

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DEL CONSUMO ENERGÉTICO  
MEDIANTE NUEVOS DISEÑOS EN LOS POZOS COMPLETADOS CON  
BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN CAMPOS OPERADOS POR PAREX.**

**LAURA CATALINA CÁRDENAS RODRÍGUEZ  
CESAR AUGUSTO MEDINA ROJAS**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ, D.C  
2020**

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DEL CONSUMO ENERGÉTICO  
MEDIANTE NUEVOS DISEÑOS EN LOS POZOS COMPLETADOS CON  
BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN CAMPOS OPERADOS POR  
PAREX.**

**LAURA CATALINA CÁRDENAS RODRÍGUEZ  
CESAR AUGUSTO MEDINA ROJAS**

**Proyecto integral de grado para optar por el título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director  
Ing. Orlando Loaiza Salazar  
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ  
2020**

NOTA DE ACEPTACIÓN

---

---

---

---

---

---

Ing. Johana Romero López

---

Ing. Oscar Orlando Méndez Fariás

Bogotá, D.C. Enero de 2020

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD DE AMÉRICA**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

**Dr. MARIO POSADA GARCIA-PEÑA**

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA**

Vicerrectoría Académica y de Posgrados (E)

**Dra. ALEXANDRA MEJIA GUZMAN**

Secretaria General

**Dra. ALEXANDRA MEJIA GUZMAN**

Decano Facultad de Ingenierías

**Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI**

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

**Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA**

*Las directivas de la Universidad de América, los jurados Calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.*

## **DEDICATORIA**

Dedico este proyecto principalmente a mis padres María Elena y José Lorenzo, quienes en primera instancia me dieron la oportunidad de estudiar y formarme como profesional y quienes han estado incondicionalmente para apoyarme en cada etapa de mi vida y animarme a pesar de los obstáculos que se han presentado a lo largo de este proceso.

Gracias a mi compañero por darme su apoyo en esta experiencia académica.

**LAURA CATALINA CÁRDENAS RODRÍGUEZ**

## **DEDICATORIA**

A mi mamá Idaly Rojas Mendoza, apoyo incondicional en cada una de las circunstancias de mi vida, sin ella no hubiese sido posible mi trayectoria profesional.

A cada una de las personas de mi familia que hicieron este logro posible, sin ellos esto no hubiese sido posible.

A todas las personas que a lo largo de mi carrera universitaria me enseñaron muchas cosas y a mi compañera de tesis por no dejarse vencer por la adversidades.

**CESAR AUGUSTO MEDINA ROJAS**

## **AGRADECIMIENTOS**

*Agradecemos a las directivas, docentes y funcionarios que formaron parte de nuestro desarrollo como profesionales en ingeniería de petróleos de forma integral. A cada uno de los compañeros con los que compartimos un aula de clase y un sin número de experiencias.*

*Agradecimiento especial a nuestro director Orlado Loaiza Salazar, por brindarnos la información necesaria, su conocimiento en el área y su guía en el desarrollo del trabajo.*

*A la empresa Parex Resources, por confiar en nosotros para el desarrollo del proyecto, así como el soporte de información y la ayuda de su personal en el desarrollo del trabajo.*



## CONTENIDO

	pág.
<b>1. MARCO TEÓRICO</b>	<b>27</b>
<b>1.1 GENERALIDADES GEOLÓGICAS DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES</b>	<b>27</b>
<b>1.2 GENERALIDADES DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE</b>	<b>28</b>
<b>1.2.1 Componentes de superficie.</b>	<b>29</b>
<b>1.2.2 Componentes de fondo</b>	<b>30</b>
<b>1.3 GENERALIDADES DE LAS EMULSIONES</b>	<b>33</b>
<b>1.3.1 Tipos de emulsiones.</b>	<b>34</b>
<b>1.3.2 Formación de emulsiones.</b>	<b>34</b>
<b>1.3.3 Estabilidad de las emulsiones.</b>	<b>35</b>
<b>1.3.4 Afectación de una emulsión en las bombas electrosumergibles.</b>	<b>35</b>
<b>1.4 VISCOSIDAD DE UNA EMULSIÓN</b>	<b>36</b>
<b>2. METODOLOGÍA Y DATOS</b>	<b>37</b>
<b>2.1 CÁLCULO DEL INDICADOR DE CONSUMO ENERGÉTICO EN LEVANTAMIENTO</b>	<b>37</b>
<b>2.2 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LA DEMANDA ENERGÉTICA DE LOS POZOS DE ESTUDIO, VINCULANDO LAS PRINCIPALES VARIABLES DE OPERACIÓN</b>	<b>39</b>
<b>2.3 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS</b>	<b>41</b>
<b>2.3.1 Pozo A-11.</b>	<b>42</b>
<b>2.3.2 Pozo A-8.</b>	<b>42</b>
<b>2.3.3 Pozo A-10.</b>	<b>43</b>
<b>2.3.4 Pozo C-4.</b>	<b>43</b>
<b>2.3.5 Pozo A-4.</b>	<b>43</b>
<b>2.4 DISEÑO DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE</b>	<b>44</b>
<b>2.4.1 Data de entrada.</b>	<b>45</b>
<b>2.4.2 Selección de equipos.</b>	<b>48</b>
<b>2.4.3 Elaboración de una matriz de comparación para la validación de los nuevos diseños propuestos.</b>	<b>49</b>
<b>3. RESULTADOS Y ANÁLISIS</b>	<b>52</b>
<b>3.1 VARIABLES DEL FLUIDO QUE AFECTAN EL INDICADOR DE CONSUMO ENERGÉTICO EN LEVANTAMIENTO (LECI)</b>	<b>52</b>
<b>3.1.1 Relación entre el indicador de consumo energético en levantamiento y el tipo de crudo.</b>	<b>52</b>
<b>3.1.2 Relación entre el indicador de consumo de energético en levantamiento y el BSW.</b>	<b>53</b>
<b>3.1.3 Efecto del BSW en relación con la viscosidad para el fluido emulsionado.</b>	<b>56</b>

<b>3.2</b>	<b>PROPUESTAS DE DISEÑO PARA LOS POZOS SELECCIONADOS COMO CANDIDATOS</b>	<b>59</b>
3.2.1	Diseño del sistema de bombeo electrosumergible: resultado caso pozo A-10.	59
3.2.2	Diseño del sistema de bombeo electrosumergible: resultado caso pozo C-4.	63
3.2.3	Diseño del sistema de bombeo electrosumergible: resultado caso pozo A-8.	71
3.2.4	Diseño del sistema de bombeo electrosumergible: resultado caso pozo A-11.	77
3.2.5	Diseño del sistema de bombeo electrosumergible: resultado caso pozo A-4.	80
<b>3.3</b>	<b>EVALUACIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS MEDIANTE UNA MATRIZ DE COMPARACION TÉCNICO-FINANCIERA</b>	<b>86</b>
3.3.1	Pozo A-10.	86
3.3.2	Pozo C-4.	87
3.3.3	Pozo A-8.	88
3.3.4	Pozo A-11.	89
3.3.5	Pozo A-4.	90
<b>3.4</b>	<b>ESTUDIO FINANCIERO</b>	<b>91</b>
3.4.1	Análisis de inversión.	92
3.4.2	Análisis de costos de operación (OPEX).	92
3.4.3	Ingresos.	92
3.4.4	Flujo de caja	92
<b>4.</b>	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>96</b>
<b>5.</b>	<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>97</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>98</b>
	<b>ANEXOS</b>	<b>100</b>

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> Número de escenarios a evaluar de acuerdo con el rango de BSW para los pozos candidatos.	45
<b>Tabla 2.</b> Datos de entrada al simulador para los cinco pozos candidatos.	45
<b>Tabla 3.</b> Viscosidades del petróleo para los casos estudio.	46
<b>Tabla 4.</b> Viscosidades de la emulsión para dos casos de estudio.	46
<b>Tabla 5.</b> Formato matriz de comparación para el caso actual y la propuesta de diseño.	51
<b>Tabla 6.</b> Análisis de viscosidad del fluido emulsionado para el pozo C-8.	57
<b>Tabla 7.</b> Análisis de viscosidad del fluido emulsionado para el pozo CO-1.	57
<b>Tabla 8.</b> Comparativa propuesta de diseño para el pozo A-10.	60
<b>Tabla 9.</b> Comparativa propuesta de diseño para el pozo C-4.	63
<b>Tabla 10.</b> Propuesta de diseño para el pozo C-4 con un BSW del 50 %.	67
<b>Tabla 11.</b> Propuesta de diseño para el pozo C-4.	70
<b>Tabla 12.</b> Comparativa propuesta de diseño para el pozo A-8.	72
<b>Tabla 13.</b> Propuesta de diseño para el pozo A-8.	75
<b>Tabla 14.</b> Comparativa propuesta de diseño para el pozo A-11.	77
<b>Tabla 15.</b> Comparativa propuesta de diseño para el pozo A-4.	81
<b>Tabla 16.</b> Propuesta de diseño para el pozo A-4 cuando presenta BSW del 90 %.	84
<b>Tabla 17.</b> Matriz de comparación pozo A-10.	87
<b>Tabla 18.</b> Matriz de comparación el pozo C-4.	88
<b>Tabla 19.</b> Matriz de comparación pozo A-8.	89
<b>Tabla 20.</b> Matriz de comparación pozo A-11.	90
<b>Tabla 21.</b> Matriz de comparación pozo A-4.	91

## LISTA DE FIGURAS

	<b>pág.</b>
<b>Figura 1.</b> Sección estructural esquemática de la cuenca de los Llanos.	28
<b>Figura 2.</b> Componentes del Sistema de Bombeo Electrosumergible.	29
<b>Figura 3.</b> Cables de potencia.	30
<b>Figura 4.</b> Bomba electrosumergible.	31
<b>Figura 5.</b> Partes del sello.	32
<b>Figura 6.</b> Partes del motor.	33
<b>Figura 7.</b> Representación de una emulsión aceite-agua (izquierda) y de una emulsión agua-aceite (derecha).	34
<b>Figura 8.</b> Curva tornado para el caso actual de operación del pozo A-10.	62
<b>Figura 9.</b> Curva tornado para la propuesta de diseño del pozo A-10.	62
<b>Figura 10.</b> Curva tornada actual de diseño del pozo C-4.	66
<b>Figura 11.</b> Curva tornada para la propuesta de diseño del pozo C-4.	66
<b>Figura 12.</b> Curva tornado para la propuesta de diseño del pozo C-4 con un BSW del 50 %.	69
<b>Figura 13.</b> Curva tornado para la propuesta de diseño del pozo C-4 con un BSW del 90%.	71
<b>Figura 14.</b> Curva tornada para el caso actual de operación del pozo A-8.	74
<b>Figura 15.</b> Curva tornada para la propuesta de diseño del pozo A-8.	75
<b>Figura 16.</b> Curva tornado para la propuesta de diseño del pozo A-8 con un BSW del 90 %.	77
<b>Figura 17.</b> Curva tornado para el caso actual de operación del pozo A-11.	79
<b>Figura 18.</b> Curva tornado para la propuesta de diseño del pozo A-11.	80
<b>Figura 19.</b> Curva tornado para el caso actual de operación del pozo A-4.	83
<b>Figura 20.</b> Curva tornado para la propuesta de diseño del pozo A-4.	83
<b>Figura 21.</b> Curva tornado para la propuesta de diseño del pozo A-4 escenario de BSW del 90%.	86
<b>Figura 22.</b> Resultados de flujo de caja para los pozos viables económicamente.	93
<b>Figura 23.</b> Representación gráfica del flujo de caja.	94

## LISTA DE ECUACIONES

	<b>pág.</b>
<b>Ecuación 1.</b> Estimación de la demanda energética en superficie del equipo de bombeo electrosumergible.	37
<b>Ecuación 2.</b> Cálculo de la sumergencia del equipo electrosumergible.	38
<b>Ecuación 3.</b> Gradiente del fluido.	38
<b>Ecuación 4.</b> Levantamiento del sistema.	38
<b>Ecuación 5.</b> LECI.	39
<b>Ecuación 6.</b> Temperatura de fondo.	48
<b>Ecuación 7.</b> Revenue, por mes.	50
<b>Ecuación 8.</b> Potencia efectiva.	50
<b>Ecuación 9.</b> KWh/mes.	50
<b>Ecuación 10.</b> Costo mensual de consumo energético.	50
<b>Ecuación 11.</b> Diferencial en dinero por mes.	51

## LISTA DE GRÁFICOS

	pág.
<b>Gráfico 1.</b> Demanda de energía por pozo y variables de producción.	40
<b>Gráfico 2.</b> Pozos seleccionados para estudio.	42
<b>Gráfico 3.</b> Comportamiento de LECI con el tipo de crudo.	53
<b>Gráfico 4.</b> Factor de consumo de levantamiento en comparación con los rangos de BSW y crudos con un API menos a 22°.	55
<b>Gráfico 5.</b> Factor de consumo de levantamiento en comparación con los rangos de BSW y crudos con un API entre 22° y 30°.	55
<b>Gráfico 6.</b> Factor de consumo de levantamiento en comparación con los rangos de BSW y crudos con un API entre 30° y 40°.	56
<b>Gráfico 7.</b> Comparativa de la viscosidad de la emulsión a 84°F para el campo de estudio con respecto al modelo generado para un campo x para crudos con características similares	58
<b>Gráfico 8.</b> Comparativa de la viscosidad de la emulsión a 150°F para el campo de estudio con respecto al modelo generado para un campo x para crudos con características similares.	58
<b>Gráfico 9.</b> Comparativa de la viscosidad de la emulsión a 240°F para el campo de estudio con respecto al modelo generado para un campo x para crudos con características similares.	59

## ABREVIATURAS

<b>A</b>	Amperios
<b>API</b>	Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute)
<b>ASTM</b>	American Society for Testing and Materials
<b>BFPD</b>	Barriles de fluido por día
<b>Bbl</b>	Barril
<b>BHA</b>	Ensamble de fondo de fondo de pozo
<b>BHT</b>	Temperatura de fondo (°F)
<b>BSW</b>	Contenido de agua y sedimentos (%)
<b>CHP</b>	Presión de casing en cabeza de pozo (Casing head pressure, psi)
<b>ESP</b>	Bombeo electrosumergible (Electrical Submersible pumping)
<b>FQ</b>	Frecuencia de operación (Hz)
<b>Ft</b>	Pies (Unidad de longitud en sistema métrico inglés)
<b>Grad.</b>	Gradiente
<b>GOR</b>	Relación gas petróleo (SCF/ STB)
<b>KVA</b>	Kilovatio Amperio
<b>MD</b>	Profundidad medida (Measured Depth ft)
<b>No.</b>	Número
<b>Pb</b>	Presión de burbuja (psi)
<b>PIP</b>	Presión de entrada a la bomba (Pump Intake Pressure, ft)
<b>Psi</b>	Libras por pulgada cuadrada. (Pounds per-Square)
<b>Q</b>	Caudal
<b>S</b>	Segundos
<b>SARA</b>	Prueba de laboratorio para caracterizar orgánicos (Saturados, Aromáticos, Resinas, Asfáltenos)
<b>STB</b>	Barril a condiciones estándar
<b>SCF</b>	Pies cúbicos estándar
<b>SG</b>	Gravedad específica para un fluido (Adimensional)
<b>TDH</b>	Cabeza total dinámica (ft) (Total Dynamic Head)
<b>THP</b>	Presión de tubería en cabeza de pozo (Tubing head pressure)
<b>TVD</b>	Profundidad vertical real (True Vertical Depth, ft)
<b>V</b>	Voltios
<b>VPN</b>	Valor Presente Neto
<b>VSD</b>	Variador de frecuencia
<b>μO</b>	Viscosidad del petróleo (cP)
<b>° API</b>	Gravedad del petróleo (Ad- Adimensional)
<b>° F</b>	Grados Fahrenheit, unidad de temperatura

## RESUMEN

En el diseño de sistemas de bombeo electrosumergible las condiciones del fluido son un elemento primordial, pues de ellas depende en gran parte el comportamiento esperado del equipo, al afectar entre otros la eficiencia de las bombas y los consumos de potencia-energía. Se ha identificado que campos con gravedades API bajas (menor a 25 °API) y cortes de agua entre el 20 y 75 % presentan tendencia a formación de emulsiones, si sumado a esto se tiene a la presencia de sólidos y una alta viscosidad esta condición incrementa considerablemente. El presente estudio evalúa una muestra de veinte pozos que operan con sistema de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible e identifica aquellos que presentan un alto consumo de energía y/o una limitante operativa, bien sea por la condición de emulsión anteriormente mencionada o por alguna otra condición propia de cada pozo o de los equipos instalados; con la intención de generar para dichos pozos nuevos diseños de sistemas de bombeo electrosumergible diferentes a los actualmente instalados en búsqueda de disminuir los consumos de energía (por ende los costos operativos) o incrementar la capacidad de producción. Se busca disminuir el consumo energético a través de nuevos diseños, los cuales permitan que las bombas trabajen en su mejor punto de eficiencia durante su operación incluso con presencia de emulsiones, aumentando la vida operativa de estas y ahorrando energía eléctrica en los campos. Se logró identificar los pozos que representan la mayor demanda de energía para la compañía y/o que cuentan con alguna limitante operativa para maximizar su producción; esto mediante el cálculo del indicador de consumo energético en levantamiento (LECI por sus siglas en inglés), el cual indica cuanta energía necesita el sistema de levantamiento para levantar 1 barril de fluido por cada mil pies entre la descarga de la bomba y la cabeza de pozo. Entre mayor es este factor, más le cuesta al sistema de levantamiento artificial llevar el fluido a superficie. Luego se vinculó en el análisis las variables de operación del sistema de levantamiento artificial buscando aquellos con limitantes operativas tales como: Bombas a una frecuencia de 60 Hertz o superior, motores cargados al 95% o superior, presión a la entrada de la bomba por encima a las 300 libras por pulgada cuadrada y bombas con modificadores de flujo y cabeza inferiores al 90%. El análisis permitió identificar cinco pozos que cumplían con las características objetivo, un alto indicador de consumo energético en levantamiento bien sea inherente al pozo o afectado por condiciones de alta viscosidad/emulsiones, y/o limitantes operativas del sistema actualmente instalado; a estos cinco pozos se les realizó la evaluación técnico-financiera de reemplazar el equipo actual, para cada caso se tuvieron en cuenta las posibles mejoras en configuración del equipo a instalar buscando mejorar sus condición de operación; tales como, aumento o disminución de la serie del equipo (diámetro), instalación de bombas manejadoras de gas para mejorar la condición de llegada del fluido al primer cuerpo de bomba (mayor presión, homogenización del fluido) y cantidad de etapas para operar a una mejor velocidad. Los resultados muestran ahorros potenciales en consumos de energía mediante el reemplazo del sistema actual y



consecuentemente reducción en costos operativos, estas recomendaciones se encuentran en evaluación por parte de la compañía.

**Palabras clave:** consumo energético, factor-consumo energético, emulsión, corte agua, bombeo electrosumergible, viscosidad, levantamiento artificial.

## ABSTRACT

During the designing stage of electrical-submersible pumping systems fluid conditions are a key element, since on them largely depend the expected behavior of the equipment, affecting, among others, pump efficiencies and electrical power consumptions. Fields with low API gravities (less than 25 API) and water cuts between 20 and 75% have been identified as fields with the tendency to form stable emulsions, if added to this there is the presence of solids and a high fluid viscosity this emulsion condition increases considerably. The current study evaluates a sample of twenty wells operating with electrical-submersible pumps as artificial lift systems and identifies those with high energy consumption and/or operational limitations, either because of the emulsion condition mentioned above or by some other specific operational condition in each well or the equipment each one has installed; with the intention of generating for these wells new designs of electrical-submersible pumping systems different from those currently installed, aiming to reduce energy consumptions (and therefore operational costs) or increasing production capacity. It is pursued to reduce energy consumptions through new designs, which would allow pumps to work at their best efficiency region during their operation even with the presence of emulsions, increasing their operational life and saving electrical energy in the fields. It was possible to identify those wells that represent the highest energy demand for the company and/or those that have some operational limitation to maximize their production; this was achieved by calculating the Lifting Energetic Consumption Indicator (LECI), which indicates how much energy the lifting system needs to lift 1 barrel of fluid per one thousand feet, between the pump discharge and the wellhead. The greater this factor is, the more it takes for the artificial lift system to bring the fluid to the surface. The operational variables of the artificial system were then linked in the analysis, looking for those with operational limitations such as: Pumps at a frequency of 60 Hertz or higher, motors loaded at 95% or higher, pump intake pressure above 300 pounds per square inch and pumps with flow and head modifiers under 90%. The analysis allowed to identify five wells that met the target characteristics, a high lifting energetic consumption indicator either as an inherent part of the well or affected by a high viscosity/emulsion condition, and/or operational limitations in the current system installed; this five wells were technically-financially evaluated to determine the viability of replacing the current equipment, for each case, the possible improvements in the configuration of the equipment to be installed were taken into account in order to improve their operating conditions; such as, increasing or decreasing the equipment series (diameter), installation of gas handling pumps to improve the condition of fluid arrival to the first pump body (increased pressure, fluid homogenization) and number of stages to operate at a lower speed. The results show potential savings in energy consumption by replacing the current systems and consequently reducing operational costs, these recommendations are currently in evaluation by the company.

**Keywords:** Energy consumption, energy factor-consumption, emulsion, water cut, electro-submersible pumping, viscosity, artificial lift.

## INTRODUCCIÓN

Parex completa la mayoría de los pozos usando bombas eléctricas sumergibles como método principal de levantamiento artificial para producir petróleo crudo en los diferentes campos ubicados en la Cuenca de los Llanos Orientales. Se evidencia que la condición del fluido es un factor primordial en el comportamiento de este método de levantamiento artificial debido a que afecta directamente la eficiencia de la bomba y el consumo de energía de manera importante. Diferentes autores han estudiado la influencia del fluido en el comportamiento operativo de las bombas. Hartenbach y Magalhães<sup>1</sup> describieron los parámetros que afectan la formación de una emulsión, estos parámetros correspondían al corte de agua, aumento de la viscosidad del fluido, y su impacto en la eficiencia de las bombas; estudio realizado en el campo Peregrino ubicado en Brasil, haciendo énfasis en problemas operacionales y en el aumento del consumo de energía del sistema de levantamiento evidenciado en la relación inversa de la eficiencia de las bombas electrosumergibles con el aumento del corte de agua de los pozos en cierto rango de porcentajes, lo cual generaba un ambiente para la formación de emulsiones inversas y mayor consumo de energía por parte del sistema de levantamiento artificial. Amaral y Franca<sup>2</sup> evaluaron la influencia de la viscosidad en el rendimiento general de la bomba por medio de factores que reducen la potencia de dos tipos de bombas electrosumergibles a través de la medición de la distribución de la presión y a lo largo de la trayectoria de flujo hasta la sección de la descarga, se concluyó que había un incremento en el consumo energético de las bombas para compensar el levantamiento perdido en el aumento de la viscosidad. Finalmente, Espinoza<sup>3</sup> realizó el estudio de un crudo con alto contenido de aromáticos del campo Cabimas en Venezuela concluyendo que la composición de este aceite propició la formación de emulsiones inversas trayendo como consecuencia el aumento de la viscosidad que incide directamente sobre la operación del sistema de levantamiento, para evitar este problema propusieron tratamientos con solventes aromáticos. Los autores coinciden en que las principales consecuencias en un sistema de bombeo electrosumergible operando con un fluido emulsionado son: la reducción de la capacidad de levantamiento del sistema y el aumento del consumo de energía. La viscosidad es una propiedad del fluido que causa un efecto negativo en el flujo dentro del sistema de bombeo cuando sus valores son elevados y ha sido estudiada con detalle por fomentar la formación de emulsiones causando una operación inestable en el equipo.

Después de varios años de producción, los campos han alcanzado determinados valores de corte de agua causando un patrón inestable de operación en las bombas electrosumergibles, disminuyendo la vida operativa de estas y aumentando el número de intervenciones a pozos. Entre cierto rango de corte de agua se ha

---

<sup>1</sup> Well performance and production and optimization through the use of ESPs as artificial lift method.

<sup>2</sup> On the influence of Viscosity on ESP Performance.

<sup>3</sup> The Impact of Hidden Emulsions on Oil Producing Wells - Stimulation Concept and Field Results.

identificado la presencia de emulsiones, las cuales afectan los parámetros de operación tales como las corrientes, temperatura del motor, presión a la entrada de la bomba, vibraciones entre otros; identificados en el minucioso monitoreo que el equipo de ingeniería de producción realiza a diario. Se identifica que campos de crudos de bajo °API (menor a 20 °API) y con cortes de agua entre el 20 y 75 % presentan tendencia a la formación de emulsiones, si a esta condición se suma la presencia de sólidos y una alta viscosidad esta tendencia aumenta considerablemente; consecuentemente se obtiene un aumento del requerimiento energético de los equipos y que a pesar de los múltiples tratamientos químicos como rompedores (directos e inversos) y reductores de viscosidad no son lo suficientemente efectivos para mitigar este problema durante la producción de los fluidos. Es por esto que se requiere proponer una estrategia para por una parte estandarizar los criterios de diseño de los sistemas de levantamiento de tal manera que estos posibles impactos no representen una limitante operativa para los equipos instalados, por otra parte satisfacer la necesidad de cada pozo con el menor consumo de energía posible, y al mismo tiempo poder garantizar el cumplimiento y las necesidades de producción a lo largo de la vida productiva de los pozos, considerando las posibles variaciones en sus condiciones de operación.

La muestra de pozos seleccionados para el estudio incluye pozos con las características de los fluidos mencionados; con respecto a los sistemas de levantamiento se han tomado en consideración las siguientes condiciones como limitantes operativas de los sistemas instalados, por ende candidatos a ser optimizados: Bombas a una frecuencia de 60 Hertz o superior, motores cargados al 95% o superior, presión a la entrada de la bomba por encima a las 300 libras por pulgada cuadrada y bombas con modificadores de flujo y cabeza inferiores al 90%. Adicional, en términos del desempeño energético de los sistemas actualmente instalados se toma en consideración el indicador de consumo energético en levantamiento (LECI), el cual indica la energía necesaria para levantar 1 barril de fluido por cada mil pies entre la descarga de la bomba y la cabeza de pozo. Entre más elevado es este valor se requiere una mayor cantidad de energía para producir un barril de fluido, esto puede llegar a disminuir también la capacidad de producción de un sistema de levantamiento si la demanda de energía lleva el motor o los equipos de superficie a su 100%. De acuerdo con los parámetros anteriormente mencionados para el objeto de estudio se seleccionan cinco pozos candidatos de un total de veinte, todos completados con bombeo electrosumergible. Todos los pozos estudiados se encuentran ubicados en la Cuenca de los Llanos Orientales.

De acuerdo con la problemática que representa un modelamiento erróneo de la viscosidad del fluido en los pozos completados con bombeo electrosumergible, para la realización de nuevos diseños se recomienda siempre contar con análisis de viscosidad tanto del aceite (convencionales) como del fluido emulsionado (muestra de cabeza de pozo), toda vez que como se ha mencionado anteriormente estos dos escenarios pueden ser considerablemente diferentes y estas diferencias se verán reflejadas en el desempeño del equipo en fondo. Para la obtención de los datos la

compañía envió muestras tomadas de cabeza de pozo al laboratorio donde se registran varios datos de viscosidad del fluido sin deshidratar a diferentes temperaturas según norma ASTM D445. Trabajar con viscosidad de fluido emulsionado es de gran importancia para el adecuado diseño del sistema de levantamiento; sin embargo, adicional se recomienda diseñar con los modificadores de flujo y cabeza promedio que muestra cada pozo en su condición real de operación, de esta manera se obtiene entonces un modelamiento lo más cercano posible a la realidad. Para homogenizar el fluido antes de la entrada al primer cuerpo de bombas centrífugas y aumentar su presión se agrega al BHA un cuerpo de bomba manejadora de gas, con esto el fluido puede ingresar a las etapas de levantamiento en una condición más favorable (mayor presión y fluido más homogéneo). Además, es importante considerar el aumento del área de flujo entre los componentes de la bomba centrífuga para así reducir la fricción entre estos y el fluido, esto se puede lograr mediante el incremento de la serie del equipo; es decir, el diámetro de la bomba. Se busca también evaluar los nuevos diseños del sistema de levantamiento a frecuencias más bajas, con el propósito de reducir la velocidad del fluido a través de los componentes y con esto los esfuerzos de cizallamiento que favorecen la formación de una emulsión estable. Al final, con los nuevos diseños generados en el presente estudio para los pozos identificados como candidatos, es posible determinar cuáles de ellos representarían un beneficio suficiente para la compañía a partir de la disminución de los impactos por características de fluido, posibles aumentos en tasas de producción y reducción en consumos de energía.

La finalidad de este proyecto consiste en evaluar técnico-financieramente el consumo energético mediante nuevos diseños en los pozos completados con bombeo electrosumergible de la operadora Parex, los objetivos específicos fueron:

- Describir las generalidades del bombeo electrosumergible.
- Seleccionar los pozos completados con bombeo electrosumergible mediante el cálculo del indicador de consumo energético en levantamiento (LECI) (Kilovatio amperio/Barril/1000 ft de Cabeza Total Dinámica).
- Comparar el efecto de las variables de viscosidad, corte de agua y contenido de sólidos respecto al indicador de consumo energético (Kilovatio amperio/Barril/Cabeza Total Dinámica).
- Elaborar nuevos diseños para pozos completados con bombeo electrosumergible teniendo en cuenta diferentes sensibilidades que proporcionen una mejora en los diseños iniciales.
- Validar la aplicabilidad de los nuevos diseños de los pozos mediante una matriz de comparación.

- Evaluar financieramente la aplicabilidad de los nuevos diseños generados por medio del valor presente neto (VPN) mostrando el margen de rentabilidad en el OPEX.

## GLOSARIO

**ASTM:** designación de una norma desarrollada por ASTM International. Hasta 2001, ASTM era la sigla de American Society for Testing and Materials (Sociedad Estadounidense de Ensayos y Materiales), pero la organización cambió su nombre por ASTM International para reflejar su alcance global como un foro para el desarrollo de normas internacionales de consenso voluntario. Algunos procedimientos del API para fluidos de perforación son similares a los procedimientos de la ASTM.

**BEP:** punto de máxima eficiencia en la operación de una bomba electrosumergible.

**BHA:** hace referencia a cualquier ensamblaje de fondo que se acople a una tubería con la intención de cumplir una función específica en el pozo, tales como limpieza, calibración producción, entre otros.

**CASING:** tubería de gran diámetro que se baja en un agujero descubierto y se cementa en el lugar. La tubería de revestimiento se baja para proteger formaciones de agua dulce, aislar zonas de pérdida de circulación o aislar formaciones con gradientes de presión significativamente diferentes<sup>4</sup>, adicional a esto prevenir que se presenten derrumbes en el hueco.

**CORRIENTE NOMINAL:** corriente que el motor demandará al operar a la potencia y la tensión de la placa de identificación (HP). Si la corriente ingresada es menor que la corriente de la placa de identificación se deduce que el motor no está completamente cargado. Del mismo modo, si la corriente es superior a la corriente de la placa de identificación, el motor estará sobrecargado<sup>5</sup>.

**DIÁMETRO DRIFT:** diámetro máximo que tiene el casing o un tubing para permitir el paso de una herramienta u elemento sin que se atasque. Llamado también diámetro libre.

**DIFUSOR:** componente estático del cuerpo de bombas productoras cuya función principal es enviar el fluido hacia el siguiente impulsor, redireccionando el fluido hacia arriba.<sup>6</sup>

---

<sup>4</sup> SCHLUMBERGER. Disponible en internet: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/casing.aspx>

<sup>5</sup> BAKER. Baker Hugues Centrilift Submersible Pump. Claremore, 2009. p . 56.

<sup>6</sup> SCHLUMBERGER. En: Curso de operaciones con bombas electrosumergibles. [sitio web]. Ecuador [Consulta 29 julio 2019]. Disponible en: <https://issuu.com/emersonipialesgudino/docs/156925566-bombas-electrosumergibles>

**DIFERIDA:** volumen de crudo que por diversas razones no se produce de acuerdo con el potencial esperado en un determinado momento.

**DOWNTHRUST:** fenómeno presentado cuando el pozo por sus condiciones de productividad no tiene la suficiente capacidad de levantamiento en el set de etapas instaladas, debido a que el caudal del pozo es considerablemente inferior al nominal de bomba, por lo cual estas presentan rozamiento en su parte inferior contra los difusores.

**EFICIENCIA DEL MOTOR:** relación entre la potencia de salida y de entrada, generalmente es expresado como un porcentaje.<sup>7</sup>

**EN RANGO:** condición de operación de la bomba electrosumergible donde esta funciona entre el límite de downhrust y el de upthrust; es decir, opera dentro de los límites que puede manejar dicha bomba sin presentar desgastes inducidos por su condición de operación.

**ETAPA:** componente de la bomba productora conformada por la unión de un impulsor y un difusor.

**FACTOR DE POTENCIA:** relación entre la potencia real (KW) y la potencia aparente (KVA)

**FALLA GEOLÓGICA:** Son rompimientos a lo largo de los cuales la cohesión del material se ha perdido y se registra como planos o superficies de discontinuidad, producto de la deformación frágil en cualquier tipo de roca, se forman por esfuerzos cortantes y en zonas de compresión o de tensión. Cuando la roca ha tenido un movimiento relativo a lo largo del plano de la fractura, es llamada falla<sup>8</sup>

**GEOLOGÍA:** es la ciencia que persigue la comprensión del planeta Tierra. La ciencia de la Geología se ha dividido tradicionalmente en dos amplias áreas: la física y la histórica. La Geología física, estudia los materiales que componen la tierra y busca comprender los diferentes procesos que actúan debajo y encima de la superficie terrestre. El objetivo de la Geología histórica es comprender el origen de la Tierra y su evolución a lo largo del tiempo<sup>9</sup>.

**GRADIENTE DE PRESIÓN:** presión ejercida por un fluido por cada pie de altura del fluido.

---

<sup>7</sup> Ibid., p.56

<sup>8</sup> Anónimo. Fallas y fracturas. [ Consulta 08 agosto 2019]. Disponible en: <https://studylib.es/doc/5419131/clase-11-fallas-y-fracturas>

<sup>9</sup> TARBUCK, E; LUTGENS, F; TASA, D. Ciencias de la tierra. Madrid, 2005. p. 2.



**IMPULSOR:** componente de una etapa de la bomba productora el cual imparte fuerza centrífuga sobre el fluido de producción<sup>10</sup>, enviándolo hacia afuera de sí; es decir, hacia el difusor.

**ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD:** variable que representa la capacidad de producción de un pozo, en función del diferencial de presión generado en fondo; es decir, entre la presión de formación y la de fondo fluyente.

**KVA:** Kilo Voltio Amperio, potencia aparente.

**NETBACK:** Ingreso operacional de una organización producto de su cadena de valor en el cual se descuenta los gastos operacionales, gastos no operaciones, costos fijos, costos variables, transporte, impuestos locales, factor de ajuste por calidad y sin los deducibles tributarios.

**POTENCIA ELÉCTRICA:** es la energía potencial eléctrica que adquiere una unidad de carga positiva situada en un punto, se obtiene al dividir la energía potencial entre la carga de prueba, así resulta una cantidad física que depende sólo de la distribución de carga fuente y tiene un valor en cada uno de los puntos de un campo eléctrico.

**PIP:** sumergencia de una bomba expresada en unidades de presión (normalmente psi) la cual puede ser calculada con el diferencial entre la profundidad intake y el nivel del pozo representado en ft, convertido a presión al multiplicarlo por el gradiente del fluido de producción. Normalmente los sistemas ESP cuentan con un sensor que mide esta variable.

**UPTHRUST:** fenómeno presentado cuando el pozo por sus condiciones de productividad excede el levantamiento recomendado del set de etapas instaladas, debido a que el caudal del pozo es considerablemente superior al nominal de la bomba, por lo cual se presenta rozamiento de las etapas en su cara superior.

**RUN LIFE:** tiempo transcurrido en días desde la instalación hasta la falla de un equipo electrosumergible.

**SURVEY:** registro que relaciona la posición y trayectoria del pozo desde superficie hasta fondo en un espacio tridimensional expresada en coordenadas, ángulos, profundidades entre otros.

**PREDICTIVO:** Toma de variables eléctricas en equipos de superficie de sistemas de bombeo electrosumergible (variador de frecuencia, transformador) donde se validan los voltajes y corrientes a la entrada y salida de estos equipos con instrumentos de medición.

---

<sup>10</sup> Ibid., p.32

**VALOR PRESENTE NETO:** Indicador económico que permite transponer al presente una serie de flujos de caja futuros, incluyendo ingresos y egresos. Un valor positivo del indicador muestra la viabilidad del proyecto en unidades monetarias de hoy, debido a que los ingresos son mayores a los egresos, por el contrario, un valor negativo indica que los egresos son mayores a los ingresos y por último un valor de 0 muestra que los ingresos son iguales a los egresos.

**VISCOSIDAD:** propiedad de los líquidos que describe de la resistencia al flujo y está relacionada con la fricción interna en este. La fricción es resultante de los efectos combinados de la cohesión y adhesión dentro del líquido.

**VOLTAJE NOMINAL:** voltaje que el motor demandará al operar a la corriente nominal y potencia de la placa de identificación<sup>11</sup>.

**TDH:** la carga dinámica total medida en pies, es una aproximación de la columna de fluido real generada por determinado set de etapas en operación.

**REVENUE:** Ingreso operacional de una organización producto de su cadena de valor en el cual se descuenta los gastos operacionales, gastos no operaciones, costos fijos y costos variables.

---

<sup>11</sup> Ibid., p.56

## 1. MARCO TEÓRICO

En esta sección se describen las generalidades geológicas de la cuenca de los llanos de los campos A, C y R y bombeo electrosumergible, sus componentes de fondo y superficie, las variables de operación relacionadas a este sistema de levantamiento y al presente estudio.

### 1.1 GENERALIDADES GEOLÓGICAS DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

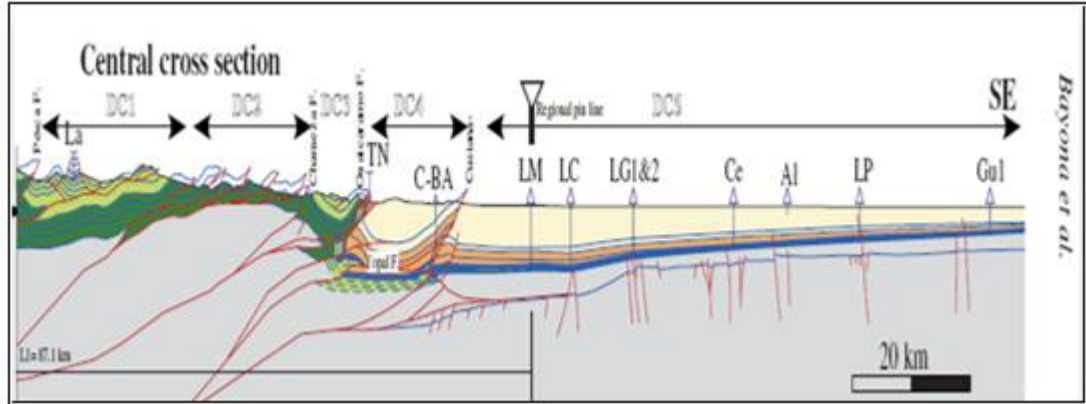
Geológicamente, los campos A, C y R se encuentran en la Cuenca de los Llanos Orientales al noreste de Colombia. La cuenca pertenece a una serie de cuencas sub-andinas que se extienden a lo largo del lado oriental de la Cordillera de los Andes, que se levanta desde Argentina hasta Venezuela. La cuenca cubre un área de aproximadamente 200,000 kilómetros cuadrados y está ubicada entre la Cordillera Oriental y el Escudo Precámbrico de Guyana. Los bloques de interés están ubicados al norte y este del Río Meta y al este del Piedemonte. En la cuenca se encuentran los siguientes cierres estructurales: los cierres triples y cuádruples creados por las fallas normales del este constituyen el mecanismo de entrapamiento dominante exitoso de la cuenca, también se presenta cierres de tipo estratigráfico que, aunque no son muy comunes son representativos en ciertas áreas de la cuenca. Las unidades de reservorio principales se encuentran depositadas en sistemas fluviales a marinos ubicados cerca a la costa. Las lutitas de la Formación Gacheta del Cretáceo Tardío son la roca fuente principal de hidrocarburos en la Cuenca de Llanos.

Esta cuenca corresponde a una depresión estructural con tendencia noreste (NE), limitada al occidente (W) por la Cordillera Oriental, al este (E) por el Escudo de la Guayana, al noreste (NE) por el Arco de Arauca que la separa de la Cuenca de Barinas en Venezuela y al sur (S) por la Serranía de la Macarena y el Alto del Vaupés que la separan de la Cuenca del Putumayo.

En cuanto al campo R en general, los pozos se perforaron buscando un Monoclinal con cierre contra una falla antitética de dirección NE-SW, mapeado sísmicamente. Según la revisión de los registros del pozo y los datos de las pruebas de este, GLJ reconoció reservas de petróleo en la Formación Mirador. En términos generales la cuenca presenta un basculamiento hacia el oeste (W), dirección en la cual, la columna estratigráfica aumenta su espesor (**Figura 1**). El buzamiento regional es hacia el oeste (W) y presenta una inclinación entre 3° y 5°. Las estructuras están asociadas a fallamiento normal de tipo antitético con fuertes componentes de rumbo; que generalmente forman pequeños anticlinales o monoclinales en los bloques adyacentes. Dichos grupos de fallas tienen una orientación general N10°-

30°E, dentro de las cuales también se presentan fallas normales antitéticas con rumbo general N40°E, las cuales generan estructuras prospectivas de interés.<sup>12</sup>

**Figura 1.** Sección estructural esquemática de la cuenca de los Llanos.



**Fuente:** PAREX. Evaluación de las reservas de petróleo y gas, 2018.

## 1.2 GENERALIDADES DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El Bombeo electrosumergible es un sistema integrado de levantamiento artificial originalmente considerado como un medio económico y efectivo para levantar altos volúmenes de fluido<sup>13</sup> (petróleo más agua) a presiones adecuadas para ser tratados en las facilidades. El mantenimiento de los equipos es económico, limpio y rápido, permitiendo una pronta atención a pozos caídos y una rápida recuperación de la inversión inicial.

El sistema de levantamiento por bombeo electrosumergible es un método de levantamiento artificial ampliamente utilizado para el levantamiento de altas tasas de fluido, es eficiente para la producción de crudos livianos y medianos, pero para el crudo pesado requiere mayor seguimiento, inspección, análisis y control del proceso para garantizar un adecuado funcionamiento del sistema. Este sistema puede ser encontrado en operación en todo el mundo, al manejar un amplio rango de flujos entre 100 a 30.000 bpd.

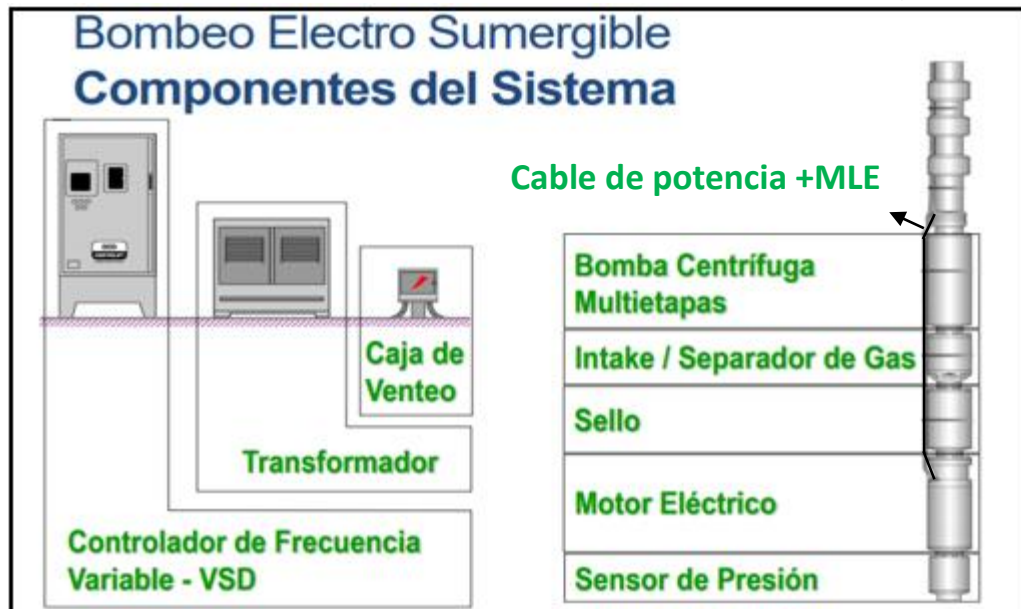
A continuación, en la **Figura 2** se muestran los componentes de superficie y fondo para un pozo completado con bombeo electrosumergible.

<sup>12</sup> GLJ PETROLEUM CONSULTANTS. Evaluación de las reservas de petróleo y gas bloque llanos. Informe de por Parex sucursal solicitado por ANH. 2018.Pg 5.

<sup>13</sup> SCHLUMBERGER. Disponible en internet:

< [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/e/electric\\_submersible\\_pump.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/e/electric_submersible_pump.aspx) >

**Figura 2.** Componentes del Sistema de Bombeo Electrosumergible.



**Fuente:** BAKER HUGUES. Centrilift sumergible pump, 2009. p. 26.

**1.2.1 Componentes de superficie.** A continuación, se presentan los equipos de superficie los cuales suministran energía al equipo de fondo para levantar la columna de fluido.

**1.2.1.1 Variador de frecuencia.** Es un controlador de motor que permite operar el sistema de bombeo electrosumergible en un rango amplio de frecuencia (10 y 120 Hz) en vez de estar limitado a la frecuencia de línea. Así el gasto de producción, la carga o ambos se pueden ajustar, dependiendo de la aplicación, al variar la velocidad de la bomba, sin modificaciones en el equipo de fondo. Su función es convertir la corriente alterna del sistema de 60Hz en una señal de pulsos sinusoidales a la frecuencia requerida, además lleva un registro de las variables de operación del motor y permite operación remota (desde la sala de control).

**1.2.1.2 Transformador.** Es un dispositivo electromagnético transmisor de potencia eléctrica en la modalidad de corriente alterna. Su función es elevar el voltaje y entregar el requerido por el motor de fondo, este voltaje normalmente puede estar entre 1000 y 5000 Volts dependiendo del motor instalado, debido a que los variadores de frecuencia entregan energía a un voltaje de máximo 480 Volts.

**1.2.1.3 Caja de venteo.** Se instala por razones de seguridad entre el cabezal del pozo y el variador de frecuencia, puesto que el gas puede viajar a lo largo del cable superficial y alcanzar la instalación eléctrica en el VSD. Principalmente realiza tres funciones, en primer lugar, conecta los cables de energía con la bomba. También, ventila a la atmosfera los gases que puedan estar atrapados en los cables

del motor de la bomba. Finalmente, permite un rápido chequeo de los voltajes y las corrientes.

**1.2.2 Componentes de fondo.** Estos componentes están especialmente hechos para resistir el ambiente abrasivo del pozo, como las altas temperaturas, las altas presiones, el espacio reducido, la posible precipitación de parafinas y asfaltenos, las emulsiones y la salinidad. Por estas razones estas son las partes más importantes del sistema de levamiento de bombeo electrosumergible y son presentadas a continuación.

**1.2.2.1 Cable de potencia.** Elemento conductor que transmite la energía eléctrica suministrada desde superficie hasta el motor de fondo, debe poseer las características de conducción, aislamiento y protección mecánica suficiente para garantizar la adecuada transmisión de energía.

**Figura 3.** Cables de potencia.



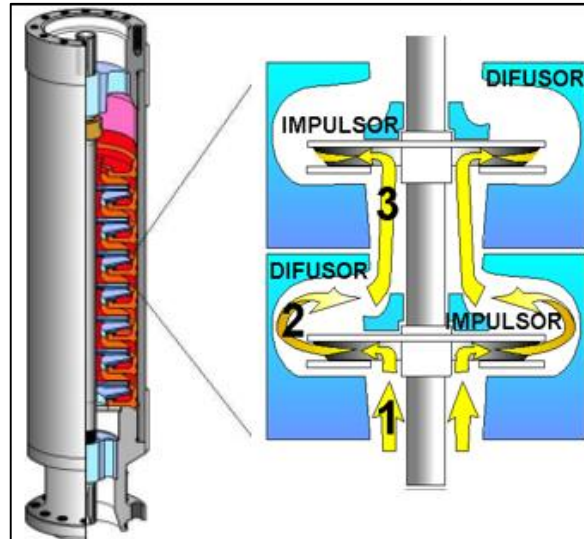
**Fuente:** SCHLUMBERGER. Reda, 2007.

**1.2.2.2 Bomba.** El sistema de bombeo electrosumergible usa bombas centrífugas multietapas, una etapa tiene un impulsor (gira) y un difusor (estático). El impulsor, imprime al fluido velocidad, la fuerza centrífuga generada hace que el fluido vaya hacia afuera. El difusor dirige el fluido hacia la etapa siguiente y se repite el ciclo. De esta manera cada vez se aumenta la velocidad del fluido y la presión de este en la descarga de la bomba.

Ya dentro de la etapa el ciclo comienza cuando el fluido entra al impulsor por un orificio interno cercano al eje, su velocidad es cero (1), luego sale por el diámetro exterior del impulsor con velocidad mayor a cero (2), finalmente, el difusor lo guía hacia el punto de la etapa siguiente donde se repite el ciclo (3) pero cada vez incrementando la velocidad, pues siempre la velocidad de entrada entre etapa y etapa es cada vez mayor como se observa en la **Figura 4**. Así, la suma de varias etapas da como resultante la altura de columna Total (TDH) deseada, de acuerdo

con el tipo de fluido que se maneje. En este caso influye entre otros: el tipo de crudo, la cantidad de agua, la viscosidad y la presión del yacimiento.

**Figura 4.** Bomba electrosumergible.



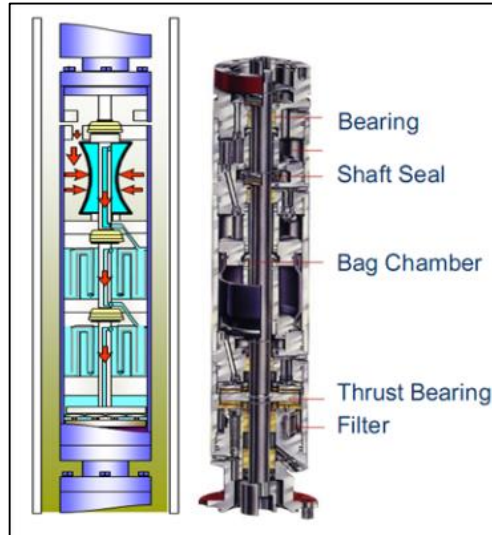
**Fuente:** elaboración propia, con base en: SCHLUMBERGER. Reda, 2007.

Todos los componentes de la bomba van acoplados a un eje que gira debido a la conversión de energía eléctrica en energía mecánica que realiza el motor de fondo, y luego transmite este giro a los impulsores, dentro de los difusores.

**1.2.2.3 Sección sellante (Sellos).** Tiene como función principal equalizar la presión interna del motor a la presión del espacio anular y evitar la entrada al motor de los fluidos del pozo. Adicionalmente, aloja el aceite del motor el cual se expande térmicamente. Por otro lado, absorbe la fuerza de empuje de la bomba. Todo esto lo realiza por medio de los siguientes subcomponentes:

- **Sellos mecánicos:** Componentes que brindan sello hermético contra el eje para prevenir el paso de fluidos a través de este espacio y obligar el paso por las recámaras.
- **Recámara de bolsa:** Los fluidos del pozo comprimen la parte exterior de la bolsa, la cual presuriza el aceite del motor en la parte interior de la misma.
- **Recámara de laberinto:** Sistema laberíntico formado por tubos que buscan alargar el camino del fluido del pozo antes de contaminar la siguiente recámara.

**Figura 5.** Partes del sello.



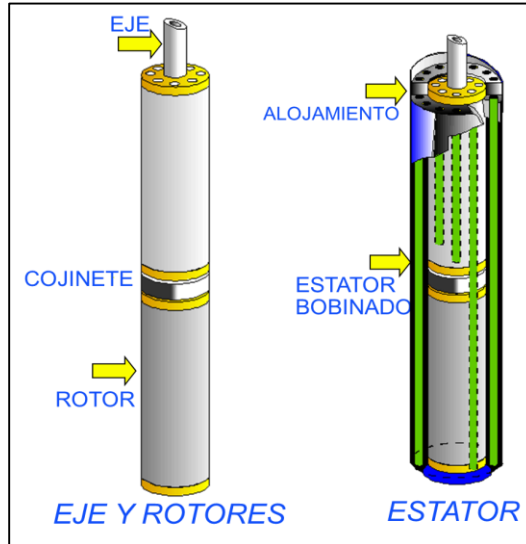
**Fuente:** Foro de internet: Production Technology [consultado el 06 de agosto de 2019]. Disponible en: <https://production-technology.org/motor-seal/>

**1.2.2.4 Motor.** El propósito principal de un motor es convertir la energía eléctrica en energía mecánica; es decir, generar movimiento al eje del sistema. El motor está compuesto por: Estator, rotores y eje como se observa en la Figura y su funcionamiento se basa en la corriente alterna trifásica que crea campos magnéticos en el estator, estos campos al ser “cortados” por un cuerpo metálico (rotores) hacen que estos giren y transmitan la rotación al eje.

- **Estator:** sistema de embobinado tipo jaula de ardilla con conductores por donde las tres fases de corriente alternan crean un campo magnético en su interior; dentro de él están los rotores.
- **Rotor:** el campo magnético positivo del estator induce una corriente en las barras de cobre de la jaula de ardilla del rotor, estas corrientes producen un campo magnético negativo que genera un flujo magnético provocado por la diferencia de la polaridad y generar el giro del rotor.
- **Eje:** es el elemento interno que transmite el giro desde el motor a todos los componentes del equipo de fondo. Los ejes de cada componente se unen usando couplings.



**Figura 6.** Partes del motor.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: BAKER HUGUES. Centrilift sumergible pump, 2009.

**1.2.2.5 Intake.** sección de acceso de los fluidos del pozo hacia la bomba. Existen dos tipos de succiones: estándar y los separadores de gas. Las succiones estándar cumplen con la función exclusiva de permitir el ingreso del fluido a la bomba, mientras que si el pozo maneja un contenido de gas mayor al 15% se recomienda utilizar un separador de gas el cual además de permitir el ingreso de fluido a la bomba también genera una separación del gas que ingresa y lo envía de vuelta al casing en lugar de que éste ingrese a la bomba.

**1.2.2.6 Sensor.** Dispositivo electrónico que registra ciertas variables de operación en un punto determinado. En sistemas de bombeo electrosumergible estos sensores se instalan debajo del motor y como principales registros se tienen: presión de intake, temperatura de intake, temperatura de motor, vibraciones en los diferentes ejes, corriente del sensor y corrientes de fuga. Dependiendo del tipo de sensor se pueden contar con más o menos variables. La información es enviada a superficie a través del cable de potencia y decodificada por un panel que también permite la visualización y descarga de estas.

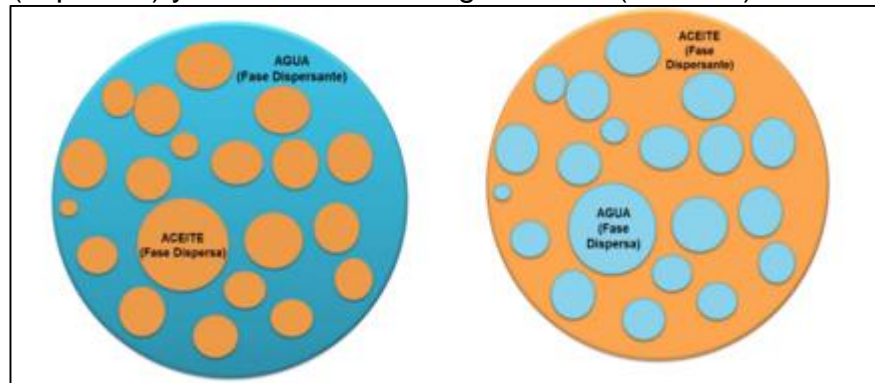
### **1.3 GENERALIDADES DE LAS EMULSIONES**

Una emulsión es un sistema líquido heterogéneo conformado por dos líquidos inmiscibles (que no pueden ser mezclados), con uno de los líquidos íntimamente disperso en forma de pequeñas gotas en el segundo líquido. Esta es distinguible de una dispersión simple de un líquido en otro por el hecho de que, en una emulsión, la probabilidad de coalescencia de las pequeñas gotas en contacto una con otra se reduce considerablemente debido a la presencia de un agente emulsionante, que

inhibe la coalescencia (unión de las partículas), dicha inhibición no está presente en una dispersión.

**1.3.1 Tipos de emulsiones.** Los dos tipos de emulsiones más comunes en sistemas agua-aceite son conocidas como directas e inversas, el primer tipo de emulsión se caracteriza por tener como fase continua el agua y fase dispersa el petróleo, para el segundo tipo la fase continua es el petróleo y la fase dispersa agua. Las emulsiones inversas se refieren a agua dispersa en el aceite y las emulsiones directas se refieren a aceite disperso en el agua como se observa en la **Figura 7**. El tipo de emulsión formada depende fundamentalmente del tipo de agentes emulsionantes.<sup>14</sup>

**Figura 7.** Representación de una emulsión aceite-agua (izquierda) y de una emulsión agua-aceite (derecha).



**Fuente:** ENRÍQUEZ HERNÁNDEZ, Oscar. Fundamentos de las emulsiones agua-aceite crudo y aplicación en la industria petrolera. Tesis de grado México D.F. Universidad nacional autónoma de México. Facultad de Ingeniería. 2016.Pg17.

Esta clasificación simple no siempre es adecuada, ya que las emulsiones múltiples o complejas (aceite-agua-aceite o agua-aceite-agua) se pueden presentar en la producción de petróleo. Emulsiones del tipo aceite-agua-aceite se refieren a emulsiones consistentes en gotas de aceite dentro de gotas de agua que están dispersas en fase continua de aceite. Las emulsiones agua-aceite-agua tienen gotas de agua dispersas en gotas de aceite que a su vez están dispersas en fase continua de agua.

**1.3.2 Formación de emulsiones.** Las tres condiciones necesarias para que una emulsión se forme son:

<sup>14</sup> Enríquez Hernández Oscar Hugo. Fundamentos de las emulsiones agua-aceite crudo y aplicación en la industria petrolera. Tesis de grado México D.F. Universidad nacional autónoma de México. Facultad de Ingeniería. 2016.Pg4

- Los líquidos deben ser inmiscibles.
- Agitación suficiente para dispersar un líquido en forma de pequeñas gotas dentro del otro.
- Debe estar presente un agente emulsionante.<sup>15</sup>

**1.3.3 Estabilidad de las emulsiones.** Desde un punto de vista termodinámico, una emulsión es un sistema inestable. Esto se debe a que existe una tendencia natural hacia un sistema líquido/líquido para separar y reducir su área interfacial y por lo tanto su energía interfacial. Sin embargo, la mayoría de las emulsiones demuestran estabilidad cinética (es decir, que son estables durante un periodo de tiempo).<sup>16</sup>

**1.3.3.1 Factores que afectan la estabilidad.** Las películas interfaciales son principalmente las responsables de la estabilidad de una emulsión, ahora veremos los factores que afectan a las películas interfaciales y, por lo tanto, la estabilidad de la emulsión.<sup>17</sup>

- Sólidos
- Temperatura
- Tamaño de la gota

**1.3.4 Afectación de una emulsión en las bombas electrosumergibles.** Primero, el aumento en la viscosidad aumenta de igual manera los efectos friccionales en la tubería, la consecuencia de ello es que la bomba requiere una mayor presión en su descarga para levantar el fluido hasta superficie. En segundo lugar, la viscosidad afecta al rendimiento de la bomba, porque a medida que ésta aumenta, la eficiencia de la bomba disminuye y se requiere una mayor velocidad (frecuencia) para compensar la pérdida de eficiencia y lograr producir la misma tasa, este aumento de velocidad junto con la disminución en su eficiencia aumentan el consumo energético de los equipos<sup>18</sup>

Como se describió anteriormente la viscosidad tiene un efecto significativo en el desempeño de las bombas centrífugas. La potencia de frenado aumenta mientras que la altura, la capacidad y la eficiencia disminuyen. Si una bomba sumergible va a emplearse para producir fluidos viscosos, con viscosidad significativamente

---

<sup>15</sup> Ibid., pg15

<sup>16</sup> Ibid., pg22

<sup>17</sup> Ibid., pg25

<sup>18</sup> Ibid., pg72

diferente a la del agua, estos efectos deben ser tenidos en cuenta durante la selección del equipo.

#### **1.4 VISCOSIDAD DE UNA EMULSIÓN**

La viscosidad de una emulsión puede ser sustancialmente mayor que la viscosidad de cualquier aceite o agua, porque éstas muestran un comportamiento no-Newtoniano: que es aquel donde la viscosidad (resistencia a fluir) varía con el gradiente de tensión (dirección en que más rápido varia la tensión) que se le aplica, es decir, se deforma en la dirección de la fuerza aplicada, como resultado, un fluido no-Newtoniano no tiene un valor de viscosidad definido y constante, a diferencia de un fluido newtoniano; éste comportamiento es resultado de la aglomeración de las pequeñas gotas de la viscosidad estructural.

## 2. METODOLOGÍA Y DATOS

En esta sección se muestra el procedimiento usado por lo autores como soporte de los resultados de la investigación.

### 2.1 CÁLCULO DEL INDICADOR DE CONSUMO ENERGÉTICO EN LEVANTAMIENTO

El indicador de consumo energético en levantamiento (LECI por sus siglas en inglés) cuantifica el consumo de energía de un sistema de bombeo electrosumergible, indicando cuanta energía es necesaria para levantar un barril de fluido por cada 1000 ft de TDH. El presente estudio es abordado con la estimación de dicho indicador, para lo cual se consolidó la información histórica de mediciones eléctricas (predictivos) en un archivo Excel junto con las variables de producciones por pozo y la cabeza total dinámica de cada equipo electrosumergible para cada registro, esto fue realizado para una población de veinte pozos según criterio del equipo de ingeniería de producción. En cuanto al consumo energético por equipo, se extrajo el dato de consumo en KVA de los predictivos que se realizan mensualmente a cada uno de los pozos donde se toman medidas del voltaje y corriente a la entrada y salida del variador. Mediante la **Ecuación 1** se calcula la demanda energética en superficie del equipo de bombeo electrosumergible.

**Ecuación 1.** Estimación de la demanda energética en superficie del equipo de bombeo electrosumergible.

$$\text{Consumo en superficie (KVA)} = \frac{V \text{ entrada}(V) * A \text{ entrada}(A) * \sqrt{3}}{1000}$$

**Fuente:** PAREX. Predictivos y datos mensuales, 2019.

Así la relación entre el voltaje y la corriente es directa es traducida en potencia eléctrica. Se parte del hecho, que, si se requiere mantener un mismo consumo en potencia y se presenta un aumento de la tensión aplicada, debe compensarse con una reducción en la demanda de corriente.

Posteriormente, de las pruebas de producción se adquirieron los datos de producción de fluido total, BSW, PIP, THP, API del fluido; a la misma fecha de la toma del predictivo o en su caso a una fecha cercana o misma frecuencia de operación. De la configuración mecánica del pozo se tomó el valor de la profundidad a la entrada de la bomba en MD. Considerando las anteriores variables se procede a la estimación de la cabeza total dinámica. En primer lugar, se calcula la sumergencia de la bomba llevando la presión de admisión del equipo a la altura de columna líquida equivalente a este valor, la cual se encuentra desde la profundidad del intake hasta el nivel del fluido en el pozo. La estimación se describe mediante la **Ecuación 2**.

**Ecuación 2.** Cálculo de la sumergencia del equipo electrosumergible.

$$Sumergencia (ft) = \frac{PIP (psi)}{\nabla fluido(\frac{psi}{ft})}$$

**Fuente:** GARCÍA, Lenín Raymundo. Análisis técnico-económico de completaciones dobles y su aplicación en pozos de la cuenca amazónica del Ecuador. Trabajo de grado. Quito. Escuela politécnica nacional. Facultad de ingeniería en geología y petróleos. 2009. p 18

El gradiente del fluido expresa la variación de presión por cada pie de columna del fluido presente en el pozo. La **Ecuación 3** describe las variables involucradas en su cálculo; el gradiente del aceite depende del tipo de aceite (grados API) (**Anexo 1**), el gradiente del agua es un valor ya conocido (0.433 Psi/ft) y finalmente el BSW indica la proporción de cada uno en el fluido presente en el pozo.

**Ecuación 3.** Gradiente del fluido.

$$\nabla fluido(\frac{psi}{ft}) = \left( 1 - \frac{BSW(\%)}{100} * \nabla petr\acute{o}leo(\frac{psi}{ft}) \right) + \left( \frac{BSW(\%)}{100} * 0.433 \right)$$

**Fuente:** GARCÍA LENÍN RAYMUNDO. Análisis técnico-económico de completaciones dobles y su aplicación en pozos de la cuenca amazónica del Ecuador. Trabajo de grado. Quito. Escuela politécnica nacional. Facultad de ingeniería en geología y petróleos. 2009. p 18

Para finalizar, se estima la cabeza total dinámica requerida (TDH) para llevar el fluido a superficie. La **Ecuación 4** representa el modo de estimación de esta variable para un equipo de bombeo electrosumergible. Para ello, se convierte la profundidad de entrada a la bomba de MD a TVD utilizando el survey del pozo y posteriormente a este valor se le descuenta la sumergencia del equipo para obtener la longitud real de levantamiento ejercida por del sistema instalado y se suma la presión de cabeza (WHP) expresada de igual manera en Ft para obtener el requerimiento total en levantamiento del sistema.

**Ecuación 4.** Levantamiento del sistema.

$$TDH (ft) = Profundidad entrada bomba (ft TVD) - PIP(ft TVD) + WHP (ft)$$

**Fuente:** PAREX. Indicador de consumo en levantamiento,2019

Cabe aclarar que la TDH tiene como componente adicional las pérdidas por fricción expresadas de igual manera en Ft; sin embargo, para efectos del presente estudio no se incluye este componente en los cálculos, esto luego de validar que entre los cálculos manuales y los arrojados por los software de diseño no se evidencian diferencias representativas, pues los caudales de los pozos estudiados (menores a

8000 BFPD) son relativamente bajos en relación con la tubería de producción instalada que es de 3 ½”.

Para finalizar, basándose en el consumo energético en superficie, la producción por pozo y la TDH se estima el indicador de consumo energético en levantamiento (LECI) por medio de la **Ecuación 5** descrita a continuación:

**Ecuación 5.** LECI.

$$LECI\left(\frac{KVA}{bbl}\right) = \frac{\text{Consumo kilovatio amperio del sistema (KVA)}}{\frac{\text{Producción de fluido total (BFPD)}}{1000 TDH (ft)}}$$

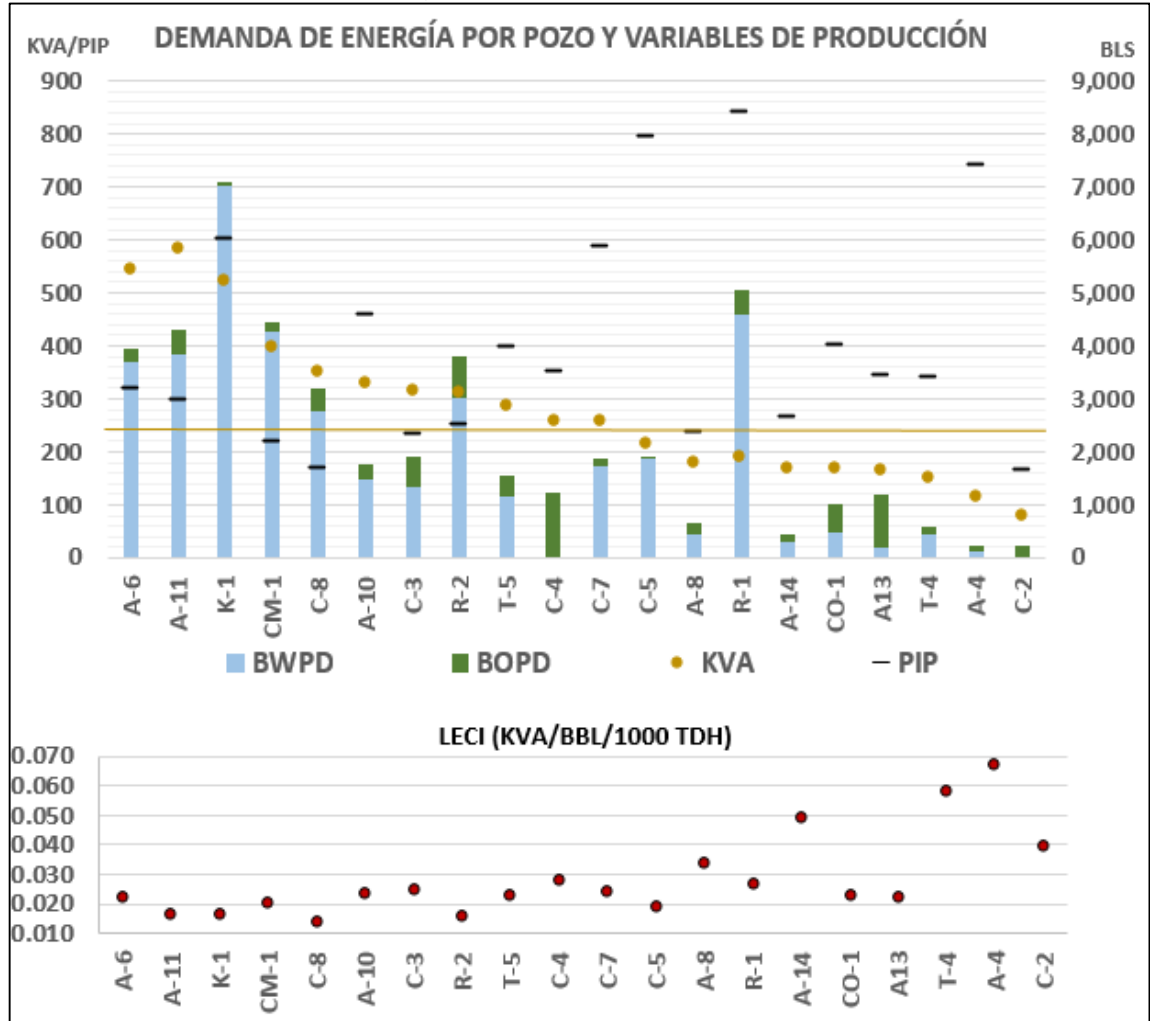
**Fuente:** PAREX. Indicador de consumo en levantamiento,2019

Se realizó el anterior procedimiento con el fin de obtener la caracterización de los requerimientos de energía para muestra de pozos de estudio bajo un escenario de comparación, relacionando el comportamiento del indicador con las variables implicadas en la operación del equipo electrosumergible.

## **2.2 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LA DEMANDA ENERGÉTICA DE LOS POZOS DE ESTUDIO, VINCULANDO LAS PRINCIPALES VARIABLES DE OPERACIÓN**

Con el indicador LECI se generó el **Gráfico 1**. que se presenta a continuación el cual relaciona además de indicador de consumo de levantamiento (KVA/BBL/1000 ft TDH) la demanda de energía, las tasas de producción (agua y aceite) y la PIP a las condiciones más recientes disponibles de cada uno de los pozos estudiados.

**Gráfico 1.** Demanda de energía por pozo y variables de producción.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: PAREX. Listado de variables de producción y de consumo energético para pozos completados con bombeo electrosumergible, 2019.

Así el **Gráfico 1** presenta las variables que se nombraron en el primer párrafo de esta sección para cada uno de los pozos a evaluar; de allí se pueden identificar aquellos pozos que presentan tanto demandas de energía como indicadores LECI por encima del promedio, y su relación con las demás variables de operación relacionadas; también permite cuantificar la cantidad de petróleo asociada a cada pozo, generar una noción de la TDH a partir de la PIP (teniendo presente la **Ecuación 4**) y por último LECI que indica la eficiencia o ineficiencia eléctrica de un sistema de levantamiento energéticamente. A partir de esta visualización se realiza el análisis para seleccionar los pozos candidatos.

Se encuentra como aplicabilidad adicional que a partir de LECI se pueden realizar estimaciones rápidas de consumo energético aproximado en KVA para un

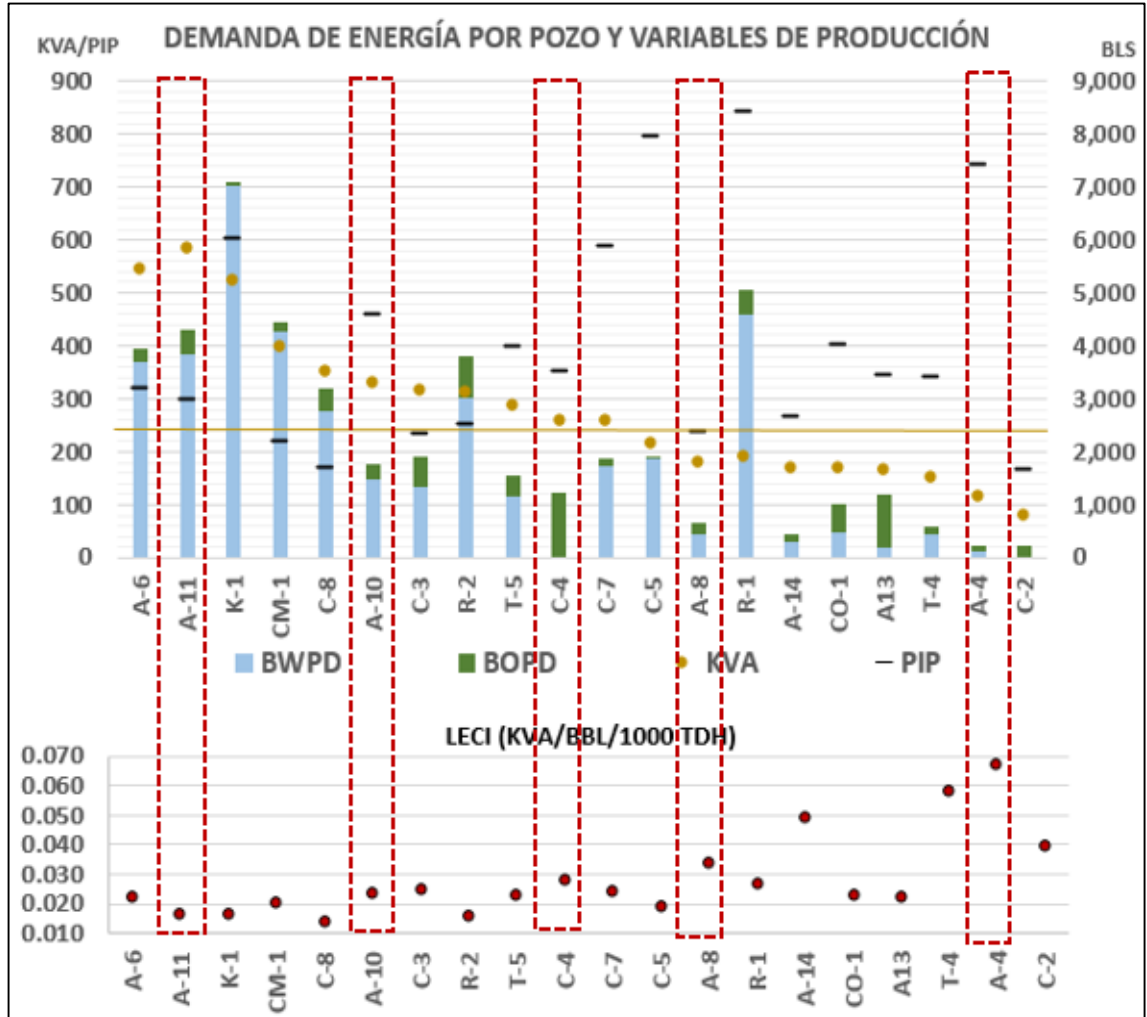


equipo de bombeo electrosumergible sin disponer de variables de yacimiento; por ejemplo, un pozo con un caudal total de 5000 bpd, una TDH de 7000ft y con un LECI de 0.015 KVA/bbl/1000 ft TDH tendrá una demanda de energía estimada en 525 KVA; este valor se obtiene luego de multiplicar el caudal en bpd, la TDH en ft, el indicador de consumo energético en levantamiento y a final dividiendo en 1000 ft como indica la definición de este factor.

### **2.3 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS**

Se procede a seleccionar los pozos candidatos a partir de las siguientes premisas basándose en el **Gráfico 1**: pozos con alto consumo energético en superficie, presión a la entrada de la bomba por encima de 200 psi e indicador de consumo de consumo energético en levantamiento por encima de 0.015 KVA/bbl/1000 ft TDH debido a que los pozos optimizados en cuanto a energía presentan como factor común LECI cercano a 0.012 KVA/bbl/1000 ft TDH. De esta manera se obtiene como resultado cinco pozos candidatos dentro de una población de veinte. Los pozos identificados como candidatos se identifican en el **Gráfico 2** y se describen a continuación:

**Gráfico 2.** Pozos seleccionados para estudio.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: PAREX. Listado de variables de producción y de consumo energético para pozos completados con bombeo electrosumergible, 2019.

**2.3.1 Pozo A-11.** Este pozo se selecciona como candidato al presentar una alta demanda de energía respecto al promedio, cuantificado en 542 KVA, un indicador de consumo energético de levantamiento de 0,019 KVA/bbl/TDh, presenta PIP superior a 300 psi, representando una posible oportunidad de optimización en producción y caudal de petróleo de 511 BOPD lo que puede suponer un potencial retorno de la inversión en un tiempo no muy extenso.

**2.3.2 Pozo A-8.** Este pozo se selecciona como candidato el presentar una demanda considerable de energía, cuantificado en 183 KVA, un indicador de consumo energético de levantamiento de 0,034 KVA/bbl/TDh notablemente por encima del valor para pozos eficientes, una PIP de 237 psi representando una posible oportunidad de optimización en producción y por último caudal de petróleo

de 644 BOPD indicando un potencial de retorno de la inversión en un tiempo no muy extenso.

**2.3.3 Pozo A-10.** Este pozo se selecciona como candidato al presentar una alta demanda de energía respecto al promedio, cuantificado en 338 KVA, un indicador de consumo energético de levantamiento de 0,023 KVA/bbl/TDH por encima del valor de pozos eficientes, una PIP de 464 psi representando una posible oportunidad de optimización en producción y por último caudal de petróleo de 312 BOPD indicando un potencial de retorno de la inversión en un tiempo no muy extenso.

**2.3.4 Pozo C-4.** Este pozo se selecciona como candidato al presentar una alta demanda de energía respecto al promedio, cuantificado en 254 KVA, un indicador de consumo energético de levantamiento de 0.029 KVA/bbl/TDH, presenta PIP de 343 psi representando una posible oportunidad de optimización en producción y un caudal de petróleo de 1117 BOPD lo que puede suponer un potencial retorno de la inversión en un tiempo no muy extenso.

**2.3.5 Pozo A-4.** Este pozo se selecciona como candidato al presentar el mayor indicador de consumo energético de levantamiento entre todos los pozos estudiados, 0,063 KVA/bbl/TDH, adicional presenta una PIP de 820 psi, lo cual evidencia una alta posible oportunidad de optimización en producción, que a su vez representaría optimización importante en aceite pues se visualiza un corte de agua cercano al 50%, lo que puede suponer un potencial retorno de la inversión en un tiempo no muy extenso.

Los pozos recientemente listados presentan aparentemente oportunidades de optimización, bien sea desde una mejora en el consumo energético del sistema o un aumento en la producción de aceite; o en el mejor de los casos la combinación de ambas.

Por otra parte, de acuerdo con el **Gráfico 2**, se observan también algunos pozos con algunas características que pueden suponer una posible oportunidad de optimización; sin embargo, en revisión detallada se logran ver rasgos que los hace no factibles para optimización. Por ejemplo: el pozo K-1 muestra alto consumo energético en superficie por lo tanto podría mostrarse como candidato, no obstante, a partir del alto corte de agua (mayor al 80%) presentado en el gráfico, el potencial de aceite no refleja un atractivo adicional para invertir en el cambio del equipo. En cuanto al pozo T-5, presenta un potencial en producción de petróleo; sin embargo, en la actualidad el BSW de este pozo se acerca al 90%, así que este pozo es descartado por no contar con una producción de aceite incremental suficiente que represente una ganancia económica significativa con respecto a la inversión. Además, para los pozos C-7, CO-1 y A-13 se evidencian tasas de aceite considerables, pero durante la ejecución del presente estudio estos pozos presentaron variaciones en sus condiciones de operación similares a los

anteriormente mencionados y/o ajustes operacionales que han llevado sus presiones de succión a los mínimos valores; tales como CO-1 y A-13 que actualmente exhiben una PIP por debajo de 200 psi; por otra parte, C-7 incrementó el corte de agua hasta un 98 %.

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

Conforme a la previa revisión, se procede a elaborar los nuevos diseños a través de dos programas: Autograph y Subpump suministrado por dos compañías de servicio. Independientemente del programa de diseño el procedimiento para el ingreso de datos de entrada, selección de equipos y los resultados arrojados por estos es el mismo para ambos casos. La diferencia radica en que el Autograph es un software desarrollado por una compañía fabricante de bombas, exclusivamente para diseñar sus propios equipos, mientras que Subpump es un software desarrollado por una compañía de software, ofrecido en el mercado para las compañías fabricantes de bombas que lo requieran. Se escogen los dos programas porque se requiere evaluar diferentes escenarios con diferentes equipos para la optimización de los diseños actuales. Estas herramientas son simuladores que permiten diseñar sistemas de bombeo electrosumergible. Cada instalación del sistema es única y con estos softwares, toda la información del pozo, incluidas las características de producción, las propiedades del fluido y las condiciones del pozo se pueden ingresar durante la fase de diseño inicial para encontrar una estrategia de optimización. Se obtienen las condiciones finales de operación de acuerdo con el tipo de pozo, características de fluido y del equipo diseñado, como por ejemplo el tipo de bomba, número de etapas, motor, variador, frecuencia de operación, caudal entre otros. El número de escenarios evaluados para cada uno de los pozos candidatos depende del corte de agua inicial que presente el fluido de producción. Por ejemplo, si el pozo presenta BSW por debajo del 20 %, se generan tres escenarios con la finalidad de poder visualizar y asegurar que el equipo mantenga condiciones de operación óptimas durante las diferentes etapas de su vida operativa y los posibles cambios de viscosidad del fluido a los que pueda estar sometido. La **Tabla 1** presenta los escenarios a evaluar en cada pozo candidato dependiendo del BSW inicial del pozo.

**Tabla 1.** Número de escenarios a evaluar de acuerdo con el rango de BSW para los pozos candidatos.

Pozo	BSW Inicial (%)	Escenario BSW < 20 %	BSW entre el 20 y 75 %	Escenario BSW > 75 %
A-10	86.2	No aplica	No aplica	Aplica
C-4	0.6	Aplica	Aplica	Aplica
A-8	67.3	No aplica	Aplica	Aplica
A-11	88.9	No aplica	No aplica	Aplica
A-4	53.3	No aplica	Aplica	Aplica

**Fuente:** elaboración propia, con base en: PAREX. Producción operada hasta el año 2019, 2019.

Por otra parte, a continuación, se presentan las secciones generales en los programas de diseño de un sistema de bombeo electrosumergible:

**2.4.1 Data de entrada.** En esta sección se ingresan los datos asociados a las propiedades del fluido, configuración mecánica del pozo, modelos de temperatura entre otros. El input de las variables de diseño se presenta en la **Tabla 2** para los cinco pozos candidatos relacionada abajo y a continuación, se describen los sectores del programa. Adicionalmente, en la **Tabla 3** se presentan las viscosidades del petróleo usadas en las simulaciones para cortes de agua menores al 25% y mayores con respecto al 75%.

**Tabla 2.** Datos de entrada al simulador para los cinco pozos candidatos.

Pozo	Caudal de fluido (BFPD)	°API	BSW (%)	IP (BFPD/psi)	Presión estática (psi)	THP (psi)	BHT (°F)	Profundidad Intake MD (ft)
A-10	1724	15	86.2	1.05	2285	50	230	9359
C-4	1311	16.6	0.6	0.716	2513	63	250	8706
A-8	644	14.7	67.3	0.41	2203	34	250	9000
A-11	4314	14.7	88.9	2.53	2332	55	280	9114
A-4	202	14.7	53.3	0.16	2213	69	250	9510

**Fuente:** elaboración propia, con base en: PAREX. Datos de producción, variables de yacimiento y configuración mecánica de los pozos, 2019.

**Tabla 3.** Viscosidades del petróleo para los casos estudio.

Temperatura de referencia (°F)	Unidad	Pozo A-10	Pozo C-4		Pozo A-4
84	cP	7198	2000	526	No aplica
100	cP	No aplica	No aplica	No aplica	1744
150	cP	No aplica	70	58	No aplica
122	cP	No aplica	No aplica	No aplica	610
190	cP	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica
240	cP	49.0	13	18	No aplica

**Fuente:** elaboración propia, con base en: PAREX. Reporte de análisis de laboratorio para fluidos de producción, 2019.

A continuación, en la **Tabla 4** se presentan los datos de las viscosidades del fluido emulsionado obtenidas a partir del modelo construido en la **sección 3.1.3** aplicado a dos casos de estudio: C-4 y A-4.

**Tabla 4.** Viscosidades de la emulsión para dos casos de estudio.

Temperatura de referencia (°F)	Unidad	Pozo C-4	Pozo A-4
84	cP	27500	22053
150	cP	1400	1388
240	cP	57	55
BSW	%	53	50

**Fuente:** elaboración propia, con base en: PAREX. Reporte de análisis de laboratorio para petróleo emulsionado, 2019.

A partir de estos datos de viscosidad en la **Tabla 3** y la **Tabla 4** se observa la similitud entre de los valores, esto obedece a que los pozos candidatos pertenecen a la misma formación y al mismo campo. Por otra parte, al comparar las viscosidades de fluido emulsionado y fluido no emulsionado se identifica la considerable diferencia en viscosidad, esta propiedad para fluido no emulsionado es menor.

**2.4.1.1 Descripción de la tubería.** El programa da facultad en este sector para seleccionar la configuración mecánica del pozo: Características del revestimiento y tubería de producción (profundidad, diámetro externo e interno, peso nominal, diámetro drift entre otros). Además, permite cargar la información del survey del pozo, donde se consignan las profundidades en MD y TVD. La rugosidad

de la tubería es configurada en esta sección. Adicionalmente, se define la profundidad intake.

**2.4.1.2 Propiedades del fluido.** En este sector se definen las propiedades del fluido (gravedad API del aceite, corte de agua, gravedad específica del agua y del gas, GOR, punto de burbuja e impurezas del gas). Para los diferentes casos de estudio, la información del aceite se obtuvo de los Assay realizados en laboratorio bajo la normatividad ASTM D3244. En el caso del dato de gravedad específica para el agua se adquiere de la prueba realizada a través del método gravimétrico. Finalmente, el análisis composicional se adquiere de la cromatografía tomada a una muestra de gas usando el método GPA 2286. La presión de burbuja es una variable resultante del análisis PVT hecho por normatividad al menos una vez para cada formación productora en cada campo. El subsector Dead Oil Viscosity brinda la posibilidad de agregar las viscosidades del fluido a las temperaturas de prueba. En este punto se registra la viscosidad del fluido, bien sea del crudo o del fluido emulsionado según criterio del ingeniero que esté generando el diseño, como máximo se permiten tres puntos de viscosidad para cada pozo. Para la estimación de viscosidades del fluido emulsionado en los casos que sea necesario a diferentes valores de BSW se tomara como referencia la curva presentada en el **Gráfico 7**, esta se construye a partir de los puntos de viscosidad del fluido emulsionado disponibles para el campo y se modela el comportamiento de esta variable a partir de la curva tipo consultada<sup>19</sup>. Es importante destacar, que el fluido de producción de los pozos seleccionados como candidatos proviene de una misma formación productora.

**2.4.1.3 Modelo de Temperatura.** Se construye a partir de ingresar los valores de WHT y BHT, la primera es una variable conocida y corresponde a la temperatura del fluido en superficie, la segunda corresponde a la temperatura del fondo del pozo, que para este caso es tomada a profundidad PMP. Es importante resaltar que ambas variables se encuentran en grados Fahrenheit. Para la estimación de la BHT, el programa proporciona dos opciones, una de ellas es ingresando la variable manualmente o calculando este valor por medio de un perfil de temperatura. Sin embargo, al no contar con los datos necesarios para crear este perfil, se ingresará la variable manualmente empleando la **Ecuación 6**. Para ello, se parte de la temperatura intake dada por el sensor de fondo, se asume un gradiente de temperatura de 1°F/ 100 ft y se calcula el diferencial de profundidad entre el PMP y la profundidad intake medida en ft TVD.

---

<sup>19</sup> ANDRADE, Francisco Javier. Desarrollo de herramienta de simulación para equipos de agua libre. Trabajo de grado. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de ingeniería. Bogotá, 2012. p 16

**Ecuación 6.** Temperatura de fondo.

$$BHT (^{\circ}F) = Temp\ Intake(^{\circ}F) + (Grad.\ geot\acute{e}rmico(\frac{psi}{ft}) * \Delta Profundidad (ft\ TVD))$$

**Fuente:** PAREX. Indicador de consumo en levantamiento,2019

**2.4.1.4 Productividad del pozo.** Esta sección permite definir el método IPR para representar la capacidad de aporte del yacimiento hacia el pozo. Se ingresa el IP y la presión de formación. Si la presión de formación es una variable plenamente conocida la presión a la entrada del equipo se logra ajustar mediante la modificación del índice de productividad, esto para un caudal de referencia. El crecimiento del IP es directamente proporcional a la variación de la PIP. No obstante, para la realización de los diferentes escenarios este parámetro se debe mantener constante. Este conjunto de datos es brindado por el área de yacimientos.

**2.4.1.5 Presiones de superficie.** En esta sección se consignan las presiones de cabeza en el casing y el tubing tomadas de las pruebas de producción para cada uno de los pozos.

**2.4.2 Selección de equipos.** De acuerdo con el programa utilizado, después del ajuste de las variables relacionadas a la productividad del pozo y del fluido, se procede a seleccionar el tipo de bomba, motor, sellos, equipo de superficie entre otros a partir del requerimiento del pozo. A continuación, la descripción para cada uno de los componentes.

**2.4.2.1 Bomba.** Esta sección permite elegir diferentes modelos de bomba en función al requerimiento de caudal. Los programas de diseño otorgan la posibilidad de cambiar la serie del equipo y el número de etapas. Por último, dará como resultado la demanda en potencia del equipo para producir el volumen de fluido deseado, además de la curva tornado del equipo, eficiencia, carga de eje; definiendo la condición de operación del equipo. El valor de potencia define el tipo de motor a utilizar.

**2.4.2.2 Motor.** De acuerdo con la bomba seleccionada en este componente se elige el motor que cumpla con el requerimiento de potencia que estima el simulador para el funcionamiento del equipo. Del mismo modo que la sección de bombas cuenta con una opción para seleccionar la serie del componente (diámetro) y el tipo de aceite dieléctrico. Arroja como datos de salida la carga del motor, carga de eje, eficiencia, la demanda de corriente de este componente para trabajar a la frecuencia requerida, entre otras condiciones de operación.

**2.4.2.3 Sellos.** Protegen al motor de la contaminación por los fluidos del pozo, regulan la presión del aceite con la del pozo, aíslan el aceite del fluido del pozo y absorben la fuerza de empuje de la bomba. Es relevante el proceso de selección de estos con el fin de garantizar una larga vida operativa del equipo para cada condición de fluido. En este sector se escoge la configuración de los sellos (Bolsa,



laberinto), cantidad de sellos a instalar (tándem, tri-tandem), la serie del componente, el modelo y tipo de aceite.

**2.4.2.4 Cable.** Concorde al consumo de corriente y voltaje calculado por el programa se elige el cable de superficie, MLE y de fondo teniendo en cuenta también el diámetro drift del revestimiento y el OD de la tubería de producción.

**2.4.2.5 Equipo de superficie.** Lo simuladores brindan la opción de seleccionar el tipo de variador de frecuencia que se requiere para controlar las variables de operación en superficie. Para ello, es importante tener en cuenta el consumo de voltaje y de corriente del equipo en fondo como requisito en la selección de este componente en superficie.

**2.4.3 Elaboración de una matriz de comparación para la validación de los nuevos diseños propuestos.** Cuando se está discriminando entre diferentes opciones debe existir un punto de referencia como criterio de la selección, en este caso se dividió en dos partes, la primera se tiene en cuenta los pozos A-10, C-4, A-8, A-11 y A-4 en tablas con variables de la bomba y del motor que permitan identificar el potencial del equipo junto con el cumplimiento de los parámetros en las cargas de los equipos, estas variables son la PIP usada para identificar la oportunidad de aumentar la producción del pozo por medio del incremento de la frecuencia del motor, otra variable involucrada es la eficiencia de la bomba que ayuda identificar si la producción del pozo está acorde con la capacidad del equipo, esto ocurre cuando el caudal real se acerca al caudal nominal de equipo, la carga se muestra con el fin de identificar las fuerzas axiales que actúan sobre el eje y así evitar fatigas o rupturas sobre este elemento, con respecto al motor se analiza la carga sugerida entre el 65 al 85% para evitar dos escenarios, el primero operación con altas temperaturas asociadas a altas cargas o limitantes en capacidad de producción por la misma causa, y el segundo un motor con baja carga produce un aumento en el consumo energético por su sobredimensionamiento, la última variable a tener en cuenta son los KVA, esta se asocia al consumo energético del conjunto del equipo, estos traducidos en componentes de superficie más componentes de fondo con un excedente de energía para contrarrestar las pérdidas de energía desde superficie hasta fondo. La segunda parte comprende una breve estimación económica del posible diferencial en las dos variables que representan dinero dentro de las evaluadas, que son el consumo energético del sistema instalado y el caudal de aceite, ambas evaluadas a un periodo de un mes.

**2.4.3.1 Cálculos de la matriz de comparación para el consumo energético.** En esta sección se plantea la elaboración de una matriz con el objetivo de comparar las variables operativas del equipo actual con el propuesto, para este fin, se escogen aquellas que son más representativas de acuerdo con el criterio del equipo de ingeniería de producción; estas variables son: caudal de fluido total y petróleo, presión a la entrada de la bomba, frecuencia de operación, eficiencia de la bomba, carga en el motor y el eje y finalmente el consumo en KVA. Se presenta el

diferencial de los parámetros operativos que tengan un impacto económico para la compañía. Para el cálculo de diferencial en costos a partir de diferenciales en volúmenes de aceite producido se toma como referencia un Netback de 39 U\$/BO proporcionado por la organización como costo tipo para la presente evaluación. La **Ecuación 7** hace referencia al cálculo del revenue en términos de diferencial de caudal de aceite.

**Ecuación 7.** Revenue, por mes.

$$\frac{\text{Revenue/mes}}{\text{BOPD}} = \text{Netback} * 30 \text{ días}$$

**Fuente:** PAREX. Cálculo Revenue, 2019.

Se realiza una conversión de la potencia aparente a potencia efectiva multiplicando los KVA consumidos por el factor de potencia, 0.9 en el sistema eléctrico que comprende los pozos candidatos, esto se relaciona en la **Ecuación 8**.

**Ecuación 8.** Potencia efectiva.

$$KW = \frac{KVA}{\text{Factor de Potencia}}$$

**Fuente:** PAREX. Indicador de consumo en levantamiento, 2019

Para hallar los kilovatios hora consumidos en un mes se debe hacer la conversión con la **Ecuación 9**.

**Ecuación 9.** KWh/mes.

$$\frac{KWh}{\text{mes}} = KW * 24 \text{ horas} * 30 \text{ días}$$

**Fuente:** elaboración propia, con base en: PAREX. Consumos de potencia, 2019.

Para hallar el valor en dólares del consumo energético de cada pozo en un mes se multiplican los KWh por el costo de la energía, que para efectos del presente estudio se evalúa a un costo de 0.15 USD por cada KWh, **Ecuación 10**.

**Ecuación 10.** Costo mensual de consumo energético.

$$\frac{USD}{\text{mes}} = 0,15 \text{ USD} * \frac{KWh}{\text{mes}}$$

**Fuente:** elaboración propia con base en: PAREX Consumos de potencia, 2019.

Por último, partiendo del supuesto que los nuevos diseños a proponer esperan generar aumentos en producción y reducciones en consumos de energía se plantea la **Ecuación 11** para calcular el diferencial en dinero por mes que representaría la implementación de los diseños propuestos; esta fórmula vincula los diferenciales de dinero tanto por producción (que se espera resulte positivo) como por consumo de energía (que se espera resulte negativo), la idea es entonces obtener un valor que refleje la magnitud total los posibles beneficios económicos de la implementación de las propuestas:

**Ecuación 11.** Diferencial en dinero por mes.

$$\text{Diferencial} = \text{USD}\Delta\text{Revenue} - \text{USD}\Delta\text{KVA}$$

**Fuente:** PAREX. Cálculo Revenue, 2019.

A modo de ejemplo, se presenta en la **Tabla 5** el formato establecido para la elaboración de la matriz de comparación.

**Tabla 5.** Formato matriz de comparación para el caso actual y la propuesta de diseño.

<b>Bombas</b>				
<b>Etapas</b>				
<b>Motor</b>				
<b>Variable</b>	<b>Caso actual</b>	<b>Caso optimizado</b>	<b>Diferencial Opt. Vs Act</b>	<b>Diferencial en costos (USD/mes)</b>
Caudal Total (BFPD)				-
BSW (%)			-	-
Caudal aceite (BOPD)				
PIP (psi)				-
Frecuencia (Hz)			-	-
Eficiencia bomba (%)			-	-
Carga eje (%)			-	-
Carga motor			-	-
Consumo (KVA)				
Consumo (KW)				
			<b>Diferencial</b>	

**Fuente:** elaboración propia, con base en: PAREX. Seguimiento equipo de ingeniería de producción, 2019

### 3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En el siguiente capítulo se presentan los resultados obtenidos posterior a la ejecución de la metodología, mostrando las propuestas de diseño para cada uno de los pozos de estudio y justificando los parámetros a tener en cuenta en la elección del diseño óptimo de acuerdo a la condición de cada pozo candidato. Así mismo, se realiza una validación de la propuesta elegida con una matriz de comparación la cual verifica técnico-financieramente si el diseño seleccionado muestra un mejor escenario que la condición actual del equipo electrosumergible.

Para finalizar el análisis de los resultados obtenidos, se realiza un flujo de caja del proyecto el cual brindará la posibilidad de verificar la viabilidad económica por medio del indicador económico Valor Presente Neto (VPN) de las propuestas para la compañía.

A continuación, se presenta el impacto de la viscosidad del fluido en el indicador de consumo energético en levantamiento, así como la optimización energética de los equipos de superficie de modo general para los pozos candidatos. Para los cinco pozos seleccionados se presenta la comparativa del caso actual con la propuesta de diseño que representa las mejores condiciones de operación de acuerdo con la condición del fluido de producción.

#### 3.1 VARIABLES DEL FLUIDO QUE AFECTAN EL INDICADOR DE CONSUMO ENERGÉTICO EN LEVANTAMIENTO (LECI)

En la siguiente sección se analiza el impacto de las variables asociadas a la condición del fluido en relación con el indicador de consumo energético en levantamiento tales como: el tipo de petróleo por medio de su clasificación en grados API, BSW y viscosidad. Para ello, se realiza un conjunto de gráficos presentados a continuación, donde se tiene en cuenta la población de pozos que actualmente están completados con sistema de bombeo electrosumergible con el objetivo de identificar el impacto de las variables previamente estudiadas.

**3.1.1 Relación entre el indicador de consumo energético en levantamiento y el tipo de crudo.** Con la experiencia en operaciones y trazabilidad de diferentes pozos se ha identificado una relación directa entre el indicador de consumo en levantamiento con el aumento de la viscosidad en los crudos pesados cuando se encuentra en la ventana de BSW propensa a la formación de emulsiones, este comportamiento se observa en el **Gráfico 3**, existe un comportamiento inverso entre el API y el indicador de consumo en levantamiento, para crudos medianos y livianos la relación indicada entre aumento del consumo energético por aumento de viscosidad, causada por la formación y estabilización de la emulsión no aplica, así crudos con API menores de 22 ° tienen los indicadores de consumo energético en levantamiento mayores que las otras dos secciones, mostrando su mayor consumo energético para levantar una misma TDH, sin embargo muchos de estos pozos no fueron seleccionados para una estrategia de optimización mediante un nuevo

diseño de levantamiento de la bomba electrosumergible por no cumplir con todas los requisitos en cuando a variables de interés, para ejemplificar A-14 y C-2 tienen indicadores por encima de 0,04 KVA/bbl/TDH pero no fueron seleccionados como candidatos. En la segunda sección de °API entre 22 y 30 la tendencia a la baja de LECI es explicado por la transición del tipo de crudo de pesado a mediano, así la viscosidad del fluido comienza a disminuir, disminuyendo la tendencia a formar emulsiones y permitiendo la mejor eficiencia del equipo. Por último, en la sección de API mayor a 40° la viscosidad del petróleo es baja, traduciéndose en una tendencia en disminuir el indicador en comparación con el fluido producido por pozos en las otras secciones de API, además no se encuentran picos de subidas abruptas en el valor del indicador.

Igualmente, para los pozos del **Gráfico 1** se evidencia una disminución del indicador en cuanto el petróleo tiende a ser más liviano, debido a que este tipo de crudo presenta condiciones de viscosidad bajas las cuales no son ambientes propicios para la formación de emulsiones. Por ende, el equipo no requiere aumentar el consumo energético para llevar el fluido a superficie. A diferencia de los crudos pesados, los cuales se caracterizan por tener altas viscosidades que asociados a rangos de BSW entre el 20 % y 75 % generan condiciones para formar una emulsión y así requerir una mayor cantidad de energía para levantar el mismo caudal de fluido que manejaba un pozo completado con bombeo electrosumergible, antes de presentar fluido emulsionado.

**Gráfico 3.** Comportamiento de LECI con el tipo de crudo.



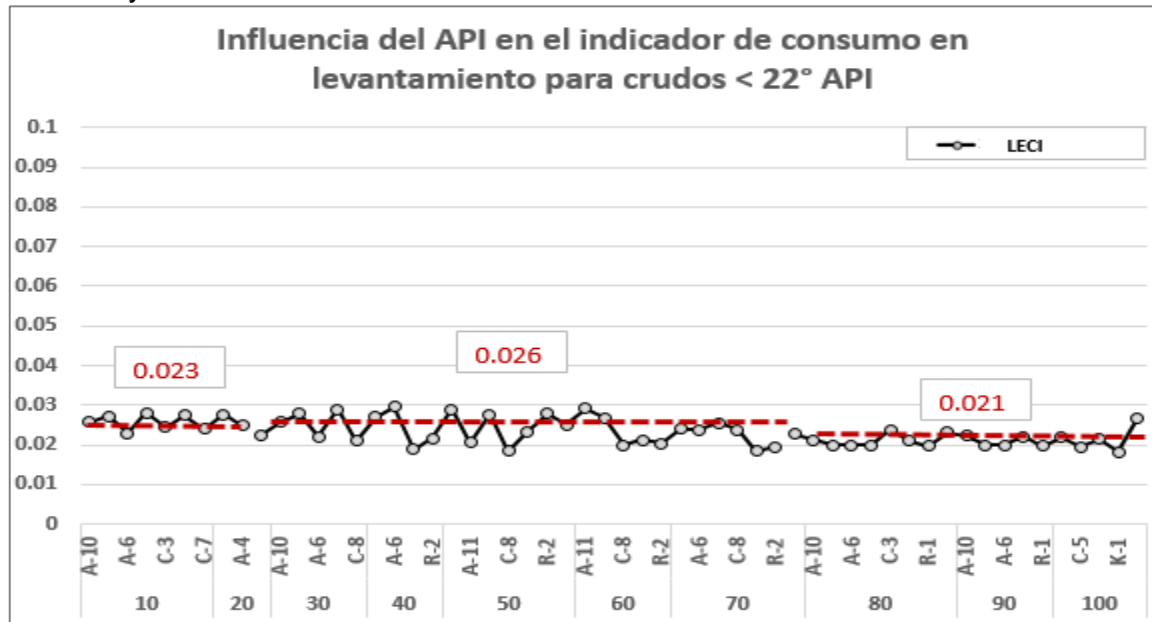
**Fuente:** elaboración propia, con base en: PAREX. Cálculo del indicador de consumo en levantamiento, 2019.

**3.1.2 Relación entre el indicador de consumo de energético en levantamiento y el BSW.** A continuación, en el **Gráfico 4** se representa la relación del indicador de consumo en levantamiento a lo largo del tiempo en función con cinco rangos de BSW descritos del siguiente modo: De 0% a 10%, entre 10% y 20 %, de 20% y 30 %, entre 40% y 50 % y sucesivamente hasta llegar a 100% en intervalos de 10%.

Las líneas punteadas representan el promedio del LECI para cada rango de BSW. De acuerdo con lo anterior, se evidencia un incremento en el factor cuando el BSW aumenta entre un 0% hasta un 80%. Cuando el corte de agua para la población de pozos alcanza valores por encima del 90%, se identifica una mejora en el LECI de 0.029 a 0.023 y 0.022 respectivamente. Este fenómeno se presenta cuando se tienen crudos pesados (API menor a 22°). En el **Gráfico 5** se muestra la variación del indicador para crudos que se encuentran en un rango entre 22° y 30 ° API, no obstante, se identifica un cambio en el indicador de acuerdo con los rangos establecidos de BSW en menor proporción en comparación con el comportamiento del indicador para crudos pesados. Por ejemplo, durante el intervalo de corte de agua donde se ha identificado la presencia de emulsiones se identifica que el máximo indicador para este caso corresponde a 0.025 mientras que para crudos pesados se alcanzan valores hasta 0.029. En el **Gráfico 6**, por lo que se refiere a crudos medianos (De 30 ° a 40 ° API) se identifica una disminución en el promedio por rangos mostrando un pico máximo de 0.021.

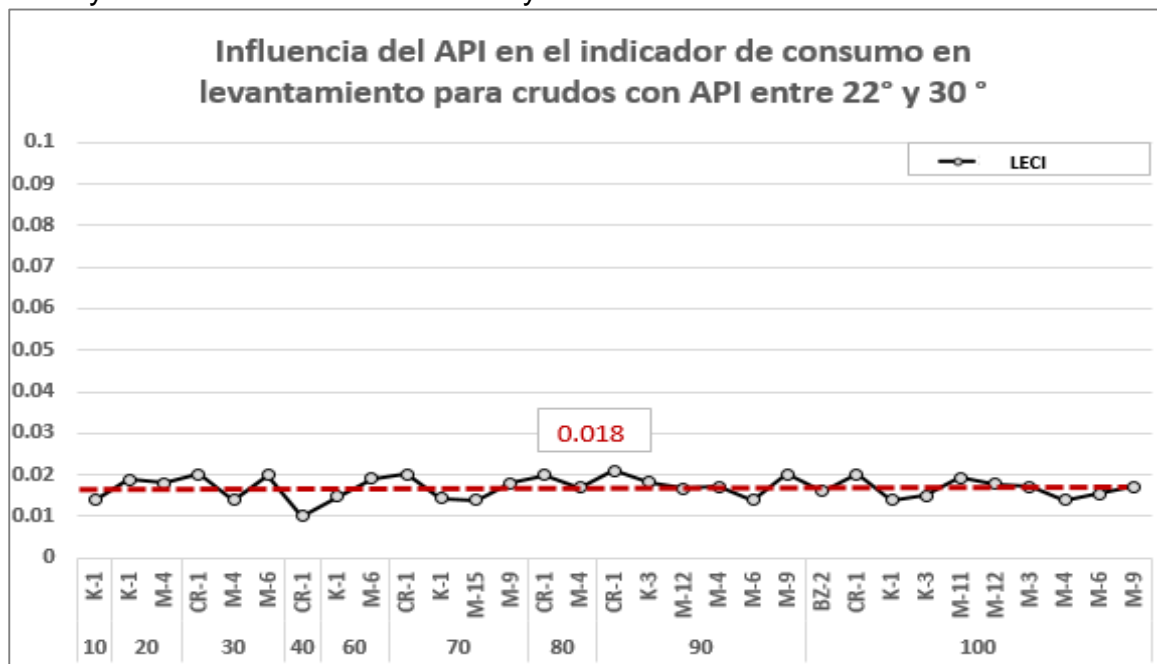
Para finalizar, de acuerdo con los gráficos presentados se evidencia una reducción en el factor cuando incrementa los grados API en el petróleo, así, los crudos pesados se ven afectados directamente por la formación de emulsiones cuando se encuentran en un rango entre 20 y 75 % de BSW. El incremento del factor se relaciona con el aumento en la demanda de energía del equipo electrosumergible cuando el fluido experimenta condiciones de alta viscosidad fomentando la formación de emulsiones entre los rangos previamente mencionados.

**Gráfico 4.** Factor de consumo de levantamiento en comparación con los rangos de BSW y crudos con un API menos a 22°.



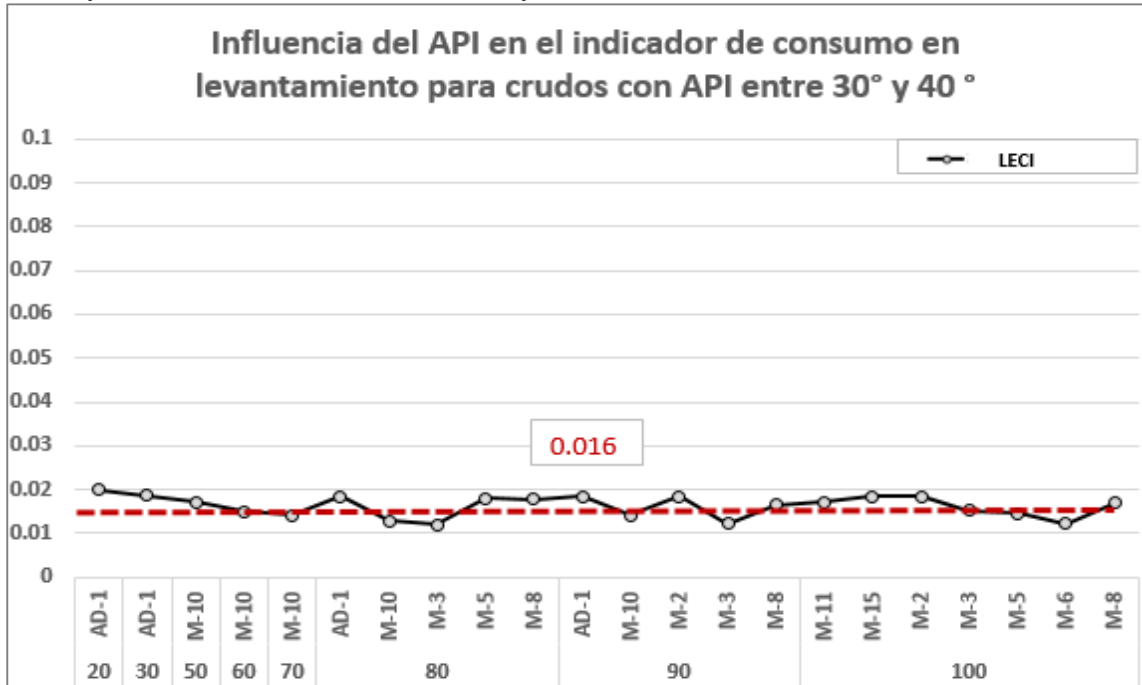
**Fuente:** elaboración propia, con base en: PAREX. Cálculo del indicador de consumo en levantamiento, 2019.

**Gráfico 5.** Factor de consumo de levantamiento en comparación con los rangos de BSW y crudos con un API entre 22° y 30°.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: PAREX. Cálculo del indicador de consumo en levantamiento, 2019.

**Gráfico 6.** Factor de consumo de levantamiento en comparación con los rangos de BSW y crudos con un API entre 30° y 40°.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: PAREX. Cálculo del indicador de consumo en levantamiento, 2019.

**3.1.3 Efecto del BSW en relación con la viscosidad para el fluido emulsionado.** Con la finalidad de determinar la viscosidad de la mezcla crudo-agua cuando el fluido presenta características típicas de una emulsión, la compañía decide tomar muestras en cabeza de pozo y enviarlas a un laboratorio para obtener valores de viscosidad de la emulsión.

Para ello, se utiliza como base del análisis la norma ASTM D445. De este modo, se obtienen los siguientes valores a diferente temperatura para dos pozos muestra, como se presenta a continuación en la **Tabla 6** y **Tabla 7**.



**Tabla 6.** Análisis de viscosidad del fluido emulsionado para el pozo C-8.

C-8	
Temperatura (°F)	Viscosidad cinemática (Cp)
100	13019
150	1746
194	500.6

**Fuente:** elaboración propia, con base en: PAREX. Reporte de análisis de laboratorio para petróleo emulsionado,2019

**Tabla 7.** Análisis de viscosidad del fluido emulsionado para el pozo CO-1.

CO-1	
Temperatura (°F)	Viscosidad cinemática (Cp)
84	7012
150	290
240	28.09

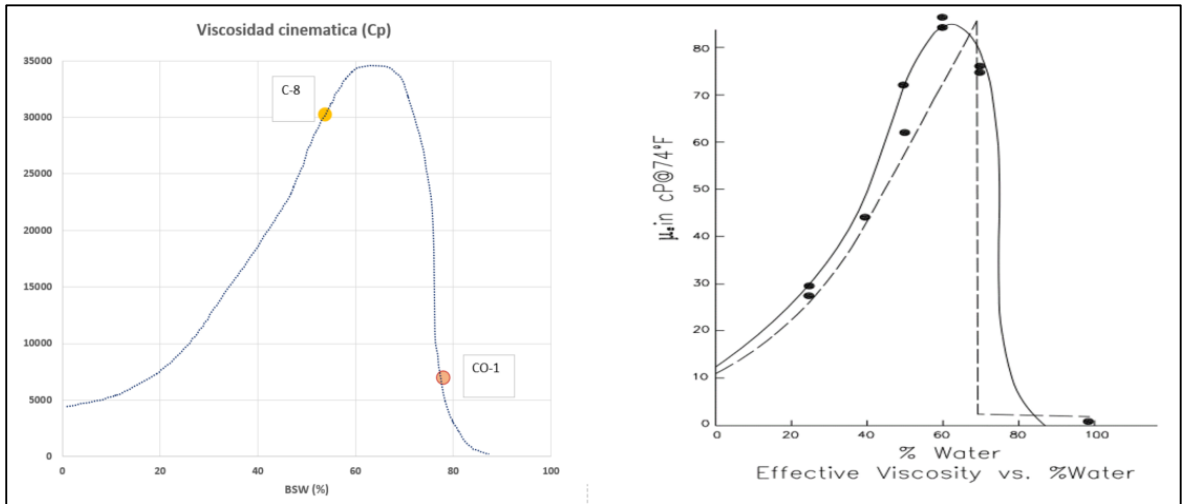
**Fuente:** elaboración propia, con base en: PAREX. Reporte de análisis de laboratorio para petróleo emulsionado,2019

Cada pozo exhibe el comportamiento típico de viscosidad donde a mayor temperatura se reducen los efectos viscosos en el fluido. Sin embargo, la viscosidad en el fluido emulsionado presenta un comportamiento particular donde en un rango de BSW entre el 20% y 70 % la mezcla incrementa este valor. No obstante, cuando se alcanzan valores del corte de agua por encima al 75 % la emulsión es inestable debido a que la fase predominante es agua, por tal razón la viscosidad disminuye paulatinamente hasta llegar a un 100% de BSW.

La reducción de viscosidad es consecuencia de la inversión de esta cuando se alcanza valores en el corte de agua por encima al 75 %, razón por la cual al ser la fase predominante el agua la viscosidad cae considerablemente. Para la elaboración de los diseños se tomará el modelo elaborado en el **Gráfico 7, Gráfico 8 y Gráfico 9**, desarrollados a partir de tres temperaturas de referencia: 84°F, 150°F y 240°F con el fin de incluir las viscosidades reales del fluido en la simulación. Así mismo en la **Tabla 3** se presentan los valores tomados para la ejecución de los diseños. Cabe resaltar que, las muestras de referencia para la representación de

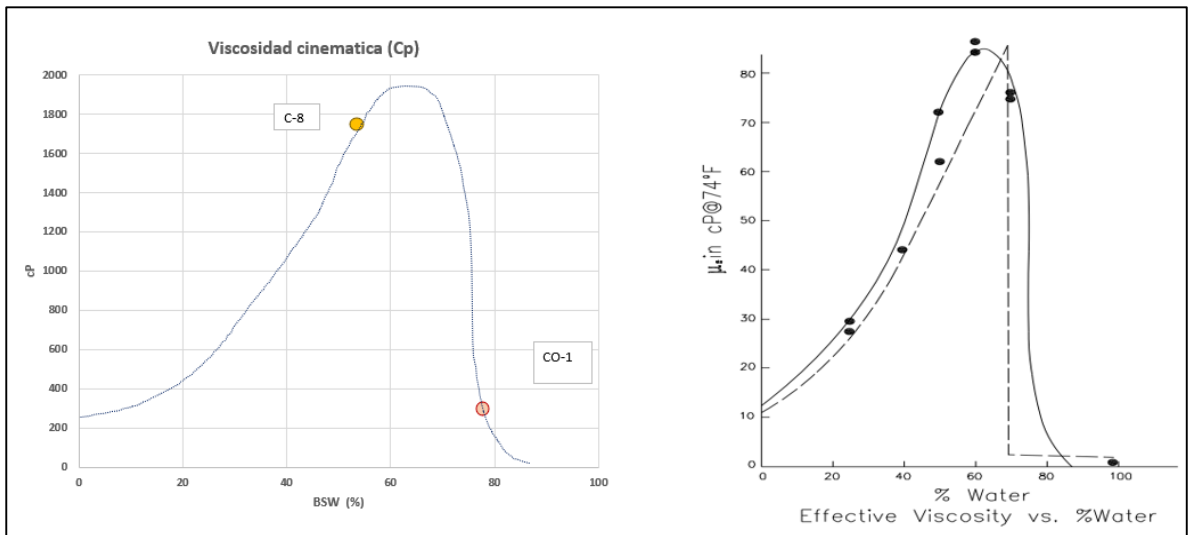
estos modelos se encuentran en el rango de BSW propenso a la formación de emulsiones, por lo tanto, se identifican altas viscosidades del fluido. Finalmente, se evidencia una disminución de la viscosidad cuando incrementa el corte de agua.

**Gráfico 7.** Comparativa de la viscosidad de la emulsión a 84°F para el campo de estudio con respecto al modelo generado para un campo x para crudos con características similares



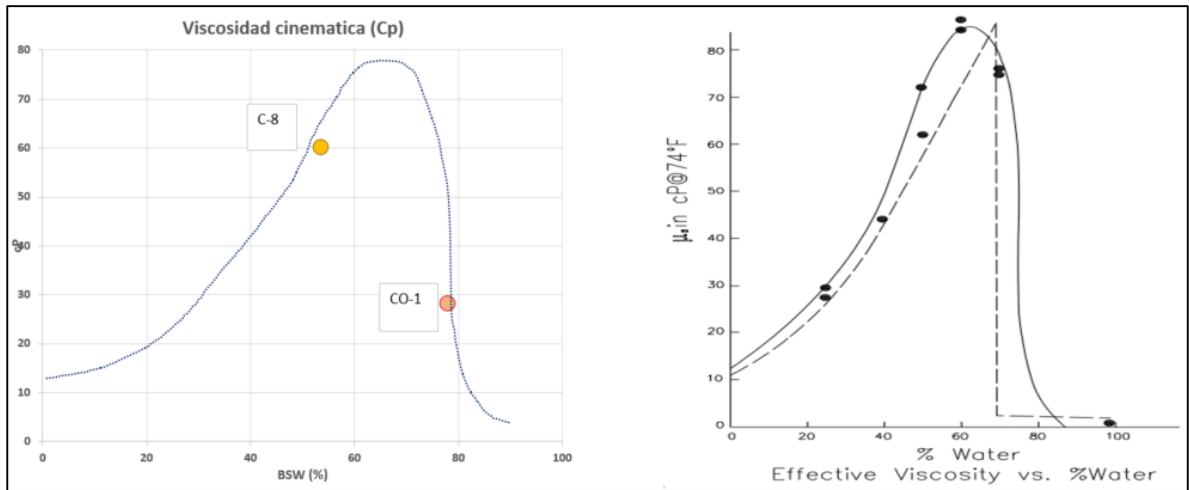
**Fuente:** elaboración propia, con base en: PAREX. Reporte de análisis de laboratorio para petróleo emulsionado, 2019.

**Gráfico 8.** Comparativa de la viscosidad de la emulsión a 150°F para el campo de estudio con respecto al modelo generado para un campo x para crudos con características similares.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: PAREX. Reporte de análisis de laboratorio para petróleo emulsionado, 2019.

**Gráfico 9.** Comparativa de la viscosidad de la emulsión a 240°F para el campo de estudio con respecto al modelo generado para un campo x para crudos con características similares.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: PAREX. Reporte de análisis de laboratorio para petróleo emulsionado, 2019.

### 3.2 PROPUESTAS DE DISEÑO PARA LOS POZOS SELECCIONADOS COMO CANDIDATOS

Basándose en los criterios de selección, se presentan a continuación los resultados de los diseños para los cinco pozos de estudio: A-10, C-4, A-11, C-8 y A-4.

**3.2.1 Diseño del sistema de bombeo electrosumergible: resultado caso pozo A-10.** Actualmente, el pozo cuenta con un equipo instalado en fondo que presenta las siguientes características: Bomba serie 538 con 208 etapas, sin cuerpo de bomba manejadora. Motor serie 513 de 391 HP, 2533 V y 92.6 A. La producción corresponde a 1724 BFPD basada la última prueba de producción del mes de septiembre. Además, la frecuencia de operación del equipo a la fecha de referencia es de 59.5 Hz con un consumo en superficie de 330 KVA, de acuerdo con el predictivo tomado para ese mes. El valor de presión de admisión del equipo es de 409 psi. En referencia al corte de agua, el pozo reporta un valor de 86.20 %, por tal razón, actualmente ya no se encuentra en la zona de emulsión. Debido a las oportunidades de mejora mencionadas en la **Sección 2.3** se procedió a la realización del diseño, mediante la elaboración de un solo escenario a causa del valor actual de BSW. En la **Tabla 8** se presenta la comparativa de las variables operativas del equipo, entre la condición actual y la oferta en cuanto a la mejora del consumo energético.

**Tabla 8.** Comparativa propuesta de diseño para el pozo A-10.

Pozo:	A-10	
	Actual	Propuesto
Bomba (serie)	538-WE1500	538- P23
Etapas	Flujo mixto	Flujo mixto
# Etapas	208	174
Motor (serie/Nominal)	513- 391 HP/ 2533 V/92.6 A	562- 275 HP/2475 V/68 A
IP (BFPD/Psi):	1.05	1.05
Frecuencia, Hz:	59.5	58.9
Presión en Cabeza, psi	50	50
BSW, %	86.2	86.2
Caudal de LÍq. Final en Sup(P+A), Bbl/D: (Qt)	1724	1949
Caudal real vs Caudal nominal (%)	74.95	84.74
Presión de entrada a la Bomba, psig:	409	200
Velocidad de Fluido, ft/s	2.63	3.14
Efic. de la Bomba, %:	32.4	55.97
Carga Eje Bomba, %	44.49	42.35
Carga Eje Sello, %	26.69	32.91
Carga Eje Motor, %	35.12	24.77
HP requerido, HP:	330.9	226.6
<b>Corriente de Operación, A:</b>	<b>81</b>	<b>59.76</b>
Carga de operación del Motor, %:	85.35	84.75
Eficiencia del Motor, %:	88.71	88.51
Kilovoltio Amperio, KVA	330	264
Kilovoltio Amperio, KWA	297	238.5
Presión de Descarga, psig	3600	3851
Presión Estática, psi:	2285	2285
Modificador de Flujo	0.86	0.95
Modificador de Cabeza	0.86	0.95
Modificador de Potencia	1.28	1.05

**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software Autograph, 2019.

La viscosidad del fluido es un parámetro esencial para tener en cuenta durante el diseño del equipo, esta variable depende del valor de BSW que presenta el fluido de producción. No obstante, el pozo exhibe un alto valor encontrándose en la zona libre de emulsiones, de tal manera que la viscosidad del fluido corresponde a la muestra con este valor de corte de agua.

Con la información histórica del pozo se identificaron variables de diseño de acuerdo con las características propias del fluido. Para este caso se cuenta con un crudo cuya gravedad API es de 15°. Esta condición sumada al corte del agua del pozo, permite caracterizarlo como se mencionó previamente en la zona libre de emulsión a pesar de ser un crudo pesado. Por tal razón, para la elección del tipo de etapas del cuerpo de bombas productoras fue indiferente si se empleaban etapas de flujo radial o flujo de mixto. Es por esto que, el equipo seleccionado es de tipo flujo radial debido a que el pozo ya se encontraba fuera de las condiciones de formación de una emulsión.

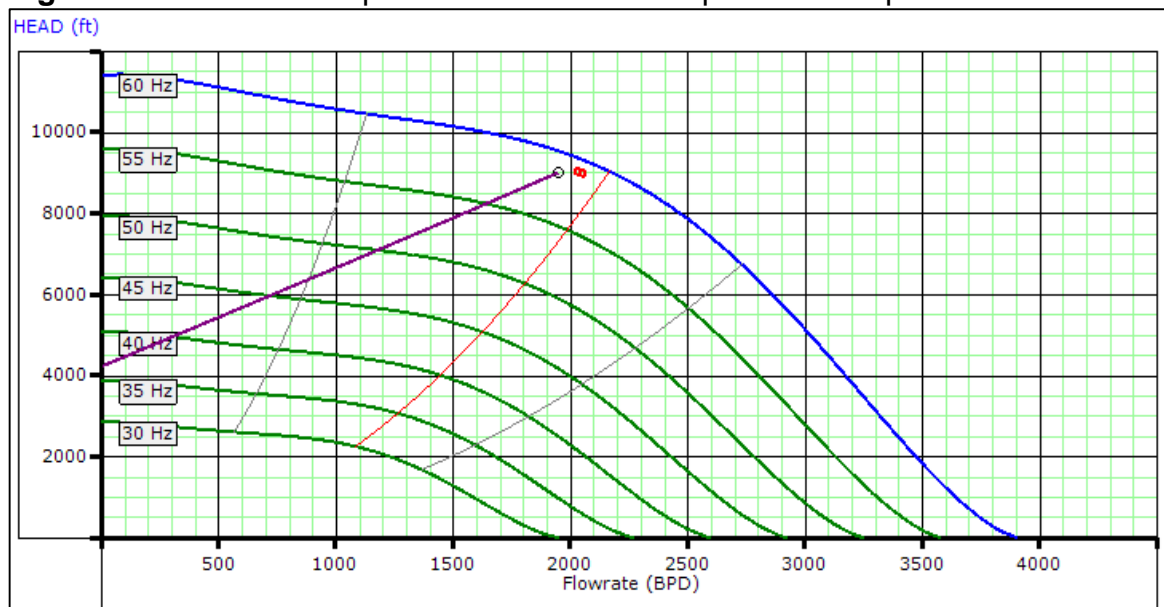
Además, se logra obtener mayor levantamiento con el equipo propuesto respecto al actualmente instalado, esto se observa en la reducción de etapas requeridas para llevar el fluido de fondo a superficie. En consecuencia, el cuerpo de bomba productora ofertada requiere menor potencia para levantar el fluido, evidenciando una reducción en 34 etapas. Al demandar menor potencia el equipo, se oferta un motor cuyo nominal en placa es de 116 HP menor con relación al actual, igualmente con respecto a la corriente y voltaje de este. En efecto, la demanda energética de la nueva propuesta de diseño se reduce un 20 %.

Así mismo, se propone trabajar a una frecuencia de operación mayor a 55 Hz puesto que el fluido no exige operar a frecuencias bajas que reduzcan los esfuerzos de cizallamiento en este. Los resultados previamente presentados se obtuvieron utilizando modificadores para flujo y cabeza de 0.95 mientras que para el ajuste de la potencia del equipo se utilizó un valor de 1.05. Así, cuanto más se acerca a valores de 1 con respecto al modificador de flujo y cabeza más eficiente es la operación de la bomba. Igualmente, aplica para el ajuste del consumo en potencia.

Es importante destacar, que para obtener óptimas condiciones de operación con el propósito de mantener un buen run life del equipo, se considera que para la realización del diseño las cargas en los ejes de la bomba, motor y sellos deben ser inferiores al 85 %, debido a que se asegura que la carga axial de estos componentes sobre el eje no genere un desgaste en ellos o en el peor de los casos propicie la ruptura de estos, trayendo como consecuencia una falla en el equipo. En cuanto a la carga de operación del motor, se realiza la simulación manteniendo la variable en un valor inferior al 87%, puesto que al trabajar con valores por encima de este; el motor consumirá más corriente e incrementará su temperatura propiciando la generación de fallas en este componente.

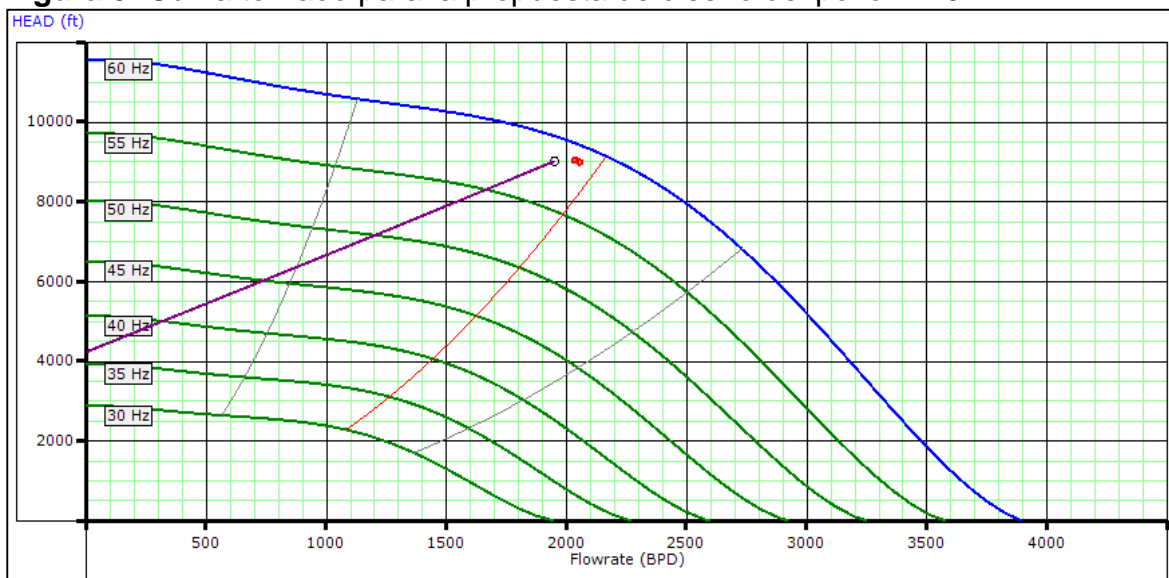
Finalmente, la **Figura 8** y **Figura 9** presentan las curvas tornado para el caso actual de estudio y su respectiva propuesta de diseño. En ambos casos, los dos equipos se encuentran operando en rango; condición primordial durante el trabajo de la bomba debido a que el empuje entre los impulsores que constituyen a estas será equilibrado tanto hacia arriba como hacia abajo.

**Figura 8.** Curva tornado para el caso actual de operación del pozo A-10.



**Fuente:** PAREX. Software Autograph, 2019.

**Figura 9.** Curva tornado para la propuesta de diseño del pozo A-10.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software Autograph, 2019.

**3.2.2 Diseño del sistema de bombeo electrosumergible: resultado caso pozo C-4.** Con respecto a la producción de aceite, como se menciona anteriormente; este pozo es el que presenta mayor rentabilidad en cuanto a la producción de petróleo. Por consiguiente, actualmente presenta un corte de agua del 0.6 %, por ende, con el tiempo esta variable tendera a incrementar y el fluido experimentará cambios en su viscosidad; aumentando en intervalos del 20 al 70 % de BSW y disminuyendo el valor de viscosidad cuando el fluido se encuentre en un valor de corte de agua mayor al 75%. En efecto, con el objetivo de dar estabilidad en la operación del equipo se plantea tres escenarios simulando cambios en la viscosidad del fluido. El primer escenario refleja la condición actual del pozo con un BSW del 0.6%, posteriormente se incrementa el corte de agua hasta un 50%; donde el fluido experimenta las mayores fuerzas viscosas y finalmente con un corte de agua del 90% donde los efectos viscosos se han reducido debido al incremento del agua en el aceite.

A continuación, se presentan los tres escenarios para el pozo C-4.

**3.2.2.1 Escenario actual: BSW del 0.6 %.** El equipo de fondo instalado en la actualidad presenta las siguientes características: Bomba serie 538 con 159 etapas. Motor serie 562 de 500 HP, 3485 V y 88 A. Su producción actual es de 1311 BFPD a una frecuencia de 53 Hz. El consumo energético en superficie corresponde a 259.9 KVA. El equipo no cuenta con la instalación de un cuerpo de bomba manejadora puesto que su rango de BSW se encuentra fuera del intervalo de formación de emulsión. La presión de admisión es de 306 psi. En la **Tabla 9** se presentan los resultados obtenidos luego de la realización del diseño para este caso de estudio.

**Tabla 9.** Comparativa propuesta de diseño para el pozo C-4.

Escenario 1 BSW 0.6 %		
Pozo	C-4	
	Actual	Propuesto
Bomba (serie)	538-FLEX47	538-FLEX47
Etapas	Flujo mixto	Flujo mixto
Etapas	159	172
Motor (serie/Nominal)	562- 500HP/ 3485V/ 88A	562- 350HP/2440 V/88A
IP (BFPD/Psi):	0.716	0.716
Frecuencia, Hz:	53	52.6
Presión en Cabeza, psi	63	63
BSW, %	0.6	0.6

**Tabla 9.** (Continuación)

Escenario 1 BSW 0.6 %		
Pozo	C-4	
Caudal de Líq. Final en Sup(P+A), Bbl/D: (Qt)	1311	1398
Caudal real vs Caudal nominal (%)	65.55	69.9
Presión de entrada a la Bomba, psig:	306	200
Velocidad de Fluido, ft/s	2.346	4.01
Carga Eje Bomba, %	44.18	43
Carga Eje Sello, %	21.37	19.9
Carga Eje Motor, %	27	25.14
HP requerido, HP:	214.6	206.5
<b>Corriente de Operación, A:</b>	<b>52.83</b>	<b>65.18</b>
Carga de operación del Motor, %:	51.37	67.96
Temperatura de Fondo, °F	250	250
Eficiencia del Motor, %:	88.29	88.68
Kilovoltio Amperio, KVA	259.9	247.6
Kilovoltio Amperio, KWA	233.91	22.84
Presión de Descarga, psig:	3825	3265
Presión Estática, psi:	2494	2513
Modificador de Flujo	0.945	0.95
Modificador de Cabeza	0.945	0.95
Modificador de Potencia	1	1.05

**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software Autograph, 2019.

Durante la producción histórica, el fluido de producción del pozo ha presentado un valor de 16 ° en su API, considerando que un incremento de BSW podría fomentar la tendencia a la formación de emulsiones por sus características de crudo pesado. Se busca para cada proveedor un equipo que brindara la capacidad de optimizar las condiciones actuales de operación del pozo, el cual fuera comercial. Como resultado del procedimiento aplicado descrito en la **Sección 2.4**, se encuentra que la oferta que aplica para este caso es la instalación del mismo cuerpo de bombas productoras manteniendo el requerimiento de etapas. Esto se debe a que este equipo otorga la capacidad de dar un ahorro energético al reducir el consumo de



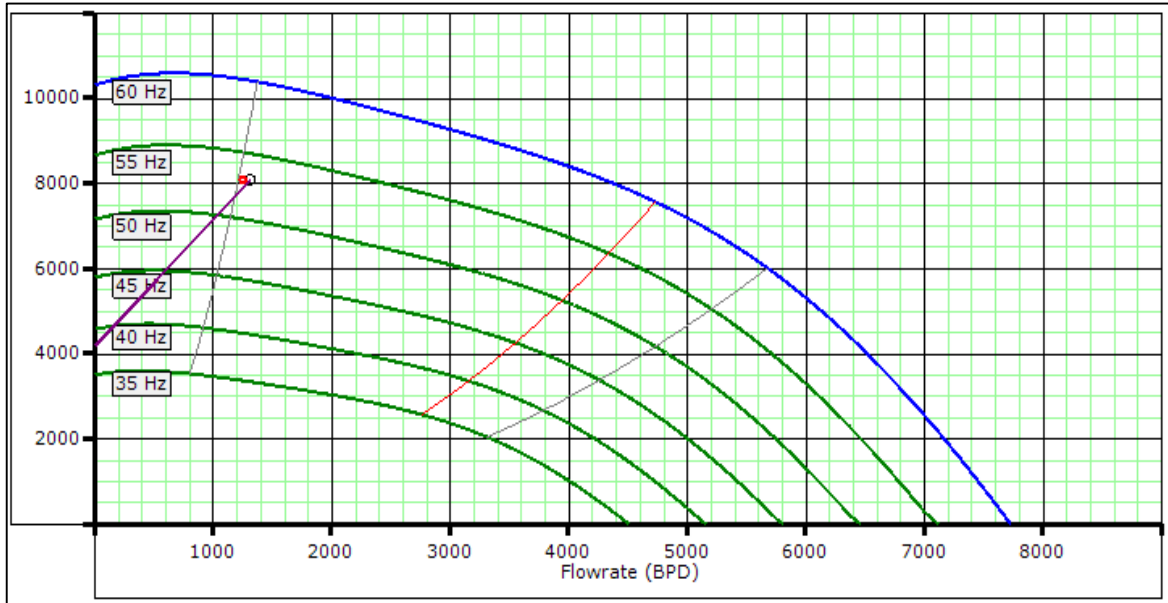
potencia para el caudal de operación. Además, la Flex 47 operando en rango extendido puede manejar caudales desde 1100 BFPD, cercano al caso presentado. Sumado a esto, la serie de este equipo es 538, que para cambios posteriores de corte de agua brinda mayor área de flujo ante un incremento de viscosidad en el fluido de producción. La optimización para este caso se encuentra en la reducción de los nominales de placa, acercando el consumo de potencia a la capacidad del motor, por consiguiente, realizando la simulación con un equipo de 350 HP. La reducción del consumo energético en superficie es del 5 %.

La viscosidad del fluido utilizada para la simulación corresponde a la muestra sin deshidratar con un valor en el corte de agua del 0.6%. Por lo tanto, la viscosidad del fluido corresponde casi en su totalidad a la viscosidad del petróleo.

Las etapas empleadas para la propuesta de diseño son de tipo flujo mixto, puesto que reducen los cambios de dirección del fluido evitando el incremento las fuerzas de cizallamiento. Partiendo de este hecho, para el actual caso no es relevante esta consideración en el diseño puesto que su BSW es bajo para la formación de emulsiones dentro de las etapas del equipo. Sin embargo, es importante diseñar bajo esta premisa debido a que cuando llegue el frente de agua al pozo e incremente sus valores de BSW hasta un 75 %, el fluido experimentará cambios en la viscosidad enfrentándose a zonas de formación de emulsiones; mitigando este efecto con variaciones más pequeñas en la dirección del fluido.

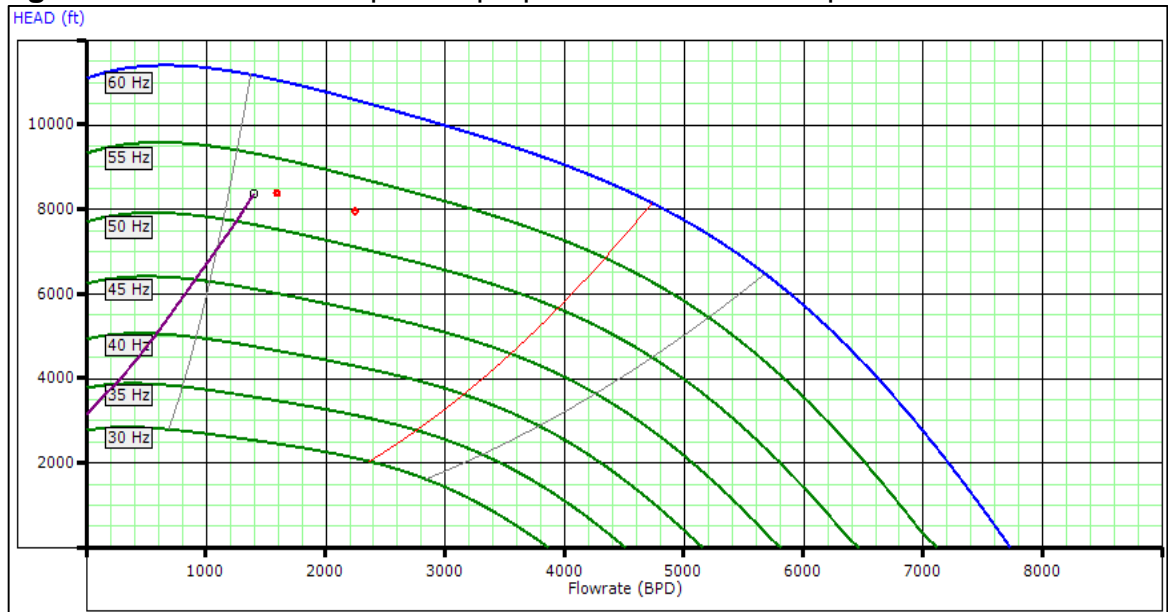
En lo que concierne a la frecuencia de operación, se propone la operación del equipo a 52.6 Hz, de acuerdo con el ajuste realizado en el programa de los modificadores usados para la realización del diseño los cuales corresponden a 0.95 en cuanto al modificador de flujo y cabeza y 1.05 para la potencia del equipo, debido al bajo corte de agua. La **Figura 10** y **Figura 11** representan las curvas tornado para el caso actual y la oferta de diseño. Es importante destacar, que, aunque ambos equipos se encuentren operando en rango, el nuevo diseño se encuentra más cerca al BEP de la bomba, alejándose de la zona de downthrust. Por lo que se refiere a la relación entre el caudal nominal del equipo y el caudal real del pozo, se evidencia un incremento de 65.5 % a 69.9%, reflejado en el incremental de producción en 87 BFPD. No obstante, es importante destacar que para realizar el ajuste de los parámetros operativos en la simulación se incrementaron los modificadores de flujo y cabeza 0.5 %, causal del aumento en la producción permitido en el nuevo equipo propuesto. Consecuentemente, la eficiencia de la bomba presentó un aumento de 34.7 % al 40 %. Igualmente, se realizaron los diseños con cargas en el eje del motor, bomba y sello inferiores al 85% con el objetivo de mantener la integridad en este componente evitando desgastes tempranos que acorten el tiempo operativo de la bomba. Incluso, se presenta un incremento en la carga del motor en 32.3 %, evitando trabajar con un motor descargado como se presenta en el caso actual, aunque esta condición se mantenga actualmente por la pérdida de datos del sensor de fondo la cual genera incertidumbre en la temperatura real de operación que puede incrementarse aumentando el valor de esta carga

**Figura 10.** Curva tornada actual de diseño del pozo C-4.



**Fuente:** PAREX. Software Autograph, 2019.

**Figura 11.** Curva tornada para la propuesta de diseño del pozo C-4.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software Autograph, 2019.

Debido al bajo corte de agua, se realizaron los diseños con modificadores de 0.95 para flujo y cabeza y en cuanto al modificador de potencia se utiliza un valor de 1.01.

**3.2.2.2 Pronóstico del incremento del BSW hasta un 50 %.** Para el presente caso, se realiza un nuevo diseño cuyo objetivo es representar la condición

más extrema en cuanto a la viscosidad del fluido. Así pues, dentro del rango que representa un incremento en la viscosidad en las emulsiones agua-petróleo se escoge un corte de agua del 50 % para la ejecución de la simulación. El objetivo es evaluar si el equipo previamente seleccionado para las condiciones actuales puede operar bajo la condición de fluido emulsionado sin presentar condiciones de trabajo no óptimas para el equipo.

Basándose en la curva tipo de la viscosidad del fluido para la misma formación productora de los pozos de estudio, a diferentes temperaturas se lee el valor de viscosidad y se ingresan en el programa. Estos datos se encuentran en la **Tabla 4**. La **Tabla 10** muestra los resultados de la simulación realizada con las viscosidades del fluido emulsionado y el corte de agua sobre un 50 %.

**Tabla 10.** Propuesta de diseño para el pozo C-4 con un BSW del 50 %.

<b>Escenario 2 BSW 50 %</b>	
<b>Pozo</b>	<b>C-4</b>
Bomba (serie)	538-FLEX47
Etapas	172
Motor (serie/Nominal)	562- 350HP/2440 V/88A
IP (BFPD/Psi):	0.716
Frecuencia, Hz:	51.9
Presión en Cabeza, psi	63
BSW, %	50
Caudal de LÍq. Final en Sup(P+A), Bbl/D: (Qt)	1373
Caudal real vs Caudal nominal (%)	68.65
Presión de entrada a la Bomba, psig:	200
Velocidad de Fluido, ft/s	3.2
Efic. de la Bomba, %:	36.51
Carga Eje Bomba, %	48.63
Carga Eje Sello, %	22.48
Carga Eje Motor, %	28.4
HP requerido, HP:	237.2
<b>Corriente de Operación, A:</b>	<b>71.45</b>
Carga de operación del Motor, %:	76.57
Temperatura de Fondo, °F	250
Eficiencia del Motor, %:	88.66

**Tabla 10.** (Continuación)

Escenario 2 BSW 50 %	
Pozo	C-4
Kilovoltio Amperio, KVA	285.3
Kilovoltio Amperio, KWA	232.47
Presión de Descarga, psig:	3581
Presión Estática, psi:	2513
Modificador de Flujo	0.95
Modificador de Cabeza	0.95
Modificador de Potencia	1.1

**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software Autograph, 2019.

En comparación con el caudal de la propuesta de diseño con un corte de agua del 0.6%, se encuentra una reducción de esta variable en un 2% debido al aumento de las fuerzas viscosas en el fluido las cuales disminuyen el levantamiento del equipo. Como resultado de la simulación, para mantener una PIP sobre los 200 psi, se requiere una menor frecuencia en comparación con la propuesta de diseño para las condiciones actuales. Igualmente, incrementa la carga en el eje de la bomba en un 13 % por efecto de las fuerzas viscosas. Se mantienen los modificadores de flujo y cabeza en 0.95 y por lo que se refiere al modificador de potencia se realiza el ajuste incrementando el modificador a 1.1. Esta variación no significativa, es debida a que dentro del simulador se ingresaron las viscosidades del fluido emulsionado por lo que el programa ya considera este efecto dentro de las correlaciones para esta propiedad del fluido. En el caso de no contar con estos datos de laboratorio, es importante reducir estos valores en los modificadores hasta valores de 0.85 considerando la pérdida del levantamiento del equipo por efectos viscosos en el fluido de producción.

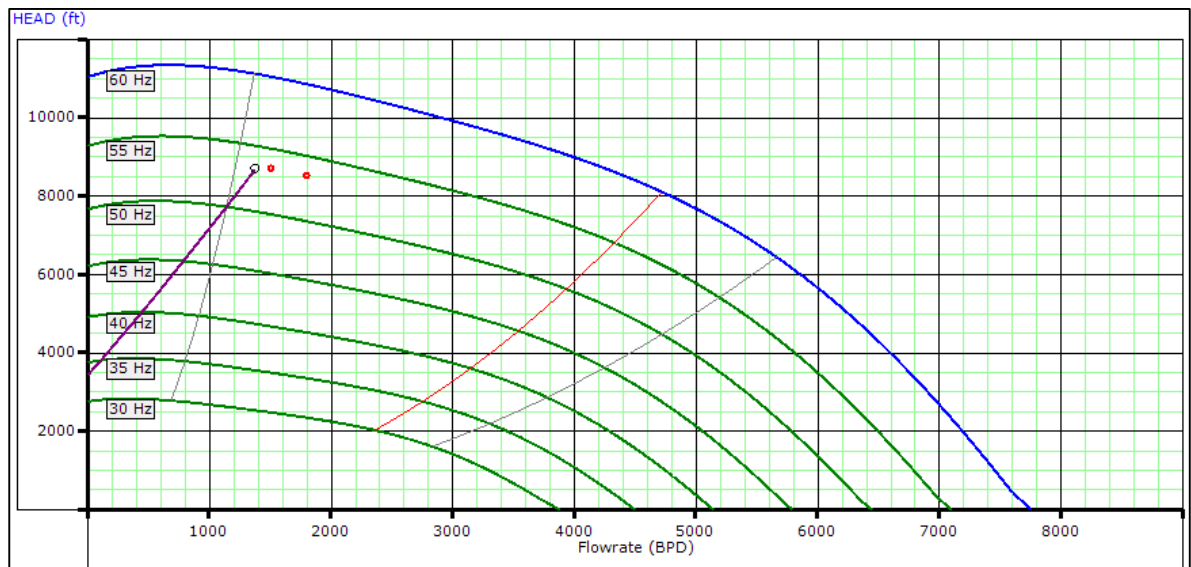
Igualmente, el equipo requiere mayor potencia (De 206 HP a 237.2 HP) para mantener el mínimo valor de PIP considerado, esto es consecuencia del efecto de la restricción que genera la viscosidad al equipo. En esta medida, se evidencia un incremento en el consumo energético en superficie en 37.7 KVA.

Indudablemente, aunque se hayan presentado incrementos en las variables operativas, los parámetros como la carga en los ejes y motor se encuentran por debajo del 90 %, de tal manera que ninguna condición del equipo se llevó al límite proporcionando confiabilidad en el BHA seleccionado por lo que se refiere a condiciones de altas viscosidad del fluido de producción. Todo esto es gracias a la caracterización que se le da al equipo en cuanto al tipo de etapas (flujo mixto) y serie del equipo. La frecuencia de operación recomendada es de 51.9 Hz por debajo

de los 55 Hz, puesto que la disminución de este parámetro brinda confiabilidad en cuanto a las reducciones de los esfuerzos cortantes del fluidos los cuales generan la formación de emulsiones estables. La **Figura 12** presenta la curva tornado para este escenario. En consecuencia, a la disminución de la eficiencia de la bomba, la condición de operación se aleja del BEP en comparación con el caso anterior, aunque, el equipo continúa operando em rango.

Por último, se asegura que el motor opere con una carga menor al 85 % puesto que al presentarse pico altos en la corriente a consecuencia del fluido, se generarán altas temperaturas que puedan afectar la operación de este por sobrecalentamiento de este.

**Figura 12.** Curva tornado para la propuesta de diseño del pozo C-4 con un BSW del 50 %.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software Autograph, 2019.

**3.2.2.3 Pronóstico del incremento del BSW hasta un 90 %.** Finalmente, se evalúa el equipo previamente seleccionado incrementando el corte de agua hasta un 90%, con el fin de verificar la correcta operación del equipo cuando el frente de agua ya ha llegado al pozo.

**Tabla 11.** Propuesta de diseño para el pozo C-4.

Escenario 3 BSW 90 %	
Pozo	C-4
Bomba (serie)	538-FLEX47
Etapas	172
Motor (serie/Nominal)	562- 350HP/2440 V/88A
IP (BFPD/Psi):	0.716
Frecuencia, Hz:	52.4
Presión en Cabeza, psi	63
BSW, %	90
Caudal de Líq. Final en Sup(P+A), Bbl/D: (Qt)	1382
Caudal real vs Caudal nominal (%)	69.1
Presión de entrada a la Bomba, psig:	200
Velocidad de Fluido, ft/s	3.25
Efic. de la Bomba, %:	38.95
Carga Eje Bomba, %	44.88
Carga Eje Sello, %	20.76
Carga Eje Motor, %	26.23
HP requerido, HP:	214.6
<b>Corriente de Operación, A:</b>	<b>67.29</b>
Carga de operación del Motor, %:	70.84
Eficiencia del Motor, %:	88.69
Kilovoltio Amperio, KVA	257.4
Kilovoltio Amperio, KWA	231.66
Presión de Descarga, psig:	3441
Presión Estática, psi:	2513
Modificador de Flujo	0.95
Modificador de Cabeza	0.95
Modificador de Potencia	1.05

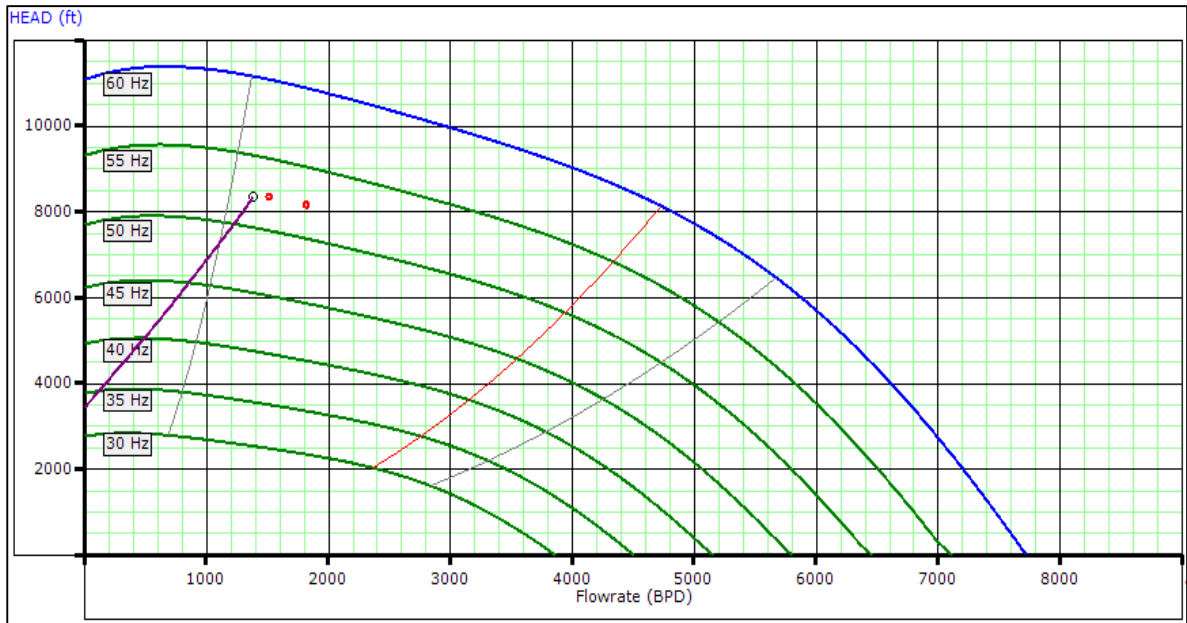
**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software Autograph, 2019.

Para este escenario se identifica una mejora de la eficiencia de la bomba puesto que el caudal del pozo tiene un mayor ajuste con respecto al caudal nominal de la bomba en comparación con el anterior caso. En efecto, la **Figura 13** muestra que la condición de la operación de la bomba vuelve acercarse al BEP. Sumado a esto, el

requerimiento de potencia de la bomba disminuye en un 9.5 % por ende el consumo energético en superficie se reduce en la misma proporción

Se evidencia que el motor se encuentra cargado entre el rango del 65%-85 % lo que asegura una buena condición de operación del motor por lo que se refiere a sobrecarga o descarga del mismo.

**Figura 13.** Curva tornado para la propuesta de diseño del pozo C-4 con un BSW del 90%.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software Autograph, 2019.

En cuanto a los modificadores, se mantienen los utilizados para el primer caso debido a que esta propiedad del fluido se obtuvo de la curva tipo representada en la **sección 3.13**.

**3.2.3 Diseño del sistema de bombeo electrosumergible: resultado caso pozo A-8.** Para empezar, se realiza la descripción del equipo de bombeo electrosumergible instalado actualmente en el pozo A-8. Bomba WE 1500 serie 538 con 172 etapas. Motor serie 550 cuyo nominal de placa corresponde a 188 HP/1343 V/ 87 A. El pozo produce 644 BFPD, la eficiencia de la bomba es del 34.6 %. Además, la frecuencia de operación del equipo al mes de septiembre es 53 Hz con un consumo en superficie de 183 KVA, de acuerdo con el predictivo tomado para ese mes. El valor de presión de admisión del equipo es de 237 psi. Por lo que se refiere al corte de agua, el pozo reporta un valor de 67.3 %, por lo cual, actualmente se encuentra en la ventana de emulsión. Debido a las oportunidades de mejora mencionadas en la **Sección 2.3** se procedió a la realización del diseño, mediante la elaboración de dos escenarios, una para el BSW actual y el otro para un BSW mayor a 75% para mostrar el comportamiento de la bomba electrosumergible con ausencia de emulsión, para este trabajo de grado este escenario es simulado a 90% de BSW.

Se ajusta el caudal nominal de la bomba al potencial actual del pozo. Luego, se modifica el motor de acuerdo con la potencia requerida por el cuerpo hidráulico. La **Tabla 12** representa los resultados obtenidos luego de ejecutar el diseño, en comparación con las variables operativas del equipo actual. Así mismo, en este caso se usan los modificadores de cabeza, flujo y potencia según el **ANEXO B** para simular la reducción del desempeño de la bomba por los efectos viscosos, además no se ingresan los valores de la **Tabla 4** de viscosidad como se hizo con los diseños en Autograph. Se debe tener en cuenta que los modificadores se encuentran por debajo del valor de uno indicando pérdida de eficiencia por causa de los efectos viscosos del fluido de producción.

**Tabla 12.** Comparativa propuesta de diseño para el pozo A-8.

Pozo:	A-8	
	Actual	Propuesto
Bomba (serie)	538- WE 1500	538- WE 1500
Etapas	Flujo mixto	Flujo mixto
# Etapas	172	166
Motor (serie/Nominal)	550- 188 HP/ 1343 V/ 87 A	560- 183 HP/3549 V/30.7 A
IP (BFPD/Psi):	0.41	0.41
Frecuencia, Hz:	53	55
Presión en Cabeza, psi	34	34
BSW, %	67.3	67.3
Caudal de Líq. Final en Sup(P+A), Bbl/D: (Qt)	644	657
Caudal real vs Caudal nominal (%)	42.93	43.8
Presión de entrada a la Bomba, psig:	237	200
Velocidad de Fluido, ft/s	0.17	0.18
Efic. de la Bomba, %:	34.6	26.6
Carga Eje Bomba, %	15	29
Carga Eje Sello, %	9	12
Carga Eje Motor, %	12	16
HP requerido, HP:	101.8	135.1
<b>Corriente de Operación, A:</b>	<b>54</b>	<b>25.5</b>
Carga de operación del Motor, %:	61.3	81
Eficiencia del Motor, %:	79.4	88.6



**Tabla 12.** (Continuación)

<b>Pozo:</b>	<b>A-8</b>	
Kilovoltio Amperio, KVA	183	146
Kilovoltio Amperio, KWA	164.7	131.4
Presión de Descarga, psig	3598	3851
Presión Estática, psi:	2203	2203
Modificador de Flujo	0.88	0.85
Modificador de Cabeza	0.88	0.85
Modificador de Potencia	0.91	1.1

**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software Autograph, 2019.

Con la información histórica del pozo se identificaron variables de diseño de acuerdo con las características propias del fluido. Para este caso se cuenta con un crudo cuya gravedad API es de 14.7°. Esta condición de crudo pesado sumada al corte del agua del pozo, permite caracterizarlo en la zona de emulsión. Por tal razón, para la elección del tipo de etapas del cuerpo de bombas productoras se eligió una tipo flujo de mixto.

Además, se logra obtener mayor levantamiento con el equipo propuesto respecto al actualmente instalado, esto se observa en la reducción de etapas requeridas para llevar el fluido de fondo a superficie. En consecuencia, el cuerpo de bomba productora ofertada requiere menor potencia para levantar el fluido, evidenciando una reducción en 6 etapas. Al demandar menor potencia el equipo, se oferta un motor cuyo nominal en placa es de 183 HP menor en 5 HP en relación con el equipo actual, igualmente con respecto a la corriente y voltaje de este. En efecto, la demanda energética de la nueva propuesta de diseño se reduce un 20 %.

Así mismo, se propone trabajar a una frecuencia de operación igual a 55 Hz puesto que el fluido exige operar a frecuencias medianamente bajas que reduzcan los esfuerzos de cizallamiento en este. Los resultados previamente presentados se obtuvieron utilizando modificadores para flujo y cabeza de 0.85 mientras que para el ajuste de la potencia del equipo se utilizó un valor de 1.1. Así, cuanto más se acerca a valores de 1 con respecto al modificador de flujo y cabeza más eficiente es la operación de la bomba. Igualmente, aplica para el ajuste del consumo en potencia. Los modificadores se usaron para simular los efectos viscosos en el fluido porque no se ingresó el aumento de la viscosidad al estar en presencia de emulsión.

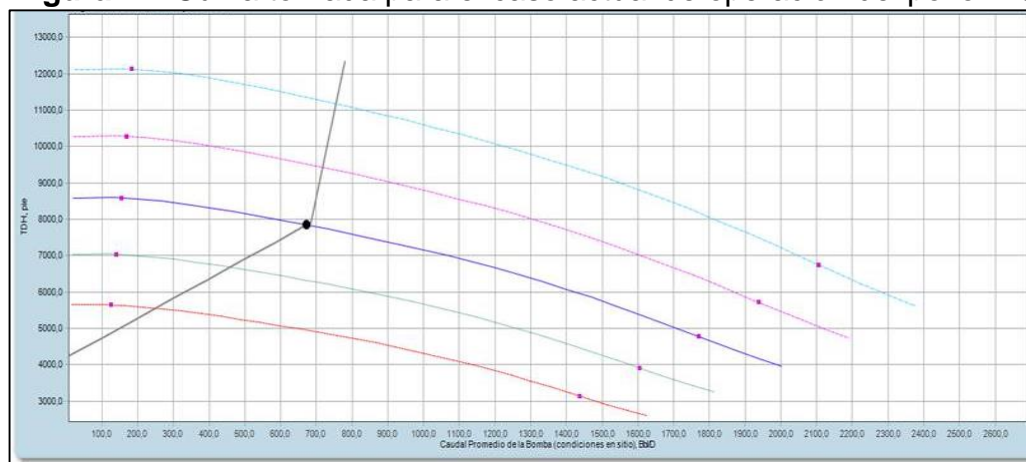
Respecto a la serie del equipo, ya se contaba con una bomba en fondo cuyo OD es 5.38 inch, por tal razón se mantiene este parámetro, a causa de la condición actual

del fluido del pozo, por lo tanto, no es un requerimiento aumentar el área de flujo entre las etapas. Igualmente, la instalación de un cuerpo de bomba manejadora para aumentar la presión de entrada y generar una homogeneización del fluido antes de la entrada de este al cuerpo de bombas productoras, no se considera necesario para la elaboración del diseño, a pesar de encontrarse en la ventana de BSW propicio para la generación y estabilización de las emulsiones. Por otra parte, se selecciona un equipo cuyo caudal nominal se ajusta en mayor porcentaje a la condición de producción actual del pozo. Esto es evidenciado, en el incremento de la relación caudal real en comparación con el caudal nominal de 43 % al 44%.

Es importante destacar, que para obtener óptimas condiciones de operación con el propósito de mantener un buen run life del equipo, se considera que para la realización del diseño las cargas en los ejes de la bomba, motor y sellos deben ser inferiores al 85 %, debido a que se asegura que la carga axial de estos componentes sobre el eje no genere un desgaste en ellos o en el peor de los casos propicie la ruptura de estos, trayendo como consecuencia una falla en el equipo. En cuanto a la carga de operación del motor, se realiza la simulación manteniendo la variable en un valor inferior al 87%, puesto que al trabajar con valores por encima de este; el motor consumirá más corriente e incrementará su temperatura propiciado la generación de fallas en este componente.

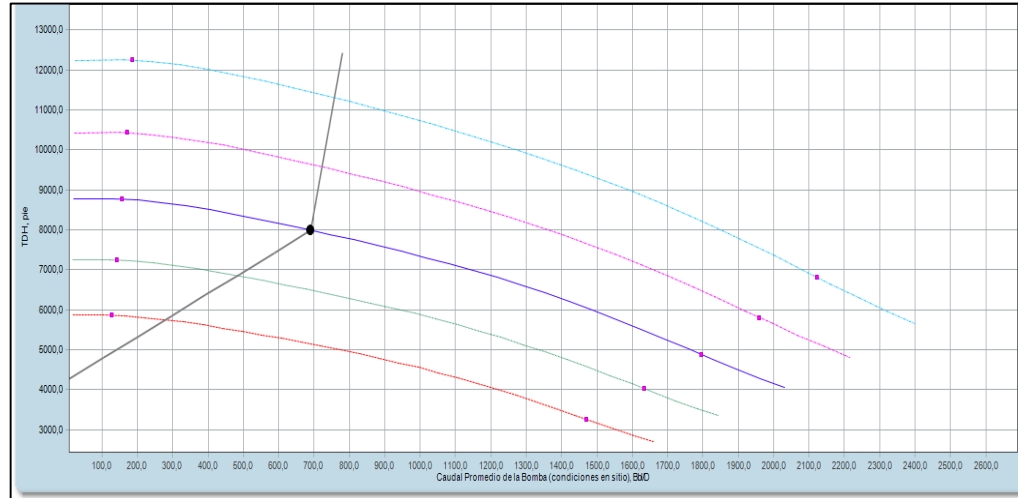
La **Figura 14** y **Figura 15** muestran las curvas tornado para la condición actual de operación y el diseño propuesto. Ambos equipos se encuentran trabajando en el rango óptimo de operación, equilibrando el empuje hacia arriba y debajo de los impulsores.

**Figura 14.** Curva tornada para el caso actual de operación del pozo A-8.



**Fuente:** PAREX. Software Subpump, 2019.

**Figura 15.** Curva tornada para la propuesta de diseño del pozo A-8.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software Subpump, 2019.

**3.2.3.1 Pronóstico del incremento del BSW hasta un 90 %.** Finalmente, se evalúa el equipo previamente seleccionado incrementando el corte de agua hasta un 90%, con el fin de verificar la correcta operación del equipo cuando el frente de agua llegue al pozo.

**Tabla 13.** Propuesta de diseño para el pozo A-8.

<b>Escenario 2 BSW 90 %</b>	
<b>Pozo</b>	<b>A-8</b>
Bomba (serie)	538- WE 1500
Etapas	166
Motor (serie/Nominal)	560- 183 HP/3549 V/30.7 A
IP (BFPD/Psi):	0.41
Frecuencia, Hz:	55
Presión en Cabeza, psi	34
BSW, %	90
Caudal de Líq. Final en Sup(P+A), Bbl/D: (Qt)	654
Caudal real vs Caudal nominal (%)	43.6
Presión de entrada a la Bomba, psig:	200
Velocidad de Fluido, ft/s	0.18
Efic. de la Bomba, %:	26.6
Carga Eje Bomba, %	30
Carga Eje Sello, %	12
Carga Eje Motor, %	16
HP requerido, HP:	135.8

**Tabla 13.** (Continuación)

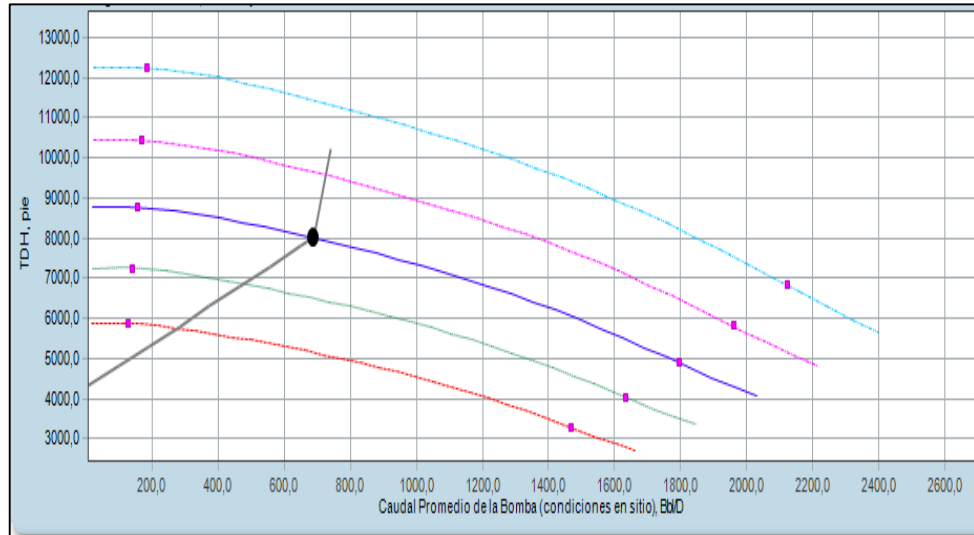
Escenario 2 BSW 90 %	
Pozo	A-8
Corriente de Operación, A:	25.6
Carga de operación del Motor, %:	81
Eficiencia del Motor, %:	88.6
Kilovoltio Amperio, KVA	147
Kilovoltio Amperio, KWA	132.3
Presión de Descarga, psig:	3662
Presión Estática, psi:	2203
Modificador de Flujo	0.85
Modificador de Cabeza	0.85
Modificador de Potencia	1.1

**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software Subpump, 2019.

Para el escenario de ausencia de emulsión se identifica una mejora de la eficiencia de la bomba puesto que el caudal del pozo tiene un mayor ajuste con respecto al caudal nominal de la bomba en comparación con el anterior caso. En efecto, la **Figura 16** muestra que la condición de la operación de la bomba vuelve acercarse al BEP. Sumado a esto, el requerimiento de potencia de la bomba disminuye en un 2.7 % en consecuencia el consumo energético en superficie se reduce en la misma proporción.

Se evidencia que el motor se encuentra cargado entre el rango del 65%-85 % lo que asegura una buena condición de operación del motor por lo que se refiere a sobrecarga o descarga del mismo.

**Figura 16.** Curva tornado para la propuesta de diseño del pozo A-8 con un BSW del 90 %.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software Subpump, 2019.

**3.2.4 Diseño del sistema de bombeo electrosumergible: resultado caso pozo A-11.** El equipo actualmente instalado consta de los siguientes componentes: Bomba serie 538 con 190 etapas, sin separador de gas ni cuerpo de bomba manejadora y de flujo mixto. Motor serie 560, cuyo nominal de placa corresponde a 660 HP/ 3900 V/ 102.6 A. La producción actual de pozo es de 4314 BFPD cuya eficiencia de la bomba es del 63%. El procedimiento se realizó de la siguiente manera: En primer lugar, se disminuye el rango nominal del equipo y se escoge un cuerpo de bomba con un rango de caudal cercano al potencial del pozo. Finalmente, se cambia el motor de acuerdo con el requerimiento de potencia a 574 HP.

**Tabla 14.** Comparativa propuesta de diseño para el pozo A-11.

Pozo:	A-11	
	Actual	Propuesto
Bomba (serie)	538-WE 7000	513- WE 4000
Número de etapas	190	292
Etapas	Flujo mixto	Flujo mixto
Motor (serie/Nominal)	560/ 660HP 3900V 102.6A	560/ 574HP/3720 V / 92.6 A
IP (BFPD/Psi):	2.53	2.53
Frecuencia, Hz:	57	60
BSW, %	88.9	88.9
Caudal de LÍq. Final en Sup(P+A), Bbl/D: (Qt)	4314	4528
Caudal real vs Caudal nominal (%)	43.14	87.08

**Tabla 14.** (Continuación)

Pozo:	A-11	
Presión de entrada a la Bomba, psig:	288	200
Velocidad de Fluido, ft/s	6.59	6.91
Efic. de la Bomba, %:	63	67.5
Carga Eje Bomba, %	64	61
Carga Eje Sello, %	38	37
Carga Eje Motor, %	50	48
HP requerido, HP:	455.2	456.9
<b>Corriente de Operación, A:</b>	54	76.3
Carga de operación del Motor, %:	72.6	74
Temperatura de Fondo, °F	280	280
Eficiencia del Motor, %:	87.8	88.5
Kilovoltio Amperio, KVA	587	512
Kilovoltio Amperio, KWA	528.3	460.8
Presión de Descarga, psig:	4211.3	4204
Presión Estática, psi:	2332	2332
Modificador de Flujo	0.99	0.985
Modificador de Cabeza	0.99	0.985
Modificador de Potencia	1	1

**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software Subpump, 2019.

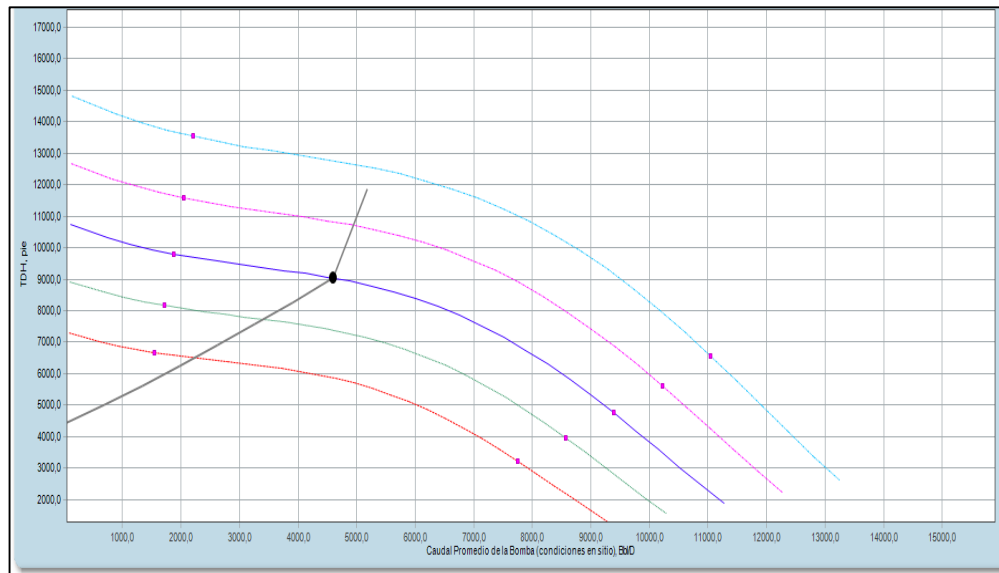
Con respecto a la elección del tipo de etapa del equipo, exhibe etapas de flujo mixto para reducir los esfuerzos cortantes del equipo y reducir la tendencia de formación de emulsiones debido a que el crudo presente es catalogado como pesado. Por otra parte, el fluido no se encuentra en la zona de emulsión es por esto que se reduce su valor de viscosidad, este efecto se evidencia en el valor de los modificadores (cerca de 1). En consecuencia, el cuerpo de bomba productora ofertada requiere menor potencia para levantar el fluido debido a la reducción en 102 etapas. En efecto, la demanda energética de la nueva propuesta de diseño se reduce un 12.78% logrando el objetivo de optimización.

Para mantener un run life del equipo adecuado, se diseñó el equipo teniendo en cuenta las cargas en los ejes de la bomba, motor y sellos que estuvieran por debajo del 85 %, debido a que se asegura que la carga axial de estos componentes sobre el eje no genere un desgaste en ellos o en el peor de los casos cause una ruptura generando una falla en el equipo.

Los resultados previamente presentados se obtuvieron utilizando modificadores para flujo y cabeza de 0.985 mientras que para el ajuste de la potencia del equipo se utilizó un valor de 1 el valor de los modificadores se aproxima al 1 y el modificador de potencia es 1, condición donde la bomba electrosumergible está en su mayor punto de eficiencia.

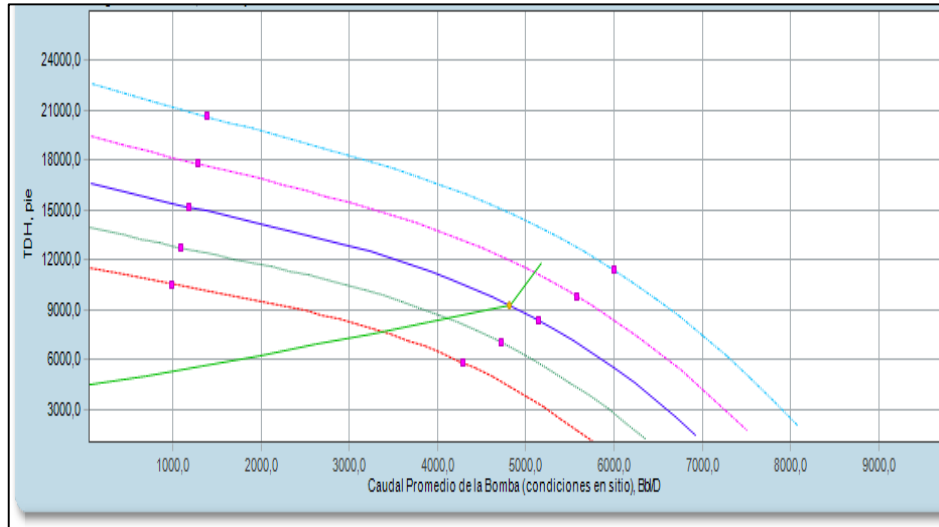
La **Figura 17** y **Figura 18** representan las curvas tornado para la condición actual del pozo y la propuesta de diseño. Ambos casos representan una condición de trabajo óptima puesto que se muestra que operan en rango. Es importante operar la bomba en esta condición debido a que el empuje hacia arriba y abajo el cual está sometido el equipo será equilibrado, y no generará ningún impacto negativo en cuanto a su operación.

**Figura 17.** Curva tornado para el caso actual de operación del pozo A-11.



Fuente: Fuente: PAREX. Software Subpump, 2019.

**Figura 18.** Curva tornado para la propuesta de diseño del pozo A-11.



Fuente: elaboración propia, Subpump. 2019

**3.2.5 Diseño del sistema de bombeo electrosumergible: resultado caso pozo A-4.** En la actualidad el pozo produce 202 BFPD, con un BSW correspondiente al 53.3 %. En función del criterio expuesto previamente, el fluido de producción con respecto a los intervalos de BSW; se encuentra en la zona de emulsión, por lo tanto, se realizan dos escenarios evaluando la condición actual y el incremento de corte de agua hasta un 90%, pronosticando la llegada del frente de agua al pozo. El equipo de fondo instalado presenta las siguientes características: bomba serie 400 con 288 etapas, motor serie 450 cuyo nominal de placa es de 108 HP/1775 V/ 39 A. Sin embargo, se identifica una diferencia entre las viscosidades del fluido cargadas en el simulador con respecto a la condición real que presenta este. Por lo tanto, los diseños actuales toman en cuenta la viscosidad del aceite mas no la de la emulsión. Con el objetivo de evaluar condiciones similares, se ajusta en el diseño actual la viscosidad que presenta el fluido, obteniendo la comparativa entre las variables operativas del equipo actualmente instalado y la propuesta de diseño. Las viscosidades empleadas a diferentes temperaturas se presentan en la **Tabla 4**. Conviene enfatizar que las condiciones asociadas al yacimiento y fluido (IP, presión estática y viscosidad) se mantienen para la evaluación del diseño.

La **Tabla 15** presenta los resultados del escenario 1 obtenidos durante las simulaciones, confrontando la condición actual con el diseño propuesto a una misma frecuencia de operación. Adicionalmente, se evalúa una frecuencia de operación a 57 Hz debido a la condición de alta viscosidad del fluido con el fin de reducir los esfuerzos de cizallamiento en este.



**Tabla 15.** Comparativa propuesta de diseño para el pozo A-4.

Escenario 1 BSW 53.3 %		
Pozo	A-4	
	Actual	Propuesto
Bomba (serie)	400- FLEX 10	400- FLEXER
Etapas	288	402
Motor (serie/Nominal)	450-108 HP/1775 V/39 A	562- 150 HP/2420 V/38 A
IP (BFPD/Psi):	0.16	0.16
Frecuencia, Hz:	60.5	57
Presión en Cabeza, psi	69	69
BSW, %	53.3	53.3
Caudal de Líq. Final en Sup(P+A), Bbl/D: (Qt)	202	289
Caudal real vs Caudal nominal (%)	6.97	9.97
Presión de entrada a la Bomba, psig:	748	200
Velocidad de Fluido, ft/s	0.134	0.473
Efic. de la Bomba, %:	12.6	19.58
Carga Eje Bomba, %	54.13	43.78
Carga Eje Sello, %	30.76	36.836
Carga Eje Motor, %	14.71	11.13
HP requerido, HP:	87.34	99.39
<b>Corriente de Operación, A:</b>	<b>33.2</b>	<b>28.83</b>
Carga de operación del Motor, %:	80.71	70.13
Temperatura de Fondo, °F	250	250
Eficiencia del Motor, %:	84.97	88.69
Kilovoltio Amperio, KWA	98.64	102.15
Voltaje de Operación, V:	1703	2116
Presión de Descarga, psig:	3714	3907

**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software Autograph, 2019.

Respecto a la condición actual, se evidencia una baja eficiencia de la bomba, la cual está asociada a altas viscosidades que presenta el fluido de producción. En consecuencia, se identifican modificadores de flujo y cabeza bajos (menor a 0.95) puesto que el equipo pierde levantamiento. Además, requiere mayor potencia para levantar la misma columna de fluido que si presentara un corte de agua fuera de la zona de emulsión. El consumo que demanda el equipo actual es de 109.6 KVA. Se identifica una baja velocidad del fluido alrededor del motor (menor a 1 ft/s), por lo que la temperatura de operación para este componente será alta, debido a que el mismo fluido del pozo no alcanza a refrigerarlo.

Para la propuesta de diseño, se requiere un mayor conjunto de etapas de la bomba porque al tener presente el efecto de reducción en levantamiento por fuerzas viscosas, se debe compensar la pérdida agregando más etapas al equipo, de tal manera que se mantenga el caudal de producción. Como consecuencia esto se obtiene un incremento en 87 BFPD. Sin embargo, es de suma importancia no exceder el número de etapas en el equipo puesto que se aumenta la carga en el eje de la bomba. Por otra parte, no existe un aumento en la serie del equipo debido a que por bajo caudal el proveedor no oferta bombas de series mayores a 500 para este tipo de casos.

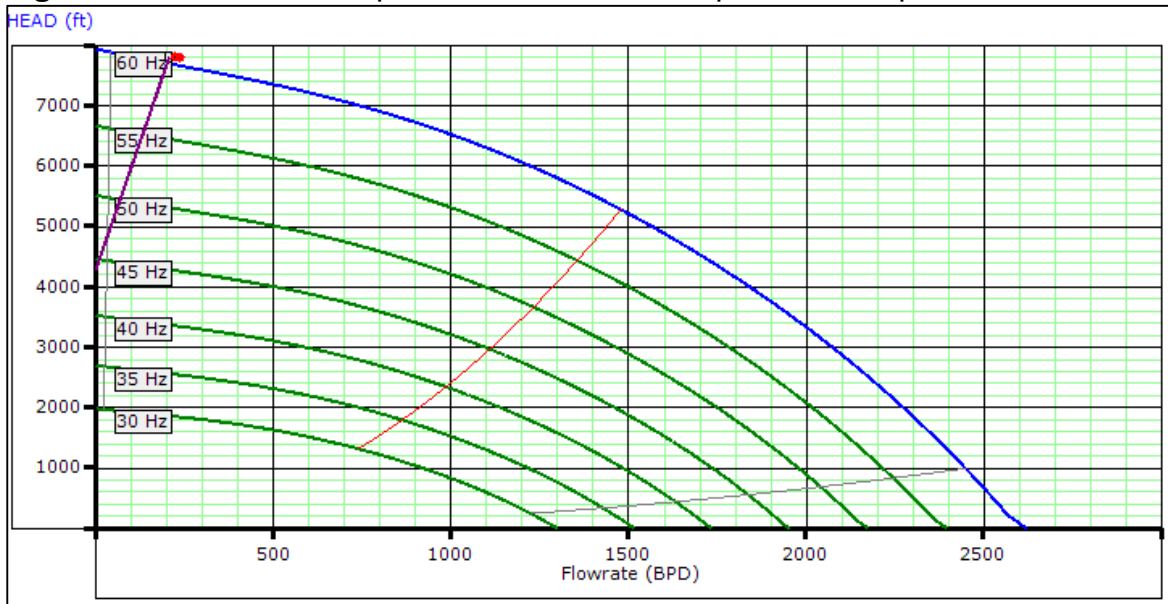
En cuanto al consumo energético, se evidencia un aumento en el requerimiento de potencia en el equipo, asociado al acrecentamiento del caudal en superficie. La PIP para el caso actual está encima de 700 psi y en comparación con el caso actual se logra disminuir a 200 psi para aprovechar el potencial de producción del pozo manteniendo un nivel de fluido adecuado alrededor de la bomba, aunque el equipo actual está operando a una alta frecuencia la PIP a pesar de esta operando a una frecuencia alta.

Por otra parte, se selecciona un motor de mayor diámetro con el propósito de mejorar la velocidad del fluido alrededor de este, por la reducción de área entre el casing y el housing del motor. Para este caso, se evidencia una mejora en la velocidad del motor de 0.176 ft/s a 0.473 ft/s, no obstante, esta condición no es suficiente para optimizar la refrigeración del motor.

Con el fin de mantener un buen run life del equipo, se diseñó el equipo teniendo en cuenta que las cargas en los ejes de la bomba, motor y sellos estuvieran por debajo del 85 %, igualmente como se aplica para los demás pozos de estudio. Teniendo en cuenta las condiciones de viscosidad del fluido, se obtienen las mejores condiciones de operación utilizando modificadores de flujo y cabeza en 0.95 y para el ajuste de consumo en potencia se emplean modificadores de 1.107. La diferencia entre el valor de los modificadores del caso actual y el caso propuesto obedece a que en este último se ingresaron las viscosidades de la muestra emulsionada en el software mostrado en la **Tabla 4** y en el caso actual se ajustaron los modificadores para simular los efectos viscosos sobre el equipo. La **Figura 19** y **Figura 20** presentan las curvas tornado para la operación actual del pozo y la oferta de diseño.

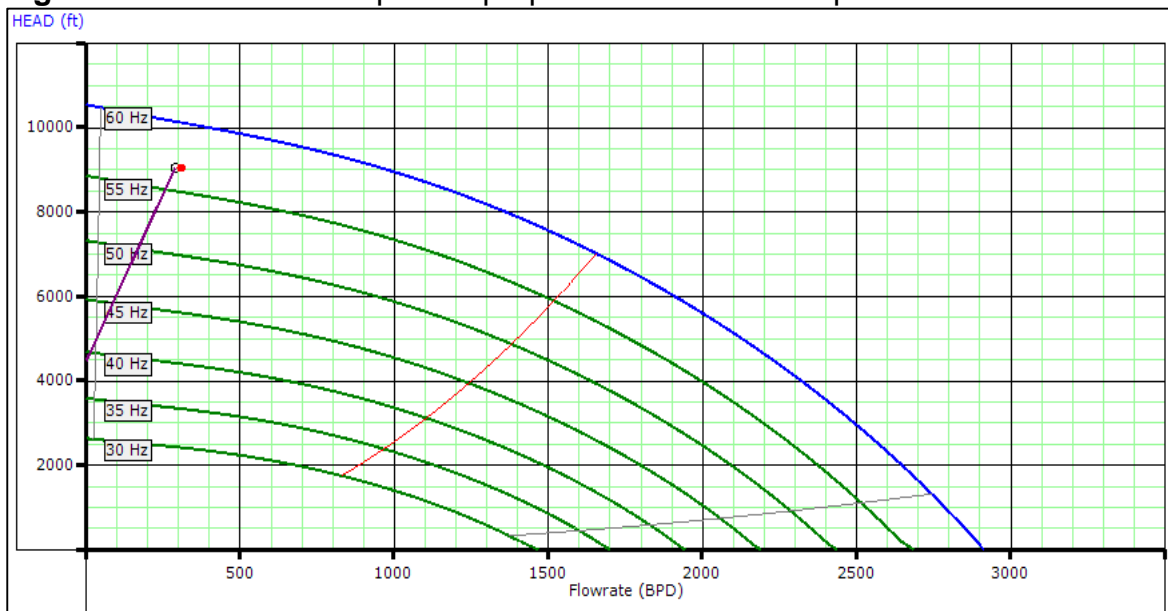
La bomba propuesta presenta mayor área en rango, por lo tanto, se encuentra más alejada de la zona de downthrust con respecto al equipo actualmente operativo.

**Figura 19.** Curva tornado para el caso actual de operación del pozo A-4.



**Fuente:** PAREX. Software Autograph, 2019.

**Figura 20.** Curva tornado para la propuesta de diseño del pozo A-4.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software Autograph, 2019.

**3.2.5.1 Pronóstico del incremento del BSW hasta un 90 %.** Para este caso de estudio, se realiza un escenario pronosticando el incremento de BSW hasta un 90 % cuando llega el frente del agua al pozo. En la **Tabla 16** se presentan los resultados de la simulación.

**Tabla 16.** Propuesta de diseño para el pozo A-4 cuando presenta BSW del 90 %.

<b>Escenario 2 BSW 90 %</b>	
<b>Pozo:</b>	<b>A-4</b>
	BSW 90%
Bomba (serie)	400- FLEXER
Etapas	402
Motor (serie/Nominal)	562 -150 HP/2420 V/38 A
IP (BFPD/Psi):	0.16
Frecuencia, Hz:	55.9
Presión en Cabeza, psi	69
BSW, %	90
Caudal de Líq. Final en Sup(P+A), Bbl/D: (Qt)	289
Caudal real vs Caudal nominal (%)	9.97
Presión de entrada a la Bomba, psig:	200
Velocidad de Fluido, ft/s	0.4
Efic. de la Bomba, %:	20.93
Carga Eje Bomba, %	40.15
Carga Eje Sello, %	33.79
Carga Eje Motor, %	10.21
HP requerido, HP:	89.52
<b>Corriente de Operación, A:</b>	<b>2036</b>
Carga de operación del Motor, %:	64.44
Temperatura de Fondo, °F	250
Eficiencia del Motor, %:	88.64
Kilovoltio Amperio, KVA	102.5
Kilovoltio Amperio, KWA	92.23
Voltaje de Operación, V:	2036
Presión de Descarga, psig:	3775
Presión Estática, psi:	2213

**Tabla 16.** (Continuación)

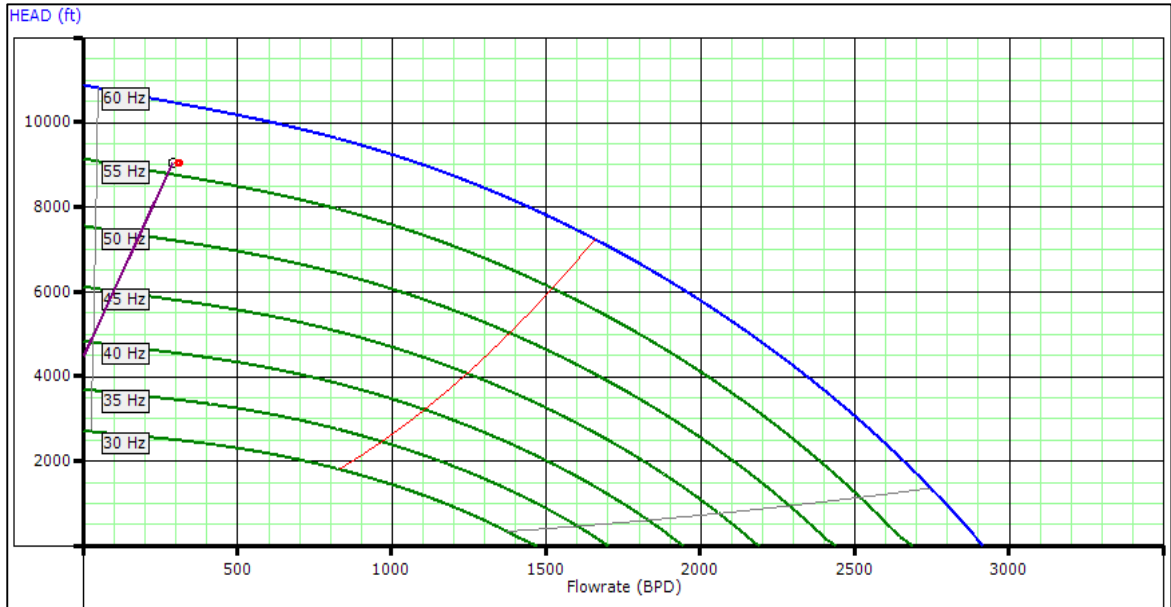
Escenario 2 BSW 90 %	
<b>Pozo:</b>	<b>A-4</b>
Modificador de Flujo	0.95
Modificador de Cabeza	0.95
Modificador de Potencia	1.05

**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software Autograph, 2019.

En cuanto a la viscosidad del fluido, se ejecutan los diseños a partir de los gráficos presentados en la **Sección 3.1.3**, los cuales muestran una tendencia a la reducción de esta variable cuando se llega a valores de BSW encima del 75%, por tal razón las viscosidades empleadas para la ejecución del diseño disminuyen.

Cabe destacar, que el motor anteriormente seleccionado debe encontrarse entre los rangos de carga óptimos (Del 65 % al 85 %), de tal manera que el equipo pueda mantener condiciones de operación estables desde un fluido emulsionado hasta la fase de inversión de este. De acuerdo con lo anterior, el motor se encuentra con carga del 64.44 % cumpliendo con el requerimiento. Así mismo se evidencia una mejora con respecto al equipo actualmente instalado y su propuesta de diseño. Por esta razón, se concluye que, cuando los pozos se encuentran operando con un fluido que presente altos valores en el corte de agua; la mayoría de las variables presentan una notable mejora. Por ejemplo, aumenta la eficiencia de la bomba puesto que el caudal real del pozo se acerca al nominal del equipo. Además, el equipo demanda menor consumo en potencia por presentar menor restricción en el flujo con respecto a las propiedades del fluido. Este requerimiento muestra una reducción del 9.69 % en comparación con la propuesta de diseño que presenta el mismo cuerpo de bomba y motor. La **Figura 21** muestra la curva tornado para esta simulación. El equipo continúa operando en rango. Para esta condición, se selecciona una frecuencia de operación de 55.9 Hz buscando mantener la PIP en 200 psi.

**Figura 21.** Curva tornado para la propuesta de diseño del pozo A-4 escenario de BSW del 90%.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: Software Autograph, 2019.

### 3.3 EVALUACIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS MEDIANTE UNA MATRIZ DE COMPARACION TÉCNICO-FINANCIERA

En esta sección se muestra una matriz de comparación entre los diseños actuales y propuestos para los pozos candidatos, la matriz incluye variables operativas de ambos diseños, el ahorro o pérdida generada por los cambios en la producción. Cabe destacar, que, para los cinco casos, se evidencia una utilidad entre la ganancia generada por el incremental de producción y los costos asociados a la generación de los campos, resultados de las simulaciones generadas. Por otro lado, se validará nuevamente las utilidades generadas mediante la evaluación financiera del proyecto utilizando una proyección a un mes de los ingresos generados asociados al aumento de la producción y/o el ahorro energético logrado por medio de los nuevos diseños.

**3.3.1 Pozo A-10.** El resultado de la matriz en la **Tabla 17** indica la viabilidad de la aplicación del diseño sugerido al generar 32 BOPD más que el diseño actual. Con respecto al ahorro en costos energéticos se obtiene una reducción en 6415 USD en un mes. La ganancia total por el ahorro energético y el aumento en producción logrado por el nuevo diseño es de USD 43,855, indicando una viabilidad en el planteamiento del diseño basándose solamente en costos de generación y producción.

**Tabla 17.** Matriz de comparación pozo A-10.

Bombas	538 WE-1500	538- P23		
Etapas	208	174		
Motor	XT1-UT 513- 391 HP/ 2533 V/92.6 A	XP 562- 275 HP/2475 V/68 A		
Variable	Caso actual	Caso optimizado	Diferencial Opt. Vs Act	Diferencial en costos (USD/mes)
Caudal Total (BFPD)	1724	1949	225	-
BSW (%)	86.2	86.2	-	-
Caudal aceite (BOPD)	237	269	32	\$ 37,440
PIP (psi)	409	200	209	-
Frecuencia (Hz)	59.5	58.9	-	-
Eficiencia bomba (%)	32	56	-	-
Carga eje (%)	44	42	-	-
Carga motor	85	85	-	-
Consumo (KVA)	330	264		
Consumo (KW)	297	238	-59	-\$ 6,415.20
			<b>Diferencial</b>	<b>\$ 43,855</b>

**Fuente:** elaboración propia, con base en: PAREX. Software. Autograph, 2019.

**3.3.2 Pozo C-4.** **Tabla 18** indica la factibilidad de la aplicación del diseño sugerido al generar una ganancia económica de 101,790 USD a causa del incremental en el caudal de aceite de 87 BOPD, por el bajo corte de agua presente en el fluido de producción. Adicionalmente, se genera un ahorro en 1196 USD a pesar de instalar el mismo cuerpo de bomba productora. La ganancia total por el ahorro energético y el incremento en producción de aceite obtenido por el nuevo diseño es USD 102,986.

**Tabla 18.** Matriz de comparación el pozo C-4.

Bombas	538-FLEX 47	538-FLEX47		
Etapas	172	172		
Motor	562- 500HP/ 3485V/ 88A	562- 350HP/2440 V/88A		
Variable	Caso actual	Caso optimizado	Diferencial Opt. Vs Act	Diferencial en costos (USD/mes)
Caudal Total (BFPD)	1311	1398	87	-
BSW (%)	0.6	0.6	-	-
Caudal aceite (BOPD)	1303	1390	87	\$ 101,790
PIP (psi)	306	200	106	-
Frecuencia (Hz)	53.0	52.6	-	-
Eficiencia bomba (%)	35	40	-	-
Carga eje (%)	44	43	-	-
Carga motor	51	68	-	-
Consumo (KVA)	260	248		
Consumo (KW)	234	223	-11	-\$ 1,196
			<b>Diferencial</b>	<b>\$ 102,986</b>

**Fuente:** elaboración propia, con base en: PAREX. Software Autograph, 2019.

**3.3.3 Pozo A-8.** La **Tabla 19** muestra la ganancia por el incremental en la producción de aceite de USD 5,850 en un mes, por otro lado, la disminución de consumo energético ahorra USD 3,596. La ganancia total por el ahorro energético y el leve aumento en producción de aceite obtenido de la ejecución del nuevo diseño es USD 9,446 USD. De acuerdo con lo anterior, la aplicación del diseño es viable para la compañía de acuerdo con los parámetros evaluados para esta sección.



**Tabla 19.** Matriz de comparación pozo A-8.

Bombas	538- WE 1500	538- WE 1500		
Etapas	172	166		
Motor	550- 188 HP/ 1343 V/ 87 A	560- 183 HP/3549 V/30.7 A		
Variable	Caso actual	Caso optimizado	Diferencial Opt. Vs Act	Diferencial en costos (USD/mes)
Caudal Total (BFPD)	644	657	13	-
BSW (%)	67.3	67.3		-
Caudal aceite (BOPD)	211	215	5	\$ 5,850
PIP (psi)	237	200	37	-
Frecuencia (Hz)	53.0	55.0	-	-
Eficiencia bomba (%)	35	27	-	-
Carga eje (%)	15	29	-	-
Carga motor	61	81	-	-
Consumo (KVA)	183	146		
Consumo (KW)	165	131	-33	-\$ 3,596
			<b>Diferencial</b>	<b>\$ 9,446</b>

**Fuente:** elaboración propia, con base en: PAREX. Software Subpump, 2019.

**3.3.4 Pozo A-11.** El resultado de la matriz en la **Tabla 20** indica la viabilidad de la aplicación del diseño sugerido al generar 25 BOPD más que el diseño actual. Con respecto al ahorro en costos energéticos se obtiene una reducción de 7290 USD en un mes. La ganancia total por el ahorro energético y el aumento en producción logrado por el nuevo diseño es de USD 36540, indicando una viabilidad en el planteamiento del diseño basándose solamente en costos de generación y producción.

**Tabla 20.** Matriz de comparación pozo A-11.

Variable	Caso actual	Caso optimizado	Diferencial Opt. Vs Act	Diferencial en costos (USD/mes)
Bombas	538- WG 7000	513- WG 4000		
Etapas	190	267		
Motor	560- 660 HP/3900 V / 102.6 A	560/ 574HP/3720 V / 92.6 A		
Caudal Total (BFPD)	4314	4528	214	-
BSW (%)	88.9	88.9	-	-
Caudal aceite (BOPD)	478	503	25	\$ 29,250
PIP (psi)	288	200	-88	-
Frecuencia (Hz)	57.0	60	-	-
Eficiencia bomba (%)	63	67.5	-	-
Carga eje (%)	64	61	-	-
Carga motor	73	80	-	-
Consumo (KVA)	587	512		
Consumo (KW)	528	460.80	-67.50	-\$ 7,290
			<b>Diferencial</b>	<b>\$ 36,540</b>

**Fuente:** elaboración propia, con base en: PAREX. Software Subpump, 2019.

**3.3.5 Pozo A-4.** El resultado de la matriz en la **Tabla 21** indica la viabilidad de la aplicación del diseño sugerido, al generar 40 BOPD más que el diseño actual, sin embargo, se aumentan los costos energéticos al emplear 114 etapas de más, para aumentar el requerimiento de caudal. Esta pérdida es de 340 USD al mes, lo que no representaría una pérdida total en la evaluación del proyecto, puesto que, se compensaría con el incremental de producción. Sin embargo, se evaluará la factibilidad del proyecto en el siguiente apartado. La pérdida por el ahorro energético sumada a la ganancia por aumento en producción logrado por el nuevo diseño es USD 46,460 al mes.

**Tabla 21.** Matriz de comparación pozo A-4.

Bombas	400- FLEX 10	400- FLEXER		
Etapas	330	402		
Motor	MSP1-H 450-108 HP/1775 V/39 A	XP 562- 150 HP/2420 V/38 A		
Variable	Caso actual	Caso optimizado	Diferencial Opt. Vs Act	Diferencial en costos (USD/mes)
Caudal Total (BFPD)	202	289	87	-
BSW (%)	53.3	53.3	-	-
Caudal aceite (BOPD)	94	135	40	\$ 46,800
PIP (psi)	748	200	548	-
Frecuencia (Hz)	60.5	57.0	-	-
Eficiencia bomba (%)	13	20	-	-
Carga eje (%)	37	44	-	-
Carga motor	81	70	-	-
Consumo (KVA)	110	114		
Consumo (kW)	99	102	3	\$ 340
			<b>Diferencial</b>	<b>\$ 46,460</b>

**Fuente:** elaboración propia, con base en: PAREX. Software Autograph, 2019.

### 3.4 ESTUDIO FINANCIERO

Para los pozos A-10, C-4, A-8, A-11 y A-4 se encuentran oportunidades de mejora u optimización en costos mediante el reemplazo de los actuales sistemas de bombeo electrosumergible. Algunos debido al aumento de la viscosidad del fluido bajo cierto rango de BSW trayendo como consecuencia un incremento en el consumo energético del equipo de levantamiento artificial y otros por oportunidad de aumentar las tasas de producción de aceite; basados en lo anterior esta sección presenta los análisis financieros de los pozos candidatos con los equipos propuestos.

El análisis financiero en el presente trabajo de grado tiene como objetivo cuantificar la rentabilidad para la compañía resultante de instalar los nuevos equipos ofertados, dependiendo del costo de inversión inicial de los equipos de bombeo electrosumergible y el OPEX destinado para el sostenimiento del campo. Por criterio de la compañía solamente se presentan los resultados finales del estudio financiero, debido a que por confidencialidad no es factible presentar los datos reales en cuanto a costos y gastos del campo. Para este caso, se ejecuta la evaluación del estudio simulando cada uno de los casos de estudio en comparación con un caso base, el cual hace referencia a la sumatoria de producción de aceite y energía asumiendo que el campo está compuesto solamente por los cinco pozos de estudio. El proyecto se evaluará en un periodo de 13 meses, debido a que los proyectos para la compañía tienen como máximo plazo este lapso para recuperar la inversión, posterior a los trabajos realizados.

**3.4.1 Análisis de inversión.** Para el desarrollo de la evaluación financiera esta sección hace referencia al costo de los equipos de fondo propuestos, por confidencialidad no es posible tomar en cuenta los precios reales de los equipos ofertados, por lo tanto, se utiliza el costo base promedio de una operación de Well Service más el costo del equipo el cual es de \$ 330,000 USD para cada pozo.

**3.4.2 Análisis de costos de operación (OPEX).** Para el desarrollo de la evaluación financiera en términos de costos operativos, se tiene en cuenta el consumo involucrado en toda la operación del campo. En cuanto al consumo energético, se toma en cuenta la compra de gas y la demanda de equipos de generación para el abastecimiento de energía al campo, por otra parte, en la industria petrolera OPEX hace referencia a todos los gastos y costos de adquisición de equipos. El costo variable de generación está asociado al consumo energético que se requiere para llevar el fluido hasta superficie, mientras que el costo fijo es independiente a la producción del campo, para el desarrollo de este trabajo el único costo fijo que se toma en cuenta está relacionado al consumo energético de la locación. Así mismo, para la estimación de estos costos es importante tener en cuenta el costo del transporte de crudo desde boca de pozo hasta la planta de venta.

**3.4.3 Ingresos.** Para la estimación de los ingresos se tiene en cuenta la venta del crudo de cada uno de los pozos seleccionados tendiendo como base un valor promedio del precio del barril por mes, excluyendo los gastos de transporte y mantenimiento de los equipos de campo. Con el objetivo de tomar en cuenta la declinación de producción de aceite y el incremento del agua, se toma como base el forecast de producción y posteriormente se ingresan estos valores para estimar el comportamiento de la producción durante el tiempo de evaluación del proyecto, de esta manera se realiza una proyección real de los ingresos de la compañía.

**3.4.4 Flujo de caja.** Para consolidar los datos obtenidos de los ingresos por ventas de aceite, costos de mantenimiento, y demás costos aportados por la empresa operadora junto con la inversión inicial en los equipos de bombeo electrosumergible se propone la realización de un flujo de caja ejecutando el flujo efectivo útil por medio del indicador Valor Presente Neto con el fin de dictaminar si se continua con el proyecto actual, o por el contrario tomar la decisión de poner en marcha la propuesta desarrollada en el presente trabajo de grado. Para esto se procede a evaluar el flujo de caja tanto para el caso actual como la oferta de diseño, de tal manera que el diferencial entre estos valores en el periodo evaluado dictaminará si se genera alguna utilidad con el cambio del equipo. Con respecto al caso actual se crea un caso base de los cinco pozos actuales teniendo en cuenta los costos y gastos operativos, la producción entre otras variables. Por lo que se refiere a la oferta de diseño se estima el VPN para cada pozo manteniendo constante las variables analizadas a excepción del caudal y consumo energético para cada pozo. Para finalizar, la tasa de oportunidad a usar es del 10% manejada por Parex para evaluar sus proyectos.

A continuación, la **Figura 22** presenta las principales variables financieras dadas por la compañía para representar la viabilidad económica del proyecto. Es importante destacar la importancia del análisis financiero teniendo en cuenta los diferenciales de producción de aceite (por incremento) o la reducción del consumo energético del equipo, se da relevancia al aumento de producción del pozo al ser el objetivo de una empresa operadora para aumentar los ingresos. El **Gráfico 8** permite visualizar la utilidad para cada uno de los pozos caso, evidenciando el incremental del VPN en orden descendente con el fin de generar una recomendación de intervención para los pozos que representen la mayor viabilidad económica.

**Figura 22.** Resultados de flujo de caja para los pozos viables económicamente.

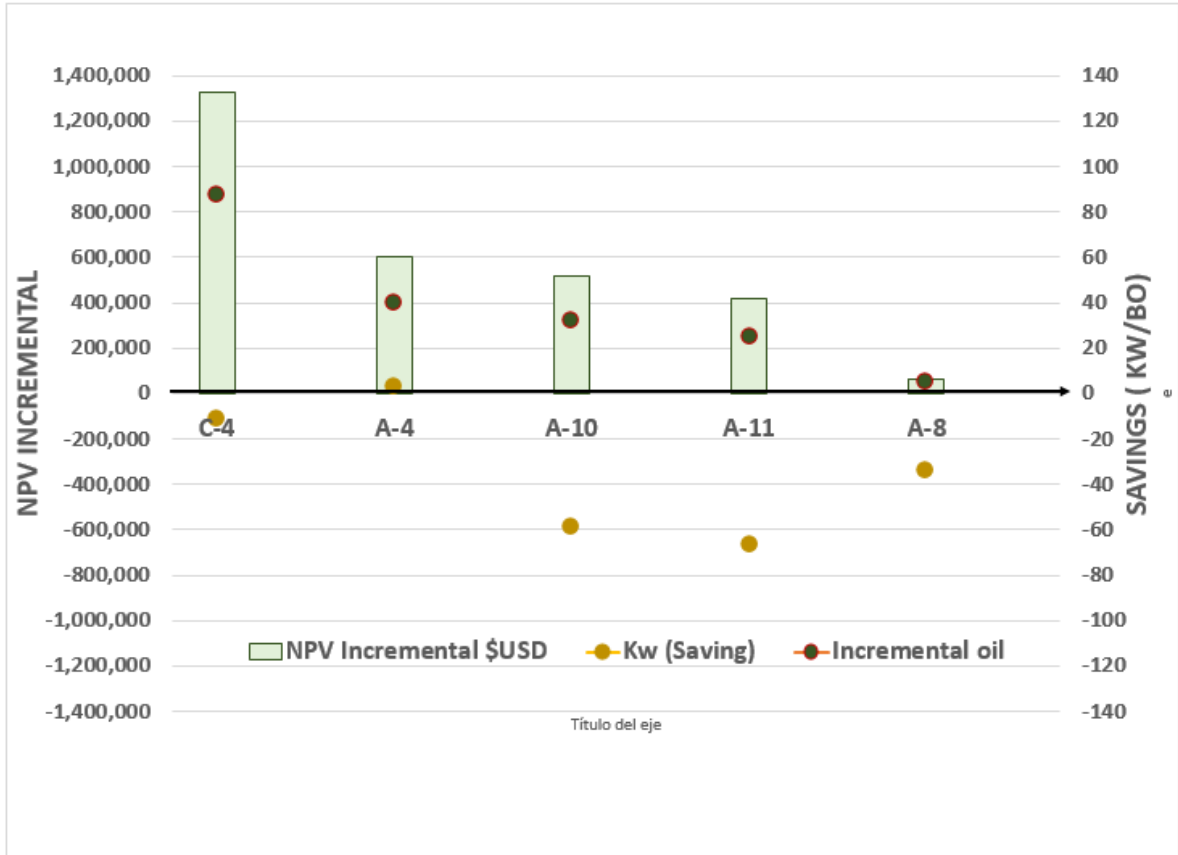
Brent USD\$	60						
Diferencial	-21						
TRM COP\$	3,300						
Periodo de Evaluación	1 año						

Cases	Kw	Kw (Saving)	Incremental oil	Well Services \$USD	NPV (10%) %USD	NPV Incremental \$USD
Caso Base	1,323			-	● 27,913,393	-
WS A-11	1,256	-67	25	330,000	● 28,332,846	419,453
Caso Base	1,323			-	● 27,913,393	-
WS A-8	1,289	-34	5	330,000	● 27,978,948	65,555
Caso Base	1,323			-	● 27,913,393	-
WS A-10	1,264	-59	32	330,000	● 28,433,761	520,368
Caso Base	1,323			-	● 27,913,393	-
WS A-4	1,326	3	40	330,000	● 28,517,098	603,705
Caso Base	1,323			-	● 27,913,393	-
WS C-4	1,312	-11	87	330,000	● 29,241,376	1,327,983

**Fuente:** elaboración propia, con base en: PAREX. Económicos, 2019

**Figura 23.** Representación gráfica del flujo de caja.



**Fuente:** elaboración propia, con base en: PAREX. Económicos, 2019

**3.4.4.1 Pozo A-10.** De acuerdo con el estudio de factibilidad financiera aplicado para este pozo, se evidencia un VPN de \$28,433,761 USD para la propuesta de diseño. Evaluando un diferencial para este indicador, entre el caso base y la propuesta se obtiene una ganancia de \$520,368 USD a consecuencia del incremento de producción en 32 BOPD y la reducción del consumo del equipo en superficie de 59 KW. Es importante destacar que, en la **Tabla 8** ya se evidenciaba una ganancia entre la comparativa del diferencial de aceite y el consumo de energía. De acuerdo con lo anterior, se demuestra la viabilidad de la ejecución del trabajo debido a que hay retorno de la inversión en un periodo de 13 meses, el cual es factible según los criterios estipulados por la compañía.

**3.4.4.2 Pozo C-4.** A partir de la ejecución del flujo de caja entre el caso base y el presente caso de estudio, se observa una recuperación en el retorno de la inversión de \$1,327,983 USD, representando la mayor ganancia entre todas las propuestas ofertadas, puesto que presenta el menor valor de BSW para el campo. De acuerdo con la matriz elaborada previamente ya se evidenciaba este escenario debido a que, se logra una disminución en el consumo energético de 11 KW en los equipos de superficie, el aumento en producción de aceite corresponde a 87 BOPD, indicando una importancia de la producción de aceite en la evaluación técnica del proyecto. Para finalizar, la recuperación de la inversión se evidenciaría en un periodo mayor 12 meses evaluados.

**3.4.4.3 Pozo A-8.** Para este caso de estudio, se identifica una ganancia de \$ 65,555 USD debido en gran parte al ahorro del consumo energético en 33 KW, no obstante, el incremental de producción apenas es de 5 BO, sin embargo, representa una ganancia económica al proyecto. Es por esto, que la ejecución del proyecto evaluada a 12 meses si es viable, aunque, no genere gran impacto con respecto a los demás pozos de estudio.

**3.4.4.4 Pozo A-11.** La **Tabla 14** presenta una reducción en el consumo energético del equipo de sistema de bombeo electrosumergible de 101 KVA y un incremental de 1 BFPD. Para este caso se presenta un considerable impacto de los costos energéticos en el OPEX a pesar de haberse mantenido la producción entre el caso base y la propuesta ofertada. Como consecuencia, se obtiene una ganancia de \$ 117,458 USD, retornados en un periodo de 12 meses. Para finalizar, este caso representa una optimización de los costos disminuyendo el consumo de energía considerablemente sin necesidad de obtener grandes incrementales en el fluido de aceite.

**3.4.4.5 Pozo A-4.** En este caso de estudio, a pesar de no representar una cantidad considerable en el ahorro energético, con la ganancia de 8 BFPD de obtiene una utilidad con respecto al caso base de \$ 199, 340 USD para el periodo dado por la empresa, ratificando el impacto que tiene la producción de aceite en las evaluaciones económicas ejecutadas por la compañía.

#### 4. CONCLUSIONES

- Se identifica una relación inversa entre el tipo de crudo ( $^{\circ}$ API) y LECI. Para crudos livianos, se tienen menores valores de viscosidad del crudo e indicador de consumo en levantamiento, por lo que se puede concluir que existe una relación directa entre la viscosidad y el indicador. Así mismo, se puede asociar la relación que existe entre la viscosidad y el tipo de crudo; donde esta propiedad incrementa y los grados disminuyen.
- Se encuentra impactos considerables del BSW en los indicadores únicamente en crudos pesados y para un rango de BSW entre el 20% y 75 %; esto se puede atribuir a la formación de emulsiones directas tal como se evidencia en los estudios previos de este tipo. Para crudos medianos y livianos no se encuentra una relación directa de afectación con el indicador de consumo en levantamiento.
- Se identifica que la afectación de impacto en la viscosidad por formación de emulsiones tiene un comportamiento exponencial en el rango entre el 20% y el 75 %, soportado por el rango de API donde se incrementa el LECI (crudos pesados cuyo API es menor a  $22^{\circ}$ ). Los análisis realizados en el campo de estudio reflejan de igual manera este impacto.
- Se identifica un alto impacto de variables de diseño como viscosidad, modificador de flujo, cabeza y potencia en el adecuado dimensionamiento de los equipos donde una inadecuada selección de estas variables puede resultar en un sobredimensionamiento o subdimensionamiento para los requerimientos. Se genera entonces, una tabla de criterios patrón para el adecuado diseño de los equipos en los pozos de estudio (**Anexo B**).
- De los 20 pozos estudiados se encontraron cinco pozos como candidatos a ser optimizados, los diseños propuestos para estos reflejan oportunidad en el incremental de aceite y reducción en consumos de energía; estos se traducen en un revenue incremental por mes para cada uno en diferentes proporciones; es decir ingresos adicionales respecto a las condiciones actuales.
- A partir de los diseños propuestos y las variables económicas se realizó una evaluación económica en flujo de caja para los cinco pozos candidatos. Con este se pudo identificar la viabilidad económica de cada una de las propuestas.



## 5. RECOMENDACIONES

- Se recomienda tener presente las variables relacionadas en la tabla del **Anexo 2**, la cual fue construida a partir de la experiencia en campo y la retroalimentación del equipo de ingeniería de producción para los diseños de nuevos sistemas.
- Se recomienda evaluar alternativas en términos de tratamiento químico, que permitan mejorar condiciones de viscosidad en escenarios de emulsión (crudos con API menor a 22°). De esta manera mitigar estas condiciones para asegurar óptimas condiciones de operación.
- Se sugiere realizar el cambio por los equipos propuestos a los pozos C-4, A-4 y A-10 los cuales representan cerca de USD \$2,300,000 de ingreso incremental de VPN en comparación con el caso actual para cada uno.

## BIBLIOGRAFÍA

ANDRADE, Francisco. Desarrollo de herramienta de simulación para equipos separadores de agua libre. Trabajo de grado. Colombia: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ingeniería. Magister en Automatización Industrial. [En línea]. 2012. P 16. [Consultado 19 Julio 2018]. Disponible en: <http://www.bdigital.unal.edu.co/6412/1/280240.2012.pdf>.

ALKHORAYEF PETROLEUM. Electric Submersible Pumping Equipment. ALKHORAYEF. 2015.

BAKER HUGUES. Centrilift Submersible Pump Handbook. Novena edición. Claremore. BAKER, 2009.

ENRÍQUEZ HERNÁNDEZ OSCAR HUGO. Fundamentos de las emulsiones agua-aceite crudo y aplicación en la industria petrolera. Tesis de pregrado México D.F. Universidad nacional autónoma de México. 2016.

GLJ PETROLEUM CONSULTANTS. Evaluación de las reservas de petróleo y gas bloque llanos 26. Informe de por Parex Resources Colombia ltd sucursal solicitado por ANH. 2018.Pg 5

GUDIÑO, Emerson. Cursos de operaciones con bombas electro sumergibles. [ en línea]. 2016. [ Consultado 29 Septiembre 2019]. Disponible en internet: <https://issuu.com/emersonipialesgudino/docs/156925566-bombas-electrosumergibles>.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN. DOCUMENTACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC 1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153 p.

NEIRA, Ana. Evaluación técnico-financiera de la eficiencia de una nueva tecnología en bombeo electrosumergible para pozo en Colombia Y Ecuador. Tesis de pregrado. Colombia: Fundación Universidad América. 2019. P 176.

NOGUEDA MONTALVO, Carlos Alberto. Análisis de la productividad de un pozo de aceite a partir de pruebas de presión. Tesis de pregrado. México D.F: Escuela Politécnica Nacional .2011. P 26.

NOGUEDA MONTALVO, Carlos Alberto. Análisis de la productividad de un pozo de aceite a partir de pruebas de presión. Tesis de pregrado. México D.F: Universidad nacional autónoma de México.2011. P 14.

RAMÍREZ, Marto.Venezuela. (2004).Bombeo Eelectrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. *ESP OIL*.

SCHLUMBERGER. OILFIELD GLOSSRY EN ESPAÑOL. [ en línea]. [Consultado 02 Agosto 2019]. Disponible en internet en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es.aspx>

TACACS, G (2009) Eléctrico Submersible Pumps Manual. Vol. 1. No 978-1-85617-557-9 pp.

# **ANEXOS**

**ANEXO A**  
**TABLA CONVERSIÓN GRAVEDAD API**

<b>API GRAVITY CONVERSION TABLE</b>					
API Gravity	Specific Gravity	Density*		Pressure Gradient	
		Lbs./Gal.	Kg/m <sup>3</sup>	PSI/Ft. *	kPa/m
15% HCL	1.0750	8.962	1075.0	.4654	10.547
10 (Water)	1.0000	8.337	1000.0	.4330*	9.807
12	.9861	8.221	986.1	.4270	9.670
15	.9659	8.053	965.9	.4182	9.472
18	.9465	7.891	946.5	.4098	9.282
20	.9340	7.787	934.0	.4044	9.159
22	.9218	7.685	921.8	.3991	9.044
24	.9100	7.587	910.0	.3940	8.924
26	.8984	7.490	898.4	.3890	8.810
28	.8871	7.396	887.1	.3841	8.700
30	.8762	7.305	876.2	.3794	8.592
31	.8708	7.260	870.8	.3771	8.539
32	.8654	7.215	865.4	.3747	8.487
33	.8602	7.171	860.2	.3725	8.436
34	.8550	7.128	855.0	.3702	8.385
35	.8498	7.085	849.8	.3680	8.334
36	.8448	7.043	844.8	.3658	8.284
37	.8398	7.001	839.8	.3638	8.235
38	.8348	6.960	834.8	.3615	8.187
39	.8299	6.919	829.9	.3593	8.139
40	.8251	6.879	825.1	.3573	8.091
41	.8203	6.839	820.3	.3552	8.044
42 (Diesel)	.8156	6.800	815.6	.3532	7.998
43	.8109	6.760	810.9	.3511	7.952
44	.8063	6.722	806.3	.3491	7.907
46	.7972	6.646	797.2	.3452	7.818
48	.7883	6.572	788.3	.3413	7.731
50	.7796	6.500	779.6	.3376	7.645
55	.7587	6.325	758.7	.3285	7.440
60	.7389	6.160	738.9	.3200	7.246

Fuente: PAREX. Gradiente del petróleo, 2019.

## ANEXO B

### PROCEDIMIENTO PROPUESTO PARA EL DISEÑO DE EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.

		Modificadores ( Con dato de la viscosidad de la emulsión)		Modificadores ( Sin dato de la viscosidad de la emulsión)		Modificadores							Accesorios adicionales según condiciones adicionales del fluido (gas/sólidos/etc.)	
API	BSW	F&H	Potencia	F&H	Potencia	F&H	Potencia	Frecuencia de operación recomendada	Serie de bomba recomendado	Tipo de flujo en etapas	Q real en comparación con Q nominal de la bomba	Carga en el eje (%)	Carga del motor (%)	Manejadora de gas para aumentar la presión en la entrada de la bomba y homogeneizar el fluido.
<22	<10	NO APLICA		NO APLICA		0.95	1.05	< 55 Hz	500	Mixto	>50%	< 90%	< 87%	Sí
	10-75.	0.95	1.1	0.85	1.1	NO APLICA								No
	>75	NO APLICA		NO APLICA		0.95	1.05	60 Hz	400 o 500					
22-32	<10	NO APLICA		NO APLICA		0.95	1	60 Hz	400 o 500	Mixto o radial	>50%	< 75%	< 87%	No
	10-75.	NO APLICA		NO APLICA										
>75	NO APLICA		NO APLICA											
>33	<10	NO APLICA		NO APLICA		0.95	1	60 Hz	400 o 500	Mixto o radial	>50%	< 90%	< 87%	No
	10-75.	NO APLICA		NO APLICA										
	>75	NO APLICA		NO APLICA										

**Fuente:** Elaboración propia, con base en: PAREX. Software Autograph y Subpump, 2019.