



**OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN PARA POZOS DE UN CAMPO
DETERMINADO DE COLOMBIA USANDO SOFTWARE COMERCIAL**

NADYA PAULETTE VERGARA RAMÍREZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2016**



**OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN PARA POZOS DE UN CAMPO
DETERMINADO DE COLOMBIA USANDO SOFTWARE COMERCIAL**

NADYA PAULETTE VERGARA RAMÍREZ

**Trabajo de grado para optar al título de Especialista en Producción de
Hidrocarburos**

DIRECTOR:

**MANUEL ENRIQUE CABARCAS SIMANCAS
M.Sc en Ingeniería Química**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2016

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO DE ESTUDIO Y SU PROBLEMÁTICA ACTUAL.....	15
1.1. GENERALIDADES.....	15
1.2. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO ESTUDIO.....	17
1.3. PROBLEMÁTICA ACTUAL	21
2. CORRIDAS DE OPTIMIZACIÓN USANDO SOFTWARE COMERCIAL ..	23
2.1. IDENTIFICACIÓN DE LOS POZOS A SIMULAR.....	23
2.2. SIMULACIÓN CASOS BASE Y POSIBLES SOLUCIONES A LA PROBLEMÁTICA DEL CAMPO ESTUDIO USANDO SOFTWARE COMERCIAL	26
3. OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN PARA POZOS DE UN CAMPO DETERMINADO DE COLOMBIA.....	58
3.1. ANÁLISIS COMPARATIVO DE PRODUCCIÓN DEL ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS VERSUS CADA CASO PROPUESTO	59
3.2. COSTOS DE EXTRACCIÓN-PRODUCCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE UN BARRIL DE CRUDO.....	62
3.3. RENTABILIDAD ECONÓMICA DE LOS CASOS SIMULADOS.....	65
4. CONCLUSIONES.....	67
5. RECOMENDACIONES	68
BIBLIOGRAFIA.....	69

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Total de reservas del petróleo en el mundo (Tomado de Alboudwarej. H et al. La importancia del petróleo pesado. En Oilfield review. Otoño 2006. 1-p. [En línea] [Fecha de consulta: 27 de Junio del 2015].....	15
Figura 2. Área de Interés Exploratorio para Crudos Pesado en Colombia (HALLIBURTON – ANH. ppt Cuenca Llanos Orientales estudio integrado – Crudos Pesado)	17
Figura 3. Cuenca Llanos Orientales (Modificado y Tomado de HALLIBURTON – ANH. ppt Cuenca Llanos Orientales estudio integrado – Crudos Pesados)	18
Figura 4. Avance en crudos pesados (Modificado y tomado de SALGAR, M. Proyectos de crudo pesado en Colombia. II Colombia Oil & Gas Investment Conference. Cartagena de Indias, Diciembre 5 2006).....	20
Figura 5. Tornado de Operación del Caso Base de simulación Pozo 1	27
Figura 6. Opción 1 de rediseño evaluado para el Pozo 1	27
Figura 7. Opción 2 de rediseño evaluado para el Pozo 1	28
Figura 8. Opción 3 de rediseño evaluado para el Pozo 1	28
Figura 9. Tornado de Operación del Caso Base de simulación Pozo 2.....	30
Figura 10. Opción 1 de rediseño evaluado para el Pozo 2	30
Figura 11. Opción 2 de rediseño evaluado para el Pozo 2	31
Figura 12. Opción 3 de rediseño evaluado para el Pozo 2	31
Figura 13. Opción 4 de rediseño evaluado para el Pozo 2	32
Figura 14. Tornado de Operación del Caso Base de simulación Pozo 3.....	33
Figura 15. Opción 1 de rediseño evaluado para el Pozo 3	34
Figura 16. Opción 2 de rediseño evaluado para el Pozo 3	35
Figura 17. Opción 3 de rediseño evaluado para el Pozo 3	35
Figura 18. Tornado de Operación del Caso Base de simulación Pozo 4.....	37
Figura 19. Opción 1 de rediseño evaluado para el Pozo 4	37

Figura 20. Opción 2 de rediseño evaluado para el Pozo 4	38
Figura 21. Opción 3 de rediseño evaluado para el Pozo 4	38
Figura 22. Tornado de Operación del Caso Base de simulación Pozo 5.....	40
Figura 23. Opción 1 de rediseño evaluado para el Pozo 5	40
Figura 24. Opción 2 de rediseño evaluado para el Pozo 5	41
Figura 25. Opción 3 de rediseño evaluado para el Pozo 5	41
Figura 26. Tornado de Operación del Caso Base de simulación Pozo 6.....	43
Figura 27. Opción 1 de rediseño evaluado para el Pozo 6	43
Figura 28. Opción 2 de rediseño evaluado para el Pozo 6	44
Figura 29. Opción 3 de rediseño evaluado para el Pozo 6	44
Figura 30. Tornado de Operación del Caso Base de simulación Pozo 7.....	45
Figura 31. Opción 1 de rediseño evaluado para el Pozo 7	46
Figura 32. Opción 2 de rediseño evaluado para el Pozo 7	47
Figura 33. Opción 3 de rediseño evaluado para el Pozo 7	47
Figura 34. Tornado de Operación del Caso Base de simulación Pozo 8.....	49
Figura 35. Opción 1 de rediseño evaluado para el Pozo 8	49
Figura 36. Opción 2 de rediseño evaluado para el Pozo 8	50
Figura 37. Opción 3 de rediseño evaluado para el Pozo 8	50
Figura 38. Tornado de Operación del Caso Base de simulación Pozo 9.....	52
Figura 39. Opción 1 de rediseño evaluado para el Pozo 9	52
Figura 40. Opción 2 de rediseño evaluado para el Pozo 9	53
Figura 41. Opción 3 de rediseño evaluado para el Pozo 9	53
Figura 42. Tornado de Operación del Caso Base de simulación Pozo 10.....	55
Figura 43. Opción 1 de rediseño evaluado para el Pozo 10	56
Figura 44. Opción 2 de rediseño evaluado para el Pozo 10	56
Figura 45. Opción 3 de rediseño evaluado para el Pozo 10	57
Figura 46. Análisis del incremento de Producción de Crudo para cada uno de los pozos estudio teniendo en cuenta el Caso Base versus Caso Propuesto por simulación.....	62

Figura 47. Gráfico histórico del Petróleo WTI para 2016 (Tomado de Dólar/Web. Precio del Barril de Petróleo WTI vigente. [En línea] [Fecha de consulta: 17 de mayo del 2016]64

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Asociación de las características principales de los pozos estudio	23
Tabla 2. Datos obtenidos de la simulación con pipesim	24
Tabla 3. Pozos seleccionados para estudio.....	25
Tabla 4. Parámetros de diseño para caso base de simulación Pozo 1.....	26
Tabla 5. Parámetros de diseño para caso base de simulación Pozo 2.....	29
Tabla 6. Parámetros de diseño para caso base de simulación Pozo 3.....	33
Tabla 7. Parámetros de diseño para caso base de simulación Pozo 4.....	36
Tabla 8. Parámetros de diseño para caso base de simulación Pozo 5.....	39
Tabla 9. Parámetros de diseño para caso base de simulación Pozo 6.....	42
Tabla 10. Parámetros de diseño para caso base de simulación Pozo 7.....	45
Tabla 11. Parámetros de diseño para caso base de simulación Pozo 8.....	48
Tabla 12. Parámetros de diseño para caso base de simulación Pozo 9.....	51
Tabla 13. Parámetros de diseño para caso base de simulación Pozo 10.....	54
Tabla 14. Resumen general de los pozos evaluados	59
Tabla 15. Análisis comparativo del incremento en producción de los pozos estudio	60
Tabla 16. Rentabilidad Económica de los casos simulados	65

GLOSARIO

API: Escala de gravedad específica desarrollada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute, API) para medir la densidad relativa de diversos líquidos de petróleo, expresada en grados. La gravedad API está graduada en grados en un instrumento de hidrómetro y fue diseñada de manera tal que la mayoría de los valores quedaran entre 10° y 70° de gravedad API. La fórmula arbitraria utilizada para obtener este efecto es: Gravedad API = $(141,5/GE \text{ a } 60 \text{ °F}) - 131,5$; donde GE es la gravedad específica del fluido.

BES: Abreviatura de Bombeo Electrosomergible, es un tipo de sistema de levantamiento artificial, basado en la operación continua de una bomba centrífuga multietapa cuyos requerimientos de potencia son suministrados por un motor eléctrico de inducción, alimentado desde la superficie a través de un cable de potencia por una fuente de tensión primaria. Una vez se transforma la tensión primaria la energía requerida es transmitida a través del cable de potencia hasta el motor de subsuelo desde el transformador. El motor genera la fuerza para que se transmita a la bomba, compuesta por etapas cada una de las cuales consta de un impulsor que rota y difusor estacionario los cuales imparten un movimiento rotacional al líquido para llevarlo hasta superficie.

Corte de agua: Relación de agua producida comparada con el volumen total de líquidos producido.

Intake: Punto de entrada de fluido a una bomba.

Nivel de fluido: Distancia que hay desde la superficie hasta donde se encuentra el fluido en el pozo, cuyas unidades de longitud están dadas en pies (ft).

SLA: Abreviatura de Sistema de Levantamiento Artificial. Es un mecanismo externo a la formación productora encargado de levantar crudo desde la formación hasta las facilidades de producción a una determinada tasa, cuando la energía del pozo es insuficiente para producirlo por sí mismo o cuando la tasa es inferior a la deseada. Los sistemas de levantamiento artificial son el primer elemento al cual se recurre cuando se desea incrementar la producción en un campo, ya sea para reactivar pozos que no fluyen o para aumentar la tasa de flujo en pozos activos. Estos operan de diferentes formas sobre los fluidos del pozo, ya sea modificando alguna de sus propiedades o aportando un empuje adicional a los mismos.

TDH: Abreviatura en inglés de Cabeza dinámica total, el cual se entiende como el diferencial de presión o energía que la bomba de fondo debe suministrar para obtener el caudal deseado en las facilidades de superficie.

Workover: WO, intervención realizada a un pozo donde se ejecuta algún tipo de reacondicionamiento o proceso que altera el estado mecánico de dicho pozo (Por ejemplo: cementación remedial, cañoneo, instalación de tapones).

RESUMEN

TITULO: OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN PARA POZOS DE UN CAMPO DETERMINADO DE COLOMBIA USANDO SOFTWARE COMERCIAL*

AUTOR: NADYA PAULETTE VERGARA RAMÍREZ **

PALABRAS CLAVE: OPTIMIZACIÓN, SIMULACIÓN, PIPESIM, BOMBA ELECTROSUMERGIBLE, EFICIENCIA, RENTABILIDAD.

DESCRIPCIÓN:

Dada las difíciles circunstancias por las que está atravesando la industria del petróleo se ha visualizado un nuevo enfoque hacia el incremento de la explotación y producción de hidrocarburos pesados; al revisar la abundancia en reservas de este tipo de hidrocarburo en Colombia, se consideró como objeto de estudio del presente proyecto La Cuenca de Los Llanos Orientales.

De acuerdo con la amplitud de la información, se consideró indispensable acotarla a partir de la agrupación de las características más relevantes de aquellos pozos que presentaron incongruencias en el consumo de energía versus producción, obteniendo así 4 asociaciones que posteriormente se evaluaron con el software especializado Pipesim; de esta manera se escogieron 10 pozos con sistema de levantamiento artificial tipo bomba electrosumergible, los cuales se caracterizaron por la baja rentabilidad que ejercen en el campo; teniendo presente las características reales de los pozos estudio, se simuló cada pozo denominándose “Caso Base” y posteriormente al análisis de dichos resultados, se elaboraron oportunidades de mejora mediante el rediseño del SLA, el cual tuvo como objetivo principal la búsqueda de posibles soluciones al desbordante consumo energético de la bomba y el deficiente aporte de fluidos en superficie.

Teniendo en cuenta lo anterior, se escogió la bomba que mejor se acoplara a las necesidades establecidas y se realizó una comparación con el caso base de cada pozo para así resaltar el aumento de producción. Seguidamente se realizó un estudio que permitió calcular la rentabilidad que puede obtenerse a partir del rediseño escogido para evitar cierre de pozos y lograr el equilibrio financiero del Beneficio-Costo para el Campo Estudio.

* Monografía

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Msc. Manuel Enrique Cabarcas.

ABSTRACT

TITLE: OPTIMIZATION OPPORTUNITIES FOR WELLS OF A DETERMINED FIELD OF COLOMBIA USING COMMERCIAL SOFTWARE*

AUTHOR: NADYA PAULETTE VERGARA RAMÍREZ **

KEYWORDS: OPTIMIZATION, SIMULATION, PIPESIM, ELECTRO SUBMERSIBLE PUMP, EFFICIENCY, PROFITABILITY.

DESCRIPTION:

Given the difficult circumstances, which are crossing the oil industry it has displayed a new approach toward increasing exploration and production of heavy hydrocarbons; reviewing the abundance in reserves this type of hydrocarbon in Colombia it was considered as an object of study of this project The Eastern plains Basin.

According to the breadth of information, it was considered essential to narrow the information by associating the most important characteristics of the wells, which were simulated with pipesim where they obtained one outline of behavior that can have the study wells. In this way, they were chosen 10 wells with artificial lift with systems electric submersible pump, which are characterized by low profitability in the study field. later opportunities They were developed for improvement by redesign the SLA which was carried out using specialized software and PIPESIM which main objective was finding possible solutions to the energy consumption overflowing pump and the poor fluid input in the surface.

Considering the above, the pump best docked to the identified needs was chosen and later it has been made one comparison with the case basis the each well for is increase in production and taking into account the cost the production per barrel of oil in Colombia along with the price of WTI, the economic returns which represents for the study zone the redesigns chosen for each well was generated.

* Monograph

** Faculty of physical- Chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Msc. Manuel Enrique Cabarcas.

INTRODUCCIÓN

Actualmente la industria del petróleo ha venido atravesando tiempos de pérdidas en la producción, como son la suspensión de operación de Campos como Caño Sur y Acacias y la caída en perforación de pozos en lo que va corrido del año; lo anterior dado el bajo precio por el que se ha venido cotizando el crudo.

Dicha situación incentiva a buscar alternativas de optimización de costos con respecto a la producción de petróleo, para así obtener una mayor rentabilidad en proyectos como la exploración de hidrocarburos, ya que se ha convertido en un plan de sostenibilidad dada la menguante cotización del precio del crudo.

Es así, como nace el interés de realizar estudios que permiten encontrar un ahorro significativo en procesos que incluyen análisis de sistemas de levantamiento artificial dada su relación directa con la utilidad obtenida en la producción de crudo versus la eficiencia de la misma, pues a mejor desempeño mayor beneficio y viceversa.

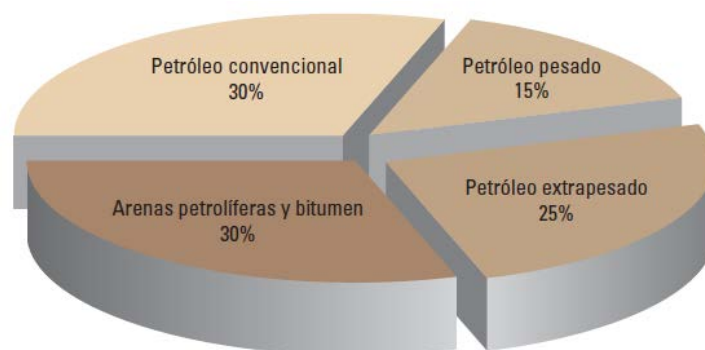
El presente proyecto busca encontrar alternativas u oportunidades de optimización para 10 pozos de un campo determinado de Colombia, a partir de simulaciones realizadas con software comercial que permitirá analizar e identificar las incongruencias tanto en el diseño de la bomba como en el desbordante consumo energético de la misma; posteriormente se propondrán posibles soluciones a la problemática actual mediante el replanteamiento de la configuración del SLA o la modificación del mismo.

1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO DE ESTUDIO Y SU PROBLEMÁTICA ACTUAL

1.1. GENERALIDADES

La mayor parte de los recursos de petróleo en el mundo corresponden a hidrocarburos viscosos y pesados, los cuales se consideran difíciles y costosos de producir y refinar ya que tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos, lo que exige más esfuerzos y erogaciones tanto para la extracción de productos utilizables como para la disposición final de los residuos. El petróleo pesado posee una densidad entre 22.3° - 11°API; los petróleos de 10°API o menor densidad se conocen como extrapesados, ultrapesados o superpesados porque son más densos que el agua.

Figura 1. Total de reservas del petróleo en el mundo (Tomado de Alboudwarej. H et al. La importancia del petróleo pesado. En Oilfield review. Otoño 2006. 1-p. [En línea] [Fecha de consulta: 27 de Junio del 2015])



El total de recursos de petróleo del mundo es de aproximadamente 9 a 13 x 10¹² (trillones) de barriles; del total de las reservas mundiales el 30% corresponde a crudo convencional (crudos dulces o ligeros que se extraen y refinan con mayor

agilidad o facilidad) y el 70% de las reservas corresponde a Crudo No Convencional (15% son crudos pesados y 55% crudos extra-pesados). Debido a la abundancia de este tipo de hidrocarburos, es común ver en la industria petrolera que se esté explotando petróleo pesado ya que promete desempeñar un rol muy importante en el futuro de la industria petrolera y muchos países están tendiendo a incrementar su producción al revisar las estimaciones de reservas, lo que conlleva a invertir en la infraestructura necesaria para asegurarse de no dejar atrás sus recursos de petróleo pesado.¹

Cabe citar las palabras dichas por el presidente Ejecutivo de la Cámara Colombiana de Bienes y Servicios Petroleros (Campetrol), Rubén Darío Lizarralde Montoya, en la cuarta versión del Heavy Oil Latin American Conference & Exhibition realizada en Septiembre de 2015 donde menciona: *“De allí la importancia de invertir en mayor tecnología, innovación y mejoramiento de procesos que permitan, no solo una adecuada extracción de este tipo de recurso hidrocarburífero, sino que aporte a disminuir los costos de producción, contribuyendo de esta manera al desarrollo de la industria en momentos en que requerimos alternativas para mitigar los efectos que nos está dejando la coyuntura de precios bajos”*.

De acuerdo con lo anterior, se evidencia que no sólo en Colombia sino también en otras partes del mundo, este tipo de hidrocarburo está convirtiéndose en el nuevo punto de focalización de las diferentes empresas petroleras; países como Venezuela con el 87,2% representa el país de la región con las mayores reservas de crudo pesado, le sigue México con el 7,4%, Ecuador con el 2,7%, Brasil con el

¹ ALBOUDWARE, H. et al. La importancia del petróleo pesado. En Oilfield review. Otoño 2006. 1-p. [En línea] [Fecha consulta: 27 de Junio de 2015].

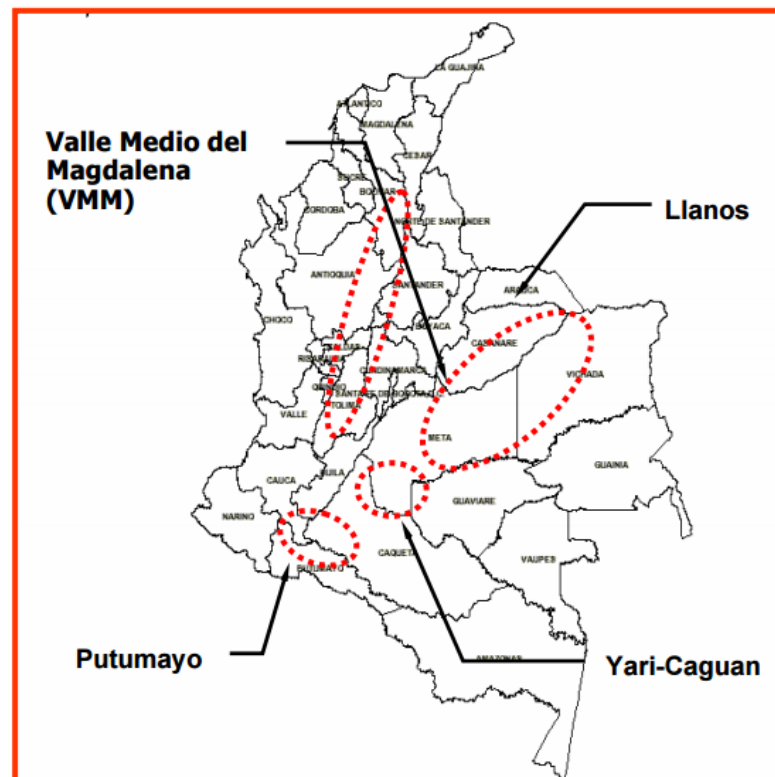
https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/aut06/heavy_oil.pdf

1,1%, *Colombia* en el quinto lugar con el 0,6%, Argentina con el 0,5% y Perú con el 0,4%.

1.2. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO ESTUDIO

En Colombia los crudos pesados son una parte importante para la solución energética del futuro, los cuales requieren de un amplio conocimiento, experiencia e implementación de tecnologías para su desarrollo sostenible. La *Figura 2* muestra las áreas de Colombia con presencia de crudo pesado.

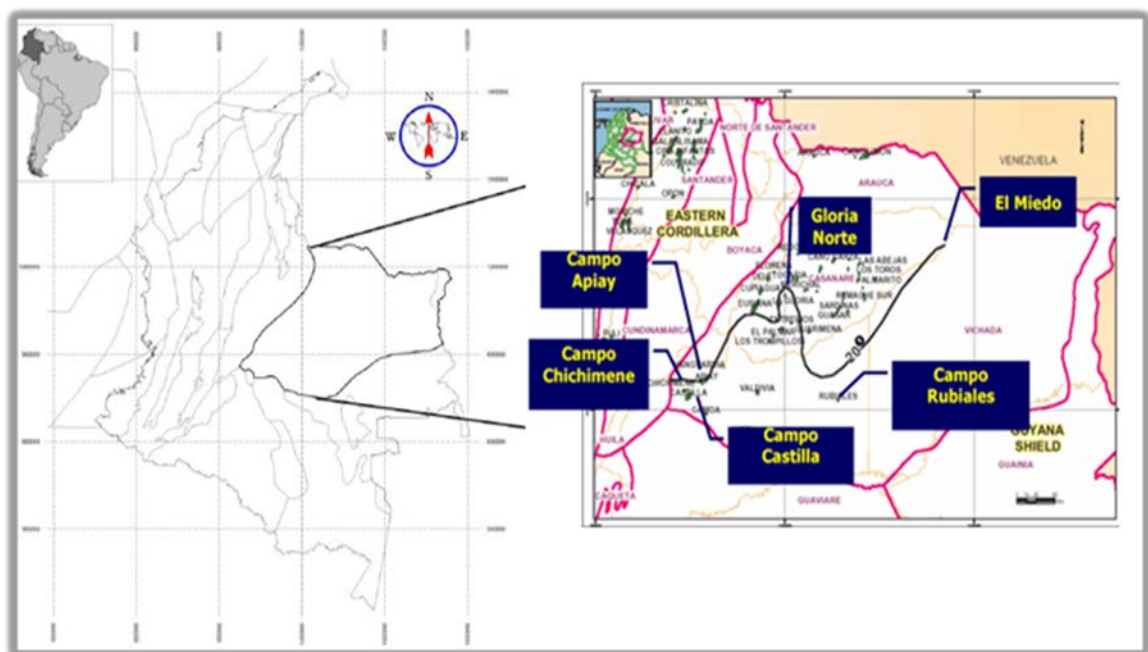
Figura 2. Área de Interés Exploratorio para Crudos Pesado en Colombia (HALLIBURTON – ANH. ppt Cuenca Llanos Orientales estudio integrado – Crudos Pesado)



Las mayores reservas de crudo pesado en el país (99%) se encuentran entre la región de los Llanos Orientales y la región del Valle Medio del Magdalena.²

El objeto de estudio de este proyecto de grado se centrará en los campos pertenecientes a la Cuenca de Los Llanos Orientales, *ver Figura 3*; sin embargo por efectos de confidencialidad de la información el nombre de los pozos estudio pertenecientes a esta región de Colombia no serán revelados.

Figura 3. Cuenca Llanos Orientales (Modificado y Tomado de HALLIBURTON – ANH. ppt Cuenca Llanos Orientales estudio integrado – Crudos Pesados)



A continuación se describen los campos más destacados que conforman esta zona:

² SALGAR, M. Proyectos de crudo pesado en Colombia. II Colombia Oil & Gas Investment Conference. Cartagena de Indias, Diciembre 5 2006. [En línea] [Fecha de consulta: 27 de Julio del 2015]. <http://www.anh.gov.co/Sala-de-Prensa/Presentaciones/Proyectos%20de%20crudo%20pesado%20en%20Colombia.pdf>

Las reservas probadas remanentes del Campo Rubiales calculadas hasta Diciembre de 2010 son de 5155 KBLS. La formación productora proviene de la unidad C7 de Carbonera. La historia de producción del campo Rubiales incluye los pozos de la Asociación Piritó. La producción inició en 1992. Se cerró en 1997 y comenzó de nuevo en el 2001 a una tasa promedio de 1700 BOPD con tendencia a subir, debido a la campaña de perforación de nuevos pozos. A Diciembre de 2005 la producción del campo fue de 8420 BPD con un corte de agua del 80% al 87%. La producción inicial por pozo está en un rango de 250 a 300 BPD con un porcentaje de agua de 30%. El mecanismo de producción es empuje hidrodinámico de agua.

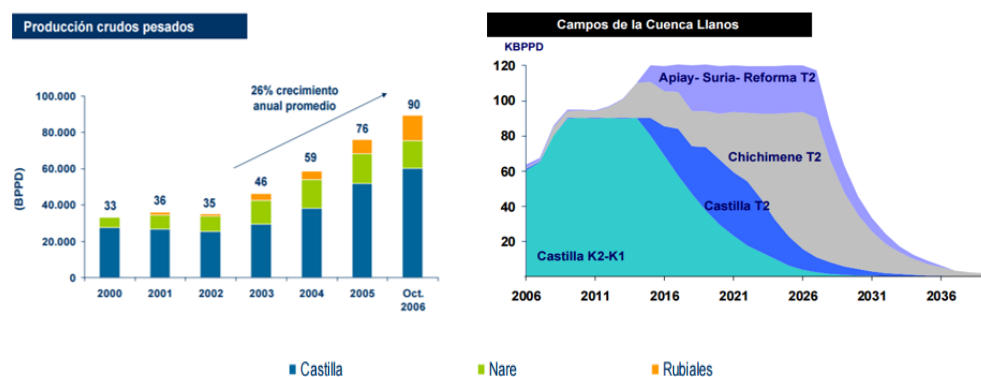
El Campo “El Miedo” fue operado por Occidental en 1981 cuya campaña de perforación comprendió pozos como El Miedo-1 de 19.6° API y El Miedo-4 de 19.2° API. Por medio de achicamiento (swabbing) y bombeo mecánico. Los dos pozos produjeron petróleo con ratas decrecientes desde 143 a 36 BOPD y una saturación de agua del 15%. En 1988 Occidental reevaluó el área e interpretó una trampa estratigráfica en sedimentos fluviales con posible fallamiento. El mismo año, programó el pozo El Miedo-5, el cual se interpretó estaba en la zona de mayor espesor de arenas petrolíferas; desafortunadamente este pozo fue seco. Hasta el presente no se ha reportado ninguna producción comercial de esta manifestación de crudo pesado.

La producción del campo “La Gloria Norte” se inició en 1984 con La Gloria Norte-1. La producción proviene de Mirador superior e inferior. En la actualidad se reportan 4 pozos productores y 1 abandonado. En diciembre de 2005 la tasa de producción fue de 509 BPD con un porcentaje de agua del 95%. El mecanismo de producción predominante es un mediano empuje de agua con expansión de fluidos. Las reservas probadas a Diciembre de 2005 son de 1150 KBLS.³

³ HALLIBURTON – ANH. Op cit., p. 2 - 7

Los campos Castilla y Chichimene fueron operados por Chevron desde 1969 hasta el año 2000, al revertir este contrato de asociación comienza a ser operado por Ecopetrol. Las formaciones productoras de estos campos provienen de las areniscas de Une (13.7° API para Castilla y 20° API para Chichimene) y Gacheta cuyas reservas probadas desarrolladas remanentes para el Campo Castilla son de 101 MMBLS (también fue probada la formación Mirador de 10° API como productora de crudo pesado, sin embargo no ha sido explotada comercialmente y se tiene como reserva para ser completada una vez se agoten las reservas de las formaciones Une y Gacheta) y para el “Campo Chichimene” se estiman unas reservas remanentes de 7190 KBLS para las formaciones Gacheta y Une; para la formación Mirador – Guadalupe las reservas totales son de 235970 KBLS que incluyen reservas probadas desarrolladas, probables y posibles.⁴ Desde el año 2002 se ha visto el aumento en la producción de hidrocarburos pesados de dichos campos como se ve reflejado en la *Figura 4*.

Figura 4. Avance en crudos pesados (Modificado y tomado de SALGAR, M. Proyectos de crudo pesado en Colombia. II Colombia Oil & Gas Investment Conference. Cartagena de Indias, Diciembre 5 2006).



⁴ HALLIBURTON - ANH. ppt Cuenca Llanos Orientales estudio integrado – Crudos Pesados. [En línea] [Fecha de consulta: 27 de julio del 2015]. <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Campos.pdf>

1.3. PROBLEMÁTICA ACTUAL

Teniendo claro la importancia que representa este tipo de hidrocarburo para la industria, se considera necesario citar los métodos de extracción más relevantes y así reconocer cuáles son las falencias que repercuten en la mayoría de los casos en el sistema de levantamiento artificial.

Métodos de extracción para hidrocarburos pesados:

- El método original de recuperación de petróleo pesado en frío es la minería, como es el caso de las minas a cielo abierto, rentable sólo en Canadá dónde el acceso desde la superficie y el volumen de los depósitos de arenas petrolíferas (176000 MMBLS) lo vuelven económico; o por minería subterránea como es el caso de Rusia. Una de las ventajas más destacadas de éste método es la recuperación de alrededor del 80% del hidrocarburo.
- Métodos asistidos termalmente, cuando el petróleo debe ser calentado para fluir.
- Algunos petróleos pesados pueden ser producidos a partir de pozos por producción primaria en frío como es el caso de la faja del Orinoco en Venezuela y las áreas marinas de Brasil.⁵
- Perforación de pozos horizontales y multilaterales para contactar la mayor parte del yacimiento posible.⁶

⁵ PINTO. C. et al. Offshore Heavy Oil in Campos Basin: The Petrobras EXperience. Artículo OTC 15283. Houston. Mayo 2003.

⁶ STALDER. JL. et al. Multilateral – Horizontal Wells Increase Rate and Lower Cost Per Barrel in the Zuata Field, Faja, Venezuela. Artículo SPE 69700. Isla Margarita. Marzo 2001.

- Inyección de diluyentes tales como nafta para reducir la viscosidad del fluido y mediante el empleo de tecnología de levantamiento artificial como sistemas de bombeo electrosumergibles (BES) y los sistemas de bombeo de cavidades progresivas (BCP), se llevan los hidrocarburos a superficie para ser transportados hasta una unidad de mejoramiento.⁷
- Otros métodos a destacar para extracción y producción de este tipo de hidrocarburo se tienen: Producción de petróleo pesado con arena, CHOPS; Inyección de agua; Inyección de un solvente miscible que reduce la viscosidad del petróleo pesado, VAPEX; impregnación con vapor o inyección intermitente de vapor, CSS; drenaje gravitacional asistido por vapor, SAGD; entre otros.⁸

Con respecto al SLA Electrosumergible el cual se destaca no sólo porque es el más usado en el área de estudio del presente proyecto sino también por su alto consumo energético; de acuerdo con la información reportada en campo como pruebas de producción, reportes del consumo de energía, estados mecánicos, entre otros, se ha visualizado una baja rentabilidad operativa debido al bajo rendimiento de la bomba y por consiguiente a la baja producción. Por tanto, se considera indispensable realizar corridas de optimización las cuales prometen ser el punto de partida en la identificación de brechas u oportunidades que permitirán en un futuro tomar acciones correctivas para lograr una adecuada administración del Sistema Integrado de Extracción.

⁷ ROBLES. J. Application of Advanced Heavy Oil Production Technologies in the Orinoco Heavy-Oil-Belt, Venezuela. Artículo SPE 69848. Isla Margarita. Marzo 2001.

⁸ ALBOUDWAREJ, H. et al. La importancia del petróleo pesado. En Oilfield review. Otoño 2006.

2. CORRIDAS DE OPTIMIZACIÓN USANDO SOFTWARE COMERCIAL

2.1. IDENTIFICACIÓN DE LOS POZOS A SIMULAR

Teniendo en cuenta la amplitud de la información que puede encontrarse para la zona de estudio de este proyecto, se decidió revisar la información de aquellos pozos en donde prevalecía la incongruencia en el incremento de los costos de la energía y el descenso en la producción de crudo.

Al depurar la información se descubrió que el SLA representa un alto consumo energético para el campo, resaltando que más de un 96% de los pozos registrados poseen bombas electrosumergible; de esta manera se decidió realizar 4 asociaciones que permitieran no sólo acotar la información sino también revisar el comportamiento que poseen este tipo de pozos los cuales son poco rentables para el campo, dado la incongruencia con su producción.

Las asociaciones establecidas presentes en la *Tabla 1*, se elaboraron teniendo en cuenta aquellos pozos con características similares, es decir se elaboraron rangos para las propiedades más relevantes como presión y temperatura de yacimiento, propiedades del fluido de yacimiento, tipos de bomba electrosumergible y producción.

Tabla 1. Asociación de las características principales de los pozos estudio

Características	Asociación 1	Asociación 2	Asociación 3	Asociación 4
N° de pozos evaluados	210	179	61	32
Producción Estimada (BFPD)	3082	3115	933	301
% BSW	89.4	91.8	62.4	6.64
°API	12.3	11.3	9.5	8.4
GOR (PCS/BS)	-	6.2	138	18

Características	Asociación 1	Asociación 2	Asociación 3	Asociación 4
Separador	No	No	Sí	No
NF	3697	2924	2598	4951
NFSB	1539	2194	1622	1332
Ubicación Intake (ft)	5028	5083	5717	6099
Índice de Productividad (BFPD/psi)	2.34	3.13	0.54	0.31
PIP (psi)	660	1018	705	584
Presión de Yacimiento (psia)	2588	2690	3500	2300
Temperatura de Yacimiento (°F)	189	188	191	186

Teniendo las asociaciones previamente establecidas, se procedió a hacer búsqueda de un software que se acoplara a las necesidades para realizar el estudio y comparación respectiva, en este caso se hizo uso del Simulador Pipesim que permite efectuar un análisis efectivo e integral del sistema de levantamiento artificial BES.

A partir de las simulaciones realizadas a las asociaciones previamente establecidas, se obtuvo un esbozo del comportamiento que pueden tener los pozos estudio, cuyos datos obtenidos se resumen en la *Tabla 2*.

Tabla 2. Datos obtenidos de la simulación con pipesim

Características	Asociación 1	Asociación 2	Asociación 3	Asociación 4
Bomba	Baker Hughes 538 Flex 47	Baker Hughes 538 Flex 47	Baker Hughes 538 P23	Baker Hughes 538 P23
N° de Etapas	135	135	130	130
Producción Estimada (BFPD)	3082	3114	933	301.29
Frecuencia de Operación (Hz)	49	49	54	60
Potencia de la Bomba (Hp)	106	187.96	110.28	184.74
Eficiencia de la Bomba (%)	44.35	48.27	27.75	6.33
PWF (psi)	1270	1696	1786	1346
PIP (psi)	720	1020	700	680

Características	Asociación 1	Asociación 2	Asociación 3	Asociación 4
PWH (psi)	101	83	150	181

De acuerdo con los resultados obtenidos se puede apreciar que en 2 de las 4 asociaciones existe una discrepancia; en el caso de la Asociación 3 el equipo instalado está sobredimensionado, es decir, su punto operativo en el tornado está en zona de downthrust; para el caso de la Asociación 4 claramente se observa la baja eficiencia de la bomba, además de un alto consumo con una frecuencia bastante considerable aportando un menor levantamiento de fluidos comparado con las otras asociaciones, esto puede ocurrir debido al sobredimensionamiento de la bomba ya que está diseñada para un caudal mínimo de 1200 BFPD y el pozo tan sólo aporta 301 BFPD.

Dadas las condiciones anteriores y revisando el comportamiento previo, se procedió a seleccionar 10 pozos para evaluar y analizar mediante software comercial las diferentes inconsistencias en la baja rentabilidad económica versus producción obtenida/esperada de los casos estudio, en la *Tabla 3* se detalla las características necesarias para dicho procedimiento.

Tabla 3. Pozos seleccionados para estudio

POZO N°	°API	Caudal (BFPD)	BSW (%)	PIP (psi)
1	7.5	441	8.49	546
2	7.9	652	5.32	637
3	7.9	411	11.4	768
4	8.1	253	4.04	843
5	8.2	3185	77	741
6	8.5	559	4.11	300
7	8.5	500	5	540
8	8.5	297	8.48	399
9	10.3	2942	99.77	1879

POZO N°	°API	Caudal (BFPD)	BSW (%)	PIP (psi)
10	10.6	35	27.5	1197

2.2. SIMULACIÓN CASOS BASE Y POSIBLES SOLUCIONES A LA PROBLEMÁTICA DEL CAMPO ESTUDIO USANDO SOFTWARE COMERCIAL

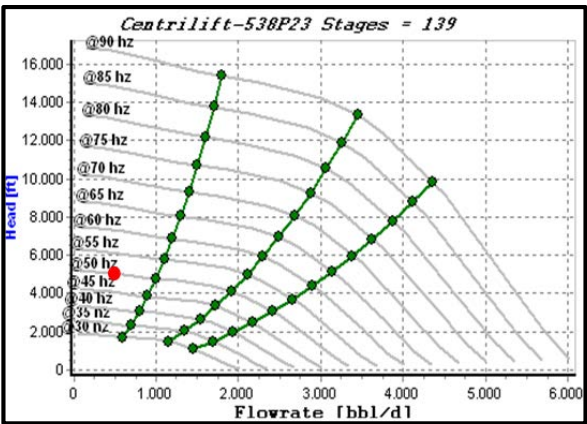
Teniendo en cuenta que los pozos a simular poseen alta viscosidad y una alta resistencia al flujo debido a la baja gravedad API, se consideró en la mayoría de los escenarios evaluados bombas serie 538 ya que el tamaño de sus etapas es considerable lo que permite una mayor área de desplazamiento del fluido a superficie.

- **Pozo 1:**

Tabla 4. Parámetros de diseño para caso base de simulación Pozo 1

PARÁMETROS DE DISEÑO PARA POZO 1			
Temperatura de Yacimiento	180°F	GOR	34.58 PCS/BS
Presión Estática	2300 psi	API	7.5°
Corte de Agua	8,5%	Índice de Productividad	0.554 BFPD/psi
CASO BASE DE SIMULACIÓN			
Bomba Baker Hughes	538 P23	Producción Estimada	441 BFPD
Número de Etapas	139	Eficiencia de la Bomba	21.29%
Ubicación Intake	6032 ft	Separador de Gas	GSTHVE VXH6
Frecuencia de Operación	50 Hz	Potencia de la Bomba	79.02 hp
PIP	546 psi	PWH	145 psi

Figura 5. Tornado de Operación del Caso Base de simulación Pozo 1



Al realizar la simulación con las condiciones actuales del pozo se encontró que su punto de operación está en zona de downthrust (ver Figura 5); lo cual se corrobora con la baja eficiencia de la bomba y el posible daño a la integridad mecánica del equipo de subsuelo, es de recordar que estas condiciones no son adecuadas en el desempeño de la BES ya que disminuye el tiempo de vida del equipo.

Figura 6. Opción 1 de rediseño evaluado para el Pozo 1

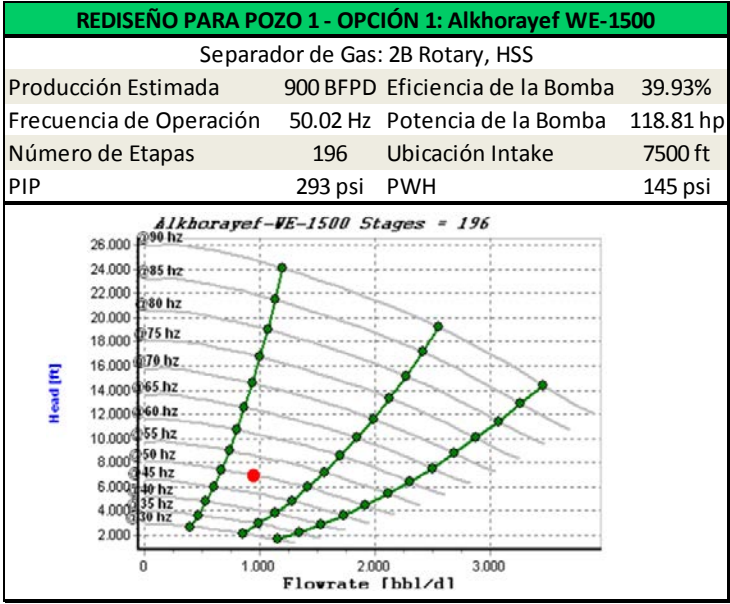


Figura 7. Opción 2 de rediseño evaluado para el Pozo 1

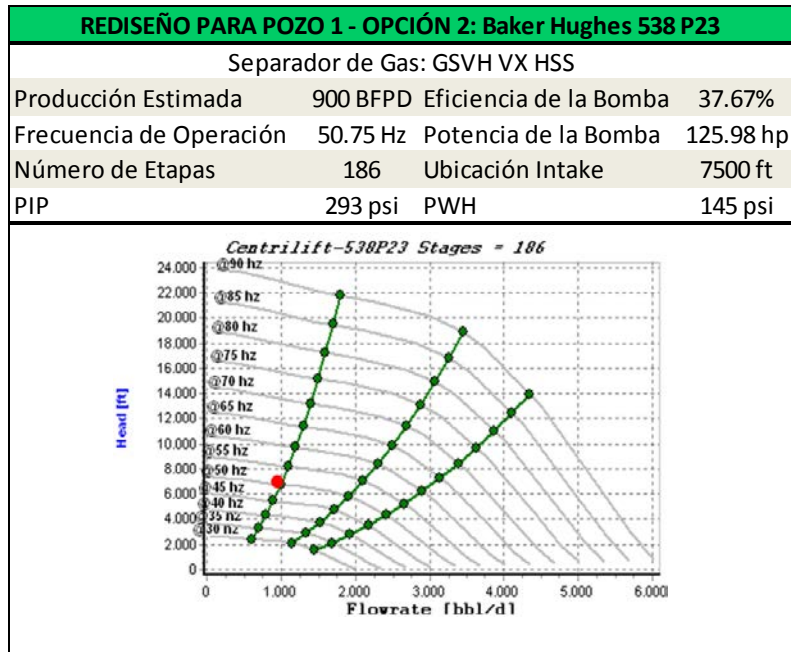
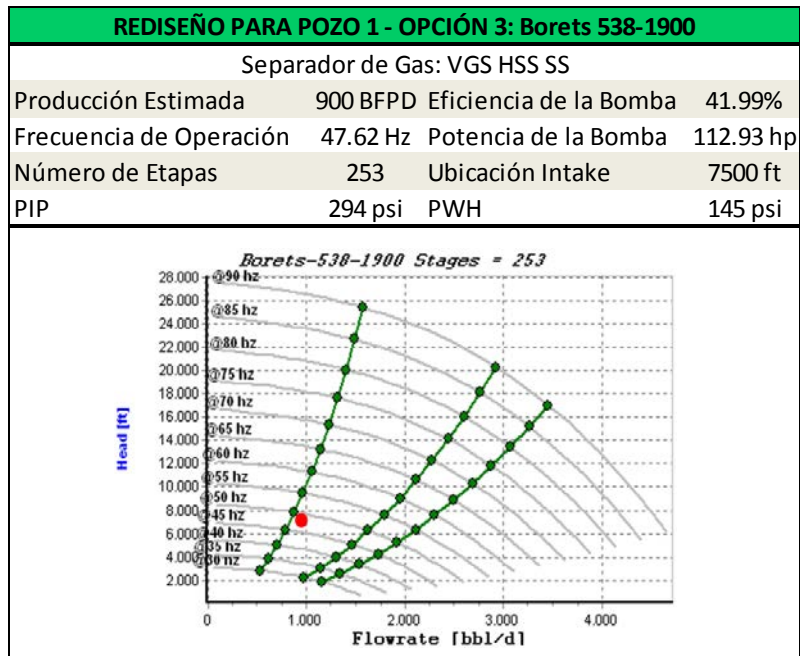


Figura 8. Opción 3 de rediseño evaluado para el Pozo 1



En el rediseño de la bomba se consideró probar con frecuencias operativas cercanas a la usada en el caso base y mediante la profundización de la ubicación de la bomba obtener un mayor potencial de producción de crudo.

Los escenarios propuestos se muestran en la *Figura 6*, *Figura 7* y *Figura 8*. Se destaca la bomba Borets 538-1900 con mayor eficiencia, sin embargo al revisar el punto de operación en el tornado, la bomba trabajaría cercano a la zona de downthrust al igual que la bomba de Baker P23, por tanto, se aconseja usar la bomba Alkhorayef WE-1500 ya que la ubicación de su punto operativo es eficiente a la misma frecuencia de operación manejada en el caso base pero con un levantamiento de fluidos bastante superior al inicial.

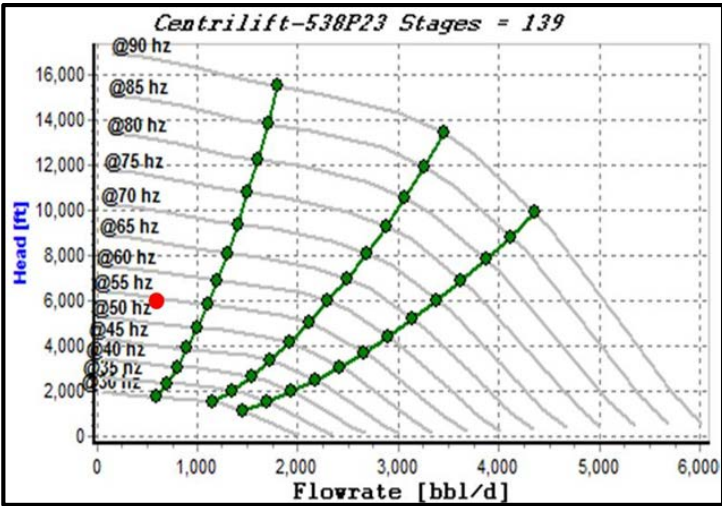
- Pozo 2:

Tabla 5. Parámetros de diseño para caso base de simulación Pozo 2

PARÁMETROS DE DISEÑO PARA POZO 2			
Temperatura de Yacimiento	180°F	GOR	0 PCS/BS
Presión Estática	2700 psi	API	8.1°
Corte de Agua	5,3%	Índice de Productividad	0.97 BFPD/psi
CASO BASE DE SIMULACIÓN			
Bomba Baker Hughes	538 P23	Producción Estimada	652 BFPD
Número de Etapas	139	Eficiencia de la Bomba	24.37%
Ubicación Intake	4986 ft	Separador de Gas	NO
Frecuencia de Operación	54 Hz	Potencia de la Bomba	102.38 hp
PIP	637 psi	PWH	190 psi

Al analizar las condiciones de operación de la bomba actual que posee el Pozo 2 se observa que está operando en zona de downthrust con una baja eficiencia del equipo, *ver Figura 9*.

Figura 9. Tornado de Operación del Caso Base de simulación Pozo 2



En el diseño de los escenarios propuestos se planteó mejorar el aporte de producción profundizando la ubicación de la bomba de subsuelo aproximadamente 2514 pies para así obtener una tasa de 1700 BFPD.

Figura 10. Opción 1 de rediseño evaluado para el Pozo 2

REDISEÑO PARA POZO 2 - OPCIÓN 1: Alkhorayef WE-1500 (Sin separador de Gas)			
Producción Estimada	1700 BFPD	Eficiencia de la Bomba	44.64%
Frecuencia de Operación	59.32 Hz	Potencia de la Bomba	218.8 hp
Número de Etapas	189	Ubicación Intake	7500 ft
PIP	608 psi	PWH	190 psi

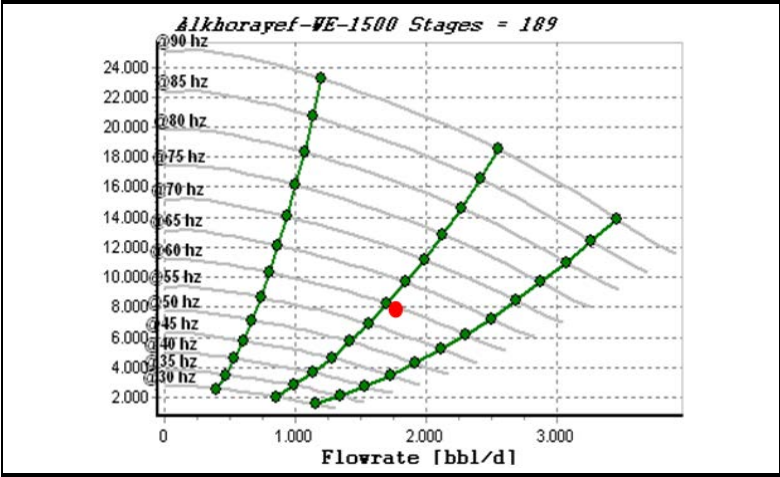


Figura 11. Opción 2 de rediseño evaluado para el Pozo 2

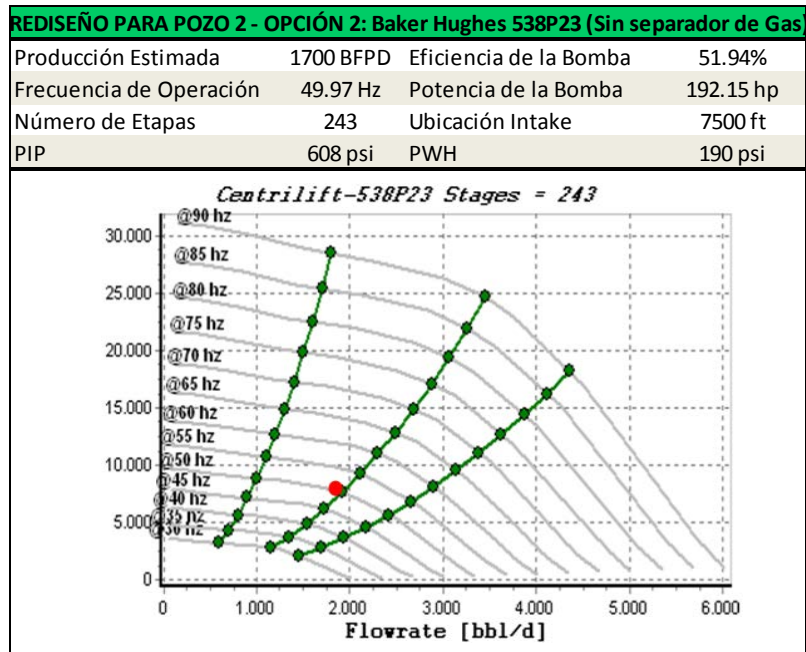


Figura 12. Opción 3 de rediseño evaluado para el Pozo 2

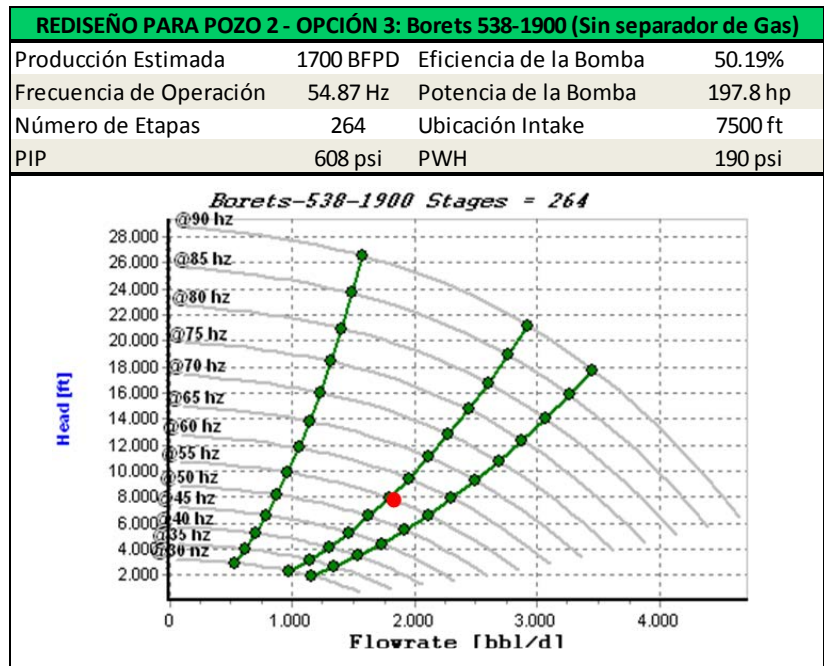
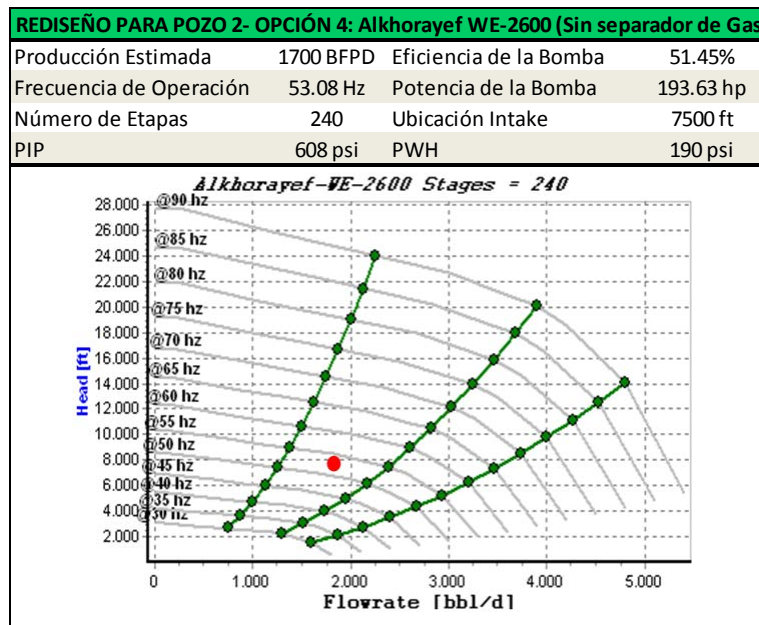


Figura 13. Opción 4 de rediseño evaluado para el Pozo 2



Los escenarios evaluados están reportados en la *Figura 10*, *Figura 11*, *Figura 12* y *Figura 13*. Al observar los 3 primeros rediseños se encontró que la bomba Alkhorayef WE-1500 posee el más bajo porcentaje de eficiencia a un consumo bastante alto comparado con los demás rediseños lo que ocasiona que la bomba sea descartada inmediatamente.

Revisando los otros dos rediseños, se observa que la bomba de Baker 538P23 tiene el más alto porcentaje de eficiencia dando así un indicio de ser la bomba adecuada; sin embargo se decidió evaluar un cuarto escenario con la bomba Alkhorayef WE-2600 la cual tiene una mayor capacidad en comparación con la WE-1500 descartada inicialmente; de esta manera se encontró que el punto operativo de la WE-2600 está ubicado en la zona adecuada del tornado y además posee un porcentaje de eficiencia de resaltar cercano a la bomba P23, con un consumo energético un punto más alto que la bomba en comparación a una frecuencia bastante significativa.

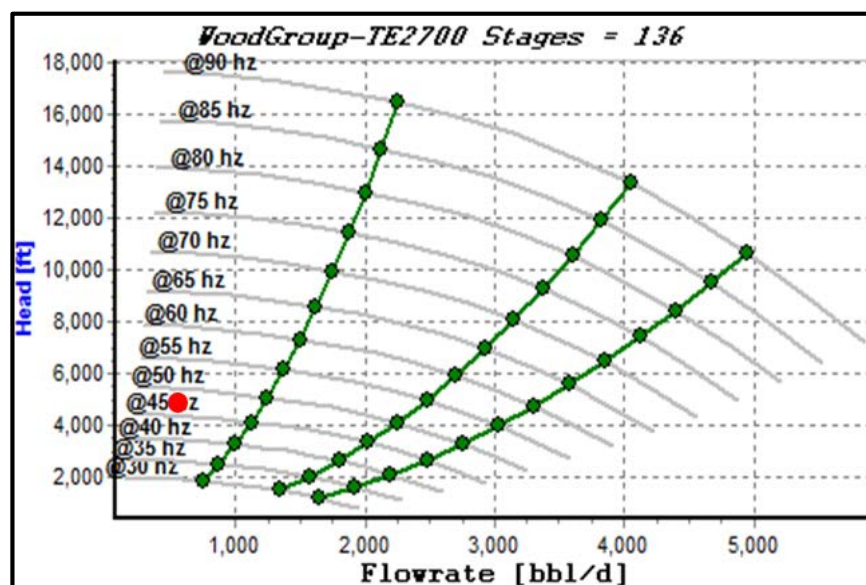
Dichos rediseños son adecuados lo cual sugiere que pueden escogerse cualquiera de las dos bombas, sin embargo es de resaltar nuevamente la importancia en la reducción de costos, por tanto, se escogería la bomba Baker 538P23.

- **Pozo 3:**

Tabla 6. Parámetros de diseño para caso base de simulación Pozo 3

PARÁMETROS DE DISEÑO PARA POZO 3			
Temperatura de Yacimiento	180°F	GOR	49 PCS/BS
Presión Estática	2800 psi	API	7.9°
Corte de Agua	11.40%	Índice de Productividad	0.375 BFPD/psi
CASO BASE DE SIMULACIÓN			
Bomba Wood Group	TE2700	Producción Estimada	411 BFPD
Número de Etapas	136	Eficiencia de la Bomba	24.15%
Ubicación Intake	6026 ft	Separador de Gas	AR STL HSS
Frecuencia de Operación	46 Hz	Potencia de la Bomba	58.63 hp
PIP	768 psi	PWH	190 psi

Figura 14. Tornado de Operación del Caso Base de simulación Pozo 3



Al observar el caso base de simulación se detectó que la bomba estaba operando en zona de downthrust severo lo que disminuye el tiempo útil de la bomba BES el cual es aproximadamente 2000 días. Ver Figura 14.

Para aumentar la tasa de producción se estimó profundizar la ubicación de la bomba 1474 pies y emplear una frecuencia aproximada a la usada en el caso base. Teniendo en cuenta el diseño inicial de la bomba y el valor del GOR se consideró entonces indispensable colocar un separador para los nuevos rediseños.

Figura 15. Opción 1 de rediseño evaluado para el Pozo 3

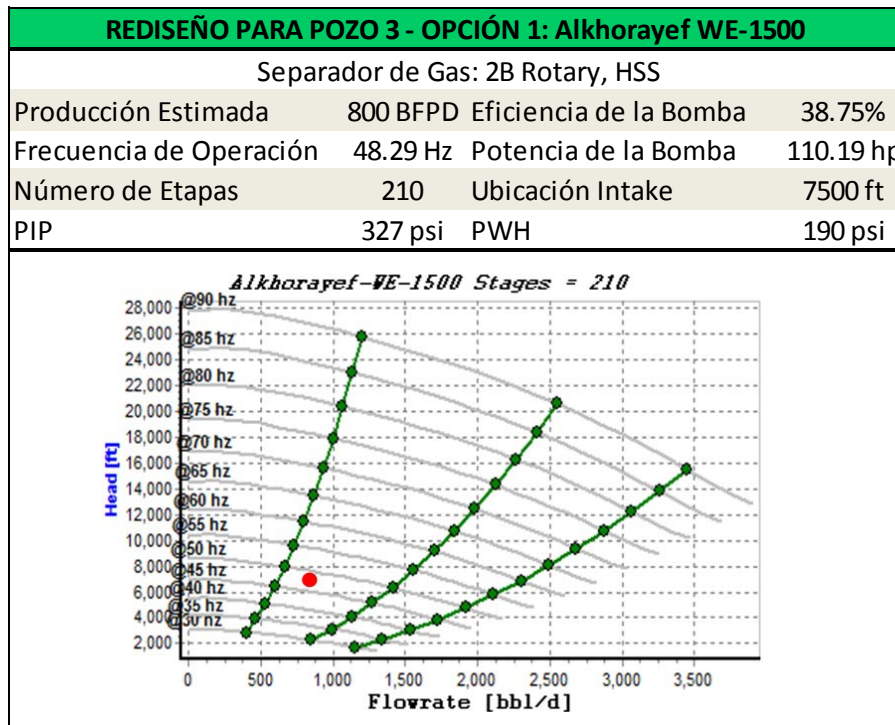


Figura 16. Opción 2 de rediseño evaluado para el Pozo 3

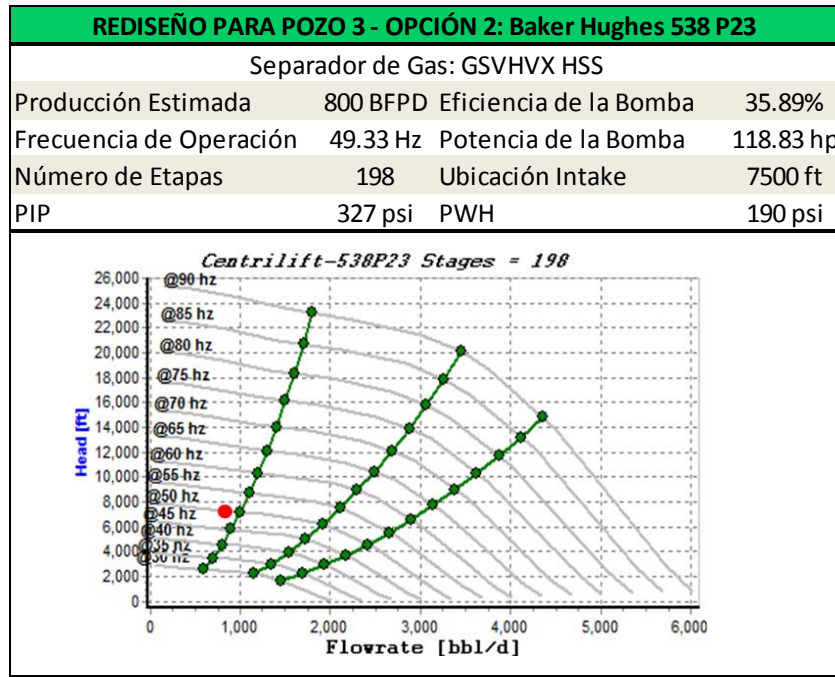
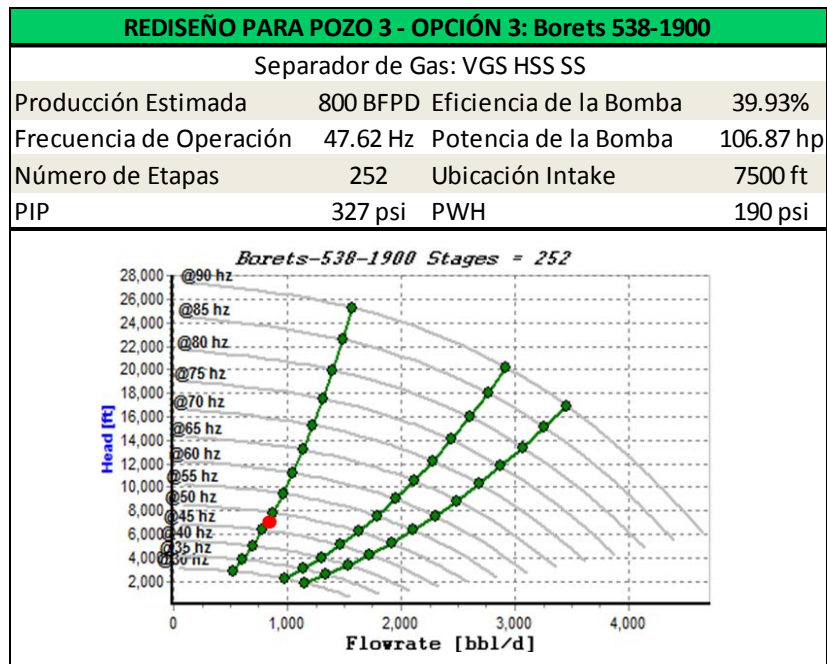


Figura 17. Opción 3 de rediseño evaluado para el Pozo 3



Revisando los escenarios planteados se observa que la bomba 538-1900 de Borets tiene una mayor eficiencia y menor consumo energético, su punto operativo se encuentra muy cercano a la zona de downthrust lo cual es un criterio de descarte inmediato.

Comparado con el caso base, la bomba sugerida es la WE-1500 de Alkhorayef ya que a diferencia de las otras bombas, su punto operativo se encuentra mejor ubicado y con tan sólo 2 Hz por encima de la frecuencia inicial (48.29 Hz) elevaría prácticamente el doble de producción siendo aproximadamente 800 BFPD con un consumo de 110 caballos de fuerza, reduciendo de esta manera casi a la mitad la presión a la entrada de la bomba y obteniendo así una presión en cabeza igual a la manejada con la bomba inicial: 190 psi.

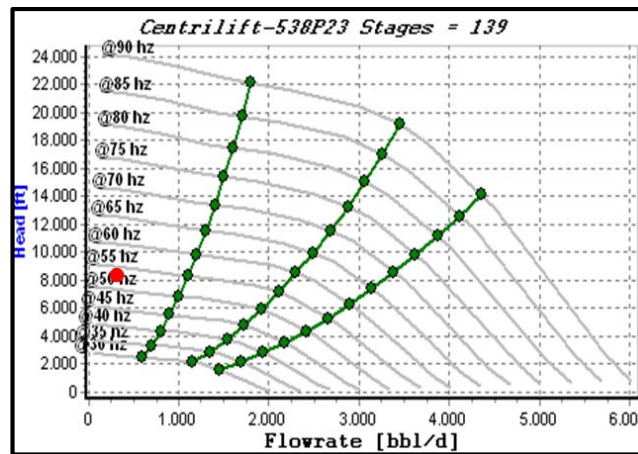
- Pozo 4:

Tabla 7. Parámetros de diseño para caso base de simulación Pozo 4

PARÁMETROS DE DISEÑO PARA POZO 4			
Temperatura de Yacimiento	185°F	GOR	0 PCS/BS
Presión Estática	2300 psi	API	8.1°
Corte de Agua	4.00%	Índice de Productividad	0.42 BFPD/psi
CASO BASE DE SIMULACIÓN			
Bomba Baker Hughes	538P23	Producción Estimada	253 BFPD
Número de Etapas	139	Eficiencia de la Bomba	17.76%
Ubicación Intake	7002 ft	Separador de Gas	GSTE VXH6
Frecuencia de Operación	53 Hz	Potencia de la Bomba	88.52 hp
PIP	843 psi	PWH	220 psi

De acuerdo a la configuración inicial de este pozo, se observó que su punto operativo está en zona de downthrust y por consiguiente presenta un pésimo porcentaje de eficiencia de la bomba, lo cual se corrobora con los resultados obtenidos mostrados en la *Figura 18*.

Figura 18. Tornado de Operación del Caso Base de simulación Pozo 4



Para este pozo se planea realizar un cañoneo y profundizar la ubicación de la bomba para así obtener un mayor aporte de fluidos en superficie, aproximadamente 700 BFPD, no se tuvo en cuenta poner separador de gas en los rediseños ya que en las últimas pruebas de producción el pozo no aportó gas.

Figura 19. Opción 1 de rediseño evaluado para el Pozo 4

REDISEÑO PARA POZO 4 - OPCIÓN 1: Alkhorayef WE-1500 (Sin separador de Gas)

Producción Estimada	700 BFPD	Eficiencia de la Bomba	36.18%
Frecuencia de Operación	48.93 Hz	Potencia de la Bomba	140.25 hp
Número de Etapas	273	Ubicación Intake	7500 ft
PIP	376 psi	PWH	200 psi

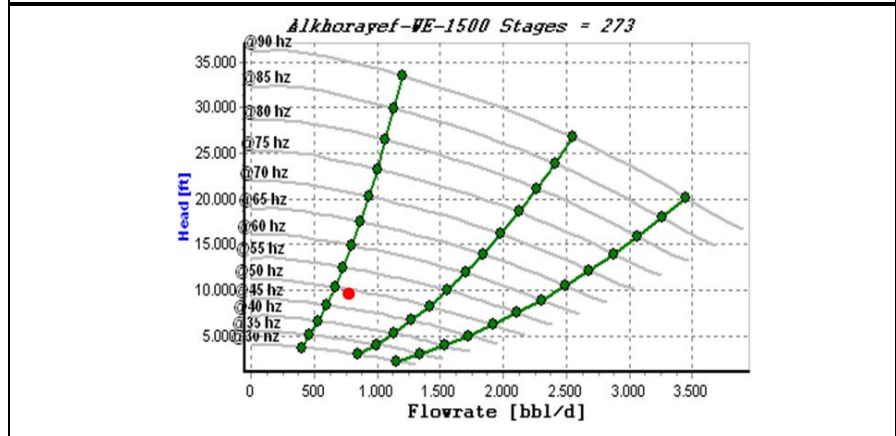


Figura 20. Opción 2 de rediseño evaluado para el Pozo 4

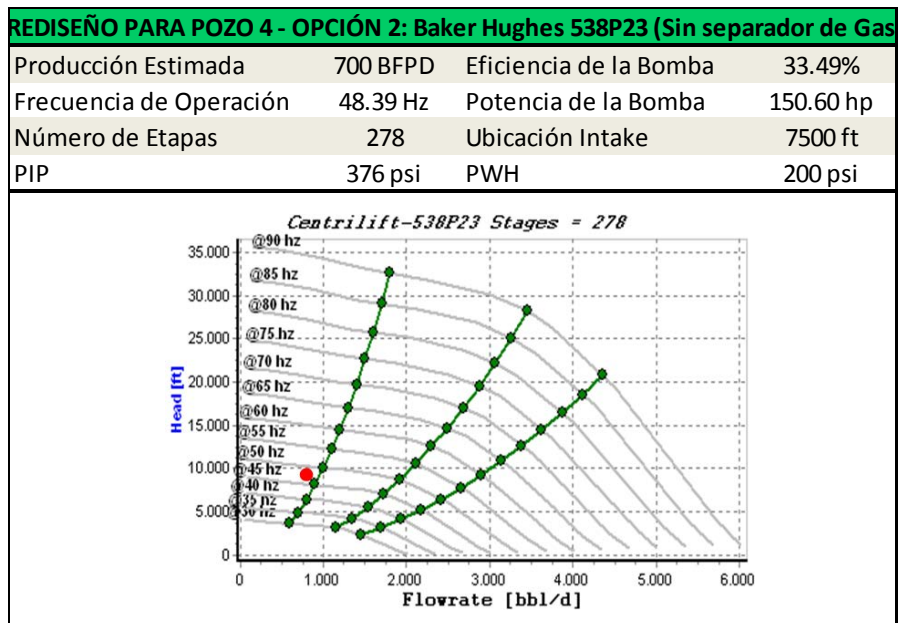
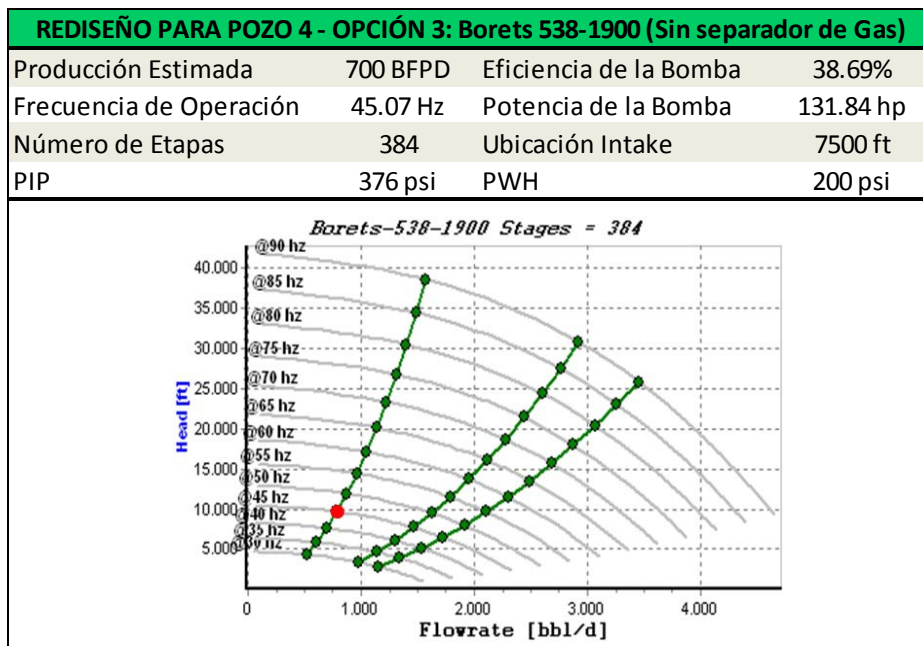


Figura 21. Opción 3 de rediseño evaluado para el Pozo 4



Los rediseños evaluados muestran que la bomba con mayor eficiencia es la Borets 538-1900, sin embargo su punto operativo está muy cercano a la zona de downthrust lo que indicaría que tendría bastante riesgo de afectar la vida útil del equipo; se observa también que la bomba Alkhorayef WE-1500 tiene una mejor ubicación de su punto de operación en el tornado resaltando que con una menor frecuencia de operación aproximadamente 49 Hz y 498 pies adicionales de columna de fluido, se obtiene casi el triple de producción en superficie con tan sólo un 36 % de eficiencia de la bomba, reduciendo de esta manera la presión a la entrada de la bomba e igualmente la presión en cabeza de pozo, es así como se considera que esta bomba es la más adecuada para este pozo.

- Pozo 5:

Tabla 8. Parámetros de diseño para caso base de simulación Pozo 5

PARÁMETROS DE DISEÑO PARA POZO 5			
Temperatura de Yacimiento	185°F	GOR	61.15 PCS/BS
Presión Estática	3300 psi	API	8.2°
Corte de Agua	77.00%	Índice de Productividad	2.72 BFPD/psi
CASO BASE DE SIMULACIÓN			
Bomba Alkhorayef	WG-4000	Producción Estimada	3185 BFPD
Número de Etapas	200	Eficiencia de la Bomba	43.20%
Ubicación Intake	5028 ft	Separador de Gas	NO
Frecuencia de Operación	50 Hz	Potencia de la Bomba	209.84 hp
PIP	741 psi	PWH	270 psi

Al revisar los reportes se observó que la bomba del pozo 5 presentó falla por un posible desgaste en la bomba dado su run life alto, lo que ocasionó una eficiencia medianamente baja.

Figura 22. Tornado de Operación del Caso Base de simulación Pozo 5

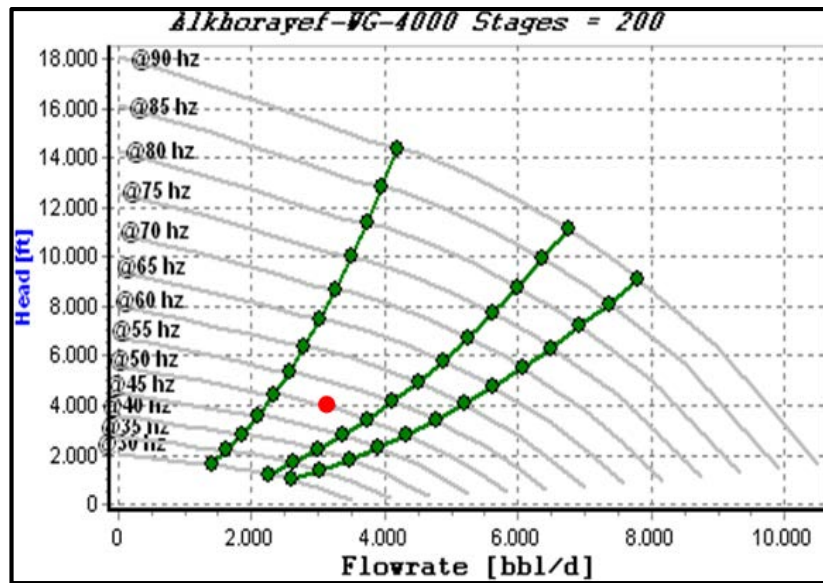


Figura 23. Opción 1 de rediseño evaluado para el Pozo 5

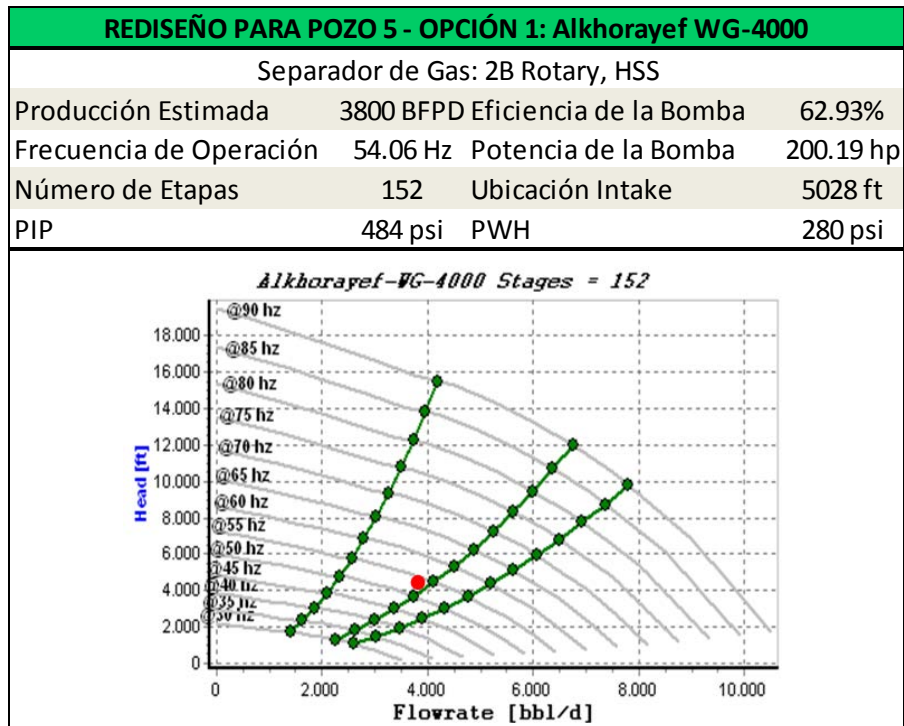


Figura 24. Opción 2 de rediseño evaluado para el Pozo 5

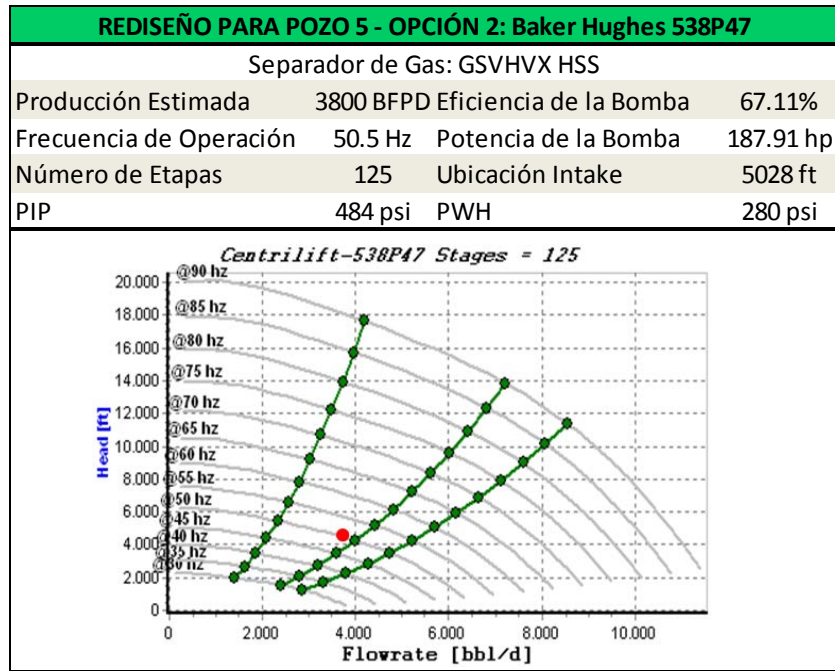
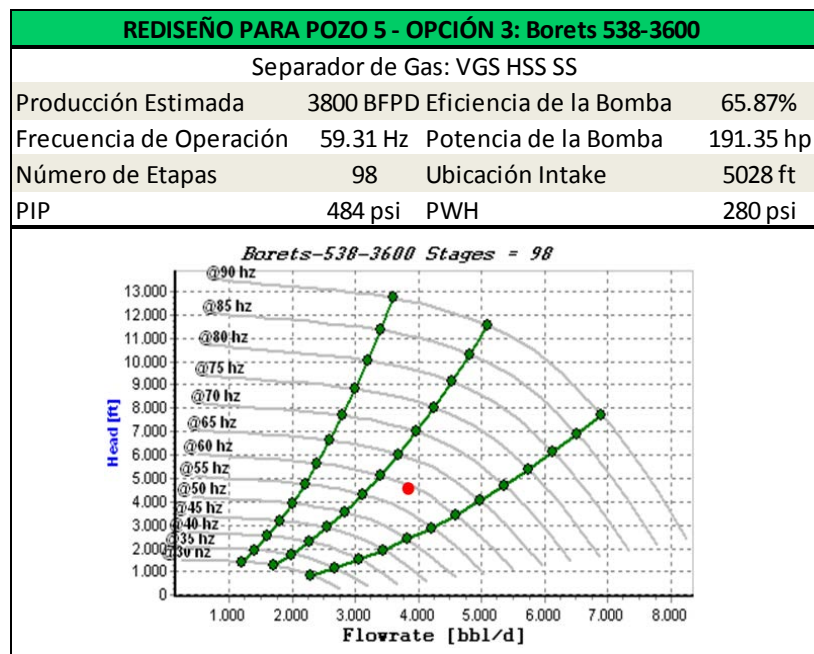


Figura 25. Opción 3 de rediseño evaluado para el Pozo 5



De acuerdo con la última prueba de producción reportada, el pozo aportaba 3185 BFPD a un 43% de eficiencia de la bomba, por tanto los rediseños evaluados se elaboraron a una tasa máxima de producción de 3800 BFPD y con separador de gas dado su GOR alto.

Es de resaltar que la bomba Baker Hughes 538P47 posee no sólo mayor eficiencia y mejor ubicación del punto operativo sino también que su consumo es menor comparado con los escenarios evaluados y el caso base de simulación, a una frecuencia de tan sólo 50.5 Hz.

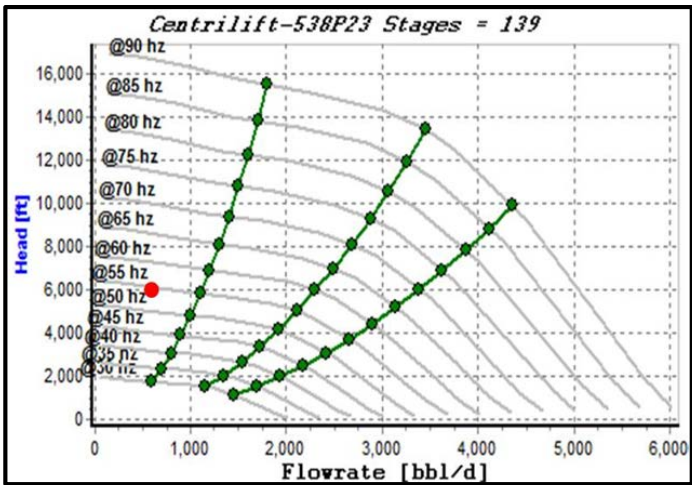
- Pozo 6:

Tabla 9. Parámetros de diseño para caso base de simulación Pozo 6

PARÁMETROS DE DISEÑO PARA POZO 6			
Temperatura de Yacimiento	180°F	GOR	28.45 PCS/BS
Presión Estática	2600 psi	API	8.5°
Corte de Agua	4,11%	Índice de Productividad	0.675 BFPD/psi
CASO BASE DE SIMULACIÓN			
Bomba Baker Hughes	538 P23	Producción Estimada	559 BFPD
Número de Etapas	139	Eficiencia de la Bomba	24.15%
Ubicación Intake	4932.3 ft	Separador de Gas	NO
Frecuencia de Operación	54 Hz	Potencia de la Bomba	101.76 hp
PIP	300 psi	PWH	150 psi

En el diagnóstico del caso base de simulación se observó que la bomba se encuentra operando en zona de downthrust y por ende con una eficiencia de la bomba muy baja lo cual, como se ha mencionado ya varias veces, no es recomendable para este tipo de sistemas porque afecta la integridad mecánica del equipo y disminuye su vida útil.

Figura 26. Tornado de Operación del Caso Base de simulación Pozo 6



Para aumentar el aporte de producción de este pozo se propone disminuir la presión de fondo fluyente mediante la profundización de la bomba y utilizar bombas serie 538 dada la baja gravedad API que caracteriza al crudo que se extrae de este pozo.

Figura 27. Opción 1 de rediseño evaluado para el Pozo 6

REDISEÑO PARA POZO 6 - OPCIÓN 1: Alkhorayef WE-1500 (Sin separador de Gas)

Producción Estimada	1200 BFPD	Eficiencia de la Bomba	43.36%
Frecuencia de Operación	54.83 Hz	Potencia de la Bomba	174.88 hp
Número de Etapas	210	Ubicación Intake	7500 ft
PIP	407 psi	PWH	150 psi

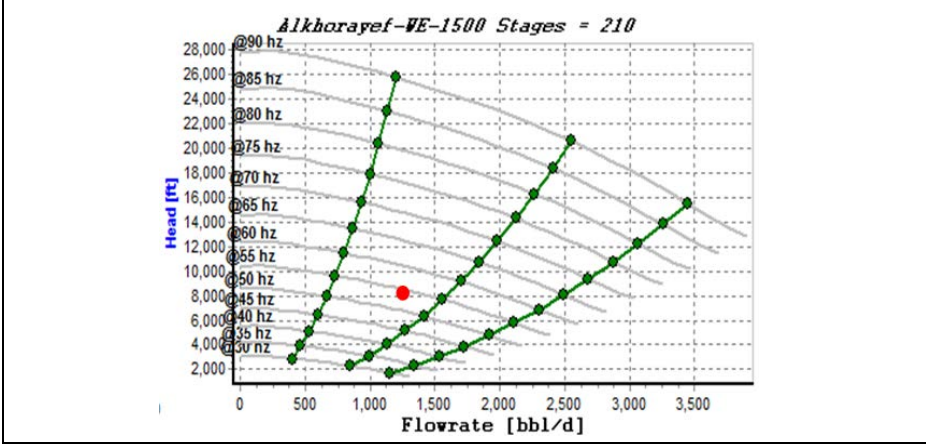


Figura 28. Opción 2 de rediseño evaluado para el Pozo 6

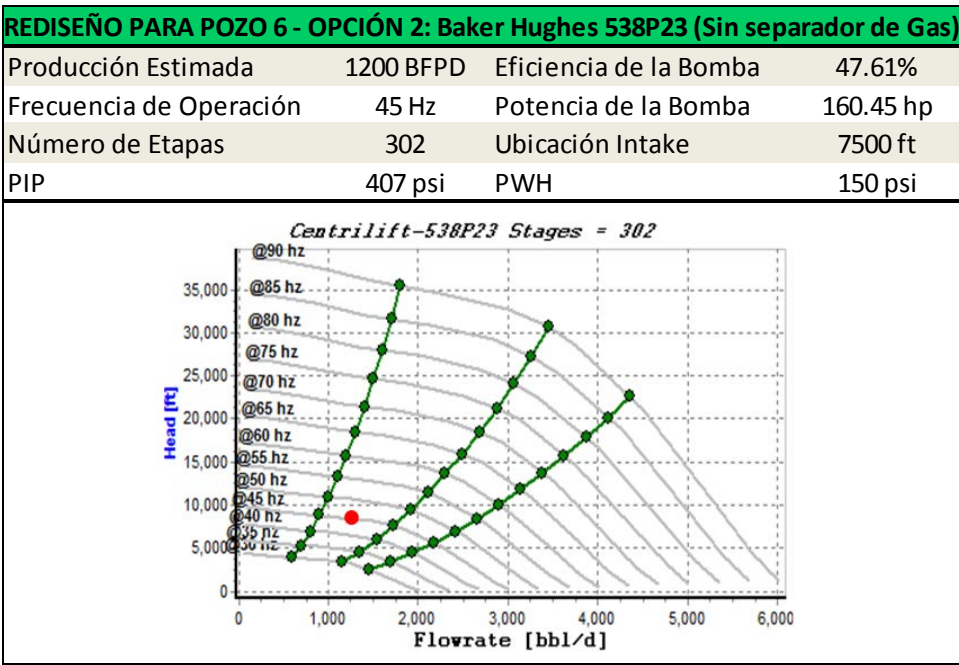
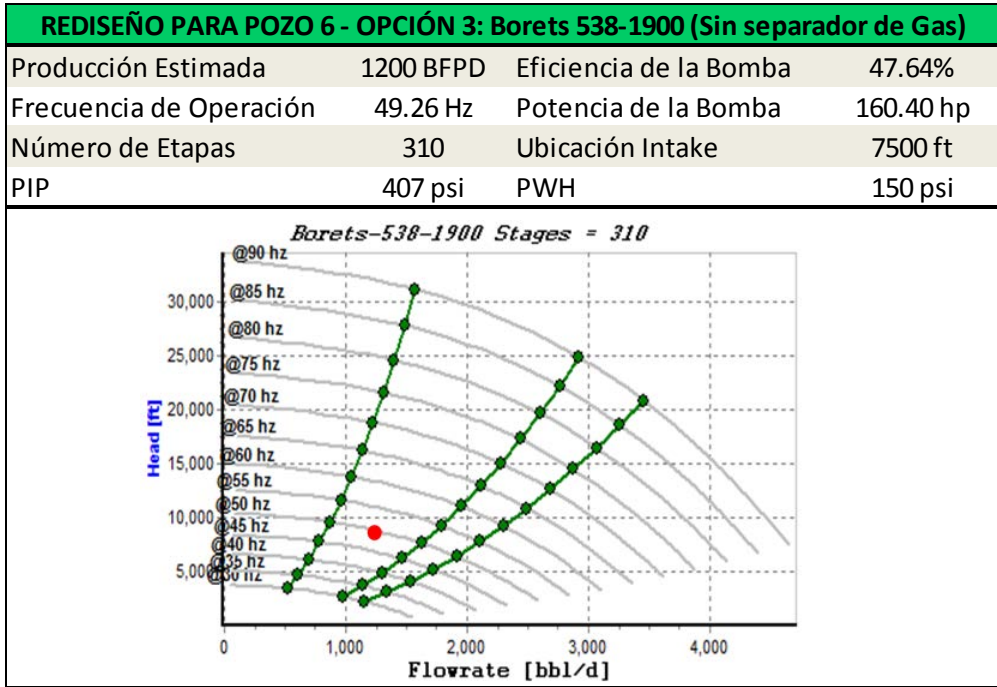


Figura 29. Opción 3 de rediseño evaluado para el Pozo 6



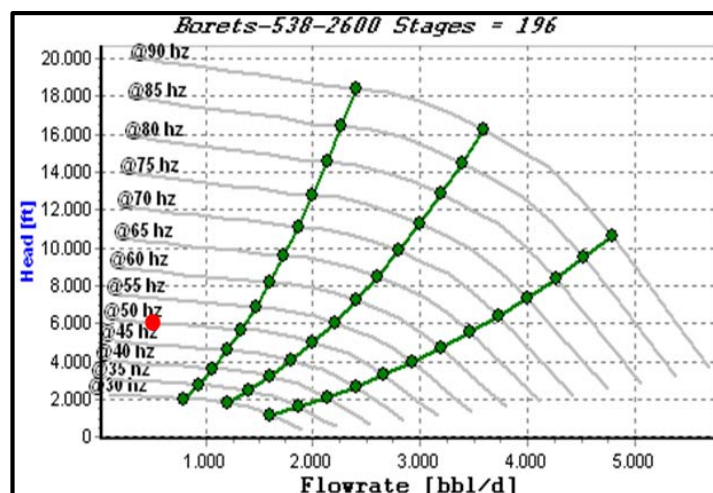
Al revisar las simulaciones que se detallan, se observó una gran paridad entre la bomba de Baker y la bomba de Borets no sólo por su porcentaje de eficiencia sino también por la ubicación del punto operativo en el tornado, lo que conlleva a revisar el historial de fallas de los proveedores donde se identificó que el proveedor Baker Hughes ha presentado un menor índice de falla por lo tanto se recomienda la bomba P23 de Baker Hughes.

- Pozo 7:

Tabla 10. Parámetros de diseño para caso base de simulación Pozo 7

PARÁMETROS DE DISEÑO PARA POZO 7			
Temperatura de Yacimiento	185°F	GOR	40 PCS/BS
Presión Estática	2100 psi	API	8.5°
Corte de Agua	5.00%	Índice de Productividad	0.802 BFPD/psi
CASO BASE DE SIMULACIÓN			
Bomba Borets	538-2600	Producción Estimada	500 BFPD
Número de Etapas	196	Eficiencia de la Bomba	11.42%
Ubicación Intake	5987 ft	Separador de Gas	NO
Frecuencia de Operación	50 Hz	Potencia de la Bomba	175.11 hp
PIP	540 psi	PWH	250 psi

Figura 30. Tornado de Operación del Caso Base de simulación Pozo 7



Este pozo en particular ha sufrido desgaste en la bomba debido a la cavitación que ha venido sufriendo al verse reflejado en el ruido y vibración ocasionado por las burbujas de gas como consecuencia en la reducción de presión, esto se corrobora en la simulación del caso base presente en la *Figura 30*, donde se observa claramente el funcionamiento de la bomba en zona de downthrust a muy baja eficiencia y con presencia de gas en los reportes de producción.

Teniendo en cuenta lo anterior, se simularon diferentes escenarios con bombas serie 538 y separador de gas, dado su alto índice de viscosidad y presencia de gas, ya que si se usaran bombas serie 400 requeriría un sinnúmero inoperativo de etapas.

Es de recordar que al ser intervenido el pozo, el caudal a manejar debe ser de amplio rango dado el posible bacheo que éste puede tener, por tanto los rediseños propuestos presentes en la *Figura 31*, *Figura 32* y *Figura 33* están dados con el mínimo caudal nominal de acuerdo con cada proveedor.

Figura 31. Opción 1 de rediseño evaluado para el Pozo 7

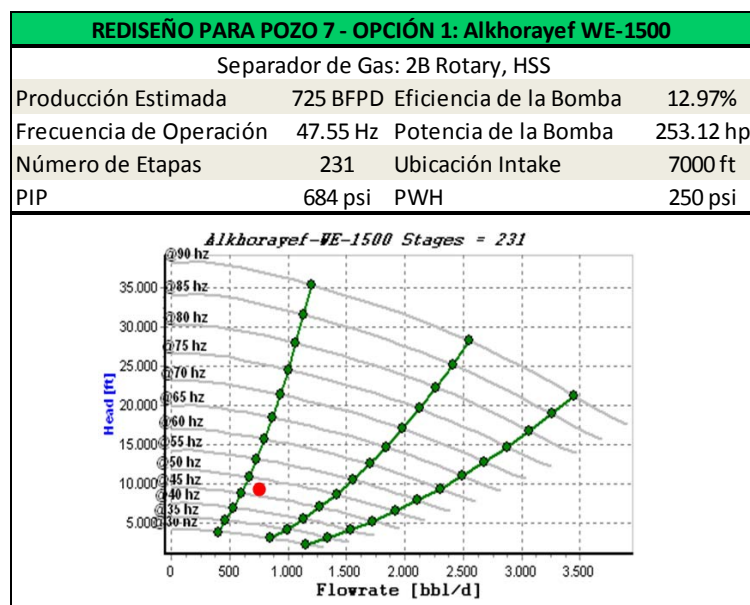


Figura 32. Opción 2 de rediseño evaluado para el Pozo 7

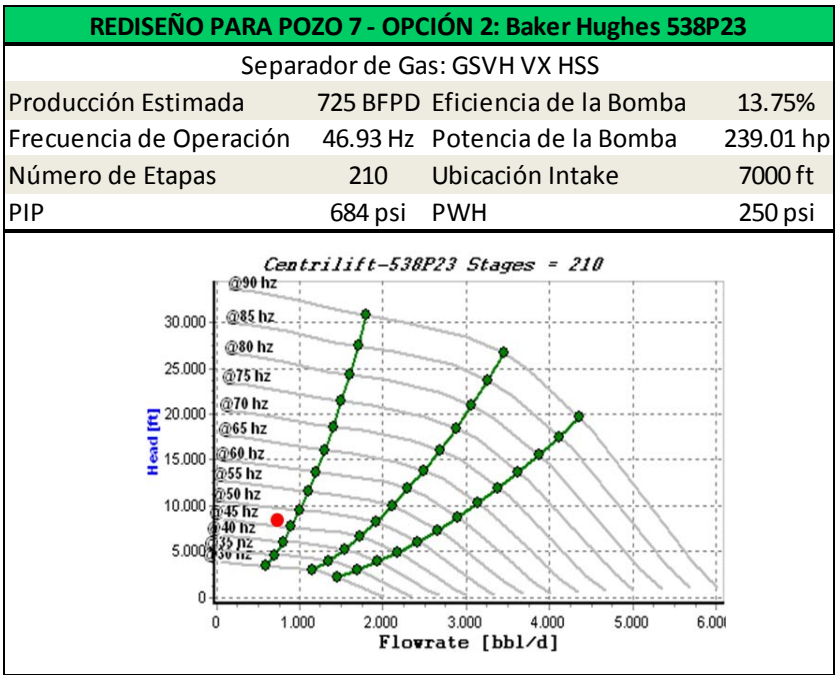
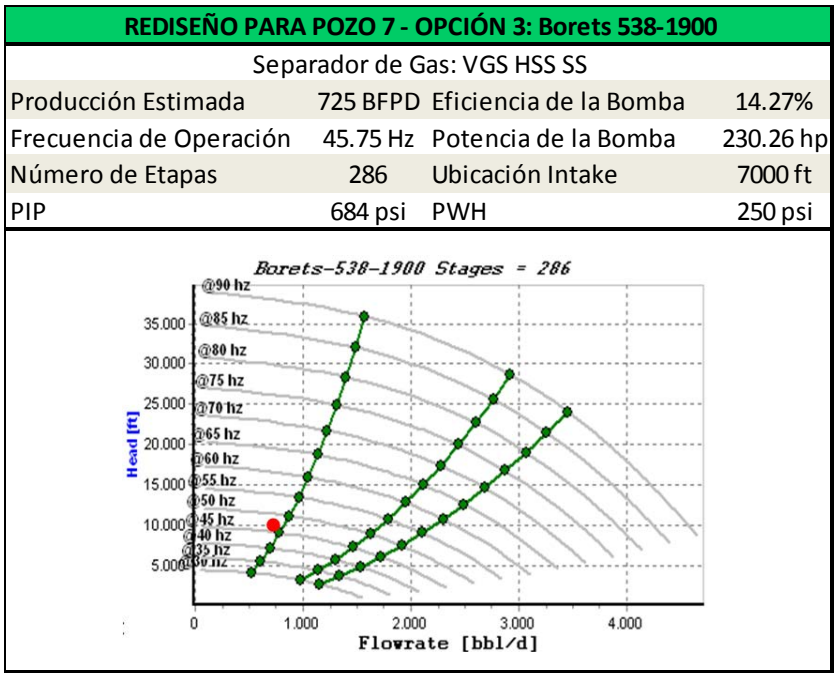


Figura 33. Opción 3 de rediseño evaluado para el Pozo 7



De acuerdo con la simulación se visualiza una baja eficiencia en los 3 escenarios propuestos; las bombas Baker y Borets bajo estas condiciones quedarían operando en zona de downthrust lo cual no se considera recomendable para el caso.

La bomba Alkhorayef WE-1500 es la única que podría operar bajo esta baja tasa de producción esperada. Es de resaltar que aunque su porcentaje de eficiencia sea la más baja en comparación con las otras bombas, ese 1.55% que incrementó con respecto al caso base, representa 225 BFPD, es decir que con un valor de BSW del 5%, son 214 BOPD.

- Pozo 8:

Tabla 11. Parámetros de diseño para caso base de simulación Pozo 8

PARÁMETROS DE DISEÑO PARA POZO 8			
Temperatura de Yacimiento	185°F	GOR	45 PCS/BS
Presión Estática	2500 psi	API	8.5°
Corte de Agua	8.48%	Índice de Productividad	0.8 BFPD/psi
CASO BASE DE SIMULACIÓN			
Bomba Baker Hughes	538P23	Producción Estimada	297 BFPD
Número de Etapas	139	Eficiencia de la Bomba	11.02%
Ubicación Intake	5010 ft	Separador de Gas	NO
Frecuencia de Operación	45 Hz	Potencia de la Bomba	82.74 hp
PIP	399 psi	PWH	160 psi

En el diagnóstico del equipo instalado se observa que la bomba está operando en zona de downthrust y por ende con muy baja eficiencia energética, esta práctica no es recomendable para este tipo de sistemas ya que conlleva a afectar la integridad mecánica del equipo y por tanto puede alterar su vida útil. *Ver Figura 34.*

Figura 34. Tornado de Operación del Caso Base de simulación Pozo 8

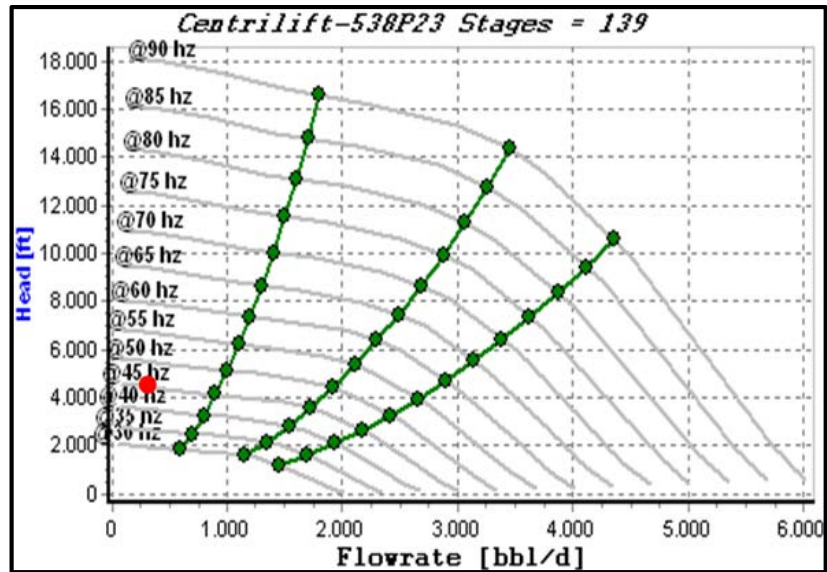


Figura 35. Opción 1 de rediseño evaluado para el Pozo 8

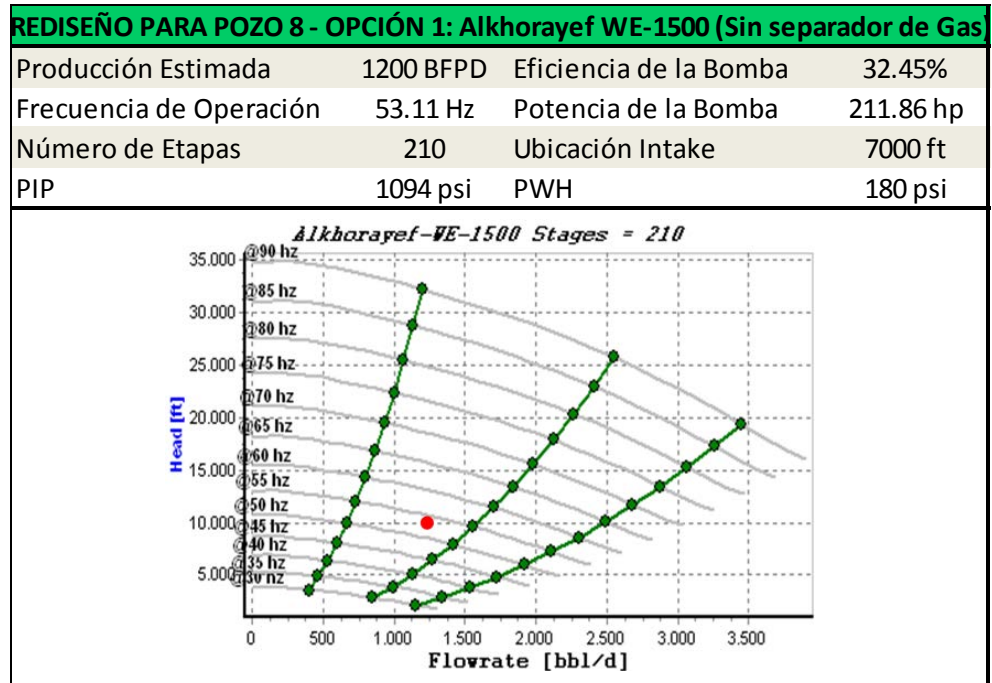


Figura 36. Opción 2 de rediseño evaluado para el Pozo 8

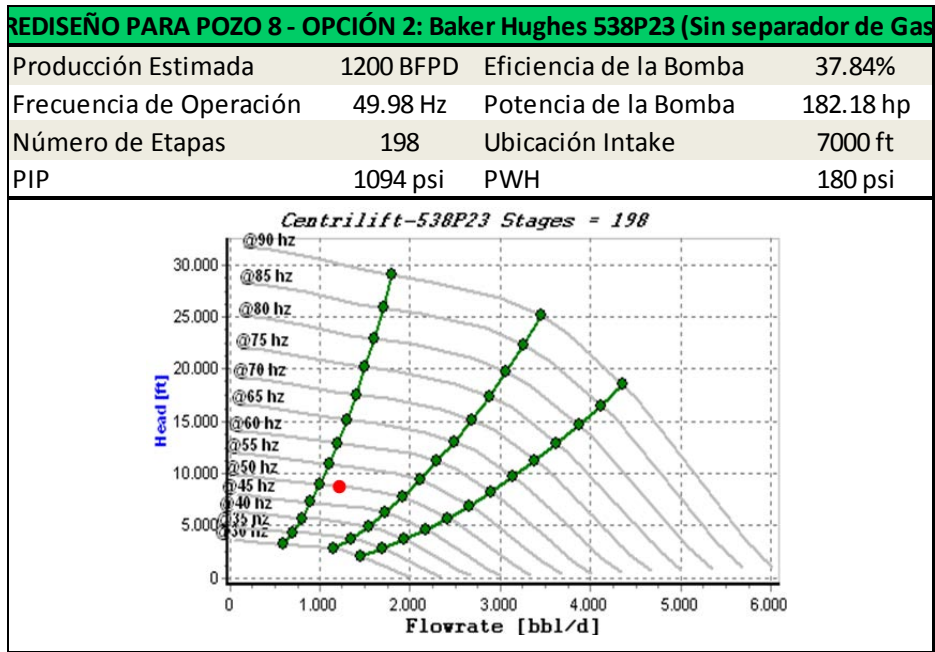
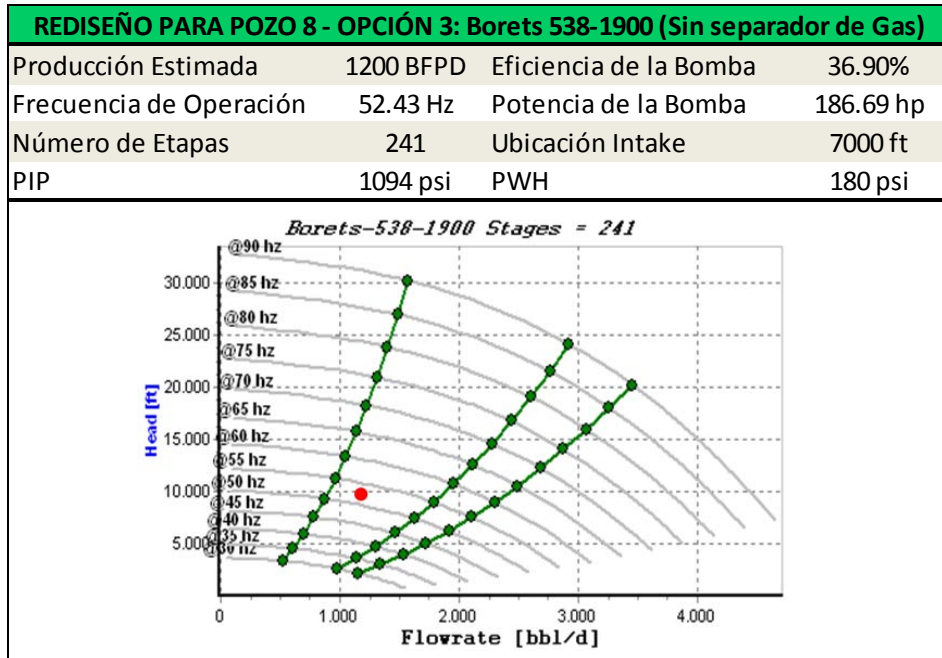


Figura 37. Opción 3 de rediseño evaluado para el Pozo 8



Tras evaluar los distintos escenarios se tuvo en cuenta que para obtener una mayor producción en superficie, fue adecuado disminuir la presión de fondo fluyente profundizando 1990 pies la bomba, de esta manera se pudo observar una gran paridad en cuanto a la eficiencia energética entre las bombas P23 y 538-1900. Es de resaltar el alto índice de falla que presentan las bombas Borets en esta zona de Colombia, por tanto, se recomienda la bomba de Baker Hughes 538P23 ya que además presenta el mejor rendimiento entre los 3 equipos evaluados con un consumo menor.

- Pozo 9:

Tabla 12. Parámetros de diseño para caso base de simulación Pozo 9

PARÁMETROS DE DISEÑO PARA POZO 9			
Temperatura de Yacimiento	185°F	GOR	70 PCS/BS
Presión Estática	2465 psi	API	10.3°
Corte de Agua	35%	Índice de Productividad	0.78 BFPD/psi
CASO BASE DE SIMULACIÓN			
Bomba Borets	538-2600	Producción Estimada	2942 BFPD
Número de Etapas	98	Eficiencia de la Bomba	38.08%
Ubicación Intake	5702 ft	Separador de Gas	NO
Frecuencia de Operación	49 Hz	Potencia de la Bomba	73.1 hp
PIP	1879 psi	PWH	60 psi

De acuerdo con reportes, éste pozo se encuentra fuera de línea desde Octubre de 2012. Al realizar el diagnóstico del equipo mediante la simulación del caso base se detectó que la bomba estaba operando en zona de uptrusth, *ver Figura 38*, es decir que la bomba se encontraba con un empuje ascendente operando a alta tasa, lo cual se reflejó también en un alto consumo de la bomba con respecto a la eficiencia de la misma.

Figura 38. Tornado de Operación del Caso Base de simulación Pozo 9

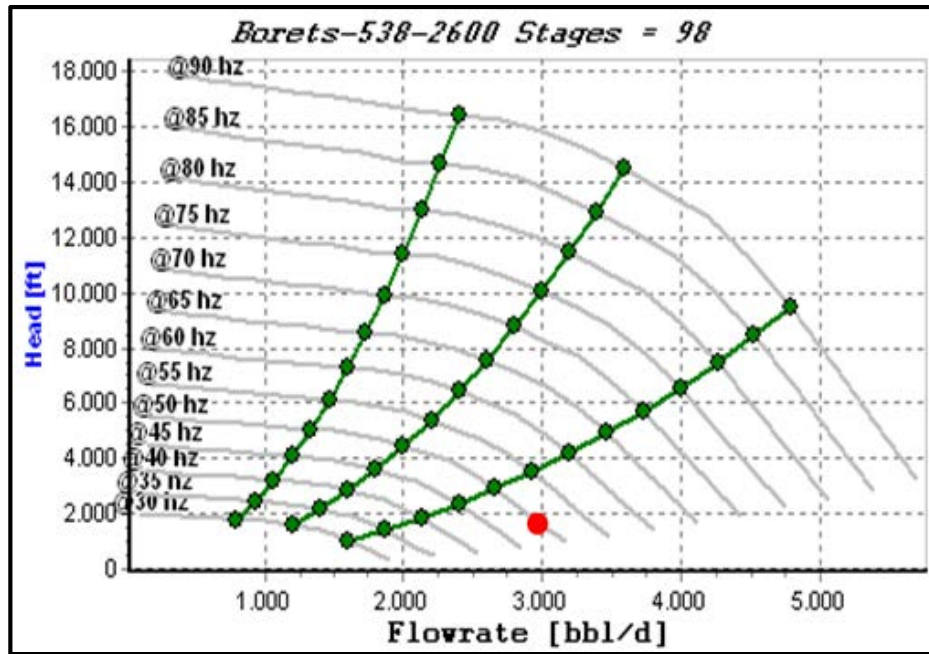


Figura 39. Opción 1 de rediseño evaluado para el Pozo 9

REDISEÑO PARA POZO 9 - OPCIÓN 1: Alkhorayef WD-850 (Sin separador de Gas)

Producción Estimada	783 BFPD	Eficiencia de la Bomba	54.58%
Frecuencia de Operación	49.34 Hz	Potencia de la Bomba	45.42 hp
Número de Etapas	274	Ubicación Intake	6325 ft
PIP	927 psi	PWH	120 psi

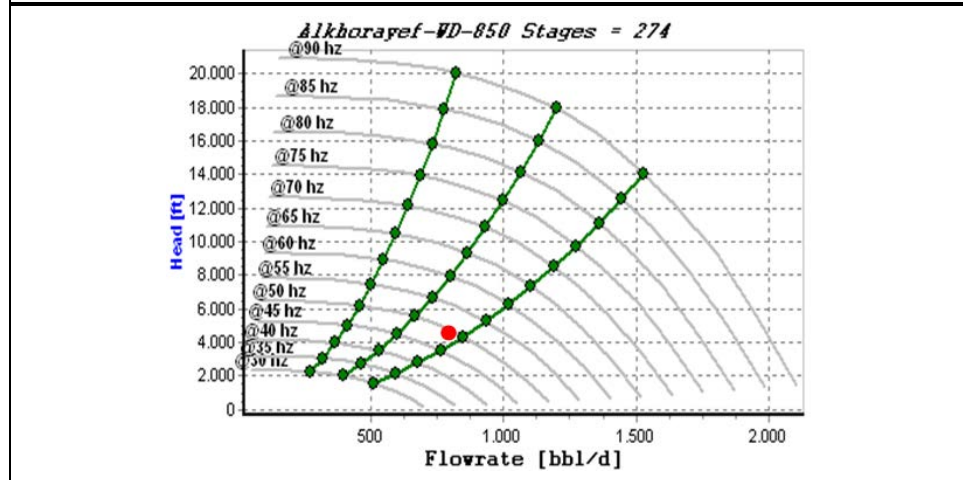


Figura 40. Opción 2 de rediseño evaluado para el Pozo 9

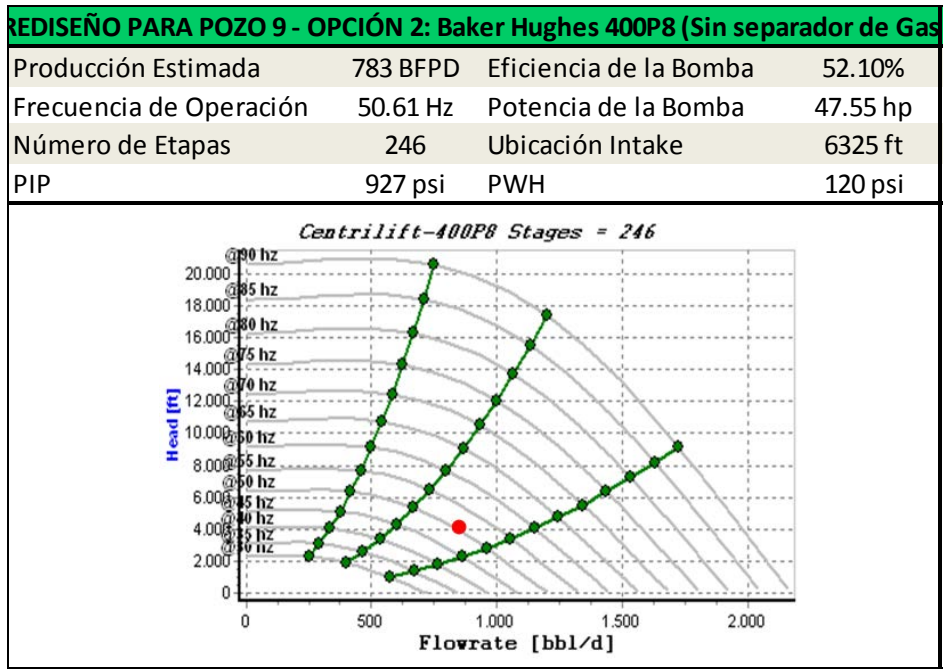
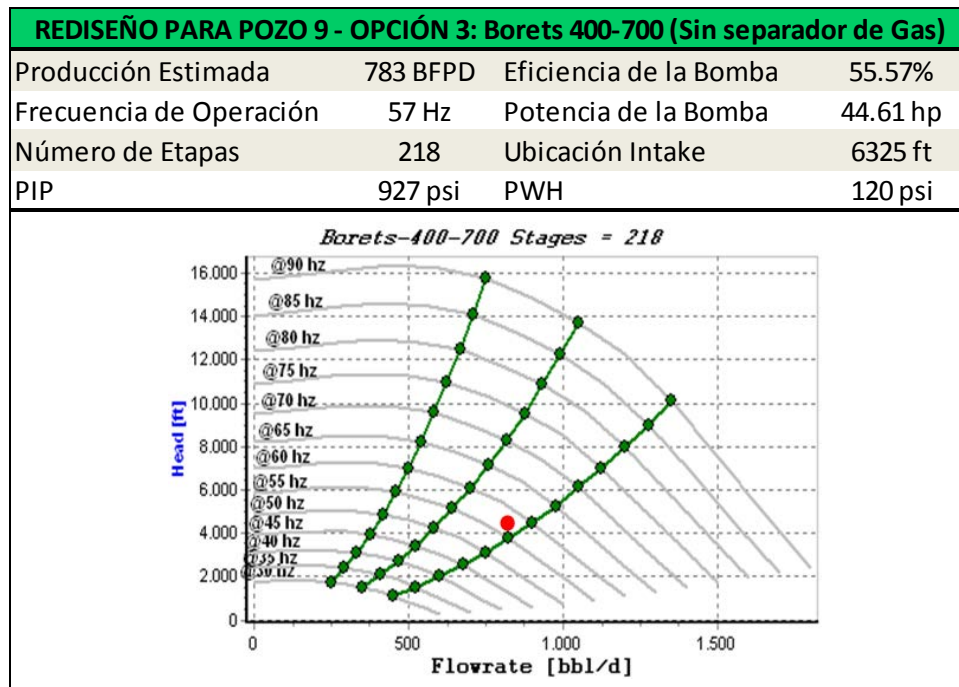


Figura 41. Opción 3 de rediseño evaluado para el Pozo 9



En la elaboración de los rediseños se tuvo en cuenta la programación que tiene el pozo para workover donde se aislará una arena productora y se abrirán nuevos intervalos de otra zona a través de cañoneo, lo que indicaría un cambio en las condiciones de producción.

Por tanto, los rediseños evaluados se elaboraron a la máxima tasa esperada que podría tener el pozo; los modelos simulados se ajustaron apropiadamente al caudal de operación con una eficiencia alta y una similitud en el consumo energético; sin embargo para este caso se recomienda la bomba de Baker Hughes 400P8 ya que cuenta con una gran ventaja al tener mayor amplitud en la ubicación de su punto de operación.

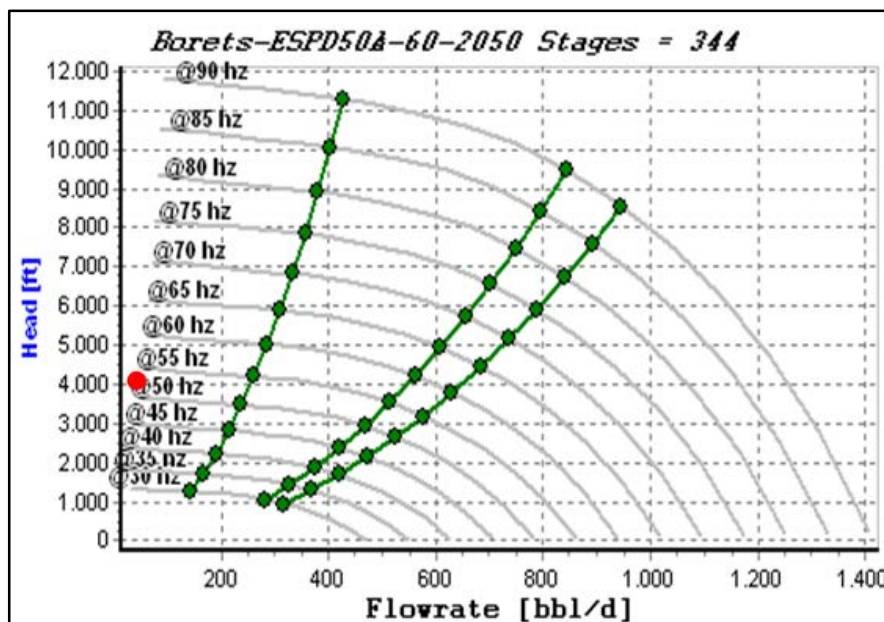
Cabe resaltar que no se consideró necesario adicionar separador de gas dadas las nuevas condiciones a las que se someterá el pozo, además entre más sencillo sea el diseño de la bomba electrosumergible mejor será el desempeño y rendimiento del mismo.

- Pozo 10:

Tabla 13. Parámetros de diseño para caso base de simulación Pozo 10

PARÁMETROS DE DISEÑO PARA POZO 10			
Temperatura de Yacimiento	185°F	GOR	70 PCS/BS
Presión Estática	2450 psi	API	10.6°
Corte de Agua	50%	Índice de Productividad	0.48 BFPD/psi
CASO BASE DE SIMULACIÓN			
Bomba Borets	ESPD5A-60-2000	Producción Estimada	35 BFPD
Número de Etapas	344	Eficiencia de la Bomba	5.74%
Ubicación Intake	7158 ft	Separador de Gas	310MNGKL5A1M
Frecuencia de Operación	53 Hz	Potencia de la Bomba	18.27 hp
PIP	1197 psi	PWH	85 psi

Figura 42. Tornado de Operación del Caso Base de simulación Pozo 10



Al analizar el comportamiento del equipo instalado en pozo, se detectó que estaba operando en zona de downthrust severo y con pésima eficiencia de la bomba lo que hace casi inoperable para el sistema de levantamiento electrosumergible, esto es congruente con la última prueba de producción realizada al pozo de tan sólo 35 BFPD y a la pésima eficiencia de la bomba que conllevó a la salida de línea del pozo desde Septiembre de 2013.

En la elaboración de los rediseños se tuvo en cuenta que el workover que se tiene programado para el pozo cambiará los escenarios de diseño, además de la profundización de la bomba que permitirá disminuir la presión de fondo fluyente y el aumento tan esperado de producción.

Figura 43. Opción 1 de rediseño evaluado para el Pozo 10

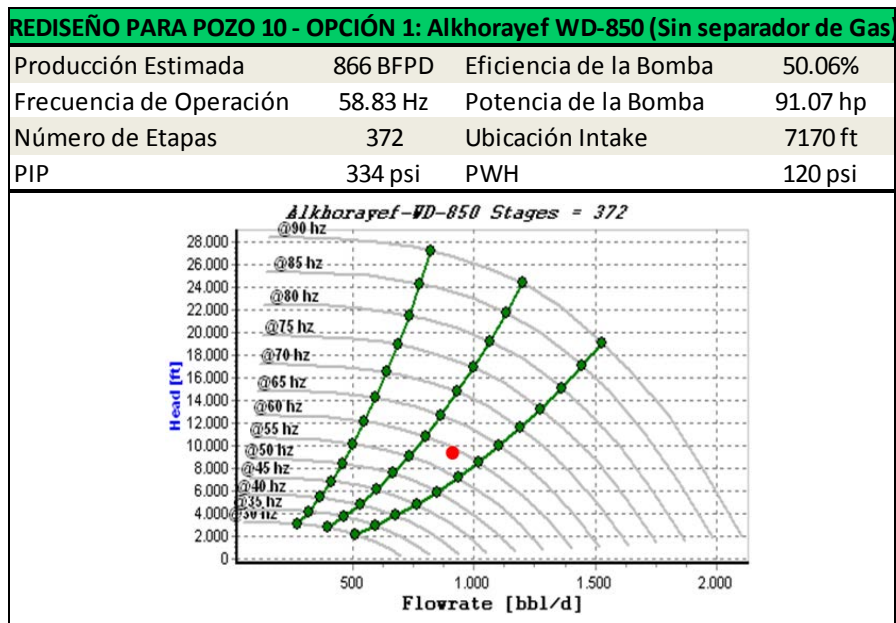


Figura 44. Opción 2 de rediseño evaluado para el Pozo 10

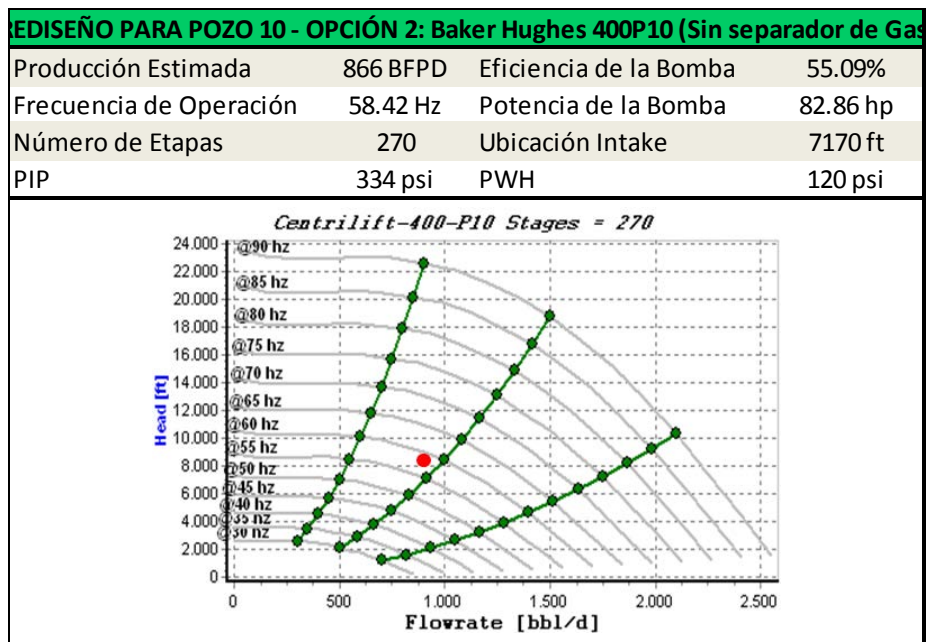
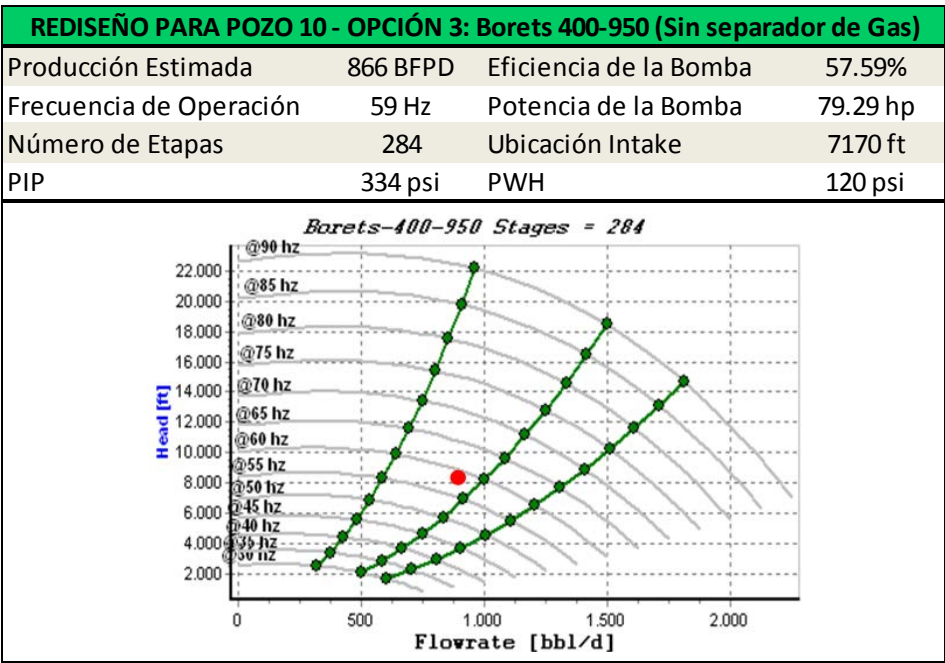


Figura 45. Opción 3 de rediseño evaluado para el Pozo 10



Los resultados obtenidos en los 3 rediseños tienen en común que se ajustan apropiadamente a las condiciones propuestas; a una frecuencia de aproximadamente 58 Hz, el bajo consumo de la bomba Borets 400-950 con respecto a las otras bombas y su alta eficiencia, permite que sea recomendada para éste pozo.

3. OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN PARA POZOS DE UN CAMPO DETERMINADO DE COLOMBIA

La situación actual que se está evidenciando en la industria del petróleo contrasta con la bonanza petrolera vivida entre los años 2003 a 2013, cuando el precio del barril de petróleo pasó de US\$40 a US\$110; durante este periodo no se evidenciaban los sobre costos en los procesos de producción ya que el valor de venta por barril permitía cubrir los costos de producción incluyendo la energía consumida en cada uno de los campos.

En la actualidad, las condiciones del mercado petrolero han conllevado al cierre de importantes campos, la disminución de actividades de perforación, recorte de personal, bajas tasas de importación de equipos y suministros, entre otros; debido a esta problemática los consumos de energía, la eficiencia de los sistemas de levantamiento artificial y todos los esfuerzos que permitan recortar gastos de producción han cobrado gran importancia.

Según lo anterior, se considera importante para el sector petrolero revisar antes de evaluar el cierre de los pozos o campos, las posibilidades de ajustar, recortar, modificar o realizar cambios en los equipos o procesos que intervienen directamente en la producción.

En el desarrollo de este capítulo se identifican las oportunidades de optimización para los 10 pozos estudio del presente proyecto de grado, basándose en los resultados de las simulaciones y en las posibilidades de mejora para cada uno de los SLA.

3.1. ANÁLISIS COMPARATIVO DE PRODUCCIÓN DEL ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS VERSUS CADA CASO PROPUESTO

A continuación se presenta la *Tabla 14* donde se despliegan cada uno de los pozos evaluados junto con su respectivo rediseño seleccionado y las características principales que se tienen tanto para la bomba que posee cada pozo como para la bomba propuesta.

Tabla 14. Resumen general de los pozos evaluados

Pozo	Bomba	Intake (ft) MD	Qf (BFPD)	Ef. de la Bomba	PIP (psi)	PWH (psi)	Hz	Hp	Separador
1	Baker Hughes 538P23	6032	441	21.29%	546	145	50	79.02	GSTHVE VXH6
	Alkhorayef WE-1500	7500	900	39.93%	293	145	50.02	118.81	2B Rotary, HSS
2	Baker Hughes 538P23	4986	652	24.37%	637	190	54	102.38	NO
	Baker Hughes 538P23	7500	1700	51.94%	608	190	49.97	192.15	NO
3	Wood Group TE2700	6026	411	24.15%	768	190	46	58.63	AR STL HSS
	Alkhorayef WE-1500	7500	800	38.75%	327	190	48.29	110.19	2B Rotary, HSS
4	Baker Hughes 538P23	7002	253	17.76%	843	220	53	88.52	GSTE VXH6
	Alkhorayef WE-1500	7500	700	36.18%	376	200	48.93	140.25	NO
5	Alkhorayef WG-4000	5028	3185	43.20%	741	270	50	209.84	NO
	Baker Hughes 538P47	5028	3800	67.11%	484	280	50.5	187.91	GSVHVX HSS
6	Baker Hughes 538P23	4932	559	24.15%	300	150	54	101.76	NO
	Baker Hughes 538P23	7500	1200	47.61%	407	150	45	160.45	NO
7	Borets 538-2600	5987	500	11.42%	540	250	50	175.11	NO
	Alkhorayef WE-1500	7000	725	12.97%	684	250	47.55	253.12	2B Rotary, HSS
8	Baker Hughes 538P23	5010	297	11.02%	399	160	45	82.74	NO
	Baker Hughes 538P23	7000	1200	37.84%	1094	180	49.98	182.18	NO
9	Borets 538-2600	5702	2942	38.08%	1879	60	49	73.1	NO
	Baker Hughes 400P8	6325	783	52.10%	927	120	50.61	47.55	NO
10	Borets ESPD5A-60-2000	7158	35	5.74%	1197	85	53	18.27	310MNGKL5A1M
	Borets 400-950	7170	866	57.59%	334	120	59	79.29	NO

Bomba Actual

Bomba Propuesta

Lo anterior permite comprender de una manera más sencilla a modo de comparación, cuál es el progreso que se puede obtener al usar otro tipo de bomba o configuración para el SLA que maneja cada pozo estudio. Por tanto, para complementar dicho análisis a continuación se presenta la *Tabla 15* donde se muestra que no sólo con la profundización de la bomba se logró un incremento de producción, sino también un consumo de energía razonable de acuerdo con el tamaño de la bomba y el aporte de producción esperado por pozo.

Tabla 15. Análisis comparativo del incremento en producción de los pozos estudio

Pozo	Caso	Caudal (BFPD)	Ganancia de Producción (BFPD)	%BSW	Producción de Crudo (BOPD)	Incremento de Producción de crudo (BOPD)	Eficiencia de la Bomba	Incremento de la eficiencia de la bomba
1	Base	441	459	8.49	404	420	21.29%	18.64%
	Propuesto	900			824		39.93%	
2	Base	652	1048	5.32	617	992	24.37%	27.57%
	Propuesto	1700			1610		51.94%	
3	Base	411	389	11.40	364	345	24.15%	14.60%
	Propuesto	800			709		38.75%	
4	Base	253	447	4.04	243	429	17.76%	18.42%
	Propuesto	700			672		36.18%	
5	Base	3185	615	77.00	733	141	43.20%	23.91%
	Propuesto	3800			874		67.11%	
6	Base	559	641	4.11	536	615	24.15%	23.46%
	Propuesto	1200			1151		47.61%	
7	Base	500	225	5.00	475	214	11.42%	1.55%
	Propuesto	725			689		12.97%	
8	Base	297	903	8.48	272	826	11.02%	26.82%
	Propuesto	1200			1098		37.84%	
9	Base	2942	-2159	99.77	7	-5	38.08%	14.02%
	Propuesto	783			2		52.10%	
10	Base	35	831	27.50	25	602	5.74%	51.85%
	Propuesto	866			628		57.59%	

El pozo simulado con mejor porcentaje de eficiencia es el Pozo 5, donde se obtiene un aumento en la eficiencia que llega hasta el 67.11%, lo que representa una ganancia en la producción de 615 BOPD.

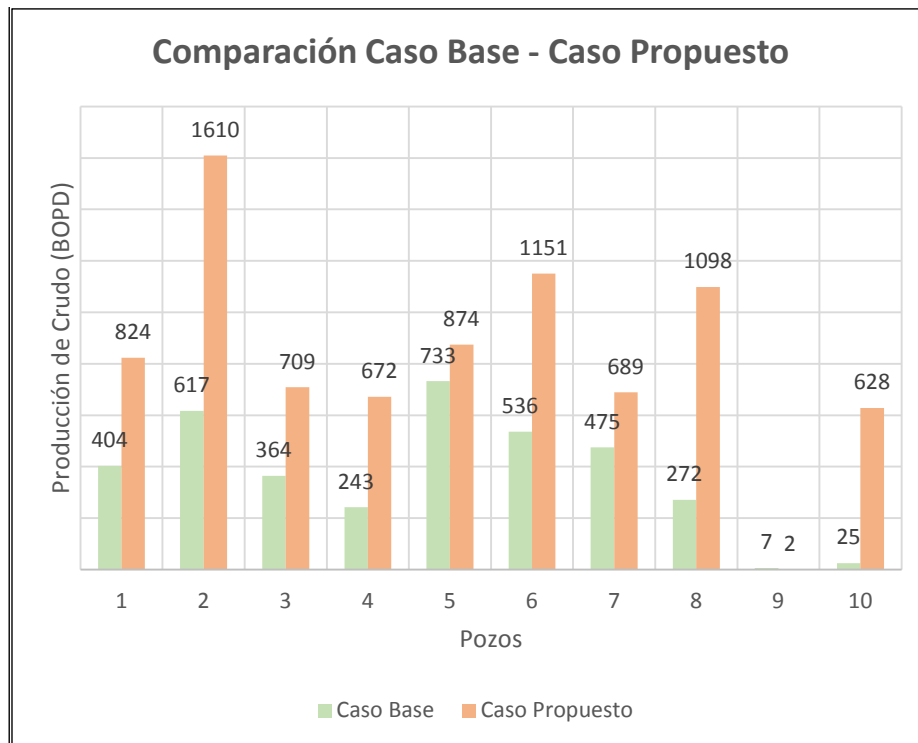
Es de resaltar el pozo 9 dado que refleja un decremento de 2159 BFPD, esto se presenta ya que los datos existentes para este pozo se registran antes del cierre del mismo en el año 2012, lo cual se considera como una información deficiente debido al cambio ocurrido en las condiciones de producción del caso propuesto, por tanto dicha información no permite realizar comparaciones al respecto.

El pozo el cual refleja un aumento significativo en la eficiencia de la bomba es el pozo 10, ya que pasó de tener 5.74% en el caso base a adquirir 57.59% en el rediseño escogido, es decir un incremento de 51.85% lo que significa un incremento en la producción de 602 BOPD.

Dado lo anterior, se consideró necesario reflejar los datos contenidos de la Tabla 15 en la *Figura 46. Análisis del incremento de Producción de Crudo para cada uno de los pozos estudio teniendo en cuenta el Caso Base versus Caso Propuesto por simulación* para una mejor visualización de lo previamente expuesto.

En este análisis resalta nuevamente el Pozo 9 que se muestra como “No Rentable”, debido a la caída de 5 BOPD, lo que conlleva a mencionar una vez más que la última prueba de producción registrada no es la adecuada como punto de comparación para este caso; sin embargo el procedimiento realizado tanto en la simulación como en la selección de la bomba han sido los adecuados.

Figura 46. Análisis del incremento de Producción de Crudo para cada uno de los pozos estudio teniendo en cuenta el Caso Base versus Caso Propuesto por simulación



3.2. COSTOS DE EXTRACCIÓN-PRODUCCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE UN BARRIL DE CRUDO

Como ejercicio ilustrativo se realiza la comparación entre las perspectivas del costo de extracción-producción de un barril de petróleo y comercialización del mismo durante la crisis petrolera:

➤ **Costo de extracción-producción de 1 Barril para Junio 2015**

Según el Diario La República en sus ediciones del 23 de Junio de 2015 sección economía: *“Las variables que determinan el costo de sacar un barril de petróleo en el país han ido aumentando recientemente por la oleada terrorista y el relacionamiento con las comunidades, tanto así que según un reporte de la Asociación colombiana del Petróleo (ACP) sobre las petroleras estatales, a pesar de que Colombia compite en extracción con Argentina y Brasil, entre los US\$7 y US\$10, el transporte, la refinación, los conflictos sociales y el licenciamiento llevan a que en el país el costo final toque los **US\$20**. Así, al comparar las empresas estatales de la región, Ecopetrol ocupa el segundo lugar en costos de levantamiento por barril con US\$19,5”.* (Lo anterior fue citado textualmente).

➤ **Costo de extracción-producción de 1 Barril de crudo para Enero 2016**

La British Broadcasting Corporation, también conocida como la BBC en su artículo web del 20 de Enero de 2016 publica un artículo llamado “Los países en los que es más barato y más caro producir petróleo” (traducido), donde relata cómo en los diferentes países del mundo existen ventajas y desventajas del actual comportamiento del precio del petróleo, en el cual se cita el caso de Colombia acerca de los costos de producción por barril:

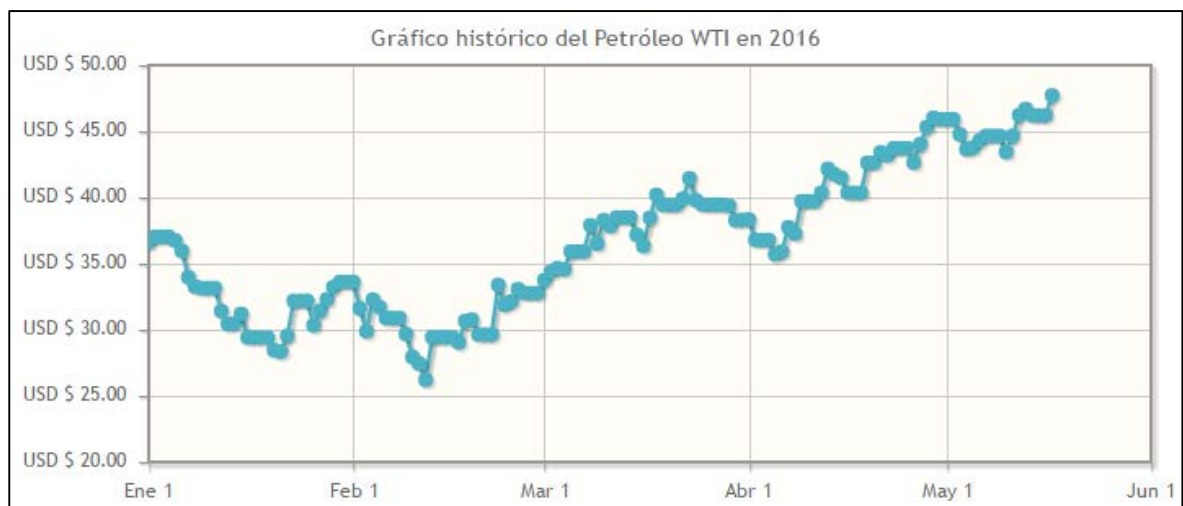
*“El costo de producción de petróleo en Colombia podría llegar a **US\$35,50** por barril, lo que haría ineficiente seguir produciendo en algunos yacimientos colombianos. Las autoridades colombianas, empezando por el gerente de la estatal Ecopetrol, Juan Carlos Echeverry, asegura que mediante un recorte de costos han conseguido que siga siendo rentable: “Podemos funcionar con petróleo entre US\$20 y US\$30”, lo dijo el pasado 4 de Enero a medios colombianos”.*

➤ **Valores de comercialización de 1 Barril de crudo Precio Actual**

De esta manera se evidencia como a la fecha el panorama actual ha cambiado por completo, no sólo porque los atentados terroristas han afectado en más de una ocasión los oleoductos y carrotanques en lo que va recorrido del año 2016; sino también la continua caída del precio del WTI y Brent por más de un año. Esta condición lleva a que en algunos países el sueño de convertirse en potencia petrolera se haya esfumado, la economía tanto de empresas petroleras como de algunos países se ha visto significativamente afectada.

En la *Figura 47*, se puede observar el histórico del precio del WTI de Enero hasta Mayo de 2016.

Figura 47. Gráfico histórico del Petróleo WTI para 2016 (Tomado de Dólar/Web. Precio del Barril de Petróleo WTI vigente. [En línea] [Fecha de consulta: 17 de mayo del 2016]



3.3. RENTABILIDAD ECONÓMICA DE LOS CASOS SIMULADOS

En aras de lograr el equilibrio financiero del Beneficio-Costo para el Campo Estudio del presente proyecto, se debe tener un razonamiento entre el cierre de aquellos pozos no rentables dado el costo de producción a US\$ 35.5 por barril o comprar crudo a US\$ 47.72 según lo reportado para Mayo 17 de 2016.

De esta manera se consideró indispensable revisar la viabilidad económica que se tiene para cada caso estudio con la producción registrada en el caso base de simulación y la obtenida en el rediseño; para ello se elaboró la *Tabla 16. Rentabilidad Económica de los casos simulados*, donde se observa el costo de producción de petróleo para cada pozo estudio.

Tabla 16. Rentabilidad Económica de los casos simulados

Pozo	Caso	Caudal (BFPD)	%BSW	Producción de Crudo (BOPD)	Incremento de Producción de crudo (BOPD)	Incremento de la eficiencia de la bomba	Costo de producción de petróleo por pozo US\$/Día (Ref 35.5 US\$/Bl)	Rentabilidad U\$/Día
1	Base	441	8.49	404	420	18.64%	\$14,326.35	\$14,911.10
	Propuesto	900		824			\$29,237.45	
2	Base	652	5.32	617	992	27.57%	\$21,914.63	\$35,224.75
	Propuesto	1700		1610			\$57,139.38	
3	Base	411	11.40	364	345	14.60%	\$12,927.18	\$12,235.22
	Propuesto	800		709			\$25,162.40	
4	Base	253	4.04	243	429	18.42%	\$8,618.65	\$15,227.41
	Propuesto	700		672			\$23,846.06	
5	Base	3185	77.00	733	141	23.91%	\$26,005.53	\$5,021.48
	Propuesto	3800		874			\$31,027.00	
6	Base	559	4.11	536	615	23.46%	\$19,028.89	\$21,820.25
	Propuesto	1200		1151			\$40,849.14	
7	Base	500	5.00	475	214	1.55%	\$16,862.50	\$7,588.13
	Propuesto	725		689			\$24,450.63	
8	Base	297	8.48	272	826	26.82%	\$9,649.41	\$29,338.11

Pozo	Caso	Caudal (BFPD)	%BSW	Producción de Crudo (BOPD)	Incremento de Producción de crudo (BOPD)	Incremento de la eficiencia de la bomba	Costo de producción de petróleo por pozo US\$/Día (Ref 35.5 US\$/BI)	Rentabilidad U\$/Día
	Propuesto	1200		1098			\$38,987.52	
9	Base	2942	99.77	7	-5	14.02%	\$240.21	-\$176.28
	Propuesto	783		2			\$63.93	
10	Base	35	27.50	25	602	51.85%	\$900.81	\$21,387.86
	Propuesto	866		628			\$22,288.68	

El ítem “Costo de producción de petróleo por pozo” se obtuvo de multiplicar la cantidad de barriles de crudo por día que aporta cada pozo, por US\$ 35.5 por barril, dicho valor se tomó como tope máximo rentable de producción de un barril de crudo en Colombia, según el artículo citado previamente de la BBC. Por tanto, como valor Rentable se consideró la resta del caso propuesto al caso base, considerando como valor positivo (+), la cantidad de dólares por día que dejaría como ganancia de producción cada pozo simulado y como valor negativo (-) sería entonces como “No Rentable” dada la pérdida de dinero que se tendría en el caso propuesto.

Basados en las estimaciones y cálculos realizados, se corrobora que el rediseño propuesto para 9 de los 10 casos evaluados son adecuados tanto en la producción como en la rentabilidad que se puede obtener. Es de destacar como caso más rentable el Pozo 2 con 35,224 dólares con 75 centavos por día.

Para el Pozo 9 se observa una pérdida de 176 dólares con 28 centavos por día, esto debido a que como se explicó previamente, el punto de comparación con respecto a la última prueba de producción reportada no es la adecuada para realizar un análisis comparativo, por tanto dicho pozo se sugiere se evalúe otro mecanismo de producción o se considere seguir teniendo fuera de línea dadas las condiciones establecidas.

4. CONCLUSIONES

- Al realizar las simulaciones del Caso Base de cada pozo, se deduce que cada uno de los sistemas de levantamiento se encontraban operando en condiciones fuera de la ventana operativa; lo cual se evidencia en la baja eficiencia de la bomba y corrobora una primera hipótesis del problema donde se plantea el sub o sobre dimensionamiento de los equipos instalados para los caudales de producción manejados en cada uno de los pozos.
- De acuerdo con los resultados obtenidos en las simulaciones de los rediseños, se concluye que es posible producir una cantidad de fluidos de manera eficiente, con un consumo de energía eléctrica moderada; de tal manera que se realice una correcta selección y dimensionando del equipo de SLA, ajustándose a las condiciones y capacidades de producción de cada uno de los pozos y teniendo en cuenta la viabilidad económica de su operación.
- Se comprobó que el rediseño escogido del SLA para 9 de los 10 casos evaluados, es rentable; lo cual permite que se descarte el cierre de dichos pozos y pueda ser ejecutado como plan de sostenibilidad dada la crisis actual del sector.
- Las condiciones de los yacimientos cambian con el tiempo y por consiguiente los sistemas de levantamiento deben adaptarse a estos cambios para sostener la tasa de producción adecuada. Una depleción continua del yacimiento podrá causar en algún momento de la vida productiva del pozo, un nivel suficientemente bajo de presión de fondo fluyendo que hace ineficiente y no rentable un sistema levantamiento en particular.

5. RECOMENDACIONES

- Se recomienda que antes de evaluar cerrar un pozo o campo se realicen estudios como el presentado en el presente proyecto de grado que incluyan oportunidades de optimización para así tener certeza del procedimiento a seguir.
- Es indispensable tener en cuenta, que después de haber sido intervenido un pozo y reiniciar su operación, éste puede presentar bacheo de producción o también es muy probable que se venga en agua en algún momento de la vida del pozo; por tanto los valores reflejados en la rentabilidad económica del presente proyecto de grado no tuvo en cuenta dicha situación.
- Se recomienda realizar un estudio posterior que incluya un análisis económico donde se tenga en cuenta el tiempo de la estabilidad de la producción de crudo después de haber sido intervenido un pozo, esto con el fin de establecer la recomendación más acertada para optimizar el pozo en evaluación.

BIBLIOGRAFIA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca Llanos Orientales- Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos, Diciembre 2012.

ALBOUDWAREJ, H. et al. La importancia del petróleo pesado. En Oilfield review. Otoño 2006. 1-p. [En línea] [fecha de consulta: 27 de junio del 2015] https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/aut06/heavy_oil.pdf

ALKHORAYEF PETROLEUM. Catálogo de productos: Western Submersible Pump. Saudi Arabia.

BAKER HUGHES. Catálogo de productos: Artificial Lift. Electric Submersible Pumping Systems. Año 2010.

BORETS. Product Catalog, 2011.

BROWN K. E.: Overview of Artificial Lift Systems. En Society of Petroleum Engineers, SPE. Tulsa, May 1982.

CABARCAS M. E.: Optimización Integral de Sistemas de Producción con Análisis Nodal. Bucaramanga, Diciembre 2014.

HALLIBURTON - ANH. ppt Cuenca Llanos Orientales estudio integrado – Crudos Pesados. [En línea] [Fecha de consulta: 27 de Julio del 2015]. <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Campos.pdf>

KOHLBCK F. and SCHEIDEGGER A. E.: Low-cost monitoring of strain changes. En Society of Petroleum Engineers, SPE. Austria, September 1986.

PARRA P. Propiedades físicas de los fluidos de yacimientos. Neiva, Julio de 2008.

PINTO C. A.: Bombeo Electrosumergible. Bogotá, Enero de 2013.

SALGAR, M. Proyectos de crudo pesado en Colombia. II Colombia Oil & Gas Investment Conference. Cartagena de Indias, Diciembre 5 2006. [En línea] [Fecha de consulta: 27 de Julio del 2015]. <http://www.anh.gov.co/Sala-de-Prensa/Presentaciones/Proyectos%20de%20crudo%20pesado%20en%20Colombia.pdf>