



**UNIVERSIDAD DE MATANZAS**  
**FACULTAD DE CIENCIAS TÉCNICAS**  
**DEPARTAMENTO DE QUÍMICA E INGENIERÍA QUÍMICA**

**"EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS PARA EL  
INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO EN EL  
YACIMIENTO BOCA DE JARUCO"**

**ESPECIALIDAD EN PERFORACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y  
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.**

**MENCIÓN: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.**

**Autor: Ing. Tatiana Cosme Morales**

**Matanzas**

**2020**



**UNIVERSIDAD DE MATANZAS**

**FACULTAD DE CIENCIAS TÉCNICAS**

**DEPARTAMENTO DE QUÍMICA E  
INGENIERÍA QUÍMICA**



**CENTRO POLITÉCNICO DEL PETRÓLEO**

**SEDE: HABANA**

**"EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS PARA EL  
INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO EN EL  
YACIMIENTO BOCA DE JARUCO"**

**ESPECIALIDAD EN PERFORACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y  
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.**

**MENCIÓN: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.**

**Autor: Ing. Tatiana Cosme Morales**

**Tutores: Esp. Yanira Aparicio Lauzardo**

**Dr.C. Yamilé Martínez Ochoa**

**Matanzas**

**2020**

# NOTA DE ACEPTACIÓN

---

---

---

---

---

---

---

Presidente del Tribunal

Miembro del Tribunal

Miembro del Tribunal

Miembro del Tribunal

Miembro del Tribunal

\_\_\_\_\_  
Calificación

\_\_\_\_\_  
Ciudad, fecha

## DECLARACIÓN DE AUTORIDAD

Yo, TATIANA COSME MORALES declaro que soy el único autor del presente trabajo y autorizo a la Universidad de Matanzas y al Centro Politécnico del Petróleo a hacer el uso que estime pertinente con la información que aparece en el mismo siempre y cuando se respete nuestra autoría.

---

Nombre y Apellidos. Firma

# ÍNDICE

RESUMEN.....	7
ABSTRACT.....	8
INTRODUCCION.....	9
CAPITULO I ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO.....	12
1.1. Origen del petróleo.....	12
1.2. Métodos de extracción de petróleo.....	13
1.2.1. Método de extracción de petróleo por surgencia.....	14
1.2.2. Método de extracción de petróleo por levantamiento artificial.....	14
1.3. Bombeo mecánico.....	19
1.4. Elementos de superficie del bombeo mecánico convencional.....	22
1.4.1. Estructura.....	23
1.4.2. Apoyos estructurales.....	24
1.4.3. Reductor.....	24
1.4.4. Transmisión.....	25
1.5. Equipamiento del fondo de los pozos de bombeo mecánico convencional.....	25
1.5.1. Características de la tubería de producción.....	25
1.5.2. Características de las sargas de varillas (cabillas).....	26
1.5.3. Características de las bombas de profundidad.....	27
1.6. Cargas en las unidades de bombeo.....	28
1.7. Problemas que afectan las unidades de bombeo convencionales relacionados con la viscosidad.....	29
1.8. Medidas de seguridad para el funcionamiento y reparación de las bombas convencionales.....	30
1.9. Conclusiones parciales.....	32
CAPÍTULO II MATERIALES Y MÉTODOS.....	33
2.1. Caracterización de la elevación artificial del petróleo en el yacimiento de Boca de Jaruco.....	33
2.2. Análisis de la producción de petróleo en el yacimiento Boca de Jaruco.....	34
2.3. Análisis de las composiciones de las sargas de varillas.....	35
2.4. Obtención de las composiciones adecuadas de las sargas de varillas.....	37
2.5. Cálculo del coeficiente de peso y del coeficiente de llenado.....	38
2.6. Alternativas tecnológicas para la operación eficiente de los pozos que trabajan en bombeo convencional en el yacimiento Boca de Jaruco.....	41
2.6.1. Alternativa 1. Variación de los recorridos de las bombas.....	42
2.6.2. Alternativa 2. Variación de las profundidades de anclajes de las bombas.....	43

CAPITULO III RESULTADOS Y DISCUSION.....	52
3.1 Análisis de la producción de petróleo en el yacimiento Boca de Jaruco.....	52
3.2. Análisis de las composiciones de las sartas de varillas .....	52
3.3. Obtención de las composiciones adecuadas de las sartas de varillas .....	54
3.4. Análisis de los coeficientes de peso y llenado de las unidades de bombeo convencionales.....	56
3.5. Resultados de la simulación de la alternativa 1.....	59
3.6. Resultados de la simulación de la alternativa 2.....	61
3.7. Valoración económica.....	62
3.8 Conclusiones parciales .....	63
CONCLUSIONES .....	65
RECOMENDACIONES .....	66
BIBLIOGRAFÍA.....	67
ANEXOS.....	70
Anexo 1. Tablas reportadas para el rediseño de las composiciones de varillas por el método API...	70
Anexo 2. Foto del Programa Puesta en Bombeo.....	72
Anexo 3. Foto del Programa ASW.....	73
Anexo 4. Foto del Programa IPR .....	73
Anexo 5. Curvas de Vogel para cada pozo .....	74

## RESUMEN

En el yacimiento Boca de Jaruco perteneciente a la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo de Occidente (EPEPO), se encuentran trabajando 18 pozos en bombeo convencional. En los últimos años presentan baja productividad, debido al diseño incorrecto de los parámetros de bombeo y averías en las unidades estructurales de las bombas convencionales. Es por ello que el presente trabajo tiene como objetivo general, evaluar alternativas tecnológicas que permitan el incremento en la producción de petróleo crudo, mediante el empleo de tres simuladores de procesos: Puesta en bombeo, Análisis de la producción del pozo e Índice de productividad. La primera alternativa consiste en la variación de los recorridos de las bombas y la segunda en la variación de las profundidades de anclaje de las mismas. Los resultados obtenidos en la alternativa 1 mediante el empleo de los simuladores, permiten incrementar la producción de petróleo crudo en 253 m<sup>3</sup>/d. La alternativa 2 quedó desestimada desde el punto de vista técnico, porque se obtuvieron puntos de producción cercanos a los valores límites en las curvas de Vogel. A través de la valoración económica se obtiene que si se aplicara la alternativa 1, los ingresos por concepto de ventas aumentarían en 16 111 141 CUC/año.

## **ABSTRACT**

In Boca de Jaruco field belonging to the East Oil Drilling and Production Company (EPEPO), there are 18 wells running with conventional pump system. In the past years, their production has declined, due to improper design parameters for pumping and failures in the structural units of the conventional pumps. Therefore, the present research thesis has as a general objective, the evaluation of technological proposals that contributes to the Crude Oil production increase, by means of the use of three simulator processes: Pumping Start up, Well Production Analysis and Production rates. The first option consists on the variations of the pumping unit's stroke length and the second one, on the variations of the pump setting depth. The obtained results with option 1, by means of the simulators testing; increased the oil production in 253 m<sup>3</sup> by day (253 m<sup>3</sup>/d). The second option was dismissed from the technical point of view, because the production values obtained were close to the curve value limits of the Vogel. According to the economic assessment, when applying option 1, the revenues would increase in 19 529 070 CUC per year (.16 111 141 CUC/year)

# INTRODUCCION

El petróleo es un líquido oleoso de origen natural, conocido como petróleo crudo o simplemente crudo. Es un recurso natural no renovable y actualmente, es la principal fuente de energía de las sociedades modernas. El crudo se extrae mediante la perforación de un pozo o varios sobre el yacimiento. Un pozo produce por surgencia natural cuando el yacimiento tiene la suficiente energía como para llevar el fluido desde la roca hasta el cabezal de pozo, esto se da por la magnitud de la caída de presión existente entre el pozo y el yacimiento. El levantamiento artificial se utiliza cuando la presión del reservorio no es suficiente para elevar el fluido a la superficie. Generalmente ocurre en el caso de los yacimientos de petróleos medianos y pesados pues la alta viscosidad combinada con bajas presiones del yacimiento impide su producción de forma natural.

Existen varios métodos de levantamiento artificial entre ellos se encuentra el métodos de extracción de petróleo con bombas de varillas de succión o convencionales, es uno de los métodos más utilizados a nivel mundial, debido a la diversidad de intervalos de producción y los bajos requisitos de mantenimientos. La extracción de crudo a través de este método es el que tradicionalmente se ha empleado en el yacimiento Boca de Jaruco, debido a su simplicidad y robustez que posibilita su aplicación en casi todos los tipos de pozos que requieran levantamiento.

Las bombas de varillas de succión o convencionales tienen como característica principal utilizar una unidad de bombeo para transmitir movimiento a la bomba del subsuelo a través de una sarta de varillas y mediante energía suministrada por un motor (Cajigal A. , 2010).

El yacimiento Boca de Jaruco está ubicado en la zona de la costa norte entre La Habana y Matanzas, es el yacimiento más antiguo de Cuba donde se han perforado 132 pozos, de ellos ya 85 se encuentran en conservación y de los pozos activos solo 18 se encuentran trabajando en

bombeo convencional y en los últimos años, presenta una baja productividad, lo que conlleva al incumplimiento del plan de producción de petróleo crudo anual.

### **Problema científico:**

Baja eficiencia en la producción de petróleo crudo en Yacimiento Boca Jaruco debido al diseño incorrecto de los parámetros de bombeo y averías en las unidades estructurales de las bombas convencionales.

### **Hipótesis:**

Si se hace un estudio integral del sistema de bombeo en los pozos pertenecientes al Yacimiento Boca de Jaruco, se podrá buscar alternativas que permitan incrementar la producción de petróleo crudo.

### **Objetivo General:**

Evaluar alternativas tecnológicas que permitan el incremento en la producción de petróleo crudo en los pozos del yacimiento Boca de Jaruco.

### **Objetivos Específicos:**

1. Analizar las composiciones de las sartas de varillas de los pozos de bombeo convencional.
2. Obtener las composiciones adecuadas de las sartas de varillas que se encuentren incorrectamente dimensionadas.
3. Analizar diferentes variantes tecnológicas mediante el uso de simuladores de procesos para lograr incremento de producción.
4. Valorar económicamente las alternativas propuestas viables desde el punto de vista técnico.

Este proyecto consta de tres capítulos.

- Capítulo I: Análisis Bibliográfico.
- Capítulo II: Materiales y Métodos.
- Capítulo III: Resultados y discusión.

Además de conclusiones, recomendaciones, bibliografía y anexos.

# CAPITULO I ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO.

## 1.1. Origen del petróleo

El petróleo se forma en ambientes sedimentarios marinos, en los que se acumulan restos de seres vivos (fundamentalmente del plancton), así como sedimentos formados por arenas de grano fino. Cuando esta mezcla queda enterrada por más sedimentos, se produce la transformación de los restos de seres vivos, dando lugar al petróleo y la litificación de las arenas, formando la llamada roca madre, que es la que queda impregnada por el petróleo. Aunque este proceso se sigue produciendo en la actualidad, es tan lento que hacen falta millones de años para que se forme un yacimiento de petróleo(García, 2003)(González, 2012).

Su origen es de tipo orgánico y sedimentario. Se formó como resultado de un complejo proceso físico-químico en el interior de la tierra que, debido a la presión y las altas temperaturas, se van descomponiendo las materias orgánicas que estaban formadas especialmente por fitoplancton y el zooplancton marinos, así como por materia vegetal y animal, que se fueron depositando en el pasado en lechos de los grandes lagos, mares y océanos. A esto se unieron rocas y mantos de sedimentos. A través del tiempo se transformó esta sedimentación en petróleo y gas natural(Autores C. , 2014.).

La roca donde se forma el petróleo se llama madre, la cual es generalmente de grano fino, de naturaleza arcillosa aunque también pueden ser rocas carbonatadas. Estas rocas contienen cantidades significativas de materia orgánica fósil y si la misma tiene una predominancia de restos de vegetales (húmica), los petróleos que se forman suelen ser gaseosos(Autores C. , 2013).

Las rocas madres pueden ser: inmaduras, maduras o supermaduras. Las inmaduras generaron (o siguen generando) petróleos pesados y extrapesados. Las maduras forman petróleos de densidad media y ligeros. Las supermaduras evidencian que la materia orgánica fue sometida durante un largo tiempo a altas temperaturas y hoy ya no pueden generar más hidrocarburos(Fernandez Garrido, 2011).

En la mutación de la materia orgánica fósil para convertirse en hidrocarburos, intervienen varios factores, pero los más importantes son la temperatura, el tiempo y la presión a que llega ser sometida por efecto de la profundidad. A mayor temperatura y presión, más ligeros o livianos serán los hidrocarburos resultantes. También influyen en la calidad del petróleo el tiempo de cocción de la materia orgánica, el tipo de sedimentos (rocas) en que está contenida con la presencia o no de metales, que a modo de catalizadores favorezcan la transformación(González, 2012).

En los yacimientos el petróleo se acumula en capas de un tipo especial de rocas porosas y permeables, las cuales son llamadas rocas almacén o reservorios, que a diferencia de la roca madre, tienen solamente un rol pasivo: contener los hidrocarburos y entregarlo al espacio del pozo luego de la perforación.

El crudo se encuentra alojado a gran presión en una roca almacén cubierta en su parte superior por rocas impermeables o sellos (generalmente rocas muy arcillosas o capas de sal). Los sellos son aquellas rocas que impiden la fuga de los hidrocarburos durante la migración hacia la superficie procedente de las rocas madres. Este par dialéctico conformado por rocas permeables o reservorio y rocas impermeables o sellos es conocido como trampas de petróleo(González, 2012).

Al llegar la barrena o trépano a un reservorio saturado en una trampa, se rompe el equilibrio dinámico de presión que ha mantenido el petróleo en la capa durante millones de años. Si la presión en el caño del pozo es menor que en la formación, entonces, de todos los poros y fracturas de la roca comienzan a salir miles de muy pequeñas gotas de petróleo hacia el espacio del caño del pozo y de ahí a la superficie, eventualmente en forma de un gran caudal.

## **1.2. Métodos de extracción de petróleo**

En la actualidad se utilizan diversos métodos para la extracción de crudo en los pozos petrolíferos a nivel mundial, dependiendo de las características de los mismos puede ser por surgencia natural o levantamiento artificial.

### **1.2.1. Método de extracción de petróleo por surgencia.**

Este método de extracción de petróleo es el más económico y menos complicado que se pueda utilizar, ya que el petróleo surge naturalmente con la energía propia de la capa, la cual es capaz de levantar la columna de petróleo desde el fondo hasta la superficie y la mano del hombre interviene menos que en los otros métodos existentes. La surgencia natural ocurre principalmente en la primera etapa de explotación de los pozos, período en el cual los mismos conservan aún en gran medida su energía natural.

En el cabezal del pozo se instala un manómetro para verificar la presión del flujo del pozo, un estrangulador o choque (que puede ser fijo o graduable) para regular o modificar los parámetros de presión y flujo de fluidos según los requerimientos, y las válvulas para cerrar el pozo y tener acceso al espacio anular en caso necesario (Schlumberger., 2009.).

Inicialmente al pozo se le abre al máximo el dispositivo choque para que limpie el caño lo más posible, ya que está lleno de agua producto de la fase de terminación. Si el paso anterior no resulta, entonces se procede a inyectar petróleo ligero que ayudará a aligerar la columna hidrostática. Este proceso ayuda a crear una depresión en el fondo del pozo y a su vez una surgencia. Después se va cerrando el choque poco a poco y midiendo la producción en cada momento hasta obtener un choque y una producción óptima con la cual trabajará el pozo (Cd, 2000.).

### **1.2.2. Método de extracción de petróleo por levantamiento artificial.**

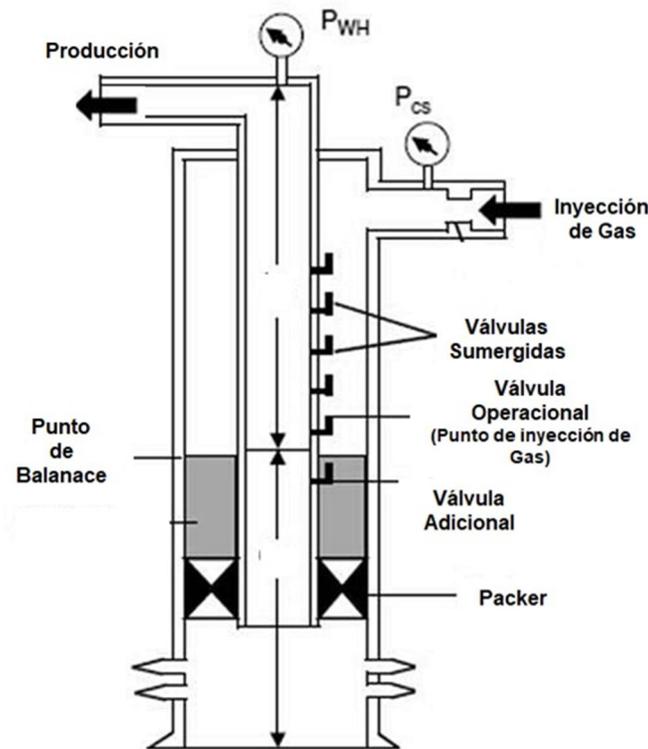
Cuando el yacimiento no tiene la presión necesaria para levantar los fluidos hasta cierto nivel dentro del pozo es necesaria la instalación de un sistema de levantamiento artificial, que adicione presión para poder llevar los fluidos hasta la superficie (Thomas, 2001).

Los métodos de levantamiento artificial más comunes al comienzo de la industria petrolera eran: levantamiento por gas o "Gas-Lift" para crudos medianos y livianos y bombeo mecánico convencional (BMC) para crudos pesados. Posteriormente comienza la aplicación en campo, de métodos no convencionales, tales como el bombeo electro sumergible (BES), bombeo hidráulico y el bombeo por cavidades progresivas (BCP) según las características del yacimiento e intervalos seleccionados para producir.

### 1.2.2.1. Extracción de petróleo por gas o “Gas - Lift”

El levantamiento artificial por gas (gas lift) consiste, básicamente, en proporcionar un volumen adicional de gas a los fluidos del pozo para disminuir la densidad de la mezcla bifásica y, de ese modo, reducir las pérdidas de presión en la tubería. Para lograr esto se utiliza una fuente externa de gas de alta presión. El peso de la columna de fluido crea una presión igual a la presión estática del yacimiento. Al inyectar el gas, la presión ejercida por la columna se reduce y el pozo es capaz de producir debido a:

- Expansión del gas inyectado
- Reducción de la densidad del fluido
- Desplazamiento del líquido por el gas comprimido



**Figura 1.1 Configuración de un pozo de Gas-Lift.**

El grado de reducción de la presión de fondo de un pozo de “Gas-Lift” depende de la cantidad de gas inyectada y la profundidad de inyección (Cajigal A. L., 2013) (Boyun, 2007.).

La cantidad de gas a inyectar para producir un metro cúbico de fluido depende del caudal de fluido a alcanzar, el porcentaje de agua, la relación gas-fluido del yacimiento, la profundidad del punto de inyección, el diámetro de la tubería, la presión estática del pozo y el índice de productividad.

Este método tiene como ventajas la mayor flexibilidad sin cambiar elementos subterráneos, maneja entrada de arenas u otros sólidos, no se afecta por los grados de desviación del pozo, trabaja en pozos con alta relación gas petróleo (RGP), permite la bajada de instrumentos por el “tubing”. Las desventajas que tiene es que requiere una fuente de gas a alta presión, no se recomienda en pozos alejados de la red de gas de alta presión, las camisas del pozo deben estar muy herméticas.

### **1.2.2.2 Bombas electro-sumergibles.**

Este tipo de bombeo es utilizado en la explotación de pozos profundos con bajo nivel dinámico y alta productividad. Su principio fundamental es levantar el fluido de producción desde el yacimiento hacia la superficie, mediante rotación centrífuga de los impulsores de la bomba, que permite que el fluido vaya ascendiendo a través de los mismos y llegue impulsado a la superficie con suficiente energía para llegar a la estación de flujo. La potencia requerida por esta bomba es suministrada por un motor eléctrico que está ubicado en el pozo y la corriente eléctrica que se necesita es suministrada a través de un cable desde la superficie hasta el motor (Brunings, 1998.).

Los equipos que componen este tipo de bombeo son: la centrífuga multietapa, dispositivo de succión separador de gas, protector, motor eléctrico de doble inducción y cable blindado de tres conductores. Las bombas se sitúan habitualmente cerca del intervalo punzado, también con esta medida se pueden alcanzar depresiones máximas en el sistema del pozo, necesarias para la optimización de la producción y así lograr que los fluidos producidos pasen alrededor del motor y tenga lugar una transferencia de calor desde el motor a los fluidos (enfriamiento del motor) (Perry's, 1997).

Las ventajas que proporciona este método es que pueden manejar altas tasas de flujo (>100,000 Bbl/D), sin embargo está restringido por el diámetro del casing; el costo de levantamiento por metro cúbico disminuye si aumenta la tasa de flujo. La ausencia de derrames a nivel de

superficie, hace que el método sea de bajo impacto ambiental. Requiere poco mantenimiento de los equipos eléctricos en superficie.

Entre las desventajas de este método se encuentra la necesidad de una fuente de suministro eléctrico confiable y estable disponible (440V), adaptabilidad limitada a grandes cambios en el reservorio, difícil de reparar en el campo, el comportamiento de la bomba es afectado por la presencia de gas libre o abrasivos, la alta viscosidad disminuye la eficiencia de los equipos y el costo inicial del sistema es relativamente alto (Sandoval & Vega, Libar, 2012).

### **1.2.2.3. Bombas hidráulicas**

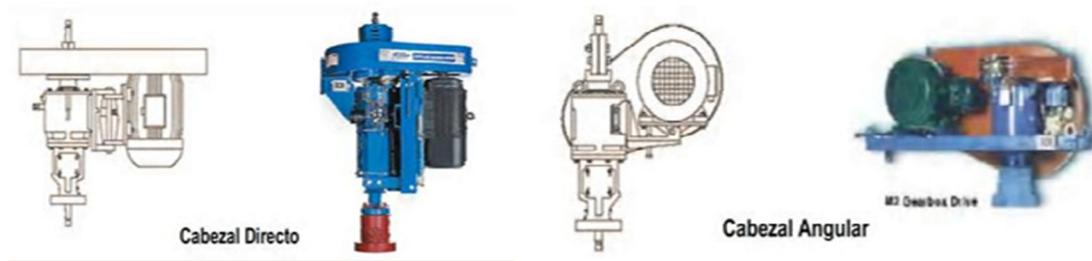
Este sistema utiliza un fluido de cualquier naturaleza, que puede ser agua o petróleo ligero como impelente o medio impulsor para extraer el fluido de formación al caño del pozo. El mismo se bombea por las tuberías del pozo y al pasar por una zona de menor diámetro en la bomba crea una depresión que ayuda a incorporar el petróleo a la bomba. El petróleo producido y el fluido impelente suben a la superficie por el espacio anular. La mezcla pasa por un separador y luego a un tanque, de donde el petróleo producido pasa al almacenamiento y la cantidad suficiente de fluido impelente permanece en el tanque para ser succionado por la bomba y ser bombeado otra vez al pozo.

Las bombas hidráulicas son requeridas para situaciones en las cuales se necesita una fuerte succión, una doble acción con alta eficiencia volumétrica y buena capacidad. Pueden ser utilizados en pozos profundos, desviados, direccionales y en sitios inaccesibles. Pero presentan limitantes en pozos donde existen grandes cantidades de sólidos además requiere un costo inicial alto, altos costos en reparaciones, y las instalaciones de superficie representan mayor riesgo por la presencia de altas presiones (Schlumberger., 2009.).

### **1.2.2.4 Bombas de cavidades progresivas.**

El sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas debe ser la primera opción a considerar en la explotación de pozos productores de petróleos crudos pesados, medianos y livianos ya que ofrece una amplia versatilidad por su relativa baja inversión inicial; bajos costos de transporte, instalación, operación y mantenimiento; bajo impacto visual, muy bajos niveles de ruido y mínimos requerimientos de espacio físico tanto en el pozo como en almacén.

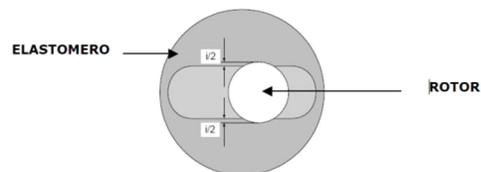
La Bomba de Cavidades Progresivas (BCP o PCP por sus siglas ingles) está compuesta por el rotor y el estator. El rotor es accionado desde la superficie por un sistema impulsor o cabezal de rotación como se muestra en la figura 1.2, que transmite el movimiento rotativo a la sarta de Cabillas la cual, a su vez, se encuentra conectada al Rotor. El Estator es el componente estático de la bomba y contiene un polímero de alto peso molecular con la capacidad de deformación y recuperación elástica llamado Elastómero(Chacin, 2003).



**Figura 1.2 Tipos de cabezales de rotación**

El funcionamiento de las BCP está basado en el principio ideado por René Moineau, la BCP utiliza un Rotor de forma helicoidal de  $n$  lóbulos dentro de un Estator en forma de helicoide de  $n+1$  lóbulos. Las dimensiones del Rotor y el Estator están diseñadas de manera que producen una *interferencia*, la cual crea líneas de sello que definen las cavidades. Al girar el rotor, estas cavidades se desplazan (o progresan), en un movimiento combinado de traslación y rotación, que se manifiesta en un desplazamiento helicoidal de las cavidades desde la succión de la bomba, hasta su descarga.

La figura 1.3 muestra una sección transversal de una BCP convencional (1x2 lóbulos), donde observa como el diámetro del rotor es un poco mayor que el ancho de la cavidad, produciendo la interferencia (i) que crea el sello.



**Figura 1.3 Sección transversal de una BCP**

El fluido del pozo se transporta de manera positiva por la columna de producción hasta la superficie sin pulsaciones como se muestra en la figura 1.4. Debido a que las cavidades están hidráulicamente selladas entre sí, el tipo de bombeo, es de desplazamiento helicoidal (desplazamiento positivo). El caudal es directamente proporcional a la velocidad de rotación. Por ello la bomba puede ajustarse al influjo del pozo para una producción óptima(Hirschfeldt, 2008)(Wittrisch & Cholet, 2013).



**Figura 1.4 Desplazamiento del fluido en una bomba de cavidad progresiva.**

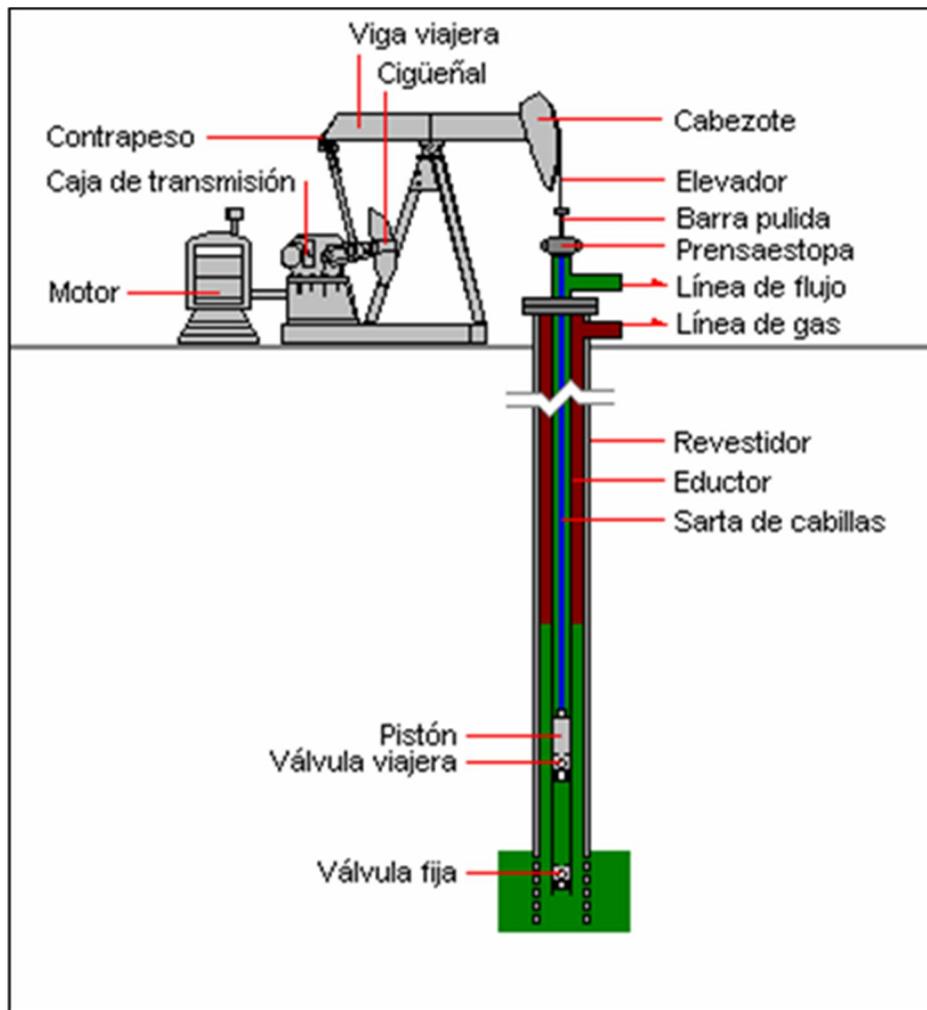
Entre las principales ventajas que ofrece este método de levantamiento artificial se encuentra la capacidad para manejar fluidos altamente viscosos, con altas concentraciones de arena, tolera altos porcentajes de gas libre, buena resistencia a la abrasión, los equipos de superficie son de pequeñas dimensiones y bajos costos de inversión inicial.

Entre las principales desventajas se puede mencionar la alta sensibilidad a los fluidos producidos ya que los elastómeros pueden hincharse o deteriorarse al contacto con ellos, el estator sufre daño considerable cuando la bomba trabaja en seco por períodos de tiempo relativamente cortos., la mayoría de los sistemas requieren la remoción de la tubería de producción para sustituir la bomba y los sistemas están propensos a altas vibraciones en el caso de operar a altas velocidades requiriendo usos de anclas de tubería y centralizadores de varillas de bombeo.

### **1.3. Bombeomecánico**

Este método es uno de los más difundidos en todo el mundo. Esto se debe a la sencillez de su construcción, a la facilidad de mantenimiento, a la posibilidad de extraer el petróleo en un amplio intervalo y además de extraer el petróleo de pozos profundos (de 3000 m y más)(Cd, 2000.).Estas bombas son de pistón y están constituidas por 2 válvulas de bola: una válvula

inmóvil y una válvula en el pistón que viaja hacia arriba y hacia abajo junto con la bomba, conocida como válvula viajera.



**Figura 1.5 Componentes generales de la bomba mecánica o convencional.**

Cuando las varillas están viajando para arriba, la válvula viajera se cierra y la válvula fija se abre (debido a la baja presión en el cilindro de la bomba). Por lo tanto, el cilindro de la bomba se llena de líquido mientras que el pistón que viaja levanta el contenido anterior del cilindro hacia arriba. Cuando las varillas comienzan a empujar hacia abajo, la válvula que viaja se abre y la válvula fija se cierra (debido a un aumento en la presión del cilindro de la bomba). El líquido en el cilindro fluye para arriba a través de la válvula viajera. El levantamiento del petróleo se obtiene a través del movimiento recíprocante del émbolo con la válvula viajera dentro del cilindro. El pistón se acciona desde la superficie por un gato o unidad de bombeo,

conectado por cabillas enroscadas de diferentes diámetros. Un mecanismo de biela-manivela convierte el movimiento rotatorio del motor a un movimiento alternativo vertical que mueve la varilla de la bomba y produce el movimiento de cabeceo característico(Cajigal A. L., 2013)(Jonhn, 2005)..En la Figura 1.5 se muestran los componentes generales de la bomba mecánica o convencional.

La mayoría de las unidades de bombeo se basan en el principio de un mecanismo de cuatro barras (biela - manivela) construidas bajo las especificaciones API (American PetroleumInstitute). Las unidades de bombeo se clasifican en convencionales y no convencionales:

Las unidades de bombeo convencionales se clasifican según el método de contrabalanceo en:

- La unidad balanceada con manivela (convencional).
- La unidad balanceada con aire.
- La unidad Mark II o Uнитарque.

En la unidad de bombeo convencional el movimiento rotativo del motor es transmitido, por medio de correas, a la caja de transmisión, la cual reduce la velocidad a través de un sistema de engranajes y gira en ambos sentidos, en la Mark II se asegura una variación del torque más uniforme durante el ciclo de bombeo,gira en un solo sentido (antihorario) y es más eficiente que las unidades convencionales. Por su partela unidad balanceada con aire usa la presión dentro de un cilindro para generar el contrapeso requerido por la carga del pozo, es adaptable a plataformas y otras subestructuras inestables, la rotación de la manivela puede ser en ambos sentidos. Estas últimas también son compactas y ligeras en comparación con los otros tipos de unidades de bombeo. (Perez & Caicedo, 2008)(Lufkin, 2007.)(Sanches Serrano & Suares Garcia, 2018).

El tipo de unidad de bombeo que se utiliza con más frecuencia en la producción de petróleo en el yacimiento Boca de Jaruco es la unidad convencional balanceada en la manivela.

Estas unidades de bombeo son las que comúnmente se usan hoy en día, especialmente en longitudes de recorrido medias y cortas. En la Figura 1.6 se muestra este tipo de unidad. La

rotación de las manivelas conectadas a los lados de las bielas provoca que el balancín pivotee sobre el cojinete central, causando así que el varillón se mueva hacia arriba y hacia abajo a través de su conexión con el cable y cabezal. Los contrapesos ajustables localizados en las manivelas son de un metal pesado fundido(Demoulin, 2000.).

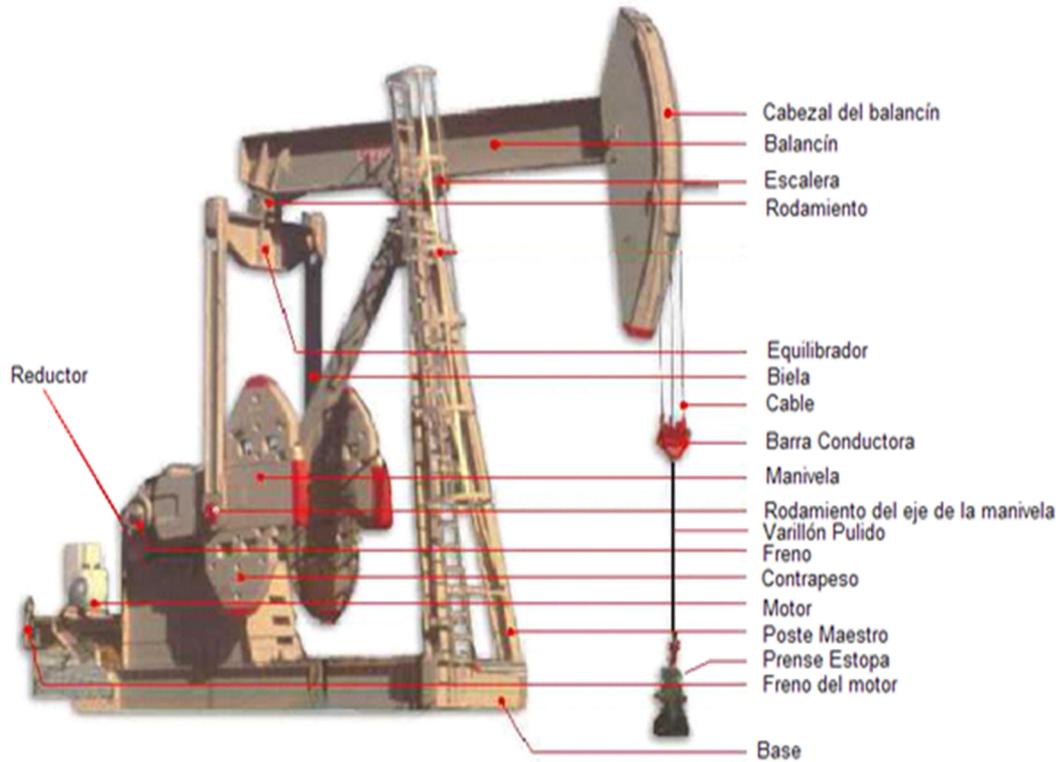


**Figura 1.6. Unidad de bombeo convencional balanceada en la manivela**

#### **1.4. Elementos de superficie del bombeo mecánico convencional**

Las principales partes que componen una unidad de bombeo (en este caso la descripción se limitará a la unidad convencional, ya que se compone de partes típicas para la mayoría de las unidades) son las siguientes (Figura 1.7):

- Estructura
- Apoyos estructurales
- Reductor
- Transmisión



**Figura 1.7. Partes que componen las unidades de bombeo convencionales**

#### 1.4.1. Estructura

Básicamente las partes que componen la estructura de la unidad de bombeo son: el poste maestro, el balancín, la cabeza de balancín, el cojinete compensador y bielas de los lados. Su función es servir como miembro rígido por el cual el poste maestro, el reductor y el motor son unidos con una apropiada alineación para llevar a cabo esta operación.

El poste maestro es normalmente construido de dos o tres patas cilíndricas de acero. Este debe ser lo suficientemente rígido y fuerte para soportar al menos dos veces la carga máxima en el varillón pulido. Centrado en el tope del poste maestro está el cojinete central del balancín. Este debe ser lo suficientemente fuerte para resistir la flexión causada por la carga del pozo por un lado y por el otro, la fuerza actuante de las bielas.

La cabeza del balancín se encuentra unida al balancín por el lado del pozo y su función es soportar el varillón a través de cables y un ensamble llamado barra porta varillas. El centro de curvatura de la cabeza del balancín es el centro de apoyo. De esta forma la varilla pulida (o

varillón) se mueve en línea recta tangente al arco de la cabeza del balancín. En la otra punta del balancín están el cojinete compensador y las bielas. El movimiento rotacional de las manivelas unidas al reductor de velocidad, es transmitido al balancín por el compensador y por las bielas. El compensador usualmente es montado en el balancín de tal manera que, se pueda mover para compensar algunos desalineamientos surgidos en la fabricación y creación de tolerancias.

La carga en las bielas se traduce en tensión para las unidades convencionales, sin embargo en las de manivelas con geometría especial la carga es de compresión y alternando tensión y compresión en las balanceadas con aire.

#### **1.4.2. Apoyos estructurales**

La operación sin problemas de una unidad de bombeo depende del diseño y funcionamiento apropiado de los apoyos estructurales. Algunas de las características a considerar para una apropiada selección del diseño del apoyo son: tipo de apoyo y velocidad a desarrollar, así como la dirección y la magnitud de la carga a soportar.

#### **1.4.3. Reductor**

Un reductor de velocidad se utiliza para convertir alta velocidad-baja energía de torque en baja velocidad-alta energía de torque. Una relación de transmisión de alrededor 30:1 es usada generalmente. Esto significa que si la velocidad de entrada es de 300 a 600 rev/min, la velocidad de salida o velocidad de bombeo de la unidad será 10 a 20 golpes/min(Figura 1.8).

La reducción de velocidad es llevada a cabo por un engranaje doble helicoidal en la mayoría de los casos. Para este tipo de reducción es necesario cuidar que los cojinetes de empuje que inherentemente requiere este sistema, sean ajustados apropiadamente para aprovechar el empuje del frecuente retroceso de la carga(Obando Espinoza, 2014).



**Figura 1.8. Reductor**

#### **1.4.4. Transmisión**

El tamaño de la polea puede ser cambiado fácilmente para ajustar la velocidad de bombeo. El ajuste de la tensión de la misma debe ser realizado periódicamente y se debe, además, utilizar un protector para aislarla de elementos externos y por cuestiones de seguridad. Correas tipo V son las transmisiones que más se emplean entre el motor y el reductor. Ellos son medios dependientes de transmisión de movimiento (energía) y proveen cierta cantidad de efecto de amortiguamiento.

### **1.5. Equipamiento del fondo de los pozos de bombeo mecánico convencional**

El equipamiento del fondo de los pozos está constituido por la tubería de producción, la sarta de varillas y la bomba de profundidad(Cajigal A. L., 2013).

#### **1.5.1. Características de la tubería de producción**

- La tubería de producción se cuelga de la cabeza del pozo y a menudo se ancla en el fondo del pozo.

- El ancla de la tubería impide a la tubería moverse de arriba abajo en el ciclo de bombeo y mejora la eficacia de la bomba. El ancla también protege directamente a la tubería y minimiza la fatiga de las varillas.
- La tubería también debe contener el zapato de la bomba.
- La bomba de profundidad se ancla arriba o debajo en función del tipo de anclaje.
- El anclaje del fondo no se recomienda cuando existe arena o formación.
- El anclaje arriba no se recomienda en los pozos profundos debido al potencial de ruptura de la camisa del pistón.

### **1.5.2. Características de las sargas de varillas (cabillas)**

- La sarga de varillas normalmente consiste en varillas con un diámetro entre 0,0127 m (1/2") y 0,0286 m (1 1/8"). En Cuba los tamaños comunes son 0,0254 m (1"), 0,0222 m (7/8") y 0,0191 m (3/4").
- Una sarga de varillas escalonada consistirá en varillas más ligeras al fondo y varillas más pesadas a la cima donde las tensiones son mayores.
- La última varilla del fondo se conecta directamente a la bomba de profundidad.
- La varilla de la cima se conecta a una varilla pulida que es una varilla más pesada (0,0254 m o más grande). La brida de la unidad de bombeo se conecta a la varilla pulida.
- La proporción de fallas en las varillas es a menudo el factor que limita la velocidad de la unidad de bombeo, golpes por minuto.
- La proporción de fallas en las varillas son peores en pozos donde las varillas están en compresión y descompresión con cada golpe.
- La proporción de fallas de varillas puede mejorarse con el uso de barras pesadas en el fondo de la sarga de varillas. Ellos actúan como los pesos para acelerar el descenso de la sarga y obtener la producción máxima. Las barras pesadas son a menudo solo las varillas del diámetro más grande.

Las varillas se pueden construir de tres calidades: aceros K, C y D.

- C y D son las calidades de las varas que presentan muchas empresas petroleras actualmente.
- K y C tienen la misma fuerza y tensión pero la metalurgia es diferente para las situaciones de corrosión.
- C y K tienen una fuerza de tensión de 620,5302 kPa (90 psi).

El material de construcción de las varillas es generalmente acero cromado el cual ofrece mayor resistencia mecánica, ya que forma carburos muy duros y comunica al acero mayor dureza, resistencia y tenacidad a cualquier temperatura. Además mejora la resistencia a la corrosión y aumenta la profundidad de penetración del endurecimiento por tratamiento termoquímico como la carburación o la nitruración. Al cromar el acero se deposita una fina capa de cromo sobre las varillas. La capa de cromo facilita la limpieza y mantenimiento de las bombas e incrementa su dureza superficial.



**Figura 1.9 Varillas de Bombeo**

### **1.5.3. Características de las bombas de profundidad**

Existen dos amplias clasificaciones de bombas operadas por cavillas de succión: las bombas insertadas y las bombas de tubería o no insertadas.

La bomba de tubería o no insertada tiene mayor capacidad que cualquier bomba de inserto para el mismo tamaño de tubería. Su diseño, sin embargo, las hace más difícil de instalar, mientras que su capacidad para grandes volúmenes de fluido en pozos de gran profundidad no es recomendable. El peso de la columna de fluido puede ser demasiado para la fuerza de la sarta de varillas. Este tipo de bomba se baja con la tubería y el pistón se baja con la sarta de varillas además el diámetro del pistón es casi el tamaño de la tubería.

Actualmente en Cuba las bombas insertadas son las más conocidas ya que son relativamente fácil de instalar y recuperar. Son también la mejor selección, con barriles de pared gruesa, para los pozos más profundos. Las bombas se conectan al fondo de la sarta de varillas y se baja dentro de la tubería hasta que se asiente en el zapato. Luego la unidad de bombeo mueve el pistón de arriba hacia abajo dentro de la camisa de la bomba.

Para saber qué tipo de bomba convencional se debe emplear es necesario conocer el volumen de fluido que entra de la formación a la cavidad del pozo y la fuerza de la sarta de las varillas.

## **1.6. Cargas en las unidades de bombeo**

Existen muchas variables que afectan la carga en la sarta de varillas(Brooks, 2003.). Algunas de ellas se listarán a continuación:

- Carga del varillón pulido
- Velocidad de la bomba
- Profundidad de anclaje de la bomba
- Características físicas de la sarta de varillas
- Características dinámicas de la sarta de varillas
- Diámetro del émbolo del pistón
- Gravedad específica
- Presión de admisión de la válvula
- Curva de aceleración del varillón pulido

- Fricción del fluido
- Fricción mecánica
- Inmersión de la bomba
- Compresibilidad o influencia de gas
- Inercia de la unidad de bombeo
- Geometría de la unidad de bombeo
- Contrabalanceo
- Características del torque del motor
- Presión de flujo de la línea

### **1.7. Problemas que afectan las unidades de bombeo convencionales relacionados con la viscosidad**

- Debido a la alta viscosidad del petróleo, el equipo de superficie (gato de extracción) y las varillas, se someten a esfuerzos extras durante la etapa de succión (cuando el cabezal va hacia arriba).
- El equipo de superficie no trabaja balanceado en la etapa de descarga (cuando el cabezal va hacia abajo).
- Las cabillas se retrasan en la etapa de descarga con respecto a la cabeza del balancín, debido a la gran fuerza de rozamiento entre ellas y el petróleo viscoso.
- Debido a que en la etapa de descarga la cabeza del balancín se adelanta al movimiento de las cabillas, el primero comienza a moverse hacia arriba cuando las cabillas aún no han concluido su movimiento hacia abajo lo que conlleva a que se produzcan fuertes golpes entre las cabillas y el portavarillas. Esto provoca problemas como partiduras de cabillas, jorobas de varillón, desequilibrio de todo el sistema; así como la disminución del recorrido efectivo del pistón dentro de la bomba.

- Aumento de las fuerzas de rozamiento entre el pistón y el cilindro de la bomba.
- Disminución del coeficiente de llenado de la bomba.(Cajigal A. , 2010).

## **1.8. Medidas de seguridad para el funcionamiento y reparación de las bombas convencionales**

Las principales medidas para el correcto funcionamiento del bombeo mecánico son:(autores., ; 2001.):

- Todos los pozos que se explotan por bombeo con balancín deben tener herméticas las bocas, así como la conexión que permita las salidas del gas que se encuentran en el espacio anular.
- El cabezal de la boca de los pozos no debe sobresalir sobre el nivel de la plataforma más de un metro.
- La empaquetadura debe ser hermetizada por medio de un preñse-estopa sólidamente atornillado.
- En la posición más baja del cabezal del balancín la distancia entre la planchuela y la parte superior del preñse-estopa no debe ser menor de 20 cm.
- Los contrapesos del balancín deben estar compuestos de distintas partes (con un peso no mayor de 40 kg) unidos entre sí, de manera fácil y segura.
- No se debe dejar poner a trabajar la máquina sin barreras del mecanismo de biela, manivela y la correa trapezoidal.
- Los trabajos para retirar y colocar las colgaduras de cables se deben realizar desde escaleras o plataformas, nunca se debe hacer este tipo de trabajos montados sobre el balancín.
- No se debe hacer trabajos de mantenimiento técnico y la reparación sin antes parar la máquina de bombeo.
- No se debe estar bajo el balancín oscilante y su cabezal.

- No se debe rotar la polea motriz con la mano.
- Cualquier clase de trabajo en la boca del pozo o en el balancín se debe realizar con el motor perfectamente desenclochado y frenado. Siempre se debe verificar que los frenos estén en buen estado.
- Nunca se debe mover a mano la polea del motor del balancín para bajar el cabezal.
- Nunca se debe frenar la máquina por medio de la introducción de tubos u otros objetos entre los rayos de la polea.
- Los balancines deben tener por ambos lados protectores metálicos, para prevenir la posibilidad de que alguien pase por debajo del balancín durante el trabajo.
- Se deben realizar las siguientes verificaciones periódicamente y teniendo en cuenta que se deben hacer con el balancín desconectado y frenado.
  - ✓ Inspeccionar sistemáticamente las uniones o tornillos en los balancines.
  - ✓ Revisar periódicamente la seguridad y correcta colocación de las conexiones y otras partes de la máquina.
  - ✓ Chequear periódicamente el calentamiento de las chumaceras y cojinetes.
  - ✓ Comprobar sistemáticamente el correcto estado de los protectores de las partes móviles. Cuando se desconecta la biela para el cambio del recorrido del equipo, el vástago de bombeo se debe fijar sólidamente del preñe-estopa mediante grampas bien firmes.
- La operación de poner en marcha o detener el balancín se debe realizar únicamente por el personal de la brigada de extracción de petróleo y por el electricista autorizado.
- Todos los trabajos de inspección y reparación de los motores eléctricos de la unidad de bombeo serán realizados exclusivamente por el electricista.
- Antes de arrancar la unidad de bombeo se comprobará que el reductor no está frenado.

## **1.9. Conclusiones parciales**

1. El bombeo mecánico es el principal método empleado para la producción de petróleo crudo en el yacimiento Boca de Jaruco, por las características del petróleo y la construcción de los pozos.
2. Debido a las características del crudo presente en el Yacimiento Boca de Jaruco no se justifica el empleo de los métodos electro sumergible o el bombeo hidráulico ya que estos están diseñados para crudos más ligeros.
3. El contenido de azufre en el petróleo del yacimiento Boca de Jaruco es muy alto y esto no permite emplear las bombas de cavidad progresivas con efectividad porque daña considerablemente el elastómero de las mismas.
4. El uso del método de “Gas-Lift” requiere una fuente de gas de alta presión o disponibilidad de instalaciones de compresión lo que, en este caso, no resulta económicamente viable.

## CAPÍTULO II MATERIALES Y MÉTODOS.

### 2.1. Caracterización de la elevación artificial del petróleo en el yacimiento de Boca de Jaruco

En la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleos de Occidente (EPEPO), existen varios yacimientos petrolíferos, uno de ellos es el yacimiento Boca de Jaruco, descubierto en 1969 con la perforación de los pozos BJ-1 y BJ-2, siendo unos de los más antiguos de la empresa que aún se encuentra en explotación.

### FRANJA NORTE DE CRUDOS PESADOS. EPEP OCCIDENTE

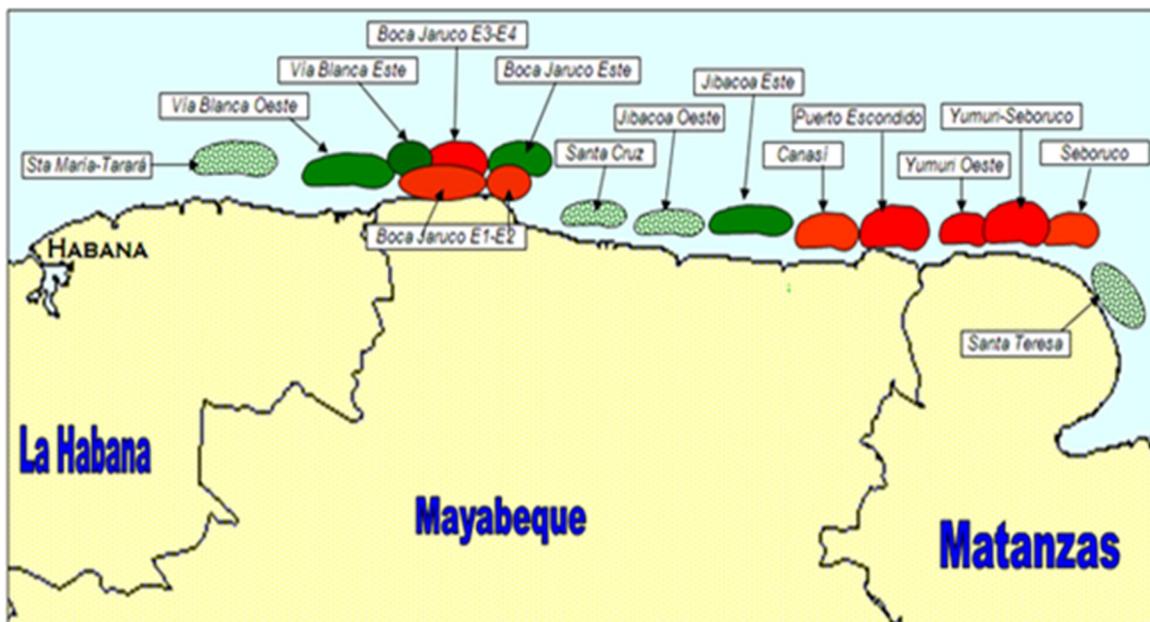


Figura 2.1 Mapa de ubicación de los principales yacimientos de la EPEPO.

El yacimiento Boca de Jaruco se ubica en la franja de crudos pesados del Norte Cubano en la región Habana-Matanzas, (fig. 2.1) con una geología muy compleja, estratigráfica y estructuralmente. Las estructuras que sirven de trampas a los principales reservorios de hidrocarburos en este yacimiento están relacionadas con pliegues sobrecorridos que se adicionan o apilan unos con otros, formados principalmente por rocas carbonatadas de la Formaciones Cifuentes y Ronda de edad Jurásico y Cretácico. Varios tipos de porosidad están presentes, pero con predominio para la migración y producción del petróleo aquella ligada directamente a las fracturas.

En dependencia del objetivo perseguido por los pozos en el yacimiento, son diversas las construcciones con que se desarrolló este yacimiento, es decir, los primeros pozos perforados buscaban llegar a la capa E1 con una construcción vertical y dirigidos; para llegar a capa E2, los ángulos a alcanzar por los pozos fueron mayores, por último para la perforación de las capas E3-E4, los pozos son clasificados como horizontales.

## **2.2. Análisis de la producción de petróleo en el yacimiento Boca de Jaruco**

No todo el petróleo contenido en un Yacimiento se extrae. Sólo una fracción de los hidrocarburos en el yacimiento es económica y técnicamente recuperable en todo el tiempo de vida que tendrá el yacimiento.

Para llevar a cabo el análisis de la producción de petróleo en el yacimiento Boca de Jaruco se determina el porcentaje de recuperación en los años 2016-2019; así como el total acumulado hasta finales del 2019.

El porcentaje de recuperación (% R) es el encargado de ofrecer la información de cuanto ha producido el yacimiento respecto a los recursos *“in situ”*, además es un indicador de la eficiencia de la elevación artificial instalada en los pozos. Este porcentaje se calcula mediante la ecuación 2.1.(Camacho, 2019).

$$\%R = \frac{Q_r}{Q_{is}} * 100 \quad (1)$$

Donde:

$\%_R$ : Porcentaje de recuperación anual.

$Q_r$ : Flujo real que se extrae del yacimiento ( $m^3/año$ )

$Q_{is}$ : Volúmenes de los recursos “in situ” ( $m^3/año$ )

Los flujos reales que se extraen del yacimiento anualmente y los volúmenes de los recursos “in situ” se encuentran reportados en la Tabla 2.1.

**Tabla 2.1. Flujos reales de petróleo y recursos “in situ**

<b>Año</b>	<b><math>Q_r</math> (<math>m^3/año</math>)</b>	<b><math>Q_{is}</math> (<math>m^3/año</math>)</b>
<b>2016</b>	27472,2	1308200,6
<b>2017</b>	24943,3	1133786,2
<b>2018</b>	20067,6	1073133,0
<b>2019</b>	22665,6	1225167,6
<b>Acumulado</b>	<b>95148,7</b>	<b>4740287,4</b>

Donde:

$Q_r$ : Flujo real que se extrae del yacimiento ( $m^3/año$ )

$Q_{is}$ : Volúmenes de los recursos “in situ” ( $m^3/año$ ).

### **2.3. Análisis de las composiciones de las sartas de varillas**

Las varillas de una bomba convencional se encuentran en forma de escalón ya que las mismas van de un diámetro mayor en la cima de 25 mm hasta un diámetro menor en el fondo de 19 mm. Las mismas no se saltarán diámetros intermedios como son el de 22 mm(Ablan, 2000.).

Para analizar las composiciones de las varillas o números de varillas por diámetro, se utiliza el programa Puesta en Bombeo (PB), herramienta utilizada por la EPEPO. Al mismo se le introducen parámetros como son: la densidad del petróleo  $\rho$  ( $g/cm^3$ ), profundidad de la bomba  $H$  (m), diámetro de la bomba  $\varnothing$  (mm), recorrido que realiza la bomba  $S$  (m), número de golpes por minuto que  $N$  (adimensional) y las composiciones de varillas reales instaladas en cada pozo en(%). Los datos reportados en la Tabla 2.2 son los que se le introducen al simulador, estos se muestran en el sistema internacional de medida, aunque el programa trabaja con el sistema inglés.

Las variables respuestas que ofrece el simulador son: peso del líquido (ton), potencia del motor (kW), flujo teórico de petróleo (m<sup>3</sup>/h), largo de sartas de cabillas (m), peso de las cabillas (ton), peso máximo en el cabezal del balancín (kgf) y las tensiones para cada diámetro de varillas (kgf/mm<sup>2</sup>)(Martínez, 2014.).

Al analizar las composiciones de las varillas mediante esta herramienta computacional la variable más importante es la tensión de las varas. Esta última no es más que la resistencia que ofrece el material a la deformación. Los fabricantes reportan que por debajo de los 6,86·10<sup>7</sup>Pa (7 kgf/mm<sup>2</sup>) el material de las varillas es resistente sin tener que deformarse o fatigarse.

Si la tensión de las varillas alcanza o sobrepasa los 6,86·10<sup>7</sup> Pa (7 kgf/mm<sup>2</sup>) el pozo se encuentra incorrectamente dimensionado lo cual trae como consecuencia que el flujo de crudo extraído disminuya afectando esto en el rendimiento del mismo (Guliaev, 1983.)(Kozlov, 1986.).

**Tabla 2.2. Parámetros de las bombas convencionales o de varillas**

Pozo	Parámetros					C <sub>var</sub> (%)		
	ρ (kg/m <sup>3</sup> )	Ø (m)	H (m)	S (m)	N	19 (mm)	22 (mm)	25 (mm)
BJ-02	993	4,3·10 <sup>-2</sup>	728	2,20	6,14	0	80	20
BJ-25	998	5,7·10 <sup>-2</sup>	699	2,18	6,54	90	10	0
BJ-30	907	3,2·10 <sup>-2</sup>	948	1,90	6,40	35	65	0
BJ-50	930	5,0·10 <sup>-2</sup>	1192	2,00	5,10	65	35	0
BJ-72	994	6,3·10 <sup>-2</sup>	746	1,99	4,56	0	30	70
BJ-143	993	4,3·10 <sup>-2</sup>	780	2,50	4,69	0	40	60
BJ-150	974	5,7·10 <sup>-2</sup>	1476	2,00	6,74	0	40	60
BJ-195	916	5,7·10 <sup>-2</sup>	1407	2,10	5,40	0	50	50
BJ-218	967	6,3·10 <sup>-2</sup>	1096	2,87	4,37	0	80	20
BJ-231	953	5,7·10 <sup>-2</sup>	1280	2,10	4,70	50	50	0
BJ-241	981	6,3·10 <sup>-2</sup>	1208	1,48	6,24	0	70	30
BJ-295	974	6,3·10 <sup>-2</sup>	1307	2,00	5,90	0	40	60
BJ-306	961	5,7·10 <sup>-2</sup>	1380	2,00	4,62	0	50	50

**Tabla 2.2. Parámetros de las bombas convencionales o de varillas (continuación)**

Pozo	Parámetros					C <sub>var</sub> (%)		
	ρ (kg/m <sup>3</sup> )	Ø (m)	H (m)	S (m)	N	19 (mm)	22 (mm)	25 (mm)
BJ-309	939	4,3·10 <sup>-2</sup>	927	2,05	5,71	0	100	0
BJ-359	956	6,3·10 <sup>-2</sup>	1258	2,10	6,00	0	60	40
BJ-412	924	4,3·10 <sup>-2</sup>	869	1,80	8,82	0	100	0
BJ-421	974	4,4·10 <sup>-2</sup>	1050	2,50	6,32	0	100	0
BJ-452	911	3,8·10 <sup>-2</sup>	1100	2,50	6,04	40	60	0

Donde:

ρ: Densidad (kg/m<sup>3</sup>)

Ø: Diámetro de la bomba (m)

H: Profundidad de la bomba (m)

S: Recorrido de la bomba (m)

N: Número de golpes por minuto (adimensional)

C<sub>var</sub>: Composición de las varillas para cada diámetro (%)

## **2.4. Obtención de las composiciones adecuadas de las sargas de varillas**

Las composiciones de las sargas de varillas que se deben modificar son las que presentan una tensión igual o mayor que  $6,86 \cdot 10^7 \text{Pa}$  ( $7 \text{ kgf/mm}^2$ ). Para ello se utiliza el método desarrollado por el Instituto de Petróleo Americano(API). Este método se basa en la determinación del porcentaje adecuado de las varillas de diámetros diferentes, mediante tablas reportadas que ofrece la EPEPO y se evidencian en el Anexo 1.

Para obtener las nuevas composiciones por las tablas API, es necesario conocer el diámetro de la bomba en pulgadas y los escalones que presenta la misma, pues con esta información, se

pueden obtener las composiciones de varillas (%) que deben ser instaladas en los pozos que presenten la tensión por encima del valor establecido.

Los escalones de las tablas reportadas no son más que los diferentes diámetros de las varillas. En las mismas los diámetros se encuentran en octavos de pulgada, por ejemplo: una varilla de diámetro igual a 25 mm es lo mismo que 8/8" e igual a un escalón de 8. En cuanto a las varillas de 22 mm y 19 mm se representan en la tabla como 7/8" con escalón de 7 y 6/8" para un escalón de 6, respectivamente (Colectivo autores, 1988.) (John, 2005).

Una vez que se obtengan las composiciones de las varillas por las tablas API, se reintroducen estos nuevos valores en el programa Puesta en Bombeo, además de los parámetros fijos de los pozos como son:  $\rho$ ,  $\emptyset$ , H, N y S que se encuentran en la Tabla 2.2. Luego se verifican los resultados de las tensiones para cada diámetro de varilla, los cuales deben ser menores que  $6,86 \cdot 10^7 \text{Pa}$  ( $7 \text{ kgf/mm}^2$ ) ya que las composiciones fueron extraídas de las tablas API y las mismas no contemplan la fatiga o deformación del material.

## **2.5. Cálculo del coeficiente de peso y del coeficiente de llenado**

El coeficiente de peso ( $\delta$ ) es el encargado de ofrecer la información de cómo se encuentran las estructuras de superficie y las varillas. Está reportado que el mismo debe ser menor que uno para que la estructura se encuentre bien balanceada, las varillas no estén sobrecargadas, el pistón no demore mucho tiempo en llenarse de crudo, no se dañe el reductor y el motor no presente un sobreconsumo de electricidad (John, 2005)

A diferencia de lo anterior, cuando el coeficiente es igual o mayor que uno o se encuentra en el intervalo peligroso entre (0,96 y 0,99), como indica la literatura, la estructura no presenta el peso adecuado y en estos casos lo primero que se debe realizar es un análisis de un posible cambio en las composiciones de varillas, obteniendo las mismas por el método de API anteriormente explicado. La segunda opción que se puede aplicar es cambiar la estructura de superficie, pero esto es un poco más complicado ya que se tendrían que comprar nuevas unidades de superficies o cambiarlas por algunas ya existentes y esto no siempre es factible desde el punto de vista económico.

El coeficiente de peso no es más que la relación entre el peso máximo teórico en el cabezal del balancín y el instalado en cada pozo y es calculado mediante la ecuación (2) (John, 2005).

$$\delta = \frac{P_{m\acute{a}x}}{P_{inst}} \quad (2)$$

Donde:

$\delta$ : Coeficiente de peso (adimensional)

$P_{m\acute{a}x}$ : Peso máximo teórico en el cabezal del balancín (kgf)

$P_{inst}$ : Peso máximo instalado en el cabezal del balancín (kgf)

El peso máximo teórico del balancín se obtiene mediante el programa en cuestión, ya que es una de las variables respuesta y el peso máximo instalado en cada pozo se obtiene mediante datos ofrecidos por la EPEPO. En la Tabla 2.3 se muestra el peso máximo instalado en cada pozo.

**Tabla 2.3. Peso máximo instalado en el cabezal del balancín en los pozos.**

Pozo	$P_{inst}(kgf)$	Pozo	$P_{inst}(kgf)$	Pozo	$P_{inst}(kgf)$
BJ-02	4535,90	BJ-150	8164,70	BJ-306	1088,60

**Tabla 2.3. (Continuación) Peso máximo instalado en el cabezal del balancín en los pozos.**

Pozo	$P_{inst}(kgf)$	Pozo	$P_{inst}(kgf)$	Pozo	$P_{inst}(kgf)$
BJ-25	5443,10	BJ-195	5715,30	BJ-309	8164,70
BJ-30	4535,90	BJ-218	4535,90	BJ-359	9071,80
BJ-50	7257,50	BJ-231	7257,50	BJ-412	4535,90
BJ-72	1088,60	BJ-241	1088,60	BJ-421	4535,90
BJ-143	1088,60	BJ-295	8164,70	BJ-452	7257,50

Donde:

$P_{inst}$ : Peso máximo instalado en el cabezal del balancín (kgf)

Si es favorable conocer cómo trabaja la unidad de bombeo en la superficie mediante el coeficiente de peso, también es necesario conocer cómo trabaja la bomba y la eficiencia de la misma. Es por ello que el coeficiente de llenado es un indicador de cuan buena puede ser la

eficiencia de la bomba. Está reportado que dicho coeficiente debe ser menor que uno y el valor más apropiado se encuentra en el intervalo de (0,65 a 0,75), ya que el mismo es adecuado para las bombas convencionales o de varillas(Cajigal A. , 2010). Este coeficiente se calcula mediante la ecuación (3).

$$\alpha = \frac{Q_{real}}{Q_{teór}} \quad (3)$$

Donde:

$\alpha$ : Coeficiente de llenado (adimensional)

$Q_{real}$ : Flujo real que se extrae de cada pozo ( $m^3/h$ )

$Q_{teór}$ : Flujo teórico de cada pozo ( $m^3/h$ )

El flujo teórico de cada pozo se obtiene mediante el programa PB, pues es una de las variables respuesta, el flujo real se obtiene mediante las mediciones que se realizan en la EPEPO en el mes de Diciembre de 2019. Para obtener este último flujo se necesita conocer el régimen de trabajo de cada pozo, pues no todos bombean al mismo tiempo ni el mismo día. Un ejemplo de lo anterior se puede ver en la Tabla 2.4 en la cual el pozo BJ-02 tiene un régimen de trabajo o bombeo de 9 horas al día y descansa 15 horas. El valor de flujo que registra la EPEPO es mensual ( $m^3/mes$ ), por lo cual se afecta este valor por las horas de trabajo del pozo y se obtiene el flujo en  $m^3/d$ .

**Tabla 2.4. Régimen de trabajo y flujo real de los pozos en bombeo convencional**

Pozo	RT(d)	RT(h)	$Q_{real}(m^3/mes)$	$Q_{real}(m^3/día)$
BJ-02	9x15	9	59,67	2,00
BJ-25	12x12	12	45,00	1,50
BJ-30	4x20	4	0,93	1,00
BJ-50	9x39	9	35,00	1,00
BJ-72	24	24	61,00	2,00
BJ-143	24	24	80,00	2,50

**Tabla 2.4. Régimen de trabajo y flujo real de los pozos en bombeo convencional (continuación)**

Pozo	RT(d)	RT(h)	Q <sub>real</sub> (m <sup>3</sup> /mes)	Q <sub>real</sub> (m <sup>3</sup> /día)
BJ-150	9x15	9	116,80	3,50
BJ-195	24	24	61,37	2,00
BJ-218	24	24	193,00	6,00
BJ-231	4x15	4	12,00	1,00
BJ-241	12x12	12	40,00	1,50
BJ-295	24	24	237,00	7,50
BJ-306	4x20	4	7,92	1,00
BJ-309	12x12	12	27,62	1,00
BJ-359	24	24	148,00	5,00
BJ-412	4x20	4	14,87	1,00
BJ-421	12x12	12	23,1	1,00
BJ-452	9x15	9	16,63	1,00

Donde:

RT: Régimen de trabajo de los pozos (h)

Q<sub>real</sub>: Flujo de crudo real que se extrae (m<sup>3</sup>/d)

## **2.6. Alternativas tecnológicas para la operación eficiente de los pozos que trabajan en bombeo convencional en el yacimiento Boca de Jaruco**

Con el fin de aumentar el rendimiento de los pozos con el mínimo consumo de energía y dar solución al problema científico se analizan posibles alternativas, en las cuales se pueden variar algunos parámetros de bombeo como son: el recorrido de la bomba y la profundidad de anclaje de la misma.

En la EPEPO se utilizan programas informáticos para crear una simulación computarizada de un modelo abstracto de un determinado sistema. Las simulaciones por computadora se han convertido en una parte relevante y útil de muchos procesos productivos, es por ello que a través de las mismas, se pueden variar disímiles parámetros o realizar cambios en los equipos

para obtener y analizar los resultados. Teniendo en cuenta lo anteriormente explicado las bombas de extracción, también tienen sus propios simuladores, por lo cual todo posible cambio en ellas, se simula en los programas correspondientes y luego según los resultados se decide si es recomendable su aplicación o no.

### **2.6.1. Alternativa 1. Variación de los recorridos de las bombas**

En la alternativa 1 se propone variar el recorrido de las bombas, manteniendo el resto de los parámetros constantes. Si se incrementa el recorrido de las bombas, al máximo posible, se incrementara la extracción de crudo, ya que las varillas tendrían un recorrido más amplio y el pistón atraería mayor cantidad de líquido (crudo). Lo anterior se demuestra mediante la ecuación (3), pues los recorridos de las bombas son directamente proporcionales a los flujos de crudo (Martínez, 2014.)

$$Q = 1440 * A * S * N \quad (4)$$

Donde:

Q: Flujo de crudo que se extrae (m<sup>3</sup>/d)

A: Área de la tubería de producción (m<sup>2</sup>)

S: Recorrido de la bomba (m)

N: Número de golpes por minutos (adimensional)

El área se calcula mediante la ecuación (5):

$$A = \frac{\pi d^2}{4} \quad (5)$$

Donde:

d: Diámetro de la tubería de producción (m)

Sustituyendo la ecuación (5) en la (4) se obtiene la ecuación (6):

$$Q = 1440 \frac{\pi d^2}{4} * S * N \quad (6)$$

Mediante la expresión anterior se evidencia que al aumentar el recorrido de las bombas, se incrementan los flujos de crudo que se extraen y con ello la producción.

Para cada bomba según su tipo y modelo el fabricante reporta un máximo recorrido permisible. Al trabajarse en la EPEPO con diversas variedades de bombas con modelos diferentes se realizaron disímiles estudios y se concluyó que el máximo recorrido de las bombas convencionales es de tres metros (Brooks, 2003.). Con un recorrido máximo de tres metros para todas las bombas, se reintroducen los parámetros de la Tabla 2.2 en el simulador o programa PB y se obtendrán nuevos resultados de flujo en los diferentes pozos del yacimiento Boca de Jaruco.

### **2.6.2. Alternativa 2. Variación de las profundidades de anclajes de las bombas**

La alternativa 2 consiste en variar las profundidades de anclajes de las bombas, manteniendo los parámetros restantes constantes. Si se baja la profundidad de anclaje de las bombas, disminuyen las presiones de fondo y aumentan los caudales en dependencia de la formación y del pozo.

Esta alternativa se realiza a través de dos herramientas computacionales o simuladores los cuales son: “*AnalysisWellProduction*” (AWP) o Análisis de la Producción del Pozo y el Índice de Productividad (IPR).

Lo primero que se calcula son las presiones de fondo mediante el AWP, al cual se le introducen parámetros como son: profundidad de la bomba (m), producción de petróleo, agua y gas ( $m^3/d$ ), densidad del crudo ( $g/cm^3$ ), nivel estático (m), nivel dinámico (m) y la presión en la cabeza del pozo (bar). Los datos necesarios para realizar esta simulación se encuentran en la Tabla 2.2 y 2.5, en las cuales aparecen reflejados los valores de densidad del crudo y profundidad de la bomba. Este programa también trabaja con las unidades del sistema de medida inglés, por lo cual los datos fueron convertidos al sistema internacional de unidades.

**Tabla 2.5. Parámetros necesarios para el cálculo de las presiones de fondo.**

Pozo	$Q_p$ (m <sup>3</sup> /d)	RGP	BSW (%)	$Q_g$ (m <sup>3</sup> /d)	$Q_w$ (m <sup>3</sup> /d)	NE(m)	ND(m)	$P_{cab}$ (kPa)
BJ-02	2	5	18	10	0,4	513	731	100
BJ-25	1,5	47	25	70	0,4	518	548	200
BJ-30	1	0	0,5	0	0	770	880	200
BJ-50	1	28	2	28	0,02	726	822	100
BJ-72	2	22	1	44	0,02	500	626	150
BJ-143	2,5	1	0,8	2	0,02	621	821	100
BJ-150	3,5	4655	30	16292	1	802	333	300
BJ-195	2	143	1,2	286	0,02	1115	925	200
BJ-218	6	500	50	3000	3	626	8841	150
BJ-231	1	125	0,6	125	0,01	646	1213	130
BJ-241	1,5	37	90	55	1,4	500	792	200
BJ-295	7,5	31	12	232	0,9	841	646	150
BJ-306	1	210	30	210	0,3	537	776	200
BJ-309	1	0	14	0	0,14	643	826	150
BJ-359	5	42	14	210	0,7	780	724	150
BJ-412	1	0	0,4	0	0	704	750	200
BJ-421	1	0	20	0	0,2	653	657	200
BJ-452	1	0	1,8	0	0,02	626	724	150

Donde:

$Q_p$ : Producción de petróleo (m<sup>3</sup>/d)

RGP: Relación gas petróleo (adimensional)

BSW: Cantidad de agua que contiene el crudo (%)

$Q_g$ : Producción de gas (m<sup>3</sup>/d)

$Q_w$ : Producción de agua (m<sup>3</sup>/d)

NE: Nivel estático del pozo (m)

ND: Nivel dinámico del pozo (m)

$P_{cab}$ : Presión en la cabeza del pozo(kPa)

En la Tabla 2.5 aparecen parámetros nuevos como son: RGP y BSW (*Bottom Sedimentation Water*), los cuales indican la relación gas petróleo y porcentaje de agua que contiene el crudo, respectivamente. Mediante las relaciones anteriores se pueden obtener los flujos de agua y gas, los cuales son necesarios para desarrollar la simulación en el programa AWP. La RGP se calcula mediante la ecuación (7):

$$RGP = \frac{Q_g}{Q_p} \quad (7)$$

Donde:

RGP: Relación gas petróleo (adimensional)

$Q_g$ : Flujo de gas que se extrae ( $m^3/d$ )

$Q_p$ : Flujo de petróleo que se extrae ( $m^3/d$ )

El flujo de crudo que se extrae y la RGP son datos que reporta la EPEPO, por lo que al despejar la ecuación (7) se obtiene el flujo de gas, quedando la ecuación (8):

$$Q_g = RGP * Q_p \quad (8)$$

Por otra parte, el BSW se obtiene mediante la ecuación (9):

$$BSW = \frac{Q_w}{Q_p} * 100 \quad (9)$$

Donde:

BSW: Cantidad de agua que contiene el crudo (%)

$Q_w$ : Flujo de agua que se extrae ( $m^3/d$ )

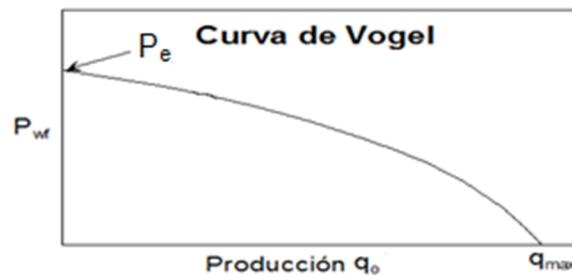
$Q_p$ : Flujo de petróleo que se extrae ( $m^3/d$ )

Al ser el BSW y el flujo de petróleo datos conocidos, la ecuación (9) se despeja para obtener el flujo de agua y la misma queda de la siguiente forma:

$$Q_w = Q_p * \frac{BSW}{100} \quad (10)$$

Lo segundo que se realiza para dar cumplimiento a esta alternativa son los gráficos o curvas de Vogel, mediante el programa IPR. Estas curvas predicen los caudales de la producción a cualquier presión de fondo. Para realizar dichas curvas en cada pozo es necesario conocer: la producción del pozo (Q), la presión de fondo ( $P_{wf}$ ), la presión del depósito estática ( $P_e$ ) y la presión de punto de burbuja de petróleo ( $P_{bp}$ ). La  $P_{bp}$  es obtenida del laboratorio y las  $P_e$  y  $P_{wf}$  se obtienen de la simulación mediante el programa AWP, ya que son las variables respuesta del mismo (Cajigal A. , 2010)(Jonhn, 2005).

Vogel, J.V obtuvo un gráfico o curva adimensional, en la cual se relacionan las presiones y los flujos ( $P_{wf}/P_e$  y  $Q/Q_{m\acute{a}x}$ ), un ejemplo de esta curva se evidencia en la Figura 2.2 y la expresión matemática de la misma se observa en la ecuación (11)(Jansen & Currie , 2004)(Chacin, 2003).



**Figura 2.2. Curva de Vogel**

A continuación aparece la expresión (10) denominada ecuación de Vogel:

$$\frac{Q}{Q_{m\acute{a}x}} = 1 - 0,2 * \left(\frac{P_{wf}}{P_e}\right) - 0,8 * \left(\frac{P_{wf}}{P_e}\right)^2 \quad (11)$$

Donde:

Q: Flujo de crudo ( $m^3/d$ )

$Q_{m\acute{a}x}$ : Flujo de crudo máximo ( $m^3/d$ )

$P_{wf}$ : Presión de fondo del fluido (kPa)

$P_e$ : Presión del depósito estática o presión para el límite externo del fluido (kPa)

Los gráficos de Vogel se confeccionan con la producción de los pozos ( $q_0$ ) y las presiones de fondo ( $P_{wf}$ ) de cada uno, la curva que da lugar a estos juegos de valores indica que las mayores producciones de crudo se encuentran a menores presiones de fondo como se muestra en la Figura 2.2 y las menores presiones de fondo se obtienen bajando la profundidad de anclaje de la bomba.

Matemáticamente lo anterior se demuestra mediante la ecuación de flujo de Darcy, la cual aparece en la ecuación (12).

$$Q = \frac{1}{5863,7} * \frac{\pi * k * h * (P_e - P_{wf})}{\mu * \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) * B_0} \quad (12)$$

Donde:

Q: Flujo de crudo ( $m^3/d$ )

k: Permeabilidad del yacimiento (d)

h: Altura efectiva del pozo (m)

$P_e$ : Presión del depósito estática o presión para el límite externo del fluido (kPa)

$P_{wf}$ : Presión de fondo del fluido (kPa)

$\mu$ : Viscosidad del crudo (cP)

$r_e$ : Radio externo del pozo (m)

$r_w$ : Radio del fondo del pozo (m)

$B_0$ : Factor de volumen de petróleo (adimensional)

La unidad de medida de la permeabilidad del yacimiento (k) es d, lo cual significa Darcy, donde 1 Darcy equivale a  $9,86923 \cdot 10^{-13} m^2$ .

Al ser  $B_0$  un factor de volumen se calcula mediante la ecuación (13):

$$B_0 = \frac{V_{yac}}{V_{est}} \quad (13)$$

Donde:

$V_{yac}$ : Volumen en el yacimiento ( $m^3$ )

$V_{est}$ : Volumen en condiciones estándar ( $m^3$ )

El factor anterior como se muestra en la ecuación (13), depende de los volúmenes del yacimiento y el estándar de cada pozo, donde este último es a presión de 101,3 kPa (1 atm) y 15,6°C (Jansen & Currie, 2004). En el yacimiento Boca de Jaruco estos volúmenes son muy parecidos y la EPEPO reporta que  $B_0 = 1,1$  por lo que no aparecerá en la ecuación de Darcy ya que es considerado como uno. Mediante la explicación anterior la ecuación (12) se transforma en la siguiente:

$$Q = \frac{1}{5863,7} * \frac{\pi * k * h * (P_e - P_{wf})}{\mu * \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (14)$$

Una vez analizada la ecuación de Darcy se puede apreciar que al disminuir la presión en el fondo del pozo ( $P_{wf}$ ), la diferencia de presiones ( $P_e - P_{wf}$ ) en el numerador de la expresión (13) aumenta y con ello aumenta el flujo de crudo, ya que son directamente proporcionales. La  $P_{wf}$  se puede disminuir bajando la profundidad de anclaje de la bomba.

Para realizar las curvas de Vogel en el programa IPR se necesitan los siguientes parámetros: flujo de crudo y gas ( $m^3/d$ ), presión de fondo del pozo (kPa), temperatura del yacimiento ( $^{\circ}C$ ), presión estática del pozo (kPa), presión del punto de burbuja (kPa), relación gas petróleo y los  $^{\circ}API$  del crudo. Algunos de los parámetros anteriores se encuentran en las Tablas 2.3, 2.4 y 2.5 apreciándose en la Tabla 2.6 los nuevos datos.

La presión del punto de burbuja es fija para cada yacimiento (Escobar Macualo, 2012) y en Boca de Jaruco la EPEPO reporta un valor de 8000 kPa, la temperatura del yacimiento se determina durante la perforación de los pozos (Rodríguez Martín, 2011), en Boca de Jaruco

reporta 50°C y las presiones en el fondo del pozo y la estática son las variables respuestas del programa AWP.

**Tabla 2.6. Parámetros necesarios para la construcción de las curvas de Vogel**

Pozo	$\rho$ (kg/m <sup>3</sup> )	SG	°API
BJ-02	993	0,993	11,00
BJ-25	998	0,999	10,20
BJ-30	907	0,907	24,51
BJ-50	930	0,930	20,65
BJ-72	994	0,994	10,85
BJ-143	993	0,993	11,00
BJ-150	974	0,97	13,78
BJ-195	916	0,92	22,98
BJ-218	967	0,97	14,83
BJ-231	953	0,95	16,98
BJ-241	981	0,98	12,74
BJ-295	974	0,97	13,78
BJ-306	961	0,96	15,74
BJ-309	939	0,94	19,19
BJ-359	956	0,96	16,51
BJ-412	924	0,92	21,64
BJ-421	974	0,97	13,78
BJ-452	911	0,91	23,82

Donde:

$\rho$ : Densidad del crudo (kg/m<sup>3</sup>)

SG: Gravedad específica (adimensional)

°API: Medida de densidad

Los °API son una medida de densidad y precisan cuán pesado o liviano es el petróleo(Barberii , 2001)(Pujado & Jones, 2006.), los mismos se obtiene mediante la ecuación (15):

$$SG = \frac{141,5}{131,5 + \text{°API}} \quad (15)$$

Donde:

SG: Gravedad específica (adimensional)

°API: Medida de densidad

Al despejar la ecuación (15) se obtiene:

$$\text{°API} = \frac{141,5 - (131,5 * SG)}{SG} \quad (16)$$

La SG se calcula mediante la siguiente relación(Martínez, 2014.)

$$SG = \frac{\rho_p}{\rho_w} \quad (17)$$

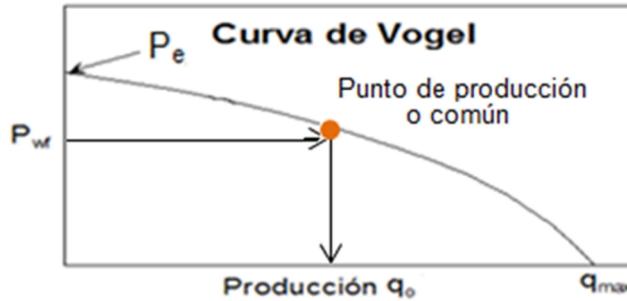
Donde:

$\rho_p$ : Densidad del crudo (kg/m<sup>3</sup>)

$\rho_w$ : Densidad del agua (kg/m<sup>3</sup>)

En la expresión (17) la densidad del agua presenta un valor de 1000 kg/m<sup>3</sup> a temperatura de 25°C y presión de 101,3 kPa(Perry's, 1997). Lo primero que se calcula es la SG y luego los °API de cada pozo.

Una vez construidas las curvas para cada pozo, las mismas presentan un punto común o de producción, el cual se observa en la Figura 2.3. En este punto se interseca la presión de fondo del pozo con la producción del mismo.



**Figura 2.3. Ubicación del punto de producción o común**

A través de este gráfico es que se puede sugerir bajar la profundidad de anclaje de la bomba o no, en dependencia de la ubicación del punto de producción en la curva. Cuando el punto común está muy cerca del final de la curva y con ello del flujo máximo, no se puede proponer bajar la profundidad de anclaje de la bomba, pues la producción se acercaría al flujo máximo y la presión de fondo estaría muy cercana a cero o sería dicho valor, lo cual no puede ocurrir ya que no entraría fluido (petróleo) de la capa al pozo y no se tendría líquido para bombear o extraer.

Sucedo lo contrario cuando el punto de producción se encuentra cerca del principio de la curva, ya que existe la posibilidad de bajar la profundidad de anclaje de la bomba, disminuyendo la presión de fondo con el fin de incrementar la producción, teniendo en cuenta la producción máxima para que no ocurra el efecto contrario(CD authors , 2000.).

## CAPITULO III RESULTADOS Y DISCUSION.

### 3.1 Análisis de la producción de petróleo en el yacimiento Boca de Jaruco.

Para el análisis de la producción se determina el porcentaje de recuperación anual y el acumulado hasta la fecha; los resultados del mismo se ven reflejados en la Tabla 3.1.

**Tabla 3.1 Resultados del cálculo del porcentaje de recuperación**

Año	$Q_r$ (m <sup>3</sup> /año)	$Q_{is}$ (m <sup>3</sup> /año)	% R
2016	27472,2	1308200,6	2.09
2017	24943,3	1133786,2	2.20
2018	20067,6	1073133,0	1.87
2019	22665,6	1225167,6	1.85
Acumulado	<b>95148,7</b>	<b>4740287,4</b>	2.00

Al analizar la Tabla 3.1 se observa que los porcentos de recuperación son bajos, según(Camacho, 2019), esto se debe a que el yacimiento es antiguo y la producción de los pozos declina en el tiempo, la viscosidad del crudo es muy elevada y las bombas no están bien dimensionadas.

### 3.2. Análisis de las composiciones de las sartas de varillas

En el yacimiento Boca Jaruco desde su descubrimiento se perforaron un total de 800 pozos, de los cuales solo quedan activos 40 pozos con distintos métodos de explotación, 15 pozos se explotan por el método de compresor, 7 se mantienen surgentes y el resto se explota mediante el bombeo convencional.

Para analizar las composiciones de las sartas de varillas de los pozos pertenecientes al yacimiento Boca de Jaruco se seleccionaron los pozos que se encontraban en bombeo convencional en el mes de diciembre 2019. En total se analizaron 18 pozos y los resultados se pueden apreciar en las Tablas 3.2 y 3.3. En estas tablas los resultados se encuentran en el sistema internacional de unidades, pero en el programa Puesta en Bombeo se trabaja en el

sistema de unidades inglés, un ejemplo de esto se evidencia en el Anexo 2, en el cual aparece una foto del programa PB.

**Tabla 3.2. Resultados del análisis mediante el programa Puesta en Bombeo**

Variables respuestas					$\sigma$ (Pa)		
Pozo	$P_L$ (kg)	$P_c$ (kgf)	$P_{m\acute{a}x}$ (kgf)	$P_m$ (kW)	19 (mm)	22 (mm)	25 (mm)
BJ-02	997,9	2177,2	2993,7	5,4	0	$2,94 \cdot 10^7$	$9,81 \cdot 10^6$
BJ-25	1632,9	1542,2	3084,4	9,6	$5,88 \cdot 10^7$	$9,81 \cdot 10^6$	0
BJ-30	907,2	2449,4	3175,1	4,5	$1,96 \cdot 10^7$	$2,94 \cdot 10^7$	0
BJ-50	2540,1	2902,9	5170,9	10,9	$6,86 \cdot 10^7$	$2,94 \cdot 10^7$	0
BJ-72	2086,5	2540,1	4445,2	8,0	0	$1,96 \cdot 10^7$	$3,92 \cdot 10^7$
BJ-143	997,9	2630,8	3447,3	5,0	0	$1,96 \cdot 10^7$	$1,96 \cdot 10^7$
BJ-150	3356,5	4989,5	7983,2	18,7	0	$4,90 \cdot 10^7$	$5,88 \cdot 10^7$
BJ-195	2993,7	4626,6	7257,4	14,1	0	$4,90 \cdot 10^7$	$3,92 \cdot 10^7$
BJ-218	2993,7	3356,5	5987,4	15,7	0	$7,84 \cdot 10^7$	$1,96 \cdot 10^7$
BJ-231	2812,2	3175,1	5715,2	11,6	$5,88 \cdot 10^7$	$4,90 \cdot 10^7$	0
BJ-241	3356,5	3719,4	6803,8	12,9	0	$6,86 \cdot 10^7$	$2,94 \cdot 10^7$
BJ-295	3628,7	4445,2	7711,0	17,7	0	$4,90 \cdot 10^7$	$5,88 \cdot 10^7$
BJ-306	3084,4	4535,9	7166,7	11,8	0	$4,90 \cdot 10^7$	$3,92 \cdot 10^7$
BJ-309	1179,3	2630,8	3628,7	5,6	0	$4,90 \cdot 10^7$	0
BJ-359	3447,3	3991,6	7166,7	17,9	0	$6,86 \cdot 10^7$	$3,92 \cdot 10^7$
BJ-412	1088,6	2449,3	3447,3	7,0	0	$4,90 \cdot 10^7$	0
BJ-421	1451,4	2993,7	4263,7	9,3	0	$5,88 \cdot 10^7$	0
BJ-452	997,9	2812,2	3719,4	6,5	$1,96 \cdot 10^7$	$2,94 \cdot 10^7$	0

Donde:

$P_L$ : Peso del líquido o del crudo(kg)

$P_c$ : Peso de las cabillas (kgf)

$P_{m\acute{a}x}$ : Peso máximo en el cabezal del balancín (kgf)

$P_m$ : Potencia del motor (kW)

$\sigma$ : Tensión de las cabillas para cada diámetro (Pa)

En la Tabla 3.3 se muestran los flujos teóricos de crudo ( $m^3/h$ ) para cada pozo en diferentes horas del día. Un ejemplo de lo anterior se puede apreciar en el pozo BJ-02, el cual bombea 5

m<sup>3</sup> en cuatro horas, 9 m<sup>3</sup> en nueve horas y así sucesivamente con los valores que se muestran en dicha tabla.

**Tabla 3.3. Continuación de los resultados del análisis mediante el programa Puesta en Bombeo**

Pozo	4h	8h	9h	12h	19h	20h	24h
BJ-02	5	9	11	14	22	24	28
BJ-25	9	17	20	26	41	44	52
BJ-30	2	5	5	7	11	12	14
BJ-50	5	9	11	15	23	24	28
BJ-72	7	14	15	20	32	34	41
BJ-143	4	8	9	12	19	20	25
BJ-150	8	17	19	25	39	41	50
BJ-195	7	14	16	21	33	35	42
BJ-218	9	19	21	28	45	47	56
BJ-231	6	12	14	18	29	30	36
BJ-241	7	14	16	21	33	35	41
BJ-295	9	18	20	26	42	44	53
BJ-306	6	11	13	17	27	28	34
BJ-309	4	8	9	12	19	20	24
BJ-359	9	19	21	28	45	47	57
BJ-412	6	11	12	17	26	28	33
BJ-421	6	12	13	17	27	29	35
BJ-452	4	8	9	12	20	21	25

Al analizar los resultados de las tablas anteriores, se obtiene que de un total de 18 pozos en el yacimiento Boca de Jaruco se encuentran incorrectamente dimensionados cuatro pozos, los cuales son: BJ-50, BJ-218, BJ-241, y BJ-359 ya que las tensiones son iguales o mayores que  $6,86 \cdot 10^7 \text{Pa}$  ( $7 \text{ kgf/mm}^2$ ).

### **3.3. Obtención de las composiciones adecuadas de las sartas de varillas**

Luego de saber cuáles pozos se encuentran incorrectamente dimensionados mediante el análisis de cada uno de ellos, se procede a la obtención de las composiciones de varillas adecuadas de los mismos.

Para obtener las nuevas composiciones de las varillas de los pozos: BJ-50, BJ-218, BJ-241, y BJ-359 y tener tensiones menores que  $6,86 \cdot 10^7 \text{Pa}$  ( $7 \text{ kgf/mm}^2$ ), se reintroducen nuevamente los parámetros de la Tabla 2.1 en el programa PB, pero se modifican las composiciones de

varillas, las cuales se obtienen por el método API (entiéndase, diámetros de varillas o cantidad de escalones), para ello se hace necesario ver la Tabla 3.4.

**Tabla 3.4. Resultados de las composiciones por el método API**

Parámetros				C <sub>var</sub> (%)		
Pozo	E	D <sub>b</sub> (plg)	D <sub>b</sub> (m)	19 (mm)	22 (mm)	25 (mm)
BJ-50	76	2,24	$5,7 \cdot 10^{-2}$	55	45	0
BJ-218	87	2,48	$6,3 \cdot 10^{-2}$	0	60	40
BJ-241	87	2,48	$6,3 \cdot 10^{-2}$	0	60	40
BJ-359	87	2,48	$6,3 \cdot 10^{-2}$	0	55	45

Donde:

E: Escalones de la tabla del método API

D<sub>b</sub>: Diámetro de la bomba en las diferentes unidades de medidas

C<sub>var</sub>: Composición para los diferentes diámetros de varillas (%)

En las Tablas 3.4 y 3.5 se muestran los resultados obtenidos por el método API mediante el PB.

**Tabla 3.5. Resultados obtenidos por el método API en el programa Puesta en Bombeo**

Variables respuestas					σ (Pa)		
Pozo	P <sub>L</sub> (kg)	P <sub>c</sub> (kgf)	P <sub>máx</sub> (kgf)	P <sub>m</sub> (kW)	19 (mm)	22 (mm)	25 (mm)
BJ-50	2540,1	2903,0	5261,7	10,7	$5,8 \cdot 10^7$	$3,9 \cdot 10^7$	0
BJ-218	2993,7	3538,0	6168,9	15,7	0	$5,8 \cdot 10^7$	$2,9 \cdot 10^7$
BJ-241	3356,6	3900,9	6894,6	12,9	0	$5,8 \cdot 10^7$	$2,9 \cdot 10^7$
BJ-359	3447,3	4082,3	7166,8	17,9	0	$5,8 \cdot 10^7$	$3,9 \cdot 10^7$

**Tabla 3.6. Continuación de los resultados obtenidos por el método API en el programa Puesta en Bombeo**

Pozo	4h	8h	9h	12h	19h	20h	24h
BJ-50	6	12	14	19	30	31	37
BJ-218	9	19	21	28	45	47	56
BJ-241	7	14	16	21	33	35	41
BJ-359	9	19	21	28	45	47	57

Los resultados anteriores indican que las nuevas composiciones de las varillas que se obtienen por el método API, son correctas, ya que las tensiones de los pozos no son iguales ni mayores a los  $6,86 \cdot 10^7 \text{Pa}$  ( $7 \text{kgf/mm}^2$ ). En el pozo BJ-50 se propone modificar las composiciones de los diámetros de cabillas de 19mm y 22 mm hasta un 55% y 45%, respectivamente. En el BJ-218 las de 22 mm y 25 mm hasta un 60% y 40%, para el BJ-241 las de 22 mm y 25 mm hasta un 60% y 40%, , mientras que en el BJ-359 se propone cambiar las de 22 mm y 25 mm hasta un 55% y 45%, respectivamente.

### 3.4. Análisis de los coeficientes de peso y llenado de las unidades de bombeo convencionales

En la Tabla 3.7 se ve reflejado el resultado de los cálculos del coeficiente de peso de los pozos en estudio pertenecientes al yacimiento Boca de Jaruco.

**Tabla 3.7. Resultados del cálculo del coeficiente de peso**

Pozo	P <sub>inst</sub> (Kgf)	P <sub>máx</sub> (kgf)	$\delta$
BJ-02	4535,9	2993,7	0,66
BJ-25	5443,1	3084,4	0,57
BJ-30	4535,9	3175,1	0,70
BJ-50	7257,5	5170,9	0,71
BJ-72	10886,0	4445,2	0,41
BJ-143	10886,0	3447,3	0,32
BJ-150	8164,7	7983,2	0,98
BJ-195	7257,5	7257,4	1,00
BJ-218	4535,9	5987,4	1,32
BJ-231	7257,5	5715,2	0,79
BJ-241	10886,0	6803,8	0,63
BJ-295	8164,7	7711,0	0,94
BJ-306	10886,0	7166,7	0,66
BJ-309	8164,7	3628,7	0,44
BJ-359	9071,8	7166,7	0,79
BJ-412	4535,9	3447,3	0,76
BJ-421	4535,9	4263,7	0,94
BJ-452	7257,5	3719,4	0,51

Al analizar la Tabla 3.7 se aprecia que los pozos BJ-150, BJ-195 y BJ-218 presentan coeficientes de pesos muy altos con respecto a los valores reportados en la bibliografía, los cuales deben ser menores que 0,96. Por esta razón se modifican las composiciones de varillas por el método API de estos pozos como primera opción, y luego se recalculan los coeficientes de pesos para comparar los resultados con los de la literatura.

En el caso del pozo BJ-218 las composiciones de las varillas se encuentran modificadas por el método API, ya que al analizarse este pozo mediante el programa PB, el mismo se encontraba incorrectamente dimensionado.

En las Tablas 3.8, 3.9 y 3.10 se evidencian los parámetros utilizados para la obtención de las composiciones de varillas, sus resultados y el recálculo del coeficiente de peso.

**Tabla 3.8. Resultados de las nuevas composiciones de varillas por API**

Parámetros				C <sub>var</sub> (%)		
Pozo	E	D <sub>b</sub> (plg)	D <sub>b</sub> (m)	19 (mm)	22 (mm)	25 (mm)
BJ-150	87	2,24	$5,7 \cdot 10^{-2}$	0	65	35
BJ-195	87	2,24	$5,7 \cdot 10^{-2}$	0	60	40
BJ-218	87	2,48	$6,3 \cdot 10^{-2}$	0	60	40

**Tabla 3.9. Resultados de los pozos que presentan coeficientes de pesos elevados**

Variables respuestas					σ (Pa)		
Pozo	P <sub>L</sub> (kg)	P <sub>c</sub> (kgf)	P <sub>máx</sub> (kgf)	P <sub>m</sub> (kW)	19 (mm)	22 (mm)	25 (mm)
BJ-150	3356,6	4626,6	7711,1	18,7	0	$6,8 \cdot 10^7$	$2,9 \cdot 10^7$
BJ-195	2993,7	4535,9	7166,8	14,1	0	$5,8 \cdot 10^7$	$3,9 \cdot 10^7$
BJ-218	2993,7	3538,0	6168,9	15,7	0	$5,8 \cdot 10^7$	$2,9 \cdot 10^7$

**Tabla 3.10. Resultados del recálculo del coeficiente de peso**

Pozo	P <sub>inst</sub> (Kgf)	P <sub>máx</sub> (kgf)	δ
BJ-150	8164,7	7711,1	0,94
BJ-195	7257,5	7166,8	0,98
BJ-218	4535,9	6168,9	1,36

Al analizar los resultados anteriores se obtiene que en el pozo BJ-150 es satisfactorio modificar la composición de las varillas de diámetro de 22 mm en un 65% de su composición

y las de 25 mm en un 35%. Al efectuarse estos cambios en el pozo, se garantiza que el coeficiente de peso sea menor que 0,96 lo que conlleva a que la unidad estructural esté bien balanceada, el motor disminuya el consumo eléctrico y las cabillas no estén sobrecargadas.

En los pozos BJ-195 y BJ-218 no es satisfactorio modificar las composiciones de las sartas de varillas, debido a que los coeficientes de peso siguen siendo valores incorrectos y no se corresponden con los valores planteados en el epígrafe 2.4 y que son extraídos de la literatura. En estos casos se propone la segunda opción, la cual es cambiar las estructuras o gatos de ambos pozos teniendo en cuenta la disposición de los mismos en la EPEPO.

En cuanto a los resultados del coeficiente de llenado de las bombas se ven reflejados en Tabla 3.11.

**Tabla 3.11. Resultados del cálculo del coeficiente de llenado**

Pozo	$Q_{real}(m^3/d)$	$Q_{teor}(m^3/d)$	$\alpha$
BJ-02	2,0	11	0,18
BJ-25	1,5	26	0,06
BJ-30	1,0	2	0,50
BJ-50	1,0	11	0,09
BJ-72	2,0	41	0,05
BJ-143	2,5	25	0,10
BJ-150	3,5	19	0,18
BJ-195	2,0	42	0,05
BJ-218	6,0	56	0,11
BJ-231	1,0	6	0,17
BJ-241	1,5	21	0,07
BJ-295	7,5	53	0,14
BJ-306	1,0	6	0,17
BJ-309	1,0	12	0,08
BJ-359	5,0	57	0,09
BJ-412	1,0	11	0,09
BJ-421	1,0	17	0,06
BJ-452	1,0	9	0,11

Al analizar la tabla anterior se observa que los coeficientes de llenado presentan un valor significativamente bajo, menor a la unidad. Una de las causas que pueden influir en estos

resultados según la bibliografía consultada(Cajigal A. , 2010)(Jonhn, 2005), es el hecho de que la producción de los pozos ha declinado en el tiempo y la viscosidad del crudo bombeado es muy elevada.

### 3.5. Resultados de la simulación de la alternativa 1

Al simular los parámetros de la Tabla 2.2 en el programa PB, pero variando el recorrido de las bombas al máximo permisible (3 m), los resultados más importantes son los flujos de crudo (m<sup>3</sup>/h) de cada pozo, los cuales quedan reflejados en las Tablas 3.13 y 3.14.

**Tabla 3.13. Resultados de la simulación del flujo de crudo variando el recorrido de las bombas**

Pozo	4h	8h	9h	12h	19h	20h	24h
BJ-02	6	13	14	19	30	32	39
BJ-25	12	24	27	36	57	60	72
BJ-30	5	10	12	16	25	26	31
BJ-50	9	19	21	28	45	47	56
BJ-72	10	20	23	31	49	51	61
BJ-143	5	10	11	15	23	25	29
BJ-150	12	25	28	37	59	62	74
BJ-195	10	20	22	30	47	50	60
BJ-218	16	33	37	49	78	82	98
BJ-231	9	17	19	26	41	43	52
BJ-241	14	28	32	42	67	70	84
BJ-295	13	26	30	40	63	66	79
BJ-306	8	17	19	25	40	42	51
BJ-309	6	12	13	18	28	30	36

**Tabla 3.14. Continuación de los resultados de la simulación del flujo de crudo variando el recorrido de las bombas**

Pozo	4h	8h	9h	12h	19h	20h	24h
BJ-359	13	27	30	40	64	67	81
BJ-412	9	18	21	28	44	46	55
BJ-421	7	14	16	21	33	35	42
BJ-452	5	10	11	15	23	25	30

Comparando los resultados de las Tablas 3.13 y 3.14, a los cuales se les modifica el recorrido de las bombas al máximo (3 m) con los de la Tabla 3.3, los cuales presentan el recorrido real de cada pozo, se evidencia que los flujos son más altos en las Tablas 3.13 y 3.14 que en la

Tabla 3.3, lo que demuestra que es efectivo aumentar el recorrido de las bombas ya que aumentan los flujos de crudo en todos los pozos.

En la Tabla 3.15 aparecen reportados los incrementos de flujo para cada pozo al modificar el recorrido de las bombas.

**Tabla 3.15. Incremento de flujo al variarel recorrido de las bombas**

Pozo	Q <sub>SVR</sub> (m <sup>3</sup> /d)	Q <sub>VR</sub> (m <sup>3</sup> /d)	Inc (m <sup>3</sup> /d)
BJ-02	11	14	3
BJ-25	26	36	10
BJ-30	2	5	3
BJ-50	11	21	10
BJ-72	41	61	20
BJ-143	25	29	4
BJ-150	19	28	9
BJ-195	42	60	18
BJ-218	56	98	42
BJ-231	6	9	3
BJ-241	21	42	21
BJ-295	53	79	26
BJ-306	6	8	2
BJ-309	12	18	6
BJ-359	57	81	24
BJ-412	6	9	3
BJ-421	17	21	4
BJ-452	9	11	2
<b>Total de flujo incrementado (m<sup>3</sup>/d)</b>			<b>253</b>

Donde:

Q<sub>SVR</sub>: Flujo de crudo cuando no se modifica el recorrido de las bombas (m<sup>3</sup>/d)

Q<sub>VR</sub>: Flujo de crudo cuando se varia el recorrido de las bombas a 3 m (m<sup>3</sup>/d)

Inc: Incremento del flujo en cada pozo (m<sup>3</sup>/d)

Al analizar la Tabla 3.15 se evidencia que si se modifica el recorrido de las bombas a 3 m en el yacimiento Boca de Jaruco, diariamente se extraerían 253 m<sup>3</sup> más de lo que actualmente se produce. Los resultados anteriores muestran que la alternativa 1 se puede aplicar a todos los pozos del yacimiento Boca de Jaruco, ya que dicha alternativa no requiere ninguna inversión, pero sí aportaría nuevas ganancias para la EPEPO.

### 3.6. Resultados de la simulación de la alternativa 2

En esta alternativa se trabajó con dos herramientas computacionales, la primera fue el simulador AWP, mediante el cual, se obtuvieron las presiones de depósito estática y las presiones de fondo de los pozos analizados. Los parámetros que se le introducen a este simulador se encuentran presentes en la Tabla 2.6 y los resultados se pueden ver reflejados en la Tabla 3.18. Una foto de este programa se puede evidenciar en el Anexo 3.

**Tabla 3.18. Resultados de las presiones de fondo mediante el programa AWP**

Pozo	$P_e$ (kPa)	$P_{wf}$ (kPa)	Pozo	$P_e$ (kPa)	$P_{wf}$ (kPa)
BJ-02	2192,9	1293,4	BJ-231	5722,7	2291,6
BJ-25	3284,5	2094,5	BJ-241	13139,9	6218,6
BJ-30	2283,6	1188,6	BJ-295	7026,5	3033,6
BJ-50	6826,5	3255,1	BJ-306	8771,4	3498,7
BJ-72	2785,1	1593,4	BJ-309	3240,1	1570,3
BJ-143	1751,4	919,6	BJ-359	9954,6	4702,6
BJ-150	7012,2	2687,0	BJ-412	2405,1	1322,1
BJ-195	4424,6	1972,6	BJ-421	4976,9	2320,0
BJ-218	9651,9	4759,5	BJ-452	4359,4	1833,7

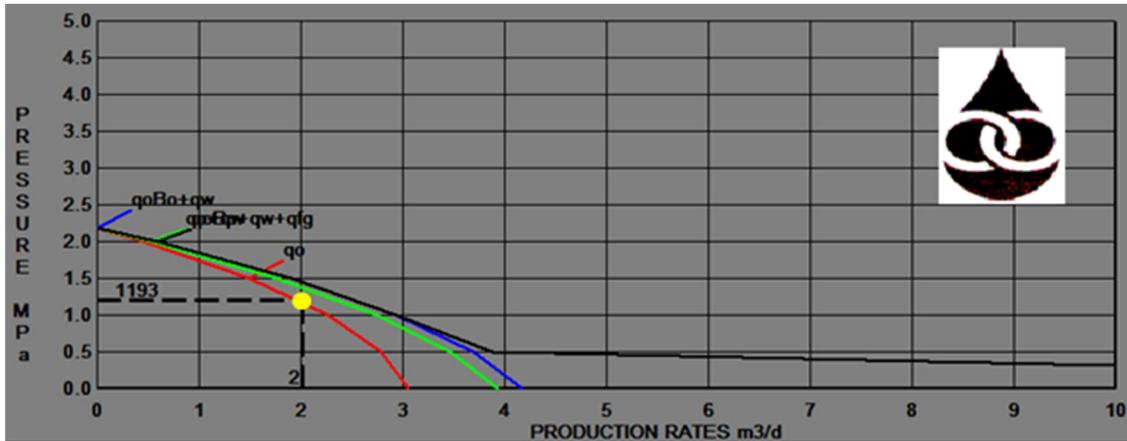
Donde:

$P_e$ : Presión del depósito estática (kPa)

$P_{wf}$ : Presión de fondo del pozo (kPa)

Una vez obtenido los resultados anteriores se procede a confeccionar las curvas o gráficos de Vogel mediante el programa IPR. La foto de este programa aparece en el Anexo 4.

Un ejemplo de una curva o gráfico de Vogel aparece reflejado en la Figura 3.1, la cual le corresponde al pozo BJ-02.



**Figura 3.1. Curva de Vogel para el pozo BJ-02**

Al observar y analizar la Figura 3.1 se aprecian varias curvas, pero la de Vogel es la que aparece de color rojo. El punto de producción o común de dicha curva (color amarillo) se encuentra muy cercano al final de la misma y con ello al flujo máximo, por lo que no se puede proponer bajar la profundidad de anclaje de la bomba, ya que la presión de fondo estaría muy cercana a cero o sería dicho valor, lo cual no puede ocurrir ya que no entraría fluido (petróleo) de la capa al pozo y no se tendría líquido para bombear o extraer.

Según la literatura consultada una de las causas que pueden influir en el resultado anterior es el tiempo de explotación y la declinación de los pozos, esto se evidencia ya que el yacimiento Boca de Jaruco es el más antiguo que posee actualmente la EPEPO.

En el Anexo 5 aparecen reflejadas las curvas de Vogel para los restantes pozos del yacimiento Boca de Jaruco, las cuales presentan un comportamiento similar al del pozo BJ-02, por lo cual la alternativa 2 no es técnicamente aplicable a ningún pozo del yacimiento.

### **3.7. Valoración económica**

La valoración económica de este trabajo se realiza solo para la alternativa 1, ya que la alternativa 2 quedó desestimada desde el punto de vista técnico, por lo explicado anteriormente el epígrafe 3.5.

La valoración económica está dirigida a determinar, los ingresos por ventas anuales de crudo(Blank & Tarquin )(Fernández & González , 2002.), por lo cual se hace necesario utilizar la ecuación (18):

$$As = Prod * Pv \quad (18)$$

Donde:

As: Ingresos por ventas (CUC/año)

Prod: Producción de crudo ( $m^3$ /año)

Pv: Precio de venta del crudo (CUC/ $m^3$ )

Para poder obtener los ingresos por ventas anuales, si se aplica la alternativa 1, se necesitan conocer las siguientes informaciones(Vélez , 2002.):

- El precio del petróleo en el período analizado es de 176,71 CUC por metro cúbico, valor obtenido del departamento de economía de la EPEPO en el mes de Diciembre 2019.
- La EPEPO trabaja los 365 días del año.

El yacimiento Boca de Jaruco actualmente presenta un flujo teórico de crudo de  $510 m^3/d$ , dato extraído al evaluar las composiciones de varillas de los pozos mediante el programa Puesta en Bombeo. Al variar el recorrido de las bombas o simular la alternativa 1 se obtuvo como resultado que se incrementa la producción en  $253 m^3$  más de lo que se produce actualmente, sumando el incremento y la producción sería un total de  $763 m^3/d$  lo que produciría este yacimiento al aplicar dicha alternativa.

Haciendo uso de la ecuación (17) y sabiendo que el incremento de la producción es de  $253 m^3/d$  de crudo, los ingresos por concepto de ventas de la EPEPO aumentarían en 44753.17 CUC/d. Este incremento al mes representaría un valor de 1 342595.1 CUC/mes, lo cual sería al año un total de 16111141 CUC/año.

### **3.8 Conclusiones parciales**

1. Se demuestra que del total de pozos analizados en el yacimiento Boca de Jaruco, 4 presentan un incorrecto dimensionamiento de sarta de cabillas, los cuales son: BJ-50, BJ-218, BJ-241 y BJ-359 con tensiones mayores que  $6,86 \cdot 10^7 Pa$  ( $7 kgf/mm^2$ ).

2. Se observa que los coeficientes de llenado presentan un valor significativamente bajo, menor a la unidad. Una de las causas que pueden influir en estos resultados es el hecho de que la producción de los pozos ha declinado en el tiempo y la viscosidad del crudo bombeado es muy elevada.

3. A los pozos incorrectamente dimensionados se les deben modificar las composiciones de los diámetros de las varillas, obteniéndose los siguientes valores: para el pozo BJ-50 cambiar las varillas de 19 mm y 22 mm hasta un 55% y 45%, respectivamente. En el BJ-218 las de 22 mm y 25 mm hasta un 60% y 40%, para el BJ-241 las de 22 mm y 25 mm hasta un 60% y 40, mientras que en el BJ-359 se propone modificar las de 22 mm y 25 mm hasta un 55% y 45%, respectivamente

4. Mediante el empleo de los simuladores de procesos, los resultados de las alternativas propuestas muestran que: en la alternativa 1 el flujo de petróleo del yacimiento Boca de Jaruco se incrementa a 253 m<sup>3</sup>/d y la alternativa 2 quedó desestimada desde el punto de vista técnico por obtenerse curvas con los puntos de producción cercanos al flujo máximo.

5. La valoración económica se realizó solo para la alternativa 1 y se obtuvo que los ingresos por conceptos de ventas aumentarían en 16 111 141 CUC/año.

## CONCLUSIONES

1. De las alternativas estudiadas solo la 1 es viable ya que al modificar los recorridos de las bombas al máximo permisible el flujo de petróleo del yacimiento Boca de Jaruco se incrementa a 253 m<sup>3</sup>/d
2. La alternativa 2 quedó desestimada desde el punto de vista técnico por obtenerse las curvas de Vogel con los puntos de producción cercanos al flujo máximo del pozo.
3. La valoración económica se realizó solo para la alternativa 1 y se obtuvo como resultado, que los ingresos por conceptos de ventas aumentarían en 16 111 141 CUC/año.

## RECOMENDACIONES

- Realizar mantenimientos técnicos a las máquinas de bombeo convencionales para evitar las averías, aumentar el plazo de funcionamiento y disminuir el gasto de energía eléctrica.
- Realizar mediciones periódicas de los parámetros de operación de los pozos pertenecientes al yacimiento Boca de Jaruco.
- Estudiar la posibilidad de sustituir las varillas actuales por otras de diámetros diferentes, según las condiciones de los pozos en operación.
- Estudiar en que pozos pueden ser factibles el cambio de bombeo de convencional a bombeo de cavidades progresivas.

## BIBLIOGRAFÍA

1. ABLAN, E. 2000. Algoritmo para la estimación del factor de seguridad en sartas de cabillas [Tesis de grado]. Caracas, Venezuela.
2. AUTORES, C. 2013. Introducción a la Industria Petrolera. La Habana, Cuba: Ministerio de Energía y Minas, Unión CUBAPETROLEO.
3. AUTORES, C. 2014. Régimen tecnológico UEB producción de Boca de Jaruco. Mayabeque, Cuba;
4. AUTORES, C. 2001. Bombas selección, uso y mantenimiento. La Habana, Cuba.
5. BARBERII , E. 2001. El pozo ilustrado. 5ta ed. Caracas, Venezuela.
6. BLANK , L., & TARQUIN , A. 1999 (s.f.). Ingeniería Económica. 4ta ed. Bogotá, Colombia.
7. BOYUN, G. 2007. Petroleum Production Engineering. A computer-assisted Approach. s.l. .Elsevier Science & Tecnology Books, 2007.
8. BROOKS, A. 2003. Tesis de elevación en los pozos de la capa E del yacimiento Boca de Jaruco [Especialidad].La Habana, Cuba;
9. BRUNINGS, C. T. 1998.. Efficiencies Higher than with ESP Systems . Technological Advances in Rod Pumping. .
10. CAJIGAL, A. 2010. Producción de Petróleo y Gas. La Habana, Cuba.
11. CAJIGAL, A. L. 2013. Explotacion de Pozos por Bombeo. Centro Politecnico del Petroleo.
12. CAMACHO, L. 2019. Informe Anual 2018 Yacimiento Boca de Jaruco.Mayabeque: Departamento Yacimiento, EPEPO. .
13. CD AUTHORS . 2000. Petroleum Production Systems. USA.
14. COLECTIVO AUTORES. 2000. Petróleo, Origen y Procesos. La Habana, Cuba: Centro Politécnico del Petróleo .
15. COLECTIVO AUTORES. 2000. Recommended Practice for Care and Use of Subsurface Pumps.Fourth ed. Canadá: Upstream Department.
16. CHACIN, N. 2003. Bombeo de Cavidad Progresiva. ESp. Oil Engineering Consultants Instalaciones de PDVSA.
17. COLECTIVO AUTORES. 1988. Recommended Practice for Desing Calculation for Sucker Rod Pumping Systems. fourth edition ed. Canada: Upstream Department .
18. DEMOULIN, P. 2000. Sucker Rod Pumping. Enspn Formation Industries.

19. ESCOBAR MACUALO, F. 2012. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Universidad Surcolombiana.
20. FERNÁNDEZ , E., & GONZÁLEZ , G. 2002. Ingeniería Económica para Ingenieros Químicos. . La Habana, Cuba.
21. FERNANDEZ GARRIDO, R. 2011. Perforación de Pozos Petroleros Marinos. La Habana, Cuba: Editorial científico-técnica .
22. GARCÍA, R. 2003. Geología General y Estratigrafía. La Habana: Centro de Investigaciones del Petroleo.
23. GONZÁLEZ, J. R. 2012. Geología del Petróleo. La Habana.
24. GULIAEV, A. 1983. Metalografía. Moscú;.
25. HIRSCHFELDT, M. 2008. Manual de Bombeo de cavidades Progresivas.
26. JANSEN , J., & CURRIE , P. 2004. Modelling and Optimisation of oil and gas. USA.
27. JONHN, G. 2005. Bombeo Mecanico, Optimizacion. Maracaibo .
28. KOZLOV, C. 1986. Ciencia de los materiales.Moscú;.
29. LUFKIN, A. C. 2007. Products of petroleum. General Catalog Lufkin.
30. MARTÍNEZ, L. 2014. Programa Puesta en Bombeo. Mayabeque, Cuba: EPEPO.
31. OBANDO ESPINOZA, R. 2014. Analisis de factibilidad tecnico-economica para el cambio de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible a bombeo mecanico convencional en pozos con alto corte de agua y bqaja produccion de petroleo en el bloq tarapoa. [Tesis de grado]. Ecuador: Universidad Tecnológica Equinoccial. 2014.
32. PEREZ, A., & CAICEDO, S. 2008. Curso de Levantamiento artificial por bombeo Mecanico.PDVSA-INTEVEP.
33. PERRY'S, A. C. 1997. Perry's Chemical Engineers' Handbook. Seventh ed. Kansas, USA: University of Kansas;.
34. PUJADO, P., & JONES, D. 2006. Handbook of Petroleum Processing. Springer.
35. RODRIGUEZ MARTIN, J. 2011. Metodos para la estimacion de la temperatura estatica de la formacoion en yacimientos de petroleo y geotermicos. Madrid: Universidad politecnica Madrid.
36. SANCHES SERRANO, D., & SUARES GARCIA, I. 2018. Comparacion y diseño de unidades convencionales y no convencionales de bombeo mecanico. Aplicacion a campos colombianos[Tesis de Grado]. Escuela de ingenieria de Petroleo Bucaramanca.
37. SANDOVAL, S., & VEGA, LIBAR. 2012. Bombeo Electrosumergible.PDVSA-INTEVEP.

38. SCHLUMBERGER. 2009. Completions Hydraulics Handbook. 2009.
39. THOMAS, J. 2001. Fundamentos Ingenieria de Petroleo. (Vol. Vol. 2.). Interciencia.
40. VÉLEZ , I. 2002. Decisiones de inversión. 3ra ed. .Bogotá, Colombia.
41. WITTRISCH, C., & CHOLET, H. 2013. Progressing Cavity Pumps.Paris: Editions Technip.

# ANEXOS

## Anexo 1. Tablas reportadas para el rediseño de las composiciones de varillas por el método API.

American Petroleum Institute

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
											Rod* No.
44	All	0.726	1.990 x 10 <sup>-6</sup>	1.000	.....	.....	.....	.....	.....	.....	100.0
54	1.06	0.908	1.668 x 10 <sup>-6</sup>	1.138	.....	.....	.....	.....	44.6	55.4	
54	1.25	0.929	1.633 x 10 <sup>-6</sup>	1.140	.....	.....	.....	.....	49.5	50.5	
54	1.50	0.957	1.584 x 10 <sup>-6</sup>	1.137	.....	.....	.....	.....	56.4	43.6	
54	1.75	0.990	1.525 x 10 <sup>-6</sup>	1.122	.....	.....	.....	.....	64.6	35.4	
54	2.00	1.027	1.460 x 10 <sup>-6</sup>	1.095	.....	.....	.....	.....	73.7	26.3	
54	2.25	1.067	1.391 x 10 <sup>-6</sup>	1.061	.....	.....	.....	.....	83.4	16.6	
54	2.50	1.108	1.318 x 10 <sup>-6</sup>	1.023	.....	.....	.....	.....	93.5	6.5	
55	All	1.135	1.270 x 10 <sup>-6</sup>	1.000	.....	.....	.....	.....	100.0	.....	
64	1.06	1.164	1.382 x 10 <sup>-6</sup>	1.229	.....	.....	.....	33.3	33.1	33.5	
64	1.25	1.211	1.319 x 10 <sup>-6</sup>	1.215	.....	.....	.....	37.2	35.9	26.9	
64	1.50	1.275	1.232 x 10 <sup>-6</sup>	1.184	.....	.....	.....	42.3	40.4	17.3	
64	1.75	1.341	1.141 x 10 <sup>-6</sup>	1.145	.....	.....	.....	47.4	45.2	7.4	
65	1.06	1.307	1.138 x 10 <sup>-6</sup>	1.098	.....	.....	.....	34.4	65.6	.....	
65	1.25	1.321	1.127 x 10 <sup>-6</sup>	1.104	.....	.....	.....	37.3	62.7	.....	
65	1.50	1.343	1.110 x 10 <sup>-6</sup>	1.110	.....	.....	.....	41.8	58.2	.....	
65	1.75	1.369	1.090 x 10 <sup>-6</sup>	1.114	.....	.....	.....	46.9	53.1	.....	
65	2.00	1.394	1.070 x 10 <sup>-6</sup>	1.114	.....	.....	.....	52.0	48.0	.....	
65	2.25	1.426	1.045 x 10 <sup>-6</sup>	1.110	.....	.....	.....	58.4	41.6	.....	
65	2.50	1.460	1.018 x 10 <sup>-6</sup>	1.099	.....	.....	.....	65.2	34.8	.....	
65	2.75	1.497	0.990 x 10 <sup>-6</sup>	1.082	.....	.....	.....	72.5	27.5	.....	
65	3.25	1.574	0.930 x 10 <sup>-6</sup>	1.037	.....	.....	.....	88.1	11.9	.....	
66	All	1.634	0.883 x 10 <sup>-6</sup>	1.000	.....	.....	.....	100.0	.....	.....	
75	1.06	1.566	0.997 x 10 <sup>-6</sup>	1.191	.....	.....	27.0	27.4	45.6	.....	
75	1.25	1.604	0.973 x 10 <sup>-6</sup>	1.193	.....	.....	29.4	29.8	40.8	.....	
75	1.50	1.664	0.935 x 10 <sup>-6</sup>	1.189	.....	.....	33.3	33.3	33.3	.....	
75	1.75	1.732	0.892 x 10 <sup>-6</sup>	1.174	.....	.....	37.8	37.0	25.1	.....	
75	2.00	1.803	0.847 x 10 <sup>-6</sup>	1.151	.....	.....	42.4	41.3	16.3	.....	
75	2.25	1.875	0.801 x 10 <sup>-6</sup>	1.121	.....	.....	46.9	45.8	7.2	.....	
76	1.06	1.802	0.816 x 10 <sup>-6</sup>	1.072	.....	.....	28.5	71.5	.....	.....	
76	1.25	1.814	0.812 x 10 <sup>-6</sup>	1.077	.....	.....	30.6	69.4	.....	.....	
76	1.50	1.833	0.804 x 10 <sup>-6</sup>	1.082	.....	.....	33.8	66.2	.....	.....	
76	1.75	1.855	0.795 x 10 <sup>-6</sup>	1.088	.....	.....	37.5	62.5	.....	.....	
76	2.00	1.880	0.785 x 10 <sup>-6</sup>	1.093	.....	.....	41.7	58.3	.....	.....	
76	2.25	1.908	0.774 x 10 <sup>-6</sup>	1.096	.....	.....	46.5	53.5	.....	.....	
76	2.50	1.934	0.764 x 10 <sup>-6</sup>	1.097	.....	.....	50.8	49.2	.....	.....	
76	2.75	1.967	0.751 x 10 <sup>-6</sup>	1.094	.....	.....	56.5	43.5	.....	.....	
76	3.25	2.039	0.722 x 10 <sup>-6</sup>	1.078	.....	.....	68.7	31.3	.....	.....	
76	3.75	2.119	0.690 x 10 <sup>-6</sup>	1.047	.....	.....	82.3	17.7	.....	.....	
77	All	2.224	0.649 x 10 <sup>-6</sup>	1.000	.....	.....	100.0	.....	.....	.....	
85	1.06	1.883	0.873 x 10 <sup>-6</sup>	1.261	.....	22.2	22.4	22.4	33.0	.....	
85	1.25	1.943	0.841 x 10 <sup>-6</sup>	1.253	.....	23.9	24.2	24.3	27.6	.....	
85	1.50	2.039	0.791 x 10 <sup>-6</sup>	1.232	.....	26.7	27.4	26.8	19.2	.....	
85	1.75	2.138	0.738 x 10 <sup>-6</sup>	1.201	.....	29.6	30.4	29.5	10.5	.....	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Rod* No.	Plunger Diam., inches <i>D</i>	Rod Weight, lb per ft <i>W<sub>r</sub></i>	Elastic Constant, in. per lb ft <i>E<sub>r</sub></i>	Frequency Factor, <i>F<sub>c</sub></i>	Rod String, % of each size					
					1½	1	¾	¾	½	½
86	1.06	2.058	0.742 x 10 <sup>-6</sup>	1.151	.....	22.6	23.0	54.3	.....	.....
86	1.25	2.087	0.732 x 10 <sup>-6</sup>	1.156	.....	24.3	24.5	51.2	.....	.....
86	1.50	2.133	0.717 x 10 <sup>-6</sup>	1.162	.....	26.8	27.0	46.3	.....	.....
86	1.75	2.185	0.699 x 10 <sup>-6</sup>	1.164	.....	29.4	30.0	40.6	.....	.....
86	2.00	2.247	0.679 x 10 <sup>-6</sup>	1.161	.....	32.8	33.2	33.9	.....	.....
86	2.25	2.315	0.656 x 10 <sup>-6</sup>	1.153	.....	36.9	36.0	27.1	.....	.....
86	2.50	2.385	0.633 x 10 <sup>-6</sup>	1.138	.....	40.6	39.7	19.7	.....	.....
86	2.75	2.455	0.610 x 10 <sup>-6</sup>	1.119	.....	44.5	43.3	12.2	.....	.....
87	1.06	2.390	0.612 x 10 <sup>-6</sup>	1.055	.....	24.3	75.7	.....	.....	.....
87	1.25	2.399	0.610 x 10 <sup>-6</sup>	1.058	.....	25.7	74.3	.....	.....	.....
87	1.50	2.413	0.607 x 10 <sup>-6</sup>	1.062	.....	27.7	72.3	.....	.....	.....
87	1.75	2.430	0.603 x 10 <sup>-6</sup>	1.066	.....	30.3	69.7	.....	.....	.....
87	2.00	2.450	0.598 x 10 <sup>-6</sup>	1.071	.....	33.2	66.8	.....	.....	.....
87	2.25	2.472	0.594 x 10 <sup>-6</sup>	1.075	.....	36.4	63.6	.....	.....	.....
87	2.50	2.496	0.588 x 10 <sup>-6</sup>	1.079	.....	39.9	60.1	.....	.....	.....
87	2.75	2.523	0.582 x 10 <sup>-6</sup>	1.082	.....	43.9	56.1	.....	.....	.....
87	3.25	2.575	0.570 x 10 <sup>-6</sup>	1.084	.....	51.6	48.4	.....	.....	.....
87	3.75	2.641	0.556 x 10 <sup>-6</sup>	1.078	.....	61.2	38.8	.....	.....	.....
87	4.75	2.793	0.522 x 10 <sup>-6</sup>	1.038	.....	83.6	16.4	.....	.....	.....
88	All	2.904	0.497 x 10 <sup>-6</sup>	1.000	.....	100.0	.....	.....	.....	.....
96	1.06	2.382	0.670 x 10 <sup>-6</sup>	1.222	19.1	19.2	19.5	42.3	.....	.....
96	1.25	2.435	0.655 x 10 <sup>-6</sup>	1.224	20.5	20.5	20.7	38.3	.....	.....
96	1.50	2.511	0.633 x 10 <sup>-6</sup>	1.223	22.4	22.5	22.8	32.3	.....	.....
96	1.75	2.607	0.606 x 10 <sup>-6</sup>	1.213	24.8	25.1	25.1	25.1	.....	.....
96	2.00	2.703	0.578 x 10 <sup>-6</sup>	1.196	27.1	27.9	27.4	17.6	.....	.....
96	2.25	2.806	0.549 x 10 <sup>-6</sup>	1.172	29.6	30.7	29.8	9.8	.....	.....
97	1.06	2.645	0.568 x 10 <sup>-6</sup>	1.120	19.6	20.0	60.3	.....	.....	.....
97	1.25	2.670	0.563 x 10 <sup>-6</sup>	1.124	20.8	21.2	58.0	.....	.....	.....
97	1.50	2.707	0.556 x 10 <sup>-6</sup>	1.131	22.5	23.0	54.5	.....	.....	.....
97	1.75	2.751	0.548 x 10 <sup>-6</sup>	1.137	24.5	25.0	50.4	.....	.....	.....
97	2.00	2.801	0.538 x 10 <sup>-6</sup>	1.141	26.8	27.4	45.7	.....	.....	.....
97	2.25	2.856	0.528 x 10 <sup>-6</sup>	1.143	29.4	30.2	40.4	.....	.....	.....
97	2.50	2.921	0.515 x 10 <sup>-6</sup>	1.141	32.5	33.1	34.4	.....	.....	.....
97	2.75	2.989	0.503 x 10 <sup>-6</sup>	1.135	36.1	35.3	28.6	.....	.....	.....
97	3.25	3.132	0.475 x 10 <sup>-6</sup>	1.111	42.9	41.9	15.2	.....	.....	.....
98	1.06	3.068	0.475 x 10 <sup>-6</sup>	1.043	21.2	78.8	.....	.....	.....	.....
98	1.25	3.076	0.474 x 10 <sup>-6</sup>	1.045	22.2	77.8	.....	.....	.....	.....
98	1.50	3.089	0.472 x 10 <sup>-6</sup>	1.048	23.8	76.2	.....	.....	.....	.....
98	1.75	3.103	0.470 x 10 <sup>-6</sup>	1.051	25.7	74.3	.....	.....	.....	.....
98	2.00	3.118	0.468 x 10 <sup>-6</sup>	1.055	27.7	72.3	.....	.....	.....	.....
98	2.25	3.137	0.465 x 10 <sup>-6</sup>	1.058	30.1	69.9	.....	.....	.....	.....
98	2.50	3.157	0.463 x 10 <sup>-6</sup>	1.062	32.7	67.3	.....	.....	.....	.....
98	2.75	3.180	0.460 x 10 <sup>-6</sup>	1.066	35.6	64.4	.....	.....	.....	.....
98	3.25	3.231	0.453 x 10 <sup>-6</sup>	1.071	42.2	57.8	.....	.....	.....	.....
98	3.75	3.289	0.445 x 10 <sup>-6</sup>	1.074	49.7	50.3	.....	.....	.....	.....
98	4.75	3.412	0.428 x 10 <sup>-6</sup>	1.064	65.7	34.3	.....	.....	.....	.....
99	All	3.676	0.393 x 10 <sup>-6</sup>	1.000	100.0	.....	.....	.....	.....	.....
107	1.06	2.977	0.524 x 10 <sup>-6</sup>	1.184	16.9	16.8	17.1	49.1	.....	.....
107	1.25	3.019	0.517 x 10 <sup>-6</sup>	1.189	17.9	17.8	18.0	46.3	.....	.....
107	1.50	3.085	0.506 x 10 <sup>-6</sup>	1.195	19.4	19.2	19.5	41.9	.....	.....
107	1.75	3.158	0.494 x 10 <sup>-6</sup>	1.197	21.0	21.0	21.2	36.9	.....	.....
107	2.00	3.238	0.480 x 10 <sup>-6</sup>	1.195	22.7	22.8	23.1	31.4	.....	.....
107	2.25	3.336	0.464 x 10 <sup>-6</sup>	1.187	25.0	25.0	25.0	25.0	.....	.....
107	2.50	3.435	0.447 x 10 <sup>-6</sup>	1.174	26.9	27.7	27.1	18.2	.....	.....
107	2.75	3.537	0.430 x 10 <sup>-6</sup>	1.156	29.1	30.2	29.3	11.3	.....	.....

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
											Rod* No.
					1 1/4	1 1/2	1	3/4	5/8	3/4	5/8
108	1.06	3.325	0.447 x 10 <sup>-6</sup>	1.097	17.3	17.8	64.9	.....	.....	.....	.....
108	1.25	3.345	0.445 x 10 <sup>-6</sup>	1.101	18.1	18.6	63.2	.....	.....	.....	.....
108	1.50	3.376	0.441 x 10 <sup>-6</sup>	1.106	19.4	19.9	60.7	.....	.....	.....	.....
108	1.75	3.411	0.437 x 10 <sup>-6</sup>	1.111	20.9	21.4	57.7	.....	.....	.....	.....
108	2.00	3.452	0.432 x 10 <sup>-6</sup>	1.117	22.6	23.0	54.3	.....	.....	.....	.....
108	2.25	3.498	0.427 x 10 <sup>-6</sup>	1.121	24.5	25.0	50.5	.....	.....	.....	.....
108	2.50	3.548	0.421 x 10 <sup>-6</sup>	1.124	26.5	27.2	46.3	.....	.....	.....	.....
108	2.75	3.603	0.415 x 10 <sup>-6</sup>	1.126	28.7	29.6	41.6	.....	.....	.....	.....
108	3.25	3.731	0.400 x 10 <sup>-6</sup>	1.123	34.6	33.9	31.6	.....	.....	.....	.....
108	3.75	3.873	0.383 x 10 <sup>-6</sup>	1.108	40.6	39.5	19.9	.....	.....	.....	.....
109	1.06	3.839	0.378 x 10 <sup>-6</sup>	1.035	18.9	81.1	.....	.....	.....	.....	.....
109	1.25	3.845	0.378 x 10 <sup>-6</sup>	1.036	19.6	80.4	.....	.....	.....	.....	.....
109	1.50	3.855	0.377 x 10 <sup>-6</sup>	1.038	20.7	79.3	.....	.....	.....	.....	.....
109	1.75	3.867	0.376 x 10 <sup>-6</sup>	1.040	22.1	77.9	.....	.....	.....	.....	.....
109	2.00	3.880	0.375 x 10 <sup>-6</sup>	1.043	23.7	76.3	.....	.....	.....	.....	.....
109	2.25	3.896	0.374 x 10 <sup>-6</sup>	1.046	25.4	74.6	.....	.....	.....	.....	.....
109	2.50	3.911	0.372 x 10 <sup>-6</sup>	1.048	27.2	72.8	.....	.....	.....	.....	.....
109	2.75	3.930	0.371 x 10 <sup>-6</sup>	1.051	29.4	70.6	.....	.....	.....	.....	.....
109	3.25	3.971	0.367 x 10 <sup>-6</sup>	1.057	34.2	65.8	.....	.....	.....	.....	.....
109	3.75	4.020	0.363 x 10 <sup>-6</sup>	1.063	39.9	60.1	.....	.....	.....	.....	.....
109	4.75	4.120	0.354 x 10 <sup>-6</sup>	1.066	51.5	48.5	.....	.....	.....	.....	.....
1010	All	4.538	0.318 x 10 <sup>-6</sup>	1.000	100.00	.....	.....	.....	.....	.....	.....

## Anexo 2. Foto del Programa Puesta en Bombeo

Cálculos para Puesta en Bombeo

**Datos Generales**

Pozo:

Densidad del Petróleo (g/cm3):

Prof. Bajada de la Bomba (m):

Diámetro de la Bomba (mm):

Recorrido de la Bomba (m):

G.P.M. de la U. de Bombeo:

**Q Teórica**

[Peso del líquido](#)

[Potencia del motor](#)

1 Escalón | 2 Escalones | 3 Escalones

<input type="text" value="20"/>	% de Cabillas	Diámetro	<input type="text" value="25"/>	mm	Largo de Sartas de Cabillas (m)	Escalón 1	<input type="text" value="145.6"/>
<input type="text" value="80"/>	% de Cabillas	Diámetro	<input type="text" value="22"/>	mm	Largo de Sartas de Cabillas (m)	Escalón 2	<input type="text" value="582.4"/>

T max	T med	T amp	Tensión	Corregida	
M Pa	M Pa	M Pa	M Pa	kgf/mm2	
<input type="text" value="14.5"/>	<input type="text" value="11.9"/>	<input type="text" value="2.6"/>	<input type="text" value="6.2"/>	<input type="text" value="1"/>	
<input type="text" value="63.3"/>	<input type="text" value="50"/>	<input type="text" value="13.3"/>	<input type="text" value="29.1"/>	<input type="text" value="3"/>	

[Peso de las Cabillas](#)

[Peso Máximo](#)

### Anexo 3. Foto del Programa ASW

BJ-295.awp - AWP2000

File Help Options

Well State: **Producing**

Well Name: BJ-295  
 Company Name: EPEPO  
 Operator Name: Anaisy  
 Date: 12/04/2015 Time: 20:35:18

Production

	Current	Potential	
Oil	7.5	9.8	m <sup>3</sup> /D
Water	0.9	1.2	m <sup>3</sup> /D
Gas	232.5	304.1	m <sup>3</sup> /D

IPR Method: Vogel  
 PBHP / SBHP: 0.43  
 Prod. Efficiency: 76.5 %

Reservoir Pressure (SBHP): 7026.5 kPa (a)  
 Method: Estimate

Well Composition

Casing Pressure: 1.5 psi (g)  
 Liquid Level: 2759.19 ft  
 Datum Depth: 5182.09 ft

Gas/Liquid Pressure: 118.9 kPa  
 Actual % Liquid: 37 %  
 Annular Gas Flow: 1597 m<sup>3</sup>/D  
 Pump Intake Pressure: 1709.9 kPa (a)

Acoustic Velocity: ft/s

Resulting Pressures

Producing BHP: 3033.6 kPa (a)  
 Static BHP: 7026.5 kPa

Temperature

Surface: 86 deg F  
 Bottomhole: 122 deg F

Tubing OD: 0.073025 m  
 Casing OD: 0.1397 m

Well Deviation Survey

Pump Depth: 4290.35 ft  
 Total Liquid Above Pump: 1531 ft

Casing Pressure Change Over Time

Pressure Change: 1 psi  
 Time: 1 min

Gas-Free Liquid Above Pump: 561 ft  
 Casing dP/dT: 1.00

Calculate

### Anexo 4. Foto del Programa IPR

VIPeR INPUT DATA

Well Information

Company: EPEPO  
 Location: - - - -  
 Wellname: BJ-02  
 Field: Boca de Jaruco  
 Date: 13/4/2015

Pressures

Static Reservoir: 2192.9 kPa  
 Prod. Bottomhole: 1193.3 kPa

Production

Oil: 2.00 m<sup>3</sup>/d  
 Water: 0.40 m<sup>3</sup>/d  
 GOR: 5.0 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>

IPR Type

Sandface  
 Surface

Calculate

PVT Data

Oil Gravity: 11.0 °API  
 Relative Gas Gravity: 1.000  
 Reservoir Temperature: 50.0 °C

Optional [Correlations Used if Left Blank]

Bubble Point Pressure: 8000.0 kPa  
 Formation Volume Factor (B<sub>0</sub>): 1.10  
 Solution Gas-Oil Ratio (R<sub>s</sub>): 20.00 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>

### Anexo 5. Curvas de Vogel para cada pozo

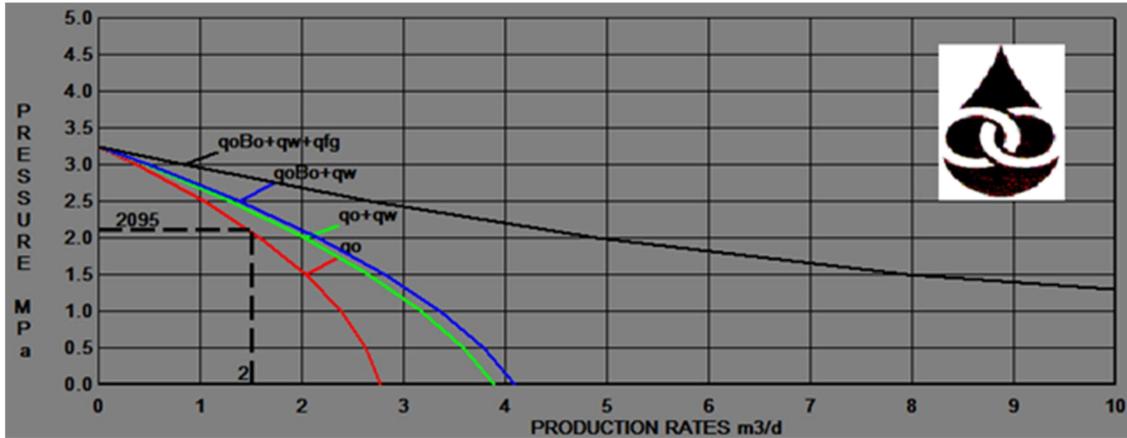


Figura A.1. Curva de Vogel para el pozo BJ-25

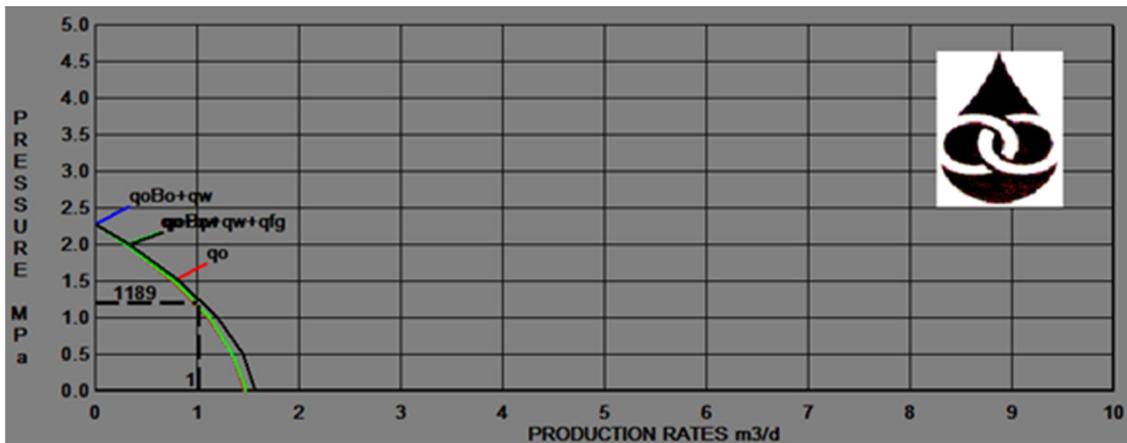


Figura A.2. Curva de Vogel para el pozo BJ-30

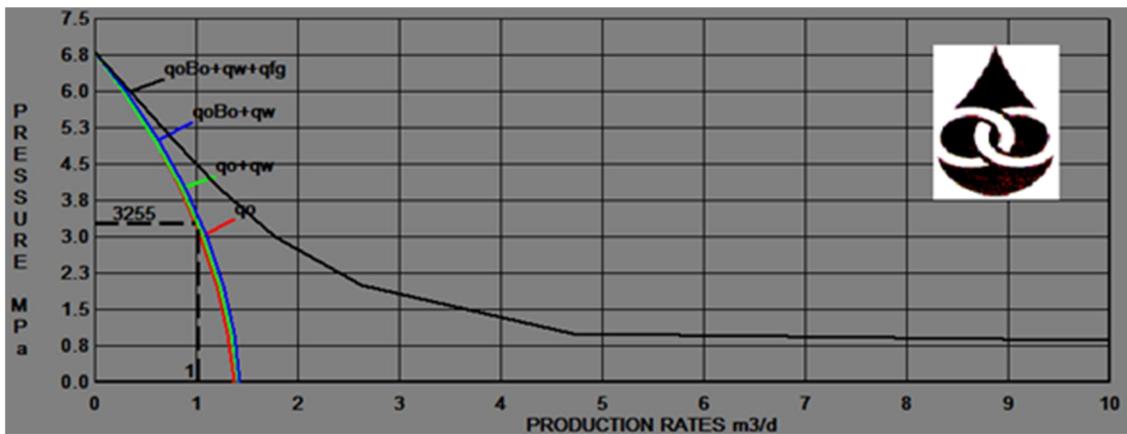


Figura A.3. Curva de Vogel para el pozo BJ-50

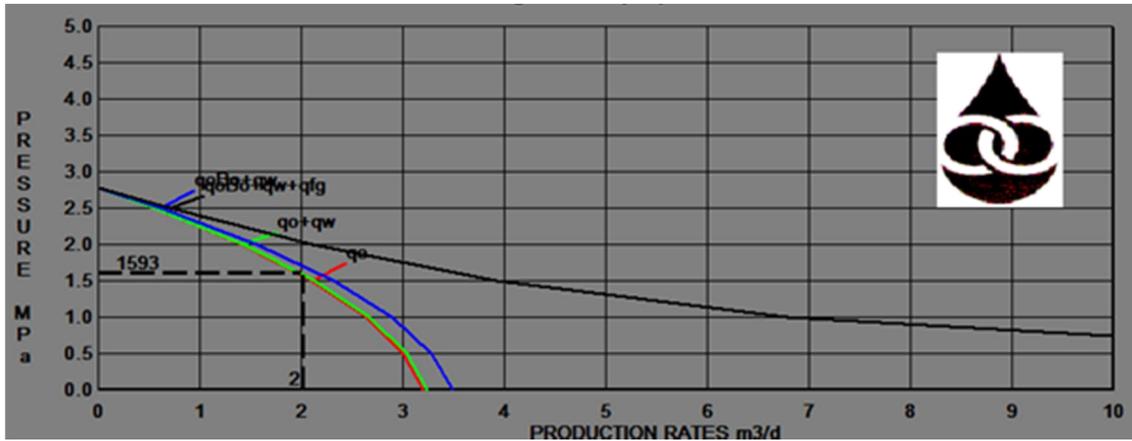


Figura A.4. Curva de Vogel para el pozo BJ-72

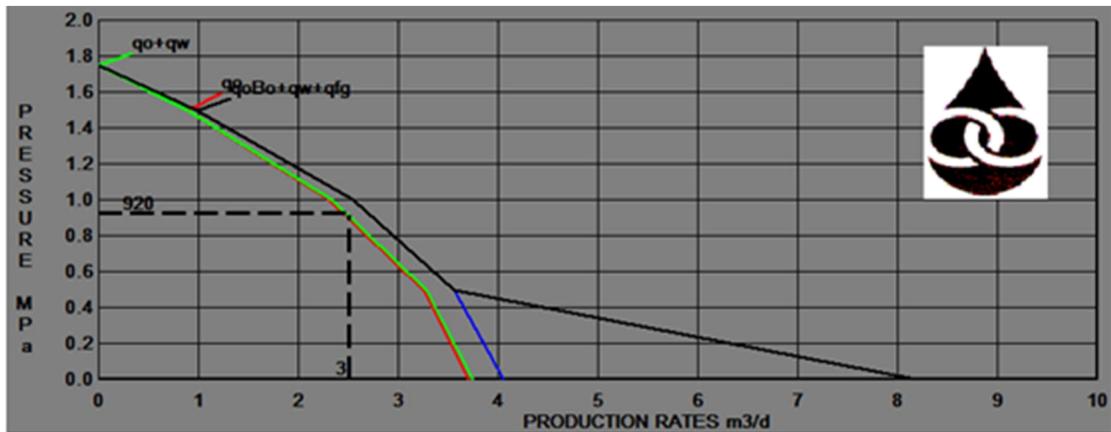


Figura A.5. Curva de Vogel para el pozo BJ-143

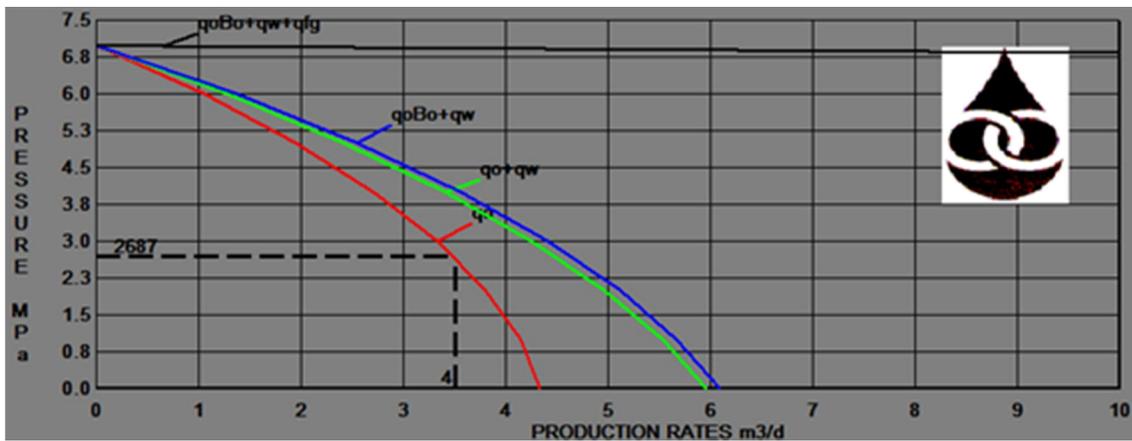


Figura A.6. Curva de Vogel para el pozo BJ-150

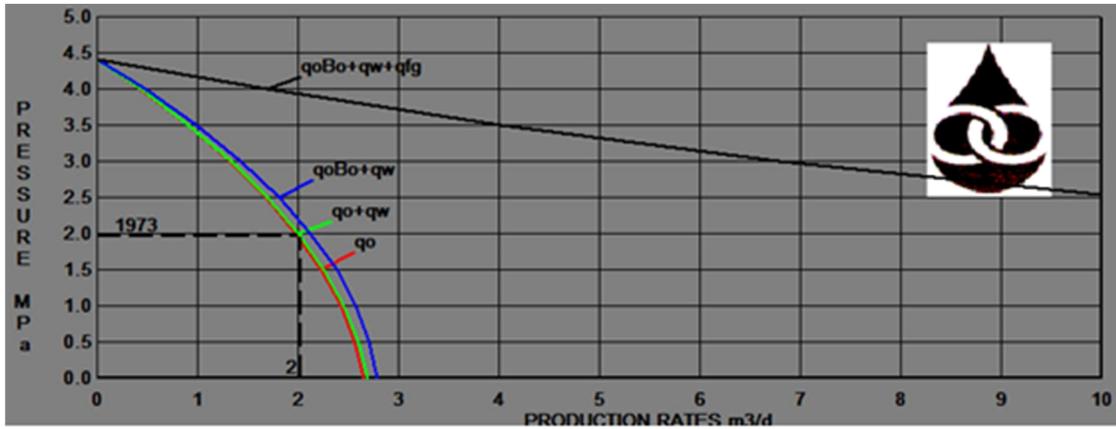


Figura A.7. Curva de Vogel para el pozo BJ-195

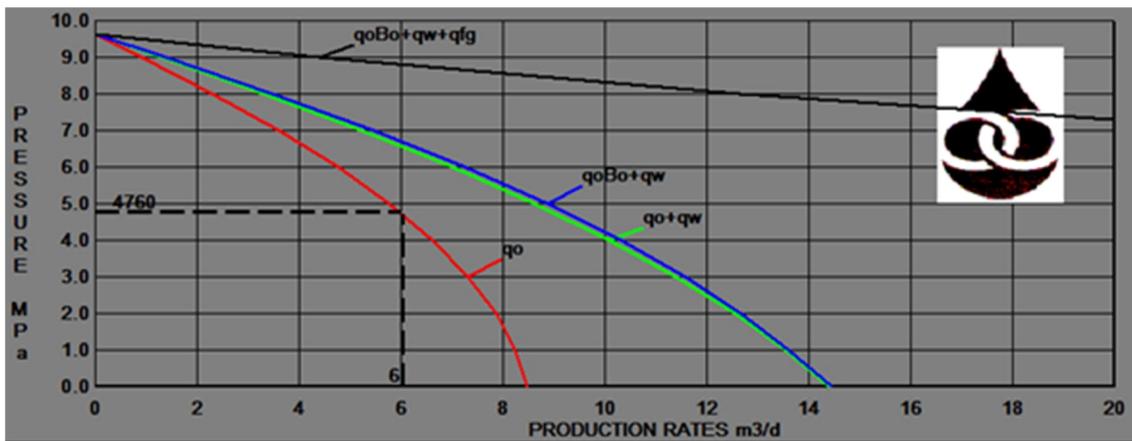


Figura A.8. Curva de Vogel para el pozo BJ-218

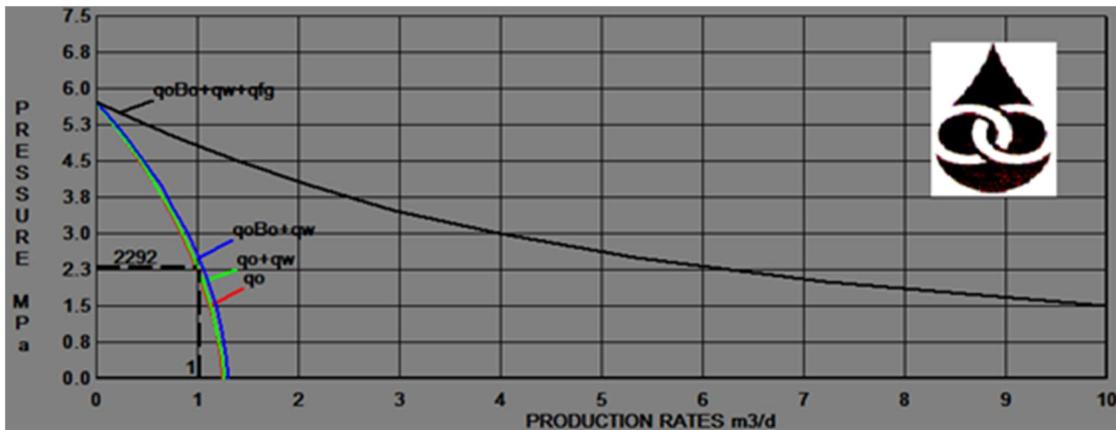


Figura A.9. Curva de Vogel para el pozo BJ-231

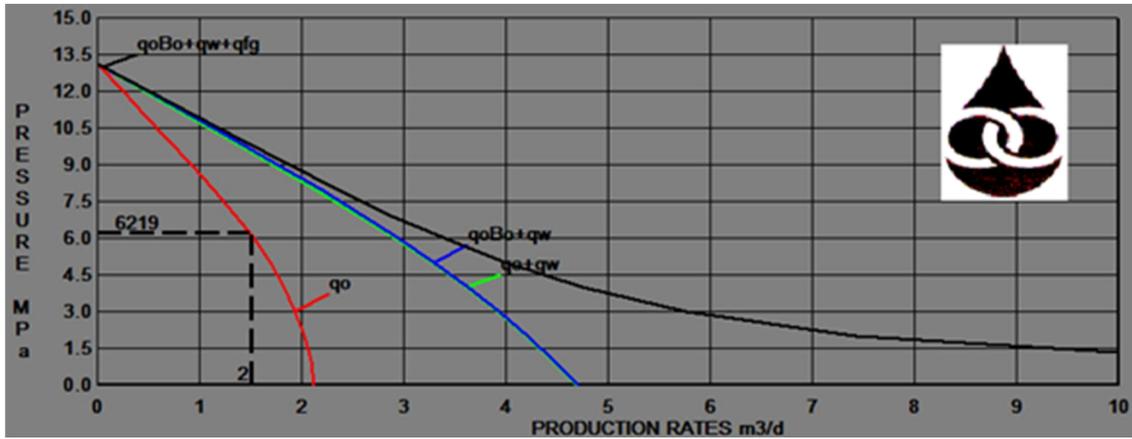


Figura A.10. Curva de Vogel para el pozo BJ-241

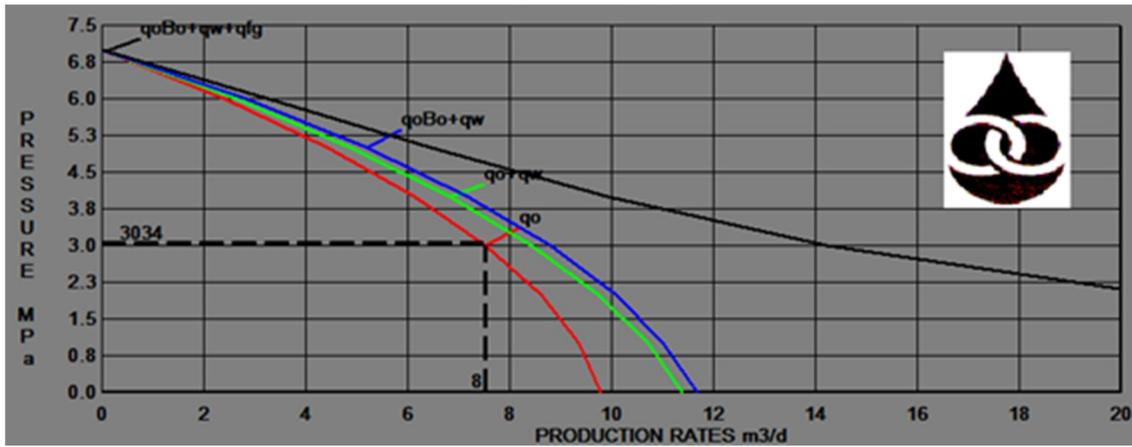


Figura A.11. Curva de Vogel para el pozo BJ-295

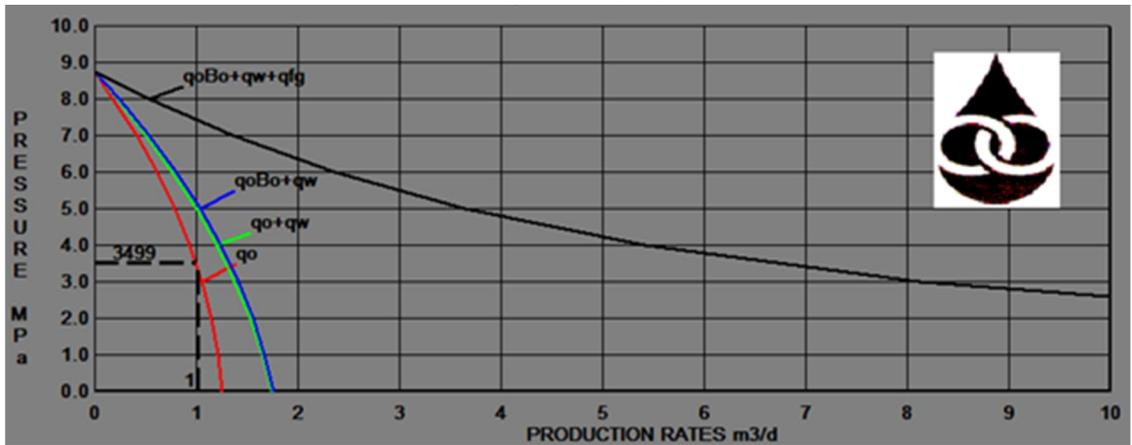


Figura A.12. Curva de Vogel para el pozo BJ-306

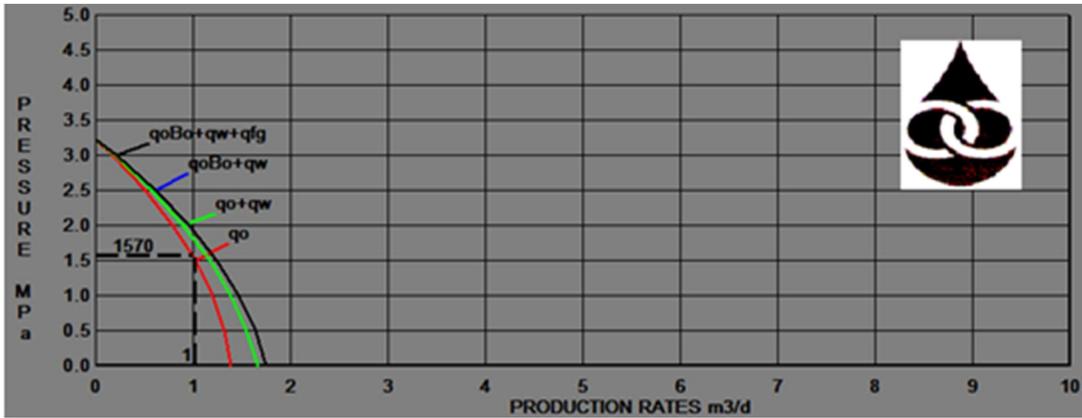


Figura A.13. Curva de Vogel para el pozo BJ-309

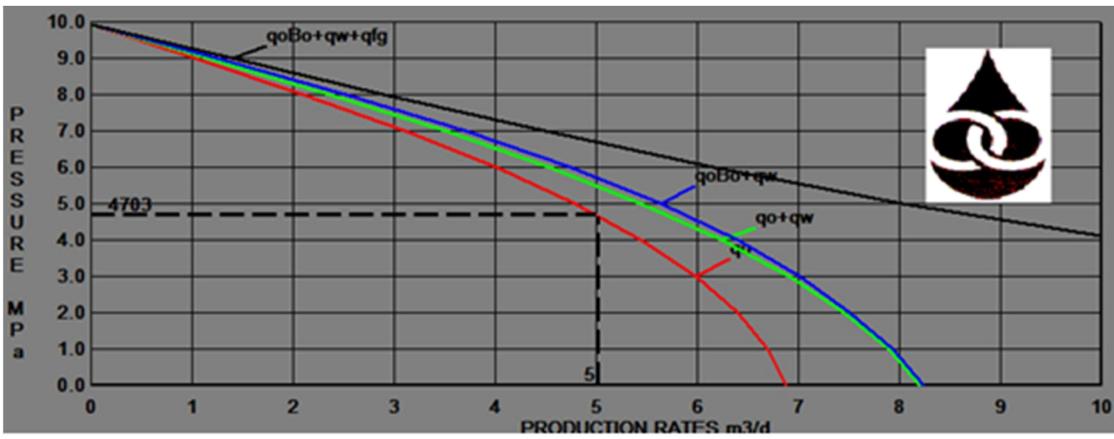


Figura A.14. Curva de Vogel para el pozo BJ-359

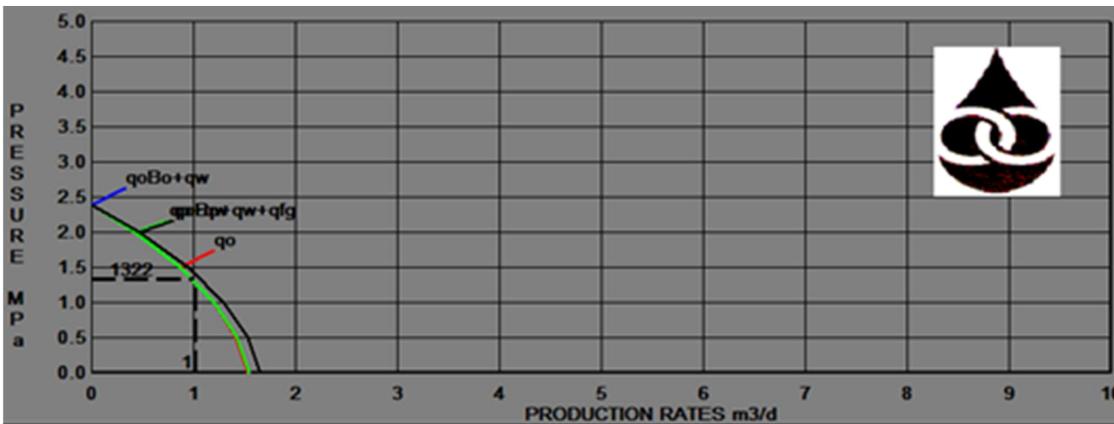


Figura A.15. Curva de Vogel para el pozo BJ-412

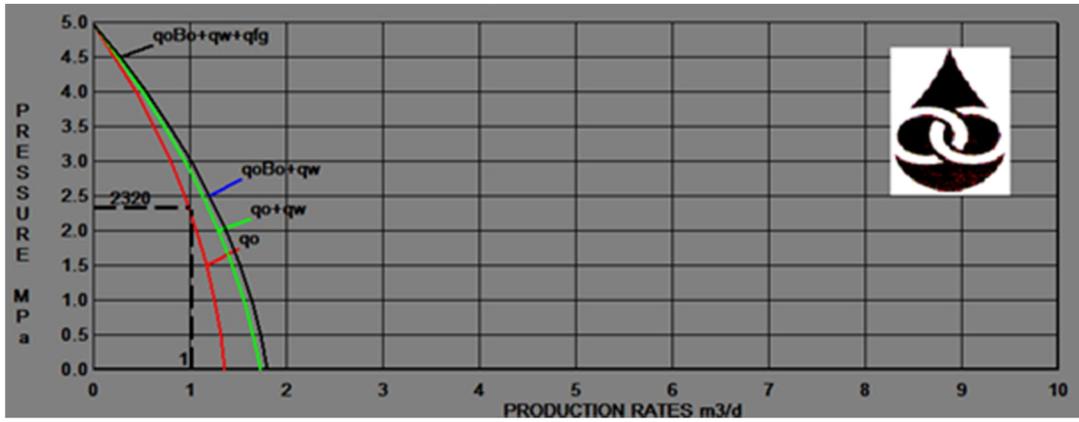


Figura A.16. Curva de Vogel para el pozo BJ-421

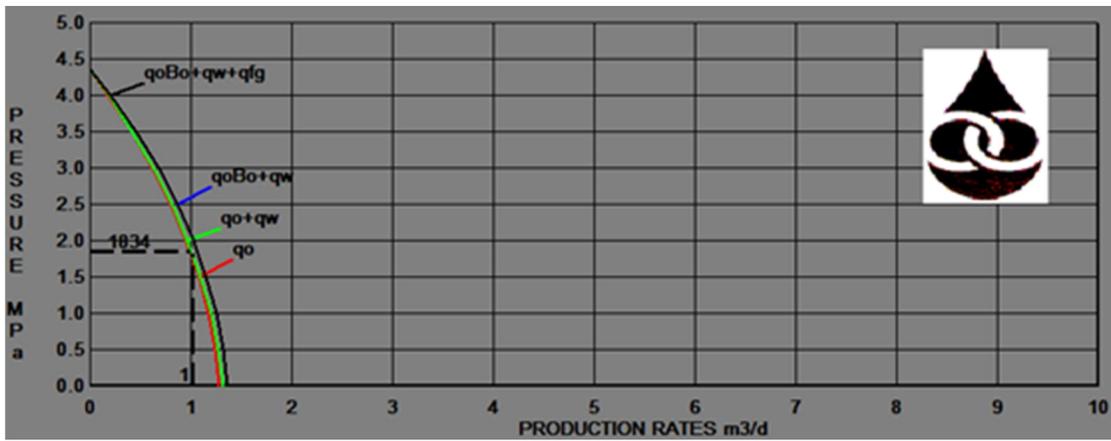


Figura A.17. Curva de Vogel para el pozo BJ-452