

PDVSA - Distrito Socialista Tecnológico A.I.T. - Mérida, Venezuela

Universidad de Los Andes

Facultad de Ciencias

INFORME DE PASANTÍAS

Conceptualización y Desarrollo de un Prototipo de  
Sistema de Control Avanzado para Pozos de  
Bombeo de Cavidades Progresivas

Por

**Br. Francisco Jose Padrino Pulido**

Tutor Académico: **Prof. Guelvis Mata**

Tutor Industrial: **Ing. Fernando Montilla**

Junio 2015

# Índice

- 1. Introducción
  - 1.1 Antecedentes
  - 1.2 Planteamiento y delimitación del problema
  - 1.3 Objetivos
    - 1.3.1 Objetivo General
    - 1.3.2 Objetivos Específicos
- 2. Marco Teórico y Conceptual
  - 2.1 Petróleos de Venezuela, S.A (PDVSA)
  - 2.2 Distrito Socialista Tecnológico - AIT Mérida
  - 2.3 Descripción del proyecto SIMPROBCP
  - 2.4 El Sistema de producción y sus componentes
  - 2.5 Proceso de Producción
    - 2.5.1 Principios Básicos de Producción
  - 2.6 Capacidad de Producción del Sistema
  - 2.7 Proceso de Extracción
  - 2.8 Principio de BCP
    - 2.8.1 Configuración Básica BCP
    - 2.8.2 Equipo de Subsuelo
    - 2.8.3 Equipo de Superficie
    - 2.8.4 Propiedad Físicas del Sistema
- 3. Sistema a Desarrollar
  - 3.1 Plan de trabajo
  - 3.2 Desarrollo del plan de Trabajo
  - 3.3 Calculo del Gradiente de Presión en Función de las Cargas Axiales y Torque
  - 3.4 Curva de Rendimiento de BCP
- 4. CONCLUSIONES

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1 Antecedentes

Desde las distintas zonas de Explotación Petrolera esparcidas en el territorio Nacional toma gran relevancia el caso de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) “Hugo Chávez Frías”, considerada como la mayor reserva certificada del mundo, junto a la naturaleza de sus fluidos conformada por crudos pesados y extra pesados, se podrá comprender la relevancia que irá a tomar los sistemas de sistemas de Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP) en los escenarios operacionales que ahí se presentan, con respecto a nivel nacional este método de producción representa el 10% aplicado en la industria petrolera venezolana, teniendo el primer lugar en un 80% el bombeo Mecánico como método de levantamiento artificial [1].

### 1.2 Planteamiento y delimitación del problema

Los sistemas de Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP), son equipos de Levantamiento Artificial que pueden ser dispuestos en las completaciones de pozos productores, y que otorgan potencia hidráulica al sistema de producción de hidrocarburos, facilitando el

transporte de fluidos desde el subsuelo hasta la superficie. Dada su naturaleza, estos equipos muestran condiciones de desempeño aceptables en los escenarios operacionales comúnmente encontrados en la FPO: bombeo de crudos pesados, manejos de agua, sedimentos y de altos porcentajes de gas libre (fracción de vacío dentro del equipo de bombeo), haciendo de este, el método de levantamiento artificial usado por excelencia en la FPO [1].

En el caso de la FPO, históricamente ha sido imposible, configurar un método automatización avanzado, que permita un nivel preciso de control para diagnóstico y optimización del sistema de producción. Esto principalmente debido a dos razones: i) el nivel de complejidad y costos que implica medir todas las variables de interés en un sistema BCP, ii) el grado de precisión a las realidades operacionales que otorgan los modelos numéricos actualmente implementados, derivando entonces en malas estimaciones de variables de parámetros y desempeño[2].

Como se menciona anteriormente se presentan problemas de comportamiento y eficiencia a la hora de su activación en el campo. En muchos de los casos se instalan las mismas sin tomar en cuenta ciertos parámetros característicos de los yacimientos que ayudan a su rápido desgaste y pérdida del equipo. Y aunque algunos proveedores de estas bombas les realizan pruebas antes de venderlas, dicho escenarios de prueba no son acorde a realidad operacionales, es necesario mejorarlas a través de la instalación y uso de un modelo matemático que permita optimizar el proceso de levantamiento artificial por medio de las bombas ya antes referidas [1].

## 1.3 Objetivo

### 1.3.1 Objetivos General

El trabajo de pasantía propone, la conceptualización adecuada para los escenarios operacionales y desarrollo de un prototipo sistema de control inteligente para optimización de procesos de producción de pozos por bombeo de cavidades progresivas, se diferencia de sus antecesores<sup>1</sup> al introducir nociones de supervisión y control avanzada, considerando elementos de inteligencia artificial integradas a la teoría de optimización por análisis nodal. Aloja los elementos de “inteligencia” a nivel del cabezal otorgando al pozo la capacidad de

---

auto-organizarse según sus condiciones y la de su entorno basado en variables fácilmente medibles y estimables tanto en la superficie como en fondo del pozo [2].

Este trabajo se diferencia de sus antecesores, se proponer mediante el análisis nodal un Modelo Matemático que nos permita describir el fenómenos de interferencia del sistema BCP para así plantear un sistema de supervisión y control inteligente, de igual forma, se considera los distintos escenarios operacionales y realidades encontradas en la de la Industria Petrolera Nacional, así como la necesidad de tener control y dominio teórico de los productos tecnológicos de carácter estratégico que apuntalan la optimización de producción de hidrocarburos dentro de PDVSA.

### 1.3.2 Objetivos Específico

- Realizar un levantamiento de la situación y problemas actuales, específicamente para el caso de la Faja Petrolífera del Orinoco.
- Revisar el cuerpo de conocimiento más actualizado en el área de simulación de equipos de bombeo por cavidades progresivas basados en la teoría de análisis nodal.
- Construir procedimientos de diagnóstico instanciado a las necesidades de la faja petrolífera del Orinoco.
- Generar el código de simulación asociado al sistema, considerando los casos de uso del sistema.
- Generar un modelo matemático que describa el comportamiento operacional de un pozo BCP.

[www.bdigital.ula.ve](http://www.bdigital.ula.ve)

# Capitulo 2

## Marco Teórico y Conceptual

[www.bdigital.ula.ve](http://www.bdigital.ula.ve)

### 2.1 Petróleos de Venezuela, S.A (PDVSA)

Petróleos de Venezuela, S.A. y sus filiales (PDVSA) es una corporación propiedad de la República Bolivariana de Venezuela, creada por el Estado venezolano en el año 1975, en cumplimiento de la Ley Orgánica que Reserva al Estado, la Industria y el Comercio de Hidrocarburos (Ley de Nacionalización).

Las principales funciones de PDVSA incluyen planificar, coordinar, supervisar y controlar las actividades de sus filiales tanto en Venezuela como en el exterior; adicionalmente, sus actividades también incluyen la promoción o participación en aquellas, dirigidas a fomentar el desarrollo integral, orgánico y sostenible del país, incluyendo las de carácter agrícola e industrial, elaboración o transformación de bienes y su comercialización, y prestación de servicios, para lograr una adecuada vinculación de los recursos provenientes de los hidrocarburos con la economía venezolana (PDVSA, 2005) PDVSA es una empresa eficiente,

que tiene objetivos estratégicos que van más allá de la mera rentabilidad. Estos objetivos incluyen:

Redistribuir la riqueza del petróleo a la sociedad en general. Contribuir con propósitos claves de la política exterior venezolana como el fomento la cooperación integral con aliados estratégicos y la integración latinoamericana en un contexto de transición hacia la multipolaridad.

Garantizar la seguridad energética, incluyendo el suministro doméstico de combustible.

Fomento del desarrollo socio-económico a través de la industrialización y políticas de equidad social. Promoción de la soberanía tecnológica y desarrollo de recursos humanos altamente capacitados y motivados.

## 2.2 Distrito Socialista Tecnológico - AIT Mérida

Es una organización orientada al desarrollo de soluciones tecnológicas especializadas y transformadoras en materia de Automatización, Informática y Telecomunicaciones requeridas por los procesos de PDVSA, mediante la generación de conocimiento, investigación e innovación, apuntalando la Soberanía Tecnológica y el Desarrollo del país.

## 2.3 Descripción del proyecto SIMPROBCP

El Manejador de Datos de Yacimiento y Producción (MDYPRO)le permitirá a PDVSA contar con una suite propia que presente las siguientes particularidades (MDYPRO, 2012):

- Sera capaz de facilitar el manejo eficiente y rápido de los datos tanto de los yacimientos como de producción, incorporando tecnología SIG ( Sistema de Información geográfica) Contara con la capacidad de poder integrarse a las bases de datos oficiales de PDVSA.
- Ofrecerá mayor robustez a la hora de procesar gran cantidad de datos permitiendo mayor capacidad de almacenamiento y velocidad de procesamiento de los datos.
- Contribuirá con la reducción de los altos costos asociados a la adquisición y mantenimiento de licencias propietarias con funcionalidades similares.



- Ofrece la flexibilidad para integrar datos de producción y yacimientos suministrados o generados por las bases de datos y servidores oficiales de PDVSA. Ésta aplicación se está llevando a cabo a través de software libre como manera de incentivar, fomentar y fortalecer la independencia tecnológica de la nación, además de obtener la libertad de usarlo y distribuirlo, fomentar la libre competencia al basarse en servicios y no licencias, asimismo conseguir la reducción de los costos en cuanto a la adquisición de software se refiere. Con estas ventajas se contribuye con la soberanía tecnológica del país. El proyecto se desarrolló con los lenguajes de programación Python como motor de cálculo y PyQt como interfaz grafica

## 2.4 El Sistema de producción y sus componentes

El sistema de producción está formado por el yacimiento, la completación, el pozo y las líneas de flujo en la superficie. El yacimiento es una o varias unidades de flujo del subsuelo creadas e interconectadas por la naturaleza, mientras que la completación (perforaciones ó cañoneo), el pozo y las facilidades de superficie es infraestructura construida por el hombre para la extracción, control, medición, tratamiento y transporte de los fluidos hidrocarburos extraídos de los yacimientos [3].

## 2.5 Proceso de producción

El proceso de producción en un pozo de petróleo, comprende el recorrido de los fluidos desde el radio externo de drenaje en el yacimiento, hasta el separador de producción en la estación de flujo. En la figura se muestra el sistema completo con cuatro componentes claramente identificados: Yacimiento, completación, Pozo, y Línea de Flujo superficial. Existe una presión de partida de los fluidos en dicho proceso, que es la presión estática del yacimiento,  $P_{ws}$ , y una presión final o de entrega que es la presión del separador en la estación de flujo,  $P_{sep}$  [3].



Figura 1 Esp oil International Traing Group [3]

- **Transporte en el yacimiento:**

El movimiento de los fluidos comienza en el yacimiento a una distancia del reservorio hasta el pozo donde la presión es  $P_{ws}$ , viaja a través del medio poroso hasta llegar a la cara de la arena o radio del hoyo,  $r_w$ , donde la presión es  $P_{wf}$ . En este módulo el fluido pierde energía en la medida que el medio sea de baja capacidad de flujo ( $K_o \cdot h$ ), presente restricciones en la cercanías del hoyo (daño,  $S$ ) y el fluido ofrezca resistencia al flujo ( $u_o$ ). Mientras más grande sea el hoyo mayor será el área de comunicación entre el yacimiento y el pozo aumentando el índice de productividad del pozo. La perforación de pozos horizontales aumenta sustancialmente el índice de productividad del pozo [3].

- **Transporte en las perforaciones:**

Los fluidos aportados por el yacimiento atraviesan la completación que puede ser un revestidor de producción cementado y perforado, normalmente utilizado en formaciones consolidadas, o un empaque con grava, normalmente utilizado en formaciones poco consolidadas para el control de arena. En el primer caso la pérdida de energía se debe a la sobre compactación o trituración de la zona alrededor del túnel perforado y a la longitud de penetración de la perforación; en el segundo caso la pérdida de energía se debe a la poca área expuesta a flujo. Al atravesar la completación los fluidos entran al fondo del pozo con una presión  $P_{wf}$  [3].

- **Transporte en el pozo:**

Ya dentro del pozo los fluidos ascienden a través de la tubería de producción venciendo la fuerza de gravedad y la fricción con las paredes internas de la tubería. Llegan al cabezal del pozo con una presión  $P_{wh}$  [3].

- **Transporte en la línea de flujo superficial:**

Al salir del pozo si existe un reductor de flujo en el cabezal ocurre una caída brusca de presión que dependerá fuertemente del diámetro del orificio del reductor, a la descarga del reductor la presión es la presión de la línea de flujo,  $P_{lf}$ , luego atraviesa la línea de flujo superficial llegando al separador en la estación de flujo, con una presión igual a la presión del separador  $P_{sep}$ , donde se separa la mayor parte del gas del petróleo.

En la siguiente figura 2 se contempla los componentes del sistema y a las perdida de energía en forma de presión a través de cada componente, depende de las características de los fluidos producidos y, especialmente, del caudal de flujo transportado en el componente [3].

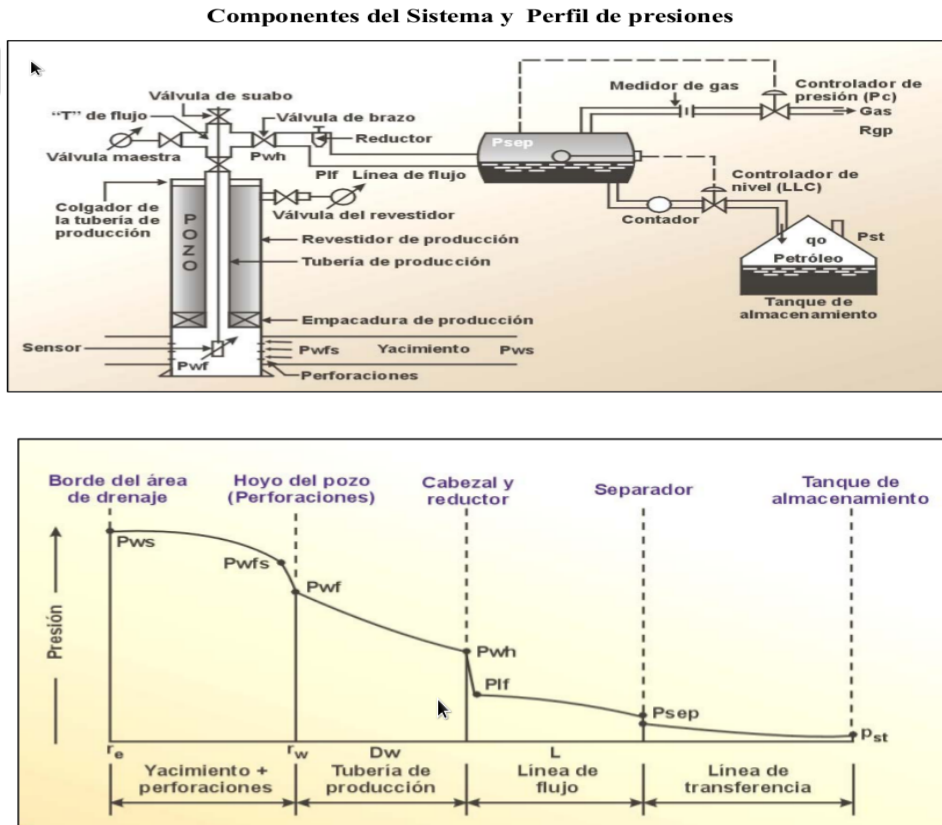


Figura 2 Esp oil International Traing Group [3]

## 2.5.1 Principios Básicos de Producción.

Los cuales son el nivel estático, nivel dinámico, presión estática, presión fluyente sugerencia, índice de productividad y comportamiento de afluencia.

Antes de arrancar la bomba en un pozo que no fluye (como se observa en la siguiente Figura 3), 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 [3]).

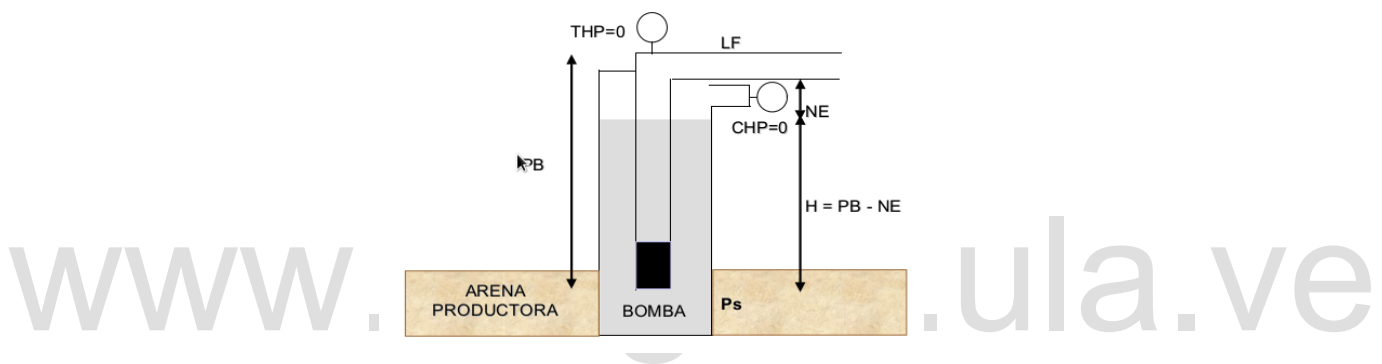


Figura 3 Esquema de un pozo en condiciones estáticas [3]

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 ( $P_s$ ) [3].

Al arrancar la bomba (se muestra en la siguiente Figura 4), 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, mas 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 mas la presión en el revestido (CHP) equilibra la Presión Fluyente de fondo ( $P_{wf}$ ). El nivel de fluido que equilibra la presión fluyente de fondo, cuando está abierto el espacio anular, se llama nivel dinámico (ND) [3].

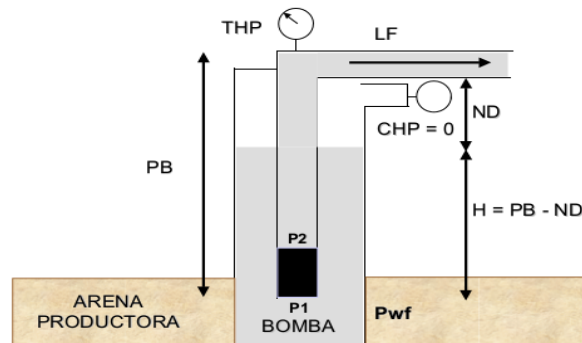


Figura 4 Esquema de un pozo en condiciones dinámicas [3]

Un nivel dinámico (o presión fluyente) 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 ( $H = PB - ND$ ) [3].

Queda claro que para el diseño apropiado de un sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas (y cualquier otro método de levantamiento artificial e incluso si el pozo produce en forma natural), se debe conocer la capacidad del yacimiento en el área del pozo (oferta), solo el conocimiento de las presiones en el fondo del pozo ( $P_{wf}$ ) y sus correspondientes tasas de producción ( $Q$ ) permitirán construir una relación que refleje lo que el yacimiento es capaz de ofrecer en este punto de drenaje. De allí la importancia de establecer la relación entre la afluencia de los fluidos desde el yacimiento al pozo, las cuales son producto de fuerzas que a su vez tienen lugar al variar las presión en el yacimiento desde una presión promedio del yacimiento ( $P_s$ ) a las presiones de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ). Esta relación se conoce como Índice de Comportamiento de Afluencia ( $IPR$ ) [3].

El primer intento para construir una curva que refleje el comportamiento de afluencia de un pozo (primera aproximación) fue el de una línea recta. Bajo este supuesto, la tasa de producción ( $Q$ ) del pozo, sería directamente proporcional a la diferencia entre la presión del yacimiento y la presión de fondo fluyente ( $P_s - P_{wf}$ ), esta constante de proporcionalidad es conocida como Índice de Productividad ( $IP$ ) y matemáticamente se expresa de la siguiente manera [3].

$$IP = \frac{Q}{P_s - P_{wf}}$$

Donde

**IP** = Índice de Productividad (B/D/Lpc)

**Q** = Tasa de producción líquida (B/D)

**Ps** = Presión promedio del yacimiento (Lpc)

**Pwf** = Presión de Fondo Fluyente (Lpc).

El diferencial de presión (**PS – Pwf**) se le conoce como draw-down

La siguiente Figura 5 ilustra de una manera gráfica, esta relación

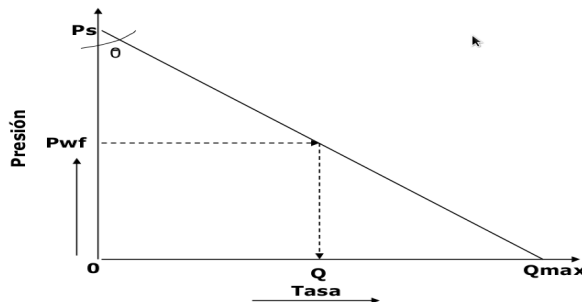


Figura 5 Índice de Productividad constante[3].

Nótese en esta figura que para **Pwf = 0**, se obtendría la tasa máxima de producción del pozo, de igual manera, para una tasa de cero producción, la presión de fondo sería igual a la presión estática del yacimiento [3].

Esta relación de proporcionalidad es válida siempre y cuando la **Pwf** sea mayor a la Presión de Burbujeo (esta es la presión en la cual el gas disuelto comienza a liberarse pasando a gas libre). Para este caso, el índice de productividad será igual al inverso de la pendiente de la línea recta [3].

$$IP = \frac{1}{\text{Pendiente}} = \tan \theta = \frac{Q}{\text{Draw-down}}$$

En muchos pozos que producen por algún método de levantamiento artificial, por lo general la presión de fondo fluyente ha disminuido por debajo de la magnitud de la Presión de Burbujeo, de manera que el fluido es multifásico con una fase gaseosa la cual afecta la

producción y la relación matemática expuesta anteriormente. Gilbert fue el primero en observar el efecto, el desarrolló un método de análisis de pozos utilizando un Índice de Productividad variable y llamó la relación entre la caída en la presión de fondo y la tasa de flujo como Inflow Performance Relationship (Índice de comportamiento de Afluencia) conocida en forma abreviada como **IPR**. [3].

Muskat presentó modelos teóricos mostrando que para dos fases (líquido y gas), la **IPR** es curva y no una línea recta, tal y como se observa en la figura 6 siguiente [3].

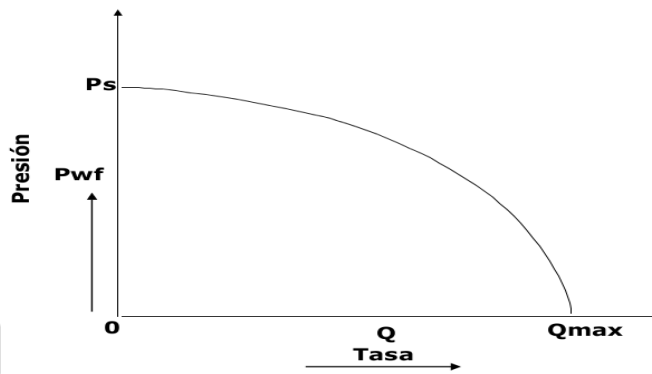


Figura 6 Índice de productividad variable (3).

La curva de IPR varía con el recobro acumulado de fluidos del yacimiento y con el mecanismo de producción. Vogel desarrolló en un computador un estudio del comportamiento de afluencia utilizando las aproximaciones de Weller. Donde el mismo derivó ecuaciones para describir los perfiles de presión y saturación en las cercanías de un pozo perteneciente a un yacimiento subsaturado de hidrocarburos. Con estas ecuaciones, Vogel consideró diferentes draw-down, fluidos y propiedades de rocas y obtuvo una curva para las relaciones  $P_{wf}/P_s$  y  $Q/Q_{max}$  cuya expresión matemática general es la siguiente [3]:

$$\frac{Q}{Q_{max}} = 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_s} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2$$

Esta expresión es conocida como la "ecuación de Vogel" y se utiliza para yacimientos produciendo por debajo de la Presión de Burbujeo. La figura 7 abajo mostrada representa la IPR para un yacimiento subsaturado [3].

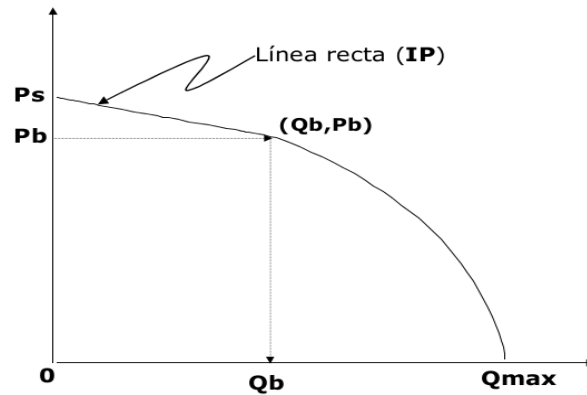


Figura 7 IPR compuesta para yacimientos subsaturados [3].

Conocida la Presión de Burbujeo y una prueba de producción ( $Q$ ) y la presión fluyente correspondiente ( $P_{wf}$ ), se pueden calcular el  $IP$  y la  $Q_b$  mediante las siguientes expresiones [3]:

$$IP = \frac{Q}{P_s - P_{wf}}$$

$$Q_b = IP (P_s - P_b)$$

El  $Q_{max}$  se calcularía así:

$$Q_{max} = \frac{IP * P_b}{1.8 + Q_b}$$

Con estos datos se puede predecir cuál será la producción dada cualquier  $P_{wf}$  o (nivel dinámico convertido a presión) sobre o debajo de la presión de burbujeo [3].

Para  $P_{wf}$  mayor o igual a  $P_b$ :

$$Q_b = IP (P_s - p_{wfs})$$

Para  $P_{wf}$  menor a  $P_b$ :

$$Q = Q_b + (Q_{max} - Q_b) \left(1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right)^2\right)$$



## 2.6 Capacidad de producción del sistema.

- **Análisis Nodal en BCP**

Una de herramienta más utilizada para determinar la capacidad de producción es el análisis nodal, que durante la etapa de diseño, es conocer el punto de operación de un sistema de levantamiento artificial, en el cual se relaciona el aporte del yacimiento con el sistema de levantamiento que incluye la tubería de producción. Para realizar un análisis del sistema, se requiere el cálculo de las caídas de presión en función de la tasa de flujo para cada uno de los componentes, este procedimiento se realiza para cada uno de los tramos del sistema que serán delimitados por un punto llamado "nodo", en el cual se desea conocer la condición de operación a partir de presiones y caudales, lo anterior se denomina análisis nodal [3].

El nodo puede ser seleccionado en cualquier punto del sistema, para efectos de diseño de Métodos de Levantamiento Artificial los nodos de interés son la succión y la descarga de la bomba, Desde el punto de vista de Levantamiento Artificial por Bombeo, los nodos entre los elementos principales del sistema son [3].

1. **Nodo 1:** El tope de las perforaciones, este es el nodo común entre el yacimiento y el pozo
2. **Nodo 2:** La succión de la bomba
3. **Nodo 3:** La descarga de la bomba

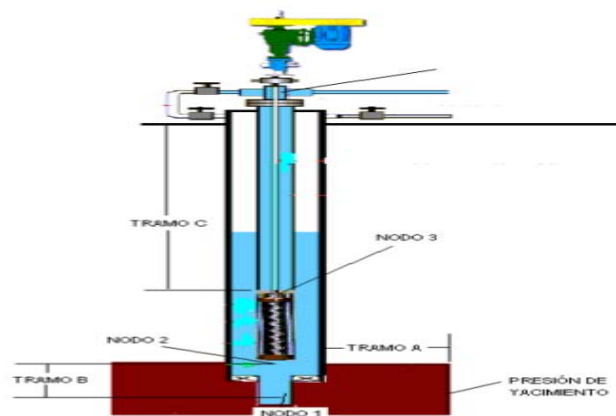


Figura 8 Análisis Nodal (4)

La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente, depende de las características de los fluidos producidos y, especialmente, del caudal de flujo transportado, de tal manera que la capacidad de producción del sistema responde a un balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación para transportar los fluidos hasta la superficie[3].

La suma de las pérdidas de energía en forma de presión de cada componente es igual a la pérdida total, es decir, a la diferencia entre la presión de partida, **Pws**, y la presión final, **Psep**:

$$Pws - Psep = \Delta Py + \Delta Pc + \Delta Pp + \Delta Pl$$

Donde:

$$\Delta Py = Pws - Pwfs = \text{Caída de presión en el yacimiento, (IPR).}$$

$$\Delta Pc = Pwfs - Pwf = \text{Caída de presión en la completación, (Jones, Blount & Glaze).}$$

$$\Delta Pp = Pwf - Pwh = \text{Caída de presión en el pozo. (FMT vertical).}$$

$$\Delta Pl = Pwh - Psep = \text{Caída de presión en la línea de flujo. (FMT horizontal)}$$

Tradicionalmente el balance de energía se realiza en el fondo del pozo, pero la disponibilidad actual de simuladores del proceso de producción permite establecer dicho balance en otros puntos (nodos) de la trayectoria del proceso de producción: cabezal del pozo, separador, etc.

Para realizar el balance de energía en el nodo se asumen convenientemente varias tasas de flujo y para cada una de ellas, se determina la presión con la cual el yacimiento entrega dicho caudal de flujo al nodo, y la presión requerida en la salida del nodo para transportar y entregar dicho caudal en el separador con una presión remanente igual a Psep [3].

Por ejemplo, si el nodo esta en el fondo del pozo:

Presión de llegada al nodo:

$$Pwf(\text{oferta}) = Pws - \Delta Py - \Delta Pc$$

Presión de salida del nodo:

$$P_{wf}(demanda) = P_{sep} + \Delta P_l + \Delta P_p$$

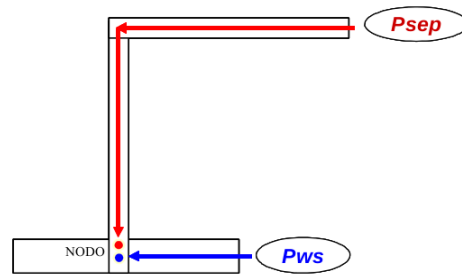


Figura 8 Nodo Fondo de Pozo [3].

En cambio, si el nodo esta en el cabezal del pozo:

Presión de llegada al nodo:  $P_{wh}(oferta) = P_{ws} - \Delta p_y - \Delta p_c - \Delta P_p$

Presión de salida del nodo:  $P_{wh}(demanda) = P_{sep} + \Delta P_l$

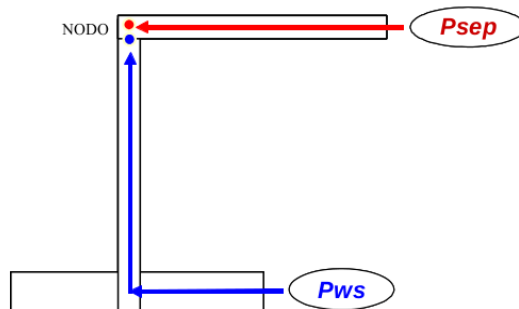


Figura 9 Nodo Cabezal de Pozo [3].

- **Curvas de oferta y demanda de energía en el fondo del pozo: Curvas VLP / IPR.**

La representación gráfica de la presión de llegada de los fluidos al nodo en función del caudal o tasa de producción se denomina Curva de Oferta de energía del yacimiento (Inflow Curve), y la representación gráfica de la presión requerida a la salida del nodo en función del caudal de producción se denomina Curva de Demanda de energía de la instalación (Outflow Curve). Si se elige el fondo del pozo como el nodo, la curva de oferta es la IPR (“Inflow Performance Relationships”) y la de demanda es la VLP (“Vertical Lift Performance”) [3].

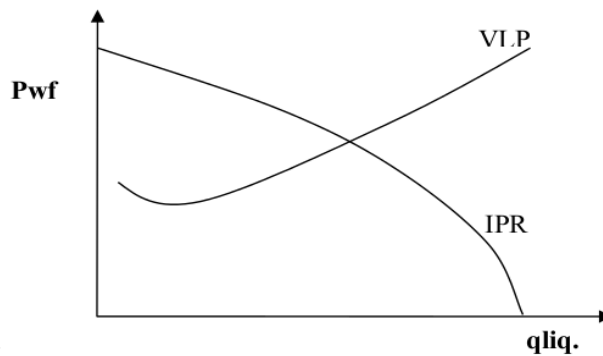


Figura 10 Nodo Cabezal de Pozo (4)  
Balance de Energía del Pozo (4)

El balance de energía entre la oferta y la demanda puede obtenerse numérica o gráficamente. Para realizarlo numéricamente consiste en asumir varias tasas de producción y calcular la presión de oferta y demanda en el respectivo nodo hasta que ambas presiones se igualen, el ensayo y error es necesario ya que no se puede resolver analíticamente por la complejidad de las formulas involucradas en el cálculo de las **Pws** en función del caudal de producción.

$$\begin{aligned}
 P_{ws} &= \underbrace{\frac{q_o \cdot \mu_o \cdot B_o [\ln(re / rw) - 0,75 + S]}{0,00708 \cdot K_o \cdot h}}_{\Delta P_{\text{yacimiento}}} - \underbrace{\left[ \frac{2,30 \cdot 10^{-14} \cdot \beta \cdot B_o^2 \cdot \rho_o \cdot \left( \frac{1}{r_p} - \frac{1}{r_c} \right)}{L_p^2 \cdot TPP^2 \cdot h_p^2} \right] \cdot q_o^2 - \left[ \frac{\mu_o \cdot B_o \cdot \left( \ln \frac{r_c}{r_p} \right)}{0,00708 \cdot 10^{-3} \cdot L_p \cdot K_p} \right] \cdot \frac{q_o}{TPP \cdot h_p}}_{\Delta P_{\text{completación}}} \\
 &= \underbrace{\sum_1^m \frac{\Delta Z}{144} \left( \frac{g \cdot \rho_m \cdot \text{sen} \theta}{g_c} + \frac{f_m \cdot \rho_m \cdot V_m^2}{2 g_c \cdot d} + \frac{\rho_m \cdot \Delta V_m^2}{2 g_c \cdot \Delta Z} \right)}_{\Delta P_{\text{pozo}}} + \underbrace{\sum_1^n \frac{\Delta Z}{144} \left( \frac{g \cdot \rho_m \cdot \text{sen} \theta}{g_c} + \frac{f_m \cdot \rho_m \cdot V_m^2}{2 g_c \cdot d} + \frac{\rho_m \cdot \Delta V_m^2}{2 g_c \cdot \Delta Z} \right)}_{\Delta P_{\text{línea}}} + P_{\text{sep}}
 \end{aligned}$$

Donde las ecuaciones de velocidad y densidad son

$$v_m = \frac{5,615 \cdot q_o \cdot B_o}{86400 \cdot A_t} + \frac{q_o \cdot (RGP - R_s) \cdot B_g}{86400 \cdot A_t}$$

$$\rho_m = \rho_L \cdot H_L + \rho_g \cdot (1 - H_L)$$

Para obtener gráficamente la solución, se dibujan ambas curvas en un papel cartesiano y se obtiene el caudal donde se interceptan. La figura muestra el procedimiento paso a paso: Para obtener la curva de oferta en el fondo del pozo es necesario disponer de un modelo matemático que describa el comportamiento de afluencia de la arena productora, ello permitirá computar  $P_y$  y adicionalmente se requiere un modelo matemático para estimar la caída de presión a través del cañoneo o perforaciones ( $P_c$ ) y para obtener la curva de demanda en el fondo del pozo es necesario disponer de correlaciones de flujo multifásico en tuberías que permitan predecir aceptablemente  $P_l$  y  $P_p$  [3].

## 2.7 Proceso de extracción

En los yacimiento petrolíferos los pozos que desde el mismo comienzo de su vida productiva no puedan fluir por flujo natural, se emplea una serie de métodos de levantamiento artificiales donde la Industria petrolera lo de mayor aplicación podemos encontrar: el Levantamiento Artificial por Gas (L.A.G), Bombeo Mecánico (B.M.C) por cabillas de succión, Bombeo Electro-Centrífugo Sumergible (B.E.S), Bombeo Hidráulico tipo Jet ( B.H.J) y Bombeo de Cavidad Progresiva (B.C.P) [3].

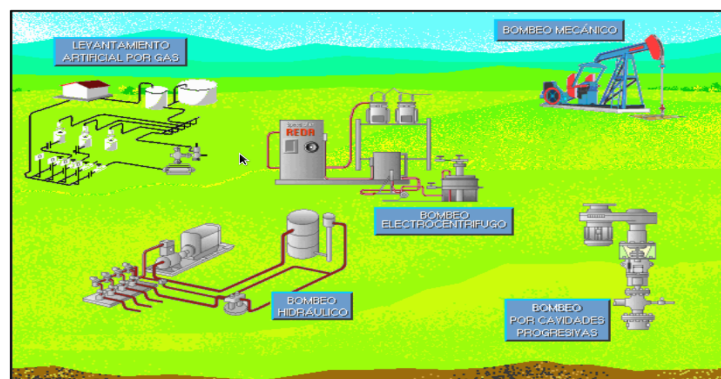


Figura 11 Distintos Levantamiento Artificial [3].

Donde los cuales podemos mencionar los siguiente método artificiales tales:

## Bombeo Mecánico (B.M.C)

El yacimiento que ha de producir por bombeo mecánico tiene cierta presión, suficiente para que el petróleo alcance un cierto nivel en el pozo. Por tanto, el bombeo mecánico no es más que un procedimiento de succión y transferencia casi continua del petróleo hasta la superficie. El balancín de producción, que en apariencia y principio básico de funcionamiento se asemeja al balancín de perforación a percusión, imparte el movimiento de sube y baja a la sarta de varillas de succión que mueve el pistón de la bomba, colocada en la sarta de producción o de educción, a cierta profundidad del fondo del pozo [3].

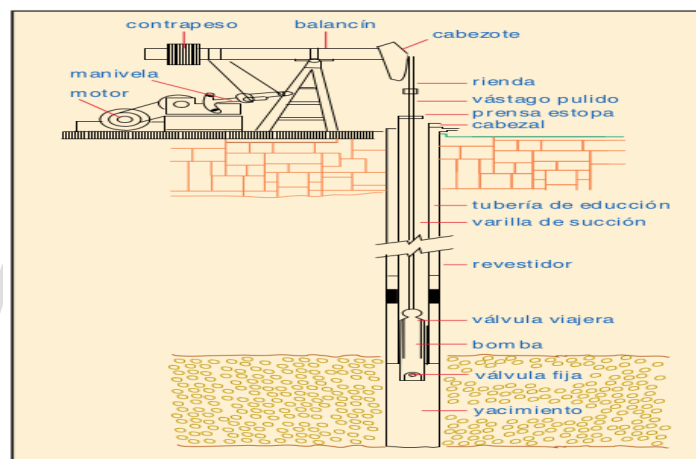


Figura 12 Bombeo Mecánico [3].

## Bombeo hidráulico ( B.H.I)

En este tipo de mecanismo de extracción del petróleo del fondo del pozo, se usa como medio impelente del petróleo un fluido que se bombea por la tubería de educción. El petróleo producido y el fluido impelente suben a la superficie por el espacio anular.

La mezcla pasa por un separador o desgasificador y luego a un tanque de donde el petróleo producido pasa al almacenamiento y suficiente impelente permanece en el tanque para ser succionado por la bomba y ser bombeado otra vez al pozo [3].

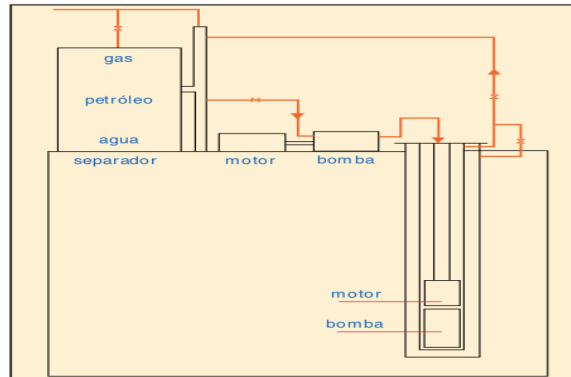


Figura 13 Bombeo Hidráulico (3)

### Levantamiento artificial por gas (L.A.G)

El levantamiento artificial por gas, de los tipos intermitentes y continuos, se usa desde hace mucho tiempo. Mayor ventaja ofrece el tipo de inyección continua para hacer producir pozos que mantengan una razonable presión de fondo que sostenga un índice de productividad de líquidos no menor de  $0,23 \text{ m}^3/\text{día}/\text{kg}/\text{cm}^2$  (1,45 brls/día) red de pozos del sistema. De igual manera, existen también en la superficie las instalaciones requeridas para recibir la producción de los pozos: gas-petróleo-agua, y efectuar su separación, tratamiento, almacenamiento, distribución y despacho [3].

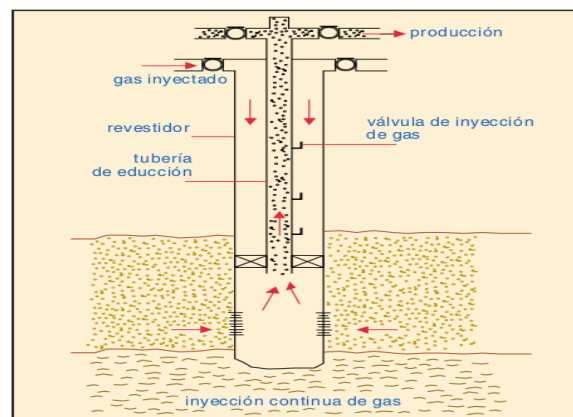


Figura 13 Bombeo Por Inyección de Gas [3]

## **Bombeo de Cavidad Progresiva (B.C.P).**

Entre las bomba con mayor existo en el mercado de extracción tenemos la Bomba de Cavidades Progresivas cuyas siglas son (B.C.P.) fue inventada en 1932 por un Ingeniero Aeronáutico francés llamado René Moineau, quién estableció la empresa llamada PCM POMPES S.A. para la fabricación de la misma.

En sus inicios, estas bombas fueron ampliamente utilizadas como bombas de superficie especialmente para el bombeo de mezclas viscosas. Actualmente, el mayor número de bombas de cavidades progresivas instaladas para la extracción de petróleo se encuentran en Canadá. Fueron instaladas en 1979 en pozos de petróleo con alto contenido de arena y bajas gravedades API (crudos pesados).

En la actualidad, se utilizan también en pozos productores de crudos medianos y livianos, especialmente con alto contenido de agua. En Venezuela, las Bombas de Cavidades Progresivas de subsuelo comenzaron a evaluarse a mediados de los años 80. En 1983 en Venezuela, Maraven, S.A comenzó a instalar estas bombas iniciando su primera etapa de evaluación.

Desde su comienzo se presentaron problemas mecánicos a nivel del equipo de superficie, debido a la poca experiencia del personal en el manejo de este sistema. Luego, a partir de 1988 comenzó la segunda etapa de evaluación en el cual se han obtenido mejores resultados al utilizar este método de levantamiento. En Bare las bombas de cavidad progresiva se empezaron a instalar en 1994 con la perforación de los primeros pozos horizontales, luego para el año siguiente se instalaron mayor cantidad de equipos en los Campos Bare y Arecuna para pozos con potencial esperado menor de 1000 BPD.

Actualmente se instala Ancla de Torque evitando las completaciones Punta Libre o las empacaduras de goma. Con respecto a las completaciones de subsuelo se utilizan cabezales de Polea y Correa, Motor reductores con VSD.

## **2.8 Principio BCP**

Una Bomba a Cavidades Progresivas está constituida esencialmente por un engranaje



compuesto de dos elementos helicoidales insertos el uno al interior del otro y con ejes longitudinales paralelos. El elemento exterior llamado estator, tiene un paso o diente más que el interior llamado rotor. El número de pasos de los dos elementos puede ser de cualquier valor bajo la condición que difiera de una unidad.

El rotor está diseñado de tal manera que cada uno de los pasos o dientes esté permanentemente en contacto con el estator. Los pasos de las hélices de ambos elementos están, para cada sección recta, en relación con el número de dientes. Las secciones rectas de los elementos helicoidales están constituidas por perfiles conjugados obtenidos por la combinación de epicicloides e hipocicloides, cuyos círculos generados tienen como diámetro el valor de la distancia entre los ejes longitudinales de dos elementos helicoidales [5].

El enrollamiento en hélice de los perfiles alrededor de sus ejes de rotación crea entre los dos elementos helicoidales capacidades, cuya longitud iguala el paso del elemento exterior. Si se gira el elemento interior en el elemento exterior, los volúmenes se desplazan sin deformación siguiendo un movimiento helicoidal a lo largo del elemento exterior.

Como podemos observar en la siguiente figura la condición de que las hélices del elemento helicoidal exterior giren más de una vuelta, la bomba permite una descarga bajo presión o una expansión de un fluido, sin que sea necesario el uso de válvulas de retención. La presión aumenta solamente después del primer giro de las hélices del elemento exterior.

El rotor (paso a la derecha) gira a la derecha. Entre los dos engranajes se forman unas cavidades que se abren a la extremidad izquierda cuando el rotor gira, crecen, están aisladas entre ellas y desembocan en el otro extremo, disminuyendo progresivamente para acabar anulándose[5].

Este movimiento origina la formación de cavidades, delimitadas por el rotor y el estator, que se desplazan axialmente de la aspiración hacia el reflujo.

La geometría de las bombas está caracterizada a menudo por dos números, siendo el primero el número de lóbulos del rotor y el número de lóbulos del estator el segundo.

Por ejemplo, la geometría de una bomba comportando un rotor a simple hélice y un estator a doble hélice se describe como una bomba 1-2.

El rotor no es concéntrico con el estator. Sin embargo, el movimiento del rotor en el interior del estator es el resultado de la combinación de dos movimientos:

- Una rotación alrededor de su propio eje en una dirección
- Una rotación en dirección contraria a su propio eje alrededor del eje del Estator.

La geometría del engranaje helicoidal formado por el rotor y el estator se define en la siguiente figura

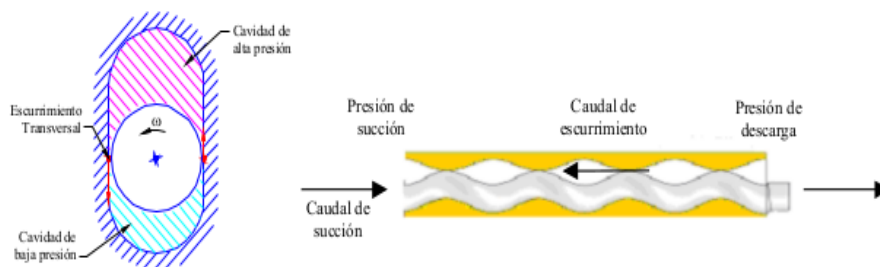


Figura 14 Diseño e instalaciones sistemas de Bombeo BCP [5]

### Diámetros y Excentricidad

- La sección más delgada del rotor helicoidal simple (diámetro menor) se simboliza como:  $D$ .
- La excentricidad es la distancia entre el eje central del rotor y el eje central del estator y se simboliza como:  $E$ .
- El diámetro del rotor medido de cresta a cresta (diámetro mayor) se simboliza como:  $(D + 2E)$ .
- En consecuencia, las distancias internas del estator serán:  $D$  y  $(D + 4E)$ . Longitud de Paso.

La longitud de paso se define como la longitud de un giro de 360 grados del trazado de la cresta de uno de los lóbulos de la hélice, y se simboliza:  $P$ . Sin embargo, las longitudes de los

pasos de los rotores y estatores se definen precisamente [5]:

Pr: longitud del paso del rotor.

Ps: longitud de paso del estator.

Para una bomba 1-2:  $P_s = 2P_r$ .

Las cavidades son lenticulares, helicoidales y constituyen volúmenes separados entre estator y rotor cuando están ensamblados. Las cavidades son el resultado de una hélice adicional en el paso del estator. Cuando el rotor gira cada cavidad se desplaza helicoidalmente alrededor del eje del estator, desde la admisión hasta el reflujo[5].

La longitud de una cavidad es igual a la longitud del paso del estator. En la siguiente figura se observa: diámetro, excentricidad, longitud de paso y las cavidades de la bomba[5].

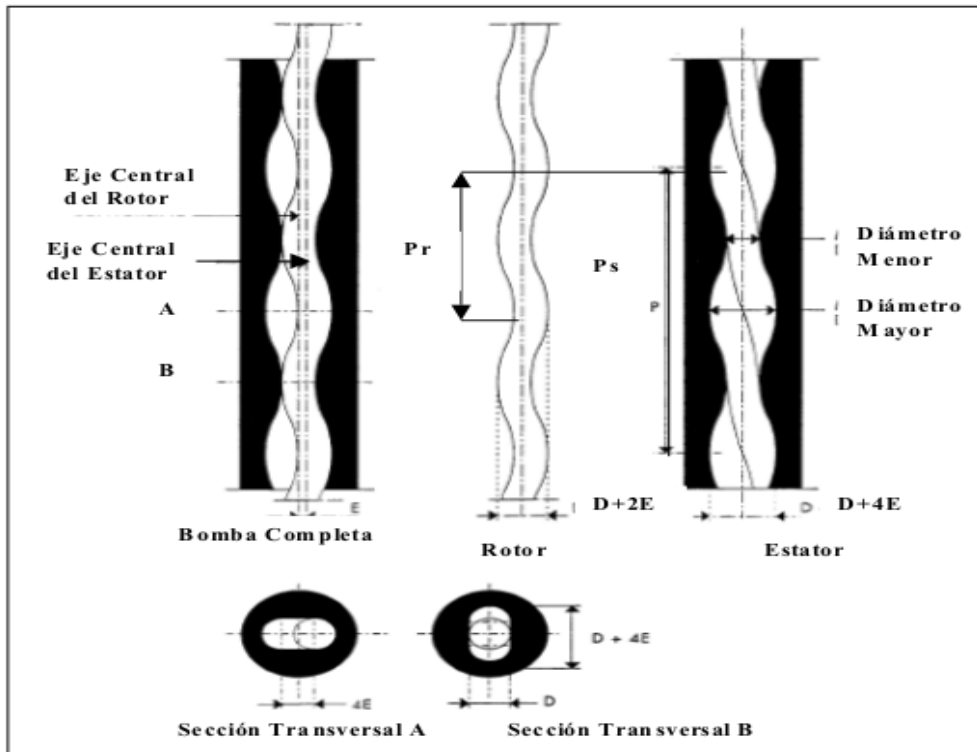


Figura 15 Parámetro Geométricos [5]

## 2.8.1 Configuración Básica de BCP

Podemos considerar dos tipos de Equipos los de Superficie y de Subsuelo [5].

### 2.8.2 Equipo de Subsuelo:

Está conformado por sarta de tubería, cabilla y finalmente por la bomba de cavidad progresiva [5].

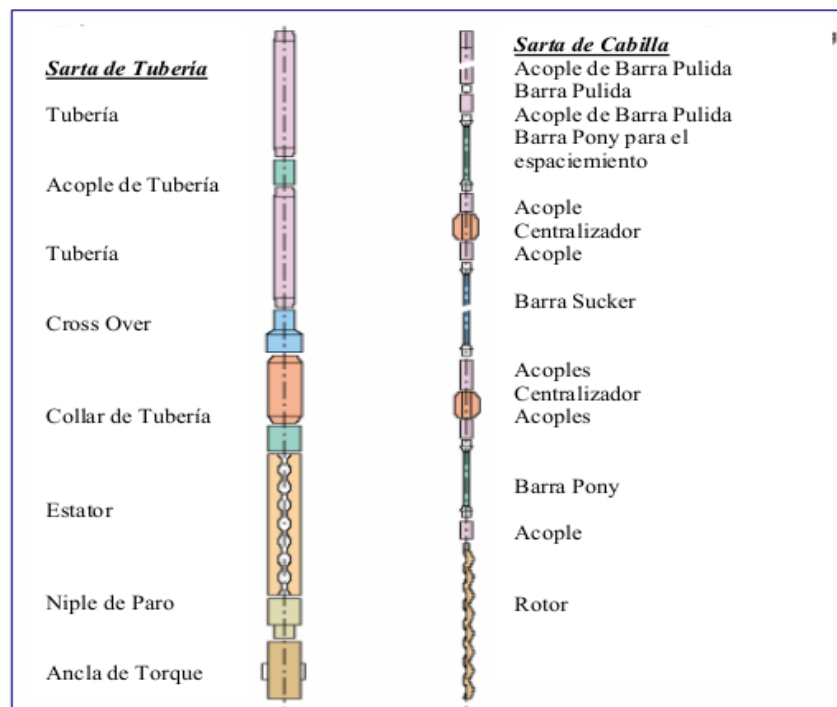


Figura 16 Equipo de subsuelo que conforma BCP [5]

**Rotor:** El rotor se construye en acero tratado de alta resistencia y se le somete a un revestimiento superficial (cromado), de manera de minimizar el desgaste engendrado por el transporte de fluidos, cargados de partículas sólidas y disminuir así el coeficiente de

frotamiento rotor/estator (Figura 2.9). El diámetro final del rotor es función del posible hinchamiento del elastómero ligado a la presión, a la temperatura y a los fluidos bombeados. El espesor del cromado depende del carácter abrasivo de los productos bombeados.

El rotor de forma helicoidal y sección circular se define por:

- diámetro:  $D$ ;
- excentricidad rotor/estator:  $E$
- paso de la hélice:  $P_r = P_s / 2$  (para una bomba 1-2).

En la siguiente figura se observa el desplazamiento del fluido entre el rotor y el estator.



**Figura18 Rotor**

**Cabillas:** Estas permiten accionar la bomba desde superficie. La primera cabilla de la sarta es una barra pulida, que opera con una empaadura de goma que impide el derrame de los fluidos producidos. Las cabillas más comunes son de tipo convencional y continua.

Las convencionales se fabrican en longitudes de 25 a 30 pies y se unen por acoples, son construidas en diferentes diámetros y materiales, de acuerdo a los esfuerzos a los que estarán sometidas y a los ambientes a los que serán expuestas[5].

Las continuas carecen de conexiones y tiene buen desempeño en pozos desviados, con su aplicación se eliminan los problemas de desconexión y ruptura de los acoples de las cabillas convencionales, adicionalmente, las pérdidas por fricción son menores. Existen accesorios que se incluyen en la sarta de cabillas, tales como los centralizadores, los cuales permiten estabilizar la sarta de cabillas, reducir el torque en pozos desviados, reducir el desgaste de la

tubería de producción, entre otros [5].

**Prensa Estopa:** Tiene como función principal sellar el espacio entre la barra pulida y la tubería de producción, evitando con ello la filtración y contaminación del área donde está ubicado el pozo. El diámetro interno del prensa estopa varía dependiendo del diámetro de la barra pulida[5].

**Centralizadores:** Un centralizador ha sido concebido para ser colocado sobre las varillas de accionamiento de las BCP. Se coloca en el enlace de dos varillas y se comporta como un cojinete. En efecto, el eje del centralizador es solidario de las varillas, mientras que las aletas derechas del centralizador se apoyan contra la tubería de producción, favoreciendo el guiado y la estabilidad en giro de la varilla de accionamiento. Según este principio de funcionamiento, no hay contacto rotativo entre varillas y tuberías. Es pues preferible instalar centralizadores a aletas derechas y no helicoidales, con el fin de permitir un mejor apoyo contra la generatriz de la tubería de producción. Los centralizadores, concebidos en materia plástica, de gran resistencia, generan un bajo coeficiente de frotamiento entre el acoplamiento metálico y el centralizador [5].

**Separador estático de gas:** Todos los separadores estáticos de gas, se basan en el mismo principio, que es el de flujo inverso. El efecto de separación se produce debido a la diferencia de velocidad que existe, entre las burbujas de gas que ascienden y el líquido que desciende. Los componentes principales de un separador de gas son: las secciones perforadas, que sirven de entrada al separador. El tubo de succión que permite el paso del fluido de producción hacia la bomba, se fija a la succión de la bomba y penetra en el separador de gas. El tubo de barro que va conectado a las secciones perforadas, para recoger cualquier tipo de sedimentos o cuerpos extraños que decanten del fluido producido [5].

**Ancla de Torque:** Al girar la sarta de varillas hacia la derecha, vista desde arriba, la fricción entre el rotor y estator hace que la tubería también tienda a girar hacia la derecha, en el sentido de su desenrosque. A esto se suman las vibraciones tanto más fuertes como cuanto más aumentan el diámetro y la velocidad de la bomba. La combinación de ambos efectos, fricción y vibraciones, puede producir el desprendimiento de la tubería. La utilización de un ancla de torsión evita este riesgo.

El ancla se instala debajo del niple de paro. Se fija en la tubería en la siguiente figura revestimiento por medio de cuñas verticales, con la aplicación manual a la tubería de producción de un par de torsión derecho. Al arrancar la bomba, el par de torsión generado hace agarrar las cuñas en la tubería de revestimiento, lo cual impide el giro del estator. Al

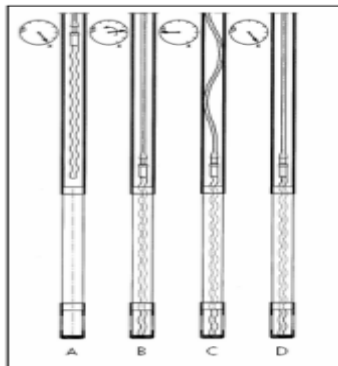
dejar de funcionar la bomba, se desengancha el ancla liberando el par de torsión aplicado inicialmente [5].

**Niple de Paro:** Es el tercer componente de la bomba. Va enroscado al extremo inferior de la misma. Sus funciones son las siguientes:

- Servir de tope al rotor cuando se realiza el espaciado del mismo.
- Servir de “pulmón” al alargamiento de la sarta de varillas al funcionar la bomba.
- Servir de succión de la bomba.

Su extremo inferior cuenta con una rosca piñón EUE, que permite la conexión de otra herramienta de fondo tal como un ancla de torsión, ancla de gas o tubo de tela.

En la siguiente figura 19 se observa el espaciado del rotor, donde se debe bajar la sarta con cuidado hasta que penetre el rotor dentro del estator (A), se levanta la sarta lentamente. Espaciado. se anota el peso registrado, se baja de nuevo la sarta lentamente hasta asentar el rotor en el niple de paro (B), el peso registrado baja y la aguja queda en cero (C), se sube la sarta lentamente y cuando el indicador vuelve a mostrar el peso registrado en el paso B se detiene la maniobra. En este momento el rotor acaba de separarse del niple de paro. Se marca este nivel en la varilla de maniobra [5].



**Figura 19**

**Estator:** El estator se realiza con un elastómero formulado especialmente para resistir a los efluentes petrolíferos (crudo, agua salada, gas) y a la temperatura en fondo de pozo.

El estator es de forma interior helicoidal definido por:

- anchura mínima de la sección: D
- anchura máxima de la sección: D+4E
- paso de la hélice:  $P_s = 2P$  (bomba 1-2)

**Elastómero:** El material constitutivo del estator es generalmente un elastómero moldeado en un cuerpo metálico. Las propiedades físicas de los elastómeros pueden variar en función del producto bombeado y de las condiciones in situ. En consecuencia las formulaciones de los elastómeros pueden adaptarse a la clases de fluido bombeados. Los elastómeros deben responder a los criterios siguientes [5]:

- Hinchamiento muy débil
- Buena resistencia mecánica y química
- Larga duración.

Medidas que caracterizan físicamente un elastómero

Un elastómero se caracteriza físicamente por:

- Su temperatura limite de utilización
- Su resistencia y comportamiento ante la presencia de arena



- Su comportamiento en presencia de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>
- Su resistencia a los aromáticos
- Su resistencia al agua del yacimiento

**Tubería de Producción:** Permite llevar los fluidos desde la descarga de la bomba hasta la superficie. Esta sarta lleva anexo al final un niple de maniobra, cuya función es permitir que el movimiento excéntrico de la cabeza del rotor y su conexión con la sarta de cabillas ocurra sin ninguna obstrucción. Cuando el diámetro interno de la tubería de la figura 20 producción es muy pequeño la inserción de este niple es obligatoria, su longitud varía de 4' a 10' [5].



**Figura 20**

### 2.8.3 Equipo de Superficie:

**Cabezal de Accionamiento:** El cabezal de accionamiento está unido a la varilla de accionamiento solidaria del rotor de la bomba, mientras que el estator está fijado al extremo de la tubería de producción, retenido en general por una boquilla en cabeza de pozo. Una pieza en T de desviación, está colocada a menudo entre el cabezal del pozo y el de accionamiento.

Los cabezales de accionamiento se conciben en función de la carga que deben soportar y las modalidades de fijación en la varilla de accionamiento y a los motores. La sarta de varillas es recuperada por un cabezal de accionamiento anclado en el cabezal del pozo y cuyas funciones son:

- Transmitir el movimiento de giro del motor a la sarta de varillas de accionamiento,.
- Soportar el motor de accionamiento
- Aislar la motorización del fluido del pozo, gracias a un prensaestopas
- Absorber la carga axial generada por el peso de las varillas y el incremento de presión de la bomba

- 

Disponer de una energía de frenado suficiente, en caso de parada brusca del motor de accionamiento.

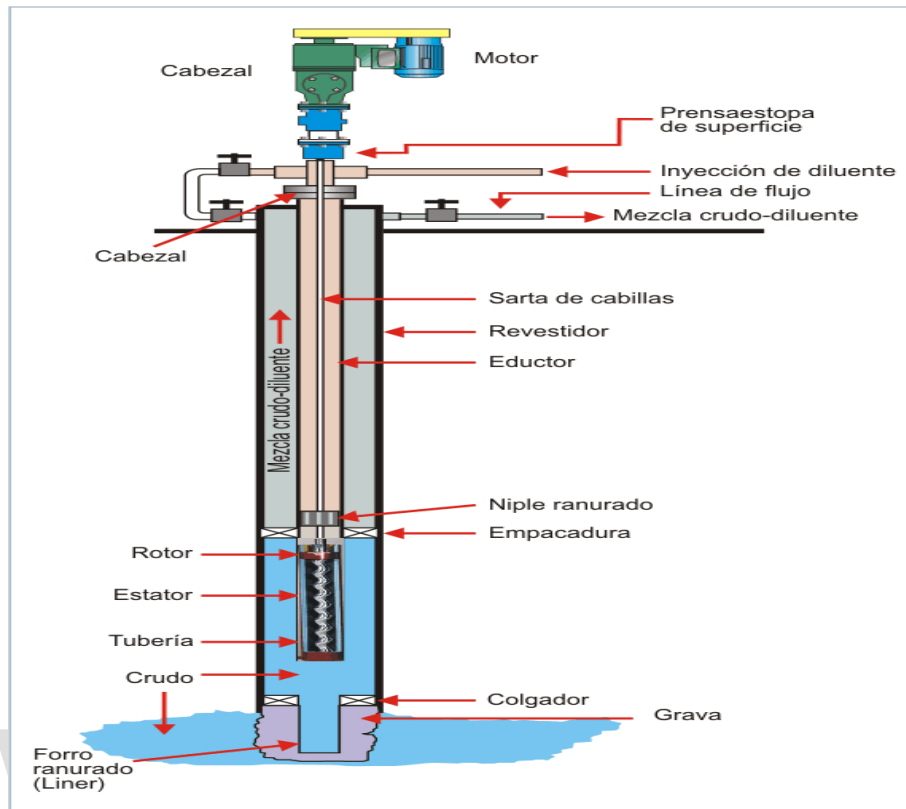
**Motor:** Se puede utilizar todos los tipos de motorización:

- Motor eléctrico
- Motor hidráulico
- Motor a combustión interna, a gas o diesel.

Estas motorizaciones pueden ser a velocidad constante o variable.

**Variador de velocidad (VSD):** Los variadores más usados son de tipo electrónico que disponen de un convertidor de frecuencia, el cual va conectado a la caja reductora del motor, permitiendo variar la velocidad en un rango preestablecido, sin necesidad de detener el sistema. Todos los motores pueden ser accionados y operados con VSD electrónicos, pero necesitan caja reductora. Los motores de polea y correa, permiten variar la velocidad en forma mecánica, cambiando el diámetro de las poleas, pero es necesario parar el sistema[ 5].

A continuación se observa la configuración típica de un pozo completado con el Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo de Cavidades Progresivas en la siguiente figura



**Figura 21 Configuración Básica BCP[5]**

Para determinar la velocidad de operación requerida en el equipo de bombeo, que estaría dada por el cociente entre el caudal a manejar y el desplazamiento geométrico. La velocidad así determinada debe estar dentro de los valores de velocidad permisible para evitar la generación de daños mecánicos en el equipo que disminuyan su tiempo de vida útil, de no ser así se debe igualar la velocidad de operación con la velocidad límite de la bomba. De ser necesario el manejo de un caudal mayor al correspondiente a la velocidad límite se requeriría de un equipo de mayor desplazamiento. En general, una velocidad inferior a 300 r.p.m. es aceptable para efectos de mantener las variaciones de temperatura por fricción e histéresis del elastómero en rangos que no afecten mecánicamente al equipo y disminuyan su vida útil,

La curva de desempeño de la bomba a la velocidad de operación el comportamiento hidráulico correspondiente a una velocidad de 500 rpm, y el diferencial de presión a emplear

para los cálculos debe tomarse a la velocidad de la condición de trabajo, para lo cual se emplea un procedimiento de corrección de la curva que consiste en determinar el caudal de escurrimiento como función del diferencial de presión y restárselo al caudal teórico a la velocidad de trabajo. El caudal real manejado por la bomba está dado por [5]:

$$Q = Q_{teo} - s$$

$$Q_{teo} = D * n$$

$$s = a * \Delta p^2$$

$$s = D * n - Q$$

Donde

$Q$  = Es el caudal real

$Q_{teo}$  = Es el caudal teórico

$s$  = Es el caudal de escurrimiento

$D$  = Es el desplazamiento geométrico de la bomba

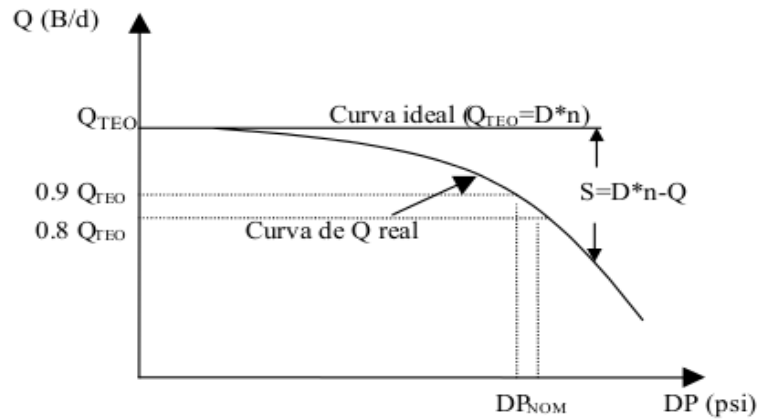
$n$  = Es la velocidad de operación

$a$  = Es la constante de ajuste de la curva de escurrimiento

$\Delta p$  = Es el diferencial de presión en la bomba

La constante de ajuste “a” se determina a partir de la curva de la bomba a la velocidad suministrada por el fabricante (generalmente 500 rpm). Para ello, se calcula el escurrimiento a partir de la curva nominal como la diferencia entre el caudal teórico y el caudal real.

A continuación podemos observar en la figura 22 la curva de rendimiento de la bomba , para un caudal teórico y el caudal que maneja la bomba para una velocidad de RPM fijo.



**Figura 22**

El coeficiente “a” así calculado se emplea para determinar la curva a las RPM requeridas, para varios caudales fijados arbitrariamente dentro del dominio de caudales de la curva nominal, calculando así el diferencial de presión de la bomba a la velocidad indicada [5].

$$\Delta p = \sqrt{\frac{D * n - Q}{a}}$$

## 2.8.4 Propiedades Físicas del Sistema

Las cargas aplicadas sobre la sarta de cabillas en un sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas son las fuerza son provocada debido a la diferencia de presión en la bomba y fuerza de arrastre que ejerce el fluido sobre la sarta en dirección axial y el peso de la sarta en flotación [5].

**Fuerza Hidráulica:** es la fuerza axial que transmite la bomba a la sarta producto de diferencial de presión que genera durante la acción de bombeo. Está dada por la siguiente expresión:

$$F_H = \pi * \left( e + \frac{dr}{2} \right)^2 * \Delta p$$

Una expresión mas especifica de la fuerza hidráulica por ( ).

$$F_H = 0.79[\Delta p * 0.6 * (2 * d^2 + 13e * d + 16 * e^2) + Pd * dr]$$

**Fuerza de arrastre:** Es una fuerza axial ascendente provocada por el contacto del fluido con la sarta de cabillas durante su flujo hacia la superficie. Está dada por (Ablan 2001) [5].

$$F_{Arrastre} = \frac{2 * \pi * r_1 * L}{4 * \ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right)} * \left(\frac{dp}{dz}\right) * \left(2 * r_1 * \ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right) + r_1 - \frac{r_2^2}{r_1}\right)$$

Donde

$r_2$  = Es el diámetro interno de la tubería

$r_1$  = Es el diámetro externo de las cabillas

$L$  = Es el diámetro interno de la tubería

$\frac{dp}{dz}$  = Es el gradiente de presión respecto a la profundidad (z)

**Flotación:** es una fuerza vertical y ascendente, directamente proporcional al peso del volumen de fluido desplazado por la sarta de cabillas al estar sumergida en él [5].

$$F_{Flotación} = \rho_{Fluido} * g * L * A$$

Donde

$\rho_{Fluido}$  = Es la densidad del crudo vivo (Lb/pies<sup>3</sup>).

$A$  = Es el área de la sección transversal de la cabilla (pies).

**Peso de la sarta de cabillas en el aire:** está asociado a la densidad del material de las cabillas. Está dado por:

$$P = \rho_{Acero} * L * g$$

Podemos observar en el sistemas BCP interactúa cargar que se presenta cuando se aplica un fuerza sobre un eje longitudinal de un elemento constructivo, el cual es la torsión o torque que se produce del cabezal a la sarta de cabilla, el torque producido por la bomba y el torque resistivo del medio viscosos[5].

**Torque en la bomba:** es el torque que debe transmitir la sarta de cabillas a la bomba para inducir la rotación y generar el diferencial de presión necesario, venciendo el roce entre rotor y estator y la resistencia del fluido al corte[5].

$$T_{BBA} = \frac{30 * Pot_{total}}{\omega * \pi}$$

**Torque resistivo:** es el torque que debe generar la sarta de cabillas sobre el fluido para vencer el esfuerzo cortante que en él se produce cuando se hace girar. Esta dado por (Ablan 2001):

$$T_{\mu} = \frac{2 * \pi * \mu * n * r_1^2 * r_2^2 * L}{r_2^2 - r_1^2}$$

El balance de estas cargas genera las dos variables de diagnóstico que pueden ser medidas en superficie, la carga axial total y el torque total definida [5].

$$F_{Sup} = F_{Flotación} + F_{Arrastre} - F_H - P_{Cabilla}$$

$$T_{Sup} = T_{BBA} + T_{Resistivo}$$

El diseño de la sarta consiste en el cálculo de los esfuerzos axiales y cortantes derivados de cada una de estas cargas y los correspondientes esfuerzos principales, que deben compararse a los esfuerzos admisibles por el material a fin de determinar el diámetro y la resistencia de las cabillas [5].

**Esfuerzos Normal** : El esfuerzo normal máximo está dado por la sumatoria de cargas axiales aplicadas en el área de la sección Máximo transversal de la cabilla.

$$\sigma_z = \frac{F_o}{A_{xy}}$$

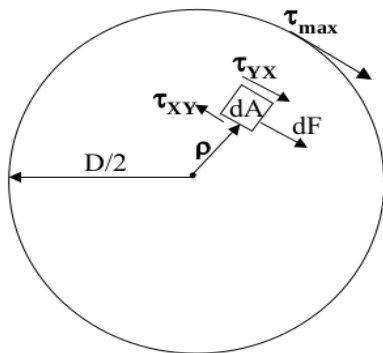
Donde  $F_o$  es la suma de cargas dadas por  $F_o = F_{Hidraulica} + F_{Arrastre} + P_{CABILLA} - F_{JLOTACION}$

Y  $A_{xy}$  es el área transversal de las cabillas definidas

$$A_{xy} = \frac{\pi * D^2}{4} (\text{macisas})$$

$$A_{xy} = \frac{\pi * (D_{Ext}^2 - D_{Int}^2)}{4} (\text{Huecas})$$

**Esfuerzo Cortante** : Para determinar el esfuerzo cortante máximo, considérese un elemento diferencial del área Máximo transversal ubicado a una distancia ( $\rho$ ) del eje central de la cabilla, sometido a un esfuerzo de corte  $\tau_{XY}$  generado gracias a la existencia de un diferencial de fuerza  $dF$  [5].



Sección transversal de un tramo de cabilla



La relación entre el esfuerzo cortante  $\tau_{XY}$  y el esfuerzo cortante máximo es lineal con respecto al radio:

$$\frac{\tau_{xy}}{\tau_{\max}} = \frac{\rho}{D/2}$$

Así, el torque máximo en la sección transversal se presenta en su borde externo y está asociado al esfuerzo cortante máximo  $\tau_{\max}$  que existe en el mismo punto[5].

$$\tau_{\max} = \frac{16 * T_{\max}}{\pi * D^3}$$

Donde el esfuerzos principales son función de los esfuerzos normales en la dirección axial de la sarta y de los esfuerzos de torsión en el plano transversal a la misma [5].

[www.bdigital.ula.ve](http://www.bdigital.ula.ve)

# Capitulo 3

## 3. Sistema de Desarrollo

Para la conceptualización y desarrollo de un prototipo de Sistema de control avanzado para pozos de Bombeo de cavidades progresivas, se necesita desarrollar un modelo matemático que describa el comportamiento operacional de un pozo BCP, considerando las variables de superficie basándose en la interpretación de las variables comunes de producción, tales como presiones de cabezal, temperaturas, corrientes, R.P.M., etc [2].

Introduciendo el uso de la medición de la carga axial de superficie, a través del cabezal de superficie y celda de carga axial externa, como variable clave para el diagnostico del sistema de Bomba de Cavidades Progresivas, poniendo a disponibilidad a un menor costo variables dinámicas como: diferencial de presiones en la Bomba, niveles de fluido, estatus de la bomba, integridad de la sarta de Cabillas, etc., variables estas de suma importancia para la optimización del funcionamiento del pozo [2].

## 3.1 Plan de trabajo

Actividades	1	2	3	4	4	6	7	8	9	10	11	12
Introducción a la Organización Distrito Socialista Tecnológico de PDVSA AIT	■											
Introducción al Sistema de Producción de Hidrocarburos, teoría de levantamiento artificial, Sistemas de Levantamiento BCP	■											
Documentación tipos de Completaciones por Bombeo de Cavidades Progresivas		■										
Documentación Problemática Operacionales en actividades de diagnóstico y optimización		■										
Documentación Teoría de Análisis Nodal y dimensionamiento de equipos de bombeo BCP		■										
Documentación Metodología de Caracterización de Fluidos de Producción por la metodología "Crudo Negro"		■										
Generación de motores de cálculo para caracterización de fluidos de la FPO			■	■								
Documentación Metodología de Caracterización fenómenos de transporte en tuberías verticales				■								
Generación de motores de cálculo para caracterización fenómenos de transporte en tuberías verticales adaptada a las realidades de la FPO					■							
Documentación y generación de la base de datos de equipos relacionados al sistema BCP						■						
Documentación de modelos de matemáticos para estimar cargas en el sistemas de transmisión de potencia (Sarta de Cabillas)							■					
Generación de motores de cálculo para caracterización de cargas en el sistemas de transmisión de potencia (Sarta de Cabillas)								■				
Clasificación de los casos de usos para el sistema avanzado de control BCP									■			
Generación de los diagramas de flujo de información considerando: i) los motores de cálculos generados ii) la teoría de análisis nodal iii) la teoría de dimensionamiento de equipo de bombeo y iv) los casos de uso del sistema										■		
Generación de los motores de cálculo instanciado a los casos de uso del sistema de control avanzado para equipos BCP											■	
Revisión de las técnicas de Inteligencia Artificial												■
Generar un Modelo Matemático que describa el comportamiento operacional de un pozo BCP.												■

## 3.2 Desarrollo del plan de trabajo

Se dará una breve descripción de las actividades propuesta en el plan de trabajo, de la modificaciones de los alcance del proyecto, debido a los distintos interrogante que fueron subsistiendo a lo largo del desarrollo de las actividades, mejorando la precisión e información a considerar en el avance del proyecto.

### **Semana 1:**

Recorrido por la empresa. Explicación de la metodología del trabajo. Especificación de las actividades a realizar, fijación del sitio de trabajo. Configuración del ambiente de desarrollo e instalación del software competente. Revisión de la bibliografía referente a los procedimientos de uso de los lenguajes y programas a utilizar. Búsqueda de publicaciones referentes al estudio de optimización de BCP.

### **Semana 2:**

Introducción e conceptualización de los sistemas de producción de hidrocarburos existente, teoría de levantamiento artificial de cual se emplea en el territorio nacional, específicamente en el levantamiento por BCP para la zona de la Faja Petrolífera del Orinoco.

### **Semana 3 y 4:**

Documentación de los problemas operacionales en actividades de diagnóstico y optimización , reflejando así un mal dimensionamiento de los equipos BCP a la condiciones de operación existente , bajo la cantidades de fenómenos que interactuar en el procesos de extracción se hace complejo la predicción y por ente la optimización del sistema de BCP.

### **Semana 5 y 6:**

Revisión y estudios de los motores de cálculos para la caracterización de los fluidos y transporte en tuberías verticales en FPO, específicamente trabajando con las correlaciones (DunsRos, HagedornBrown) implementado en el SIMPROBCP .

### **Semana 7 y 8:**

Revisión y verificación de los modelos matemáticos para la estimación de las cargas en el sistema de transmisión de potencia para todo el sistema de BCP .

### **Semana 9 y 10 :**

- Elaboración o planteamiento de nuevos modelos matemáticos para la estimación de las cargas en el sistema de transmisión de potencia para el sistema de BCP considerando las

condiciones de operacionales,

- Desarrollo del código en Python , trabajando con las siguientes librerías

- ✓ python2.7.3
- ✓ python-pyqtgraph
- ✓ python-matplotlib
- ✓ python-numpy
- ✓ python-scipy

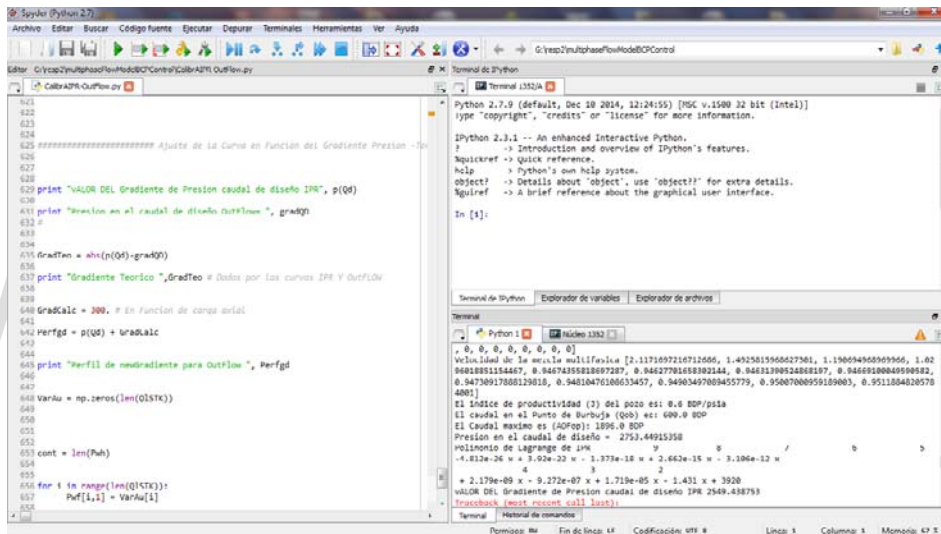


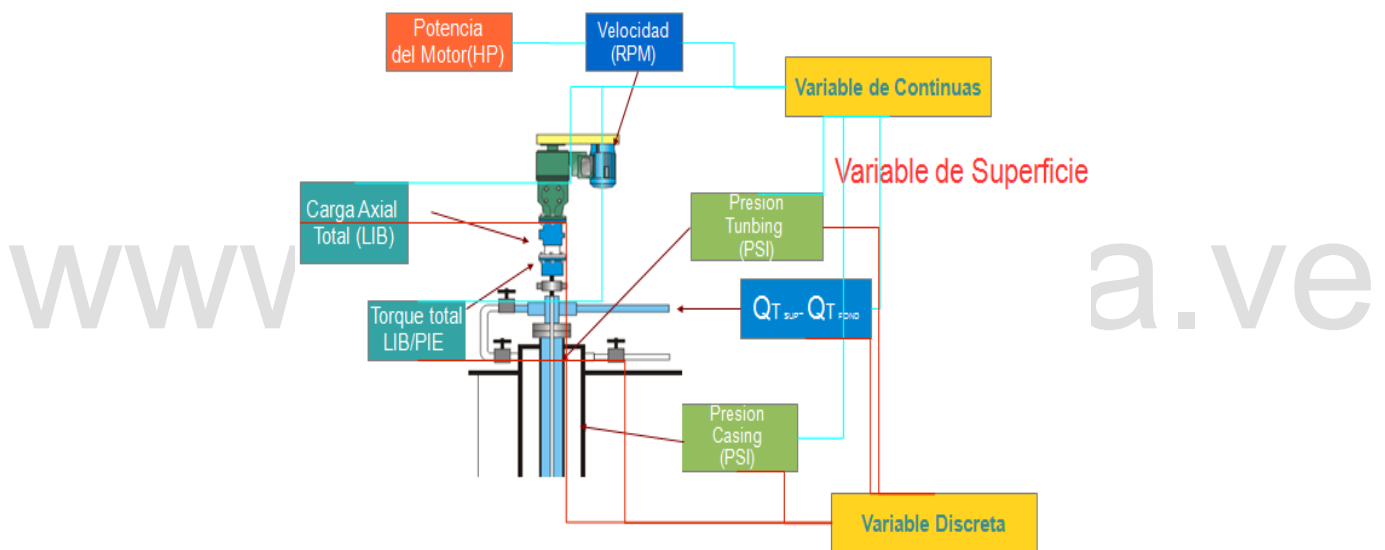
Figura 23 Código en PYTHON

## Semana 11 y 12:

Corrección de detalles, hallazgos, sugerencias. Elaboración del informe.

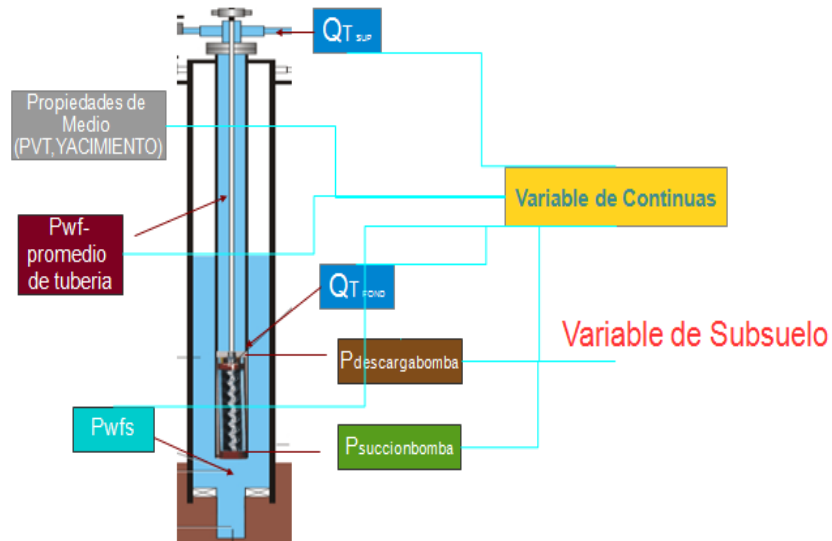
### 3.3 Calculo del Gradiente de presión en función de la Carga Axial y Torque

Como se menciona anteriormente el balance de las cargas axiales genera dos variables que son medidas en superficie, como se observa en la figura 23 en pozos que están instrumentando, como la carga axial mediante un sensor y el torque total por medio del variador de frecuencias que emplea el sistemas BCP .



**Figura 24 Variables de Superficies**

Considerando toda la fuerza, podemos inferir de la fuerza hidráulica y del torque de la bomba el gradiente de presión operacional que maneja la bomba en el fondo.



**Figura 25 Variables de Subsuelo**

- **Cargas Axiales**

Las cargas axiales en su totalidad en el sistema de bombeo son soportado por la sarta de cabilla en su mayoría produciendo así deformaciones en la misma , debido a la profundidad de asentamiento empieza a jugar un papel relevante en dicho sistemas.

Las siguientes ecuaciones fueron tomadas del artículo "Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo de Cavidades Progresivas". PDVSA Intevep, Los Teques, Junio 2010

Considerando las carga axiales total que podemos medir en superficie a partir de un sensor para una velocidad operacional , la variables a inferir va ser el gradiente de descarga de presión que maneja la bomba simplificando y despejando así de la siguiente ecuación

$$F_H = F_{Flotación} + F_{Arrastre} - P_{Cabilla} - F_{Total}$$

Despejando la presión descarga que maneja la bomba obtenemos la siguiente expresión

$$P_d = \frac{F_{Flotación} + F_{Arrastre} - P_{Cabilla} - F_{Total} - p_E \left[ 0.79 * 0.6 * (2 * d^2 + 13e * d + 16 * e^2) \right]}{0.79 * 0.6 * (2 * d^2 + 13e * d + 16 * e^2) + 0.79 * dr}$$

La cual dicha ecuación como variable nueva de entrada va ser la presión de succión de la bomba, la cual es inferida por la presión pwf, obtenida por el IPR teóricamente.

- **Torque**

Unos de los torque que tiene mayor relevancia en el sistemas es torque generado por la bomba debido a la interacción del estator con el rotor y el hinchamiento de elastómero genera alto picos de torque, cuando se encuentra operando la misma, tomando las ecuaciones de ([http:// petrowiki.org/Rod\\_and\\_tubing\\_design\\_for\\_PCP\\_systems#Rod\\_loading](http://petrowiki.org/Rod_and_tubing_design_for_PCP_systems#Rod_loading)) obtenemos lo siguiente.

$$T_{BBA} = (0.067019156) * D_{PUMP} * (V_E / 100) * \Delta P$$

$$T_{fricción} = (C_{fricción}) * T_{BBA}$$

$$T_{Resistive} = (1.217 * 10^{-8}) * \mu_{inipump} * L_{rod} * V_{pumpoper} * \left( \frac{(D_{Erod})^3}{D_{Tubing} - D_{Erod}} \right) * \left( \frac{1}{\log\left(\frac{\mu_{inipump}}{\mu_{endpump}}\right)} * \left( \frac{\mu_{inipump}}{\mu_{endpump}} - 1 \right) \right)$$

Donde

$D_{PUMP}$  = Desplazamiento de la bomba

$V_E$  = Eficiencia Volumétrica de la bomba

$\Delta P$  = Gradiente de presión que maneja la bomba

$C_{fricción}$  = Coeficiente de Fricción

$D_{Tubing}$  = Es el diámetro interno de la tubería

$D_{Erod}$  = Es el diámetro externo de las cabillas

$L_{rod}$  = Es el diámetro interno de la tubería

$\mu_{inipump}$  = Viscosidad a la entrada de la bomba

$\mu_{endpump}$  = Viscosidad a la salida de la bomba



Considerando el torque total que podemos medir en superficie para una velocidad operacional , la variables a inferir va ser el gradiente de presión que maneja la bomba simplificando y despejando asi de la siguiente ecuación

$$T_{BBA} = T_{Resistivo} - T_{Total} + T_{friccion}$$

Obtenemos la siguiente expresión que refleja la presión descarga y succión de la bomba teóricamente

$$\Delta P = \frac{\left( \frac{T_{Resistivo} - T_{Total}}{1 + C_{friccion}} \right)}{(0.067019156) * D_{PUMP} * (V_E / 100)}$$

La relación del gradiente de presión con las cargas no es necesariamente es lineal como se puede observar en la siguiente figura, esto debido a los diferentes factores que afecta directamente las carga axiales las cuales puedes ser

- Las propiedades petrofísicas de los fluidos presentes (PVT), la variedad de perfiles de viscosidad a lo largo de la completacion del pozo en función de temperatura y presión.
- EL mal dimensionamiento del sistemas BCP (capacidad de operación optima del sistemas), como se menciono anteriormente dependiendo de la propiedades de elastómero el torque puede variar en distinto estado a lo largo de su funcionamiento.

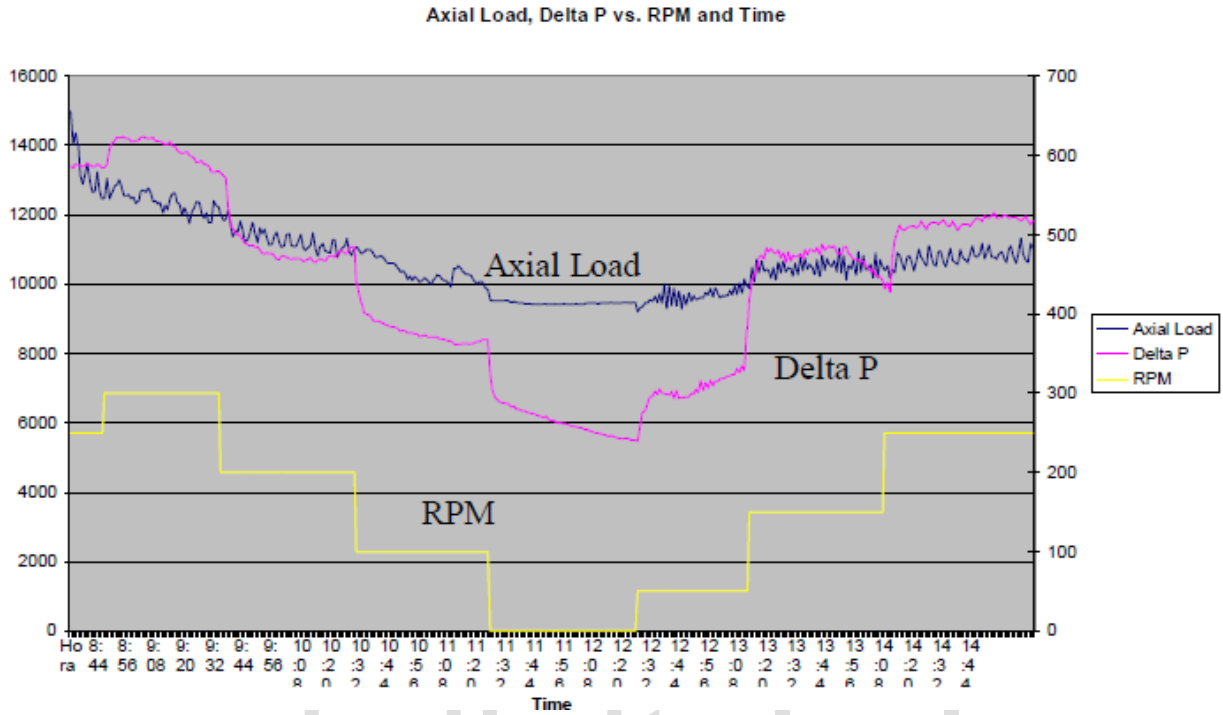


Figura 25 Comparación de la carga axial,deltaP vs RPM

www.bdigital.ula.ve

```

572 print "Torque Total", totalTorque
573
574
575
576
577 ##### Calculo del gradiente de Presion en funcion del Torque Calculado por Sensor de Carga
578
579 totalTorqueSUP = -3293171 # Torque Calculado por Sensor de Carga en La Superficie
580 deltaPdeltaTorq = (totalTorqueSUP - resistiveTorque) / (0.067019156 * pumpDisplacement *
581
582
583
584 print "Gradiente de Presion FunTorq", deltaPdeltaTorq
585
586
587
588
589 ##### Prueba de Sebsibilidad de Pwh #####
590
591 Di = 2.441
592 Pwh = np.linspace(200, 400, 5)
593
594 Pfinal = np.zeros((len(Q1STK), len(Pwh)))
595 for i in range(len(Q1STK)):
596     for j in range(len(Pwh)):
597         Pfinal[i, j], deltaPtotal, cumulativeDelta, cumulativeDeltaP, deltaPdeltaProfile
598 Pwf = Pfinal
599 print "perfil de Pwh", Pwh
600
601
602 #Grafico de prueba sensibilidad a presion de cabezal
603 fig, ax = plt.subplots(figsize=(14, 8))
604 for i in range(len(Q1STK)):
605     for j in range(len(Pwh)):
606         markerfacecolor = ["#FFFFFF00", "#5FB404", "#04B4AE", "#040486", "#585858"]
607         ax.plot(Q1STK[i], Pwf[i,j], color = "#040486", lw=1, ls='-', marker='s', markersize=
608 ax.set_xlabel(r"$Tasa,de\,crudo,\,Qo\,[stbpd]$", fontsize=18)
609 ax.set_ylabel(r"$Presion,de\,fondo,\,fluvente\,Pwf\,[psi]$", fontsize=18)

```

Terminal de IPython

```

Python 2.7.9 (default, Dec 10 2014, 12:24:55) [MSC v.1500 32 bit (Intel)]
Type "copyright", "credits" or "license" for more information.

IPython 2.3.1 -- An enhanced Interactive Python.
? -> Introduction and overview of IPython's features.
%quickref -> Quick reference.
help -> Python's own help system.
object? -> Details about 'object', use 'object??' for extra details.
%quickref -> A brief reference about the graphical user interface.

In [1]:

```

Terminal

```

DeltaP acumulativo [932.95496181902774, 1714.4771668759017, 2497.0228218688103, 3058.0655
881226585, 3693.4633110282434, 4328.5724375979735, 4963.7192971169197, 5599.1390418938899
, 6234.9647622125522, 6871.3411336922463, 7508.3483587744322, 8146.0558188999403, 8784.51
86748437154]
DeltaP acumulativo [200.0, 400.0, 600.0, 800.0, 1000.0, 1200.0, 1400.0, 1600.0, 1800.0, 2
000.0, 2200.0, 2400.0, 2600.0]
Perfil de gradiente de presion [0.21437262052827316, 0.25591083491408328, 0.2887896249988
7167, 0.3071994811505484, 0.31476348244596775, 0.31490651233468231, 0.31488780429691166,
0.31475703180027303, 0.31454715134109967, 0.31427942482365046, 0.313966818140358801, 0.313
62342846144192, 0.31325236564366837]
Presion acumulativa [546.6, 746.6, 946.6, 1146.6, 1346.6, 1546.6, 1746.6, 1946.6, 2146.6,
2346.6, 2546.6, 2746.6, 2946.6]
Presion promedio [448.6, 646.6, 846.6, 1046.6, 1246.6, 1446.6, 1646.6, 1846.6, 2046.6, 22
46.6, 2446.6, 2646.6, 2846.6]
Temperatura promedio [83.694619919531149, 89.9328048265389097, 95.296330321109536, 100.185

```

Figura 26 Código PYTHON TORQUE-Gradiente de Presión

### 3.4 Diagrama de Flujo para la optimización de BCP en función de la carga axial y torque

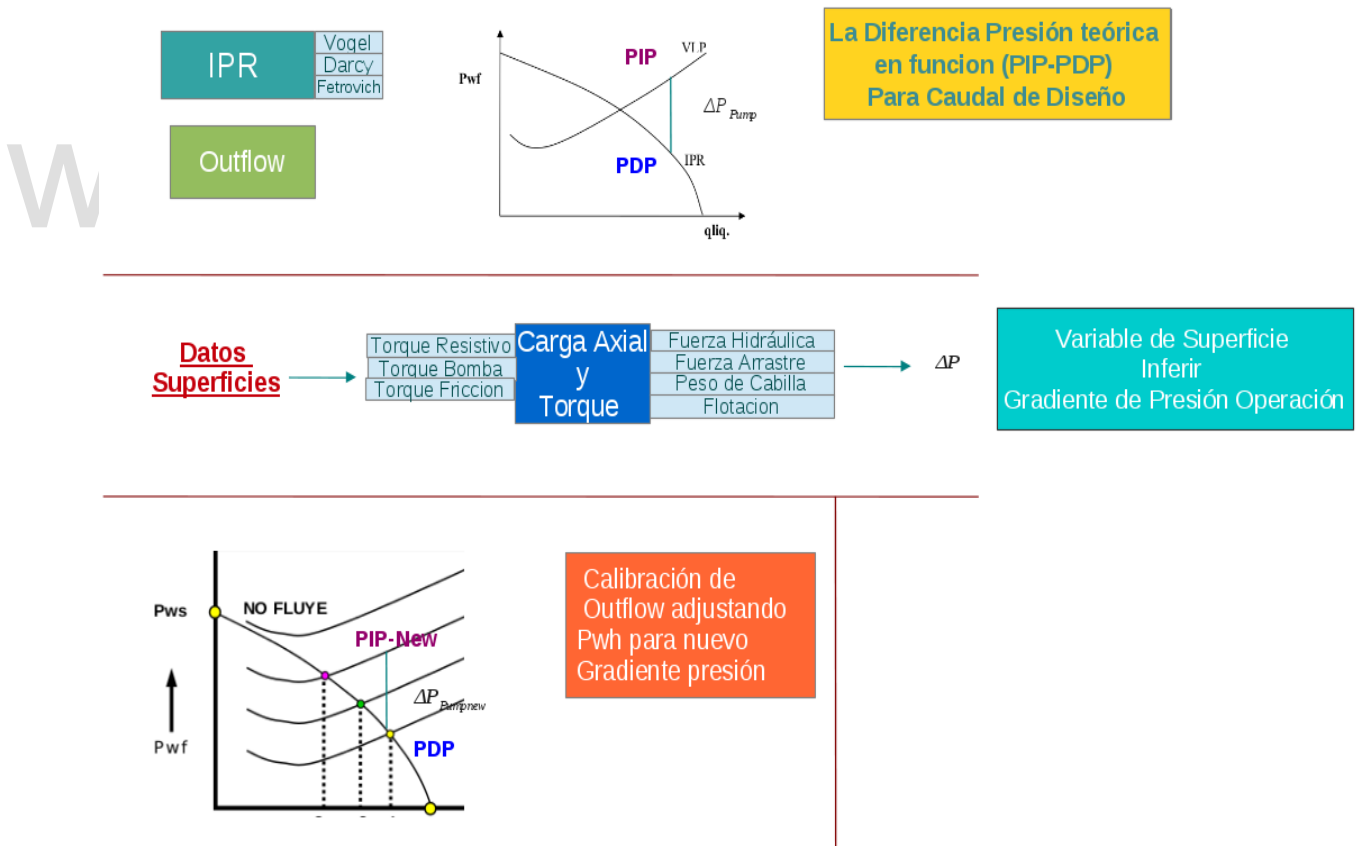
Basándonos en las curva de **IPR**, (Vogel,Darcy y Fetrovich ) y el modelo mecanistico **Outflow** (caída de presión en la tubería ) nos da un modelo del comportamiento del pozo productor , de oferta y demanda de caudal de producción del pozo . Haciendo un estimación de la curva de rendimiento de la bomba y la calibrarla con la carga axial con el fin de obtener una mejor caracterización de la curva. Presentamos a continuación un algoritmo para realizar optimización ver la figura 26.

1. Calcular el gradiente de presión teórico (PIP, PDP)para un caudal de diseño a partir de

las curvas **IPR** y **Outflow**.

2. Calcular el gradiente de presión en función de la carga axial y el torque medidas en superficies (Para un PDP-PIP estable).
3. Calibrar el **Outflow** en función del nuevo gradiente de presión (modificar la curva en  $p_{wh}$  la que se ajuste a nuevo valor)
4. Estudiar estabilizar el **PIP** mas optimo de producción
5. Ajustar la curva de rendimiento de la bomba dados a los valores de superficies.

A partir de la calibración tanto del **IPR** y de **Outflow**. Para así obtener una mejor caracterización de la curva de rendimiento de la bomba, se obtiene una herramienta para manejen el caudal de producción optimo en función de la variación de los RPM operacionales lo cual puede ser realizado por un control supervisorio discreto ver la figura 27.



**Figura 26 Diagrama de flujo de Optimización**

## Modelo Discreto del sistemas

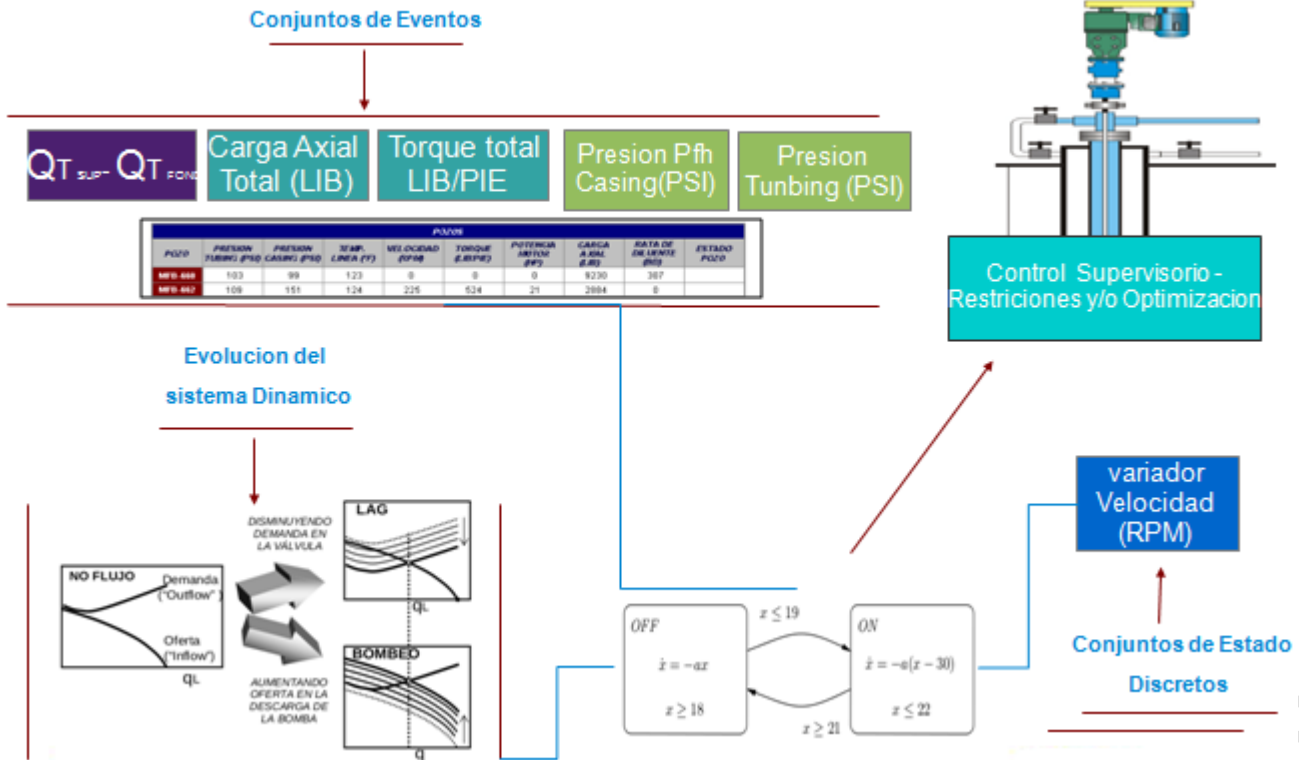


Figura 27 Diagrama de Optimización

## 3.4 Curva de Rendimiento de BCP

Por lo mencionado anteriormente la curva de desempeño de bomba que, el caudal teórico varía con la bomba, y es proporcional a la velocidad de la bomba de rotación.

Para una mayor tasa de producción, la selección de una bomba de gran tamaño evitará alta velocidad de rotación. También incluido es que la tasa no tiene nada que ver con número de la etapa o la longitud de la bomba. A diferencia de una bomba eléctrica sumergible, seleccionando un PCP con más etapas no lo hará aumentar la tasa de producción.

Más etapas representan más sellos y mayor longitud. Si cada sello tiene la misma presión diferencial, un PCP con más tiempo longitud o más etapas pueden tener mayor presión diferencial total. Cuando se necesita una cabeza de gran altura, una bomba con más etapas debe ser seleccionada.

Al igual que otras bombas de desplazamiento, un PCP no es un generador de presión. PCP sólo se necesita la presión ambiental en descargar lugar como su presión de descarga teóricamente, Por lo tanto, para una tasa de producción dada y la presión de cabeza de pozo, ya PCP puede simplemente reducir la tasa de deslizamiento, pero no va a generar una alta presión de descarga. Para una bomba bajo deslizamiento, añadiendo etapas no lo hará beneficio de la producción, pero causar baja eficiencia mecánica.

En resumen, para obtener una mayor tasa de producción, se puede utilizar una bomba más grande o hacer una rotación de la bomba más rápido. Para superar mayor presión diferencial, se puede utilizar ya bombear o añadir más etapas a una bomba. Los 4edPs plazo son el volumen teórico o desplazamiento nominal por rotor revolución.

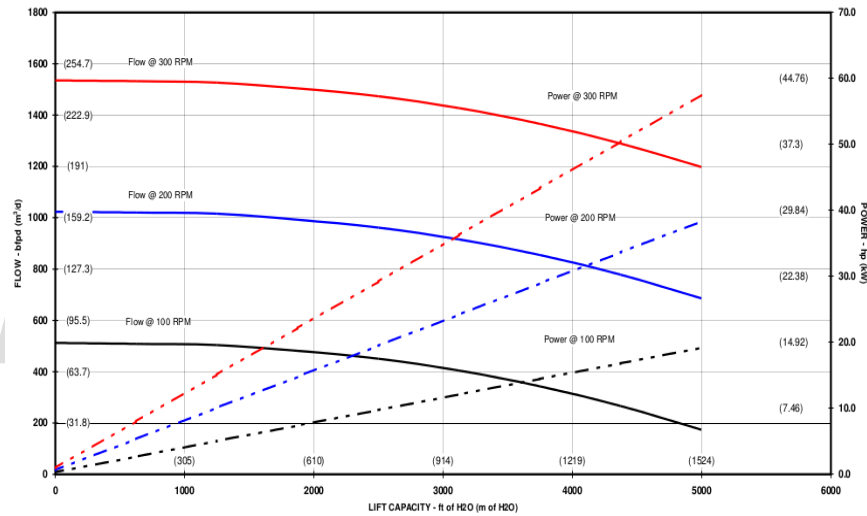
Representa capacidad volumétrica de una bomba. Si se conocen todos los parámetros, se puede calcular la tasa teórica fácilmente. Normalmente, los fabricantes de PCP proporcionan el desplazamiento teórico directamente. Si  $Q_t$  es el desplazamiento teórico por revolución.

$$Q_{Teo} = 4 * e * d * Ps$$

Sustituyendo en la ecuación  $Q_{teorico}$ , y resolviendo para la velocidad de la bomba dar la

correlación de la tasa de flujo y velocidad de rotación, para PCP diseño, la sustitución de la tasa teórica,  $q_t$ , por la tasa total de fluido en la entrada de la bomba,  $q_{tl}$ , produce la correlación para calcular el velocidad de rotación requerida de caudal total.

Para el **Modelo 40-S-500 IMPERIAL 12-S-75** para un desplazamiento de 512 (81.4) bpd/100rpm (m /d/100rpm), con especificaciones en el rotor (**mm**) Head Diameter: 2.188 (55.58) y Rotor Head Orbit: 2.752 (69.894).



**Figura 28 Curva suministrada por Fabricante**

El fabricante suministra la curva de comportamiento hidráulico correspondiente a distintas velocidad desde 100 hasta 500 rpm en un medio de funcionamiento en H<sub>2</sub>O, y el diferencial de presión a emplear para los cálculos debe tomarse a la velocidad de la condición de trabajo, para lo cual se emplea un procedimiento de corrección de la curva que consiste en determinar el caudal de escurrimiento como función del diferencial de presión y restárselo al caudal teórico a la velocidad de trabajo (ver figura 28)

Para la bomba estudiada los datos del fabricante para una velocidad de operación de 100 RPM son :

bfpd=( [509.44,506.00,505.95,505.68,503.62,501.54,498.92,488.62,481.75,461.23,444.18,427.07,406.58,379.28,345.11,311.00,276.83,246.07,205.09,167.51] ) # unidad bfpd

Hi=[11.99,175.14,392.58,600.04,857.03,1133.79,1380.98,1692.26,1988.80,2329.83,2596.71,2848.75,3115.54,3402.19,3718.41,3945.65,4256.93,4523.62,4785.37,5007.66]

El caudal real manejado por la bomba está dado por la siguiente fórmula:

$$Q = Q_{Teo} - s$$

$$Q_{Teo} = D * n$$

$$s = a * \Delta P^2$$

Donde:

$Q$  = es el caudal real

$Q_{Teo}$  = es el caudal teórico

$s$  = es el caudal de escurrimiento

$D$  = es el desplazamiento geométrico de la bomba

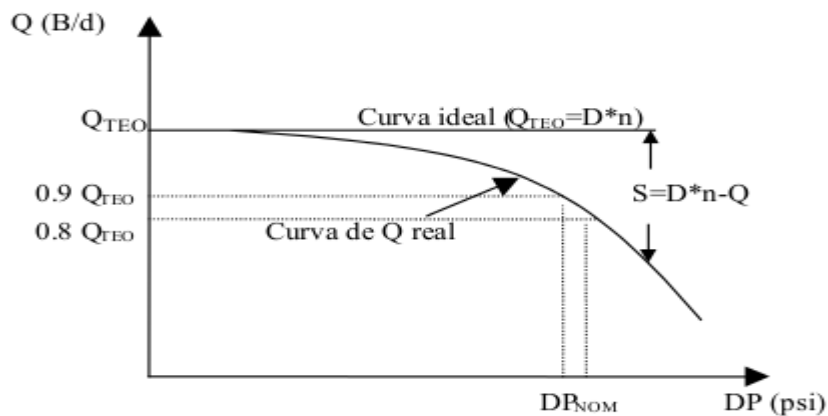
$n$  = es la velocidad de operación

$a$  = es la constante de ajuste de la curva de escurrimiento

$\Delta P$  = es la diferencial de presión en la bomba

La constante de ajuste "a" se determina a partir de la curva de la bomba a la velocidad suministrada por el fabricante (generalmente 500 rpm). Para ello, se calcula el escurrimiento a partir de la curva nominal como la diferencia entre el caudal teórico y el caudal real.

$$s = D * n - Q_{real}$$





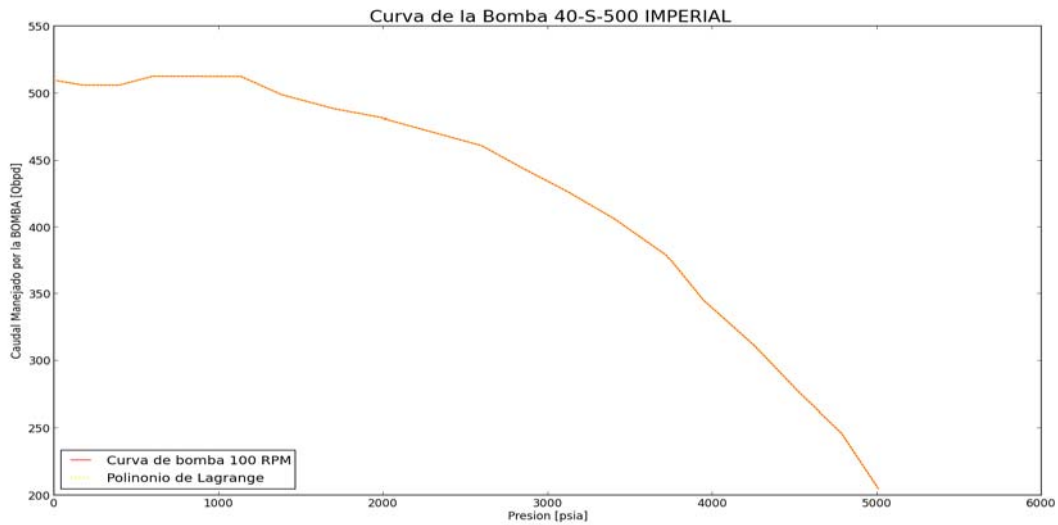
Presentamos a continuación un algoritmo para representar la curva de velocidades de operación de la bomba 40-S-500 IMPERIAL-12-S-75 METRI

## Algoritmo de ajuste de la curva de velocidades de Operación

1. Dados los datos suministrado por el proveedor se procede a graficar los datos y realizar una interpolación ya sea lineal, cuadrática o cubica o por el polinomio lagrange y se compara la interpolación con los datos reales

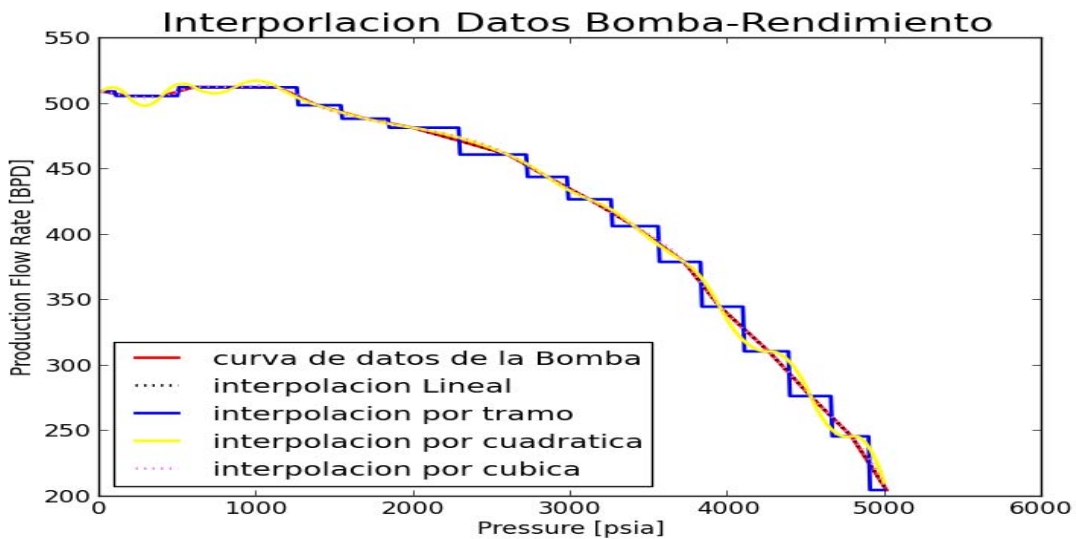
Se obtuvo interpolando con el polinomio de lagrange una buena aproximación de los datos suministrado por el proveedor, ver la figura. Así se obtuvo el polinomio que describe la curva con un polinomio de grado 18.

$$P(x) = -7.161e-56x^{18} + 3.158e-51x^{17} - 6.409e-47x^{16} + 7.936e-43x^{15} - 6.704e-39x^{14} + 4.091e-35x^{13} \\ - 1.864e-31x^{12} + 6.454e-28x^{11} - 1.715e-24x^{10} + 3.504e-21x^9 - 5.481e-18x^8 + 6.492e-15x^7 \\ - 5.715e-12x^6 + 3.632e-09x^5 - 1.595e-06x^4 + 0.0004511x^3 - 0.07259x^2 + 5.08x + 458.2$$



**Figura 29** Curva de velocidad de operacional por Polinomio de Lagrange

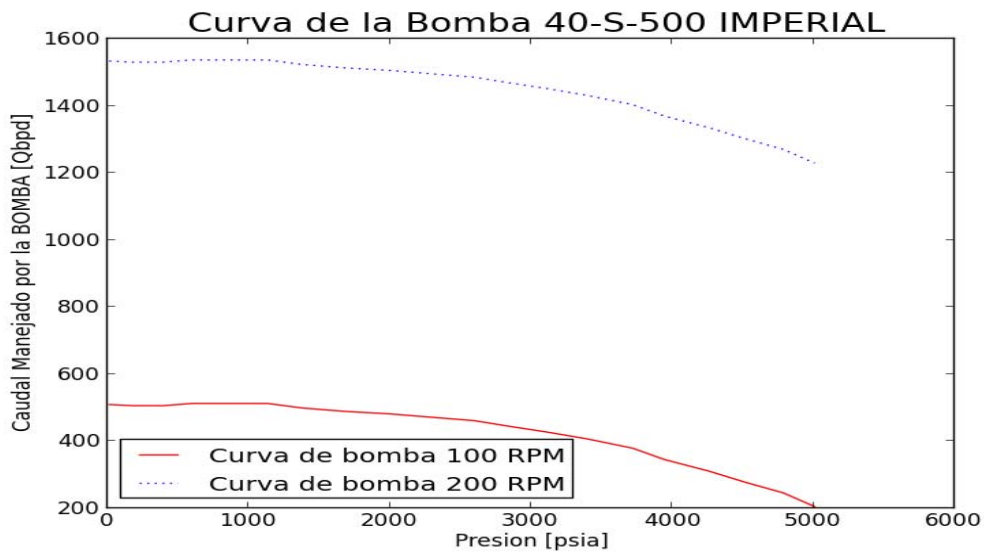
Para las interpolación lineal, cuadrática, cubica y por tramo como se puede observar en la figura, obtuvo buena aproximación de los datos, la interpolación lineal, con menor error de aproximación en comparación con el resto.



**Figura 30** Curva de velocidad de operacional por interpolación

2. Consideramos la influencia sobre la curva de la variación de velocidad en RPM de la bomba, estudiamos el desplazamiento para un velocidad de 200 RPM.

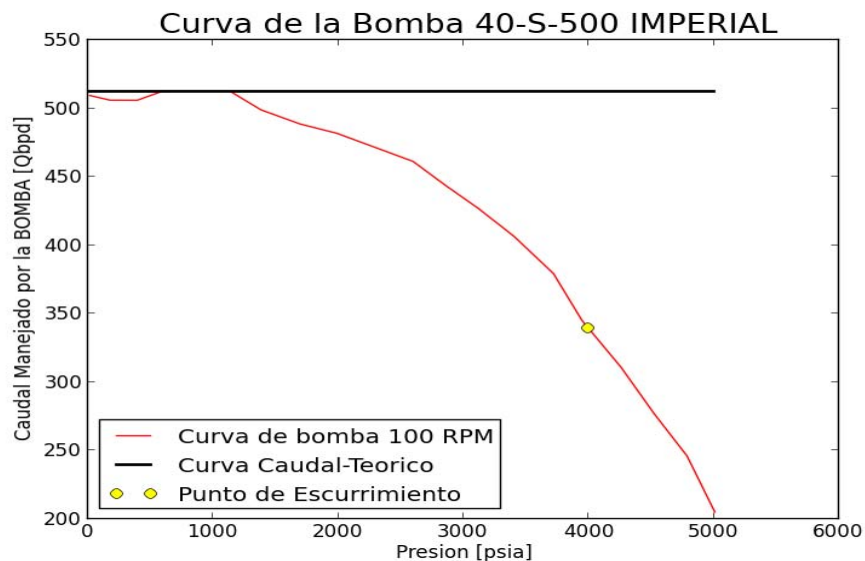
Mencionado anterior mente el cauda teórico manejado por la bomba esta dado por  $Q_{Teo} = D * n$ , donde n son los RPM operacional y el  $D$  es el desplazamiento dado para esta bomba por 5,12 bpd. En la siguiente figura se observa una traslación horizontal para el nuevo caudal teórico en función de  $n = 200$  RPM.



**Figura 31 Curva de velocidad de 100 y 200 RPM**

3. Se estudia el escurrimiento de la bomba para una presión fija, con respecto al caudal teórico. Obtenida mediante la ecuación  $s = D * n - Q_{teo}$ .

Dando como resultado un escurrimiento de 172.84818591 Qbpd para 4000 psi, ver la siguiente figura.



**Figura 32 Curva de velocidad-Punto de escurrimiento**

www.bdigital.ula.ve

IV Se considera la viscosidad como un efecto de influencia en la capacidad de desplazamiento de la bomba. Esto debido a que los diseños anteriores no incluyen el efecto de la viscosidad del fluido. Las curvas de rendimiento de la bomba facilitar los fabricantes son los datos de prueba de agua pura.

En comparación con otros métodos de levantamiento artificial, un PCP puede bombear alta fluidos viscosos, como el betúmi, de manera eficiente. Como se dijo anteriormente, la tasa de desplazamiento es controlada por el tipo de bomba, tamaño de la bomba, la holgura entre el rotor y el estator, presión diferencial, y la viscosidad del fluido.

Un modelo general considerando este efecto está aún en investigación. Gamboa et al. (2003) trataron de establecer un modelo general. Como los autores señalaron que su modelo no logró igualar el rendimiento de bombeo de agua, así como en función del polímero del estator. Sugirieron futuras investigaciones sobre el factor de fricción dentro de PCP y el cálculo de la zona de discontinuidad entre el rotor y el estator. Para una presión de la bomba y diferencial dada, cuanto mayor sea la viscosidad del fluido bombeado es, menor es la tasa

de deslizamiento. Esto es debido a la resistencia al flujo para un fluido viscoso. La Viscosidad aumenta la dificultad de fluir. Por lo tanto, el bombeo de fluido viscoso tiene mayor eficiencia volumétrica de bombeo de agua. La curva de rendimiento de la bomba es resultado de la prueba para cada bomba por los fabricantes, y refleja los efectos sobre el deslizamiento volumétrica de presión diferencial, tipo de bomba, tamaño de la bomba, ataques, y los materiales de rotor y estator. Empíricamente se obtuvo que para un rango de 100 SSU (Saybolt segundos Universal) a 10.000 fluidos SSU, el deslizamiento varía inversamente con la raíz cuadrada de la viscosidad del fluido (Karassik et al., 2001). Uno puede utilizar el siguiente ecuación para estimar el efecto de la viscosidad en deslizamiento volumétrica

$$\frac{q_{s-\mu 2}}{q_{s-\mu 1}} = \sqrt{\frac{\mu 1}{\mu 2}}$$

Donde  $q_{s-\mu 1}$  y  $q_{s-\mu 2}$ , son caudales volumétricos de líquidos con viscosidades  $\mu 1$  y  $\mu 2$ . El uso de la viscosidad del agua para para comparar con la viscosidad del fluido que sea trabajar, se puede obtener la curva de rendimiento de la bomba para el fluido viscoso de rendimiento de la bomba catálogo curva. Para el agua, la viscosidad es de aproximadamente 32 SSU, el deslizamiento de un fluido viscoso en un PCP puede calcularse como

$$q_{s-\mu} = \sqrt{\frac{32}{\mu}} q_s$$

## 4. Conclusiones

De manera general podemos confirmar que las ecuaciones o más bien los modelos que describe la literatura de las propiedades físicas para BCP, para un tipo de crudo con la composición que presenta FPO, por sus altas viscosidades por ejemplo, no se adaptan de manera satisfactoria, lo que hace difícil la predicción casi inexacta de las variables de fondo de pozo en función de las variables de superficies.

Se propone un modelo dinámico, compuesto por las ecuaciones de Maxwell, balance de momento, balance de energía y balance de equilibrio. Considerando así la fuerza tangenciales, axiales, que se presenta en el transporte de tuberías verticales que interactúan el sistema BCP.

De este modo podemos relacionar variables de superficies con el gradiente de presión que maneja la bomba, así mismo el caudal operacional, dando así la calibración de las curvas de oferta y demanda del pozo, por medio del análisis nodal para la optimización del mismo.

## REFERENCIA

[1] Pantelis Christodoulides, Hannes Windholz, Mouhamad Moudassir, Klaus Stöger, Harvir Kalirai Mohammad Sattar, Ksenia Gutman, "OPEC Annual Statistical Bulletin". Organization of the Petroleum Exporting Countries .ISSN 0475-0608 , A-1010 Vienna, Austria 2013.

[2] COPROINCA (Consultores de petróleo pesado) , "SISTEMA PCPOS □ PROGRESSING CAVITY PUMP OPTIMIZATION SYSTEM". INDRIVE (Drive Systems) INTEREP , San jose de Guanipa, Edo Anzoátegui, Venezuela.

[3] MSC. Ricardo Maggiolo . "ANALISIS NODAL Y FLUJO MULTIFASISCO EN TUBERIAS".Esp Oil International Traing Group

[4] Ruben Leal, Edgar Camargo, José Aguilar, Addison Rios, Louise Travé-Massuyès, "ANALYSIS OF DIAGNOSABILITY FOR GAS LIFT WELLS". XII Congreso Internacional de Métodos Numéricos en Ingeniería y Ciencias Aplicadas . ISBN: 978-980-7161-04-. Pp EC-91-EC96. Isla Margarita, Venezuela, Abril 2014.

[5] "DISEÑO DE INTALACIONES DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO DE CAVIDAD PROGRESIVA",INTEVEP PDVSA.

[6] Robles O, Román, R., "Un Modelo de Programación No Lineal para la Planeación de la Producción de Gas y Petróleo". Paper SPE 112186 preseted at the 2008 Intelligent Energy Conference, Amsterdam, Netherlands.

[7] Yang, D., Licheng J., Maoguo G. "Adaptative Multi-Objective Optimization Based on Nondominated Solutions" Computational Intelligence, Volume 25, Number 2, 2009.

[8] Gong, M., L.C.Jiao., H.F.Du. "Multiobjective inmure algorithm with nondominated nieghbord-based selection" Evolutionary Computation, Volume 16, 225-255, 2008.

[9] Shahab, D.M., "Recent Development in Application of Artificial Intelligence in Petroleum Engineering". paper SPE 89033. Society of Petroleum Engineers. 2005.

[10] Popa A., Ramos R., Cover A., "Integration of Artificial Intelligence and Lean Sigma for Large-Field Production Optimization: Application to Kern River Field", Paper SPE 97247, pp 34-45, 2005.

**COORDINADOR DE CICLO ESPECÍFICO**

**Universidad de los Andes. Departamento de Matemáticas. Facultad de Ciencias**

---

Prof. Giorgio Bianchi

**TUTOR ACADÉMICO**

**Universidad de los Andes. Departamento de Matemáticas. Facultad de Ciencias**

---

MSc. Guelvis Mata ( Control Supervisorio y Automatización)

**TUTORES INDUSTRIALES**

**Línea de Servicio de AIT para Automatización**

PhD. Edgar Camargo (Automatización y Control)

MSc. Alberto Valderrama (Ingeniería de Producción de Hidrocarburos)

**Distrito Socialista Tecnológico de PDVSA AIT**

---

Ing. Fernando Montilla (Ciencias de la Computación)

**PASANTE**

---

Br. Francisco Padrino (estudiante de matemáticas de la Universidad de los Andes)