

**EVALUACIÓN DEL REDISEÑO DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PRESENTES EN UN CAMPO
DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA PARA LA OPTIMIZACIÓN
DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBURO.**

***EDGARD JOSE GUZMAN RODRIGUEZ
JAROD ALEJANDRO CASTILLO ARIZA***

**Proyecto integral de grado para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director:
EDINSON E. JIMENEZ BRACHO
Ingeniero de Petróleos**

***FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
DEPARTAMENTO DE ENERGÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.***

2023

NOTA DE ACEPTACIÓN

Ing. Yatnielah Pirela

Ing. Arian Sarmiento

Bogotá D.C. Marzo de 2023

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente Institucional y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Consejero Institucional

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectoría Académica y de Investigaciones

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretario General

Dr. JOSÉ LUIS MACÍAS RODRÍGUEZ

Decana de la Facultad de Ingenierías

Dra. NALINY PATRICIA GUERRA PRIETO

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Dra. ADRIANGELA ROMERO SANCHEZ

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

DEDICATORIAS

Quiero dedicar este proyecto a mis padres Jorge y Yaneth, quienes me han acompañado, guiado y apoyado en cada decisión de mi vida. Toda mi vida estaré completamente agradecido por el esfuerzo y dedicación que siempre han puesto en mi formación tanto como persona como profesional.

A mis hermanos Jorge y Daniela quienes han estado a mi lado en todo momento incondicionalmente; como hermano mayor espero ser un ejemplo y buen referente para ellos.

A Dios por siempre darme la fortaleza física y mental para afrontar cada obstáculo y cumplir las metas que me he propuesto en mi vida.

A mi novia, quien me ha brindado su compañía, amor y motivación durante esta última etapa de este primer logro académico.

A mi familia, amigos y compañeros con los que he compartido a lo largo de mi vida; han sido un apoyo fundamental en mi camino hacia al ámbito profesional.

Finalmente quiero agradecer a mi compañero de tesis Jarod Castillo por su paciencia, conocimiento, dedicación y confianza en todos los momentos del desarrollo de este proyecto.

Edgard Guzmán Rodríguez.

DEDICATORIA

Quiero agradecer en primer lugar a mis padres, Nayibe Ariza y Jony Castillo, quienes han estado apoyándome en todo momento a lo largo de esta etapa, que con su esfuerzo continuo han logrado un apoyo incondicional para mi crecimiento profesional, y han acompañado con amor y sabiduría cada momento de mi vida.

A mi familia Castillo Ariza por estar siempre pendientes y apoyándome en todo momento.

Agradezco también al Ing. Mario Rosero y al Ing. Carlos Monzón, quienes fueron mis tutores a lo largo de mi práctica profesional, que, junto a todo el equipo, me compartieron sus conocimientos permitiéndome aprender mucho más de este mundo profesional.

Agradecer también a mis amigos y compañeros con los que he aprendido, me han acompañado y han sido de apoyo a lo largo de esta etapa.

Muchas gracias al Ing. y Profesor Edinson Jiménez, quien nos apoyó e impartió sus conocimientos para con nosotros en el desarrollo del presente trabajo.

A mi compañero de trabajo, Edgard Guzman, muchas gracias, por su compromiso, dedicación, responsabilidad y conocimientos que nos llevaron a formar un buen equipo para lograr desarrollar el presente trabajo.

¡MUCHAS GRACIAS!

Jarod Alejandro Castillo Ariza

AGRADECIMIENTOS

Agradecimientos especiales a:

Nuestra universidad, la **FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA**, al cuerpo de docentes y directivos por brindarnos todos los espacios de conocimientos.

Un gran agradecimiento al Ingeniero **ORLANDO OSPINO**, por brindarnos su colaboración para el desarrollo de este proyecto.

A los profesores e Ingenieros **EDINSON JIMÉNEZ, YATNIELAH PÍRELA, ADRIANGELA ROMERO, SEBASTIÁN GÓMEZ**, por orientarnos en todo momento y por compartir sus conocimientos y enseñanzas con nosotros.

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	15
INTRODUCCION	16
OBJETIVOS	18
1. MARCO TEORICO	19
1.1. Historia de producción del campo	19
1.2. Mecanismo de producción	19
1.3. Tiempo de producción	20
1.4. Propiedades petrofísicas del yacimiento	20
1.5. Generalidades bombeo electro sumergible	21
1.5.1. <i>Equipos de superficie</i>	21
1.5.2. <i>Equipos de fondo</i>	22
1.6. Análisis nodal	26
1.6.1. <i>Curva IPR</i>	27
1.6.2. <i>Curva VLP</i>	27
1.7. Software PIPESIM 2017.2	28
2. METODOLOGÍA Y DATOS	29
2.1. Recopilación de la información	31
2.2. Evaluación y diagnóstico del sistema BES actual	32
2.2.1. <i>Metodología de simulación para evaluación de pozos</i>	32
2.2.2. <i>Criterios de selección de los pozos a rediseñar</i>	33
2.3. Simulación de escenarios	34
2.3.1. <i>Metodología de simulación de escenarios</i>	35
2.4. Selección del mejor escenario	39

2.5. Análisis económico	40
3. RESULTADOS Y ANALISIS	41
3.1. Envolvente operativa	41
3.2. Análisis nodales pozos seleccionados	42
3.2.1. <i>Análisis nodal Pozo C-1 estado actual</i>	42
3.2.2. <i>Análisis nodal Pozo C-2 estado actual</i>	43
3.2.3. <i>Análisis nodal Pozo C-3 estado actual</i>	44
3.2.4. <i>Análisis nodal Pozo Y-2 estado actual</i>	45
3.2.5. <i>Análisis nodal Pozo Y-4 estado actual</i>	46
3.2.6. <i>Análisis nodal Pozo Y-7 estado actual</i>	47
3.2.7. <i>Análisis nodal Pozo Y-10 estado actual</i>	48
3.2.8. <i>Análisis nodal Pozo Y-19 estado actual</i>	49
3.3. Escenarios a evaluar	50
3.3.1. <i>Rediseños propuestos</i>	51
3.4. Análisis de escenarios	53
3.4.1. <i>Análisis de escenarios Pozo C-1.</i>	54
3.4.2. <i>Análisis de escenarios Pozo C-2</i>	55
3.4.3. <i>Análisis de escenarios Pozo C-3</i>	56
3.4.4. <i>Análisis de escenarios Pozo Y-2</i>	57
3.4.5. <i>Análisis de escenarios Pozo Y-4</i>	59
3.4.6. <i>Análisis de escenarios Pozo Y-7</i>	60
3.4.7. <i>Análisis de escenarios Pozo Y-10</i>	61
3.4.8. <i>Análisis de escenarios Pozo Y-19</i>	62
3.5. Selección del mejor escenario	64
3.5.1. <i>Mejor escenario pozo C-1</i>	69

3.5.2. <i>Mejor escenario pozo C-2</i>	70
3.5.3. <i>Mejor escenario pozo C-3</i>	71
3.5.4. <i>Mejor escenario pozo Y-2</i>	72
3.5.5. <i>Mejor escenario pozo Y-4</i>	73
3.5.6. <i>Mejor escenario pozo Y-7</i>	75
3.5.7. <i>Mejor escenario pozo Y-10</i>	76
3.5.8. <i>Mejor escenario pozo Y-19</i>	77
4. ANÁLISIS ECONÓMICO	79
5. CONCLUSIONES	81
BIBLIOGRAFÍA	83
ANEXOS	86

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Bomba electro sumergible	24
Figura 2. Esquema de nodos típico	26
Figura 3. Curva IPR Vs. VLP	28
Figura 4. Diagrama de flujo metodológico	30
Figura 5. Identificación de rangos operativos de las	33
Figura 6. Variación del número de etapas	36
Figura 7. Variación de frecuencia operativa	37
Figura 8. Opción de simulación - ESP desing	38
Figura 9. Ventana ESP desing	38
Figura 10. Resultado del ESP desing.	39
Figura 11. Envoltente operativa - análisis nodal	41
Figura 12. Análisis nodal pozo C-1	42
Figura 13. Curva de rendimiento ESP Centrilift GC2200	43
Figura 14. Análisis nodal pozo C-2	43
Figura 15. Curva de rendimiento ESP REDA D1050N	44
Figura 16. Análisis nodal pozo C-3	44
Figura 17. Curva de rendimiento ESP Centrilift FS400	45
Figura 18. Análisis nodal pozo Y-2	45
Figura 19. Curva de rendimiento ESP ESP TD280	46
Figura 20. Análisis nodal pozo Y-4	46
Figura 21. Curva de rendimiento ESP REDA D5-21	47
Figura 22. Análisis nodal pozo Y-7	47
Figura 23. Curva de rendimiento ESP ESP TD460	48
Figura 24. Análisis nodal pozo Y-10	48
Figura 25. Curva de rendimiento ESP ESP TD800	49
Figura 26. Análisis nodal pozo Y-19	49
Figura 27. Curva de rendimiento ESP REDA D1150N	50
Figura 28. Curvas de rendimiento según escenario pozo C-1	54
Figura 29. Curvas de rendimiento según escenario pozo C-2	56

Figura 30. Curvas de rendimiento según escenario pozo C-2	56
Figura 31. Curvas de rendimiento según escenario pozo C-3	57
Figura 32. Curvas de rendimiento según escenario pozo Y-2	58
Figura 33. Curvas de rendimiento según escenario pozo Y-4	59
Figura 34. Curvas de rendimiento según escenario pozo Y-7	61
Figura 35. Curvas de rendimiento según escenario pozo Y-10	62
Figura 36. Curvas de rendimiento según escenario pozo Y-19	63
Figura 37. Producción diaria de Aceite - Agua por pozo según escenario	67
Figura 38. Consumo energético por día de cada pozo	67
Figura 39. Comparación escenario actual Vs. Mejor escenario pozo C-1	69
Figura 40. Comparación escenario actual Vs. Mejor escenario pozo C-2	70
Figura 41. Comparación escenario actual Vs. Mejor escenario pozo C-3	72
Figura 42. Comparación escenario actual Vs. Mejor escenario pozo Y-2	73
Figura 43. Comparación escenario actual Vs. Mejor escenario pozo Y-4	74
Figura 44. Comparación escenario actual Vs. Mejor escenario pozo Y-7	75
Figura 45. Comparación escenario actual Vs. Mejor escenario pozo Y-10	77
Figura 46. Comparación escenario actual Vs. Mejor escenario pozo Y-19	78

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Propiedades petrofísicas del campo	20
Tabla 2. Recopilación de información necesaria de 22 pozos	31
Tabla 3. Recopilación de resultados – pozos a rediseñar	34
Tabla 4. Escenario variación de etapas	51
Tabla 5. Escenario variación de frecuencia	52
Tabla 6. Escenario cambio de bomba	53
Tabla 7. Identificación de escenarios.	53
Tabla 8. Comparación y análisis de resultados pozo C-1	55
Tabla 9. Comparación y análisis de resultados pozo C-2	56
Tabla 10. Comparación y análisis de resultados pozo C-3	57
Tabla 11. Comparación y análisis de resultados pozo Y-2	58
Tabla 12. Comparación y análisis de resultados pozo Y-4	60
Tabla 13. Comparación y análisis de resultados pozo Y-7	61
Tabla 14. Comparación y análisis de resultados pozo Y-10	62
Tabla 15. Comparación y análisis de resultados pozo Y-19	63
Tabla 16. Resultados de consumo energético por día según escenario	66
Tabla 17. Comparación de mejores escenarios seleccionados Vs. actuales	68
Tabla 18. Comparación escenario actual Vs. Mejor escenario pozo C-1	70
Tabla 19. Comparación escenario actual Vs. Mejor escenario pozo C-2	71
Tabla 20. Comparación escenario actual Vs. Mejor escenario pozo C-3	72
Tabla 21. Comparación escenario actual Vs. Mejor escenario pozo Y-2	73
Tabla 22. Comparación escenario actual Vs. Mejor escenario pozo Y-4	74
Tabla 23. Comparación escenario actual Vs. Mejor escenario pozo Y-7	76
Tabla 24. Comparación escenario actual Vs. Mejor escenario pozo Y-10	77
Tabla 25. Comparación escenario actual Vs. Mejor escenario pozo Y-19	78
Tabla 26. Análisis de indicador VPN del sistema actual Vs. mejor escenario	79
Tabla 27. Evaluación del indicador TIR	80
Tabla 28. Diagnóstico inicial de la muestra de pozos (22)	87
Tabla 29. Costo de la energía por pozo según escenario; día, mes, año	88

Tabla 30. Utilidad neta por pozo según escenario pozo C-1	89
Tabla 31. Utilidad neta por pozo según escenario pozo C-2	90
Tabla 32. Utilidad neta por pozo según escenario pozo C-3	91
Tabla 33. Utilidad neta por pozo según escenario pozo Y-2	93
Tabla 34. Utilidad neta por pozo según escenario pozo Y-4	94
Tabla 35. Utilidad neta por pozo según escenario pozo Y-7	95
Tabla 36. Utilidad neta por pozo según escenario pozo Y-10	97
Tabla 37. Utilidad neta por pozo según escenario pozo Y-19	98
Tabla 38. Análisis VPN y TIR para evaluado para cada pozo C-1	99
Tabla 39. Análisis VPN y TIR para evaluado para cada pozo C-2	100
Tabla 40. Análisis VPN y TIR para evaluado para cada pozo C-3	100
Tabla 41. Análisis VPN y TIR para evaluado para cada pozo Y-2	100
Tabla 42. Análisis VPN y TIR para evaluado para cada pozo Y-4	101
Tabla 43. Análisis VPN y TIR para evaluado para cada pozo Y-7	101
Tabla 44. Análisis VPN y TIR para evaluado para cada pozo Y-10	101
Tabla 45. Análisis VPN y TIR para evaluado para cada pozo Y-19	102

RESUMEN

El trabajo a continuación, busca generar una optimización de la producción de hidrocarburo para un campo ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, al plantear rediseños en su sistema de levantamiento artificial por bombeo electro sumergible.

Con una muestra de 22 pozos, se procedió a evaluar el estado actual de cada uno por medio de la simulación en el software Pipesim, lo que permitió conocer aquellos pozos en los que las bombas electro sumergibles se encontraban operando en rangos de Downthrust o Upthrust. Una vez identificados y seleccionados, se procedió a simular cada uno de los escenarios de rediseño propuestos definidos como: variación de número de etapas, variación de la frecuencia operativa y cambio de bomba electro sumergible. La simulación de cada escenario permitió conocer las variables operativas de cada uno de estos tales como: nuevo caudal operativo, eficiencia de la bomba, Horsepower consumidos y consumo energético, datos que permitieron la creación de graficas con las que se analizó cada escenario propuesto para cada uno de los pozos con respecto al estado actual.

Una vez realizado el análisis por pozo, se escogió el mejor escenario, para posteriormente realizar una comparación con respecto al estado actual, lo que permitió identificar la optimización en la producción en los pozos evaluados.

Finalmente, se dio a conocer la viabilidad del proyecto evaluado a 8 años por medio del indicador Valor Presente Neto para todos los pozos y la Tasa Interna de Retorno para aquellos que requerirían una inversión.

Palabras clave: BES (Bombeo Electro Sumergible), Análisis nodal, optimización, frecuencia operativa, etapas, rango operativo, simulación.

INTRODUCCION

En yacimientos en los cuales ya no se cuenta con la energía suficiente para la producción de hidrocarburos de forma natural, los sistemas de levantamiento artificial entran a jugar un papel importante hacia la producción de los pozos, debido a que, “los diferentes métodos de levantamiento ayudan a mejorar la producción de dos formas: suministrando una energía extra en el fondo del pozo como lo es el Bombeo Electro Sumergible o disminuyendo la densidad del fluido a producir, haciendo que una presión de fondo baja sea aún económica y operativamente apta para la producción”[1].

El sistema de levantamiento artificial por Bombeo Electro Sumergible es altamente usado a nivel mundial, esto, debido a su alta capacidad para producir grandes volúmenes de fluido a diferentes profundidades y su adaptabilidad a las diferentes condiciones de pozo siendo capaz de producir fluidos de alta viscosidad, crudos con gas y pozos con alta temperatura.[2] A su vez, diferentes condiciones llevan a que el Bombeo Electro Sumergible se deteriore producto de la fricción del metal con metal o diferentes vibraciones las cuales harán que pequeñas partículas de la bomba se precipiten y generen un alto grado de destrucción de las etapas de la bomba así como también diferentes componentes del mismo, reduciendo en un alto grado la vida útil del sistema [3], se verá afectando su rendimiento y producirá una posible falla, a su vez, en conjunto con el alto gasto energético que producen dichos sistemas, se vuelven factores importantes a monitorear con el fin de identificar oportunamente los posibles problemas y a su vez las debidas medidas tanto preventivas como correctivas.

El desarrollo de este proyecto se enfocará proponer rediseños para los sistemas de levantamiento artificial por Bombeo Electro Sumergible que han presentado un alto consumo energético, bajo caudal de producción o se encuentran operando en condiciones de Downthrust y Upthrust, con el fin de proponer acciones o escenarios en los cuales se logre dar solución a dichas problemáticas o falencias detectadas. La simulación de diferentes escenarios se llevará a cabo por medio del simulador PIPESIM, desarrollado por Schlumberger, lo cual cuenta con los recursos necesarios como los son

diferentes bibliotecas de bombas usualmente usadas en el Bombeo Electro Sumergible. A su vez, se espera conocer un antes y después de la simulación mediante el análisis nodal en la cual se espera comprobar si el rediseño de los pozos seleccionados puede o no ser viable por medio de una evaluación económica de los escenarios planteados.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar el rediseño de los sistemas de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible presentes en un Campo de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena para la optimización de la producción de hidrocarburo.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

1. Realizar un diagnóstico del sistema de levantamiento artificial BES actual de los pozos de la muestra mediante un análisis nodal que permita la selección de los candidatos para el rediseño tomando en cuenta los rangos operativos de Upthrust o Downthrust.
2. Simular tres escenarios por medio del software PIPESIM para el rediseño del levantamiento artificial BES en cada pozo candidato en los cuales se visualiza cambios en la producción.
3. Seleccionar el mejor escenario con mejor resultado del rediseño del sistema de levantamiento artificial BES en cada pozo seleccionado.
4. Comparar los resultados obtenidos de la simulación de los rediseños planteados con respecto al estado actual del pozo.
5. Evaluar económicamente los mejores escenarios que permitan el aumento del caudal de producción con respecto a la configuración actual, mediante el indicador financiero VPN y TIR.

1. MARCO TEORICO

A continuación, se realizará una breve introducción al Campo en cuestión ubicado en la Cuenca del Valle Medio Magdalena, así como también se describirán los conceptos y herramientas a utilizar en el transcurso del documento, tales como: Bombeo Electro Sumergible, generalidades del Software PIPESIM 2017.2, Análisis Nodal, entre otros.

1.1. Historia de producción del campo

A continuación, se presentan aspectos característicos del campo en relación a la historia de producción tales como; mecanismos de producción, el tiempo de producción y características generalizadas del yacimiento

1.2. Mecanismo de producción

El Campo se encuentra dividido por cinco bloques de los cuales los Bloques II y III en las Arenas A, B y C tienen un mecanismo asociado a gas en solución, en el Bloque IV en las Arenas A tiene asociado el mecanismo de producción por gas en solución y para el Bloque V en las Arenas A tienen asociado el mecanismo de producción por gas en solución y segregación gravitacional debido al alto buzamiento que presentan las fallas allí presentes. [4]

Desde el inicio de su producción, el Campo tuvo como mecanismo de producción principal el gas en solución, sin embargo, debido a su baja relación gas/aceite y al escaso empuje hidráulico, tuvo una corta duración, por lo que se llegó a la necesidad de producir el Campo por medio de sistemas de levantamiento artificial. Además de los sistemas de levantamiento artificial, el Campo también cuenta con recobro mejorado de inyección de agua e inyección de polímeros.

1.3. Tiempo de producción

Desde su inicio en los años 1940 hasta el 2022, el Campo cumple con alrededor de 80 años en producción.

1.4. Propiedades petrofísicas del yacimiento

En la siguiente tabla se logra observar que el crudo presente en el Campo, tiene un comportamiento de crudo mediano a pesado, con una presión y temperatura de yacimiento inicial alta mayor a 3000 psi y mayor a 130 °F correspondientemente

Tabla 1.

Propiedades petrofísicas del campo

Características del yacimiento	Unidad de medida	Valor
Profundidad promedio	ft	7300 TVD
Espesor total	ft	1000 - 2000
Espesor neto petrolífero Arena A	ft	300
Espesor neto petrolífero Arena B	ft	80
Espesor neto petrolífero Arena C	ft	40
Saturación inicial de agua Sw	%	30 - 35
Saturación aceite residual Sor	%	23 - 30
Temperatura del yacimiento	°F	138
Presión inicial del yacimiento	psi	3250
Mecanismo de producción primario	-	Gas en solución
Propiedades roca - fluidos	Unidad de medida	Valor
Porosidad promedio	%	19
Rango de porosidad	%	15 - 22
Permeabilidad promedio	mD	105
Gravedad API del aceite	°API	22
Gravedad específica del gas	-	0.65
Viscosidad aceite/gas	Cp	24
Presión de burbuja	psi	2425
Relación Gas-Aceite Rsi	SCF/STB	380 - 420
Factor volumétrico	Boi/Bgi	1.12 - 1.15
Salinidad del agua	ppm	30000

Nota. La tabla muestra las propiedades de los fluidos y características del yacimiento generalizadas para el campo. Tomado de: A. M. Contreras, M. S. León, "Anónimo" Bogotá, Colombia, 2017. [PDF]. Disponible: --. Acceso: agosto, 2022.

1.5. Generalidades bombeo electro sumergible

El Bombeo Electro Sumergible (BES), es un método de levantamiento artificial que emplea un sistema con una bomba en fondo la cual es accionada eléctricamente [6]. Destaca por su alta eficiencia al momento de desplazar volúmenes de crudo lo que refleja su excelente relación económica. Generalmente es aplicado en pozos con alto índice de productividad, con bajas presiones de yacimiento, altas relaciones de agua-petróleo y baja relación gas-líquido.

Este sistema de levantamiento artificial permite proporcionarle energía adicional al fluido en pozo a través del uso de bombas centrifugas compuestas de varias etapas con el objetivo de aumentar la tasa de flujo en la extracción del hidrocarburo. Puede levantar de 100 a 30.000 BPD; presentado así un rango mayor de operación que el ofrecidos por otros sistemas de levantamiento [7].

Es muy importante tener cuidado al momento de diseñar las bombas electro sumergible, así como también conocer las condiciones del pozo y las características de los fluidos; debido a que un mal dimensionamiento puede generar problemas futuros en su funcionamiento. Algunos factores como: altas temperaturas, relaciones altas de gas-aceite o presencia de arenas en los fluidos producidos del pozo pueden impactar negativamente la eficiencia de la bomba.

Un sistema de levantamiento por bombeo electro sumergible está dividido en dos grupos de componentes: los componentes en superficie y los componentes de fondo (subsuelo).

1.5.1. Equipos de superficie

- **Cabezal de pozo**

Con el fin de evitar fugas de gas o las surgencias imprevistas del pozo, el cabezal para pozos con sistemas ESP, es de tipo empaque cerrado el cual brinda un sello alrededor del cable y la tubería, además, es el encargado de soportar el peso total del equipo de subsuelo como lo son el motor, sellos, bombas, cable de potencia, tubería de producción, herramientas especiales, etc. [8]

- **Caja de venteo**

La caja de venteo se encuentra ubicada entre el cabezal del pozo y el equipo de control de la bomba. Tiene como función principal ventear el gas que fluye a superficie a través del cable protegiendo y evitando cualquier tipo de daño al panel de control [8].

- **Transformadores**

Son los encargados de transformar el voltaje primario de la red de suministro de energía al voltaje que requiere el motor. Existen transformadores de una fase, dos fases y tres fases; los cuales tienen la capacidad de aumentar o disminuir la corriente [9].

- **Controladores**

Los controladores tienen como función principal proteger los sistemas mediante interrupciones de energía cuando se sobrepasan los límites operacionales normales. También ayudan a mejorar los métodos de control y monitorear la operación del equipo de bombeo electro sumergible [10].

- **Variadores de frecuencia**

El variador de frecuencia es un dispositivo que permite variar la frecuencia con la cual llega la corriente hacia el motor permitiendo que este aumente o disminuya su velocidad hacia la bomba sin necesidad de modificar el equipo de subsuelo [7]. El caudal que es entregado por la bomba podrá ser modificado simplemente con una variación de frecuencia, teniendo en cuenta que la velocidad de la bomba es directamente proporcional a la frecuencia a la cual se está operando el sistema.

1.5.2. Equipos de fondo

- **Motor**

El motor es la fuente de potencia que suministra la energía necesaria a la bomba centrífuga para levantar los fluidos de pozo hacia superficie. El motor empleado en un sistema de bombeo electro sumergible es de tipo inductivo bipolar, trifásico y de jaula de

ardilla. Normalmente es llenado de aceite de tipo mineral o sintético que permite garantizar suficiente lubricación y una buena disipación del calor. [7]

Las principales partes de un motor electro sumergible son:

- Carcasa de motor
- Eje.
- Rotor.
- Estator.
- Cojinetes del motor.
- Bujes.
- Zapata del motor.

- **Protector o sello**

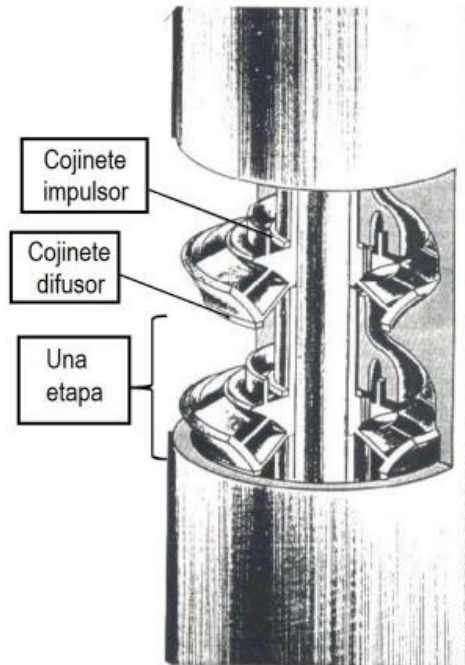
El protector o sello se instala entre el separador de gas y el motor, su principal función es proteger a este último aislándolo de los fluidos del pozo. También ayuda a equilibrar la presión interna del motor y la presión externa del pozo. Por otra parte, es el encargado de transmitir el torque necesario hacia la bomba a través del eje [9].

- **Bomba electro sumergible**

Las bombas electro sumergibles son bombas centrifugas de varias etapas que tienen como principal función brindar a los fluidos del pozo, la energía necesaria para hacerlos llegar a superficie. Cada bomba electro sumergible posee una curva de desempeño, la cual expresa numéricamente “la relación entre la potencia, eficacia, tasa de flujo y capacidad de levantamiento de la bomba con respecto a la tasa operativa de flujo” [10].

Figura 1.

Bomba electro sumergible



Nota. Representa el mecanismo interno de la bomba electro sumergible. Tomado de: Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting, [En línea]. Disponible: <https://cutt.ly/oMPDxHT>

Existe un rango operativo óptimo para cada etapa de la bomba; el cual ayuda a analizar la vida productiva del pozo y permite determinar la capacidad y comportamiento de la bomba para saber en qué momento puede llegar a ser necesario la planificación de un redimensionamiento de esta misma [7]. El volumen de fluido que maneja la bomba es determinado por su geometría, así como el número de etapas definen la potencia requerida para el levantamiento total.

El número de etapas de una bomba electro sumergible son definidas por las condiciones operativas del pozo y por el diseño de su completamiento. Cada etapa de la bomba consiste en un impulsor rotativo acoplado al eje y un difusor fijo acoplado a la cubierta de la bomba; este último convierte una parte de la energía cinética en energía potencial.

- **Cable eléctrico de potencia**

Su principal función es transmitir la energía eléctrica desde el equipo en superficie hasta el motor en el fondo siendo este un cable de alimentación trifásica [10], es uno de los componentes más importantes del sistema debido a que también es el encargado de transmitir las señales de presión y temperatura registradas por el instrumento de sensor de fondo hasta la superficie. “Este cable representa una gran parte del valor monetario del sistema de levantamiento electro sumergible, su diseño es realizado según las características operativas del pozo; puede ser de tipo redondo o plano dependiendo también de las condiciones mecánicas del pozo.” [7]

- **Separador de gas**

El separador de gas es un componente del sistema electro sumergible el cual se instala entre la bomba y el protector del motor; tiene la función de eliminar la mayor cantidad del gas en solución contenido en los fluidos que ingresan a la bomba debido a que si el gas libre ingresa a la bomba, este podrá afectar el rendimiento de la bomba. Se instala generalmente en pozos con alta producción de gas lo que permite una mayor eficiencia al minimizar los efectos que produce una alta presencia de gas libre. Presente un rango aproximado de 80 - 95% de eficiencia que puede variar según los volúmenes, composición y propiedades físico-químicas del gas [9].

- **Sensor de fondo**

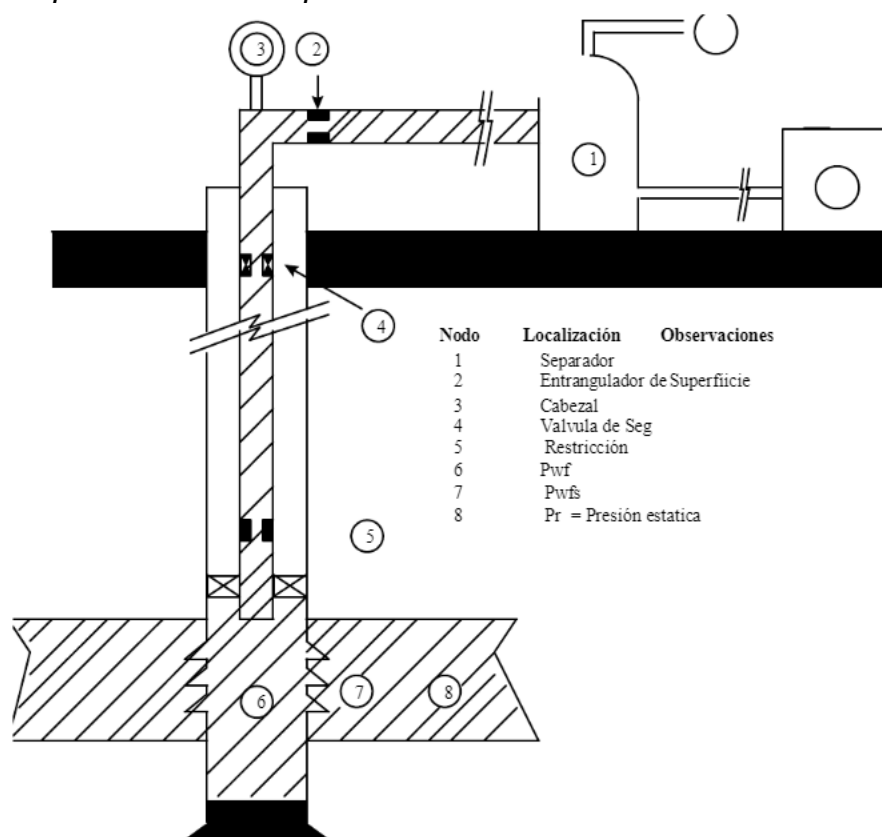
El sensor de fondo es un dispositivo instalado a ras del motor que presenta una excelente resistencia a altas temperaturas y presiones. “Tiene como función principal transmitir a superficies señales de las condiciones del motor, la bomba y el pozo tales como: presiones de succión y descarga de la bomba, temperatura del aceite del motor, temperatura y presión del pozo; así como también variables de caudales, vibraciones, entre otros” [10].

1.6. Análisis nodal

Los pozos, están divididos en nodos solución o puntos divisorios los cuales, son usados para calcular caídas de presión y el caudal de los fluidos producidos, de esta manera se logra determinar las curvas de comportamiento de afluencia IPR y el potencial de producción de un yacimiento, por lo que entonces, el análisis nodal es un mecanismo el cual permite predecir el comportamiento de los pozos detectando restricciones de flujo y cuantificando su impacto sobre la capacidad de la producción total de su sistema, para esto, se varían los caudales y empleando la correlación de flujo multifásico que se considere adecuada según el fluido, se calcula la caída de presión entre dos de los nodos seleccionados

Figura 2.

Esquema de nodos típico



Nota. Identificación de los nodos típicos de un pozo. Tomado de: el análisis nodal y la optimización del flujo en un sistema de producción [En línea]. Disponible: <https://cutt.ly/5MPD5Wr>

El análisis nodal permite:

- Determinar las condiciones de flujo bajo las cuales un pozo dejara de fluir.
- Determinar la rata de flujo según la geometría del pozo y su completamiento.
- Optimizar el sistema con el fin de obtener un proceso más económico.
- Identificar restricciones de flujo evaluando cada componente del sistema de producción.
- Conocer el momento en el que sería apropiado instalar un sistema de levantamiento artificial o dar inicio a un recobro secundario.

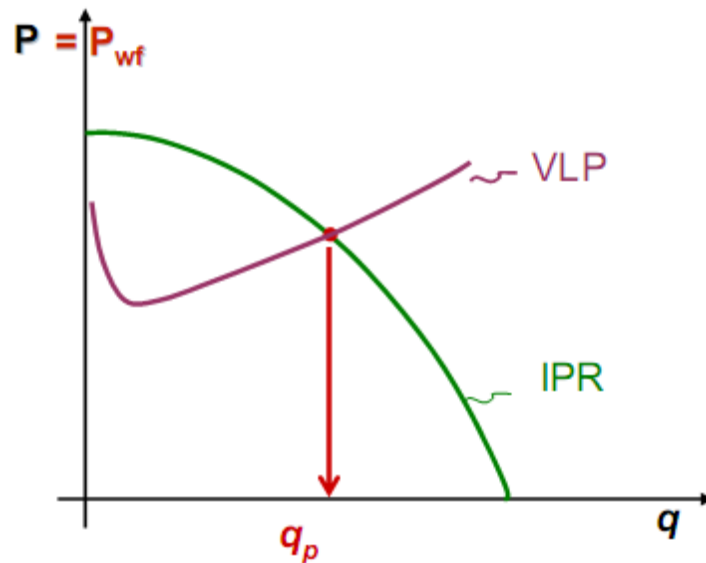
1.6.1. Curva IPR

La curva IPR (Inflow Performance Relationship) es una representación gráfica con la cual es posible conocer el comportamiento de la formación productora representando presiones de fondo fluyente y presiones estáticas con respecto a los caudales de producción del yacimiento a una presión específica. “Se grafica a partir de las mediciones de las tasas de producción bajo diferentes presiones de abatimiento en donde la composición del fluido de yacimiento y el comportamiento de las fases fluidas en condiciones de flujo determinan la forma de la curva” [11]. La curva está representada en escala cartesiana en donde la presión de fondo fluyente (P_{wf}) estará en función del caudal de líquido (Q_o), el potencial máximo del pozo se determina cuando $P_{wf}=0$.

1.6.2. Curva VLP

La curva VLP (Vertical Lift Performance) o curva de flujo de salida, describe la P_{wf} como una función de la tasa de flujo, esta, representa el caudal que el pozo puede entregar en superficie.

Figura 3.
Curva IPR Vs. VLP



Nota. Identificación de curvas Inflow y Outflow (IPR – VLP) Tomado de: Introduction to IPR and VLP. [En línea]. Disponible: <https://cutt.ly/wMPFz7X>

1.7. Software PIPESIM 2017.2

PIPESIM, es un simulador de flujo multifásico elaborado por la Compañía Schlumberger, en el que es posible modelar diferentes diseños de pozos y facilidades de superficie con el propósito de evaluar las posibilidades de optimización que tiene cierto sistema diagnosticado, posee la capacidad de utilizar una amplia variedad de correlaciones de propiedades de los fluidos y correlaciones de flujo con las que se podrán generar curvas de IPR y VLP con el fin de tener una apreciación del pozo lo más acertada posible [12]. A su vez permite la ejecución de análisis de sensibilidades en relación a las variables relacionadas al sistema evaluado, permitiendo así, tener un mayor conocimiento de las posibilidades de optimización del sistema.

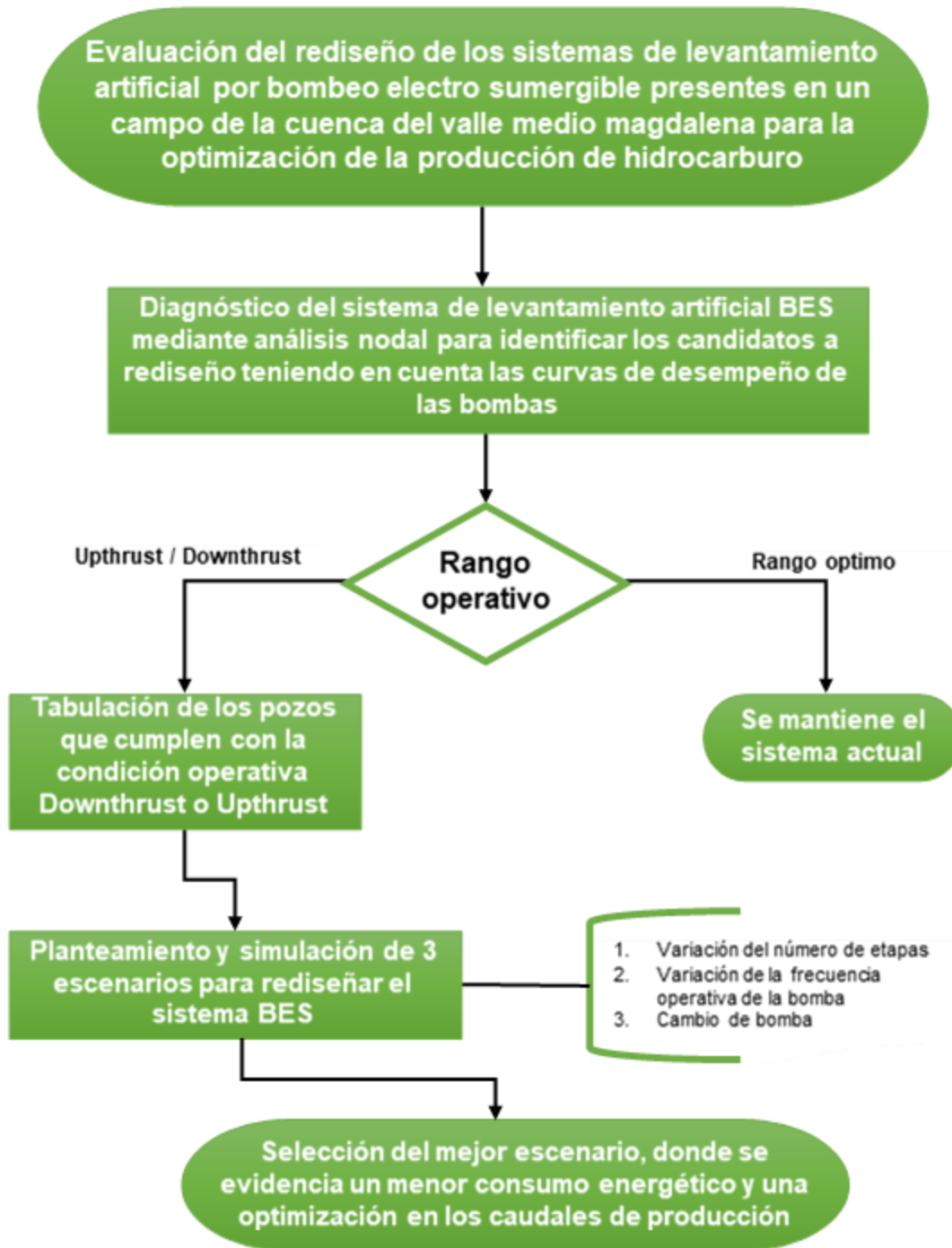
Por medio del simulador, es posible ejecutar diferentes tipos de tareas tales como; simulación de redes, perfilación de Presión y Temperatura, análisis nodales, análisis del sistema, data matching, tablas VFP, diseños de levantamiento artificial, diseño de cañoneos, entre otros.

2. METODOLOGÍA Y DATOS

En este capítulo se expone la metodología según la cual se desarrollará y fundamentará el presente proyecto; en busca del cumplimiento secuencial de cada uno de los objetivos propuestos inicialmente. Se profundizará cada objetivo, así como también los pasos realizados de manera detallada mediante los cuales se logró dar el correcto cumplimiento del objetivo antes mencionado. Esta sección contará con la numeración del flujo de trabajo realizado para el desarrollo del proyecto. En el siguiente esquema se puede visualizar de manera general y a gran escala, la metodología desarrollada.

Figura 4.

Diagrama de flujo metodológico



Nota. Descripción de la metodología a tratar.

2.1. Recopilación de la información

Para el desarrollo adecuado de este proyecto es necesario contar con la suficiente data que requiere un trabajo de tipo investigativo. La compañía en cuestión, fue la encargada de suministrar la información necesaria para el correcto estudio y desarrollo del proyecto. Entre los datos recopilados y requeridos para la realización de las respectivas simulaciones, están:

- Datos del yacimiento.
- Datos de los pozos.

Para poder realizar un asertivo estudio y una representación adecuada de las características de los pozos a estudiar, es estrictamente necesario contar con información precisa y actual. Por lo tanto, se obtuvieron algunos datos tales como: tasas de producción, GOR, Cortes de agua y sedimentos, entre otros.

Tabla 2.

Recopilación de información necesaria de 22 pozos.

POZO	PRESION DE RESERVORIO (Psi)	BOMBA ACTUAL	BFPD	BSW	BOPD	BWPD	API	GOR (SCF/STB)
C-1	1274,74	GC2200	1294	84,90%	195,4	1098,6	20,4	400
C-2	524,74	D1050N	144	4,00%	138,2	5,8	19,3	375
C-3	1620,117	FS400	121	6,00%	105,3	6,7	17,6	330,75
Y-1	1780,64	D1050N	1460	95,00%	73	1387	16,4	400
Y-2	1905,78	B11W	901	86,00%	126,1	774,9	19,6	320
Y-3	1216,09	D1150N(378)	667	70,00%	200,1	466,9	19,6	400
Y-4	672,86	D5-21	110	39,00%	67,1	42,9	18,3	400
Y-5	612,02	D460N	589	76,50%	138,4	450,6	19,6	234
Y-6	1552,33	GC2200	1953	86,70%	259,7	1693,3	20,7	400
Y-7	1031,47	TD460	290	34,00%	191,4	98,6	18,5	400
Y-8	1206,79	D1150N	664	63,00%	245,7	418,3	16,3	400
Y-9	1508,84	D800N	612	68,00%	195,8	416,2	19,3	400
Y-10	701,57	TD800	376	13,00%	327,1	48,9	19,7	400
Y-11	1790,34	FC650	725	91,00%	65,3	659,8	18	1000
Y-12	1847,17	G22	2037	90,00%	203,7	1833,3	18,6	400
Y-13	1461,06	D1150N	563	90,00%	56,3	506,7	16,7	400
Y-14	1435,6	P8	1070	94,00%	64,2	1005,8	16,6	400
Y-15	1684,3	P16	1184	90,00%	118,4	1065,6	18	400
Y-16	1447,45	DN750	657	84,00%	105,1	551,9	18,3	400
Y-17	1352,22	P8	1270	84,00%	203,2	1066,8	14	400
Y-18	1819,27	TD460	315	35,00%	204,8	110,3	19	400
Y-19	880,41	D1150N	144	1,00%	142,6	1,4	18,6	400

Nota. Información usada como input para las posteriores simulaciones.

También fue necesario validar la información de los pozos que se encuentran activos: su estado mecánico actual y de completamiento, las condiciones del sistema de levantamiento artificial BES, su historial de producción y las características de los fluidos producidos.

2.2. Evaluación y diagnóstico del sistema BES actual

Para evaluar el estado actual de cada pozo se realizó una simulación en el software PIPESIM aplicando la técnica de análisis nodal a través de la representación gráfica de las curvas IPR Y VLP lo que permitió identificar y modelar el comportamiento actual del pozo. Con la información recopilada fue posible interpretar las condiciones operativas de cada pozo; así como también se conoció el funcionamiento actual del equipo BES instalado en cada uno de ellos por medio de las gráficas de curvas de rendimiento de cada bomba, disponible en el simulador.

2.2.1. Metodología de simulación para evaluación de pozos

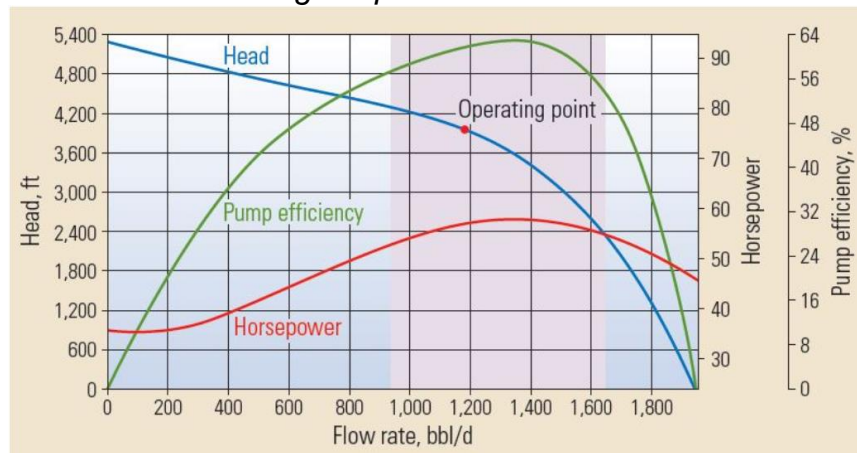
Para una selección representativa de pozos candidatos a rediseñar se realizará el diagnóstico del estado actual de cada uno de un total de 22 pozos, los cuales serán evaluados a partir de su respectivo análisis nodal y del estudio de sus curvas IPR Y VLP. Es importante contar con la suficiente data que permita realizar un correcto modelamiento del pozo en estudio para así describir asertivamente su comportamiento y estado actual. Para la simulación en PIPESIM es necesario contar con data de entrada tal como: presión de yacimiento (P_r), presión de fondo fluyente (P_{wf}), Profundidad del pozo, Presión de intake (PIP), Presión de descarga (PD), Temperatura intake (T_i), THP, CHP, BFPD, &BSW, °API, GOR, descripción de Casings/Tubings instalados (profundidad, peso, OD, ID, espesor), descripción de la bomba del sistema BES instalado (Tipo de bomba, asentamiento, frecuencia, número de etapas, entre otros), descripción del completamiento del pozo, información PVT del fluido.

2.2.2. Criterios de selección de los pozos a rediseñar

Partiendo del diagnóstico inicial del pozo y de las gráficas obtenidas en la simulación de su estado actual; Se identificarán y seleccionaran aquellos pozos en los que la bomba no esté dentro de su rango operativo óptimo, es decir, aquellos pozos que tienen un sistema BES trabajando en condiciones de Downthrust o Upthrust (Zona izquierda o zona derecha por fuera del rango óptimo operativo), debido a que al estar sub o sobredimensionados están representando un consumo energético ineficaz para el campo en estudio.

Figura 5.

Identificación de rangos operativos de las bombas BES



Nota. Identificación de rango operativo óptimo, Downthrust y Upthrust de las BES Tomado de: The Defining Series: Electrical Submersible Pumps [En línea]. Disponible: <https://cutt.ly/tMPGPmp>

A partir de los resultados de la simulación del diagnóstico inicial de cada uno de los pozos, se lograron identificar ocho de estos, los cuales, su operación se encuentra en rangos de Downthrust o Upthrust, algunos de estos, operando a eficiencias bajas y a altos consumos de Horsepower totales, lo que conlleva a una deficiente operación de las bombas reportando un alto consumo energético de las mismas a la vez que un alto grado

de desgaste según sea su lejanía con respecto al rango óptimo operativo, los pozos a continuación, serán los seleccionados para su posterior rediseño:

Tabla 3.

Recopilación de resultados – pozos a rediseñar.

POZO	BOMBA ACTUAL	PIP (Psi)	NUMERO DE ETAPAS				FRECUENCIA (Hz)	EFICIENCIA (%)	HP CONSUMIDOS	RANGO
			Bomba 1	Bomba 2	Bomba 3	Bomba 4				
C-1	GC2200	907	120	20	-	-	49	64,3	70,72	Downthrust
C-2	D1050N	240	105	105	-	-	60	18,96	43,74	Downthrust
C-3	FS400	1533	100	100	-	-	41	29,91	6,88	Downthrust
Y-2	TD280	1356	83	45	83	-	111	25,92	140,83	Upthrust
Y-4	D5-21	382	41	100	100	100	49	12,84	48,29	Downthrust
Y-7	TD460	458	134	134	16	-	45	54,23	16,58	Downthrust
Y-10	TD800	413	102	102	-	-	60	46,06	38,21	Downthrust
Y-19	D1150N	548	102	102	102	-	44	21,33	32,54	Downthrust

Nota. Muestra las especificaciones del funcionamiento actual de los pozos

2.3. Simulación de escenarios

Se evaluarán 3 escenarios diferentes realizando una simulación para cada uno a través del software PIPESIM con el objetivo de rediseñar el sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible actual en cada pozo previamente seleccionado que haya cumplido con los criterios establecidos para rediseño en el paso anterior.

Los escenarios que serán evaluados en el rediseño son:

- Variación del número de etapas de la bomba.
- Variación de la frecuencia operativa de la bomba.
- Cambio de bomba.

Con los escenarios anteriores, se busca resolver los problemas de sobre y subdimensionamiento que presentan las bombas en su estado operativo actual. De igual manera se espera mejorar la eficiencia a la que trabaja el equipo lo que permitirá que este trabaje dentro de su rango operativo disminuyendo así, el consumo energético del sistema y logrando una optimización en la producción diaria.

2.3.1. Metodología de simulación de escenarios

Al simular cada escenario planteado, se obtendrán nuevas gráficas que representen el nuevo comportamiento de la bomba en función de las variables operativas de esta, como lo son: Eficiencia, Horsepower, head.

Es importante mencionar que se busca que los nuevos escenarios alcancen el caudal de producción deseado, es decir, aquel caudal en donde la bomba trabaja dentro de su rango operativo óptimo, con una mayor eficiencia y que genera un gasto energético menor al de su estado actual.

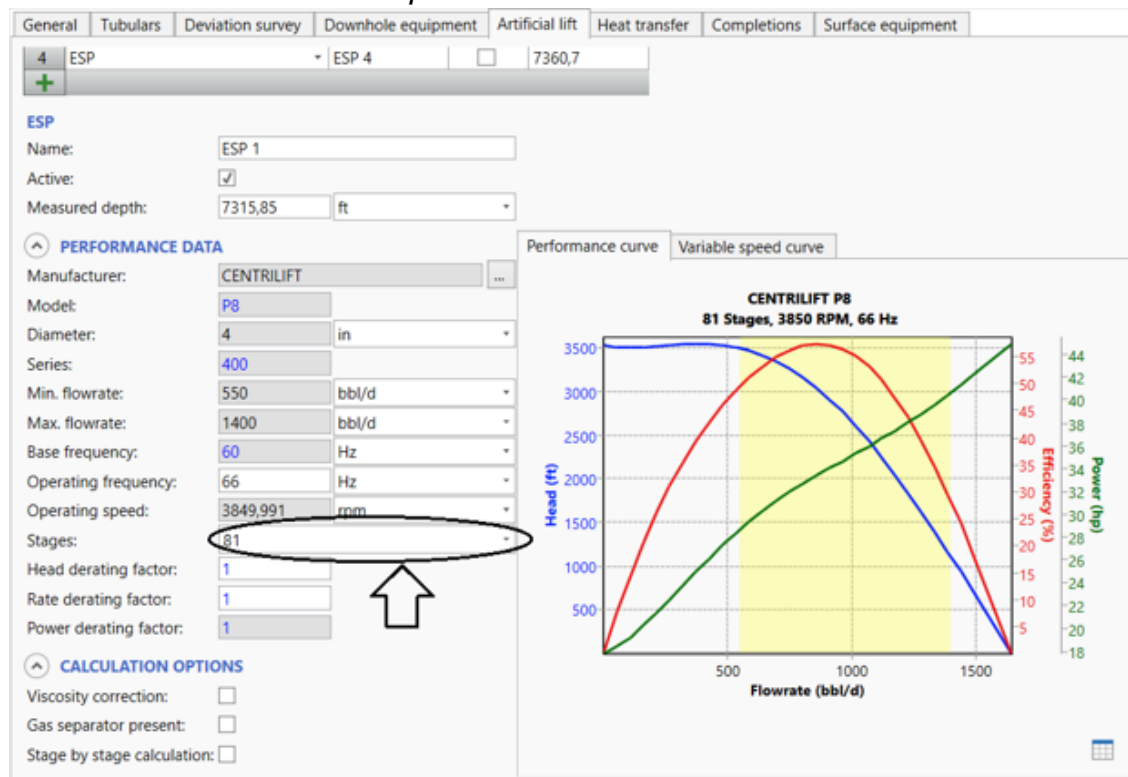
2.3.1.i. Procedimiento: A continuación, se describe el procedimiento realizado para la simulación de los tres diferentes escenarios en cada uno de los pozos seleccionados anteriormente:

1. Variación del número de etapas de la bomba:

En la sección *Artificial Lift*, es posible modificar el número de etapas, escribiendo el valor con el que deseamos realizar la simulación o bien, las que ya han sido preseleccionadas por proveedor en la opción *Stages*, lo que mostrará en la gráfica de la derecha el nuevo comportamiento de las curvas de la gráfica de la bomba bien sea variando el Head, la eficiencia y/o el consumo energético en Horsepower.

Figura 6.

Variación del número de etapas



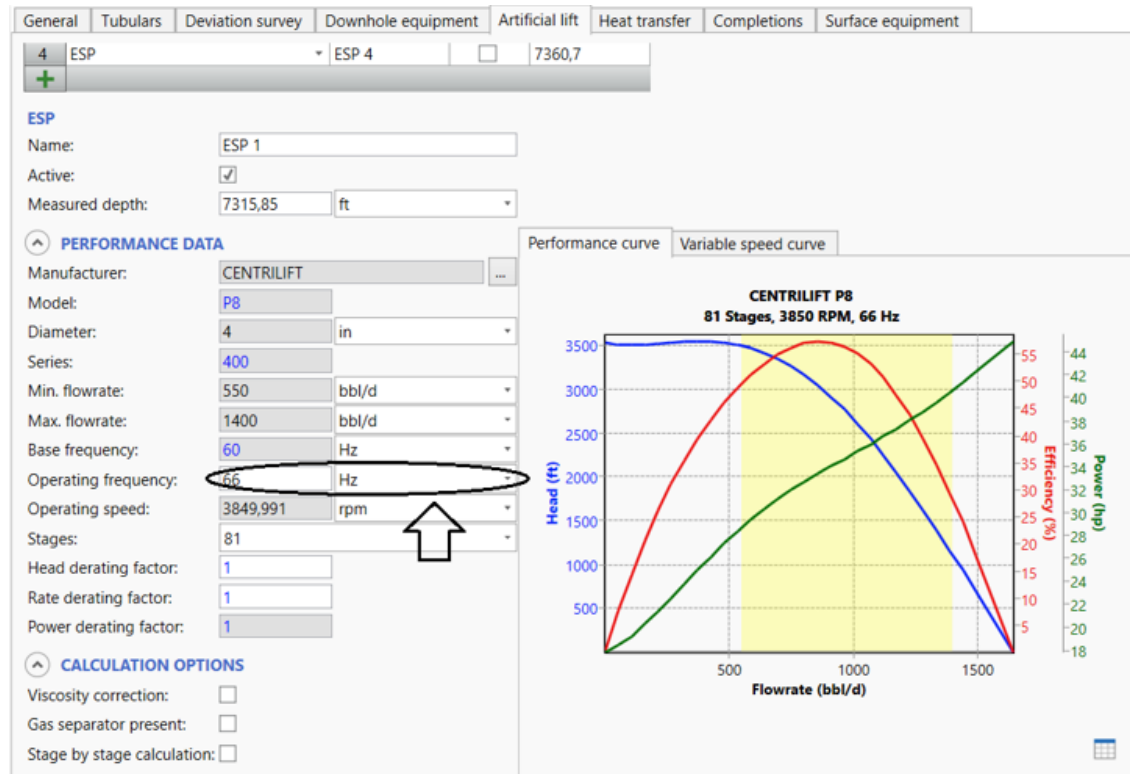
Nota. Indica la opción al modificar al hacer la variación del número de etapas.

2. Variación de la frecuencia operativa de la bomba:

En la sección *Artificial Lift*, es posible modificar la frecuencia a la que opera la bomba, escribiendo el valor con el que se desea realizar la simulación en la opción *Operating frequency*, lo que mostrará en la gráfica de la derecha el nuevo comportamiento de las curvas de la gráfica de la bomba bien sea variando el Head, la eficiencia y/o el consumo energético en Horsepower.

Figura 7.

Variación del número de etapas



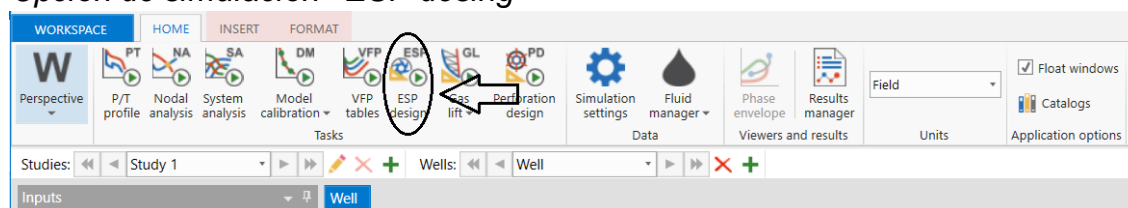
Nota. Indica la opción al modificar al hacer la variación de la frecuencia operativa.

3. Cambio de bomba:

Para la opción de cambio de bomba, primero se debe seleccionar la opción de *ESP Design* en la sección de *HOME* en la parte superior izquierda de la ventana principal del simulador PIPESIM, lo que abrirá una nueva ventana, en donde posteriormente se describirán los datos correspondientes a la presión de salida y los parámetros de diseño, en este caso el caudal operativo actual del pozo.

Figura 8.

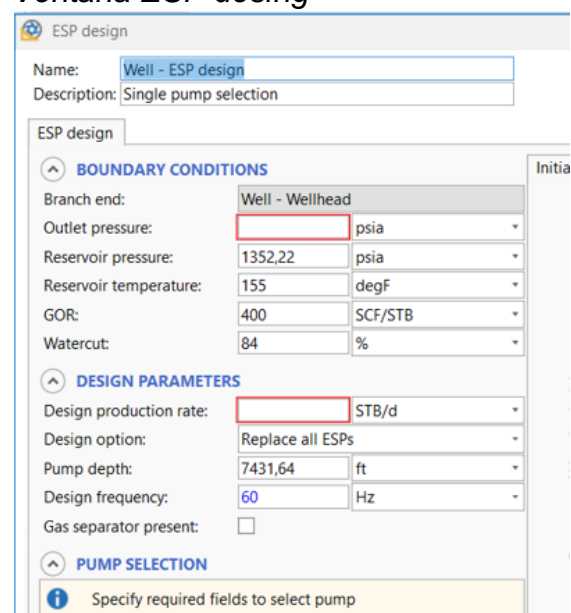
Opción de simulación - ESP desing



Nota. Indica la opción a seleccionar para el diseño del sistema electo sumergible.

Figura 9.

Ventana ESP desing



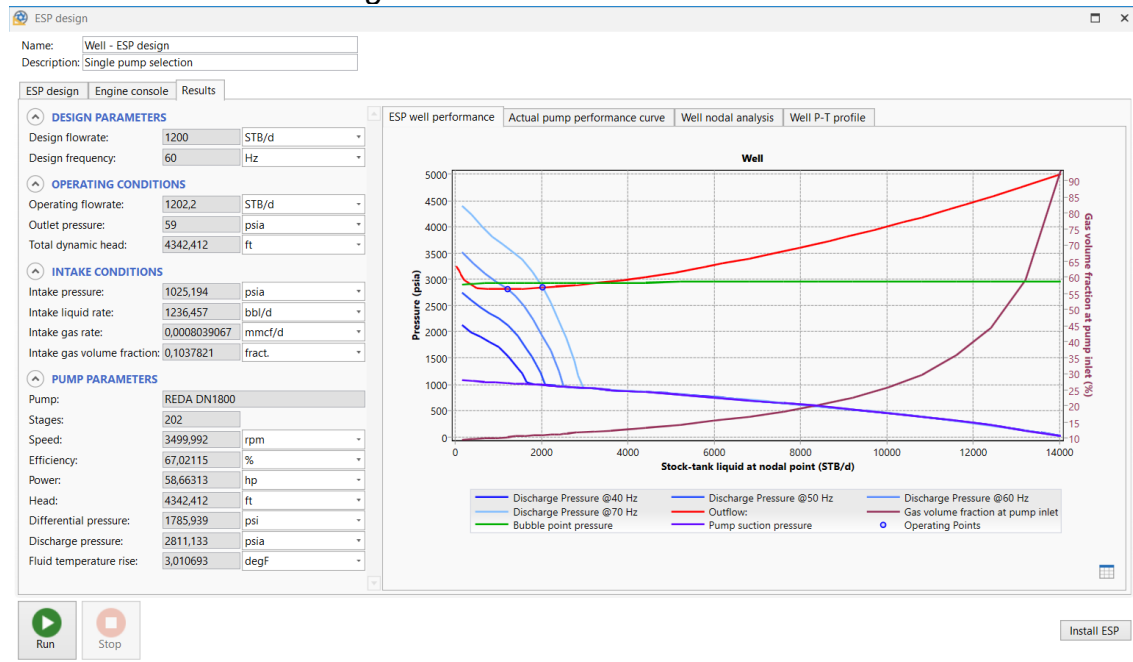
Nota. Indica los datos a completar según características del pozo.

Una vez ingresados dichos parámetros, se deberá seleccionar una bomba que se adapte adecuadamente por medio de un catálogo con diferentes bombas y su respectivo modelo, número de serie, rango operativo de caudal y eficiencia que ofrece el simulador. Una vez seleccionada la bomba a instalar en el sistema de bombeo electrosumergible, se debe seleccionar la opción de *Run* para que el simulador reemplace la bomba actual por la nueva y permita conocer el comportamiento que tendrá el SLA bajo las condiciones operativas de la nueva bomba. Finalmente, se mostrará el comportamiento operacional

del sistema junto con la configuración adecuada de la nueva bomba que permiten que el sistema trabaje lo más óptimo posible.

Figura 10.

Resultado del ESP desing.



Nota. Indica la sensibilización de diferentes frecuencias operativas con el fin de encontrar el mejor escenario.

2.4. Selección del mejor escenario

Una vez obtenidas las simulaciones de los tres escenarios para cada uno de los pozos, estos, serán analizados y evaluados en conjunto con el escenario actual del pozo, lo que permitirá ver qué escenario puede aportar una mayor ganancia económica para el pozo al variar el número de etapas, variar la frecuencia operativa o realizar un cambio de bomba. Dentro de los aspectos a tener en cuenta para seleccionar el mejor escenario propuesto serán analizados valores de:

- Producción deseada alcanzada (Caudal con el que la bomba trabaja dentro de su rango optimo operativo).
- Eficiencia de la bomba

- Rango operativo de la bomba.
- Consumo energético.

Con los resultados obtenidos de la producción deseada alcanzada y el consumo energético diario se realizará una comparación grafica de los escenarios propuestos en donde se tendrá una mejor vista comparativa en donde a comparación de la operación actual de cada uno de los pozos, se evidenciará la optimización de cada nuevo escenario en cuanto a consumo energético y producción de caudal diario.

2.5. Análisis económico

El análisis económico busca comparar la operación actual de los pozos con respecto a los escenarios planteados, por medio de la identificación de los costos y beneficios que implicarían mantener el escenario actual o la implementación de un nuevo escenario propuesto, dicho análisis iniciara a partir del día 1 de enero de 2023 para un periodo de operación de 8 años correspondiente al año 2031.

Los costos del proyecto estarán estipulados por:

- Consumo energético (0,12 USD/Kwh).
- Costos operativos / producción.
- Instalación de nuevas bombas (entre \$100.000 – \$130.000 USD) según sea el caso.
- Adición de numero de etapas (\$10.000 – \$40.000 USD) según sea el caso.
- Trabajo de WorkOver por pozo (\$120.000 USD)
- Porcentaje de regalías para compañías petroleras (entre 8 – 25%).

Por otro lado, para los beneficios del proyecto se mantendrá constante un precio de \$80 USD por barril de petróleo y una declinación de producción del 7,1% anual.

Para un correcto análisis económico, este, se llevará a cabo por medio del indicador VPN (Valor Presente Neto) y el indicador TIR (Tasa Interna de Retorno – aplicado en escenarios en donde se requiera inversión), los cuales, permitirán conocer la rentabilidad del proyecto.

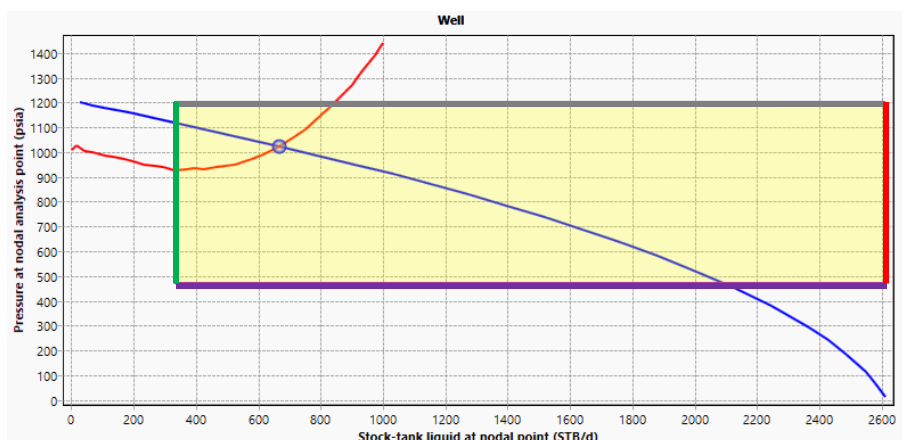
3. RESULTADOS Y ANALISIS

3.1. Envolverte operativa

La envolverte operativa permite comparar su punto operativo con respecto al rango óptimo de operación del pozo. Dentro de la envolverte operativa se logran identificar cuatro líneas o límites de los cuales hacen referencia a:

- Presión superior (gris): presión de entrada – presión de yacimiento.
- Presión inferior (morado): presión de caída máxima – máximo Drawdown.
- Tasa inferior (verde): punto de inversión para una producción de líquido estable.
- Tasa superior (rojo): valor más alto de la curva de salida.

Figura 11.
Envolverte operativa - análisis nodal



Nota. Representación envolverte operativa.

Según sea la operación del pozo, el punto operativo estará o no dentro de la envolverte por lo que si se encuentra a la izquierda de la envolverte se debería evaluar la opción de implementar u optimizar el sistema de levantamiento artificial o recobro secundario ayudando a una producción estable, mientras que, si se encuentra a la derecha de la envolverte, la tasa de flujo estará excediendo la velocidad de erosión por lo que se deberá obstruir ligeramente el flujo del pozo.

3.2. Análisis nodales pozos seleccionados

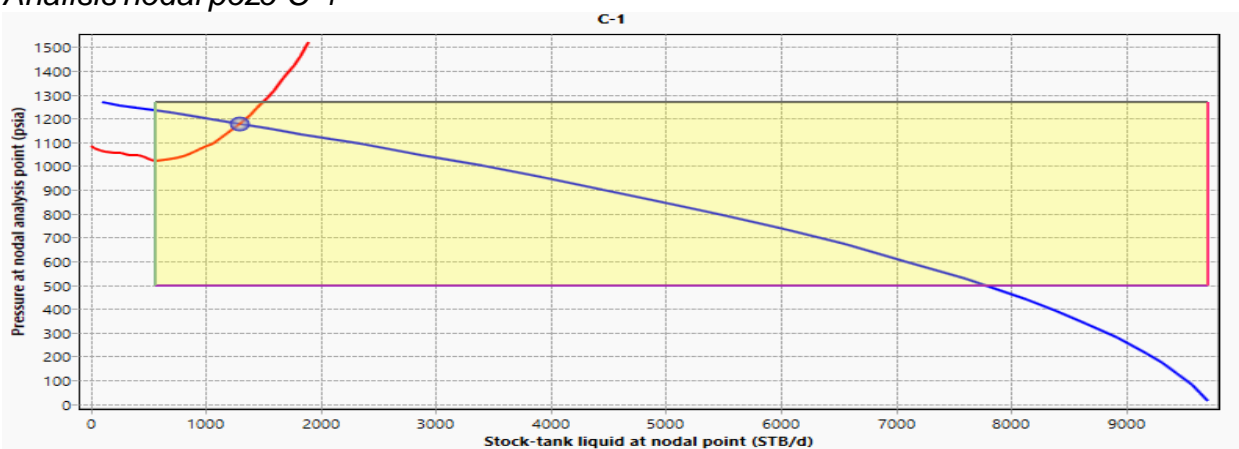
A continuación, se presentan los pozos seleccionados los cuales se encuentran operando bajo condiciones de Downthrust o Upthrust, de los cuales, se conocerá a detalle el análisis nodal de cada pozo, así como también su envolvente operativa y las gráficas de operación de las bombas electro sumergibles.

3.2.1. Análisis nodal Pozo C-1 estado actual

De acuerdo a el análisis nodal, la producción del pozo se encuentra dentro de la envolvente operativa con 1295 bbl/d, este cuenta con dos bombas ESP Centrilift GC2200 operando a una frecuencia de 49 Hz, con una profundidad de 6172 ft y 6182 ft, con 120 y 20 etapas correspondientemente. Sin embargo, aunque el pozo se encuentre dentro de la envolvente operativa, las bombas operan Downthrust las cuales están diseñadas para trabajar en un rango de 1500 – 3000 bbl/d.

Figura 12.

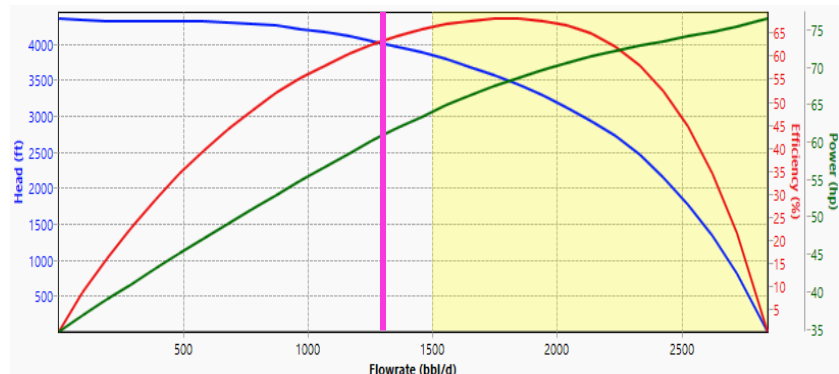
Análisis nodal pozo C-1



Nota. Representa el análisis nodal del sistema actual pozo C-1.

Figura 13.

Curva de rendimiento ESP Centrilift GC2200



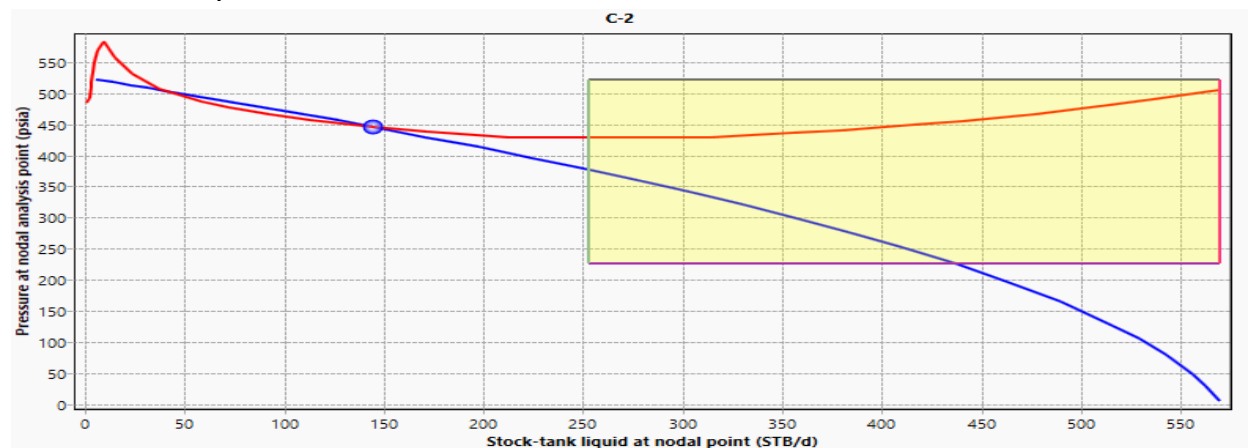
Nota. Demuestra la operatividad actual y el rango operativo de la bomba.

3.2.2. Análisis nodal Pozo C-2 estado actual

El pozo C-2 cuenta con dos bombas REDA D1050N a una profundidad de 6771,08 – 6792,9 ft operando a una frecuencia de 60 Hz y 105 etapas cada una, diseñadas para trabajar en rangos de 300 – 1650 bbl/d. Su productividad es de alrededor de los 144 bbl/d la cual se encuentra fuera de la envolvente operativa ocasionando unas posibles diferidas en su producción, además se logra observar que dicha bomba se encuentra en Downthrust y esta subestimada para el potencial del pozo, teniendo una baja eficiencia y aumentando los costos por el consumo energético de esta.

Figura 14.

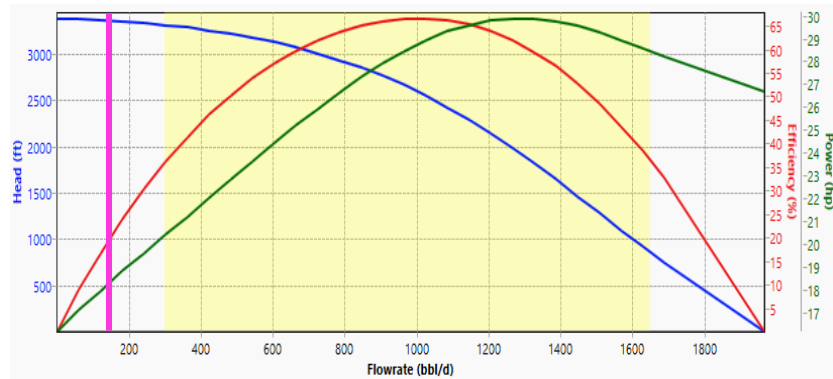
Análisis nodal pozo C-2



Nota. Representa el análisis nodal del sistema actual pozo C-2.

Figura 15.

Curva de rendimiento ESP REDA D1050N



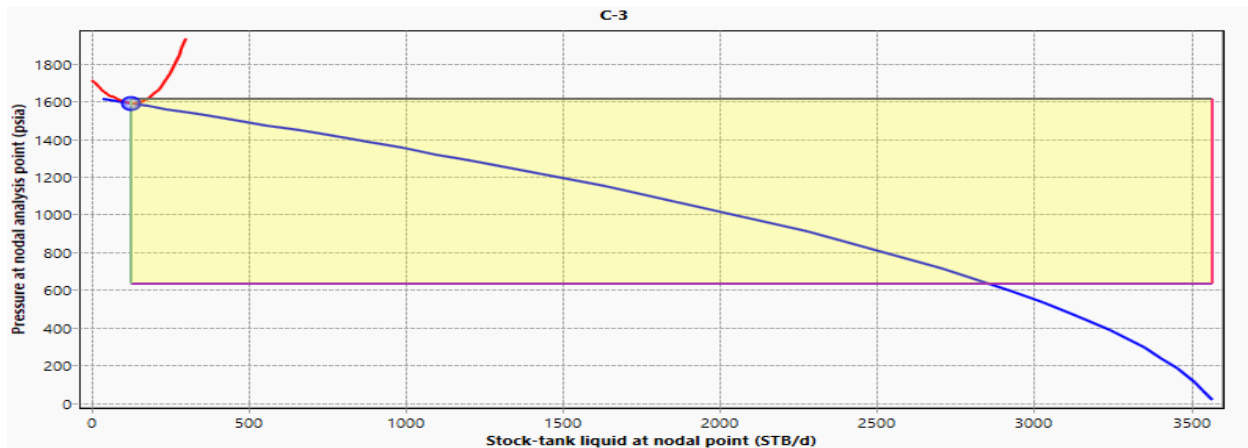
Nota. Demuestra la operatividad actual y el rango operativo de la bomba.

3.2.3. Análisis nodal Pozo C-3 estado actual

El siguiente análisis nodal permite conocer el estado actual del pozo el cual tiene una muy baja producción (121 bbl/d) con respecto a su potencial estando en el límite de la envolvente operativa. El pozo cuenta con dos bombas Centrilift FS400 a una profundidad de 6410,64 – 6432,45 ft con una frecuencia de 41 Hz y 100 etapas cada una, las cuales están diseñadas para trabajar en rangos de 180 – 525 bbl/d. Teniendo en cuenta la envolvente operativa, se logra observar que el potencial de las bombas está siendo desaprovechado encontrándose subdimensionadas según el potencial del pozo.

Figura 16.

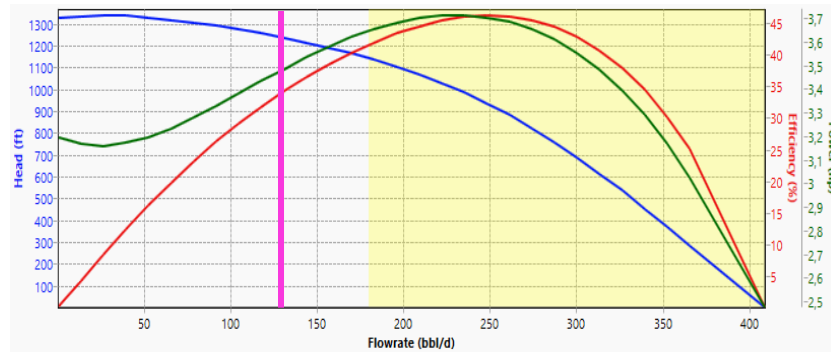
Análisis nodal pozo C-3



Nota. Representa el análisis nodal del sistema actual pozo C-3.

Figura 17.

Curva de rendimiento ESP Centriflft FS400



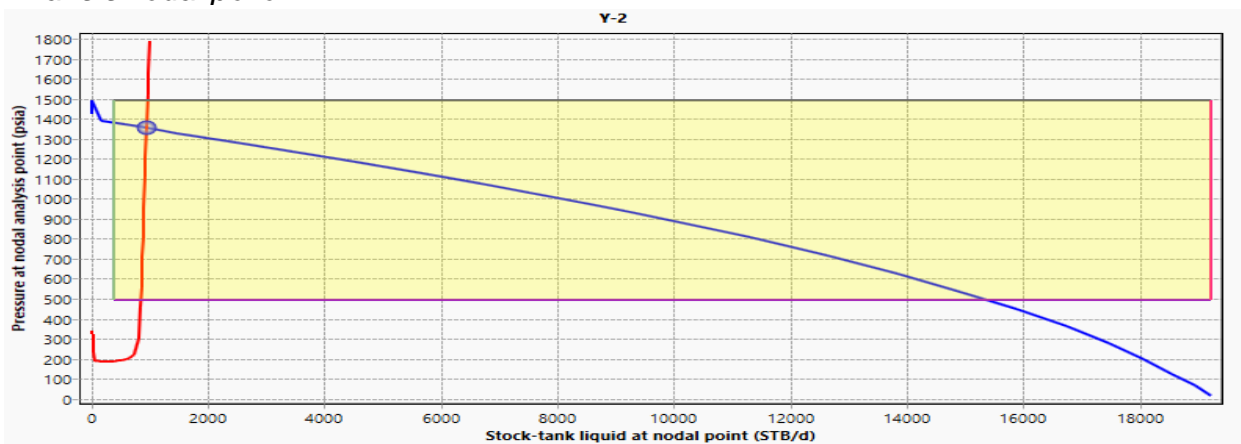
Nota. Demuestra la operatividad actual y el rango operativo de la bomba.

3.2.4. Análisis nodal Pozo Y-2 estado actual

Con una producción actual de 950 bbl/d, el pozo Y-2 opera con tres bombas ESP TD280 con una alta frecuencia de 111 Hz, dos de estas cuentan con 83 etapas y una tercera con 45 etapas. El pozo, a pesar de tener una amplia envolvente operativa se encuentra operando en Upthrust debido a que las bombas instaladas están diseñadas para caudales de 100 – 500 bbl/d exigiendo un esfuerzo o consumo adicional a la bomba, a su vez, se estima que su flujo debe ser controlado con el fin de prevenir caídas de presión e incrementos drásticos en su Relación Agua-Petróleo debido a su alto corte de agua.

Figura 18.

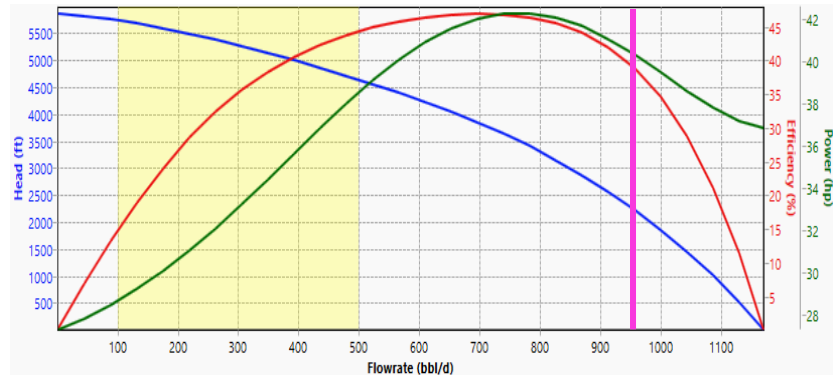
Análisis nodal pozo Y-2



Nota. Representa el análisis nodal del sistema actual pozo Y-2.

Figura 19.

Curva de rendimiento ESP ESP TD280



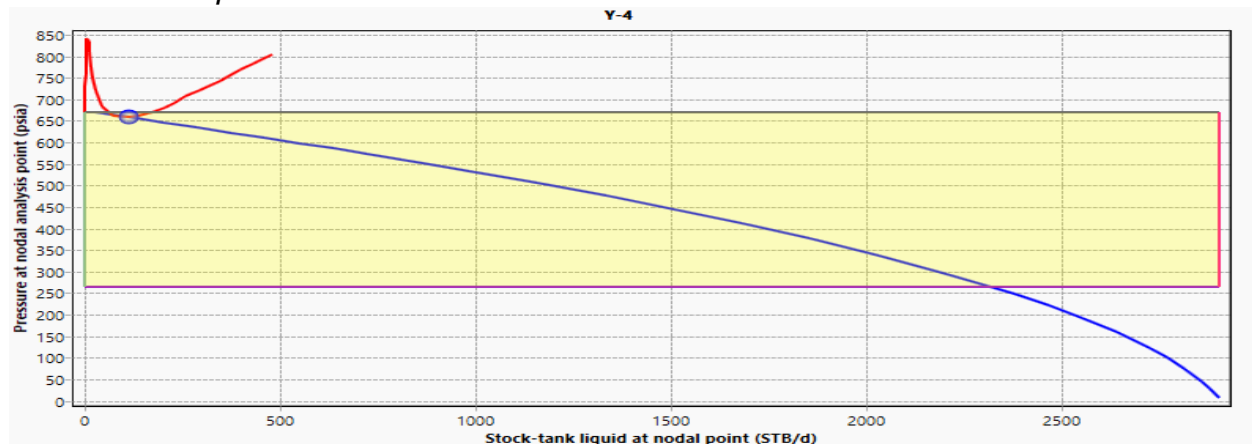
Nota. Demuestra la operatividad actual y el rango operativo de la bomba.

3.2.5. Análisis nodal Pozo Y-4 estado actual

El pozo Y-4 al tener cuatro bombas REDA D5-21 con una frecuencia de 49 Hz, la primera con 41 etapas y 100 etapas tres restantes, es un pozo poco eficiente ya que las bombas fueron diseñadas para trabajar con un caudal de 500 – 2100 bbl/d, el cual, el pozo en su operación actual produce 110 bbl/d. Las bombas al operar con una eficiencia de alrededor de 12,84% estarán consumiendo mucha más energía y se estará desaprovechando el potencial del pozo y de las bombas encontrándose en rango de Downthrust.

Figura 20.

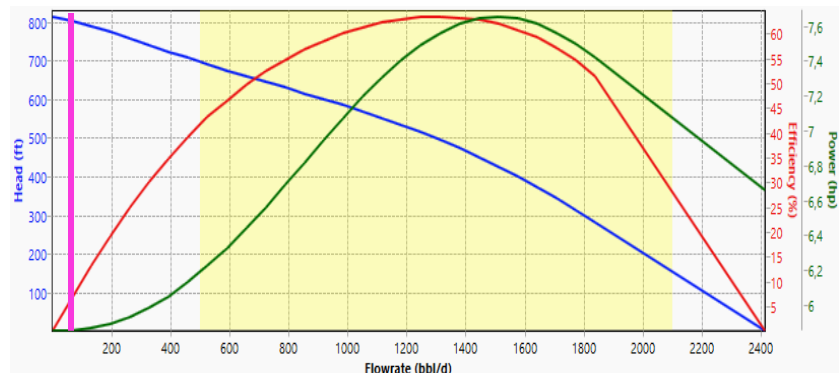
Análisis nodal pozo Y-4



Nota. Representa el análisis nodal del sistema actual pozo Y-4.

Figura 21.

Curva de rendimiento ESP REDA D5-21



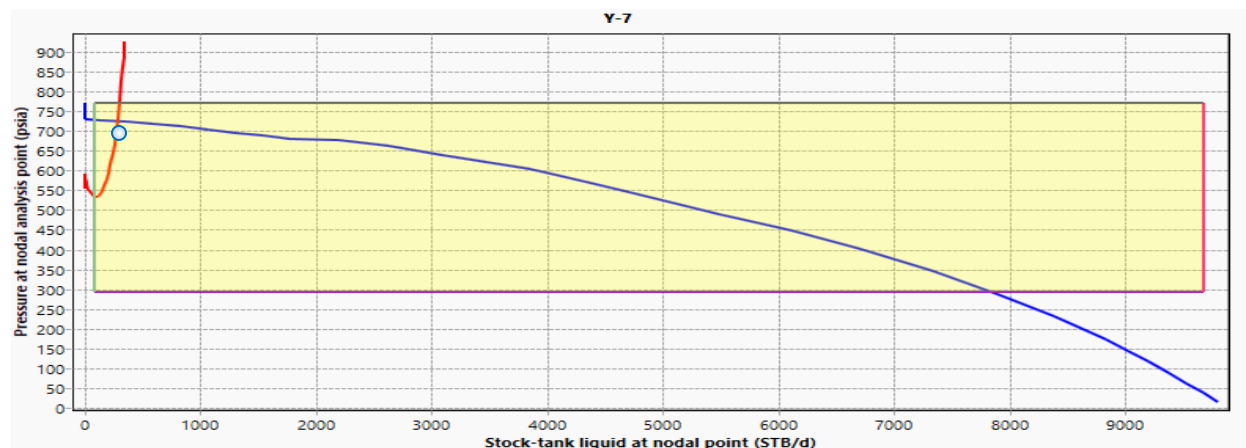
Nota. Demuestra la operatividad actual y el rango operativo de la bomba.

3.2.6. Análisis nodal Pozo Y-7 estado actual

El pozo Y-7 cuenta con 3 bombas ESP TD460 operando con una frecuencia de 45 Hz con 134 etapas en dos de estas y 16 etapas en la última, este tiene una producción alrededor de 290 bbl/d con una eficiencia en sus bombas relativamente alta y una amplia envolvente operativa, sin embargo, se encuentra operando en Downthrust debido a que las bombas fueron diseñadas para trabajar en rangos de 300 – 600 bbl/d. A pesar de ser un pozo con bombas subdimensionadas, su operación se asemeja bastante a un pozo con bombas en su rango óptimo producto a la no tan alta eficiencia de las bombas.

Figura 22.

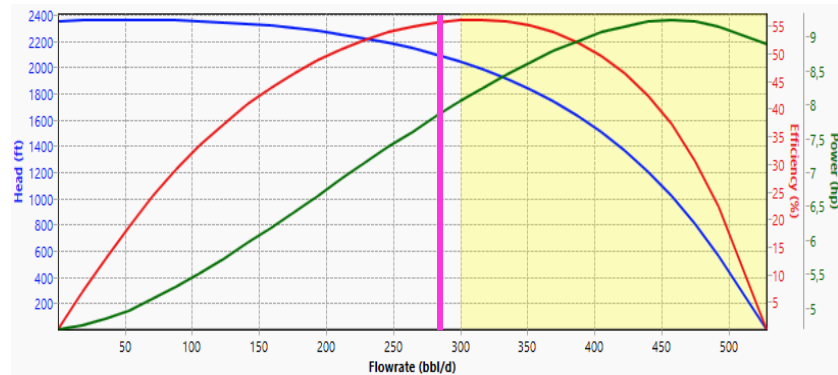
Análisis nodal pozo Y-7



Nota. Representa el análisis nodal del sistema actual pozo Y-7.

Figura 23.

Curva de rendimiento ESP ESP TD460



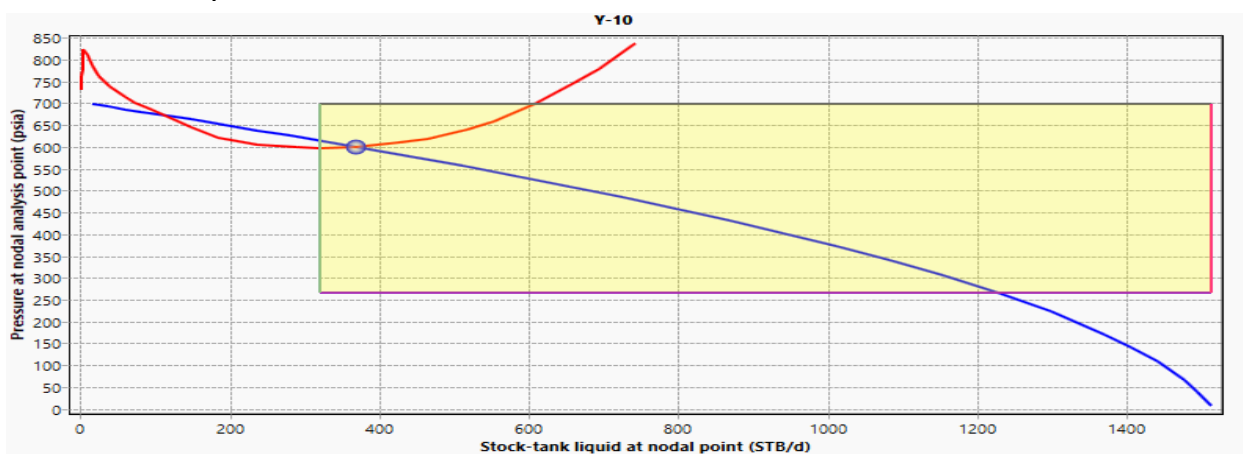
Nota. Demuestra la operatividad actual y el rango operativo de la bomba.

3.2.7. Análisis nodal Pozo Y-10 estado actual

Con una producción actual de 376 bb/d, el pozo Y-10 opera con dos bombas ESP TD800 con una frecuencia de 60 Hz y 102 etapas, es un pozo que tiene sus bombas subdimensionadas operando en Downthrust debido a que estas fueron diseñadas para trabajar en rangos de 540 – 1020 bb/d. Teniendo en cuenta la envolvente operativa, la eficiencia de la bomba no se ve aprovechada de la mejor manera a pesar de ya tener valores altos en su frecuencia.

Figura 24.

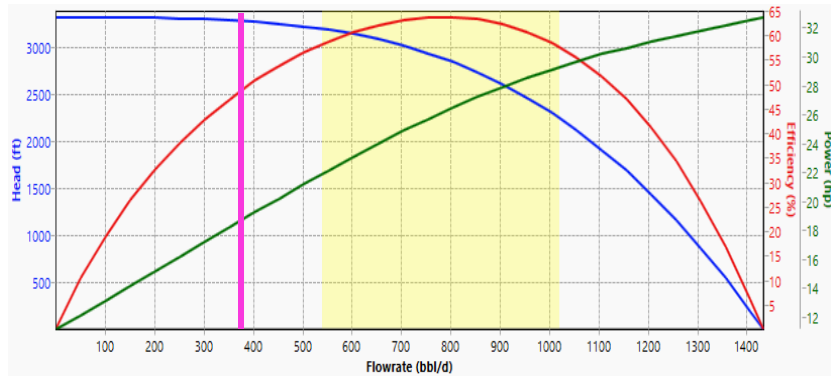
Análisis nodal pozo Y-10



Nota. Representa el análisis nodal del sistema actual pozo Y-10.

Figura 25.

Curva de rendimiento ESP ESP TD800



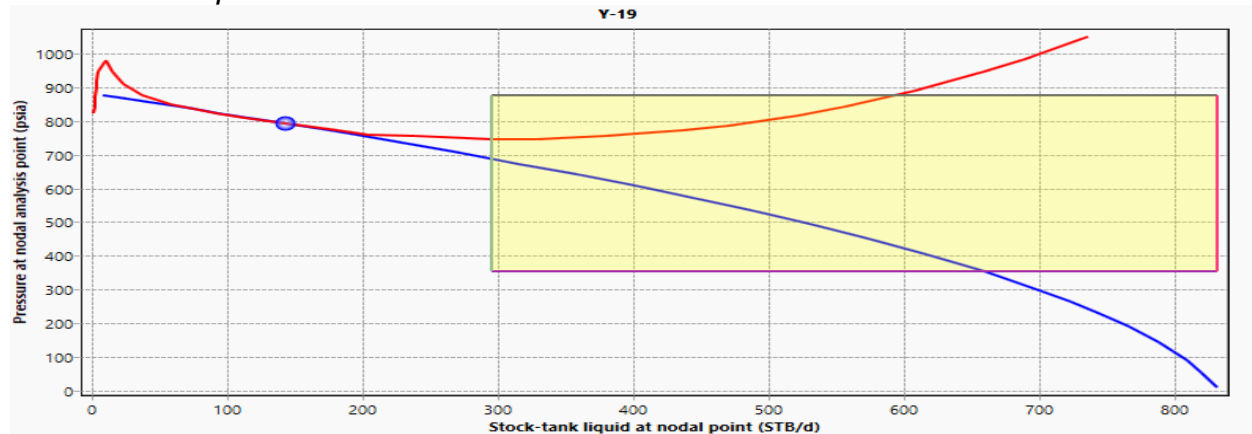
Nota. Demuestra la operatividad actual y el rango operativo de la bomba.

3.2.8. Análisis nodal Pozo Y-19 estado actual

Al igual que el pozo C-2, el pozo Y-19 se encuentra operando por fuera de la envolvente operativa con un diferencial de +100 bb/d lo que puede estar generando diferidas de producción, esto producto de un posible problema operacional o una baja eficiencia de las bombas, de las cuales, el pozo Y-19 cuenta con tres bombas REDA D1150N de 102 etapas cada una y una frecuencia de 44 Hz, diseñadas para operar en rangos de 400 – 1650 bb/d con una eficiencia de aproximadamente de 25%. Al producir alrededor de 144 bb/d con una baja eficiencia, el consumo energético será mucho mayor ya que opera con bombas subdimensionadas en Downthrust.

Figura 26.

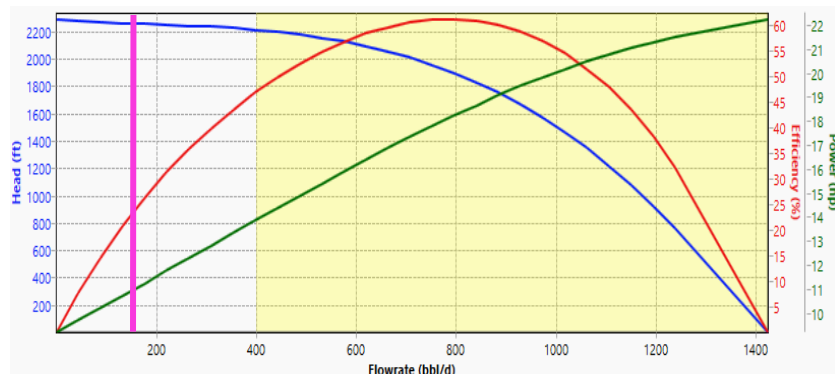
Análisis nodal pozo Y-19



Nota. Representa el análisis nodal del sistema actual pozo Y-19.

Figura 27.

Curva de rendimiento ESP REDA D1150N



Nota. Demuestra la operatividad actual y el rango operativo de la bomba.

3.3. Escenarios a evaluar

Con los escenarios propuestos se busca optimizar el consumo eléctrico de las bombas electro sumergibles con el fin de lograr que estas operen dentro de un rango óptimo en el que se conseguirá una mayor eficiencia energética, así como también optimizar el caudal de producción. Dentro de los escenarios propuestos para cada pozo se encuentran los siguientes:

1. Cambio de número de etapas.
2. Cambio de frecuencia operativa.
3. Cambio de bomba electro sumergible.

Para el escenario 1 (cambio de número de etapas) se mantendrá la misma frecuencia operativa del sistema actual, mientras que para el escenario 2 (cambio de frecuencia operativa) el número de etapas será el mismo al actual, tanto para el escenario 1 y escenario 2, la bomba electro sumergible y el número de bombas se mantendrán según el sistema operativo actual, a diferencia del escenario 3 (cambio de bomba electro sumergible), en el que se buscara una bomba electro sumergible que permita producir un caudal aproximado al actual en donde al cambiar la bomba, también podrá ser modificado el número de etapas y su frecuencia operativa.

3.3.1. Rediseños propuestos

Una vez simulados los tres escenarios propuestos para cada uno de los pozos seleccionados, se obtuvieron los siguientes resultados:

- **Escenario variación de etapas:**

Para el escenario de variación del número de etapas, se mantuvo constante la frecuencia operativa de cada bomba electro sumergible, así como también la cantidad de bombas instaladas en cada pozo y su fabricante según su estado actual. Para los pozos evaluados, el número de etapas aumento o fue reducido según sea su rango de operación con el fin de tener un rango óptimo de operación.

- **Pozo C-1:** 2 bombas en operación pasando de 120 y 20 etapas a 80 y 80 correspondientemente.
- **Pozo C-2, C-3, Y-7, Y-10 y Y-19:** para estos pozos el número de etapas aumento en un rango entre 18 – 29 etapas.
- **Pozo Y-2:** al estar en Upthrust, el número de etapas fue reducido pasando de tener en sus tres bombas 83, 45 y 83 correspondientemente a 31 etapas para las 3 bombas electro sumergibles.
- **Pozo Y-4:** para que entrara en rango optimo se modificó solo la primera bomba pasando de tener 41 etapas a 100 etapas.

Tabla 4.

Escenario variación de etapas

ESCENARIO ETAPAS													
POZO	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	WATER RATE (BWPD)	BOMBA	NUMERO DE BOMBAS	RANGO DE BOMBA	FRECUENCIA (Hz)	ETAPAS				CONSUMO TOTAL HP	EFICIENCIA (%)
C-1	1690,7	255,29	1435,4	GC2200	2	1500 - 3000	49	80	80	-	-	88,177	67,753
C-2	417,54	400,84	16,702	D1050N	2	300 - 1650	60	126	126	-	-	52,599	45,573
C-3	219,13	205,98	13,148	FS400	2	180 - 525	41	120	120	-	-	8,788	45,152
Y-2	458,78	64,229	394,55	TD280	2	100 - 500	111	31	31	31		41,59	43,08
Y-4	647,14	394,76	252,38	D5-21	4	500 - 2100	49	100	100	100	100	63,007	49,106
Y-7	330	217,8	112,2	TD460	3	300 - 600	45	105	105	105	-	19,553	55,803
Y-10	668,78	581,84	86,941	TD800	2	540 - 1020	60	120	120	-	-	56,608	62,240
Y-19	568,64	562,95	5,6864	D1150N	3	400 - 1650	44	127	127	127	-	58,929	56,334

Nota. Resultados de simulación – escenario variación número de etapas.

- **Escenario variación de frecuencia:**

Para la variación de frecuencia, el número de etapas se mantuvo igual al estado actual del pozo, así como también la cantidad de bombas instaladas en cada pozo y su fabricante según su estado actual.

- **Pozo C-1:** paso de tener una frecuencia en sus 2 bombas de 49Hz a 50Hz y 60Hz correspondientemente.
- **Pozo C-2, C-3, Y-4, Y-7 Y Y-10:** para estos pozos la frecuencia operativa aumento en un rango de 3Hz – 9Hz.
- **Pozo Y-2:** para sus tres bombas operativas se redujo la frecuencia en 32Hz al ser el pozo que se encuentra en rangos de Upthrust.
- **Pozo Y-19:** para sus tres bombas operativas aumento su frecuencia inicialmente de 44Hz a 50Hz – 50Hz – 46Hz correspondientemente.

Tabla 5.

Escenario variación de frecuencia

ESCENARIO FRECUENCIA													
POZO	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	WATER RATE (BWPD)	BOMBA	NUMERO DE BOMBAS	RANGO DE BOMBA	FRECUENCIA (Hz)	ETAPAS				CONSUMO TOTAL HP	EFICIENCIA (%)
C-1	1692,8	255,61	1437,2	GC2200	2	1500 - 3000	50 - 60	120	20	-	-	88,685	66,075
C-2	406,32	390,07	16,253	D1050N	2	300 - 1650	65 - 65	105	105	-	-	54,298	42,289
C-3	310,7	292,06	18,642	FS400	2	180 - 525	50 - 50	100	100	-	-	13,197	46,127
Y-2	440,24	61,634	378,61	TD280	2	100 - 500	79 - 79 - 79	83	45	83		36,82	46,47
Y-4	555,87	339,08	216,79	D5-21	4	500 - 2100	52 - 52 - 52 - 52	41	100	100	100	62,286	42,872
Y-7	368,53	243,23	125,3	TD460	2	300 - 600	50 - 50	134	134	-	-	22,868	55,772
Y-10	711,52	619,02	92,498	TD800	2	540 - 1020	65 - 65	102	102	-	-	60,645	61,999
Y-19	588,67	582,78	5,8867	D1150N	3	400 - 1650	50 - 50 - 46	102	102	102	-	62,611	55,046

Nota. Resultados de simulación – escenario variación de frecuencia.

- **Escenario cambio de bomba:**

Para el escenario número 3 (cambio de bomba) se estandarizo el uso de 2 nuevas bombas electro sumergibles, así como también la frecuencia estándar de 60 Hz, debido a que, para los pozos evaluados, una sola bomba no era suficiente para levantar la columna de fluido que producían los pozos quedando estos sin producción alguna o su

consumo energético llegaba a ser muy elevado.

Tabla 6.

Escenario cambio de bomba

ESCENARIO CAMBIO DE BOMBA													
POZO	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	WATER RATE (BWPD)	BOMBA	NUMERO DE BOMBAS	RANGO DE BOMBA	FRECUENCIA	ETAPAS				CONSUMO TOTAL HP	EFICIENCIA (%)
C-1	1304,1	196,92	1107,2	DN1800	2	1200 - 2400	60	110	110	-	-	66,36	67,27
C-2	200,44	192,42	8,0176	W7	2	0 - 1186,96	60	158	158	-	-	31,66	36,80
C-3	136,24	128,07	8,1744	W2	2	0 - 365,22	60	80	80	-	-	5,82	42,66
Y-2	896,81	125,55	771,26	D1050N	2	300 - 1650	60	96	109	-	-	53,69	65,76
Y-4	204,07	124,48	79,587	DN440	2	100 - 550	60	123	123	-	-	29,497	33,038
Y-7	368,53	243,23	125,3	W7	2	0 - 1186,96	60	83	83	-	-	18,94	48,11
Y-10	373,13	324,62	48,507	D1050N	2	300 - 1650	60	97	98	-	-	39,80	42,14
Y-19	206,19	204,13	2,0619	W7	2	0 - 1186,96	60	143	143	-	-	28,87	37,50


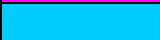


Nota. Resultados de simulación – escenario cambio de bomba.

3.4. Análisis de escenarios

La siguiente tabla permite identificar los escenarios simulados que se encontrarán posteriormente en las figuras donde se analizara el escenario actual con las simulaciones propuestas.

Tabla 7.

Identificación de escenarios

ESCENARIO	IDENTIFICADOR DE ESCENARIO	COLOR	
Actual	0	Rosa	
Cambio numero de etapas	1	Azul	
Cambio de frecuencia	2	Naranja	
Cambio de bomba	3	Verde	

Nota. Guía de identificación de escenarios.

Las figuras a continuación permitirán comparar el escenario actual de cada pozo con respecto al mejor escenario obtenido posterior a su simulación, en donde se logrará identificar el rango operativo de cada escenario, se compararán variables tales como: Flow rate, consumo total de Hp, la eficiencia de las bombas y su rango operativo. Dado a que la operación actual de los pozos seleccionados esta en rangos de Downthrust o Upthrust.

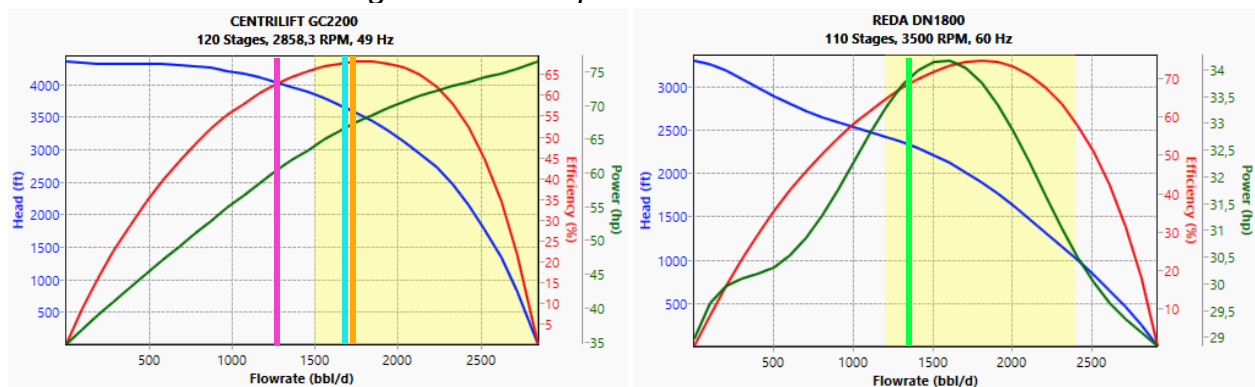
3.4.1. Análisis de escenarios Pozo C-1.

A diferencia del escenario actual en donde las bombas ESP se encuentran operando en Downthrust, tanto en el escenario 1 y 2, permiten aumentar el caudal de producción hasta dejarlo en un rango óptimo de operación siendo este de 1500 – 3000 bbl/d obteniendo un ligero aumento en la eficiencia de las mismas y un aumento en la producción de aceite de más de 50 bbl/d, sin embargo, al operar bajo un caudal óptimo, la energía consumida también aumenta ya que aunque aumenta la eficiencia operativa actual, esta no sería muy significativa (de 64,3% a 67%). Además de aumentar el caudal de aceite diario, la producción de agua estaría aumentando drásticamente debido a su corte de agua de alrededor de 84%, pasando de una producción de agua de 1098 bbl/ a aproximadamente 1440 bbl/d.

En cuanto al escenario 3, cambio de bomba, se logra observar que además de estar en rangos óptimos de operación, también hay una pequeña ventana de operación si se requiere disminuir la producción con tal de controlar el alto corte de agua, a su vez, se logra una eficiencia muy alta y un menor consumo energético manteniendo su producción actual.

Figura 28.

Curvas de rendimiento según escenario pozo C-1



Nota. Visualización de rangos operativos según escenarios.

Tabla 8.*Comparación y análisis de resultados pozo C-1*

COMPARACION ESCENARIOS								
POZO	ESCENARIO	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	WATER RATE (BWPD)	FRECUENCIA (Hz)	CONSUMO TOTAL HP	EFICIENCIA (%)	OPERACIÓN
C-1	Actual	1294,0	195,4	1098,6	49	70,7	64,3	Downthrust
	Etapas	1690,7	255,3	1435,4	49	88,2	67,8	En Rango
	Frecuencia	1692,8	255,6	1437,2	50 - 60	88,7	66,1	En Rango
	Cb. Bomba	1304,1	196,9	1107,2	60	66,4	67,3	En Rango

Nota. Compendio y análisis de simulaciones pozo C-1.

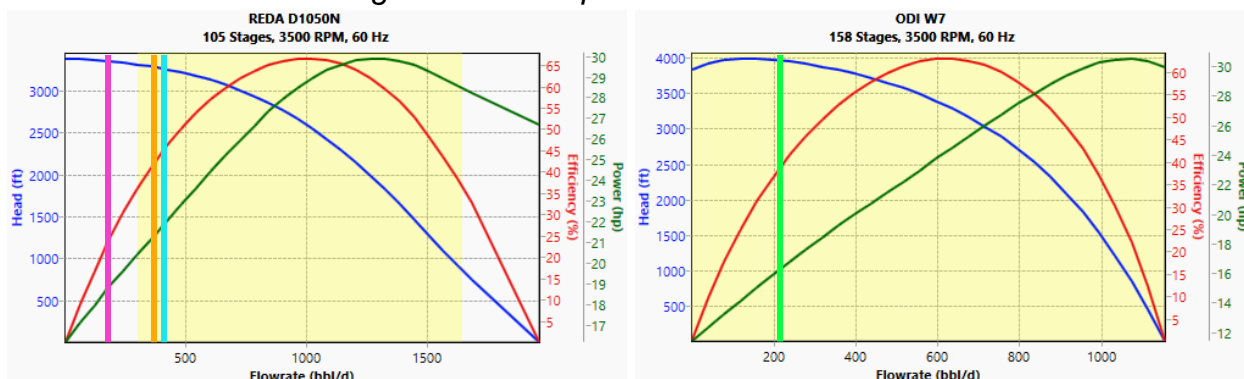
3.4.2. Análisis de escenarios Pozo C-2

El pozo C-2 actualmente se encuentra operando con dos bombas ESP, las cuales no solo cuentan con una muy baja eficiencia (19%), sino que también un alto consumo energético encontrándose en rangos de Downthrust, afectando de gran manera la vida útil de las bombas, así como también la vida del pozo al encontrarse produciendo por fuera de la envolvente operativa.

De acuerdo con la Figura 42, tanto en el escenario 1, en donde las 2 bombas aumentan en 21 etapas, como en el escenario 2, donde de una frecuencia operativa de 60 Hz pasa a operar con 65 Hz, se logra un estado operativo óptimo con valores similares en eficiencia (42 – 45%), en consumo energético y en su producción diaria, logrando trabajar dentro de la envolvente operativa trasladando el caudal operativo actual dentro del caudal para el que fueron diseñadas las bombas (300 – 1650 bbl/d). Por otra parte, al cambiar las bombas, la producción actual podría mantenerse con un consumo energético menor al actual teniendo un nuevo amplio rango operativo con capacidad de aumentar o disminuir producción según sea la necesidad operativa.

Figura 29.

Curvas de rendimiento según escenario pozo C-2



Nota. Visualización de rangos operativos según escenarios.

Tabla 9.

Comparación y análisis de resultados pozo C-2

COMPARACION ESCENARIOS								
POZO	ESCENARIO	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	WATER RATE (BWPD)	FRECUENCIA (Hz)	CONSUMO TOTAL HP	EFICIENCIA (%)	OPERACIÓN
C-2	Actual	144,0	138,2	5,8	60	43,7	19,0	Downthrust
	Etapas	417,5	400,8	16,7	60	52,6	45,6	En Rango
	Frecuencia	406,3	390,1	16,3	65	54,3	42,3	En Rango
	Cb. Bomba	200,4	192,4	8,0	60	31,7	36,8	En Rango

Nota. Compendio y análisis de simulaciones pozo C-2.

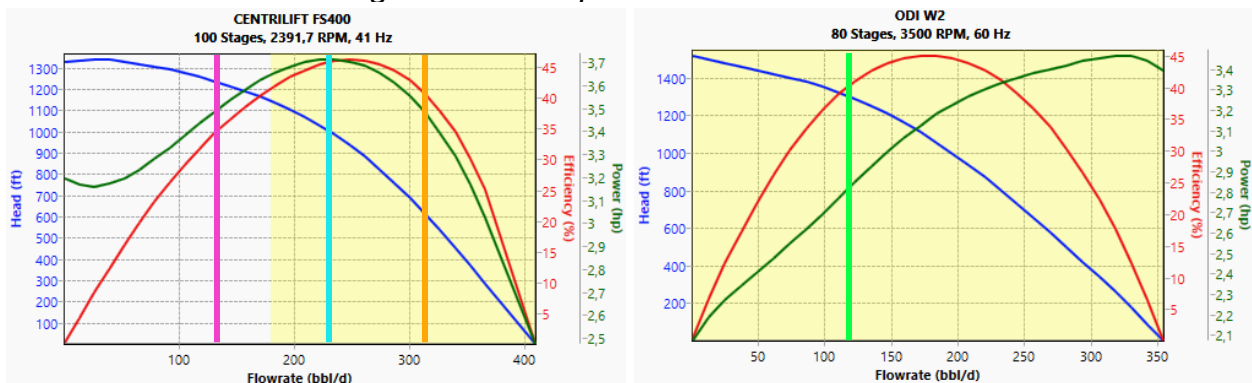
3.4.3. Análisis de escenarios Pozo C-3

Las bombas ESP actuales del pozo, operan bajo una eficiencia baja (29,9%), la cual, no solo desaprovecha el potencial sus bombas, sino que también el potencial del pozo, ya que, el caudal pudiese aumentar al punto de que las bombas trabajen dentro de su rango óptimo de operación, debido a que con un corte de agua bajo, la producción de aceite se vería bastante beneficiada, no obstante, el corte de agua seguiría siendo un valor importante a monitorear. Tanto el escenario 1 como el 2, pasarían a trabajar bajo un rango óptimo de operación, sin embargo, el escenario 1 aumentando 20 etapas por bomba, la eficiencia (45,2%) de las bombas trabajando en un rango optimo con un consumo menor al actual, produciendo alrededor de 90 bbl/d de aceite más, mientras que el escenario 2 aumentando la frecuencia 9 Hz, presenta un consumo un poco mayor

con una eficiencia similar (46,1%) pero, con una producción de aceite de 160 bbl/d de más con respecto a la producción actual. Respecto al escenario 3 al cambiar las bombas, la ventana operativa sería aún mucho mayor ya que la producción actual podría mantenerse, aumentar o reducirse según sea la necesidad operativa con una eficiencia similar al escenario 1 y 2 pero con un consumo energético menor.

Figura 31.

Curvas de rendimiento según escenario pozo C-3



Nota. Visualización de rangos operativos según escenarios.

Tabla 10.

Comparación y análisis de resultados pozo C-3

COMPARACION ESCENARIOS								
POZO	ESCENARIO	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	WATER RATE (BWPD)	FRECUENCIA (Hz)	CONSUMO TOTAL HP	EFICIENCIA (%)	OPERACIÓN
C-3	Actual	121,0	113,7	7,3	41	6,9	29,9	Downthrust
	Etapas	219,1	206,0	13,1	41	8,8	45,2	En Rango
	Frecuencia	310,7	292,1	18,6	50	13,2	46,1	En Rango
	Cb. Bomba	136,2	128,1	8,2	60	5,8	42,7	En Rango

Nota. Compendio y análisis de simulaciones pozo C-3.

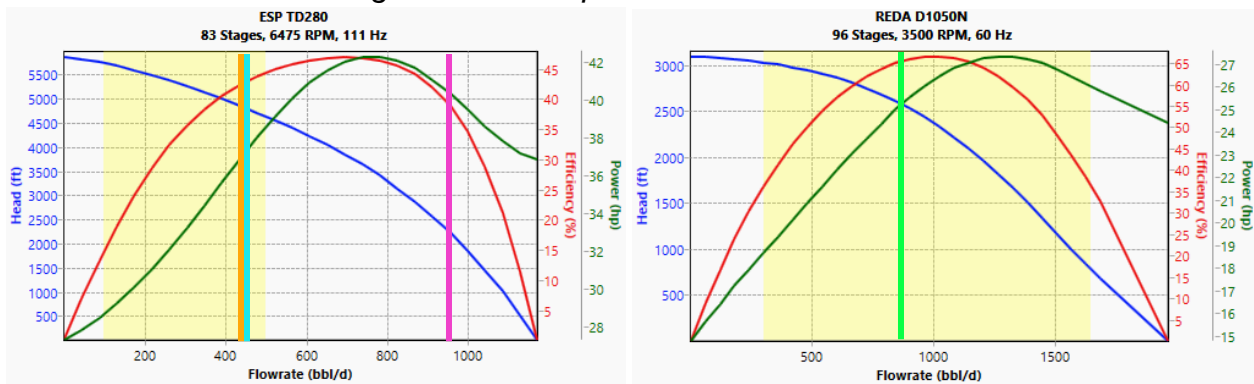
3.4.4. Análisis de escenarios Pozo Y-2

Según en funcionamiento actual de las bombas, estas requieren de un mayor esfuerzo ya que trabajan a una baja eficiencia y producen un caudal mucho más alto ocasionando un aumento en u consumo energético, a su vez, al sobre exigir el pozo, el corte de agua podría ir en aumento ya que, en su estado actual, este, es de alrededor del 86%. Con el escenario 1, se reducen las etapas a 31 por bomba hasta llegar a un rango óptimo de

operación mientras que en el escenario 2, su frecuencia operativa es reducida hasta los 79 Hz. En ambos escenarios, el caudal de producción diario estaría reducido con el fin de que las bombas entren en un rango óptimo de operación al no verse sobre exigidas y su consumo energético sería mucho menor al trabajar con una eficiencia operativa más alta, sin embargo, la reducción de producción de aceite diaria caería aproximadamente a la mitad, pero a su vez, se estaría reduciendo ese riesgo de aumentar el corte de agua actual del pozo. Por otro lado, el escenario 3 permite mantener la producción actual, dejando una ventana de operación alta en caso de querer aumentar o reducir la producción según el requerimiento o dependiendo como se comporte el corte de agua teniendo una alta eficiencia en las bombas y un bajo consumo energético.

Figura 32.

Curvas de rendimiento según escenario pozo Y-2



Nota. Visualización de rangos operativos según escenarios.

Tabla 11.

Comparación y análisis de resultados pozo Y-2

COMPARACION ESCENARIOS								
POZO	ESCENARIO	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	WATER RATE (BWPD)	FRECUENCIA (Hz)	CONSUMO TOTAL HP	EFICIENCIA (%)	OPERACIÓN
Y-2	Actual	950,0	133,0	817,0	111	101,7	39,3	Upthrust
	Etapas	458,8	64,2	394,6	111	41,6	43,1	En Rango
	Frecuencia	440,2	61,6	378,6	79	36,8	46,5	En Rango
	Cb. Bomba	896,8	125,6	771,3	60	53,7	65,8	En Rango

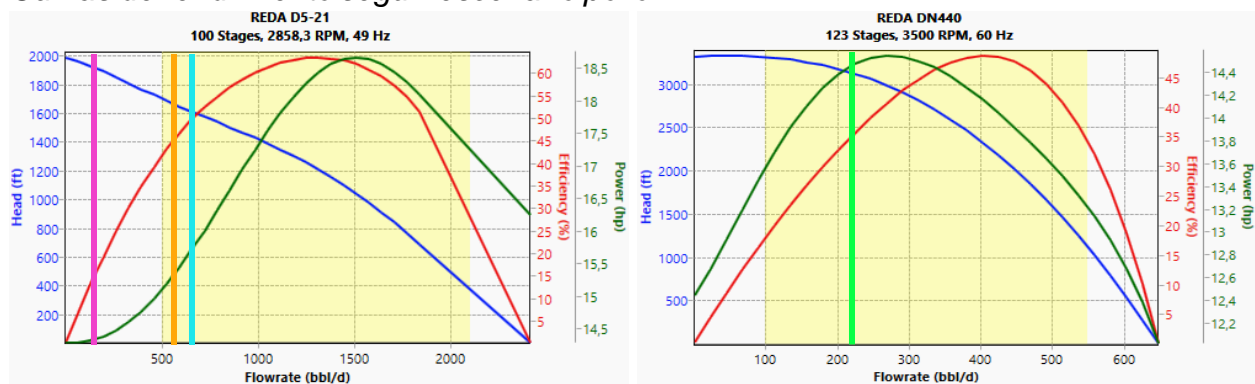
Nota. Compendio y análisis de simulaciones pozo Y-2.

3.4.5. Análisis de escenarios Pozo Y-4

Según el análisis nodal del pozo, el escenario actual se encuentra dentro de la envolvente operativa, sin embargo, las bombas se encuentran operando en un rango de Downthrust por lo que, al tener una baja eficiencia en las 4 bombas operativas, se pierde tanto el potencial que puede entregar el pozo como la efectividad de las bombas electro sumergibles. El escenario 1 permitiría que el caudal de producción entrara en rangos óptimos de operación realizando una modificación de etapas en solo 1 de sus 4 bombas actuales (la más superficial) pasando de 41 etapas a 100 etapas. Con el escenario 2, la frecuencia operativa aumentaría 3 Hz logrando que el caudal operativo entre en rangos óptimos de operación. En ambos escenarios el consumo total de Hp es similar, sin embargo, la eficiencia en el escenario 1 es 5% mayor, por lo que se tendría un consumo energético menor. El escenario 3, al tener un nuevo rango operativo, permitiría mantener la producción actual dejando una ventana de operación mucho más amplia en caso de que el corte de agua aumentara (corte de agua de 39%) y a su vez reportaría un menor consumo energético comparado con los demás escenarios.

Figura 33.

Curvas de rendimiento según escenario pozo Y-4



Nota. Visualización de rangos operativos según escenarios.

Tabla 12.*Comparación y análisis de resultados pozo Y-4*

COMPARACION ESCENARIOS								
POZO	ESCENARIO	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	WATER RATE (BWPD)	FRECUENCIA (Hz)	CONSUMO TOTAL HP	EFICIENCIA (%)	OPERACIÓN
Y-4	Actual	110,0	67,1	42,9	49	48,3	12,8	Downthrust
	Etapas	647,1	394,8	252,4	49	63,0	49,1	En Rango
	Frecuencia	555,9	339,1	216,8	52	62,3	42,9	En Rango
	Cb. Bomba	204,1	124,5	79,6	60	29,5	33,0	En Rango

Nota. Compendio y análisis de simulaciones pozo Y-4.

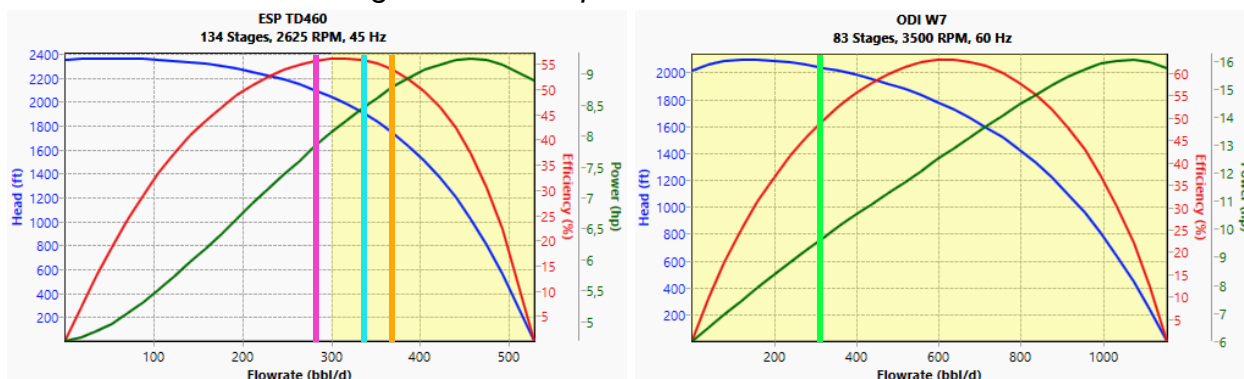
3.4.6. Análisis de escenarios Pozo Y-7

De acuerdo con la Figura 47, con los escenarios 1 y 2, se obtienen resultados similares al sistema actual, debido a que el sistema actual aunque se encuentra fuera del rango óptimo de operación, este se encuentra muy cerca del mismo, sin embargo, el escenario 2 permite retirar de su funcionamiento a la bomba electro sumergible más profunda debido a que esta solo aporta 16 etapas, mientras que el escenario 1, las 3 bombas en funcionamiento deben ser modificadas para tener 100 etapas cada una, modificaciones que puede incurrir en un gasto económico mayor. Sin embargo, al implementar el escenario 1 o 2, la producción diaria se vería beneficiada con alrededor de 30 bbl/d más, con un corte de agua no muy elevado (34%).

Según los resultados del escenario 3, el consumo energético no sería el ideal, debido a que, aunque tiene un consumo total de Hp más bajo que el escenario 1 y 2, la eficiencia de las bombas es de un 7% menor, por lo que la implementación de las nuevas bombas sería muy poco eficiente, sin embargo, la ventana operativa sería mucho mayor en caso tal de que el corte de agua aumentara.

Figura 34.

Curvas de rendimiento según escenario pozo Y-7



Nota. Visualización de rangos operativos según escenarios.

Tabla 13.

Comparación y análisis de resultados pozo Y-7

COMPARACION ESCENARIOS								
POZO	ESCENARIO	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	WATER RATE (BWPD)	FRECUENCIA (Hz)	CONSUMO TOTAL HP	EFICIENCIA (%)	OPERACIÓN
Y-7	Actual	290,0	191,4	98,6	45	16,6	54,2	Downthrust
	Etapas	330,0	217,8	112,2	45	19,6	55,8	En Rango
	Frecuencia	368,5	243,2	125,3	50	22,9	55,8	En Rango
	Cb. Bomba	305,2	201,4	103,8	60	18,9	48,1	En Rango

Nota. Compendio y análisis de simulaciones pozo Y-7.

3.4.7. Análisis de escenarios Pozo Y-10

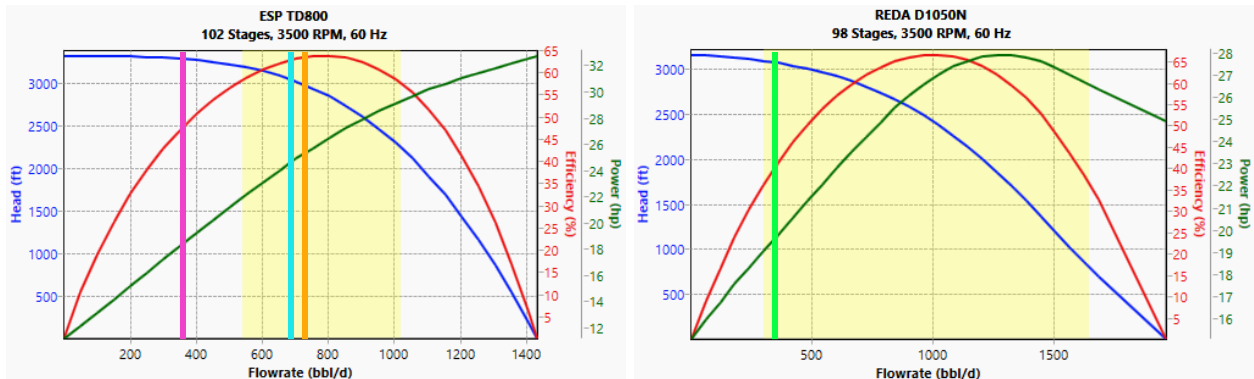
Actualmente el pozo Y-10 se encuentra operando por fuera del rango óptimo de operación encontrándose en Downthrust, sin embargo, según los resultados obtenidos del escenario 1 y 2, el consumo energético en el escenario actual sería menor a estos dos, no obstante, el caudal de producción aumentaría llegando a producir alrededor de 254 bbl/d de aceite más en el escenario 1 aumentando el número de etapas en 18 para cada bomba electro sumergible y alrededor de 290 bbl/d de aceite más en el escenario 2 aumentando en 5 Hz la frecuencia actual, aprovechando que el corte de agua para el pozo no es muy elevado (corte de agua de 13%).

Con la implementación de nuevas bombas tanto el consumo energético como la eficiencia de las bombas no sería el mejor ya que, aunque se reduce el consumo total de

Hp, también la eficiencia pasa a ser menor que la eficiencia del sistema actual siempre y cuando se quiera mantener la producción actual, sin embargo, la ventana operativa es mucho mayor si se requiere un aumento en la producción en la cual, al aumentar su producción su eficiencia energética lograría ser mayor.

Figura 35.

Curvas de rendimiento según escenario pozo Y-10



Nota. Visualización de rangos operativos según escenarios.

Tabla 14.

Comparación y análisis de resultados pozo Y-10

COMPARACION ESCENARIOS								
POZO	ESCENARIO	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	WATER RATE (BWPD)	FRECUENCIA (Hz)	CONSUMO TOTAL HP	EFICIENCIA (%)	OPERACIÓN
Y-10	Actual	376,0	327,1	48,9	60	38,2	46,1	Downthrust
	Etapas	668,8	581,8	86,9	60	56,6	62,2	En Rango
	Frecuencia	711,5	619,0	92,5	65	60,6	62,0	En Rango
	Cb. Bomba	373,1	324,6	48,5	60	39,8	42,1	En Rango

Nota. Compendio y análisis de simulaciones pozo Y-10.

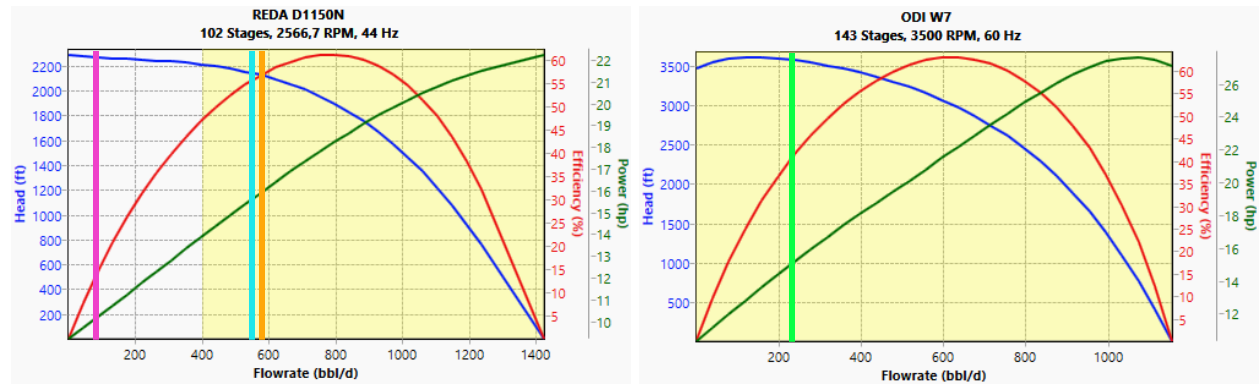
3.4.8. Análisis de escenarios Pozo Y-19

Como se logra observar en la Figura 49, la producción actual se encuentra muy lejos del rango óptimo de operación de las ESP con una eficiencia muy baja (21,3%) incurriendo en un desgaste rápido de las bombas afectando su vida útil y generando un alto consumo energético, desaprovechando ampliamente la operatividad de las bombas al igual que

impactando de manera negativa el pozo al estar produciendo por fuera de su envolvente operativa. Tanto en el escenario 1 como en el 2, se obtienen valores similares en cuanto eficiencia (55.5%) y en cuanto a producción diaria, logrando trasladar su operación actual de Downthrust a un rango operativo óptimo (400 – 1650 bbl/d), sin embargo, el escenario 2 presenta un ligero consumo energético mayor al aumentar su frecuencia operativa. Aunque ambos escenarios (1 y 2) se encuentren dentro de la envolvente operativa, su operación deberá ser controlada ya que estos se encuentran dentro de la envolvente operativa cerca al límite de Drawdown. Con un cambio de bomba, el consumo energético sería mucho menor y se mantendría su producción actual logrando una nueva envolvente operativa, con una ventana operativa amplia logrando aprovechar ese bajo corte de agua del pozo.

Figura 36.

Curvas de rendimiento según escenario pozo Y-19



Nota. Visualización de rangos operativos según escenarios.

Tabla 15.

Comparación y análisis de resultados pozo Y-19

COMPARACION ESCENARIOS								
POZO	ESCENARIO	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	WATER RATE (BWPD)	FRECUENCIA (Hz)	CONSUMO TOTAL HP	EFICIENCIA (%)	OPERACIÓN
Y-19	Actual	144,0	142,6	1,4	44	32,5	21,3	Downthrust
	Estapas	568,6	563,0	5,7	44	58,9	56,3	En Rango
	Frecuencia	588,7	582,8	5,9	50 - 50 - 46	62,6	55,0	En Rango
	Cb. Bomba	206,2	204,1	2,1	60	28,9	37,5	En Rango

Nota. Compendio y análisis de simulaciones pozo Y-19.

3.5. Selección del mejor escenario

De acuerdo a los escenarios planteados, será seleccionado el escenario que técnicamente su implementación sea más simple y que económicamente represente un mayor beneficio, así como también se tendrá, en cuenta que el nuevo caudal de producción se encuentre entre los rangos óptimos de cada una de las bombas electro sumergibles.

Dentro de los factores importantes para seleccionar el mejor escenario, se tendrá en cuenta el consumo energético diario de la implementación del mismo el cual será calculado para cada uno según las siguientes formulas:

- **Factor de potencia (PF):** “se define como la relación entre la potencia activa (kW) usada en un sistema y la potencia aparente (kVA) que se obtiene de las líneas de alimentación” [13]. Es calculado según los parámetros operativos de los motores, los cuales, son los encargados de entregar trabajo a las bombas electro sumergibles, por lo que es el cálculo de la cantidad de energía eléctrica que se ha convertido en trabajo [14].

$$\text{Factor de potencia} = \frac{P}{\sqrt{3} * V * I}$$

Nota. Calculo del factor de potencia. [15]

En donde:

P (w): valor de energía consumida/Horsepower del motor.

V (v): voltaje entre fases que requiere el equipo eléctrico.

I (amp): corriente del equipo.

- **Voltaje:** permitirá conocer el voltaje requerido por las bombas electro sumergibles el cual será emitido por el motor para así una vez calculado [16], se podrá conocer el consumo energético diario de las bombas instaladas en el sistema.

$$\text{Voltaje} = \frac{746 * Hp}{\left(\frac{n}{100}\right) * PF * I * 1,733}$$

Nota. Calculo del voltaje requerido por la bomba electro sumergible. [17]

En donde:

V (v): voltaje entre fases que requiere el equipo eléctrico.

Hp: medida de potencia de las bombas electro sumergibles.

n (%): eficiencia operativa de las bombas electro sumergibles.

PF (%): factor de potencia expresado como eficiencia energética.

I (amp): corriente del equipo.

- **Consumo energético diario:** expresado como KW/h, hace referencia al consumo energético del motor producto de entregar la energía necesaria a las bombas electro sumergibles para su optima operación, este consumo energético es calculado para equipos trifásicos y de corriente alterna, expresado bajo la siguiente formula:

$$kW = \frac{\sqrt{3} * V * I * PF}{1000}$$

Nota. Calculo del voltaje requerido. [16]

En donde:

kW (KW/h): kilowatts por hora – valor de medición de la energía consumida.

V (v): voltaje entre fases que requiere el equipo eléctrico.

I (amp): corriente del equipo.

PF (%): factor de potencia expresado como eficiencia energética.

Una vez calculado los valores de consumo energético por día para cada escenario, se obtiene la siguiente tabla:

Tabla 16

Resultados de consumo energético por día según escenario

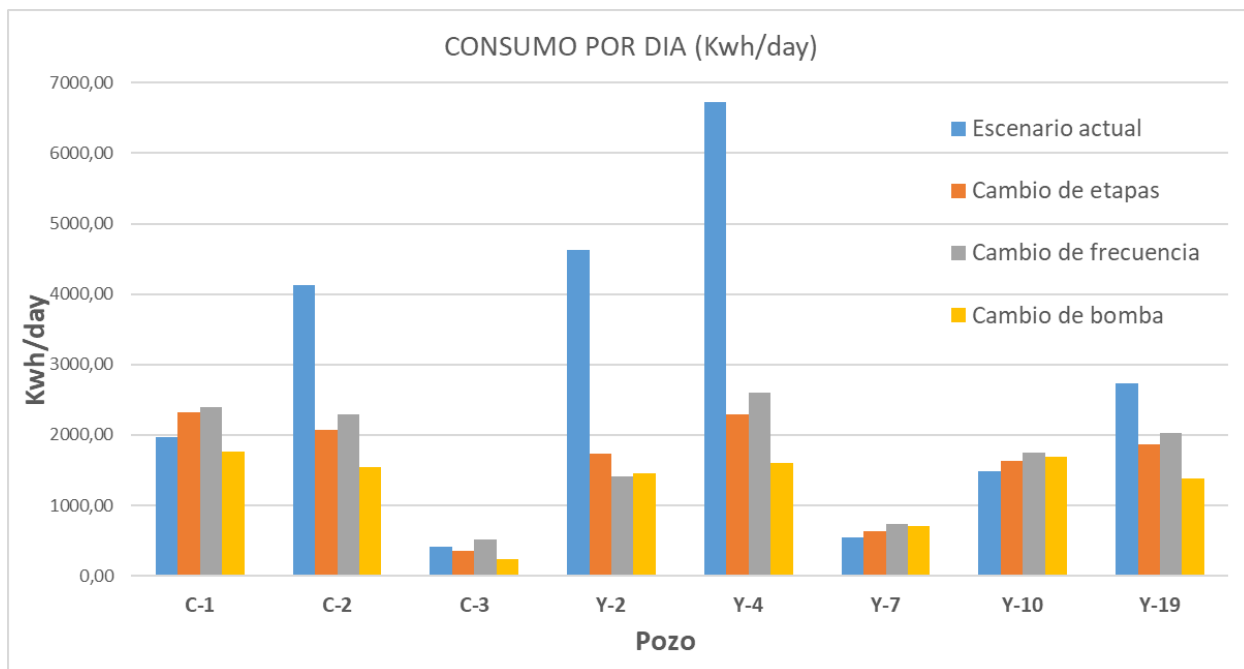
RESULTADOS SIMULACIÓN DE ESCENARIOS								
POZO	ESCENARIO	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	WATER RATE (BWPD)	AMPERAJE (Amps)	VOLTAJE (Volts)	WATTS (Kw)	CONSUMO POR DIA (Kwh/day)
C-1	0	1294,0	195,4	1098,6	84,0	846,0	82,0	1968,1
	1	1690,7	255,3	1435,4	84,0	1001,1	97,0	2328,9
	2	1692,8	255,6	1437,2	84,0	1032,4	100,1	2401,7
	3	1304,1	196,9	1107,2	84,0	737,1	71,4	1714,7
C-2	0	144,0	138,2	5,8	27,0	5523,4	172,0	4128,1
	1	417,5	400,8	16,7	27,0	2763,4	86,1	2065,3
	2	406,3	390,1	16,3	27,0	3074,2	95,7	2297,6
	3	200,4	192,4	8,0	27,0	2059,5	64,1	1539,2
C-3	0	121,0	113,7	7,3	41,0	360,2	17,2	411,6
	1	219,1	206,0	13,1	41,0	304,8	14,5	348,3
	2	310,7	292,1	18,6	41,0	448,0	21,3	511,9
	3	136,2	128,1	8,2	41,0	213,8	10,2	244,3
Y-2	0	950,0	133,0	817,0	39,0	4075,4	193,0	4631,5
	1	458,8	64,2	394,6	39,0	1520,1	72,0	1727,5
	2	440,2	61,6	378,6	39,0	1247,6	59,1	1417,8
	3	896,8	125,6	771,3	39,0	1285,6	60,9	1461,0
Y-4	0	110,0	67,1	42,9	28,0	8569,7	280,4	6729,8
	1	647,1	394,8	252,4	28,0	2923,7	95,7	2296,0
	2	555,9	339,1	216,8	28,0	3310,5	108,3	2599,8
	3	204,1	124,5	79,6	28,0	2034,4	66,6	1597,6
Y-7	0	290,0	191,4	98,6	55,5	351,7	22,8	547,1
	1	330,0	217,8	112,2	55,5	403,1	26,1	627,0
	2	368,5	243,2	125,3	55,5	471,7	30,6	733,7
	3	305,2	201,4	103,8	55,5	452,9	29,4	704,5
Y-10	0	376,0	327,1	48,9	29,5	1745,3	61,9	1484,4
	1	668,8	581,8	86,9	29,5	1913,4	67,8	1627,5
	2	711,5	619,0	92,5	29,5	2057,9	72,9	1750,3
	3	373,1	324,6	48,5	29,5	1987,2	70,4	1690,3
Y-19	0	144,0	142,6	1,4	39,0	2402,1	113,7	2729,9
	1	568,6	563,0	5,7	39,0	1647,1	78,0	1871,9
	2	588,7	582,8	5,9	39,0	1790,9	84,8	2035,3
	3	206,2	204,1	2,1	39,0	1212,4	57,4	1377,8

Nota. Recopilación de resultados por pozo de cada escenario evaluado, en relación al consumo energético.

La tabla anterior permite la creación de gráficos en relación al consumo energético diario y la producción diaria tanto de aceite como de agua de cada uno de los pozos seleccionados:

Figura 38.

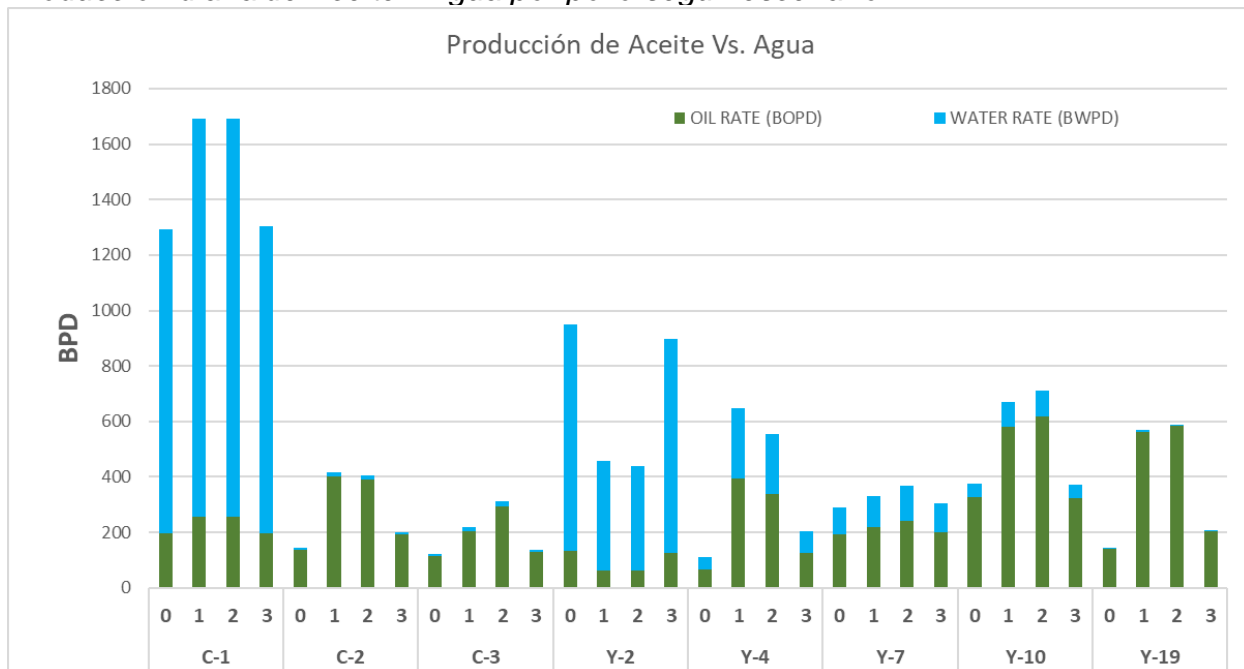
Consumo energético por día de cada pozo



Nota. Visualización de la comparación de consumo energético por pozo con respecto al escenario actual y los escenarios planteados.

Figura 37.

Producción diaria de Aceite - Agua por pozo según escenario



Nota. Visualización del diferencial de producción diaria de producción de aceite y agua por pozo, en donde los escenarios; (0) actual, (1) etapas, (2) frecuencia y (3) cambio de bomba.

Por medio de la Figura 51, se logra observar cuales son los pozos en los que el consumo energético se ve reducido (62,5%), así como también, los pozos en los que, al implementar los escenarios propuestos, el consumo energético se eleva ligeramente.

Respecto a la Figura 50, permite conocer que la optimización de la producción diaria se ve beneficiada al implementar los escenarios planteados, sin embargo, los pozos con altos cortes de agua, será poco viable la implementación de escenarios que aumenten la producción diaria, para así evitar un mayor caudal de agua y un aumento en el corte de agua. Para el pozo Y-2 se presenta dos escenarios especiales ya que, al variar las etapas o la frecuencia, la producción diaria se ve reducida, esto, producto de que las bombas electro sumergibles del pozo se encuentran en Upthrust, sin embargo, el consumo energético disminuye más del 50%. En los pozos Y-7 y Y-10, se logra un incremento en la producción diaria para los tres escenarios propuestos, sin embargo, el consumo energético tiende a elevarse moderadamente.

Tabla 17.

Comparación de mejores escenarios seleccionados Vs. actuales

COMPARACIÓN DE ESCENARIOS							
POZO	ESCENARIO	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	WATER RATE (BWPD)	EFICIENCIA (%)	OPERACIÓN	CONSUMO POR DIA (Kwh/day)
C-1	0	1294,0	195,4	1098,6	64,3	Downthrust	1968,1
	3	1304,1	196,9	1107,2	68,0	En Rango	1714,7
C-2	0	144,0	138,2	5,8	19,0	Downthrust	4128,1
	1	417,5	400,8	16,7	45,6	En Rango	2065,3
C-3	0	121,0	113,7	7,3	29,9	Downthrust	411,6
	2	310,7	292,1	18,6	46,1	En Rango	511,9
Y-2	0	950,0	133,0	817,0	39,3	Upthrust	4631,5
	3	896,8	125,6	771,3	65,8	En Rango	1461,0
Y-4	0	110,0	67,1	42,9	12,8	Downthrust	6729,8
	2	555,9	339,1	216,8	42,9	En Rango	2599,8
Y-7	0	290,0	191,4	98,6	54,2	Downthrust	547,1
	2	368,5	243,2	125,3	55,8	En Rango	733,7
Y-10	0	376,0	327,1	48,9	46,1	Downthrust	1484,4
	1	668,8	581,8	86,9	62,2	En Rango	1627,5
Y-19	0	144,0	142,6	1,4	21,3	Downthrust	2729,9
	2	588,7	582,8	5,9	55,0	En Rango	2035,3

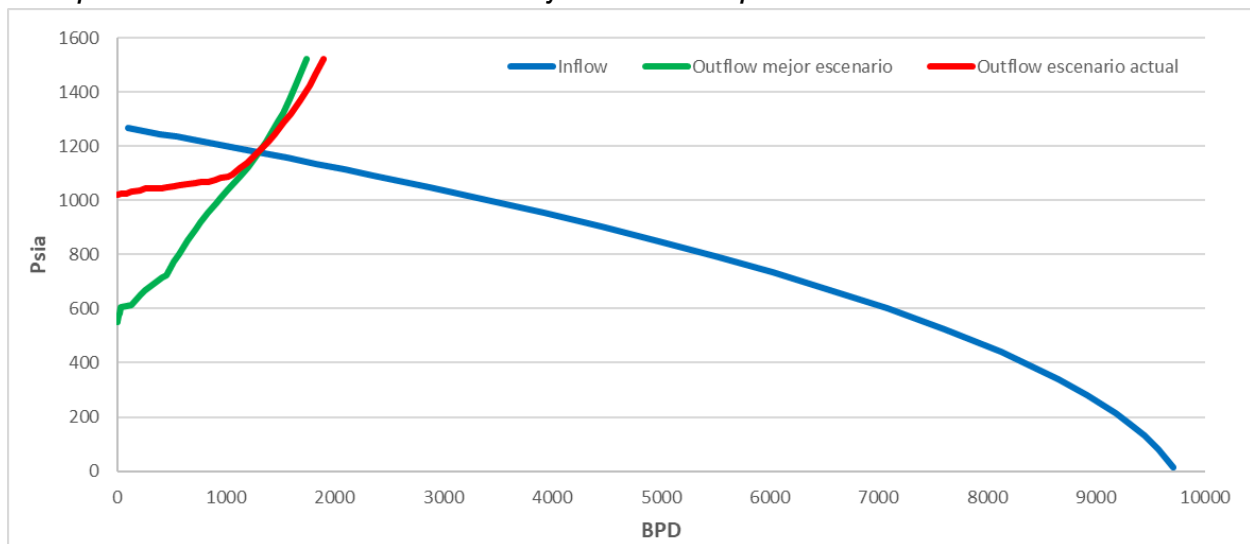
Nota. Indica los mejores escenarios escogidos y que son comparados con respecto al sistema actual.

3.5.1. Mejor escenario pozo C-1

Para mejorar las condiciones operativas del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible del pozo C-1 se seleccionó el escenario de cambio de bomba, debido a que representa un menor consumo energético (1714Kwh/day) lo que a largo plazo generará una mayor rentabilidad con respecto a los demás escenarios planteados y al estado actual de la bomba GC2200 instalada debido a que se encuentra trabajando bajo un subdimensionamiento que genera un mayor desgaste; de igual manera los parámetros operacionales del pozo permiten que la nueva bomba (DN1800) trabaje dentro de su rango óptimo permitiendo así, una mejor eficiencia (68%) y que la producción se mantenga similar a la actual pero funcionando bajo condiciones de trabajo más óptimas. Con la nueva configuración del pozo bajo el escenario elegido el consumo energético del sistema BES se verá reducido en un 12,88% y la eficiencia mejorará en un 5,75% con respecto al estado actual del pozo.

Figura 39.

Comparación escenario actual Vs. Mejor escenario pozo C-1



Nota. Identificación de los Análisis nodales; sistema actual – mejor escenario.

Tabla 18.

Comparación escenario actual Vs. Mejor escenario pozo C-1

COMPARACIÓN DE ESCENARIOS							
ESCENARIO	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	WATER RATE (BWPD)	BOMBA	EFICIENCIA (%)	OPERACIÓN	CONSUMO POR DIA (Kwh/day)
0	1294,0	195,4	1098,6	GC2200	64,3	Downthrust	1968,1
3	1304,1	196,9	1107,2	DN1800	68,0	En Rango	1714,7

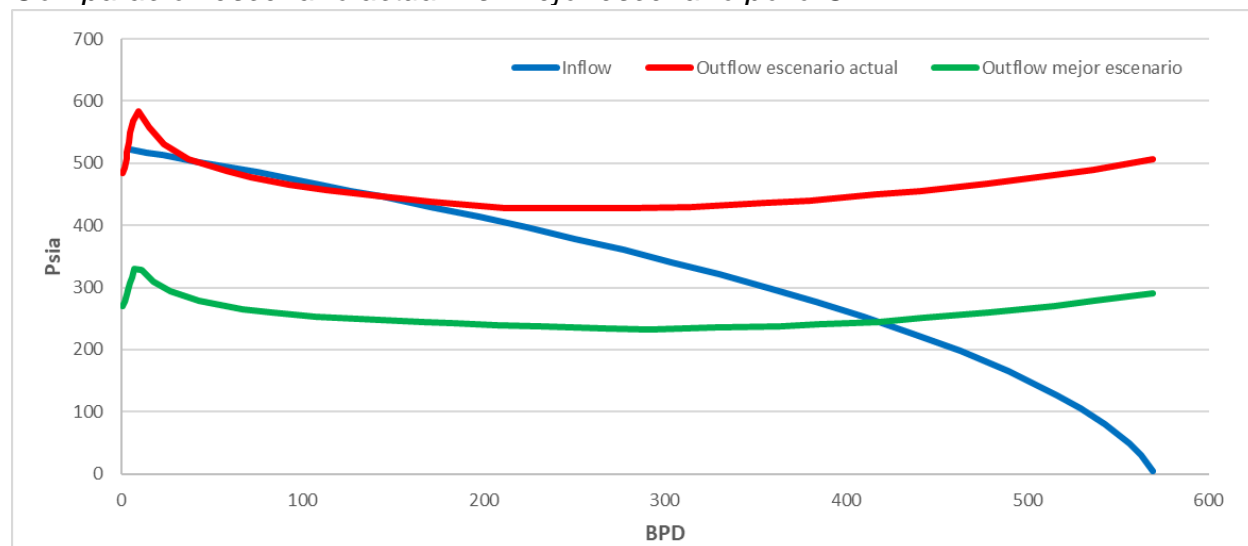
Nota. Análisis de eficiencia y consumo energético pozo C-1.

3.5.2. Mejor escenario pozo C-2

Para mejorar las condiciones operativas del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible del pozo C-2 se seleccionó el escenario de cambio de número de etapas, el cual representa una mejoría en la eficiencia de la bomba (45,6%) y un menor consumo energético (2065,3 Kwh/day) lo que a largo plazo generará una mayor rentabilidad con respecto a los demás escenarios planteados. Con el nuevo caudal de producción la bomba D1050N que se encuentra trabajando bajo condiciones de subdimensionamiento entrará en su rango operativo óptimo evitando un mayor desgaste.

Figura 40.

Comparación escenario actual Vs. Mejor escenario pozo C-2



Nota. Identificación de los Análisis nodales; sistema actual – mejor escenario.

Con la nueva configuración del pozo bajo el escenario elegido el consumo energético del sistema BES se verá reducido en un 49,07% y la eficiencia mejorará en un 140% con respecto al estado actual del pozo.

Tabla 19.

Comparación escenario actual Vs. Mejor escenario pozo C-2

COMPARACIÓN DE ESCENARIOS							
ESCENARIO	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	WATER RATE (BWPD)	ETAPAS (STG)	EFICIENCIA (%)	OPERACIÓN	CONSUMO POR DIA (Kwh/day)
0	144,0	138,2	5,8	120 - 20	19,0	Downthrust	4128,1
1	417,5	400,8	16,7	80 - 80	45,6	En Rango	2065,3

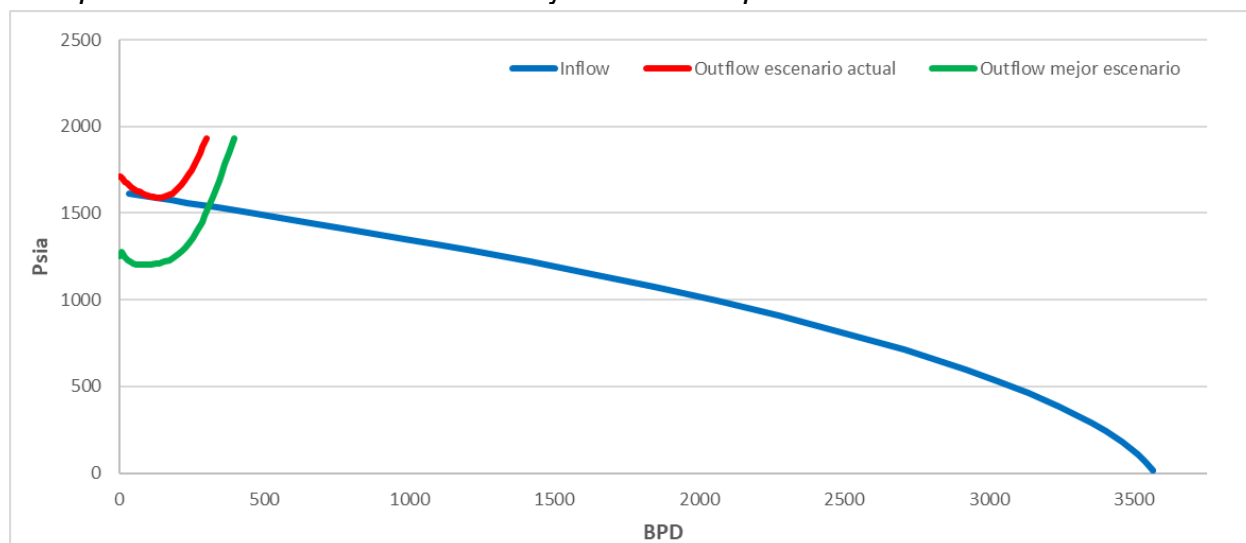
Nota. Análisis de eficiencia y consumo energético pozo C-2.

3.5.3. Mejor escenario pozo C-3

Para mejorar las condiciones operativas del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible del pozo C-3 se eligió el escenario de cambio de la frecuencia operativa de la bomba, el cual representa una mejoría en la eficiencia de la bomba (46,1%) y un caudal de producción mayor (310,7 BPD) lo que permite compensar la diferencia energética entre este escenario y el estado actual del pozo lo cual generará una mayor rentabilidad a largo plazo con respecto a los demás escenarios planteados. Con el nuevo caudal de producción la bomba FS400 que se encuentra trabajando bajo condiciones de subdimensionamiento entrará en su rango operativo óptimo evitando un mayor desgaste. Con la nueva configuración del pozo bajo el escenario elegido el consumo energético del sistema BES aumenta un 24,36% pero el caudal de producción mejorará en un 156,77% y la eficiencia aumentará en un 54,18% lo cual permitirá obtener una mayor rentabilidad en el proyecto con respecto al estado actual del pozo.

Figura 41.

Comparación escenario actual Vs. Mejor escenario pozo C-3



Nota. Identificación de los Análisis nodales; sistema actual – mejor escenario.

Tabla 20.

Comparación escenario actual Vs. Mejor escenario pozo C-3

COMPARACIÓN DE ESCENARIOS							
ESCENARIO	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	WATER RATE (BWPD)	FRECUENCIA (Hz)	EFICIENCIA (%)	OPERACIÓN	CONSUMO POR DIA (Kwh/day)
0	121,0	113,7	7,3	41 - 41	29,9	Downthrust	411,6
2	310,7	292,1	18,6	50 - 50	46,1	En Rango	511,9

Nota. Análisis de eficiencia y consumo energético pozo C-3.

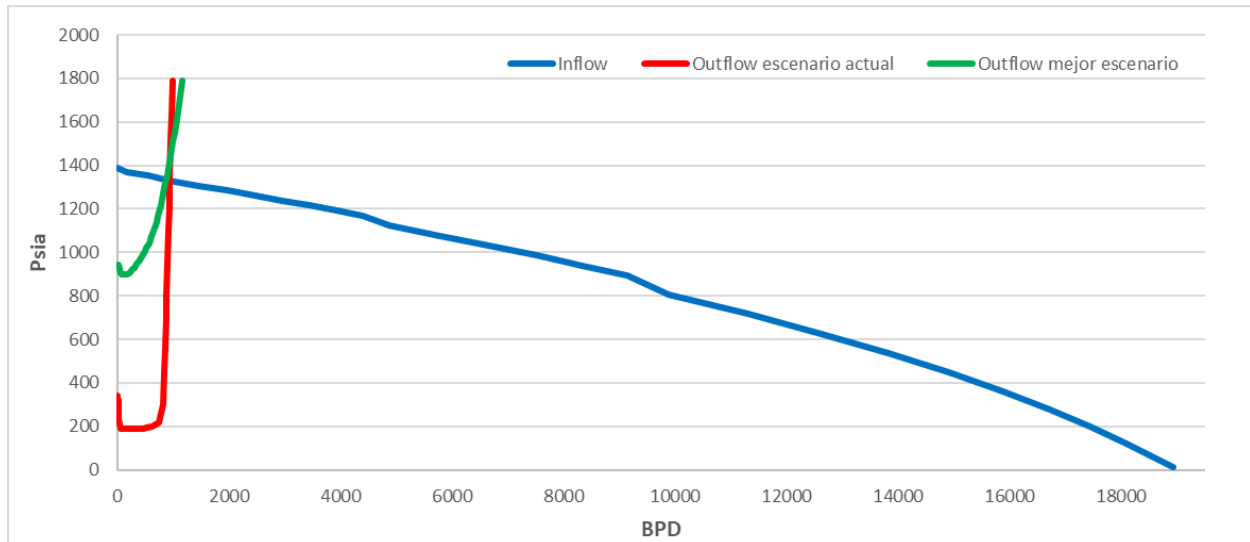
3.5.4. Mejor escenario pozo Y-2

Para mejorar las condiciones operativas del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible del pozo Y-2 se seleccionó el escenario de cambio de bomba, debido a que representa un reducción notoria en cuanto a su consumo energético (1461Kwh/day) lo que permitirá obtener una mayor rentabilidad con respecto a los demás escenarios planteados y al estado actual de la bomba TD280 instalada debido a que se encuentra trabajando bajo un sobredimensionamiento que genera un mayor desgaste. Los parámetros operacionales del pozo permiten que la nueva bomba (D1050N) trabaje dentro de su rango optimo permitiendo así, una mejor eficiencia (65,8%) y que la

producción se mantenga similar a la actual, pero funcionando bajo condiciones de trabajo más óptimas. Con la nueva configuración del pozo bajo el escenario elegido el consumo energético del sistema BES se verá reducido en un 68,46% y la eficiencia mejorará en un 67,43% con respecto al estado actual del pozo.

Figura 42.

Comparación escenario actual Vs. Mejor escenario pozo Y-2



Nota. Identificación de los Análisis nodales; sistema actual – mejor escenario.

Tabla 21.

Comparación escenario actual Vs. Mejor escenario pozo Y-2

COMPARACIÓN DE ESCENARIOS							
ESCENARIO	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	WATER RATE (BWPD)	BOMBA	EFICIENCIA (%)	OPERACIÓN	CONSUMO POR DIA (Kwh/day)
0	950,0	133,0	817,0	TD280	39,3	Upthrust	4631,5
3	896,8	125,6	771,3	D1050N	65,8	En Rango	1461,0

Nota. Análisis de eficiencia y consumo energético pozo Y-2.

3.5.5. Mejor escenario pozo Y-4

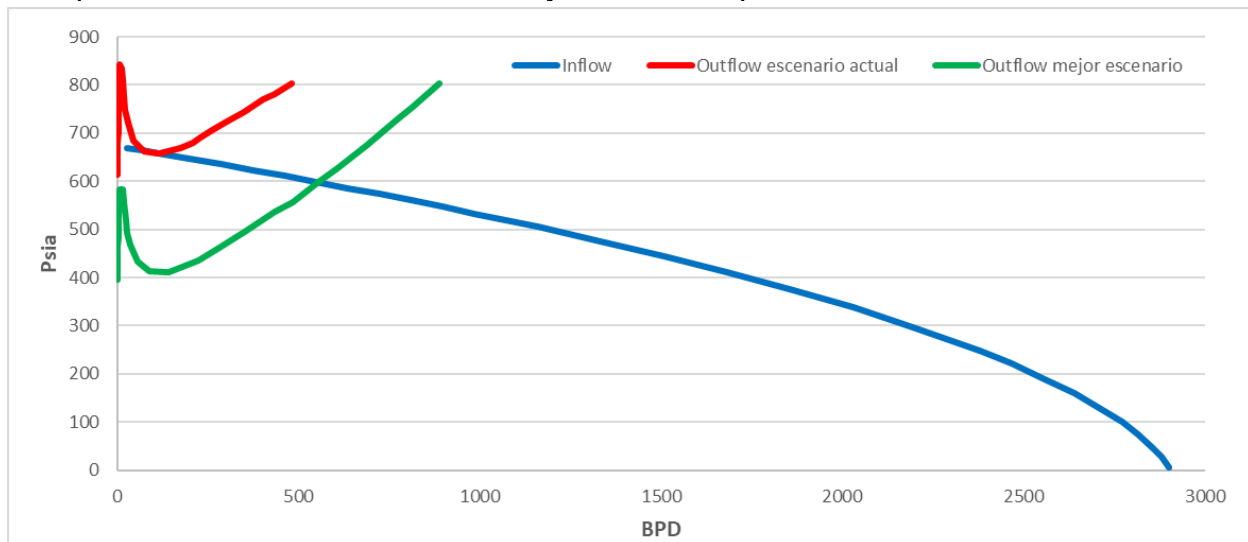
Para mejorar las condiciones operativas del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible del pozo Y-19 se eligió el escenario de cambio de la

frecuencia operativa de la bomba, el cual representa una mejoría en la eficiencia de la bomba (42,9%) y un menor consumo energético (2599,8 Kwh/day) lo que a largo plazo generará una mayor rentabilidad con respecto a los demás escenarios planteados. Con el nuevo caudal de producción la bomba DS21 que se encuentra trabajando bajo condiciones de subdimensionamiento entrará en su rango operativo óptimo evitando un mayor desgaste.

Con la nueva configuración del pozo bajo el escenario elegido el consumo energético del sistema BES se verá reducido en un 61,37% y la eficiencia mejorará en un 225,15% con respecto al estado actual del pozo.

Figura 43.

Comparación escenario actual Vs. Mejor escenario pozo Y-4



Nota. Identificación de los Análisis nodales; sistema actual – mejor escenario.

Tabla 22.

Comparación escenario actual Vs. Mejor escenario pozo Y-4

COMPARACIÓN DE ESCENARIOS							
ESCENARIO	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	WATER RATE (BWPD)	FRECUENCIA (Hz)	EFICIENCIA (%)	OPERACIÓN	CONSUMO POR DIA (Kwh/day)
0	110,0	67,1	42,9	49 - 49 - 49 - 49	12,8	Downthrust	6729,8
2	555,9	339,1	216,8	52 - 52 - 52 - 52	42,9	En Rango	2599,8

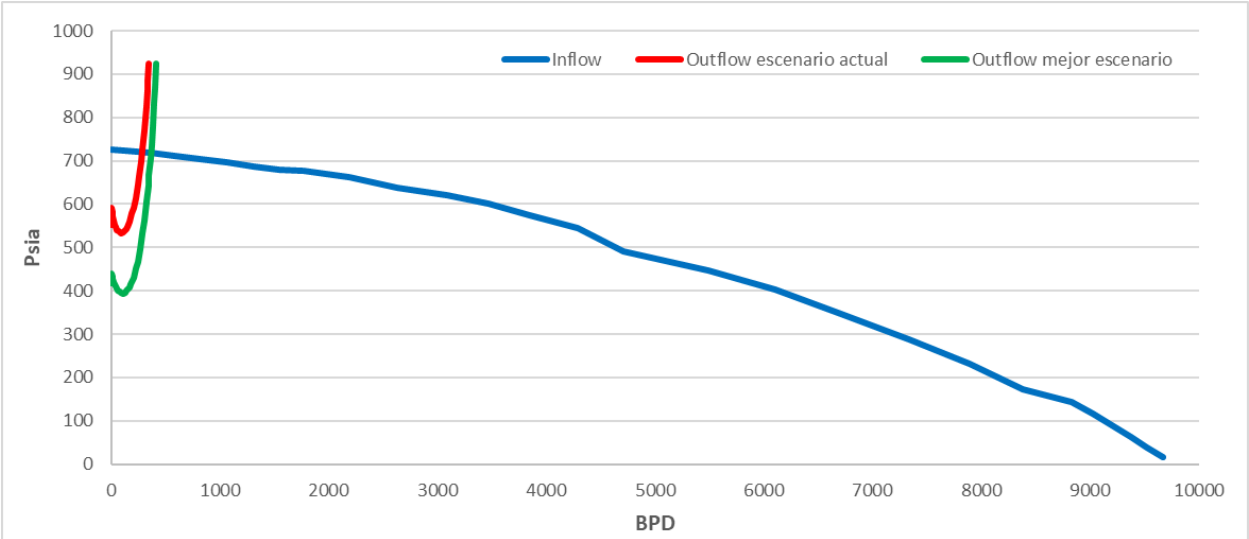
Nota. Análisis de eficiencia y consumo energético pozo Y-4.

3.5.6. Mejor escenario pozo Y-7

Para mejorar las condiciones operativas de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible del pozo Y-7 se eligió el escenario de cambio de la frecuencia operativa de la bomba, el cual representa una mejoría en la eficiencia de la bomba (55,8%) y un caudal de producción mayor (368,5 BPD) lo que permite compensar la diferencia energética entre este escenario y el estado actual del pozo lo cual generará una mayor rentabilidad a largo plazo con respecto a los demás escenarios planteados.

Figura 44.

Comparación escenario actual Vs. Mejor escenario pozo Y-7



Nota. Identificación de los Análisis nodales; sistema actual – mejor escenario.

Con el nuevo caudal de producción la bomba TD460 que se encuentra trabajando bajo condiciones de subdimensionamiento entrará en su rango operativo optimo evitando un mayor desgaste. Con la nueva configuración bajo el escenario elegido el consumo energético del sistema BES aumenta un 34,10% pero el caudal de producción mejorará en un 53,18% y la eficiencia aumentará en un 2,95% lo cual permitirá obtener una mayor rentabilidad en el proyecto con respecto al estado actual del pozo a lo largo del tiempo.

Tabla 23.*Comparación escenario actual Vs. Mejor escenario pozo Y-7*

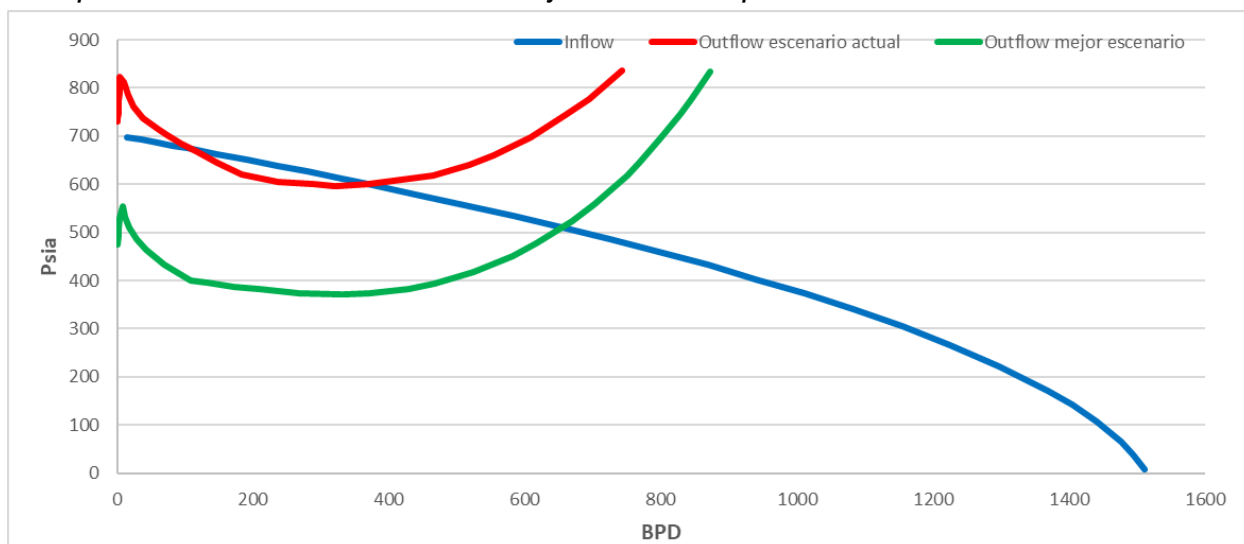
COMPARACIÓN DE ESCENARIOS							
ESCENARIO	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	WATER RATE (BWPD)	FRECUENCIA (Hz)	EFICIENCIA (%)	OPERACIÓN	CONSUMO POR DIA (Kwh/day)
0	290,0	191,4	98,6	45 - 45	54,2	Downthrust	547,1
2	368,5	243,2	125,3	50 - 50	55,8	En Rango	733,7

Nota. Análisis de eficiencia y consumo energético pozo Y-7.**3.5.7. Mejor escenario pozo Y-10**

Para mejorar las condiciones operativas del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible del pozo Y-10 se seleccionó el escenario de cambio de número de etapas, el cual representa una mejoría en la eficiencia de la bomba (62,2%) y un caudal de producción mayor (668,8 BPD) lo que permite compensar la diferencia energética entre este escenario y el estado actual del pozo lo cual generará una mayor rentabilidad a largo plazo con respecto a los demás escenarios planteados. Con el nuevo caudal de producción la bomba TD800 que se encuentra trabajando bajo condiciones de subdimensionamiento entrará en su rango operativo óptimo evitando un mayor desgaste. Con la nueva configuración del pozo bajo el escenario elegido el consumo energético del sistema BES aumenta un 9,64% pero el caudal de producción mejorará en un 77,87% y la eficiencia aumentará en un 77,77% lo cual permitirá obtener una mayor rentabilidad en el proyecto con respecto al estado actual del pozo a lo largo del tiempo.

Figura 45.

Comparación escenario actual Vs. Mejor escenario pozo Y-10



Nota. Identificación de los Análisis nodales; sistema actual – mejor escenario.

Tabla 24.

Comparación escenario actual Vs. Mejor escenario pozo Y-10

COMPARACIÓN DE ESCENARIOS							
ESCENARIO	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	WATER RATE (BWPD)	ETAPAS (STG)	EFICIENCIA (%)	OPERACIÓN	CONSUMO POR DIA (Kwh/day)
0	376,0	327,1	48,9	102 - 102	46,1	Downthrust	1484,4
1	668,8	581,8	86,9	120 - 120	62,2	En Rango	1627,5

Nota. Análisis de eficiencia y consumo energético pozo Y-10.

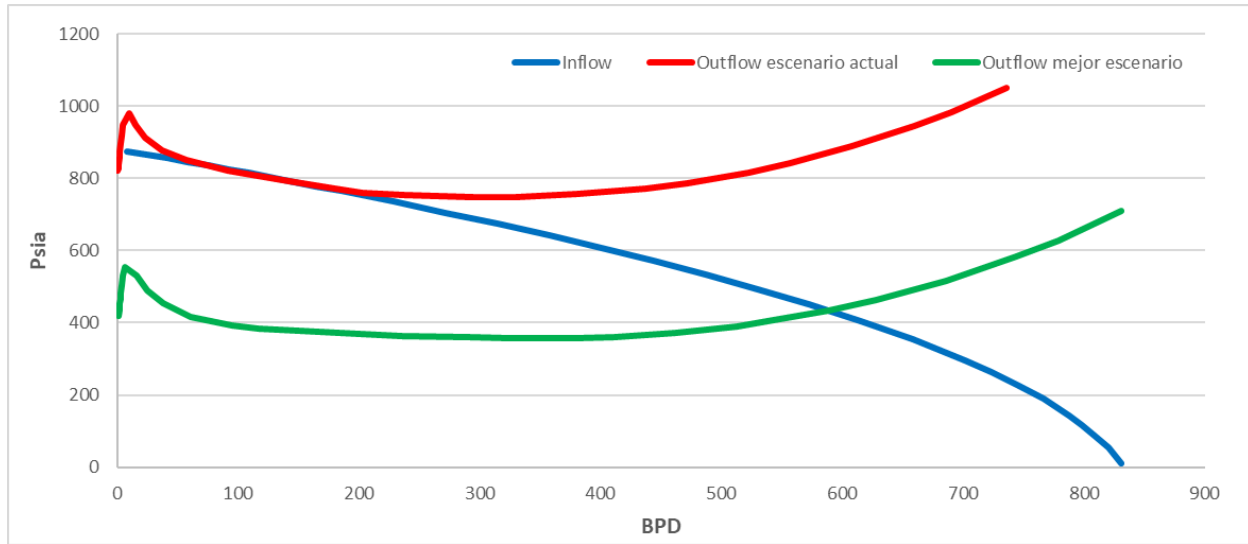
3.5.8. Mejor escenario pozo Y-19

Para mejorar las condiciones operativas del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible del pozo Y-19 se seleccionó el escenario de cambio de frecuencia, el cual representa una mejoría en la eficiencia de la bomba (55%) y un menor consumo energético (2035,3 Kwh/day) lo que a largo plazo generará una mayor rentabilidad con respecto a los demás escenarios planteados. Con el nuevo caudal de producción la bomba D1150N que se encuentra trabajando bajo condiciones de subdimensionamiento entrará en su rango operativo óptimo evitando un mayor desgaste.

Con la nueva configuración del pozo bajo el escenario elegido el consumo energético del sistema BES se verá reducido en un 34,06% y la eficiencia mejorará en un 158,22% con respecto al estado actual del pozo.

Figura 46.

Comparación escenario actual Vs. Mejor escenario pozo Y-19



Nota. Identificación de los Análisis nodales; sistema actual – mejor escenario.

Tabla 25.

Comparación escenario actual Vs. Mejor escenario pozo Y-19

COMPARACIÓN DE ESCENARIOS							
ESCENARIO	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	WATER RATE (BWPD)	FRECUENCIA (Hz)	EFICIENCIA (%)	OPERACIÓN	CONSUMO POR DIA (Kwh/day)
0	144,0	142,6	1,4	44 - 44 - 44	21,3	Downthrust	2729,9
2	588,7	582,8	5,9	50 - 50 - 46	55,0	En Rango	2035,3

Nota. Análisis de eficiencia y consumo energético pozo Y-19.

4. ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico se realizó para cada pozo en estudio y escenario propuesto, un estudio financiero a través de las variables económicas de VPN (Valor presente neto) y TIR (Tasa interna de retorno) con el objetivo de evaluar la viabilidad y rentabilidad de la implementación de cada rediseño que tendría cada uno de los pozos a un plazo de 8 años partiendo desde el 1 de enero de 2023.

Para una adecuada evaluación financiera se tuvieron en cuenta todas las variables que involucran la realización de este proyecto; como lo son los gastos por consumo energético del sistema de levantamiento por bombeo electrosumergible, los costos operativos y de producción, los costos de instalación de una nueva bomba y cambio del número de etapas como también los costos de adquisición del nuevo equipo, trabajo de WorkOver y las respectivas regalías de la compañía.

Tabla 26.

Análisis de indicador VPN del sistema actual Vs. mejor escenario

Pozo	Escenario	VPN - 8 años (USD)	Mejor escenario	VPN - 8 años (USD)
C-1	Actual	25.387.099	Cambio de bomba	24.916.801
C-2	Actual	1.455.397	Cambio de etapas	7.399.779
C-3	Actual	2.294.167	Cambio de frecuencia	4.703.449
Y-2	Actual	17.521.526	Cambio de bomba	17.186.412
Y-4	Actual	167.617	Cambio de frecuencia	11.220.563
Y-7	Actual	5.652.386	Cambio de frecuencia	7.168.932
Y-10	Actual	7.057.009	Cambio de etapas	12.843.102
Y-19	Actual	1.945.351	Cambio de frecuencia	11.150.315
	VPN neto 8 años - USD	61.480.553	VPN neto 8 años - USD	96.589.354

Nota. Comparación de ingresos a un plazo de 8 años entre el sistema actual y los mejores escenarios propuestos.

A través de las variables financieras (VPN y TIR) se comparó económicamente la viabilidad de la implementación de los rediseños propuestos en este trabajo con respecto al estado actual de cada uno de los pozos de estudio. Lo que permitió identificar y tener una mejor visibilidad de la nueva relación entre los costos y beneficios que representan los pozos seleccionados para la compañía.

Para el estudio del VPN, se tuvo en cuenta la proyección a lo largo de los 8 años que se espera para nuestro proyecto, lo que permitirá tomar una mejor decisión a la hora de implementar los escenarios propuestos para cada pozo; reduciendo así el grado de incertidumbre que se puede generar con respecto a la implementación.

El estudio hecho del VPN muestra una rentabilidad del 57,10% para la compañía, el cual representa la implementación de cada nuevo escenario con respecto al estado actual de pozo. Es importante tener en cuenta que los nuevos escenarios fueron diseñados para optimizar y mejorar la calidad y vida útil tanto del pozo como del equipo instalado, permitiendo que el sistema BES opere bajo condiciones óptimas lo que permitirá un menor desgaste del equipo a lo largo del tiempo. Con el escenario actual existe un alto grado de incertidumbre debido a que el sub o sobredimensionamiento que presentan las bombas hoy en día pueden traer problemas operacionales a corto plazo, lo que perjudicaría las condiciones operativas del pozo como también un desgaste y posible daño al equipo de SLA instalado; impidiendo así que se pueda realizar una proyección confiable de la vida útil del pozo con las condiciones operativas actuales.

Para los pozos que requieren la instalación de nuevos equipos bien sea por variación en el número de etapas o cambios de bomba, se realizó el análisis TIR el cual permitió conocer la rentabilidad de esta nueva inversión, igualmente proyectada a 8 años.

Tabla 27.

Evaluación del indicador TIR

Pozo	Escenario propuesto	TIR (%)
C-1	Cambio de bomba	1101,854
C-2	Cambio de etapas	762,1
Y-2	Cambio de bomba	793,1
Y-10	Cambio de etapas	1350,5

Nota. Prospección de recuperación de inversión a 8 años.

5. CONCLUSIONES

El estudio indicó que el 36.36% de los pozos de la muestra total (22) se encuentran en condiciones no óptimas debido a que sus sistemas de levantamiento artificial no están adecuadamente dimensionados; lo que genera una disminución notoria en la capacidad productora de los pozos y una reducción significativa de la vida útil de los equipos de fondo.

El 87,5% de los pozos seleccionados para estudio, presentan una condición de subdimensionamiento, es decir, están operando en Downthrust; lo que deriva en un alto consumo energético debido a que las bombas instaladas en fondo requieren de una mayor potencia para poder cumplir con el requerimiento de producción de cada pozo.

El escenario propuesto de variación de la frecuencia operativa de la bomba puede llegar a ser en muchas ocasiones el más viable en términos económicos, pero no en términos de rendimiento y de optimización del sistema BES, debido a que un mal diseño puede generar un esfuerzo sobreestimado de la bomba, haciendo que el desgaste y consumo energético aumenten notoriamente. Así mismo puede concurrir en problemas operacionales y afectar enormemente la capacidad y vida productiva del pozo.

El escenario de cambio de la frecuencia operativa de las bombas representa el 50% como mejor opción para rediseño, mientras que el cambio de bomba y número de etapas representan un 25% cada uno respectivamente. Esto se debe principalmente a que variar la frecuencia operativa representa una menor inversión frente a los demás escenarios.

Los escenarios seleccionados para los pozos Y-10, Y-7 y C-3 representan un 17,60% de aumento energético en nuestro proyecto, debido a que las nuevas condiciones operativas requieren de una mayor potencia que permitan al sistema trabajar bajo un dimensionamiento adecuado. Sin embargo, este consumo energético adicional se ve sustentado en un aumento del 76,70% del caudal de producción de aceite, haciendo viable la implementación de los escenarios.

El consumo actual que presentan los pozos con problemas de dimensionamientos es de 22.720,5 Kwh/día debido a que la eficiencia operativa de su sistema por BES no es la adecuada. La implementación del mejor escenario propuesto representa un consumo de 12.749,2 Kwh/día lo que generaría un ahorro energético del 56,11% como resultado del proyecto.

La producción actual de aceite que presentan los 8 pozos estudiados, los cuales se encuentran fuera de su rango operativo óptimo es de 1.308,5 bbl/día. La implementación del mejor escenario propuesto en nuestro proyecto representa un aumento en la producción del 111,10%, es decir, el nuevo caudal operativo de producción de aceite pasaría a ser de 2.762,3 bbl/día.

Las implementaciones de los escenarios propuestos para cada pozo en este proyecto representarían un beneficio financiero total del 57,10% para la compañía con una proyección estimada de 8 años. Generando así una completa rentabilidad en comparación al estado actual de los pozos estudiados.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] E. Gil, “Técnicas Recomendadas para el Aumento de la Producción en Campos Maduros”, IHS Inc. [En línea]. Disponible en: <https://cutt.ly/92hDhNW>
- [2] R. Vásquez, (12, feb, 2020). “Métodos de levantamiento artificial más utilizados en Venezuela”. [En línea]. <https://cutt.ly/O2hDYzw>. [Acceso: agosto, 2022].
- [3] S. Ayala, P. Jijón, D. Ayala. “Análisis de operación de bombas eléctricas sumergibles (BES) para determinar su relación con fallas mecánicas por sobreproducción”, vol. 41, no. 2, pp. 11-20, sep., 2020, Disponible: <https://cutt.ly/D2hDSPq>. [Acceso: agosto, 2022].
- [4] J. Rodríguez. “Anónimo” Bucaramanga, Colombia, 2010. [PDF]. Disponible: --. Acceso: agosto, 2022.
- [5] A. M. Contreras, M. S. León, “Anónimo” Bogotá, Colombia, 2017. [PDF]. Disponible: --. Acceso: agosto, 2022.
- [6] Schlumberger. (s.f.). “Energy Glossary en español”, [en línea]. <https://cutt.ly/62hDL7R>. [Acceso: agosto, 2022]
- [7] A. Gallo, C. E. Vásquez. “Evaluación técnico financiera del cambio de sistema de levantamiento artificial actual por bombeo electrosumergible en cuatro pozos del campo la Cira Infantas” Bogotá, Colombia, 2018. [PDF]. Disponible: <https://repository.uamerica.edu.co/handle/20.500.11839/6670>. Acceso: agosto, 2022.
- [8] I. García Caviedes y C. Moreno Enciso, “Analizar técnica y financieramente la tecnología rigless para intervención a pozo con equipo electro sumergible instalado”, Bogotá D.C, 2019. [En línea]. Disponible: <https://cutt.ly/TM5xcqu>. Acceso: agosto, 2022.

- [9] F. Rivera, “*Análisis de falla por corrosión de un sistema de levantamiento artificial (bombeo electrosumergible) de un pozo petrolero*”, Tunja, 2020. [PDF]. Disponible: <https://cutt.ly/vM5k7jQ>. Acceso: agosto, 2022.
- [10] A. Neira, “*Evaluación técnico financiera de la eficiencia de una nueva tecnología en bombeo electrosumergible para pozos en Colombia y Ecuador*” Bogotá, Colombia, 2019. [PDF]. Disponible: <https://cutt.ly/pM5gugz>. Acceso: agosto, 2022.
- [11] Schlumberger. (s.f.). “Energy Glossary en Español”, [en línea]. <https://glossary.slb.com/es/terms/i/ipr> [Acceso: agosto, 2022].
- [12] M. Betancourt. “*Optimización del sistema de inyección de agua de un pad del campo rubiales mediante la evaluación del potencial de los pozos y el rediseño de los equipos de bombeo*” Bogotá, Colombia, 2019. [PDF]. Disponible: <https://cutt.ly/7M5h0G9> . Acceso: agosto, 2022.
- [13] Grupo de gestión eficiente de energía, KAI. Grupo de investigación en energías, GIEN. “*Corrección del factor de potencia y control de la demanda*” Colombia, (s.f) [PDF]. Disponible: <https://cutt.ly/YM5QiMh>. Acceso: agosto, 2022.
- [14] Electricistas.CL. (s.f.). “*Factor de potencia*”. [En línea] <https://electricistas.cl/factor-de-potencia/>. [Acceso: agosto, 2022].
- [15] INCH CALCULATOR (s.f.). “*Power Factor Calculator – Power Triangle in AC Circuits*”. [En línea] <https://www.inchcalculator.com/power-factor-calculator/>. [Acceso: agosto, 2022].
- [16] Calculators conversion (s.f.). “*Calculadora de Amperios a kW, explicación de fórmula, tabla y ejemplos*”. [En línea] <https://cutt.ly/s2hFizX>. [Acceso: agosto, 2022].

[17] INCH CALCULATOR (s.f.). "*Amps to Horsepower Calculator*". [En línea] <https://cutt.ly/y2hFpnChttps://www.inchcalculator.com/power-factor-calculator/>. [Acceso: agosto, 2022].

ANEXOS

ANEXO 1 TABLAS

Tabla 28.

Diagnóstico inicial de la muestra de pozos (22)

POZO	BOMBA ACTUAL	PIP (Psi)	NUMERO DE ETAPAS				FRECUENCIA (Hz)	EFICIENCIA (%)	HP CONSUMIDOS	RANGO
			Bomba 1	Bomba 2	Bomba 3	Bomba 4				
C-1	GC2200	907	120	20	-	-	49	64,3	70,72	Downthrust
C-2	D1050N	240	105	105	-	-	60	18,96	43,74	Downthrust
C-3	FS400	1533	100	100	-	-	41	29,91	6,88	Downthrust
Y-1	D1050N	1459	81	102	102	-	62	53,55	56,95	En rango
Y-2	TD280	1356	83	45	83	-	111	25,92	140,83	Upthrust
Y-3	D1150N(378)	473	81	102	102	-	44	57,94	47,08	En rango
Y-4	D5-21	382	41	100	100	100	49	12,84	48,29	Downthrust
Y-5	D460N	610	45	83	83	-	129	46,13	202,35	En rango
Y-6	GC2200	1238	39	59	20	-	49	65,09	68,06	En rango
Y-7	TD460	458	134	134	16	-	45	54,23	16,58	Downthrust
Y-8	D1150N	562	105	105	-	-	45	57,82	36,71	En rango
Y-9	D800N	1189	102	102	102	-	42	56,58	35	En rango
Y-10	TD800	413	102	102	-	-	60	46,06	38,21	Downthrust
Y-11	FC650	1486	66	66	66	-	60	55,62	37,47	En rango
Y-12	G22	1419	100	100	100	-	52	55,87	123,91	En rango
Y-13	D1150N	1149	81	102	102	-	43	55,43	49,19	En rango
Y-14	P8	1168	100	175	28	-	54	39,37	81,96	En rango
Y-15	P16	1520	94	94	94	-	48	54,34	75,21	En rango
Y-16	DN750	1245	81	81	81	81	51	55,38	41,83	En rango
Y-17	P8	757	81	81	81	-	66	38,28	116,36	En rango
Y-18	TD460	1571	134	134	-	-	44	55,91	15,42	En rango
Y-19	D1150N	548	102	102	102	-	44	21,33	32,54	Downthrust

Nota. Representación inicial del diagnóstico realizado a los 22 pozos de estudio.

Tabla 29.

Costo de la energía por pozo según escenario; día, mes, año.

RESULTADOS SIMULACION DE ESCENARIOS				
POZO	ESCENARIO	COSTO ENERGIA USD/day	COSTO ENERGIA USD/mes (enero)	COSTO ENERGIA USD/año
C-1	0	244,8	7588,0	89342,2
	1	279,5	8663,3	102003,7
	2	288,2	8934,4	105195,9
	3	205,8	6378,6	75103,2
C-2	0	495,4	15356,6	180811,8
	1	247,8	7683,0	90461,2
	2	275,7	8547,0	100633,9
	3	184,7	5725,9	67417,8
C-3	0	49,4	1531,2	18028,4
	1	41,8	1295,6	15254,8
	2	61,4	1904,4	22423,2
	3	29,3	908,9	10701,1
Y-2	0	555,8	17229,3	202861,7
	1	207,3	6426,4	75665,8
	2	170,1	5274,3	62100,8
	3	175,3	5434,8	63990,8
Y-4	0	807,6	25035,0	294766,7
	1	275,5	8541,1	100564,6
	2	312,0	9671,1	113869,2
	3	191,7	5943,2	69976,2
Y-7	0	65,7	2035,2	23962,4
	1	75,2	2332,5	27463,0
	2	88,0	2729,4	32135,9
	3	84,5	2620,6	30855,4
Y-10	0	178,1	5522,1	65018,9
	1	195,3	6054,3	71284,1
	2	210,0	6511,2	76664,7
	3	202,8	6287,8	74033,6
Y-19	0	327,6	10155,0	119567,4
	1	224,6	6963,3	81987,1
	2	244,2	7571,4	89147,5
	3	165,3	5125,5	60349,0

Nota. Representación de los costos de energía para cada pozo según escenario.

Tabla 30.

Utilidad neta por pozo según escenario pozo C-1

C-1 / 0	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	DIAS	FLOW RATE (BFPM)	OIL RATE (BOPM)	COSTO PRODUCCIÓN MENSUAL (UDS)	CONSUMO ENERGIA MENSUAL (Kwm/USD)	INGRESOS POR VENTAS (USD)	IMPLEMENTACIÓN NUEVO ESCENARIO (USD)	UTILIDAD NETA (USD)
enero	1294	195,4	31	40.114,0	6.057,2	121.144,3	7321,3	484.577,1	0	356.111,6
febrero	1.286,2	194,2	28	36.014,6	5.438,2	108.764,1	6612,8	435.056,5		319.679,6
marzo	1.278,5	193,1	31	39.634,1	5.984,7	119.694,9	7321,3	478.779,6		351.763,5
abril	1.270,8	191,9	30	38.125,4	5.756,9	115.138,8	7085,1	460.555,1		338.331,2
mayo	1.263,2	190,7	31	39.159,9	5.913,1	118.262,9	7321,3	473.051,5		347.467,4
junio	1.255,6	189,6	30	37.669,3	5.688,1	113.761,3	7085,1	455.045,0		334.198,7
julio	1.248,1	188,5	31	38.691,4	5.842,4	116.848,0	7321,3	467.391,9		343.222,7
agosto	1.240,6	187,3	31	38.459,2	5.807,3	116.146,9	7321,3	464.587,6		341.119,4
septiembre	1.233,2	186,2	30	36.995,3	5.586,3	111.725,8	7085,1	446.903,3		328.092,4
octubre	1.225,8	185,1	31	37.999,1	5.737,9	114.757,3	7321,3	459.029,3		336.950,7
noviembre	1.218,4	184,0	30	36.552,7	5.519,5	110.389,1	7085,1	441.556,5		324.082,3
diciembre	1.211,1	182,9	31	37.544,5	5.669,2	113.384,4	7321,3	453.537,4		332.831,8
Utilidad neta anual (USD)										4.053.851,1

C-1 / 1	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	DIAS	FLOW RATE (BFPM)	OIL RATE (BOPM)	COSTO PRODUCCIÓN MENSUAL (UDS)	CONSUMO ENERGIA MENSUAL (Kwm/USD)	INGRESOS POR VENTAS (USD)	IMPLEMENTACIÓN NUEVO ESCENARIO (USD)	UTILIDAD NETA (USD)
enero	1690,7	255,3	31	52.411,7	7.914,2	158.283,3	8663,3	633.133,3	145.000	321.186,7
febrero	1.680,6	253,8	28	47.055,6	7.105,4	142.107,8	7824,9	568.431,2		418.498,5
marzo	1.670,5	252,2	31	51.784,6	7.819,5	156.389,6	8663,3	625.558,5		460.505,6
abril	1.660,4	250,7	30	49.813,5	7.521,8	150.436,7	8383,9	601.746,9		442.926,3
mayo	1.650,5	249,2	31	51.165,1	7.725,9	154.518,6	8663,3	618.074,3		454.892,4
junio	1.640,6	247,7	30	49.217,5	7.431,8	148.636,9	8383,9	594.547,6		437.526,9
julio	1.630,7	246,2	31	50.553,0	7.633,5	152.669,9	8663,3	610.679,7		449.346,4
agosto	1.621,0	244,8	31	50.249,6	7.587,7	151.753,9	8663,3	607.015,6		446.598,4
septiembre	1.611,2	243,3	30	48.336,9	7.298,9	145.977,5	8383,9	583.909,9		429.548,5
octubre	1.601,6	241,8	31	49.648,5	7.496,9	149.938,3	8663,3	599.753,3		441.151,6
noviembre	1.592,0	240,4	30	47.758,6	7.211,5	144.231,0	8383,9	576.924,0		424.309,1
diciembre	1.582,4	238,9	31	49.054,5	7.407,2	148.144,5	8663,3	592.577,8		435.770,1
Utilidad neta anual (USD)										5.162.260,5

C-1 / 2	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	DIAS	FLOW RATE (BFPM)	OIL RATE (BOPM)	COSTO PRODUCCIÓN MENSUAL (UDS)	CONSUMO ENERGIA MENSUAL (Kwm/USD)	INGRESOS POR VENTAS (USD)	IMPLEMENTACIÓN NUEVO ESCENARIO (USD)	UTILIDAD NETA (USD)
enero	1692,8	255,6	31	52.476,8	7.924,0	158.479,9	8934,4	633.919,7		466.505,4
febrero	1.682,6	254,1	28	47.114,0	7.114,2	142.284,3	8069,8	569.137,2		418.783,1
marzo	1.672,5	252,6	31	51.849,0	7.829,2	156.583,9	8934,4	626.335,5		460.817,2
abril	1.662,5	251,0	30	49.875,4	7.531,2	150.623,6	8646,2	602.494,4		443.224,5
mayo	1.652,5	249,5	31	51.228,6	7.735,5	154.710,5	8934,4	618.842,0		455.197,1
junio	1.642,6	248,0	30	49.278,7	7.441,1	148.821,5	8646,2	595.286,1		437.818,4
julio	1.632,8	246,5	31	50.615,7	7.643,0	152.859,6	8934,4	611.438,2		449.644,2
agosto	1.623,0	245,1	31	50.312,1	7.597,1	151.942,4	8934,4	607.769,6		446.892,8
septiembre	1.613,2	243,6	30	48.396,9	7.307,9	146.158,8	8646,2	584.635,1		429.830,1
octubre	1.603,6	242,1	31	49.710,1	7.506,2	150.124,6	8934,4	600.498,2		441.439,2
noviembre	1.593,9	240,7	30	47.817,9	7.220,5	144.410,1	8646,2	577.640,6		424.584,2
diciembre	1.584,4	239,2	31	49.115,4	7.416,4	148.328,5	8934,4	593.313,9		436.051,0
Utilidad neta anual (USD)										5.310.787,1

C-1 / 3	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	DIA S	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPM)	COSTO PRODUCCIÓN MENSUAL (UDS)	CONSUMO ENERGIA MENSUAL (Kwm/USD)	INGRESOS POR VENTAS (USD)	IMPLEMENTACIÓN NUEVO ESCENARIO (USD)	UTILIDAD NETA (USD)
enero	1300	196,3	31	40.300,0	6.085,3	121.706,0	6378,6	486.824,0	340.000	18.739,4
febrero	1.292,2	195,1	28	36.181,6	5.463,4	109.268,4	5761,3	437.073,7		322.044,0
marzo	1.284,4	194,0	31	39.817,9	6.012,5	120.249,9	6378,6	480.999,6		354.371,1
abril	1.276,7	192,8	30	38.302,2	5.783,6	115.672,7	6172,9	462.690,6		340.845,1
mayo	1.269,1	191,6	31	39.341,5	5.940,6	118.811,2	6378,6	475.245,0		350.055,1
junio	1.261,5	190,5	30	37.844,0	5.714,4	114.288,7	6172,9	457.155,0		336.693,4
julio	1.253,9	189,3	31	38.870,8	5.869,5	117.389,8	6378,6	469.559,1		345.790,7
agosto	1.246,4	188,2	31	38.637,6	5.834,3	116.685,4	6378,6	466.741,8		343.677,7
septiembre	1.238,9	187,1	30	37.166,8	5.612,2	112.243,9	6172,9	448.975,5		330.558,7
octubre	1.231,5	186,0	31	38.175,3	5.764,5	115.289,4	6378,6	461.157,7		339.489,6
noviembre	1.224,1	184,8	30	36.722,2	5.545,0	110.901,0	6172,9	443.603,9		326.530,1
diciembre	1.216,7	183,7	31	37.718,6	5.695,5	113.910,1	6378,6	455.640,4		335.351,7
Utilidad neta anual (USD)										3.744.146,5

Nota. Representación de los beneficios y costos de la implementación de escenarios.

Tabla 31.

Utilidad neta por pozo según escenario pozo C-2

C-2 / 0	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	DIAS	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPM)	COSTO PRODUCCIÓN MENSUAL (UDS)	CONSUMO ENERGIA MENSUAL (Kwm/USD)	INGRESOS POR VENTAS (USD)	IMPLEMENTACIÓN NUEVO ESCENARIO (USD)	UTILIDAD NETA (USD)
enero	144	21,7	31	4.464,0	674,1	13.481,3	15356,6	53.925,1	0	25.087,2
febrero	143,1	21,6	28	4.007,8	605,2	12.103,6	13870,5	48.414,3		22.440,2
marzo	142,3	21,5	31	4.410,6	666,0	13.320,0	15356,6	53.280,0		24.603,4
abril	141,4	21,4	30	4.242,7	640,6	12.813,0	14861,2	51.251,9		23.577,7
mayo	140,6	21,2	31	4.357,8	658,0	13.160,6	15356,6	52.642,5		24.125,3
junio	139,7	21,1	30	4.191,9	633,0	12.659,7	14861,2	50.638,7		23.117,8
julio	138,9	21,0	31	4.305,7	650,2	13.003,2	15356,6	52.012,7		23.652,9
agosto	138,1	20,8	31	4.279,9	646,3	12.925,2	15356,6	51.700,6		23.418,9
septiembre	137,2	20,7	30	4.116,9	621,7	12.433,2	14861,2	49.732,7		22.438,3
octubre	136,4	20,6	31	4.228,6	638,5	12.770,5	15356,6	51.082,1		22.954,9
noviembre	135,6	20,5	30	4.067,7	614,2	12.284,4	14861,2	49.137,7		21.992,0
diciembre	134,8	20,4	31	4.178,1	630,9	12.617,7	15356,6	50.470,9		22.496,6
Utilidad neta anual (USD)										279.905,1

C-2 / 1	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	DIA S	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPM)	COSTO PRODUCCIÓN MENSUAL (UDS)	CONSUMO ENERGIA MENSUAL (Kwm/USD)	INGRESOS POR VENTAS (USD)	IMPLEMENTACIÓN NUEVO ESCENARIO (USD)	UTILIDAD NETA (USD)
enero	417,5	63,0	31	12.942,5	1.954,3	39.086,4	7683,0	156.345,4	145.000	35.424,0
febrero	415,0	62,7	28	11.619,9	1.754,6	35.092,0	6939,5	140.367,9		98.336,4
marzo	412,5	62,3	31	12.787,7	1.930,9	38.618,7	7683,0	154.474,9		108.173,2
abril	410,0	61,9	30	12.300,9	1.857,4	37.148,7	7435,2	148.594,9		104.011,0
mayo	407,6	61,5	31	12.634,7	1.907,8	38.156,7	7683,0	152.626,7		106.787,1
junio	405,1	61,2	30	12.153,7	1.835,2	36.704,3	7435,2	146.817,1		102.677,6
julio	402,7	60,8	31	12.483,5	1.885,0	37.700,2	7683,0	150.800,7		105.417,5
agosto	400,3	60,4	31	12.408,6	1.873,7	37.474,0	7683,0	149.895,9		104.738,9
septiembre	397,9	60,1	30	11.936,3	1.802,4	36.047,5	7435,2	144.190,2		100.707,5
octubre	395,5	59,7	31	12.260,1	1.851,3	37.025,6	7683,0	148.102,6		103.393,9
noviembre	393,1	59,4	30	11.793,5	1.780,8	35.616,3	7435,2	142.465,1		99.413,7
diciembre	390,8	59,0	31	12.113,5	1.829,1	36.582,7	7683,0	146.330,7		102.065,0
Utilidad neta anual (USD)										1.100.297,9

C-2 / 2	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	DIA S	FLOW RATE (BFPM)	OIL RATE (BOPM)	COSTO PRODUCCIÓN MENSUAL (UDS)	CONSUMO ENERGIA MENSUAL (Kwm/USD)	INGRESOS POR VENTAS (USD)	IMPLEMENTACIÓN NUEVO ESCENARIO (USD)	UTILIDAD NETA (USD)
enero	406	61,3	31	12.586,0	1.900,5	38.009,7	8547,0	152.038,9		105.482,2
febrero	403,6	60,9	28	11.299,8	1.706,3	34.125,4	7719,9	136.501,5		94.656,3
marzo	401,1	60,6	31	12.435,4	1.877,7	37.555,0	8547,0	150.219,9		104.117,9
abril	398,7	60,2	30	11.962,1	1.806,3	36.125,5	8271,3	144.501,8		100.105,1
mayo	396,3	59,8	31	12.286,6	1.855,3	37.105,7	8547,0	148.422,7		102.770,0
junio	394,0	59,5	30	11.819,0	1.784,7	35.693,3	8271,3	142.773,0		98.808,5
julio	391,6	59,1	31	12.139,6	1.833,1	36.661,7	8547,0	146.646,9		101.438,2
agosto	389,3	58,8	31	12.066,8	1.822,1	36.441,8	8547,0	145.767,0		100.778,3
septiembre	386,9	58,4	30	11.607,5	1.752,7	35.054,6	8271,3	140.218,5		96.892,6
octubre	384,6	58,1	31	11.922,4	1.800,3	36.005,8	8547,0	144.023,1		99.470,3
noviembre	382,3	57,7	30	11.468,6	1.731,8	34.635,2	8271,3	138.540,9		95.634,4
diciembre	380,0	57,4	31	11.779,8	1.778,7	35.575,0	8547,0	142.300,0		98.178,0
Utilidad neta anual (USD)										1.198.331,8

C-2 / 3	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	DIA S	FLOW RATE (BFPM)	OIL RATE (BOPM)	COSTO PRODUCCIÓN MENSUAL (UDS)	CONSUMO ENERGIA MENSUAL (Kwm/USD)	INGRESOS POR VENTAS (USD)	IMPLEMENTACIÓN NUEVO ESCENARIO (USD)	UTILIDAD NETA (USD)
enero	200	30,2	31	6.200,0	936,2	18.724,0	5725,9	74.896,0	340.000	- 289.553,9
febrero	198,8	30,0	28	5.566,4	840,5	16.810,5	5171,8	67.242,1		45.259,8
marzo	197,6	29,8	31	6.125,8	925,0	18.500,0	5725,9	73.999,9		49.774,1
abril	196,4	29,7	30	5.892,6	889,8	17.795,8	5541,2	71.183,2		47.846,2
mayo	195,2	29,5	31	6.052,5	913,9	18.278,7	5725,9	73.114,6		49.110,1
junio	194,1	29,3	30	5.822,1	879,1	17.582,9	5541,2	70.331,5		47.207,5
julio	192,9	29,1	31	5.980,1	903,0	18.060,0	5725,9	72.239,9		48.454,0
agosto	191,7	29,0	31	5.944,2	897,6	17.951,6	5725,9	71.806,4		48.128,9
septiembre	190,6	28,8	30	5.718,0	863,4	17.268,3	5541,2	69.073,1		46.263,7
octubre	189,5	28,6	31	5.873,1	886,8	17.736,8	5725,9	70.947,3		47.484,6
noviembre	188,3	28,4	30	5.649,6	853,1	17.061,7	5541,2	68.246,8		45.643,9
diciembre	187,2	28,3	31	5.802,9	876,2	17.524,6	5725,9	70.098,5		46.848,0
Utilidad neta anual (USD)										232.466,8

Nota. Representación de los beneficios y costos de la implementación de escenarios.

Tabla 32.

Utilidad neta por pozo según escenario pozo C-3

C-3 / 0	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	DIAS	FLOW RATE (BFPM)	OIL RATE (BOPM)	COSTO PRODUCCIÓN MENSUAL (UDS)	CONSUMO ENERGIA MENSUAL (Kwm/USD)	INGRESOS POR VENTAS (USD)	IMPLEMENTACIÓN NUEVO ESCENARIO (USD)	UTILIDAD NETA (USD)
enero	121	18,3	31	3.751,0	566,4	11.328,0	1531,2	45.312,1	0	32.452,9
febrero	120,3	18,2	28	3.367,7	508,5	10.170,4	1383,0	40.681,5		29.128,1
marzo	119,6	18,1	31	3.706,1	559,6	11.192,5	1531,2	44.770,0		32.046,3
abril	118,8	17,9	30	3.565,1	538,3	10.766,5	1481,8	43.065,8		30.817,6
mayo	118,1	17,8	31	3.661,8	552,9	11.058,6	1531,2	44.234,3		31.644,6
junio	117,4	17,7	30	3.522,4	531,9	10.637,6	1481,8	42.550,6		30.431,1
julio	116,7	17,6	31	3.618,0	546,3	10.926,3	1531,2	43.705,1		31.247,7
agosto	116,0	17,5	31	3.596,3	543,0	10.860,7	1531,2	43.442,9		31.051,0
septiembre	115,3	17,4	30	3.459,4	522,4	10.447,3	1481,8	41.789,3		29.860,2
octubre	114,6	17,3	31	3.553,2	536,5	10.730,8	1531,2	42.923,1		30.661,2
noviembre	113,9	17,2	30	3.418,0	516,1	10.322,3	1481,8	41.289,3		29.485,2
diciembre	113,2	17,1	31	3.510,7	530,1	10.602,4	1531,2	42.409,6		30.276,0
Utilidad neta anual (USD)										369.101,7

C-3 / 1	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	DIA S	FLOW RATE (BFPM)	OIL RATE (BOPM)	COSTO PRODUCCIÓN MENSUAL (UDS)	CONSUMO ENERGIA MENSUAL (Kwm/USD)	INGRESOS POR VENTAS (USD)	IMPLEMENTACIÓN NUEVO ESCENARIO (USD)	UTILIDAD NETA (USD)
enero	241,2	36,4	31	7.477,2	1.129,1	22.581,1	1295,6	90.324,6	145.000	- 78.552,2
febrero	239,8	36,2	28	6.713,1	1.013,7	20.273,5	1170,2	81.094,0		59.650,3
marzo	238,3	36,0	31	7.387,7	1.115,5	22.311,0	1295,6	89.243,9		65.637,3
abril	236,9	35,8	30	7.106,5	1.073,1	21.461,7	1253,8	85.846,9		63.131,4
mayo	235,5	35,6	31	7.299,4	1.102,2	22.044,1	1295,6	88.176,2		64.836,6
junio	234,1	35,3	30	7.021,5	1.060,2	21.205,0	1253,8	84.819,8		62.361,1
julio	232,6	35,1	31	7.212,0	1.089,0	21.780,3	1295,6	87.121,3		64.045,3
agosto	231,3	34,9	31	7.168,8	1.082,5	21.649,6	1295,6	86.598,6		63.653,3
septiembre	229,9	34,7	30	6.895,9	1.041,3	20.825,6	1253,8	83.302,2		61.222,8
octubre	228,5	34,5	31	7.083,0	1.069,5	21.390,6	1295,6	85.562,5		62.876,3
noviembre	227,1	34,3	30	6.813,4	1.028,8	20.576,4	1253,8	82.305,6		60.475,4
diciembre	225,7	34,1	31	6.998,2	1.056,7	21.134,7	1295,6	84.538,8		62.108,5
Utilidad neta anual (USD)										611.446,0
C-3 / 2	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	DIA S	FLOW RATE (BFPM)	OIL RATE (BOPM)	COSTO PRODUCCIÓN MENSUAL (UDS)	CONSUMO ENERGIA MENSUAL (Kwm/USD)	INGRESOS POR VENTAS (USD)	IMPLEMENTACIÓN NUEVO ESCENARIO (USD)	UTILIDAD NETA (USD)
enero	242,3	36,6	31	7.511,3	1.134,2	22.684,1	1904,4	90.736,5		66.147,9
febrero	240,8	36,4	28	6.743,7	1.018,3	20.366,0	1720,1	81.463,8		59.377,7
marzo	239,4	36,1	31	7.421,4	1.120,6	22.412,7	1904,4	89.650,9		65.333,8
abril	238,0	35,9	30	7.138,9	1.078,0	21.559,6	1843,0	86.238,4		62.835,8
mayo	236,5	35,7	31	7.332,6	1.107,2	22.144,6	1904,4	88.578,3		64.529,3
junio	235,1	35,5	30	7.053,5	1.065,1	21.301,7	1843,0	85.206,7		62.062,0
julio	233,7	35,3	31	7.244,9	1.094,0	21.879,6	1904,4	87.518,6		63.734,5
agosto	232,3	35,1	31	7.201,4	1.087,4	21.748,4	1904,4	86.993,5		63.340,7
septiembre	230,9	34,9	30	6.927,3	1.046,0	20.920,5	1843,0	83.682,1		60.918,6
octubre	229,5	34,7	31	7.115,3	1.074,4	21.488,2	1904,4	85.952,7		62.560,1
noviembre	228,1	34,5	30	6.844,4	1.033,5	20.670,2	1843,0	82.680,9		60.167,7
diciembre	226,8	34,2	31	7.030,2	1.061,6	21.231,1	1904,4	84.924,4		61.788,8
Utilidad neta anual (USD)										752.797,0
C-3 / 3	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	DIA S	FLOW RATE (BFPM)	OIL RATE (BOPM)	COSTO PRODUCCIÓN MENSUAL (UDS)	CONSUMO ENERGIA MENSUAL (Kwm/USD)	INGRESOS POR VENTAS (USD)	IMPLEMENTACIÓN NUEVO ESCENARIO (USD)	UTILIDAD NETA (USD)
enero	136,2	20,6	31	4.222,2	637,6	12.751,0	908,9	51.004,2	320.000	- 282.655,7
febrero	135,4	20,4	28	3.790,7	572,4	11.448,0	820,9	45.791,9		33.523,0
marzo	134,6	20,3	31	4.171,7	629,9	12.598,5	908,9	50.394,0		36.886,6
abril	133,8	20,2	30	4.012,9	605,9	12.118,9	879,5	48.475,7		35.477,3
mayo	133,0	20,1	31	4.121,8	622,4	12.447,8	908,9	49.791,0		36.434,4
junio	132,2	20,0	30	3.964,9	598,7	11.973,9	879,5	47.895,8		35.042,3
julio	131,4	19,8	31	4.072,5	614,9	12.298,8	908,9	49.195,3		35.987,7
agosto	130,6	19,7	31	4.048,0	611,3	12.225,0	908,9	48.900,2		35.766,3
septiembre	129,8	19,6	30	3.893,9	588,0	11.759,7	879,5	47.038,8		34.399,6
octubre	129,0	19,5	31	3.999,6	603,9	12.078,8	908,9	48.315,1		35.327,5
noviembre	128,2	19,4	30	3.847,4	581,0	11.619,0	879,5	46.476,0		33.977,5
diciembre	127,5	19,2	31	3.951,7	596,7	11.934,3	908,9	47.737,1		34.894,0
Utilidad neta anual (USD)										105.060,3

Nota. Representación de los beneficios y costos de la implementación de escenarios.

Tabla 33.

Utilidad neta por pozo según escenario pozo Y-2

Y-2 / 0	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	DIAS	FLOW RATE (BFPM)	OIL RATE (BOPM)	COSTO PRODUCCIÓN MENSUAL (UDS)	CONSUMO ENERGIA MENSUAL (Kwm/USD)	INGRESOS POR VENTAS (USD)	IMPLEMENTACIÓN NUEVO ESCENARIO (USD)	UTILIDAD NETA (USD)
enero	950	143,5	31	29.450,0	4.447,0	88.939,0	17229,3	355.756,0	0	249.587,7
febrero	944,3	142,6	28	26.440,4	3.992,5	79.850,0	15562,0	319.400,0		223.988,0
marzo	938,6	141,7	31	29.097,7	4.393,7	87.874,9	17229,3	351.499,7		246.395,5
abril	933,0	140,9	30	27.990,1	4.226,5	84.530,0	16673,6	338.120,1		236.916,5
mayo	927,4	140,0	31	28.749,5	4.341,2	86.823,6	17229,3	347.294,4		243.241,4
junio	921,8	139,2	30	27.655,2	4.175,9	83.518,7	16673,6	334.074,8		233.882,5
julio	916,3	138,4	31	28.405,6	4.289,2	85.784,8	17229,3	343.139,4		240.125,2
agosto	910,8	137,5	31	28.235,1	4.263,5	85.270,1	17229,3	341.080,5		238.581,0
septiembre	905,3	136,7	30	27.160,4	4.101,2	82.024,4	16673,6	328.097,5		229.399,5
octubre	899,9	135,9	31	27.897,3	4.212,5	84.250,0	17229,3	336.999,8		235.520,5
noviembre	894,5	135,1	30	26.835,4	4.052,2	81.043,0	16673,6	324.172,1		226.455,5
diciembre	889,1	134,3	31	27.563,6	4.162,1	83.242,0	17229,3	332.968,0		232.496,6
Utilidad neta anual (USD)										2.836.590,0
Y-2 / 1	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	DIA S	FLOW RATE (BFPM)	OIL RATE (BOPM)	COSTO PRODUCCIÓN MENSUAL (UDS)	CONSUMO ENERGIA MENSUAL (Kwm/USD)	INGRESOS POR VENTAS (USD)	IMPLEMENTACIÓN NUEVO ESCENARIO (USD)	UTILIDAD NETA (USD)
enero	458,8	69,3	31	14.222,8	2.147,6	42.952,9	6426,4	171.811,4	110.000	12.432,2
febrero	456,0	68,9	28	12.769,3	1.928,2	38.563,4	5804,5	154.253,4		109.885,6
marzo	453,3	68,4	31	14.052,6	2.121,9	42.439,0	6426,4	169.755,9		120.890,5
abril	450,6	68,0	30	13.517,7	2.041,2	40.823,5	6219,1	163.294,2		116.251,5
mayo	447,9	67,6	31	13.884,5	2.096,6	41.931,2	6426,4	167.724,9		119.367,3
junio	445,2	67,2	30	13.356,0	2.016,8	40.335,1	6219,1	161.340,5		114.786,3
julio	442,5	66,8	31	13.718,4	2.071,5	41.429,6	6426,4	165.718,3		117.862,3
agosto	439,9	66,4	31	13.636,1	2.059,0	41.181,0	6426,4	164.723,9		117.116,5
septiembre	437,2	66,0	30	13.117,0	1.980,7	39.613,5	6219,1	158.453,8		112.621,2
octubre	434,6	65,6	31	13.472,9	2.034,4	40.688,3	6426,4	162.753,2		115.638,5
noviembre	432,0	65,2	30	12.960,1	1.957,0	39.139,5	6219,1	156.558,1		111.199,4
diciembre	429,4	64,8	31	13.311,8	2.010,1	40.201,5	6426,4	160.806,0		114.178,1
Utilidad neta anual (USD)										1.282.229,4
Y-2 / 2	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	DIA S	FLOW RATE (BFPM)	OIL RATE (BOPM)	COSTO PRODUCCIÓN MENSUAL (UDS)	CONSUMO ENERGIA MENSUAL (Kwm/USD)	INGRESOS POR VENTAS (USD)	IMPLEMENTACIÓN NUEVO ESCENARIO (USD)	UTILIDAD NETA (USD)
enero	445,2	67,2	31	13.801,2	2.084,0	41.679,6	5274,3	166.718,5		119.764,6
febrero	442,5	66,8	28	12.390,8	1.871,0	37.420,2	4763,9	149.680,9		107.496,8
marzo	439,9	66,4	31	13.636,1	2.059,0	41.181,0	5274,3	164.723,9		118.268,6
abril	437,2	66,0	30	13.117,0	1.980,7	39.613,4	5104,2	158.453,7		113.736,1
mayo	434,6	65,6	31	13.472,9	2.034,4	40.688,3	5274,3	162.753,1		116.790,5
junio	432,0	65,2	30	12.960,1	1.957,0	39.139,5	5104,2	156.558,0		112.314,3
julio	429,4	64,8	31	13.311,8	2.010,1	40.201,5	5274,3	160.805,9		115.330,1
agosto	426,8	64,5	31	13.231,9	1.998,0	39.960,3	5274,3	159.841,1		114.606,5
septiembre	424,3	64,1	30	12.728,2	1.922,0	38.439,2	5104,2	153.756,8		110.213,4
octubre	421,7	63,7	31	13.073,6	1.974,1	39.482,2	5274,3	157.928,8		113.172,3
noviembre	419,2	63,3	30	12.575,9	1.899,0	37.979,3	5104,2	151.917,3		108.833,8
diciembre	416,7	62,9	31	12.917,2	1.950,5	39.009,8	5274,3	156.039,3		111.755,2
Utilidad neta anual (USD)										1.362.282,2

Y-2 / 3	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	DIA S	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPM)	COSTO PRODUCCIÓN MENSUAL (UDS)	CONSUMO ENERGIA MENSUAL (Kwm/USD)	INGRESOS POR VENTAS (USD)	IMPLEMENTACIÓN NUEVO ESCENARIO (USD)	UTILIDAD NETA (USD)
enero	910	137,4	31	28.210,0	4.259,7	85.194,2	5434,8	340.776,8	320.000	- 69.852,2
febrero	904,5	136,6	28	25.327,1	3.824,4	76.487,9	4908,9	305.951,6		224.554,8
marzo	899,1	135,8	31	27.872,5	4.208,7	84.174,9	5434,8	336.699,7		247.090,0
abril	893,7	135,0	30	26.811,5	4.048,5	80.970,9	5259,5	323.883,4		237.653,1
mayo	888,4	134,1	31	27.539,0	4.158,4	83.167,9	5434,8	332.671,5		244.068,8
junio	883,0	133,3	30	26.490,8	4.000,1	80.002,1	5259,5	320.008,5		234.746,8
julio	877,7	132,5	31	27.209,6	4.108,6	82.172,8	5434,8	328.691,4		241.083,7
agosto	872,5	131,7	31	27.046,3	4.084,0	81.679,8	5434,8	326.719,2		239.604,6
septiembre	867,2	131,0	30	26.016,8	3.928,5	78.570,7	5259,5	314.282,8		230.452,6
octubre	862,0	130,2	31	26.722,7	4.035,1	80.702,6	5434,8	322.810,4		236.672,9
noviembre	856,9	129,4	30	25.705,5	3.881,5	77.630,7	5259,5	310.522,8		227.632,5
diciembre	851,7	128,6	31	26.403,0	3.986,9	79.737,1	5434,8	318.948,3		233.776,4
Utilidad neta anual (USD)										2.527.484,0

Nota. Representación de los beneficios y costos de la implementación de escenarios.

Tabla 34.

Utilidad neta por pozo según escenario pozo Y-4

Y-4 / 0	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	DIAS	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPM)	COSTO PRODUCCIÓN MENSUAL (UDS)	CONSUMO ENERGIA MENSUAL (Kwm/USD)	INGRESOS POR VENTAS (USD)	IMPLEMENTACIÓN NUEVO ESCENARIO (USD)	UTILIDAD NETA (USD)
enero	110	16,6	31	3.410,0	514,9	10.298,2	25035,0	41.192,8	0	5.859,6
febrero	109,3	16,5	28	3.061,5	462,3	9.245,8	22612,2	36.983,2		5.125,1
marzo	108,7	16,4	31	3.369,2	508,7	10.175,0	25035,0	40.700,0		5.490,0
abril	108,0	16,3	30	3.241,0	489,4	9.787,7	24227,4	39.150,7		5.135,7
mayo	107,4	16,2	31	3.328,9	502,7	10.053,3	25035,0	40.213,0		5.124,8
junio	106,7	16,1	30	3.202,2	483,5	9.670,6	24227,4	38.682,3		4.784,4
julio	106,1	16,0	31	3.289,1	496,6	9.933,0	25035,0	39.731,9		4.764,0
agosto	105,5	15,9	31	3.269,3	493,7	9.873,4	25035,0	39.493,5		4.585,2
septiembre	104,8	15,8	30	3.144,9	474,9	9.497,6	24227,4	37.990,2		4.265,3
octubre	104,2	15,7	31	3.230,2	487,8	9.755,3	25035,0	39.021,0		4.230,8
noviembre	103,6	15,6	30	3.107,3	469,2	9.383,9	24227,4	37.535,7		3.924,4
diciembre	103,0	15,5	31	3.191,6	481,9	9.638,5	25035,0	38.554,2		3.880,7
Utilidad neta anual (USD)										57.169,8

Y-4 / 1	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	DIA S	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPM)	COSTO PRODUCCIÓN MENSUAL (UDS)	CONSUMO ENERGIA MENSUAL (Kwm/USD)	INGRESOS POR VENTAS (USD)	IMPLEMENTACIÓN NUEVO ESCENARIO (USD)	UTILIDAD NETA (USD)
enero	647,1	97,7	31	20.060,1	3.029,1	60.581,5	8541,1	242.326,0	125.000	48.203,4
febrero	643,2	97,1	28	18.010,1	2.719,5	54.390,5	7714,5	217.561,9		155.456,8
marzo	639,4	96,5	31	19.820,1	2.992,8	59.856,7	8541,1	239.426,8		171.029,0
abril	635,5	96,0	30	19.065,7	2.878,9	57.578,3	8265,6	230.313,2		164.469,3
mayo	631,7	95,4	31	19.583,0	2.957,0	59.140,6	8541,1	236.562,3		168.880,6
junio	627,9	94,8	30	18.837,6	2.844,5	56.889,4	8265,6	227.557,7		162.402,7
julio	624,2	94,2	31	19.348,7	2.921,7	58.433,0	8541,1	233.732,1		166.758,0
agosto	620,4	93,7	31	19.232,6	2.904,1	58.082,4	8541,1	232.329,7		165.706,2
septiembre	616,7	93,1	30	18.500,5	2.793,6	55.871,5	8265,6	223.486,2		159.349,0
octubre	613,0	92,6	31	19.002,5	2.869,4	57.387,5	8541,1	229.550,1		163.621,5
noviembre	609,3	92,0	30	18.279,2	2.760,2	55.203,1	8265,6	220.812,4		157.343,7
diciembre	605,6	91,5	31	18.775,1	2.835,0	56.700,9	8541,1	226.803,8		161.561,7
Utilidad neta anual (USD)										1.844.781,9

Y-4 / 2	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	DIA S	FLOW RATE (BFPM)	OIL RATE (BOPM)	COSTO PRODUCCIÓN MENSUAL (UDS)	CONSUMO ENERGIA MENSUAL (Kwm/USD)	INGRESOS POR VENTAS (USD)	IMPLEMENTACIÓN NUEVO ESCENARIO (USD)	UTILIDAD NETA (USD)
enero	602	90,9	31	18.662,0	2.818,0	56.359,2	9671,1	225.437,0		159.406,6
febrero	598,4	90,4	28	16.754,9	2.530,0	50.599,7	8735,2	202.398,8		143.063,9
marzo	594,8	89,8	31	18.438,7	2.784,2	55.685,0	9671,1	222.739,8		157.383,8
abril	591,2	89,3	30	17.736,9	2.678,3	53.565,3	9359,1	214.261,3		151.336,9
mayo	587,7	88,7	31	18.218,1	2.750,9	55.018,7	9671,1	220.075,0		155.385,1
junio	584,2	88,2	30	17.524,7	2.646,2	52.924,5	9359,1	211.697,9		149.414,3
julio	580,7	87,7	31	18.000,2	2.718,0	54.360,5	9671,1	217.442,0		153.410,4
agosto	577,2	87,2	31	17.892,2	2.701,7	54.034,3	9671,1	216.137,3		152.431,9
septiembre	573,7	86,6	30	17.211,1	2.598,9	51.977,5	9359,1	207.910,2		146.573,5
octubre	570,3	86,1	31	17.678,1	2.669,4	53.387,9	9671,1	213.551,5		150.492,5
noviembre	566,8	85,6	30	17.005,2	2.567,8	51.355,7	9359,1	205.422,7		144.707,9
diciembre	563,4	85,1	31	17.466,6	2.637,5	52.749,1	9671,1	210.996,5		148.576,3
Utilidad neta anual (USD)										1.812.183,4

Y-4 / 3	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	DIA S	FLOW RATE (BFPM)	OIL RATE (BOPM)	COSTO PRODUCCIÓN MENSUAL (UDS)	CONSUMO ENERGIA MENSUAL (Kwm/USD)	INGRESOS POR VENTAS (USD)	IMPLEMENTACIÓN NUEVO ESCENARIO (USD)	UTILIDAD NETA (USD)
enero	204,1	30,8	31	6.327,1	955,4	19.107,8	5943,2	76.431,4	320.000	- 268.619,7
febrero	202,9	30,6	28	5.680,5	857,8	17.155,1	5368,0	68.620,6		46.097,4
marzo	201,7	30,5	31	6.251,4	944,0	18.879,2	5943,2	75.516,9		50.694,5
abril	200,4	30,3	30	6.013,4	908,0	18.160,6	5751,5	72.642,4		48.730,4
mayo	199,2	30,1	31	6.176,6	932,7	18.653,4	5943,2	74.613,5		50.016,9
junio	198,1	29,9	30	5.941,5	897,2	17.943,3	5751,5	71.773,3		48.078,5
julio	196,9	29,7	31	6.102,7	921,5	18.430,2	5943,2	73.720,8		49.347,4
agosto	195,7	29,5	31	6.066,1	916,0	18.319,6	5943,2	73.278,5		49.015,7
septiembre	194,5	29,4	30	5.835,2	881,1	17.622,3	5751,5	70.489,1		47.115,4
octubre	193,3	29,2	31	5.993,5	905,0	18.100,4	5943,2	72.401,8		48.358,1
noviembre	192,2	29,0	30	5.765,4	870,6	17.411,5	5751,5	69.645,8		46.482,9
diciembre	191,0	28,8	31	5.921,8	894,2	17.883,9	5943,2	71.535,5		47.708,5
Utilidad neta anual (USD)										263.026,0

Nota. Representación de los beneficios y costos de la implementación de escenarios.

Tabla 35.

Utilidad neta por pozo según escenario pozo Y-7

Y-7 / 0	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	DIAS	FLOW RATE (BFPM)	OIL RATE (BOPM)	COSTO PRODUCCIÓN MENSUAL (UDS)	CONSUMO ENERGIA MENSUAL (Kwm/USD)	INGRESOS POR VENTAS (USD)	IMPLEMENTACIÓN NUEVO ESCENARIO (USD)	UTILIDAD NETA (USD)
enero	290	43,8	31	8.990,0	1.357,5	27.149,8	2035,2	108.599,2	0	79.414,2
febrero	288,3	43,5	28	8.071,3	1.218,8	24.375,3	1838,2	97.501,1		71.287,6
marzo	286,5	43,3	31	8.882,4	1.341,2	26.825,0	2035,2	107.299,9		78.439,8
abril	284,8	43,0	30	8.544,3	1.290,2	25.803,9	1969,5	103.215,6		75.442,2
mayo	283,1	42,7	31	8.776,2	1.325,2	26.504,0	2035,2	106.016,2		77.477,0
junio	281,4	42,5	30	8.442,1	1.274,8	25.495,2	1969,5	101.980,7		74.516,0
julio	279,7	42,2	31	8.671,2	1.309,3	26.187,0	2035,2	104.747,8		76.525,7
agosto	278,0	42,0	31	8.619,1	1.301,5	26.029,8	2035,2	104.119,3		76.054,3
septiembre	276,4	41,7	30	8.291,1	1.252,0	25.039,0	1969,5	100.156,1		73.147,5
octubre	274,7	41,5	31	8.516,0	1.285,9	25.718,4	2035,2	102.873,6		75.120,1
noviembre	273,1	41,2	30	8.191,9	1.237,0	24.739,4	1969,5	98.957,8		72.248,8
diciembre	271,4	41,0	31	8.414,1	1.270,5	25.410,7	2035,2	101.642,9		74.197,0
Utilidad neta anual (USD)										903.870,2

Y-7 / 1	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	DIA S	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	COSTO PRODUCCIÓN MENSUAL (UDS)	CONSUMO ENERGIA MENSUAL (Kwmm/USD)	INGRESOS POR VENTAS (USD)	IMPLEMENTACIÓN NUEVO ESCENARIO (USD)	UTILIDAD NETA (USD)
enero	330	49,8	31	10.230,0	1.544,7	30.894,6	2332,5	123.578,4	130.000	- 39.648,7
febrero	328,0	49,5	28	9.184,6	1.386,9	27.737,4	2106,7	110.949,5		81.105,4
marzo	326,1	49,2	31	10.107,6	1.526,2	30.525,0	2332,5	122.099,9		89.242,5
abril	324,1	48,9	30	9.722,9	1.468,2	29.363,1	2257,2	117.452,2		85.831,9
mayo	322,2	48,6	31	9.986,7	1.508,0	30.159,8	2332,5	120.639,1		88.146,9
junio	320,2	48,4	30	9.606,5	1.450,6	29.011,8	2257,2	116.047,0		84.778,0
julio	318,3	48,1	31	9.867,2	1.489,9	29.798,9	2332,5	119.195,8		87.064,4
agosto	316,4	47,8	31	9.808,0	1.481,0	29.620,2	2332,5	118.480,6		86.528,0
septiembre	314,5	47,5	30	9.434,7	1.424,6	28.492,7	2257,2	113.970,7		83.220,8
octubre	312,6	47,2	31	9.690,7	1.463,3	29.265,8	2332,5	117.063,1		85.464,9
noviembre	310,7	46,9	30	9.321,8	1.407,6	28.151,8	2257,2	112.607,2		82.198,1
diciembre	308,9	46,6	31	9.574,7	1.445,8	28.915,6	2332,5	115.662,6		84.414,4
Utilidad neta anual (USD)										898.346,6

Y-7 / 2	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	DIA S	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	COSTO PRODUCCIÓN MENSUAL (UDS)	CONSUMO ENERGIA MENSUAL (Kwmm/USD)	INGRESOS POR VENTAS (USD)	IMPLEMENTACIÓN NUEVO ESCENARIO (USD)	UTILIDAD NETA (USD)
enero	368,5	55,6	31	11.423,5	1.724,9	34.499,0	2729,4	137.995,9		100.767,6
febrero	366,3	55,3	28	10.256,1	1.548,7	30.973,4	2465,2	123.893,6		90.455,0
marzo	364,1	55,0	31	11.286,8	1.704,3	34.086,2	2729,4	136.344,9		99.529,3
abril	361,9	54,6	30	10.857,2	1.639,4	32.788,7	2641,3	131.155,0		95.724,9
mayo	359,7	54,3	31	11.151,8	1.683,9	33.678,4	2729,4	134.713,7		98.305,9
junio	357,6	54,0	30	10.727,3	1.619,8	32.396,5	2641,3	129.585,9		94.548,1
julio	355,4	53,7	31	11.018,4	1.663,8	33.275,5	2729,4	133.102,0		97.097,1
agosto	353,3	53,3	31	10.952,3	1.653,8	33.075,8	2729,4	132.303,3		96.498,2
septiembre	351,2	53,0	30	10.535,4	1.590,8	31.816,8	2641,3	127.267,3		92.809,2
octubre	349,1	52,7	31	10.821,2	1.634,0	32.680,1	2729,4	130.720,5		95.311,0
noviembre	347,0	52,4	30	10.409,3	1.571,8	31.436,2	2641,3	125.744,7		91.667,2
diciembre	344,9	52,1	31	10.691,8	1.614,5	32.289,1	2729,4	129.156,5		94.138,0
Utilidad neta anual (USD)										1.146.851,4

Y-7 / 3	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	DIA S	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	COSTO PRODUCCIÓN MENSUAL (UDS)	CONSUMO ENERGIA MENSUAL (Kwmm/USD)	INGRESOS POR VENTAS (USD)	IMPLEMENTACIÓN NUEVO ESCENARIO (USD)	UTILIDAD NETA (USD)
enero	305,2	46,1	31	9.461,2	1.428,6	28.572,8	2620,6	114.291,3	340.000	- 256.902,1
febrero	303,4	45,8	28	8.494,3	1.282,6	25.652,9	2367,0	102.611,5		74.591,6
marzo	301,5	45,5	31	9.348,0	1.411,5	28.231,0	2620,6	112.923,9		82.072,3
abril	299,7	45,3	30	8.992,2	1.357,8	27.156,4	2536,1	108.625,5		78.933,1
mayo	297,9	45,0	31	9.236,2	1.394,7	27.893,2	2620,6	111.572,9		81.059,1
junio	296,2	44,7	30	8.884,6	1.341,6	26.831,5	2536,1	107.325,9		77.958,4
julio	294,4	44,5	31	9.125,7	1.378,0	27.559,5	2620,6	110.238,0		80.057,9
agosto	292,6	44,2	31	9.070,9	1.369,7	27.394,2	2620,6	109.576,6		79.561,9
septiembre	290,9	43,9	30	8.725,6	1.317,6	26.351,4	2536,1	105.405,6		76.518,2
octubre	289,1	43,7	31	8.962,4	1.353,3	27.066,4	2620,6	108.265,6		78.578,6
noviembre	287,4	43,4	30	8.621,2	1.301,8	26.036,1	2536,1	104.144,6		75.572,4
diciembre	285,7	43,1	31	8.855,2	1.337,1	26.742,6	2620,6	106.970,3		77.607,2
Utilidad neta anual (USD)										605.608,5

Nota. Representación de los beneficios y costos de la implementación de escenarios.

Tabla 36.

Utilidad neta por pozo según escenario pozo Y-10

Y-10 / 0	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	DIAS	FLOW RATE (BFPM)	OIL RATE (BOPM)	COSTO PRODUCCIÓN MENSUAL (UDS)	CONSUMO ENERGIA MENSUAL (Kwm/USD)	INGRESOS POR VENTAS (USD)	IMPLEMENTACIÓN NUEVO ESCENARIO (USD)	UTILIDAD NETA (USD)
enero	376	56,8	31	11.656,0	1.760,1	35.201,1	5522,1	140.804,5	0	100.081,2
febrero	373,7	56,4	28	10.464,8	1.580,2	31.603,8	4987,7	126.415,2		89.823,6
marzo	371,5	56,1	31	11.516,5	1.739,0	34.780,0	5522,1	139.119,9		98.817,8
abril	369,3	55,8	30	11.078,2	1.672,8	33.456,1	5344,0	133.824,4		95.024,3
mayo	367,1	55,4	31	11.378,8	1.718,2	34.363,9	5522,1	137.455,5		97.569,4
junio	364,9	55,1	30	10.945,6	1.652,8	33.055,8	5344,0	132.223,3		93.823,5
julio	362,7	54,8	31	11.242,6	1.697,6	33.952,7	5522,1	135.810,9		96.336,1
agosto	360,5	54,4	31	11.175,2	1.687,5	33.749,0	5522,1	134.996,1		95.724,9
septiembre	358,3	54,1	30	10.749,8	1.623,2	32.464,4	5344,0	129.857,5		92.049,1
octubre	356,2	53,8	31	11.041,5	1.667,3	33.345,2	5522,1	133.381,0		94.513,6
noviembre	354,0	53,5	30	10.621,2	1.603,8	32.076,0	5344,0	128.303,9		90.883,9
diciembre	351,9	53,1	31	10.909,4	1.647,3	32.946,3	5522,1	131.785,2		93.316,8
Utilidad neta anual (USD)										1.137.964,1
Y-10 / 1	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	DIAS	FLOW RATE (BFPM)	OIL RATE (BOPM)	COSTO PRODUCCIÓN MENSUAL (UDS)	CONSUMO ENERGIA MENSUAL (Kwm/USD)	INGRESOS POR VENTAS (USD)	IMPLEMENTACIÓN NUEVO ESCENARIO (USD)	UTILIDAD NETA (USD)
enero	680	102,7	31	21.080,0	3.183,1	63.661,6	6054,3	254.646,4	145.000	39.930,5
febrero	675,9	102,1	28	18.925,8	2.857,8	57.155,8	5468,4	228.623,2		165.999,0
marzo	671,9	101,5	31	20.827,8	3.145,0	62.900,0	6054,3	251.599,8		182.645,6
abril	667,8	100,8	30	20.035,0	3.025,3	60.505,7	5859,0	242.022,8		175.658,1
mayo	663,8	100,2	31	20.578,6	3.107,4	62.147,4	6054,3	248.589,7		180.388,0
junio	659,8	99,6	30	19.795,3	2.989,1	59.781,8	5859,0	239.127,2		173.486,5
julio	655,9	99,0	31	20.332,4	3.070,2	61.403,9	6054,3	245.615,5		178.157,4
agosto	651,9	98,4	31	20.210,4	3.051,8	61.035,5	6054,3	244.141,9		177.052,1
septiembre	648,0	97,9	30	19.441,1	2.935,6	58.712,2	5859,0	234.848,7		170.277,6
octubre	644,1	97,3	31	19.968,6	3.015,3	60.305,2	6054,3	241.220,9		174.861,4
noviembre	640,3	96,7	30	19.208,5	2.900,5	58.009,7	5859,0	232.039,0		168.170,3
diciembre	636,4	96,1	31	19.729,7	2.979,2	59.583,7	6054,3	238.335,0		172.697,0
Utilidad neta anual (USD)										1.959.323,5
Y-10 / 2	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	DIAS	FLOW RATE (BFPM)	OIL RATE (BOPM)	COSTO PRODUCCIÓN MENSUAL (UDS)	CONSUMO ENERGIA MENSUAL (Kwm/USD)	INGRESOS POR VENTAS (USD)	IMPLEMENTACIÓN NUEVO ESCENARIO (USD)	UTILIDAD NETA (USD)
enero	711,5	107,4	31	22.056,5	3.330,5	66.610,6	6511,2	266.442,5		193.320,6
febrero	707,2	106,8	28	19.802,5	2.990,2	59.803,5	5881,1	239.213,8		173.529,2
marzo	703,0	106,2	31	21.792,6	3.290,7	65.813,7	6511,2	263.254,8		190.929,9
abril	698,8	105,5	30	20.963,1	3.165,4	63.308,5	6301,2	253.234,1		183.624,4
mayo	694,6	104,9	31	21.531,9	3.251,3	65.026,3	6511,2	260.105,2		188.567,7
junio	690,4	104,3	30	20.712,3	3.127,6	62.551,1	6301,2	250.204,4		181.352,1
julio	686,3	103,6	31	21.274,3	3.212,4	64.248,3	6511,2	256.993,3		186.233,7
agosto	682,1	103,0	31	21.146,6	3.193,1	63.862,8	6511,2	255.451,4		185.077,3
septiembre	678,1	102,4	30	20.341,7	3.071,6	61.431,9	6301,2	245.727,7		177.994,6
octubre	674,0	101,8	31	20.893,6	3.154,9	63.098,8	6511,2	252.395,1		182.785,1
noviembre	669,9	101,2	30	20.098,3	3.034,8	60.697,0	6301,2	242.787,8		175.789,7
diciembre	665,9	100,6	31	20.643,7	3.117,2	62.343,9	6511,2	249.375,5		180.520,4
Utilidad neta anual (USD)										2.199.724,7

Y-10 / 3	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	DIA S	FLOW RATE (BFPM)	OIL RATE (BOPM)	COSTO PRODUCCIÓN MENSUAL (UDS)	CONSUMO ENERGIA MENSUAL (Kwm/USD)	INGRESOS POR VENTAS (USD)	IMPLEMENTACIÓN NUEVO ESCENARIO (USD)	UTILIDAD NETA (USD)
enero	373,1	56,3	31	11.566,1	1.746,5	34.929,6	6287,8	139.718,5	320.000	- 221.498,9
febrero	370,9	56,0	28	10.384,1	1.568,0	31.360,0	5679,3	125.440,2		88.400,8
marzo	368,6	55,7	31	11.427,7	1.725,6	34.511,7	6287,8	138.046,9		97.247,4
abril	366,4	55,3	30	10.992,7	1.659,9	33.198,1	6085,0	132.792,2		93.509,2
mayo	364,2	55,0	31	11.291,0	1.704,9	34.098,8	6287,8	136.395,3		96.008,7
junio	362,0	54,7	30	10.861,2	1.640,0	32.800,9	6085,0	131.203,5		92.317,7
julio	359,9	54,3	31	11.155,9	1.684,5	33.690,9	6287,8	134.763,5		94.784,8
agosto	357,7	54,0	31	11.089,0	1.674,4	33.488,7	6287,8	133.954,9		94.178,4
septiembre	355,6	53,7	30	10.666,9	1.610,7	32.214,0	6085,0	128.856,0		90.557,0
octubre	353,4	53,4	31	10.956,3	1.654,4	33.088,1	6287,8	132.352,3		92.976,4
noviembre	351,3	53,0	30	10.539,3	1.591,4	31.828,6	6085,0	127.314,3		89.400,8
diciembre	349,2	52,7	31	10.825,2	1.634,6	32.692,2	6287,8	130.768,8		91.788,8
Utilidad neta anual (USD)										799.671,1

Nota. Representación de los beneficios y costos de la implementación de escenarios.

Tabla 37.

Utilidad neta por pozo según escenario pozo Y-19

Y-19 / 0	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	DIAS	FLOW RATE (BFPM)	OIL RATE (BOPM)	COSTO PRODUCCIÓN MENSUAL (UDS)	CONSUMO ENERGIA MENSUAL (Kwm/USD)	INGRESOS POR VENTAS (USD)	IMPLEMENTACIÓN NUEVO ESCENARIO (USD)	UTILIDAD NETA (USD)
enero	144	21,7	31	4.464,0	674,1	13.481,3	10155,0	53.925,1	0	30.288,8
febrero	143,1	21,6	28	4.007,8	605,2	12.103,6	9172,3	48.414,3		27.138,4
marzo	142,3	21,5	31	4.410,6	666,0	13.320,0	10155,0	53.280,0		29.804,9
abril	141,4	21,4	30	4.242,7	640,6	12.813,0	9827,5	51.251,9		28.611,5
mayo	140,6	21,2	31	4.357,8	658,0	13.160,6	10155,0	52.642,5		29.326,8
junio	139,7	21,1	30	4.191,9	633,0	12.659,7	9827,5	50.638,7		28.151,6
julio	138,9	21,0	31	4.305,7	650,2	13.003,2	10155,0	52.012,7		28.854,5
agosto	138,1	20,8	31	4.279,9	646,3	12.925,2	10155,0	51.700,6		28.620,4
septiembre	137,2	20,7	30	4.116,9	621,7	12.433,2	9827,5	49.732,7		27.472,0
octubre	136,4	20,6	31	4.228,6	638,5	12.770,5	10155,0	51.082,1		28.156,5
noviembre	135,6	20,5	30	4.067,7	614,2	12.284,4	9827,5	49.137,7		27.025,8
diciembre	134,8	20,4	31	4.178,1	630,9	12.617,7	10155,0	50.470,9		27.698,2
Utilidad neta anual (USD)										341.149,5

Y-19 / 1	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	DIA S	FLOW RATE (BFPM)	OIL RATE (BOPM)	COSTO PRODUCCIÓN MENSUAL (UDS)	CONSUMO ENERGIA MENSUAL (Kwm/USD)	INGRESOS POR VENTAS (USD)	IMPLEMENTACIÓN NUEVO ESCENARIO (USD)	UTILIDAD NETA (USD)
enero	580	87,6	31	17.980,0	2.715,0	54.299,6	6963,3	217.198,4	150.000	5.935,5
febrero	576,5	87,1	28	16.142,6	2.437,5	48.750,5	6289,4	195.002,1		139.962,2
marzo	573,1	86,5	31	17.764,9	2.682,5	53.650,0	6963,3	214.599,8		153.986,6
abril	569,6	86,0	30	17.088,7	2.580,4	51.607,8	6738,7	206.431,2		148.084,7
mayo	566,2	85,5	31	17.552,3	2.650,4	53.008,1	6963,3	212.032,4		152.061,0
junio	562,8	85,0	30	16.884,2	2.549,5	50.990,4	6738,7	203.961,5		146.232,4
julio	559,4	84,5	31	17.342,4	2.618,7	52.373,9	6963,3	209.495,6		150.158,4
agosto	556,1	84,0	31	17.238,3	2.603,0	52.059,7	6963,3	208.238,6		149.215,7
septiembre	552,7	83,5	30	16.582,1	2.503,9	50.078,0	6738,7	200.312,1		143.495,4
octubre	549,4	83,0	31	17.032,1	2.571,8	51.436,8	6963,3	205.747,3		147.347,2
noviembre	546,1	82,5	30	16.383,7	2.473,9	49.478,9	6738,7	197.915,6		141.698,0
diciembre	542,8	82,0	31	16.828,3	2.541,1	50.821,4	6963,3	203.285,7		145.501,0
Utilidad neta anual (USD)										1.623.678,2

Y-19 / 2	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	DIA S	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	COSTO PRODUCCIÓN MENSUAL (UDS)	CONSUMO ENERGIA MENSUAL (Kwm/USD)	INGRESOS POR VENTAS (USD)	IMPLEMENTACIÓN NUEVO ESCENARIO (USD)	UTILIDAD NETA (USD)
enero	588,7	88,9	31	18.249,7	2.755,7	55.114,1	7571,4	220.456,4		157.770,9
febrero	585,2	88,4	28	16.384,7	2.474,1	49.481,8	6838,7	197.927,2		141.606,7
marzo	581,7	87,8	31	18.031,4	2.722,7	54.454,7	7571,4	217.818,8		155.792,7
abril	578,2	87,3	30	17.345,0	2.619,1	52.381,9	7327,2	209.527,7		149.818,6
mayo	574,7	86,8	31	17.815,6	2.690,2	53.803,2	7571,4	215.212,9		153.838,2
junio	571,2	86,3	30	17.137,5	2.587,8	51.755,2	7327,2	207.020,9		147.938,5
julio	567,8	85,7	31	17.602,5	2.658,0	53.159,5	7571,4	212.638,0		151.907,1
agosto	564,4	85,2	31	17.496,9	2.642,0	52.840,6	7571,4	211.362,2		150.950,2
septiembre	561,0	84,7	30	16.830,9	2.541,5	50.829,2	7327,2	203.316,8		145.160,4
octubre	557,7	84,2	31	17.287,5	2.610,4	52.208,4	7571,4	208.833,5		149.053,7
noviembre	554,3	83,7	30	16.629,5	2.511,1	50.221,1	7327,2	200.884,3		143.336,1
diciembre	551,0	83,2	31	17.080,7	2.579,2	51.583,7	7571,4	206.335,0		147.179,8
Utilidad neta anual (USD)										1.794.352,8

Y-19 / 3	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	DIA S	FLOW RATE (BFPD)	OIL RATE (BOPD)	COSTO PRODUCCIÓN MENSUAL (UDS)	CONSUMO ENERGIA MENSUAL (Kwm/USD)	INGRESOS POR VENTAS (USD)	IMPLEMENTACIÓN NUEVO ESCENARIO (USD)	UTILIDAD NETA (USD)
enero	206,2	31,1	31	6.392,2	965,2	19.304,4	5125,5	77.217,8	340.000	- 287.212,2
febrero	205,0	30,9	28	5.739,0	866,6	17.331,7	4629,5	69.326,6		47.365,5
marzo	203,7	30,8	31	6.315,7	953,7	19.073,5	5125,5	76.293,9		52.094,9
abril	202,5	30,6	30	6.075,3	917,4	18.347,5	4960,2	73.389,9		50.082,2
mayo	201,3	30,4	31	6.240,2	942,3	18.845,3	5125,5	75.381,2		51.410,3
junio	200,1	30,2	30	6.002,6	906,4	18.128,0	4960,2	72.511,8		49.423,7
julio	198,9	30,0	31	6.165,5	931,0	18.619,8	5125,5	74.479,3		50.733,9
agosto	197,7	29,9	31	6.128,5	925,4	18.508,1	5125,5	74.032,4		50.398,8
septiembre	196,5	29,7	30	5.895,2	890,2	17.803,6	4960,2	71.214,4		48.450,6
octubre	195,3	29,5	31	6.055,2	914,3	18.286,7	5125,5	73.146,7		49.734,5
noviembre	194,2	29,3	30	5.824,7	879,5	17.590,6	4960,2	70.362,4		47.811,6
diciembre	193,0	29,1	31	5.982,7	903,4	18.067,9	5125,5	72.271,6		49.078,1
Utilidad neta anual (USD)										259.372,0

Nota. Representación de los beneficios y costos de la implementación de escenarios.

Tabla 38.

Análisis VPN y TIR para evaluado para cada pozo C-1

Pozo C-1	Escenarios			
	Actual	Cambio de etapas	Cambio de frecuencia	Cambio de bomba
Ingresos por ventas (USD)	5.520.071	7.212.352	7.221.311	5.545.666
Costos operativos / producción (USD)	- 1.380.018	- 1.803.088	- 1.805.328	- 1.386.417
Costo consumo energetico anual (USD)	- 86.202	- 102.004	- 105.196	- 75.103
Implementacion de escenario (USD)		- 145.000		- 340.000
Utilidad antes de impuestos (USD)	4.053.851	5.162.260	5.310.787	3.744.147
Regalias del 15% (USD)	- 608.078	- 774.339	- 796.618	- 561.622
Ingresos anuales netos (USD)	3.445.773	4.387.921	4.514.169	3.182.525
VPN - 8 años (USD)	25.387.099	32.964.992	33.271.774	24.916.801
TIR (%)	-	3555,62	-	1101,854

Nota. Muestra los indicadores económicos VPN y TIR para cada escenario.

Tabla 39.*Análisis VPN y TIR para evaluado para cada pozo C-2*

Pozo C-2	Escenarios			
	Actual	Cambio de etapas	Cambio de frecuencia	Cambio de bomba
Ingresos por ventas (USD)	614.289	1.781.012	1.731.954	853.179
Costos operativos / producción (USD)	- 153.572	- 445.253	- 432.989	- 213.295
Costo consumo energetico anual (USD)	- 180.812	- 90.461	- 100.634	- 67.418
Implementacion de escenario (USD)		- 145.000		- 340.000
Utilidad antes de impuestos (USD)	279.905	1.100.298	1.198.332	232.467
Regalias del 15% (USD)	- 41.986	- 165.045	- 179.750	- 34.870
Ingresos anuales netos (USD)	237.919	935.253	1.018.582	197.597
VPN - 8 años (USD)	1.455.397	7.399.779	7.376.649	2.811.062
TIR (%)	-	762,1	-	105,2

Nota. Muestra los indicadores económicos VPN y TIR para cada escenario.**Tabla 40.***Análisis VPN y TIR para evaluado para cada pozo C-3*

Pozo C-3	Escenarios			
	Actual	Cambio de etapas	Cambio de frecuencia	Cambio de bomba
Ingresos por ventas (USD)	516.174	1.028.934	1.033.627	581.015
Costos operativos / producción (USD)	- 129.043	- 257.234	- 258.407	- 145.254
Costo consumo energetico anual (USD)	- 18.028	- 15.255	- 22.423	- 10.701
Implementacion de escenario (USD)		- 145.000		- 320.000
Utilidad antes de impuestos (USD)	369.102	611.446	752.797	105.060
Regalias del 15% (USD)	- 55.365	- 91.717	- 112.920	- 15.759
Ingresos anuales netos (USD)	313.736	519.729	639.877	89.301
VPN - 8 años (USD)	2.294.167	4.448.629	4.703.449	2.019.097
TIR (%)	-	432,0	-	77,3

Nota. Muestra los indicadores económicos VPN y TIR para cada escenario.**Tabla 41.***Análisis VPN y TIR para evaluado para cada pozo Y-2*

Pozo Y-2	Escenarios			
	Actual	Cambio de etapas	Cambio de frecuencia	Cambio de bomba
Ingresos por ventas (USD)	4.052.602	1.957.194	1.899.177	3.881.966
Costos operativos / producción (USD)	- 1.013.151	- 489.298	- 474.794	- 970.492
Costo consumo energetico anual (USD)	- 202.862	- 75.666	- 62.101	- 63.991
Implementacion de escenario (USD)		- 110.000		- 320.000
Utilidad antes de impuestos (USD)	2.836.590	1.282.229	1.362.282	2.527.484
Regalias del 15% (USD)	- 425.489	- 192.334	- 204.342	- 379.123
Ingresos anuales netos (USD)	2.411.102	1.089.895	1.157.940	2.148.361
VPN - 8 años (USD)	17.521.526	8.420.421	8.474.873	17.186.412
TIR (%)	-	1136,4	-	793,1

Nota. Muestra los indicadores económicos VPN y TIR para cada escenario.

Tabla 42.*Análisis VPN y TIR para evaluado para cada pozo Y-4*

Pozo Y-4	Escenarios			
	Actual	Cambio de etapas	Cambio de frecuencia	Cambio de bomba
Ingresos por ventas (USD)	469.249	2.760.462	2.568.070	870.670
Costos operativos / producción (USD)	- 117.312	- 690.116	- 642.018	- 217.667
Costo consumo energetico anual (USD)	- 294.767	- 100.565	- 113.869	- 69.976
Implementacion de escenario (USD)		- 125.000		- 320.000
Utilidad antes de impuestos (USD)	57.170	1.844.782	1.812.183	263.026
Regalias del 15% (USD)	- 8.575	- 276.717	- 271.828	- 39.454
Ingresos anuales netos (USD)	48.594	1.568.065	1.540.356	223.572
VPN - 8 años (USD)	167.617	11.985.856	11.220.563	2.913.218
TIR (%)	-	1474,300	-	116,600

Nota. Muestra los indicadores económicos VPN y TIR para cada escenario.**Tabla 43.***Análisis VPN y TIR para evaluado para cada pozo Y-7*

Pozo Y-7	Escenarios			
	Actual	Cambio de etapas	Cambio de frecuencia	Cambio de bomba
Ingresos por ventas (USD)	1.237.110	1.407.746	1.571.983	1.301.952
Costos operativos / producción (USD)	- 309.278	- 351.937	- 392.996	- 325.488
Costo consumo energetico anual (USD)	- 23.962	- 27.463	- 32.136	- 30.855
Implementacion de escenario (USD)		- 130.000		- 340.000
Utilidad antes de impuestos (USD)	903.870	898.347	1.146.851	605.608
Regalias del 15% (USD)	- 135.581	- 134.752	- 172.028	- 90.841
Ingresos anuales netos (USD)	768.290	763.595	974.824	514.767
VPN - 8 años (USD)	5.652.386	6.170.463	7.168.932	5.223.554
TIR (%)	-	695,6	-	201,7

Nota. Muestra los indicadores económicos VPN y TIR para cada escenario.**Tabla 44.***Análisis VPN y TIR para evaluado para cada pozo Y-10*

Pozo Y-10	Escenarios			
	Actual	Cambio de etapas	Cambio de frecuencia	Cambio de bomba
Ingresos por ventas (USD)	1.603.977	2.900.810	3.035.186	1.591.606
Costos operativos / producción (USD)	- 400.994	- 725.203	- 758.796	- 397.902
Costo consumo energetico anual (USD)	- 65.019	- 71.284	- 76.665	- 74.034
Implementacion de escenario (USD)		- 145.000		- 320.000
Utilidad antes de impuestos (USD)	1.137.964	1.959.323	2.199.725	799.671
Regalias del 15% (USD)	- 170.695	- 293.899	- 329.959	- 119.951
Ingresos anuales netos (USD)	967.270	1.665.425	1.869.766	679.720
VPN - 8 años (USD)	7.057.009	12.843.102	13.724.845	6.266.450
TIR (%)	-	1350,5	-	263,3

Nota. Muestra los indicadores económicos VPN y TIR para cada escenario.

Tabla 45.*Análisis VPN y TIR para evaluado para cada pozo Y-19*

Pozo Y-19	Escenarios			
	Actual	Cambio de etapas	Cambio de frecuencia	Cambio de bomba
Ingresos por ventas (USD)	614.289	2.474.220	2.511.334	879.628
Costos operativos / producción (USD)	- 153.572	- 618.555	- 627.833	- 219.907
Costo consumo energetico anual (USD)	- 119.567	- 81.987	- 89.147	- 60.349
Implementacion de escenario (USD)		- 150.000		- 340.000
Utilidad antes de impuestos (USD)	341.149	1.623.678	1.794.353	259.372
Regalias del 15% (USD)	- 51.172	- 243.552	- 269.153	- 38.906
Ingresos anuales netos (USD)	289.977	1.380.126	1.525.200	220.466
VPN - 8 años (USD)	1.945.351	10.490.451	11.150.315	2.992.555
TIR (%)	-	1057,6	-	111,9

Nota. Muestra los indicadores económicos VPN y TIR para cada escenario.

ANEXO 2

RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar un análisis respecto al caudal requerido o esperado para cada pozo en los escenarios de cambio de bomba, debido a que los costos de los nuevos equipos y lo que conlleva una instalación en fondo, pueden reducir notoriamente la rentabilidad de estos escenarios a largo plazo.

Para los pozos donde el caudal aumente, se recomienda realizar un estudio adecuado del yacimiento antes de la implementación del escenario, debido a que se debe dimensionar correctamente las nuevas condiciones operativas del pozo permitiendo así llevar un control del corte de agua en pozos donde dicho valor es muy elevado, evitando así que se puedan presentar problemas operacionales durante la vida productiva del pozo.

Para futuros pozos que presenten un corte de agua alto, se recomienda instalar bombas electrosumergible (Si es el caso) que tengan un rango operativo adecuado a las condiciones del pozo. Evitando que, al momento de realizar ajustes al caudal operativo, la bomba entre en un rango de subdimensionamiento que ocasione baja eficiencia y mayor consumo energético.

Se recomienda realizar un análisis de sensibilidades para los pozos con altos cortes de agua con el fin de que, se logre una optimización en la producción diaria sin que el frente de agua aumente, esto para escenarios como la variación de las etapas o la variación de frecuencia, ya que, al llevar a los pozos de rangos de Downthrust a rangos operativos óptimos por medio de estos dos escenarios, el caudal puede aumentar abruptamente.