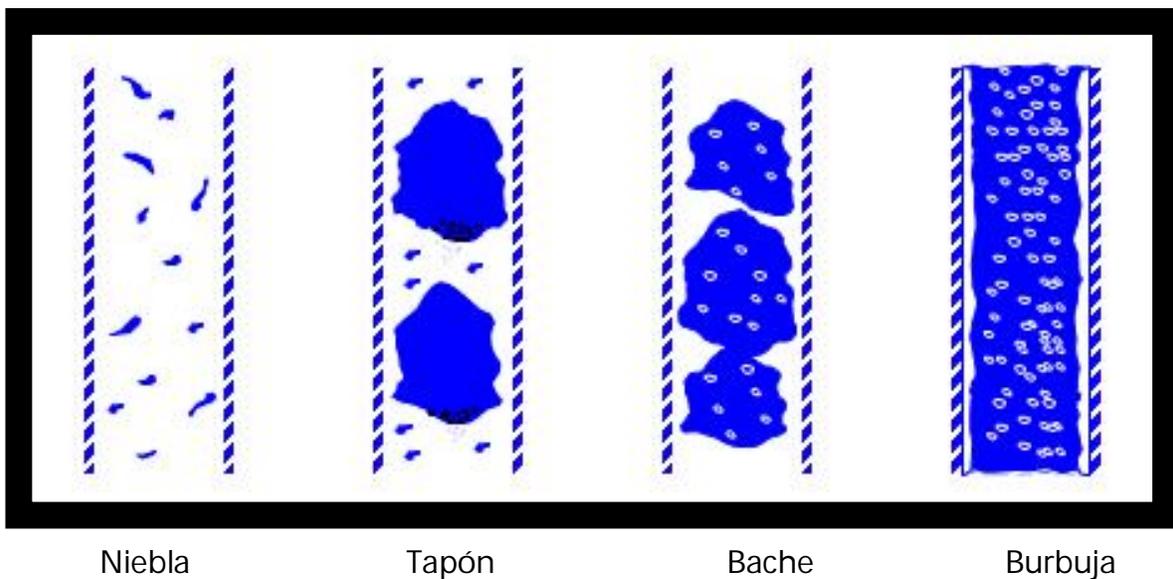


En la mayoría de los pozos petroleros productores de gas se presenta el líquido, debido, principalmente a una extracción de gas intensa que conforme va declinando la producción del pozo, pasa por diferentes patrones de flujo, generando un cabeceo debido al cambio en los mismos. Provocando que se genere una columna de flujo donde la presión hidrostática ( $P_h$ ) de ésta es mayor que la presión del yacimiento ( $P_y$ ) motivando que el pozo deje de fluir.

Esta columna formada en el pozo puede ser desalojada a la superficie por cualquier método artificial de producción, en el entendido de que el método utilizado sea el que permita obtener un pie cubico de gas en la superficie al menor costo, entre todos los sistemas artificiales analizados y evaluados.

La operación del émbolo como sistema artificial de producción permite que sea instalado durante la vida fluyente del pozo, desplazando el líquido que aparece durante la modificación de los diferentes patrones de flujo durante la explotación del yacimiento (**Figura 4.1**).

Así mismo si se instala el Bombeo Neumático Continuo (BNC) o Bombeo Neumático Intermitente (BNI) en un pozo fluyente de gas dosificando el volumen de gas inyectado con el volumen de gas y líquido producido, con el objetivo de evitar que no se almacene el líquido y de esta manera que la vida del pozo fluyente continúe por más tiempo.



**Figura 4.1** Patrones de flujo en un pozo productor de gas. (Orquizeswki, 1967).

Para inducir un pozo de gas después de haber sido modificado su aparejo de producción es práctica común inyectar nitrógeno o gas seco (metano) con un volumen y una presión suficiente para desplazar el líquido que se encuentra en el fondo a la superficie y de esta manera reiniciar el flujo del pozo de gas.

La implantación de sistemas artificiales en pozos de gas surge como una respuesta inmediata y con metas a corto y mediano plazo para estabilizar la declinación de producción de los diferentes campos mediante la implantación de sistemas o métodos de producción para manejar la carga de líquidos en los pozos, ya que es la problemática principal que origina la fuerte declinación en la producción es la presencia de líquidos (agua y/o condensado) en la corriente de flujo de gas, que ocasiona que con el tiempo el pozo no tenga suficiente energía para elevar y descargar los líquidos, los cuales se acumulan en el pozo ejerciendo una contrapresión a la formación.

Con la aplicación de los sistemas artificiales se pretende reducir la fuerte declinación de la producción base, lo que permitirá incrementar la producción de los campos petrolíferos de gas mediante el desarrollo de campos, que se traducirá en el cumplimiento de las metas de producción.

#### PROBLEMÁTICA DE POZOS DE GAS QUE OPERAN CON PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS.

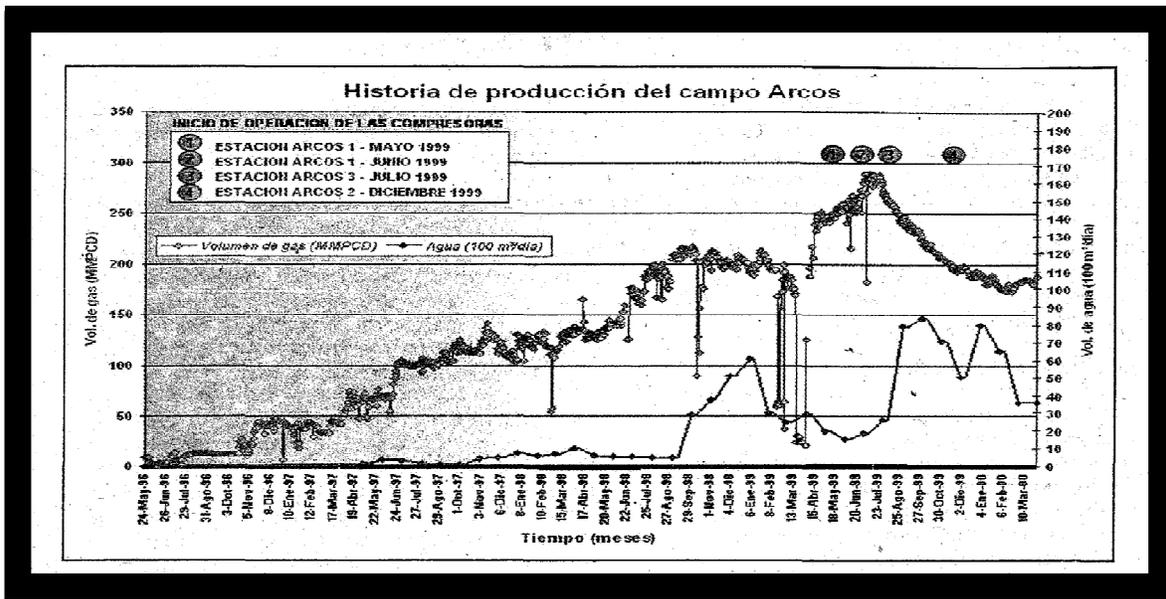
En la corriente de flujo de un pozo productor de hidrocarburos en fase gaseosa, se pueden presentar líquidos que pueden ser agua y/o condensados, si la fase gaseosa no tiene la suficiente energía para elevar y descargar los líquidos, estos se acumulan en el pozo ejerciendo contrapresión en la formación. Esto provoca que la producción sea errática, que la entrega de gas para succión de compresoras sea deficiente y que las pruebas de producción no den resultados satisfactorios para estudios del comportamiento de yacimientos y, en algunas ocasiones, que el pozo deje de fluir cuando el yacimiento tiene baja presión.

Aunado a lo anterior, la prohibición de desfogar los pozos a la atmósfera originó una mayor supervisión y esfuerzo por parte del personal operativo para mantener los pozos operando.

#### SÍNTOMAS QUE NOS PERMITEN EVALUAR CUANDO UN POZO TIENE PROBLEMAS DE CARGA DE LÍQUIDOS.

Aun cuando no es fácil identificar pozos con problemas de carga de líquidos, los siguientes puntos nos pueden servir como referencia:

I.- Pozos (inclusive campos), que han producido con una declinación normal y súbitamente baja la producción. Esto se puede detectar al graficar la producción de gas y el volumen de agua recuperado en un pozo o campo, en la **Gráfica 4.1** se observa que existe una relación directa entre los incrementos de agua y las caídas de producción del campo, más adelante se analizará con mayor detalle este problema.



Gráfica 4.1. Historia de producción vs volumen de agua producida. (Gilberto Sandoval Hernández, 2004).

II.- Pozos con producción errática, en donde pueden observarse descargas intermitentes de líquido o "cabeceo".

Estos cambios de presión en la cabeza del pozo se originan por la descarga de las columnas de líquidos que se forman en los pozos y que al acumular presión son arrastradas a la superficie en forma de "baches", estas descargas se generan en pozos que se encuentran en un régimen semi-fluyente, **Figura 4.2.**

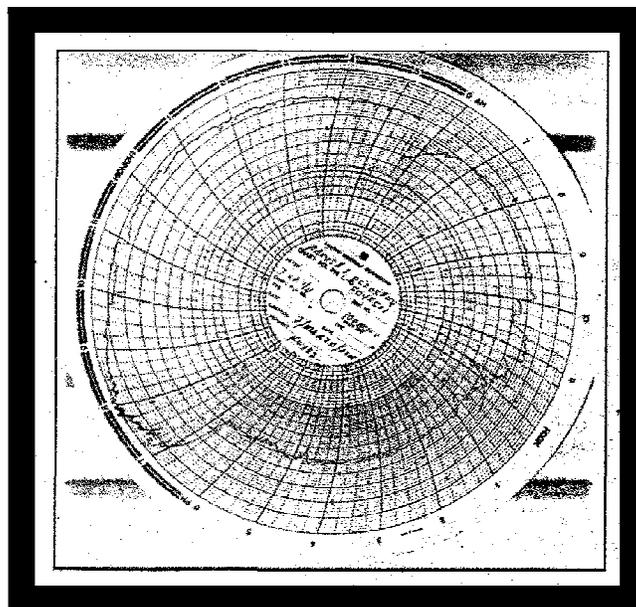


Figura 4.2. Pozo con flujo irregular. (Gilberto Sandoval Hernández, 2004).

III.- Pozos sin empacador en donde la diferencia entre las presiones superficiales de la TP y la TR es mayor de 200 [psi]. La TR se encuentra cerrada y la presión se manifiesta en la superficie mayor que en la TP debido a que en la TR sólo se encuentra gas, mientras que en la TP se tiene una columna compuesta de gas y líquido.

IV.- Pozos en los que los registros de presión de fondo fluyendo, estática, o sónicos de nivel muestran el movimiento de columnas líquidas en la TP.

A continuación se presentan las condiciones y características de los Sistemas Artificiales de Producción más utilizados en la explotación de pozos petroleros así como métodos de producción.

#### 4. 1 SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

Los pozos productores de hidrocarburos pueden ser clasificados de acuerdo al tipo de energía de la que disponen para aportar fluidos en superficie. Generalmente esta clasificación consiste en:

##### a) Pozos fluyentes

Son aquellos que pueden aportar fluidos, desde el fondo del pozo hasta la superficie con la energía propia del yacimiento, es decir, la presión del yacimiento es suficiente para contrarrestar las caídas de presión existentes en el aparejo de producción.

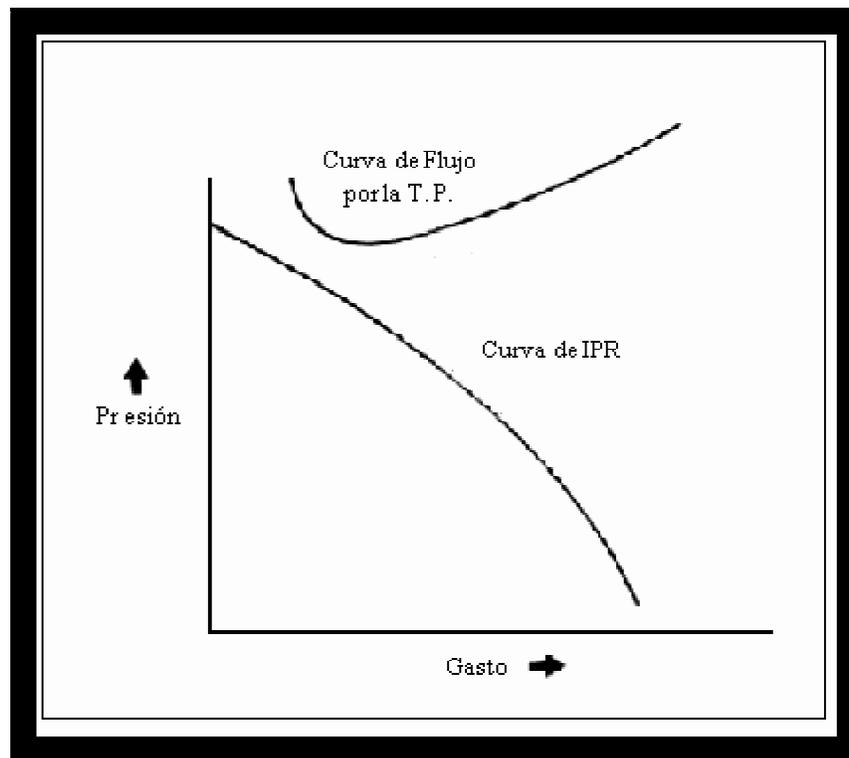
##### b) Pozos productores con Sistema Artificial de Producción

Son aquellos que necesitan de algún tipo de energía adicional ajena al yacimiento para que puedan aportar fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, es decir, que la aportación de la energía más la del yacimiento puedan hacer que el pozo tenga un comportamiento fluyente.

A continuación se muestran las diferentes alternativas para prolongar la vida fluyente de un pozo, a partir del principio de funcionamiento de cada tipo de sistema artificial de producción.

Cuando un pozo llega al fin de su vida de flujo natural, es decir, si la presión de fondo fluyendo a la cual se está produciendo, llega a ser tan baja de tal forma que el pozo pueda producir a un gasto deseado o peor aún, que no produzca nada, entonces nos existe la necesidad de instalar algún método de producción artificial para continuar produciendo el pozo. **Figura 4.3.**

Por otra parte, debe tenerse en cuenta que, el que un pozo sea capaz de fluir naturalmente no significa que no deba considerarse algún tipo de producción artificial para un tiempo determinado o fluyendo para incrementar su producción si las propiedades y características del yacimiento lo permiten.



**Figura 4.3** Representación gráfica de un pozo sin energía suficiente para fluir a superficie.

Existe una gran variedad de métodos de producción artificial, sin embargo, todos son variaciones o combinaciones de dos procesos básicos (**Donohue, 1986**):

- 1) Aligeramiento de la columna de fluido, mediante inyección de gas.
  - ✓ Bombeo subsuperficial (Bombas de balancín, bombas hidráulicas, bombas electrocentrifugas, etc.)
- 2) Desplazamiento con émbolo de baches de líquido (Émbolo viajero).

#### 4.1.1 Objetivo de los Sistemas Artificiales de Producción

En pozos de aceite.

1. Reactivar la producción de los pozos.
2. Estabilizar la producción.
3. Incrementar la producción de los pozos.

En pozos de gas.

- ✓ Remover condensados o agua de los pozos.
- ✓ Incrementar la producción de los pozos.

#### 4.1.2 Desplazamiento con Émbolo Viajero

Como se menciono anteriormente la función del émbolo es descargar líquidos (condensados y/o agua) del fondo del pozo a la superficie, con el objeto de prolongar la vida productiva de los pozos que presentan problemas de acumulación de líquidos, y de esta manera incrementar la producción así como estabilizar las condiciones de producción del pozo, es decir, intentar calcular una aproximación del volumen de aporte del flujo del yacimiento al pozo así como el tiempo en que lo hace con respecto al volumen de flujo a desplazar en un tiempo determinado.

Una instalación del sistema de émbolo viajero se conforma de equipos superficiales y equipos subsuperficiales. Existe una amplia variedad de accesorios que facilitan su operación, pero no en todos los casos son necesarios; de hecho la instalación de éstos depende de las características particulares de cada pozo, es decir, el diseño de las instalaciones dependerá de las necesidades, características y condiciones del pozo así como de los fluidos producidos y la disposición económica con que se cuente.

Las características básicas de cualquier tipo de émbolo viajero independientes de la forma de operación son:

- ✓ Alta repetitividad en su operación.
- ✓ Alta resistencia al impacto y desgaste.
- ✓ Resistencia contra las adherencias con la tubería de producción.
- ✓ En pozos con problemas de formación de hidratos, mantiene limpia la tubería de producción de éstos.
- ✓ Forma y dimensiones adecuadas para evitar atoramientos.
- ✓ Capacidad para caer rápidamente a través del gas y líquidos.
- ✓ Capacidad para proveer de un buen sello.

Los émbolos generalmente se clasifican en sólidos o con pase, la diferencia entre estos consiste en que el último permite el paso de los fluidos por el centro del mismo a través de una válvula que abre a la llegada del lubricador y cierra con el resorte amortiguador de fondo. El paso de los fluidos los provee de energía en la caída siendo ésta más rápida y reduciendo la posibilidad de pegarse en la TP.

Los émbolos también se clasifican de acuerdo a sus mecanismos de sello, existe una gran variedad de éstos como son los de almohadillas de acero, en espiral y de cepillos. En todos los casos como su nombre lo dice su función es proveer sello de líquidos contra la tubería. **Figura 4.5.**

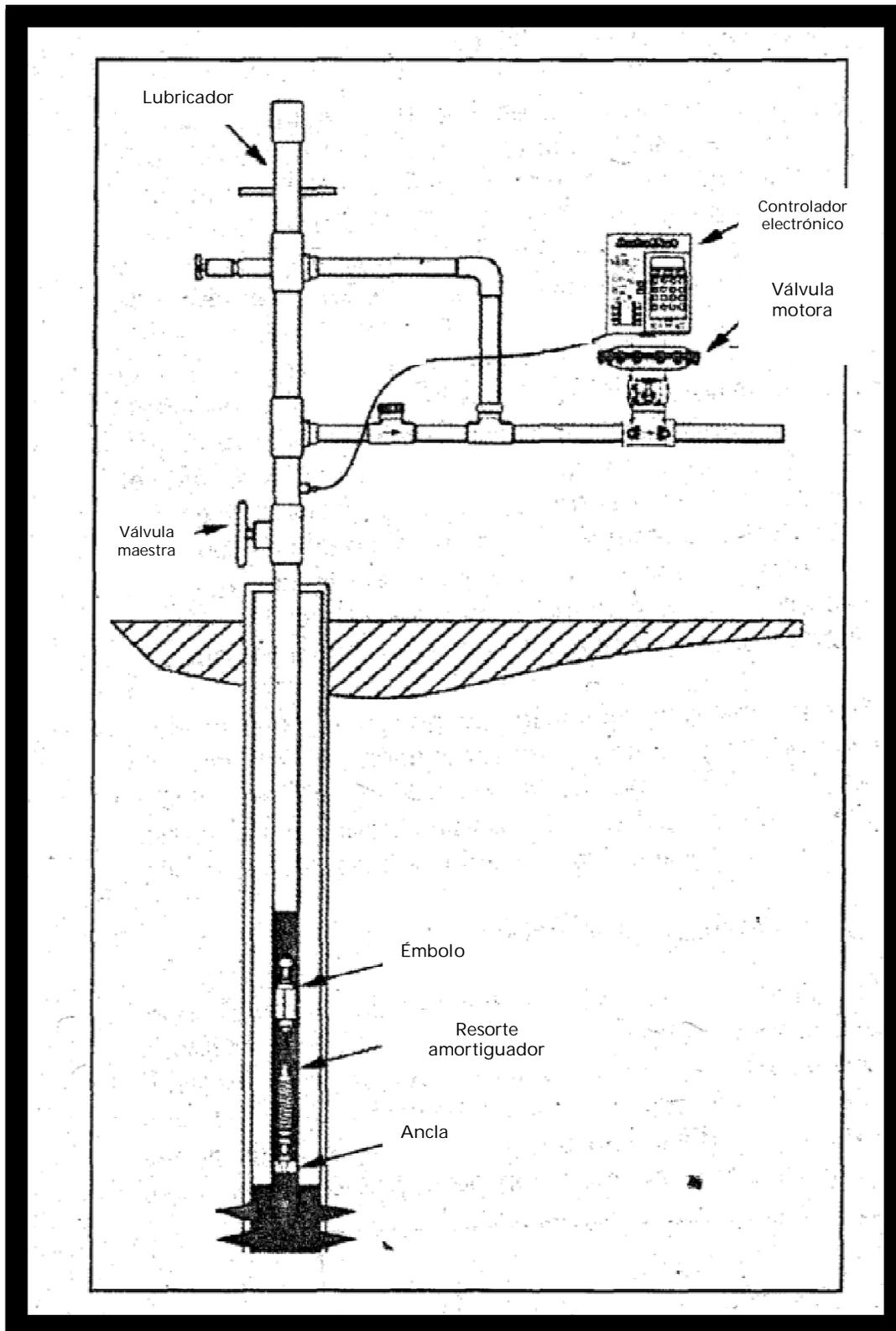
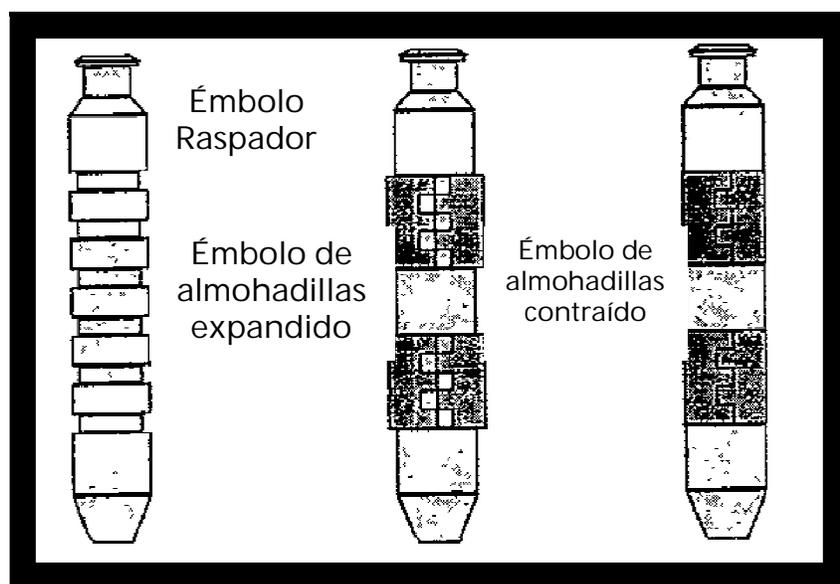


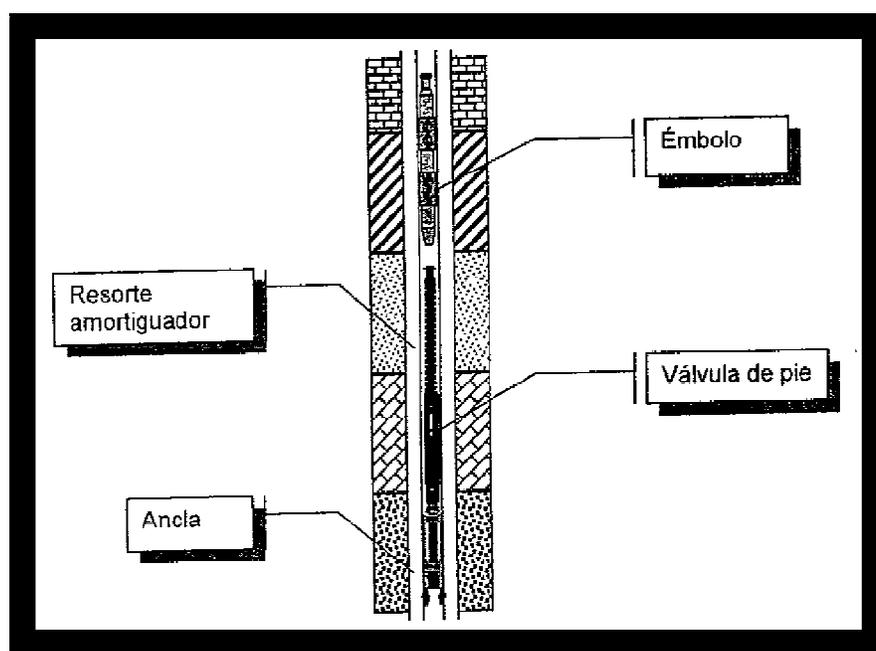
Figura 4.4 Equipo de émbolo viajero. (Gilberto Sandoval Hernández, 2004).



**Figura 4.5.** Tipos de émbolos.

El mecanismo del émbolo de almohadillas de acero consiste en que éstas se expanden formando un sello ajustado con respecto al diámetro interior de la TP aumentando así su efectividad del mismo, esto sucede porque al llegar al lubricador las almohadillas se retraen facilitando la caída y expandiéndose con el impacto con el resorte amortiguador de fondo.

COMPONENTES DEL SISTEMA ÉMBOLO VIAJERO

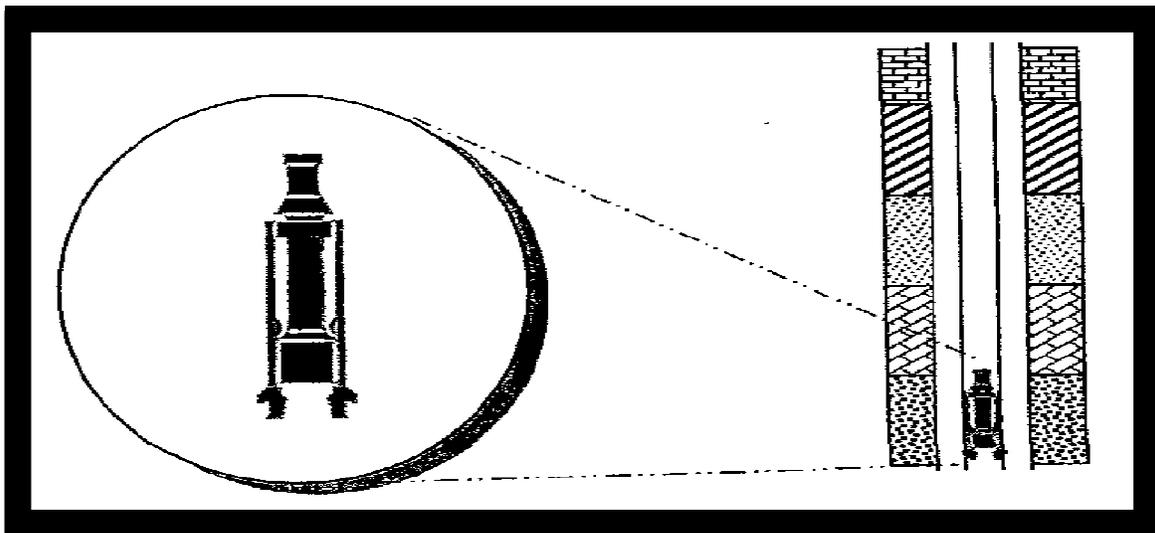


**Figura 4.6** Componentes del equipo subsuperficial del sistema émbolo viajero.

## EQUIPO SUBSUPERFICIAL

### ANCLA

Existen dos tipos de ancla: "collar stop" y "tubing stop", en ambos casos las herramientas cuentan con una cuñas para cumplir con su función que es la de retenerse en la tubería de producción y sostener el resorte amortiguador para absorber los impactos a la llegada del émbolo al fondo, así como determinar la profundidad máxima que puede alcanzar éste. **Figura 4.7.**



**Figura 4.7** Ancla tipo "tubing stop" y su posición dentro del pozo.

El tipo de ancla que se selecciona se refiere únicamente al tipo de cuñas que tiene la herramienta y es dependiendo de la sarta de producción que tenga el pozo en donde se instalará el sistema, es decir, si se trata de una tubería con coples se emplea "collar stop" en caso de que se trate de una tubería lisa se utiliza "tubing stop".

Es común que los pozos de gas cuenten con un niple de asiento desde su terminación, esto facilita la instalación del émbolo viajero cuando se presenta la invasión de líquidos, en estos casos sólo se baja un resorte amortiguador con la línea de acero asentándose en el niple, y se deja caer el émbolo para iniciar su operación.

### RESORTE AMORTIGUADOR

Es una parte esencial del equipo subsuperficial con la finalidad de absorber el fuerte impacto que provoca la caída del émbolo, evitando así su desgaste y deformación prematuros, principalmente cuando se acaban de descargar los líquidos en superficie y en el fondo del pozo no hay mucha acumulación de éstos.



**Figura 4.8** Resorte de fondo, (Hirschfeldt, OilProduction.net)

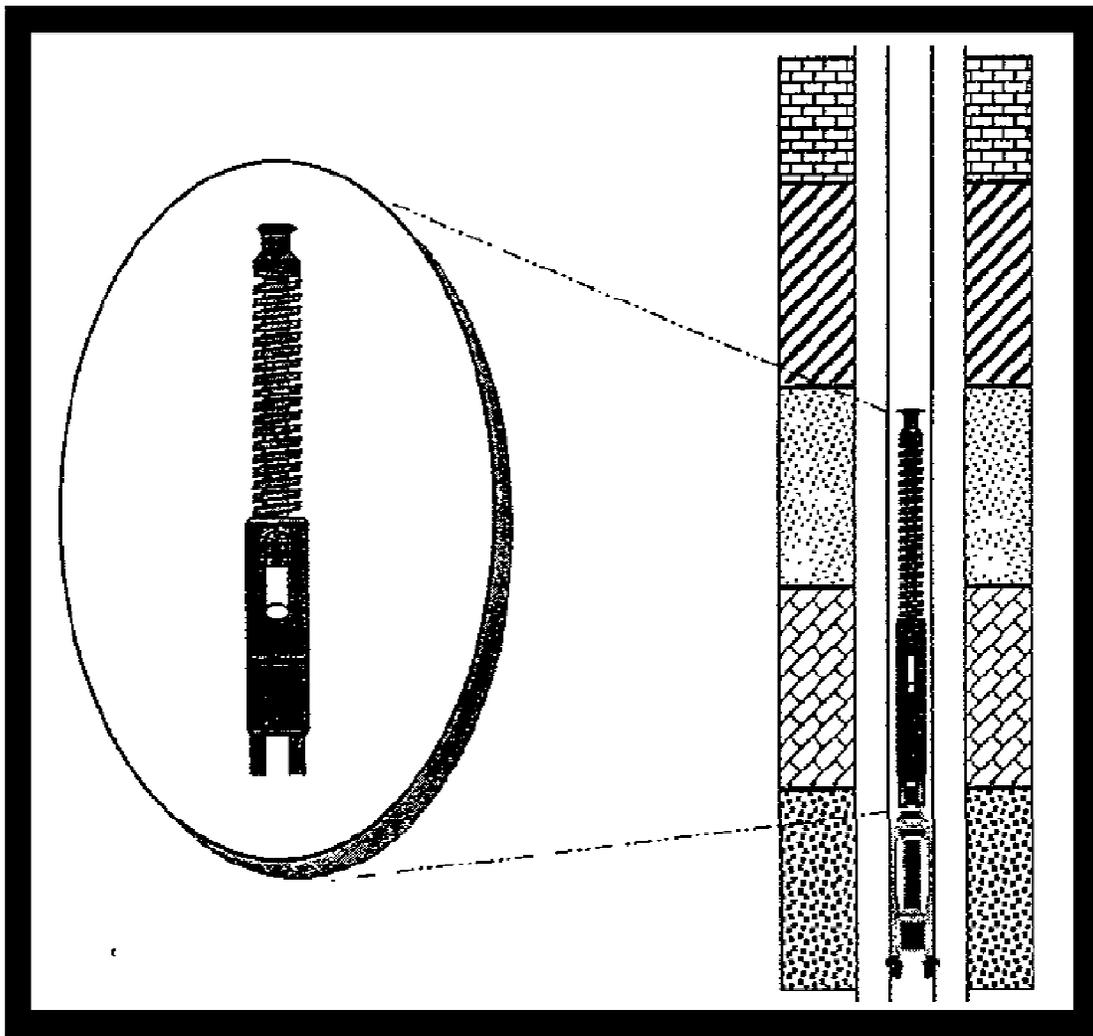


Figura 4.9 Resorte amortiguador y su posición dentro del pozo.

### VÁLVULA DE PIE

El propósito de la válvula de pie es el de retener los líquidos que se producen durante el viaje del émbolo a la superficie, evitando que se regresen a la formación, esto durante el ciclo de cierre del pozo; de manera que la mayor parte de líquidos se acumulen sobre el émbolo para el siguiente ciclo, normalmente está incluida en la estructura del resorte aunque no en todos los casos se requiere contar con la válvula de pie, sobre todo en pozos con baja presión. La razón de esto es porque el pozo es incapaz de iniciar el ciclo por la excesiva acumulación de líquidos sobre el émbolo.

Por otro lado un pozo si válvula de pie puede iniciar su ciclo en cuanto alcance la presión requerida manejando un tamaño de bache adecuado.

## EQUIPO SUPERFICIAL

### LUBRICADOR

El lubricador va montado sobre la válvula superior del árbol, sirve para alojar el émbolo en su llegada y como elemento de control de flujo en la superficie y del cual se conecta a la línea de descarga, consta de tres partes fundamentales:

- 1) Un resorte amortiguador de los impactos a la llegada del émbolo y un plato percutor montado en el resorte que es el primer contacto del émbolo con el lubricador.
- 2) Un cachador en el que se aloja el émbolo.
- 3) Una tapa superior, que se puede remover fácilmente para recuperar e inspeccionar el estado físico del émbolo o los componentes internos del lubricador.



**Figura 4.10** Lubricador, (Hirschfeldt, OilProduction.net).

Es deseable que el lubricador cuente con dos salidas de flujo, la de la parte superior para mantener el resorte con su plato percutor retraídos durante el flujo de producción remanente, y la otra en la parte inferior y debajo del émbolo donde pase el mayor flujo de producción, con el fin de evitar restricciones al flujo. **Figura 4.11.**

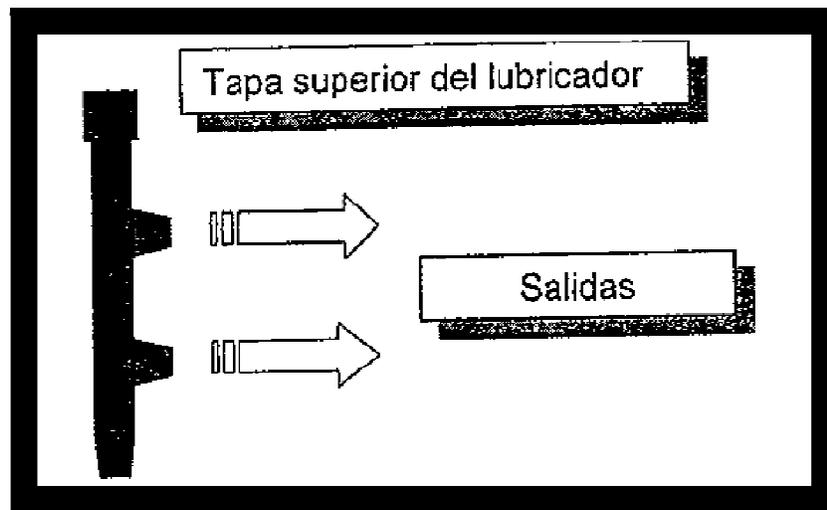


Figura 4.11 Lubricador con dos salidas de flujo.

#### CONTROLADORES DE CICLOS EN LA CABEZA DEL POZO.

Es un elemento que controla las aperturas y cierres de la válvula de producción en función de parámetros predeterminados, tiempos, presiones o una combinación de ambos.

Existen tres tipos de controladores para pozos de gas:

- 1) Controlador por ciclos de tiempo.
- 2) Controladores de alta y baja presión.
- 3) Controlador electrónico computarizado.

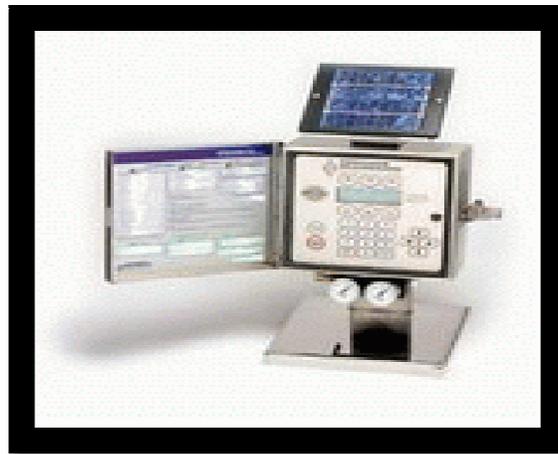
El controlador de ciclos de tiempo se usa principalmente en pozos que requieren largos períodos de flujo de producción entre cada ciclo, es decir, para formaciones con alta productividad donde la presión en el espacio anular es más sostenida en el ciclo de flujo y con poco incremento de la presión en el período de cierre. Por lo tanto la diferencia de presiones en el espacio anular es mínima no se emplea el controlador de presiones.

El controlador de alta y baja presión es más adaptable a formaciones de baja productividad (baja permeabilidad) donde la presión del gas en el espacio anular se abate de alta presión a una razonable pero baja presión, por lo que los periodos de flujo son más cortos que los períodos de cierre, sin perder de vista que en los cierres prolongados se acumula más volumen de líquidos.

Por la razón anterior se hace necesario ajustar el controlador a la presión mínima necesaria para la operación del émbolo, aunque no se haya alcanzado una alta presión en el espacio anular, es recomendable por su efectividad en pozos que

están iniciando con la producción de líquidos y de esta manera la frecuencia de los ciclos.

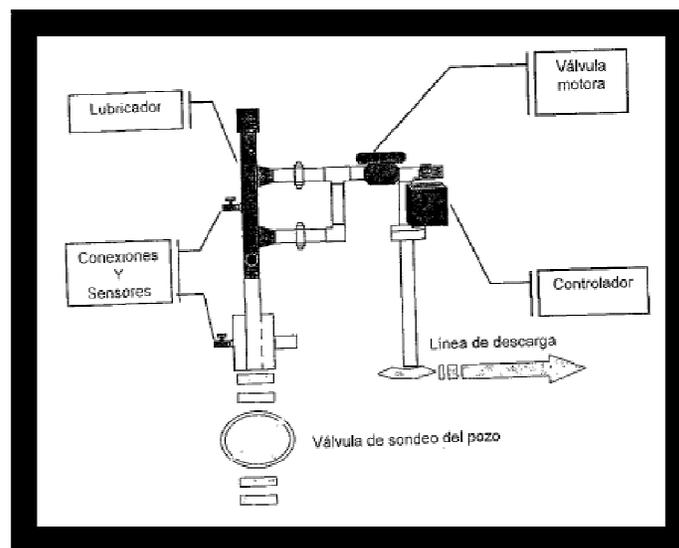
El controlador electrónico es el más completo y versátil de los controladores dado que puede manejar tiempos y presiones simultáneamente, según las necesidades de operación del pozo, particularmente en los pozos que están muy distantes, de difícil acceso o que no requieren de una supervisión estricta.



**Figura 4.12** Controlador electrónico computarizado, (Hirschfeldt, OilProduction.net)

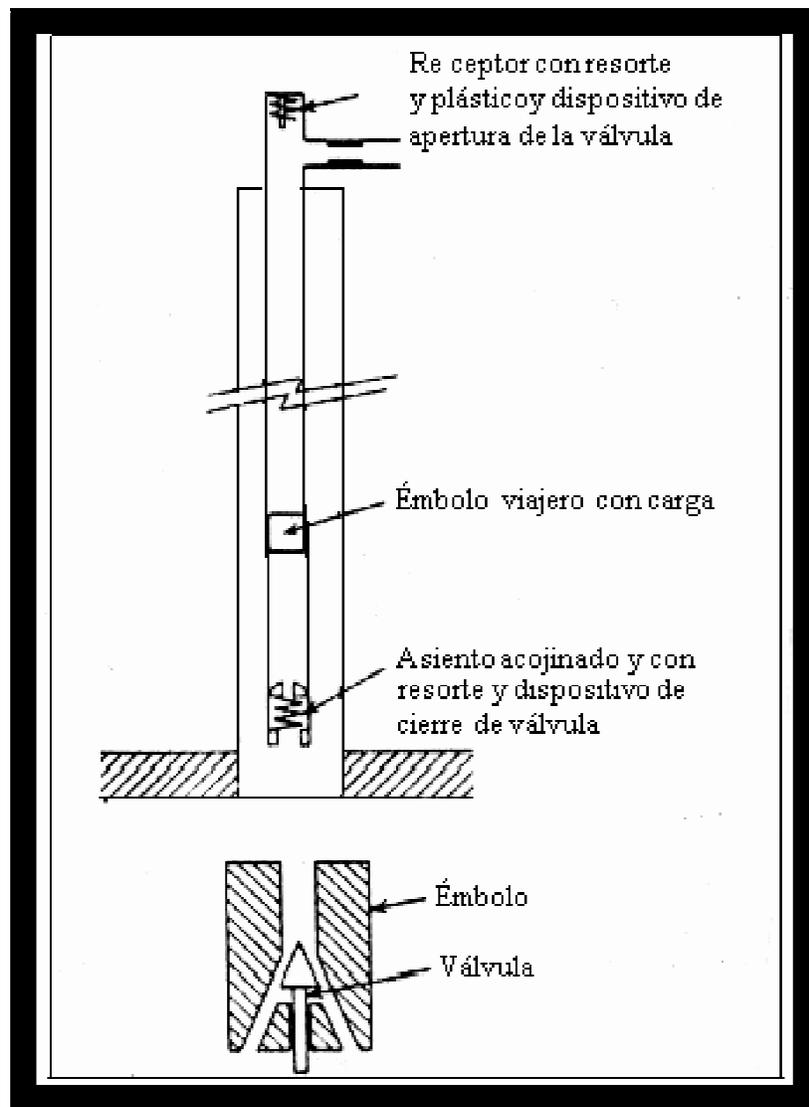
### VÁLVULA MOTORA

Es una válvula neumática operada de forma eléctrica, que se acciona con señales que manda el controlador, abriendo o cerrando la línea de descarga del pozo, dependiendo del período en que se encuentre la operación del émbolo.



**Figura 4.13** Equipo superficial del sistema émbolo viajero.

La **Figura 4.14** muestra una instalación con émbolo viajero de caída libre en la cual (producción natural con émbolo).



**Figura 4.14** Esquema de la instalación para producir con émbolo viajero.

El modo de funcionamiento de un émbolo viajero de acero con un dispositivo de válvula simple localizado en la sarta de la tubería de producción, en el fondo de la cual hay un asiento que contiene una abertura por la cual pasa el gas y el líquido a la T.P.

Cuando cae el émbolo viajero se detiene en este asiento, la válvula localizada en el émbolo viajero está cerrada; por lo tanto, la tubería de producción está cerrada en su extremo inferior y cualquier producción de la formación pasa por el espacio anular.

Consecuentemente, la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ) se eleva; tan pronto como alcanza un valor mayor que la suma de las presiones ejercidas por el mismo émbolo viajero, el aceite y el gas en la T.P. arriba del émbolo viajero, y la presión entrampada en la superficie, el émbolo comienza a elevarse y el aceite arriba del mismo se levanta en la tubería de producción y así sube a la superficie.

En el extremo superior de la T.P. está colocado un amortiguador, arriba de la salida a la línea de flujo. Cuando el émbolo viajero choca con el amortiguador, la válvula del émbolo se abre, la presión abajo se libera a la línea de flujo, y el émbolo queda libre para descender.

Mientras el émbolo cae, el pozo descarga en la T.P. contra la contrapresión creada por la trampa, la columna de gas en dicha tubería y la columna de aceite que se alarga constantemente (como resultado de la producción de la formación) en la T.P. Tan pronto como el émbolo alcanza el fondo, el ciclo se repite, haciendo que el pozo produzca aceite por baches de líquido.

Aunque la producción con émbolo viajero no se diseña evidentemente para pozos en los cuales la producción con arena es un problema, puede usarse con éxito en ciertos pozos en los cuales los depósitos de parafina en la pared interior de la T.P. causarían de otra manera algunas dificultades. El movimiento continuo del émbolo viajero hacia arriba y hacia debajo de la T.P. libera la parafina y mantiene la pared de la tubería limpia.

#### 4.1.3 Bombeo Neumático

El bombeo neumático proporciona energía artificial al pozo, para producir mediante la inyección de gas por debajo de la columna de fluido. El gas inyectado disminuye la densidad del fluido de la columna y reduce la presión de fondo, permitiendo a la presión de formación, mover mayor cantidad de fluidos hacia el fondo del pozo.

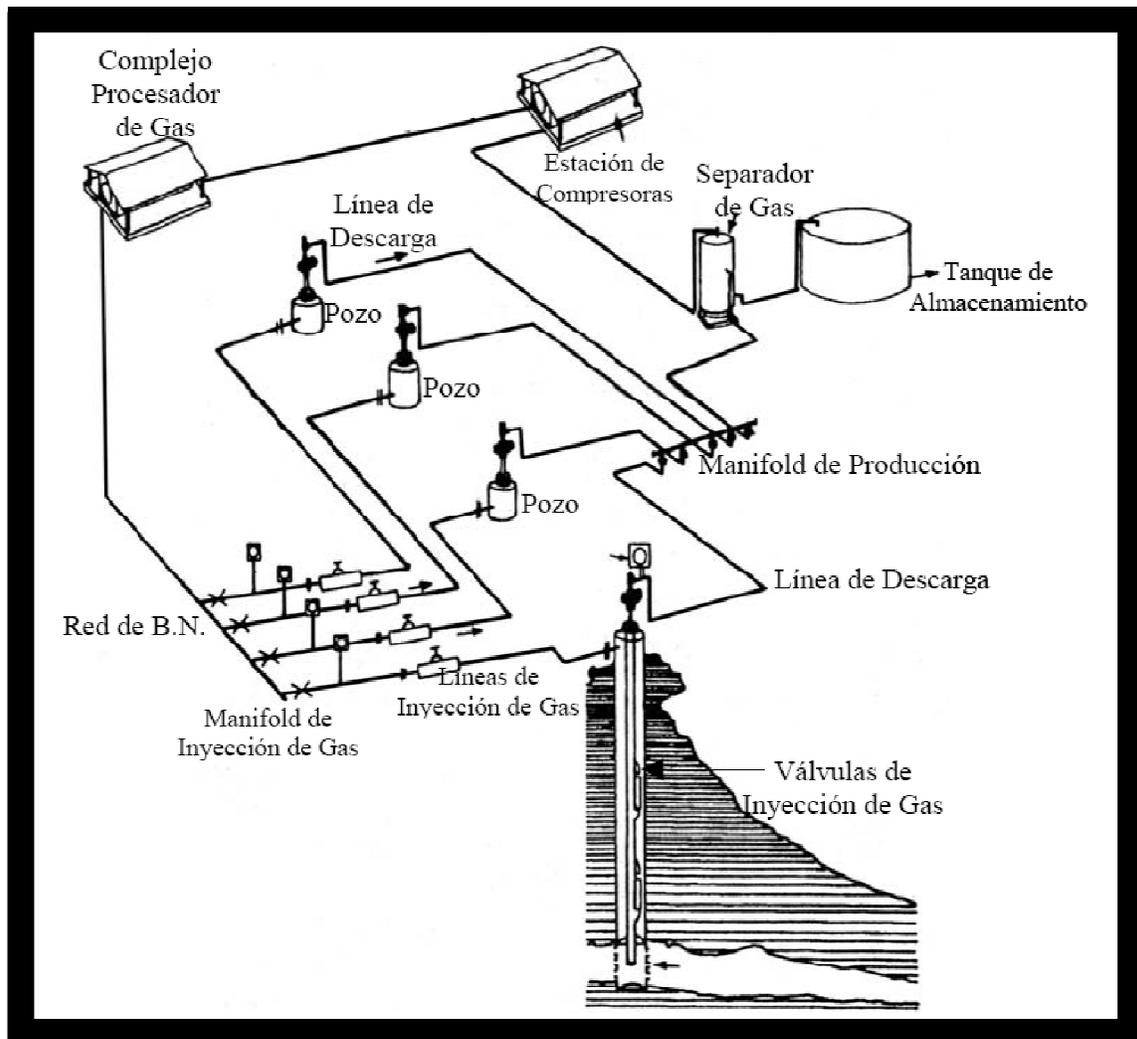
El bombeo neumático es un método de levantamiento de fluidos donde se utiliza gas a una presión relativamente alta ( $250 \text{ lb/pg}^2$  mínima) como medio de aligeramiento a través de un proceso mecánico.

El gas inyectado mueve el fluido hasta la superficie por una de las siguientes causas o su combinación.

- a) Reduciendo la presión que ejerce la carga del fluido sobre la formación por la disminución de la densidad del fluido.
- b) Expansión del gas inyectado y el desplazamiento de fluido.

El grado que alcance cada uno de estos mecanismos afectará el gasto de producción del pozo, los cuales a su vez dependerán del método de bombeo neumático aplicado.

Una instalación típica de bombeo de gas consiste en una estación de compresión que proporciona el bombeo de gas a los pozos, volúmenes de gas a bombear controlados y medidos independientemente a inyectar a cada pozo. Separador convencional de fluidos producidos. **Figura 4.15.**



**Figura 4.15** Instalación típica de bombeo de gas.

El bombeo neumático puede clasificarse como:

- a) Bombeo neumático continuo (BNC).
- b) Bombeo neumático intermitente (BNI).

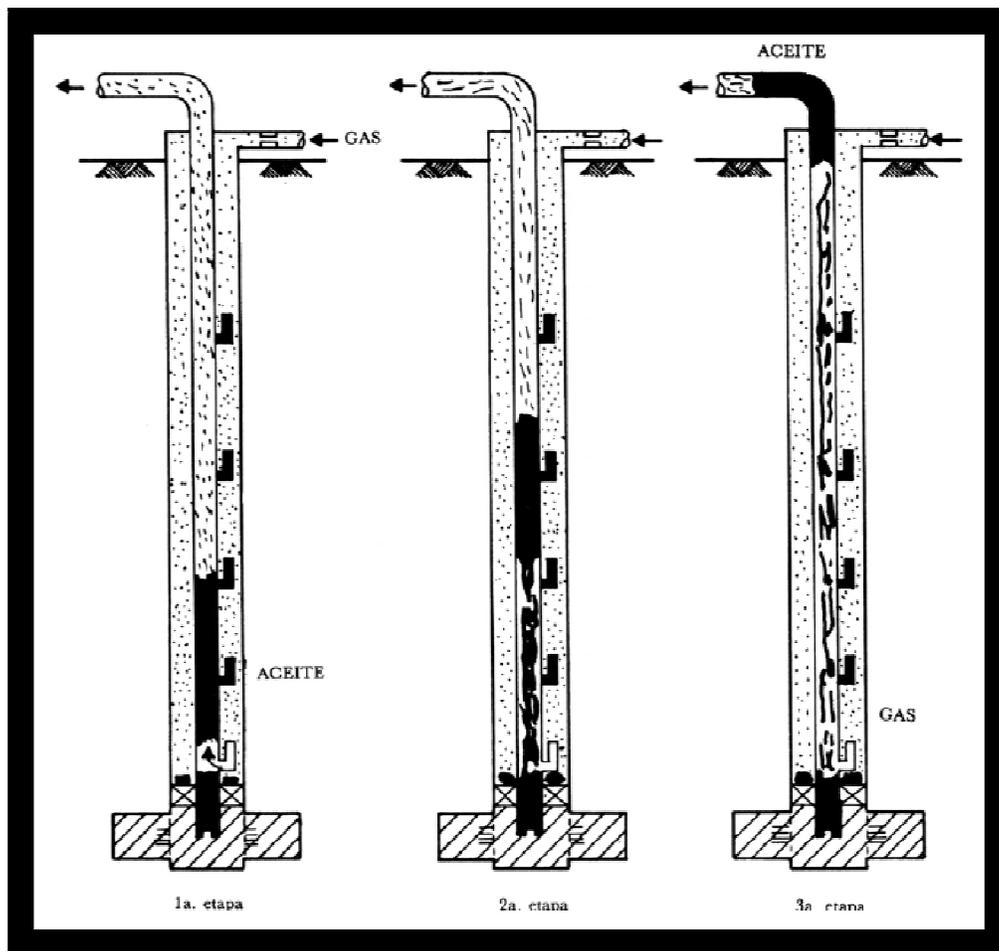


Figura 4.16 Proceso de bombeo neumático.

### **BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO**

El bombeo neumático continuo se basa en la inyección constante de gas en el flujo de producción a través de una serie de válvulas colocadas en la TR o TP, la instalación puede ser diseñada de tal forma que permita la inyección de gas, ya sea en el espacio anular o bien, en el interior de la tubería de producción.

El proceso del Bombeo Neumático Continuo es el siguiente:

- 1.- Reducción de la densidad del fluido y el peso de la columna resultando un incremento de la presión diferencial entre el yacimiento y el diámetro interno de la tubería.
- 2.- Expansión del gas inyectado a alta presión, con el objeto de empujar la columna de líquidos que se encuentra por encima de éste.

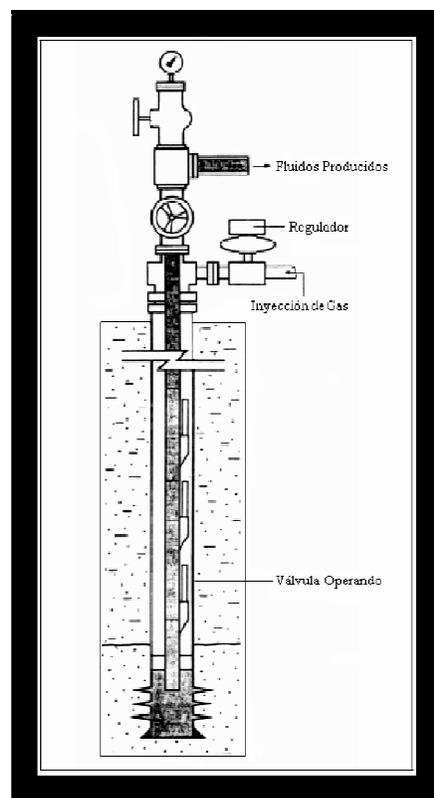
3.- Desplazamiento de baches de líquido mediante burbujas de gas actuando como pistones en el interior del pozo.

La columna de fluido por encima del punto de inyección es aligerada por la aereación causada por la baja densidad del gas, al mezclarse éste con los líquidos que forman la columna a desplazar. La disminución resultante en la presión de fondo causa un incremento en el gasto de producción.

### **BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE**

El bombeo neumático intermitente consiste en producir periódicamente determinado volumen de condensados, impulsados por el gas que se inyecta a alta presión.

El gas propulsor puede ser inyectado en un sólo punto bajo la columna del fluido o bien, en puntos múltiples de inyección. Un regulador en la superficie controla el tiempo de cada ciclo de inyección- producción, tal como se ilustra en la **Figura 4.17**.



**Figura 4.17** Esquema de una instalación de bombeo neumático intermitente, (Donahue y Lang, 1986).

El bombeo neumático intermitente es utilizado en pozos con bajos volúmenes de fluido, un alto índice de productividad y bajas presiones de fondo, o bien, bajo índice de productividad y alta presión de fondo.

Tiene las siguientes características:

- ✓ Baja inversión en pozos profundos.
- ✓ El más eficiente con altas RGA.
- ✓ Bajos costos de operación en producción de arena.
- ✓ Flexible.
- ✓ Adaptable en pozos desviados.
- ✓ Puede producir gastos muy elevados.
- ✓ Requiere una fuente de gas a alta presión.
- ✓ Puede no conseguir muy bajas presiones de fondo fluyendo.
- ✓ La TR y las líneas deben soportar la presión del gas.

#### 4.1.4 Bombeo Mecánico

Existen numerosos sistemas artificiales de producción que utilizan bombas mecánicas de fondo para desplazar los fluidos hacia la superficie. Los tres principales son:

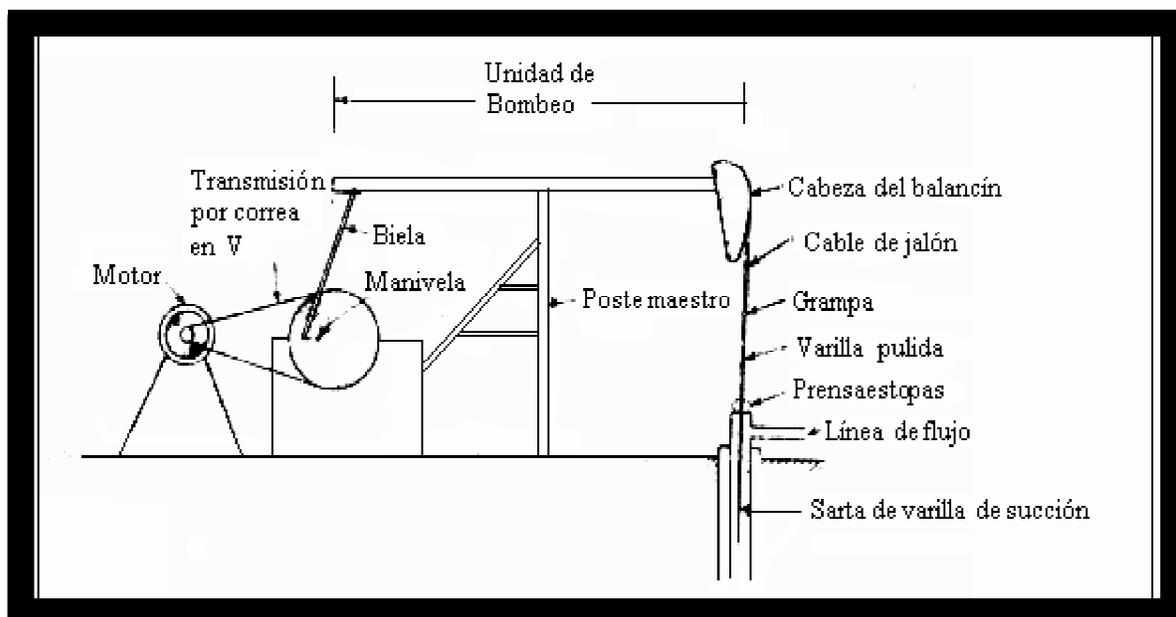
1. Bombeo con varilla de succión (Balancín).
2. Bombeo hidráulico.
3. Bombeo electro centrífugo.

No obstante que las bombas de fondo muestran numerosas variaciones, su objetivo es el mismo, desplazar los fluidos a la superficie. Las bombas pueden o no estar localizadas en el fondo del pozo.

Algunas instalaciones tienen localizadas las bombas en el fondo del pozo, debido a que el objetivo es generar una caída de presión tan alta como sea posible, para obtener máximos gastos de producción.

La función de éste sistema es transferir energía del motor principal a la sarta de varillas de succión a través de la unidad de bombeo mecánico. Para hacer esto, el equipo debe cambiar el movimiento rotatorio del motor principal, a un movimiento reciprocante en las varillas de succión y debe reducir la velocidad del motor principal a una velocidad adecuada de bombeo, que se logra mediante el reductor de engranes. Al resto del equipo le concierne el cambio de movimiento rotatorio en reciprocante.

La unión directa entre la sarta de varillas de succión y el equipo superficial es la varilla pulida, cuyo tamaño depende del diámetro de la tubería de producción y el diámetro de las varillas de succión en la parte superior de la sarta.



**Figura 4.18** Equipo superficial de una unidad de bombeo.

El ciclo de funcionamiento del bombeo mecánico inicia cuando el émbolo es accionado desde la superficie por una Unidad de Bombeo Mecánico (U. B. M.), por medio de la varilla pulida y las varillas de succión, de manera que al levantar el émbolo, desaloja hacia la superficie un volumen de aceite igual al contenido en la camisa de la bomba, cuyo volumen va a ser igual al producto del área de la sección transversal interior de la camisa, por la carrera del pistón, aproximadamente, ya que siempre se tiene alguna presencia de volumen de gas en el fluido procedente del yacimiento.

El número de emboladas por minuto, dependerá de los cálculos que se hagan de las condiciones del pozo, tanto en capacidad de producción como profundidad del mismo, ya que unas veces estará limitada esa velocidad por falta de aceite y otras por la profundidad del pozo.

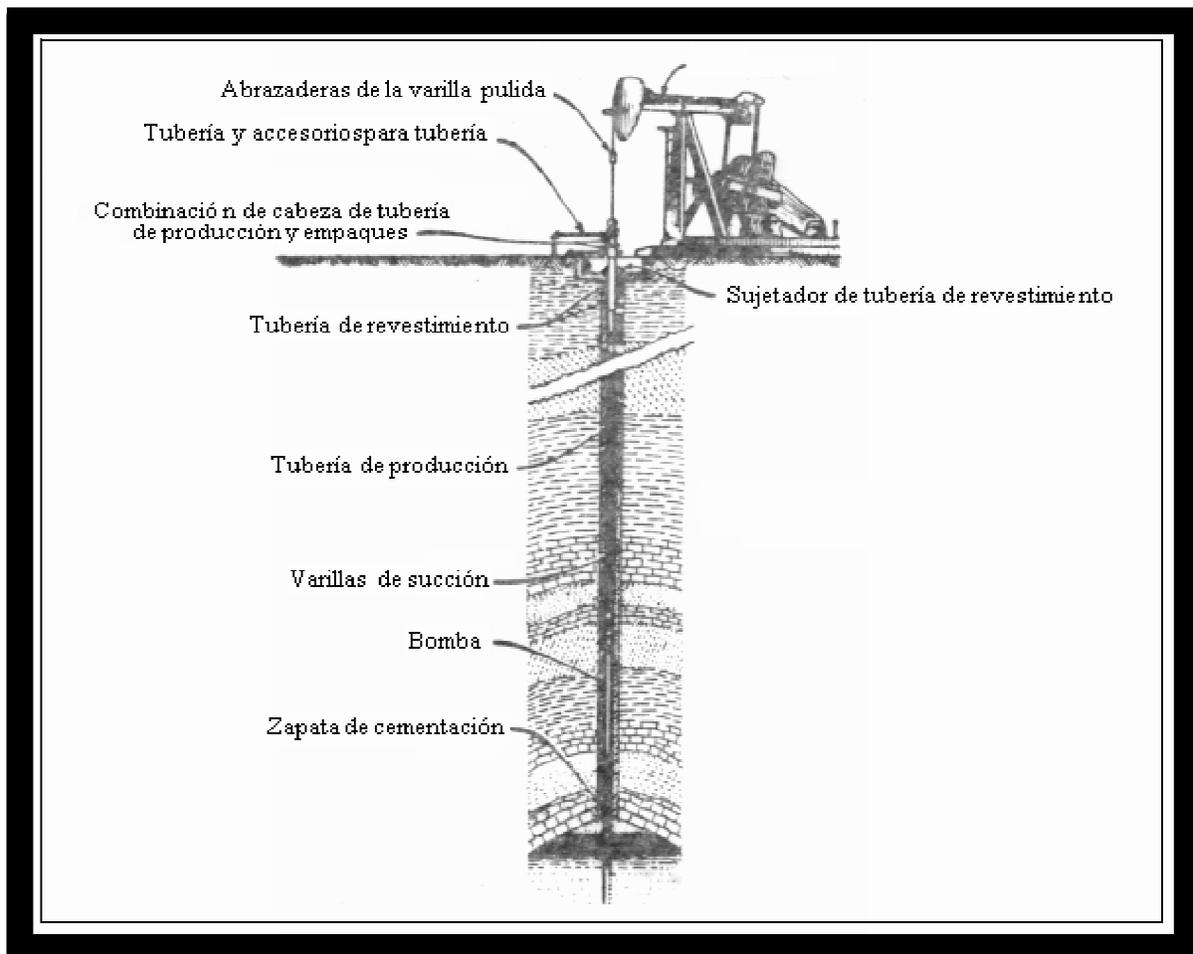
### **BOMBEO CON VARILLA DE SUCCIÓN (BALANCÍN)**

El bombeo subsuperficial puede llevarse a cabo por diferentes métodos. El más común es el bombeo con varilla de succión (balancín), donde el movimiento es transmitido desde la superficie hasta la bomba por medio de una sarta de varillas acopladas, colocadas dentro de la tubería de producción.

Los sistemas de bombeo con varillas de succión consisten esencialmente de cinco componentes:

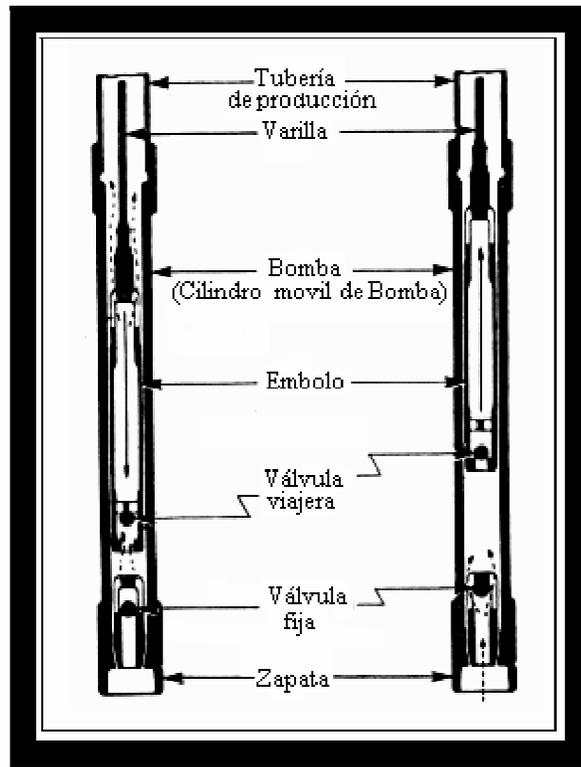
1. Bomba subsuperficial, la cual desplaza el fluido del fondo del pozo, reduciendo la presión de fondo.

2. Sarta de varillas, las cuales transmiten la potencia de la bomba desde la superficie.
3. Unidad superficial, la cual transfiere el movimiento de rotación a oscilación lineal de la sarta de varillas.
4. Sistema de engranes, los cuales controlan la velocidad de la máquina o motor primario.
5. Motor primario superficial, suministra la potencia necesaria a el sistema.



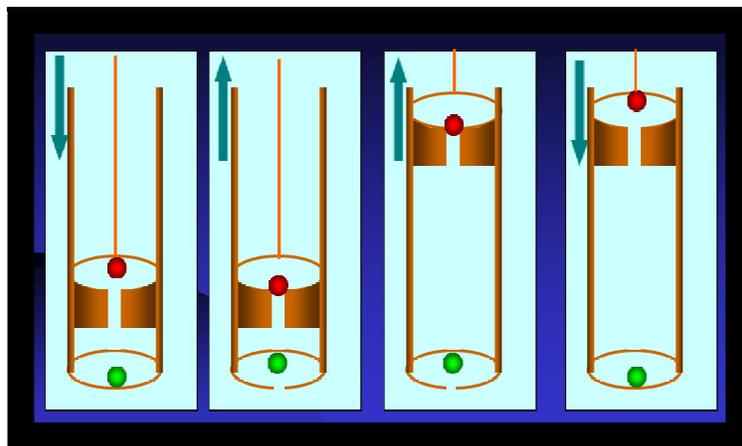
**Figura 4.19** Unidad de bombeo (Balancín), (Brown, 1997 vol. 4).

La bomba subsuperficial (**Figura 4.20**) es esencialmente un émbolo y un arreglo de válvulas dentro de una tubería o barril. Cuando el émbolo es levantado y separado de la válvula fija dentro del barril se crea una región de baja presión bajo el émbolo, la cual es invadida por el fluido de formación. Simultáneamente, el émbolo y las varillas de succión conjuntamente con el fluido se desplazan hacia arriba, dentro de la tubería de producción (T.P.).



**Figura 4.20** Parte esquemática de una bomba subsuperficial.

Las válvulas son diseñadas para abrir y cerrar de tal forma, que permitan a los fluidos entrar a la bomba en la carrera ascendente y sean desplazados por encima de la válvula viajera en la carrera descendente. El fluido que se encuentra en la válvula viajera es desplazada mediante una embolada en la carrera descendente.



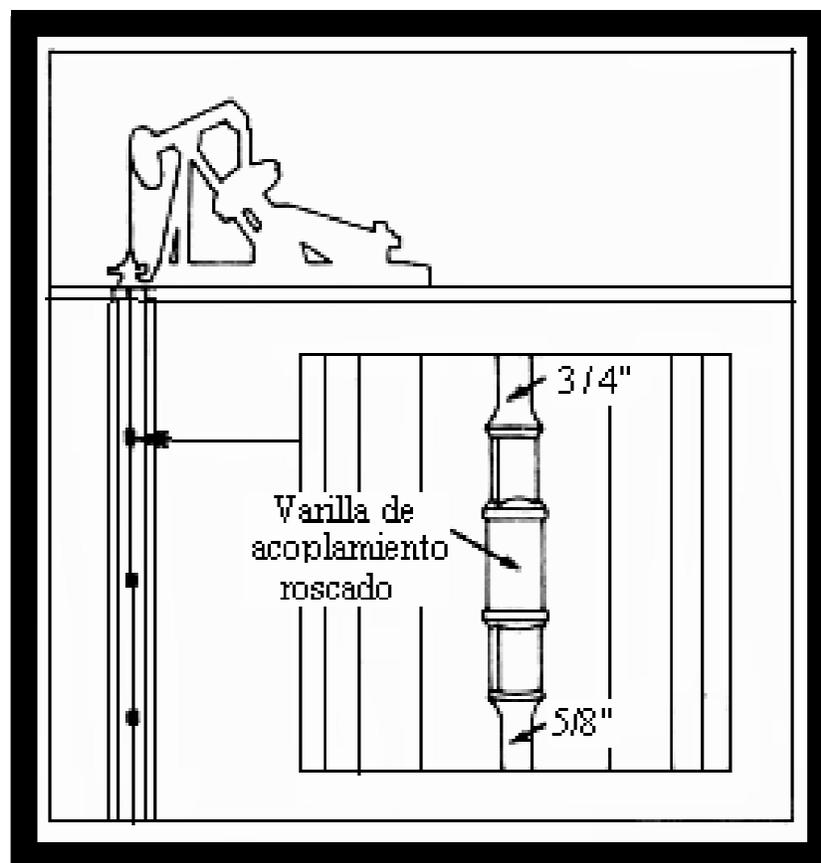
**Figura 4.21** Ciclo de bombeo mecánico de las válvulas en el fondo del pozo.

La industria petrolera cuenta con una amplia variedad de bombas diseñadas para diversas aplicaciones.

El API (American Petroleum Institute) ha diseñado un sistema de clasificación utilizando los criterios listados a continuación:

- ✓ Diámetro de la tubería de producción.
- ✓ Diámetro interior de la bomba.
- ✓ Tipo de barril.
- ✓ Tipo de émbolo.
- ✓ Ubicación del empalme de la bomba.
- ✓ Barril viajero o estacionario.
- ✓ Longitud del barril.
- ✓ Longitud del émbolo.
- ✓ Extensiones.
- ✓ Etc.

Por otra parte, las varillas de bombeo o succión son usualmente de alrededor de 25 pies (7.62 m) de longitud y son conectados con acoplamientos roscados **Figura 4.22**.

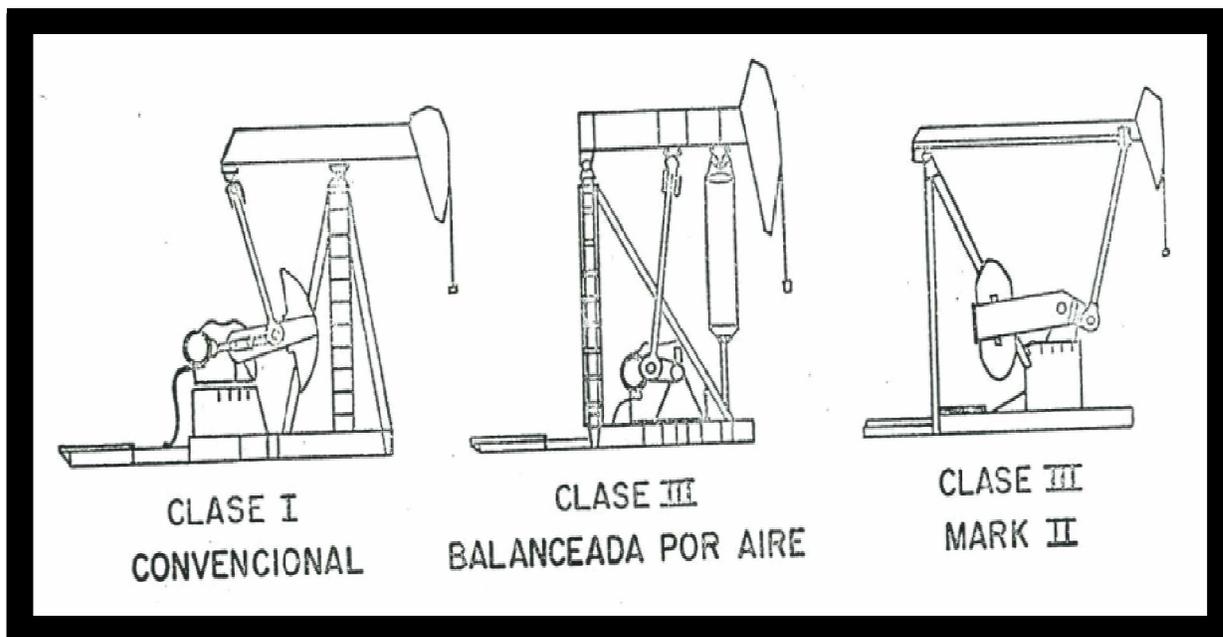


**Figura 4.22** Varilla de acoplamiento roscado.

En pozos profundos, se utiliza una sarta de varillas que van disminuyendo gradualmente (telescopiadas) en diámetro conforme aumenta la profundidad para

asegurar una máxima resistencia en el punto de máxima carga (parte superior de la sarta).

Las unidades superficiales también varían en diseño y tamaño. Diseños típicos son el convencional (clase I) y el Mark II o unidades balanceadas por aire (unidades clase III). **Figura 4.23.**



**Figura 4.23 Clasificación de unidades de bombeo**

El tamaño de las unidades está diseñado en función del rango de esfuerzo de torsión, carga máxima y longitud de carrera. Las unidades pueden variar desde una longitud de carrera de 16 pg y una carga máxima de 3200 lb a una longitud de carrera de 300 pg y una carga máxima de 4700 lb. El rango de esfuerzo de torsión para los engranes reductores de estas dos unidades varía por un factor de 570.

Los motores primarios pueden ser, ya sea, motores de combustión interna o motores eléctricos.

Entre sus principales beneficios están los siguientes:

- ✓ Familiar para ingenieros y operadores.
- ✓ Diseño Simple.
- ✓ Baja Inversión de capital para baja producción a profundidades someras y medias.
- ✓ Alta inversión para gastos elevados en pozos profundos.
- ✓ Permite muy bajos niveles de fluidos (baja presión de fondo fluyendo).
- ✓ Adaptable a problemas de corrosión y de incrustaciones.

- ✓ Limitado con respecto al tamaño de la TR.
- ✓ No se debe emplear en agujeros desviados.

#### 4.1.5 Bombeo Electrocentrífugo

Una unidad típica de bombeo electrocentrífugo consiste de un motor eléctrico, una sección de sello, una sección de admisión, una bomba centrífuga multietapas, cable eléctrico, tablero superficial de control, transformadores, etc. Diversos componentes adicionales incluyen medios de protección para el cableado en la tubería de producción y en los soportes de la cabeza del pozo. Equipo opcional puede incluir registradores de presión de fondo, temperatura, etc.

El motor eléctrico trabaja relativamente a una velocidad constante. La bomba y el motor están directamente unidos con el protector o una sección de sello. La potencia es transmitida a el equipo subsuperficial a través de un cable eléctrico trifásico que se introduce junto con la tubería de producción.

El bombeo electrocentrífugo ofrece un amplio grado de flexibilidad, es capaz de producir volúmenes muy altos de fluidos. Puede ser utilizado en pozos profundos más eficientemente que la bomba de varillas de succión y es capaz de manejar parte del gas libre de los fluidos bombeados.

Generalmente, el motor es situado de tal forma que los fluidos producidos circulen alrededor del motor, proporcionando así, un sistema de enfriamiento natural.

Las bombas electrocentrífugas no desplazan una cantidad fija de fluidos como lo hacen las bombas de desplazamiento positivo, en cambio, generan una cantidad relativamente constante de incremento de presión en la corriente de flujo.

De este modo, el gasto a través de la bomba variará dependiendo de la contrapresión existente en el sistema.

La carga de bombeo de una bomba centrífuga se reducirá conforme se incrementa el flujo volumétrico. Sin embargo, la eficiencia de la bomba, definida como la relación de la potencia hidráulica transferida al fluido ( $q\Delta p$ ) y la potencia suministrada a la bomba, tendrá un máximo en el gasto para una bomba dada.

La carga desarrollada y la eficiencia de una bomba centrífuga dependerán del diseño particular de la bomba. Estas características son proporcionadas por el fabricante así como las gráficas características de las bombas.

Para el diseño de una instalación de bombeo electrocentrífugo, la  $\Delta p$  (carga de bombeo) necesaria para producir el gasto volumétrico deseado deberá ser determinado a partir del IPR del pozo y la caída de presión que ocurrirá, desde la bomba hasta la superficie.

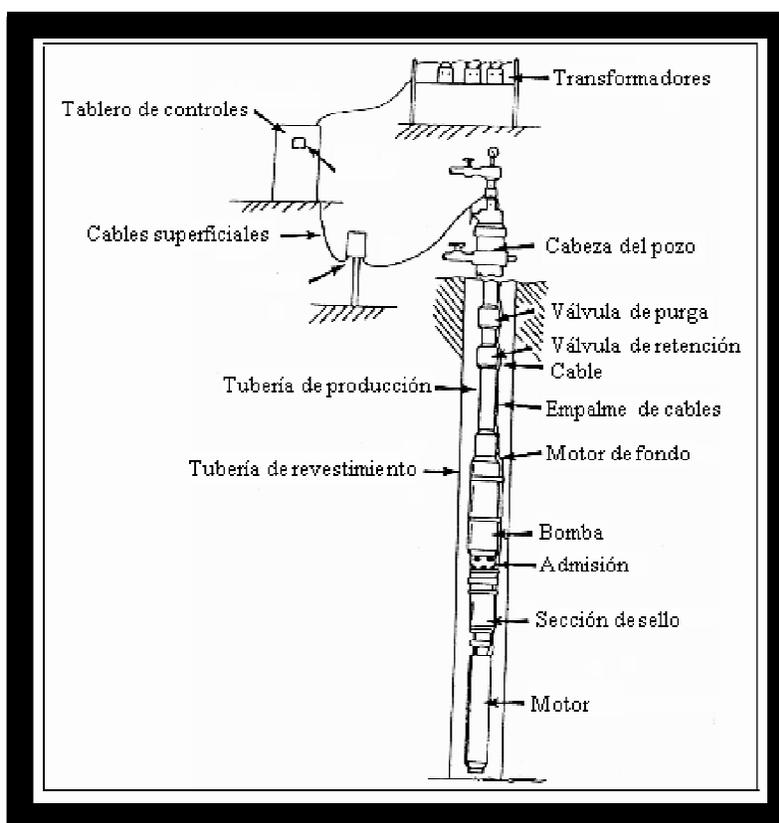
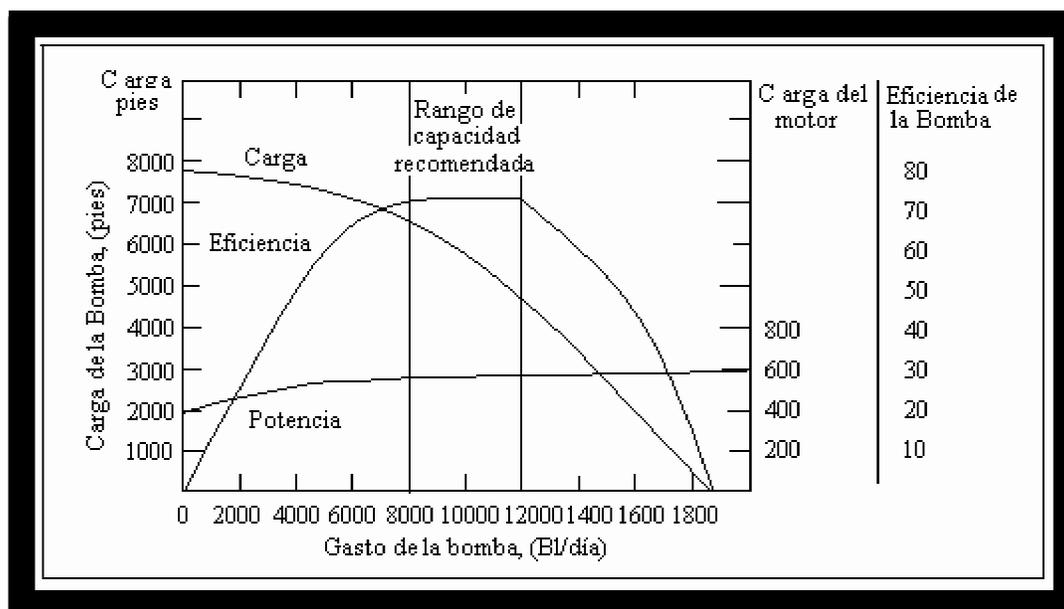


Figura 4.24 Unidad de bombeo electrocentrífuga, (Economides, 1994).



Gráfica 4.1 Gráfica característica de una bomba.

Los pasos necesarios para seleccionar una bomba electrocentrífuga apropiada para producir a un gasto volumétrico deseado son los siguientes:

Determinar el tamaño apropiado de la bomba a partir de las especificaciones del fabricante. El tamaño de la bomba puede ser seleccionado basado solamente en el gasto de producción.

- 1) A partir del IPR de un pozo, determinar la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ) para el gasto de producción deseado.
- 2) Calcular la profundidad mínima de la bomba, basado en la  $P_{wf}$  y la presión de succión necesaria. El bombeo electrocentrifugo, generalmente requiere una presión de succión de 150 a 300 lb/pg<sup>2</sup>. Para una presión cero en la tubería de revestimiento y despreciando la presión hidrostática de la columna de gas en el espacio anular, la profundidad de la bomba es:

$$H_B = H - \left( \frac{P_{wf} - P_{succión}}{0.433\gamma_1} \right) \quad (4.3.1)$$

donde:

H es la profundidad del intervalo productor.

$H_B$  es la profundidad de la bomba.

$p_{succión}$  es la presión de succión requerida por la bomba.

Entre las principales características de este sistema artificial se tiene que:

- ✓ Puede producir gastos muy elevados a profundidades de someras a medias.
- ✓ Bajos costos de inversión en profundidades someras.
- ✓ Adaptable a la automatización.
- ✓ El tamaño de la TR no resulta crítico para gastos elevados.
- ✓ El diseño del cable eléctrico es el enlace más débil.
- ✓ Requiere de una fuente estable de electricidad.
- ✓ Tiene problemas con las incrustaciones.
- ✓ Requiere de tiempos muertos para remover la unidad.