



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**  
**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**  
**CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**TEMA:**

DESARROLLO DE UN ALGORITMO EN LENGUAJE DE  
PROGRAMACIÓN JAVA PARA EL DISEÑO DE BOMBEO  
ELECTRO SUMERGIBLE Y SU APLICACIÓN EN UN POZO DEL  
ORIENTE ECUATORIANO

**TESINA**

**AUTOR:**

CHRISTIAN ARMANDO REYES NEIRA

**TUTOR:**

ING. TARQUINO FILEMON LÓPEZ CADENA, MSC

LA LIBERTAD - ECUADOR

**2020**

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**  
**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**  
**CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**TEMA:**

DESARROLLO DE UN ALGORITMO EN LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN JAVA PARA EL DISEÑO DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE Y SU APLICACIÓN EN UN POZO DEL ORIENTE ECUATORIANO

**TESINA**

**AUTOR:**

CHRISTIAN ARMANDO REYES NEIRA

**TUTOR:**

ING. TARQUINO FILEMON LÓPEZ CADENA, MSC

LA LIBERTAD - ECUADOR

**2020**



Santa Elena, 4 de junio del 2020

## CARTA DE ORIGINALIDAD Y RESPONSABILIDAD

**Ing. Juan Garcés Vargas, Mgt.**  
**Director ( e ) de la Carrera de Petróleo**  
**Universidad Estatal Península de Santa Elena**

Cumpliendo con los requisitos exigidos, envío a Uds. La Tesina Titulada “DESARROLLO DE UN ALGORITMO EN LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN JAVA PARA EL DISEÑO DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE Y SU APLICACIÓN EN UN POZO DEL 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: Christian Armando Reyes Neira**

**N° de Cedula: 0923131924**

**Correo: christian\_2896@hotmail.com**

**Tutor: Ing. Tarquino Filemón López Cadena**

**N° de Cedula: 0900130600**

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

## **DEDICATORIA**

Dedico este trabajo a mis padres, Lucila y Miguel, quienes depositaron toda su confianza en mí para poder culminar esta etapa de mi vida, además de ser la principal fuente de apoyo y motivación durante estos años de aprendizaje.

## **AGRADECIMIENTO**

A mi familia, por su apoyo incondicional.

A mis amigos, por su amistad y tiempo compartido.

A la Carrera de Ingeniería en Petróleos de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, así como a todos los profesores que la conforman, ya que cada uno de ellos contribuyó a mi formación profesional.

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**  
**FACULTAD DE CIENCIA DE LA INGENIERÍA**  
**CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

“Desarrollo de un algoritmo en lenguaje de programación java para el diseño de bombeo electro sumergible y su aplicación en un pozo del oriente ecuatoriano”

**Autor:** Christian Armando Reyes Neira

**Tutor:** Ing. Tarquino López C.

**RESUMEN**

El mejor mecanismo técnico y económico para poner un pozo de petróleo en producción es por flujo natural, por lo general la mayoría de los pozos son capaces de producir de esta manera en la primera etapa de su vida, pero una vez se finaliza esta etapa es necesario seleccionar un método de Levantamiento Artificial que sea eficiente. El bombeo electro sumergible (BES) es quizás el método de levantamiento artificial más versátil. El sistema BES comprende una bomba de fondo de pozo, cable de energía eléctrica y controles de superficie.

En el presente trabajo se revisará el procedimiento de diseño para el sistema de levantamiento artificial por bombeo electro sumergible, se revisará también las ecuaciones de diseño, así como los modelos disponibles de los principales componentes de este sistema de levantamiento.

Posterior, se buscará y seleccionará un pozo del oriente ecuatoriano en el que se desee aumentar la producción del pozo y factor de recobro del campo mediante el sistema de bombeo electro sumergible, y se realizará el diseño del sistema BES mediante el desarrollo de un algoritmo computacional para reducir el tiempo de cálculo manual que involucra el diseño. Además, se analizará el diseño resultante y se elaborarán conclusiones y recomendaciones del trabajo desarrollado.

**Palabras clave:** Levantamiento artificial, Bombeo Electro Sumergible, Diseño de Bombeo Electro Sumergible, Desarrollo de un algoritmo.

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**  
**FACULTAD DE CIENCIA DE LA INGENIERÍA**  
**CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

“Development of an algorithm in Java programming language for the design of  
electro-submersible pumping and its application in a well in eastern  
Ecuadorian”

**Autor:** Christian Armando Reyes Neira  
**Tutor:** Ing. Tarquino López C.

**ABSTRACT**

The best technical and economic mechanism to put an oil well into production is by natural flow, generally most of the wells are capable of producing in this way in the first stage of their life, but once this stage is finished it is necessary to select an efficient Artificial Lift method. Electric-submersible pumping (ESP) is perhaps the most versatile artificial lift method. The ESP system comprises a downhole pump, power cable, and surface controls.

In the present work, the design procedure for the electric submersible pumping artificial lift system will be reviewed, the design equations will also be reviewed, as well as the available models of the main components of this lifting system.

Subsequently, a well in eastern Ecuador will be searched and selected in which it is desired to increase the production of the well and the recovery factor of the field through the electric submersible pumping system, and the design of the ESP system will be carried out through the development of a computational algorithm to reduce the manual calculation time involved in the design. In addition, the resulting design will be analyzed and conclusions and recommendations of the work developed will be drawn up.

**Key words:** Artificial lift, Electric Submersible Pumping, Electric Submersible Pumping Design, Development of an algorithm.

Tabla de contenido

<b>CARTA DE ORIGINALIDAD Y RESPONSABILIDAD</b> .....	iii
<b>DEDICATORIA</b> .....	iv
<b>AGRADECIMIENTO</b> .....	v
<b>RESUMEN</b> .....	vi
<b>ABSTRACT</b> .....	vii
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b> .....	xi
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	xii
<b>ÍNDICE DE ANEXOS</b> .....	xiv
<b>Simbología</b> .....	xv
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	1
<b>CAPÍTULO I</b> .....	2
<b>1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</b> .....	2
1.1. <b>Formulación del problema</b> .....	2
1.2. <b>JUSTIFICACIÓN</b> .....	3
1.3. <b>OBJETIVOS</b> .....	3
1.3.1. <b>Objetivo General</b> .....	3
1.3.2. <b>Objetivos Específicos</b> .....	4
<b>CAPÍTULO II</b> .....	5
<b>2. MARCO TEÓRICO</b> .....	5
2.1. <b>Comportamiento de influjo del Pozo</b> .....	5
2.2. <b>Índice de productividad</b> .....	5
2.3. <b>Curva de comportamiento del pozo</b> .....	6
2.4. <b>Tipos de levantamiento artificial</b> .....	6
2.4.1. <b>Bombeo Mecánico</b> .....	7
2.4.2. <b>Bombeo hidráulico</b> .....	7
2.4.3. <b>Levantamiento por gas (Gas Lift)</b> .....	7
2.4.4. <b>Bombeo de cavidades progresivas</b> .....	8
2.5. <b>SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE</b> .....	8
2.6. <b>EQUIPO DE SUBSUELO</b> .....	9
2.6.1. <b>La bomba sumergible</b> .....	9



2.6.2.	El motor BES .....	11
2.6.3.	Protector o sello .....	12
2.6.4.	El separador de gas .....	13
2.6.5.	El cable BES .....	14
2.7.	<b>EQUIPO DE SUPERFICIE</b> .....	17
2.7.1.	Cabezal de pozo.....	17
2.7.2.	Caja de venteo.....	17
2.7.3.	Switchboard.....	18
2.7.4.	Transformadores .....	18
2.8.	<b>Procedimiento y Ecuaciones de diseño</b> .....	18
2.8.1.	Cálculos de influjo de pozo .....	19
2.8.2.	Cálculos TDH.....	23
2.8.3.	Selección de la bomba .....	24
2.8.4.	Selección del protector.....	26
2.8.5.	Selección del motor .....	27
2.8.6.	Selección del cable de alimentación.....	28
2.8.7.	Selección del Switchboard y Transformador .....	29
<b>CAPÍTULO III</b> .....		31
3.	<b>DISEÑO METODOLÓGICO</b> .....	31
3.1.	Tipo de Estudio.....	31
3.2.	Población y Muestra .....	31
3.3.	Generalidades del campo .....	33
3.4.	Pozo Sacha-140D.....	35
<b>CAPÍTULO IV</b> .....		38
4.	<b>DESARROLLO DE LA PROPUESTA</b> .....	38
4.1.	<b>DESARROLLO DEL ALGORITMO COMPUTACIONAL</b> .....	38
4.2.	Aplicación del algoritmo en un pozo del campo Sacha.....	43
4.2.1.	Inicio del Programa.....	43
4.2.2.	Ingresar datos .....	43
4.2.3.	Selección de la Bomba .....	46
4.2.4.	Selección del Protector .....	49

<b>4.2.5.</b>	<b>Selección del Motor</b> .....	<b>50</b>
<b>4.2.6.</b>	<b>Selección del Cable</b> .....	<b>52</b>
<b>4.2.7.</b>	<b>Visualizar Resultados</b> .....	<b>53</b>
<b>4.3.</b>	<b>ANÁLISIS DE RESULTADOS</b> .....	<b>57</b>
<b>4.4.</b>	<b>ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA PROPUESTA</b> .....	<b>59</b>
	<b>CONCLUSIONES</b> .....	<b>0</b>
	<b>RECOMENDACIONES</b> .....	<b>1</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>2</b>
	<b>ANEXOS</b> .....	<b>4</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 5 Ventajas y Desventajas del Bombeo Electro Sumergible. ....	8
Tabla 6 Datos del pozo Sacha 140D. ....	37
Tabla 7 Resultado de cambio de sistema de levantamiento. ....	57
Tabla 8 Diseño resultante para el pozo Sacha 140D. ....	59
Tabla 9 Flujo de Caja para el pozo Sacha 140D. ....	64

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Instalación BES convencional (Takacs, 2009). .....	9
Figura 2 Principales partes de una bomba BES (Takacs, 2009). .....	10
Figura 3 Principales partes de un motor BES (Takacs, 2009). .....	11
Figura 4 Dibujo esquemático de un Protector BES (Takacs, 2009). .....	13
Figura 5 Construcción de un separador de gas de flujo inverso (Takacs, 2009). .....	14
Figura 6 Construcción de un cable BES redondo (Takacs, 2009). .....	15
Figura 7 Construcción de un cable BES plano (Takacs, 2009). .....	15
Figura 8 Propiedades promedio de conductores de cobre (Takacs, 2009).....	16
Figura 9 Cuadro de ampacidad típico para un cable BES (Takacs, 2009).....	16
Figura 10 Cabezal de pozo tipo Hércules (Takacs, 2009). .....	17
Figura 11 Arreglo de superficie de una unstalación BES (Takacs, 2009).....	17
<i>Figura 12 Diagrama para estimar las pérdidas de cabeza friccional versus la tasa de bombeo en tubing y casing API estándar (Takacs, 2009). .....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 13 Datos PVT del campo Sacha (Mera González &amp; Villacís Recalde, 2018). .....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 14 Resultados del trabajo de W.O #1 (Guerrón Cortez &amp; Robalino Lavayen, 2013). .....</i>	<i>36</i>
Figura 15 Diagrama de flujo del algoritmo desarrollado (parte 1). .....	38
Figura 16 Diagrama de flujo del algoritmo desarrollado (parte 2). .....	39
Figura 17 Diagrama de flujo del algoritmo desarrollado (parte 3). .....	40
Figura 18 Diagrama de flujo del algoritmo desarrollado (parte 4). .....	41
Figura 19 Diagrama de flujo del algoritmo desarrollado (parte 5). .....	42
Figura 20 Ventana de inicio de ESP DESIGN.....	43
Figura 21 Menú INICIO de ESP DESIGN. ....	44
Figura 22 Sección de INFORMACIÓN GENERAL. ....	45
Figura 23 Sección de DATOS FÍSICOS DEL POZO. ....	45
Figura 24 Sección de COMPORTAMIENTO DEL POZO y Cálculo de la Pwf a la tasa deseada. ....	45
Figura 25 Curva IPR para los datos ingresados. ....	46
Figura 26 Sección de PROPIEDADES DEL FLUIDO Y SUMINISTRO ELÉCTRICO.....	46
Figura 27 Ventana de RESULTADOS PREVIOS. ....	46
Figura 28 Menú DISEÑO DEL EQUIPO de ESP DESIGN. ....	46
Figura 29 Ventana de SELECCIÓN DE LA BOMBA.....	47

Figura 30 Curva de Comportamiento de la bomba.....	48
Figura 31 N° de etapas disponible de la bomba.....	48
Figura 32 Selección de la Bomba completa. ....	49
Figura 33 Ventana de SELECCIÓN DEL PROTECTOR.....	50
Figura 34 Selección del Protector completa. ....	50
Figura 35 Ventana de SELECCIÓN DEL MOTOR.....	51
Figura 36 Selección del Motor completa. ....	52
Figura 37 Ventana de SELECCIÓN DEL CABLE. ....	53
Figura 38 Selección del Cable completa.....	53
Figura 39 Menú RESULTADOS de ESP DESIGN. ....	54
Figura 40 Ventana de RESUMEN DEL DISEÑO BES.....	54
Figura 41 Ventana para guardar el REPORTE FINAL.....	54
Figura 42 Menú CATÁLOGO de ESP DESIGN. ....	55
Figura 43 Ventana de CATÁLOGO DE BOMBAS.....	55
Figura 44 Ventana de CATÁLOGO DEL MOTOR.....	56
Figura 45 Menú AYUDA de ESP DESIGN.....	56
Figura 46 Ventana ACERCA de ESP DESIGN. ....	56
Figura 47 Costo estimado de servicios petroleros para el pozo Sacha 140D (Guerrón Cortez & Robalino Lavayen, 2013). ....	62

## ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1 Diagrama de Completación del pozo Sacha 140D (Sánchez Carranza, 2012)	5
Anexo 2 Ventana de REPORTE FINAL.....	6
Anexo 3 Procedimiento de diseño manual del sistema BES para el pozo Sacha 140D.	9

## Simbología

BBL	Barriles
BES	Bombeo Electro Sumergible
BFPD	Barriles de fluido por día
BHP	Potencia del motor
BPPD	Barriles de petróleo por día
Bg	Factor volumétrico del gas
Bo	Factor volumétrico del petróleo
Bw	Factor volumétrico del agua
ID	Diámetro interno
OD	Diámetro externo
IP	Índice de productividad
AL	Levantamiento artificial
Pb	Presión de burbuja
PIP	Presión de entrada de la bomba
Pr	Presión del reservorio
PPH	Bombeo Hidráulico
Pwf	Presión de fondo fluyente
Qg	Tasa de flujo de gas
Qo	Tasa de flujo de petróleo
Rs	Razón gas/petróleo
TVD	Profundidad vertical verdadera
V	Voltaje
Amp	Amperios
HP	Caballos de fuerza
Z	Factor de compresibilidad del gas
$\gamma_o$	Gravedad específica del petróleo
$\gamma_g$	Gravedad específica del gas
$\gamma_w$	Gravedad específica del agua
$\rho$	Densidad

°F	Grados Fahrenheit
R	Grados Rankine
BSW	Corte de agua



## INTRODUCCIÓN

Por lo general, los pozos de petróleo en su primera etapa de vida fluyen naturalmente, por ello son llamados pozos fluyentes, dicho de otra forma, la presión en fondo de pozo es suficiente para vencer la suma de las pérdidas de presión que ocurren a lo largo de la trayectoria de flujo al separador. Cuando este criterio no se cumple, termina el flujo natural y el pozo muere, lo cual puede ocurrir por ya sea que la presión de fondo fluvente caiga por debajo de las pérdidas de presión totales en el pozo, o por que las pérdidas de presión en el pozo llegan a ser más grandes que la presión de fondo necesitada para mover los fluidos a superficie.

Los métodos de levantamiento artificial son usados para producir fluidos de pozos ya muertos o para incrementar la tasa de producción de pozos aún fluyentes, y hay varios mecanismos de levantamiento para elegir. Uno de los mecanismos más ampliamente usados usa una bomba colocada por debajo del nivel de líquido en el pozo para incrementar la presión para vencer las pérdidas de presión que ocurren a lo largo de la trayectoria de flujo. Otros métodos usan un compresor de gas, el cual es inyectado desde superficie en el tubing del pozo para ayudar a levantar los fluidos del pozo a superficie.

El diseño apropiado de cualquier sistema de levantamiento artificial requiere de un conocimiento apropiado de las tasas de fluido que pueden producirse del yacimiento a través del pozo. Por lo tanto, el ingeniero de producción debe tener un claro conocimiento de los efectos que gobiernan el paso de fluidos dentro del pozo. La falta de diseño podría llevar a un sobrediseño del equipo de producción, o las limitaciones del equipo podrían restringir las tasas de líquidos alcanzables. Ambas condiciones tienen un impacto indeseable en la economía del levantamiento artificial y puede ser la causa de las decisiones inapropiadas sobre el pozo.

En este trabajo, el sistema de levantamiento de interés es el de bombeo electro sumergible, el cual se ha convertido en un mecanismo común para levantar una gran variedad de volúmenes de fluidos, a pesar de que presente limitaciones a grandes profundidades y altas temperaturas. En este equipo, la bomba centrífuga es el principal componente y la fuente de potencia es la energía eléctrica, como su nombre lo indica, el equipo debe quedar sumergida en el fluido del pozo; y además de ser aplicable en pozos verticales puede usarse en pozos desviados.

## **CAPÍTULO I**

### **1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

La reducción de presión de fondo de pozo debido a la producción continua de fluidos del yacimiento genera una disminución en la producción del pozo, y por lo tanto en el factor de recobro del campo. Luego de que se agote la energía natural del yacimiento, llega la etapa de producción primaria en donde se instala un mecanismo de levantamiento artificial en el pozo, en el cual el sistema seleccionado dependerá de varios parámetros de yacimientos y producción.

Dependiendo del comportamiento del pozo y del yacimiento llegará un momento en que la eficiencia del levantamiento artificial instalado disminuya, entonces se realiza un análisis del sistema de producción con el propósito de aumentar la eficiencia del sistema actual o cambiar a un nuevo mecanismo.

La mayoría de los campos del oriente ecuatoriano, considerados en su mayoría campos maduros, tienen pozos que producen con la ayuda de un levantamiento artificial convencional, tales como el bombeo mecánico y bombeo hidráulico. Debido a que la producción de estos campos está disminuyendo y es importante lograr el mayor recobro de petróleo, se ve la necesidad de cambiar el levantamiento artificial de esos pozos por uno de mayor eficiencia, como es el caso del bombeo electro sumergible (BES).

El sistema BES es uno de los sistemas más versátiles y flexibles, que consta principalmente de un equipo de subsuelo y de un sistema de control y monitoreo en superficie. En el proceso de diseño de este sistema es necesario la resolución de largos procesos de cálculo y el uso de gráficas, por ejemplo, las curvas de desempeño de la bomba centrífuga, entonces el procedimiento de diseño de forma manual puede convertirse en una extensa y compleja tarea, para lo cual un algoritmo computacional reduciría el tiempo de diseño del sistema.

#### **1. Formulación del problema**

¿Cuál es el diseño del sistema de levantamiento artificial por bombeo electro sumergible requerido para aumentar la producción de petróleo en un pozo de oriente ecuatoriano?

## **2. JUSTIFICACIÓN**

Debido a la gran importancia que tienen los derivados del petróleo para varias industrias en la actualidad, es importante para la industria del petróleo cumplir con esta demanda, por lo tanto, se debe aumentar la productividad de pozos que ya han agotado su energía natural y lograr el mayor recobro posible de petróleo de un campo.

Para incrementar la producción de petróleo del pozo, por lo general se instala un levantamiento artificial, se puede optimizar el sistema actual o cambiarlo por uno de mayor eficiencia que se adapte mejor a las condiciones del pozo. Entonces el diseño de un levantamiento artificial es de gran importancia para determinar las características de cada componente del sistema y los requerimientos que debe cumplir para que pueda optimizar la producción de fluidos del pozo.

Los cálculos de tal diseño llegan a ser complejos si se realizan de forma manual, por el uso de varias ecuaciones y largos procedimientos, lo que en ciertos casos puede llevar a tener cierto grado de error. Por lo tanto, el desarrollo de un algoritmo implementado en un lenguaje de programación llega a ser de gran utilidad al dar resultados más exactos y en menor tiempo que realizando los cálculos de diseño de forma manual.

La gran mayoría de los pozos del campo Sacha producen mediante bombeo hidráulico, y en varios de ellos se ha realizado el cambio de levantamiento a bombeo electro sumergible para optimizar la producción dando resultados favorables. El bombeo electro sumergible (BES) al igual que los demás métodos de levantamiento artificial, requiere de un diseño previo y los resultados de dicho diseño deben ser confiables.

Hay pozos de este campo en los que la producción ha disminuido debido al bajo índice de productividad con el levantamiento artificial actual, en este trabajo se plantea realizar el diseño del nuevo sistema de mayor eficiencia a implementarse en el pozo de interés con el fin de aumentar el recobro de petróleo.

## **3. OBJETIVOS**

### **1. Objetivo General**

Elaborar un algoritmo para el diseño de sistema de levantamiento artificial por bombeo electro sumergible para un pozo de un campo del oriente ecuatoriano.

## **2. Objetivos Específicos**

1. Revisar los parámetros de selección y diseño del sistema de bombeo electro sumergible.
2. Elaborar el algoritmo computacional implementado en un lenguaje de programación.
3. Seleccionar el pozo en que se realizará el diseño del sistema BES.
4. Analizar los resultados del algoritmo desarrollado en un pozo del oriente ecuatoriano.

## CAPÍTULO II

### 5. MARCO TEÓRICO

#### 1. Comportamiento de flujo del Pozo

Un pozo y una formación productora son interconectados en la cara de la arena, y siempre que el pozo se mantenga cerrado, la presión de cara de la arena se iguala a la presión del yacimiento y por lo tanto no ocurre flujo al pozo. Un pozo inicia a producir cuando la presión de la cara de la arena se disminuye por debajo de la presión del yacimiento. La tasa de producción es controlada principalmente por la presión que prevalece en la cara de la arena, pero también es afectada por varios parámetros tales como propiedades de yacimiento, propiedades del fluido y efectos de completación del pozo, los cuales permanecen constantes por al menos por un gran periodo de tiempo, lo que significa que el único medio de control de la tasa de producción es el control de la presión de fondo de pozo.

Entonces la descripción apropiada del comportamiento del pozo requiere que se establezca la relación entre la presión de fondo de pozo y la correspondiente tasa de producción. La función resultante es la llamada relación de comportamiento de flujo del pozo (del inglés “inflow performance relationship”) o curva de comportamiento del pozo, y generalmente se obtiene de pruebas de pozos.

#### 2. Índice de productividad

El enfoque más sencillo para describir el comportamiento del pozo es el uso del índice de productividad o IP. El IP puede calcularse ya sea de parámetros de yacimiento, o medido tomando tasas de flujo a varias presiones de fondo fluyentes. Si se conoce la presión promedio del yacimiento y el índice de productividad, mediante el uso de la siguiente ecuación se puede calcular la tasa de flujo para cualquier presión de fondo fluyente.

$$q = PI (p_R - p_{wf})$$

Esta ecuación establece que el flujo de líquido dentro del pozo es directamente proporcional a la caída de presión, su gráfica es una línea recta en un diagrama de presión versus tasa de flujo de líquido

### **3. Curva de comportamiento del pozo**

En muchos pozos con levantamiento artificial, se experimentan presiones de fondo por debajo de la presión del punto de burbuja. Entonces hay una fase de gas libre presente en el yacimiento y, por lo tanto, las condiciones supuestas para desarrollar la ecuación de IP no son válidas. Los datos de prueba de pozos con este comportamiento indican que la línea es curva hacia abajo en lugar de una línea recta.

La principal causa de la forma curvada es la liberación del gas en solución debido a la disminución de presión en la vecindad del pozo. En consecuencia, la tasa de líquido se disminuye en comparación con las condiciones monofásicas y el pozo produce menos líquido que el indicado por la curva IP de línea recta. Entonces, el concepto de IP constante no puede usarse para pozos que producen por debajo de la presión del punto de burbuja.

### **4. Tipos de levantamiento artificial**

Las principales formas de levantamiento artificial son el bombeo mecánico, bombeo electro sumergible, levantamiento por gas, y sistemas de bombeo hidráulico tipo reciprocante y jet. También el bombeo de cavidades progresivas y el plunger lift se están volviendo más comunes, además hay otros métodos menos comunes como el bombeo electro sumergible de cavidades progresivas para bombear crudos viscosos.

La selección de un método de levantamiento artificial debería ser parte del diseño total de un pozo. Una vez que el método es seleccionado, debe considerarse el tamaño del pozo requerido para obtener la tasa de producción deseada. Muchas veces, se ha diseñado un programa de casing para minimizar los costos de completación del pozo, pero es después de encontrar que la producción deseada podría no conseguirse debido a la limitación del tamaño sobre el equipo de levantamiento artificial. Esto puede llevar a una pérdida final de las reservas totales.

A continuación, se presenta un breve resumen con las principales ventajas y desventajas de cada sistema de levantamiento artificial, y se hace énfasis en el bombeo electro sumergible, ya que es el mecanismo de interés en este trabajo, detallando los componentes tanto de subsuelo como de superficie.

## **1. Bombeo Mecánico**

Los sistemas de bombeo mecánico son los tipos de levantamiento artificial más antiguos y más ampliamente usados para pozos de petróleo. En general este método debería usarse si el sistema puede diseñarse sin sobrecargar el motor primario, la caja de engranajes, la estructura de la unidad, y los límites de carga de fatiga de las varillas calculados. Este sistema debería considerarse muy cuidadosamente en el proceso de selección.

## **2. Bombeo hidráulico**

Hay dos clases principales de bombeo hidráulico: bombas jet y bombas de desplazamiento positivo reciprocante. Para las bombas jet, el fluido de potencia a alta presión se dirige por el tubing a la boquilla donde la energía de presión es convertida a carga de velocidad (energía cinética). El fluido de potencia a alta velocidad y baja presión arrastra el fluido de producción en la garganta de la bomba. Luego un difusor reduce la velocidad e incrementa la presión para permitir a los fluidos mezclados fluir a la superficie.

Por otro lado, la bomba de desplazamiento positivo consiste en un motor hidráulico reciprocante directamente acoplado al pistón de la bomba o émbolo de la bomba. El fluido de potencia (agua o petróleo) se dirige por la sarta de tubing para operar el motor. El pistón o émbolo de la bomba arrastra el fluido del pozo a través de un standing valve. El fluido de potencia agotado y de producción puede regresarse por la sarta de tubing o por el casing.

## **3. Levantamiento por gas (Gas Lift)**

El principio del gas lift es que el gas inyectado dentro del tubing reduce la densidad de los fluidos en el tubing, y las burbujas tienen una acción de “depurado” sobre los líquidos. Ambos factores actúan para disminuir el BHP que fluye en el fondo del tubing.

El gas lift de flujo continuo es recomendado para pozos de alto volumen y alto BHP estático en los cuales los principales problemas de bombeo podrían ocurrir con los otros métodos de levantamiento artificial. También está el gas lift intermitente, que es típicamente usado en pozos que producen bajos volúmenes de fluido. Los pozos en los cuales este método es recomendado normalmente tienen las características de alto índice de productividad y baja presión de fondo de pozo o bajo índice de productividad con alta presión de fondo.

#### 4. Bombeo de cavidades progresivas

Es de diseño simple y construcción resistente. Sus bajas velocidades operativas permiten a la bomba mantener largos períodos de operación de fondo de pozo si no está sujeta a ataques químicos o desgaste excesivo o si no está instalada a profundidades más grandes que aproximadamente 4000 a 6000 pies. La bomba tiene solo una parte movable de fondo de pozo sin válvulas que se peguen, atasquen o desgasten.

#### 5. SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE

En la instalación clásica o convencional del bombeo electro sumergible (BES), la unidad BES se ejecuta en la sarta de tubing y se sumerge en los fluidos del pozo. El motor eléctrico sumergible está al fondo de la unidad y se enfría por la corriente del pozo que pasa por su perímetro. Está conectada a la sección del protector que proporciona muchas funciones cruciales para la operación segura de la unidad. En la parte superior del protector se sitúa una entrada de bomba o separador de gas el cual permite a los fluidos del pozo entrar a la bomba centrífuga y, al mismo tiempo, puede eliminar pequeñas cantidades de gas libre del flujo del pozo. El líquido es levantado a la superficie por la bomba centrífuga multietapas, el componente principal del sistema BES.

##### Ventajas

##### Desventajas

Puede levantar volúmenes extremadamente altos.	Sistema limitado por la profundidad debido a los costos del cable y la incapacidad de instalar suficiente poder de fondo de pozo.
No es molesto en ubicaciones urbanas.	La producción de gas y sólidos son problemáticos.
Simple de operar.	Falta de flexibilidad de tasa de producción.
Los pozos desviados no presentan problemas.	Limitación por el tamaño de casing.
Aplicable costa afuera.	No es aplicable a completaciones múltiple.
Disponibilidad en diferentes tamaños.	Son necesarios altos voltajes.
Costos de levantamiento para volúmenes altos generalmente es bajo.	El cable se deteriora a altas temperaturas.

Tabla 1 Ventajas y Desventajas del Bombeo Electro Sumergible.



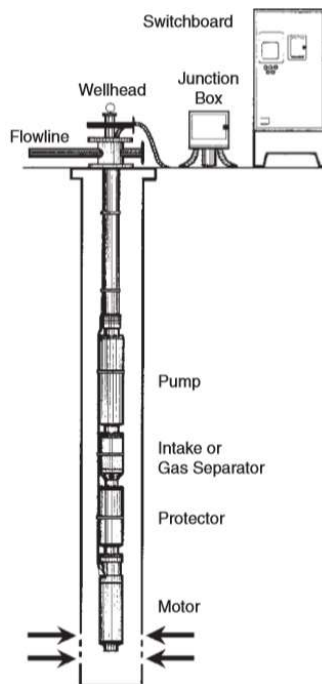


Figura 1 Instalación BES convencional (Takacs, 2009).

El motor sumergible se alimenta con corriente alterna trifásica a través de un cable eléctrico que va desde la superficie a lo largo de la tubería. Los fluidos producidos fluyen a través de la sarta de tubing a la superficie, donde un cabezal de pozo especial asegura la alimentación de cable eléctrico dentro del pozo. El equipo de superficie incluye una caja de venteo (junction box) donde se unen los cables de fondo de pozo y de superficie, y una unidad de control (llamada “switchboard”) que proporciona funciones de medición y control. La unidad BES recibe electricidad de corriente alterna desde un conjunto de transformadores los cuales suministran el voltaje requerido aumentando o disminuyendo el voltaje disponible de la red eléctrica de superficie.

## 6. EQUIPO DE SUBSUELO

### 1. La bomba sumergible

El componente principal de la unidad BES es la bomba sumergible y el diseño y análisis del sistema BES completa no puede entenderse sin una comprensión básica de la operación de la bomba.

Las bombas sumergibles usadas en instalaciones BES son bombas centrífugas multietapas que operan en una posición vertical. Los líquidos producidos, después de

ser sujetos a grandes fuerzas centrífugas causadas por la alta velocidad rotacional del impulsor, pierden su energía cinética en el difusor donde ocurre una conversión de energía cinética a de presión. Este es el principal mecanismo operacional de bombas de flujo radial y mixto.

El eje de la bomba está conectado al separador de gas o al protector mediante un acoplamiento en el fondo de la bomba. Los fluidos del pozo entran a la bomba a través de un filtro de entrada y son levantados por las etapas de la bomba.

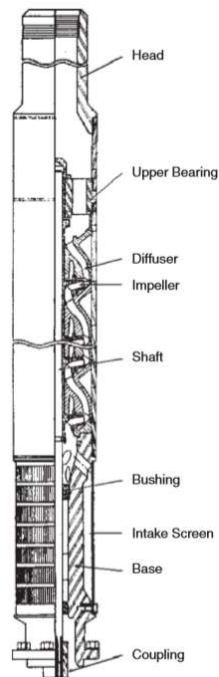


Figura 2 Principales partes de una bomba BES (Takacs, 2009).

Las instalaciones BES convencionales operan sobre una energía de corriente alterna con una frecuencia constante de 60 o 50 Hz, los motores BES en sistemas eléctricos de 60 Hz rotan a una velocidad de alrededor de 3500 RPM, mientras que en el caso de un motor de 50 Hz la velocidad es de alrededor de 2900 RPM. Para aplicaciones de velocidad constante el factor más importante es el tamaño del impulsor el cual está limitado por el tamaño del diámetro interno del casing del pozo.

### **Curvas de comportamiento de la bomba**

El comportamiento de las bombas BES es caracterizado por las curvas de comportamiento de la bomba, las que son graficadas en función de la tasa de bombeo y representan: la carga desarrollada por la bomba, la eficiencia de la bomba y la potencia mecánica requerida para accionar la bomba cuando bombea agua.

Esas curvas son obtenidas experimentalmente con agua fresca bajo condiciones controladas descritas en la norma API RP 11S2 a una temperatura operativa de 60 °F. Las pruebas sobre las bombas sumergibles son hechas accionando la bomba a una velocidad rotacional constante, usualmente 3500 RPM para servicio de 60 Hz, esta es la velocidad generalmente usada asumida como la velocidad actual de un motor BES completamente cargado teniendo una velocidad sincrónica de 3600 RPM. Debido a las tolerancias de fabricación y otros factores, puede existir una diferencia en el comportamiento de una bomba a otra del mismo diseño.

## 2. El motor BES

Los motores BES son motores eléctricos de tipo inducción trifásicos bipolares de jaula de ardilla. Estos motores son los más confiables debido al hecho de que su rotor no está conectado al suministro eléctrico. Dentro de la cubierta del motor y adjuntado a su estator, un cilindro hueco se compone de un gran número de discos de acero delgados empacados estrechamente llamados “laminaciones”. Esta solución previene la creación de corrientes parásitas excesivas en el metal del estator.

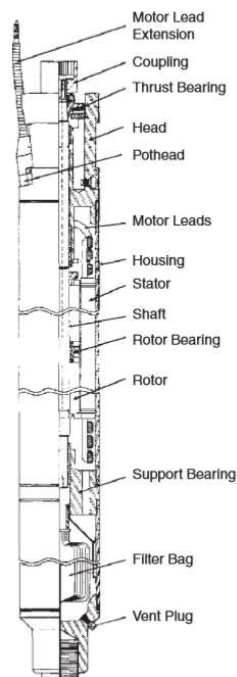


Figura 3 Principales partes de un motor BES (Takacs, 2009).

## **Características operacionales**

Los motores BES son muy diferentes de los motores eléctricos de uso en superficie, una de las diferencias más importantes es que los motores de superficie son generalmente enfriados por el aire circundante, mientras que los motores BES son enfriados por la transferencia de calor convectivo que ocurre en flujo de fluidos del pozo que pasan por el motor. Los motores con la misma potencia de placa están disponibles en diferentes combinaciones de voltaje y corriente, la razón es que la potencia eléctrica se define como el producto de esos dos parámetros. Así un motor con un requerimiento de voltaje bajo extrae una corriente más alta y viceversa, mientras que ambas podrían proporcionar la misma potencia eléctrica tasada.

### **3. Protector o sello**

Debido a que el motor debe llenarse con un aceite de alto esfuerzo dieléctrico, los motores BES operan a temperaturas elevadas, su está sellado completamente, estallaría su cubierta debido a la gran presión interna desarrollada por la expansión del aceite. Esta es la razón del porqué los motores BES deben mantenerse abiertos a su entorno, pero al mismo tiempo aún debe ser protegido de los efectos dañinos de los fluidos del pozo. Esto se proporciona conectando una sección de protector entre el motor y la bomba centrífuga.

#### **Operación básica**

El eje del protector, conectado entre la bomba centrífuga y el motor sumergible, está conectado en la parte superior del motor y a la parte inferior de la bomba. Es llenado con el mismo aceite de alto esfuerzo dieléctrico como el motor y proporciona comunicación directa al aceite del motor, permitiendo su expansión y contracción. Los cojinetes de empuje llevan todas las cargas axiales que pueden provenir de la bomba centrífuga, transmitida por el eje.

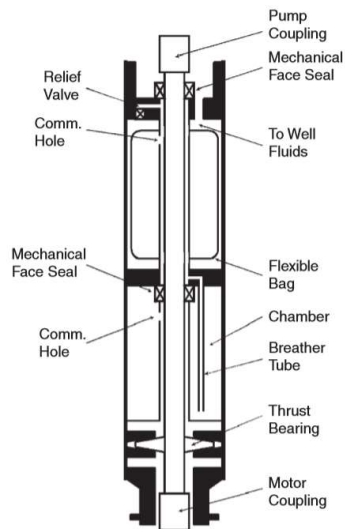


Figura 4 Dibujo esquemático de un Protector BES (Takacs, 2009).

Las principales partes del protector son:

1. Cojinete de empuje
2. Cámaras de aislamiento
3. Sello del eje

### 1. El separador de gas

El gas libre que en la bomba deteriora su rendimiento, esto es debido a la diferencia entre las gravedades específicas de líquidos y gases. La bomba centrífuga, al ser un dispositivo dinámico, imparte una alta velocidad rotacional en el fluido que entra a su impulsor, pero la cantidad de energía cinética pasada al fluido depende grandemente de la densidad del fluido dado. El líquido, al ser más denso que el gas, recibe una gran cantidad de energía cinética que, después de la conversión en la etapa de la bomba, incrementa la presión.

El separador trabaja sobre el principio de separación gravitacional forzando a cambiar la dirección del flujo de fluido y permitir el escape del gas libre dentro del anular del pozo. Los fluidos del pozo contienen burbujas de gas libre que entran al separador a través de la cubierta perforada. En el espacio anular formado por la cubierta y el tubo de soporte por donde circula el líquido libre de gas, las burbujas de gas se elevan, pero el líquido fluye hacia abajo.

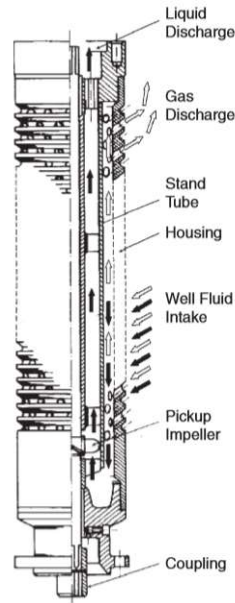


Figura 5 Construcción de un separador de gas de flujo inverso (Takacs, 2009).

## 2. El cable BES

La potencia eléctrica de superficie es transmitida al motor BES a través de un cable especial de potencia eléctrica trifásica que va desde superficie a la conexión del motor. Los cables BES trabajan bajo condiciones extremadamente severas y deben cumplir con requisitos tales como: ser de diámetro pequeño de manera que puedan ajustarse en el anular a lo largo del tubing del pozo, mantener sus propiedades dieléctricas bajo condiciones severas tal como una alta temperatura, y también debe estar bien protegido en contra de daño mecánico.

### Materiales del cable

Los cables de potencia BES son estructuras complejas cuyas partes estructurales son:

4. los tres conductores metálicos (generalmente cobre) que transportan la corriente alterna,
5. los aislamientos individuales de cada conductor que previenen cortocircuitos entre conductores,
6. la chaqueta (jacket), la cubierta protectora de los tres conductores que proporcionan el esfuerzo estructural y protección mecánica del cable y previene el contacto de los aislamientos con el entorno de fondo de pozo,

7. cubiertas suplementarias sobre el aislamiento proporcionan esfuerzo y protección adicionales a los componentes del cable, y
8. una armadura metálica (opcional) que proporciona protección mecánica mejorada durante las operaciones, así como reducir el hinchamiento de materiales aislantes subyacentes (debido al contacto con los fluidos del pozo).

Los cables están disponibles en dos configuraciones: redonda o plana. Los cables redondos son generalmente usados a lo largo de la sarta de tubing donde el espacio anular no es muy crítico y el cable puede ajustarse entre el diámetro exterior de los acoples del tubing y el diámetro drift del casing. Por otro lado, los cables planos con un requerimiento de espacio radial mucho más pequeño son necesarios para configuraciones de anular más pequeñas o a lo largo de la unidad BES cuyo diámetro externo es considerablemente más grande que el de la sarta de tubing.

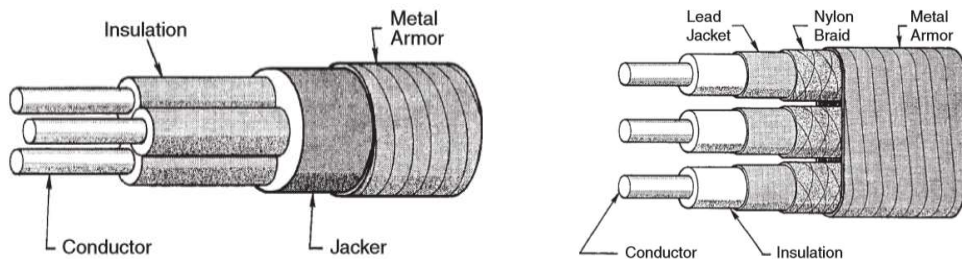


Figura 6 Construcción de un cable BES redondo (Takacs, 2009).  
 Figura 7 Construcción de un cable BES plano (Takacs, 2009).

El tamaño del cable se define por el tamaño de los conductores individuales usados en el cable. Se especifica usando el sistema de numeración AWG (American Wire Gauge) comúnmente usado en la industria del cable. Un número AWG más grande designa un cable más pequeño, los tamaños habituales fabricados en la industria BES son los N° 1, 2, 4 y 6.

### Características operativas

Las propiedades promedio de conductores de cobre típicos usados en la fabricación de cables BES son las siguientes:

AWG no.	No. of strands	Diameter in	Resistance @ 77°F Ω/1,000 ft	
			Bare	Coated
1	7 or 19	0.328	0.134	0.139
2	7	0.292	0.169	0.175
4	1	0.204	0.263	0.271
6	1	0.162	0.419	0.431

Figura 8 Propiedades promedio de conductores de cobre (Takacs, 2009).

Las condiciones operativas del cable BES son extremadamente afectadas por su temperatura. Debido a que el cable está suspendido en el anular del pozo en contacto cercano con la sarta de tubing su temperatura es el resultado de factores como: la temperatura ambiente, la cantidad de calor generado en el cable debido a la corriente eléctrica operativa, y la cantidad de calor disipado en el fluido estancado (líquido o gas) presente en el anular.

Cuando se analiza las condiciones operativas del cable BES se tiene que considerar que la temperatura del cable es una función de la temperatura ambiente del pozo y el efecto de calentamiento de la corriente alterna que fluye a través de este. Esta es la razón del porqué a altas temperaturas de pozo, a fin de no exceder la temperatura máxima del cable permisible, el nivel de corriente en el cable debe restringirse. La solución aceptada es la construcción de los llamados “cuadros de ampacidad” (o “ampacity charts”) para cables disponibles los cuales especifican la corriente permisible máxima como función de la máxima temperatura del pozo.

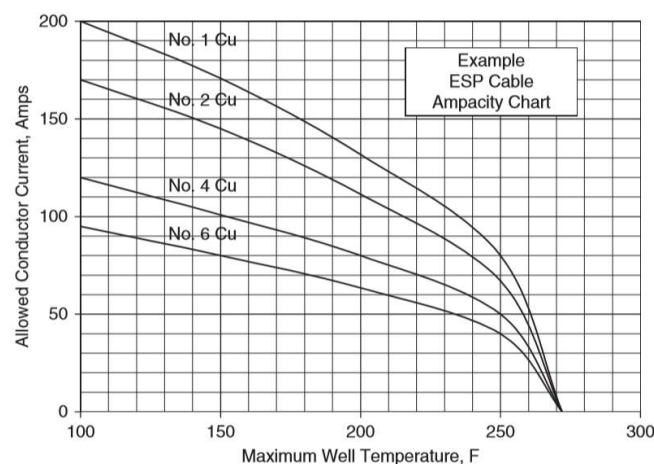


Figura 9 Cuadro de ampacidad típico para un cable BES (Takacs, 2009).



## 1. EQUIPO DE SUPERFICIE

### 1. Cabezal de pozo

Para instalaciones BES los cabezales de pozo especiales son usados para soportar el peso del equipo de subsuelo y para mantener el control del anular. Ellos tienen que proporcionar un sello positivo no solo alrededor del tubing sino también del cable. En uno de los principales cabezales usados, el cable de potencia de fondo de pozo se alimenta directamente a través del mismo cabezal.

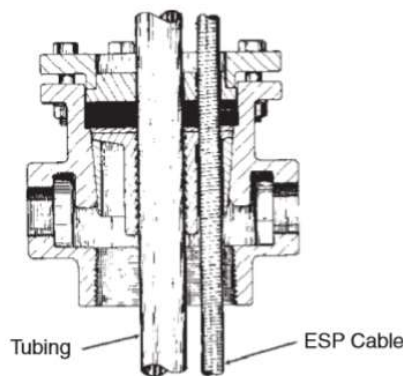


Figura 10 Cabezal de pozo tipo Hércules (Takacs, 2009).

### 2. Caja de venteo

El cable de alimentación que va desde el pozo debería conectarse al cable eléctrico de superficie que lleva al switchboard. Estos dos cables se unen en la caja de venteo (también llamada caja de conexiones o "junction box"), la cual es una caja ventilada a prueba de agua que realiza funciones importantes como: proporcionar la conexión eléctrica entre los cables de fondo de pozo y superficie, además de ventilar cualquier gas a la atmósfera, los cuales podrían alcanzar este punto debido a la migración de gases del pozo por cable de alimentación; la ventilación del gas elimina el peligro de fuego o explosión debido a que no se debe permitir que el gas viaje al switchboard.

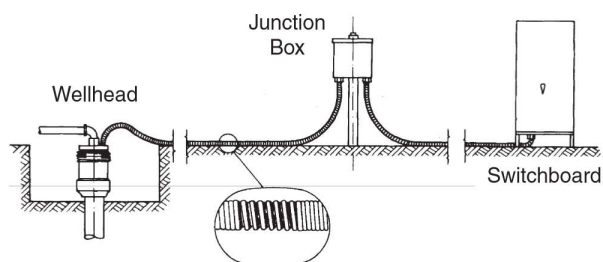


Figura 11 Arreglo de superficie de una unstalación BES (Takacs, 2009).

### **3. Switchboard**

Es el centro de control de una instalación BES convencional y actúa como un controlador de motor y, por consiguiente, controla la operación de toda la instalación. Tiene funciones como: proporcionar un encendido/apagado controlado del equipo BES al suministro de energía usando seccionadores de alta capacidad o contactores de vacío, y monitorear y grabar los parámetros operativos más importantes (tales como corrientes y voltajes de líneas, factor de potencia, etc.) Los switchboard estándar trabajan bajo frecuencia eléctrica constante y varían en tamaño, diseño, y potencias nominales. Después de un apagado automático debido a problemas de fondo de pozo o de superficie, la unidad BES se reinicia automáticamente después de un retraso de tiempo ajustable.

### **4. Transformadores**

En la mayoría de los casos, el voltaje de superficie disponible no es compatible con el voltaje de motor requerido y los transformadores deben usarse para proporcionar el nivel de voltaje correcto en superficie. La distribución de potencia en el campo es a un voltaje de 6000 voltios o más alto, mientras que el equipo BES opera a voltajes entre alrededor de 250 a 4000 voltios. Los transformadores para instalaciones BES son unidades llenas de aceite con auto enfriamiento y están disponibles en configuraciones estándar trifásica, de autotransformador trifásico o puede usarse un banco de tres transformadores monofásicos.

## **2. Procedimiento y Ecuaciones de diseño**

El diseño considerado en este trabajo es el Diseño Convencional. Una instalación BES convencional tiene las siguientes características:

1. El pozo produce solo una fase líquida, el cual puede ser petróleo limpio, petróleo-corte de agua, o casi completamente agua.
2. La cantidad de gas libre a la succión de la bomba, si lo hubiese, es muy baja de manera que pueda eliminarse fácilmente por un separador de gas de flujo inverso. Por lo tanto, no ocurre deterioro del rendimiento de la bomba sumergible.
3. La viscosidad del líquido producido es baja, de modo que no es necesario la corrección de las curvas de comportamiento de la bomba estándar.

4. La unidad BES se alimenta con corriente alterna con frecuencia constante.

### 1. Cálculos de influjo de pozo

El requerimiento básico para un diseño de instalación apropiada es la información exacta del comportamiento de influjo de pozo debido a que la selección de la bomba BES no puede hacerse sin el conocimiento de la tasa de líquido y el correspondiente nivel dinámico de líquido. Esos parámetros están interrelacionados y pueden calcularse de la curva de comportamiento de influjo del pozo.

La presión de fondo de pozo fluyente es calculada fácilmente con la siguiente ecuación, si el índice de productividad constante describe el influjo del pozo:

$$\begin{aligned}
 FBHP & \quad (\text{¡Error! No hay texto con el estilo especificado en el} \\
 & = SBHP - \frac{q}{PI} \quad \text{documento..1) }
 \end{aligned}$$

Donde:

SBHP = presión estática de fondo de pozo, psi

q = tasa de líquido, STB/día

PI = índice de productividad, STB/día/psi.

Por otro lado, si el influjo del pozo sigue el modelo de Vogel, se debe usar la siguiente correlación:

$$\begin{aligned}
 \frac{q}{q_{max}} & = 1 - 0.2 \frac{p_{wf}}{p_R} \quad (\text{¡Error! No hay texto con el estilo especificado en el} \\
 & \quad - 0.8 \left( \frac{p_{wf}}{p_R} \right)^2 \quad \text{documento..2) }
 \end{aligned}$$

En base a la presión de fondo de pozo fluyente en los disparos, la presión a la succión de la bomba (presión de entrada de la bomba, en inglés PIP) se encuentra de la siguiente ecuación, usando el gradiente de fluido válido en el anular por debajo de la profundidad de asentamiento de la bomba:

$$\begin{aligned}
 PIP & = FBHP - (L_{perf} \quad (\text{¡Error! No hay texto con el estilo especificado en el} \\
 & \quad - L_{set}) grad_l \quad \text{documento..3) }
 \end{aligned}$$

Donde:

$L_{perf}$  = TVD de los disparos, pie

$L_{set}$  = TVD del asentamiento de la bomba, pie

$grad_l$  = gradiente de fluido en el anular, psi/pie

El gradiente del fluido se calcula mediante:

$$grad_l = 0.433 * (BSW * \gamma_{water} + (1 - BSW) * \gamma_{oil})$$

El conocimiento de la presión de entrada de la bomba permite verificar la existencia de gas libre en la succión de la bomba. Para este propósito, primero se calcula la razón gas/petróleo de la solución en la entrada de la bomba. En la falta de datos PVT medidos, puede usarse la correlación de presión de punto de burbuja de Standing:

$$R_s = \gamma_g \left( \frac{PIP}{18 * 10^7} \right)^{1.205}$$

Donde:

$$\gamma = 0.00091 T - 0.0125 \text{ } ^\circ API$$

PIP = presión de entrada de la bomba, psi

T = temperatura de succión, °F

$\gamma_g$  = gravedad específica del gas, adimensional

API = gravedad API del petróleo, adimensional.

Si en los datos iniciales no hay el grado API sino la gravedad específica del petróleo, se usa la siguiente ecuación:

$$^\circ API = \frac{141.5}{\gamma_{oil}} - 131.5$$

Comparando el valor calculado de  $R_s$  a la razón de producción gas/petróleo (GOR), puede establecerse si una fase de gas libre está entrando en la bomba sumergible.

$$R_{free} = GOR - R_s \text{ (¡Error! No hay texto con el estilo especificado en el documento..7)}$$

Generalmente las bombas BES pueden manejar pequeñas cantidades de gas libre, y puede usarse la correlación de Turpin para determinar si este es el caso. Si no, luego la instalación debe diseñarse con el procedimiento desarrollado para pozos con altas razones gas/líquido.

Finalmente, la tasa volumétrica de líquido en sitio a manejarse por la bomba BES se encuentra de la ecuación de tasas de flujo de petróleo y agua:

$$q_o = Q_t * (1 - BSW) \text{ y } q_w = Q_t * BSW$$

$$q'_t = q_o B_o + q_w B_w \text{ (¡Error! No hay texto con el estilo especificado en el documento..8)}$$

Donde:

$q_o$  = tasa volumétrica de petróleo, STB/día

$q_w$  = tasa volumétrica de agua, STB/día

$B_o$  = factor volumétrico de petróleo a la presión de succión de la bomba, bbl/STB

$B_w$  = factor volumétrico del agua a la presión de succión de la bomba, bbl/STB.

En la fórmula anterior, el factor volumétrico del agua generalmente se toma como la unidad, y el factor volumétrico del petróleo puede obtenerse de la correlación de Standing:

$$B_o = 0.972 + 1.47 \cdot 10^{-4} F^{1.175} \text{ (¡Error! No hay texto con el estilo especificado en el documento..9)}$$

Donde:

$$F = R_s \left( \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25 T \text{ (¡Error! No hay texto con el estilo especificado en el documento..10)}$$

$\gamma_o, \gamma_g$  = gravedades específicas del petróleo y gas, adimensionales

$R_s$  = Razón gas/petróleo en solución, scf/STB

$T$  =temperatura de succión, °F.

A fin de encontrar el volumen actual de gas, se debe calcular el factor volumétrico del gas, para el cual se debe conocer el factor de desviación del gas mediante la correlación de Papay.

$$Z = 1 - \frac{3.52 p_{pr}}{10^{0.9813 T_{pr}}} + \frac{0.274 p_{pr}^2}{10^{0.8157 T_{pr}}} \quad (\text{¡Error! No hay texto con el estilo especificado en el documento..11})$$

Donde:  $p_{pr} = \frac{PIP}{p_{pc}}$  y  $T_{pr} = \frac{T_a}{T_{pc}}$ , son la presión y temperatura pseudo reducida.

Y la presión y temperatura pseudo crítica se calculan mediante la correlación de Hankinson-Thomas-Phillips:

$$P_{pc} = 709.6 - 58.7 \gamma_g \quad (\text{¡Error! No hay texto con el estilo especificado en el documento..12})$$

$$T_{pc} = 170.5 + 307.3 \gamma_g \quad (\text{¡Error! No hay texto con el estilo especificado en el documento..13})$$

Entonces se puede calcular el factor volumétrico del gas:

$$\beta_g = 0.0283 \frac{Z T_a}{PIP} \quad (\text{¡Error! No hay texto con el estilo especificado en el documento..14})$$

Donde:

PIP = presión de entrada de la bomba, psi

T<sub>a</sub> = Temperatura del intake, °R

La tasa volumétrica de gas libre (cf/d) se encuentra mediante:

$$q_{free} = R_{free} * q_o * \beta_g \quad (\text{¡Error! No hay texto con el estilo especificado en el documento..15})$$

Y este valor convertido a bpd:

$$q_{free}(bpd) = \frac{q_{free}}{5.61}$$

Si el volumen de gas libre es mayor al 10%, entonces es necesario un separador de gas.

## 2. Cálculos TDH

A fin de determinar el número requerido de etapas de la bomba en una fase posterior del proceso de diseño, tiene que determinarse la cabeza total a vencer por la bomba BES. Esto es llamado la cabeza total dinámica (del inglés “total Dynamic head” o TDH), y es la suma de componentes como:

1. La presión del cabezal de pozo a la tasa de producción de líquido dada,
2. La presión hidrostática neta que actúa en la bomba, y
3. La caída de presión friccional que ocurre en la sarta de tubing a la tasa de líquido dada.

El segundo término es igual a la profundidad vertical verdadera (TVD) del nivel de líquido dinámico, la profundidad donde se estabiliza el nivel de fluido en el anular del casing mientras la produce la tasa de líquido deseada. Esta se encuentra fácilmente del valor de la presión de entrada de la bomba (PIP) que se asumen que la columna de petróleo existe en el anular por encima de la profundidad de asentamiento de la bomba:

$$L_{dyn} = \frac{L_{set} grad_o + CHP - PIP}{grad_o - grad_g} \quad (\text{iError! No hay texto con el estilo especificado en el documento..16})$$

Donde:

$L_{set}$  = TVD de asentamiento de la bomba, pie

PIP = presión de entrada de la bomba, psi

CHP = presión de cabezal de casing, psi

$grad_o$  ,  $grad_g$  = gradientes de petróleo y gas en el anular, psi/pie.

La pérdida de cabeza friccional en la sarta de tubing puede estimarse gráficamente o puede calcularse de la fórmula de Hazen-Williams:

$$\Delta H_{fr} = \Delta h_{fr} \frac{L_t}{1000} \quad (\text{iError! No hay texto con el estilo especificado en el documento..17})$$

Donde:

$L_t$  = longitud del tubing medida a la prof. de asentamiento de la bomba, pie.

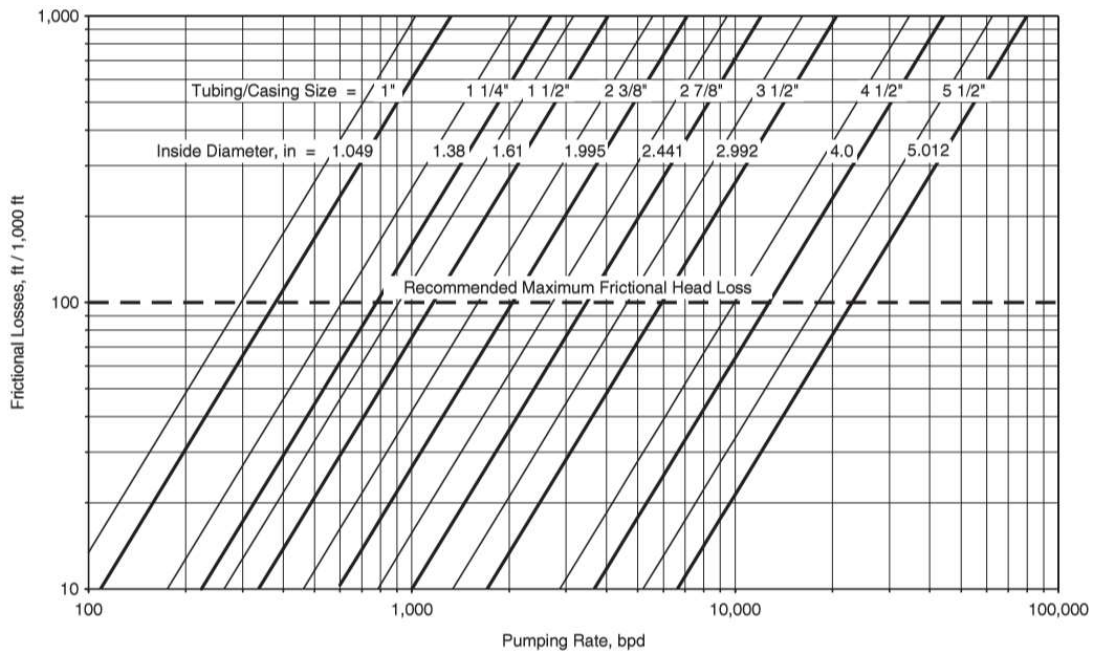


Fig. A.1 Diagram to estimate frictional head losses versus pumping rate in standard API tubing and casing

Figura 12 Diagrama para estimar las pérdidas de cabeza friccional versus la tasa de bombeo en tubing y casing API estándar (Takacs, 2009).

El valor de TDH es calculado en unidades de carga (head), pie, mediante:

$$TDH = \frac{2.31}{\gamma_l} (WHP - CHP) + L_{dyn} + \Delta H_{fr} \quad (\text{¡Error! No hay texto con el estilo especificado en el documento..18})$$

Donde:

WHP = presión de producción de cabezal de pozo, psi

CHP = presión de cabezal de casing, psi

$L_{dyn}$  =TVD del nivel dinámico de líquido, pie

$\Delta H_{fr}$  = pérdida de cabeza friccional en la sarta de tubing, pie

$\gamma_l$  = gravedad específica del líquido producido, adimensional.

## 1. Selección de la bomba

La selección de la bomba BES apropiada para operar en un pozo dado involucra:

### 1. Serie de la bomba



Como con todos los componentes BES, el criterio de selección más importante es que la bomba seleccionada debería ajustarse en la sarta de casing del pozo; las bombas centrífugas son fabricadas en diferentes diámetros exteriores. Para facilitar el proceso de selección hay tablas que contienen los diámetros externos de las bombas BES disponibles que son publicados por los fabricantes.

## 2. Tipo de bomba

La selección del tipo de bomba está basada en la comparación de la tasa de producción de líquido deseada del pozo y los rangos de capacidad del líquido recomendados de los tipos de bomba disponibles. El tipo de bomba seleccionado debería:

1. Tener la tasa de líquido requerida dentro de su rango de capacidad óptimo, y
2. Tener la tasa que pertenece a su mejor punto de eficiencia para para conseguir la tasa deseada.

### 1. Número de etapas

Se debe usar las curvas de rendimiento del tipo de bomba seleccionada, proporcionado por el fabricante. Estas curvas contienen, en función de la tasa de bombeo, parámetros operacionales medidos como: la carga desarrollada, la eficiencia, y la potencia requerida, todos para un número de etapas (generalmente uno). A fin de determinar el número de etapas requerido, se debe leer la carga desarrollada para una etapa a la tasa de producción de líquido deseada y usar la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} \text{Stages} & & (\text{¡Error! No hay texto con el estilo especificado en el} \\ & = \frac{TDH}{\text{head/stage}} & \text{documento..19)} \end{aligned}$$

Donde:

head/stage = carga desarrollada por una etapa de la bomba seleccionada, pie.

## 2. Resistencia mecánica de la bomba

En la bomba seleccionada debe revisarse la resistencia mecánica del eje de la bomba y la cubierta de la bomba para asegurar que la carga del eje y/o de la cubierta no excedan los límites especificados por el fabricante. La resistencia de los ejes de bomba es dada por el fabricante especificando la potencia permisible máxima que el eje puede transmitir a la frecuencia de 60 Hz. Después de leer la potencia necesaria por etapa, de

la curva de rendimiento de la bomba seleccionada, a la tasa de líquido deseada, se puede encontrar la potencia total necesitada mediante:

$$BHP_{pump} = \frac{BHP}{stage} Stages \gamma_l \quad (\text{¡Error! No hay texto con el estilo especificado en el documento..20})$$

Donde:

BHP/stage = la potencia necesitada para accionar una etapa de bomba, HP/stage

Stages = el número seleccionado de etapas de bomba, adimensional

$\gamma_l$  = gravedad específica del líquido producido, adimensional.

La potencia total requerida debe ser menor que la potencia máxima permisible del eje de bomba, encontrado en las especificaciones técnicas del fabricante. Los fabricantes también deben especificar la resistencia mecánica de la cubierta de bomba publicando la presión interna permisible para sus bombas, esta presión debería compararse a la presión interna máxima posible, la cual ocurre cuando la bomba desarrolla la carga máxima; deben usarse las curvas de rendimiento para encontrar el valor de la carga máxima por etapa, de donde se encuentra la presión interna máxima:

$$P_{max} = \left( \frac{head}{stage} \right)_{max} Stages grad_l \quad (\text{¡Error! No hay texto con el estilo especificado en el documento..21})$$

Donde:

$(head/stage)_{max}$  = carga de cierre desarrollada por una etapa de bomba, pie

Stages = el número seleccionado de etapas de bomba, adimensional

$grad_l$  = gradiente de fluido, psi/pie.

Para una operación segura, la presión máxima calculada debe ser menor que la presión de estallido nominal de la cubierta de la bomba.

## 2. Selección del protector

La función más importante que realiza el protector de la unidad BES, es absorber el empuje axial desarrollado en la bomba, esta es la razón porqué los protectores son

seleccionados principalmente en la base de carga de empuje desarrollada calculada por la bomba.

El único empuje que ocurre en bombas que tienen un impulsor flotante es el empuje descendente (del inglés "downthrust") en el eje de la bomba debido a que el eje es expuesto a un gran diferencial de presión. Debido a que esta carga es transferida directamente al protector, la carga en el cojinete de empuje del protector se encuentra con la siguiente ecuación:

$$F_{TB} = 0.785 p_{max} d^2 \quad (\text{¡Error! No hay texto con el estilo especificado en el documento..22})$$

Donde:

$p_{max}$  = presión interna máxima en la bomba, psi

$d$  = diámetro del eje de la bomba, in.

En bombas de impulsor fijo, se desarrollan altas cargas axiales en las etapas de la bomba debido a que los impulsores están axialmente fijos al eje. Las fuerzas de empuje se desarrollan en los impulsores, por lo tanto, son transferidos directamente al cojinete de empuje del protector.

### 3. Selección del motor

Al igual que con la bomba, la serie del motor denota el diámetro exterior del motor; debería preferirse la serie con el diámetro exterior más grande que puede operar en el casing del pozo. Para el cálculo de las velocidades de flujo en el anular, formado por el casing y la bomba BES, que debe enfriar el motor, se usa la ecuación:

$$v_l = 0.0119 \frac{q'_l}{ID_c^2 - OD_m^2} \quad (\text{¡Error! No hay texto con el estilo especificado en el documento..23})$$

Donde:

$q'_l$  = tasa de flujo de líquido en sitio, bpd

$ID_c$  = diámetro interior de la sarta de casing, in

$OD_m$  = diámetro exterior del motor, in.

El criterio para seleccionar el motor con la capacidad de potencia apropiada es el requerimiento de potencia del sistema BES, el cual consiste en las potencias necesitadas para operar la bomba, el protector, y el separador de gas (si es usado). Debido a que los motores BES son fabricados con varias potencias nominales discretas, se debería escoger un motor con una placa de identificación (“nameplate”) nominal por encima de la potencia requerida del sistema.

La demanda de corriente actual del motor se calcula de los datos de la placa del motor seleccionado y los requerimientos de la potencia del sistema:

$$I = I_{np} \frac{BHP_{system}}{HP_{np}} \quad (\text{¡Error! No hay texto con el estilo especificado en el documento..24})$$

Donde:

$I_{np}$  = corriente de la placa del motor, amperios

$HP_{np}$  = potencia de la placa del motor, HP

$BHP_{system}$  = requerimiento de potencia del sistema BES, HP.

#### 4. Selección del cable de alimentación

La selección del cable de alimentación eléctrica no es solo una tarea técnica, sino que también requiere consideraciones económicas. Cuando se diseña una instalación BES se selecciona el cable correcto determinando: su longitud, tipo, y tamaño requeridos, con las consideraciones apropiadas de todas las condiciones operativas.

##### 1. Longitud del cable

La longitud del cable de alimentación se determina de la profundidad operativa del motor a la cual se agrega una longitud suficiente necesitada para la conexión segura del equipo de superficie (alrededor de 100 pies). El cable principal (generalmente redondo) debería llegar a la parte superior de la unidad BES donde una extensión del cable del motor (generalmente una sección de cable plano) que se une al conector (pothead) del motor.

##### 2. Tamaño del cable

Antes de la aplicación de métodos de optimización se usaban una de las siguientes reglas generales para seleccionar el tamaño del cable de potencia:

1. Se escoge el cable con una caída de voltaje de menos de 30 voltios por cada 1000 pies de longitud de cable.
2. Se selecciona el cable con la caída de voltaje total menor al 5% del voltaje del nameplate del motor.

### 1. Arranque del motor

El tamaño del cable seleccionado afecta las condiciones operativas del motor en especial después del arranque. En el arranque del sistema, los motores BES consumen corrientes instantáneas cinco veces más grandes que la corriente de su nameplate. Un inicio normal requiere alrededor del 50% del voltaje de la placa del motor a estar disponible en los terminales del motor. Se puede comprobar la cooperación del cable y motor a las condiciones de arranque mediante la ecuación, la cual relaciona los voltajes de arranque y del nameplate del motor:

$$\frac{U_{start}}{U_{np}} = \frac{U_{np} - 4 I R_T}{U_{np}} \quad (\text{¡Error! No hay texto con el estilo especificado en el documento..25})$$

Donde:

$U_{np}$  = voltaje de la placa del motor, voltios

$I$  = corriente requerida del motor, amperios

$R_T$  = resistencia del cable, ohmios.

El tamaño del cable seleccionado es satisfactorio si esta razón es más grande que 0.5, debido a que en esas condiciones más del 50% del voltaje del nameplate alcanza los terminales del motor y no ocurrirán problemas de arranque.

### 2. Selección del Switchboard y Transformador

En esta parte del diseño, la información más importante es la potencia máxima del sistema BES requerida en superficie. Esta puede encontrarse del voltaje de superficie necesario y la corriente del motor. El voltaje de superficie está compuesto de la terminal requerida del motor (nameplate) más la caída de voltaje a través del cable de potencia. Entonces el requerimiento de voltaje en superficie de la instalación se calcula por:

$$U_{surf} \quad (\text{¡Error! No hay texto con el estilo especificado en el documento..26})$$

$$= U_{np} + 1.732 R_T I$$

Donde:

$U_{np}$  = voltaje de la placa del motor, voltios

$I$  = corriente requerida del motor, amperios

$R_T$  = resistencia del cable, ohmios.

De los modelos disponibles, se selecciona un switchboard con un voltaje nominal por encima del valor calculado con la ecuación anterior. La potencia nominal del switchboard (en unidades de kVA) se encuentra usando la ecuación:

$$P_{surf} = \frac{\sqrt{3} U_{surf} I}{1000} \quad (\text{¡Error! No hay texto con el estilo especificado en el documento..27})$$

$$= 0.001732 U_{surf} I$$

Donde:

$U_{surf}$  = voltaje requerido de superficie, voltios

$I$  = corriente requerida del motor, amperios.

## CAPÍTULO III

### 3. DISEÑO METODOLÓGICO

#### 1. Tipo de Estudio

La metodología que se va a seguir en este trabajo es de tipo inductivo-deductivo.

La presente investigación es de tipo exploratoria-descriptiva, ya que se buscará información y se seleccionará un pozo del campo Sacha, de un conjunto de pozos establecidos por (Guerrón Cortez & Robalino Lavayen, 2013) en su tesis, y se planteará el diseño del sistema de bombeo electro sumergible para el pozo seleccionado.

#### 2. Población y Muestra

La población involucrada en el desarrollo de este trabajo la conforman los pozos del campo Sacha, en los cuales se desee optimizar la producción de petróleo, mediante la implementación del bombeo electro sumergible.

En la tesis desarrollada por (Guerrón Cortez & Robalino Lavayen, 2013), se determinó la factibilidad del cambio de bombeo hidráulico a electro sumergible en 5 pozos del campo Sacha; en este estudio la muestra es uno de esos pozos candidatos, que presente mejores condiciones para realizar el cambio de sistema de levantamiento.

Se realiza una breve descripción del análisis de los pozos considerados en el estudio de (Guerrón Cortez & Robalino Lavayen, 2013), y que conforman la población del presente trabajo:

1. Sacha 53A. Este pozo produce por bombeo hidráulico, y se llega a la conclusión que no es necesario hacer cambio de sistema de levantamiento, ya que puede ocurrir problemas operativos con el sistema BES.
2. Sacha 115. Este pozo produce por bombeo hidráulico y muestra preferencia por el sistema BES, y se recomienda el cambio a este sistema para aumentar la producción, o al menos mantenerla.
3. Sacha 140D. Este pozo también produce por bombeo hidráulico y se recomienda el cambio al sistema BES para aumentar la producción ya que muestra preferencia por este sistema.

4. Sacha 146A. Este pozo produce por bombeo hidráulico y muestra mayor preferencia por este sistema a que el sistema BES, se recomienda trabajos de workover para aumentar la producción.
5. Sacha 170A. Este pozo produce por bombeo hidráulico, y no se recomienda el cambio de sistema de levantamiento, ya que presenta mayor preferencia hacia dicho sistema.

Después de revisar antecedentes de los pozos del campo Sacha y posibles candidatos a cambio de sistema de levantamiento y la disponibilidad de información, el pozo de interés en este trabajo es el pozo Sacha-140D. El pozo Sacha 115 no se considera como muestra en el presente estudio debido a que después de la revisión de literatura se encontró que ya se lo ha considerado en otros estudios. Se recolectó la información disponible del pozo de la bibliografía revisada para el desarrollo del trabajo.

Para el diseño apropiado de una instalación BES es necesario el conocimiento de muchos datos diferentes. Y tal vez el dato más importante es la información confiable de productividad del pozo, de manera que pueda conseguirse la tasa deseada de fluido del pozo.

Los datos de entrada necesarios varían según la información disponible de las condiciones del pozo, pero pueden agruparse de la siguiente manera según se establece en (Takacs, 2009):



Datos físicos del pozo	Tamaños, pesos y profundidades de asentamiento del casing y liner
	Tamaño, tipo, peso y rosca del tubing
	Profundidad total del pozo
	Profundidad de los disparos o intervalo del hoyo abierto
	Datos de inclinación del pozo
Datos del comportamiento del pozo	Presión del cabezal de tubing a la tasa deseada
	Presión de cabezal de tubing
	Tasa de producción de líquido deseada
	Presión de fondo de pozo estática o nivel estático de líquido
	Presión de fondo fluyente o nivel dinámico
	Datos de productividad
	Razón de producción gas/petróleo
	Corte de agua o razón de producción agua/petróleo
Temperatura de fondo de pozo a la tasa deseada de líquido	
Propiedades del fluido	Gravedad específica o °API del petróleo producido.
	Gravedad específica del agua
	Gravedad específica del gas producido
	Presión del punto de burbuja
	Viscosidad del petróleo producido
	Datos PVT de los fluidos producidos
Parámetros de la fuente de alimentación de superficie	Voltaje primario disponible en el sitio del pozo
	Frecuencia de la fuente de alimentación
	Capacidad de la fuente de alimentación disponible
Condiciones operativas inusuales	Producción de abrasivos, especialmente arena
	Deposición de parafinas
	Formación de emulsiones
	Tipo y severidad de la corrosión
	Temperaturas de pozo extremadamente altas

## 1. Generalidades del campo

El campo Sacha está localizado en la región Amazónica del Ecuador, en la provincia de Orellana, dentro de la zona del cantón Joya de los Sachas. Está delimitado al Norte por las estructuras Palo Rojo, Eno, Ron y Vista; al Sur por los campos Culebra y Yulebra; al

Este por los campos Mauro Dávalos Cordero, Shushufindi-Aguarico, Limoncocha y Pacay, mientras que al Oeste por los campos Pucuna, Paraíso y Huachito (Calva Jiménez, 2019).

La administración del campo Sacha se puede dividir en varias etapas (Río Napo, 2015). A partir del año 1972 la empresa TEXACO inicia la producción del Campo Sacha. En los primeros dos años se alcanzaron importantes valores de producción, sobre los 80.000 BPPD, la misma que posteriormente se redujo a menos de 50.000 BPPD. En una segunda etapa el Campo fue operado por el consorcio CEPE- TEXACO, el promedio de producción estuvo sobre los 60.000 BPPD.

En la tercera etapa el campo pasó a ser operado por PETROPRODUCCIÓN, período en el que hubo un descenso a valores menores a 40.000 BPPD. A partir del año 2005 y hasta el 2009, en el campo se incrementó la producción hasta llegar a 48.919 BPPD. En noviembre del año 2009 inicia la cuarta etapa, en donde la empresa mixta público-privada Operaciones Río Napo CEM toma la operación del Campo Sacha con una producción diaria de 50.843 barriles de petróleo.

Según el Reporte Gerencial de Petroamazonas, el 1 de agosto de 2016, Petroamazonas EP y Operaciones Río Napo CEM, suscribieron el Acta de Entrega Operativa del campo Sacha, con el cual se efectivizó su devolución a la empresa estatal. Al mes de noviembre del 2018, el campo cuenta con un total de 429 pozos perforados, de los cuales 240 son productores activos, 11 reinyectores, 9 inyectores, 165 se encuentran cerrados y 4 abandonados; además la tasa de producción se encuentra entre los 67.000 y 70.000 BPPD (Calva Jiménez, 2019).

Actualmente el campo cuenta con cuatro estaciones:

1. Sacha Norte 1
2. Sacha Norte 2
3. Sacha Central
4. Sacha sur

Las formaciones geológicas productoras son Hollín y Napo, y la litología de sus yacimientos se detalla a continuación:

1. Hollín Principal: "Consiste en una arenisca cuarzosa, de grano medio a grueso (fino en menor proporción) con porosidad de alrededor del 18% en promedio, con ocasionales intercalaciones de niveles limosos y arcillosos".

2. Hollín Superior: “Corresponde a una arenisca cuarzosa - glauconítica, calcárea, de grano fino a medio, con una porosidad media del 14% con intercalaciones lutáceas”.
3. T Principal: “Forma la sección arenosa de mayor continuidad vertical y lateral dentro de la secuencia genética T. Su espesor total varía entre 20’ – 90’ y se encuentra más desarrollada en la parte del centro del campo, disminuyendo su espesor hacia el norte y sur del mismo”.
4. T Superior: “Su espesor total oscila entre 30’ y 100’, siendo más discontinua y heterogénea que T principal ya que presenta frecuentes intercalaciones arcillosas y menos calcáreas”.
5. Arenisca U: “Es una arenisca cuarzosa con feldespatos y fragmentos líticos en menor proporción. Entre los minerales accesorios se describen circón, muscovita y glauconita. Su valor promedio de porosidad es del 17%.” (Calva Jiménez, 2019).

Se presentan parámetros PVT de los yacimientos más representativos del campo:

Reservorio	PARÁMETROS								
	Pb (PSI)	Pi (PSI)	T (°F)	GOR (PCS/BN)	Gravedad (API)	Bo (BY/BN)	G. GAS	Coil (1/psi) x10 <sup>-6</sup>	μ oil (cp)
HS	550	4450	225	124	27,3	1,133	1,356	9,2	1,4
HI	78	4450	225	24	27,1	1,163	1,577	5,7	3,7
BT	807	3587	181	150	24,1	1,117	1,099	7	2,5
T	1293	4146	215	412	30,3	1,361	1,257	9,02	1,6
U	1052	4054	211	260	25,3	1,245	1,138	8,02	1,8

Figura 13 Datos PVT del campo Sacha (Mera González & Villacís Recalde, 2018).

Como se mencionó anteriormente, la muestra de este trabajo es el pozo Sacha 140D, y para continuar con el desarrollo del trabajo se recolectó información general y antecedentes como se detalla a continuación.

### 1. Pozo Sacha-140D

El pozo Sacha-140D está ubicado en la estación Sacha Norte 1. El pozo fue perforado en octubre del 2007 y completado en noviembre del año 2007, y comenzó su producción con la unidad MTU evaluando el yacimiento Hollín Inferior. En febrero del 2011 se baja completación definitiva para producir con el sistema de bombeo hidráulico con cavidad PL-II clase “B” (Sánchez Carranza, 2012). Actualmente produce de la arena U Inferior.

Los intervalos de disparos del pozo son:

U Inferior 10312' – 10326' (14') @ 5 DPP

Hollín Inferior 10782' – 10790' (8') @ 5 DPP

Y el índice de productividad de la arena Hollín Inferior, correspondiente a una prueba de Build Up realizada en el año 2007, es de 2.9 BPPD/PSI (Guerrón Cortez & Robalino Lavayen, 2013). Se presentan los resultados y el análisis del último trabajo de Work Over realizado en el pozo, con fecha de 27 de febrero del 2011, cuyo objetivo fue Punzonar con cable arena "UI", y Completar para bombeo hidráulico.

PRUEBAS	FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API	MET.	RPG	OBSERVACION
ANTES	13-Feb-11	Hi	387	85	27	PPH		Cerrado por pescado
DESPUES	11-Mar-11	Ui	531	4	24	PPH	NR	Jet – 10 i

Figura 14 Resultados del trabajo de W.O #1 (Guerrón Cortez & Robalino Lavayen, 2013).

El estado, a fecha 2013, del pozo produciendo es de 2522 BFPD, 767 BPPD de 27° API, con 70 % BSW. El pozo tiene tasa de producción autorizada de 800 BPPD para la arena Hollín desde el 05 de marzo del 2008. La producción acumulada de la arena Hollín inferior, a abril del 2009, es de 473.989 barriles de petróleo.

El diagrama de completación del pozo en estudio, del cual se obtuvo información para el diseño, se muestra en los anexos. La información del pozo de interés se recolectó de las siguientes fuentes bibliográficas disponibles: (Guerrón Cortez & Robalino Lavayen, 2013), (Sánchez Carranza, 2012), y (Pesántez Rivadeneira, 2016), pero una limitación en la confiabilidad de dicha información debido a su fecha de adquisición puede causar cierto grado de error en los cálculos y diseño resultante. Por ello en la siguiente tabla se incluye tanto información del índice de productividad como presión promedio del reservorio y presión de burbuja para determinar el IP y tener resultados más exactos.

#### POZO SACHA 140D

##### Datos físicos del pozo

Diámetro interior del casing (in):	7
Diámetro interior del tubing – API EUE (in):	2.992

Diámetro exterior del tubing (in):	3.5
Calidad de la tubería (nueva/usada):	Usada
Profundidad de los disparos (ft):	Tope: 10782 Base: 10790
Profundidad de asentamiento de la bomba (ft):	10536
<b>Datos de comportamiento del pozo</b>	
Presión promedio del reservorio (psi):	4239
Presión en cabeza en tubing a la tasa deseada (psi):	100
Presión en cabeza en casing a la tasa deseada (psi):	20
Corte de agua (%):	70
Razón gas/petróleo de producción (scf/bbl):	59
Temperatura de succión de la bomba (°F):	225
Tasa deseada de líquido (STB/día):	2522
Presión de burbuja (psi):	78
Presión de fondo de la prueba B'Up (psi):	3868
Caudal de petróleo de la prueba B'Up (STB/día):	1075
Índice de productividad (bpd/psi):	2.9
<b>Propiedades del fluido</b>	
°API del petróleo:	27
Gravedad específica del agua:	1
Gravedad específica del gas:	1.356
<b>Datos de suministro eléctrico</b>	
Voltaje disponible en superficie (volts):	13600

Tabla 2 Datos del pozo Sacha 140D.

## CAPÍTULO IV

### 6. DESARROLLO DE LA PROPUESTA

#### 1. DESARROLLO DEL ALGORITMO COMPUTACIONAL

El algoritmo desarrollado en este trabajo se implementó en el lenguaje de programación Java, y se basa en procedimientos establecidos en varias fuentes (Takacs, 2009).

El algoritmo comprende el diseño convencional del sistema de bombeo electro sumergible, no involucra diseño de separador de gas, ni VSD, solo permite realizar cálculos de gas libre en el caso de tener una cantidad considerable gas a la entrada de la bomba.

Se presenta el diagrama de flujo del proceso de diseño:

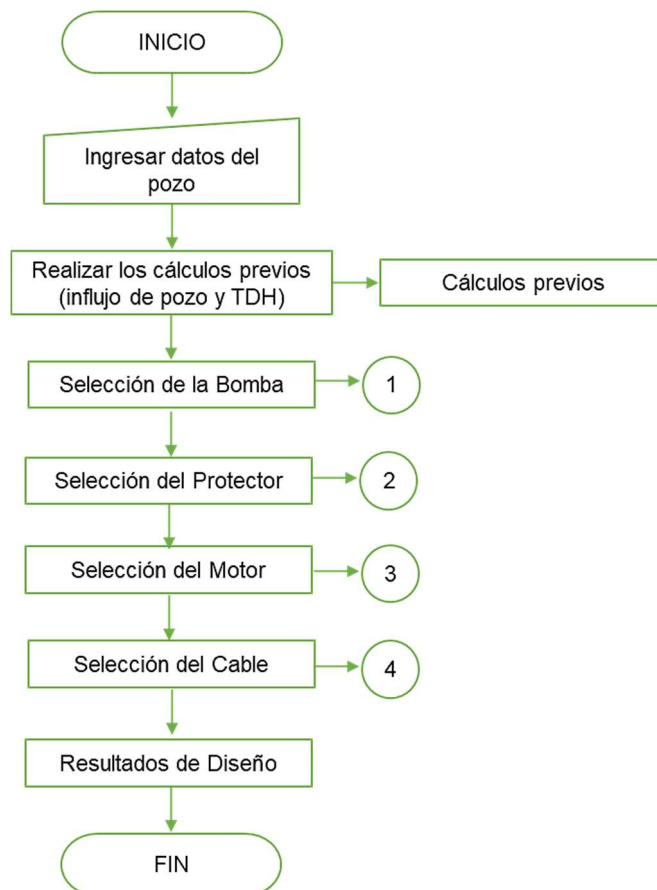


Figura 15 Diagrama de flujo del algoritmo desarrollado (parte 1).

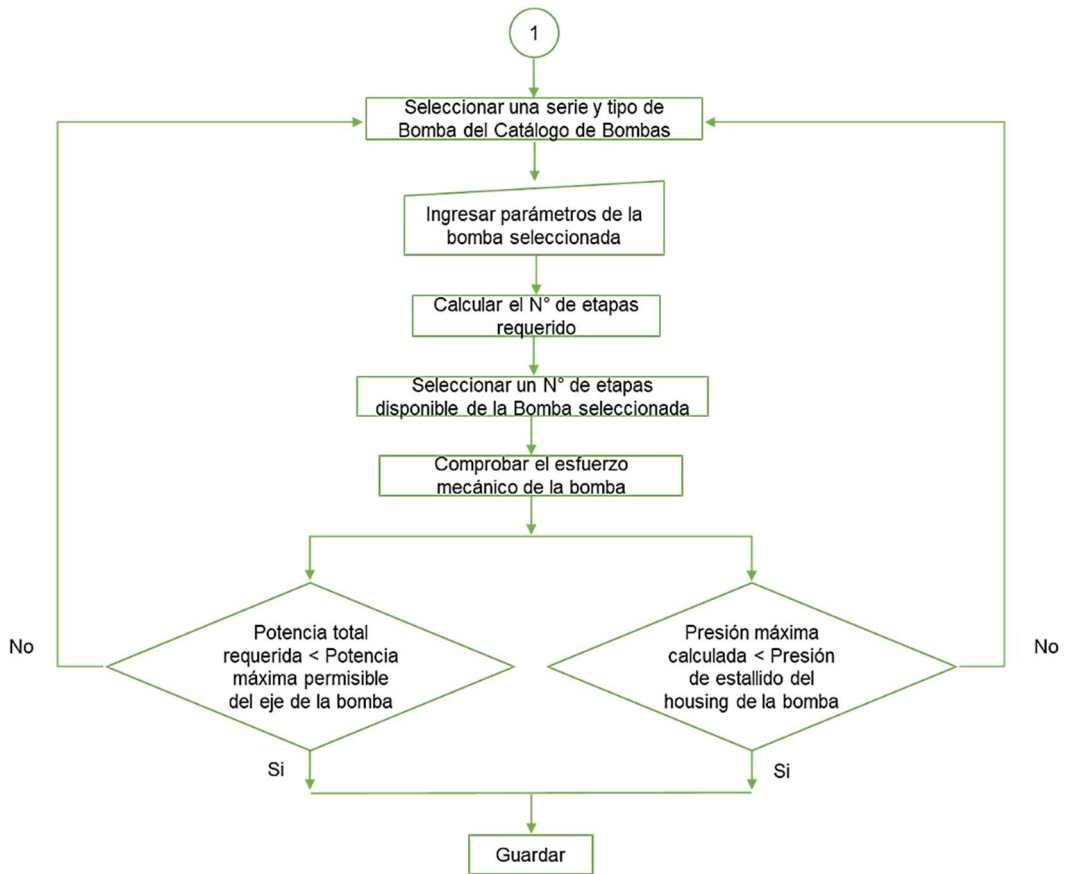


Figura 16 Diagrama de flujo del algoritmo desarrollado (parte 2).

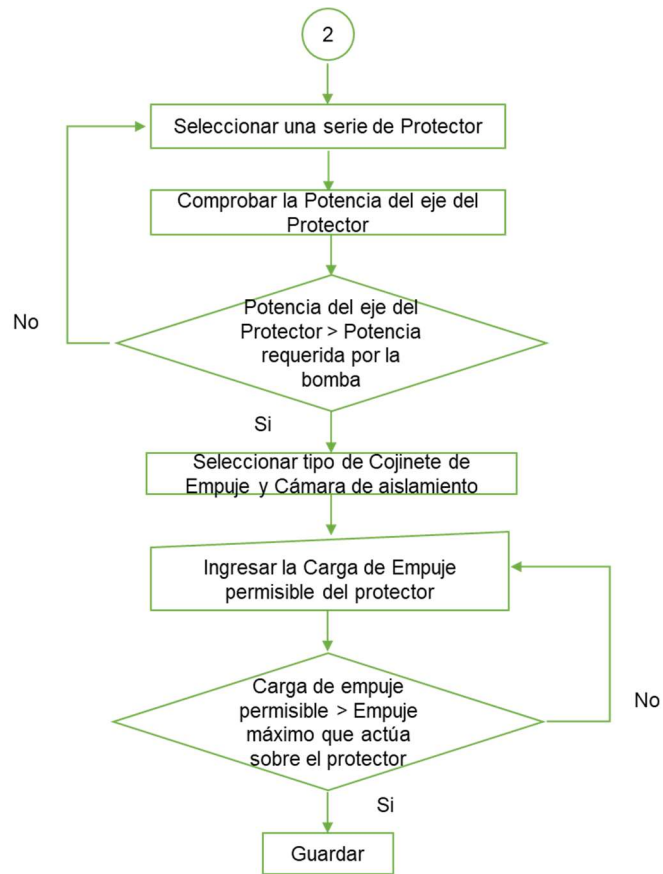


Figura 17 Diagrama de flujo del algoritmo desarrollado (parte 3).



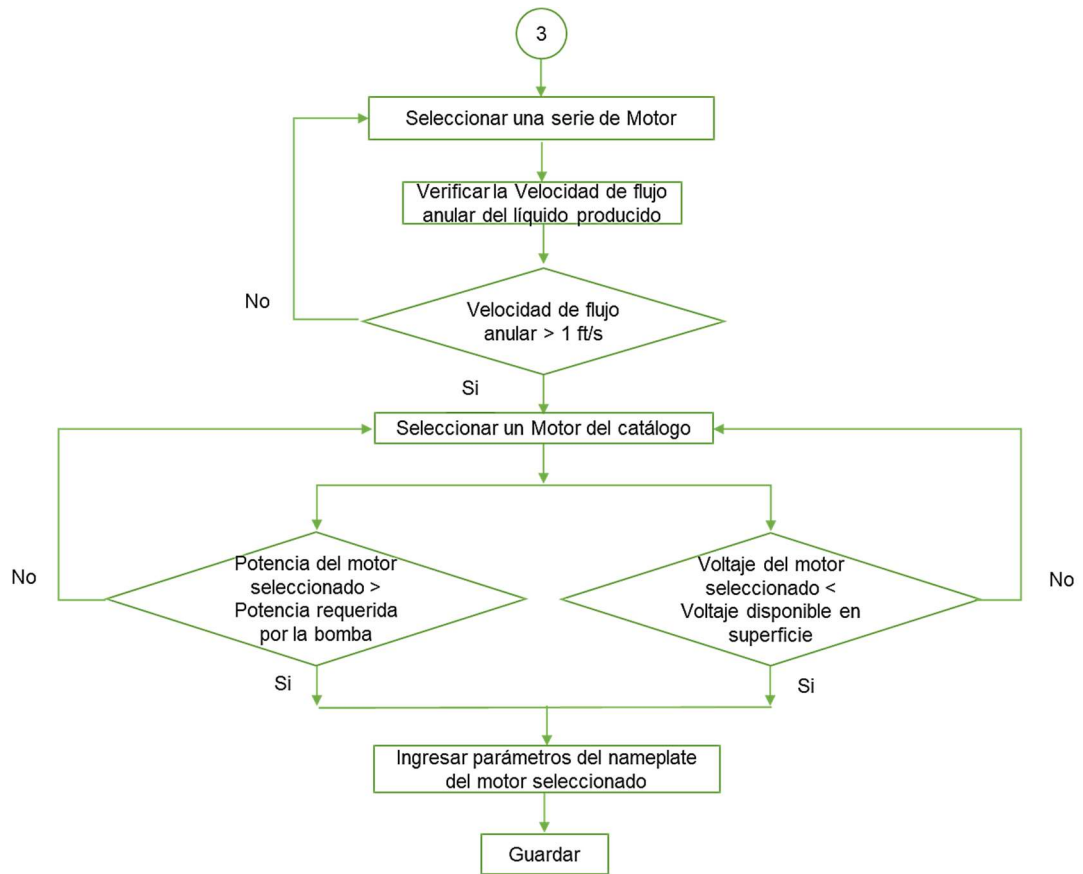


Figura 18 Diagrama de flujo del algoritmo desarrollado (parte 4).

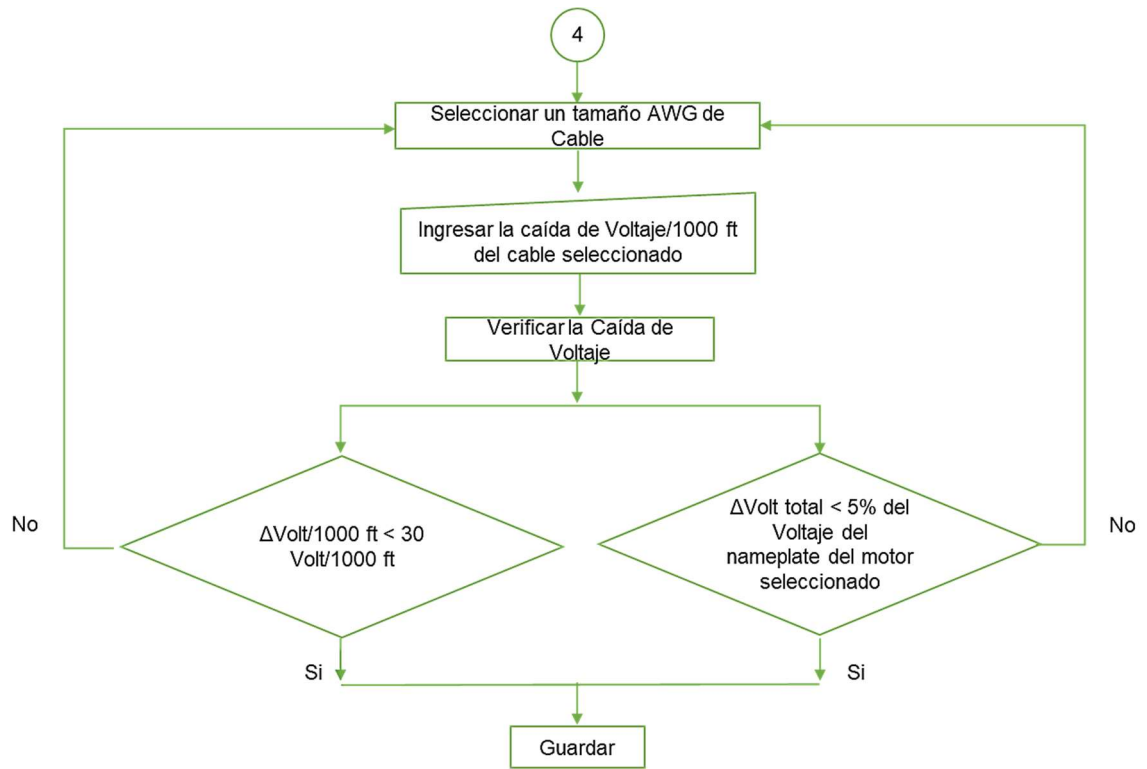


Figura 19 Diagrama de flujo del algoritmo desarrollado (parte 5).

## 2. Aplicación del algoritmo en un pozo del campo Sacha

En la siguiente sección se muestra el proceso de selección de los componentes del sistema de levantamiento por Bombeo Electro Sumergible para el pozo Sacha 140D del campo Sacha, mediante la implementación de un algoritmo desarrollado en el lenguaje de programación Java.

El programa desarrollado se ha nombrado ESP DESIGN, y cuenta con varias ventanas en donde se debe introducir los datos iniciales, y seleccionar cada componente del sistema BES, además de permitir visualizar los resultados de diseño y exportar el reporte a un archivo de formato pdf. También se puede visualizar el catálogo de bombas y motores disponibles para realizar el diseño, estos modelos se han tomado de catálogos disponibles en internet de empresas fabricantes del sistema BES, como es el caso de la empresa Schlumberger (Schlumberger, 2017). Se ha tomado este catálogo por ser el más completo disponible y porque se necesita realizar ciertos cálculos en la sección de la bomba y motor, e indirectamente los otros componentes, y se requiere conocer parámetros de diseño de estos componentes que solo los ofrece el fabricante.

### 1. Inicio del Programa

Al abrir el programa se muestra una ventana de bienvenida:

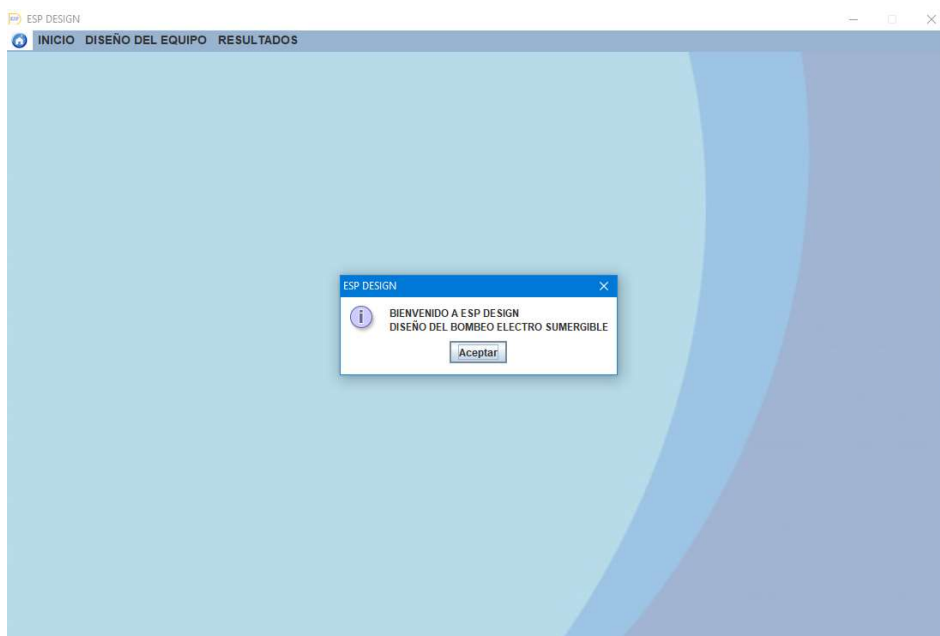


Figura 20 Ventana de inicio de ESP DESIGN.

### 2. Ingresar datos

Para iniciar con el proceso de selección, en el menú INICIO, NUEVO DISEÑO, seleccionar INGRESAR DATOS.

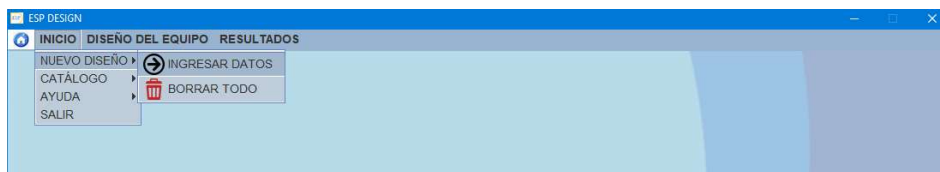


Figura 21 Menú INICIO de ESP DESIGN.

Se abrirá la ventana INGRESAR DATOS, en donde se debe ingresar Información General del campo, Datos físicos del pozo, Comportamiento del pozo, Propiedades del fluido, e información de Suministro eléctrico del campo. La información requerida en este paso corresponde a la información del pozo Sacha 140D recopilada anteriormente, mostrada en el CAPÍTULO III.

El cálculo de la Presión de fondo a la tasa deseada se puede realizar con datos de una prueba de pozo disponible, o ingresando el valor del Índice de productividad y la presión del punto de burbuja del reservorio. Una vez que se haya ingresado todos los datos, se debe dar clic en el botón GUARDAR Y CALCULAR para realizar los cálculos de Influjos de pozo y TDH. Después aparecerá un mensaje indicando que se han realizado los cálculos y, si el porcentaje de gas en la tasa total de fluido a las condiciones de succión de la bomba es mayor al 10%, recomendará realizar los cálculos anteriores de nuevo con la opción “Verificar el uso de separador de gas” seleccionada.



Figura 22 Sección de INFORMACIÓN GENERAL.

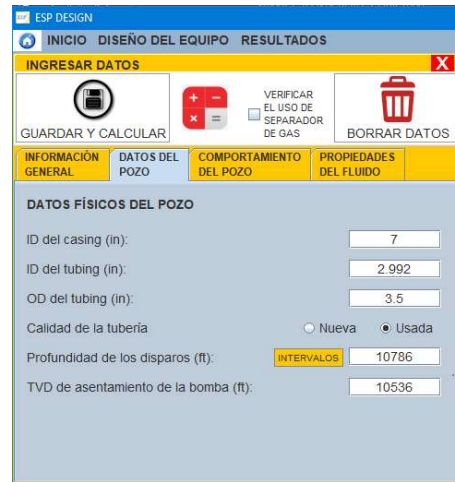


Figura 23 Sección de DATOS FÍSICOS DEL POZO.

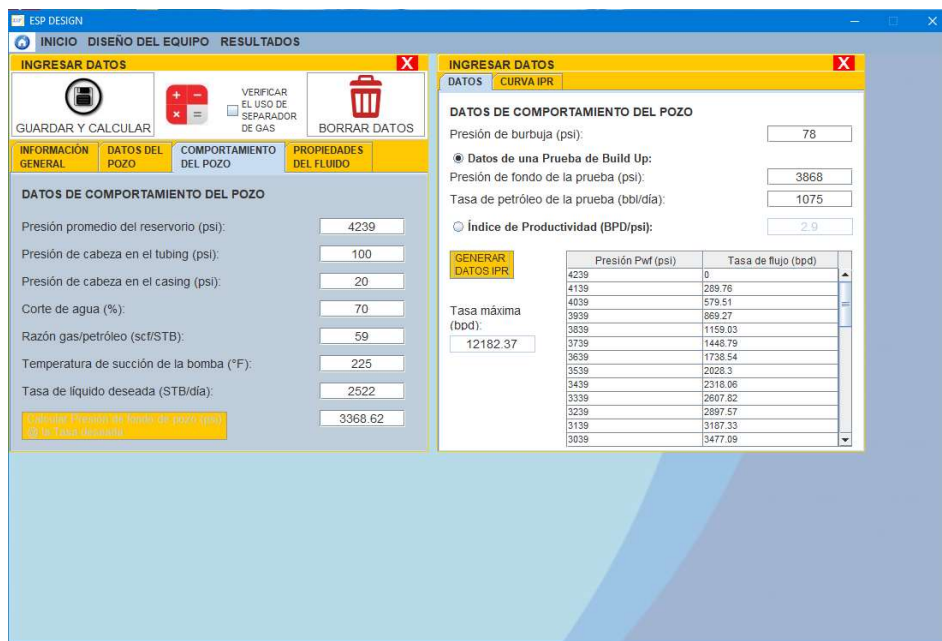


Figura 24 Sección de COMPORTAMIENTO DEL POZO y Cálculo de la Pwf a la tasa deseada.

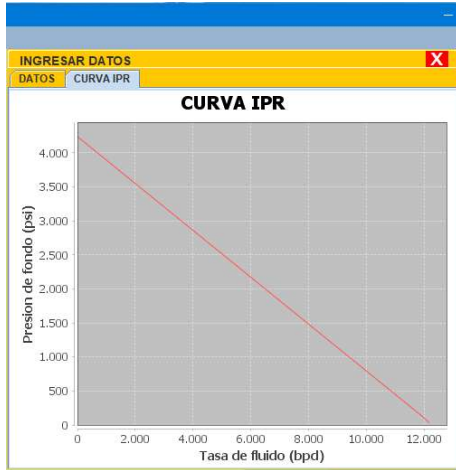


Figura 25 Curva IPR para los datos ingresados.

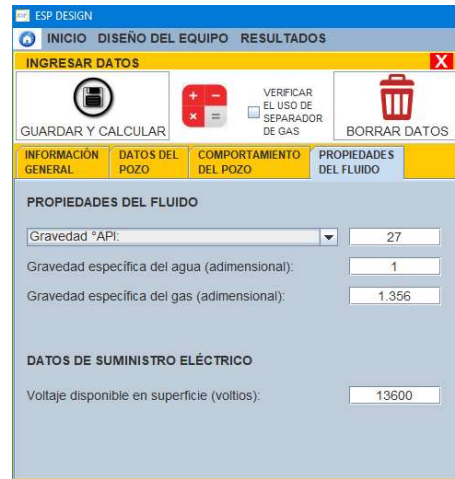


Figura 26 Sección de PROPIEDADES DEL FLUIDO Y SUMINISTRO ELÉCTRICO.

Cuando se haya finalizado cada sección, se pueden visualizar los cálculos en la ventana RESULTADOS PREVIOS del menú RESULTADOS. Una vez que se acabe el proceso de cada sección, se debe dar clic en el botón Guardar de cada ventana.



Figura 27 Ventana de RESULTADOS PREVIOS.

### 3. Selección de la Bomba

La siguiente sección es la selección de los componentes del sistema BES. En el menú DISEÑO DEL EQUIPO, se empieza por la BOMBA CENTRÍFUGA.



Figura 28 Menú DISEÑO DEL EQUIPO de ESP DESIGN.

Se abrirá la ventana SELECCIÓN DE LA BOMBA, en donde se mostrará datos de referencia para la selección como el ID del casing y la tasa de líquido que la bomba debe manejar. El programa recomendará una serie y tipo de bomba opcional, pero se puede seleccionar otra bomba del CATÁLOGO DE BOMBAS y dando clic en el botón SELECCIONAR DEL CATÁLOGO. En este caso se recomienda una bomba de serie SN3600, pero se escoge la serie S6000N para evitar problemas de esfuerzo del eje de la bomba a pesar de que la tasa a manejar por la bomba se encuentre por debajo de su rango de caudal operativo.

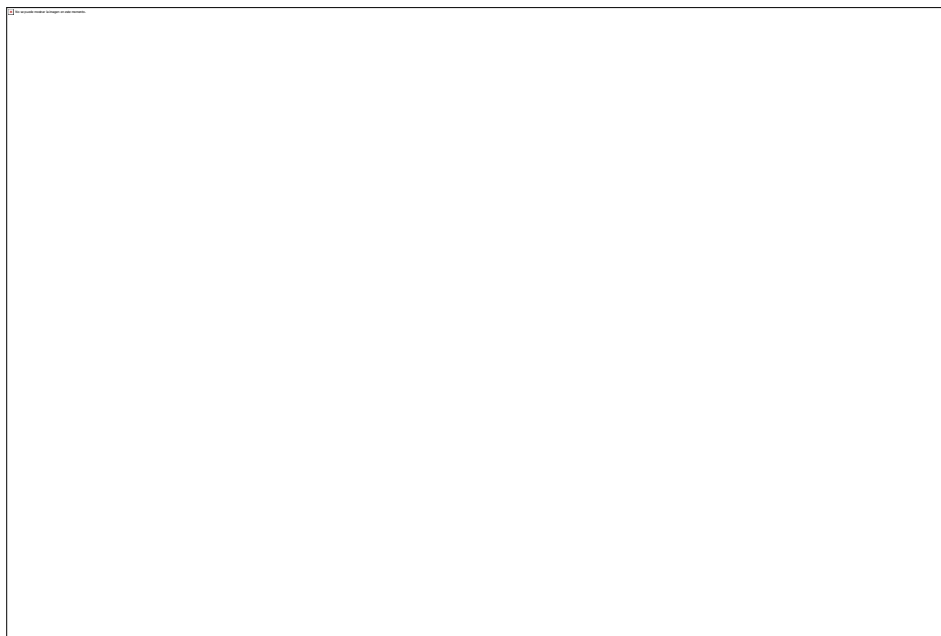


Figura 29 Ventana de SELECCIÓN DE LA BOMBA.

Con el botón CURVA DE COMPORTAMIENTO se mostrará la curva de comportamiento de la bomba seleccionada, y se deben leer e ingresar los valores de Carga/etapa, Potencia/etapa, y Máxima Carga/etapa, mientras que los valores de Potencia permisible del eje, Diámetro del eje, y Presión de estallido del housing aparecen automáticamente. Luego dar clic en el botón Calcular N° de etapas requerido.

Mostrar las etapas de bombas disponibles con el botón ETAPAS DISPONIBLES, en donde se debe seleccionar el N° de etapas adecuado del tipo de bomba sombreado. Se debe comprobar el esfuerzo del eje de la bomba y la máxima presión interna del housing, seleccionado las opciones deseadas y clic en el botón Comprobar el esfuerzo mecánico de la bomba.

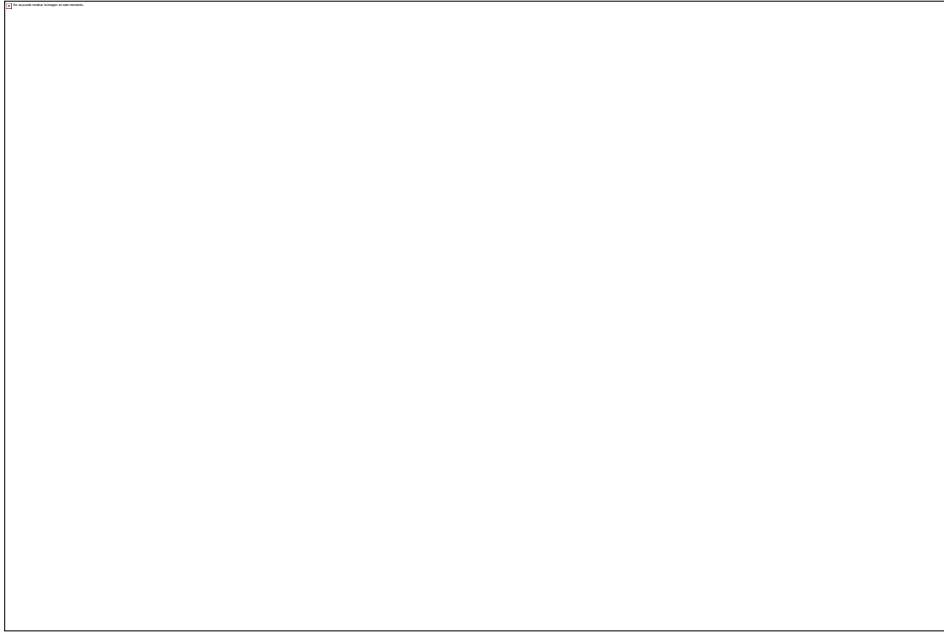


Figura 30 Curva de Comportamiento de la bomba.

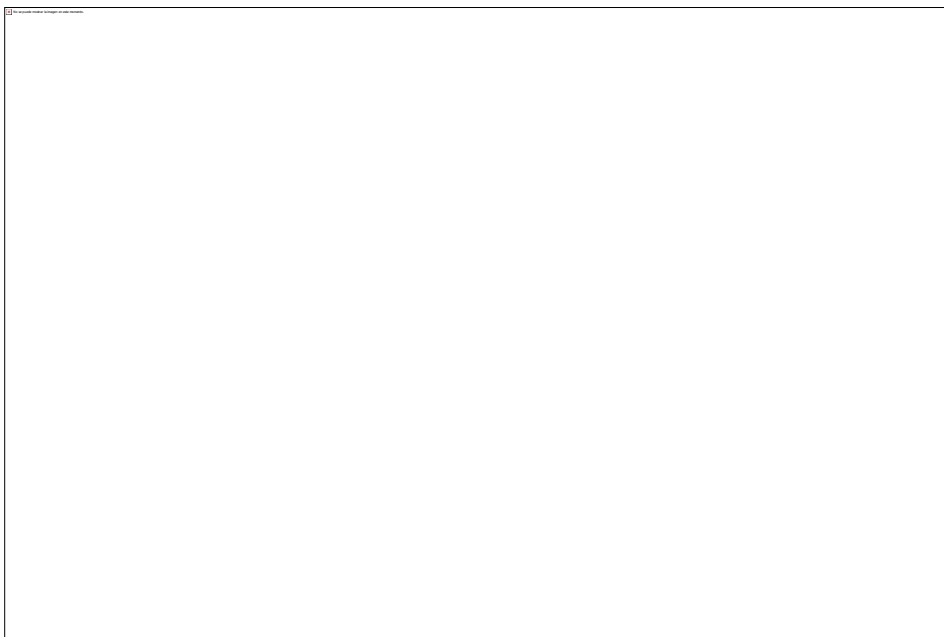


Figura 31 N° de etapas disponible de la bomba.





Figura 32 Selección de la Bomba completa.

#### **4. Selección del Protector**

El siguiente componente es el PROTECTOR, del menú DISEÑO DEL EQUIPO. Se abrirá la ventana SELECCIÓN DEL PROTECTOR, y se mostrará datos de referencia para la selección como el ID del casing y la temperatura de fondo. El programa recomendará una serie de protector opcional, pero se puede seleccionar otro protector disponible. Se debe Comprobar la potencia del eje del protector y seleccionar el tipo de cámara de aislamiento; como el pozo Sacha 140D es un pozo direccional tipo "S" la sección donde se encuentra asentada la bomba es vertical, por lo tanto, se usa una cámara tipo laberinto.

Después se selecciona el tipo de cojinete de empuje, se elige el de Carga Intermedia por que la temperatura de fondo del pozo en estudio es menor a 500 °F. Leer e ingresar el valor de Carga nominal del protector de acuerdo con el tipo de cojinete seleccionado y Comprobar la carga de empuje del protector.

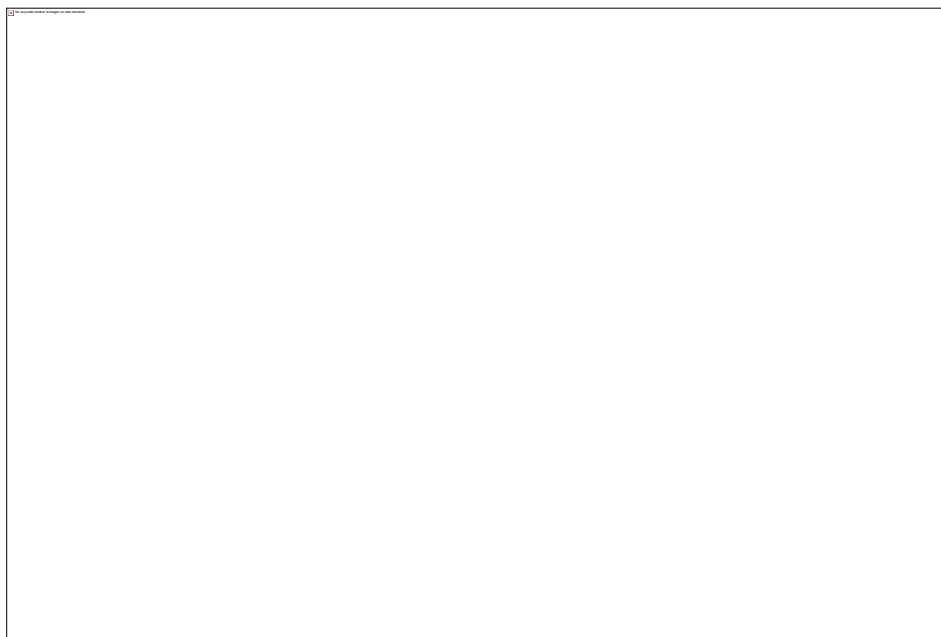


Figura 33 Ventana de SELECCIÓN DEL PROTECTOR.

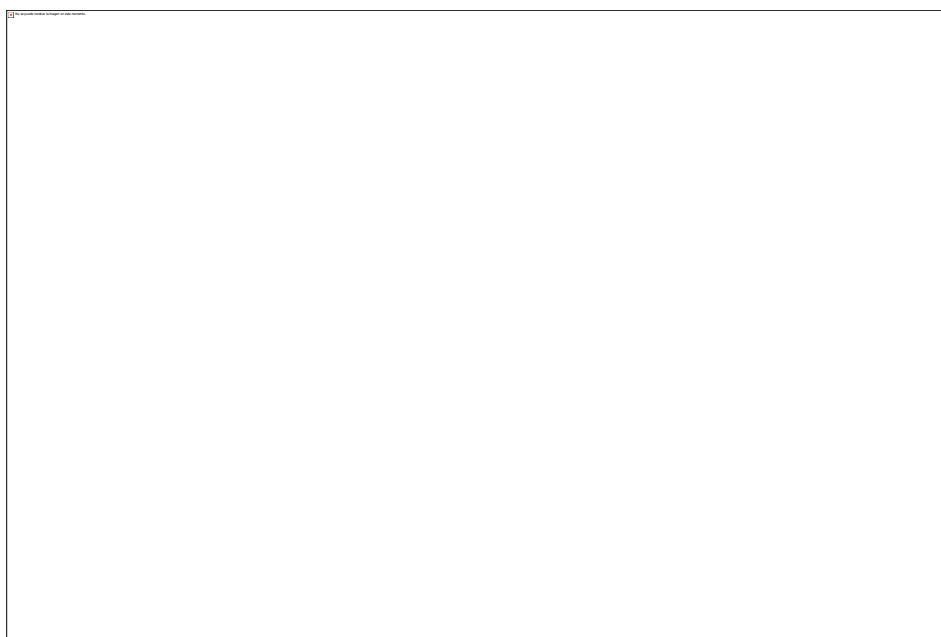


Figura 34 Selección del Protector completa.

## **5. Selección del Motor**

El siguiente componente es el MOTOR, del menú DISEÑO DEL EQUIPO. Se abrirá la ventana SELECCIÓN DEL MOTOR, y se mostrará datos de referencia para la selección como el ID del casing, Potencia total requerida por el sistema, y voltaje disponible en superficie. El programa recomendará una serie de motor opcional, pero se puede

seleccionar otra del CATÁLOGO DEL MOTOR. Se debe comprobar el enfriamiento adecuado del motor con el botón Verificar le serie del motor seleccionado.

Después se debe seleccionar un tipo de motor del catálogo, es decir seleccionar Potencia nominal, Voltaje y su correspondiente Corriente de la placa (nameplate) del motor de la serie seleccionada con el botón Seleccionar del catálogo. En este caso la potencia requerida por el sistema es 489.04 volt y se selecciona el modelo de 525 volt, y se selecciona un voltaje máximo correspondiente de 3873 volt con su respectivo valor de corriente, ya que la restricción la define el voltaje disponible en el campo, el cual es de 13600 volt.

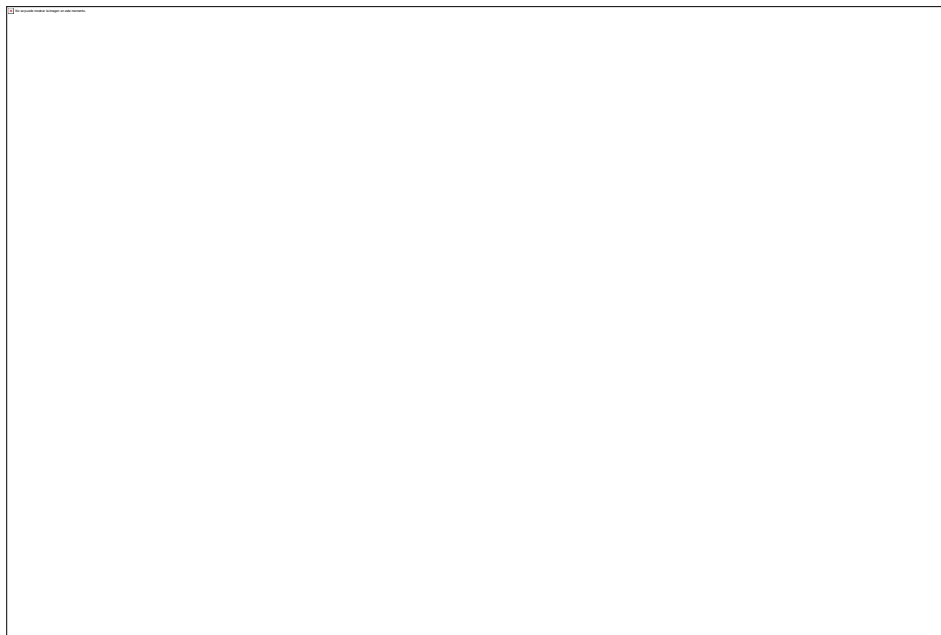


Figura 35 Ventana de SELECCIÓN DEL MOTOR.

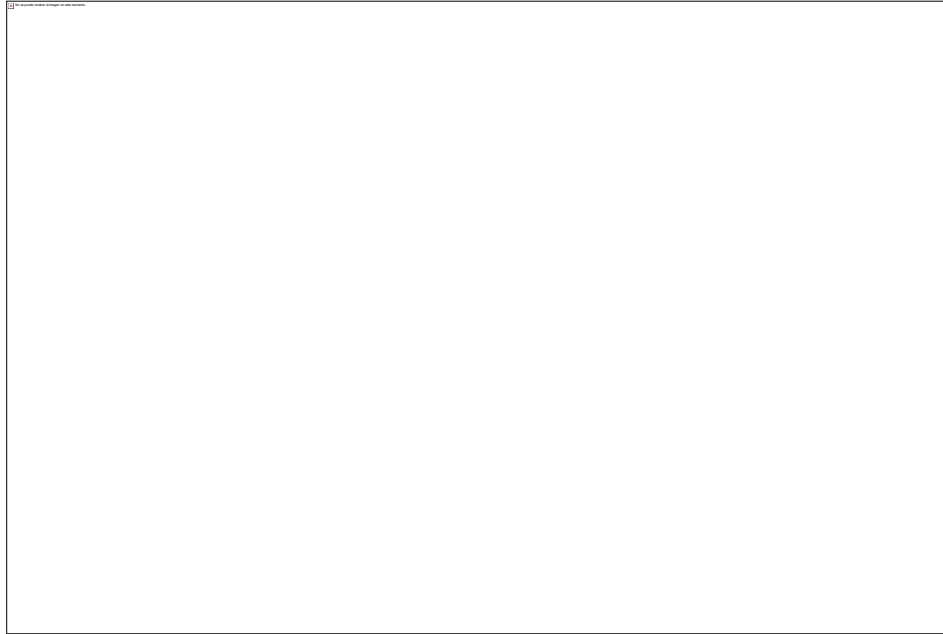


Figura 36 Selección del Motor completa.

## 6. Selección del Cable

El último componente es el CABLE DE ALIMENTACIÓN, del menú DISEÑO DEL EQUIPO. Se abrirá la ventana SELECCIÓN DEL CABLE, y se mostrará datos de referencia para la selección como la Longitud del cable necesario, la temperatura de fondo de pozo, y la demanda de corriente del motor seleccionado. Se debe seleccionar un tipo de cable, en este caso se selecciona un cable Plano, para evitar problemas por el espacio anular entre el tubing y el casing. Seleccionar un tamaño AWG de cable, y leer e ingresar la caída de voltaje del cable seleccionado por cada 1000 pies, se recomienda seleccionar un cable con una caída de voltaje menor a 30 volt/1000 pies, y en este caso se selecciona el tamaño AWG #2, y dar clic en el botón Verificar el  $\Delta$ Voltaje del cable.

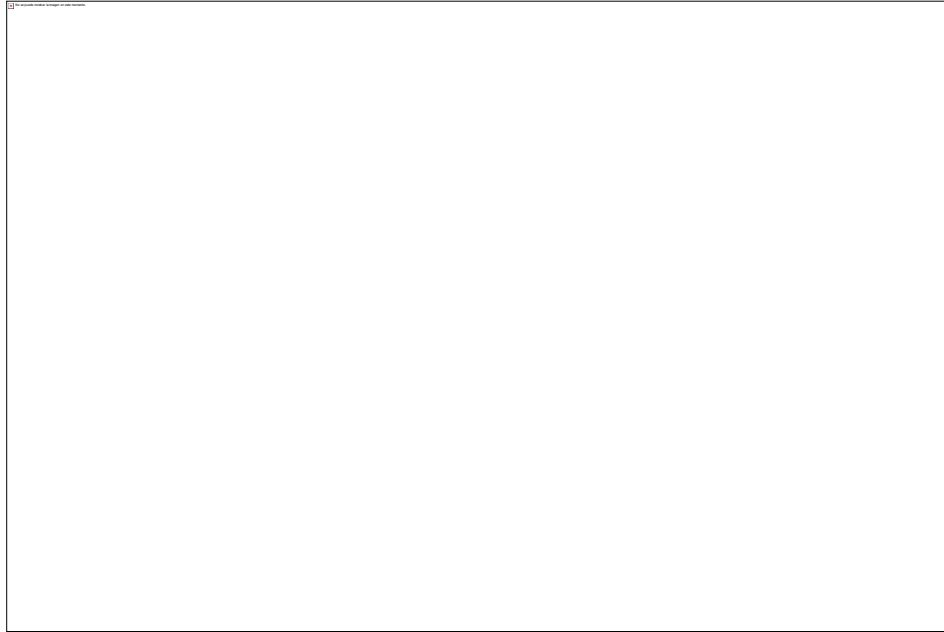


Figura 37 Ventana de SELECCIÓN DEL CABLE.

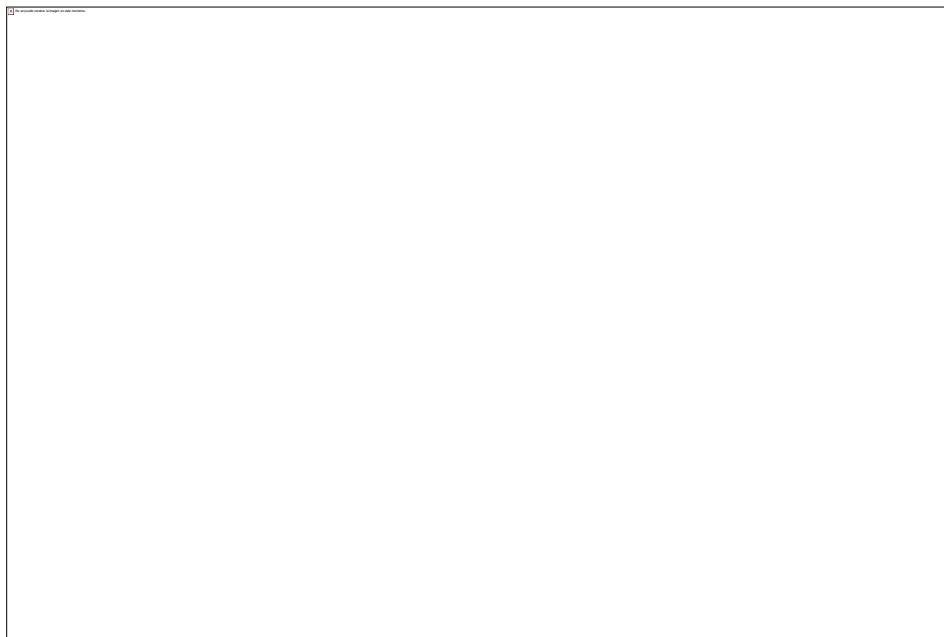


Figura 38 Selección del Cable completa.

## **7. Visualizar Resultados**

En el menú RESULTADOS, se puede seleccionar visualizar los resultados previos de cada sección, un resumen en RESULTADOS DE DISEÑO, o visualizar un reporte con el botón GENERAR REPORTE para exportarlo como archivo pdf.



Figura 39 Menú RESULTADOS de ESP DESIGN.

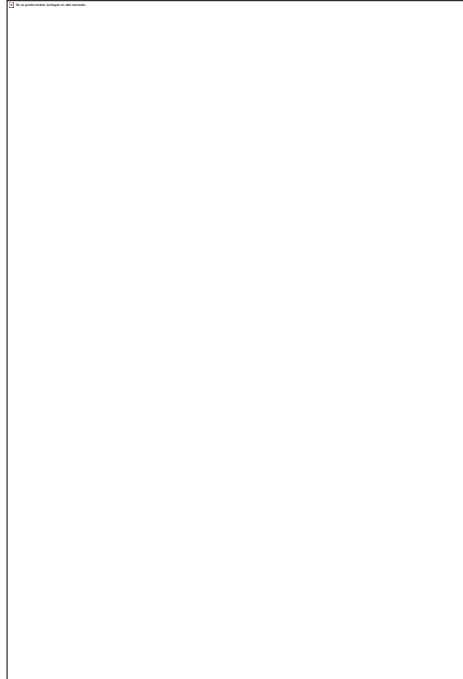


Figura 40 Ventana de RESUMEN DEL DISEÑO BES.

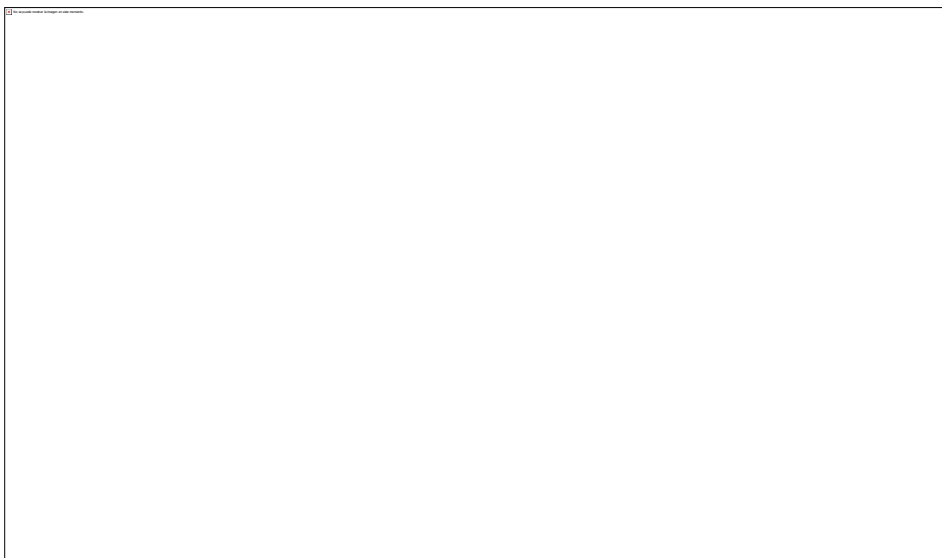


Figura 41 Ventana para guardar el REPORTE FINAL.

Una característica adicional del programa es que permite visualizar el catálogo de Bomba y Motor disponibles, así como en las ventanas de Selección de Bomba y Motor, desde el menú CATÁLOGO. También se puede acceder a un enlace web del catálogo completo usado en este trabajo, mediante la opción REDA ESP SYSTEMS CATALOG, este enlace se abrirá en el navegador web de preferencia.

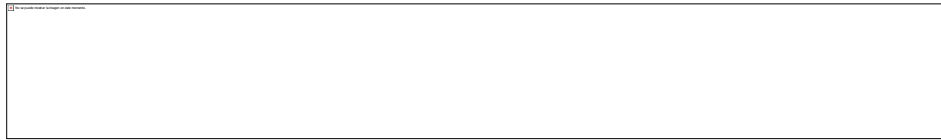


Figura 42 Menú CATÁLOGO de ESP DESIGN.

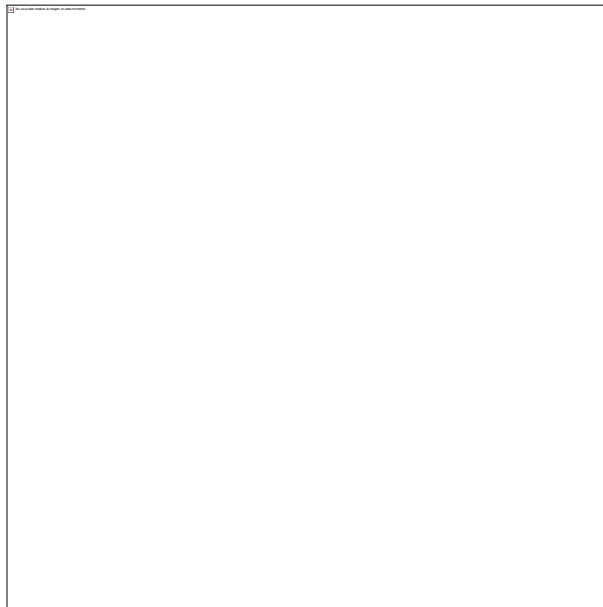


Figura 43 Ventana de CATÁLOGO DE BOMBAS.

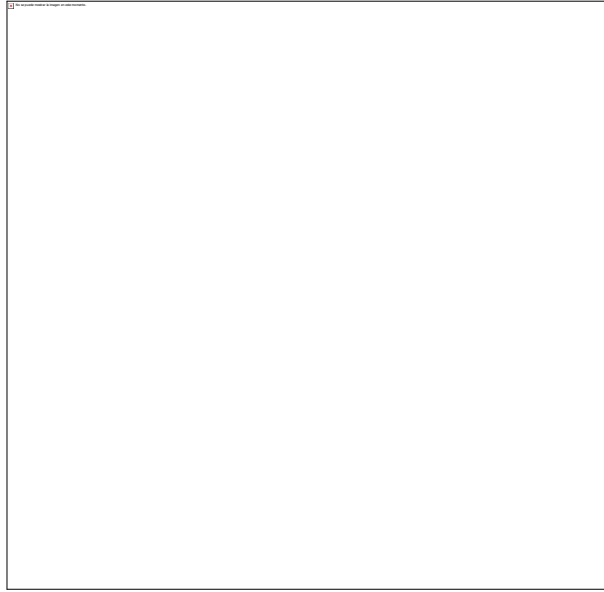


Figura 44 Ventana de CATÁLOGO DEL MOTOR.

Por último, se encuentra una descripción del programa con el botón Acerca, y una Guía de ESP DESIGN, en el menú AYUDA.

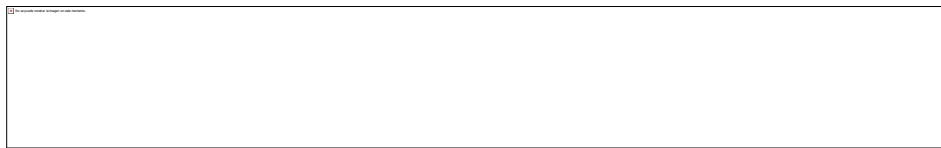


Figura 45 Menú AYUDA de ESP DESIGN.

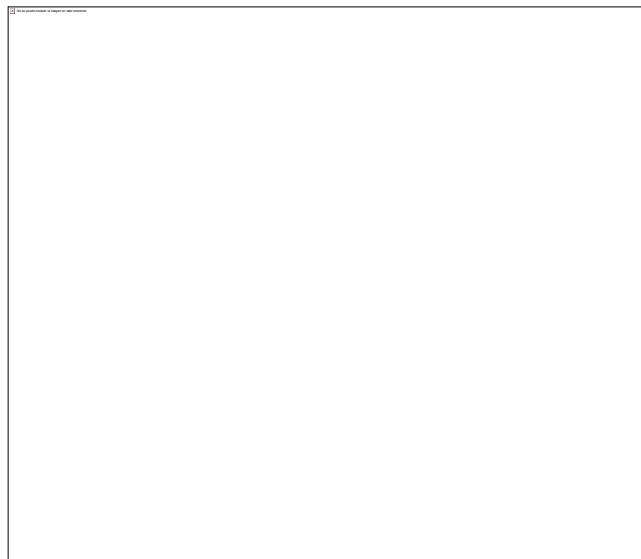


Figura 46 Ventana ACERCA de ESP DESIGN.



### 3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el presente trabajo se elaboró un algoritmo para el diseño de sistema de bombeo electro sumergible y se aplicó al campo Sacha, tomando como muestra al pozo Sacha 140D, el cual produce de la formación Hollín inferior. Después de terminar el proceso de selección de componentes del sistema BES para el pozo Sacha 140D con la ayuda del programa ESP DESIGN elaborado en lenguaje de programación Java, se analiza la viabilidad técnica de la implementación de este sistema de levantamiento.

	<b>Bombeo Hidráulico (actual)</b>	<b>Bombeo Electro Sumergible</b>
Presión (psi)	3868	3368.62
Tasa de fluido (bpd)	1075	2522

Tabla 3 Resultado de cambio de sistema de levantamiento.

Con los datos de entrada del programa correspondiente a la información recolectada del pozo de interés, la presión de fondo a la tasa de fluido de diseño (3368.62 psi) aún se encuentra por encima de la presión del punto de burbuja del yacimiento (78 psi), teniendo un índice de productividad aún constante, es decir no hay cantidades significativas de gas libre a la entrada de la bomba que afecten el desempeño del sistema, por lo tanto, no es necesario la implementación de un separador de gas.

Otro punto que se debe considerar es que el pozo tiene un alto corte de agua (70%), y al aumentar la tasa de producción de petróleo que producía mediante bombeo hidráulico, también aumenta la producción de agua. Pero con la tasa de flujo de diseño del bombeo electro sumergible para el pozo Sacha 140D, se evidencia un mejor desempeño en la producción del pozo que con el bombeo hidráulico, ya que con este último sistema se tiene mayor volumen de agua a tratar en superficie.

Debido a que el incremento en la producción de agua es un problema en campos maduros se han desarrollado nuevas tecnologías que permiten reducir el volumen de agua que llega a superficie junto con el petróleo. Por lo que es importante mencionar el uso de hidrociclones, los cuales han llegado a ser una de las técnicas preferidas para separar el petróleo y agua desde fondo de pozo debido a sus dimensiones y a que no tienen partes móviles (Institute of Petroleum Engineering, 2014).

Una forma de aplicación de este equipo es instalando el sistema BES por debajo de la zona productora, además se necesita de una formación inferior en la cual se inyecte el

agua separada con la ayuda de una bomba inferior. La tasa de producción máxima depende del tamaño del casing y del número de hidrociclones, los cuales son instalados en paralelo para aumentar su eficiencia, ya que la capacidad máxima de un hidrociclón es de 2500 bpd.

En el campo Sacha, los pozos que producen mediante bombeo electro sumergible usan bombas centrífugas de marcas como WoodGroup, Centrilift, y Reda, con variable número de etapas de bomba y a diferentes frecuencias de operación, pero debido a la disponibilidad de información completa, se usó el catálogo de bombas Reda, perteneciente a la empresa Schlumberger, además se considera que las bombas operan a una frecuencia de 60 Hz. Por lo tanto, según el catálogo usado el diseño resultante consta de los siguientes componentes:

### **Bomba**

Serie	538
Tipo	S6000N
N° de etapas seleccionada	49
Housing #	90

### **Protector**

Serie	540
Cojinete de empuje	Carga Intermedia
Cámara de aislamiento	Tipo Laberinto

### **Motor**

Serie	562
Potencia (hp)	525
Voltaje (V)	4144
Corriente (amps)	77.3

### **Cable**

Longitud (ft)	10636
Tipo	Plano

AWG #2

### **Switchboard y Transformador**

Voltaje requerido en superficie (V) 4455.17

Potencia nominal del Switchboard (kVA) 565.84

Tabla 4 Diseño resultante para el pozo Sacha 140D.

Cabe señalar que una de las limitaciones del programa desarrollado ESP DESIGN es que cubre solo el diseño convencional del sistema BES, y en el caso de que un diseño resultante requiera el uso de un separador de gas, se debe considerar un diseño adicional que incluya información tal como la eficiencia de separación de gas realizada por el separador, dicha información también debe estar en el catálogo del fabricante.

En los anexos se presenta el reporte final de diseño para el pozo en estudio, en donde se pueden visualizar los datos de entrada del programa, los cálculos de influjo de pozo y de carga total dinámica, los cálculos de selección de la bomba, protector, motor, y cable, así como los modelos seleccionados de cada componente, además del voltaje que se requiere en superficie y la potencia nominal del switchboard a seleccionarse.

## **4. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA PROPUESTA**

Para el desarrollo de este trabajo se consideró que ya se había realizado un diagnóstico de pozos y un análisis económico para implementar el sistema BES en cinco pozos del campo Sacha, según (Guerrón Cortez & Robalino Lavayen, 2013) en su trabajo “Estudio de los Resultados del Cambio de Sistema de Levantamiento Hidráulico a Electro sumergible en el Campo Sacha y Definición de Criterios Para Selección de Pozos, Enero 2013”, pero una de las consideraciones para el análisis económico del trabajo anteriormente mencionado es el precio del barril de petróleo de \$93.09/bbl, cuyo valor es exagerado para el actual precio. Por lo tanto, se realizó un nuevo análisis de viabilidad económica con un solo escenario, es decir con el precio del petróleo actual.

Para el análisis económico de la implementación del sistema BES en el pozo Sacha 104D se evaluó los siguientes indicadores financieros: Tasa Interna de Retorno, Valor Actual Neto, y Tiempo de Recuperación de la Inversión, con los cuales se pudo verificar la viabilidad económica del proyecto.

### **Valor Actual Neto (VAN)**

Consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero, de los flujos de efectivo futuros, que generará un proyecto comparándolo con el desembolso o la inversión inicial para el proyecto, cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso o inversión inicial, entonces el proyecto es aceptable (Martínez, 2002). Se refiere a la diferencia entre el valor actual de los flujos netos de efectivo y la inversión inicial.

$$VAN = -I_o + \sum_{t=0}^n \frac{FNE_t}{(1+i)^t} \quad (\text{iError! No hay texto con el estilo especificado en el documento..28})$$

1. Si  $VAN < 0$ , indica disminución en el capital de la empresa, no se debe aceptar el proyecto.
2. Si  $VAN = 0$ , No hay ganancia, ni pérdida.
3. Si  $VAN > 0$ , muestra cuanto se gana con el proyecto, el proyecto es aceptable.

### **Tasa Interna de Retorno (TIR)**

Es un indicador financiero que mide el rendimiento de los fondos que se pretenden invertir en un proyecto. Es la tasa que iguala a los flujos descontados a la inversión inicial; en la cual se supone que el dinero que se gana año con año se reinvierte en su totalidad. Representa la tasa de interés mayor que el inversionista puede pagar sin perder dinero, es decir, es la tasa de descuento que hace el VAN igual a cero (Martínez, 2002).

$$VAN = -I_o + \sum_{t=0}^n \frac{FNE_t}{(1+TIR)^t} \quad (\text{iError! No hay texto con el estilo especificado en el documento..29})$$

$$= 0$$

1. Si  $TIR > i$ , proyecto viable.
2. Si  $TIR < i$ , proyecto no viable.

### **Periodo de Recuperación de la Inversión (PR)**

Es el que se requiere para que los flujos de efectivo acumulados esperados de un proyecto de inversión igualen al flujo de salida de efectivo inicial. Si el periodo de recuperación calculado es menor que un periodo mínimo de recuperación aceptable, es

decir, menor al tiempo de duración del proyecto, se acepta la propuesta; de lo contrario se rechaza (Martínez, 2002).

$$PR = \frac{I_o}{FNE_p} (\text{iError! No hay texto con el estilo especificado en el documento..30})$$

Donde de las ecuaciones anteriores:

FNE = Flujo Neto de Efectivo en el periodo t (\$)

t = periodo de tiempo (meses)

i = Tasa de descuento (%)

I<sub>o</sub> = inversión inicial (\$)

FNE<sub>p</sub> = Flujo Neto de Efectivo promedio (\$)

### Ingresos

Los ingresos están constituidos por el incremento de producción generado por el cambio de sistema de levantamiento a bombeo electro sumergible. El incremento de producción estimado para el pozo es de 756.6 BPPD. Los ingresos totales del proyecto se obtienen del producto de la producción y el precio del barril de petróleo, el cual es de \$51.27/bbl (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019).

Para un análisis económico de la producción de petróleo, debido a que la producción va a disminuir con el tiempo, se debe calcular la declinación de la producción mediante el uso de curvas de declinación, tal como el modelo de declinación exponencial o de porcentaje constante (Escobar Macualo, 2000).

$$q_o = q_{oi} e^{-D t} (\text{iError! No hay texto con el estilo especificado en el documento..31})$$

Donde:

q<sub>o</sub> = Caudal de producción al tiempo t (bpd)

q<sub>oi</sub> = Caudal de producción inicial (bpd)

D = Tasa de declinación (1/mes)

t = Tiempo (meses)

### Costos e Inversión

Los costos representan el valor monetario que cuesta producir cada barril de petróleo, en la industria petrolera se pueden clasificar como directos o indirectos. Los costos que

se consideran son los que se deriven del trabajo de reacondicionamiento necesario para realizar el cambio de sistema de levantamiento, el costo del sistema BES, y los costos de operación requeridos para la producción de cada barril de petróleo (Guerrón Cortez & Robalino Lavayen, 2013).

Los costos estimados de inversión del proyecto se muestran a continuación:

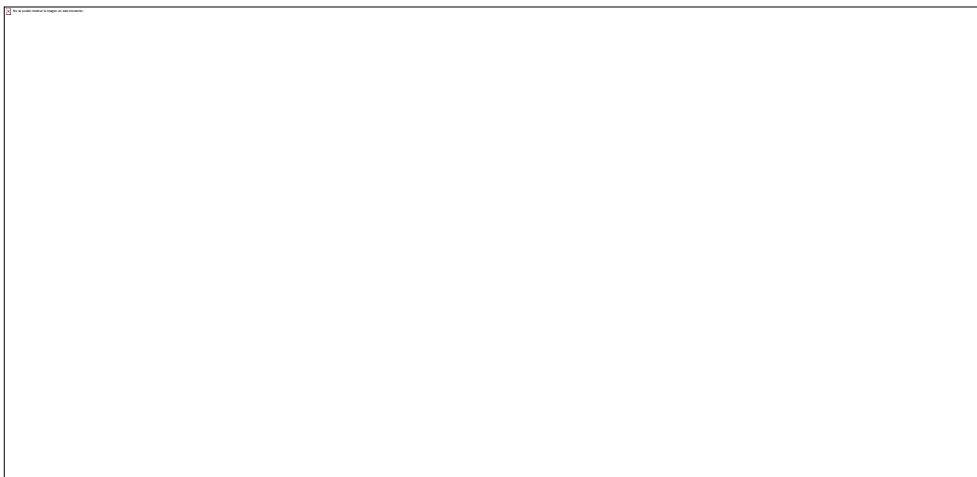


Figura 47 Costo estimado de servicios petroleros para el pozo Sacha 140D (Guerrón Cortez & Robalino Lavayen, 2013).

### **Flujo de caja**

Las consideraciones para la evaluación económica son:

1. El costo de operación es de \$6.5/bbl
2. La tasa de declinación anual para el campo es de 12%
3. El precio del barril de petróleo es de \$51.27/bbl
4. La tasa de descuento o de actualización mensual es de 1.16%

También se considera que un sistema BES tiene un promedio de vida útil de 600 días, y mientras más corto sea el tiempo de recuperación y mayor la duración del proyecto, mayor será el beneficio, por lo tanto, luego de recuperar la inversión, el tiempo operativo del equipo es suficiente para generar grandes ingresos con la producción del pozo.

A continuación, se presenta el flujo de caja para el presente proyecto, el cual se elaboró en una hoja de cálculo de Microsoft Excel, y se evaluó la rentabilidad económica del proyecto durante un período de 12 meses, además, el flujo de caja se realizó solo para

un escenario correspondiente al precio actual del petróleo. Según los indicadores financieros considerados se puede decir que el proyecto es rentable, ya que:

1. El Valor Presente Neto es de \$10.140.924,81, el cual es mayor a 0, por lo tanto, el proyecto es rentable.
2. La Tasa Interna de Retorno es de 167,1%, la cual es mayor que la tasa de descuento considerada, y por lo tanto el proyecto es viable.
3. Además, el Periodo de Recuperación de la Inversión es de 0,6277 meses, es decir 19 días, entonces quedan aproximadamente 580 días para generar ganancias luego de recuperar la inversión.

POZO SACHA 140D							
Mes	Periodo	Producción Diaria (BPPD)	Producción Mensual (BPPM)	Ingreso Mensual (\$)	Inversión (\$)	Gasto Mensual (\$)	Flujo de caja neto (\$)
0	1	0,00	0,00	0,00	604500,00	0,00	-604500,00
1	2	756,60	22698,00	1163726,46	0,00	147537,00	1016189,46
2	3	749,17	22475,23	1152305,03	0,00	146088,99	1006216,03
3	4	741,82	22254,65	1140995,69	0,00	144655,20	996340,49
4	5	734,54	22036,23	1129797,35	0,00	143235,47	986561,88
5	6	727,33	21819,95	1118708,92	0,00	141829,69	976879,23
6	7	720,19	21605,80	1107729,31	0,00	140437,69	967291,62
7	8	713,12	21393,75	1096857,46	0,00	139059,36	957798,10
8	9	706,13	21183,78	1086092,32	0,00	137694,56	948397,76
9	10	699,20	20975,87	1075432,83	0,00	136343,15	939089,68
10	11	692,33	20770,00	1064877,96	0,00	135005,01	929872,95
11	12	685,54	20566,15	1054426,68	0,00	133680,00	920746,68
12	13	678,81	20364,31	1044077,97	0,00	132367,99	911709,98

VPN	\$10.140.924,81
TIR	167,1%
PR	0,6277

Tabla 5 Flujo de Caja para el pozo Sacha 140D.



## CONCLUSIONES

1. El desarrollo de un algoritmo para el diseño del sistema de bombeo electro sumergible es de ayuda al ingresar y variar diferentes parámetros de diseño, como la tasa deseada de flujo, y evitar cálculos manuales que pueden tener cierto grado de error.
2. Se seleccionó el pozo Sacha 140D para el cambio de sistema de levantamiento debido a que, de los pozos estudiados y consultados de la bibliografía, éste presenta condiciones favorables como por ejemplo una alta presión de reservorio y baja relación gas/petróleo.
3. El programa desarrollado ESP DESIGN puede servir de ayuda para elaborar el diseño del sistema BES de otros pozos de forma dinámica, o como base el desarrollo de nuevos programas del área de producción.
4. El programa se ha desarrollado solo para seleccionar componentes de subsuelo del sistema BES, pero adicional a dicha selección, el programa da un valor del voltaje requerido en superficie y la potencia nominal aproximada que debe tener un switchboard. Además, el diseño realizado es de tipo convencional, es decir no involucra separador de gas, solo realiza cálculos de volumen de gas en caso de tener una cantidad significativa de gas libre a la entrada de la bomba.
5. De acuerdo con el análisis económico, el proyecto es rentable según los indicadores económicos TIR y VAN, y el tiempo de recuperación de la inversión es de 19 días, por lo que se puede generar ingresos durante aproximadamente 580 días.

## RECOMENDACIONES

1. Antes de realizar el diseño del bombeo electro sumergible se debe contar con un estudio previo de viabilidad técnica y económica de implementación de este sistema. Además, es necesario que para tener resultados de diseño más exactos y congruentes se use información del pozo de interés lo más actualizada posible, sino el diseño final sería poco realista.
2. Es necesario el análisis de pozos cuya producción este disminuyendo, y en caso del campo Sacha el cambio de sistema de levantamiento de ciertos pozos en los que la producción sea más eficiente con el sistema BES.
3. Estimular a los estudiantes a desarrollar programas de cálculo, que reducen el tiempo de diseño o cálculos manuales, y permiten relacionar conocimientos del área de producción y manejo de software.

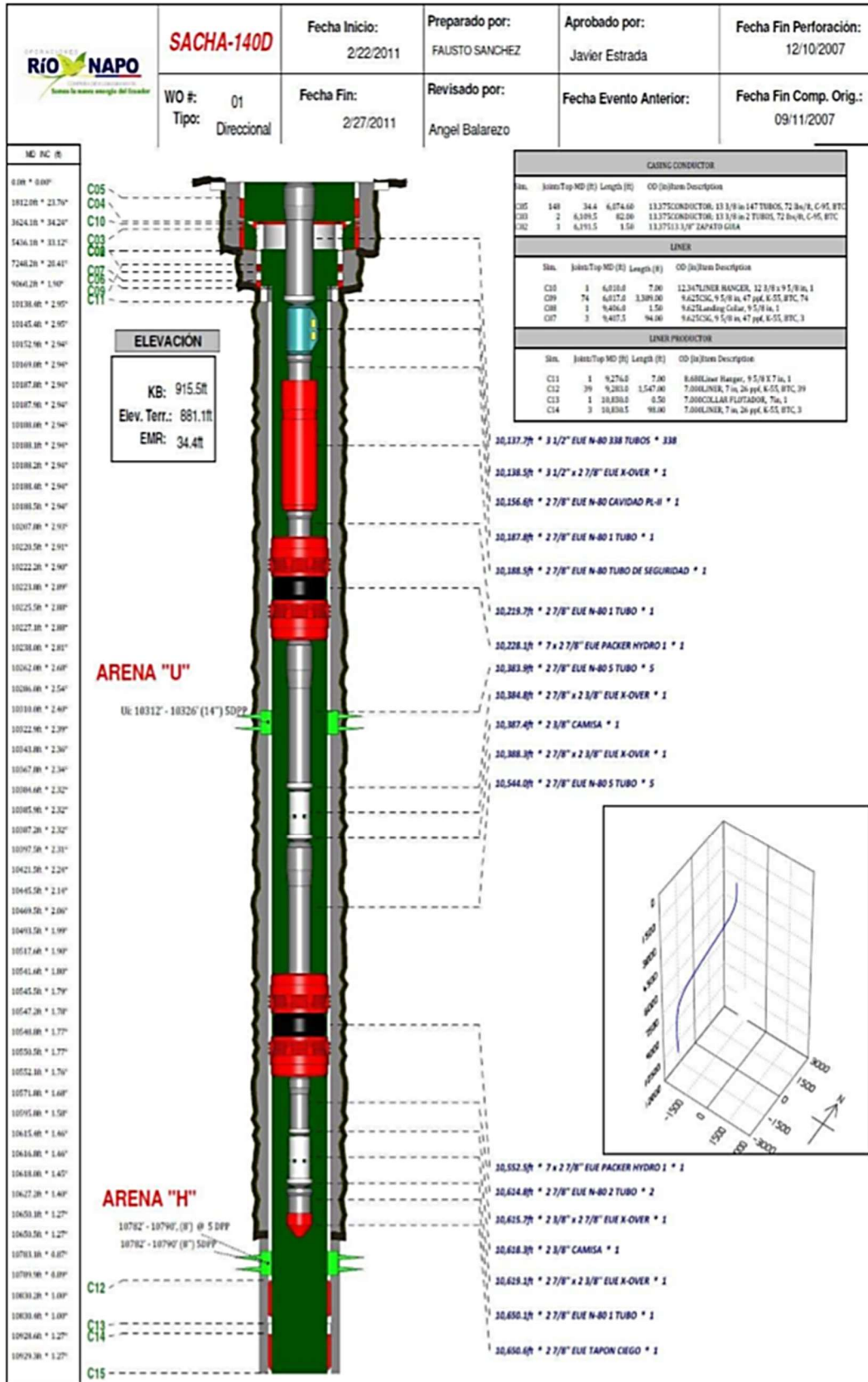
## BIBLIOGRAFÍA

- Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero. (2019, Febrero). *Precio del Crudo*. Obtenido de controlhidrocarburos.gob.ec:  
<https://www.controlhidrocarburos.gob.ec/indicadores/>
- Baker Hughes. (1989). *ESP Equipment Catalog*. CENTRILIFT.
- Baker Hughes. (1997). *Submersible Pump Handbook*. USA: CENTRILIFT.
- Baker Hughes. (2013). *9 Steps ESP Design*. Obtenido de academia.edu:  
[https://www.academia.edu/35953665/Coordmaestria\\_Baker\\_Hughes\\_-\\_9\\_Steps\\_ESP\\_Design](https://www.academia.edu/35953665/Coordmaestria_Baker_Hughes_-_9_Steps_ESP_Design)
- Beggs, D. (2003). *Production Optimization Using NODAL Analysis*. Tulsa: OGCI and Petroskills Publications.
- Bustamante Villamar, D. (2007). *Metodología para el Desarrollo de un Programa de Cómputo para el Diseño de Bombeo Electro Sumergible y su Aplicación*. Guayaquil: ESPOL.
- Calva Jiménez, J. (2019). *Optimización de la Producción en la Arena Hollín de la Zona Sur del Campo Sacha Mediante la Aplicación de Estimulaciones Ácido Matriciales*. Quito: UCE.
- Dunn, J. (2007). *Production Operation Engineering*. USA: SPE.
- Economides, M., Hill, D., & Ehlig-Economides, C. (1994). *Petroleum Production Systems*. New Jersey: Prentice Hall.
- Escobar Macualo, F. (2000). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Neiva: Universidad Surcolombiana.
- Guerrón Cortez, J., & Robalino Lavayen, C. (2013). *Estudio de los Resultados del Cambio de Sistema de Levantamiento Hidráulico a Electrosumergible en el Campo Sacha y Definición de Criterios Para Selección de Pozos, Enero 2013*. Quito: UCE.
- Institute of Petroleum Engineering. (2014). *Production Technology*. Heriot Watt University.
- Martínez, S. C. (2002). *Evaluación Financiera*. Obtenido de economia.unam.mx:  
<http://www.economia.unam.mx/secss/docs/tesisfe/MartinezSCM/cap4.pdf>
- Mera González, G., & Villacís Recalde, M. (2018). *Optimización del Sistema de Producción Mediante el Uso de Tanque Bota en el Campo Sacha*. Guayaquil: ESPOL.
- Ochoa Celi, R., & Vallejo Culqui, K. (2010). *Factibilidad de Reemplazo del Sistema de Producción por Gas Lift en los Campos Secoya, Shuara y Pichincha del Area Libertador*. Quito: EPN.
- Ortega Calderón, R., & Rojas Romero, M. (2012). *Análisis Técnico Económico para Ahorro de Fluido Motriz, Utilizando Bombas Eléctricas Sumergibles, en Pozos que tienen Baja Presión de Formación en el Area Lago Agrio*. Quito: EPN.
- Pesántez Rivadeneira, B. (2016). *Análisis Técnico-Económico del Desempeño del Sistema de Levantamiento Artificial Electrosumergible para Optimizar la Producción en 8 Pozos del Campo Sacha, Enero 2016*. Quito: UCE.



- Reyes Saá, J. (2017). *Propuesta Para la Reactivación de Diez Pozos Cerrados Mediante Reacondicionamiento en la Arena Napo U del Sector Sur del Campo Sacha*. Quito: UCE.
- Río Napo. (2012, Agosto). *Revista Corporativa Semestral*. Obtenido de rionapocem: <http://rionapocem.com.ec/contenido/pdf/revista-institucional/201208.pdf>
- Río Napo. (2015, Abril). *Informe de Gestión 2014*. Obtenido de rionapocem: <http://rionapocem.com.ec/contenido/pdf/revista-institucional/201504.pdf>
- Roca Figueroa, R., & Perero Macías, D. (2016). *Análisis Técnico Económico para el Cambio de Sistema de Levantamiento Artificial de Bombeo Hidráulico a Bombeo Electro Sumergible Realizado en el Campo FICT*. Guayaquil: ESPOL.
- Sánchez Carranza, M. (2012). *Automatización, Optimización del Sistema de Bombeo Hidráulico y Análisis Técnico Económico del Campo Sacha*. Quito: EPN.
- Schlumberger. (1998). *Oilfield Glossary*. Obtenido de [glossary.oilfield.slb.com](http://glossary.oilfield.slb.com/): <http://glossary.oilfield.slb.com/>
- Schlumberger. (2017). *REDA Electric Submersible Pump Systems Technology Catalog*. Obtenido de Artificial Lift: <https://www.slb.com/-/media/files/al/catalog/artificial-lift-esp-technology-catalog.ashx>
- Takacs, G. (2009). *Electrical Submersible Pumps Manual. Design, Operations, and Maintenance*. USA: Elsevier.
- Wood Group ESP, Inc. (2004). *Product catalog*. Wood Group.

# **ANEXOS**

Anexo 1 Diagrama de Completación del pozo Sacha 140D (Sánchez Carranza, 2012)

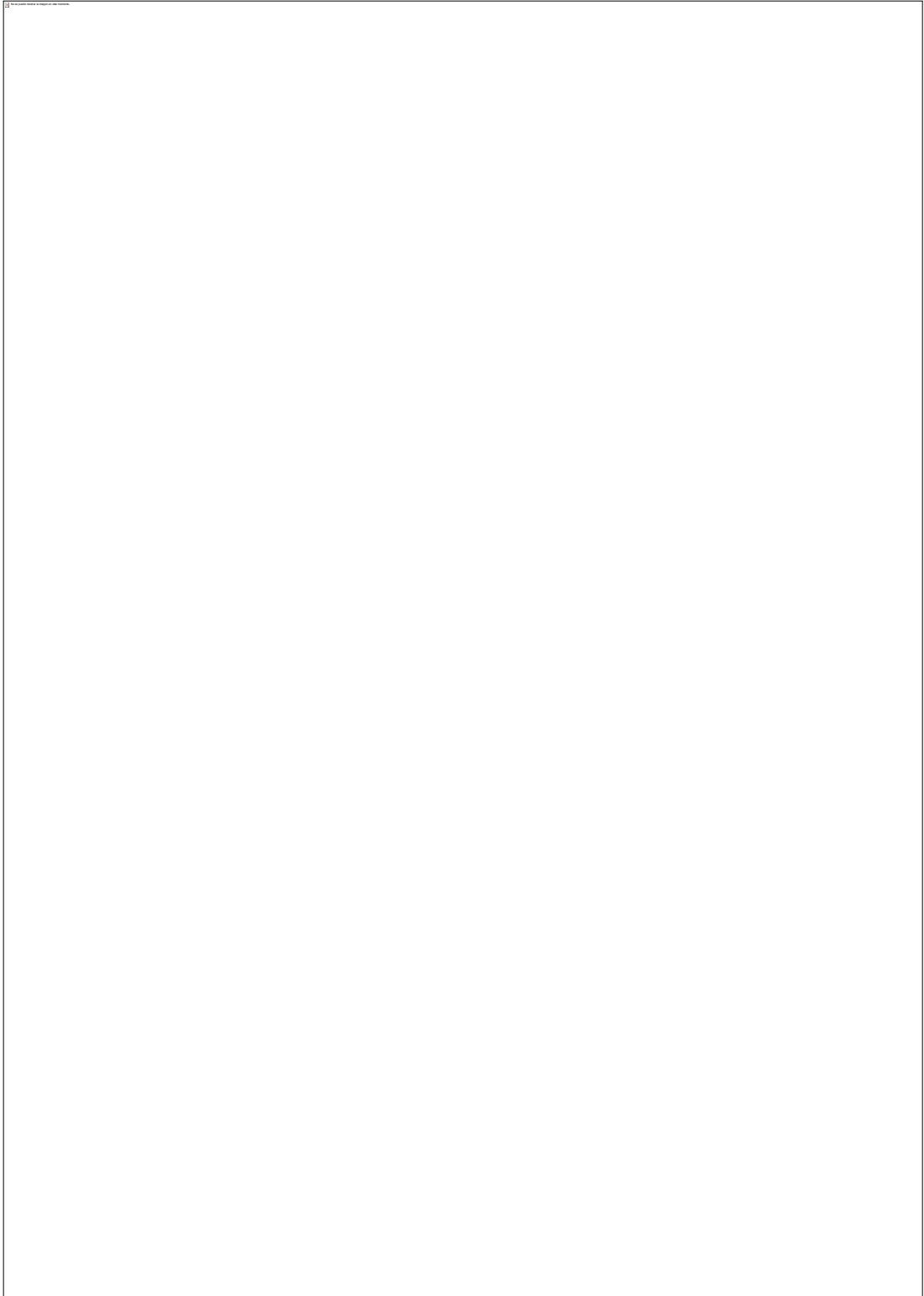


## Anexo 2 Ventana de REPORTE FINAL

 <span style="font-size: 2em; font-weight: bold; vertical-align: middle;">ESP DESIGN</span> 			
Pozo:	SACHA 1400	<b>Reporte final del diseño de Bombeo Electro Sumergible</b>	
Campo:	SACHA		
Formación:	HOLLÍN INFERIOR		
INFORMACIÓN DEL POZO			
DATOS FÍSICOS DEL POZO	DATOS DE COMPORTAMIENTO DEL POZO		
ID del Casing (in):	7	Presión de cabeza en tubing (psi):	100
ID del Tubing (in):	2.992	Presión de cabeza en casing (psi):	20
OD del Tubing (in):	3.5	Tasa de líquido deseada (STB/día):	2522
Calidad de la tubería	Usada	Corte de agua (%):	70
Profundidad de los disparos (ft):	10786	Presión estática de fondo de pozo (psi):	4239
TVD de asentamiento de la Bomba (ft):	10536	Presión del punto de burbuja (psi):	78
		Índice de Productividad (BPD/psi):	2.9
		Razón gas/petróleo (scf/STB):	59
		Temp de succión de la bomba (°F):	225
PROPIEDADES DEL FLUIDO	DATOS DE SUMINISTRO ELÉCTRICO		
Gravedad API:	27	Voltaje disponible en superficie (volt):	13600
Gravedad específica del agua:	1		
Gravedad específica del gas:	1.356		
Comentarios adicionales:	PRODUCCIÓN LEVE DE PARAFINAS Y ASFALTENOS PRODUCCIÓN MEDIA DE ESCALAS PROBLEMAS MEDIOS DE CORROSIÓN		
CÁLCULOS DE INFLUJO DEL POZO:			
Presión de fondo de pozo (psi) @ la Tasa deseada:	3368.62	Factor volumétrico del gas (cf/scf):	0.003
Gravedad específica de la mezcla:	0.966	Tasa de gas libre (c/día):	0
Presión de entrada de la bomba (psi):	3263.853	Factor volumétrico del petróleo (bbl/STB):	1.798
Solubilidad del gas (scf/bbl):	1031.966	Tasa de líquido manejada por la bomba (bpd):	3125.756
GOR libre a condiciones de succión de la bomba (scf/bbl):	0	% de gas presente en la bomba a las condiciones de succión:	0
Factor de desviación del gas:	0.515	Condición de Turpin:	
CÁLCULOS DE TOTAL DYNAMIC HEAD:		¿Es necesario un Separador de Gas?	
Nivel dinámico de líquido (ft):	2144.374		
Pérdida por fricción dentro del tubing (ft):	505.386		
Presión de cabeza (ft):	190.9		
Carga Dinámica Total (ft):	2840.64		
SELECCIÓN DE LA BOMBA			
Serie de Bomba:	538	Carga/etapa (ft/etapa):	60
Tipo de Bomba:	S6000N	Potencia/etapa (HP/etapa):	10.5
N° requerido de etapas:	47.34	Máxima Carga/etapa (ft/etapa):	68
N° seleccionado de etapas:	49.0	Potencia permisible del eje (HP):	735.0
Potencia total requerida (hp):	498.04	Díametro del eje (in):	1.0
Max. presión interna de la bomba (psi):	1396.59	Presión estallido del housing (psi):	6000.0
miércoles 19 febrero		Page 1 of 2	

Ventana de REPORTE FINAL (página 2)





## Anexo 3 Procedimiento de diseño manual del sistema BES para el pozo Sacha 140D.

### Cálculos de Influjo de pozo

Debido a que la presión promedio del reservorio es menor que la presión de burbuja, mediante la ecuación (2.1) se calcula la presión de fondo fluente:

$$FBHP = 4239 - \frac{2522}{2.9} = 3369.34 \text{ psi}$$

Como en los datos de entrada se tiene el grado API, se calcula la gravedad específica del petróleo despejando de la ecuación (2.6):  $\gamma_{oil} = \frac{141.5}{27+131.5} = 0.893$

Calculamos el gradiente de fluido con la ecuación (2.4):

$$grad_l = 0.433 * (0.7 * 1 + (1 - 0.7) * 0.893) = 0.419$$

Y se puede calcular la PIP usando la ecuación (2.3):

$$PIP = 3369.34 - (10786 - 10536) * 0.419 = 3264.59 \text{ psi}$$

Calculamos la razón gas/petróleo de la solución con la ecuación (2.5):

$$R_s = 1.356 * \left( \frac{3264.59}{18 * 10^{0.00091 * 225 - 0.0125 * 27}} \right)^{1.205} = 1032.24 \frac{scf}{bbl}$$

A continuación, se calcula los parámetros termodinámicos, tales como factores volumétricos del petróleo y gas y factor de desviación del gas usando las ecuaciones (2.9) a (2.14):

$$F = 1032.24 * \left( \frac{1.356}{0.893} \right)^{0.5} + 1.25 * 225 = 1553.24$$

$$\beta_o = 0.972 + 14.7 * 10^{-4} * 1553.24^{1.175} = 1.798 \frac{bbl}{stb}$$

$$P_{pc} = 709.6 - 58.7 * 1.356 = 630 \text{ psia}$$

$$T_{pc} = 170.5 + 307.3 * 1.356 = 587.199 \text{ }^\circ R$$

$$p_{pr} = \frac{3264.59}{630} = 5.182$$

$$T_{pr} = \frac{225 + 460}{587.199} = 1.167$$

$$Z = 1 - \frac{3.52 * 5.182}{10^{0.9813 * 1.167}} + \frac{0.274 * 5.182^2}{10^{0.8157 * 1.167}} = 0.516$$

$$\beta_g = 0.0283 * \left( \frac{0.516 * (225 + 460)}{3264.59} \right) = 0.0031 \frac{cf}{scf}$$

Como ya se mencionó, solo hay una fase en el reservorio, por lo tanto, se considera que no hay gas libre a la entrada de la bomba. Y, por lo tanto, no es necesario el uso de un separador de gas. Entonces se puede calcular la tasa volumétrica de líquido que va a manejar la bomba con la ecuación (2.8):

$$q'_t = 2522 * (1 - 0.7) * 1.798 + 2522 * 0.7 * 1 = 3125.767 \text{ bpd}$$

## Cálculos de TDH

El nivel dinámico de líquido se encuentra usando la ecuación (2.26)

$$L_{dyn} = \frac{(10536 * (0.893 * 0.433)) + 20 - 3264.59}{(0.893 * 0.433)} = 2144.97 \text{ ft}$$

La pérdida de cabeza friccional se determina con la ecuación de Hazen-Williams, donde el número de calidad de tubería es 94 (para tubería usada), y la tasa de flujo debe estar en galones por minuto.

$$\Delta h_{fr} = 10 * 0.2083 * \left(\frac{100}{94}\right)^{1.85} * \left(\frac{\left(\frac{3125.767}{34.286}\right)^{1.85}}{2.992^{4.86}}\right) = 47.966 \frac{\text{ft}}{1000\text{ft}}$$

$$\Delta H_{fr} = 3318.174 * \frac{47.966}{1000} = 505.37 \text{ ft}$$

El valor de TDH se calcula con la ecuación (2.28):

$$TDH = \frac{(100 - 20)}{0.419} * +2144.97 + 505.37 = 2841.27 \text{ ft}$$

## Selección de la bomba

Tomando en cuenta el ID del casing y el OD del tubing se considera una bomba de serie 538, y con respecto a la tasa de flujo a condiciones de succión se selecciona la bomba S6000N del catálogo de Bombas REDA de Schlumberger. De la curva de comportamiento de la bomba seleccionada se leen los siguientes valores:

1. Carga/etapa (ft/etapa) = 60
2. Potencia/etapa (hp/etapa) = 10.5
3. Máxima carga/etapa (ft/etapa) = 68
4. Potencia del eje permisible (hp) = 735.0
5. Diámetro del eje (in) = 1.0
6. Presión de estallido del housing de bomba (psi) = 6000.0

Se calcula el número necesario de etapas con la ecuación (2.29):

$$Stages = \frac{2841.27}{60} = 47.35$$

Según el catálogo del fabricante, el número de etapas mayor disponible es 49 etapas, con housing #90. Con esta información se procede a calcular la resistencia mecánica de la bomba. Con la ecuación (2.31) se obtiene la presión máxima; esta presión es menor que la presión de estallido del housing, entonces la selección es correcta. Y la potencia máxima permisible del eje se encuentra con la ecuación (2.30).

$$p_{max} = 68 * 49 * 0.419 = 1396.11 \text{ psi}$$

$$BHP_{pump} = 10.5 * 49 * 0.968 = 498.04 \text{ psi}$$

Este valor es menor que la potencia máxima permisible del eje de bomba, entonces la selección es correcta.

### Selección del protector

Tomando en cuenta la serie de bomba seleccionada, se considera un protector de serie 540, de 637 hp de potencia. La potencia del eje del protector es mayor que la requerida por la bomba, entonces la selección es correcta. Se selecciona una cámara de aislamiento tipo laberinto y cojinete de empuje de carga intermedia.

Se calcula la carga en el cojinete de empuje con la ecuación (2.32):

$$F_{TB} = 0.785 * 1396.11 * 1^2 = 10965.95 \text{ lbs}$$

Se determina el empuje máximo que actúa sobre el protector según la temperatura de fondo, igual a 4000 lbs. Ya que la carga calculada en el cojinete es mayor que 4000 lb, la selección del tipo de cojinete es correcta.

### Selección del motor

Tomando en cuenta la serie de bomba seleccionada, se considera un motor de serie 562, y para dicho motor se debe conocer la velocidad de flujo en el anular que enfría el housing del motor con la ecuación (2.33):

$$v_l = 0.0119 * \frac{3125.767}{7^2 - 5.62^2} = 2.14 \frac{ft}{seg}$$

Ya que la velocidad de enfriamiento es mayor a 1, la selección es correcta. Del catálogo de fabricante del motor se selecciona uno con las siguientes características:

1. Potencia de placa (hp) = 525.0
2. Voltaje de placa (volt) = 4144
3. Corriente de placa (amp) = 77.3

La demanda de corriente se calcula con la ecuación (2.34):

$$I = 73.33 * \frac{498.04}{525} = 73.33 \text{ amp}$$

### Selección del cable

La longitud de cable necesaria es:  $10536 + 100 = 10636$  ft. Y se considera usar un cable plano para evitar problemas en el espacio anular. Se selecciona un tamaño AWG #2, con una resistencia de 2.45 ohm, y con una caída de voltaje/1000 ft menor a 30 volt/1000 ft= 21 volt/1000ft, y la caída de voltaje total es igual a:

$$\Delta Volt_T = 21 * 10636 * \frac{1 + 0.00214 * (225 - 77)}{1000} = 294.09 \text{ volt}$$

Para verificar el arranque del motor de acuerdo con el cable seleccionado se usa la ecuación (2.35), Si este porcentaje es mayor al 50% hay un inicio normal del sistema:

$$\frac{U_{start}}{U_{np}} = \frac{4144 - 4 * 73.33 * 2.45}{4144} = 82.65\%$$

### Selección del Switchboard y Transformador

El requerimiento de voltaje en superficie de la instalación se calcula con la ecuación (2.36), y el Switchboard a seleccionarse debe tener un voltaje nominal mayor a:

$$U_{surf} = 4144 + 1.732 * 2.45 * 73.33 = 4455.17 \text{ volt}$$

La potencia del Switchboard seleccionado se obtiene con la ecuación (2.37):

$$P_{surf} = 0.991732 * 4455.17 * 73.33 = 565.84 \text{ kVA}$$