

**OPTIMIZACION DE PRODUCCION, CONSUMO DE ENERGIA Y NIVEL DE
ARMONICOS PARA EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN UN
CAMPO PETROLERO DEL MAGDALENA MEDIO**



GERMAN ORLANDO ALVAREZ TORRADO

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

2011

**OPTIMIZACION DE PRODUCCION, CONSUMO DE ENERGIA Y NIVEL DE
ARMONICOS PARA EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN UN
CAMPO PETROLERO DEL MAGDALENA MEDIO**

GERMAN ORLANDO ALVAREZ TORRADO

Trabajo de Grado presentado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Tutor UIS

FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZALEZ

Ingeniero de Petróleos

Tutor Schlumberger

ADRIANA MARIA DAVILA GARCIA

Ingeniera de Petróleos

Artificial Lift Services

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

2011

DEDICATORIA

A Dios que me ha dado la oportunidad de disfrutar de su creación.

*A mis Padres por sus consejos y todos sus esfuerzos para brindarme
una educación adecuada.*

*A mis hermanos con quienes celebro cada uno de mis logros y a mi
familia por apoyarme incondicionalmente.*

Germán Orlando Álvarez Torrado

AGRADECIMIENTOS

Utilizo este espacio para agradecer a las personas que participaron en la realización de este trabajo, en especial a:

La **Universidad Industrial de Santander**, Alma Mater por la que guardo un gran sentido de pertenencia.

A los docentes de la **Escuela de Ingeniería de Petróleos** quienes con sus aportes y exigencias contribuyeron directamente en mi formación profesional.

Al ingeniero **Fernando Enrique Calvete González** por sus consejos y asesorías durante mi carrera universitaria.

A la ingeniera **Adriana María Dávila García** y todos los demás ingenieros de Schlumberger – Artificial Lift, por compartirme su experiencia y conocimientos en sistemas de levantamiento artificial durante mi periodo de práctica.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	17
1. FUNDAMENTOS EN INGENIERIA DE PRODUCCION.....	18
1.1 LEY DE DARCY.....	18
1.2 INFLOW	21
1.2.1 Método IP	21
1.2.2 Método de Vogel.....	23
1.2.3 Método combinado.....	24
1.3 OUTFLOW	26
1.3.1 Gradiente de presión.....	27
1.3.2 Pérdidas por fricción.....	29
1.3.3 Presión en cabeza	30
1.4 CURVA DEL SISTEMA	30
1.4.1 Pozos en flujo natural	31
1.4.2 Pozos con levantamiento artificial.....	32
1.4.3 Flujo multifásico	33
1.5 LEVANTAMIENTO DINAMICO TOTAL	34
1.5.1 Levantamiento vertical neto	35
2. METODOLOGIA UTILIZADA EN EL DISEÑO DE EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE IMPLEMENTANDO LA HERRAMIENTA SOFTWARE DESIGNPRO®.....	37
2.1 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	40
2.2 ESTADO MECANICO DEL POZO.....	41

2.3	INFLOW	42
2.4	CRITERIOS DE DISEÑO	45
2.5	BOMBA CENTRIFUGA	46
2.6	SEPARADOR DE GAS.....	50
2.7	PROTECTOR.....	52
2.8	MOTOR ELECTRICO	54
2.9	SENSOR	56
3.	EVALUACION DE LA EFICIENCIA ACTUAL DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE BASADA EN PRUEBAS DE PRODUCCION	57
3.1	DATOS DE PRODUCCION	58
3.2	RESULTADOS DE LA SIMULACION	59
3.2.1	Pozo 01	61
3.2.2	Pozo 02.....	62
3.2.3	Pozo 03.....	63
3.2.4	Pozo 04.....	64
3.2.5	Pozo 05.....	65
3.2.6	Pozo 06.....	66
3.2.7	Pozo 07.....	67
3.2.8	Pozo 08.....	68
3.2.9	Pozo 09.....	69
3.2.10	Pozo 10.....	70
4.	PROPUESTA DE REDISEÑO PARA EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE INSTALADOS EN UN CAMPO PETROLERO DEL MAGDALENA MEDIO.....	71

4.1 INFORMACION TECNICA DEL POZO 01	72
4.1.1 Equipo propuesto.....	73
4.2 INFORMACION TECNICA DEL POZO 02	74
4.2.1 Equipo propuesto.....	75
4.3 INFORMACION TECNICA DEL POZO 03	76
4.3.1 Equipo propuesto.....	77
4.4 INFORMACION TECNICA DEL POZO 04	78
4.4.1 Equipo propuesto.....	79
4.5 INFORMACION TECNICA DEL POZO 05	80
4.5.1 Equipo propuesto.....	81
4.6 INFORMACION TECNICA DEL POZO 06	82
4.6.1 Equipo propuesto.....	83
4.7 INFORMACION TECNICA DEL POZO 07	84
4.7.1 Equipo propuesto.....	85
4.8 INFORMACION TECNICA DEL POZO 08	86
4.8.1 Equipo propuesto.....	87
4.9 INFORMACION TECNICA DEL POZO 09	88
4.9.1 Equipo propuesto.....	89
4.10 INFORMACION TECNICA DEL POZO 10	90
4.10.1 Equipo propuesto.....	91
5. ANALISIS FINANCIERO.....	92
5.1 COSTOS OPERATIVOS (OPEX).....	92
5.2 PRODUCCION DIARIA.....	98
5.3 INGRESOS.....	100

5.4 INVERSION INICIAL (CAPEX)	101
5.5 DEPRECIACIONES E IMPUESTOS	101
5.6 GANANCIAS ANTES DE INTERESES E IMPUESTOS (EBIT) Y FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO.....	102
5.7 INDICADORES DE RENTABILIDAD	103
5.8 RESULTADOS	105
5.8.1 Pozo 01.....	106
5.8.2 Pozo 02.....	107
5.8.3 Pozo 03.....	108
5.8.4 Pozo 04.....	109
5.8.5 Pozo 05.....	110
5.8.6 Pozo 06.....	111
5.8.7 Pozo 07.....	112
5.8.8 Pozo 08.....	113
5.8.9 Pozo 09.....	114
5.8.10 Pozo 10.....	115
CONCLUSIONES	116
RECOMENDACIONES.....	118
BIBLIOGRAFIA	119

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Curva inflow para el método de la línea recta.....	22
Figura 2. Curva inflow para el método de Vogel	23
Figura 3. Curva inflow para el método combinado.....	24
Figura 4. Curva outflow.....	26
Figura 5. Curva del sistema para pozos en flujo natural	31
Figura 6. Curva del sistema para pozos con levantamiento artificial	32
Figura 7. Curva del sistema para pozos con flujo multifásico	33
Figura 8. Equipo de bombeo electrosumergible.....	37
Figura 9. Ventana de inicio DesignPro®.....	40
Figura 10. Ventana para ingreso de las propiedades de los fluidos.....	41
Figura 11. Ventana para establecer el estado mecánico del pozo.....	42
Figura 12. Ventana para modelar el desempeño del pozo	43
Figura 13. Curva de desempeño del pozo	44
Figura 14. Ventana para ingresar criterios de diseño	45
Figura 15. Bomba centrífuga multietapas	47
Figura 16. Curva de eficiencia de la bomba.....	48
Figura 17. Ventana para la selección de la bomba	49
Figura 18. Separador de gas	51

Figura 19. Ventana para la selección del separador de gas	52
Figura 20. Protector	53
Figura 21. Ventana para la selección del protector	54
Figura 22. Motor eléctrico	55
Figura 23. Ventana para la selección del motor	56
Figura 24. Ventana para establecer la pérdida de eficiencia en la bomba.....	58
Figura 25. Tendencia de las variables de operación.....	60
Figura 26. Curva de eficiencia para la bomba del pozo 01	61
Figura 27. Curva de eficiencia para la bomba del pozo 02.....	62
Figura 28. Curva de eficiencia para la bomba del pozo 03.....	63
Figura 29. Curva de eficiencia para la bomba del pozo 04.....	64
Figura 30. Curva de eficiencia para la bomba del pozo 05.....	65
Figura 31. Curva de eficiencia para la bomba del pozo 06.....	66
Figura 32. Curva de eficiencia para la bomba del pozo 07	67
Figura 33. Curva de eficiencia para la bomba del pozo 08.....	68
Figura 34. Curva de eficiencia para la bomba del pozo 09.....	69
Figura 35. Curva de eficiencia para la bomba del pozo 10.....	70

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Metalurgia típica de bombas centrífugas	50
Tabla 2. Prueba de producción	59
Tabla 3. Casos comparativos para el pozo 01	72
Tabla 4. Casos comparativos para el pozo 02	74
Tabla 5. Casos comparativos para el pozo 03	76
Tabla 6. Casos comparativos para el pozo 04	78
Tabla 7. Casos comparativos para el pozo 05	80
Tabla 8. Casos comparativos para el pozo 06	82
Tabla 9. Casos comparativos para el pozo 07	84
Tabla 10. Casos comparativos para el pozo 08	86
Tabla 11. Casos comparativos para el pozo 09	88
Tabla 12. Casos comparativos para el pozo 10	90
Tabla 13. Costos del consumo eléctrico mensual	93
Tabla 14. Servicios de monitoreo y mantenimiento mensual	95
Tabla 15. Lifting Cost	96
Tabla 16. Producción diaria de aceite y agua	98
Tabla 17. Precio de los equipos	101
Tabla 18. Desvalorización anual de los equipos	102

Tabla 19. Flujo de caja para el pozo 01	106
Tabla 20. Indicadores de rentabilidad	106
Tabla 21. Flujo de caja para el pozo 02	107
Tabla 22. Declinación de la producción	107
Tabla 23. Flujo de caja para el pozo 03	108
Tabla 24. Indicadores de rentabilidad	108
Tabla 25. Flujo de caja para el pozo 04	109
Tabla 26. Indicadores de rentabilidad	109
Tabla 27. Flujo de caja para el pozo 05	110
Tabla 28. Indicadores de rentabilidad	110
Tabla 29. Flujo de caja para el pozo 06	111
Tabla 30. Indicadores de rentabilidad	111
Tabla 31. Flujo de caja para el pozo 07	112
Tabla 32. Declinación de la producción	112
Tabla 33. Flujo de caja para el pozo 08	113
Tabla 34. Declinación de la producción	113
Tabla 35. Flujo de caja para el pozo 09	114
Tabla 36. Indicadores de rentabilidad	114
Tabla 37. Flujo de caja para el pozo 10	115
Tabla 38. Indicadores de rentabilidad	115

RESUMEN

TITULO

OPTIMIZACION DE PRODUCCION, CONSUMO DE ENERGIA Y NIVEL DE ARMONICOS EN EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA UN CAMPO PETROLERO DEL MAGDALENA MEDIO

AUTOR

GERMAN ORLANDO ALVAREZ TORRADO**

PALABRAS CLAVES

Bombeo Electrosumergible, Optimización, Producción, Levantamiento Dinámico Total

DESCRIPCION

Diseñar un sistema de bombeo electrosumergible apropiado depende de la información disponible que se tenga del pozo. Un equipo mal diseñado trabaja por fuera del rango óptimo de operación ocasionando que las etapas de la bomba se desgasten fácilmente reduciendo su vida útil, disminuyendo la producción y aumentando los costos operativos debido al consumo innecesario de energía eléctrica. Es por esta razón que una buena propuesta debe recomendar la mejor configuración y tener en cuenta que no existen dos pozos iguales así estos pertenezcan a un mismo campo y produzcan del mismo intervalo productivo.

Inicialmente, en los diseños se consideró como único requisito que la bomba se ubicara por debajo del nivel dinámico del fluido, de tal forma que se garantizara la alimentación continua de líquidos en la succión del equipo. Además, se asumía la existencia de flujo monofásico en la tubería de producción. Posteriormente, los métodos para determinar caídas de presión en tuberías verticales con flujo multifásico fueron introducidos. En estos casos, los efectos de la fase gaseosa que se libera por disminución de la presión fueron estudiados.

En este trabajo se presentan los rediseños para diez pozos pertenecientes a un campo petrolero ubicado en el departamento de Santander a pocos kilómetros de la ciudad de Barrancabermeja, en donde operan actualmente sistemas de bombeo electrosumergible con un alto consumo de energía eléctrica y un caudal de producción inferior al deseado debido al desgaste sufrido durante su vida operativa. Mediante un análisis económico se evalúa la viabilidad del proyecto al ser comparada la utilidad actual con la que se obtiene con los nuevos equipos.

*Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Tutor UIS: Fernando Enrique Calvete González. Tutor Schlumberger: Adriana María Dávila García.

ABSTRACT

TITLE

PRODUCTION OPTIMIZATION, ENERGY CONSUMPTION AND HARMONICS LEVEL IN ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMPS FOR AN OIL FIELD OF THE MIDDLE MAGDALENA

AUTHOR

GERMAN ORLANDO ALVAREZ TORRADO**

KEYWORDS

Electric Submersible Pump, Optimization, Production, Total Dynamic Head

DESCRIPTION

The design of an appropriate electric submersible pump system depends on the available well information. An equipment that is badly designed would perform beyond its optimum range, causing the pump stages to wear easily, reducing its lifespan, decreasing the production and increasing the operational cost due to wasted electrical energy. Due to this reason, a good proposal should recommend the best pump design. It should also be noted that there are never two identical wells, although they are located at the same field and producing from the same interval.

Initially, in the designs was considered like only requirement that the pump was located below the fluid dynamic level, so as to ensure the continuous supply of liquid in the suction of the equipment. Furthermore, it was assumed the existence of single phase flow in the tubing. Subsequently, the methods to determine the pressure drop in vertical pipes with multiphase flow were introduced. In these cases, the effects of the gas phase that is released by pressure reduction were studied.

This project presents a redesign proposal for ten wells located in Santander department, a few kilometers from Barrancabermeja city, where the electric submersible pump systems are actually operating with high consumption of electrical energy and having lower flow rate than desired due to wear and tear during their lifespan. An economic analysis would allow the evaluation of the project feasibility by comparing the actual profitability to what could be achieved with the new proposed equipments.

* Degree Project.

**Faculty of Physic-Chemicals Engineerings. Petroleum Engineering School. UIS advisor: Fernando Enrique Calvete González. Schlumberger advisor: Adriana María Dávila García.

INTRODUCCION

Los sistemas de bombeo electrosumergible han sido utilizados por décadas como un método de levantamiento artificial que permite optimizar la producción a un bajo costo. Se distingue particularmente porque su motor está directamente acoplado con la bomba, sumergido en el fluido del pozo y suspendido en el extremo inferior de la tubería de producción. Entre sus ventajas únicas se pueden mencionar la capacidad de producir altas tasas de fluido en pozos profundos y con un alto porcentaje de agua, la utilización en pozos verticales y desviados, el bajo costo de mantenimiento y la facilidad de monitorear las condiciones en el fondo del pozo con el sensor acoplado en la base del motor.

Entre sus desventajas se pueden mencionar la necesidad de una fuente de suministro eléctrico para altos voltajes y la dificultad para bajar la tubería evitando un daño en el cable, que se deteriora por la alta temperatura. Un pozo candidato para implementar dicho sistema debe reunir características que no afecten su funcionamiento. Algunos factores indeseables son los grandes volúmenes de gas, la presencia de sólidos en los fluidos producidos y un ambiente de operación corrosivo. Por esta razón, el primer paso al momento de seleccionar la mejor combinación de todos los componentes que integran el equipo es recopilar la información disponible del campo en donde va a ser instalado.

1. FUNDAMENTOS EN INGENIERIA DE PRODUCCION

La ingeniería de producción es la rama de la ingeniería de petróleos que evalúa la relación de desempeño entre el yacimiento y el pozo. Presenta los fundamentos teóricos necesarios para diseñar los programas de completamiento, seleccionar los sistemas de levantamiento artificial y escoger las facilidades de superficie que permiten separar, medir y transportar los fluidos producidos (aceite, gas, agua e impurezas).

1.1 LEY DE DARCY¹

El estudio de la relación entre la presión y el flujo a través de arenas no consolidadas fue realizado inicialmente en 1856 por Henry Darcy. El resultado de sus experimentos es lo que conocemos hoy como la ley que lleva su nombre y enuncia que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional al gradiente de presión que existe entre los dos extremos de la roca e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido que viaja a través de ella. Expresando esta definición de forma matemática,

$$V = \frac{Q}{A} = \frac{K(P_0 - P_1)}{\mu L}$$

¹Basado en: NIND, T.E.W. Principles of oil well production, 2nd Edition. McGraw-Hill, 1964.

Donde,

V : Velocidad de flujo

Q : Caudal

A : Área transversal del medio poroso

K : Permeabilidad de la roca medida en Darcys

μ : Viscosidad del fluido

P_0 : Presión aguas arriba

P_1 : Presión aguas abajo

L : Longitud del medio poroso

Considerando una geometría de flujo radial, la ley de Darcy cambia un poco su expresión e involucra una relación entre el radio externo que corresponde al radio de drenaje y el radio del pozo.

$$Q = \frac{0,00708kh(P_r - P_{wf})}{\mu B(\ln r_e/r_w)}$$

La diferencia de presión $P_r - P_{wf}$ que existe entre el yacimiento y el pozo es la razón por la que los fluidos se desplazan a través de la formación y son producidos en superficie. Debido a que toda la información requerida por esta ecuación no se tiene disponible en la mayoría de los casos, es posible considerar como constantes las propiedades del fluido y de la roca para simplificar el análisis un pozo en particular.

De esta forma,

$$Q = \frac{C_1 C_2 C_3 (P_r - P_{wf})}{C_4 C_5 \left(\ln \frac{C_6}{C_7} \right)}$$

La expresión anterior puede ser simplificada empleando una sola constante.

$$Q = J(P_r - P_{wf})$$

El diferencial de presión ΔP es llamado “drawdown” en algunas ocasiones y la constante J es conocida como *Índice de Productividad* e indica la capacidad que tiene el pozo para producir hidrocarburos por cada unidad de diferencia de presión. Se debe tener en cuenta que el caudal Q es medido a condiciones de superficie, pero P_{wf} junto con P_r hacen referencia a las condiciones del pozo. Reordenando la ecuación anterior,

$$J = \frac{Q}{(P_r - P_{wf})}$$

Las unidades más comunes para el índice de productividad son *STB/d/psi*.

1.2 INFLOW²

La afluencia o “inflow” es la relación entre la presión y el caudal en las perforaciones del pozo. Este concepto fundamental es el más importante al momento de evaluar el desempeño de un pozo y los detalles de esta relación son determinados por el IPR (Inflow Performance Relationship). Existen varias expresiones matemáticas que modelan el IPR, y el trabajo del ingeniero de producción es escoger la que mejor represente las condiciones del pozo. Para explicar el concepto de afluencia, se debe asumir que el fluido siempre se desplaza desde el punto de mayor presión hacia el punto de menor de presión. Sin embargo, la definición correcta es la que enuncia que el fluido se mueve desde el punto de mayor potencial hacia el punto de menor potencial. El potencial depende de la elevación o la altura.

1.2.1 Método IP

Este método solo puede ser aplicado a pozos en los que la presión del yacimiento es superior a la presión del punto de burbuja del fluido producido. Es decir, para pozos de aceite subsaturado. Reordenando la ecuación del índice de productividad se puede observar que esta tiene la estructura de una función que representa una línea recta donde la pendiente es el inverso de J .

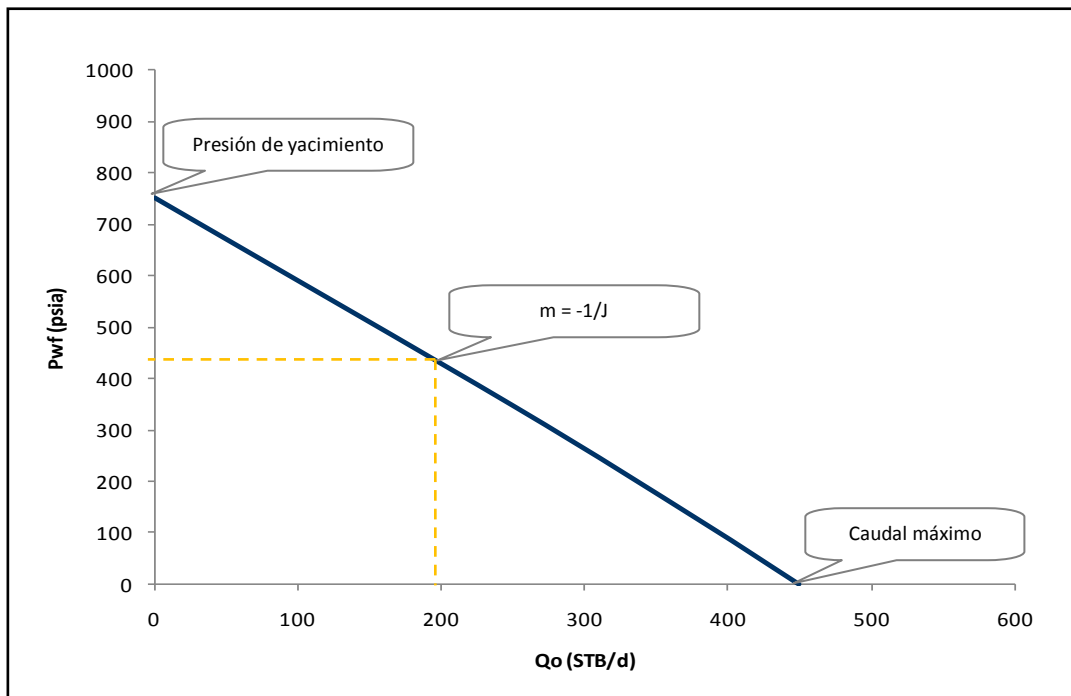
$$P_{wf} = -\frac{1}{J}Q + P_r$$

²Basado en: BEGGS, Dale. Production Optimization Using Nodal™ Analysis. 2nd Edition. Petroskills Publications. Tulsa, Oklahoma 1991.

Esta expresión le permite al ingeniero de producción evaluar el desempeño de los pozos de forma gráfica cuando no se tiene la información de las pruebas de producción.

Como se observa en la figura 1, es posible calcular cuánto podría producir un pozo a una determinada presión de fondo fluyente o para una tasa de flujo deseada cuál sería el valor de la presión en el pozo. Cuando $P_{wf} = P_r$ no existe un gradiente de presión y por lo tanto el caudal es igual a cero.

Figura 1. Curva Inflow para el método de la línea recta.

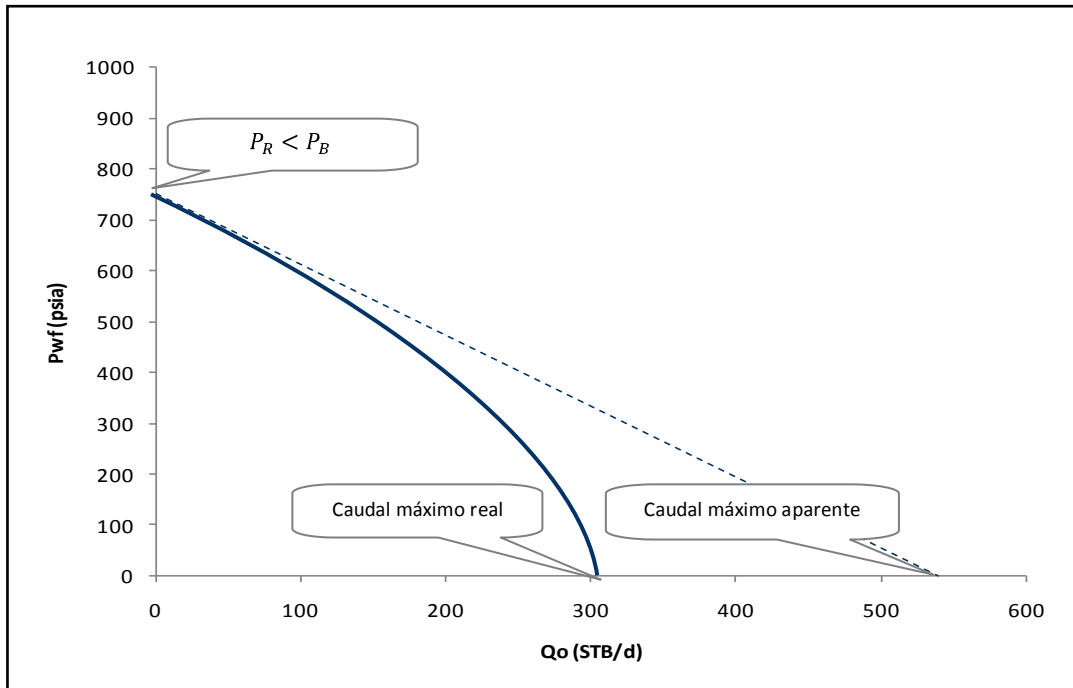


Fuente. BEGGS, Dale. Production Optimization Using Nodal™ Analysis. 2nd Edition. Petroskills Publications. Tulsa, Oklahoma 1991. Modificado por el autor.

1.2.2 Método de Vogel

El método IP es el más sencillo al momento de evaluar el desempeño de un pozo pero solo es adecuado utilizarlo cuando se está produciendo un fluido en una sola fase. Cuando se tiene gas libre en el yacimiento, es decir, cuando su presión es menor a la presión del punto de burbuja del fluido, otras consideraciones se deben tener en cuenta debido a que el gas que se libera en el yacimiento se expande reduciendo el espacio poroso por donde se mueve el aceite. Por lo tanto, el caudal esperado es menor al que se calcula con el método de la línea recta y se presenta una curvatura en la gráfica como se ilustra en la figura 2.

Figura 2. Curva Inflow para el método de Vogel.



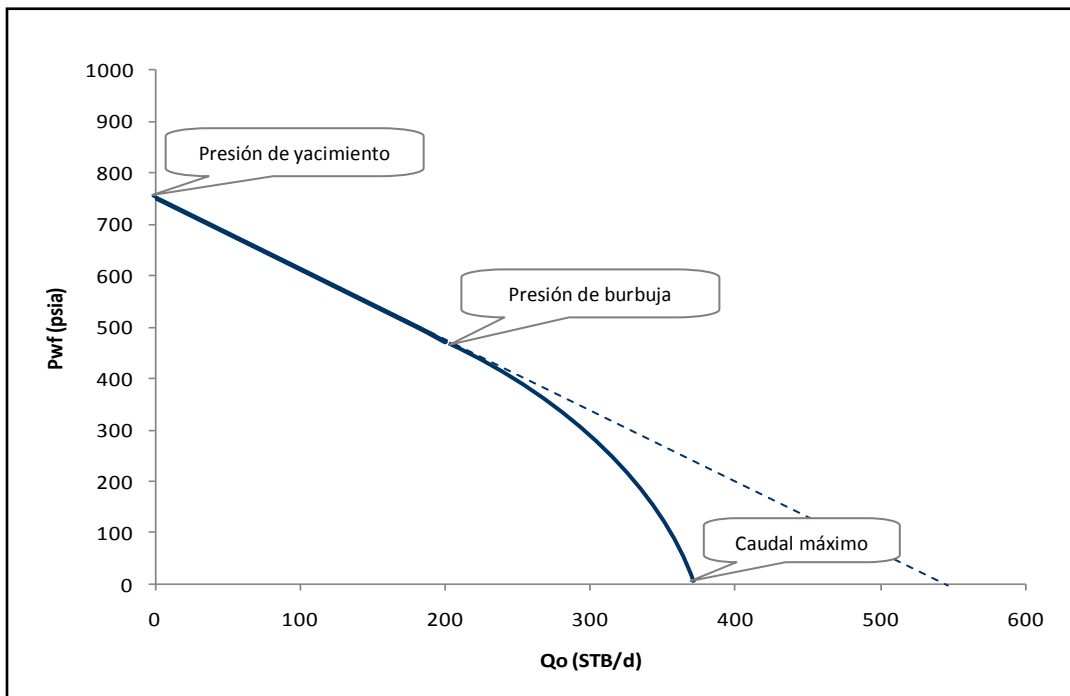
Fuente. BEGGS, Dale. Production Optimization Using Nodal™ Analysis. 2nd Edition. Petroskills Publications. Tulsa, Oklahoma 1991. Modificado por el autor.

Vogel estudió la relación entre la presión y el caudal en este tipo de yacimientos. Después de graficar las distintas curvas IPR adimensionales para todos los casos considerados, propuso una expresión matemática obtenida de forma empírica.

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

1.2.3 Método combinado

Figura 3. Curva Inflow para el método combinado.



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

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 ese punto ya se ha liberado gas por la caída de presión. Es básicamente una combinación de los métodos mencionados anteriormente para modelar el IPR del pozo.

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 gráfica de IPR para el método de Vogel como se observa en la figura 3, pero una modificación a su ecuación empírica debe realizarse.

De esta forma,

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

Donde,

Q_{max} : Caudal máximo

Q_b : Caudal en el punto de burbuja

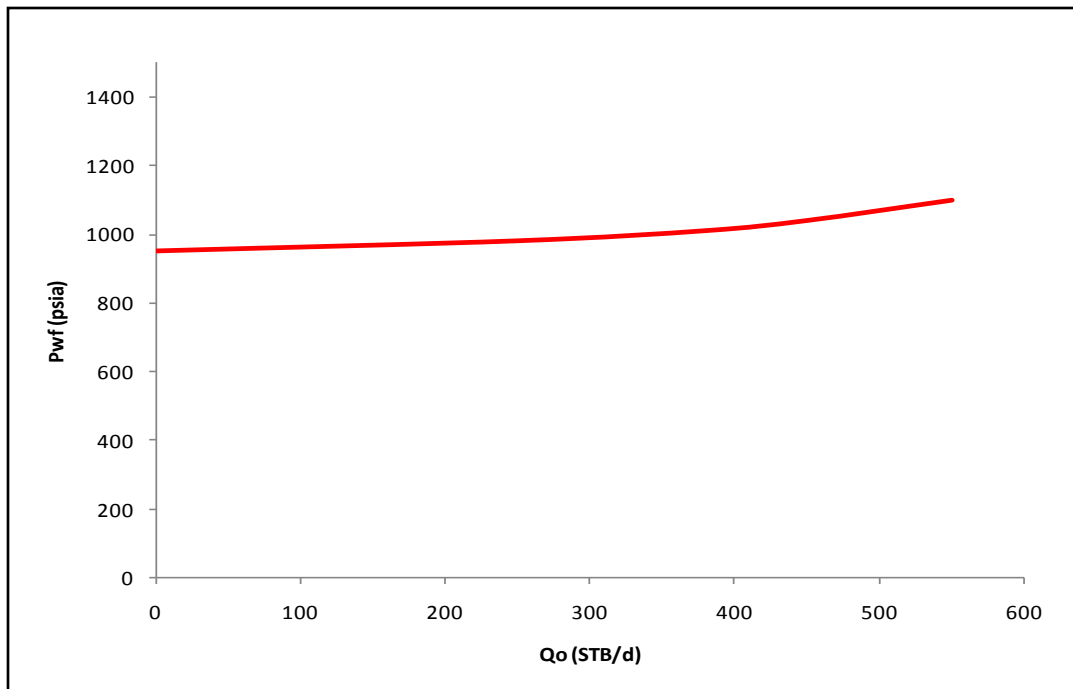
P_{wf} : Presión de fondo fluyente

P_b : Presión de burbuja

1.3 OUTFLOW³

Este es el segundo componente que determina el desempeño de un pozo y es definido como la presión requerida para levantar el fluido desde el fondo del pozo hasta superficie. La figura 4 presenta la tendencia normal de una curva outflow a medida que incrementa el valor del caudal evaluado.

Figura 4. Curva Outflow.



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

³Basado en: BEGGS, Dale. Production Optimization Using NodalTM Analysis. 2nd Edition. Petroskills Publications. Tulsa, Oklahoma 1991.

La presión requerida es igual a la presión que se debe vencer en el pozo para lograr la producción deseada y es la sumatoria de los siguientes componentes:

- ✓ Presión ejercida por la columna de fluido
- ✓ Presión que se pierde por fricción en la tubería
- ✓ Presión que se tiene en cabeza de pozo

1.3.1 Gradiente de presión⁴

Una forma rápida de conocer la variación de la presión con la profundidad es utilizar el gradiente de presión que involucra la densidad del fluido producido. La presión puede ser calculada de la siguiente forma:

$$P_G = G_{AVG} h$$

Donde,

P_G : Presión ejercida por la columna de fluido

G_{AVG} : Gradiente promedio del fluido

h : Profundidad

⁴Basado en: BROWN, Kermit. The Technology of Artificial Lift Methods, Vol. 01. PennWell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma 1977.

Para calcular el gradiente promedio simplemente se debe conocer la gravedad específica promedio del fluido. Matemáticamente se define como,

$$SG_{AVG} = SG_W * C_w + SG_o * (1 - C_w)$$

Donde,

SG_W : Gravedad específica del agua

SG_o : Gravedad específica del aceite

C_w : Corte de agua

Una vez conocida la gravedad específica promedio, esta es multiplicada por el gradiente del agua pura para obtener el gradiente promedio del fluido.

$$G_{AVG} = G_0 SG_{AVG}$$

Donde,

G_{AVG} : Gradiente promedio del fluido

SG_{AVG} : Gravedad específica promedio del fluido

G_0 : Gradiente del agua pura (0.433 *psi/ft*)

Como se puede observar en la ecuación anterior, el gradiente del fluido combina la densidad y la gravedad en una sola componente. Por esta razón, fluidos densos ejercen una mayor presión que fluidos ligeros y dicha presión es directamente proporcional con la profundidad.

1.3.2 Pérdidas por fricción⁵

Las pérdidas por fricción se presentan en la tubería mientras el fluido la recorre para llegar a la cabeza del pozo. Este componente del outflow es el que tiene una mayor complejidad en comparación a los otros dos debido a que depende de varios factores. Entre ellos se pueden mencionar:

- ✓ Las fases del fluido
- ✓ El régimen de flujo (lineal o turbulento)
- ✓ La viscosidad del fluido
- ✓ El diámetro y la rugosidad de la tubería
- ✓ La desviación del pozo

Existe una variedad de correlaciones empleadas para calcular las pérdidas por fricción. Entre ellas se encuentran la ecuación de Darcy-Weisbach y el diagrama de Moddy.

⁵Basado en: BROWN, Kermit. The Technology of Artificial Lift Methods, Vol. 01. PennWell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma 1977.

1.3.3 Presión en cabeza

La presión en cabeza depende del lugar al que debe llevarse el fluido que se está produciendo y de las condiciones de flujo en las líneas de superficie. Depende del diámetro de las tuberías, del tipo de choque que se tiene instalado y de las facilidades en general.

1.4 CURVA DEL SISTEMA⁶

Una vez conocidas las relaciones que modelan el aporte del yacimiento y la presión requerida para llevar el fluido desde el fondo del pozo hasta superficie, es posible calcular la presión del sistema. Esta es la diferencia entre las presiones inflow y outflow del pozo. Para una tasa de flujo dada,

$$P_{sis} = P_{out} - P_{in}$$

Donde,

P_{sis} : Presión del sistema

P_{out} : Presión outflow

P_{in} : Presión inflow

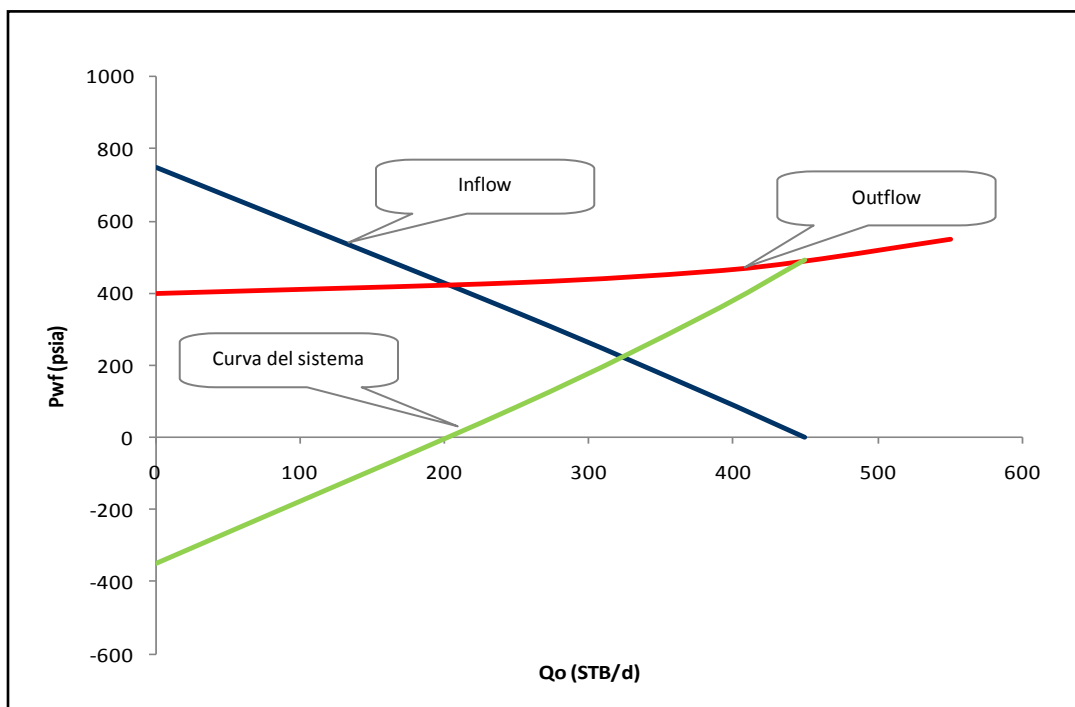
La expresión anterior permite clasificar la producción del pozo en dos casos particulares.

⁶Basado en: BROWN, Kermit. The Technology of Artificial Lift Methods, Vol. 01. PennWell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma 1977.

1.4.1 Pozos en flujo natural

Cuando $P_{sis} < 0$, entonces $P_{in} > P_{out}$ y por lo tanto la presión del yacimiento es más que suficiente para levantar el fluido. En la figura 5 se puede observar que la curva del sistema intercepta al eje x en el valor del caudal que produce el pozo.

Figura 5. Curva del sistema para pozos en flujo natural.

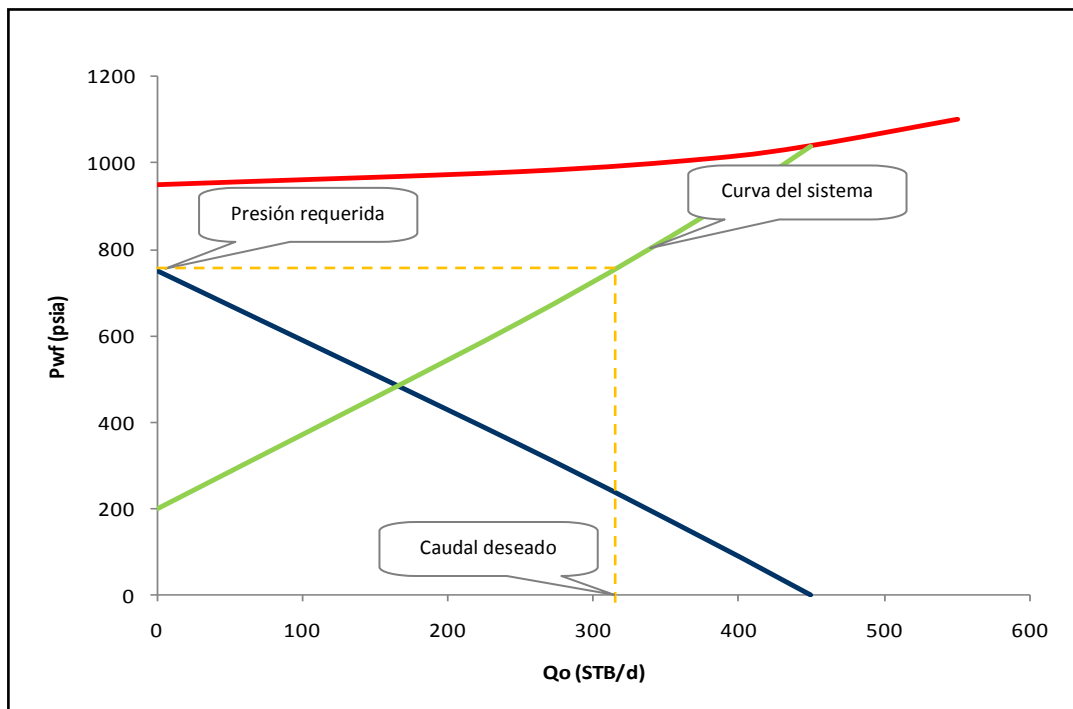


Fuente. BROWN, Kermit. The Technology of Artificial Lift Methods, Vol. 01. PennWell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma 1977. Modificado por el autor.

1.4.2 Pozos con levantamiento artificial

Si $P_{sis} > 0$, entonces $P_{in} < P_{out}$ y por lo tanto, se necesita un sistema de levantamiento artificial debido a que el yacimiento no tiene la suficiente energía para que el pozo produzca de forma natural. Como se observa en la figura 6, la curva del sistema permite calcular la presión requerida para llevar el fluido desde el fondo del pozo hasta superficie.

Figura 6. Curva del sistema para pozos con levantamiento artificial.



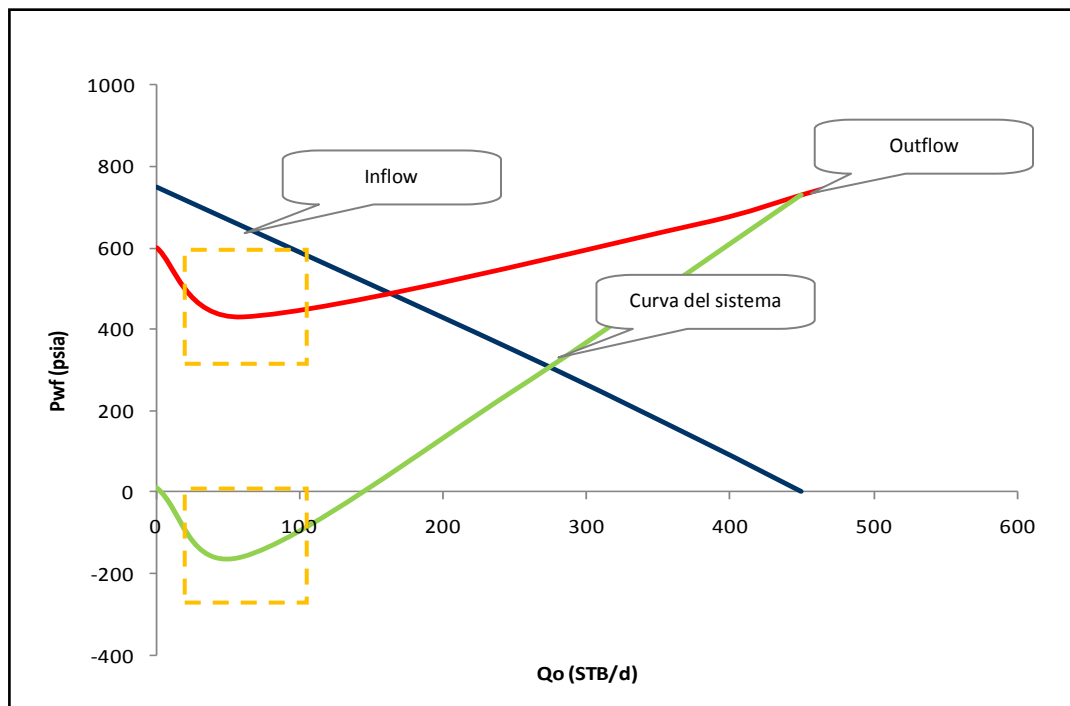
Fuente. BROWN, Kermit. The Technology of Artificial Lift Methods, Vol. 01. PennWell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma 1977. Modificado por el autor.

Para cualquier sistema de levantamiento que se desee instalar, la curva del sistema determina la cabeza que debe proporcionar la bomba para lograr el caudal deseado.

1.4.3 Flujo multifásico

Cuando se tiene presencia de gas se deben tener en cuenta ciertas consideraciones debido a que la curva del outflow cambia su tendencia y por lo tanto, la curva del sistema experimenta la misma variación como se ilustra en la figura 7.

Figura 7. Curva del sistema para pozos con flujo multifásico.



Fuente. BROWN, Kermit. The Technology of Artificial Lift Methods, Vol. 01. PennWell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma 1977. Modificado por el autor.

1.5 LEVANTAMIENTO DINAMICO TOTAL⁷

El término “levantamiento dinámico total” o TDH (Total Dynamic Head) es utilizado comúnmente a la hora de dimensionar un sistema de bombeo electrosumergible. Inicialmente se definió la curva del sistema para conocer la presión que se requiere al momento de levantar el fluido y obtener un caudal deseado. Ahora, si se habla de cabeza, se hace referencia a la misma presión pero expresada en unidades de distancia (*ft*). De esta forma se tienen dos ventajas:

- ✓ Un levantamiento constante para un volumen de fluido dado, propiedad fundamental de las bombas centrífugas.
- ✓ Cuando se están dimensionando las bombas, se relaciona de forma intuitiva el requerimiento de cabeza con su profundidad vertical.

Para facilitar los cálculos, se puede decir que la cabeza total es la suma de tres componentes:

- ✓ Presión en cabeza de pozo
- ✓ Pérdidas por fricción
- ✓ Levantamiento vertical neto

⁷Basado en: KOBYLINSKI, Lee; KALLAS, Patricia. Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Melun, France. February 2008. Unpublished work. Property of Schlumberger. All rights reserved.

Estos tres componentes son los mismos utilizados en el momento de graficar la curva outflow. Pero en esta ocasión, se expresan en unidades de longitud y no de presión. El concepto nuevo para el lector es el levantamiento vertical neto.

$$TDH = H_{THP} + H_{fric} + LVN$$

Donde,

TDH: Levantamiento dinámico total

H_{THP}: Presión en cabeza (*ft*).

H_{fric}: Pérdidas por fricción (*ft*).

LVN: Levantamiento vertical neto (*ft*).

Cabe destacar, que el concepto de TDH solo puede ser aplicado cuando se tiene flujo monofásico. Los diseños para pozos que producen aceite y gas son más complejos y para ello podría utilizarse un software especializado.

1.5.1 Levantamiento vertical neto

El levantamiento vertical neto es definido como una medida del nivel de fluido en la tubería de revestimiento. A partir de este nivel, es posible conocer la distancia vertical que debe recorrer el fluido para llegar a superficie.

$$LVN = H_{perf} - \frac{P_{wf}}{G_{prom}}$$

Donde,

LVN : Levantamiento vertical neto

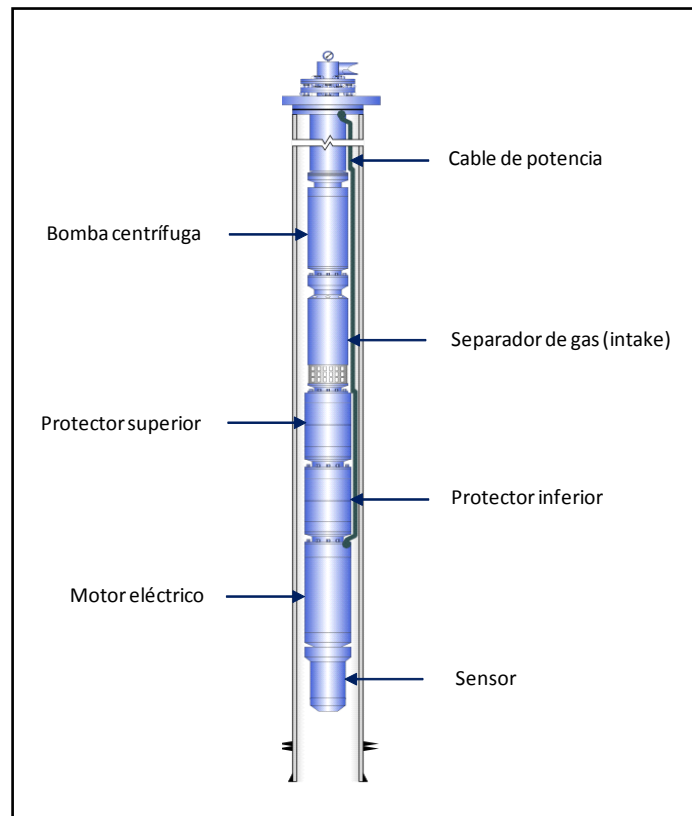
H_{perf} : Profundidad vertical de los perforados

G_{prom} : Gradiente promedio del fluido

2. METODOLOGIA UTILIZADA EN EL DISEÑO DE EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE IMPLEMENTANDO LA HERRAMIENTA SOFTWARE DESIGNPRO®⁸

Un sistema de bombeo electrosumergible está conformado por un equipo de fondo como se puede apreciar en la figura 8 junto con otros componentes instalados en superficie que suministran la energía eléctrica y controlan la velocidad del motor.

Figura 8. Equipo de bombeo electrosumergible.



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

⁸Basado en: KALLAS, Patricia. DesignPro® Tutorial. April 2010. Unpublished work. Property of Schlumberger. All rights reserved.

El equipo de fondo está conformado por una válvula de flujo, una válvula de drenaje, una bomba centrífuga con múltiples etapas, un separador de gas, una sección sello que protege al motor del fluido del pozo, un motor trifásico con suficiente potencia para mover la bomba y finalmente un sensor de fondo. Este equipo es bajado dentro del pozo al final de la sarta de producción, la cual cuelga desde el cabezal del pozo. En superficie se tienen dos transformadores, uno que reduce y otro que eleva el voltaje junto con un panel de control que permite controlar la velocidad de operación del equipo de fondo.

En el momento de seleccionar la mejor combinación de todos estos componentes es necesario recopilar toda la información disponible del pozo en donde va a ser instalado el equipo. Una buena base de datos deberá incluir las propiedades de los fluidos a producir, la presión que se tiene en cabeza de pozo, la presión del yacimiento, las temperaturas y el estado mecánico.

Si anteriormente se tenía instalado otro sistema de levantamiento artificial, es recomendable solicitar los reportes de reacondicionamiento del pozo para conocer la posible falla del equipo y el ambiente al que será expuesta la bomba centrífuga. Tener un buen conocimiento del campo es una ventaja al momento de escoger la mejor configuración.

Los procedimientos a seguir en el momento de diseñar un equipo de bombeo electrosumergible pueden variar ampliamente y una guía básica a tener en cuenta podría ser la siguiente:

- ✓ Recopilar y analizar la información del campo.
- ✓ Determinar la presión de descarga requerida (Total Dynamic Head) y el diámetro de la tubería de producción.

- ✓ Seleccionar el tipo de bomba y calcular el número de etapas necesarias.
- ✓ Revisar la carga de los ejes y la presión de estallido en el cuerpo del equipo.
- ✓ Calcular la potencia requerida por el equipo para operar a determinada frecuencia y seleccionar el motor con mayor capacidad.
- ✓ Seleccionar el protector adecuado para evitar la contaminación del aceite del motor.
- ✓ Utilizar un cable con el tamaño adecuado (calibre) que garantice el suministro de energía necesario en fondo.
- ✓ Escoger el controlador del motor, los transformadores y equipo de superficie opcional.

Debido a que cumplir con estos pasos es una tarea un poco compleja y demanda una cantidad de tiempo considerable, existen herramientas informáticas como DesignPro® que permiten realizar este trabajo de una forma rápida y eficiente. Su ventana de inicio se puede apreciar en la figura 9 y la interface gráfica es amigable, funcionando como una guía que lleva paso por paso al usuario hasta alcanzar los resultados deseados.

Figura 9. Ventana de inicio DesignPro®.

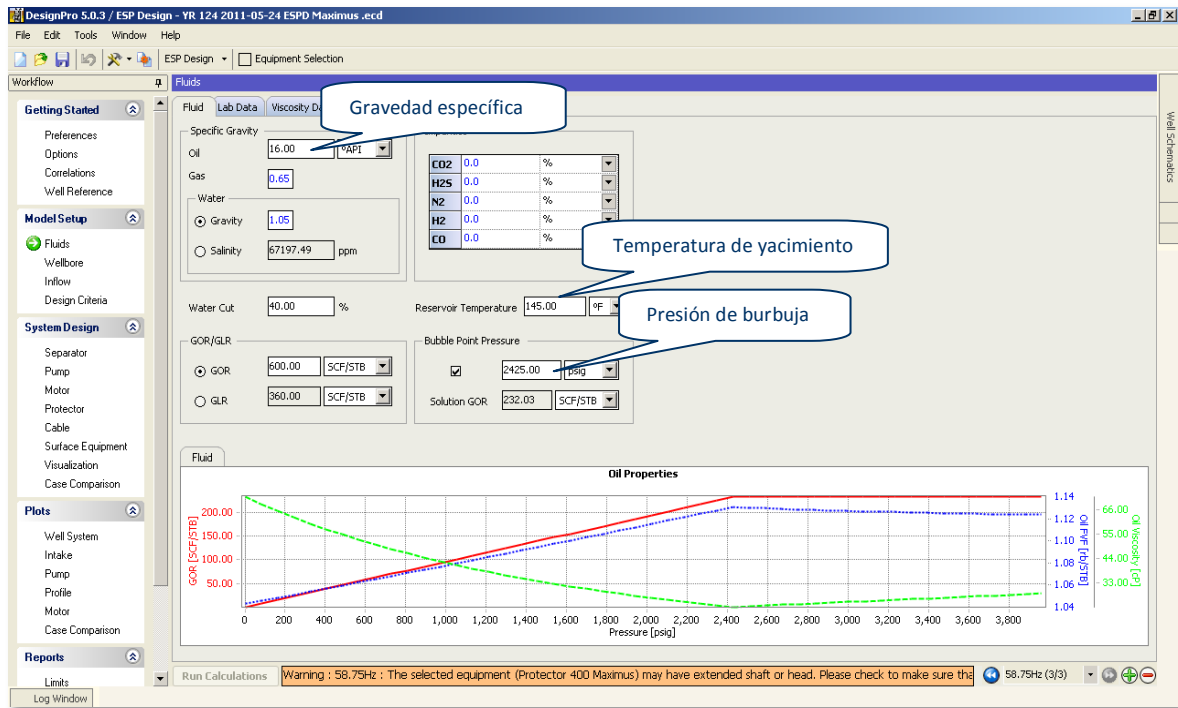


Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

2.1 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

En esta sección del software se ingresan las propiedades de los fluidos que se desean producir, el corte de agua y el porcentaje de impurezas del gas como se aprecia en la figura 10. La presión del punto de burbuja puede ser introducida directamente o puede ser calculada usando una correlación basada en la relación gas-aceite (GOR) o en la relación gas-liquido (GLR). Sin embargo, se debe tener en cuenta que el cálculo no es muy aproximado. También se cuenta con la opción de cargar una prueba PVT para caracterizar mejor el fluido.

Figura 10. Ventana para ingreso de las propiedades de los fluidos.

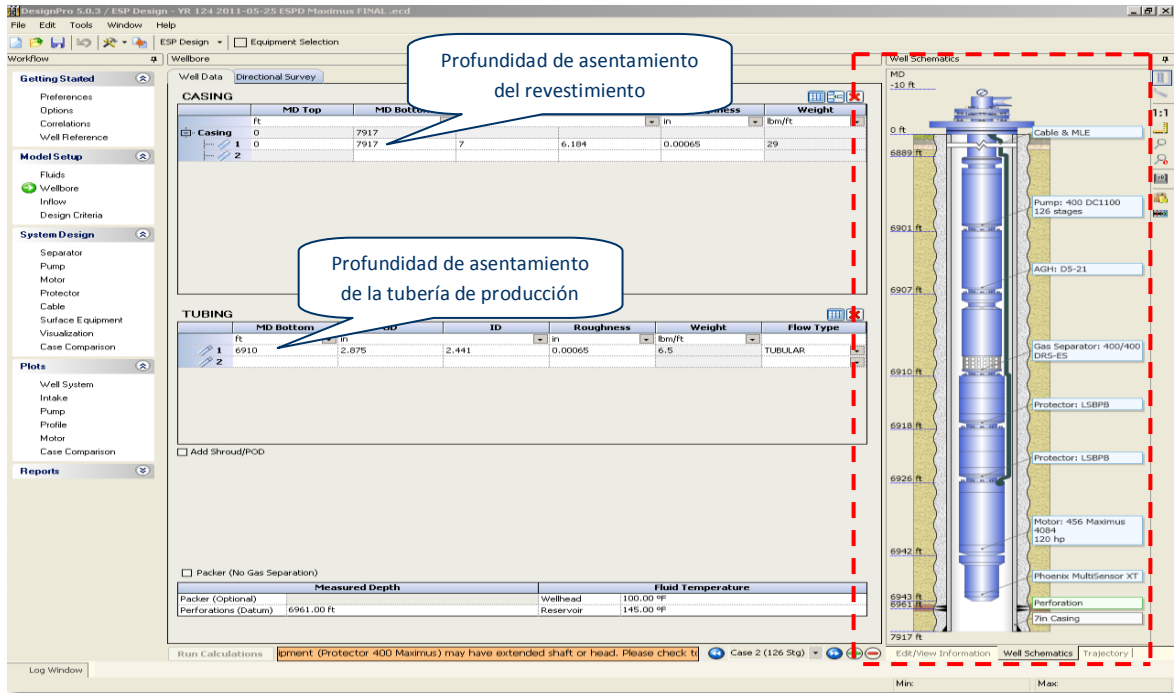


Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

2.2 ESTADO MECANICO DEL POZO

En la figura 11 se muestra la ventana en donde se introduce la profundidad de asentamiento del revestimiento y la tubería de producción, la temperatura del fluido producido, los datos de desviación del pozo (survey) y el punto medio de los perforados que será tomada por el software en el momento de graficar la curva de desempeño del pozo (IPR). Tener en cuenta que los valores ingresados deben ser las profundidades medidas (MD) y no las verticales (TVD). Al lado derecho de la ventana se presenta una visualización del estado mecánico del pozo.

Figura 11. Ventana para establecer el estado mecánico del pozo.



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

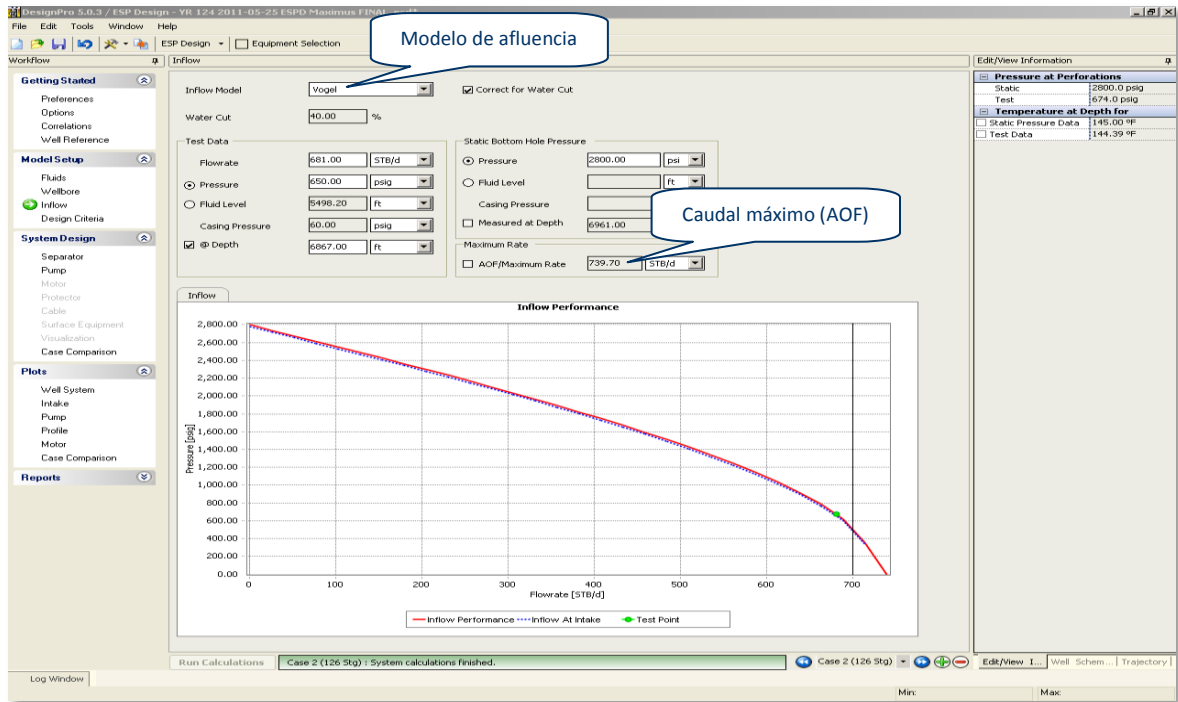
2.3 INFLOW

Se cuentan con tres opciones para modelar la curva de afluencia del pozo. En la figura 12 se puede apreciar la ventana del software en donde se ingresa el valor de la presión estática del yacimiento y el índice de productividad.

- ✓ **Método IP:** Recomendado para pozos con baja producción de gas y alto corte de agua. Se pueden introducir los datos de una prueba de producción o el valor

del índice de productividad directamente. El valor de la presión estática puede ser ingresado si se conoce o el software lo calculará a partir del nivel y la densidad del fluido.

Figura 12. Ventana para modelar el desempeño del pozo.



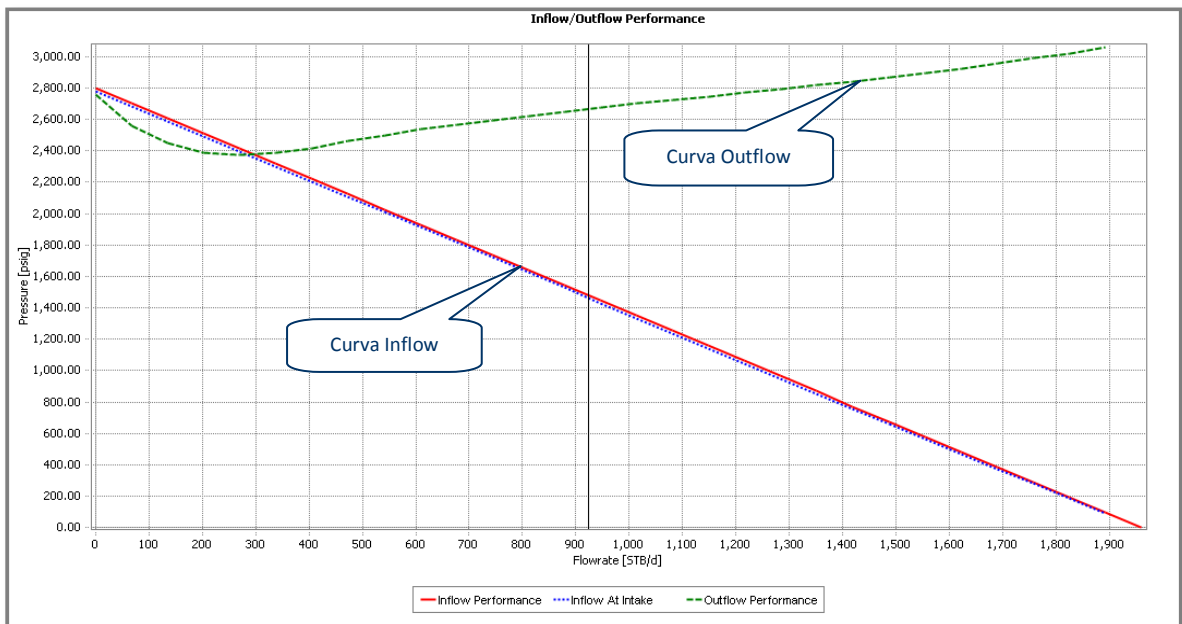
Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

- ✓ **Vogel:** Este modelo arroja mejores resultados en diseños con flujo multifásico y bajo corte de agua. Sin embargo, el software tiene la capacidad de corregir el método cuando es aplicado a pozos con alto porcentaje de agua en los fluidos producidos.

- ✓ **IPR combinado:** En este caso se debe emplear una combinación de los dos métodos para modelar correctamente la curva de afluencia en pozos donde la presión del yacimiento es mayor a la presión de burbuja del fluido producido pero en los perforados se tiene flujo multifásico.

En la figura 13 se puede observar una curva típica de desempeño para un pozo (IPR) en donde se interceptan la curva de inflow y outflow.

Figura 13. Curva de desempeño del pozo.

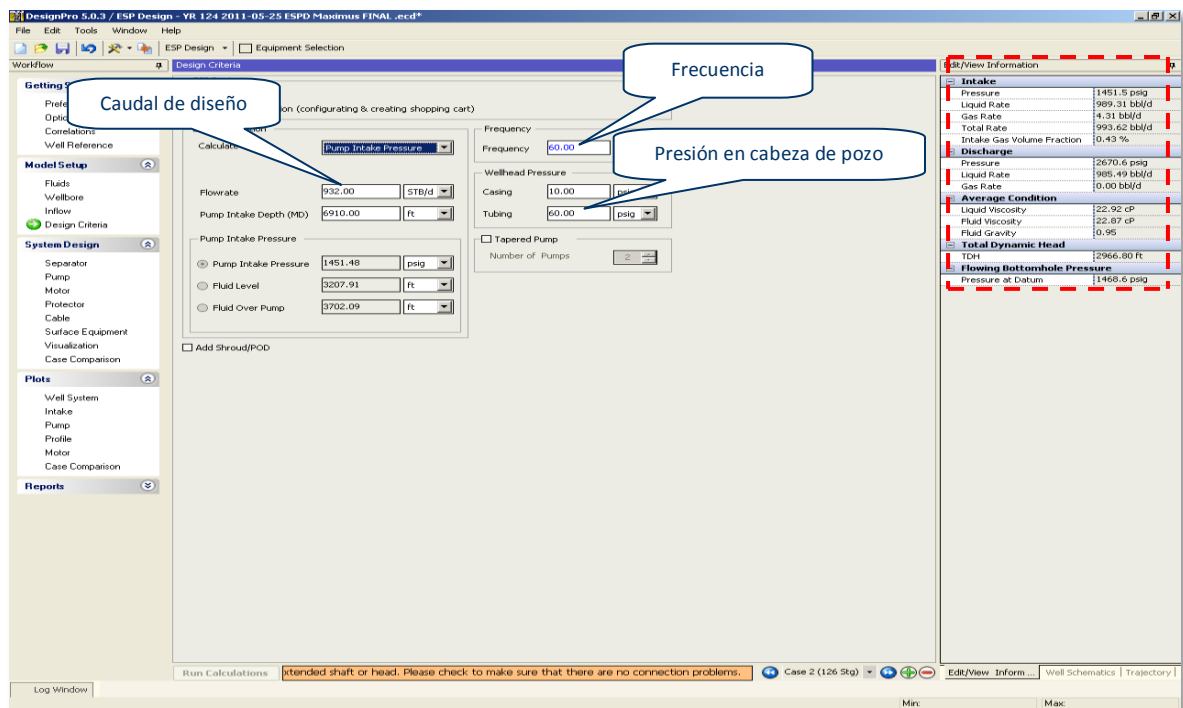


Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

2.4 CRITERIOS DE DISEÑO

El software permite calcular el caudal producido, la presión a la entrada de la bomba o la profundidad a la cual se deberá asentar el equipo relacionando todas estas variables entre sí y para calcular una, las otras dos deben ser incluidas previamente.

Figura 14. Ventana para ingresar criterios de diseño.



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

En la figura 14 se presenta la ventana en donde se definen los parámetros del diseño ingresando el caudal deseado y la frecuencia a la que trabajará la bomba. En la parte superior derecha se pueden visualizar variables como la presión de

descarga, el levantamiento dinámico total (TDH) que la bomba le proporciona al fluido, la presión de fondo fluyente y el volumen de gas antes de pasar por el separador o manejador.

2.5 BOMBA CENTRIFUGA

En la figura 15 se muestra un esquema de una bomba centrífuga multietapas. Esta es la parte más importante de un sistema de bombeo electrosumergible ya que es la que permite llevar el fluido desde el fondo del pozo hasta superficie. Esta transforma la energía mecánica del motor en energía cinética por efecto de la fuerza centrífuga mediante impulsores ubicados en serie. Cada etapa que conforma la bomba le proporciona una cantidad específica de energía (cabeza) al fluido.

El número de etapas requeridas es función de la presión de descarga necesaria para levantar el fluido. La presión total que la bomba suministra para una tasa de flujo dada es igual a la suma de las presiones que cada etapa imparte y depende de la densidad del fluido producido.

$$P_{total} = P_{etapa\ 1} + P_{etapa\ 2} + \dots + P_{etapa\ n}$$

En esta sección del software, se procede a escoger la bomba adecuada y el número de etapas requeridas. Para tal fin, se cuenta con las curvas de eficiencia.

Un ejemplo de esta se presenta en la figura 16. En ella se observa la curva de cabeza (azul), eficiencia (verde), potencia (roja) y la del sistema (naranja).

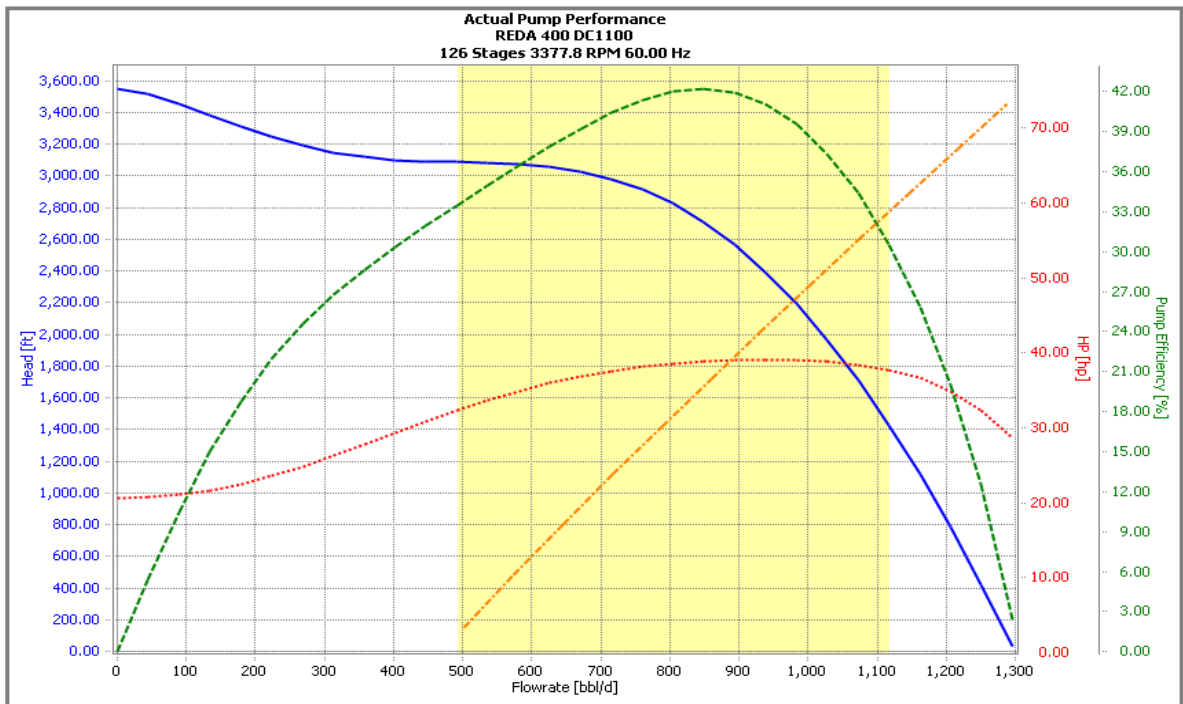
Figura 15. Bomba centrífuga multietapas.



Fuente. ISLAM, Moavim. Use of Electric Submersible Pumps (ESPs) in Oil and Gas Production Facilities. 1100 New Jersey Ave SE. Washington, D.C., 2005.

Dependiendo del caudal deseado como criterio de diseño y del rango manejado por la bomba, la curva del sistema (color naranja) y la de cabeza (color azul) se cruzarán dentro de la zona amarilla en la gráfica. Si la intercepción se encuentra por fuera de esta zona hacia el lado izquierdo, se dice que las etapas están experimentando un empuje hacia abajo (downthrust) y si esta en el lado derecho, el empuje es hacia arriba (upthrust). No es recomendable que la bomba trabaje bajo estas dos condiciones porque se tendría un desgaste en los impulsores reduciendo considerablemente su vida útil.

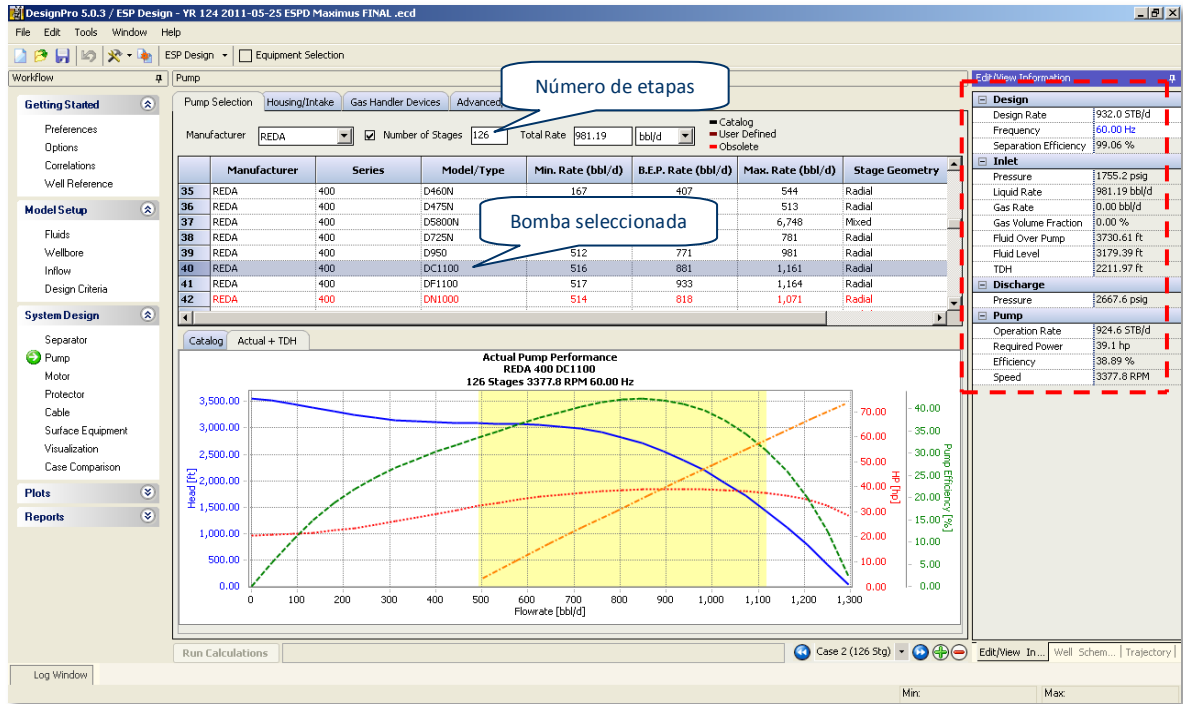
Figura 16. Curva de eficiencia de la bomba.



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

Una vez conocido el levantamiento dinámico total requerido, un número estimado de etapas necesarias es calculado para la construcción de la bomba. En la figura 17 se presenta la ventana donde se selecciona dependiendo de la disponibilidad en el inventario. Al lado derecho se puede leer el caudal de operación, la sumergencia, la eficiencia y la cabeza requerida para producir los barriles deseados a una frecuencia dada. Si el porcentaje de gas a la salida del separador es mayor a la mínima cantidad que podría manejar la bomba, se recomienda instalar un manejador de gas.

Figura 17. Ventana para la selección de la bomba.



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

Debido a que los equipos de bombeo electrosumergible operan en una variedad de ambientes y condiciones que van desde corrosivos hasta erosivos, una consideración apropiada debe darse a los materiales con los que son elaborados cada uno de sus componentes, en particular para la bomba centrífuga. En la tabla 1 es mostrada la metalurgia típica utilizada en la fabricación de una bomba. Para ambientes no corrosivos, las carcasas son fabricadas con acero al carbón. Por otro lado, para ambientes corrosivos, todos los componentes son manufacturados con materiales de alto contenido de níquel (Monel K-500/400) resistentes a estas condiciones.

Tabla 1. Metalurgia típica de bombas centrífugas.

Item	Descripción	Tipo de Material	
		Ambiente Corrosivo	Ambiente No Corrosivo
1	Pernos	Monel K-500	AISI 3140, 4037, 4140
2	Cabeza	Acero inoxidable 416	Acero 10L35, 1035
6	Difusor	Níquel (Ni-Resist)	Níquel (Ni-Resist)
7	Impulsor	Níquel (Ni-Resist)	Níquel (Ni-Resist)
8	Eje	Monel K-500	Monel K-500
10	Carcasa	9 Cr-1 Mo	Acero C1026
12	Base	Acero inoxidable 416	Acero 10L35, 1035
13	Acoples	Monel R-405	Monel R-405

Fuente. ISLAM, Moavim. Use of Electric Submersible Pumps (ESPs) in Oil and Gas Production Facilities. 1100 New Jersey Ave SE. Washington, D.C., 2005.

2.6 SEPARADOR DE GAS

Lo primero que se debe conocer es la cantidad de gas que el pozo produce para decidir si se va a instalar o no un separador de gas a la entrada de la bomba. El intake o separador de gas es mostrado en la figura 18. Por esta parte del equipo ingresa el fluido a la bomba y cuando el flujo es multifásico, este componente del sistema evita que el gas libre en el crudo entre a la bomba centrífuga y bloquee las etapas, situación que puede traer efectos adversos a la eficiencia disminuyendo la capacidad de levantamiento y por lo tanto, la producción esperada será menor. Además, un taponamiento en la bomba ocasionaría que el motor trabaje de manera forzada hasta tal punto de causar una falla.

El principal criterio para decidir a la hora de escoger entre la variedad de separadores es conocer el caudal que maneja la bomba y el máximo diámetro exterior que pueda tener el equipo para que ingrese con facilidad en la tubería de revestimiento.

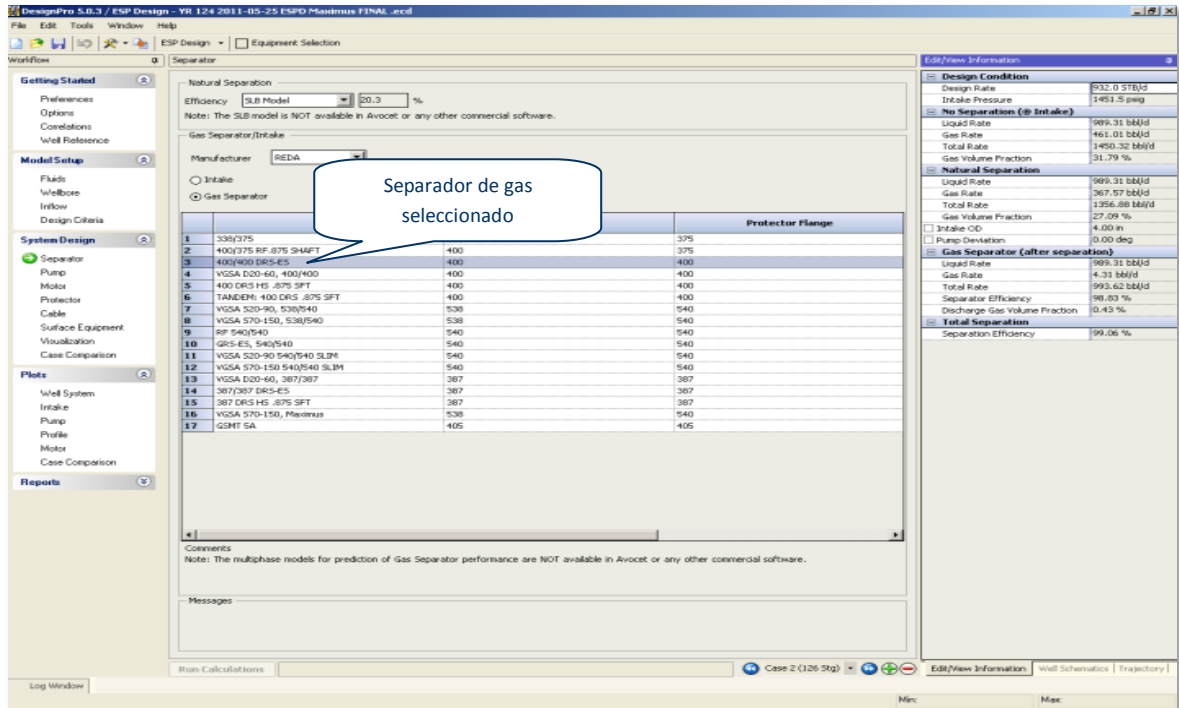
Figura 18. Separador de gas.



Fuente. ISLAM, Moavim. Use of Electric Submersible Pumps (ESPs) in Oil and Gas Production Facilities. 1100 New Jersey Ave SE. Washington, D.C., 2005.

El software le facilita la selección al usuario mostrando una lista de los separadores que se utilizan en el mercado, con su respectiva descripción que incluye el número de serie, la metalurgia en la que está fabricado, el caudal mínimo y máximo que puede manejar esta pieza del equipo y el diámetro del eje. En la figura 19 se puede observar la ventana para la selección del separador.

Figura 19. Ventana para la selección del separador de gas.



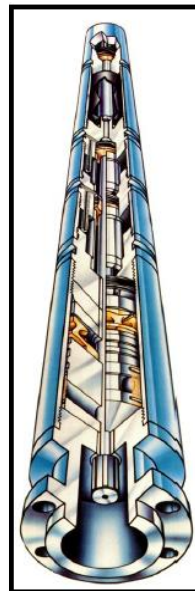
Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

2.7 PROTECTOR

El protector o sello consta de varias cámaras y es un elemento vital en el ensamble completo del equipo. Este es instalado entre el motor y el separador de gas. En su interior contiene bolsas o elastómeros para almacenar aceite dieléctrico y un laberinto que retarda el paso del fluido del pozo al motor evitando así su contaminación.

Entre sus principales funciones esta permitir que el fluido del pozo y el aceite del motor transfieran presión sin que ambos se mezclen, así como absorber el empuje generado por la bomba. Si este componente no es instalado adecuadamente, la vida útil del equipo se verá reducida de forma considerable. En la figura 20 se presenta el esquema de un protector.

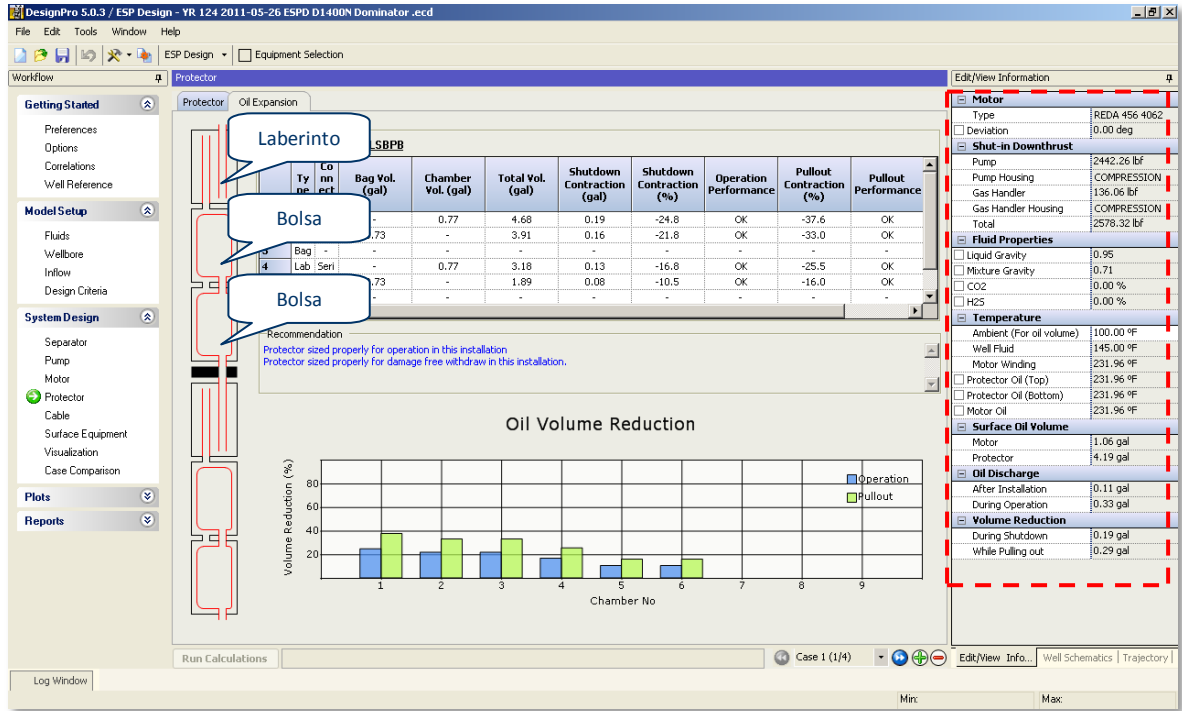
Figura 20. Protector.



Fuente. ISLAM, Moavim. Use of Electric Submersible Pumps (ESPs) in Oil and Gas Production Facilities. 1100 New Jersey Ave SE. Washington, D.C., 2005.

Existe una gran variedad de configuraciones al momento de escoger el protector adecuado para el motor seleccionado como se muestra en la figura 21. Lo ideal es ubicar un laberinto justamente debajo de la entrada de la bomba para retardar la contaminación y la entrada de sólidos que afectan los sellos mecánicos que separan las bolsas inferiores.

Figura 21. Ventana para la selección del protector.



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

2.8 MOTOR ELECTRICO

Otro componente clave es el motor eléctrico trifásico ya que este proporciona la fuerza mecánica rotativa que mueve la bomba, y por lo tanto, permite el levantamiento del fluido desde fondo hasta superficie. Sus componentes principales son el rotor, el estator y el eje.

Figura 22. Motor eléctrico.



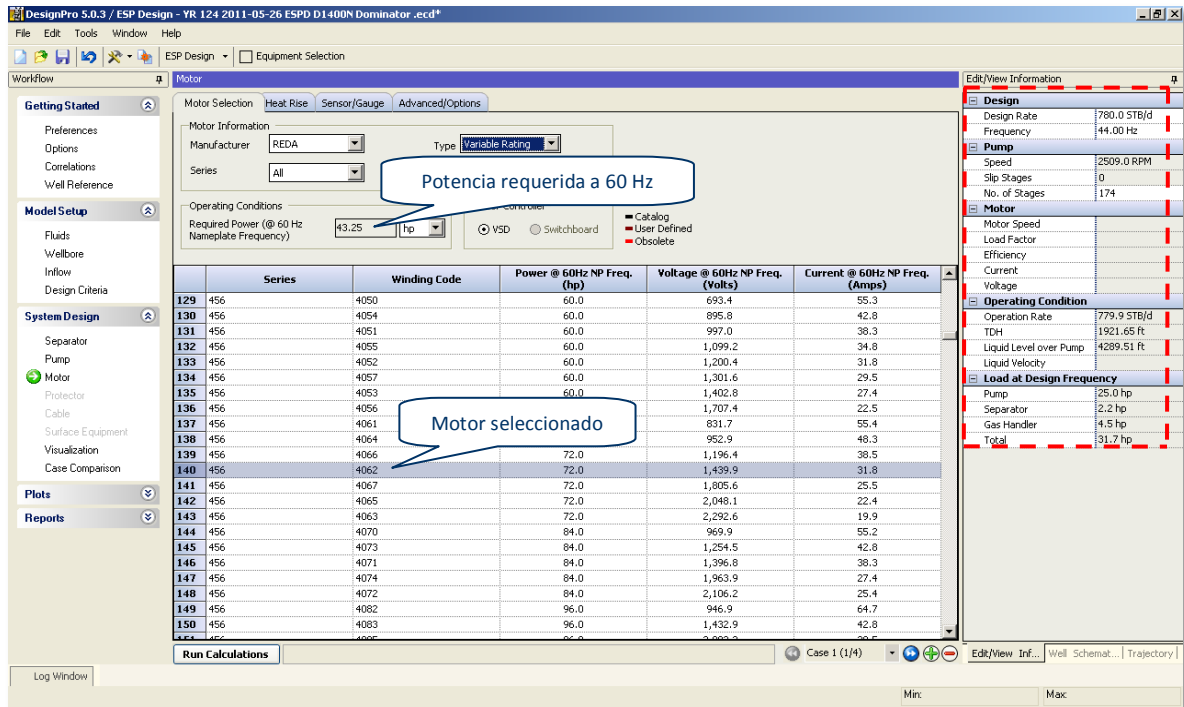
Fuente. ISLAM, Moavim. Use of Electric Submersible Pumps (ESPs) in Oil and Gas Production Facilities. 1100 New Jersey Ave SE. Washington, D.C., 2005.

El funcionamiento se basa en el principio de inducción magnética, donde la corriente suministrada por el cable de potencia pasa a través del estator y este genera un campo magnético variable que a su vez, ocasiona que el rotor gire y transfiera el movimiento a la bomba por medio del eje. Cuando se necesita una mayor potencia que la ejercida por un solo motor, es común conectar dos o más en serie.

La ventana mostrada en la figura 23 le indica al usuario la potencia requerida por el equipo si este trabajara a una frecuencia de 60 Hz. También se muestra una lista de motores con el respectivo voltaje y amperaje requerido para que generen la potencia máxima que pueden suministrar. Nuevamente, al lado derecho de la ventana se muestran datos como guía para el desarrollo del trabajo. Entre ellos

están las revoluciones del motor, el factor de carga, la eficiencia, el voltaje, el amperaje y la velocidad del fluido que pasa en el anular entre el motor y la tubería de revestimiento.

Figura 23. Ventana para la selección del motor.



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

2.9 SENSOR

El sensor es una herramienta completamente sellada y conectada en la base del motor que es utilizada para monitorear en tiempo real el equipo de fondo, diagnosticar fallas o comportamientos irregulares en el pozo.

3. EVALUACION DE LA EFICIENCIA ACTUAL DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE BASADA EN PRUEBAS DE PRODUCCION⁹

El soporte técnico de los equipos de bombeo electrosumergible consiste en simular las condiciones a las que operan actualmente para tomar decisiones en cuanto a incrementos de frecuencia, ajustes de voltajes en superficie o definitivamente recomendar el cambio del equipo por uno nuevo debido al desgaste sufrido durante su vida operativa.

Para correr una simulación en el software DesignPro® se requieren los siguientes datos de producción:

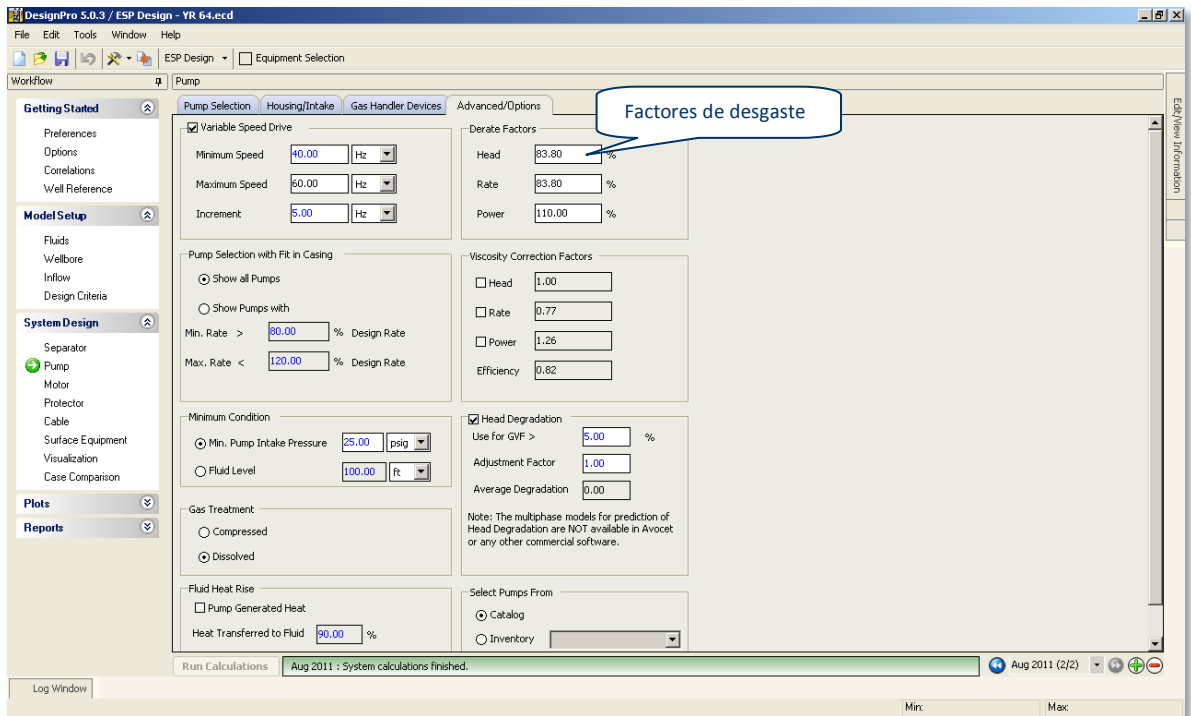
- ✓ Caudal producido
- ✓ Presión en cabeza de pozo
- ✓ Frecuencia a la que opera el equipo
- ✓ Nivel de fluido o presión de succión en la bomba (registrada por el sensor)
- ✓ Corte de agua
- ✓ Relación Gas-Aceite
- ✓ Temperatura del fluido producido

Una vez reunida la anterior información, se procede a ingresar todos estos datos. El objetivo de la simulación es acercar el valor del caudal y la presión de succión arrojada por el software con los valores reales de la prueba. Esto se obtiene modificando los factores que indican el desgaste en las etapas de la bomba.

⁹Basado en: KOBYLINSKI, Lee; KALLAS, Patricia. Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Melun, France. February 2008. Unpublished work. Property of Schlumberger. All rights reserved.

Un factor del 100% indica que un equipo es totalmente nuevo y después de un tiempo de operación, la eficiencia comenzará a disminuir y esto se representa con un porcentaje menor en estos valores como se observa en la figura 24.

Figura 24. Ventana para establecer la pérdida de eficiencia en la bomba.



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

En algunas ocasiones, es necesario modificar el valor del índice de productividad para aumentar o disminuir el aporte del yacimiento, ya que el dato tomado inicialmente no es exacto.

3.1 DATOS DE PRODUCCION

Por motivos de confidencialidad, los nombres de los pozos en donde se encuentran instalados los equipos a evaluar no pueden ser publicados en este trabajo. En la tabla 2 se presentan los datos de las pruebas de producción correspondientes a los pozos seleccionados.

Tabla 2. Prueba de producción.

POZO	FECHA	BFPD	Cw (%)	BOPD	GOR (SCF/STB)	THP (psig)	CHP (psig)	FRECUENCIA (Hz)
PZ 01	07-Jun-11	817	42	474	600	55	50	60.2
PZ 02	27-Jul-11	317	62	120	300	86	10	54
PZ 03	25-Jun-11	598	22	466	500	50	10	54
PZ 04	16-Jun-11	312	7	290	350	50	30	49.4
PZ 05	31-May-11	102	22	80	250	105	60	53.2
PZ 06	04-May-11	533	16	448	300	110	20	59.5
PZ 07	28-Ene-11	656	77	151	150	100	60	47.8
PZ 08	30-May-11	1210	86	169	156	90	68	55
PZ 09	22-Jun-11	399	0.1	399	515	130	50	62
PZ 10	07-Jul-11	208	1	206	300	40	10	56

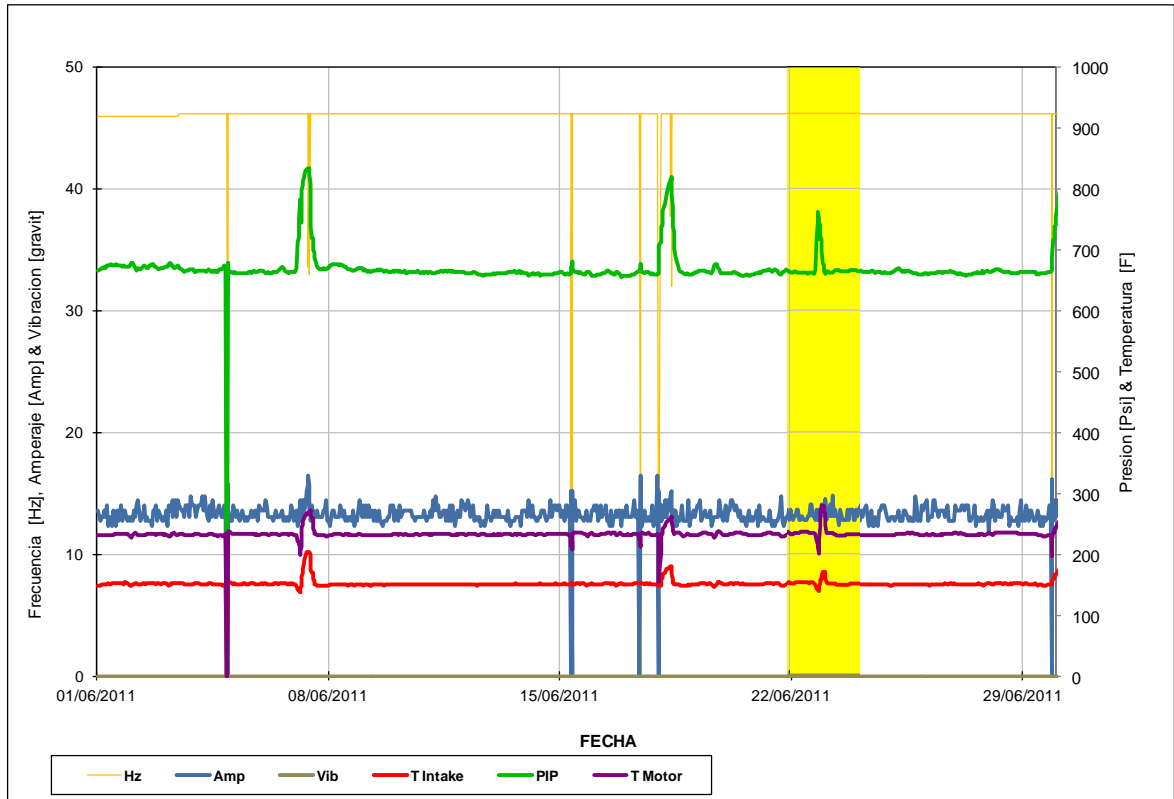
Fuente. Base de datos Schlumberger.

3.2 RESULTADOS DE LA SIMULACION

A continuación se presentan las curvas de eficiencia de cada una de las bombas instaladas. Como se podrá observar, estas se encuentran trabajando por fuera del rango óptimo de operación. En base a estas simulaciones es posible recomendar incrementos de frecuencia o proponer un rediseño del equipo dependiendo del tiempo que lleva funcionando. Para complementar el análisis, el siguiente paso después de correr una simulación es visualizar en tiempo real el comportamiento de las variables operativas (frecuencia, amperaje, vibración, temperatura del

fluido, presión en la succión de la bomba y temperatura del motor) del equipo registradas por el sensor de fondo. En la figura 25 se ilustra un ejemplo de una gráfica de tendencia de variables.

Figura 25. Tendencia de las variables de operación.



Fuente. LiftWatcher Real-Time Surveillance Service. Property of Schlumberger. All rights reserved.

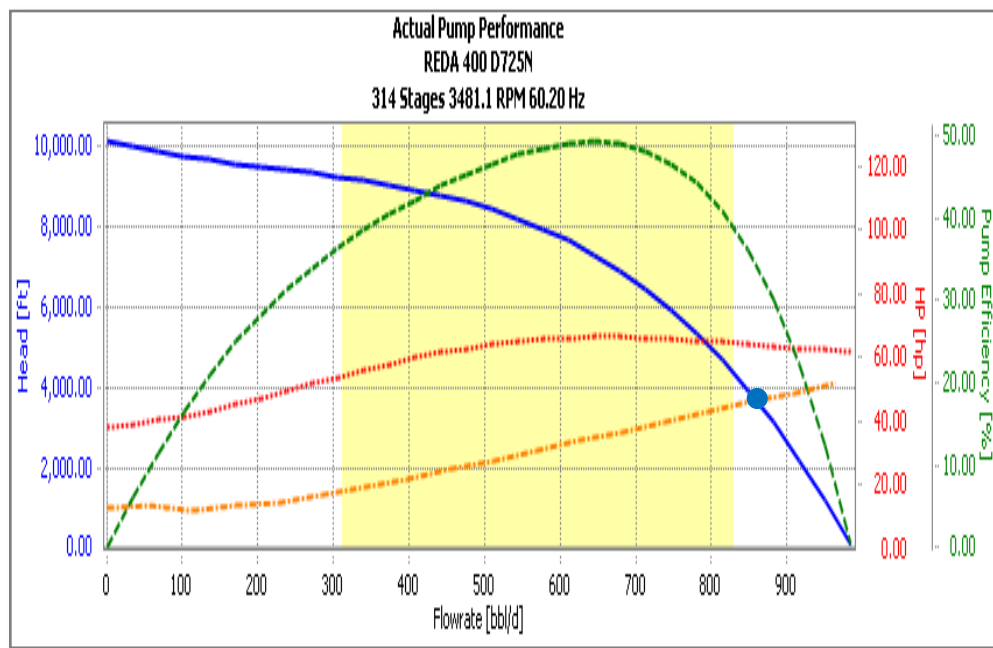
En la sección resaltada con color amarillo es posible observar el comportamiento típico de la presión de succión y la temperatura de motor cuando ocurre un taponamiento por gas en la bomba. Si las etapas se taponan por un bache de gas, la producción disminuye porque el equipo no tiene la capacidad de llevar el fluido hasta superficie. Sin embargo, el yacimiento continúa aportando y este fluido que no es producido se acumula en el anular. Como consecuencia de esto, es común

observar un incremento en la presión registrada por el sensor (curva verde). Además, la temperatura del motor (curva morada) también tiende a incrementar en estos casos debido a que el líquido del anular es el que lo refrigera y no se tendría una transferencia de calor adecuada si el pozo produce altas cantidades de gas.

3.2.1 Pozo 01

Se reporta una prueba de producción del 07 de Junio de 2011. El equipo se encuentra trabajando en upthrust y se observa un comportamiento normal de las variables de operación durante los últimos meses con algunas fluctuaciones en los valores de amperaje y presión de succión como consecuencia de incrementos de frecuencia en las últimas semanas. Se recomienda suministrar un voltaje en superficie de 1664 V.

Figura 26. Curva de eficiencia para la bomba del pozo 01.

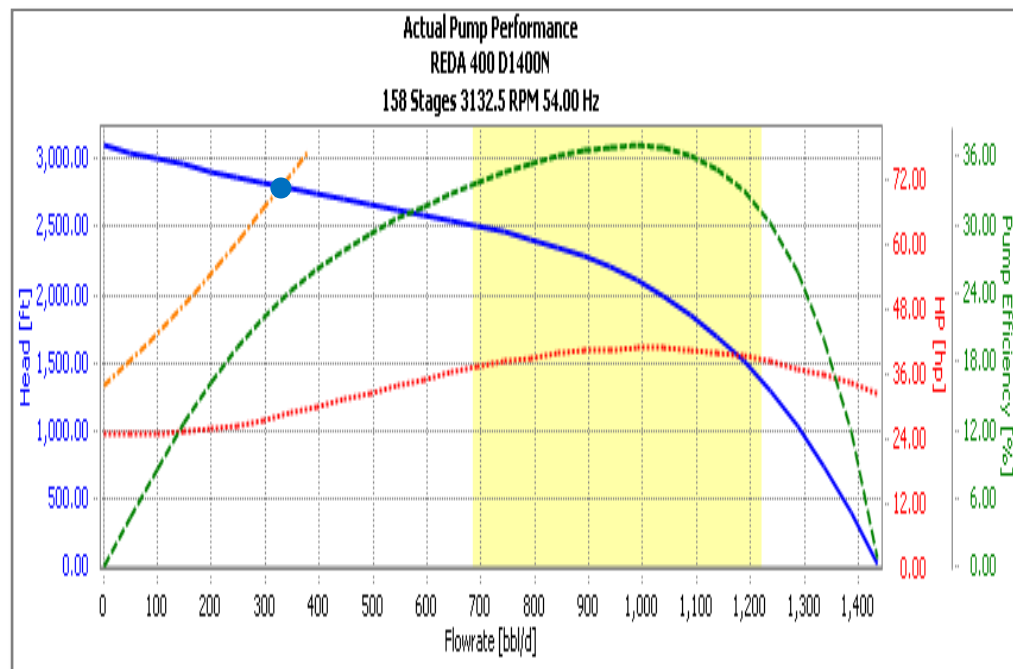


Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

3.2.2 Pozo 02

Se reporta una prueba de producción del 27 de Julio de 2011. Según la simulación, el equipo se encuentra operando en downthrust severo. Se observa un comportamiento normal en las variables de operación. Se recomienda evaluar la posibilidad de rediseñar el equipo. La carga del motor está por debajo del 50% y el voltaje en superficie debe estar cercano a los 1904 V.

Figura 27. Curva de eficiencia para la bomba del pozo 02.

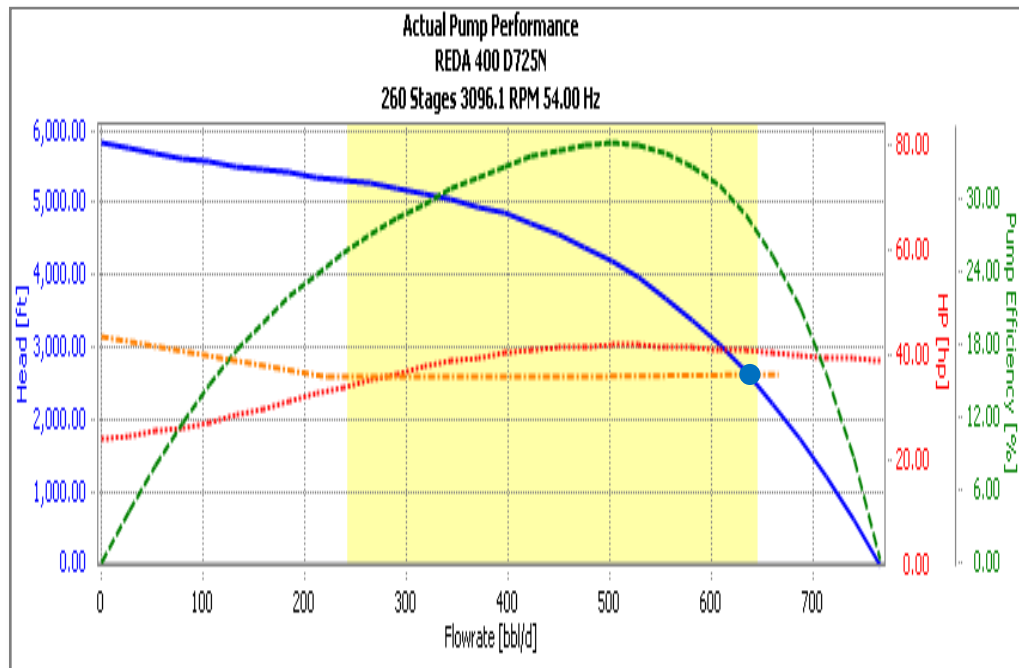


Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

3.2.3 Pozo 03

Según la simulación, la bomba se encuentra operando en el límite del upthrust. Revisando las tendencias de las variables de operación se tienen fuertes fluctuaciones en el amperaje. Se recomienda revisar la producción de sólidos. En los últimos seis meses, la presión de succión en la bomba ha aumentado considerablemente sin cambios de frecuencia. Es posible que el equipo esté perdiendo eficiencia. El voltaje en superficie recomendado es de 2098 V para las condiciones reportadas al 25 de Junio de 2011.

Figura 28. Curva de eficiencia para la bomba del pozo 03.

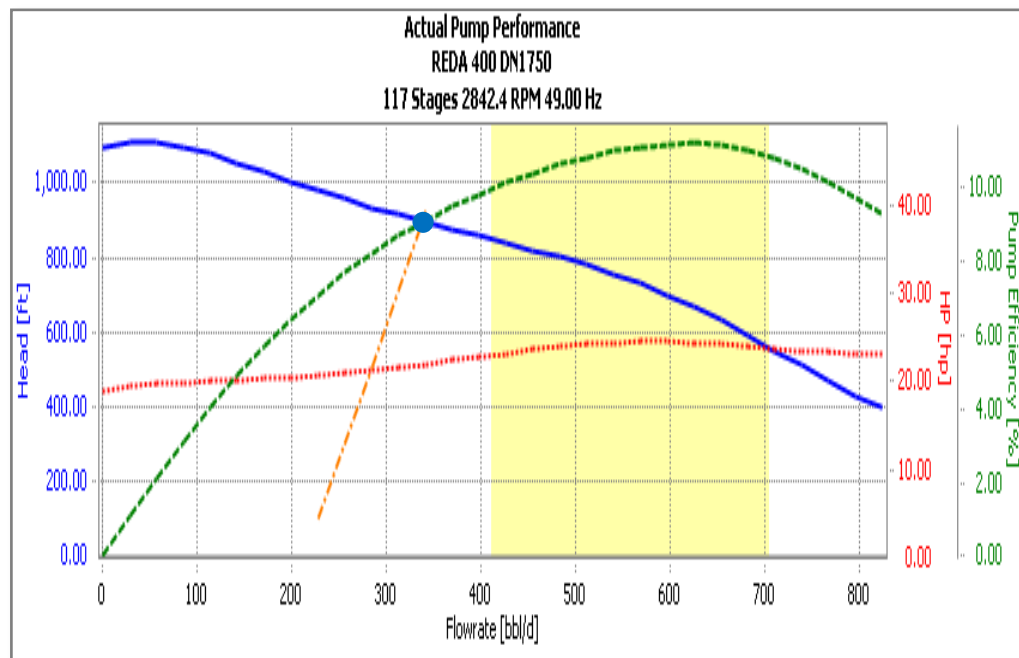


Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

3.2.4 Pozo 04

El equipo se encuentra trabajando por fuera de su rango óptimo de operación en downthrust. Se presenta una pérdida de producción ocasionada por problemas en el pozo ya que el ajuste se logra con un índice de productividad inferior al del diseño inicial que era de 0.4 BPD/psi. Se recomienda considerar un rediseño para mejorar las condiciones de la bomba y el motor. Se observa un comportamiento normal en las variables de operación durante los últimos meses con fluctuaciones en el amperaje. El voltaje en superficie recomendado es de 1815 V.

Figura 29. Curva de eficiencia para la bomba del pozo 04.

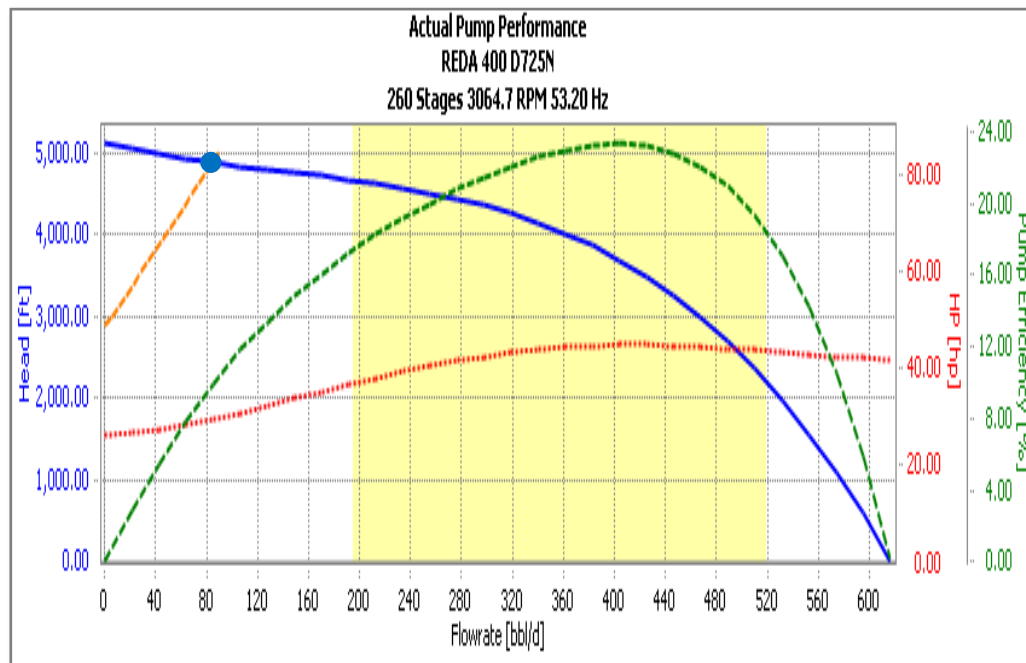


Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

3.2.5 Pozo 05

Se reporta una prueba de producción del 31 de Mayo de 2011. La bomba se encuentra operando por fuera de rango en downthrust severo. El voltaje en superficie recomendado es de 1917 V. Según las tendencias de las variables, se observan algunos eventos de gas y la temperatura del motor presenta un incremento en los últimos meses. Se recomienda revisar la producción de sólidos.

Figura 30. Curva de eficiencia para la bomba del pozo 05.

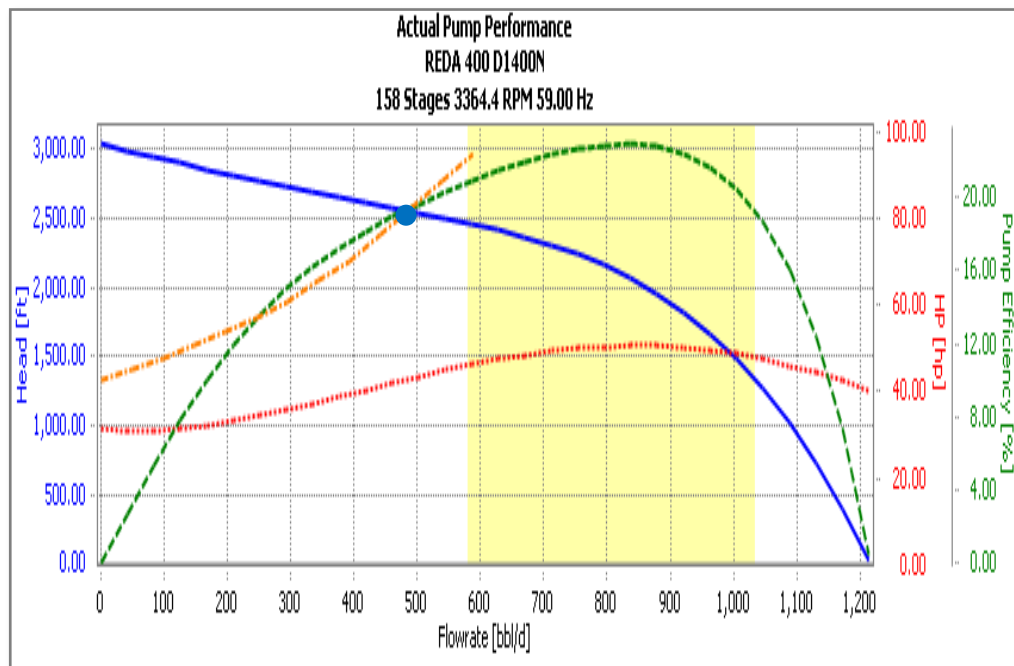


Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

3.2.6 Pozo 06

La simulación se realiza con una prueba de producción del 04 de Mayo de 2011. El equipo se encuentra trabajando en downthrust y se observa un comportamiento normal en las variables de operación con algunas fluctuaciones en el valor del amperaje posiblemente por manejo de sólidos. El voltaje recomendado en superficie es de 2360 V.

Figura 31. Curva de eficiencia para la bomba del pozo 06.

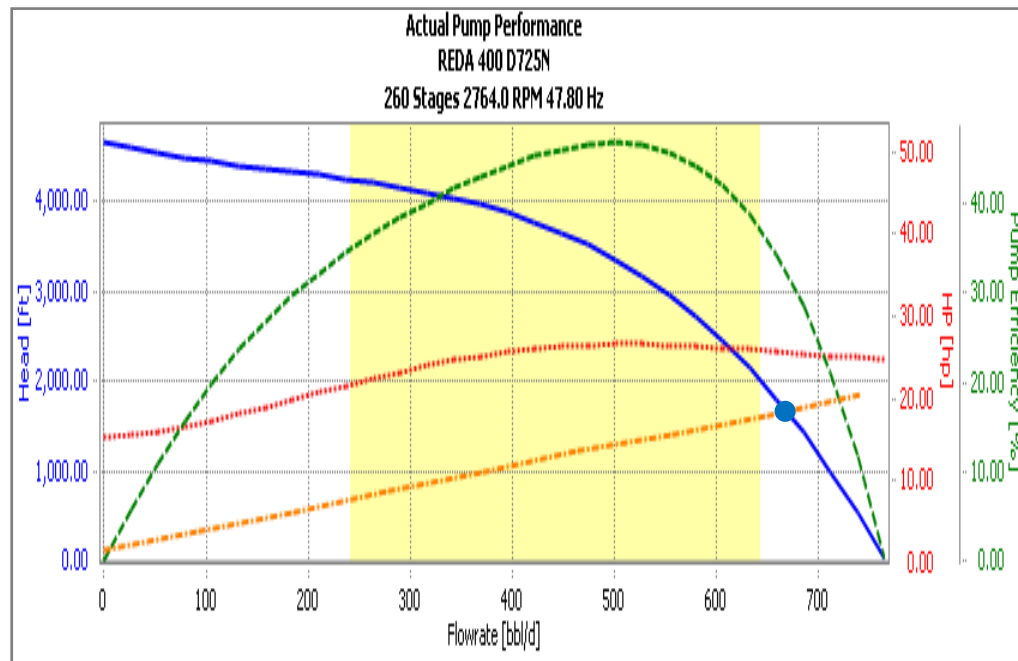


Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

3.2.7 Pozo 07

La simulación se realiza con los datos reportados en una prueba de producción del 28 de Enero de 2011. Bajo estas condiciones el equipo se encuentra trabajando por fuera de su rango óptimo en upthrust. Se observa un comportamiento normal de las variables de operación. El voltaje en superficie debe estar cercano a los 1690 V.

Figura 32. Curva de eficiencia para la bomba del pozo 07.

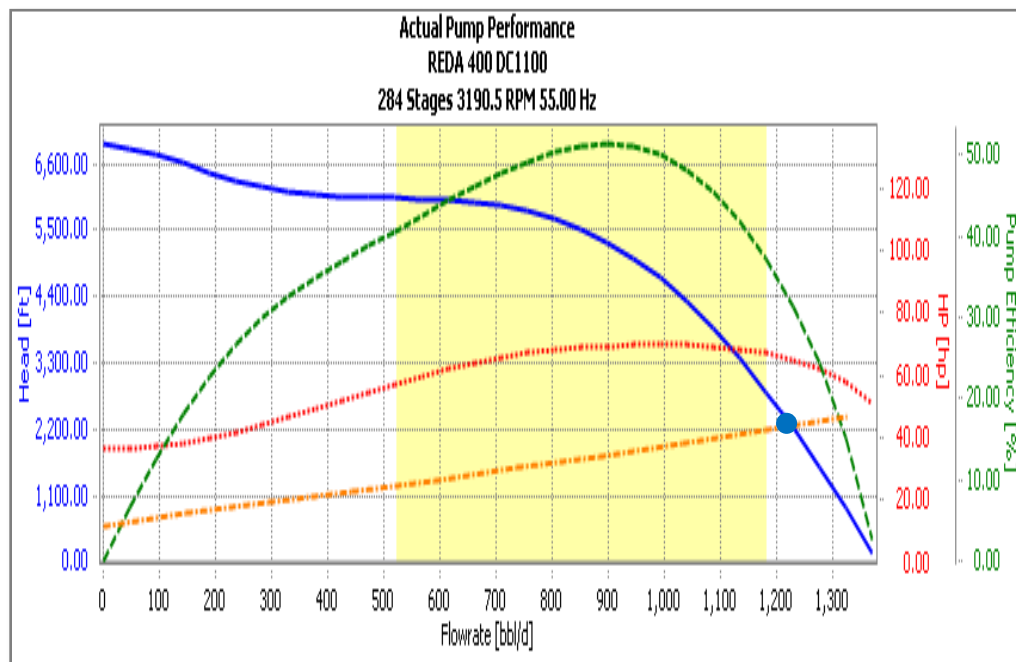


Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

3.2.8 Pozo 08

Se reporta una prueba de producción del 30 de Mayo de 2011. Según la simulación, el equipo se encuentra operando en upthrust leve. Se observa un comportamiento normal de las variables. El voltaje en superficie debe estar cercano a los 1431V. Se recomienda realizar mediciones de los parámetros eléctricos para poder optimizar el sistema.

Figura 33. Curva de eficiencia para la bomba del pozo 08.

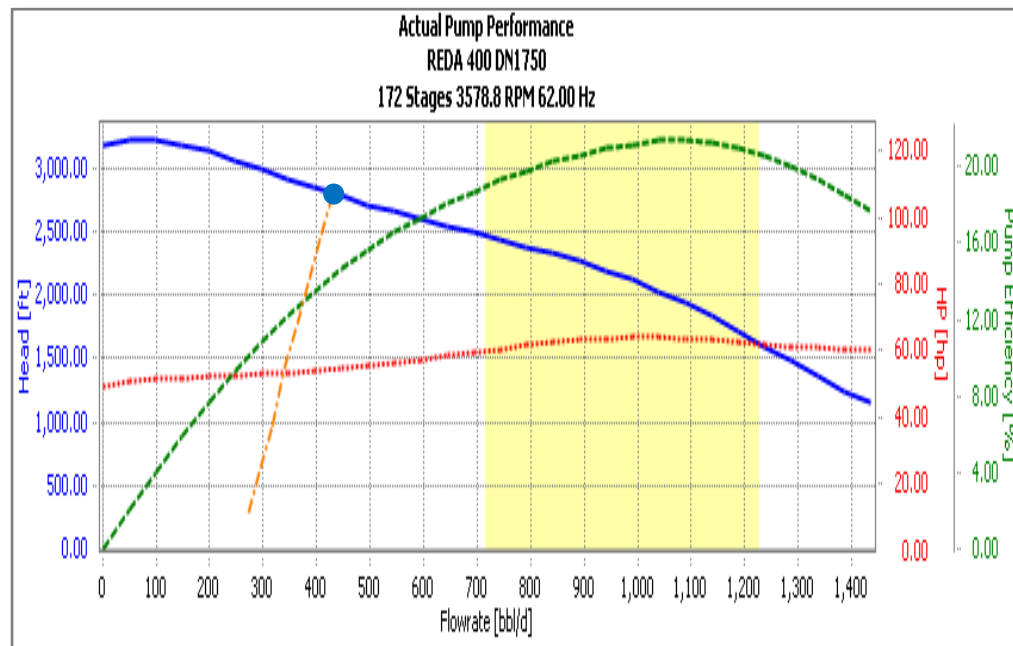


Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

3.2.9 Pozo 09

Se tiene para este pozo una prueba de producción del 22 de Junio de 2011. Según la simulación, la bomba se encuentra operando por fuera de su rango óptimo en downthrust. Actualmente la presión de succión es inferior al límite recomendado por los ingenieros de yacimientos. El voltaje recomendado en superficie es de 2535 V.

Figura 34. Curva de eficiencia para la bomba del pozo 09.

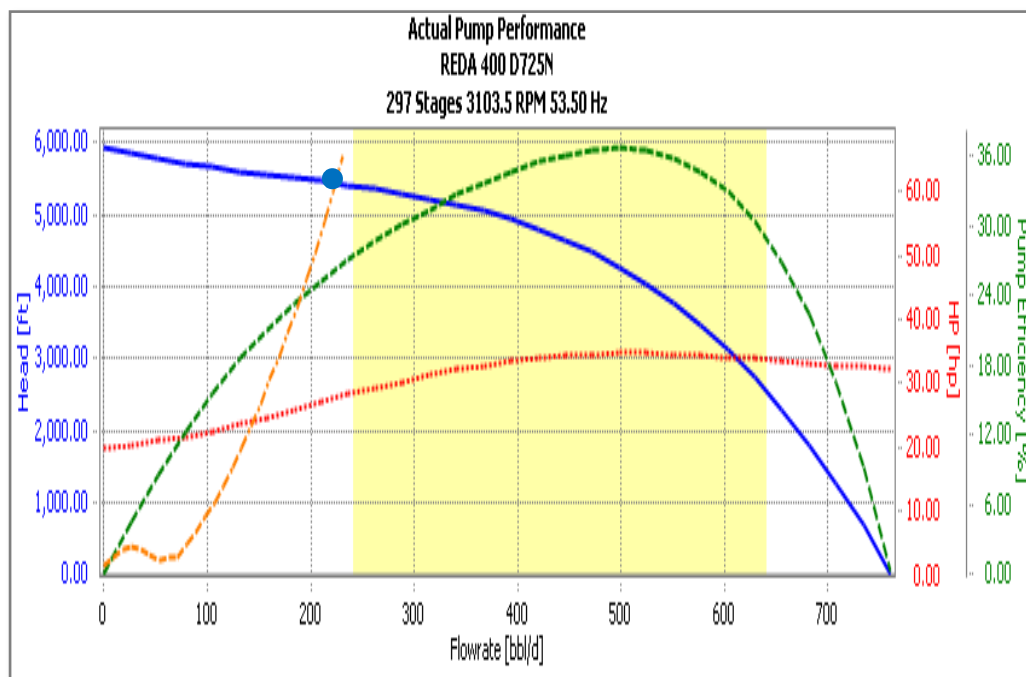


Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

3.2.10 Pozo 10

El equipo se encuentra trabajando por fuera de rango en downthrust leve, según las condiciones de una prueba de producción reportada el 07 de Julio de 2011. Las variables de operación presentan un comportamiento típico de eventos de gas y arenamiento en la bomba. Se recomienda realizar un rediseño del equipo para optimizar el sistema. El voltaje recomendado en superficie es de 2086 V.

Figura 35. Curva de eficiencia para la bomba del pozo 10.



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

4. PROPUESTA DE DISEÑO PARA EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN UN CAMPO PETROLERO DEL MAGDALENA MEDIO¹⁰

Inicialmente, para los diseños de los sistemas de bombeo electrosumergible se consideraba como único requisito que la bomba estuviera asentada por debajo del nivel dinámico del fluido, de tal forma que se garantizara la alimentación continua de líquidos en la succión del equipo. Además, se asumía la existencia de flujo monofásico en la tubería de producción al momento de determinar las pérdidas de presión por fricción.

Posteriormente, se involucraron los métodos para determinar caídas de presión en tuberías verticales con flujo multifásico. Lo anterior permite seleccionar la mejor configuración del equipo para pozos que producen una cantidad representativa de gas. En estos casos se toman en cuenta los efectos de la fase gaseosa que se libera en la tubería de producción por disminución de la presión. Todas estas consideraciones son tenidas en cuenta actualmente al momento de diseñar el mejor equipo.

A continuación, se presenta en las siguientes tablas la información técnica de las propuestas que se realizaron para los pozos seleccionados. Una comparación es realizada entre las condiciones operativas del equipo actual y el recomendado. Con los rediseños es posible optimizar el consumo eléctrico e incrementar la producción del campo.

¹⁰Basado en: KOBYLINSKI, Lee; KALLAS, Patricia. Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Melun, France. February 2008. Unpublished work. Property of Schlumberger. All rights reserved.

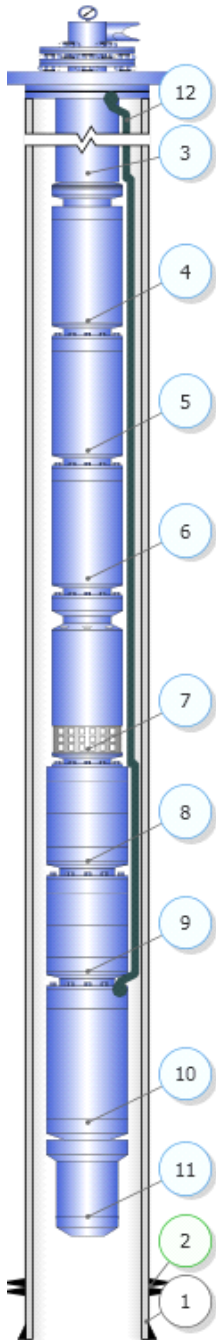
4.1 INFORMACION TECNICA DEL POZO 01

Tabla 3. Casos comparativos para el pozo 01.

DESCRIPCION	ACTUAL	PROPUESTA
	60.2 Hz	60 Hz
CONDICIONES DEL POZO		
Presión en cabeza	55 psig	55 psig
Temperatura en cabeza	80 °F	80 °F
Temperatura del yacimiento	170 °F	170 °F
PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS		
Gravedad API	15.5 °API	15.5 °API
Corte de agua	42%	42%
Relación gas-aceite	600 SCF/STB	600 SCF/STB
IPR		
Indice de productividad	0.68 STB/d/psi	0.68 STB/d/psi
Presión estática	2300 psig	2300 psig
CONDICIONES DE LA BOMBA		
Profundidad de asentamiento (MD)	6976 ft	6976 ft
Caudal de operación	817.2 bbl/d	933.7 bbl/d
Producción de aceite	474.0 bbl/d	541.5 bbl/d
Producción de agua	343.2 bbl/d	392.2 bbl/d
Levantamiento dinámico total (TDH)	3662.55 ft	4211.56 ft
Sumergencia	2338.32 ft	1935.48 ft
Presión de succión	918.8 psig	759.7 psig
Presión de descarga	2745.3 psig	2792.8 psig
Frecuencia de operación	60.2 Hz	60 Hz
INFORMACION DE LA BOMBA		
Potencia requerida	64 hp	58.4 hp
Eficiencia	34,35%	49,36%
Número de etapas	314	202
CONDICIONES DEL MOTOR		
Potencia del motor	84 hp	84 hp
Amperaje	34.5 Amps	34.5 Amps
Voltaje	1466.9 Volts	1389.1 Volts
Eficiencia	85,55%	85,37%
Temperatura del motor	276.69 °F	291.78 °F
CONSUMO ELECTRICO		
Voltaje en superficie	1664.3 Volts	1586.5 Volts
KVA requeridos	99,34	94,7

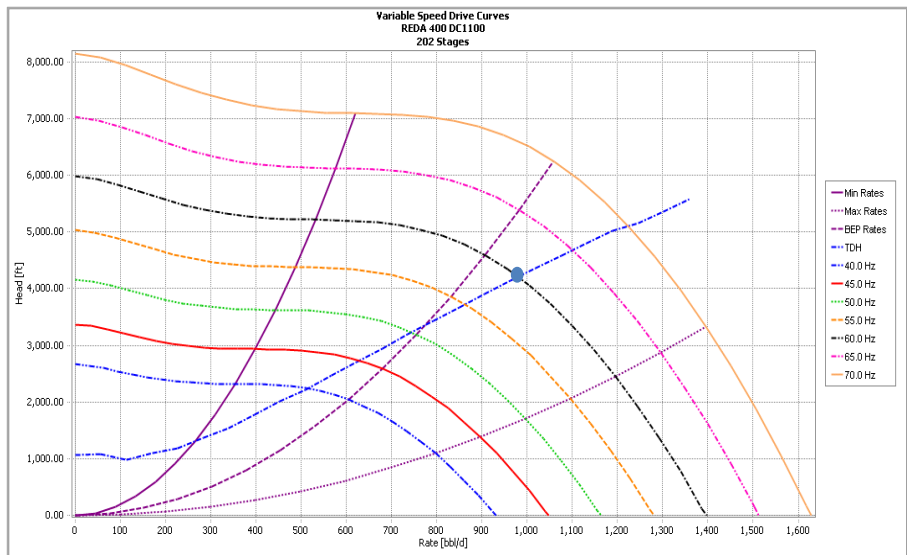
Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

4.1.1 Equipo propuesto



ITEM	DESCRIPCION
1	Tubería de revestimiento: 7" OD - 29 lb/ft
2	Punto medio de perforados: 7600 ft
3	Tubería de producción: 3 1/2" OD - 9.3 lb/ft
4	Bomba: DN1100 - 93 etapas
5	Bomba: DN1100 - 109 etapas
6	Manejador de gas
7	Separador de gas
8	Protector: LSBPB
9	Protector: LSBPB
10	Motor: 84 hp
11	Sensor de fondo
12	Cable & MLE

CURVA DE EFICIENCIA DE LA BOMBA



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

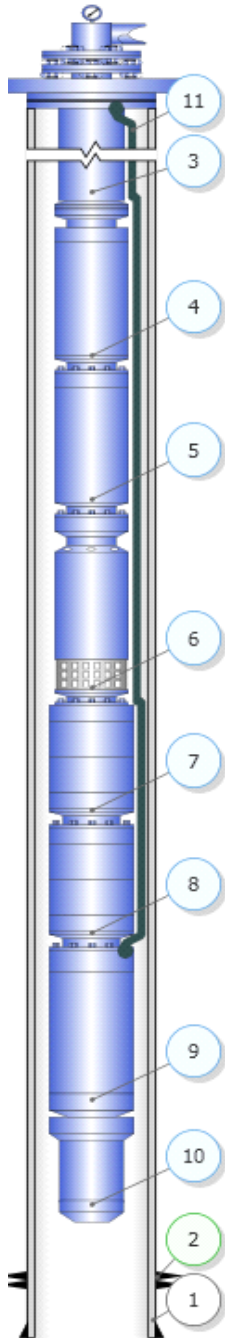
4.2 INFORMACION TECNICA DEL POZO 02

Tabla 4. Casos comparativos para el pozo 02.

DESCRIPCION	ACTUAL	PROPUESTA
	54 Hz	58.5 Hz
CONDICIONES DEL POZO		
Presión en cabeza	86 psig	86 psig
Temperatura en cabeza	100 °F	100 °F
Temperatura del yacimiento	145 °F	145 °F
PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS		
Gravedad API	20.4 °API	20.4 °API
Corte de agua	62%	62%
Relación gas-aceite	300 SCF/STB	300 SCF/STB
IPR		
Indice de productividad	0.47 STB/d/psi	0.47 STB/d/psi
Presión estática	2500 psig	2500 psig
CONDICIONES DE LA BOMBA		
Profundidad de asentamiento (MD)	5420 ft	5420 ft
Caudal de operación	317.5 bbl/d	363.4 bbl/d
Producción de aceite	120.7 bbl/d	138.1 bbl/d
Producción de agua	196.85 bbl/d	225.3 bbl/d
Levantamiento dinámico total (TDH)	2793.86 ft	2146.43 ft
Sumergencia	2639.7 ft	2396.41 ft
Presión de succión	1015.8 psig	920.2 psig
Presión de descarga	2200 psig	2206.9 psig
Frecuencia de operación	54 Hz	58.5 Hz
INFORMACION DE LA BOMBA		
Potencia requerida	28.3 hp	18.7 hp
Eficiencia	23,36%	31,02%
Número de etapas	158	80
CONDICIONES DEL MOTOR		
Potencia del motor	79.2 hp	45 hp
Amperaje	14.5 Amps	21.2 Amps
Voltaje	1929.9 Volts	1002.1 Volts
Eficiencia	77,20%	83,60%
Temperatura del motor	194.82 °F	204.84 °F
CONSUMO ELECTRICO		
Voltaje en superficie	1990.8 Volts	1092.4 Volts
KVA requeridos	49,77	40,13

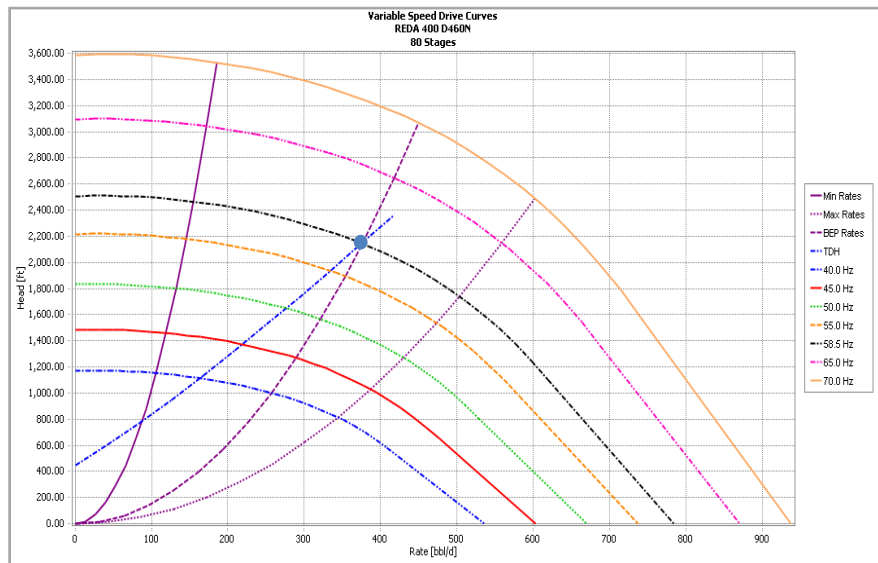
Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

4.2.1 Equipo propuesto



ITEM	DESCRIPCION
1	Tubería de revestimiento: 7" OD - 29 lb/ft
2	Punto medio de perforados: 7460 ft
3	Tubería de producción: 3 1/2" OD - 9.3 lb/ft
4	Bomba: D460N - 80 etapas
5	Manejador de gas
6	Separador de gas
7	Protector: LSBPB
8	Protector: LSBPB
9	Motor: 45 hp
10	Sensor de fondo
11	Cable & MLE

CURVA DE EFICIENCIA DE LA BOMBA



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

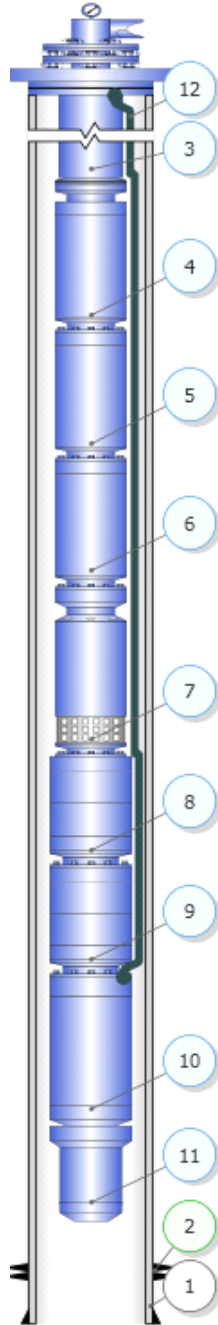
4.3 INFORMACION TECNICA DEL POZO 03

Tabla 5. Casos comparativos para el pozo 03.

DESCRIPCION	ACTUAL	PROPUESTA
	54 Hz	60 Hz
CONDICIONES DEL POZO		
Presión en cabeza	50 psig	50 psig
Temperatura en cabeza	107.6 °F	107.6 °F
Temperatura del yacimiento	145 °F	145 °F
PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS		
Gravedad API	20 °API	20 °API
Corte de agua	22%	22%
Relación gas-aceite	500 SCF/STB	500 SCF/STB
IPR		
Indice de productividad	3.9 STB/d/psi	3.9 STB/d/psi
Presión estática	1550 psig	1550 psig
CONDICIONES DE LA BOMBA		
Profundidad de asentamiento (MD)	6535 ft	6535 ft
Caudal de operación	598 bbl/d	1270.1 bbl/d
Producción de aceite	466.4 bbl/d	990.7 bbl/d
Producción de agua	131.6 bbl/d	279.4 bbl/d
Levantamiento dinámico total (TDH)	2615.52 ft	3198.82 ft
Sumergencia	2521.4 ft	2191.27 ft
Presión de succión	1019.3 psig	888.3 psig
Presión de descarga	2317.9 psig	2412.6 psig
Frecuencia de operación	54 Hz	60 Hz
INFORMACION DE LA BOMBA		
Potencia requerida	40.6 hp	63.8 hp
Eficiencia	27,64%	45,62%
Número de etapas	260	184
CONDICIONES DEL MOTOR		
Potencia del motor	64.8 hp	90 hp
Amperaje	16.5 Amps	36.5 Amps
Voltaje	2013.5 Volts	1411.6 Volts
Eficiencia	85,29%	85,12%
Temperatura del motor	271.51 °F	268.69 °F
CONSUMO ELECTRICO		
Voltaje en superficie	2097.8 Volts	1603.7 Volts
KVA requeridos	59,86	101,15

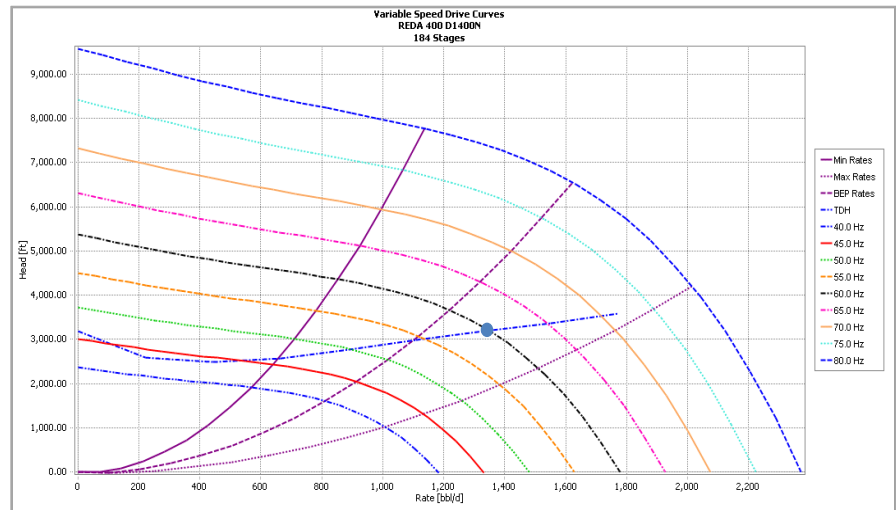
Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

4.3.1 Equipo propuesto



ITEM	DESCRIPCION
1	Tubería de revestimiento: 7" OD - 29 lb/ft
2	Punto medio de perforados: 7615 ft
3	Tubería de producción: 3 1/2" OD - 9.3 lb/ft
4	Bomba: D1400N - 92 etapas
5	Bomba: D1400N - 92 etapas
6	Manejador de gas
7	Separador de gas
8	Protector: LSBPB
9	Protector: LSBPB
10	Motor: 90 hp
11	Sensor de fondo
12	Cable & MLE

CURVA DE EFICIENCIA DE LA BOMBA



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

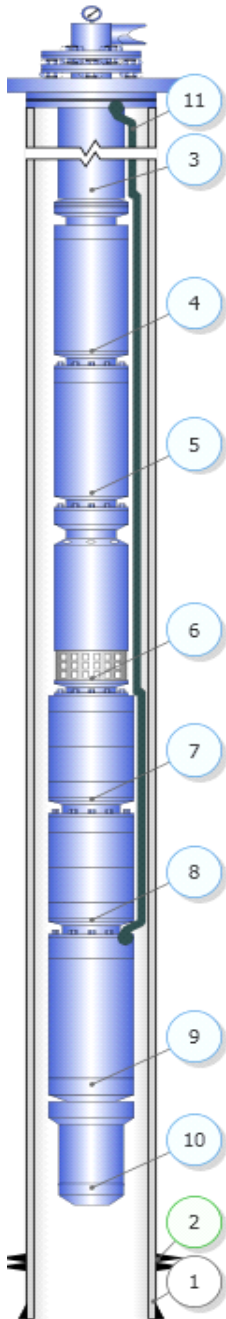
4.4 INFORMACION TECNICA DEL POZO 04

Tabla 6. Casos comparativos para el pozo 04.

DESCRIPCION	ACTUAL	PROPUESTA
	49 Hz	55.5 Hz
CONDICIONES DEL POZO		
Presión en cabeza	50 psig	50 psig
Temperatura en cabeza	90 °F	90 °F
Temperatura del yacimiento	145 °F	145 °F
PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS		
Gravedad API	20 °API	20 °API
Corte de agua	7%	7%
Relación gas-aceite	350 SCF/STB	350 SCF/STB
IPR		
Índice de productividad	0.39 STB/d/psi	0.39 STB/d/psi
Presión estática	1970 psig	1970 psig
CONDICIONES DE LA BOMBA		
Profundidad de asentamiento (MD)	4950 ft	4950 ft
Caudal de operación	314.1 bbl/d	366.0 bbl/d
Producción de aceite	293.0 bbl/d	340.4 bbl/d
Producción de agua	21.1 bbl/d	25.6 bbl/d
Levantamiento dinámico total (TDH)	897.02 ft	1166.49 ft
Sumergencia	2823.46 ft	2466.79 ft
Presión de succión	979.7 psig	850.5 psig
Presión de descarga	1563.6 psig	1601.4 psig
Frecuencia de operación	49 Hz	55.5 Hz
INFORMACION DE LA BOMBA		
Potencia requerida	21.9 hp	30.5 hp
Eficiencia	9,06%	9,87%
Número de etapas	117	126
CONDICIONES DEL MOTOR		
Potencia del motor	64.8 hp	50.2 hp
Amperaje	12.5 Amps	27.3 Amps
Voltaje	1828.9 Volts	975.7 Volts
Eficiencia	82,56%	85,46%
Temperatura del motor	230.79 °F	288.67 °F
CONSUMO ELECTRICO		
Voltaje en superficie	1877.3 Volts	1083.1 Volts
KVA requeridos	40,66	51,11

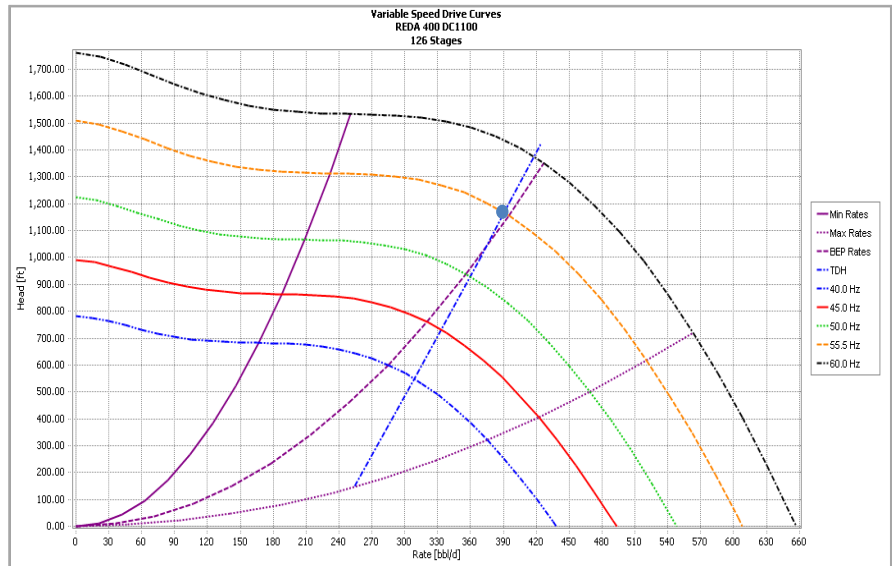
Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

4.4.1 Equipo propuesto



ITEM	DESCRIPCION
1	Tubería de revestimiento: 7" OD - 29 lb/ft
2	Punto medio de perforados: 5515 ft
3	Tubería de producción: 3 1/2" OD - 9.3 lb/ft
4	Bomba: DN1100 - 126 etapas
5	Manejador de gas
6	Separador de gas
7	Protector: LSBPB
8	Protector: LSBPB
9	Motor: 50.2 hp
10	Sensor de fondo
11	Cable & MLE

CURVA DE EFICIENCIA DE LA BOMBA



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

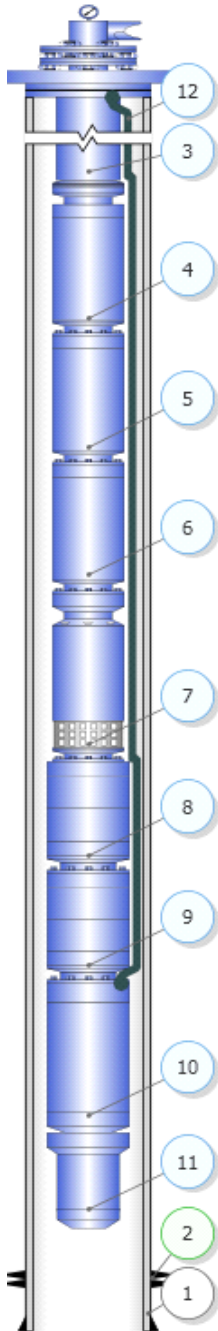
4.5 INFORMACION TECNICA DEL POZO 05

Tabla 7. Casos comparativos para el pozo 05.

DESCRIPCION	ACTUAL	PROPUESTA
	53.2 Hz	48 Hz
CONDICIONES DEL POZO		
Presión en cabeza	105 psig	105 psig
Temperatura en cabeza	90 °F	90 °F
Temperatura del yacimiento	145 °F	145 °F
PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS		
Gravedad API	18 °API	18 °API
Corte de agua	22%	22%
Relación gas-aceite	250 SCF/STB	250 SCF/STB
IPR		
Indice de productividad	0.1 STB/d/psi	0.1 STB/d/psi
Presión estática	1575 psig	1575 psig
CONDICIONES DE LA BOMBA		
Profundidad de asentamiento (MD)	6570 ft	6570 ft
Caudal de operación	80.7 bbl/d	102.3 bbl/d
Producción de aceite	62.9 bbl/d	79.8 bbl/d
Producción de agua	17.8 bbl/d	22.5 bbl/d
Levantamiento dinámico total (TDH)	4889.93 ft	5584.58 ft
Sumergencia	939.39 ft	412.95 ft
Presión de succión	443.3 psig	236.3 psig
Presión de descarga	2737 psig	2748.3 psig
Frecuencia de operación	53.2 Hz	48 Hz
INFORMACION DE LA BOMBA		
Potencia requerida	29.6 hp	30.1 hp
Eficiencia	9,57%	13,56%
Número de etapas	260	288
CONDICIONES DEL MOTOR		
Potencia del motor	57.6 hp	67.5 hp
Amperaje	13.8 Amps	29.3 Amps
Voltaje	1929.8 Volts	903.4 Volts
Eficiencia	85,48%	85,30%
Temperatura del motor	279.8 °F	298.96 °F
CONSUMO ELECTRICO		
Voltaje en superficie	2000.2 Volts	1055.7 Volts
KVA requeridos	47,6	53,5

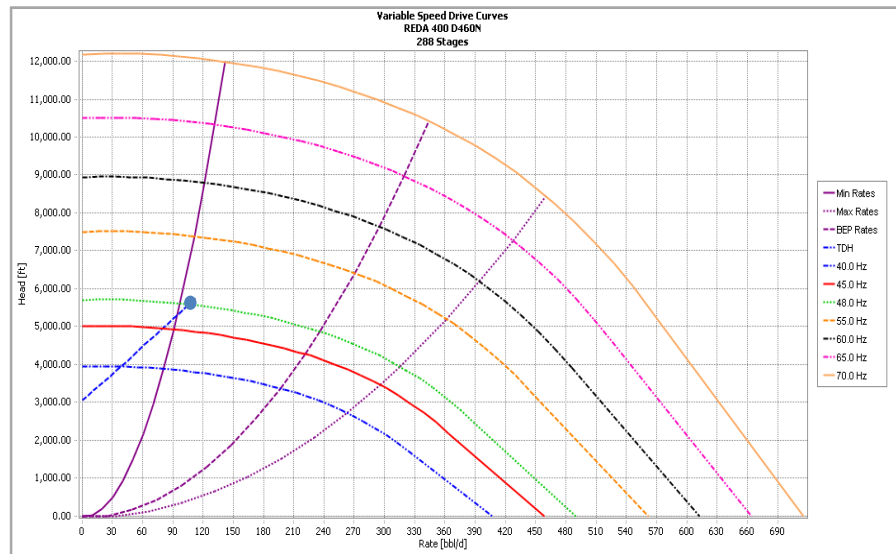
Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

4.5.1 Equipo propuesto



ITEM	DESCRIPCION
1	Tubería de revestimiento: 7" OD - 29 lb/ft
2	Punto medio de perforados: 7397 ft
3	Tubería de producción: 3 1/2" OD - 9.3 lb/ft
4	Bomba: D460N - 137 etapas
5	Bomba: D460N - 151 etapas
6	Manejador de gas
7	Separador de gas
8	Protector: LSBPB
9	Protector: LSBPB
10	Motor: 67.5 hp
11	Sensor de fondo
12	Cable & MLE

CURVA DE EFICIENCIA DE LA BOMBA



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

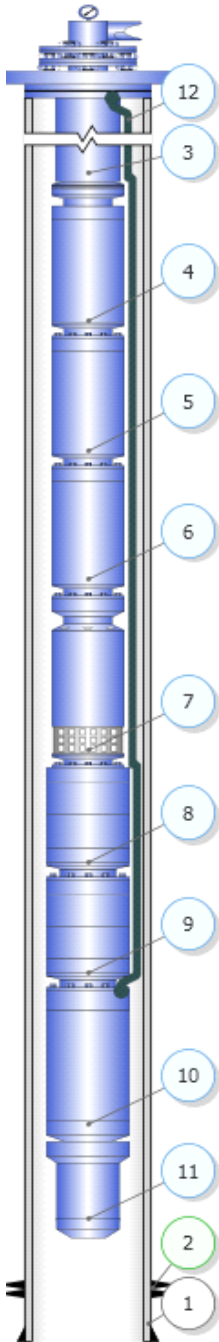
4.6 INFORMACION TECNICA DEL POZO 06

Tabla 8. Casos comparativos para el pozo 06.

DESCRIPCION	ACTUAL	PROPUESTA
	59 Hz	55 Hz
CONDICIONES DEL POZO		
Presión en cabeza	120 psig	120 psig
Temperatura en cabeza	100 °F	100 °F
Temperatura del yacimiento	170 °F	170 °F
PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS		
Gravedad API	20.6 °API	20.6 °API
Corte de agua	22%	22%
Relación gas-aceite	300 SCF/STB	300 SCF/STB
IPR		
Indice de productividad	0.7 STB/d/psi	0.7 STB/d/psi
Presión estática	1900 psig	1900 psig
CONDICIONES DE LA BOMBA		
Profundidad de asentamiento (MD)	5980 ft	5980 ft
Caudal de operación	453.2 bbl/d	537.0 bbl/d
Producción de aceite	353.5 bbl/d	418.9 bbl/d
Producción de agua	99.7 bbl/d	118.14 bbl/d
Levantamiento dinámico total (TDH)	2561.42 ft	3034.66 ft
Sumergencia	2346.07 ft	2040.92 ft
Presión de succión	904.9 psig	792.4 psig
Presión de descarga	2239.4 psig	2268.6 psig
Frecuencia de operación	59 Hz	55 Hz
INFORMACION DE LA BOMBA		
Potencia requerida	43 hp	26 hp
Eficiencia	19,29%	44,77%
Número de etapas	158	153
CONDICIONES DEL MOTOR		
Potencia del motor	108 hp	45 hp
Amperaje	17.8 Amps	25.1 Amps
Voltaje	2483 Volts	942.2 Volts
Eficiencia	84,80%	85,56%
Temperatura del motor	257.13 °F	271.19 °F
CONSUMO ELECTRICO		
Voltaje en superficie	2539.4 Volts	1063.1 Volts
KVA requeridos	78,32	46,12

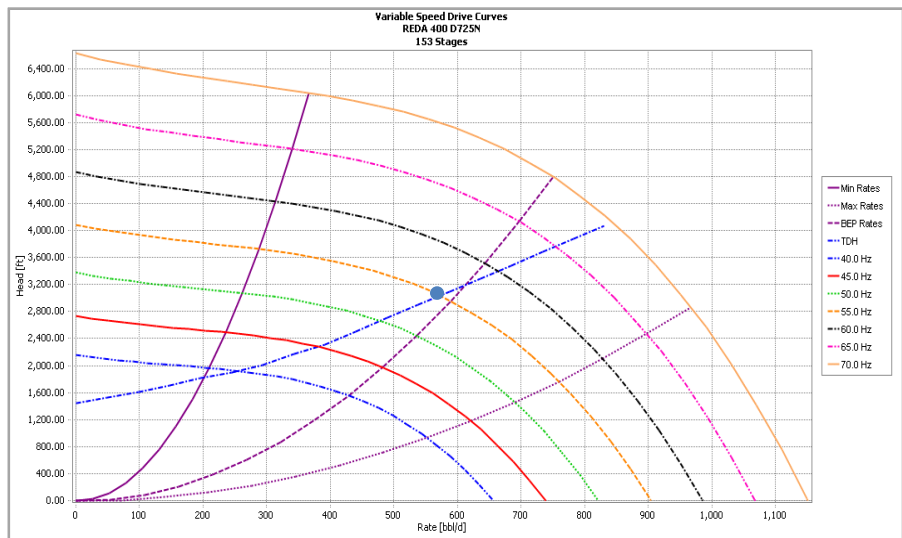
Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

4.6.1 Equipo propuesto



ITEM	DESCRIPCION
1	Tubería de revestimiento: 7" OD - 29 lb/ft
2	Punto medio de perforados: 6927 ft
3	Tubería de producción: 3 1/2" OD - 9.3 lb/ft
4	Bomba: D725N - 67 etapas
5	Bomba: D725N - 86 etapas
6	Manejador de gas
7	Separador de gas
8	Protector: LSBPB
9	Protector: LSBPB
10	Motor: 45 hp
11	Sensor de fondo
12	Cable & MLE

CURVA DE EFICIENCIA DE LA BOMBA



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

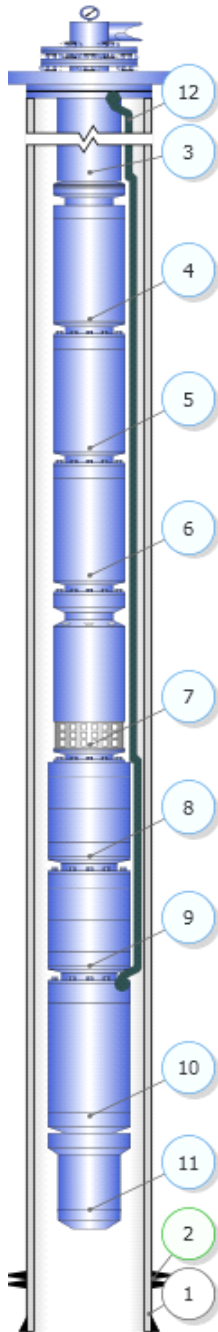
4.7 INFORMACION TECNICA DEL POZO 07

Tabla 9. Casos comparativos para el pozo 07.

DESCRIPCION	ACTUAL	PROPUESTA
	47.8 Hz	49.5 Hz
CONDICIONES DEL POZO		
Presión en cabeza	100 psig	100 psig
Temperatura en cabeza	90 °F	90 °F
Temperatura del yacimiento	145 °F	145 °F
PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS		
Gravedad API	17.6 °API	17.6 °API
Corte de agua	77%	77%
Relación gas-aceite	150 SCF/STB	150 SCF/STB
IPR		
Índice de productividad	0.88 STB/d/psi	0.88 STB/d/psi
Presión estática	3000 psig	3000 psig
CONDICIONES DE LA BOMBA		
Profundidad de asentamiento (MD)	5960 ft	5960 ft
Caudal de operación	656.6 bbl/d	735.2 bbl/d
Producción de aceite	151.0 bbl/d	169.1 bbl/d
Producción de agua	505.6 bbl/d	566.1 bbl/d
Levantamiento dinámico total (TDH)	1664.35 ft	1853.38 ft
Sumergencia	3681.18 ft	3476.87 ft
Presión de succión	1633.7 psig	1544.5 psig
Presión de descarga	2585.7 psig	2589.5 psig
Frecuencia de operación	47.8 Hz	49.5 Hz
INFORMACION DE LA BOMBA		
Potencia requerida	25.6 hp	21.7 hp
Eficiencia	32,23%	47,38%
Número de etapas	260	137
CONDICIONES DEL MOTOR		
Potencia del motor	50.4 hp	45 hp
Amperaje	13.1 Amps	23.7 Amps
Voltaje	1680.3 Volts	848 Volts
Eficiencia	85,34%	84,12%
Temperatura del motor	193.41 °F	195.26 °F
CONSUMO ELECTRICO		
Voltaje en superficie	1718.9 Volts	918.2 Volts
KVA requeridos	39,05	37,61

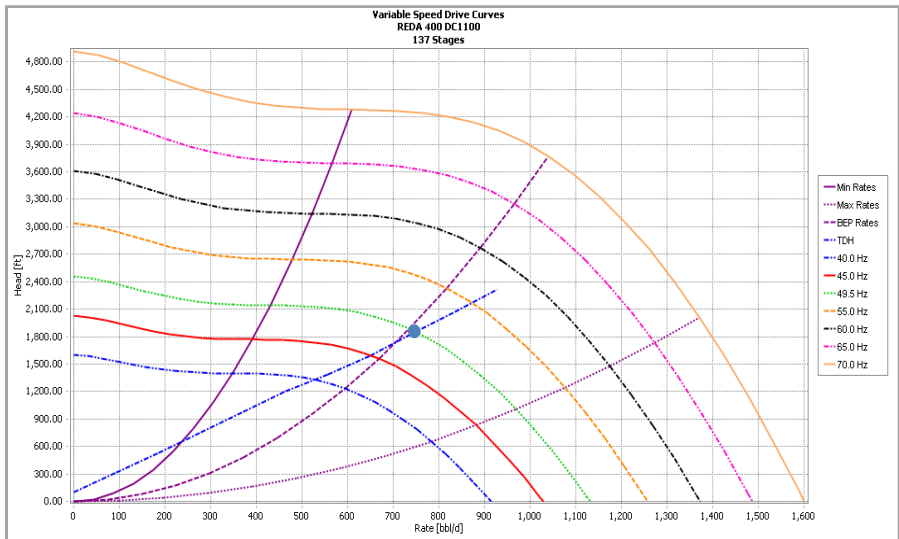
Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

4.7.1 Equipo propuesto



ITEM	DESCRIPCION
1	Tubería de revestimiento: 7" OD - 29 lb/ft
2	Punto medio de perforados: 7397 ft
3	Tubería de producción: 3 1/2" OD - 9.3 lb/ft
4	Bomba: DN1100 - 60 etapas
5	Bomba: DN1100 - 77 etapas
6	Manejador de gas
7	Separador de gas
8	Protector: LSBPB
9	Protector: LSBPB
10	Motor: 45 hp
11	Sensor de fondo
12	Cable & MLE

CURVA DE EFICIENCIA DE LA BOMBA



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

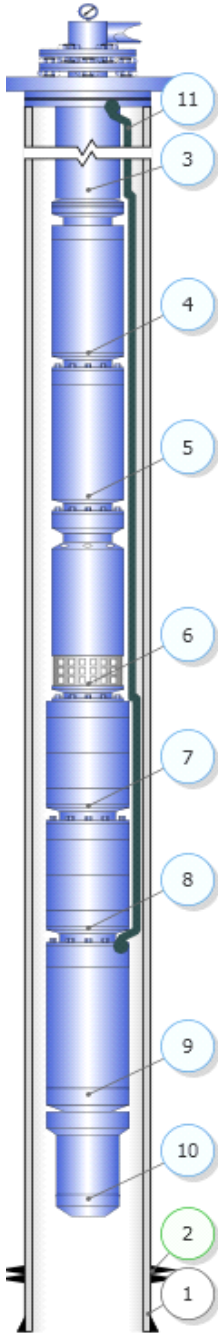
4.8 INFORMACION TECNICA DEL POZO 08

Tabla 10. Casos comparativos para el pozo 08.

DESCRIPCION	ACTUAL	PROPUESTA
	55 Hz	60 Hz
CONDICIONES DEL POZO		
Presión en cabeza	90 psig	90 psig
Temperatura en cabeza	90 °F	90 °F
Temperatura del yacimiento	145 °F	145 °F
PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS		
Gravedad API	20.4 °API	20.4 °API
Corte de agua	86%	86%
Relación gas-aceite	156 SCF/STB	156 SCF/STB
IPR		
Indice de productividad	1.62 STB/d/psi	1.62 STB/d/psi
Presión estática	2600 psig	2600 psig
CONDICIONES DE LA BOMBA		
Profundidad de asentamiento (MD)	5537 ft	5537 ft
Caudal de operación	1210.2 bbl/d	1549.9 bbl/d
Producción de aceite	169.4 bbl/d	217.0 bbl/d
Producción de agua	1040.8 bbl/d	1332.9 bbl/d
Levantamiento dinámico total (TDH)	2258.11 ft	2763.77 ft
Sumergencia	2649.17 ft	2169.63 ft
Presión de succión	1207.1 psig	997.7 psig
Presión de descarga	2461.1 psig	2472 psig
Frecuencia de operación	55 Hz	60 Hz
INFORMACION DE LA BOMBA		
Potencia requerida	65.4 hp	56.1 hp
Eficiencia	31,65%	57,85%
Número de etapas	284	190
CONDICIONES DEL MOTOR		
Potencia del motor	93.6 hp	75 hp
Amperaje	40.2 Amps	39.3 Amps
Voltaje	1250.4 Volts	1157 Volts
Eficiencia	85,06%	82,63%
Temperatura del motor	176.74 °F	249.32 °F
CONSUMO ELECTRICO		
Voltaje en superficie	1430.5 Volts	1333 Volts
KVA requeridos	99,6	90,7

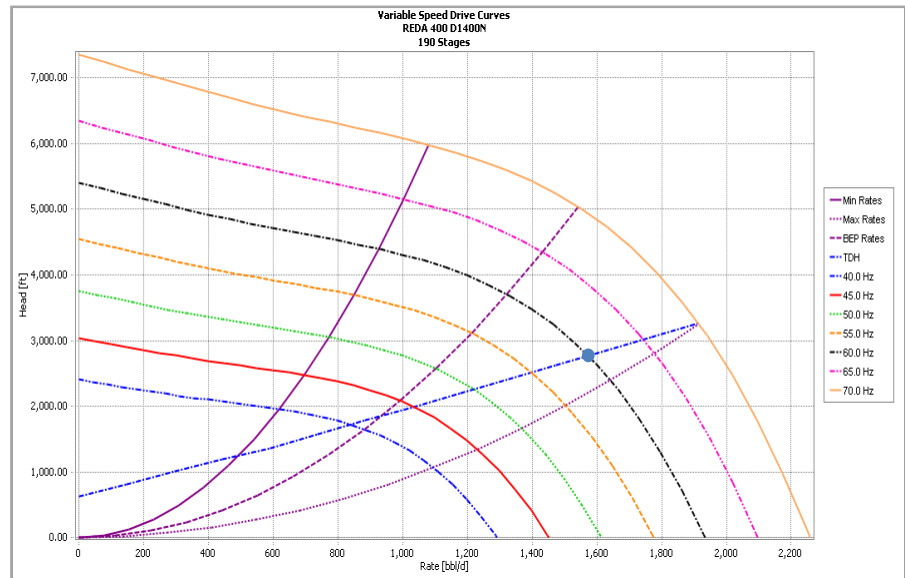
Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

4.8.1 Equipo propuesto



ITEM	DESCRIPCION
1	Tubería de revestimiento: 7" OD - 29 lb/ft
2	Punto medio de perforados: 7033 ft
3	Tubería de producción: 3 1/2" OD - 9.3 lb/ft
4	Bomba: D1400N - 190 etapas
5	Manejador de gas
6	Separador de gas
7	Protector: LSBPB
8	Protector: LSBPB
9	Motor: 75 hp
10	Sensor de fondo
11	Cable & MLE

CURVA DE EFICIENCIA DE LA BOMBA



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

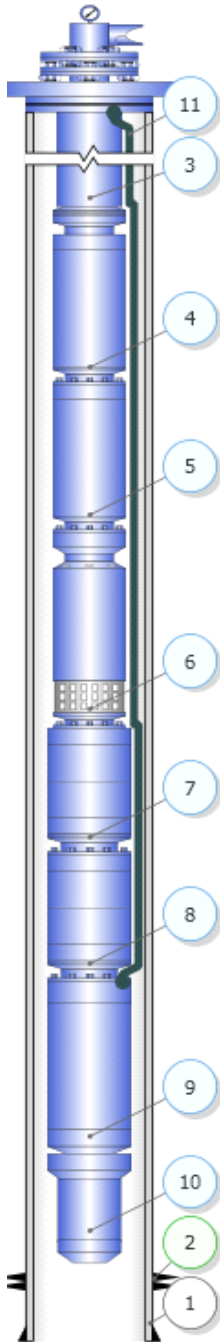
4.9 INFORMACION TECNICA DEL POZO 09

Tabla 11. Casos comparativos para el pozo 09.

DESCRIPCION	ACTUAL	PROPUESTA
	62 Hz	60 Hz
CONDICIONES DEL POZO		
Presión en cabeza	110 psig	110 psig
Temperatura en cabeza	100 °F	100 °F
Temperatura del yacimiento	145 °F	145 °F
PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS		
Gravedad API	20.8 °API	20.8 °API
Corte de agua	0,10%	0,10%
Relación gas-aceite	515 SCF/STB	515 SCF/STB
IPR		
Indice de productividad	0.2 STB/d/psi	0.2 STB/d/psi
Presión estática	3050 psig	3050 psig
CONDICIONES DE LA BOMBA		
Profundidad de asentamiento (MD)	6497 ft	6497 ft
Caudal de operación	399.2 bbl/d	472.8 bbl/d
Producción de aceite	398.8 bbl/d	472.33 bbl/d
Producción de agua	0.40 bbl/d	0.47 bbl/d
Levantamiento dinámico total (TDH)	2797.67 ft	4206.5 ft
Sumergencia	2256.89 ft	1339.92 ft
Presión de succión	922.1 psig	573 psig
Presión de descarga	2354.2 psig	2523.9 psig
Frecuencia de operación	62 Hz	60 Hz
INFORMACION DE LA BOMBA		
Potencia requerida	54.4 hp	28.6 hp
Eficiencia	14,30%	48,15%
Número de etapas	172	122
CONDICIONES DEL MOTOR		
Potencia del motor	81 hp	45 hp
Amperaje	18.5 Amps	25.9 Amps
Voltaje	2439.8 Volts	1027.8 Volts
Eficiencia	85,46%	85,55%
Temperatura del motor	281.31 °F	289.85 °F
CONSUMO ELECTRICO		
Voltaje en superficie	2534.8 Volts	1161.3 Volts
KVA requeridos	81,33	51,94

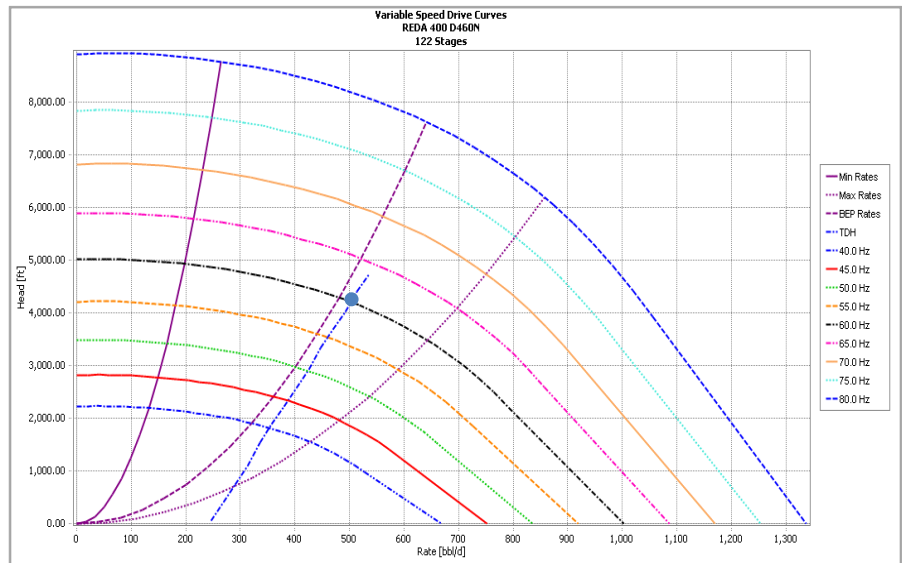
Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

4.9.1 Equipo propuesto



ITEM	DESCRIPCION
1	Tubería de revestimiento: 7" OD - 29 lb/ft
2	Punto medio de perforados: 6913 ft
3	Tubería de producción: 3 1/2" OD - 9.3 lb/ft
4	Bomba: D460N - 122 etapas
5	Manejador de gas
6	Separador de gas
7	Protector: LSBPB
8	Protector: LSBPB
9	Motor: 45 hp
10	Sensor de fondo
11	Cable & MLE

CURVA DE EFICIENCIA DE LA BOMBA



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

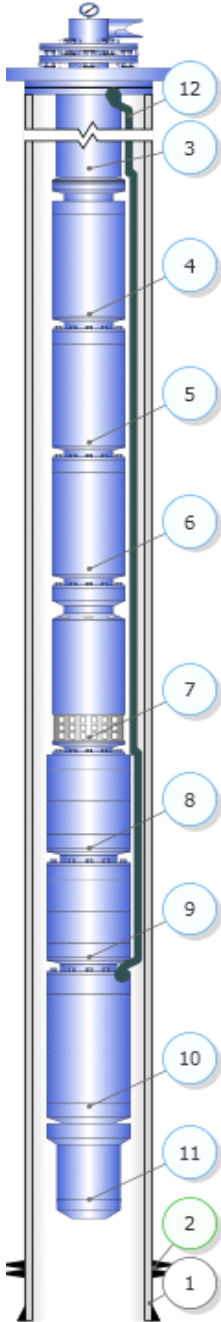
4.10 INFORMACION TECNICA DEL POZO 10

Tabla 12. Casos comparativos para el pozo 10.

DESCRIPCION	ACTUAL	PROPUESTA
	53.5 Hz	59 Hz
CONDICIONES DEL POZO		
Presión en cabeza	40 psig	40 psig
Temperatura en cabeza	100 °F	100 °F
Temperatura del yacimiento	170 °F	170 °F
PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS		
Gravedad API	33.2 °API	33.2 °API
Corte de agua	1%	1%
Relación gas-aceite	300 SCF/STB	300 SCF/STB
IPR		
Índice de productividad	0.12 STB/d/psi	0.12 STB/d/psi
Presión estática	2000 psig	2000 psig
CONDICIONES DE LA BOMBA		
Profundidad de asentamiento (MD)	8020 ft	8020 ft
Caudal de operación	208.5 bbl/d	220.2 bbl/d
Producción de aceite	206.5 bbl/d	218.0 bbl/d
Producción de agua	2.0 bbl/d	2.2 bbl/d
Levantamiento dinámico total (TDH)	5440.65 ft	5956.41 ft
Sumergencia	1119.56 ft	693.64 ft
Presión de succión	404.7 psig	256.5 psig
Presión de descarga	2588.5 psig	2691.6 psig
Frecuencia de operación	53.5 Hz	59 Hz
INFORMACION DE LA BOMBA		
Potencia requerida	27.7 hp	29.2 hp
Eficiencia	26,26%	28,71%
Número de etapas	297	202
CONDICIONES DEL MOTOR		
Potencia del motor	64.8 hp	45 hp
Amperaje	13.2 Amps	25.4 Amps
Voltaje	1996.9 Volts	1010.7 Volts
Eficiencia	83,72%	85,56%
Temperatura del motor	252.94 °F	288.82 °F
CONSUMO ELECTRICO		
Voltaje en superficie	2086.1 Volts	1176.4 Volts
KVA requeridos	47,73	51,62

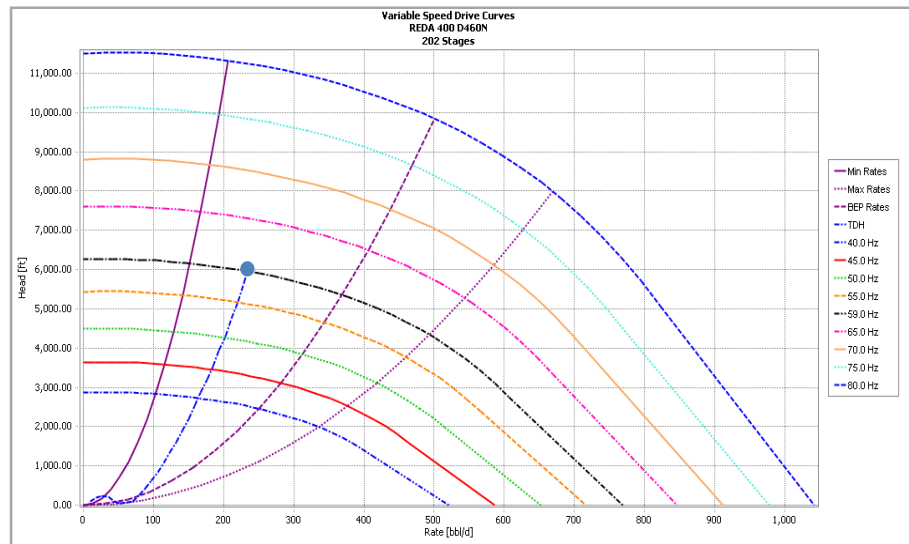
Fuente. Artificial Lift design and analysis software DesignPro®. Property of Schlumberger. All rights reserved.

4.10.1 Equipo propuesto



ITEM	DESCRIPCION
1	Tubería de revestimiento: 7" OD - 29 lb/ft
2	Punto medio de perforados: 7408 ft
3	Tubería de producción: 3 1/2" OD - 9.3 lb/ft
4	Bomba: D460N - 94 etapas
5	Bomba: D460N - 108 etapas
6	Manejador de gas
7	Separador de gas
8	Protector: LSBPB
9	Protector: LSBPB
10	Motor: 45 hp
11	Sensor de fondo
12	Cable & MLE

CURVA DE EFICIENCIA DE LA BOMBA



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

5. ANALISIS FINANCIERO

En este capítulo del trabajo se realiza un análisis financiero para conocer la viabilidad de la propuesta de diseño. Para ello se emplea el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Oportunidad (TIO), el Rendimiento de la Inversión, la relación Costo/Beneficio y el Pay Back como indicadores de rentabilidad. El periodo de evaluación es de un (1) año y se desarrolla en dos secciones:

- a. Costos operativos (OPEX)
- b. Costos de inversión (CAPEX)

5.1 COSTOS OPERATIVOS (OPEX)

Conociendo el voltaje y el amperaje requerido por cada equipo para poder operar a determinada frecuencia, es posible calcular la potencia que el motor debe suministrar.

$$Potencia = Voltaje \times Amperaje \times Factor \ de \ potencia$$

El costo del KW/h en el campo es de 0.14 US\$. Una vez conocida la potencia requerida por cada equipo, se procede a calcular el valor total del consumo mensual.

$$Costo \ (US\$) = Potencia \ [KW] \ * \ 0.14 \ [US\$ \ KW / h] \ * \ 24 \ h / día \ * \ 30 \ días / mes$$

A continuación se presentan en la tabla 13 los resultados del consumo eléctrico y los costos mensuales para el caso actual y la propuesta.

Tabla 13. Costo del consumo eléctrico mensual.

PZ 01		
Caso	Actual	Propuesta
Frecuencia	60.2 Hz	60 Hz
Voltaje (V)	1664.3	1586.5
Amperaje (A)	34.5	34.5
Potencia (W)	78.3	72.8
Costo eléctrico mensual (US\$)	8,080	7,564
PZ 02		
Caso	Actual	Propuesta
Frecuencia	54 Hz	58.5 Hz
Voltaje (V)	1990.8	1092.4
Amperaje (A)	14.5	21.2
Potencia (W)	31.0	30.1
Costo eléctrico mensual (US\$)	2,911	2,983
PZ 03		
Caso	Actual	Propuesta
Frecuencia	54 Hz	60 Hz
Voltaje (V)	2097.8	1603.7
Amperaje (A)	16.5	36.5
Potencia (W)	50.4	78.1
Costo eléctrico mensual (US\$)	4,774	8,067
PZ 04		
Caso	Actual	Propuesta
Frecuencia	49 Hz	55.5 Hz
Voltaje (V)	1877.3	1083.1
Amperaje (A)	12.5	27.3
Potencia (W)	29.5	40.5
Costo eléctrico mensual (US\$)	2,754	4,091

Fuente. Autor.

Tabla 13. Continuación.

PZ 05		
Caso	Actual	Propuesta
Frecuencia	53.2 Hz	48 Hz
Voltaje (V)	2000.2	1055.7
Amperaje (A)	13.8	29.3
Potencia (W)	38.9	37.2
Costo eléctrico mensual (US\$)	3,669	3,958
PZ 06		
Caso	Actual	Propuesta
Frecuencia	59 Hz	55 Hz
Voltaje (V)	2539.4	1063.1
Amperaje (A)	17.8	25.1
Potencia (W)	54.4	25.1
Costo eléctrico mensual (US\$)	5,058	3,696
PZ 07		
Caso	Actual	Propuesta
Frecuencia	47.8 Hz	49.5 Hz
Voltaje (V)	1718.9	958.5
Amperaje (A)	13.1	23.7
Potencia (W)	33.1	29.9
Costo eléctrico mensual (US\$)	3,081	3,079
PZ 08		
Caso	Actual	Propuesta
Frecuencia	55 Hz	60 Hz
Voltaje (V)	1430.5	1333
Amperaje (A)	40.2	39.3
Potencia (W)	77.0	70.1
Costo eléctrico mensual (US\$)	8,018	7,347
PZ 09		
Caso	Actual	Propuesta
Frecuencia	62 Hz	60 Hz
Voltaje (V)	2534.8	1161.3
Amperaje (A)	18.5	25.9
Potencia (W)	67.5	40.9
Costo eléctrico mensual (US\$)	6,378	4,204

Fuente. Autor.

Tabla 13. Continuación.

PZ 10		
Caso	Actual	Propuesta
Frecuencia	53.5 Hz	59 Hz
Voltaje (V)	2086.1	1176.8
Amperaje (A)	13.2	25.4
Potencia (W)	35.7	39.2
Costo eléctrico mensual (US\$)	3,394	4,154

Fuente. Autor.

Para calcular lo que vale producir un barril de fluido a determinada frecuencia de operación se tiene en cuenta el costo del consumo eléctrico, el mantenimiento mensual, el tratamiento del crudo, del agua incremental y la nómina del personal que trabaja en el campo. Los gastos por mantenimiento involucran la reparación de variadores, el cambio de transformadores debido a fugas de aceite o desbalance de bobinas, problemas con el sistema de comunicación y medición mensual de parámetros eléctricos. Otros servicios que se le prestan al cliente abarcan el monitoreo satelital de la presión de succión, la presión de descarga, la temperatura del motor y del fluido para conocer las condiciones del equipo de fondo. En la tabla 14 se presentan los costos mensuales de los servicios mencionados anteriormente.

Tabla 14. Servicios de monitoreo y mantenimiento mensual.

Servicio	Costo mensual
Monitoreo satelital	800 US\$
Revisión de las condiciones eléctricas	500 US\$
Nómina del personal	24000 US\$

Fuente. Base de datos Schlumberger.

En la tabla 15 se presentan el costo del levantamiento por barril para cada pozo a diferentes frecuencias.

Tabla 15. Lifting Cost.

PZ 01		
Caso	Actual	Propuesta
Frecuencia	60.2 Hz	60 Hz
Consumo eléctrico (US\$/bbl)	0.33	0.27
Deshidratación del crudo (US\$/bbl)	9.00	9.00
Tratamiento del agua (US\$/bbl)	5.50	5.50
Lifting Cost (US\$/bbl)	14.83	14.77
PZ 02		
Caso	Actual	Propuesta
Frecuencia	54 Hz	58.5 Hz
Consumo eléctrico (US\$/bbl)	0.31	0.27
Deshidratación del crudo (US\$/bbl)	9.00	9.00
Tratamiento del agua (US\$/bbl)	5.50	5.50
Lifting Cost (US\$/bbl)	14.81	14.77
PZ 03		
Caso	Actual	Propuesta
Frecuencia	54 Hz	60 Hz
Consumo eléctrico (US\$/bbl)	0.27	0.21
Deshidratación del crudo (US\$/bbl)	9.00	9.00
Tratamiento del agua (US\$/bbl)	5.50	5.50
Lifting Cost (US\$/bbl)	14.77	14.71
PZ 04		
Caso	Actual	Propuesta
Frecuencia	49 Hz	55.5 Hz
Consumo eléctrico (US\$/bbl)	0.29	0.37
Deshidratación del crudo (US\$/bbl)	9.00	9.00
Tratamiento del agua (US\$/bbl)	5.50	5.50
Lifting Cost (US\$/bbl)	14.79	14.87
PZ 05		
Caso	Actual	Propuesta
Frecuencia	53.2 Hz	48 Hz
Consumo eléctrico (US\$/bbl)	1.52	1.29
Deshidratación del crudo (US\$/bbl)	9.00	9.00
Tratamiento del agua (US\$/bbl)	5.50	5.50
Lifting Cost (US\$/bbl)	16.02	15.79

Fuente. Autor.

Tabla 15. Continuación.

PZ 06		
Caso	Actual	Propuesta
Frecuencia	59 Hz	55 Hz
Consumo eléctrico (US\$/bbl)	0.37	0.23
Deshidratación del crudo (US\$/bbl)	9.00	9.00
Tratamiento del agua (US\$/bbl)	5.50	5.50
Lifting Cost (US\$/bbl)	14.87	14.73
PZ 07		
Caso	Actual	Propuesta
Frecuencia	47.8 Hz	49.5 Hz
Consumo eléctrico (US\$/bbl)	0.16	0.14
Deshidratación del crudo (US\$/bbl)	9.00	9.00
Tratamiento del agua (US\$/bbl)	5.50	5.50
Lifting Cost (US\$/bbl)	14.66	14.64
PZ 08		
Caso	Actual	Propuesta
Frecuencia	55 Hz	60 Hz
Consumo eléctrico (US\$/bbl)	0.22	0.16
Deshidratación del crudo (US\$/bbl)	9.00	9.00
Tratamiento del agua (US\$/bbl)	5.50	5.50
Lifting Cost (US\$/bbl)	14.72	14.66
PZ 09		
Caso	Actual	Propuesta
Frecuencia	62 Hz	60 Hz
Consumo eléctrico (US\$/bbl)	0.53	0.30
Deshidratación del crudo (US\$/bbl)	9.00	9.00
Tratamiento del agua (US\$/bbl)	5.50	5.50
Lifting Cost (US\$/bbl)	15.03	14.80
PZ 10		
Caso	Actual	Propuesta
Frecuencia	53.5 Hz	59 Hz
Consumo eléctrico (US\$/bbl)	0.54	0.63
Deshidratación del crudo (US\$/bbl)	9.00	9.00
Tratamiento del agua (US\$/bbl)	5.50	5.50
Lifting Cost (US\$/bbl)	15.04	15.13

Fuente. Autor.

5.2 PRODUCCION DIARIA

En la tabla 16 se presenta el cálculo de la producción diaria para cada pozo utilizando los equipos actuales y los de la propuesta de rediseño para cada frecuencia de operación.

Tabla 16. Producción diaria de aceite y agua.

PZ 01		
Caso	Actual	Propuesta
Frecuencia	60.2 Hz	60 Hz
Caudal total (bbl/d)	817.2	933.7
Corte de agua (%)	42.0	42.0
Caudal de agua (bbl/d)	343.2	392.2
Caudal de aceite (bbl/d)	473.9	541.6
PZ 02		
Caso	Actual	Propuesta
Frecuencia	54 Hz	58.5 Hz
Caudal total (bbl/d)	317.5	363.4
Corte de agua (%)	62.0	62.0
Caudal de agua (bbl/d)	196.9	225.3
Caudal de aceite (bbl/d)	120.7	138.1
PZ 03		
Caso	Actual	Propuesta
Frecuencia	54 Hz	60 Hz
Caudal total (bbl/d)	598.0	1270.1
Corte de agua (%)	22.0	22.0
Caudal de agua (bbl/d)	131.6	279.4
Caudal de aceite (bbl/d)	466.4	990.7
PZ 04		
Caso	Actual	Propuesta
Frecuencia	49 Hz	55.5 Hz
Caudal total (bbl/d)	314.1	366.0
Corte de agua (%)	7.0	7.0
Caudal de agua (bbl/d)	21.1	25.6
Caudal de aceite (bbl/d)	292.1	340.4

Fuente. Autor.

Tabla 16. Continuación.

PZ 05		
Caso	Actual	Propuesta
Frecuencia	53.2 Hz	48 Hz
Caudal total (bbl/d)	80.7	102.3
Corte de agua (%)	22.0	22.0
Caudal de agua (bbl/d)	17.8	22.5
Caudal de aceite (bbl/d)	62.9	79.8
PZ 06		
Caso	Actual	Propuesta
Frecuencia	59 Hz	55 Hz
Caudal total (bbl/d)	453.2	537.0
Corte de agua (%)	22.0	22.0
Caudal de agua (bbl/d)	99.7	118.1
Caudal de aceite (bbl/d)	353.5	418.9
PZ 07		
Caso	Actual	Propuesta
Frecuencia	47.8 Hz	49.5 Hz
Caudal total (bbl/d)	656.6	735.2
Corte de agua (%)	77.0	77.0
Caudal de agua (bbl/d)	505.6	566.1
Caudal de aceite (bbl/d)	151.0	169.1
PZ 08		
Caso	Actual	Propuesta
Frecuencia	55 Hz	60 Hz
Caudal total (bbl/d)	1210.2	1549.9
Corte de agua (%)	86.0	86.0
Caudal de agua (bbl/d)	1040.8	1332.9
Caudal de aceite (bbl/d)	169.4	216.9
PZ 09		
Caso	Actual	Propuesta
Frecuencia	62 Hz	60 Hz
Caudal total (bbl/d)	399.2	472.8
Corte de agua (%)	0.1	0.1
Caudal de agua (bbl/d)	0.4	0.5
Caudal de aceite (bbl/d)	398.8	472.3

Fuente. Autor.

Tabla 16. Continuación.

PZ 10		
Caso	Actual	Propuesta
Frecuencia	53.5 Hz	59 Hz
Caudal total (bbl/d)	208.5	220.2
Corte de agua (%)	1.0	1.0
Caudal de agua (bbl/d)	2.0	2.2
Caudal de aceite (bbl/d)	206.4	218.0

Fuente. Autor.

5.3 INGRESOS

Los ingresos mensuales son calculados a partir de la producción incremental obtenida con la instalación de los nuevos equipos. El precio del barril que se le paga al campo es de 50 US\$ dependiendo de la calidad del crudo y descontando los gastos por transporte e impuestos.

$$Produccion\ incremental = Produccion\ actual - Produccion\ futura$$

$$Ingresos = Produccion\ incremental * Precio\ del\ barril$$

A partir de estos ingresos se obtendrá el flujo de caja del proyecto para evaluar la rentabilidad de su implementación con los diferentes indicadores financieros. Con ésta ganancia incremental se pagan todos los gastos operativos y los costos de los equipos.

5.4 INVERSION INICIAL (CAPEX)

Una vez calculados los ingresos que se podrán obtener con los nuevos diseños, es necesario conocer el valor de compra para cada equipo. En el análisis económico, estos costos corresponden a la inversión inicial o CAPEX. Los precios son presentados en la tabla 17 e incluyen el transporte desde la planta de ensamblaje hasta el campo del cliente junto con el servicio que se realiza en el pozo para instalarlo y dejarlo en funcionamiento.

Tabla 17. Precio de los equipos.

<i>POZO</i>	<i>(US\$)</i>
PZ 01	350,000
PZ 02	210,000
PZ 03	320,000
PZ 04	320,000
PZ 05	250,000
PZ 06	270,000
PZ 07	300,000
PZ 08	330,000
PZ 09	220,000
PZ 10	220,000

Fuente. Base de datos Schlumberger.

5.5 DEPRECIACIONES E IMPUESTOS¹¹

La depreciación es el mecanismo mediante el cual se reconoce el desgaste que va a tener el equipo debido al funcionamiento operativo al que será sometido.

¹¹Basado en: BLANK, Leland; TARQUIN, Anthony. Ingeniería Económica. 4^{ta} Edición. McGraw-Hill, 1999.

Al ingreso generado por este sistema de levantamiento artificial se le debe descontar el gasto correspondiente al deterioro que sufre, ya que no se puede generar una ganancia sin que haya incurrido un gasto. Para este caso se ha considerado una tasa de depreciación del 20% anual. En la tabla 18 se presentan los valores correspondientes a la desvalorización de los equipos para el año de evaluación.

$$\text{Valor de depreciación} = (\text{Precio del equipo}) \times 20\%$$

Tabla 18. Desvalorización anual de los equipos.

<i>POZO</i>	<i>(US\$)</i>
PZ 01	70,000
PZ 02	42,000
PZ 03	64,000
PZ 04	64,000
PZ 05	50,000
PZ 06	54,000
PZ 07	60,000
PZ 08	66,000
PZ 09	44,000
PZ 10	44,000

Fuente. Autor.

5.6 GANANCIAS ANTES DE INTERESES E IMPUESTOS (EBIT) Y FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO¹²

Conociendo el valor de la depreciación del equipo, es posible calcular el EBIT (Earnings Before Interest and Taxes) que corresponde a la ganancia antes de impuestos e intereses.

¹²Basado en: BLANK, Leland; TARQUIN, Anthony. Ingeniería Económica. 4^{ta} Edición. McGraw-Hill, 1999.

Las amortizaciones no serán tenidas en cuenta debido a que el capital de inversión no se obtiene con un préstamo. Los impuestos se determinaron teniendo en cuenta una retención en la fuente del 18%. Cabe destacar que en el precio total de los equipos ya está incluido el IVA. El EBIT es obtenido descontando las depreciaciones y amortizaciones de la utilidad bruta obtenida anteriormente, así:

$$EBIT = Utilidad\ bruta - Depreciaciones - Amortizaciones$$

El siguiente paso es calcular el flujo de caja a partir del EBIT. A este valor se le descuentan los impuestos. Los intereses no son tenidos en cuenta, pues como se mencionó anteriormente, el capital de inversión para el proyecto no sería financiado.

$$Flujo\ de\ caja = EBIT - Intereses - Impuestos$$

5.7 INDICADORES DE RENTABILIDAD¹³

Para evaluar la viabilidad del proyecto, se emplea como indicador de rentabilidad el *Valor Presente Neto (VPN)*, ya que permite conocer si la inversión inicial va a incrementar o disminuir teniendo en cuenta los flujos de caja y el tiempo de ejecución del proyecto con una tasa de oportunidad del 12% anual.

¹³Basado en: BLANK, Leland; TARQUIN, Anthony. Ingeniería Económica. 4^{ta} Edición. McGraw-Hill, 1999.

Este valor representa la oportunidad perdida de gastar o invertir en el presente, por lo que también se le conoce como tasa de descuento. Matemáticamente, el Valor Presente Neto es definido de la siguiente manera:

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

Donde,

VPN : Valor Presente Neto

VF : Valor futuro

I_0 : Inversión inicial

i : Tasa de oportunidad

n : Periodo de evaluación

La *Tasa Interna de Retorno (TIR)* es definida como la tasa de descuento con la cual el Valor Presente Neto es igual a cero. Este indicador permite conocer la rentabilidad que de un proyecto y se emplea para decidir sobre la aceptación o rechazo de éste comparándolo con una tasa mínima requerida para que sea viable.

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

La relación Costo/Beneficio permite conocer cuánto se gana por cada dólar invertido. Un resultado menor o igual a uno (1), indica que la implementación del proyecto no es económicamente viable. Otro indicador financiero empleado es el Pay Back para conocer el tiempo en el cual es posible recuperar la inversión mediante los flujos de caja netos obtenidos en el desarrollo del proyecto.

5.8 RESULTADOS

En los resultados del análisis financiero se puede observar que la propuesta de rediseño es viable para cuatro (4) pozos, ya que reduce los costos operativos y permite incrementar la producción. La tasa interna de oportunidad debe ser menor a la tasa mínima requerida en los tres (3) pozos donde el valor presente neto es negativo para que la inversión pueda ser recuperada en el primer año y el proyecto sea aceptado. En los pozos restantes, el flujo de caja es negativo desde el primer mes indicando que no se obtienen ganancias con la producción incremental. En este caso se recomienda realizar incrementos de frecuencia para aumentar la producción. El equipo propuesto presenta un consumo elevado de energía eléctrica, generando así unos gastos operativos mayores a los actuales. Las bombas empleadas en los rediseños requieren mayor potencia y fueron escogidas porque son las que trabajan dentro del rango óptimo de operación, minimizando el desgaste en las etapas que es ocasionado por el efecto de downthrust (caudales inferiores a los recomendados) o upthrust (caudales superiores a los recomendados). De esta forma, la vida útil de la bomba es prolongada el mayor tiempo posible. Sin embargo, la producción no es suficiente para costear el cambio del equipo.

5.8.1 Pozo 01

No es posible obtener con el nuevo equipo una ganancia que permita recuperar la inversión inicial al finalizar el primer año de evaluación. En la tabla 20 se presentan los indicadores de rentabilidad para este pozo. Se puede observar según el Pay Back, que se requiere un periodo de tiempo de 14 meses para pagar los costos de cambio del equipo. El Valor Presente Neto permite conocer las pérdidas que se tendrá al finalizar el primer año si el proyecto se llegase a ejecutar.

Tabla 19. Flujo de caja para el pozo 01.

Mes	Prod. Increm. de aceite (bbl)	Prod. Increm. de agua (bbl)	Prod. Increm. de fluido (bbl)	Costo de deshidrat. del crudo (US\$)	Costo de tratam. del agua (US\$)	Costo cons. elect. (US\$)	Pago de nómina (US\$)	Costo del monitoreo (US\$)	Costo por mante. (US\$)	Costo trans. de crudo (US\$)	Regalías e impuestos (US\$)	Egresos (US\$)	Ingresos (US\$)	Flujo de caja (US\$)	Valor presente (US\$)
1	2031,0	1467,0	3498,0	31482,0	8068,5	7564	2400	800	500	1299,84	20310,0	72424,3	101550,0	29125,7	28837,3
2	2006,1	1450,6	3456,7	31110,0	7978,1	7564	2400	800	500	1285,28	20061,0	71698,4	100305,0	28606,6	28042,9
3	1981,2	1434,1	3415,3	30738,1	7887,8	7564	2400	800	500	1270,72	19812,0	70972,6	99060,0	28087,5	27261,4
4	1956,3	1417,7	3374,0	30366,1	7797,4	7564	2400	800	500	1256,16	19563,0	70246,7	97815,0	27568,3	26492,6
5	1931,4	1401,3	3332,7	29994,1	7707,0	7564	2400	800	500	1241,6	19314,0	69520,8	96570,0	27049,2	25736,4
6	1906,5	1384,9	3291,4	29622,2	7616,7	7564	2400	800	500	1227,04	19065,0	68794,9	95325,0	26530,1	24992,6
7	1881,6	1368,4	3250,0	29250,2	7526,3	7564	2400	800	500	1212,48	18816,0	68069,0	94080,0	26011,0	24261,0
8	1856,7	1352,0	3208,7	28878,2	7435,9	7564	2400	800	500	1197,92	18567,0	67343,1	92835,0	25491,9	23541,4
9	1831,8	1335,6	3167,4	28506,2	7345,6	7564	2400	800	500	1183,36	18318,0	66617,2	91590,0	24972,8	22833,6
10	1806,9	1319,1	3126,0	28134,3	7255,2	7564	2400	800	500	1168,8	18069,0	65891,3	90345,0	24453,7	22137,6
11	1782,0	1302,7	3084,7	27762,3	7164,9	7564	2400	800	500	1154,24	17820,0	65165,4	89100,0	23934,6	21453,2
12	1757,1	1286,3	3043,4	27390,3	7074,5	7564	2400	800	500	1139,68	17571,0	64439,5	87855,0	23415,5	20780,1
															296370,1

Fuente. Autor.

Tabla 20. Indicadores de rentabilidad.

Indicadores de Rentabilidad	
Declinación mensual de la producción (%)	1,12
Inversión inicial (US\$)	350.000
Valor Presente Neto (US\$)	-53.629,9
Tasa Interna de Oportunidad (TIO)	0,1
Rendimiento de la inversión (%)	-15,3
Relación Costo/Beneficio	0,85
Pay Back	14,17

Fuente. Autor.

5.8.2 Pozo 02

La propuesta de diseño no es económicamente viable. No es favorable realizar un cambio de equipo, debido a que los costos operativos son superiores a los ingresos que se obtienen con la ganancia incremental. En la tabla 21 se presenta el flujo de caja mensual. Allí es posible observar valores negativos mes a mes. Para incrementar la producción, se recomienda realizar un incremento de frecuencia.

Tabla 21. Flujo de caja para el pozo 02.

Mes	Prod. Increment. de aceite (bb)	Prod. Increment. de agua (bb)	Prod. Increment. de fluido (bb)	Costo de deshidrat. del crudo (US\$)	Costo de tratam. del agua (US\$)	Costo cons. elect. (US\$)	Pago de nómina (US\$)	Costo del monitoreo (US\$)	Costo por mante. (US\$)	Costo trans. de crudo (US\$)	Regalías e impuestos (US\$)	Egresos (US\$)	Ingresos (US\$)	Flujo de caja (US\$)	Valor presente (US\$)
1	522,0	853,7	1375,7	12381,3	4695,4	2983	2400	800	500	334,08	5220,0	29313,7	26100,0	-3213,7	-3181,9
2	514,7	840,8	1355,4	12198,6	4624,1	2983	2400	800	500	326,7	5146,5	28978,9	25732,5	-3246,4	-3182,5
3	507,3	827,8	1335,1	12015,9	4552,9	2983	2400	800	500	319,32	5073,0	28644,1	25365,0	-3279,1	-3182,7
4	500,0	814,9	1314,8	11833,2	4481,7	2983	2400	800	500	311,94	4999,5	28309,3	24997,5	-3311,8	-3182,6
5	492,6	801,9	1294,5	11650,5	4410,5	2983	2400	800	500	304,56	4926,0	27974,5	24630,0	-3344,5	-3182,2
6	485,3	789,0	1274,2	11467,8	4339,2	2983	2400	800	500	297,18	4852,5	27639,7	24262,5	-3377,2	-3181,5
7	477,9	776,0	1253,9	11285,1	4268,0	2983	2400	800	500	289,8	4779,0	27304,9	23895,0	-3409,9	-3180,5
8	470,6	763,1	1233,6	11102,4	4196,8	2983	2400	800	500	282,42	4705,5	26970,1	23527,5	-3442,6	-3179,2
9	463,2	750,1	1213,3	10919,7	4125,6	2983	2400	800	500	275,04	4632,0	26635,3	23160,0	-3475,3	-3177,6
10	455,9	737,2	1193,0	10737,0	4054,3	2983	2400	800	500	267,66	4558,5	26300,5	22792,5	-3508,0	-3175,7
11	448,5	724,2	1172,7	10554,3	3983,1	2983	2400	800	500	260,28	4485,0	25965,7	22425,0	-3540,7	-3173,6
12	441,2	711,3	1152,4	10371,6	3911,9	2983	2400	800	500	252,9	4411,5	25630,9	22057,5	-3573,4	-3171,2
															-38151,1

Fuente. Autor.

Tabla 22. Declinación de la producción.

Declinación de la producción	
Declinación mensual de la producción (%)	2,21
No se calculan los indicadores de rentabilidad debido a que el flujo de caja en todos los meses es negativo, indicando que no es posible recuperar la inversión inicial con la producción incremental obtenida.	

Fuente. Autor.

5.8.3 Pozo 03

La propuesta de diseño es económicamente viable. El nuevo equipo permite obtener una producción incremental con un bajo consumo de energía, reduciendo así los costos operativos. En la tabla 24 se presentan los indicadores de rentabilidad para este pozo. Se puede observar que es posible recuperar la inversión inicial antes del primer año de evaluación. Al finalizar el primer año, se tiene una ganancia con la implementación del proyecto.

Tabla 23. Flujo de caja para el pozo 03.

Mes	Prod. Increment. de aceite (bbl)	Prod. Increment. de agua (bbl)	Prod. Increment. de fluido (bbl)	Costo de deshidrat. del crudo (US\$)	Costo de tratam. del agua (US\$)	Costo cons. elect. (US\$)	Pago de nómina (US\$)	Costo del monitoreo (US\$)	Costo por mante. (US\$)	Costo trans. de crudo (US\$)	Regalías e impuestos (US\$)	Egresos (US\$)	Ingresos (US\$)	Flujo de caja (US\$)	Valor presente (US\$)
1	15729,0	4435,9	20164,9	181484,1	24397,5	8067	2400	800	500	10066,56	157290,0	385005,1	786450,0	401444,9	397470,2
2	15678,9	4423,0	20101,9	180917,5	24326,7	8067	2400	800	500	10037,37	156789,0	383837,6	783945,0	400107,5	392223,8
3	15628,8	4410,2	20039,0	180350,8	24256,0	8067	2400	800	500	10008,18	156288,0	382670,0	781440,0	398770,0	387042,2
4	15578,7	4397,3	19976,0	179784,2	24185,3	8067	2400	800	500	9978,99	155787,0	381502,4	778935,0	397432,6	381924,9
5	15528,6	4384,5	19913,1	179217,5	24114,5	8067	2400	800	500	9949,8	155286,0	380334,9	776430,0	396095,1	376870,9
6	15478,5	4371,6	19850,1	178650,9	24043,8	8067	2400	800	500	9920,61	154785,0	379167,3	773925,0	394757,7	371879,6
7	15428,4	4358,7	19787,1	178084,3	23973,1	8067	2400	800	500	9891,42	154284,0	377999,8	771420,0	393420,3	366950,2
8	15378,3	4345,9	19724,2	177517,6	23902,3	8067	2400	800	500	9862,23	153783,0	376832,2	768915,0	392082,8	362081,9
9	15328,2	4333,0	19661,2	176951,0	23831,6	8067	2400	800	500	9833,04	153282,0	375664,6	766410,0	390745,4	357274,1
10	15278,1	4320,2	19598,3	176384,3	23760,9	8067	2400	800	500	9803,85	152781,0	374497,1	763905,0	389407,9	352525,9
11	15228,0	4307,3	19535,3	175817,7	23690,2	8067	2400	800	500	9774,66	152280,0	373329,5	761400,0	388070,5	347836,8
12	15177,9	4294,4	19472,3	175251,1	23619,4	8067	2400	800	500	9745,47	151779,0	372162,0	758895,0	386733,1	343205,9
															4437286,4

Fuente. Autor.

Tabla 24. Indicadores de rentabilidad.

Indicadores de Rentabilidad	
Declinación mensual de la producción (%)	0,29
Inversión inicial (US\$)	320.000
Valor Presente Neto (US\$)	4.117.286,4
Tasa Interna de Oportunidad (TIO)	1,25
Rendimiento de la inversión (%)	1.286,7
Relación Costo/Beneficio	13,87
Pay Back	0,9

Fuente. Autor.

5.8.4 Pozo 04

La propuesta de diseño es económicamente viable. El nuevo equipo permite obtener una producción incremental con un bajo consumo de energía, reduciendo así los costos operativos. En la tabla 26 se presentan los indicadores de rentabilidad para este pozo. Se puede observar que es posible recuperar la inversión inicial antes del primer año de evaluación. Al finalizar el primer año, se tiene una ganancia con la implementación del proyecto.

Tabla 25. Flujo de caja para el pozo 04.

Mes	Prod. Increment. de aceite (bb)	Prod. Increment. de agua (bb)	Prod. Increment. de fluido (bb)	Costo de deshidrat. del crudo (US\$)	Costo de tratam. del agua (US\$)	Costo cons. elect. (US\$)	Pago de nómina (US\$)	Costo del monitoreo (US\$)	Costo por mante. (US\$)	Costo trans. de crudo (US\$)	Regalías e impuestos (US\$)	Egresos (US\$)	Ingresos (US\$)	Flujo de caja (US\$)	Valor presente (US\$)
1	1449,0	108,9	1557,9	14021,1	599,0	4091	2400	800	500	927,36	14490,0	37828,4	72450,0	34621,6	34278,8
2	1424,1	107,2	1531,3	13781,6	589,5	4091	2400	800	500	912,52	14241,0	37315,6	71205,0	33889,4	33221,6
3	1399,2	105,5	1504,7	13542,0	580,1	4091	2400	800	500	897,68	13992,0	36802,8	69960,0	33157,2	32182,1
4	1374,3	103,8	1478,1	13302,5	570,6	4091	2400	800	500	882,84	13743,0	36290,0	68715,0	32425,0	31159,8
5	1349,4	102,0	1451,4	13062,9	561,2	4091	2400	800	500	868	13494,0	35777,2	67470,0	31692,8	30154,7
6	1324,5	100,3	1424,8	12823,4	551,8	4091	2400	800	500	853,16	13245,0	35264,3	66225,0	30960,7	29166,3
7	1299,6	98,6	1398,2	12583,9	542,3	4091	2400	800	500	838,32	12996,0	34751,5	64980,0	30228,5	28194,6
8	1274,7	96,9	1371,6	12344,3	532,9	4091	2400	800	500	823,48	12747,0	34238,7	63735,0	29496,3	27239,3
9	1249,8	95,2	1345,0	12104,8	523,5	4091	2400	800	500	808,64	12498,0	33725,9	62490,0	28764,1	26300,2
10	1224,9	93,5	1318,4	11865,3	514,0	4091	2400	800	500	793,8	12249,0	33213,1	61245,0	28031,9	25376,9
11	1200,0	91,7	1291,7	11625,7	504,6	4091	2400	800	500	778,96	12000,0	32700,3	60000,0	27299,7	24469,4
12	1175,1	90,0	1265,1	11386,2	495,2	4091	2400	800	500	764,12	11751,0	32187,5	58755,0	26567,5	23577,3
															345321,1

Fuente. Autor.

Tabla 26. Indicadores de rentabilidad.

Indicadores de Rentabilidad	
Declinación mensual de la producción (%)	1,58
Inversión inicial (US\$)	320.000
Valor Presente Neto (US\$)	25.321,1
Tasa Interna de Oportunidad (TIO)	0,02
Rendimiento de la inversión (%)	7,9
Relación Costo/Beneficio	1,08
Pay Back	11,1

Fuente. Autor.

5.8.5 Pozo 05

No es posible obtener con el nuevo equipo una ganancia que permita recuperar la inversión inicial al finalizar el primer año de evaluación. En la tabla 28 se presentan los indicadores de rentabilidad para este pozo. Se puede observar según el Pay Back, que se requiere un periodo de tiempo de 69 meses para pagar los costos de cambio del equipo. El Valor Presente Neto permite conocer las pérdidas que se tendrá al finalizar el primer año si el proyecto se llegase a ejecutar.

Tabla 27. Flujo de caja para el pozo 05.

Mes	Prod. Increm. de aceite (bbl)	Prod. Increm. de agua (bbl)	Prod. Increm. de fluido (bbl)	Costo de deshidrat. del crudo (US\$)	Costo de tratam. del agua (US\$)	Costo cons. elect. (US\$)	Pago de nómina (US\$)	Costo del monitoreo (US\$)	Costo por mante. (US\$)	Costo trans. de crudo (US\$)	Regalías e impuestos (US\$)	Egresos (US\$)	Ingresos (US\$)	Flujo de caja (US\$)	Valor presente (US\$)
1	507,0	142,6	649,6	5846,4	784,3	3958	2400	800	500	324,48	5070,0	19683,2	25350,0	5666,8	5610,7
2	494,4	139,4	633,8	5703,8	766,4	3958	2400	800	500	317,02	4944,0	19389,2	24720,0	5330,8	5225,7
3	481,8	136,1	617,9	5561,1	748,6	3958	2400	800	500	309,56	4818,0	19095,3	24090,0	4994,7	4847,9
4	469,2	132,9	602,1	5418,5	730,7	3958	2400	800	500	302,1	4692,0	18801,3	23460,0	4658,7	4476,9
5	456,6	129,6	586,2	5275,9	712,8	3958	2400	800	500	294,64	4566,0	18507,3	22830,0	4322,7	4112,9
6	444,0	126,4	570,4	5133,2	695,0	3958	2400	800	500	287,18	4440,0	18213,4	22200,0	3986,6	3755,6
7	431,4	123,1	554,5	4990,6	677,1	3958	2400	800	500	279,72	4314,0	17919,4	21570,0	3650,6	3405,0
8	418,8	119,9	538,7	4847,9	659,2	3958	2400	800	500	272,26	4188,0	17625,4	20940,0	3314,6	3061,0
9	406,2	116,6	522,8	4705,3	641,4	3958	2400	800	500	264,8	4062,0	17331,5	20310,0	2978,5	2723,4
10	393,6	113,4	507,0	4562,7	623,5	3958	2400	800	500	257,34	3936,0	17037,5	19680,0	2642,5	2392,2
11	381,0	110,1	491,1	4420,0	605,6	3958	2400	800	500	249,88	3810,0	16743,5	19050,0	2306,5	2067,3
12	368,4	106,9	475,3	4277,4	587,8	3958	2400	800	500	242,42	3684,0	16449,6	18420,0	1970,4	1748,7
															43427,3

Fuente. Autor.

Tabla 28. Indicadores de rentabilidad.

Indicadores de Rentabilidad	
Declinación mensual de la producción (%)	2,28
Inversión inicial (US\$)	250.000
Valor Presente Neto (US\$)	-206.572,7
Tasa Interna de Oportunidad (TIO)	0,06
Rendimiento de la inversión (%)	-82,6
Relación Costo/Beneficio	0,17
Pay Back	69,08

Fuente. Autor.

5.8.6 Pozo 06

La propuesta de diseño es económicamente viable. El nuevo equipo permite obtener una producción incremental con un bajo consumo de energía, reduciendo así los costos operativos. En la tabla 30 se presentan los indicadores de rentabilidad para este pozo. Se puede observar que es posible recuperar la inversión inicial antes del primer año de evaluación. Al finalizar este periodo, se tendrá una ganancia con la implementación del proyecto.

Tabla 29. Flujo de caja para el pozo 06.

Mes	Prod. Increm. de aceite (bbl)	Prod. Increm. de agua (bbl)	Prod. Increm. de fluido (bbl)	Costo de deshidrat. del crudo (US\$)	Costo de tratam. del agua (US\$)	Costo cons. elect. (US\$)	Pago de nómina (US\$)	Costo del monitoreo (US\$)	Costo por mante. (US\$)	Costo trans. de crudo (US\$)	Regalías e impuestos (US\$)	Egresos (US\$)	Ingresos (US\$)	Flujo de caja (US\$)	Valor presente (US\$)
1	1962,0	553,1	2515,1	22635,9	3042,1	3696	2400	800	500	1255,68	19620,0	53949,6	98100,0	44150,4	43713,2
2	1937,1	546,7	2483,8	22353,9	3006,7	3696	2400	800	500	1240,61	19371,0	53368,2	96855,0	43486,8	42630,0
3	1912,2	540,2	2452,4	22071,9	2971,3	3696	2400	800	500	1225,54	19122,0	52786,7	95610,0	42823,3	41563,9
4	1887,3	533,8	2421,1	21789,9	2935,9	3696	2400	800	500	1210,47	18873,0	52205,2	94365,0	42159,8	40514,7
5	1862,4	527,4	2389,8	21507,9	2900,5	3696	2400	800	500	1195,4	18624,0	51623,7	93120,0	41496,3	39482,3
6	1837,5	520,9	2358,4	21225,8	2865,1	3696	2400	800	500	1180,33	18375,0	51042,3	91875,0	40832,7	38466,3
7	1812,6	514,5	2327,1	20943,8	2829,7	3696	2400	800	500	1165,26	18126,0	50460,8	90630,0	40169,2	37466,5
8	1787,7	508,1	2295,8	20661,8	2794,3	3696	2400	800	500	1150,19	17877,0	49879,3	89385,0	39505,7	36482,8
9	1762,8	501,6	2264,4	20379,8	2758,9	3696	2400	800	500	1135,12	17628,0	49297,9	88140,0	38842,1	35514,9
10	1737,9	495,2	2233,1	20097,8	2723,5	3696	2400	800	500	1120,05	17379,0	48716,4	86895,0	38178,6	34562,6
11	1713,0	488,8	2201,8	19815,8	2688,2	3696	2400	800	500	1104,98	17130,0	48134,9	85650,0	37515,1	33625,7
12	1688,1	482,3	2170,4	19533,8	2652,8	3696	2400	800	500	1089,91	16881,0	47553,5	84405,0	36851,5	32703,9
															456726,7

Fuente. Autor.

Tabla 30. Indicadores de rentabilidad.

Indicadores de Rentabilidad	
Declinación mensual de la producción (%)	1,16
Inversión inicial (US\$)	270.000
Valor Presente Neto (US\$)	186.726,7
Tasa Interna de Oportunidad (TIO)	0,11
Rendimiento de la inversión (%)	69,2
Relación Costo/Beneficio	1,69
Pay Back	7,1

Fuente. Autor.

5.8.7 Pozo 07

La propuesta de diseño no es económicamente viable. No es favorable realizar un cambio de equipo, debido a que los costos operativos son superiores a los ingresos que se obtienen con la ganancia incremental. En la tabla 31 se presenta el flujo de caja mensual. Allí es posible observar valores negativos mes a mes. Para incrementar la producción, se recomienda realizar un incremento de frecuencia.

Tabla 31. Flujo de caja para el pozo 07.

Mes	Prod. Increment. de aceite (bb)	Prod. Increment. de agua (bb)	Prod. Increment. de fluido (bb)	Costo de deshidrat. del crudo (US\$)	Costo de tratam. del agua (US\$)	Costo cons. elect. (US\$)	Pago de nómina (US\$)	Costo del monitoreo (US\$)	Costo por mante. (US\$)	Costo trans. de crudo (US\$)	Regalías e impuestos (US\$)	Egresos (US\$)	Ingresos (US\$)	Flujo de caja (US\$)	Valor presente (US\$)
1	543,0	1815,7	2358,7	21228,3	9986,4	3079	2400	800	500	347,52	5430,0	43771,2	27150,0	-16621,2	-16456,6
2	530,4	1777,1	2307,5	20767,3	9773,9	3079	2400	800	500	340,22	5304,0	42964,5	26520,0	-16444,5	-16120,4
3	517,8	1738,5	2256,3	20306,3	9561,5	3079	2400	800	500	332,92	5178,0	42157,8	25890,0	-16267,8	-15789,3
4	505,2	1699,8	2205,0	19845,3	9349,1	3079	2400	800	500	325,62	5052,0	41351,0	25260,0	-16091,0	-15463,2
5	492,6	1661,2	2153,8	19384,3	9136,7	3079	2400	800	500	318,32	4926,0	40544,3	24630,0	-15914,3	-15141,9
6	480,0	1622,6	2102,6	18923,3	8924,3	3079	2400	800	500	311,02	4800,0	39737,6	24000,0	-15737,6	-14825,6
7	467,4	1584,0	2051,4	18462,4	8711,8	3079	2400	800	500	303,72	4674,0	38930,9	23370,0	-15560,9	-14514,0
8	454,8	1545,4	2000,2	18001,4	8499,4	3079	2400	800	500	296,42	4548,0	38124,2	22740,0	-15384,2	-14207,1
9	442,2	1506,7	1948,9	17540,4	8287,0	3079	2400	800	500	289,12	4422,0	37317,5	22110,0	-15207,5	-13904,8
10	429,6	1468,1	1897,7	17079,4	8074,6	3079	2400	800	500	281,82	4296,0	36510,8	21480,0	-15030,8	-13607,2
11	417,0	1429,5	1846,5	16618,4	7862,2	3079	2400	800	500	274,52	4170,0	35704,1	20850,0	-14854,1	-13314,1
12	404,4	1390,9	1795,3	16157,4	7649,8	3079	2400	800	500	267,22	4044,0	34897,4	20220,0	-14677,4	-13025,4
															-176369,6

Fuente. Autor.

Tabla 32. Declinación de la producción.

Declinación de la producción	
Declinación mensual de la producción (%)	2,13
No se calculan los indicadores de rentabilidad debido a que el flujo de caja en todos los meses es negativo, indicando que no es posible recuperar la inversión inicial con la producción incremental obtenida.	

Fuente. Autor.

5.8.8 Pozo 08

La propuesta de diseño no es económicamente viable. No es favorable realizar un cambio de equipo, debido a que los costos operativos son superiores a los ingresos que se obtienen con la ganancia incremental. En la tabla 33 se presenta el flujo de caja mensual. Allí es posible observar valores negativos mes a mes. Para incrementar la producción, se recomienda realizar un incremento de frecuencia.

Tabla 33. Flujo de caja para el pozo 08.

Mes	Prod. Increment. de aceite (bb)	Prod. Increment. de agua (bb)	Prod. Increment. de fluido (bb)	Costo de deshidrat. del crudo (US\$)	Costo de tratam. del agua (US\$)	Costo cons. elect. (US\$)	Pago de nómina (US\$)	Costo del monitoreo (US\$)	Costo por mante. (US\$)	Costo trans. de crudo (US\$)	Regalías e impuestos (US\$)	Egresos (US\$)	Ingresos (US\$)	Flujo de caja (US\$)	Valor presente (US\$)
1	1425,0	8764,3	10189,3	91703,7	48203,7	7347	2400	800	500	912	14250,0	166116,4	71250,0	-94866,4	-93927,1
2	1400,1	8623,9	10024,0	90216,2	47431,5	7347	2400	800	500	897,41	14001,0	163593,1	70005,0	-93588,1	-91744,1
3	1375,2	8483,5	9858,7	88728,6	46659,4	7347	2400	800	500	882,82	13752,0	161069,9	68760,0	-92309,9	-89595,1
4	1350,3	8343,2	9693,5	87241,1	45887,3	7347	2400	800	500	868,23	13503,0	158546,6	67515,0	-91031,6	-87479,6
5	1325,4	8202,8	9528,2	85753,5	45115,2	7347	2400	800	500	853,64	13254,0	156023,4	66270,0	-89753,4	-85397,3
6	1300,5	8062,4	9362,9	84266,0	44343,1	7347	2400	800	500	839,05	13005,0	153500,2	65025,0	-88475,2	-83347,6
7	1275,6	7922,0	9197,6	82778,4	43571,0	7347	2400	800	500	824,46	12756,0	150976,9	63780,0	-87196,9	-81330,1
8	1250,7	7781,6	9032,3	81290,9	42798,9	7347	2400	800	500	809,87	12507,0	148453,7	62535,0	-85918,7	-79344,5
9	1225,8	7641,2	8867,0	79803,4	42026,8	7347	2400	800	500	795,28	12258,0	145930,5	61290,0	-84640,5	-77390,1
10	1200,9	7500,9	8701,8	78315,8	41254,7	7347	2400	800	500	780,69	12009,0	143407,2	60045,0	-83362,2	-75466,7
11	1176,0	7360,5	8536,5	76828,3	40482,6	7347	2400	800	500	766,1	11760,0	140884,0	58800,0	-82084,0	-73573,8
12	1151,1	7220,1	8371,2	75340,7	39710,5	7347	2400	800	500	751,51	11511,0	138360,7	57555,0	-80805,7	-71711,0
															-990307,0

Fuente. Autor.

Tabla 34. Declinación de la producción.

Declinación de la producción	
Declinación mensual de la producción (%)	1,60
No se calculan los indicadores de rentabilidad debido a que el flujo de caja en todos los meses es negativo, indicando que no es posible recuperar la inversión inicial con la producción incremental obtenida.	

Fuente. Autor.

5.8.9 Pozo 09

La propuesta de diseño es económicamente viable. El nuevo equipo permite obtener una producción incremental con un bajo consumo de energía, reduciendo así los costos operativos. En la tabla 36 se presentan los indicadores de rentabilidad para este pozo. Se puede observar que es posible recuperar la inversión inicial antes del primer año de evaluación. Al finalizar el primer año, se tiene una ganancia con la implementación del proyecto.

Tabla 35. Flujo de caja para el pozo 09.

Mes	Prod. Increm. de aceite (bbl)	Prod. Increm. de agua (bbl)	Prod. Increm. de fluido (bbl)	Costo de deshidrat. del crudo (US\$)	Costo de tratam. del agua (US\$)	Costo cons. elect. (US\$)	Pago de nómina (US\$)	Costo del monitoreo (US\$)	Costo por mante. (US\$)	Costo trans. de crudo (US\$)	Regalías e impuestos (US\$)	Egresos (US\$)	Ingresos (US\$)	Flujo de caja (US\$)	Valor presente (US\$)
1	2205,0	2,2	2207,2	19864,8	12,1	4204	2400	800	500	1411,2	22050,0	51242,1	110250,0	59007,9	58423,7
2	2180,1	2,2	2182,3	19640,5	12,0	4204	2400	800	500	1397,09	21801,0	50754,6	109005,0	58250,4	57102,7
3	2155,2	2,2	2157,4	19416,2	11,8	4204	2400	800	500	1382,98	21552,0	50267,0	107760,0	57493,0	55802,1
4	2130,3	2,1	2132,4	19191,9	11,7	4204	2400	800	500	1368,87	21303,0	49779,5	106515,0	56735,5	54521,7
5	2105,4	2,1	2107,5	18967,6	11,6	4204	2400	800	500	1354,76	21054,0	49291,9	105270,0	55978,1	53261,2
6	2080,5	2,1	2082,6	18743,3	11,5	4204	2400	800	500	1340,65	20805,0	48804,4	104025,0	55220,6	52020,3
7	2055,6	2,1	2057,7	18519,0	11,3	4204	2400	800	500	1326,54	20556,0	48316,9	102780,0	54463,1	50798,8
8	2030,7	2,0	2032,7	18294,7	11,2	4204	2400	800	500	1312,43	20307,0	47829,3	101535,0	53705,7	49596,3
9	2005,8	2,0	2007,8	18070,4	11,1	4204	2400	800	500	1298,32	20058,0	47341,8	100290,0	52948,2	48412,7
10	1980,9	2,0	1982,9	17846,1	11,0	4204	2400	800	500	1284,21	19809,0	46854,2	99045,0	52190,8	47247,6
11	1956,0	2,0	1958,0	17621,8	10,8	4204	2400	800	500	1270,1	19560,0	46366,7	97800,0	51433,3	46100,9
12	1931,1	1,9	1933,0	17397,4	10,7	4204	2400	800	500	1255,99	19311,0	45879,2	96555,0	50675,8	44972,2
															618260,1

Fuente. Autor.

Tabla 36. Indicadores de rentabilidad.

Indicadores de Rentabilidad	
Declinación mensual de la producción (%)	1,04
Inversión inicial (US\$)	220.000
Valor Presente Neto (US\$)	398.260,1
Tasa Interna de Oportunidad (TIO)	0,24
Rendimiento de la inversión (%)	181,0
Relación Costo/Beneficio	2,81
Pay Back	4,3

Fuente. Autor.

5.8.10 Pozo 10

No es posible obtener con el nuevo equipo una ganancia que permita recuperar la inversión inicial al finalizar el primer año de evaluación. En la tabla 38 se presentan los indicadores de rentabilidad para este pozo. Se puede observar según el Pay Back, que se requiere un periodo de tiempo de 125 meses para pagar los costos de cambio del equipo. El Valor Presente Neto permite conocer las pérdidas que se tendrá al finalizar el primer año si el proyecto se llegase a ejecutar.

Tabla 37. Flujo de caja para el pozo 10.

Mes	Prod. Increment. de aceite (bb)	Prod. Increment. de agua (bb)	Prod. Increment. de fluido (bb)	Costo de deshidrat. del crudo (US\$)	Costo de tratam. del agua (US\$)	Costo cons. elect. (US\$)	Pago de nómina (US\$)	Costo del monitoreo (US\$)	Costo por mante. (US\$)	Costo trans. de crudo (US\$)	Regalías e impuestos (US\$)	Egresos (US\$)	Ingresos (US\$)	Flujo de caja (US\$)	Valor presente (US\$)
1	348,0	3,5	351,5	3163,6	19,3	4154	2400	800	500	222,72	3480,0	14739,6	17400,0	2660,4	2634,0
2	343,1	3,5	346,5	3118,6	19,0	4154	2400	800	500	216,93	3430,5	14639,1	17152,5	2513,4	2463,9
3	338,1	3,4	341,5	3073,6	18,8	4154	2400	800	500	211,14	3381,0	14538,5	16905,0	2366,5	2296,9
4	333,2	3,4	336,5	3028,6	18,5	4154	2400	800	500	205,35	3331,5	14438,0	16657,5	2219,5	2132,9
5	328,2	3,3	331,5	2983,6	18,2	4154	2400	800	500	199,56	3282,0	14337,4	16410,0	2072,6	1972,0
6	323,3	3,3	326,5	2938,6	18,0	4154	2400	800	500	193,77	3232,5	14236,9	16162,5	1925,6	1814,0
7	318,3	3,2	321,5	2893,6	17,7	4154	2400	800	500	187,98	3183,0	14136,3	15915,0	1778,7	1659,0
8	313,4	3,2	316,5	2848,7	17,4	4154	2400	800	500	182,19	3133,5	14035,8	15667,5	1631,7	1506,9
9	308,4	3,1	311,5	2803,7	17,1	4154	2400	800	500	176,4	3084,0	13935,2	15420,0	1484,8	1357,6
10	303,5	3,1	306,5	2758,7	16,9	4154	2400	800	500	170,61	3034,5	13834,7	15172,5	1337,8	1211,1
11	298,5	3,0	301,5	2713,7	16,6	4154	2400	800	500	164,82	2985,0	13734,1	14925,0	1190,9	1067,4
12	293,6	3,0	296,5	2668,7	16,3	4154	2400	800	500	159,03	2935,5	13633,6	14677,5	1043,9	926,4
															21042,3

Fuente. Autor.

Tabla 38. Indicadores de rentabilidad.

Indicadores de Rentabilidad	
Declinación mensual de la producción (%)	2,61
Inversión inicial (US\$)	220.000
Valor Presente Neto (US\$)	-198.957,7
Tasa Interna de Oportunidad (TIO)	0,096
Rendimiento de la inversión (%)	-90,4
Relación Costo/Beneficio	0,10
Pay Back	125,5

Fuente. Autor.

CONCLUSIONES

- ✓ El bombeo electrosumergible es un método de levantamiento artificial económico y eficiente. Es posible recuperar la inversión en un intervalo corto de tiempo e incrementar la producción de hidrocarburos considerablemente si la productividad del pozo lo permite.

- ✓ El rediseño de un sistema de bombeo electrosumergible debe satisfacer las necesidades del cliente produciendo el caudal deseado y operando en el punto de mejor eficiencia para prolongar la vida útil del equipo y reducir los costos operativos.

- ✓ El consumo eléctrico es calculado a partir de la potencia que demanda el equipo y esta depende simultáneamente del voltaje y el amperaje suministrado para operar a las condiciones deseadas. Por lo tanto, un voltaje menor no indica una disminución en los costos operativos, ya que el amperaje incrementa si se desea suministrar la misma potencia.

- ✓ Es necesario tener en cuenta las pérdidas de voltaje que se tiene en el sistema desde superficie hasta el motor ubicado en el fondo del pozo, debido a que se debe garantizar el suministro adecuado de energía eléctrica.

- ✓ El equipo de superficie debe ser seleccionado pensando en futuros incrementos de frecuencia, ya que esto demanda mayor potencia y si no se

encuentra condicionado para suministrarla, implicaría pérdidas económicas al momento de detener la producción para reemplazarlo.

- ✓ Un equipo de bombeo electrosumergible maneja altos caudales a grandes profundidades pero un método de control de arena debe ser aplicado ya que este tipo de bombas no manejan bien los sólidos y sufren desgaste por abrasión.

RECOMENDACIONES

- ✓ Realizar mediciones de voltaje y amperaje en el campo para conocer el consumo eléctrico real de los pozos y optimizar las condiciones en superficie.

- ✓ Llevar a cabo limpiezas o estimulaciones en los pozos al momento de reemplazar un equipo de bombeo electrosumergible deteriorado por el desgaste sufrido durante su vida operativa. De esta forma se lograría incrementar la producción de hidrocarburos.

- ✓ Revisar la producción de sólidos y así seleccionar la mejor configuración en las etapas de las bombas centrífugas para evitar daños por abrasión.

- ✓ Escoger cable con tubo capilar para la inyección de químicos en campos donde se presenta la precipitación de carbonatos como problema operativo.

- ✓ Se recomienda realizar incrementos de frecuencia en los pozos en donde no se obtendría una ganancia suficiente para cambiar el equipo de bombeo electrosumergible instalado actualmente.

- ✓ Ampliar el análisis económico en un periodo mayor a un año, teniendo en cuenta la declinación de la producción en los pozos seleccionados, la fluctuación del precio del barril y la pérdida de eficiencia de la bomba.

BIBLIOGRAFIA

- ✓ KOBYLINSKI, Lee; KALLAS, Patricia. Artificial Lift Application Engineering Reference Manual. Melun, France. February 2008. Unpublished work. Property of Schlumberger. All rights reserved.
- ✓ KALLAS, Patricia. DesignPro® Tutorial. April 2010. Unpublished work. Property of Schlumberger. All rights reserved.
- ✓ NIND, T.E.W. Principles of oil well production, 2nd Edition. McGraw-Hill, 1964.
- ✓ BROWN, Kermit. The Technology of Artificial Lift Methods. PennWell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma 1977.
- ✓ BEGGS, Dale. Production Optimization Using Nodal™ Analysis. 2nd Edition. Petroskills Publications. Tulsa, Oklahoma 1991.
- ✓ ECONOMIDES, Michael. Petroleum Production Systems. Prentice Hall. New Jersey, 1994.
- ✓ BLANK, Leland; TARQUIN, Anthony. Ingeniería Económica. 4^{ta} Edición. McGraw-Hill, 1999.
- ✓ ZHIZHUANG, Jiang, BASSAM, Zreik, ESP Operation, Optimization, and Performance Review. Society of Petroleum Engineers – Gulf Coast Section Electric Submersible Pump Workshop held in the Woodlands. Texas, 25 – 27 April 2007.

- ✓ SHIMOKATA, N., YAMADA, Y. Troubles, Problems and Improvements of ESP. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. November, 2010.
- ✓ ISLAM, Moavim. Use of Electric Submersible Pumps (ESPs) in Oil and Gas Production Facilities. 1100 New Jersey Ave SE. Washington, D.C., 2005.
- ✓ McCLUNG, W.J., JOHNSON, J.A. Electric Submersible Pump Application and Operation in Small Openhole Completions. SPE Amoco Production Co. September, 1983.
- ✓ 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.