



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERA  
CARRERA DE INGENIERIA EN PETROLEO**

**TEMA:**

**SCREENING PARA SELECCIÓN DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL  
APLICADO A UN POZO EN UN CAMPO MADURO PERTENECIENTE AL  
ORIENTE ECUATORIANO**

**PROYECTO PRÁCTICO DE EXAMEN COMPLEXIVO  
“TESINA”**

**AUTOR:**

**JOHANNA ESTEFANIA DEL PEZO YAGUAL**

**TUTOR:**

**ING. FIDEL CHUCHUCA AGUILAR, MG.**

**LA LIBERTAD-ECUADOR**

**2020**

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA DE SANTA ELENA**  
**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERA**  
**CARRERA DE INGENIERIA EN PETROLEO**

**TEMA:**

SCREENING PARA SELECCIÓN DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL  
APLICADO A UN POZO EN UN CAMPO MADURO PERTENECIENTE AL  
ORIENTE ECUATORIANO

**PROYECTO PRÁCTICO DEL EXAMEN COMPLEXIVO**  
“TESINA”

**AUTOR:**

**JOHANNA ESTEFANÍA DEL PEZO YAGUAL**

**TUTOR:**

**ING. FIDEL CHUCHUCA AGUILAR, MG.**

**LA LIBERTAD-ECUADOR**

**2020**



Santa Elena, 28 de septiembre del 2020

## CARTA DE ORIGINALIDAD

**Ing. Gutiérrez Hiestroza Marllelis PhD**  
**Directora de la Carrera de Petróleos**  
**Universidad Estatal Península de Santa Elena**

Cumpliendo con los requisitos exigidos, envío a Uds. La Tesina Titulada “**SCREENING PARA SELECCIÓN DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL APLICADO A UN POZO EN UN CAMPO MADURO PERTENECIENTE AL ORIENTE ECUATORIANO**”, para que se considere la sustentación, señalando lo siguiente:

1. La investigación es original.
2. No existen compromisos ni obligaciones financieras con organismos estatales ni privados que puedan afectar el contenido, resultados o conclusiones de la presente Investigación.
3. Constatamos que la persona designada como autor es el responsable de generar la versión final de la investigación.
4. El tutor certifica la originalidad de la investigación y el desarrollo de la misma cumpliendo con los principios éticos.

**Autor:** Johanna Estefanía Del Pezo Yagual

**Firma:** *Johanna Del Pezo Yagual*

**N° de Cédula:** 2450304874

**Correo:** johanna\_esthefy@hotmail.com

**Tutor:** Ing. Fidel Chuchuca, Mg.

**Firma:** *Fidel Chuchuca*

**N° de Cédula:** 0704789502

**Correo:** fchuchuca@upse.edu.ec

## **DEDICATORIA**

Este logro va dedicado a mi papá, Félix Del Pezo, quien fue el motor de arranque de mi carrera universitaria, a mi mamá, Mariana Yagual ya que con su amor y enseñanzas acerca de la vida me ha dado la motivación para continuar, a mis hermanos, Jorge, Janeth, Andrea, Héctor, Keyla, por su incondicional amor y ayuda.

## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco a Dios por estar junto a mí siempre, y darme la oportunidad de conocer a maravillosas personas que han sido esenciales para este proceso de formación académica.

Muchas gracias a mis familiares, por ser un soporte en momentos difíciles, a mis amigos con quienes culmino esta estupenda carrera de ingeniería en petróleos, y a Fabián Osorio por su compañía y apoyo en la vida y a lo largo de esta etapa universitaria.

Por último, pero no menos importante, doy gracias a mi tutor, Fidel Chuchuca por su guía y colaboración para la realización de este trabajo.

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERA CARRERA  
DE INGENIERIA EN PETROLEO**

**“ SCREENING PARA SELECCIÓN DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL  
APLICADO A UN POZO EN UN CAMPO MADURO PERTENECIENTE AL  
ORIENTE ECUATORIANO”**

**AUTOR: JOHANNA DEL PEZO YAGUAL**

**TUTOR: ING. FIDEL CHUCHUCA AGUILAR, Mg.**

**RESUMEN**

Este caso de estudio expone las consideraciones técnicas de operación de los principales sistemas de levantamiento artificial como sistema de bombeo mecánico, hidráulico, de cavidades progresivas, electrosumergible, y por gas. Con el fin de plantear una posible solución a la problemática descrita.

El pozo JP07 es perteneciente a un campo maduro del oriente ecuatoriano, opera con el sistema de bombeo por cavidades progresivas. En un determinado periodo acontecieron problemas de intrusión de agua debido a los contactos que en cuestión logró remediarse de un 80 a 40%, al cabo de un tiempo se presentan problemas de hinchamiento en los elastómeros ocasionados por la presencia de fluidos y gases en el yacimiento, ocasionando una falla reincidente en la bomba, motivos por los cuales se propone el cambio de sistemas de levantamiento.

La metodología aplicada fue un screening de los sistemas de levantamiento artificial, en donde se tomaron en consideración los rangos comunes con los que trabajan cada sistema; basado en los datos de producción, propiedades de los fluidos e instalaciones de superficie, se evaluaron los datos del pozo, mediante el cual, el sistema de bombeo electrosumergible se consideró el más apropiado en comparación con otros métodos analizados.

Posteriormente se realizaron los cálculos para diseño del sistema seleccionado, con la finalidad de escoger una bomba capaz de levantar los volúmenes deseados, a cierta profundidad, se escogió la REDA CONTINIUM 1000 a 60 Hz para levantar 1000 BBFP del petróleo producido. Dentro del diseño se indicó el uso de dos separadores y el motor F123 de acuerdo a las necesidades de la bomba. Por lo que se estima que el sistema seleccionado es el apropiado técnicamente, pero sin embargo se sugiere acoplarlo a accesorios u equipos tecnológicos como por ejemplo los sensores, y además el análisis económico de este caso de estudio con el fin de alargar la vida útil del sistema.

**Palabras claves:** Campo Maduro, screening, cambio de sistema de levantamiento artificial, diseño del sistema seleccionado.

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERA CARRERA  
DE INGENIERIA EN PETROLEO**

**“ SCREENING PARA SELECCIÓN DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL  
APLICADO A UN POZO EN UN CAMPO MADURO PERTENECIENTE AL  
ORIENTE ECUATORIANO”**

**AUTOR: JOHANNA DEL PEZO YAGUAL**

**TUTOR: ING. FIDEL CHUCHUCA AGUILAR, Mg.**

**ABSTRACT**

This case study exhibit the technical considerations of operation of the principal artificial lift systems such as mechanical, hydraulic, progressive cavity, electrosubmersible, and gas pumping systems. In order to propose a possible solution to the problem described.

The well JP07 pertains to a mature field in Ecuador, It operates with the progressive cavity pumping system. In a certain period, problems of water intrusion occurred due to the contacts in question that managed to be remedied by 80 to 40%, after a time there are cause problems in the elastomers caused by the presence of fluids and gases in the reservoir, causing a recurrent failure in the pump, reasons for which the change of lifting systems is proposed to improve the production of the well. The methodology applied was a screening of artificial lift systems, where the common ranges with which each system works were taken into consideration; Based on production data, fluid properties, and surface facilities, well data was evaluated, through which the electrosubmersible pumping system was considered the most appropriate compared to other methods analyzed.

Later, the calculations for the design of the selected system were carried out, in order to choose a pump with the capacity of lifting the desired volumes, at a certain depth, the REDA CONTINIUM 1000 at 60 Hz was chosen to lift 1000 BBFP of the oil produced. Within the design, the use of two separators and the F123 motor were indicated according to the needs of the pump. It was estimated that the selected system is technically appropriate, however it is suggested to be coupled it to accessories or technological equipment such as sensors, and also the economic analysis of this case study in order to extend the useful life of the system.

**Keywords:** Mature field, projection, change of artificial lift system, design of selected system.

## INDICE GENERAL

CARTA DE ORIGINALIDAD .....	iii
DEDICATORIA .....	iv
AGRADECIMIENTO .....	v
RESUMEN .....	vi
ABSTRACT .....	vii
INDICE GENERAL .....	viii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xi
INDICE DE TABLAS .....	xii
INTRODUCCIÓN .....	1

### CAPITULO I

<b>1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....</b>	<b>2</b>
1.1 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	3
1.2 OBJETIVOS .....	3
1.2.1 OBJETIVO GENERAL .....	3
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	3
1.3. JUSTIFICACIÓN .....	4

### CAPÍTULO II

<b>2.MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>5</b>
2.1 Generalidades del campo jp07 .....	5
2.2 Estructura geológica.....	5
2.2.1 Arena “U” superior .....	6
2.2.2 Arena “U” media.....	6
2.2.3 Arena “U” inferior.....	6
2.2.4 Arena “T” superior.....	6
2.2.5 Arena “T” inferior .....	6
2.2.6 Formación Tiyuyacu .....	6
2.2.7 Arenisca Basal Tena.....	7
2.3 Propiedades petrofísicas del campo JPY .....	7
2.4 Sistemas de levantamiento artificial.....	8
2.4.1 Bombeo electrosumergible.....	8
2.4.1.1 Equipos de superficie .....	9
2.4.1.2 Equipos de subsuelo.....	10
2.4.1.3 Ventajas y desventajas .....	11
2.4.2 Sistema de levantamiento por cavidades progresivas .....	12
2.4.2.1 Equipo de superficie .....	13
2.4.2.2 Equipo de subsuelo .....	14
2.4.2.3 Ventajas y desventajas.....	14
2.4.3 Sistema de levantamiento por bombeo hidráulico .....	15
2.4.3.1 Equipo de superficie .....	15
2.4.3.2 Equipo de subsuelo .....	16
2.4.3.3 Ventajas y desventajas .....	17
2.4.4 Sistema de bombeo hidráulico tipo pistón .....	17

2.4.4.1 Ventajas y desventajas .....	18
2.4.5 Sistema de bombeo mecánico .....	19
2.4.5.1 Equipo de superficie.....	20
2.4.5.2 Equipo de subsuelo .....	21
2.4.5.3 Ventajas y desventajas.....	22
2.4.6 Sistema por levantamiento de gas .....	23
2.4.6.1 Equipo de superficie .....	24
2.4.6.2 Equipos de subsuelo.....	25
2.4.6.3 Ventajas y desventajas.....	25
2.5 Consideraciones de diseño y comparaciones generales de los sistemas de levantamiento artificial .....	27

### **CAPITULO III**

<b>3.METODOLOGÍA.....</b>	<b>31</b>
3.1 Screening de los sistemas de levantamiento artificial.....	31
3.2 Rangos operativos de los principales sistemas de levantamiento artificial.....	32
3.3 Evaluación de los sistemas de levantamiento artificial mediante screening .....	33
3.3.1 Criterios de selección de sistemas de levantamiento artificial: yacimiento, producción, pozo.....	33
3.3.2 Criterios de selección de sistemas de levantamiento artificial: propiedades de los fluidos.....	35
3.3.3 Criterios de selección de sistemas de levantamiento artificial: instalación de superficie.....	36
3.3.4 Evaluación de los datos del pozo Jp07 para cada sistema de levantamiento .....	37
3.3.5 Resultados de la evaluación para selección del sistema de levantamiento .....	38
3.4 Análisis de los resultados del screening para selección del sistema de levantamiento artificial.....	39

### **CAPÍTULO IV**

<b>4.DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....</b>	<b>40</b>
4.1 Parámetros del pozo jp07 características, y producción .....	40
4.2 Cálculos de rendimiento del sistema electrosumergible .....	41
4.2.1 Cálculo de la capacidad de producción.....	41
4.2.2 Cálculo del caudal máximo según el método de Vogel .....	42
4.2.3 Cálculo de caudal máximo para reservorio saturado con la ecuación de Vogel.....	42
4.2.4 Cálculo de peso específico compuesto.....	43
4.2.5 Cálculo de la presión a la entrada de la bomba (PIP). .....	43
4.2.6 Cálculo de gas .....	44
4.2.7 Cálculo de factor volumétrico del petróleo (Bo).....	44
4.2.6 Cálculo de F .....	45
4.2.7 Cálculo del volumen total a la entrada de la bomba .....	45
4.2.7.2 Cálculo del volumen del gas (Vg).....	45
4.2.7.3 Cálculo del volumen del agua (Vw).....	46
4.2.8 Volumen total de fluido a la entrada de la bomba (Vt).....	46
4.2.9 Cálculo del porcentaje de gas libre en la entrada de la bomba .....	46
4.2.10 Cálculo del volumen real de gas que ingresa a la bomba .....	47
4.2.11 Cálculo de volumen total real de fluido que ingresa a la bomba .....	47
4.2.12 Cálculo del porcentaje de gas libre real que ingresa a la bomba.....	47

4.2.13 Cálculo de carga dinámica total ( $H_d$ ) .....	47
4.2.14 Cálculo de la carga requerida para superar las pérdidas por fricción ( $F_t$ ) .....	48
4.2.15 Cálculo de pérdidas por fricción en las líneas de flujo en superficie ( $P_d$ ) .....	48
4.2.17 Dimensionamiento y selección del tipo de bomba.....	49
4.2.17.1 Cálculo del número de etapas necesarias para levantar el TDH.....	49
4.2.17.2 Cálculo de la potencia requerida por el motor.....	50
4.2.17.3 Cálculo de la longitud del cable .....	51

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFÍA

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Mapa de la estructura del campo .....	5
Figura 2: Esquema de la unidad electrosumergible .....	9
Figura 3: Esquema de la Unidad PCP .....	12
Figura 4: Esquema de la unidad de bombeo hidráulico .....	15
Figura 5: Esquema de la unidad de bombeo hidráulico tipo pistón .....	18
Figura 6: Esquema de la unidad de bombeo mecánico .....	20
Figura 7: Esquema de la unidad de bombeo por levantamiento de gas .....	24
Figura 8: Gráfica de la Curva IPR del Pozo Jp07 .....	43
Figura 9: Gráfica de Curva para una etapa de la bomba RC 1000, ESP systems .....	50
Figura 10: Gráfica de Curva para hallar potencia del motor de la bomba RC 1000....	51

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Datos PVT y propiedades petrofísicas del campo JPY .....	8
Tabla 2: Consideraciones de diseño de los sistemas de levantamiento artificial.....	30
Tabla 3: Rangos operativos de los principales sistemas de levantamiento artificial ...	33
Tabla 4: Evaluación de parámetros de yacimiento, producción, pozo JP07.....	35
Tabla 5: Evaluación de Propiedades de los fluidos.....	36
Tabla 6: Evaluación de infraestructura de superficie.....	37
Tabla 7: Evaluación de los sistemas de levantamiento artificial con los datos del Pozo JP07 .....	38
Tabla 8: Resultados de la evaluación de los sistemas de levantamiento artificial para el pozo JP07 .....	39
Tabla 9: Datos de producción del pozo JP07.....	41
Tabla 10: Datos de las propiedades del fluido del pozo JP07 .....	41

## INTRODUCCIÓN

El levantamiento artificial se utiliza con el fin de aumentar el flujo de líquidos, sean petróleo, agua o ambos, desde el fondo de producción del pozo hacia la superficie, debido a que la presión del yacimiento es insuficiente para realizar esta acción, para lo cual se emplea una bomba, o también se logra por medio de la inyección de gas a determinada profundidad que causa la disminución de la columna hidrostática de la formación.

Los sistemas de levantamiento comúnmente usados incluyen, bombeo electrosumergible, levantamiento por gas, bombeo por cavidad progresiva, bombeo mecánico y bombeo de hidráulico, los mismos que serán descritos en el siguiente capítulo de este apartado.

Para obtener el máximo potencial del desarrollo de cualquier campo de petróleo o gas, se debe seleccionar el método de levantamiento artificial correcto que se encuentran en función de los parámetros preliminares de selección basado en la información de cada pozo.

Para el desarrollo del capítulo tres se planteó como metodología, la selección del SLA por medio de un screening, que se presenta por tablas, que indican parámetros como datos de capacidad de producción, propiedades de los fluidos e instalación de superficie pertenecientes a cada sistema para luego realizar la evaluación con la información del pozo de estudio.

La decisión de qué método de levantamiento artificial debe implementarse está en función de las necesidades presentes y futuras del campo, y del costo operativo, por lo que en el capítulo cuatro se desarrollará el diseño del sistema de levantamiento seleccionado, en donde se determinará el potencial requerido para la producción de flujo de fluidos del yacimiento, junto al tipo de bomba a implementar.

## **CAPITULO I**

### **PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

En campos maduros esta instalación requiere de un seguimiento continuo con la finalidad de alargar la vida útil de campo y contrarrestar los problemas venideros, por lo que existen criterios clásicos que son tomados con base a la experiencia del trabajo realizado en este tipo de campo con respecto a la selección de SLA, como son por medio del límite mecánico, ventajas y desventajas, restricciones, y la selección a través de programas expertos.

El método gráfico de Blais en donde se muestra un rango de la capacidad de producción y velocidad en la que pueden funcionar determinados tipos de levantamiento con respecto a la profundidad del pozo; el método se considera preciso y uno de los más recientes. (Larry W. Lake, 1987)

Neely y col. contiene un breve resumen de las ventajas, desventajas y criterios de selección de varios sistemas de levantamiento artificial presentados por medio de tablas.

Al igual que Clegg, Bucaram y Hein, siendo esta tabla considerada para obtener mejores referencias ya que contiene una amplia gama de categorías acerca de las ventajas y desventajas de los SLA, sin embargo, no es posible realizar una evaluación económica cuantitativa con los gráficos y tablas. (Larry W. Lake, 1987)

Uno de los métodos para selección es el ‘programa experto’ en donde Espin, Gasbarri y Chacin, describen un sistema capaz, con criterios de selección en varilla de bombeo, bomba hidráulica, ESP, bomba progresiva, levantamiento de gas continuo, levantamiento de gas intermitente y sus tipos en donde, este programa consta de tres módulos. (Larry W. Lake, 1987)

## **1.1 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA**

La producción del pozo JP07 comenzó en septiembre del 2000. Debido a la presión del yacimiento relativamente baja se hallaron problemas de cortes de agua, en un periodo de tiempo, del 75% redujo a 40%, por lo que se optó por implementar el sistema de levantamiento de cavidades progresivas por los bajos costos a invertir y para restaurar la tasa de producción a los niveles normales y maximizar la recuperación final. Sin embargo, después de algún tiempo incide una falla en el estator de la bomba debido generalmente a los fluidos, presencia del gas en el yacimiento, de manera que en sus inicios se planteó evaluar las propiedades mecánicas de los elastómeros y se tomaron medidas, no obstante, actualmente reincide la falla. Para dar solución a estos problemas se propone el cambio a un sistema de levantamiento artificial que asista al yacimiento de tal manera que logre cubrir sus necesidades, tanto mecánicas como operacionales en base a los datos disponibles del pozo.

## **1.2 OBJETIVOS**

### **1.2.1 OBJETIVO GENERAL**

- Mejorar la capacidad de producción del pozo JP07 mediante el screening para el cambio de levantamiento artificial de sistema de bombeo por cavidades progresivas a un sistema acorde a las condiciones actuales del pozo.

### **1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Establecer la problemática del yacimiento.
- Describir las características importantes de los principales sistemas de levantamiento artificial.
- Determinar los criterios de selección de los diferentes sistemas de levantamiento artificial con respecto al campo de estudio.
- Diseño del sistema de levantamiento seleccionado.

### **1.3. JUSTIFICACIÓN**

La importancia del estudio de los pozos en campos maduros radica en que se podrían definir como la llave par a obtener crudo de manera rápida, ya que debido a, las instalaciones previas, su tiempo productivo, representa un beneficio en la experiencia operativa.

El proceso de la selección para el cambio de sistema levantamiento artificial implica iniciar un proyecto en donde se estudia, compara, diseña y se evalúan las condiciones técnicas y económicas para la instalación de la unidad correcta para el campo o pozo.

Por lo que el análisis de las determinadas variables y datos compilados nos proporciona el conocimiento de si es económicamente rentable el proyecto, no obstante, es esencial que la toma de decisiones este combinada con los conocimiento técnico y experiencia a nivel de ingeniería.

Existen varios estudios realizados como propuesta para cambios de sistemas de levantamientos artificial tanto para pozos campos maduros en Ecuador, como en otros países; en donde se indica que el cambio ocurre cuando se desea aumentar la capacidad productiva del campo o bien, siendo este el caso para solucionar la reincidencia de problemas de fallas en los equipos.

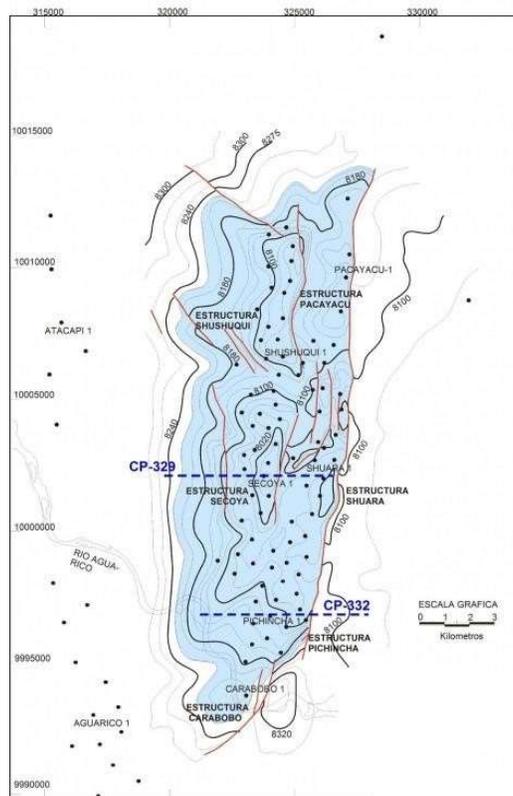
Algunos autores opinan que la para obtener los niveles de eficiencia para la aplicabilidad del cambio se debe realizar el estudio de factibilidad tanto técnica como económica, puesto que el objetivo principal es que el sistema a implementar tenga una vida útil, y reduzca los costos significativos ya que se considera más rentable realizar el cambio, que realizar otras acciones en este caso del fondo del pozo, caracterizadas más costosas, como por ejemplo aumentar el diámetro o mejorar la capacidad de la bomba.

## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1 Generalidades del campo jp07

El pozo JP07 pertenece al campo JPY y está ubicado en la parte norte de la cuenca oriente del Ecuador, geográficamente se localiza en las coordenadas latitud 00 06'' 00'' Norte, y 00'' 04'' 00'' Sur; longitud de 76 36' 46'' Oeste a 76 33' 00'', tiene un área aproximada de 101 km.



**Figura 1: Mapa de la estructura del campo**  
Fuente: (Patrice Baby, 2004)

#### 2.2 Estructura geológica

Las estructuras del campo se formaron en dos etapas: en el Turoniano Terminal Maastrichtiano, con una reactivación posterior en el Eoceno Temprano, lo que se evidencia por deformación sin-tectónica de los sedimentos de Napo Medio-Superior-Tena y Tiyuyacu Inferior. (Patrice Baby, 2004, pág. 252)

### **2.2.1 Arena “U” superior**

Se define como una arena cuarzosa con frecuentes bioturbaciones y la presencia de intercalaciones de lutita, a la base una secuencia grano-creciente y hacia arriba secuencias granos decrecientes. (Patrice Baby, 2004, pág. 255)

### **2.2.2 Arena “U” media**

Es una arenisca de poco espesor, cuarzosa con estratificación cruzada, ondulada y en partes masiva hacia la base (Shuara 26), con delgadas intercalaciones lutáceas. Hacia el tope se encuentra bioturbación. (Patrice Baby, 2004, pág. 255)

### **2.2.3 Arena “U” inferior**

Corresponde a una arenisca cuarzosa, en partes algo micácea (labogeo, 1995), grano decreciente, limpia, masiva y con estratificación cruzada a la base, laminada al tope. (Patrice Baby, 2004, pág. 255)

### **2.2.4 Arena “T” superior**

Labogeo (1995), define areniscas cuarzo-glaucónica métrica en bancos métricos de grano muy fino, masivas a onduladas, con bioturbaciones. Tiene importante presencia de cemento calcáreo. (Patrice Baby, 2004, pág. 255)

### **2.2.5 Arena “T” inferior**

Es una arenisca cuarzosa en secuencias métricas granos decrecientes de grano grueso a muy fino, con estratificación cruzada en intercalaciones de lutitaceas (labogeo, 1995). Tiene un importante contenido de glauconita, la misma que aparece ya en la parte media y superior del cuerpo de “T” inferior. (Patrice Baby, 2004, pág. 252)

### **2.2.6 Formación Tiyuyacu**

Comienza con un conglomerado basal que yace sobre la formación Tena, continuando con las areniscas gruesas hasta fina y arcillas rojas. Esta formación en su localidad alcanza una

serie de 250 m de potencia del conglomerado de base cuyos guijarros y cantos rodados son de Cuarzo, Filitas, Cherts, en una matriz areno limosa con arcillas rojas, a esto se denominó Lower Tiyuyacu (Bajo). Esta zona en la parte superior contiene lutitas de coloración gris azulada que comúnmente se presentan piritizadas, existen también lutitas verdes a oscuras. (Santiago Mauricio Cáceres López, 2012, pág. 9)

### 2.2.7 Arenisca Basal Tena

Se trata de una arenisca cuarzosa redondeada de grano medio a grueso con una porosidad promedio de 19% y una permeabilidad de 600 a 1000 md. (Santiago Mauricio Cáceres López, 2012, pág. 10)

Las arcillas presentes en las areniscas se describen a continuación por reservorios y en orden de importancia:

- Arenisca "T": caolinita, illita, clorita y esmectita
- Arenisca "U" inferior: caolinita, esmectita, clorita e illita
- Arenisca "U" superior: caolinita, esmectita, illita y clorita (Patrice Baby, 2004, pág. 255)

## 2.3 Propiedades petrofísicas del campo JPY

El campo JPY ha sido determinado por medio de la toma de datos de los siguientes parámetros petrofísicos como se indica en la siguiente tabla:

Parámetros	U superior	U inferior	T	Basal Tena
Presión inicial, psi	3800	3800	3900	3100
Presión actual, psi	2490	2700	3080	2130
Presión saturación, psi	925	1240	1470	360
Espesor (pies)	14	40	50	23
Porosidad (%)	15	17	14	16
Permeabilidad (md)	226	775	1300	300
Salinidad cloruro de sodio	60000	45000	16000	25000
Saturación de agua (%)	33	17	15	22

<b>Profundidad</b>	8593	9000	8415	7205
<b>Gravedad API</b>	30	28	29	21
<b>RGP, pcn/bn</b>	270	270	460	70
<b>Boi, by/bn</b>	1.260	1.220	1.265	1.170
<b>Viscosidad petróleo, cp</b>	1.395	1.400	2.215	15
<b>Factor de recobro, %</b>	25	40	30	15

**Tabla 1: Datos PVT y propiedades petrofísicas del campo JPY**

Fuente: Autor

## **2.4 Sistemas de levantamiento artificial**

Los sistemas de levantamiento artificial son medios por los cuales se le adiciona una energía ajena al pozo para extraer el petróleo o gas del reservorio. La elección de este dependerá de los aspectos técnicos y económicos analizados por los operadores para su posterior instalación.

Los sistemas de levantamiento artificial son el primer elemento al cual se recurre cuando se desea incrementar la producción en un campo, ya sea para reactivar pozos cerrados o para aumentar la tasa de flujo en pozos activos. Estos operan de diferentes formas sobre los fluidos del pozo, ya sea modificando alguna de sus propiedades o aportando un empuje adicional a los mismos. (Rosillo, 2015, pág. 9)

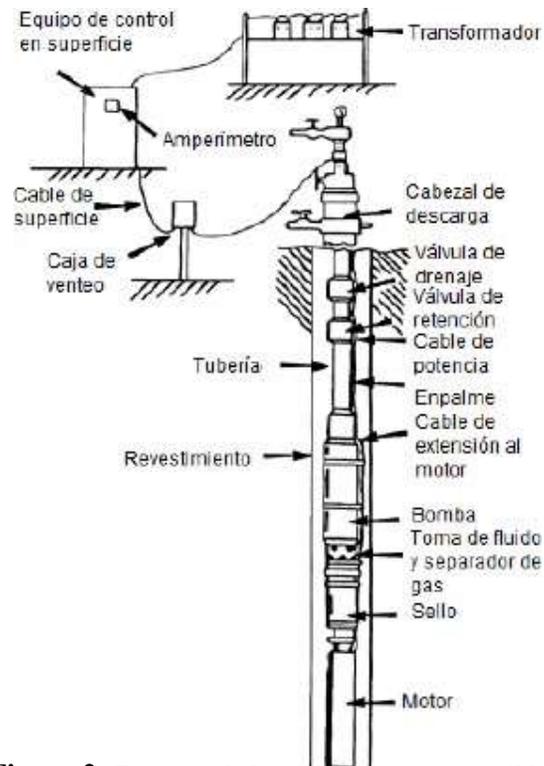
Para el conocimiento de estos sistemas, detallaremos a continuación la definición, ventajas y desventajas y las principales características de los SLA comúnmente aplicados en la industria petrolera.

### **2.4.1 Bombeo electrosumergible**

Este sistema es usado eficientemente para levantar moderados a altos volúmenes de fluidos, desde el reservorio hacia la superficie mediante el uso de una bomba electrosumergible. Esta unidad es usada ampliamente para la producción de crudos viscosos, yacimientos con gas, y con alta temperatura.

Los equipos de este sistema se consideran uno de los más costosos; los equipos deben ser manipulados de manera eficaz con respecto al funcionamiento, por lo que se debe tener en cuenta el mantenimiento y las respectivas supervisiones, no obstante, las instalaciones de superficie son la principal ventaja ya que este sistema no posee muchas instalaciones.

El sistema electrosumergible está constituido por los equipos de superficie y subsuelo.



**Figura 2: Esquema de la unidad electrosumergible**  
Fuente: (Betancourt, 2018)

#### 2.4.1.1 Equipos de superficie

- **Cabezal del pozo:** Está diseñado para soportar el peso del equipo de fondo y para mantener el control anular de la superficie del pozo. Se selecciona en función del tamaño del casing/ tubería, la carga máxima recomendada, la presión superficial y los requisitos de paso del cable de alimentación.

- **Caja de venteo:** Cumple con la función de conectar los cables de energía con la bomba, ventilar con la atmósfera los gases que puedan estar atrapados en los cables del motor de la bomba en donde a su vez permite un rápido chequeo de las corrientes y voltajes.
- **Controlador:** Diseñados para mejorar los métodos de control, protección y monitoreo de la operación del equipo de fondo. Los tipos básicos de controladores son:
  - Interruptor directo: permite iniciar y apagar el motor brindándole una protección eléctrica tanto al motor como al cable.
  - Arrancador suave (VSC): Su función principal es la de bajar el voltaje del motor durante la arrancada del mismo.
  - Controlador de velocidad variable (VSD): convierte la corriente alterna del sistema y lo convierte en una señal de pulsos sensoidales a la frecuencia requerida.
- **Transformadores:** La selección del transformador se basa en la fuente energética de alimentación primaria disponible a un pozo petrolero, se realiza mediante una red de alta tensión, o un generador, de acuerdo con la ubicación del pozo.

#### 2.4.1.2 Equipos de subsuelo

- **Bomba centrífuga:** Estas bombas son del tipo multietapas y el número de estas depende de cada aplicación específica. Cada etapa está formada por un impulsor y un difusor.
- **Motor:** El motor ESP tiene la capacidad de entregar un gran porcentaje de su capacidad de torque total en un amplio rango de velocidades. El motor EPS es trifásico, de inducción tipo jaula de ardilla, de dos polos. Estas fases son conectadas al bobinado del motor para estabilizar el punto neutro.
- **Sello:** Conocidos también como protectores o ecualizadores. Los sellos sirven para obstruir el paso de los fluidos del pozo al interior del motor, extraer los empujes descendentes y ascendentes de la bomba, contrarrestar la presión interna del motor con la presión del pozo, además de ser una conexión entre el motor y la bomba.

- **Succión:** Es la entrada para el paso de los fluidos del pozo hacia la bomba, y cumple la función de desplazar estos fluidos hacia la superficie.
- **Cable:** Es la conexión eléctrica entre los equipos instalados en el subsuelo, y los equipos de control en superficie. Los tipos de cable utilizados en el sistema electrosumergible son:
  - **Extensión de Cable Plano:** Constituido por un conector especial en donde en un su extremo tiene un conector específico que va acoplado al motor.
  - **Cable de Potencia:** Este cable se ensambla en el otro extremo de la extensión del cable plano.

#### 4.1.1.3 Ventajas y desventajas

##### Ventajas

- Puede levantar volúmenes extremadamente altos; 20,000 B / D (19078 m<sup>3</sup> / d) en pozos poco profundos con casing largos.
- No intrusivo en lugares urbanos
- Simple de operar.
- Sensor de presión de fondo fácil de instalar para presión de telemetría a superficie por cable.
- Los agujeros torcidos no presentan ningún problema.
- Aplicable en alta mar.
- Tratamiento de corrosión y escala fácil de realizar.
- Coste de levantamiento para grandes volúmenes generalmente muy bajo.

##### Desventajas

- Solo aplicable con energía eléctrica.
- Se requiere alta tensión (1.000 V).
- No es práctico en pozos poco profundos.
- El cable causa problemas en el manejo de las tuberías.
- Los cables se deterioran en altas temperaturas.

- El sistema tiene una profundidad limitada, 10,000 pies (3048.0 m), debido al costo del cable y la incapacidad de instalar suficiente potencia en el fondo del pozo (depende del tamaño de la carcasa).
- Para la reparación del equipo de subsuelo, es necesario sacar la tubería de producción.
- La arena es un problema, por la abrasión del equipo.

### 2.4.2 Sistema de levantamiento por cavidades progresivas

En la industria petrolera, su uso consta desde mediados del año 1950, en donde su aplicación se da con los primeros motores hidráulicos con mecanismos de doble rotor helicoidal que fueron utilizados en la perforación de pozos. A finales de los años 70 se implementa su utilización como método de levantamiento artificial de hidrocarburos.

Su principal característica es que brinda una alta eficiencia de entre 50% y 70% en comparación con los demás sistemas de levantamiento.

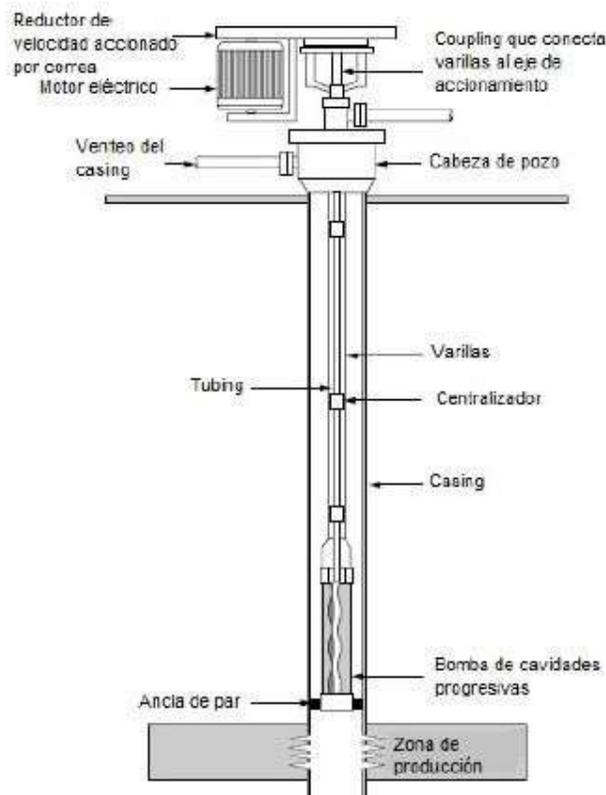


Figura 3: Esquema de la Unidad PCP

Fuente: (Betancourt, 2018)

### 2.4.2.1 Equipo de superficie

- **Cabezal de Rotación:** Consta de un sistema rotatorio que soportan la carga axial del sistema, posee un freno que puede ser mecánico o hidráulico opcionalmente integrado a la estructura del cabezal; este freno se emplea para impedir la rotación en sentido contrario, ocasionado cuando se detiene el sistema. El cabezal de rotación comprende un ensamblaje de instalación que generalmente está compuesto por un stuffing box.
- **Stuffing box:** Funciona para impedir la filtración y asegurar que el fluido producido se desplace hacia la línea de producción y por el sistema integrado de caja reductora accionado por poleas y correas.
- **Sistema de Transmisión:** El sistema es el que permite la transferencia de energía desde el motor hasta el cabezal de rotación. Existen dos tipos de estos sistemas comúnmente usados: sistema con poleas y correas y sistema de transmisión hidráulica.
- **Motor Eléctrico:** Las unidades de cavidades progresivas, se pueden emplear tanto con motores eléctricos como con motores de combustión interna. De los cuales, el primero es el más utilizado puesto a su gran eficiencia de operación y capacidad de automatización. El objetivo principal del motor es de suministrar la potencia requerida para producir el movimiento de rotación al rotor.
- **Variador de Velocidad.** Los variadores de velocidad son dispositivos que ofrecen una protección efectiva del sistema, debido a que con ellos es posible determinar el rango de operación del torque, la velocidad de rotación y el consumo de corriente.
- **Barra Lisa:** Se sitúa al final de la sarta de varillas y esta ajustada al cabezal de rotación por una grapa; su objetivo principal es transmitir el movimiento de rotación del cabezal a la sarta de varillas y al rotor, también de hacer de sello junto con el stuffing box para asegurar que el fluido producido se desplace hacia la línea de producción.

#### 2.4.2.2 Equipo de subsuelo

- **Sarta de Varillas:** Su función es de emitir el movimiento, desde la barra lisa a la parte móvil de la bomba, que en este caso es el rotor.
  
- **Bomba de cavidades progresivas:** Son bombas de desplazamiento positivo que constan de dos partes elementales como es el rotor y el estator. Al igual que en bombeo mecánico estas bombas pueden ser insertas o de tipo tubing, en este último tipo, el rotor va acoplado al final de la sarta de varillas y el estator va asentado al fondo de la tubería de producción.
  
- **Elastómeros:** Son polímeros sintéticos con propiedades tales como la flexibilidad, elasticidad y fuerza. Son utilizados en este sistema ya que estos poseen mayor resistencia química al aceite que transfiere resistencia térmica, resistencia a la abrasión y al desgaste también tiene capacidad de recuperación elástica y excelentes propiedades mecánicas como resistencia a la fatiga.

#### 2.4.2.3 Ventajas y desventajas

##### Ventajas

- Facilita la producción de fluidos viscosos.
- Se utiliza para pozos con alta producción de arena.
- Regular la velocidad de bombeo de acuerdo a las condiciones operativas del campo y del pozo, gracias al variador de frecuencia.
- Su costo es moderado y resulta de gran ventaja ventajoso sobre otros sistemas debido a la inversión inicial y bajo costo en consumo y de mantenimiento.
- Los equipos de superficie son fáciles de manejar y operan con bajo ruido.

##### Desventajas

- Capacidad de desplazamiento máximo de 4000 Bbbls/día, no es recomendable para pozos con gran índice de productividad.
- La profundidad de operación limitada por la temperatura, 330°F.

- Bombas altamente sensibles a los fluidos producidos, ya que los elastómeros pueden hincharse o deteriorarse.
- Poca experiencia en el medio, respecto al diseño, instalación y operación del sistema.

### 2.4.3 Sistema de levantamiento por bombeo hidráulico

En el bombeo hidráulico la energía es transmitida mediante un fluido motriz a presión, el objetivo del sistema es mantener una presión de fondo suficiente, de tal manera que el flujo del fluido en el pozo pueda llegar a superficie.

El bombeo hidráulico se basa en un principio de la ley de Pascal en donde la presión ejercida sobre la superficie de un fluido se transfiere la misma fuerza en todas las direcciones”. En base a este principio es posible inyectar desde la superficie un fluido a alta presión que va a operar el pistón motor de la unidad de subsuelo en el fondo del pozo.

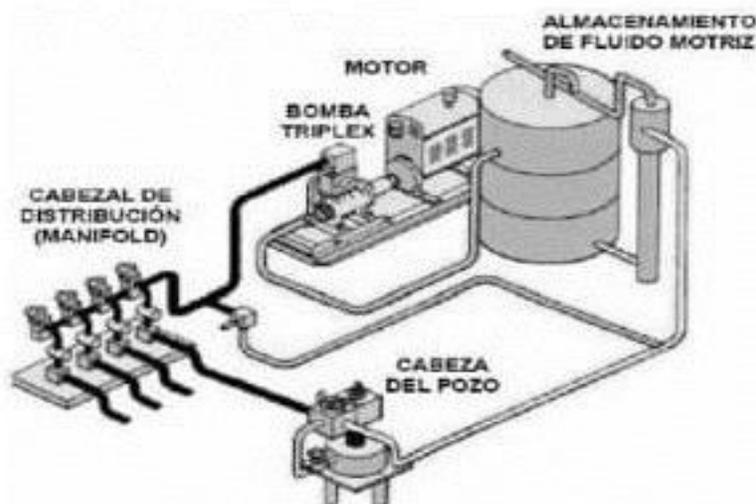


Figura 4: Esquema de la unidad de bombeo hidráulico

Fuente: (Chasiquiza, 2009)

#### 2.4.3.1 Equipo de superficie

- **Tanques de almacenamiento:** Es aquel tanque donde se encuentra el fluido motriz y en donde regresa el crudo de que se está bombeando.

- **Unidad de potencia:** Provee la potencia necesaria para el funcionamiento de la unidad de inyección y de la unidad de cierre.
- **Bombas hidráulicas:** Proporciona energía necesaria para succionar y transportar el fluido motriz desde el tanque de almacenamiento hasta la entrada de la bomba de alta potencia para enviarlo con cierta presión.
- **Múltiples de control:** Sirve para regular y/o distribuir la entrega de fluido de potencia a uno o más pozos.
- **Válvula manual de control de presión:** Permite separar a alta presión el fluido, para retornarlo al sistema de menor presión. También controla el volumen del fluido de la bomba múltiple hasta la bomba hidráulica en el subsuelo.
- **Lubricador:** Es una parte de la tubería que se expande con una línea lateral para separar el flujo de fluido cuando se baja o se extrae la bomba del pozo. Se emplea para verificar la existencia de gases corrosivos presentes en la bomba.
- **Hidrociclones:** Se emplean principalmente para separar los sólidos como arenas del fluido motriz e impedir el daño temprano a la bomba.

#### 2.4.3.2 Equipo de subsuelo

- **Unidad de producción:** Constituida por un acople entre el motor y la bomba. La unidad es instalada o asentada abajo del nivel del fluido a levantar.
- **Bombas:** Se tiene 4 tipos de bombas que son instaladas en el subsuelo que son, bombas tipo A son aplicables a cualquier instalación, pero tienen limitación en su capacidad de desplazamiento. Las Bombas tipo B, son diseñadas con ensamblajes de fondo especiales en los cuales el paso de fluido es externo a la bomba. Las Bombas tipo D, poseen un segundo pistón motriz, para incrementar el desplazamiento del motor y capacidad de levantamiento y las bombas tipo E poseen alta capacidad de desplazamiento ya que disponen de dos pistones.

- **Libre paralelo:** Constan de dos sartas de tubería ensambladas en el fondo por un bloque cruzado en donde la producción y fluido de potencia son expulsados por el bloque cruzado y retorna por la sarta de tubería de menor tamaño.
- **Revestimiento libre:** La sarta de tubería es corrida y fijada en el revestimiento con un empaque. El fluido motriz es expulsado junto a la producción, elevados por el espacio anular del revestimiento.

### 2.4.3.3 Ventajas y desventajas

#### Ventajas

- Comúnmente no requiere de un equipo de reacondicionamiento de pozos para recuperar las bombas instaladas en el subsuelo.
- Pueden usarse productos químicos al fluido motriz para controlar la corrosión, parafina y también se puede utilizar agua para disolver los depósitos de sal.
- Las instalaciones con múltiples pozos pueden ser operadas, desde un mismo sistema de poder.
- El fluido motriz sirve para diluir el fluido viscoso.

#### Desventajas

- Se debe tener la experiencia para la instalación ya que puede traer serios problemas.
- La arena y otros sólidos deben ser retirados para evitar daños por erosión en las partes internas de las bombas. O efectos de cavitación.
- Limite en el uso de bombas hidráulicas para instalaciones off-shore debido a que existe un sistema de inyección de agua.

### 2.4.4 Sistema de bombeo hidráulico tipo pistón

Es una versión del bombeo mecánico, consta de un fluido o medio hidráulico como mecanismo de activación de la bomba instalada en el subsuelo.

El fluido propulsor, ya sea petróleo o agua, es suministrado con una presión cuantiosa a una bomba en superficie y en base al tipo de circulación que se tenga puede llegar o no a tener contacto con el fluido a producir.

El bombeo tipo pistón se denomina sistema alterno o reciprocante, cuyo funcionamiento se da por medio de la acción de cilindros y pistones. El ensamblaje del sistema conecta al pistón del motor con una varilla que lo directamente se une con el pistón de la bomba, y a una serie de válvulas cheque y puente que controlan la dirección del movimiento de los pistones, facilitando el desplazamiento del fluido bombeado.

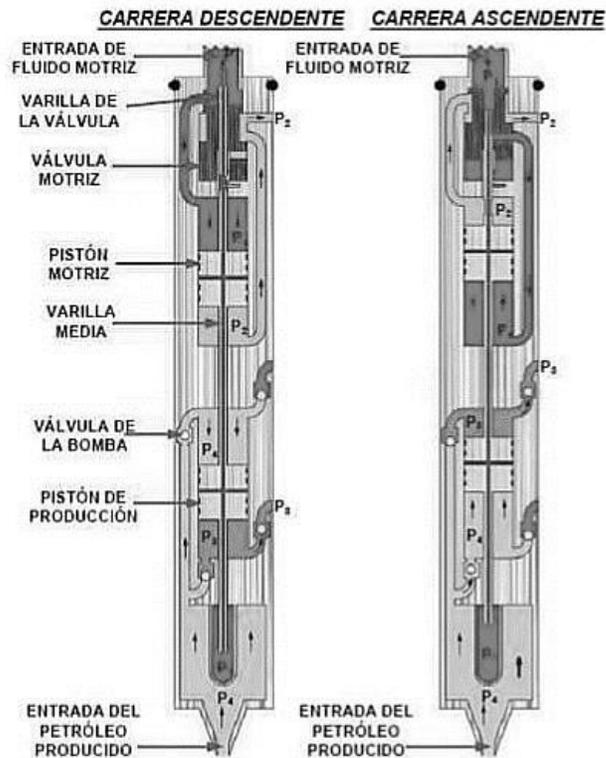


Figura 5: Esquema de la unidad de bombeo hidráulico tipo pistón

Fuente: (Chasiquiza, 2009)

#### 2.4.4.1 Ventajas y desventaja

##### Ventajas

- No requiere de energía ni conexiones eléctricas.
- Es completamente funcional en pozos tanto desviados como profundos.
- Es probable obtener muy bajas presiones de fondo.
- Buena eficiencia volumétrica.
- Caudal por producir que es ajustable de acuerdo con la declinación del pozo.
- Equipos sencillos en superficie.
- Probabilidad de obtener una fuente de poder eléctrica o a gas.

- Aplicable a altas temperaturas.
- Anticorrosivo en sistemas cerrados y reductor de viscosidad mediante fluidos calientes en sistemas abiertos.
- Aplicable a grandes profundidades.

### **Desventajas**

- Sensible a la presencia de sólidos en todos los fluidos presentes del sistema.
- Altos costos de operación.
- Inflamable cuando se usa aceite como fluido motriz y explosivo con altas presiones.
- Sensible a desgaste y fractura de las partes móviles.
- No se considera para manejar gas de forma convencional por lo tanto se requiere una tubería adicional.
- Manifiesta fallas pocos localizables en la bomba y eficiencia baja en pruebas de pozo.
- Requiere de facilidades para tratamiento de agua si es esta el fluido propulsor, así como también una línea de tubería por cada fluido presente en el proceso.

### **2.4.5 Sistema de bombeo mecánico**

El objetivo de este sistema es el de transmitir la energía desde la superficie hasta la profundidad en donde se encuentra ubicado el fluido, con el propósito de desplazarlo hacia la superficie. Este sistema de levantamiento es ampliamente usado, debido a su sencilla aplicabilidad operacional, menores costos y simple diseño, que es restringido a la profundidad, sin embargo, posee unidades de bombeo de gran capacidad de carga y varillas de alta resistencia que permiten trabajar a grandes profundidades.

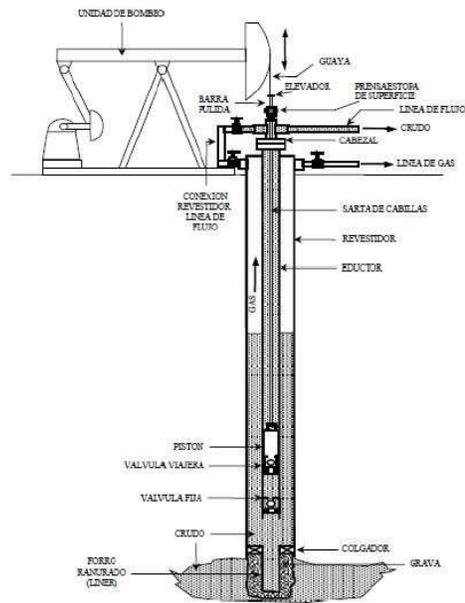


Figura 6: Esquema de la unidad de bombeo mecánico

Fuente: (Betancourt, 2018)

#### 2.4.5.1 Equipo de superficie

- **Motor:** Mecanismo capaz dar movimiento al balancín, conforme a la disposición de gas y energía eléctrica del pozo. El objetivo del motor es proveer la energía necesaria para el desempeño de la instalación; en donde el motor genera un movimiento de rotación a bajo torque y alta frecuencia; que posteriormente el movimiento es convertido por la unidad de bombeo a alterno.
- **Unidad de bombeo:** Son los equipos que transfieren a través de la sarta de varillas un movimiento alterno a la bomba de subsuelo, la bomba succiona el fluido de la formación, el principio de operación de estas unidades es un motor que hace rotar el reductor de velocidades que disminuye el número de rpm, causando un movimiento rotacional de la manivela, que se convierte en un movimiento reciprocante mediante la viga, el cabezal de la unidad de bombeo y el colgador de la guaya se usan para mantener vertical la sarta de varillas.

- **Caja reductora:** Transforma la velocidad rotacional alta del motor a velocidad requerida de bombeo, las cajas reductoras de engranajes deben tener una adecuada lubricación de las partes movibles, una inspección continua y un cambio regular del aceite imprescindible para operar correctamente la caja reductora.
- **Cabeza de pozo:** Este ensamble contiene un stuffing box, que sella sobre la barra lisa para hacer que los fluidos del pozo arriben hasta la línea de flujo.
- **Caja de Estopas:** Las empaaduras de la prensa estopa están diseñadas para evitar escape de fluido.
- **Barra Lisa:** Es la parte superior de la sarta de varillas y se mueve dentro de cabezal de la tubería de producción, este elemento soporta las cargas más altas del bombeo, se encuentra en acero sólido que dispone de varios tamaños, equipada con conexiones en ambos extremos para las varillas de bombeo.

#### 2.4.5.2 Equipo de subsuelo

Es la parte principal de este sistema, está limitado por el diámetro del casing y por ende restringido a su diseño. Los equipos se encargan de transmitir la energía necesaria para levantar fluido del pozo, y sirve como conector entre la cara del pozo y la unidad de superficie.

- **Tubería de Revestimiento o Casing:** Tubería que protege al pozo de colapsos, con lo que faculta la operatividad y localización de la tubería de producción y demás equipos de fondo. Los tamaños más comunes son 5 1/2", 7", 9 5/8", 13 3/8", 20".
- **Tubería de Producción o Tubing:** Sirve para llevar el fluido a la superficie y para soportarlo mientras la bomba desciende a admitir otra carga. La tubería se fabrica en tamaños de 1.9", 2 3/8", 3 1/2", 4", y 4 1/2".
- **Sarta de Varillas de Succión:** Se usa para transmitir el movimiento mecánico y dar potencia de la unidad de bombeo a la bomba de subsuelo, se ubican dentro de la sarta de la tubería de producción del pozo, son fabricadas de acero y en fibra de vidrio.

- **Bomba de Subsuelo:** Es un elemento esencial del sistema puesto que el tamaño de la bomba define la tasa de producción del pozo; permite la entrada de fluido de la formación a la sarta de producción y le suministra la energía suficiente para levantarlo hasta la superficie. En este sistema, las bombas operan sobre el principio del desplazamiento positivo y son de cilindro/pistón.

### 2.4.5.3 Ventajas y desventajas

#### Ventajas

- Puede extraer petróleo con altas viscosidades y temperatura.
- Facilidad de operaciones e instalaciones.
- Variedad de tasas de producción que dependen de los equipos de superficie y de subsuelo.
- Los componentes del sistema y lo que se desee cambiar están disponibles.
- Bajos costos de mantenimiento y operación para cada unidad de bombeo debido a la baja energía producida con motores a diesel o eléctricos o procedente del gas del pozo.
- Debido al peso bajo de las varillas y manejo fácil, no se necesita un cambio de bomba.

#### Desventajas

- Restringido a bajas profundidades y límite de velocidad máxima de aproximadamente 4000 BFPD desde 5000 pies.
- La unidad de bombeo en superficie ocupa mucho espacio.
- Las restricciones de la profundidad y el diámetro del casing afectan el volumen del sistema.
- Problemas en la bomba, remoción en las cuplas y costosas pescas, causadas por el mal manejo de las varillas.
- Debido a los altos valores del GOR, disminuye la eficiencia volumétrica por la formación de parafinas y la corrosividad de los fluidos.
- Problemas en pozos de flujos altos que requieren bombas grandes.

#### **2.4.6 Sistema por levantamiento de gas**

El método emplea una fuente externa de gas a alta presión para complementar el gas de formación y lograr levantar los fluidos del pozo. Actualmente se utilizan dos tipos básicos de levantamiento de gas: flujo continuo e intermitente.

La gran mayoría de los pozos de levantamiento de gas se producen mediante flujo continuo, que es muy semejante al flujo natural. En el levantamiento de gas de flujo continuo, el gas de formación se integra con gas de alta presión adicional de una fuente externa. El gas se inyecta continuamente en el conducto de producción a una profundidad máxima que depende de la presión del gas de inyección y la profundidad del pozo. El gas de inyección se mezcla con el fluido de pozo producido y disminuye la densidad y, luego el gradiente de presión de flujo menor, reduce la presión de fondo de pozo que fluye por debajo de la presión de fondo de pozo estática, creando así un diferencial de presión que permite que el fluido fluya hacia el pozo.

El flujo intermitente es el desplazamiento periódico de líquido de la tubería mediante la inyección de gas a alta presión. La acción es similar a la que se observa cuando se dispara una bala con un arma en donde el gas de inyección a alta presión ingresa a la tubería y se expande rápidamente. La desventaja del levantamiento de gas de flujo intermitente es la necesidad de encendido / apagado de gas a alta presión, que presenta un problema de manejo de gas en la superficie y provoca un aumento repentino de la presión de fondo de pozo que no se puede tolerar en muchos pozos que producen arena. Debido a la producción intermitente del pozo, el levantamiento de gas de flujo intermitente no es capaz de producir a una tasa tan alta como el levantamiento de gas de flujo continuo.

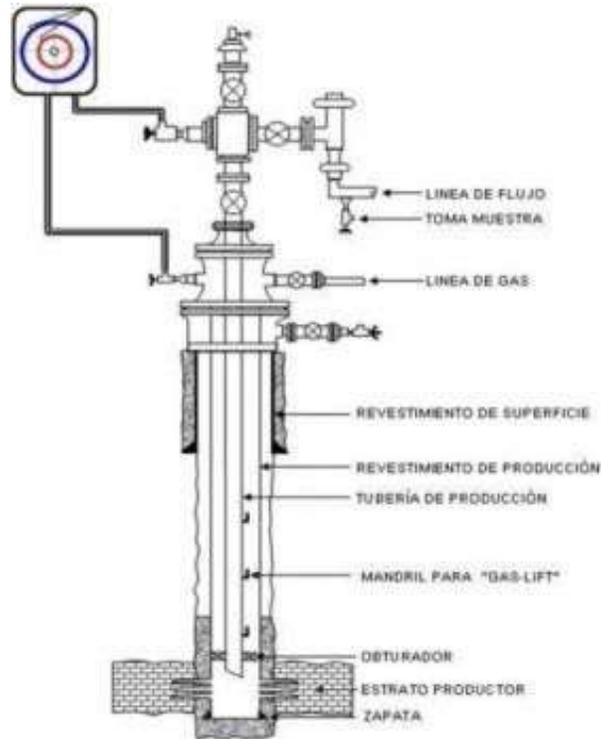


Figura 7: Esquema de la unidad de bombeo por levantamiento de gas

Fuente: (Ernesto, 2016)

#### 2.4.6.1 Equipo de superficie

- **Planta Compresora:** Es donde se realiza el proceso de comprimir el gas de baja a alta presión. Puede ser recíprocante o centrífuga, son las que admiten el gas que puede proceder provenir del pozo, para comprimirlo y enviarlo a alta presión a la red de distribución.
- **Sistema de Distribución de Gas:** Consiste en una red de distribución, que puede poseer un múltiple de distribución o ser de tipo ramificado o, se encarga de transportar el gas y distribuirlo a cada pozo.
- **Registrador de dos plumas:** Ayuda a medir las presiones de producción e inyección; el estrangulador adaptable, la placa orificio donde se controla y regula el gas para inyección y las válvulas de bloqueo.

- **Sistema de Recolección de Fluidos:** Constituida por las líneas de flujo, en donde se envía el fluido hacia el separador, para posteriormente separar la fase líquida, que se envía a los tanques; la fase gaseosa, es transportada a la planta compresora.

#### 2.4.6.2 Equipos de subsuelo

- **Mandriles:** Son una parte integrada a la tubería de producción. La posición de estos en la sarta, son determinados durante el diseño del pozo, también está función de la presión de inyección disponible, de la profundidad del yacimiento y de la cantidad de barriles a producir. La válvula de gas va enroscada fuera del mandril convencional. El mandril de bolsillo, contiene en su interior un receptor para retener la válvula para que no impida el paso de los fluidos ni de las herramientas que se bajen en el pozo a través de la tubería.
- **Válvulas:** Su función es primordial para el diseño y análisis de instalación en los mandriles, son válvulas reguladoras de presión en el fondo del pozo y actúan en forma semejante a una válvula motriz, permitiendo la descarga de los fluidos que se hallan en el espacio anular del pozo con el fin de inyectar el gas a la profundidad deseada.

Y son: válvulas Operadas por Presión de Gas, válvulas Operadas por Presión de Fluido, válvulas de respuesta proporcional, válvulas combinadas.

#### 2.4.6.3 Ventajas y desventajas

##### Ventajas

- Puede manejar grandes volúmenes de sólidos con problemas menores.
- Fácil de obtener presiones de fondo de pozo y gradientes.
- Los hoyos desviados no presentan ningún problema.
- Las válvulas de levantamiento de gas recuperables por cable se pueden reemplazar sin matar un pozo.

- La válvula de gaslift es un dispositivo sencillo con pocas partes móviles, en donde los fluidos de pozo con mucha arena no tienen que pasar a través de la válvula para ser elevados.
- El equipo de fondo de pozo individual es relativamente económico.
- El equipo de superficie para el control del gas de inyección es sencillo y requiere poco mantenimiento; sin problemas de espacio para la instalación.

### **Desventajas**

- El gas para levantamiento no siempre está disponible.
- No es eficiente para operar en un solo pozo.
- Diseño complejo.
- La bomba puede cavitarse bajo ciertas condiciones.
- Muy sensible al cambio en la contrapresión.
- La producción de gas libre a través de la bomba reduce la capacidad para manejar líquidos.
- Se requieren altas presiones superficiales de fluido de potencia.
- Los sistemas de aceite de potencia son riesgos de incendio.

## 2.5 Consideraciones de diseño y comparaciones generales de los sistemas de levantamiento artificial

Sistemas de levantamiento artificial	Bombeo mecánico	Bombeo electrosumergible	Bombeo por cavidades progresivas	Bombeo hidráulico	Bombeo por gas	Bombeo plunger lift
<b>Detalles del costo de capital</b>	Bajo a moderado. Depende de la profundidad y el tamaño de la unidad.	Los costos aumentan a medida que aumenta la potencia.	Baja, depende de la profundidad y la velocidad de bombeo.	Competitivo con bomba de varilla. El costo aumenta a mayor potencia.	Bajo, pero el costo de compresión puede ser alto.	Muy bajo si no se requiere compresor.
<b>Equipo de fondo de pozo</b>	Diseño y operación de varillas básicas, selección, operación y reparación necesarias para barras y bombas.	Requiere un cable adecuado además del motor, bombas, sellos, etc. El buen diseño es esencial.	Puede tener problemas con la selección del elastómero de estator apropiado.	Requiere programas de diseño de computadora para dimensionar. Reparación simple de ejecutar y recuperar bomba de fondo de pozo.	Buen diseño de la válvula y espaciado esencial. Costo moderado para equipos de pozo válvulas (>10) y mandriles.	Las prácticas operativas deben adaptarse a cada pozo para su optimización.
<b>Eficiencia operativa (potencia hidráulica / potencia de entrada)</b>	Excelente eficiencia al 100 del sistema. Con llenado total de la bomba, la eficiencia suele ser del 45 al 60%.	Por lo general, la eficiencia total del sistema es aproximadamente del 50% para el pozo de alta velocidad.	Excelente. Eficiencia típica del sistema de 40 a 70%.	Regular a mala. La eficiencia máxima para el caso ideal es del 30%. Eficiencias de funcionamiento típicas del 10 al 30%.	Regular. Alta para pozos que requieren GLR de inyección pequeña. Baja, para pozos que requieren GLR altos. Típicamente	Excelente para pozos que fluyen. No se requiere energía de entrada porque utiliza la energía del pozo.

					20%, pero van desde 5 a 30%.	
<b>Flexibilidad de los sistemas.</b>	Excelente. Puede alterar el tamaño del émbolo y el tiempo de ejecución para controlar la tasa de producción.	Pobre para velocidad fija. Requiere un diseño cuidadoso.	Justa. Puede alterar trazos por minuto. La unidad hidráulica proporciona flexibilidad adicional, pero costos adicionales.	Bueno a excelente tasa y presión del fluido de potencia ajusta la tasa de producción y la capacidad de elevación desde la ausencia de flujo hasta la capacidad total de diseño de la bomba instalada.	Excelente. La tasa de inyección de gas varió para cambiar las tasas. La tubería debe dimensionarse correctamente.	Bueno para pozos de bajo volumen. Puede ajustar el tiempo de inyección y la frecuencia.
<b>Problemas diversos</b>	La fuga de la caja de relleno puede ser un desastre y un peligro potencial.	Sistema muy sensible a los cambios en el fondo del pozo o en las propiedades del fluido.	Puede tener servicio limitado en algunas áreas. Experiencia de campo limitada.	Más tolerante de los sólidos de fluido de potencia; 200 ppm de partículas de 25 µm aceptables. Se pueden agregar diluyentes, si es necesario.	El gas debe estar deshidratado adecuadamente para evitar la congelación del gas.	Colgar el émbolo y pegarlo es un problema importante.
<b>Costos de operación</b>	Baja para una profundidad (<7,000 pies) con baja producción (<400 BFPD).	Varía. Los costos de reparación suelen ser altos.	Potencialmente bajo, pero con frecuencia se informa sobre la vida útil corta en el estator o rotor.	Mayor costo de energía debido a los requerimientos de potencia.	Bajos. El costo de compresión varía según el costo del combustible y el mantenimiento del compresor.	Por lo general, muy bajo a menos que sea un problema del émbolo.

<b>Fiabilidad del sistema</b>	Excelente. Eficiencia del tiempo de ejecución >95% si se siguen buenas prácticas con varillas.	Varía. Excelente para cajas de elevación ideales; baja para áreas sensibles a temperaturas y electricidad de operación.	Bueno. Normalmente el exceso de bombeo y la falta de experiencia disminuyen el tiempo de ejecución	Debe evitarse el funcionamiento en el rango de cavitación de la bomba. Más problemas si las presiones son > 4,000 psig.	Excelente si el sistema de compresión está adecuadamente diseñado y mantenido.	Bueno si la producción es estable.
<b>Valor del rescate</b>	Excelente. Fácil movimiento y buen mercado para equipos usados.	Justo. Algún valor de intercambio. Pobre valores de mercado abierto.	Regular / malo. Fácilmente trasladado y un poco de mercado actual para equipos usados.	Bueno. Se mueve fácilmente pozo a pozo. Justo, algo de valor de intercambio. Mercado justo para la bomba triple	Justa. Algún mercado para buenos compresores usados y mandriles / válvulas.	Justa. Algún valor de intercambio. Pobre valor de mercado abierto.
<b>Sistema Total</b>	Diseñar, instalar y operar siguiendo las especificaciones de la API y los RPS.	Cada pozo tiene un sistema eléctrico. Y los mismos diseños de la API y los RPS.	Sencillo de instalar y operar. Cada pozo un sistema individual.	Programa informático de diseño disponible para el diseño de aplicaciones.	Volumen adecuado, <presión, datos para el diseño y espaciado de la válvula. Igual especificaciones de la API y los RP de diseño / operación.	Pozo individual o sistema. Simple de diseñar, instalar y operar.
<b>Usos</b>	Excelente. Se utiliza en aproximadamente el 85% de los pozos	Ideal para tasas de <200 ° F y> 1,000 BFPD. Más a menudo se utiliza en	Limitado a pozos poco profundos de >tasas. Su uso común es para	Bueno para pozos de <volumen y <profundidad, alta temperatura, alta	Para pozos con altas presiones de fondo de pozo. Lo más parecido a un	Esencialmente una baja tasa de líquidos, un alto GLR. Puede

	de levantamiento artificial de EE. UU.	pozos de alto corte de agua.	deshidratación del gas de pozos.	corrosión, alto GOR, producción significativa de arena.	pozo que fluye. Se usa principalmente en pozos offshore.	utilizarse para mejorar la eficiencia.
--	--	------------------------------	----------------------------------	---	--	--

**Tabla 2: Consideraciones de diseño de los sistemas de levantamiento artificial**

**Fuente: (Larry W. Lake, 1987)**

## **CAPITULO III**

### **METODOLOGÍA**

Para el cambio del sistema de levantamiento artificial del pozo JP07, es necesario conocer los parámetros apropiados que permita una selección de un sistema acorde a las necesidades del pozo de estudio.

La selección se realizará mediante un screening, en el que se establecerán los rangos que indican la funcionalidad de los sistemas principales considerados, luego se presentará una matriz que evaluará los criterios de selección.

Finalmente se obtendrán los resultados de la determinación del sistema adecuado para la aplicación al pozo.

#### **3.1 Screening de los sistemas de levantamiento artificial**

La metodología de screening es aplicada con el fin de comparar los rangos de las propiedades del yacimiento y el pozo, con los rangos de los diferentes SLA ajustable a las necesidades.

Los sistemas de levantamiento artificial apropiados se determinan por medio de las siguientes indicaciones:

- Características del yacimiento, producción y pozo.
- Propiedades de los fluidos producidos
- Características del desarrollo operativo.

Cada uno de estos apartados constan de los parámetros básicos que se consideran primordiales para la elaboración del screening, los cuales son: profundidad, caudal (presente y futuro), presión, GOR, arena y parafinas, viscosidad, diámetro del pozo, desviación del pozo, disponibilidad de gas, facilidades económicas, facilidades (espacio para reparaciones), IPR, planes de recuperación, WOR (relación agua – petróleo), entre otros.

Cabe indicar que algunas de estos parámetros se ponderan más que otros ya que su valoración cuantitativa y cualitativa no puede variar, entre estas encontramos las propiedades del fluido, su profundidad y la presión a la que se encuentra dada en el yacimiento.

Las siguientes tablas muestran los criterios para seleccionar el sistema de levantamiento artificial que mejor se adapte a las condiciones del pozo de estudio. Las tablas constan de los rangos empleados generalmente en cada uno de los principales sistemas mencionados en el capítulo 2 de este trabajo.

El Sistema de Levantamiento es calificado para cada condición en una escala de 1 a 3, en donde:

- 1 = De bueno a Excelente.
- 2 = De preciso a bueno.
- 3 = No se recomienda.

Los datos del campo son analizados según cada uno de los siguientes criterios, el que presente la mejor calificación, es decir el que tenga mayor cantidad de razones en bueno a excelente será el sistema de levantamiento artificial que se escogerá para considerar la implementación.

### 3.2 Rangos operativos de los principales sistemas de levantamiento artificial

<b>PARÁMETROS DE OPERACIÓN</b>	<b>BOMBEO MECANICO</b>	<b>PCP</b>	<b>ESP</b>	<b>BOMBEO HIDRAULICO</b>	<b>BOMBEO POR GAS</b>
<b>Profundidad de operación típica (TVD) ft</b>	100 – 11000	2000 – 4.500		5000 – 0000	5000 – 10000
<b>Máxima profundidad de operación (TDV) ft</b>	16000	2000 – 4.500	15000	15000	15000

<b>Flujo de operación típico BFPD</b>	5 – 1500	5 – 2200	100 – 30000	300 – 40000	100 – 10000
<b>Flujo máximo de operación BFPD</b>	6000	4500	40000	>15000	30000
<b>Manejo del gas</b>	Regular a bueno	Bueno	Regular	Bueno	Excelente
<b>Manejo de arena</b>	Regular a bueno	Excelente	Regular	Bueno	Bueno
<b>Gravedad API</b>	>8° API	<35° API	>10° API	>8° API	>15° API
<b>Eficiencia del sistema</b>	45 – 60%	40 – 70%	35 – 60%	10 – 30%	10 – 30%

**Tabla 3: Rangos operativos de los principales sistemas de levantamiento artificial**

Fuente: (Betancourt, 2018)

### 3.3 Evaluación de los sistemas de levantamiento artificial mediante screening

A continuación, se presenta el screening para los principales sistemas de levantamiento, donde se cuantifican las variables de acuerdo a las escalas ya mencionadas y mediante los rangos con los que operan cada una de las unidades de levantamiento.

#### 3.3.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL: YACIMIENTO, PRODUCCIÓN, POZO.

		<b>Bombeo mecánico</b>	<b>Bombeo cavidades progresivas</b>	<b>Bombeo hidráulico o Jet</b>	<b>Bombeo Hidráulico</b>	<b>Bombeo por gas</b>	<b>Bombeo electro</b>
<b>N° de Pozos</b>	1	1	1	2	2	3	1

	1-20	1	1	1	1	2	1
	>20	1	1	1	1	1	1
<b>Tasa de Producción BPD</b>	<1000	1	1	1	1	2	2
	1000-10000	2	2	2	2	1	1
	>10000	3	3	3	3	1	1
<b>Profundidad del pozo ft</b>	<2500	1	1	2	2	2	2
	2500-7500	2	2	2	2	1	1
	>7500	2	3	1	1	1	1
<b>Diámetro del revestimiento</b>	4 1/2	1	1	1	1	2	2
	5 1/2	1	1	1	1	1	1
	7	2	2	2	2	1	
	9 5/8 y mayor	2	3	2	2	1	1
<b>Inclinación del pozo</b>	Vertical	1	1	1	1	1	1
	Desviado	2	3	2	2	1	1
	Horizontal	3	3	2	2	1	1
<b>Severidad del dogleg</b>	<3°/100 ft	1	1	1	1	1	1
	3°-10°/100 ft	2	2	1	1	1	1
	>10°/100 ft	3	3	1	1	1	2
<b>Temperatura °F</b>	<250°	1	1	1	1	1	1
	250°-350°	1	3	1	1	1	1
	>350°	1	3	1	1	1	2
	>1000	1	1	1	1	1	1

<b>Presión de flujo psi</b>	100-1000	1	1	1	1	2	1
	<100	1	1	2	1	3	1
<b>Completa- miento</b>	Simple	1	1	1	1	1	1
	Dual	3	2	3	3	1	2
<b>Estabilidad</b>	Estable	1	1	1	1	1	1
	Variable	1	1	1	1	1	2
<b>Recuperación</b>	Primaria	1	1	1	1	1	1
	Secundario	1	1	2	2	3	1
	Terciaria	2	2	2	2	2	2

Tabla 4: Evaluación de parámetros de yacimiento, producción, pozo JP07

Fuente: Autor

### 3.3.2 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL: PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

		<b>Bombeo mecánico</b>	<b>Bombeo cavidades progresivas</b>	<b>Bombeo hidráulico o Jet</b>	<b>Bombeo Hidráulico</b>	<b>Bombeo por gas</b>	<b>Bombeo electro</b>
<b>Corte de agua</b>	Bajo	1	1	2	2	1	1
	Moderado	1	1	1	1	2	1
	Alto	1	1	1	1	3	1
<b>BSW %</b>	0-35	1	1	2	1	1	1
	35-70	1	1	1	1	2	1
	>70	1	1	1	1	3	1
	<100	1	1	1	1	1	1
	100-500	1	1	1	1	1	1
	>500	1	1	2	2	2	3

<b>Viscosidad del fluido cp</b>	Si	2	2	2	2	1	2
	No	1	1	1	1	1	1
<b>Arena y abrasivos ppm</b>	<10	1	1	1	1	1	1
	10-100	2	1	2	2	1	2
	>100	3	1	3	3	1	3
<b>GOR scfd/stb</b>	<500	1	1	1	1	2	1
	500-2000	2	2	2	2	1	1
	>2000	3	2	2	2	1	2
<b>Depósitos</b>	Incrustaciones	2	1	2	2	1	2
	Parafina	2	1	2	2	2	2
	Asfaltenos	2	1	2	2	2	2
<b>Tratamiento</b>	Inhibidor de incrustación	1	2	1	1	1	2
	Inhibidor de corrosión	1	2	1	1	1	2
	Solventes	1	3	1	1	1	2
	Ácidos	2	2	2	2	1	2

**Tabla 5: Evaluación de Propiedades de los fluidos**  
Fuente: Autor

### 3.3.3 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL: INSTALACIÓN DE SUPERFICIE

		<b>Bombearo mecánico</b>	<b>Bombeo cavidades progresivas</b>	<b>Bombeo hidráulico o Jet</b>	<b>Bombeo Hidráulico</b>	<b>Bombearo por gas</b>	<b>Bombearo electro</b>
--	--	--------------------------	-------------------------------------	--------------------------------	--------------------------	-------------------------	-------------------------

<b>Locación</b>	Continental	1	1	1	1	1	1
	Costa afuera	3	2	2	2	1	1
	Remota	2	1	2	2	2	1
<b>Restricciones de espacio</b>	Si	3	2	2	2	2	1
	No	1	1	1	1	1	1
<b>Servicio a pozo</b>	Equipo de Workover	1	1	1	1	1	1
	Equipo de vaillero	1	1	1	1	1	1
	Unidad de Coiled Tubing	3	3	1	1	1	2

**Tabla 6: Evaluación de infraestructura de superficie**

Fuente: Autor

### 3.3.4 EVALUACION DE LOS DATOS DEL POZO JP07 PARA CADA SISTEMA DE LEVANTAMIENTO

	Pozo	Bombeo Mecánico	Bombeo cavidades progresivas	Bombeo hidráulico Jet	Bombeo hidráulico	Bombeo por gas	Bombeo electro
<b>Caudal de gas</b>	>120	1	1	1	1	2	1
<b>Caudal de petróleo</b>	>690	1	1	1	1	2	2

<b>Profundidad del pozo</b>	8100	2	2	2	2	1	1
<b>Diámetro del revestimiento</b>	9.125	2	3	2	2	1	1
<b>Dogleg</b>	1,40	1	1	1	1	1	1
<b>Temperatura de fondo</b>	252 °F	1	3	1	1	1	1
<b>Presión del yacimiento</b>	1190 psi	1	1	1	1	1	1
<b>Propiedades de los fluidos</b>							
<b>Corte de agua</b>	1	1	1	1	1	3	1
<b>Gor</b>	200	1	1	1	1	1	1
<b>Arena y abrasivos</b>	Media	3	1	3	3	1	3
<b>API</b>	9	1	1	1	1	1	1
<b>Ubicación</b>	Continental	1	1	1	1	1	1
<b>Restricción de espacio</b>	No	1	1	1	1	1	1

Tabla 7: Evaluación de los sistemas de levantamiento artificial con los datos del Pozo JP07

Fuente: Autor

### 3.3.5 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN PARA SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

	<b>Bombeo Mecánico</b>	<b>Bombeo cavidades progresivas</b>	<b>Bombeo hidráulico Jet</b>	<b>Bombeo hidráulico</b>	<b>Bombeo por gas</b>	<b>Bombeo electrosumergible</b>
<b>Bueno a excelente</b>	9	10	9	9	10	10
<b>Preciso a bueno</b>	2	1	2	2	2	1

<b>No recomendado</b>	0	1	1	1	1	0
-----------------------	---	---	---	---	---	---

**Tabla 8: Resultados de la evaluación de los sistemas de levantamiento artificial para el pozo JP07**

Fuente: Autor

### **3.4 Análisis de los resultados del screening para selección del sistema de levantamiento artificial**

Los resultados en la tabla muestran que los sistemas considerados para implementar el cambio son: bombeo de cavidades progresivas, bombeo por gas, y bombeo electrosumergible.

En bombeo por cavidades progresivas, con respecto a la producción del yacimiento y al caudal producido de 1000 bpd se haya limitado. Siendo este el sistema previamente instalado y debido a la falla de los elastómeros (estator) ocasionado por fluidos los presentes en el pozo, y su reincidencia en fallas, no aplica para la nueva estrategia de selección al cambio.

En bombeo de levantamiento por gas, con respecto a la producción del yacimiento y a la literatura, no es recomendado para operar en excelentes condiciones para un solo pozo, y dentro de los criterios de selección no aplica para operar con corte de agua alto, siendo este un parámetro cuantioso en la selección.

Por lo que el sistema de bombeo electrosumergible se ajusta a lo requerido según los criterios de selección sin alguna restricción y satisface los parámetros claves para considerar el cambio de sistema. Sin embargo, es de suma importancia analizar algunas de las consideraciones del sistema para su aplicabilidad al caso de estudio, para su posterior diseño.

Con base a literatura, el sistema de bombeo electrosumergible es manejado para levantar grandes volúmenes de fluidos, para yacimientos con altos cortes de agua y bajo GOR; no obstante, debido a los alcances de la tecnología y los nuevos avances, estos equipos han brindado resultados favorables desde fluidos con viscosidad alta hasta pozos con elevados porcentajes de gas. Manejando en gran manera una disposición de fluidos abrasivos en pozo con altas temperaturas y menor diámetro, dependiendo de las condiciones del pozo.

El pozo JP07 considera el manejo del gas relativamente alto, con un corte de agua manejable para los rangos operables del sistema electrosumergible, por lo que se analiza la relación de gas petróleo, debido a que no necesariamente un RLG, resulte un alto GOR en el reservorio.

Se concluye a que el sistema de bombeo electrosumergible proporciona un alto grado de independencia más que los otros sistemas que entraron a categoría.

## **CAPÍTULO IV**

### **DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE**

El diseño del sistema de levantamiento artificial seleccionado se realiza con el fin de determinar junto con los parámetros dados del pozo, la cantidad de volumen deseados a extraer o producir, por medio de la realización de los cálculos pertinentes la información disponible, se procede a la tomar la decisión que permita alcanzar un mayor nivel de eficiencia.

Para la elaboración del diseño del levantamiento seleccionado se plantean las siguientes tablas de los datos necesarios del pozo.

#### **4.1 Parámetros del pozo jp07 características, y producción**

<b>DATOS</b>	
Profundidad total del pozo	8100 ft
Profundidad de asentamiento de la bomba	7290 ft
Tubería de Revestimiento (Casing)	9.125 in
Presión de fondo, pwf	960 psi
Presión del yacimiento	1190 psi
<b>PRODUCCIÓN</b>	
Índice de productividad, J	0.95 STB/PSI
Tasa de producción de petróleo	690 BOPD
Tasa de producción de líquidos	1000 BPD
Tasa de producción de agua	398 BWPD

Temperatura del fondo del pozo	150 °F
Presión de cabeza del pozo, Pwh	145 PSI
Corte de agua	40 %
GOR	5000 scf/bls

**Tabla 9: Datos de producción del pozo JP07**

Fuente: Autor

<b>DATOS DEL FLUIDO</b>	
Gravedad específica del agua	1
Gravedad específica del petróleo	1.005
Gravedad específica del gas	0.9
Gravedad API	11
Presión de burbuja	800 <i>psi</i>
Bo	1.0677 <i> bbl/STB</i>
Bg	0.1077 <i> ft3/ SCF</i>
Viscosidad	140 <i> cp</i>

**Tabla 10: Datos de las propiedades del fluido del pozo JP07**

Fuente: Autor

## 4.2 Cálculos de rendimiento del sistema electrosumergible

### 4.2.1 Cálculo de la capacidad de producción

Cuando la presión del fondo del pozo ( $P_{wf}$ ) es mayor que la presión del punto de burbujeo ( $P_b$ ), el flujo de fluido es un flujo monofásico y la relación de rendimiento de flujo de entrada, es una línea recta con pendiente  $J$ . (Beggs, 1991, pág. 13)

$$J = \frac{Q}{(P_r - P_{wf})} \quad (1)$$

Donde:

$IP$ : Índice de productividad, (bbl/psi)

$Q$ : Tasa de flujo, (bbl)

$P_r$ : Presión estática del pozo, (psi)

$P_{wf}$ : Presión de fondo fluente, (psi)

Para este caso el índice de productividad es dado como dato de entrega igual a 0,95  $STB/psig$ .

Cálculo del caudal máximo  $Q_{max}$ , a  $P_{wf} = 0$  para un IP constante:

$$Q_{max} = 0.95 * (1190 - 0) \quad (2)$$

$$Q_{max} = 1130,5 \text{ STB/día}$$

Cálculo de caudal correspondiente a la presión de burbuja,  $P_b$

$$Q_b = 0.95 * (1190 - 800) \quad (3)$$

$$Q_b = 370,5 \text{ STB/día}$$

#### 4.2.2 Cálculo del caudal máximo según el método de Vogel

$$Q_{max} = Q_b + \frac{IP * P_b}{1.8} \quad (4)$$

$$Q_{max} = 370,5 + \frac{0,95 * 800}{1.8}$$

$$Q_{max} = 792,72 \text{ STB/día}$$

#### 4.2.3 Cálculo de caudal máximo para reservorio saturado con la ecuación de Vogel

Para caudales mayores a  $Q_b$  (donde  $P_{wf} < P_b$ ), la ecuación de Vogel se representa de la siguiente manera:

$$Q_{max} = Q_b + \frac{IP * P_b}{1.8} * \left(1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right)^2\right) \quad (5)$$

$$Q_{max} = 370,5 + \frac{0.95 * 800}{1.8} * \left(1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{810}\right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{810}\right)^2\right)$$

Los resultados calculados y la gráfica de la curva IPR para el presente proyecto se muestra a continuación:

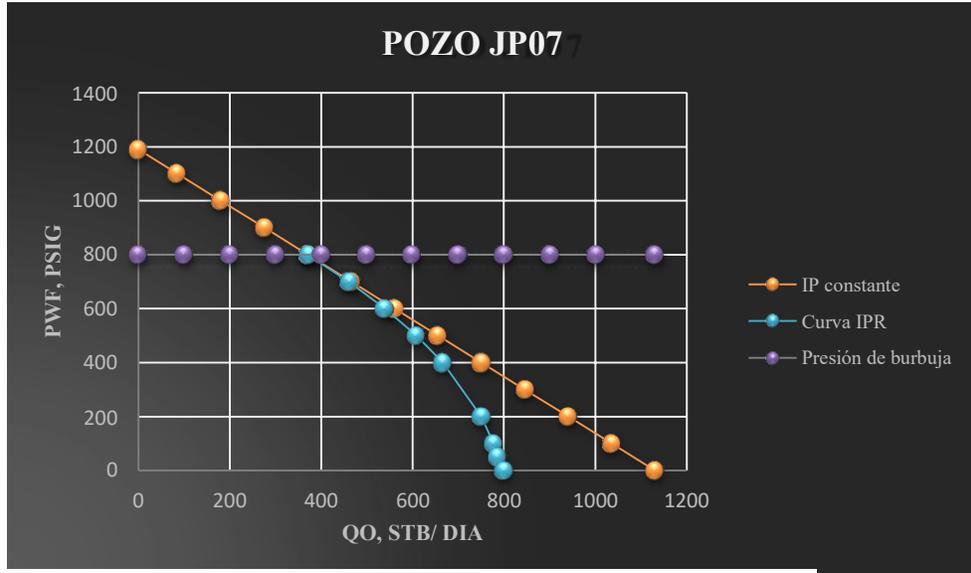


Figura 8: Gráfica de la Curva IPR del Pozo Jp07

Fuente: Autor

CURVA IPR	X	370,5	460,2	539,38	608,00	666,00	750,5	776,88	786,13	800
	Y	800	700	600	500	400	200	100	50	0

#### 4.2.4 Cálculo de peso específico compuesto

Dada a la disposición del corte de agua, se calcula la gravedad específica del fluido compuesto, entonces:

$$SGL = (SGo * \% Petroleo) + (SGw * \% Agua) \quad (6)$$

$$SGL = (1.007 * 0.65) + (1 * 0,40)$$

$$SGL = 1.05455$$

Donde:

SGL: Gravedad específica del fluido compuesto.

SGo: Gravedad específica del petróleo.

SGw: Gravedad específica del agua.

#### 4.2.5 Cálculo de la presión a la entrada de la bomba (PIP).

De acuerdo con la producción deseada en la superficie y la profundidad de asentamiento de la bomba, se procede a calcular la presión de entrada a la bomba:

$$PIP = p_{wf} - \left[ \frac{(Hr - Hb) * SGL}{2.31} \right] \quad (7)$$

$$PIP = p_{wf} - \left[ \frac{(8100 - 7280) * 1.05455}{2.31} \right]$$

$$PIP = 585,66 \text{ psi}$$

Donde:

*PIP*: Presión a la entrada de la bomba (psi)

*Pwf*: Presión de fondo fluente, (psi)

*HR*: Profundidad de referencia, (pies)

*SGL*: Gravedad específica del fluido compuesto

#### 4.2.6 Cálculo de gas

Mediante la ecuación del método de Standing, se hallará la cantidad de gas en solución:

$$R_s = SG_g \left( \frac{PIP}{18} * \frac{10^{0.0125 * API}}{10^{0.00091 * T (^{\circ}F)}} \right)^{1.2048} \quad (8)$$

$$R_s = 1.05455 * \left( \frac{586,66}{18} * \frac{10^{0.0125 * 9}}{10^{0.00091 * T (^{\circ}150)}} \right)^{1.2048}$$

$$R_s = 25,76 \text{ SCF/STB}$$

#### 4.2.7 Cálculo de factor volumétrico del petróleo (Bo)

$$Bo = 0.972 + 0.000147 (F)^{1.175} \quad (9)$$

Donde:

$$F = R_s \left( \frac{SG_g}{SG_o} \right)^{0.5} + 1.25 (T)$$

$$F = 25,76 \left( \frac{0.9}{1.007} \right)^{0.5} + 1.25 (150)$$

#### 4.2.6 Cálculo de F

$$F = 211,87$$

Entonces:

$$Bo = 0.972 + 0.000147 (211,87)^{1.175}$$

$$Bo = 1.0515 \text{ Bbl/STB}$$

#### 4.2.7 Cálculo del volumen total a la entrada de la bomba

##### 4.2.7.1 Volumen de petróleo (Vo)

$$Vo = Qo * Bo \tag{10}$$

$$Vo = 690 * 1.0515$$

$$Vo = 725.54 \text{ Bbl}$$

Donde:

Vo: Volumen de petróleo (Bbls)

Qo: Caudal de petróleo (STB)

Bo: Factor volumétrico del petróleo (Bbls/STB)

##### 4.2.7.2 Cálculo del volumen del gas (Vg)

$$Vg = \left( \frac{Qo * GOR}{1000} - \frac{Qo * Rs}{1000} \right) * Bg \tag{11}$$

$$Vg = \left( \frac{Qo * GOR}{1000} - \frac{Qo * R}{1000} \right) * Bg$$

$$Vg = \left( \frac{690 * 5000}{1000} - \frac{690 * 25.76}{1000} \right) * 0.1077$$

$$Vg = 369,65 \text{ Bbl}$$

Donde

$Vg$ : Volumen de gas (Bbls)

$Bg$ : Factor volumétrico del gas (Bbls/MSCF)

#### 4.2.7.3 Cálculo del volumen del agua ( $Vw$ )

$$Vw = Qw * Bw \quad (12)$$

$$Vw = 400 * 1$$

$$Vw = 400 \text{ Bbl}$$

Donde

$Vw$ : Volumen de agua (Bbls)

$Qw$ : Caudal de agua (STB)

$Bw$ : Factor volumétrico del agua (Bbls/STB)

#### 4.2.8 Volumen total de fluido a la entrada de la bomba ( $Vt$ )

$$Vt = Vo + Vg + Vw \quad (13)$$

$$Vt = Vo + Vg + Vw$$

$$Vt = 725.54 + 369,65 + 400$$

$$Vt = 1495,19 \text{ Bbls}$$

#### 4.2.9 Cálculo del porcentaje de gas libre en la entrada de la bomba

$$\% \text{ Gas libre} = \frac{Vg}{Vt} * 100 \quad (14)$$

$$\% \text{ Gas libre} = \frac{369,65}{1495,19} * 100$$

$$\% \text{ Gas libre} = 24,73$$

Donde

$Vg$ : Volumen de gas (Bbls)

$Vt$ : Volumen total de fluidos (Bbls)

Para este caso se consideró el uso de una bomba práctica multifase.

#### 4.2.10 Cálculo del volumen real de gas que ingresa a la bomba

Asumiendo una cantidad de eficiencia de los separadores de gas del 60%

$$Vgn = \text{Volumen de gas en la entrada} * 0.4 \quad (15)$$

$$Vgn = 369,65 * 0.4$$

$$Vgn = 147.86 \text{ bbl}$$

#### 4.2.11 Cálculo de volumen total real de fluido que ingresa a la bomba

$$Vtn = Vo + Vgn + Vn \quad (16)$$

$$Vtn = 725.54 + 147.86 + 400$$

$$Vtn = 1273.4$$

#### 4.2.12 Cálculo del porcentaje de gas libre real que ingresa a la bomba

$$\% \text{ Gas Libre}_n = \frac{Vgn}{Vtn} * 100 \quad (17)$$

$$\% \text{ Gas Libre}_n = \frac{147.86}{1273.4} * 100$$

$$\% \text{ Gas Libre}_n = 11.61$$

#### 4.2.13 Cálculo de carga dinámica total (*Hd*)

En donde es la distancia vertical entre la cabeza de pozo y nivel de fluido producida a la capacidad esperada.

$$Hd = \text{Prof vertical de la bomba} - \left( \frac{PIP * 2.31}{SGm} \right) \quad (18)$$

$$Hd = 7280 - \left( \frac{585,66 * 2.31}{1.05455} \right)$$

$$Hd = 5997.11 \text{ pies}$$

#### 4.2.14 Cálculo de la carga requerida para superar las pérdidas por fricción ( $Ft$ )

$$Ft = \frac{\text{Prof vertical de la bomba} * [2.083 * \left(\frac{100}{c}\right)^{1.85} * \left(\frac{Ql^{1.85}}{ID^{4.8655}}\right)]}{1000} \quad (19)$$

En donde es igual 120 de nueva tubería o 90 para una tubería vieja

$$Ft = \frac{2780 * [2.083 * \left(\frac{100}{90}\right)^{1.85} * \left(\frac{1090^{1.85}}{9.125^{4.8655}}\right)]}{1000}$$

$$Ft = 163.19$$

#### 4.2.15 Cálculo de pérdidas por fricción en las líneas de flujo en superficie ( $Pd$ )

$$Pd = \frac{Pwh * 2.31}{SGm} \quad (20)$$

$$Pd = \frac{145 * 2.31}{1.05455}$$

$$Pd = 317.62 \text{ ft}$$

#### 4.2.16 Cálculo de la carga dinámica ( $TDH$ )

$$TDH = Hd + Ft + Pd \quad (21)$$

$$TDH = 5997.11 + 163.19 + 317.62$$

$$TDH = 6477.92 \text{ ft}$$

#### 4.2.17 Dimensionamiento y selección del tipo de bomba

De acuerdo con el caudal deseado 10000 BFPD y según el proceso ISC para el diseño, se tomará como referencia de la bomba proporcionada por la compañía Schlumberger debido a que esta maneja el caudal dispuesto, siendo la REDA Continuum 1000 de acuerdo al catálogo de Reda Electric Submersible Pump Systems Technology Catalog. (Systems, 2020)

##### 4.2.17.1 Cálculo del número de etapas necesarias para levantar el TDH

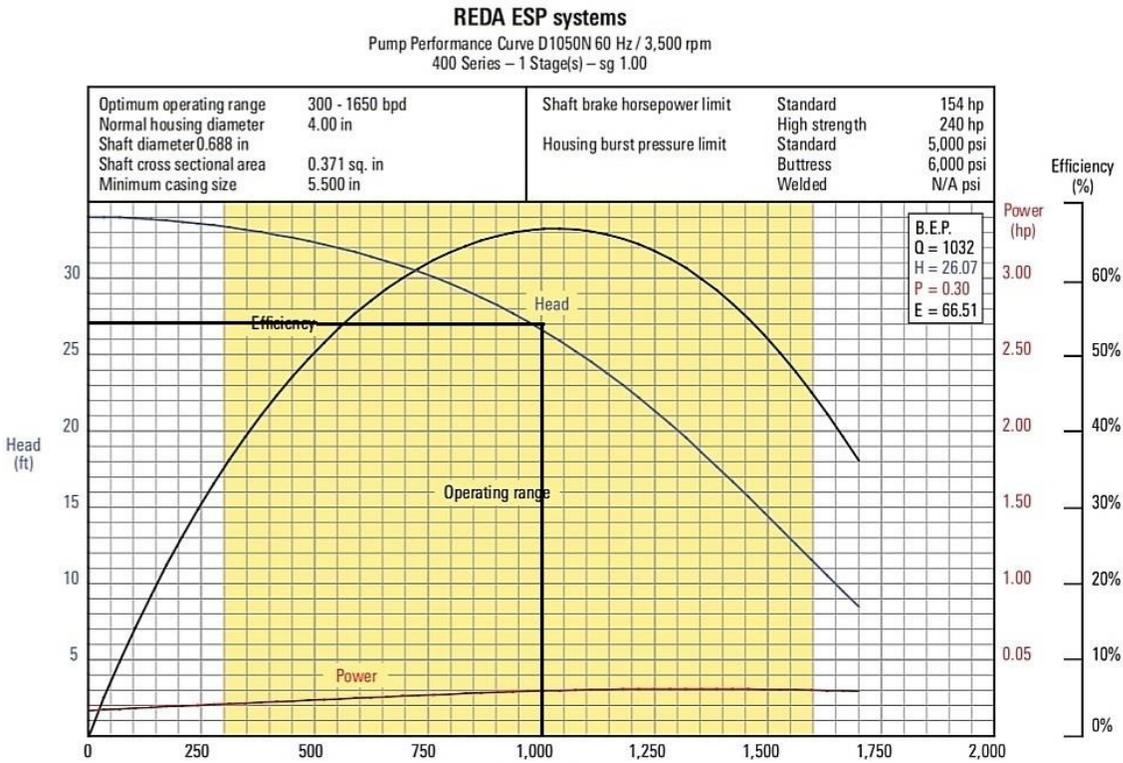
Según la gráfica proporcionada por el catálogo, para una etapa de una bomba RC 1000, la cabeza es de 26 pies por etapa. En donde el número de etapas se calcula de la siguiente manera:

$$N^{\circ} \text{Etapas} = \frac{TDH}{\text{Cabeza de levantamiento por cada etapa}} \quad (22)$$

$$N^{\circ} \text{Etapas} = \frac{6477.92}{27}$$

$$N^{\circ} \text{Etapas} = 239 \text{ etapas}$$

#### 4.2.17.2 Cálculo de la potencia requerida por el motor



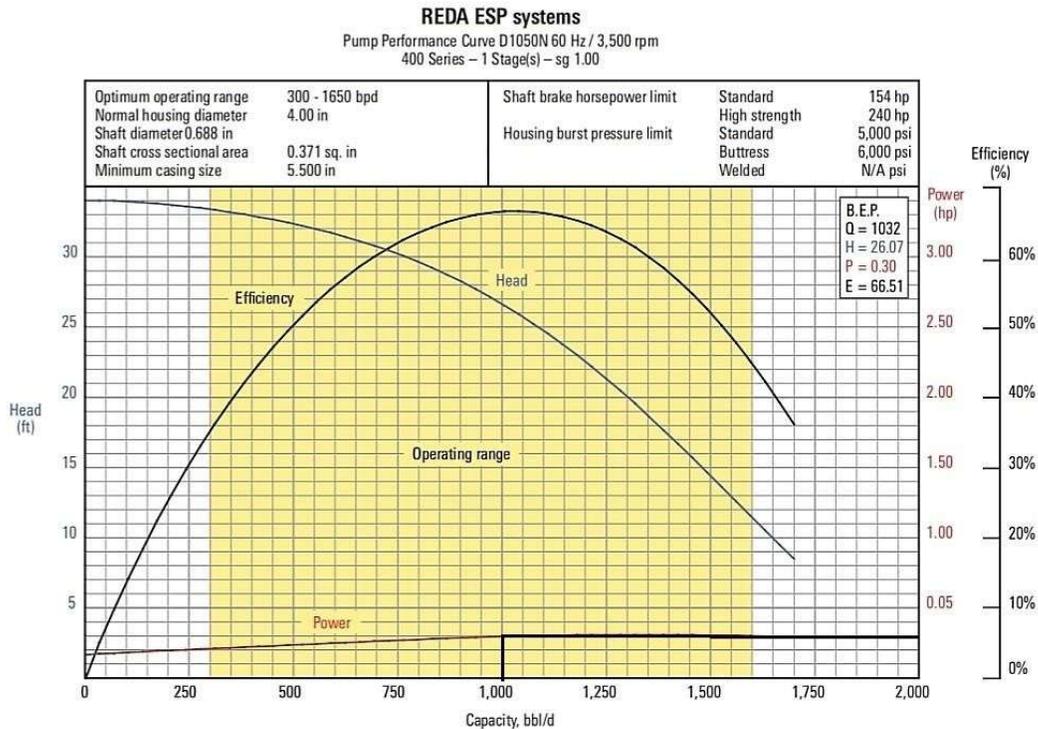
**Figura 9: Grafica de Curva para una Etapa de la bomba RC 1000, ESP systems**

Fuente: (Systems, 2020)

$$\frac{HP}{Etapa} @ 60 Hz = \frac{Potencia}{Etapa} * N^{\circ} Etapas * \frac{Max Hz}{60 Hz} * SG_L \quad (23)$$

$$\frac{HP}{Etapa} @ 60 Hz = 0.27 * 217 * \frac{60 Hz}{60 Hz} * 1.05455$$

$$\frac{HP}{Etapa} @ 60 Hz = 61,78 HP$$



Se requiere una potencia en el motor de fondo de 61,78 Hp, considerando que el equipo opere a una frecuencia de 60Hz.

#### 4.2.17.3 Cálculo de la longitud del cable

La bomba estará asentada a una profundidad de 7280 pies MD, más 200 pies de cable requeridos para las operaciones de conexión en superficie.

$$\text{Longitud del cable} = 200ft + \text{prof. de la bomba} \quad (24)$$

$$\text{Longitud del cable} = 200ft + 7280ft \quad \text{longitud del cable} = 7480$$

Para las operaciones de gas libre a la entrada de la bomba, se consideró emplear una bomba multifase por practicidad; dependiendo la cantidad de gas que se disponga se instalarán los

separadores. Para este caso requeriremos dos separadores, los cuales se consideraron los de tipo VORTEX VGSA, proporcionados por la compañía de Schlumberger.

De acuerdo a su profundidad encontramos para profundidades mayores, el VGSA S20-90 con capacidad de 2000-9000 barriles por día, diámetro de 5.38 pulgadas, en paralelo con un VGSA D20-60 con capacidad de 2000-6000 barriles por día y diámetro de 4 pulgadas, por último, un manejador de gas D5-21 con capacidad de 500-2100 barriles por día y diámetro de 4 pulgadas.

El motor seleccionado para abarcar con las necesidades de la bomba será un F123, de 450Hp con diámetro de 5.6 in, el cual podría estar adaptado con un sensor.

## CONCLUSIONES

Con la amplia información adquirida de la literatura acerca de los principales sistemas de levantamiento artificial se identificaron los parámetros operacionales correspondiente a cada unidad, por medio de la realización del screening se realizó la verificación de los rangos y se determinó la aplicabilidad del cambio de bombeo de cavidad progresiva, PCP a bombeo electrosumergible.

De la información del catálogo de la compañía Schlumberger se seleccionó el tipo de bomba con la mayor eficiencia a la capacidad calculada, es decir para la tasa de producción esperada de 1000 BFPD. También se requirió el uso de separador de gas, el cual se consideró el tipo VORTEX VGSA, con el fin de alargar la vida útil del sistema.

Dentro del diseño se realizaron los cálculos pertinentes y se halló que la presencia del gas libre en la entrada de la bomba excedió los límites recomendados del 10%, por tal motivo que se considera que el sistema puede ensamblarse con los accesorios y equipos proporcionados por la tecnología, los mismos que operen a altas temperaturas, y altas relaciones de gas líquido, con el fin de mantener la eficiencia del sistema, y evitar problemas futuros específicamente en la presencia de fluidos en la entrada de la bomba.

## **RECOMENDACIONES**

Realizar el análisis económico del sistema seleccionado con el fin de determinar si el proyecto es viable para su ejecución.

Para el manejo del gas se recomienda el uso de sensores los cuales permitirán el monitoreo en el fondo del pozo, para mejor control de las zonas en donde podría haber presencia de gas, y también para corroborar la eficiencia del sistema implementado.

La bomba electrosumergible reduce su eficiencia en presencia de gas, en donde podrían incurrir varios contratiempos, en el peor de los casos el bloqueo de la bomba, una posible solución es mantener la presión alta en la entrada de la bomba, de tal forma que evite que se forme gas libre en el fondo del pozo.

Realizar un análisis técnico y económico para sistemas de levantamiento combinados, en donde podría abarcar el sistema de bombeo electrosumergible por cavidades progresivas, debido a la operatividad que poseen ambos sistemas con respecto a parte operativa del campo estudiado.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Álvaro Fabián Muñoz Rodríguez, E. T. (2007). Evaluación Técnica de los sistemas de levantamiento artificial. *Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros y diseño de una herramienta de software de selección*. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.
2. Beggs, H. D. (1991). *Production Optimization Using Nodal Analysis*. Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications.
3. Bolaños, M. E. (s.f.). Estudio de la factibilidad del cambio de bombeo convencional a bombeo electrosumergible para el aumento de la productividad del campo Auca del oriente ecuatoriano. 2016. Universidad tecnológica Equinoccial, Quito.
4. Chad Brenner, G. H. (2007). Tecnologías en evolución: Bombas eléctricas Sumergibles. *Oilfield Review*, 16.
5. Chirinos, M. P. (2013). Método de diagnóstico de fallas en el sistema de levantamiento artificial por cavidades progresivas. *Revista arbitrada venezolana del Núcleo LUZ-COL Impacto Científico*, 389.
6. Clemente Marcelo Hirschfeldt, F. B. (2014). Gestión de sistemas de levantamiento artificial como estrategia de desarrollo de campos maduros. *Oil Production*, 16.
7. Kermit, E. B. (1980). *The technology of artificial lift methods*. Tulsa, Oklahoma: Pennwellbooks.
8. Larry W. Lake, E.-i.-C. (1987). *Petroleum Engineering Handbook*. Texas at Austin: Joe Dunn Clegg, Editor.
9. M. A. Naguib, S. S.-E.-A. (2000). Guideline of Artificial Lift Selection for Mature Field. *Society of petroleum engineers, SPE 64428*, 10.
10. MA Naguib, S. S.-E.-A. (2000). Directriz de selección de levantamiento artificial para campo maduro. *Society of Petroleum Engineers Inc, SPE 64428*, 10.
11. Patrice Baby, M. R. (2004). *La cuenca oriente: Geología y petróleo*. Lima: Institut français d'études andines, Institut de Recherche pour le Développement (IRD), Petroecuador.
12. Rosillo, B. M. (2015). Gestión de sistemas de levantamiento artificial como estrategia para el desarrollo y optimización de la producción de hidrocarburos. *Gestión de sistemas*

*de levantamiento artificial como estrategia para el desarrollo y optimización de la producción de hidrocarburos.* Universidad Nacional de Piura, Piura.

13. Santiago Mauricio Cáceres López, O. R. (2012). *Estudio de pozos cerrados para su rehabilitación e incremento de la producción en el campo Libertador.* Escuela Politécnica Nacional, Quito.
14. Schlumberger. (20 de 09 de 2020). Obtenido de <https://www.slb.com/completions/artificial-lift/electrical-submersible-pumps/esp-gas-devices/vgsa-vortex-gas-separator-assembly>
15. Schlumberger. (09 de 2020). Obtenido de VGSA, Vortex gas separator assembly: <https://www.slb.com/completions/artificial-lift/electrical-submersible-pumps/esp-gas-devices/vgsa-vortex-gas-separator-assembly>
16. Systems, A. L. (2020). Systems, Artificial Lift REDA Electric Submersible Pump. *Schlumberger*, 361.
17. Takacs, G. (2009). Electrical Submersible Pumps Manual. *Gulf Professional Publishing*, 440.