



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

**Análisis del comportamiento del pozo Seb-18 después de la reentrada realizada  
para el incremento de futuras producciones.**

**Trabajo Final**

**Especialidad en Perforación de pozos de petróleo y producción de petróleo.**

**Mención: Producción de petróleo.**

**Autora:** Ing. Yadira Corrales Ur

**Matanzas**

**2019**



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



**CENTRO POLITÉCNICO DEL**  
**PETRÓLEO**  
**SEDE: HABANA**

**Análisis del comportamiento del pozo Seb-18 después de la reentrada realizada  
para el incremento de futuras producciones.**

**Trabajo Final**

**Especialidad en Perforación de pozos de petróleo y producción de petróleo.**

**Mención: Producción de petróleo.**

**Autor:** Ing. Yadira Corrales Ur

**Tutor:** Esp. Ing. Aglays Gual Duquesne

Dr.C. Yamilé Martínez Ochoa

**Matanzas**

**2019**

**NOTA DE ACEPTACIÓN**

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

Presidente del Tribunal

---

Miembro del Tribunal

---

Miembro del Tribunal

---

Miembro del Tribunal

---

Miembro del Tribunal

---

Calificación

---

Ciudad, fecha

## **DECLARACIÓN DE AUTORIDAD**

Yo, Yadira Corrales Ur declaro que soy la única autora 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

La presente investigación se desarrolla en el yacimiento petrolero Seboruco, específicamente en el sector Este del mismo, pertenece a la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo de Occidente (EPEPO). El estudio tiene como propósito general analizar dos vías factibles para incrementar la producción del pozo SEB-18 después de realizada la reentrada en el año 2018, y aprovechar mejor su potencial. La primera vía consiste en determinar los parámetros de bombeo correctos: caudal ( $Q$ ), diferencia de presión o carga de la bomba ( $\Delta P$ ,  $H$ ) y velocidad de operación. Se evalúa la BCP con su sumergencia actual y luego con una sumergencia de 100 m, utilizando herramientas computacionales como: Analysis Well Production (AWP), Índice de Productividad Real (IPR) y balances de energía mediante Microsoft Excel, y se determina si es necesario cambiar la bomba de forma tal que cumpla con dichos parámetros. La segunda vía es proponer una medida geólogo-técnica complementaria (acidificación con HCL) para alcanzar mayores rendimientos. Para proponer la MGT indicada se analizan las características del reservorio, las del pozo, así como las del potencial productivo alcanzado en las otras reentradas de pozos aledaños al SEB-18re. La acidificación aumenta la permeabilidad del reservorio y por tanto la afluencia de petróleo desde el yacimiento.

Los resultados que se obtienen en la investigación arrojan que la bomba KUDU 120K1500, con la que se explota actualmente el pozo está trabajando realmente con los parámetros ( $P_{wf}=6370,8\text{kPa}$ ,  $Q_{PA}=79\text{m}^3/\text{d}$  y  $Ef.B=80,1\%$ ). Al disminuir la sumergencia a 100 m, se obtuvieron los siguientes ( $P_{wf}=3948,1\text{kPa}$ ,  $Q_{PA}=84\text{m}^3/\text{d}$  y  $Ef.B_o=90,4\%$ ). Finalmente, al calcular la carga de la bomba una vez modificada la sumergencia, se obtiene  $H=1705$  m con los cuales no es posible llevar el petróleo hacia la superficie, por lo tanto se propone instalar la bomba KUDU 122K 1800.

La combinación del cambio de bomba junto con la MGT, incrementan la producción en  $145\text{ m}^3/\text{d}$  recuperándose la inversión desde el mismo primer año.

## Abstract

The present investigation is carried out in the Seboruco oil field, specifically in the eastern sector of the same, belongs to the Oil Drilling and Extraction Company of the West (EPEPO). The general purpose of the study is to analyze two feasible ways to increase the production of the SEB-18 well after its re-entry in 2018, and make better use of its potential. The first way is to determine the correct pump parameters: flow rate (Q), pressure difference or pump load ( $\Delta P$ , H) and operating speed. The BCP is evaluated with its current submergence and then with a submergence of 100 m, using computational tools such as: Analysis Well Production (AWP), Real Productivity Index (IPR) and energy balances using Microsoft Excel, and it is determined if it is necessary to change the pump in such a way that it complies with said parameters. The second way is to propose a complementary geological-technical measure (acidification with HCL) to achieve higher yields. To propose the MGT indicated, the characteristics of the reservoir are analyzed, as well as those of the productive potential reached in the other reentries of wells bordering the SEB-18re. Acidification increases the permeability of the reservoir and therefore the influx of oil from the deposit.

The results obtained in the investigation show that the KUDU 120K1500 pump, with which the well is currently being exploited, is actually working with the parameters ( $P_{wf} = 6370,8$  kPa,  $Q_{PA} = 79$  m<sup>3</sup>/d and  $E_{f.B} = 80,1\%$ ). When the submergence was reduced to 100 m, the following were obtained ( $P_{wf} = 3948,1$  kPa,  $Q_{PA} = 84$  m<sup>3</sup>/d and  $E_{f.Bo} = 90,4\%$ ) Finally, when calculating the pump load once the submergence was modified, we obtain  $H = 1705$  m with which it is not possible to bring the oil to the surface, therefore it is proposed to install the KUDU 122K 1800 pump.

The combination of the pump change together with the MGT, increase the production in 145 m<sup>3</sup>/d redging the investment from the same year.

## Índice

INTRODUCCIÓN .....	1
CAPÍTULO I. ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO .....	3
1.    Fundamentos teórico prácticos en los que se basa el análisis propuesto.....	3
1.1.    Método de bombeo de cavidad progresiva.....	3
1.1.1.    Principio de bombeo .....	3
1.1.2.    Terminología.....	4
1.1.3    Ventana de aplicación.....	6
1.2.    Condición de operación con la que debe trabajar una BCP .....	9
1.3.    Principales métodos de rehabilitación empleados en el yacimiento .....	12
1.3.1    Reparaciones subterráneas a pozos (RS).....	13
1.3.2    Reparaciones capitales a pozos (RC).....	14
1.3.3    Medidas geólogo – técnicas (MGT) .....	14
1.3.3.1    Estimulación de pozos .....	15
1.3.3.2    Tipos de tratamientos ácidos.....	17
1.4.    Conclusiones del Capítulo.....	18
CAPÍTULO II: DISEÑO METODOLÓGICO .....	20
2.1    Breve descripción del área de estudio .....	20
2.2    Generalidades del yacimiento Seboruco .....	21
2.2.1    Estudios sísmicos realizados en el yacimiento Seboruco .....	22
2.2.2    Geología del Yacimiento Seboruco .....	23
2.3    Terminación del pozo Seb-18re .....	25
2.4    Análisis del comportamiento productivo del pozo Seb-18re.....	27
2.5.    Método de extracción del pozo Seb-18Re .....	28
2.5.1.    Obtención de los parámetros para la correcta explotación de la bomba .....	28
2.5.2.    Cálculo del caudal a producir.....	29
2.5.3.    Cálculo de la carga de la bomba o diferencial de presión estimada .....	31
2.5.3.1.    Sumergencia mínima.....	32
2.5.3.2.    Cálculo de las pérdidas de carga .....	34
2.5.4.    Velocidad de operación.....	35

2.5.5.	Evaluación de la bomba propuesta para el Seb-18Re .....	35
2.5.5.1.	Curva de la bomba a la velocidad de operación.....	35
2.5.5.2.	Cálculo de Diferencial de presión nominal de la bomba .....	36
2.6.	Selección del método de estimulación adecuado para el Seb-18re .....	37
2.7.	Evaluación económica de los métodos propuestos para incrementar la producción .....	38
CAPÍTULO III: RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....		40
3.1.	Resultado del cálculo del caudal a extraer .....	40
3.2.	Resultado del cálculo de la carga de la bomba.....	43
3.3.	Resultados de la evaluación de la bomba instalada.....	44
3.4.	Tratamiento de ácido propuesto .....	46
3.4.1.	Programa de trabajo para el tratamiento ácido.....	47
3.5.	Resultados de la valoración económica.....	50
CONCLUSIONES .....		52
RECOMENDACIONES .....		53
BIBLIOGRAFÍA .....		54
SIMBOLOGÍA.....		56
ANEXOS .....		60



## INTRODUCCIÓN

La investigación se realiza en el yacimiento Yumurí – Seboruco, específicamente en el sector Este del mismo. Es un reservorio fracturado, localizado costa afuera en el Bloque 7, perteneciente a la EPEPOccidente. Actualmente constituye el máximo exponente de crudo en la zona de la costa norte entre La Habana y Matanzas. **(Ríos, 2005)**

En el Sector Seboruco Este, la EPEPO perfora el pozo Seb-17A en el 2012, con resultados productivos positivos, lo que da lugar a un proyecto de perforación acelerada en esta área para explorar y verificar la continuidad de la estructura Seboruco en su sector oriental. La perforación y evaluación de los pozos Seb-18 y Seb-20 en el 2013, así como los pozos perforados durante 2014 de Seb-21; 22 y 23 demuestran las potencialidades productivas en este sector.**(Bisbé, Moya y Ríos, 2017)**

El pozo Seb-18, desde enero 2013 a octubre 2017 acumula una producción de unas 101275 ton de petróleo, pero tiene algo más del 36% BSW y su producción de petróleo declina a unos 7 ton/día. Por esta razón se realiza una reentrada en el año 2018, con el objetivo de dirigir el pozo a un área con mejores características colectoras, con lo que se elimina la producción de agua e incrementa la de petróleo **(Bisbé, Moya y Ríos, 2017)**. Finalmente, la perforación de la reentrada termino con una profundidad de 5440 mbmr (1774.12 mts TVD), con la cual no se cortó la capa Veloz Blue que era uno de los objetivos de esta perforación, pero si cuenta con los demás reservorios Green, Grey y Seboruco en los cuales se han demostrado buenas reservas de petróleo.

Al inicio de su puesta en producción, el pozo Seb-18Re cuenta con la bomba de fabricación brasilera NTZ 450\*150SIT60m, pero resulta de muy poco caudal para las condiciones del mismo. Se realiza el cambio del equipo de bombeo por la KUDU 120k1500 de fabricación canadiense y es con la que actualmente está trabajando el pozo. No obstante, el pozo continúa teniendo problemas con el bombeo y ha sido intervenido en más de una ocasión. Por esta razón, en este trabajo se pretende analizar el comportamiento del pozo Seb-18 después de la reentrada realizada, evaluando el equipo de bombeo, así como estimular la matriz rocosa con una acidificación, de forma tal que se obtengan mayores rendimientos productivos.

### **Problema científico:**

Irregularidad en la producción de petróleo del pozo Seb-18Re producto un incorrecto dimensionamiento de la bomba de cavidades progresivas utilizadas y a un bajo aprovechamiento de las capacidades de su zona productiva.

### **Hipótesis:**

Si se determinan los parámetros adecuados para operar la bomba y se estimula la zona productiva del pozo, se incrementa la producción con un funcionamiento estable del sistema.

### **Objetivo General:**

Analizar el comportamiento de la producción del Seb-18Re con el fin de elevar la productividad del pozo.

### **Objetivos Específicos:**

1. Caracterizar el área donde está ubicado el pozo Seb-18Re y la terminación del mismo.
2. Determinar la condición de operación adecuada para el equipo de bombeo disponible según la producción esperada, aplicando softwares apropiados y el balance de energía mecánica.
3. Proponer la solución conveniente para estimular la zona productiva del Seb-18Re y obtener mayores tasas de producción una vez que se diseñe correctamente la BCP a bajar en el pozo.
4. Valorar desde el punto de vista técnico- económico los métodos propuestos para incrementar la producción.

Este trabajo de diploma consta de tres capítulos.

- Capítulo I: Análisis Bibliográfico
- Capítulo II: Diseño metodológico
- Capítulo III: Resultados y discusión

Además de conclusiones, recomendaciones, bibliografía y anexos.

# CAPÍTULO I. ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO

## 1. Fundamentos teórico prácticos en los que se basa el análisis propuesto

### 1.1. Método de bombeo de cavidad progresiva

Las Bombas de Cavidades Progresivas (BCP) representan un método de levantamiento artificial de crudos pesados, medianos y livianos que ofrece una amplia versatilidad, alta eficiencia y bajo costo. La geometría simple de este tipo de bombas constituidas principalmente por un rotor metálico y un estator elastomérico le confieren al sistema tales ventajas. (Autores, 2005)

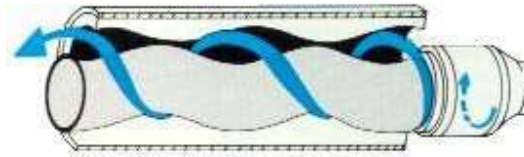
Una BCP es una bomba rotativa de desplazamiento positivo, clasificada como un tipo especial de bomba de tornillo. Estas se caracterizan por ofrecer un caudal constante (teóricamente) aunque se varíe la presión de descarga de la misma, lo que representa una de las mayores ventajas de este tipo de bombas. Adicionalmente, mediante la tecnología de cavidades progresivas se pueden bombear fluidos con contenidos de agua, arena y parafinas. (Cajigal, 2010)

#### 1.1.1. Principio de bombeo

El principio de las BCP está bien adecuado a los requerimientos de bombeo de los fluidos de un pozo. En el corazón de la BCP se encuentra el elemento de bombeo consistente de un rotor de acero endurecido, usualmente en forma de sección helicoidal circular simple y un estator con la forma interna de helicoidal doble, fabricado de elastómero resistente al desgaste insertado dentro de un tubo de acero aleado. Este último se selecciona de acuerdo al fluido del pozo. Cuando el rotor es ubicado dentro del estator se forma una serie de cavidades selladas. (Chacín, 2003)

Cuando el rotor gira estas cavidades progresan desde la succión hasta la descarga, transportando de manera positiva el fluido del pozo por la columna de producción hasta la superficie sin pulsaciones. El caudal es directamente proporcional a la velocidad de rotación. Por ello la bomba puede ajustarse al influjo del pozo para una producción óptima. Su principio de operación es el de crear cavidades dentro de las cuales el fluido es desplazado axialmente desde una zona de baja presión (succión) hasta una zona de alta

presión (descarga), como resultado del movimiento relativo de sus componentes (ver figura 1.1). (Chacín, 2003)



**Fig. 1.1. Bomba de Cavidad Progresiva.**

El rotor, que es el elemento móvil de la bomba, es construido de acero aleado, carburo de tungsteno o cerámica, mientras que el estator puede ser construido de diversos materiales, los más utilizados son los aceros aleados, las aleaciones de bronce y los elastómeros.

Las bombas de cavidades progresivas son clasificadas principalmente por la geometría de sus componentes, agrupándose en convencionales y multilobulares. Las bombas convencionales son aquellas cuyo rotor sólo posee un lóbulo mientras que en las bombas multilobulares el rotor posee un número mayor de lóbulos. (Chacín, 2003)

### **1.1.2. Terminología**

Organizaciones como el Instituto Hidráulico Americano (HI, 2000), el Instituto Hidráulico Alemán (VDA, 1995), el Instituto Nacional de Estándares de Norteamérica (ANSI, 1994) y la Organización Internacional de Estándares (ISO 1999) han establecido un conjunto de términos que permiten describir tanto la operación como la geometría de una bomba rotativa, de manera que al analizar su comportamiento exista unificación en la terminología utilizada, a continuación se explican algunos de estos términos brevemente. (Autores, 2006)

**Estator o cuerpo:** El cuerpo es la parte de la bomba que rodea a la cámara de bombeo, en algunas bombas el cuerpo puede incluirse dentro de los componentes rotativos, pero en general es estacionario y se denomina estator.

**Rotor:** Una bomba rotativa tiene uno o más partes móviles dentro de la cámara de bombeo, las cuales producen la acción de bombeo, a estos elementos se les denomina rotores.

**Sellos estáticos y dinámicos:** Los sellos en una bomba rotativa pueden ser de dos tipos: estáticos y dinámicos, los sellos estáticos son aquellos que proveen aislamiento a través de una delgada capa de líquido entre las partes estáticas de la cámara de bombeo y las partes móviles, previniendo así que exista contacto entre ellas. Los sellos dinámicos son aquellos

utilizados en las fronteras de la cámara de bombeo para aislarla de las partes móviles que se extienden a través de ella (tales como los ejes de accionamiento) y evitar así la fuga del fluido desde la cámara hacia el medio ambiente.

**Desplazamiento:** Es una de las variables de mayor interés de una BCP, se define como el volumen de fluido desplazado por revolución del rotor y es función de cuatro parámetros geométricos: la excentricidad, la longitud de la cavidad, el diámetro de rotor y el número de lóbulos del estator. La excentricidad, el diámetro del rotor y el número de lóbulos definen el área transversal de la bomba, mientras que la longitud de la cavidad determina su volumen. Además, puede ser determinado experimentalmente como el volumen de fluido bombeado por revolución a una diferencia de presión igual a cero, la unidad estándar del desplazamiento en sistema internacional son los mililitros por revolución (ml/rev).

El desplazamiento de la bomba será entonces el producto del área libre y la longitud de la cavidad que viene dada por el paso de hélice del estator (Ec. 1.1).

$$D = 4 * e * dr * Paso \text{ st} \quad (1.1)$$

**Caudal teórico:** Al desplazamiento por unidad de tiempo se le denomina caudal teórico, viene expresado en metros cúbicos por hora. El caudal teórico se calcula del producto del desplazamiento por la velocidad de giro de la bomba, como se expresa en la ecuación 1.2.

$$Q_t = D * n \quad (1.2)$$

**Escurrimiento:** A la cantidad de fluido que se escapa a través de las holguras internas de la bomba por unidad de tiempo se le denomina escurrimiento. Este es función de la geometría de las holguras internas de la bomba, la diferencia de presión, las propiedades del fluido manejado y solo en el caso de altos diferenciales de presión lo es también de la velocidad de operación. El escurrimiento se calcula de la diferencia algebraica del caudal teórico de la bomba y su capacidad (Ec. 1.3).

$$S = Q_t - Q \quad (1.3)$$

**Eficiencia volumétrica:** Se define como la relación entre el caudal real bombeado y el caudal teórico. La eficiencia volumétrica es un indicador del comportamiento de la bomba (Ec. 1.4), sí ésta es igual a 100% significa que el caudal desplazado es igual al caudal teórico, mientras que si es igual a cero significa que el caudal es cero y el escurrimiento es igual al caudal teórico de la bomba.

$$n_v = \frac{Q}{Q_t} \quad (1.4)$$

**Diferencia de presión:** La diferencia algebraica entre la presión de descarga y la presión de succión expresada en kilo pascal (kPa) es lo que se define como diferencia de presión (Ec. 1.5).

$$\Delta p = p_{des} - p_{succion} \quad (1.5)$$

### 1.1.3 Ventana de aplicación

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 o como optimización y reducción de costos.

Al sustituir grandes equipos de Bombeo Mecánico, se reduce el impacto ambiental (ruidos, derrames, etc.), gastos asociados a consumo energético, optimización (cambios de velocidad de operación), diagnóstico y optimización, adicionalmente, en pozos de crudos viscosos se eliminan los problemas de flotabilidad de cabillas (seno). (**Autores, 2006; Cupet, 2002**)

#### **Caudales**

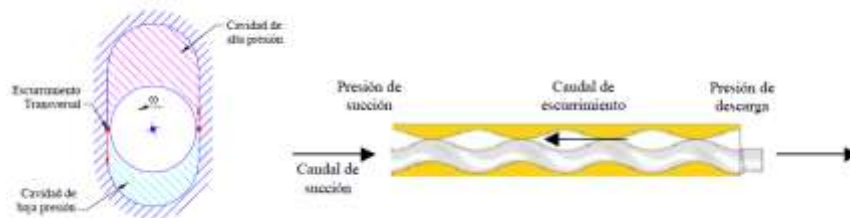
El rango de caudales para los cuales aplica este método, está determinado básicamente por las dimensiones de los modelos comerciales disponibles, que manejan desde 0.1 B/d/rpm hasta valores cercanos a 26 B/d/rpm. Para manejar caudales superiores con este método de bombeo sería necesario el uso de equipos más grandes y completaciones más robustas o el incremento de la velocidad de operación de los equipos, que generalmente debe estar entre 100 y 500 r.p.m., lo cual afectaría de manera importante la vida útil de los mismos.

#### **Viscosidad**

La eficiencia del sistema de levantamiento mejora cuando el fluido de trabajo tiene viscosidades relativamente altas, incluso en valores cercanos a 5000 cP a temperatura de

fondo, gracias a la mejora del sello hidráulico que se establece entre el rotor y el estator, lo cual favorece la eficiencia volumétrica durante la acción de bombeo, que tal como fue definida, es la relación entre el caudal manejado en la condición de trabajo, y el caudal teórico del equipo calculado a partir de su geometría.

Puede observarse que la eficiencia es función de la diferencia entre el caudal teórico y el caudal real, la cual se genera como producto de la cantidad de fluido que se escapa a través de las holguras internas de la bomba durante la acción de bombeo, y recircula hacia la succión, generando una reducción del caudal bombeado producto del ya mencionado “escurrimiento”, como se puede ver en la siguiente figura. (Autores, 2006)



**Fig. 1.2. Distribución de caudales dentro de la bomba**

Esta recirculación puede reducirse mediante el ajuste mecánico entre el rotor y el estator, que se denomina interferencia, o mediante el sello estático que se establece en la sección con holgura, cuya efectividad es función de la viscosidad del fluido de trabajo, es por ello que una de las variables que determina la ventana de aplicación del método es la viscosidad, ya que este sello hidráulico es más efectivo mientras más viscoso sea el fluido de trabajo.

### **Fracción de gas**

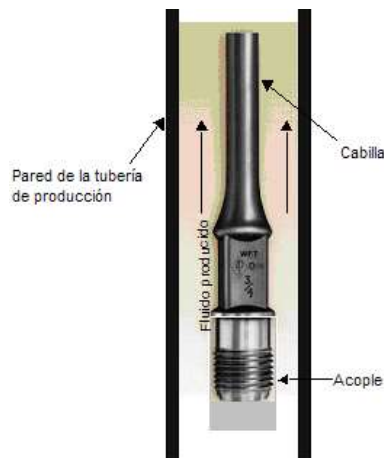
Por otra parte, la fracción de gas manejada por la bomba constituye una desventaja para cualquier método de bombeo, ya que cuando el objetivo es bombear líquido y existe gas presente, parte del trabajo que realiza el equipo es invertida en compresión y transporte de gas, disminuyendo la cantidad de líquido bombeado, Sin embargo, la eficiencia volumétrica de este método ha demostrado ser menos sensible a la presencia de gas que el resto de los métodos de bombeo.

### **Temperatura del fluido**

La temperatura es otra de las variables a considerar, puesto que el elastómero que constituye el material del estator presenta un comportamiento muy común asociado a la expansión térmica, que tiene serias implicaciones mecánicas para el desempeño de la bomba, ya que al aumentar el volumen aumenta también el ajuste entre rotor y estator, y por tanto se incrementan las fuerzas no conservativas que actúan en detrimento de la vida útil del equipo.

### **Profundidad**

Otra de las variables que determina la ventana de aplicación es la profundidad de instalación de la bomba, cuya magnitud es directamente proporcional a los esfuerzos de tracción y torsión aplicados sobre la sarta de cabillas, los cuales se generan como producto de la superposición de varios efectos mecánicos e hidráulicos característicos del sistema de bombeo, tales como la diferencia de presión de la bomba, el peso de la sarta en flotación, la fricción entre rotor y estator, la fuerza de arrastre del fluido sobre la sarta de cabillas y el torque resistivo del fluido. En general la carga total aumenta con la profundidad y puede compensarse con la instalación de cabillas de mayor diámetro, sin embargo, al aumentar el diámetro se disminuye el espacio anular existente entre las cabillas y la tubería de producción, lo que incrementa las pérdidas hidráulicas del fluido que por allí circula como se muestra en la siguiente figura: (Autores, 2006)



**Fig. 1.3. Espacio anular entre las cabillas y la tubería de producción.**

Por esta razón se establece un límite en el diámetro de las cabillas y por tanto en la profundidad de instalación de la bomba, el cual depende también del tipo de acople, ya que existen acoples de hoyo grueso y de hoyo delgado, para el tipo grueso los diámetros permisibles son menores puesto que ocupan mayor espacio en la sección de flujo. El



compromiso entre la resistencia a los esfuerzos presentes y la limitación de las pérdidas hidráulicas generadas al restringir la sección anular de flujo, define la limitación de este método de producción en cuanto a profundidad.

### **Operación**

La operación de una BCP se fundamenta en el principio del capsulismo, que consiste en el aislamiento de un volumen de fluido y su posterior desplazamiento desde una zona de succión a baja presión a una zona de descarga a alta presión. Durante este recorrido se presentan tres ciclos de trabajo, denominados “AS” (abierto a la succión), “CSD” (cerrado a la succión y a la descarga) y “AD” (abierto a la descarga), cada uno de los cuales se presenta dependiendo de la posición del rotor. (Autores, 2006; Cupet, 2002)

## **1.2. Condición de operación con la que debe trabajar una BCP**

La base del diseño de todo sistema de levantamiento artificial es el análisis del comportamiento de producción del pozo y su acople con el perfil hidráulico del sistema mismo, el cual se define en base a las presiones y caudales que se generan durante la producción.

Para facilitar los cálculos para hallar la condición de operación con la que debe trabajar la bomba se utilizan 3 herramientas computacionales fundamentalmente, dos de las cuales son: “Analysis Well Production” (AWP) o Análisis de la Producción del Pozo y el Índice de Productividad Real (IPR). La combinación de ambos permite determinar el caudal de operación que debe manejar la bomba. Además, se utiliza el libro de cálculos de Excel “Análisis de carga” para determinar el diferencial de presión total que tiene que manejar la bomba para elevar toda la carga del sistema.

Al AWP, se le introducen los parámetros:

- Profundidad de la bomba (PB)
- Producción de fluido (Qf)
- Producción de petróleo (Qp)
- Producción de gas (Qg)
- Producción de agua (Qw)
- Densidad del petróleo ( $\rho$ )

- Nivel dinámico del pozo (ND)
- Diámetro exterior de la tubería ( $d_t$ )
- Diámetro exterior de la camisa ( $d_{cam}$ )
- Presión de capa ( $P_c$ )
- Presión en la cabeza del pozo ( $P_{cab}$ )

Mediante el programa IPR se realiza el gráfico o curva de Vogel.

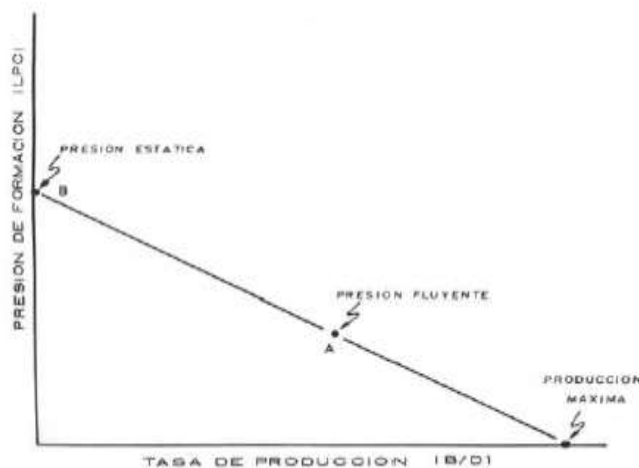
Las características de producción de un pozo están representadas por su relación de comportamiento de flujo, comúnmente expresadas por medio de gráficas conocidas como curvas de afluencia o IPR (Inflow Performance Ratio). (Cupet, 2002)

### Índice de Productividad

Es la razón de la tasa de producción,  $m^3$  por día, a la presión diferencial ( $P_e - P_f$ ) en el punto medio del intervalo productor. Es el inverso a la pendiente de la curva IPR, y está definido por la Ec. 1.6:

$$IP = \frac{Q}{P_e - P_{wf}} \quad (\text{Ec. 1.6})$$

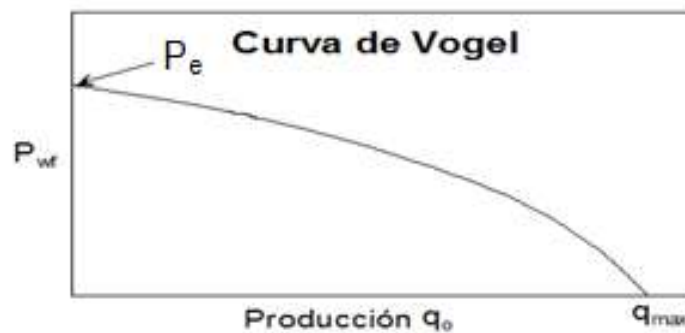
En algunos pozos, en particular en los que producen bajo empuje hidráulico, el índice de productividad permanece constante para una amplia variación en tasa de flujo, la cual es directamente proporcional a la presión diferencial ( $P_e - P_{wf}$ ) de fondo. De tal manera que el comportamiento de  $Q$  vs ( $P_e - P_{wf}$ ) es lineal, como se muestra en el siguiente gráfico. (Autores, 2006)



**Fig. 1.4. Índice de productividad.**

En otros pozos, a mayores tasas de flujo o de yacimientos con empuje de gas en solución, la linealidad no se mantiene y el índice de productividad disminuye.

Cuando se trata de yacimientos con empuje por gas en solución, ya se ha establecido que el índice de productividad no es constante. Para esto, el ingeniero Vogel desarrolla una curva IPR adimensional, como se muestra en el gráfico, la cual establece una curvatura típica y una variación razonable del índice de productividad con presiones diferenciales adicionales. Vogel realizó un estudio completo para un determinado número de yacimientos con dicho mecanismo de producción y llegó a la conclusión que la forma de la curva es siempre la misma, para cualquier momento en la vida productiva del yacimiento (Fig. 1.5). (Jansen y Currie, 2004)



**Fig. 1.5. Curva de Vogel.**

En la cual se relacionan las presiones y los flujos (P<sub>wf</sub>/P<sub>e</sub> y Q/Q<sub>máx</sub>) y cuya expresión matemática general se observa en la ecuación 1.7.

$$\frac{Q}{Q_{\text{máx}}} = 1 - 0,2 * \left(\frac{P_{wf}}{P_e}\right) - 0,8 * \left(\frac{P_{wf}}{P_e}\right)^2 \quad (\text{Ec. 1.7})$$

El software IPR para llegar a trazar dicha curva utiliza como datos de entrada la temperatura de superficie 25°C y la del yacimiento 50°C, además de los parámetros siguientes:

- Relación gas petróleo (RGP)
- Producción de petróleo (Q<sub>p</sub>)
- Producción de agua (Q<sub>w</sub>)
- Gravedad específica del petróleo y el gas (S.G)
- Presión del depósito estática (P<sub>e</sub>)
- Presión de fondo fluyente del fluido (P<sub>wf</sub>)

- Factor de volumen de petróleo ( $B_0$ )
- Relación de gas en solución ( $R_s$ )
- Presión de punto de burbuja de petróleo ( $P_{bp}$ )

La  $P_{bp}$  es obtenida del simulador “Heavy oil calculations” (Anexo 2).

Con el libro de Excel “Análisis de Carga” se efectúan los cálculos para determinar la carga que debe vencer la bomba para elevar el fluido hasta la superficie en términos de presión diferencial y de altura de elevación. Tanto los reales, como los obtenidos cuando se disminuye la sumergencia a 100 m.

El caudal total manejable por la bomba debe ser llevado a caudal de líquido mediante la consideración de la fracción de gas y corte de agua, y el caudal de petróleo restante es el que debe tomarse para el cálculo de las pérdidas del sistema. Razón por la cual los conceptos de la hidráulica básica como ecuación de Bernoulli, el cálculo del área de flujo, el régimen de flujo y el cálculo de las pérdidas, pueden ser empleado en esta investigación.

El tercer parámetro para definir el punto de operación de la bomba es la velocidad de rotación la cual se determina despejando de la ecuación 1.2, descrita anteriormente.

### **1.3. Principales métodos de rehabilitación empleados en el yacimiento**

Las operaciones de intervención a pozos cubren una amplia variedad de actividades incluyendo rehabilitación/repación, cable de acero, extracción de la tubería junto con las varillas de succión, intervención en un pozo con presión, terminaciones, punzados, etc. En pocas palabras, las operaciones correctivas se clasifican como cualquier operación que se lleve a cabo después de que el pozo ha sido perforado, incluyendo a las actividades de taponamiento y de abandono del pozo.

La decisión de trabajar en un pozo luego de la terminación inicial se basa en varios factores. El factor económico juega un papel crucial para determinar si un pozo merece trabajos correctivos para reparar o mejorar el rendimiento, o para taponarlo y abandonarlo. Si el pozo tiene la suficiente cantidad de petróleo, una operación correctiva es usualmente llevada a cabo. Las operaciones de rehabilitación o reparación deben ser planificadas y

llevadas a cabo considerando: el cumplimiento con las regulaciones, la seguridad, el impacto al medio ambiente y el respeto por una fuente natural vital. (WCS, 2003)

### **1.3.1 Reparaciones subterráneas a pozos (RS)**

Las RS tienen como objetivo restablecer el trabajo de los pozos cuando en ellos se presentan problemas en el equipamiento subterráneo. Se denominan RS cuando el trabajo remedial solo implica el restablecimiento de la capacidad funcional del equipamiento; es decir que no se trabaja en la capa productora.

Los pozos tienen en algún momento problemas en el equipamiento subterráneo, por lo que dejan de producir o reducen considerablemente los niveles de entrega. Estos problemas requieren para su solución que el equipamiento se saque del pozo hasta la superficie donde se realizan los trabajos de reparación o reemplazo.

Los trabajos que se realizan en los pozos de levantamiento artificial, sobre todo son los de bombeo ya que las bombas tienen vida limitada. Los que más frecuentemente se ejecutan son: recuperación de cabillas partidas o desenroscadas, recuperación de *tubing* caído, cambio de bombas defectuosas, cambio de *tubing* defectuoso, cambio de motores u otros equipos de fondo. (Autores, 2005)

#### **1.3.1.1 Equipamiento utilizado para trabajos de rehabilitación**

Equipos de Intervención: se les denomina equipos de intervención (*ServiceRig*) a las estructuras tecnológicas que se usan para mover las herramientas en los pozos.

Estos equipos tienen capacidad para levantar las tuberías con los elementos de bombeo, las cabillas u otras herramientas de fondo. Ejemplo los equipos A-50, XJ-350, Hyduke y otros.

El mecanismo de elevación de herramientas lo conforman los siguientes componentes:

- Malacate (donde se enrolla el cable)
- *Block* viajero
- *Crown Block* (corona)
- Torre o mástil
- Trasmisiones mecánicas
- Motor de combustión interna o eléctrico
- Sistema hidráulico de freno y embrague
- Mandos manuales

- El cable metálico (acero) trenzado de alta resistencia. (Para aliviar las tensiones se utiliza una configuración de encuadrado (4 x 5; 5 x 6; etc.))
- Llaves (herramientas) para maniobrar con las tuberías, cabillas u otros elementos de los pozos. (llaves, elevadores, *spiders*, cuñas)
- Equipos auxiliares para los trabajos en los pozos (bombas móviles, tanques, mecanismos de accionamiento hidráulico). (**Autores, 2005**)

### **1.3.2 Reparaciones capitales a pozos(RC)**

Se clasifican como RC los trabajos que tienen como objetivo restablecer el funcionamiento normal de los pozos cuando en ellos se presentan problemas en la capa productora o en la construcción del pozo. También cuando se trata de averías de grandes magnitudes.

Los principales tipos de trabajos que se realizan en los pozos son:

- Abandono de capas o intervalos de capas
- Trabajos de estimulación a las capas
- Apertura (ampliación) de intervalos de capas (punzado)
- Liquidación de averías complejas

Entre las averías complejas podemos citar:

- tuberías atrapadas con cemento,
- rajaduras en las camisas del pozo,
- falta de hermeticidad en las camisas del pozo,
- tuberías atrapadas por objetos extraños caídos al pozo
- entrada de sedimentos sólidos (o arena) al caño del pozo. (**Autores, 2005**)

### **1.3.3 Medidas geólogo – técnicas (MGT)**

Las Medidas Geólogo-Técnicas forman parte de las reparaciones capitales y están encaminadas a lograr incrementos productivos en los pozos. Los principales tipos de trabajos (MGT) que se realizan son:

- Cambios de parámetros de los sistemas de Levantamiento Artificial.
- Cambios en las dimensiones de los componentes en el fondo del pozo.
- Inyecciones de agentes tensoactivos o de emulsiones ácidas a las capas. (**Autores, 2005**)

### 1.3.3.1 Estimulación de pozos

Entre los más importantes desarrollos tecnológicos con que cuenta la industria petrolera están los métodos de Estimulación de Pozos. Tal es su importancia que no existe pozo en el mundo en que no se haya aplicado uno o más de estos métodos.

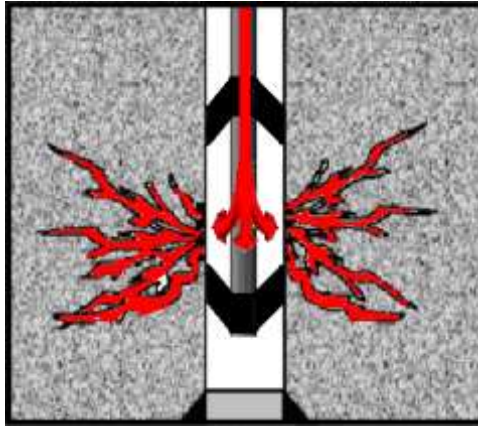
Se conoce que por los métodos convencionales de recuperación de petróleo solo se logra extraer entre un 8-10 % de las reservas calculadas, quedándose el resto en el yacimiento por lo que se hace necesario perforar nuevos pozos para extraer volúmenes adicionales de petróleo.

Los tratamientos de estimulación de pozos fueron en principio usados como un medio para rejuvenecer los pozos viejos o de baja producción. El efecto de una estimulación exitosa en muchos casos equivale a la perforación de un pozo nuevo en el área, siendo este trabajo barato relativamente, de modo que la estimulación no es más que el procedimiento que tiene por objeto eliminar el daño a la formación productiva y restaurar la capacidad natural de producción del pozo o, según sea el caso, lograr un incremento por encima de su valor natural.

El proceso de estimulación de pozos consiste en la inyección de fluidos de tratamiento a gastos y presiones bajas que no sobrepasen a la presión de fractura, con la finalidad de remover el daño ocasionado por la invasión de los fluidos a la formación durante las etapas de perforación y terminación del pozo o incrementar la porosidad efectiva y la permeabilidad de la roca. Dependiendo del tipo de daño presente en la roca y la interacción de los fluidos para la remoción de este, las estimulaciones se pueden realizar por medio de dos sistemas. Estimulaciones no reactivas y reactivas.

La estimulación matricial con ácido es una técnica relativamente simple y es un método muy efectivo para mejorar la productividad del pozo así como los porcentajes de recuperación.

El principal propósito de este método consiste en disolver la roca o cualquier material que se encuentre dentro de los poros de la formación (Fig. 1.6). En un principio, la acidificación era aplicada a formaciones carbonatadas. Con el transcurso del tiempo, se desarrollaron formulaciones especiales de ácido para su uso en areniscas con el objetivo de eliminar materiales indeseables que pudieran ser incluidos por los fluidos de perforación o mediante las actividades de producción. (Guerra, 2008)



**Fig. 1.6. Restauración o mejora de las condiciones de flujo por acidificación o fracturamiento.**

Algunos factores que afectan la colocación del tratamiento.

### **1. Permeabilidad de la formación.**

Las formaciones de alta permeabilidad son las que necesitan mayor control ya que el fluido inyectado seguirá la trayectoria de menor resistencia que es la zona menos dañada. Por su parte, las formaciones de baja permeabilidad necesitan que la primera colocación del fluido sea satisfactoria, o sea, que ésta entre por toda la zona punzada. En este caso se necesitan bajas tasas de inyección y pequeños volúmenes. Si el daño va más allá de la zona punzada, la solución será fracturar.

### **2. Presión del yacimiento.**

Los yacimientos de baja presión, presentan dificultades para la colocación y distribución del tratamiento ya que a menudo la columna hidrostática de este es suficiente para inyectarlo en la formación, y no hay control de donde se inyecta. En estos casos se recomienda el uso de ácido espumoso.

### **3. Profundidad por debajo de las perforaciones.**

Si existe gran profundidad por debajo de las perforaciones a ser tratadas, será necesario aislar esa sección del pozo por medios mecánicos ya que generalmente el ácido es más pesado que los fluidos presentes en el pozo y descenderá a lugares no deseados, donde podrá producir corrosión en las camisas. **(Guerra, 2008)**

La acidificación selectiva tiene una gran importancia debido a la precisión en la ubicación del ácido dentro de la zona punzada del pozo. Esto conlleva a una reducción notable de la cantidad de ácido a emplear y un mejor control de la presión en ese intervalo, evita que el

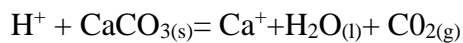


ácido penetre por las zonas donde menor resistencia se encuentre quedando las zonas de menor permeabilidad con un tratamiento pobre, con esta tecnología el ácido penetra de una forma uniforme en toda la zona punzada.

Existen dos requerimientos principales que un ácido debe cumplir para que se considere aceptable para este proceso: (1) debe reaccionar con carbonatos u otros minerales formando productos solubles y (2) debe ser capaz de ser inhibido para prevenir reacciones indeseables con los elementos metálicos presentes en el pozo. Otras consideraciones importantes son la disponibilidad que se tenga del ácido, su costo y la seguridad en su manejo. En el mundo existen una gran cantidad de formulaciones pero solo cuatro tipos de ácidos han encontrado una extensa aplicación en el tratamiento a pozos, estos son: ácido clorhídrico (HCl), ácido fluorhídrico (HF), ácido acético (CH<sub>3</sub>COOH) y ácido fórmico (HCOOH). (Guerra, 2008)

### 1.3.3.2 Tipos de tratamientos ácidos

Todos los ácidos tienen algo en común, se descomponen en ion hidrógeno y en un anión cuando se encuentra disuelto en el agua. El ion hidrógeno generalmente se representa por el símbolo H<sup>+</sup> y reaccionan con los carbonatos de la siguiente manera con un pH menor a siete:

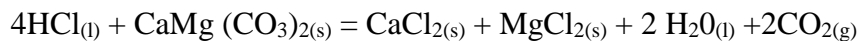


#### **Ácido Clorhídrico (HCl):**

El ácido clorhídrico es el más utilizado para la estimulación de pozos, se disuelve en agua rápidamente y completamente hasta un límite del 43 % en peso a condiciones estándar y esto le da la condición de ácido fuerte. En el mercado se encuentra hasta una concentración del 32 % en peso y se le conoce como ácido muriático. Para utilizarlo se rebaja hasta un 15%. La reacción básica entre el ácido clorhídrico y la caliza es la siguiente:



Y la reacción con la dolomita estimulación similar pero la composición química es ligeramente diferente:



#### **Ácido Fluorhídrico (HF):**

Este ácido es el único que permite la disolución de minerales sílicos como las arcillas, feldespatos, cuarzo, etc. En el mercado se puede obtener en soluciones acuosas del 40 a 170% en peso o como un material puro en forma de anhídrita.

### **Ácidos orgánicos:**

Ácido Acético ( $\text{CH}_3\text{COOH}$ ): Su utilización principal por su lenta reacción con los carbonatos y el metal es la remoción de incrustaciones calcáreas y en la estimulación de calizas y dolomitas a altas temperaturas.

Ácido Fórmico ( $\text{HCOOH}$ ): Es más fuerte que al ácido acético y su principal uso es en la estimulación de rocas calcáreas en pozos de alta temperatura.

Entre los aditivos más comunes se encuentran:

- a) Surfactantes
- b) Inhibidores de corrosión
- c) Agentes no emulsificantes
- d) Agentes controladores de hierro
- e) Reductores de fricción
- f) Agentes emulsificantes
- g) Agentes espumantes
- h) Solventes mutuos
- j) Agentes retardadores de reacción, entre otros. (Guerra, 2008)

## **1.4. Conclusiones del Capítulo**

1. Una de las mayores ventajas de las BCP es que se caracterizan por ofrecer un caudal constante (teóricamente) aunque se varíe la presión de descarga de la misma, mediante esta tecnología se pueden bombear fluidos con contenidos de agua, arena y parafinas.
2. Las BCP constituyen una alternativa técnicamente apropiada para la evaluación del potencial de pozos o reducción de costos, pues estas pueden 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.
3. Al sustituir el Bombeo Mecánico por las BCP, se reduce el impacto ambiental, gastos asociados a consumo energético, se optimiza la producción mediante

cambios de velocidad de operación y adicionalmente, en pozos de crudos viscosos se eliminan los problemas de flotabilidad de cabillas.

4. Para realizar un trabajo de rehabilitación uno de los principales factores a tener en cuenta es el económico, por tanto si se demuestra que el pozo contiene la suficiente cantidad de petróleo, es factible realizar un trabajo de estimulación a la capa productora.
5. La estimulación ácida se realiza con la finalidad de remover el daño ocasionado por la invasión de los fluidos a la formación durante las etapas de perforación y terminación del pozo o incrementar la porosidad efectiva y la permeabilidad de la roca.

## CAPÍTULO II: DISEÑO METODOLÓGICO

La metodología que se emplea en la investigación se selecciona sobre la base de los objetivos, la historia productiva del pozo y su comportamiento, las causas que afectan a la producción, así como toda la información disponible.

### 2.1 Breve descripción del área de estudio

La Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo de Occidente (EPEPO) tiene como objetivo explorar y explotar yacimientos petrolíferos, para garantizar el incremento de las reservas de hidrocarburos, el crecimiento de la producción, la ampliación de los procesos de tratamiento y transportación de petróleo y gas, ofertando productos con calidad que satisfagan las necesidades del mercado nacional.

Se encuentra ubicada en el kilómetro 37 ½ de la Vía Blanca municipio Santa Cruz del Norte perteneciente a la provincia de Mayabeque. Es una de las 38 empresas que conforman la Unión Cuba - Petróleo (CUPET), subordinada al Ministerio de Energía y Minas. Cuenta con yacimientos e instalaciones que se encuentran en todas las provincias occidentales y abarca desde Pinar del Río hasta los límites de Habana - Matanzas por toda la costa norte. Entre sus principales yacimientos se puede nombrar: Guanabo, Boca de Jaruco, Canasí, Puerto Escondido, Yumurí y Seboruco; siendo este último al que se dedica mayor atención en este trabajo. **(Autores, 2006; Brooks, 2003)**

El yacimiento Seboruco fue descubierto en los años 1999 con el pozo Seb-1. Se encuentra en el sector marino de aguas transicionales al noroeste de la Bahía de Matanzas, en la costa Norte de Cuba. Comprende desde el límite del yacimiento Yumurí hasta la parte Este del campo denominado Punta Seboruco, incluyendo la Bahía de Matanzas, como se muestra en la figura siguiente. **(Autores, 2006)**



**Fig. 2.1. Ubicación geográfica de los yacimientos Yumurí y Seboruco**

El pozo Seboruco 18 fue perforado por la Compañía Cubana CUPET entre los meses de Julio del 2012 y Enero del 2013, por el equipo CUPET – 4, utilizando la misma explanada de los pozos Seboruco 17 y 17A. Se encuentra ubicado en la parte este del Yacimiento Yumurí-Seboruco en la provincia de Matanzas, perteneciente al bloque 7 A. (Autores, 2005)

## **2.2 Generalidades del yacimiento Seboruco**

El campo Seboruco tiene dirección de la estructura aproximadamente Este-Oeste con buzamiento de sus pliegues al Sur. En general al campo se asocian los pliegues de la parte superior a la inferior del corte Veloz Green, Veloz Gray, Veloz Seboruco, Veloz Blue, Veloz 1, Veloz 2 y Veloz, aunque en la parte de Seboruco Este se desarrollan con petróleo los cuatro primeros y los más nórdicos parecen estar saturados de agua ya que hacia el Norte sube el contacto agua petróleo (CAP), ya que mientras en los cuatro primeros pliegues el CAP está a 1850 m bajo el nivel del mar y hacia el norte se levanta hasta -1730 m bajo el nivel del mar. (Ver mapa estructural de Seboruco Este Fig.2.2)



**Fig. 2.2. Mapa estructural por el tope de las capas de Seboruco.**

Geológicamente consiste en una estructura que forma apilados de pliegues fallados, sistemas de duplex, sellados por arcillas no permeables entre pliegues. Todos los pozos perforados al Este han penetrado capas desde Veloz Green hasta Veloz Blue, conformadas por carbonatos fracturados de las Formaciones Cretácico Inferior (Neocomiano) al Jurásico Superior Titoniano de las Formaciones Ronda y Cifuentes cubiertos por sellos arcillosos de Vega Alta. (Autores, 2006)

### **2.2.1 Estudios sísmicos realizados en el yacimiento Seboruco**

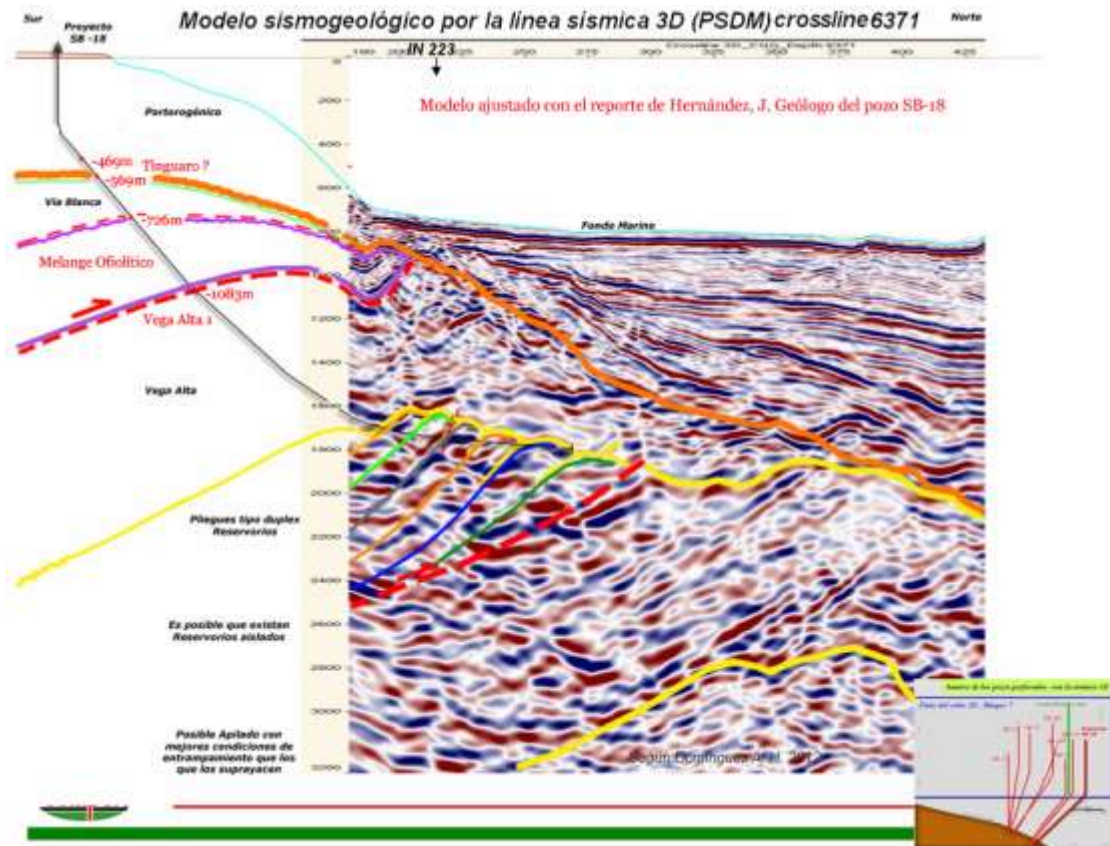
El área del Bloque 7 que incluye la parte marina Habana Matanzas ha sido objeto de numerosos estudios sísmicos 2D en las décadas del 70, 80 y 90.

En el litoral norte Habana- Matanzas, desde Tarará hasta la Bahía de Matanzas se han adquirido más de 1800 Km de sísmica 2D desde 1989 hasta el año 2002.

En esta misma región se realizó un levantamiento sísmico 3D en el año 2003 con una extensión de 470 Km<sup>2</sup> por la Cía. Shanghai Offshore Petroleum Company (SOPC) de la Rep. Popular China. El procesamiento fue realizado por la Cía CGG en Calgary Canadá. A este trabajo se le incorporó los resultados de los últimos pozos perforados en el 2004 con lo cual se presentó un mapa estructural por la envolvente de las rocas reservorios de las estructuras del litoral Habana-Matanzas. Escala 1:50000 donde se confirmaron las estructuras mapeadas por la 2D y por el que salieron definidos los Prospectos Santa Cruz del Norte, Jibacoa Oeste, Jibacoa Este, se confirmaba el Yacimiento Canasí- Puerto

Escondido y Yumurí Seboruco entre otros de Habana Matanzas. (Autores, 2006)

Un corte sísmico con la interpretación geológica se observa en la siguiente figura (Fig.2.3) (Cajigal y López, 2013)



**Fig. 2.3. Corte sísmico con la interpretación geológica donde muestra el apilado de pliegues**

Se diferenciaron cinco paquetes principales en el corte por la vertical, desde el Post orogénico hasta la base del apilado Grupo Veloz, con las siguientes expresiones sísmicas: Post orogénico, Formación Vía Blanca, Complejo ofiolítico, Formación Vega Alta y el Grupo Veloz. Este último dividido en 5 escamas muy imbricadas (Mango, Green, Gray Seboruco y Blue). (Cajigal y López, 2013)

### 2.2.2 Geología del Yacimiento Seboruco

El historial de deposición de las formaciones productivas de la Franja Norte de Hidrocarburos de Cuba está ligado a fenómenos de transgresiones marinas bajo condiciones poco estables, durante el Jurásico Medio. La porosidad primaria es pobre, pero no siendo así con la secundaria, la cual fue desarrollada por la fracturación, dolomitización y la

presión de disolución. También son frecuentes los vóculos a lo largo de las fracturas, y una porosidad de cavernosidad puede ser también encontrada. El petróleo en el yacimiento se ha encontrado en las capas Veloz Green, Veloz Gray, Veloz Seboruco y Veloz Blue en Seboruco Este. (Ríos, 2005)

#### ❖ **Reservorio Green**

El Reservorio Green (“Veloz Green”) sí tiene cualidades de reservorio de calidad aceptable, aunque bastante arcilloso y de extensión poco considerable. Solamente se ha reportado con espesor poco considerable en el Seb-105 (Bloque Oeste) y en los pozos Seb-17, 17A y 18, pertenecientes al bloque Este del yacimiento y más hacia el Este, aunque se puede seguir la electrofacies que se corresponde con esta sección, se hace tan arcilloso que pierde sus propiedades como reservorio y sus rocas se hacen indiferenciables de las secuencias de tipo Vega Alta. Una de las características litológicas del Reservorio Green es la relativa abundancia de fragmentos de pedernal pardo; aunque en algunos sectores se reporta que éste es escaso o está presente sólo en trazas, se puede decir que, como promedio, en la litofacies de creta arenosa existen fragmentos de pedernal entre 5 y 20%, mientras que en algunos intervalos su cantidad puede ser muy elevada (hasta 25-50%).

#### ❖ **Reservorio Gray**

Este marca el inicio de las secciones de reservorio de buena calidad en el yacimiento, con extensión buena, ya que solamente está ausente en los pozos del extremo occidental, en el bloque limítrofe con el yacimiento Yumurí. En muchos intervalos muestra una impregnación extrema de petróleo. Los fragmentos de caliza micro cristalina son francamente dominantes y los de pedernal son generalmente escasos. Sólo en tramos cortos los fragmentos de pedernal pardo pueden ser abundantes.

#### ❖ **Reservorio Seboruco**

Es sección principal de reservorio del yacimiento, se ha encontrado en todos los pozos perforados, con gran espesor y es un reservorio de muy buena calidad. A diferencia del anterior es bastante heterogéneo desde el punto de vista litofacial, mostrando variaciones faciales laterales entre los pozos de bloques diferentes, pero es eminentemente calcáreo, con fragmentos de calizas en franco predominio, reportándose abundantes fragmentos de pedernal pardo sólo en tramos cortos, siendo normalmente descrito como componente raro o en trazas. (Ríos, 2005)



### 2.3 Terminación del pozo Seb-18re

Primeramente se observa el perfil a través del pozo y la carta geólogo técnica (Fig. 2.4 y 2.5) propuestos en el proyecto geológico de la reentrada realizada en Seb-18. (Bisbé, Moya y Ríos, 2017)

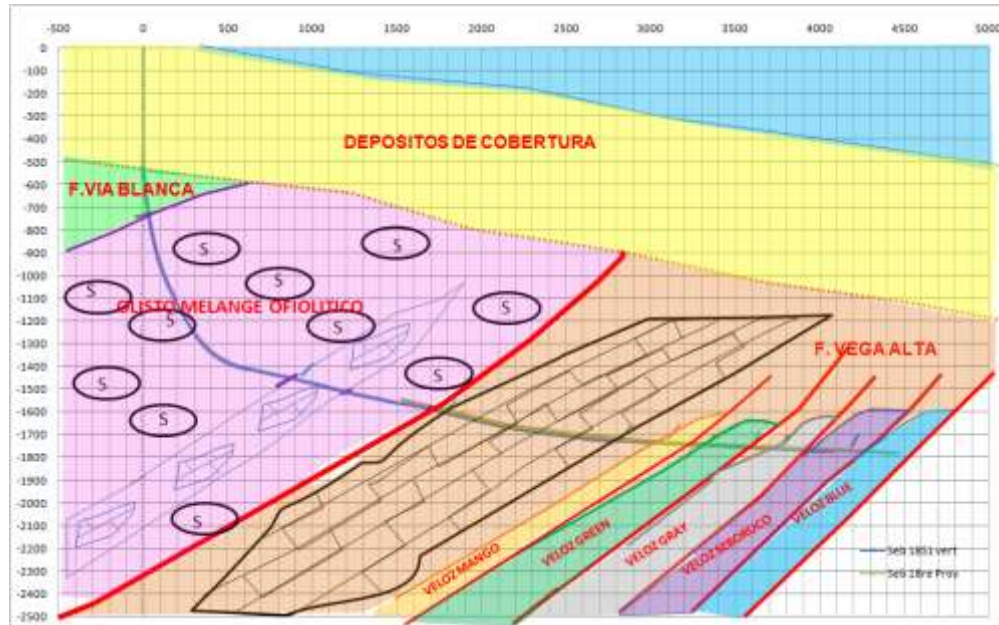


Fig. 2.4. Perfil a través del pozo

Carta Geólogo - Técnica del pozo SEB-018re										
Municipio Matanzas. Provincia Matanzas.										
Coordenadas en superficie del pozo: X= 442 534.52 Y= 367 730.570 Z= 6.5										
Camisas	Formación	mónm	Litología	MD,m	h (m)	Descripción	Complejidades	G. de pr.	Reg	Observ
20" 478 m  13 3/8" 1385m  9 5/8" 2869m  7" 4570m		1543	VENTANA	2700						
	OLISTO MELANGE OFIOLITICO	1573.35	6 6 3	2880		ARENISCA-CONGLOMERADO polimictico, predomina basalto+gabroides, abundante serpentinita, trazas de pedernal, limolita, caliza, granulo hasta arenoso, medio-muy grueso, gravosa, subredondeado-redondeado, no consolidada, cobremante		Pr capa=1.20P-H/dlr (1.33-1.40g/cm3)	RGP	Principales objetivos de Explotación
	Formacion Vega Alta (P <sub>2</sub> -P <sub>1</sub> )	1707.1		3910	1030	ARENISCA-CONGLOMERADO (100%) gris blanzuco, polimictico, predominio absoluto de fragmentos de caliza (pardo, escasa blanca), abundante fragmentos de caliza (pardo, escasa blanca), rara plagioclasa, trazas de lutita, granulo hasta arenoso medio-muy grueso, gravosa, subangular-				
		1730		4275		Claystone limoso, arenisca polimictica con matriz arcillosa carbonatada, limolita poco friable	Estrechamientos, derrumbes con pegazón hta.			
	VELOZ MANGO	1736		4420	145	Arenisca-A conglomerado gris, polimictica, predomina caliza (blanca, crema claro, pardo), menos pedernal (verde claro,	algunas manifestaciones petroleo			
		1740		4543		Claystone limoso, arenisca polimictica con matriz arcillosa	Estrechamientos, derrumbes con			
	Veloz Green (K2cp-m, K1be-v)	1747		4760	217	Caliza parda, pedernal verde con granos manchados de petróleo	Manifestaciones de petróleo pesado y gas	Pr capa=1.00P-H/dlr (1.05-1.14g/cm3)	RGP	
	Vega Alta	1753		4945	185	Intercalación silicio arcillosa	Estrechamientos			
	Veloz Gray (K2cp-m, K1be-v)	1759		5130	185	Mudstone calcareo que transiciona a wackestone bioclástico. Presenta un marcado bandeamiento floschoide	Manifestaciones de petróleo pesado y gas			
	Vega Alta	1760		5160	30	Intercalación silicio arcillosa	Estrechamientos			
	Veloz Seboruco (K2cp-m, K1be-v)	1760		5480	320	Mudstone calcareo que transiciona a wackestone bioclástico. Presenta un marcado bandeamiento floschoide	Manifestaciones de petróleo pesado y gas			
		1760		5500	20		Estrechamientos			
Veloz Blue (K2cp-m, K1be-v)	1760		5650	150	Idem Veloz Seboruco	Manifestaciones de petróleo				

**Fig. 2.5. Carta geólogo técnica del pozo Seb-18Re.**

En la tabla siguiente se muestra la construcción del pozo Seb-18Re, donde se observa que la perforación no llegó a donde se pronosticó en el proyecto geológico. Por ende, se evidencia que las capas productoras de petróleo son los reservorios Green, Grey y Seboruco. (Fariñas, 2018)

**Tabla 2.1. Construcción del pozo**

Camisa	Diámetro mm	Prof. de bajada Mbmr	Grado/Peso mm
Conductora	508	478	K -55, 140kg/m
Técnica	339.7	1385	K-55, 90.76 KG/M
Intermedia	244.5	2703	L- 80, 69.94 KG/M
Liner Liso	177.8	2497-4533	K-55, 43.17 KG/M
Liner Liso/Filtro	114,3	4411-5172	K- 55, 17,26 kg/m
Caño desnudo	155.6	5172-5440	

En el anexo 1 se muestra como queda finalmente la composición del pozo Seb-18 luego de la reentrada realizada.

#### 2.4. Análisis del comportamiento productivo del pozo Seb-18re

Para llevar a cabo el análisis de este comportamiento, se tiene en cuenta la producción de los pozos vecinos y se estima que el pozo comience produciendo a razón de 80 m<sup>3</sup>/d, con declinaciones entre un 10 y un 12%, en los próximos años, por lo cual se obtienen las producciones dadas en tabla siguiente. (Autores, 2005)

**Tabla 2.2. Pronóstico de comportamiento productivo Seb-18Re**

Pozo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total 2018
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Seb-18Re	2356	2105	2306	2208	2258	2162	2210	2187	2094	2141	2050	2095	26172

Pozo	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Seb-18 Re	25648	25135	24633	24140	23657	23184	22720

Estas producciones pronosticadas para el pozo Seb-18Re se obtienen del proyecto geológico realizado en el año 2017, es importante conocer que la investigación se realiza con este pronóstico y no con las producciones reales del pozo pues el mismo comenzó a producir en el mes de octubre de 2018.

En la tabla, las variaciones en las producciones del año 2018, se deben a que el SEB-18re es un pozo nuevo, de “relleno”, al que le fueron programadas varias investigaciones en el transcurso del año. Entre otras cosas para ver el comportamiento de posible interferencia con sus vecinos.

Se conoce como pozo de relleno (*infield*) a los pozos que se perforan en áreas con reservas probadas entre los pozos de desarrollo o explotación.

Partiendo del caudal de fluido que entrega el pozo en el primer momento de su puesta en marcha una vez realizada la reentrada, se realizan los cálculos para la obtención de los parámetros para el funcionamiento adecuado de la bomba. Este procedimiento se realiza a través de la metodología descrita en el siguiente acápite.

## **2.5. Método de extracción del pozo Seb-18Re**

El método de extracción que se emplea en el Seb-18Re es la elevación artificial mediante una bomba de cavidad progresiva. A continuación, se explica cómo se obtienen los parámetros adecuados de las BCP, con el objetivo de evaluar la bomba propuesta para la producción del pozo.

### **2.5.1. Obtención de los parámetros para la correcta explotación de la bomba**

Conociendo el equipo de bombeo se desea determinar la mejor condición de operación en base a las características de dicho equipo y al comportamiento de afluencia. En este procedimiento (bomba preestablecida) se debe verificar que la capacidad hidráulica de dicho equipo sea suficiente para manejar los caudales y diferenciales de presión que el pozo y los tramos sucesivos imponen. Es por ello que se debe comparar el diferencial de presión requerido por el sistema con el diferencial de presión nominal de la bomba, así como también el desplazamiento de la bomba con el caudal aportado por el yacimiento.

Las principales variables que se deben tener en cuenta para la selección o evaluación de una bomba por cavidades progresivas son:

- Caudal a producir
- Carga, o diferencial de presión nominal de la bomba
- Velocidad de bombeo

Para aumentar el rendimiento del pozo con el mínimo consumo de energía se propone determinar el caudal y la carga de las bombas a 100 m de sumergencia.

### 2.5.2. Cálculo del caudal a producir

Antes de determinar el caudal a producir se necesita conocer la presión de fondo fluyente real del pozo. Para ello se emplea el programa informático AWP, descrito en el primer capítulo, al cual se le introducen los datos que aparecen en las tablas siguientes:

**Tabla 2.3. Parámetros que se utilizan en el programa AWP.**

Pozo	Qf	RGP	%BSW	Qp	Qg	Qw	ND (m)
Seb-18Re	80	30	0,77	79.384	2370	0,616	399

**Tabla 2.4. Parámetros necesarios para el cálculo de las presiones de fondo.**

Pozo	PB(m)	d <sub>t</sub> (m)	d <sub>cam</sub> (m)	ρ(kg/m <sup>3</sup> )	μ (mPa.s)	Pdatum (m)
Seb-18Re	1148	0,1143	0,2445	1004	3460	1766

**Tabla 2.5. Presiones de capa y en la cabeza del pozo.**

Pozo	Pc(kPa)	Pcab
Seb-18Re	16515	1000

Los parámetros que se encuentran en dichas tablas se obtienen mediante las mediciones que se realizan en la EPEPO y son reportados en el programa EPEProd. Los valores de temperatura de superficie y del yacimiento considerados por la EPEPO es de 25°C y 50°C respectivamente.

Los parámetros RGP (Relación Gas Petróleo) y BSW que aparecen en la Tabla 2.3, aunque no son datos que se introducen directamente en el programa AWP, indican la relación gas petróleo y el porcentaje de agua que contiene el crudo respectivamente. Mediante estos

parámetros se pueden obtener los flujos de agua y de gas, los cuales son necesarios para desarrollar la simulación en el programa mencionado.

La BSW se calcula mediante la ecuación (2.1):

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

Los datos reportados por la EPEPO son el flujo de fluido que se extrae y el BSW, por lo que al despejar la ecuación (2.1) se obtiene el flujo de agua, quedando la ecuación (2.2):

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

Con toda esta información el AWP calcula la presión de fondo correspondiente al caudal que tiene el pozo (ver Anexo 3).

Con la Pwf calculada y el caudal que tiene el pozo, se obtiene la curva de afluencia (IPR) u oferta del pozo (por el método de Vogel), utilizando la herramienta computacional IPR. Como fue mencionado anteriormente, este gráfico predice los caudales de la producción a cualquier presión de fondo.

El programa IPR, para trazar dicha curva utiliza los siguientes datos: las temperaturas de fondo 50°C y de superficie 25°C, determinadas por los análisis PVT realizados por los departamentos de Geología y Yacimiento de la EPEPO. También el caudal de producción del pozo (Qp y Qw) con la correspondiente presión de fondo (Pwf), la presión estática, la RGP, la relación de Gas en Solución (Rs), el factor volumétrico o de recobro estándar, la presión del punto de burbuja (Ppb) y el peso específico del petróleo y del gas.

El factor de volumen B<sub>0</sub> se calcula mediante la ecuación (2.3):

$$B_0 = \frac{V_{yac}}{V_{est}} \quad (2.3)$$

El factor anterior como se muestra en la ecuación (2.3), depende de los volúmenes del yacimiento y el estándar de cada pozo, donde este último es a presión de 101,3 kPa (1atm) y 15,6°C (**Jansen y Currie, 2004**). En el yacimiento Seboruco la EPEPO reporta que B<sub>0</sub>=1,1.

La presión de punto de burbuja como se expuso anteriormente es obtenida del programa “Heavy oil calculations”, al cual se le introduce los siguientes parámetros: relación gas petróleo (adimensional), gravedad específica, °API del crudo y 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 se debe tener 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, 2001)**

$$SG = \frac{\rho_p}{\rho_w} \quad (2.4)$$

En la expresión (2.7) la densidad del agua presenta un valor de 1000 kg/m<sup>3</sup> a temperatura de 25°C y presión de 101,3 kPa **(Jansen y Currie, 2004)**, y la densidad del crudo se reporta en la Tabla 2.4.

Los °API son una medida de densidad y precisan cuán pesado o liviano es el petróleo **(Barberii, 2001; Pujadó y Jones, 2006)** y se determinan mediante la ecuación (2.5):

$$SG = \frac{141,5}{131,5 + \text{°API}} \quad (2.5)$$

Al despejar la ecuación (2.6) se obtiene:

$$\text{°API} = \frac{141,5 - (131,5 * SG)}{SG} \quad (2.6)$$

En la Tabla 2.6 se muestran los °API, la gravedad específica del crudo y la presión del punto de burbuja del pozo.

**Tabla 2.6. °API, gravedad específica del crudo y la presión del punto de burbuja.**

Pozos	°API	SG	Pbp
Seb-18Re	9,35	1,004	10927

Finalmente, el programa devuelve los resultados en forma gráfica y en una tabla (Anexo 5)

### **2.5.3. Cálculo de la carga de la bomba o diferencial de presión estimada**

Una vez trazada la curva IPR el próximo paso es calcular el diferencial de presión requerido para elevar los fluidos hasta la superficie. Esta vez con el auxilio del libro de

Excel “Análisis de Carga” se programa la ecuación de Bernoulli y se realiza el balance de energía mecánica de la bomba del Seb-18Re.

La ecuación de Bernoulli es una de las leyes fundamentales de la mecánica de fluidos. Esta ecuación expresa las relaciones energéticas fundamentales de los fluidos en movimiento estacionario y se observa en la expresión siguiente:

$$H = \frac{\Delta P}{\rho g} + \Delta z + \frac{\Delta \alpha * v^2}{2 * g} + h_p \quad (2.7)$$

Para calcular el término  $\frac{\Delta P}{\rho g}$  se necesitan dos valores de presiones. En este caso son la presión a la entrada de la bomba, la cual es una variable respuesta del simulador AWP y la presión que lee el manómetro en la superficie. La presión que lee el manómetro en la superficie del pozo se muestra en la Tabla 2.5, la misma se obtiene mediante las mediciones que se realizaron en la EPEPO. También es necesaria la densidad del crudo, la cual se muestra en la Tabla 2.4.

El término  $\Delta z$  que representa la diferencia de altura se corresponde con la profundidad de la bomba, cuyo valor se muestra en la Tabla 2.4.

El término de la variación de energía cinética  $\frac{\Delta \alpha * v^2}{2 * g}$  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 ocurren por el efecto del friccionar puro del fluido sobre las paredes de las tuberías y también por los efectos de forma (patrones de flujo) que producen cambios de velocidad tanto en magnitud como en dirección. (Rosabal, 2009)

### 2.5.3.1. Sumergencia mínima

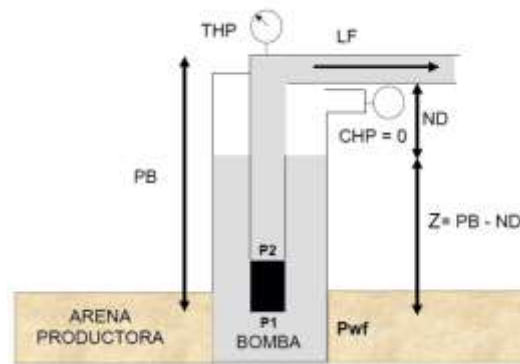
En primer lugar, debe garantizarse que la presión de succión de la bomba sea suficiente para lograr un llenado efectivo de las cavidades, evitando el manejo de burbujas en la bomba, y en el peor de los casos, la operación en vacío como consecuencia de un nivel de fluido ubicado por debajo de la succión. Por lo tanto, la presión que debe tomarse como referencia para prevenir cavitación es la presión de succión de la bomba (que se denota como PIP en el programa AWP), la cual es diferente a la presión fluyente ya que la bomba está ubicada más arriba de la cara de los punzados. Sería entonces necesario calcular la presión de succión (PIP) a partir de la presión en la cara de las perforaciones mediante el



uso de correlaciones de flujo multifásico. Para evitar este cálculo, es conveniente tomar el punto de interés en la succión de la bomba, es decir,  $PIP=Pwf$ .

Una vez construida la IPR del pozo se debe considerar que la tasa máxima para  $P_s = 0$  es una medida de la capacidad del pozo, sin embargo, en la práctica la mayor tasa que podría obtenerse depende de la profundidad de asentamiento de la bomba y la sumergencia. Un sistema bien diseñado permitirá alcanzar una sumergencia cerca de 100 m y por ende la tasa máxima del pozo, que puede bombear la bomba manteniendo el nivel de fluido necesario.

La sumergencia de la bomba no es más que la distancia vertical entre la succión de la bomba (PB) y el nivel dinámico (ND), esto se evidencia en la Figura 2.6 y se determina por la ecuación (2.8). (Ciulla, 2003)



**Fig. 2.6. Esquema de un pozo en condiciones fluyentes**

A continuación, aparece la expresión (2.10):

$$Z = PB - ND \quad (2.8)$$

Al ser la profundidad de la bomba dato conocido y la sumergencia de la misma fija a 100 m para cada pozo, la ecuación (2.9) se despeja para obtener el nuevo nivel dinámico y la misma queda de la siguiente forma:

$$ND = PB - Z \quad (2.9)$$

Un nivel dinámico está asociado a una tasa de producción determinada; si se aumenta la producción (al acelerar la bomba, por ejemplo) baja el nivel y viceversa. (Ciulla, 2003)

Como se puede observar en la Figura 2.6 y en la ecuación (2.9) si disminuye la sumergencia baja el nivel dinámico, es decir aumenta numéricamente su valor. Esto trae consigo que disminuya el nivel en el espacio anular, disminuyendo así la presión de fondo, lo que genera una mayor afluencia de fluido desde el yacimiento.

El caudal correspondiente con la presión de entrada se compara con el que deseamos producir. Los análisis se continuarán con el menor de ellos. Éste va a ser el caudal total de la mezcla que debe manejar la bomba, y en función del cual se debe establecer la velocidad de bombeo del equipo.

### 2.5.3.2. Cálculo de las pérdidas de carga

Para calcular las pérdidas de carga (hp) es necesario seguir 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 (2.10). La misma depende del diámetro equivalente de la tubería y del flujo volumétrico.

$$v = \frac{4*Q}{(\pi*d_e)^2} \quad (2.10)$$

3. Calcular el diámetro equivalente de la tubería por la ecuación (2.14) y los parámetros necesarios se encuentran en la Tabla 2.2.

$$d_e = \sqrt{\frac{4*A}{\pi}} \quad (2.11)$$

4. Determinar el área de flujo por la ecuación (2.12).

$$A = \frac{\pi}{4} * (d_{it}^2 - d_c^2) \quad (2.12)$$

5. Calcular el número de Reynolds (Re) por la ecuación (2.13).
6. Este sirve para determinar el régimen de flujo y la EPEPO considera que el régimen de flujo es laminar por lo tanto  $Re < 2100$ .

$$Re = \frac{v*d_e*\rho}{\mu} \quad (2.13)$$

La densidad y la viscosidad del crudo se encuentran en la Tabla 2.2.

7. Calcular el factor de fricción que depende de Reynolds y de la rugosidad. Como el Reynolds es menor que 2100, el fluido está en régimen laminar y el factor de fricción solo depende del Reynolds y se determina por la ecuación (2.14). **(Rosabal, 2009)**

$$f = \frac{64}{Re} \quad (2.14)$$

El coeficiente de pérdidas locales (k) depende de los accesorios que estén instalados en el sistema y como en el sistema analizado no hay instalados accesorios este paso no se tiene en cuenta.

8. Por último calcular las pérdidas por fricción por la ecuación (2.15).

$$h_p = \left( \frac{f \cdot L}{d_e} + \sum K \right) * \frac{v^2}{2 \cdot g} \quad (2.15)$$

El diámetro equivalente ya se había calculado anteriormente y la longitud de la tubería es de 1200 mMD hasta la bomba, dato reportado por la EPEPO.

Una vez calculados todos los términos de la ecuación de Bernoulli, se determina la carga de la bomba del sistema a partir de la ecuación (2.7) programada en Microsoft Office Excel y se multiplica por el coeficiente de seguridad en caso de sobrecargas en el sistema que es 1.3.

#### **2.5.4. Velocidad de operación**

Una vez determinado el caudal a manejar, se debe determinar la velocidad de operación requerida en el equipo de bombeo, que estaría dada por el cociente entre el caudal a manejar y el desplazamiento geométrico. Para ello se utiliza la ecuación 2.16, la cual se obtiene al despejar la ecuación 1.2.

$$n = \frac{Q_{teo}}{\text{Desplazamiento}} \quad (2.16)$$

#### **2.5.5. Evaluación de la bomba propuesta para el Seb-18Re**

Con el nuevo flujo y la carga de la bomba obtenida se evalúa si la bomba con la que está produciendo el pozo Seb-18Re es la adecuada al igual que su velocidad de operación.

##### **2.5.5.1. Curva de la bomba a la velocidad de operación**

El diferencial de presión a emplear para los cálculos debe tomarse a la velocidad de la condición de trabajo, para lo cual se emplea un procedimiento de corrección de la curva que consiste en determinar el caudal de escurrimiento como función del diferencial de presión y restárselo al caudal teórico a la velocidad de trabajo.

El caudal real manejado por la bomba está dado por la expresión siguiente, donde el caudal teórico se calcula por la ecuación 1.2 expresada anteriormente:

$$Q = Q_{teo} - s \quad (2.17)$$

$$s = a * \Delta P^2 \quad (2.18)$$

El caudal de escurrimiento se toma en un entorno entre el 10 y el 20% del caudal teórico. Criterio establecido por la norma ISO 15136.

Se calcula el valor del coeficiente "a" mediante la siguiente expresión:

$$a = \frac{D*n-Q}{\Delta P^2} \quad (2.19)$$

El coeficiente "a" se emplea para determinar la curva a las RPM requeridas, aplicando nuevamente la ecuación siguiente para varios caudales fijados arbitrariamente dentro del dominio de caudales de la curva nominal, calculando así el diferencial de presión de la bomba a la velocidad indicada.

$$\sqrt{\frac{D*n-Q}{a}} = \Delta P \quad (2.20)$$

De esta manera se obtiene la curva corregida que sirve como base para establecer la condición de operación del sistema.

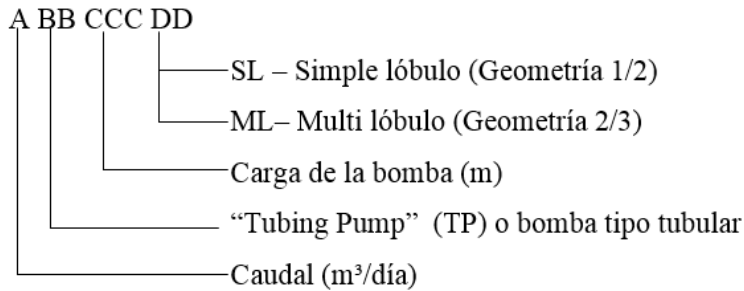
### 2.5.5.2. Cálculo de Diferencial de presión nominal de la bomba

Se conoce el caudal total a manejar y la curva de la bomba corregida a la velocidad de operación según el procedimiento anterior. Luego, se procede a determinar el diferencial de presión nominal de la bomba a esa condición de trabajo. Para ello se utiliza el criterio establecido por la norma ISO 15136, que establece que el diferencial de presión nominal del equipo es el diferencial de presión correspondiente a una disminución del caudal que esté comprendida entre el 10 y el 20% del caudal nominal. El diferencial de presión de la bomba a la velocidad de operación debe ser mayor que el diferencial de presión requerido. Con este resultado se verifica la condición  $\Delta P_n > \Delta P$  requerido, por lo que esta bomba puede levantar los fluidos desde el yacimiento.

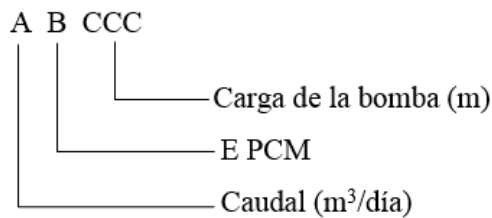
En caso de no cumplir los requerimientos la bomba evaluada se selecciona otro equipo de los catálogos ofrecidos por los diferentes fabricantes.

A continuación, se presenta la nomenclatura de las bombas de cavidades progresivas de subsuelo para los tipos de modelos que se utilizan en el yacimiento.

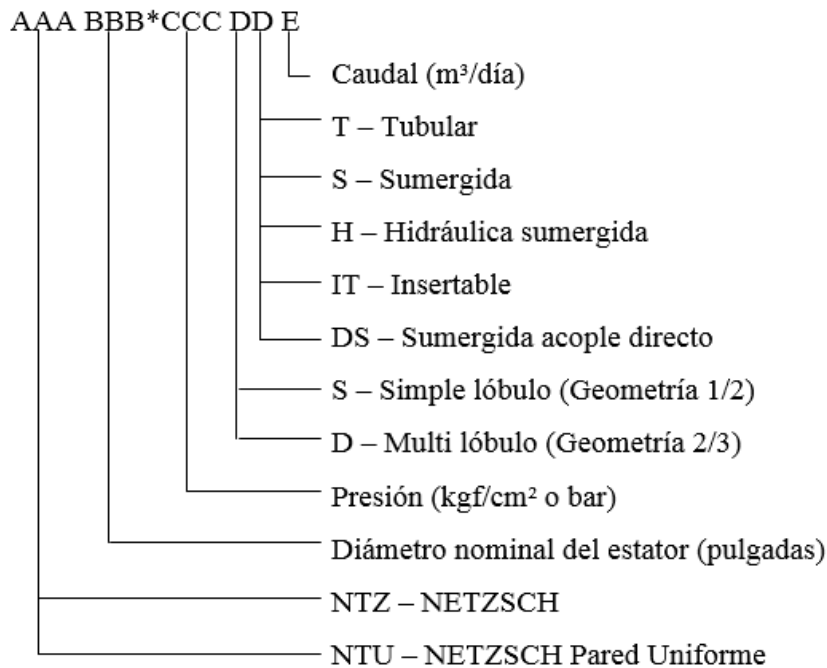
Modelo Kudu:



Modelo PCM:



Modelo Netzsch:



## 2.6. Selección del método de estimulación adecuado para el Seb-18re

Luego de haber explotado el pozo por el método de bombeo de cavidades progresivas, si éste no restablece su producción habitual se recomienda tomar otras medidas profilácticas

antes de abandonar totalmente el caño. Se puede incrementar aún más la producción al utilizar un método de rehabilitación que aumente la oferta de la capa productora.

Las Medidas Geólogo-Técnicas, como se explica anteriormente, están encaminadas a lograr incrementos productivos en los pozos. Los principales tipos de trabajos (MGT) que se realizan en el yacimiento son:

- Cambios de parámetros de los sistemas de Levantamiento Artificial.
- Cambios en las dimensiones de los componentes en el fondo del pozo.
- Inyecciones de agentes tensoactivos o de emulsiones ácidas a las capas.

Como se evidencia en las características geológicas del yacimiento, este presenta rocas carbonatadas que reaccionan con buenos resultados ante una inyección de ácido clorhídrico. Es por esto, y por ser un método bastante económico en comparación con los demás, que se utiliza con gran frecuencia en el yacimiento.

Una de las medidas más factibles, utilizadas como opción no solamente en nuestro país, sino en el resto del mundo es realizar una acidificación para rehabilitar nuevamente el pozo. Esta acción no solo puede rehabilitarlo, sino incrementar la producción.

## **2.7. Evaluación económica de los métodos propuestos para incrementar la producción**

Para la evaluación de los métodos propuestos para el incremento de la producción del pozo Seb-18Re, se utiliza el método de rentabilidad Valor Actual Neto (VAN). Mediante el mismo se determina la rentabilidad del cambio de bomba una vez que haya disminuido la producción y del trabajo remedial a la capa mediante el tratamiento ácido. Se fija un plazo de recuperación de 10 años.

El VAN se determina mediante la suma de todos los flujos de efectivo descontados anuales para un proyecto dado, donde existan tanto ingresos como desembolsos (**Rodríguez, 2002**) y el mismo se determina por la ecuación (2.21).

$$VAN = \sum (ADCF)_n \quad (2.21)$$

El flujo de efectivo descontado anual se obtiene por la ecuación (2.22).

$$A_{DCF} = A_{CF} \cdot f_d \quad (2.22)$$

El factor de descuento se determina por la ecuación (2.23).

$$f_d = \frac{1}{(1+i)^n} \quad (2.23)$$

Para la determinación del ACF se necesitan calcular primeramente una serie de indicadores que miden la factibilidad del proyecto y a continuación se describe el procedimiento para su obtención.

Se definen los ingresos de caja anuales, como la diferencia existente entre los ingresos por las ventas anuales de los productos menos los costos totales anuales o los costos de producción total, requeridos para producir y vender los productos (**Fernández y Gonzales, 2002**). Los mismos se obtienen por la ecuación (2.24).

$$ACI = AS - ATE \quad (2.24)$$

Los ingresos por ventas anuales de crudo, se obtienen por la ecuación (2.25).

$$AS = Prod * Pv \quad (2.25)$$

Los ingresos de caja anuales netos, serán la diferencia entre los ingresos de caja anuales menos el importe anual por impuestos, quedando:

$$ANCI = ACI - AIT \quad (2.26)$$

El monto anual por impuestos viene dado por la ecuación (2.27):

$$AIT = (ACI - AD - AA) \cdot t \quad (2.27)$$

Se considera que la razón fraccional de impuestos tiene un valor de 0,5.

El flujo de caja anual después de los impuestos viene dado por la ecuación (2.28).

$$ACF = ANCI - ATC \quad (2.28)$$

Finalmente se calcula el VAN luego de haber determinado todos los indicadores. Se realiza una tabla con los valores para cada año y se determina que la recuperación de la inversión es en el año donde cambia de signo el VAN, a partir de este año se obtiene la ganancia neta.

## CAPÍTULO III: RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este capítulo se muestran los resultados del análisis de la producción de petróleo en el pozo Seb-18Re. Se realiza la evaluación de la bomba **KUDU 120K 1500**, instalada actualmente y escogida a partir del índice de productividad del pozo. Para la evaluación se tiene en cuenta el cálculo del caudal a extraer y la carga de la bomba. Además, se muestra el tratamiento ácido propuesto como MGT para rehabilitar el pozo una vez que no sea factible seguir explotándolo mediante el bombeo por cavidad progresiva. Finalmente, se analizan económicamente los métodos propuestos para el incremento de la producción.

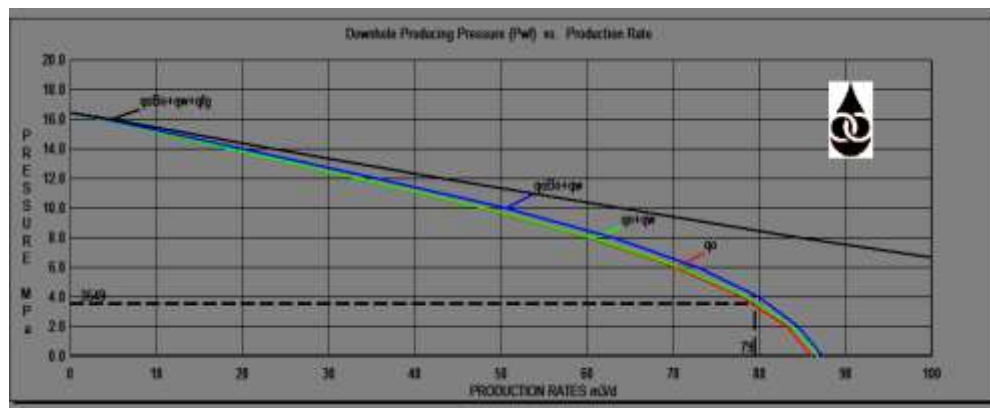
### 3.1. Resultado del cálculo del caudal a extraer

Se trabaja con el programa AWP, mediante este se obtiene la presión de fondo real del pozo analizado. El resultado se refleja en la Tabla 3.1 y en el anexo 2 se muestra una imagen de este programa donde las variables respuestas son la presión de fondo y la presión a la entrada de la bomba, las mismas se encuentran encerradas en rojo.

**Tabla 3.1. Presión de fondo, presión a la entrada de la bomba y eficiencia de la bomba obtenida por el programa AWP.**

Pozo	Pwf (kPa)	PIP (kPa)	Ef.B(%)
<b>Seb-18Re</b>	6370,8	3548,9	80,1

Una vez obtenidas estas presiones se procede a confeccionar el gráfico de Vogel mediante el programa IPR (Anexo 5), se toma el punto de interés en la succión de la bomba. El gráfico de Vogel del pozo Seb-18Re aparece reflejado en la Figura 3.1.



**Figura 3.1. Curva de Vogel para el pozo Seb-18Re**



En la Figura 3.1 se observan varias curvas, la que aparece de color rojo representa el flujo de petróleo, la de color verde el flujo de petróleo y agua y la de color azul es el agua solamente. El punto de producción de la curva roja se encuentra alejado del final de la misma y con ello al flujo máximo, por ello se propone disminuir la sumergencia de la bomba hasta 100 m y así obtener una menor presión de fondo. La disminución de dicha presión representa un mayor flujo de petróleo pero también mayor flujo de agua y gas, por lo tanto hay que garantizar que dicha disminución de presión no traiga consigo grandes aumentos de los mismos pues esto conllevaría a un mayor tratamiento del crudo a la hora de su refinación y por lo tanto pérdidas económicas.

Se determina la presión de fondo y de succión de la bomba mediante el AWP, garantizando que la bomba tenga 100 m de sumergencia ya que de esta forma la bomba no trabaja en seco, aumenta la eficiencia de bombeo y se alarga la vida útil de la misma.

Para ello se calcula el nivel dinámico a partir de la ecuación (2.8) y los resultados se muestran en la Tabla 3.2.

**Tabla 3.2. Nivel dinámico actual y nivel dinámico garantizando 100m de sumergencia**

Pozo	ND <sub>a</sub>	ND <sub>100</sub>
Seb-18Re	399	1048

En la Tabla 3.2 se observa que el nivel dinámico a 100 m de sumergencia es mayor que el actual, lo que trae consigo que disminuya el nivel en el espacio anular, disminuyendo así la presión de fondo lo que genera una mayor afluencia de fluido desde el yacimiento.

Al simular los mismos parámetros de las Tablas 2.2, 2.3 y 2.4 en el programa AWP, con el nivel dinámico que garantiza 100 m de sumergencia expuesto anteriormente en la tabla 3.2, se obtienen las nuevas presiones que se muestra en la Tabla 3.3.

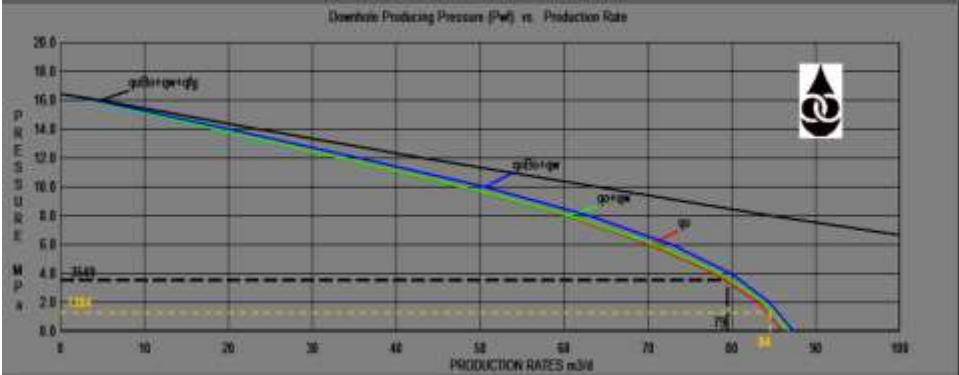
**Tabla 3.3. Presiones obtenidas con 100 m de sumergencia y nueva eficiencia de la bomba**

Pozo	Pwfo(kPa)	PIP <sub>0</sub> (kPa)	Ef.B <sub>0</sub> (%)
Seb-18Re	3948,1	1393,9	90,4

En la Tabla 3.3 se evidencia que las presiones de fondo y de succión de la bomba, son inferiores a las de la Tabla 3.1 y la eficiencia de la bomba aumento un 10,3%, lo que

demuestra que es efectivo garantizar 100 m de sumergencia para lograr una mayor afluencia de fluido desde el yacimiento.

Con la nueva PIP reportada en la Tabla 3.3 se entra a la curva de Vogel del pozo (color verde) y se selecciona el nuevo caudal a extraer como se muestra en la figura siguiente:



**Figura 3.2. Nuevo caudal a extraer mediante la Curva de Vogel**

En la Tabla 3.4 se observa el resultado del nuevo caudal a extraer, los flujos de petróleo actual y con 100 m de sumergencia y el incremento que se obtiene al cambiar la sumergencia de la bomba.

**Tabla 3.4. Nuevo caudal a extraer mediante la curva de Vogel**

Pozo	Q <sub>PA</sub> (m <sup>3</sup> /d)	Q <sub>P100</sub> (m <sup>3</sup> /d)	Inc(m <sup>3</sup> /d)
Seb-18Re	79	84	6

Comparando el caudal de petróleo que se obtiene al modificar la sumergencia de la bomba a un valor adecuado (100 m), con la producción actual donde el pozo no presenta una sumergencia adecuada de la bomba, se evidencia que el flujo es más alto con un incremento de 6 m<sup>3</sup> diarios. Esto demuestra que es efectivo garantizar 100 m de sumergencia en la bomba ya que aumenta el flujo de crudo.

Los resultados anteriores muestran que esta alternativa se puede aplicar, además del pozo analizado a todos los pozos del yacimiento Seboruco, pues la misma aporta nuevas ganancias para la EPEP Occidente.

### 3.2. Resultado del cálculo de la carga de la bomba

El cálculo de la carga de la bomba se realiza mediante la ecuación de Bernoulli, a partir de la herramienta computacional Microsoft Office Excel con un balance de energía mecánica. Se considera como plano uno la entrada de la bomba y como plano dos la superficie.

El cálculo del término  $\frac{\Delta P}{\rho g}$  se realiza con dos valores de presiones, la presión a la entrada de la bomba que es una variable respuesta del programa AWP y la presión que lee el manómetro en la superficie cuyo valor para el pozo se encuentra reportado en la Tabla 2.5. Los resultados de la presión a la entrada de la bomba y del término  $\frac{\Delta P}{\rho g}$  se muestran en la Tabla 3.5.

**Tabla 3.5. Resultados de la presión a la entrada de la bomba y del término  $\frac{\Delta P}{\rho g}$**

Pozo	PIP(kPa)	$\frac{\Delta P}{\rho g}$ (m)
Seb-18Re	1393,9	-40

El término  $\Delta z$  representa la diferencia de altura y se corresponde con la profundidad de la bomba, cuyo valor es 1148 m tomando la profundidad por la vertical.

El cálculo de las pérdidas de carga en el sistema (hp) se realizó por la ecuación (2.15) y los resultados se muestran en la Tabla 3.6.

**Tabla 3.6. Resultados del cálculo de las pérdidas de carga en el sistema (hp)**

Pozo	$v$ (m/s)	$\frac{v^2}{2 \cdot g}$ (m)	$Re$	$f$	$\frac{f \cdot L}{d_e}$	hp (m)
Seb-18Re	0,14	$9,5 \cdot 10^{-4}$	3,77	17	$2,1 \cdot 10^5$	203,52

Como se observa en la Tabla 3.6 el número de Reynolds es menor que 2100 por lo que el régimen de flujo es laminar, lo que se corresponde con la predicción de la EPEPOccidente.

Una vez que se calculan todos los términos de la expresión, se determina la carga de la bomba del sistema a partir de la ecuación (2.9) y se multiplica por el coeficiente de seguridad en caso de sobrecargas en el sistema (1.3). El resultado del cálculo de la carga de la bomba se muestra en la Tabla 3.7.

**Tabla 3.7. Resultado del cálculo de la carga de la bomba**

Pozo	H (m)	H(kPa)
Seb-18Re	1705	16787

Como se observa en la Tabla 3.7 la carga obtenida es menor que 24 000 kPa, que es la carga máxima que soporta una BCP, por lo que se demuestra que es correcta la selección de una bomba de cavidad progresiva en este caso.

### 3.3. Resultados de la evaluación de la bomba instalada

La bomba con la que se explota actualmente el pozo Seb-18Re es la KUDU 120K 1500. A continuación se evalúa el correcto funcionamiento de la misma teniendo en cuenta los parámetros de operación obtenidos anteriormente: caudal a extraer ( $84 \text{ m}^3$ ) y carga de la bomba (1705 m).

En función del caudal total de la mezcla que debe manejar la bomba, se establece la velocidad de bombeo del equipo mediante la expresión 2.16 y se obtiene como resultado:

$$n = 70 \text{ rpm}$$

Luego, se obtiene el diferencial de presión a la velocidad de la condición de trabajo mediante el procedimiento de corrección de la curva, donde se obtiene el caudal de escurrimiento como función del diferencial de presión y se resta al caudal teórico.

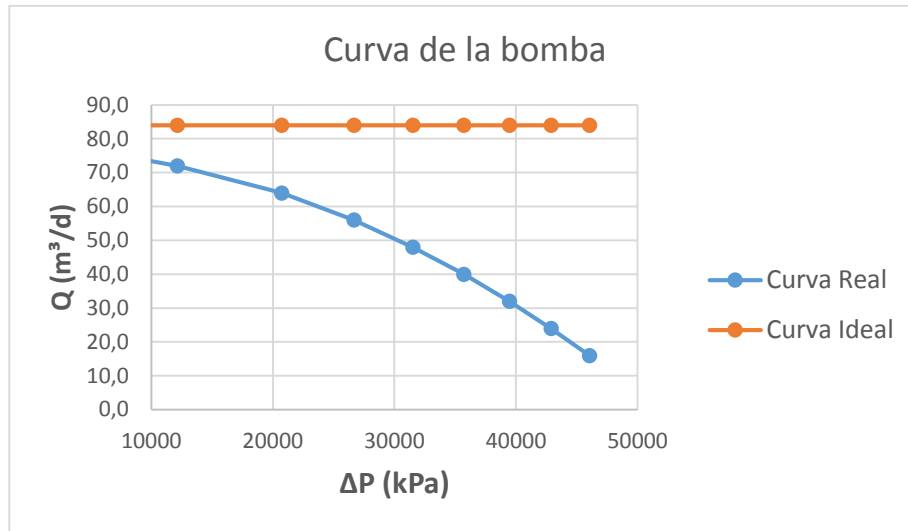
El caudal real manejado por la bomba está dado por la ecuación 2.17:

$$Q = 84 \frac{\text{m}^3}{\text{d}} - 8,4 \frac{\text{m}^3}{\text{d}} = 75,6 \frac{\text{m}^3}{\text{d}} \text{ (Tomando 10\% de escurrimiento)}$$

El diferencial de presión en la bomba  $\Delta P = 16787 \text{ kPa}$

$$\text{El valor de } a = \frac{84-75,6}{16787^2} = 2,98 * 10^{-8}$$

Finalmente, la curva corregida a las rpm requeridas es la siguiente:



**Fig. 3.3. Curva corregida de la bomba**

El diferencial de presión nominal obtenido mediante el criterio establecido por la Norma ISO 15136 es el siguiente:

$$\Delta P_n = 12149,54 \text{ kPa}$$

$$Q_n = 75,6 \text{ m}^3/\text{d}$$

Este diferencial de presión de la bomba a la velocidad de operación debe ser mayor que el diferencial de presión requerido ( $\Delta P_n > \Delta P$  requerido). En este caso no se cumple por lo que esta bomba no puede levantar los fluidos desde el yacimiento. Además, se deja de producir una buena cantidad de petróleo ya que solo  $75,6 \text{ m}^3/\text{d}$  se obtienen en superficie y no los  $84 \text{ m}^3/\text{d}$  que se esperaban. Por lo que si se quiere más producción hay que seleccionar otra bomba de mayor desplazamiento.

En la tabla 3.8 se muestra la bomba seleccionada por el catálogo (Anexo 6), siendo la adecuada para manejar caudales de  $84 \text{ m}^3$  y  $1705 \text{ m}$  de carga.

**Tabla 3.8. Bomba seleccionada**

Pozo	Bomba seleccionada
Seb-18Re	KUDU 122K 1800

Teniendo en cuenta que estas bombas promedian 2 años de vida útil y que el yacimiento sufre de una declinación natural de 12% anual se debe volver a evaluar el comportamiento de la misma al acercarse esa fecha. De ser posible se emplea la misma bomba o se diseña otra con menos desplazamiento.

Además, se opta por otra medida de rehabilitación para mejorar la oferta de la capa productora.

El método que mejores resultados ha dado en el país es la acidificación, por lo tanto, se propone realizar el tratamiento ácido al pozo pues con el paso del tiempo se crean sedimentos que obstruyen la formación y por tanto la entrada de fluido desde la misma. Luego de la acidificación del pozo, este aumenta su producción entre un 40 y un 60% (Guerra, 2008), es decir que puede aumentar la producción hasta alrededor de 145 m<sup>3</sup>/d.

### 3.4. Tratamiento de ácido propuesto

El tratamiento ácido se realiza con la formulación proporcionada por el Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET). La formulación de ácido emulsionado CEINPET utilizada en el tratamiento del pozo Seb-18Re es la siguiente y la cantidad de productos total se muestra en la tabla 3.9:

Preflujo: Kerodiesel con Solquisa 8201 al 0,3%

Ácido emulsionado CEINPET: HCl al 15%, HAc al 2%, Solquisa 14 al 0,5%, Solquisa 8201 al 0,1%, CEINPET EB-2 al 1,5%, Kerodiesel

Posflujo: Kerodiesel con Solquisa 8201 al 0,3%

Volumen de tratamiento ácido emulsionado CEINPET: 200 m<sup>3</sup>

**Tabla 3.9. Cantidad de productos total**

Productos	Cantidad	UM
Ácido clorhídrico al 30 %	58,0	m <sup>3</sup>
Ácido acético	2,5	m <sup>3</sup>
Solquisa 14	600	litros
Agua dulce	60	m <sup>3</sup>
Kerodiesel	400	m <sup>3</sup>
CEINPET EB-2	1,8	m <sup>3</sup>
Solquisa 8201	200	litros
Agua batería	20	m <sup>3</sup>

- Para realizar el tratamiento ácido selectivo con tubería filtro es necesario contar con válvula de control de fluido en el pozo.

### **3.4.1. Programa de trabajo para el tratamiento ácido**

Se realiza el programa de trabajo por el cual se ejecutan las operaciones de intervención a pozos, en este caso el programa para la estimulación ácida del Seb-18Re.

#### **PLAN DE TRABAJO**

1. Revisar y acondicionar el área del pozo, explanada, muertos y *celly* para montaje del equipo de intervención *Service Rig* 6.
2. Traslado y montaje del equipo *Service Rig* 6 con toda la logística e instalar el sistema de control de pozo.
3. Realizar la puesta en marcha del equipo y sus agregados. Dentro de estas tareas revisar el estado técnico de todos los tanques. Comprobar hermeticidad y escalera de cada uno. Solo iniciar los trabajos una vez que se cumplan estos parámetros.
4. Desalojar el pozo por *casing* y *tubing* para tanque.
5. Levantar varillón e inyectar 3m<sup>3</sup> de petróleo de venta + 7m<sup>3</sup> de agua de capa por *tubing*.
6. Desmontar *Driver*.
7. Desmontar varillón, montar sistema antisurgente para cabillas (BOP) y plataforma de trabajo.
8. Sacar sarta de cabillas con rotor de la bomba PCP.
9. Desmontar BOP de cabillas, controlar pozo (de ser necesario) con 20 m<sup>3</sup> de agua de capa y desmontar cabezal de bombeo.
10. Montar la válvula de Seguridad BOP 11"x 5000 psi y desmontar *tbg hanger*.
11. Probar la BOP según las normas API a alta y baja presión (100 – 30) atm.
12. Sacar tubería Ø 114.3 mm partiendo, con el estator y demás componentes del subsuelo, recuperando los manómetros de fondo e ir rellenando el pozo con agua de capa cada 10 tubos sacados y enviar resultados a Yacimiento para su interpretación.
13. Bajar *tubing* combinado, midiendo y calibrando con *bull nose* Ø2<sup>3</sup>/<sub>8</sub>" y constatar fondo a **5440m** en *open hole*. Utilizándose para esta operación 1540m de tubería Ø

2<sup>3</sup>/<sub>8</sub>" cala biselada + 900 m de tubería Ø 2<sup>7</sup>/<sub>8</sub>" cala biselada + 3000 m de tubería Ø 3<sup>1</sup>/<sub>2</sub>" cala normal. Si existiera alguna obstrucción en el caño se comenzarán las operaciones para limpiar fondo como lo indica la tarea técnica.

14. Siguiendo las siguientes operaciones.(Protocolo de cambio si es necesario).
15. Sacar tubería combinada con *bull nose* para la torre, rellenando el pozo con agua de capa cada 10 tubos sacados.
16. Bajar 5 tubos filtros Ø 2<sup>3</sup>/<sub>8</sub>" taponando el extremo + el resto del *tubing* combinado, midiendo y calibrando con válvula de control según las indicaciones de *tool master*. Hasta 4533 m.
17. Instalar los agregados de acidificación, comprobar líneas y realizar prueba de admisión de la capa. Anotar presiones y caudal de agua utilizado.
18. Preparar la emulsión ácida de acuerdo al programa del CEINPET y comenzar el tratamiento de estimulación. El procedimiento se realizará operativamente y de conjunto supervisor-especialista CEINPET.
19. Cerrar pozo y esperar tiempo de reacción.
20. Abrir el pozo, sacar los productos de la reacción y evaluar para tanque del equipo. Si no surge, desalojar pozo por *tubing* y *casing* para el sistema. Controlar con agua de capa si es necesario.
21. Sacar *tbg* combinado con herramienta de acidificación partiendo para el muelle y rellenando con agua de capa cada 10 tubos.
22. Bajar la composición inicial de la tubería Ø73mm con el *bull nose*, *niple* con manómetro y registrador continuo hasta 5440 m; cambiar accesorios para *tbg* Ø 114,3 mm con el estator de bomba PCP y demás componentes del sistema de bombeo midiendo y calibrado y dejar la bomba instalada en su profundidad inicial a 1200 m.
23. Montar *tbg hanger*, chequear hermeticidad y desmontar plataforma trabajo.
24. Desmontar BOP 11" x 5000 psi de tubería y *pack off*.
25. Armar cabezal de bombeo y montar BOP de cabillas.
26. Bajar sarta de cabillas con rotor PCP a su posición inicial.
27. Realizar anclaje y espaciado del rotor de la bomba según procedimiento.
28. Desmonta BOP de cabillas, montar varillón, preñe cabezal de bombeo y *Driver*.



29. Circular pozo con 25 m<sup>3</sup> de petróleo ligero.
30. Arrancar la unidad con 50 RPM evaluando para tanque del equipo y aumentar velocidad de bombeo de acuerdo con el comportamiento del pozo.
31. Una vez estabilizado el pozo, instalarlo para el sistema.
32. Observar comportamiento del pozo.
33. Desmontar equipo de intervención *Service rig*.
34. Acondicionar área y entregar el pozo al campo con todas las operaciones realizadas.
35. Investigar según plan de Yacimiento.

Nota: Asegurar que todas las conexiones se hagan correctamente para asegurar el torque. Los nipples de tubería y conexiones se pondrán en dependencia de la longitud total de la sarta de tubería siempre y cuando se mantenga la misma profundidad de anclaje.

Aplicar una película de grasa al rotor para facilitar su pase por el interior del estator. Asegurar también el torque a todas las conexiones, revisar los elementos (calas, roscas, cabillas etc.) y si están en mal estado sustituir.

**NECESIDADES:**

Equipo de intervención <i>Service Rig</i> con toda la logística necesaria-----	1
<i>Tubing</i> Ø 2 <sup>7</sup> / <sub>8</sub> " EUE J-55 con cala biselada-----	900m
<i>Tubing</i> Ø 2 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> " EUE J-55 con cala biselada-----	1540m
<i>Tubing</i> Ø 3 1/2" EUE J-55 -----	3000 m
Tubo filtros Ø 2 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> "-----	5
Tanques de <i>fiber glass</i> para solución ácida diseñada por CEINPET-----	1
Tanque de 50m <sup>3</sup> para agua de capa -----	2
Tanque para LCO con capacidad de 80 m <sup>3</sup> -----	2
Tanque de 60 m3 para agua industrial-----	1
Tanque para agua de batería -----	1
Petróleo ligero-----	30m <sup>3</sup>
Brigada de estimulación con toda la logística-----	1
Brigada de investigación-----	1
Receta y Brigada CEINPET -----	1
Agua de capa-----	200m <sup>3</sup>
Pipa para agua de capa-----	1

### 3.5. Resultados de la valoración económica

En este trabajo se valoran económicamente los métodos propuestos para incrementar la producción del pozo Seb-18Re, los cuales son el cambio de bomba una vez que haya disminuido la producción luego de haberle modificado los parámetros de trabajo a la bomba actual y un trabajo remedial a la capa mediante el tratamiento ácido. Se utiliza el método de rentabilidad Valor Actual Neto (VAN), mediante el cual se determina la rentabilidad de la bomba y del trabajo de acidificación, fijando un plazo de recuperación de 10 años.

Los ingresos por ventas anuales se obtienen conociendo la siguiente información:

- Un m<sup>3</sup> de petróleo tiene un precio de 176,89 CUC, según el departamento de economía de la EPEPO.
- La EPEPO trabaja 365 días al año.

El pozo Seb-18Re actualmente presenta un flujo de petróleo de 80 m<sup>3</sup>/d, al cambiar los parámetros de bombeo garantizando 100 m de sumergencia y luego realizando un tratamiento ácido como medida geólogo técnica, se incrementa la producción a 145 m<sup>3</sup>/d.

Haciendo uso de la ecuación (2.25) y sabiendo que la producción es de 145 m<sup>3</sup>/d de crudo, el AS al año tendría un valor de 9 361 903 CUC/año.

Los costos totales anuales o costos de producción total según el departamento de economía de la EPEPO son de 105,6 CUC/m<sup>3</sup>, por lo que para una producción de 145 m<sup>3</sup>/d el ATE tendría un valor de 15 312 CUC/d, lo cual sería al año un total de 5 588 880 CUC/año.

Para la determinación de los gastos anuales de capital o costos de inversión total solo se necesita conocer el costo de la nueva bomba, el costo por su instalación y el costo del tratamiento ácido. Según el departamento de economía de la EPEPO, el precio de una BCP actualmente es de 32 000 CUC puesta en el almacén y el costo de instalación de la misma es de 45 000 CUC. Además, el costo del tratamiento ácido es de 346 408 CUC, según el Grupo de Intervención a Pozos de la EPEPO que es el que se encarga de realizar la MGT. Por lo tanto, el ATC tendría un valor de 423 408 CUC.

Luego de haber determinado todos los indicadores se calcula el VAN mediante la ecuación 2.21, cuyo resultado se muestra en el Anexo 7 donde se observa que el valor actual neto cambia de signo en el primer año de operación. Así se demuestra la factibilidad del cambio de bomba y de la acidificación propuesta, ya que la inversión es recuperada en un año y a partir de aquí se obtiene ganancia neta con relación a la inversión.

### **3.6. Conclusiones parciales del capítulo**

1. Al disminuir la sumergencia de la bomba a 100 m, se obtiene un mayor caudal de fluido desde el yacimiento, siendo 84 m<sup>3</sup>/d.
2. Los parámetros nominales con los que debe trabajar la bomba son 75,6 m<sup>3</sup>/d, 12149 kPa y 70 rpm.
3. La carga que requiere el sistema es de 16 787 kPa, mientras que la diferencia de presión que es capaz de entregar la bomba es solo de 12 149 kPa.
4. Se demuestra que el pozo Seb-18Re presenta un incorrecto dimensionamiento de la bomba.
5. Se selecciona la bomba KUDU 122K 1800, que es la adecuada para manejar el caudal de 84 m<sup>3</sup>/d y 1705 m de carga.
6. Para mejorar la oferta de la capa productora se realiza un tratamiento ácido que incrementa la producción en 145 m<sup>3</sup>/d.
7. Se demuestra la factibilidad económica del cambio de bomba y del tratamiento ácido pues se recupera la inversión en un año.

## CONCLUSIONES

1. Al determinar los parámetros nominales para operar la bomba actual del Seb-18Re se detecta que la misma no está bien diseñada.
2. Se determina el caudal y la carga modificando la sumergencia de la bomba a 100 m, con la cual se eleva la producción unos 6 m<sup>3</sup> diarios.
3. Al estimular con ácido la zona productiva del pozo se comprueba su potencial al obtener un incremento de 61 m<sup>3</sup> de petróleo por encima de la producción.
4. Se valoran económicamente las soluciones propuestas para el incremento de la producción y se recupera la inversión en el primer año.

## **RECOMENDACIONES**

1. Sustituir la BCP actual por la propuesta en este trabajo, con lo cual se logran los caudales deseados.
2. Realizar el tratamiento ácido propuesto en este trabajo con lo que se aumenta considerablemente la producción del pozo.

## BIBLIOGRAFÍA

1. AUTORES, C. 1997. *Updated field case studies on application and performance of bottom drive progressing cavity pumps*. Río de Janeiro, Brasil.
2. AUTORES, C. 2005. *Reparaciones capitales a pozos*. EPEPO. Grupo Intervención a Pozos.
3. AUTORES, C. 2005. *Reparaciones subterráneas a pozos*. EPEPO. Grupo Intervención a Pozos.
4. AUTORES, C. 2006. Consideraciones de Diseño. En: *Manual de Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo de Cavidades Progresivas*.
5. BARBERII, E. 2001. *El pozo ilustrado*. 5<sup>ta</sup> edición. Caracas, Venezuela.
6. BISBÉ, E.; MOYA, V y RÍOS, J. 2017. *Proyecto geológico del pozo Seb-18re*. EPEPO.
7. BROOKS, A. 2003. *Elevación en los pozos de la capa E del yacimiento Boca de Jaruco*. Tesis presentada en opción al título académico de especialista en perforación de pozos de petróleo y producción de petróleo. Universidad de Matanzas “Camilo Cienfuegos”.
8. CAJIGAL, A y LÓPEZ, G. 2013. *Explotación de Pozos por Bombeo*. La Habana, Cuba: Centro Politécnico del Petróleo.
9. CAJIGAL, A. 2010. *Bombas de Cavidad Progresiva*. La Habana, Cuba.
10. CAJIGAL, A. 2010. *Producción de petróleo y gas*. La Habana, Cuba.
11. CIULLA, F. 2003. *Principios fundamentales para diseños de bombas con cavidad progresiva*.
12. CUPET. 2002. *Explotación y mantenimiento de bombas electro sumergibles y de cavidad progresiva*. Curso de Elevación Artificial Sección 14-22Sp. EPEP Centro. Varadero, Cuba.
13. CHACÍN, N. 2003. *Bombeo de Cavidad Progresiva*. Esp. Oil Engineering Consultants: Instalaciones de PDVSA.
14. CHACÍN, N. 2003. *Workshop internacional “Bombeo De Cavidad Progresiva”*. Esp. Oil International Training Group. Instalaciones de PDVSA. Venezuela.

15. FARIAS, L y HIRSCHFELDT, M. 2006. *Explotación de pozos con PCP en yacimiento Diadema*. Argentina.
16. FARIÑAS, M. 2018. *Programa de trabajo Seb-18Re*. UEB-IPP. EPEP Centro.
17. FERNÁNDEZ, E y GONZÁLEZ, G. 2002. *Ingeniería Económica para Ingenieros Químicos*. La Habana, Cuba.
18. GUERRA, A. 2008. *Elaboración de los procedimientos de Instalación del Liner y la Acidificación Selectiva*. Tesis de Grado. Matanzas, Cuba.
19. GUTIERRES, M y AQUILES, J. 2009. *Optimización de la producción por sistema PCP*. Tesis de Grado. Lima, Perú.
20. JANSEN, J y CURRIE, P. 2004. *Modelling and Optimization of oil and gas*. USA.
21. JONHN, G. 2005. *Bombeo Mecánico, Optimización*. Maracaibo, Venezuela.
22. Netzsch. 2002. *Netzsch -Bombas de Cavidades Progresivas*. Pomerode, Brasil.
23. PUJADÓ, P y JONES D. 2006. *Handbook of Petroleum Processing*. Springer.
24. RIOS, J y MOYA, V. 2004. *Estudio de Explotación de Yacimientos operados por EPEPO*. Archivo EPEPO.
25. RIOS, J. 2005. *Geología del Yacimiento Seboruco*. EPEPO. Grupo de Ingeniería de Yacimientos. 9p.
26. RODRÍGUEZ, G. 2002. *Los criterios de decisión para la evaluación de inversiones. Algunas reflexiones*. Economía y Desarrollo.
27. ROSABAL, J. 2009. *Hidrodinámica y separaciones mecánicas*. Editorial Félix Varela. La Habana, Cuba.
28. WCS-WELL CONTROL SCHOOL. 2003. *Control de Pozos de petróleo y gas*. Harvey, Louisiana.

## SIMBOLOGÍA

Nomenclatura	Símbolo	Unidad
Aceleración de la gravedad	$g$	$m/s^2$
Área de flujo	$A$	$m^2$
Cantidad de agua que contiene el crudo	BSW	%
Carga de la bomba	$H$	$m$
Cargos anuales por depreciación	AD	adimensional
Caudal de escurrimiento	$S$	$m^3/d$
Caudal de petróleo actual	$Q_{PA}$	$m^3/d$
Caudal de petróleo con 100 m de sumergencia	$Q_{P100}$	$m^3/d$
Caudal nuevo a extraer	$Q_n$	$m^3/d$
Caudal Real	$Q$	$m^3/d$
Caudal teórico	$Q_{teo}$	$m^3/d$
Constante de ajuste de la curva de escurrimiento	$a$	adimensional
Costos totales anuales o costos de producción total	ATE	adimensional
Densidad del agua	$\rho_w$	$kg/m^3$
Densidad del crudo	$\rho_p$	$kg/m^3$
Densidad del fluido	$\rho$	$kg/m^3$
Desplazamiento	$D$	$ml/rev$
Diámetro efectivo del rotor	$d_r$	$m$
Diámetro equivalente	$d_e$	$m$
Diámetro exterior de la camisa	$d_{cam}$	$m$
Diámetro exterior de la tubería	$d_t$	$m$
Diámetro exterior de las cabillas	$d_c$	$m$
Diámetro interior de la tubería	$d_{it}$	$m$
Diferencia de altura	$\Delta z$	$m$
Diferencia de presión	$\Delta p$	$kPa$



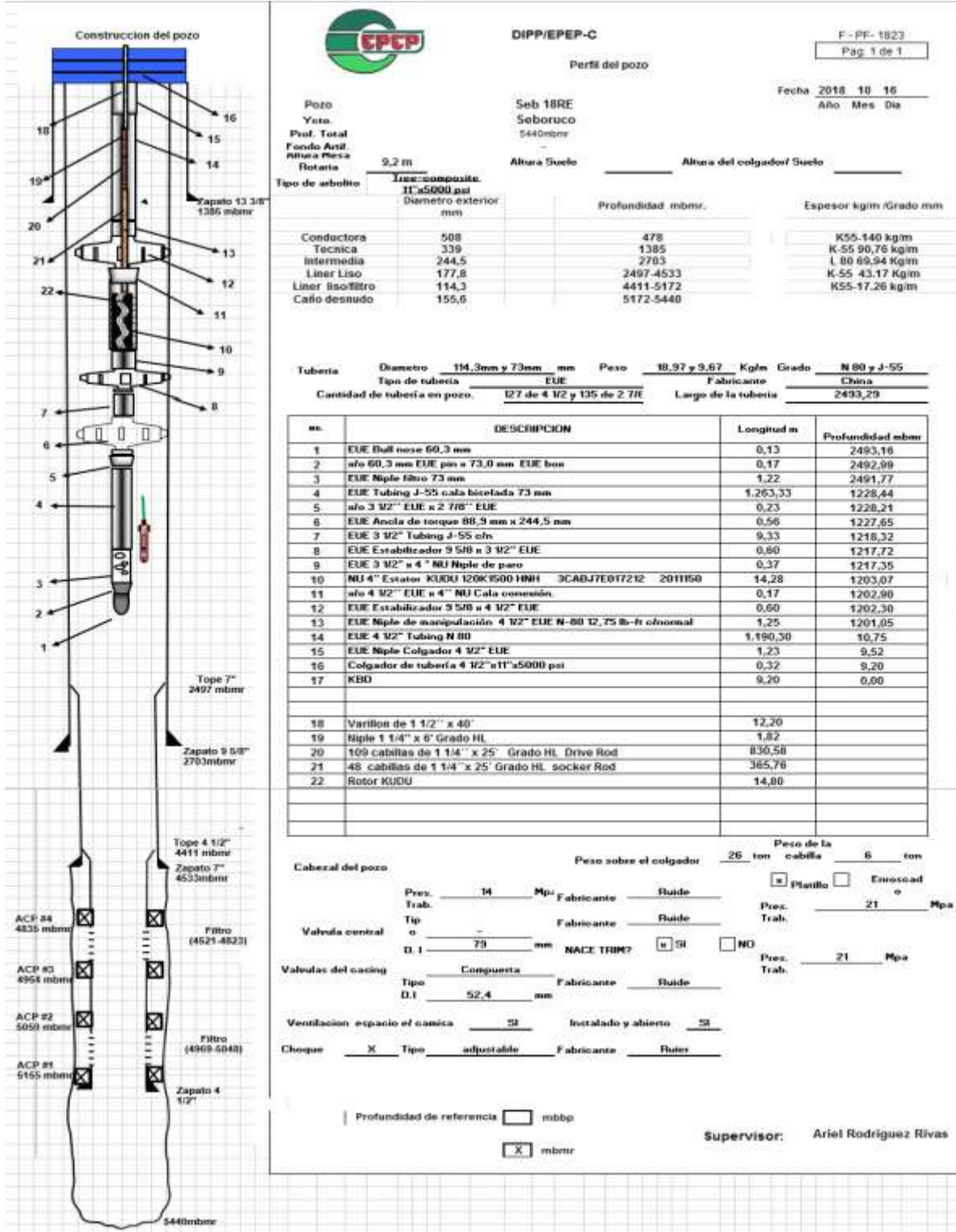
Diferencial de presión de trabajo	$\Delta P_n$	kPa
Eficiencia de la bomba	Ef.B	%
Eficiencia de la bomba con 100 m de sumergencia	Ef.B <sub>o</sub>	%
Eficiencia volumétrica	$n_v$	%
Excentricidad	$e$	adimensional
Factor de descuento	$f_d$	adimensional
Factor de fricción	$f$	adimensional
Factor de volumen de petróleo	$B_0$	adimensional
Flujo de caja anual neto	$A_{CF}$	adimensional
Caudal de crudo máximo	$Q_{m\acute{a}x}$	m <sup>3</sup> /d
Flujo de efectivo descontado anual	ADCF	adimensional
Gastos anuales de capital	ATC	adimensional
Gravedad específica	S.G	adimensional
Horizonte de planeamiento	$n$	adimensional
Importe anual por impuestos	AIT	adimensional
Incremento del flujo	Inc	m <sup>3</sup> /d
Índice de Productividad	IP	m <sup>3</sup> /d/atm
Ingresos de caja anuales	ACI	adimensional
Ingresos de caja anuales netos	ANCI	adimensional
Ingresos por ventas	AS	CUC/año
Longitud de la tubería	L	m
Medida de densidad	API	°API
Monto anual de otros cargos	AA	adimensional
Nivel dinámico actual	ND <sub>a</sub>	m
Nivel dinámico del pozo	ND	m
Nivel dinámico garantizando 100 m de sumergencia	ND <sub>100</sub>	m
Número de Reynolds	Re	adimensional
Paso de hélice del estator	Paso st	m

Pérdidas de carga	hp	m
Precio de venta del crudo	P <sub>v</sub>	CUC/m <sup>3</sup>
Presión de capa	P <sub>c</sub>	kPa
Presión de descarga	P <sub>desc</sub>	kPa
Presión de entrada de la bomba	PIP	kPa
Presión de entrada de la bomba con 100 m de sumergencia	PIP <sub>o</sub>	kPa
Presión de fondo con 100 m de sumergencia de la bomba	P <sub>wfo</sub>	kPa
Presión de fondo del fluido	P <sub>wf</sub>	kPa
Presión de punto de burbuja de petróleo	P <sub>bp</sub>	kPa
Presión de succión	P <sub>succion</sub>	kPa
Presión del depósito estática	P <sub>e</sub>	kPa
Presión en la cabeza del pozo	P <sub>cab</sub>	kPa
Producción de agua	Q <sub>w</sub>	m <sup>3</sup> /d
Producción de crudo	Prod	m <sup>3</sup> /año
Producción de fluido	Q <sub>f</sub>	m <sup>3</sup> /d
Producción de gas	Q <sub>g</sub>	m <sup>3</sup> /d
Producción de petróleo	Q <sub>p</sub>	m <sup>3</sup> /d
Profundidad de la bomba	PB	m
Profundidad del punzado	P <sub>datum</sub>	m
Razón fraccional de impuestos	t	adimensional
Relación de gas en solución	R <sub>s</sub>	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Relación gas petróleo	RGP	adimensional
Sumatoria de los coeficientes de pérdidas locales	$\sum k$	adimensional
Sumergencia de la bomba	Z	m
Taza de interés	i	%
Valor actual neto	VAN	adimensional
Variación de energía cinética	$\frac{\Delta\alpha * v^2}{2 * g}$	m

Velocidad de operación	n	rpm
Velocidad del fluido	v	m/s
Ventas anuales	AS	adimensional
Viscosidad del crudo	$\mu$	mPa.s
Volumen en condiciones estándar	Vest	m <sup>3</sup>
Volumen en el yacimiento	Vyac	m <sup>3</sup>

# ANEXOS

## Anexo 1. Esquemático del pozo Seb-18Re.



## Anexo 2. Presión del punto de burbuja es obtenida del simulador “Heavy oil calculations”

**A. Bubble Point Pressure, Pb**

Uses Modified Standing's Correlation

Input:

Solution GOR	30	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Gas Gravity	0.67	fraction
Reservoir Temperature	50	deg C
API of crude	9.35	dimensionless

Output:

**Bubble Point Pressure 10927 kPa**

## Anexo 3. Presión de fondo del pozo mediante el programa AWP

Well State: Producing	Production		IPR Method: Vogel	
Well Name: SEB-18re	Oil: 79.4	Potential: 99.2	Water: 0.6	PBHP / SBHP: 0.39
Company Name: EPEPO	Gas: 2370.0	2959.8	Gas: 2370.0	Prod. Efficiency: 80.1 %
Operator Name: Yadira	Reservoir Pressure (SBHP): 16515.0 kPa (g)		Well Composition	
Date: 28/12/2018 Time: 12:09:16	Method: Wireline Gauge		Casing Pressure: 1000.0 kPa (g)	
Oil API: 9.35 deg API	Comments		Liquid Level: 399.00 m	
Water SG: 1.05 Sp.Gr.H2O			Datum Depth: 1766.00 m	
Gas SG: 0.65			Gas/Liquid Pressure: 1033.8 kPa	
Temperature: Surface 25 deg C, Bottomhole 50 deg C			Actual % Liquid: 35 %	
Tubing OD: 114.3 mm			Annular Gas Flow: 4627 m <sup>3</sup> /D	
Casing OD: 244.475 mm			Pump Intake Pressure: 3548.9 kPa (g)	
Well Deviation Survey			Acoustic Velocity: ft/s	
Pump Depth: 1148.00 m	Casing Pressure Change Over Time		Resulting Pressures	
Total Liquid Above Pump: 749 m	Pressure Change: 100 kPa	Time: 10 min	Producing BHP: 6370.8 kPa (g)	
Gas-Free Liquid Above Pump: 260 m	Casing dP/dT: 1.45		Static BHP: 16515.0 kPa	
Calculate				

## Anexo 4. Presión de fondo del pozo garantizando 100 m de sumergencia de la bomba.

Well State: Producing Well Name: SEB-18re Company Name: EPEPO Operator Name: Yadira Date: 28/12/2018 Time: 12:09:16	<b>Production</b> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Current</th> <th>Potential</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Oil</td> <td>79.4</td> <td>87.9</td> <td>m<sup>3</sup>/D</td> </tr> <tr> <td>Water</td> <td>0.6</td> <td>0.7</td> <td>m<sup>3</sup>/D</td> </tr> <tr> <td>Gas</td> <td>2370.0</td> <td>2622.4</td> <td>m<sup>3</sup>/D</td> </tr> </tbody> </table> IPR Method: Vogel PBHP / SBHP: 0.24 Prod. Efficiency: 90.4 %		Current	Potential		Oil	79.4	87.9	m <sup>3</sup> /D	Water	0.6	0.7	m <sup>3</sup> /D	Gas	2370.0	2622.4	m <sup>3</sup> /D
	Current	Potential															
Oil	79.4	87.9	m <sup>3</sup> /D														
Water	0.6	0.7	m <sup>3</sup> /D														
Gas	2370.0	2622.4	m <sup>3</sup> /D														
Oil API: 9.35 deg API Water SG: 1.05 Sp.Gr.H2O Gas SG: 0.65 Temperature: Surface: 25 deg C Bottomhole: 50 deg C Tubing OD: 114.3 mm Casing OD: 244.475 mm	Reservoir Pressure (SBHP): 16515.0 kPa (g) Method: Wireline Gauge Comments:	<b>Well Composition</b> Casing Pressure: 1000.0 kPa (g) Liquid Level: 1048.00 m Datum Depth: 1766.00 m Gas/Liquid Pressure: 1089.5 kPa Actual % Liquid: 31 % Annular Gas Flow: 5817 m <sup>3</sup> /D Pump Intake Pressure: 1393.9 kPa (g) Acoustic Velocity: ft/s															
Well Deviation Survey	Casing Pressure Change Over Time Pressure Change: 100 kPa Time: 10 min Casing dP/dT: 1.45	Resulting Pressures Producing BHP: 3948.1 kPa (g) Static BHP: 16515.0 kPa	<input type="button" value="Calculate"/>														

## Anexo 5. Programa IPR

<b>Well Information</b> Company: EPEPO Field: Seboruco Location: - - - - Date: 28/12/2018 Wellname: SEB-18re		
<b>Pressures</b> Static Reservoir: 16514 kPa Prod. Bottomhole: 3548.9 kPa	<b>Production</b> Oil: 79.4 m <sup>3</sup> /d Water: 0.6 m <sup>3</sup> /d GOR: 30 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	<b>IPR Type</b> <input checked="" type="radio"/> Sandface <input type="radio"/> Surface <input type="button" value="Calculate"/>
<b>PVT Data</b> Oil Gravity: 9.35 ° API Relative Gas Gravity: 0.65 Reservoir Temperature: 50 °C	<b>Optional [Correlations Used If Left Blank]</b> Bubble Point Pressure: 10927 kPa Formation Volume Factor (B <sub>0</sub> ): 1.1 Solution Gas-Oil Ratio (R <sub>s</sub> ): 0.35 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	

## Anexo 6. Catálogo de las BCP KUDU

### Bombas de cavidad progresiva de KUDU

MODELO	TASA DE DESPLAZAMIENTO A 100 R. P. M. A CERVO PRINCIPAL		PRESIÓN DE DESCARGA DE LA BOMBA		D.E. DE LA BOMBA		LONGITUD DEL ESTÁTOR DE LA BOMBA		CONEXIÓN DEL ESTÁTOR
	(m³/d)	(bfpd)	(m of H <sub>2</sub> O)	(f of H <sub>2</sub> O)	(mm)	(in)	(m)	(ft)	
1.4 K 600	1.4	9	600	2000	51	2.008	0.6	1.97	1 ½" LP Pin
1.4 K 1200	1.4	9	1200	4000	51	2.008	1.2	3.94	1 ½" LP Pin
1.4 K 1800	1.4	9	1800	6000	51	2.008	1.8	5.91	1 ½" LP Pin
1.4 K 2400	1.4	9	2400	8000	51	2.008	2.4	7.87	1 ½" LP Pin
4 K 600	4	25	600	2000	80	3.150	0.60	1.97	2 ½" EUE Pin
4 K 1200	4	25	1200	4000	80	3.150	1.20	3.94	2 ½" EUE Pin
4 K 1800	4	25	1800	6000	80	3.150	1.80	5.91	2 ½" EUE Pin
4 K 2400	4	25	2400	8000	80	3.150	2.40	7.87	2 ½" EUE Pin
8 K 600	8	50	600	2000	90	3.543	0.78	2.56	2 ½" EUE Box
8 K 900	8	50	900	3000	90	3.543	1.18	3.85	2 ½" EUE Box
8 K 1200	8	50	1200	4000	90	3.543	1.55	5.09	2 ½" EUE Box
8 K 1800	8	50	1800	6000	90	3.543	2.35	7.71	2 ½" EUE Box
8 K 2400	8	50	2400	8000	90	3.543	3.13	10.27	2 ½" EUE Box
8 K 3600	8	50	3600	12000	90	3.543	4.70	15.42	2 ½" EUE Box
15 K 600	15	94	600	2000	90	3.543	1.39	4.56	2 ½" EUE Box
15 K 900	15	94	900	3000	90	3.543	2.11	6.92	2 ½" EUE Box
15 K 1200	15	94	1200	4000	90	3.543	2.79	9.15	2 ½" EUE Box
15 K 1800	15	94	1800	6000	90	3.543	4.23	13.88	2 ½" EUE Box
15 K 2400	15	94	2400	8000	90	3.543	5.62	18.44	2 ½" EUE Box
15 K 3600	15	94	3600	12000	90	3.543	8.46	27.76	2 ½" EUE Box
23 K 600	23	145	600	2000	108	4.252	1.37	4.49	3 ½" EUE Box
23 K 900	23	145	900	3000	108	4.252	2.06	6.77	3 ½" EUE Box
23 K 1200	23	145	1200	4000	108	4.252	2.75	9.02	3 ½" EUE Box
23 K 1800	23	145	1800	6000	108	4.252	4.12	13.52	3 ½" EUE Box
23 K 2400	23	145	2400	8000	108	4.252	5.50	18.04	3 ½" EUE Box
23 K 3600	23	145	3600	12000	108	4.252	8.25	27.07	3 ½" EUE Box
33 K 600	33	208	600	2000	108	4.252	1.90	6.23	3 ½" EUE Box
33 K 900	33	208	900	3000	108	4.252	2.85	9.35	3 ½" EUE Box
33 K 1200	33	208	1200	4000	108	4.252	3.80	12.47	3 ½" EUE Box
33 K 1800	33	208	1800	6000	108	4.252	5.70	18.70	3 ½" EUE Box
33 K 2400	33	208	2400	8000	108	4.252	7.60	24.93	3 ½" EUE Box
33 K 3600	33	208	3600	12000	108	4.252	11.40	37.40	3 ½" EUE Box
42 K 600	42	264	600	2000	108	4.252	2.42	7.94	3 ½" EUE Box
42 K 900	42	264	900	3000	108	4.252	3.63	11.91	3 ½" EUE Box
42 K 1200	42	264	1200	4000	108	4.252	4.85	15.91	3 ½" EUE Box
42 K 1800	42	264	1800	6000	108	4.252	7.27	23.85	3 ½" EUE Box
42 K 2400	42	264	2400	8000	108	4.252	9.70	31.82	3 ½" EUE Box
56 K 600	56	352	600	2000	108	4.252	3.23	10.60	3 ½" EUE Box
56 K 900	56	352	900	3000	108	4.252	4.85	15.91	3 ½" EUE Box
56 K 1200	56	352	1200	4000	108	4.252	6.45	21.16	3 ½" EUE Box
56 K 1500	56	352	1500	5000	108	4.252	8.05	26.41	3 ½" EUE Box
56 K 1800	56	352	1800	6000	108	4.252	9.70	31.82	3 ½" EUE Box
76 K 600	76	478	600	2000	108	4.252	4.40	14.44	3 ½" EUE Box
76 K 900	76	478	900	3000	108	4.252	6.60	21.65	3 ½" EUE Box
76 K 1200	76	478	1200	4000	108	4.252	8.80	28.87	3 ½" EUE Box
76 K 1500	76	478	1500	5000	108	4.252	11.00	36.09	3 ½" EUE Box
76 K 1800	76	478	1800	6000	108	4.252	13.20	43.31	3 ½" EUE Box
98 K 600*	98	616	600	2000	108	4.252	3.90	12.80	3 ½" EUE Box
98 K 1200*	98	616	1200	4000	108	4.252	7.80	25.59	3 ½" EUE Box
98 K 1800*	98	616	1800	6000	108	4.252	11.70	38.39	3 ½" EUE Box
122 K 600	122	767	600	2000	115	4.528	5.10	16.73	4 ½" EUE Box
122 K 1200	122	767	1200	4000	115	4.528	10.20	33.46	4 ½" EUE Box
122 K 1800	122	767	1800	6000	115	4.528	15.30	50.20	4 ½" EUE Box
160 K 600	160	1006	600	2000	127	5.00	5.80	19.03	4 ½" EUE Box
160 K 1200	160	1006	1200	4000	127	5.00	11.60	38.06	4 ½" EUE Box
160 K 1800	160	1006	1800	6000	127	5.00	17.40	57.09	4 ½" EUE Box

\* Disponible únicamente como EvenWell

## Anexo 7. Valor Actual Neto

Año	As	Ate	Aci	Anci	Atc	Acf	Fd	Adcf	Ait	VAN
<b>0</b>					423408	-423408	1	-423408	0	-423408
<b>1</b>	9361903	5588880	3773023	1886512	423408	1463104	0,892857143	1306342,522	1886512	1306342,52
<b>2</b>	9361903	5588880	3773023	1886512	423408	1463104	0,797193878	1166377,252	1886512	1166377,25
<b>3</b>	9361903	5588880	3773023	1886512	423408	1463104	0,711780248	1041408,261	1886512	1041408,26
<b>4</b>	9361903	5588880	3773023	1886512	423408	1463104	0,635518078	929828,8043	1886512	929828,804
<b>5</b>	9361903	5588880	3773023	1886512	423408	1463104	0,567426856	830204,2895	1886512	830204,29
<b>6</b>	9361903	5588880	3773023	1886512	423408	1463104	0,506631121	741253,8299	1886512	741253,83
<b>7</b>	9361903	5588880	3773023	1886512	423408	1463104	0,452349215	661833,7767	1886512	661833,777
<b>8</b>	9361903	5588880	3773023	1886512	423408	1463104	0,403883228	590923,0149	1886512	590923,015
<b>9</b>	9361903	5588880	3773023	1886512	423408	1463104	0,360610025	527609,8348	1886512	527609,835
<b>10</b>	9361903	5588880	3773023	1886512	423408	1463104	0,321973237	471080,2096	1886512	471080,21