

## 1. INTRODUCCION

La bomba de cavidad progresiva (BCP) está constituida por dos piezas longitudinales en forma de hélice, una que gira en contacto permanente dentro de la otra que está fija, formando un engranaje helicoidal:

- El **rotor metálico**, es la pieza interna conformada por una sola hélice.
- El **estator**, la parte externa está constituida por una camisa de acero revestida internamente por un elastómero (goma), moldeado en forma de hélice enfrentadas entre sí, cuyos pasos son el doble del paso de la hélice del rotor.

En 1979, algunos operadores de Canadá, de yacimientos con petróleos viscosos y alto contenido de arena, comenzaron a experimentar con bombas de cavidades progresivas. Muy pronto, las fábricas comenzaron con importantes avances en términos de capacidad, presión de trabajo y tipos de elastómeros.

Algunos de los avances logrados y que en la actualidad juegan un papel importante, han extendido su rango de aplicación que incluyen:

- Producción de petróleos pesados y bitúmenes ( $<18^{\circ}\text{API}$ ) con cortes de arena hasta un 50 %).
- Producción de crudos medios ( $18\text{-}30^{\circ}\text{API}$ ) con limitaciones en el % de  $\text{H}_2\text{S}$ .
- Petróleos livianos ( $>30^{\circ}\text{API}$ ) con limitaciones en aromáticos.
- Producción de pozos con altos % de agua y altas producciones brutas, asociadas a proyectos avanzados de recuperación secundaria (por inyección de agua).

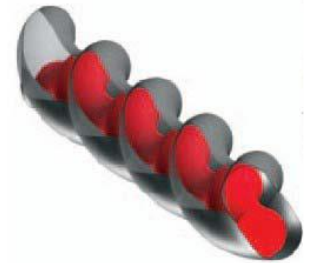


Figura . 1

### 1.2. Generalidades

En los últimos años las BCP han experimentado un incremento gradual como un método de extracción artificial común en Venezuela, siendo la faja Petrolífera del Orinoco el mayor campo con unidades BCP en Venezuela.

Los sistemas BCP tienen algunas características únicas que las hacen ventajosas con respecto a otros métodos de levantamiento artificial, una de sus cualidades más importantes es su alta eficiencia total. Típicamente se obtienen eficiencias entre 50 y 60% , ver [Fig 1](#).

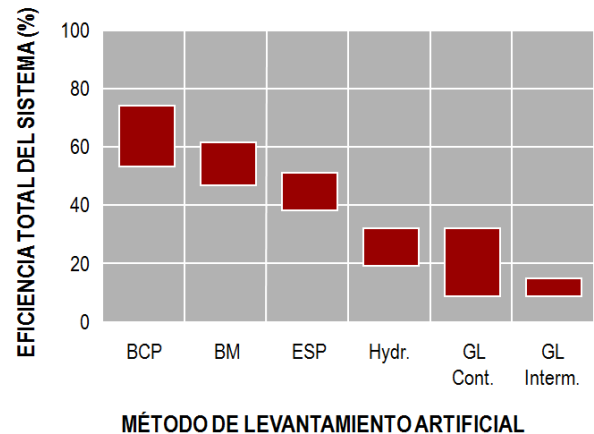


Figura. 1

Otras ventajas adicionales de los sistemas BCP son:

- Habilidad para producir fluidos altamente viscosos;
- Habilidad para producir con altas concentraciones de arena;
- Habilidad para tolerar altos porcentajes de gas libre (no se bloquea)
- Ausencia de válvulas o partes recíprocas evitando bloqueo o desgaste de las partes móviles;
- Muy buena resistencia a la abrasión;
- Bajos costos de inversión inicial;
- Bajos costos de energía;
- Demanda constante de energía (no hay fluctuaciones en el consumo)
- Simple instalación y operación;
- Bajo mantenimiento;
- Equipos de superficie de pequeñas dimensiones y
- Bajo nivel de ruido

Los sistemas BCP también tienen algunas desventajas en comparación con los otros métodos. La más significativa de estas limitaciones se refiere a las capacidades de desplazamiento y levantamiento de la bomba, así como la compatibilidad de los elastómeros con ciertos fluidos producidos, especialmente con el contenido de componentes aromáticos. A continuación se presentan varias de las desventajas:

- Capacidad de desplazamiento real de hasta 2000 BPD o 320 m<sup>3</sup>/día (máximo de 4000 BPD o 640 m<sup>3</sup>/día);
- Capacidad de elevación real de hasta 6000 pies o 1850 metros (máximo de 1050 pies o 3500 metros);
- Resistencia a la temperatura de hasta 280 °F o 138 °C (máxima de 350 °F o 178 °C);
- Alta sensibilidad a los fluidos producidos (los elastómeros pueden hincharse o deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos por periodos prolongados de tiempo);
- Opera con bajas capacidades volumétricas cuando se producen cantidades de gas libre considerables evitando una buena lubricación.
- Tendencia del estator a daño considerable cuando la bomba trabaja en seco por periodos de tiempo relativamente cortos;
- Desgaste por contacto entre las cabillas de bombeo y la tubería de producción puede tornarse un problema grave en pozos direccionales y horizontales;
- La mayoría de los sistemas requieren la remoción de la tubería de producción para sustituir la bomba;
- Los sistemas están propensos a altas vibraciones en el caso de operar a altas velocidades requiriendo el uso de anclas de tubería y estabilizadores o centralizadores de varillas de bombeo;

Sin embargo, estas limitaciones están siendo superadas cada día con el desarrollo de nuevos productos y el mejoramiento de los materiales y diseño de los equipos. En su aplicación correcta, los sistemas con bombas de cavidad progresiva proveen el método más económico de levantamiento artificial si se configura y opera apropiadamente.

## 2. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

El estator y el rotor no son concéntricos y el movimiento del rotor es combinado, uno rotacional sobre su propio eje y otro rotacional (en dirección opuesta a su propio eje) alrededor el eje del estator.

La geometría del conjunto es tal, que forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí. Cuando el rotor gira en el interior del estator estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator (succión) hasta la descarga, generando de esta manera el bombeo por cavidades progresivas. Debido a que las cavidades están hidráulicamente selladas entre sí, el tipo de bombeo, es de desplazamiento positivo. Ver **Fig. 2**



Figura. 2

La geometría del sello helicoidal formado por el rotor y el estator están definidos por los siguientes parámetros:

- D: diámetro mayor del rotor (diámetro nominal)
- dr: diámetro de la sección transversal del rotor
- E : excentricidad del rotor
- Ps: paso del estator (longitud de la cavidad = longitud de la etapa)
- Pr: paso del rotor

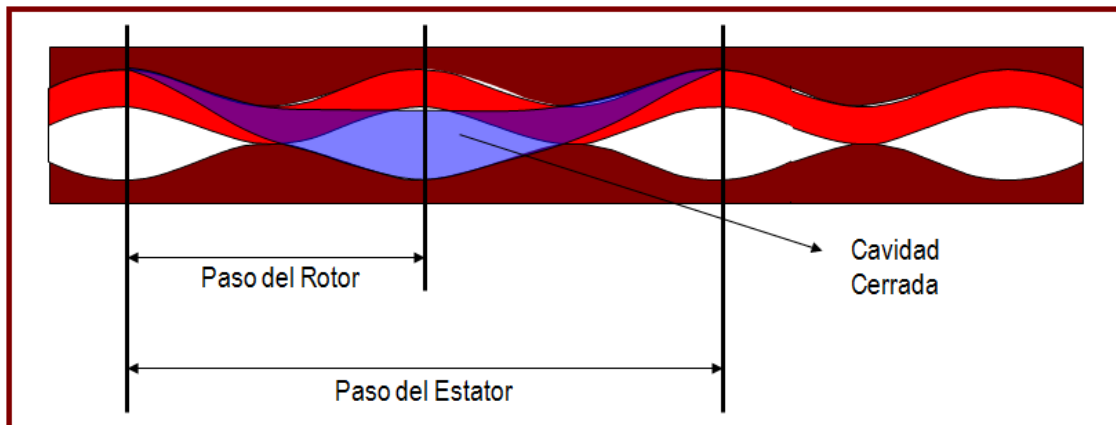


Figura 3.

Cada ciclo de rotación del rotor produce dos cavidades de fluido. La sección de esta cavidad es:

$$A = 4 \cdot d \cdot E.$$

El área es constante, y a velocidad de rotación constante, el caudal es uniforme. Esta es una importante característica del sistema que lo diferencia del bombeo alternativo con descarga pulsante. Esta acción de bombeo puede asemejarse a la de un pistón moviéndose a través de un cilindro de longitud infinita. La mínima longitud requerida por la bomba para crear un efecto de acción de bombeo es **UN PASO**, ver **Fig 3**, ésta es entonces una bomba de una etapa. Cada longitud adicional de paso da por resultado una etapa más. El desplazamiento de la bomba, es el volumen producido por cada vuelta del rotor (es función del área y de la longitud de la cavidad)

$$V = A \cdot P = 4 \cdot dr \cdot E \cdot Ps$$

En tanto, el caudal es directamente proporcional al desplazamiento y a la velocidad de rotación N

$$Q = V \cdot N = 4 \cdot dr \cdot E \cdot Ps \cdot N$$

La capacidad de la bomba PCP para vencer una determinada presión está dada por las líneas de sello hidráulico formados entre ROTORESTATOR. Para obtener esas líneas de sello se requiere una **interferencia** entre rotor/estator, es decir una compresión entre rotor y estator.

La interferencia en una bomba de cavidades progresivas se define como la diferencia entre el diámetro del rotor y el diámetro menor de la cavidad del estator, esta garantiza que exista el sello entre las cavidades que permite la acción de bombeo.

## 2.1 Geometrías

Existen distintas geometrías en bombas BCP, y las mismas están relacionadas directamente con el número de lóbulos del estator y rotor. La **Fig. 4 y 5** muestran algunos ejemplos.

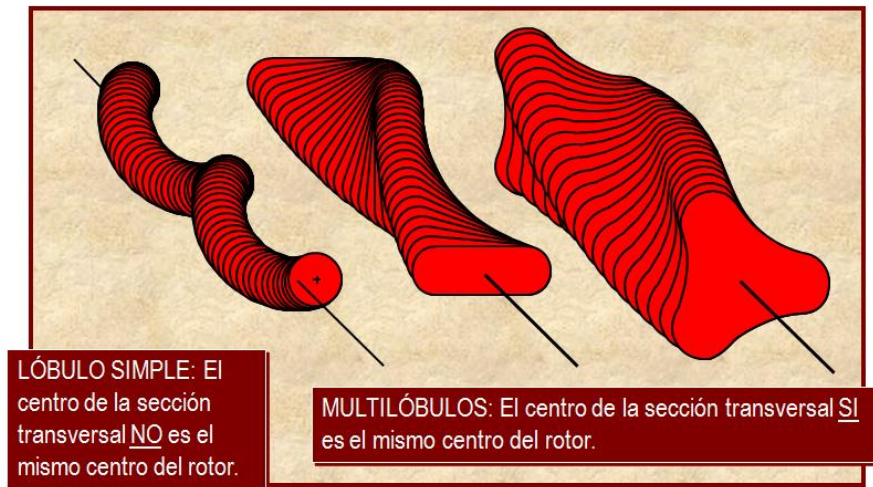


Figura 4.

La relación entre el número de lóbulos del rotor y el estator permite definir la siguiente nomenclatura:

- N° de lóbulos del rotor      **3**
- N° de lóbulos del estator    **4**

Por lo tanto esta relación permite clasificar a las bombas BCP en dos grandes grupos:

- “**Singlelobe**” o single lobulares : Geometría      **1:2**
- “**Multilobe**” o Multilobulares    : Geometría      **2:3; 3:4; etc**



Figura 5

## 2.2. Presión en la bomba-

La presión desarrollada dentro de la bomba depende básicamente de dos factores:

- Número de líneas de sello (etapas)
- Interferencia o compresión entre rotor y estator

La mayor o menor interferencia, o compresión entre rotor y estator se puede lograr en principio variando el diámetro nominal del rotor. A su vez, la expansión del elastómero durante el proceso de producción hace que la interferencia aumente, lo cual se deberá tener en cuenta para elegir la mejor combinación entre rotor y estator. La expansión del elastómero se puede dar por:

- *Expansión térmica*(por la temperatura del fondo de pozo o debido a la energía térmica generada por deformación cíclica-Histéresis)
- *Expansión química*

La cantidad de veces que la línea de sellos se repite, define el número de etapas de la bomba. Cada etapa está diseñada para soportar una determinada presión diferencial, por lo tanto a mayor N° de etapas, mayor es la capacidad para vencer una diferencial de presión. Se pueden presentar distintas combinaciones que afectan a la distribución de la presión dentro de la bomba:

### 1. Igual Interferencia- Distinto número de etapas

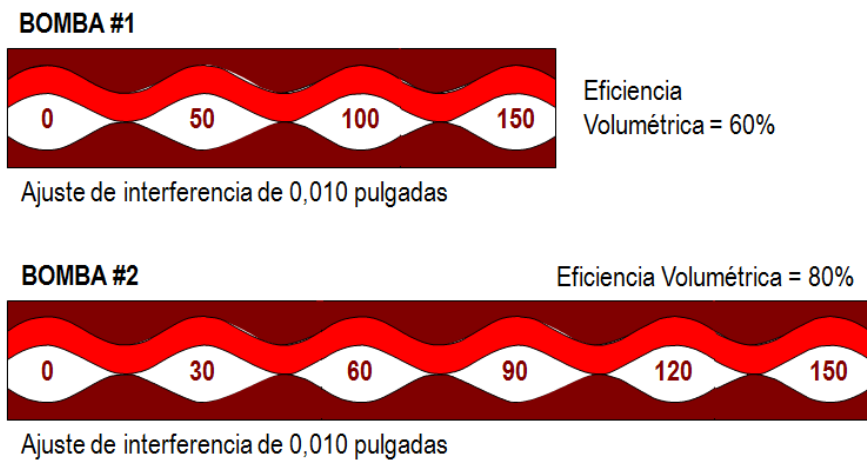


Figura 6

### 2. Igual número de etapas - Distinta Interferencia



Figura 7

### 3. EQUIPOS DE UN SISTEMA BCP

Un sistema BCP se encuentra conformado por equipos de superficie y de subsuelo. La **Fig. 9** ilustra una instalación típica, donde se presentan en forma general los componentes básicos de un pozo completado bajo este sistema

**EMPACADURA.** Es un equipo que se activa mecánica o hidráulicamente y que una vez instalada cierra u obtura completamente el espacio anular entre la tubería de producción y el revestidor. Este equipo se utiliza en completaciones donde la producción se lleve hasta la superficie por el espacio anular. No se recomienda su utilización en pozos con alto contenido de gas libre a nivel de la bomba y cuya completación considere el manejo de los fluidos por la tubería de producción.

**CAÑO FILTRO.** Se utiliza para evitar, en el caso de rotura de estator con desprendimiento de elastómero, trozos de tamaño regular del mismo queden dentro del espacio anular. Una vez cambiada la instalación de fondo, estos pedazos de elastómero podrán ser recuperados con un equipo de *pulling* y no permanecerán en el pozo donde se corre el peligro que sean succionados nuevamente por la bomba. La condición para su instalación es que la suma de las áreas de sus orificios sea igual o mayor a seis (6) veces el área de succión de la bomba, es decir seis veces el área del niple de paro.

**ANCLA DE TORQUE.** Al girar la sarta en el sentido de las agujas del reloj, o hacia la derecha (vista desde arriba) se realiza la acción de girar la columna también hacia la derecha, es decir hacia el sentido de desenrosque de las tuberías. A esto se suman las vibraciones producidas en la columna por las ondas armónicas ocasionadas por el giro de la hélice del rotor dentro del estator, vibraciones que son tanto mayores cuanto más profunda es la instalación de la bomba. La combinación de ambos efectos puede producir el desprendimiento de la tubería de producción. El ancla de torque evita este problema. Cuanto más la columna tiende al desenrosque, más se ajusta el ancla. Debe ir siempre instalada debajo del estator, elemento de la columna donde el esfuerzo de torque es mayor. No siempre es necesaria su instalación, ya que en bombas de menor caudal a bajas velocidades o bajas profundidades, no se tienen torques importantes y no se producen grandes vibraciones. No obstante, es recomendable en todos los casos.

**NIPLA DE PARO.** Es parte componente de la bomba y va roscado al extremo inferior del estator, ver **Fig.8**. Su función es:

- Servir de punto tope al rotor cuando se realiza el *Espaciamento* del mismo.
- Brindar un espacio libre al rotor de manera de permitir la libre elongación de la sarta de cabillas durante la operación del sistema.
- Impedir que el rotor y/o las cabillas lleguen al fondo del pozo en caso de producirse rotura o desconexión de estas últimas.
- Servir de punto de conexión para accesorios tales como Anclas de Gas o Anti-torque, Filtros de Arena, etc.



Figura 8



Los más usuales son de rosca doble, con una rosca hembra en su extremo superior, que va roscada al estator y una rosca macho de la misma medida en su extremo inferior, para permitir instalar debajo el ancla de torque o cualquier otro elemento. A la vez el centro de la misma hace de tope con el rotor, durante el espaciamiento.

**ESTATOR PCP.** Es la parte externa está constituida por una camisa de acero revestida internamente por un elastómero (goma), moldeado en forma de hélice enfrentadas entre sí, cuyos pasos son el doble del paso de la hélice del rotor. El estator se baja al pozo con la tubería de producción (bombas tipo Tubular o de Tubería) o con la sarta de cabillas (bombas tipo Insertables).

**NIPLE INTERMEDIO O NIPLE ESPACIADOR.** Su función es la de permitir el movimiento excéntrico de la cabeza del rotor con su cupla o reducción de conexión al trozo largo de maniobra o a la última cabilla, cuando el diámetro de la tubería de producción no lo permite. En este caso es imprescindible su instalación.

**ZAPATO PROBADOR DE HERMETICIDAD.** En caso de ser instalado (altamente recomendado), se debe colocar siempre arriba del niple intermedio, para poder probar toda la tubería y además como su diámetro interno es menor que el de la tubería de producción no permite el paso de centralizadores a través de él. Para algunas medidas de bomba, no se puede utilizar, porque el pasaje interior del mismo es inferior al diámetro del rotor, impidiendo su paso en la bajada.

La interferencia entre el rotor y el estator es suficiente sello para probar la hermeticidad, aunque siempre existe escurrimiento, tanto mayor cuanto mayor sea la presión total resultante sobre la bomba. La suma de la presión de prueba más la altura de la columna debe ser tal que no supere la altura manométrica de la bomba, para evitar dañarla.

**TUBERIA DE PRODUCCION.** En caso de haber instalado un ancla de torque, la columna se arma con torque óptimo API, correspondiente a su diámetro. Si existiera arena, aún con ancla de torque, se debe ajustar con el torque máximo API, de este modo en caso de quedar el ancla atrapada, existen más posibilidades de librarla, lo que se realiza girando la columna hacia la izquierda. Si no hay ancla de torque, se debe ajustar también con el máximo API, para prevenir el desenrosque de la tubería de producción.

**ANCLAS DE GAS.** La eficiencia volumétrica de las BCP, al igual que la de otros tipos de bombas, es afectada de manera significativa por la presencia de gas libre en su interior.

Anclas de gas es el nombre que comúnmente se emplea para referirse a los separadores estáticos gas-líquido de fondo de pozo, generalmente la separación gas – líquido ocurre fuera del ancla desviándose el gas al espacio anular entre el revestidor y la tubería de producción y el líquido es enviado a la bomba, sin embargo, las anclas de gas no son 100% eficientes por lo que una porción del mismo es arrastrado a su interior y de allí a la bomba, adicionalmente dentro del ancla, por los diferenciales de presión que allí se originan, ocurren separaciones adicionales de gas el cual también es conducido a la bomba; algunos diseños consideran el desalojo de este gas al espacio anular revestidor-educor

### **3.1 Elementos de la sarta de cabillas de bombeo.**

**ROTOR.** Estando el estator y el rotor al mismo nivel sus extremos inferiores, el pin del rotor sobresale del estator aproximadamente unos 460 mm a 520 mm. Este dato permite verificar en muchos casos si el espaciamiento fue bien realizado. En caso de presencia de arena, aunque sea escasa, esta deja muchas veces marcada la hélice del rotor. De este modo, al retirar el rotor por cualquier motivo, se puede observar en qué punto estuvo trabajando dentro del estator, partiendo del extremo superior del rotor.

**NIPLE DE MANIOBRA:** Es muy importante instalar un trozo de esta medida inmediatamente por encima del rotor, en lugar de una cabilla, cuando gira a velocidades superiores a las 250 rpm. Cuando se instala una cabilla, debido a su largo y al movimiento excéntrico del rotor que se transmite directamente a ella, tiende a doblarse y rozar contra las paredes del último tubing. El trozo de maniobra, al ser de menos de la mitad del largo de la cabilla, se dobla menos o no se dobla, dependiendo de su diámetro.

**CABILLAS DE BOMBEO API.** Son cabillas de acero, enroscadas unas con otras por medio de cuplas, formando la mencionada sarta, que va desde la bomba hasta la superficie. Los diámetros máximos utilizados están limitados por el diámetro interior de los tubings, utilizándose por ejemplo diámetros de 7/8" o 1" (cuplas slim hole) en tubings 2 7/8". Su longitud puede ser de 25' o 30'.

**CABILLAS DE BOMBEO NO CONVENCIONALES.** Podemos mencionar las cabillas huecas (*hollow rods*) las cuales sumadas a una conexión Premium ofrece entre otras ventajas, una mayor capacidad de transmisión de torque que una cabilla API. También podemos mencionar las cabillas continuas las cuales ofrecen entre otras ventajas, su maniobrabilidad, posibilidad de usar mayor diámetro de cabillas en tubings slim-hole (no tienen cuplas) y por este mismo motivo, un menor desgaste entre cabillas y tuberías.

**CENTRALIZADORES DE CABILLAS.** Los centralizadores de cabillas se suelen colocar sólo en aquellos pozos con desviaciones o inclinaciones muy pronunciadas. Hasta ahora no existe un acuerdo validado respecto a los criterios para la ubicación de estos dispositivos, sin embargo el programa del C-FER ofrece una rutina para estimar la colocación mas adecuada de los mismos en la sarta de cabillas.

**BARRA PULIDA.** El extremo superior de la sarta se completa con un vástago cromado enroscado a las cabillas, el cual va empaquetado en superficie, por medio de un dispositivo denominado "prensa estopa". Todo esto se conecta al puente de producción. El vástago puede ser de diferentes medidas. Algunas de las que se utilizan son 1.1/4"; 1.1/2" en macizos, o bien 48 mm en vástagos huecos; dependiendo de la sarta que se tenga en el pozo y del cabezal que se utilice en superficie.

**NIPLES DE DRENAJE.-** Generalmente se utiliza un niple de drenaje para desalojar el crudo de la tubería de producción en aquellos casos cuando no es posible sacar el rotor de la bomba

**NIPLES "X".-** Con el fin de detectar agujeros o uniones defectuosas en la sarta de tubería, se acostumbra realizar una prueba de presión durante la operación de bajada de la misma. Para realizar esta prueba se puede instalar un niple de asiento X, sobre el estator de la bomba, en el cual se asienta una válvula fija con pescante, la cual es fácil de recuperar luego de la prueba

### 3.1 ELASTOMEROS

El Elastómero constituye el elemento más "delicado" de la Bomba de Cavidades Progresivas y de su adecuada selección depende en una gran medida el éxito o fracaso de esta aplicación.

El Elastómero reviste internamente al Estator y en si es un polímero de alto peso molecular con la propiedad de deformarse y recuperarse elásticamente, esta propiedad se conoce como **resiliencia** o memoria, y es la que hace posible que se produzca la interferencia entre el Rotor y el Estator la cual determina la hermeticidad entre cavidades contiguas y en consecuencia la eficiencia de la bomba (bombeo).

Los Elastómeros deben presentar resistencia química para manejar los fluidos producidos y excelentes propiedades mecánicas para resistir los esfuerzos y la abrasión. Los más utilizados en



la aplicación BCP, poseen base Nitrílica (convencionales), Hidrogenación Catalítica (Elastómeros Hidrogenados) o Fluoelastómeros.

Características deseables en los Elastómeros.

- Buena resistencia química a los fluidos a transportar.
- Buena resistencia térmica.
- Capacidad de recuperación elástica.
- Adecuadas propiedades mecánicas, especialmente resistencia a la fatiga.

Propiedades mecánicas mínimas requeridas.

- Hinchamiento: del 3 al 7% (máximo).
- Dureza Shore A: 55 a 78 puntos.
- Resistencia Tensil: Mayor a 55 Mpasal
- Elongación a la ruptura: Mayor al 500%
- Resistencia a la fatiga: Mayor a 55.000 ciclos
- Resistencia al corte: Mayor a 4 Kgrs/mm.

Los cambios más comunes en las propiedades mecánicas de los Elastómeros son: el Hinchamiento, el Endurecimiento y el Reblandecimiento. El Hinchamiento origina una excesiva interferencia y como consecuencia, un torque excesivo en las cabillas y calentamiento (y posible destrucción) del Elastómero. El endurecimiento afecta negativamente a la resiliencia y como consecuencia la eficiencia de la bomba. El Reblandecimiento deteriora la hermeticidad entre las cavidades y por ende la eficiencia de la bomba.

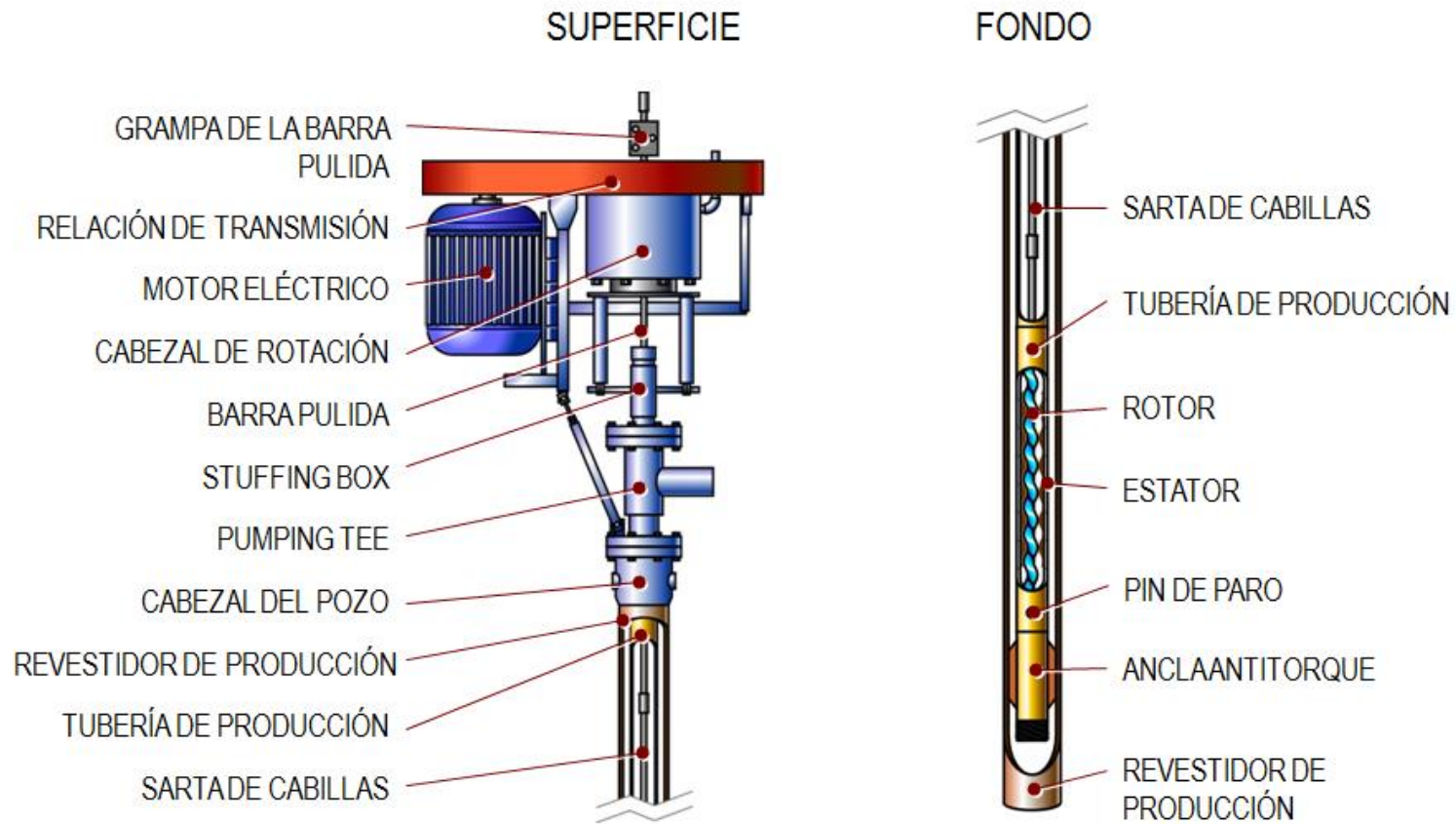
En la **Tabla 1** se resume el desempeño de los Elastómeros presentados anteriormente, se debe destacar que la nomenclatura es propia del fabricante y que la misma, la formulación (y por ende las propiedades) varían de un fabricante a otro.

	<b>159</b>	<b>194</b>	<b>198</b>	<b>199</b>	<b>204</b>
Abrasión	B	A	A	C	B
Ampollas de gas	A	B	B	A	A
Crudos Pesados	A	A	B	C	B
Crudos Medianos	A	B	B	A	B
Crudos Livianos	C	C	C	A	A
Aromáticos	B	C	C	A	A
CO2	B	C	B	B	A
H2S	B	B	A	B	A
Pozos de Agua	B	C	C	C	C
Máx. Temp. ( °C )	120	100	160	110	80
Máx. Temp. ( °F )	248	212	320	230	176

Escala: **A**:Excelente **B**:Aceptable **C**:Insatisfactorio

**Tabla 1. Características de algunos elastómeros.**

**Figura 9.** Instalación Típica de BCP.



## 5. CLASIFICACIÓN DE LAS BCP

Existen diversos criterios para clasificar las bombas de cavidades progresivas. Una primera clasificación las divide en:

- Bombas industriales (son bombas horizontales) las cuales abarcan un gran rango de aplicaciones, como por ejemplo: las utilizadas en el agro, en procesamiento de alimentos, en plantas de tratamiento de agua, etc. La descripción de estas bombas se encuentra fuera del contenido de este subproyecto.
- Bombas para aplicaciones petroleras desde extracción de hidrocarburos hasta recuperación de lodos de perforación y transferencia de fluidos ácidos.

En este contexto, se pueden clasificar las BCP como:

- Bombas Tubulares
- Bombas Tipo Insertables
- Bombas de geometría simple
- Bombas Multilobulares.
- Bombas de para “alto caudal”
- Bombas de “gran altura”.

**Bombas Tubulares.** En este tipo de bombas el estator y el rotor son elementos totalmente independientes el uno del otro. El estator se baja en el pozo conectado a la tubería de producción, debajo de él se conecta el niple de paro, ancla de torque, ancla de gas, etc; y sobre él se instala el niple de maniobra, niples “X”, y finalmente la tubería de producción. En cuanto al rotor, este se conecta y se baja al pozo con la sarta de cabillas. En general esta bomba ofrece mayor capacidad volumétrica, no obstante, para el reemplazo del estator se debe recuperar toda la completación de producción.

**Bombas tipo Insertable.** Poco utilizadas en Venezuela, su uso se prevaleció en los pozos de Occidente (Costa Oriental del Lago de Maracaibo). En este tipo de bombas, a pesar de que el estator y el rotor son elementos independientes, ambos son ensamblados de manera de ofrecer un conjunto único el cual se baja en el pozo con la sarta de cabillas hasta conectarse en una zapata o niple de asentamiento instalada previamente en la tubería de producción. Esta bomba tiene el inconveniente de ofrecer bajas tasas de producción (ya que su diámetro está limitado al diámetro interno de la tubería de producción) pero ofrece la versatilidad de que para su remplazo no es necesario recuperar la tubería de producción con el consiguiente ahorro en tiempo, costos y producción diferida. Nominalmente se encuentran bombas tipo insertables con capacidades de hasta 480 BPD (a 500 r.p.m. y cero head) y para 2800 Lpc. Al igual que en las bombas tubulares, las capacidades, geometrías, diseños, etc., dependen del fabricante.

**Bombas de geometría simple.** Son aquellas en las cuales el número de lóbulos del rotor es de uno, mientras que el estator es de dos lóbulos (relación 1x2).

**Bombas Multilobulares.** A diferencia de las bombas de geometría simple, las multilobulares ofrecen rotores de 2 o más lóbulos en Estatores de 3 o más (relación 2x3, 3x4, etc.). Estas bombas ofrecen mayores caudales que sus similares de geometría simple.

Teóricamente estas bombas ofrecen menor torque que las bombas de geometría simple, adicionalmente, considerando el mismo diámetro, las bombas multilobulares ofrecen mayores desplazamientos volumétricos lo cual sería una oportunidad para obtener bombas insertables de mayor tasa.

**Bombas de Alto Caudal.** Cada fabricante ofrece bombas de alto desplazamiento o alto caudal, el desplazamiento viene dado principalmente por el diámetro de la bomba y la geometría de las

cavidades. Hay disponibles comercialmente bombas de 5" modelo 1000TP1700; estas son bombas tipo tubular ("TP") de 6300 BPD (1000 m<sup>3</sup>/día) @ 500 r.p.m. y 0 head; bombas 22.40-2500 con desplazamientos de hasta 2500 BPD a 500 r.p.m. y 0 head y de 3200 BPD en los modelos CTR. Se debe recordar que al hablar de desplazamiento se debe considerar el volumen que ocupa el gas en la bomba.

**Bombas de gran altura (head).** la altura de la bomba es su capacidad para transportar los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, lo que se traduce en profundidades de asentamiento de bombas o en diferenciales de presión a vencer.

## 6. NOMENCLATURA DE UNA BCP SEGÚN LOS FABRICANTES

En general los fabricantes han desarrollado nomenclaturas que reflejan la capacidad hidráulica de las bombas, presentando por ejemplo el caudal teórico (desplazamiento volumétrico) para 500 (ó 100) R.P.M. y la altura hidráulica (o Head) máximo de operación.

A continuación se presenta la nomenclatura de las bombas de cavidades progresivas de subsuelo para distintos fabricantes.

Fabricante	Tipo de bomba	Ejemplo	Significado
Francés	Geometría SIMPLE	60TP1300	<b>60</b> = tasa de 60 m <sup>3</sup> /d a 500 r.p.m. y 0 head. <b>TP</b> = Tubing Pump (bomba tipo tubular) <b>1300</b> = altura máxima (Head) en metros de agua.
	Multilobulares	840ML1500	Igual a la anterior, la diferencia está en el tipo de geometría. ML significa "Multi Lobular"
Brasileño	Tubulares	18.40-1500	<b>18</b> = bomba de 18 etapas o 1800 lpc de diferencial máximo de presión. <b>40</b> = diámetro del rotor en milímetros. <b>1500</b> = tasa máxima expresada en barriles, a 500 r.p.m. y 0 head.
	Insertables	18.35-400IM	Igual a la anterior excepto que esta es una bomba tipo insertable con zapata de anclaje modificada ( <b>IM</b> )
Brasileño	CTR Tubular (1)	8-CTR-32	<b>8</b> = Presión máxima en Mpa <b>CTR</b> = Bomba de espesor de Elastómero constante ( <i>Constant Thickness Rubber</i> ). <b>32</b> = tasa de 32 m <sup>3</sup> /d a 100 r.p.m. y cero head.
	CTR Insertable	8-CTR-32IM	Igual a la anterior excepto que

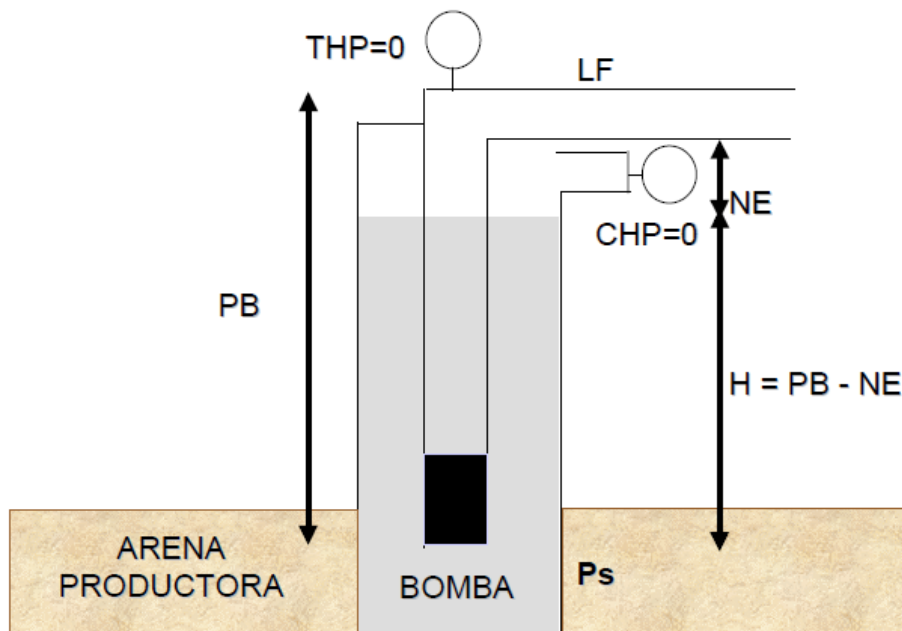
			modelo es una bomba CTR tipo insertable con zapata de anclaje modificada (IM)
<b>Norte Americano (USA)</b>	Geometría simple	60N095	<b>60</b> = $60 \times 10^2$ head máximo en pies de agua (6000 pies) <b>095</b> = tasa en b/d a 100 r.p.m. y 0 head.
<b>Canadá (2)</b>	Geometría simple	40-200	<b>40</b> = $40 \times 10^2$ head máximo en pies de agua (4000 pies) <b>200</b> = tasa en b/d a 100 r.p.m. y 0 head.

**Fuente:** Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Falla y trouble Shooting Autor: Ing. Nelvy Chacín Septiembre 2003

## 7. PRINCIPIOS BASICOS DE PRODUCCIÓN

### *Nivel estático, Nivel dinámico, Presión Estática, Presión Fluyente, Sumergencia*

Los parámetros que se tratarán a continuación intervienen de una manera muy importante en la selección de las bombas, por tanto es primordial que se entiendan perfectamente tanto en sus definiciones como en sus influencias en la operación de la misma de manera de poder seleccionar e instalar el conjunto adecuado



**Figura 10.** Esquema de un pozo en condiciones estáticas.

Antes de arrancar la bomba en un pozo que no fluye (**Fig. N° 10**), el fluido se estabiliza en un nivel tal que la presión ejercida por la columna de fluido a la profundidad del yacimiento mas la presión en

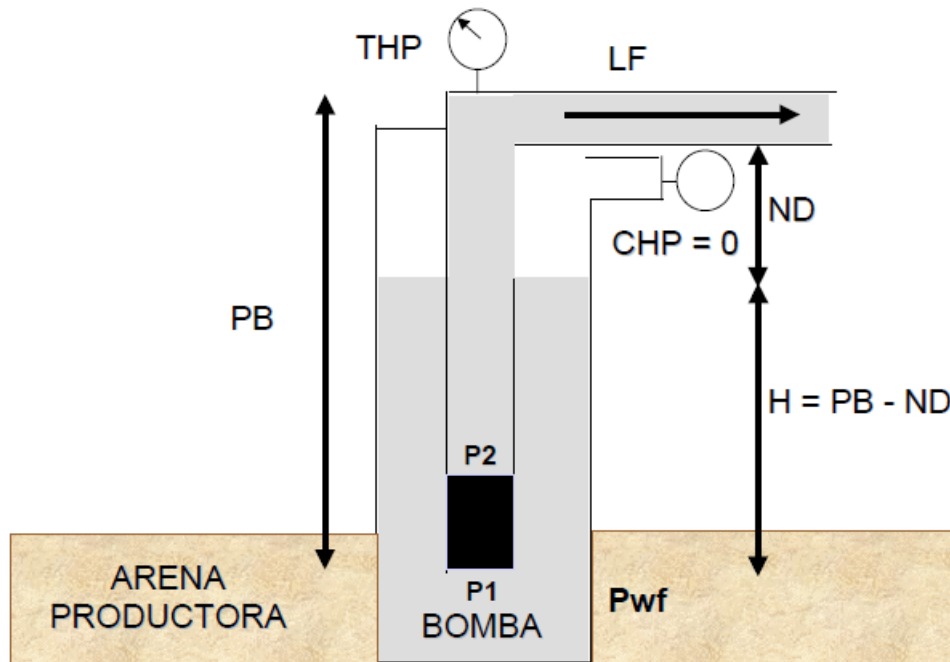
Tubería de Revestimiento (**CHP**) es igual a la presión del yacimiento (suponiendo que el pozo no esté instalado con una empacadura).

El nivel de fluido que equilibra exactamente la presión de yacimiento cuando está abierto el espacio anular ( $CHP = 0$ ) se llama **Nivel Estático (NE)** y se mide desde superficie.

Este es el nivel más alto (más cercano a la superficie) alcanzado por el fluido en el pozo. La presión ejercida por esta columna de fluido al nivel del yacimiento se le llama Presión Estática ( $Pws$ )

Al arrancar la bomba (**Fig.11**), sube el nivel en la tubería de producción hasta la superficie y baja el nivel en el espacio anular (principios de vasos comunicantes). Al disminuir el nivel en el espacio anular, disminuye la presión de fondo, lo que genera una *afluencia* de fluido desde el yacimiento, el pozo comienza entonces a producir. Cuanto más baja el nivel de fluido en el espacio anular, más aumenta la afluencia del fluido. El nivel se estabiliza cuando la producción del yacimiento es igual al caudal de la bomba. En este caso la presión hidrostática más la presión en el revestidor ( $CHP$ ) equilibran la Presión Fluuyente de fondo ( $Pwf$ ). El nivel de fluido que equilibra la presión fluuyente de fondo, cuando está abierto el espacio anular, se llama **Nivel Dinámico (ND)**.

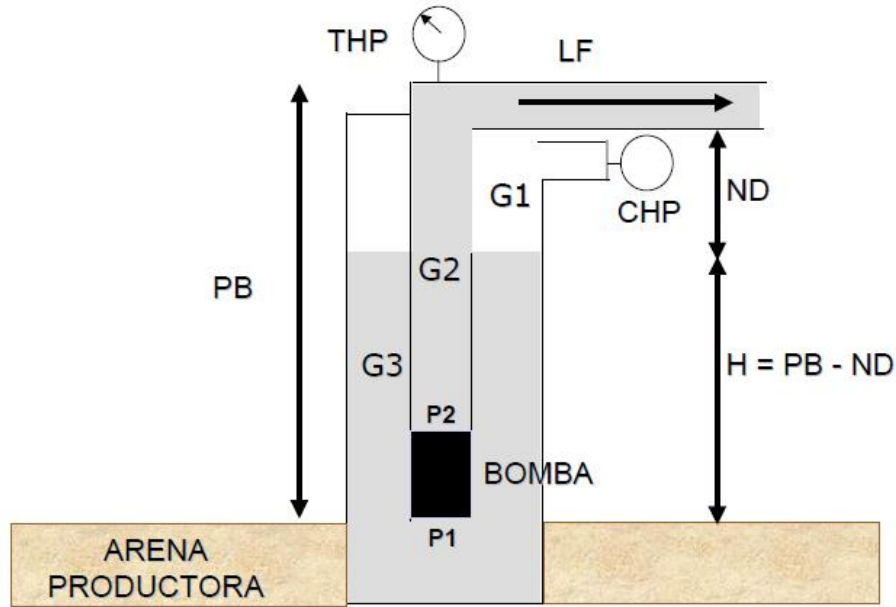
Un nivel dinámico (o presión fluuyente) está asociado a una tasa de producción determinada; si aumenta la producción (al acelerar la bomba, por ejemplo) baja el nivel y viceversa. La distancia vertical entre la succión de la bomba ( $PB$ ) y el nivel dinámico se conoce como **Sumergencia** de la bomba ( $H = PB - ND$ ).



**Figura 11** Esquema de un pozo en condiciones fluyentes.

Para el cálculo de la presión diferencial en la bomba, se debe conocer la presión de entrada y salida de la misma, ambas deben ser calculadas a las condiciones de producción máxima esperada del pozo (no confundir con  $Q_{max}$ . para  $Pws = 0$ ) la diferencia entre la presión de descarga y la presión de entrada a la bomba y la tasa de fluidos esperada son las variables a utilizar para la preselección de la misma.





**Figura 12 Cálculo del delta P de la BCP.**

Así,  $\Delta P = P_2 - P_1$  (por favor, referirse a la figura que acompaña estas líneas).

Donde:

$P_1 =$  Presión de admisión de la bomba

$P_1 =$   $CHP + G1 \times ND + G2 \times H$

$CHP =$  Presión en el anular revestidor – eductor.

$G1 \times ND =$  Presión ejercida por la columna gaseosa en el anular

$G1$  es el gradiente del gas

$G2 \times H =$  Gradiente del fluido y  $H$  es la altura alcanzada por el mismo ( $H =$  Profundidad de Bomba – Nivel dinámico)

$P_2 =$  Presión de descarga de la bomba.

$P_2 =$   $THP + G3 \times PB + DP_{Fr}$

$THP =$  Presión de cabezal del pozo.

$G3 \times PB =$  Presión ejercida por los fluidos en el eductor.

$DP_{Fr} =$  Diferencial de presión en el eductor por efecto de la viscosidad de los fluidos, la rugosidad interna del eductor y los acoples de la sarta de cabillas.

Si en lugar de presión los cálculos se realizan en unidades de altura (metros o pies) se hablaría entonces de head.

## Ejercicio 1 .

### Datos:

Profundidad máxima de Bomba: 3200 pies  
Nivel estático: 1000 pies  
Nivel dinámico: 2645 pies  
Producción petróleo para 2645 pies: 80 BPD  
Producción agua para 2645 pies: 20 BPD  
Gradiente estático en el anular: 0,373 lpc/pie  
Gradiente dinámico en el anular: 0,370 lpc/pie.  
Gradiente de los fluidos en el eductor: 0,425 Lpc/pie  
Presión en cabezal tubería prod.: 100 Lpc  
Presión en cabezal revestidor: 0 lpc  
Diferencial de presión en el eductor: 240 lpc  
Velocidad máxima: 250 r.p.m.

### Consideraciones:

- Desprecie el volumen de gas en el anular.
- Considere viscosidad muy baja (1 cps)
- Asuma tasa de gas en la bomba, despreciable (RGP/RGL muy bajas)
- Utilice ecuaciones para IP constante.
- Considere un factor de seguridad para el head de 20%

### Calcular:

- Tasa de producción (considere una sumergencia de 200 pies).
- Presión / head en la bomba.
- Seleccionar bomba.

## SOLUCION

### Calculo de la tasa de producción.

Utilizando la ecuación de IP constante, obtendremos (en la bomba):

$$IP = Q / (Pws - Pwf)$$

$$Pws = 0,373 \text{ lpc/pie} \times (3200 - 1000) \text{ pies} = 821 \text{ Lpc}$$

$$Pwf = 0,370 \text{ lpc/pie} \times (3200 - 2645) \text{ pies} = 205 \text{ Lpc}$$

$$IP = 100 \text{ b/d} / (821 - 205) \text{ Lpc} = 0,162 \text{ BPD} / \text{Lpc}$$

$$Q_{\text{máx}} = IP \times Pws = 0,162 \text{ b/d} / \text{lpc} \times 821 \text{ lpc} = 133 \text{ BPD}$$

Considerando una sumergencia de 200 pies en la bomba el nivel dinámico a estas condiciones de operación sería de 3000 pies (3200'-200') y la Presión fluyente sería = 0.3700 lpc/pie x (3200 -3000) pies = 74 lpc (es muy baja, pero se debe recordar que es un ejemplo).

Finalmente la tasa para un nivel dinámico de 3000 pies es de:

$$Q = IP \times (P_{ws} - P_{wf}) = 0,162 \text{ b/d /lpc} \times (821 - 74) \text{ lpc} = 121 \text{ BPD.}$$

### Calculo de la presión en la bomba.

$$\Delta P = P_2 - P_1$$

$$P_1 = \text{CHP} + G_1 \times \text{ND} + G_2 \times \text{H} = 0 + 0 + 0,370 \times (3200 - 3000) = 74 \text{ Lpc}$$

$$P_2 = \text{THP} + G_3 \times \text{PB} + \text{DP}_{\text{Fr}} = 100 + 0,425 \times 3200 + 240 = 1700 \text{ Lpc}$$

$$\Delta P = 1700 - 74 \text{ lpc} = 1626 \text{ lpc} \times \text{Fs} = 1951 \text{ Lpc}$$

$$\text{Head} = 1626 \text{ lpc} / 0,433 \text{ lpc/pie} = 3755 \text{ pies} \times \text{Fs} = 4506 \text{ pies.}$$

Se trabajará con **1950 lpc ó 4500 pies (1372 mts)**

Con un head de 1370 mts se pueden revisar las bombas de la serie TP2000; estas son: 30TP2000; 80TP2000; 60TP2000; 120TP2000; 180TP2000 y 430 TP2000. Considerando cada una de ellas (Ver curvas en el Anexo N° 5), se obtienen los siguientes resultados

<b>Bomba</b>	<b>Diámetro (pulg.)</b>	<b>B/D (100 r.p.m. y 0 head)</b>	<b>r.p.m. para 120 b/d y 1950 lpc</b>
30TP2000	2-3/8	34	400
80TP2000	2-3/8	100	145
60TP2000	2-7/8	83	175
120TP2000	3-1/2	151	110
180TP2000	4	226	75
430TP2000	5	542	50

Se aprecia que todas las bombas, excepto la 30TP2000, cumplen con el criterio de velocidad de operación menor a 250 r.p.m. (criterio de diseño).

Las bombas 60, 80 y 120 TP2000 trabajarían a velocidades razonables y sus diámetros son de 2-3/8", 2-7/8" y 3-1/2".

Los modelos 180 y 430TP2000 no se justifican (grandes diámetros, equipos más costosos, etc.)

### **Bibliografía**

- 1. Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Falla y Falla y Trouble Shooting** Dictado por: Ing. Nelvy Chacín. Septiembre 2003
- 2. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas.** Por Marcelo Hirschfeldt. Oil Production.net Versión 2008V1
- 3. Aplicaciones y Diseño de Sistemas con Bombas de Cavidad Progresiva** Presentado por: **Ivan Meza.** Ingeniero Técnico Regional ALS . Región Norte de Latinoamérica Weatherford ALS