

# **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

## **Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra**

Utilización de calentadores eléctricos como complemento de  
diseño BES para crudos pesados en campo ESPOL

### **PROYECTO INTEGRADOR**

Previo la obtención del Título de:

#### **Ingeniero en Petróleos**

Presentado por:

Alfonso Andrés Bonilla Ayluardo

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2022

## DEDICATORIA

El presente proyecto se lo dedico a Dios que está siempre conmigo, impulsándome a salir adelante y dándome las energías necesarias que dieron como fruto este trabajo.

A mis padres: Alfonso y Janeth por su gran esfuerzo de brindarme educación e impulsarme a formarme como profesional. Por inculcarme excelentes valores que me caracterizan hoy como persona.

A toda mi familia por el apoyo y confianza que ellos me brindan, por toda la alegría que causan ustedes en mi se los dedico de todo corazón.

## **AGRADECIMIENTOS**

Mi más sincero agradecimiento a cada uno de los profesores que estuvieron conmigo a lo largo de mi vida universitaria, ya que cada uno aportó sus conocimientos y valores para formarme como profesional.

Gracias a cada uno de mis amigos que me brindaron su apoyo en cada uno de los momentos en la universidad. Ustedes compartieron conmigo este largo camino académico que hoy me llena de orgullo terminarlo junto a ustedes.

## DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, me corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Alfonso Andrés Bonilla Ayluardo* y doy mi consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

A handwritten signature in blue ink, reading "Alfonso Andrés Bonilla Ayluardo". The signature is stylized and cursive, with the first letters of the first and last names being prominent.

---

Alfonso Andrés Bonilla Ayluardo

# EVALUADORES

---

**MSc. Fernando Sagnay**

PROFESOR DE LA MATERIA

---

**MSc. Danilo Arcentales**

PROFESOR TUTOR

---

**MSc. Xavier Vargas**

PROFESOR TUTOR

## RESUMEN

La explotación de crudos pesados trae consigo varias dificultades a la hora de ser producidos. Esto se debe a las altas viscosidades que ellos presentan. Como consecuencia, el flujo a superficie es menos fluido, causando así una disminución del caudal de producción y mayor esfuerzo de la bomba BES al momento de bombear el fluido de producción a superficie. Por lo cual, este proyecto tiene como objetivo proponer un sistema de bombeo electrosumergible con la implementación de un calentador eléctrico para el campo ESPOL que ayude a la disminución de viscosidad del crudo y por consecuente aumente la producción. Para observar el impacto que tiene la aplicación de calor a crudos altamente viscosos se utilizaron curvas de viscosidad vs temperatura que ayudan a entender y determinar el cambio de viscosidad que tiene el crudo a diferentes temperaturas. Así mismo, se utilizaron curvas de rendimiento de la bomba BES para analizar la eficiencia de la bomba con la implementación del calentador. Por último, se realizó un análisis económico para ver si el proyecto es rentable por medio de un flujo de caja neto. Como resultados del presente proyecto se obtuvo una disminución de la viscosidad de  $U_o = 496,68$  cp a  $U_o = 109,023$  cp, se cuadruplicó la producción de crudo y la eficiencia de la bomba no abarco el rangó operativo de la misma. Finalmente, la implementación del calentador permite incrementar la producción en el campo ESPOL debido al gran impacto que tiene la aplicación de calor a la disminución de viscosidad. Por otro lado, el aumento de caudal de producción no necesariamente aumentará la eficiencia de la bomba, ya que el rango de caudal óptimo con el que trabaja la bomba puede no abarcar caudales mayores a los obtenidos por la disminución de viscosidad.

**Palabras Clave:** Producción, crudos pesados, disminución de viscosidad, calentador eléctrico.

## ***ABSTRACT***

The exploitation of heavy crudes brings with it several difficulties at the time of production. This is due to the high viscosities they present. As a consequence, the flow to surface is less fluid, thus causing a decrease in the production flow rate and greater effort of the BES pump at the time of pumping the production fluid to surface. Therefore, this project aims to propose an electrosubmersible pumping system with the implementation of an electric heater for the ESPOL field that helps to decrease the viscosity of the crude oil and consequently increase production. To observe the impact of the application of heat to highly viscous crudes, viscosity vs. temperature curves were used to help understand and determine the change in viscosity of the crude oil at different temperatures. Also, performance curves of the BES pump were used to analyze the pump efficiency with the implementation of the heater. Finally, an economic analysis was performed to see if the project is profitable by means of a net cash flow. As results of this project, the viscosity decreased from  $U_o = 496.68$  cp to  $U_o = 109.023$  cp, the crude production quadrupled and the pump efficiency did not cover the operating range of the pump. Finally, the implementation of the heater allows increasing production in the ESPOL field due to the great impact that the application of heat has on viscosity decrease. On the other hand, the increase in production flow rate will not necessarily increase the pump efficiency, since the optimum flow rate range with which the pump works may not cover flow rates higher than those obtained by the viscosity decrease.

**Key words:** Production, heavy crudes, viscosity decrease, electric heater.

# ÍNDICE GENERAL

RESUMEN .....	1
<i>ABSTRACT</i> .....	2
ÍNDICE GENERAL.....	3
ABREVIATURAS .....	5
SIMBOLOGÍA6	
CAPÍTULO 1 .....	9
1.          Introducción .....	9
1.1      Descripción del problema .....	10
1.2      Justificación del problema .....	10
1.3      Antecedentes .....	11
1.4      Objetivos .....	12
1.4.1  Objetivo General .....	12
1.4.2  Objetivos Específicos .....	12
1.5      Marco teórico.....	13
1.5.1  Ubicación geográfica del campo ESPOL.....	13
1.5.2  Estratigrafía de la cuenca oriente.....	14
1.5.3  Características generales del campo ESPOL .....	17
1.5.4  Fundamentos teóricos de los reservorios.....	18
1.5.5  Sistema de levantamiento artificial electrosumergible.....	21
1.5.6  Calentadores eléctricos.....	23
1.5.7  Tipos de calentadores .....	23
CAPÍTULO 2 .....	25
2. Metodología .....	25
<b>2.1      Recopilación de información .....</b>	<b>25</b>
2.2      Descripción de calentador eléctrico seleccionado.....	27

2.3	Análisis de eficiencia de bomba con calentador .....	28
2.3.1	Selección de temperatura.....	29
2.3.2	Determinación del cambio de viscosidad .....	29
2.3.3	Cálculo de caudal para viscosidad de fluido nuevo .....	30
2.3.4	Determinación de la presión.....	30
2.3.5	Cálculo de la altura de la columna .....	31
2.3.6	Cálculo de eficiencia de la bomba con el calentador.....	32
<b>2.4</b>	<b>Análisis económico.....</b>	<b>32</b>
CAPÍTULO 3 .....		38
3.Resultados Y ANÁLISIS.....		38
3.1	Selección de calentador eléctrico.....	38
3.2	Cálculos de eficiencia.....	40
3.3	Resultados económicos .....	48
3.3.1	Alcance y tasa de descuento.....	48
3.3.2	Ingresos.....	48
3.3.3	Egresos .....	48
3.3.4	Flujo de caja .....	49
CAPÍTULO 4 53		
4.Conclusiones Y Recomendaciones.....		53
Conclusiones .....		53
Recomendaciones.....		54

## **ABREVIATURAS**

SLA	Sistema de Levantamiento Artificial
BES	Sistema de Bombeo Electrosumergible
USD	Dólares Estadounidenses
CGS	Sistema Cegesimal de Unidades
WTI	West Texas Intermediate
API	American Petroleum Institute

## SIMBOLOGÍA

bppd	Bariles de Petróleo Por Día
cp	Centipoise
F	Fahrenheit
ft	Pies
Hp	HorsePower
Km	Kilómetros
Kw	Kilovatios

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración1. Ubicación geográfica del bloque ESPOL	
13	
Ilustración2. Columna estratigráfica del oriente ecuatoriano (Tomado de IRD – Petroproducción, 1999) .....	14
Ilustración3. Diagrama de completación BES con calentador eléctrico THOR	
Fuente: Cavita Energy “Propuesta Técnica para Trinboil, Ecuador pozo: VNTB-008”27	

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla1.	Descripción general del campo ESPOL .....	17
Tabla2.	Propiedades del reservorio y fluido del pozo Espol 08 .....	17
Tabla3.	Clasificación de los crudos según sus grados API (sacado del Servicio Geológico Mexicano) .....	20
Tabla4.	Ventajas y desventajas del sistema artificial electrosumergible	22
Tabla5.	Parámetros de consideración 1 para aplicación de calentador THOR	39
Tabla6.	Parámetros de consideración 2 para aplicación de calentador THOR	40
Tabla7.	Datos de viscosidad vs temperatura de pozo ESPOL 08 .....	42
Tabla8.	Flujo de caja de sistema BES simple a un precio del WTI \$80 dólares	49
Tabla9.	flujo de caja de sistema BES con calentador THOR a un precio del WTI \$80 dólares	50
Tabla10.	Resultados de Índices Financieros.....	51

## ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica1.	curva de rendimiento de una bomba BES .....	28
Gráfica1.	Curva de viscosidad vs temperatura .....	30
Gráfica2.	curva IPR Método de Vogel obtenido de “curvas-ipr-produccion” autora: Andrea Galvis.....	31
Gráfica3.	Viscosidad vs temperatura obtenida de los datos del pozo ESPOL 08	43
Gráfica4.	curva de rendimiento de la bomba BES con intersección del caudal inicial Fuente: AutographPC Case Report VNTB-008 Run 1 – ESP Desing.apcx (Case 11)	44
Gráfica5.	curva de rendimiento de la bomba BES con intersección del caudal obtenido debido a la disminución de viscosidad Fuente: AutographPC Case Report VNTB-008 Run 1 – ESP Desing.apcx (Case 11).....	47

# CAPÍTULO 1

## 1. INTRODUCCIÓN

El desarrollo de la industria hidrocarburífera en el Ecuador se ha ido adaptando a los diversos cambios tecnológicos y ambientales a lo largo de los años, con el fin de solucionar las necesidades de una producción óptima y eficiente del crudo. Para ello es muy importante el análisis de factores como la disminución en la tasa de producción y caídas de presión para tomar decisiones acertadas en relación a la producción de crudo. Esto ha provocado la búsqueda y aplicación de sistemas de levantamiento artificial que mejor se adapten al desarrollo de un campo en específico para incrementar así la producción y la vida útil de un pozo, que son factores importantes para llevar a cabo un proyecto hidrocarburífero económicamente rentable, que pueda brindar al país el máximo beneficio de este gran recurso natural no renovable.

Entre los sistemas de levantamiento artificial que ofrece la industria, el sistema de bombeo electrosumergible es uno de los más idóneos para pozos que tengan bajo índice de presión de yacimiento, alto índice de productividad y producciones mayores a los 400 bbl/d (Byron Apolo, 2020). Muchos de estos parámetros de aplicación se adaptan muy favorablemente a los campos desarrollados en el Ecuador.

Además de los factores antes mencionados de caída de caudal de producción y de presión a lo largo del desarrollo de un pozo, existen otros factores que juegan un importante papel a la hora de producir un pozo como los son: tipo de crudo, gravedad API y viscosidad. El país comercializa dos tipos de crudo, reconocidos por su calidad dada en grados API y contenidos de azufre, estos son: Oriente (24° API) y Napo (17° API) (recursosyenergia.gob.ec, 2019), los cuales son considerados semipesados y pesados con características de alta viscosidad. Es por ello, que los sistemas de levantamiento artificial deben ser evaluados para la aplicación de nuevas tecnologías o tecnologías complementarias que ayuden a la producción de estos campos con las características antes mencionada. Por lo que, se plantea el uso de una mejora en el sistema de bombeo electrosumergible para incrementar la producción y vida útil del campo ESPOL.

## **1.1 Descripción del problema**

A medida que el tiempo de producción de un pozo aumente, la presión decaerá causando que las diferencias de presiones entre la superficie y el reservorio sean cada vez menores, lo que causa una disminución en el flujo de hidrocarburos a superficie. Es por ello que surge la necesidad de implementar sistemas de levantamiento artificial que brinden a nuestro reservorio un aumento de presión para la producción óptima de un pozo, mejorando así el número de barriles producidos y la vida útil del mismo.

No obstante, la utilización de un sistema de levantamiento artificial (SLA) no es la solución definitiva para las caídas de presiones y caudales. A pesar de que el SLA brinde energía al reservorio para producir de una manera más prolongada y controlada, las caídas de presión y caudales son inevitables a lo largo del desarrollo de un campo.

El campo ESPOL es un campo maduro con baja producción que utiliza el bombeo electrosumergible y presenta un crudo de alrededor de 14 ° API además de viscosidades altas aproximadas a 700 cp. Estos factores afectan directamente al caudal de producción que tenga un pozo. Esto se ve planteado en la ley de Darcy que establece que la velocidad de un fluido en un medio poroso va a estar afectada inversamente por la viscosidad, es decir, que una alta viscosidad de crudo disminuirá el caudal con la que está produciendo nuestro pozo.

Para optimizar la producción y eficiencia del sistema de bombeo electrosumergible (BES) en el campo ESPOL se debe buscar una mejora al diseño de bombeo artificial para aumentar o sostener en gran medida la caída de barriles diarios producidos. Por lo que se debe buscar aplicaciones complementarias al sistema BES que sean capaces de disminuir la viscosidad del crudo para aumentar la tasa de producción y mejorar la eficiencia del equipo. Esto traerá consigo un desarrollo sostenible del campo ESPOL por más años y de manera segura sin afectar la vida útil del reservorio.

## **1.2 Justificación del problema**

El sistema de bombeo electro sumergible es utilizado como un método de levantamiento artificial altamente eficiente para la producción de crudos livianos y medianos. Para mejorar la eficiencia para la producción de crudos pesados se plantea optimizar el funcionamiento de una bomba BES disminuyendo la viscosidad de los crudos pesados mediante la implementación de calentadores eléctricos en su diseño. Esta

aplicación puede ser empleada en cualquier empresa que presente en sus campos crudos pesados de alta viscosidad.

Como resultado final de este proyecto tendremos un diseño completo de un sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible con utilización de calentadores eléctricos para el campo ESPOL, en el cual se establecerán todos los componentes en superficie que ayudarán a suministrar la energía eléctrica necesaria para el correcto funcionamiento de nuestro equipo BES en el fondo del pozo. Por otro lado, en el equipo de fondo estableceremos el tipo de turbina, separador de gas, sello, sensor y cada una de las componentes del motor electrosumergible con su respectivo dimensionamiento. Por último, estableceremos componentes del calentador eléctrico, principio de funcionamiento y diseño que complementa el equipo BES

### **1.3 Antecedentes**

Trabajos científicos de apoyo:

#### **“Estudio de factibilidad para la implementación de cable calentador en el pozo Tarapoa Noroeste 1 para la recuperación de crudo extrapesado”**

En este proyecto, primero se analizó la capacidad de producción que tenía el pozo mediante la ley de Darcy tomando en cuenta las características propias del crudo, las cuales eran: crudo pesado, baja gravedad API y viscosidad alta. A partir del análisis de estas se determinó que el índice de productividad era bajo lo que llevo a el estudio de implementación de un cable calentador para aumentar la productividad, dando como resultado el incremento de producción en 3 casos de estudio, donde se evidencio como la viscosidad del fluido se mantenía constante luego del cambio de temperatura sufrido.

#### **“Low Carbon Barrels-disrupting Thermal EOR”**

En este informe técnico del equipo THOR (Thermal Oil Recovery) que es un calentador eléctrico mecánico, se muestra un caso de estudio de carbonato fracturado con recuperación baja debido a la viscosidad del crudo en medio oriente. Los resultados muestran un incremento en la producción estabilizada al 400%, reducción en el corte de agua y mayor rendimiento económico que se obtiene al realizar la inversión del equipo

## **1.4 Objetivos**

### **1.4.1 Objetivo General**

Proponer un sistema de bombeo electrosumergible con la implementación de un calentador eléctrico para el campo ESPOL

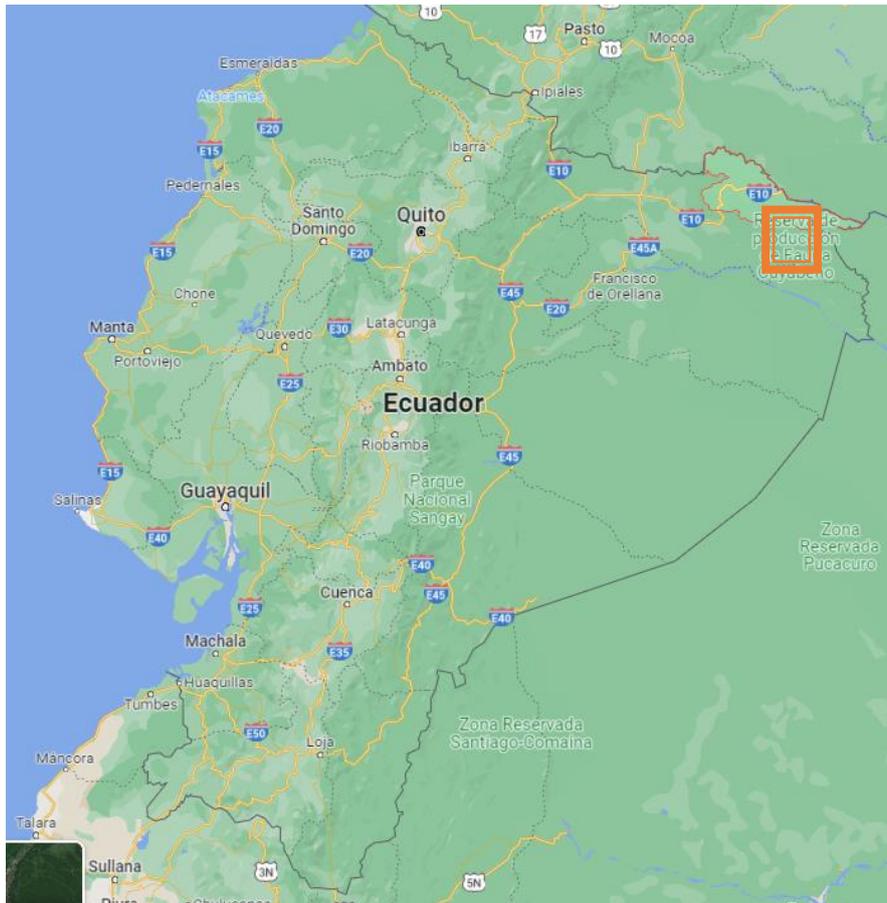
### **1.4.2 Objetivos Específicos**

1. Identificar cuáles son los principales componentes en un calentador eléctrico
2. Realizar un análisis de eficiencia de una bomba BES con la implementación del calentador eléctrico vs BES simple
3. Realizar un estudio económico de la implementación de un calentador eléctrico a una completación adicional tipo BES

## 1.5 Marco teórico

### 1.5.1 Ubicación geográfica del campo ESPOL

Este campo se encuentra ubicado en la región amazónica del Ecuador en la provincia de Sucumbíos, aproximadamente a 45 km al suroeste del campo Tipishca cantón putumayo.



**Ilustración1. Ubicación geográfica del bloque ESPOL**

## 1.5.2 Estratigrafía de la cuenca oriente

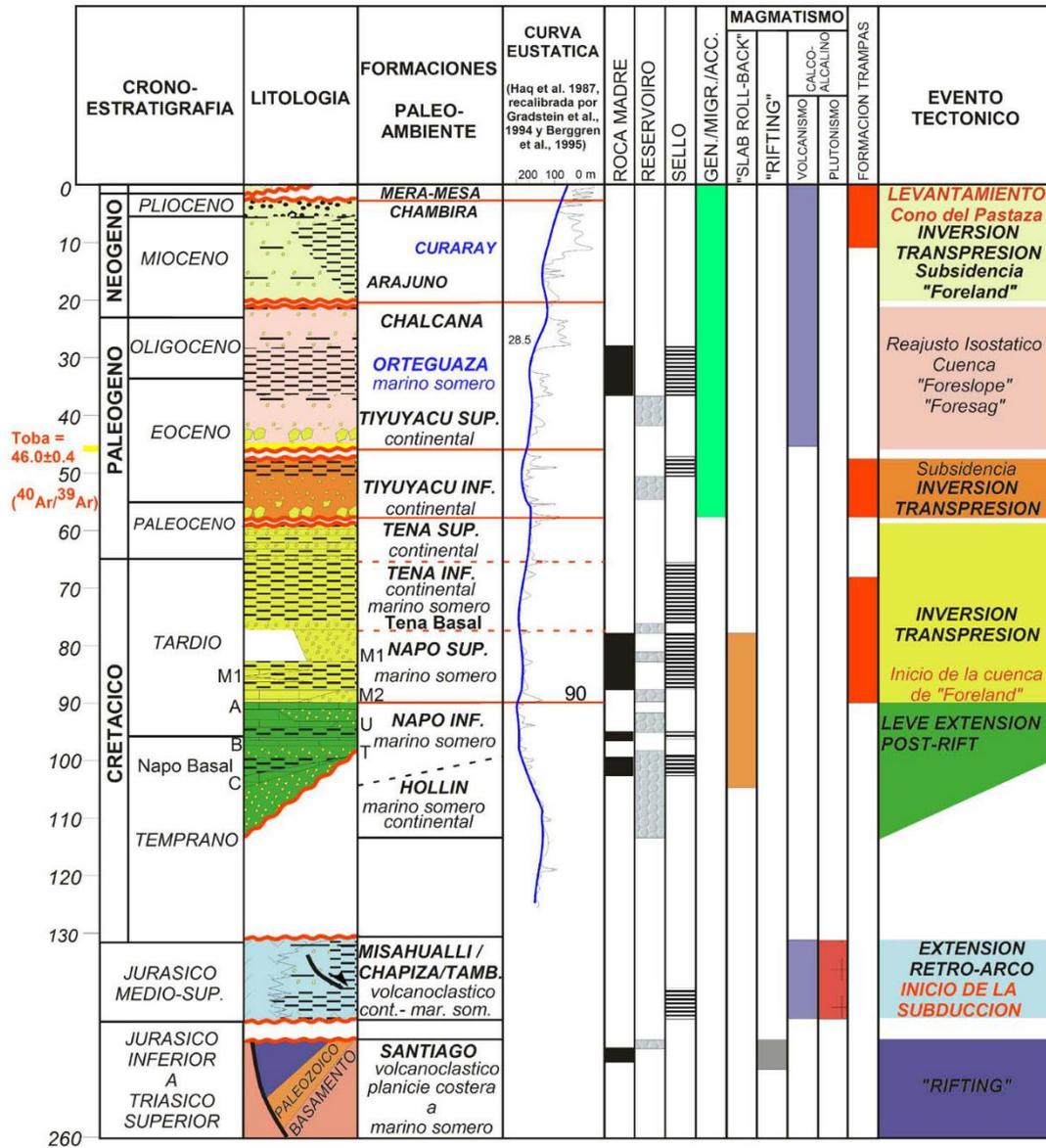


Ilustración2. Columna estratigráfica del oriente ecuatoriano (Tomado de IRD – Petroproducción, 1999)

### **Formación Mera**

Es una formación muy somera (topográficamente inferior) compuesta de depósitos abanicos de piedemonte como areniscas tobáceas y acillas. Esta presenta una tendencia de disminución de espesor, tamaño del grano y altitud en dirección este.

### **Formación Mesa**

Está constituida por una serie de depósitos clásticos de medios a gruesos producto de la erosión de la Sierra. Tiene un espesor aproximado de 1000m y en ella ya se presentan fallamientos y levantamientos que están cubiertos por depósitos cuaternarios posteriores.

### **Formación Chambira**

Su composición comprende lo siguiente: sedimentos clásticos gruesos, abanico de piedemonte y de sedimentos fluviales productos de una intensa erosión de la cordillera al oeste del oriente ecuatoriano.

### **Formación Curaray**

Está contenida al este del oriente y está constituida mayormente por arcillas rojas verdosas y azuladas bien estratificadas. También cuenta con la presencia de yeso y areniscas de grano fino. Esta formación cuenta con una extensión mayor a los 750m de espesor

### **Formación Arajuno**

La composición geológica de esta formación está constituida por areniscas finas a gruesas, conglomerados intercalados con limolitas y arcillolitas rojizas. Presenta un espesor mayor a los 1000m con un tope bien definido con la formación Chalcana

### **Formación Chalcana**

Dentro de las características que tiene esta formación se tiene lo siguiente: está compuesta de lutitas abigarradas que contienen yeso. Por otro lado, presenta un espesor entre 650 a 800m. Cabe mencionar que las lutitas presentes en esta formación contienen niveles de areniscas y conglomerados

### **Formación Orteguaza**

La formación Orteguaza está compuesta por una serie marina somera constituidas por areniscas grises y verdosas, lutitas grises verdosas a negras. El color gris muy oscuro

de las lutitas indica un ambiente reductor. Esta formación cuenta con un potencial de 700 m de espesor

### **Formación Tiyuyacu**

Esta formación esta seccionada en dos partes: Tiyuyacu inferior que presenta conglomerados, areniscas y arcillolitas en un ambiente sedimentario fluvial con un espesor de 100 a 500 m.

Tiyuyacu superior tiene una base erosiva rellena por areniscas o conglomerados, a diferencia de Tiyuyacu inferior sus conglomerados son de cuarzo lechoso translucidos. Su espesor va de los 100 a 200 m

### **Formación Tena**

Esta formación presenta un espesor que puede llegar a más de 1000m con la tendencia de disminuir considerablemente de sur a norte. En el contacto Tena – Napo se observa un cambio brusco de facies de un ambiente sedimentario marino a un ambiente de depósito salobre y continental. La roca reservorio basal tena presenta porosidades entre 5 a 12% y permeabilidades de 2 a 200mD

### **Formación Napo**

Considerado una de las formaciones más importantes de la cuenca oriente, su litología está caracterizada por una serie de lutitas negras, calizas grises a negras y areniscas calcáreas. Esta cuenta con un espesor alrededor de los 200 a 700 m.

En esta formación se encuentra tres principales reservorios Napo M1, U y T. Napo T cuenta con porosidades de 8-18%, permeabilidades de 10-45mD y espesor mayor a 80m. mientras que Napo U presenta porosidades de 10-22%, permeabilidades de 30-850mD y espesor mayor a 50

### **Formación Hollín**

Está constituida de una arenisca cuarzosa de color blanco con granos de medios a gruesos. Sus elementos son limpios y mal clasificados lo que origina una arenisca de mucha porosidad entre 12-19%, permeabilidades de 1-250mD y espesor de 100-300m

### 1.5.3 Características generales del campo ESPOL

Tabla1. Descripción general del campo ESPOL

Descripción General	
Fecha de inicio de producción	Agosto -1998
producción actual (bppd)	450
API promedio	14
Reservorios Productores	M1 / M2
Sistema de Levantamiento	Pozo Espol 08
• Electrosumergible	

Tabla2. Propiedades del reservorio y fluido del pozo Espol 08

Propiedades	
Permeabilidad relativa del petróleo (ko)	72 Md
Espesor de la arena (h)	23.8 ft
Presión estática del yacimiento (Pws)	2339 Psi
Presión de fondo fluyente (Pwfs)	345 Psi
Viscosidad promedio (U)	710,56 cp
Factor volumétrico (Bo)	1,07
Radio de drenaje (Re)	250 pies
Radio del pozo (Rw)	5 pulgadas
Factor de daño (S)	S=0
Temperatura inicial	180°F

## **1.5.4 Fundamentos teóricos de los reservorios**

### **1.5.4.1 Viscosidad del petróleo**

Se entiende como viscosidad del petróleo ( $\mu$ ) a la propiedad física que poseen los crudos para resistirse internamente al flujo o movimiento de este a través de un espacio determinando. En nuestro caso se estudia la viscosidad ya que esta juega un papel importante en el flujo del crudo en el medio poroso y posteriormente a las tuberías de producción. La unidad de medida es el centipoise y su magnitud puede variar según el tipo de crudo: crudos livianos (entre 1cp) y crudos pesados a extrapesados (de 1000 cps hasta mayores a 100000 cps). (RODRIGUEZ J, 2020)

La viscosidad juega un rol muy importante en el costo general de cualquier actividad hidrocarburífera. Uno de los aspectos más importantes a tomar es que mientras el crudo sea menos viscoso mayor valor en el mercado tendrá. Así mismo, los costos de producción y complejidad de extracción de crudos viscoso son más elevados y representan un mayor reto a la hora de producir un pozo. Finalmente, el costo y proceso de refinación de un crudo viscoso representan un valor y tratamiento más elevado. (Schlumberger, 2006)

La viscosidad del petróleo depende principalmente de la temperatura, presión, gravedad API, gravedad de gas y solubilidad de gas. Siempre que sea posible, la viscosidad de crudo debe determinarse mediante mediciones de laboratorio a la temperatura y presión del yacimiento. La viscosidad generalmente se reporta de forma estándar en los resultados de análisis P.V.T. Es importante destacar que en la actualidad existen diversas correlaciones matemáticas las cuales pueden ser utilizadas por los Ingenieros a fin de predecir la viscosidad en ausencia de datos PVT, estas ecuaciones varían en complejidad y precisión, dependiendo en gran medida de los datos disponibles. De forma característica su unidad de representación comúnmente aceptada dentro del sistema cegesimal de unidades (CGS), es el centipoise (cps).

La viscosidad del crudo se puede ver afectada principalmente por los cambios de temperatura y presión; y por la gravedad API que este tenga. Como afecta cada uno de estos parámetros en la viscosidad se pueden analizar mediante pruebas P.V.T. (RODRIGUEZ J, 2020)

#### **1.5.4.2 Temperatura del reservorio**

La temperatura es una magnitud física que mide la cantidad de energía cinética dentro de un cuerpo. A medida que descendemos a los más profundo de un pozo hasta llegar al reservorio, hay un cambio de temperatura por unidad de distancia a la cual se la llama gradiente de temperatura. A causa de temperaturas elevadas en los reservorios los fluidos que este contiene se ven afectados en su estado y viscosidad. (MILTON, 2015)

#### **1.5.4.3 Presión en el reservorio**

Se conoce la presión de formación a la presión que ejercen los fluidos dentro de los espacios porosos de un reservorio. Está representa la energía que tiene un reservorio y juega un papel importante a la hora de establecer mecanismos de levantamiento artificial ya que por medio de esta se puede estimar la cantidad de energía requerida para que los fluidos del fondo del pozo puedan ser producidos hasta superficie.

La caída de presión de un reservorio se debe a la liberación y escape de fluidos del reservorio hacia la superficie al momento de estar produciendo un pozo. A medida que decaiga esta presión, el flujo natural hacia superficie de hidrocarburos será cada vez más dificultoso y se deberá emplear mecanismos artificiales para llevarlos a superficie. (MILTON, 2015)

#### **1.5.4.4 Gravedad API**

La gravedad API es una escala de gravedad específica establecida por el instituto estadounidense de petróleo (API). Con esta se puede medir la densidad relativa de diversos líquidos de petróleo. El instrumento de medición es el hidrómetro y su unidad de medida es el grado. La fórmula está planteada de la siguiente manera:  $API = 141.5/SG - 131.5$  donde la gravedad específica del fluido es representada por SG.

**Tabla3. Clasificación de los crudos según sus grados API (sacado del Servicio Geológico Mexicano)**

Tipo de crudo	°API
Crudos Extraligeros	Mayor a 39
Crudos Ligeros	31.1-39
Crudos Medianos	22.3-31.1
Crudos Pesados	10-22.3
Crudos Extrapesados	Menor a 10

#### **1.5.4.5 Ley de Darcy**

La ley de Darcy es un modelo matemático que trata de explicar el comportamiento de flujo de fluidos que transitan a través de un medio permeable o poroso. Esta ley relaciona la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso con el gradiente de presión, constante de permeabilidad y la viscosidad del fluido.

$$v = -(k/u) (dP/dl) \quad (1.1)$$

donde:

v: velocidad aparente resultado de la relación caudal volumétrico de flujo sobre área (sección transversal)  $q/A$

k: constante de permeabilidad de la roca expresada en Darcy. La permeabilidad puede denominarse como la conductividad del fluido

u: viscosidad del fluido

dP/dl: gradiente de presión

#### **1.5.4.6 Aplicación de calor para producción de crudos pesados**

A pesar de que la producción de crudos pesados represente mayores costos de producción y refinación en comparación a los petróleos convencionales. Estos representan el 70% de todos los recursos de petróleo en el mundo, por lo que surge la

necesidad de búsqueda de nuevas tecnologías y aplicaciones para optimizar la producción de estos crudos pesados. (Schlumberger, 2006)

Uno de los pasos fundamentales es la elección de un método de recuperación de crudos pesados que ayude a la facilidad de transporte del fluido en reservorio hasta las facilidades de superficie. Entre estos métodos tenemos dos clasificaciones importantes que son: aplicación de calor y producción en frío (Schlumberger, 2006)

El método de aplicación de calor es fundamental para la producción de estos crudos ya que como se mencionó anteriormente la viscosidad se ve afectada directamente a un cambio de temperatura. Cuando se aplica calor a un crudo este tiende a disminuir su viscosidad y así se facilita el transporte del mismo hacia superficie. Por otro lado, la producción en frío no utiliza calor para la producción del yacimiento, sino que se inyectan diluyentes que disminuyen la viscosidad y con ayuda de sistemas artificiales de levantamientos como el electrosumergible se logran alcanzar el objetivo de producción. (Schlumberger, 2006)

Para optimizar el sistema de levantamiento artificial BES se implementará el método de aplicación de calor para mejorar el funcionamiento y producción de este mecanismo mediante la implementación de un calefactor que ayude a reducir de mejor manera la viscosidad del crudo pesado producida en el campo Vinita mediante la aplicación de calor.

### **1.5.5 Sistema de levantamiento artificial electrosumergible**

El bombeo electrosumergible es un sistema de levantamiento artificial que consiste básicamente en la utilización de un motor eléctrico en el fondo del pozo para poner en funcionamiento una bomba centrífuga. Esta bomba genera movimiento de los fluidos en contra de la presión, con la finalidad de convertir esta energía de velocidad causada por el movimiento en energía a presión (energía mecánica a energía hidráulica) y es así como funciona nuestro sistema de levantamiento para mover la mayor cantidad de volumen de fluidos en el fondo del pozo hasta facilidades de superficie.

A instalación de bombeo electrosumergible está constituida por un motor eléctrico ubicado en el fondo del pozo seguido de una sección sellante que está conectada a un separador de gas y una bomba centrífuga compuesta de n número de etapas. La energía que da vida al sistema se la obtiene mediante una línea de fuerza (cables de alta tensión), posteriormente esta corriente pasa a través de variadores de frecuencia y

transformadores para luego pasar a una caja de venteo. Esta corriente se transfiere al fondo del pozo mediante un cable eléctrico aislado que proporciona la energía al motor.

**Tabla4. Ventajas y desventajas del sistema artificial electrosumergible**

**Fuente: TAKCAS, Gabor. Electrical Submersible Pumps Manual Design, Operations, and Maintenance. Elsevier, 2009. 7-8 p**

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Altas tasas de producción</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se dañan por “gas lock”</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alta productividad</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Uso de un separador de gas.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bajas presiones de producción en el fondo del pozo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tasa de producción limitada por las etapas de la bomba</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bajas relaciones de gas en solución</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La tubería debe ser recuperada para cambios en la bomba</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• En costo por barril, el más económico y eficiente método</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Costo inicial relativamente alto</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Maneja altos contenidos de agua</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Requiere una fuente de electricidad estable y confiable</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pueden ser instalados en pozos con altas temperaturas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La reparación y mantenimiento requiere sacar todo el equipo a superficie</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bombas modificadas para sólidos y fluidos corrosivos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La vida del equipo se ve afectada por la producción de arena</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Usado en pozos desviados</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El costo del cable debido a altas profundidades</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bajo impacto ambiental por no producir derrames en superficie</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dificultad de instalar suficiente potencia en el fondo del pozo</li> </ul>

### **1.5.6 Calentadores eléctricos**

Los sistemas de calentadores eléctricos son complementos para mejorar la recuperación secundaria y mejorada que surgen a partir de la problemática de buscar soluciones a la producción de crudos pesados y de alta viscosidad, mediante la aplicación de calor al fondo del pozo. Estos dispositivos y equipos transforman la energía eléctrica en calor para transmitirla a las paredes del reservorio y al fluido, aumentando así la temperatura de estos. Todo esto produce la expansión de garganta en los poros (aumento de permeabilidad) y la disminución de viscosidad del crudo, esto deriva a una caída de presión mayor que facilita el flujo del fluido hacia superficie, aumentando el caudal de producción y la eficiencia de los sistemas de levantamiento artificial que se estén ejecutando.

La configuración de los sistemas de calefacción en el fondo del pozo maneja componentes en superficie muy similares a los empleados en un bombeo electrosumergible. Entre las principales componentes de superficie tenemos transformador de tensión, el panel de control y el penetrador eléctrico de fondo del pozo. Al igual que el sistema BES, estos calentadores usan cables que van desde el cabezal del pozo hasta llegar al equipo calentador en el fondo del pozo. Estos tienen la finalidad de proporcionar la potencia eléctrica para energizar los equipos de fondo utilizados.

### **1.5.7 Tipos de calentadores**

En la industria petrolera existen dos tipos comunes de calentadores eléctricos los cuales son: calentadores de transferencia de calor por inducción y conducción.

#### ***1.5.7.1 Calentadores de transferencia de calor por conducción***

También es llamado como cable MI y consiste en un cable de óxido de magnesio que permite a los conductores correr altas temperaturas sin afectar a las cualidades eléctricas del cable. La configuración del cable dependerá de las necesidades del cliente además de las características del pozo, esto puede afectar al número de conductores que se utilicen y el tipo de configuración del cable. Este último puede tener una configuración de calentamiento constante, donde se distribuye la misma densidad de energía al largo de todo el fondo del pozo. Mientras que la configuración variable suministra diferentes densidades de energía a lo largo del pozo en diferentes secciones del cable.

Los conductores eléctricos que posee este cable son de cobre o aleaciones de cobre-níquel que constituyen los elementos calentadores del cable. Este proceso es muy similar a lo que ocurre con los filamentos dentro de un foco, en el cual los conductores se calientan producto del paso de corriente eléctrica a través de este. Permitiendo alcanzar temperaturas de 482°C y proveer hasta 656 W/m.

#### **1.5.7.2 Calentadores de transferencia de calor por inducción**

A diferencia de otros procesos como la inyección de vapor o utilización de sustancias químicas para la producción de un pozo. El sistema de calentador por inducción es una buena alternativa para aumentar el gradiente de presión del yacimiento aplicando calentamiento cercano a las paredes del pozo en la zona productora. La eficiencia de este equipo dependerá del diseño de inductores que presente el equipo para que la mayor parte de la energía llegue al depósito.

El principio de estos equipos consiste en el calentamiento por inducción por medio de un suministro de energía trifásica de alto voltaje a un transformador de fondo de pozo que convierte esta energía en una a alta corriente y baja frecuencia. El equipo de inducción se alimenta gracias a un cable ESP blindado trifásico que es el encargado de transferir la energía eléctrica a la herramienta para calentar inductivamente el depósito a través de una carcasa ferromagnética. Este equipo puede contar de algunas secciones para la posibilidad de calentar a diferentes temperaturas la sección de un pozo, esto con la ayuda de un equipo de acondicionamiento de energía instalado en superficie.

#### **1.5.7.3 Calentador de fondo de pozo mecánico**

Es un calentador de fondo de pozo que se acciona mecánicamente, por medio de un motor de imanes permanentes que rotan para funcionar y calentar un líquido que se encuentra al interior de este calentando el cuerpo exterior del equipo mediante conducción térmica. La cantidad de calor suministrado al fondo del pozo dependerá de la velocidad de rotación que se aplique al motor.

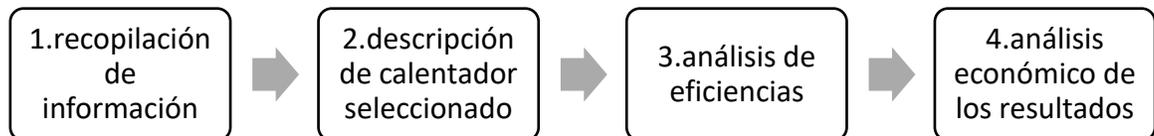
Al igual que el sistema BES estos necesitan de un cable ESP que transmita la energía al motor. Por otro lado, puede ser ubicado antes de la bomba centrífuga en el sistema BES para que el fluido se caliente antes de entrar a la bomba lo que ayuda al levantamiento y eficiencia del equipo. Este equipo puede presentar eficiencia del 90% de energía alcanzado temperaturas de 260°C y densidad de energía de 700KW de potencia.

# CAPÍTULO 2

## 2. METODOLOGÍA

El presente estudio tiene como finalidad proponer la implementación de un calentador eléctrico a un sistema BES en el campo ESPOL ubicado en la región amazónica en la provincia de Sucumbíos. Para lo cual se necesitará una recopilación de información del pozo ESPOL 08 necesaria para el análisis de eficiencia y estudio económico del diseño BES con calentador, una vez se haya seleccionado el tipo de calentador eléctrico que se implementará a dicho sistema.

A continuación, se muestra la serie de pasos a tomar para la metodología escogida:



### 2.1 Recopilación de información

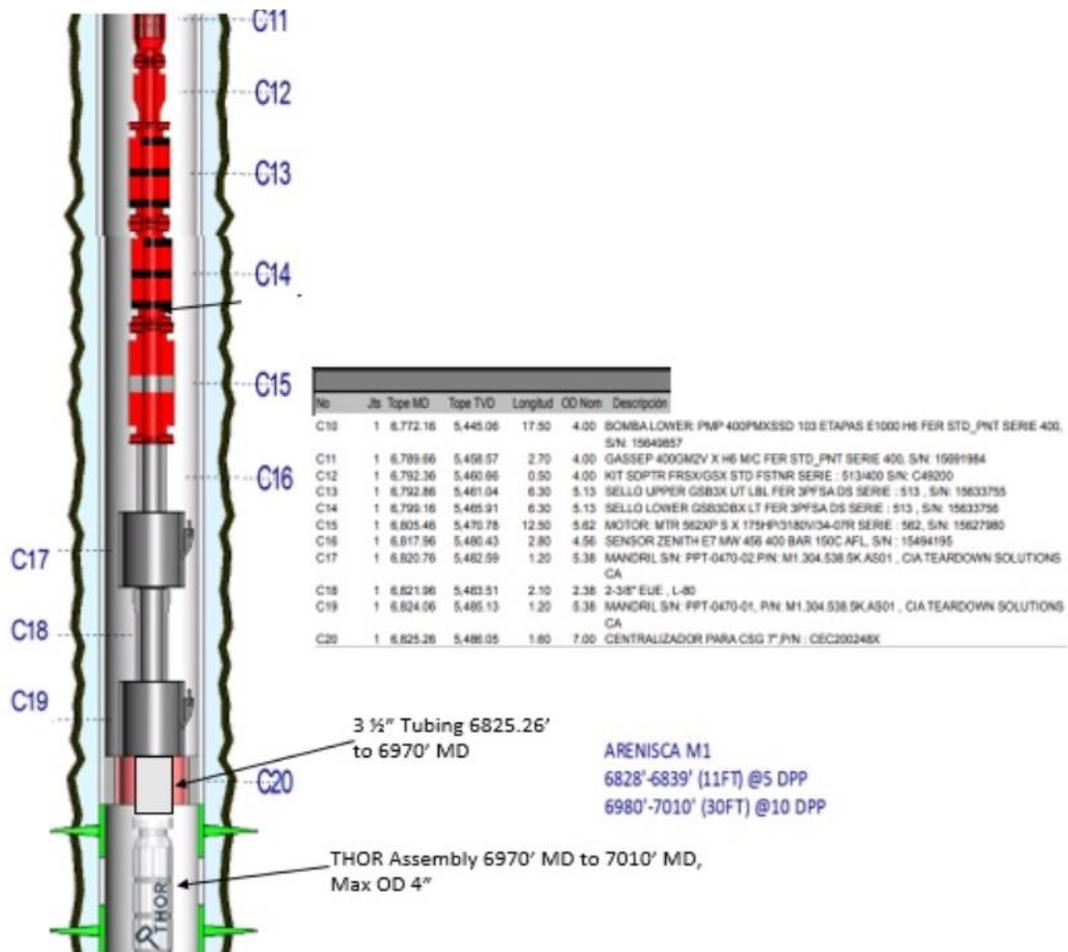
Para la recopilación de información se solicitó al operado del campo ESPOL los datos de producción, perforación y características de los fluidos producidos en el pozo ESPOL 08 que nos servirán para la propuesta del sistema BES con la implementación de un calentador eléctrico. A continuación, se muestran los datos solicitados:

- Caudales
- Presiones Pr y Pwf
- Gravedades específicas
- Temperatura de fondo y superficie

- Propiedades PVT de los fluidos
- Características de la bomba BES utilizada en pozo ESPOL 08
- Datos económicos del proyecto

Los datos económicos de producción solicitados nos ayudaran al momento de realizar el análisis económico del sistema BES vs sistema BES con calentador eléctrico, donde se realizará una comparativa y observación de la variación económica del proyecto, cambios de caudales, entre otros. Por otro lado, los datos y condiciones del fluido del pozo alterados por la implementación del calentador eléctrico nos permitirán realizar el análisis de eficiencia del diseño BES simple vs diseño BES con calentador. Entre los principales parámetros afectados por el uso de este tenemos: viscosidad del fluido, caudal de producción, temperatura en la entrada de la bomba, potencia total requerida del sistema y KVA

## 2.2 Descripción de calentador eléctrico seleccionado



**Ilustración3. Diagrama de completación BES con calentador eléctrico THOR**  
**Fuente: Cavita Energy “Propuesta Técnica para Trinboil, Ecuador pozo: VNTB-008”**

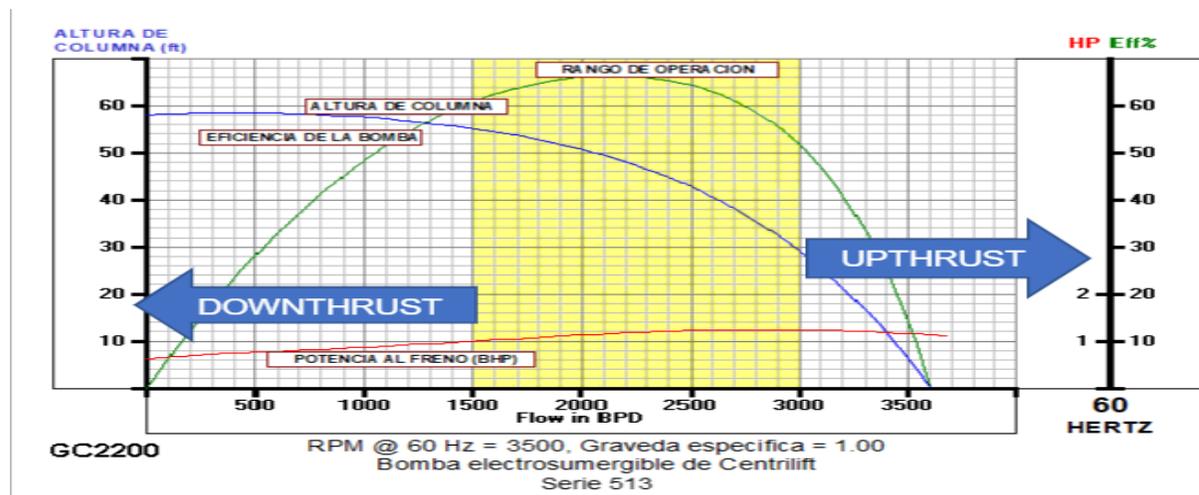
Como se pudo revisar en el capítulo anterior, existen 3 tipos de calentadores que comúnmente suelen usarse en la recuperación mejorada de petróleo por medio de aplicación de calor. En cada uno de ellos se describió brevemente su funcionamiento y componentes principales. En esta parte de nuestro proyecto se elegirá uno de los tres modelos presentados de calentadores, donde se analizará los principales criterios de funcionamiento para la elección de este en nuestro diseño BES. Entre los criterios a tomar en cuenta tenemos la densidad energética,

eficiencia del equipo, cambio de temperatura que puede generar en el fluido, facilidades de instalación, costo del equipo, tiempo de ganancias, entre otras.

Una vez se escogido el equipo más idóneo para la mejora del sistema BES, se establecerá y describirá cada uno de los componentes que conformen el equipo seleccionado. Luego de esto se mostrará la configuración que tendrá el equipo ya implementado en nuestro sistema BES y como interactúa cada una de sus partes con

### 2.3 Análisis de eficiencia de bomba con calentador

Para el análisis de eficiencia de la bomba BES con la implementación del calentador THOR nos ayudaremos de las curvas de rendimiento de cada etapa de la bomba. En esta se presentan curvas de altura de columna, potencia de freno y eficiencia de la bomba en una correlación entre el caudal y la altura que crea la bomba.



Gráfica1. curva de rendimiento de una bomba BES

Fuente: MONROY, Carlos Alberto. Evaluación del desempeño de una nueva tecnología aplicada a los pozos con bombeo electrosumergible en los campos A, B, C, D, E y F de Ecopetrol S.A. Trabajo de grado. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Departamento de Ingeniería de Petróleos. 2007. p 57

La curva eficiencia de la bomba describe como varia la eficiencia de la bomba según la cantidad de energía mecánica que puede transformarse en energía hidráulica con respecto a un caudal determinado. Esta eficiencia se puede calcular gracias a la siguiente fórmula que contiene variables que se pueden determinar por datos de pruebas ya medidos:

$$eficiencia(\%) = \frac{Alt. columna * capacidad * gravedad especifica * 100}{3,960 * BHP} \quad (2.1)$$

Donde:

Alt. Columna= altura de fluido que cada etapa puede levantar (pies)

Capacidad= galones/minuto

BHP=potencia al freno (HP).

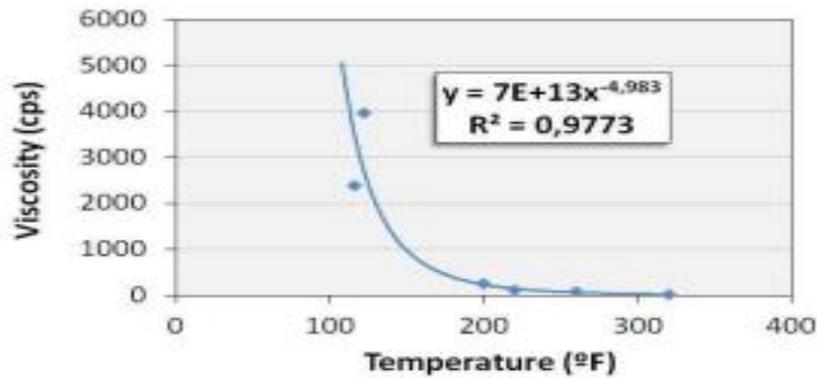
Para el cálculo de la nueva eficiencia que se produce en la bomba gracias a la implementación del calentador THOR se realizara el siguiente proceso:

### **2.3.1 Selección de temperatura**

Como primer paso para el análisis de eficiencia de nuestra bomba BES con calentador THOR se debe seleccionar una temperatura a la que puede alcanzar a calentar nuestro fluido el calentador, según los rangos de aumento de temperatura que maneje el equipo THOR.

### **2.3.2 Determinación del cambio de viscosidad**

Para determinar el nuevo valor de viscosidad que nuestro fluido puede alcanzar gracias al cambio de temperatura proporcionado por el equipo THOR, se necesitara de la ayuda de la curva de viscosidad vs temperatura que se tenga del fluido producido en el campo ESPOL gracias a las pruebas de laboratorio PVT. Para ello se trazará una línea vertical desde la temperatura alcanzada del fluido gracias al calentador hasta tocar la curva y así se podrá ver la intersección en el eje y de la gráfica que nos dará como resultado el cambio de viscosidad de nuestro fluido.



**Gráfica1. Curva de viscosidad vs temperatura**

**Sacado del paper “Caracterización de la viscosidad y su comportamiento en los procesos térmicos aplicados en yacimientos de crudos pesados”**

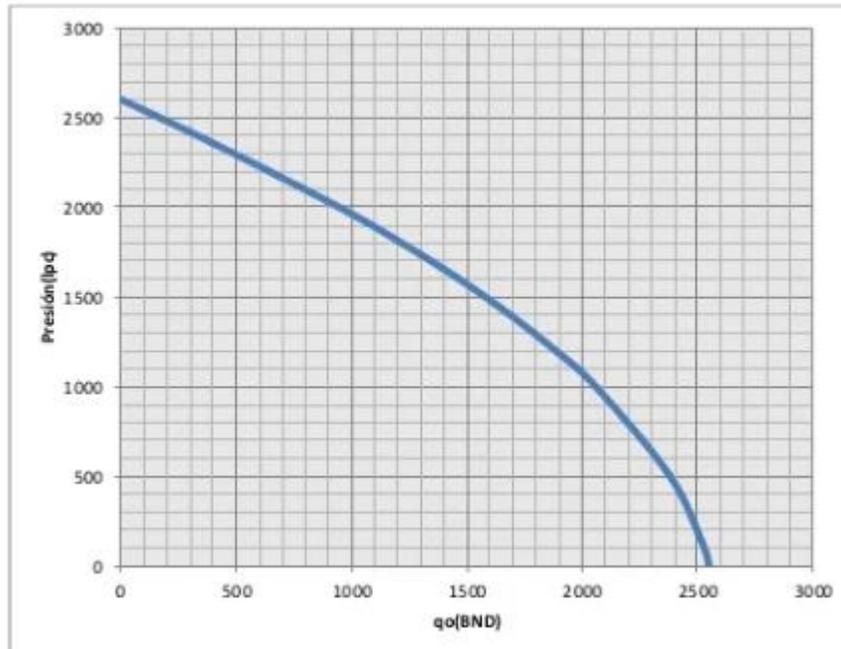
### **2.3.3 Cálculo de caudal para viscosidad de fluido nuevo**

Para ello nos ayudaremos del meto de Darcy para flujo continuo de un líquido monofásico que tiene las siguientes primicias: en el yacimiento petrolífero las presiones de reservorio de fondo fluyente deben ser mayores a la presión de burbuja con flujo de una sola fase liquida, en nuestro caso petróleo con presencia de una fuente de energía (acuífero) el cual mantiene constante la presión en el borde del área de drenaje ( $r=r_e$ ).

$$q_0 = \frac{7,08 \times 10^{-3} k_0 h (P_{ws} - P_{wfs})}{u_0 B_0 \left[ \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + s \right]} \quad (2.2)$$

### **2.3.4 Determinación de la presión**

Con ayuda de la curva IPR del pozo 08 en campo ESPOL podemos determinar la presión que se obtiene al producir a cierto caudal  $q_0$ . La determinación de esta presión nos ayudara a determinar el nivel dinámico del líquido que puede generar nuestra bomba y que se mostrara a continuación.



**Gráfica2. curva IPR Método de Vogel obtenido de “curvas-ipr-produccion”  
autora: Andrea Galvis**

### 2.3.5 Cálculo de la altura de la columna

Para calcular la altura de la columna de fluido que nuestra bomba puede levantar según la etapa, nos ayudaremos del siguiente cálculo a la presión determinada en el paso anterior.

primero se obtiene el gradiente de la mezcla ( $G_m$ ):

$$G_m = 0.433 * \gamma_m \quad (2.3)$$

Donde:

$\gamma_m$  = gravedad específica de la mezcla

$$\gamma_m = \gamma_o * f_o + \gamma_w * f_w \quad (2.4)$$

Donde:

$\gamma_o$ = gravedad específica del petróleo

$\gamma_w$ = gravedad específica del agua

$f_o$ = corte del petróleo

$f_w$ = corte de agua

Luego estimamos la altura de la mezcla

$$h_m = \frac{\text{Presión obtenida}}{G_m} \quad (2.5)$$

### **2.3.6 Cálculo de eficiencia de la bomba con el calentador**

Se realiza el cálculo de la eficiencia de la bomba mostrado anteriormente ya establecido el cambio de altura de la columna producida por el cambio de temperatura de nuestro calentador THOR que produce un cambio de viscosidad, caudal y presión.

## **2.4 Análisis económico**

### **Método económico**

#### **Flujo de caja**

A través de un flujo de caja se puede determinar el resultado económico de un proyecto hidrocarburífero debido a en este se obtiene la diferencia de cantidad de dinero que ingresa con los egresos del proyecto por un tiempo específico. Se lo puede representar de la siguiente manera:

$$\text{Flujo de caja neto} = \text{Ingresos} - \text{Egresos} \quad (2.6)$$

### **Ingresos**

los ingresos de un proyecto petrolero están directamente proporcionados por la producción de barriles diarios de petróleo que un pozo pueda producir, por servicios brindados, regalías, entre otros (Moix Muntó, 2014)

Debido a la disminución de barriles de petróleo al paso de los años se debe considerar el cálculo de producción por año con la ecuación de la declinación exponencial:

$$q = q_i * e^{Dt} \quad (2.7)$$

$q$ : producción por año calculado [barriles/año]

$q_i$ : producción por año inicial [barriles/año]

$D$ : Declinación de producción [adimensional]

$t$ : Tiempo estimado (años, meses o días)

Para este proyecto los Ingresos representan los barriles producidos por el precio del barril:

*Ingresos = Barriles de petróleo por año [barriles/ año] x USD del barril[\$]*

## **Egresos**

Los egresos lo conforman todas las salidas de dinero o volumen que son de suma importancia para la realización del proyecto correspondiente, siendo estos: Inversiones, costos asociados, costos de mantenimiento, consumos locales, regalías, impuestos, cuentas por cobrar, entre otros. (Moix Muntó, 2014)

## **Índices financieros**

El análisis de índices financiero de un proyecto por medio de fórmulas matemáticas nos ayuda a determinar si la viabilidad económica d un proyecto es lo bastante. A continuación, se muestran los siguientes índices:

### **Valor presente neto (VPN)**

El Valor presente Neto nos permite conocer el dinero presente que rinde el proyecto después de haber recuperado la inversión. Este índice deberá estar relacionado a una tasa de descuento (Moix Muntó, 2014). La ecuación que representa el Valor Presente Neto es la siguiente:

$$VPN_{td} = \sum_{n=0}^t \frac{FC_t}{(1 + td)^t} \quad (2.8)$$

Donde:

$VPN_{td}$ : Valor Presente Neto a la tasa de descuento  $td$

$FC_t$ : Flujo de caja neto al periodo correspondiente  $t$

$td$ : Tasa de descuento

$t$ : año corriente

Es importante considerar que en el año 0 se considera la inversión por lo cual

muchas veces la ecuación puede modificarse de la siguiente manera:

$$VPN_{td} = FC_0 + \sum_{n=1}^t \frac{FC_t}{(1 + td)^t} \quad (2.9)$$

Quedando:

$$VPN_{td} = -Inversión + \sum_{n=1}^t \frac{FC_t}{(1 + td)^t} \quad (2.10)$$

Los resultados obtenidos permiten conocer lo siguiente:

- o Si  $VPN > 0$ ; entonces, el proyecto es viable
- o Si  $VPN = 0$ ; entonces, es indiferente dado que no genera valor
- o Si  $VPN < 0$ ; entonces, no es viable

### ***Tasa interna de retorno (TIR)***

La Tasa Interna de Retorno nos da información con respecto al rendimiento económico del proyecto y se lo puede denotar en porcentaje (Moix Muntó, 2014).

Para obtener el TIR se trabaja con un VPN igual a cero, por lo consiguiente, la ecuación que permite obtener el valor de este índice es la siguiente:

$$0 = \sum_{n=0}^t \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} \quad (2.11)$$

- o Si  $TIR > td$ ; entonces, el proyecto es viable.
- o Si  $TIR = td$ ; entonces, el proyecto es indiferente.
- o Si  $TIR < td$ ; entonces, el proyecto no es viable.

### ***Relación costo-beneficio***

La relación Costo- Beneficio se genera por la división entre el flujo de caja de los Ingresos con respecto al flujo de caja de los egresos. Representándola con la siguiente ecuación:

$$\frac{B}{C} = \frac{\text{Flujo de cada de Ingresos}}{\text{Flujo de caja de los Egresos}} \quad (2.12)$$

Donde:

$\frac{B}{C}$  = relación Costro-Beneficio

- Si  $\frac{B}{C} > 1$ , entonces, el proyecto es viable.
- Si  $\frac{B}{C} = 1$ , entonces, el proyecto es indiferente
- Si  $\frac{B}{C} < 1$ , entonces, el proyecto no es viable.

# CAPÍTULO 3

## 3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

### 3.1 Selección de calentador eléctrico

En nuestro caso la tecnología implementada será el criterio principal para la selección del calentador eléctrico como propuesta de diseño BES con implementación de un calentador. Los tres tipos de calentadores como lo son: calentador por conducción (cable MI), calentador por inducción y calentador mecánico (THOR) cumplen con la función de mejorar la recuperación de petróleo aumentando la producción de la misma bajo el principio de aplicación de calor en el reservorio para la disminución de viscosidad en campos con producción de crudo pesado. Además, estos se adaptan muy bien por la factibilidad al momento de ser incorporados en un sistema BES ya que estos utilizan la misma fuente de energía eléctrica, así como equipos de superficie para control y distribución de la energía similares a los que utiliza un equipo BES. Así mismo, las temperaturas que puede alcanzar cada uno de los calentadores descritos anteriormente puede alcanzar temperaturas similares al momento de calentar el fluido de producción y trabajan con densidades de energía realmente altas. Lo que nos lleva al estudio de calentador THOR por ser un equipo que aplica una nueva tecnología al momento de generar y proporcionar calor al crudo. Esto implicaría también una mayor eficiencia del equipo BES que se analizara más adelante.

Lo siguiente en tomar en cuenta al momento de seleccionar el equipo calentador es saber los criterios de funcionamiento que toma en consideraciones equipo calentador para un correcto funcionamiento a la hora de aplicarlo en campo. Para esto se muestra a continuación la siguiente tabla con los criterios y rangos ideales con el que opera el calentador eléctrico THOR par posteriormente analizar si nuestro campo ESPOL08 cumple con los parámetros para la aplicación de este.

**Tabla5. Parámetros de consideración 1 para aplicación de calentador THOR**

<i>Criterio</i>	<i>Rango ideal</i>
<i>Viscosidad del crudo</i>	200-100000 pc
<i>API del crudo</i>	8-12 °API
<i>Saturación de petróleo</i>	30-100%
<i>Tamaño de la carcasa</i>	5,5" y superior
<i>Temperatura máxima que puede tolerar</i>	Tan alto como sea posible
<i>Tasa de aceite</i>	Por encima de los 20 BDP
<i>Corte de agua</i>	Preferiblemente bajo
<i>Intervalo de perforado</i>	Pequeño (por debajo de los 100 m)

**Tabla6. Parámetros de consideración 2 para aplicación de calentador THOR**

<i>Criterio</i>	<i>Rango Ideal</i>
<i>Piel del pozo</i>	presente
<i>Permeabilidad</i>	Preferiblemente bajo <200mD
<i>Tipo de bomba</i>	PCP, varilla, viga
<i>Apecto de la cera temperature punto de fluidez</i>	Cerca de la temperatura de reservorio
<i>Desviación de pozo</i>	DLS <5° por 30 m
<i>Colocación de THOR</i>	Sobre la zona de producción si es posible
<i>Temperatura de reservorio</i>	Idealmente bajo 50°C
<i>Tipo de reservorio</i>	Preferiblemente arenisca no fracturada

### **3.2 Cálculos de eficiencia**

Previamente al procedimiento del cálculo de eficiencias se debe contar con las propiedades del fluido y reservorio además de datos del pozo que se van a tomar en consideración al momento de realizar el análisis, para ello mostramos a continuación los datos obtenidos del campo ESPOL08:

$Ko=72 \text{ Md}$

$h= 23.8 \text{ ft}$

$Pws= 2339 \text{ Psi}$

$Pwfs= 345 \text{ Psi}$

$U= 710,56 \text{ cp}$

$Bo=1,07$

$Re=250 \text{ pies}$

$Rw=5 \text{ pulgadas}=0,4167$

$S=0$

$To=180^\circ\text{F}$

Donde:

$Ko$ =permeabilidad relativa del petróleo

$h$ = espesor de la arena

$Pws$ = presión estática del yacimiento

$Pwfs$ = presión de fondo fluyente

$U$ = viscosidad promedio

$Bo$ =factor volumétrico

$Re$ = radio de drenaje

$Rw$ =radio del pozo

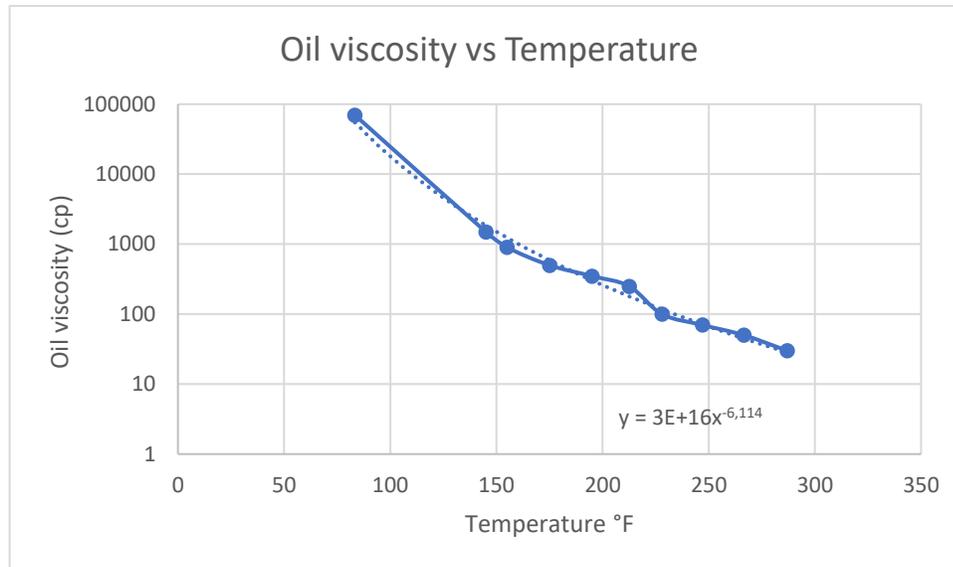
$S$ = factor de daño

Además de los datos mostrados debemos de contar también con pruebas PVT de viscosidad vs temperatura que se presentan a continuación:

**Tabla7. Datos de viscosidad vs temperatura de pozo ESPOL 08**

Viscosidad cp	Temperatura °F
83,33	70000
145	1500
155	900
175	500
195	350
212,5	250
228	100
247	70
266,6	50
287	30

Con ayuda de la tabla que se muestra en la parte superior procederemos a graficar los puntos en una gráfica de dispersión en Excel con su respectiva línea de tendencia que para nuestro caso resulto una línea de tendencia potencial con la siguiente ecuación  $y = 3E + 16x^{-6,114}$



**Gráfica3. Viscosidad vs temperatura obtenida de los datos del pozo ESPOL 08**

A partir de aquí estableceremos el valor de la viscosidad inicial del petróleo a la temperatura inicial de 180°F para el análisis de eficiencia del sistema BES simple con ayuda de la ecuación potencial obtenida de la gráfica.

$$y = 3E + 16 * 180^{-6,114} \quad (3.1)$$

$$y = 496,68 \text{ cp}$$

El valor de la viscosidad a la temperatura de 180°F no dio un valor de 496,68 cp.

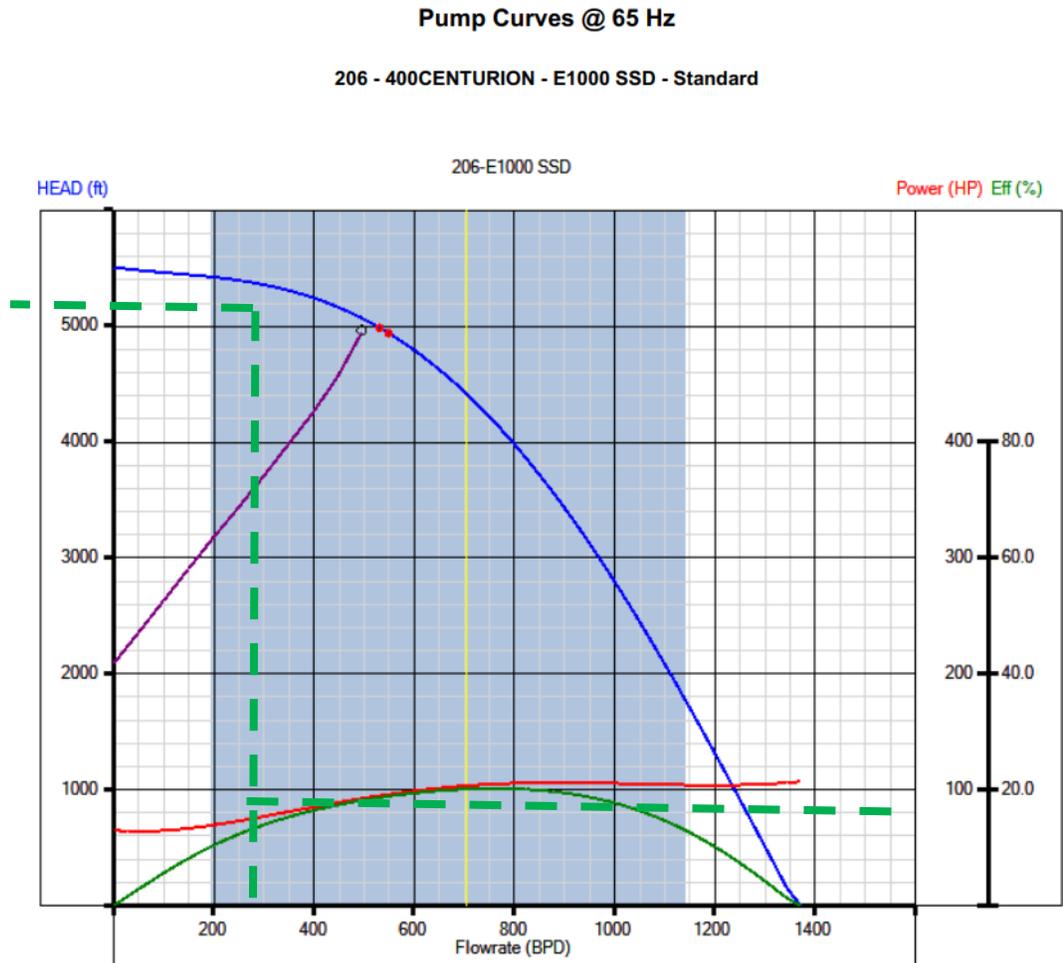
Ahora se procede al cálculo de caudal con los datos fluido-reservorio

$$q_0 = \frac{7,08 \times 10^{-3} k_0 h (P_{ws} - P_{wfs})}{u_0 B_0 \left[ \ln \left( \frac{re}{rw} \right) + s \right]}$$

$$q_0 = \frac{7,08 \times 10^{-3} * 8539 * 23.8 (2438 - 964)}{496,68 * 1,07 \left[ \ln \left( \frac{3000}{0,458333} \right) \right]}$$

$$q_0 = 454,1986$$

Una vez hallado el valor de caudal nos ayudamos de la curva de rendimiento de la bomba para calcular el porcentaje de eficiencia que tiene nuestro sistema de BES simple



**Gráfica4. curva de rendimiento de la bomba BES con intersección del caudal inicial Fuente: AutographPC Case Report VNTB-008 Run 1 – ESP Desing.apcx (Case 11)**

$$eficiencia(\%) = \frac{Alt.columna * capacidad * gravedad\ especifica * 100}{3,960 * BHP}$$

$$eficiencia(\%) = \frac{58 * capacidad * 1 * 100}{3,960 * BHP}$$

Para el cálculo de eficiencia en nuestro sistema BES con calentador THOR se realiza el mismo procedimiento estableciendo la temperatura a la que nuestro calentador trabaja, pero con la pequeña observación que la temperatura a la que se calienta nuestro fluido no va a ser la temperatura con la que el crudo llegue a superficie por ello calcularemos el gradiente térmico para nuestro caso de estudio para luego obtener la temperatura de llegada del crudo a superficie. En nuestro caso de estudio se estableció una temperatura de 300°F con la que Thor trabajara. A continuación, se procede a calcular el gradiente:

$$Gt = \frac{T_{fondo} - T_{superficie}}{profundidad} \quad (3.2)$$

$$Gt = \frac{180 - 110}{5592}$$

$$Gt = 0,0125$$

El valor obtenido de gradiente de temperatura es de 0,0125 °F/pies

Ahora calcularemos la temperatura a la que el crudo llegara a superficie:

$$Gt = \frac{T_{fondo} - T_{superficie}}{profundidad}$$

$$0,0125 = \frac{300 - T_{superficie \ del \ crudo}}{5592}$$

$$T_{superficie \ del \ crudo} = -((0,0125) (5592) - 300)$$

$$T_{superficie \ del \ crudo} = 230$$

Con la temperatura de crudo que llega a superficie con THOR calculamos la viscosidad empleando el mismo procedimiento realizado anteriormente.

$$y = 3E + 16 * 230^{-6,114}$$

$$y = 109,023cp$$

El valor de la viscosidad a la temperatura de 300°F no dio un valor de 21.48 cp.

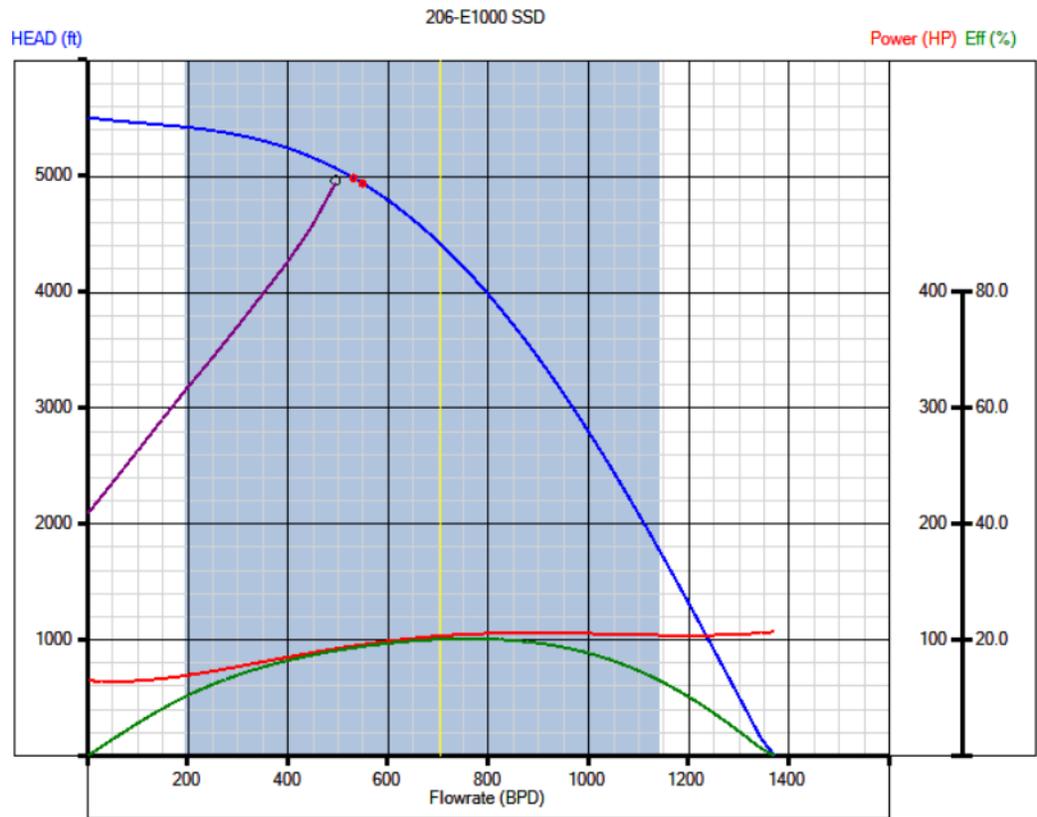
Ahora se procede al cálculo de caudal con los datos fluido-reservorio

$$q_0 = \frac{7,08 \times 10^{-3} k_0 h (P_{ws} - P_{wfs})}{u_0 B_0 \left[ \ln \left( \frac{re}{rw} \right) + s \right]}$$
$$q_0 = \frac{7,08 \times 10^{-3} * 8539 * 23.8(2438 - 964)}{109,023 * 1,07 \left[ \ln \left( \frac{3000}{0,458333} \right) \right]}$$
$$q_0 = 2069,17$$

Una vez hallado el valor de caudal nos ayudamos de la curva de rendimiento de la bomba para calcular el porcentaje de eficiencia que tiene nuestro sistema de BES con calentador THOR

### Pump Curves @ 65 Hz

206 - 400CENTURION - E1000 SSD - Standard



**Gráfica5. curva de rendimiento de la bomba BES con intersección del caudal obtenido debido a la disminución de viscosidad Fuente: AutographPC Case Report VNTB-008 Run 1 – ESP Desing.apcx (Case 11)**

$$eficiencia(\%) = \frac{Alt. columna * capacidad * gravedad especifica * 100}{3,960 * BHP}$$

$$eficiencia(\%) = \frac{58 * capacidad * 1 * 100}{3,960 * BHP}$$

### **3.3 Resultados económicos**

#### **3.3.1 Alcance y tasa de descuento**

Para el presente estudio económico se establecerá en un plazo de 6 años a partir del 2022 hasta el 2028 con una tasa de descuento del 15%

#### **3.3.2 Ingresos**

El precio del barril del petróleo representa el valor neto de ingresos en la evaluación de este proyecto. El precio del crudo en el Ecuador esta referenciado por el crudo West Texas Intermediate, para ello estableceremos un promedio del valor entre los años 2021 y 2022 dándonos un valor de \$80 por barril de crudo.

#### **3.3.3 Egresos**

Para el siguiente análisis económico solo contaremos con el precio que llegue a significar la utilización del calentador THOR. Gracias a información proporcionada por el Ing. Marcelo Herrera funcionario de la empresa cavitas energy en Ecuador, se estipula un precio promedio de \$9000 diarios por el alquiler de la herramienta. Los costos de implementación que requiera el equipo BES se tomaran como costo cero porque son costos fijos que no representaran cambios en los costos cuando se comparen el sistema BES simple vs BES con calentador.

### 3.3.4 Flujo de caja

Tabla8. Flujo de caja de sistema BES simple a un precio del WTI \$80 dólares

<b>Porcentaje de declinación</b>	<b>12%</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
<i>Tasa de inflación</i>	0%						
<i>Año</i>	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<i>inversión</i>	0						
<i>Ingresos</i>		13262599,2	10432730	7278668,77	4503919,35	2471803,35	1203155,85
<i>Barriles de petróleo</i>		165782,49	130409,126	90983,3596	56298,9918	30897,5418	15039,4482
<i>Precio por barril</i>		80	80	80	80	80	80
<i>Egresos</i>		0	0	0	0	0	0
<i>Alquiler de equipo Thor</i>		0	0	0	0	0	0
<i>flujo de caja</i>	0	13262599,2	10432730	7278668,77	4503919,35	2471803,35	1203155,85
<i>flujo de caja acumulado</i>		13262599,2	23695329,2	30973998	35477917,4	37949720,7	39152876,6

<b>Porcentaje de declinación</b>	<b>12%</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
<i>Tasa de inflación</i>	0%						
<i>Año</i>	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<i>inversión</i>	3285000						
<i>Ingresos</i>		60419764	47527869,7	33159069,5	20518281,5	11260671,6	5481157,33
<i>Barriles de petróleo</i>		755247,05	594098,372	414488,369	256478,519	140758,396	68514,4666
<i>Precio por barril</i>		80	80	80	80	80	80
<i>Egresos</i>		3285000	3285000	3285000	3285000	3285000	3285000
<i>Alquiler de equipo Thor</i>		3285000	3285000	3285000	3285000	3285000	3285000
<i>flujo de caja</i>	-3285000	57134764	44242869,7	29874069,5	17233281,5	7975671,65	2196157,33
<i>flujo de caja acumulado</i>		57134764	101377634	131251703	148484985	156460656	158656814

**Tabla9. flujo de caja de sistema BES con calentador THOR a un precio del WTI \$80 dólares**

**Tabla10. Resultados de Índices Financieros**

<b>Tasa de descuento</b>		<b>15%</b>
<i>VPN</i>		114262017
<i>TIR</i>		1716%
<i>Costo beneficio</i>		10,4551782

Uno de los principales motivos para la realización de este estudio se debe a que la producción de campos maduros debido a sus años de explotación ha ido perdiendo energía de reservorio, produciendo cada vez menos al largo de los años. Esto sumado a que la mayoría de estos producen crudos pesados altamente viscosos la producción disminuye aún más al paso del tiempo, obteniendo como resultado ingresos por barriles de petróleos cada vez menores. Para ello, se plantea el uso de calentadores eléctricos para la disminución de viscosidad y por consecuente aumento de barriles de petróleo diarios que permiten generar mayores ingresos.

Para realizar la comparativa económica del proyecto BES simple vs BES con calentadore THOR solo se tomaron en cuenta la producción de barriles de petróleo para los ingresos y en egresos solo se consideró el costo del alquiler del equipo THOR que fue de \$3285000. Por otro lado, se consideró una tasa de declinación de 12% cada año considerando un precio promedio del barril del crudo a \$80.

Se puede observar que el flujo de caja hasta el año 6 aun es sostenible teniendo un flujo de caja neto positivo de \$2196157,33, pero la viabilidad económica se puede ver afectada por la producción en los años siguientes debido a la declinación de producción llevando a que el proyecto tenga una nueva alternativa de recuperación mejorada para seguir manteniendo la vida útil del pozo por un tiempo más prolongado.

En cuanto a los índices financieros obtenemos un valor presente neto de \$114262017, lo cual quiere decir que el proyecto cumplido con el criterio  $VPN > 0$  que nos indica que la ejecución el proyecto es viable. En el caso de la tasa de retorno interno obtenemos como resultado 17,16 siendo mayor a la tasa de descuento. Y, por último, en el análisis del costo beneficio, el resultado es de 10,4551782 siendo mayor a 1. El análisis en conjunto de estos índices financieros nos ayuda a determinar que la viabilidad del proyecto es económicamente rentable.

# CAPÍTULO 4

## 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

### Conclusiones

- El aumento del caudal de producción no necesariamente aumentará la eficiencia de la bomba, ya que el rango de caudal óptimo que trabaja la bomba puede no abarcar caudales mayores a los obtenidos por la disminución de viscosidad.
- Al hacer la corrida económica, se observa que es un proyecto rentable debido a que los ingresos se cuadruplicaron. Además, que se obtuvo recuperación de la inversión en tan solo 25 días.
- La temperatura a la que el calentador calienta el crudo en el fondo del pozo no será igual a la obtenida en superficie debido al gradiente de temperatura. Es decir, que la viscosidad obtenida por el calentador también cambiara hasta que llegue a superficie. Por lo tanto, el diseño abarca su alcance hasta superficie.
- Luego de los 6 años de producción con la implementación del calentador la disminución de producción debido a la tasa de declinación del pozo llevará a una producción muy baja comparada con los años iniciales, llevando en peligro la rentabilidad del proyecto debido al alto costo de alquiler de la herramienta por lo cual se deberá buscar soluciones futuras para prolongar la vida útil del pozo

08

## Recomendaciones

- Para evitar problemas con la bomba BES a causa de una producción fuera del rango de correcto funcionamiento, se podría diseñar la temperatura de acción del calentador para obtener un menor cambio de viscosidad y la producción no sea tan elevada y cumpla con el rango de funcionamiento del equipo BES diseñado.
- En caso de beneficiarnos del aumento de producción elevado, podría proponerse un workover de cambio de bomba BES que cumpla con el nuevo rango de funcionamiento de caudal.
- A pesar de que nuestro equipo calentador funciona sin ningún tipo de aditivo o químicos adicionales, se podría utilizar el uso de los mismo para disminuir el riesgo de la falla del equipo o la completación.
- Para que el cálculo de producción con la implementación de calentador se recomienda buscar cartas o métodos de correlación para crudos pesados que mejoren la exactitud de variación de viscosidad que va a sufrir el crudo cuando se le aplique calor.

## 5. BIBLIOGRAFÍA

BRAVO, J. H. (2009). “MÉTODOS Y HERRAMIENTAS PARA ESTIMAR LA PRESIÓN DE FORMACIÓN DE YACIMIENTO ANTES Y DESPUES DE LA TERMINACIÓN DE UN POZO”.

Byron Apolo, R. M. (2020). *Metodología para selección de Sistemas de Levantamiento Artificial en campos petroleros del Ecuador*. researchgate.

MILTON, H. B. (2015). *CARACTERISTICAS DE LOS RESERVORIOS EN RELACION A SUS CONDICIONES DE PRESION Y TEMPERATURA*.

recursosyenergia.gob.ec. (28 de Julio de 2019). *recursosyenergia.gob.ec*. Obtenido de recursosyenergia.gob.ec: [https://www.recursosyenergia.gob.ec/ep-petroecuador-exporto-11-mas-de-crudo-orientado-durante-el-primer-semester-de-2019/#:~:text=El%20Ecuador%20comercializa%20dos%20tipos,Napo%20\(17%C2%B0%20API\)](https://www.recursosyenergia.gob.ec/ep-petroecuador-exporto-11-mas-de-crudo-orientado-durante-el-primer-semester-de-2019/#:~:text=El%20Ecuador%20comercializa%20dos%20tipos,Napo%20(17%C2%B0%20API)).

RODRIGUEZ J, O. A. (2020). *CARACTERIZACIÓN DE LA VISCOSIDAD Y SU COMPORTAMIENTO EN LOS PROCESOS TERMICOS APLICADOS EN YACIMIENTOS DE CRUDOS PESADOS . THERMAL OIL RECOVERY*.

Schlumberger. (2006). La importancia del petróleo pesado. *Oilfield Review*.

