

**OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN Y DISMINUCIÓN DEL CONSUMO DE
ENERGÍA EN POZOS CON NIVELES DE ARMÓNICOS ALTOS DE UN CAMPO
PETROLERO UBICADO EN LOS LLANOS ORIENTALES CON BOMBEO
ELECTRO SUMERGIBLE COMO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.**

CARLOS HUMBERTO LEON BAEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2012

**OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN Y DISMINUCIÓN DEL CONSUMO DE
ENERGÍA EN POZOS CON NIVELES DE ARMÓNICOS ALTOS DE UN CAMPO
PETROLERO UBICADO EN LOS LLANOS ORIENTALES CON BOMBEO
ELECTRO SUMERGIBLE COMO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.**

CARLOS HUMBERTO LEON BAEZ

Trabajo de Grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos

**DIRECTOR
FERNANDO ENRIQUE CALVETE
Ingeniero de Petróleos.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2012

DEDICATORIA

Agradezco a Dios quién me dio la oportunidad de vivir cada día plenamente,

A mi familia que me brindó el apoyo tanto moral como económico para lograr éste objetivo,

A mis amigos y compañeros de universidad, por su incondicionalidad durante ésta etapa de mi vida

Y a todas aquellas personas que directa o indirectamente estuvieron a mi lado brindándome todo su apoyo.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a todas aquellas personas que han contribuido a la realización de éste proyecto.

La Universidad Industrial de Santander, por su calidad brindada en mi formación profesional.

A los docentes de la Escuela de Ingeniería de Petróleos quienes con sus aportes y exigencias contribuyeron directamente al logro de mis objetivos.

Al ingeniero Fernando Enrique Calvete González por su colaboración y entendimiento en la elaboración tanto en la carrera universitaria, como en la elaboración de éste proyecto.

A mis calificadores ingenieros, Erick Montes y Jorge Sáchica por compartir su experiencia a través de la evaluación del presente documento.

A todos los ingenieros de Schlumberger – Artificial Lift, por compartirme su experiencia y conocimientos en sistemas de levantamiento artificial durante mi periodo de práctica.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	17
1. CONCEPTOS BASICOS EN LA INGENIERIA DE PRODUCCION	18
1.1 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	18
1.1.1. Densidad	18
1.1.1.2 gravedad específica del Petróleo	18
1.1.1.3 Gradientes de Presión	19
1.1.1.4 Corte de Agua	19
1.1.1.5 Presión en la Entrada de la Bomba	19
1.1.6 Pip Disponible	20
1.1.1.7 Pip Requerido	20
1.1.1.8 Presión de Burbuja	20
1.2 COMPORTAMIENTO DEL POZO	21
1.2.1 Índice de Productividad	22
1.2.2 Relaciones de Comportamiento de Influjos (Inflow)	24
1.3 Descripción del Equipo de Bombeo Electro Sumergible	27
1.3.1 Descripción y Principios de Funcionamiento del Equipo Bes Conceptos básicos manejados en el equipo de superficie	29
2. MEDIDAS DE CONSUMO DE ENERGIA, ARMONICOS DE VOLTAJE Y CORRIENTE	48
2.1 METODOLOGIA DEL ESTUDIO	48
2.2 RESULTADOS DE LAS MEDICIONES	51
2.2.1 Mediciones de Potencia	51
2.2.2 Medición de Armónicos de Voltaje y Corriente	53
2.3 ANALISIS DE LOS RESULTADOS Y POSIBLES SOLUCIONES	57
2.3.1 Optimización de Potencia	57
2.3.2 Variación de la frecuencia Carrier	59

2.3.3 Cambio de VSD	60
2.3.4 Instalación de Transformadores Hexafásicos	62
2.3.5 Instalación de Filtros a Salida y Entrada del VSD	62
3. COMPONENTES DE LA SIMULACION MEDIANTE MATCHS.	64
3.1 DESCRIPCION GENERAL DESIGN PRO 6.0	66
3.1.1 Propiedades de los Fluidos	68
3.1.2 Estado Mecánico Y Completamiento Del Pozo	70
3.1.3 Método Ip	71
3.1.4 Método de Vogel	71
3.1.5 Ipr Combinado	71
3.1.6 Criterios del Diseño	72
3.1.7 SEPARADOR DE GAS Y/O INTAKE	73
3.1.8 Tipo de Bomba	75
3.1.9 Selección del Motor	82
3.2 PROCEDIMIENTO EN LOS MATCHS	84
3.3 ANALISIS DE LOS RESULTADOS	93
3.3.1 Comportamiento Actual Pozo 1	96
3.3.2 COMPORTAMIENTO ACTUAL DEL POZO 2	97
3.3.3 COMPORTAMIENTO ACTUAL DEL POZO 3	98
4. PROPUESTA DE DISEÑO DE LOS EQUIPO DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE PARA CADA UNO DE LOS POZOS.	100
4.1 PROCEDIMIENTO EN EL DESIGN PRO 6.0	101
4.2 EQUIPO PROPUESTO POZO 3	104
4.3 EQUIPO PROPUESTO POZO 6	106
4.4 EQUIPO PROPUESTO POZO 20	108
5. ANÁLISIS FINANCIERO	113
5.1 DATOS	113
5.1.1 Datos Financieros	113
5.1.2 Resultados	114
5.1.3 Indicadores	114

5.2 Presentación de Resultados	116
5.2.1 Resultados Generales	117
6. CONCLUSIONES	125
BIBLIOGRAFÍA	128
ANEXOS	130

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Bomba Electro Sumergible en un caso común	20
Figura2. Curva Inflow para el método de línea recta	24
Figura 3. Curva de IPR Método de Vogel.	26
Figura 4. Curva de ipr para método combinado.	27
Figura 5. Equipo de Superficie. I: Step Down Transformer; II Variable Speed Drive; III Step Up Transformer	28
Figura 6. Equipo en fondo de Bombeo Electro Sumergible. 1. Casing; 2. Tubing; 3. Cable de Poder; 4. Motor Lead Extension (MLE); 5. Válvula Bleeder; 6. Válvula cheque; 7. Cabeza de Descarga; 8. Cabeza de descarga del Sensor; 9. Bomba; 10. Intake; 11. Protector Superior; 12. Protector Inferior; 13. Motor; 14. Sensor.	29
Figura 7. Onda Sinusoidal de Corriente Alterna	30
Figura 8. Ondas de un sistema trifásico	31
Figura 9. Sistema Básico de distribución de la energía en equipos ESP	34
Figura 10. Cable de Poder Redondo	36
Figura 11. Cable de Poder Plano	36
Figura 12. Componentes de un cable de poder	37
Figura 13. Cálculo de Pérdidas de Voltaje	38
Figura 14. Configuración de Una etapa	39
Figura 15. Etapa de Flujo Radial.	40
Figura 16. Etapa de Flujo Mixto	40
Figura 17. Curva característica de una etapa a 60 Hz	41
Figura 18. Protector de Configuración LSBPB	43
Figura 19. Rotary Gas Separator.	44
Figura 20. Vortex Gas Separator Advanced	45
Figura 21. Motor Electro Sumergible	46

Figura 22. Sensor de un Sistema ESP	47
Figura 23. KVA Real medido en Campo	53
Figura 24 Gráfica de Armónicos en entrada de VSD.	54
Figura 25 Gráfica de Armónicos en la salida de VSD	55
Figura 26. Paint Screen Preferences Design Pro 6.0®	66
Figura 27. Sistemas de Levantamiento Artificial disponibles en Design Pro 6.0®	67
Figura 28. Correlaciones Usadas para el cálculo de Propiedades.	68
Figura 29. Propiedades del Fluido.	69
Figura 30. Comportamiento PVT del fluido	69
Figura 31. Estado Mecánico del Pozo	70
Figura 32. Curva Inflow del Sistema.	72
Figura 33. Criterios para el diseño.	73
Figura 34. Intake y/o Separador de Gas	75
Figura 35. Selección del tipo de Bomba	77
Figura 36. Housings Disponibles	78
Figura 37. Manejadores de Gas Disponibles.	79
Figura 38. Factores de Eficiencia de la Bomba.	80
Figura 39. Zonas de Operación de la Bomba ante las diferentes Frecuencias	81
Figura 40. Selección del Motor	83
Figura 41. Valores de Caudal por encima de los datos de producción.	85
Figura 42. Valores de Caudal por debajo de los datos de producción.	86
Figura 43. Datos de prueba de presión.	87
Figura 44. Ajuste de Factores de Eficiencia de la Bomba	88
Figura 45. Caudales de Iguales	88
Figura 46. Comparativo entre Consumo Real y Consumo teórico.	92
Figura 47. Consumo Real vs Consumo Teórico.	95
Figura 48. Comportamiento ESP Pozo 1	96
Figura 49. Comportamiento ESP Pozo 2.	97
Figura 50. Comportamiento ESP Pozo 3.	98

Figura 51. Índice de productividad y AOF Match Pozo 1	101
Figura 52. Factores de derrateo del Motor Electro Sumergible.	102
Figura 53. Equipo propuesto Pozo 3.	104
Figura 54. Equipo Propuesto pozo 6.	106
Figura 55. Equipo Propuesto Pozo 20	108
Figura 56 Variación Caudal y Consumo de Energía Actual y Propuesto	111
Figura 57.Comportamiento General de la Tasa Interna de Retorno (%)	118
Figura 58.Comparativa de Indicadores pozos con TIR Negativa	119
Figura 59.Resultados Gráficos pozos con TIR positiva.	120
Figura 60.Comparativa de Indicadores pozos con TIR Negativa	121

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Resumen de Datos medidos en Campo y Cálculo del Consumo en KVA	52
Tabla 2 Resumen % de Armónicos de Corriente y Voltaje	56
Tabla 3 % de armónicos de corriente en los diferentes VSD	61
Tabla 4. Parámetros a modificar en la realización de un match.	65
Tabla 5. Datos para realizar un Match	84
Tabla 6. Data usada para los matchs	90
Tabla 7. Resultados de los Matches	91
Tabla 8. Consumo de Energía Real vs Teórico. Pozos con Sobreconsumo resaltados en rojo	94
Tabla 9. Casos Comparativos Pozo 3	105
Tabla 10. Caso Comparativos Pozo 6	107
Tabla 11. Casos comparativos Pozo 20	109
Tabla 12 Resultados Caudal y Consumo de Energía	110
Tabla 13. Datos Financieros pozo 1	113
Tabla 14. Resultados pozo 1	114
Tabla 15. Resultados Indicadores pozo 1	114
Tabla 16 de Resultados General	117
Tabla 17. Resultados pozos con TIR negativa	118
Tabla 18. Resultados pozos con TIR positiva.	120
Tabla 19. Resultados pozos con TIR no Calculable.	122
Tabla 20. Resultados Generales de Pozos con TIR aceptable	123

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Matchs	131
Anexo B. Propuesta de Diseño de los Equipo de Bombeo Electro Sumergible para Cada uno de los Pozos	154
Anexo C. Análisis Financiero	198

RESUMEN

TITULO: OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN Y DISMINUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA EN POZOS CON NIVELES DE ARMÓNICOS ALTOS DE UN CAMPO PETROLERO UBICADO EN LOS LLANOS ORIENTALES CON BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE COMO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

AUTOR: CARLOS HUMBERTO LEON BAEZ**

PALABRAS CLAVES: Bombeo Electro Sumergible, Nivel de Armónicos, Rediseño, Optimización.

DESCRIPCION: El diseño exitoso de un sistema de bombeo electro sumergible depende de la calidad y veracidad de la información recolectada del yacimiento en cuestión. Si un diseño está fuera de contexto genera un sin número de problemas operacionales e incluso económicos.

Los niveles de armónicos en cada una de las etapas del sistema es uno de los principales problemas a los cuales está expuesto en el uso del mismo. Este problema conlleva a la necesidad de implantar métodos mediante los cuales se disminuya el nivel de armónicos en cada etapa de éste sistema de levantamiento artificial con el fin de aprovechar al máximo la corriente total suministrada por la fuente y prevenir posibles daños a los equipos. El ingeniero de aplicaciones debe diseñar teniendo en cuenta que los efectos sobre los equipos, producidos por los niveles de armónicos son inevitables, para lo cual debe proporcionar las herramientas necesarias para sobrellevarlos y aliviar los daños futuros ocasionados por los mismos.

En este trabajo se estudió las condiciones actuales de un campo petrolero ubicado en los llanos orientales, en la región de Puerto Gaitán en el Meta, en los cuales se analizarán los problemas anteriormente mencionados y se harán las recomendaciones necesarias con el fin de mejorar las condiciones de operación tales como sobre consumo de energía y caudales de hidrocarburo en superficie inferiores a los esperados inicialmente. Mediante un estudio financiero se analizará la viabilidad económica de cada una de las recomendaciones a realizar en comparación con las condiciones actuales.

* Proyecto de Grado

** Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Director. Ing. Fernando Enrique Calvete

SUMMARY

TITLE: OPTIMIZATION OF THE PRODUCTION AND DECREASE OF POWER CONSUMPTION IN OIL WELLS WITH HIGH HARMONIC LEVELS OF A FIELD LOCATED IN EASTERN PLAINS WITH ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMPING AS ARTIFICIAL LIFTING SYSTEM *

AUTHOR: CARLOS LEON HUMBERTO BAEZ **

KEYWORDS: ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMPING, HARMONIC LEVEL, REDESIGN, OPTIMIZATION.

DESCRIPTION: The successful design of an electric submersible pumping system depends on the quality and accuracy of the information collected from the oil field in question. If a design is out of context, it creates an endless number of operational and even economic difficulties.

Harmonic levels at each stage of the system is one of the major problems that could be faced and exposed to when using it. this problem leads to the need of establishing methods by means of which it gets reduced the level of harmonics in the artificial lifting system stages; taking full advantage of the total current supplied by the source as well as preventing equipment damage. The field application engineer must design taking into account that the effects on the apparatus, produced by the harmonic levels, are unavoidable. This is the reason why the necessary tools must be provided to be able to cope and alleviate upcoming damage caused by those issues.

This work shows the study of current conditions of an oil field located in the eastern plains, in the region of puerto Gaitan, Meta; in which the concerns above mentioned will be analyzed to provide the appropriate recommendations, and to improve operating conditions related to power consumption and hydrocarbon surfaces flow; expected to be lower than the initial rates. By means of a financial study, it will be analyzed the economic viability of each one of these recommendations in comparison to the current circumstances.

*Graduation Project

**Industrial University of Santander. Physicochemical Engineering Faculty. Director. Mr. Fernando Enrique Calvete

INTRODUCCION

La fuerza que desplaza al aceite de un yacimiento hasta la superficie del pozo es producto de un diferencial de presión entre el yacimiento y la cavidad del pozo. Si hay una diferencia entre presiones lo suficientemente grande el aceite del pozo fluirá naturalmente a la superficie usando solamente la energía natural del yacimiento.

Cuando un yacimiento no tiene la energía suficiente para llevar el fluido hasta superficie, es decir, no existe una diferencia de presiones lo suficientemente grande entre el yacimiento y el pozo; o que a lo largo de su vida productiva este va perdiendo esa energía y/o la producción en superficie no es la esperada, surge la necesidad de utilizar un sistema de levantamiento artificial, tal como lo es el Bombeo Electro Sumergible.

El Bombeo Electro Sumergible es un sistema de levantamiento artificial integrado, que permite levantar grandes cantidades de volúmenes de fluido a diferentes profundidades en una gran variedad de condiciones de pozo. En principio se aplicaba para pozos con alto corte de agua y con una baja relación gas-aceite, pero en la actualidad se han obtenido excelentes resultados en pozos altamente viscosos, de diámetro reducido, de alto contenido de gas, pozos con fluidos abrasivos y de altas temperaturas, entre otros.

1. CONCEPTOS BASICOS EN LA INGENIERIA DE PRODUCCION.

En este capítulo no se pretende hacer un curso básico de ingeniería de petróleos y/o electricidad. Simplemente se quiere recordar algunos términos los cuales con el paso del tiempo pueden resultar en la confusión de su significado e incluso en el olvido total del mismo. Además se estudiarán las fórmulas y los principios fundamentales que rigen el sistema de Bombeo Electro Sumergible.

1.1 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

1.1.1. Densidad. Es la masa de una sustancia por unidad de volumen, se mide en lb por pie cubico (lb/ft³) o en kilogramos por litro (Kg/L), entre otras. La densidad del petróleo varía de acuerdo a los cambios en presión y temperatura los cuales sea sometido.

1.1.1.2 gravedad específica del Petróleo. Es la relación de la densidad del fluido con respecto a la densidad del agua a condiciones estándar. La gravedad específica del fluido se puede calcular de la siguiente manera:

$$\gamma_o = \left[\frac{\rho_l}{\rho_w} \right]_{P_{sc}, T_{sc}} \dots \dots \dots (1)$$

En la industria petrolera se usa la gravedad API como unidad de medida de la gravedad específica del Petróleo. La relación entre gravedad específica y gravedad API es la siguiente (a una temperatura de 60F):

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API} \dots \dots \dots (2)$$

Un crudo de 34 °API es considerado un crudo liviano mientras que un crudo pesado está por debajo de 10 °API.

1.1.1.3 Gradientes de Presión. Es la presión que ejerce el fluido por cada pie de altura del mismo. Entre mayor sea la densidad mayor será o gravedad específica del fluido mayor será el gradiente de presión ejercido por la misma columna de fluido:

$$\text{Gradiente} \left(\frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right) = S.G * 0.433 \left(\frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right) \dots \dots \dots (3)$$

1.1.1.4 Corte de Agua. Es el porcentaje de agua en superficie con respecto a los demás fluidos del pozo. Se usa para calcular la gravedad específica del flujo total del pozo. Se relaciona directamente con la densidad del fluido puesto que si hay un incremento en el corte de agua hay un incremento en la misma y a su vez incrementando el gradiente de presión.

1.1.1.5 Presión en la Entrada de la Bomba. Para poder conocer con exactitud la presión de entrada en la bomba o PIP, de suma importancia en las operaciones con bombas electro sumergibles, debemos conocer la gravedad específica o gradiente de presión en el espacio anular de la tubería de revestimiento.

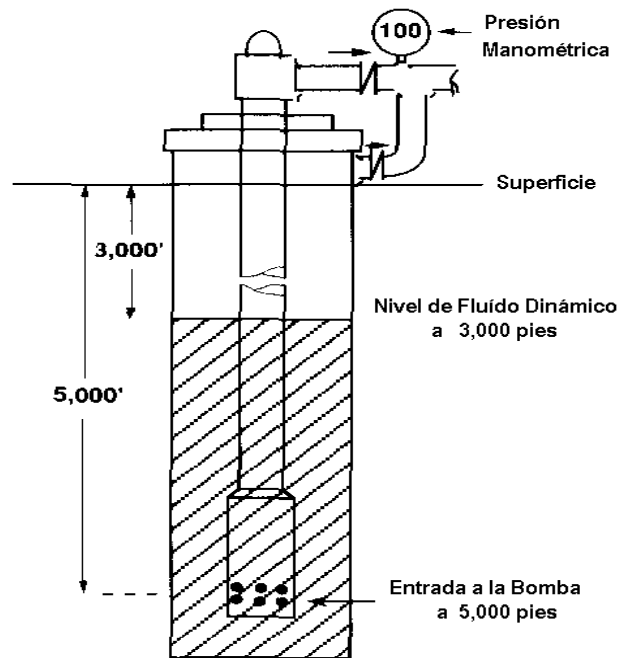
Supongamos que tenemos el siguiente caso (fig.1): la bomba está localizada a 5000 ft de la superficie, el nivel de fluido se ubica a 3000 ft de la superficie, el promedio de gravedad específica del fluido en el anular es de 0.950 y la presión en la tubería de revestimiento es de 100 psi. Para calcular la PIP realizamos lo siguiente:

$$5000 \text{ ft (referencia)} - 3000 \text{ ft (nivel de fluido)} = 2000 \text{ ft (sumergencia)}$$

Por lo tanto la PIP es la siguiente:

$$PIP = \left[\frac{2000 \text{ ft} * 0.950}{3.31 \text{ ft/psi}} \right] + 100 \text{ psi} = 923 \text{ psi} \dots \dots \dots (4)$$

Figura 1. Bomba Electro Sumergible en un caso común.



Fuente: Cashmore. D. "Application Dependent Ratings (ADRTM)," Centrilift

1.1.6 Pip Disponible. La PIP disponible es la sumergencia de operación característica de cada instalación individual. En otras palabras cada sistema posee una PIP la cual varía de acuerdo a las condiciones del pozo, tipo de equipo, espacio en el anular y tipo de fluido del pozo.

1.1.1.7 Pip Requerido. Es la presión necesaria a la entrada de la bomba para que el equipo opere normalmente y así evitar problemas tales como la cavitación y los bloqueos por gas. Se conoce también como la altura neta positiva de succión. Este valor también varía de acuerdo a las condiciones del pozo y equipo en fondo.

1.1.1.8 Presión de Burbuja. Es la presión más alta a la cual las primeras moléculas que están en solución salen y forman una burbuja de gas. Por debajo de esta presión el gas empieza a liberarse, lo cual genera problemas operacionales como atascamientos y calentamientos del equipo. Por eso es de

vital importancia mantener esta presión a la entrada de la bomba por encima de la presión de burbuja. Sin embargo no quiere decir que no haya equipos que puedan trabajar con grandes cantidades de gas libre.

1.2 COMPORTAMIENTO DEL POZO.

Predecir el comportamiento del pozo en un sistema de Bombeo Electro Sumergible es quizás uno de los pasos más importantes en el éxito del funcionamiento del equipo. El diseño apropiado de un sistema de levantamiento artificial requiere conocer con certeza las tasas de flujo que pueden ser producidas desde el yacimiento a través del pozo dado. Ratas de producción presentes y futuras son necesitadas para complementar las siguientes tareas en la ingeniería de producción:

Selección del tipo correcto de levantamiento.

Diseño detallado del equipo de producción.

Estimación del rendimiento futuro del pozo.

El ingeniero de producción, por lo tanto, debe tener un claro entendimiento de los efectos que gobiernan el flujo de fluido en un pozo. La falta de información puede ocasionar un sobre diseño del equipo de producción, o por el contrario, limitaciones en el equipo que pueden restringir los caudales de producción significativamente. Ambas de estas condiciones tienen un impacto indeseado en la economía de los sistemas de levantamiento artificial y pueden ser la causa de decisiones inadecuadas para el pozo.

Un pozo y una formación productora están conectados por la cara de la formación, la superficie cilíndrica donde el yacimiento es abierto. Siempre y cuando el pozo se mantenga cerrado, la presión en la cara del pozo es igual a la presión del yacimiento y así el flujo hacia el pozo no ocurre. Es fácil notar lo anterior, puesto

que en tuberías, el flujo ocurre entre dos puntos si existe una diferencia de presión entre ellos de lo contrario no existirá dicho movimiento. Así, un pozo empieza a producir cuando la presión en la cara del pozo comienza a disminuir por debajo de la presión del yacimiento. Las partículas de los fluidos en la vecindad del pozo entonces comienzan a moverse en la dirección de la disminución de presión y, después de un periodo inicial, una tasa estable se desarrolla. Esta tasa es controlada principalmente por la presión que permanece en la cara del pozo, pero también es afectada por una cantidad de parámetros como las propiedades del yacimiento (permeabilidad de la roca, espesor de la capa, etc.), propiedades del fluido (viscosidad, densidad, etc.) y efectos del completamiento del pozo (perforaciones, daño a la formación). Estos últimos parámetros serán constantes para un pozo dado, al menos para un considerable y largo periodo de tiempo, lo que quiere decir que el control de las tasas de producción depende del control de las presiones en el fondo del pozo. La descripción apropiada del comportamiento de un pozo, por lo tanto, requiere que la relación entre las presiones del fondo del pozo y las tasas de producción correspondientes sea establecida. La función resultante es llamada relación de influjo del pozo (IPR) y es usualmente obtenida en corridas de pruebas de pozo.

1.2.1 Índice de Productividad. El enfoque más simple para describir el rendimiento del influjo de pozos de aceite es el uso del indicador de productividad, IP. Este fue desarrollado usando los siguientes supuestos simples:

Flujo radial alrededor del pozo.

Una sola fase, líquidos incompresibles están fluyendo.

La distribución de la permeabilidad es homogénea.

La formación está completamente saturada con el líquido dado.

Para las condiciones previas, la ecuación de Darcy puede ser resuelta para hallar la tasa de producción del pozo:

$$q = \frac{0.00708 kh}{\mu B \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} (P_R - P_{wf}) \dots\dots\dots (5)$$

Donde: q = tasa de liquido, STB/d

K = Permeabilidad efectiva, mD

h = Espesor, ft

μ = Viscosidad del liquido, cP

B = Factor volumétrico, bbl/STB

r_e = Radio de drenaje del pozo, ft

r_w = Radio del pozo, ft

P_R = Presión de yacimiento, psi

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo, psi.

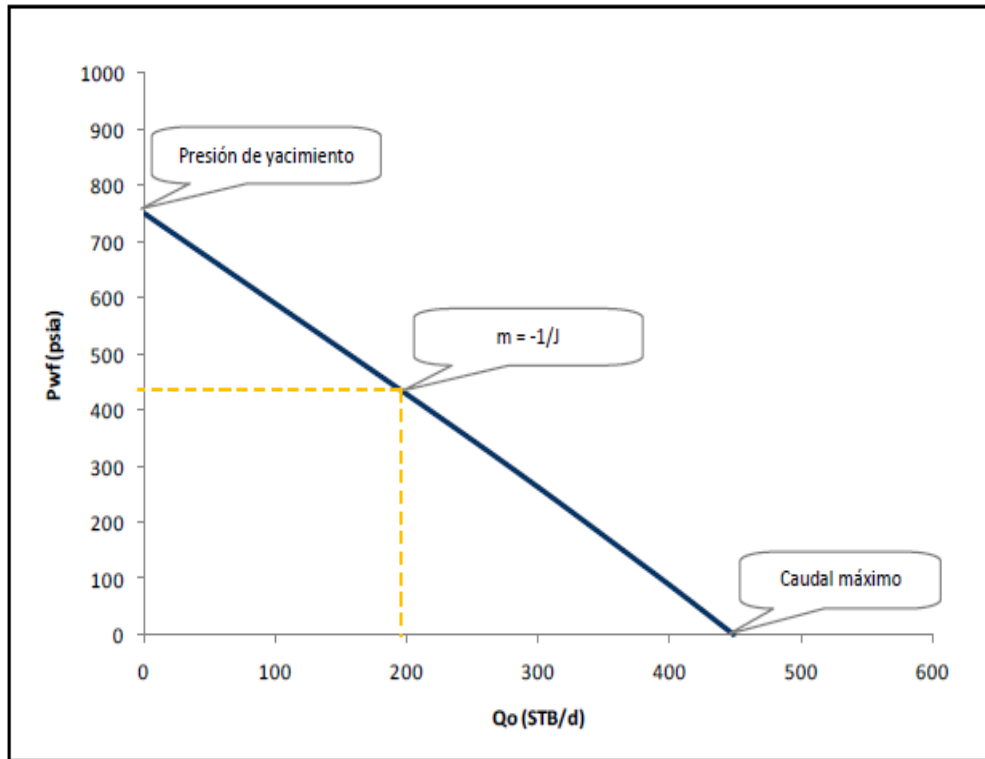
La mayoría de los parámetros en el lado derecho de la ecuación son constantes, lo cual permite recolectarlos en un solo coeficiente llamado “índice de productividad,” IP:

$$q = IP(p_R - p_{wf}) \dots\dots\dots (6)$$

Esta ecuación establece que el influjo de líquido dentro del pozo es directamente proporcional a la caída de presión. La gráfica es una línea recta de Presión Vs Caudal como se muestra en la figura 2. Los puntos finales de la línea IP son el promedio de la presión del yacimiento, P_R , en una la tasa de flujo es cero y otra donde la tasa de potencial máxima donde la presión de fondo fluyendo es cero. Esta tasa máxima es el potencial de flujo abierto absoluto del pozo AOFP (Absolute Open Flow Potential) y representa la tasa que debería fluir si la presión de fondo fuera reducida a cero. En la práctica esto no es posible y esta tasa es usada para comparar los diferentes potenciales de cada pozo.

El uso del concepto de PI es muy sencillo. Si la presión promedio del yacimiento y el índice de productividad son conocidos, el uso de la ecuación anteriormente descrita da la tasa de flujo para cualquier presión de fondo fluyendo.

Figura2. Curva Inflow para el método de línea recta.



Fuente: BEGGS, Dale. Production Optimization Using NodalTM Analysis. 2nd Edition. Petroskills Publications. Tulsa, Oklahoma 1991. Modificado por el autor

1.2.2 Relaciones de Comportamiento de Influjo (Inflow). En muchos pozos con levantamiento artificial, las presiones del pozo están por debajo de la presión de punto de burbuja. Así, hay una fase de gas libre presente en el yacimiento cerca del pozo, por lo cual los supuestos que fueron usados para desarrollar la ecuación de IP no son válidos. Este efecto fue observado señalando que el índice de productividad no era una constante como se sugería en la ecuación anteriormente mencionada. Los datos de las pruebas de cada pozo muestran una línea curva descendente en lugar de una línea recta como la de la figura 2.

La principal causa de la forma curvada del comportamiento del flujo es la liberación de gas en solución debido a los decrementos de presión en las cercanías del pozo. Este efecto crea un incremento en el perfil de saturación de gas hacia el pozo y simultáneamente disminuye la permeabilidad efectiva del líquido. La tasa de líquido disminuye en comparación a las condiciones de una sola fase y el pozo produce menos líquido que el indicado por la curva de IP en línea recta. Por lo tanto, el concepto constante IP no puede ser usado para pozos que producen por debajo del punto de burbuja.

- **Correlación de Vogel.** Vogel usó un simulador de yacimiento numérico para estudiar el comportamiento del flujo de pozos en yacimientos depletados con gas en solución. Él consideró casos por debajo de la presión de burbuja y varió las caídas de presión, fluidos y propiedades de la roca. Después de correr varias combinaciones en el computador, Vogel encontró que todas las curvas de IPR calculadas exhibían la misma forma general (figura 3). Esta forma es la mejor y la que más se acerca a los datos reales; se describe a continuación por medio de la siguiente ecuación:

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_R} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \dots\dots\dots (7)$$

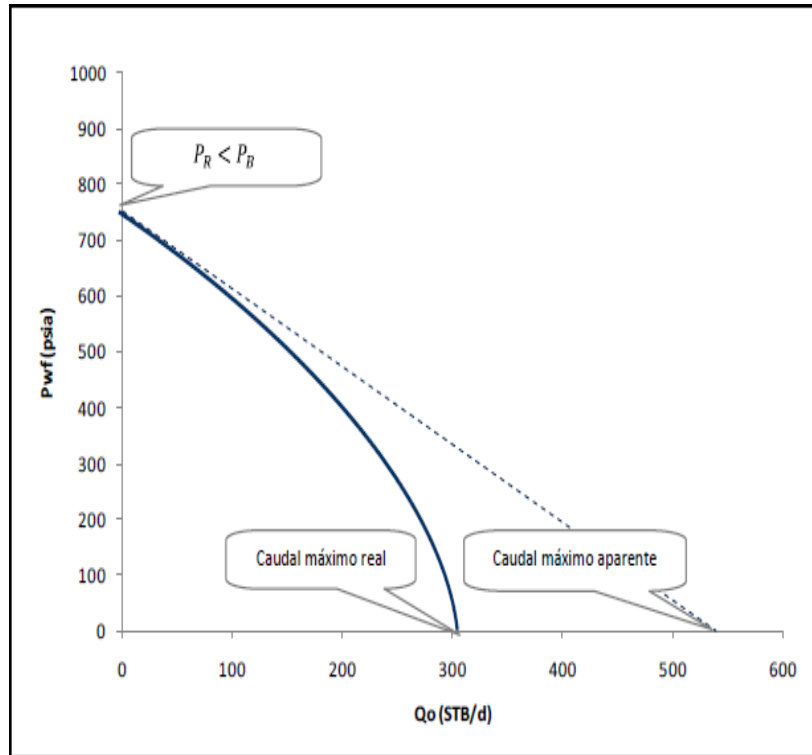
Donde: q = Tasa de producción a la presión de fondo Pwf, STB/d

qmax = Máxima tasa de producción, STB/d

PR = Presión promedio del yacimiento, psi.

El método de Vogel fue desarrollado originalmente para yacimientos que manejan altos contenidos de gas en solución, pero también es generalmente aceptada para otros tipos de yacimientos.

Figura 3. Curva de IPR Método de Vogel.



Fuente: BEGGS, Dale. Production Optimization Using NodalTM Analysis. 2nd Edition. Petroskills Publications. Tulsa, Oklahoma 1991. Modificado por el autor.

- **La Curva Compuesta de IPR.** La correlación de Vogel, como se discutió previamente, puede ser aplicada si las presiones de fondo fluyendo del pozo están por debajo del punto de burbuja y si solo aceite es producido. La curva compuesta de IPR introducida por Brown elimina esas restricciones y provee una forma para describir el comportamiento del influjo del pozo en un amplio rango de condiciones. Este modelo se aplica cuando la presión del yacimiento es mayor a la del punto de burbuja y en la roca el fluido se encuentra en una sola fase pero en los perforados del pozo se tiene flujo multifásico debido a que en este punto ya se ha liberado gas por la caída de presión.

La primera sección de la gráfica es una línea recta y se modela con el método IP hasta la presión del punto de burbuja del fluido. A partir de este punto se presenta una curvatura muy similar a la de la gráfica de IPR para el método de Vogel como

se observa en la figura 4, pero se debe realizar una modificación a la ecuación empírica:

$$\frac{Q-Q_b}{Q_{max}-Q_b} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \dots\dots\dots (8)$$

Donde,

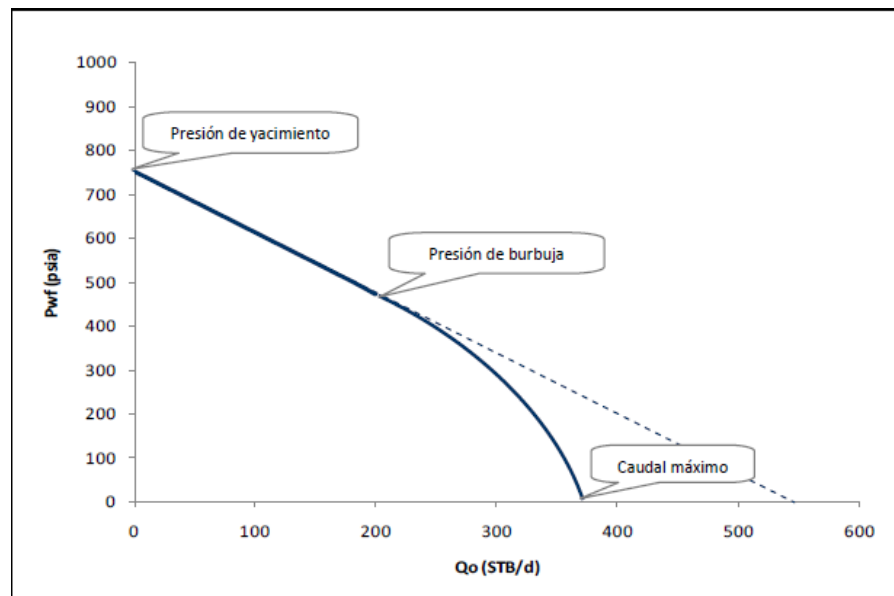
Q max = Caudal máximo.

Qb = Caudal en el punto de burbuja.

Pwf = Presión de fondo fluyendo.

Pb = Presión de burbuja.

Figura 4. Curva de ipr para método combinado.

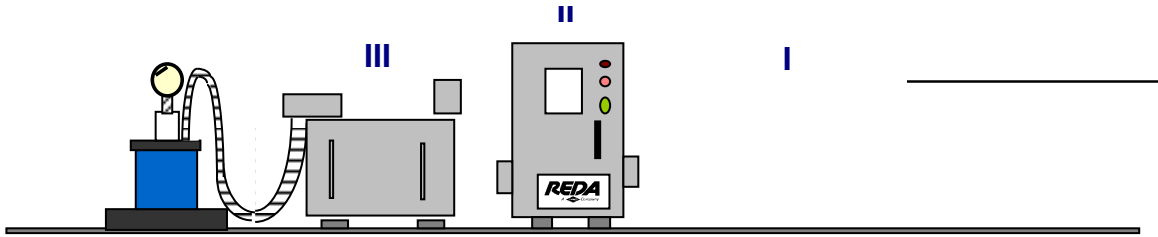


Fuente: BEGGS, Dale. Production Optimization Using NodalTM Analysis. 2nd Edition. Petroskills Publications. Tulsa, Oklahoma 1991. Modificado por el autor

1.3 Descripción del Equipo de Bombeo Electro Sumergible. El equipo de Bombeo Electro Sumergible a partir de este momento llamado BES, se puede dividir en dos partes, equipo de fondo y equipo de superficie. El equipo de superficie (fig. 5) es el encargado de proveer la energía eléctrica necesaria para que el motor funcione adecuadamente, además es el controlador del equipo BES.

Los principales componentes del equipo de superficie son los transformadores, el variador o VSD (Variable Speed Drive) donde se controlan las condiciones de operación del equipo y la caja de venteo.

Figura 5. Equipo de Superficie. I: Step Down Transformer; II Variable Speed Drive; III Step Up Transformer.



Fuente :KOBYLINSKI, Lee; KALLAS, Patricia. Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Melun, France. February 2008. Unpublished work. Property of Schlumberger. All rights reserved.

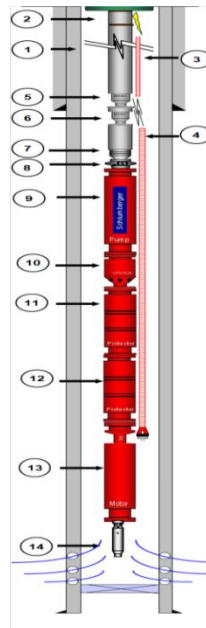
En fondo encontramos el equipo encargado de levantar el fluido del pozo hasta superficie (fig. 6) mediante el aumento de la presión original del fluido. Cuelga de la tubería de producción y consta por lo general, en una configuración sencilla, de un motor eléctrico, un protector, separador de gas (si es necesario), Entrada de Fluido o Intake y una bomba electro centrífuga.

Existen componentes adicionales a estos, los cuales son adaptables al equipo y proporcionan alguna función adicional, como manejadores de gas, sensores y adaptadores entre equipos de diferente diámetro.

Esta configuración es la más simple de un sin número de posibles, que se adaptan a las condiciones y requerimientos de cada pozo. Sin embargo el mecanismo de funcionamiento es similar y parte de ésta configuración sencilla en la cual el fluido que sale de las perforaciones hacia la cara del pozo hace contacto con el motor y lo enfría, luego el fluido ingresa por el Intake y pasa por el cuerpo de la bomba

ganando energía mecánica que se convierte en energía cinética, traduciéndose en un aumento en la presión con el fin de llegar a superficie.

Figura 6. Equipo en fondo de Bombeo Electro Sumergible. 1. Casing; 2. Tubing; 3. Cable de Poder; 4. Motor Lead Extension (MLE); 5. Válvula Bleeder; 6. Válvula cheque; 7. Cabeza de Descarga; 8. Cabeza de descarga del Sensor; 9. Bomba; 10. Intake; 11. Protector Superior; 12. Protector Inferior; 13. Motor; 14. Sensor.



Fuente: BROWN, Kermit. The Technology of Artificial Lift Methods

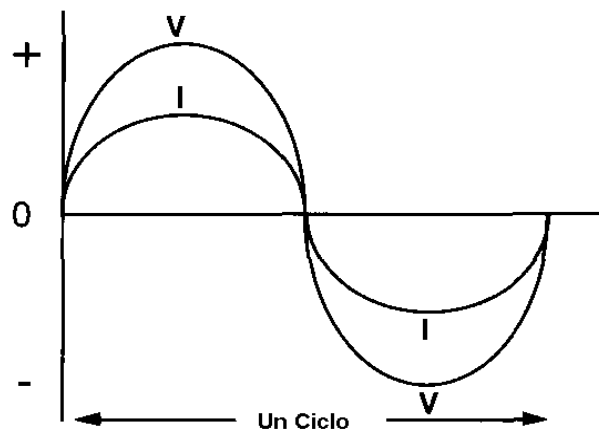
1.3.1 Descripción y Principios de Funcionamiento del Equipo Bes Conceptos básicos manejados en el equipo de superficie. Como parte vital del funcionamiento de un equipo BES se encuentra la parte eléctrica, anteriormente mencionada, la cual será descrita en este capítulo. A manera de entender los fenómenos físicos y terminología que se desarrollará, se hará una breve descripción de algunos de ellos.

- **VOLTAJE:** Debido a que los electrones están distribuidos de igual forma a través de una sustancia, para poder separarlos y hacer que fluyan en la

dirección correcta se requiere una fuerza electromotriz. Esta fuerza se denomina Potencial o Voltaje. La unidad de medida de esta fuerza es el Voltio.

- **Corriente:** Cuando un potencial o voltaje de fuerza suficiente es aplicado a una sustancia, causa el flujo de electrones. Este flujo de electrones se llama corriente eléctrica. La tasa de flujo de una corriente eléctrica representada por el movimiento de una cantidad unitaria de electrones por segundo se denomina AMPERIO, la cual es la unidad de medida de corriente.
- **Resistencia:** La resistencia se puede comparar con la fricción encontrada por un flujo de agua a través de una tubería. Una tubería lisa y recta, conduce el agua con menor pérdida de presión. De la misma forma, un material que tenga baja resistencia permite que la electricidad fluya con una pérdida pequeña de voltaje.
- **Onda Sinusoidal de Corriente Alterna:** En un sistema de corriente alterna monofásica, el voltaje y la corriente siguen una forma de onda sinusoidal. Aumenta desde cero hasta un máximo en una dirección y luego decrece a cero, crece nuevamente a un máximo pero en la dirección opuesta y nuevamente decrece a cero, completando así un ciclo o dos alteraciones y 360 grados eléctricos. (Fig. 7).

Figura 7. Onda Sinusoidal de Corriente Alterna.



Fuente: Cashmore. D. "Application Dependent Ratings (ADRTM)," Centrilift

- **Potencia.** La potencia se define como la tasa de trabajo efectivo. En términos eléctricos, representa la energía necesaria para mantener el flujo de corriente. La unidad de medida de la potencia eléctrica son los vatios. Debido a que los motores eléctricos requieren gran cantidad de potencia para su funcionamiento esta medida se expresa en Kilovatios (KV). En un circuito resistivo, cuando el voltaje y la corriente están en fase, la potencia Real se puede definir como:

$$P = V \times I \dots\dots\dots (9)$$

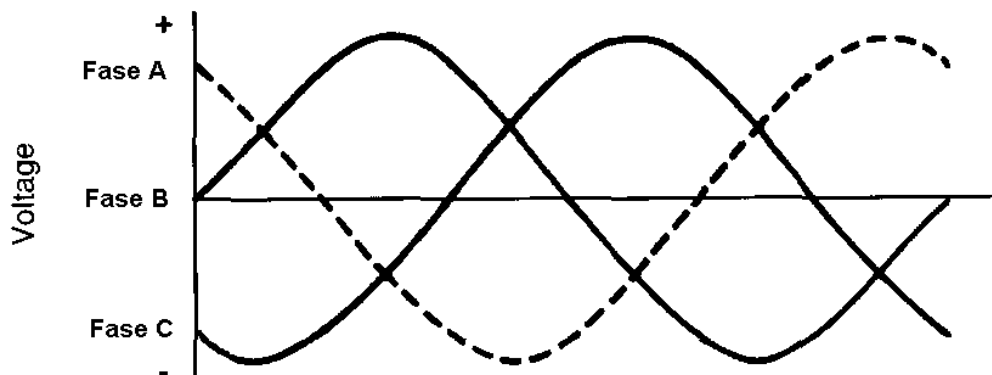
Donde: P = Potencia en Vatios

V = Voltaje en Voltios

I = Corriente en Amperios

Debido a que los motores eléctricos usados en un sistema de Bombeo Electro Sumergible son de corriente alterna Trifásica, o sea, tienen tres sistemas de corriente alterna monofásica. Estos sistemas están diseñados para que el voltaje generado en cualquier fase esté desplazado 120 grados de los otros dos (fig. 8).

Figura 8. Ondas de un sistema trifásico.



Fuente: Cashmore. D. "Application Dependent Ratings (ADRTM)," Centrilift

Para medir la potencia entregada por un motor de corriente alterna no es simplemente multiplicar los voltios por los amperios. Debido a que estos motores necesitan una cantidad muy grande de potencia para funcionar correctamente se usa como medida de la misma la unidad conocida como kilo voltio amperio KVA.

- **Frecuencia:** Cuando un generador gira a través de 360 grados, con una revolución completa el voltaje generado completa un ciclo. Si el generador gira a una velocidad de 60 revoluciones por segundo, el voltaje generado completará 60 ciclos en un segundo. Entonces se podrá decir que el voltaje generado tiene una frecuencia de 60 ciclos o 60 Hertz (Hz).
- **Factor de Potencia:** Es la relación entre la potencia real (KW) y la potencia aparente (KVA), medida la primera por medio de un vatímetro y la segunda por medio de un voltímetro y un amperímetro; Se puede definir de la siguiente manera:

$$FactordePotencia = \frac{PotenciaReal}{PotenciaAparente} = \frac{Vatios}{VA} \dots\dots\dots (10)$$

Una manera de encontrar la potencia o el consumo real de la máquina en KVA es de la siguiente manera:

$$KVA = IxVxPF \dots\dots\dots(11)$$

Donde el factor de potencia será uno (1) en el estado ideal, ya que el voltaje y la corriente alcanzarán sus valores máximos de manera simultánea. Cabe resaltar que en la realidad esto nunca se alcanzará debido a problemas de calidad de la energía eléctrica y factores externos como armónicos entre otros.¹

¹Cashmore. D. “Application Dependent Ratings (ADRTM),” Centrilift

- **Definición De Armónicos.** Son distorsiones de las ondas sinusoidales de tensión y/o corriente de los sistemas eléctricos, debido al uso de cargas con impedancia no lineal, a materiales ferro magnéticas, y en general al uso de equipos que necesiten realizar conmutaciones en su operación normal. La aparición de corrientes y/o tensiones armónicas en el sistema eléctrico crea problemas tales como, el aumento de pérdidas de potencia activa, sobretensiones en los condensadores, errores de medición, mal funcionamiento de protecciones, daño en los aislamientos, deterioro de dieléctricos, disminución de la vida útil de los equipos, entre otros.

En un sistema de potencia eléctrica, los aparatos y equipos que se conectan a él, tanto por la propia empresa como por los clientes, están diseñados para operar a 50 ó 60 ciclos, con una tensión y corriente sinusoidal. Por diferentes razones, se puede presentar un flujo eléctrico a otras frecuencias de 50 ó 60 ciclos sobre algunas partes del sistema de potencia o dentro de la instalación de un usuario. La forma de onda existente está compuesta por un número de ondas sinusoidales de diferentes frecuencias, incluyendo una referida a la frecuencia fundamental. El término componente armónico o simplemente armónico, se refiere a cualquiera de las componentes sinusoidales mencionadas previamente, la cual es múltiplo de la fundamental. La amplitud de los armónicos es generalmente expresada en por ciento de la fundamental.

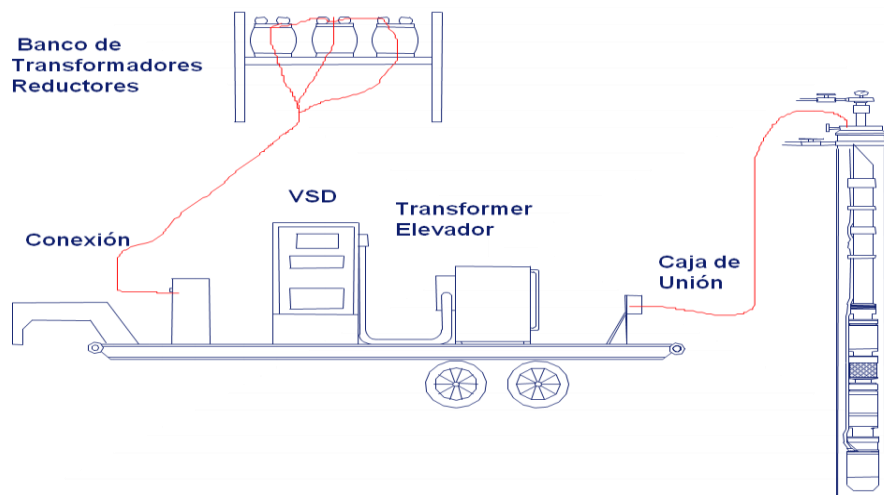
Los armónicos se definen habitualmente con los dos datos más importantes que les caracterizan, que son:

Su Amplitud: hace referencia al valor de la tensión o intensidad del armónico.

Su Orden: hace referencia al valor de su frecuencia referido a la fundamental (60 Hz). 2

- **Equipo de Superficie**
- **Transformadores.** Un transformador permite cambiar el voltaje de un sistema de corriente alterna y así poder acomodarlo a los requerimientos del equipo. Un transformador no genera potencia eléctrica sólo la transfiere de una red a otra. La eficiencia de estos transformadores alcanza valores muy cercanos al 100%.

Figura 9. Sistema Básico de distribución de la energía en equipos ESP.



Fuente :Cashmore. D. "Application Dependent Ratings (ADRTM)," Centrilift

- **Variadores de frecuencia vsd (variable speed drive).** Un variador de frecuencia es simplemente un dispositivo que toma corriente a una frecuencia fija para cambiarla a corriente de frecuencia variable y suministrarla al equipo

²McCLUNG, W.J., JOHNSON, J.A. Electric Submersible Pump Application and Operation in Small Openhole Completions

de fondo. Al incrementar la frecuencia, también incrementa la velocidad del motor así como su capacidad de potencia.

El incremento de velocidad hace que la bomba genere más altura y a su vez más caudal en superficie, por lo tanto, la potencia al freno requerida para generar más altura también incrementa.

Las siguientes son algunas de las razones por las cuales se usa variadores de frecuencia en los sistemas de la empresa:

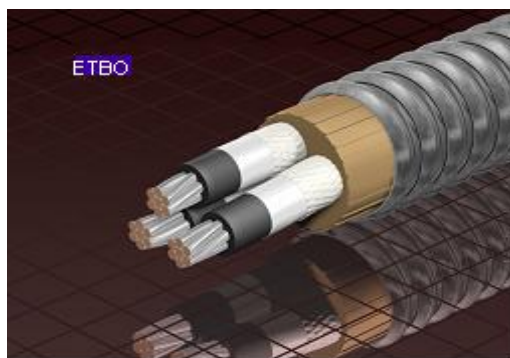
- Protege el equipo del subsuelo contra relámpagos.
- Elimina el uso de estranguladores en el sistema.
- Provee arranques suaves sin picos de corriente en el arranque.
- Protege el equipo del subsuelo contra tasa de bombeo máximo (achicamiento del pozo).
- Permite operación remota/automatización.
- Permite respuesta suave a cambios de torque.
- Suaviza la rampa de aceleración en el arranque, reduce daños en la bomba, previene infiltración de arena, todo esto para aumentar la vida útil del sistema.

- Cables Para el Sistema Esp. El cable es el encargado de transmitirle la potencia necesaria desde el variador hasta el motor, para su funcionamiento en fondo de pozo donde se encuentra el equipo ESP. Existen diferentes tipos de cables tanto en tamaño como en sus configuraciones.

El tamaño apropiado del cable está gobernado por el amperaje, pérdida de voltaje, espacio disponible en el colgador de la tubería de producción y el revestidor.

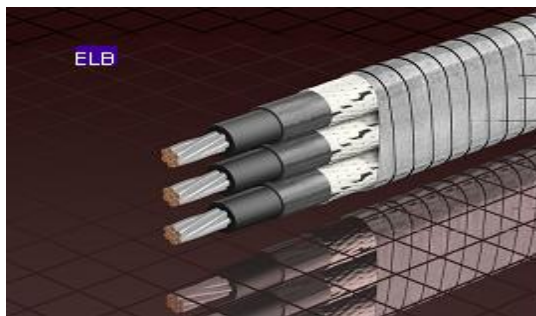
La configuración del cable depende de las disponibilidades y facilidades del pozo y puede ser de dos tipos, redondo y plano. El cable redondo (fig. 10) nos ofrece mejores propiedades eléctricas y mecánicas, mientras que el cable plano (fig.11) nos ofrece una ventaja que es el espacio disponible en pozo. En pozos desviados bajar un cable redondo resultaría en riesgos a la hora de bajar como subir el equipo ESP.3

Figura 10. Cable de Poder Redondo



Fuente: KOBYLINSKI, Lee; KALLAS, Patricia. Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Melun, France. February 2008. Unpublished work. Property of Schlumberger. All rights reserved.

Figura 11. Cable de Poder Plano.



Fuente: KOBYLINSKI, Lee; KALLAS, Patricia. Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Melun, France. February 2008. Unpublished work. Property of Schlumberger. All rights reserved.

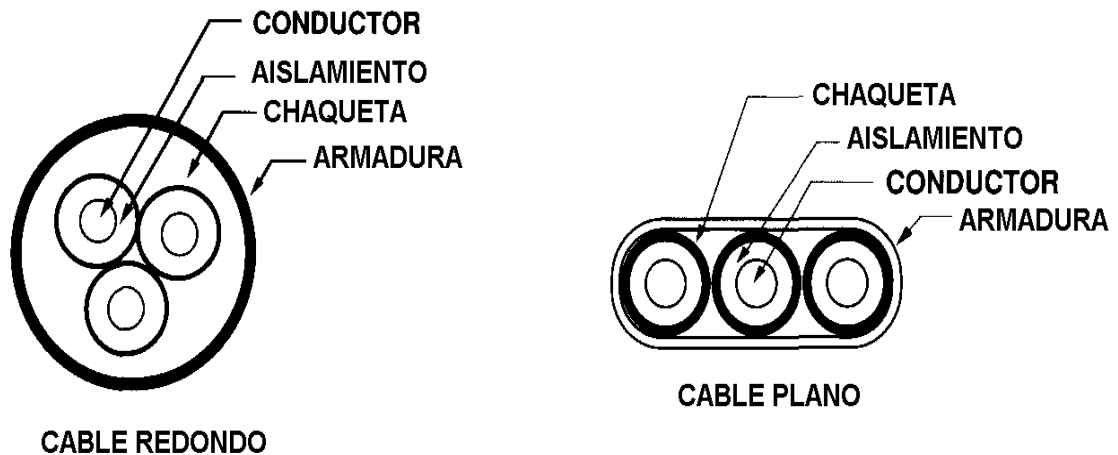
³BREIT, S., SIKORA, K., AKERSON, J., Overcoming the Previous Limitations of Variable Speed Drives on Submersible Pump Applications.

El tipo de cable a usar en una instalación está directamente relacionado con unos parámetros entre los cuales se encuentran los siguientes:

- Propiedades Eléctricas.
- Dimensiones físicas.
- Resistencia al ambiente.
- Resistencia mecánica.
- Temperatura.
- Condiciones de manejo.

Es muy importante revisar toda la data disponible del pozo para seleccionar específicamente el cable más óptimo, pero las propiedades más importantes sin duda alguna serán la temperatura a la cual estará expuesto el cable y la composición del fluido que envolverá al mismo. El interior del cable está compuesto de un conductor, aislante, una chaqueta y una armadura. (fig.12)

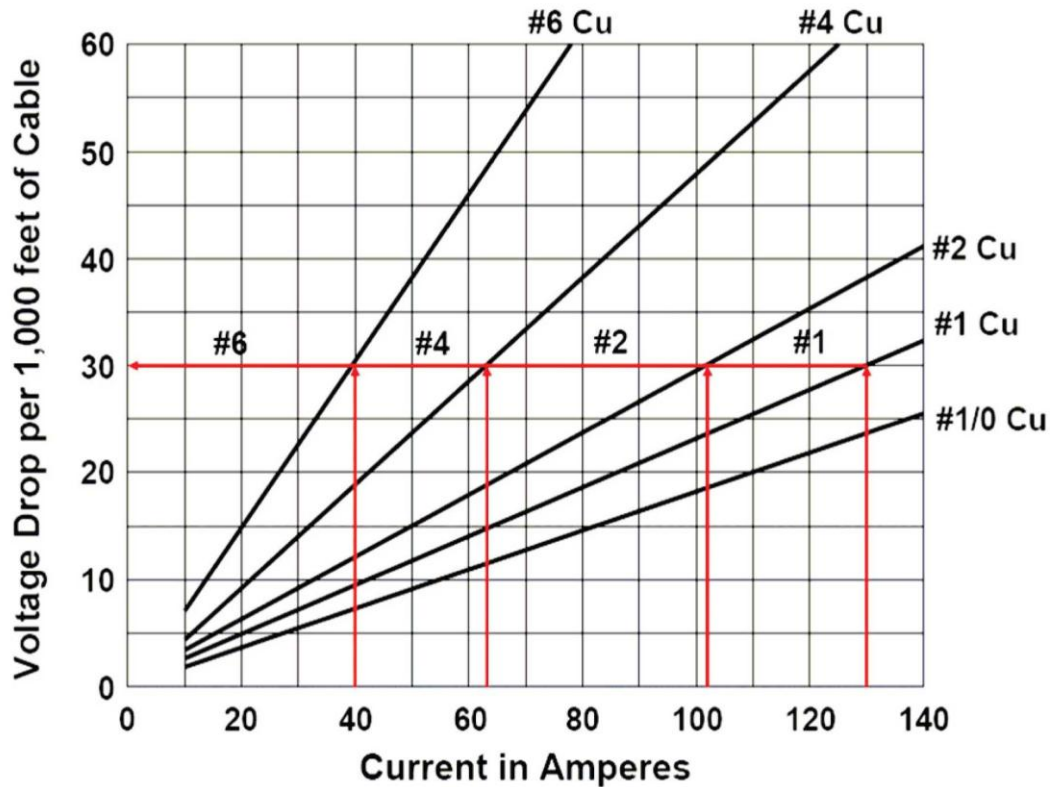
Figura 12. Componentes de un cable de poder.



Fuente: Cashmore. D. "Application Dependent Ratings (ADRTM)," Centrilift

La selección del cable de una bomba Electro sumergible está sujeta a las pérdidas de voltaje a lo largo del cable y de su capacidad de transportar corriente. La siguiente gráfica nos ilustra cómo debemos seleccionarlo de acuerdo a la corriente que manejará el cable.

Figura 13. Cálculo de Pérdidas de Voltaje.



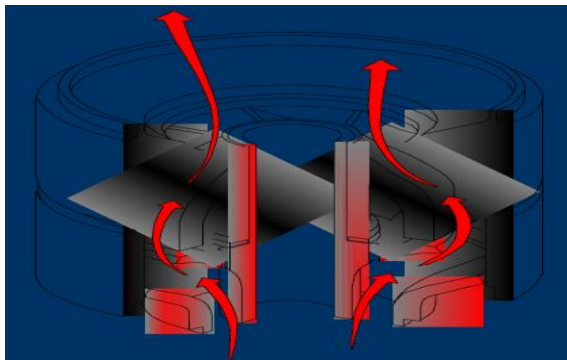
Fuente: KOBYLINSKI, Lee; KALLAS, Patricia. Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Melun, France. February 2008. Unpublished work. Property of Schlumberger. All rights reserved.

El uso de esta gráfica es muy sencillo, simplemente se entra con la corriente a la cual será sometido el cable y por debajo de la línea roja cualquier cable será óptimo para tu sistema. Cabe resaltar que el cable que se encuentre por encima de esta línea también podrá ser usado pero tendrá una pérdida de voltaje superior

a 30 voltios por cada mil pies de cable, lo cual generará un consumo más elevado en superficie.⁴

- **Equipo de fondo.** Las partes del equipo de fondo que componen un sistema de Bombeo Electro Sumergible varían de acuerdo a la configuración del pozo, sin embargo, las que mencionaremos a continuación son básicas y permiten el funcionamiento del equipo en su configuración más sencilla.
- **Bomba Centrífuga.** Las bombas centrífugas multietapas están construidas en diferentes diámetros dependiendo del espacio disponible en el pozo (diámetro del tubing). Cada etapa consta de un impulsor rotatorio y un difusor estacionario y se agregan tantas etapas se requieran para levantar la columna deseada. El funcionamiento de la bomba consiste en transferir la energía generada por el impulsor al fluido desplazado, lo cual se logra mediante el paso del fluido a través del impulsor; este movimiento rotatorio adquirido por el fluido se divide en dos componentes. Un movimiento va en la dirección tangencial al diámetro externo del impulsor y el otro es radial hacia afuera del centro del impulsor y es causado por una fuerza centrífuga. La resultante de estas dos componentes es la dirección de flujo.

Figura 14. Configuración de Una etapa



Fuente: KOBYLINSKI, Lee; KALLAS, Patricia. Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Melun, France. February 2008. Unpublished work. Property of Schlumberger. All rights reserved.

⁴Lea, J. F. and Bearden, J. L.: "Effect of Gaseous Fluids on Submersible Pump Performance,"

.Las bombas centrífugas se pueden clasificar en dos grupos principales de acuerdo al diseño de los impulsores; Bombas de Flujo Radial y Bombas de Flujo Mixto. Las primeras se usan para caudales de diseño bajos y poca cantidad de gas. En las Bombas de flujo mixto los impulsores imparten una dirección al fluido que contiene una componente axial considerable, lo cual permite el manejo de mayores caudales y a su vez mayor cantidad de gas.

Figura 15. Etapa de Flujo Radial.



Fuente:KOBYLINSKI, Lee; KALLAS, Patricia. Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Melun, France. February 2008. Unpublished work. Property of Schlumberger. All rights reserved.

Figura 16. Etapa de Flujo Mixto.

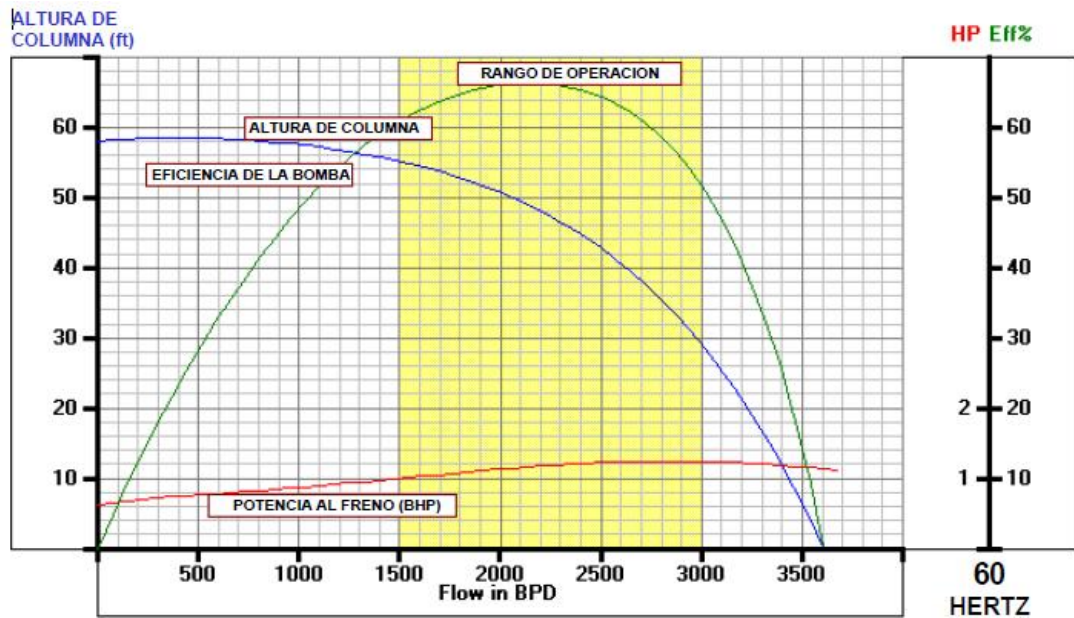


Fuente:KOBYLINSKI, Lee; KALLAS, Patricia. Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Melun, France. February 2008. Unpublished work. Property of Schlumberger. All rights reserved.

Sin embargo como se mencionó anteriormente la principal diferencia entre estos dos tipos de etapas es el diseño de los impulsores, para lo cual cabe notar que una etapa de flujo radial tiene el ángulo de los alabes cercanos a 90° y en una etapa de flujo mixto el ángulo es aproximadamente 45°.

La capacidad de descarga de la bomba electro sumergible depende de la velocidad de rotación, diseño de la etapa, la altura dinámica contra la cual debe funcionar y las propiedades del fluido que debe ser bombeado. La columna de fluido que se desea levantar determina el número de etapas de la bomba, teniendo en cuenta que cada etapa aporta determinada altura de levantamiento. La siguiente figura muestra el comportamiento característico de una etapa, resaltando su rango óptimo de operación.⁵

Figura 17. Curva característica de una etapa a 60 Hz.



Fuente: KOBYLINSKI, Lee; KALLAS, Patricia. Artificial Lift Application Engineering Reference Manual.

⁵KOBYLINSKI, Lee; KALLAS, Patricia. Artificial Lift Application Engineering Reference Manual

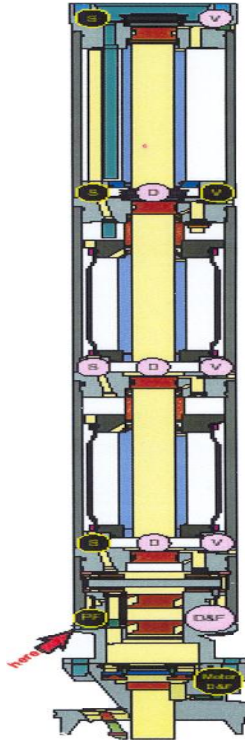
- Protectores o Sellos. El protector está ubicado entre la parte superior del motor y la inferior de la bomba, puede ser instalado como una unidad sencilla o conexión en tándem. La función principal del sello es proteger el motor mediante cuatro funciones básicas:
- Proporcionar el volumen necesario requerido por el aceite dieléctrico del motor para su expansión, la cual se produce por calentamiento del motor o por aumento en la temperatura del fondo del pozo.
- Igualar la presión de la cavidad del pozo con la presión del aceite dieléctrico del motor. Esto evita que los fluidos del pozo puedan infiltrarse en las cámaras internas del motor y así producir una falla eléctrica anticipada.
- El protector contiene múltiples sellos mecánicos sobre el eje que evitan que el fluido del pozo entre por el eje. Por otro lado las bolsas proporcionan una barrera positiva para el fluido del pozo y las cámaras laberínticas proporcionan separación del fluido del pozo con el aceite del motor por medio de la diferencia de densidades entre estos.
- Absorber el empuje axial descendente de la bomba por medio de un cojinete deslizante, el cual usa una película hidrodinámica de aceite para proporcionarle lubricación en la operación.

Existen situaciones en las cuales la integridad de los sellos se puede ver afectada y son las siguientes:

- Reducciones de temperatura repetidas: lo cual generará una compresión del aceite y un aumento en la viscosidad del mismo siendo más factible la contaminación del motor.
- Falta de alineación: La no alineación de los ejes puede generar espacios entre las uniones de los mismos y así permitir la entrada de fluido del pozo,
- Partículas extrañas: las cuales pueden causar la alteración de las propiedades dieléctricas del aceite del motor.

- Vibración: Esta puede causar el rompimiento de un sello mecánico lo que se traduciría en una falla pronta del motor.

Figura 18. Protector de Configuración LSBPB



Fuente: KOBYLINSKI, Lee; KALLAS, Patricia. Artificial Lift Application Engineering Reference Manual.

- **Separador de Gas (Intake).** El intake o separador de gas, impide que el gas libre proveniente del yacimiento ingrese al interior del cuerpo de la bomba lo cual puede generar taponamiento en las etapas de la misma. Existen dos tipos de separadores de gas cuya principal diferencia es la cantidad de fluido que pueden manejar y la eficiencia con la cual es separado el gas.
- **DRS (Rotary Separator Series D).** Como su nombre lo indica el DRS (fig. 19) es un separador de gas de rotación en el cual el fluido entra en el separador y es guiado hacia una cámara centrífuga rotativa por la acción de un inductor. Una vez en la cámara de separación rotativa, el fluido con la mayor gravedad

específica es llevado hacia la pared externa de la cámara rotativa por la fuerza centrífuga, dejando que el gas migre hacia el centro de la cámara. El gas es separado del fluido por medio de un divisor al final del separador y es expulsado nuevamente al espacio anular del pozo. Este separador maneja hasta un 25% del gas libre proveniente del yacimiento y tiene una eficiencia de 80% de eficiencia en la separación.

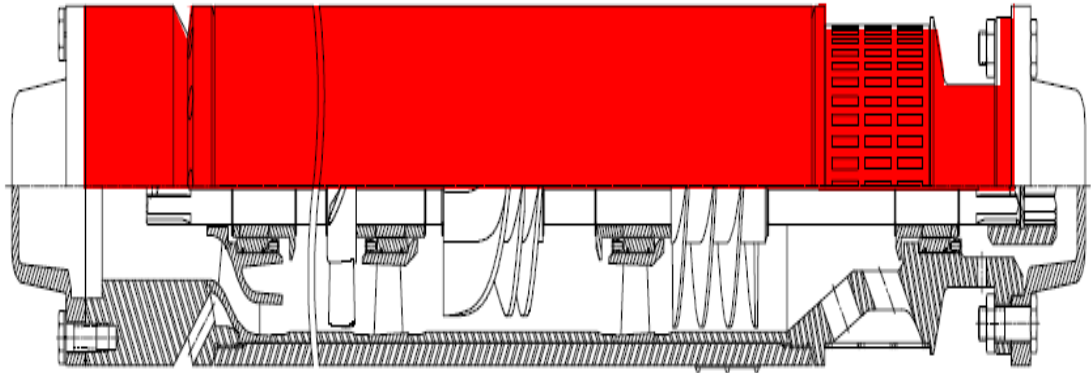
- **VGSA (Vortex Gas Separator Advanced).** Es un dispositivo de separación de gas dinámico el cual utiliza una acción de vórtice natural creada por una configuración en la entrada especialmente diseñada, inductor de flujo axial, varios generadores de vórtice, múltiples cojinetes de caudal continuo y un crossover de descarga que provee una separación de gas altamente efectiva (fig. 20). La capacidad de manejo de este separador es de 45% de gas libre y una eficiencia del 90% en la separación. El principio de separación es la diferencia de densidades entre el gas y el líquido, la cual mediante una aceleración del fluido, el gas es arrojado a las paredes del mismo y venteado al anular del pozo.

Figura 19. Rotary Gas Separator.



Fuente: KOBYLINSKI, Lee; KALLAS, Patricia. Artificial Lift Application Engineering Reference Manual.

Figura 20. Vortex Gas Separator Advanced.

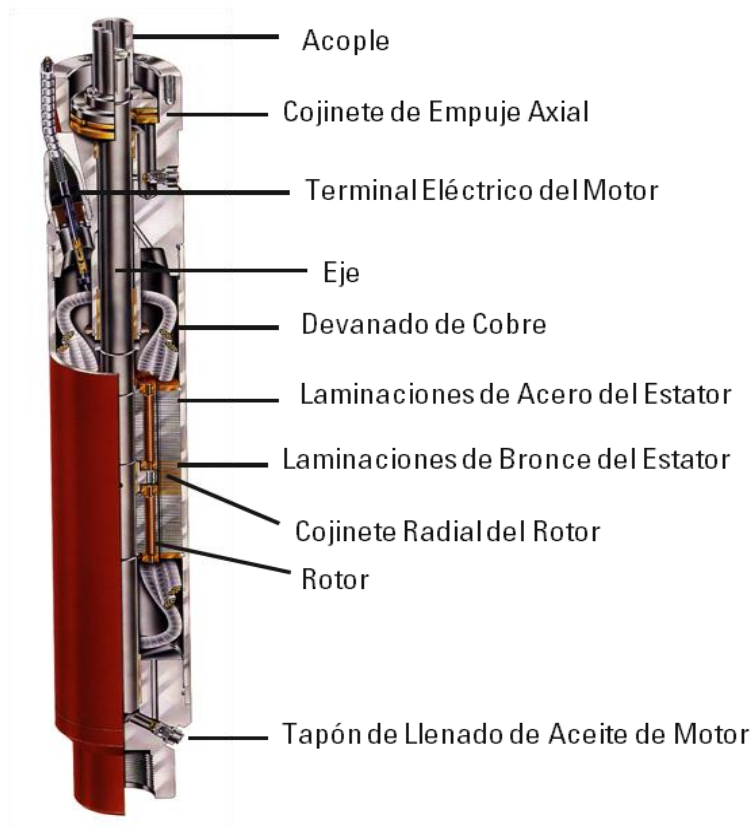


Fuente: KOBYLINSKI, Lee; KALLAS, Patricia. Artificial Lift Application Engineering Reference Manual.

- **Motor Electro Sumergible.** El motor eléctrico (fig.21) usado en los sistemas de bombeo electro sumergible es un motor de inducción bipolar trifásico, el cual está diseñado para trabajar en su mejor punto de eficiencia a 3600 RPM y una frecuencia de 60 Hz. El motor funciona con corriente alterna de tres fases la cual genera un campo magnético que gira alrededor de los estatores. Este campo magnético induce un voltaje en los conductores del rotor lo cual genera una corriente que fluye en las barras del rotor. Esta corriente de inducción a su vez genera otro campo magnético el cual es atraído al campo magnético rotativo del estator induciendo al rotor y al eje a girar dentro del estator.⁶

⁶ISLAM, Moavim. Use of Electric Submersible Pumps (ESPs) in Oil and Gas Production Facilities.

Figura 21. Motor Electro Sumergible



Fuente: ISLAM, Moavim. Use of Electric Submersible Pumps (ESPs) in Oil and Gas Production Facilities

- Sensor. El sensor es el encargado de medir las propiedades y condiciones a las cuales está operando el sistema. El sensor registra propiedades tales como temperatura en el intake, temperatura del motor, vibraciones, presión en el intake, presión de descarga, entre otras. Todas estas lecturas de dichas propiedades son enviadas mediante pulsos magnéticos a superficie donde se interpretan y arrojan un valor específico. Existen diversas variedades de sensores y su principal diferencia radica en las propiedades que pueda medir cada uno de los diferentes sensores.⁷

⁷KALLAS, Patricia. DesignPro® Tutorial. April 2010. Unpublished work

Figura 22. Sensor de un Sistema ESP.



Fuente: KALLAS, Patricia. DesignPro® Tutorial. April 2010. Unpublished work.

2. MEDIDAS DE CONSUMO DE ENERGIA, ARMONICOS DE VOLTAJE Y CORRIENTE

A lo largo de la historia del bombeo electro sumergible en Colombia se ha contado con un problema al cual se hacía caso omiso, no solo por desconocimiento del tema, sino por falta de tecnología disponible para tratar de solucionarlo. Hoy en día la legislación en Colombia y a nivel mundial, exigen a todas las compañías que involucran sistemas de redes eléctricas e incluso aquellas las cuales sus equipos dependen de estas para su funcionamiento, que los niveles de armónicos en sus sistemas estén dentro de los rangos en los cuales este problema no tenga una afectación directa, los cuales varían dependiendo del país en el que se encuentre este sistema.

Por eso con este estudio se pretende evaluar el estado actual tanto de consumo, como de nivel de armónicos en los equipos de bombeo electro sumergible de todo un campo ubicado en los llanos orientales.

2.1 METODOLOGIA DEL ESTUDIO.

Se seleccionan los pozos que fueron instalados por parte de SCHLUMBERGER, representado en este campo por el segmento de Artificial Lift System ALS. En esta compañía se cuenta con una gran variedad de equipos de Bombeo Electro Sumergible, los cuales para el presente caso de estudio y por razones de privacidad de la información sólo se entregarán detalles generales de los mismos. Se realiza en Campo toma de parámetros eléctricos, armónicos y elaboración del informe de Predictivos del mes de Octubre de 2011, para todos los pozos del campo en estudio por parte del Autor de este libro y el Técnico asignado por Schlumberger.

La toma de medidas eléctricas se realizó con una herramienta denominada FLUKE 43B la cual mide voltajes y corrientes en el cableado de cualquier sistema eléctrico. Además muestra gráficamente el tamaño, orden y amplitud el armónico tanto de voltaje como de corriente en el sistema de la empresa. Es una herramienta sencilla y fácil de manejar.

El objeto de estudio se centró en las mediciones de los armónicos en la entrada de los variadores de frecuencia VSD, el cual es alimentado por generadores eléctricos, y en la salida de los variadores que se comunican con los transformadores elevadores o SUT (Step Up Transformer) para posteriormente transmitirle la energía necesaria al equipo de BES. También se realizaron medidas de potencia, los cuales se expresan en KVA (kilo voltio amperio) a la salida del SUT con el fin de determinar el consumo real del equipo BES.

Como en todo procedimiento existe la posibilidad que los datos registrados presenten errores a la hora de su medida. Por lo cual se deben tomar las siguientes precauciones con el fin de reducir la incertidumbre de los datos:

- Asegurar una estabilidad en el sistema eléctrico, evitando cambiar frecuencia a los variadores, apagar y tratar de encender nuevamente el equipo BES. Se debe estabilizar el flujo de corriente en el sistema.
- Evitar al máximo corrientes de viento que puedan mover las pinzas y los aros de potencia con los cuales se registran las mediadas.
- No pueden haber rastros de humedad cerca de donde se realizan las mediciones puesto que los aparatos eléctricos usados son muy sensibles a la misma y arrojarían datos erróneos.

- A la hora de registrar el dato exacto de una fase, se debe dar alrededor de 15 segundos a la herramienta para que tome el dato correspondiente a esa fase del sistema y así evitar que el campo magnético de las otras dos fases influya sobre la medición.

La seguridad del personal en cualquier procedimiento en la industria se ha convertido en una prioridad invaluable para cualquier empresa. Por lo mismo se tomaron todas las precauciones pertinentes del caso con el fin de prevenir cualquier accidente, además estas son mediciones en líneas de tensión de medio y alto voltaje por lo cual es catalogado como un trabajo de alto riesgo. Las siguientes son las precauciones que se tomaron en cuanto a la seguridad y que siempre deben tomarse en trabajos de este tipo:

- Elementos de Protección Personal tales como Casco, Guantes dieléctricos, Botas punta de acero, Careta Protectora, Overall en NOMEX (material retardante a la llama).
- Aislar la zona mediante la señalización adecuada.
- Ubicación de tapete dieléctrico con el fin de no convertir al personal que toma la muestra, en un circuito con la red.
- Identificación de los interruptores más cercanos de desconexión a la red eléctrica caso de una descarga eléctrica.
- Diligenciar debidamente los permisos de trabajos con el fin que la empresa operadora esté enterada y no realice cambios en el comportamiento de los equipos que se están midiendo.

- Extintor cerca del sitio de las mediciones y ubicación del punto de atención médico más cercano a la locación.

2.2 RESULTADOS DE LAS MEDICIONES

2.2.1 Mediciones de Potencia. A continuación se presenta un resumen de los valores medidos en campo y de cómo se calcularon los KVA que se encuentra consumiendo cada uno de los equipos de bombeo electro sumergible. La herramienta usada para medir, previamente descrita, nos muestra los valores de corriente, voltaje, factor de potencia, porcentaje de armónicos, entre otros.

Mediante la siguiente fórmula se calculan los KVA (kilo voltio amperio) reales de consumo de los equipos de Bombeo electro Sumergible:

$$KVA = \frac{V * A * Fp * \sqrt{3}}{1000} \dots\dots\dots$$

(12)

Donde:

- V = Voltaje
- A = Amperaje
- Fp = Factor de Potencia

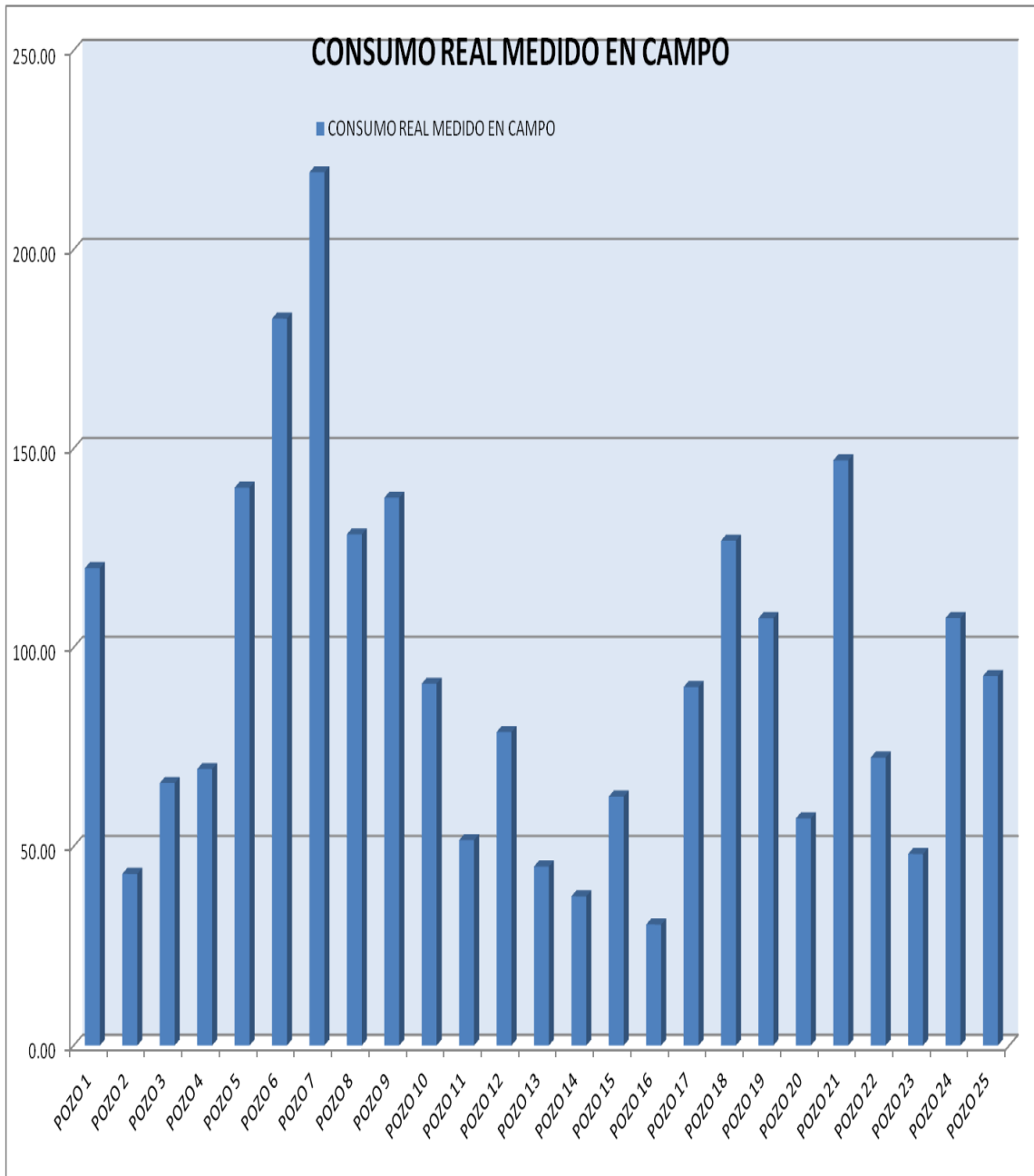
En la tabla número 1 se muestran todos los valores medidos en campo, los cuales son ilustrados de una manera fácil de entender. Debido a que el sistema es Trifásico, se hicieron las mediciones para cada fase del sistema, dato que no debe ser muy diferente entre cada fase, de lo contrario el sistema estaría desbalanceado y provocaría daños al equipo. Para poder calcular un sólo valor de KVA se hizo un promedio tanto de voltaje como amperaje, mientras que el factor de potencia es uno solo, propio de cada sistema y se tomó de la medición realizada a la salida del Variador de Frecuencia.

Tabla 1. Resumen de Datos medidos en Campo y Cálculo del Consumo en KVA.

POZO	TIPO DE BOMBA	FRECUENCIA ACTUAL (Hz)	CAUDAL	FECHA DE LA MEDICION	PROFUNDIDAD DEL INTAKE	VOLTIOS PH - PH			PROMEDIO VOLTAJE (voltios)	AMPERIOS			PROMEDIO AMPERAJE (amperios)	FACTOR DE POTENCIA	KVA REAL (CALCULADO)
POZO 1	DN1750	62.0	2375.00	11 de Octubre de 2011	4852.9	2380	2381	2378	2380	33	31	33	32.3	0.9	119.94
POZO 2	DN-1100	55.9	508.00	3 de Noviembre de 2011	4794.2	2167	2178	2161	2169	17	17	16	16.4	0.7	43.12
POZO 3	S8000N	35.0	3216.00	3 de Noviembre de 2011	4754.0	1348	1349	1346	1348	45	45	42	44.1	0.6	65.93
POZO 4	DN1400	43.0	578.00	3 de Noviembre de 2011	5027.8	2029.0	2022.0	2042.0	2031	25	24	24	24.4	0.8	69.43
POZO 5	D2400N	58.0	2036.00	3 de Noviembre de 2011	4647.1	1569	1567	1569	1568	61	61	58	60.0	0.9	140.17
POZO 6	SN3600	62.5	3305.00	3 de Noviembre de 2011	4742.4	2737	2733	2738	2736	46	47	46	46.4	0.8	182.64
POZO 7	GN4000	59.5	4594	4 de Noviembre de 2011	5200.0	2440	2437	2438	2438	66	68	66	66.6	0.78	219.39
POZO 8	DN1750	65.0	2025.0	4 de Noviembre de 2011	4684.2	2728	2730	2713	2724	34	34	32	33.2	0.8	128.43
POZO 9	S6000N	52.0	4195.0	6 de Noviembre de 2011	4548.0	1748	1555	1765	1689	57	58	55	56.7	0.8	137.62
POZO 10	S5000N	35.0	2488.0	6 de Noviembre de 2011	4787	1316	1318	1318	1317	47	45	52	48.0	0.8	90.90
POZO 11	D1400N	63.5	636.1	5 de Noviembre de 2011	4616.0	2565	2566	2555	2562	18	19	18	18.2	0.6	51.59
POZO 12	SN3600	40.0	2584.05	5 de Noviembre de 2011	4300.0	2248	2257	2253	2253	28	28	28	28.0	0.72	78.75
POZO 13	D725N	50.0	143.32	5 de Noviembre de 2011	4225.06	2000	1997	1979	1992	15	16	17	15.7	0.83	44.96
POZO 14	SN3600	30.0	902.48	5 de Noviembre de 2011	4494	1890	1893	1899	1894	26	27	26	26.6	0.43	37.48
POZO 15	DN 1100	51.0	387.8	5 de Noviembre de 2011	4599	2291	2305	2290	2295	21	21	21	20.7	0.76	62.54
POZO 16	D725N	54.0	347	5 de Noviembre de 2011	4834.25	1965	1960	1961	1962	16	16	16	16.3	0.55	30.40
POZO 17	SN36000	62.0	806	16 de Octubre de 2011	4921	1382	1385	1386	1384	37	41	37	38.3	0.98	90.07
POZO 18	DN1100	56.0	539	16 de Octubre de 2011	4329.84	2400	2400	2380	2393	30	31	31	30.6	1	126.85
POZO 19	SN2600	51.0	1131	13 de Octubre de 2011	4287	2639	2666	2640	2648	35	35	35	34.9	0.67	107.36
POZO 20	SN3600	55.0	600	17 de Octubre de 2011	4615.44	3005	2979	3000	2995	25	25	25	25.0	0.44	57.06
POZO 21	SN2600	59.9	2642	5 de Noviembre de 2011	5022.12	2400	2400	2380	2393	39	44	40	40.8	0.87	147.02
POZO 22	SN2600	42.0	990.28	15 de Octubre de 2011	5297	1359	1454	1356	1390	42	44	41	42.3	0.71	72.35
POZO 23	DN1400	62.0	798	5 de Noviembre de 2011	3979.32	2362	2370	2372	2368	17	14	13	14.7	0.8	48.12
POZO 24	S6000N	45.0	3292	5 de Noviembre de 2011	4707.68	1306	1310	1306	1307	66	69	63	65.9	0.72	107.39
POZO 25	GN4000	43.0	2272	7 de Noviembre de 2011	5539.45	1346	1350	1350	1349	46	51	50	49.1	0.81	92.84

Fuente: Autor

Figura 23. KVA Real medido en Campo



.Fuente: Autor

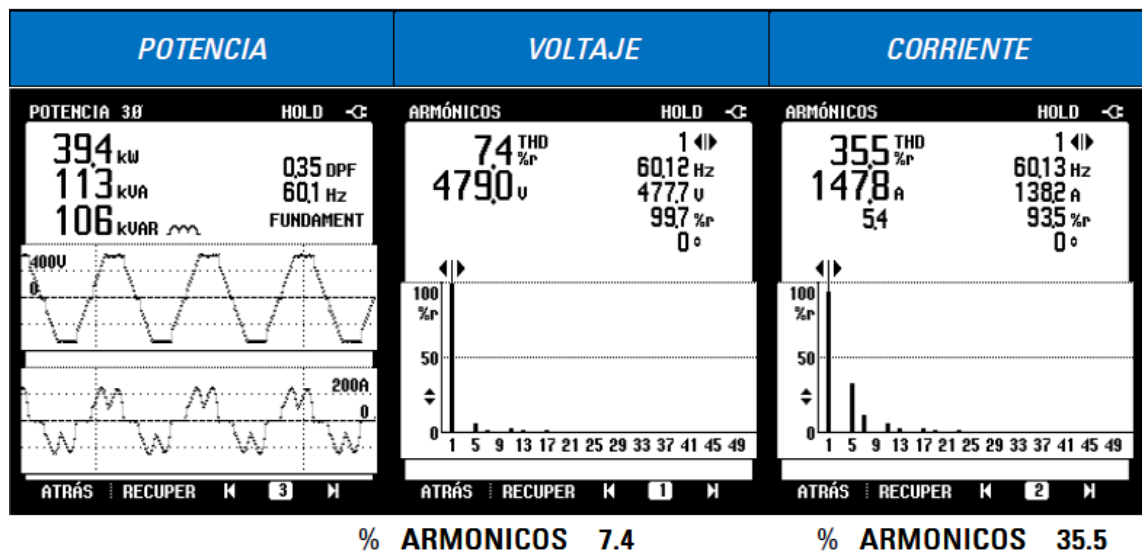
2.2.2 Medición de Armónicos de Voltaje y Corriente. A continuación se presentan los resultados de las mediciones con el Fluke 43 B del nivel de armónicos de voltaje y corriente tanto a la entrada como a la salida del VSD.

Además se presenta en la imagen el valor de potencia medido en el Variador de Frecuencia (KVA) para cada uno de los pozos objeto del estudio.

POZO 1:

Armónicos en la entrada del VSD

Figura 24 Gráfica de Armónicos en entrada de VSD.

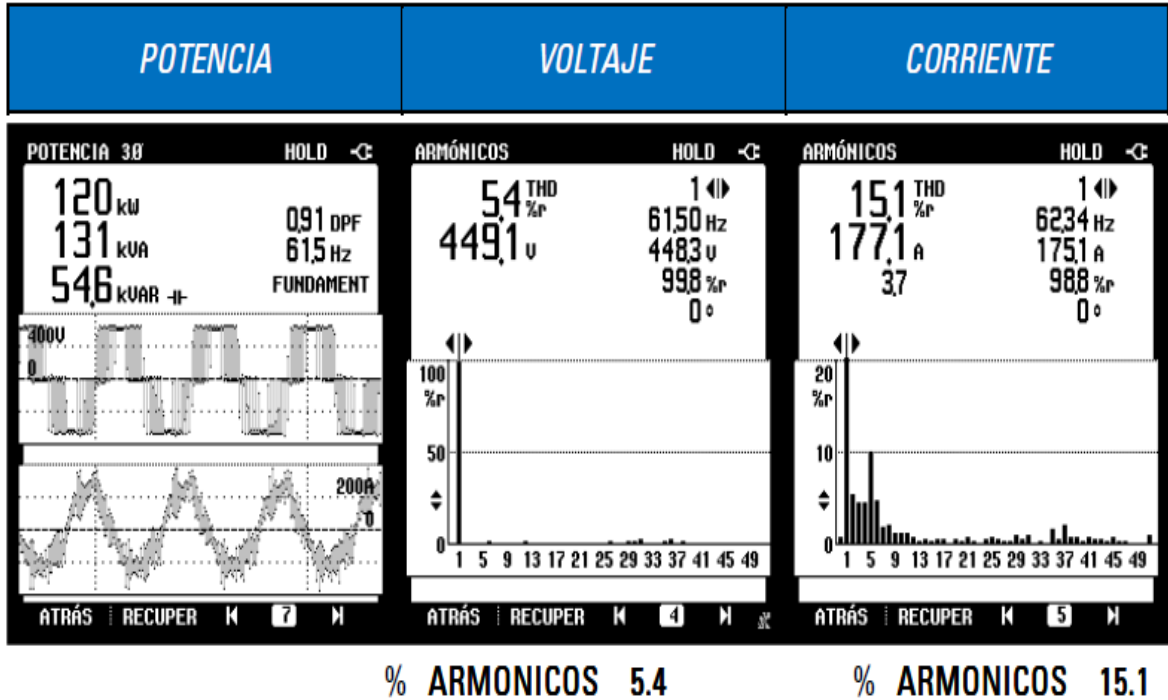


Fuente: Analyzer Fluke 43B

En la primera imagen (de izquierda a derecha) se observa la medición realizada de potencia (KVA) en la entrada del VSD. En este se puede evidenciar el comportamiento de la onda sinusoidal, tanto de voltaje como de corriente, y las distorsiones generadas a la misma producto de los armónicos. Datos como Kilo Wattio, Kilo Voltio Amperio, factor de potencia y frecuencia de operación pueden ser observados en la misma.

Armónicos en la salida del VSD

Figura 25 Gráfica de Armónicos en la salida de VSD.



Fuente: Analyzer Fluke 43B

En la imagen se observa claramente las distorsiones de la onda sinusoidal producida por el armónico, así como los valores de potencia y porcentaje de armónicos encontrados en las salidas de los variadores de frecuencia.

Un análisis que siempre se debe hacer es en que parte del variador, entrada o salida, el nivel de armónicos es mayor. Esto debido a que se puede determinar si el VSD está siendo fuente de emisión de armónicos, lo cual sin duda se reflejaría en el valor del armónico a la salida del mismo.

En la siguiente tabla se presenta el resumen de todas las mediciones tanto a la entrada como a la salida del Variador de frecuencia.

Tabla 2 Resumen % de Armónicos de Corriente y Voltaje

POZO	ARMONICOS ENTRADA VSD		ARMONICOS SALIDA	
	%VOLTAJE	% CORRIENTE	% VOLTAJE	% CORRIENTE
POZO 1	7.4	35.5	5.4	15.1
POZO 2	7.9	53.4	29.7	35.6
POZO 3	5.5	45.8	85.3	30.1
POZO 4	2.5	13.2	27.3	9.1
POZO 5	11.5	30.7	42.6	14.6
POZO 6	10.8	30.6	43.1	12.8
POZO 7	12.2	28.4	39.8	13.3
POZO 8	7.7	37.5	39.1	10.5
POZO 9	31.7	27.8	7.6	8.6
POZO 10	12.4	38.6	16.3	18.5
POZO 11	8.5	30.6	16.1	9.9
POZO 12	5.1	51.9	20.4	5.5
POZO 13	5	69.1	63	20.6
POZO 14	4.9	67.2	11.9	36.6
POZO 15	5.1	56.8	25.1	9
POZO 16	7	45.6	2.4	36.4
POZO 17	8.9	49.5	29.2	35.1
POZO 18	8.7	60.7	39	16.3
POZO 19	8	55.5	13.3	35.3
POZO 20	8	71.7	17	6.3
POZO 21	10.5	43.8	29.6	29.1
POZO 22	7.9	64.9	29.1	32.3
POZO 23	10.4	84.6	4.3	7.7
POZO 24	8.9	36.4	11.7	10.2
POZO 25	43.6	49.1	31.7	12.7

Fuente: Autor

2.3 ANALISIS DE LOS RESULTADOS Y POSIBLES SOLUCIONES

En la imagen mostrada en el analizador de armónicos referencia Fluke 43B, se puede apreciar una distorsión de la onda sinusoidal de la frecuencia fundamental; en la entrada y salida del VSD se observan valores altos de armónicos de corriente y voltaje por encima de lo establecido por la legislación colombiana (5%).

Esta distorsión de corriente está provocando un sobreconsumo de la misma por parte del motor, reduciendo así su tiempo de vida útil y ocasionando problemas operacionales como shut downs repentinos, calentamiento de los equipos VSD y SUT entre otros.

Existen varias maneras de mitigar el efecto de estos armónicos y a continuación se mencionarán las más relevantes según su orden de afectación directa.

2.3.1 Optimización de Potencia. Un proceso cuyo principal objetivo no es la reducción de armónicos sino el ahorro en el consumo de energía, pero que indirectamente disminuye los efectos del armónico sobre los sistemas (VSD, SUT, Motor) es llamado optimización de potencia. Existen varias maneras de lograr esta optimización, entre las cuales se tiene:

- **Derrateo del Motor:** Este procedimiento consiste en darle el valor más adecuado al TAP (voltaje) en superficie, el cual es el voltaje requerido para que el motor trabaje a las condiciones adecuadas teniendo en cuenta las pérdidas a lo largo del cable y demás, con el objetivo de hacer que el motor consuma la energía realmente necesaria para la generación de la potencia requerida por el equipo ESP. Por ejemplo, un equipo el cual requiera 50 Hp para funcionar y posea un motor cuya potencia de placa es de 120 Hp, al no ser derrateado estará consumiendo más energía de la que realmente necesita y a su vez aumentando el % de armónico en la red. Estas condiciones inadecuadas de

operación, sumadas a los efectos del armónico ocasionarán un mal funcionamiento del equipo ESP y en el peor de los casos fallas eléctrica del mismo. Cabe resaltar que con lo anterior no se quiere dejar el motor cargado al 100 %.

- Después del estudio realizado en los campos de la Asociación Caracara se pudo encontrar pozos con las condiciones anteriormente descritas tales como POZO 3 y POZO 16; Algunos en los cuales la carga del motor supera el 100% y se encuentra trabajando por encima de su límite como POZO 9.

- **Identificación de Parámetros:** Una de las principales causas de un sobreconsumo, que a su vez generará nivel de armónicos elevados, es ocasionado cuando la configuración de las variables tales como frecuencia base, frecuencia mínima y frecuencia máxima se encuentran lejos de ser un valor óptimo para el funcionamiento del equipo. Todas estas variables son definidas previas al arranque del equipo ESP y se introducen en el variador de frecuencia. Cabe destacar que un sistema de Bombeo electro sumergible tendrá un mejor funcionamiento si recibe por parte del VSD mayor voltaje y menor amperaje, esto se puede lograr manteniendo cercano el valor de la frecuencia base al de la frecuencia de operación, en otras palabras mantener un ratio cercano a uno (1).

- Analizando los resultados obtenidos se pudo determinar que pozos como POZO 3, POZO 10, POZO 14, POZO 25 poseen valores muy distintos y lejanos de frecuencia base con respecto a la frecuencia de operación. Los pozos 11 y 20 están operando con frecuencia por encima de la frecuencia base y valores cercanos a la frecuencia máxima. Estas operaciones inadecuadas están produciendo sobreconsumos por parte del sistema, que a su vez generan mal funcionamiento y deterioro del equipo ESP.

- También realizar un ajuste de los parámetros de frecuencia base y frecuencia de operación de los pozos anteriormente mencionados, ya sea mediante la

variación de las condiciones de operación o por medio de una configuración adecuada para cada uno de los casos.

- **Matches Mensuales:** Las simulaciones mensuales de cada pozo arrojan una idea cercana a la realidad, del comportamiento de los equipos de Bombeo Electro Sumergible. Mediante estas se pueden determinar las posibles causas de un mal funcionamiento y preveer problemas operacionales tales como un sobrecalentamiento del equipo por falta de columna de fluido, taponamiento de la bomba por exceso de arena, choques en superficie, baches de gas, entre otros.

El poder identificar un mal funcionamiento del equipo es fundamental a la hora de tomar una decisión, por eso es de suma importancia revisar el informe mensual y acatar las recomendaciones.

En este libro se elaborará un manual detallado de cómo realizar los matches utilizando la herramienta Design Pro 6.0 ® propiedad de Schlumberger, mediante la cual se aprenderá y desarrollarán habilidades en el manejo de esta herramienta software.

2.3.2 Variación de la frecuencia Carrier. Este es un mecanismo de disminución de afectación de armónicos sobre el equipo ESP, más no de la amplitud del mismo como tal o de su eliminación directa. No es más que un oscilador o rango entre el cual el VSD actuará sobre la frecuencia original y la variará para que el armónico no afecte directamente al equipo. En otras palabras, la afectación que tiene el armónico consiste en parte en distorsionar la frecuencia original de operación, cuando esto sucede la frecuencia carrier se activa y trata de llevar el equipo nuevamente a la frecuencia original. Por ejemplo, si un equipo cuya frecuencia de operación es 60 Hz y la distorsión en el armónico genera un aumento en la misma la cual lleva la frecuencia a 61.1 Hz, la frecuencia carrier al ser seteada en 1.1 Hz

corregirá automáticamente esta nueva frecuencia para llevarla a la original.

Para determinar una menor afectación del nivel de armónicos se realizó un procedimiento sencillo que consiste en una medición del nivel de armónicos en el momento justo en el cual se varia la frecuencia carrier en un rango que oscila entre 1.1 Hz y 2.2 Hz. El objetivo es verificar en cuál de los valores de la frecuencia carrier el armónico genera menos distorsión a la frecuencia fundamental (onda sinusoidal), obteniendo como resultado la disminución de los efectos ocasionados al equipo.

En los pozos en los cuales el nivel de armónico excede los límites se podría hacer esta medición acompañada de su respectivo ajuste y determinar que tanto se reduce esta afectación. Cabe destacar que el nivel de armónico será el mismo pero su afectación disminuirá.

2.3.3 Cambio de VSD. El uso de variadores de frecuencia permite controlar la cantidad de corriente y voltaje que requiere un sistema para funcionar normalmente. La utilización de materiales ferro magnéticos y del continuo paso de corrientes de media tensión producen la generación de armónicos en este sistema. En la actualidad existen VSD que van desde los 6 pulsos hasta los 24 pulsos. Los pulsos del variador están determinados por el número de diodos con el que cuenta el equipo, o sea con el número de rectificadores de la onda de corriente. A continuación se presenta una tabla con un resumen de experiencias en campo de las cantidades de armónicos que pueden encontrarse en cada uno de los diferentes variadores.

Tabla 3 % de armónicos de corriente en los diferentes VSD

ORDEN DEL ARMÓNICO	% DE ARMONICOS EN CORRIENTE			
	VSD 6 PULSOS	VSD 12 PULSOS	VSD 18 PULSOS	VSD 24 PULSOS
5	19.1	-	2.2	-
7	13.1	-	1.1	-
11	7.2	8.3	0.73	-
13	5.6	6.7	0.57	-
17	3.3	-	3.5	-
19	2.4	-	2.7	-
23	1.2	2.8	0.2	2.75
25	0.8	2.3	0.16	2.26
29	0.2	-	0.14	-
31	0.2	-	0.12	-
35	0.4	0.8	1.1	-
37	0.5	0.6	1	-
41	0.5	-	0.09	-
43	0.5	-	0.08	-
47	0.4	0.2	0.08	0.2
49	0.4	0.2	0.07	0.2

Fuente: Autor

Con la anterior tabla claramente se evidencia la importancia del cambio de los VSD y destaca que para los sistemas ESP, el cual es de baja y media tensión, el más adecuado sería el de 12 pulsos.

En la tabla 2 se puede observar la cantidad de armónicos encontrada en la red de los pozos del estudio y para lo cual será necesario tomar los correctivos del caso ya que los pozos se encuentran por fuera de la legislación en Colombia.

Como medida de disminución de armónicos se recomienda instalar variadores **VSD de 12 pulsos** y reemplazar los de 6 pulsos existentes.

2.3.4 Instalación de Transformadores Hexafásicos. La instalación transformadores hexafásicos aumentan la calidad de la energía suministrada a la entrada del variador y por consiguiente disminuye la cantidad de armónicos en el sistema. Como caso particular, el POZO 4 cuenta con un transformador hexafásico instalado cuyo beneficio se ve reflejado en el nivel de armónico tan bajo a la entrada del VSD (2.5%).

Con el fin de aprovechar la futura instalación de red eléctrica propia, se recomienda instalar estos transformadores en cada uno de los pozos que así lo requieran, acompañado de la previa instalación de los variadores de 12 pulsos mencionados anteriormente.

2.3.5 Instalación de Filtros a Salida y Entrada del VSD. Una manera de reducir el nivel de armónicos en los sistemas es la instalación de filtros SWD (sine wave drive) que eliminan las impurezas de la onda proveniente de la red para su posterior entrada al variador.

Para el sistema de generación actual se recomienda instalar estos filtros en la salida de los VSD, los cuales para un rendimiento adecuado y tiempo de vida óptimo, deben ir acompañados de un mantenimiento detallado y constante. En el caso particular de este estudio se pueden evidenciar pozos como POZO 16, POZO 23, POZO 24, POZO 9 los niveles de armónico a la salida del VSD son significativamente bajos.

Una manera más exhaustiva de reducir el nivel de armónicos en la red es la instalación de filtros en la entrada del variador. Estos dispositivos reciben el nombre de Filtro Pasivos y son Inductores Capacitores.

Para el sistema de generación futuro de red eléctrica propia se recomienda la instalación de filtros LINEATOR, ya que evitarán que el armónico se devuelva a la red eléctrica externa y provoquen daños en estos sistemas de corriente.

3. COMPONENTES DE LA SIMULACION MEDIANTE MATCHS.

Las simulaciones mensuales, mejor conocidos como matchs, son la reproducción mediante el software DesignPro 6.0 ®, de cómo está el equipo operando en la actualidad. Sin embargo la mejor manera de que un principiante aprenda a realizar diseños y a entender el funcionamiento de un equipo de Bombeo electro sumergible son los matchs.

Estos dan una idea en general de cómo trabaja el equipo a las condiciones actuales, ayuda a determinar problemas de operación tanto humanos como fallas en el equipo, entre los cuales se encuentran bloqueos por gas, taponamiento por manejo de sólidos y carbonatos de calcio, pozos chocados en superficie, fugas en la tubería de producción, entre otros.

Para correr una simulación en la herramienta software Design Pro, se requiere de ciertos datos básicos e indispensables para que el resultado sea el más cercano a la realidad:

- GRAVEDAD API DEL FLUIDO
- RELACION GAS-ACEITE GOR
- PROFUNDIDAD DE LOS PERFORADOS
- SURVEY DEL POZO
- TEMPERATURA DEL YACIMIENTO
- TEMPERATURA EN CABEZA DE POZO
- CORTE DE AGUA BSW
- PRESION EN LA ENTRADA DE LA BOMBA PIP
- PRESION EN CABEZA WHP

De todas las anteriores variables muchas son constantes y no requieren ser modificadas a la hora de realizar un match. Sin embargo se relacionarán las que si se deben modificar puesto que estas cambian con el tiempo:

Tabla 4. Parámetros a modificar en la realización de un match.

POZO	FREQ	WHP	WHT	PD	PI	TI	TM	BSW	CAUDAL	API
	HZ	PSI	*F	PSI	PSI					
POZO X	54	188	145	2151.3	788.8	184.7	190.8	85%	4220	21.6

Fuente: Autor

Las demás variables como los son el estado mecánico del pozo, algunas propiedades del fluido, la presión de yacimiento y el índice de productividad son datos suministrados por el cliente, los cuales son productos de los estudios y pruebas realizadas al pozo en cuestión.

A la hora de instalar un equipo de bombeo electro sumergible en un pozo nuevo, en el cual por obvias razones no se conocen bien las propiedades del fluido ni el comportamiento que tendrá el pozo ante el sistema de producción a instalar, se deben tener en cuenta a la hora de diseñar un equipo que este se desenvuelva en los casos más extremos de producción, BSW, cantidad de gas, etc. Por ejemplo, si el esperado de producción está entre 500-1000 BFPDy BSW entre 60%-95%, el diseño inicial debe soportar estos dos escenarios de la manera más optima.

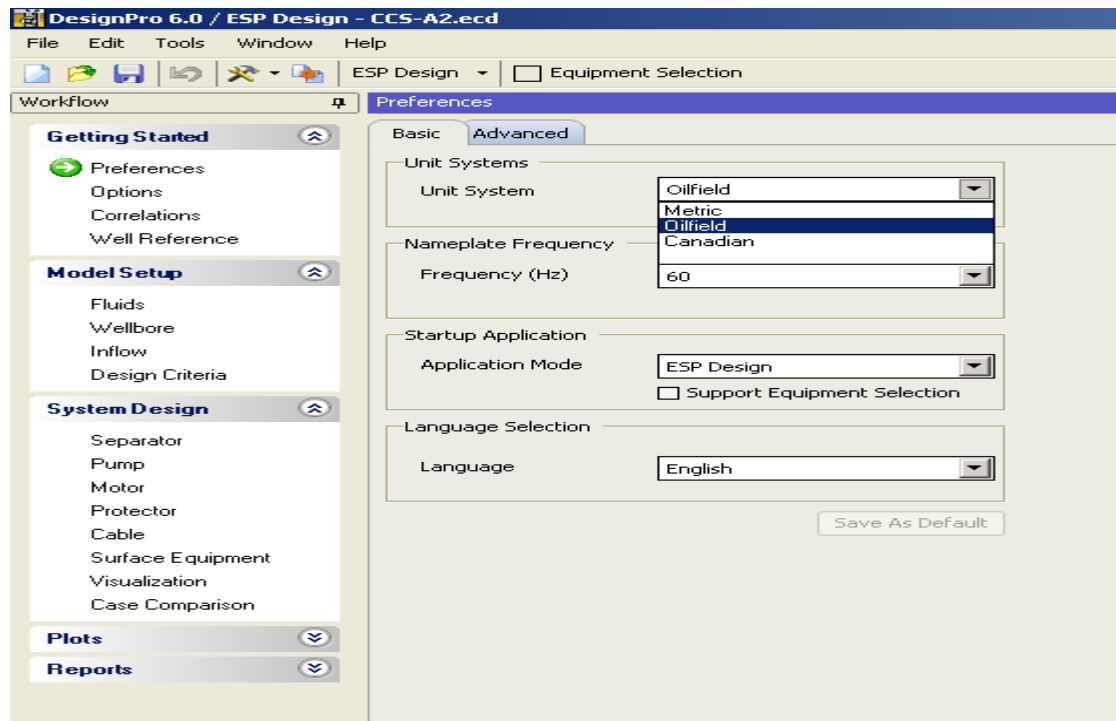
Sin embargo y a pesar de todas estas precauciones a la hora de diseñar, el pozo ya en producción se comporta de una manera totalmente diferente a la esperada, en la mayoría de los casos. Es por esto que surge la necesidad de realizar matchs con el fin de buscar el mejor rendimiento del equipo mediante la manipulación de las condiciones de operación del mismo como lo son cambio de frecuencia, derrateos del motor, ventear el anular y en el caso más extremo el rediseño de los equipos BES (bombeo electro sumergible) existentes.

En este capítulo se aprenderá cómo es el procedimiento para realizar un match de manera sencilla y puntual, a su vez se aprenderá qué parámetros se deben conocer a la hora de un diseño.

3.1 DESCRIPCION GENERAL DESIGN PRO 6.0

En esta sección se mostrarán algunas de las opciones y configuraciones que ofrece la herramienta a modo general.

Figura 26. Paint Screen Preferences Design Pro 6.0®

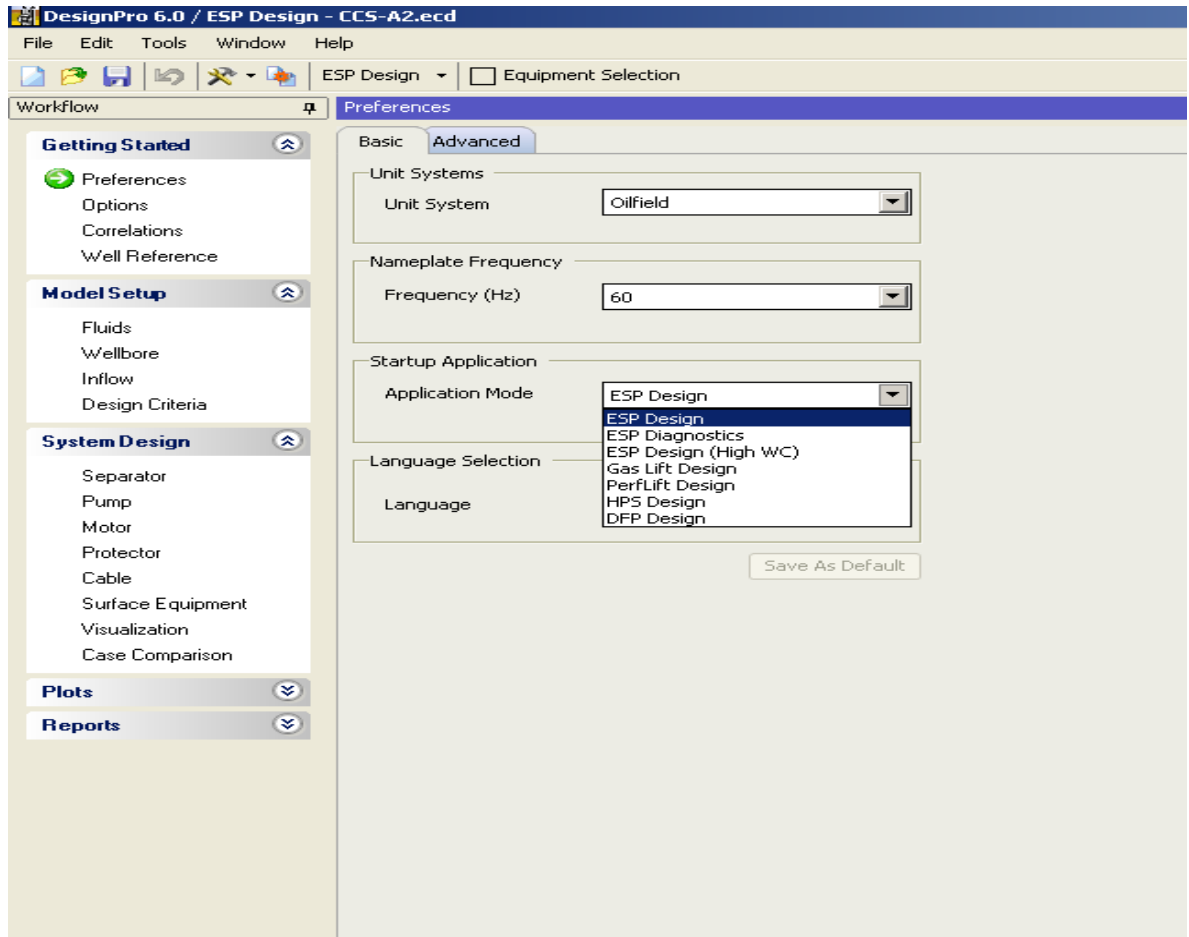


Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

En la figura se pueden observar las diferentes preferencias que se pueden usar antes de diseñar un sistema de levantamiento artificial, que va desde la selección de las unidades de medición, idioma y hasta la elección del sistema como tal que para el estudio es Bombeo Electro Sumergible ESP. Sin embargo la herramienta

permite trabajar sistemas de levantamiento artificial o de inyección como lo son Gas Lift y Sistemas de Bombeo Horizontal HPS respectivamente como lo muestra la siguiente imagen.

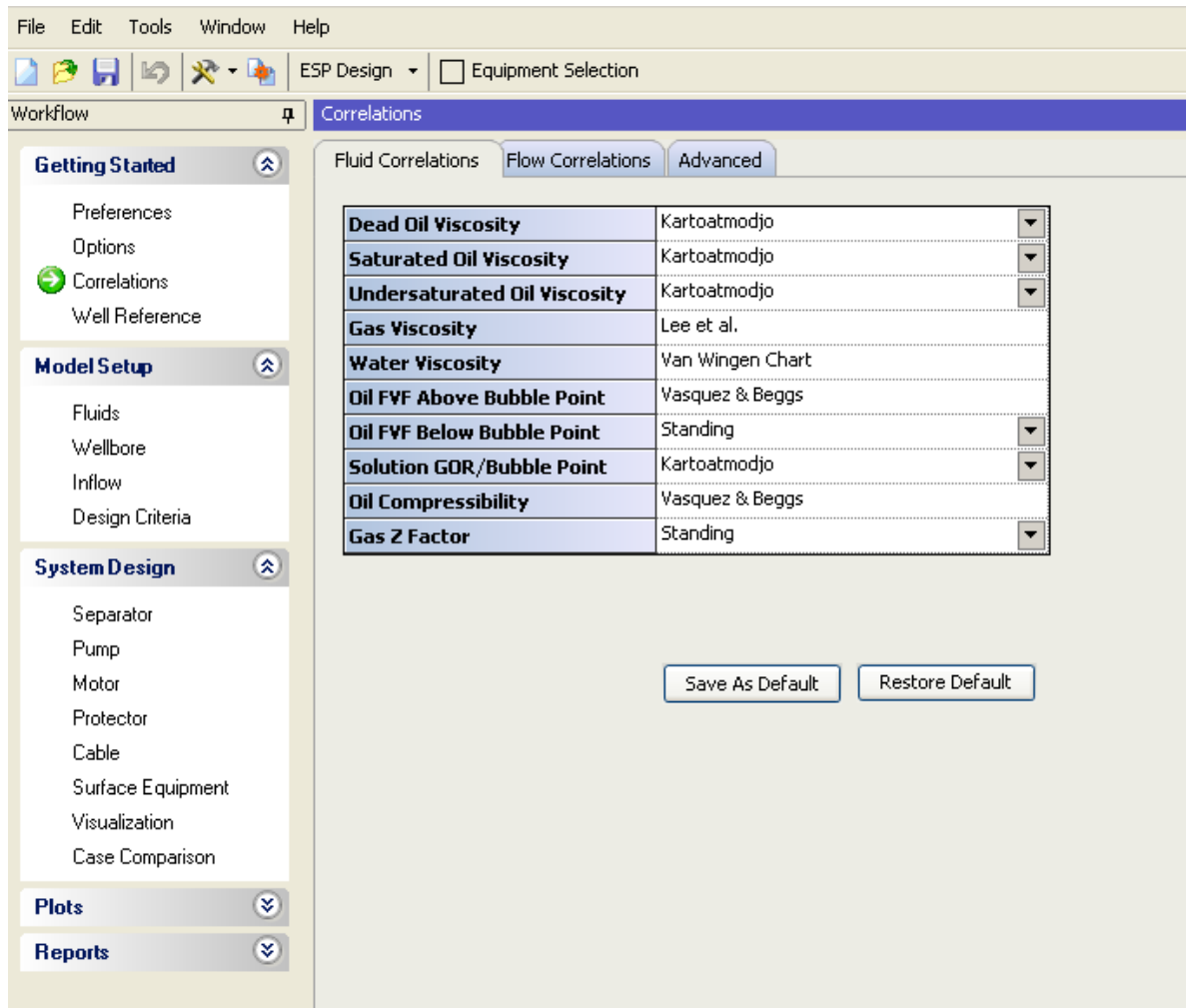
Figura 27. Sistemas de Levantamiento Artificial disponibles en Design Pro 6.0®



Fuente:Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

En la siguiente imagen se observan las diferentes correlaciones que pueden ser usadas en el cálculo de las propiedades para el diseño de los equipos de bombeo electro sumergible.

Figura 28. Correlaciones Usadas para el cálculo de Propiedades.

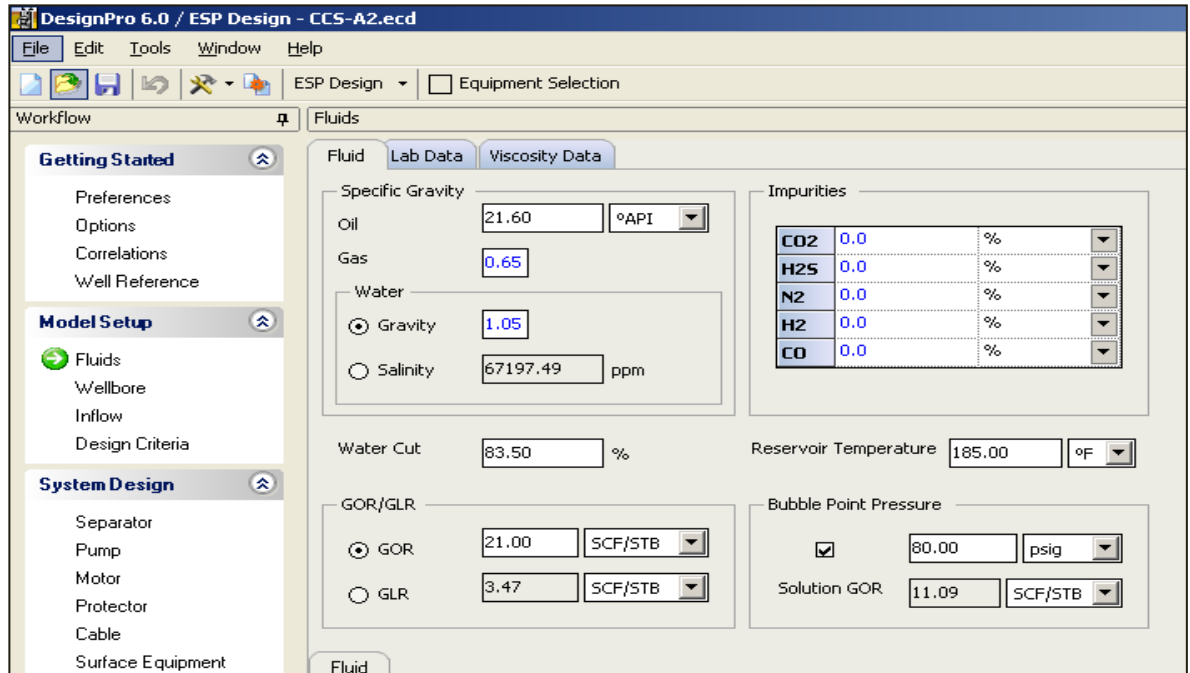


Fuente:Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

3.1.1 Propiedades de los Fluidos. En esta pestaña se deben incluir todas las propiedades posibles del fluido, pruebas PVT, pruebas de viscosidad, relación gas aceite GOR, temperatura del yacimiento, Presión de Burbuja, entre otras. De igual manera el software va calculando algunas propiedades que implícitamente son deducidas usando las correlaciones previamente descritas.

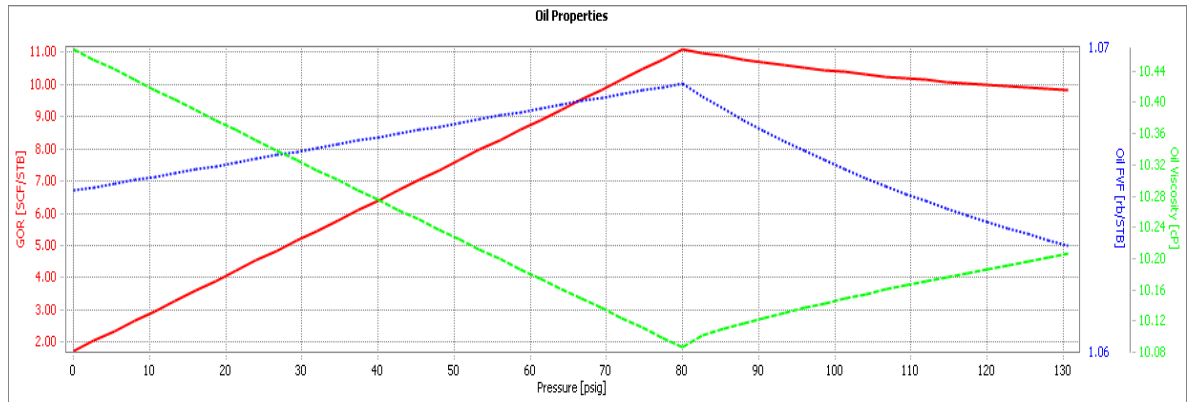
De igual manera se puede incluir para mayor precisión del diseño pruebas PVT y de viscosidad obtenidas en el laboratorio.

Figura 29. Propiedades del Fluido.



Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

Figura 30. Comportamiento PVT del fluido



Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

3.1.2 Estado Mecánico Y Completamiento Del Pozo. En esta sección se introducen todos los datos referentes a estados mecánicos del pozo, casing, tubing, profundidad de los perforados y profundidad total del pozo. Además en la pestaña continua se introduce el survey del pozo, en el cual se tiene la opción de introducir dos de las tres variables requeridas, TVD, MD ó Angulo.

El software asume la longitud del tubing como la longitud de asentamiento del intake ya que desde ahí empezaría el recorrido que debe hacer el fluido para llegar hasta superficie. Se cuenta con una opción en la cual se permite poner un empaque (PACKER), lo cual no es más que una camisa refrigerante para pozos con altas temperaturas de operación (altas profundidades de asentamiento).

Figura 31. Estado Mecánico del Pozo

The screenshot shows the DesignPro 6.0 software interface for well design. The main window displays the 'Well Data' section with the 'Directional Survey' tab selected. The interface is divided into several sections:

- Getting Started:** Includes Preferences, Options, Correlations, and Well Reference.
- Model Setup:** Includes Fluids, Wellbore (highlighted), Inflow, and Design Criteria.
- System Design:** Includes Separator, Pump, Motor, Protector, Cable, Surface Equipment, Visualization, and Case Comparison.
- Plots:** A dropdown menu.
- Reports:** A dropdown menu.

The main data area contains two tables:

CASING

	MD Top	MD Bottom	OD	ID	Roughness	Weight
	ft		in	in	in	lbm/ft
Casing	0	5000				
1	0	5000	7	6.184	0.00065	29
2						

TUBING

	MD Bottom	OD	ID	Roughness	Weight	Flow Type
	ft	in	in	in	lbm/ft	
1	4548	3.5	2.992	0.00065	9.3	TUBULAR
2						

Below the tables, there are checkboxes for:

- Add Shroud/POD
- Packer (No Gas Separation)

At the bottom, there is a table for 'Measured Depth' and 'Fluid Temperature':

	Measured Depth	Fluid Temperature
Packer (Optional)		Wellhead 144.00 °F
Perforations (Datum)	4949.00 ft	Reservoir 185.00 °F

Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

- **Inflow.** Esta sección es una de las más importantes a la hora de realizar matches ya que en esta se hallan valores de suma importancia como IP, AOF, Presión del Yacimiento entre otras. Cuando se hace el diseño inicial el valor del IP es un estimado de lo que se espera del pozo, pero cuando ya se está produciendo se obtienen datos de suma importancia que permiten calcular el real valor del índice de productividad para así saber la capacidad de aporte del pozo. Con los datos de producción mencionados previamente, se introduce en la pestaña de test data (Caudal, Presión en el intake, Profundidad del intake) y el software automáticamente calcula el índice de productividad.

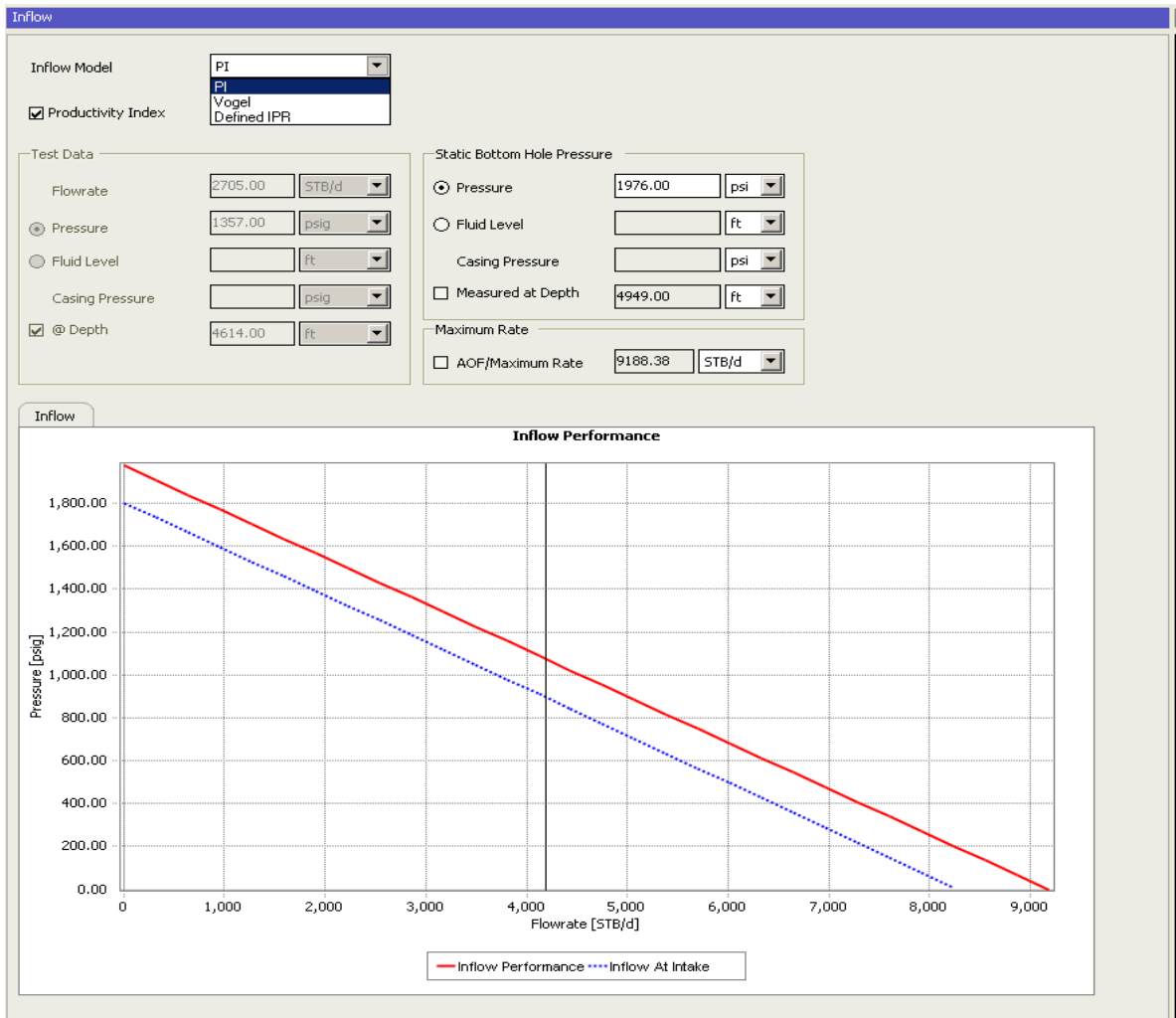
El software ofrece la posibilidad de calcular las propiedades deseadas de acuerdo a los datos disponibles ya que en determinado caso y dependiendo de las condiciones del fluido se pueden usar los siguientes métodos:

3.1.3 Método Ip. Es usado en pozos con bajo contenido de gas y altos cortes de agua, que para efecto del presente estudio aplica a todos los pozos objeto del mismo. Se puede introducir el IP directamente (diseño inicial) ó las pruebas de producción (matches) para conocer el potencial del pozo.

3.1.4 Método de Vogel. Modelo usado para pozos con flujo multifásico, altos GOR, y bajos cortes de agua sin embargo el software puede simular a condiciones diferentes ya que el pozo puede reaccionar de una manera totalmente diferente a la esperada.

3.1.5 Ipr Combinado. Este método combina los dos métodos anteriores con el fin de simular yacimientos donde la presión de yacimiento es mayor que la presión de burbuja pero en las perforaciones se tiene flujo multifásico.

Figura 32. Curva Inflow del Sistema.

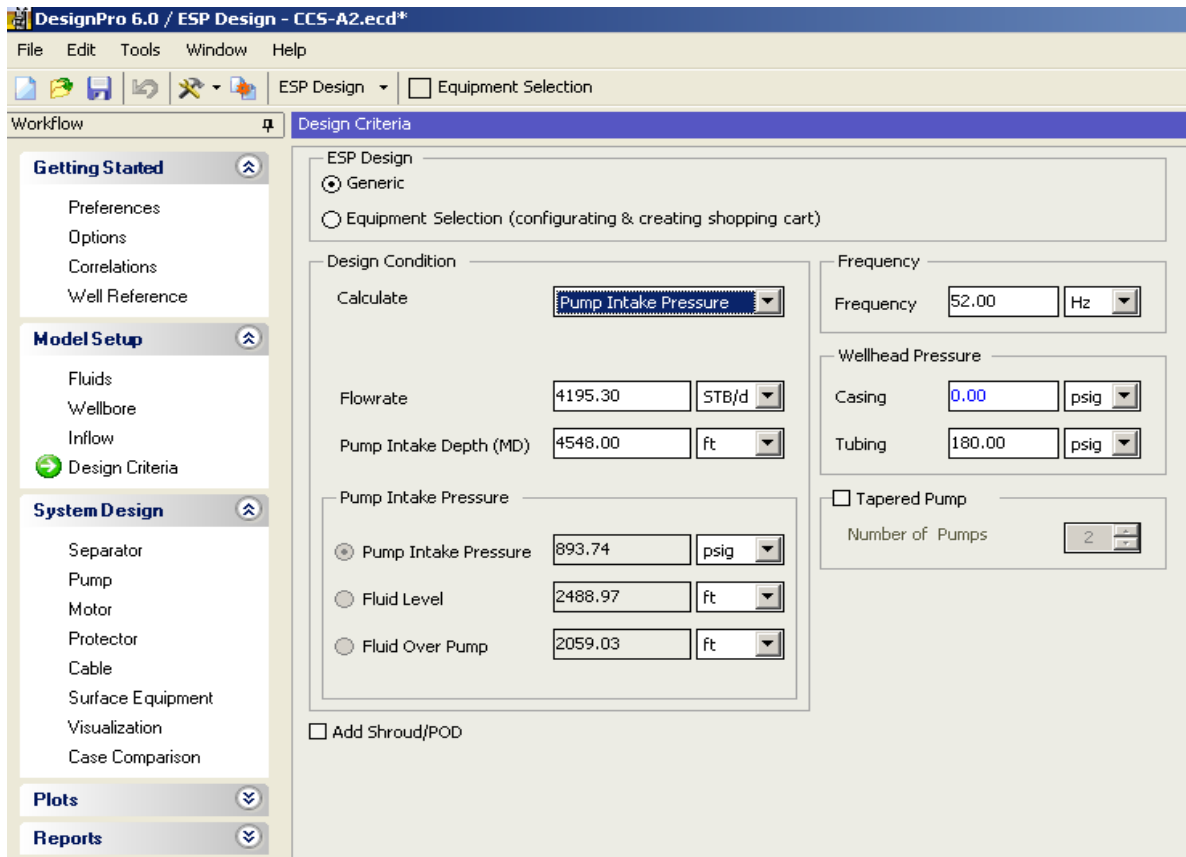


Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

3.1.6 Criterios del Diseño. Mediante la manipulación de las variables que en esta sección se encuentran se puede controlar el comportamiento del equipo BES y a su vez controlar el caudal requerido en superficie. Se puede variar la frecuencia de operación, introducir la presión en el casing (anular) y tubing, y por supuesto el caudal deseado en superficie.

Se puede variar la frecuencia para obtener un caudal deseado, diseño inicial, o se puede ajustar el caudal para que el equipo trabaje a una frecuencia en la cual no se vea afectado por un mal funcionamiento.

Figura 33. Criterios para el diseño.



Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

3.1.7 SEPARADOR DE GAS Y/O INTAKE

En esta pestaña se encuentra la opción para elegir entre un Separador de Gas, ya sea VGSA (Vortex Gas Separator Assembled) o DRS (Rotary Separator), o un intake normal. La diferencia radica en la cantidad de gas que la herramienta va a manejar en el proceso de bombeo.

Las Bombas Electro sumergibles se taponan con el flujo de gas libre y producen bloqueos a todo el equipo, por eso surge la necesidad de instalar separadores de gas en la entrada de la bomba. La principal diferencia entre VGSA y DRS es la cantidad de gas libre que puedan separar; el DRS separa hasta un 25% de gas libre y el VGSA hasta un 75% para ser arrojado al anular y posteriormente venteado.

Las referencias del tipo de separador o intake dependen de la cantidad de fluido a manejar y del diámetro del housing. Por ejemplo: VSGA D20-60, 400/400. Esta descripción hace referencia a lo siguiente:

D = es la serie para equipos de 4.00 inch

20-60 = es la capacidad que oscila entre 2000 y 6000 BFPD

400/400= Hace referencia al diámetro de los flanges en la base y en la cabeza.

**POR POLÍTICAS DE PRIVACIDAD Y CONFIDENCIALIDAD EN ESTE LIBRO
NO SE HARÁ REFERENCIA AL TIPO DE EQUIPO USADO Y
SELECCIONADO PARA LOS DISEÑOS Y MATCHS.**

El software también permite escoger las diferentes ecuaciones que simulan el proceso de separación realizado en la herramienta.

Figura 34. Intake y/o Separador de Gas

The screenshot shows the 'Separator' software interface. It includes a 'Natural Separation' section with an 'Efficiency' dropdown set to 'Alhanati Model' and a value of '11.0 %'. Below this is the 'Gas Separator/Intake' section with a 'Manufacturer' dropdown set to 'REDA' and radio buttons for 'Intake' and 'Gas Separator' (the latter is selected). A table lists 17 separator models with columns for 'Type', 'Pump Flange', and 'Protector Flange'. To the right, a 'Design Condition' panel shows parameters like 'Design Rate' (4195.3 STB/d) and 'Intake Pressure' (893.7 psig). Below that, 'No Separation (@ Intake)' and 'Natural Separation' sections show flow rates and gas volume fractions. At the bottom right, the 'Total Separation' section shows a 'Separation Efficiency' of 10.98 %.

	Type	Pump Flange	Protector Flange
1	338/375	338	375
2	400/375 RF .875 SHAFT	400	375
3	400/400 DRS-ES	400	400
4	VGSA D20-60, 400/400	400	400
5	400 DRS HS .875 SFT	400	400
6	TANDEM: 400 DRS .875 SFT	400	400
7	VGSA S20-90, 538/540	538	540
8	VGSA S70-150, 538/540	538	540
9	RF 540/540	540	540
10	GRS-ES, 540/540	540	540
11	VGSA S20-90 540/540 SLIM	540	540
12	VGSA S70-150 540/540 SLIM	540	540
13	VGSA D20-60, 387/387	387	387
14	387/387 DRS-ES	387	387
15	387 DRS HS .875 SFT	387	387
16	VGSA S70-150, Maximus	538	540
17	G5MT 5A	405	405

Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

3.1.8 Tipo de Bomba. Escoger el tipo de bomba adecuado es vital a la hora de un diseño, ya que dependiendo del tipo de bomba se obtendrán buenos o malos resultados en el proceso de producción del pozo en el cual se instale. El tipo de bomba se selecciona de acuerdo al diámetro del casing, capacidad de flujo y cantidad de gas a manejar. Existen un sin número de configuraciones que el software ofrece, pero en este libro sólo se limitará a dar la referencia de la bomba por cuestiones de confidencialidad de la información. Sin embargo sí se podrá dar una idea de cómo se debe escoger la bomba y cuántas etapas debe llevar la misma.

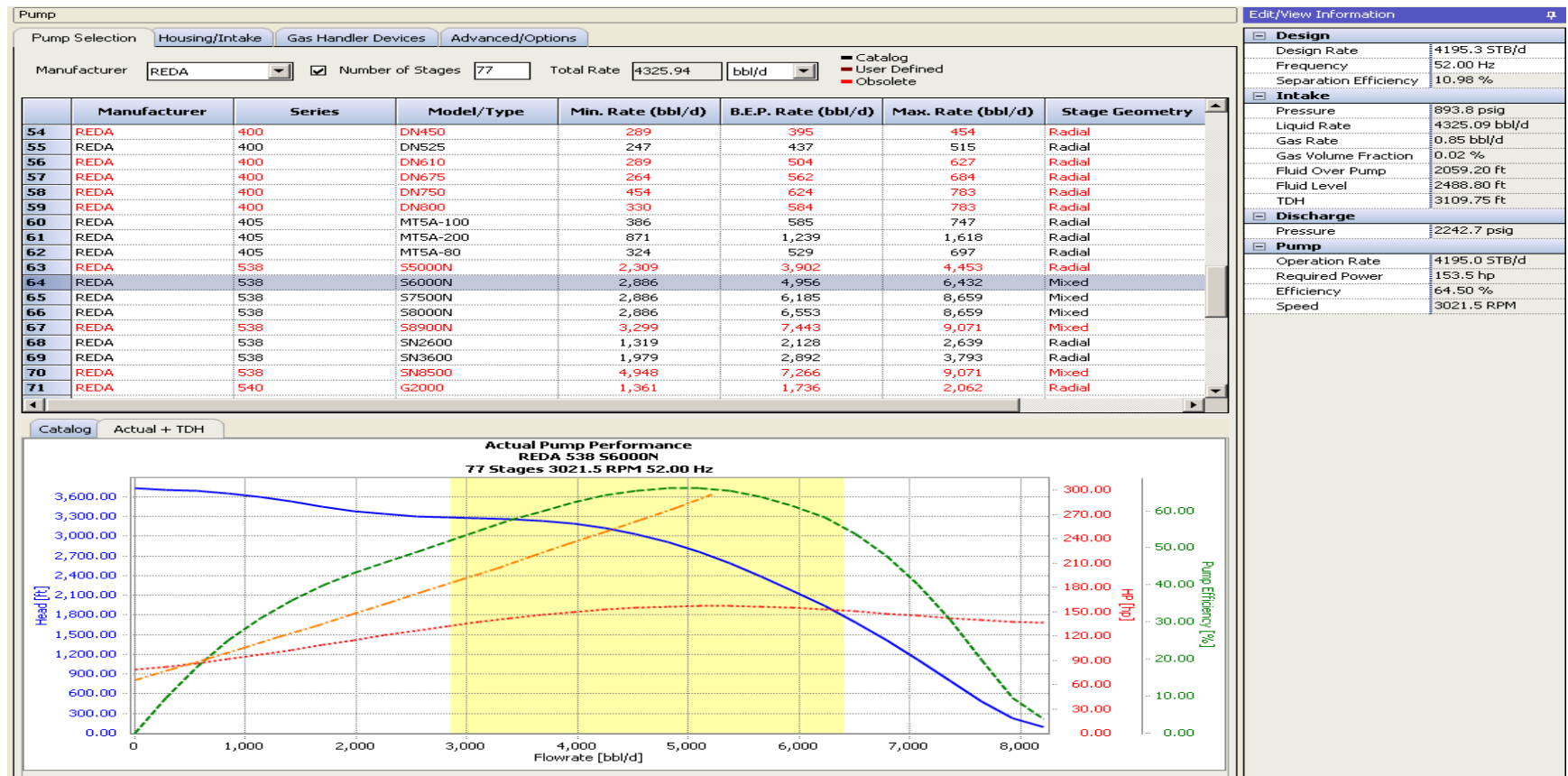
La relación es muy sencilla, cada etapa aporta al sistema altura de levantamiento mediante el aumento de la presión a la hora de que el fluido pasa por la bomba. Si la altura requerida para levantar cierta cantidad de fluido es conocida entonces se calculan el número de etapas de acuerdo a la referencia de la bomba, puesto que cada etapa genera un incremental de presión y la etapa en cada una de las bombas lo aporta en diferente magnitud. El software calcula el número de etapas requeridas y muestra cuantos cuerpos de bomba (housing) deben ensamblarse. No obstante el ingeniero puede agregar más etapas (mayor caudal en superficie) o disminuir (menor caudal deseado en superficie) dependiendo de las condiciones extremas a las cuales será llevado el pozo. Esto se hace ya que cuando se corre la simulación se debe escoger solo una combinación de propiedades y trabajar sobre ellas.

Por ejemplo, si se hace una simulación a 60Hz y con un $IP=5$ STB//psi/d, el software calcula un número de etapas las cuales servirán sólo para esas condiciones. Pero si se tiene que el rango de IP estipula que está entre 1 y 5 STB/psi/d y el pozo ya en producción llegará a arrojar un índice de productividad de 1, probablemente la bomba trabaje por fuera de su rango y quedará sobredimensionada para lo que el pozo en realidad puede aportar.

Un sin número de consideraciones deben ser tenidas en cuenta con el objetivo de prever el comportamiento del equipo, es por esto que se debe diseñar teniendo en cuenta todos los posibles comportamientos que tendrá el pozo en su vida productiva.

En las siguientes imágenes se observarán y detallarán las ventanas que se muestran en DesignPro 6.0 ® con el fin de dar una idea de cómo se escoge la bomba y el número de etapas, etc.

Figura 35. Selección del tipo de Bomba



Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

Figura 36. Housings Disponibles

Pump

Pump Selection | Housing/Intake | Gas Handler Devices | Advanced/Options

Pump Information
 Pump **REDA 538 S6000N**
 No. of Stages 77

Pump Intake
 Intake (BOI) [v] [Series] [Type] [v]
 Comment

Housing Information

	Housing	Type	Configuration	Stages
1	# 30	ES	CR-CT	15
2	# 40	ES	CR-CT	21
3	# 50	ES	CR-CT	26
4	# 60	ES	CR-CT	32
5	# 70	ES	CR-CT	37
6	# 80	ES	CR-CT	43
7	# 90	ES	CR-CT	49
8	# 100	ES	CR-CT	54
9	# 110	ES	CR-CT	60
10	# 120	ES	CR-CT	66
11	# 130	ES	CR-CT	71
12	# 140	ES	CR-CT	77
13	# 150	ES	CR-CT	82
14	# 50	ARZ	CR-CT	26
15	# 60	ARZ	CR-CT	31
16	# 70	ARZ	CR-CT	37
17	# 80	ARZ	CR-CT	43
18	# 90	ARZ	CR-CT	48
19	# 100	ARZ	CR-CT	54
20	# 110	ARZ	CR-CT	59
21	# 120	ARZ	CR-CT	65
22	# 130	ARZ	CR-CT	71
23	# 140	ARZ	CR-CT	76
24	# 150	ARZ	CR-CT	82
25	# 30	ES	FL-CT	15
26	# 40	ES	FL-CT	21

+ -

	Housing	Type	Configuration	Stages
1	# 140	ES	CR-CT	77

Blank Stages 0
Total Stages 77

Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

Los manejadores de gas, ya sea AGH o POSEIDON son usados cuando el gas libre supera la capacidad de manejo de los separadores de gas o cuando en las facilidades en superficie no se cuenta con la posibilidad de ventear el anular.

Figura 37. Manejadores de Gas Disponibles.

The screenshot shows the 'Gas Handler' selection screen in DesignPro. The pump is identified as REDA 538 56000N. The intake gas volume fraction is set to 0.02% and the total rate is 4325.94 bbl/d. The table below lists 15 available gas handler options.

	Series Name	Description	Min. Recommended Rate (bbl/d)	Max. Recommended Rate (bbl/d)
1	400/400	AGH: D5-21	500.00	2,100.00
2	538/540	570-100 Maximus	7,000.00	10,000.00
3	400/400	AGH: D20-60	2,000.00	6,000.00
4	538/540	AGH: 570-100	7,000.00	10,000.00
5	540/540	AGH: G20-40	2,000.00	4,000.00
6	540/540	AGH: G40-80	4,000.00	8,000.00
7	562/540	AGH: H100-250	10,000.00	25,000.00
8	675/562	AGH: H100-250	10,000.00	25,000.00
9	725/562	AGH: H100-250	10,000.00	25,000.00
10	862/562	AGH: H100-250	10,000.00	25,000.00
11	538/540	POSEIDON: 550-90	5,000.00	9,000.00
12	540/540	POSEIDON: 550-90	5,000.00	9,000.00
13	400/400	POSEIDON: D8-42	800.00	4,200.00
14	387/387	D20-60 Maximus	2,000.00	6,000.00
15	405/405	AGH: AGHMT-250	1,200.00	2,100.00

The right-hand sidebar shows the following parameters:

- Intake:** Pressure: 893.8 psig, Liquid Rate: 4325.09 bbl/d, Gas Rate: 0.85 bbl/d, Gas Volume Fraction: 0.02%
- Outlet:** Pressure, Liquid Rate, Gas Rate, Gas Volume Fraction
- Gas Handler:** Required Power, Number of Stages

Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

La más importante de las secciones en este capítulo es la que se describe a continuación, ya que con esta se puede llegar a determinar qué tanto se ha desgastado la bomba, lo cual se verá reflejado en el caudal de superficie. Las bombas con el paso del tiempo sufren desgaste en las etapas, ya sea porque está trabajando por fuera de su rango óptimo de operación o porque el fluido del pozo maneja sólidos, scale, parafinas etc.

Las limitaciones que ofrecen los equipos muchas veces no son tenidas en cuenta por el personal que opera el equipo y éste con el paso del tiempo

empieza a presentar disminución en su eficiencia y por último la falla total del mismo.

Figura 38. Factores de Eficiencia de la Bomba.

The screenshot shows the 'Pump' software interface with the 'Advanced/Options' tab selected. The settings are as follows:

- Variable Speed Drive:**
 - Minimum Speed: 30.00 Hz
 - Maximum Speed: 70.00 Hz
 - Increment: 5.00 Hz
- Derate Factors:**
 - Head: 95.15 %
 - Rate: 95.15 %
 - Power: 100.00 %
- Pump Selection with Fit in Casing:**
 - Show all Pumps (selected)
 - Show Pumps with:
 - Min. Rate >: 80.00 % Design Rate
 - Max. Rate <: 120.00 % Design Rate
- Viscosity Correction Factors:**
 - Head: 1.00
 - Rate: 1.00
 - Power: 1.00
 - Efficiency: 0.91
- Minimum Condition:**
 - Min. Pump Intake Pressure: 25.00 psig (selected)
 - Fluid Level: [] ft
- Gas Treatment:**
 - Compressed: []
 - Dissolved: [x]
- Fluid Heat Rise:**
 - Pump Generated Heat: []
 - Heat Transferred to Fluid: 90.00 %
- Head Degradation:**
 - Head Degradation: [x]
 - Use for GVF >: 5.00 %
 - Adjustment Factor: 1.00
 - Average Degradation: 0.00

Note: The multiphase models for prediction of Head Degradation are NOT available in Avocet or any other commercial software.
- Select Pumps From:**
 - Catalog: [x]
 - Inventory: []

Buttons at the bottom: Save Default, Restore Default

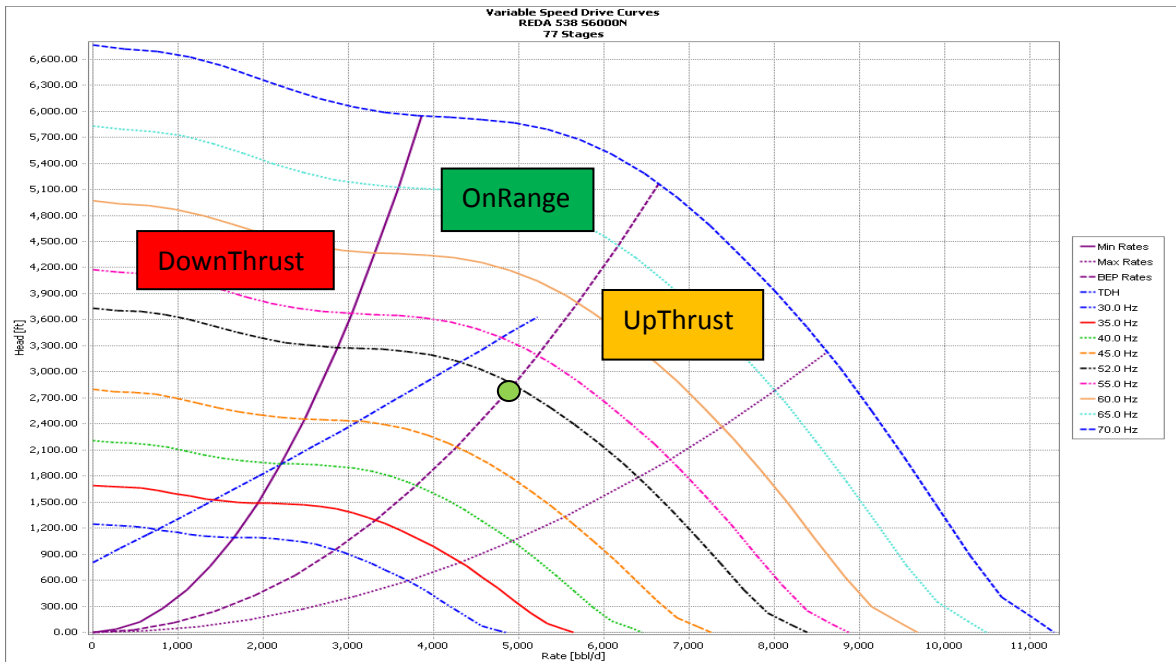
Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

Existen tres tipos de rangos de operación de la bomba, DownThrust, Upthrust y On Range:

Cuando la bomba queda sobredimensionada y el pozo no aporta lo suficiente el equipo trabajará en Zona de **DownThrust** y produce recalentamiento en el motor ya que no hay una recirculación constante de fluido del pozo.

Si el pozo aporta más de lo esperado en el diseño inicial y sobrepasa el caudal máximo permitido por la bomba, o cuando la frecuencia de operación es tan alta que hace que se supere el caudal máximo que puede manejar la bomba, se dice que el equipo está trabajando en **UpThrust**, lo cual generará un desgaste en las etapas de la bomba que se traducirá en pérdida de eficiencia con el tiempo.

Figura 39. Zonas de Operación de la Bomba ante las diferentes Frecuencias



Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

El punto verde de la gráfica 39 indica el punto de operación actual en la cual está trabajando el equipo; por dentro de la zona de rombo se considera que el equipo está On Range.

3.1.9 Selección del Motor. El motor es el encargado de proveer la energía necesaria para el funcionamiento de la bomba. Los motores se clasifican de acuerdo al caballaje HP y de acuerdo al voltaje y corriente que suministran al equipo. Un pozo que requiera un caudal en superficie lo suficientemente alto requerirá un motor lo suficientemente grande para lograrlo. Esto no quiere decir que es una relación directa puesto que hay bombas que requieren menos caballaje que otras y manejan la misma cantidad de fluido.

A la hora de seleccionar un motor lo primero que se debe tener en cuenta es la capacidad o potencia HP que requiere el equipo para trabajar y dependiendo de otros factores como la profundidad y temperatura, escogemos el voltaje y amperaje más adecuados para nuestro sistema.

Por ejemplo un pozo muy profundo deberá llevar un motor que contenga un bajo amperaje y un alto voltaje. Esto se debe a que el voltaje sufre pérdidas desde superficie hasta el motor en fondo por lo tanto el voltaje deberá ser alto para tener en cuenta este factor.

En la sub-pestaña Heat Rise podrá encontrar la temperatura estimada del motor, la cual es calculada en base a la velocidad del fluido de pozo, ya que el motor intercambia aceite con fluido del pozo con el objeto de refrigerarse.

Las temperaturas máximas de operación varían de acuerdo a las capacidades del mismo. Un motor con un alto caballaje (450Hp) resistirá una temperatura de alrededor de 350° F y un motor de baja potencia (90Hp) soportará una temperatura de 250° F aproximadamente.

Figura 40. Selección del Motor

Motor Selection Heat Rise Sensor/Gauge Advanced/Options

Motor Information

Manufacturer: REDA Type: Variable Rating

Series: All Rating Factor: 100 %

Operating Conditions: Required Power (@ 60 Hz Nameplate Frequency): 177.17 hp

Power Controller: VSD Switchboard

Catalog
 User Defined
 Obsolete

	Series	Winding Code	Power @ 60Hz NP Freq. (hp)	Voltage @ 60Hz NP Freq. (Volts)	Current @ 60Hz NP Freq. (Amps)
420	562	F060	180.0	1,040.0	102.8
421	562	F061	180.0	1,255.0	86.3
422	562	F062	180.0	1,685.0	64.4
423	562	F063	180.0	1,900.0	56.4
424	562	F064	180.0	2,115.0	50.9
425	562	F065	180.0	2,545.0	42.4
426	562	F066	180.0	3,190.0	33.9
427	562	F067	180.0	4,051.0	26.4
428	562	F075	210.0	962.0	131.1
429	562	F070	210.0	1,213.0	102.8
430	562	F074	210.0	1,465.0	86.3
431	562	F073	210.0	1,715.0	73.3
432	562	F071	210.0	2,468.0	50.9
433	562	F072	210.0	3,722.0	33.9
434	562	F080	240.0	1,100.0	130.7
435	562	F081	240.0	1,386.0	102.8
436	562	F081M	240.0	1,386.0	102.8
437	562	F085	240.0	1,673.0	86.3
438	562	F082	240.0	2,247.0	64.4
439	562	F083	240.0	2,534.0	56.4
440	562	F084	240.0	4,255.0	33.9
441	562	F090	270.0	1,237.0	130.7
442	562	F091	270.0	1,560.0	102.8
443	562	F092	270.0	1,882.0	86.3
444	562	F093	270.0	2,205.0	73.3
445	562	F094	270.0	2,528.0	64.4
446	562	F100	300.0	1,374.0	130.7
447	562	F101	300.0	1,733.0	102.8
448	562	F102	300.0	2,091.0	86.3
449	562	F102M	300.0	2,091.0	86.3
450	562	F103	300.0	2,450.0	73.3
451	562	F104	300.0	4,242.0	42.4
452	562	F110	330.0	1,512.0	130.7
453	562	F111	330.0	1,906.0	102.8
454	562	F112	330.0	2,695.0	73.3
455	562	F113	330.0	3,484.0	56.4
456	562	F114	330.0	3,878.0	50.9

Edit/View Information

Design

Design Rate: 4195.3 STB/d
Frequency: 52.00 Hz

Pump

Speed: 3021.5 RPM
Slip Stages: 0
No. of Stages: 77

Motor

Motor Speed: 3021.5 RPM
Load Factor: 73.82 %
Efficiency: 89.30 %
Current: 47.3 Amps
Voltage: 2196.1 Volts

Operating Condition

Operation Rate: 4195.0 STB/d
TDH: 3109.75 ft
Liquid Level over Pump: 2059.20 ft
Liquid Velocity: 7.50 ft/s

Load at Design Frequency

Pump: 153.5 hp
Total: 153.5 hp

Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

3.2 PROCEDIMIENTO EN LOS MATCHS

Los matchs son la mejor manera de reproducir en el simulador el comportamiento real del equipo de Bombeo Electro Sumergible. En este capítulo se describe el proceso realizado teniendo en cuenta las descripciones generales del software previamente descritas.

El método usado para el cálculo de las propiedades fue el método IP, ya que con este se obtendrán las simulaciones más acertadas teniendo en cuenta que los datos requeridos son los mismos datos de producción recolectados diariamente en el campo:

Tabla 5. Datos para realizar un Match

POZO	FREQ	WHP	WHT	PD	PI	TI	TM	BSW	CAUDAL	API
	HZ	PSI	*F	PSI	PSI					
POZO X	54	188	145	2151.3	788.8	184.7	190.8	85%	4220	21.6

Fuente: Autor

Después de introducir todas las variables de la tabla anterior se observa en el software el caudal obtenido y presión en el intake. Estos valores son los que se tienen que hacer coincidir con los datos de producción.

Se pueden encontrar con diferentes posibilidades en los valores de caudal y presión en el intake arrojados por el software:

- Valores de Caudal y Presión en el Intake por encima de los valores de los datos de producción. (Fig. 39)
- Valores de Caudal y Presión en el Intake por debajo de los valores de los datos de producción. (Fig. 40)

Para poder entender lo que se debe hacer hay que hacer varias aclaraciones. La presión en el intake está determinada por el nivel de fluido en el anular el cual ejerce una presión sobre el mismo y es medida por el sensor de fondo. A mayor nivel de fluido tendremos mayor presión en el intake y menor presión si tenemos menor nivel de fluido. El nivel de fluido está determinado por dos factores, el índice de productividad (determinado por el aporte del pozo) ó la eficiencia de levantamiento de la bomba (100 % al momento de instalarla).

Figura 41. Valores de Caudal por encima de los datos de producción.

The screenshot displays the 'Pump' configuration window in DesignPro. It includes a table of pump models and their performance metrics, along with a detailed design and intake parameter list on the right. A blue circle highlights the 'Design' and 'Intake' sections of the right-hand panel.

	Manufacturer	Series	Model/Type	Min. Rate (bbl/d)	B.E.P. Rate (bbl/d)	Max. Rate (bbl/d)	Stage Geometry
58	REDA	400	DN750	458	631	792	Radial
59	REDA	400	DN800	333	590	792	Radial
60	REDA	405	MT5A-100	390	592	755	Radial
61	REDA	405	MT5A-200	881	1,252	1,635	Radial
62	REDA	405	MT5A-80	327	535	705	Radial
63	REDA	538	5500N	2,333	3,943	4,500	Radial
64	REDA	538	5600N	2,917	5,008	6,500	Mixed
65	REDA	538	57500N	2,917	6,250	8,750	Mixed
66	REDA	538	58000N	2,917	6,622	8,750	Mixed
67	REDA	538	58900N	3,333	7,522	9,167	Mixed
68	REDA	538	SN2600	1,333	2,150	2,667	Radial
69	REDA	538	SN3600	2,000	2,922	3,833	Radial
70	REDA	538	SN8500	5,000	7,343	9,167	Mixed
71	REDA	540	G2000	1,375	1,755	2,083	Radial
72	REDA	540	G2700	1,667	2,210	2,833	Radial
73	REDA	540	G3100	1,833	2,236	3,167	Radial
74	REDA	540	G5600	3,333	5,129	6,250	Radial
75	REDA	540	G6200N	3,750	5,610	6,667	Mixed

Design Parameters:

- Design Rate: 2300.0 STB/d
- Frequency: 50.00 Hz
- Separation Efficiency: 14.36 %

Intake Parameters:

- Pressure: 1071.3 psig
- Liquid Rate: 2785.08 bbl/d
- Gas Rate: 2.01 bbl/d
- Gas Volume Fraction: 0.07 %
- Fluid Over Pump: 2544.62 ft
- Fluid Level: 1875.38 ft
- TDH: 2362.72 ft

Discharge Parameters:

- Pressure: 2063.6 psig

Pump Parameters:

- Operation Rate: 2681.1 STB/d
- Required Power: 117.0 hp
- Efficiency: 40.16 %
- Speed: 2905.3 RPM

Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

Figura 42. Valores de Caudal por debajo de los datos de producción.

The screenshot displays the 'Pump' configuration window in DesignPro. It includes a 'Pump Selection' tab with sub-tabs for 'Housing/Intake', 'Gas Handler Devices', and 'Advanced/Options'. The 'Advanced/Options' sub-tab is active, showing 'Manufacturer' set to REDA, 'Number of Stages' at 114, and 'Total Rate' at 2847.85 bbl/d. A legend indicates 'Catalog' (black), 'User Defined' (red), and 'Obsolete' (red) items. A table lists 18 pump models with columns for Manufacturer, Series, Model/Type, Min. Rate (bbl/d), B.E.P. Rate (bbl/d), Max. Rate (bbl/d), and Stage Geometry. The 'Intake' section in the sidebar is circled in blue, showing parameters like Pressure (1194.4 psig), Liquid Rate (2842.19 bbl/d), Gas Rate (5.66 bbl/d), Gas Volume Fraction (0.20%), Fluid Over Pump (3057.66 ft), Fluid Level (2092.34 ft), and TDH (4068.47 ft).

	Manufacturer	Series	Model/Type	Min. Rate (bbl/d)	B.E.P. Rate (bbl/d)	Max. Rate (bbl/d)	Stage Geometry
58	REDA	400	DN750	481	663	832	Radial
59	REDA	400	DN800	349	619	830	Radial
60	REDA	405	MT5A-100	409	621	792	Radial
61	REDA	405	MT5A-200	961	1,366	1,785	Radial
62	REDA	405	MT5A-80	342	559	737	Radial
63	REDA	538	55000N	2,780	4,699	5,362	Radial
64	REDA	538	56000N	3,500	6,010	7,800	Mixed
65	REDA	538	57500N	3,515	7,532	10,545	Mixed
66	REDA	538	58000N	3,520	7,992	10,560	Mixed
67	REDA	538	58900N	4,025	9,082	11,068	Mixed
68	REDA	538	5N2600	1,500	2,419	2,999	Radial
69	REDA	538	5N3600	2,370	3,464	4,543	Radial
70	REDA	538	5N8500	6,036	8,865	11,067	Mixed
71	REDA	540	G2000	1,531	1,954	2,319	Radial
72	REDA	540	G2700	1,874	2,485	3,186	Radial
73	REDA	540	G3100	2,062	2,516	3,562	Radial
74	REDA	540	G5600	3,984	6,131	7,470	Radial
75	REDA	540	G6200N	4,495	6,725	7,992	Mixed

Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

Si la bomba pierde eficiencia, la cual se expresa en el software en la pestaña Pump y Sub-pestaña Advanced/options con los factores de eficiencia (Head and rate), el nivel de fluido será mayor, por secuencia su PIP también lo será.

Un dato importante que se debe introducir es el valor de la prueba de producción (Presión en el intake, Caudal en superficie, Profundidad del intake) en la pestaña de inflow como se muestra en la siguiente figura 43.

Figura 43. Datos de prueba de presión.

The screenshot shows the 'Inflow' section of the DesignPro software. It contains several input fields for test data:

- Inflow Model:** PI
- Productivity Index:** 1.77 (STB/d/psi)
- Test Data:**
 - Flowrate: 1772.70 (STB/d)
 - Pressure: 787.00 (psig)
 - Fluid Level: (ft)
 - Casing Pressure: (psig)
 - @ Depth: 5299.80 (ft)
- Static Bottom Hole Pressure:**
 - Pressure: 1900.00 (psi)
 - Fluid Level: (ft)
 - Casing Pressure: (psi)
 - Measured at Depth: 5623.00 (ft)
- Maximum Rate:**
 - AOF/Maximum Rate: 3361.59 (STB/d)

On the right side, there is a summary table:

Pressure at Perforations	
Static	1900.0 psig
Test	898.1 psig

Temperature at Depth for	
Static Pressure Data	178.00 °F
Test Data	176.91 °F

Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

Estos datos permiten calcular un Índice de Productividad teórico, el cual es muy cercano al de la realidad, teniendo en cuenta que la presión del yacimiento haya sido calculada de manera correcta.

Ahora bien, según las dos opciones posibles que se tienen, se aumentan o disminuyen los factores de eficiencia de la bomba con el fin de ajustar el caudal real (design rate) con el caudal teórico (operation rate). La ventaja que ofrece el software al realizarlo de esta manera es que una vez ajustado el valor del caudal teórico la PIP ajustará por sí sola. Fig 44 y Fig 45.

Figura 44. Ajuste de Factores de Eficiencia de la Bomba.

Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

Figura 45. Caudales de Iguales

Design	
Design Rate	1772.7 STB/d
Frequency	46.00 Hz
Separation Efficiency	41.77 %
Intake	
Pressure	787.0 psig
Liquid Rate	1832.72 bbl/d
Gas Rate	3.58 bbl/d
Gas Volume Fraction	0.19 %
Fluid Over Pump	2588.08 ft
Fluid Level	2711.72 ft
TDH	2998.51 ft
Discharge	
Pressure	2058.1 psig
Pump	
Operation Rate	1772.7 STB/d
Required Power	81.9 hp
Efficiency	48.35 %
Speed	2679.6 RPM

Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

Después de haber igualado los caudales mediante la variación de los factores de eficiencia se dice que la simulación ha matcheado y es lo más cercana posible a la realidad. De esta se puede obtener diferentes datos que son de gran importancia

para la operación del equipo, entre los cuales se destaca carga del motor, carga del equipo de superficie, entre otros.

Para objeto del estudio el dato más importante es el del consumo de energía en superficie el cual da una idea de cuánto debería consumir el equipo en realidad. Después de realizar todos los matchs del campo (data tabla 6) se obtuvieron los siguientes resultados (tabla 7) los cuales serán comparados con los valores calculados con el fluke 43B. (fig. 44)

Tabla 6. Data usada para los matches

POZO	FREQ HZ	WHP PSI	WHT *F	PI PSI	TI *F	TM *F	BSW %	GROSS BFPD	API °
POZO 1	62.0	50.0	170.0	432	192.0	295.0	80.05%	2375.0	21.6
POZO 2	55.9	80.0	140.0	127	189.0	192.0	12.00%	508.0	21.5
POZO 3	35.0	50.0	170.0	1935	189.0	216.0	94.00%	3216.0	21.6
POZO 4	43.0	30.0	150.0	434	189.0	261.0	76.49%	578.0	21.5
POZO 5	58.0	520.0	158.0	437	190.0	277.0	86.49%	2036.0	21.5
POZO 6	62.5	560.0	180.0	917	189.0	265.0	91.80%	3305.0	21.6
POZO 7	59.5	800.0	160.0	1373	195.0	255.0	86.75%	4594.0	21.6
POZO 8	65.0	562.0	157.0	517	190.0	280.7	78.94%	2025.0	21.6
POZO 9	52.0	180.0	150.0	882	184.7	190.8	80.54%	4195.0	21.6
POZO 10	35.0	100.0	160.0	1422	178.1	171.9	90.20%	2488.0	21.4
POZO 11	63.5	90.0	126.0	442	184.8	278.3	44.00%	636.1	21.5
POZO 12	40.0	78.0	162.0	1102	181.6	224.8	90.60%	2584.1	21.4
POZO 13	50.0	100.0	0.0	357	180.0	134.0	70.44%	143.3	21.2
POZO 14	30.0	70.0	142.0	1090	179.3	213.9	93.16%	902.5	21.3
POZO 15	51.0	50.0	130.0	249	185.6	259.7	54.00%	387.8	21.5
POZO 16	54.0	110.0	116.0	273	191.7	230.2	66.91%	347.0	21.5
POZO 17	62.0	147.0	0.0	439	187.6	251.7	17.00%	806.0	21.5
POZO 18	56.0	110.0	126.0	554	174.2	290.9	45.00%	539.0	21.7
POZO 19	51.0	140.0	147.0	618	180.4	240.6	43.00%	1131.0	20.8
POZO 20	55.0	150.0	90.0	358	192.1	255.9	22.00%	600.0	21.6
POZO 21	60.0	120.0	172.0	407	180	256	72.54%	2642.0	21.5
POZO 22	42.0	160.0	162.0	895	174.9	204.7	46.00%	990.3	21.7
POZO 23	62.0	100.0	132.0	441	181.2	209.6	42.00%	798.0	21.5
POZO 24	45.0	130.0	174.0	876	184.0	209.5	86.86%	3292.0	21.5
POZO 25	43.0	20.0	180.0	1509	197.0	123.0	86.55%	2272.0	25.7

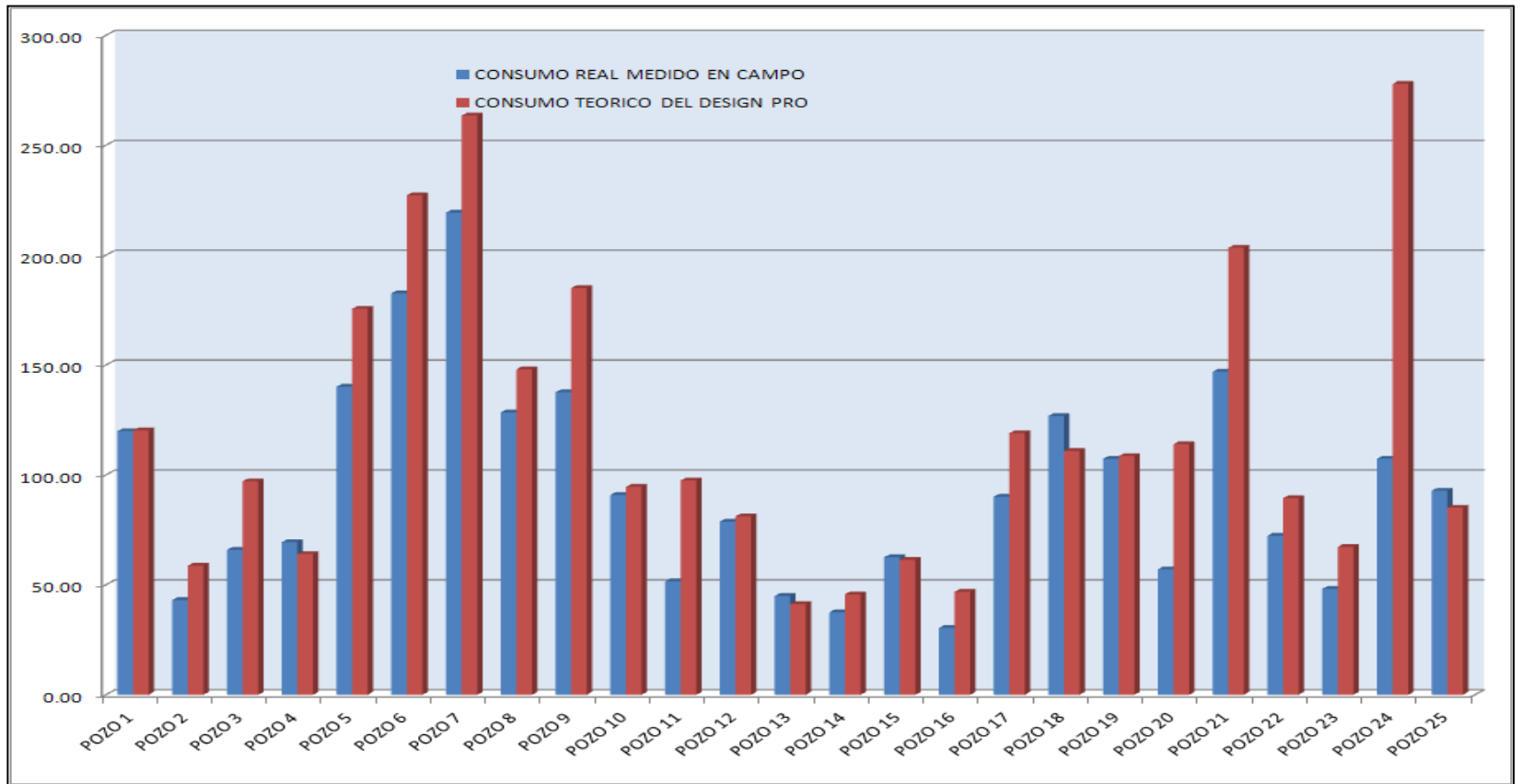
Fuente: Autor

Tabla 7. Resultados de los Matches.

POZO	TIPO DE BOMBA	FRECUENCIA ACTUAL (Hz)	CAUDAL	FECHA DE LA MEDICION	PROFUNDIDAD DEL INTAKE	KVA REAL (CALCULADO)	KVA DISEÑO (TOMADO A PARTIR DEL DISEÑO)	DIFERENCIA KVA REAL Vs KVA DISEÑO	% CONSUMO
POZO 1	DN1750	62.0	2375.00	11 de Octubre de 2011	4852.9	119.94	120.26	-0.32	99.74%
POZO 2	DN-1100	55.9	508.00	3 de Noviembre de 2011	4794.2	43.12	58.76	-15.64	73.39%
POZO 3	S8000N	35.0	3216.00	3 de Noviembre de 2011	4754.0	65.93	97.12	-31.19	67.89%
POZO 4	DN1400	43.0	578.00	3 de Noviembre de 2011	5027.8	69.43	64.00	5.43	108.49%
POZO 5	D2400N	58.0	2036.00	3 de Noviembre de 2011	4647.1	140.17	175.62	-35.45	79.81%
POZO 6	SN3600	62.5	3305.00	3 de Noviembre de 2011	4742.4	182.64	227.25	-44.61	80.37%
POZO 7	GN4000	59.5	4594	4 de Noviembre de 2011	5200.0	219.39	263.53	-44.14	83.25%
POZO 8	DN1750	65.0	2025.0	4 de Noviembre de 2011	4684.2	128.43	148.04	-19.61	86.75%
POZO 9	S6000N	52.0	4195.0	6 de Noviembre de 2011	4548.0	137.62	185.00	-47.38	74.39%
POZO 10	S5000N	35.0	2488.0	6 de Noviembre de 2011	4787	90.90	94.60	-3.70	96.09%
POZO 11	D1400N	63.5	636.1	5 de Noviembre de 2011	4616.0	51.59	97.50	-45.91	52.92%
POZO 12	SN3600	40.0	2584.05	5 de Noviembre de 2011	4300.0	78.75	81.15	-2.40	97.05%
POZO 13	D725N	50.0	143.32	5 de Noviembre de 2011	4225.06	44.96	41.21	3.75	109.10%
POZO 14	SN3600	30.0	902.48	5 de Noviembre de 2011	4494	37.48	45.68	-8.20	82.04%
POZO 15	DN 1100	51.0	387.8	5 de Noviembre de 2011	4599	62.54	61.37	1.17	101.91%
POZO 16	D725N	54.0	347	5 de Noviembre de 2011	4834.25	30.40	46.86	-16.46	64.88%
POZO 17	SN36000	62.0	806	16 de Octubre de 2011	4921	90.07	119	-28.93	75.69%
POZO 18	DN1100	56.0	539	16 de Octubre de 2011	4329.84	126.85	110.95	15.90	114.33%
POZO 19	SN2600	51.0	1131	13 de Octubre de 2011	4287	107.36	108.6	-1.24	98.86%
POZO 20	SN3600	55.0	600	17 de Octubre de 2011	4615.44	57.06	114	-56.94	50.05%
POZO 21	SN2600	59.9	2642	5 de Noviembre de 2011	5022.12	147.02	203.38	-56.36	72.29%
POZO 22	SN2600	42.0	990.28	15 de Octubre de 2011	5297	72.35	89.39	-17.04	80.93%
POZO 23	DN1400	62.0	798	5 de Noviembre de 2011	3979.32	48.12	67.27	-19.15	71.54%
POZO 24	S6000N	45.0	3292	5 de Noviembre de 2011	4707.68	107.39	277.91	-170.52	38.64%
POZO 25	GN4000	43.0	2272	7 de Noviembre de 2011	5539.45	92.84	85.1	7.74	109.10%

Fuente: Autor

Figura 46. Comparativo entre Consumo Real y Consumo teórico.



Fuente: Autor

3.3 ANALISIS DE LOS RESULTADOS

Para objeto del estudio, el cual es el consumo de energía de los equipos, se analizará cuales pozos presentan un sobreconsumo de energía significativo. Sin embargo se debe tener en cuenta que siempre los diseños se deben realizar con un 10-15 % de factor de seguridad, por lo cual se calculará nuevamente este consumo en el diseño para tener un dato más cercano a la realidad y así poder determinar cuál de los pozos del estudio está consumiendo más energía de la que debería. Tabla 8.

Como se puede observa en la grafica 46, diez (10) de los veinticinco (25) pozos presentan un sobreconsumo real en superficie, lo cual se está traduciendo en un gasto innecesario y un mal funcionamiento de los equipos.

Los resultados arrojados por el software como se puede observar en la mayoría de los casos no difiere en mayor porcentaje al dato medido en campo, lo que garantiza la alta confiabilidad del simulador.

Una de las principales causas de este sobreconsumo es la mala operación de los equipos el cual desencadena un sin número de problemas post operacionales que se ven reflejados en la pérdida de eficiencia de los mismos.

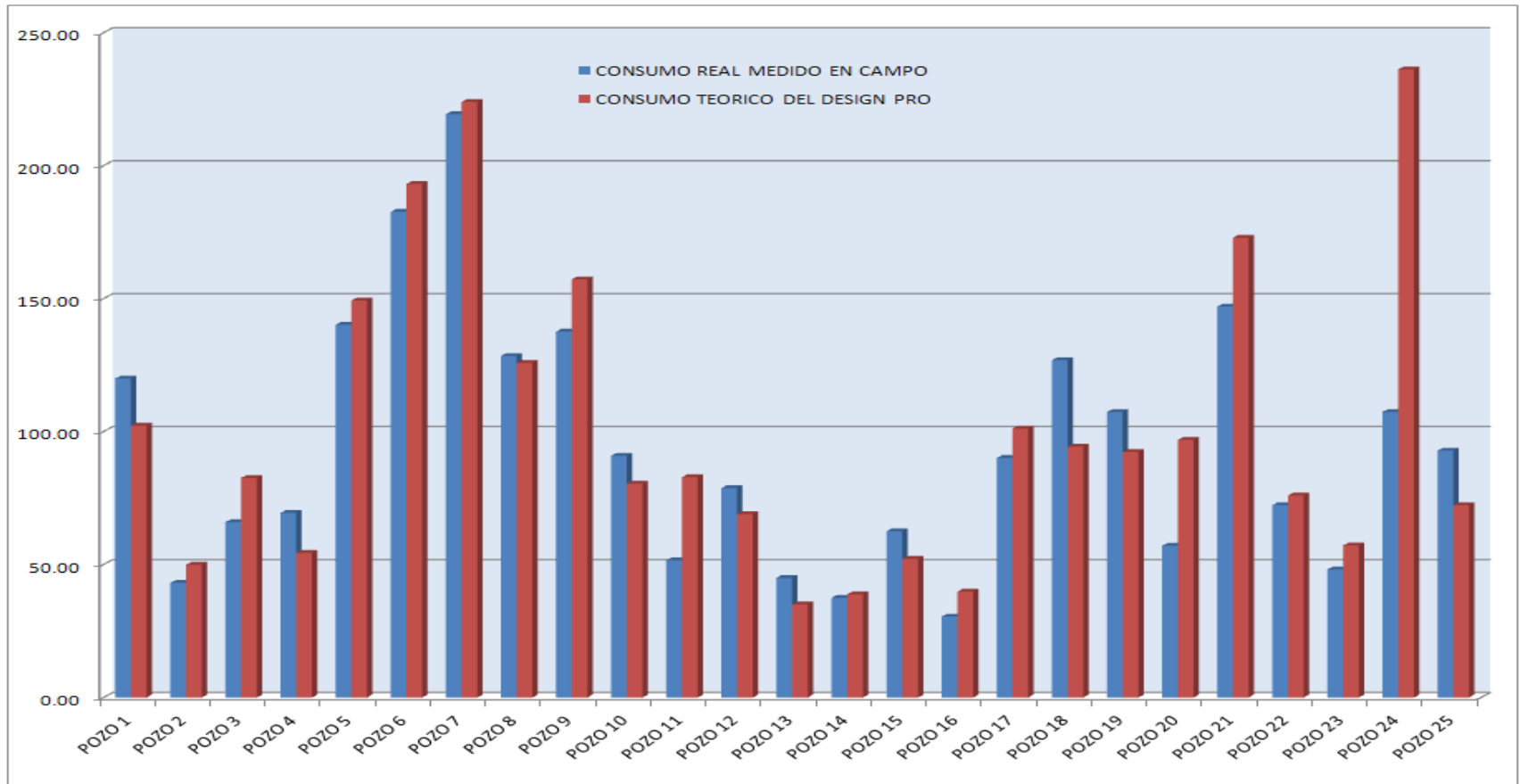
Éste estudio se centrará en plantear un rediseño en las condiciones de operación y una propuesta en los diseños con el fin de reducir al máximo este consumo de energía y que el caudal producido en superficie sea mayor al actual.

Tabla 8. Consumo de Energía Real vs Teórico. Pozos con Sobreconsumo resaltados en rojo.

POZO	TIPO DE BOMBA	FRECUENCIA ACTUAL (Hz)	CAUDAL	FECHA DE LA MEDICION	PROFUNDIDAD DEL INTAKE	KVA REAL (CALCULADO)	KVA DISEÑO (TOMADO A PARTIR DEL DISEÑO)	DIFERENCIA KVA REAL Vs KVA DISEÑO
POZO 1	DN1750	62.0	2375.00	11 de Octubre de 2011	4852.9	119.94	102.221	17.72
POZO 2	DN-1100	55.9	508.00	3 de Noviembre de 2011	4794.2	43.12	49.946	-6.82
POZO 3	S8000N	35.0	3216.00	3 de Noviembre de 2011	4754.0	65.93	82.552	-16.62
POZO 4	DN1400	43.0	578.00	3 de Noviembre de 2011	5027.8	69.43	54.4	15.03
POZO 5	D2400N	58.0	2036.00	3 de Noviembre de 2011	4647.1	140.17	149.277	-9.11
POZO 6	SN3600	62.5	3305.00	3 de Noviembre de 2011	4742.4	182.64	193.1625	-10.53
POZO 7	GN4000	59.5	4594	4 de Noviembre de 2011	5200.0	219.39	224.0005	-4.61
POZO 8	DN1750	65.0	2025.0	4 de Noviembre de 2011	4684.2	128.43	125.834	2.60
POZO 9	S6000N	52.0	4195.0	6 de Noviembre de 2011	4548.0	137.62	157.25	-19.63
POZO 10	S5000N	35.0	2488.0	6 de Noviembre de 2011	4787	90.90	80.41	10.49
POZO 11	D1400N	63.5	636.1	5 de Noviembre de 2011	4616.0	51.59	82.875	-31.28
POZO 12	SN3600	40.0	2584.05	5 de Noviembre de 2011	4300.0	78.75	68.9775	9.78
POZO 13	D725N	50.0	143.32	5 de Noviembre de 2011	4225.06	44.96	35.0285	9.93
POZO 14	SN3600	30.0	902.48	5 de Noviembre de 2011	4494	37.48	38.828	-1.35
POZO 15	DN 1100	51.0	387.8	5 de Noviembre de 2011	4599	62.54	52.1645	10.38
POZO 16	D725N	54.0	347	5 de Noviembre de 2011	4834.25	30.40	39.831	-9.43
POZO 17	SN36000	62.0	806	16 de Octubre de 2011	4921	90.07	101.15	-11.08
POZO 18	DN1100	56.0	539	16 de Octubre de 2011	4329.84	126.85	94.3075	32.54
POZO 19	SN2600	51.0	1131	13 de Octubre de 2011	4287	107.36	92.31	15.05
POZO 20	SN3600	55.0	600	17 de Octubre de 2011	4615.44	57.06	96.9	-39.84
POZO 21	SN2600	59.9	2642	5 de Noviembre de 2011	5022.12	147.02	172.873	-25.85
POZO 22	SN2600	42.0	990.28	15 de Octubre de 2011	5297	72.35	75.9815	-3.64
POZO 23	DN1400	62.0	798	5 de Noviembre de 2011	3979.32	48.12	57.1795	-9.06
POZO 24	S6000N	45.0	3292	5 de Noviembre de 2011	4707.68	107.39	236.2235	-128.84
POZO 25	GN4000	43.0	2272	7 de Noviembre de 2011	5539.45	92.84	72.335	20.51

Fuente: Autor

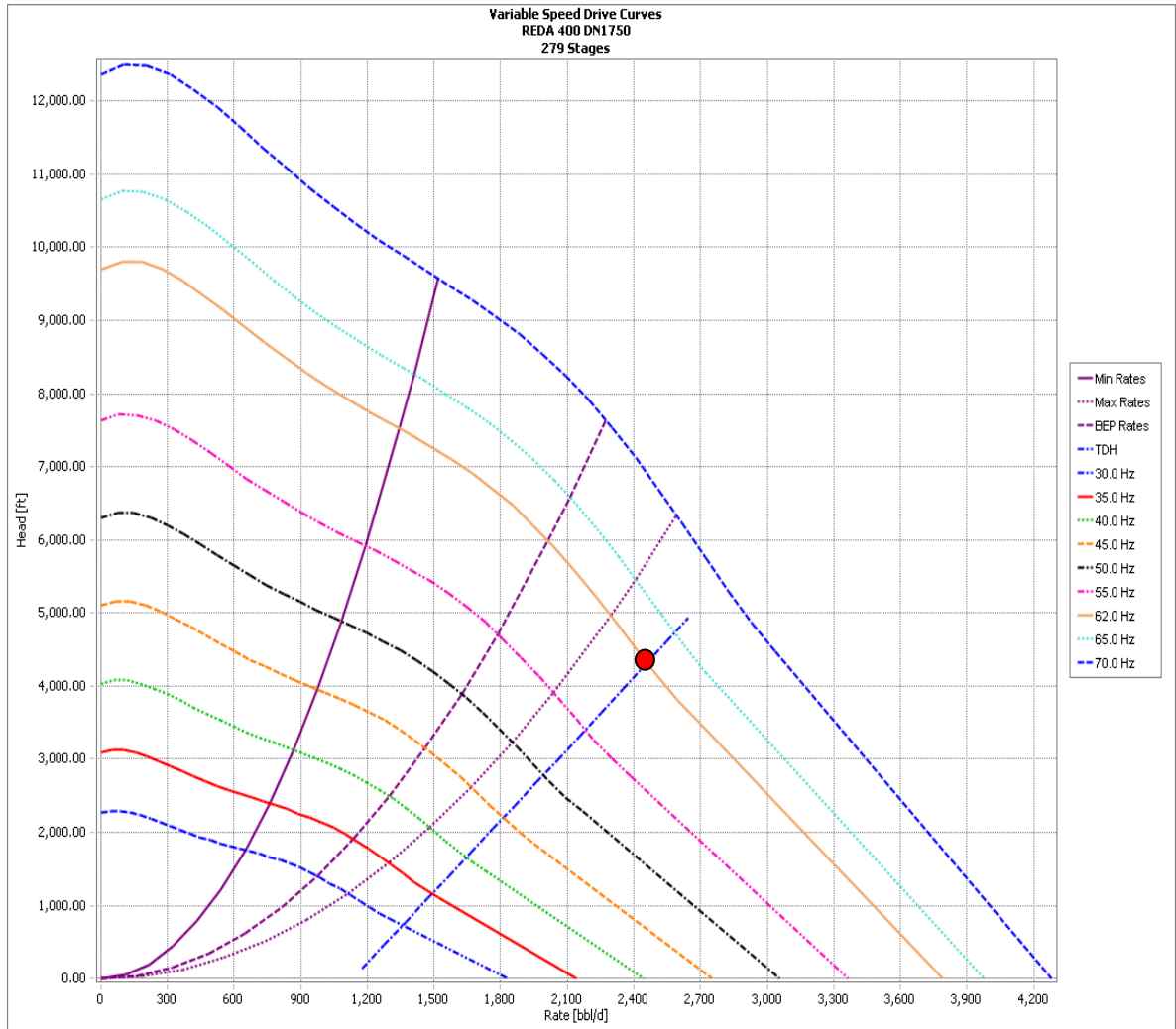
Figura 47. Consumo Real vs Consumo Teórico.



Fuente: Autor

3.3.1 Comportamiento Actual Pozo 1

Figura 48. Comportamiento ESP Pozo 1



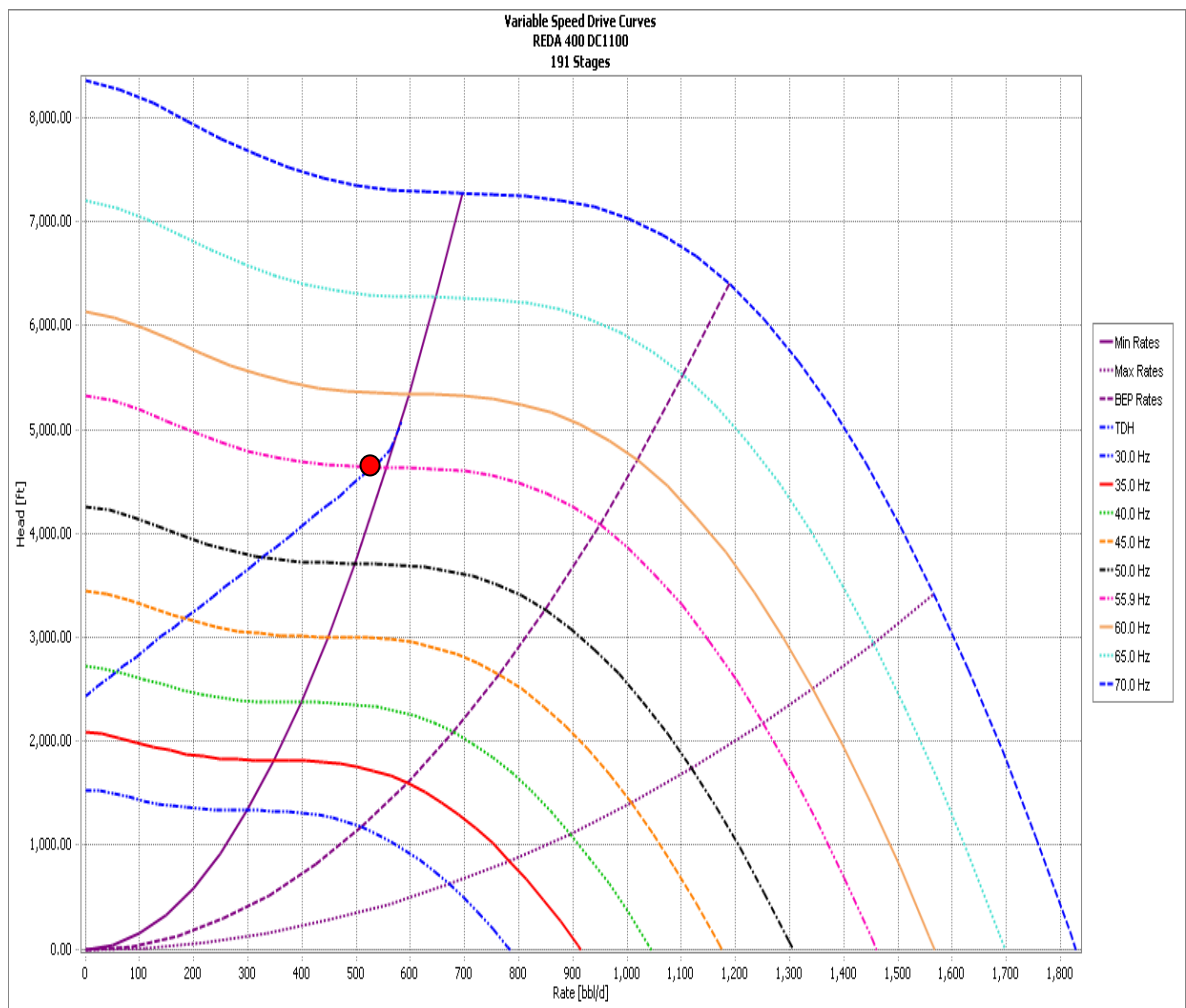
Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

El equipo se encuentra trabajando en Down Thrust Severo lo cual generará un desgaste en las etapas de labomba y reducción del tiempo de vida útil de operación del equipo. Existen dos maneras de solucionar este comportamiento inadecuado, una es disminuir le frecuencia de operación pero esta disminuirá el

caudal en superficie. La segunda es colocar una bomba de mayor capacidad que garantice que el equipo opere dentro de la zona de eficiencia de la bomba y mantenga o aumente el caudal de en superficie.

3.3.2 COMPORTAMIENTO ACTUAL DEL POZO 2

Figura 49. Comportamiento ESP Pozo 2.

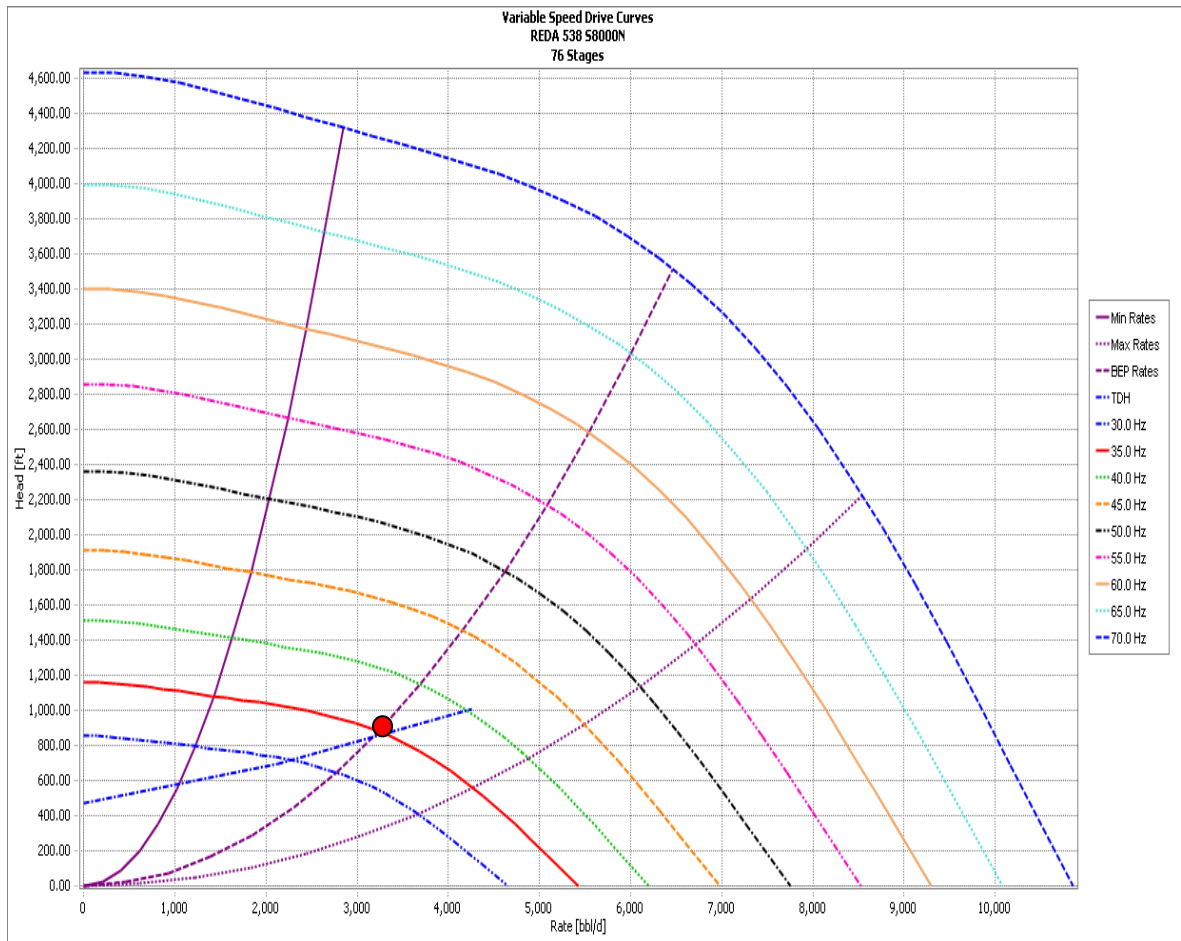


Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

El equipo se encuentra trabajando en la zona de DownThrust leve debido al bajo aporte del pozo, el cual inicialmente se creía iba a ser mucho más grande. Sin embargo se tiene la opción de aumentar frecuencia para lograr que el rendimiento del equipo sea más cercano al ideal. La solución sería cambiar la bomba por una de menor capacidad la cual permita un menor consumo de energía y un mayor rendimiento por parte del equipo el cual se vería reflejado en el caudal en superficie.

3.3.3 COMPORTAMIENTO ACTUAL DEL POZO 3

Figura 50. Comportamiento ESP Pozo 3.



Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

El equipo ESP se encuentra trabajando dentro de la zona de eficiencia, sin embargo la frecuencia de operación es muy baja y la producción por ende también lo es para el potencial del pozo. Subir la frecuencia aumentará el caudal en superficie ya que la PIP lo permite por ser tan alta. Sin embargo con el fin de ahorrar energía se puede cambiar la bomba por una más pequeña y operarla a la misma frecuencia con la posibilidad de realizar aumentos secuenciales.

Con el objetivo de facilitarle al lector la comprensión del trabajo, se han dispuesto los resultados de los match de los demás pozos en el anexo **1** en el cual encontrarán las gráficas de los estados actuales del equipo.

4. PROPUESTA DE DISEÑO DE LOS EQUIPO DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE PARA CADA UNO DE LOS POZOS.

Los diseños iniciales se basaron en unos criterios que son básicos y permiten preparar un equipo de bombeo electro sumergible de acuerdo a los estimativos o predicciones del comportamiento del pozo. Sin embargo los parámetros suministrados son inciertos y distantes de la realidad, mucho en algunos casos. En estos diseños iniciales el único requisito para que se considerara que éste era bueno y que serviría para el caso en cuestión, era que la bomba estuviera asentada por debajo del nivel dinámico de fluido del pozo, o sea que se garantizara la sumergencia del equipo. Además se asumía que existía flujo monofásico en la tubería de producción. Condiciones que en parte pueden ser ciertas, pero que están alejadas de muchos de los casos en la actualidad.

Sin embargo después de muchos estudios se determinó que estos parámetros no eran suficientes para que el rendimiento tanto del equipo como del pozo fueran los esperados. Se empezaron a realizar estudios que demostraban que las pérdidas de presión por fricción en la tubería de producción, existencia de flujo multifásico y cálculo de la potencia requerida para operar, entre otros, era necesario incluirlos para poder obtener un buen diseño y con un rendimiento aceptable.

A pesar de todas estas consideraciones los equipos no logran, la mayoría de los casos, un desempeño óptimo debido a que los principales parámetros los dicta el yacimiento a la hora de ponerse en producción. Por eso surge la necesidad de plantear rediseños al equipo ESP, ya que después de un tiempo medio de producción el pozo se estabiliza y muestra su real comportamiento.

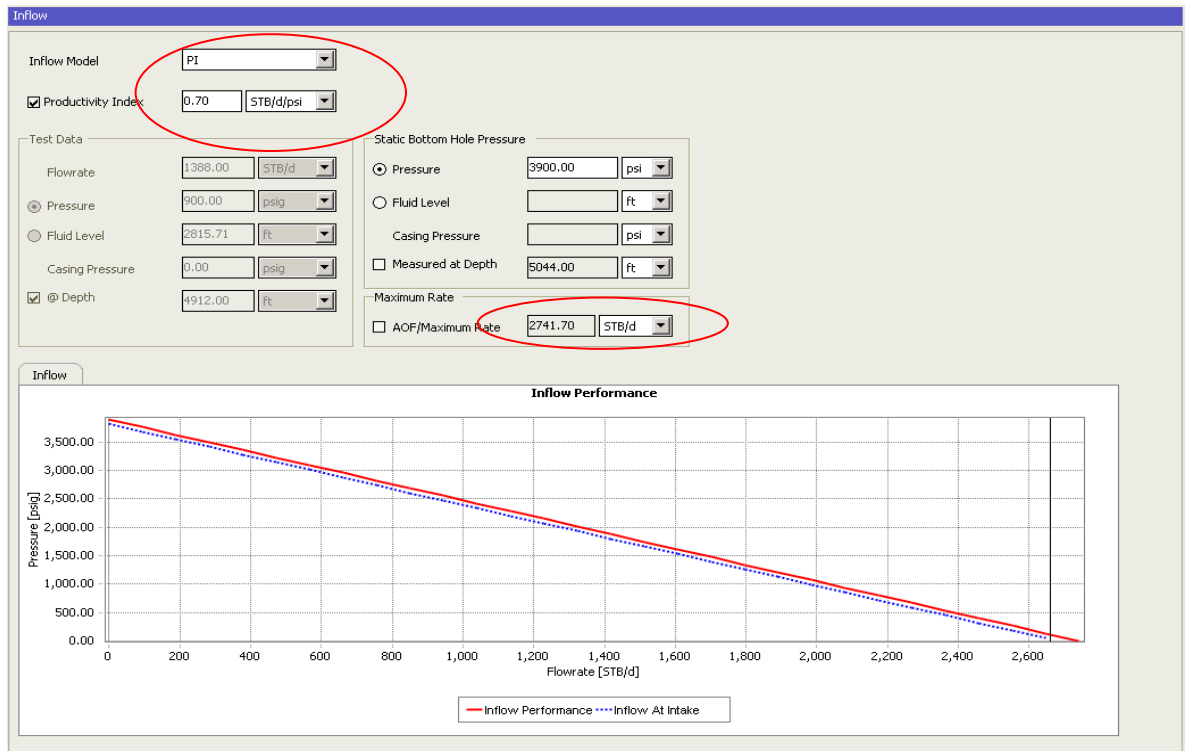
En base a este comportamiento se plantean los siguientes rediseños para cada uno de los pozos del estudio, no sin antes explicar cómo se debe hacer en el software DesignPro 6.0.

4.1 PROCEDIMIENTO EN EL DESIGN PRO 6.0

Para poder empezar un rediseño el principal parámetro a tener en cuenta es el índice de productividad IP calculado mediante el Match, el cual es el más cercano a la realidad, por no decir que el real. Se dice que es el más importante porque el primer parámetro de diseño es la capacidad de aporte del pozo, ya que las bombas son clasificadas de acuerdo a su capacidad de manejar fluido.

Con base en este IP y el AOF calculado por el software Figura51 (ejemplo pozo 1). Se escoge la nueva bomba que se adapte mas a ésta capacidad de flujo, ya sea de menor o mayor capacidad.

Figura 51. Índice de productividad y AOF Match Pozo 1



Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

Una vez seleccionada la nueva bomba de acuerdo al AOF del pozo, ya que la idea es llegar a estar lo más cerca posible de este caudal de producción, se procede a seleccionar el nuevo motor o en su defecto trabajar con el mismo pero modificar sus condiciones de operación. Como se describió previamente los motores suministrados por Schlumberger Surencó S.A permiten el derrateo de los mismos, que no es otra cosa más que setear en el transformador elevador en superficie el consumo de energía realmente requerido para que la bomba opere a las condiciones de funcionamiento dispuestas.

Figura 52. Factores de derrateo del Motor Electro Sumergible.

	Series	Winding Code	Power @ 60Hz NP Freq. (hp)	Voltage @ 60Hz NP Freq. (Volts)	Current @ 60Hz NP Freq. (Amps)
23	562 Maximus	FA31	65.6	769.5	51.0
24	562 Maximus	FA32	65.6	994.6	39.2
25	562 Maximus	FA33	65.6	1,219.7	31.9
26	562 Maximus	F041	75.0	871.8	51.0
27	562 Maximus	F042	75.0	1,127.1	39.2
28	562 Maximus	F043	75.0	1,254.4	35.4
29	562 Maximus	F044	75.0	2,019.4	22.2
30	562 Maximus	F045	75.0	2,275.7	19.4
31	562 Maximus	FA41	84.4	843.4	60.0
32	562 Maximus	FA42	84.4	987.5	51.0
33	562 Maximus	FA43	84.4	1,276.6	39.2
34	562 Maximus	FA44	84.4	1,565.7	31.9
35	562 Maximus	F050	93.8	771.3	71.4
36	562 Maximus	F057	93.8	929.7	60.0
37	562 Maximus	F051	93.8	1,089.8	51.0
38	562 Maximus	F052	93.8	1,249.0	44.7
39	562 Maximus	F053	93.8	2,046.1	27.4
40	562 Maximus	F054	93.8	2,365.5	23.6
41	562 Maximus	F055	93.8	2,844.1	19.4
42	562 Maximus	FA50	103.1	1,205.4	51.0
43	562 Maximus	FA51	103.1	1,558.6	39.2
44	562 Maximus	FA52	103.1	1,910.9	31.9
45	562 Maximus	F060	112.5	925.2	71.4
46	562 Maximus	F061	112.5	1,116.5	60.0
47	562 Maximus	F062	112.5	1,499.0	44.7
48	562 Maximus	F064	112.5	1,881.5	35.4
49	562 Maximus	F065	112.5	2,264.1	29.5
50	562 Maximus	F070	131.2	1,079.1	71.4

Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

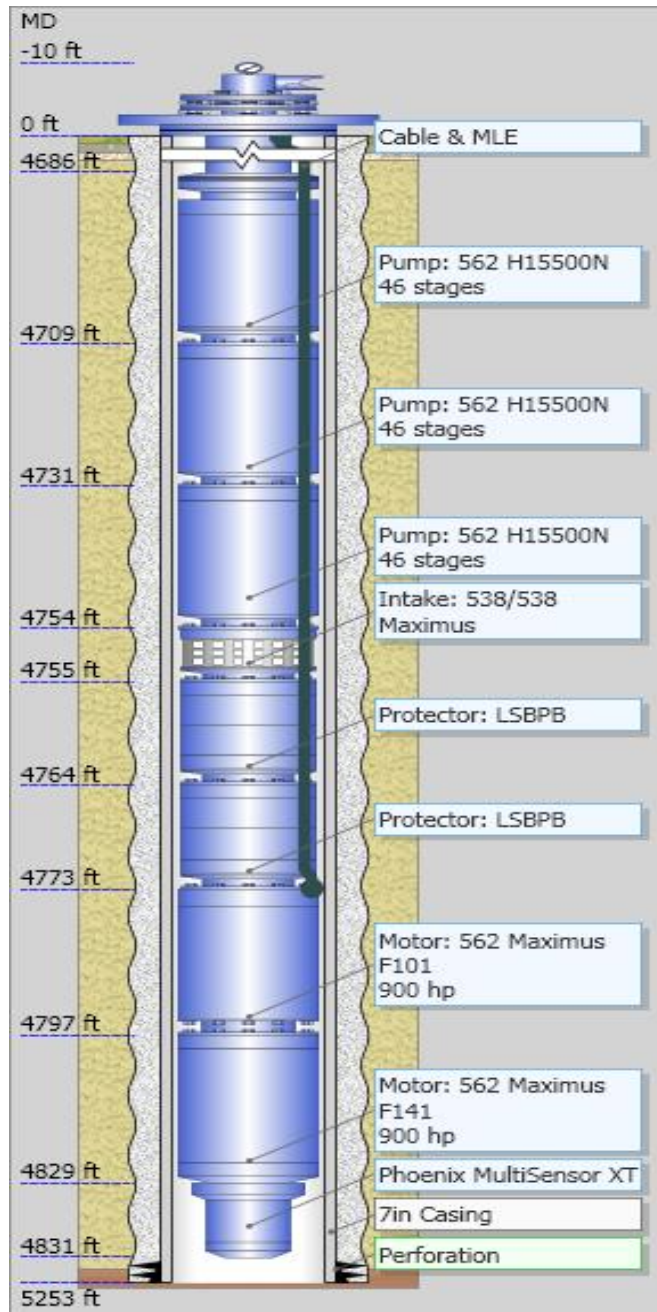
El objetivo de derratear el motor radica principalmente en el ahorro del consumo de energía, aunque el motor no debe quedar cargado al 100 % cuando la frecuencia de operación sea menor de 50 Hz y el sistema permita realizar incrementos de la misma en un futuro.

Ahora bien se observan las nuevas condiciones de operación y se determina qué tan al límite se puede estar. El mejor rediseño se logra haciendo un sin número de combinaciones y posibles configuraciones de los equipos que permitan optimizar al máximo tanto la producción como el consumo de energía en superficie, en pocas palabras se realiza de forma iterativa pero sabiendo las posibilidades que son válidas.

Con el fin de facilitar la lectura del documento, sólo se presentará el rediseño de 3 pozos, uno con aumento de caudal y aumento mínimo en el consumo de energía (pozo 3), un segundo que aumentó su caudal, pero también incrementó el consumo de energía (pozo 6) y por último un pozo con poco aumento de caudal y alto nivel de ahorro de energía (pozo 20). Los diseños de los pozos restantes se presentarán en el anexo **2**.

4.2 EQUIPO PROPUESTO POZO 3

Figura 53. Equipo propuesto Pozo 3.



Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- **CASOS COMPARATIVOS POZO 3**

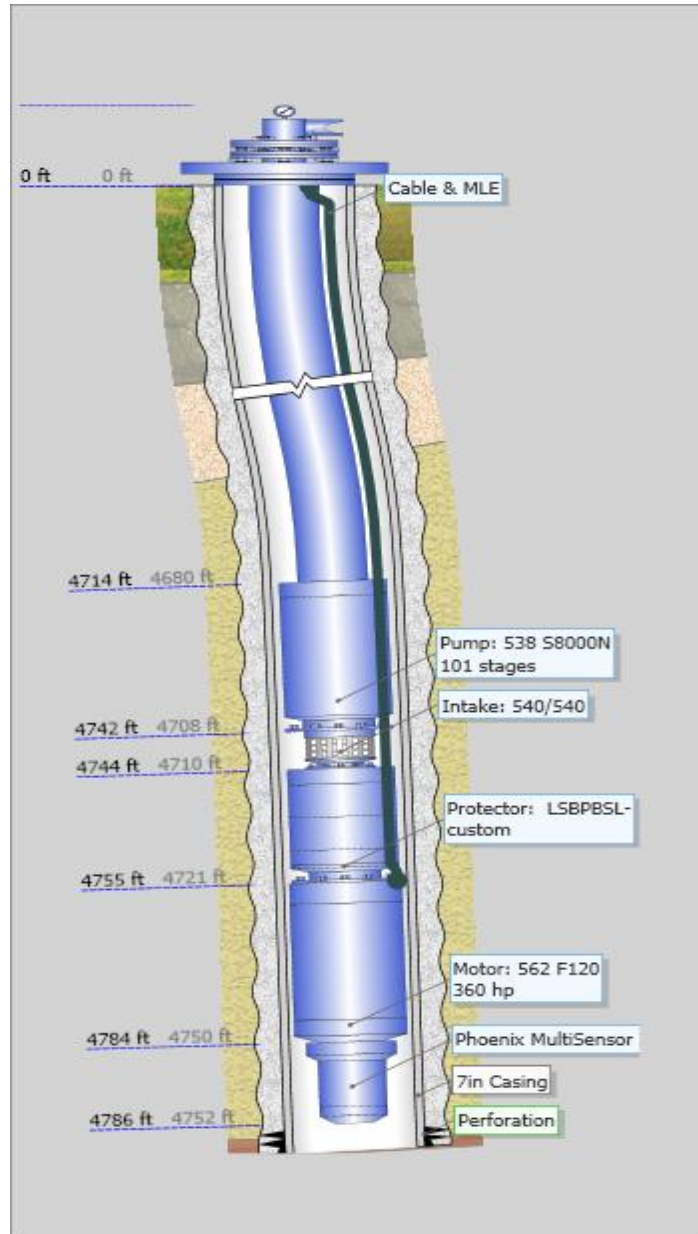
Tabla 9. Casos Comparativos Pozo 3

Pozo 03	Caso Actual	Propuesta
Wellbore		
Tubing Bottom MD	4753.98 ft	4753.98 ft
Wellhead Pressure	50 psig	50 psig
Wellhead Temperature	140 °F	140 °F
Bottomhole Temperature	190 °F	190 °F
Fluids		
Oil Gravity	21.6 °API	21.6 °API
Water Spec. Gravity	1.05	1.05
Water Cut	94.00%	94.00%
GOR	12 SCF/STB	12 SCF/STB
GLR	0.57 SCF/STB	0.57 SCF/STB
Inflow		
Method	PI	PI
PI	28 STB/d/psi	28 STB/d/psi
Static Bottomhole Pressure	2150 psig	2150 psig
Test Pressure		
Test Flowrate		
Pumping Condition		
Intake Depth	4753.98 ft	4753.98 ft
Design Rate	3213 STB/d	25515.6 STB/d
Operation Rate	3209.1 STB/d	25515.3 STB/d
Total Rate at Inlet	3293.4 bbl/d	26328.18 bbl/d
Liquid Rate at Inlet	3293.19 bbl/d	26314.99 bbl/d
Gas Rate into Pump	0.21 bbl/d	13.19 bbl/d
Inlet Gas Volume Fraction	0.01	0.05
Gas Volume Fraction at Intake	0.01	0.05
Separator Efficiency	0	0
Total Dynamic Head	865.98 ft	9549.9 ft
Fluid Level over Pump	4096.95 ft	625.14 ft
Intake Pressure	1814.5 psig	275.8 psig
Discharge Pressure	2196.6 psig	4494.7 psig
Operating Frequency	35 Hz	55 Hz
Pump Information		
Type	REDA 538 400	400
Operation Speed	2033.7 RPM	3176.5 RPM
Required Power	56.6 hp	788.4 hp
Pump Efficiency	37.76	237.91
Number of Stages	76	
Motor Information		
Type	Dominator 562	562 Maximus
Motor Horse Power	300 hp	900 hp
Motor Speed	3119.2 RPM	3201 RPM
Motor Amperage	20.4 Amps	21.9 Amps
Motor Voltage	1867.6 Volts	1916.6 Volts
Total Motor Load	54.9 hp	63.5 hp
Load Factor	0.6848	0.7726
Efficiency	0.8948	0.8963
Slip	TRUE	TRUE
Heat Rise		
Fluid Temperature At Intake	214.26 °F	214.26 °F
Skin Temperature Rise	4.95 °F	5.13 °F
Average Winding Temperature Rise	41.06 °F	46.22 °F
Total Winding Temperature	260.27 °F	265.61 °F
Speed Increase Heating at VSD	0 °F	0 °F
VSD without Load Filter	6.98 °F	7.86 °F
VSD with Load Filter or Sinewave	0 °F	0 °F
Electrical Information		
Surface Voltage	1907.7 Volts	1959.6 Volts
Required kVA	67.39	74.15

Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

4.3 EQUIPO PROPUESTO POZO 6

Figura 54. Equipo Propuesto pozo 6.



Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- **CASOS COMPARATIVOS POZO 6**

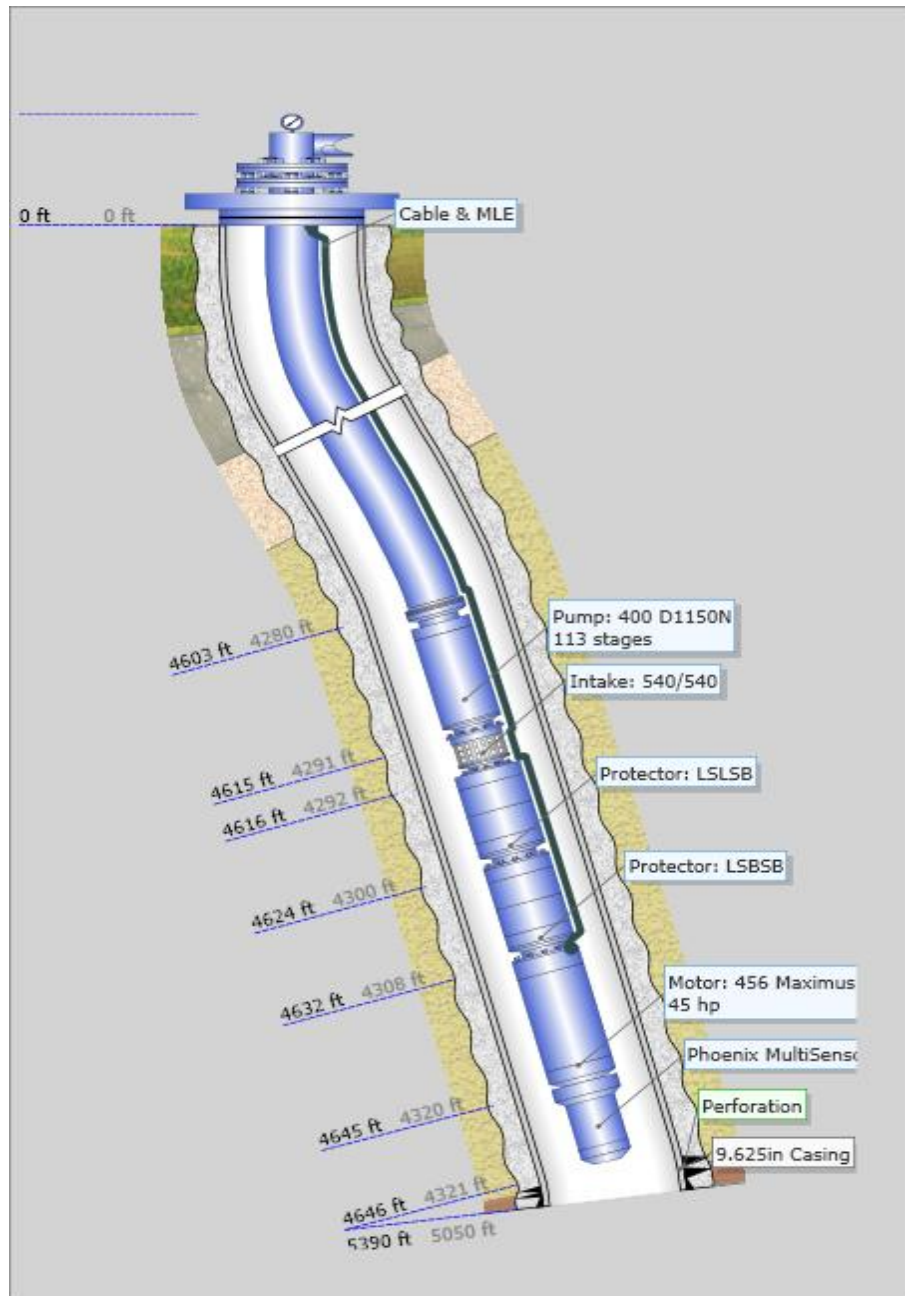
Tabla 10. Caso Comparativos Pozo 6

Pozo 06	Caso Actual	Propuesta
Wellbore		
Tubing Bottom MD	4742.41 ft	4742.41 ft
Wellhead Pressure	550 psig	550 psig
Wellhead Temperature	182 °F	182 °F
Bottomhole Temperature	189 °F	189 °F
Fluids		
Oil Gravity	21.6 °API	21.6 °API
Water Spec. Gravity	1.02	1.02
Water Cut	91.28%	91.28%
GOR	20 SCF/STB	20 SCF/STB
GLR	1.74 SCF/STB	1.74 SCF/STB
Inflow		
Method	PI	PI
PI	3.94 STB/d/psi	3.94 STB/d/psi
Static Bottomhole Pressure	2100 psig	2100 psig
Test Pressure		
Test Flowrate		
Pumping Condition		
Intake Depth	4742.41 ft	4742.41 ft
Design Rate	3786.3 STB/d	7034.5 STB/d
Operation Rate	3786.1 STB/d	7034.8 STB/d
Total Rate at Inlet	3905.38 bbl/d	7314.68 bbl/d
Liquid Rate at Inlet	3903.76 bbl/d	7278.72 bbl/d
Gas Rate into Pump	1.61 bbl/d	35.95 bbl/d
Inlet Gas Volume Fraction	0.04	0.49
Gas Volume Fraction at Intake	0.07	0.82
Separator Efficiency	0	0
Total Dynamic Head	4014.77 ft	6303.63 ft
Fluid Level over Pump	2146.04 ft	155.55 ft
Intake Pressure	905.2 psig	189.4.2 psig
Discharge Pressure	2617.2 psig	2751.5 psig
Operating Frequency	62.5 Hz	60 Hz
Pump Information		
Type	REDA 538	REDA 538
Operation Speed	3631.6 RPM	3486.3 RPM
Required Power	173.5 hp	340.6 hp
Pump Efficiency	65.37	97.14
Number of Stages	84	101
Motor Information		
Type	Dominator 562	Dominator 562
Motor Horse Power	210 hp	360 hp
Motor Speed	3631.6 RPM	3486.3 RPM
Motor Amperage	44.2 Amps	126.6 Amps
Motor Voltage	2570.8 Volts	1649 Volts
Total Motor Load	173.5 hp	340.6 hp
Load Factor	79.3	94.6
Efficiency	89.18	88.92
Slip	TRUE	TRUE
Heat Rise		
Fluid Temperature At Intake	188.31 °F	188.31 °F
Skin Temperature Rise	3.44 °F	2.69 °F
Average Winding Temperature Rise	63.02 °F	75.72 °F
Total Winding Temperature	254.78 °F	266.72 °F
Speed Increase Heating at VSD	3.3 °F	0 °F
VSD without Load Filter	10.71 °F	12.39 °F
VSD with Load Filter or Sinewave	0 °F	0 °F
Electrical Information		
Surface Voltage	2641.9 Volts	1829.4 Volts
Required kVA	202.21	400.75

Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

4.4 EQUIPO PROPUESTO POZO 20

Figura 55. Equipo Propuesto Pozo 20



Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- **CASOS COMPARATIVOS POZO 20**

Tabla 11. Casos comparativos Pozo 20

Pozo 20	Caso Actual	Propuesta
Wellbore		
Tubing Bottom MD	4615 ft	4615 ft
Wellhead Pressure	150 psig	150 psig
Wellhead Temperature	90 °F	90 °F
Bottomhole Temperature	192 °F	192 °F
Fluids		
Oil Gravity	21.6 °API	21.6 °API
Water Spec. Gravity	1.05	1.05
Water Cut	22%	22%
GOR	12 SCF/STB	12 SCF/STB
GLR	9.36 SCF/STB	9.36 SCF/STB
Inflow		
Method	PI	PI
PI	0.42 STB/d/psi	0.42 STB/d/psi
Static Bottomhole Pressure	1977 psig	1977 psig
Test Pressure		
Test Flowrate		
Pumping Condition		
Intake Depth	4615 ft	4615 ft
Design Rate	599.9 STB/d	737.3 STB/d
Operation Rate	603.2 STB/d	737.2 STB/d
Total Rate at Inlet	639.17 bbl/d	888.77 bbl/d
Liquid Rate at Inlet	633.59 bbl/d	779.85 bbl/d
Gas Rate into Pump	5.58 bbl/d	108.92 bbl/d
Inlet Gas Volume Fraction	0.87	12.25
Gas Volume Fraction at Intake	1.35	17.68
Separator Efficiency	0	0
Total Dynamic Head	3829.78 ft	4651.89 ft
Fluid Level over Pump	988.64 ft	311.41 ft
Intake Pressure	358.8 psig	193 psig
Discharge Pressure	1863 psig	1869.3 psig
Operating Frequency	55 Hz	55 Hz
Pump Information		
Type	REDA 538	REDA 400
Operation Speed	3176.5 RPM	3188 RPM
Required Power	72.3 hp	35.1 hp
Pump Efficiency	22.45	68.64
Number of Stages	72	113
Motor Information		
Type	562 Maximus	456 Maximus
Motor Horse Power	225 hp	45 hp
Motor Speed	3176.5 RPM	3188 RPM
Motor Amperage	39.2 Amps	19.7 Amps
Motor Voltage	1628 Volts	1182.1 Volts
Total Motor Load	72.3 hp	35.1 hp
Load Factor	35.06	85.11
Efficiency	88.91	83.5
Slip	TRUE	TRUE
Heat Rise		
Fluid Temperature At Intake	182.47 °F	182.44 °F
Skin Temperature Rise	68.2 °F	79.21 °F
Average Winding Temperature Rise	40.1 °F	25.58 °F
Total Winding Temperature	290.77 °F	287.22 °F
Speed Increase Heating at VSD	0 °F	0 °F
VSD without Load Filter	6.82 °F	4.35 °F
VSD with Load Filter or Sinewave	0 °F	0 °F
Electrical Information		
Surface Voltage	1687.9 Volts	1211.8 Volts
Required kVA	114.59	41.2

Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

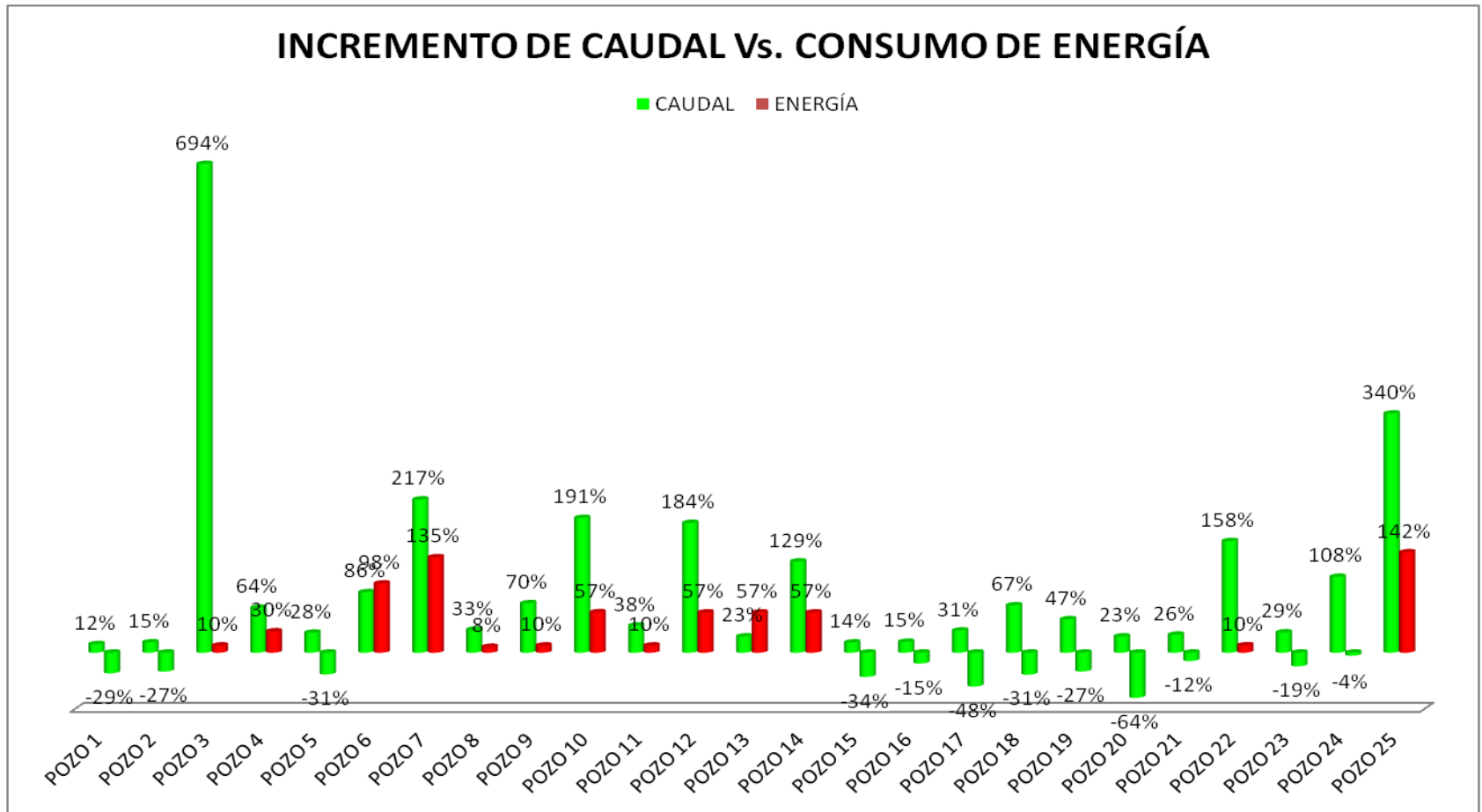
A continuación se relaciona en la tabla los datos acumulados de los pozos estudiados, en las dos últimas columnas se encuentran los resultados de evaluación de la variación de las variables objeto del presente trabajo, como lo son el caudal y el consumo de energía.

Tabla 12 Resultados Caudal y Consumo de Energía

POZO	CAUDAL		CONSUMO ENERGIA		DIFERENCIAL	
	Actual	propuesto	Actual	propuesto	CAUDAL	ENERGÍA
POZO 1	2375,6	2660,4	120,26	85,09	12%	-29%
POZO 2	502,2	575,9	58,57	42,89	15%	-27%
POZO 3	3213	25515,6	67,39	74,15	694%	10%
POZO 4	577,7	945,8	62,05	80,76	64%	30%
POZO 5	2035,7	2611,6	175,62	121,62	28%	-31%
POZO 6	3786,3	7034,5	202,21	400,75	86%	98%
POZO 7	4596,3	14590,5	263,53	620,32	217%	135%
POZO 8	2024,7	2684,8	148,04	160,19	33%	8%
POZO 9	4195,3	7134,4	67,39	74,15	70%	10%
POZO 10	2488,6	7249,2	78,52	123,55	191%	57%
POZO 11	636	880,4	67,39	74,15	38%	10%
POZO 12	2584,6	7345,3	81,15	127,49	184%	57%
POZO 13	144,6	177,8	81,15	127,49	23%	57%
POZO 14	902,4	2070,3	81,15	127,49	129%	57%
POZO 15	387,8	443,8	61,37	40,29	14%	-34%
POZO 16	346,2	399,7	46,86	39,65	15%	-15%
POZO 17	806,8	1059,1	118,98	61,84	31%	-48%
POZO 18	538	899,7	101,03	69,62	67%	-31%
POZO 19	1130,4	1666,2	108,6	79,63	47%	-27%
POZO 20	599,9	737,3	114,59	41,2	23%	-64%
POZO 21	2645	3320,3	203,38	179,44	26%	-12%
POZO 22	990,6	2559,9	89,4	98,61	158%	10%
POZO 23	797,9	1026,6	67,27	54,25	29%	-19%
POZO 24	3292	6837,9	153,64	147,06	108%	-4%
POZO 25	2272	9987,7	102,23	247,84	340%	142%

Fuente: Autor

Figura 56 Variación Caudal y Consumo de Energía Actual y Propuesto



Fuente: Autor

Tal y como se observa, en la gráfica el 48% (12) de los pozos presentó un ahorro de energía en promedio de 28% a la vez que aumentó el caudal de producción de bbl en promedio un 35%. Lo que quiere decir que los pozos que presentan ésta condición confirman la hipótesis del autor, quien postula que se pueden realizar mejoras de producción con optimización de recursos, para éste caso específico, el consumo de energía.

Sin embargo existe el 52% restante de los pozos, que presentan un aumento en el consumo de energía en promedio del 53%, pero paralelo a esto presentan un incremento en el caudal de producción de bbl/d de 171% en promedio para los pozos de ésta condición. Continúa apoyando la propuesta del autor, a nivel operativo y de producción aunque se aumente el consumo de energía, aún sigue siendo provechosa la aplicación del diseño propuesto por el mismo, debido a los altos incrementos de la producción de caudal.

5. ANÁLISIS FINANCIERO

5.1 DATOS

Para el análisis de éste capítulo se evaluó el comportamiento financiero de cada uno de los pozos estudiados. A continuación se tomará como ejemplo el pozo número 1, para realizar la explicación del proceso que ha conducido a las conclusiones que se expondrán y analizarán posteriormente.

5.1.1 Datos Financieros. En primer lugar se extrajeron los datos necesarios para realizar la evaluación financiera del proyecto, los cuales fueron proporcionados por el personal encargado de la producción en el campo de estudio.

POZO 1

Tabla 13. Datos Financieros pozo 1

Producción de fluido actual (BFPD)	2375
Producción de fluido estimada (BFPD)	2660
BSW (Fracción)	0,81
Tasa de declinación mensual de la producción (%)	0,8
Costo eléctrico actual (US\$)	6469
Costo eléctrico estimado (US\$)	4618
Costo de deshidratación (US\$/bbl)	0,4
Costo de tratamiento de agua (US\$)	0,6
Nómina mensual (US\$)	2000
Costo de monitoreo y mantenimiento (US\$)	800
Costo de transporte del crudo (US\$/bbl)	0,5
Precio del barril (US\$/bbl)	100
Inversión inicial (US\$)	300000
Tasa de oportunidad (%)	12
Tasa anual de depreciación (%)	20
Depreciación anual del equipo (US\$)	60000
Regalías e impuestos (US\$)	11399

Fuente: Autor

5.1.2 Resultados. Basados en la información anterior, se procedió a realizar una plantilla en hojas de cálculo de Excel, con las fórmulas necesarias para adquirir los datos necesarios:

Tabla 14. Resultados pozo 1

Mes	Producción incremental de fluido (bb)	Producción incremental de aceite (bb)	Producción incremental de agua (bb)	Costo de deshidratación del crudo	Costo de tratamiento del agua (US\$)	Costo del Consumo Eléctrico Incremental	Pago de nómina (US\$)	Costo del monitoreo y mantenimiento (US\$)	Costo de transporte del crudo (US\$)	Egresos (US\$)	Ingresos (US\$)	Flujo de caja (US\$)	Valor Presente (US\$)
1	285,0	55,6	229,4	114,0	137,7	-1851	2000	800	27,8	1228	5558	4329	3865
2	282,7	55,1	227,6	113,1	136,6	-1851	2000	800	27,6	1226	5513	4287	3827
3	280,5	54,7	225,8	112,2	135,5	-1851	2000	800	27,3	1224	5469	4245	3790
4	278,2	54,3	224,0	111,3	134,4	-1851	2000	800	27,1	1222	5425	4203	3753
5	276,0	53,8	222,2	110,4	133,3	-1851	2000	800	26,9	1220	5382	4162	3716
6	273,8	53,4	220,4	109,5	132,2	-1851	2000	800	26,7	1217	5339	4121	3680
7	271,6	53,0	218,6	108,6	131,2	-1851	2000	800	26,5	1215	5296	4081	3643
8	269,4	52,5	216,9	107,8	130,1	-1851	2000	800	26,3	1213	5254	4040	3608
9	267,3	52,1	215,1	106,9	129,1	-1851	2000	800	26,1	1211	5212	4001	3572
10	265,1	51,7	213,4	106,0	128,1	-1851	2000	800	25,8	1209	5170	3961	3537

Fuente: Autor

5.1.3 Indicadores. Por último se procedió a evaluar los indicadores financieros de cada una de las propuestas, lo cual pondrá en evidencia la posible viabilidad del mismo, la Relación Costo/Beneficio, que mostrará el porcentaje de rendimiento por cada dólar invertido, el PAYBACK, que mostrará el tiempo en el cual la propuesta comienza a ser rentable y por último el Valor Presente Neto que mide la rentabilidad en un período determinado de tiempo y muestra su factibilidad.

Tabla 15. Resultados Indicadores pozo 1

Valor Presente Neto (US\$)	- \$ 274.255,38
Relacion Costo/Beneficio	0,12

PAYBACK	10,50	Años
TIR	#¡DIV/0!	N/A

Fuente: Autor

Para el caso de la evaluación de los indicadores, se analizaron:

- **Tasa Interna de Retorno (TIR)⁸**: La tasa interna de retorno o rendimiento es la tasa de descuento (i) que hace que el valor actual de los flujos de beneficios (positivos) sea igual al valor actual de los flujos de inversión (negativos). En otras palabras, la TIR es la tasa que descuenta los flujos asociados con un proyecto hasta un valor exactamente de cero y será el indicador que muestre la viabilidad del proyecto.

$$i = \sqrt[n]{\frac{VF}{I_0}} - 1$$

- **Valor Presente Neto (VPN)⁹**: Consiste en encontrar la diferencia entre el valor actualizado de los flujos de beneficio y el valor, también actualizado, de las inversiones y otros egresos de efectivo. La tasa que se utiliza para descontar los flujos es el rendimiento mínimo aceptable por la empresa, por debajo del cual los proyectos no deben ser aceptados. El VPN de una propuesta de inversión se representa:

$$VPN = \frac{VF}{(1 + i)^n} - I_0$$

- Donde,
- VPN: Valor Presente Neto
- VF: Valor futuro
- I_0 : Inversión inicial
- i : Tasa de oportunidad
- n : Periodo de evaluación

⁸BLANK, Leland; TARQUIN, Anthony. Ingeniería Económica. 4ta Edición. McGraw-Hill, 1999. Pg 82-83

⁹BLANK, Leland; TARQUIN, Anthony. Ingeniería Económica., 4ta Edición. McGraw-Hill, 1999. Pg 81

- **Índice de Relación Costo/Beneficio¹⁰**: Este índice complementa el valor actual neto. El índice es el resultado de dividir los flujos positivos descontados el año cero entre los flujos negativos descontados el año cero, siendo estos últimos por lo general la inversión inicial.

El índice de relación de Costo/Beneficio, es una medida relativa de rendimiento, en contraste con el VPN, que expresa en términos absolutos la contribución económica del proyecto al patrimonio de la empresa. Cuando el índice es igual o mayor a 1, el proyecto debe aceptarse.

$$B/C = \frac{\sum_{t=0}^n Ft (P/F, i, n)}{I_0}$$

$\sum Ft$ = sumatoria de los flujos de caja actualizados (valor presente)

i = tasa mínima atractiva de corte

I_0 = inversión inicial

n = periodos

- **Índice de PAYBACK¹¹**: El índice de plazo de recuperación o payback es el tiempo que tarda en recuperarse el importe invertido. Para calcular el plazo de recuperación, se han de ir sumando y restando los diferentes cobros y pagos por orden cronológico hasta que su suma sea igual al importe invertido.

Dado lo anterior un proyecto se considerará aceptable cuando su plazo de recuperación es más corto.

5.2 Presentación de Resultados. A continuación se mostrarán los resultados obtenidos de la aplicación de las fórmulas a los datos recabados en la primera

¹⁰Íbid., Pg 83.

¹¹ Amat Oriol. Contabilidad y Finanzas Para No Financieros. 2da Edición. Ediciones Deusto.2.008. Pg158

parte del estudio en un periodo de tiempo de 12 meses, con el fin de justificar las conclusiones financieras a que tienen lugar según el comportamiento de las mismas.

5.2.1 Resultados Generales. En la presente tabla se presenta la totalidad de los pozos estudiados y la aplicación de los indicadores financieros escogidos para la evaluación del proyecto. Los datos aquí presentados se evaluarán seguidamente en 3 grupos de condición especial.

Tabla 16 de Resultados General

Pozo N°	Tasa Interna de Retorno (%)	PayBack (Años)	Costo Beneficio	Valor Presente Neto (USD)
1	N/A	10,50	0,12	-\$ 274.255,38
2	N/A	4,58	0,16	-\$ 220.577,58
3	17,14%	0,50	1,07	\$ 86.761,82
4	-16,24%	4,08	0,18	-\$ 129.428,91
5	-11,12%	2,5	0,30	-\$ 155.663,84
6	-8,35%	2	0,33	-\$ 158.087,61
7	51,85%	0,17	2,10	\$ 445.241,31
8	-7,16%	1,83	0,39	-\$ 124.385,79
9	16,61%	0,50	1,25	\$ 55.394,64
10	11,89%	0,58	1,03	-\$ 1.097,20
11	-0,35%	1,17	0,62	-\$ 74.205,66
12	11,76%	0,67	1,03	-\$ 2.359,25
13	N/A	N/A	-0,07	-\$ 155.965,59
14	-16,17%	4,00	0,18	-\$ 128.461,69
15	N/A	N/A	-0,01	-\$ 141.545,37
16	N/A	N/A	-0,15	-\$ 127.247,13
17	4,28%	0,92	0,80	-\$ 58.827,35
18	1,38%	1	0,68	-\$ 76.244,95
19	7,67%	0,75	0,92	-\$ 40.290,50
20	-9,40%	2,17	0,34	-\$ 174.593,00
21	-4,63%	1,5	0,47	-\$ 137.516,02
22	34,60%	0,25	1,88	\$ 252.491,29
23	-6,83%	1,75	0,41	-\$ 129.046,42
24	12,23%	0,58	1,09	\$ 2.628,88
25	34,67%	0,25	1,84	\$ 305.301,36

Fuente: Autor

Figura 57. Comportamiento General de la Tasa Interna de Retorno (%)



Fuente: Autor

Se realizó un análisis general y tomando como punto de comparación los resultados obtenidos en el Indicador de Tasa Interna de Retorno de cada uno de los pozos, se concluye que el 48% de los pozos (12) presentan valor positivo, 32% de los pozos (8) presentan valor negativo y el 20% (5) un valor no calculable.

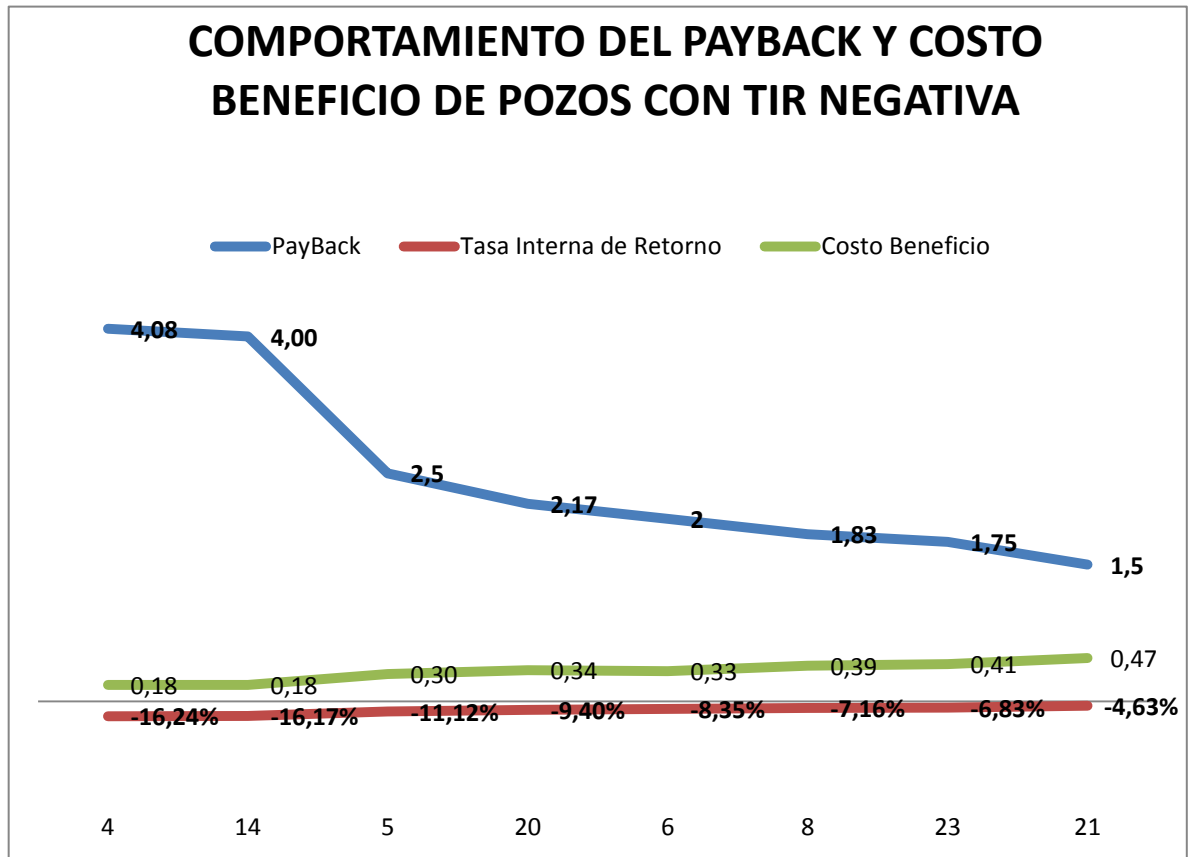
- **Pozos con Tasa Interna de Retorno (TIR) Negativa**

Tabla 17. Resultados pozos con TIR negativa

Pozo N°	Tasa Interna de Retorno (%)	PayBack (Años)	Costo Beneficio	Valor Presente Neto (USD)
4	-16,24%	4,08	0,18	-\$ 129.428,91
14	-16,17%	4,00	0,18	-\$ 128.461,69
5	-11,12%	2,5	0,30	-\$ 155.663,84
20	-9,40%	2,17	0,34	-\$ 174.593,00
6	-8,35%	2	0,33	-\$ 158.087,61
8	-7,16%	1,83	0,39	-\$ 124.385,79
23	-6,83%	1,75	0,41	-\$ 129.046,42
21	-4,63%	1,5	0,47	-\$ 137.516,02

Fuente: Autor

Figura 58. Comparativa de Indicadores pozos con TIR Negativa



Fuente: Autor

Tomando como base que las Tasas Internas de Retorno obtenidas mostraron tendencias negativas, se procedió a realizar la comparación con los demás indicadores arrojando las tendencias visualizadas en la gráfica anterior, a menor valor de la TIR negativa, menor valor del PAYBACK y comportamiento inverso con el indicador de costo beneficio.

El análisis comparativo permite concluir que si la empresa flexibiliza el plazo de evaluación de las propuestas, se podría aumentar la cantidad de pozos que serían viables para la aplicación de los rediseños en el campo.

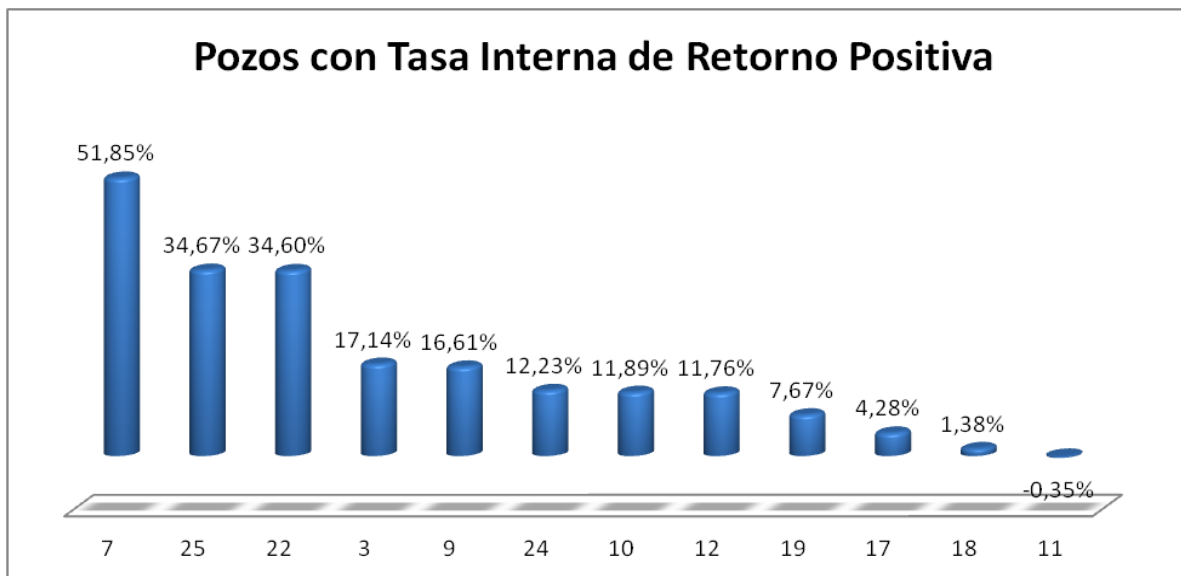
- Pozos con Tasa Interna de Retorno (TIR) Positiva

Tabla 18. Resultados pozos con TIR positiva.

Pozo N°	Tasa Interna de Retorno (%)	PayBack (Años)	Costo Beneficio	Valor Presente Neto (USD)
7	51,85%	0,17	2,10	\$ 445.241,31
25	34,67%	0,25	1,84	\$ 305.301,36
22	34,60%	0,25	1,88	\$ 252.491,29
3	17,14%	0,50	1,07	\$ 86.761,82
9	16,61%	0,50	1,25	\$ 55.394,64
24	12,23%	0,58	1,09	\$ 2.628,88
10	11,89%	0,58	1,03	-\$ 1.097,20
12	11,76%	0,67	1,03	-\$ 2.359,25
19	7,67%	0,75	0,92	-\$ 40.290,50
17	4,28%	0,92	0,80	-\$ 58.827,35
18	1,38%	1	0,68	-\$ 76.244,95
11	-0,35%	1,17	0,62	-\$ 74.205,66

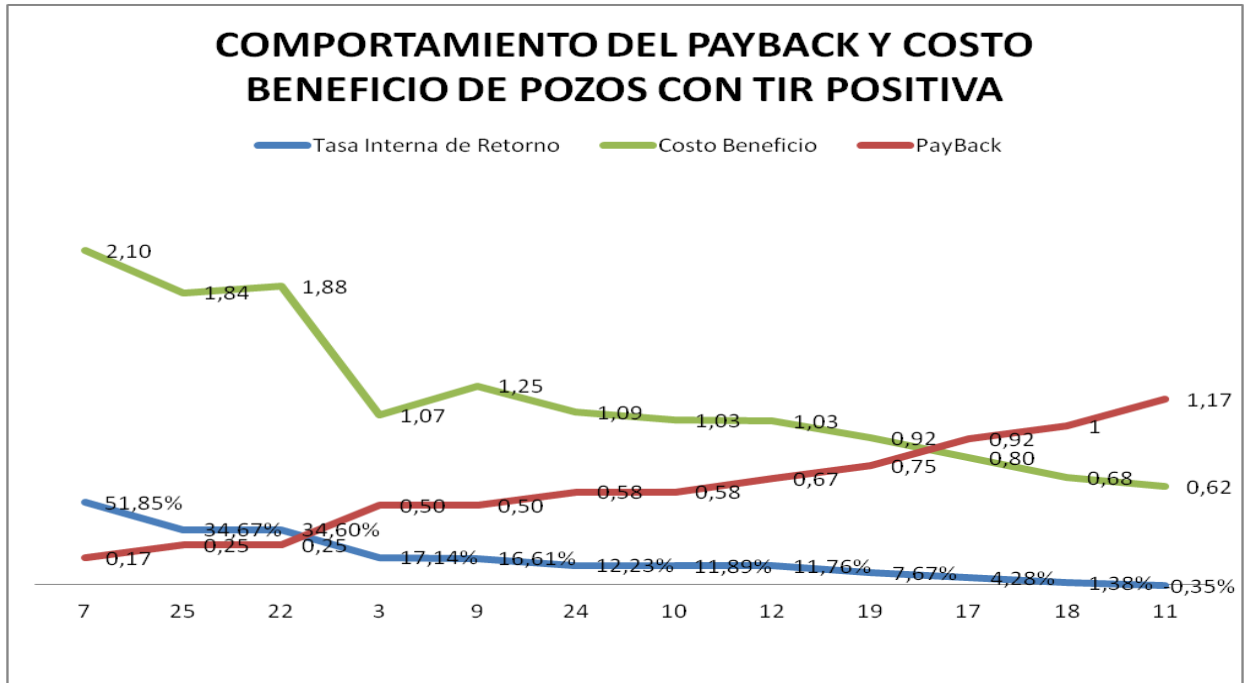
Fuente: Autor

Figura 59. Resultados Gráficos pozos con TIR positiva.



Fuente: Autor

Figura 60. Comparativa de Indicadores pozos con TIR Negativa



Fuente: Autor

Tal y como se mencionó anteriormente el 48% de los pozos obtuvieron una tasa interna de retorno positiva e igual tendencia muestran los índices de costo beneficio y la reducción en el periodo de tiempo del payback. Sin embargo no se puede decir que todos los pozos en esta condición son viables, puesto que sólo el 77% (8) correspondiente al 32% global de los pozos igualan o superan el valor del costo de oportunidad aceptado por la empresa, correspondiente a mínimo 12% de utilidad. Como es de esperarse los demás indicadores cumplen con los valores mínimos de aceptación en el caso del PAYBACK los datos son inferiores a 1 año (12 meses), el costo beneficio de cada uno de los mismos es superior a 1 y los valores presentes netos son positivos y beneficiosos.

En el caso del 33% restante, se podría manejar como con el grupo de las TIR negativas, puesto que la diferencia para llegar a un valor óptimo es mínima en la mayoría de los pozos de ésta condición. Sería decisión de la empresa flexibilizar

un poco el tiempo de evaluación y la tasa de oportunidad para que estos se tornaran viables para los objetivos de la empresa.

- Pozos con Tasa Interna de Retorno no Calculable.

Tabla 19. Resultados pozos con TIR no Calculable.

Pozo N°	Tasa Interna de Retorno (%)	PayBack (Años)	Costo Beneficio	Valor Presente Neto (USD)
1	N/A	10,50	0,12	-\$ 274.255,38
2	N/A	4,58	0,16	-\$ 220.577,58
13	N/A	N/A	-0,07	-\$ 155.965,59
15	N/A	N/A	-0,01	-\$ 141.545,37
16	N/A	N/A	-0,15	-\$ 127.247,13

Fuente: Autor

Realizando la evaluación financiera de las propuestas diseñadas, se encontró la particularidad que el 20% (5) de los pozos estudiados arrojaron error en el momento de cálculo de las TIR y algunos PAYBACK, lógicamente el costo beneficio es menor al esperado y en algunas oportunidades llega a tornarse negativo y para el caso del VPN todos los resultados son negativos, convirtiendo estos resultados inaceptables para la empresa.

Realizando un análisis más profundo, se puede observar que los pozos que presentan ésta condición son aquellos cuya *Producción Incremental de crudos* muy baja para costear inclusive los gastos de tratamiento del fluido de producción, por lo tanto al aplicar la fórmula con la afectación de la *Tasa de Declinación Mensual*, la *Producción Incremental* llega a un punto en que se torna cero bbl(0 bbl), lo cual hace que al aplicar la fórmula de cálculo de la TIR y algunos PAYBACK éstos se dividan por esas tasas de producción (0 bbl) y arrojen el error que invalida el cálculo del mismo.

Tabla 20. Resultados Generales de Pozos con TIR aceptable

Pozo N°	Inversión Inicial	Tasa de Oportunidad	Costo de deshidratación del crudo (US\$)	Costo de tratamiento del agua (US\$)	Costo del Consumo Eléctrico Incremental (US\$)	Pago de nómina (US\$)	Costo del monitoreo y mantenimiento (US\$)	Costo de transporte del crudo (US\$)	Egresos (US\$)	Ingresos (US\$)	Flujo de caja (US\$)
7	200.000,00	12,00%	47.760,69	61.869,20	228.862,80	24.000,00	9.600,00	8.143,20	380.235,88	1.628.639,48	1.248.403,60
25	253.000,00	12,00%	36.890,04	47.892,50	35.484,00	24.000,00	9.600,00	6.202,14	160.068,68	1.240.427,67	1.080.359,00
22	210.000,00	12,00%	7.494,81	5.396,26	28.008,00	24.000,00	9.600,00	4.871,62	79.370,69	974.324,74	894.954,05
3	350.000,00	12,00%	53.292,31	100.189,54	559.087,92	24.000,00	9.600,00	7.993,85	754.163,61	1.598.769,22	844.605,61
9	250.000,00	12,00%	14.050,07	16.973,89	24.552,00	24.000,00	9.600,00	3.417,68	92.593,65	683.536,03	590.942,38
24	245.000,00	12,00%	17.026,39	22.183,69	4.536,00	24.000,00	9.600,00	2.796,59	80.142,67	559.317,04	479.174,37
Total	1.508.000,00	12%	176.514,31	254.505,07	880.530,72	144.000,00	57.600,00	33.425,07	1.546.575,17	6.685.014,18	5.138.439,00

VPN (total) USD = \$ 2.219.755,62

Fuente: Autor

En la tabla número 20, se realiza un análisis global de los pozos que obtuvieron una Tasa Interna de Retorno aceptable por la empresa, quiere decir superior al 12%.

La conclusión del análisis de la tabla inmediatamente anterior es que al aplicar los diseños propuestos por el autor a 6 de los 25 pozos, es decir al 24% de los pozos con características especiales, con una inversión total de 1.508.000 USD, costos de operación total de 1.546.575,17 USD, ingresos totales de 6.685.014,18 USD, en un período de tiempo correspondiente de 12 meses, el Valor Presente Neto (VPN) Total es de 2.219.755,62 USD.

Lo anterior traduce que en el período de tiempo estipulado los ingresos presentados por los pozos, superarán en gran medida los costos y gastos presentados en la misma línea de tiempo, manteniendo la tasa de utilidad de retorno mínima aceptada por la empresa.

El presente análisis financiero se pondrá a consideración de la empresa, quien será la que estipule los rangos de aceptación de las propuestas.

6. CONCLUSIONES

- A través del presente documento se explicó detalladamente que el bombeo electro sumergible es un sistema de levantamiento artificial que le permite a las empresas operadoras extraer el fluido del fondo del pozo mediante el aumento de la presión original del mismo, utilizando herramientas sencillas de manejar y fáciles de entender en su funcionamiento.
- Mediante el diseño de un sistema de bombeo electro sumergible se pueden satisfacer las necesidades del cliente produciendo el caudal deseado en superficie y manteniendo las condiciones de operación dentro de su rango aceptable con el objetivo de lograr que la vida útil del equipo se extienda lo mayor posible.
- Se identificaron algunos de los problemas de funcionamiento de los equipos de bombeo electro sumergible del estudio, entre los que encontramos niveles de armónicos altos y malas condiciones de operación para los cuales se hicieron las recomendaciones respectivas del caso.
- Después de realizar las mediciones de nivel de armónicos a la entrada y salida de los variadores de frecuencia de todos los pozos del estudio se encontró que el 100% de estos presentaban niveles de armónicos por encima del permitido por la legislación colombiana por lo cual se procedió a realizar las recomendaciones con el objetivo de disminuir el nivel de los mismos.
- Los diseños de los equipos de bombeo electro sumergible deben tener en cuenta todas las posibles variables y adaptarse antes todos los posibles escenarios a los que el comportamiento del pozo los someterá, con el objetivo de evitar futuras fallas en los mismos que se traducen en una pérdida económica para el cliente.

- Mediante el rediseño de los sistemas de levantamiento artificial existente se logró optimizar el caudal en superficie en el 100% de los pozos del estudio y el consumo de energía se optimizó en el 48% de los pozos del estudio, sin embargo, aquellos pozos en los cuales el consumo de energía aumentó, la relación de producción incremental fue muy superior al porcentaje incremental de consumo de energía. Lo que quiere decir que los rediseños planteados fueron los adecuados para cada uno de los pozos del estudio.
- El estudio financiero demuestra que aunque el aumento del caudal de fluido de producción sea muy elevado, no garantizará que el proyecto sea económicamente viable, ya que si el corte de agua es muy elevado los gastos operacionales de tratamiento y el bajo incremento de producción de crudo harán que el proyecto se inviable para el cliente.
- La propuesta planteada demostró que no era viable económicamente para muchos de los pozos del proyecto, sin embargo se observa que en algunos de éstos las tasas internas de retorno dan valores negativos muy pequeños, por lo cual se concluye que si el estudio se realizara para un periodo de tiempo mayor, el proyecto resultaría viable para algunos de los casos expuestos.
- Para el estudio realizado, sólo el 24% de los casos propuestos arrojaron cifras positivas inmediatas y correspondientes con los parámetros de aceptación de la empresa. No obstante se observó que si la empresa flexibiliza el período de evaluación de la propuesta, el margen de pozos aptos para aplicar los rediseños se puede ampliar, aumentando de ésta manera las utilidades para la misma.

- Se recomienda a la empresa aplicar rediseños a los pozos 3, 7,9,22,24,25, para los cuales con un capital de inversión de 1.546.575,17 USD, se pueden obtener rendimientos de 2.219.755,62 USD, correspondiente al 67,94%.
- Éste tipo de estudio permite clasificar los pozos por campañas ya que se identifican las posibles causas de un mal rendimiento del mismo, es decir, existirán pozos que requieran rediseños, cambios en las condiciones de operación ó workover con el fin de mejorar la producción en superficie.

BIBLIOGRAFÍA

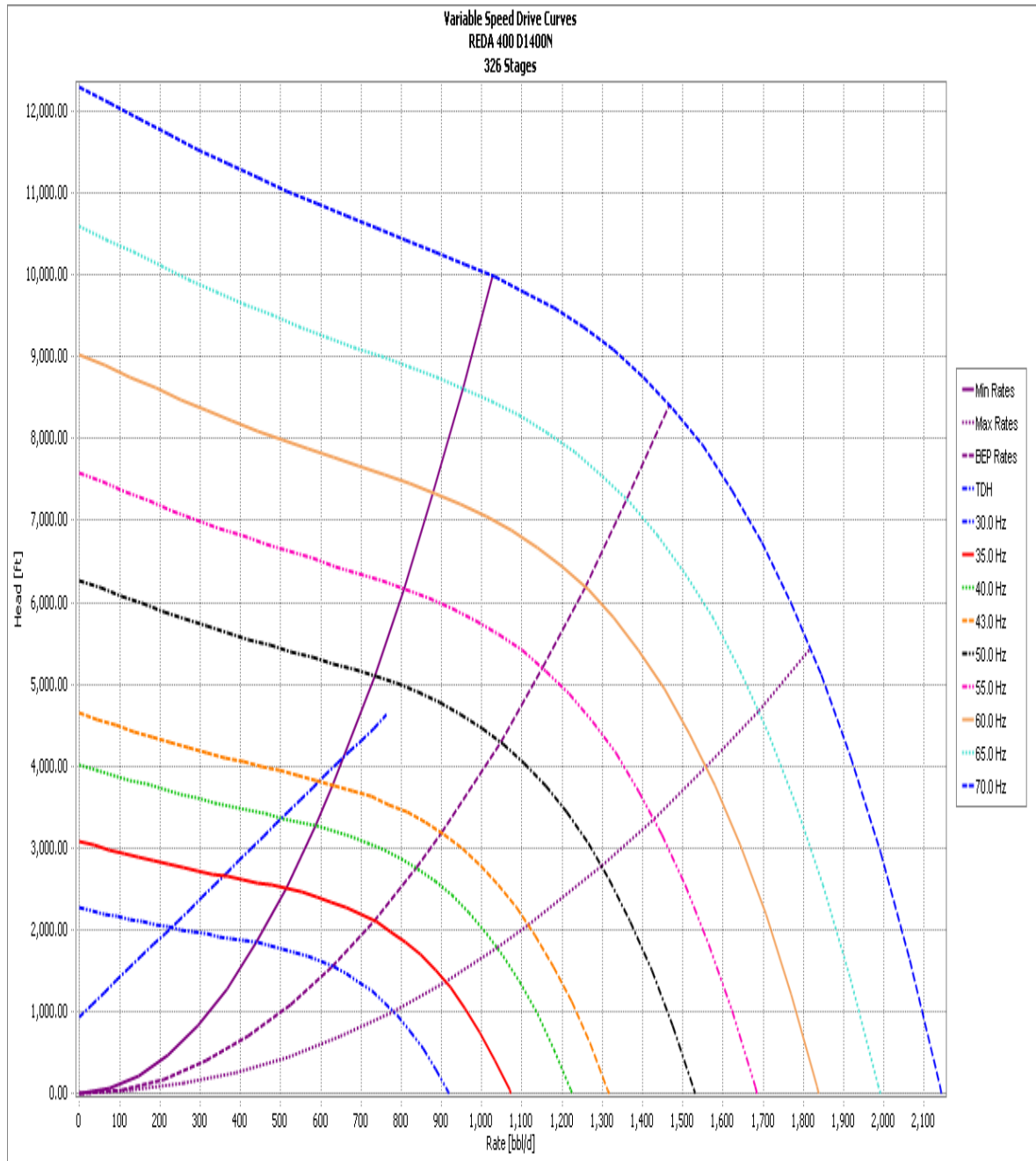
- Amat Oriol. Contabilidad y Finanzas Para No Financieros. 2da Edición. Ediciones Deusto.2.008
- BLANK, Leland; TARQUIN, Anthony. Ingeniería Económica.4ta Edición. McGraw-Hill,.1999.
- BREIT, S., SIKORA, K., AKERSON, J., Overcoming the Previous Limitations of Variable Speed Drives on Submersible Pump Applications. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Port of Spain. 27 – 30 April 2003.
- BROWN, Kermit. The Technology of Artificial Lift Methods. PennWell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma 1977.
- Cashmore. D. "Application Dependent Ratings (ADRTM)," Centrilift
- ISLAM, Moavim. Use of Electric Submersible Pumps (ESPs) in Oil and Gas Production Facilities. 1100 New Jersey Ave SE. Washington, D.C., 2005.
- KALLAS, Patricia. DesignPro® Tutorial. April 2010. Unpublished work. Property of Schlumberger All rights reserved.
- KOBYLINSKI, Lee; KALLAS, Patricia. Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Melun, France. February 2008. Unpublished work. Property of Schlumberger. All rights reserved.

- Lea, J. F. and Bearden, J. L.: "Effect of Gaseous Fluids on Submersible Pump Performance," JPT (December, 1982) SPE 9218.
- McCLUNG, W.J., JOHNSON, J.A. Electric Submersible Pump Application and Operation in Small Openhole Completions. SPE Amoco Production Co. September, 1983.

ANEXOS

Anexo A. Matches

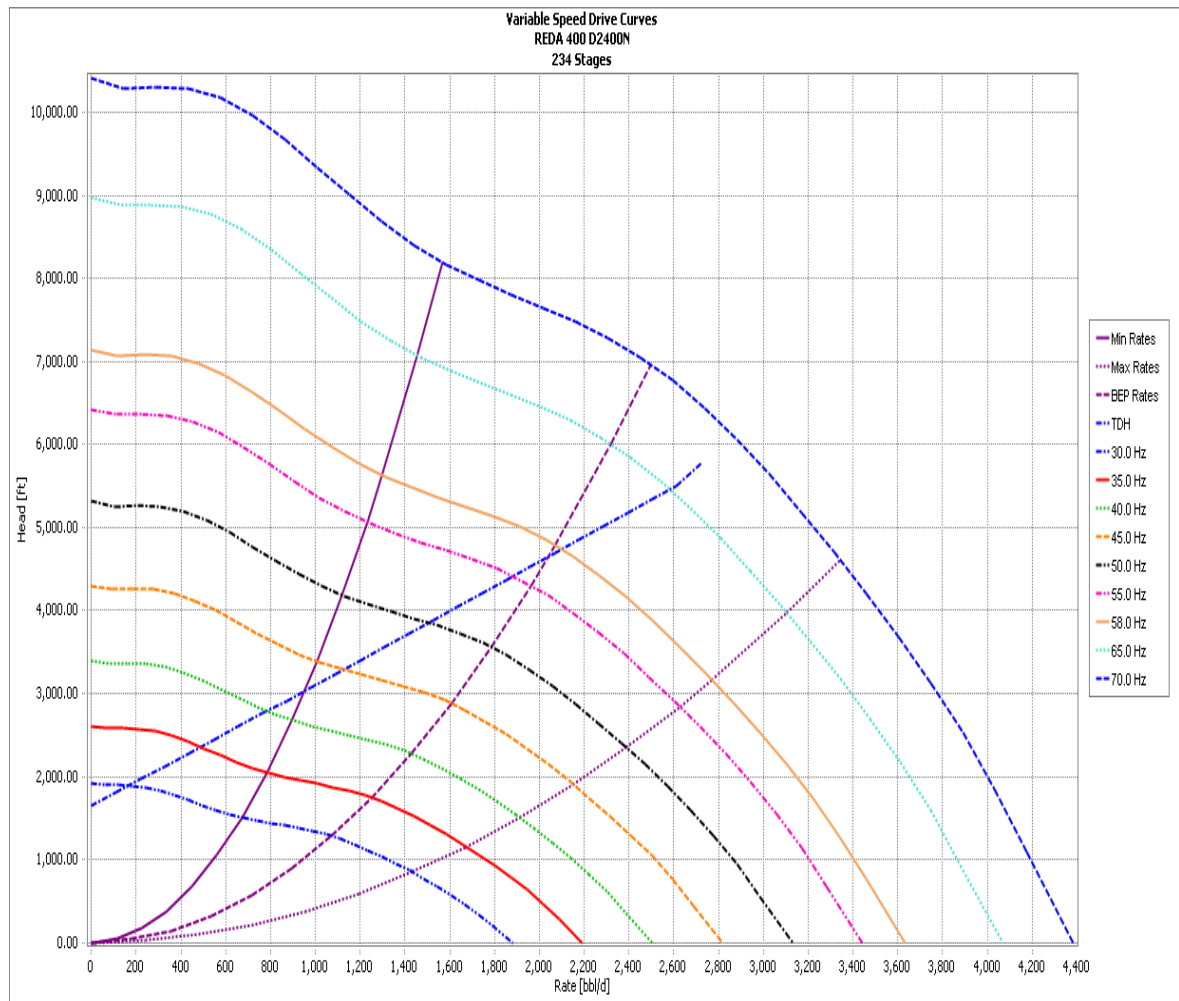
- **Comportamiento Actual del Pozo 4**



Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

La bomba se encuentra trabajando en Zona de Down Thrust leve muy cerca de la zona de eficiencia del equipo. El equipo actual se diseñó para obtener una productividad superior a la actual; aunque el aumento de frecuencia sería una solución parcial para mejorar el rendimiento del equipo esto aumentaría el consumo de energía del mismo. Por esto se debe usar una bomba de menor tamaño y así optimizar los dos procesos.

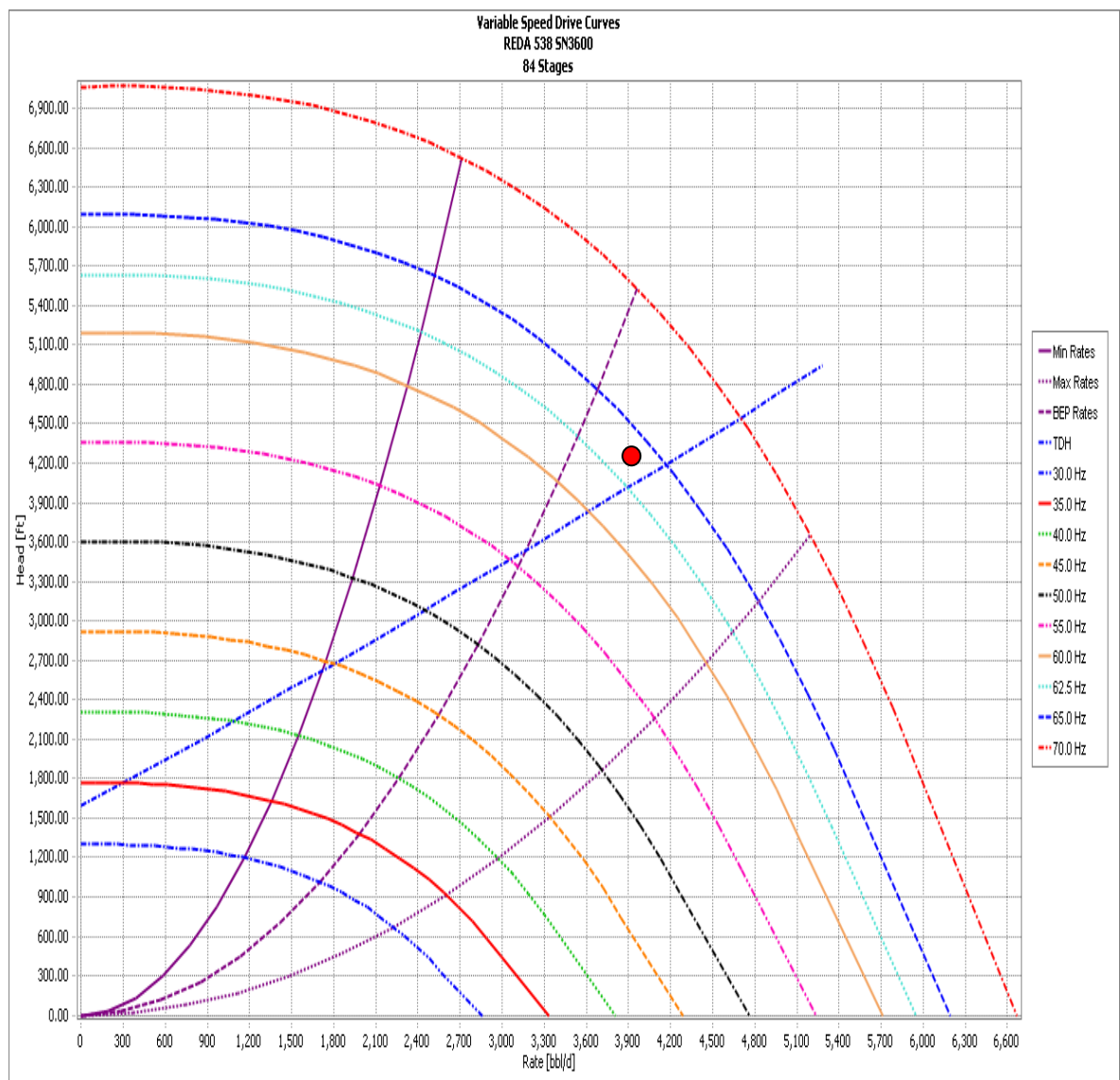
- **Comportamiento Actual del Pozo 5**



Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

El equipo se encuentra operando dentro del cono de eficiencia muy cerca de su punto máximo de rendimiento. La PIP con este equipo no permite realizar incrementos de frecuencia superiores a 5 Hz por lo cual, con el fin de optimizar el consumo de energía, se puede utilizar una bomba ESP de menor capacidad y ser operada a unas condiciones que también permitan optimizar la producción.

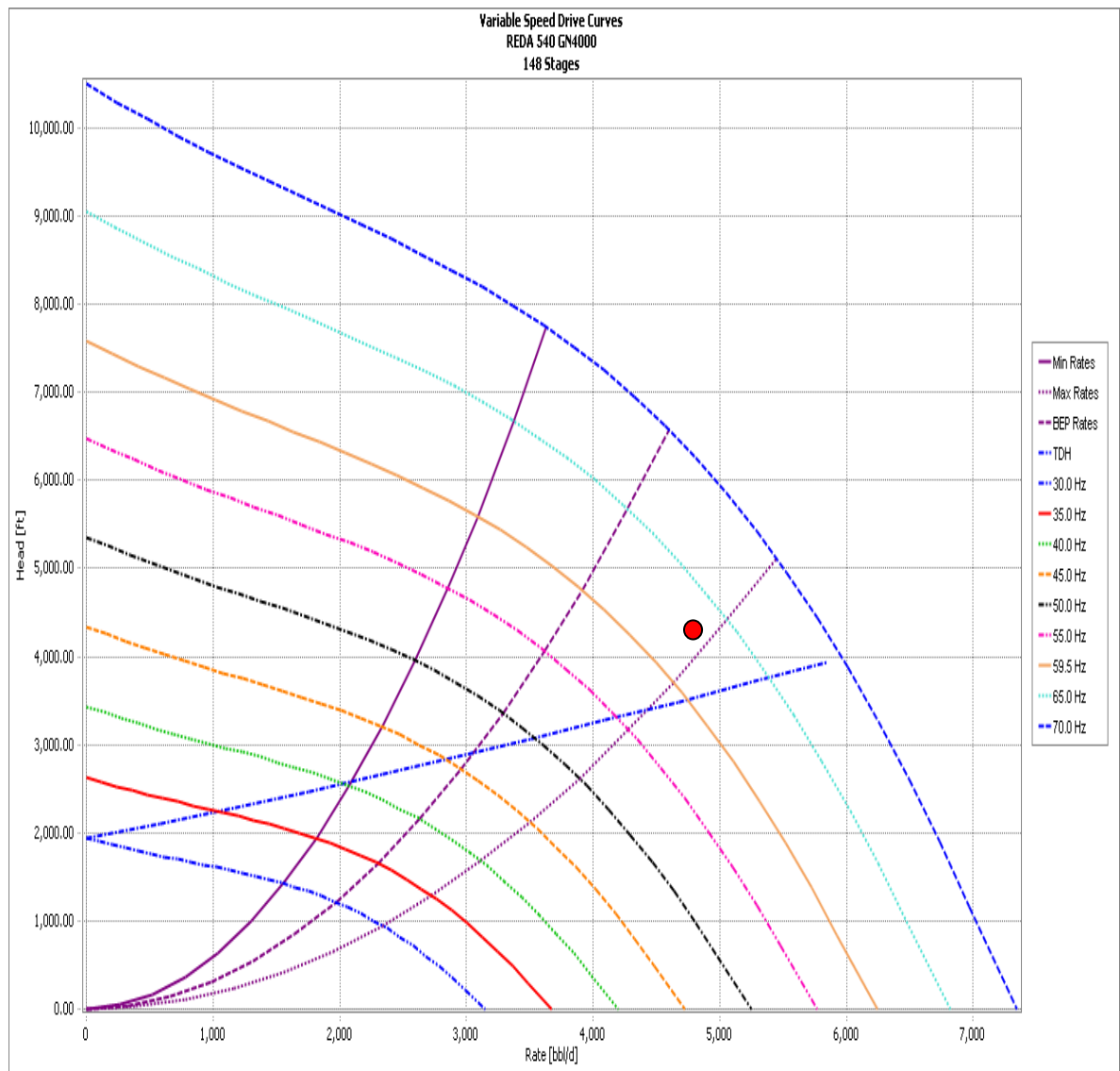
• **COMPORTAMIENTO ACTUAL DEL POZO 6**



Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

El equipo se encuentra trabajando muy cerca de su punto máximo de eficiencia, pero el pozo posee un alto potencial en el cual el AOF es de 8200 BFPD, por eso se cambiará la bomba por una de mayor capacidad y observará su comportamiento tanto en consumo de energía como en caudal en superficie.

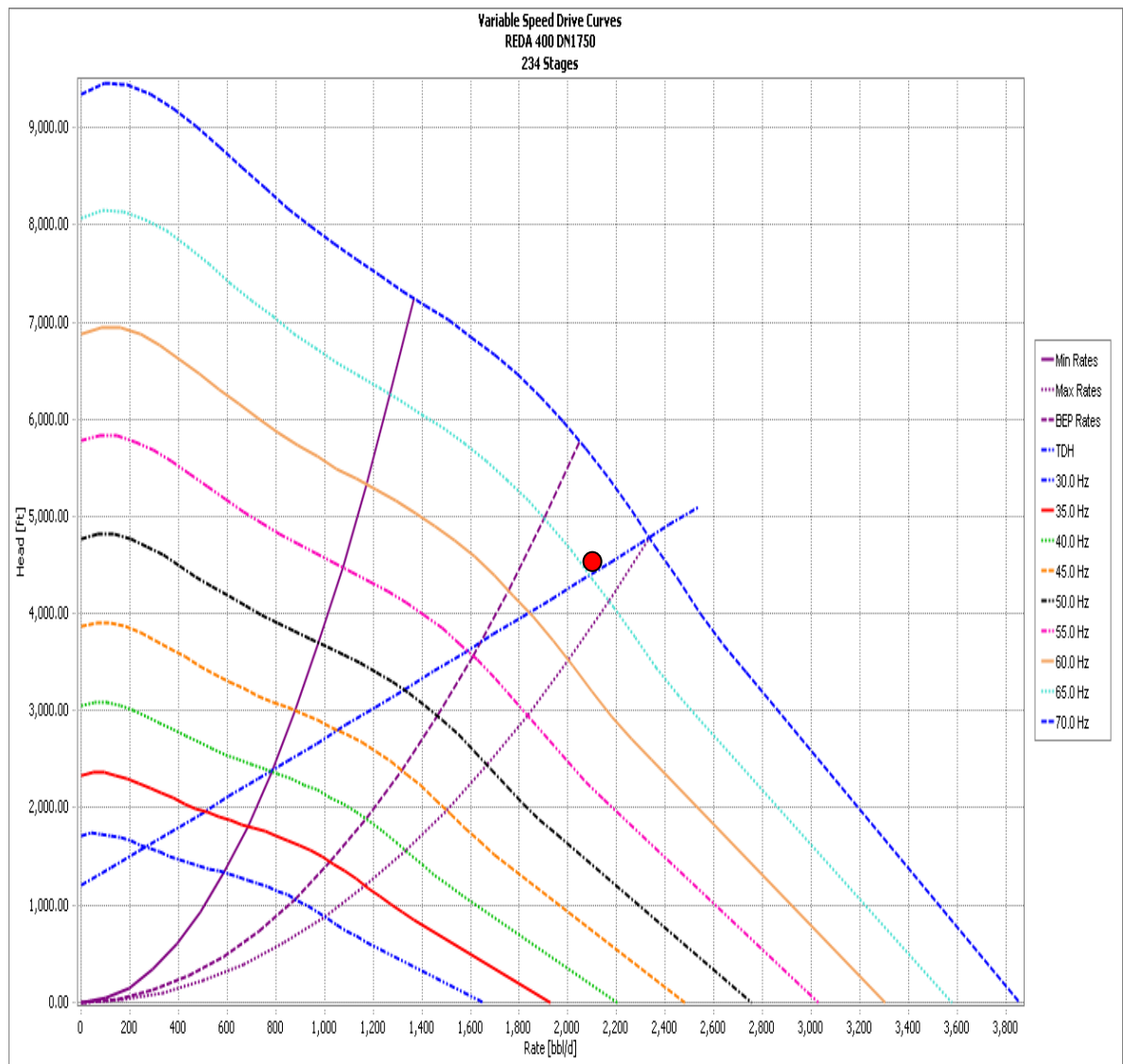
- **Comportamiento Actual del Pozo 7**



Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

El equipo actualmente se encuentra trabajando en UpThrust leve debido al alto aporte del pozo y a la frecuencia de operación. Para evitar un problema a futuro de desgaste de las etapas se propondrá un equipo de mayor capacidad y con mejores condiciones de operación.

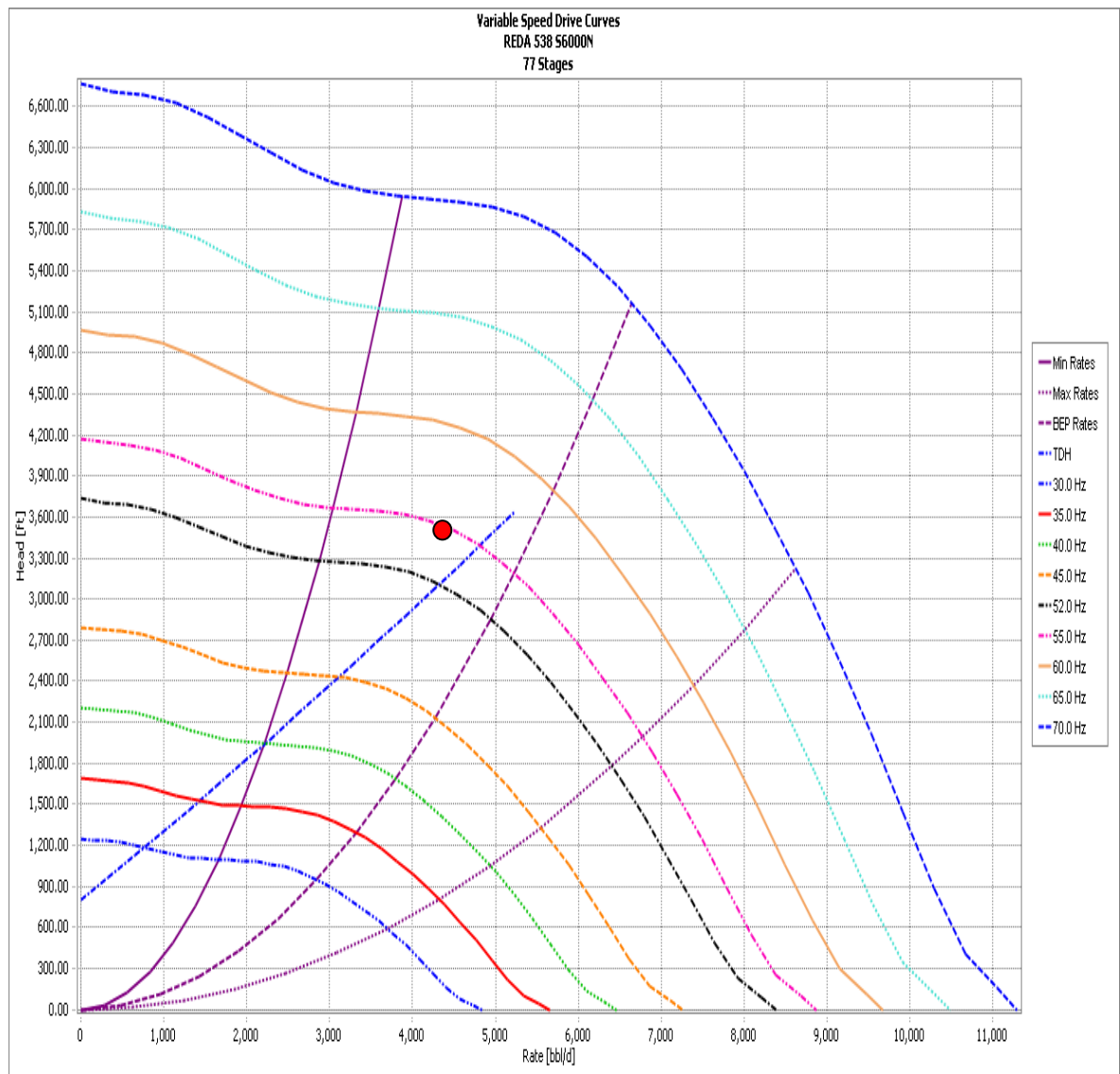
- **Comportamiento Actual del Pozo 8**



Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

El equipo se encuentra trabajando dentro del cono de eficiencia recomendado, pero el potencial del pozo permitiría mejorar el caudal en superficie por esto se podría usar una bomba de mayor capacidad y observar el comportamiento de la misma.

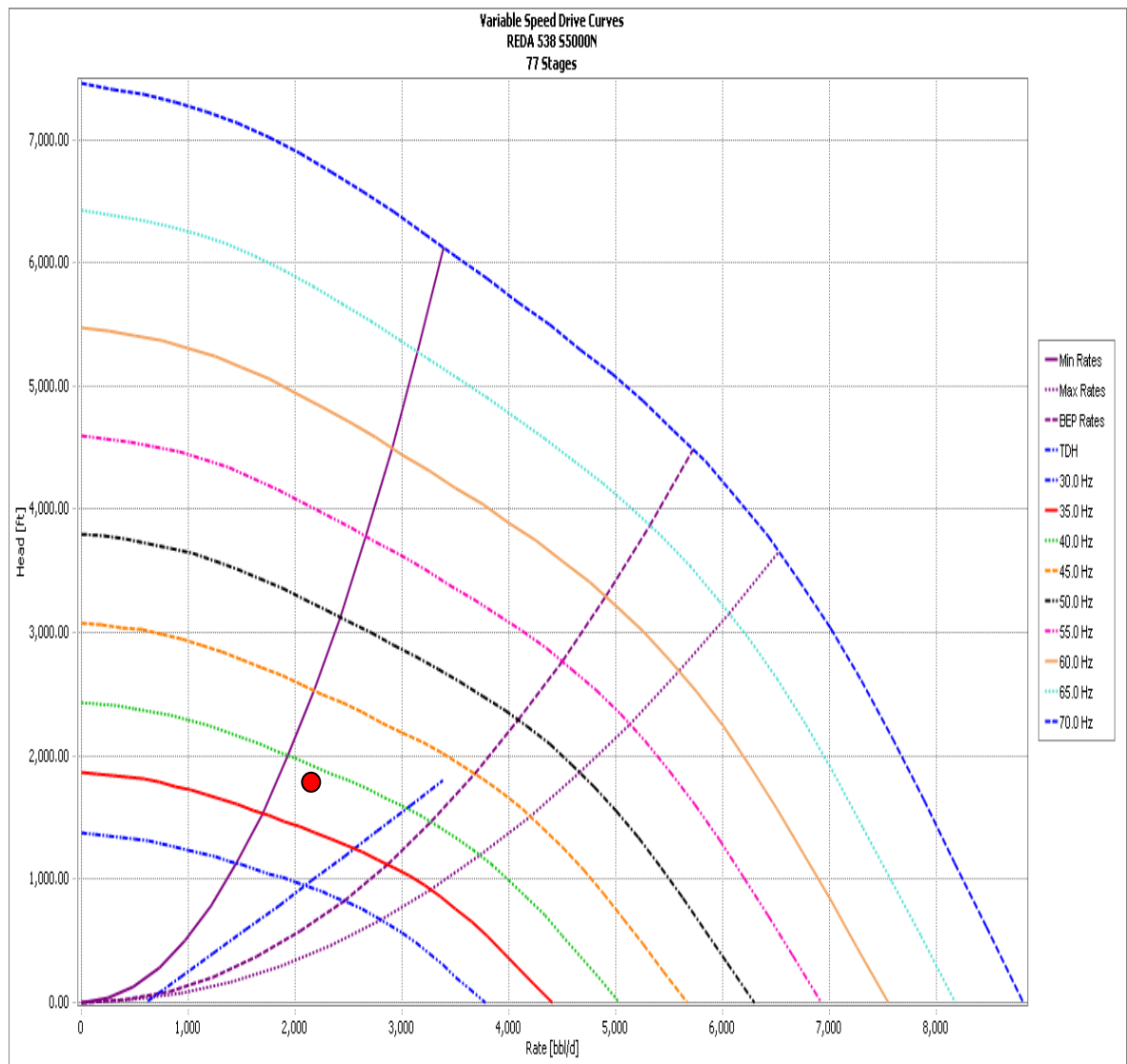
- **Comportamiento Actual del Pozo 9**



Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

El equipo se encuentra trabajando en la zona de eficiencia actual cerca de su punto de máximo rendimiento. Sin embargo debido al potencial del pozo es posible mejorar el caudal en superficie para lo cual se usará una bomba de mayor capacidad.

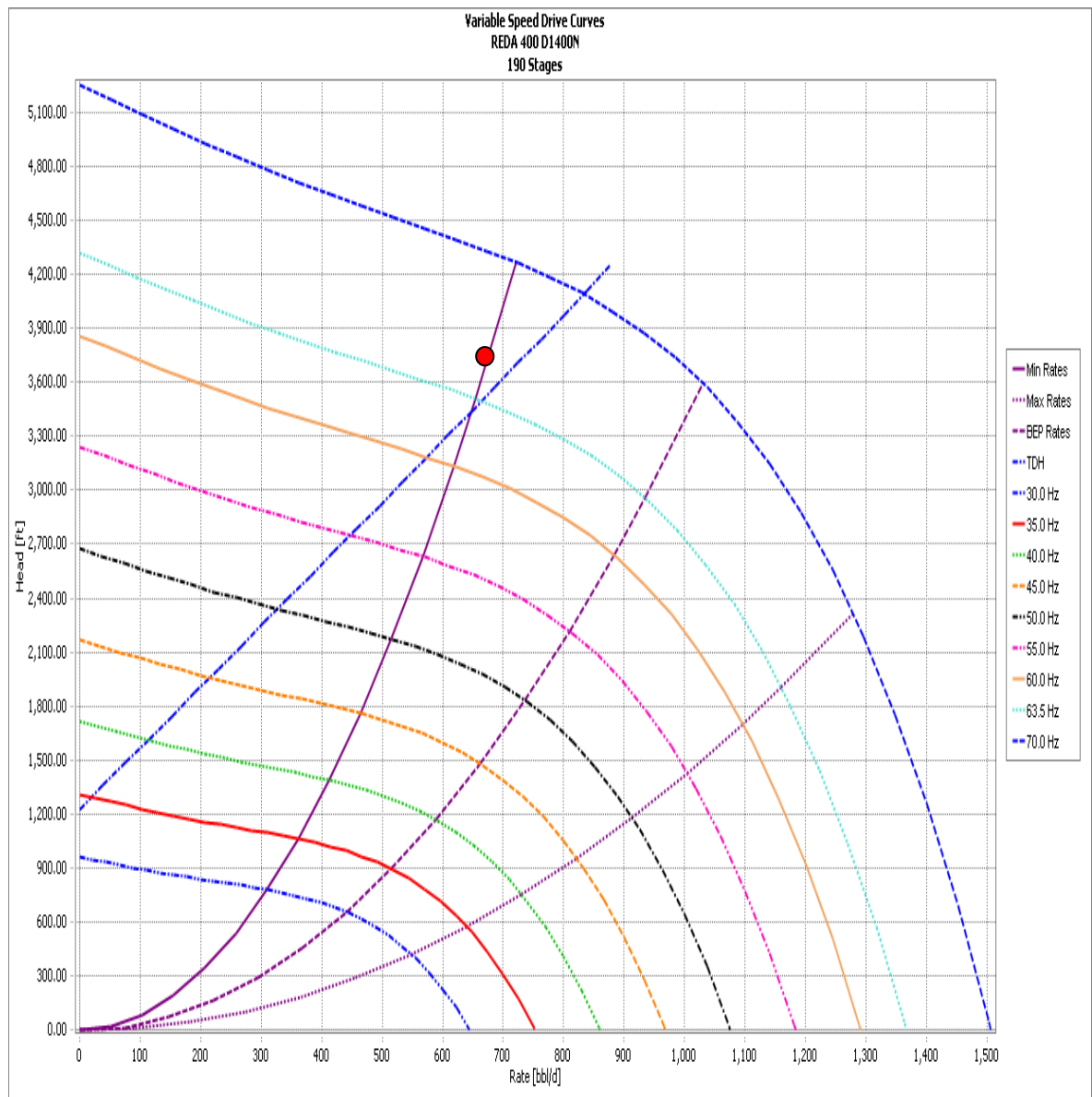
- **Comportamiento Actual del Pozo 10**



Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

El equipo se encuentra trabajando dentro del cono de eficiencia, lo cual nos garantiza una larga vida operativa del mismo. Sin embargo el índice de productividad del pozo permite realizar un cambio en el equipo con el fin de optimizar el caudal de producción en superficie.

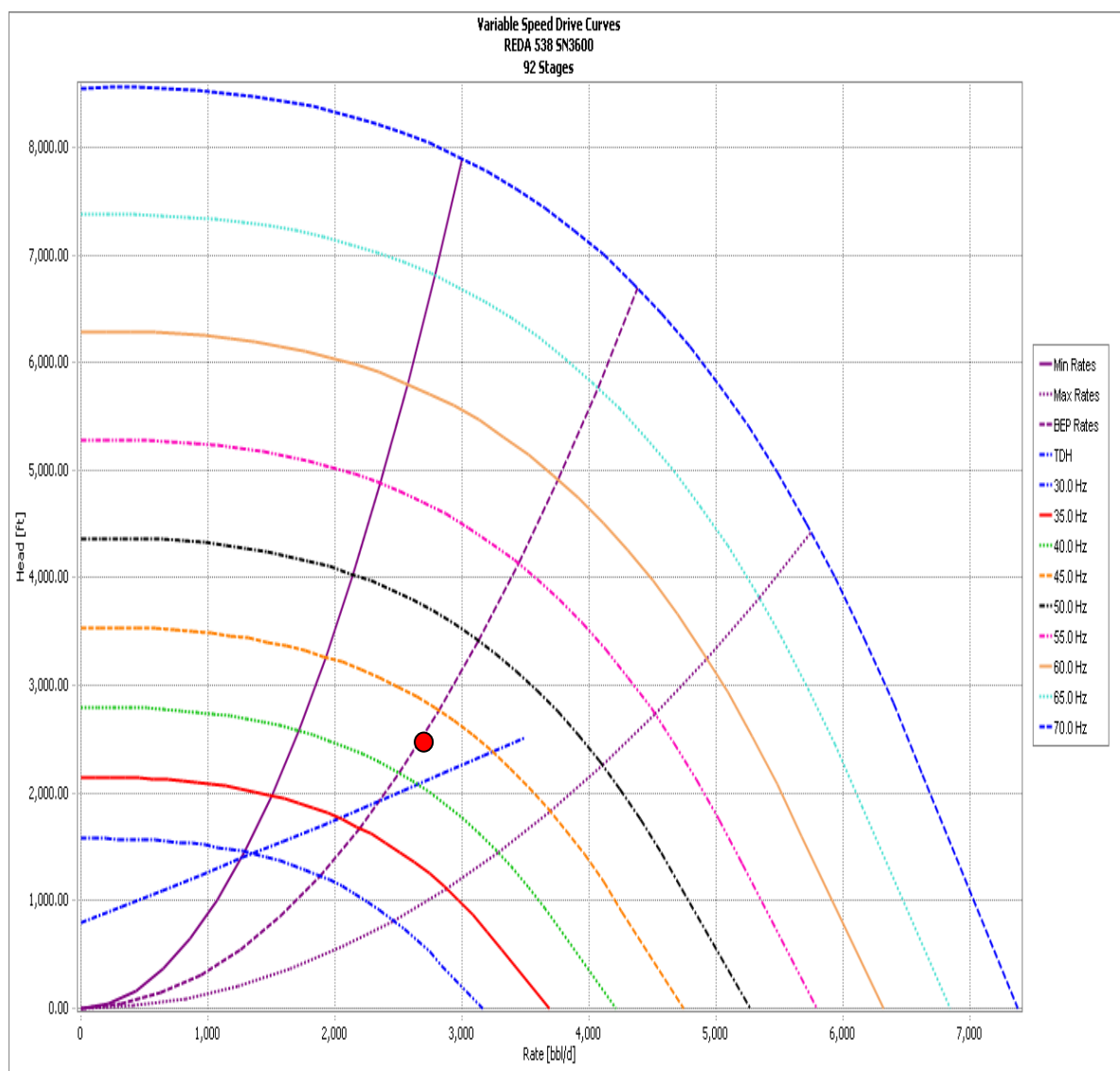
- **Comportamiento Actual del Pozo 11**



Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

La bomba electro sumergible se encuentra operando muy cerca de la zona de DownThrust ya que el equipo se encuentra sobredimensionado para el índice de productividad actual del pozo. Esto está generando un sobreconsumo de energía al igual que un mal funcionamiento del equipo por consiguiente se cambiará la bomba a una más pequeña y se observará su comportamiento.

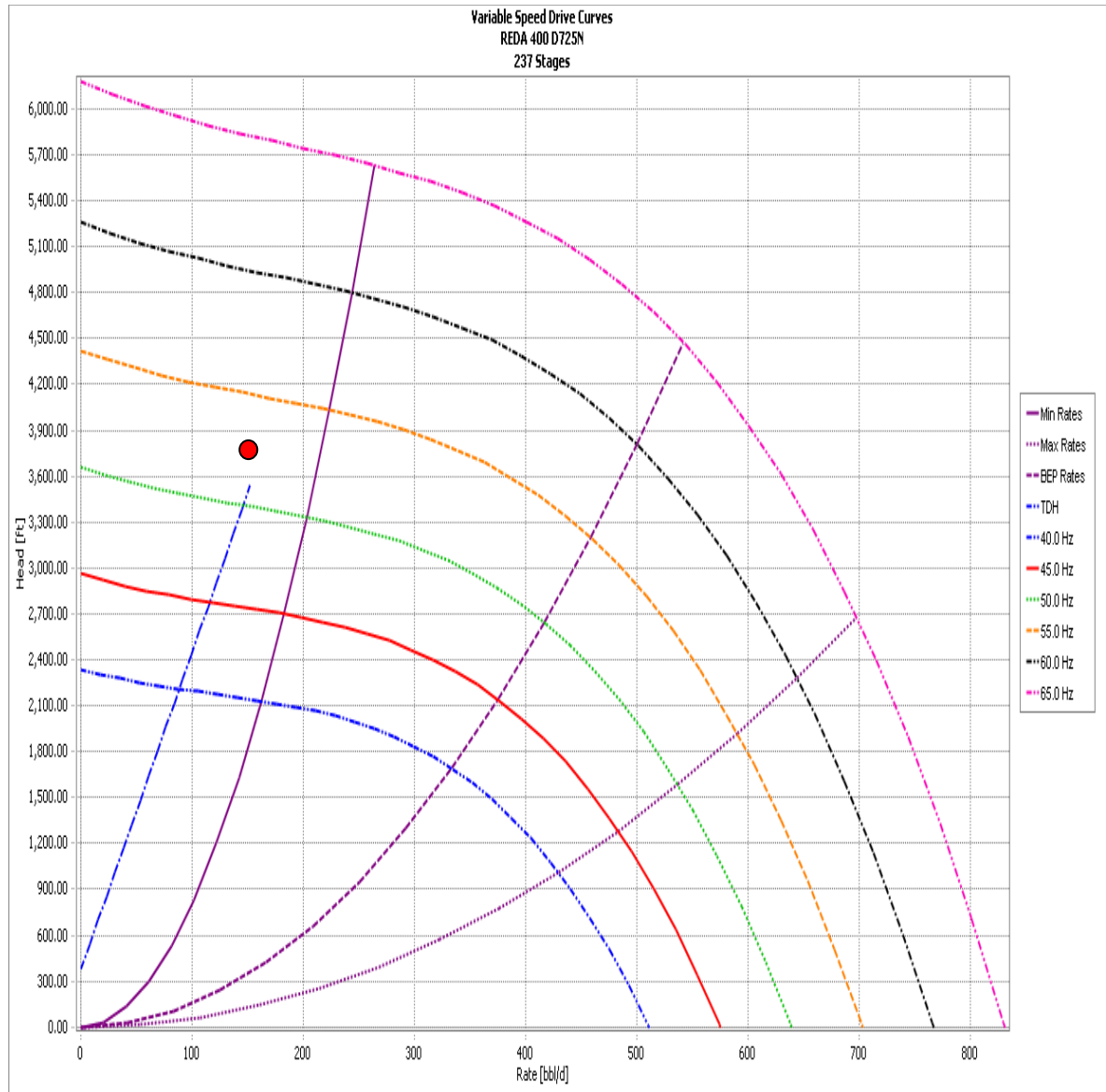
- **Comportamiento Actual del Pozo 12**



Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

El equipo se encuentra operando dentro del cono de eficiencia recomendado de la bomba. El aporte del pozo puede ser mayor debido a su índice de productividad por lo cual se aumentará la capacidad del equipo con una bomba de mayor tamaño con el objetivo de acercarse al AOF del pozo que es de 7000 BFPD.

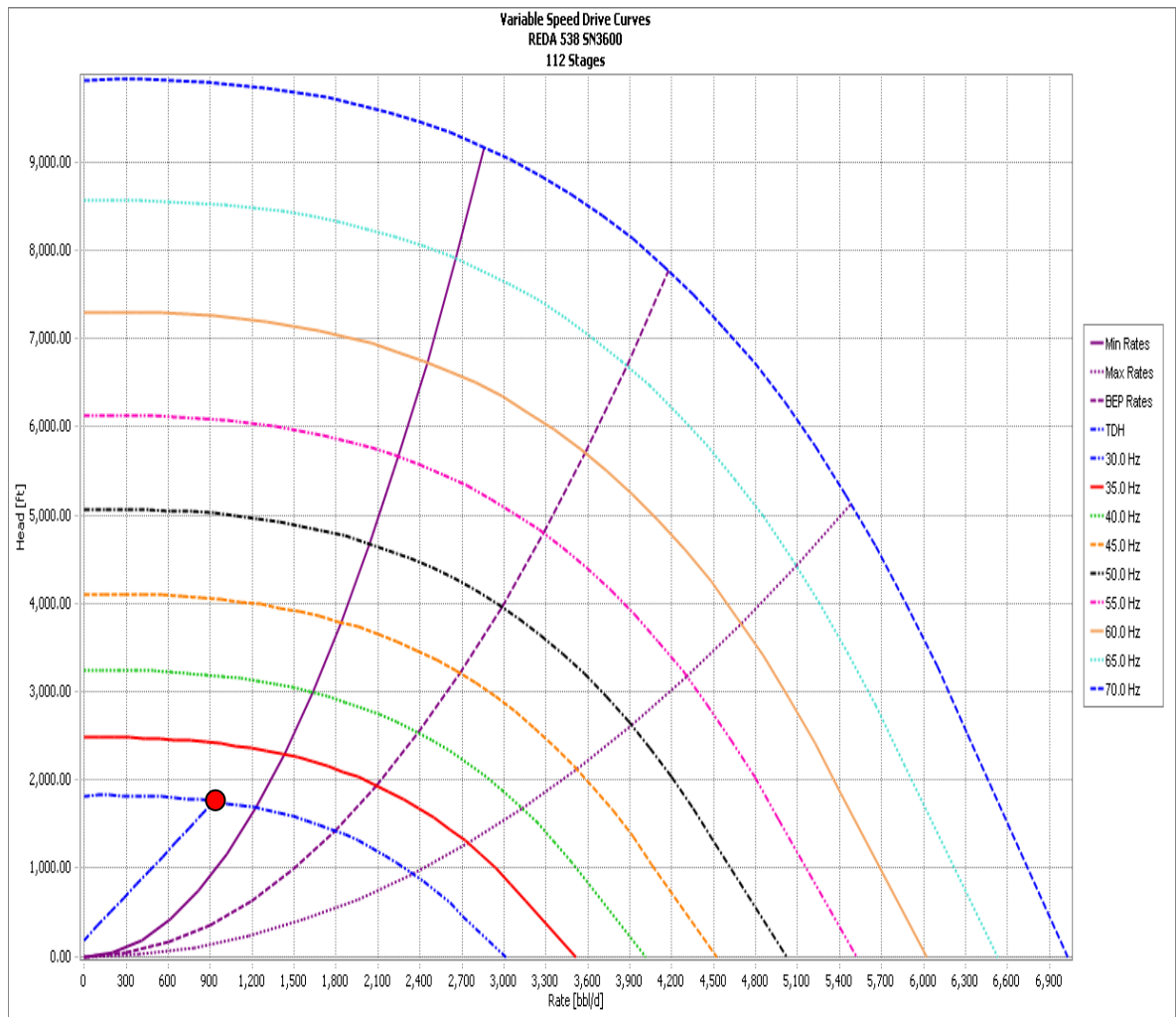
Comportamiento Actual del Pozo 13



Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

Debido al bajo aporte del pozo y a un índice de productividad sobre estimado el equipo se encuentra trabajando en zona de DownThrust severo lo cual está generando una temperatura en el motor elevada debido a la baja recirculación de fluido del pozo. Esto podría generar una falla en el motor y aterrizada del equipo. El sobreconsumo es otro problema que maneja en la actualidad, por lo tanto se simulará con una bomba de menor tamaño.

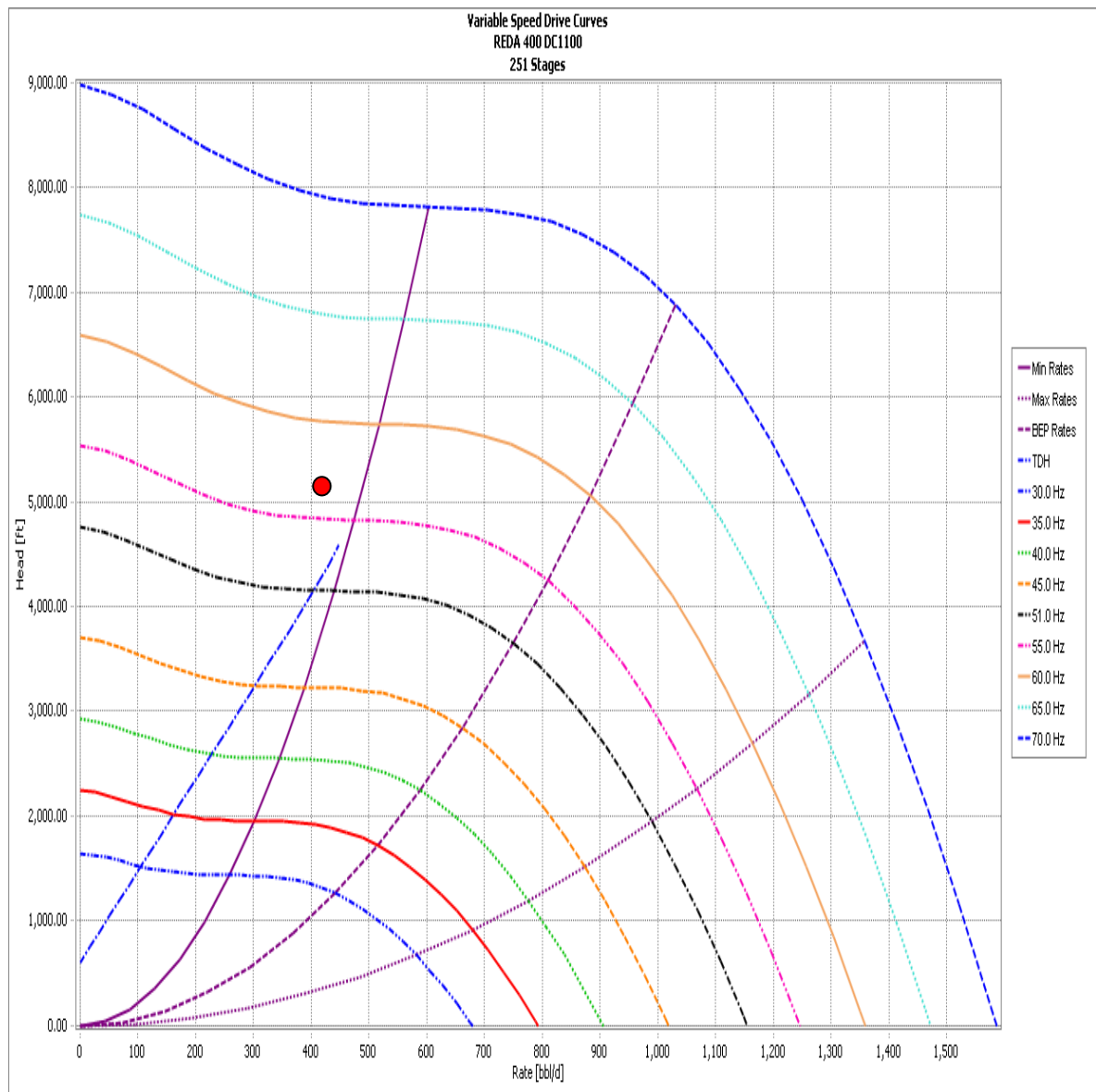
- **Comportamiento Actual del pozo 14.**



Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

El equipo presenta malas condiciones de operación, lo cual producto de un IP que ha decaído mucho o en su defecto sobre estimado provoca que este trabaje en zona de DownThrust severo. Con el objetivo de corregir este comportamiento se simulará con una bomba de menor capacidad y con esto también se logrará una disminución en el consumo de energía.

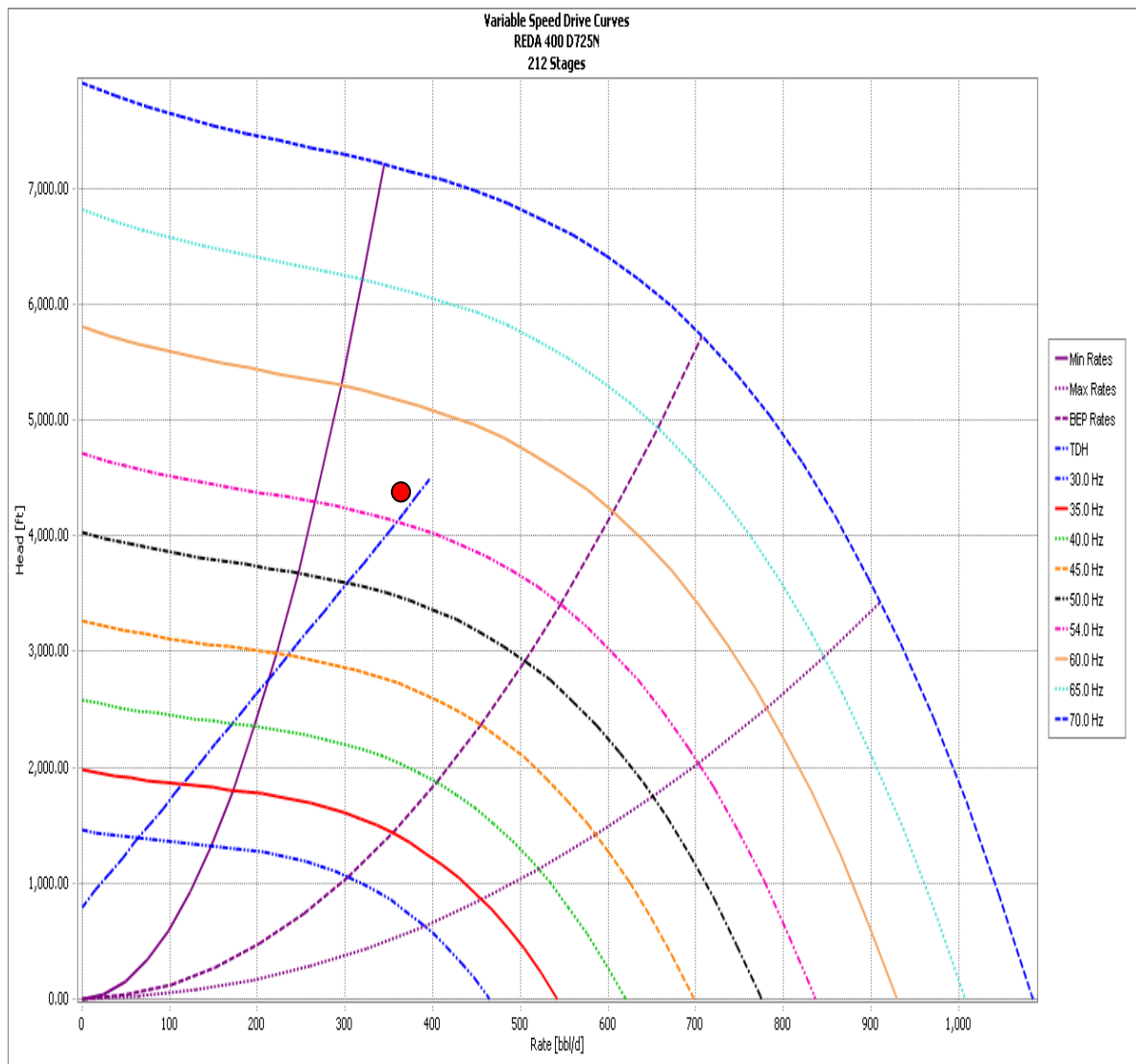
- **Comportamiento Actual del Pozo 15**



Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

El bajo aporte del pozo está produciendo un mal funcionamiento del equipo lo cual generará una falla a futuro del mismo en general. Se correrán simulaciones con una bomba de menos etapas y se observará el comportamiento del mismo ante estos cambios. El incremento esperado de producción no será mucho ya que su AOF es muy cercano al de producción actual pero si se podrá ahorrar energía.

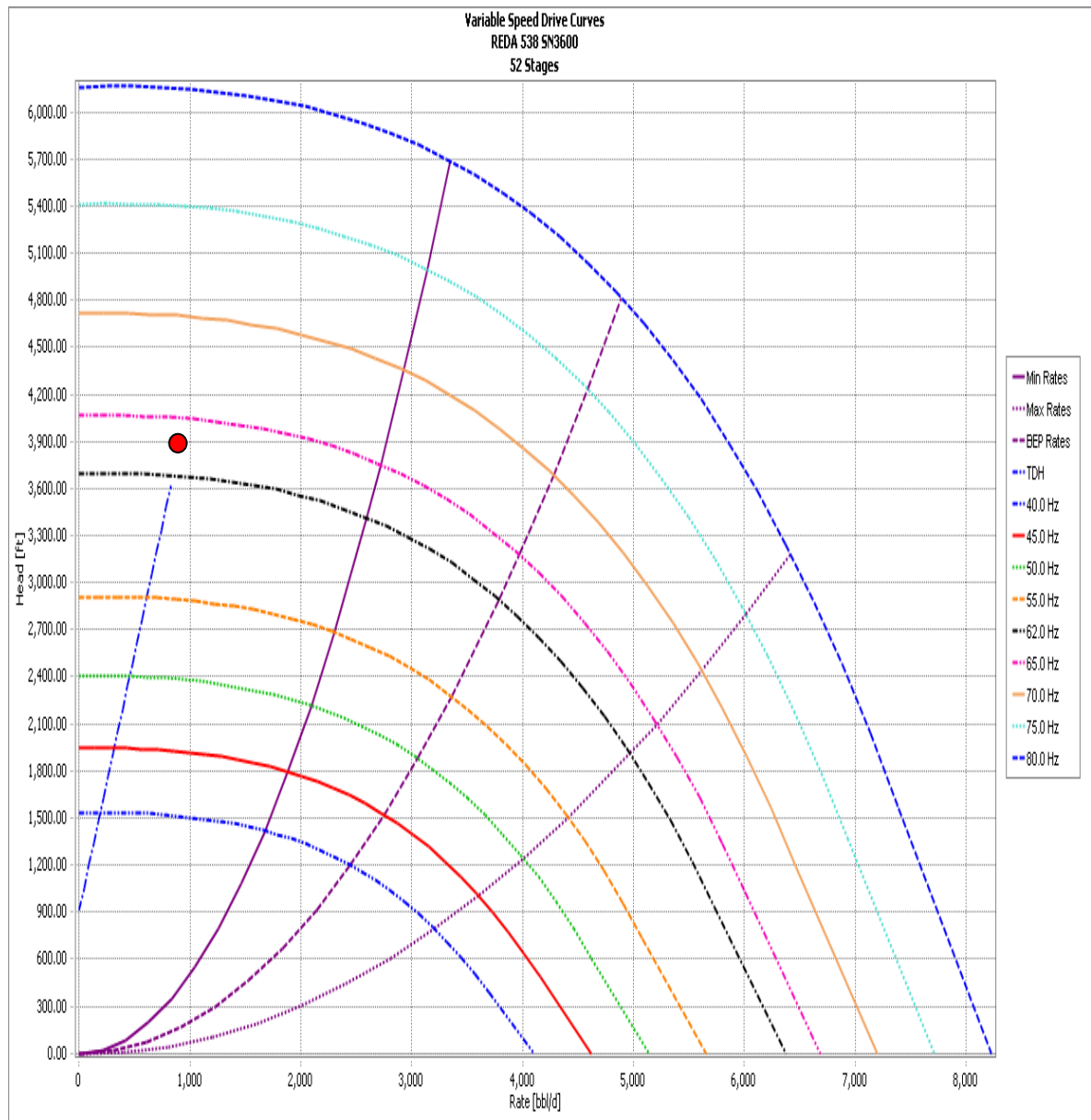
- **Comportamiento Actual del Pozo 16**



Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

El equipo se encuentra operando dentro del cono de eficiencia con buenas condiciones de operación. Sin embargo es posible realizar un cambio en el equipo que permita optimizar aún más el caudal en superficie y el consumo de energía.

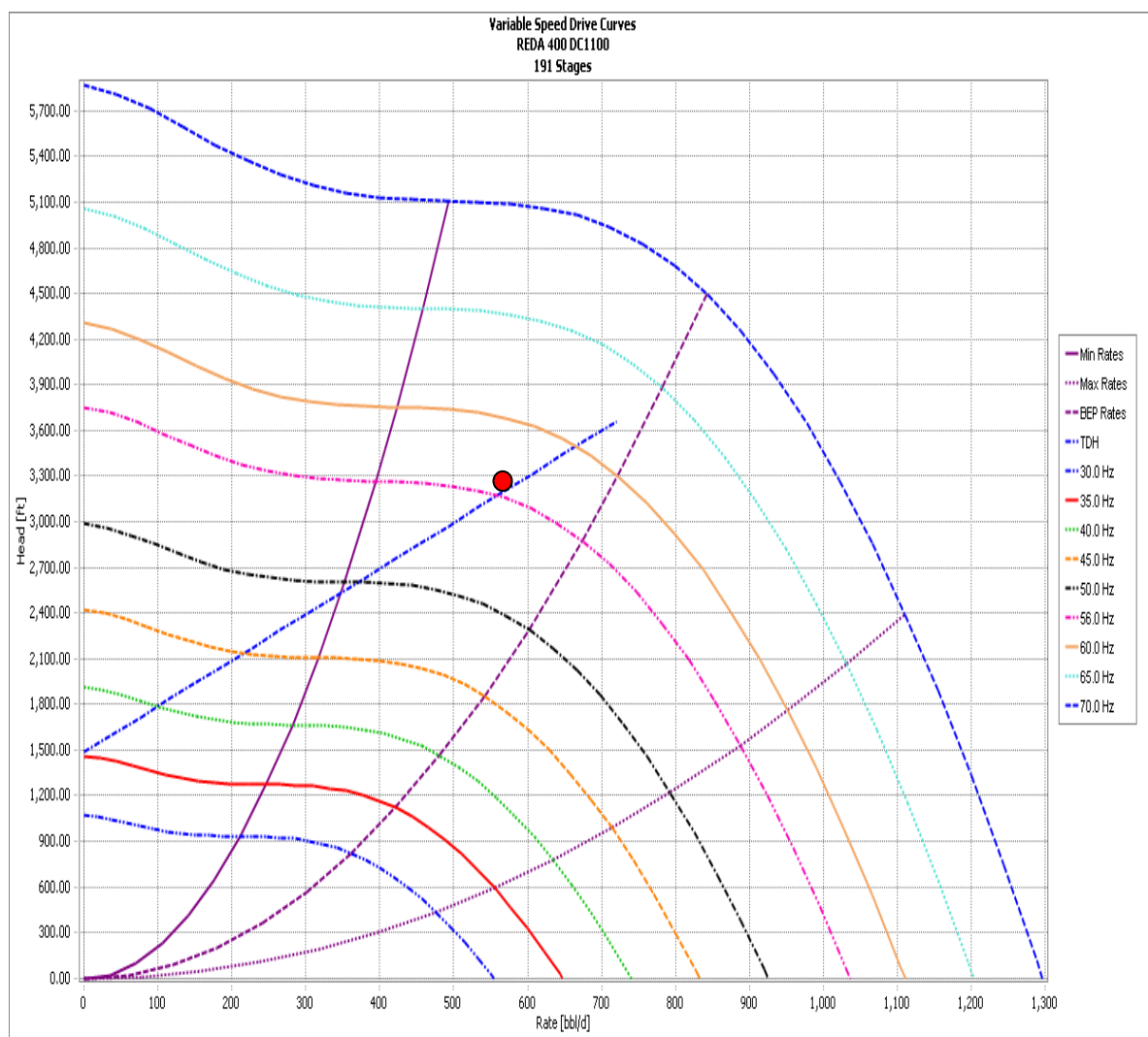
- **Comportamiento Actual del Pozo 17**



Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

El equipo se encuentra trabajando en zona de DownThrust severo debido al bajo aporte del pozo el cual fue sobre estimado en el diseño inicial. Para evitar recalentamiento del motor por falta de recirculación del fluido se recomienda cambiar el equipo a una de menor capacidad. Se correrá la simulación y se observará el consumo de energía del equipo propuesto.

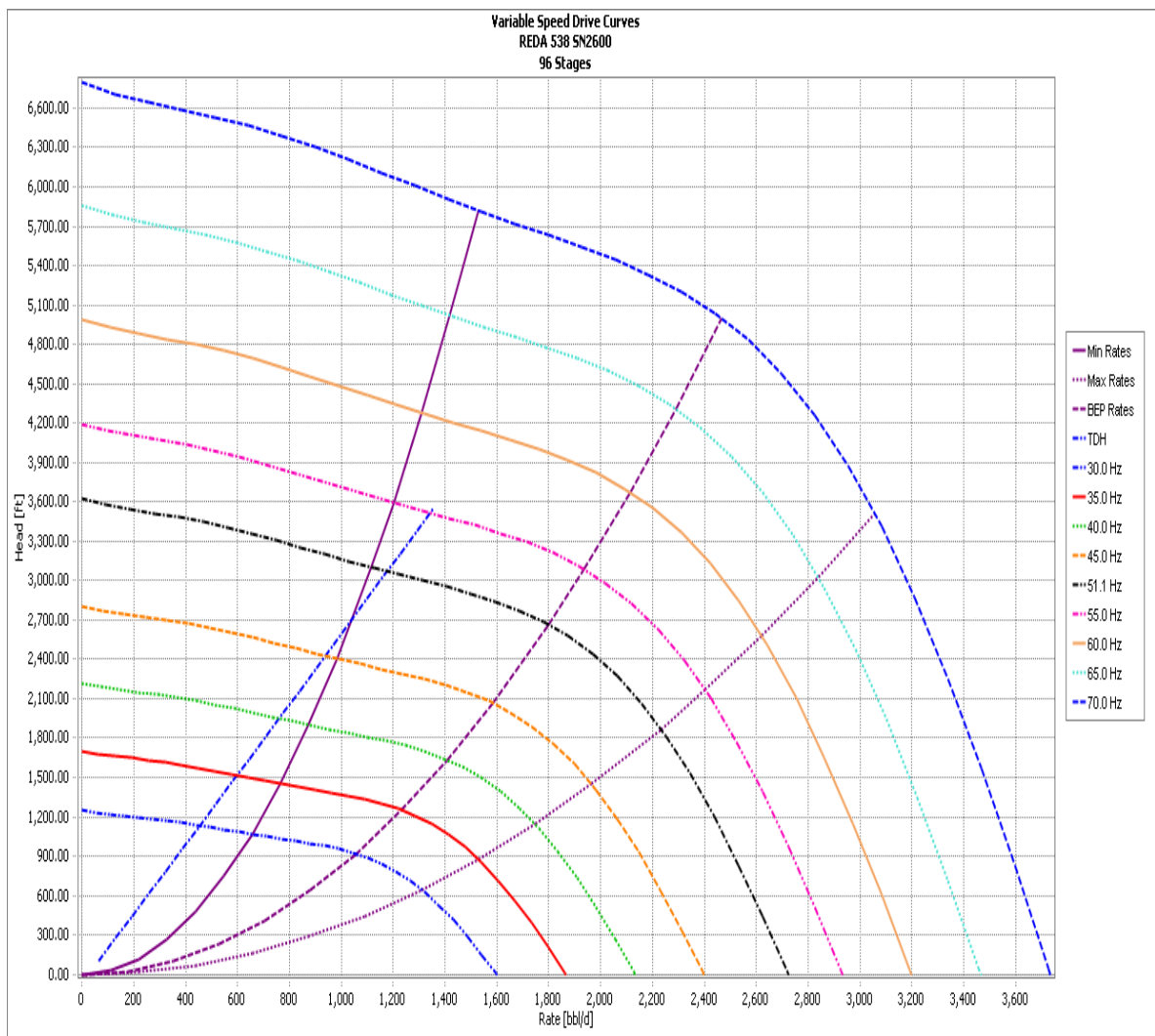
- **Comportamiento Actual del Pozo 18**



Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

La zona de operación del equipo está dentro del cono de eficiencia y muy cerca de su punto máximo de rendimiento. Sin embargo con el objetivo de optimizar un poco más su caudal en superficie, aunque cabe destacar que el IP del pozo es relativamente bajo, se simulará este proceso hasta optimizar al máximo las variables de interés.

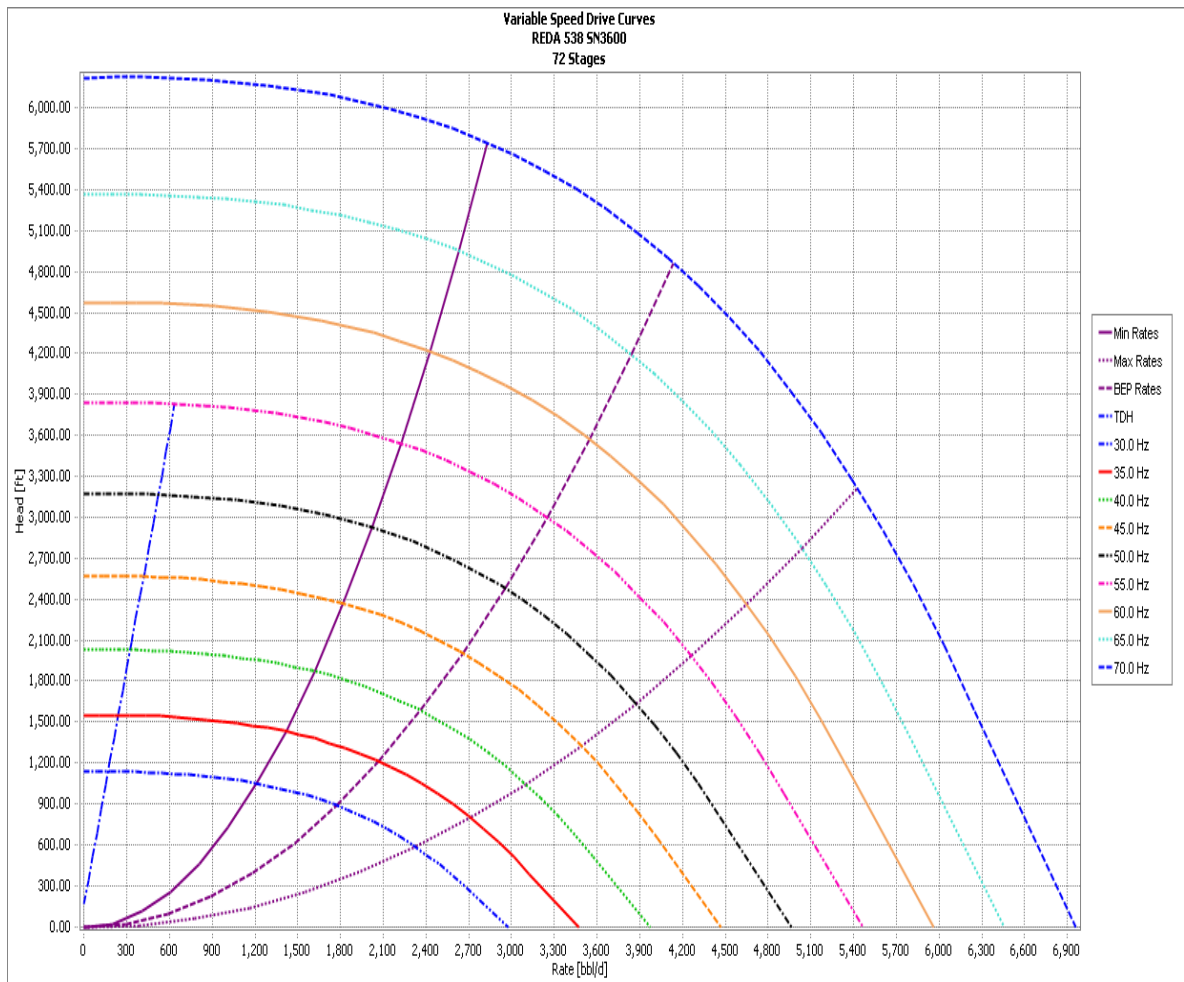
- **Comportamiento Actual del Pozo 19**



Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

El equipo se encuentra operando dentro de su rango óptimo de operación pero muy cerca de la zona de DownThrust. Una solución parcial sería aumentar la frecuencia de operación hasta que el descenso de la presión en el intake lo permita. Otra posible solución sería usar un equipo de menor capacidad con el fin de que el equipo opere dentro de la zona de eficiencia. Con esto se reduciría el consumo en superficie y con buenas condiciones de operación se optimizaría también el caudal en superficie.

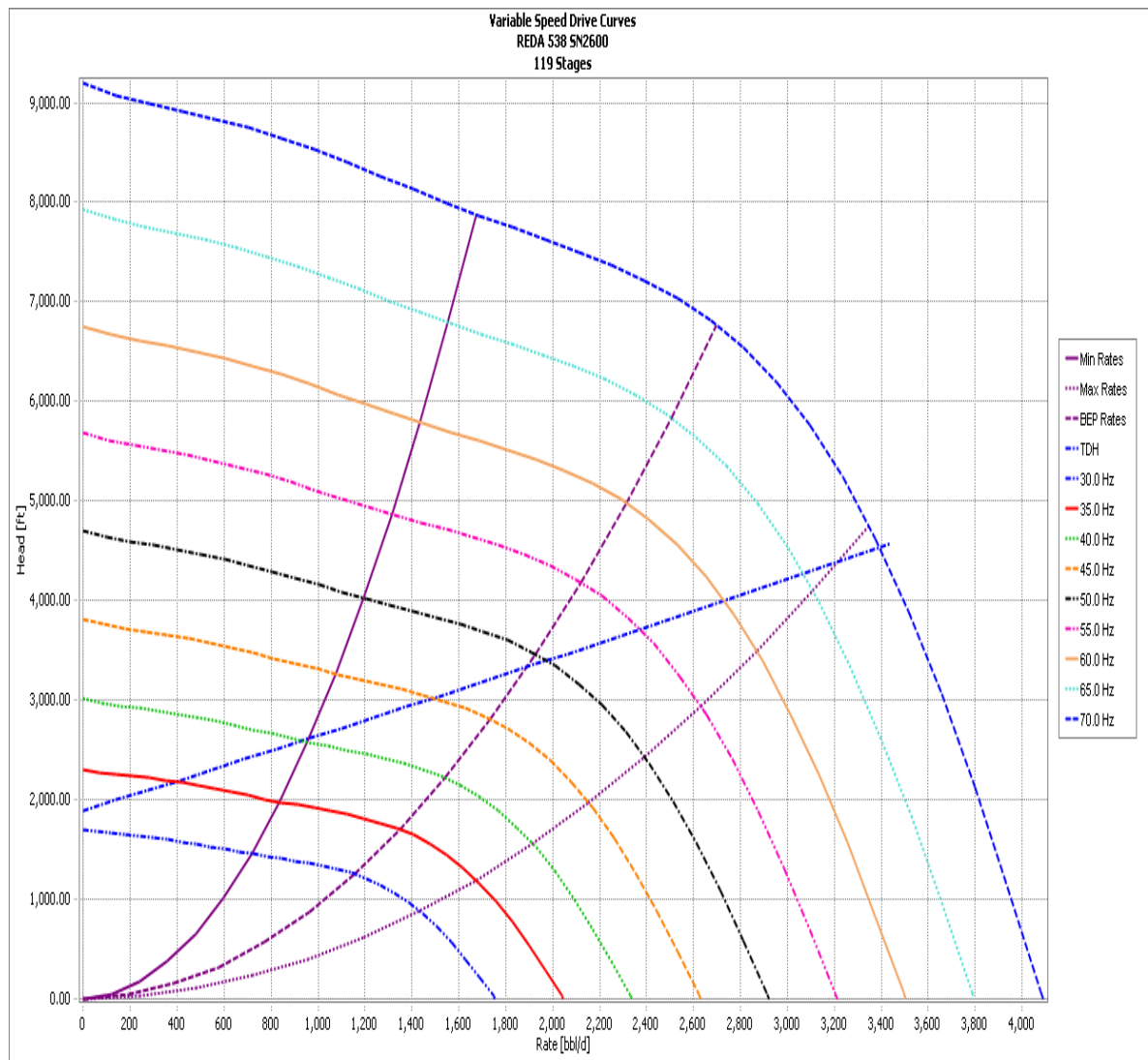
- **Comportamiento Actual del Pozo 20**



Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

Un cálculo errado a la hora de estimar el índice de productividad del pozo está provocando que el equipo trabaje en zona de UpThrust severo. Se correrá la simulación con un equipo de menor capacidad que permita reducir el consumo de energía en superficie y aumentar el caudal de producción, teniendo en cuenta que la capacidad de aporte del pozo es muy limitada.

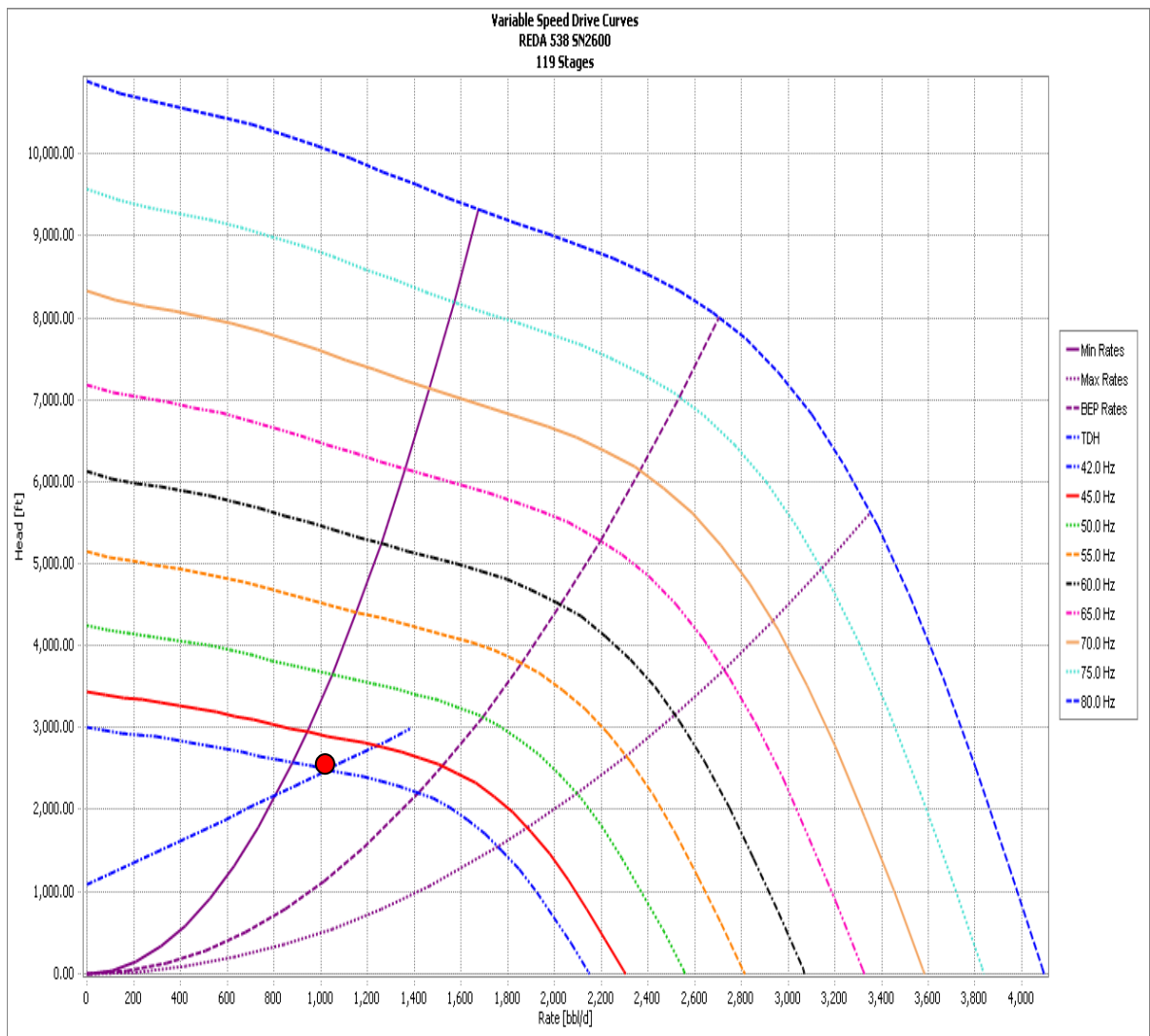
- **Comportamiento Actual del Pozo 21**



Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

El pozo presenta un índice de productividad más alto de lo esperado en el diseño inicial por eso el equipo está muy cerca de la zona de UpThrust y si se aumenta le frecuencia de operación pasará a trabajar en esta zona provocando desgaste en las etapas de la bomba. Se pretende colocar una bomba de mayor capacidad con el fin de optimizar la producción en superficie.

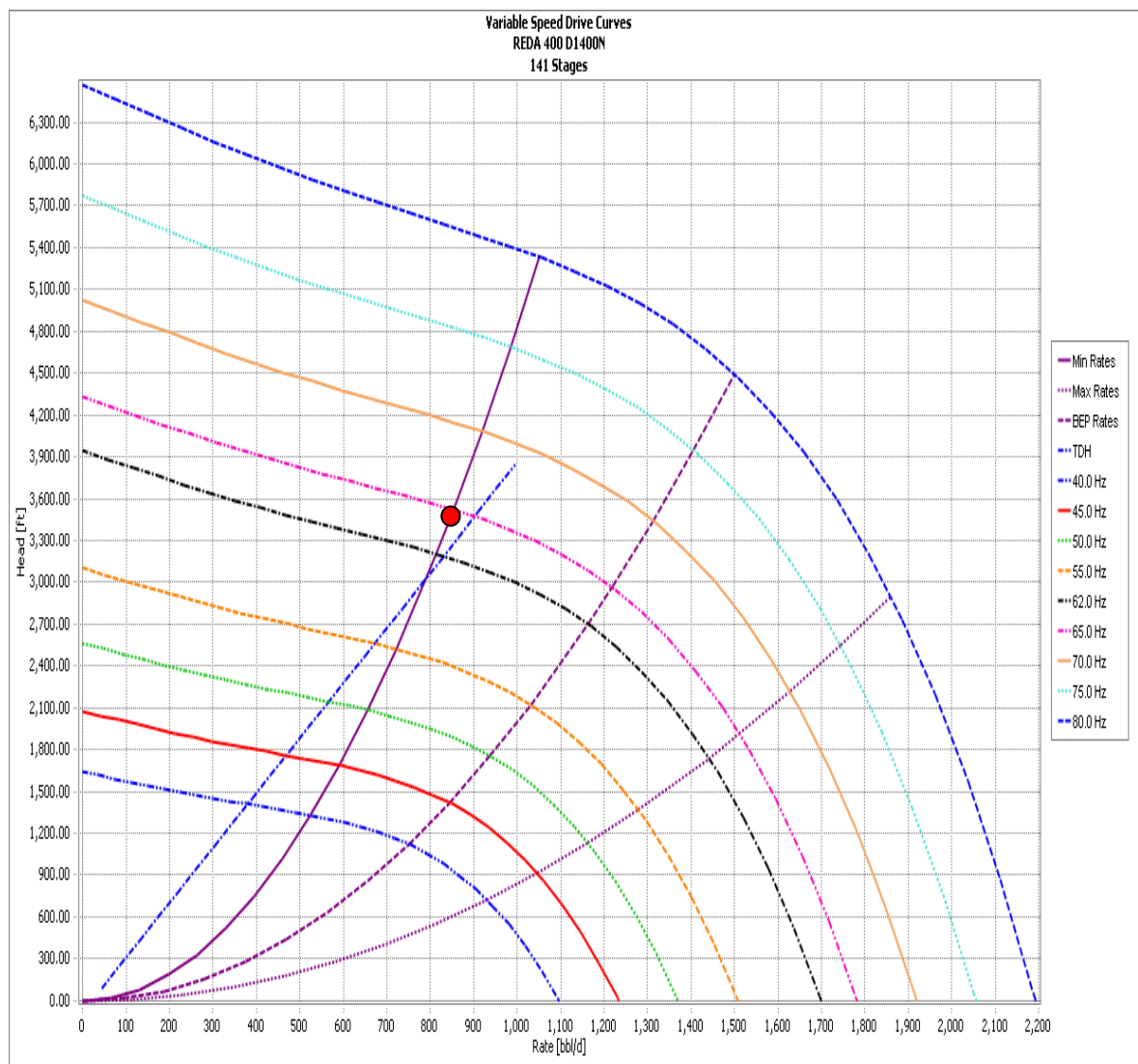
- **Comportamiento Actual del Pozo 22**



Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

Actualmente el equipo opera dentro de la zona de eficiencia pero muy cerca de la zona de DownThrust. Incrementar la frecuencia de operación optimizaría el caudal en superficie y el punto de operación del equipo se ubicaría más cerca del de máxima eficiencia. Es posible optimizar aun más el caudal mediante el cambio del equipo actual por uno de mayor capacidad pero que nos permita ahorrar en el consumo eléctrico.

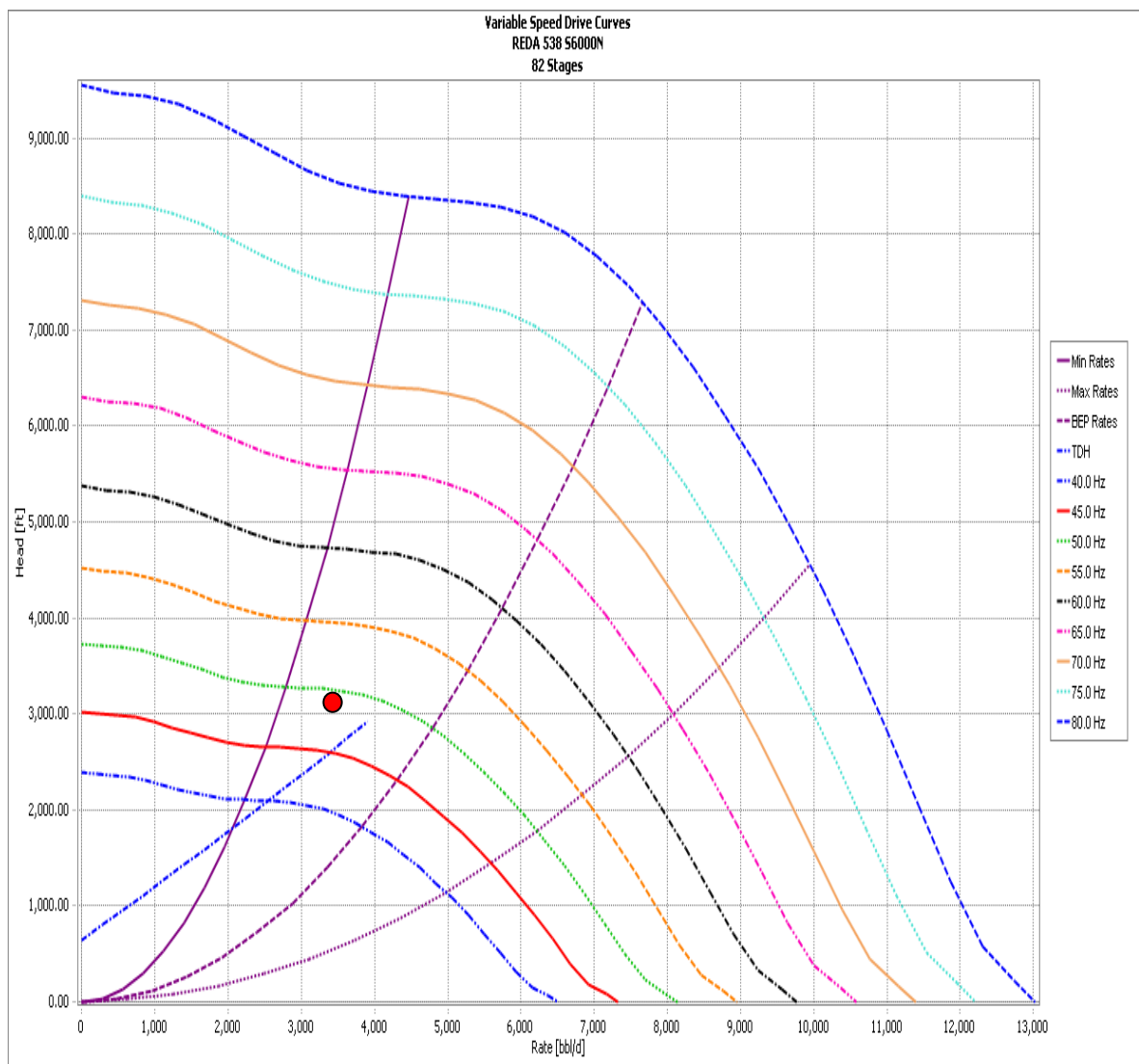
- **Comportamiento Actual del Pozo 23**



Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

Cuando el equipo se encuentra trabajando tal como se encuentra en este caso, en el límite entre la zona de eficiencia y la zona de DownThrust, se dice que el equipo está operando de forma inadecuada puesto que un simple incremento secuencial en la frecuencia optimizaría este comportamiento, siempre y cuando la columna de fluido por encima de la bomba lo permita.

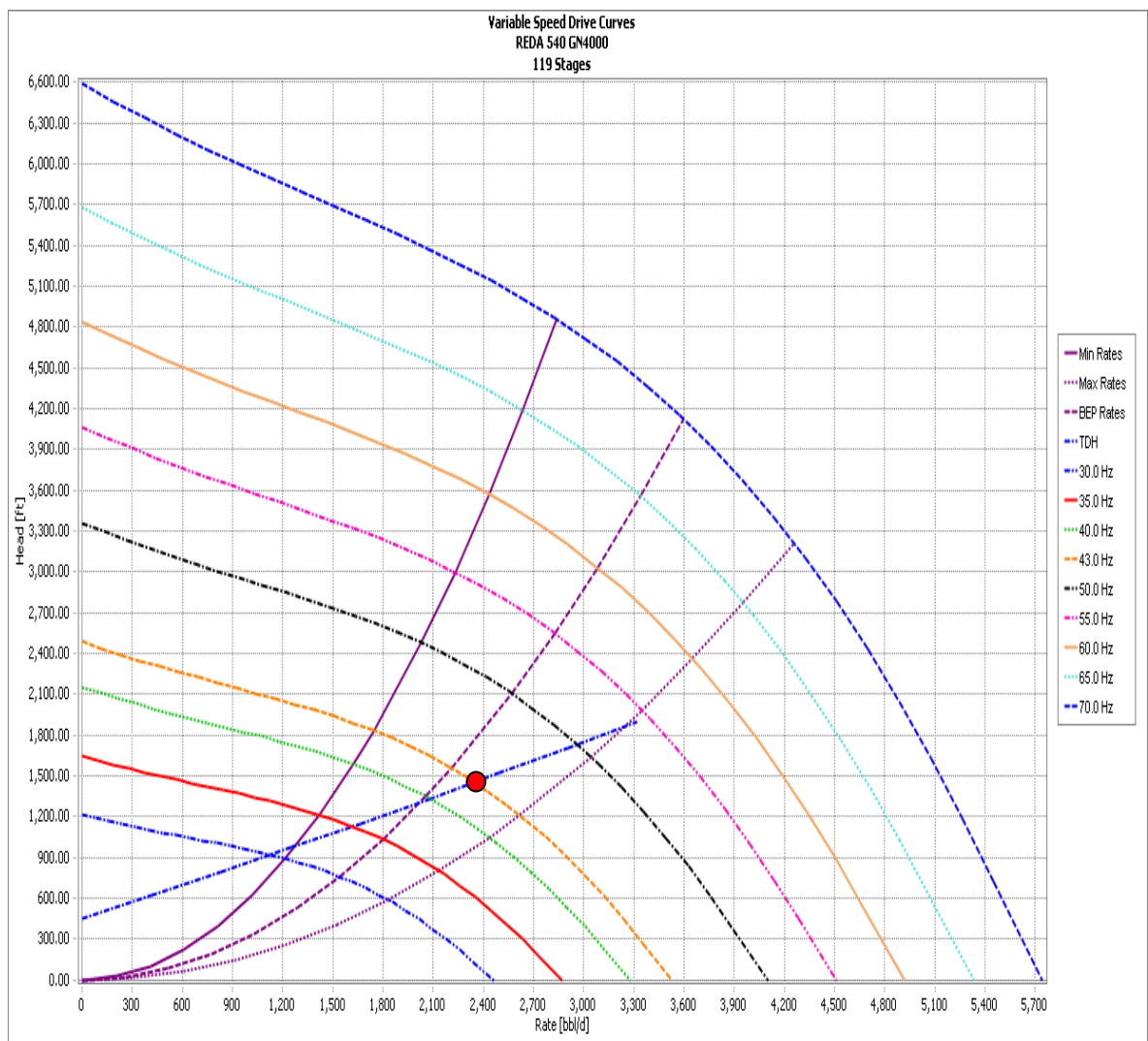
- **Comportamiento Actual del Pozo 24**



Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

El AOF de este pozo es de alrededor de 8000 BFPD y sólo se encuentra produciendo 3500 BFPD aproximadamente, por eso es posible aumentar la capacidad del equipo actualmente instalado remplazándolo por otro de mayor tamaño que permita un incremental de producción significativo. No obstante el equipo actual se encuentra trabajando dentro su rango óptimo de operación.

- **Comportamiento Actual del Pozo 25**

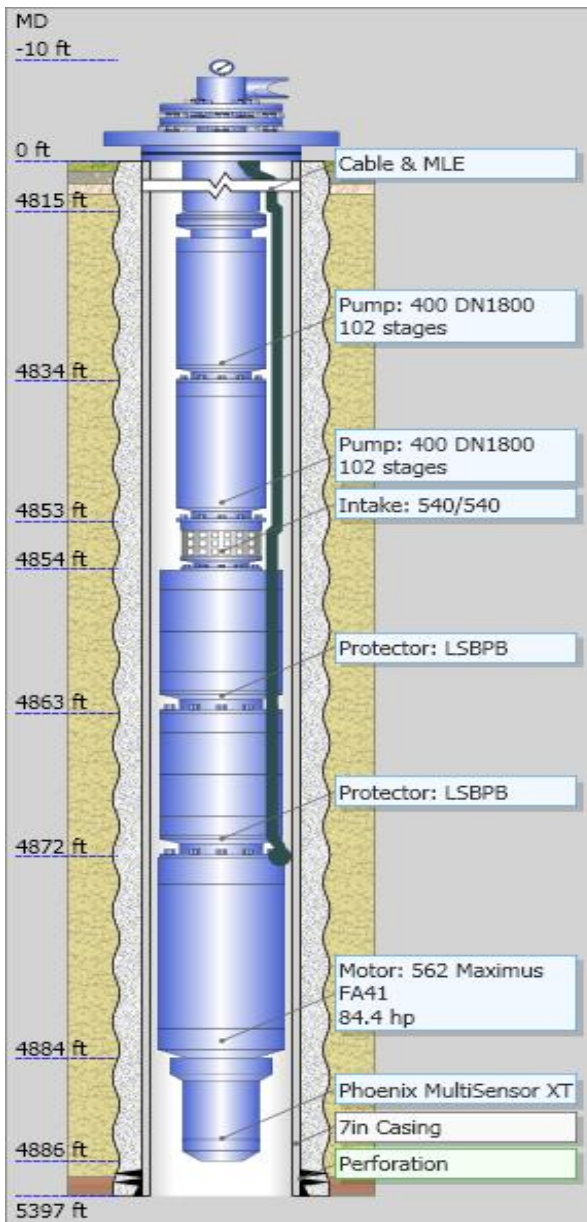


Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

El pozo tiene un índice de productividad muy superior al esperado en el diseño inicial, sin embargo el equipo se encuentra operando dentro de la zona de eficiencia de la bomba y presenta buenas condiciones mecánicas y eléctricas. Con el fin de optimizar la producción en superficie se recomienda instalar una bomba de mayor capacidad la cual permita que el caudal sea el más cercano al AOF actual del pozo.

Anexo B. Propuesta de Diseño de los Equipo de Bombeo Electro Sumergible para Cada uno de los Pozos

- Equipo Propuesto Pozo 1



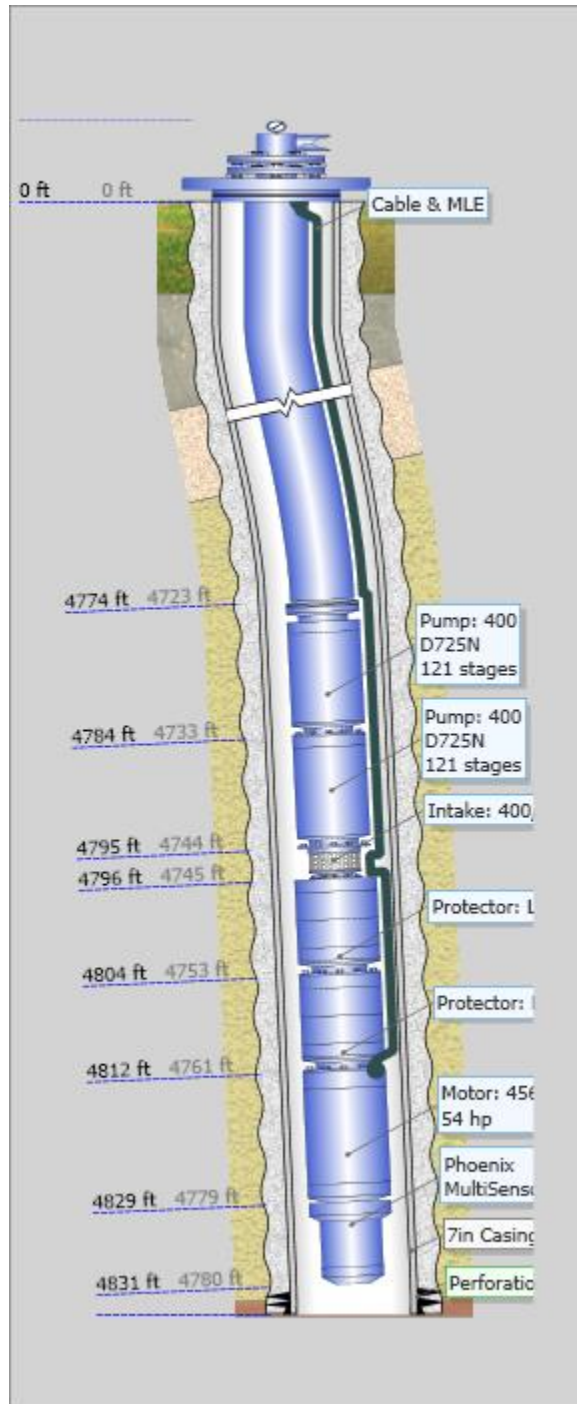
Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- Casos Comparativos Pozo 1

Pozo 01	Caso Actual	Propuesta
Wellbore		
Tubing Bottom MD	4852.88 ft	4852.88 ft
Wellhead Pressure	190 psig	190 psig
Wellhead Temperature	160 °F	160 °F
Bottomhole Temperature	192 °F	192 °F
Fluids		
Oil Gravity	21.6 °API	21.6 °API
Water Spec. Gravity	1.05	1.05
Water Cut	80.05	80.05 %
GOR	10 SCF/STB	10 SCF/STB
GLR	2 SCF/STB	2 SCF/STB
Inflow		
Method	PI	
PI	0.7 STB/d/psi	0.7 STB/d/psi
Static Bottomhole Pressure	3900 psig	3900 psig
Test Pressure		
Test Flowrate		
Pumping Condition		
Intake Depth	4852.88 ft	4852.88 ft
Design Rate	2375.7 STB/d	2660.5 STB/d
Operation Rate	2375.6 STB/d	2660.4 STB/d
Total Rate at Inlet	2472.73 bbl/d	2922.57 bbl/d
Liquid Rate at Inlet	2462.49 bbl/d	2766.63 bbl/d
Gas Rate into Pump	10.24 bbl/d	155.94 bbl/d
Inlet Gas Volume Fraction	0.41	5.34 %
Gas Volume Fraction at Intake	0.69	8.59 %
Separator Efficiency	0	0 %
Total Dynamic Head	4321.21 ft	5306.12 ft
Fluid Level over Pump	1019.25 ft	278 ft
Intake Pressure	438.2 psig	134.4 psig
Discharge Pressure	2292.9 psig	2308.1 psig
Operating Frequency	62 Hz	60 Hz
Pump Information		
Type	REDA 400 400	
Operation Speed	3597.4 RPM	3516.6 RPM
Required Power	103.4 hp	68 hp
Pump Efficiency	75.04	156.85 %
Number of Stages	279	
Motor Information		
Type	562 Maximus	562 Maximus
Motor Horse Power	127.5 hp	84.4 hp
Motor Speed	3597.4 RPM	3516.6 RPM
Motor Amperage	28.6 Amps	52.7 Amps
Motor Voltage	2381.7 Volts	843.4 Volts
Total Motor Load	103.4 hp	68 hp
Load Factor	78.48	80.59 %
Efficiency	89.12	89.43 %
Slip	TRUE	
Heat Rise		
Fluid Temperature At Intake	190.9 °F	190.9 °F
Skin Temperature Rise	9.4 °F	5.05 °F
Average Winding Temperature Rise	65.92 °F	40.37 °F
Total Winding Temperature	266.23 °F	236.31 °F
Speed Increase Heating at VSD	2.76 °F	0 °F
VSD without Load Filter	11.21 °F	6.86 °F
VSD with Load Filter or Sinewave	0 °F	0 °F
Electrical Information		
Surface Voltage	2430.1 Volts	933.8 Volts
Required kVA	120.26	85.09

Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- **Equipo Propuesto Pozo 2**



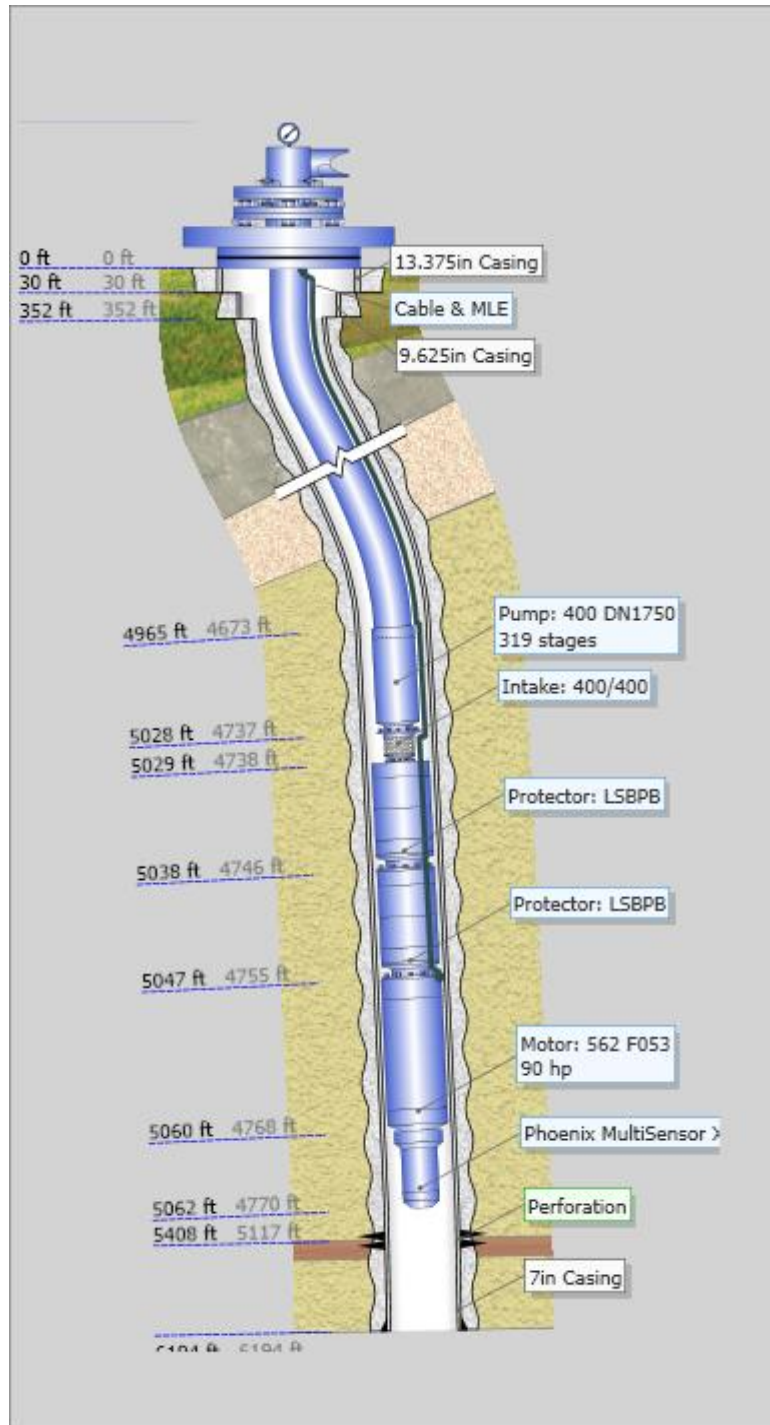
Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- Casos Comparativos Pozo 2.

Pozo 02	Caso Actual	Propuesta
Wellbore		
Tubing Bottom MD	4794.7 ft	4794.7 ft
Wellhead Pressure	80 psig	80 psig
Wellhead Temperature	140 °F	140 °F
Bottomhole Temperature	189 °F	189 °F
Fluids		
Oil Gravity	21.5 °API	21.5 °API
Water Spec. Gravity	1.05	1.05
Water Cut	12%	12%
GOR	8 SCF/STB	8 SCF/STB
GLR	7.04 SCF/STB	7.04 SCF/STB
Inflow		
Method	PI	
PI	0.6 STB/d/psi	0.6 STB/d/psi
Static Bottomhole Pressure	1065 psig	1065 psig
Test Pressure		
Test Flowrate		
Pumping Condition		
Intake Depth	4794.7 ft	4794.7 ft
Design Rate	502.2 STB/d	575.9 STB/d
Operation Rate	502.2 STB/d	578.6 STB/d
Total Rate at Inlet	542.16 bbl/d	900.67 bbl/d
Liquid Rate at Inlet	531.67 bbl/d	614.32 bbl/d
Gas Rate into Pump	10.49 bbl/d	286.35 bbl/d
Inlet Gas Volume Fraction	1.94	31.79
Gas Volume Fraction at Intake	3.18	43.72
Separator Efficiency	0	0
Total Dynamic Head	4643.84 ft	4975.95 ft
Fluid Level over Pump	341.8 ft	298 ft
Intake Pressure	132.1 psig	120.5 psig
Discharge Pressure	1924.5 psig	1929.2 psig
Operating Frequency	55.9 Hz	54 Hz
Pump Information		
Type	REDA 400 400	400
Operation Speed	3242.7 RPM	3144.8 RPM
Required Power	34.6 hp	34.9 hp
Pump Efficiency	46.78	57.22
Number of Stages	191	
Motor Information		
Type	Dominator 456	Dominator 456
Motor Horse Power	93.6 hp	54 hp
Motor Speed	3242.7 RPM	3144.8 RPM
Motor Amperage	15.5 Amps	12.6 Amps
Motor Voltage	2142.7 Volts	1928.6 Volts
Total Motor Load	34.6 hp	34.9 hp
Load Factor	39.65	71.8
Efficiency	74.42	83.43
Slip	TRUE	
Heat Rise		
Fluid Temperature At Intake	186.6 °F	186.59 °F
Skin Temperature Rise	72.11 °F	60.12 °F
Average Winding Temperature Rise	22.64 °F	22.64 °F
Total Winding Temperature	281.34 °F	269.35 °F
Speed Increase Heating at VSD	0 °F	0 °F
VSD without Load Filter	3.85 °F	3.85 °F
VSD with Load Filter or Sinewave	0 °F	0 °F
Electrical Information		
Surface Voltage	2181.7 Volts	1960.2 Volts
Required kVA	58.57	42.89

Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- **Equipo Propuesto Pozo 4**



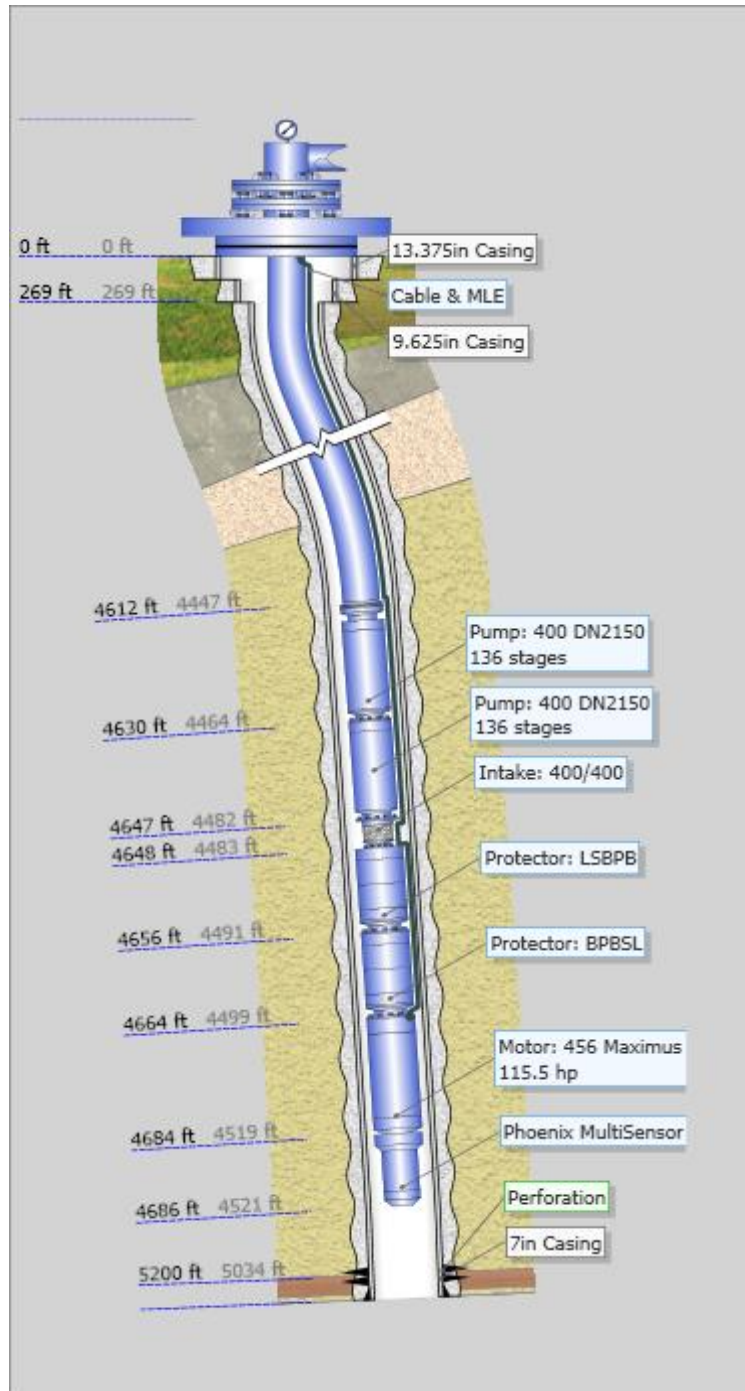
Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- Casos Comparativos Pozo 4

Pozo 04	Caso Actual	Propuesta
Wellbore		
Tubing Bottom MD	5027.77 ft	5027.77 ft
Wellhead Pressure	30 psig	32 psig
Wellhead Temperature	150 °F	158 °F
Bottomhole Temperature	190 °F	190 °F
Fluids		
Oil Gravity	21.5 °API	21.6 °API
Water Spec. Gravity	1.05	1.05
Water Cut	76.50%	76.50%
GOR	11 SCF/STB	11.01 SCF/STB
GLR	2.55 SCF/STB	2.34 SCF/STB
Inflow		
Method		
PI	0.47 STB/d/psi	0.58 STB/d/psi
Static Bottomhole Pressure	1819 psig	1819 psig
Test Pressure		
Test Flowrate		
Pumping Condition		
Intake Depth	5027.77 ft	5027.77 ft
Design Rate	577.7 STB/d	945.8 STB/d
Operation Rate	577.7 STB/d	945.9 STB/d
Total Rate at Inlet	598.97 bbl/d	1036.96 bbl/d
Liquid Rate at Inlet	598.94 bbl/d	983.09 bbl/d
Gas Rate into Pump	0.03 bbl/d	53.87 bbl/d
Inlet Gas Volume Fraction	0.01	5.19
Gas Volume Fraction at Intake	0.01	6.65
Separator Efficiency	0	0
Total Dynamic Head	3816.06 ft	4710.58 ft
Fluid Level over Pump	1015.71 ft	301 ft
Intake Pressure	427.4 psig	197.2 psig
Discharge Pressure	2061.1 psig	2054.2 psig
Operating Frequency	43 Hz	50 Hz
Pump Information		
Type	REDA 400 400	400
Operation Speed	2498.5 RPM	2932.5 RPM
Required Power	40.3 hp	73.5 hp
Pump Efficiency	41.19	45.75
Number of Stages	326	
Motor Information		
Type	Dominator 562	Dominator 562
Motor Horse Power	150 hp	90 hp
Motor Speed	2498.5 RPM	2932.5 RPM
Motor Amperage	21.1 Amps	26.5 Amps
Motor Voltage	1648.3 Volts	1690.4 Volts
Total Motor Load	40.3 hp	73.5 hp
Load Factor	37.49	98
Efficiency	88.09	89.73
Slip	TRUE	
Heat Rise		
Fluid Temperature At Intake	187.32 °F	187.85 °F
Skin Temperature Rise	11.23 °F	11.21 °F
Average Winding Temperature Rise	40.12 °F	46.37 °F
Total Winding Temperature	238.66 °F	245.43 °F
Speed Increase Heating at VSD	0 °F	0 °F
VSD without Load Filter	6.82 °F	7.88 °F
VSD with Load Filter or Sinewave	0 °F	0 °F
Electrical Information		
Surface Voltage	1703.4 Volts	1760.5 Volts
Required kVA	62.05	80.76

Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- **Equipo Propuesto Pozo 5**



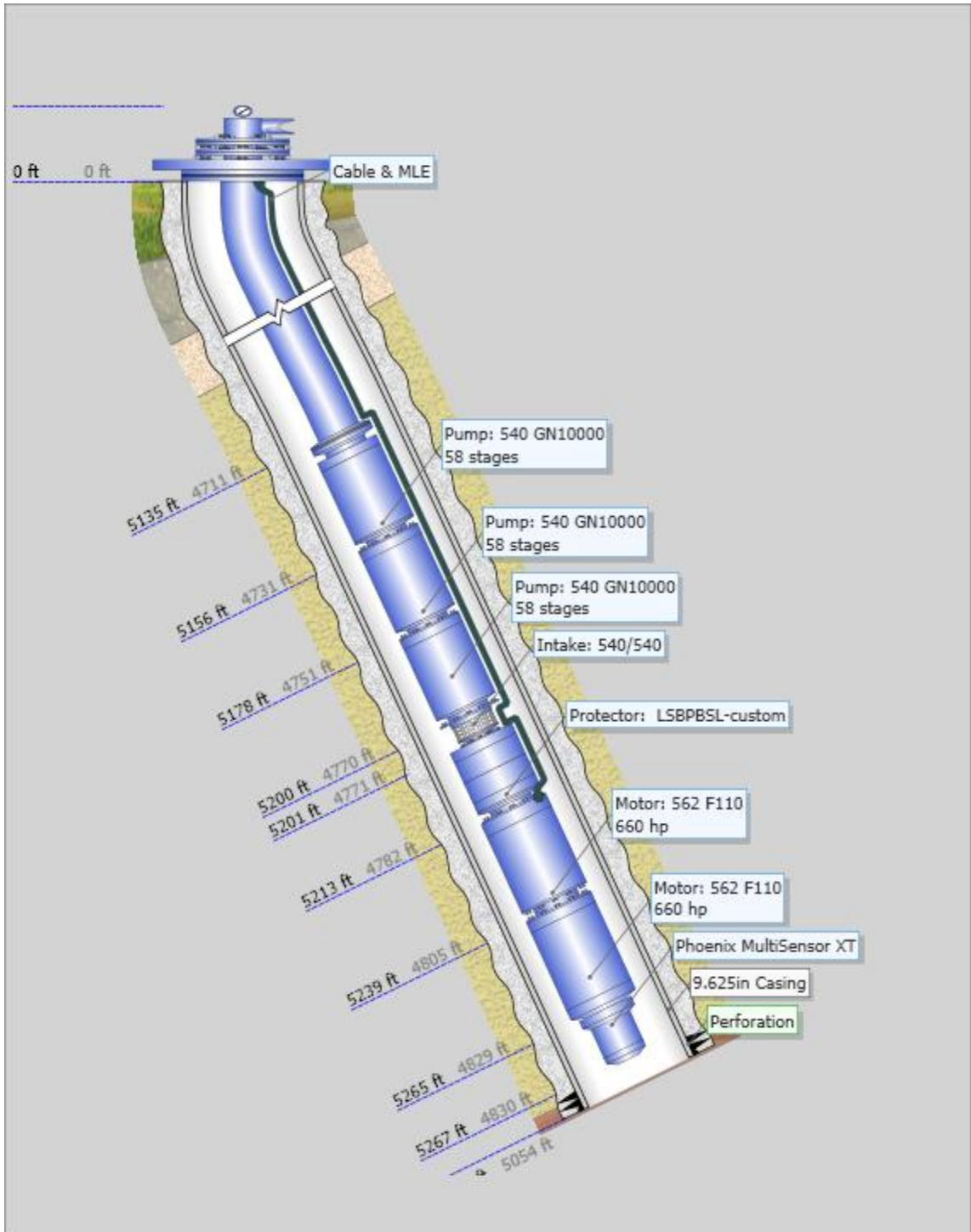
Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- Casos Comparativos Pozo 5

Pozo 05	Caso Actual	Propuesta
Wellbore		
Tubing Bottom MD	4647.13 ft	4647.13 ft
Wellhead Pressure	520 psig	520 psig
Wellhead Temperature	162 °F	162 °F
Bottomhole Temperature	190 °F	190 °F
Fluids		
Oil Gravity	21.5 °API	21.5 °API
Water Spec. Gravity	1.05	1.05
Water Cut	86.20%	86.20%
GOR	11 SCF/STB	11 SCF/STB
GLR	1.52 SCF/STB	1.52 SCF/STB
Inflow		
Method	PI	
PI	1.55 STB/d/psi	1.55 STB/d/psi
Static Bottomhole Pressure	1975 psig	1975 psig
Test Pressure		
Test Flowrate		
Pumping Condition		
Intake Depth	4647.13 ft	4647.13 ft
Design Rate	2035.7 STB/d	2611.6 STB/d
Operation Rate	2035.7 STB/d	2611.6 STB/d
Total Rate at Inlet	2104.85 bbl/d	2757.08 bbl/d
Liquid Rate at Inlet	2104.78 bbl/d	2706.63 bbl/d
Gas Rate into Pump	0.07 bbl/d	50.45 bbl/d
Inlet Gas Volume Fraction	0	1.83
Gas Volume Fraction at Intake	0	2.15
Separator Efficiency	0	0
Total Dynamic Head	4734.25 ft	5634.43 ft
Fluid Level over Pump	970.79 ft	257 ft
Intake Pressure	422.2 psig	184.5 psig
Discharge Pressure	2479 psig	2497.4 psig
Operating Frequency	58 Hz	50 Hz
Pump Information		
Type	REDA 400	REDA 400
Operation Speed	3265.2 RPM	2870.4 RPM
Required Power	123.7 hp	89.4 hp
Pump Efficiency	59.32	125.28
Number of Stages	234	
Motor Information		
Type	456 Maximus	456 Maximus
Motor Horse Power	165 hp	115.5 hp
Motor Speed	3265.2 RPM	2870.4 RPM
Motor Amperage	63.7 Amps	55.1 Amps
Motor Voltage	1324.4 Volts	1051.6 Volts
Total Motor Load	123.7 hp	89.4 hp
Load Factor	77.57	92.93
Efficiency	84.11	85.11
Slip	TRUE	TRUE
Heat Rise		
Fluid Temperature At Intake	187.11 °F	187.11 °F
Skin Temperature Rise	17.26 °F	10.08 °F
Average Winding Temperature Rise	62.21 °F	46.27 °F
Total Winding Temperature	266.58 °F	243.47 °F
Speed Increase Heating at VSD	0 °F	0 °F
VSD without Load Filter	10.58 °F	7.87 °F
VSD with Load Filter or Sinewave	0 °F	0 °F
Electrical Information		
Surface Voltage	1592.6 Volts	1276.9 Volts
Required kVA	175.62	121.62

Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- **Equipo Propuesto Pozo 7**



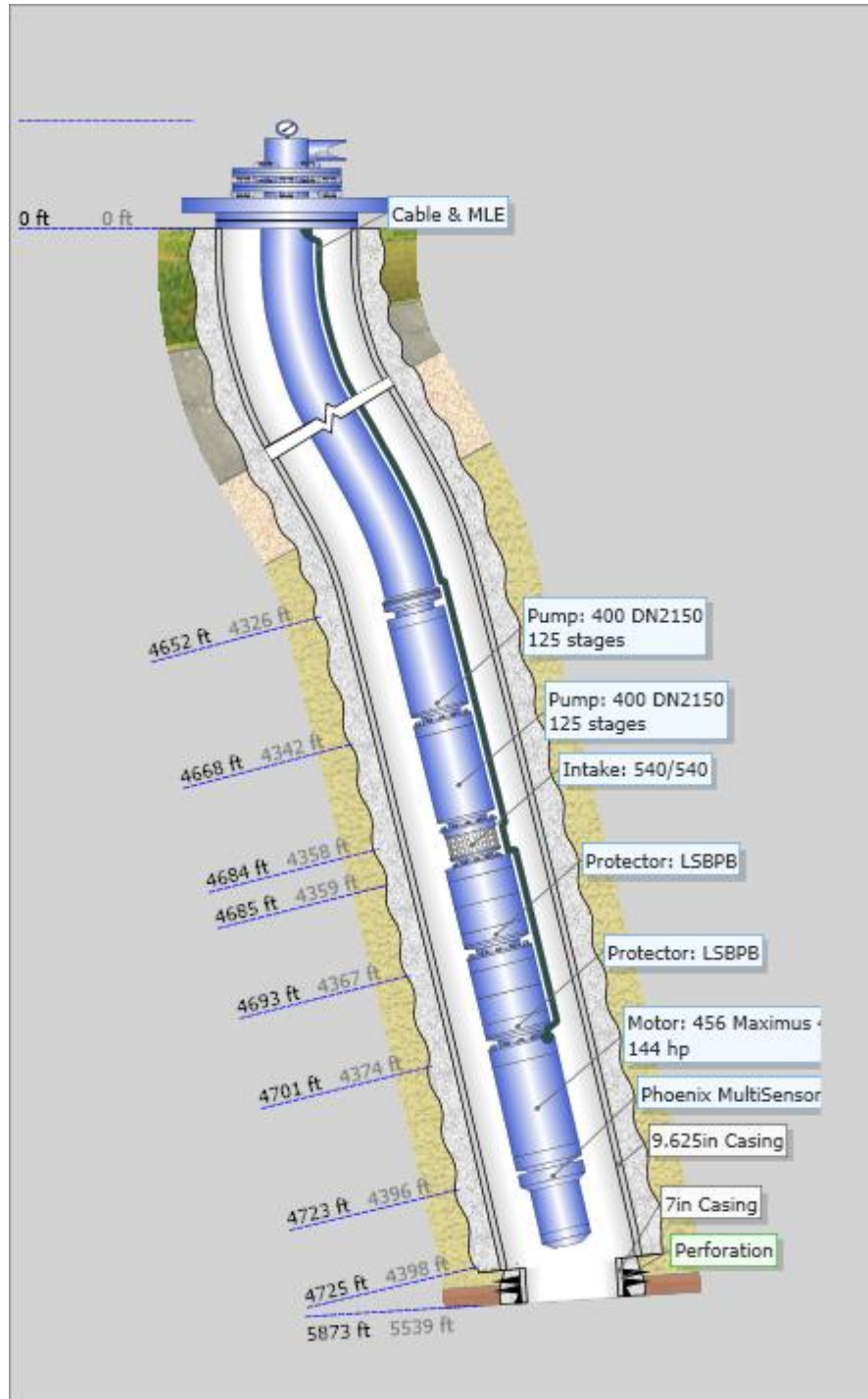
Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- Casos Comparativos Pozo 7

Pozo 07	Caso Actual	Propuesta
Wellbore		
Tubing Bottom MD	5200 ft	5200 ft
Wellhead Pressure	707 psig	707 psig
Wellhead Temperature	170 °F	170 °F
Bottomhole Temperature	194 °F	194 °F
Fluids		
Oil Gravity	21.6 °API	21.6 °API
Water Spec. Gravity	1.05	1.05
Water Cut	86.36%	86.36%
GOR	11 SCF/STB	11 SCF/STB
GLR	1.5 SCF/STB	1.5 SCF/STB
Inflow		
Method	PI	
PI	8.05 STB/d/psi	8.05 STB/d/psi
Static Bottomhole Pressure	2042.9 psig	2042.9 psig
Test Pressure		
Test Flowrate		
Pumping Condition		
Intake Depth	5200 ft	5200 ft
Design Rate	4596.3 STB/d	14590.5 STB/d
Operation Rate	4596.2 STB/d	14590.6 STB/d
Total Rate at Inlet	4748.33 bbl/d	15147.9 bbl/d
Liquid Rate at Inlet	4748.27 bbl/d	15145.2 bbl/d
Gas Rate into Pump	0.06 bbl/d	2.7 bbl/d
Inlet Gas Volume Fraction	0	0.02
Gas Volume Fraction at Intake	0	0.02
Separator Efficiency	0	0
Total Dynamic Head	3514.35 ft	8267.13 ft
Fluid Level over Pump	3519.26 ft	465 ft
Intake Pressure	1357.7 psig	201 psig
Discharge Pressure	2884.5 psig	3705.2 psig
Operating Frequency	59.5 Hz	60 Hz
Pump Information		
Type	REDA 540	540
Operation Speed	3480 RPM	3486.3 RPM
Required Power	209 hp	510.9 hp
Pump Efficiency	58.88	179.81
Number of Stages	148	
Motor Information		
Type	Dominator 562	Dominator 562
Motor Horse Power	273 hp	660 hp
Motor Speed	3480 RPM	3486.3 RPM
Motor Amperage	68 Amps	111.9 Amps
Motor Voltage	2034.2 Volts	3024 Volts
Total Motor Load	209 hp	510.9 hp
Load Factor	77.18	77.41
Efficiency	89.68	89.22
Slip	TRUE	
Heat Rise		
Fluid Temperature At Intake	192.81 °F	192.78 °F
Skin Temperature Rise	11.53 °F	7.96 °F
Average Winding Temperature Rise	43.22 °F	58.94 °F
Total Winding Temperature	247.55 °F	259.68 °F
Speed Increase Heating at VSD	0 °F	0 °F
VSD without Load Filter	7.35 °F	10.02 °F
VSD with Load Filter or Sinewave	0 °F	0 °F
Electrical Information		
Surface Voltage	2240.6 Volts	3203 Volts
Required kVA	263.53	620.32

Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- **Equipo Propuesto Pozo 8**



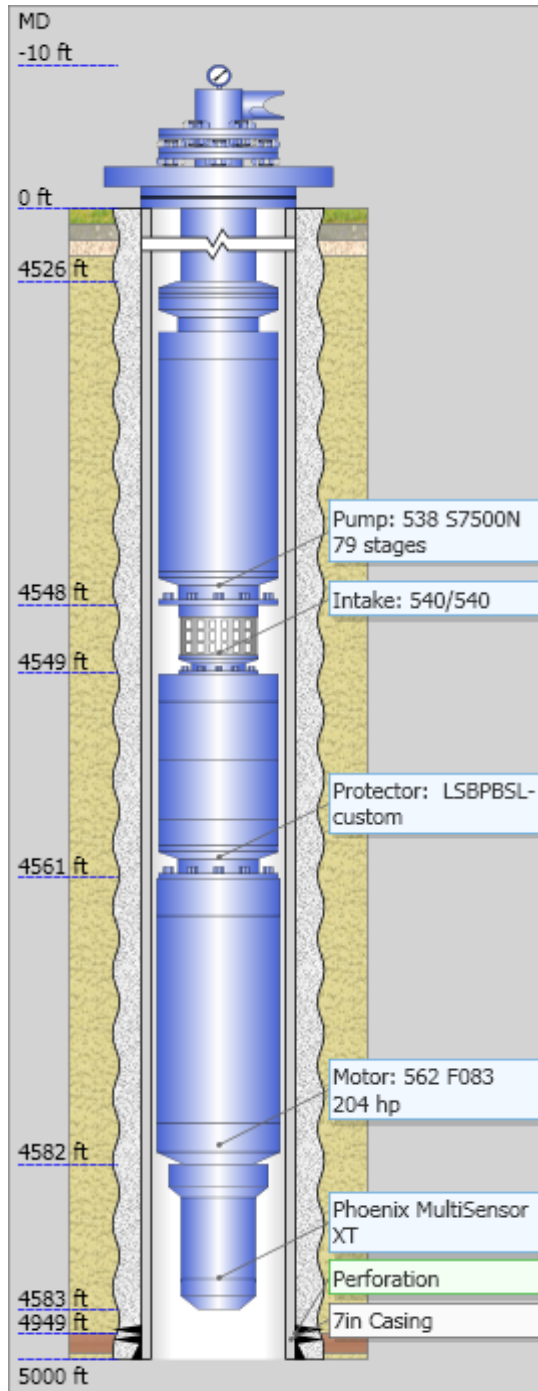
Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- Casos Comparativos Pozo 8

Pozo 08	Caso Actual	Propuesta
Wellbore		
Tubing Bottom MD	4684 ft	4684 ft
Wellhead Pressure	518 psig	518 psig
Wellhead Temperature	156 °F	156 °F
Bottomhole Temperature	190 °F	190 °F
Fluids		
Oil Gravity	21.6 °API	21.6 °API
Water Spec. Gravity	1.05	1.05
Water Cut	0.7894	0.7894
GOR	11.2 SCF/STB	11.2 SCF/STB
GLR	2.31 SCF/STB	2.31 SCF/STB
Inflow		
Method	PI	PI
PI	1.5 STB/d/psi	1.5 STB/d/psi
Static Bottomhole Pressure	2263 psig	2263 psig
Test Pressure		
Test Flowrate		
Pumping Condition		
Intake Depth	4684 ft	4684 ft
Design Rate	2024.7 STB/d	2684.8 STB/d
Operation Rate	2024.7 STB/d	2684.8 STB/d
Total Rate at Inlet	2094.95 bbl/d	2792.64 bbl/d
Liquid Rate at Inlet	2094.61 bbl/d	2786.91 bbl/d
Gas Rate into Pump	0.34 bbl/d	5.73 bbl/d
Inlet Gas Volume Fraction	0.02	0.21
Gas Volume Fraction at Intake	0.02	0.28
Separator Efficiency	0	0
Total Dynamic Head	4398.39 ft	5472.47 ft
Fluid Level over Pump	1298.27 ft	365 ft
Intake Pressure	516.7 psig	201 psig
Discharge Pressure	2409.7 psig	2431.1 psig
Operating Frequency	65 Hz	60 Hz
Pump Information		
Type	REDA 400	REDA 400
Operation Speed	3776.9 RPM	3421.4 RPM
Required Power	124.4 hp	136.7 hp
Pump Efficiency	54.09	81.16
Number of Stages	234	250
Motor Information		
Type	Dominator 562	456 Maximus
Motor Horse Power	150 hp	144 hp
Motor Speed	3776.9 RPM	3421.4 RPM
Motor Amperage	33.2 Amps	41.1 Amps
Motor Voltage	2491.7 Volts	2149.3 Volts
Total Motor Load	124.4 hp	136.7 hp
Load Factor	76.52	94.95
Efficiency	89.24	84.25
Slip	TRUE	TRUE
Heat Rise		
Fluid Temperature At Intake	184.46 °F	184.46 °F
Skin Temperature Rise	32.98 °F	37.62 °F
Average Winding Temperature Rise	63.27 °F	59.93 °F
Total Winding Temperature	280.7 °F	282.01 °F
Speed Increase Heating at VSD	6.66 °F	0 °F
VSD without Load Filter	10.76 °F	10.19 °F
VSD with Load Filter or Sinewave	0 °F	0 °F
Electrical Information		
Surface Voltage	2574.8 Volts	2252.5 Volts
Required kVA	148.04	160.19

Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- **Equipo Propuesto Pozo 9**



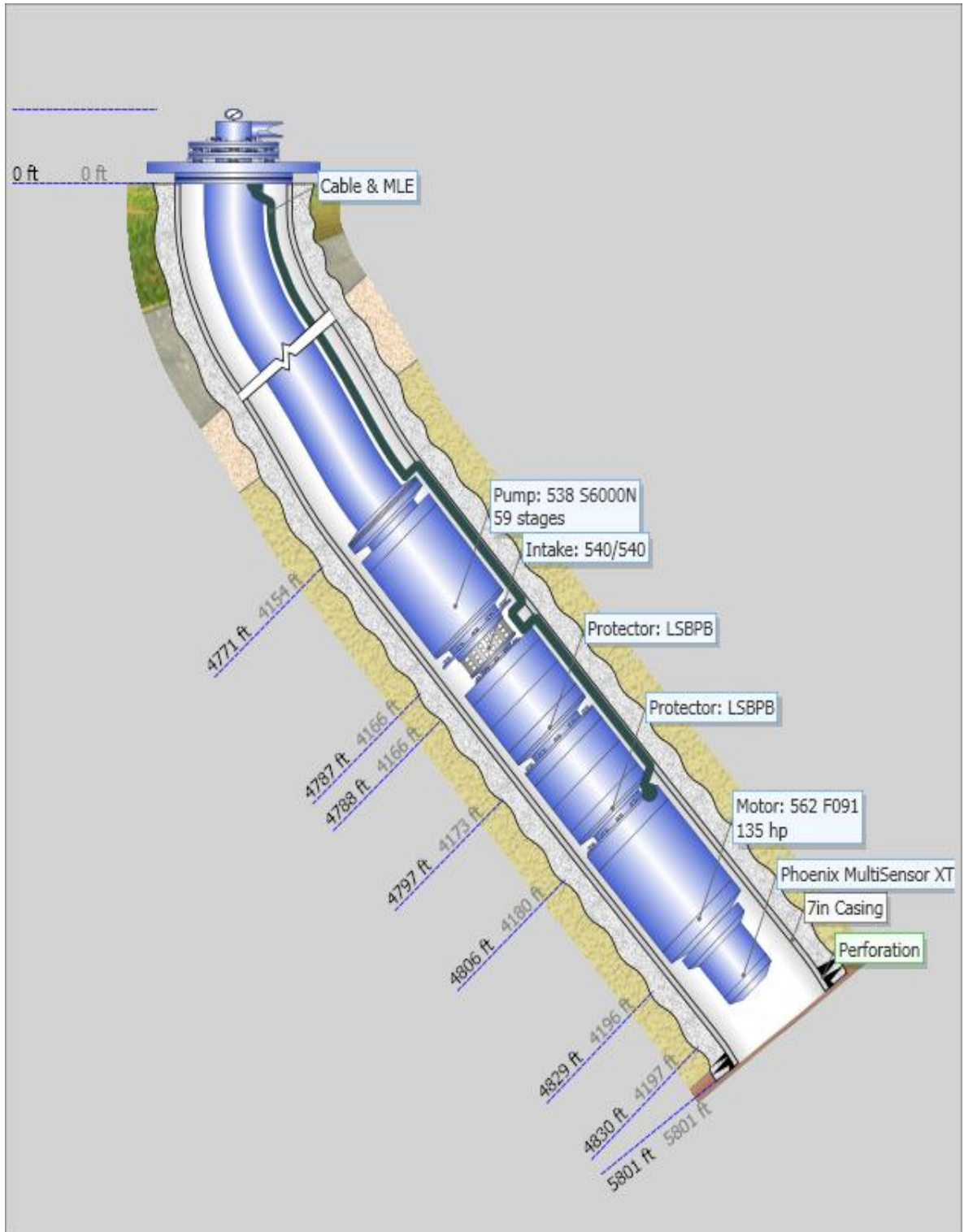
Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

● **Casos Comparativos Pozo 9**

Pozo 09	Caso Actual	Propuesta
Wellbore		
Tubing Bottom MD	4548 ft	4548 ft
Wellhead Pressure	180 psig	180 psig
Wellhead Temperature	144 °F	144 °F
Bottomhole Temperature	185 °F	185 °F
Fluids		
Oil Gravity	21.6 °API	21.6 °API
Water Spec. Gravity	1.05	1.05
Water Cut	80.54%	80.54%
GOR	21 SCF/STB	21 SCF/STB
GLR	3.47 SCF/STB	3.47 SCF/STB
Inflow		
Method	PI	PI
PI	4.65 STB/d/psi	4.65 STB/d/psi
Static Bottomhole Pressure	1976 psig	1976 psig
Test Pressure		
Test Flowrate		
Pumping Condition		
Intake Depth	4548 ft	4548 ft
Design Rate	4195.3 STB/d	7134.4 STB/d
Operation Rate	4195 STB/d	7134.5 STB/d
Total Rate at Inlet	4325.8 bbl/d	7377.46 bbl/d
Liquid Rate at Inlet	4325.09 bbl/d	7372.61 bbl/d
Gas Rate into Pump	0.71 bbl/d	4.84 bbl/d
Inlet Gas Volume Fraction	0.02	0.07
Gas Volume Fraction at Intake	0.02	0.08
Separator Efficiency	0	0
Total Dynamic Head	3109.77 ft	4922.5 ft
Fluid Level over Pump	2059.2 ft	579.98 ft
Intake Pressure	893.8 psig	251.7 psig
Discharge Pressure	2242.7 psig	2385.1 psig
Operating Frequency	52 Hz	55 Hz
Pump Information		
Type	REDA 538	REDA 538
Operation Speed	3021.5 RPM	3205.5 RPM
Required Power	153.5 hp	185.7 hp
Pump Efficiency	64.5	143.57
Number of Stages	77	70
Motor Information		
Type	Dominator 562	Dominator 562
Motor Horse Power	240 hp	204 hp
Motor Speed	3021.5 RPM	3205.5 RPM
Motor Amperage	47.3 Amps	50.4 Amps
Motor Voltage	2196.1 Volts	2217.7 Volts
Total Motor Load	153.5 hp	185.7 hp
Load Factor	73.82	99.31
Efficiency	89.3	89.1
Slip	TRUE	TRUE
Heat Rise		
Fluid Temperature At Intake	181.78 °F	181.78 °F
Skin Temperature Rise	3.73 °F	2.98 °F
Average Winding Temperature Rise	56.25 °F	64.49 °F
Total Winding Temperature	°F	265.61 °F
Speed Increase Heating at VSD	0 °F	0 °F
VSD without Load Filter	6.98 °F	7.86 °F
VSD with Load Filter or Sinewave	0 °F	0 °F
Electrical Information		
Surface Voltage	1907.7 Volts	1959.6 Volts
Required kVA	67.39	74.15

Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- **Equipo Propuesto Pozo 10**



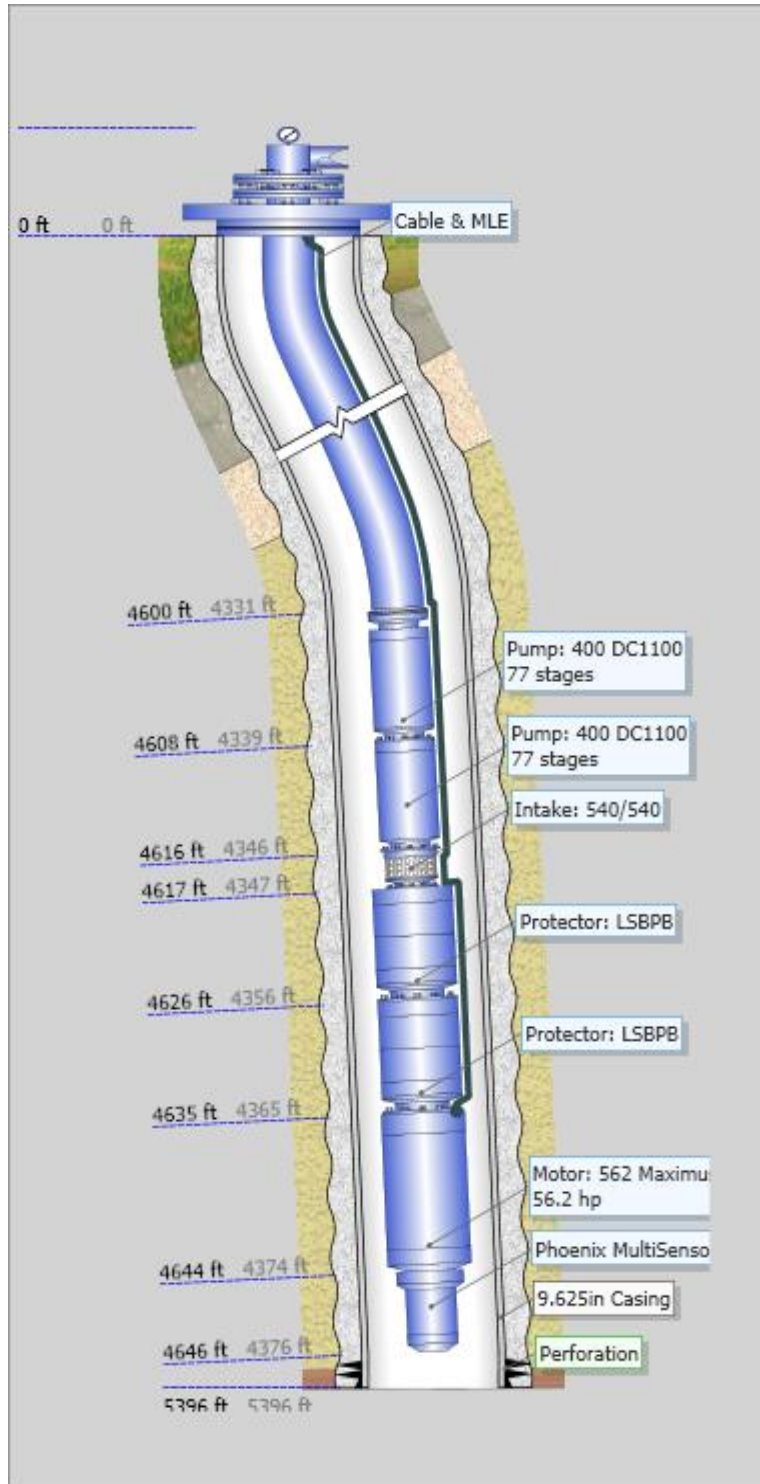
Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- Casos Comparativos Pozo 10

Pozo 10	Caso Actual	Propuesta
Wellbore		
Tubing Bottom MD	4787 ft	4787 ft
Wellhead Pressure	110 psig	110 psig
Wellhead Temperature	160 °F	160 °F
Bottomhole Temperature	178 °F	178 °F
Fluids		
Oil Gravity	21.4 °API	21.4 °API
Water Spec. Gravity	1.05	1.05
Water Cut	90.00%	90.00%
GOR	8 SCF/STB	8 SCF/STB
GLR	0.57 SCF/STB	0.57 SCF/STB
Inflow		
Method	PI	PI
PI	3.66 STB/d/psi	3.66 STB/d/psi
Static Bottomhole Pressure	2249 psig	2249 psig
Test Pressure		
Test Flowrate		
Pumping Condition		
Intake Depth	4787 ft	4787 ft
Design Rate	2488.6 STB/d	7249.2 STB/d
Operation Rate	2489.6 STB/d	7249.3 STB/d
Total Rate at Inlet	2550.8 bbl/d	7476.83 bbl/d
Liquid Rate at Inlet	2550.29 bbl/d	7458.95 bbl/d
Gas Rate into Pump	0.5 bbl/d	17.88 bbl/d
Inlet Gas Volume Fraction	0.02	0.24
Gas Volume Fraction at Intake	0.03	0.4
Separator Efficiency	0	0
Total Dynamic Head	1248.19 ft	4655.82 ft
Fluid Level over Pump	3842.69 ft	341.59 ft
Intake Pressure	1422.1 psig	180 psig
Discharge Pressure	1972.4 psig	2164.7 psig
Operating Frequency	35 Hz	50 Hz
Pump Information		
Type	REDA 538 538	538
Operation Speed	2033.7 RPM	2938.4 RPM
Required Power	41.2 hp	106.1 hp
Pump Efficiency	57.95	244.2
Number of Stages	77	59
Motor Information		
Type	Dominator 562	Dominator 562
Motor Horse Power	270 hp	135 hp
Motor Speed	2033.7 RPM	2938.4 RPM
Motor Amperage	46 Amps	59.9 Amps
Motor Voltage	910 Volts	1089.7 Volts
Total Motor Load	41.2 hp	106.1 hp
Load Factor	26.14	94.31
Efficiency	85.86	89.22
Slip	TRUE	TRUE
Heat Rise		
Fluid Temperature At Intake	175.41 °F	175.42 °F
Skin Temperature Rise	1.56 °F	1.22 °F
Average Winding Temperature Rise	40.12 °F	40.12 °F
Total Winding Temperature	217.09 °F	216.76 °F
Speed Increase Heating at VSD	0 °F	0 °F
VSD without Load Filter	6.82 °F	6.82 °F
VSD with Load Filter or Sinewave	0 °F	0 °F
Electrical Information		
Surface Voltage	987.4 Volts	1192.5 Volts
Required kVA	78.52	123.55

Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- **Equipo Propuesto Pozo 11**



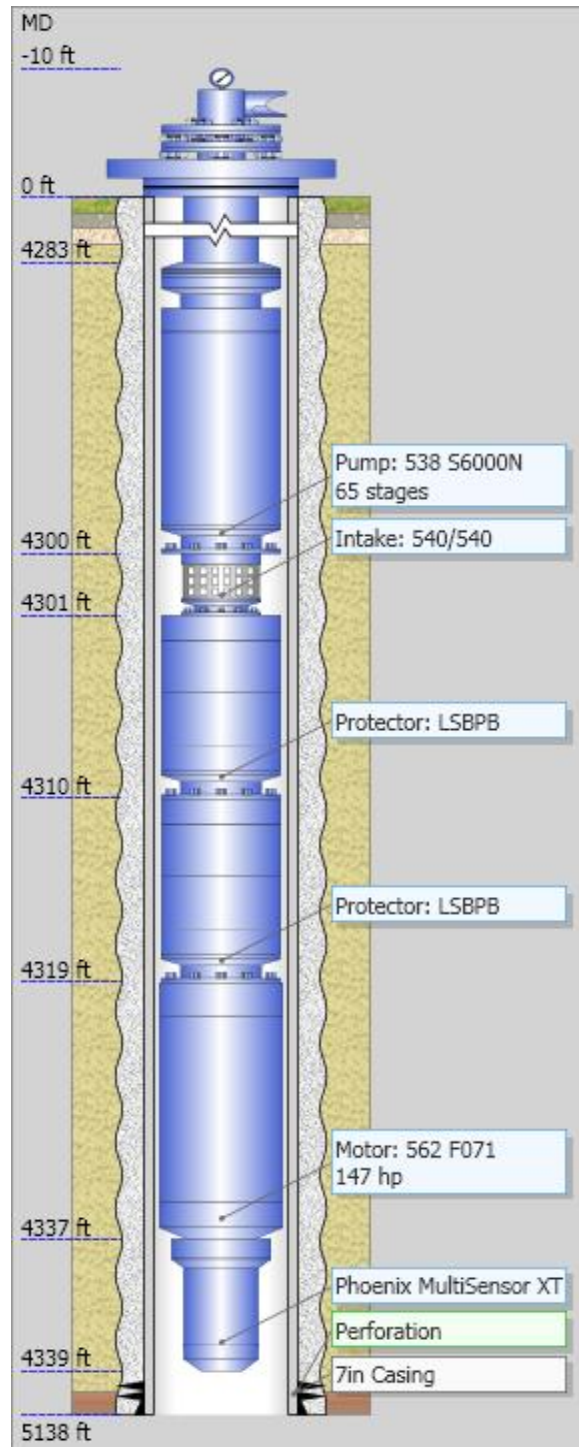
Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- Casos Comparativos Pozo 11

Pozo 11	Caso Actual	Propuesta
Wellbore		
Tubing Bottom MD	4616 ft	4616 ft
Wellhead Pressure	100 psig	100 psig
Wellhead Temperature	120 °F	120 °F
Bottomhole Temperature	185 °F	185 °F
Fluids		
Oil Gravity	21.5 °API	21.5 °API
Water Spec. Gravity	1.05	1.05
Water Cut	40%	40%
GOR	8 SCF/STB	8 SCF/STB
GLR	4.8 SCF/STB	4.8 SCF/STB
Inflow		
Method	PI	PI
PI	0.7 STB/d/psi	0.7 STB/d/psi
Static Bottomhole Pressure	1523.5 psig	1523.5 psig
Test Pressure		
Test Flowrate		
Pumping Condition		
Intake Depth	4616 ft	4616 ft
Design Rate	636 STB/d	880.4 STB/d
Operation Rate	636 STB/d	880.4 STB/d
Total Rate at Inlet	667.59 bbl/d	945.41 bbl/d
Liquid Rate at Inlet	663.52 bbl/d	922.38 bbl/d
Gas Rate into Pump	4.06 bbl/d	23.03 bbl/d
Inlet Gas Volume Fraction	0.61	2.44
Gas Volume Fraction at Intake	0.84	3.29
Separator Efficiency	0	0
Total Dynamic Head	3498.84 ft	4384.8 ft
Fluid Level over Pump	1153.33 ft	358.43 ft
Intake Pressure	456.3 psig	195 psig
Discharge Pressure	1873.2 psig	1876.3 psig
Operating Frequency	63.5 Hz	63.5 Hz
Pump Information		
Type	REDA 400 400	400
Operation Speed	3667.4 RPM	3721.7 RPM
Required Power	66.5 hp	51.9 hp
Pump Efficiency	24.06	53.47
Number of Stages	190	154
Motor Information		
Type	562 Maximus	562 Maximus
Motor Horse Power	150 hp	56.2 hp
Motor Speed	3667.4 RPM	3721.7 RPM
Motor Amperage	21.8 Amps	36.7 Amps
Motor Voltage	2532.1 Volts	894.4 Volts
Total Motor Load	66.5 hp	51.9 hp
Load Factor	41.91	87.31
Efficiency	89.53	89.59
Slip	TRUE	TRUE
Heat Rise		
Fluid Temperature At Intake	214.26 °F	214.26 °F
Skin Temperature Rise	4.95 °F	5.13 °F
Average Winding Temperature Rise	41.06 °F	46.22 °F
Total Winding Temperature	260.27 °F	265.61 °F
Speed Increase Heating at VSD	0 °F	0 °F
VSD without Load Filter	6.98 °F	7.86 °F
VSD with Load Filter or Sinewave	0 °F	0 °F
Electrical Information		
Surface Voltage	1907.7 Volts	1959.6 Volts
Required kVA	67.39	74.15

Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- **Equipo Propuesto Pozo 12**



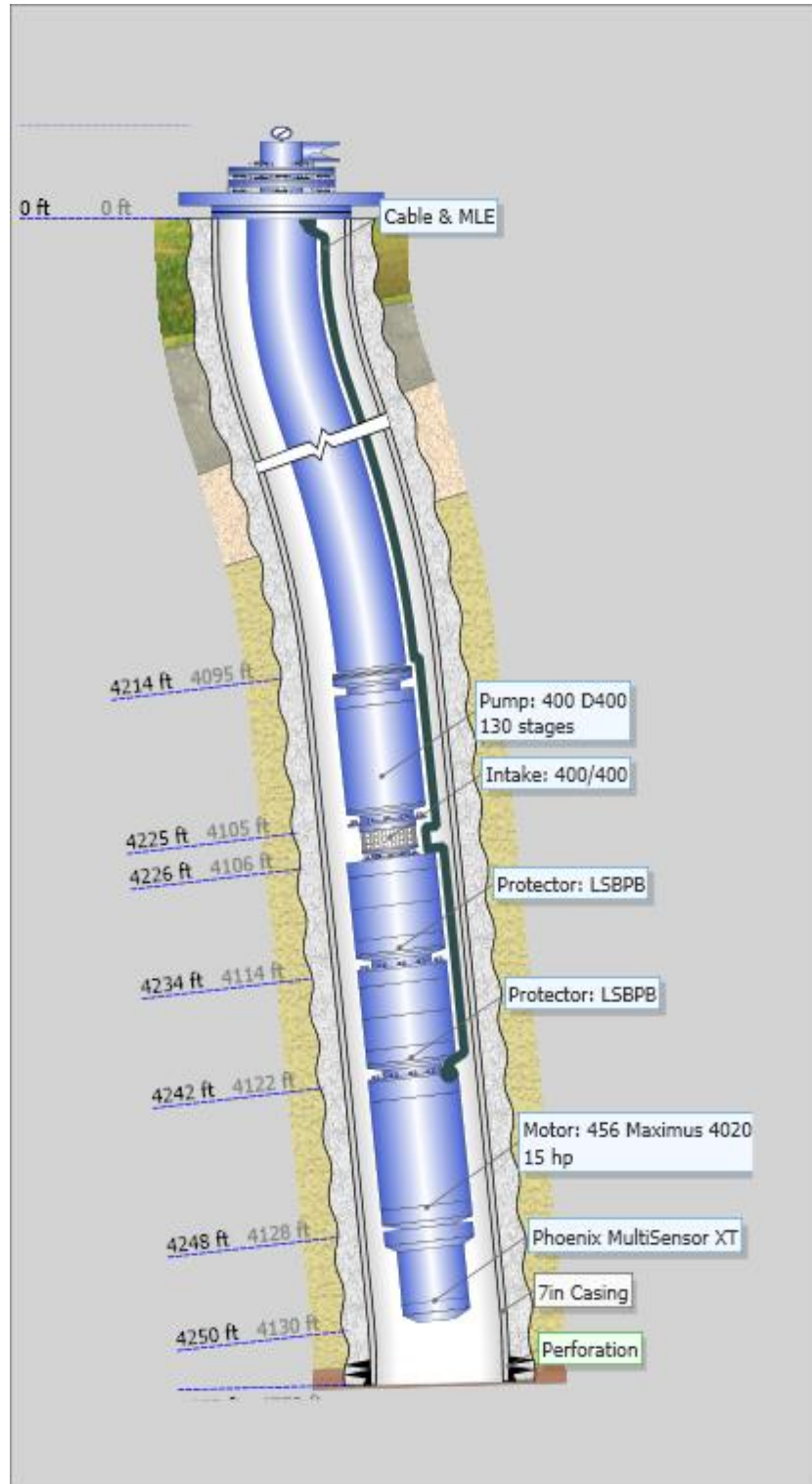
Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- Casos Comparativos Pozo 12

Pozo 12	Caso Actual	Propuesta
Wellbore		
Tubing Bottom MD	4300 ft	4300 ft
Wellhead Pressure	100 psig	100 psig
Wellhead Temperature	162 °F	162 °F
Bottomhole Temperature	181 °F	181 °F
Fluids		
Oil Gravity	21.4 °API	21.4 °API
Water Spec. Gravity	1.05	1.05
Water Cut	90.50%	90.50%
GOR	8 SCF/STB	8 SCF/STB
GLR	0.59 SCF/STB	0.59 SCF/STB
Inflow		
Method	PI	PI
PI	4.89 STB/d/psi	4.89 STB/d/psi
Static Bottomhole Pressure	1832 psig	1832 psig
Test Pressure		
Test Flowrate		
Pumping Condition		
Intake Depth	4300 ft	4300 ft
Design Rate	2584.6 STB/d	7345.3 STB/d
Operation Rate	2584.6 STB/d	7345.2 STB/d
Total Rate at Inlet	2654.04 bbl/d	7568.08 bbl/d
Liquid Rate at Inlet	2654.04 bbl/d	7568.08 bbl/d
Gas Rate into Pump	0 bbl/d	0 bbl/d
Inlet Gas Volume Fraction	0	0
Gas Volume Fraction at Intake	0	0
Separator Efficiency	0	0
Total Dynamic Head	2078.29 ft	4731.7 ft
Fluid Level over Pump	2509.24 ft	263.01 ft
Intake Pressure	1103.2 psig	116.3 psig
Discharge Pressure	2017.8 psig	2195.8 psig
Operating Frequency	40 Hz	50 Hz
Pump Information		
Type	REDA 538	REDA 538
Operation Speed	2324.2 RPM	2924.4 RPM
Required Power	53.6 hp	117.6 hp
Pump Efficiency	76.84	226.72
Number of Stages	92	65
Motor Information		
Type	Dominator 562	Dominator 562
Motor Horse Power	210 hp	147 hp
Motor Speed	2324.2 RPM	2924.4 RPM
Motor Amperage	27.9 Amps	38.3 Amps
Motor Voltage	1645.3 Volts	1872.5 Volts
Total Motor Load	53.6 hp	117.6 hp
Load Factor	38.32	96.03
Efficiency	88.22	89.5
Slip	TRUE	TRUE
Heat Rise		
Fluid Temperature At Intake	179.27 °F	179.28 °F
Skin Temperature Rise	1.55 °F	1.25 °F
Average Winding Temperature Rise	40.12 °F	51.69 °F
Total Winding Temperature	220.94 °F	232.23 °F
Speed Increase Heating at VSD	0 °F	0 °F
VSD without Load Filter	6.82 °F	8.79 °F
VSD with Load Filter or Sinewave	0 °F	0 °F
Electrical Information		
Surface Voltage	1683.6 Volts	1926.3 Volts
Required kVA	81.15	127.49

Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- **Equipo Propuesto Pozo 13**



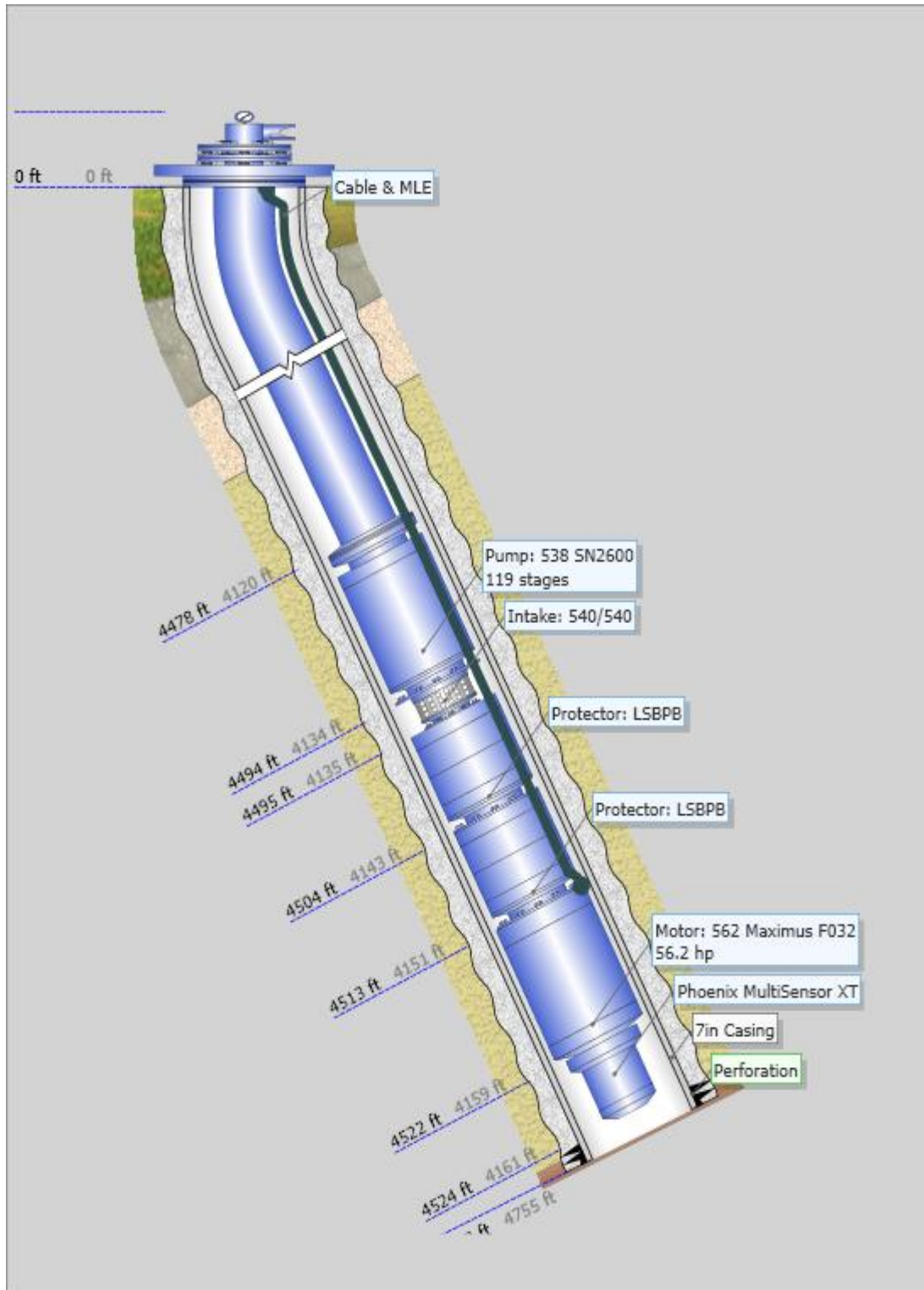
Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- Casos Comparativos Pozo 13

Pozo 13	Caso Actual	Propuesta
Wellbore		
Tubing Bottom MD	4225 ft	4225 ft
Wellhead Pressure	100 psig	100 psig
Wellhead Temperature	158 °F	158 °F
Bottomhole Temperature	180 °F	180 °F
Fluids		
Oil Gravity	21.2 °API	21.2 °API
Water Spec. Gravity	1.05	1.05
Water Cut	69.22%	69.22%
GOR	12 SCF/STB	12 SCF/STB
GLR	3.69 SCF/STB	3.69 SCF/STB
Inflow		
Method		
PI	0.11 STB/d/psi	0.11 STB/d/psi
Static Bottomhole Pressure	1887.4 psig	1887.4 psig
Test Pressure		
Test Flowrate		
Pumping Condition		
Intake Depth	4225 ft	4225 ft
Design Rate	144.6 STB/d	177.8 STB/d
Operation Rate	141.1 STB/d	177.8 STB/d
Total Rate at Inlet	146.56 bbl/d	190.41 bbl/d
Liquid Rate at Inlet	146.06 bbl/d	184.71 bbl/d
Gas Rate into Pump	0.5 bbl/d	5.7 bbl/d
Inlet Gas Volume Fraction	0.34	2.99
Gas Volume Fraction at Intake	0.49	4.26
Separator Efficiency	0	0
Total Dynamic Head	3409 ft	4208.79 ft
Fluid Level over Pump	937.82 ft	279.8 ft
Intake Pressure	392.4 psig	197.4 psig
Discharge Pressure	1839.1 psig	1842.6 psig
Operating Frequency	50 Hz	55 Hz
Pump Information		
Type	REDA 400 400	400
Operation Speed	2859.1 RPM	3188 RPM
Required Power	28.8 hp	10.3 hp
Pump Efficiency	12.45	54.13
Number of Stages	237	130
Motor Information		
Type	Dominator 456	Dominator 456
Motor Horse Power	68.4 hp	15 hp
Motor Speed	2859.1 RPM	3188 RPM
Motor Amperage	12.5 Amps	19.6 Amps
Motor Voltage	1888 Volts	361.1 Volts
Total Motor Load	28.8 hp	10.3 hp
Load Factor	50.6	75.07
Efficiency	83.87	83.97
Slip	TRUE	TRUE
Heat Rise		
Fluid Temperature At Intake	177.21 °F	177.23 °F
Skin Temperature Rise	39.32 °F	36.74 °F
Average Winding Temperature Rise	40.12 °F	51.69 °F
Total Winding Temperature	220.94 °F	232.23 °F
Speed Increase Heating at VSD	0 °F	0 °F
VSD without Load Filter	6.82 °F	8.79 °F
VSD with Load Filter or Sinewave	0 °F	0 °F
Electrical Information		
Surface Voltage	1683.6 Volts	1926.3 Volts
Required kVA	81.15	127.49

Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- **Equipo Propuesto Pozo 14**



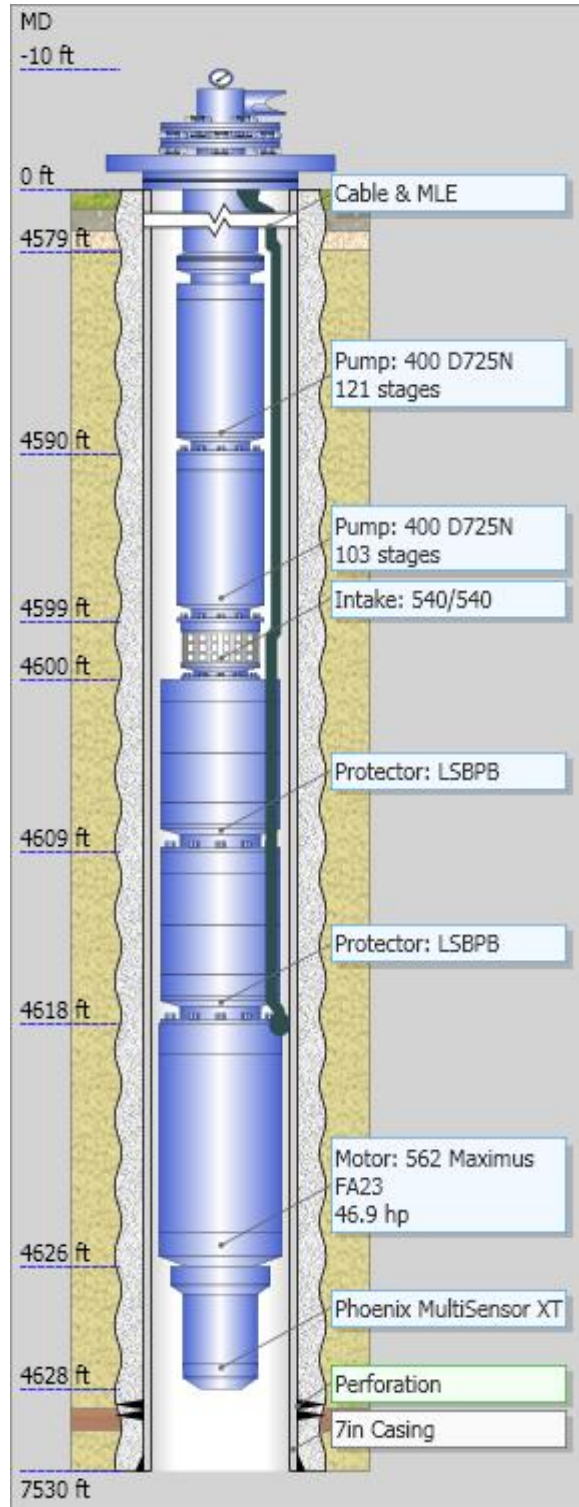
Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- Casos Comparativos Pozo 14

Pozo 14	Caso Actual	Propuesta
Wellbore		
Tubing Bottom MD	4494 ft	4494 ft
Wellhead Pressure	75 psig	75 psig
Wellhead Temperature	143 °F	143 °F
Bottomhole Temperature	179 °F	179 °F
Fluids		
Oil Gravity	21.3 °API	21.3 °API
Water Spec. Gravity	1.05	1.05
Water Cut	93.17%	93.17%
GOR	13 SCF/STB	13 SCF/STB
GLR	0.89 SCF/STB	0.89 SCF/STB
Inflow		
Method		
PI	1.32 STB/d/psi	1.32 STB/d/psi
Static Bottomhole Pressure	2000 psig	2000 psig
Test Pressure		
Test Flowrate		
Pumping Condition		
Intake Depth	4494 ft	4494 ft
Design Rate	902.4 STB/d	2070.3 STB/d
Operation Rate	903.3 STB/d	2070.1 STB/d
Total Rate at Inlet	926.45 bbl/d	2131.5 bbl/d
Liquid Rate at Inlet	926.25 bbl/d	2128.96 bbl/d
Gas Rate into Pump	0.2 bbl/d	2.54 bbl/d
Inlet Gas Volume Fraction	0.02	0.12
Gas Volume Fraction at Intake	0.03	0.16
Separator Efficiency	0	0
Total Dynamic Head	1757.71 ft	3813.46 ft
Fluid Level over Pump	2862.95 ft	612.98 ft
Intake Pressure	1124.3 psig	240.5 psig
Discharge Pressure	1899.1 psig	1919 psig
Operating Frequency	30 Hz	35 Hz
Pump Information		
Type	REDA 538	REDA 538
Operation Speed	1743.2 RPM	2051.3 RPM
Required Power	21.5 hp	29.5 hp
Pump Efficiency	56.84	205.8
Number of Stages	112	119
Motor Information		
Type	Dominator 562	Dominator 562
Motor Horse Power	210 hp	56.2 hp
Motor Speed	1743.2 RPM	2051.3 RPM
Motor Amperage	20.8 Amps	37.4 Amps
Motor Voltage	1234 Volts	493 Volts
Total Motor Load	21.5 hp	29.5 hp
Load Factor	20.43	89.86
Efficiency	84.36	89.62
Slip	TRUE	
Heat Rise		
Fluid Temperature At Intake	175.64 °F	175.64 °F
Skin Temperature Rise	2.25 °F	2.01 °F
Average Winding Temperature Rise	40.12 °F	44.7 °F
Total Winding Temperature	218.01 °F	222.35 °F
Speed Increase Heating at VSD	0 °F	0 °F
VSD without Load Filter	6.82 °F	7.6 °F
VSD with Load Filter or Sinewave	0 °F	0 °F
Electrical Information		
Surface Voltage	1683.6 Volts	1926.3 Volts
Required kVA	81.15	127.49

Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- **Equipo propuesto pozo 15.**



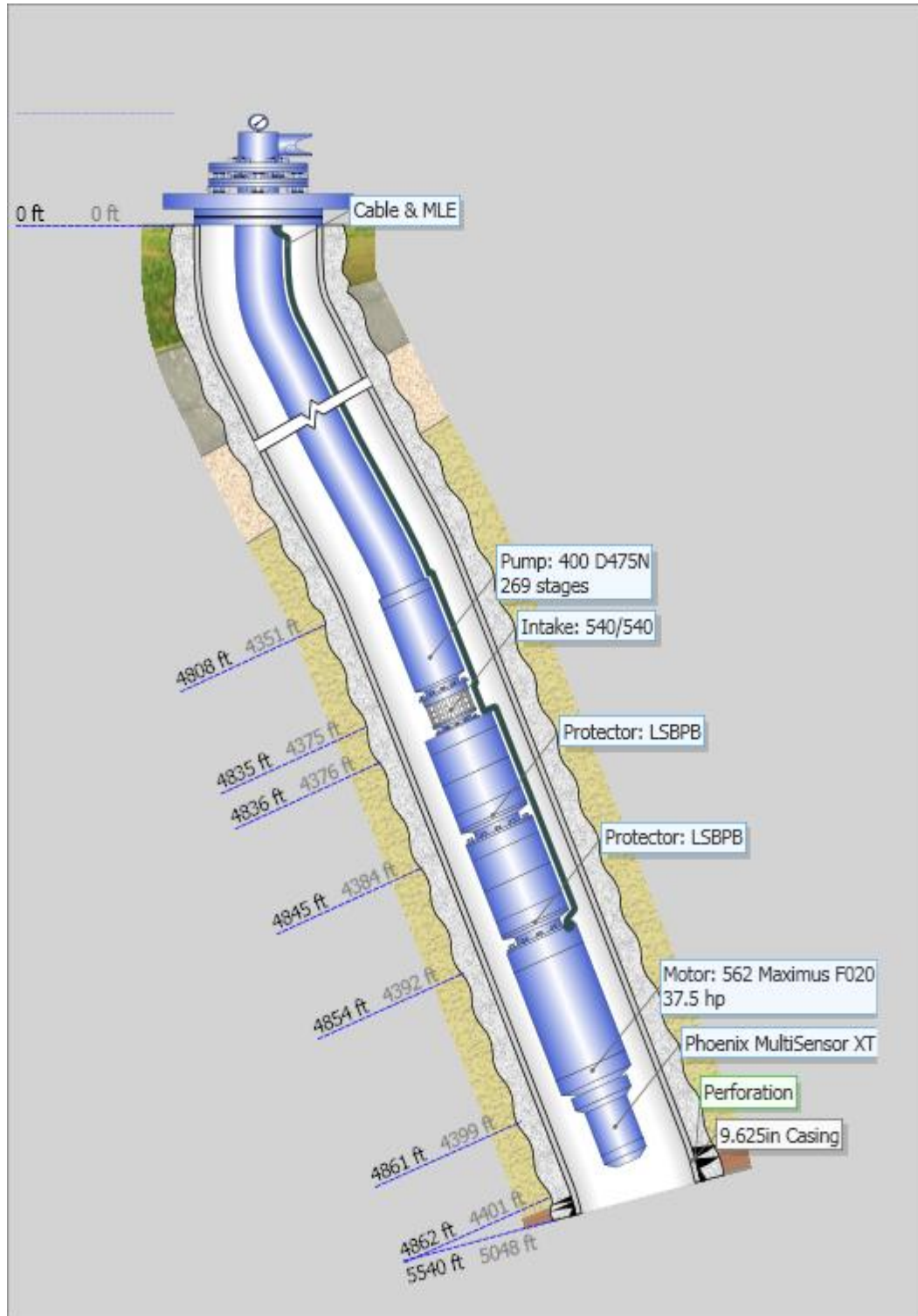
Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- Casos Comparativos Pozo 15

Pozo 15	Caso Actual	Propuesta
Wellbore		
Tubing Bottom MD	4599 ft	4599 ft
Wellhead Pressure	50 psig	50 psig
Wellhead Temperature	132 °F	130 °F
Bottomhole Temperature	185.8 °F	185 °F
Fluids		
Oil Gravity	21.5 °API	21.5 °API
Water Spec. Gravity	1.05	1.05
Water Cut	56%	56%
GOR	12 SCF/STB	12 SCF/STB
GLR	5.28 SCF/STB	5.28 SCF/STB
Inflow		
Method	PI	PI
PI	0.26 STB/d/psi	0.26 STB/d/psi
Static Bottomhole Pressure	1810 psig	1810 psig
Test Pressure		
Test Flowrate		
Pumping Condition		
Intake Depth	4599 ft	4599 ft
Design Rate	387.8 STB/d	443.8 STB/d
Operation Rate	387.9 STB/d	443.9 STB/d
Total Rate at Inlet	408.67 bbl/d	553.07 bbl/d
Liquid Rate at Inlet	404.06 bbl/d	463.73 bbl/d
Gas Rate into Pump	4.61 bbl/d	89.34 bbl/d
Inlet Gas Volume Fraction	1.13	16.15
Gas Volume Fraction at Intake	1.5	20.41
Separator Efficiency	0	0
Total Dynamic Head	4153.8 ft	4674.89 ft
Fluid Level over Pump	582.48 ft	278.61 ft
Intake Pressure	242.4 psig	193.9 psig
Discharge Pressure	1962.9 psig	1969 psig
Operating Frequency	51 Hz	52 Hz
Pump Information		
Type	REDA 400	REDA D725N 400
Operation Speed	2963.4 RPM	3047.7 RPM
Required Power	41.9 hp	34.3 hp
Pump Efficiency	28.22	44.35
Number of Stages	251	224
Motor Information		
Type	562 Maximus	562 Maximus
Motor Horse Power	120 hp	46.9 hp
Motor Speed	2963.4 RPM	3047.7 RPM
Motor Amperage	18.1 Amps	29 Amps
Motor Voltage	1929.5 Volts	757.9 Volts
Total Motor Load	41.9 hp	34.3 hp
Load Factor	41.09	84.49
Efficiency	88.6	89.54
Slip	TRUE	TRUE
Heat Rise		
Fluid Temperature At Intake	183.21 °F	182.35 °F
Skin Temperature Rise	30.08 °F	31.76 °F
Average Winding Temperature Rise	40.1 °F	42.14 °F
Total Winding Temperature	253.38 °F	256.25 °F
Speed Increase Heating at VSD	0 °F	0 °F
VSD without Load Filter	6.82 °F	7.16 °F
VSD with Load Filter or Sinewave	0 °F	0 °F
Electrical Information		
Surface Voltage	1957.4 Volts	802.8 Volts
Required kVA	61.37	40.29

Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- **Equipo Propuesto Pozo 16**



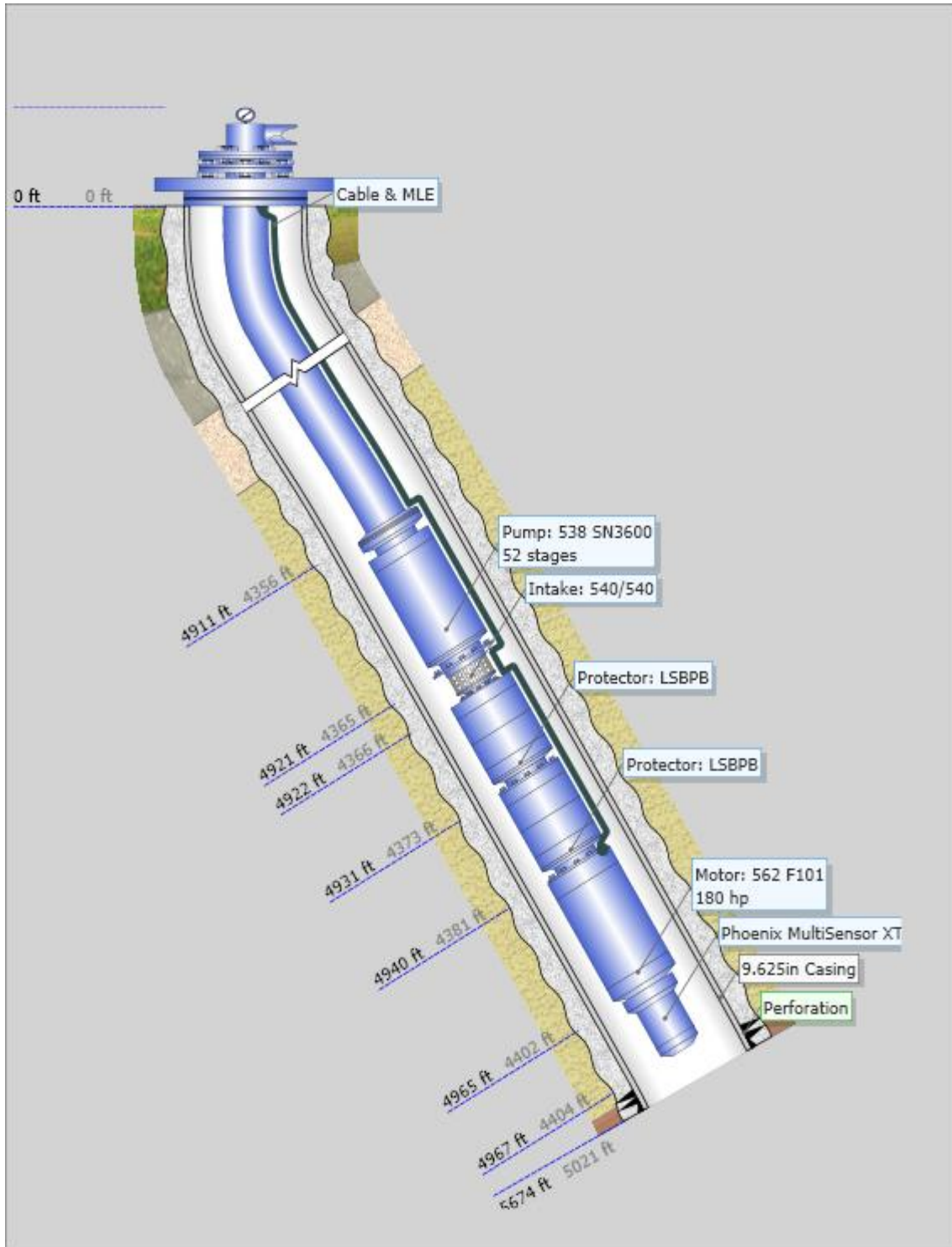
Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- Casos Comparativos Pozo 16

Pozo 16	Caso Actual	Propuesta
Wellbore		
Tubing Bottom MD	4834.5 ft	4834.5 ft
Wellhead Pressure	118 psig	118 psig
Wellhead Temperature	121 °F	121 °F
Bottomhole Temperature	193 °F	193 °F
Fluids		
Oil Gravity	21.5 °API	21.5 °API
Water Spec. Gravity	1.05	1.05
Water Cut	74.51%	74.51%
GOR	8 SCF/STB	8 SCF/STB
GLR	2.04 SCF/STB	2.04 SCF/STB
Inflow		
Method	PI	PI
PI	0.24 STB/d/psi	0.24 STB/d/psi
Static Bottomhole Pressure	1637.5 psig	1637.5 psig
Test Pressure		
Test Flowrate		
Pumping Condition		
Intake Depth	4834.5 ft	4834.5 ft
Design Rate	346.2 STB/d	399.7 STB/d
Operation Rate	346.2 STB/d	399.4 STB/d
Total Rate at Inlet	361.23 bbl/d	451.2 bbl/d
Liquid Rate at Inlet	359.69 bbl/d	416 bbl/d
Gas Rate into Pump	1.53 bbl/d	35.2 bbl/d
Inlet Gas Volume Fraction	0.42	7.8
Gas Volume Fraction at Intake	0.71	12.36
Separator Efficiency	0	0
Total Dynamic Head	4127.6 ft	4661.58 ft
Fluid Level over Pump	627.67 ft	299.1 ft
Intake Pressure	238.6 psig	179.4 psig
Discharge Pressure	1995.7 psig	2005.8 psig
Operating Frequency	54 Hz	54 Hz
Pump Information		
Type	REDA D725N 400	REDA D475N 400
Operation Speed	3145.6 RPM	3164.9 RPM
Required Power	28.6 hp	30.4 hp
Pump Efficiency	37.58	46.01
Number of Stages	212	269
Motor Information		
Type	562 Maximus	562 Maximus
Motor Horse Power	105 hp	37.5 hp
Motor Speed	3145.6 RPM	3164.9 RPM
Motor Amperage	13.6 Amps	48.4 Amps
Motor Voltage	1966.6 Volts	392.3 Volts
Total Motor Load	28.6 hp	30.4 hp
Load Factor	30.22	90.03
Efficiency	85.93	89.62
Slip	TRUE	TRUE
Heat Rise		
Fluid Temperature At Intake	190 °F	190 °F
Skin Temperature Rise	26.1 °F	33.73 °F
Average Winding Temperature Rise	40.1 °F	44.83 °F
Total Winding Temperature	256.2 °F	268.55 °F
Speed Increase Heating at VSD	0 °F	0 °F
VSD without Load Filter	6.82 °F	7.62 °F
VSD with Load Filter or Sinewave	0 °F	0 °F
Electrical Information		
Surface Voltage	1989.1 Volts	473.4 Volts
Required kVA	46.86	39.65

Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- **Equipo Propuesto Pozo 17**



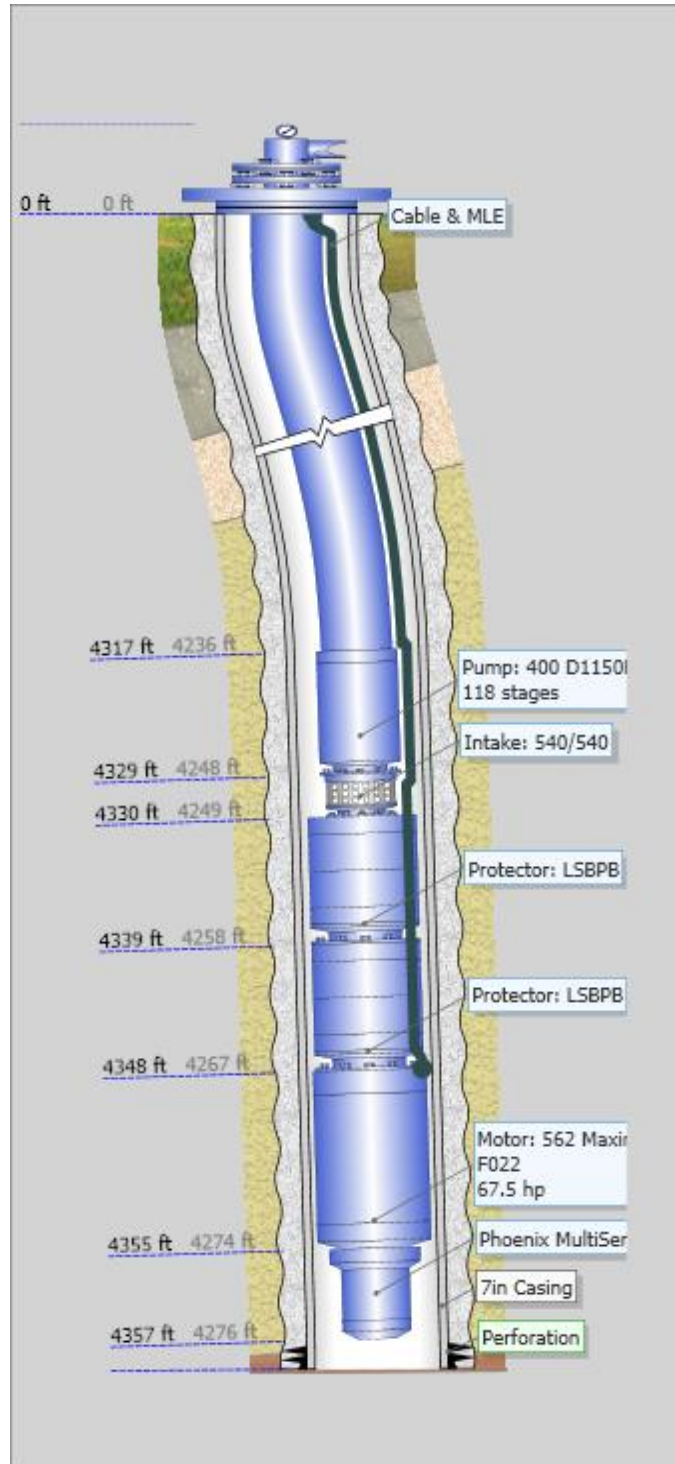
Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- Casos Comparativos Pozo 17

Pozo 17	Caso Actual	Propuesta
Wellbore		
Tubing Bottom MD	4921 ft	4921 ft
Wellhead Pressure	147 psig	147 psig
Wellhead Temperature	142 °F	142 °F
Bottomhole Temperature	188 °F	188 °F
Fluids		
Oil Gravity	21.5 °API	21.5 °API
Water Spec. Gravity	1.05	1.05
Water Cut	17%	17%
GOR	10 SCF/STB	10 SCF/STB
GLR	8.3 SCF/STB	8.3 SCF/STB
Inflow		
Method	PI	PI
PI	0.75 STB/d/psi	0.75 STB/d/psi
Static Bottomhole Pressure	1605 psig	1605 psig
Test Pressure		
Test Flowrate		
Pumping Condition		
Intake Depth	4921 ft	4921 ft
Design Rate	806.8 STB/d	1059.1 STB/d
Operation Rate	806.8 STB/d	1059.1 STB/d
Total Rate at Inlet	849.71 bbl/d	1125.11 bbl/d
Liquid Rate at Inlet	849.24 bbl/d	1122.44 bbl/d
Gas Rate into Pump	0.46 bbl/d	2.67 bbl/d
Inlet Gas Volume Fraction	0.05	0.24
Gas Volume Fraction at Intake	0.1	0.41
Separator Efficiency	0	0
Total Dynamic Head	3685.31 ft	4558.48 ft
Fluid Level over Pump	1293.72 ft	370.45 ft
Intake Pressure	427.1 psig	191.3 psig
Discharge Pressure	1866.8 psig	1870.6 psig
Operating Frequency	62 Hz	62 Hz
Pump Information		
Type	REDA 538	REDA 400
Operation Speed	3636.3 RPM	3633.8 RPM
Required Power	79.4 hp	53.5 hp
Pump Efficiency	26.16	63.01
Number of Stages	52	102
Motor Information		
Type	Dominator 562	562 Maximus
Motor Horse Power	180 hp	56.2 hp
Motor Speed	3636.3 RPM	3633.8 RPM
Motor Amperage	41.6 Amps	38 Amps
Motor Voltage	1579.4 Volts	873.3 Volts
Total Motor Load	79.4 hp	53.5 hp
Load Factor	42.67	92.16
Efficiency	85.73	89.63
Slip	TRUE	
Heat Rise		
Fluid Temperature At Intake	185.49 °F	185.49 °F
Skin Temperature Rise	65 °F	83.91 °F
Average Winding Temperature Rise	40.12 °F	47.52 °F
Total Winding Temperature	290.61 °F	316.92 °F
Speed Increase Heating at VSD	1.68 °F	1.99 °F
VSD without Load Filter	6.82 °F	8.08 °F
VSD with Load Filter or Sinewave	0 °F	0 °F
Electrical Information		
Surface Voltage	1653 Volts	940.4 Volts
Required kVA	118.98	61.84

Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- **Equipo Propuesto Pozo 18**



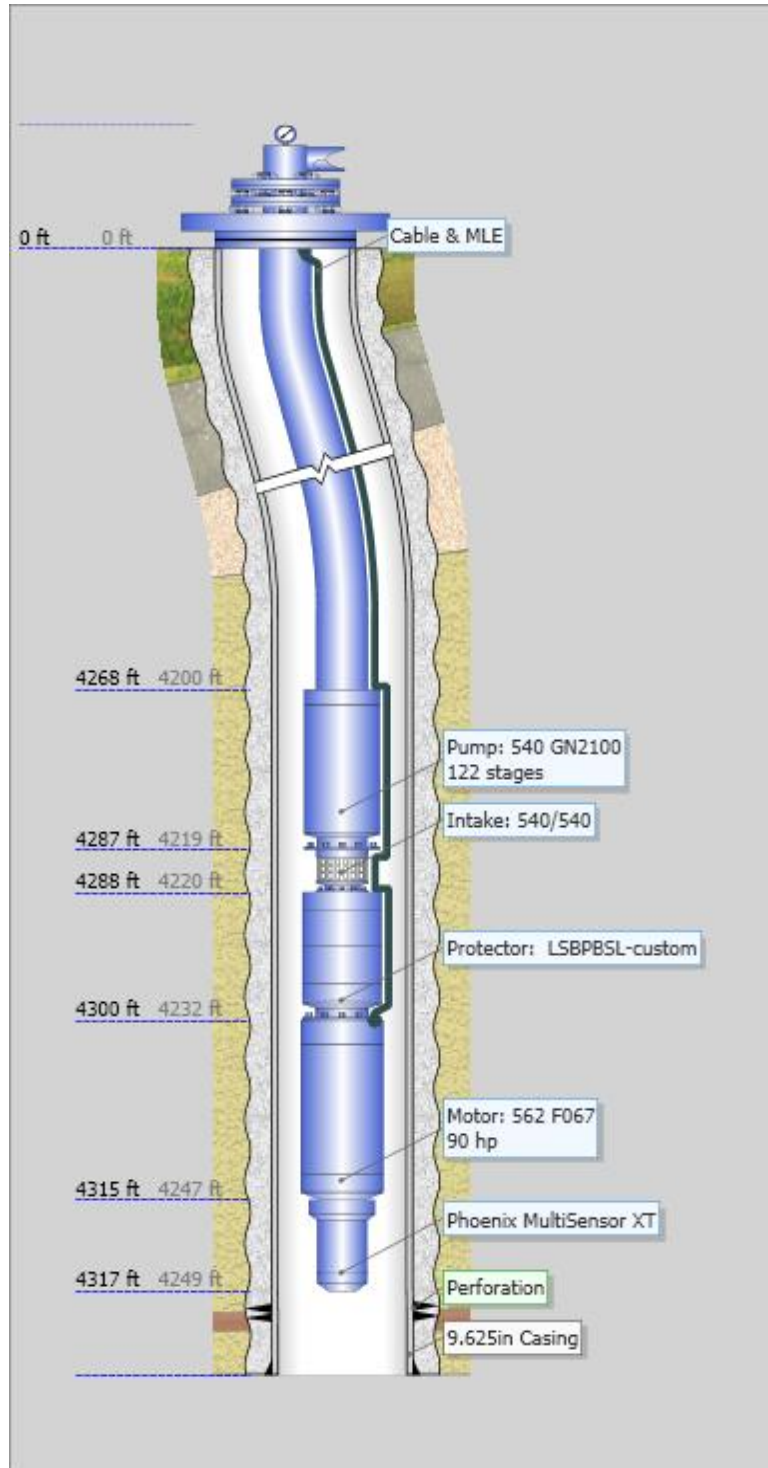
Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- Casos Comparativos Pozo 18

Pozo 18	Caso Actual	Propuesta
Wellbore		
Tubing Bottom MD	4329 ft	4329 ft
Wellhead Pressure	110 psig	110 psig
Wellhead Temperature	134 °F	134 °F
Bottomhole Temperature	174 °F	174 °F
Fluids		
Oil Gravity	21.7 °API	21.7 °API
Water Spec. Gravity	1.05	1.05
Water Cut	45%	45%
GOR	8 SCF/STB	8 SCF/STB
GLR	4.4 SCF/STB	4.4 SCF/STB
Inflow		
Method	PI	PI
PI	0.78 STB/d/psi	0.78 STB/d/psi
Static Bottomhole Pressure	1259 psig	1259 psig
Test Pressure		
Test Flowrate		
Pumping Condition		
Intake Depth	4329 ft	4329 ft
Design Rate	538 STB/d	899.7 STB/d
Operation Rate	538 STB/d	899.8 STB/d
Total Rate at Inlet	559.88 bbl/d	949.81 bbl/d
Liquid Rate at Inlet	558.78 bbl/d	939.28 bbl/d
Gas Rate into Pump	1.09 bbl/d	10.53 bbl/d
Inlet Gas Volume Fraction	0.2	1.11
Gas Volume Fraction at Intake	0.33	1.83
Separator Efficiency	0	0
Total Dynamic Head	3172.26 ft	4334.45 ft
Fluid Level over Pump	1363.27 ft	314.37 ft
Intake Pressure	555 psig	188.5 psig
Discharge Pressure	1854.6 psig	1861.4 psig
Operating Frequency	56 Hz	59 Hz
Pump Information		
Type	REDA 400	REDA 400
Operation Speed	3253.9 RPM	3417.9 RPM
Required Power	51.6 hp	61.8 hp
Pump Efficiency	23.91	45.67
Number of Stages	191	118
Motor Information		
Type	Dominator 562	562 Maximus
Motor Horse Power	240 hp	67.5 hp
Motor Speed	3253.9 RPM	3417.9 RPM
Motor Amperage	27.1 Amps	31.2 Amps
Motor Voltage	2097.2 Volts	1220.2 Volts
Total Motor Load	51.6 hp	61.8 hp
Load Factor	23.05	93.05
Efficiency	85.08	88.51
Slip	TRUE	TRUE
Heat Rise		
Fluid Temperature At Intake	171.83 °F	171.83 °F
Skin Temperature Rise	23.86 °F	47.63 °F
Average Winding Temperature Rise	40.12 °F	89.12 °F
Total Winding Temperature	235.81 °F	308.57 °F
Speed Increase Heating at VSD	0 °F	0 °F
VSD without Load Filter	6.82 °F	13.79 °F
VSD with Load Filter or Sinewave	0 °F	0 °F
Electrical Information		
Surface Voltage	2158.3 Volts	1291 Volts
Required kVA	101.03	69.62

Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- **Equipo Propuesto Pozo 19**



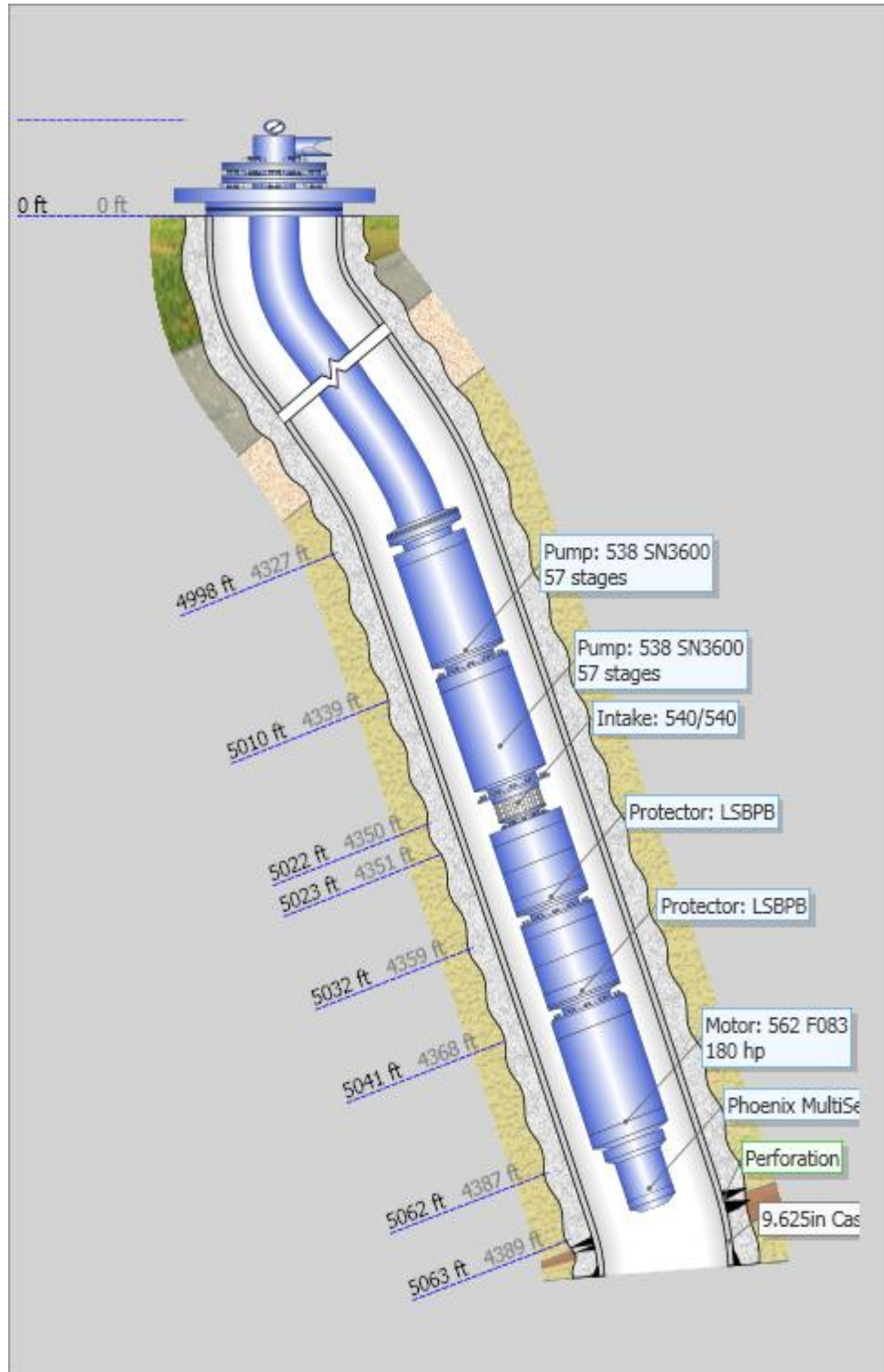
Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- Casos Comparativos Pozo 19

Pozo 19	Caso Actual	Propuesta
Wellbore		
Tubing Bottom MD	4287 ft	4287 ft
Wellhead Pressure	140 psig	140 psig
Wellhead Temperature	147 °F	147 °F
Bottomhole Temperature	180 °F	180 °F
Fluids		
Oil Gravity	20.8 °API	20.8 °API
Water Spec. Gravity	1.05	1.05
Water Cut	43%	43%
GOR	8 SCF/STB	8 SCF/STB
GLR	4.56 SCF/STB	4.56 SCF/STB
Inflow		
Method	PI	PI
PI	0.89 STB/d/psi	0.89 STB/d/psi
Static Bottomhole Pressure	2100 psig	2100 psig
Test Pressure		
Test Flowrate		
Pumping Condition		
Intake Depth	4287 ft	4287 ft
Design Rate	1130.4 STB/d	1666.2 STB/d
Operation Rate	1129.3 STB/d	1666.2 STB/d
Total Rate at Inlet	1179.8 bbl/d	2105.95 bbl/d
Liquid Rate at Inlet	1175.46 bbl/d	1744.28 bbl/d
Gas Rate into Pump	4.35 bbl/d	361.67 bbl/d
Inlet Gas Volume Fraction	0.37	17.17
Gas Volume Fraction at Intake	0.61	25.68
Separator Efficiency	0	0
Total Dynamic Head	3071.9 ft	4583.91 ft
Fluid Level over Pump	1517.8 ft	243.36 ft
Intake Pressure	620.5 psig	198.9 psig
Discharge Pressure	1875.5 psig	1888.3 psig
Operating Frequency	51.1 Hz	51.1 Hz
Pump Information		
Type	REDA 538	REDA 540
Operation Speed	2981.3 RPM	3003 RPM
Required Power	76.3 hp	74.6 hp
Pump Efficiency	32.92	74.08
Number of Stages	96	122
Motor Information		
Type	Dominator 562	Dominator 562
Motor Horse Power	192 hp	90 hp
Motor Speed	2981.3 RPM	3003 RPM
Motor Amperage	30 Amps	15.7 Amps
Motor Voltage	2026.9 Volts	2891.9 Volts
Total Motor Load	76.3 hp	74.6 hp
Load Factor	46.64	97.34
Efficiency	88.07	89.33
Slip	TRUE	TRUE
Heat Rise		
Fluid Temperature At Intake	177.76 °F	177.76 °F
Skin Temperature Rise	46.24 °F	47.3 °F
Average Winding Temperature Rise	40.12 °F	40.12 °F
Total Winding Temperature	264.12 °F	265.17 °F
Speed Increase Heating at VSD	0 °F	0 °F
VSD without Load Filter	6.82 °F	6.82 °F
VSD with Load Filter or Sinewave	0 °F	0 °F
Electrical Information		
Surface Voltage	2094.1 Volts	2926.9 Volts
Required kVA	108.6	79.63

Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- **Equipo Propuesto Pozo 21**



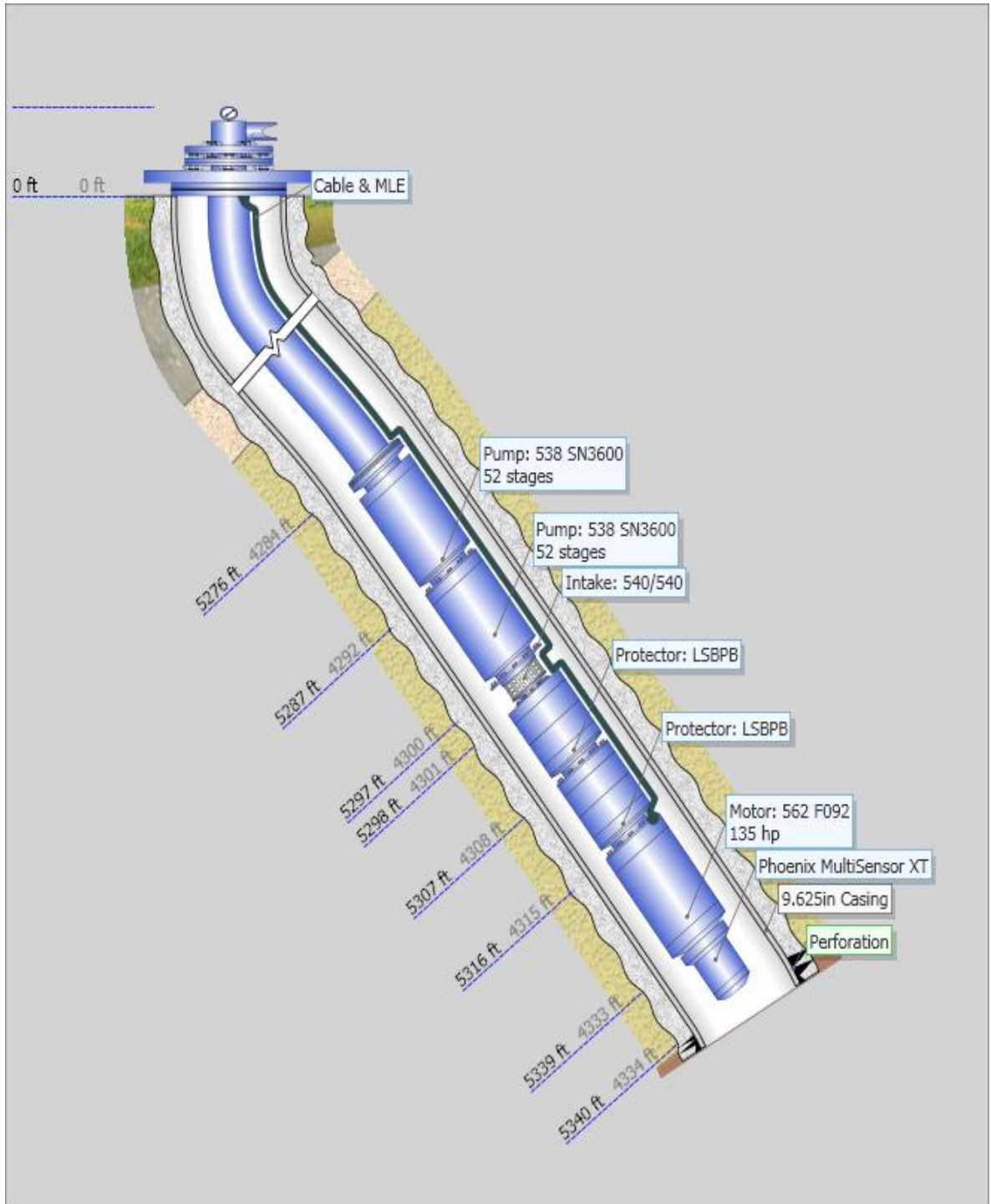
Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- Casos Comparativos Pozo 21

Pozo 21	Caso Actual	Propuesta
Wellbore		
Tubing Bottom MD	5022 ft	5022 ft
Wellhead Pressure	113 psig	113 psig
Wellhead Temperature	172 °F	172 °F
Bottomhole Temperature	180 °F	180 °F
Fluids		
Oil Gravity	21.5 °API	21.5 °API
Water Spec. Gravity	1.05	1.05
Water Cut	74.51%	74.51%
GOR	8 SCF/STB	8 SCF/STB
GLR	2.04 SCF/STB	2.04 SCF/STB
Inflow		
Method		
PI	3.1 STB/d/psi	3.1 STB/d/psi
Static Bottomhole Pressure	1248 psig	1248 psig
Test Pressure		
Test Flowrate		
Pumping Condition		
Intake Depth	5022 ft	5022 ft
Design Rate	2645 STB/d	3320.3 STB/d
Operation Rate	2645 STB/d	3320.3 STB/d
Total Rate at Inlet	2736.33 bbl/d	3441.53 bbl/d
Liquid Rate at Inlet	2736.33 bbl/d	3441.53 bbl/d
Gas Rate into Pump	0 bbl/d	0 bbl/d
Inlet Gas Volume Fraction	0	0
Gas Volume Fraction at Intake	0	0
Separator Efficiency	0	0
Total Dynamic Head	3995.3 ft	4550.53 ft
Fluid Level over Pump	793.5 ft	317.16 ft
Intake Pressure	305.1 psig	187.4 psig
Discharge Pressure	2014.4 psig	2033.6 psig
Operating Frequency	60 Hz	55 Hz
Pump Information		
Type	REDA 538	REDA 538
Operation Speed	3486.3 RPM	3212.6 RPM
Required Power	158.2 hp	162.6 hp
Pump Efficiency	50.15	69.75
Number of Stages	119	114
Motor Information		
Type	562 Dominator	562 Dominator
Motor Horse Power	240 hp	180 hp
Motor Speed	3486.3 RPM	3212.6 RPM
Motor Amperage	44.3 Amps	45.7 Amps
Motor Voltage	2534 Volts	2147.3 Volts
Total Motor Load	158.2 hp	162.6 hp
Load Factor	65.93	98.57
Efficiency	89.55	89.3
Slip	TRUE	TRUE
Heat Rise		
Fluid Temperature At Intake	179.69 °F	179.69 °F
Skin Temperature Rise	29.24 °F	27.72 °F
Average Winding Temperature Rise	50.85 °F	56.33 °F
Total Winding Temperature	259.78 °F	263.74 °F
Speed Increase Heating at VSD	0 °F	0 °F
VSD without Load Filter	8.64 °F	9.58 °F
VSD with Load Filter or Sinewave	0 °F	0 °F
Electrical Information		
Surface Voltage	2653.1 Volts	2269.8 Volts
Required kVA	203.38	179.44

Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- **Equipo Propuesto Pozo 22**



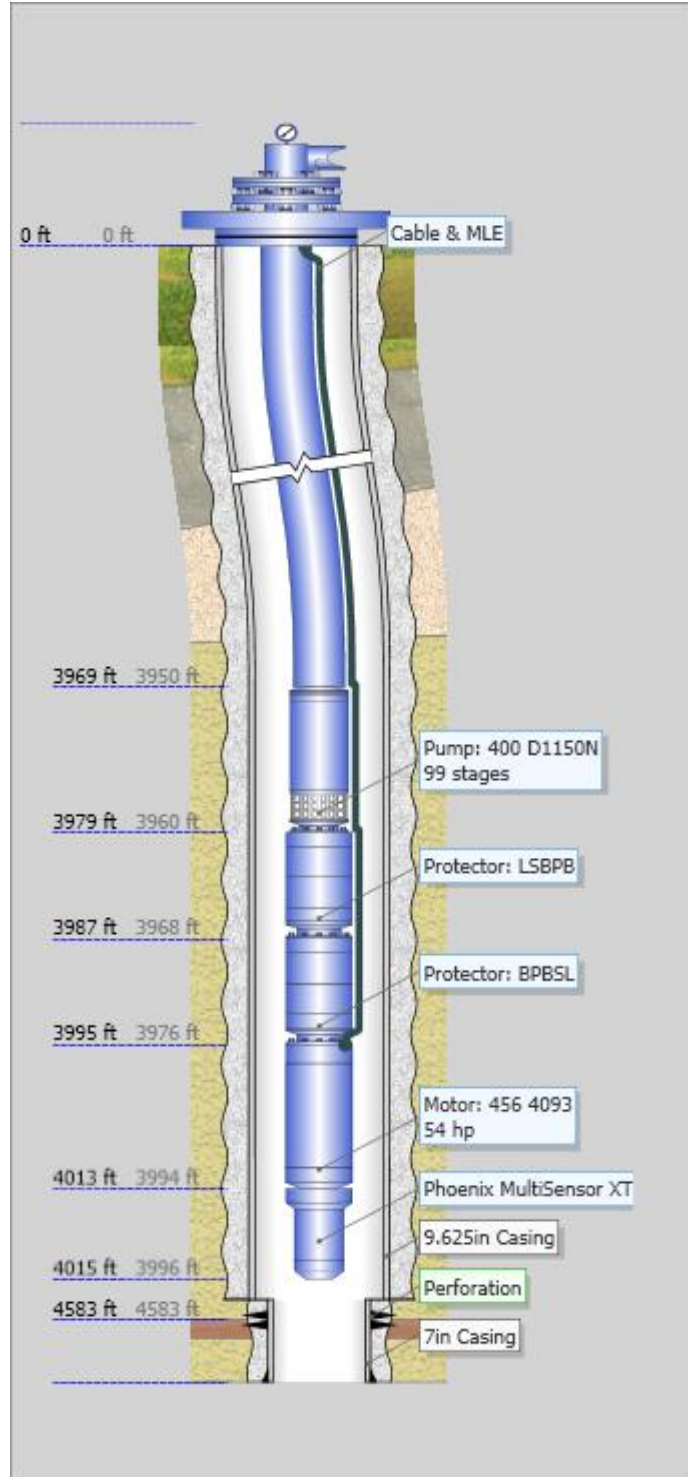
Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- Casos Comparativos Pozo 22

Pozo 22	Caso Actual	Propuesta
Wellbore		
Tubing Bottom MD	5297 ft	5297 ft
Wellhead Pressure	148 psig	148 psig
Wellhead Temperature	156 °F	156 °F
Bottomhole Temperature	175 °F	175 °F
Fluids		
Oil Gravity	21.7 °API	21.7 °API
Water Spec. Gravity	1.05	1.05
Water Cut	48%	48%
GOR	13 SCF/STB	13 SCF/STB
GLR	6.76 SCF/STB	6.76 SCF/STB
Inflow		
Method	PI	PI
PI	1.75 STB/d/psi	1.75 STB/d/psi
Static Bottomhole Pressure	1574.5 psig	1574.5 psig
Test Pressure		
Test Flowrate		
Pumping Condition		
Intake Depth	5297 ft	5297 ft
Design Rate	990.6 STB/d	2559.9 STB/d
Operation Rate	991.4 STB/d	2559.7 STB/d
Total Rate at Inlet	1031.81 bbl/d	3669.89 bbl/d
Liquid Rate at Inlet	1029.22 bbl/d	2671.81 bbl/d
Gas Rate into Pump	2.59 bbl/d	998.08 bbl/d
Inlet Gas Volume Fraction	0.25	27.2
Gas Volume Fraction at Intake	0.46	37.6
Separator Efficiency	0	0
Total Dynamic Head	2489.05 ft	4780.33 ft
Fluid Level over Pump	3048.62 ft	331.39 ft
Intake Pressure	899.4 psig	191.4 psig
Discharge Pressure	1922.7 psig	1968.4 psig
Operating Frequency	42 Hz	45 Hz
Pump Information		
Type	REDA 538	REDA 538
Operation Speed	2440.4 RPM	2644.6 RPM
Required Power	46.9 hp	81.8 hp
Pump Efficiency	38.18	108.68
Number of Stages	119	104
Motor Information		
Type	Dominator 562	Dominator 562
Motor Horse Power	270 hp	135 hp
Motor Speed	2440.4 RPM	2644.6 RPM
Motor Amperage	37.3 Amps	45.1 Amps
Motor Voltage	1317.4 Volts	1183.1 Volts
Total Motor Load	46.9 hp	81.8 hp
Load Factor	24.84	80.75
Efficiency	85.54	88.5
Slip	TRUE	TRUE
Heat Rise		
Fluid Temperature At Intake	173.96 °F	173.95 °F
Skin Temperature Rise	31.8 °F	30.83 °F
Average Winding Temperature Rise	40.12 °F	40.12 °F
Total Winding Temperature	245.88 °F	244.9 °F
Speed Increase Heating at VSD	0 °F	0 °F
VSD without Load Filter	6.82 °F	6.82 °F
VSD with Load Filter or Sinewave	0 °F	0 °F
Electrical Information		
Surface Voltage	1384.6 Volts	1264.8 Volts
Required kVA	89.4	98.61

Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- **Equipo Propuesto Pozo 23**



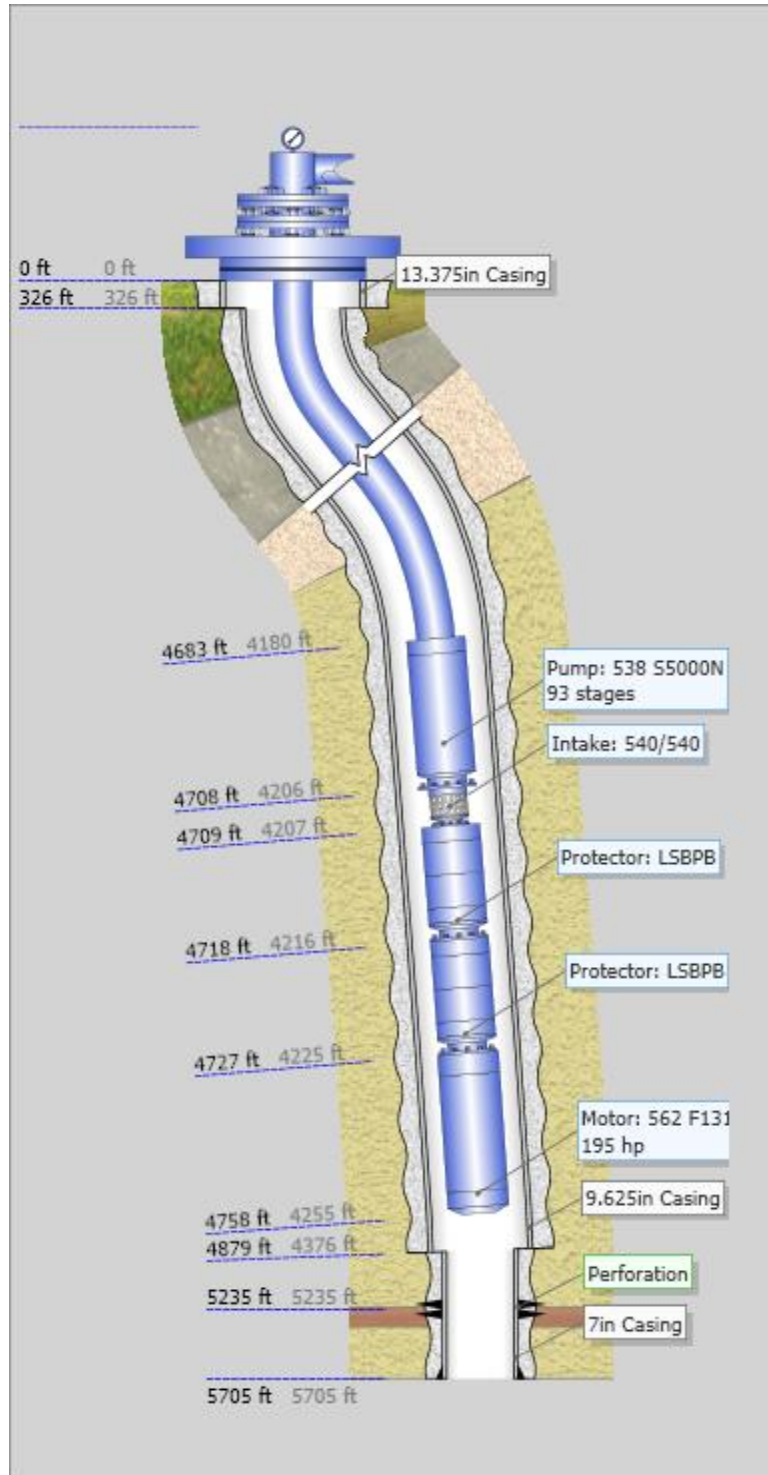
Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- **Casos Comparativos Pozo 23**

Pozo 23	Caso Actual	Propuesta
Wellbore		
Tubing Bottom MD	3979 ft	3979 ft
Wellhead Pressure	108 psig	108 psig
Wellhead Temperature	133 °F	133 °F
Bottomhole Temperature	181.8 °F	181.8 °F
Fluids		
Oil Gravity	21.5 °API	21.5 °API
Water Spec. Gravity	1.05	1.05
Water Cut	44%	44%
GOR	10 SCF/STB	10 SCF/STB
GLR	5.6 SCF/STB	5.6 SCF/STB
Inflow		
Method	PI	PI
PI	0.6 STB/d/psi	0.6 STB/d/psi
Static Bottomhole Pressure	2010 psig	2010 psig
Test Pressure		
Test Flowrate		
Pumping Condition		
Intake Depth	3979 ft	3979 ft
Design Rate	797.9 STB/d	1026.6 STB/d
Operation Rate	797.9 STB/d	1026.5 STB/d
Total Rate at Inlet	830.93 bbl/d	1113.04 bbl/d
Liquid Rate at Inlet	830.76 bbl/d	1074.54 bbl/d
Gas Rate into Pump	0.17 bbl/d	38.5 bbl/d
Inlet Gas Volume Fraction	0.02	3.46
Gas Volume Fraction at Intake	0.03	4.54
Separator Efficiency	0	0
Total Dynamic Head	3188.01 ft	4133.88 ft
Fluid Level over Pump	1060.4 ft	329.27 ft
Intake Pressure	433.7 psig	193.7 psig
Discharge Pressure	1737.4 psig	1742.7 psig
Operating Frequency	62 Hz	60 Hz
Pump Information		
Type	REDA 400	REDA 400
Operation Speed	3563.6 RPM	3494.3 RPM
Required Power	46.2 hp	47.1 hp
Pump Efficiency	39.82	65.07
Number of Stages	141	99
Motor Information		
Type	Dominator 456	Dominator 456
Motor Horse Power	91.8 hp	54 hp
Motor Speed	3563.6 RPM	3494.3 RPM
Motor Amperage	15.4 Amps	14.5 Amps
Motor Voltage	2512.5 Volts	2142.8 Volts
Total Motor Load	46.2 hp	47.1 hp
Load Factor	48.69	87.31
Efficiency	84.2	84.18
Slip	TRUE	TRUE
Heat Rise		
Fluid Temperature At Intake	175.54 °F	175.54 °F
Skin Temperature Rise	54.27 °F	53.84 °F
Average Winding Temperature Rise	22.64 °F	22.64 °F
Total Winding Temperature	252.46 °F	252.02 °F
Speed Increase Heating at VSD	0.95 °F	0 °F
VSD without Load Filter	3.85 °F	3.85 °F
VSD with Load Filter or Sinewave	0 °F	0 °F
Electrical Information		
Surface Voltage	2532.8 Volts	2161.9 Volts
Required kVA	67.27	54.25

Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- **Equipo Propuesto Pozo 24**



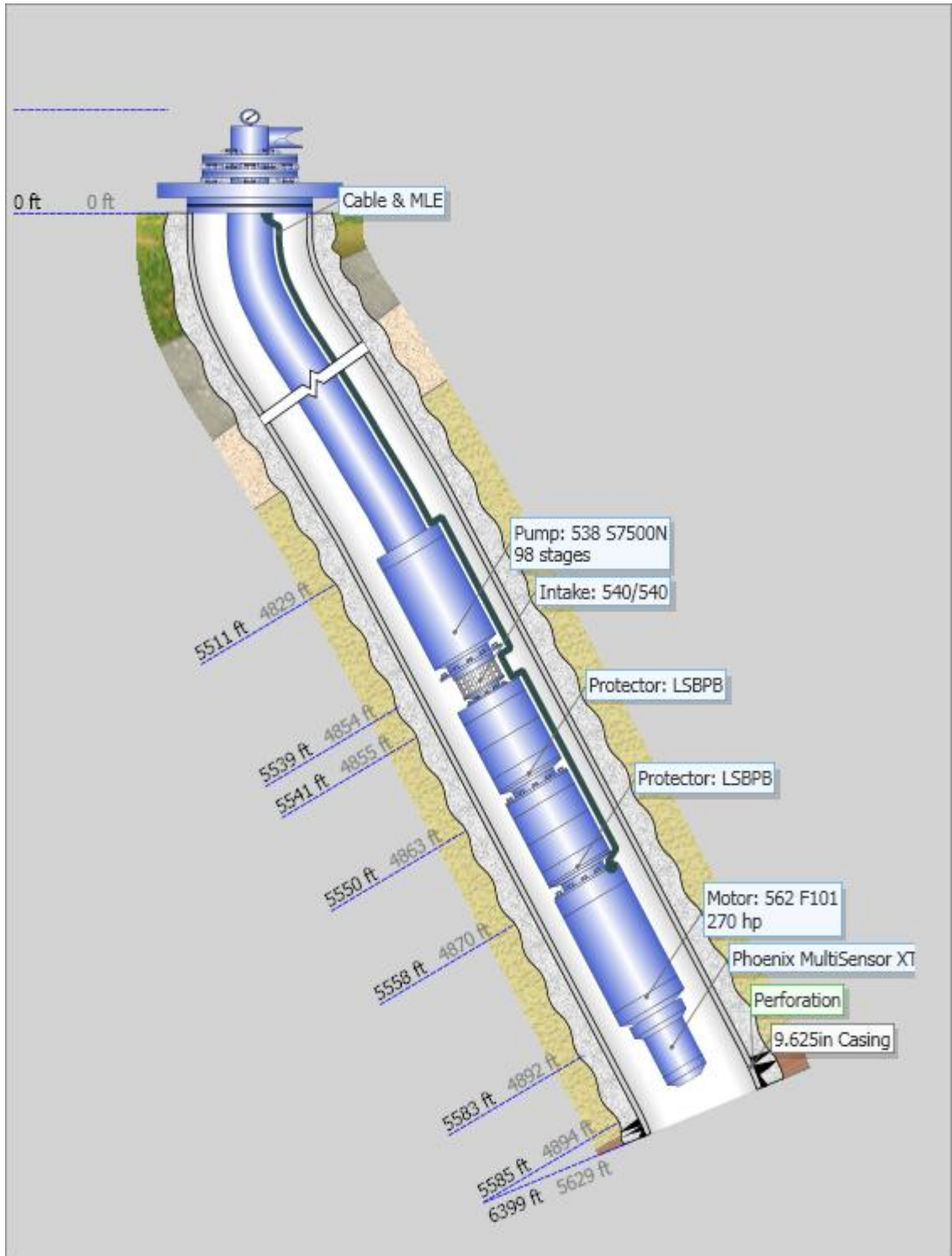
Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- **Casos Comparativos Pozo 24**

Pozo 24	Caso Actual	Propuesta
Wellbore		
Tubing Bottom MD	4708 ft	4708 ft
Wellhead Pressure	130 psig	130 psig
Wellhead Temperature	174 °F	174 °F
Bottomhole Temperature	184 °F	184 °F
Fluids		
Oil Gravity	21.5 °API	21.5 °API
Water Spec. Gravity	1.05	1.05
Water Cut	86.86%	86.86%
GOR	12 SCF/STB	12 SCF/STB
GLR	1.58 SCF/STB	1.58 SCF/STB
Inflow		
Method		
PI	4.14 STB/d/psi	4.14 STB/d/psi
Static Bottomhole Pressure	1900 psig	1900 psig
Test Pressure		
Test Flowrate		
Pumping Condition		
Intake Depth	4708 ft	4708 ft
Design Rate	3292 STB/d	6837.9 STB/d
Operation Rate	3292.1 STB/d	6854.9 STB/d
Total Rate at Inlet	3393.36 bbl/d	7535.61 bbl/d
Liquid Rate at Inlet	3393.36 bbl/d	7090.78 bbl/d
Gas Rate into Pump	0 bbl/d	444.83 bbl/d
Inlet Gas Volume Fraction	0	5.9
Gas Volume Fraction at Intake	0	9.47
Separator Efficiency	0	0
Total Dynamic Head	2599.93 ft	4961.56 ft
Fluid Level over Pump	2225.21 ft	237.94 ft
Intake Pressure	876 psig	187.6 psig
Discharge Pressure	2008.3 psig	2174.5 psig
Operating Frequency	45 Hz	50 Hz
Pump Information		
Type	REDA S6000N 538	REDA S5000N 538
Operation Speed	2631.9 RPM	2938.4 RPM
Required Power	105.3 hp	112.9 hp
Pump Efficiency	61.94	229.63
Number of Stages	82	93
Motor Information		
Type	Dominator 562	Dominator 562
Motor Horse Power	273 hp	195 hp
Motor Speed	2631.9 RPM	2938.4 RPM
Motor Amperage	66.9 Amps	62.9 Amps
Motor Voltage	1220.2 Volts	1248.2 Volts
Total Motor Load	105.3 hp	112.9 hp
Load Factor	51.44	69.46
Efficiency	87.86	87.64
Slip	TRUE	TRUE
Heat Rise		
Fluid Temperature At Intake	183.03 °F	183.03 °F
Skin Temperature Rise	9.21 °F	6.13 °F
Average Winding Temperature Rise	40.12 °F	40.12 °F
Total Winding Temperature	232.36 °F	229.28 °F
Speed Increase Heating at VSD	0 °F	0 °F
VSD without Load Filter	6.82 °F	6.82 °F
VSD with Load Filter or Sinewave	0 °F	0 °F
Electrical Information		
Surface Voltage	1328.4 Volts	1350.7 Volts
Required kVA	153.64	147.06

Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- **Equipo Propuesto Pozo 25**



Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

- Casos Comparativos Pozo 25

Pozo 25	Caso Actual	Propuesta
Wellbore		
Tubing Bottom MD	5539.45 ft	5539.45 ft
Wellhead Pressure	20 psig	20 psig
Wellhead Temperature	180 °F	180 °F
Bottomhole Temperature	197 °F	197 °F
Fluids		
Oil Gravity	25.7 °API	25.7 °API
Water Spec. Gravity	1.05	1.05
Water Cut	86.55%	86.55%
GOR	8 SCF/STB	8 SCF/STB
GLR	1.08 SCF/STB	1.08 SCF/STB
Inflow		
Method	PI	PI
PI	5.65 STB/d/psi	5.65 STB/d/psi
Static Bottomhole Pressure	2064 psig	2064 psig
Test Pressure		
Test Flowrate		
Pumping Condition		
Intake Depth	5539.45 ft	5539.45 ft
Design Rate	2272 STB/d	9987.7 STB/d
Operation Rate	2270.4 STB/d	9989.7 STB/d
Total Rate at Inlet	2347.01 bbl/d	10405.14 bbl/d
Liquid Rate at Inlet	2346.52 bbl/d	10374.26 bbl/d
Gas Rate into Pump	0.5 bbl/d	30.88 bbl/d
Inlet Gas Volume Fraction	0.02	0.3
Gas Volume Fraction at Intake	0.03	0.35
Separator Efficiency	0	0
Total Dynamic Head	1454.89 ft	5624.12 ft
Fluid Level over Pump	4136.62 ft	378.31 ft
Intake Pressure	1509.1 psig	192.9 psig
Discharge Pressure	2138.1 psig	2570.2 psig
Operating Frequency	43 Hz	50 Hz
Pump Information		
Type	REDA 540	REDA 538
Operation Speed	2508.8 RPM	2911.2 RPM
Required Power	64.2 hp	212.2 hp
Pump Efficiency	39.1	201.07
Number of Stages	119	98
Motor Information		
Type	Dominator 562	Dominator 562
Motor Horse Power	240 hp	270 hp
Motor Speed	2508.8 RPM	2911.2 RPM
Motor Amperage	47.2 Amps	92.6 Amps
Motor Voltage	1166.5 Volts	1401.6 Volts
Total Motor Load	64.2 hp	212.2 hp
Load Factor	37.3	94.31
Efficiency	86.69	89.1
Slip	TRUE	TRUE
Heat Rise		
Fluid Temperature At Intake	195.9 °F	195.9 °F
Skin Temperature Rise	8.13 °F	7.36 °F
Average Winding Temperature Rise	40.12 °F	64.87 °F
Total Winding Temperature	244.15 °F	268.13 °F
Speed Increase Heating at VSD	0 °F	0 °F
VSD without Load Filter	6.82 °F	11.03 °F
VSD with Load Filter or Sinewave	0 °F	0 °F
Electrical Information		
Surface Voltage	1252.1 Volts	1546.9 Volts
Required kVA	102.23	247.84

Fuente: Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved

Anexo C. Análisis Financiero

Producción de fluido actual (BFPD)	502
Producción de fluido estimada (BFPD)	575,9
BSW (Fracción)	0,12
Tasa de declinación mensual de la producción (%)	0,08
Costo eléctrico actual (US\$)	2288
Costo eléctrico estimado (US\$)	1152
Costo de deshidratación (US\$/bbl)	0,4
Costo de tratamiento de agua (US\$)	0,6
Nómina mensual (US\$)	2000
Costo de monitoreo y mantenimiento (US\$)	800
Costo de transporte del crudo (US\$/bbl)	0,5
Precio del barril (US\$/bbl)	100
Inversión inicial (US\$)	250000
Tasa de oportunidad (%)	12
Tasa anual de depreciación (%)	20
Depreciación anual del equipo (US\$)	50000
Regalías e impuestos (US\$)	13874

Fuente: Autor

● Resultado Pozo 2

Mes	Producción incremental de fluido (bbl)	Producción incremental de aceite (bbl)	Producción incremental de agua (bbl)	Costo de deshidratación del crudo (US\$)	Costo de tratamiento del agua (US\$)	Costo del Consumo Eléctrico Incremental (US\$)	Pago de nómina (US\$)	Costo del monitoreo y mantenimiento (US\$)	Costo de transporte del crudo (US\$)	Egresos (US\$)	Ingresos (US\$)	Flujo de caja (US\$)	Valor Presente (US\$)
1	73,9	65,0	8,9	29,6	5,3	-1136	2000	800	32,5	1732	6503	4771	4260
2	73,8	65,0	8,9	29,5	5,3	-1136	2000	800	32,5	1732	6498	4766	4256
3	73,8	64,9	8,9	29,5	5,3	-1136	2000	800	32,5	1732	6493	4761	4251
4	73,7	64,9	8,8	29,5	5,3	-1136	2000	800	32,4	1732	6488	4756	4246
5	73,7	64,8	8,8	29,5	5,3	-1136	2000	800	32,4	1732	6482	4751	4242
6	73,6	64,8	8,8	29,4	5,3	-1136	2000	800	32,4	1732	6477	4746	4237
7	73,5	64,7	8,8	29,4	5,3	-1136	2000	800	32,4	1731	6472	4741	4233
8	73,5	64,7	8,8	29,4	5,3	-1136	2000	800	32,3	1731	6467	4735	4228
9	73,4	64,6	8,8	29,4	5,3	-1136	2000	800	32,3	1731	6462	4730	4223
10	73,4	64,6	8,8	29,3	5,3	-1136	2000	800	32,3	1731	6457	4725	4219
11	73,3	64,5	8,8	29,3	5,3	-1136	2000	800	32,3	1731	6451	4720	4214
12	73,3	64,5	8,8	29,3	5,3	-1136	2000	800	32,2	1731	6446	4715	4210

Fuente: Autor

- Datos Financieros Pozo 2**

Valor Presente Neto (US\$)	(\$ 220.577,58)
Relacion Costo/Beneficio	0,16

PAYBACK	4,58	AÑOS
TIR	#¡NUM!	

Fuente: Autor

- Datos Financieros Pozo 3**

Producción de fluido actual (BFPD)	3213
Producción de fluido estimada (BFPD)	25516
BSW (Fracción)	0,94
Tasa de declinación mensual de la producción (%)	0,08
Costo eléctrico actual (US\$)	3772
Costo eléctrico estimado (US\$)	50362
Costo de deshidratación (US\$/bbl)	0,2
Costo de tratamiento de agua (US\$)	0,4
Nómina mensual (US\$)	2000
Costo de monitoreo y mantenimiento (US\$)	800
Costo de transporte del crudo (US\$/bbl)	0,5
Precio del barril (US\$/bbl)	100
Inversión inicial (US\$)	350000
Tasa de oportunidad (%)	12
Tasa anual de depreciación (%)	20
Depreciación anual del equipo (US\$)	70000
Regalías e impuestos (US\$)	285495

Fuente: Autor

- Resultados Pozo 3**

Mes	Producción incremental de fluido (bbl)	Producción incremental de aceite (bbl)	Producción incremental de agua (bbl)	Costo de deshidratación del crudo (US\$)	Costo de tratamiento del agua (US\$)	Costo del Consumo Eléctrico Incremental (US\$)	Pago de nómina (US\$)	Costo del monitoreo y mantenimiento (US\$)	Costo de transporte del crudo (US\$)	Egresos (US\$)	Ingresos (US\$)	Flujo de caja (US\$)	Valor Presente (US\$)
1	22303,0	1338,2	20964,8	4460,6	8385,9	46591	2000	800	669,1	62906	133818	70912	63314
2	22285,2	1337,1	20948,0	4457,0	8379,2	46591	2000	800	668,6	62895	133711	70815	63228
3	22267,3	1336,0	20931,3	4453,5	8372,5	46591	2000	800	668,0	62885	133604	70719	63142
4	22249,5	1335,0	20914,5	4449,9	8365,8	46591	2000	800	667,5	62874	133497	70623	63056
5	22231,7	1333,9	20897,8	4446,3	8359,1	46591	2000	800	667,0	62863	133390	70527	62971
6	22213,9	1332,8	20881,1	4442,8	8352,4	46591	2000	800	666,4	62852	133284	70431	62885
7	22196,2	1331,8	20864,4	4439,2	8345,8	46591	2000	800	665,9	62842	133177	70335	62799
8	22178,4	1330,7	20847,7	4435,7	8339,1	46591	2000	800	665,4	62831	133070	70240	62714
9	22160,7	1329,6	20831,0	4432,1	8332,4	46591	2000	800	664,8	62820	132964	70144	62629
10	22142,9	1328,6	20814,4	4428,6	8325,7	46591	2000	800	664,3	62809	132858	70048	62543
11	22125,2	1327,5	20797,7	4425,0	8319,1	46591	2000	800	663,8	62799	132751	69953	62458
12	22107,5	1326,5	20781,1	4421,5	8312,4	46591	2000	800	663,2	62788	132645	69857	62373

Fuente: Autor

- **Resultados Indicadores Pozo 3**

Valor Presente Neto (US\$)	\$ 86.761,82
Relacion Beneficio/Costo	1,07

PAYBACK	6 MESES
TIR	17%

Fuente: Autor

- **Datos Financieros POZO 4**

Producción de fluido actual (BFPD)	578
Producción de fluido estimada (BFPD)	946
BSW (Fracción)	0,77
Tasa de declinación mensual de la producción (%)	0,08
Costo eléctrico actual (US\$)	2554
Costo eléctrico estimado (US\$)	4694
Costo de deshidratación (US\$/bbl)	0,4
Costo de tratamiento de agua (US\$)	0,6
Nómina mensual (US\$)	2000
Costo de monitoreo y mantenimiento (US\$)	800
Costo de transporte del crudo (US\$/bbl)	0,5
Precio del barril (US\$/bbl)	100
Inversión inicial (US\$)	150000
Tasa de oportunidad (%)	12
Tasa anual de depreciación (%)	20
Depreciación anual del equipo (US\$)	30000
Regalías e impuestos (US\$)	18450

Fuente: Autor

- **Resultados Pozo 4**

Mes	Producción incremental de fluido (bbl)	Producción incremental de aceite (bbl)	Producción incremental de agua (bbl)	Costo de deshidratación del crudo (US\$)	Costo de tratamiento del agua (US\$)	Costo del consumo eléctrico incremental (US\$)	Pago de nómina (US\$)	Costo del monitoreo y mantenimiento (US\$)	Costo de transporte del crudo (US\$)	Egresos (US\$)	Ingresos (US\$)	Flujo de caja (US\$)	Valor Presente (US\$)
1	368,0	86,5	281,5	147,2	168,9	2140	2000	800	43,2	5299	8648	3349	2990
2	367,7	86,4	281,3	147,1	168,8	2140	2000	800	43,2	5299	8641	3342	2984
3	367,4	86,3	281,1	147,0	168,6	2140	2000	800	43,2	5299	8634	3335	2978
4	367,1	86,3	280,8	146,8	168,5	2140	2000	800	43,1	5298	8627	3329	2972
5	366,8	86,2	280,6	146,7	168,4	2140	2000	800	43,1	5298	8620	3322	2966
6	366,5	86,1	280,4	146,6	168,2	2140	2000	800	43,1	5298	8613	3316	2960
7	366,2	86,1	280,2	146,5	168,1	2140	2000	800	43,0	5298	8607	3309	2954
8	365,9	86,0	279,9	146,4	168,0	2140	2000	800	43,0	5297	8600	3302	2949
9	365,7	85,9	279,7	146,3	167,8	2140	2000	800	43,0	5297	8593	3296	2943
10	365,4	85,9	279,5	146,1	167,7	2140	2000	800	42,9	5297	8586	3289	2937
11	365,1	85,8	279,3	146,0	167,6	2140	2000	800	42,9	5296	8579	3283	2931

Fuente: Autor

- **Resultados Indicadores Pozo 4**

Valor Presente Neto (US\$)	(\$ 129.428,91)
Relacion Costo/Beneficio	0,18

PAYBACK	4,08	AÑOS
TIR	-16,24%	

Fuente: Autor

- **Datos Financieros Pozo 5**

Producción de fluido actual (BFPD)	2035,7
Producción de fluido estimada (BFPD)	2611
BSW (Fracción)	0,86
Tasa de declinación mensual de la producción (%)	0,08
Costo eléctrico actual (US\$)	9669
Costo eléctrico estimado (US\$)	7058
Costo de deshidratación (US\$/bbl)	0,4
Costo de tratamiento de agua (US\$)	0,6
Nómina mensual (US\$)	2000
Costo de monitoreo y mantenimiento (US\$)	800
Costo de transporte del crudo (US\$/bbl)	0,5
Precio del barril (US\$/bbl)	100
Inversión inicial (US\$)	200000
Tasa de oportunidad (%)	12
Tasa anual de depreciación (%)	20
Depreciación anual del equipo (US\$)	40000
Regalías e impuestos (US\$)	16938

Fuente: Autor

- **Resultados Pozo 5**

Mes	Producción incremental de fluido (bbl)	Producción incremental de aceite (bbl)	Producción incremental de agua (bbl)	Costo de deshidratación del crudo (US\$)	Costo de tratamiento del agua (US\$)	Costo del Consumo Eléctrico Incremental (US\$)	Pago de nómina (US\$)	Costo del monitoreo y mantenimiento (US\$)	Costo de transporte del crudo (US\$)	Egresos (US\$)	Ingresos (US\$)	Flujo de caja (US\$)	Valor Presente (US\$)
1	575,3	79,4	495,9	230,1	297,5	-2610	2000	800	39,7	757	7939	7182	6413
2	574,8	79,3	495,5	229,9	297,3	-2610	2000	800	39,7	757	7933	7176	6407
3	574,4	79,3	495,1	229,8	297,1	-2610	2000	800	39,6	756	7926	7170	6402
4	573,9	79,2	494,7	229,6	296,8	-2610	2000	800	39,6	756	7920	7164	6397
5	573,5	79,1	494,3	229,4	296,6	-2610	2000	800	39,6	755	7914	7159	6392
6	573,0	79,1	493,9	229,2	296,4	-2610	2000	800	39,5	755	7907	7153	6386
7	572,5	79,0	493,5	229,0	296,1	-2610	2000	800	39,5	754	7901	7147	6381
8	572,1	78,9	493,1	228,8	295,9	-2610	2000	800	39,5	754	7895	7141	6376
9	571,6	78,9	492,7	228,7	295,6	-2610	2000	800	39,4	753	7888	7135	6371
10	571,2	78,8	492,3	228,5	295,4	-2610	2000	800	39,4	753	7882	7129	6365
11	570,7	78,8	492,0	228,3	295,2	-2610	2000	800	39,4	752	7876	7123	6360

Fuente: Autor

- **Resultados Indicadores Pozo 5**

Valor Presente Neto (US\$)	(\$ 155.663,84)
Relacion Costo/Beneficio	0,30

PAYBACK	2,5	AÑOS
TIR	-11,12%	

Fuente: Autor

- **Datos Financieros Pozo 6**

Producción de fluido actual (BFPD)	3786
Producción de fluido estimada (BFPD)	7034
BSW (Fracción)	0,91
Tasa de declinación mensual de la producción (%)	0,08
Costo eléctrico actual (US\$)	10930
Costo eléctrico estimado (US\$)	23154
Costo de deshidratación (US\$/bbl)	0,4
Costo de tratamiento de agua (US\$)	0,6
Nómina mensual (US\$)	2000
Costo de monitoreo y mantenimiento (US\$)	800
Costo de transporte del crudo (US\$/bbl)	0,5
Precio del barril (US\$/bbl)	100
Inversión inicial (US\$)	220000
Tasa de oportunidad (%)	12
Tasa anual de depreciación (%)	20
Depreciación anual del equipo (US\$)	44000
Regalías e impuestos (US\$)	60425

Fuente: Autor

- **Resultados Pozo 6**

Mes	Producción incremental de fluido (bbl)	Producción incremental de aceite (bbl)	Producción incremental de agua (bbl)	Costo de deshidratación del crudo (US\$)	Costo de tratamiento del agua (US\$)	Costo del Consumo Eléctrico Incremental (US\$)	Pago de nómina (US\$)	Costo del monitoreo y mantenimiento (US\$)	Costo de transporte del crudo (US\$)	Egresos (US\$)	Ingresos (US\$)	Flujo de caja (US\$)	Valor Presente (US\$)
1	3248,0	283,2	2964,8	1299,2	1778,9	12224	2000	800	141,6	18244	28323	10079	8999
2	3245,4	283,0	2962,4	1298,2	1777,4	12224	2000	800	141,5	18241	28300	10059	8981
3	3242,8	282,8	2960,0	1297,1	1776,0	12224	2000	800	141,4	18239	28277	10039	8963
4	3240,2	282,5	2957,7	1296,1	1774,6	12224	2000	800	141,3	18236	28255	10019	8945
5	3237,6	282,3	2955,3	1295,0	1773,2	12224	2000	800	141,2	18233	28232	9999	8927
6	3235,0	282,1	2952,9	1294,0	1771,8	12224	2000	800	141,0	18231	28209	9979	8909
7	3232,4	281,9	2950,6	1293,0	1770,3	12224	2000	800	140,9	18228	28187	9959	8892
8	3229,9	281,6	2948,2	1291,9	1768,9	12224	2000	800	140,8	18226	28164	9939	8874
9	3227,3	281,4	2945,9	1290,9	1767,5	12224	2000	800	140,7	18223	28142	9919	8856
10	3224,7	281,2	2943,5	1289,9	1766,1	12224	2000	800	140,6	18221	28119	9899	8838
11	3222,1	281,0	2941,1	1288,8	1764,7	12224	2000	800	140,5	18218	28097	9879	8820
12	3219,5	280,7	2938,8	1287,8	1763,3	12224	2000	800	140,4	18215	28074	9859	8803

Fuente: Autor

- **Resultados Indicadores Pozo 6**

Valor Presente Neto (US\$)	(\$ 158.087,61)
Relacion Costo/Beneficio	0,33

PAYBACK	2	Años
TIR	-8,35%	

Fuente: Autor

- **Datos Financieros Pozo 7**

Producción de fluido actual (BFPD)	4596
Producción de fluido estimada (BFPD)	14590
BSW (Fracción)	0,86
Tasa de declinación mensual de la producción (%)	0,08
Costo eléctrico actual (US\$)	14114
Costo eléctrico estimado (US\$)	33186
Costo de deshidratación (US\$/bbl)	0,4
Costo de tratamiento de agua (US\$)	0,6
Nómina mensual (US\$)	2000
Costo de monitoreo y mantenimiento (US\$)	800
Costo de transporte del crudo (US\$/bbl)	0,5
Precio del barril (US\$/bbl)	100
Inversión inicial (US\$)	200000
Tasa de oportunidad (%)	12
Tasa anual de depreciación (%)	20
Depreciación anual del equipo (US\$)	40000
Regalías e impuestos (US\$)	290828

Fuente: Autor

- **Resultados Pozo 7**

Mes	Producción incremental de fluido (bbl)	Producción incremental de aceite (bbl)	Producción incremental de agua (bbl)	Costo de deshidratación del crudo (US\$)	Costo de tratamiento del agua (US\$)	Costo del Consumo Eléctrico Incremental (US\$)	Pago de nómina (US\$)	Costo del monitoreo y mantenimiento (US\$)	Costo de transporte del crudo (US\$)	Egresos (US\$)	Ingresos (US\$)	Flujo de caja (US\$)	Valor Presente (US\$)
1	9994,0	1363,2	8630,8	3997,6	5178,5	19072	2000	800	681,6	31730	136318	104589	93383
2	9986,0	1362,1	8623,9	3994,4	5174,3	19072	2000	800	681,0	31722	136209	104487	93292
3	9978,0	1361,0	8617,0	3991,2	5170,2	19072	2000	800	680,5	31714	136100	104386	93202
4	9970,0	1359,9	8610,1	3988,0	5166,1	19072	2000	800	680,0	31706	135991	104285	93112
5	9962,1	1358,8	8603,2	3984,8	5161,9	19072	2000	800	679,4	31698	135882	104184	93022
6	9954,1	1357,7	8596,4	3981,6	5157,8	19072	2000	800	678,9	31690	135774	104084	92932
7	9946,1	1356,7	8589,5	3978,4	5153,7	19072	2000	800	678,3	31682	135665	103983	92842
8	9938,2	1355,6	8582,6	3975,3	5149,6	19072	2000	800	677,8	31675	135557	103882	92752
9	9930,2	1354,5	8575,7	3972,1	5145,4	19072	2000	800	677,2	31667	135448	103781	92662
10	9922,3	1353,4	8568,9	3968,9	5141,3	19072	2000	800	676,7	31659	135340	103681	92572
11	9914,3	1352,3	8562,0	3965,7	5137,2	19072	2000	800	676,2	31651	135232	103581	92483
12	9906,4	1351,2	8555,2	3962,6	5133,1	19072	2000	800	675,6	31643	135123	103480	92393

Fuente: Autor

- **Resultados Indicadores Pozo 7**

Valor Presente Neto (US\$)	\$ 445.241,31
Relacion Beneficio/Costo	2,10

PAYBACK	0,17	Años
TIR	52%	

Fuente: Autor

- **Datos Financieros Pozo 8**

Producción de fluido actual (BFPD)	2025
Producción de fluido estimada (BFPD)	2685
BSW (Fracción)	0,79
Tasa de declinación mensual de la producción (%)	0,08
Costo eléctrico actual (US\$)	7880
Costo eléctrico estimado (US\$)	9311
Costo de deshidratación (US\$/bbl)	0,4
Costo de tratamiento de agua (US\$)	0,6
Nómina mensual (US\$)	2000
Costo de monitoreo y mantenimiento (US\$)	800
Costo de transporte del crudo (US\$/bbl)	0,5
Precio del barril (US\$/bbl)	100
Inversión inicial (US\$)	180000
Tasa de oportunidad (%)	12
Tasa anual de depreciación (%)	20
Depreciación anual del equipo (US\$)	36000
Regalías e impuestos (US\$)	29654

Fuente: Autor

- **Resultados Pozo 8**

Mes	Producción incremental de fluido (bbl)	Producción incremental de aceite (bbl)	Producción incremental de agua (bbl)	Costo de deshidratación del crudo (US\$)	Costo de tratamiento del agua (US\$)	Costo del Consumo Eléctrico Incremental (US\$)	Pago de nómina (US\$)	Costo del monitoreo y mantenimiento (US\$)	Costo de transporte del crudo (US\$)	Egresos (US\$)	Ingresos (US\$)	Flujo de caja (US\$)	Valor Presente (US\$)
1	660,0	139,0	521,0	264,0	312,6	1431	2000	800	69,5	4877	13900	9022	8056
2	659,5	138,9	520,6	263,8	312,4	1431	2000	800	69,4	4877	13888	9012	8046
3	658,9	138,8	520,2	263,6	312,1	1431	2000	800	69,4	4876	13877	9001	8037
4	658,4	138,7	519,8	263,4	311,9	1431	2000	800	69,3	4876	13866	8991	8027
5	657,9	138,6	519,3	263,2	311,6	1431	2000	800	69,3	4875	13855	8980	8018
6	657,4	138,4	518,9	262,9	311,4	1431	2000	800	69,2	4875	13844	8970	8009
7	656,8	138,3	518,5	262,7	311,1	1431	2000	800	69,2	4874	13833	8959	7999
8	656,3	138,2	518,1	262,5	310,9	1431	2000	800	69,1	4873	13822	8948	7990
9	655,8	138,1	517,7	262,3	310,6	1431	2000	800	69,1	4873	13811	8938	7980
10	655,3	138,0	517,3	262,1	310,4	1431	2000	800	69,0	4872	13800	8927	7971
11	654,7	137,9	516,9	261,9	310,1	1431	2000	800	68,9	4872	13789	8917	7961
12	654,2	137,8	516,4	261,7	309,9	1431	2000	800	68,9	4871	13778	8906	7952

Fuente: Autor

- **Resultados Indicadores Pozo 8**

Valor Presente Neto (US\$)		(\$ 124.385,79)
Relacion Costo/Beneficio		0,39
PAYBACK	1,83	Años
TIR	-7,16%	

Fuente: Autor

- **Datos Financieros Pozo 9**

Producción de fluido actual (BFPD)	4195
Producción de fluido estimada (BFPD)	7135
BSW (Fracción)	0,81
Tasa de declinación mensual de la producción (%)	0,08
Costo eléctrico actual (US\$)	9668
Costo eléctrico estimado (US\$)	11714
Costo de deshidratación (US\$/bbl)	0,4
Costo de tratamiento de agua (US\$)	0,6
Nómina mensual (US\$)	2000
Costo de monitoreo y mantenimiento (US\$)	800
Costo de transporte del crudo (US\$/bbl)	0,5
Precio del barril (US\$/bbl)	100
Inversión inicial (US\$)	250000
Tasa de oportunidad (%)	12
Tasa anual de depreciación (%)	20
Depreciación anual del equipo (US\$)	50000
Regalías e impuestos (US\$)	122060

Fuente: Autor

- **Resultados Pozo 9**

Mes	Producción incremental de fluido (bbl)	Producción incremental de aceite (bbl)	Producción incremental de agua (bbl)	Costo de deshidratación del crudo (US\$)	Costo de tratamiento del agua (US\$)	Costo del Consumo Eléctrico Incremental (US\$)	Pago de nómina (US\$)	Costo del monitoreo y mantenimiento (US\$)	Costo de transporte del crudo (US\$)	Egresos (US\$)	Ingresos (US\$)	Flujo de caja (US\$)	Valor Presente (US\$)
1	2940,0	572,1	2367,9	1176,0	1420,7	2046	2000	800	286,1	7729	57212	49484	44182
2	2937,6	571,7	2366,0	1175,1	1419,6	2046	2000	800	285,8	7726	57167	49440	44143
3	2935,3	571,2	2364,1	1174,1	1418,5	2046	2000	800	285,6	7724	57121	49397	44104
4	2932,9	570,8	2362,2	1173,2	1417,3	2046	2000	800	285,4	7722	57075	49353	44065
5	2930,6	570,3	2360,3	1172,2	1416,2	2046	2000	800	285,1	7720	57030	49310	44027
6	2928,3	569,8	2358,4	1171,3	1415,1	2046	2000	800	284,9	7717	56984	49267	43988
7	2925,9	569,4	2356,5	1170,4	1413,9	2046	2000	800	284,7	7715	56938	49223	43949
8	2923,6	568,9	2354,6	1169,4	1412,8	2046	2000	800	284,5	7713	56893	49180	43911
9	2921,2	568,5	2352,8	1168,5	1411,7	2046	2000	800	284,2	7710	56847	49137	43872
10	2918,9	568,0	2350,9	1167,6	1410,5	2046	2000	800	284,0	7708	56802	49094	43834
11	2916,6	567,6	2349,0	1166,6	1409,4	2046	2000	800	283,8	7706	56756	49051	43795
12	2914,2	567,1	2347,1	1165,7	1408,3	2046	2000	800	283,6	7704	56711	49007	43757

Fuente: Autor

- **Resultados Indicadores Pozo 9**

Valor Presente Neto (US\$)	\$ 55.394,64
Relacion Beneficio/Costo	1,25

PAYBACK	0,50	Años
TIR	17%	

Fuente: Autor

- **Datos Financieros Pozo 10**

Producción de fluido actual (BFPD)	2489,6
Producción de fluido estimada (BFPD)	7249,3
BSW (Fracción)	0,90
Tasa de declinación mensual de la producción (%)	0,08
Costo eléctrico actual (US\$)	2739
Costo eléctrico estimado (US\$)	7199
Costo de deshidratación (US\$/bbl)	0,4
Costo de tratamiento de agua (US\$)	0,6
Nómina mensual (US\$)	2000
Costo de monitoreo y mantenimiento (US\$)	800
Costo de transporte del crudo (US\$/bbl)	0,5
Precio del barril (US\$/bbl)	100
Inversión inicial (US\$)	215000
Tasa de depreciación anual (%)	12
Tasa anual de depreciación (%)	20
Depreciación anual del equipo (US\$)	43000
Regalías e impuestos (US\$)	99515

Fuente: Autor

- **Resultados Pozo 10**

Mes	Producción incremental de fluido (bbl)	Producción incremental de aceite (bbl)	Producción incremental de agua (bbl)	Costo de deshidratación del crudo (US\$)	Costo de tratamiento del agua (US\$)	Costo del Consumo Eléctrico Incremental (US\$)	Pago de nómina (US\$)	Costo del monitoreo y mantenimiento (US\$)	Costo de transporte del crudo (US\$)	Egresos (US\$)	Ingresos (US\$)	Flujo de caja (US\$)	Valor Presente (US\$)
1	4759,7	466,5	4293,2	1903,9	2575,9	4460	2000	800	233,2	11973	46645	34672	30957
2	4755,9	466,1	4289,8	1902,4	2573,9	4460	2000	800	233,0	11969	46608	34638	30927
3	4752,1	465,7	4286,4	1900,8	2571,8	4460	2000	800	232,9	11966	46570	34605	30897
4	4748,3	465,3	4283,0	1899,3	2569,8	4460	2000	800	232,7	11962	46533	34571	30867
5	4744,5	465,0	4279,5	1897,8	2567,7	4460	2000	800	232,5	11958	46496	34538	30837
6	4740,7	464,6	4276,1	1896,3	2565,7	4460	2000	800	232,3	11954	46459	34505	30808
7	4736,9	464,2	4272,7	1894,8	2563,6	4460	2000	800	232,1	11950	46422	34471	30778
8	4733,1	463,8	4269,3	1893,2	2561,6	4460	2000	800	231,9	11947	46384	34438	30748
9	4729,3	463,5	4265,8	1891,7	2559,5	4460	2000	800	231,7	11943	46347	34404	30718
10	4725,5	463,1	4262,4	1890,2	2557,5	4460	2000	800	231,6	11939	46310	34371	30688
11	4721,8	462,7	4259,0	1888,7	2555,4	4460	2000	800	231,4	11935	46273	34338	30659
12	4718,0	462,4	4255,6	1887,2	2553,4	4460	2000	800	231,2	11932	46236	34304	30629

Fuente: Autor

- **Resultados Indicadores Pozo 10**

Valor Presente Neto (US\$)	(\$ 1.097,20)
Relacion Costo/Beneficio	1,03

PAYBACK	0,58	Años
TIR	12%	

Fuente: Autor

- Datos Financieros Pozo**

Producción de fluido actual (BFPD)	636
Producción de fluido estimada (BFPD)	880,4
BSW (Fracción)	0,40
Tasa de declinación mensual de la producción (%)	0,08
Costo eléctrico actual (US\$)	4167
Costo eléctrico estimado (US\$)	3517
Costo de deshidratación (US\$/bbl)	0,4
Costo de tratamiento de agua (US\$)	0,6
Nómina mensual (US\$)	2000
Costo de monitoreo y mantenimiento (US\$)	800
Costo de transporte del crudo (US\$/bbl)	0,5
Precio del barril (US\$/bbl)	100
Inversión inicial (US\$)	150000
Tasa de oportunidad (%)	12
Tasa anual de depreciación (%)	20
Depreciación anual del equipo (US\$)	30000
Regalías e impuestos (US\$)	31285

Fuente: Autor

- Resultados Pozo 11**

Mes	Producción incremental de fluido (bbl)	Producción incremental de aceite (bbl)	Producción incremental de agua (bbl)	Costo de deshidratación del crudo (US\$)	Costo de tratamiento del agua (US\$)	Costo del Consumo Eléctrico Incremental (US\$)	Pago de nómina (US\$)	Costo del monitoreo y mantenimiento (US\$)	Costo de transporte del crudo (US\$)	Egresos (US\$)	Ingresos (US\$)	Flujo de caja (US\$)	Valor Presente (US\$)
1	244,4	146,6	97,8	97,8	58,7	-650	2000	800	73,3	2380	14664	12284	10968
2	244,2	146,5	97,7	97,7	58,6	-650	2000	800	73,3	2380	14652	12273	10958
3	244,0	146,4	97,6	97,6	58,6	-650	2000	800	73,2	2379	14641	12261	10947
4	243,8	146,3	97,5	97,5	58,5	-650	2000	800	73,1	2379	14629	12250	10937
5	243,6	146,2	97,4	97,4	58,5	-650	2000	800	73,1	2379	14617	12238	10927
6	243,4	146,1	97,4	97,4	58,4	-650	2000	800	73,0	2379	14605	12227	10917
7	243,2	145,9	97,3	97,3	58,4	-650	2000	800	73,0	2379	14594	12215	10906
8	243,0	145,8	97,2	97,2	58,3	-650	2000	800	72,9	2378	14582	12204	10896
9	242,8	145,7	97,1	97,1	58,3	-650	2000	800	72,9	2378	14570	12192	10886
10	242,6	145,6	97,1	97,1	58,2	-650	2000	800	72,8	2378	14559	12181	10876
11	242,5	145,5	97,0	97,0	58,2	-650	2000	800	72,7	2378	14547	12169	10865
12	242,3	145,4	96,9	96,9	58,1	-650	2000	800	72,7	2378	14535	12158	10855

Fuente: Autor

- **Resultados Indicadores Pozo 11**

Valor Presente Neto (US\$)	(\$ 74.205,66)
Relacion Costo/Beneficio	0,62

PAYBACK	1,17	Años
TIR	0%	

Fuente: Autor

- **Datos Financieros Pozo 12**

Producción de fluido actual (BFPD)	2584,6
Producción de fluido estimada (BFPD)	7345,2
BSW (Fracción)	0,91
Tasa de declinación mensual de la producción (%)	0,08
Costo eléctrico actual (US\$)	3366
Costo eléctrico estimado (US\$)	7420
Costo de deshidratación (US\$/bbl)	0,4
Costo de tratamiento de agua (US\$)	0,6
Nómina mensual (US\$)	2000
Costo de monitoreo y mantenimiento (US\$)	800
Costo de transporte del crudo (US\$/bbl)	0,5
Precio del barril (US\$/bbl)	100
Inversión inicial (US\$)	210000
Tasa de oportunidad (%)	12
Tasa anual de depreciación (%)	20
Depreciación anual del equipo (US\$)	42000
Regalías e impuestos (US\$)	96487

Fuente: Autor

- **Resultados Pozo 12**

Mes	Producción incremental de fluido (bbl)	Producción incremental de aceite (bbl)	Producción incremental de agua (bbl)	Costo de deshidratación del crudo (US\$)	Costo de tratamiento del agua (US\$)	Costo del Consumo Eléctrico Incremental (US\$)	Pago de nómina (US\$)	Costo del monitoreo y mantenimiento (US\$)	Costo de transporte del crudo (US\$)	Egresos (US\$)	Ingresos (US\$)	Flujo de caja (US\$)	Valor Presente (US\$)
1	4760,6	452,3	4308,3	1904,2	2585,0	4054	2000	800	226,1	11569	45226	33656	30050
2	4756,8	451,9	4304,9	1902,7	2582,9	4054	2000	800	225,9	11566	45190	33624	30021
3	4753,0	451,5	4301,5	1901,2	2580,9	4054	2000	800	225,8	11562	45153	33592	29992
4	4749,2	451,2	4298,0	1899,7	2578,8	4054	2000	800	225,6	11558	45117	33559	29964
5	4745,4	450,8	4294,6	1898,2	2576,7	4054	2000	800	225,4	11554	45081	33527	29935
6	4741,6	450,5	4291,1	1896,6	2574,7	4054	2000	800	225,2	11551	45045	33495	29906
7	4737,8	450,1	4287,7	1895,1	2572,6	4054	2000	800	225,0	11547	45009	33462	29877
8	4734,0	449,7	4284,3	1893,6	2570,6	4054	2000	800	224,9	11543	44973	33430	29848
9	4730,2	449,4	4280,8	1892,1	2568,5	4054	2000	800	224,7	11539	44937	33398	29819
10	4726,4	449,0	4277,4	1890,6	2566,5	4054	2000	800	224,5	11536	44901	33366	29791
11	4722,7	448,7	4274,0	1889,1	2564,4	4054	2000	800	224,3	11532	44865	33333	29762
12	4718,9	448,3	4270,6	1887,5	2562,3	4054	2000	800	224,1	11528	44829	33301	29733

Fuente: Autor

- **Resultados Indicadores Pozo 12**

Valor Presente Neto (US\$)	(\$ 2.359,25)
Relacion Costo/Beneficio	1,03

PAYBACK	0,67	Años
TIR	12%	

Fuente: Autor

- Datos Financieros Pozo 13**

Producción de fluido actual (BFPD)	141,1
Producción de fluido estimada (BFPD)	177,8
BSW (Fracción)	0,69
Tasa de declinación mensual de la producción (%)	0,08
Costo eléctrico actual (US\$)	946
Costo eléctrico estimado (US\$)	361
Costo de deshidratación (US\$/bbl)	0,4
Costo de tratamiento de agua (US\$)	0,6
Nómina mensual (US\$)	2000
Costo de monitoreo y mantenimiento (US\$)	800
Costo de transporte del crudo (US\$/bbl)	0,5
Precio del barril (US\$/bbl)	100
Inversión inicial (US\$)	149000
Tasa de oportunidad (%)	12
Tasa anual de depreciación (%)	20
Depreciación anual del equipo (US\$)	29800
Regalías e impuestos (US\$)	2410

Fuente: Autor

- Resultados Pozo 13**

Mes	Producción incremental de fluido (bbl)	Producción incremental de aceite (bbl)	Producción incremental de agua (bbl)	Costo de deshidratación del crudo (US\$)	Costo de tratamiento del agua (US\$)	Costo del Consumo Eléctrico Incremental (US\$)	Pago de nómina (US\$)	Costo del monitoreo y mantenimiento (US\$)	Costo de transporte del crudo (US\$)	Egresos (US\$)	Ingresos (US\$)	Flujo de caja (US\$)	Valor Presente (US\$)
1	36,7	11,3	25,4	14,7	15,2	-585	2000	800	5,6	2250	1130	-1121	-1001
2	36,7	11,3	25,4	14,7	15,2	-585	2000	800	5,6	2250	1129	-1122	-1002
3	36,6	11,3	25,4	14,7	15,2	-585	2000	800	5,6	2250	1128	-1123	-1002
4	36,6	11,3	25,3	14,6	15,2	-585	2000	800	5,6	2250	1127	-1123	-1003
5	36,6	11,3	25,3	14,6	15,2	-585	2000	800	5,6	2250	1126	-1124	-1004
6	36,6	11,3	25,3	14,6	15,2	-585	2000	800	5,6	2250	1125	-1125	-1005
7	36,5	11,2	25,3	14,6	15,2	-585	2000	800	5,6	2250	1124	-1126	-1005
8	36,5	11,2	25,3	14,6	15,2	-585	2000	800	5,6	2250	1123	-1127	-1006
9	36,5	11,2	25,2	14,6	15,1	-585	2000	800	5,6	2250	1122	-1128	-1007
10	36,4	11,2	25,2	14,6	15,1	-585	2000	800	5,6	2250	1122	-1129	-1008
11	36,4	11,2	25,2	14,6	15,1	-585	2000	800	5,6	2250	1121	-1130	-1009
12	36,4	11,2	25,2	14,6	15,1	-585	2000	800	5,6	2250	1120	-1130	-1009

Fuente: Autor

- **Resultados Indicadores Pozo 13**

Valor Presente Neto (US\$)	(\$ 155.965,59)
Relacion Costo/Beneficio	-0,07
PAYBACK	NA
TIR	NA

Fuente: Autor

- **Datos Financieros Pozo 14**

Producción de fluido actual (BFPD)	903,3
Producción de fluido estimada (BFPD)	2070,1
BSW (Fracción)	0,93
Tasa de declinación mensual de la producción (%)	0,08
Costo eléctrico actual (US\$)	1350
Costo eléctrico estimado (US\$)	2022
Costo de deshidratación (US\$/bbl)	0,4
Costo de tratamiento de agua (US\$)	0,6
Nómina mensual (US\$)	2000
Costo de monitoreo y mantenimiento (US\$)	800
Costo de transporte del crudo (US\$/bbl)	0,5
Precio del barril (US\$/bbl)	100
Inversión inicial (US\$)	149000
Tasa de oportunidad (%)	12
Tasa anual de depreciación (%)	20
Depreciación anual del equipo (US\$)	29800
Regalías e impuestos (US\$)	17002

Fuente: Autor

- **Resultados Pozo 14**

Mes	Producción incremental de fluido (bbi)	Producción incremental de aceite (bbi)	Producción incremental de agua (bbi)	Costo de deshidratación del crudo (US\$)	Costo de tratamiento del agua (US\$)	Costo del Consumo Eléctrico Incremental (US\$)	Pago de nómina (US\$)	Costo del monitoreo y mantenimiento (US\$)	Costo de transporte del crudo (US\$)	Egresos (US\$)	Ingresos (US\$)	Flujo de caja (US\$)	Valor Presente (US\$)
1	1166,8	79,7	1087,1	466,7	652,3	672	2000	800	39,8	4631	7969	3338	2981
2	1165,9	79,6	1086,2	466,3	651,7	672	2000	800	39,8	4630	7963	3333	2976
3	1164,9	79,6	1085,4	466,0	651,2	672	2000	800	39,8	4629	7956	3328	2971
4	1164,0	79,5	1084,5	465,6	650,7	672	2000	800	39,8	4628	7950	3322	2966
5	1163,1	79,4	1083,6	465,2	650,2	672	2000	800	39,7	4627	7944	3317	2961
6	1162,1	79,4	1082,8	464,9	649,7	672	2000	800	39,7	4626	7937	3311	2956
7	1161,2	79,3	1081,9	464,5	649,1	672	2000	800	39,7	4625	7931	3306	2952
8	1160,3	79,2	1081,0	464,1	648,6	672	2000	800	39,6	4624	7925	3300	2947
9	1159,4	79,2	1080,2	463,7	648,1	672	2000	800	39,6	4623	7918	3295	2942
10	1158,4	79,1	1079,3	463,4	647,6	672	2000	800	39,6	4623	7912	3290	2937
11	1157,5	79,1	1078,4	463,0	647,1	672	2000	800	39,5	4622	7906	3284	2932
12	1156,6	79,0	1077,6	462,6	646,5	672	2000	800	39,5	4621	7899	3279	2927

Fuente: Autor

- **Resultados Indicadores Pozo 14**

Valor Presente Neto (US\$)	(\$ 128.461,69)
Relacion Costo/Beneficio	0,18

PAYBACK	4,00	Años
TIR	-16,17%	

Fuente: Autor

- Datos Financieros Pozo 15**

Producción de fluido actual (BFPD)	387,9
Producción de fluido estimada (BFPD)	443,9
BSW (Fracción)	0,56
Tasa de declinación mensual de la producción (%)	0,08
Costo eléctrico actual (US\$)	1303
Costo eléctrico estimado (US\$)	1115
Costo de deshidratación (US\$/bbl)	0,4
Costo de tratamiento de agua (US\$)	0,6
Nómina mensual (US\$)	2000
Costo de monitoreo y mantenimiento (US\$)	800
Costo de transporte del crudo (US\$/bbl)	0,5
Precio del barril (US\$/bbl)	100
Inversión inicial (US\$)	139000
Tasa de oportunidad (%)	12
Tasa anual de depreciación (%)	20
Depreciación anual del equipo (US\$)	27800
Regalías e impuestos (US\$)	5257

Fuente: Autor

- Resultados Pozo 15**

Mes	Producción incremental de fluido (bbl)	Producción incremental de aceite (bbl)	Producción incremental de agua (bbl)	Costo de deshidratación del crudo (US\$)	Costo de tratamiento del agua (US\$)	Costo del Consumo Eléctrico Incremental (US\$)	Pago de nómina (US\$)	Costo del monitoreo y mantenimiento (US\$)	Costo de transporte del crudo (US\$)	Egresos (US\$)	Ingresos (US\$)	Flujo de caja (US\$)	Valor Presente (US\$)
1	56,0	24,6	31,4	22,4	18,8	-188	2000	800	12,3	2666	2464	-202	-180
2	56,0	24,6	31,3	22,4	18,8	-188	2000	800	12,3	2665	2462	-203	-182
3	55,9	24,6	31,3	22,4	18,8	-188	2000	800	12,3	2665	2460	-205	-183
4	55,9	24,6	31,3	22,3	18,8	-188	2000	800	12,3	2665	2458	-207	-185
5	55,8	24,6	31,3	22,3	18,8	-188	2000	800	12,3	2665	2456	-209	-187
6	55,8	24,5	31,2	22,3	18,7	-188	2000	800	12,3	2665	2454	-211	-189
7	55,7	24,5	31,2	22,3	18,7	-188	2000	800	12,3	2665	2452	-213	-190
8	55,7	24,5	31,2	22,3	18,7	-188	2000	800	12,3	2665	2450	-215	-192
9	55,6	24,5	31,2	22,3	18,7	-188	2000	800	12,2	2665	2448	-217	-194
10	55,6	24,5	31,1	22,2	18,7	-188	2000	800	12,2	2665	2446	-219	-195
11	55,6	24,4	31,1	22,2	18,7	-188	2000	800	12,2	2665	2444	-221	-197
12	55,5	24,4	31,1	22,2	18,7	-188	2000	800	12,2	2665	2442	-223	-199

Fuente: Autor

- **Resultados Indicadores Pozo 15**

Valor Presente Neto (US\$)	(\$ 141.545,37)
Relacion Costo/Beneficio	-0,01

PAYBACK	NA	Años
TIR	NA	

Fuente: Autor

- **Datos Financieros Pozo 16**

Producción de fluido actual (BFPD)	346,2
Producción de fluido estimada (BFPD)	399,4
BSW (Fracción)	0,75
Tasa de declinación mensual de la producción (%)	0,08
Costo eléctrico actual (US\$)	1771
Costo eléctrico estimado (US\$)	2248
Costo de deshidratación (US\$/bbl)	0,4
Costo de tratamiento de agua (US\$)	0,6
Nómina mensual (US\$)	2000
Costo de monitoreo y mantenimiento (US\$)	800
Costo de transporte del crudo (US\$/bbl)	0,5
Precio del barril (US\$/bbl)	100
Inversión inicial (US\$)	115000
Tasa de oportunidad (%)	12
Tasa anual de depreciación (%)	20
Depreciación anual del equipo (US\$)	23000
Regalías e impuestos (US\$)	2893

Fuente: Autor

- **Resultados Pozo 16**

Mes	Producción incremental de fluido (bbl)	Producción incremental de aceite (bbl)	Producción incremental de agua (bbl)	Costo de deshidratación del crudo (US\$)	Costo de tratamiento del agua (US\$)	Costo del Consumo Eléctrico Incremental (US\$)	Pago de nómina (US\$)	Costo del monitoreo y mantenimiento (US\$)	Costo de transporte del crudo (US\$)	Egresos (US\$)	Ingresos (US\$)	Flujo de caja (US\$)	Valor Presente (US\$)
1	53,2	13,6	39,6	21,3	23,8	477	2000	800	6,8	3329	1356	-1973	-1761
2	53,2	13,5	39,6	21,3	23,8	477	2000	800	6,8	3329	1355	-1974	-1762
3	53,1	13,5	39,6	21,2	23,7	477	2000	800	6,8	3329	1354	-1975	-1763
4	53,1	13,5	39,5	21,2	23,7	477	2000	800	6,8	3329	1353	-1976	-1764
5	53,0	13,5	39,5	21,2	23,7	477	2000	800	6,8	3329	1352	-1977	-1765
6	53,0	13,5	39,5	21,2	23,7	477	2000	800	6,8	3329	1351	-1978	-1766
7	52,9	13,5	39,4	21,2	23,7	477	2000	800	6,7	3329	1350	-1979	-1767
8	52,9	13,5	39,4	21,2	23,7	477	2000	800	6,7	3329	1348	-1980	-1768
9	52,9	13,5	39,4	21,1	23,6	477	2000	800	6,7	3329	1347	-1981	-1769
10	52,8	13,5	39,4	21,1	23,6	477	2000	800	6,7	3328	1346	-1982	-1770
11	52,8	13,5	39,3	21,1	23,6	477	2000	800	6,7	3328	1345	-1983	-1771
12	52,7	13,4	39,3	21,1	23,6	477	2000	800	6,7	3328	1344	-1984	-1772

Fuente: Autor

- **Resultados Indicadores Pozo 16**

Valor Presente Neto (US\$)	(\$ 127.247,13)
Relacion Costo/Beneficio	-0,15

PAYBACK	NA
TIR	NA

Fuente: Autor

- **Datos Financieros Pozo 17**

Producción de fluido actual (BFPD)	806,8
Producción de fluido estimada (BFPD)	1059,1
BSW (Fracción)	0,17
Tasa de declinación mensual de la producción (%)	0,08
Costo eléctrico actual (US\$)	5094
Costo eléctrico estimado (US\$)	3534
Costo de deshidratación (US\$/bbl)	0,4
Costo de tratamiento de agua (US\$)	0,6
Nómina mensual (US\$)	2000
Costo de monitoreo y mantenimiento (US\$)	800
Costo de transporte del crudo (US\$/bbl)	0,5
Precio del barril (US\$/bbl)	100
Inversión inicial (US\$)	179000
Tasa de oportunidad (%)	12
Tasa anual de depreciación (%)	20
Depreciación anual del equipo (US\$)	35800
Regalías e impuestos (US\$)	44676

Fuente: Autor

- **Resultados Pozo 17**

Mes	Producción incremental de fluido (bbl)	Producción incremental de aceite (bbl)	Producción incremental de agua (bbl)	Costo de deshidratación del crudo (US\$)	Costo de tratamiento del agua (US\$)	Costo del Consumo Eléctrico Incremental (US\$)	Pago de nómina (US\$)	Costo del monitoreo y mantenimiento (US\$)	Costo de transporte del crudo (US\$)	Egresos (US\$)	Ingresos (US\$)	Flujo de caja (US\$)	Valor Presente (US\$)
1	252,3	209,4	42,9	100,9	25,7	-1560	2000	800	104,7	1471	20941	19470	17384
2	252,1	209,2	42,9	100,8	25,7	-1560	2000	800	104,6	1471	20924	19453	17369
3	251,9	209,1	42,8	100,8	25,7	-1560	2000	800	104,5	1471	20907	19436	17354
4	251,7	208,9	42,8	100,7	25,7	-1560	2000	800	104,5	1471	20891	19420	17339
5	251,5	208,7	42,8	100,6	25,7	-1560	2000	800	104,4	1471	20874	19403	17324
6	251,3	208,6	42,7	100,5	25,6	-1560	2000	800	104,3	1470	20857	19387	17310
7	251,1	208,4	42,7	100,4	25,6	-1560	2000	800	104,2	1470	20841	19370	17295
8	250,9	208,2	42,7	100,4	25,6	-1560	2000	800	104,1	1470	20824	19354	17280
9	250,7	208,1	42,6	100,3	25,6	-1560	2000	800	104,0	1470	20807	19337	17266
10	250,5	207,9	42,6	100,2	25,5	-1560	2000	800	104,0	1470	20791	19321	17251
11	250,3	207,7	42,5	100,1	25,5	-1560	2000	800	103,9	1470	20774	19304	17236
12	250,1	207,6	42,5	100,0	25,5	-1560	2000	800	103,8	1469	20757	19288	17221

Fuente: Autor

- **Resultados Indicadores Pozo 17**

Valor Presente Neto (US\$)	(\$ 58.827,35)
Relacion Costo/Beneficio	0,80

Fuente: Autor

PAYBACK	0,92	Años
TIR	4%	

Fuente: Autor

- **Datos Financieros Pozo 18**

Producción de fluido actual (BFPD)	538
Producción de fluido estimada (BFPD)	899,8
BSW (Fracción)	0,45
Tasa de declinación mensual de la producción (%)	0,08
Costo eléctrico actual (US\$)	3258
Costo eléctrico estimado (US\$)	4007
Costo de deshidratación (US\$/bbl)	0,4
Costo de tratamiento de agua (US\$)	0,6
Nómina mensual (US\$)	2000
Costo de monitoreo y mantenimiento (US\$)	800
Costo de transporte del crudo (US\$/bbl)	0,5
Precio del barril (US\$/bbl)	100
Inversión inicial (US\$)	175000
Tasa de oportunidad (%)	12
Tasa anual de depreciación (%)	20
Depreciación anual del equipo (US\$)	35000
Regalías e impuestos (US\$)	42454

Fuente: Autor

- **Resultados Pozo 18**

Mes	Producción incremental de fluido (bbl)	Producción incremental de aceite (bbl)	Producción incremental de agua (bbl)	Costo de deshidratación del crudo (US\$)	Costo de tratamiento del agua (US\$)	Costo del Consumo Eléctrico Incremental (US\$)	Pago de nómina (US\$)	Costo del monitoreo y mantenimiento (US\$)	Costo de transporte del crudo (US\$)	Egresos (US\$)	Ingresos (US\$)	Flujo de caja (US\$)	Valor Presente (US\$)
1	361,8	199,0	162,8	144,7	97,7	749	2000	800	99,5	3891	19899	16008	14293
2	361,5	198,8	162,7	144,6	97,6	749	2000	800	99,4	3891	19883	15992	14279
3	361,2	198,7	162,5	144,5	97,5	749	2000	800	99,3	3890	19867	15977	14265
4	360,9	198,5	162,4	144,4	97,5	749	2000	800	99,3	3890	19851	15961	14251
5	360,6	198,4	162,3	144,3	97,4	749	2000	800	99,2	3890	19835	15946	14237
6	360,4	198,2	162,2	144,1	97,3	749	2000	800	99,1	3890	19820	15930	14223
7	360,1	198,0	162,0	144,0	97,2	749	2000	800	99,0	3889	19804	15914	14209
8	359,8	197,9	161,9	143,9	97,1	749	2000	800	98,9	3889	19788	15899	14195
9	359,5	197,7	161,8	143,8	97,1	749	2000	800	98,9	3889	19772	15883	14182
10	359,2	197,6	161,6	143,7	97,0	749	2000	800	98,8	3888	19756	15868	14168
11	358,9	197,4	161,5	143,6	96,9	749	2000	800	98,7	3888	19740	15852	14154
12	358,6	197,2	161,4	143,5	96,8	749	2000	800	98,6	3888	19725	15837	14140

Fuente: Autor

Resultados Indicadores Pozo 18

Valor Presente Neto (US\$)	(\$ 76.244,95)
Relacion Costo/Beneficio	0,68

PAYBACK	1	Año
TIR	1,38%	

Fuente: Autor

- **Datos Financieros Pozo 19**

Producción de fluido actual (BFPD)	1129,3
Producción de fluido estimada (BFPD)	1666,2
BSW (Fracción)	0,43
Tasa de declinación mensual de la producción (%)	0,08
Costo eléctrico actual (US\$)	4832
Costo eléctrico estimado (US\$)	4631
Costo de deshidratación (US\$/bbl)	0,4
Costo de tratamiento de agua (US\$)	0,6
Nómina mensual (US\$)	2000
Costo de monitoreo y mantenimiento (US\$)	800
Costo de transporte del crudo (US\$/bbl)	0,5
Precio del barril (US\$/bbl)	100
Inversión inicial (US\$)	210000
Tasa de oportunidad (%)	12
Tasa anual de depreciación (%)	20
Depreciación anual del equipo (US\$)	42000
Regalías e impuestos (US\$)	65291

Fuente: Autor

- **Resultados Pozo 19**

Mes	Producción incremental de fluido (bbl)	Producción incremental de aceite (bbl)	Producción incremental de agua (bbl)	Costo de deshidratación del crudo (US\$)	Costo de tratamiento del agua (US\$)	Costo del Consumo Eléctrico Incremental (US\$)	Pago de nómina (US\$)	Costo del monitoreo y mantenimiento (US\$)	Costo de transporte del crudo (US\$)	Egresos (US\$)	Ingresos (US\$)	Flujo de caja (US\$)	Valor Presente (US\$)
1	536,9	306,0	230,9	214,8	138,5	-201	2000	800	153,0	3105	30603	27498	24552
2	536,5	305,8	230,7	214,6	138,4	-201	2000	800	152,9	3105	30579	27474	24530
3	536,0	305,5	230,5	214,4	138,3	-201	2000	800	152,8	3104	30554	27450	24509
4	535,6	305,3	230,3	214,2	138,2	-201	2000	800	152,6	3104	30530	27426	24487
5	535,2	305,1	230,1	214,1	138,1	-201	2000	800	152,5	3104	30505	27402	24466
6	534,8	304,8	229,9	213,9	138,0	-201	2000	800	152,4	3103	30481	27378	24444
7	534,3	304,6	229,8	213,7	137,9	-201	2000	800	152,3	3103	30457	27354	24423
8	533,9	304,3	229,6	213,6	137,7	-201	2000	800	152,2	3102	30432	27330	24402
9	533,5	304,1	229,4	213,4	137,6	-201	2000	800	152,0	3102	30408	27306	24380
10	533,0	303,8	229,2	213,2	137,5	-201	2000	800	151,9	3102	30384	27282	24359
11	532,6	303,6	229,0	213,0	137,4	-201	2000	800	151,8	3101	30359	27258	24338
12	532,2	303,4	228,8	212,9	137,3	-201	2000	800	151,7	3101	30335	27234	24316

Fuente: Autor

- **Resultados Indicadores Pozo 19**

Valor Presente Neto (US\$)	(\$ 40.290,50)
Relacion Costo/Beneficio	0,92

PAYBACK	0,75	Años
TIR	7,67%	

Fuente: Autor

- **Datos Financieros Pozo 20**

Producción de fluido actual (BFPD)	603,2
Producción de fluido estimada (BFPD)	737,2
BSW (Fracción)	0,22
Tasa de declinación mensual de la producción (%)	0,08
Costo eléctrico actual (US\$)	4597
Costo eléctrico estimado (US\$)	2339
Costo de deshidratación (US\$/bbl)	0,4
Costo de tratamiento de agua (US\$)	0,6
Nómina mensual (US\$)	2000
Costo de monitoreo y mantenimiento (US\$)	800
Costo de transporte del crudo (US\$/bbl)	0,5
Precio del barril (US\$/bbl)	100
Inversión inicial (US\$)	235000
Tasa de oportunidad (%)	12
Tasa anual de depreciación (%)	20
Depreciación anual del equipo (US\$)	47000
Regalías e impuestos (US\$)	22299

Fuente: Autor

- **Resultados Pozo 20**

Mes	Producción incremental de fluido (bbl)	Producción incremental de aceite (bbl)	Producción incremental de agua (bbl)	Costo de deshidratación del crudo (US\$)	Costo de tratamiento del agua (US\$)	Costo del Consumo Eléctrico Incremental (US\$)	Pago de nómina (US\$)	Costo del monitoreo y mantenimiento (US\$)	Costo de transporte del crudo (US\$)	Egresos (US\$)	Ingresos (US\$)	Flujo de caja (US\$)	Valor Presente (US\$)
1	134,0	104,5	29,5	53,6	17,7	-2258	2000	800	52,3	666	10452	9786	8738
2	133,9	104,4	29,5	53,6	17,7	-2258	2000	800	52,2	665	10444	9778	8731
3	133,8	104,4	29,4	53,5	17,7	-2258	2000	800	52,2	665	10435	9770	8723
4	133,7	104,3	29,4	53,5	17,6	-2258	2000	800	52,1	665	10427	9762	8716
5	133,6	104,2	29,4	53,4	17,6	-2258	2000	800	52,1	665	10419	9753	8708
6	133,5	104,1	29,4	53,4	17,6	-2258	2000	800	52,1	665	10410	9745	8701
7	133,4	104,0	29,3	53,3	17,6	-2258	2000	800	52,0	665	10402	9737	8694
8	133,3	103,9	29,3	53,3	17,6	-2258	2000	800	52,0	665	10394	9729	8686
9	133,1	103,9	29,3	53,3	17,6	-2258	2000	800	51,9	665	10385	9721	8679
10	133,0	103,8	29,3	53,2	17,6	-2258	2000	800	51,9	665	10377	9712	8672
11	132,9	103,7	29,2	53,2	17,5	-2258	2000	800	51,8	665	10369	9704	8664
12	132,8	103,6	29,2	53,1	17,5	-2258	2000	800	51,8	664	10360	9696	8657

Fuente: Autor

- **Resultados Indicadores Pozo 20**

Valor Presente Neto (US\$)	(\$ 174.593,00)
Relacion Costo/Beneficio	0,34

PAYBACK	2,17	Años
TIR	-9,40%	

Fuente: Autor

- **Datos Financieros Pozo 21**

Producción de fluido actual (BFPD)	2645
Producción de fluido estimada (BFPD)	3320,3
BSW (Fracción)	0,75
Tasa de declinación mensual de la producción (%)	0,08
Costo eléctrico actual (US\$)	10158
Costo eléctrico estimado (US\$)	10542
Costo de deshidratación (US\$/bbl)	0,4
Costo de tratamiento de agua (US\$)	0,6
Nómina mensual (US\$)	2000
Costo de monitoreo y mantenimiento (US\$)	800
Costo de transporte del crudo (US\$/bbl)	0,5
Precio del barril (US\$/bbl)	100
Inversión inicial (US\$)	220000
Tasa de oportunidad (%)	12
Tasa anual de depreciación (%)	20
Depreciación anual del equipo (US\$)	44000
Regalías e impuestos (US\$)	36724

Fuente: Autor

- **Resultados Pozo 21**

Mes	Producción incremental de fluido (bbl)	Producción incremental de aceite (bbl)	Producción incremental de agua (bbl)	Costo de deshidratación del crudo (US\$)	Costo de tratamiento del agua (US\$)	Costo del Consumo Eléctrico Incremental (US\$)	Pago de nómina (US\$)	Costo del monitoreo y mantenimiento (US\$)	Costo de transporte del crudo (US\$)	Egresos (US\$)	Ingresos (US\$)	Flujo de caja (US\$)	Valor Presente (US\$)
1	675,3	172,1	503,2	270,1	301,9	384	2000	800	86,1	3842	17213	13371	11939
2	674,8	172,0	502,8	269,9	301,7	384	2000	800	86,0	3842	17200	13358	11927
3	674,2	171,9	502,4	269,7	301,4	384	2000	800	85,9	3841	17186	13345	11915
4	673,7	171,7	502,0	269,5	301,2	384	2000	800	85,9	3841	17172	13332	11903
5	673,1	171,6	501,6	269,3	300,9	384	2000	800	85,8	3840	17158	13318	11891
6	672,6	171,4	501,2	269,0	300,7	384	2000	800	85,7	3839	17145	13305	11880
7	672,1	171,3	500,8	268,8	300,5	384	2000	800	85,7	3839	17131	13292	11868
8	671,5	171,2	500,4	268,6	300,2	384	2000	800	85,6	3838	17117	13279	11856
9	671,0	171,0	500,0	268,4	300,0	384	2000	800	85,5	3838	17104	13266	11844
10	670,5	170,9	499,6	268,2	299,7	384	2000	800	85,4	3837	17090	13252	11833
11	669,9	170,8	499,2	268,0	299,5	384	2000	800	85,4	3837	17076	13239	11821
12	669,4	170,6	498,8	267,8	299,3	384	2000	800	85,3	3836	17063	13226	11809

Fuente: Autor

- **Resultados Indicadores Pozo 21**

Valor Presente Neto (US\$)	(\$ 137.516,02)
Relacion Costo/Beneficio	0,47

PAYBACK	1,5	Año
TIR	-4,63%	

Fuente: Autor

- **Datos Financieros Pozo 22**

Producción de fluido actual (BFPD)	991,4
Producción de fluido estimada (BFPD)	2559,7
BSW (Fracción)	0,48
Tasa de declinación mensual de la producción (%)	0,08
Costo eléctrico actual (US\$)	3025
Costo eléctrico estimado (US\$)	5359
Costo de deshidratación (US\$/bbl)	0,4
Costo de tratamiento de agua (US\$)	0,6
Nómina mensual (US\$)	2000
Costo de monitoreo y mantenimiento (US\$)	800
Costo de transporte del crudo (US\$/bbl)	0,5
Precio del barril (US\$/bbl)	100
Inversión inicial (US\$)	210000
Tasa de oportunidad (%)	12
Tasa anual de depreciación (%)	20
Depreciación anual del equipo (US\$)	42000
Regalías e impuestos (US\$)	173987

Fuente: Autor

- **Resultados Pozo 22**

Mes	Producción incremental de fluido (bbl)	Producción incremental de aceite (bbl)	Producción incremental de agua (bbl)	Costo de deshidratación del crudo (US\$)	Costo de tratamiento del agua (US\$)	Costo del Consumo Eléctrico Incremental (US\$)	Pago de nómina (US\$)	Costo del monitoreo y mantenimiento (US\$)	Costo de transporte del crudo (US\$)	Egresos (US\$)	Ingresos (US\$)	Flujo de caja (US\$)	Valor Presente (US\$)
1	1568,3	815,5	752,8	627,3	451,7	2334	2000	800	407,8	6621	81552	74931	66903
2	1567,0	814,9	752,2	626,8	451,3	2334	2000	800	407,4	6620	81486	74867	66845
3	1565,8	814,2	751,6	626,3	450,9	2334	2000	800	407,1	6618	81421	74803	66788
4	1564,5	813,6	751,0	625,8	450,6	2334	2000	800	406,8	6617	81356	74739	66731
5	1563,3	812,9	750,4	625,3	450,2	2334	2000	800	406,5	6616	81291	74675	66674
6	1562,0	812,3	749,8	624,8	449,9	2334	2000	800	406,1	6615	81226	74611	66617
7	1560,8	811,6	749,2	624,3	449,5	2334	2000	800	405,8	6614	81161	74547	66560
8	1559,5	811,0	748,6	623,8	449,1	2334	2000	800	405,5	6612	81096	74484	66503
9	1558,3	810,3	748,0	623,3	448,8	2334	2000	800	405,2	6611	81031	74420	66446
10	1557,0	809,7	747,4	622,8	448,4	2334	2000	800	404,8	6610	80966	74356	66389
11	1555,8	809,0	746,8	622,3	448,1	2334	2000	800	404,5	6609	80902	74293	66333
12	1554,6	808,4	746,2	621,8	447,7	2334	2000	800	404,2	6608	80837	74229	66276

Fuente: Autor

- **Resultados Indicadores Pozo 22**

Valor Presente Neto (US\$)	\$ 252.491,29
Relacion Beneficio/Costo	1,88

PAYBACK	0,25	Años
TIR	35%	

Fuente: Autor

- **Datos Financieros Pozo 23**

Producción de fluido actual (BFPD)	797,9
Producción de fluido estimada (BFPD)	1026,5
BSW (Fracción)	0,44
Tasa de declinación mensual de la producción (%)	0,08
Costo eléctrico actual (US\$)	3026
Costo eléctrico estimado (US\$)	3091
Costo de deshidratación (US\$/bbl)	0,4
Costo de tratamiento de agua (US\$)	0,6
Nómina mensual (US\$)	2000
Costo de monitoreo y mantenimiento (US\$)	800
Costo de transporte del crudo (US\$/bbl)	0,5
Precio del barril (US\$/bbl)	100
Inversión inicial (US\$)	189000
Tasa de oportunidad (%)	12
Tasa anual de depreciación (%)	20
Depreciación anual del equipo (US\$)	37800
Regalías e impuestos (US\$)	27312

Fuente: Autor

- **Resultados Pozo 23**

Mes	Producción incremental de fluido (bbl)	Producción incremental de aceite (bbl)	Producción incremental de agua (bbl)	Costo de deshidratación del crudo (US\$)	Costo de tratamiento del agua (US\$)	Costo del Consumo Eléctrico Incremental (US\$)	Pago de nómina (US\$)	Costo del monitoreo y mantenimiento (US\$)	Costo de transporte del crudo (US\$)	Egresos (US\$)	Ingresos (US\$)	Flujo de caja (US\$)	Valor Presente (US\$)
1	228,6	128,0	100,6	91,4	60,4	65	2000	800	64,0	3081	12802	9721	8679
2	228,4	127,9	100,5	91,4	60,3	65	2000	800	64,0	3081	12791	9711	8670
3	228,2	127,8	100,4	91,3	60,3	65	2000	800	63,9	3080	12781	9701	8661
4	228,1	127,7	100,3	91,2	60,2	65	2000	800	63,9	3080	12771	9691	8652
5	227,9	127,6	100,3	91,1	60,2	65	2000	800	63,8	3080	12761	9681	8643
6	227,7	127,5	100,2	91,1	60,1	65	2000	800	63,8	3080	12750	9671	8634
7	227,5	127,4	100,1	91,0	60,1	65	2000	800	63,7	3080	12740	9661	8625
8	227,3	127,3	100,0	90,9	60,0	65	2000	800	63,7	3080	12730	9650	8617
9	227,1	127,2	99,9	90,9	60,0	65	2000	800	63,6	3079	12720	9640	8608
10	227,0	127,1	99,9	90,8	59,9	65	2000	800	63,5	3079	12710	9630	8599
11	226,8	127,0	99,8	90,7	59,9	65	2000	800	63,5	3079	12700	9620	8590
12	226,6	126,9	99,7	90,6	59,8	65	2000	800	63,4	3079	12689	9610	8581

Fuente: Autor

- **Resultados Indicadores Pozo 23**

Valor Presente Neto (US\$)	(\$ 129.046,42)
Relacion Costo/Beneficio	0,41

PAYBACK	1,75	Años
TIR	-6,83%	

Fuente: Autor

- **Datos Financieros Pozo 24**

Producción de fluido actual (BFPD)	3292,1
Producción de fluido estimada (BFPD)	6854,9
BSW (Fracción)	0,87
Tasa de declinación mensual de la producción (%)	0,08
Costo eléctrico actual (US\$)	7031
Costo eléctrico estimado (US\$)	7409
Costo de deshidratación (US\$/bbl)	0,4
Costo de tratamiento de agua (US\$)	0,6
Nómina mensual (US\$)	2000
Costo de monitoreo y mantenimiento (US\$)	800
Costo de transporte del crudo (US\$/bbl)	0,5
Precio del barril (US\$/bbl)	100
Inversión inicial (US\$)	245000
Tasa de oportunidad (%)	12
Tasa anual de depreciación (%)	20
Depreciación anual del equipo (US\$)	49000
Regalías e impuestos (US\$)	99878

Fuente: Autor

- **Resultados Pozo 24**

Mes	Producción incremental de fluido (bbl)	Producción incremental de aceite (bbl)	Producción incremental de agua (bbl)	Costo de deshidratación del crudo (US\$)	Costo de tratamiento del agua (US\$)	Costo del Consumo Eléctrico Incremental (US\$)	Pago de nómina (US\$)	Costo del monitoreo y mantenimiento (US\$)	Costo de transporte del crudo (US\$)	Egresos (US\$)	Ingresos (US\$)	Flujo de caja (US\$)	Valor Presente (US\$)
1	3562,8	468,2	3094,6	1425,1	1856,8	378	2000	800	234,1	6694	46815	40121	35823
2	3559,9	467,8	3092,2	1424,0	1855,3	378	2000	800	233,9	6691	46778	40087	35792
3	3557,1	467,4	3089,7	1422,8	1853,8	378	2000	800	233,7	6688	46740	40052	35761
4	3554,3	467,0	3087,2	1421,7	1852,3	378	2000	800	233,5	6686	46703	40017	35730
5	3551,4	466,7	3084,8	1420,6	1850,9	378	2000	800	233,3	6683	46666	39983	35699
6	3548,6	466,3	3082,3	1419,4	1849,4	378	2000	800	233,1	6680	46628	39948	35668
7	3545,7	465,9	3079,8	1418,3	1847,9	378	2000	800	233,0	6677	46591	39914	35637
8	3542,9	465,5	3077,4	1417,2	1846,4	378	2000	800	232,8	6674	46554	39879	35607
9	3540,1	465,2	3074,9	1416,0	1844,9	378	2000	800	232,6	6672	46516	39845	35576
10	3537,2	464,8	3072,4	1414,9	1843,5	378	2000	800	232,4	6669	46479	39810	35545
11	3534,4	464,4	3070,0	1413,8	1842,0	378	2000	800	232,2	6666	46442	39776	35514
12	3531,6	464,0	3067,5	1412,6	1840,5	378	2000	800	232,0	6663	46405	39742	35484

Fuente: Autor

- **Resultados Indicadores Pozo 24**

Valor Presente Neto (US\$)	\$ 2.628,88
Relación Beneficio/Costo	1,09

PAYBACK	0,58	Años
TIR	12%	

Fuente: Autor

- **Datos Financieros Pozo 25**

Producción de fluido actual (BFPD)	2270,4
Producción de fluido estimada (BFPD)	9989,7
BSW (Fracción)	0,87
Tasa de declinación mensual de la producción (%)	0,08
Costo eléctrico actual (US\$)	4223
Costo eléctrico estimado (US\$)	7180
Costo de deshidratación (US\$/bbl)	0,4
Costo de tratamiento de agua (US\$)	0,6
Nómina mensual (US\$)	2000
Costo de monitoreo y mantenimiento (US\$)	800
Costo de transporte del crudo (US\$/bbl)	0,5
Precio del barril (US\$/bbl)	100
Inversión inicial (US\$)	253000
Tasa de oportunidad (%)	12
Tasa anual de depreciación (%)	20
Depreciación anual del equipo (US\$)	50600
Regalías e impuestos (US\$)	221505

Fuente: Autor

- **Resultados Pozo 25**

Mes	Producción incremental de fluido (bbl)	Producción incremental de aceite (bbl)	Producción incremental de agua (bbl)	Costo de deshidratación del crudo (US\$)	Costo de tratamiento del agua (US\$)	Costo del Consumo Eléctrico Incremental (US\$)	Pago de nómina (US\$)	Costo del monitoreo y mantenimiento (US\$)	Costo de transporte del crudo (US\$)	Egresos (US\$)	Ingresos (US\$)	Flujo de caja (US\$)	Valor Presente (US\$)
1	7719,3	1038,2	6681,1	3087,7	4008,6	2957	2000	800	519,1	13372	103825	90452	80761
2	7713,1	1037,4	6675,7	3085,2	4005,4	2957	2000	800	518,7	13366	103742	90375	80692
3	7707,0	1036,6	6670,4	3082,8	4002,2	2957	2000	800	518,3	13360	103659	90298	80623
4	7700,8	1035,8	6665,0	3080,3	3999,0	2957	2000	800	517,9	13354	103576	90221	80555
5	7694,6	1034,9	6659,7	3077,9	3995,8	2957	2000	800	517,5	13348	103493	90145	80486
6	7688,5	1034,1	6654,4	3075,4	3992,6	2957	2000	800	517,0	13342	103410	90068	80418
7	7682,3	1033,3	6649,0	3072,9	3989,4	2957	2000	800	516,6	13336	103327	89991	80349
8	7676,2	1032,4	6643,7	3070,5	3986,2	2957	2000	800	516,2	13330	103245	89915	80281
9	7670,0	1031,6	6638,4	3068,0	3983,0	2957	2000	800	515,8	13324	103162	89838	80213
10	7663,9	1030,8	6633,1	3065,6	3979,9	2957	2000	800	515,4	13318	103079	89762	80144
11	7657,8	1030,0	6627,8	3063,1	3976,7	2957	2000	800	515,0	13312	102997	89685	80076
12	7651,6	1029,1	6622,5	3060,7	3973,5	2957	2000	800	514,6	13306	102915	89609	80008

Fuente: Autor

- **Resultados Indicadores Pozo 25**

Valor Presente Neto (US\$)	\$ 305.301,36
Relación Beneficio/Costo	1,84

PAYBACK	0,25	Años
TIR	35%	

Fuente: Autor