



UNIVERSIDAD DE MATANZAS
FACULTAD DE CIENCIAS TECNICAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA E INGENIERÍA QUÍMICA

**Análisis de la Reentrada Realizada al Pozo
Seb-21 en el Yacimiento Seboruco Este**

**Trabajo en opción al Título Académico de Especialista en Perforación de
Pozos de Petróleo y Producción de Petróleo.
Mención: Producción de Petróleo.**

Autor: Ing. Yissel Silva Suárez

La Habana
2018



UNIVERSIDAD DE MATANZAS
FACULTAD DE CIENCIAS
TECNICAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA E
INGENIERÍA QUÍMICA



CENTRO POLITÉCNICO DEL
PETRÓLEO
SEDE: VARADERO

Análisis de la Reentrada Realizada al Pozo Seb-21 en el Yacimiento Seboruco Este

**Trabajo en opción al Título Académico de Especialista en Perforación de
Pozos de Petróleo y Producción de Petróleo.**
Mención: Producción de Petróleo.

Autor: Ing. Yissel Silva Suárez
Tutor: Esp. Armando Cajigal Correa
Tutor: Dr. C. Ramón Quiza Sardiñas

La Habana
2018

DECLARACIÓN DE AUTORIDAD

Yo, Yissel Silva Suárez 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

RESUMEN

El presente trabajo tiene como finalidad evaluar la explotación del pozo seb-21 después de la reentrada, con la mayor producción y el menor uso de la energía del yacimiento Seboruco Este. Para ello se tuvo en cuenta el caudal a extraer del pozo fijando una sumergencia de 100 m para bomba, con lo que se determina la carga que esta necesita para suministrar dicho caudal. En este estudio se emplearon las herramientas computacionales Microsoft Office Excel, Análisis de la producción del pozo e Índice de productividad real.

ABSTRACT

The present work has as final goal the evaluation of the producing well Seb-21 after a re-entry job, with the means of having a higher production and using the least energy from Seboruco East field. In order to achieve the task, we took into account the rates to be produced by the well with a 100 m submergence pump, and determining the amount of capacity to be held by the pump in correspondence to the well rates. Microsoft Office Excel, Analysis Well Production and Real Production Index were used as supportive software tools for this study.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1: ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO.....	3
1.1 Reparación de pozos.....	3
1.1.1 Razones que justifican la reparación de pozos.....	4
1.1.2 Tipos de reparación.....	7
1.2 Métodos de extracción de petróleo.....	9
1.2.1 Surgencia natural.....	9
1.2.2 Elevación artificial.....	10
1.3 Principio de funcionamiento de la BCP.....	13
1.4 Componentes del Sistema BCP.....	15
1.4.1 Equipo de subsuelo.....	15
1.4.2 Tubo de cola.....	15
1.4.3 Ancla antitorque.....	17
1.4.4 Pin de paro.....	17
1.4.5 Extensión corta.....	17
1.4.6 Estator.....	18
1.4.7 Extensión larga.....	19
1.4.8 Rotor.....	19
1.4.9 Sarta de cabillas.....	20
1.5 Características operativas de las BCP.....	21
1.5.1 Caudal o desplazamiento.....	21
1.5.2 Altura de descarga (<i>head</i>).....	21
1.6 Clasificación de las Bombas de Cavidades Progresivas.....	22
1.6.1 Bombas Tubulares.....	22
1.6.2 Bombas tipo Insertables.....	22
1.6.3 Bombas de Geometría Simple.....	23
1.6.4 Bombas Multilobulares.....	23
1.6.5 Bombas de Alto Caudal.....	23
1.6.6 Bombas de Gran Altura (<i>head</i>).....	23

1.7 Conclusiones derivadas de análisis bibliográfico.....	24
CAPÍTULO 2. MATERIALES Y MÉTODOS	26
2.1 Caracterización de la elevación artificial en el pozo Seb-21R.....	26
2.1.1 Descripción del yacimiento en el que se encuentra el pozo	26
2.1.2 Proyecto geológico para la perforación del Seb-21R.....	26
2.1.3 Descripción de la perforación.....	27
2.1.4 Resumen geológico y petrofísico de la trayectoria del Pozo.....	28
2.1.5 Análisis de la producción de petróleo en el pozo Seb-21R.....	29
2.2 Obtención de los parámetros adecuados de la BCP	30
2.2.1 Cálculo del caudal a extraer	31
2.3 Cálculo de la carga de la bomba.....	39
2.4 Selección de la bomba adecuada	42
2.5 Valoración económica.....	43
2.6 Conclusiones parciales del capítulo	44
CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	45
3.1 Resultados de la interpretación de los Registros Geofísicos	45
3.2 Resultados del cálculo del caudal a extraer.....	49
3.3 Resultados del cálculo de la carga de la bomba	53
3.4 Resultado de la selección de la bomba adecuada	55
3.5 Resultados de la valoración económica.....	56
3.6 Conclusiones parciales del capítulo	57
CONCLUSIONES.....	59
RECOMENDACIONES	60
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	61
ANEXOS	63

INTRODUCCIÓN

La Franja Norte de Crudos Pesados (FNCP) constituye la principal zona productora de hidrocarburos de nuestro país, donde se han explotado históricamente yacimientos como Varadero, Boca de Jaruco, Puerto Escondido, Guanabo, etc. El aumento de las reservas de este recurso es de importancia estratégica para nuestra nación, por lo que se realizan acciones de exploración hacia la costa noroccidental de provincia de Matanzas. En esta zona se han hecho estudios estratigráficos desde la década de los noventa hasta nuestros días.

En los últimos años se ha perforado prácticamente una decena de pozos en el sector Seboruco para comprobar objetivos revelados por la sísmica hacia la zona Este de dicho yacimiento.

En nuestro país los hidrocarburos representan ahorros sustanciales en divisas para nuestra economía, por esta razón la empresa petrolera cubana CUPET ha convertido la eficiencia de la producción en la piedra angular de su desempeño. Uno de los factores más importantes a considerar es la máxima tasa de producción que se desea de los pozos, puesto que, el bombeo mecánico puede no cumplir con la capacidad de producción deseada.

Teniendo en cuenta todo lo explicado anteriormente, se plantea el siguiente diseño de la investigación a llevar a cabo:

Antecedentes del problema: En el yacimiento Seboruco Este se perforó el pozo Seb-21. Con el transcurso del tiempo este ha disminuido su producción, debido al aumento de la relación agua-petróleo, siendo necesaria la perforación de una reentrada en busca de mejorar los parámetros de producción, acompañada de la adecuada selección de la bomba de cavidad progresiva.

Problema científico a resolver: Baja eficiencia en la producción de petróleo crudo debido a la alta relación agua- petróleo (RAP) en el pozo Seb-21.

Hipótesis de solución: Si se realiza la reentrada en el pozo seb-21, adecuadamente la bomba de cavidad progresiva para utilizar luego de disminuirá la alta relación agua-petróleo, incrementando la producción de crudo.

Para la búsqueda de la solución del problema formulado se define como **objeto de estudio** pozo seb-21R.

Objetivo general del trabajo: Evaluar la explotación del pozo seb-21 después de la reentrada.

Objetivos específicos:

- Obtener los parámetros adecuados de la Bomba de Cavidad Progresiva (BCP) aplicando balance de energía mecánica y las herramientas computacionales: Análisis de la Producción del Pozo e Índice de Productividad Real.
- Calcular la carga de la bomba con el mejor índice de productividad.
- Seleccionar la bomba adecuada para el Seb-21R.
- Valorar la bomba propuesta desde el punto de vista técnico-económico.

La presente tesis se estructura en los tres capítulos, tal como se describe a continuación:

- *Capítulo I:* Análisis bibliográfico. En este capítulo se realiza una revisión bibliográfica sobre los principales temas relacionados con el objeto de estudio.
- *Capítulo II:* Materiales y métodos. En este capítulo se describe la metodología de solución del problema trazado, elaborándose un diagrama de flujo que establece los pasos a seguir para el diseño y validación del sistema de bombeo de cavidades progresivas para el pozo Seb-21R.
- *Capítulo III:* Resultados y discusión. En este capítulo se valida el diseño por la metodología sobre la base de la obtención de la carga adecuada para mantener la mayor producción posible con el menor uso de la energía del yacimiento y se muestran los resultados obtenidos. Además de realizar la valoración económica de perforación de la reentrada.

CAPÍTULO 1: ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO

1.1 Reparación de pozos

El análisis de pozo se lleva a cabo sobre un nivel de yacimiento, área o pozo individual. Sin embargo, las conclusiones de estos análisis, de las conclusiones de estos se generan recomendaciones de reparar el pozo, continuar produciendo hasta un límite económico, mantener presión con inyección, recuperación mejorada y abandono.

El término reparación, también conocido como rehabilitación o reacondicionamiento; se refiere a una variedad de operaciones correctivas realizadas en un pozo a fin de mantener, restaurar o mejorar su productividad. Las operaciones de reparación incluyen trabajos como la sustitución de tubería de producción dañadas, disparar otro intervalo para poner en producción una zona más alta, acidificación por daño en el área cercana al pozo, taponamiento, así como, abandono de una zona.

La reparación de pozos es un proceso llevado a cabo después de la perforación y de la terminación que en conjunto son las operaciones que tienen como fin comunicar la formación productora con la superficie teniendo como objetivo optimizar, rehabilitar o mejorar la productividad de un pozo y de esta manera obtener hidrocarburos a menor costo (Peralta, 2014).

Para tomar la decisión de llevar a cabo la reparación se un pozo se consideran los siguientes parámetros:

- Disminución de la producción.
- Deterioro del aparejo de producción.
- Arenamiento o limpieza de pozo.
- Incorporación de un intervalo productor.
- Cambio de intervalo productor.

La reparación de pozos representa la alternativa de alargar la vida de los yacimientos con la posibilidad de evaluar y producir y producir varios horizontes en un mismo pozo; así como mantener un control sobre los diferentes problemas de producción (Martínez, 2016).

1.1.1 Razones que justifican la reparación de pozos

Existen diversas razones que justifican un trabajo de reparación de pozos, pero la mayor parte de ellas se agrupan en las siguientes categorías.

La alta producción de gas es otra de las razones a considerar al realizar una reparación en un pozo productor. El comportamiento de la relación gas- petróleo típica en cada mecanismo de producción, debe tenerse en cuenta para el análisis de pozos problemas. Dentro de las principales fuentes de gas en el pozo de petróleo se encuentra el gas disuelto el petróleo, las capas de gas primarias o secundarias, el flujo de gas en zonas infra o supra yacentes.

La producción de arenas es un problema que usualmente se presenta en yacimientos poco profundos con arenas poco consolidadas. A medida que las arenas se mueven en a través de yacimiento, puede taponear la sarta de producción, las válvulas de seguridad, así como, los equipos superficiales; además de erosionar los componentes del árbol de válvulas.

Un gran número de tipos de fallas mecánicas pueden causar pérdidas de producción y/o incremento en los costos de operaciones de un pozo, es por esto que los problemas mecánicos se tienen en cuenta para la reparación de un pozo. Algunas de las fallas más comunes dentro de este problema es la falla de la cementación primaria; filtración en la tubería de revestimiento, tubería de producción y de empaaduras; las fallas del equipo de levantamiento artificial y comunicación por terminaciones múltiples (Hawker, 2001).

La tasa de producción limitada es una de estas razones. Los problemas que genera resultan de varios factores, a nivel de yacimiento o del mismo pozo, que alteran la producción normal del sistema pozo – yacimiento. Dentro de estos factores están:

- Baja permeabilidad de la formación
- Baja presión del yacimiento
- Daño a la formación

- Taponamiento de la vecindad del pozo o tubería de producción
- Alta viscosidad del aceite producido
- Excesiva contrapresión de la formación
- Inadecuado sistema de levantamiento artificial.

Si el levantamiento artificial ya está instalado, puede existir un diseño o método inadecuado del sistema de elevación de fluido, y hasta un mal funcionamiento del equipo como causa de la declinación de producción. Según el método que se esté aplicando; bombeo mecánico, levantamiento con gas, electro sumergibles o BCP; se debe hacer un análisis al problema que este ocasionando dicha declinación.

Otra de estas razones es la alta producción de agua en pozos de petróleo o gas, es causada por fuentes extrañas de agua, lo que incluye roturas en la tubería, fallas en el equipo de terminación o de cementación primaria, la fractura o acidificación de zonas de agua adyacentes a la de petróleo y el empuje natural del agua o conflicto de agua. Para estos yacimientos se definen tres niveles o contactos agua-petróleo:

- Contacto original agua – petróleo, es la profundidad bajo la cual existe petróleo.
- Contacto agua – petróleo productor, se refiere a la profundidad bajo la cual no existe petróleo producible.
- Contacto agua – petróleo de terminación, Se define como la profundidad bajo la cual se encuentra la zona de transición o la zona donde la primera agua de producción aparece, saturación de agua. Este nivel igualmente avanza con la producción del yacimiento.

La Figura 1.1 indica la distribución de fluidos en un yacimiento de arena uniforme conteniendo agua con nata, petróleo y gas.

Para yacimientos estratificados, donde las características petrofísicas difieren, por presentar estratos con mejor permeabilidad que otros, el empuje de agua se hace presente en estos estratos o lentes más permeables, formando adedamientos (Peralta, 2014).

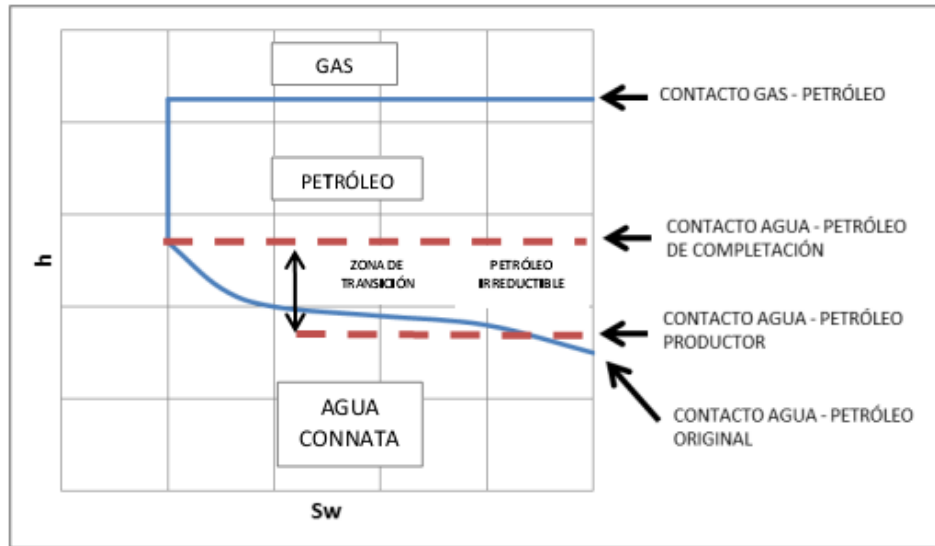


Figura 1.1 Distribución de fluidos en un yacimiento de arenas (Peralta, 2014).

Para estos yacimientos, se presentan varias alternativas en la terminación del pozo, dándose el caso con selectividad de producción para cada lente o estrato, lo cual da una flexibilidad a la producción y hace menos costosa la operación de producción, pero complica operacionalmente las condiciones mecánicas del pozo. Otra manera de terminar es en forma sencilla la zona, lo que facilita el drenaje en forma homogénea de cada lente, pero con un mayor costo de operación.

En un yacimiento con acuíferos asociados es otro problema que suele presentarse es la conificación de agua como se muestra en la Figura 1.2, siendo esta el movimiento preferentemente vertical del agua que entra en la zona productora. La conificación del agua no traspasa barreras de permeabilidad vertical, a menos que estén rotas, bien sea por fracturas naturales o inducidas. Estos problemas son más severos en yacimientos con buena permeabilidad vertical, es por esto que se debe mantener un buen control de las diferenciales de presión generadas en un pozo debido a las altas tasas de producción, puesto que cuando esto ocurre mejora la permeabilidad relativa al agua (Barberii E. , 2001).

La evaluación de la conificación requiere un estudio del yacimiento que permita definir el avance del frente de agua – petróleo o gas – agua, para determinar la procedencia del agua. La eliminación de un cono de agua requiere reducir la tasa de producción o cierre temporal para aliviar un tiempo la entrada de agua.

Otra causa de que exista una entrada de agua en el pozo es por canalización o conificación vertical, por falta de adherencia del cemento en la tubería o la formación. Realizar nuevamente la terminación del pozo puede aliviar el problema, esto en caso que la conificación sea por mala cementación o a través de fracturas verticales (Hawker, 2001).

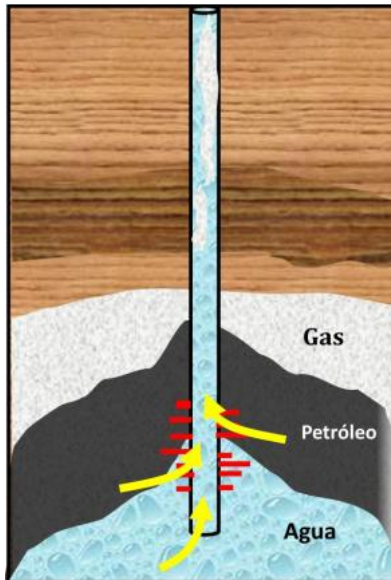


Figura 1.2 Conificación de agua en un pozo (Peralta, 2014).

1.1.2 Tipos de reparación

El tipo de reparación que debe realizarse en un pozo depende de la magnitud del problema que lo afecte. Basándose en las razones que justifican la reparación del pozo expresadas anteriormente es posible agruparlas en dos grupos.

Por un lado, la reparación menor, es la intervención que se realiza en el pozo productor o inyector que presenta problemas en su operación normal. En este caso la reserva de explotación no se afecta, además de no modificar la geometría de las tuberías de revestimiento (Peralta, 2014).

- Cambio de aparejo de producción del mismo diámetro o accesorios.
- Cambio de empacadores, bombas, varillas, válvulas.
- Cambio y mantenimiento de conexiones superficiales de control.
- Conservación de aparejos a sistema artificial de producción.

- Rehabilitación de sistemas artificiales de producción.
- Cambio del aparejo de producción a inyector sin modificar el intervalo disparado.
- Limpieza del agujero con y/o sin equipo convencional.

Las reparaciones mayores clasificadas como operacionales son las siguientes:

- Agregar otro(s) intervalo(s), sin abandonar el ya existente.
- Mejorar la cementación primaria.
- Introducción y cementación de una tubería de explotación, ya sea corrida de fondo a la superficie, como extensión o como tubería corta.
- Corrección de anomalías de explotación.
- Reparación mayor de pozos inyectores de agua.
- Disparo a la formación.
- Segregaciones controladas y/o químicas para el control de agua o gas.
- Convención a pozo inyector.
- Modificación de intervalo (ampliación y redisparo) o cambio de zona productora.

Una de las razones más comunes para realizar una reparación es la terminación de ciertas zonas; la que implica el cambio de la zona desde la que se producen hidrocarburos. Muchos pozos se perforan de manera tal que presentan muchas zonas productoras pero solamente una de ellas se pone en producción. En ciertos pozos se pone a producir la zona más baja para continuar con la más alta; una vez agotadas las zonas más bajas, se someten a cambiar la zona productora de manera tal que sea posible poner en producción otra zona más arriba.

Otro método empleado es la construcción de una reentrada, la que se construye a partir de un pozo ya existente, pudiéndose reperforar un nuevo hoyo utilizando parte de un pozo perforado previamente. Este tipo de pozos se pueden reperforar con una sección vertical o direccional (González, 2003).

Esta tipo e reparaciones no solo se realiza cuando existe una alta producción de agua en pozos de petróleo o gas, sino también, por razones mecánicas insalvables se tiene que abandonar la parte inferior del hoyo, se puede, en ciertas ocasiones, aprovechar la parte superior de este para llegar al objetivo mediante la perforación direccional y ahorrar tiempo, nuevas

inversiones y ciertos gastos. En el caso de la imposibilidad de reacondicionamiento de un pozo productor viejo se puede intentar reterminarlo en el intervalo original u otro horizonte superior o inferior.

En el caso de que, por sucesos geológicos no detectados, como fallas, discordancias, adelgazamiento o ausencia de estratos, el objetivo no fuese encontrado, la reinterpretación de datos podría aconsejar desviar el hoyo intencionalmente. En el caso de tener que abandonar un pozo productor agotado y cuando se advierte que sus condiciones internas no ofrecen riesgos mecánicos, se podría optar por la perforación desviada para profundizarlo e investigar las posibilidades de otros objetivos (Barberii E. , 2001).

1.2 Métodos de extracción de petróleo

Para la extracción de crudo en los pozos petrolíferos se utilizan diversos métodos a nivel mundial. A continuación, se describe de forma general los elementos que constituyen estos sistemas.

1.2.1 Surgencia natural

La surgencia natural es el método 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, por lo que la mano del hombre interviene menos que en los otros métodos existentes.

En el cabezal del pozo se instalan dispositivos, tales como un manómetro para verificar la presión del flujo del pozo, un estrangulador o choque (fijo o graduable) para regular el flujo del pozo y las válvulas para cerrar el pozo y tener acceso al espacio anular en caso necesario.

Inicialmente al pozo se le abre todo el 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. Posteriormente el choque se va cerrando gradualmente y midiendo la producción en cada momento hasta obtener un choque y una producción óptima con la cual trabajará el pozo.

Este método se utiliza principalmente en la primera etapa de explotación de los pozos, período en el cual los mismos conservan aún en gran medida su energía natural. Existe otro caso en el que el pozo aunque esté surgente se le coloca una unidad de bombeo para estimularlo e incrementar la producción (Cajigal, 2010).

1.2.2 Elevación artificial

Cuando un pozo de petróleo no es capaz de surgir naturalmente, algún medio de levantamiento artificial se requiere para producir ese petróleo, como la extracción por bombeo mecánico. Para emplear estos métodos deberán tenerse en cuenta las características del yacimiento, así como, los intervalos seleccionados para producir (Cajigal, 2010). A continuación, de forma breve, se caracteriza algunos de estos métodos.

El bombeo mecánico convencional es una bomba de pistón constituida por dos válvulas una viajera y otra fija que se abren o cierran en dependencia de la posición de recorrido del pistón el cual se acciona desde la superficie por un gato o unidad de bombeo (Cajigal, 2010).

Su principio de funcionamiento está basado en la transmisión del movimiento rotativo del motor por medio de correas a la caja de transmisión, la cual reduce la velocidad a través de la caja engranaje (reductora). Este movimiento angular más lento es comunicado a la viga viajera mediante la conexión biela-manivela, convirtiéndolo en alternativo vertical, que se refleja en el ascenso y descenso de la barra pulida (varillón) (Rivas, 2011).

Otro método empleado es el levantamiento artificial por gas “Gas-Lift”; en este caso se utiliza una fuente externa de gas de alta presión, para ayudar al gas de formación a elevar los fluidos de un pozo incapaz de surgir naturalmente. 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 surgir. Lo que se debe a la expansión del gas inyectado, a la reducción de la densidad del fluido y al desplazamiento del líquido por el gas comprimido (Rosabal J. , 2009).

El Bombeo Electro Sumergible (ESP) se utiliza en la explotación de pozos profundos con bajo nivel dinámico y alta productividad. Este tipo de bombeo está compuesto por la bomba centrífuga multietápica, dispositivo de succión “separador de gas”, protector (cámara

ecualizadora de presiones y asimiladora de cargas de empuje), motor eléctrico de doble inducción, cable blindado de tres conductores (Cajigal, 2010).

Su función 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 (Belhaj, 2010).

.En el mecanismo de extracción del petróleo empleado en el Bombeo Hidráulico, se usa como medio impelente del petróleo un fluido presurizado que se bombea por las tuberías del pozo. El petróleo producido y el fluido impelente suben a la superficie por el espacio anular. La mezcla pasa por un separador o desgasificador y luego a un tanque, de donde el petróleo producido pasa al almacenamiento y la cantidad suficiente de fluido impelente permanece en el tanque para ser succionado por la bomba y ser bombeado otra vez al pozo (Hirschfeldt, 2013).

Cada uno de los métodos expuestos con anterioridad son factibles de acuerdo con las características que se tiene en el yacimiento donde se empleen, no obstante el sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas debe ser la primera opción a considerar en la explotación de pozos productores de petróleo 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.

Las posibilidades de las bombas de ser utilizadas en pozos de crudos medianos y pesados; de bajas a medianas tasas de producción; instalaciones relativamente profundas; en la producción de crudos arenosos, parafínicos y muy viscosos; pozos verticales, inclinados, altamente desviados y horizontales y pozos con alto contenido de agua, las constituyen en una alternativa técnicamente apropiada para la evaluación del potencial de pozos y reducción de costos.

En general, el sistema de BCP es una alternativa económica y confiable que resuelve muchos de los problemas presentados por otros métodos de levantamiento artificial y una vez optimizado el sistema, su control y seguimiento es muy sencillo (Chacín, 2003).

Estas bombas de desplazamiento positivo conformadas principalmente por un estator de elastómero sintético pegado internamente a un tubo de acero, el cual se instala en el pozo, conectado a la tubería de producción y un rotor helicoidal que está conectada a una sarta de varillas. La rotación de esta sarta de varillas se da desde la superficie por medio del accionamiento de una fuente externa. El movimiento giratorio del rotor dentro del estator fijo, permite el desplazamiento del fluido en dirección ascendente.

El sistema de levantamiento artificial con BCP tiene ventajas importantes con respecto a otros sistemas de producción de petróleo. Como se muestra en la Figura 1.3, la principal ventaja está asociada a la alta eficiencia, que en algunos casos llega a superar el 80%.

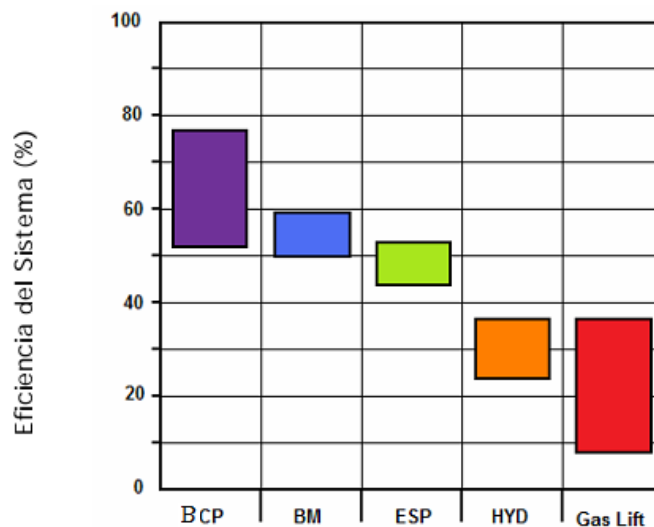


Figura 1.3 Comparación de eficiencia para sistemas de levantamiento artificial (Fonseca, 2008).

Otras ventajas del sistema BCP son las siguientes:

- Habilidad para producir fluidos viscosos y pastosos.
- Habilidad para producir alta concentración de arena.
- Habilidad para tolerar altos porcentajes de gas libre.
- Ausencia de válvulas o partes reciprocantes evitando bloqueo o desgaste de las partes móviles.
- Muy buena resistencia a la abrasión.
- Bajo costo de inversión inicial.

- Bajos costos de energía
- Simple instalación y operación.
- Bajo mantenimiento.
- Equipo de superficie de pequeñas dimensiones.
- Bajo nivel de ruido.

Sin embargo, el sistema BCP también presenta desventajas asociadas principalmente a la capacidad de desplazamiento y presión de levantamiento de la bomba, así como, la incompatibilidad del elastómero con componentes aromáticos del fluido de producción.

Las principales desventajas son las siguientes:

- Capacidad de desplazamiento real.
- Capacidad de levantamiento real.
- Resistencia a la temperatura.
- Alta sensibilidad a los fluidos producidos (hinchamiento, endurecimiento, ampollamiento o desgarramiento del elastómero).
- Sujeto a bajas capacidades volumétricas cuando existen altas cantidades de gas libre.
- Desgaste entre las varillas y la tubería de producción (pozos direccionales).
- Sistema propenso a vibración bajo altas velocidades, requiriendo el uso de anclas de tubería y centralizadores de varilla.

El sistema de levantamiento artificial por BCP, posee ciertos rangos de operación que son de gran importancia a la hora de diseñar la aplicación a determinado pozo o campo, puesto que estas están enmarcadas dentro de yacimientos someros, de baja presión, baja producción y para fluidos sin contenido de aromáticos o corrosivos como el H₂S y/o CO₂ (Fonseca, 2008).

1.3 Principio de funcionamiento de la BCP

A grandes rasgos, la Bomba de Cavidades Progresivas está compuesta por el rotor y el estator. El rotor es accionado desde la superficie por un sistema impulsor que transmite el movimiento rotativo a la sarta de varillas 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.

El funcionamiento de las 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 (Molina, 2013).

La Figura 1.4 muestra una sección transversal de una BCP convencional (1x2 lóbulos), donde se observa como el diámetro del rotor es un poco mayor que el ancho de la cavidad, produciendo la interferencia (i) que crea el sello. Por otro lado la Figura 1.5 muestra un dibujo tridimensional donde se aprecia la forma y posición de las cavidades formadas entre el rotor y el estator.

Nótese que en un mismo plano transversal siempre pueden definirse dos cavidades, y que el área de estas cavidades se complementa, es decir, cuando una es máxima la otra es mínima, de modo que el área transversal total es siempre constante.

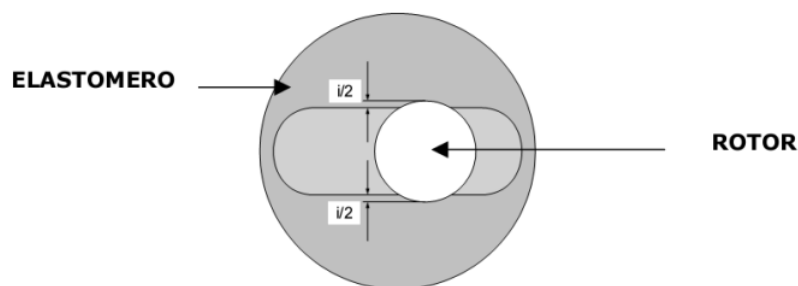


Figura 1.4 Sección transversal de una BCP (Chacín, 2003).

En la sarta de cabillas se encuentran además los acoples de cabillas y (opcionalmente) los centralizadores de cabillas, los cuales se utilizan para prevenir el roce excesivo entre los acoples y la tubería de producción en pozos con marcadas desviaciones (“pata de perro” o “doglegs”), con ángulos de inclinación muy grandes o en pozos horizontales. Debajo de la

BCP se coloca el niple de paro, el cual sirve para espaciar el rotor con respecto al estator. Opcionalmente y si se requiere, a este puede conectarse un ancla de gas, una empaadura, un filtro de arena, un ancla anti-torque, etc. (Chacín, 2003).

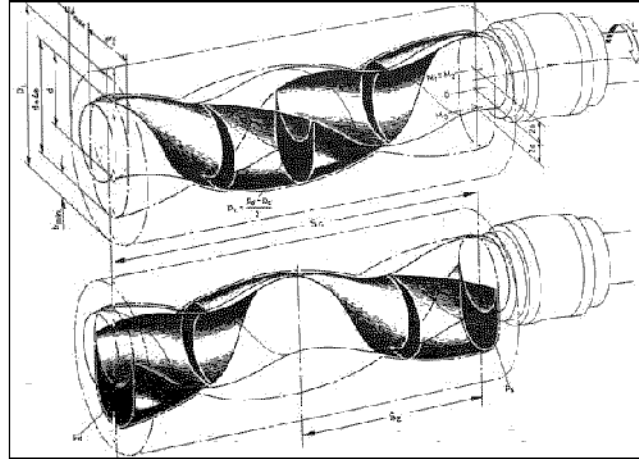


Figura 1.5 Disposición de las cavidades en una BCP (Chacín, 2003).

1.4 Componentes del Sistema BCP

Existen diferentes compañías proveedoras de sistemas de levantamiento con BCP como Netzsch, Kudu y Weatherford, por lo tanto, las configuraciones del sistema pueden variar dependiendo del fabricante. Sin embargo, existen componentes principales, la BCP (estator y rotor) para el equipo de subsuelo y cabezal, motor y variador para el equipo de superficie.

1.4.1 Equipo de subsuelo

El equipo de fondo o de subsuelo como se muestra en la Figura 1.6 está conformado principalmente por la sarta de varillas, así como, el estator y el rotor; accesorios que conforman la BCP.

1.4.2 Tubo de cola

Las BCP pueden trabajar en pozos de alta relación gas petróleo, sin embargo, el desplazar gas disminuye la eficiencia volumétrica de la bomba; y la interrelación entre el gas y el elastómero pueden conllevar a problemas de hinchamiento, endurecimiento, desgarramiento,

entre otros. Por lo tanto, es recomendable que la profundidad de sumersión de la bomba sea mayor a la profundidad de los perforados interiores, evitando así el paso del gas por la bomba.

En algunas situaciones donde la bomba quede por encima de los perforados es aconsejable instalar un separador de gas o un tubo cola que permite llevar la punta de la sarta de producción por debajo de los perforados inferiores, facilitando así, que el gas se produzca por el espacio anular y el líquido por la sarta de producción. De esta forma el tubo de cola actúa similar a un separador de gas (Fonseca, 2008).

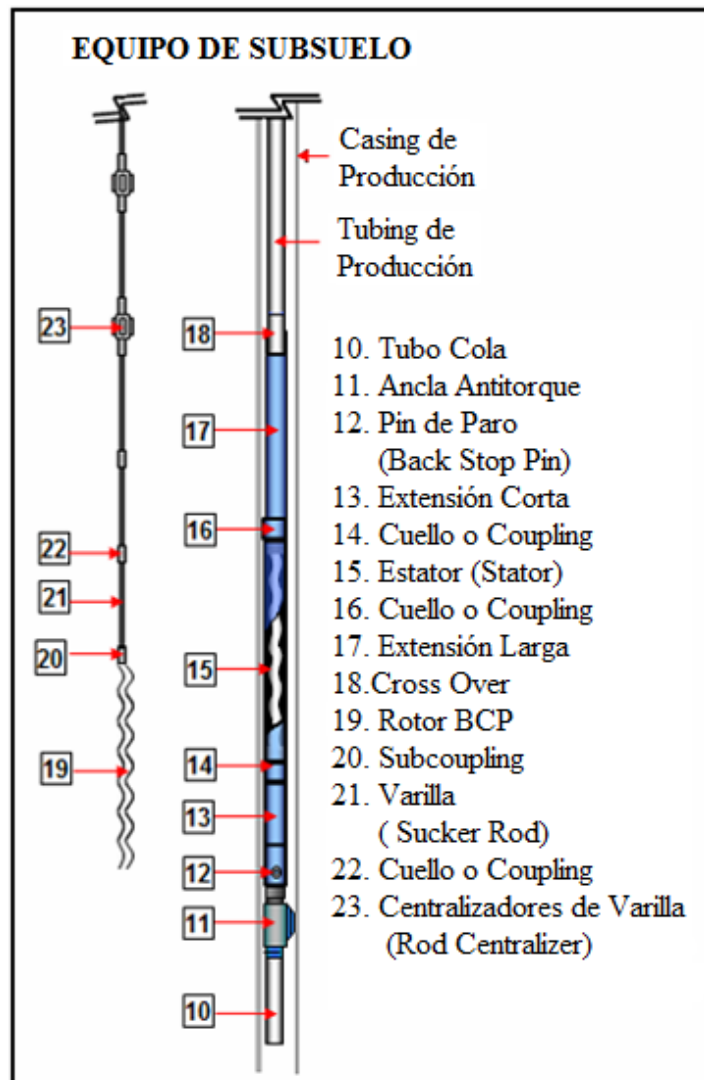


Figura 1.6 Equipo de subsuelo BCP (Fonseca, 2008).

1.4.3 Ancla antitorque

Al girar la sarta en el sentido de las agujas del reloj, o hacia la derecha (vista desde arriba) se realiza la acción de girar la columna también hacia la derecha, es decir hacia el sentido de desenrosque de las calas. A esto se suman las vibraciones producidas en la columna por las ondas armónicas ocasionadas por el giro de la hélice del rotor dentro del estator, además de las vibraciones que son mayores cuanto más profunda es la instalación de la bomba. La combinación de ambos efectos puede producir el desprendimiento del *tubing*.

El ancla de torque evita este problema. Cuanto más la columna tiende al desenrosque, más se ajusta el ancla. Debe ir siempre instalada debajo del estator, elemento de la columna donde el esfuerzo de torque es mayor.

No siempre es necesaria su instalación, ya que, en bombas de menor caudal a bajas velocidades o bajas profundidades, no se tienen torques importantes y no se producen grandes vibraciones. No obstante, es recomendable en todos los casos (Molina, 2013).

1.4.4 Pin de paro

Es parte componente de la bomba y va enroscado al extremo inferior del estator. Su principal función es servir como punto de referencia para el espaciamiento del rotor dentro del estator durante la instalación del sistema.

Otra importante función se evidencia cuando el sistema de varillas se rompe, caso en el cual el rotor no puede pasar de este y de esta forma permite que la varilla partida pueda ser pescada sin necesidad de sacar la tubería de producción (Fonseca, 2008).

Los más usuales son de rosca doble, con una rosca hembra en su extremo superior, que va enroscada al estator y una rosca macho de la misma medida en su extremo inferior, para permitir instalar debajo el ancla de torque o cualquier otro elemento (Ortega, 2011).

1.4.5 Extensión corta

La sarta de varilla al igual que cualquier otro material, resiste esfuerzos axiales que producen elongación. La que debe ser compensada con el espaciamiento del rotor mediante el

levantamiento de la sarta de varillas, evitando así que durante su operación el rotor toque el pin de paro.

Si se conecta el estator directamente con el pin de paro, al espaciar el rotor este quedará por encima del *intake* del estator. Por lo tanto, la extensión corta permite espaciar el rotor con el fin de que su extremo coincida con el extremo inferior del estator (Ortega, 2011).

1.4.6 Estator

Es la parte externa de la bomba, está constituida por una camisa de acero revestida internamente por un elastómero (o caucho), moldeado en forma de hélice, enfrentadas entre sí, cuyos pasos son el doble del paso de la hélice del rotor.

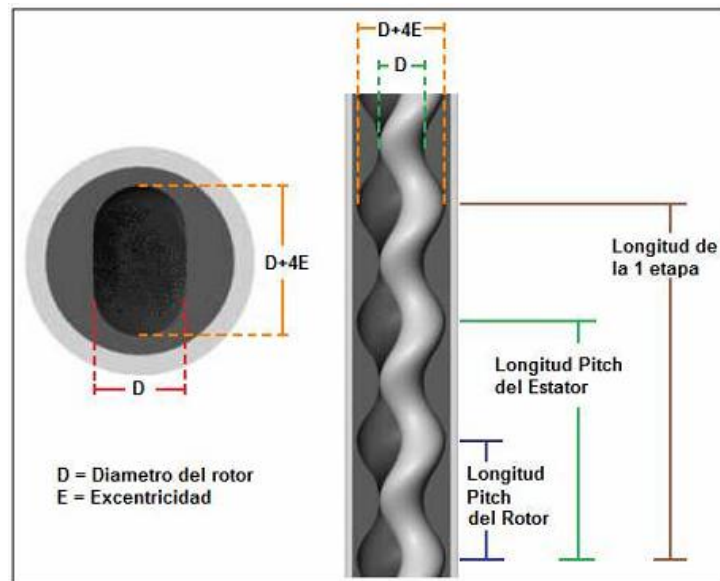


Figura 1.7 Descripción del estator (Fonseca, 2008).

El elastómero interno de un estator se caracteriza, como se observa en la Figura 1.7 por tres parámetros:

- Ancho mínimo de la sección transversal $\rightarrow D$.
- Ancho máximo de la sección transversal $\rightarrow D + 4E$.
- Longitud Pitch del Estator (PS) $\rightarrow 2 \times Pr$.

El elastómero es el componente principal del estator y sus propiedades son clave para la duración y desempeño de la BCP. Hoy en día existe una amplia gama de tipos de elastómeros acorde a las diferentes aplicaciones de presión, temperatura, tipo de fluido, gas, etc. Sin embargo las propiedades mecánicas y formulación química varían de un fabricante a otro (Fonseca, 2008).

Los elastómeros utilizados en BCP deben cumplir las siguientes características:

- Buena resistencia química al fluido de transporte.
- Buena resistencia térmica.
- Buena resistencia a la abrasión y al desgaste.
- Capacidad de recuperación elástica.
- Adecuadas propiedades mecánicas (resistencia a la fatiga).

1.4.7 Extensión larga

En las BCP, el rotor tiene una longitud de aproximadamente 0.61m mayor a la del estator, esto con el fin de asegurar que durante su operación se creen todas las líneas de sello entre el rotor y el estator. Por lo tanto, es aconsejable que el diámetro interior del tubo inmediatamente por encima del estator, sea superior al diámetro de órbita del rotor y de esta forma evitar rozamiento rotor-tubería (Molina, 2013).

1.4.8 Rotor

Es una pieza de acero de alta resistencia torneado externamente en forma helicoidal y cubierto por una capa de cromo que lo hace resistente a la abrasión. Algunos fabricantes han usado capas de boro para aplicaciones en pozos con muy alto corte de arena.

La función del rotor dentro del estator es crear líneas de sello (rotor - estator) y formar cavidades que desplacen el fluido de forma ascendente durante el movimiento giratorio del rotor en sentido horario (Fonseca, 2008).

Como se ilustra en la Figura 1.8, los rotores están definidos por tres parámetros geométricos que son:

- Diámetro (D) → El diámetro del lóbulo del rotor.
- Excentricidad (E) → La distancia entre la línea o eje central del rotor y la línea o eje central del estator.
- Longitud Pitch de rotor (P_r) → la longitud descrita por una cresta durante una rotación de 360° . $P_r = PS/2$

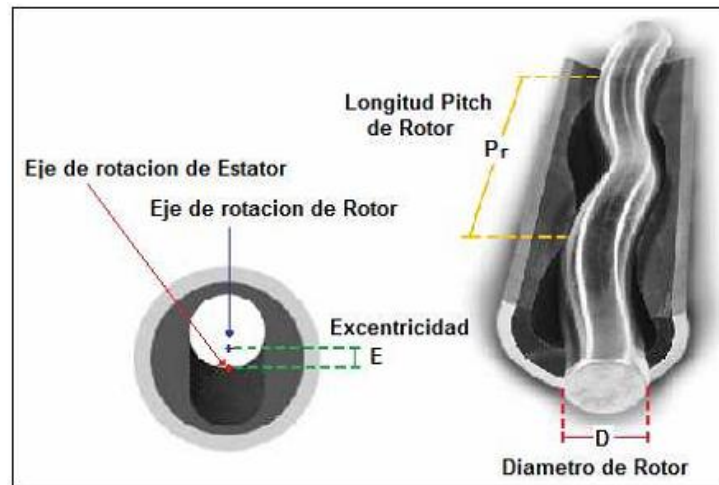


Figura 1.8 Descripción del rotor (Fonseca, 2008).

1.4.9 Sarta de cabillas

Es un conjunto de varillas unidas por cuellos o *couplings*, cuya función principal es transmitir la potencia (torque) desde la cabeza en la superficie hasta la bomba en el fondo (rotor). La sarta de varillas de aplicación BCP combina cargas axiales debido al peso de la sarta y cargas torsionales debido al movimiento giratorio del sistema.

La limitación del sistema de BCP en pozos horizontales o altamente desviados se debe a la sarta de varillas. Sin embargo existen aplicaciones especiales en pozos desviados mediante la utilización de centralizadores de varillas para evitar el rozamiento metal – metal o mediante el uso de varilla continua, con la cual se distribuyen los esfuerzos o cargas de contacto a lo largo de toda la sarta y de esta forma se reducen los problemas de tubería rota y varilla partida (Fonseca, 2008).

Actualmente existe en el mercado una amplia gama de equipos de varilla, entre las que se encuentran varillas sólidas de alto torque, varillas huecas de bajo peso, varilla continua, etc.

1.5 Características operativas de las BCP

Las características principales de las bombas de cavidades progresivas son su caudal (desplazamiento volumétrico) y su altura de descarga (*head*).

1.5.1 Caudal o desplazamiento

Es el volumen de fluido que la bomba puede desplazar en determinado lapso de tiempo. Para estos equipos se expresa generalmente en unidades de barriles, de fluido por día o metros cúbicos por día a determinadas condiciones de velocidad y *head*. En forma unitaria, el desplazamiento es el volumen generado por la bomba a altura cero por una revolución completa del rotor.

Uno de los criterios es que por una vuelta de rotor el fluido avanza una distancia igual al paso de la bomba o lo que es lo mismo, la longitud de una cavidad (la definición del paso de la bomba, varía de un fabricante a otro). El eje del estator y del rotor, no son concéntricos; la distancia es perpendicular entre ambos ejes paralelos (una vez que el rotor se encuentre dentro del estator) se conoce como excentricidad de la bomba (Molina, 2013).

1.5.2 Altura de descarga (*head*)

La altura de descarga o *head* de la bomba, es la capacidad de la misma para vencer la presión hidrostática y transportar los fluidos hasta las instalaciones de superficie. Se puede expresar de dos maneras; como presión propiamente dicha o como altura de fluido.

El *head* es función directa del número de etapas de la bomba. Una etapa se puede considerar como la longitud mínima que debe tener una bomba para generar la acción de bombeo; la longitud de una etapa es igual a la longitud de una cavidad. Cada etapa genera una presión diferencial en sus extremos, entre una cavidad y la siguiente de modo que la presión diferencial se incrementa de una etapa a la siguiente dentro de la bomba; por esta razón, la presión (o altura) de descarga es proporcional al número de etapa (Molina, 2013).

1.6 Clasificación de las Bombas de Cavidades Progresivas

Existen diversos criterios con base a los cuales se pueden clasificar las bombas de cavidades progresivas. Una primera clasificación las divide en bombas industriales (son bombas horizontales) las cuales abarcan un gran rango de aplicaciones, como por ejemplo son utilizadas en el agro, en procesamiento de alimentos, en plantas de tratamiento de agua, etc. Bombas para aplicaciones petroleras desde extracción de hidrocarburos hasta recuperación de lodos de perforación y transferencia de fluidos ácidos.

Para esta clasificación se han presentado las bombas de cavidades progresivas destinadas a la extracción de petróleo y gas. Tales como las Bombas Tubulares, Tipo Insertables, de geometría simple, Multilobulares, para “alto caudal” o “gran altura” (Takas, 2002).

1.6.1 Bombas Tubulares

Este tipo de bombas el estator y el rotor son elementos totalmente independientes el uno del otro. El estator se baja en el pozo conectado a la tubería de producción, debajo de él se conecta el *niple* de paro, anclas de torque, anclas de gas, etc.; y sobre él se instala el *niple* de maniobra, *niples* “X”, y finalmente la tubería de producción. En cuanto al rotor, este se conecta y se baja al pozo con la sarta de cabillas. En general esta bomba ofrece mayor capacidad volumétrica, no obstante, para el reemplazo del estator se debe recuperar todo el completamiento de producción (Chacín, 2003).

1.6.2 Bombas tipo Insertables

En este tipo de bombas, a pesar de que el estator y el rotor son elementos independientes, ambos son ensamblados de manera de ofrecer un conjunto único el cual se baja en el pozo con la sarta de cabillas hasta conectarse en una zapata o *niple* de asentamiento instalada previamente en la tubería de producción.

Esta bomba tiene el inconveniente de ofrecer bajas tasas de producción, ya que su diámetro está limitado al diámetro interno de la tubería de producción, pero ofrece la versatilidad de que para su remplazo no es necesario recuperar la tubería de producción permitiendo un ahorro en tiempo, costos y producción diferida (NETZSCH, 2005).

1.6.3 Bombas de Geometría Simple

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

1.6.4 Bombas Multilobulares

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

Teóricamente estas bombas ofrecen menor torque que las bombas de geometría simple, adicionalmente, considerando el mismo diámetro, las bombas multilobulares ofrecen mayores desplazamientos volumétricos lo cual sería una oportunidad para obtener bombas insertables de mayor tasa (Carvalho, 2008).

1.6.5 Bombas de Alto Caudal

Cada fabricante ofrece bombas de alto desplazamiento o alto caudal, el desplazamiento viene dado principalmente por el diámetro de la bomba y la geometría de las cavidades. Se debe recordar que al hablar de desplazamiento se hay que considerar el volumen que ocupa el gas en la bomba, así, contempla petróleo, agua y gas.

1.6.6 Bombas de Gran Altura (*head*)

Como se mencionó con anterioridad, la altura de la bomba es su capacidad para transportar los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, lo que se traduce en profundidades de asentamiento de bombas o en diferenciales de presión a vencer.

Suponiendo una BCP de determinadas dimensiones (diámetro y longitud) el fabricante puede diseñar las cavidades de manera de ofrecer el mayor volumen posible, para lo cual, la bomba tendrá un relativamente pequeño número de cavidades pero serán de gran tamaño puesto que cada una de debe transportar la mayor cantidad de fluido posible; esta característica obliga a sacrificar disponibilidad en head (altura de levantamiento) ya que el número de cavidades determina la presión a soportar por la bomba.

1.7 Conclusiones derivadas de análisis bibliográfico

Una vez concluida la revisión bibliográfica, se ha podido arribar a las siguientes conclusiones:

1. La perforación de reentradas permite disminuir la relación agua-petróleo, en pozos que se hallan perforado muy cercanos a este contacto, además de que permite el ahorro de tiempo, nuevas inversiones y disminuye los gastos.
2. La BCP, en su aplicación correcta, constituye el método artificial de extracción de petróleo más económico.
3. La selección correcta de los parámetros de la BCP es un requisito indispensable para el funcionamiento adecuado de la misma, en las condiciones específicas de cada pozo.

CÁPITULO 2. MATERIALES Y MÉTODOS

2.1 Caracterización de la elevación artificial en el pozo Seb-21R

2.1.1 Descripción del yacimiento en el que se encuentra el pozo

Este yacimiento está ubicado al Norte de la Vía Blanca, a una distancia aproximada de 75 km al Este de La Habana y a 11 km al norte-noroeste de la ciudad de Matanzas (Travieso, 2015). En el año 2014 fue implementado por la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo de Occidente (EPEPO) un análisis de atributos sísmicos, con vista a mejorar la calidad de la imagen sísmica y lograr una mejor definición del nivel de los reservorios.

A partir del trabajo de interpretación realizado se actualizó el mapa estructural de la parte Este del yacimiento Seboruco. Se cartografió por sísmica un apilado tectónico con un rango en profundidad por el tope entre los 1 600 y 1 820 m, y cierre contra falla inversa entre los 1770-1 800 m para un área total de 12 km² (Moya, 2017).

En la actualidad, la EPEPO tiene una sección importante en el lado Este del yacimiento, área en la que inicialmente perforó cuatro pozos dentro de los que se encontraba el Seb-21. Pozo que comenzó su explotación en septiembre de 2014; logrando extraer 20 514 m³ de petróleo hasta agosto de 2016, período en que se mantuvo activo. Fue en ese momento que se decide realizarle una reentrada al pozo con cierto perfil de desvío que responda a una mejoría en los indicadores productivos del pozo original.

Con esta reentrada se espera un mayor caudal de fluido con un corte de agua inferior al que se venía obteniendo del Seb-21.

2.1.2 Proyecto geológico para la perforación del Seb-21R

El seb-21R se clasifica como pozo de desarrollo del área se Seboruco Este. Su ubicación en superficie está dada por las coordenadas X-442605.65 mientras que por Y-367734.58.

El pozo debe alcanzar una profundidad total de 4 960 mbmr, en este caso la mesa rotaria se encuentra a una altura de 9,15 m. El objetivo principal de esta perforación (seb-21R) es hacer

una reentrada en el pozo Seb-21, con cierto perfil de desvío que responda a una mejoría en los indicadores productivos del pozo original. Con esta reentrada se espera un mayor caudal de fluido con un corte de agua inferior al Seb-21.

La idea está basada en concebir una trayectoria en la parte productiva del pozo, separada por encima unos 50 - 60 m y a la vez cierto desplazamiento de ~40 m hacia el Oeste del pozo Seb-21, con la posibilidad de encontrar una zona de mejores propiedades colectoras, mejor drenaje y con mayor entrega de fluido así como un menor corte de agua (Moya, 2016).

2.1.3 Descripción de la perforación

Tal y como establecen las leyes y regulaciones de la República de Cuba, en la perforación la toma de muestras se realizará cada 5 m, intervalos que podrán ser acortados por criterios del Geólogo de pozo, tratándose de un pozo que constituye una reentrada para mejorar los indicadores productivos.

El punto de desvío (ventana) pudiera ser alrededor de los 2 855 m MD (-1 562 m SS) para garantizar una trayectoria que intercepte los puntos de interés del reservorio, como se observa en la Figura 2.1. Para la terminación se pretende cortar a Veloz Green a 4 960 m (-1 728 mbnm) con un ángulo de ~88.0° y mantenerlo hasta alcanzar la profundidad final de 6 120 m (- 1 770 mbnm). Se estima navegar en el reservorio Veloz ~ 1 160 m (instr) atravesando los mantos Green, Gray, Seboruco y parte de Blue.

Durante la perforación se pueden observar diferentes intervalos arcillosos de Vega Alta, intramantos que pudieran estar presentes.

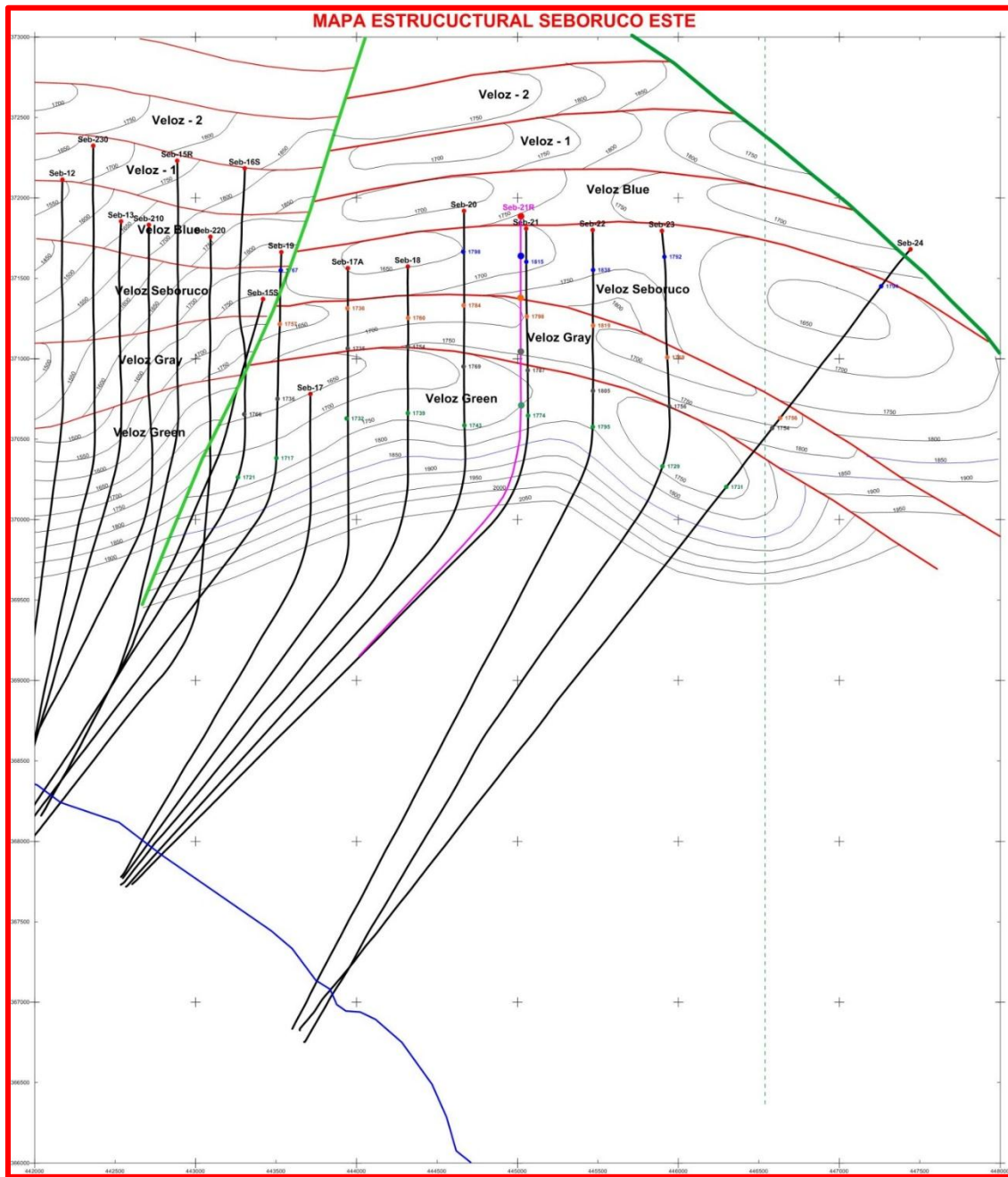


Figura 2.1 Mapa Estructural Seboruco Este con la proyección horizontal de Seb-021R (Moya, 2017).

2.1.4 Resumen geológico y petrofísico de la trayectoria del Pozo

En el transcurso de la perforación del pozo seb-21R, a partir del punto de desvío se pueden apreciar los sobrecorrimientos de Veloz Blue, Veloz Seboruco, Veloz Gray y Veloz Green. Por su posición estructural se aprecia el Vega Alta Gray, no así el resto de los intramantos,

es decir, de Gray a Seboruco y de Seboruco a Blue, no hay presencia de Vega Altas intramantos.

La formación Vega Alta constituye un sello regional que permite los depósitos de hidrocarburos, está constituida por arcillas, radiolarita cretosa, conglomerado y grauvaca polimíctica con matriz arcillosa y es una formación impermeable, con un espesor de cerca de 550 m. En ella se producen estrechamientos con atasco de la herramienta, derrumbes y manifestaciones de gas.

Los diferentes corrimientos de la formación Veloz tienen la misma descripción litológica, Mudstone calcáreo que transiciona a wakestone bioclástico, presenta un marcado bandeamiento flyschoides debido a las intercalaciones finas. Todos los Veloz tienen manifestaciones de petróleo pesado y gas durante la perforación.

Toda esta información se consolida y complementa con los datos sísmicos, así se ajustan las capas con la ayuda de los planos de intersección con los pozos, se utilizan también los datos de los registros geofísicos como aquellos que nos brindan información sobre la porosidad efectiva, la saturación de agua, la intensidad de las fracturas, el volumen de arcillas y la permeabilidad y este conjunto de informaciones nos permite obtener una mejor visión del yacimiento, proyectar, construir y explotar más eficientemente los pozos.

Con la descripción previa, se concluye que el objetivo de la perforación fue cumplido, obteniendo mayor caudal de petróleo.

Evidentemente, este éxito se debela selección de la nueva trayectoria y el intervalo en que se ubicó la ventana (Galve, 2017).

2.1.5 Análisis de la producción de petróleo en el pozo Seb-21R

Para llevar a cabo el análisis de la producción de petróleo en el Seb-21R se tendrá en cuenta los valores de fluidos que se obtenían antes y después de la reentrada, analizando en la Tabla 2.1 los últimos valores de producción obtenidos de mediciones realizados por la EPEPO (Moya, Proyecto Geológico del pozo Seb-21R, 2017)

Tabla 2.1. Valores de producción de los pozos vinculados al régimen de trabajo.

Pozo	RT	Q_p	Q_g	RGP	BSW	Ch	RPM
Seb-21	Bombeo	20	-	-	19.7	9	100
Seb-21R	Bombeo	151	2051	3.151	0.9	30	150

Donde:

RT: Régimen de trabajo.

Q_p : Producción de petróleo (m^3/d)

Q_g : Producción de gas (m^3/d)

RGP: Relación gas petróleo (adimensional)

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

Ch: Choque.

RPM: Velocidad de rotación del motor.

A pesar de obtener con la perforación un aumento significativo de la producción en el pozo, es posible aumentar la extracción de este recurso, dado que las características del yacimiento lo permiten. Para ello, es necesario verificar una serie de parámetros de la bomba instalada actualmente y así comprobar si esta es ideal para las condiciones productivas del pozo.

2.2 Obtención de los parámetros adecuados de la BCP

Una bomba por cavidades progresivas debe seleccionarse teniendo cuenta ciertas variables que limitan su selección, entre las que se encuentra el caudal a extraer y la carga de la bomba. Es por esto que se propone que dichas variables sean determinados con 100 m de sumergencia de la bomba; con la finalidad de obtener un mayor rendimiento del pozo con el menor consumo de energía posible.

En la EPEPO se utilizan programas informáticos, los cuales incluyen sofisticados y complejos algoritmos de cálculo para predecir comportamientos multifásicos, mecánicos e hidráulicos en el pozo. Además, en ellos se pueden variar disímiles parámetros o realizar cambios en los equipos para obtener y analizar los resultados, y según estos, se decide si es recomendable su aplicación o no.

2.2.1 Cálculo del caudal a extraer

El *Analysis Well Production* (AWP) o Análisis de la Producción del Pozo y el Índice de Productividad Real (IPR) son dos herramientas computacionales que se emplean para realizar el cálculo del caudal a extraer en el pozo.

Para ello lo primero que se calcula es la presión de fondo real del pozo mediante el AWP. Programa en el que se introducen los valores de profundidad de la bomba (m), producción de petróleo, agua y gas (m³/d), densidad del crudo (g/cm³), nivel dinámico (m), temperatura en la superficie y del yacimiento (°C), diámetro interior de la tubería y de la camisa (cm), presión de capa (kPa) y la presión en la cabeza del pozo (kPa).

En las Tabla 2.2, 2.3 y 2.4 se reflejan los datos necesarios para realizar esta simulación; información que se obtiene mediante mediciones realizadas en la EPEPO en el transcurso del mes de marzo de 2018. Además, en dicha empresa se considera que la temperatura de superficie es de 25°C y la del yacimiento 44.17°C.

Tabla 2.2. Parámetros de la bomba de cavidad progresiva colocada.

Pozo	$PB(m)$	$d_t(m)$	$d_c(m)$	$d_{cam}(m)$	$\rho(kg/m^3)$	$\mu (mPa.s)$
Seb-21R	1117.16	0,1143	0,03175	0,2438	999,1	4702,98

Donde:

PB : Profundidad de la bomba (m)

d_t : Diámetro interior de la tubería (m)

d_c : Diámetro exterior de las cabillas (m)

d_{cam} : Diámetro interior de la camisa (m)

ρ : Densidad del petróleo (kg/m³)

μ : Viscosidad del crudo (mPa.s)

Tabla 2.3. Parámetros necesarios para el cálculo de la presión de fondo.

Pozos	Q_f	Q_p	Q_g	RGP	BSW	Q_w	ND
Seb-21R	152.86	151.63	2051	3.151	0.9	1,23	783.23

Donde:

Q_f : Producción de fluido (m³/d)

Q_p : Producción de petróleo (m³/d)

Q_g : Producción de gas (m³/d)

RGP : Relación gas petróleo (adimensional)

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

Q_w : Producción de agua (m³/d)

ND : Nivel dinámico del pozo (m)

Tabla 2.4. Presiones de capa y en la cabeza del pozo.

Pozos	P_c	P_{cab}
Seb-21R	16252	1030

Donde:

P_c : Presión de capa (kPa)

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

La presión de capa fue extrapolada a profundidad de referencia de 1800 m por la vertical (TVD).

Mediante el porcentaje de BSW que se observa en la Tablas 2.3 se puede obtener el flujo de agua, dato necesario para el desarrollo de la simulación en el programa AWP.

El BSW se calcula mediante la ecuación (2.1):

$$BSW = \frac{Q_w}{Q_f} 100\% \quad (2.1)$$

Donde:

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

Q_w : Flujo de agua que se extrae (m³/d)

Q_p : Flujo de fluido que se extrae (m³/d)

El flujo de fluido que se extrae y el BSW son valores proporcionados por la EPEPO, por lo que al despejar la ecuación (1) se obtiene el flujo de agua, quedando la ecuación (2.2):

$$Q_w = Q_p \frac{BSW}{100} \quad (2.2)$$

Seguidamente se construirá el gráfico o curva de Vogel mediante el programa IPR, con el fin de obtener el caudal a extraer del pozo. Este gráfico predice el caudal de la producción a cualquier presión de fondo. Para realizar dicha curva 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}). En el simulador *Heavy oil calculations* o Cálculos de petróleo denso se obtiene el P_{bp} ; mientras que las P_e y P_{wf} se obtienen de la simulación mediante el programa AWP, ya que son las variables respuesta del mismo (John, 2005).

El ingeniero Vogel (Sosa, 2016) desarrolló en un computador un estudio del comportamiento de afluencia utilizando las aproximaciones de Weller el cual derivó ecuaciones para describir los perfiles de presión y saturación en las cercanías de un pozo perteneciente a un yacimiento subsaturado de hidrocarburos. Con estas ecuaciones, Vogel obtuvo una curva, en la cual se relacionan las presiones y los flujos (P_{wf}/P_e y $Q/Q_{máx}$) y cuya expresión matemática general se observa en la ecuación (2.3) (Chacín, 2003).

$$\frac{Q}{Q_{\text{máx}}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right)^2 \quad (2.3)$$

Donde:

Q : Flujo de crudo (m³/d)

$Q_{\text{máx}}$: Flujo de crudo máximo (m³/d)

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

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

Esta expresión es conocida como la Ecuación de Vogel. Un ejemplo de la curva se evidencia en la Figura 2.1 donde se observa que las mayores producciones de crudo se encuentran a menores presiones de fondo (Jansen, 2004).

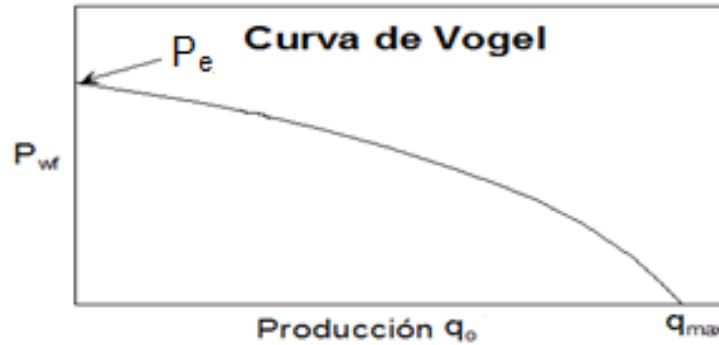


Figura 2.1 Curva de Vogel (Sosa, 2016).

La ecuación de flujo de Darcy (2.4) (Cajigal, 2010), demuestra matemáticamente lo antes expuesto.

$$Q = \frac{1}{5863,7} \frac{\pi k h (P_e - P_{wf})}{\mu \ln(r_e/r_w) B_0} \quad (2.4)$$

Donde:

Q : Flujo de crudo (m³/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)

μ : 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 permeabilidad del yacimiento (k) se expresa en la unidad de medida Darcy, siendo 1 Darcy equivale a $9,86923 \cdot 10^{-13} \text{m}^2$

El factor de volumen B_0 se calcula mediante la ecuación (2.5):

$$B_0 = \frac{V_{yac}}{V_{est}} \quad (2.5)$$

Donde:

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

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

Como se muestra en la ecuación (2.5), este factor depende de los volúmenes del yacimiento y el estándar de cada pozo, donde este último es a presión de 101,3kPa (1atm) y 15,6°C (Jansen, 2004). En la ecuación de Darcy no aparecerá el factor de volumen, puesto que la EPEPO reporta para el yacimiento Seboruco Este $B_0 = 1.1$, por lo que es considerado como uno.

Transformándose la ecuación (2.5) en la siguiente:

$$Q = \frac{1}{5863,7} \frac{\pi kh(P_e - P_{wf})}{\mu \ln(r_e/r_w)} \quad (2.6)$$

De la ecuación (2.6) se deduce que una disminución de la presión en el fondo del pozo (P_{wf}) conlleva a un aumento de la diferencia de presiones ($P_e - P_{wf}$) en el numerador, provocando a su vez el aumento del flujo de crudo, puesto que son directamente proporcionales.

Para realizar la curva de Vogel en el programa IPR es necesario conocer el flujo de crudo y agua (m^3/d), la relación gas petróleo (adimensional), la presión de fondo del pozo (kPa), temperatura del yacimiento (°C), presión estática del pozo (kPa), la gravedad específica y los °API del crudo, y la presión de punto de burbuja (kPa). Algunos de estos valores numéricos

se encuentran reflejados en las Tablas 2.3 y 2.4, mientras que los restantes se observan en las Tablas 2.5 y 2.6.

Para determinar la presión del punto de burbuja se utilizará el programa *Heavy oil calculations*, en el cual se deben introducir los valores de relación gas-petróleo (adimensional), gravedad específica y los °API del crudo, además de la temperatura del yacimiento. Las presiones en el fondo del pozo y la estática son las variables respuestas del programa AWP.

La gravedad específica es una medida relativa de la densidad. Como la presión tiene un efecto insignificante sobre la densidad de los líquidos, la temperatura es la única variable que debe ser tomada en cuenta al sentar las bases para la gravedad específica.

La densidad relativa de un líquido es la relación de su densidad a cierta temperatura, con respecto al agua a una temperatura normalizada, por ello la *SG* se calcula mediante la siguiente relación (Barberii E. , 2001):

$$SG = \frac{\rho_p}{\rho_w} \quad (2.7)$$

Donde:

SG: Gravedad específica (adimensional)

ρ_p : Densidad del crudo (kg/m³)

ρ_w : Densidad del agua (kg/m³)

En la expresión (2.7) la densidad del agua presenta un valor de 1000 kg/m³ a temperatura de 25°C y presión de 101,3 kPa (Jansen, 2004), y la densidad del crudo para el pozo se reporta en la Tabla 2.2.

Los °API son una medida de densidad y precisan cuán pesado o liviano es el petróleo (Jones, 2006) y se determinan mediante la ecuación (2.8):

$$SG = \frac{141,5}{131,5 + ^\circ API} \quad (2.8)$$

Donde:

SG: Gravedad específica (adimensional)

°API: Medida de densidad

Al despejar la ecuación (2.8) y teniendo en cuenta el valor de la densidad del agua a la temperatura y presión específica que se menciona con anterioridad, se obtiene:

$$^{\circ}API = \frac{141,5 - (131,5SG)}{SG} \quad (2.9)$$

En la Tabla 2.5 se muestran los *°API*, la gravedad específica del crudo y la presión del punto de burbuja en el pozo.

Tabla 2.5°API, gravedad específica del crudo y presión del punto de burbuja.

Pozos	°API	SG	P _{bp}
Seb-21R	10.13	0,999	1659

Donde:

P_{bp}: Presión del punto de burbuja del petróleo (kPa)

Una vez realizado el gráfico de Vogel se calcula mediante a *AWP* la presión de fondo del pozo garantizando que la bomba tenga 100 m de sumergencia; valor que se recomienda como medida de seguridad puesto que, si llegase a funcionar accidentalmente la bomba en seco, el estator de la bomba podría dañarse. Además si el sistema se encuentra bien diseñado permitirá alcanzar la tasa máxima del pozo, aunque en algunos casos este valor viene dado por las características del yacimiento y la ubicación del pozo en el mismo (Monagas, 2005).

La sumergencia de la bomba es la distancia vertical entre la succión de la bomba (*PB*) y el nivel dinámico (*ND*), la cual se determina por la ecuación (2.10) (Chacín, 2003).

$$H = PB - ND \quad (2.10)$$

Donde:

H: Sumergencia de la bomba (m)

PB: Profundidad de la bomba (m)

ND: Nivel dinámico (m)

Como la profundidad de la bomba es un dato que se conoce y la sumergencia de la misma es fija a 100 m es posible despejar la ecuación (2.10) y de esta manera obtener el valor del nivel dinámico necesario para lograr la tasa máxima. Por lo que la ecuación queda de la siguiente forma:

$$ND = PB - H \quad (2.11)$$

Si se aumenta la tasa de producción en el pozo el nivel dinámico disminuye (aumenta su valor numérico) y baja a su vez la sumergencia de la bomba lo que se observa en la ecuación (2.11).

El proceso de variación de nivel provoca la disminución de la presión de fondo, efecto que permite una mayor afluencia de fluido desde el yacimiento al pozo. Todo lo antes expuesto puede ocurrir también en sentido contrario, es decir, si disminuye la tasa de producción aumentará el resto de los parámetros provocando el efecto contrario.

Con el nivel dinámico calculado de la ecuación (2.11) y los parámetros expuestos en las Tablas 2.2, 2.3 y 2.4 se procede a calcular la nueva presión de fondo del pozo; cálculo que se realiza mediante el simulador AWP. Una vez obtenido este nuevo valor, se determina el caudal a extraer con las condiciones actuales, para ello se entra en la curva de Vogel del pozo según se muestra en la Figura 2.2.

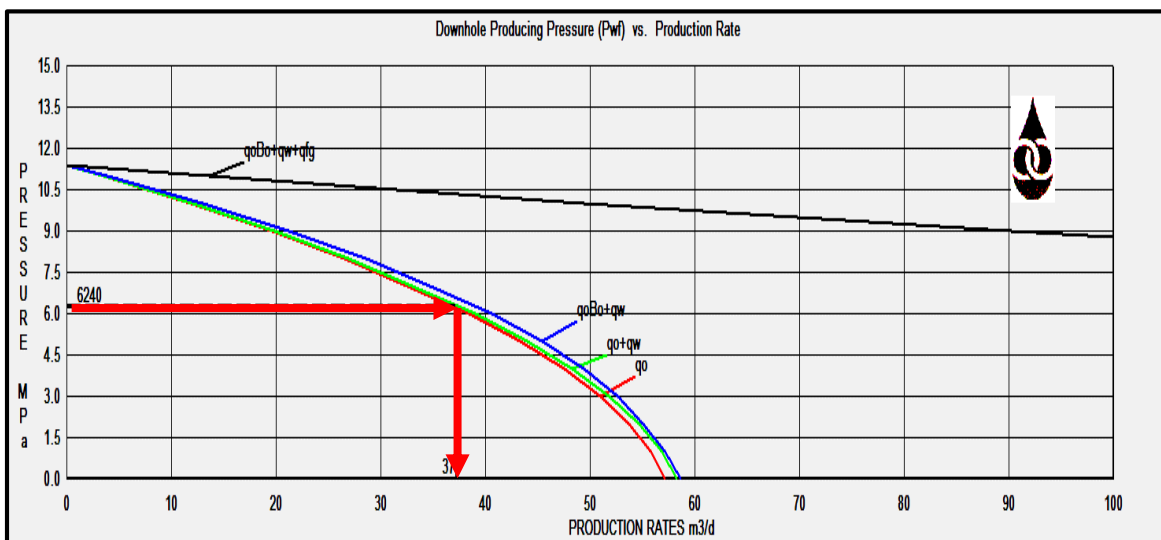


Figura 2.2 Determinación de los nuevos caudales a extraer.

2.3 Cálculo de la carga de la bomba

Una de las leyes fundamentales de la mecánica de fluidos se expresa mediante la ecuación de Bernoulli (2.12). Esta ecuación expresa las relaciones energéticas fundamentales de los fluidos en movimiento y estacionario. En el caso que nos compete, se analizará la ecuación (2.12) para la bomba colocada en el pozo, puesto que la energía natural del yacimiento no es suficiente para levantar los fluidos desde el subsuelo hasta la superficie.

$$H = \frac{\Delta P}{\rho g} + \Delta z + \frac{\Delta \alpha v^2}{2g} + hp \quad (2.12)$$

Donde:

H : Carga de la bomba (m)

ΔP : Diferencia de presión (Pa)

ρ : Densidad del fluido (kg/m^3)

g : Aceleración de la gravedad ($g=9.81\text{m/s}^2$)

Δz : Diferencia de altura (m)

$\frac{\Delta \alpha v^2}{2g}$: Variación de energía cinética (m)

hp : Pérdidas totales de carga por efectos de fricción (m)

Como se menciona anteriormente en el pozo seb-21R se colocó una bomba para la extracción del crudo, a la que se le realiza el balance de energía mecánica mediante la ecuación (2.12); considerando como plano uno la entrada de la bomba y como plano dos la superficie. En esta ocasión la ecuación se programa en la herramienta computacional Microsoft Office Excel.

Analizado el término $\Delta P/(\rho g)$ se observa que para, su cálculo, se necesitan dos valores de presiones, una es a la entrada de la bomba (variable respuesta del simulador AWP) y la presión que lee el manómetro en la superficie, valor que la EPEPO reporta de 1 030 kPa en el transcurso del mes de marzo de 2 018. Para este cálculo también se necesita la densidad del crudo, valor que se muestra en la Tabla 2.2.

En esta misma tabla también aparece el valor correspondiente a la profundidad de la bomba, que en esta ocasión se identifica como la diferencia de altura y se representa por el término Δz .

El término de la variación de energía cinética $\Delta av^2/(2g)$ se considera despreciable ya que las velocidades son pequeñas.

Las pérdidas de carga en el sistema son manifestaciones de la disipación de energía mecánica en calor, lo cual ocurre por el efecto friccionar puro del fluido sobre las paredes de las tuberías y también por los efectos de forma que producen cambios de velocidad tanto en magnitud como en dirección (Rosabal J. , 2009).

Para calcular las pérdidas totales de carga por efectos de fricción se siguen los siguientes pasos:

1. Calcular el caudal máximo de fluido o flujo volumétrico como también se le llama, que es capaz de extraer la bomba. Este se corresponde con el caudal obtenido de la curva de Vogel considerando 100 m de sumergencia.
2. Calcular la velocidad del fluido por la ecuación (2.13). La misma depende del diámetro equivalente de la tubería y del flujo volumétrico.

$$v = \frac{4Q}{(\pi d_e)^2} \quad (2.13)$$

El diámetro equivalente de la tubería del pozo se determina por la ecuación (2.14) y los parámetros necesarios para su cálculo se encuentran en la Tabla 2.2.

$$d_e = \sqrt{\frac{4A}{\pi}} \quad (2.14)$$

Donde:

d_e : Diámetro equivalente (m)

A: Área de flujo (m²)

El área de flujo se determina por la ecuación (2.15).

$$A = \frac{\pi}{4} (d_t^2 - d_c^2) \quad (2.15)$$

Donde:

d_t : Diámetro interior de la tubería (m)

d_c : Diámetro exterior de las cabillas (m)

El diámetro equivalente para el Seb-21R es de 0,110 m.

3. Calcular el número de Reynolds (Re) por la ecuación (2.16). Este sirve para hallar el régimen de flujo, el que es considerado por la EPEPO como laminar, por lo tanto $Re < 2100$.

$$Re = \frac{vd_e\rho}{\mu} \quad (2.16)$$

Donde:

v : Velocidad del fluido (m/s)

d_e : Diámetro equivalente (m)

ρ : Densidad del petróleo (kg/m³)

μ : Viscosidad del crudo (mPa.s)

La densidad y la viscosidad del crudo se encuentran en la Tabla 2.1.

4. Calcular el factor de fricción. Este factor depende de Reynolds y de la rugosidad, pero como el fluido está en régimen laminar y Reynolds es menor que 2100, el factor de fricción solo depende del Reynolds y se determina por la ecuación (2.17) (Rosabal J. , 2009).

$$f = \frac{64}{Re} \quad (2.17)$$

5. Calcular el coeficiente de pérdidas locales (k) que depende de los accesorios instalados en el sistema. En el caso de estudio, este quinto paso no se tiene en cuenta ya que en el sistema no hay instalados accesorios.
6. Calcular las pérdidas por friccionares con la ecuación (2.18).

$$hp = \left(\frac{fL}{d_e} + \sum k \right) \frac{v^2}{2g} \quad (2.18)$$

Donde:

f : Factor de fricción (adimensional)

L : Longitud de la tubería (m)

d_e : Diámetro equivalente (m)

$\sum k$: Sumatoria de los coeficientes de pérdidas locales (adimensional)

v : Velocidad del fluido (m/s)

g : Aceleración de la gravedad ($g=9.81\text{m/s}^2$)

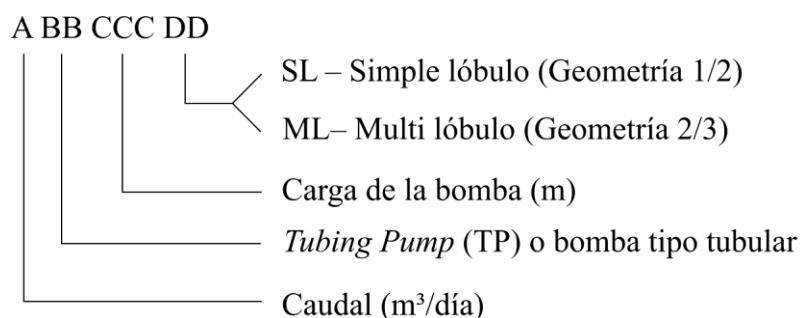
La longitud de la tubería es de 1184.87 m por el instrumento (MD), valor reportado en el esquemático del pozo. Además, el diámetro equivalente fue determinado anteriormente.

Con todos los términos de la de la ecuación de Bernoulli calculados, se puede definir la carga de la bomba del sistema mediante la ecuación (2.12) programada en la herramienta Microsoft Office Excel. Una vez obtenido el resultado se multiplica por 1.3 que es un coeficiente de seguridad en caso de sobrecargas en el sistema.

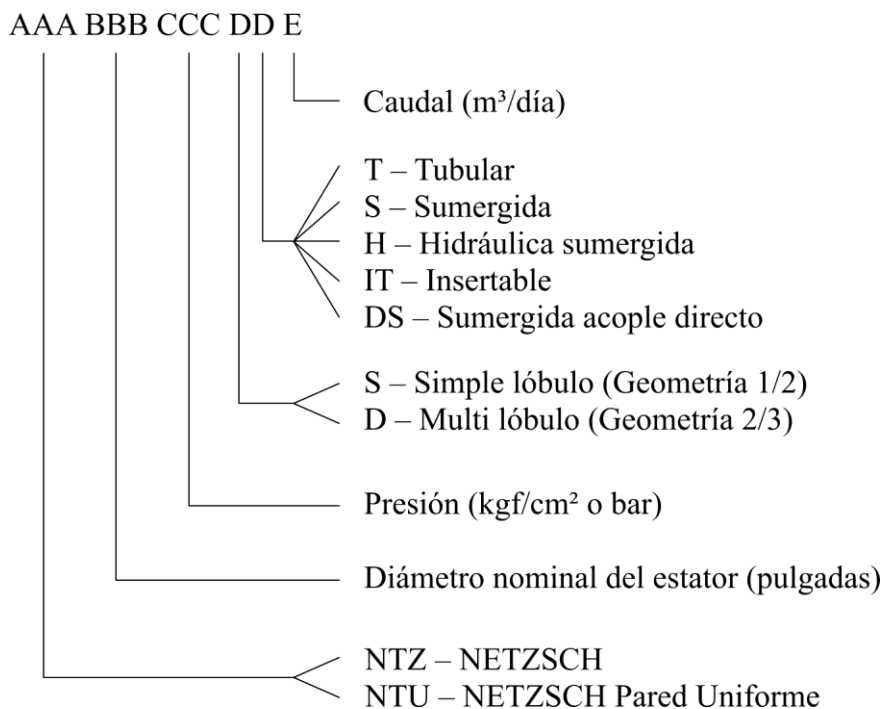
2.4 Selección de la bomba adecuada

Obtenido el valor de flujo y la carga de la bomba, se pasa a seleccionar en los catálogos mostrados en el Anexo 2 la nueva bomba, dependiendo del modelo actual existente en el pozo. En el mismo catálogo se selecciona también la velocidad de operación de esta. Con la bomba seleccionada se comparan los resultados obtenidos con la bomba instalada en el pozo. La nomenclatura delos modelo de Bomba de Cavidad Progresiva de subsuelo utilizada en la EPEPO se puede observar a continuación.

Modelo Kudu (Monagas, 2005):



Modelo Netzsch (Monagas, 2005):



2.5 Valoración económica

El método empleado para la valoración económica está dirigida a determinar los ingresos por ventas anuales de crudo (Tarquin, 1999) (Fernández, 2002), los que se obtienen por la ecuación (2.19).

$$AS = Prod \cdot Pv \quad (2.19)$$

Donde:

AS: Ingresos por ventas (CUC/año)

Prod: Producción de crudo (m³/año)

Pv: Precio de venta del crudo (CUC/m³)

Para poder obtener los ingresos por ventas anuales, es necesario conocer los siguientes valores, los que se solicitaron del departamento de economía de la EPEPO en el mes de abril de 2018.

- El precio de un m³ de petróleo es de 523.85 CUC.

- Los costos totales anuales o costos de producción total son de 150 CUC/m³
- La EPEPO trabaja 365 días al año.

2.6 Conclusiones parciales del capítulo

Una vez concluido el presente capítulo, se ha podido arribar a las siguientes conclusiones parciales:

1. Se ha realizado y ejecutado el proyecto geológico de perforación de la reentrada, lo que permite la caracterización de la estratigrafía del yacimiento.
2. Se ha realizado un análisis comparativo de la producción de petróleo del pozo seb-21, antes y después de la perforación de la reentrada, evidenciando la factibilidad de la misma.
3. Se han definido los métodos de cálculo de los parámetros requeridos para la BCP, lo que permitirá seleccionar la bomba adecuada.

CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Este capítulo muestra los resultados del análisis de la producción de petróleo en el pozo, el cálculo del caudal a extraer, así como la carga de la bomba. Además, el resultado de la selección de la bomba adecuada y el análisis económico.

3.1 Resultados de la interpretación de los Registros Geofísicos

En la Figura 3.1 se muestra el comportamiento de las curvas de los registros y el resultado de la interpretación de las mismas desde el comienzo de la reentrada. Seguidamente en la Tabla 3.1 se muestran los resultados de la interpretación para todo el espesor de formaciones presentes en el trayecto del pozo desde 2 253,5 m antes de la reentrada. Luego aparece la Tabla 3.2 donde se muestran las mismas propiedades promediadas de igual forma, pero para los espesores efectivos que hay en cada formación.

Tabla 3.1 Resultado de la interpretación.

Zonas	Tope (m)	Base (m)	Espesor H (m) o Gross	Porosidad Efectiva PHIE (v/v)	Saturación de agua Sw (v/v)	Volumen de arcilla Vcl	Resistividad en la formación (Ω -m)
IC-1	2700,00	4331,50	1631,50	---	---	---	---
VA	4331,50	4347,50	16,00	---	---	---	---
IC	4347,50	4497,00	149,50	---	---	---	---
VA-M	4497,00	4635,50	138,50	---	---	---	---
Mango	4635,50	4707,50	72,00	---	---	---	---
VA-Gr	4707,50	5066,00	267,50	0,136	0,936	0,136	7,692.318
Green	5066,00	5116,50	141,50	---	---	---	---
VA-Gy	5116,50	5342,00	225,50	0,296	0,297	0,196	8,333
Gray	5342,00	5581,50	239,50	0,152	0,280	0,117	27,071
Seboruco	5581,50	6010,00	428,50	0,142	0,298	0,104	44,869
Blue	6010,00	6097,00	87,00	0,158	0,147	0,063	136,670
Total	2700,00	6097,00	3397,00	0,150	0,278	0,105	125,350

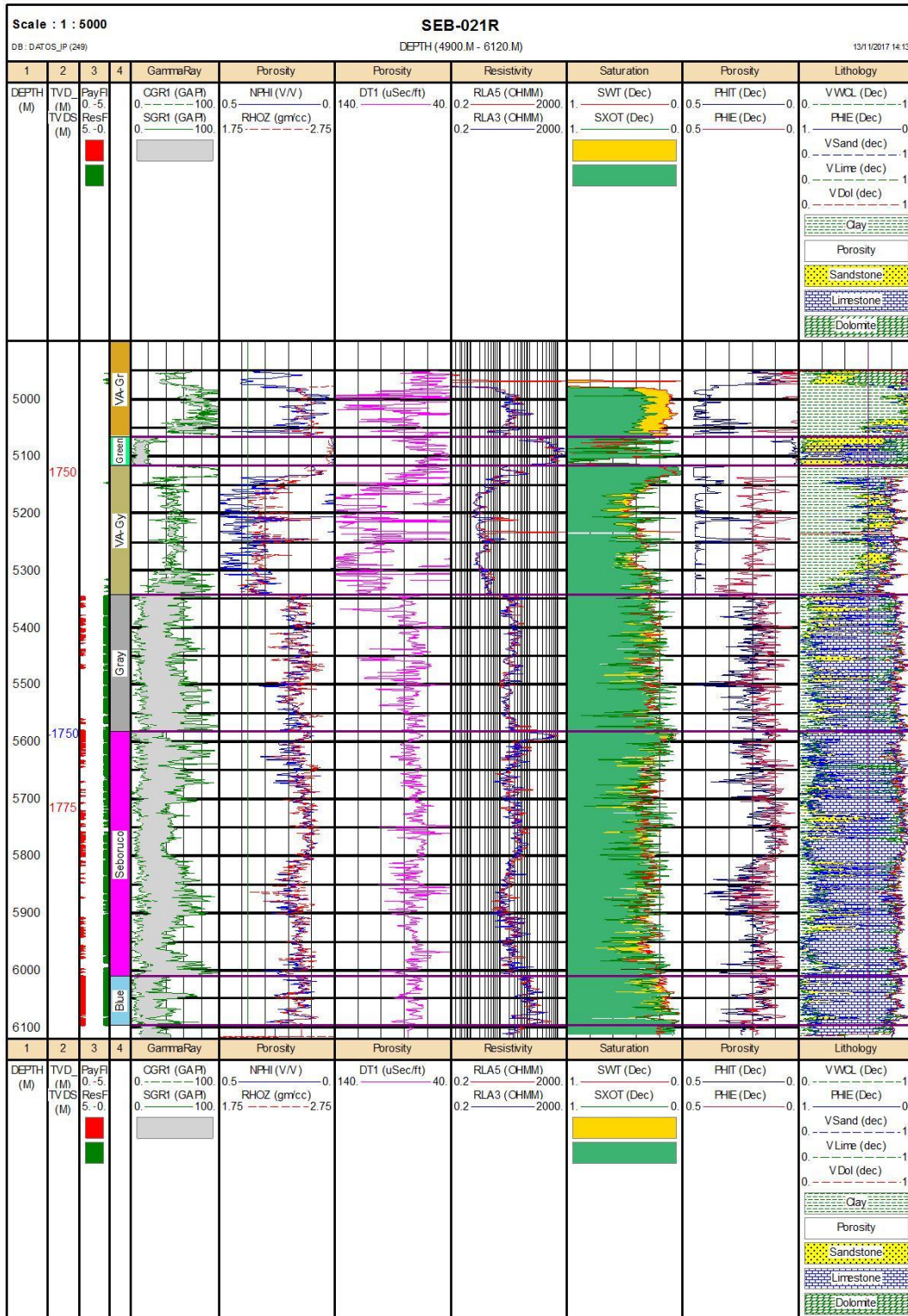


Figura 3.1 Interpretación del pozo SEB-21Re. Registro tomado desde el comienzo de la reentrada (York, 2017).

Un espesor efectivo en este caso se considera como el espesor de roca colectora que permite el flujo del hidrocarburo.

Las rocas reservorios se caracterizan por presentar un volumen bajo de arcilla (V_{cl}), y por lo general tienen la capacidad de almacenar hidrocarburos. A medida que una roca se hace más arcillosa, tendrá menos capacidad de almacenamiento y de entrega ya que disminuye su permeabilidad. Existe un valor de V_{cl} por encima del cual no hay más contribuciones importantes de hidrocarburos. Ese se toma como el límite de V_{cl} para la efectividad de la roca. Este mismo análisis es aplicable para la porosidad efectiva ($PHIE$), para la cual hay un punto umbral de porosidad con una capacidad baja de almacenamiento de hidrocarburos.

Para delimitar los espesores colectores efectivos para la producción de gas o petróleo se establecen valores límites (*cut-off*) que deben cumplir sus propiedades:

- Volumen de arcilla: $V_{sh} < 25\%$
- Porosidad efectiva: $PHIE > 8\%$
- Saturación de agua: $S_w < 40\%$
- Resistividad de la roca de formación: $R_t > 30 \Omega\text{-m}$

Analizando la Tabla 3.2, se evidencia que las formaciones encontradas antes de la reentrada según aumentaba la profundidad por instrumento son intercalaciones arcillosas (IC-1 e IC), Vega Alta (VA) entre las dos intercalaciones, posteriormente se encuentra la Fm. Mango y se comienza a entrar en la formación Vega Alta (VA-Gr) que le antecede a la formación Green. Luego de la reentrada, a unos 4 976,5 m de profundidad por instrumento (MD) se le da inicio a la corrida de registros hasta los 6 090 m. Dentro de este intervalo son identificadas las formaciones VA-Gr, Green, Vega Alta que antecede a Gray (VA-Gy), Gray, Seboruco y Blue.

De estas se obtiene que los Vega Alta (VA-Gr y VA-Gy) mantienen su carácter sellante a pesar de ser sellos intramantos que tienden a presentar intercalaciones de rocas carbonatadas de los reservorios que los rodean.

Tabla 3.2 Resultado de la interpretación en espesores efectivos.

Zonas	Tope (m)	Base (m)	Espesor H (m) o <i>Gross</i>	Espesor efectivo H_{ef} (m) o <i>Net</i>	Relación entre el espesor efectivo y el total H_{ef}/H (m) o <i>Net/Gross</i>	Porosidad Efectiva $PHIE$ (v/v)	Saturación de agua S_w (v/v)	Volumen de arcilla V_{cl}	Resistividad en la formación (Ω -m)
IC-1	2700,00	4331,50	1631,50	0,00	0,000	---	---	---	---
VA	4331,50	4347,50	16,00	0,00	0,000	---	---	---	---
IC	4347,50	4497,00	149,50	0,00	0,000	---	---	---	---
VA-M	4497,00	4635,50	138,50	0,00	0,000	---	---	---	---
Mango	4635,50	4707,50	72,00	0,00	0,000	---	---	---	---
VA-Gr	4707,50	5066,00	267,50	0,50	0,002	0,114	0,002	0,165	100000,0
Green	5066,00	5116,50	141,50	0,00	0,000	---	---	---	---
VA-Gy	5116,50	5342,00	225,50	0,00	0,000	---	---	---	---
Gray	5342,00	5581,50	239,50	57,00	0,238	0,132	0,244	0,099	44,988
Seboruco	5581,50	6010,00	428,50	124,25	0,290	0,123	0,236	0,087	91,643
Blue	6010,00	6097,00	87,00	80,50	0,925	0,159	0,145	0,061	138,771
Total	2700,00	6097,00	3397,00	262,25	0,077	0,136	0,205	0,082	286,452

Del VA-Gr solo se registran en esta corrida unos 86,5 m de su espesor total por eso no es confiable tomar como referencia las propiedades calculadas como si fuera su espesor total, pero se puede decir que en este tramo tiene los valores de radioactividad Gamma altos que alcanzan los 90 °API (alto contenido de Torio [Th] y Potasio [K]) sin mucha separación entre las curvas SGR y CGR lo que demuestra el escaso contenido de Uranio [U] en la roca.

A partir de estas respuestas se obtiene un alto volumen de arcilla. Presenta valores relativamente bajos de porosidad por registro neutrónico esto da la señal de que no posee tanto contenido de agua, lo cual no es típico de las arcillas pero es justificado por los posibles carbonatos existentes en ella al igual que su alta densidad y la no tan baja resistividad, todo esto es reflejado en la saturación de agua que no da tan alta como debería ser en una arcilla pura.

De VA-Gy se puede observar que cumple mejores características como sello pues su contenido de U es casi nulo por tanto un alto volumen de arcilla visto en el *track* de litología; alta porosidad y saturación de agua, mientras que es baja la resistividad y la densidad (de aproximadamente unos $2,16 \text{ g/cm}^3$).

Green posee muy bajo contenido de elementos radioactivos y presencia de U , el volumen de arcilla es casi nula al igual que la porosidad y la saturación de agua, densidad alta pegada a los $2,75 \text{ g/cm}^3$ y resistividades muy altas lo que da a entender que estamos en presencia de una caliza muy compacta.

Gray, Seboruco y Blue poseen muy buenas propiedades de rocas reservorio: alto contenido de U y volúmenes de arcilla muy escasos: Gray (9,9%), Seboruco (8,7%) y Blue (6,1%), porosidades medias que oscilan entre el 8 y 24% y densidades relativamente altas ($2,2$ y $2,64 \text{ g/cm}^3$) debido a su alto contenido de carbonato, porosidad efectiva alta de: Gray (13,2%), Seboruco (12,3%) y Blue (15,9%) cada uno, saturación de agua muy baja: Gray (24,4%), Seboruco (23,6%) y Blue (14,5%) y resistividades altas: Gray ($44,988 \Omega\text{-m}$), Seboruco ($91,643 \Omega\text{-m}$) y Blue ($138,77 \text{ } 1\Omega\text{-m}$).

De los reservorios Gray, Seboruco y Blue se puede afirmar, según la relación de espesor efectivo y el total, que las mejores condiciones como reservorio para la producción de hidrocarburos las tiene Blue con un 92,5% de relación mientras que los restantes reservorios también se consideran buenos con un 23,8% y un 29% respectivamente.

La realización de la reentrada al seb-21 cumplió con su objetivo. La perforación concluyó tal y como estaba previsto a 6 120 m, se supone en base a la descripción litológica que cortó Veloz a 5 345 m, que se mantuvo en la misma, cortando diferentes mantos con sus intramantos de Vega Alta hasta 6 120 m. El registro corrido corroboró la profundidad real de las diferentes capas.

3.2 Resultados del cálculo del caudal a extraer

El caudal a extraer con la bomba se calculó mediante tres pasos. Primeramente, se obtiene la presión de fondo real del pozo, con el programa AWP, donde se introdujo los parámetros que se encuentran en las Tablas 2.2, 2.3 y 2.4. La Figura 3.2 muestra una imagen del simulador;

donde las variables respuestas se encuentran encerradas en rojo y en las restantes celdas se introduce las variables de entrada. El resultado de presión de fondo real que se obtiene en el simulador para el Seb-21R se muestra a continuación en la Tabla 3.3.

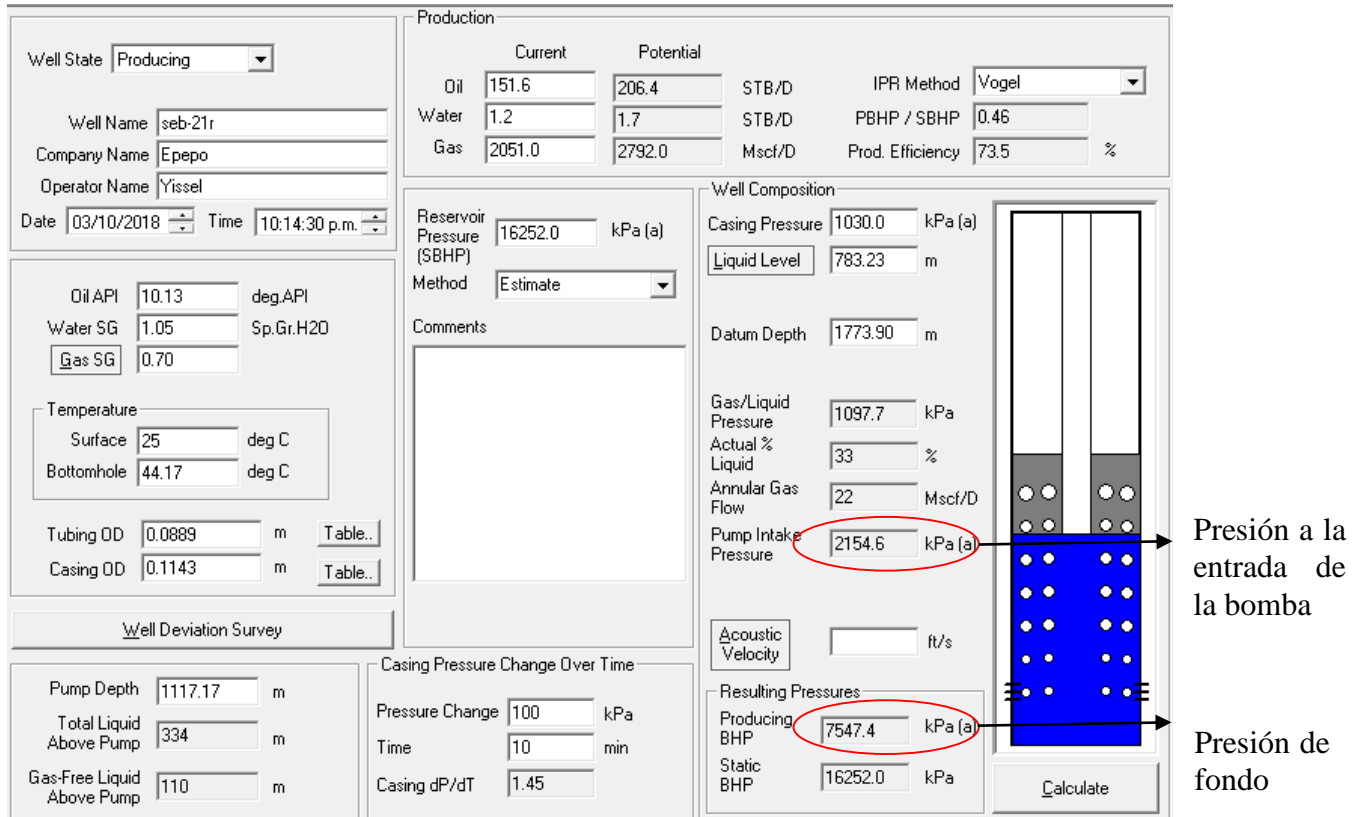


Figura 3.2 Simulador Analysis Well Production

Tabla 3.3 Presión de fondo real.

Pozo	Pf (kPa)
Seb-21R	4 990,2

Con el resultado anterior se procede a confeccionar el gráfico de Vogel mediante el programa IPR. Gráfico que aparece reflejado a continuación en la Figura 3.3.

En la Figura 3.3 se reflejan varias curvas, el flujo de petróleo se representa con el color rojo; mientras que la de color verde el flujo de petróleo y agua.

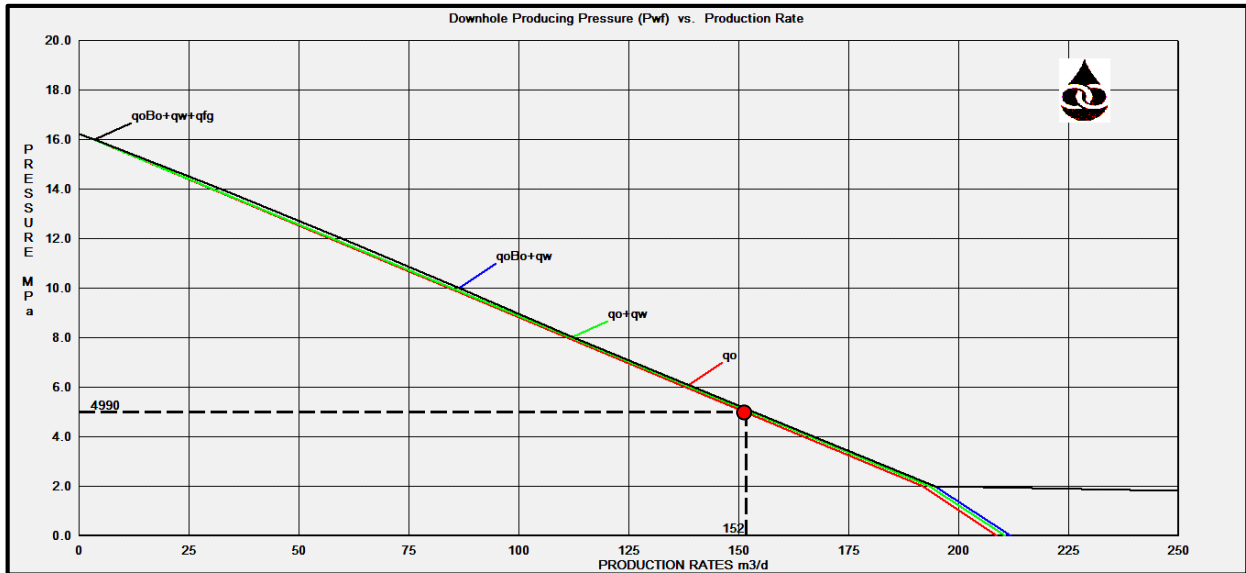


Figura 3.3 Curva de Vogel para el pozo Seb-21R.

En este caso se puede apreciar que el punto de producción o común de la curva roja se encuentra distante del final de esta, ocurriendo de igual manera con el flujo máximo. Por lo que se plantea disminuir hasta 100 m la sumergencia de la bomba para conseguir un valor de presión de fondo menor que el actual, ya que al disminuir este valor, el flujo de petróleo aumentará. Aunque hay que tener presente que en consecuencia también aumentará el flujo de agua y gas; por tanto habrá que garantizar que no haya un aumento considerable de estos.

En caso que ocurriese un gran aumento del flujo de agua y gas se necesitará un mayor tratamiento para la refinación del crudo, lo que provoca mayores pérdidas económicas.

En el paso tres se determina la presión de fondo en el pozo con la bomba a 100 m de sumergencia; calculo que se realiza con el *AWP*. Para lograr el parámetro requerido de sumergencia de la bomba se calcula el nivel dinámico mediante la ecuación (10), resultado que se observa en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4 Nivel dinámico actual y nivel dinámico garantizando 100m de sumergencia.

Pozos	ND_a	ND_{100}
Seb-21R	783,23	1 017,16

Donde:

ND_a : Nivel dinámico actual de los pozos (m)

ND_{100} : Nivel dinámico garantizando 100 m de sumergencia (m)

Como se expone en la Tabla 3.4 el nivel actual del pozo Seb-21R es menor que el nivel dinámico a 100 m de sumergencia; por lo que si se logra mantener un parámetro aproximado al de sumersión disminuye la presión de fondo, lo que genera una mayor afluencia del yacimiento hacia el pozo.

Referido al planteamiento anterior, se utiliza el nivel dinámico que garantiza que la bomba tenga los 100 m de sumergencia para calcular la nueva presión de fondo. De esta manera la bomba no trabaja en seco, lo que aumenta su vida útil, además permite manejar un aumento en la eficiencia de bombeo.

Al simular los parámetros de las Tablas 2.2, 2.3 y 2.4 en el programa *AWP*, con la sustitución del nivel dinámico actual por el que garantice los 100 m de sumergencia de la bomba reportado en la Tabla 3.2, se obtiene el valor depresión de fondo mostrado en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5 Presión de fondo con el nivel a 100 m de la bomba.

Pozo	P_{f100} (kPa)
Seb-21R	4 172

Si se compara este resultado con el obtenido al utilizar el valor de nivel actual en la Tabla 3.3 se observa que este último es inferior, lo que demuestra que es efectivo garantizar 100 m de sumergencia para lograr una mayor afluencia de fluido desde el yacimiento.

Con este nuevo valor de presión de fondo se entra en la curva de Vogel del pozo y al analizar en el grafico la curva de color verde, se selecciona el nuevo caudal a extraer, resultado que se muestra en la Tabla 3.6 que aparece a continuación.

Tabla 3.6 Caudal a extraer según la curva de Vogel.

Pozo	Q_{f100} (m ³ /día)
Seb-21R	173,45

Si se analiza el caudal reportado en la Tabla 2.3, cuyo valor de sumergencia de la bomba no es adecuado y el resultado del caudal a extraer con la bomba trabajando a 100 m de sumergencia mostrado en la Tabla 3.6; se observa que el caudal que se obtiene con la sumergencia adecuada, es más elevado que el valor de fluido que se extrae actualmente en condiciones no adecuadas de explotación de la bomba.

La Tabla 3.7 muestra el incremento del flujo de petróleo al mantener la bomba sumergida 100m en la columna de fluido del espacio anular.

El parámetro de flujo de petróleo que aparece en la Tabla 2.3 es el valor que reporta la EPEPO en el periodo de análisis sin modificar la sumergencia de la bomba; mientras que el valor de flujo de petróleo al modificar la sumergencia que es extraído de la curva de Vogel, obtenida con la nueva presión de fondo.

En esta ocasión el valor se obtiene analizando el gráfico de color rojo.

Tabla 3.7 Incremento de flujo de petróleo al variar la sumergencia de la bomba.

Pozos	$Q_{PNS}(m^3/d)$	$Q_{PS}(m^3/d)$	$Inc(m^3/d)$
Seb-21R	151,63	173,45	21,82

Donde:

Q_{PNS} : Flujo de petróleo cuando no se modifica la sumergencia de la bomba (m^3/d)

Q_{PS} : Flujo de petróleo cuando se varía la sumergencia de la bomba a 100 m (m^3/d)

Inc : Incremento del flujo en el pozo (m^3/d)

Si en el pozo Seb-21R se modifica la sumergencia de la bomba a 100m, aproximadamente se podrían extraer aproximadamente cada día $22 m^3$ por encima del valor flujo extraído actualmente. Aportando nuevas ganancias para la EPEPO.

3.3 Resultados del cálculo de la carga de la bomba

En el presente acápite se obtiene el resultado del cálculo de la carga de la bomba. Para ello se realizó un balance de energía mecánica a partir de la ecuación de Bernoulli y el fluido extraído, empleando la herramienta computacional Microsoft Office Excel.

En este caso se consideró como plano uno la entrada de la bomba y como plano dos la superficie.

Primeramente, se necesita tener dos valores de presión. En este caso se utilizó la presión a la entrada de la bomba, la cual es una variable respuesta del programa *AWP*; y el parámetro de la otra presión se tomó de la lectura del manómetro en la superficie del pozo, valor reportado por la EPEPO.

Conociendo estos dos valores de presión se calcula el término $\Delta p/(\rho g)$, resultado expuesto en la Tabla 3.8 junto a los términos de presión empleados para realizar este cálculo.

Tabla 3.8 Términos de presión y resultado del cálculo $\Delta p/(\rho g)$.

Pozos	P_B (kPa)	P_C (kPa)	$\Delta p/(\rho g)$ (m)
Seb-21R	1425.2	1030	-40.32

Donde:

P_B : Presión a la entrada de la bomba.

P_C : Presión del *casing* en superficie.

Seguidamente se calculará la diferencia de altura entre la bomba y la superficie, término que está representado como Δz en la ecuación de Bernoulli y se corresponde con la profundidad a la que está situada la bomba. Valor que se muestra en las Tablas 2.2.

El cálculo de las pérdidas de carga en el sistema (h_p) se realizó por la ecuación (2.18) y los resultados se muestran en la Tabla 3.9.

Tabla 3.9 Resultados del cálculo de las pérdidas de carga en el sistema (h_p).

Pozos	v (m/s)	$v^2/(2g)$ (m)	Re	f	fL/d_e	h_p (m)
Seb-21R	0.2	$2,29 \cdot 10^{-03}$	4.95	13	139 587,39	319,78

Donde:

v : Velocidad del fluido (m/s)

g : Aceleración de la gravedad ($g=9.81\text{m/s}^2$)

Re : Número de Reynolds (adimensional)

f : Factor de fricción (adimensional)

L : Longitud de la tubería (m)

d_e : Diámetro equivalente (m)

h_p : Pérdidas de carga en el sistema (m)

Mirando con atención la Tabla 3.9 se observa que el número de Reynolds para el pozo es menor que 2 100 por lo que el régimen de flujo es laminar, lo que se corresponde con la predicción de la EPEPO.

Con todos los términos de la ecuación de Bernoulli calculados se determina la carga de la bomba del sistema a partir de la ecuación (2.12). El resultado obtenido se multiplicó por 1,3 que es un coeficiente de seguridad en caso de sobrecargas en el sistema y es valorado como contante. Los resultados del cálculo de la carga de la bomba se muestran en la Tabla 3.10.

Tabla 3.10 Resultado del cálculo de la carga de la bomba.

Pozos	H (m)	H (kPa)
Seb-21R	1 816	17 789

Donde:

H : Carga de la bomba (m) y (kPa)

En este caso se seleccionó una bomba de cavidad progresiva para el pozo y para esta determinación se tuvo en cuenta el resultado de la Tablas 3.10, donde se observa que la carga obtenida para la bomba es menor que 24 000 kPa, carga máxima que soporta una BCP.

3.4 Resultado de la selección de la bomba adecuada

Con el nuevo flujo y la carga de la bomba ya calculados, es posible seleccionar la bomba que mejor se adecue a las nuevas condiciones de explotación. Para ello se emplean los catálogos del Anexos 1 y 2.

En el momento de la selección de la bomba se tuvo presente que su carga y caudal sea superior a la del sistema.

El resultado del nuevo flujo obtenido se encuentra en el acápite 3.1 en el octavo párrafo, mientras que el valor de la carga se refleja en la Tabla 3.10. En la Tablas 3.11 está visible el resultado de la selección adecuada de la bomba para el pozo.

Tabla 3.11 Resultado de la selección de la bomba adecuada.

Pozos	Bomba seleccionada
Seb-21R	NTZ 500x180 DT170

Como se puede apreciar en la Tabla 3.11 la bomba escogida es la adecuada para obtener el índice de productividad requerido, puesto que esta se encuentra bien dimensionada. Aunque en este caso es necesario aumentar la velocidad de operación para que esta logre mantener los 100 m de sumergencia, datos que se observan en la Tabla 3.12.

Tabla 3.12 Resultados de los cambios de velocidad.

Pozos	Bomba	v_A (rpm)	v_N (rpm)
Seb-21R	NTZ 500x180 DT170	100	103

Donde:

v_A : Velocidad de operación (rpm)

v_N : Velocidad de operación nueva (rpm)

3.5 Resultados de la valoración económica

Valorando los términos mencionados con anterioridad en el acápite 2.5, así como, los datos suministrados por la EPEPO y haciendo uso de la ecuación (2.19); es posible obtener el ingreso por venta anual del pozo Seb-21R y con ello determinar el tiempo de recuperación de la inversión. Para mostrar los beneficios obtenidos en la Tabla 3.13 se realizará la evaluación técnico económico del pozo.

En la tabla 3.13 se observa el incremento de producción de gas y petróleo. Si se considera que el pozo mantendrá las características actuales, se obtiene por concepto de ingreso por venta anual 28 871 993 CUC. Teniendo en cuenta el dato mencionado anteriormente de costo de producción total de un m³ de petróleo se obtiene una recuperación de 19 874 743

CUC/año, lo que permite evaluar que la realización de la reentrada se pagará en un período de 7,5 meses aproximadamente.

Tabla 3.13 Evaluación técnica económica de la perforación y puesta en bombeo de la reentrada en el pozo Seb-21.

Pozo	Seb-21	
Capa	Gray, Seboruco y Blue	
Fecha termina	10/2/2018	
Tipo de medida	Exploración de zona	
Plan de Incremento	Petróleo	34
	Gas	-----
Producción antes	Qp	20
	Qg	-----
	BSW	19,7
Producción después	Qp	151
	Qg	2051
	BSW	0,9
Incremento	Qp	131
	Qg	2051
Disminución	BSW	18,8
Valoración Económica	Costo perforación	15 020 743
	Recuperación	54 451,35 cuc/dia
Observaciones	Se paga en 7,5 meses	

Donde:

Q_p : Producción de petróleo (m^3/d)

Q_g : Producción de gas (m^3/d)

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

3.6 Conclusiones parciales del capítulo

Una vez concluido el capítulo, se ha podido arribar a las siguientes conclusiones parciales:

1. La interpretación de los registros geofísicos demostró que la perforación se realizó tal como se había previsto y confirmó la presencia de hidrocarburos en la zona.
2. Se calcularon los parámetros de la bomba (caudal y carga), seleccionando, en consecuencia, la bomba que garantice los mismos.
3. La perforación de la reentrada es económicamente factible con un período de recuperación de la inversión de 7,5 meses.

CONCLUSIONES

Como resultado final del trabajo, se ha arribado a las siguientes conclusiones.

1. Se demuestra que la perforación de la reentrada en el seb-21 logró aumentar la producción del pozo en 81 m^3 cada 100 RPM y disminuyó el BSW a 0.9%. Con los simuladores de proceso *Análisis de la Producción del Pozo e Índice de Productividad Real*, fijando un valor de sumergencia de la bomba de 100 m, se obtuvo un incremento de producción de $21.82 \text{ m}^3/\text{día}$.
2. La carga de la bomba obtenida al aplicar el balance de energía mecánica, fijando esta con 100 m de sumergencia, es 17 789 kPa, valor inferior a la máxima carga que soporta una BCP (24 000 kPa). Se seleccionó adecuadamente la bomba correspondiendo a estas características.
3. El análisis económico mostro la factibilidad de la perforación de la reentrada, ofreciendo un tiempo de recuperación de la inversión de 7,5 meses.

RECOMENDACIONES

Como resultados del presente trabajo se recomienda:

1. Utilizar la BCP propuesta en el presente trabajo, y ajustar la velocidad de operación de la misma, para extraer el caudal deseado.
2. Ampliar el análisis realizado en el Seb-21R para el resto de los pozos ubicados en el sector de Seboruco Este.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Barberii, E. (2001). *El pozo ilustrado* (5ta ed.). Caracas, Venezuela: FONCIED.
2. Belhaj, H. (2010). *Sistems Technological Advances in Rod Pumping*.
3. Cajigal, A. (2010). *Producción de petróleo y gas*. La Habana, Cuba.
4. Carvalho, P. G. (2008). *Bombeio de cavidades progressivas*. Brasil: Petrobras.
5. Chacín, N. (2003). *Bombeo de cavidad progresiva*. Anzoátegui, Venezuela: San Tomé Edo.
6. Fernández, E. (2002). *Ingeniería Económica para Ingenieros Químicos*. La Habana, Cuba.
7. Fonseca, E. C. (2008). *Efecto del corte de agua y la viscosidad del fluido de producción en la eficiencia volumétrica de las Bombas de Cavidades Progresivas*. Bucaramanga.
8. Galve, R. (2017). *Terminación del Seb-21R*. Empresa de Perforación y Extracción de Petroleo de Occidente, Yacimiento.
9. González, F. (2003). *Guía de estudios para la materia de Pozos I*. Venezuela: Univercidad Central de Venezuela.
10. Hawker, D. (2001). *Procedimientos y operaciones en el pozo*. DATALOG.
11. Hirschfeldt, M. (2013). *Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas*. Barinas.
12. Jansen, J. (2004). *Modelling and Optimisation of oil and gas*. USA.
13. Jones, D. (2006). *Handbook of Petroleum Processing*. Springer.
14. Jonhn, G. (2005). *Bombeo Mecánico, Optimización*. Maracaibo, Venezuela.
15. Martínez, I. S. (2016). *Perforación en la industria petrolera*. Mexico D.F, Mexico.
16. Molina, J. (2013). *Método de Levantamiento Artificial: Bombeo de Cavidades Progresivas*. Barinas.
17. Monagas, A. (2005). *Bombas de Cavidades Progresivas Netzsch*. Pomerode, Brasil.
18. Moya, V. (2017). *Proyecto Geológico del pozo Seb-21R*. EPEPO, Yacimiento, Guanabo.

19. Moya, V. (2017). *Resultados y papel de la sismica en Seboruco*. Mayabeque, Cuba.
20. NETZSCH. (2005). *Manual se sistema PCP*. Brasil.
21. Occidente, E. (2017). *Resultados y papel de la sismica en Seboruco*. Mayabeque, Cuba.
22. Ortega, E. (2011). *cmtoti.blogspot.com*. Obtenido de *cmtoti.blogspot.com*.
23. Peralta, A. A. (2014). *Reparación de pozos: Reparación mayor al pozo mora 24 ubicado en el municipio de Cárdenas, en el estado de Tabasco*. Distrito Federal: Instituto Politécnico Nacional.
24. Rivas, A. R. (2011). *Evaluación de las cargas en las unidades de Bombeo Mecánico del Centro Colector # 9*. Matanza, Cuba.
25. Rosabal, J. (2009). *Hidridinámica y separaciones mecánicas*. La Habana, Cuba: Felix Varela.
26. Sosa, C. P. (2016). *Elevación artificial con Bombas de Cavidad Progresiva*. La Habana, Cuba.
27. Takas, G. (2002). *Technical Data Handbook* (5ta ed.). Houston, USA.
28. Tarquin, A. (1999). *Ingeniería Económica* (4ta ed.). Bogotá, Colombia.
29. Travieso, M. L. (2015). *Columna Geológica del Yacimiento Seboruco*. La Habana, Cuba.
30. York, E. M. (2017). *Reporte de interpretación preliminar*. EPEPO, Ingeniería de Yacimiento, Mayabeque.

ANEXOS

Anexo 1. Modelos y capacidades de bombas multi lóbulo.

PCP - Product Overview											
Pump Model		Rate		Pressure		Rotor			Stator (refer to drawing for configuration)		
Netzsch Model	Imperial	B/D (rpm)	m ³ /d (rpm)	Psi	Bar	Length (in.)	Pin Size (in.)	Stator Length (in.)	Stator O.D. (in.)	Stop Pin Length (in.)	Stator Connection (API)
NTZ 166*090DT4.6	1300 -D-30			1300	90	102		83		13,7	
NTZ 166*100DT4.6	1500 -D-30	0,30	0,046	1500	100	112	0,9375	93	1,660	13,7	1,66" NUE
NTZ 166*120DT4.6	1800 -D-30			1800	120	128	API	109		13,7	
NTZ 238*120DT14	1800 -D-88			1800	120	149		128		13,8	
NTZ 238*150DT14	2200 -D-88			2200	150	190		159		23,6	
NTZ 238*180DT14	2600 -D-88	0,88	0,140	2600	180	221	0,9375	191	2,598	23,6	2,375" EUE/NUE
NTZ 238*200DT14	2900 -D-88			2900	200	249	API	219		23,6	
NTZ 238*240DT14	3500 -D-88			3500	240	287		256		23,6	
NTZ 278*120DT16	1800 -D-100			1800	120	126		103		13,7	
NTZ 278*150DT16	2200 -D-100			2200	150	161		128		23,6	
NTZ 278*180DT16	2600 -D-100	1,00	0,160	2600	180	186	1,1875	154	3,094	23,6	2,875" EUE/NUE
NTZ 278*200DT16	2900 -D-100			2900	200	209	API	177		23,6	
NTZ 278*240DT16	3500 -D-100			3500	240	239		207		23,6	
NTZ 278*120DT20	1800 -D-126			1800	120	151		128		13,7	
NTZ 278*150DT20	2200 -D-126			2200	150	195		162		23,6	
NTZ 278*180DT20	2600 -D-126	1,26	0,200	2600	180	226	1,1875	194	3,094	23,6	2,875" EUE/NUE
NTZ 278*200DT20	2900 -D-126			2900	200	251	API	219		23,6	
NTZ 278*240DT20	3500 -D-126			3500	240	289		256		23,6	
NTZ 278*120DT25	1800 -D-157			1800	120	181		159		13,7	
NTZ 278*150DT25	2200 -D-157			2200	150	233		201		23,6	
NTZ 278*180DT25	2600 -D-157	1,57	0,250	2600	180	272	1,1875	240	3,094	23,6	2,875" EUE/NUE
NTZ 278*200DT25	2900 -D-157			2900	200	304	API	272		23,6	
NTZ 278*240DT25	3500 -D-157			3500	240	350		318		23,6	

Anexo 2. Modelos y capacidades de bombas multi l6bulo.

NTZ 278*120DT32	1800 -D-200			1800	120	229		207		13,7	2.875" EUE/NUE
NTZ 278*150DT32	2200 -D-200			2200	150	289		257		23,6	
NTZ 278*180DT32	2600 -D-200	2,00	0,320	2600	180	339	1,1875	307	3,094	23,6	
NTZ 278*200DT32	2900 -D-200			2900	200	380	API	347		23,6	
NTZ 278*240DT32	3500 -D-200			3500	240	443		410		23,6	
NTZ 350*120DT33	1800 -D-208			1800	120	157		133		13,7	3.50" EUE/NUE
NTZ 350*150DT33	2200 -D-208			2200	150	199		165		23,6	
NTZ 350*180DT33	2600 -D-208	2,08	0,330	2600	180	234	1,3750	201	3,748	23,6	
NTZ 350*200DT33	2900 -D-208			2900	200	260	API	227		23,6	
NTZ 350*240DT33	3500 -D-208			3500	240	299		266		23,6	
NTZ 350*100DT40	1500 -D-250			1500	100	161		138		13,7	3.50" EUE/NUE
NTZ 350*150DT40	2200 -D-250	2,50	0,400	2200	150	171	1,3750	138	3,748	23,6	
NTZ 350*200DT40	2900 -D-250			2900	200	309	API	275		23,6	
NTZ 400*120DT50	1800 -D-315			1800	120	189	1,3750	164		13,7	4" EUE/ NUE
NTZ 400*150DT50	2200 -D-315			2200	150	241	API	207		23,6	
NTZ 400*180DT50	2600 -D-315	3,15	0,500	2600	180	281	1,5625	247	4,000	23,6	
NTZ 400*200DT50	2900 -D-315			2900	200	313	API	279		23,6	
NTZ 400*240DT50	3500 -D-315			3500	240	362		328		23,6	
NTZ 400*120DT66	1800 -D-415			1800	120	241		216		13,7	4" EUE/NUE
NTZ 400*150DT66	2200 -D-415			2200	150	304		269		23,6	
NTZ 400*180DT66	2600 -D-415	4,15	0,660	2600	180	356	1,5625	322	4,000	23,6	
NTZ 400*200DT66	2900 -D-415			2900	200	398	API	363		23,6	
NTZ 400*240DT66	3500 -D-415			3500	240	465		430		23,6	
NTZ 400*120DT83	1800 -D-522			1800	120	297		273		13,7	4" EUE/ NUE
NTZ 400*150DT83	2200 -D-522	5,22	0,830	2200	150	370	1,5625	336		23,6	
NTZ 400*180DT83	2600 -D-522			2600	180	444	API	409	4,000	23,6	
NTZ 400*200DT83	2900 -D-522			2900	200	474		450		23,6	
NTZ 400*090DT110	1300 -D-692			1300	90	296		27		13,7	4" EUE/ NUE
NTZ 400*120DT110	1800 -D-692	6,92	1,100	1800	120	385	1,5625	360	4,000	13,7	
NTZ 400*150DT110	2200 -D-692			2200	150	476	API	452		23,6	
NTZ 450*120DT174	1800 -D-465			1800	120	193		168		13,7	4.5" EUE/ NUE**
NTZ 450*150DT174	2200 -D-465			2200	150	247		213		23,6	
NTZ 450*180DT174	2600 -D-465	4,65	0,740	2600	180	288	1,5625	254	4,803	23,6	
NTZ 450*200DT174	2900 -D-465			2900	200	321	API	287		23,6	
NTZ 450*240DT174	3500 -D-465			3500	240	371		337		23,6	
NTZ 450*090DT150	1300 -D-943			1300	90	279		254		13,7	4.5" EUE/ NUE**
NTZ 450*120DT150	1800 -D-943	9,43	1,500	1800	120	362	1,5625	337	4,803	13,7	
NTZ 450*150DT150	2200 -D-943			2200	150	457	API	423		23,6	
NTZ 500*120DT138	1800 -D-868			1800	120	267		242		13,7	5" LTC
NTZ 500*150DT138	2200 -D-868	8,68	1,380	2200	150	336	1,5625	301	5,000	23,6	
NTZ 500*180DT138	2600 -D-868			2600	180	395	API	360		23,6	
NTZ 500*200DT138	2900 -D-868			2900	200	445		410		23,6	
NTZ 500*100DT170	1500 -D-1069			1500	100	271		247		13,7	
NTZ 500*150DT170	2200 -D-1069	10,69	1,700	2200	150	409	1,5625	374	5,000	23,6	
NTZ 500*180DT170	2600 -S-1069			2600	180	469	API	434		23,6	
NTZ 500*090DT226	1300 -D-1421	14,21	2,260	1300	90	347	API	323	5,000	13,7	5" LTC
NTZ 500*120DT226	1800 -D-1421	14,21	2,260	1800	120	448	1,5625	423	5,000	13,7	