceite que está arriba del émbolo es elevado a la superficie por la T.P. y de esta forma es producido.

En la parte superior de la T.P. se localiza un amortiguador arriba de la descarga a la línea de escurrimiento.

Cuando el émbolo golpea al amortiguador, se abre la válvula en el émbolo y la presión que está actuando en la par-

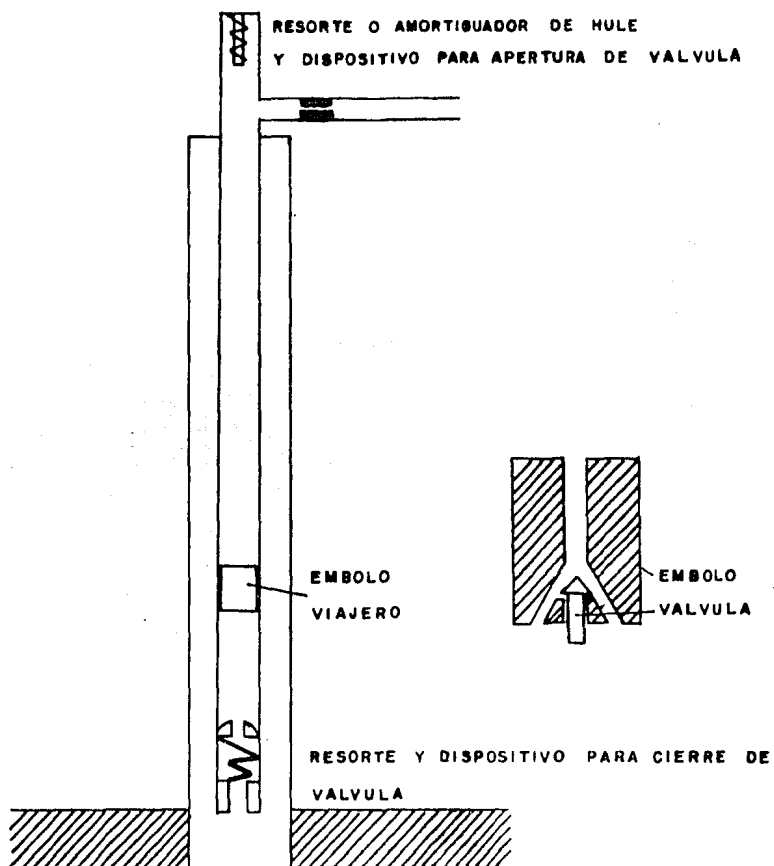


DIAGRAMA ESQUEMATICO DE UNA INSTALACION DE  
BOMBEO NEUMATICO CON EMBOLO VIAJERO.

FIGURA 3.10.



te inferior del émbolo es liberada hacia la tubería de escurri  
miento, debido a esto el émbolo cae libremente hacia la parte  
inferior de la T.P.

Mientras el émbolo está cayendo, el pozo produce te-  
niendo una contrapresión creada por el efecto del sifoneo, la  
columna de gas en la T.P., y por la columna de aceite que se -  
está formando en la T.P. como resultado de la aportación de la  
formación. Tan pronto como el émbolo alcanza el fondo, se re-  
pite el ciclo, con esto se produce aceite en baches.

Si el pozo no produce una RGL suficientemente alta -  
para que se lleve a cabo naturalmente el ciclo del émbolo, se  
debe inyectar gas intermitentemente dentro del espacio anular,  
el control de tiempo que gobierna la intermitencia debe ser --  
arreglado de tal manera que la inyección de gas inicie cuando  
el émbolo esté en la parte inferior de la T.P. y continúe has-  
ta que el émbolo golpee el amortiguador superficial, a este --  
tiempo se debe suspender la inyección de gas. Incluso en pozos  
que tengan suficiente RGL en donde es innecesaria la inyección  
de gas, se debe tener las instalaciones adecuadas para inyec-  
ción de gas en caso de que el émbolo no alcance la superficie  
por alguna razón; por ejemplo, si el émbolo se llegara a pegar  
debido a la presencia de parafina o arena en la T.P. incluso,  
se puede instalar un émbolo en pozos que tengan empacador, esto  
puede solucionar problemas de canalización de gas.

Se debe tener en mente que el levantamiento por émbolo  
no ha sido diseñado para pozos en los cuales la producción  
de arena es un problema, el émbolo puede ser usado exitosamente  
en ciertos pozos en los cuales se tiene depositación de parafi-  
na en la T.P.

#### 3.3.4.1. VENTAJAS DEL EMBOLO VIAJERO.

- i) El émbolo viajero puede utilizarse en muchos pozos para mantener el régimen de flujo.
- ii) La instalación en un pozo fluyente de un émbolo viajero es comparable en costo con otros métodos de levantamiento.
- iii) Además, un émbolo viajero puede mantener a la T.P. libre de parafina e incrustaciones.
- iv) La instalación de un émbolo viajero en pozos con bombeo neumático puede ayudar a manejar el colgamiento de los fluidos, así como incrementar la eficiencia volumétrica.

#### 3.3.4.2. DESVENTAJAS DEL EMBOLO VIAJERO.

- i) Generalmente, el émbolo viajero es usado como un medio temporal para mantener la producción hasta que otro método de levantamiento artificial es seleccionado e instalado.
- ii) El uso del émbolo causa la compresión del gas y los líquidos en las instalaciones de separación. Si se instala un émbolo viajero, las instalaciones de producción deben ser rediseñadas para manejar el gas y aceite producidos.
- iii) Los sólidos pueden hacer que el émbolo se pegue, lo cual traería como consecuencia pérdida de producción y realización de trabajos de reparación bajo condiciones peligrosas.

### 3.4. BOMBEO ELECTRICO.

El bombeo electrosumergible es usado generalmente en la industria petrolera para producir fluidos a gastos altos.

La bomba es del tipo centrífuga multietapa que puede ser diseñada con las etapas necesarias para levantar fluidos - fácilmente de 12 000 pies de profundidad y con gastos de 250 a 25 000 bl/día, dependiendo del diámetro de la T.R. y la profundidad neta del levantamiento.

El equipo subsuperficial de un pozo productor "tipo" consiste de una bomba, en la parte superior, la sección del -- protector, y un motor eléctrico en la parte inferior; todo formando un conjunto y suspendido de la T.P.

La energía es llevada al motor a través de un cable que es fijado a el aparejo de la T.P. mediante abrazaderas -- espaciadas cada 15 pies. El conductor o cable consiste en tres líneas aisladas para resistir las condiciones del pozo. El cable tiene un recubrimiento de metal flexible para proteger al aislamiento cuando se está instalando o reparando el equipo.

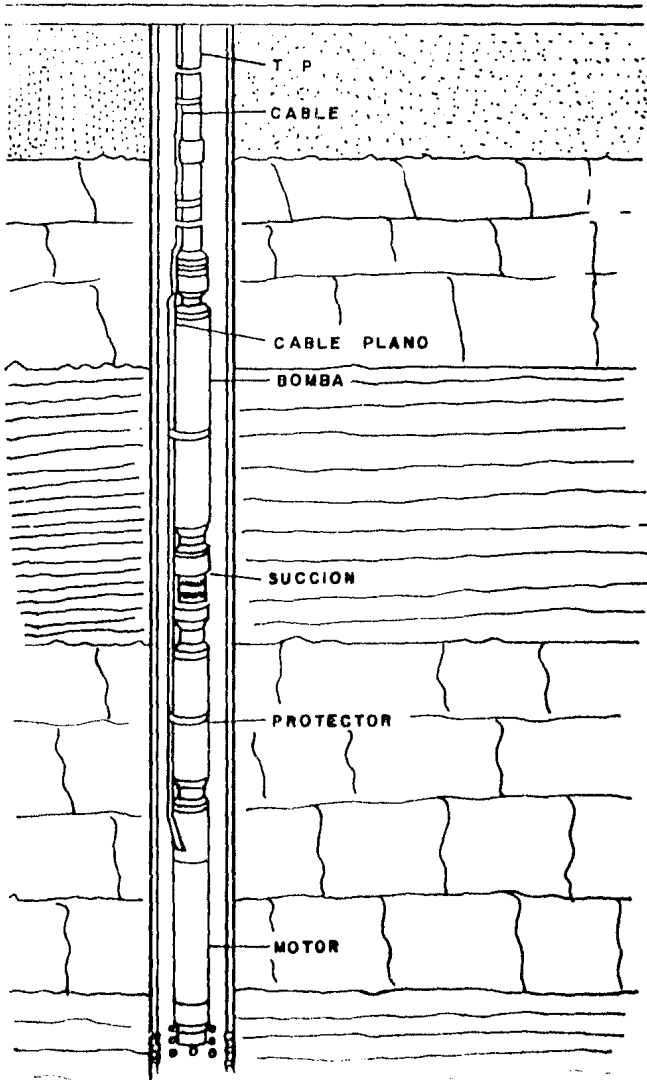
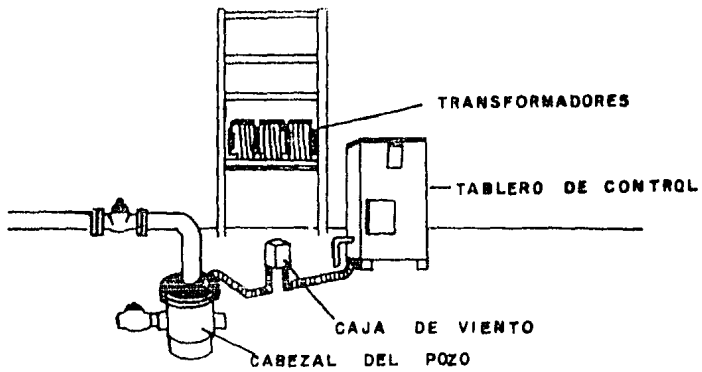
La parte del cable que está a la altura de la bomba tiene una forma plana para mantener el espacio entre el equipo y la tubería. La parte final del cable viene provista de fábrica con un dispositivo especial para ser conectado al motor. El único equipo que se tiene en la superficie es el tablero de -- control, un banco de transformadores y la caja de venteo.

La energía eléctrica generalmente es suministrada por alguna compañía de electricidad pero también se puede suministrar mediante algún generador portátil con motor de combustión interna.

En la Fig. 3.11 se muestra una instalación convencional de una bomba electrocentrífuga.

En pozos con alta RGA se puede instalar un separador en la succión de la bomba para separar el gas del fluido producido.

Los fabricantes proporcionan curvas de comportamiento de las bombas y ~~dan~~ información para diseñar este tipo de levantamiento artificial.



INSTALACION DE UN SISTEMA  
DE BOMBEO ELECTRICO.

FIGURA 3 .II.

La selección del tipo y tamaño correcto de la unidad de bombeo para un pozo específico depende de que se tenga la información completa de ese pozo.

En estos datos se incluye gasto de producción, presión estática, índice de productividad del pozo, presión en la cabeza del pozo, temperatura de fondo, relación gas-aceite, gravedad específica del fluido producido, presión de burbujeo, viscosidad del aceite, y otras condiciones especiales de operación tales como arena, corrosión, parafina o problemas de emulsiones.

#### 3.4.1. VENTAJAS DEL BOMBEO ELECTRICO.

- i) La capacidad que tiene este tipo de levantamiento para manejar altos volúmenes de producción es el principal atractivo que tiene este sistema para poder ser seleccionado. Sin embargo, el bombeo eléctrico está encontrando mayor aplicación en pozos de bajo volumen de producción.
- ii) No requiere de mucha supervisión por parte del ingeniero de producción.
- iii) El bombeo eléctrico puede ser empleado para inyectar fluidos a la formación.

#### 3.4.2. DESVENTAJAS DEL BOMBEO ELECTRICO.

- i) Debido a la potencia requerida en el motor eléctrico, la profundidad es un factor que limita a este sistema. Al aumentar la profundidad, disminuye el diámetro de la T.R. y aumenta la temperatura de fondo, lo cual también actúa como una limitante.
- ii) Los costos iniciales pueden ser altos, ya que las bombas, de alta potencia de etapas múltiples y alto volumen son muy caras.  
Además se debe tomar en cuenta el costo del cable que también es muy elevado, especialmente si se solicita

con el aislamiento necesario para altas temperaturas y anticorrosivo. Se debe abastecer al sistema con los transformadores adecuados para tener el voltaje óptimo de operación.

- iii) Cuando ocurren fallas en el cable, para reparar éste, se requiere sacar la T.P. La alta temperatura, corrosión y mala calidad del cable pueden ser las causas de las fallas.
- iv) Las fallas en el motor se deben a la alta temperatura, corrosión y el material abrasivo. La alta RGA puede dar como resultado una eficiencia baja y provocar fallas debido al gas libre el cual puede bloquear o trabar la bomba.
- v) Se necesita supervisión del ingeniero de producción en el diseño, instalación, mantenimiento y solución de problemas que se presentan en este tipo de levantamiento artificial.

### 3.5. BOMBEO HIDRAULICO.

Existen dos tipos de bombeo hidráulico disponibles en el mercado: bombeo tipo pistón y tipo jet.

#### 3.5.1. BOMBEO HIDRAULICO TIPO PISTON.

En forma breve, el proceso de generación y transmisión de energía, en el bombeo hidráulico tipo pistón, se efectúa mediante un fluido conocido como "fluido motriz", el cual puede ser agua tratada o aceite libre de impurezas que es inyectado a presión al pozo por una unidad de potencia, a través de una tubería de producción, accionando los pistones, tanto del motor como de la bomba, instalada abajo del nivel de trabajo del fluido producido por el pozo. El pistón del motor acciona mecánicamente el pistón de la bomba la cual succiona los fluidos del yacimiento y los bombea hacia la superficie.

Se tienen disponibles unidades con capacidades de -- bombeo superiores a los 5 000 bl/día y levantar fluidos desde una profundidad de 15 000 pies.

La carrera promedio de bombeo es de 8 a 22 pies con una capacidad de 150 emboladas por minuto. El fluido motriz es almacenado en tanques donde es tratado y limpiado, de estos tanques se envía a la succión de la o las bombas "triplex" verticales y cuya característica principal es proporcionar un volumen reducido, pero a una presión considerable. Esta bomba - inyecta a presión el fluido motriz hacia el cabezal de distribución, donde se regula en función del volumen o de la presión requerida en cada pozo. Ya en el pozo, el aceite pasa a través de una válvula de 4 vías que permite controlar la dirección del flujo; el aceite circula hacia abajo haciendo operar la unidad de bombeo y retorna a la superficie ya sea mezclado con el aceite producido, si se trata de un circuito abierto, o bien, retorna a través de una tubería adicional en el caso de un circuito cerrado.

El sistema de inyección en circuito abierto fue el - primero que se utilizó y su aplicación es la más sencilla y -- económica. En este sistema, el fluido motriz retorna a la superficie mezclado con el aceite producido ya sea a través de - la tubería de descarga o por el espacio anular de las tuberías de revestimiento, producción o inyección, dependiendo del equi- po subsuperficial que se tenga.

La aplicación de este sistema presenta varias ventajas como son: la adición de fluido motriz limpio en pozos que contienen alto porcentaje de agua salada, con que se reduce di- cho porcentaje y por consiguiente disminuye el efecto de incrus- taciones de la misma manera, la adición de aceite ligero puede reducir la viscosidad en pozos productores de aceite pesado.

La principal desventaja de este sistema es el incre- mento de volumen bruto que debe ser tratado en la superficie - para obtener el aceite limpio necesario y continuar la opera- ción.

El sistema de inyección en circuito cerrado es el - método más completo que existe en la actualidad. En este sis-

tema, el fluido motriz retorna a la superficie independientemente del aceite producido, fluyendo nuevamente hasta el tanque almacenador y formándose así un circuito cerrado; este se lleva a cabo por medio de una tubería adicional que va alojada en un dispositivo mecánico llamado "cámara de fondo", instalada en el fondo del pozo. Las principales ventajas son: la medición exacta de los fluidos producidos por el pozo y la determinación del desgaste sufrido por la unidad de bombeo al incrementarse el volumen del fluido motriz utilizando en la lubricación de los pistones, todo lo cual facilita la programación del mantenimiento de estas unidades.

#### 3.5.1.1. VENTAJAS DEL BOMBEO HIDRAULICO TIPO PISTON.

- i) La profundidad no es un factor limitante. Muchas instalaciones de bombeo hidráulico producen gastos de 150 a - 300 bl/día, en profundidades de 12 000 pies.
- ii) Se pueden modificar fácilmente la velocidad y tamaño de la bomba para mantenerla en buenas condiciones.
- iii) Los crudos pesados y altamente viscosos se pueden mezclar con un fluido motriz ligero y así poder manejarlo mejor.
- iv) La bomba puede ser circulada a la superficie sin tener que sacar la T.P. La inspección, servicio y costos de refacciones son generalmente bajos.
- v) Con una estación central en la superficie, se pueden manejar varios pozos.
- vi) En la actualidad existen unidades superficiales compactas para pozos aislados.



### 3.5.1.2. DESVENTAJAS DEL BOMBEO HIDRAULICO TIPO PISTON.

- i) El costo inicial de capital es alto. Se requieren equipos de alta presión, líneas de fluido motriz y equipo para el cabezal del pozo. Deben tenerse instalaciones para filtrar, limpiar y tratar el fluido motriz.  
Las tuberías deben ser de diámetro adecuado y capaces de resistir presiones altas.
- ii) La corrosión y el material abrasivo reduce la vida operativa del sistema, debido a la baja tolerancia del equipo superficial y subsuperficial.
- iii) En la actualidad, los requerimientos de fluido motriz del sistema pueden llegar a ser muy caros, debido a los precios del crudo y especialmente si la pérdida del fluido motriz es alta.
- iv) Ya que las operaciones se realizan generalmente a alta presión, los costos de mantenimiento del equipo superficial pueden llegar a ser muy elevados.
- v) Las altas temperaturas de fondo pueden hacer que se rompan los empaques de la bomba, aunque esto se puede reparar fácilmente, invirtiendo el flujo del fluido motriz, llevando la bomba a la superficie para su reparación.
- vi) Se necesita personal bien entrenado para su operación eficiente.
- vii) Puede haber peligro de incendio si se tienen motores de gas.  
Si se tienen altas presiones en la bomba del fluido motriz el fuego puede acabar con toda la instalación incluyendo tanques de fluido motriz y de almacenamiento.
- viii) El muestreo de pozos en sistemas centrales es un problema si se está produciendo agua .

### 3.5.2. BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET.

El bombeo subsuperficial tipo jet (a chorro) es un sistema especial de bombeo hidráulico, a diferencia del tipo pistón, no ocupa partes móviles y su acción de bombeo se realiza por medio de transferencia de energía entre el fluido motriz y los fluidos producidos.

El fluido motriz entra por la parte superior de la bomba y pasa a través de la tobera, donde su presión se convierte en una velocidad. La tobera descarga un chorro dentro de la cámara de entrada de los fluidos del pozo, la cual tiene comunicación con la formación. En la cámara de mezclado, que es de diámetro más grande que el de la tobera, se mezclan los fluidos producidos y el fluido motriz.

Al mismo tiempo que se efectúa la mezcla, el fluido motriz pierde energía que es ganada por los fluidos del pozo.

Después, la mezcla pasa al difusor, que es la última sección de trabajo, en donde la energía que en su mayor parte es conservada en forma de velocidad se convierte en presión -- estática; cuando esta presión es mayor que la ejercida por la columna de fluidos en el espacio anular, se establece el flujo hacia la superficie.

#### 3.5.2.1. VENTAJAS DEL BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET.

- i) Ya que el bombeo tipo jet trabaja basado en una caída de presión y un cambio de velocidad a través de una tubería, no hay partes móviles subsuperficiales.
- ii) La bomba es corrida dentro del pozo igual que una bomba de tipo pistón, cuando decrece la  $P_{wf}$ , puede instalarse fácilmente una bomba tipo pistón.
- iii) La profundidad de levantamiento no es una limitante para este tipo de sistema de producción artificial, ya que se ha aplicado en algunas áreas a profundidades de hasta -- 11 500 pies.
- iv) Las instalaciones de bombeo tipo jet están asociadas con altos volúmenes de producción.

- v) La sección de trabajo de la bomba es compacta lo que permite su instalación a cualquier profundidad.

#### 3.5.2.2. DESVENTAJAS DEL BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET.

- i) La inversión inicial de capital es alta. Se necesita -- equipo de alta presión, líneas de fluido motriz y equipo para el cabezal del pozo.  
Se deben tener las instalaciones necesarias para filtrar, limpiar y tratar el fluido. Las tuberías deben de ser de diámetro adecuado y deben resistir las altas presiones que se manejan.
- ii) Se necesita una presión de succión relativamente alta para evitar la cavitación.
- iii) La eficiencia mecánica es baja, normalmente requiere de una potencia de entrada mayor que la de una bomba hidráulica convencional.
- iv) La corrosión y el material abrasivo dañan a la tobera -- (debe tomarse en cuenta que a menos que la bomba llegue a pegarse en el agujero debido a incrustaciones u obstrucción por sal, ésta puede ser bombeada a la superficie para su inspección). La cavidad de sello de la bomba puede necesitar reemplazo bajo severa corrosión y altas temperaturas de operación.
- v) Ya que se están manejando altas presiones, los costos de mantenimiento para el equipo subsuperficial pueden ser muy altos.

### 3.6. OTROS METODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.

Con los avances de la tecnología, nuevos métodos de levantamiento han sido desarrollados. Incluso, los métodos actuales están siendo rediseñados para optimizar la producción.

La bomba de esfera se estudió hace muchos años y en fechas actuales se ha tomado nuevo interés en el desarrollo de este método. La bomba de esfera utiliza esferas de material flexible que son lanzadas pozo abajo por un aparejo de T.P. y regresa a través de otro aparejo eliminando el colgamiento.

El gas es usado como fuente de energía.

La bomba de gas ha estado en etapa experimental por muchos años. Se han estado desarrollando algunas pruebas piloto. La bomba utiliza gas para actuar a la bomba subsuperficial y puede ser utilizado en conjunción con el bombeo hidráulico.

## C A P I T U L O 4

### EJEMPLOS DE APLICACION.

#### 4.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA 1

- 4.1.1. BOMBEO MECANICO.
- 4.1.2. BOMBEO NEUMATICO.
- 4.1.3. BOMBEO ELECTRICO.
- 4.1.4. BOMBEO HIDRAULICO TIPO PISTON.
- 4.1.5. BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET.
- 4.1.6. RESUMEN.

#### 4.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA 2

- 4.2.1. BOMBEO MECANICO.
- 4.2.2. BOMBEO NEUMATICO.
- 4.2.3. BOMBEO HIDRAULICO TIPO PISTON.
- 4.2.4. BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET.
- 4.2.5. BOMBEO ELECTRICO.
- 4.2.6. RESUMEN.

## C A P I T U L O   I V

### EJEMPLOS   DE   APLICACION

#### 4.1.   PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA 1 .

En este problema se muestra la diferencia en los gastos que se pueden obtener con los principales métodos de levantamiento artificial.

Se usaron los siguientes datos, incluyendo datos para bombeo neumático continuo. El principal objetivo de este problema es mostrar los posibles gastos de producción que se pueden lograr con los diferentes métodos de levantamiento artificial - así como los requerimientos de potencia, etc.

Los procedimientos de diseño no se consideran ya que están fuera del alcance de este trabajo.

La información que se tiene para este pozo es:

Datos:

Diámetro de T.P.= 2 7/8 pg. D.E.\*

Diámetro de T.R.= 7 pg. D.E.

$\lambda = 0.70$  (Para operaciones de B.N.)

D.E.\*.- Diámetro exterior.

El pozo está cargado con fluido de control de -  
gradiente= 0.40 lb/pg<sup>2</sup>/pie.

RGA= 2 000 pies<sup>3</sup>/bl.

Pws= 1920 lb/pg<sup>2</sup>.

Pb = 1500 lb/pg<sup>2</sup>.

°API= 35

IP = 5 , lineal hasta alcanzar la Pb.

Pwh= 120 lb/pg<sup>2</sup>. (constante)

Pso= 900 lb/pg<sup>2</sup>. (P<sub>dis.</sub> = 950 lb/pg<sup>2</sup> , para ---  
operaciones de B.N.

Pko= 1000 lb/pg<sup>2</sup>. (P<sub>dis.</sub> = 1050 lb/pg<sup>2</sup>. para -- -  
operaciones de B.N.

Profundidad = 8000 pies.

Gasto deseado = el máximo.

Temperatura de fondo= 170°F.

Gradiente geotérmico de temp.= 1.2 °F./1000 pies.

(109 °F superficiales para 1000 bl/día)

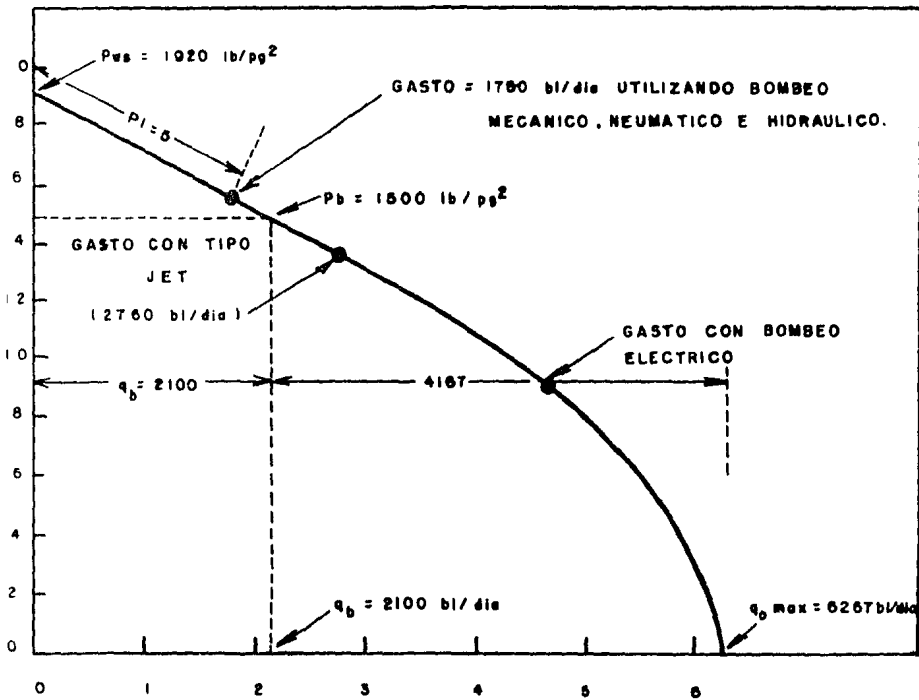
El pozo muestra un potencial de flujo máximo

q<sub>o</sub> max.=6267 bl/día , para Pwf= 0 lb/pg<sup>2</sup>.

El gasto a la presión de burbujeo es de 2100 -  
bl/día y la mayoría de los métodos producen a  
gastos menores a los 2000 bl/día.

Actualmente el pozo no fluye en forma natural, aún -  
a gastos bajos.

En la Fig. 4.1. se muestra la curva de comportamiento de afluencia para este pozo y los gastos máximos obtenidos con los diferentes métodos de levantamiento artificial. Los procedimientos para encontrar estos gastos no se incluyen, ya que no es el objetivo de este trabajo, estos gastos se dan como co rrectos, y se utilizan solo como referencia para realizar la - selección del sistema artificial.



G A S T O ( miles de bl/día )

CURVA DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DEL EJEMPLO 4.1.

FIGURA 4.1.



#### 4.1.1. BOMBEO MECANICO.

Todo trabajo de diseño y casi todo el trabajo analítico para el bombeo mecánico es hecha en computadora, se acostumbra tomar como regla general que cualquier problema de producción artificial, que requiera una unidad de bombeo mayor que una unidad 1824, puede manejarse más eficientemente con algún otro método de producción artificial. Los fabricantes de unidades de bombeo mecánico utilizan una clasificación general donde a cada unidad se le asigna un número como por ejemplo: C-2280-246-86; en donde la primera letra puede ser A, B, C, o M dependiendo si se trata de una unidad aerobalanceada, balanceada por engranes, convencional o Mark II, respectivamente, el segundo número corresponde al rango de torque pico, en miles de pulgadas, la segunda letra corresponde a la descripción del engrane reductor, los tres números siguientes identifican a la capacidad de carga de la varilla pulida en miles de libras y el último número identifica a la longitud de embolada en pulgadas.

Para este ejemplo sólo se da la capacidad de carga en la varilla pulida.

Generalmente se utilizan unidades Mark II o aerobalanceadas en cualquier instalación que requiera unidades de bombeo mayores a 912, pero se han utilizado unidades convencionales 1280 en casos especiales.

La mayoría de los programas de cómputo no aceptan carreras de émbolo mayores a 240.

La máxima producción que podría obtenerse con una unidad aerobalanceada 1824, con 100% de eficiencia volumétrica, T.P. 3 1/2 pulgadas, con una bomba del tipo inserto, sería aproximadamente de 200 bl/día.

Con una reducción del gasto de producción, el nivel del fluido en operación sería más alto lo cual daría una presión de succión de la bomba mucho mayor y un incremento de la eficiencia volumétrica.

#### 4.1.2. BOMBEO NEUMATICO.

En el diseño del bombeo neumático y para una presión de operación del gas de inyección de  $900 \text{ lb/pg}^2$ , el pozo puede producir a los siguientes gastos (ver la tabla 4.1).

Dependiendo de la correlación usada de flujo multifásico.

T A B L A 4 . 1 .

TABLA COMPARATIVA DE LOS GASTOS OBTENIDOS CON BOMBEO NEUMATICO PARA DIFERENTES CORRELACIONES DE FLUJO VERTICAL.

CORRELACION USADA (PARA $P_{so}=900 \text{ lb/pg}^2$ )	GASTO (bl/día)
Hagedorn & Brown (Curvas de gradiente de Brown)	1010
Hagedorn (Computadora)	1140
Duns & Ross	1700
Orkizewski	1350
Beggs & Brill	810

Para el máximo gasto posible con bombeo neumático se supone que la presión de inyección superficial fue lo suficientemente alta para inyectar gas eficientemente en el fondo del aparejo de T.P. En la tabla 4.2 se muestran los gastos que se obtienen con la más alta presión de inyección

T A B L A 4 . 2

GASTOS MAXIMOS OBTENIDOS POR BOMBEO NEUMATICO.

CORRELACION USADA para ( $P_{so} = 2000 \text{ lb/pg}^2$ )	GASTO (bl/día)
Hagedorn & Brown (Curvas de gradiente de Brown)	1620
Hagedorn (Computadora)	1750
Duns & Ross	2100
Orkisewski	1700
Beggs & Brill	1080

Para este ejemplo se utilizó la correlación de Hagedorn & Brown; por consiguiente el gasto obtenido por bombeo neumático es de 1140 bl/día con una  $P_{so} = 900 \text{ lb/pg}^2$  y 1750 bl/día para una  $P_{so}$  suficientemente alta para inyectar gas en el fondo ( $P_{so} = 2\ 000 \text{ lb/pg}^2$ ).

#### 4.1.3. BOMBEO ELECTRICO.

Para el caso del bombeo eléctrico se tomaron las más severas condiciones, teniendo que bombear 100% del gas en solución y con una relación gas-liquido de 200 pies<sup>3</sup>/bl.

Como se esperaba, el bombeo eléctrico fue capaz de producir la mayor cantidad de fluido del pozo: 4 728 bl/día para una presión de fondo fluyendo de 850 lb/pg<sup>2</sup>.

En la tabla 4.3 se muestran los volúmenes bombeados contra ciertas variables tales como volúmenes de gas bombeados y diámetros de T.P.'s de 2 1/2 pg y 3 pg.

T A B L A 4 . 3

DIAMETRO DE TUBERIA	GASTO (bl/día)	% DE GAS SEPARADO	PRESION DE DESCARGA (lb/pg <sup>2</sup> )	VOLUMEN DE SUCCION (bl)	ETAPAS	POTENCIA (HP)
2 1/2	4728	100	3069	7018	200	300
2 1/2	4728	50	3297	6040	200	321
3	5100	100	2647	8131	200	291
3	5100	50	3012	6838	200	322

Para una T.P. de 2 1/2 pg. es posible manejar fácilmente volúmenes mayores a los 4 000 bl/día y para una presión de fondo fluyendo de 800 lb/pg<sup>2</sup> es posible levantar 4 728 bl/día en T.P. de 2 1/2 pg. Menores presiones de flujo aseguran mayor producción, pero la energía adicional y las etapas para la T.P. de 2 1/2 pg. son excesivas.

#### 4.1.4. BOMBEO HIDRAULICO TIPO PISTON.

Con el bombeo hidráulico tipo pistón se pueden producir 1 750 bl/día. Nuevamente se supone que el 100% del gas va a ser bombeado, o sea que no se corrió ningún aparejo de venteo dentro del pozo. Esto, por supuesto es la condición -- más difícil que se le puede imponer a la bomba y su operación y el gasto posiblemente podría ser mejorado, si se corriera un aparejo de venteo.

El gasto es de 1 750 bl/día para una  $P_{wf} = 1\ 570$  -- lb/pg<sup>2</sup>. Para esto se requiere la bomba más grande que tenga caída en el diámetro de T.R.

La presión de fondo fluyendo de 1 570 lb/pg<sup>2</sup> es toda vía mayor que la presión de burbujeo; colocando la bomba en el fondo, no se necesitará bombear gas libre. Incluso, debe notarse que la bomba todavía está trabajando en el punto del levantamiento óptimo el cual está aproximadamente a 4 000 pies de la superficie. Sin embargo se coloca en el fondo.

Se debe, sin embargo, vencer la fricción adicional -- entre los 4 000 y los 8 000 pies.

#### 4.1.5. BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET.

En el diseño del bombeo hidráulico tipo jet se determinó que el gasto fue de 2 700 bl/día para una presión de fondo fluyendo de 1350 lb/pg<sup>2</sup> y una presión superficial de operación del fluido motriz de 4000 lb/pg<sup>2</sup>.

En este problema se tiene un buen candidato para levantamiento por bombeo tipo jet.

En la tabla 4.4 se resumen los resultados obtenidos por computadora para la solución de este problema.

T A B L A      4 . 4  
GASTOS OBTENIDOS CON BOMBA TIPO JET.

TAMAÑO DE LA BOMBA	PRODUCCION CON FLUIDO MOTRIZ, @ 4000 lb/pg <sup>2</sup>	hp	PRODUCCION @ 5000 lb/pg <sup>2</sup> o cavitacion	hp
11 A	1650	204	1650	204
11 B	2050	209		
11 C	2220	211		
12 B	2400	267	2650	364
12 C	2450	269		
13 B	2760	345		
13 C	2575	343		

4.1.6. RESUMEN .

En la tabla 4.5 se muestra la comparación hecha de los gastos posibles para los diferentes métodos de levantamiento.

T A B L A      4 . 5  
TABLA COMPARATIVA DE LOS GASTOS OBTENIDOS POR LOS DIFERENTES METODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.

METODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.	GASTO (bl/dfa)	COMENTARIOS
Bombeo Mecánico	1750	
Bombeo Neumático (Pso=900 lb/pg <sup>2</sup> )	1140	
Bombeo Neumático (Pso=200 lb/pg <sup>2</sup> )	1750	Una presión muy alta de inyección normalmente no disponible.
Bombeo Eléctrico	4750	Se puede posiblemente exceder este gasto.
Bombeo Hidráulico tipo pistón	1750	
Bombeo Hidráulico tipo jet	2760	

La tabla 4.5 muestra que en el bombeo eléctrico es capaz de producir la cantidad mayor de fluidos del pozo 4750 bl/día (3000 barriles más que el bombeo neumático o el bombeo hidráulico y 1990 bl/día más que el bombeo hidráulico tipo jet).

Si se pudiera ventear el gas libre, se podría incrementar los gastos de todos los métodos, excepto en el bombeo neumático donde el gas es usado como una forma de levantamiento necesario.

Debe tomarse en cuenta que todo esto es para una T.P. de 2 7/8 pg.

La selección final del equipo para este pozo, ahora es una selección económica; si la selección se hiciera en base al máximo gasto obtenido la selección obvia sería el bombeo eléctrico.

Otras condiciones, tales como entrada de arena o corrosión, reparación, localización, línea de acero retirable o T.P. recuperable, etc., tendrán influencia en la selección final.

El tamaño de la T.R. es importante en el bombeo eléctrico. Mientras más decrezca el diámetro interior de la T.R., el motor deberá ser más grande para alcanzar la misma potencia. En algunos casos el tamaño de la T.R. limita los gastos de producción debido a las limitaciones de HP.

Aparentemente se puede llegar a tener más tiempo de operación con diámetros exteriores de motores más cortos, sin embargo no se tienen datos de pruebas de campo para verificarlo. Nótese, sin embargo, que no se hicieron comparaciones para otros diámetros de tubería incluyendo el posible flujo anular para el bombeo neumático. Por ejemplo, el bombeo neumático se beneficiaría mucho más de un diámetro de tubería mayor que el bombeo eléctrico. El bombeo mecánico, bombeo hidráulico tipo pistón y tipo jet no ganarían mucho con un cambio de diámetro.

El bombeo neumático se beneficiaría de 3500 a 4000 bl/día con flujo por T.P. de 4 pg. o flujo anular. De todas formas en el análisis final se deben considerar otros diámetros

de tubería.

#### 4.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA 2.

En este ejemplo se trata de un pozo con mucho menos productividad que el problema anterior y su comportamiento de afluencia se supone que sigue la curva de Vogel de referencia.

Dados: T.P. 2 3/8 pg. D.E. (1.995 pg. D.I.)  
P<sub>s</sub> = 50 lb/pg<sup>2</sup>  
T.R. = 7 pg.  
P<sub>so</sub> = 1000 lb/pg<sup>2</sup> (P<sub>dis.</sub> = 1050 lb/pg<sup>2</sup> para B.N.)  
G<sub>s</sub> = 0.40 lb/pg<sup>2</sup>/pie = gradiente del fluido del control.  
RGA = 400 pies<sup>3</sup>/bl.  
Profundidad = 7600 pies  
 $\gamma_g = 0.7$  (para B.N.)  
Temperatura de fondo = 167° F.  
P<sub>wh</sub> = 80 lb/pg<sup>2</sup> (constante).  
Temperatura superficial = 109° F.  
P<sub>ws</sub> = 1500 lb/pg<sup>2</sup>.  
P<sub>b</sub> = 1500 lb/pg<sup>2</sup>.  
API = 35  
IF promedio = 0.2  
Basado en el 50% de abatimiento.

Una prueba del pozo muestra 150 bl/día para una P<sub>wf</sub> = 750 lb/pg<sup>2</sup> (asumiendo un comportamiento acorde a la curva de Vogel de referencia).

Este pozo es capaz de fluir naturalmente entre los 60 y 70 bl/día y tiene una capacidad máxima de producción de 214 bl/día para P<sub>wf</sub> = 0.

La tabla 4.6 muestra la comparación hecha de los gas<sub>es</sub> posibles para los diferentes métodos de levantamiento artificial.

T A B L A      4 . 6

TABLA COMPARATIVA DE LOS GASTOS OBTENIDOS CON LOS DIFERENTES METODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.

METODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	GASTO (bl/día)	COMENTARIOS
Bombeo Mecánico	208	Buena instalación.
Bombeo Neumático		
a) Flujo continuo	165	No se obtendrá el gasto máximo.
b) Flujo intermitente	200	Usa cámara de acumulación aproximadamente 200 bl/día
Bombeo Hidráulico		
a) Tipo pistón	208	Buena instalación.
b) Tipo jet.	178	No se recomienda
Bombeo Eléctrico	200	No se recomienda.

En la Fig. 4.2 se muestra la curva de comportamiento de afluencia para este pozo de acuerdo al procedimiento de Vogel.

4.2.1. BOMBEO MECANICO.

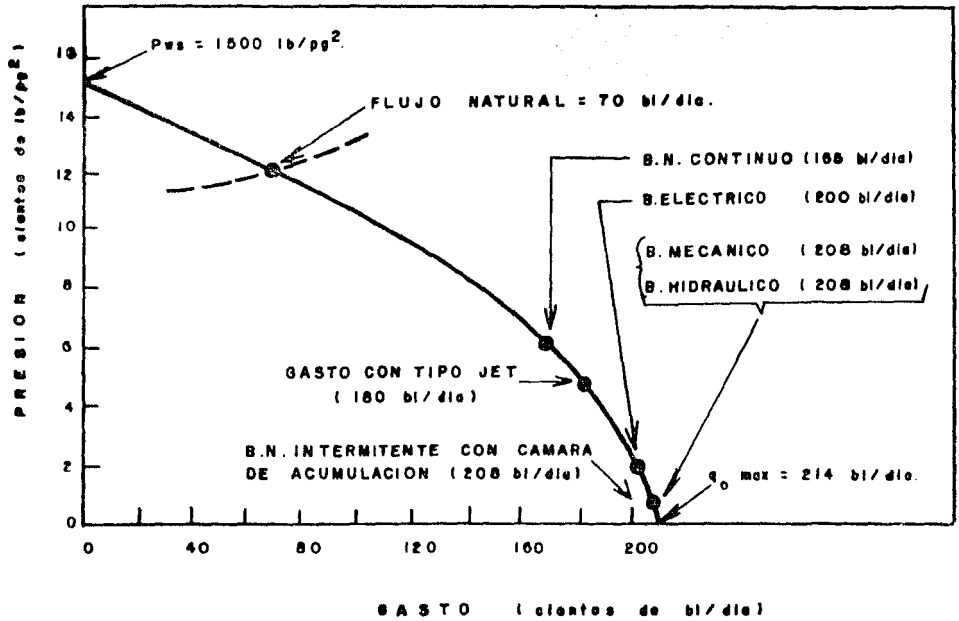
Este problema parece tener buena aplicación para el bombeo mecánico. Se calculó un gasto de producción de 208 bl/día con una presión de succión en la bomba de 80 lb/pg<sup>2</sup>.

Esto dará un nivel de fluido en operación de 7400 -- pies. Con una eficiencia volumétrica del 75% en la bomba, el gasto deseado puede ser obtenido con una unidad de bombeo 640, la nomenclatura se explicó en el problema 1.

Si existe suficiente espacio abajo de las perforaciones y si no se tienen problemas con arena o parafina, entonces el mejor lugar para colocar la succión de la bomba sería de 30 a 100 pies abajo de las perforaciones.

Si fuera necesario colocar la succión de la bomba --





CURVA DE COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA  
 DEL EJEMPLO 4.2.

FIGURA 4.2.

arriba de las perforaciones, entonces se tendría que instalar un separador de gas subsuperficial.

#### 4.2.2. BOMBEO NEUMATICO.

Este pozo con baja productividad, producirá un gasto mayor con bombeo neumático intermitente en comparación con bombeo neumático continuo.

Nótese que el máximo gasto posible para  $P_{wf} = 0$  es de 214 bl/día.

Con flujo continuo se puede mantener un gradiente promedio de  $0.07 \text{ lb/pg}^2/\text{pie}$  para un gasto de 150 bl/día y  $0.08 \text{ -- lb/pg}^2/\text{pie}$  para 200 bl/día.

Para bombeo neumático intermitente con cámara de acumulación, la presión de fondo fluyendo del pozo puede ser mantenida a aproximadamente  $300 \text{ lb/pg}^2$  dando un gasto máximo de 200 bl/día.

Esto se puede mejorar ligeramente con la adición de un émbolo en conjunción con el bombeo neumático. El émbolo reduce el colgamiento causando una reducción en la presión de fondo fluyendo y un incremento de gasto de producción.

Se estima que el gasto puede ser incrementado a 205 bl/día instalando un émbolo, en conjunción con una cámara de acumulación de bombeo neumático intermitente.

Como en el caso del problema anterior los gastos por bombeo neumático continuo para este problema varían considerablemente dependiendo de las correlaciones usadas. En la tabla 4.7 se muestran estos resultados.

T A B L A      4 . 7

GASTOS OBTENIDOS CON BOMBEO NEUMATICO CONTINUO UTILIZANDO  
VARIAS CORRELACIONES DE FLUJO VERTICAL.

CORRELACION	GASTO (bl/día)	COMENTARIOS
Duns & Ross	130	
Orkisewski	200	(No es posible).
Hagedorn & Brown	165	
Beggs & Brill	135	

El gasto de 200 bl/día obtenido con la correlación de Orkisewski puede ser desechado ya que este alto abatimiento de presión no puede ser manejado por bombeo neumático continuo.

4.2.3. BOMBEO HIDRAULICO TIPO PISTON.

Este caso también es un buen candidato para el bombeo hidráulico tipo pistón, y la producción total que se puede manejar es de aproximadamente 208 bl/día, casi el mismo del -- bombeo mecánico. El gas puede incluso ser bombeado, o se puede instalar una bomba suficientemente grande para manejar el -- gas. Se tiene incluso buena flexibilidad con la bomba -- hidráulica para ajustar las SPM\* para producir el gasto deseado.

4.2.4. BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET.

El gasto máximo posible encontrado fue de 182 bl/día con un requerimiento de potencia de 150 HP. Un gasto más real fue de 178 bl/día con 73 HP. En la tabla 4.8 se muestran estos resultados.

\* SPM.- Stroke Per Minute.- Emboladas por minuto.

T A B L A 4 . 8

POSIBLES GASTOS OBTENIDOS CON EL BOMBEO HIDRAULICO

TIPO JET.

TAMAÑO DE LA BOMBA.	PRODUCCION @ 4000 lb/pg <sup>2</sup>	HP	PRODUCCION @ 5000 lb/pg <sup>2</sup> o cavitación.	HP
3 A	116	29	116	29
3 B	130	29	134	32
3 C	130	29	154	39
3 D	87	29	140	39
5 B	162	49	163	49
5 C	153	49	170	60
7 B	178	73	178	73
7 C	156	82	178	93
9 B	175	114	175	114
9 C	170	135	182	150

4.2.5. BOMBEO ELECTRICO.

Posiblemente, el bombeo eléctrico no sería considerado para este pozo. Actualmente este sistema de producción artificial está siendo instalado en pozos que producen menos de 200 bl/día. Sin embargo, su eficiencia disminuye para gastos menores a los 500 bl/día y disminuye aún más a gastos menores a los 200 bl/día. La eficiencia de la bomba cuando se maneja gas es un parámetro aún no definido, ya que esta depende principalmente de las características del separador de fondo.

Con lo anterior probablemente se eliminaría el bombeo eléctrico como posible selección.

Se hicieron corridas de computadora para los gastos de 150, 185 y 200 bl/día, en la tabla 4.9 se muestran estos -- resultados.

T A B L A 4 . 9

TABLA RESUMEN PARA EL BOMBEO ELECTRICO.

GASTO (bl/día)	% DE GAS BOMBEO	PRESION DE DESCARGA (lb/pg <sup>2</sup> )	VOLUMEN DE SUCCION (bl)	ETAPAS	POTENCIA ( HP)
150	50	2174	245	185	11.18
150	75	1966	285	179	10.01
150	100	1758	325	177	8.98
185	50	2178	398	258	15.58
185	75	1892	496	285	15.36
185	100	1611	595	306	14.71
200	50	2200	594	323	19.44
200	75	1874	783	452	19.65
200	100	1554	972	800	12.16

Como se ha visto el bombeo eléctrico es capaz de producir 200 bl/día; pero siempre y cuando se ventee 100% del gas, el número de etapas de la bomba alcanza un valor alto anormal de 800 etapas y requiere 323 etapas para ventear 50% del gas.

Si hubiera la seguridad de poder ventear el 80-90% del gas, entonces el bombeo eléctrico sería más práctico incluso en pozos de bajo volumen.

Existen algunas controversias en como puede la bomba manejar el gas libre. Para las condiciones anteriores incluso produciendo 150 bl/día, venteeando el gas 50%, de todas formas se tendría un comportamiento dudoso, de cualquier manera sería imperativo tratar de ventear todo el gas, de otra forma ocurriría el candado de gas. Basado en estas consideraciones, no se recomienda el bombeo eléctrico a menos que se ventee el 80-90% del gas.

#### 4.2.6. RESUMEN .

Sólo se han trabajado dos ejemplos en este capítulo.

Sin embargo, es posible hacer algunas conclusiones - concernientes a estos dos pozos, no se puede escoger exactamente un tipo de levantamiento sin antes inspeccionar individualmente a un pozo. Estos ejemplos están basados en los posibles gastos de producción sin tomar en cuenta algunos aspectos económicos.

Es muy importante tomar en cuenta los aspectos económicos en la selección del levantamiento artificial. Incluso, se deben tomar en cuenta ciertos aspectos tales como localización, disponibilidad de energía, etc.

# C A P I T U L O 5

## ANALISIS ECONOMICO.

### 5.1. INTRODUCCION

### 5.2. COMPARACION DE COSTOS DEL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA EL BOMBEO NEUMATICO, ELECTRICO E HIDRAULICO.

#### 5.2.1. BOMBEO NEUMATICO VS. BOMBEO ELECTRICO Y BOMBEO HIDRAULICO

##### 5.2.1.1. CALCULO TIPO PARA COMPARAR EL BOMBEO NEUMATICO Y EL BOMBEO ELECTRICO.

#### 5.2.2. BOMBEO NEUMATICO Y BOMBEO ELECTRICO VS. BOMBEO HIDRAULICO.

##### 5.2.2.1. CALCULOS DE COSTO

##### 5.2.2.2. COMPARACION ENTRE LOS COSTOS DEL BOMBEO TIPO PISTON Y TIPO JET.

##### 5.2.2.3. COMPARACION DEL BOMBEO HIDRAULICO CON EL BOMBEO NEUMATICO Y EL BOMBEO ELECTRICO.

## C A P I T U L O V

### ANALISIS ECONOMICO.

#### 5.1. INTRODUCCION.

Seis factores económicos representan los parámetros más importantes en la selección del equipo de levantamiento artificial:

- (1) Capital inicial de inversión.
- (2) Indicadores mensuales de operación ganancia-pérdida.
- (3) Vida del equipo.
- (4) Número de pozos a ser tratados.
- (5) Disponibilidad del equipo de repuesto.
- (6) Vida del pozo.

Cada uno de los sistemas artificiales de producción tiene limitantes económicos y de operación que hace que se elijan bajo ciertas condiciones.

La mayoría de los ingenieros de producción tienen -- idea de estas limitantes.

Existen informes hechos donde se ve que para ciertas condiciones los sistemas artificiales de producción no funcionan.

Algunos tipos de equipo de levantamiento dependen -- del tipo de instalación, pueden tener mayores costos de instalación que otros.



El bombeo neumático puede tener costos iniciales muy altos para sistemas de un pozo o dos pozos donde se tenga que instalar un sistema de compresión.

Pero para un número grande de pozos, el bombeo neumático puede llegar a ser el más económico. El bombeo hidráulico llega a ser el menos costoso cuando se pueden operar varios pozos desde un sistema central. En muchos casos el exceso de - - equipo de algún tipo de levantamiento dictaminará el método a - usar, debido a su disponibilidad y economía.

A precios actuales el bombeo neumático puede tener -- costos altos, dependiendo de las fuentes de gas que se tengan - disponibles.

Si no hay fuentes de gas, como ocurre en campos alejados el bombeo hidráulico, se debe tomar en cuenta; los gastos iniciales de operación e inversión pueden favorecer el bombeo neumático (si no se tiene que comprimir el gas). El bombeo mecánico, hidráulico y el bombeo neumático todos ellos tienen ventaja sobre el bombeo eléctrico para ser usados en campos pequeños con localización alejada donde la construcción de sistemas eléctricos sería muy caro o donde no se tuviera electricidad -- disponible.

La economía asociada con los costos iniciales del - - equipo se visualizarían claramente si se lleva a cabo una comparación de sistemas disponibles similares. Esto significa que - para cada sistema de producción artificial, la combinación de equipos menos costoso que realicen el trabajo es el que se debe seleccionar. Se deben considerar los costos de operación o costos de levantamiento para un sistema de producción artificial, \$ por pozo por mes y \$ por barril bruto producido.

Estos indicadores son muy importantes para determinar la eficiencia de operación.

## 5.2. COMPARACION DE LOS COSTOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA EL BOMBEO NEUMATICO, BOMBEO ELECTRICO Y BOMBEO - HIDRAULICO.

### 5.2.1. BOMBEO NEUMATICO V.S. BOMBEO ELECTRICO Y BOMBEO HIDRAULICO.

En este resumen se comparan los costos para los sistemas de bombeo neumático y bombeo eléctrico en el año de 1977 para un pozo "tipo" costa-fuera.

Profundidad	6000 pies
T.R.	5 1/2 pg.
Tubería de escurrimiento	2500 pies.
Presión del yacimiento	2800 lb/pg <sup>2</sup> .
Indice de productividad	2 bl/dfa/pg <sup>2</sup>
RGA	100 pies <sup>3</sup> /bl
WOR	1

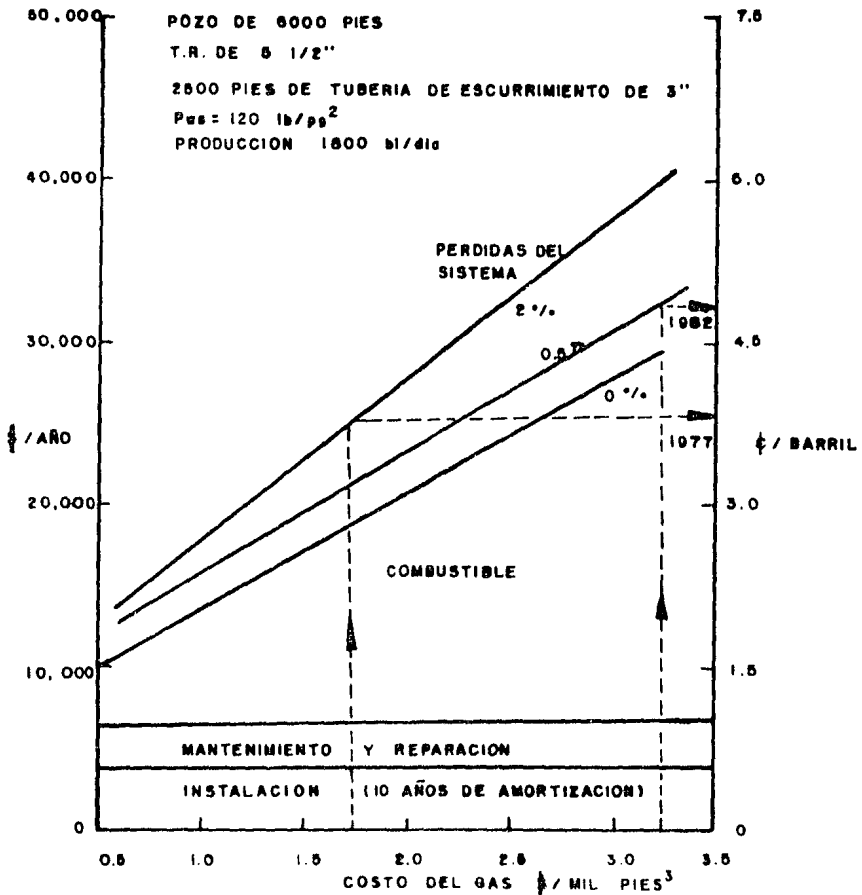
El diámetro de la T.P., presión en la superficie y presión en la T.R. están optimizados para producción por bombeo neumático, 1800 bl/día.

Las Figs. 5.1 y 5.2 resumen los costos de operación e instalación. La comparación muestra que:

- El bombeo neumático es más caro en la instalación pero más barato en el mantenimiento.
- Las fallas en el sistema del bombeo neumático y la vida de la bomba electrosumergible son factores importantes en los costos de operación.
- Basados en los precios de \$1.75/pie<sup>3</sup> de gas, 2.35 cents./kwh para la energía eléctrica y 2% de fallas en el bombeo neumático y un año de vida para el bombeo eléctrico, los costos de levantamiento por barril son:

Bombeo Neumático	-	3.7 centavos
Bombeo Eléctrico	-	3.2 centavos

- Prorrateando al año de 1982, con precios de \$3.25/pie<sup>3</sup> de gas y



**FIGURA 5.1.**

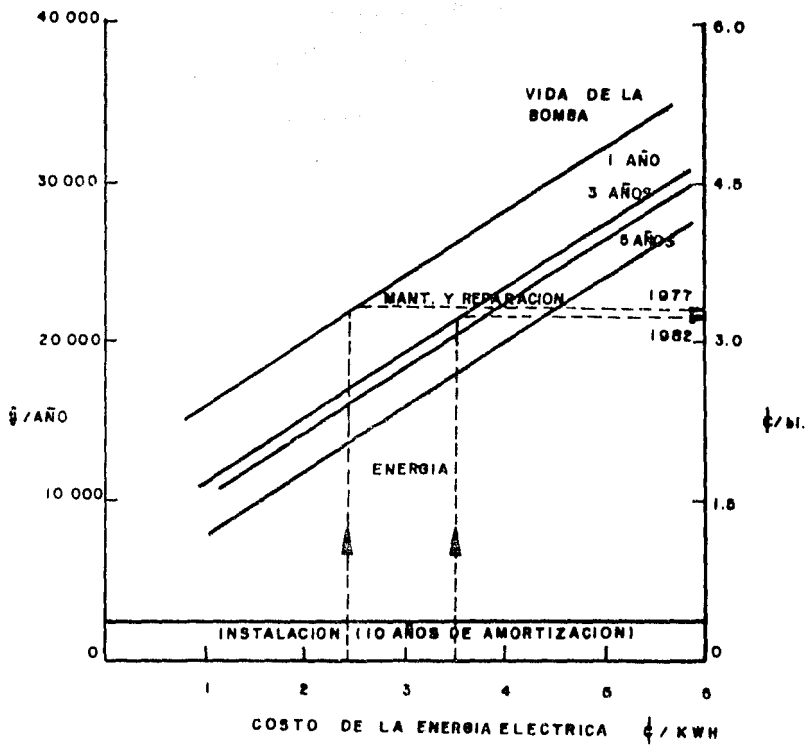


FIGURA 5.2.

3.5 cents./kwh para la energía y, 0.5% de fallas en el bombeo neumático y tres años de vida de la bomba electrosumergible los costos de levantamiento por barril serían:

Bombeo Neumático - 4.9 centavos

Bombeo Eléctrico - 3.1 centavos

No se toma en cuenta la inflación en la mano de obra y material, lo cual aumenta visiblemente los costos. Sin embargo, parece ser que los costos del bombeo eléctrico se mantienen casi constantes mientras que los costos del bombeo neumático aumentan notablemente.

#### 5.2.1.1. CALCULO TIPO PARA COMPARAR EL BOMBEO NEUMATICO Y EL BOMBEO ELECTRICO.

Considerando un pozo de 6000 pies y T.R. de 5 1/2 pg. y tubería de escurrimiento de 3 pg. D.I. y 2500 pies de longitud. La presión del yacimiento es de 2800 lb/pg<sup>2</sup>, índice de productividad de 2.0 bl/día/lb/pg<sup>2</sup>, WOR\* = 1, y RGA = 100 - -- pies<sup>3</sup>/bl.

Estos costos son aplicables al año de 1977, pero el procedimiento de análisis de costos es aplicable a cualquier tiempo.

##### (a) Costos del bombeo neumático.

Para determinar el gasto máximo de producción del bombeo neumático se ha generalizado el uso de análisis de curvas, la comparación de entre varios casos, muestra que la máxima producción se debe a las condiciones de la T.P. de 2 1/2 pg. D.I., presión del gas de inyección en la T.R. de 1400 lb/pg<sup>2</sup> y Pwh = 120 lb/pg<sup>2</sup>.

\* WOR.- Relación agua-aceite.

Los gastos de producción en función de la RGL son:

RGL (pie <sup>3</sup> /ba)	GASTO (bl/dfa)
200	1550
300	1800
400	1900
600	1950
1000	1900
1500	1800

La RGL óptima es de aproximadamente 300 pie<sup>3</sup>/bl, los costos para este caso se calculan como sigue:

Los requerimientos de compresión del bombeo neumático son:

$(300 - 50) \times 1800 = 450$  mil pie<sup>3</sup> a 1300 lb/pg<sup>2</sup> (suponiendo una caída de presión de 100 lb/pg<sup>2</sup> en las líneas de inyección de gas).

La relación de compresión de gas es  $= 1315 / 135 = \sqrt{9.74}$  la cuál requiere de dos etapas de 3.13 / etapa.

La HP requerida = 70 millones de pies<sup>3</sup>/dfa/etapa (N = 1.3) o un total de  $70 \times 2 \times 0.45 \times 1.1$  (factor de seguridad = 70 HP).

#### INSTALACION:

Asumiendo que el compresor es compartido igualmente por ocho pozos, con un requerimiento total de 560 HP, el costo de la unidad montada en paquete (\*), incluyendo motor, depurador, enfriador, y controles, es de : \$180,000 Dls. (\*\*). (Gardner - Denver MLE 650 HP) o casi \$275/HP; el costo de la base de concreto, protección e instalación es de \$20,000 Dls.

(\*) El paquete de los dispositivos está montado en un riel o patín de acero.

(\*\*) Nota: todos los costos en dólares.

Costo total de instalación del compresor, por pozo = 200,000/8	=	25,000 Dls.
Costo de una línea de distribución de gas de 2500 pies de 2 pg. D.I. 2.5 Dls./pie	=	6,250
Costo de 9 válvulas operantes con seguros y mandriles y una válvula reguladora de flujo	=	<u>9,450</u>
Costo total de instalación/pozo	=	\$ 40,700

MANTENIMIENTO:

Costo del mantenimiento del compresor @ \$25/HP/año = 70/25	=	1,750/año
Introducción y reemplazo de válvulas	=	<u>900/año</u>
Costo total del mantenimiento	=	\$ 2,659/año

COMBUSTIBLE Y REQUERIMIENTO DE GAS:

Costo de combustible @ 12 pies <sup>3</sup> /hr/HP y \$1/1000 pies <sup>3</sup> es de 12x24x365x70x1/1000	=	7,350/año
Costo de pérdidas en el sistema de gas 2% del gasto fluyendo es: 0.02x450x365x1	=	<u>3,280/año</u>
Costo total de combustible y requerimientos de gas	=	\$ 10,630/año

Costos de extracción por barril, basado en 10 años - de amortización de los costos de instalación son:

$$100(4,070+2,650+10,630)/(1,800 \times 365) = 2.64 \text{ centavos.}$$

Las variables importantes en este caso son los costos del gas y las pérdidas de gas en el sistema. Los cálculos para los costos de gas a partir de \$0.5 a \$3.5 por cada mil -- pies cúbicos y para pérdidas del sistema de 0% al 2% se muestran en la Fig. 5.1, se ve que por arriba de los \$0.5/mil - -- pies<sup>3</sup>, el combustible y las pérdidas del sistema predominan sobre los costos de mantenimiento e instalación, si el sistema - estuviera "hermético", la pérdida de gas a la atmósfera se debe cuantificar a más o menos 1100 pies<sup>3</sup>/día o 0.25% del gasto fluente, consecuentemente el sistema ilustrado está ligeramente "dañado" además es representativo de algunos sistemas de bombeo neumático viejos. La pérdida en los sistemas nuevos es mucho menor.

(b) Costos del Bombeo Eléctrico.

La presión de fondo fluyendo a 1800  
bl/día, IP de 2 ; 2800 - 900 = 1900  
lb/pg<sup>2</sup>.

$$\text{Nivel del fluido estático} = 6000 - \frac{1900}{0.433} = 1590 \text{ pies}$$

Profundidad de colocación de la bomba  
3000 pies. Pérdida por fricción en 3000  
pies en una T.P. de 2 1/2 pg. D.I. = 100 pies.

Pérdida por fricción en 2500 pies de  
una tubería de escurrimiento de 3 pg.  
D.I. = 30 pies.

Presión en la cabeza del pozo, en co-  
lumna de fluido = 120/0.43 = 280 pies.

Carga dinámica total = 2000 pies.



**INSTALACION:**

Los costos son como siguen:

Bomba, 86 etapas: columna de carga	\$ 81
Bomba	2,414
Succión	270
Motor, 50 HP: protector	1,091
Motor (980 v, 32.5 A)	7,512
Adaptadores (2)	236
Cable, 3100 pies	7,285
Extensión del cable, 3 kv, #6, bronce, alta temperatura, 30 pies	385
Tablero de distribución 1500 v, electro- mecánico	2,798
Caja de venteo	115
Transformadores (3) de 50 kva	2,748
Cabezal del pozo	373
Grampas	413
Válvula de retención (Check)	130
Válvula de purga	130
Costo de instalación (estimado)	1,000
	<hr/>
Costo total de instalación	\$ 26,900.

## MANTENIMIENTO:

Introducción y manejo del aparejo una vez por año (2 días @ \$1,000/día)	\$ 2,000
Reemplazo de la bomba, succión, motor y protector una vez por año, @ 1/2 del - costo original.	5,645
Reemplazo del cable y la extensión del cable cada 5 años.	<u>1,535</u>
Costo total del mantenimiento	\$ 9,180/año.

## COSTOS DE ENERGIA.

Los costos de energía 2.0 cents./kwh son:

$$1.73 \text{ (3 fases)} \times 1030 \text{ v} \times 32.5 \text{ A} \times 0.83 \text{ pf} \times 24 \times 365 \times 0.020 / 1000 = 8,240 / \text{año.}$$

Los costos de levantamiento por barril son:

$$100 (2690 + 9180 + 8420) / 1800 \times 365 = 3.10 \text{ cents.}$$

Las variables importantes en este caso son la vida - de la bomba y el costo de la energía eléctrica. La vida de la bomba puede variar de semanas hasta años, dependiendo primordialmente de la abrasividad del fluido y la temperatura del pozo. Las mejores estimaciones que se tienen de varias fuentes, dan un promedio de vida de 2.8 años, pero esto probablemente - está basado en las condiciones más favorables.

Los costos de energía pueden variar de 2 a 4.5 cents/ /kwh, dependiendo del area.

Los cálculos para una bomba con vida de 1 a 5 años y costos de energía de 1 a 6 cents./kwh se muestran en la Fig. 5.2

Los costos predominantes son la energía, pero los costos de mantenimiento pueden llegar a ser considerables si la - vida de la bomba es corta.

(c) COMPARACION DE LOS SISTEMAS.

A partir del análisis previo, de las Figs. 5.1 y 5.2 - se pueden hacer algunas observaciones importantes:

- i) El bombeo neumático requiere mayores costos de instalación que el bombeo eléctrico. El costo del compresor es el concepto más significativo.  
Si hay en existencia un compresor que pueda ser usado, la instalación del bombeo neumático puede ser menos gravable.
- ii) Los costos de mantenimiento y reparación son sustancialmente menores en el bombeo neumático que con bombas eléctricas normales con vida de uno a tres años.
- iii) Las pérdidas de gas en el aparejo del levantamiento pueden llegar a ser muy significantes y deben mantenerse a menos del 0.5% del gasto fluyente.
- iv) A condiciones del año de 1977 con el gas a \$1.75/cada mil pies<sup>3</sup>, y la energía a 2.35 cents./kwh; un año de vida de la bomba eléctrica, y 2% de pérdidas de gas en el sistema de bombeo neumático. Los costos por barril son los siguientes;

Bombeo Neumático	3.7 cents.
Bombeo Eléctrico	3.2. cents.

(d) Proyectos Futuros:

Previendo el futuro, para pozos de tierra:

- i) Los costos de instalación para ambos sistemas continúa incrementándose al ritmo de la inflación. Esto favorece a un sistema sobre el otro.
- ii) Los costos de mantenimiento y reparación del bombeo neumático aumentarán al ritmo de la inflación. Sin embargo, pueden ocurrir reducciones en el costo del bombeo eléctrico - si los diseños, y la optimización de las operaciones pueden alargar la vida de la bomba.
- iii) Los costos del combustible aumentan a un ritmo mayor que la inflación y llegará a ser un factor altamente determinante en la selección del sistema. Los costos de gas - -

probablemente aumentan más rápidamente que los costos de la energía eléctrica. Una proyección razonable para el año de 1982 puede ser de: \$3.25/mil pies<sup>3</sup> para el gas y 3.5 cents/kwh para la electricidad. Suponiendo mejoramientos en el aumento de la vida de la bomba a tres años y reducción de las pérdidas de gas: 0.5%, los costos de levantamiento por barril serían:

Bombeo Neumático	4.9 cents.
Bombeo Eléctrico	3.1.cents.

La inflación en la mano de obra y materiales aumentarán estos costos ligeramente. Sin embargo, parece ser que los costos del bombeo eléctrico tienden a mantenerse casi constantes mientras que los costos del bombeo neumático tienden a aumentar.

Aunque estas consideraciones hechas, parecen favorecer al bombeo eléctrico, cualquier condición adversa que cause el manejo de la T.P. para reparar la bomba eléctrica, inmediatamente coloca este sistema en una posición desfavorable.

### 5.2.2. BOMBEO NEUMATICO Y BOMBEO ELECTRICO VS. BOMBEO HIDRAULICO.

En esta sección se comparan los costos del bombeo -- hidráulico con los cálculos previos para el bombeo neumático y el bombeo eléctrico.

Se considera el mismo pozo "tipo":

Profundidad	6000 pies
T.R.	5 1/2 pg.
T.P.	2 1/2 pg. D.I.
Línea de escurrimiento	2500 pies.
Presión estática	1800 lb/pg <sup>2</sup> .
Índice de productividad	2 bl/día/lb/pg <sup>2</sup> .
Gasto de Flujo	1800 bl/día.
RGA	100 pies <sup>3</sup> /bl.
WOR	1

Se comparan los dos tipos básicos del bombeo hidráulico tipo pistón y tipo jet.

El tipo jet ha revitalizado al bombeo hidráulico.

Es sencillo, fácil de reparar y puede manejar arena y gas. Sin embargo, es menos eficiente que el tipo pistón y normalmente no puede bombear en pozos con presión de fondo fluyendo menor de 500 lb/pg<sup>2</sup>.

Las Figs. 5.3 y 5.6 resumen los costos de levantamiento para los dos tipos de bombas manejando motores eléctricos o de gas, los cuales accionan el sistema de distribución del fluido motriz.

Para un tipo dado de sistema de distribución existen pequeñas diferencias entre los dos tipos de bombas. Sin embargo, el manejo con energía eléctrica ha llevado los costos a -- 30% menos que cuando se usan motores de gas.

En las Figs. 5.1 y 5.2 se muestran los costos de levantamiento para el bombeo neumático y el bombeo eléctrico.

Comparando todos los sistemas por energía y gastos -- de gas, los costos de levantamiento por barril son:

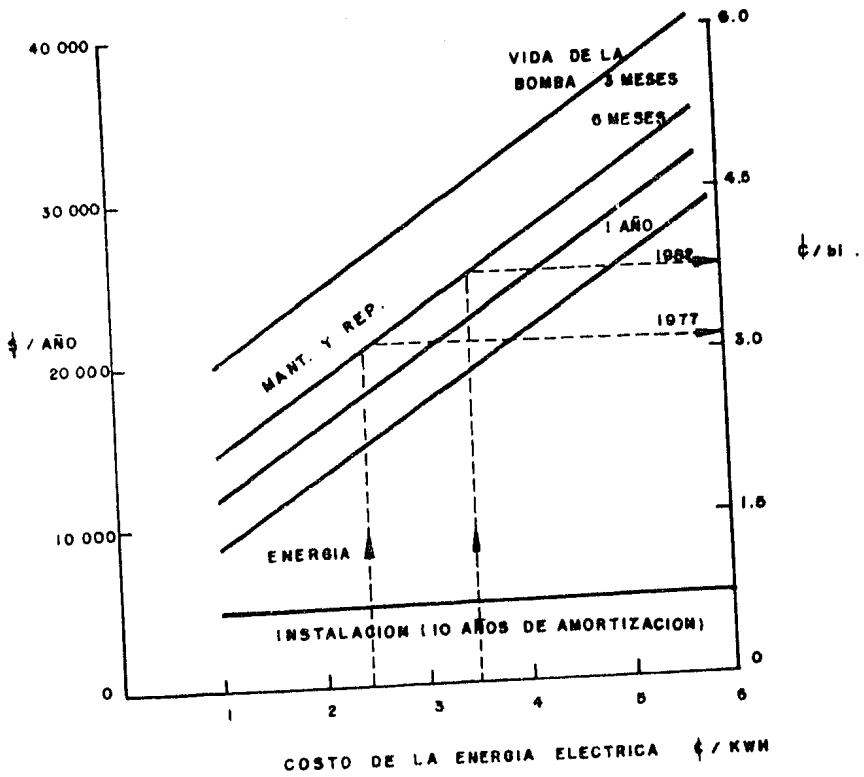


FIGURA 5.3.

	1977	1982 (PROYECTADO)
Bombeo Neumático	3.7 cents.	4.9 cents.
Bombeo Eléctrico	3.2 "	3.2 "
Bombeo Hidráulico tipo jet (con energía eléctrica)	3.0 "	4.1 "

Como se discutió previamente, el bombeo eléctrico -- parece tener una ventaja en el costo futuro donde es realmente aplicable en pozos menores de 8000 pies, bajo contenido de are na y producción de gas, con energía eléctrica disponible y bajos costos de manejo.

Para los pozos menores de 8000 pies, el bombeo hidráulico parece ser un competidor directo para el bombeo neumático debido al costo y facilidad de mantenimiento. De hecho, en áreas donde el gas llega a estar escaso, se pueden utilizar otros sistemas artificiales de producción a menos que se desarrollen una fuente de gas inerte con costos competitivos para el uso de bombeo neumático.

#### 5.2.2.1. CALCULOS DE COSTO.

Las condiciones del pozo que se asume son:

Profundidad	6000 pies
T.R.	5 1/2 pg.
T.P.	2 1/2 pg. D.I.
Tubería de escurrimiento	2500 pies de 3 pg. D.I.
Gasto de producción	1800 bl/dfa
Presión estática	2800 lb/pg <sup>2</sup> .
Indice de productividad	2 bl/dfa/lb/pg <sup>2</sup> .
WOR	1
RGA	100 pies <sup>3</sup> /bl.

Existe bastante diferencia, en capital y costos de energía dependiendo de si el fluido motriz es bombeado por medio de un motor eléctrico o de combustión por gas.

Se calcularán ambos casos:

(1) Motor con energía eléctrica.

a) Bombeo hidráulico tipo pistón

Volumen requerido para el tipo pistón =  $1800 \text{ bl/día} / 0.84$  (eficiencia) =  $2140 \text{ bl/día}$ .

Gasto seleccionado de bombeo,  $2136 \text{ bl/día}$ ; relación de áreas pistón del motor/pistón de la bomba = 1.957 para una bomba típica.

Requerimiento de fluido motriz =  $2140 / (1.957 \times 0.8)$  (eficiencia) =  $1370 \text{ bl/día}$ .

Columna de fluido a ser levantada =  $6000 - 1900 / 0.43 = 1600$  pies.

Profundidad de colocación de la bomba = 3000 pies.

REQUERIMIENTOS DE PRESION DEL FLUIDO MOTRIZ:

Levantamiento del fluido $0.418 \times 1600 \times 1.957 =$	1308 lb/pg <sup>2</sup> .
Pérdidas por fricción en la línea de escurrecimiento de 2500 pies, 3 pg. D.I. =	10 lb/pg <sup>2</sup> .
Caída de presión en un solo separador =	8 lb/pg <sup>2</sup> .
Presión de salida de la línea de escurrecimiento =	100 lb/pg <sup>2</sup> .
Contrapresión total en la superficie = $= 143 \times 1.957 =$	279 lb/pg <sup>2</sup> .
Caída de presión por fricción de $3170 \text{ bl/día}$ producidos por el espacio anular =	12 lb/pg <sup>2</sup> .
Pérdida de presión por fricción del fluido motriz en la T.P. =	10 lb/pg <sup>2</sup> .



Pérdida de presión en la bomba =	<u>508 lb/pg<sup>2</sup>.</u>
Presión superficial del fluido motriz	2235 lb/pg <sup>2</sup> .

Potencia total de salida de la bomba superficial =  
= 1370 x 2235 x 0.000017 = 52 HP.

Potencia requerida en la bomba = 52/0.85 (eficiencia)=  
= 61 HP.

Energía eléctrica necesaria para accionar el motor =  
= 61 / 0.95 (eficiencia) = 65 HP.

Costos de Instalación:

Pozo abajo:

Bomba adecuada	\$ 6,840
Montajes superiores e inferiores de la bomba.	<u>3,707</u>
Total en pozo abajo:	\$ 10,547

Sistema individual para un pozo en la superficie.

Separador con limpiador ciclónico, controles y válvulas	\$ 12,320
Bomba triplex de 100 HP con accesorios.	15,980
Motor eléctrico de 100 HP (450 v)	1,630
Conexión motor-bomba y protección.	433
Válvula de 4 vías	1,555
Medidor de flujo del fluido motriz.	735
Conexiones auxiliares	<u>600</u>
Total en superficie	\$ 33,253
Total pozo abajo y superficie.	\$ 43,800

Mantenimiento:

Equipo superficial	1000/año
Reemplazo de la bomba 2 veces por año, 40% del costo original en cada período.	5470/año.
Total	<hr/> \$ 6470/año.

Energía:

A 2.0 cents./kwh:

$$65 \times 0.746 \times 24 \times 365 \times 0.02 = 8495/\text{año}.$$

Costo de levantamiento por barril basado en 10 años de amortización del capital:

$$100 (4,380 + 6,470 + 8,495) / (1,800 \times 365) = 2.94 \text{ cents.}$$

Las variables importantes de cálculo, son la vida de la bomba y costos de la energía eléctrica.

En la Fig. 5.3 se muestran los cálculos de los costos de los gastos de energía eléctrica desde un centavo hasta 6 cents./kwh y vida de la bomba de 3 meses a un año.

(b) Bombeo hidráulico tipo jet.

Para llegar a tener un bombeo tipo jet adecuado, se hizo un análisis computarizado para determinar la tobera adecuada y el diseño adecuado. La bomba usada requirió de 1500 - bl/día de fluido motriz a una presión superficial de operación de 3000 lb/pg<sup>2</sup>. La presión de succión de 600 lb/pg<sup>2</sup> es adecuadamente mayor para evitar la cavitación.

Potencia a la salida de la bomba superficial=	
= $1510 \times 3000 \times 0.000017 =$	77
Potencia requerida en la bomba = $77/0.85 =$	90
Energía eléctrica para alimentar el motor =	
= $90/0.95 =$	95 HP

Costos de Instalación:

Pozo abajo:

Bomba adecuada	\$ 3,215
Montajes superiores e inferiores de la bomba.	<u>1,462</u>
Total pozo abajo	\$ 4,677

Equipo superficial (el mismo que el bombeo tipo pistón).	<u>33,253</u>
Total pozo abajo y superficie	\$ 37,930

Mantenimiento:

Equipo superficial	\$ 1,000/año
Reemplazo de la tobera una vez por año	<u>600</u>
TOTAL	\$ 1,600/año.

Energía:

A 2.0 cents./kwh:

$$95 \times 0.746 \times 24 \times 365 \times 0.02 = 12,416/\text{año.}$$

Costo de levantamiento por barril:

$$100 (3,793 + 1,600 + 12,426) / (1,800 \times 365) = \\ = 2.71 \text{ cents.}$$

En este caso, la reparación de la bomba es de tan bajo costo que la única variable importante es el costo de la - - energía eléctrica.

En la Fig. 5.4 se muestran los cálculos para varios - requerimientos de energía.

(2) Motor de gas natural:

(a) Tipo pistón.

Instalación:

Pozo abajo: (el mismo que antes) \$ 10,547

Superficie: 33,253 (previamente  
estimado) - 1,630 (del motor --  
eléctrico + 8,000 del motor de  
gas de 75 HP).

39,623

TOTAL

\$ 50,170

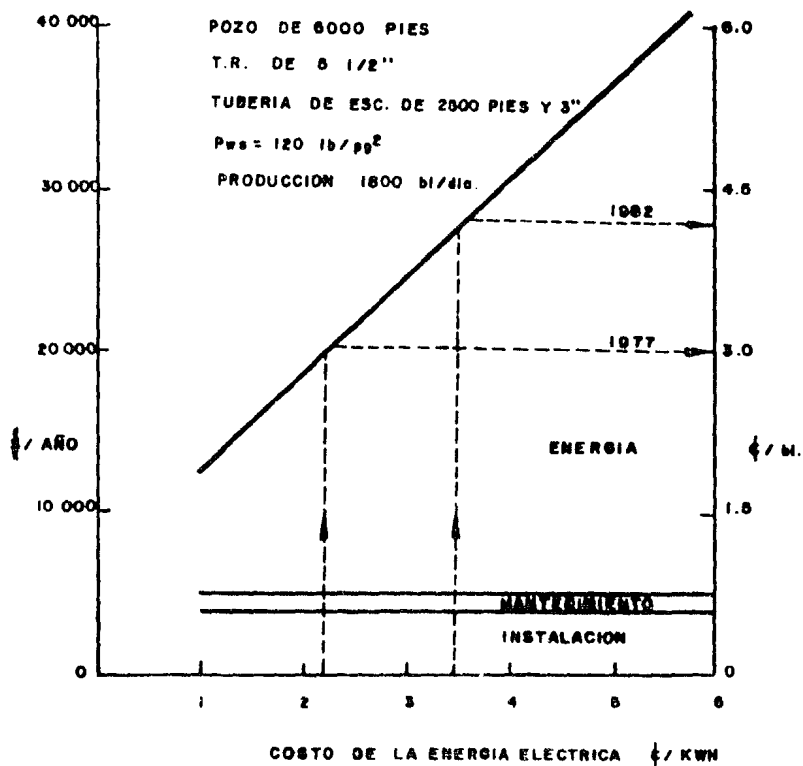


FIGURA 5.4.

Mantenimiento:

Superficie: 25/HP/año	\$ 1,625
Reemplazo de la bomba (como antes, para 6 meses de vida)	<u>5,470</u>
TOTAL	\$ 7,095/año

Energía @ 12 pies <sup>3</sup> /HP/hr. y \$2.0/1000 pies <sup>3</sup> :	
12x61x24x365x2/1,000=	\$ 12,830/año

(b) Tipo jet:

Instalación:

Pozo abajo: (el mismo que - antes).	\$ 4,677
Superficie: \$33,253 - 1,630 + 11,000 (motor de 100 HP)	<u>42,623</u>
TOTAL	\$ 47,300

Mantenimiento:

Superficie: 25/HP/año	\$ 2,500
Reparación de la bomba (como antes)	<u>600</u>
TOTAL	\$ 3,100

Energía:

12x90x24x365x2/1000=	\$ 18,920
----------------------	-----------

En las Figs. 5.5 y 5.6 están trazados los costos de levantamiento para bombas tipo jet y tipo pistón, para costos de gas de 0.5 a 3.5 \$/mil pies<sup>3</sup>. Si los motores fueran alimentados con diesel los costos serían para gas a \$1.90/mil pies<sup>3</sup> basado en BTU equivalentes.

En todos los casos anteriores, los costos de instalación variarían muy poco de una instalación superficial central a una unidad individual. El costo de la línea de 2500 pies para el fluido motriz (\$6,500) más un tanque de reserva de fluido motriz de 500 barriles (\$3,500) en una instalación central se equipara justamente a los \$12,320 del separador requerido para la unidad individual.

#### 5.2.2.2. COMPARACION ENTRE LOS COSTOS DEL BOMBEO HIDRAULICO TIPO PISTON Y TIPO JET.

Comparando la Fig. 5.3 con la 5.4 y la 5.5 con la 5.6 parece que hay poco que escoger, en términos de costos operantes presentes, entre los bombeos pistón y jet.

Ambos tienen costos de levantamiento de casi 3 ---- cents./bl con motor eléctrico y de casi 3.6 cents./bl con motor de gas. Sin embargo, a menos que la presión de fondo fluyendo sea demasiado baja, el bombeo tipo jet sería favorecido debido a su mayor vida y facilidad de reparación.

En el futuro mientras aumenten los costos de energía, la eficiencia del tipo jet llegará a acentuarse. Esto es particularmente cierto para motores de gas donde los costos de levantamiento se proyecta alcanzarán los 5.8 cents./bl en 5 -- años (Fig. 5.3).

Con motor eléctrico, sin embargo los costos permanecerán lo suficientemente estables por algún tiempo por lo que el bombeo tipo jet será la opción más adecuada para la mayoría de las aplicaciones.

Comparando la Fig. 5.3 con la 5.4 y la 5.5 con la 5.6 se ve que los costos de levantamiento con instalaciones de mo-

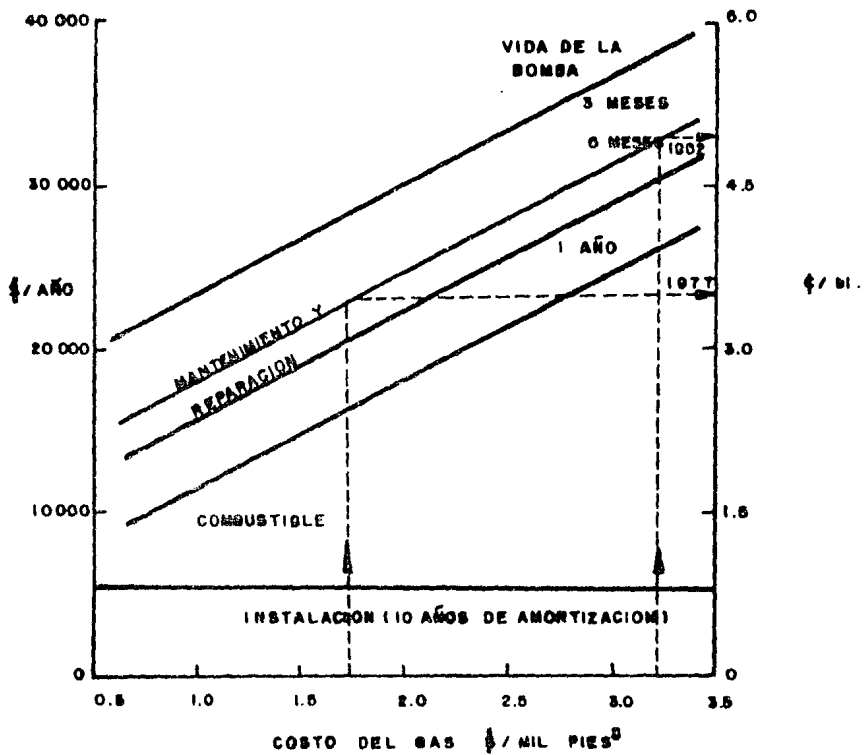


FIGURA 5.5.



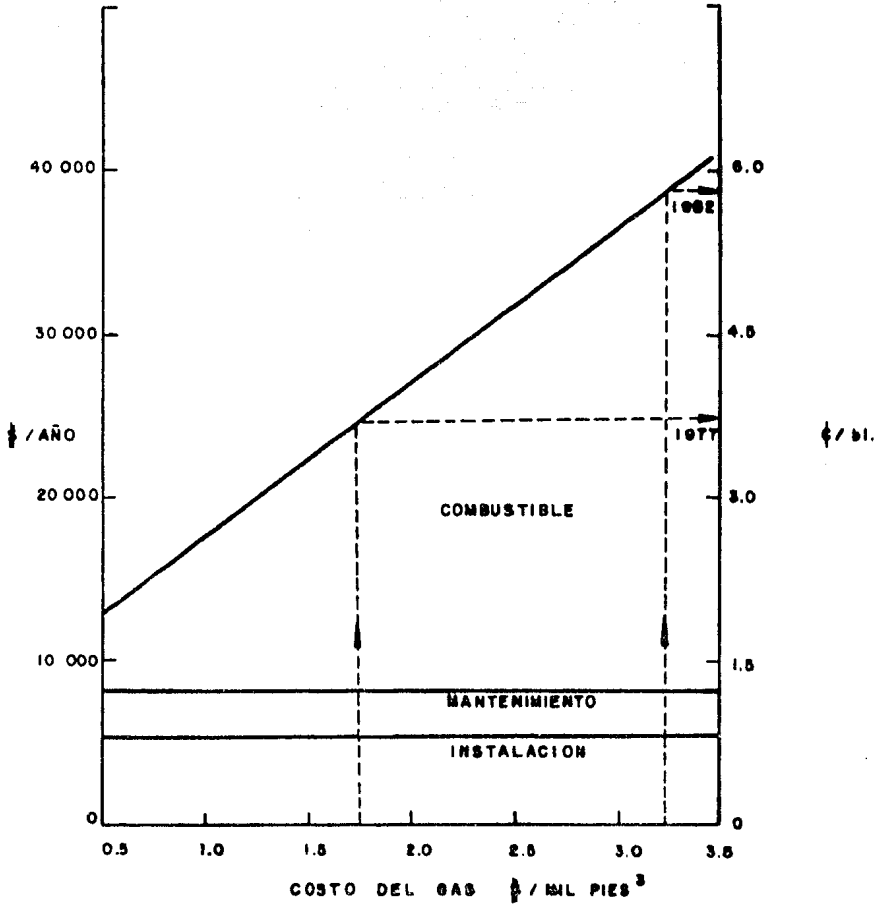


FIGURA 5.6.

tor de gas son actualmente cerca de 30% mayores que las instalaciones con motor eléctrico y esta diferencia aumentará con el paso del tiempo. Obviamente, la energía eléctrica debe de utilizarse donde esta esté disponible.

#### 5.2.2.3. COMPARACION DEL BOMBEO HIDRAULICO CON EL BOMBEO NEUMATICO Y EL BOMBEO ELECTRICO.

Los costos de levantamiento para el bombeo neumático y eléctrico se muestran en las Figs. 5.1 y 5.2. Comparando estos con las Figs. 5.3 y 5.4 los costos de levantamiento hidráulico (manejando energía eléctrica) como se hizo normalmente con los costos del bombeo eléctrico, 3 cents./bl, y son algo menos que los costos del bombeo neumático de 3.7 cents./bl.

Los avances en ingeniería e instalación pueden afectar en algo los costos de equipo y los costos de mantenimiento posteriores.

El bombeo eléctrico es el único que no puede ser retirado sin que se tenga que sacar la tubería de producción; - afortunadamente, posee un alto potencial para mejorar la vida operante de la bomba. Una bomba retirable con cable está en etapa de desarrollo y está operando en algunos pozos.

# CONCLUSIONES

Y

# RECOMENDACIONES

## CONCLUSIONES

- 1.- La selección de un sistema de producción artificial se debe realizar cuando el pozo se encuentra aún en la etapa fluyente.
- 2.- El bombeo hidráulico jet y el bombeo electrocentrífugo son los sistemas de producción más adecuados para manejar gastos relativamente altos (20000 bl/día).
- 3.- Los fluidos altamente viscosos (14.5° API y 301 cp) son difíciles de extraer por cualquier método de producción artificial.
- 4.- Al hacer la selección de un sistema de producción artificial, se deben considerar todas las características que conforman un pozo, es decir yacimiento, equipo, propiedades de los fluidos, etc., y no como elementos aislados.
- 5.- El bombeo neumático continuo es el sistema de producción artificial que se puede manejar en pozos desviados con menor problema.
- 6.- Los costos de bombeo eléctrico se mantienen casi constantes mientras que los costos de bombeo neumático aumentan notablemente.
- 7.- En pozos profundos (18000 pies), el sistema de producción artificial más adecuado es el bombeo hidráulico.
- 8.- En pozos que tienen una relación gas-aceite relativamente alta (5000 pies<sup>3</sup>/bl) el bombeo neumático es el más favorable.

- 9.- En plataformas petroleras localizadas costa-fuera se tienen espacios reducidos para la colocación de un sistema de producción artificial, por lo tanto se debe hacer consideraciones especiales para la selección.
- 10.- Un factor de gran influencia en la selección del método de levantamiento artificial es la disponibilidad de personal competente, accesorios de repuesto y equipos o aparejos de servicio.
- 11.- Los siguientes factores deben ser evaluados lo más exactamente posible en la selección del equipo:
- a) Disponibilidad de equipo de repuesto.
  - b) Costos de instalación y operación para varios sistemas de levantamiento artificial.
  - c) Vida útil del equipo.
  - d) Disponibilidad de servicio y refacciones.
  - e) La flexibilidad del sistema de levantamiento para adaptarse a condiciones variables de producción.
  - f) Que el equipo de producción se use hasta el agotamiento del pozo.
  - g) Los costos para suplir el equipo inadecuado.
  - h) Valor de salvamento.
  - i) Seguridad.
  - j) Disponibilidad de equipo nuevo.

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

- 1.- Antes de realizar la selección de algún método de producción artificial, se debe obtener la mayor información, tanto del pozo como de la disponibilidad de posibles fuentes de energía.
- 2.- Es conveniente actualizar continuamente el comportamiento de -  
afluencia del pozo; efectuando registros de presión y medición de gastos en la superficie.
- 3.- Cuando se está produciendo aceite viscoso (14.5° API y 301 cp), se recomienda el uso del bombeo hidráulico en sistema abierto.
- 4.- Cuando se diseñen las tuberías de revestimiento y producción se debe contemplar, el sistema de producción artificial que se podría utilizar en ese pozo.
- 5.- La selección final de un sistema artificial de producción, estará apoyada en un análisis económico, contemplando los aspectos técnicos y la disponibilidad de fuentes de energía, mantenimiento, facilidad de operación, menos reparaciones/mes, refaccionamiento, etc. Lo anterior se compara con los volúmenes de aceite y gas extraídos y los precios correspondientes en el mercado.

## BIBLIOGRAFIA

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

- 1.- Evinger, H.H. and Muskat, M.: "Calculation of Theoretical Productivity Factor", Trans., AIME (1942) 146, 126 - 139.
- 2.- Gilbert, W.E., "Flowing and Gas Lift Well Performance", API, Drilling and Production Practice, 1954.
- 3.- Vogel, J.V., "Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Wells", J.P.T., January, 1968.
- 4.- Standing, M.B., "Inflow Performance Relationships for - Damaged Well Producing by Solution-Gas Drive", J.P.T., - November, 1970.
- 5.- Johnson, L.D.,. "Here are the Guidelines for Picking an Artificial Lift Method", The Oil and Gas Journal (Agosto 26, 1968).
- 6.- Brown, K.E., et al: "The Technology of Artificial Lift - Methods", Penn Well Books, 1977, Volumen 2 b.
- 7.- Society of Petroleum Engineers of AIME, Reprint Series - N° 12, "Artificial Lift", Dallas, Texas, 1975.
- 8.- Frick, C. Thomas: "Petroleum Production Handbook", Society of Petroleum Engineers of AIME. Vol. I.
- 9.- Nind, T.W.E.: "Principles of Oil Well Production", Mc. - Graw Hill, Inc. 1964.
- 10.- Rothrock, R., "Downhole Maintenance Cost Approach \$2 Billion", Petroleum Engineer, (Julio, 1977) p. 18.
- 11.- Steele, D.R., "Engineering and Economics Used to Optimize Artificial Lift Methods", The Oil and Gas Journal - Diciembre 6, 1976.



- 12.- Society of Petroleum Engineers of AIME, "Selection of -- Artificial Lift Method", "A Panel Discussion", Dallas, Texas, 1981.
- 13.- Gómez Cabrera, J.A., "Apuntes de Producción de Pozos I", Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.
- 14.- Brown, K.E. and Beggs, "Gas Lifting Directionally Drilled Wells", Petroleum Engineer, (Julio, 1977) p. 32.
- 15.- Garaicochea Petrarena Fco.: "Apuntes de Comportamiento de Yacimientos", Fac. de Ingeniería, U.N.A.M.
- 16.- Vetter, O.J., "Oilfield Scale, Can We Handle It?", Journal of Petroleum Technology, (Dic, 1976).
- 17.- Alonso Cárdenas I., "Apuntes de Terminación de Pozos", - Fac. de Ingeniería, U.N.A.M., 1983.
- 18.- Manual del Fabricante.  
Reda Pump Division.  
Submersible Pumps for the Petroleum Industry.  
1985.
- 19.- Manual del Fabricante.  
Lufkin Pumping Units.  
1985.
- 20.- Manual del Fabricante.  
Mape Long Stroke Pumping Units.  
1985.

# NOMENCLATURA

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

SIMBOLO	DEFINICION
A	Amperes.
cp	Centipoise
D.E.	Diámetro Exterior
D.I.	Diámetro Interior
Gs	Gradiente del fluido de control.
I.P.	Indice de Productividad, comportamiento lineal, bl/día/lb/pg <sup>2</sup> .
IPR	Comportamiento de afluencia del pozo - bl/día/lb/pg <sup>2</sup> .
J	Indice de productividad, comportamiento lineal, bl/día/lb/pg <sup>2</sup> .
Kwh	Kilowatt-Hora.
Kv	Kilovolt
Kva	Kilovolt-ampere
q	Gasto de producción, bl/día
Pws	Presión estática (de fondo cerrado), lb/pg <sup>2</sup>
Pwf	Presión de fondo fluyendo, lb/pg <sup>2</sup>
Pb	Presión de burbujeo, lb/pg <sup>2</sup>
P <sub>dis</sub>	Presión disponible, lb/pg <sup>2</sup>
Pko	Presión de arranque, lb/pg <sup>2</sup>
Pwh	Presión en la boca del pozo, lb/pg <sup>2</sup>
Ps	Presión de separación, lb/pg <sup>2</sup>
Pso	Presión superficial del gas de inyección, lb/pg <sup>2</sup>
RGL	Relación gas-líquido, pie <sup>3</sup> /bl
RGA	Relación gas-aceite, pie <sup>3</sup> /bl
re	Radio de drene, pies.

## SIMBOLO

## DEFINICION

r.p.m.	Revoluciones por minuto
rw	Radio del pozo, pg.
s.p.m.	Emboladas por minuto
T.P.	Tubería de Producción
T.R.	Tubería de Revestimiento
v	Volt
WOR	Relación agua-aceite
@	c.s., $bl_w/bl_o$

# APENDICE A

TABLAS COMPARATIVAS DE LAS VENTAJAS  
Y DESVENTAJAS DE USO DE LOS SISTEMAS  
ARTIFICIALES DE PRODUCCION.

VENTAJAS DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

BOMBEO MECANICO

- Fácil diseño del sistema.
- Las unidades pueden ser -- cambiadas a otros pozos y con costo mínimo.
- Eficiente, simple y fácil de operar para el personal de campo.
- Adaptable a agujeros redondos y de terminación múltiple.
- Generalmente el sistema se ventea naturalmente debido a la separación de -- gases.
- Flexible, se puede adaptar a diferentes gastos de acuerdo a la capacidad del pozo, según va declinando la producción.
- Existen válvulas que bombean en ambas direcciones en la embolada hacia abajo y hacia arriba.

BOMBEO HIDRAULICO

- La profundidad no es una limitante, puede levantar grandes volúmenes de grandes profundidades (500 bl/día desde 15000 pies). Ha sido instalado a 18000 pies.
- Los pozos en "pata de perro" presentan problemas mínimos.
- No estorba en localizaciones urbanas.
- La fuente motriz puede estar localizada a larga distancia.
- Analizable.
- Flexible, se puede adaptar a diferentes gastos de acuerdo a la capacidad del pozo según va declinando la producción.
- Puede utilizar gas o electricidad como fuente de energía.

BOMBEO ELECTRICO

- Puede levantar altos volúmenes (200 bl/día en pozos someros con T.R. de diámetro grande. Ocasionalmente se han levantado más o menos 120 000 bl/día de pozos con entrada de agua con unidades de 60 HP. Se tienen -- disponibles unidades de 720 HP y las unidades de 1000 -- HP están en etapa de desarrollo.
- No estorba en localizaciones urbanas.
- Fácil de operar.
- Es fácil instalar un sensor de presión en pozo abajo para telemedir la presión en la superficie por medio de un cable.
- Los pozos en "pata de perro" no presentan problemas.

BOMBEO NEUMATICO

- Puede manejar grandes volúmenes sólidos con mínimos problemas.
- Maneja grandes volúmenes en pozos con alto I.P. -- (B.N. continuo) (50000 -- bl/día).
- Muy flexible, se puede -- convertir de continuo a intermitente a cámara de acumulación o émbolo viajero -- según va declinando la producción del pozo.
- No estorba en localizaciones urbanas.
- La fuente motriz puede localizarse lejos.
- Fácil de obtener presiones subsuperficiales y gradientes.

CONTINUACION

BOMBEO MECANICO

- Puede levantar aceites muy viscosos y de alta temperatura.
- Puede utilizarse gas o electricidad como fuente de energía.
- Es fácil estudiar un tratamiento para la corrosión e incrustaciones.
- Se puede automatizar si se usa electricidad.
- Disponible en diferentes tamaños.
- Es fácil bombear en forma intermitente si se usa un sistema de relojeta.
- Existen varillas buzo para terminaciones de pozos en agujero reducido y facilitar los tratamientos con inhibidores.
- Analizable.

BOMBEO HIDRAULICO

- Las bombas subsuperficiales pueden ser circuladas a la superficie en sistemas libres.
- Pueden bombear de un pozo con una presión relativamente pequeña.
- Aplicable en terminaciones múltiples.
- Aplicación en pozos contra-fuera.
- El sistema controla efectivamente la corrosión.
- El ajuste de la capa de empuje de las bombas fracturadas ofrece mayor flexibilidad.
- Mezclando fluido surfactante con aceites crudos viscosos o cerrosos pueden reducir la viscosidad.

BOMBEO ELECTRICO

- Aplicable en pozos contra-fuera.
- Los tratamientos de corrosión e incrustaciones, son fáciles de estudiar.
- Disponible en diferentes tamaños.
- El costo por levantamiento para altos volúmenes, generalmente es bajo.

BOMBEO NEUMATICO

- El levantamiento de pozos invadidos de gas no es problema.
- Algunas veces se puede reparar el pozo con unidades de cable de acero.
- Los pozos en "pata de perro" no presentan problema.
- Generalmente la corrosión no es adversa.
- Aplicable en contra-fuera.

DESVENTAJAS DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCION

BOMBEO MECANICO

- Los pozos en "pata de perro" presentan problemas de fricción de las varillas.
- La alta producción de sólidos ocasiona problemas.
- La profundidad es una limitante debido a la capacidad de carga de las varillas.
- Entorba en localizaciones urbanas.
- En operaciones costa-fuera resulta pesado y entorbo.
- Es susceptible a los problemas de parafina.
- La T.P. no puede ser recubierta internamente para evitar la corrosión.
- La producción de  $H_2S$  limita la profundidad a la cual se colocan las bombas de alto volumen.

BOMBEO HIDRAULICO

- Los sistemas que utilizan aceite como fluido motriz presentan peligro de incendio.
- Se tienen problemas cuando no tiene alta producción de sólidos.
- Los costos de operación son algunas veces muy altos.
- Generalmente no es susceptible a manejar gas, generalmente no es ventado.
- Las instalaciones para venteo son más caras debido a el costo extra de T.P.
- Es difícil el tratamiento de incrustaciones debajo del inyector.
- No es fácil para el personal de campo resolver los problemas que se presentan en este método de levantamiento artificial.

BOMBEO ELECTRICO

- No es aplicable a terminaciones múltiples.
- Es aplicable solo con energía eléctrica.
- Se necesitan altos voltajes (1000 V más o menos).
- Es impráctico en pozos someros de bajo volumen.
- Son altos los costos por cambio de equipo cuando la producción del equipo va declinando.
- Cuando se manejan tuberías se tienen problemas con el cable.
- El cable se deteriora con altas temperaturas.
- Se pierde mucho tiempo cuando se ha detectado el problema ya que hay que sacar todo el aparejo de producción.

BOMBEO NEUMATICO

- No siempre se tiene gas disponible.
- No es eficiente este tipo de levantamiento en campos pequeños o para ser aplicado a un solo pozo.
- Es difícil levantar emulsiones y crudos viscosos.
- Si se requiere comprimir el gas, no es eficiente este tipo de levantamiento en campos pequeños.
- Los hidratos y congelación del gas causan problemas.
- Se presentan problemas con tuberías de escurrimiento sucias.
- Se presentan algunas dificultades en el análisis del levantamiento si no se tiene supervisión del ingeniero de producción.



CONTINUACION

BOMBEO MECANICO	BOMBEO HIDRAULICO	BOMBEO ELECTRICO	BOMBEO PNEUMATICO
<p>- Existen limitaciones para diseñar bombas subsuperficiales en T.R.'s de diámetro reducido.</p>	<p>- Es difícil efectuar pruebas y mediciones correctas en pozos de bajo volumen.</p> <p>- En algunas instalaciones se requieren dos aparatos de T.P.</p> <p>- Donde se usa agua como fluido motriz se presentan problemas de tratamiento.</p> <p>- Se presentan problemas de seguridad debido a la alta presión del fluido motriz.</p> <p>- Las fugas del aceite como fluido motriz causa problemas en el equipo superficial.</p>	<p>- La limitante del sistema es la profundidad - -- (10000 pies más o menos) debido al costo del cable y la dificultad de llevar la energía suficiente pozo abajo. (Depende del diámetro de la T.R. y la temperatura.)</p> <p>- Se tienen problemas con la producción de gas y sólidos.</p> <p>- El análisis es difícil e incluso se necesita buena experiencia ingenieril.</p> <p>- El costo de producción es flexible.</p> <p>- Se tienen limitaciones con el diámetro de la T.R.</p> <p>- No puede ser colocado abajo de la entrada del fluido sin algún dispositivo que haga que el fluido pase por el motor.</p>	<p>- No se puede producir eficientemente hasta el abandono en pozos profundos.</p> <p>- Requiere reponer gas en sistemas rotativos.</p> <p>- Las T.R.'s deben soportar la presión del levantamiento.</p> <p>- Se tienen problemas de seguridad debido a la alta presión del gas de inyección.</p>

# APENDICE B

TABLA RESUMEN DE LAS CARACTERISTICAS  
DE COMPORTAMIENTO DE CUATRO TIPOS  
DE UNIDADES DE BOMBEO MECANICO .

CARACTERISTICAS DE COMPORTAMIENTO DE LAS 4 DIFERENTES UNIDADES  
DE BOMBEO MECANICO

UNIDAD CONVENCIONAL	UNIDAD AEREO BALANCEADA	UNIDAD MARK II	UNIDAD CON CONTRAPESO EN LA VIGA
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Altamente eficiente.</li> <li>- Alto factor de seguridad debido a la simplicidad de diseño.</li> <li>- El costo de la unidad convencional es usado como referencia con los otros tipos de unidades.</li> <li>- La movilidad de la unidad está más limitada que para la unidad aerobalanceada.</li> <li>- El contrapeso es más difícil de ajustar.</li> <li>- Generalmente tiene amplias fluctuaciones en el momento de carga.</li> <li>- Costos de energía motriz relativamente más altos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Normalmente algo menos eficiente que los otros tres tipos de unidades.</li> <li>- Es la más complicada de las cuatro unidades.</li> <li>- Ocasionalmente de mayor costo que la unidad convencional.</li> <li>- Mucho muy portátil, más compacta.</li> <li>- El contrapeso es fácil de ajustar.</li> <li>- El torque pico y el rango de producción no es a menudo tan severo como la unidad convencional.</li> <li>- Costos de energía relativamente más altos y más altos requerimientos motrices.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Altamente eficiente.</li> <li>- Mismo factor de seguridad que la unidad convencional.</li> <li>- Haciendo una comparación a menudo tiene el mismo costo de la unidad convencional.</li> <li>- Normalmente es menos portátil que la unidad aerobalanceada.</li> <li>- El contrapeso es más difícil de ajustar.</li> <li>- Generalmente bajas cargas en varillas y estructura.</li> <li>- A menudo tiene una ligera reducción en la máxima velocidad de bombeo comparada con la unidad convencional.</li> <li>- Mucho mayor tiempo de llenado del barril de la bomba sub-superficial.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Altamente eficiente.</li> <li>- Mismo factor de seguridad que la unidad convencional.</li> <li>- Generalmente tiene un costo algo más alto que la unidad convencional.</li> <li>- Normalmente menos portátil que la unidad aerobalanceada.</li> <li>- El contrapeso es más difícil de ajustar.</li> <li>- El rango de producción y el torque pico es a menudo tan severo como la unidad convencional.</li> <li>- Los costos de energía son relativamente más altos y más altos requerimientos motrices.</li> </ul>

CONTINUACION

UNIDAD CONVENCIONAL	UNIDAD AEROBALANCEADA	UNIDAD MARK II	UNIDAD CON CONTRAPESO EN LA VIGA
<p>- Generalmente, <u>mayores</u> <u>cargas</u> en las varillas y estructura.</p> <p>- Normalmente tiene la mayor (relativamente) velocidad de bombeo.</p> <p>- Menor tiempo de llenado -- del barril de la bomba sub<u>superficial</u>.</p> <p>- Normalmente tiene una <u>carrera</u> neta menor por embolada.</p> <p>- Se mantiene una reducción de la velocidad debido a <u>amplias</u> fluctuaciones de <u>momentos</u> de carga.</p>	<p>- Generalmente menor <u>carga</u> en varillas y estructura que las unidades convencionales con <u>contrapeso</u> en la viga.</p> <p>- A menudo tiene una ligera <u>reducción</u> en la máxima <u>velocidad</u> de bombeo comparada con la unidad convencional.</p> <p>- Menor tiempo de llenado del barril de la bomba sub<u>superficial</u>.</p> <p>- Normalmente tiene una <u>carrera</u> neta menor por embolada.</p> <p>- El mantenimiento de la <u>reducción</u> de la velocidad puede ser menor que en la unidad <u>convencional</u>.</p>	<p>- Normalmente tiene una <u>carrera</u> neta mayor por embolada.</p> <p>- Normalmente tiene una <u>reducción</u> de velocidad -- menor que otros tipos de unidades.</p>	<p>- La carga en varilla y <u>estructura</u> es <u>aún</u> o <u>menor</u> la misma o mayor que la unidad convencional.</p> <p>- A menudo tiene una ligera <u>reducción</u> en la <u>máxima</u> <u>velocidad</u> de bombeo comparada con la unidad convencional.</p> <p>- <u>Mucho</u> mayor tiempo de <u>llenado</u> del barril de la bomba sub-<u>superficial</u>.</p> <p>- Ocasionalmente una <u>carrera</u> neta algo más grande que la unidad convencional o -- aerobalanceada.</p>

130