

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**

**FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO,  
GAS NATURAL Y PETROQUIMICA**



**“SELECCIÓN DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO  
ARTIFICIAL PARA UN NUEVO CAMPO EN EL NOR -  
OESTE PERUANO COSTA AFUERA”**

**TITULACION POR ACTUALIZACION DE CONOCIMIENTOS PARA  
OPTAR EL TITULO DE  
INGENIERO DE PETROLEO**

**ELABORADO POR:  
Ruperto Benjamín León Alemán**

**PROMOCION 90-2**

**LIMA – PERU**

**2007**

**Para mi Madre, Noemí**

Tus brazos siempre se abren cuando necesito un abrazo. Tú corazón sabe comprender cuándo necesito una amiga. Tus ojos sensibles se endurecen cuando necesito una lección. Tú fuerza y tú amor me han dirigido por la vida y me han dado las alas que necesitaba para volar.

**Para mi Padre, José**

A veces el hombre más pobre deja a sus hijos la herencia más rica.

**Para mi Madre Amparo Alemán García**

Atribuyo todos mis éxitos en esta vida a la enseñanza moral, intelectual y física que recibí de ella.

**Para mis hermanos: César, José, Amparo y Walter y sus familias**

Por su apoyo incondicional

**Para mi esposa Yrma**

Por su comprensión en el logro de mis metas.

**Para mi Hija Vhalerie Noemié**

Por servirme de guía para poder seguir luchando en la vida

**Para la Hermana Rosa Inés**

Por sus Oraciones y su apoyo espiritual

# INDICE

## I.- Sumario

## II.- Introducción.

### II.1.-Tipos de Reservorio. Generalidades

#### II.1.1.-Mecanismo de Gas en Solución

#### II.1.2.-Mecanismo de Capa de Gas

#### II.1.3.-Mecanismo por Impulsión de Agua

#### II.1.4.-Mecanismos Combinados

## III.-Características de los Reservorios Materia del Presente Estudio

### III.1.- Ubicación del Area de Estudio

### III.2.- Características Geológicas de las Principales Formaciones Productivas

### III.3.-Propiedades de la Roca Reservorio

### III.4.- Propiedades de los Fluidos Contenidos en los Reservorios

### III.5.- Comportamiento Productivo de los Pozos

## IV.-Métodos de Producción Empleados en la actualidad

### IV.1.-Método Natural o Surgente.

### IV.2.-Método Empleando Sistemas de Levantamiento Artificial.

#### IV.2.1.- Bombeo Neumático

#### IV.2.2- Bombeo Mecánico

#### IV.2.3.- Bombeo Hidráulico

#### IV.2.4.- Bombeo Electro Sumergible

## V.- Sistemas de Levantamiento Artificial de Mayor Aplicación en el Nor Oeste Peruano

### V.1.- Usos y Criterios de Aplicación del Bombeo Neumático

### V.2.- Usos y Criterios de Aplicación del Bombeo Mecánico

### V.3.- Usos y Criterios de Aplicación del Bombeo Hidráulico

**V.4.- Ventajas y Limitaciones del Bombeo Neumático en relación con otras aplicaciones**

**V.5.- Ventajas y Limitaciones del Bombeo Mecánico en relación con otras aplicaciones**

**V.6.- Ventajas y Limitaciones del Bombeo Hidráulico en relación con otras aplicaciones**

**VI.- Selección del Sistema**

**VII.-Conclusiones y Recomendaciones**

**VIII.-Bibliografía**

**IX.-Anexos**

# CAPITULO I

## SUMARIO

El área de estudio está conformada por dos plataformas marinas ubicadas en el Nor Oeste del Perú, una de las cuales esta en la etapa de evaluación y desarrollo. Esta plataforma posee cinco pozos productores y uno cerrado por alta relación Gas Petróleo.

Actualmente los pozos producen por la propia energía del reservorio, la cual incluye un posible acuífero de fondo, lo cual se analiza más adelante en este trabajo. Lo que se ve reflejado por el mantenimiento de presión en la cabeza del pozo a pesar de la producción continúa.

Se ha analizado todos los sistemas de levantamiento artificial actualmente empleados en la zona en la explotación de reservorios más antiguos y de características bien definidas.

En el presente trabajo se pretende seleccionar el sistema de levantamiento artificial apropiado para una mejor extracción de los hidrocarburos presentes en los reservorios productivos identificados en el campo.

## **CAPITULO II**

### **INTRODUCCION**

La mayoría de los pozos petrolíferos nuevos o en los que se hace trabajos de reacondicionamiento generalmente fluyen en forma natural debido a que existe energía suficiente en el fondo del reservorio para que el petróleo fluya por la tubería hasta la superficie.

Generalmente, este método de producción se emplea durante un determinado tiempo; a medida que el pozo produce, la energía va disminuyendo hasta que llega el momento que ya no es suficiente para impulsar los fluidos a superficie. Entonces alguna forma de extracción artificial será requerida para obtener la producción óptima.

En algunos casos, se utilizan sistemas de extracción artificial desde el inicio de la vida productiva, cuando es necesario asistir al reservorio para que la producción de petróleo sea más eficiente.

Los sistemas de levantamiento artificial asisten al reservorio con energía adicional, facilitando el ascenso a la superficie de los fluidos contenidos en el reservorio. Existen diferentes tipos de Sistemas de Extracción artificial, siendo los más importantes: bombeo neumático (gas lift), bombeo hidráulico, bombeo mecánico y bombeo electro sumergible.

#### **II.1.- TIPOS DE RESERVORIOS. GENERALIDADES**

La distribución de los fluidos en un reservorio está influenciada por la historia geológica del área y la historia de la migración de hidrocarburos. La distribución de los fluidos tiene un efecto significativo en el comportamiento de los reservorios.

En general, los reservorios de petróleo en el mundo se clasifican de acuerdo al mecanismo de impulsión a los fluidos desde la formación productiva hasta el pozo. Los tres mecanismos más importantes que impulsan el petróleo de la

formación son: empuje por gas en solución, desplazamiento del petróleo por empuje de capa de gas y por intrusión de agua.

### II.1.1.- MECANISMO DE GAS EN SOLUCION

El mecanismo de empuje por gas en solución es a veces llamado por gas interno, empuje por gas disuelto, empuje por depletación, empuje volumétrico o empuje por expansión de fluidos. Este es el principal mecanismo de empuje para aproximadamente un tercio de todos los reservorios de petróleo del mundo. En las áreas vecinas al área de estudio casi todos los reservorios producen mediante este mecanismo, mientras que algunos reservorios producen por un efecto combinado de este mecanismo y el de segregación gravitacional.

En un reservorio de empuje por gas en solución no existe capa de gas o empuje por agua (**Figura 1**). La saturación de agua promedio dentro del volumen poroso se encuentra por encima del valor irreducible.

En estos reservorios, la presión inicial del reservorio tiene un valor superior o cercano a la presión del punto de burbuja. Si asumimos que la presión inicial está sobre la presión del punto de burbuja, entonces la presión como consecuencia de la producción declinará rápidamente hasta el punto de burbuja. Durante este período, todo el gas en el reservorio permanece en solución. Este proceso es a menudo definido como empuje por expansión de fluidos.

Una vez que la presión ha declinado hasta la presión del punto de burbuja, la producción adicional causará que esta decline por debajo del punto de burbuja con la consiguiente evolución del gas libre en el reservorio. Después que la saturación de gas excede la saturación crítica, éste empieza a fluir.

Es así como el gas libre fluirá en el reservorio y permitirá que se incremente la relación gas petróleo (GOR) observada en el reservorio. El

mecanismo principal se debe al empuje del gas y a la expansión del petróleo. El efecto de la expansión del agua y de la roca reservorio es pequeño si se compara a la energía de un gas libre altamente expansible.

### **II.1.2.- MECANISMO DE CAPA DE GAS**

Para este tipo de mecanismo se considera que el valor de la presión inicial del reservorio es muy cercano al de la presión del punto de burbuja. Esto ocurre debido a que en el transcurso del tiempo geológico, debe existir el equilibrio entre el petróleo y el gas. Con la capa de gas (**Figura 2**), el petróleo mantiene la máxima cantidad de gas en solución.

A medida que la presión del reservorio se reduce (por efecto de la producción), la capa de gas se expande causando un desplazamiento inmiscible del petróleo.

### **II.1.3.- MECANISMO POR IMPULSION DE AGUA**

En este tipo de mecanismo, no existe capa de gas, la presión inicial puede ser mayor o menor que la presión del punto de burbuja. Cuando la presión se reduce debido a la producción de fluidos, se crea un diferencial de presión a través del contacto agua-petróleo. De acuerdo con las leyes básicas de flujo de fluidos en medio poroso, el acuífero reacciona haciendo que el agua contenida en él invada al reservorio de petróleo originando intrusión lo cual no sólo ayuda a mantener la presión sino que permite un desplazamiento inmiscible del petróleo que se encuentra en la parte inundada (**Figura 3**).

La intrusión de agua ocurre debido a:

- Apreciable ingreso del agua proveniente del acuífero. A medida que se reduce la presión, el agua ingresa en mayores cantidades, reemplaza y desplaza los fluidos que son extraídos del reservorio.



- El acuífero es parte de un sistema artesiano. El agua que rodea al reservorio de petróleo esta en contacto con agua proveniente de la superficie en algún lugar distante.

#### **II.1.4.- MECANISMOS COMBINADOS**

Existen adicionalmente a los anteriormente descritos, otros mecanismos resultantes de la combinación de éstos, así como algunos de menor importancia entre los cuales podemos mencionar al mecanismo de empuje por segregación gravitacional.

#### **EMPUJE POR SEGREGACION**

En un reservorio de empuje por segregación, el gas libre a medida que sale del petróleo, se mueve hacia el tope del reservorio mientras que el petróleo lo hace hacia abajo debido a la permeabilidad vertical. Para que esto ocurra debe existir suficiente permeabilidad vertical para permitir que las fuerzas gravitacionales sean mayores que las fuerzas viscosas dentro del reservorio. Aunque algunos de estos reservorios no tienen una capa de gas inicial, pero la recuperación será mayor si esta existe.

Un mecanismo similar denominado drenaje gravitacional ocurre si es que el reservorio tiene un gran buzamiento. En este caso el petróleo se está moviendo hacia abajo y el gas hacia arriba, pero el flujo es paralelo al ángulo de buzamiento. En vez de perpendicular a este.

## CAPITULO III

### CARACTERISTICAS DE LOS RESERVORIOS MATERIA DEL PRESENTE ESTUDIO

#### III.1.- UBICACIÓN DEL AREA DE ESTUDIO

El Área de estudio se encuentra localizada en una zona denominada San Pedro en el Lote Z-2B ubicado en el mar del zócalo continental del Nor-Oeste Peruano frente a las costas de la provincia de Sechura, en la Región Piura.

#### III.2.- CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DE LAS PRINCIPALES FORMACIONES PRODUCTIVAS

En el Area materia del presente estudio, los yacimientos tienen como formaciones productoras:

**III.2.1.- Formación Amotape.-** Es una serie metamórfica muy tectonizada consistente en filitas, pizarras, esquistos, esquistos micáceos y cuarcitas, de colores grises a negros, en estratos de mediano espesor o finamente laminados; presenta un intenso plegamiento de rumbo andino N 10°- 20° O. Su edad es considerada en el Paleozoico inferior.

**III.2.2.- Formación Talara.-** Es la terraza marina pleistocénica más alta de la llanura desértica, presenta gran extensión y se halla conformada por calizas impuras, margas y areniscas grises, de grano medio a fino, calcáreas y ligeramente consolidadas, En la base presentan algunas capas de conglomerados y en su techo coquinas. Su espesor promedio es 3 metros y se halla ligeramente inclinada hacia el sureste. Algunos remanentes de este tablazo se presentan en los acantilados del estuario de Virrilá y Báyovar.

### III.3.-PROPIEDADES DE LA ROCA RESERVORIO

El reservorio se encuentra ubicado en la cuenca Sechura del Nor Oeste peruano, pertenece a la Formación Amotape, las características geológicas de los pozos se encuentran resumidas en la **Figura 4**. La presencia de fluidos en estos reservorios se debe a procesos de migración desde zonas sedimentarias adyacentes o vecinas.

#### III.3.1.- POROSIDAD

La porosidad de un medio poroso es representada por el símbolo  $\Phi$  y está definida como la relación del espacio vacío,  $V_p$ , al volumen al volumen bruto total de la roca,  $V_b$ . Esta relación se expresa en porcentaje o como una fracción.

$$\Phi = \frac{V_p}{V_b}$$

La porosidad puede reportarse como porosidad absoluta o porosidad efectiva. La porosidad absoluta se define como la relación del volumen poroso total, espacio poroso interconectado y aislado, al volumen bruto de la roca. La porosidad efectiva implica la relación del volumen poroso, sólo interconectado, al volumen bruto de la roca.

La porosidad puede ser determinada de núcleos y de perfiles.

Los reservorios de petróleo encontrados se caracterizan por poseer un valor de porosidad promedio de 3 %. También se encontró que el reservorio es naturalmente fracturado, o sea que tiene porosidad secundaria.

### III.3.2.- PERMEABILIDAD

La permeabilidad es representada por el símbolo **K**. La permeabilidad de la roca reservorio es una propiedad del medio poroso que cuantifica la capacidad de permitir el flujo de fluidos a través del sistema de poros interconectados.

La permeabilidad absoluta es una propiedad sólo de la roca, mientras que la permeabilidad efectiva es una propiedad de la roca y de los fluidos presentes en la roca.

El valor promedio de permeabilidad encontrado en el análisis de testigos tomado en el pozo 333C D es de: **K = 37 md**.

### III.3.3.- SATURACION

La saturación de un fluido "f" es representada por el símbolo  $S_f$ . Se denomina saturación a la fracción del volumen poroso ocupado por un fluido particular,  $V_f$ . Esta relación se expresa en porcentaje o como una fracción.

$$S_f = \frac{V_f}{V_p}$$

Los valores de saturaciones encontrados son:

$$S_{w_i} = 0.25 \quad , \quad S_{o_i} = 0.75 \quad , \quad S_{g_i} = 0$$

Los valores de presiones, temperatura y compresibilidades iniciales, promedio, encontradas son:

Presión del Reservorio = 2976 psia

Presión de Burbuja = 2870 psia

$$T_i = 165 \text{ }^\circ\text{F @ 6583 pies}$$

$$C_w = 3 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$C_f = 2 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

### **III.4.- PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS CONTENIDOS EN LOS RESERVORIOS**

Los fluidos contenidos en los reservorios poseen características bien definidas que los identifican y diferencian de otros y que además se emplean para el cálculo de los volúmenes que se pueden producir por los diferentes sistemas de levantamiento artificial a emplear en la explotación del reservorio.

#### **III.4.1.- FACTOR DE VOLUMEN DE FORMACION DE PETROLEO**

El factor de volumen de formación de petróleo a cualquier presión se define como el volumen en barriles que un barril de petróleo a condiciones estándar, 14.7 psia y 60 °F, ocupa en la formación, reservorio, a temperatura de reservorio incluyendo el gas que puede encontrarse en solución en el petróleo a la presión especificada. Existen diferentes correlaciones para calcular el factor de volumen de formación de petróleo a distintos intervalos de presión, ya sea por encima o por debajo del punto de burbuja. El valor del factor de volumen de formación de petróleo inicial es de:  $\beta_{oi} = 1.238 \text{ RB / STB}$ .

#### **III.4.2.- FACTOR DE VOLUMEN DE FORMACION DE GAS**

El factor de volumen de formación de gas relaciona el volumen de gas en el reservorio al volumen de gas en superficie, a condiciones estándar: 14.7 psia y 60 °F. Generalmente se expresa en pies cúbicos o barriles de volumen a condiciones de reservorio por pies cúbicos estándar de gas. Esta relación se expresa así:

$$B_g = \frac{Z_x T_x P_{sc}}{Z_{sc} T_{sc} P}$$

Donde:

$P_{sc}$ , y  $T_{sc}$  : Presión, temperatura a condiciones estándar.

$P$ , y  $T$ : Presión y temperatura condiciones de reservorio.

$Z_{sc}$ : Factor de desviación del gas a condiciones estándar.

$Z$  : Factor de desviación del gas a condiciones de reservorio.

El valor del factor de volumen de formación de gas inicial es de:  $\beta_{gi} = 0.0051 \text{ RCF / SCF}$ .

### **III.4.3.- VISCOSIDAD DEL PETROLEO**

La viscosidad es una medida de la resistencia al flujo ejercida por un fluido. Se presenta mediante el símbolo  $\mu$ . Se mide en centipoises. Está afectada por la presión y la temperatura, un incremento en la temperatura causa disminución de la viscosidad y una disminución de la presión causa una disminución de la viscosidad. El valor de la viscosidad del petróleo es de:  $\mu_o = 1.20 \text{ cp}$ .

Otra de las características principales de los fluidos encontrados es el grado API = 35.2° @ 60 °F, lo cual lo clasifica como un petróleo liviano.

### **III.5.- COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DE LOS POZOS**

El pozo 111X fue el primer pozo del área en estudio, que el 5 de Junio del 2005 entró en producción de la formación Amotape, con una presión inicial de 2976 psi. Estuvo cerrado desde el 21 de Octubre del 2005 al 21 de Noviembre del mismo año, y desde el 7 de Febrero al 9 de Junio del 2006. A partir del 09 de Junio empezó a producir agua, con un corte promedio de 2.5 %, actualmente produce 520 barriles de fluido por día, con un corte promedio de agua del 25%.

El segundo pozo en entrar en producción de la formación Amotape, fue el pozo 333CD con un corte de agua promedio de 40% y con una presión inicial de 2948 psi. Estuvo cerrado del 6 al 16 de Septiembre del 2005 y del 19 de Septiembre del 2005 al 20 de Octubre del 2005. El 18 de Septiembre del 2005 se tomó un registro

de producción con herramienta PLT a 7666 pies, para determinar el contacto agua-petróleo, y el 15 de Octubre del 2005 se coloca un tapón de cemento, a 7197 pies, lográndose aislar la zona de agua. Se cerró del 4 al 19 de Diciembre del 2005 y del 9 al 16 de Febrero del 2006. Cabe señalar que después de haberse colocado el tapón de cemento el pozo dejó de producir agua, actualmente produce 1835 barriles de petróleo por día.

El 10 de Octubre del 2005 empezó a producir el tercer pozo de la misma formación, el pozo 666D a un régimen de 900 barriles de petróleo por día, con una presión inicial de 3082 psi. El 21 de octubre del 2005 se realizó un tratamiento ácido, con la finalidad de reparar el daño de la formación. Entre el 4 de Noviembre del 2005 al 2 de Diciembre del mismo año estuvo cerrado, en la actualidad produce 1810 barriles de fluido con un corte de agua de 4 %.

El 3 de Enero del 2006 empezó a producir mediante flujo natural aunque de manera intermitente, el cuarto pozo denominado 555XD, también de la misma formación, a un régimen de 500 barriles de fluido por día con un 20% de corte de agua y una presión de inicial de 2929 psi. El 5 de Enero del 2006 se tomó un registro de producción con herramienta PLT a 9020 pies. El 7 de Enero del 2006 se coloca un tapón de cemento a 8750 pies, para aislar la zona de agua y evaluar a continuación el aporte productivo de la formación Talara Inferior. Del 9 al 23 de Enero se evaluó la formación mencionada anteriormente siendo los resultados poco alentadores. Estuvo cerrado entre el 24 de Enero del 2006 y el 1 de Febrero del 2006 y del 8 de Febrero al 4 de Marzo. Actualmente produce a un régimen de 285 barriles de fluido por día con un corte de agua de 55%.

El 24 de Abril del 2006 entró en producción el pozo 222D con una presión en la cabeza de 1160 psi y una relación gas petróleo de 8800 SCF/STB, un valor muy alto si se compara con los valores promedios de los otros pozos que se encontraban produciendo hasta ese momento. El 26 de Abril del 2006 fue cerrado por su alta relación gas petróleo. El 7 de Mayo se toma un registro de producción con herramienta PLT, quedando desde esa fecha el pozo cerrado.

El 7 de Julio del 2006 empezó a producir el pozo 777D con un régimen de 815 barriles de fluido por día con un corte de agua de promedio de 25% el cual permanece constante hasta la actualidad.

En la actualidad los pozos producen de manera surgente. Debido a la distancia de la costa hacia la ubicación de las plataformas, la explotación del área productiva en estudio ha sido muy inestable. En un inicio la producción se recibía en una barcaza de una capacidad de almacenamiento neto de 3940 barriles y la capacidad de transporte cada 18 horas era de 1800 barriles. A partir del 03 de Marzo del 2006 se amplió la capacidad de transporte por otra de 6500 barriles cada 36 horas. Con la finalidad de mejorar la explotación del campo el 28 de Febrero del 2006, se culminó el tendido de una línea submarina de 6 5/8" de diámetro, en dirección Sur Oeste de la plataforma, y una longitud de 1810 pies. A partir del 29 de Abril del 2006 se incrementó la capacidad de almacenamiento neto, mediante otra barcaza, en 80000 barriles; es desde esa fecha que la producción se recibe en barcasas y se alternan cada 20 días, durante las maniobras de amarre, los pozos se tienen que cerrar, por períodos de hasta dos días, tal como se puede observar en los gráficos de **q vs. t** (**Figuras 5, 6, 7, 8, 9 y 10**) de cada pozo.

Aunque los pozos están produciendo por surgencia natural, se están realizando estudios como el presente para dotarlos de sistemas de levantamiento artificial que ayuden a mantener la energía del reservorio y prolonguen su vida productiva.



## CAPITULO IV

### METODOS DE PRODUCCION EMPLEADOS EN EL NOROESTE PERUANO EN LA ACTUALIDAD

Los métodos de producción, pueden ser agrupados en: método natural o surgente y métodos artificiales.

#### IV.1.- METODO NATURAL O SURGENTE

El método natural o surgente se aplica generalmente al inicio de la vida productiva de un pozo, siempre y cuando el reservorio posea la energía suficiente para levantar los fluidos hasta la superficie.

#### IV.2.- METODOS EMPLEANDO SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

En los casos de surgencia natural el fluido asciende por la tubería sin ayuda externa por efecto de la presión del yacimiento. Cuando la presión del yacimiento no es suficiente para elevar los fluidos a la superficie se requiere de un sistema de levantamiento artificial para levantar los fluidos hasta la superficie.

En general, todos los pozos se pueden clasificar en cuatro grandes grupos o categorías:

1. Pozos de Alto Índice de Productividad (IP) y Alta presión de Fondo.
2. Pozos de Alto Índice de Productividad y Baja Presión de Fondo.
3. Pozos de Bajo Índice de Productividad y Alta Presión de Fondo.
4. Pozos de Bajo Índice de Productividad y Baja Presión de Fondo.

#### **Nota:**

- Pozos con  $IP > 1.00$ ; se clasifican como pozos con alto IP.
- Pozos con  $IP \leq 0.30$ ; se clasifican como pozos con bajo IP.

- Una alta presión de fondo es capaz de soportar una columna de fluido igual al 70% de la profundidad del pozo, y
- Una baja presión de fondo soporta generalmente una columna de fluido menor que el 40% de la profundidad del pozo.

Un sistema de levantamiento artificial puede ser instalado para obtener petróleo adicional, algunos de estos métodos se describen a continuación:

#### **IV.2.1.- SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO NEUMATICO**

El levantamiento artificial por bombeo neumático (gas lift), es un método de levantamiento del fluido del pozo (petróleo) con el uso de gas a una relativa alta presión, dependiendo de la profundidad, a través de un proceso mecánico.

El gas es inyectado al pozo con el propósito de reducir suficientemente la densidad en la columna vertical del fluido para permitir que aquella llegue a superficie. Este proceso de levantamiento está acompañado por una combinación de los siguientes procesos:

- a) Aireación (mezcla de gas y líquido) de la columna de fluido del pozo.
- b) Trabajo de expansión del gas comprimido, y
- c) Desplazamiento del fluido por el gas inyectado.

El levantamiento artificial por bombeo neumático se realiza por los siguientes dos métodos:

##### **IV.2.1.1.-BOMBEO NEUMATICO DE FLUJO CONTINUO**

En el bombeo neumático de flujo continuo, el gas pasa continuamente por la válvula operativa formando una mezcla homogénea de líquido y gas encima del punto de inyección. El gas inyectado reduce suficientemente la

densidad de la columna de fluido permitiendo que la presión del reservorio descargue los fluidos hasta el separador.

Este método es empleado en pozos de alta presión y alto índice de productividad, pozos del primer grupo, como una maximización de la producción bajo flujo natural.

#### **a) Aplicaciones**

- En pozos surgentes.
- En la extracción de altos volúmenes. Si la capacidad de la tubería de producción no es suficiente, puede usarse flujo por el espacio anular.
- Durante la producción de pozos de petróleo altamente viscoso, si la temperatura promedio fluyente puede mantenerse lo suficientemente alta para conservar la viscosidad del petróleo baja mientras está en el pozo.
- Durante la extracción del gas en pozos con extremadamente altas relaciones gas líquido (GLR), aún cuando los regímenes de producción puedan ser bajos, dependiendo del mecanismo del reservorio.

#### **b) Ventajas**

- Una eficiente operación de bombeo neumático de flujo continuo usa menos gas que un eficiente bombeo neumático de flujo intermitente.
- El gas de inyección ingresa al pozo e inmediatamente es producido a un régimen relativamente constante con lo cual se elimina cualquier tipo de problema.
- La mayoría de estos sistemas requieren solamente de un estrangulador en la línea de inyección de gas.
- El sistema se puede centralizar.
- Aprovecha ventajosamente la energía del pozo.
- Las válvulas pueden ser cambiadas con unidad de cable (wireline).

### **c) Desventajas**

- No se puede secar el pozo y la mínima presión de fondo que se obtiene aumenta con la profundidad y volumen de producción.
- El suministro de gas debe ser continuo.
- Se debe contar con pozos gasíferos (fuente de gas).
- Inversión inicial alta.

### **IV.2.1.2.- BOMBEO NEUMATICO DE FLUJO INTERMITENTE**

En el bombeo neumático de flujo intermitente, el gas es inyectado en ciclos, permitiendo que fluido del reservorio fluya hasta el pozo formando una columna de fluido encima del punto de inyección. La energía suministrada por la expansión del gas de inyección permite el desplazamiento de la columna de fluido hasta la superficie. Mientras el gas está siendo inyectado la presión en el espacio anular (forros-tubería de producción) disminuye, y durante el período de restauración una nueva columna de fluido se va formando en la tubería de producción.

Fundamentalmente, el desplazamiento del taco de líquido (slug) hasta la superficie, es un proceso que tiene lugar en la tubería de producción después que el gas es admitido a través de la válvula operativa a un régimen volumétrico y presión alta suficiente como para evitar que el gas se canalice dentro del taco.

### **a) Aplicaciones**

- En pozos con alto índice de productividad (IP) y baja presión de fondo (BHP).
- En pozos con bajo índice de productividad y alta presión de fondo.
- En pozos con bajo índice de productividad y baja presión de fondo.

## **b) Ventajas**

- El sistema se puede centralizar.
- La válvula operativa puede ser cambiada con unidad de cable (wireline).
- Se puede extraer volúmenes bajos ó medios.
- Se adapta a pozos desviados o torcidos.
- Los costos de operación son menores que otros sistemas.

## **c) Desventajas**

- No se puede secar el pozo.
- Se debe contar con una fuente de gas.
- Limitaciones para producir altos volúmenes.
- Inversión inicial alta.

## **IV.2.1.3.- TIPOS DE INSTALACION DE BOMBEO NEUMATICO INTERMITENTE**

### **V.2.1.3.1.- INSTALACIONES ABIERTAS**

Se denomina así a las instalaciones que no tienen ninguna restricción al flujo de gas inyectado, con respecto a la formación (**Figura 11**). Este tipo de instalaciones se emplea generalmente en pozos de alta presión de fondo y alto Índice de Productividad., Mayormente se emplean instalaciones convencionales abiertas para aplicar este sistema.

### **IV.2.1.3.2.- INSTALACIONES SEMICERRADAS**

Este tipo de instalaciones se emplean generalmente para producir pozos de alta presión de fondo y bajo o medio índice de productividad. La instalación propiamente dicha es una instalación convencional con empaque pero sin válvula de retención en el fondo, la ubicación de las válvulas sigue el mismo criterio que en las instalaciones convencionales cerradas, es decir, las de mayor presión de apertura y cierre se ubican en

la parte superior y la inferior es la de menor presión, también llamada válvula operativa. (**Figura 12**).

#### **IV.2.1.3.3.- INSTALACIONES CERRADAS**

Dentro de esta clasificación se puede ubicar a la gran mayoría de instalaciones actualmente operando en el Nor Oeste peruano, dentro de ellas, las mayormente empleadas son:

##### **IV.2.1.3.3.1.- INSTALACION CONVENCIONAL CERRADA**

Este tipo de instalaciones se emplea generalmente en pozos de baja presión y bajo índice de productividad. El mecanismo consiste en introducir el gas por la tubería de revestimiento y producir por la tubería de producción.

Se baja dentro del pozo la tubería de producción con un empaque (packer) y válvula de retención (standing valve) al fondo y varias válvulas encima del empaque, el cual normalmente se sienta a unos 30 pies encima de los intervalos perforados, quedando el espacio anular aislado por el empaque entre la tubería de producción y la de revestimiento para conducir el gas a las válvulas de bombeo neumático (**Figura 13**).

Estas válvulas se instalan a diferentes profundidades y debidamente calibradas para que se abran a determinada presión; se instala la de mayor presión en la parte superior y la de menor presión, llamada también válvula operativa en la parte inferior, muy próxima al empaque.

Este tipo de instalación se emplea en pozos de alta producción, y por ser cerrada generalmente no se emplea en pozos que tienen más de un intervalo abierto o aquellos que tienen un intervalo productivo muy grande.

#### **IV.2.1.3.3.2.- SARTA EN PARALELO O “ BLT” (Bottom Lateral Taken)**

Son instalaciones cerradas que pueden emplearse en pozos de media a alta producción o pozos con más de un intervalo abierto o un gran intervalo abierto a producción. Este tipo de instalación tiene dos líneas instaladas en paralelo, donde el gas se inyecta por la línea de menor diámetro OD y el fluido retorna por la línea de mayor diámetro. Este tipo de instalación permite bajar el punto de levantamiento (**Figura 14**).

#### **IV.2.1.3.3.3.-INSTALACION CONVENCIONAL CON CAMARA**

Es una instalación cerrada, se emplea principalmente en pozos que producen con corte de agua o un bajo índice de productividad y baja presión de fondo. La ventaja es que permite la concentración de fluido dentro de la cámara; el cual es posible levantar reduciendo el número de ciclos con el consiguiente ahorro de gas, aunque su eficiencia volumétrica es menor. Este tipo de instalación es similar a la primera pero con la diferencia de la cámara de acumulación y del tubo de inmersión; en esta instalación la válvula estacionaria va instalada debajo de la cámara e inmediatamente encima del tubo perforado (**Figura 15**).

#### **IV.2.1.3.3.4.-INSTALACION MACARRONI DE FLUJO TUBULAR**

Son instalaciones que se usan para operar volúmenes de producción muy reducidos, por lo que se emplean en pozos de baja presión y bajo índice de productividad.

Este tipo de instalación consiste en bajar dos tuberías concéntricas dentro del pozo; la interior que generalmente es de  $\frac{3}{4}$ " ó 1" de diámetro y la tubería exterior puede ser de 2" ó 2  $\frac{1}{2}$ " de diámetro y esta tubería se emplea como cámara de acumulación, donde va instalada la válvula estacionaria (standing valve) (**Figura 16**).

Las válvulas van instaladas en mandriles cóncavos colocados en la tubería macarroni de  $\frac{3}{4}$ " ó 1" y la válvula operativa en un mandril especial con pasaje de derivación y empaque de tubería conocido con el nombre de "SNORKEL".

El gas es inyectado por el espacio anular entre la tubería de 1" y 2", pasa a través de la válvula operativa y ejerce presión en la parte superior de la cámara; el taco (slug) de petróleo es conducido a través del interior de la tubería de 1" de diámetro.

#### **IV.2.1.3.3.5.- INSTALACION MACARRONI DE FLUJO ANULAR**

Consiste en bajar tuberías de 2" con tubo perforado, la válvula estacionaria y la cámara de acumulación y dentro de ella la tubería de  $\frac{3}{4}$ " de diámetro donde van instaladas las válvulas de gas lift en mandriles especiales llamados "CROSSOVER" (**Figura 17**).

El gas es inyectado a través de la tubería de  $\frac{3}{4}$ " y el petróleo es levantado por el espacio anular existente entre las tuberías.

#### **IV.2.1.4.- EQUIPOS DE SUPERFICIE DE UN SISTEMA DE BOMBEO NEUMATICO**

Los equipos de superficie en el sistema de bombeo neumático (gas lift) tienen la función principal de permitir inyectar el gas, en el pozo, un determinado número de veces al día, durante un determinado período, llamado tiempo de inyección; controlar la duración de cada período de reposo del pozo y el tiempo de inyección de manera tal que permita inyectar una cantidad más o menos fija de gas cada vez que se abra la válvula operativa.



#### IV.2.1.4.1.- COMPRESOR

El compresor es el elemento esencial del sistema, su función es la de suministrar el gas de alta presión necesario para el funcionamiento del mismo.

Dependiendo de la aplicación, los compresores son manufacturados como: de desplazamiento positivo, dinámico o de tipo térmico.

Los de desplazamiento positivo se agrupan en dos categorías básicas: los reciprocantes, y los rotativos. Los compresores de tipo reciprocante consisten de uno ó más cilindros cada uno con un pistón que se mueve hacia adelante o hacia atrás, desplazando un volumen positivo en cada carrera. Los compresores rotativos comprenden a los de tipo lóbulo, tipo tornillo, tipo aspa de molino y los de tipo anillo líquido, cada uno de los cuales posee un revestimiento con uno ó más elementos rotativos los cuales engranan con cualquier otro tal como un lóbulo o un tornillo, lo que hace que se desplace un volumen fijo en cada rotación.

Los compresores de tipo dinámicos comprenden mecanismos de flujo radial (centrífugas), flujo axial y los de flujo mixto. El flujo es continuo por lo que el elemento de rotación (llámese impeler) aceleran el paso de gas a través del elemento, convirtiendo la velocidad en el cabezal en presión estática, parcialmente en el elemento de rotación y en los difusores estacionarios.

Los eyectores son compresores térmicos que usan chorros de gas o vapor a alta velocidad para ingresar a la succión del compresor, luego convierte la velocidad de la mezcla a presión en un difusor.

Los compresores que se usan en nuestras operaciones, **TABLA Nº 1**, son del tipo reciprocante y se dispone de diferentes etapas.

**TABLA N° 1**

Compresores a Gas					Motores a Gas				
Modelo	Presión de Succión Máxima (psi)	Temperatura de Descarga Máxima (°F)	Capacidad de Compresión (MMPCD)	Cantidad de Cilindros	Modelo	Revoluciones (RPM)		Presión de Gas de Arranque (psi)	Presión de Gas Combustible (psi)
						Minima	Máxima		
Worthington	20	300	3300	4	Waukesha	650	1000	80-200	5-25
Ingersoll Rand	20	300	3290	3	Waukesha	650	1000	80-200	5-25
Ingersoll Rand	20	300	7000	4	Waukesha	650	1000	80-200	5-25

#### **IV.2.1.4.1.-VALVULA DE CONTROL DE PRESION – VALVULA MOTORA ( motor valve)**

Es una válvula de diafragma que se instala en la línea de gas de alta presión, cerca de la línea de inyección del pozo y antes del estrangulador. Esta válvula se abre para permitir la entrada del gas de alta presión al pozo y se cierra cuando existe presión en la parte superior del diafragma. Está constituida por el diafragma, resorte, el vástago, el asiento y el cuerpo de la válvula.

#### **IV.2.1.4.2.- CONTROLADORES DE CICLOS DE INYECCION DE GAS**

Existen dos tipos de controladores de ciclos de inyección de gas:

##### **IV.2.1.4.2.1.- CONTROLADORES MECANICOS**

Son pequeñas válvulas de gas de tres vías que gobiernan la apertura o cierre de la válvula motora. Estas válvulas son accionadas por una pequeña palanca conectada a los pines de un disco o catalina, cuya rotación esta dada por un sistema de relojería. Este controlador mecánico, regula la frecuencia de inyección o los ciclos por día así como la cantidad de gas inyectado por ciclo.

#### **IV.2.1.4.2.2.- CONTROLADORES ELECTRONICOS**

También existen los controladores de ciclos electrónicos cuyo principio físico es el mismo que los controladores mecánicos. La diferencia principal está en el hecho que el control de relojería es manejado en forma electrónica cuya energía está dada por un sistema de baterías recargables. Los controladores electrónicos demuestran más exactitud en los ciclos programados.

#### **IV.2.1.4.3.-ESTRANGULADOR EN LA LINEA DE ALTA PRESION**

El estrangulador va instalado después de la válvula motora, se usa para reducir las variaciones de la cantidad de gas inyectado causado por las variaciones de la presión de la línea de alta presión; para disminuir la demanda instantánea de gas en el momento de iniciarse el ciclo de inyección. También se usa para estimar la cantidad de gas inyectado por ciclo. El tipo de estrangulador varía entre usar el de válvula de orificio regulable (Adjustable Needle Valve), o válvula de orificio fija (bean).

#### **IV.2.1.5.- DISEÑO DE UNA INSTALACION DE BOMBEO NEUMATICO DE FLUJO CONTINUO CON VALVULAS OPERADAS POR PRESION**

El diseño de una instalación por bombeo neumático de flujo continuo está basado en la mecánica de descarga del pozo. La condición más desfavorable se presenta cuando el pozo está lleno de agua salada. Las instalaciones, normalmente, están diseñadas para descargar agua salada porque ese es el fluido utilizado mayormente en los trabajos de reacondicionamiento.

Es el más pesado de todos los fluidos producidos y es un líquido muerto, esto es, no tiene gas disuelto en él. Si el sistema puede descargar el agua salada, entonces podrá producir cualquier fluido del reservorio que pueda migrar al pozo.

El diseño, se puede realizar por el método gráfico (el más común) de la siguiente manera:

1. Empleando una hoja de papel transparente, se prepara un gráfico determinando las escalas de profundidad y de presión. Las líneas del papel de gráfico y las escalas deberán ser las mismas que las curvas de gradiente fluyente.
2. Trazar una línea horizontal al punto medio del intervalo productivo.
3. Trazar la gradiente de presión de gas de inyección de operación.
4. Indicar la presión estática de fondo y la requerida presión fluyente de fondo del pozo, si está accesible.
5. Trazar la temperatura de fondo del pozo al punto medio del intervalo productivo.
6. Estimar y trazar la temperatura fluyente del pozo en la superficie.
7. Trazar una línea recta entre la temperatura de fondo del pozo y la temperatura fluyente del pozo de superficie. La línea recta aproxima al gradiente de temperatura fluyente. El gradiente real es una curva, pero la línea recta es suficientemente exacta para los propósitos del diseño.
8. Trazar la presión fluyente del pozo al punto medio del intervalo productivo.
9. Seleccionar las curvas de gradiente fluyente para el tamaño de tubería de producción, configuración, producción de petróleo y agua.
10. Colocar el gráfico trazado en el papel transparente sobre la curva de gradiente seleccionada y trazar la gradiente mínima o la gradiente de descarga deseada. Deslizar el papel transparente de modo que la gradiente de descarga deseada coincida con la presión fluyente del pozo.
11. Trazar la gradiente de fluido estático, empezando en la presión fluyente del pozo.
12. Trazar la presión de inyección del gas en la superficie.
13. Para ubicar la profundidad de la válvula operativa, ignore el aumento en la presión del gas con la profundidad y coloque la válvula operativa en la intersección de la gradiente de fluido estático y la presión de inyección de gas.

14. Comenzando a una presión mínima de fluido en la válvula operativa, trazar una línea paralela a la gradiente de fluido estático hasta que intercepte con la gradiente de presión de inyección del gas.

#### **IV.2.2.- SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECANICO**

En este sistema, la bomba se baja dentro de la tubería de producción y se asienta en el fondo con un elemento especial. La bomba es accionada por medio de varillas de aproximadamente 25 pies de longitud cada una, que le transmiten el movimiento desde la unidad de superficie que consta de un balancín al cual se le transmite el movimiento de vaivén por medio de una biela y una manivela, las que se accionan a través de una caja reductora impulsada por un motor. De manera general podemos decir que la bomba consiste en un tubo de 6,5 a 24 pies de largo con un diámetro interno de 1 ½" a 3¾", dentro del cual se mueve un pistón cuyo extremo superior está unido a las varillas de bombeo. Este mecanismo se aloja dentro o se enrosca en el extremo de la tubería. Su limitación radica en la profundidad que pueden tener los pozos, su desviación en el caso de pozos dirigidos y la relación Gas - Líquido.

El análisis teórico del movimiento de la bomba de subsuelo, y por ende de la sarta de varillas, que es la que transmite el movimiento, es semejante a un movimiento armónico simple, considerando que existe una aceleración inicial durante la carrera ascendente hasta la mitad del recorrido y luego descendente hasta el final del mismo. Algo similar ocurre durante la carrera descendente, de manera que la aceleración será en este caso de signo contrario. Durante este movimiento y debido a las cargas que soporta durante la carrera ascendente y descendente, la sarta de varillas sufre elongaciones y contracciones, por lo que la carrera del vástago pulido no siempre es igual a la del pistón de la bomba en el subsuelo.

Durante la carrera descendente, la carga del fluido es transferida a la tubería de producción si no está anclada y de esta manera, por elongación

contribuye a que el recorrido del pistón de la bomba de subsuelo sea diferente a la del vástago pulido.

El estudio de la distribución de los pesos y esfuerzos en una unidad de bombeo mecánico, se ha concentrado en el análisis de la carga muerta, la carga de fricción, cargas dinámicas y cargas de choque.

La carga muerta consiste en el peso de fluido que va a ser levantado desde el fondo del pozo hasta la batería más el peso de la sarta de varillas menos el efecto de flotación de la sarta de varillas dentro del fluido en el pozo.

Las cargas de fricción consisten en la fricción del pistón en el barril de la bomba de subsuelo, la fricción en la sarta de varillas y la fricción del fluido producido.

Las cargas dinámicas son el resultado de los cambios de velocidad de la sarta de varillas y del fluido.

Las cargas de choque son causadas por las acciones mecánicas de las distintas partes del mecanismo de bombeo mecánico. Pueden tener su efecto en cualquier punto de la carrera ascendente o descendente, dependiendo del tiempo de ocurrencia en el sistema.

#### **IV.2.2.1.- PARTES DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO**

Está compuesto básicamente de cinco partes:

1. La bomba de subsuelo es instalada dentro de la tubería de producción, para admitir el fluido de la formación y levantarlo hasta la superficie. Está compuesta por: el barril, la válvula viajera, la válvula estacionaria y el pistón.

## Clasificación API de las bombas de subsuelo:

- Clase 1: Bombas tubulares con anclaje en el fondo.
- Clase 2: Bombas tubulares con niple de extensión y anclaje en el fondo.
- Clase 3: Bombas insertables de barril estacionario con anclaje en el tope.
- Clase 4: Bombas insertables de barril estacionario con anclaje en el fondo.
- Clase 5: Bombas insertables de barril viajero con anclaje en el fondo.

2. La sarta de varillas, que transmite el movimiento del equipo de superficie a la bomba de subsuelo, también se incluye a la tubería. Para profundidades de sentado de bomba mayores de 3500 pies se recomienda emplear una sarta de varillas combinadas de dos o más diámetros, instalando las de mayor diámetro hacia la superficie del pozo debido a que allí se soporta la mayor carga. Este tipo de diseño, que se basa esencialmente en determinar la sarta más liviana y económica, disminuye las cargas en el equipo de superficie, resultando menores cargas de las que se obtendrían si se usan varillas de un sólo diámetro. Se tiene la siguiente clasificación API de varillas: Grado C, Grado K, Grado D, Grado Premium, etc; estos tipos de varillas se fabrican en cinco diámetros estándar: 5/8", 3/4", 7/8", 1" y 1 1/8".

3. El equipo de superficie, consiste en:

- Unidad de bombeo, (**Figura 18**) que transforma el movimiento rotativo del motor en movimiento recíprocante vertical, a la velocidad apropiada con el propósito de accionar la sarta de varillas y bomba de subsuelo.
- La caja reductora o unidad de transmisión de fuerza, que reduce las altas revoluciones con bajo torque del motor en bajas

revoluciones con alto torque. El máximo torque que soporta la caja reductora determina la clasificación API de la unidad.

- El motor es un equipo que suministra el movimiento y potencia a la unidad de bombeo para levantar los fluidos del pozo. Este puede ser un motor de combustión interna o eléctrica siendo este último el de mayor utilización en la industria.

#### **IV.2.2.2.- DISEÑO API**

Es un método de prueba y error que se puede resumir en tres pasos:

1. Selección preliminar de componentes para la instalación.
2. Características de operación basada en información disponible. Los cálculos se realizan mediante fórmulas, diagramas y tablas.
3. Comparación de desplazamiento de la bomba de subsuelo y las cargas calculadas, con las cargas máximas permisibles para cada grado y tamaño de varilla de acuerdo al diagrama modificado de Goodman y otras limitaciones de la selección preliminar.

Consideraciones para el diseño de un sistema de bombeo mecánico:

- Nivel de fluido.
- Profundidad de la bomba de subsuelo.
- Velocidad de bombeo.
- Longitud de carrera en superficie.
- Diámetro del pistón de la bomba de subsuelo.
- Gravedad específica del fluido.
- Diámetro de la tubería de producción y si está anclada o colgando libre.
- Diseño de la sarta de varillas y
- Geometría de la unidad.



### **IV.2.3.- SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO HIDRAULICO**

El principio fundamental empleado en el bombeo hidráulico se basa en la Ley de Pascal, que establece que: “La presión ejercida sobre un fluido contenido en un recipiente se transmite con igual intensidad a todos los puntos del recipiente que contiene el fluido”. La aplicación de este principio hace posible transmitir la presión de un líquido desde una central de fuerza en superficie, a través de tuberías llenas de fluido, hacia las unidades de subsuelo de cada pozo que integra el sistema.

El sistema de Bombeo hidráulico (**Figura 19**) transmite su potencia mediante el uso de un fluido presurizado que es inyectado a través de la tubería. Este fluido conocido como fluido de potencia o fluido motriz, es utilizado por una bomba de subsuelo que actúa como un transformador para convertir la energía de dicho fluido a energía potencial o de presión en el fluido producido que es enviado hacia la superficie. Los fluidos de potencia más utilizados son agua y petróleo, pueden provenir del mismo pozo.

#### **IV.2.3.1.- CLASIFICACION DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRAULICO**

Los sistemas de bombeo hidráulico se clasifican de la siguiente manera:

##### **IV.2.3.1.1.- DE ACUERDO AL FLUJO DEL FLUIDO MOTRIZ**

1. **Abiertos:** Es decir que el fluido producido se mezcla con el fluido motriz en el fondo del pozo y retorna en forma conjunta por la línea de flujo a la batería y luego al tanque de fluido motriz.
2. **Cerrados:** El fluido producido se mueve hacia la batería por la línea de flujo mientras que el fluido motriz llega separadamente hacia el tanque de fluido motriz, es decir no se mezclan.

#### **IV.2.3.1.2.- DE ACUERDO AL EQUIPO DE SUBSUELO**

1. **Convencional o instalación fija:** La bomba de subsuelo se encuentra instalada en la punta de la sarta empleada para inyectar el fluido motriz.
2. **Instalación de bomba libre:** La bomba de subsuelo se baja o se levanta del conjunto de fondo mediante circulación del fluido motriz, en uno y otro sentido.

#### **IV.2.3.2.-SISTEMA DE FLUIDO MOTRIZ CERRADO**

En este sistema se requiere de una sarta de tubería adicional. Una sarta es para extraer la producción al tanque de la batería y la otra de retorno del fluido motriz utilizado hacia el tanque para su presurización y recirculación.

El uso de una sarta adicional más lo complicado del diseño de fondo de pozo hace que este sistema sea más costoso que el sistema abierto. Este sistema tiene cierta ventaja cuando los fluidos producidos son muy abrasivos y corrosivos. Este sistema es adecuado en plataformas marinas y en instalaciones en donde el espacio disponible es reducido.

#### **IV.2.3.3.- EQUIPO DE SUPERFICIE DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRAULICO**

##### **IV.2.3.3.1.-EQUIPO DE TRATAMIENTO DE PETROLEO MOTRIZ**

Los fluidos empleados con más frecuencia son agua o petróleo liviano provenientes del pozo, pero todo depende de las condiciones del mismo. Por condiciones ambientales y de seguridad es preferible utilizar agua. Sin embargo, cuando se usa petróleo liviano, es posible diluir el petróleo pesado y extrapesado del fondo del pozo, disminuyendo su viscosidad. Cuando existe el riesgo de producirse problemas de corrosión, deposición de asfaltencs, parafinas y la formación de emulsiones, es posible añadir

químicos para prevenir este tipo de problemas si el fluido de potencia es petróleo.

Tiene como función principal el acondicionar el fluido motriz y alimentar a la bomba de alta presión de un fluido apropiado para el buen funcionamiento de las bombas hidráulicas de subsuelo.

La inyección del fluido de potencia requiere de un sistema hidráulico instalado en superficie, que posea un equipo de tratamiento para eliminar el gas y los sólidos indeseados; que afectan la operación y el tiempo de vida de las bombas de subsuelo, que se encuentren en el fluido a ser inyectado.

#### **IV.2.3.3.2.-SISTEMAS DE TRATAMIENTO DE PETROLEO MOTRIZ**

Existen dos sistemas de tratamiento del petróleo motriz:

##### **1. SISTEMA CONVENCIONAL CON TANQUE DE ASENTAMIENTO**

En los sistemas donde el petróleo motriz se mezcla con el gas, petróleo y agua (fluidos producidos por los pozos); el volumen resultante de la mezcla debe ser procesado por el sistema de tratamiento de superficie de manera tal de proporcionar el volumen requerido de petróleo motriz. Es por eso que las facilidades de superficie deben de tener la capacidad suficiente para poder manejar dicho volumen.

La principal finalidad del proceso de asentamiento es el permitir la separación, por gravedad o diferencia de densidades, de las partículas sólidas y el agua que pueda contener el petróleo en un sistema de flujo continuo, es decir que el tanque de asentamiento debe proveer la cantidad necesaria de petróleo limpio a la succión de la bomba de alta presión y al mismo tiempo permitir que las partículas extrañas se asienten, mientras el petróleo continúa el flujo hacia arriba.

## **2. SISTEMA COMPACTO - UNIDRAULIC**

Los sistemas compactos de tratamiento de fluido motriz fueron introducidas al mercado como respuesta a la necesidad de reducir los costos de las instalaciones, especialmente que los casos en que los pozos se encuentren muy alejados unos de otros, lo que hace necesario el uso de largas líneas de alta presión para el petróleo motriz y también largas líneas de retorno de los fluidos producidos. Los unidraulic permiten ser instalados en la misma locación de un pozo.

- **FUNCIONAMIENTO DEL UNIDRAULIC**

El petróleo motriz y los fluidos producidos por los pozos se dirigen hacia el acumulador a través del colector, de prueba o totales, de producción. El acumulador provee un flujo constante de líquidos a la entrada de los ciclones, los cuales acondicionan el fluido removido. La mayor parte del gas se separa en este depósito y es descargado a la línea de fluidos producidos.

Los líquidos más livianos, son descargados por la parte superior de los ciclones, son suministrados al reservorio. El reservorio proporciona líquido tratado a la succión de la bomba de alta presión, aquí ocurre una separación adicional de gas y segregación gravitacional de agua y petróleo; el gas y líquidos son descargados a la línea de fluidos producidos. La descarga del exceso de líquidos del reservorio son descargados a la bomba de alta presión.

### **IV.2.3.3.3.- BOMBA DE ALTA PRESION**

Es una bomba de acción recíproca y constan de un terminal de potencia y un terminal de fluido. El terminal de potencia comprende entre otras partes el cigüeñal, la biela y los engranajes. El terminal de fluido está formado por pistones individuales, con válvulas de retención a la entrada y a la descarga.

La bomba de alta presión es la fuente de energía del sistema de bombeo hidráulico, ya que proporciona petróleo motriz a alta presión para hacer funcionar las bombas hidráulicas de subsuelo.

#### **IV.2.3.3.4.- SISTEMA DE CONTROL Y DISTRIBUCION DE PETROLEO MOTRIZ**

Este sistema permite controlar el volumen y la dirección del flujo hacia las bombas de subsuelo. Está constituido por el colector de control de petróleo motriz, las líneas que transportan el petróleo motriz a cada pozo y por el cabezal hidráulico del pozo.

El colector de control distribuye el flujo de petróleo motriz de la bomba de alta presión hacia cada pozo, además de controlar la cantidad de petróleo motriz a inyectarse a cada pozo.

#### **IV.2.3.3.5.- SISTEMA DE RECOLECCION Y SEPARACION DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS**

El sistema de recolección de los fluidos de retorno de los pozos es captado en el cabezal de los pozos y llevados hasta el colector de producción mediante las líneas de retorno o líneas de producción.

#### **IV.2.3.4.- TIPOS DE BOMBEO HIDRAULICO**

##### **IV.2.3.4.1.- BOMBEO HIDRAULICO TIPO PISTON**

Las bombas hidráulicas de subsuelo están compuestas de dos secciones básicas: un motor hidráulico y una bomba de pistón. Ambos componentes son recíprocos y están unidos mediante una varilla intermedia. Cuando el pistón del motor se mueve en la carrera ascendente el pistón de la bomba se mueve en el mismo sentido llenando la cámara del barril debajo de la bomba con una nueva carga de producción. Cuando el motor hidráulico se

mueve hacia abajo, el pistón de la bomba se mueve en el mismo sentido desplazando el fluido producido alojado en el barril de la bomba.

En el caso de bombeo hidráulico tipo pistón, el equipo de subsuelo está formado básicamente por los siguientes componentes:

1. **Arreglo de tubería:** permite clasificar los diferentes tipos de instalaciones del sistema, tales como: tipo insertable fijo, entubado fijo, bomba libre tipo paralelo y tipo entubado.

2. **Bomba hidráulica de succión:** El principio de operación es similar al de las bombas del bombeo mecánico, sólo que en una instalación de bombeo hidráulico tipo pistón, la varilla se encuentra en el interior de la bomba. Las bombas hidráulicas se clasifican en bombas de acción sencilla y las de doble acción. Las de acción sencilla desplazan fluido a la superficie en un solo sentido, es decir, en el movimiento de ascenso o descenso. Las de doble acción desplazan fluido hasta la superficie en ambos recorridos, ya que poseen válvulas de succión y de descarga en ambos lados del pistón que combinan acciones de apertura y cierre de las válvulas de succión y descarga del mismo.

#### **IV.2.3.4.2.- BOMBEO HIDRAULICO TIPO JET**

En el caso de bombeo hidráulico tipo Jet, el método de levantamiento artificial es similar al de bombeo hidráulico tipo pistón en cuanto al principio de funcionamiento. En cuanto a las instalaciones y equipos de superficie para ambos métodos de levantamiento artificial son iguales, la diferencia principal es la bomba de subsuelo.

Los principales componentes de la bomba Jet (**Figura 20**) son la boquilla, la garganta y el difusor. El fluido motriz entra a la bomba por la parte superior de la misma, inmediatamente el fluido pasa a través de la boquilla, de este modo toda la presión del fluido se convierte en energía cinética. El chorro de la boquilla es descargado en la entrada de la cámara de

producción, la cual se encuentra conectada con la formación. De esta manera, el fluido de potencia arrastra al fluido de producción proveniente del pozo y la combinación de ambos fluidos entra a la garganta de la bomba. La mezcla de los fluidos se logra completamente en los límites de la garganta, debido a que su diámetro es siempre mayor al de la boquilla. En este instante el fluido de potencia realiza una transferencia de energía al fluido de producción.

La mezcla que sale de la garganta posee el potencial necesario para fluir contra el gradiente de la columna de fluido de producción. Gran parte de ese potencial se mantiene constante como energía cinética, y es por eso que la mezcla se hace pasar por una sección final de operación, formada por un difusor diseñado para proporcionar un área de expansión y así convertir la energía cinética restante en una presión estática mayor que la presión de la columna de fluido de producción, permitiéndole a la mezcla, llegar hasta superficie.

El bombeo hidráulico tipo Jet puede manejar grandes cantidades de arena y partículas sólidas, además puede ser instalado a grandes profundidades, hasta 18000 pies. También es capaz de manejar petróleo de alta viscosidad, siempre que se esté utilizando petróleo crudo de menor viscosidad como fluido de potencia.

#### **IV.2.3.5.- EQUIPO DE SUBSUELO DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRAULICO**

El equipo de subsuelo de un pozo de bombeo hidráulico consta de las siguientes partes:

- Dos sartas de tuberías.
- Cavidad y ancla de gas.
- Bomba hidráulica y accesorios.

#### **IV.2.3.5.1.- SARTAS DE TUBERIAS:**

Las instalaciones de subsuelo están conectadas por dos sartas de tuberías, los diámetros de las tuberías están limitados por el diámetro de la tubería de revestimiento, para forros de 5½”, la sarta de petróleo motriz que es a través de la cual se baja la bomba de subsuelo, generalmente es de 2 3/8” de diámetro externo (2” de diámetro nominal). En la punta de esta sarta se baja la cavidad; que es el equipo que contiene la válvula estacionaria, el asiento y sellos para la bomba de subsuelo, y sirve de conexión a las dos sartas.

La sarta de 1 ¼” de diámetro nominal, 1.66” de diámetro exterior, es la sarta de retorno de la mezcla de los fluidos producidos con el petróleo motriz. Esta sarta se baja separadamente de la sarta de 2”. En la punta de esta sarta lleva un “Landing Spear” el cual se sienta en un zapato que forma parte de la cavidad, lográndose una comunicación entre las dos sartas.

#### **IV.2.3.5.2.-CAVIDAD Y ANCLA DE GAS**

La cavidad es el ensamblaje de subsuelo que contiene el asiento para la válvula estacionaria, las camisas donde se producen los sellos necesarios entre la bomba de subsuelo, la cavidad así como las aberturas necesarias para la descarga del petróleo motriz y el fluido producido los que son dirigidos a través del zapato hacia la tubería de 1 ¼” y por ella hasta la superficie.

La parte superior de la válvula estacionaria sirve también de asiento para la bomba de subsuelo, dicha válvula estacionaria permanece abierta mientras la bomba de subsuelo se encuentra operando y cierra sólo cuando se invierte el flujo, para reversar la bomba o cuando se circula las sartas para limpiarlas.



Las anclas de gas en las cavidades se usan con la finalidad de mejorar la separación del gas y de esta manera mejorar la eficiencia de la bomba de subsuelo, la cual es afectada apreciablemente por la presencia de gas libre que pasa a través de la bomba.

#### **IV.2.3.5.3.-BOMBA HIDRAULICA Y ACCESORIOS**

La unidad de subsuelo es el principal elemento del sistema de bombeo hidráulico, esta unidad de subsuelo consiste de un motor hidráulico recíprocante de desplazamiento positivo, el cual está directamente conectado a la bomba de producción propiamente dicha. La longitud de la carrera del motor y bomba de una unidad es la misma y viene dada por el diseño de la unidad. La velocidad de operación de las bombas tiene un amplio rango, dependiendo la velocidad mínima de la viscosidad del fluido motriz, esta característica les confiere gran flexibilidad para manejar eficientemente entre el 25% y 95% de su capacidad máxima.

#### **IV.2.3.6.-TIPOS DE INSTALACIÓN DE SUBSUELO**

##### **IV.2.3.6.1.-SISTEMA FIJO O CONVENCIONAL**

En este tipo de instalación, la bomba de subsuelo se baja al fondo del pozo en el extremo inferior de la sarta concéntrica. Dentro de este grupo se tiene:

##### **IV.2.3.6.1.1.-TIPO INSERTADO**

En este tipo de instalación la bomba de subsuelo se baja al pozo entornillada al extremo inferior de la tubería de  $\frac{3}{4}$ ", 1" ó 1  $\frac{1}{4}$ ", por el interior de la tubería de producción y se fija en el niple de asiento colocado en la última tubería de la sarta.

El fluido motriz llega a la bomba a través del macarrón y retorna a superficie conjuntamente con el fluido producido por el espacio anular entre macarrón y tubería de producción (**Figura 21-1**).

#### **IV.2.3.6.1.2-TIPO “CASING” CONVENCIONAL**

Se emplea en pozos de gran producción y baja relación gas petróleo. La bomba de subsuelo se baja con tubería de producción y se sienta en un empaque instalado en la tubería de revestimiento. El fluido motriz se inyecta por el interior de la tubería de producción y regresa conjuntamente con el fluido producido por el espacio anular entre forros y tubos. El empaque se coloca sobre el intervalo productivo, de manera que el fluido producido ingrese a la bomba a través del empaque, pasando luego al espacio anular (**Figura 21-2**).

#### **IV.2.3.6.2.-SISTEMA DE BOMBA LIBRE**

Este tipo de sistema tiene la ventaja de que para recuperar la bomba desde el fondo del pozo, no se requiere del uso de unidades de servicio de pozos. Dentro de esta clasificación se tiene:

##### **IV.2.3.6.2.1.-TIPO SARTAS PARALELAS**

El fluido motriz que hace trabajar a la bomba de subsuelo es inyectado a través de una tubería y el retorno a superficie del fluido motriz conjuntamente con el fluido producido se realiza por la otra sarta paralela a la primera. En el extremo inferior de la tubería se baja un conjunto de fondo que tiene asientos y empaques especiales para la bomba y un arreglo tal que permite el retorno del fluido motriz a superficie conjuntamente con el fluido producido y la extracción de la bomba de su alojamiento, lo cual se realiza inyectando el fluido motriz en dirección contraria a la de la operación normal (**Figura 21-3**).

#### **IV.2.3.6.2.2.-TIPO “CASING” LIBRE CON EMPAQUE**

En este tipo de instalación se emplea una sola sarta de tubería con una cavidad para alojamiento de la bomba en la parte inferior, y un empaque en el extremo. La bomba de subsuelo se baja a través del interior de la tubería de producción y se hace llegar hasta la cavidad de fondo inyectando fluido motriz. El fluido motriz conjuntamente con el fluido producido retorna a superficie por el espacio anular entre los forros y los tubos. Para recuperar la bomba se invierte el flujo de manera que la inyección se hace por los forros y el retorno por los tubos (**Figura 21-4**).

Se usa en pozos de baja relación gas petróleo debido a que el gas pasa a través de la bomba.

#### **IV.2.3.6.2.3.-TIPO DE SARTAS PARALELAS CON VENTEO DE GAS**

A fin de eliminar el problema de gas, se emplea una variante de este tipo de instalación. Esta variación consiste en bajar una sarta paralela para permitir la liberación del gas (**Figura 21-5**).

#### **IV.2.3.6.2.4.-TIPO BOMBA LIBRE DE SARTAS PARALELAS Y FLUIDO MOTRIZ CERRADO**

La diferencia con el sistema anterior es que el fluido motriz se mueve en un sistema cerrado, es decir que no se mezcla con el fluido producido. Usa tres sartas que se bajan al pozo una por una. Por la de mayor diámetro se baja la bomba de subsuelo inyectando fluido motriz y por las otras dos, separadamente regresa el fluido motriz y el fluido producido, liberándose el gas a través del espacio anular entre forros y sartas (**Figura 21-6**).

La ventaja principal de este tipo de instalación radica en que permite mantener en condiciones óptimas el fluido motriz.

#### IV.2.3.7.-DISEÑO DE UNA INSTALACION DE BOMBEO HIDRAULICO

El diseño de una instalación por bombeo hidráulico está basado en:

##### IV.2.3.7.1.-PRODUCCION

1. Determinar el peso de la columna de fluido producido,  $W_{pr}$ , con la **Figura 22**. Con los datos de API y el corte de agua,  $f_w$ , se determina el peso de la columna de fluido en psi / 1000 pies.
2. Calcular la profundidad de la bomba,  $D_{bomba}$ . Considerando que la bomba se ubique a 100 pies del tope del intervalo productivo, se tiene que:  $D_{bomba} = \text{Profundidad del tope del intervalo productivo (pies)} - 100$  pies.
3. Calcular la presión ejercida por la columna de fluido producido,  $H_{pr}$ , .Según esto:

$$H_{pr} = W_{pr} \times (D_{bomba} / 1000).$$

4. Calcular la presión ejercida por la columna de fluido sobre la bomba, PBHP. Según esto:

$$PBHP = W_{pr} \times (D_{bomba} - \text{Nivel de trabajo del fluido}).$$

5. Determinar la eficiencia de desplazamiento de la bomba (FDE). Con los datos de PBHP, GOR y de corte de agua, se va a la **Figura 23** y se obtiene la eficiencia de desplazamiento de la bomba (FDE).
6. Calcular el mínimo desplazamiento de la bomba, MDP, para producir un volumen,  $V_{pr}$ , esperado. Según esto:

$$MDP = \frac{\text{Producción esperada (BPD)}}{FDE \times \text{Eficiencia mecánica de la bomba}}$$

Por diseño se considera que la eficiencia mecánica de la bomba es de 85%

7. Selección de la bomba. Con el valor del MDP y conociendo el diámetro de la tubería de revestimiento de producción y el diámetro de la tubería de producción, donde se coloca la bomba, seleccionamos la bomba y el motor de subsuelo a la velocidad requerida.

El desplazamiento de la bomba a la máxima carrera por minuto tiene que ser mayor, en un 75%, que el mínimo desplazamiento de la bomba.

#### IV.2.3.7.2.-FLUIDO MOTRIZ

8. Calcular la velocidad de la bomba, en carreras por minuto, según lo anterior se tiene que:  $V_{bomba}$ ,

$$V_{bomba} = \frac{\text{Mínimo desplazamiento de la bomba, MDP, (BPD)}}{\text{Desplazamiento de la bomba seleccionada (BPD / SPM)}}$$

9. Calcular el volumen de fluido motriz,  $V_{po}$ ,

$$V_{PO} = \frac{\text{Desplazamiento del motor (BPD / SPM)} \times \text{Velocidad de la bomba (SPM)}}{0.9 \times 0.9}$$

La velocidad del motor de la bomba seleccionada tiene que ser mayor que el volumen del fluido motriz.

10. Determinar el peso de la columna de fluido motriz,  $W_{po}$ , con la **Figura 22**. Considerando que el fluido motriz es petróleo, o sea el corte de agua es de 0%. Ingresando al gráfico, anterior, con los datos de API y el corte de agua = 0%, se determina el peso de la columna de fluido motriz en psi / 1000 pies.
11. Calcular la presión ejercida por la columna de fluido producido,  $H_{po}$ , Según esto:

$$H_{po} = W_{po} \times (D_{bomba} / 1000).$$

#### IV.2.3.7.3.-FLUIDO DE RETORNO

12. Calcular el volumen de fluido de retorno,  $V_{fr}$ , sumar el volumen del fluido de matriz,  $V_{po}$ , a la producción,  $V_{pr}$ , esperada del pozo.

Según esto:  $V_{fr} = V_{po} + V_{pr}$

13. Calcular el nuevo corte de agua,  $f'_w$ , del fluido de retorno:

$$f'_w = \frac{\text{Producción esperada (BPD)}}{\text{Volumen del fluido de retorno (BPD)}} \times f_w$$

14. Determinar el peso de la columna de fluido de retorno,  $W_{rf}$ , con la **Figura 22**. Con los datos de API y el nuevo corte de agua,  $f'_w$ , se determina el peso de la columna de fluido de retorno en psi / 1000 pies.

15. Calcular la presión ejercida por la columna de fluido de retorno,  $H_{rf}$ ,  
Según esto:

$$H_{rf} = W_{rf} \times (D_{bomba} / 1000).$$

#### IV.2.3.7.4.-PERDIDAS DE PRESION POR FRICCION

16. Pérdida de presión por fricción de fluido matriz,  $L_{po}$ .

Con los datos de  $V_{po}$ , viscosidad cinemática del crudo, API y el diámetro de la tubería en la que va instalada la bomba y de gráficos se determina la pérdida de presión por fricción,  $\Delta P_{fpo}$ , por cada 1000 pies. La pérdida de presión por fricción se calcula mediante la siguiente relación:

$$L_{po} = \Delta P_{fpo} \times (D_{bomba} / 1000).$$

17. Pérdida de presión por fricción del fluido de retorno,  $L_{rf}$ .

Con los datos de  $V_{po}$ , viscosidad cinemática del crudo, API y el diámetro de la tubería por donde retorna el fluido producido y de

gráficos se determina la pérdida de presión por fricción,  $\Delta P_{frf}$ , por cada 1000 pies. La pérdida de presión por fricción se calcula mediante la siguiente relación:

$$L_{po} = \Delta P_{frf} \times (D_{bomba} / 1000).$$

#### **IV.2.3.7.5.-BALANCE DE PRESIONES**

18. Calcular la presión, P, en todo el sistema:

$$P = (H_{rf} + L_{rf} + P_{separador}) \times [1 + (P/E)] - PBHP \times (P/E) - H_{po} + L_{po}$$

#### **IV.2.3.7.6.-SELECCIÓN DE LA UNIDAD DE SUPERFICIE**

19. La potencia al freno para la bomba, HHP, se calcula mediante la siguiente relación:

$$HHP = 0.000017 \times P \times V_{po}$$

20. La potencia al freno para el motor de la bomba se calcula mediante la siguiente relación:

$$BHP = HHP / 0.85.$$

#### **IV.2.4.-SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE**

El principio de operación es el siguiente: La energía eléctrica es convertida en energía mecánica por el motor sumergible. Esta energía se transmite a la bomba de subsuelo donde es convertida en energía hidráulica. La energía hidráulica realiza el levantamiento de los fluidos producidos por el pozo hacia la superficie mediante la tubería de producción.

El bombeo electro sumergible ha probado ser un sistema artificial de producción eficiente y económico. Entre las características únicas del sistema está su capacidad de producir volúmenes considerables de fluido desde grandes profundidades, bajo una amplia variedad de condiciones del pozo y particularmente se distingue por que, su unidad de impulso o motor está directamente acoplada con la bomba en el fondo del pozo.

El bombeo electro sumergible es simple y flexible. Un motor eléctrico de fondo acciona una bomba centrífuga multi etapa, que suministra al fluido la elevación necesaria, para igualar la presión hidrostática de la columna en la tubería o nivel de fluido, más las pérdidas por fricción en la misma tubería y la contrapresión existente en la boca del pozo o presión en cabeza.

#### **IV.2.4.1.- DESCRIPCION DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE**

Una unidad típica de bombeo electro sumergible (**Figura 24**) está constituida en el fondo del pozo por los siguientes componentes: motor eléctrico, protector, sección de entrada, bomba electro sumergible y cable conductor.

Las partes superficiales son: cabezal, cable superficial. Tablero de control, transformador. Se incluyen todos los accesorios necesarios para asegurar una buena operación, como son: separador de gas, flejes para cable, válvula de drenaje, válvula de contrapresión, centralizadores, sensor de presión y temperatura de fondo, dispositivos electrónicos para control del motor, caja de unión, y controlador de velocidad variable.

La integración de los componentes es indispensable, ya que cada uno ejecuta una función esencial en el sistema para obtener las condiciones de operación deseadas que permitan impulsar a la superficie la producción requerida, manteniendo la presión necesaria en la boca del pozo.



#### **IV.2.4.2.-EQUIPO DE SUPERFICIE DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE**

El equipo de superficie está conformado por:

##### **IV.2.4.2.1.-BOLA COLGADORA**

Este dispositivo se coloca en un nido sobre el árbol de válvulas. Su función es sostener la tubería de producción, permitir su paso y el de los tres conductores del cable, proporcionando el sello necesario en el espacio anular entre tubería de producción y de revestimiento para evitar fuga de fluidos a la superficie. Está construida de acero, cubierta de neopreno. En el caso de instalaciones marinas el paso de los conductores del cable, lo tiene integrado.

##### **IV.2.4.2.2.-CAJA DE DISTRIBUCION**

Se instala por razones de seguridad entre el cabezal del pozo y el tablero de control eléctrico, debido a que el gas puede viajar a lo largo del cable superficial y alcanzar la instalación eléctrica en el tablero. En la caja de distribución, los conductores del cable quedan expuestos a la atmósfera evitando esa posibilidad.

##### **IV.2.4.2.3.-TABLERO DE CONTROL**

Es el componente desde el que se gobierna la operación del conjunto de producción en el fondo del pozo. Dependiendo de la calidad de control que se desea tener, se seleccionan los dispositivos que sean necesarios para integrarlos al tablero.

Este puede ser sumamente sencillo y contener únicamente un botón de arranque y un fusible de protección por sobre carga; o bien puede contener fusibles de desconexión por sobrecarga y baja carga, mecanismos de relojería para restablecimiento automático y operación

intermitente, protectores de represionamiento de líneas, luces indicadores de la causa de paro, amperímetro, y otros dispositivos para control remoto, los tipos de tablero existentes son electromecánicos o bien totalmente transistorizados y compactos.

#### **IV.2.4.2.4.-TRANSFORMADOR**

Estas unidades sumergidas en aceite y con auto enfriamiento, están diseñadas para elevar el voltaje de la línea eléctrica al voltaje requerido en la superficie para alimentar al motor en el fondo del pozo; algunos están equipados con interruptores que les dan mayor flexibilidad de operación. Se puede utilizar un solo transformador trifásico, un grupo de tres transformadores monofásicos o auto transformadores trifásicos.

#### **IV.2.4.2.5.-ACCESORIOS**

Con el propósito de asegurar una mejor operación del equipo es necesario contar con algunos accesorios.

##### **IV.2.4.2.5.1.-VALVULA DE CONTRAPRESION**

Se coloca a uno o tres tubos por arriba de la bomba. Esta válvula permite el flujo en sentido ascendente, de manera que cuando el motor deja de trabajar, impide el regreso de la columna de fluidos y evita el giro de la flecha de la bomba en sentido contrario, lo cual la dañaría.

##### **IV.2.4.2.5.2.-VALVULA DE DRENAJE**

Se coloca a uno o tres tubos por arriba de la válvula de contra presión. Su función es establecer comunicación entre el espacio anular y la tubería de producción, con el propósito de que ésta se vacíe cuando se extrae la sarta del pozo. Para operarla, se deja caer una barra de acero desde la superficie por la tubería de producción; la barra rompe un perno y deja abierto un orificio de comunicación con el espacio anular.

#### **IV.2.4.2.5.3.-CONTROLADOR DE VELOCIDAD VARIABLE**

Este dispositivo puede ser considerado como equipo accesorio u opcional, únicamente bajo ciertas circunstancias que impone el mismo pozo. Eventualmente la información disponible para efectuar un diseño no es del todo confiable y como consecuencia se obtiene una instalación que no opera adecuadamente; anteriormente la alternativa consistía en rediseñar e instalar una nueva sarta, debido a que el sistema de bombeo eléctrico trabaja a velocidad constante para un mismo ciclo. En otros casos, algunos pozos son dinámicos en cuanto a parámetros de presión de fondo, producción, relación gas-aceite y otros para los cuales no es recomendable la operación de una sarta con velocidad constante. Lo anteriormente expuesto limita la aplicación del sistema a pozos estables donde el número de etapas de la bomba, sus dimensiones y velocidad podrían ser constantes.

El controlador de velocidad variable permite alterar la frecuencia del voltaje que alimenta al motor y por lo tanto modificar su velocidad. El rango de ajuste de la frecuencia es de 30 a 90 Hz, lo que implica su amplio rango de velocidades y por lo tanto de regímenes de producción que es posible manejar. Una alta frecuencia incrementa la velocidad y el régimen; una baja frecuencia, los disminuye.

Otros accesorios pueden ser los sensores de presión y de temperatura de fondo, centralizadores, carrete de cable, cajas protectores para transporte del equipo, etc.

#### **IV.2.4.3.-EQUIPO DE SUBSUELO DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE**

El equipo de subsuelo está conformado de la siguiente manera:

#### **IV.2.4.3.1.-MOTOR ELECTRICO**

El motor eléctrico colocado en la parte inferior de la sarta, recibe la energía desde una fuente superficial, a través de un cable; su diseño compacto es especial, ya que permite introducirlo en la tubería de revestimiento existente en el pozo y satisfacer requerimientos de potencial grandes, también soporta una alta torsión momentánea durante el arranque hasta que alcanza la velocidad de operación, que es aproximadamente constante para una misma frecuencia, por ejemplo: 3500 revoluciones por minuto (rpm) a 60 ciclos por segundo (Hz). Normalmente, consta de una carcasa de acero al bajo carbón, con láminas de acero y bronce fijas en su interior alineadas con las secciones del rotor y del cojinete respectivamente.

#### **IV.2.4.3.2.-PROTECTOR**

Este componente también llamado sección sellante, se encuentra situada entre el motor y la bomba. Su objetivo principal es aislar el motor del fluido del pozo. El diseño del protector permite igualar la presión del fluido del motor y la presión externa del fluido del pozo, permitiendo la expansión o contracción del aceite del motor debido a la expansión térmica. Dos sellos proveen una protección dual y actúan de barrera contra la entrada de fluido a lo largo del eje. El protector asimismo aloja un cojinete de empuje de tipo marino que absorbe la carga axial de la bomba.

#### **IV.2.4.3.3.-SEPARADOR DE GAS**

El separador de gas es un componente opcional de la sarta construido integralmente con la bomba, normalmente se coloca entre ésta y el protector. Sirve como succión o entrada de fluidos a la bomba y desvía el gas libre de la succión hacia el espacio anular.

El uso del separador de gas permite una operación de bombeo más eficiente en pozos que producen altos volúmenes de gas, ya que reduce

los efectos de disminución de capacidad de carga en las curvas de comportamiento, evita la cavitación a altos regímenes de producción, y evita las fluctuaciones cíclicas de carga en el motor producidas por la severa interferencia de gas.

Existen dos tipos de separadores: Convencional y Centrífugo, donde su operación consiste en invertir el sentido del flujo del líquido, lo que permite que el gas libre continúe su trayectoria ascendente hacia el espacio anular. Su aplicación es recomendable en pozos donde a la profundidad de colocación del conjunto de fondo y las cantidades de gas libre no son muy grandes.

#### **IV.2.4.3.4.-BOMBA ELECTRO SUMERGIBLE**

Su función básica es imprimir a los fluidos del pozo, el incremento de presión necesario para hacer llegar a la superficie, el gasto requerido con presión suficiente en la cabeza del pozo.

Las bombas electro sumergibles son de múltiples etapas y cada etapa consiste de un impulsor giratorio y un difusor estacionario. El tamaño de etapa que se use determina el volumen de fluido que va a producirse, la carga o presión que la bomba genera depende, del número de etapas y de este número depende la potencia requerida. En una bomba de impulsores flotantes, éstos se mueven axialmente a lo largo de la flecha y pueden descansar en empuje ascendente o descendente en cojinetes, cuando están en operación. Estos empujes a su vez, los absorbe un cojinete en la sección sellante.

En la bomba de impulsores fijos, estos no pueden moverse y el empuje desarrollado por los impulsores los amortigua un cojinete en la sección sellante. Los empujes desarrollados por los impulsores dependen de su diseño hidráulico y mecánico, además del gasto de operación de la bomba. Una bomba operando un régimen superior al de su diseño produce empuje ascendente excesivo y por el contrario operando a un

regimen inferior produce empuje descendente. A fin de evitar dichos empujes la bomba debe de operar dentro de un rango de capacidad recomendado, el cual se indica en las curvas de comportamiento de las bombas y que generalmente es de 75 % al 95% del régimen de mayor eficiencia de la bomba.

#### **IV.2.4.3.5-CABLE CONDUCTOR ELECTRICO**

La energía eléctrica necesaria para impulsar el motor, se lleva desde la superficie por medio de un cable conductor, el cual debe elegirse de manera que satisfaga los requisitos de voltaje y amperaje para el motor en el fondo del pozo, y que reúna las propiedades de aislamiento que impone el tipo de fluidos producidos. Los cables pueden instalarse en pozos con temperaturas mayores de 300 ° F.

Existe un rango de tamaños de cable, de configuración plana y redonda, con conductores de cobre o aluminio. El tamaño queda determinado por el amperaje y voltaje del motor así como por el espacio disponible entre las tuberías de producción y revestimiento.

#### **IV.2.4.4.-CONSIDERACIONES GENERALES PARA EL DISEÑO**

Para el diseño de una instalación de Bombeo Electro sumergible se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones:

##### **IV.2.4.4.1.-DATOS DE RESERVORIOS**

- Profundidad de la formación.
- Presión estática de fondo.
- Temperatura de fondo.
- Factor de Volumen de Formación de Petróleo.
- Gravedad del Petróleo (° API).
- Viscosidad del petróleo.
- Salinidad del fluido de formación.

- Presión de burbuja.
- Presión de tubos y forros en el cabezal.
- Producción promedia del pozo.
- Nivel de fluido.
- Índice de productividad.
- Cortes de agua.
- Gravedad específica del agua.
- Relación gas petróleo, etc.

#### **IV.2.4.4.3.-DATOS DEL POZO**

- Diámetro, Grado y peso de la tubería revestidora.
- Profundidad de sentado de la bomba:
  - Considerar el punto de burbuja: Si el índice de profundidad es bajo y el punto de burbuja es alto, hay que profundizar más la bomba y evitar que el gas interfiera en el bombeo y como consecuencia de ello se malogre la bomba.
  - En caso contrario se debe considerar una sumergencia mínima de 1000 pies

#### **IV.2.4.5.-METODO GENERAL DE DISEÑO**

De manera general, el proceso de selección básica de los equipos de bombeo electro sumergible consistirá en determinar lo siguiente:

- El diámetro adecuado de la bomba y motor correspondiente, de acuerdo al diámetro del forro y el tipo o modelo de bomba, basado en un índice de productividad. El rango de producción recomendado para la bomba elegida deberá abarcar con buena tolerancia la producción establecida.
- Si se conoce el nivel dinámico del fluido (NF) para el índice de productividad, agregar las pérdidas por fricción (HF) en la tubería de producción y la contrapresión en boca de pozo (WHP). La suma

resultante será la elevación o carga dinámica total. Que necesita levantar como mínimo la bomba sumergible a escoger.

La carga dinámica total (THP) se determina de la siguiente manera:

$$\text{THP} = \text{HF} + \text{WHP} + \text{NF}$$

- Seleccionar el número de etapas necesario de la bomba sumergible de acuerdo a la elevación total requerida. Refiérase a la curva de capacidad de altura mostrada en las curvas de funcionamiento de la bomba seleccionada. El número de etapas que se requiere se calcula dividiendo la carga dinámica total (THP) por la altura por etapa que se obtiene de la curva de altura-capacidad para el tipo de bomba seleccionada.
- Seleccionar el motor eléctrico. La profundidad del montaje constituye un factor determinante en la selección del voltaje del motor, debido a la pérdida de voltaje con un amperaje y cable especial. La potencia del motor eléctrico se calcula multiplicando el número de etapas por el consumo de una etapa de acuerdo al manual y haciendo la corrección debida a la gravedad específica del fluido bombeado.



## **CAPITULO V**

### **SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE MAYOR APLICACIÓN EN EL NOR-OESTE PERUANO**

#### **V.1.-USOS Y CRITERIOS DE APLICACIÓN DEL BOMBEO NEUMATICO**

##### **V.1.1.-USOS**

Este sistema se emplea generalmente en pozos que producen de reservorios cuyo mecanismo de impulsión es la expansión del gas en solución, generalmente se emplea cuando la presión del reservorio se halla por debajo del punto de burbuja, por ser el más eficiente en estos casos.

Dependiendo de las características de los reservorios y las condiciones mecánicas de los pozos, se emplean diferentes tipos de diseños de instalaciones.

##### **V.1.2.-CRITERIOS DE APLICACION**

El sistema de levantamiento artificial por bombeo neumático se aplica en:

- Pozos de Alto índice de Productividad y Alta presión de Fondo.
- Pozos de Alto índice de Productividad y Baja Presión de Fondo.
- Pozos de Bajo índice de Productividad y Alta Presión de Fondo.
- Pozos de Bajo índice de Productividad y Baja Presión de Fondo.
- Pozos con alta relación gas petróleo.
- Pozos que producen arena y / o agua.
- Pozos que producen a través de tuberías de pequeño diámetro.

## **V.2.-USOS Y CRITERIOS DE APLICACIÓN DEL BOMBEO MECANICO**

### **V.2.1.-USOS**

Este sistema generalmente se emplea en pozos que producen con relativamente baja relación gas-líquido y en pozos verticales o de pequeño ángulo de desviación de preferencia.

### **V.2.2.-CRITERIOS DE APLICACION**

El sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico se aplica en:

- Pozos de diámetro reducido (slim hole).
- Pozos con completaciones múltiples.
- Pozos de baja presión fluyente, dependiendo de la profundidad y volumen de producción.
- Pozos que contienen fluidos de alta temperatura y viscosos.

## **V.3.-USOS Y CRITERIOS DE APLICACIÓN DEL BOMBEO HIDRAULICO**

### **V.3.1.-USOS**

Se emplea en pozos con baja relación gas-líquido, la presencia de sólidos en el fluido producido es otro factor limitante para su empleo.

### **V.3.2.-CRITERIOS DE APLICACION**

El sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico se aplica en:

- Pozos direccionales.
- Pozos con regímenes de producción variables.
- Pozos con completaciones de múltiples zonas.
- Pozos que tienen restricciones de tubería de revestimiento.

- Pozos que necesitan tratamiento continuo contra la corrosión o control de parafinas, carbonatos.

## **V.4.-VENTAJAS Y LIMITACIONES DEL BOMBEO NEUMATICO EN RELACION CON OTRAS APLICACIONES**

### **V.4.1.-VENTAJAS**

- Mediante el uso del método de bombeo neumático de flujo continuo se puede manejar grandes volúmenes de producción en pozos de alto índice de productividad.
- Las instalaciones en general requieren de poca sumergencia para trabajar eficientemente.
- Capacidad para levantar grandes volúmenes de sólidos con mínimos problemas.
- Es un sistema muy flexible, puede inyectarse gas de manera continua o intermitente y luego cambiar a levantamiento con pistón viajero (“plunger lift”).
- El compresor, la fuerza de poder, puede estar localizada remotamente.
- Los registros de gradientes de presión, estática o fluyente, y temperatura de fondo de pozo se pueden obtener fácilmente.
- Es el único sistema eficiente en pozos con alta relación gas petróleo.
- Dependiendo de la instalación, se puede realizar mantenimiento, corte de parafina, recuperación válvulas, etc., empleando una unidad de cable.
- No presenta dificultad en pozos desviados o dirigidos.
- Generalmente la corrosión no es una función adversa.
- Aplicable en operaciones de producción costa afuera.

### **V.4.2.-LIMITACIONES**

- Su aplicación en campos pequeños y depletados presenta poca efectividad.
- Dificultad para producir emulsiones y petróleos viscosos.

- El congelamiento del gas forma hidratos los mismos que causan taponamiento de las líneas de alta presión, afectando la producción.
- Para el manejo de las operaciones, aparte del personal técnico de campo, se requiere la presencia de personal experto para supervisar el trabajo.
- Muy sensible a la contrapresión en las facilidades de producción de superficie, presión de separador, líneas de flujo, etc. Altas contrapresiones son causa de disminución de la producción.
- El clima afecta el funcionamiento del compresor. En épocas de verano, se puede presentar un mayor calentamiento en el compresor y motor del compresor.
- Requiere mantener el gas en sistemas rotativos.
- La tubería de revestimiento debe ser capaz de resistir las altas presiones de inyección de gas.
- Debido a las altas presiones de trabajo, se debe tener mayor seguridad.

## **V.5.-VENTAJAS Y LIMITACIONES DEL BOMBEO MECANICO EN RELACION CON OTRAS APLICACIONES**

### **V.5.1.-VENTAJAS**

- El plan del sistema es relativamente simple.
- Las unidades de bombeo pueden ser cambiadas con facilidad de un pozo a otro con costo mínimo.
- Fácil de operar por parte del personal técnico de campo.
- Se puede aplicar en pozos de diámetro reducido (slim hole) y con completaciones múltiples.
- Puede producir pozos de baja presión fluyente, dependiendo de la profundidad y volumen de producción.
- Puede producir pozos que contienen fluidos de alta temperatura y viscosos.
- Como fuente de energía puede usar: el gas, diesel o energía eléctrica.
- Son fáciles de realizar los tratamientos para la corrosión e incrustaciones.
- Disponibilidad de unidades de diferentes tamaños.

- Existen bombas con doble válvula, es decir, que bombean en la carrera ascendente y descendente.
- El funcionamiento del equipo de subsuelo puede ser determinado mediante pruebas dinamométricas.

### **V.5.2.-LIMITACIONES**

- En pozos desviados o dirigidos presenta problemas de fricción, ello puede ser una causa de la rotura continua de varillas.
- Pozos que producen alto contenido de sólidos pueden ser causa de daño a la bomba de subsuelo.
- En pozos con alta relación gas petróleo, se pierde la eficiencia de levantamiento.
- En pozos profundos, el esfuerzo y la elongación de las varillas reduce la eficiencia volumétrica.
- La profundidad de trabajo está limitada, principalmente basada en la capacidad de las varillas.
- Genera mucha molestia en ubicaciones urbanas.
- Su instalación está limitada para ser implementada en operaciones costa afuera por los esfuerzos vibratorios sobre la estructura metálica, el peso y gran volumen de las unidades.
- La producción de parafina origina disminución de la producción.
- La tubería de revestimiento no puede cubrirse internamente contra la corrosión.
- La presencia de H<sub>2</sub>S limita la profundidad a la cual las bombas de grandes volúmenes pueden colocarse.
- Presenta limitaciones de diseño de bombas en pozos con diámetro pequeño de la tubería de revestimiento de producción.

## **V.6.-VENTAJAS Y LIMITACIONES DEL BOMBEO HIDRAULICO EN RELACION CON OTRAS APLICACIONES**

### **V.6.1.-VENTAJAS**

- No tiene límite de profundidad y puede levantar grandes volúmenes a grandes profundidades.
- Los pozos dirigidos presentan menores problemas.
- La unidad de fuerza puede encontrarse distante del pozo.
- Como fuente de poder para el motor se puede usar gas o electricidad.
- La bomba de subsuelo puede ser circulada fuera en sistemas libres.
- Puede producir a presiones de fondo de pozo bastante bajas.
- Aplicable en completaciones múltiples.
- Aplicable en costa afuera.
- El sistema cerrado permite controlar la corrosión.
- Se reduce la viscosidad del fluido motriz al mezclarse con el petróleo viscoso proveniente del pozo.
- Es de fácil entendimiento para el personal de operaciones. No se requiere de mucho entrenamiento.

### **V.6.2.-LIMITACIONES**

- Pozos que producen alto contenido de sólidos originan daño al sistema.
- Es difícil de realizar el tratamiento de incrustaciones debajo del empaque.
- En pozos que producen bajos volúmenes es difícil de obtener valores certeros en las pruebas de pozos.
- Los costos de operación algunas veces son muy altos.
- Algunas instalaciones requieren dos sartas de producción.
- La pérdida de fluido motriz es una probable causa de falla en el equipo de superficie.
- Pozos con alta relación gas petróleo, requerirían de bombas muy grandes.
- Para pozos con viscosidades mayores a 10 cp, representa una desventaja

## CAPITULO VI

### SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

El factor más importante en la selección de un sistema de levantamiento artificial es el régimen de producción. Otros factores tales como: localización (costa afuera o tierra), recuperación con unidad de cable, corrosión, parafina, costos de operación, etc. influyen en la selección final del equipo de levantamiento artificial.

La siguiente lista representa la prioridad del uso de los diferentes sistemas de levantamiento artificial, basado en la cantidad de instalaciones existentes a través del mundo:

- (1) Bombeo mecánico.
- (2) Bombeo neumático.
- (3) Bombeo electro sumergible.
- (4) Bombeo hidráulico tipo pistón, y otros métodos. Esto difiere de acuerdo al campo, estado y país.

Seguidamente se muestra la **Tabla N° 2** con la eficiencia de levantamiento artificial de cada sistema, según la cantidad de instalaciones presentes en las zonas contiguas al Area en estudio.

**TABLA N° 2**

Sistema	Eficiencia (%)
Bombeo Neumático	45-70
Bombeo Mecánico	30-40
Bombeo Hidráulico	30-40

A continuación se muestra un resumen, **Tabla N° 3**, de los beneficios y limitaciones de cada sistema, que inciden en la selección del sistema de levantamiento artificial más adecuado:

**TABLA N° 3**

Condiciones de Operación	Sistema de Levantamiento		
	Bombeo Mecánico	Bombeo Neumático	Bombeo Hidráulico
Arena	Deficiente	Excelente	Deficiente
Parafina	Deficiente	Regular	Regular
Alta relación Gas Petróleo	Deficiente	Excelente	Deficiente
Desviación del pozo	Regular	Bueno	Bueno
Corrosión	Deficiente	Bueno	Bueno
Alta producción	Deficiente	Bueno	Bueno
Profundidad	Deficiente	Regular	Bueno
Simplicidad del diseño	Si	Si	No
Tamaño de los forros	Regular	Bueno	Regular
Flexibilidad	Regular	Bueno	Bueno
Incrustación de óxido	Regular	Bueno	Bueno

Los pozos localizados en costa afuera y en aguas ultra profundas presentan problemas específicos, y limitaciones de espacio en superficie. Por ejemplo si se anticipa la instalación de un compresor para bombeo neumático o un generador eléctrico para bombeo electro sumergible, se debe tomar las precauciones del caso, peso y tamaño de los equipos, en el diseño inicial de la plataforma.

El diseño y análisis de cualquier sistema de levantamiento artificial puede ser dividido en dos componentes. El primero son las características del reservorio, que representa la capacidad del pozo para producir fluidos. El segundo componente representa las facilidades de producción y el sistema de levantamiento artificial. Esto incluye: separadores, líneas de flujo, restricciones en la línea de flujo como estranguladores ("chokes"), sarta de tubería, restricciones en la sarta de tubería tales como válvulas de seguridad de subsuelo y el propio sistema de levantamiento artificial.



Los siguientes factores se deben tener en cuenta en la selección del equipo de levantamiento artificial:

- Características de producción.
- Propiedades del fluido.
- Características del pozo.
- Plan de recuperación.
- Facilidades de superficie.
- Localización.
- Disponibilidad de energía (gas, electricidad, etc.).
- Problemas de operación (limitaciones de espacio).
- Tipo de completación (diámetro de forros de producción).
- Automatización.
- Personal de operaciones capacitado.
- Unidades de servicios de pozos disponibles y
- Economía.

**TABLA N° 4**

Se muestra un resumen de las características principales, en promedio, de los pozos actualmente en producción:

Diámetro del forro de producción	5 ½", N-80, 17 Lbs/pie
Intervalo de Producción Promedio	6255'-8755'
Angulo de Inclinación	32°
Producción esperada (BFPD)	2070
Corte de Agua (%)	10
API del crudo	35
Relación gas líquido (GLR)	550
Temperatura de superficie (°F)	80
Temperatura @ 6583'	165
Presión estática (psia) @ 6145'	2600
Presión del reservorio (psia)	2976
Presión de Burbuja (psia)	2870
Presión del separador (Psig)	60
Presión Disponible (Psig)	900
Gravedad específica del gas	0.65
Viscosidad del crudo (SSU)	65

Todos los pozos perforados en la Formación Amotape, con un ángulo de desviación promedio de 32°, han resultado surgentes debido a la alta presión del reservorio, por encima de la presión de burbuja. Además el reservorio posee porosidad secundaria debido a que es un reservorio naturalmente fracturado.

Los regimenes de producción son altos, comparados con los de las áreas vecinas al área en estudio. Se observa en la tubería de producción la formación de parafina y los fluidos producidos contienen sólidos que son arrastrados hasta la superficie.

## CAPITULO VII

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### V.7.1.-CONCLUSIONES

- De acuerdo a las características de los pozos del Area en estudio, y comparando los sistemas de levantamiento artificial analizados, el bombeo neumático es la mejor alternativa que se puede aplicar.
- Debido a que en la actualidad se tiene cinco pozos en producción, el sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico no se puede aplicar por lo limitado del espacio existente en la plataforma como para colocar unidades de bombeo mecánico.
- Los sistemas de levantamiento artificial que son más apropiados para implementar en una plataforma en operaciones costa afuera son el bombeo neumático y el bombeo hidráulico.
- El sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico ocasiona mayor contaminación al ambiente que el bombeo neumático.
- El sistema de levantamiento por bombeo neumático es más eficiente que el bombeo hidráulico.
- Actualmente se está quemando aproximadamente 3 MMSCFD de gas y el pozo 222D, cerrado por alta relación gas petróleo, garantizan la fuente de gas necesaria para implementar el bombeo neumático en esta plataforma.
- En otras zonas de la operación se dispone de compresores que pueden ser trasladados hacia la zona en estudio y usar en la implementación del bombeo neumático, disminuyendo la inversión inicial.
- No se dispone de un sistema compacto unidraulic para la implementación del bombeo hidráulico. La adquisición aumenta la inversión inicial.
- El sistema de levantamiento artificial por bombeo neumático es más flexible que el bombeo hidráulico, puede inyectarse gas de manera continua o intermitente y luego cambiar a levantamiento con pistón viajero (“plunger lift”).

## **V.7.2.-RECOMENDACIONES**

- Se recomienda implementar el sistema de levantamiento artificial por bombeo neumático en el área de estudio.
- Actualmente existe otra plataforma con pozos en perforación, para futuro desarrollo del campo, se puede interconectar ambas plataformas con líneas para poder mover el gas de baja y alta presión y de esa manera conformar el sistema de bombeo neumático.
- El sistema de bombeo neumático que se adopte, en el futuro podrá ser cambiado a bombeo neumático empleando pistón de ser necesario.

## **CAPITULO VIII**

### **BIBLIOGRAFIA**

1. The Technology of Artificial Lift Methods, Kemit E. Brown
2. Principles of Oil Well Production, T. E. W. Nind
3. Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos, B. C. Craft and M. F. Hawkins.
4. Production Technology: Natural Flow and Artificial Lift, H. K. Van Poolen and Associates, Inc.
5. Ingeniería de Reservorios, Ing. Lucio Carrillo Barandiarán
6. Curso de Producción II – FIPGP - UNI, Ing. Alberto Erazo.
7. Petroleum Production Handbook - Vol. I, Thomas C. Frick
8. Well Production Practical Handbook, Henri. Cholet.

## CAPITULO IX

### ANEXOS

1. Figura 1: Empuje por gas en solución.
2. Figura 2: Empuje por capa de gas.
3. Figura 3: Empuje por impulsión de agua
4. Figura 4: Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Sechura, Talara y Tumbes.
5. Figura 5: Comportamiento Productivo del Pozo 111X.
6. Figura 6: Comportamiento Productivo del Pozo 333CD.
7. Figura 7: Comportamiento Productivo del Pozo 666D.
8. Figura 8: Comportamiento Productivo del Pozo 555XD.
9. Figura 9: Comportamiento Productivo del Pozo 777D.
10. Figura 10: Comportamiento Productivo del Pozo 222D.
11. Figura 11: Instalación Abierta.
12. Figura 12: Instalación Semicerrada.
13. Figura 13: Instalación Convencional.
14. Figura 14: Instalación B.L.T.
15. Figura 15: Instalación Convencional Cámara.
16. Figura 16: Instalación Macarroni de Flujo Tubular.
17. Figura 17: Instalación Macarroni de Flujo Anular.
18. Figura 18: Unidad de Bombeo Mecánico Clase I.
19. Figura 19: Sistema General de Bombeo Hidráulico.
20. Figura 20: Bomba Tipo Jet.
21. Figura 21: Tipos de Instalación de Bombeo Hidráulico.
22. Figura 22: Conversión de Gravedad en Peso de Fluido.
23. Figura 23: Cálculo de Máxima Eficiencia de Desplazamiento de la Bomba.
24. Figura 24: Conjunto Electrosumergible.

## TIPOS DE MECANISMOS DE PRODUCCION

69

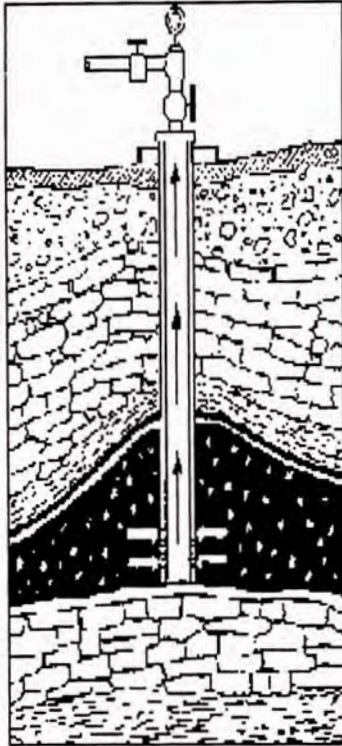


Fig 1: Empuje por Gas en Solución

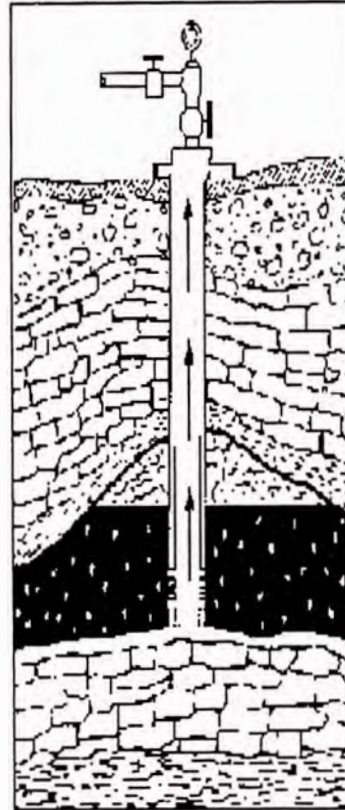


Fig. 2: Empuje por Capa de Gas

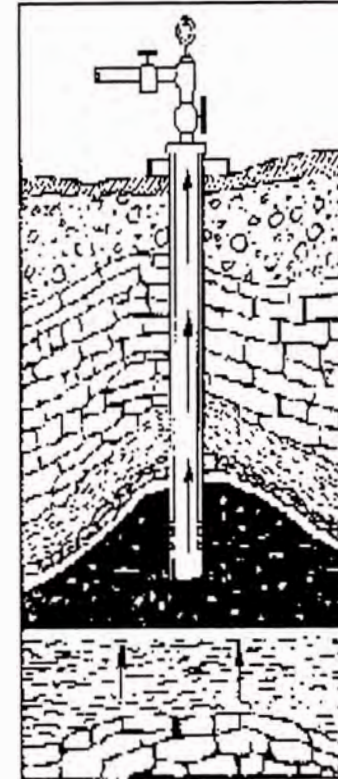


Fig. 3: Empuje por Impulsión de Agua

COLUMNA ESTRATIGRAFICA GENERALIZADA DE LA CUENCA SECHURA, TALARA Y TUMBES

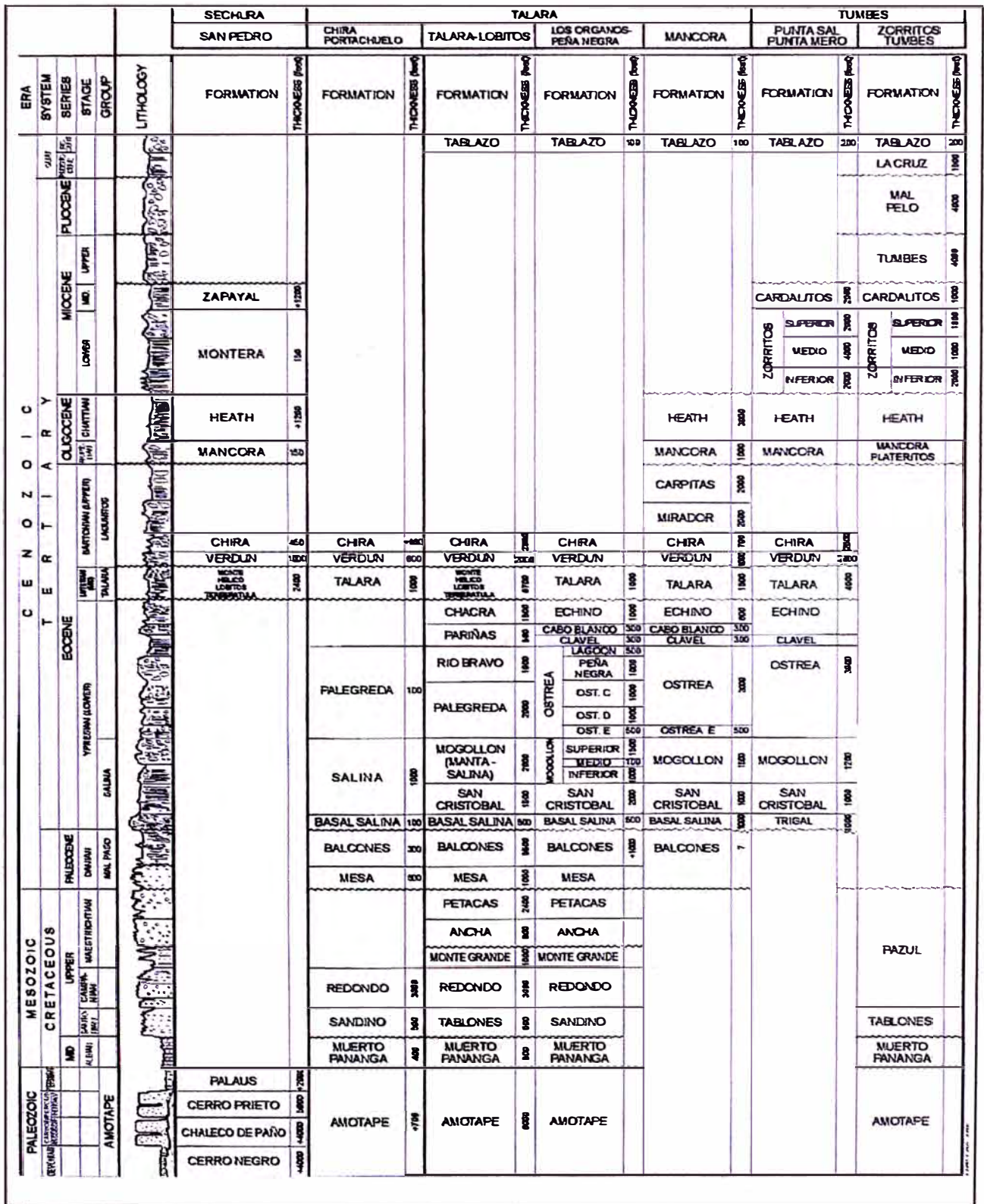
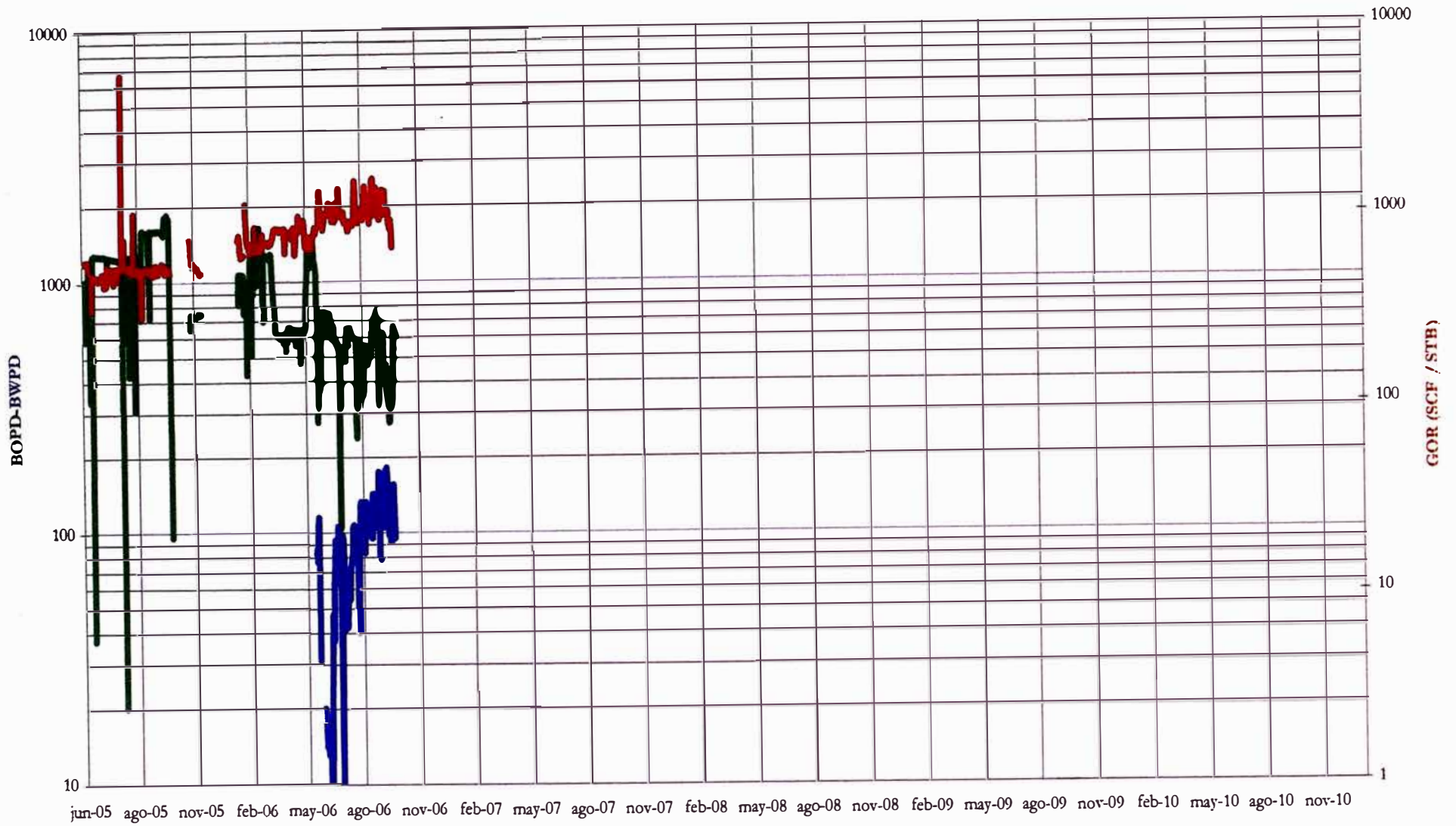


FIGURA 4

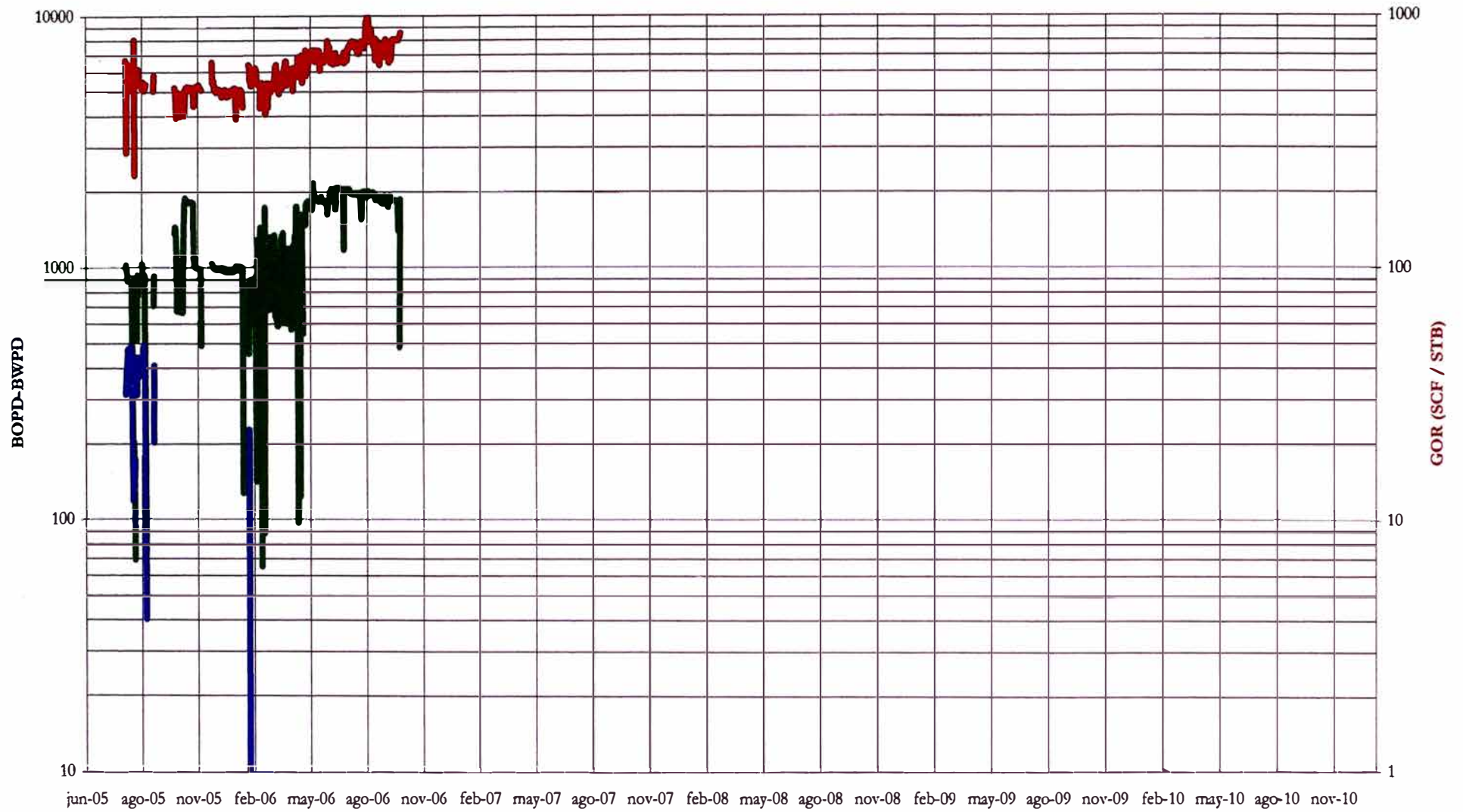


COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO POZO 111X  
Del 05-Junio-05 a 17-Agosto-06



DIA  
FIGURA 5

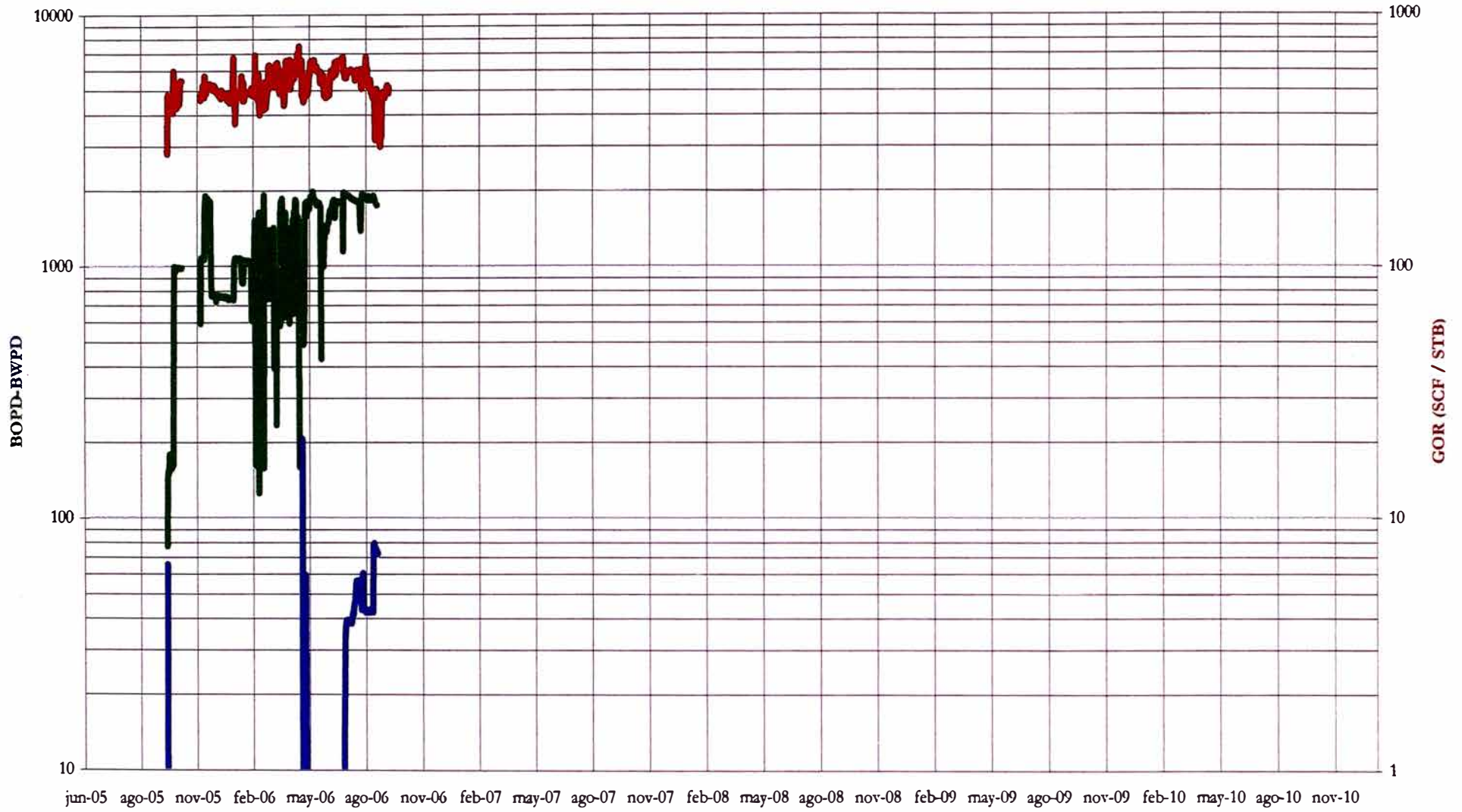
**COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO POZO 333CD**  
**Del 03-Agosto-05 a 17-Agosto-06**



**DIA**  
**FIGURA 6**

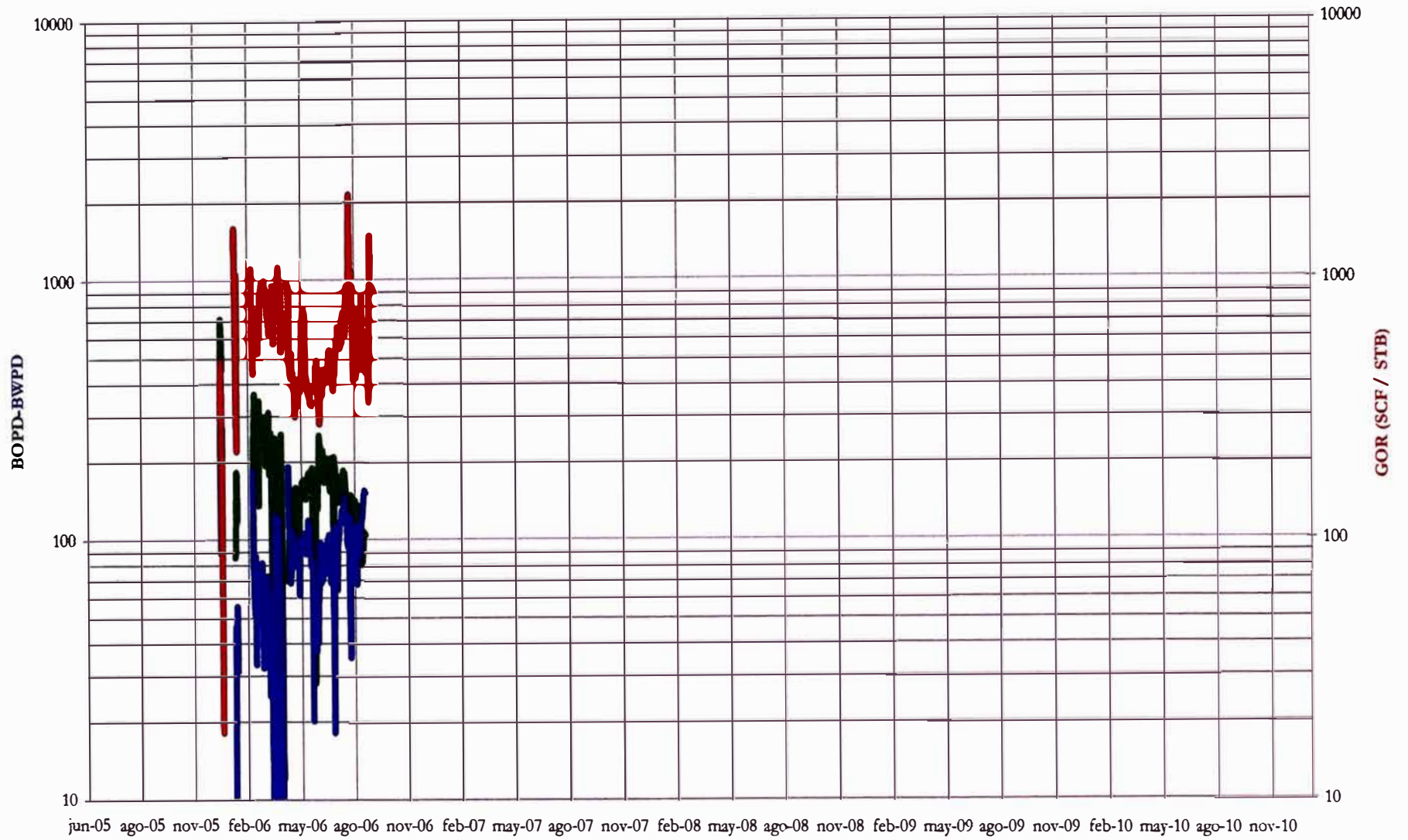
COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO POZO 666D  
Del 10-Octubre-05 a 17-Agosto-06

73



DIA  
FIGURA 7

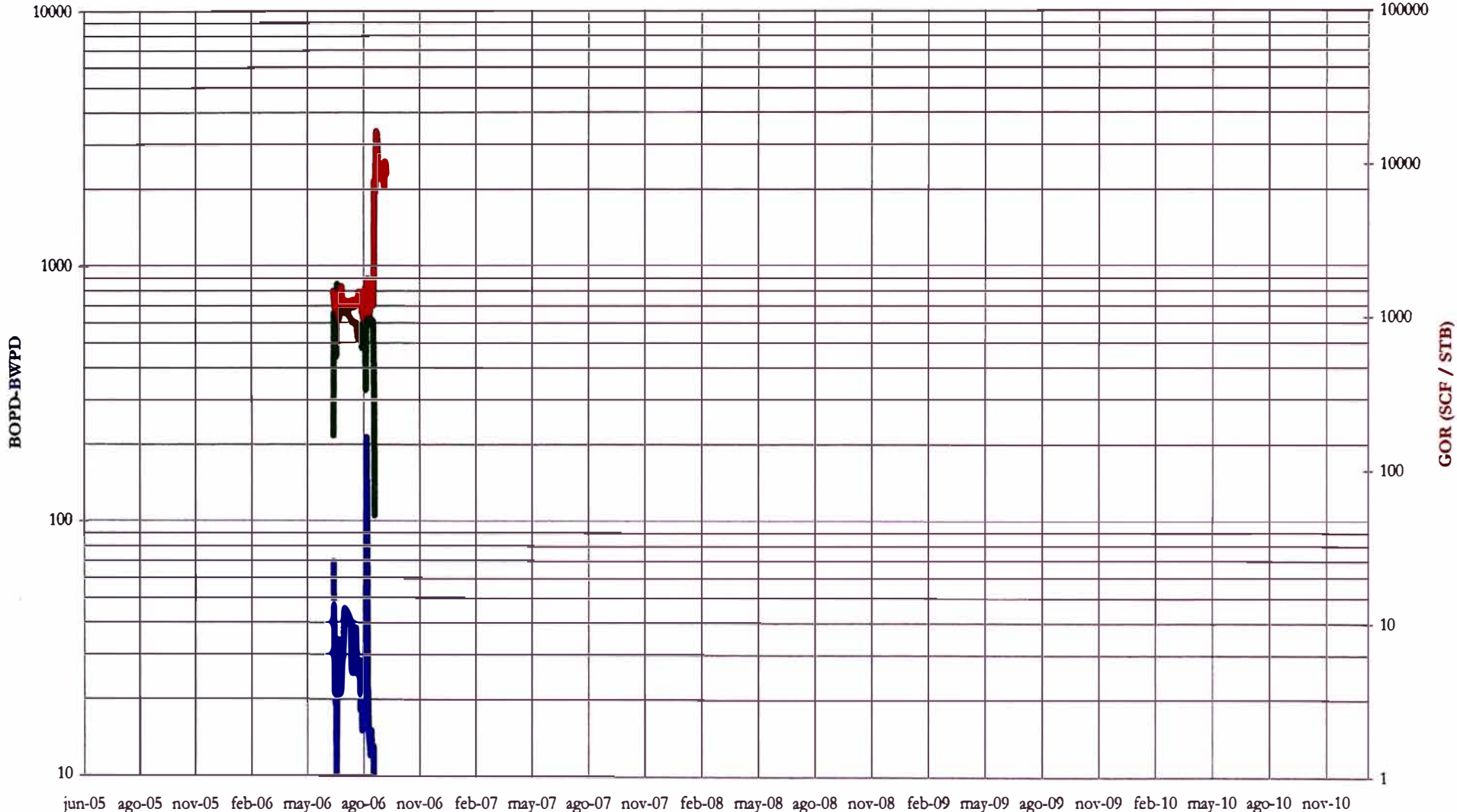
**COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO POZO 555XD**  
**Del 03-Enero-06 a 17-Agosto-06**



**DIA**  
**FIGURA 8**

COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO POZO 777D  
Del 07-Julio-06 a 17-Agosto-06

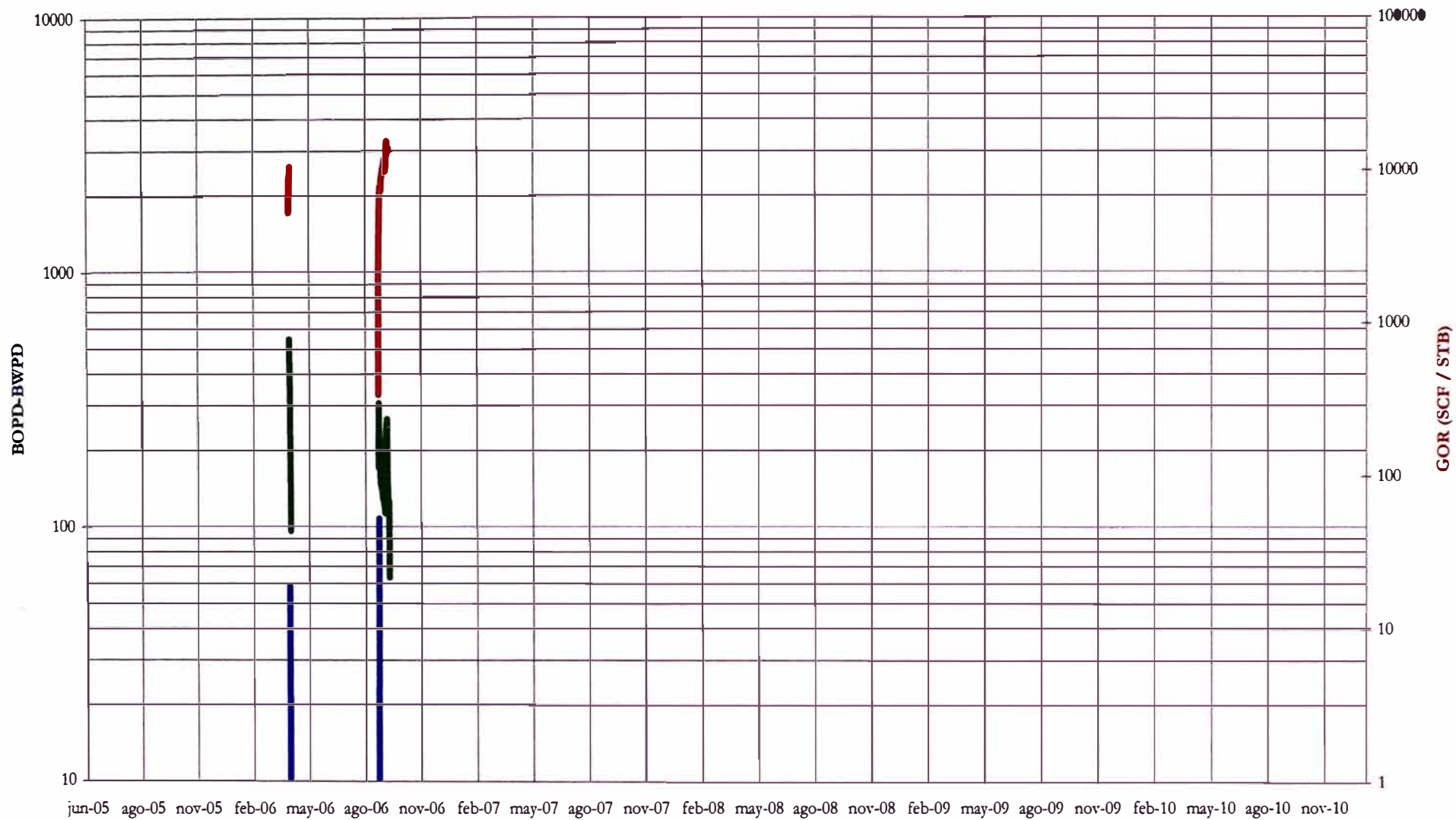
75



DIA  
FIGURA 9

**COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO POZO 222D**  
**Del 24-Abril-06 a 17-Agosto-06**

76



**DIA**  
**FIGURA 10**

# TIPOS BASICOS DE INSTALACION DE BOMBEO NEUMATICO

77

### INSTALACION ABIERTA

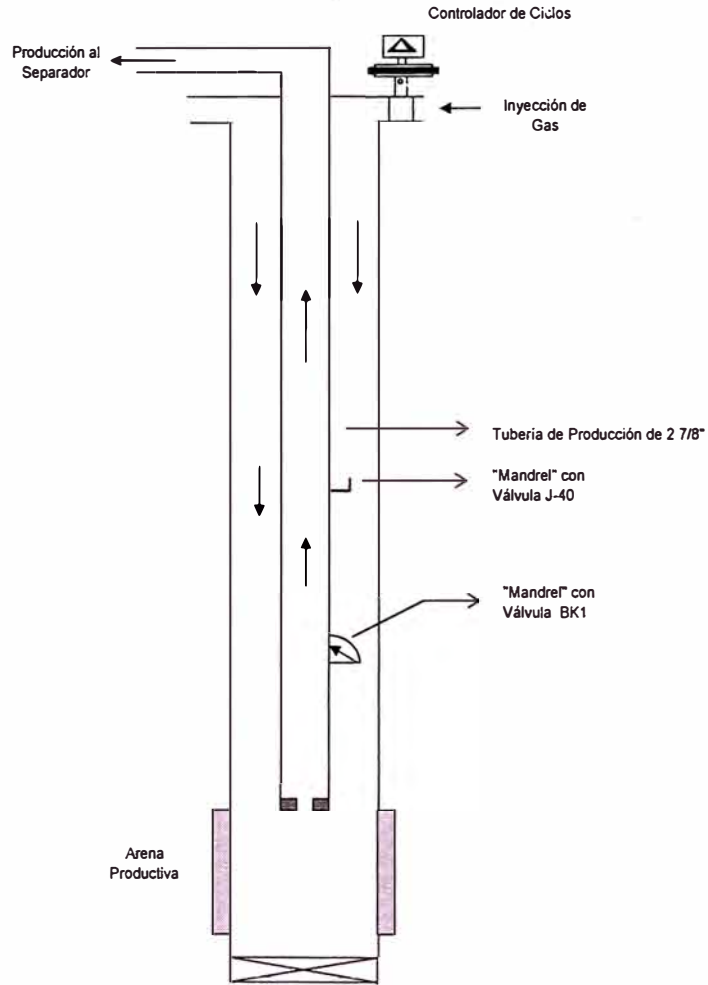


Figura 11

### INSTALACION SEMICERRADA

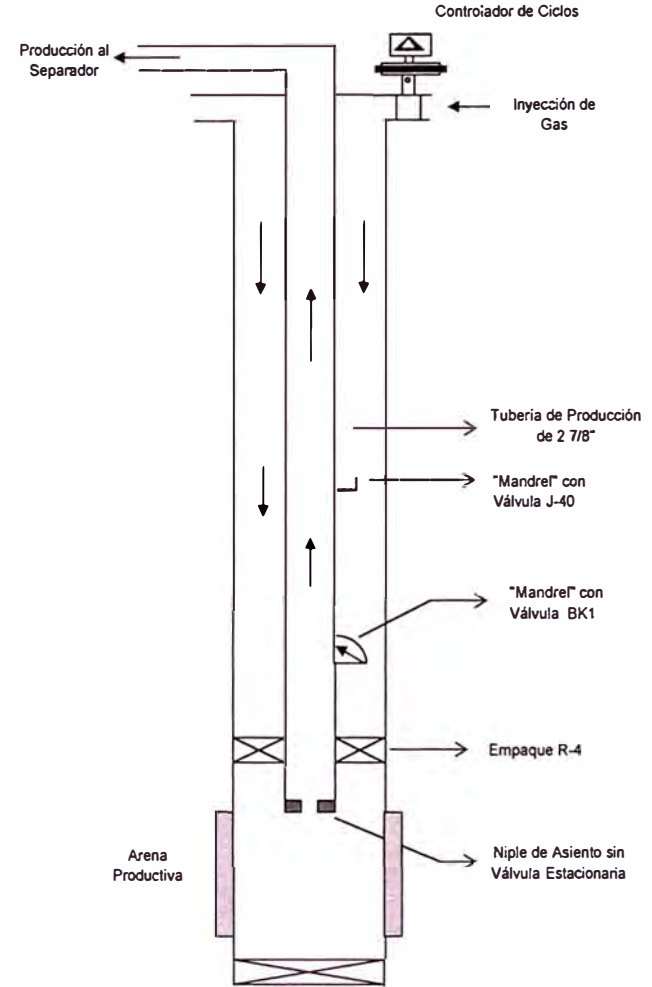


Figura 12

# TIPOS DE INSTALACION DE BOMBEO NEUMATICO

78

INSTALACION CONVENCIONAL

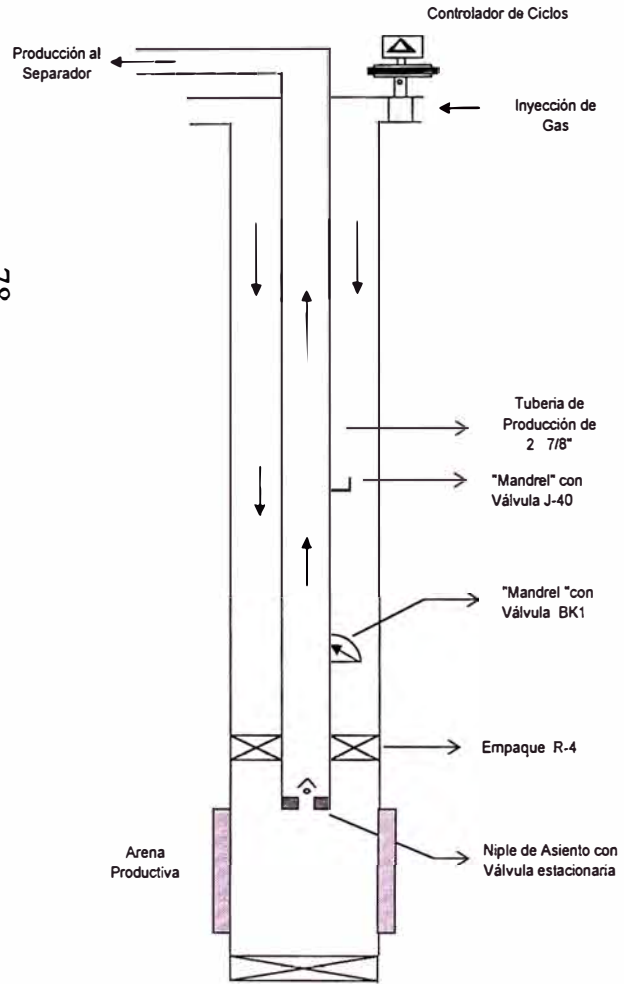


Figura 13

INSTALACION B.L.T.

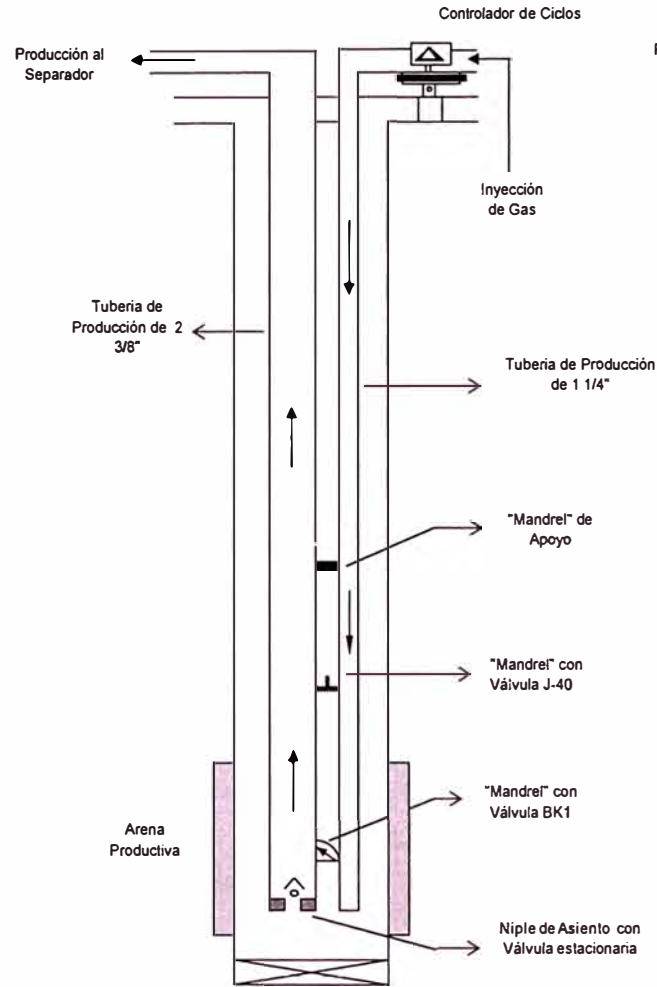


Figura 14

INSTALACION CONVENCIONAL CAMARA

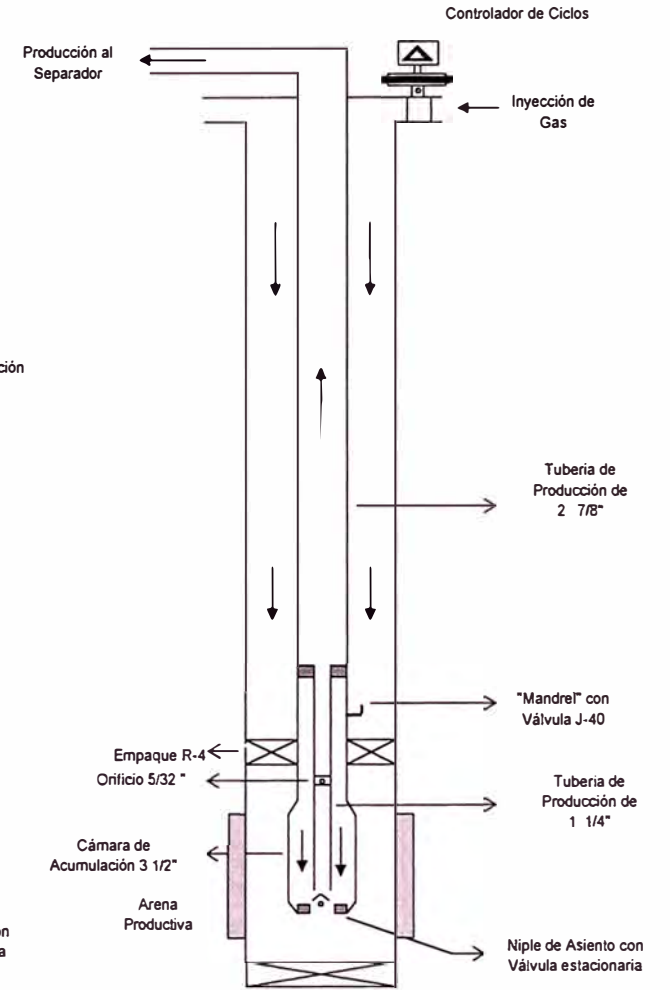


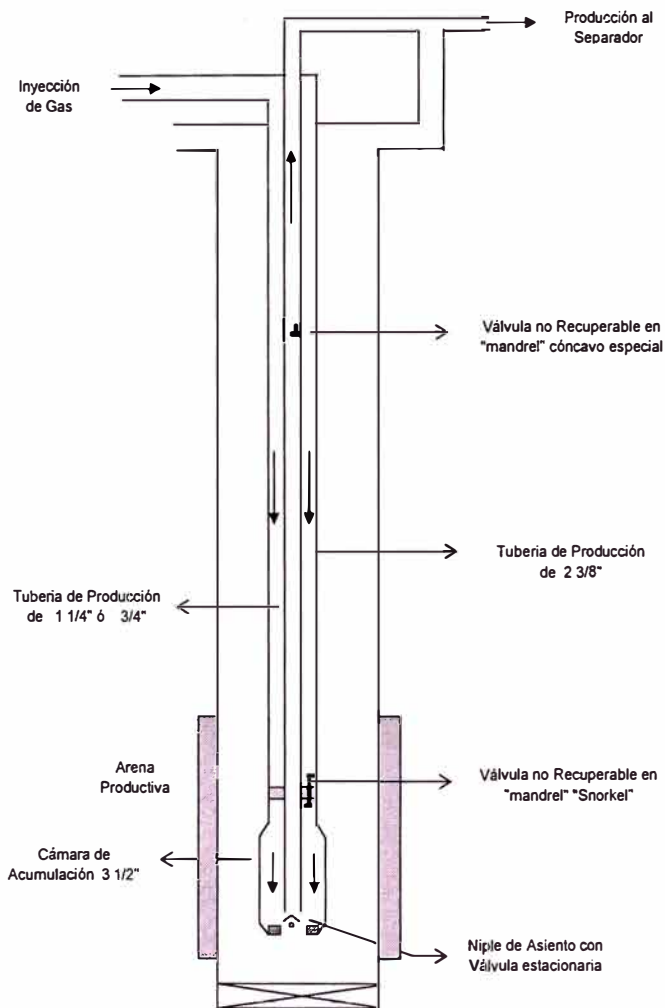
Figura 15



## TIPOS DE INSTALACION DE BOMBEO NEUMATICO

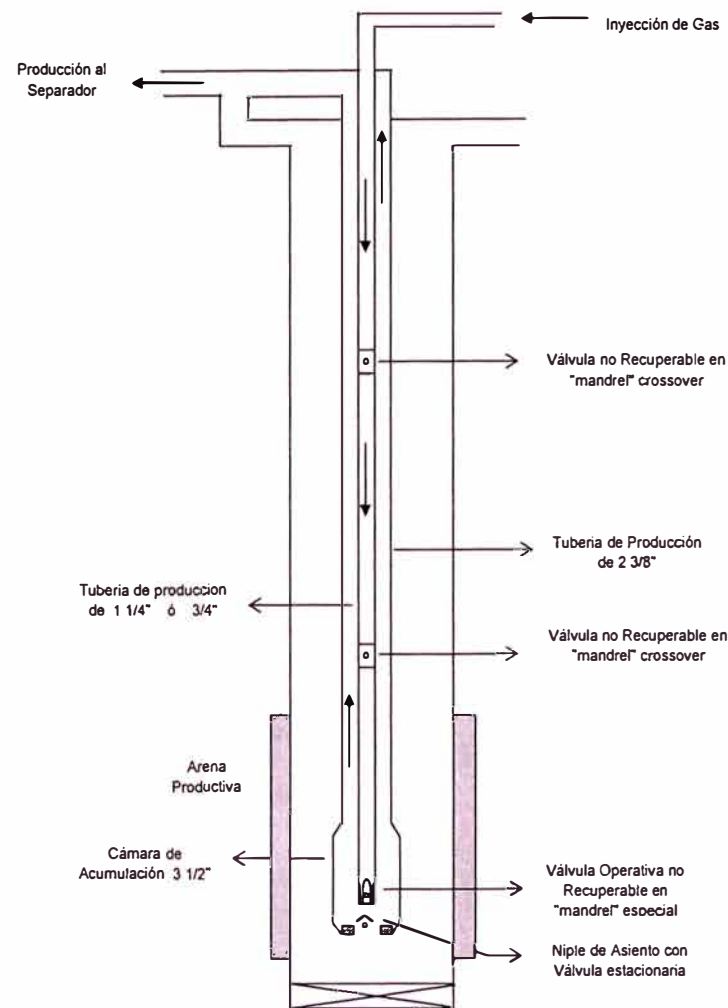
79

**INSTALACION MACARRONI DE FLUJO TUBULAR**



**Figura 16**

**INSTALACION MACARRONI DE FLUJO ANULAR**



**Figura 17**

## Unidad de Bombeo Mecánico Clase I

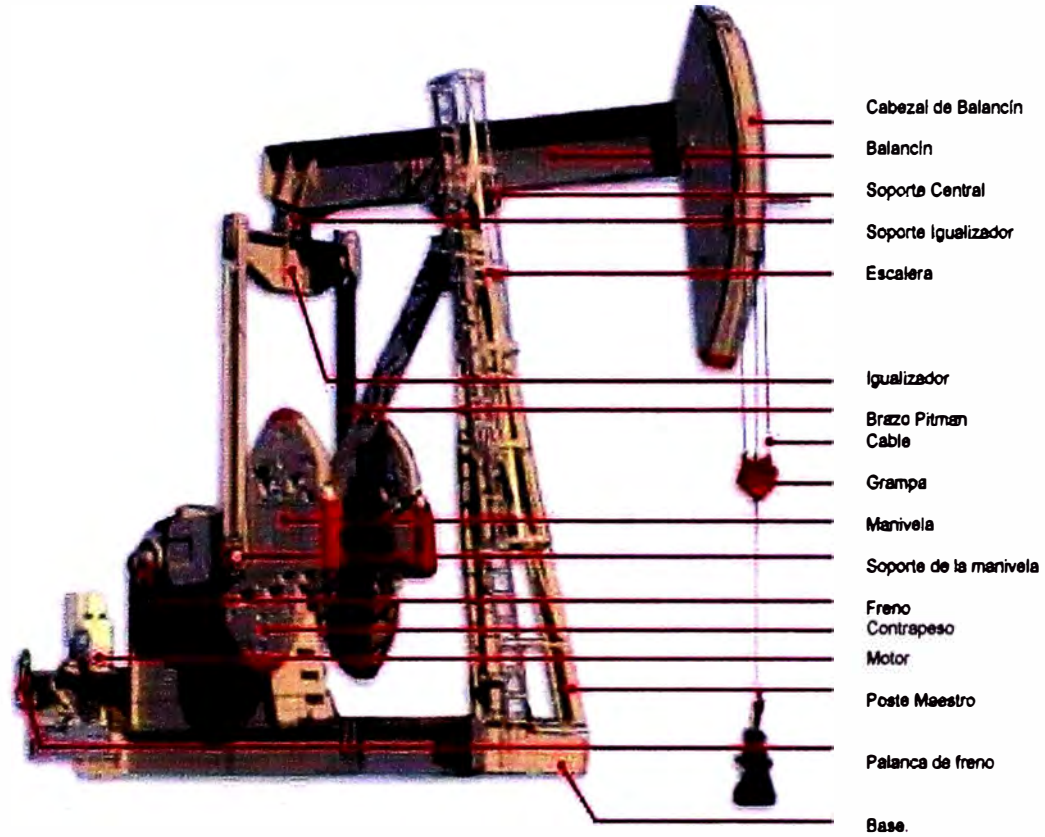
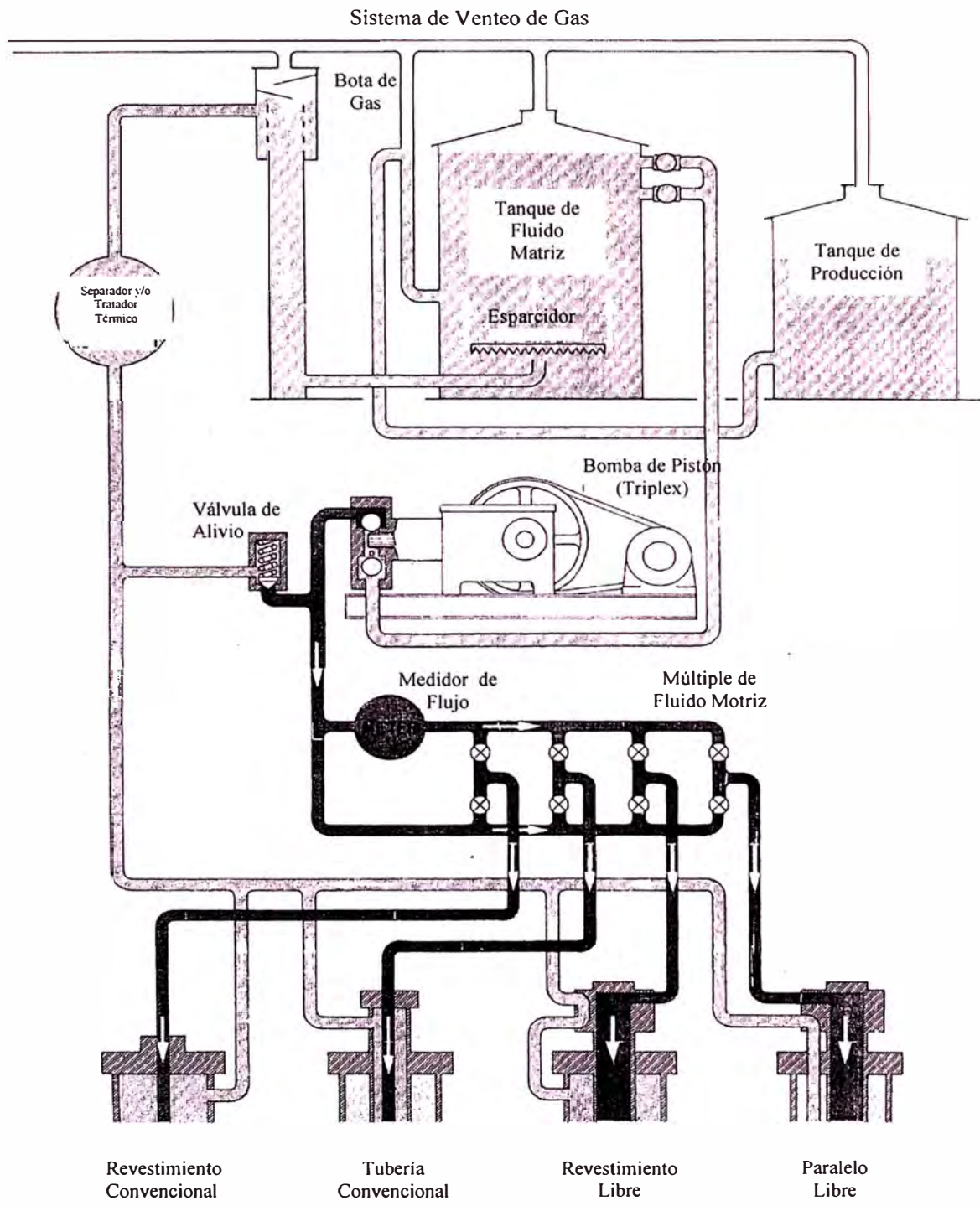
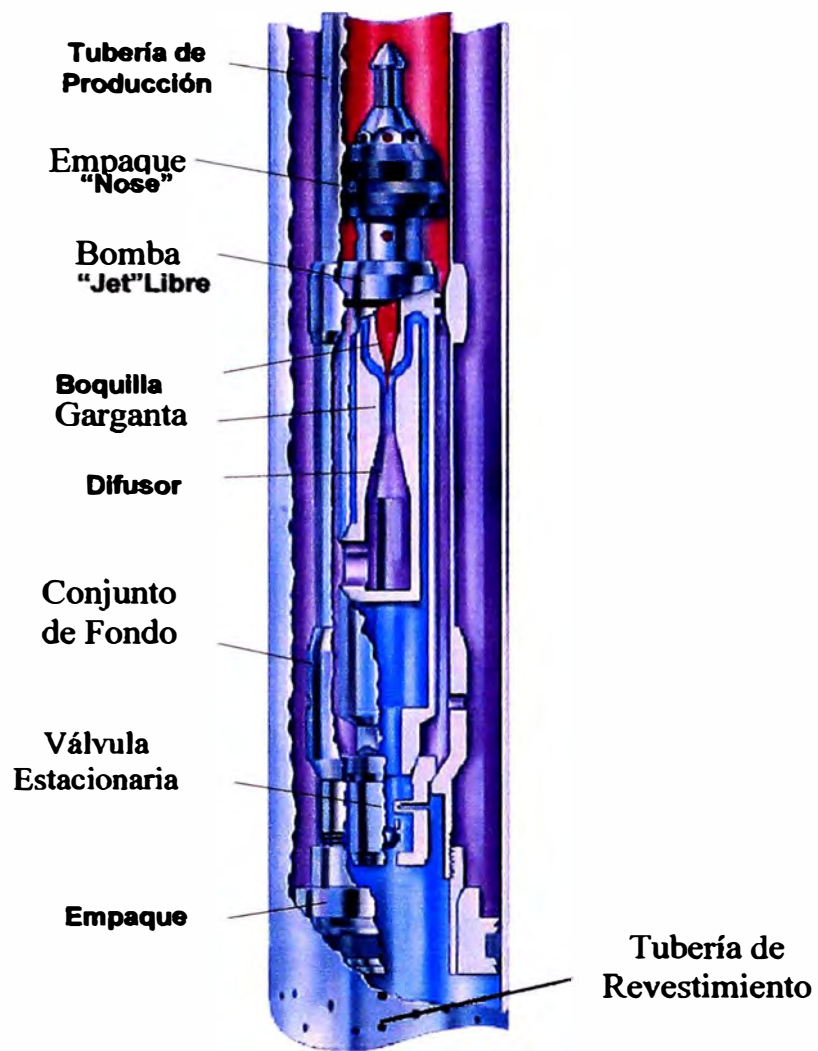


FIGURA 18



**FIGURA 19: SISTEMA GENERAL DE BOMBEO HIDRAULICO**



**FIGURA 20: BOMBA TIPO "JET"**

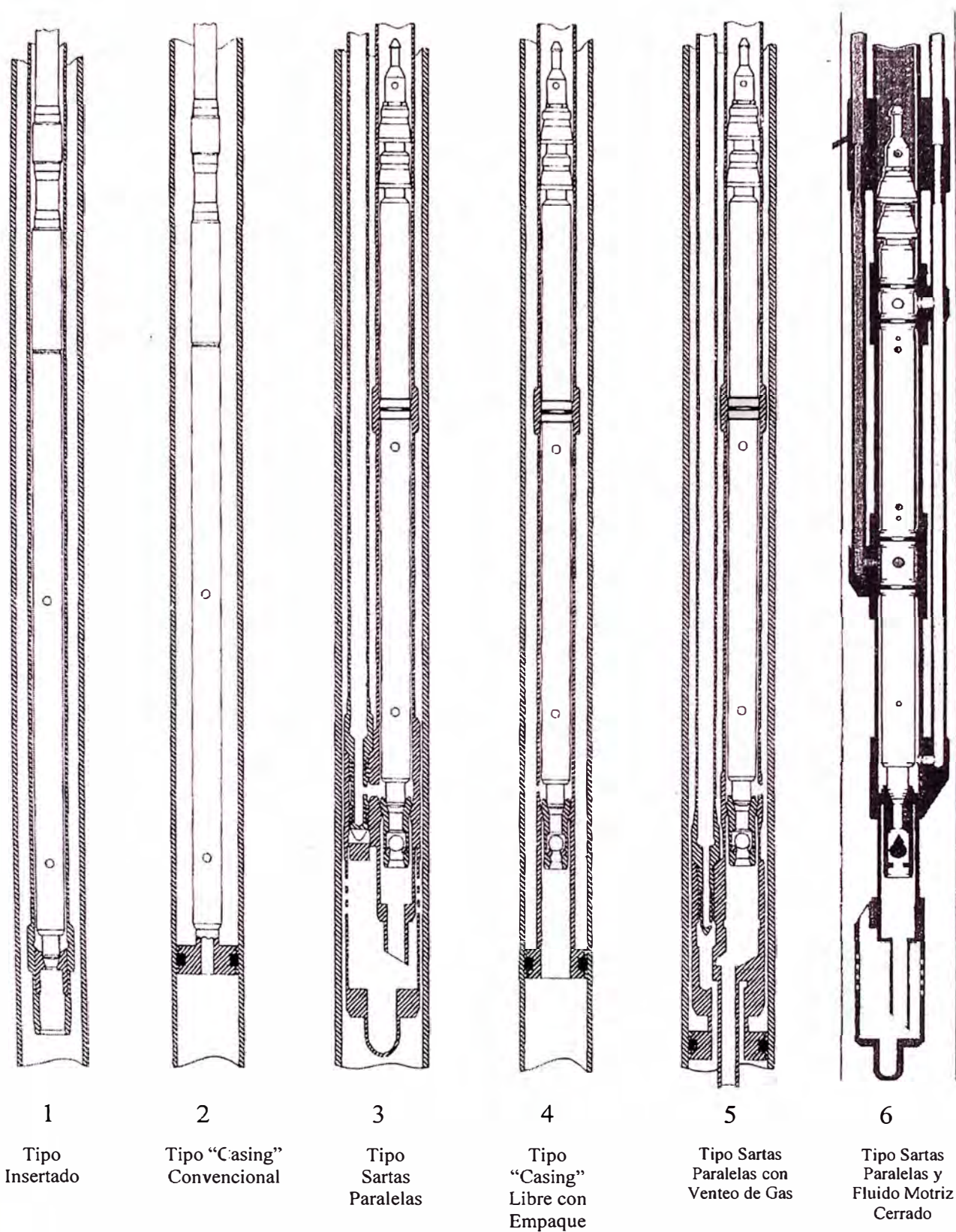


FIGURA 21: TIPOS DE INSTALACION DE BOMBEO HIDRAULICO

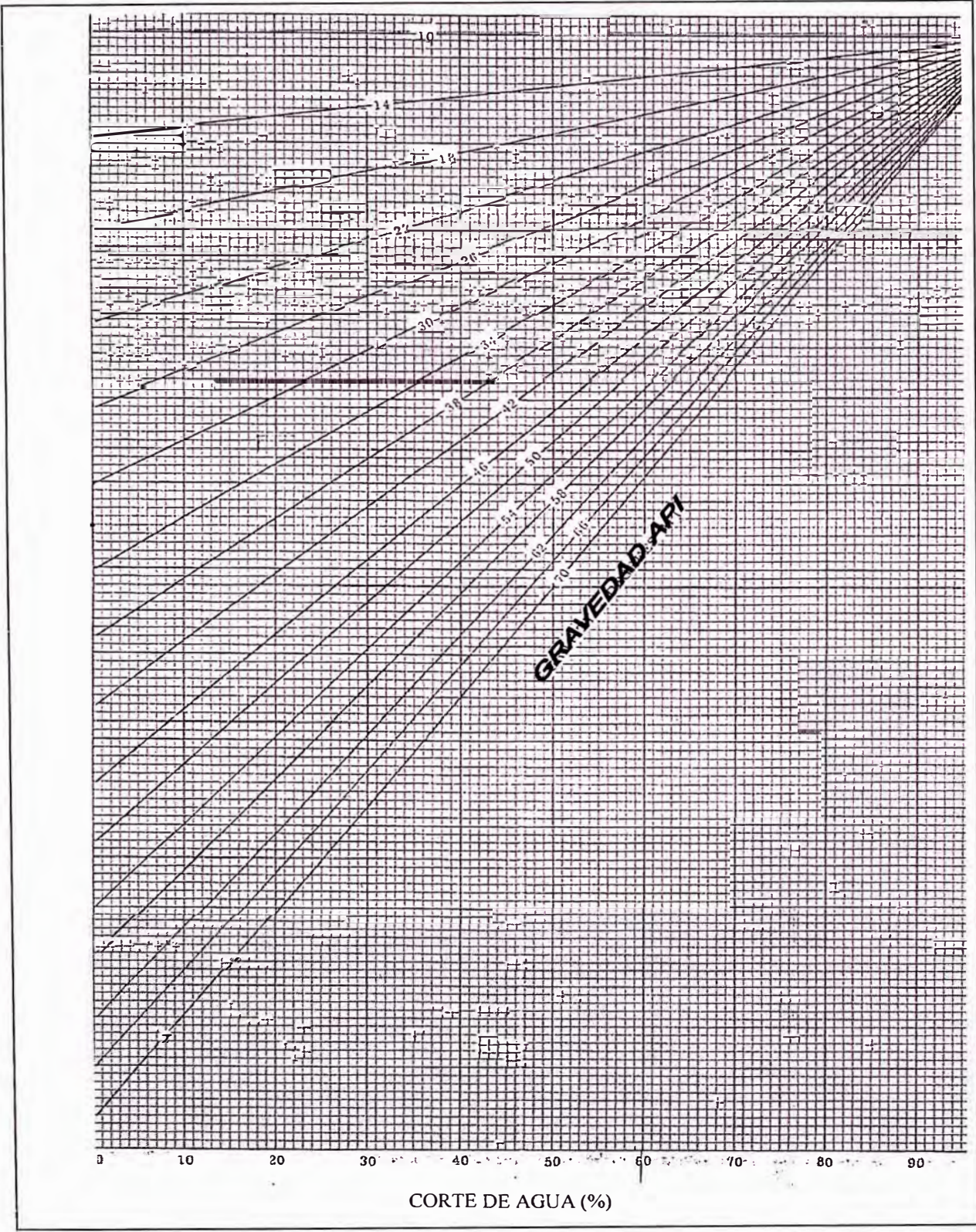


FIGURA 22: CONVERSION DE GRAVEDAD EN PESO DE FLUIDO

PRESION DE BOMBEO EN EL FONDO. "PBHP" (Psi)

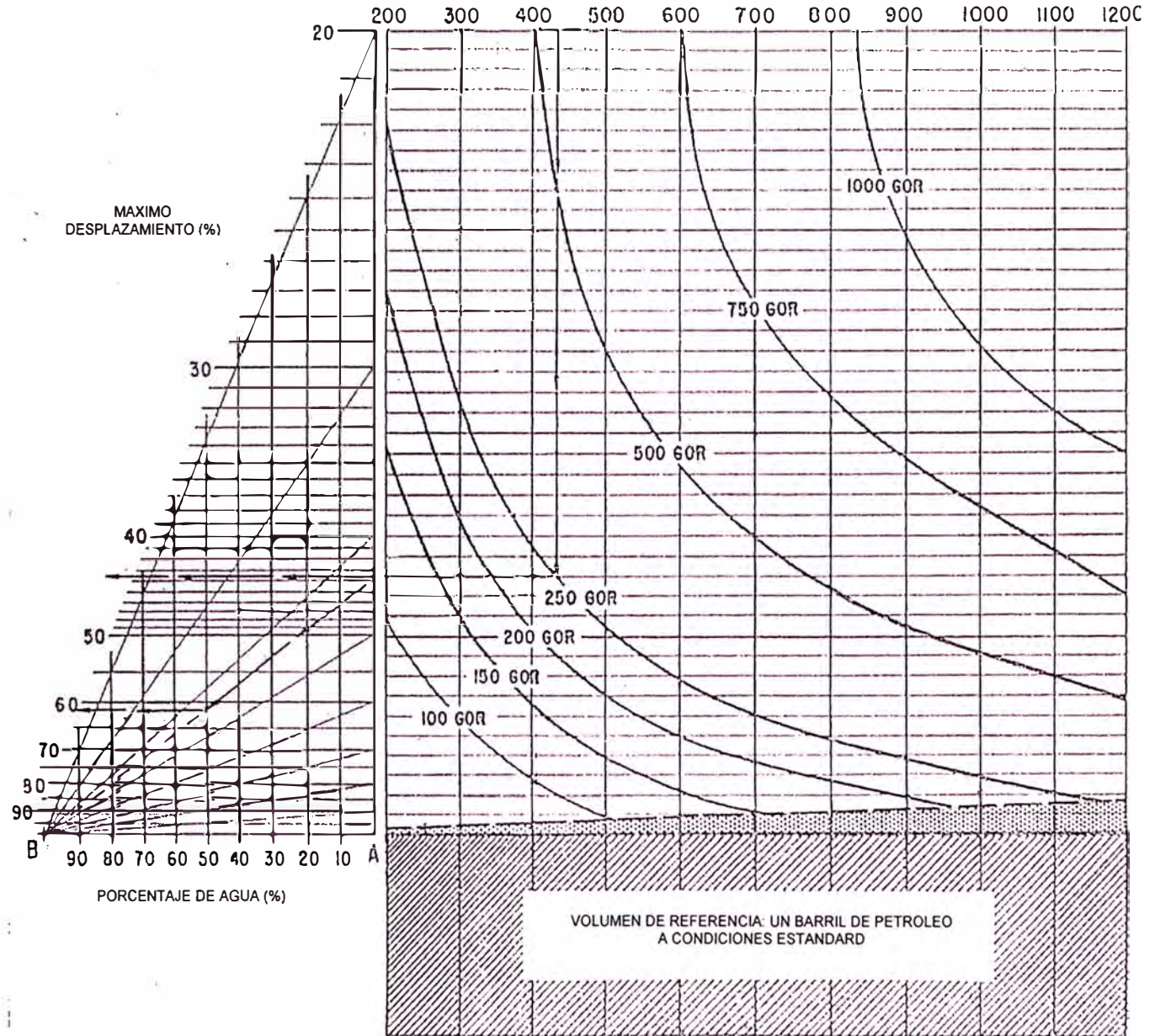


FIGURA 23: CALCULO DE MAXIMA EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO DE LA BOMBA

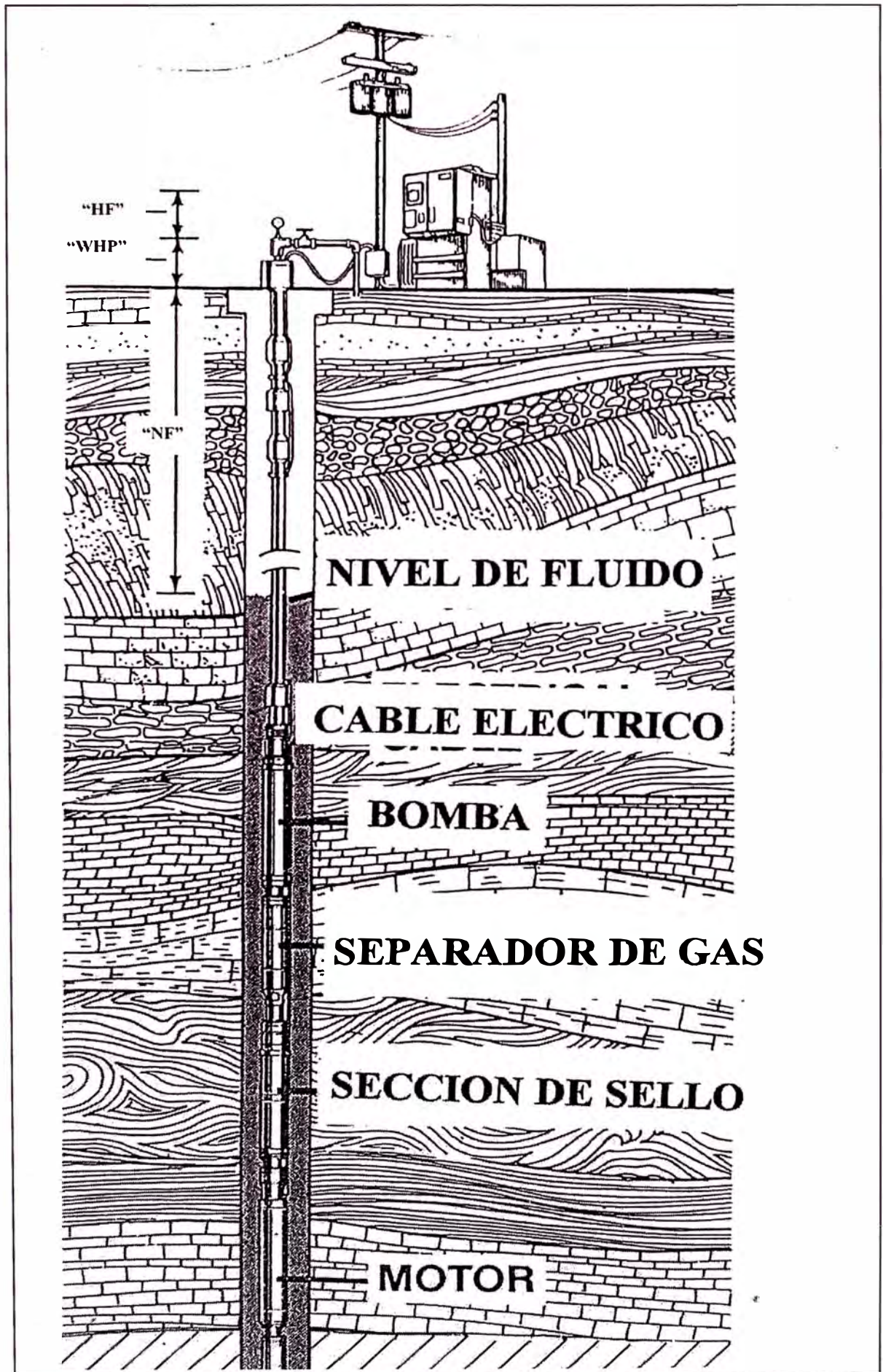


FIGURA 24: CONJUNTO ELECTROSUMERGIBLE