

**METODOLOGÍA INTEGRAL DE OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE  
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE TIPO ESP EN SISTEMAS INTEGRADOS DE  
PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.**

**IVÁN DARIO OSMA RUIZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2018**

**METODOLOGÍA INTEGRAL DE OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE  
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE TIPO ESP EN SISTEMAS INTEGRADOS DE  
PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.**

**IVÁN DARIO OSMA RUIZ**

**Monografía para optar por el título de  
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

**Director**

**MIGUEL ALEJANDO ASUAJE TOVAR**

**Doctor en Ingeniería Mecánica**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍA FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2018**

## AGRADECIMIENTOS

No es posible lograr este tipo de trabajos por méritos propios del autor. Este material es el fruto del aporte y la crítica de muchos colaboradores que de una u otra manera contribuyeron a la consolidación del mismo, por lo tanto, extendiendo mis agradecimientos a todos los que participaron y en especial a:

La **Universidad Industrial de Santander** y la **Escuela de Ingeniería de Petróleos** por ser un faro de luz en mi formación, encontrando siempre allí a un equipo de profesionales dispuestos a brindarme un apoyo incondicional, siempre de la forma más desinteresada.

A mi director el **Doctor Miguel Asuaje**, cuya orientación y promoción ha sido infinita, gracias doctor por ser un tótem de referencia para mi vida profesional.

A los Ingenieros **Cedric Fraces, Alisher Yunuskhojayev y Eduardo Álvarez** por haber sido mis guías y concejeros determinantes para el nacimiento y desarrollo de este proyecto.

Al siguiente grupo de ingenieros por su apoyo incondicional y sus indicaciones, las cuales jugaron un papel determinante:

- ❖ **Ingeniero Farrokh Pabdani**
- ❖ **Ingeniero Kent Rooks**
- ❖ **Ingeniero Jiang Liping**
- ❖ **Ingeniero Liu Fei**

## **DEDICATORIA**

A mi familia y en especial a mi futura esposa Julie Carolina, quienes me han apoyado y acompañado en entregar todo de mi en el sacrificio de ser un buen profesional y una mejor persona... El apoyo que me brindan con su amor y cariño se ve reflejado en este y miles de logros que componen mi existencia.

## CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>13</b>
<b>1. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL</b> .....	<b>15</b>
1.1. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO TIPO ESP.....	17
1.2. CURVAS DE DESEMPEÑO DE BOMBAS ESP .....	20
<b>2. MODELO DE DATOS EN OFM</b> .....	<b>26</b>
2.1. OIL FIELD MANAGER® .....	26
2.1.1. Construcción del modelo de datos de OFM® .....	27
2.1.1.1. Tablas estáticas.....	28
2.1.1.2. Tablas dinámicas.....	31
2.1.2. Variables de cálculo.....	33
<b>3. SELECCIÓN DE POZOS FUERA DEL RANGO OPERATIVO</b> .....	<b>34</b>
3.1. FLUJOS DE TRABAJO EN OFM .....	34
3.1.1. Ley de Afinidad .....	36
3.1.2. Gráficos de Curvas de Velocidad Variable y Envolvente Operacional.....	37
<b>4. MODELO DE SIMULACIÓN EN PIPESIM</b> .....	<b>42</b>
4.1. MODELOS DE POZO .....	42
4.1.1. Modelo IPR .....	43
4.1.2. Estado Mecánico .....	43
4.1.3. Modelo de Fluidos .....	44
4.1.4. Sistemas de Levantamiento Artificial .....	44
4.2. MODELOS DE REDES DE SUPERFICIE .....	44
4.2.1. Clústeres de producción .....	44
4.2.2. Sistemas de Recolección.....	44
<b>5. SIMULACIÓN DE ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN EN PIPESIM.</b> .....	<b>46</b>
5.1. GENERACIÓN DE ALTERNATIVAS DE OPTIMIZACIÓN .....	46
5.1.1. Pozos en Condición Downthrust.....	47
5.1.2. Pozos en Condición Upthrust .....	51
<b>6. CONCLUSIONES</b> .....	<b>56</b>
<b>7. RECOMENDACIONES</b> .....	<b>57</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>58</b>
<b>ANEXOS</b> .....	<b>59</b>

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Producción mundial de petróleo.....	<b>15</b>
<b>Figura 2.</b> Volumen de aplicación de sistemas de levantamiento artificial, histórico y pronostico .....	<b>16</b>
<b>Figura 3.</b> Elementos que constituyen un sistema de bombeo tipo ESP .....	<b>17</b>
<b>Figura 4.</b> Partes de una bomba ESP (izquierda) y detalle de una etapa (derecha) .....	<b>18</b>
<b>Figura 5.</b> Rangos de aplicación de diferentes sistemas de levantamiento artificial .....	<b>19</b>
<b>Figura 6.</b> Curva de Desempeño de una bomba Reda AN1200 .....	<b>21</b>
<b>Figura 7.</b> Curva de velocidad variable para una bomba 180-P35 .....	<b>22</b>
<b>Figura 8.</b> Disposición impulsor-difusor de una bomba ESP según sus condiciones de operación. ....	<b>23</b>
<b>Figura 9.</b> Envoltente o cono operacional para la bomba ESP S8000N de Reda..	<b>25</b>
<b>Figura 10.</b> Ventana de Inicio de OFM .....	<b>27</b>
<b>Figura 11.</b> Ejemplo de tabla Master XY: "Headerid" (Proyecto demo de OFM) ....	<b>29</b>
<b>Figura 12.</b> Ejemplo de tabla Estática "Sort Category" de OFM .....	<b>30</b>
<b>Figura 13.</b> Ejemplo de tabla Estática "ESP" de OFM .....	<b>31</b>
<b>Figura 14.</b> Ejemplo de tabla Dinámica de Producción "Monthlyprod" de OFM.....	<b>32</b>
<b>Figura 15.</b> Ejemplo de tabla Dinámica de ESP "ESP_Curves" de OFM.....	<b>33</b>
<b>Figura 16.</b> Menú de Variables de Cálculo y Editor de Variables de Cálculo en OFM.....	<b>33</b>
<b>Figura 17.</b> Variables de Cálculo Creadas para Flujos de Trabajo en OFM .....	<b>35</b>
<b>Figura 18.</b> Principios de la Ley de Afinidad .....	<b>36</b>
<b>Figura 19.</b> Cálculo del desempeño de la bomba a diferentes frecuencias de operación siguiendo el principio de afinidad en PIPESIM® .....	<b>37</b>
<b>Figura 20.</b> Generación de las Curvas de Velocidad Variable para un Pozo en OFM .....	<b>38</b>
<b>Figura 21.</b> Generación de las Curvas de Velocidad Variable para un grupo de Pozos en OFM .....	<b>39</b>
<b>Figura 22.</b> Generación de las Curvas de Velocidad Variable para un grupo de Pozos con diseño común de ESP.....	<b>40</b>
<b>Figura 23.</b> Captura de un reporte del diagnóstico de Operación de un grupo de Pozos.....	<b>41</b>
<b>Figura 24.</b> Ventana de Inicio de PIPESIM.....	<b>42</b>
<b>Figura 25.</b> Ventana de Inicio de PIPESIM.....	<b>43</b>
<b>Figura 26.</b> Representación de una sección de un campo petrolero en el esquema de PIPESIM Network®.....	<b>45</b>
<b>Figura 27.</b> Disposición impulsor-difusor de una bomba ESP en operación tipo "Downthrust" .....	<b>47</b>
<b>Figura 28.</b> Modelo de simulación en PIPESIM Network® para los pozos pertenecientes a una Troncal con condiciones de "Downthrust" .....	<b>48</b>

<b>Figura 29.</b> Porcentaje de aporte a la producción del sistema de producción por cada pozo en el caso de estudio: Caso Base. ....	<b>49</b>
<b>Figura 30.</b> Optimización del levantamiento para los pozos “CL 3-2” y CL 6-1”. ....	<b>50</b>
<b>Figura 31.</b> Porcentaje de aporte a la producción del sistema de producción por cada pozo en cada escenario de optimización. ....	<b>51</b>
<b>Figura 32.</b> Disposición impulsor-difusor de una bomba ESP en operación tipo “Upthrust” .....	<b>51</b>
<b>Figura 33.</b> Modelo de simulación en PIPESIM Network® para los pozos pertenecientes a una Troncal con condiciones de “Upthrust” .....	<b>52</b>
<b>Figura 34.</b> Porcentaje de aporte a la producción del sistema de producción por cada pozo en el caso de estudio: Caso Base. ....	<b>53</b>
<b>Figura 35.</b> Optimización del levantamiento para los pozos “CL 1-3” y CL 2-1”. ....	<b>54</b>
<b>Figura 36.</b> Porcentaje de aporte a la producción del sistema de producción por cada pozo en cada escenario de optimización. ....	<b>55</b>
<b>Figura 36.</b> Curva básica de desempeño para la bomba Reda S6000N. ....	<b>59</b>
<b>Figura 36.</b> Curva básica de desempeño para la bomba Reda S8000N. ....	<b>60</b>
<b>Figura 36.</b> Reporte de Variables de Cálculo Utilizadas en OFM .....	<b>61</b>

## LISTA DE ANEXOS

<b>Anexo A.</b> Curvas de desempeño: bomba Reda S6000N .....	<b>59</b>
<b>Anexo B.</b> Curvas de desempeño: bomba Reda S8000N .....	<b>60</b>
<b>Anexo C.</b> Variables de cálculo de uso en OFM.....	<b>61</b>
<b>Anexo D.</b> Código de definición de tabla “ESP” en OFM.....	<b>62</b>

## RESUMEN

**TITULO:** METODOLOGÍA INTEGRAL DE OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE TIPO ESP EN SISTEMAS INTEGRADOS DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS \*

**AUTOR:** IVAN DARIO OSMA RUIZ\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Análisis Avanzado de Ingeniería, Sistema Integral de Producción, Sistema de Levantamiento Artificial, ESP, Simulación de sistemas de Producción.

### DESCRIPCIÓN:

Con el fin de agilizar el monitoreo, análisis y ejecución de acciones correctivas cruciales para la optimización y correcta administración de un campo con sistema de levantamiento artificial de tipo ESP, se propone integrar un conjunto de tecnologías, cálculos automatizados y procesos ingenieriles de amplio uso en la industria que logren facilitar y agilizar la puesta en marcha de una estrategia de optimización de las variables operativas de los sistemas de levantamiento de Bombeo ESP; Dentro de esta solución, se propone realizar un análisis de dos frentes: Uno que facilite la automatización de lecturas, procesamiento y cálculo de variables operacionales y Otro que permita la simulación y cálculo de las variables más óptimas de operación de las bombas sin impactar negativamente al sistema de recolección de fluidos de producción en superficie.

En general, la metodología propuesta en este trabajo de investigación busca integrar una serie de pasos de análisis que le permite al ingeniero de producción realizar un rápido diagnóstico acerca de la eficiencia de operación de los dispositivos de sistema de levantamiento de tipo Electrosumergible, permitiendo la detección de unidades que deben ser optimizadas, al igual que brinda las herramientas para poder diseñar en detalle, el plan de acción con la estrategia de optimización para todos los pozos pertenecientes a un campo, troncal, línea de flujo o clúster de pozos que integren un sistema integral de producción.

---

\* Monografía de Especialización.

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos,  
Tutor: Miguel Alejandro Asuaje Tovar.

## ABSTRACT

**TITLE:** COMPREHENSIVE METHODOLOGY OF OPTIMIZATION OF ESP TYPE ARTIFICIAL LIFT SYSTEMS IN INTEGRATED HYDROCARBON PRODUCTION SYSTEMS \*

**AUTHOR:** IVAN DARIO OSMA RUIZ\*\*

**KEYWORDS:** Advanced Engineering Analysis, Integrated Production System, Artificial Lift System, ESP, Production systems Simulation.

### DESCRIPTION:

In order to streamline the monitoring, analysis and execution of corrective actions crucial for the optimization and correct administration of a field with ESP artificial lift system, it is proposed to integrate a set of technologies, automated calculations and engineering processes of wide use in the industry that manages to facilitate and speed up the implementation of a strategy to optimize the operational variables of the ESP lifting systems; Within this solution, it is proposed to perform a two-front analysis: One that facilitates the automation of readings, processing and calculation of operational variables and other that allows the simulation and calculation of the optimal variables of operation of the pumps without negatively impacting the fluid collection system of surface production.

In general, the methodology proposed in this research seeks to integrate a series of analysis steps that allows the production engineer to make a quick diagnosis about the operating efficiency of the Electric-Submersible-Pump type of lifting system units, allowing the detection of applications that must be optimized, as well as providing the tools to be able to design in detail, the action plan with the optimization strategy for all the wells belonging to a field, trunk, flow line or cluster of wells that integrate a system integral of production.

---

\* Specialization Monograph.

\*\* Physico-Chemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering,  
Tutor: Miguel Alejandro Asuaje Tovar.

## INTRODUCCIÓN

Los Sistemas de Levantamiento Artificial en la industria del Petróleo y Gas a lo largo de los años han probado ser una de las tecnologías más importantes y sencillas de aplicar a lo largo de la mayor parte de los campos petrolíferos en el panorama mundial. De estos sistemas depende el mayor aporte de la producción de fluidos de hidrocarburos de una, dos o tres fases con un amplio rango de propiedades fisicoquímicas según sea el caso; Principalmente en campos de producción mayores con una alta Heterogeneidad tanto en Yacimiento como en los fluidos producidos, es común contar con la aplicación de múltiples sistemas de Levantamiento dentro de un mismo campo, es por esto que trabajos como el monitoreo, análisis, mantenimiento y optimización de las unidades, representan mayores desafíos que otras si se consideran en un conjunto.

Se identifica al sistema de Bombeo Electrosumergible (ESP) como una de las tecnologías de levantamiento más prominentes para la recolección y bombeo de fluidos desde fondo de pozo hacia el sistema en superficie. De igual manera, gran parte del éxito de esta tecnología se debe a la complejidad y alto grado de desarrollo en su sistema de diseño, la cual la hace una de las bombas de subsuelo más sofisticadas en la industria, y es de esta manera, que se hace vital utilizar un correcto y estricto monitoreo de las variables operativas y de diseño de cada unidad de manera que se puedan identificar factores de operación controlables como la temperatura de operación, niveles de fluido, frecuencia de operación, voltaje y corriente del motor, entre otras... Dicho de otra manera, el continuo y detallado monitoreo del comportamiento de la operatividad de cada una de las bombas Electrosumergibles (ESP) es una labor extenuante pero crucial para optimizar el levantamiento de los pozos, incrementar el tiempo de operación de cada unidad, evitar inconvenientes operacionales como paradas de pozo, producción diferida y fallas en general que en algunos casos puede resultar en pérdidas importantes de

equipo y personal, y en general, minimizar la necesidad de inversión de capital en operaciones y unidades.

En el país, en campos significativamente mayores como Rubiales, Quifa y Castilla con cientos de unidades ESP operando bajo un sinnúmero de condiciones de producción totalmente cambiantes que abren la puerta a ineficiencias que deben ser atendidas y manejadas a tiempo, y de manera que hoy por hoy, confiemos más y más en soluciones informáticas, instrumentación electrónica y conceptos nacientes como la analítica de data (Data Analytics) y el Big Data, para perfeccionar el monitoreo y toma de acciones correctivas pertinentes para operar el sistema de producción de manera óptima y segura.

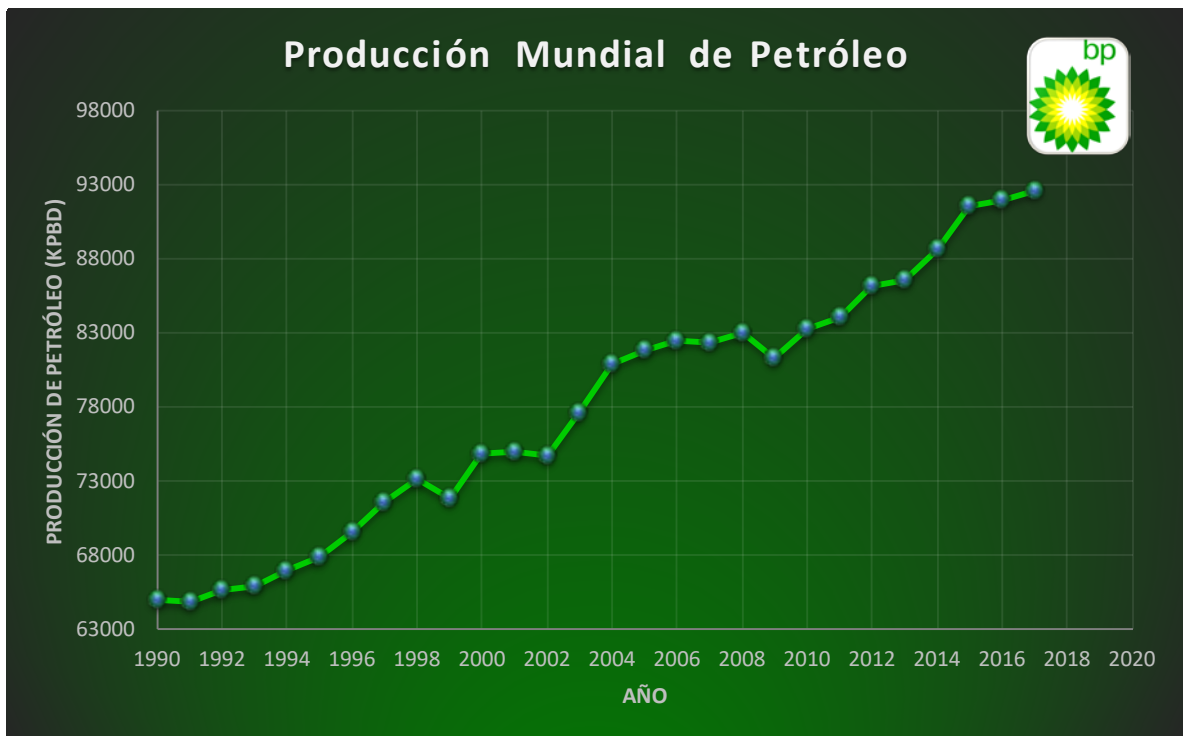
Este trabajo propone el desarrollo y construcción de una metodología que se alimenta de información fácilmente adquirible y plantea una solución práctica, ágil y replicable para establecer un nuevo protocolo a seguir para el monitoreo y toma de decisiones en el diseño de las condiciones operacionales de los sistemas de producción y recolección que incluyan el bombeo tipo ESP. Dentro de esta solución, se propone realizar un análisis de dos frentes: *Uno* que facilite la automatización de lecturas, procesamiento y cálculo de variables operacionales y *Otro* que permita la simulación y cálculo de las variables más óptimas de operación de las bombas sin impactar negativamente al sistema de recolección de fluidos de producción en superficie.

El resultado de este trabajo le aportará al ingeniero de yacimientos, producción o a cualquier profesional técnico involucrado en el desarrollo de activos petroleros que empleen el sistema tipo ESP, un instrumento decisivo para la identificación oportuna de condiciones anómalas de operación y un medio para elaborar escenarios y tomar decisiones sobre el diseño del sistema de levantamiento sin impactar negativamente el flujo de hidrocarburos en el sistema integrado de recolección.

## 1. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

La aplicación de tecnologías de sistema de levantamiento artificial representa una punta de lanza en la producción de hidrocarburos a nivel mundial, especialmente en el mercado de extracción de recursos energéticos no-renovables que se ve fuertemente sustentado en la búsqueda de conseguir nuevas reservas y una acelerada producción de las mismas de forma competitiva que le permita a una compañía o a una nación beneficiarse de la creciente demanda energética que parece nunca acabar.

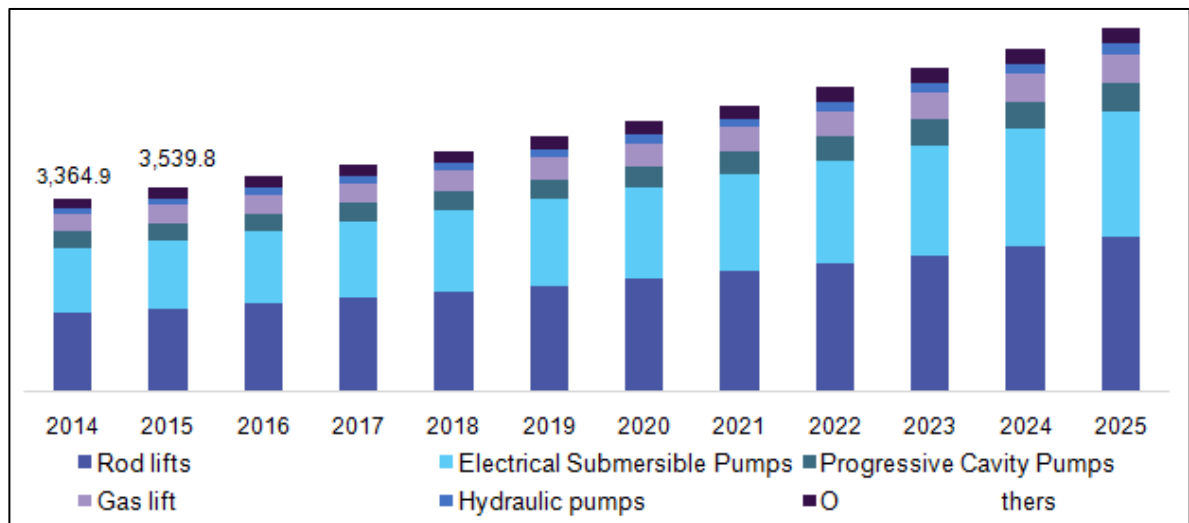
**Figura 1** Producción mundial de petróleo



**Fuente:** BP Statistical Review of World Energy. 2018. Disponible en <https://goo.gl/JpV3F4>

Frente a esta situación, tecnologías de sistemas de levantamiento artificial han provisto uno de los mayores recursos tecnológicos para la recuperación de volúmenes de hidrocarburos en fondo de pozo, que de otra forma habrían sido muy difíciles de recuperar. Hoy por hoy, el volumen que representa el mercado global sobrepasa los 16 Billones de dólares para el 2018 según la consultora Grand View Research, quien muestra el volumen de ventas por sistema por año durante los últimos 5 años y su predicción al 2025.

**Figura 2** Volumen de aplicación de sistemas de levantamiento artificial, histórico y pronostico



**Fuente:** Análisis del mercado de sistemas de levantamiento artificial por producto.

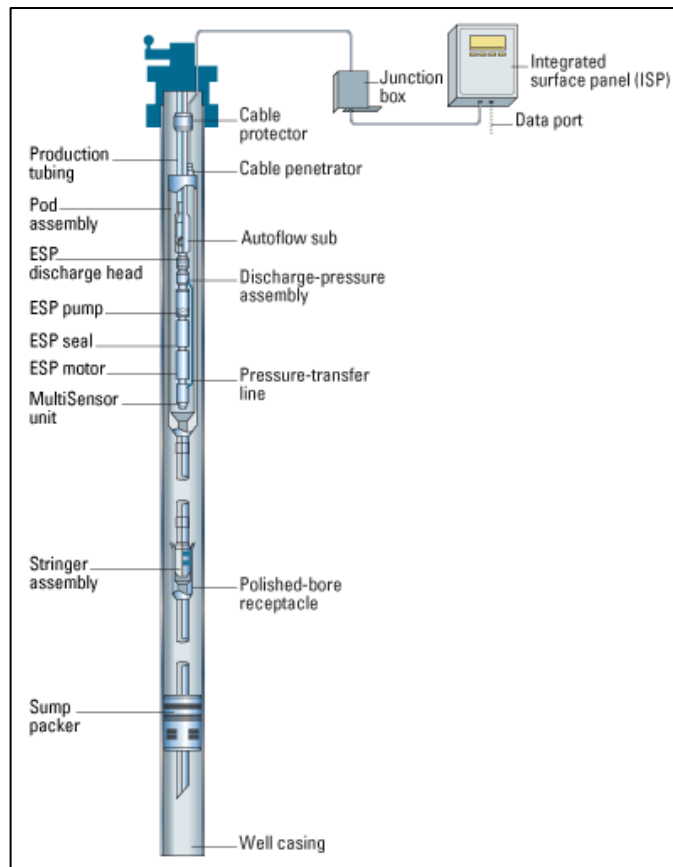
Disponible en <https://goo.gl/SQF43q>

De lo anterior podemos identificar la gran importancia que tienen las bombas tipo ESP en el mercado mundial y la dependencia de la producción del mundo en la implementación de este tipo de sistemas en gran escala en comparación con los demás sistemas de levantamiento disponible.

### 1.1. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO TIPO ESP<sup>1</sup>

El sistema de Bombeo Electrosumergible (ESP) consiste en una unidad insertada en el fondo del pozo (una serie de bombas centrífugas), un motor eléctrico, el cual transforma la energía eléctrica en energía cinética para hacer girar las bombas, un separador o protector para proteger que los fluidos producidos no logren entrar al motor eléctrico y además de esto, un cable eléctrico que conecta el motor con el panel de control de la superficie.

**Figura 3** Elementos que constituyen un sistema de bombeo tipo ESP

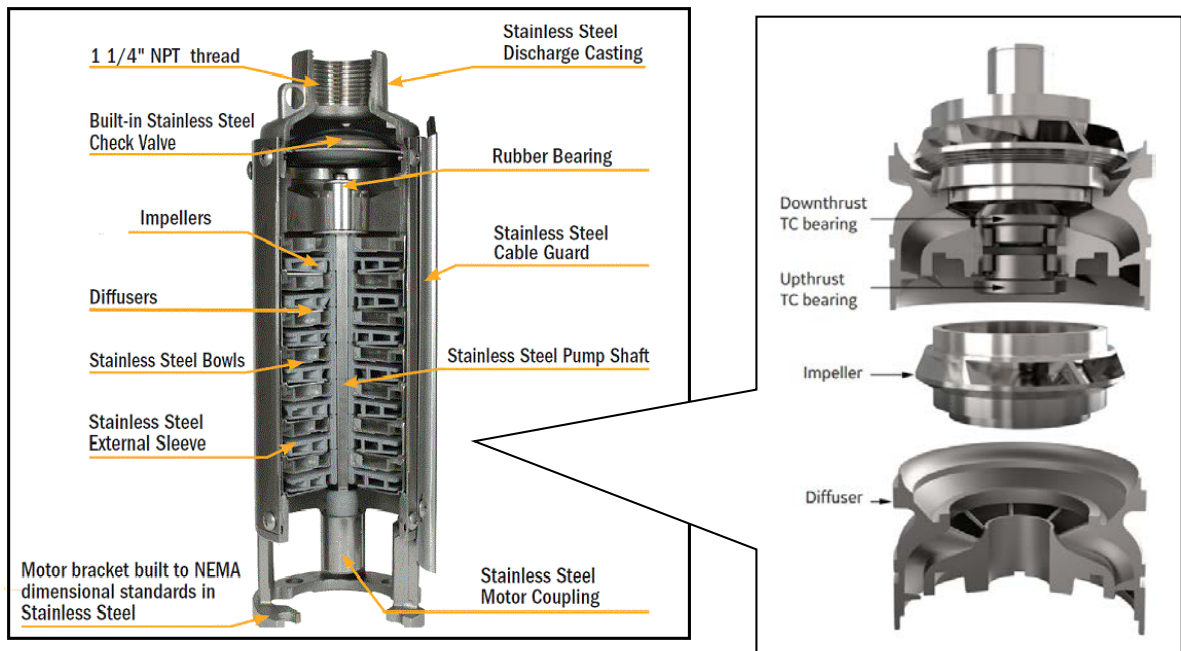


**Fuente:** Componentes del Sistema de Levantamiento tipo ESP. Disponible en <https://goo.gl/pZNpg1>

<sup>1</sup> ARTIFICIAL LIFT. [En línea]. Houston: Schlumberger. 2010. (Recuperado en 12 noviembre 2017.) Disponible en <http://www.slb.com/content/services/artificial/index.asp>

En el siguiente diagrama se ilustra el detalle del interior típico de una bomba ESP compuesto por acoples, válvulas, eje de transmisión, pero sobre todo de la unión entre impulsores y difusores que aprovechan la energía rotativa proveniente del eje de transmisión para acelerar el fluido e imprimir la suficiente energía para vencer la columna hidrostática presente en el pozo y en el sistema, con el fin de obtener un caudal de producción deseado en superficie. Factores como el tipo y cantidad de etapas, consumos de potencia y productividad del pozo, juegan papeles determinantes en el diseño del sistema de levantamiento artificial a seleccionar para cada aplicación, en el desarrollo del actual trabajo de investigación, veremos la importancia de llevar a cabo un óptimo monitoreo en campos petroleros mayores con gran variedad de diseño de bombas según su referencia, fabricante, número de etapas, etc.

**Figura 4** Partes de una bomba ESP (izquierda) y detalle de una etapa (derecha)



**Fuente:** Liu Fei. ESP Analysis and Diagnostics, ACTC Chengdu 2016

El sistema de ESP, es un método de levantamiento artificial muy versátil y se le puede hallar en ambientes operativos en todo el mundo. Pueden manejar un muy amplio rango de tasas fluidos (desde 200 hasta 90.000 barriles ó 14.000 m<sup>3</sup> por día) y levantar altas demandas (desde virtualmente cero hasta 10.000 ft ó 3.000 m de altura de columna). Pueden ser modificadas para operar contaminantes comúnmente hallados en el petróleo, fluidos de alta agresividad corrosiva como H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>, además de trabajar a temperaturas altamente excepcionales en los fondos de los yacimientos. El corte del incremento de agua, se ha considerado para que no tenga detrimento significativo en el desempeño de la bomba. Es posible localizarlas en yacimientos verticales, horizontales o desviados, pero es recomendable desplegarlas en una sección recta de encapsulado para una vida útil óptima.

**Figura 5** Rangos de aplicación de diferentes sistemas de levantamiento artificial

Parametro	Bombeo Mecánico	Bombeo Electro sumergible	Bombeo Hidraulico		Levantamiento con Gas	Cavidades Progresivas
			Tipo Jet	Tipo Pistón		
<b>Caudal</b>	Restringido a profundidades someras, usando pistón grande. Q <sub>max</sub> =4000BPD a 1000 Ft. 1000 BFPD a 5000 Ft	Altos caudales, Limitado por la potencia requerida y el diámetro del revestimiento. Q <sub>máx</sub> =40000BPD. Usado para Q=400BPD	Limitado por la potencia en superficie y por el tamaño de la tubería de producción. Q <sub>máx</sub> =15000 BPD.	Limitado por la tubería de producción y los caballos de fuerza. Típico en un sistema de 3000 BPD a 4000 pies y 1000 BPD a 10000 pies con 3500 psi de inyección.	Limitado por el diámetro de la tubería de producción, tasa de inyección del gas y profundidad dependiendo de la presión. Q <sub>máx</sub> =10000BPD	Restringido para tasas bajas, 4500BPD a 2000 pies y 400 BPD a 5000 pies.
<b>Relación Gas-Aceite</b>	A mayor GOR, menor eficiencia volumétrica. Máximo 400 scf/bbl.	Pobre manejo de gas libre	A mayor GOR, menor eficiencia volumétrica. Máximo 400 scf/bbl.	Tiene un comportamiento igual al bombeo Mecánico	Excelente, a mayor GOR se requiere menos gas para inyectar.	Tiene muy poca habilidad para el manejo del gas libre.
<b>Viscosidad Del Crudo</b>	Bueno para fluidos viscosos a bajo caudal. Requiere disolventes para altos caudales.	Limitado a fluidos sobre 200 cp. A mayor viscosidad menor eficiencia de operación.	Limitado a fluidos sobre 600 cp. Se requiere fluido moltr; aceite mayor a 24-API y 25 cp. Se puede usar agua.	Es posible la producción de fluidos < 500 cP. El fluido moltr puede ser utilizado para diluir la baja gravedad de la producción	Disminuye eficiencia para crudos menores a 18-API y viscosidades mayores a 20 cp.	Trabaja bien con fluidos de viscosidades altas y no presenta problemas en el estator / rotor.
<b>Profundidad</b>	Máxima operación hasta 10000 Ft, limitado por la sarta de varillas.	Limitada por la potencia del motor y la temperatura de la bomba, máximo 10000 Ft	Limitada por la presión de inyección máxima. 5000 psi hasta 20000 Ft.	Limitado por la presión del fluido moltr (5000 psi) o por los caballos de fuerza. Profundidades hasta de 17000 pies.	Controlada por la presión de inyección y la producción. Profundidades hasta de 10000 pies	Limitado por la profundidad, aproximadamente unos 5000 pies

**Fuente:** CALVETE GONZALEZ, Fernando. Sistemas de Levantamiento Artificial. Universidad Industrial de Santander, 2018

Aunque los últimos desarrollos están orientados a mejorar las prestaciones de la ESP, para que puedan manejar gas y arena, ellas aun necesitan más desarrollos tecnológicos para que puedan evitar el bloqueo de gas y la corrosión interna. Recientemente, las nuevas ESP han aparecido con una etiqueta de precios a menudo prohibitiva, debido a los costos de desarrollo, los cuales llegan a exceder los USD 20.000,00.

Varias herramientas, tales como las válvulas polifásicas automáticas, extractores de arena y otras cadenas de cañerías además de las herramientas de bombeo, mejoran el funcionamiento de la ESP. La mayoría de los sistemas desplegados en el mercado de hoy en día, son sistemas duales de ESP, el cual es un simple arreglo de dos ESP en el mismo pozo. Esto proporciona un sistema de refuerzo o respaldo en el pozo, minimizando los tiempos necesarios para el flujo de producción, reduciendo los costos y generando ahorros en el área operacional. El sistema dual de ESP, ofrece una alta rentabilidad en la mejora de los yacimientos.

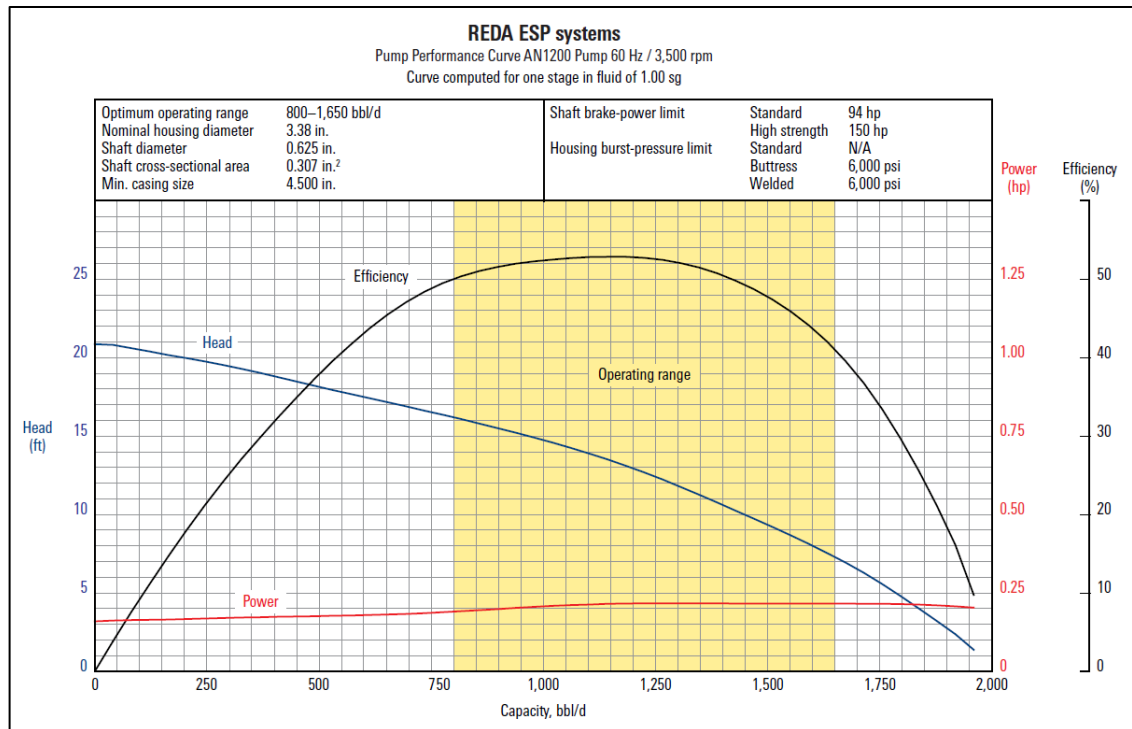
## **1.2. CURVAS DE DESEMPEÑO DE BOMBAS ESP<sup>2</sup>**

Para poder evaluar la compatibilidad de una bomba de tipo ESP en un determinado caso de aplicación, es necesario conocer la capacidad de producción que provee dicha bomba según sus curvas de desempeño, estas proveen el comportamiento de la bomba en términos de Cabeza o presión hidrostática, Eficiencia volumétrica y Potencia requerida por la unidad en función del caudal de descarga, a unas condiciones de operación y diseño conocidas, de manera que el ingeniero de producción pueda realizar los cálculos pertinentes y discernir si la bomba en mención es compatible con los objetivos de producción.

---

<sup>2</sup> VANDEVIER, Joe. ESP—Conclusion: Multiple factors affect electrical submersible pump run life. [En línea]. Houston: Baker Hughes. 2010. (Recuperado en 12 noviembre 2017.) Disponible en <http://www.ogj.com/articles/print/volume-108/issue-41/drilling-production/esp-conclusion-multiple-factors-affect-electrical.html>

**Figura 6** Curva de Desempeño de una bomba Reda AN1200



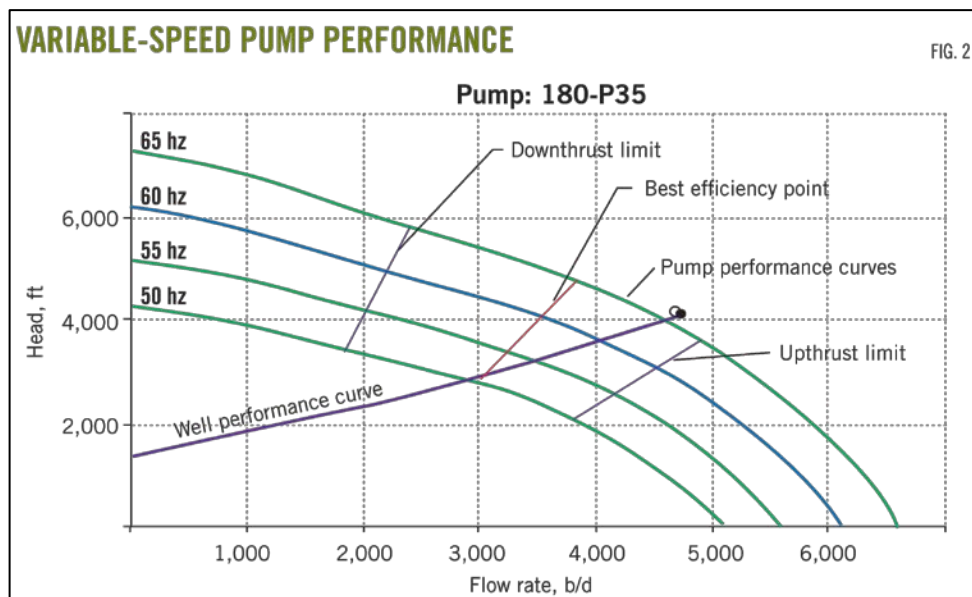
**Fuente:** Reda Electric Submersible Pump Systems Technology Catalog

En la ilustración anterior, se aprecia la curva de desempeño para la bomba Reda AN1200, la cual fue generada en el laboratorio por el fabricante al bombear un fluido de control (Agua o Aceite Mineral) usando 1 etapa (conjunto impulsor y difusor) con una frecuencia de giro de 60 Hz o 3500 RPM. Es importante notar que dentro de las curvas de desempeño provistas por los fabricantes de bombas ESP, siempre se recomiendan unas condiciones de operación de Flujo Mínimo, Máximo (área amarilla del gráfico anterior) y de Máxima Eficiencia (BEP) que deben respetarse con el fin de obtener el desempeño deseado de la unidad conservando sus propiedades mecánicas y preservando su vida media de operación.

La producción de pozos puede ser bastante dinámica, especialmente en sus primeras vidas. Los ingenieros de terminación usualmente dimensionan los ESP para producir un rango de flujo específico con un levantamiento requerido dado

basado en la productividad del pozo esperado. Cuando la formación de incrustaciones, la dinámica del flujo del yacimiento, la capacidad de inyección cambiante del campo, los efectos de la piel del pozo o los problemas de terminación alteran sustancialmente la distribución del fluido, el ESP puede operar fuera de su rango previsto. Esto puede conducir rápidamente a una falla prematura. Si uno anticipa una amplia gama de condiciones de pozo dinámico, el diseño del sistema ESP puede incluir una operación de velocidad variable que permita un rango de operación mucho más amplio, este rango de operación es calculado a partir de las curvas de desempeño, variando las propiedades de diseño como la cantidad de etapas y la frecuencia de operación.

**Figura 7** Curva de velocidad variable para una bomba 180-P35



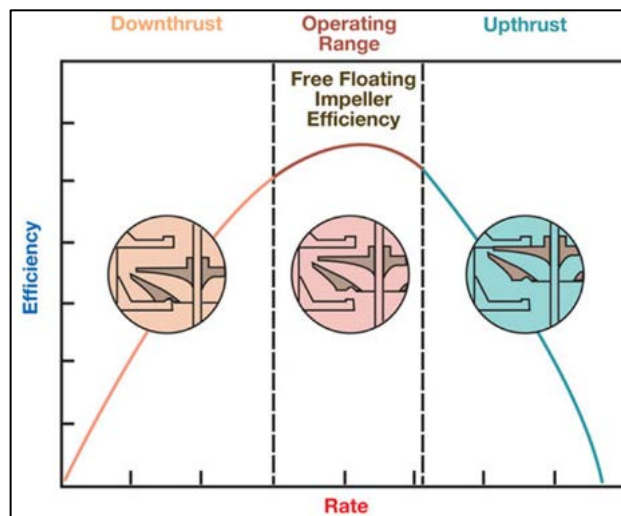
**Fuente:** Oil and Gas Journal. Disponible en <https://goo.gl/JMP8jG>

La figura anterior representa la solución de sistema para un pozo de producción operado con una bomba P35 de 180 etapas en un variador de velocidad. Dado que la bomba puede operar a múltiples frecuencias, la curva proporciona una solución visual para encontrar el punto en el cual la curva del sistema intercepta la curva de la bomba para una frecuencia dada. Por ejemplo, si la bomba funciona a 50 hz, el

caudal será de aproximadamente 2.900 b / d a una elevación dinámica total de 2.900 pies. Por otro lado, si la frecuencia aumenta a 65 hz, entonces la bomba producirá aproximadamente 4.600 b / d a los 4.000 pies de elevación dinámica total requerida por el pozo y la finalización específica para producir este caudal.

Si bien en este caso se generan las curvas de desempeño de la bomba 180-P35 a diferentes frecuencias de operación, es importante observar la envolvente operativa de la bomba generada por las líneas *Downthrust Limit* y *Upthrust Limit*, las cuales fueron mostradas anteriormente como los puntos de producción mínimos y máximos dentro de la curva de desempeño de la bomba.

**Figura 8** Disposición impulsor-difusor de una bomba ESP según sus condiciones de operación.



**Fuente:** Liu Fei ESP Analysis and Diagnostics, ACTC Chengdu 2016

Una condición de **Downthrust** (región izquierda de la gráfica anterior) es aquella en la cual la frecuencia de operación de la bomba de etapas flotantes y el caudal de fluidos producido no es suficiente para el impulsor obtenga la suficiente sustentación impidiendo que este flote apropiadamente dentro del difusor, haciendo que los impulsores descansen sobre los difusores provocando una fricción innecesaria

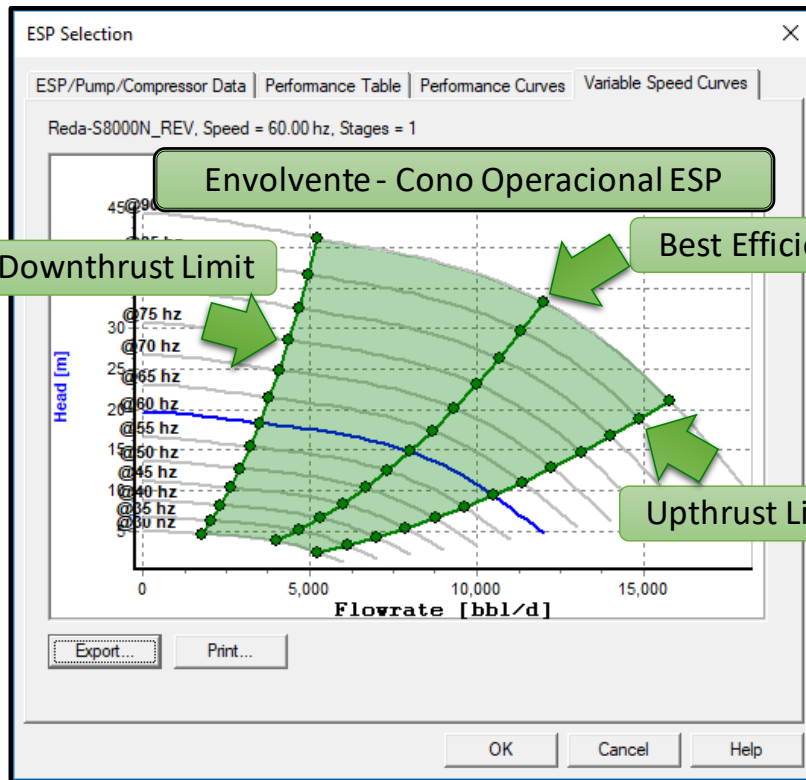
entre estos dos elementos lo que conlleva a un desgaste prematuro en el interior de las bombas, lo que acarrea una pérdida de la eficiencia de la bomba, reduciendo la capacidad de levantamiento; esta situación dependiendo de las contramedidas propias de las bombas, pueden llevar a un sobrecalentamiento de la unidad y en algunos casos a una pérdida catastrófica del equipo.

Una condición de **Upthrust** (región derecha de la gráfica anterior) es aquella en la cual la frecuencia de operación de la bomba de etapas flotantes y el caudal de fluidos producidos le otorgan una excesiva sustentación al impulsor, haciendo que este flote demasiado causando una fricción innecesaria entre la parte superior del impulsor y el difusor, esta situación al igual que en el downthrust, ocasiona una fricción innecesaria entre estos dos elementos lo que conlleva a un desgaste prematuro en el interior de las bombas, lo que acarrea una pérdida de la eficiencia de la bomba, reduciendo la capacidad de levantamiento.

Las bombas ESP se encuentran diseñadas para operar entre las regiones de downthrust y upthrust, de manera que la frecuencia de operación y la producción de fluidos les otorguen la suficiente sustentación a las etapas flotantes para el impulsor de cada etapa se mueva libremente dentro del difusor sin ninguna fricción que altere la eficiencia de diseño de la bomba.

Una de las labores principales del ingeniero de producción a cargo de activos con sistemas de bombeo tipo ESP, es validar que cada una de las bombas activas se encuentren operando en todo momento dentro del *Cono* o *Envolvente* operacional de cada bomba según cada diseño, caudal de producción y tipo de fluido que por allí circula.

**Figura 9** Envolvente o cono operacional para la bomba ESP S8000N de Reda



**Fuente:** PIPESIM Production Software

Si bien es claro que para una correcta generación de las envolventes operativas de cada bomba, es necesario conocer la cantidad de etapas utilizadas en cada caso al igual que la frecuencia de operación de cada bomba y por último el caudal de producción en cada caso; a esta altura el autor puede tener una idea de la complejidad que pueda representar el monitoreo de bombas ESP en un campo mayor con entre 500 y 1000 bombas Electrosomergibles, y es precisamente esta dificultad la principal razón para el diseño y desarrollo de la metodología que aquí se presenta.

## 2. MODELO DE DATOS EN OFM

La metodología desarrollada y descrita en este documento fue adaptada al motor de cálculo de OFM® debido a la conveniencia y facilidad que esta plataforma ofrece para contener toda la información necesaria para el cálculo y diagnóstico de las condiciones de levantamiento de todas las bombas ESP dentro de un activo Petrolero; En este punto es importante resaltar que si bien la metodología fue desarrollada para ser compatible con esta aplicación, los flujos de trabajo que aquí se describen también pueden ser replicados en soluciones como DSS®, Spottfire®, Sahara®, o en plataformas de desarrollo como Microsoft Excel®, Matlab®, Python®, etc.

### 2.1. OIL FIELD MANAGER®

Oil Field Manager® es una solución informática desarrollada por Schlumberger® y representa una de las principales herramientas informáticas con las cuales es posible almacenar y organizar toda la información que se dispone acerca de producción, inyección, eventos, fluidos etc. La posterior organización y generación de cálculos y gráficos permiten observar tendencias, valores anómalos, modificar, analizar y realizar los reportes pertinentes según sea el caso. A continuación, se darán a conocer los procedimientos y aplicaciones empleados en el desarrollo de este trabajo.

**Figura 10** Ventana de Inicio de OFM



**Fuente:** Oilfield Manager Production Software

La elaboración de un proyecto en OFM requiere de una base de datos en donde este almacenada la información suficiente como para ser visualizada y analizada. Esta base de datos debe estar contenida en un archivo estándar de texto tipo ASCII con extensión “.mdb”, la cual puede ser creada mediante la herramienta Microsoft Access, a partir de esta se procede a cargar la plataforma de OFM.

#### **2.1.1. Construcción del modelo de datos de OFM®**

Antes de poder generar cálculos complejos y utilizar las facilidades de los motores gráficos de OFM® es necesario primero construir una base de datos cuya jerarquía permita la correcta definición de pozos y sea posible relacionar toda la información necesaria para poder realizar los cálculos requeridos en el flujo de trabajo propio de esta metodología.

Para el correcto funcionamiento de un proyecto de OFM®, la aplicación requiere de una base de datos que contenga todos los datos a ser visualizados, estas bases de datos pueden ser de tipo Microsoft Access®, SQL Server® y/o ORACLE®, sin embargo, para el desarrollo de la metodología se recopiló información de 3 campos petroleros utilizando la arquitectura de base de datos de Microsoft Access®. Dado

que, en los 3 casos, ya se contaba con un modelo de datos básico construido, no se detallan los procedimientos requeridos para la construcción del modelo desde cero, en cambio se describirán los detalles del modelo de datos que deben ser incluidos en un proyecto existente para poder llevar a cabo el flujo de trabajo con la metodología que aquí se describe.

Al final del documento se compartirá un detalle de definición de la estructura de las tablas tanto dinámicas como estáticas diseñadas dentro del actual flujo de trabajo.

#### **2.1.1.1. Tablas estáticas**

Son aquellas en donde se tiene un conjunto de datos únicos y sin historia, algunos ejemplos de esta clase de tablas son: Los nombres de pozo, localización y propiedades petrofísicas en general.

En esta fase es de vital importancia crear tablas estáticas que permitan relacionar todos los pozos presentes en el campo junto con su debido sistema de levantamiento artificial.

- **Tabla Static Master XY**

Esta tabla contiene el inventario de todos los pozos e información básica de definición de cada uno (Tal como coordenadas de superficie, coordenadas de fondo, elevación de la mesa rotaria, etc.), todo proyecto de OFM debe contener una tabla *Master XY* para poder funcionar, en cada caso de estudio se encontró que esta tabla ya existía dentro del modelo de datos, sin embargo es importante identificar la nomenclatura utilizada para cada uno de los pozos, de manera que esta misma sea utilizada en las tablas objetivo de aquí en adelante.

**Figura 11** Ejemplo de tabla Master XY: “Headerid” (Proyecto demo de OFM)

Base Map: HeaderID:All Records		UniquedID	ALIAS	CID	Completion Date	CompletionID	KBElevation	Latitude	Longitude	LowerPerf	MidPerfDepth	OwnerFraction	S
▶	Blue_1:Ge_6	B-1	Ge	12/23/1999	Ge_6		29.73501193	-92.36523480	4897				26
	Blue_1:He_0	B-1	He	1/19/1995	He_0		29.73501193	-92.36523480	5079				26
	Blue_1:Li_1C	B-1	Li	1/19/1941	Li_1C		29.73501193	-92.36523480					6
	Blue_1:Os_4	B-1	Os	1/19/1941	Os_4		29.73501193	-92.36523480	8162				26
	Blue_10:Ad_1A	B-10	Ad	1/19/1955	Ad_1A		29.73131435	-92.36893363	5990				28
	Blue_11:Li_1C	B-11	Li	1/19/1943	Li_1C		29.73325487	-92.36704395	6442				28
	Blue_12:Ad_4	B-12	Ad	1/19/1943	Ad_4		29.73325487	-92.36704395	6004				28
	Blue_12:Li_1C	B-12	Li	1/19/1943	Li_1C		29.73325487	-92.36704395					
	Blue_13:Ge_4E	B-13	Ge	1/19/1944	Ge_4E		29.73148958	-92.37261393					
	Blue_13:Ge_4F	B-13	Ge	1/19/1987	Ge_4F		29.73141474	-92.37363581	10513				28
	Blue_14:Ad_3BU	B-14	Ad	1/19/1995	Ad_3BU		29.73661241	-92.36313379	6268				29
	Blue_14:Ad_6A	B-14	Ad	1/19/1944	Ad_6A		29.73661241	-92.36313379					
	Blue_14:Li_1C	B-14	Li	1/19/1944	Li_1C		29.73661241	-92.36313379	6374				29
	Blue_15:Ad_6A	B-15	Ad	1/19/1980	Ad_6A		29.73661241	-92.36313379	6055				29
	Blue_16:Ad_4	B-16	Ad	1/19/1944	Ad_4		29.73121404	-92.36103648	6060				29
	Blue_17:Li_1C	B-17	Li	1/19/1944	Li_1C		29.73831260	-92.36093605	6432				29
	Blue_17:Te_0	B-17	Te	1/19/1983	Te_0		29.73831260	-92.36093605	4318				29
	Blue_18:Cl_3	B-18	Cl	1/19/1945	Cl_3		29.73661325	-92.36723332	6724				30
	Blue_18:SWD_0	B-18	SWD	1/19/1965	SWD_0		29.73661325	-92.36723332					
	Blue_2:Ge_2A	B-2	Ge	1/19/1946	Ge_2A		29.73501271	-92.36933426					9
	Blue_2:Ge_3	B-2	Ge	1/19/1973	Ge_3		29.73501271	-92.36933426	10050				26
	Blue_2:Ge_4A	B-2	Ge	1/19/1969	Ge_4A		29.73501271	-92.36933426	10338				26
	Blue_2:Ge_4E	B-2	Ge	1/19/1953	Ge_4E		29.73501271	-92.36933426					
	Blue_2:Ge_4F	B-2	Ge	1/19/1953	Ge_4F		29.73501271	-92.36933426	10400				26
	Blue_2:Hu_2A	B-2	Hu	1/19/1996	Hu_2A		29.73501271	-92.36933426					
	Blue_3:Li_1C	B-3	Li	1/19/1942	Li_1C		29.73320278	-92.36342291					
	Blue_4:Ad_1A	B-4	Ad	1/19/1987	Ad_1A		29.73320278	-92.36342291	5982				27
	Blue_4:Ad_3BU	B-4	Ad	1/19/1983	Ad_3BU		29.73320278	-92.36342291	6290				27
	Blue_4:Ad_4A	B-4	Ad	1/19/1942	Ad_4A		29.73320278	-92.36342291					

Fuente: Oilfield Manager Production Software

- **Tabla Sort Category**

La tabla de Categorías le permite al usuario consignar propiedades del pozo como el tipo de pozo, estado, campo y sistema de levantamiento artificial; esto es muy importante, pues esto le permitirá a la aplicación seleccionar filtrar los pozos que cuenten con un determinado sistema de levantamiento y procedes con cálculos referentes a la bomba instalada.

**Figura 12** Ejemplo de tabla Estática “Sort Category” de OFM

SORTCATEGORY:All Records ×						
	Commissionyear	Commissionym	ESPComDate date	ESPdepth	ESPTYPE	Isstimu
	2011	201110	7/5/2012	5983.2316	QN55	ESP
	2011	201111	7/11/2012	6119.065	QN55	ESP
	2012	20124	10/9/2012	6208.73473	QN55	ESP
	2012	201210	10/25/2012	6208.7347	QN55	ESP
	2012	20124	10/3/2012	6151.28442	QN55	ESP
	2011	20116	2/16/2012	6226.3537	QN20	ESP
	2011	20116	6/28/2012	6399.9186	QN55	ESP
	2011	20117	6/22/2012	6147.18317	QN55	ESP
	2011	20117	4/19/2012	6241.28225	QN55	ESP
	2011	20116	6/15/2012	6151.875	QN55	ESP
	2011	20116	4/11/2012	7094.1782	QN55	ESP
	2011	20117	4/13/2012	6198.1371	QN55	ESP
	2011	20117	5/17/2012	6125.627	QN55	ESP
	2012	20128	7/31/2013	5971.42	QN30	ESP
	2011	20117	3/27/2013	6269.991	QN55	ESP
	2011	20117	3/30/2013	6114.04507	QN55	ESP
	2011	20117	3/26/2013	6220.776	QN55	ESP
	2012	20122	9/20/2012	6131.46718	QN55	ESP

**Fuente:** Oilfield Manager Production Software

- **Tabla ESP**

Es importante almacenar la información propia del sistema ESP utilizado en cada uno de los pozos, sobra mencionar la importancia que tiene la actualización periódica de este tipo de repositorios el cual dada su tecnología puede hacerse de forma manual o automática. Para esta tabla es muy importante almacenar propiedades como el tipo de bomba (CurPumpType), la cantidad de Etapas instaladas en cada bomba (CurStages) y en caso de utilizar una bomba secundaria, definir la cantidad de etapas de dicha bomba (CurStage\_2nd) tal como se muestra en la siguiente imagen

**Figura 13** Ejemplo de tabla Estática “ESP” de OFM

ESP:All Records ×						
	ComYear	CurPumpType	CurStages	CurStages_2nd	DaystoCommision	DHPDate
	2015	QN20	214		369	
	2015	Q10	250		523	
	2016	QN20	153		188	
	2016	QN20	153		218	
	2015	QN20	214		436	
	2014	QN30	202		971	
	2014	QN20	260		979	
	2014	QN20	260		977	
	2016	QN55	150		97	
	2016	QN55+QN30	75	101	276	
	2014	QN30	202		697	9/5/2016
	2014	QN30	202		785	
	2014	QN30	202		893	
	2016	QN30	202		296	
	2014	QN30	202		778	
	2014	QN30	202		938	
	2014	QN30	202		800	
	2014	QN30	202		886	
	2016	QN20	214		300	

**Fuente:** Oilfield Manager Production Software

### 2.1.1.2. Tablas dinámicas

Las tablas dinámicas en OFM permiten el almacenamiento de información que bien puede variar en función del tiempo, la profundidad, temperatura, presión. Estas tablas facilitarán la carga de información de producción y del desempeño del sistema de levantamiento y en conjunto con las tablas estáticas previamente descritas, se podrán utilizar en conjunto para el desarrollo de flujos de trabajo en la aplicación.

- **Tabla de Producción**

Estas tablas bien pueden ser diarias, mensual o esporádicas de manera que contengan información de producción de pozo en función del tiempo; esta información será de gran importancia para poder identificar la frecuencia de operación del sistema de levantamiento y el caudal de producción del pozo, de manera que sea posible ubicar el punto de operación dentro de la envolvente o cono de la bomba ESP.

**Figura 14.** Ejemplo de tabla Dinámica de Producción “Monthlyprod” de OFM

PROD:All Records				
Date	DAYS	GAS	OIL	WATER
10/1/2011	30.75	24005.04843	33640.89948	18.37118918
11/1/2011	25.54166666	20119.43	27943.86	14.05
12/1/2011	19	12502.3	16158.31	8.12
1/1/2012	20.5	20105.12	28397.32	131.18
2/1/2012	24.34166666	21740.97	37520.85	861.72
3/1/2012	31	26042.02	44844.77	908.83
4/1/2012	30	25395.15	41709.45	875.55
5/1/2012	31	27830.71	40395.26	841.74
6/1/2012	30	26986.1	37464.91	893.09
7/1/2012	24.38208333	21187.92	30034.75	1114.84
8/1/2012	25.89583333	23852.2	34701.23	1141.07
9/1/2012	29.89583333	25006.38	37810.03	2233.7
10/1/2012	26.875	22177.42	32955.56	1668.27
11/1/2012	29.72916666	24134.69	35699.9	2233.75
12/1/2012	30.79166666	15637.9	23389.4	1223.25
1/1/2013	31	8230.07	21877.09	1007.86
2/1/2013	27.61125	15483.24	34988.06	2053.54
3/1/2013	30.8625	19503.79	32074.886	2105.304

**Fuente:** Oilfield Manager Production Software

- **Tabla Dinámica ESP\_Curves**

Esta tabla es crucial para la consigna del comportamiento base del levantamiento de cada una de las bombas ESP utilizadas en el campo, dicho de otra manera, esta tabla contiene el inventario de todas las bombas Electrosumergibles y la información base compartida por el fabricante, realizando las respectivas correcciones para de levantamiento a las propiedades físicas del fluido producido en cada caso.

**Figura 15.** Ejemplo de tabla Dinámica de ESP “ESP\_Curves” de OFM

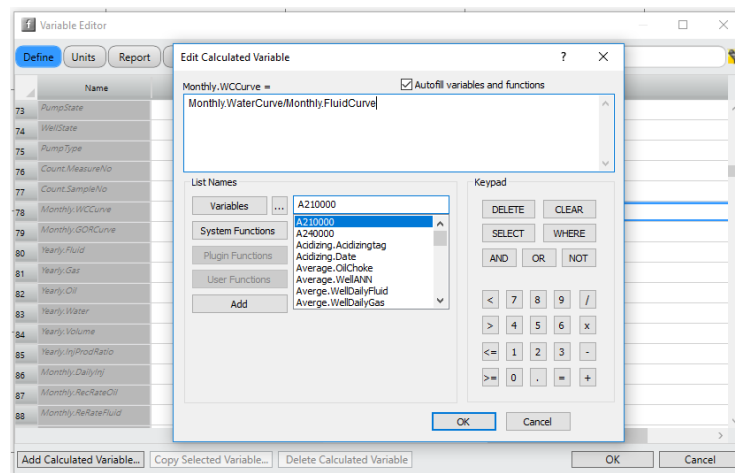
Base_Freq	Efficiency	Head	Max_Head	Max_Rate	Min_Head	Min_Rate
50	23	2366.96	6246.44	1880.62	10196.57	910.2
50	13	1314.98	6246.44	1880.62	10196.57	910.2
50	2	262.996	6246.44	1880.62	10196.57	910.2
50	0	3997.92	1848.16	2958.3	3759.44	1416.66
50	5	4004.93	1848.16	2958.3	3759.44	1416.66
50	10	4011.94	1848.16	2958.3	3759.44	1416.66
50	14.7	4011.24	1848.16	2958.3	3759.44	1416.66

**Fuente:** Oilfield Manager Production Software

### 2.1.2. Variables de cálculo

Las variables de cálculo en OFM hacen referencia a ecuaciones de cálculo escritas en lenguaje propio de la herramienta en las cuales es posible llamar propiedades de las tablas del modelo de datos y demás variables de cálculo, la igual que se permite el uso de funciones del sistema (System Functions), que permiten agregar algoritmos y operaciones de cálculo teniendo como dato de entrada la información almacenada en las tablas de la base de datos.

**Figura 16.** Menú de Variables de Cálculo y Editor de Variables de Cálculo en OFM.



**Fuente.** Oilfield Manager Production Software

### **3. SELECCIÓN DE POZOS FUERA DEL RANGO OPERATIVO**

En esta sección se describe uno de los procesos más extensos e importantes dentro de la metodología que aquí se propone, pues la intención general de esta sección es facilitar la identificación de pozos cuya operación se encuentre por fuera de los rangos operacionales permisibles según el diseño de cada una de las unidades ESP de etapas flotantes. Este procedimiento puede beneficiar al ingeniero de producción o al administrador de activos petroleros que cuenten con un número relativamente pequeño de bombas ESP (10 a 20 unidades), sin embargo, los procesos de esta sección tienen un valor agregado importante en el monitoreo del comportamiento del levantamiento de pozos de producción en grupos mayores de pozos (más de 100 pozos activos), de manera que en cuestión de minutos sea posible el cálculo de las curvas de desempeño de los pozos a las condiciones actuales de diseño, construir su envolvente o cono operacional y encontrar dentro del grupo de pozos cuales se encuentran dentro y cuales fuera de las condiciones para iniciar las pertinentes acciones correctivas.

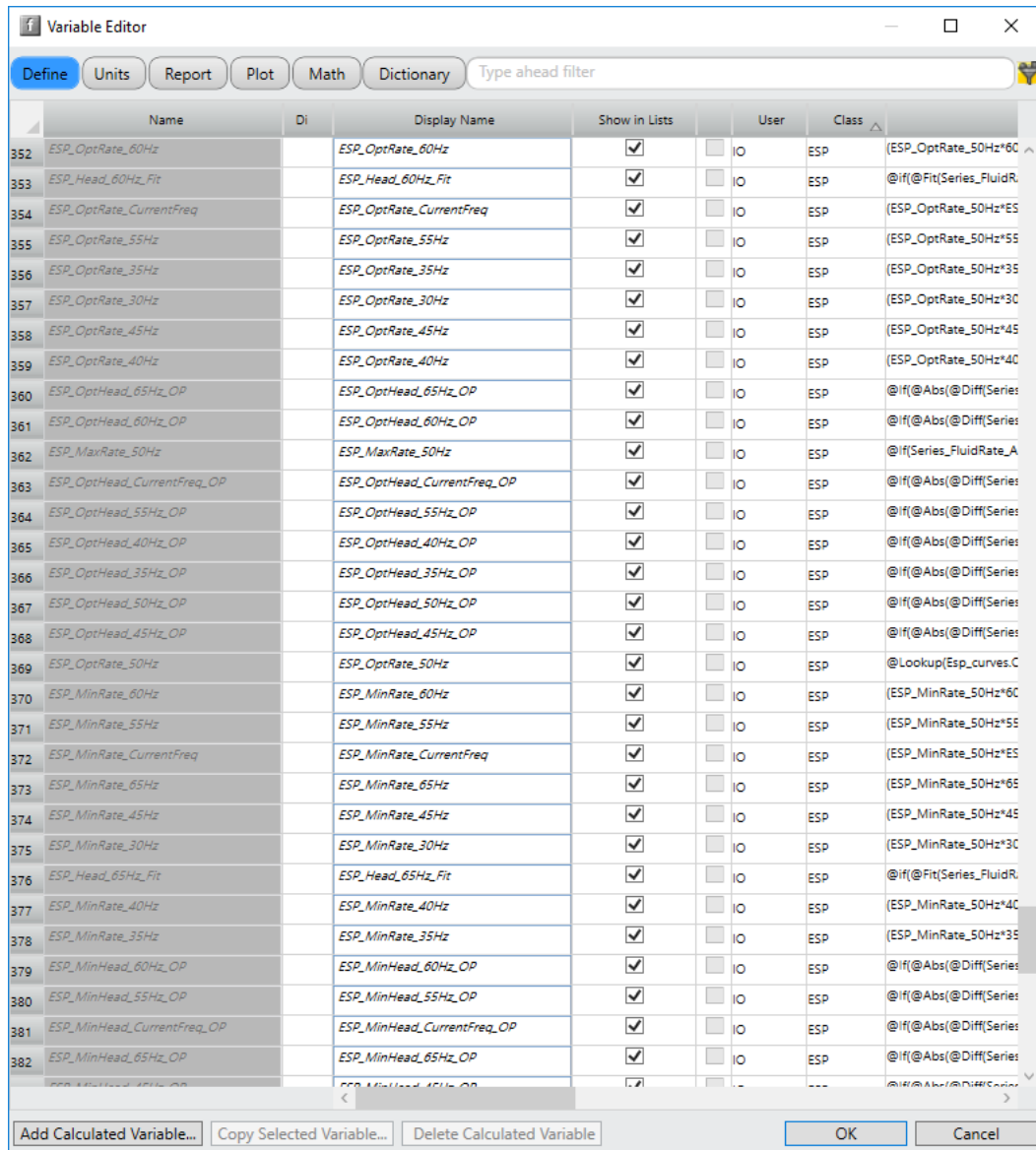
#### **3.1. FLUJOS DE TRABAJO EN OFM**

Luego de haber preparado un esquema de base de datos que contengan información del diseño del sistema de levantamiento y las condiciones actuales de producción, es importante primero asegurar al ingreso una serie de variables de cálculo en OFM que permitan la identificación del pozo, identificación de la bomba utilizada y cálculo del cono o envolvente operacional mediante el principio de la afinidad.

Debido a que esta metodología fue adaptada al esquema de funcionamiento de OFM, fue necesaria la definición de 88 Variables/Ecuaciones de Cálculo para el procesamiento de pozos con bombas simples y fue necesario adicionar otro grupo de 90 Variables de cálculo para poder procesar el comportamiento del

levantamiento en pozos que cuenten con bombas duales; el detalle de las ecuaciones de cálculo utilizadas en los procesos aquí descritos es compartidas en la sección de anexos.

**Figura 17.** Variables de Cálculo Creadas para Flujos de Trabajo en OFM



	Name	Di	Display Name	Show in Lists		User	Class
352	ESP_OptRate_60Hz		ESP_OptRate_60Hz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	io	ESP
353	ESP_Head_60Hz_Fit		ESP_Head_60Hz_Fit	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	io	ESP
354	ESP_OptRate_CurrentFreq		ESP_OptRate_CurrentFreq	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	io	ESP
355	ESP_OptRate_55Hz		ESP_OptRate_55Hz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	io	ESP
356	ESP_OptRate_35Hz		ESP_OptRate_35Hz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	io	ESP
357	ESP_OptRate_30Hz		ESP_OptRate_30Hz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	io	ESP
358	ESP_OptRate_45Hz		ESP_OptRate_45Hz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	io	ESP
359	ESP_OptRate_40Hz		ESP_OptRate_40Hz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	io	ESP
360	ESP_OptHead_65Hz_OP		ESP_OptHead_65Hz_OP	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	io	ESP
361	ESP_OptHead_60Hz_OP		ESP_OptHead_60Hz_OP	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	io	ESP
362	ESP_MaxRate_50Hz		ESP_MaxRate_50Hz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	io	ESP
363	ESP_OptHead_CurrentFreq_OP		ESP_OptHead_CurrentFreq_OP	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	io	ESP
364	ESP_OptHead_55Hz_OP		ESP_OptHead_55Hz_OP	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	io	ESP
365	ESP_OptHead_40Hz_OP		ESP_OptHead_40Hz_OP	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	io	ESP
366	ESP_OptHead_35Hz_OP		ESP_OptHead_35Hz_OP	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	io	ESP
367	ESP_OptHead_50Hz_OP		ESP_OptHead_50Hz_OP	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	io	ESP
368	ESP_OptHead_45Hz_OP		ESP_OptHead_45Hz_OP	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	io	ESP
369	ESP_OptRate_50Hz		ESP_OptRate_50Hz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	io	ESP
370	ESP_MinRate_60Hz		ESP_MinRate_60Hz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	io	ESP
371	ESP_MinRate_55Hz		ESP_MinRate_55Hz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	io	ESP
372	ESP_MinRate_CurrentFreq		ESP_MinRate_CurrentFreq	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	io	ESP
373	ESP_MinRate_65Hz		ESP_MinRate_65Hz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	io	ESP
374	ESP_MinRate_45Hz		ESP_MinRate_45Hz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	io	ESP
375	ESP_MinRate_30Hz		ESP_MinRate_30Hz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	io	ESP
376	ESP_Head_65Hz_Fit		ESP_Head_65Hz_Fit	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	io	ESP
377	ESP_MinRate_40Hz		ESP_MinRate_40Hz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	io	ESP
378	ESP_MinRate_35Hz		ESP_MinRate_35Hz	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	io	ESP
379	ESP_MinHead_60Hz_OP		ESP_MinHead_60Hz_OP	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	io	ESP
380	ESP_MinHead_55Hz_OP		ESP_MinHead_55Hz_OP	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	io	ESP
381	ESP_MinHead_CurrentFreq_OP		ESP_MinHead_CurrentFreq_OP	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	io	ESP
382	ESP_MinHead_65Hz_OP		ESP_MinHead_65Hz_OP	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	io	ESP

**Fuente:** Oilfield Manager Production Software

### 3.1.1. Ley de Afinidad

Uno de los principios más utilizados en los paquetes informáticos para el diseño y diagnóstico del comportamiento de las bombas tipo ESP es el principio de la *Ley de Afinidad*, mediante el cual, a partir de una curva de desempeño de bomba a una frecuencia y número de etapas dado, es posible calcular el comportamiento del levantamiento de esta bomba a unas condiciones de diseño y operación distintas, tal como se muestra en la siguiente figura.

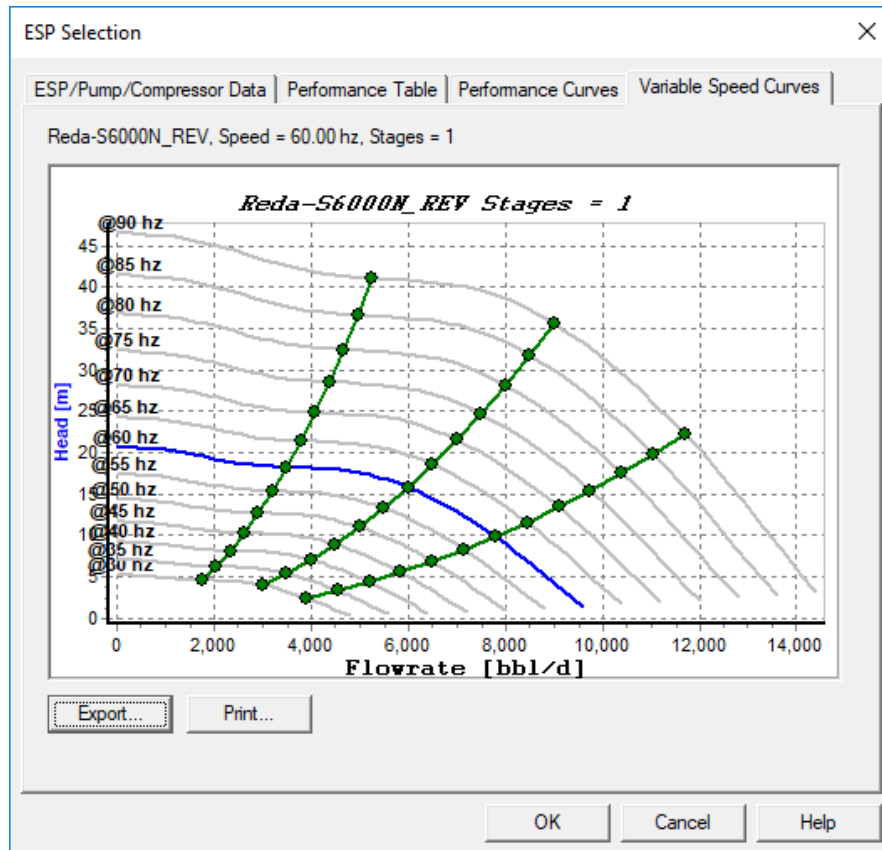
**Figura 18.** Principios de la Ley de Afinidad

$Q_2 = Q_1 \left( \frac{N_2}{N_1} \right)$	<p>Donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>Q</math> = Caudal</li> <li>• <math>N</math> = Velocidad</li> <li>• <math>H</math> = Altura o Cabeza</li> <li>• <math>BHP</math> = Potencia de freno</li> <li>• <math>MHP</math> = Potencial generado por el motor</li> </ul>
$H_1 = H_2 \left( \frac{N_2}{N_1} \right)^2$	
$BHP_2 = BHP_1 \left( \frac{N_2}{N_1} \right)^3$	
$MHP_2 = MHP_1 \left( \frac{N_2}{N_1} \right)$	

**Fuente:** CALVETE GONZALEZ, Fernando. *Sistemas de Levantamiento Artificial*. Universidad Industrial de Santander, 2018

En esencia, las ecuaciones de cálculo mencionadas en la sección anterior contienen los algoritmos de la ley de afinidad antes descrita; estas ecuaciones utilizan las curvas bases de desempeño compartidas por los fabricantes para ser luego corregidas con las propiedades de los fluidos y luego utilizan los principios de la ley de Afinidad para poder realizar el cálculo del desempeño de la bomba y de esta forma predecir el comportamiento del pozo a diferentes condiciones de diseño y operación, tal como se hace en paquetes especializados de análisis de producción que permiten analizar el levantamiento pozo-pozo como en el caso de PIPESIM®

**Figura 19.** Cálculo del desempeño de la bomba a diferentes frecuencias de operación siguiendo el principio de afinidad en PIPESIM®



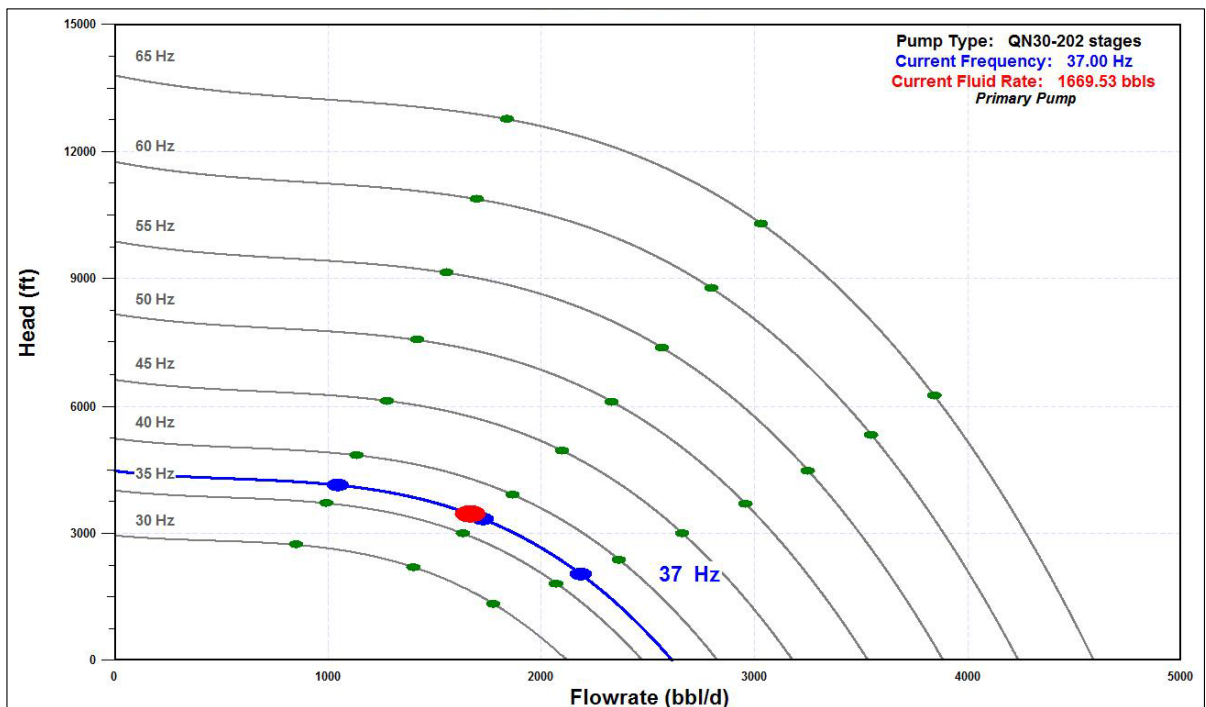
**Fuente:** PIPESIM Production Software

### 3.1.2. Gráficos de Curvas de Velocidad Variable y Envolverte Operacional

Utilizando el motor gráfico tipo “Plot” en OFM, es posible evaluar las variables de cálculo que integren el principio de afinidad para las curvas corregidas y de esta manera visualizar el potencial de producción que ofrece la bomba ESP instalada, la curva corregida a la capacidad de levantamiento (Cabeza) actual, el cono operacional de la bomba y el punto de operación actual de la bomba dentro del cono. De igual manera los “Plots” de OFM permiten realizar este tipo de análisis pozo a pozo, bomba a bomba, o clúster a clúster según sea requerido.

En la siguiente ilustración, se muestra el resultado del procesamiento para un pozo en el que se ven las curvas de desempeño para la Presión ó Cabeza a diferentes frecuencias (Curvas Grises), los puntos mínimos, óptimos y máximos de operación (puntos verdes) indicando el cono operativo de la bomba en cuestión, la curva actual de levantamiento de acuerdo a las etapas y frecuencias actuales (curva azul) y el punto operativo indicando el caudal de producción dentro de dicha curva (punto rojo). En esta ilustración concluimos fácilmente que el pozo en cuestión se encuentra operando y produciendo en condiciones muy cercanas al óptimo del diseño de la bomba, de manera que, de mantener este comportamiento, no veríamos afectado el tiempo medio de trabajo de la bomba y evitamos inconvenientes operacionales.

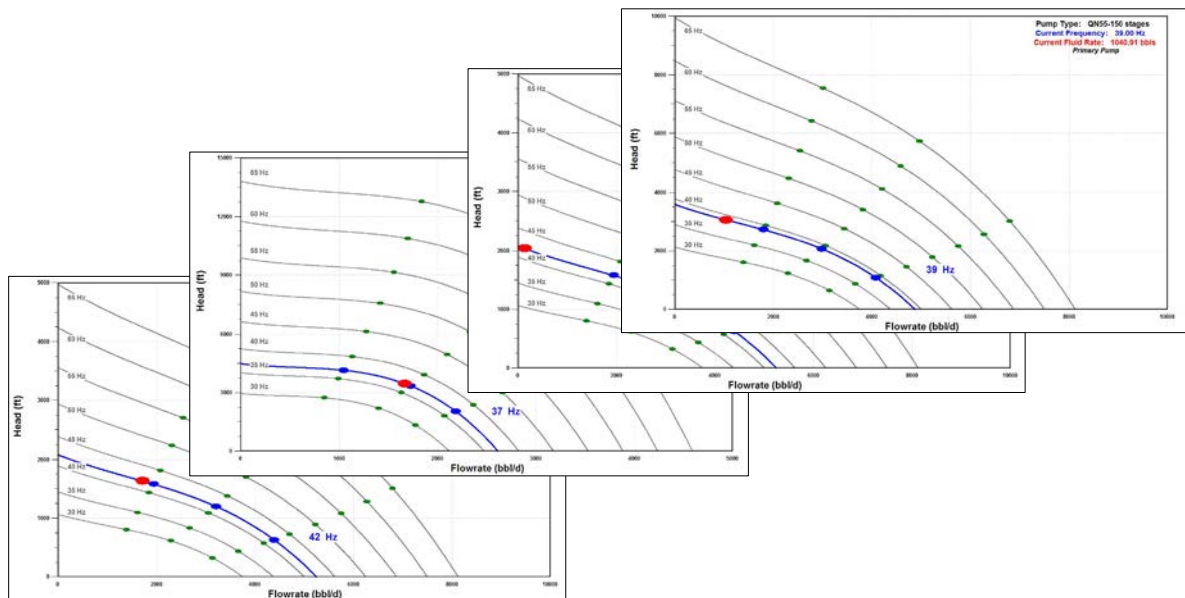
**Figura 20.** Generación de las Curvas de Velocidad Variable para un Pozo en OFM



Fuente: Oilfield Manager Production Software

Dentro de las versatilidades que ofrece el OFM®, se encuentra la inmediata generación de estos gráficos para cada uno de los pozos a estudiar, un clic en el botón “Next” y en seguida podemos realizar el diagnóstico para el siguiente pozo en la lista o podemos generar el gráfico de diagnóstico para TODOS los pozos de un campo seleccionando la opción “Auto Print” de la aplicación como se muestra a continuación.

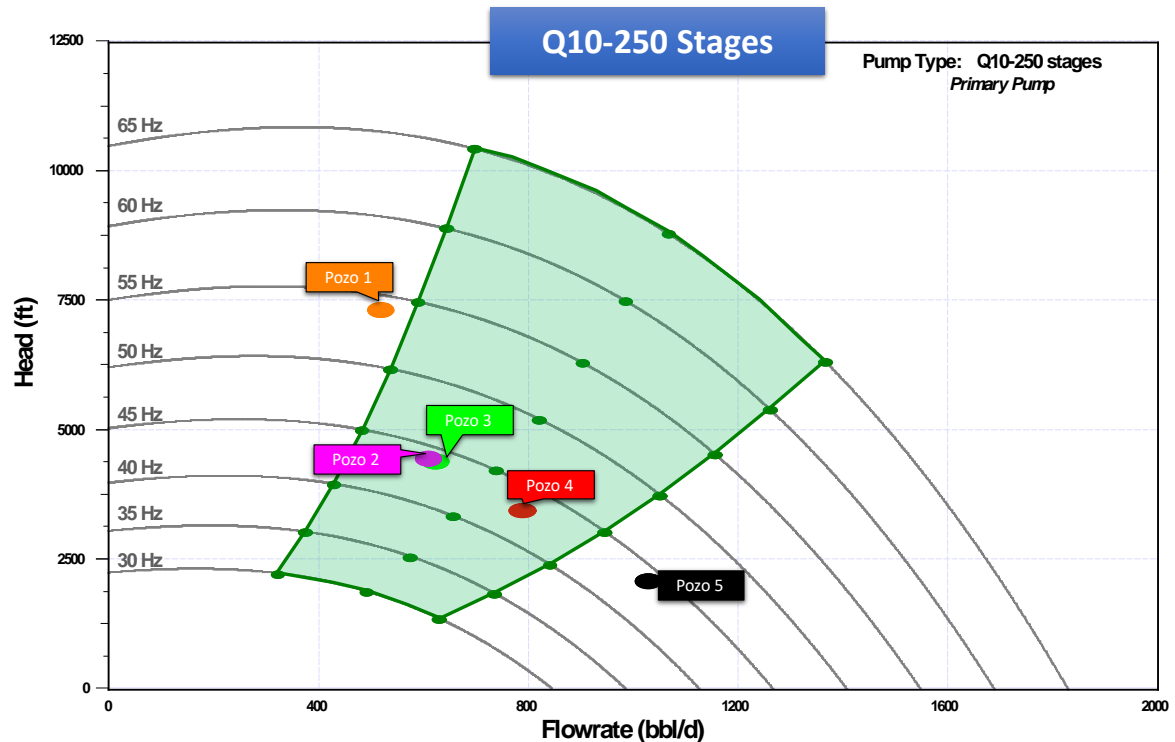
**Figura 21.** Generación de las Curvas de Velocidad Variable para un grupo de Pozos en OFM



**Fuente:** Oilfield Manager Production Software

De esta manera, el ingeniero de producción puede evaluar el comportamiento individual de cada uno de los pozos, sin embargo, utilizando esta tecnología, es posible automatizar este procedimiento y generar los gráficos de diagnóstico para todos los pozos que usen un diseño de bomba similar e identificar cuales se encuentran por fuera de las condiciones de operación óptimas:

**Figura 22.** Generación de las Curvas de Velocidad Variable para un grupo de Pozos con diseño común de ESP.



**Fuente:** Oilfield Manager Production Software

En el gráfico anterior, podemos identificar rápidamente que el “Pozo 1” se encuentra claramente operando en condiciones de “Downthrust”, los pozos 2, 3 y 4 se encuentran dentro del rango establecido por el fabricante y el “Pozo 5” se encuentra operando por fuera del rango en condiciones de “Upthrust”.

Por último, al ser posible realizar todos los cálculos antes discutidos y programados en la plataforma OFM, es posible generar un reporte ejecutivo, el cual indique rápidamente el estado de los pozos según su operación e Identifique todos aquellos pozos cuyo sistema de levantamiento se encuentra pro fuera del rango establecido como se muestra en la siguiente ilustración.

**Figura 23.** Captura de un reporte del diagnóstico de Operación de un grupo de Pozos.

WELL ID	FLUID PRODUCTION	DIFFERENCE TO MIN RATE	DIFFERENCE TO OPT RATE	DIFFERENCE TO MAX RATE	DOWNTHRUST	INSIDE ENVELOPE	UPTHRUST
Pozo 1	1045.03	280	-138	-535		Inside Envelope	
Pozo 2	573.55	-1184	-2331	-3401	Downthrust		
Pozo 3	1706.63	-144	-1351	-2477	Downthrust		
Pozo 4	1181.70	77	-638	-1126		Inside Envelope	
Pozo 5	1536.66	290	-517	-1067		Inside Envelope	
Pozo 6	2188.86	200	-1098	-2309		Inside Envelope	
Pozo 7	1521.59	-375	-1612	-2767	Downthrust		
Pozo 8	1684.48	847	389	-46		Inside Envelope	
Pozo 9	1401.46	-449	-1656	-2782	Downthrust		
Pozo 10	1314.27	-536	-1743	-2870	Downthrust		
Pozo 11	2606.76	1445	693	181			Upthrust
Pozo 12	1669.53	621	-57	-520		Inside Envelope	
Pozo 13	1319.08	-531	-1738	-2865	Downthrust		
Pozo 14	1040.43	-1041	-2399	-3666	Downthrust		
Pozo 15	1332.96	-518	-1725	-2851	Downthrust		
Pozo 16	1159.09	26	-708	-1208		Inside Envelope	
Pozo 17	1310.61	121	-649	-1174		Inside Envelope	
Pozo 18	511.00	-1525	-2852	-4091	Downthrust		
Pozo 19	578.55	-150	-548	-926	Downthrust		
Pozo 20	834.40	-1109	-2376	-3559	Downthrust		

**Fuente:** El Autor

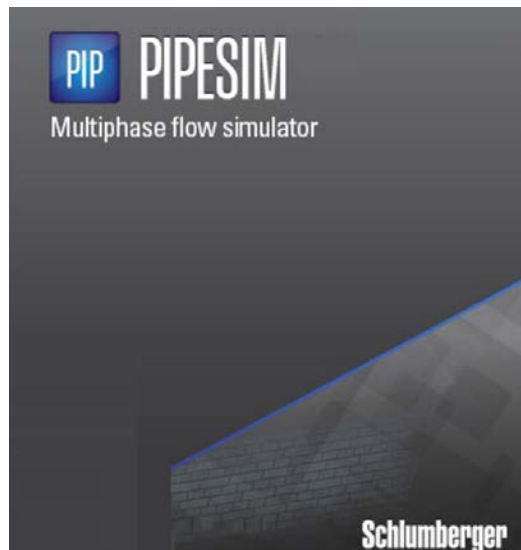
Como se puede apreciar en la tabla anterior, esta metodología no solo permite la evaluación y diagnóstico individual de un pozo productor, sino que abre la puerta al análisis masivo de pozos según las últimas condiciones de operación, permitiendo al ingeniero centrar su atención en sólo aquellos pozos que requieran una intervención en las condiciones operativas del mismo.

A esta altura de la metodología, el ingeniero selecciona un grupo de pozos en estado “Downthrust” y otros en estado “Upthrust”, lo cual debe representar una pequeña cantidad de pozos respecto a su población total, sin embargo, en el siguiente capítulo, se comparten los detalles sugeridos en la metodología para realizar la optimización de los pozos identificados en el diagnóstico.

## 4. MODELO DE SIMULACIÓN EN PIPESIM

En esta fase de la metodología se intenta simular el comportamiento integral de los pozos, conexiones y equipos que integren el sistema de producción para un campo o un clúster de pozos, para el desarrollo de esta metodología se utilizó el software de ingeniería de producción PIPESIM®, sin embargo, este análisis es extensible a cualquier plataforma que permita simular el equilibrio y dinámica de fluidos entre pozos, líneas de flujo y demás equipos que constituyan el campo, de esta manera se realizaron corridas experimentales proyectos de PIPESIM Network® en 3 campos diferentes en donde también se realizó el diagnóstico de levantamiento en OFM.

**Figura 24.** Ventana de Inicio de PIPESIM

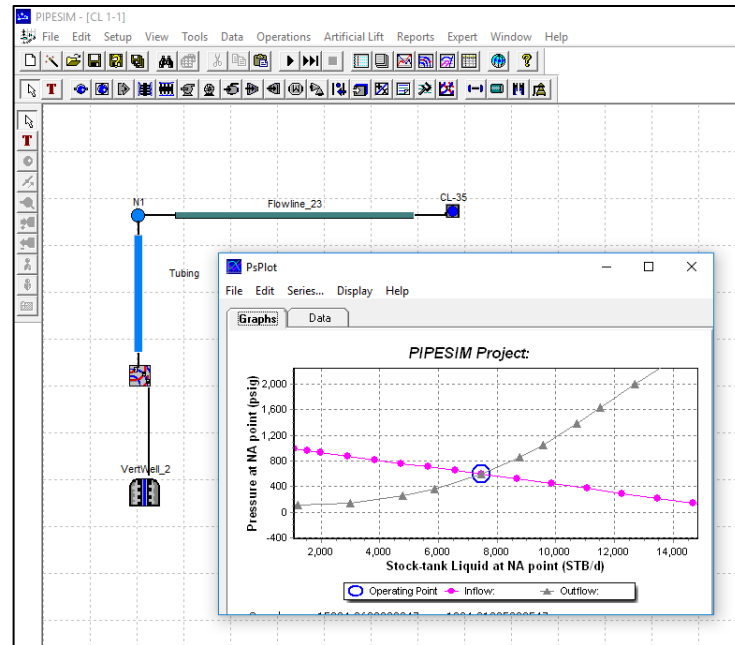


**Fuente:** PIPESIM Production Software

### 4.1. MODELOS DE POZO

El modelo de simulación de pozo es quizá el elemento más importante dentro del sistema integral de producción, existen muchas maneras de construir modelos de simulación de pozo, sin embargo, para asegurar la validez de la metodología aquí propuesta, se sugiere la inclusión y control de calidad de las siguientes propiedades.

**Figura 25.** Ventana de Inicio de PIPESIM



**Fuente:** PIPESIM Production Software

#### 4.1.1. Modelo IPR

Es importante que cada pozo cuente con un modelo que permita evaluar la productividad del yacimiento o yacimientos que se encuentran produciendo en todo momento, esto es de gran importancia pues tanto la productividad del yacimiento como su capacidad de levantamiento jugarán un papel importante en la dinámica de los fluidos en el sistema de recolección en superficie.

#### 4.1.2. Estado Mecánico

Cada pozo debe reflejar la realidad en cuando a su producción, es por esto que se requiere incluir información de profundidades, desviaciones, diámetros de tuberías y/o casing, presencia de válvulas, choques y demás elementos que puedan proveer una restricción al flujo de fluidos dentro del cuerpo del pozo.

#### **4.1.3. Modelo de Fluidos**

Es muy importante que cada pozo dentro del sistema cuente con un modelo matemático que replique el comportamiento del fluido de producción, de esta manera, los paquetes informáticos disponibles plantean una aproximación de tipo Black Oil o Composicional de acuerdo a las necesidades y complejidades del modelamiento.

#### **4.1.4. Sistemas de Levantamiento Artificial**

Siendo uno de los principales intereses del desarrollo de esta metodología, se hace crucial la inclusión de modelos matemáticos que repliquen las capacidades de levantamiento de las bombas ESP según los parámetros de diseño y operación de cada pozo que constituye el sistema; este es un ítem impajaritable dentro de la construcción del modelo de simulación, previniendo al ingeniero de utilizar modelos matemáticos simplificados que no repliquen la capacidad real de operación de cada una de las bombas incluidas en el sistema.

### **4.2. MODELOS DE REDES DE SUPERFICIE**

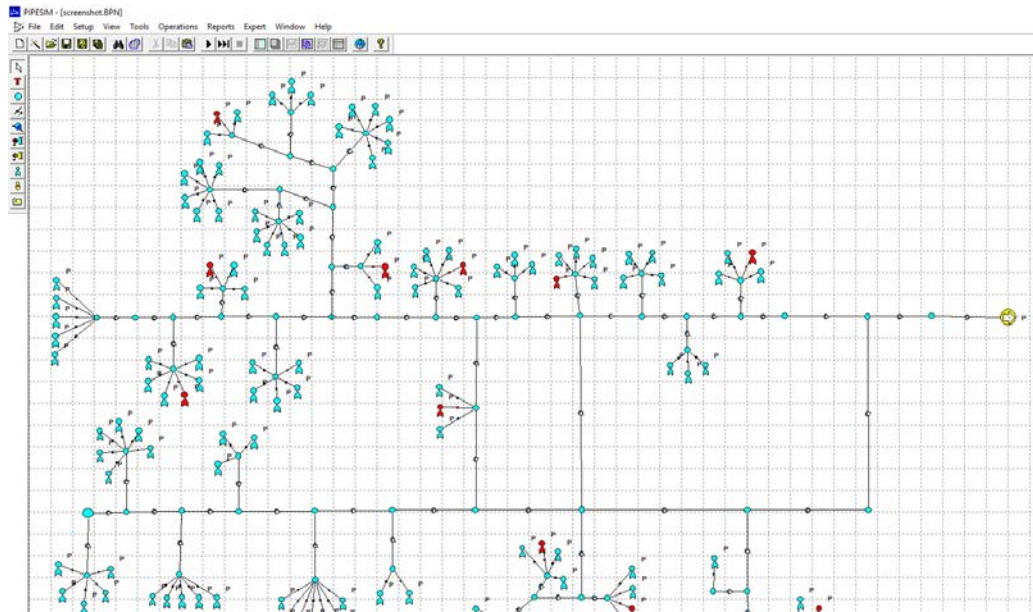
#### **4.2.1. Clústeres de producción**

Remedar la configuración de pozos en cada clúster o múltiple de pozos es muy importante para el modelamiento del balance de presiones de cada pozo y como este afecta la productividad de cada uno dentro del sistema de producción.

#### **4.2.2. Sistemas de Recolección**

Esta sección hace referencia a todas las secciones de tuberías encargadas de recoger y transportar la producción de fluidos desde el cabezal de pozo hasta el punto de entrega simulado. Para esto se recomienda ser muy preciso en el uso de las propiedades físicas como las longitudes, diámetros, rugosidades del material, etc.

**Figura 26.** Representación de una sección de un campo petrolero en el esquema de PIPESIM Network®



**Fuente:** PIPESIM Production Software

## **5. SIMULACIÓN DE ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN EN PIPESIM.**

Luego de haber identificado el listado de pozos a optimizar como resultado de la implementación de la primera parte de la metodología en OFM, es necesario utilizar el modelo de simulación integral de producción para identificar los cambios necesarios en el diseño y operación en estos pozos y evaluar el impacto que tienen dichos cambios en la dinámica de producción y transporte de los fluidos del sistema.

El objetivo principal de esta fase diseñar la operación de optimización de los pozos fuera de rango teniendo en cuenta la respuesta de la contrapresión de los demás pozos y de los demás clústeres valiéndonos del modelo de simulación construido en la fase anterior.

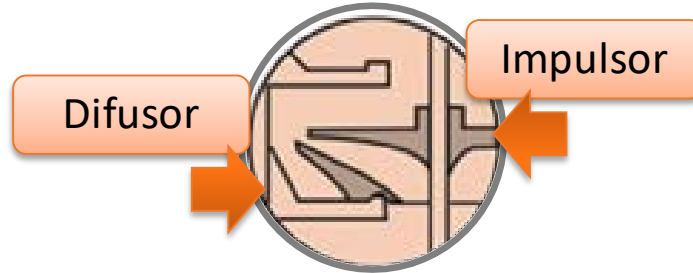
Antes de revisar la estrategia sugerida para la corrección de la operación de bombas fuera de rango, es importante aclarar que debemos asumir que el diseño de las bombas analizadas es acorde a la productividad del yacimiento o yacimientos explotados, de manera que la actual metodología no sugiere cambios en el diseño de la bomba, así como tampoco se recomienda el cambio de la bomba ya instalada.

### **5.1. GENERACIÓN DE ALTERNATIVAS DE OPTIMIZACIÓN**

Es importante aclarar que el foco de este análisis encontrar las condiciones óptimas para la operación de los pozos productores evitando el funcionamiento de los sistemas ESP bajo condiciones de “Upthrust” o “Downthrust” sin importar el tamaño de la población de pozos; este trabajo no involucra la generación de alternativas de cambio en el estado mecánico de los productores, estimulaciones de pozo o cambios en la configuración del sistema de recolección en superficie.

### 5.1.1. Pozos en Condición Downthrust

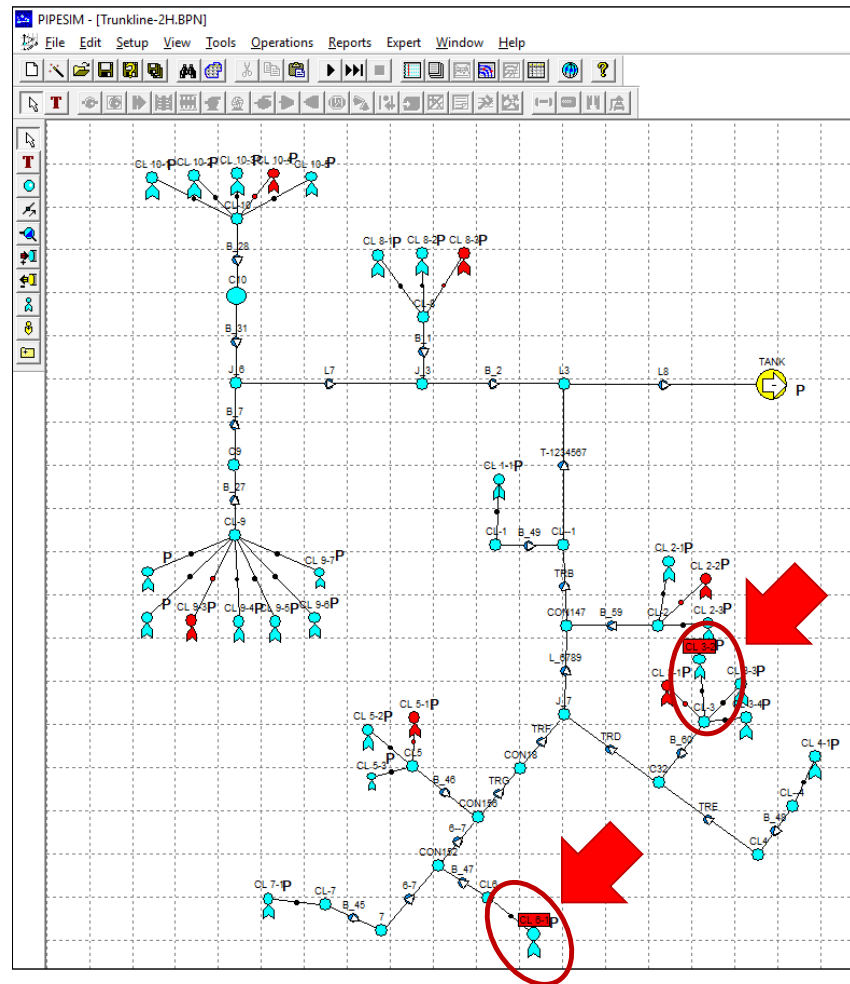
**Figura 27.** Disposición impulsor-difusor de una bomba ESP en operación tipo "Downthrust"



**Fuente:** Liu Fei. ESP Analysis and Diagnostics, ACTC Chengdu 2016

En esta fase, ya contamos con una serie de pozos cuyo sistema de levantamiento se encuentra operando en condiciones de Downthrust. En la mayoría de los casos, la severidad que tiene el funcionamiento de las unidades ESP en condiciones de "Downthrust" es mayor a la obtenida en la mayoría de los casos por la operación en "Upthrust", en general al manejar bombas por debajo de la capacidad mínima establecida, sugiere que el giro de los impulsores y la afluencia de fluidos no es suficiente para hacer que haya una flotación o sustentación de los impulsores dentro de los difusores, sabiendo esto, se recomienda aumentar la frecuencia de operación de la bomba en rangos no mayores a 5Hz por semana hasta encontrar el escenario en donde la sustentación al interior de la bomba supere la condición de "Downthrust".

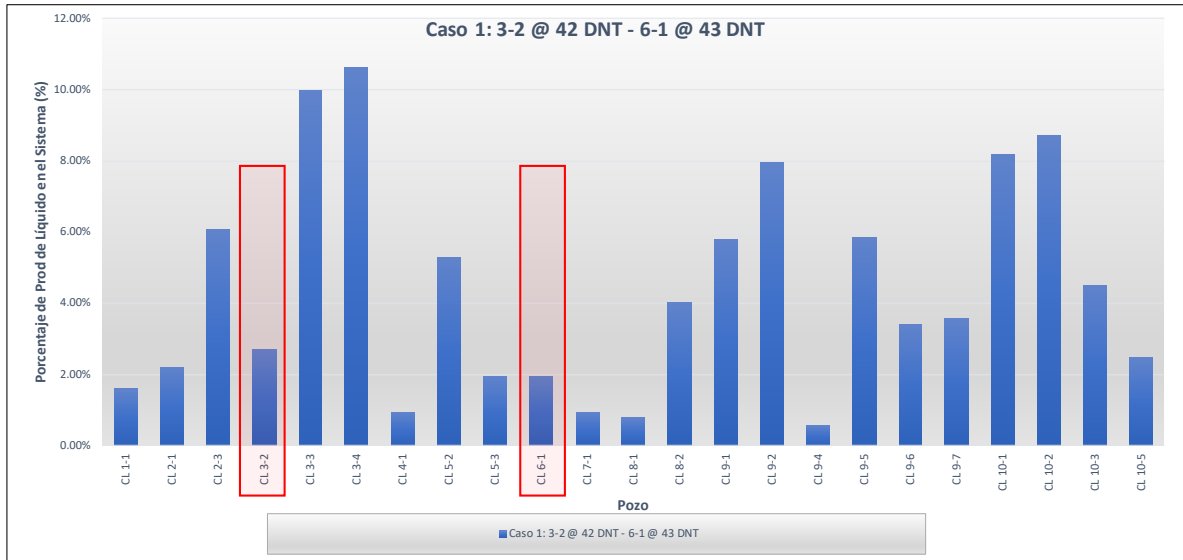
**Figura 28.** Modelo de simulación en PIPESIM Network® para los pozos pertenecientes a una Troncal con condiciones de “Downthrust”



**Fuente:** PIPESIM Production Software

De esta manera, habiendo identificado los pozos en estado downthrust, se procede a “correr” el modelo de simulación con las actuales condiciones de diseño con el fin de almacenar el grado de aporte de fluidos de cada uno de los pozos presente en el sistema según se muestra en el siguiente gráfico, resaltando el aporte de los pozos “CL 3-2” y “CL 6-1”, los cuales producen bajo condiciones de “Downthrust”; se almacena esta información, y por lo pronto este será nuestro caso base.

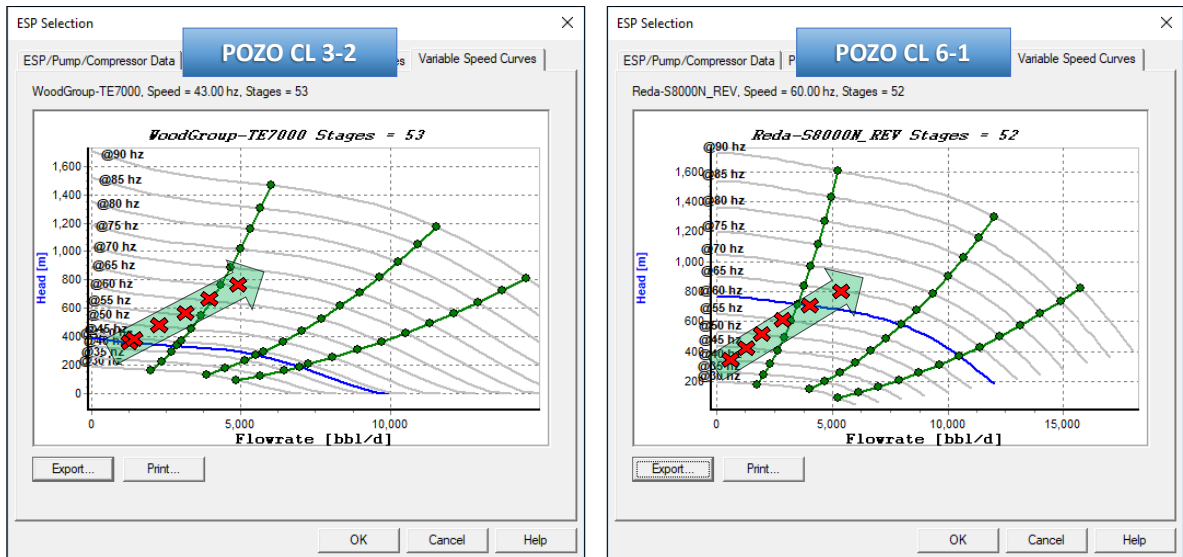
**Figura 29.** Porcentaje de aporte a la producción del sistema de producción por cada pozo en el caso de estudio: Caso Base.



**Fuente:** El Autor

De inmediato, tal como se enunció al inicio de este capítulo, se corren escenarios de producción teniendo en cuenta el aporte de todos los pozos, haciendo incrementos de 5 en 5 hz en la frecuencia de operación de los pozos seleccionados y preservando las demás propiedades intactas. De esta manera fue posible conseguir el aumentar significativamente la eficiencia de los sistemas de levantamiento de ambos pozos, logrando una operación en condiciones aceptables de levantamiento, tal como se logra apreciar por las los puntos de operación simulados a diferentes frecuencias en las curvas de velocidad variable de cada pozo.

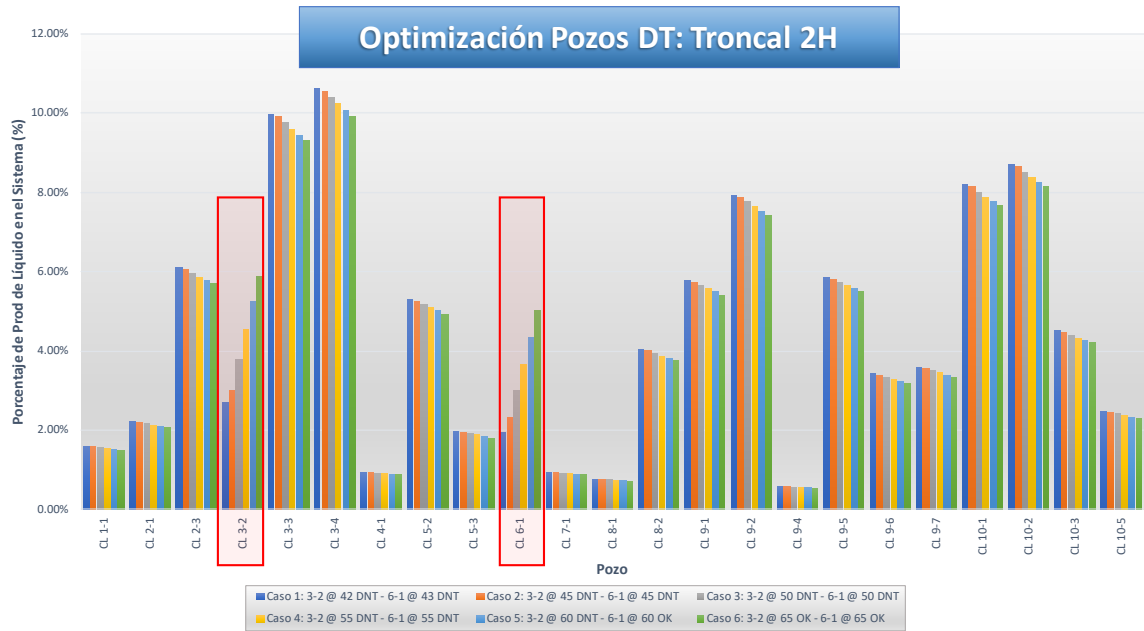
**Figura 30.** Optimización del levantamiento para los pozos “CL 3-2” y CL 6-1”.



**Fuente:** El Autor

Como resultado de las simulaciones generadas, se encuentra que el pozo “CL 3-2” debe aumentar su frecuencia a al menos 62 Hz y el pozo “CL 6-1” aumentar su velocidad de giro al menos a 60 Hz para conseguir las condiciones favorables de producción y preservar la integridad de la bomba. De igual manera, se identifica el impacto que tiene el mejoramiento de la producción de estos dos pozos en el sistema, no encontrando una mayor obstrucción de esta nueva producción en la dinámica del sistema y ganando un incremento en el caudal de producción de petróleo de 179.05 BPD y un incremental de producción de agua de 595.6 BWPD, de esta manera se agrupan los resultados obtenidos para cada escenario y se consigue el impacto sobre la producción de cada pozos en el sistema.

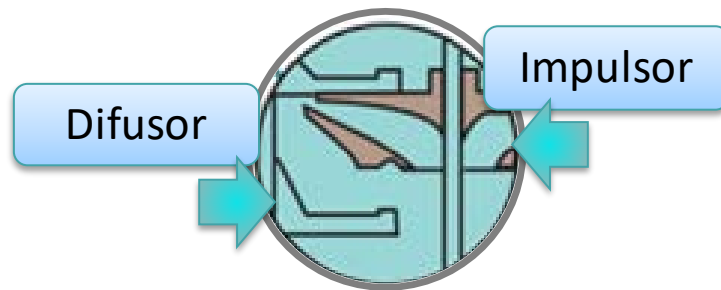
**Figura 31.** Porcentaje de aporte a la producción del sistema de producción por cada pozo en cada escenario de optimización.



Fuente: El autor

### 5.1.2. Pozos en Condición Upthrust

**Figura 32.** Disposición impulsor-difusor de una bomba ESP en operación tipo "Upthrust"



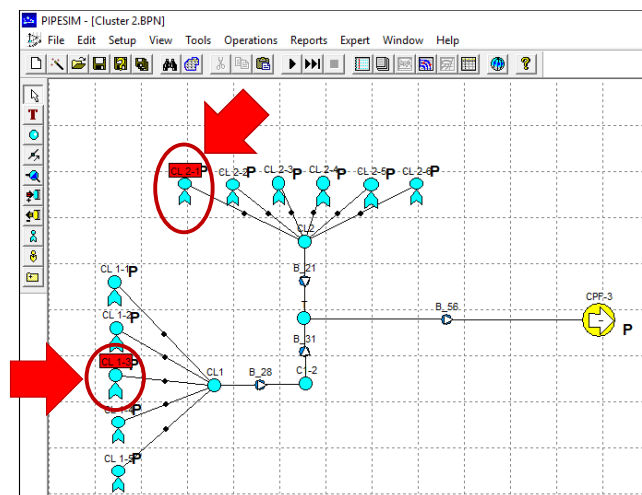
Fuente: Liu Fei. ESP Analysis and Diagnostics, ACTC Chengdu 2016

Al igual que en la sección anterior, como fruto del flujo de trabajo implementado en OFM, hemos podido identificar rápidamente los pozos que se encuentran fluyendo en condiciones de “Upthrust”, en las cuales los impulsores contenidos en cada una de las etapas de la bomba reciben demasiado sustento, haciendo que los impulsores “floten” demasiado reduciendo la eficiencia de levantamiento de la bomba.

De igual modo, este efecto puede ser el resultado de una intrusión masiva de gas, sin embargo, este efecto y sus contramedidas no son motivo de estudio en los procesos que aquí se presentan.

De forma análoga a las recomendaciones realizadas para remediar las situaciones de “Downthrust”, esta metodología asume a la situación anómala, como el resultado de operación de la bomba a una frecuencia excesiva, se manera que se recomienda una gradual reducción de la frecuencia de la bomba en rangos no mayores a los 5 Hz por semana hasta encontrar las condiciones aceptables de funcionamiento recomendadas por el fabricante.

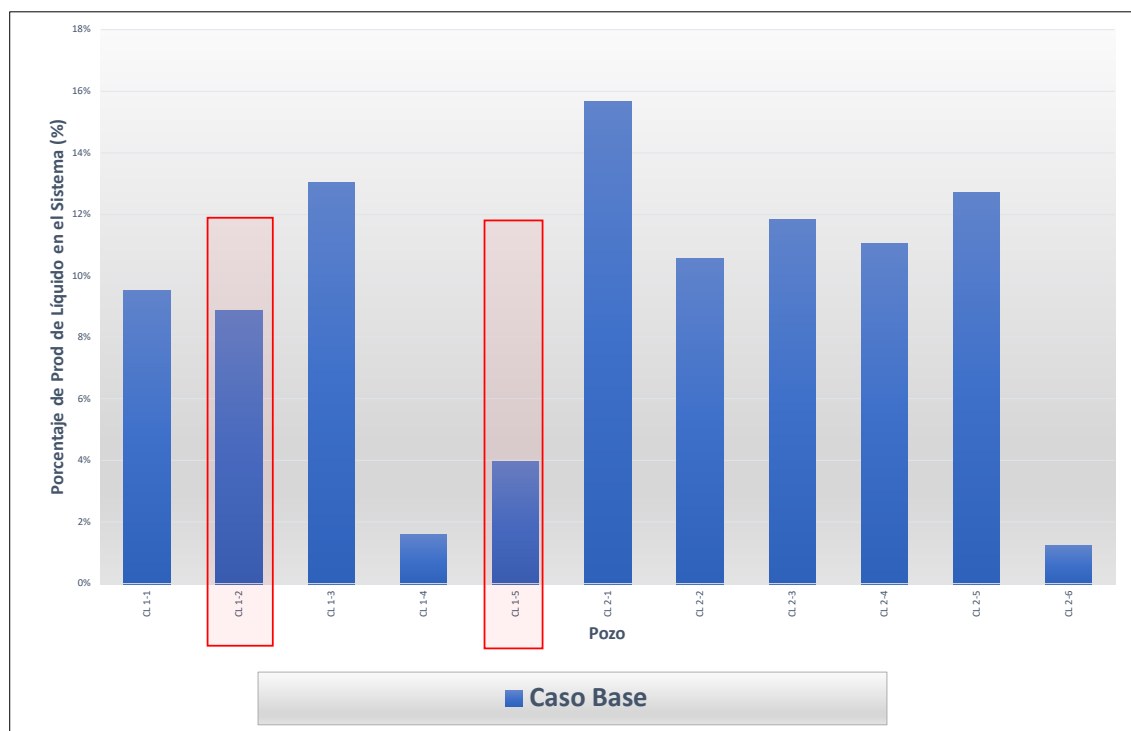
**Figura 33.** Modelo de simulación en PIPESIM Network® para los pozos pertenecientes a una Troncal con condiciones de “Upthrust”



**Fuente:** PIPESIM Production Software

Tal como se realizó en la sección anterior, se procede resolver la red en estudio para la red hidráulica que cuenta con pozos en condición de “Upthrust”, en este caso, se identificó que los pozos “CL 1-3” y “CL 2-1” se encuentran operando por fuera de las condiciones de diseño, de manera que se toma el primer resultado de la solución de la red como el caso base.

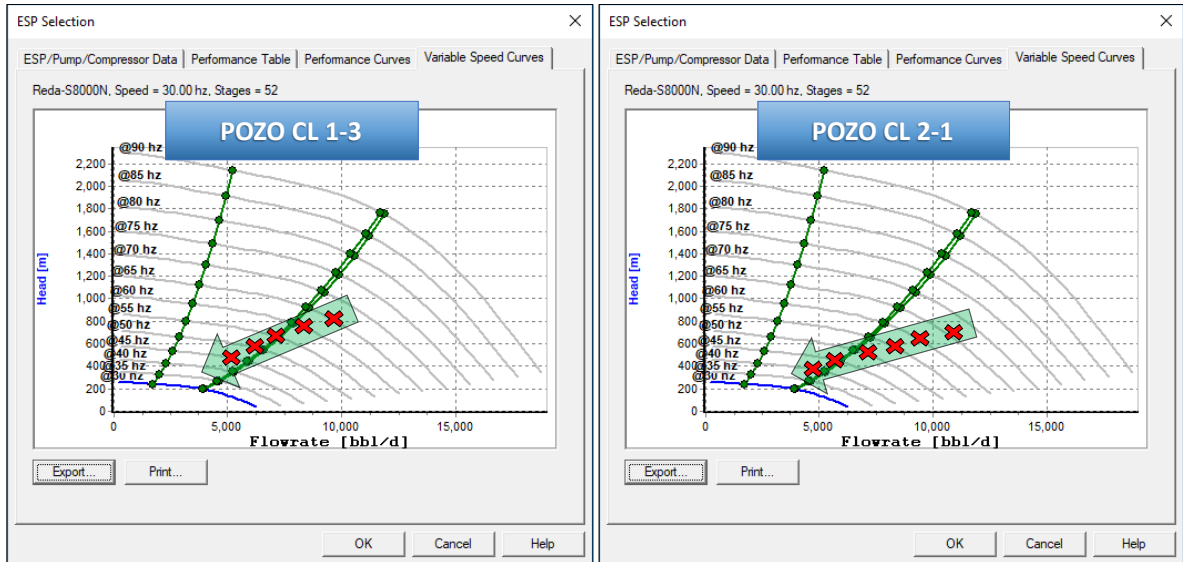
**Figura 34.** Porcentaje de aporte a la producción del sistema de producción por cada pozo en el caso de estudio: Caso Base.



Fuente: El Autor

A continuación, se procede a realizar la simulación de los casos de optimización haciendo reducciones progresivas de frecuencia de 5 Hz sobre los valores iniciales para los pozos por fuera de rango, encontrando en este caso un aumento un aumento considerable en la eficiencia de las bombas de los pozos, consiguiendo unas condiciones aceptables de operación reduciendo los costos de operación al utilizar la potencia del sistema de manera más eficiente.

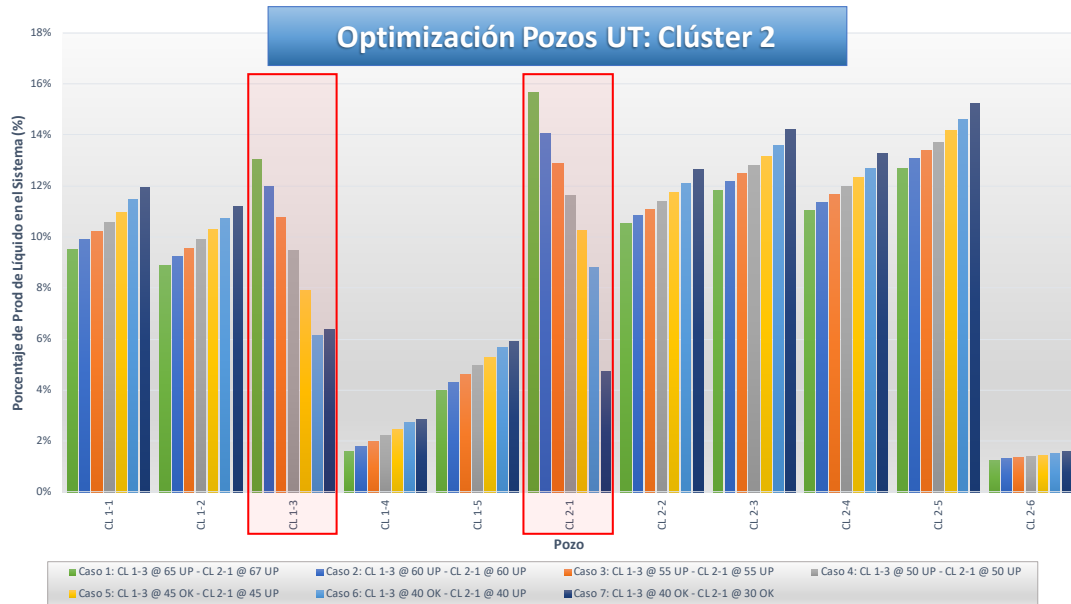
**Figura 35.** Optimización del levantamiento para los pozos “CL 1-3” y CL 2-1”.



**Fuente:** El Autor

Al finalizar la simulación de escenarios de mejoramiento, se encontró que para el pozo “CL 1-3”, se debe reducir la frecuencia de operación de la bomba ESP a por lo menos 55 Hz con el fin de que esta fluya dentro de los parámetros de operación establecidos, por otro lado, el pozo “CL 2-1” fue optimizado al reducir su velocidad de operación a 45 Hz. Así como en el caso anterior, se identifica el mejoramiento que tiene la optimización del levantamiento de los pozos analizados alivia la presión del sistema producción notándose un incremento en la producción de todos los demás pozos en el sistema, sin embargo, para este caso, se tiene una reducción de en la producción diaria de petróleo en 353 BOPD con una reducción también de 11260 Barriles de agua por día. Así como en el ejercicio anterior, se procede a agrupar el impacto de los cambios en frecuencia para los pozos problema en el sistema de producción discutido.

**Figura 36.** Porcentaje de aporte a la producción del sistema de producción por cada pozo en cada escenario de optimización.



Fuente: El Autor

## 6. CONCLUSIONES

- ❖ La administración de campos de petróleo y gas supone un importante reto técnico y logístico sobre todo en escenarios de gran tamaño y cantidad de pozos, sin embargo, la aplicación de tecnologías informáticas apoyadas en metodologías y principios básicos de ingeniería, pueden facilitar de gran manera la identificación de anomalías y aplicación de acciones correctivas que lleven a un óptimo manejo del campo.
- ❖ El uso de algoritmos de programación y lógicas en general para aplicar el principio de las leyes de afinidad permite el rápido diagnóstico de la eficiencia de todos los sistemas de levantamiento utilizados en un campo de petróleo en poco tiempo.
- ❖ El monitoreo automatizado y la simulación de sistemas integrales de producción permiten la generación de escenarios de desarrollo altamente optimizados con mínimos costos de inversión para su ejecución.
- ❖ Esta metodología fue integrada utilizando tecnologías de amplio uso como OFM® y PIPESIM®, sin embargo, sus principios básicos y los procesos que aquí se describen, hacen que estos sean fácilmente replicables y escalables a otras plataformas.
- ❖ Es de crucial importancia incluir variables financieras de OPEX y CAPEX para una completa evaluación de la viabilidad de las alternativas de mejora sugeridas al final de correr esta metodología.
- ❖ Este principio de evaluación del desempeño y optimización de bombas ESP es fácilmente escalable a cualquier otro sistema de levantamiento artificial.

## 7. RECOMENDACIONES

- ❖ Es recomendable la integración de soluciones tecnológicas como el SCADA y la instrumentación en los variadores de velocidad de las bombas ESP para conseguir la automatización en la lectura de información, procesamiento de flujos de trabajo e implementar las acciones correctivas de manera automática en el campo.
- ❖ Se recomienda añadir un módulo de evaluación costo-beneficio en el cual se incluya el detalle de las variables operativas propias de cada escenario de producción tales como: Consumos energéticos, costos de tratamiento de agua y gas, costos de cada unidad ESP, vida media de operación de las bombas, tiempo medio de operación entre fallas, etc.
- ❖ Dado el potencial de la solución aquí explicada, se identifica la facilidad de incluir un módulo de optimización o distribución de la energía eléctrica a utilizar en cada unidad ESP, de manera que se puedan generar escenarios de mejoramiento de la producción de hidrocarburos sin incurrir en costos de inversión asociados.
- ❖ Los modelos de datos requeridos para la aplicación de esta metodología permiten la implementación de mejores prácticas para la administración de los sistemas de levantamiento artificial tales como el API 11S, metodologías PASS®, RAPID®, etc.
- ❖ La filosofía de diseño de esta metodología permite la inclusión del diagnóstico y optimización de la eficiencia de operación de cualquier sistema de levantamiento artificial.

## BIBLIOGRAFÍA

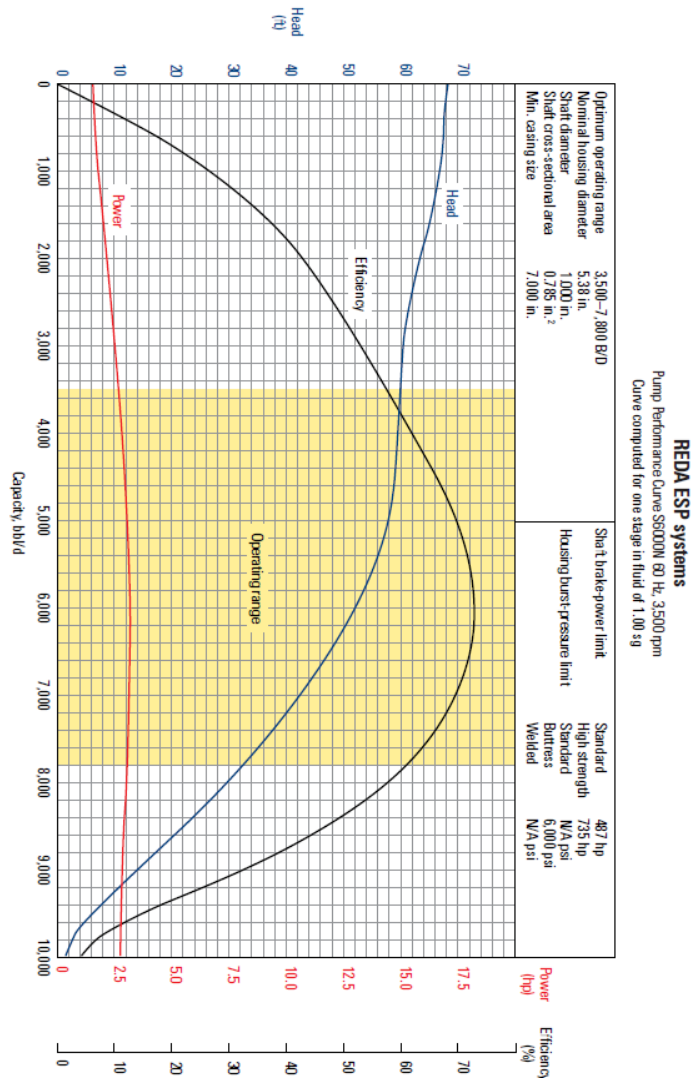
- ❖ ARTIFICIAL LIFT. [En línea]. Houston: Schlumberger. 2010. (Recuperado en 12 noviembre 2017.) Disponible en <http://www.slb.com/content/services/artificial/index.asp>
- ❖ ARTIFICIAL LIFT: REDA Electric Submersible Pump Systems Technology Catalog. Houston: Schlumberger. 2018.
- ❖ British Petroleum: Statistical Review of World Energy. [En Línea]. Consultado el 3 de septiembre de 2018. Disponible en <https://goo.gl/JpV3F4>.
- ❖ CALVETE GONZALEZ, Fernando y MONTES, Erick. Sistemas de Levantamiento Artificial. Universidad Industrial de Santander, 2018.
- ❖ FEI, Liu. ESP Analysis and Diagnostics. ACTC, Chengdu, 2016.
- ❖ Grand View Research: Artificial Lift Systems Market Analysis By Product. [En Línea]. Consultado el 3 de septiembre de 2018. Disponible en <https://goo.gl/SQF43q>.
- ❖ Oil and Gas Journal: Multiple factors affect electrical submersible pump run life. [En Línea]. Consultado el 7 de Agosto de 2018. Disponible en <https://goo.gl/JMP8jG>
- ❖ Software Oilfield Manager 2010 Schlumberger. Manual de referencia.
- ❖ Software PIPESIM 2014 Schlumberger. Manual de referencia.
- ❖ VANDEVIER, Joe. ESP—Conclusion: Multiple factors affect electrical submersible pump run life. [En línea]. Houston: Baker Hughes. 2010. (Recuperado en 12 noviembre 2017.) Disponible en <http://www.ogj.com/articles/print/volume-108/issue-41/drilling-production/esp-conclusion-multiple-factors-affect-electrical.html>

## ANEXOS

- Anexo A. Curvas de desempeño: bomba Reda S6000N

A continuación, se comparte la curva de desempeño básica para la bomba Reda S6000N, una de las más utilizadas en campos con pozos de alto potencial; las curvas de Cabeza, Eficiencia y Potencia se generan para una frecuencia de 60 Hz (3500 RPM) y 1 etapa.

**Figura 37.** Curva básica de desempeño para la bomba Reda S6000N.

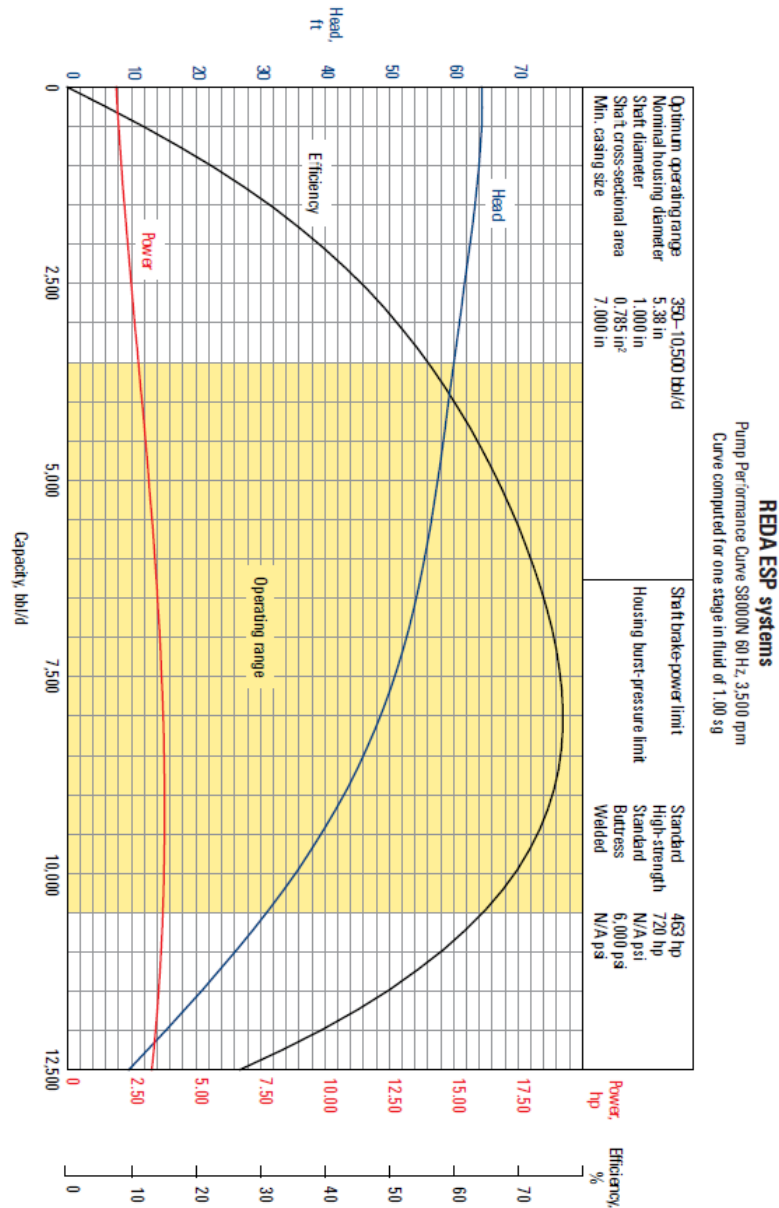


**Fuente:** REDA: Electric Submersible Pump Systems Technology Catalog. Schlumberger

- Anexo B. Curvas de desempeño: bomba Reda S8000N

Curva de desempeño básica para la bomba Reda S8000N, una de las más utilizadas en el desarrollo de la metodología; las curvas de Cabeza, Eficiencia y Potencia se generan para una frecuencia de 60 Hz (3500 RPM) y 1 etapa.

**Figura 38.** Curva básica de desempeño para la bomba Reda S8000N.



**Fuente:** REDA: Electric Submersible Pump Systems Technology Catalog. Schlumberger

- Anexo C. Variables de cálculo de uso en OFM

En esta sección se comparte el nombre y la definición de las variables de cálculo utilizadas en la herramienta OFM para la integración de las leyes de la afluencia dentro de los flujos de trabajo de la aplicación.

**Figura 39.** Reporte de Variables de Cálculo Utilizadas en OFM

ESP_MaxHead_55HP_OP	@If (@Rsum( @Recall(Dev_Prog_FluidRate_Limits_PR,ESP_MaxRate_55HP))= @Traceat( @Rsum( @Reca
ESP_Head_45HP	(ESP_Head_50HP*(45*45))/(50*50)
ESP_MaxRate_CurrentFreq	(ESP_MaxRate_50HP*ESP_Frequency)/50
ESP_Head_30HP	(ESP_Head_50HP*(30*30))/(50*50)
ESP_Head_40HP	(ESP_Head_50HP*(40*40))/(50*50)
ESP_Head_65HP	(ESP_Head_50HP*(65*65))/(50*50)
ESP_MaxRate_55HP	(ESP_MaxRate_50HP*55)/50
ESP_OptHead_30HP_OP	@If( @Rsum( @Recall(Dev_Prog_FluidRate_Limits_PR,ESP_OptRate_30HP))= @Traceat( @Rsum( @Recal
ESP_MinHead_65HP_OP	@If( @Rsum( @Recall(Dev_Prog_FluidRate_Limits_PR,ESP_MinRate_65HP))= @Traceat( @Rsum( @Recall
ESP_PwRBHP_50HP	@Traceat(Esp_curves.Min_Rate,Esp.Pumptypestages,Dev_Prog_FluidRate_Limits_PR_Variable,"lin")
ESP_PwRBHP_30HP	(ESP_PwRBHP_50HP*30)/50
ESP_OptRate_55HP	(ESP_OptRate_50HP*55)/50
ESP_PwRBHP_CurrentFreq	(ESP_PwRBHP_50HP*ESP_Frequency)/50
ESP_MaxRate_40HP	(ESP_MaxRate_50HP*40)/50
ESP_OptHead_60HP_OP	@If( @Rsum( @Recall(Dev_Prog_FluidRate_Limits_PR,ESP_OptRate_60HP))= @Traceat( @Rsum( @Recal
ESP_MinHead_60HP_OP	@If( @Rsum( @Recall(Dev_Prog_FluidRate_Limits_PR,ESP_MinRate_60HP))= @Traceat( @Rsum( @Recall
ESP_MaxRate_50HP	@Traceat(Esp_curves.Max_Rate,Esp.Pumptypestages,Dev_Prog_FluidRate_Limits_PR_Variable,"lin")
ESP_MaxHead_30HP_OP	@If( @Rsum( @Recall(Dev_Prog_FluidRate_Limits_PR,ESP_MaxRate_30HP))= @Traceat( @Rsum( @Reca
ESP_OptRate_50HP	@Traceat(Esp_curves.Opt_Rate,Esp.Pumptypestages,Dev_Prog_FluidRate_Limits_PR_Variable,"lin")
ESP_MinHead_55HP_OP	@If( @Rsum( @Recall(Dev_Prog_FluidRate_Limits_PR,ESP_MinRate_55HP))= @Traceat( @Rsum( @Recall
ESP_Head_55HP	(ESP_Head_50HP*(55*55))/(50*50)
ESP_PwRBHP_45HP	(ESP_PwRBHP_50HP*45)/50
ESP_Head_30HP	(ESP_Head_50HP*(50*50))/(50*50)
ESP_MaxRate_45HP	(ESP_MaxRate_50HP*45)/50
ESP_MaxHead_50HP_OP	@If( @Rsum( @Recall(Dev_Prog_FluidRate_Limits_PR,ESP_MaxRate_50HP))= @Traceat( @Rsum( @Reca
ESP_MaxRate_35HP	(ESP_MaxRate_50HP*35)/50
ESP_OptHead_35HP_OP	@If( @Rsum( @Recall(Dev_Prog_FluidRate_Limits_PR,ESP_OptRate_35HP))= @Traceat( @Rsum( @Recal
ESP_OptRate_60HP	(ESP_OptRate_50HP*60)/50
ESP_OptRate_65HP	(ESP_OptRate_50HP*65)/50
ESP_MaxRate_65HP	(ESP_MaxRate_50HP*65)/50
ESP_MinHead_50HP_OP	@If( @Rsum( @Recall(Dev_Prog_FluidRate_Limits_PR,ESP_MinRate_50HP))= @Traceat( @Rsum( @Recal
ESP_Head_35HP	(ESP_Head_50HP*(35*35))/(50*50)
ESP_MinHead_45HP_OP	@If( @Rsum( @Recall(Dev_Prog_FluidRate_Limits_PR,ESP_MinRate_45HP))= @Traceat( @Rsum( @Recal
ESP_OptHead_40HP_OP	@If( @Rsum( @Recall(Dev_Prog_FluidRate_Limits_PR,ESP_OptRate_40HP))= @Traceat( @Rsum( @Recal
ESP_MaxRate_60HP	(ESP_MaxRate_50HP*60)/50
ESP_MaxHead_45HP_OP	@If( @Rsum( @Recall(Dev_Prog_FluidRate_Limits_PR,ESP_MaxRate_45HP))= @Traceat( @Rsum( @Reca
ESP_Head_60HP	(ESP_Head_50HP*(60*60))/(50*50)
ESP_PwRBHP_55HP	(ESP_PwRBHP_50HP*55)/50
ESP_MaxHead_60HP_OP	@If( @Rsum( @Recall(Dev_Prog_FluidRate_Limits_PR,ESP_MaxRate_60HP))= @Traceat( @Rsum( @Reca
ESP_MaxHead_35HP_OP	@If( @Rsum( @Recall(Dev_Prog_FluidRate_Limits_PR,ESP_MaxRate_35HP))= @Traceat( @Rsum( @Reca
ESP_OptRate_40HP	(ESP_OptRate_50HP*40)/50
ESP_MaxRate_30HP	(ESP_MaxRate_50HP*30)/50
ESP_PwRBHP_60HP	(ESP_PwRBHP_50HP*60)/50
ESP_Head_CurrentFreq	(ESP_Head_50HP*(ESP_Frequency * ESP_Frequency))/(50*50)
ESP_OptRate_45HP	(ESP_OptRate_50HP*45)/50
ESP_OptHead_45HP_OP	@If( @Rsum( @Recall(Dev_Prog_FluidRate_Limits_PR,ESP_OptRate_45HP))= @Traceat( @Rsum( @Recal
ESP_MaxHead_40HP_OP	@If( @Rsum( @Recall(Dev_Prog_FluidRate_Limits_PR,ESP_MaxRate_40HP))= @Traceat( @Rsum( @Reca
ESP_OptRate_CurrentFreq	(ESP_OptRate_50HP*ESP_Frequency)/50
ESP_PwRBHP_65HP	(ESP_PwRBHP_50HP*65)/50
ESP_OptRate_35HP	(ESP_OptRate_50HP*35)/50
ESP_OptHead_55HP_OP	@If( @Rsum( @Recall(Dev_Prog_FluidRate_Limits_PR,ESP_OptRate_55HP))= @Traceat( @Rsum( @Recal
ESP_MaxHead_65HP_OP	@If( @Rsum( @Recall(Dev_Prog_FluidRate_Limits_PR,ESP_MaxRate_65HP))= @Traceat( @Rsum( @Reca
ESP_MinHead_40HP_OP	@If( @Rsum( @Recall(Dev_Prog_FluidRate_Limits_PR,ESP_MinRate_40HP))= @Traceat( @Rsum( @Reca

Fuente: El autor

- Anexo D. Código de definición de tabla “ESP” en OFM

Definición de la tabla “ESP” utilizando el lenguaje de tablas de la herramienta OFM.

```

*TableName ESP Static
  CableLength Long
    *rh "" "" "CableLength"
    *rf 10 2 "Right"
    *pn "CableLength"
    *pa "Black" "Solid" "None" 1 1 "None"
  CommissioningDate Date
    *rh "" "" "CommissioningDate"
    *rf 10 0 "Left"
    *pn "CommissioningDate"
    *pa "Black" "Solid" "None" 1 1 "None"
  ComYear Long
    *rh "" "" "ComYear"
    *rf 8 0 "Right"
    *pn "ComYear"
    *pa "Black" "Solid" "None" 1 1 "None"
  CurPumpType String 255
    *rh "" "" "CurPumpType"
    *rf 14 0 "Left"
  CurStages Double
    *rh "" "ESP" "CurStages"
    *rf 10 2 "Right"
    *pn "CurStages"
    *pa "Black" "Solid" "None" 1 1 "None"
  MotorType String 255
    *rh "" "" "MotorType"
    *rf 14 0 "Left"
  PumpDepth Double
    *rh "" "" "PumpDepth"
    *rf 10 2 "Right"
    *pn "PumpDepth"
    *pa "Black" "Solid" "None" 1 1 "None"
  PumpType String 255
    *rh "" "" "PumpType"
    *rf 14 0 "Left"
    *rh "" "" "Stages"
    *rf 8 0 "Right"
    *pn "Stages"
    *pa "Black" "Solid" "None" 1 1 "None"

```