

**OPTIMIZACIÓN DEL DISEÑO DE LAS BOMBAS ASOCIADAS A SISTEMAS DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ESP PARA DISMINUCIÓN DE DIFERIDAS DE
PRODUCCIÓN EN UN CAMPO DE LA CUENCA DE LOS LLANOS
ORIENTALES**

CRISTIAN HUMBERTO CHAVARRO GUTIERREZ

SOFI ALEJANDRA REALPE CUBIDES

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2020**

**OPTIMIZACIÓN DEL DISEÑO DE LAS BOMBAS ASOCIADAS A SISTEMAS DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ESP PARA DISMINUCIÓN DE DIFERIDAS DE
PRODUCCIÓN EN UN CAMPO DE LA CUENCA DE LOS LLANOS
ORIENTALES**

**CRISTIAN HUMBERTO CHAVARRO GUTIERREZ
SOFI ALEJANDRA REALPE CUBIDES**

**Proyecto integral de grado para optar el título de
Ingeniero de Petróleos**

**Director
JORGE ELIECER RAMÍREZ CASTRILLO
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2020**

NOTAS DE ACEPTACIÓN

Ing. Sebastian Gómez

Ing. Adriangela Romero

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro:

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Concejero Institucional:

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Investigaciones:

Dra. MARÍA CLAUDIA APONTE GONZÁLEZ

Vicerrector Administrativo y Financiero:

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretaria General:

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Decano de la Facultad de Ingenierías:

Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

Dr. JUAN CARLOS RODRIGUEZ ESPARZA

Las Directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios o ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

DEDICATORIA

Dedico el presente trabajo de manera especial a mi abuela y/o madre Franquelina Parra ya que por ella soy el hombre que soy ahora al forjarme con humildad, valores, principios y fortalezas para cumplir las metas y sueños de mi vida. A la memoria de mi abuelo y/o padre Luis Alberto Chavarro quien con trabajo arduo y esfuerzo me encamino en el estudio de ingeniería de petróleos. De igual forma dedicarle este trabajo a mi madre Claudia Gutiérrez quien me apoyo emocionalmente cuando lo necesitaba.

Gracias a toda mi familia por estar presente en el desarrollo de mi preparación como profesional, sobre todo a mi hermano Luis Chavarro y mi primo Andres Mendoza por brindarme su apoyo incondicional y su consejo cuando era necesario.

Quiero agradecerle a Nataly Infante, por apoyarme en cada momento de adversidad y demostrarme que no hay ganancias en tu vida profesional y personal sin compromiso, dedicación y amor por lo que haces.

Finalmente quiero agradecer a mi compañera de tesis Sofí Realpe, por brindarme su conocimiento y confianza a la hora de realizar el proyecto de grado.

CRISTIAN HUMBERTO CHAVARRO GUTIERREZ

Cuando eres una persona agradecida, Dios convierte tu vida en una bendición eterna y es algo que me han inculcado día a día mis padres y he corroborado en cada paso de mi andar, ya que a través de ellos su presencia en mi ha estado latente en mi camino hasta el día de hoy, donde por medio de ellos me ha brindado gran sabiduría, perseverancia, amor propio, fortaleza y persistencia para lograr cada uno de los objetivos que me propongo, con su apoyo he contado en los momentos más vagos y en los más felices, por eso sin ellos y sin Dios, este gran logro no habría sido posible, gracias por su amor, apoyo, enseñanzas para ser una mejor persona y por su comprensión a lo largo de este camino y porque sé que estarán conmigo siempre, a mi hermano por su gran apoyo emocional y su forma de incondicional de acompañarme y hacer de mis días más felices.

Finalmente le quiero agradecer a mi compañero de trabajo de grado Cristian Chavarro, por su confianza y apoyo durante el desarrollo del mismo, por creer en mí y darme calma en los obstáculos presentados en el desarrollo del proyecto.

SOFI ALEJANDRA REALPE CUBIDES

AGRADECIMIENTOS

Los autores presentan sus agradecimientos a:

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA, por la enseñanza brindada durante los semestres de la carrera, la formación como profesionales de ingeniería de petróleos y personas integrales.

FRONTERA ENERGY CORP, por brindar el soporte técnico y el conocimiento en el área de desarrollo del desarrollo del trabajo de grado por medio de sus trabajadores.

Ing. **JORGE RAMIREZ**, director, le agradecemos el enorme conocimiento y experiencia aportada durante el desarrollo del proyecto, de igual forma, por su guía al momento de posicionarnos en el ámbito profesional.

Ing. **DIEGO ESTUPIÑAN**, por su brindar su experticia y colaboración durante el desarrollo de los rediseños a plantear en el presente proyecto.

Ings. **WILMER ARCOS** y **LEONARDO GONZALES**, por su disposición y conocimiento en el área de simulación de proyectos (Pipesim).

Ings. **EDINSON JIMENEZ**, **JORGE TOVAR**, **ANGIE ORTEGA** y **SEBASTIÁN GOMEZ**, orientadores de trabajo de grado, por su guía y recomendaciones durante el desarrollo, estructura y énfasis de nuestro trabajo de grado.

CONTENIDO

	pág.
1. MARCO TEORICO	22
1.1 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	22
1.1.1 Equipos de fondo	23
1.1.1.1 Bomba	23
1.1.1.2 Cable de potencia	24
1.1.1.3 Cable de extensión del motor	25
1.1.1.4 Motor eléctrico	25
1.1.1.5 Separador o sello	26
1.1.1.6 Separador de gas	26
1.2 EFECTO DE DEGRADACIÓN DE UNA BOMBA ESP	27
2. METODOLOGÍA	29
2.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN	30
2.2 EVALUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ESP	30
2.2.1 Selección pozos de estudio	30
2.2.1.1 Criterios selección de pozos	30
2.2.2 Análisis estado actual de los pozos	32
2.2.2.1 Elaboración grafica IPR vs VLP	32
2.2.2.2 Elaboración grafica histórico de frecuencia, BFPD, BWPD y BOPD en OFM	38
2.3 REDISEÑO PROPUESTO	41
2.4 VALIDACION ESCENARIOS PLANTEADOS EN EL SIMULADOR PUMP CHEQUER	43
2.5 COMPARACIÓN DATOS ACTUALES VS ESCENARIOS PROPUESTOS	47
2.6 EVALUACION FINANCIERA	48
3. RESULTADOS Y ANALISIS DE RESULTADOS	50
3.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN Y SELECCIÓN POZOS	50
3.2 ANALISIS NODAL	59
3.2.1 Análisis nodal pozo AL-3	63

3.2.2 Análisis nodal pozo AL-4	64
3.2.3 Análisis nodal pozo AR-3	65
3.2.4 Análisis nodal pozo AR-5	66
3.2.5 Análisis nodal pozo AR-7	67
3.2.6 Análisis nodal pozo AV-1	68
3.2.7 Análisis nodal pozo AV-8	69
3.2.8 Análisis nodal pozo CA-5	70
3.2.9 Análisis nodal pozo CE-2	71
3.2.10 Análisis nodal pozo CO-1	72
3.2.11 Análisis nodal pozo CO-2	73
3.2.12 Análisis nodal pozo CO-3	74
3.3 REDISEÑO BOMBAS ESP	76
3.4 VALIDACION REDISEÑO	77
3.4.1 DATA SUMINISTRADA AL SIMULADOR	77
3.4.2 RESULTADOS SIMULADOR	80
3.5 COMPARACION ESCENARIO ACTUAL VS REDISEÑOS	81
3.5.1 Análisis comparativo pozo AL-3	83
3.5.2 Análisis comparativo pozo AL-4	84
3.5.3 Análisis comparativo pozo AR-3	86
3.5.4 Análisis comparativo pozo AR-5	87
3.5.5 Análisis comparativo pozo AR-7	89
3.5.6 Análisis comparativo pozo AV-1	90
3.5.7 Análisis comparativo pozo AV-8	91
3.5.8 Análisis comparativo pozo CA-5	92
3.5.9 Análisis comparativo pozo CE-2	93
3.5.10 Análisis comparativo pozo CO-1	94
3.5.11 Análisis comparativo pozo CO-2	95
3.5.12 Análisis comparativo pozo CO-3	96
4. CONCLUSIONES	101
5. RECOMEDACIONES	103

BIBLIOGRAFIA	105
ANEXOS	107

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. CURVAS EFICIENCIA Y RANGO (BOMBAS ACTUALES POZOS SELECCIONADOS)	108
Anexo B. IPR (PUMP CHEQUER) POZOS SELECCIONADOS – CAUDAL OBJETIVO	114
Anexo C. CURVAS DE EFICIENCIA Y RANGO DE BOMBAS ESCENARIOS PLANTEADOS POZOS SELECCIONADOS	118
Anexo D. PROYECCIÓN DEL PROYECTO PLANTEADO A LA COMPAÑÍA (ANÁLISIS FINANCIERO A 3 AÑOS 2021 – 2023)	122
Anexo E. REPORTE AVANCE CONTROL DE CORROSIÓN	123
Anexo F. CALCULO PORCENTAJE DE GAS LIBRE	125
Anexo G. ESTADOS MECÁNICOS POZOS SELECCIONADOS	126

LISTA DE ILUSTRACIONES

	pág.
Ilustración 1. Componentes del Sistema de Bombeo Electrosumergible	23
Ilustración 2. Bomba electrosumergible	24
Ilustración 3. Cable de potencia	25
Ilustración 4. Partes del motor	26
Ilustración 5. Desplazamiento y aceleración correspondiente a la velocidad	28
Ilustración 6. Grafica de desempeño bomba AN900	30
Ilustración 7. Diagrama selección de pozos	31
Ilustración 8. Diagrama funciones Pipesim	34
Ilustración 9. Esquema implementación Pipesim 1	35
Ilustración 10. Esquema implementación Pipesim 2	36
Ilustración 11. Esquema implementación Pipesim 3	37
Ilustración 12. Procedimiento OFM 1	38
Ilustración 13. Procedimiento OFM 2	39
Ilustración 14. Procedimiento OFM 3	40
Ilustración 15. Caudal objetivo Pump Chequer	41
Ilustración 16. Base de datos diseño	43
Ilustración 17. Diagrama funciones Pump Chequer	44
Ilustración 18. Pasos de implementación Pump Chequer	45
Ilustración 19. Resultados posibles simulador Pump Chequer	46
Ilustración 20. Análisis grafica de la bomba "Z"	47
Ilustración 21. Comportamiento rango bomba	48
Ilustración 22. Grafica diferencia consumo de cada pozo	53
Ilustración 23. Grafica Eficiencia de la bomba ESP por pozo	53
Ilustración 24. Rango por bomba ESP Cualitativo	54
Ilustración 25. Grafica Rango porcentual del campo	56
Ilustración 26. Troncal campo Llanos Orientales	61
Ilustración 27. Contraste Caudal optimo Voguel vs Caudal Actual producción	62
Ilustración 28. IPR vs VLP pozo AL-3	63
Ilustración 29. Pozo AL-3- histórico de Frecuencia, BFPD, BPPD y BWPD	63
Ilustración 30. IPR vs VLP pozo AL-4	64
Ilustración 31. Pozo AL-4- histórico de Frecuencia, BFPD, BPPD y BWPD	64
Ilustración 32. IPR vs VLP pozo AR-3	65
Ilustración 33. Pozo AR-3- histórico de Frecuencia, BFPD, BPPD y BWPD	65
Ilustración 34. IPR vs VLP AR-5	66
Ilustración 35. Pozo AR-5- histórico de Frecuencia, BFPD, BPPD y BWPD	66
Ilustración 36. IPR vs VLP pozo AR-7	67
Ilustración 37. Pozo AR-7- histórico de Frecuencia, BFPD, BPPD y BWPD	67

Ilustración 38. IPR vs VLP pozo AV-1	68
Ilustración 39. Pozo AV-1- histórico de Frecuencia, BFPD, BPPD y BWPD	68
Ilustración 40. IPR vs VLP pozo AV-8	69
Ilustración 41. Pozo AV-8- histórico de Frecuencia, BFPD, BPPD y BWPD	69
Ilustración 42. IPR vs VLP pozo CA-5	70
Ilustración 43. Pozo CA-5- histórico de Frecuencia, BFPD, BPPD y BWPD	70
Ilustración 44. IPR vs VLP pozo CE-2	71
Ilustración 45. Pozo CE-2- histórico de Frecuencia, BFPD, BPPD y BWPD	71
Ilustración 46. IPR vs VLP pozo CO-1	72
Ilustración 47. Pozo CO-1- histórico de Frecuencia, BFPD, BPPD y BWPD	72
Ilustración 48. IPR vs VLP pozo CO-2	73
Ilustración 49. Pozo CO-2- histórico de Frecuencia, BFPD, BPPD y BWPD	73
Ilustración 50. IPR vs VLP pozo CO-3	74
Ilustración 51. Pozo CO-3- histórico de Frecuencia, BFPD, BPPD y BWPD	74
Ilustración 52. Consumo energético caso de estudio campo Llanos Orientales	81
Ilustración 53. Consumo escenarios vs consumo real	81
Ilustración 54. Producción petróleo caso de estudio campo Llanos Orientales	82
Ilustración 55. Contraste caudal óptimo, actual y objetivo	83
Ilustración 56. Histórico de producción acumulada pozos de estudio	98

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Índice de productividad Vogel $P_y > P_b$	32
Ecuación 2. Caudal medido en punto $P_y > P_b$	32
Ecuación 3. Índice de productividad Vogel $P_y < P_b$	32
Ecuación 4. Caudal medido en sitio para $P_y < P_b$	33
Ecuación 5. Presión de fondo fluyente en términos de PIP	33
Ecuación 6. Gravedad Especifica	33
Ecuación 7. Presión de descarga	42
Ecuación 8. Presión de fondo fluyente	42
Ecuación 9. Índice de productividad	42
Ecuación 10. Valor presente neto (VPN)	49
Ecuación 11. Tasa interna de retorno	49

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 2. Información 40 pozos	51
Tabla 3. Resultados recopilación de Información 40 pozos	52
Tabla 4. Pozos seleccionados por diferencia de consumo	55
Tabla 5. Pozos seleccionados por Upthrust	57
Tabla 6. Pozos seleccionados rediseño	58
Tabla 7. Datos de entrada condiciones de presión	59
Tabla 8. Datos de entrada condiciones de temperatura	59
Tabla 9. Datos de entrada condiciones fluido del pozo	60
Tabla 10. Datos de entrada profundidades estado mecanico	60
Tabla 11. Caudal optimo 12 pozos	62
Tabla 12. Variables de Impacto evaluadas para el correcto rediseño	75
Tabla 13. Diseño escenario A	76
Tabla 14. Diseño escenario B	76
Tabla 15. Well Data Pump Chequer	77
Tabla 16. Fluid Data Pump Chequer	78
Tabla 17. Completion Diagram Pump Chequer	79
Tabla 18. Well Test Information Pump Chequer	79
Tabla 19. Resultados Rediseño Pump Chequer	80
Tabla 20. <i>Contraste consumo bomba actual con escenarios planteados</i>	82
Tabla 21. Comparación graficas pozo al-3	84
Tabla 22. Comparación graficas pozo AL-4	85
Tabla 23. Comparación graficas pozo AR-3	87
Tabla 24. Comparación graficas pozo AR-5	88
Tabla 25. Comparación graficas pozo AR-7	89
Tabla 26. Comparación graficas pozo AV-1	90
Tabla 27. Comparación graficas pozo AV-8	91
Tabla 28. Comparación graficas pozo CA-5	93
Tabla 29. Comparación graficas pozo CE-2	94
Tabla 30. Comparación graficas pozo CO-01	95
Tabla 31. Comparación graficas pozo CO-02	96
Tabla 32. Comparación graficas pozo CO-03	97
Tabla 33. Ingresos año 1	98
Tabla 34. Costos de levantamiento por escenario año	98
Tabla 35. Evaluación VPN-TIR escenarios planteados	99

ABREVIATURAS

API	Gravedad API.
BSW	Corte de agua. (%)
GE	Gravedad específica del fluido.
II	Inversión Inicial
IP	Índice de productividad
m	Pendiente
M	Razón De Movilidad
MD	Measured Depth
n	Periodo de duración de proyecto
Np BT	Petróleo Acumulado Al Momento De La Irrupción
Np	Petróleo Acumulado
OFM	Oil Field Manager
OPEX	Operational Expenditures
PIP	Presión de entrada de la bomba. (PSI)
Prof_{perf}	Profundidad de los perforados. (Ft)
Prof_{sen}	Profundidad del sensor. (Ft)
PVT	Presión-Volumen-Temperatura
Pwf	Presión de fondo fluyente en el punto (PSI)
Py	Presión de yacimiento (PSI)
qo	Caudal medido en punto. (BDP)
R(r)	Tasa de Rendimiento
RAP	Relación Agua-Petróleo
t cum	Tiempo Acumulado
TIR	Tasa Interna de Retorno
TVDSS	True Vertical Depth Sub-Sea
USD	Dólares
USIT	Ultrasonic Imager Tool
V	Coefficiente De Variación De Permeabilidad
VDL	Variable Density Log
VPN	Valor Presente Neto
Wp	Agua Acumulada

RESUMEN

Al iniciar la producción de un campo petrolero, se debe tener en cuenta los problemas que se pueden presentar durante su vida productiva, las cuales se suelen traducir en diferidas de producción a largo plazo. Debido a los pocos planes de contingencia aplicados para la mitigación de diferidas, se afecta directamente el correcto gerenciamiento de los pozos.

Según lo anterior, el objetivo del presente trabajo de grado es el estudio directo de una muestra de pozos (40) evaluados previamente, seleccionando 12 pozos representativos equivalentes a un 30% de la muestra correspondiente, los cuales según condiciones actuales presentan elevadas tasas de diferidas o están próximos a esto. Se plantea un rediseño del equipo de subsuelo por medio de 2 escenarios (A y B) evaluados a través del simulador Pump Chequer®, comparándolos con los datos actuales del diseño presente hasta la fecha en los pozos seleccionados. Mostrando no solo una disminución de las diferidas presentadas en el campo, sino generando un ahorro energético del 21.06% para el escenario A y 12.3% para el escenario B. Obteniendo de igual forma una evidente optimización en la producción del 12.7 % en los pozos seleccionados del Campo de los Llanos Orientales,

Demostrando la viabilidad financiera del proyecto con un valor presente neto (VPN) de 1'457.721.601 \$US en caso de implementación del escenario A y 1'457.124.493 para el escenario B, basados en costos operativos, consumo energético y eficiencia de productividad del pozo. Asimismo, para ambos escenarios una tasa interna de retorno (TIR) de 1128% indicando la rentabilidad del proyecto en caso de ser implementado por la empresa Frontera Energía Corp.

Palabras Clave: Diferidas, Simulador, Pozo, Producción, VPN y TIR.

ABSTRACT

When the production of an oil field begins, the problems that may arise during its productive life must be taken into account, which can translate into long-term production deferrals. Due to the few contingency plans applied for deferral mitigation, it directly affects the correct management of the wells.

According to the above, the objective of this project is the direct study of a sample of wells (40) previously evaluated, selecting 12 representative wells equivalent to 30% of the corresponding sample, which according to current conditions have high deferral rates or are close to this. A redesign of the subsoil equipment is proposed by means of 2 scenarios (A and B) evaluated through the Pump Checker ® simulator, comparing them with the current data of the design present to date in the selected wells. Showing not only a decrease in the deferrals presented in the field, but generating an energy saving of 21.06% for scenario A and 12.3% for scenario B. Obtaining in the same way an evident optimization in the production of 12.7% in the selected wells of the field of the Llanos Orientales.

Demonstrating the financial viability of the project with a net present value (VPN) of 1,457,721,601 US \$ in the case of implementation of case A and 1,457,124,493 for case B, based on operating costs, energy consumption and efficiency of well productivity. Likewise, for both scenarios an internal rate of return (TIR) of 1128% indicating the profitability of the project if it is implemented by the company.

Keywords: Deferred, Simulator, Field, Production, Equipment, Subsoil

INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera la finalidad en la exploración y explotación de un yacimiento petrolífero es principalmente económica, generando desarrollo industrial en el país; sin embargo, el resultado en la explotación de pozos no siempre es el esperado, ya sea por condiciones externas, como lo es el inadecuado tratamiento del pozo o, por otro lado, se da por las condiciones iniciales del subsuelo, las cuales dificultan la producción de un campo.

A lo largo de los años la empresa Frontera Energy Corp. se ha visto envuelta en una problemática debido al aumento de diferidas de producción en un campo de la Cuenca de los Llanos Orientales, representando un incremento del 35% de los pozos inactivos los cuales proporcionan pérdidas de producción de aproximadamente 130.000 bbls de petróleo al año, estas diferidas en el campo se dan a causa de fallas en los sistemas de levantamiento artificial, en su vida productiva, de logística, de arenamiento y generación eléctrica, las cuales cabe mencionar que las fallas pertenecientes a los sistemas de levantamiento artificial representan un promedio del 51.16% del total de las diferidas del campo, específicamente en equipos de subsuelo.

En el campo de estudio, predomina el sistema de levantamiento artificial ESP (bombeo electrosumergible) en donde las demandas energéticas de estos sistemas de levantamiento tienen un alto costo operativo puesto que la formación productora del campo esta principalmente asociada a hidrocarburos pesados (13.5 API-14 API), generando estos un mayor esfuerzo requerido por la bomba instalada en donde dicho esfuerzo es proporcional al aumento del consumo energético del campo.

De acuerdo a lo anterior, se tiene que el campo afronta un aumento en consumo energético aproximado al 30% de lo requerido por cada equipo de fondo instalado, esto debido a un inadecuado diseño de la bomba de levantamiento artificial ESP generando mayores intervenciones a pozo para su respectivo mantenimiento bien sea correctivo o preventivo, por lo cual el aumento de pozos inactivos ronda en aproximadamente un 35% dando como pérdidas en producción de aproximadamente 130.000 bbls por año; sin embargo, a pesar de la notable problemática en la compañía Frontera Energy Corp. no se cuenta con un óptimo plan de acción para la mitigación de diferidas y de los sobrecostos energéticos a causa del inadecuado diseño de la bomba del sistema de levantamiento artificial ESP y por ende el aumento en costos operativos de mantenimiento.

El planteamiento del rediseño de los sistemas de levantamiento ESP, parte por determinar mediante un análisis (técnico, cualitativo y cuantitativo), las características para un diseño apropiado de la bomba a instalarse en cada pozo de estudio, evitando el sub o sobredimensionamiento de este; optimizando así la

demanda energética, eficiencia de la bomba de levantamiento artificial ESP, producción y viabilidad financiera del proyecto.

El problema de las producciones diferidas en la industria petrolera no son algo novedoso, estas existen desde sus inicios y en la actualidad la tecnología es una gran herramienta para la mitigación de estas; sin embargo, el no tener el control de los procesos desde el inicio del desarrollo de cada pozo y no manejar estándares o e instalación de equipos ocasionando presencia de NPT (tiempo no productivo) y una inadecuada utilización de los equipos de subsuelo por desconocimiento de su operación, entre otros, son algunos de los principales inconvenientes que afrontan las compañías nacionales al momento de la productividad de sus activos.

En 2017 Mohannad Abdelaziz, Rafael Lastra y JJ Xiao, presentan un artículo por la SPE, el cual discute las fallas presentadas en los sistemas de levantamiento artificial ESP y como estas generan interrupción de la producción que equivale a cientos de millones de barriles de producción de petróleo diferidas anualmente, dando pie a un estudio realizado para predecir con precisión las fallas principales en la ESP, basado en un modelo PCA (Análisis de componentes principales) para identificar cambios dinámicos en las ESP y así evaluar con antelación su solución o prevención al daño.

El objetivo general de esta tesis fue optimizar el diseño de las bombas asociadas a sistemas de levantamiento artificial ESP para la disminución de diferidas de producción en un campo de la cuenca de los llanos orientales. Este estructurado por los siguientes objetivos específicos:

- Evaluar el sistema de levantamiento artificial ESP actual mediante análisis nodal para la determinación de variables de impacto.
- Rediseñar los equipos de fondo de la bomba del sistema de levantamiento artificial ESP, en 12 pozos de un Campo en la Cuenca de los Llanos Orientales.
- Validar el diseño realizado por medio del simulador Pump Chequer ® para el correcto funcionamiento de los pozos.
- Comparar los resultados obtenidos por el simulador, con los del diseño actual para la optimización de las diferidas.
- Realizar la evaluación financiera al mejor escenario planteado, comparándolo con la configuración actual, mediante el indicador financiero VPN y TIR.

En esta investigación demuestra que al observar los pozos de estudio se encontrará un sobredimensionamiento o subdimensionamiento en las bombas, con la optimización que se le hará al diseño de las bombas, no solo aumentará la

producción y la vida productiva del pozo, a su vez reducirá el índice de diferidas y una notable reducción energética que tendrá el pozo, reflejado en disminución de gastos operativos por disminución de energía e intervenciones a pozo.

1. MARCO TEORICO

A partir de la evaluación en la situación actual de la presencia de producciones diferidas en la industria petrolífera, la recurrencia de fallas en los equipos de fondo ya sea por problemas externos o internos en la operación y/o pozo, es la principal causal a la realización de intervenciones a pozo de manera correctiva, generando así pérdidas en la productividad del campo (diferidas) por consiguiente pérdidas económicas y NPT. De acuerdo con lo anterior, el principal análisis a realizar es al momento de estimar la capacidad productiva del pozo, en donde se debe tener en cuenta no sólo los factores característicos de la formación de interés, sino de igual manera se debe tener presente estudios enfocados al momento de diseñar una bomba artificial ESP como lo es el número de etapas de la bomba.

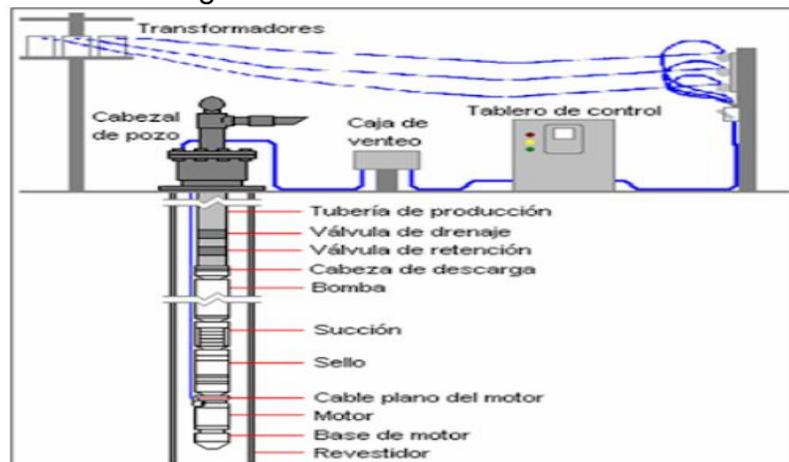
Es importante por encima o debajo de ese rango, el empuje ascendente o descendente reducirá la duración efectiva de la bomba, razón por la cual es muy importante determinar con precisión la productividad para recomendar el diseño óptimo del equipo de fondo a instalar. Para la presente investigación es de vital importancia conocer los componentes que conforman el sistema de levantamiento artificial ESP, haciendo énfasis en los equipos de fondo ya que estos serán de importancia en el desarrollo de la investigación.

1.1 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Se refiere a un sistema de levantamiento artificial que utiliza un sistema de bombeo de fondo de pozo accionado eléctricamente. El sistema de bombeo consta de secciones de bombas centrífugas de varias etapas que pueden ser configuradas específicamente para adecuarse a las características de producción y de pozo de una aplicación dada. Los sistemas de bombeo eléctricos sumergibles constituyen un método común de levantamiento artificial que ofrece flexibilidad en una diversidad de tamaños y capacidades de flujo de salida¹.

¹ SCHLUMBERGER. Disponible en internet:
https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/e/electric_submersible_pump.aspx

Ilustración 1. Componentes del Sistema de Bombeo Electrosumergible.



Fuente: Sistema de Bombeo Electrosumergible (BES). [en línea]. Consultado el 29 de septiembre del 2019. Disponible en: http://producciondecruoextrapesado.blogspot.com/p/blog-page_1.html

1.1.1 Equipos de fondo. Los equipos de fondo están suspendidos de la tubería de producción (fig. 1), desarrollando la producción del pozo levantando la columna de fluido desde el yacimiento hasta superficie. Los elementos que conforman el quipo o ensamblaje son:

- Bomba
- Cable de potencia
- Cable de extensión del motor
- Motor eléctrico
- Separador o sello
- Separador de gas

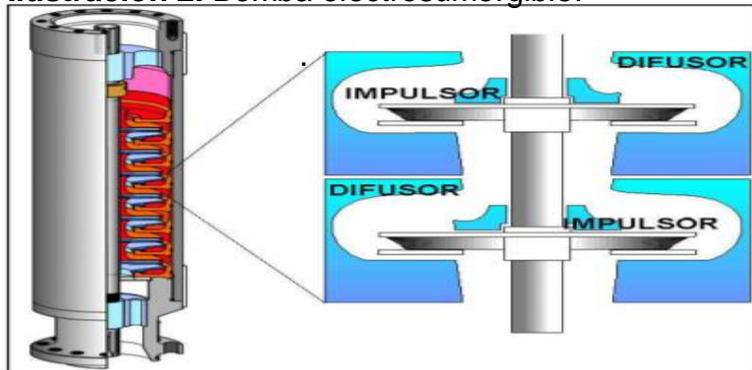
1.1.1.1 Bomba. Las bombas electrosumergibles son bombas centrífugas multietapas, su función básica es entregar a los fluidos del pozo, el incremento de presión necesario para hacerlos llegar a la superficie. Cada etapa consiste de un impulsor rotativo vinculado al eje y un difusor estático vinculado a la carcasa de la bomba, formado de esta manera un conjunto rotor – estator (Ilustración 2).

La bomba centrífuga mueve los fluidos rotándolos, la trayectoria del fluido es una espiral que se incrementa desde la entrada en el centro a la salida tangente al difusor. La rotación de los impulsores provoca el movimiento de fluido que al pasar a través de los difusores aumenta su presión gradualmente llegando a un valor

máximo, cuya magnitud determinada por el número de etapas de la bomba, proporciona la presión necesaria para elevar el fluido, (El número de etapas determina la capacidad de levantamiento y la potencia requerida para levantar la columna de fluido).

El impulsor transmite energía cinética al fluido y en el difusor, parte de la energía cinética es transformada en energía potencial (altura) por medio de un incremento del área de flujo. Los fabricantes recomiendan un rango de operación en base a los parámetros empuje y eficiencia. Una bomba operando un gasto superior al de su diseño produce empuje ascendente excesivo y por el contrario operando a un gasto inferior produce empuje descendente.²

Ilustración 2. Bomba electrosumergible.



Fuente: SCHULUMBERGER. REDA Electric Submersible Pump Systems Technology Catalog. [en línea]. Consultado el 29 de septiembre del 2019. Disponible en: <https://www.slb.com/-/media/files/al/catalog/artificial-lift-esp-technology-catalog.ashx>

1.1.1.2 Cable de potencia. El cable de potencia (Ilustración 3) es uno de los componentes más importantes y sensibles en el sistema de bombeo electrosumergible, su función es transmitir la energía eléctrica desde el tablero de control ubicado en la superficie al motor en el fondo y además trasladar las señales de presión, temperatura, entre otras, desde el instrumento sensor de fondo a la superficie³.

² Jaramillo Juan Sebastián. Estudio del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible del campo Parahuacu para incrementar la producción. Tesis de grado Ecuador. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería. 2011.Pg 33.

³ Jaramillo Juan Sebastián. Estudio del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible del campo Parahuacu para incrementar la producción. Tesis de grado Ecuador. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería. 2011.Pg 37.

Ilustración 3. Cable de potencia.



Fuente: SCHULUMBERGER. REDA Electric Submersible Pump Systems Technology Catalog. Citado [29 de septiembre del 2019].

1.1.1.3 Cable de extensión del motor. Este cable es el conector del cable de potencia a la mufa del motor, está protegido por una carcasa de monel, esta carcasa es resistente a la acción de los ácidos y de la corrosión y más bien débil para la protección mecánica. Las fases son sólidas y se conectan al cable de potencia principal por el empalme o juntura. El cable de extensión del motor va desde el motor a lo largo del protector, el separador de gas, y la bomba, más un mínimo de 6 pies por encima de la cabeza de descarga de la bomba. Existe una amplia gama de diseños de cables planos y redondos para los requerimientos del motor, dependiendo del espacio disponible en el pozo, estos cables aislados pueden ser instalados en temperaturas de pozos que exceden los 300°F⁴.

1.1.1.4 Motor eléctrico. Los motores eléctricos utilizados para la operación de bombas electrosumergibles son del tipo de inducción, trifásico, bipolar (Ilustración 4). Éstos funcionan a 3500 rpm, cuando la frecuencia aplicada es de 60 ciclos por segundo (60 Hz) o a 2900 rpm para 50 Hz. La tensión o voltaje de operación de diseño puede variar desde 220 hasta 5000 volts, mientras que los requerimientos de corriente pueden variar desde 12 hasta 140 amperios.

Los componentes del motor están diseñados para resistir temperaturas de hasta 260°C (500°F). El motor posee aceite aislante que lubrica los cojinetes del motor y transfiere el calor generado hacia la carcasa del motor que a su vez se transfiere al fluido del pozo. Para obtener una refrigeración efectiva se suele recomendar que la velocidad del fluido del pozo en el espacio anular no sea inferior a 1 pie/s.

⁴ Jaramillo Juan Sebastián. Estudio del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible del campo Parahuacu para incrementar la producción. Tesis de grado Ecuador. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería. 2011.Pg 38.

Las partes principales de un motor eléctrico empleado en los sistemas de bombeo electrosumergible son:

- Estator: Abarca todo el grupo de partes inmóviles
- Rotor: Abarca el grupo de partes giratorias
- Cojinetes del motor
- Eje

Ilustración 4. Partes del motor.



Fuente: Partes de un Motor. [en línea]. Consultado el 29 de septiembre del 2019. Disponible en: <https://bombeoycrudospesados.wordpress.com/2016/06/03/4caracterizacion-del-sistema-de-levantamiento-artificial-bombeo-electro-sumergible/>

1.1.1.5 Separador o sello. El protector o sección sellante, que se instala entre el separador de gas y el motor, está diseñando para proteger al motor por medio de las siguientes funciones básicas:

- Acoplar el motor a la bomba, transmitir el torque a través del eje.
- Proveer capacidad de almacenamiento para la expansión y contracción del aceite del motor debido a los cambios de temperatura
- Proveer el cojinete de empuje para absorber el empuje generado por la bomba
- Actuar como una cámara de sello para prevenir la entrada de fluidos al motor
- Igualar las presiones entre el motor y el pozo

1.1.1.6 Separador de gas. Estos, además de permitir el ingreso de fluidos al interior de la bomba, tienen la finalidad de eliminar la mayor cantidad del gas en solución contenido en estos fluidos, su uso permite una operación de bombeo más eficiente en pozos con alta producción de gas, ya que reduce los efectos que produce la presencia de gas libre.

El separador va situado entre la bomba y el protector del motor eléctrico; el eje conector se extiende a través del mismo Las eficiencias de los separadores de gas

tienen un rango del 80 al 95%, sin embargo, la eficiencia del sistema es afectada por los volúmenes manejados, su composición y propiedades. Los separadores de gas pueden ser conectados en serie (tándem) para mejorar la eficiencia total en aplicaciones de altos volúmenes de gas.⁵

1.2 EFECTO DE DEGRADACIÓN DE UNA BOMBA ESP

En los sistemas de bombeo electro sumergible como resultado de un deficiente diseño o incorrecto tratamiento del equipo a través de su vida productiva aparece el efecto de degradación de bomba, que como bien la palabra lo indica, hace referencia a todos los mecanismos causales de la ruptura o fallas en la bomba en un determinado tiempo ya sea por corrosión, cavitación, desgaste en las paredes de la bomba debido a la erosión de partículas sólidas, entre otras⁶.

Por consiguiente, una de las principales variables a estudiar es el grado de vibración en la bomba, determinado este a través de un análisis espectral en el interior de esta ya que es uno de los causales de mayor presencia en los sistemas electro sumergibles que causa anomalías en la bomba ocasionando la degradación del equipo tales como desalineación, desequilibrio, flojedad en los ejes y accesorios. De igual forma, existen variables igual de relevantes al momento de analizar la degradación de un sistema de levantamiento electro sumergible como lo son:

- Transmisión de potencia mecánica
- Erróneo accionamiento de la bomba
- Problemas en tubería y válvulas de succión / descarga
- Mal manejo de control de instrumentación para controlar el flujo de la bomba
- Incorrecto funcionamiento de los dispositivos de anclaje de alineación

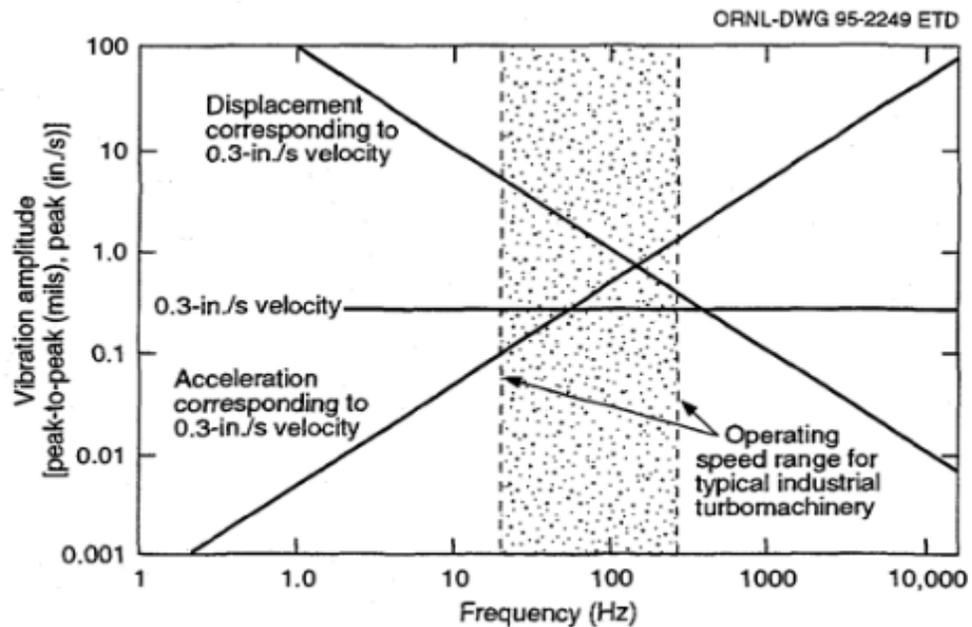
Otra variable a considerar son los efectos hidráulicos presentes en el interior de la bomba, en donde se debe tener muy presente al momento de operar el pozo el evitar cinco grandes fenómenos como lo son: cavitación, recirculación empuje axial/radial y pulsaciones causadas por variaciones en las presiones existentes en la bomba, ya que estas se pueden desenlazar en una degradación de la bomba de manera severa puesto que estas condiciones se manifiestan en vibraciones y ruidos excesivos, las cuales se pueden evitar a partir de un correcto diseño y funcionamiento adecuado del equipo.

⁵ Jaramillo Juan Sebastián. Estudio del sistema de levantamiento artificial por bombeo electro sumergible del campo Parahuacu para incrementar la producción. Tesis de grado Ecuador. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería. 2011.Pg 44.

⁶ PumpBombras Academy for Pumps. Curso Online de selección de bombas cetrifugas. Lección 4. Capítulo 4.17 – Materiales de construcción de las bombas centrífugas.

De acuerdo a lo anterior, es posible observar que en general las variables causales de degradación del equipo BES causa o hacen parte de efectos de vibración en el sistema, dado esto es una de las causales más estudiadas en donde los análisis de vibraciones son realizados tanto con mediciones dinámicas para cuantificar así la operación y rendimiento de la bomba para desarrollar así los mantenimientos preventivos y predictivos basados en dichas vibraciones. Esta medición dinámica se realiza con el fin de entender la relación entre la velocidad, desplazamiento y aceleración que proporciona datos para una correcta evaluación de la condición a diferentes frecuencias presentadas en la bomba, como se muestra en la ilustración 5 de como la frecuencia, la velocidad y aceleración tienen relación con las vibraciones generadas en el equipo, en donde la recolección de estos datos, será el resultado de las posibles vibraciones que se pueden presentar en el equipo⁷.

Ilustración 5. Desplazamiento y aceleración correspondiente a la velocidad.



Fuente: R. H. Greene, D. A. Casada. Detection of Pump Degradation. Oak Ridge National Laboratory. U.S. Nuclear Regulatory Commission 1995.

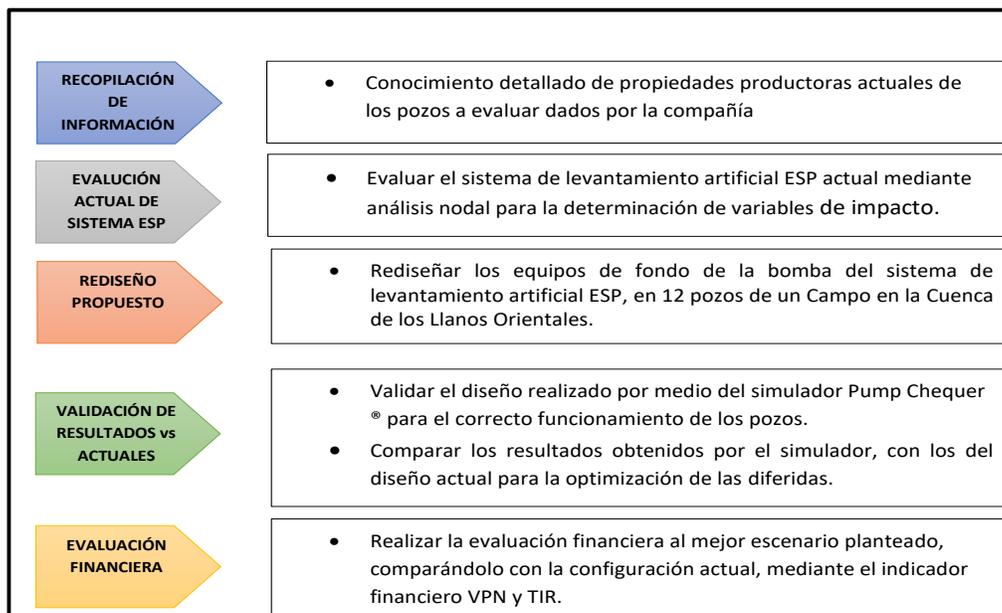
⁷ R. H. Greene, D. A. Casada. Detection of Pump Degradation. Oak Ridge National Laboratory. U.S. Nuclear Regulatory Commission 1995.

2. METODOLOGÍA

En el presente capítulo se expone a detalle la metodología propuesta para el debido desarrollo del proyecto, la cual parte de la recopilación de datos de los 40 pozos propuestos por la compañía para su respectivo análisis, evaluando en estos datos actuales a nivel de productividad, corte de agua, presión de reservorio, punto de burbuja, índice de productividad, presión pozo fluvente, profundidades del sensor y de punto medio de perforados; esto con el fin, de evaluar a fondo las condiciones del sistema de levantamiento artificial (ESP) actualmente instalado, mediante análisis nodal para la determinación de las diferentes variables de impacto que afectan directamente al deterioro de los sistemas de subsuelo o al incremento de diferidas para la respectiva selección de 12 pozos para el desarrollo del proyecto en el Campo de la Cuenca de los Llanos Orientales, en donde a partir de estas, se propone el rediseño de estos sistemas de levantamiento artificial planteando dos escenarios (A y B) diferenciados estos por diferente equipo de subsuelo para los pozos seleccionados y validando estos a través del simulador Pump Chequer® y acto seguido realizar la comparación con los datos actuales anteriormente evaluados.

Finalmente, se pretende realizar una evaluación financiera a cada escenario planteado de acuerdo a los análisis realizados a los estados actuales de cada pozo y los rediseños propuestos por medio de los indicadores financieros VPN y TIR.

Ilustración 6. Metodología Propuesta.



Fuente: elaboración propia.

De acuerdo a lo anterior, se desarrollará la descripción paso a paso de la metodología propuesta.

2.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN.

El debido conocimiento de las características actuales de los reservorios a estudio, es parte primordial al momento del rediseño del sistema de levantamiento artificial a instalar en este; de acuerdo a lo anterior, para el desarrollo del proyecto se obtuvo la data de los reservorios de estudio por medio de información suministrada por la compañía (Formación, Pr, Profundidad del Sensor, Profunda Media de Perforados, Profundidad de Intake, °API, %BSW, BFPD, PIP) (Anexo G).

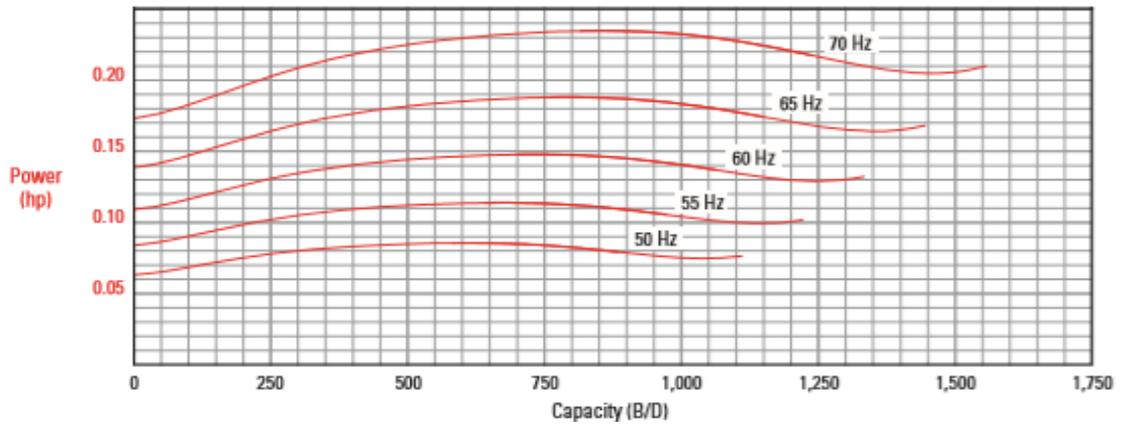
2.2 EVALUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ESP.

2.2.1 Selección pozos de estudio. Para la presente investigación se requiere elaborar el rediseño y análisis de una muestra representativa del 30% de 40 pozos, el cual equivale a 12 pozos.

2.2.1.1 Criterios selección de pozos. Como primer criterio, se seleccionarán los pozos que tengan el mayor diferencial entre el consumo real y el consumo ideal de la bomba, ya que dichos pozos son aquellos que representan sobrecostos energéticos en el campo; de igual manera en caso de no ser suficientes para la muestra del 30% el siguiente criterio será el rango de la bomba el cual establece si el pozo se encuentra en upthrust, downthrust o en rango, eligiendo primordialmente los pozos que se encuentren en rango de upthrust debido a que en dicho estado se observa un mayor esfuerzo del equipo para su correcto funcionamiento, producto de una sobre estimación de la capacidad de la bomba. Finalmente, si este último caso no es encontrado en el campo o no llena la muestra representativa de 12 pozos, se procederá a elegir los pozos que se encuentren en downthrust. Para cada uno de los criterios anteriormente mencionados, en caso de haber más de 12 pozos se tendrá como factor influyente a la hora de la elección la eficiencia de la bomba como se muestra en la ilustración 7 para su selección.

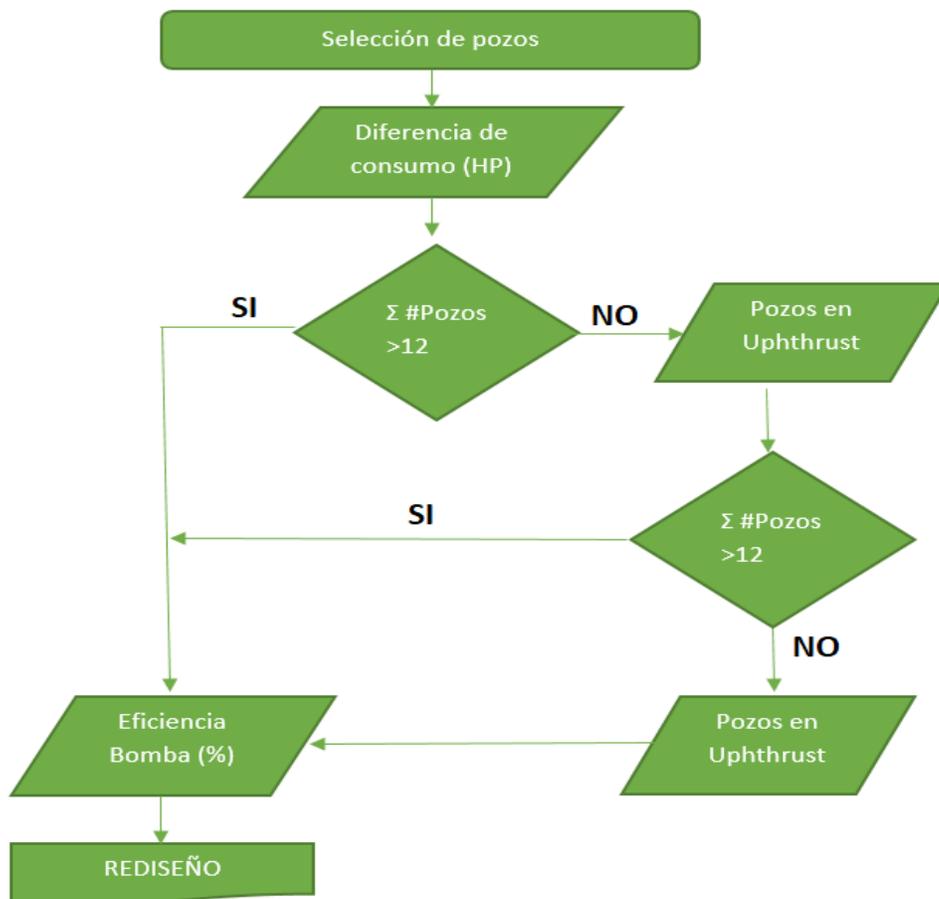
Para hallar la energía ideal de la bomba, se dispone de las gráficas de diseño de cada bomba estipulada por la compañía contratista encargada de cada pozo. Con las curvas de desempeño de cada bomba (ejemplo ilustración 6) en donde al intersectar la frecuencia (Hz) actual a la cual se encuentra trabajando la bomba con el caudal actual de producción (B/D) permite visualizar específicamente en el eje Y la energía requerida por etapa (HP) y una vez obtenido dicho valor se multiplica por el número de etapas de la bomba para obtener finalmente el consumo ideal del equipo de subsuelo.

Ilustración 6. Grafica de desempeño bomba AN900.



Fuente: SCHLUMBERGER. REDA Electric Submersible Pump Technology ESP Catalog. 2007. 77 p.

Ilustración 7. Diagrama selección de pozos.



Fuente: elaboración propia.

2.2.2 Análisis estado actual de los pozos. Para analizar los pozos de estudio, se generarán las gráficas de IPR vs VLP por medio del simulador Pipesim y graficas de histórico de frecuencia, BFPD, BWPD y BOPD por medio del simulador Oil Field Manager (OFM). Una vez obtenidas estas graficas se procederá a realizar el respectivo análisis del comportamiento actual de los pozos y las variables de impacto a la hora de rediseñar el mismo.

2.2.2.1 Elaboración grafica IPR vs VLP. Por medio de este capítulo se realizará el respectivo análisis nodal para hallar el caudal óptimo de producción por Vogel requerido por las especificaciones de la bomba ESP a través del simulador Pipesim el cual emplea las siguientes ecuaciones;

El método IPR se realiza por medio del método analítico de Vogel el cual depende de la presión de burbuja (P_b), por lo que Vogel plantea 2 ecuaciones como se muestran a continuación:

Para $P_y > P_b$:

Ecuación 1. Índice de productividad Vogel $P_y > P_b$.

$$IP = \frac{q_o}{(P_y - P_{wf})}$$

Fuente: RIVERO S. JOSE LUIS. (2007). Análisis nodal y explotación de petróleo.

Despejando:

Ecuación 2. Caudal medido en punto $P_y > P_b$.

$$q_o = IP \times (P_y - P_{wf})$$

Fuente: Autor, basado en: RIVERO S. JOSE LUIS. (2007). Análisis nodal y explotación de petróleo.

Para $P_y < P_b$:

Ecuación 3. Índice de productividad Vogel $P_y < P_b$.

$$IP = \frac{q_o}{(P_y - P_b) + \left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right) - 0.8 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right)^2}$$

Fuente: RIVERO S. JOSE LUIS. (2007). Análisis nodal y explotación de petróleo

Despejando:

Ecuación 4. Caudal medido en sitio para $P_y < P_b$.

$$q_o = I_p \times \left[(P_y - P_b) + \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]$$

Fuente: Autor, basado en: RIVERO S. JOSE LUIS. (2007). Análisis nodal y explotación de petróleo.

Para efectos del presente trabajo de grado; se observa en los datos de los reportes de producción de la compañía que a la hora de calcular la presión de fondo fluyente (P_{wf}), son suministrados por medio de la Presión de entrada de la boba (PIP), por lo que se debe realizar un cambio de variables asociando la PIP a la P_{wf} como se muestra a continuación:

Ecuación 5. Presión de fondo fluyente en términos de PIP.

$$P_{wf} = PIP \times \left(\%BSW + GE \times \left(1 - \frac{\%BSW}{100} \right) \right) \times (Prof_{perf} - Prof_{sen}) \times 0.433$$

Fuente: Baker Hughes. (2009). Submersible Pump Handbook, 9th. Edition. Claremore, USA: Centrilift.

Dónde:

Ecuación 6. Gravedad Especifica.

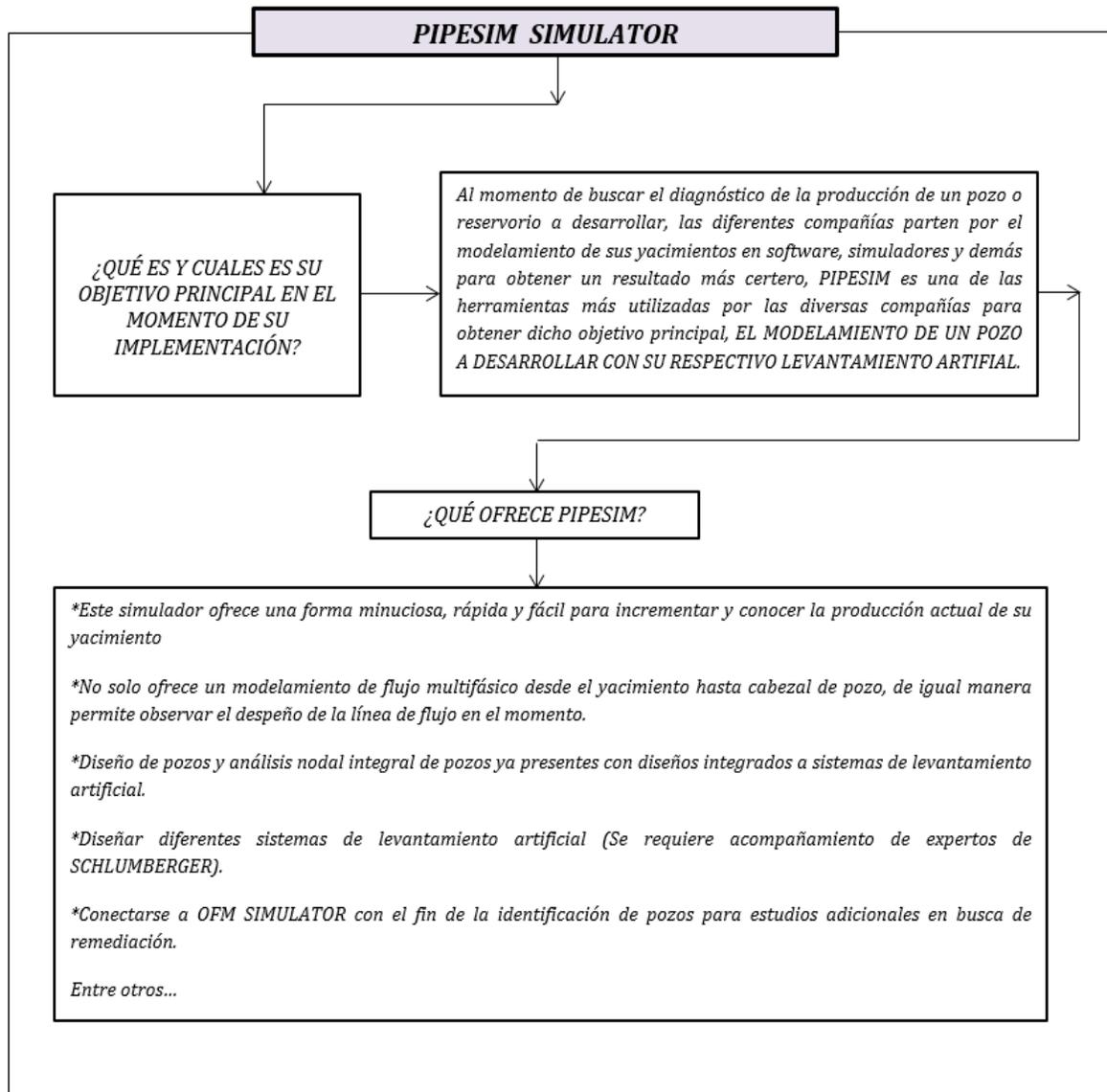
$$GE = \frac{141.5}{131.5 + API}$$

Fuente: Baker Hughes. (2009). Submersible Pump Handbook, 9th. Edition. Claremore, USA: Centrilift.

Para la elaboración de la gráfica IPR vs VLP, se emplea el simulador de Pipesim de, generando la troncal específica para los pozos de la muestra de estudio y así extraer de allí las gráficas IPR vs VLP para su posterior análisis.

Una vez graficados ambos comportamientos de IPR vs VLP, se procede a encontrar el Caudal óptimo de operación actual de la bomba, el cual se verá reflejado en la intersección de ambas curvas, el cual requerido para el diseño de la misma y así reflejar si hay un match entre el caudal al cual debería estar produciendo el pozo y el caudal generado por la bomba ESP actualmente instalada en el pozo.

Ilustración 8. Diagrama funciones Pipesim.



Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pipesim.

Ilustración 9. Esquema implementación Pipesim 1.

PASOS DE IMPLEMENTACIÓN DE PIPESIM SIMULADOR PARA EL RESPECTIVO ANÁLISIS NODAL

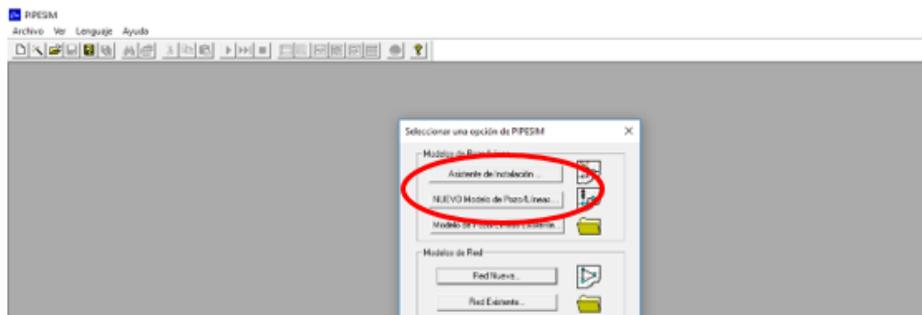
Para la implementación de PipeSim en los 40 pozos a trabajar, para su respectivo análisis nodal y por consiguiente realizar la respectiva selección de los pozos a rediseñar:

PROCEDIMIENTO:

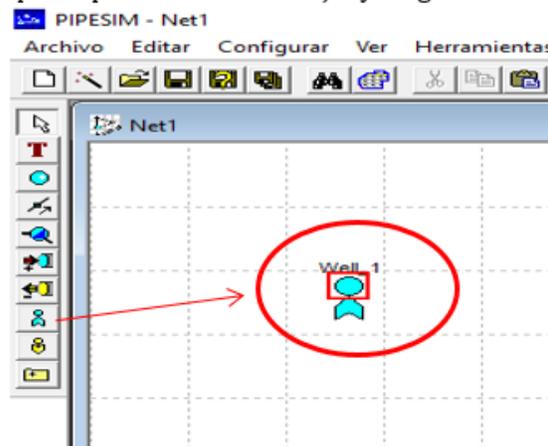
Según la data otorgada por la compañía se procede a crear una red o línea en el simulador PipeSim con los pozos a evaluar, en donde como principal medida se debe verificar tener la data completa de los pozos (Pr, Pwf, Pb, THP, THT, CHP, PIP, BFPD, Ps, Profundidad de Fluido, Profundidad asentamiento de bomba, Presión de descarga, IP, GOR, %BSW, Punto medio de Perforados, condiciones de fluido de pozo, propiedades PVT, valores de recursos energéticos que utiliza el pozo para fluir).

Cargar data pozo por pozo:

1. Se realiza la creación de una red nueva.



2. Se procede a crear los pozos productores a trabajar y cargar en la nueva red.



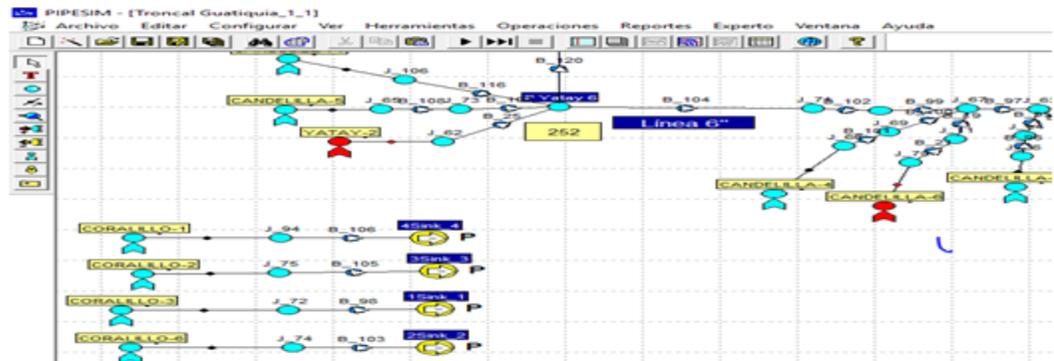
Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pipesim.

Ilustración 10. Esquema implementación Pipesim 2.

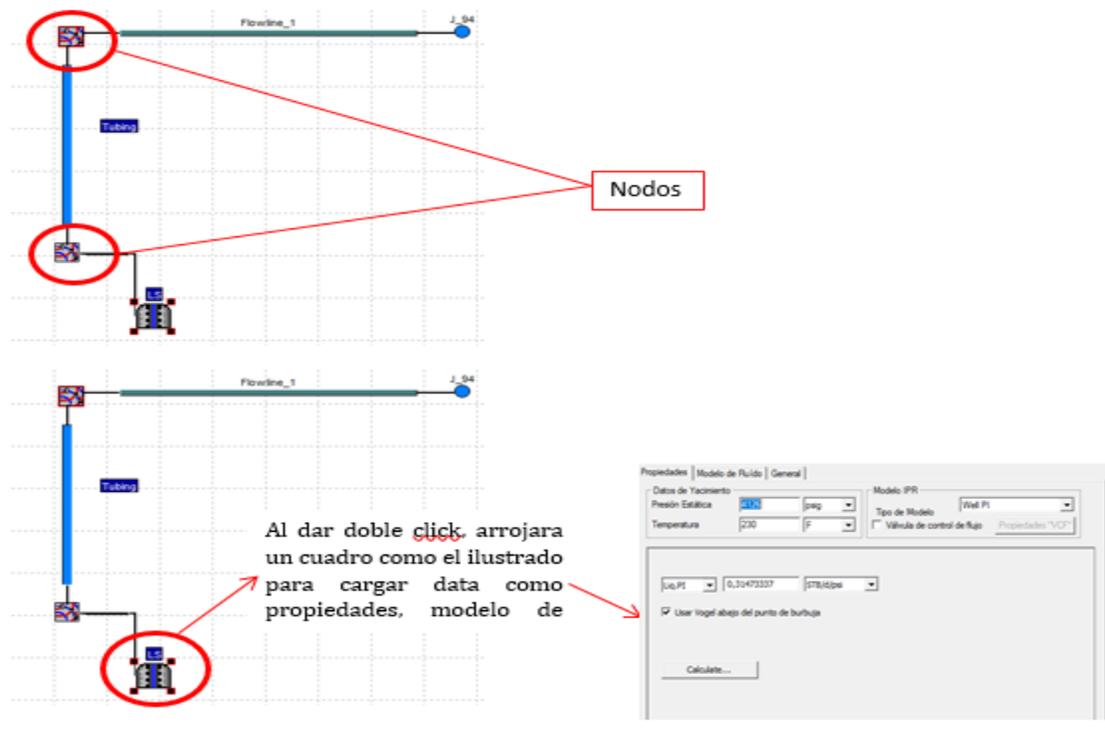
PASOS DE IMPLEMENTACIÓN DE PIPESIM SIMULADOR PARA EL RESPECTIVO ANÁLISIS NODAL.

Luego de dar creación a la red correspondiente a los 40 pozos otorgados por la compañía para su respectivo análisis y estudio, se procede a cargar la data ya mencionada con anterioridad para cada uno de estos.

3. Red creada:



4. Carga de data de cada pozo y selección de puntos nodales:

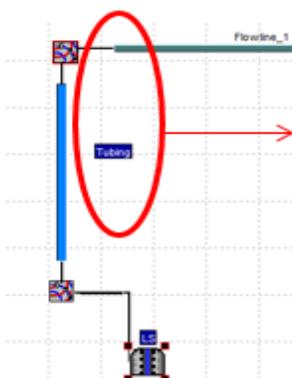


Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pipesim.

Ilustración 11. Esquema implementación Pipesim 3.

PASOS DE IMPLEMENTACIÓN DE PIPESIM SIMULADOR PARA EL RESPECTIVO ANÁLISIS NODAL.

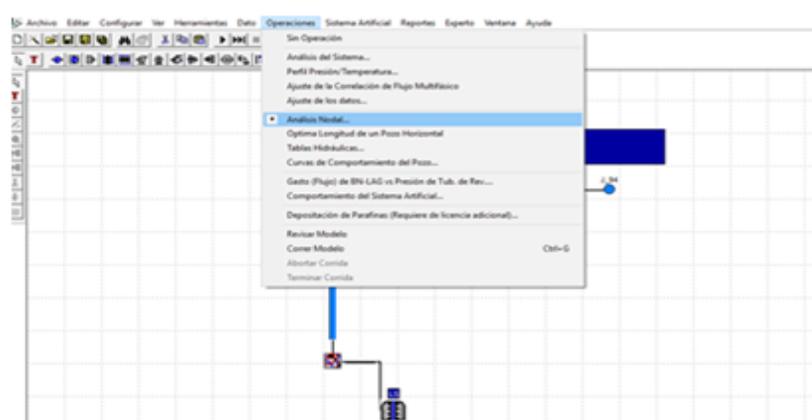
4.2 Se procede a cargar data de tubería del pozo



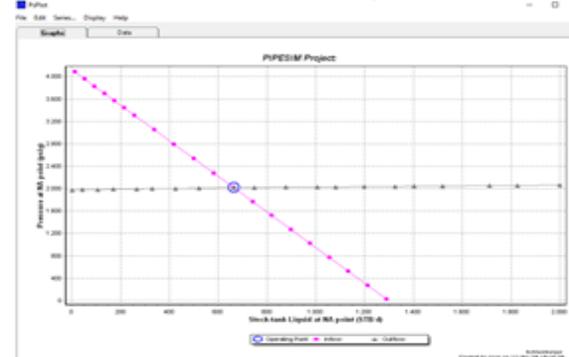
Al dar doble click, arrojará un cuadro como el ilustrado para cargar data de tubería, como: Perfil de desviación, perfil geotérmico, configuración de tubería y del equipo de fondo instalado

MD	TVD	Angulo
1	0	0
2	30	0
3	200	0
4	400	0
5	600	0
6	800	0.572902
7	1000	0.572902
8	1200	1.029676
9	1204	1.224
10	1454	1.40339
11	1544	1.207823
12	1624	1.229837
13	1763	1.7623
14	1863	1.402489
15	1863	1.811827
16	2043	2.143857
17	2143	2.162708

Finalmente, al tener esta data cargada para cada uno de los pozos, debidamente verificada y actualizada, se procede a dar corrida al simulador para obtener el análisis nodal de los pozos objetivos de manera individual y no a nivel de campo para finalidad del estudio.



Obteniendo así la gráfica IPR vs VLP de cada uno de los pozos a analizar:



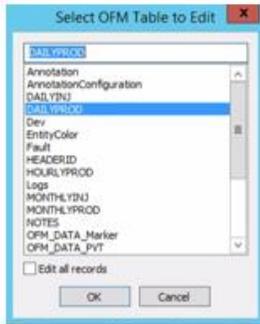
Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pipesim.

2.2.2.2 Elaboración grafica histórico de frecuencia, BFPD, BWPD y BOPD en OFM. Para la elaboración de dichos gráficos se usó el simulador Oíl Field Manager como se muestra en las siguientes ilustraciones:

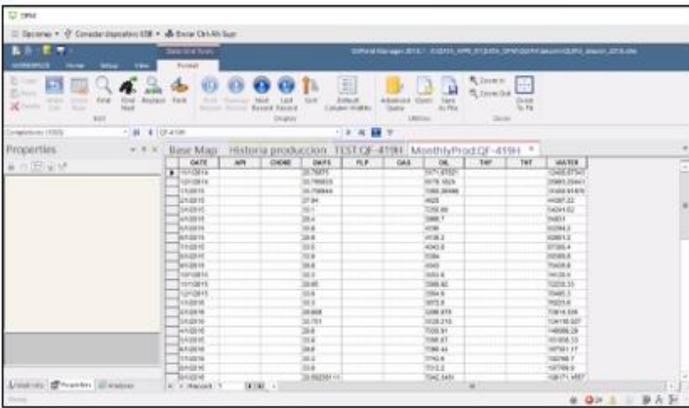
Ilustración 12. Procedimiento OFM 1.

Procedimiento para crear el histórico de frecuencia, BFPD, BWPD y BOPD en el software OFM

1. Seleccionar el campo que se desea estudiar e ingresar al software OFM.
2. Se ingresa a Setup - Data Grid, seleccionando la tabla en la cual están las variables que se van a relacionar, como se observa en la figura.



3. Luego se desplegará una ventana donde se encuentra la información de la tabla seleccionada, confirmándose que este contenida la información de producción.



4. Para la creación de las variables se ingresa a Setup - Calculated Variable Editor, desplegando la ventana de las variables creadas en OFM.

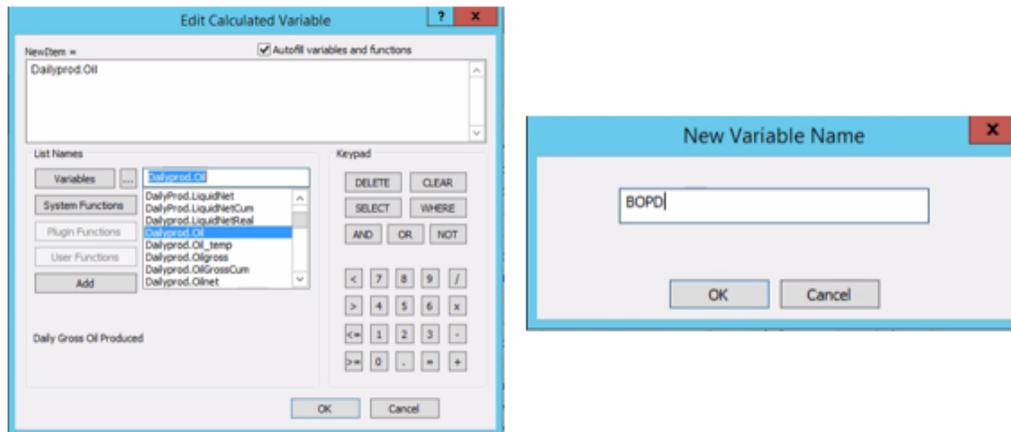


Fuente: elaboración propia, con base en: Software Oil Field Manager.

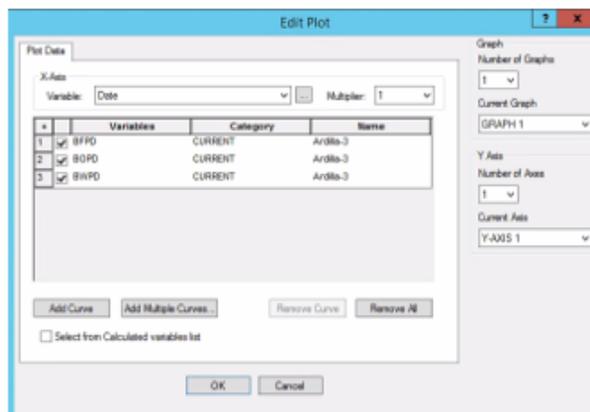
Ilustración 13. Procedimiento OFM 2.

Procedimiento para crear el histórico de frecuencia, BFPD, BWPD y BOPD en el software OFM

5. Dar clic en Add Calculated Variable, se desplegará una ventana en donde se establece la ecuación de la variable a crear. En este caso, para la creación de las variables del eje Y solo fue necesario poner la información de Monthlyprod Oil, Water, Liquid y Hz en Edit Calculated Variable para BOPD, BWPD, BFPD y HZ respectivamente. Finalizando con el nombre de la misma sin que contenga espacios ni slash (/).



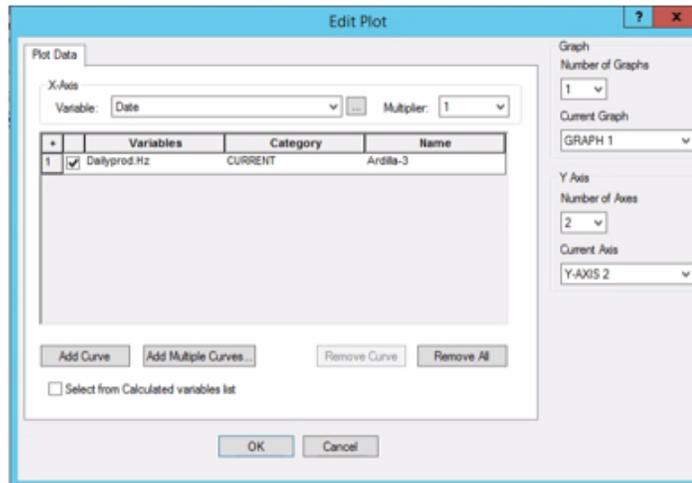
6. Para la realización de la gráfica se ingresa a la pestaña Home - Plot - Cartesian, One Graph, se abre la ventana Edit Plot, en donde en el Eje X se selecciona la variable "DATE" y en el Eje Y las variables "BOPD, BWPD, BFPD" en el primer Axis y "Hz" en el segundo Axis con el fin de leer las escalas con mayor facilidad.



Fuente: elaboración propia, con base en: Software Oil Field Manager.

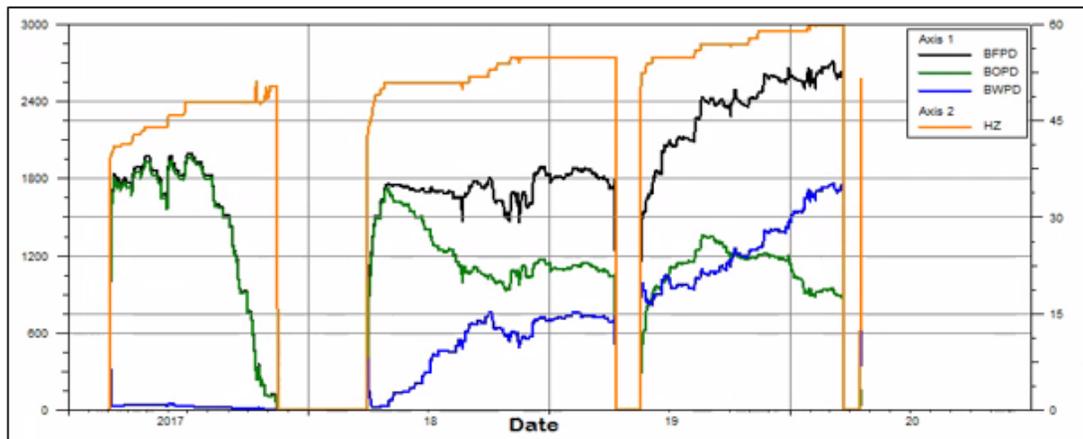
Ilustración 14. Procedimiento OFM 3.

Procedimiento para crear el histórico de frecuencia, BFPD, BOPD y BOPD en el software OFM



7. Por último, en la pestaña Properties, se ajustan los colores de la gráfica, las escalas lineales y la forma en cómo se presentan los datos (puntos, líneas continuas o discontinuas, entre otros).

Obteniéndose la gráfica para el pozo Av-8:



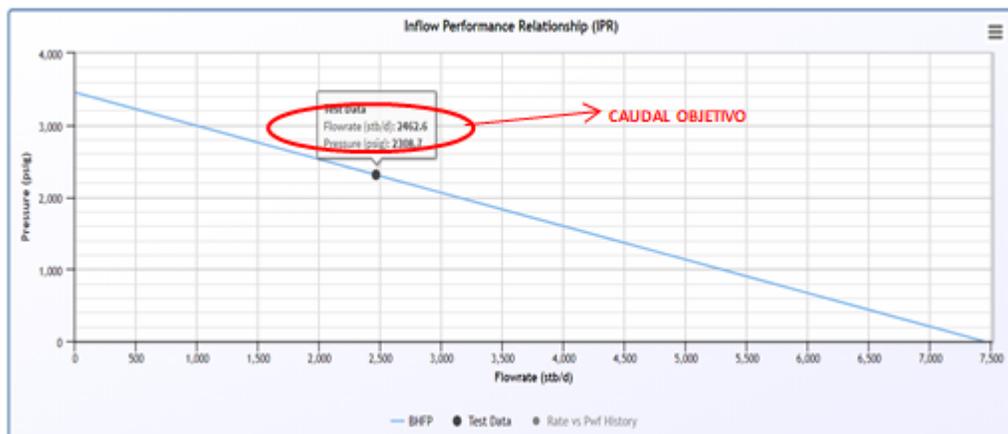
Fuente: elaboración propia, con base en: Software Oil Field Manager.

2.3 REDISEÑO PROPUESTO.

Para el rediseño del sistema de levantamiento artificial ESP, se debe realizar un análisis detallado de cada uno de los pozos a evaluar por medio de un análisis nodal, evaluando el comportamiento actual del reservorio a través de un debido estudio de las curvas de IPR y VLP de estos con el fin de hallar el caudal objetivo de cada uno de los pozos seleccionados para un correcto dimensionamiento de la bomba a implementar según los escenarios a plantear para cada uno de los casos.

De acuerdo lo anterior, se procede a calcular el caudal objetivo por medio del simulador Pump Chequer con la data actual de cada uno de los pozos seleccionados como se muestra en la ilustración 15. El simulador no solo usa Vogel para graficar la IPR, también usa el drawdown histórico del pozo a fin de representar mejor el comportamiento del pozo para futuros rediseños.

Ilustración 15. Caudal objetivo Pump Chequer.



Fuente: elaboración propia, con base en: Software Oil Field Manager.

Luego de obtener el respectivo caudal objetivo a manejar en cada uno de los pozos seleccionados, se debe tener en cuenta de igual forma la evaluación de si el nuevo sistema a instalar requiere accesorios adicionales (separador, choque superficial, cabeza de pozo, válvula de seguridad, restricción, perforaciones, reservorio, salida de gas o % de gas libre) o no y así de esta forma generar una mayor optimización al sistema.

Como primera medida se procede a hallar la presión de entrada a la bomba (PIP) con el cual se hará el respectivo rediseño para cada pozo, en donde es necesario el conocer la presión de descarga en la bomba conociendo también la Pwf con la cual se diseñará:

Ecuación 7. Presión de descarga.

$$P_d = P_{IP} + \Delta P_p$$

Fuente: Baker Hughes. (2009). Submersible Pump Handbook, 9th. Edition. Claremore, USA: Centrilift.

Para encontrar la presión fluyente del pozo, P_{wf} , e ir relacionando con los parámetros de yacimiento aplicamos la siguiente formula:

Ecuación 8. Presión de fondo fluyente.

$$P_{wf} = P_{IP} + (Prof\ perf - Prof\ asent\ bomba) * GE$$

Fuente: Baker Hughes. (2009). Submersible Pump Handbook, 9th. Edition. Claremore, USA: Centrilift.

Con esta presión de fondo fluyente nueva es posible el cálculo del índice de productividad (IP) de cada uno de los pozos, el cual es función de los parámetros específicos de cada pozo e indica el aporte o potencial del pozo de petróleo (bopd/psi).

Ecuación 9. Índice de productividad.

$$IP = \frac{Q}{P_r - P_{wf}}$$

Fuente: Baker Hughes. (2009). Submersible Pump Handbook, 9th. Edition. Claremore, USA: Centrilift.

A partir de los resultados obtenidos en cada uno de los cálculos realizados con anterioridad y de igual forma con las características específicas de cada uno de los pozos de estudio (P_r , THP, THT, CHP, %BSW, Profundidades, PVT, Oil Rate, Gas Rate, °API, GOR, entre otras), se procedió a la respectiva selección de bombas para cada uno de estos, principalmente basándose esta selección por medio de la capacidad productora y el rango que maneja cada bomba a plantear para cada caso, lo anterior es realizado por medio de los catálogos suministrados por la compañía e igualmente a partir de una base de datos suministrada por los mismos en donde se tiene a la mano los rangos manejados por cada una de las bombas a presentar para cada escenario.

Ilustración 16. Base de datos diseño.

Datos de entrada		Datos calculados		Calculos	
Pr (Psi)	2672.00	J(Sib/psi)	1.55	Pb (psi)	586.00
Pb (Psi)	586.00	ACF (Btpd)	3737.61	Temp de fondo (F)	254.00
Qf (Btpd)	1243.00	Qb (Btpd)	3233.04	Yg	0.70
Pwf (Psi)	1870.00	Rz	46.20	Yo	0.94
Thp (Psi)	273.00	Bo	1.12	C1	1.69
Btpd	1343.00	Rp	-2.29	C2	1.70
Z, Baw	89.066	Volumen total a la entrada de	1277.23	C3	0.93
GOR (Scf/Sib)	53.00	5% gas libre a la entrada de la	148.2	C4	32.56
BOPD	150.79	Gravedad especifica	1.04	C5	66.00
Yg	0.70	Hd (ft)	782.49	Factor F	357.27
API	18.30	Perdidas de fricción (ft)	101.25	Volumen total de gas a la	
Temp de fondo (F)	254.00	Pf (ft)	471.80	entrada de la bomba (mol)	12.58
FP	1337.00	TDH	7740.56	Gas en solución (mol)	4.72
Profundidad de la bomba (ft)	10129.00	Voltaje en superficie (Volts)	1873.23	Gas libre	7.85
Z	0.85	Kva requeridos	123.85	Volumen de aceite a la	
Perdidas por fricción Tbg		# de etapas	172.05	entrada de la bomba (Btpd)	152.99
(Fv/1000 Ft)	10.00	B*P (HP)	966.67	Volumen de gas a la entrada	
Levantamiento por etapa (ft)	44.39			de la bomba (Btpd)	17.97
Consumo por etapa (Hp)	0.93			Volumen de agua a la	
Amperaje del motor	38.00			entrada de la bomba (Btpd)	1106.27
Voltaje de motor (Volts)	1620.00			TMFF	466661.97
Perdidas de voltaje en cable	25.00				
		Calculos dinamicos			
		Calcular caudal @ Pwf			
		Pwf (psi)	2377.00		
		Q1 (Btpd)	457.21		
		Calcular Pwf @ caudal			
		Q1 (Btpd)	505		
		Pwf (psi)	2088.06		

% Gas libre presente

Fuente: elaboración propia.

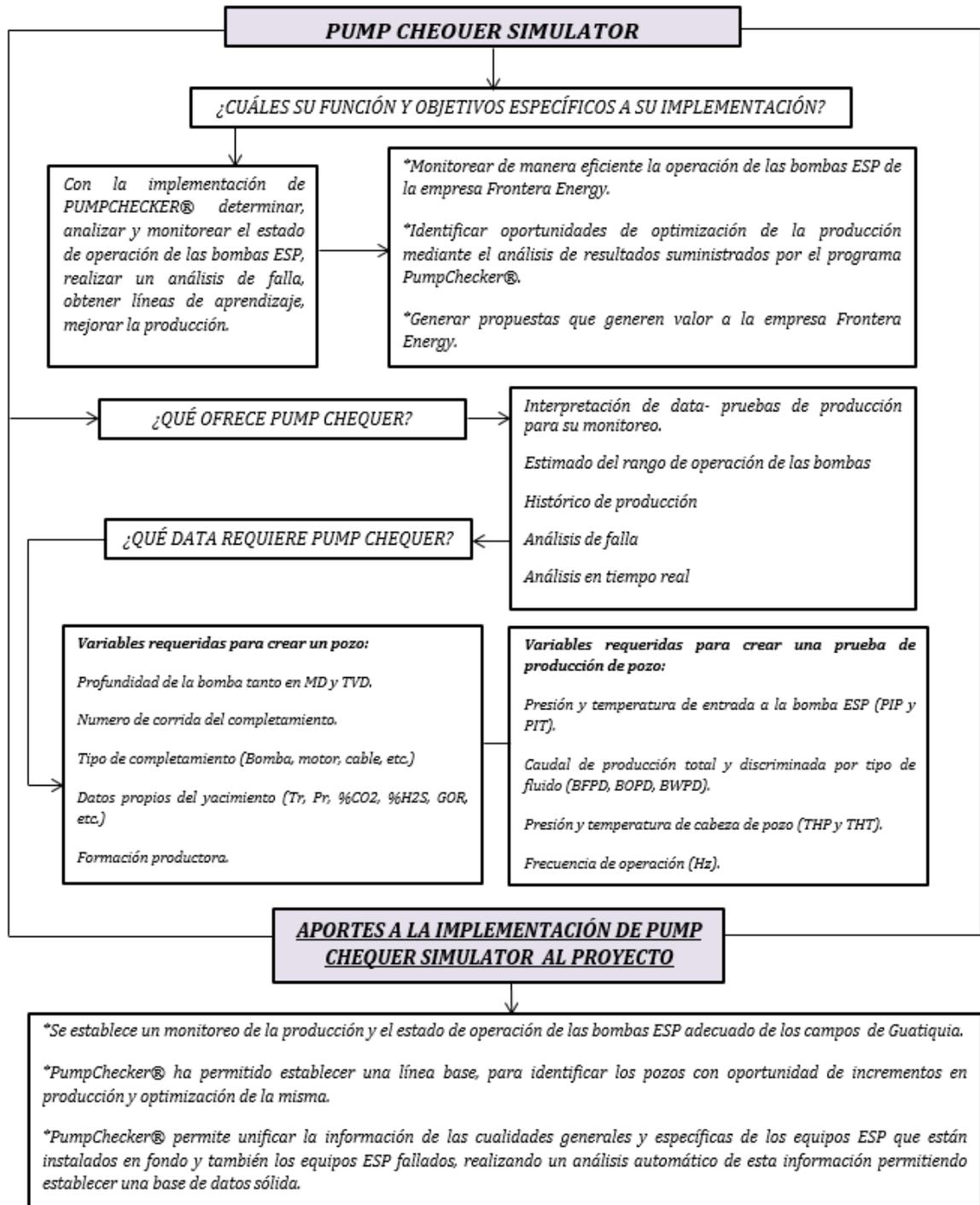
Para verificar la necesidad de la adición de accesorios adicionales (Separador de gas/ Intake) en los escenarios a plantear por medio del cálculo realizado para hallar el porcentaje (%) de gas libre de cada pozo se intervendrá (Anexo F) el cual parte de la descripción de la data específica de entrada del pozo y acto seguido se obtiene el % porcentaje de gas libre según las propiedades diligenciadas de este, como se ilustra en la ilustración 16.

Finalmente, al tener la información completamente consolidada respecto a los pozos evaluados para plantear los respectivos escenarios A y B se procede a realizar los diseños para cada pozo con su respectivo escenario en el simulador Pump Chequer®.

2.4 VALIDACION ESCENARIOS PLANTEADOS EN EL SIMULADOR PUMP CHEQUER.

El respectivo desarrollo del proyecto, se llevará a cabo a partir del programa de simulación Pump Chequer®, en donde una de las principales funciones del simulador es el manejo y cambio de las diferentes variables que intervienen en el correcto diseño del sistema de levantamiento artificial ESP para cada reservorio según características de cada uno con el fin de generar un eficiencia al 100% o aproximada a esto y generando el consumo adecuado para presentar ahorros energéticos a la compañía y por ende la optimización del campo de la Cuenca de Los Llanos Orientales. Para empezar con la validación se ingresarán los datos como se muestra en las siguientes ilustraciones:

Ilustración 17. Diagrama funciones Pump Chequer.



Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pump Chequer.

Ilustración 18. Pasos de implementación Pump Chequer.

PASOS DE IMPLEMENTACIÓN DE PUMP CHEQUER SIMULATOR
<p>Para la implementación de Pump chequer en los "n" pozos a trabajar, se pueden implementar dos procedimientos, según se elija:</p> <p><u>PROCEDIMIENTO 1</u></p> <ol style="list-style-type: none">1. Ingresar a la plataforma de Pump chequer con usuario y contraseña suministrado por la compañía.2. diagnosis, import/export, create a new import, download ESP template, llenan la plantilla, ctrl-shft (menos en las partes que quedan en blanco para eliminar cualquier formato y no hayan errores), subir el documento. <p>● <u>A tener en cuenta:</u> Copiar y pegar el tipo de bomba de la pestaña de PUMPS, si hay separador de gas la eficiencia del líquido es 70 y gas 30, Inflow Model: PI En caso de no poder subir valores decimales, avisar al encargado.</p> <p><u>PROCEDIMIENTO 2</u></p> <ol style="list-style-type: none">1. Ingresar a la plataforma de Pump chequer con usuario y contraseña suministrado por la compañía.2. diagnosis, wells, add new ESP well. <p>● <u>A tener en cuenta:</u> Si hay separador de gas la eficiencia del líquido es 70 y gas 30; Inflow Model: PI; Datum Elevation: siempre RKB; en caso de no poder subir valores decimales, avisar al encargado.</p>

Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pump Chequer.

Ilustración 19. Resultados posibles simulador Pump Chequer.

RESULTADOS OBTENIDOS AL MOMENTO DE CORRIDA DE PUMP CHEQUER

¿QUÉ ES POSIBLE VER?

*DIAGNOSIS: histórico de producción, análisis de las pruebas de producción, estimado de punto de operación de la bomba y predicciones.

*ANALYTICS: Todas las instalaciones desde el 2007 hasta el día de hoy. Cálculos de MTBF, líneas de aprendizaje y calcula el índice de pull y falla.

The screenshot displays the Pump Checker 2.9 software interface. It is divided into two main sections: 'Diagnosis' on the left and 'Analytics' on the right. The 'Diagnosis' section includes several graphs: a 'New Head Pressure (psi)' vs 'Pressure (psi)' plot, a 'Pressure (psi)' vs 'Flow Rate (gpm)' plot, and a 'Flow Rate (gpm)' vs 'Pressure (psi)' plot. A table titled 'Data of Pump Pressure Regulators' is also visible. The 'Analytics' section features a dashboard with various metrics: '179' (blue), '423' (green), '98' (green), '225' (red), '54' (red), and '190' (blue). Below these are '637.6 days' (blue), '1203.8 days' (green), and '526.8 days' (red). The bottom part of the 'Analytics' section shows a 'Mean Time Between Failures' graph and a 'Histogram of Pump Failure' bar chart.

*Presiones que actúan únicamente en el pozo(Presión en cabeza, presión de descarga, presión del intake, Pwf la cual extrapola desde el número de etapas de la bomba y la compara con la presión de yacimiento para poder calcular el drawdown), realizando un análisis nodal a partir de las etapas de la bomba, separando toda la data de yacimientos y de pozo para identificar problemas por separado

*Curva de la bomba y da un estimado del punto de operación de la bomba (upthrust y downthrust)

*IPR: da un histórico de la producción y como se comporta el IP con el tiempo

*Como se comporta el fluido con el cambio de etapas a través del tiempo, es un estimando valores de PVT, bomba y rango de frecuencia.

*Incremento de la producción respecto al aumento de la frecuencia y al cambio de bomba

*Check data: datos a revisar

*Potencial de producción: cuanto fluido total se produce y cuanto de ese fluido equivale a aceite.(x día)

*ESP rango, deegración de la bomba menor a 25, entre 25-50, 50-75 y mayor 75% y que tan optimizado está el pozo, estos rangos que toma el sistema es para selección de pozos con oportunidades de aumento de frecuencia o cambio de bomba.

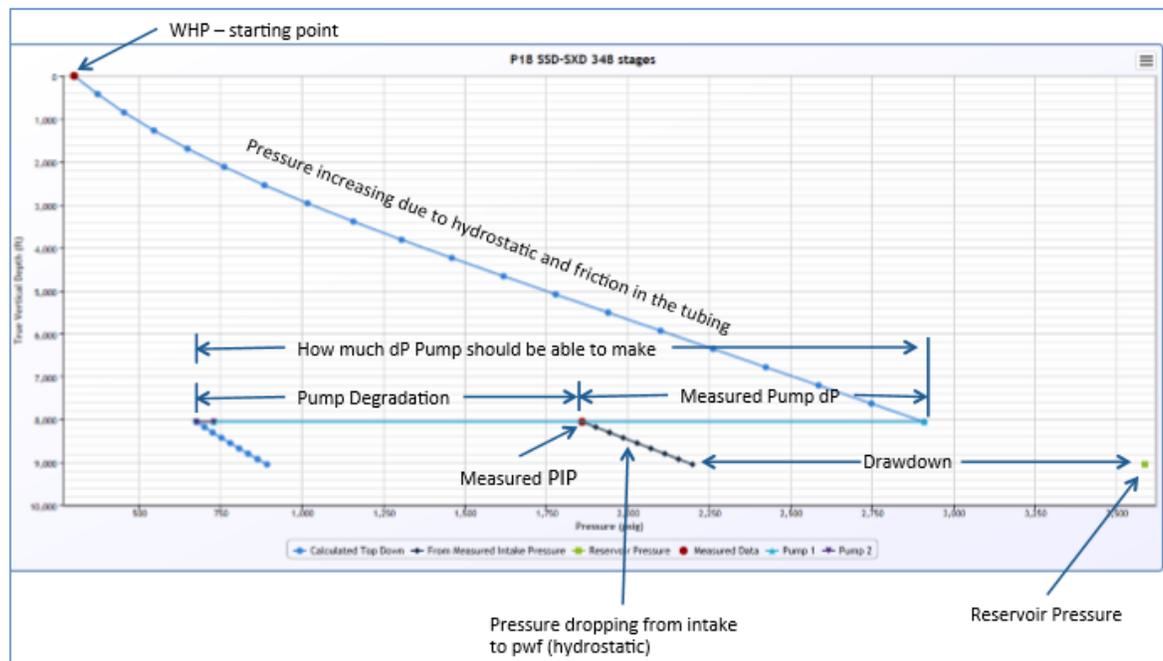
Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pump Chequer.

2.5 COMPARACIÓN DATOS ACTUALES VS ESCENARIOS PROPUESTOS.

Con el fin de ratificar el correcto rediseño de los sistemas de levantamiento artificial ESP propuestos, se realiza una serie de análisis con el comportamiento de los pozos y con la predicción del comportamiento resultante en la implementación del rediseño por medio de la extracción de las gráficas obtenidas a través de las simulaciones en Pump Chequer ®.

Gráficamente se comparará la gráfica "Z" de la bomba (Ilustración 20) evaluando el comportamiento actual vs los escenarios planteados, de tal forma que se pueda estimar y observar el porcentaje de degradación de la bomba y si esta representa las condiciones de presión y capacidad que el pozo requiere.

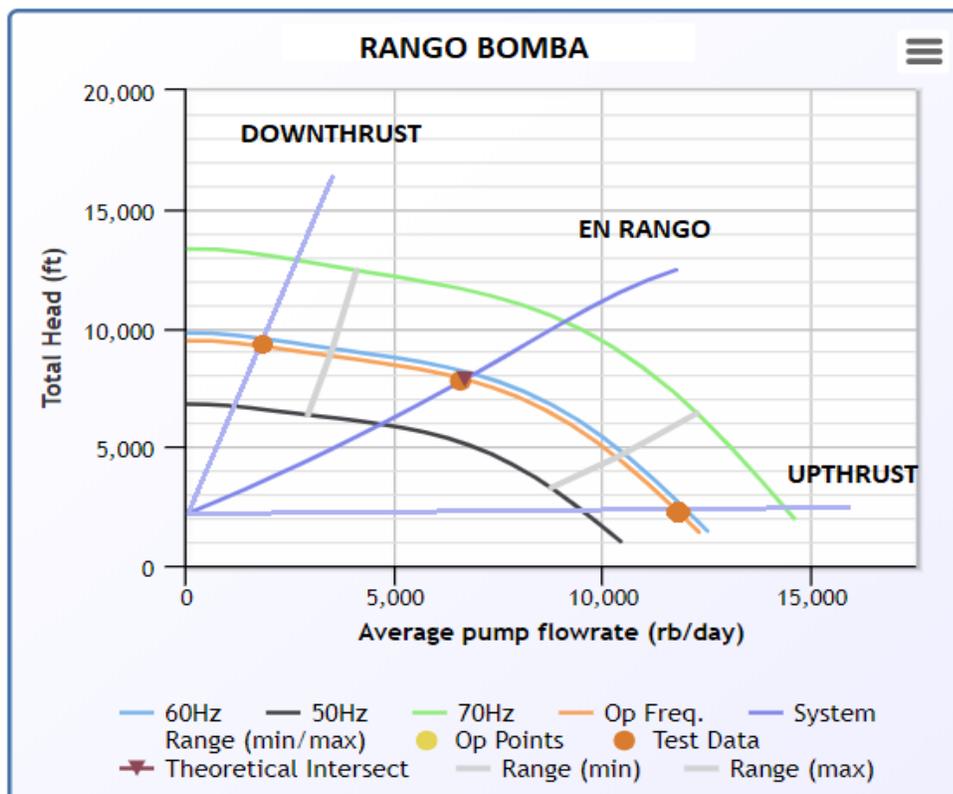
Ilustración 20. Análisis grafica de la bomba "Z".



Fuente: Pump Chequer. (2019). ALP User Manual.

Del mismo modo, se realizará una comparación entre las gráficas de rango de la bomba (Ilustración 20) estudiando el estado en el que cada una está trabajando frente a los planteado.

Ilustración 21. Comportamiento rango bomba.



Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pump Chequer.

Finalmente, se comparará la eficiencia de las bombas (%), caudal producido (BFD), rango operativo de consumo y el consumo (HP) generado por las bombas propuestas para cada escenario.

2.6 EVALUACION FINANCIERA

La evaluación financiera del presente proyecto se realiza con el fin de identificar y comparar los costos y beneficios asociados a la implementación de este, a través de los cambios generados a nivel económico para la compañía en un periodo de 3 años a partir de su implementación del día 01/06/2020.

Para el respectivo análisis la evaluación financiera planteada para el respectivo análisis, es el manejo de costos y egresos a partir de VPN (Valor Presente Neto) y TIR (Tasa Interna Retorno), enfocándose éstas en el análisis del grado en que el presente proyecto cumple los objetivos propuestos⁸.

⁸CONSULTORIO CONTABLE UNIVERSIDAD EAFIT. Departamento de Contaduría. Disponible en: www.eafit.edu.co/escuelas/administracion/departamentos/departamento-contaduria-publica

Para los costos del proyecto se tendrán en cuenta los costos de instalación de las bombas, consumo energético de las bombas y lifting cost. Mientras que para los ingresos se desarrollará a una gráfica del histórico de producción acumulada, enfocada en los últimos 2 años de forma que se pueda ajustar una línea de tendencia para obtener la ecuación de la gráfica y así predecir la producción de los siguientes años.

El VPN nos contribuye con el punto de referencia de cuanto valor adicional estará sujeto para el desarrollo del proyecto en donde se tiene como finalidad que el resultado sea óptimo para su inversión obteniendo un VPN positivo, para estos calculo la formula a usar es⁹:

Ecuación 10. Valor presente neto (VPN).

$$VPN = -II * \left(\frac{FEO}{(1 + R(r)) * t} + \frac{FET}{(1 + R(r)) * n} \right)$$

Fuente: Art. Rocio Gonzalez. 22 Oct 2009. Cómo evaluar proyectos de inversión. Disponible en: www.entrepreneur.com/article/262890

En donde los resultados mostraran puntos positivos a futuro que se esperan obtener en la implementación del presente proyecto evaluado a 5 años, en donde finalmente el VPN final será el resultado entre los costos actuales en operación y los costos en la inversión a realizar.

Al momento de evaluar el TIR (Tasa Interna de Retorno), lo que se espera como alternativa del VPN, es encontrar una sola tasa de rendimiento del proyecto, basándonos exclusivamente en los costos del proyecto y no en costos externos a este, teniendo en cuenta que si el TIR excede el rendimiento requerido debe ser tomado, de lo contrario el proyecto no es viable implementarlo; debido a que este mide la rentabilidad efectiva del proyecto a implementar con un VPN =0, la reinversión de las ganancias del proyecto se calcularán como:

Ecuación 11. Tasa interna de retorno.

$$VPN = 0 = -II + \frac{X}{(1 + TIR)^1} + \frac{Y}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{Z}{(1 + TIR)^n}$$

Fuente: Art. Rocio Gonzalez. 22 Oct 2009. Cómo evaluar proyectos de inversión. Disponible en: www.entrepreneur.com/article/262890

⁹ Art. Rocio Gonzalez. 22 Oct 2009. Cómo evaluar proyectos de inversión. Disponible en: www.entrepreneur.com/article/262890

3. RESULTADOS Y ANALISIS DE RESULTADOS

3.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN Y SELECCIÓN POZOS

Para el desarrollo de la tesis, la empresa Frontera Energy dispuso de los siguientes pozos a fin de optimizar el sistema de levantamiento ESP (Tabla 2).

De la recopilación de información de las curvas de diseño de las bombas, reportes de gastos energéticos y reportes de producción, se generó la Tabla 3 a fin de realizar una selección apropiada de la muestra representativa del 30% de los pozos, la cual equivale a 12 de los 40 disponibles, obteniendo así los siguientes resultados.

Tabla 1. Información 40 pozos.

#	POZOS	FORMACIÓN	PRESION DE RESERVOIRIO (Pr)	API	%BSV	BFPD	PIP
1	AL-2	LOWER SANDS 1	2750	21.7	90.3	8910.916	1173.9
2	AL-3	LOWER SANDS 1	2750	17.7	84.2	2446.4211	2446.42
3	AL-4	LOWER SANDS 1	2750	19.5	89.9	2016.8	1914.83
4	AR-2	BARCO	3700	14	82	1962.578	518.3
5	AR-3	LOWER SANDS 1	2750	17.7	73	4811.36	2486.84
6	AR-4	LOWER SANDS 1	2750	15.1	97.6	6087.02	1415.2
7	AR-5	BARCO	2892.5	18.2	12.825	5657.2912	2145.65
8	AR-7	BARCO	3700	14.7	83	2572.41	2559.48
9	AV-1	BARCO	3700	18	92	1327	1290.8
10	AV-11	BARCO	3700	18	97.8	2696.303	376.5
11	AV-12	LOWER SANDS 1	3700	13.4	91.5	3283.015	954
12	AV-14	LOWER SANDS 1	2750	19.9	3	475.866	368.4
13	AV-2	LOWER SANDS 1	2750	18	89.2	4925.559	774.6
14	AV-3	LOWER SANDS 1	2750	16.8	87.5	5298.731	155.5
15	AV-5	LOWER SANDS 1	2750	20	48	1164	277
16	AV-6	LOWER SANDS 1	2750	16.4	91.5	6094.912	1049.5
17	AV-8	LOWER SANDS 1	2750	17.6	50.7	2066.698	801.77
18	CA-3	BARCO	2700	17	79.2	3261.652	412
19	CA-4	BARCO	2700	17.3	91.8	1529.303	540.8
20	CA-5	BARCO	2700	18.4	61.1	766.749	2131.67
21	CA-7	LOWER SANDS 3	4900	41.8	37	1777.689	3277.6
22	CE-1	BARCO	3700	17.1	92.7	3680.809	423.5
23	CE-2	LOWER SANDS 1	2750	18.6	30	717.141	2063.48
24	CO-1	LOWER SANDS 1	3200	16.3	11.3	961.372	2057.21
25	CO-2	LOWER SANDS 1	3800	17	65	943.138	1509.82
26	CO-3	LOWER SANDS 1	3800	15.9	68.7	3477.288	2555.44
27	CO-6	LOWER SANDS 1	3800	17	74	954	1312
28	CR-1	LOWER SAND 1	2750	17.5	99.14	27378.22	2604
29	CR-3	LOWER SAND 1	2750	17.5	99.53	12773.09	1683
30	CR-4	LOWER SAND 1	2750	17.5	98.8	14605.13	1277
31	CR-5	BARCO	3700	20.9	98.65	22455.43	2185
32	CR-6	BARCO	3700	22.4	98.8	16821.67	2398
33	CR-7	LOWER SANDS 1	2750	17	85.6	2940	415
34	SO-1	LOWER SANDS 1	2750	19.7	75.2	3824.273	1023
35	SO-2	LOWER SAND 1	2750	15.1	98.5	16184.25	2138
36	SO-4	LOWER SAND 1	2750	15.1	98.5	16184.25	2124
37	SO-5	LOWER SAND 1	2750	14.3	98.2	11569.13	1605
38	SO-7	LOWER SAND 1	2750	14.3	98.2	11569.13	1753
39	YA-1	LOWER SANDS 3	5050	36.8	98.6	22309.326	1522
40	YA-2	BARCO	4200	16.2	60.8	421.302	389.2

Fuente: elaboración propia, con base en: reporte de producción Frontera Energy.

Tabla 2. Resultados recopilación de Información 40 pozos.

POZOS	FRECUENCIA (Hz)	NUMERO DE ETAPAS	CONSUMO IDEAL (HP)	CONSUMO REAL (HP)	DIFERENCIA HP	EFICIENCIA (%)	RANGO
AL-2	57	158	485.17	405.36	79.81	74.5	EN RANGO
AL-3	58.5	179	454.02	476.40	-22.38	43	UPTHRUST
AL-4	47	180	128.74	148.00	-19.26	34	DOWNTHRUST
AR-2	59	190	230.98	148.90	82.08	48	DOWNTHRUST
AR-3	55	152	345.87	485.30	-139.43	67	EN RANGO
AR-4	60	145	445.09	447.10	-2.01	72	EN RANGO
AR-5	57	199	509.44	483.00	26.44	40	UPTHRUST
AR-7	56	182	189.07	201.30	-12.23	62	UPTHRUST
AV-1	64	228	347.51	155.50	192.01	39	EN RANGO
AV-11	57	179	393.75	350.00	43.75	72	EN RANGO
AV-12	53	179	416.33	362.00	54.33	70	EN RANGO
AV-14	57	190	104.87	113.00	-8.13	34.9	DOWNTHRUST
AV-2	60	195	559.69	448.90	110.79	72	EN RANGO
AV-3	53	205	440.30	418.20	22.10	68	EN RANGO
AV-5	61	346	110.37	135.30	-24.93	73	EN RANGO
AV-6	55	133	335.02	343.80	-8.78	71	EN RANGO
AV-8	55	179	369.40	426.80	-57.40	45	EN RANGO
CA-3	60	222	312.51	298.90	13.61	60	DOWNTHRUST
CA-4	63	372	267.03	265.46	1.57	45	EN RANGO
CA-5	63.3	240	85.24	137.24	-52.00	71	UPTHRUST
CA-7	31	107	691.04	600.00	91.04	67	DOWNTHRUST
CE-1	60	228	322.86	313.00	9.86	73	EN RANGO
CE-2	62.8	204	71.16	122.70	-51.54	47	DOWNTHRUST
CO-1	50	150	102.46	134.80	-32.34	25	DOWNTHRUST
CO-2	48	134	84.51	151.40	-66.89	27	UPTHRUST
CO-3	52	183	225.86	331.60	-105.74	70	UPTHRUST
CO-6	61	134	139.19	138.16	1.04	49	EN RANGO
CR-1	60	240	86.80	82.15	4.65	70	EN RANGO
CR-3	60	204	74.20	72.40	1.80	68	EN RANGO
CR-4	60	134	75.80	69.50	6.30	65	EN RANGO
CR-5	60	140	421.20	400.50	20.70	75	EN RANGO
CR-6	60	240	250.60	251.10	-0.50	73	EN RANGO
CR-7	65	150	432.00	431.50	0.50	71	EN RANGO
SD-1	55	222	125.65	127.56	-1.91	72	EN RANGO
SD-2	55	205	150.60	146.36	4.24	71	EN RANGO
SD-4	60	150	204.68	200.36	4.32	71	EN RANGO
SD-5	60	179	427.85	425.60	2.25	74	EN RANGO
SD-7	55	138	120.56	110.50	10.06	69	EN RANGO
YA-1	55	54	544.18	543.12	1.06	63	DOWNTHRUST
YA-2	60	226	73.62	73.68	-0.06	47	DOWNTHRUST

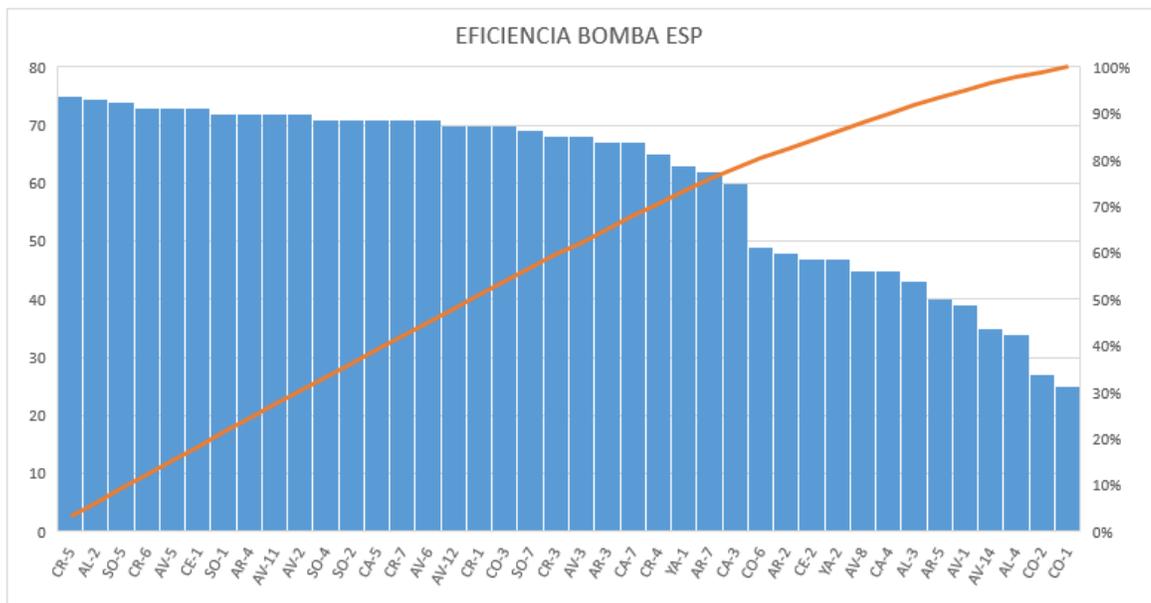
Fuente: elaboración propia, con base en: reporte de producción Frontera Energy.

Ilustración 22. Grafica diferencia consumo de cada pozo.



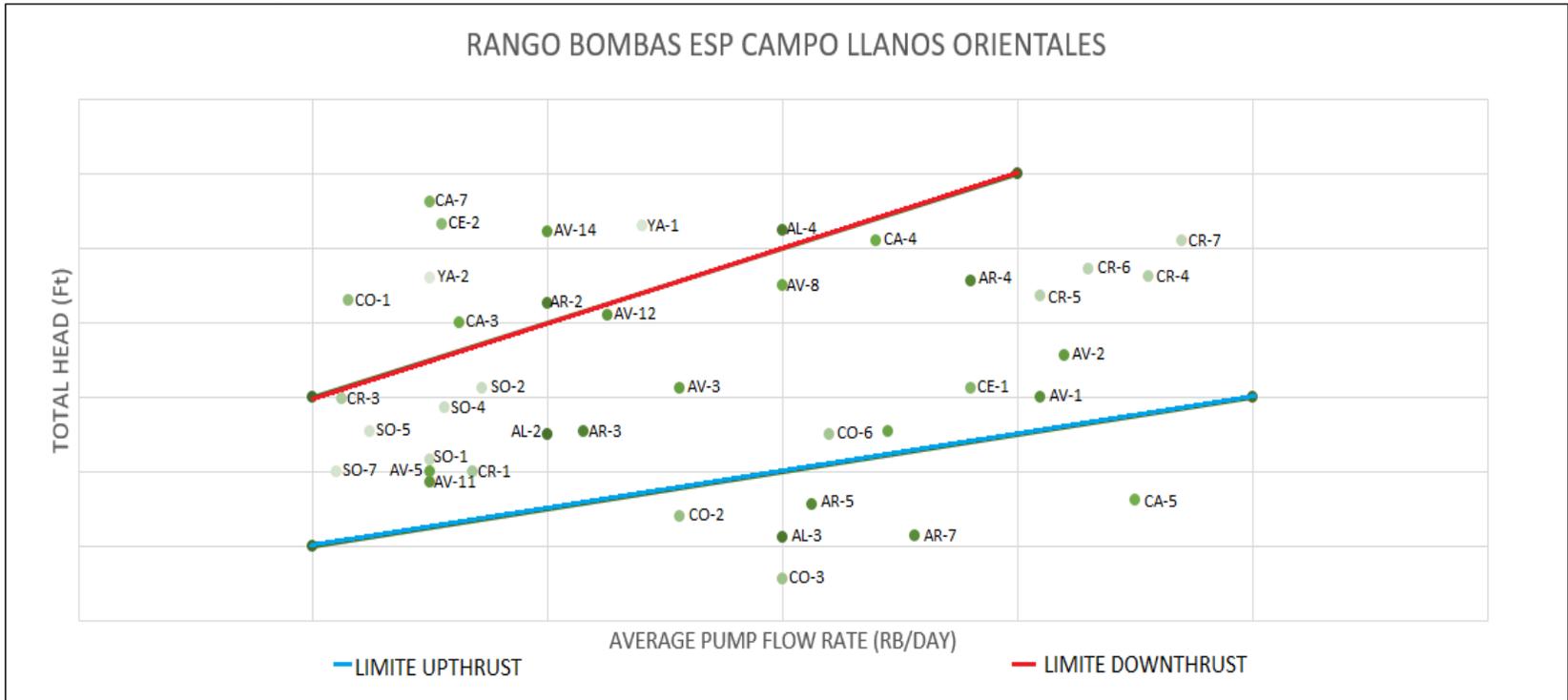
Fuente: elaboración propia, con base en: reporte de producción Frontera Energy.

Ilustración 23. Grafica Eficiencia de la bomba ESP por pozo



Fuente: elaboración propia, con base en: reporte de producción Frontera Energy.

Ilustración 24. Rango por bomba ESP Cualitativo.



Fuente: elaboración propia, con base en: reporte de producción Frontera Energy.

Como objetivo principal se implementó la selección de los pozos por medio de la diferencia entre la energía consumida en HP por cada uno, de tal forma que al desear optimizar el sistema de levantamiento artificial ESP se tomaron los pozos cuyos valores entre el consumo real y el consumo ideal, fueran negativos. Ya que las bombas de dichos pozos son las que se encuentran trabajando por encima de su capacidad y generando un mayor consumo para el campo. Como se puede observar en la Ilustración 22 (Grafica diferencia consumo de cada pozo), los valores negativos van desde YA-2 hasta AR-3. De los cuales, para fines de optimización se tomarán 6 (50% de la muestra representativa), como se puede observar en el grafico a estos corresponden los pozos AR-3, CO-3, CO-2, AV-8, CE-2 y CO-1.

De los pozos seleccionados anteriormente se puede observar en la Ilustración 23 (Grafica Eficiencia de la bomba ESP por pozo) y en la tabla 4 (Pozos seleccionados por diferencia de consumo), una correspondencia entre la diferencia de energía y la eficiencia de la bomba para algunos de los pozos, sin embargo, la eficiencia de la bomba no aumenta o disminuye en la medida que lo hace la diferencia de consumo, ya que como se puede observar en los pozos CO-2 y CO1, sus valores del porcentaje de eficiencia tienen una diferencia de 2%, pero su diferencia de consumo es de -34.55. Para los pozos CO-2, AV-8, CE-2 y CO-1, los valores de la eficiencia están por debajo del 50% de la eficiencia de la bomba, pero como se observa en la Ilustración 12, hay un contraste en cuanto a la eficiencia de la bomba y la diferencia del consumo de la misma para los pozos, por lo que es posible recalcar que no hay una dependencia directa del consumo de la bomba en cuanto a la eficiencia de la misma se trata. Ya que dicho margen de eficiencia se mueve dependiendo de la cantidad de barriles que levante la bomba por día (Capacidad), obteniendo un rango de operación óptimo en el cual no necesariamente se tiene en cuenta el consumo de la bomba ESP.

Tabla 3. Pozos seleccionados por diferencia de consumo.

POZO	DIFERENCIA HP	EFICIENCIA (%)	RANGO
AR-3	-139.430688	67.00	EN RANGO
CO-3	-105.7440118	70.00	UPTHRUST
CO-2	-66.88959331	27.00	UPTHRUST
AV-8	-57.40251689	45.00	EN RANGO
CE-2	-51.53783299	47.00	DOWNTHRUST
CO-1	-32.33971	25.00	DOWNTHRUST

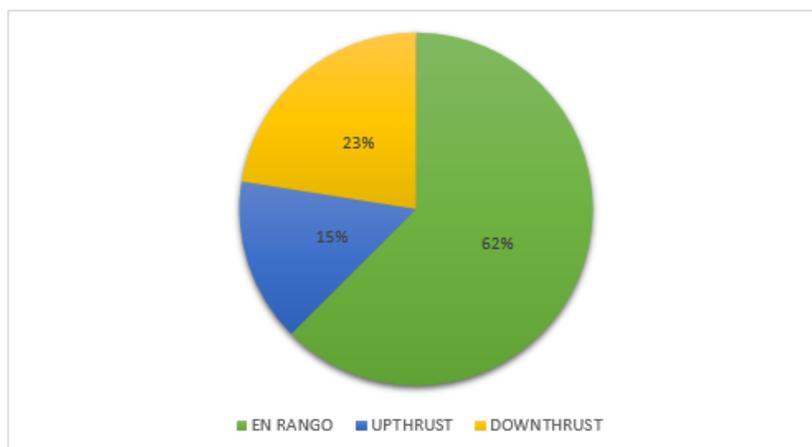
Fuente: elaboración propia.

En la ilustración 24 (Rango por bomba ESP) se recopiló la información de todas las bombas del campo, de tal forma que se pudiesen identificar las bombas que realmente se encuentren en un estado poco favorable para su posterior re diseño. En dicha ilustración se observa que 15 pozos, un 38% de los pozos del campo se encuentran en riesgo de entrar en el reporte de diferidas por daños asociados a

los equipos de subsuelo de la bomba ESP ya sea por un esfuerzo de la bomba (upthrust) o deterioro de la misma por no trabajar en el rango de operación para el que fue diseñada (downthrust). No obstante, el restante 62% de los pozos no se encuentran ausentes de entrar a dicho reporte, ya que el rango no es proporcional la información del sub o sobredimensionamiento de las bombas, mas no las fallas que pueda dicha bomba tener a futuro por perdidas hidráulicas, mecánicas y/o eléctricas dentro del pozo.

De acuerdo a lo anterior, al observar que un 38% de las bombas no sean diseñadas correctamente para los parámetros ya conocidos del campo es alarmante, ya que estas bombas requerirán una mayor atención por medio de los funcionarios de la empresa, generando mantenimiento, rediseños y paradas obligatorias en la producción, los cuales se traducen en aumento de costos del proyecto y pérdidas de producción.

Ilustración 25. Grafica Rango porcentual del campo.



Fuente: elaboración propia.

Cada bomba puede encontrarse en 1 de 3 rangos diferentes, como lo son upthrust, downthrust y en rango; de los cuales las bombas que se encuentran en upthrust son las que sufren más dentro del pozo debido a que en una bomba centrífuga ESP el impulsor genera toda la carga por lo que el resto de las partes no ayudan a aumentarla, sino que producen pérdidas inevitables, tanto hidráulicas como mecánicas. Todas las pérdidas que se originan entre los puntos donde se mide la presión de succión y descarga, constituyen las pérdidas hidráulicas. Estas incluyen pérdidas por fricción a lo largo de la trayectoria del líquido desde la brida de succión hasta la de descarga; pérdidas debidas a cambio brusco, tanto en área como en dirección de flujo; y todas las pérdidas debidas a remolinos, cualquiera

que sea su causa¹⁰. A lo anterior se le suma que cuando el sistema se encuentra en upthrust la presión por encima de la boba es superior a la presión por debajo de la misma, por lo que el esfuerzo al que debe someter la bomba es alto, por lo tanto, las bombas que se encuentra en dicho estado tienden a deteriorarse con mayor frecuencia debido al esfuerzo de su impulsor y el deterioro continuo del estator.

Por consiguiente, para la elección de los 6 pozos restantes para el rediseño, se seleccionaron los pozos que se encuentren en upthrust, ya que como se mencionó anteriormente serán los que serán más propensos a sufrir daños en la bomba. En la Ilustración 24(Rango por bomba ESP), se puede observar que los pozos ubicados por debajo de la línea naranja que marca el límite superior de upthrust correspondientes al 15% del total del campo son AL-3, AR-5, AR-7, CA-5, CO-2 y CO-3 (Tabla 5); de los cuales 2 de ellos ya fueron seleccionados anteriormente por diferencia de consumo (HP), por lo que al añadir los pozos mencionados anteriormente harían falta 2 para completar los 12 pozos objetivo del presente trabajo investigativo.

Tabla 4. Pozos seleccionados por Upthrust.

POZO	DIFERENCIA HP	EFICIENCIA (%)	RANGO
AL-3	-22.38471504	43.00	UPTHRUST
AR-5	26.44187856	40.00	UPTHRUST
AR-7	-12.23086374	62.00	UPTHRUST
CA-5	52.0056032	71.00	UPTHRUST

Fuente: elaboración propia.

Para concluir la selección de pozos, los 2 pozos restantes se seleccionaron pozos que se encontraban en downthrust con el fin de identificar problemas en la sobrestimación de las bombas ESP. Este tipo de pozos trabajan fuera del rango óptimo de producción de la bomba, por lo que no solo es ineficiente el diseño, también la bomba no estará aprovechando su máximo potencial y de esta forma aumentando los costos asociados al sistema del levantamiento ESP. Ahora bien, en la Ilustración 14 se puede observar que en este rango se encuentra un 23% de la muestra del campo, por lo que hay 9 pozos posibles pueden entrar en el rediseño de su bomba los cuales según la ilustración 24 son AL-4, AR-2, AV-14, CA-3, CA-7, CE-2, CO-1, YA-1 y YA-2. De los pozos mencionados, CE-2 y CO-1 ya se encuentran dentro de los pozos seleccionados por diferencia de consumo y los 7 pozos restantes son completamente distintos entre sí, por lo que se decide tomar como segundo filtro la eficiencia de las bombas.

• ¹⁰MARCHEGANI, Ariel R. Bombas centrifugas. Argentina: Universidad Nacional Del Comahue, 2004. p.9.

Según la ilustración 23(Grafica Eficiencia de la bomba ESP por pozo), los 3 pozos con menor porcentaje de eficiencia son AL-4, AV-14 y AV-1. Los valores de la eficiencia de los pozos mencionados anteriormente son 34%, 34.9% y 39% respectivamente por lo que AL-4 y AV-14 serían los 2 pozos restantes seleccionados para el rediseño de la bomba ESP. Sin embargo, al observar el comportamiento del pozo AV-1 en la Ilustración 22, la diferencia de consumo es muy alta en comparación de los demás pozos, siendo esta de 192.01 HP, de tal forma que el consumo real es mucho más bajo que el consumo ideal, razón por la cual la bomba se encuentra trabajando fuera del rango óptimo de operación y se encuentra sobrestimada, la cual tiene una probabilidad de generar daños y diferidas futuras más grande que el pozo AV-14 con una diferencia de consumo de -8.13 HP. Por lo tanto, los pozos que se añadieron a la lista de rediseño son AL-4 y AV-1, finalizando la selección de la muestra representativa de 12 pozos equivalentes a un 30% del campo (Tabla 5).

Tabla 5. Pozos seleccionados rediseño.

POZO	DIFERENCIA HP	EFICIENCIA (%)	RANGO
AL-3	-22.38471504	43.00	UPTHRUST
AL-4	-19.261696	34	DOWNRUST
AR-3	-139.430688	67.00	EN RANGO
AR-5	26.44187856	40.00	UPTHRUST
AR-7	-12.23086374	62.00	UPTHRUST
AV-1	192.01076	39	DOWNRUST
AV-8	-57.40251689	45.00	EN RANGO
CA-5	52.0056032	71.00	UPTHRUST
CE-2	-51.53783299	47.00	DOWNRUST
CO-1	-32.33971	25.00	DOWNRUST
CO-2	-66.88959931	27.00	UPTHRUST
CO-3	-105.7440118	70.00	UPTHRUST

Fuente: elaboración propia.

3.2 ANALISIS NODAL

Para la elaboración del análisis nodal, con el fin de evaluar el sistema de levantamiento actual por medio de la gráfica IPR vs VLP por medio del simulador Pipesim se utilizó la siguiente información suministrada por Frontera Energy Corp. Del mismo modo, dicha información fue de utilidad para la elaboración del rediseño de las bombas en el simulador Pump Chequer.

Tabla 6. Datos de entrada condiciones de presión.

CONDICIONES DE PRESION									
POZO	Pr (psig)	Pwf (psig)	Pb (psig)	THP (psi)	CHP (psi)	PIP (psig)	Static Pressure	P. Descarga (psig)	PRESIÓN CABEZA DE POZO(psig)
AL-3	2750	2469.99	581.00	223.00	40	1832	2750	4600	440
AL-4	3257	1928.08	581.00	223.00	26	1914.837576	3257	4100	440
AR-3	2750	2521.41	581.00	205.00	96	1123.4	2750	3500	50
AR-5	2892.5	2170.83	622.70	174.00	127	525.9	2892.5	3500	440
AR-7	3700	2584.55	859.00	180.00	0	1502.8	3700	4220.6	440
AV-1	3700	1333.71	859.00	200.00	187	352.7	3700	4100	440
AV-8	2750	838.69	581.00	210.00	210	753.5	2750	4050	440
CA-5	2700	2154.58	276.00	186.00	10	1717.6	2700	3690	440
CE-2	2750	2084.62	581.00	192.00	137	317.1	2750	3600	440
CO-1	3200	2082.04	279.00	143.00	20	1688.7	3200	4200	50
CO-2	3800	1532.29	279.00	143.00	23	1278.4	3800	3800	50
CO-3	3800	2575.80	279.00	143.00	40	1197.9	3800	3781.7	50

Fuente: elaboración propia, con base en: reporte de producción Frontera Energy.

Tabla 7. Datos de entrada condiciones de temperatura.

CONDICIONES DE TEMPERATURA			
POZO	THT(°F)	INTK T (°F)	TEMPERATURA CABEZA POZO (°F)
AL-3	248	167.1	178
AL-4	215	196.3	178
AR-3	254	229.1	230
AR-5	243	253.2	178
AR-7	223	255.5	178
AV-1	180	249.2	178
AV-8	230	260.1	178
CA-5	15	270.1	178
CE-2	200	143.5	178
CO-1	148	160	230
CO-2	202	249.2	230
CO-3	231	248.1	230

Fuente: elaboración propia, con base en: reporte de producción Frontera Energy.

Tabla 8. Datos de entrada condiciones fluido del pozo.

CONDICIONES FLUIDO DE POZO								
POZO	FORMACIÓN	BFPD	IP	GE OIL	°API	μoil (cP)	%BSW	GOR (SCF/BBL)
AL-3	LOWER SANDS 1	5779.49	11.16	0.9483914	17.7	6.193	89.6	192.41
AL-4	LOWER SANDS 1	2046.8	12.89	0.9370861	19.5	6.193	89.9	80
AR-3	LOWER SANDS 1	4811.36	10.83	0.9678523	14.7	5.318	77.5	100.88
AR-5	BARCO	5657.2912	7.97	0.9483914	17.7	6.193	91.5	100.75
AR-7	BARCO	2572.412	1.84	0.9490275	17.6	6.193	90.3	33.59
AV-1	BARCO	1327	0.69	0.9427049	18.6	6.193	93	115.36
AV-8	LOWER SANDS 1	2066.498	1.69	0.952862	17	6.193	65	108.6
CA-5	BARCO	766.749	1.41	0.9599729	15.9	6.193	92.8	20.76
CE-2	LOWER SANDS 1	717.141	1.2	0.9573748	16.3	6.193	47	67.85
CO-1	LOWER SANDS 1	668.04	0.57	0.9452238	18.2	5.318	10.1	0
CO-2	LOWER SANDS 1	943.138	1.09	0.9464883	18	5.318	64.2	0
CO-3	LOWER SANDS 1	3477.288	2.7	0.9439626	18.4	5.318	77.5	0

Fuente: elaboración propia, con base en: reporte de producción Frontera Energy.

Tabla 9. Datos de entrada profundidades estado mecánico.

PROFUNDIDADES ESTADO MECANICOS						
POZO	Diferencia de Profundidades (ft)	Prof ntrada de Fluido (ft)	Prof Asent Bomba (ft)	Datum Point	Punto Medio Perforados (MD/Ft)	Prof. Sensor (MD / Ft)
AL-3	54.44	10996	10941.56	11959.5	11959.5	10996
AL-4	30.59	9995.77	9965.18	12281.5	12281.5	9995.77
AR-3	79.84	10000.2	9920.36	12688.5	12688.5	10000.2
AR-5	58.17	7946.17	7888	11974.4	11974.4	7946.17
AR-7	57.89	10001.08	9943.19	11969	11969	10001.08
AV-1	99.08	9054.08	8955	11672	11672	9054.08
AV-8	85.27	10999.17	10913.9	11897	11897	10999.17
CA-5	52.89	8737.89	8685	11574.25	11574.25	8737.89
CE-2	48.82	7728.11	7679.29	11941	11941	7728.11
CO-1	57.35	11443.71	11386.36	12362.75	12362.75	11443.71
CO-2	51.89	9574.77	9522.88	11867.3	11867.3	9574.77
CO-3	47.01	9997.57	9950.56	12635	12635	9997.57

Fuente: elaboración propia, con base en: reporte de producción Frontera Energy.

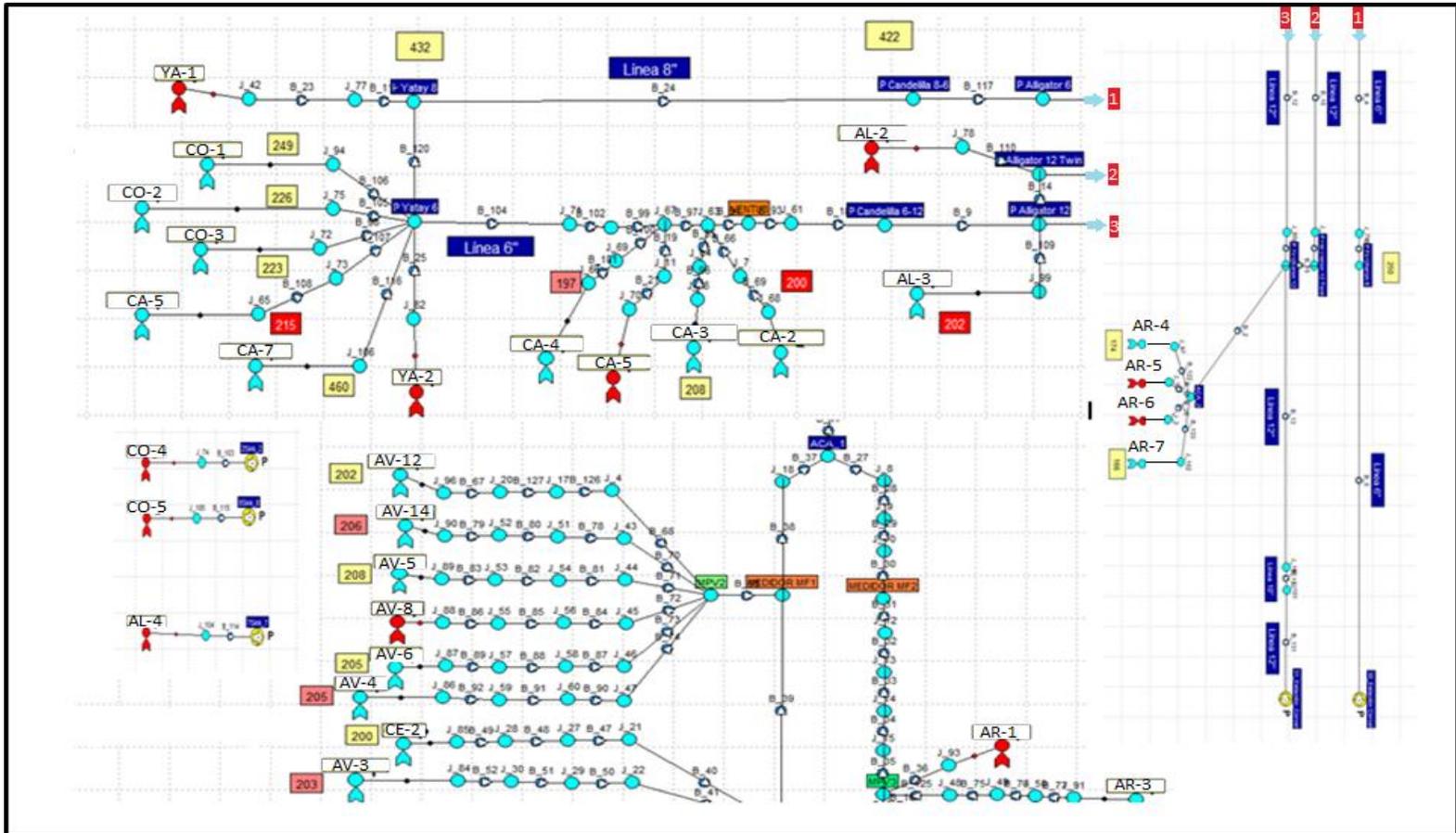
Tabla 11. Power sources.

POWER SOURCES			
POZO	Volt.	Frecuencia (Hz)	Corriente (A)
AL-3	470	60	77.2
AL-4	450	47	70
AR-3	449	58	26.5
AR-5	418.1	59	72
AR-7	459.9	60	77
AV-1	422.2	60	52
AV-8	385	59	38.1
CA-5	455	61	43
CE-2	393.1	50	49.4
CO-1	440	57	57
CO-2	460	64	65
CO-3	347	63.3	46

Fuente: elaboración propia, con base en: reporte de producción Frontera Energy.

De la recopilación de información se obtuvo la troncal del campo simulada (Ilustración 26), de la cual se extrajeron las gráficas de IPR vs VLP de los 12 pozos seleccionados para el estudio.

Ilustración 26. Troncal campo Llanos Orientales.



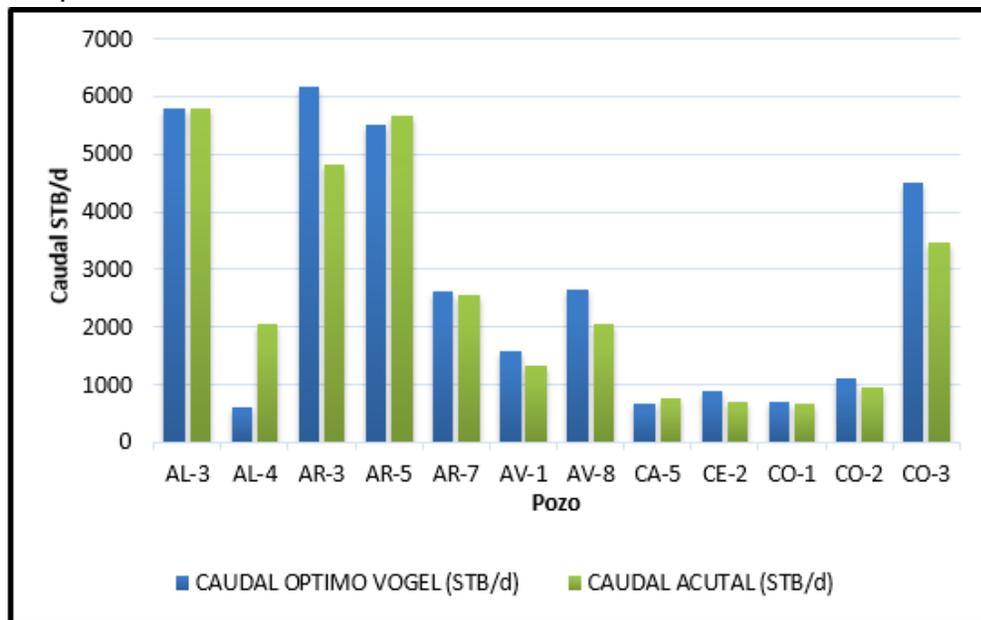
Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pipesim.

Tabla 10. Caudal optimo 12 pozos.

POZO	CAUDAL OPTIMO VOGEL (STB/d)	CAUDAL ACUTAL (STB/d)
AL-3	5800	5779.49
AL-4	616.66	2046.8
AR-3	6166.66	4811.36
AR-5	5500	5657.2912
AR-7	2625	2572.412
AV-1	1575	1327
AV-8	2666.7	2066.498
CA-5	662.5	766.749
CE-2	880	717.141
CO-1	700	668.04
CO-2	1110	943.138
CO-3	4500	3477.288

Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pipesim.

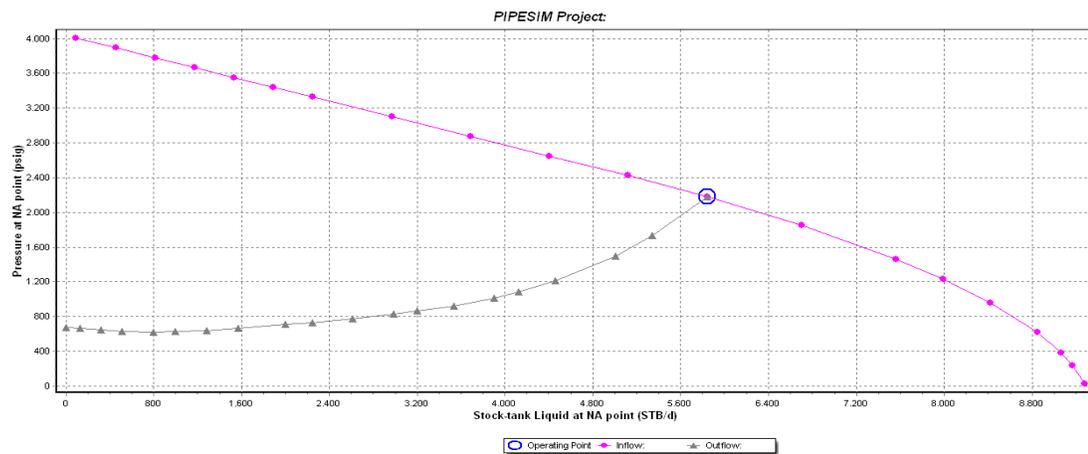
Ilustración 27. Contraste Caudal optimo Vogel vs Caudal Actual de producción.



Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pipesim.

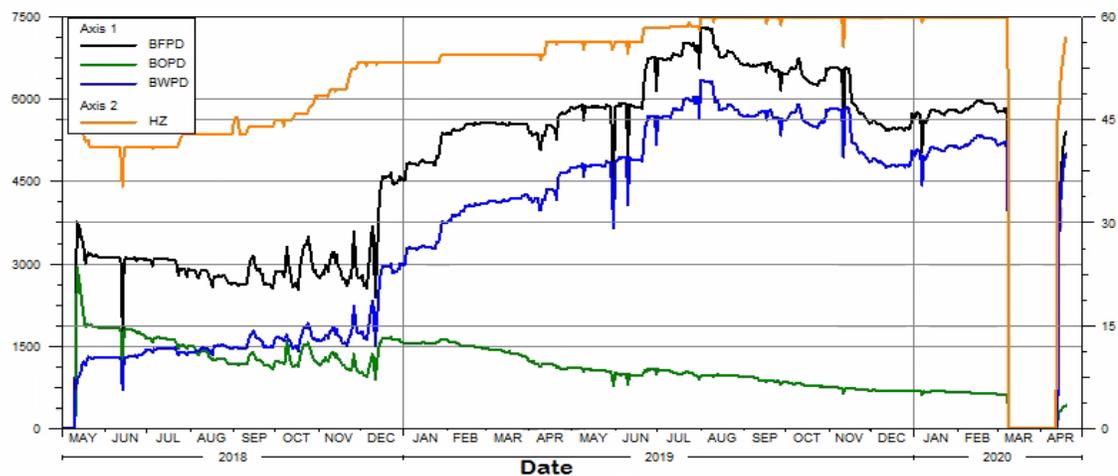
3.2.1 Análisis nodal pozo AL-3. Observando el histórico de frecuencia del pozo AL-3, es posible ver que a medida que la frecuencia se aumenta, la producción de agua es congruente con la producción de aceite; sin embargo, la selección de este pozo se da debido a que se encuentra trabajando por encima del rango óptimo, es decir esta en upthrust esto puede ser resultado a que la bomba instalada allí (Flex 47) se encuentra sobredimensionada dando una producción de fluido/día mayor a la óptima de acuerdo a la capacidad ideal del pozo (Tabla 12) empleando su máxima frecuencia.

Ilustración 28. IPR vs VLP pozo AL-3.



Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pipesim.

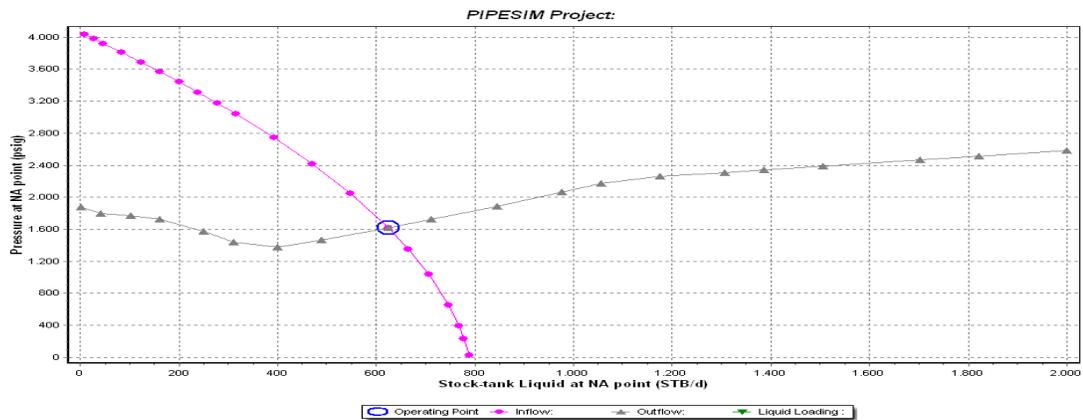
Ilustración 29. Pozo AL-3- histórico de Frecuencia, BFPD, BPPD y BWPD.



Fuente: elaboración propia, con base en: Software Oil Field Manager.

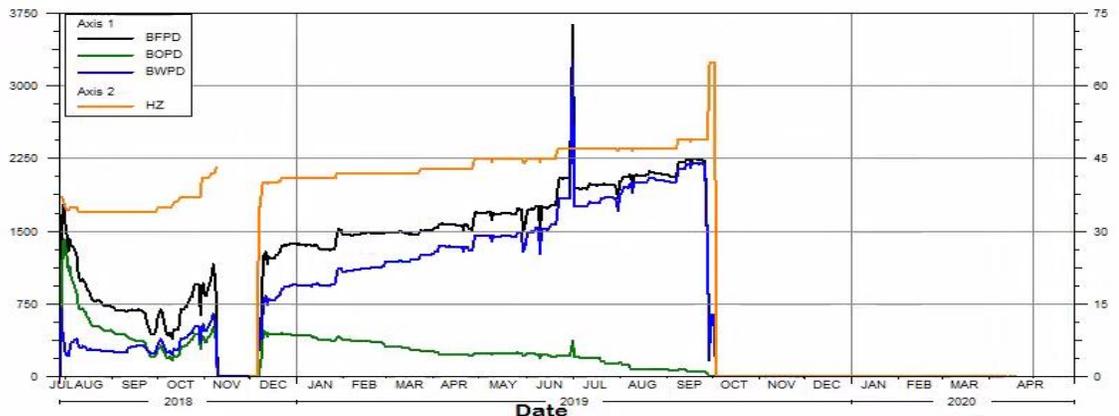
3.2.2 Análisis nodal pozo AL-4. Según la tabla 6, el pozo AL-4 se encuentra en downthrust, dicho valor es confirmado por los resultados de la gráfica de IPR vs VLP, ya que el pozo debería estar produciendo en un valor cercano al caudal óptimo de producción que es de 616.66 STB/d, mientras que la bomba fue diseñada para manejar un rango operativo entre 2113 BFPD y 5434 BFPD (Anexo A), de modo que la bomba esta subestimada para el pozo AL-4. Ahora bien, el pozo AL-4 en su curva IPR vs VLP (Ilustración 30) muestra depletamiento rápido en la presión. Dicho depletamiento ha sido provocado por el continuo aumento de la frecuencia en la bomba (Ilustración 31), el cual no solo aumento la caída de presión dentro del yacimiento, a su vez aumento el RAP del pozo provocando mayores pérdidas de presión en el sistema producto de la irrupción del agua en el pozo asociadas al cambio de viscosidad y densidad de los fluidos dentro del sistema.

Ilustración 30. IPR vs VLP pozo AL-4.



Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pipesim.

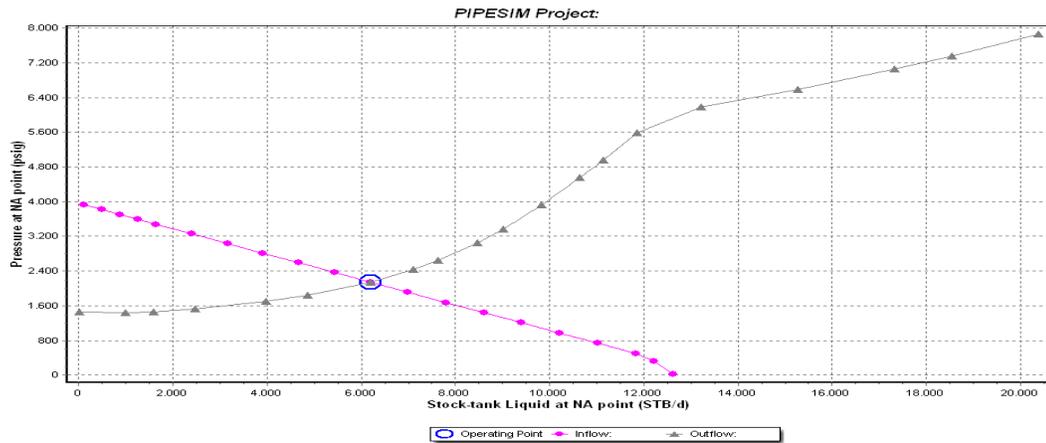
Ilustración 31. Pozo AL-4- histórico de Frecuencia, BFPD, BPPD y BWPD.



Fuente: elaboración propia, con base en: Software Oil Field Manager.

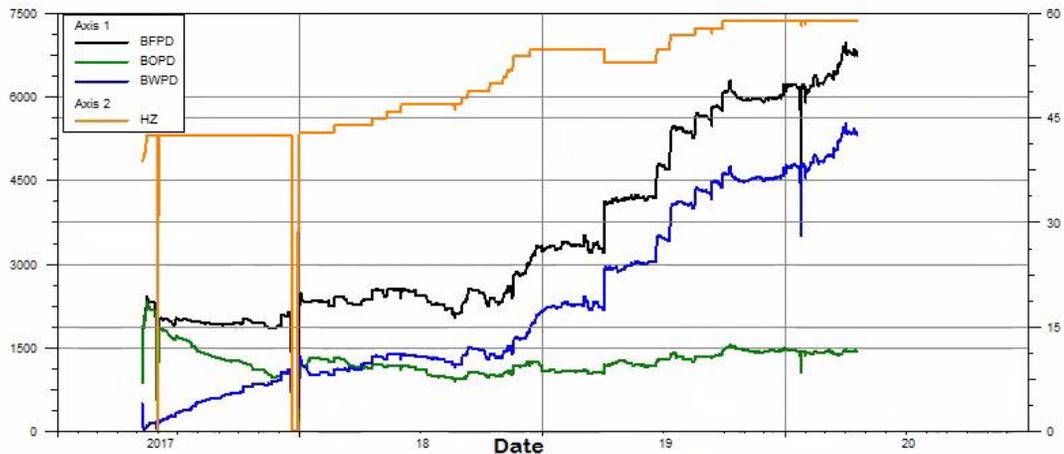
3.2.3 Análisis nodal pozo AR-3. El resultado tanto de la gráfica IPR vs VLP (Ilustración 32), como de la gráfica del histórico de producción del pozo (Ilustración 33) demuestran un comportamiento “Normal” para la vida productiva del pozo comprobando que la bomba se encuentra actualmente en rango. Sin embargo, este pozo debería estar produciendo 1355.3 BFPD más de los que está produciendo actualmente para aprovechar su potencial en el caudal objetivo de producción. La bomba que se encuentra actualmente en el pozo opera entre 350 y 10500 BFPD, por lo que no tiene problema en manejar un caudal más alto, sin embargo, el pozo se encuentra a su máxima frecuencia (ilustración 33) y a su vez este pozo consume 139.43 HP (tabla 4) más de lo que debería estar consumiendo generando costos adicionales y seguramente problemas operacionales en el futuro por daños en las partes internas de la bomba producto de la degradación.

Ilustración 32. IPR vs VLP pozo AR-3.



Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pipesim.

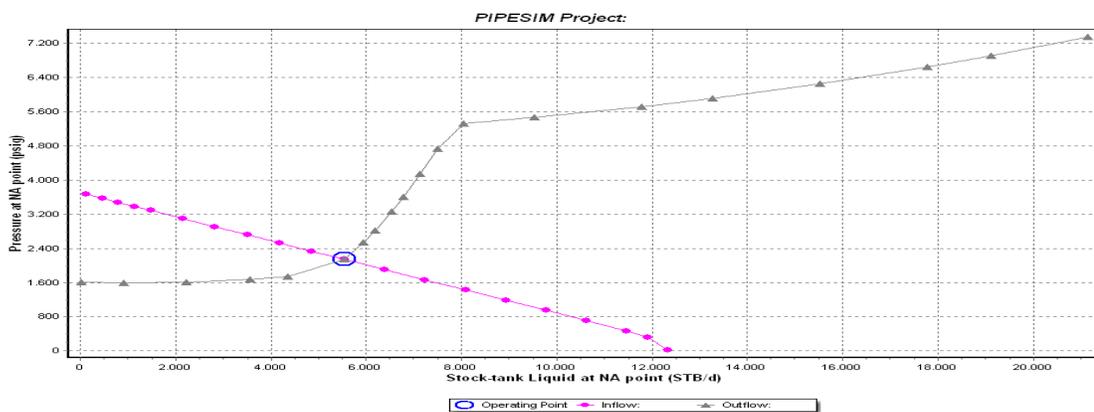
Ilustración 33. Pozo AR-3- histórico de Frecuencia, BFPD, BPPD y BWPD.



Fuente: elaboración propia, con base en: Software Oil Field Manager.

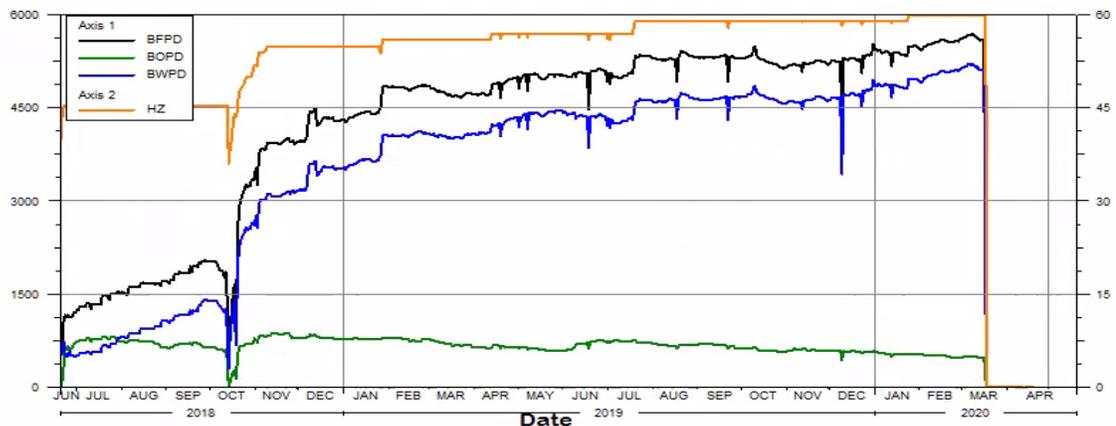
3.2.4 Análisis nodal pozo AR-5. Según el caudal óptimo de producción, el pozo se encuentra produciendo por encima del mismo, afectado la caída de presión del pozo e incrementando el WOR a medida que avanza el tiempo (Ilustración 35). Dicho comportamiento requiere un esfuerzo adicional a la bomba, el cual está trabajando en su límite de frecuencia y generando una carga adicional, por lo tanto, la eficiencia de la bomba es baja con un 40% (tabla 6), sobrestimando la capacidad de la bomba y llevándola al rango de upthrust. Entre los 6000 y los 8000 BFPD el pozo presenta un incremento pronunciado en las pérdidas de presión, por lo que es de vital importancia controlar la producción actual del pozo ya que la producción actual se encuentra cerca de dicho valor y una vez allí el pozo comenzara a incrementar drásticamente los niveles de RAP.

Ilustración 34. IPR vs VLP AR-5.



Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pipesim.

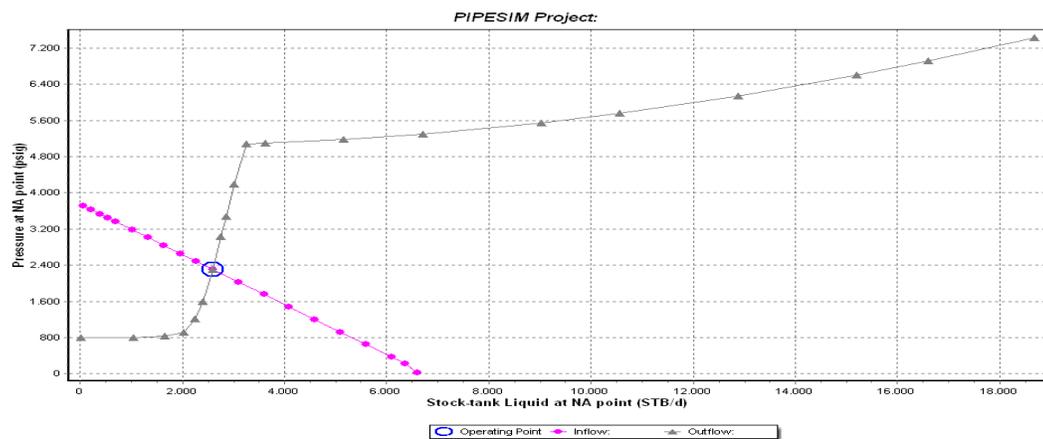
Ilustración 35. Pozo AR-5- histórico de Frecuencia, BFPD, BPPD y BWPD.



Fuente: elaboración propia, con base en: Software Oil Field Manager.

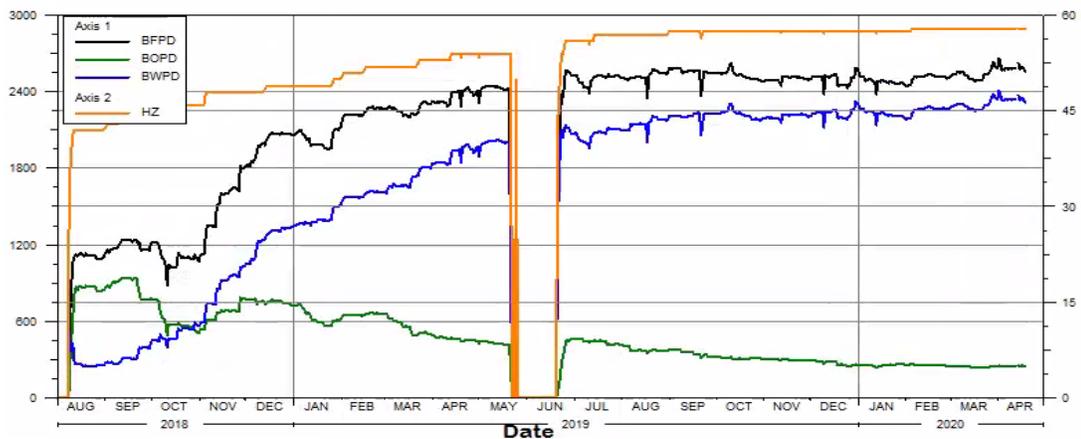
3.2.5 Análisis nodal pozo AR-7. Es posible visualizar que el índice de productividad del pozo cae de una manera acelerada comparada con otros pozos evaluados y de igual manera la curva de demanda (VLP) de este tiene un comportamiento muy inusual, por lo cual nos lleva a analizar la frecuencia manejada durante su vida productiva hasta la actual registrada, dándonos como resultado que a medida que se realiza un aumento de frecuencia (Ilustración 37) lapso entre (Oct – Abril) se tiene una caída en la producción de crudo bastante notoria; de acuerdo a lo anterior, se procede a analizar el estado en el cuál se encuentra trabajando el pozo según el sistema actual instalado allí, el cual se encuentra en estado de Upthrust por la variabilidad abrupta de frecuencia anteriormente mencionada, genera una reducción notoria en la diferencia de presión (drawdown) de -9.6% causando que la bomba trabaje con mayor esfuerzo (upthrust) al que en realidad está diseñada debido a dichas fallas ya mencionadas.

Ilustración 36. IPR vs VLP pozo AR-7.



Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pipesim.

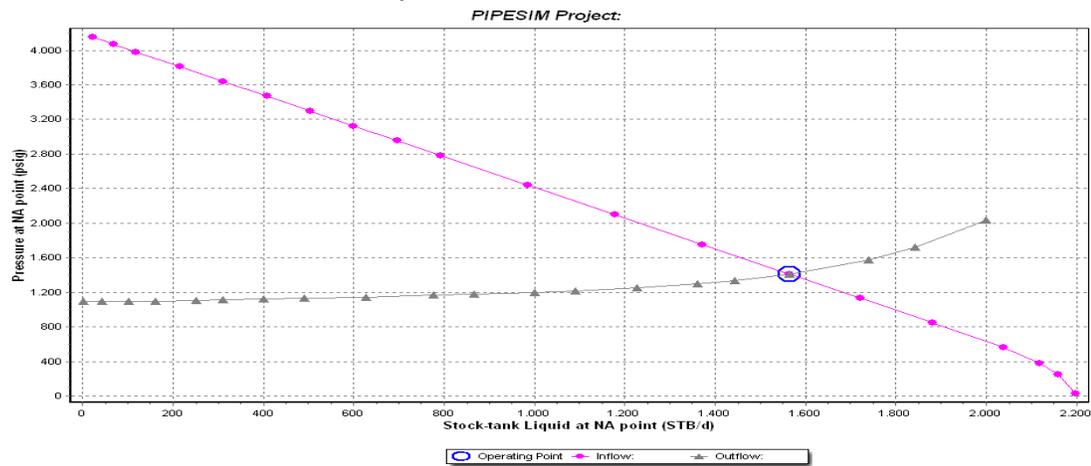
Ilustración 37. Pozo AR-7- histórico de Frecuencia, BFPD, BPPD y BWPD.



Fuente: elaboración propia, con base en: Software Oil Field Manager.

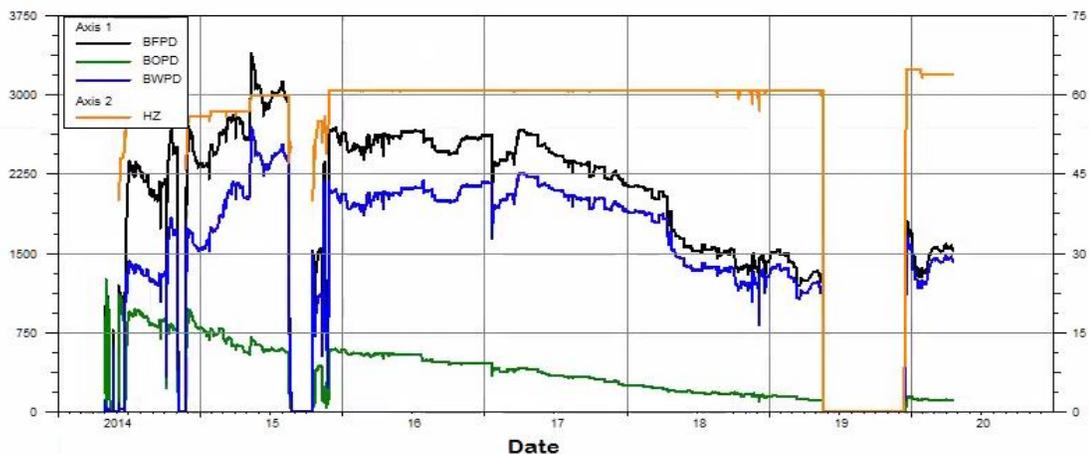
3.2.6 Análisis nodal pozo AV-1. El pozo AV-1 se muestra como un activo con gran índice de productiva, siendo esto un punto de partida para determinar por qué a pesar de dar un aumento en su frecuencia (Ilustración 39) en el lapso de tiempo (Enero – Marzo de 2020) y que se da de manera acelerada y mostrando un comportamiento medianamente normal (Ilustración 39) su productividad cae rápidamente a medida de este aumento, en donde no se descarta la posibilidad de que este tenga un sobre/sub dimensionamiento ya que a pesar de que se encuentra en rango, la bomba instalada actualmente (GN4000) tiene un rango de operación recomendado entre (3200 – 4000 BPD) y el AV-1 opera con 1327 BPD con un caudal óptimo de 1575BPD, presentando así un sobredimensionamiento de la bomba actual instalada la cual exige mayor capacidad a este de la que el AV-1 puede ofrecer según sus características productivas actuales.

Ilustración 38. IPR vs VLP pozo AV-1.



Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pipesim.

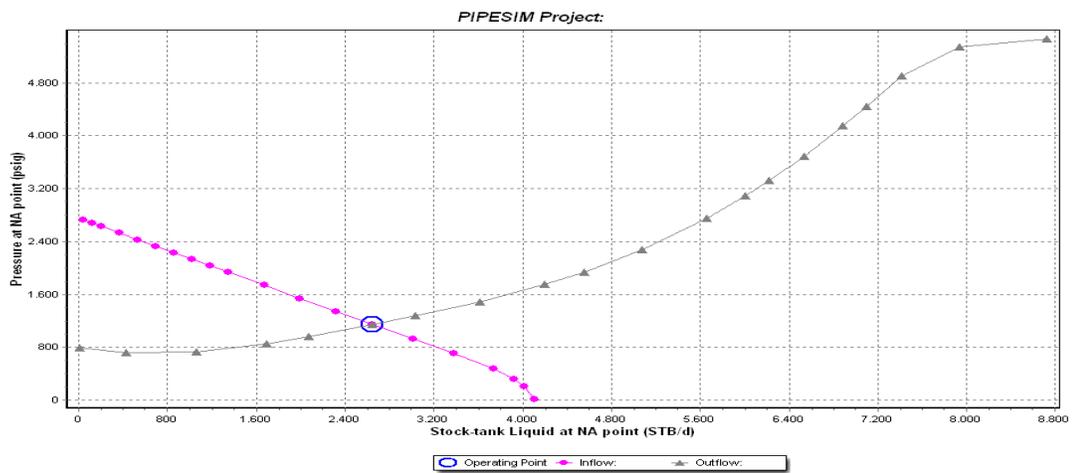
Ilustración 39. Pozo AV-1- histórico de Frecuencia, BFPD, BPPD y BWPD.



Fuente: elaboración propia, con base en: Software Oil Field Manager.

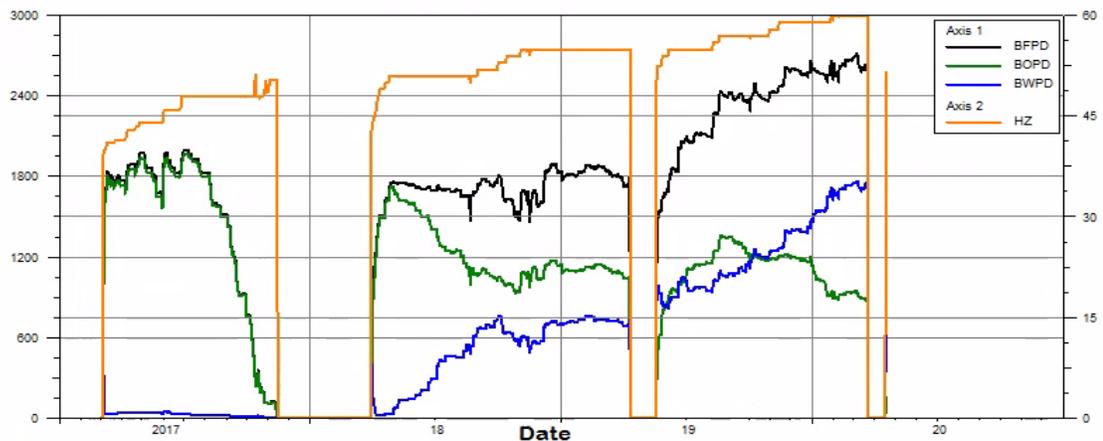
3.2.7 Análisis nodal pozo AV-8. En el pozo AV-8 a pesar de encontrarse en rango respecto al comportamiento de la bomba actual instalada (Flex 47) la cual trabaja actualmente a una frecuencia de 55Hz, se tiene que está requiriendo o consumiendo más energía de la ideal a nivel de campo, ya sea por el dimensionamiento de la bomba o por la viscosidad (6,193) y °API (17°) del fluido tratado por el pozo; sin embargo, se sabe que el fluido tratado en el pozo que se está evaluando es similar en propiedades a los demás seleccionados para su estudio, por lo cual nos lleva a definir el mayor consumo de este por un sobredimensionamiento de la bomba, que a pesar de mostrar un rango optimo este puede ser debido al manejo correcto de la frecuencia (Ilustración 41) en este, pero la bomba instalada tiene un consumo mayor de lo que la capacidad del pozo en realidad requiere.

Ilustración 40. IPR vs VLP pozo AV-8.



Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pipesim.

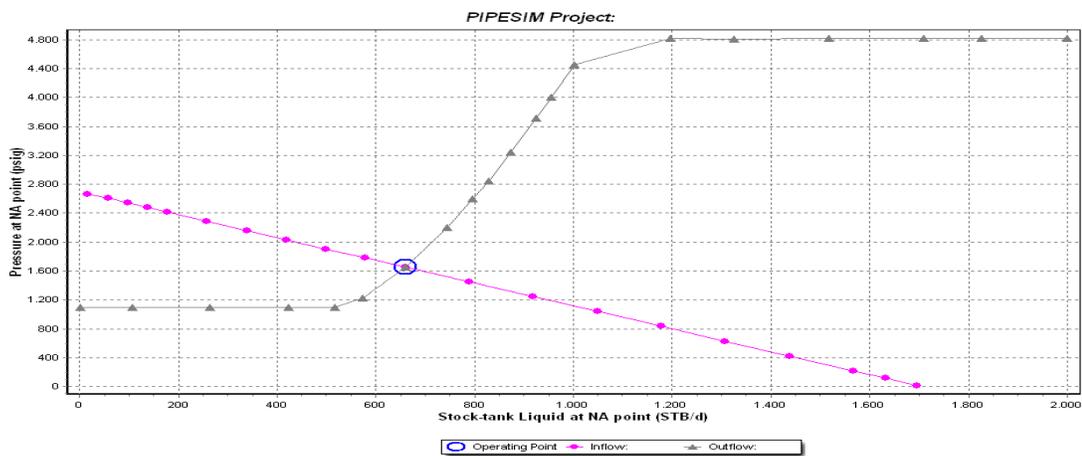
Ilustración 41. Pozo AV-8- histórico de Frecuencia, BFPD, BOPD y BWPD



Fuente: elaboración propia, con base en: Software Oil Field Manager.

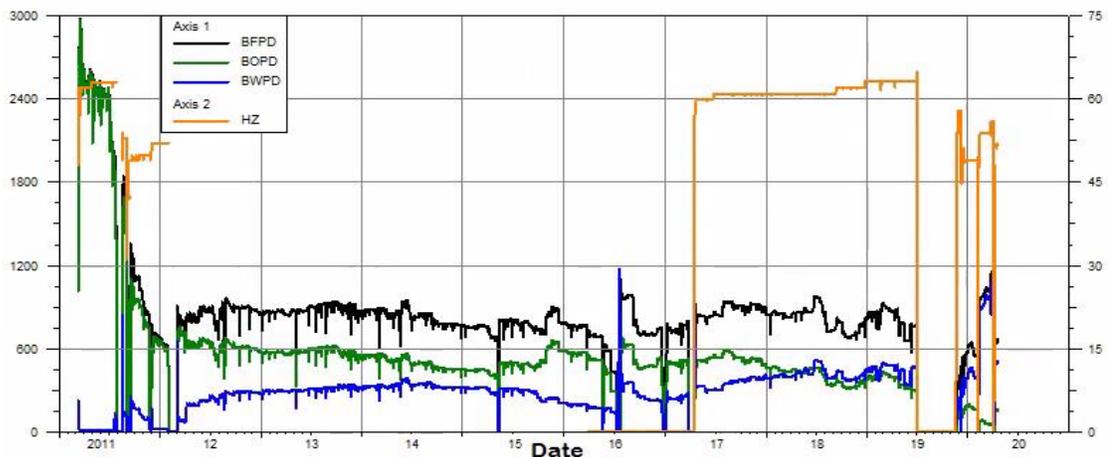
3.2.8 Análisis nodal pozo CA-5. El pozo CA-5 se encuentra produciendo por encima del caudal óptimo de producción, aumentando las pérdidas de presión en la tubería de producción. Ahora bien, la bomba actual tiene un rango operativo de 400 a 950 BFPD, el cual explica su rango actual de upthrust, ya que una vez encendido el pozo la producción llego hasta los 1190 BFPD (Ilustración 43), llegando casi al doble del caudal óptimo de producción. Debido a esto, el pozo tuvo un aumento exponencial en la producción de agua, el cual genero un cambio en la viscosidad y densidad del fluido, generando pérdidas mayores de presión que deben ser soportadas por la bomba, sobrestimando la capacidad de la bomba actualmente en el pozo.

Ilustración 42. IPR vs VLP pozo CA-5.



Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pipesim.

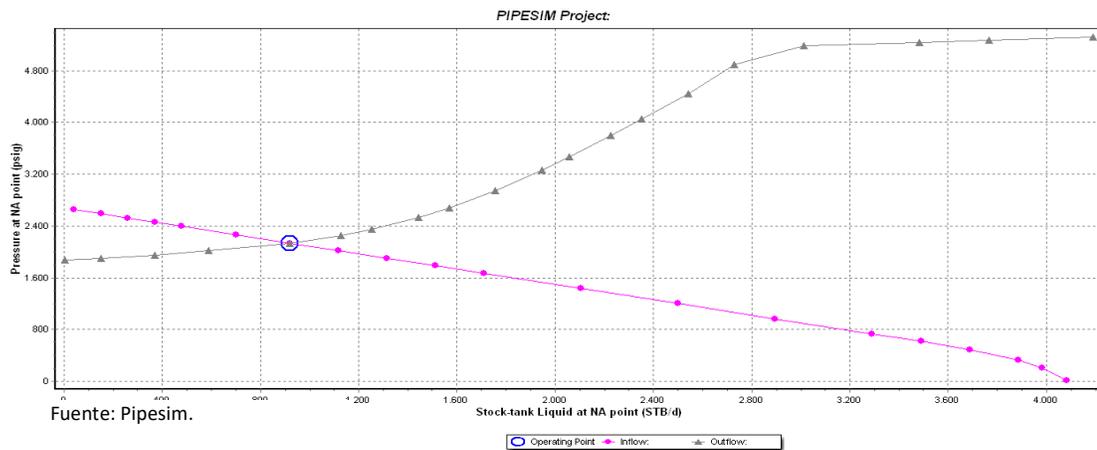
Ilustración 43. Pozo CA-5- histórico de Frecuencia, BFPD, BPPD y BWPD.



Fuente: elaboración propia, con base en: Software Oil Field Manager.

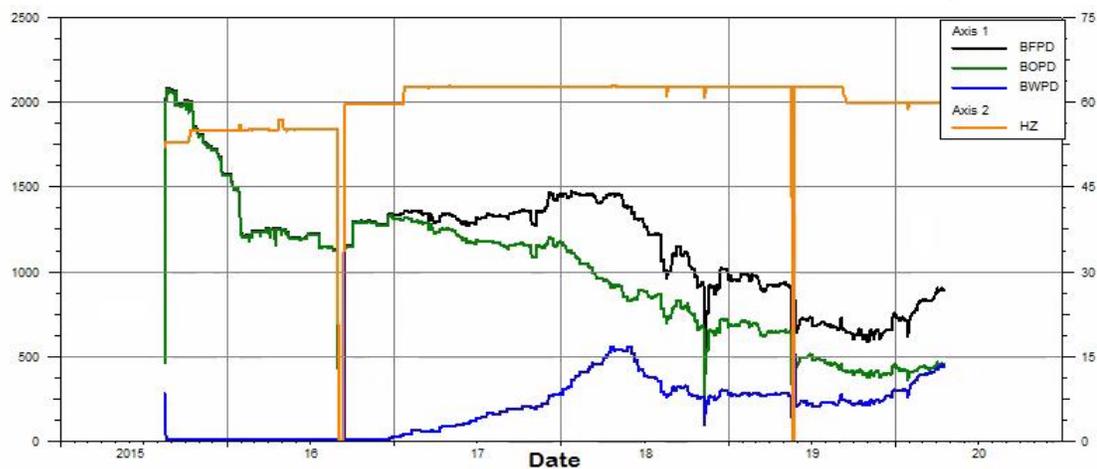
3.2.9 Análisis nodal pozo CE-2. En la ilustración 45 se puede observar un comportamiento normal del pozo, sin pérdidas exponenciales a medida que aumenta el caudal. En la tabla 12 se observa que el pozo está produciendo un poco más de lo que debería, sin embargo, el rango operativo de su bomba se encuentra entre 1200 y 2400 BFPD, el cual indica que dicha bomba se encuentra en el rango de downthrust y esta subestimada para el potencial del pozo. La eficiencia de la bomba es baja debido a este comportamiento, ya que no se está aprovechando el potencial que tiene dicha bomba y por lo tanto también se incurre en aumento de costos por el consumo energético de la misma.

Ilustración 44. IPR vs VLP pozo CE-2.



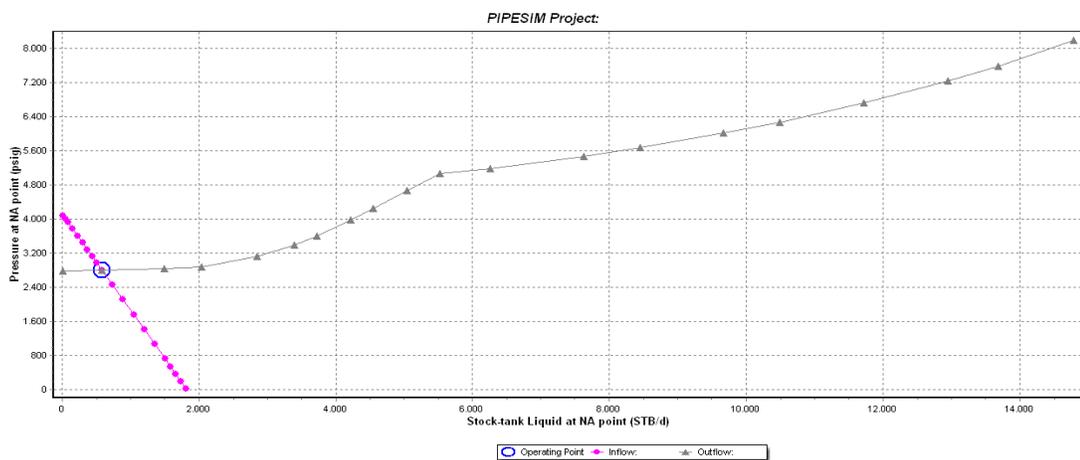
Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pipesim.

Ilustración 45. Pozo CE-2- histórico de Frecuencia, BFPD, BPPD y BWPD



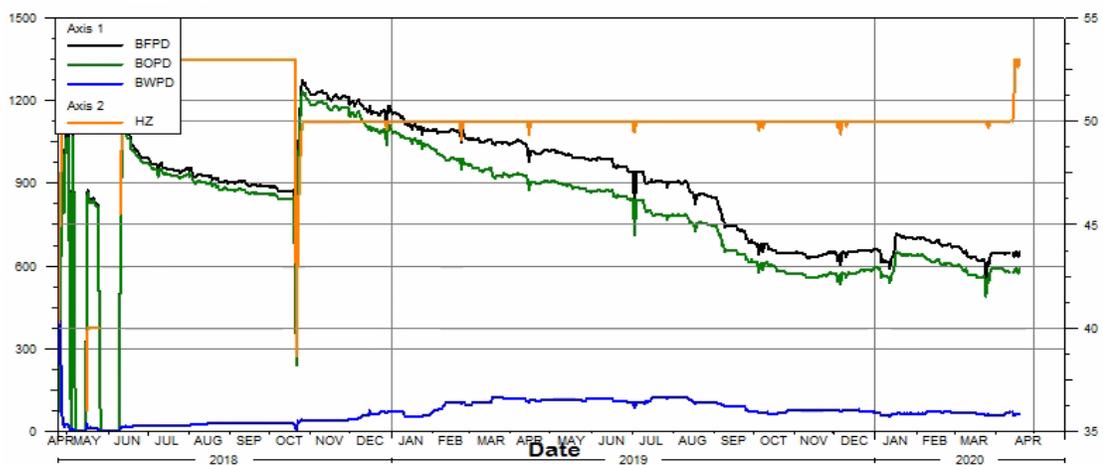
3.2.10 Análisis nodal pozo CO-1. Al momento de comparar el análisis nodal del pozo CO-1 (Ilustración 46) con el histórico de frecuencia de dicho pozo (Ilustración 47), es posible observar que en el transcurso de tiempo en donde existe un aumento mayor en la frecuencia del pozo, la producción de este también descende en gran medida confirmando así su estado actual (downthrust) por el dimensionamiento que tiene la bomba actual (GN4000) instalada (subdimensionada) la cual está diseñada para trabajar con un rango recomendado entre (3200 y 4800 BFPD) y actualmente se encuentra operando con 961,32 BFPD (Tabla 9). De lo anterior, se puede inferir que la manera acelerada en la que se están demandando los fluidos del yacimiento pueden estar generando una rápida caída en la capacidad productiva como tal del pozo.

Ilustración 46. IPR vs VLP pozo CO-1



Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pipesim.

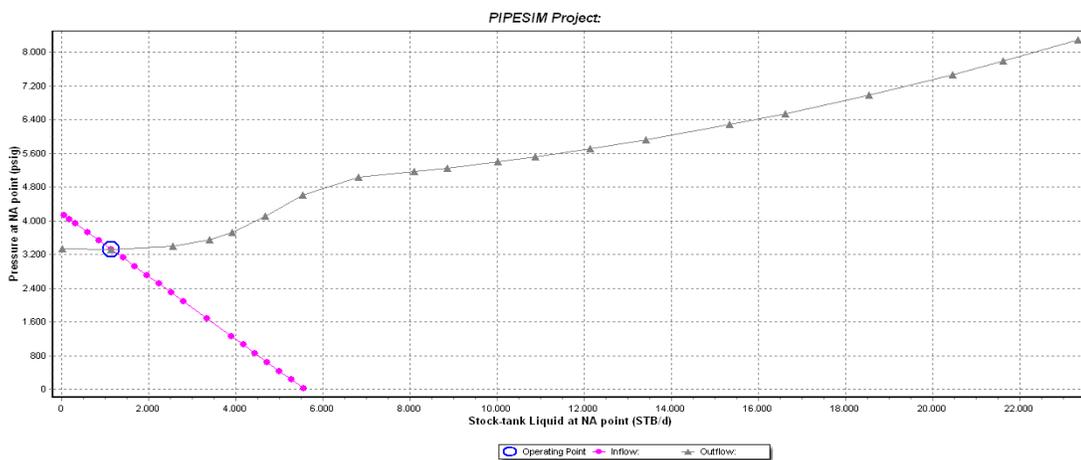
Ilustración 47. Pozo CO-1- histórico de Frecuencia, BFPD, BPPD y BWPD.



Fuente: elaboración propia, con base en: Software Oil Field Manager.

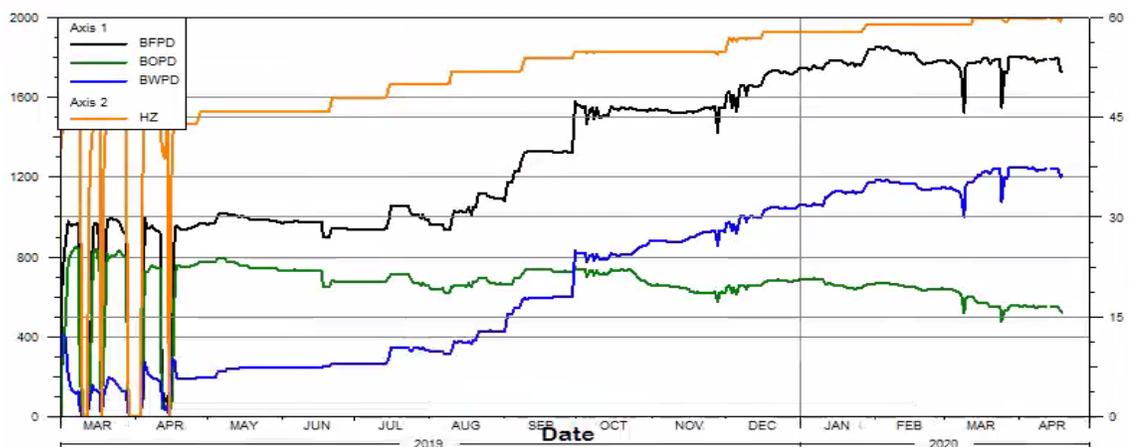
3.2.11 Análisis nodal pozo CO-2. En el debido estudio del análisis nodal del pozo CO-2 (Ilustración 48) en relación de igual manera con su histórico de frecuencia en dicho pozo (Ilustración 49), se encuentra correlación con el pozo CO-1, el cual en el transcurso de tiempo en donde existe un aumento mayor en la frecuencia del pozo la producción de este también desciende en gran medida y la producción de aumenta conforme aumenta la frecuencia; sin embargo, el pozo CO-2 muestra en su estado actual (upthrust) en la bomba (NP 3100-4400) un sobredimensionamiento bastante notorio ya que se muestra un rango de operación recomendado entre (2113-5434)BPD y el pozo opera con un caudal de 943,138BPD (Tabla 9) exponiendo así una exigencia mayor al pozo al tener instalada una bomba para mayor capacidad productora.

Ilustración 48. IPR vs VLP pozo CO-2.



Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pipesim.

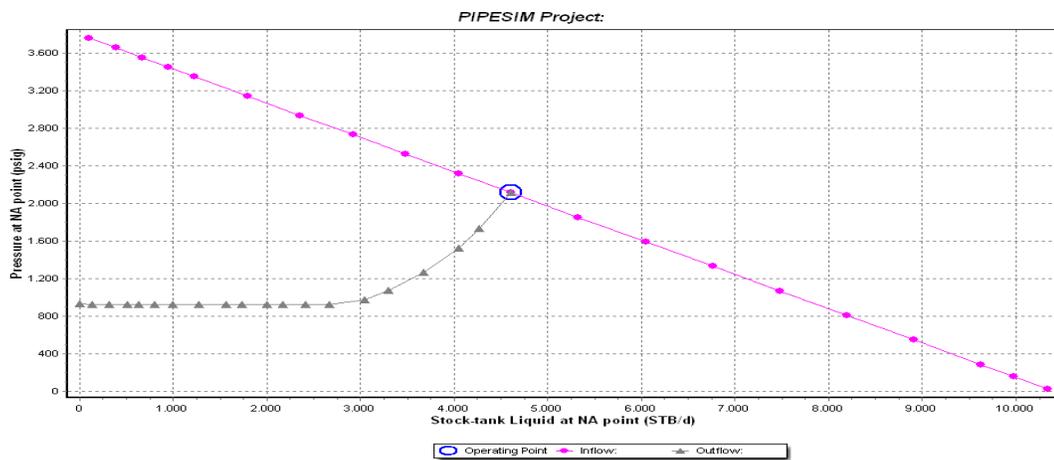
Ilustración 49. Pozo CO-2- histórico de Frecuencia, BFPD, BPPD y BWPD



Fuente: elaboración propia, con base en: Software Oil Field Manager.

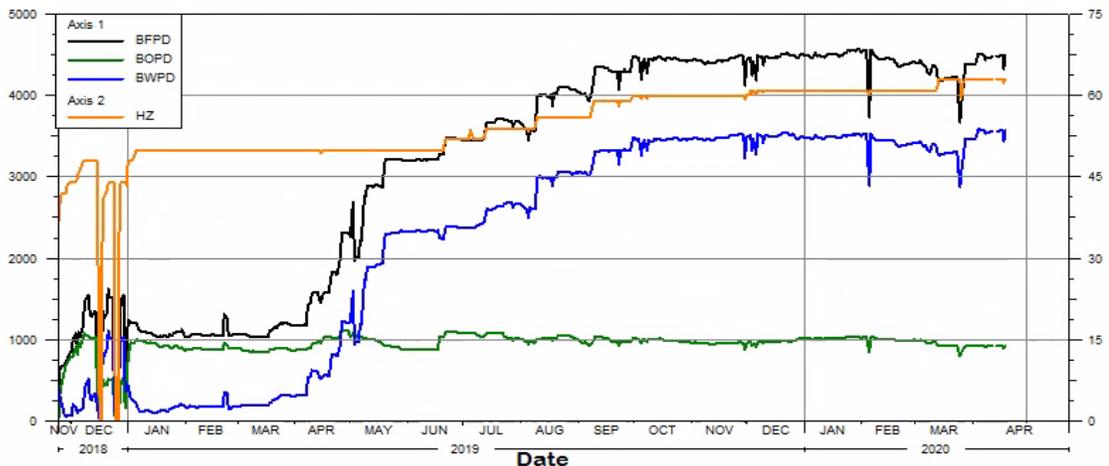
3.2.12 Análisis nodal pozo CO-3. En la ilustración 20 es posible evidenciar una diferencia notable de 1022.71 BFPD entre el caudal actual de producción y el óptimo obtenido a partir del análisis nodal (ilustración 50). Sin embargo, la bomba puede soportar dicho caudal debido a que su rango óptimo de operación a 60 Hz esta entre 2113 y 5434 BFPD. Este rango esta adecuado para dicha frecuencia y en el histórico de producción del pozo (Ilustración 51) se puede observar un aumento en la frecuencia máxima de la bomba, por lo que ese aumento en la velocidad de la misma genera un esfuerzo extra al cual no fue tomado en cuenta a la hora de realizar el diseño de la misma. Demostrando así que la bomba se encuentra sobrestimada y por lo tanto su rango es upthrust.

Ilustración 50. IPR vs VLP pozo CO-3.



Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pipesim.

Ilustración 51. Pozo CO-3- histórico de Frecuencia, BFPD, BPPD y BWPD.



Fuente: elaboración propia, con base en: Software Oil Field Manager.

3.2.13 ANÁLISIS GENERAL.

Finalmente se logra analizar las principales variables de impacto que no siempre son valoradas a nivel de campo para mitigar de tal forma la pérdida de producción y por ende el aumento de diferidas allí encontradas; de acuerdo a lo anterior y según lo evaluado en los pozos seleccionados a rediseñar, las variables principales a tratar y modificar al momento de presentar la propuesta a un rediseño pertinente para cada uno de estos son:

Tabla 11. Variables de Impacto evaluadas para el correcto rediseño.

VARIABLES DE IMPACTO EVALUADAS PARA REDISEÑO
Dimensionamiento de la bomba
Frecuencia de la bomba
Tamaño tubería
Viscosidad y densidad fluido
Tipo y velocidad de flujo
Perdidas de presión
Índice de productividad
Producción de agua vs aceite

Fuente: elaboración propia.

3.3 REDISEÑO BOMBAS ESP.

Las bombas fueron diseñadas en 2 escenarios (A y B) diferentes, de forma que se adecuaron al caudal objetivo basado en el drawdown requerido por el pozo (Anexo B). Por otra parte, la diferencia entre el escenario A y B es la bomba seleccionada, de modo que permita adecuar el caudal objetivo a los diferentes BEBP (Best efficiency point) de las bombas que ofrecen las diferentes compañías prestadoras de servicio, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 12. Diseño escenario A.

ESCENARIO A											
POZO	FORMACIÓN	CAUDAL OBJETVO (BFPD)	Oil Rate (BFPD)	Gas Rate(BFPD)	Water Rate (BFPD)	BOMBA A INSTALAR	#ETAPAS	% Gas Libre	RANGO BOMBA (BFPD)	Consumo total bomba(HP)	EFICIENCIA (%)
AL-03-A	LOWER SANDS 1	5805.3	603.7512	116.1677684	5201.5488	S6000N	154	0.74%	3500-7800	477.4	73
AL-04-A	LOWER SANDS 1	327.88	33.11588	2.6492704	294.76412	NAV(440-360)	420	0.03%	264-591	25.2	57
AR-3-A	LOWER SANDS 1	6163.9	1386.8775	139.9082022	4777.0225	G6200N	242	2.53%	4500-8000	532.4	70
AR-5-A	BARCO	5565	473.025	47.65726875	5091.975	GN5200	250	1.15%	3900-6600	345	65
AR-07-A	BARCO	2462.6	238.8722	8.023717198	2223.7278	D2400N	244	0.96%	1500-3200	128.1	74
AV-01-A	BARCO	1516	106.12	12.2420032	1409.88	D2400N	214	10.92%	1500-3200	109.14	58
AV-08-A	LOWER SANDS 1	2632.9	921.515	100.076529	1711.385	NP(3100-4400)H	174	3.56%	1761-4528	295.8	70
CA-05-A	BARCO	560.06	40.32432	0.837132883	519.73568	NHV600	168	0.00%	454-755	38.64	58
CE-2-A	LOWER SANDS 1	710.99	376.8247	25.5675559	334.1653	RC1000	234	0.00%	200-1350	58.5	62
CO-01-A	LOWER SANDS 1	703.1	632.0869	0	71.0131	DN1100	250	0.66%	600-1350	75	52
CO-02-A	LOWER SANDS 1	1768.4	633.0872	0	1135.3128	DN2150	250	1.28%	1300-2600	130	58
CO-03-A	LOWER SANDS 1	4436.4	998.19	0	3438.21	GN5200	208	0.00%	3900-6600	353.6	64

Fuente: elaboración propia.

Tabla 13 Diseño escenario B

ESCENARIO B											
POZO	FORMACIÓN	CAUDAL OBJETVO (BFPD)	Oil Rate (BFPD)	Gas Rate(BFPD)	Water Rate (BFPD)	BOMBA A INSTALAR	#ETAPAS	% Gas Libre	RANGO BOMBA (BFPD)	Consumo total bomba(HP)	EFICIENCIA (%)
AL-03-B	LOWER SANDS 1	5805.3	603.7512	116.1677684	5201.5488	G6200N	234	0.74%	4500-8000	514.8	38
AL-04-B	LOWER SANDS 1	327.88	33.11588	2.6492704	294.76412	NFV340	225	0.03%	242-453	43.38	47
AR-3-B	LOWER SANDS 1	6163.9	1386.8775	139.9082022	4777.0225	S6000N	164	2.53%	3500-7000	512.5	73
AR-5-B	BARCO	5565	473.025	47.65726875	5091.975	NP(4400-5700)H	155	1.15%	3404-6039	465	65
AR-07-B	BARCO	2462.6	238.8722	8.023717198	2223.7278	NH(2500-3100)H	310	0.96%	1887-3445	164.3	73
AV-01-B	BARCO	1516	106.12	12.2420032	1409.88	NP(1900-2500)H	115	10.92%	1207-3170	172.5	61
AV-08-B	LOWER SANDS 1	2632.9	921.515	100.076529	1711.385	S4000N	140	3.56%	1000-6000	308	64
CA-05-B	BARCO	560.06	40.32432	0.837132883	519.73568	DN800	186	0.00%	500-1000	37.2	57
CE-2-B	LOWER SANDS 1	710.99	376.8247	25.5675559	334.1653	D1050N	236	0.00%	300-1650	59	60
CO-01-B	LOWER SANDS 1	703.1	632.0869	0	71.0131	NHV(790-1000)H	336	0.66%	188-1006	47.04	70
CO-02-B	LOWER SANDS 1	1768.4	633.0872	0	1135.3128	NP(1900-2500)H	114	1.28%	1207-3170	159.6	72
CO-03-B	LOWER SANDS 1	4436.4	998.19	0	3438.21	GN4000	254	0.00%	3200-4800	375.92	67

Fuente: elaboración propia.

3.4 VALIDACION REDISEÑO

3.4.1 DATA SUMINISTRADA AL SIMULADOR. La información suministrada al simulador Pump Chequer para la validación del diseño de las bombas es:

Tabla 14. Well Data Pump Chequer.

Well Data								
Company	Business Unit	Field	Area	Well Name	Unique Well Identifier	Formation	Install Number	Install Date
FRONTERA ENERGY	Livianos Mayores	AL	GUATIQUEIA	AL-3-A	AL-3-A	LOWER SAND	1	2/05/2020
FRONTERA ENERGY	Livianos Mayores	AL	GUATIQUEIA	AL-3-B	AL-3-B	LOWER SAND	1	2/05/2020
FRONTERA ENERGY	Livianos Mayores	AL	GUATIQUEIA	AL-4-A	AL-4-A	LOWER SANDS	1	14/05/2020
FRONTERA ENERGY	Livianos Mayores	AL	GUATIQUEIA	AL-4-B	AL-4-B	LOWER SANDS	1	14/05/2020
FRONTERA ENERGY	Livianos Mayores	AR	GUATIQUEIA	AR-3-A	AR-3-A	LOWER SANDS	1	14/05/2020
FRONTERA ENERGY	Livianos Mayores	AR	GUATIQUEIA	AR-3-B	AR-3-B	LOWER SANDS	1	14/05/2020
FRONTERA ENERGY	Livianos Mayores	AR	GUATIQUEIA	AR-5-A	AR-5-A	BARCO	1	14/05/2020
FRONTERA ENERGY	Livianos Mayores	AR	GUATIQUEIA	AR-5-B	AR-5-B	BARCO	1	14/05/2020
FRONTERA ENERGY	Livianos Mayores	AR	GUATIQUEIA	AR-7-A	AR-7-A	LOWER SAND	1	2/05/2020
FRONTERA ENERGY	Livianos Mayores	AR	GUATIQUEIA	AR-7-B	AR-7-B	LOWER SAND	1	2/05/2020
FRONTERA ENERGY	Livianos Mayores	AV	GUATIQUEIA	AV-1-A	AV-1-A	LOWER SAND	1	2/05/2020
FRONTERA ENERGY	Livianos Mayores	AV	GUATIQUEIA	AV-1-B	AV-1-B	LOWER SAND	1	2/05/2020
FRONTERA ENERGY	Livianos Mayores	AV	GUATIQUEIA	AV-8-A	AV-8-A	LOWER SAND	1	2/05/2020
FRONTERA ENERGY	Livianos Mayores	AV	GUATIQUEIA	AV-8-B	AV-8-B	LOWER SAND	1	2/05/2020
FRONTERA ENERGY	Livianos Mayores	CA	GUATIQUEIA	CA-5-A	CA-5-A	BARCO	1	2/05/2020
FRONTERA ENERGY	Livianos Mayores	CA	GUATIQUEIA	CA-5-B	CA-5-B	BARCO	1	2/05/2020
FRONTERA ENERGY	Livianos Mayores	CE	GUATIQUEIA	CE-2-A	CE-2-A	LOWER SANDS	1	2/05/2020
FRONTERA ENERGY	Livianos Mayores	CE	GUATIQUEIA	CE-2-B	CE-2-B	LOWER SANDS	1	2/05/2020
FRONTERA ENERGY	Livianos Mayores	CO	GUATIQUEIA	CO-01-A	CO-01-A	LOWER SAND	1	2/05/2020
FRONTERA ENERGY	Livianos Mayores	CO	GUATIQUEIA	CO-01-B	CO-01-B	LOWER SAND	1	2/05/2020
FRONTERA ENERGY	Livianos Mayores	CO	GUATIQUEIA	CO-02-A	CO-02-A	LOWER SAND	1	2/05/2020
FRONTERA ENERGY	Livianos Mayores	CO	GUATIQUEIA	CO-02-B	CO-02-B	LOWER SAND	1	2/05/2020
FRONTERA ENERGY	Livianos Mayores	CO	GUATIQUEIA	CO-3-A	CO-3-A	LOWER SANDS	1	2/05/2020
FRONTERA ENERGY	Livianos Mayores	CO	GUATIQUEIA	CO-3-B	CO-3-B	LOWER SANDS	1	2/05/2020

Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pump Chequer.

Tabla 15. Fluid Data Pump Chequer.

Fluid Data								Optional
Well Name	Oil Gravity (API)	Gas Gravity (S.G.)	Inflow Model PI/Vogel	Reservoir Pressure @ Perf Depth (psia)	Reservoir Temperature @ Perf Depth (deg F)	CO2	H2S	Solution GOR (scf/bbl)
AL-3-A	17.7	0.97	Vogel	2750	167.1	0	0	192.41
AL-3-B	17.7	0.97	Vogel	2750	167.1	0	0	192.41
AL-4-A	19.5	0.97	Vogel	3257	196.3	0	0	80
AL-4-B	19.5	0.97	Vogel	3257	196.3	0	0	80
AR-3-A	17.7	0.85	Vogel	2750	229.1	0	0	100.88
AR-3-B	17.7	0.85	Vogel	2750	229.1	0	0	100.88
AR-5-A	18.2	0.93	Vogel	2892.5	253.2	0	0	100.75
AR-5-B	18.2	0.93	Vogel	2892.5	253.2	0	0	100.75
AR-7-A	14.7	0.97	Vogel	3700	255.5	0	0	33.59
AR-7-B	14.7	0.97	Vogel	3700	255.5	0	0	33.59
AV-1-A	18	0.93	Vogel	3800	249.2	0	0	115.36
AV-1-B	18	0.93	Vogel	3800	249.2	0	0	115.36
AV-8-A	17.6	0.93	Vogel	2750	260.1	0	0	108.6
AV-8-B	17.6	0.93	Vogel	2750	260.1	0	0	108.6
CA-5-A	18.4	0.85	Vogel	2700	270.1	0	0	20.76
CA-5-B	18.4	0.85	Vogel	2700	270.1	0	0	20.76
CE-2-A	18.6	0.93	Vogel	2750	143.5	0	0	67.85
CE-2-B	18.6	0.93	Vogel	2750	143.5	0	0	67.85
CO-01-A	16.3	0.96	Vogel	3200	160	0	0	0
CO-01-B	16.3	0.96	Vogel	3200	160	0	0	0
CO-02-A	17	0.97	Vogel	3700	249.2	0	0	0
CO-02-B	17	0.97	Vogel	3700	249.2	0	0	0
CO-3-A	15.9	0.93	Vogel	3800	248.1	0	0	0
CO-3-B	15.9	0.93	Vogel	3800	248.1	0	0	0

Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pump Chequer.

Tabla 16. Completion Diagram Pump Chequer.

Completion Diagram (every time equipment changes)												
Well Name	Upper Section Pump Type	Upper Section Pump Stages	Gas Separator Installed (TRUE/FALSE)	Gas Separation Efficiency (%)	Liquid Separation Efficiency (%)	CO2 Flood (TRUE/FALSE)	Sensor depth MD (ft)	Sensor depth TVD (ft)	ID of tubing (inches)	ID below pump (inches)	Top of Perfs MD (ft)	Top of perfs TVD (ft)
AL-3-A	S6000N	154	FALSE	40	0	FALSE	10996	10775	2.992	6.184	11954.5	11741
AL-3-B	G6200N	234	FALSE	40	0	FALSE	10996	10775	2.992	6.184	11954.5	11741
AL-4-A	NAV(440-630	420	FALSE	40	0	FALSE	9995.77	9643.23	2.992	6.184	12280	11819.17
AL-4-B	NFV340	225	FALSE	40	0	FALSE	9995.77	9643.23	2.992	6.184	12280	11819.17
AR-3-A	G6200N	242	FALSE	40	0	FALSE	10000.2	9268.72	2.992	6.184	12696	11676.11
AR-3-B	S6000N	164	FALSE	40	0	FALSE	10000.2	9268.72	2.992	6.184	12696	11676.11
AR-5-A	GN5200	250	FALSE	40	0	FALSE	7946.17	7772	2.992	6.184	11864	11498.22
AR-5-B	NP(4400-5700	155	FALSE	40	0	FALSE	7946.17	7772	2.992	6.184	11864	11498.22
AR-7-A	D2400N	244	FALSE	40	0	FALSE	9060.8	8818	2.992	6.184	11954	11516
AR-7-B	NH(2500-3100	310	FALSE	40	0	FALSE	9060.8	8818	2.992	6.184	11954	11516
AV-1-A	D2400N	214	TRUE	40	0	FALSE	8955	8687	2.992	6.184	11634	11196
AV-1-B	NP(1900-2500	115	TRUE	40	0	FALSE	8955	8687	2.992	6.184	11634	11196
AV-8-A	NP(3100-4400	174	FALSE	40	0	FALSE	10929	10572	2.992	6.184	11892	11490
AV-8-B	S4000N	140	FALSE	40	0	FALSE	10929	10572	2.992	6.184	11892	11490
CA-5-A	NHV600	168	FALSE	40	0	FALSE	8673.44	8172.63	2.992	6.184	11553.5	11016.49
CA-5-B	DN800	186	FALSE	40	0	FALSE	8673.44	8172.63	2.992	6.184	11553.5	11016.49
CE-2-A	RC1000	234	FALSE	40	0	FALSE	7728.11	7566.55	2.992	6.184	11936	11573.05
CE-2-B	D1050N	236	FALSE	40	0	FALSE	7728.11	7566.55	2.992	6.184	11936	11573.05
CO-01-A	DN1100	250	FALSE	40	0	FALSE	11395	10058	2.992	6.184	12308	10807
CO-01-B	NHV(790-1000	336	FALSE	40	0	FALSE	11395	10058	2.992	6.184	12308	10807
CO-02-A	DN2150	250	FALSE	40	0	FALSE	9527	8977	2.992	6.184	11936	11573
CO-02-B	NP(1900-2500	114	FALSE	40	0	FALSE	9527	8977	2.992	6.184	11936	11573
CO-3-A	GN5200	208	FALSE	40	0	FALSE	9997.57	8858.89	2.992	6.184	12434	10917.93
CO-3-B	GN4000	254	FALSE	40	0	FALSE	9997.57	8858.89	2.992	6.184	12434	10917.93

Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pump Chequer.

Tabla 17. Well Test Information Pump Chequer.

Well Test Information (periodic daily to monthly)												
Well Name	Test Date	Well head pressure (psig)	Well head temperature (deg F)	Oil Rate (bfpd)	Water Rate (bfpd)	Gas Rate (mscf)	Water Gravity (s.g.)	Frequency (Hz)	Pump intake pressure (psia)	Pump intake temperature (deg F)		
AL-3-A	2/05/2020	223	248	603.7512	5201.5488	116.1677684	1	60	1843.78	250		
AL-3-B	2/05/2020	223	248	603.7512	5201.5488	116.1677684	1	60	1843.78	250		
AL-4-A	2/05/2020	223	215	33.11588	294.76412	2.6492704	1	60	2062.94	250		
AL-4-B	2/05/2020	223	215	33.11588	294.76412	2.6492704	1	60	2062.94	250		
AR-3-A	2/05/2020	205	254	1386.8775	4777.0225	139.9082022	1	60	1156.07	250		
AR-3-B	2/05/2020	205	254	1386.8775	4777.0225	139.9082022	1	60	1156.07	250		
AR-5-A	2/05/2020	174	243	473.025	5091.975	47.65726875	1	60	949.8	250		
AR-5-B	2/05/2020	174	243	473.025	5091.975	47.65726875	1	60	949.8	250		
AR-7-A	2/05/2020	180	223	238.8722	2223.7278	8.023717198	1	60	1557.823	250		
AR-7-B	2/05/2020	180	223	238.8722	2223.7278	8.023717198	1	60	1557.823	250		
AV-1-A	2/05/2020	143	202	633.0872	1135.3128	0	1	60	1301.2372	250		
AV-1-B	2/05/2020	143	202	633.0872	1135.3128	0	1	60	1301.2372	250		
AV-8-A	2/05/2020	210	230	921.515	1711.385	100.076529	1	60	804.45871	250		
AV-8-B	2/05/2020	210	230	921.515	1711.385	100.076529	1	60	804.45871	250		
CA-5-A	2/05/2020	201	178	40.32432	519.73568	0.837132883	1	60	1532.6	250		
CA-5-B	2/05/2020	201	178	40.32432	519.73568	0.837132883	1	60	1532.6	250		
CE-2-A	2/05/2020	192	200	376.8247	334.1653	25.5675559	1	60	433.3	250		
CE-2-B	2/05/2020	192	200	376.8247	334.1653	25.5675559	1	60	433.3	250		
CO-01-A	2/05/2020	143	148	632.0869	71.0131	0	1	60	1642.2952	250		
CO-01-B	2/05/2020	143	148	632.0869	71.0131	0	1	60	1642.2952	250		
CO-02-A	2/05/2020	49	202	633.0872	1135.3128	0	1	60	1301.24	250		
CO-02-B	2/05/2020	49	202	633.0872	1135.3128	0	1	60	1301.24	250		
CO-3-A	2/05/2020	143	231	998.19	3438.21	0	1	60	1204.46	250		
CO-3-B	2/05/2020	143	231	998.19	3438.21	0	1	60	1204.46	250		

Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pump Chequer.

3.4.2 RESULTADOS SIMULADOR

Tabla 18. Resultados Rediseño Pump Chequer.

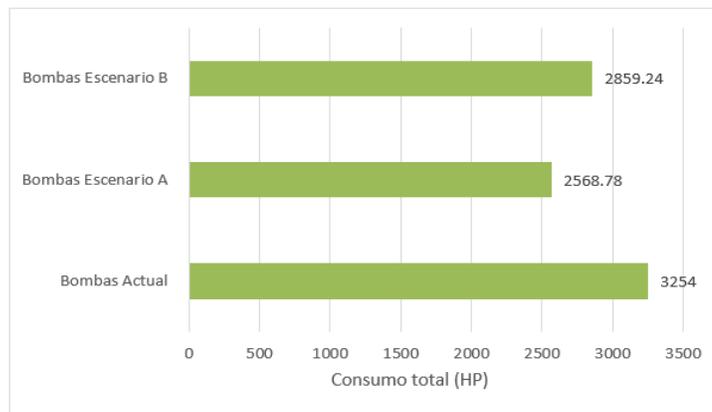
POZO		PUMP DISCHARGE PRESSURE(psig)	PUMP INTAKE PRESSURE (psig)	PUMP dP (psi)	PUMP RATE (bpd)	PUMP DEGRADATION (%)	PUMP dP REDUCTION (%)	IN RANGE(?)	CALCULATED Pwf (psig)	LOST GROSS RATE (stblpd)	LOST OIL (stbopd)
AL-3	ESCENARIO A	4886	1702	3184	6369	4.5	4	EN RANGO	2230	183	19
	ESCENARIO B	4886	1641	3245	6490	6	5.8	EN RANGO	2230	297	31
AL-4	ESCENARIO A	4168	1982	2187	360	3.1	3	EN RANGO	2947	12	1
	ESCENARIO B	4168	1997	2171	359	2.7	2.4	EN RANGO	2947	11	1
AR-3	ESCENARIO A	4232	1099	3133	6664	1.7	1.3	EN RANGO	2116	66	15
	ESCENARIO B	4232	1119	3112	6629	1.2	0.7	EN RANGO	2116	33	8
AR-5	ESCENARIO A	3546	900	2646	5957	1.6	1.3	EN RANGO	2456	51	4
	ESCENARIO B	3546	909	2638	5949	1.3	1	EN RANGO	2456	43	4
AR-7	ESCENARIO A	3855	1517	2338	2627	1.2	1.1	EN RANGO	2647	23	2
	ESCENARIO B	3855	1433	2422	2671	4.8	4.5	EN RANGO	2647	65	6
AV-1	ESCENARIO A	3725	1295	2430	1859	-	-0.3	EN RANGO	2345	-4	-1
	ESCENARIO B	3725	1266	2459	1884	0.9	0.8	EN RANGO	2345	20	7
AV-8	ESCENARIO A	4420	661	3759	2977	4	3.6	EN RANGO	1148	114	40
	ESCENARIO B	4420	670	3750	2989	3.4	3.2	EN RANGO	1148	125	44
CA-5	ESCENARIO A	3594	1462	2132	620	3	2.6	EN RANGO	2677	27	2
	ESCENARIO B	3594	1509	2085	595	0.5	0.4	EN RANGO	2677	3	0
CE-2	ESCENARIO A	3117	375	2742	817	1.7	1.6	EN RANGO	1950	35	19
	ESCENARIO B	3117	418	2699	793	0.4	0	EN RANGO	1950	13	7
CO-1	ESCENARIO A	4120	1561	2559	777	2.8	2.6	EN RANGO	1923	18	16
	ESCENARIO B	4120	1635	2485	757	-	-0.3	EN RANGO	1923	0	0
CO-2	ESCENARIO A	3716	1216	2501	1920	3.2	2.8	EN RANGO	2329	38	14
	ESCENARIO B	3716	1319	2397	1870	-	-1.4	EN RANGO	2329	-9	-3
CO-3	ESCENARIO A	3941	1217	2724	4681	0.1	-1	EN RANGO	2027	-16	-4
	ESCENARIO B	3941	1145	2795	4726	2	1.6	EN RANGO	2027	26	6

Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pump Chequer.

3.5 COMPARACION ESCENARIO ACTUAL VS REDISEÑOS

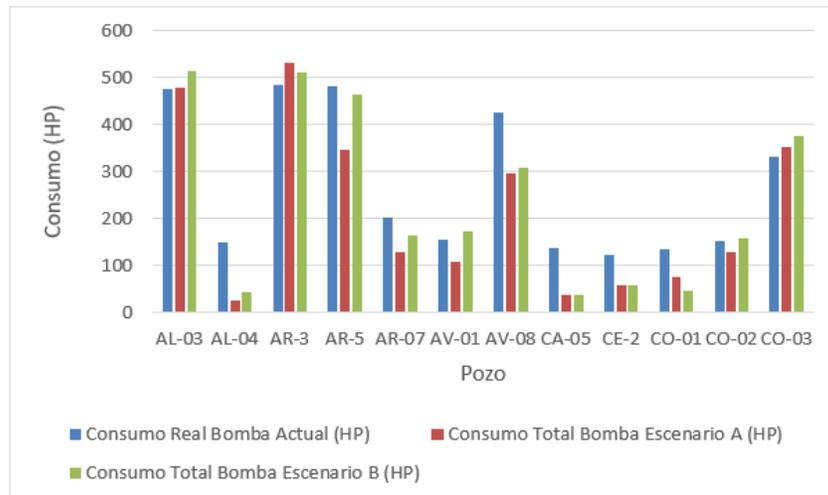
Como se puede observar en la ilustración 52, tanto para el escenario A como para el escenario B hubo una reducción en el consumo total de energía de 685.22 HP/h y 394.76 HP/h respectivamente, en comparación con el consumo total generado por el sistema de fondo actualmente instalado en los pozos de estudio, garantizando al campo una optimización energética para ambos escenarios planteados originando una reducción del 21.06% para el escenario A y 12.13% para el escenario B.

Ilustración 52. Consumo energético total caso de estudio campo llanos Orientales.



Fuente: elaboración propia.

Ilustración 53. Consumo escenarios vs consumo real.



Fuente: elaboración propia.

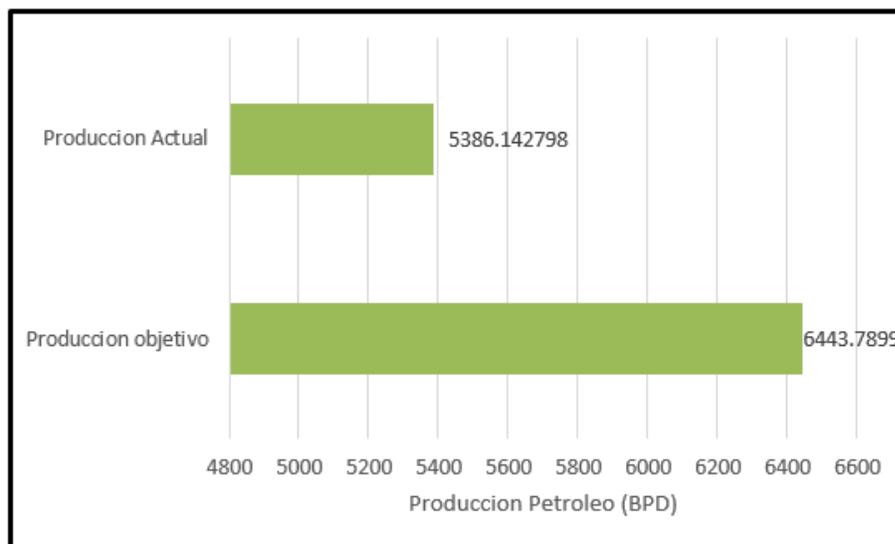
Tabla 19. Contraste consumo bomba actual con escenarios planteados.

POZO	Consumo Real Bomba Actual (HP)	Consumo Total Bomba Escenario A (HP)	Consumo Total Bomba Escenario B (HP)
AL-03	476,4	477,4	514,8
AL-04	148	25,2	43,38
AR-3	485,3	532,4	512,5
AR-5	483	345	465
AR-07	201,3	128,1	164,3
AV-01	155,5	109,14	172,5
AV-08	426,8	295,8	308
CA-05	137,2	38,64	37,2
CE-2	122,7	58,5	59
CO-01	134,8	75	47,04
CO-02	151,4	130	159,6
CO-03	331,6	353,6	375,92

Fuente: elaboración propia.

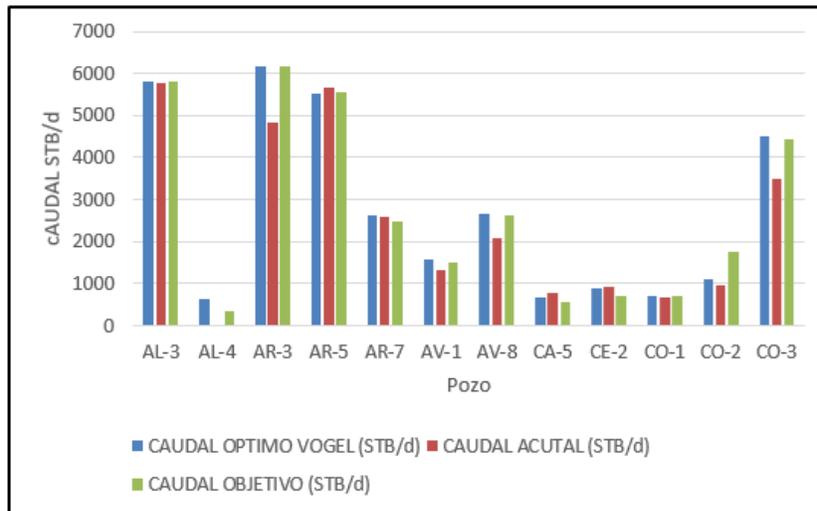
Haciendo alusión a la ilustración 54 es posible observar un aumento en la producción de petróleo total de los pozos de estudio (caudal objetivo) con respecto a la producción actual de los mismos de un 19.63%. Sin embargo, esta tendencia no se mantuvo para todos los pozos seleccionados como se puede observar en la ilustración 54 debido a la capacidad sobreestimada que algunos de estos estaban presentando, específicamente para los pozos AR-5, AR-7, CA-5 y CE-2.

Ilustración 54. Producción petróleo caso de estudio campo Llanos Orientales.



Fuente: elaboración propia.

Ilustración 55. Contraste caudal óptimo, actual y objetivo.



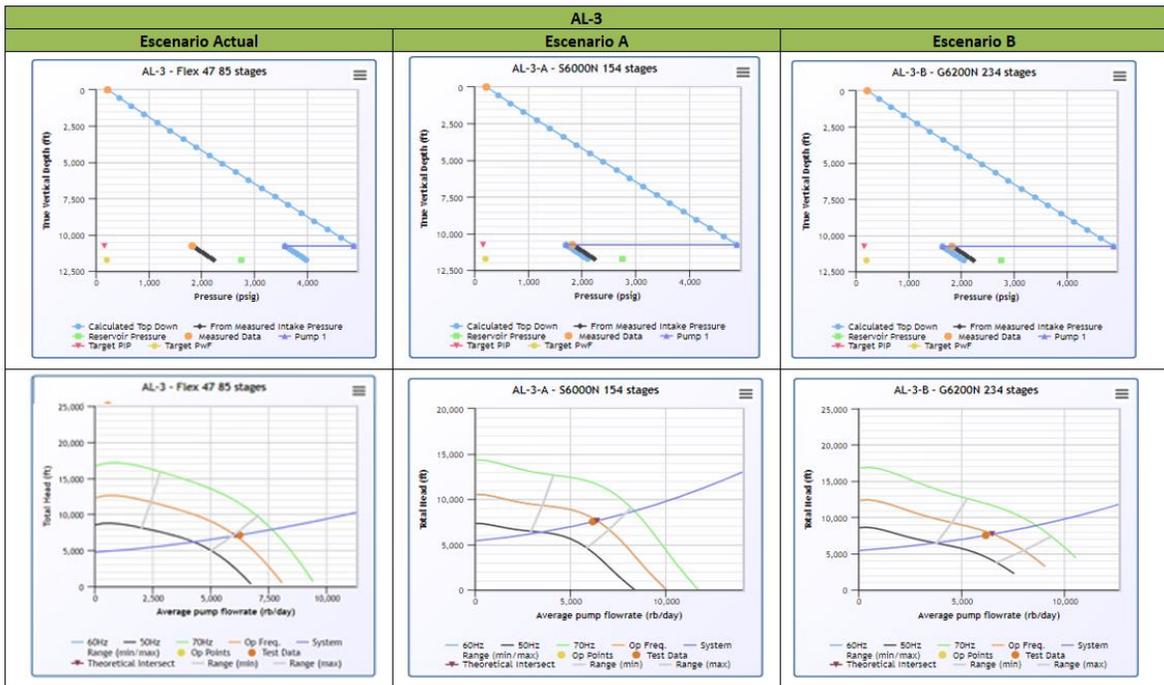
Fuente: elaboración propia.

3.5.1 Análisis comparativo pozo AL-3. Al realizar el debido estudio al comportamiento asociado a la bomba actual Flex 47 instalada en el pozo AL-3 se puede observar un alto grado de degradación (no visible en simulador Pump Chequer) en está debido a que la necesidad actual del pozo no es proporcional a lo demandado por la bomba actual instalada, lo cual resulta en un alto desgaste en el sistema, esto llevando a demostrar por qué actualmente este se encuentra en sobredimensionamiento, siendo parte de su estado actual (Uphrust), debido a que su caudal objetivo se encuentra en 5805.3 BFPD y el rango de la bomba actual es de 2400-5000 BFPD .

De acuerdo a lo anterior, con los escenarios planteados se busca tanto disminuir esta degradación visible en el sistema, como aumentar la eficiencia de trabajo y producción de este pozo, enfocando directamente en un rango adecuado a lo que requiere la capacidad productiva del pozo asegurando de igual forma un consumo adecuado en lo que respecta al escenario a instalarse.

Para el escenario A se presenta una eficiencia del 73%, con un consumo de 477.4HP/h y una bomba de S6000N con un rango de 3500-7000 BFPD; observando su porcentaje de degradación específicamente de 4.5%; en lo que respecta al escenario B planteado, es posible observar (Tabla 21) que se encuentran datos equivalentes al primer escenario descrito; de acuerdo a lo anterior, se demuestra que los escenarios planteados, están ligados de manera específica a las propiedades y características específicas del pozo AL-3, cuidando la integridad de este y asegurando su correcto rendimiento en el tiempo, para de esta forma obtener resultados no solo a nivel de instalación sino a nivel productivo que es la finalidad de su aplicación.

Tabla 20. Comparación graficas pozo al-3.



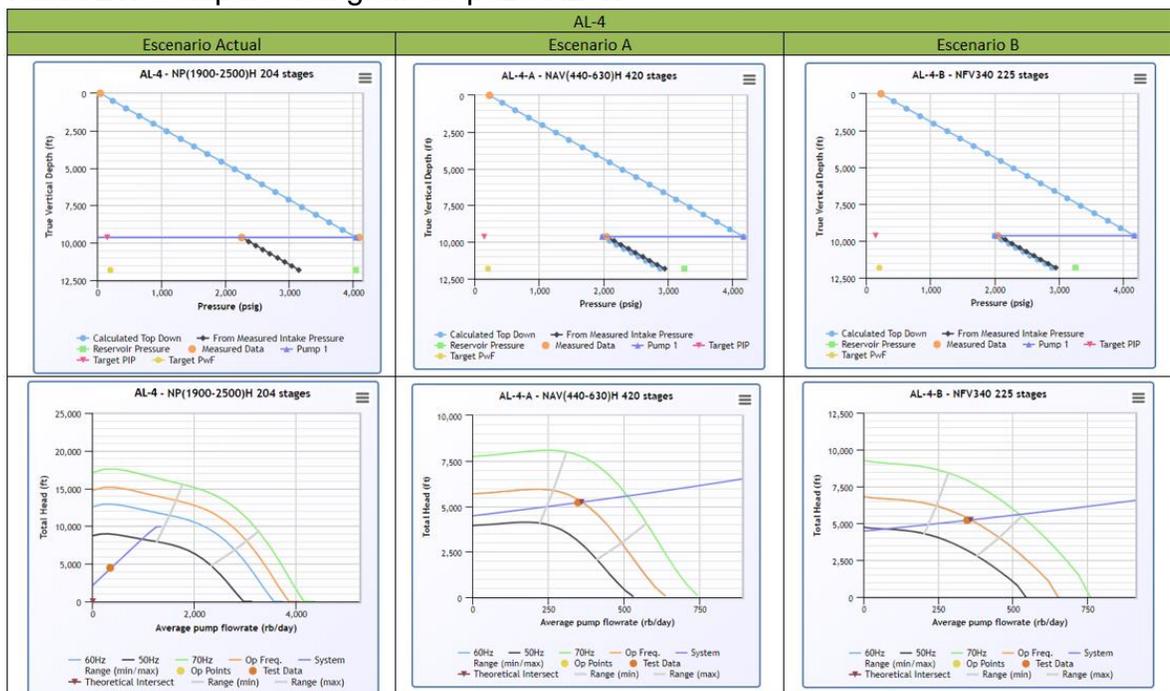
Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pump Chequer.

3.5.2 Análisis comparativo pozo AL-4. Como se puede observar en la gráfica de la bomba actual NP(1900-2500)H (Tabla 21), la bomba se encuentra en un porcentaje de degradación del 71.1%, indicando que tiene problemas asociados al desgaste de la bomba. Dados los escenarios, al observar la gráfica de rango del estado actual donde la bomba se encuentra en downthrust, debido a que su caudal objetivo es de 327.88 bpd y el rango de operación de la bomba es de 1207-3270 bpd, confirmaría que la bomba tiene problemas de vibración al no ser diseñada de forma apropiada para los requerimientos del pozo, los cuales aumentan el porcentaje de degradación de la bomba para el estado actual del pozo. Del mismo modo, en el planteamiento de los escenarios A y B el porcentaje de degradación de la bomba es de 3.1% y 2.7% respectivamente, demostrando que las bombas diseñadas para este caso, cumplen con el requerimiento de presión del pozo.

De igual forma, en ambos casos de los escenarios planteados la bomba se encuentra en rango como se puede observar en la gráfica (tabla 21), ya que dichas bombas fueron diseñadas de tal forma que se acomodaran a su caudal objetivo, dejando un rango de maniobrabilidad mayor en caso de que los problemas actuales de BSW sean solucionados y de esta forma eventualmente aumentar la producción del pozo de 327.88 BFPD hasta 591 BFPD para el escenario A y 453 BFPD para el escenario B sin sobrecargar la bomba.

Por otra parte, como se puede observar en la ilustración 52, el consumo actual de la bomba supera el consumo que tienen los 2 escenarios planteado, específicamente la energía requerida en la bomba actual es 5.9 veces mayor que el escenario A y 3.4 veces mayor que el escenario B, estos escenarios no poseen separador de gas como la configuración actual del pozo debido a que su porcentaje de gas libre es de 0.03% los cuales no generan un aumento en el consumo energético de la bomba en comparación del diseño actual en el cual posee un separador de gas en fondo; del mismo modo, se observa un comportamiento similar en la eficiencia de las bombas debido a que actualmente la bomba se encuentra operando a un 34% de eficiencia, mientras que para los escenarios planteados operando al caudal objetivo la eficiencia es de 57% y 47% respectivamente, por lo que es posible observar una optimización del pozo en ambos escenarios.

Tabla 21. Comparación graficas pozo AL-4.



Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pump Chequer.

3.5.3 Análisis comparativo pozo AR-3. Como se puede observar en la tabla 23 el pozo AR-3 se encuentra actualmente en rango, ya que la bomba fue diseñada para un caudal similar al caudal objetivo del pozo. Sin embargo, dicho pozo entro en el listado de rediseños por la diferencia que había entre el consumo real e ideal de la bomba, siendo este el pozo con mayor diferencia de consumo con un valor de -139.43 HP; ahora bien, su grafico de comportamiento de la bomba, demuestra un porcentaje de degradación de 28% el cual refleja por qué el pozo está consumiendo más energía de la que requiere la bomba ya que tiene que suplir dicha degradación.

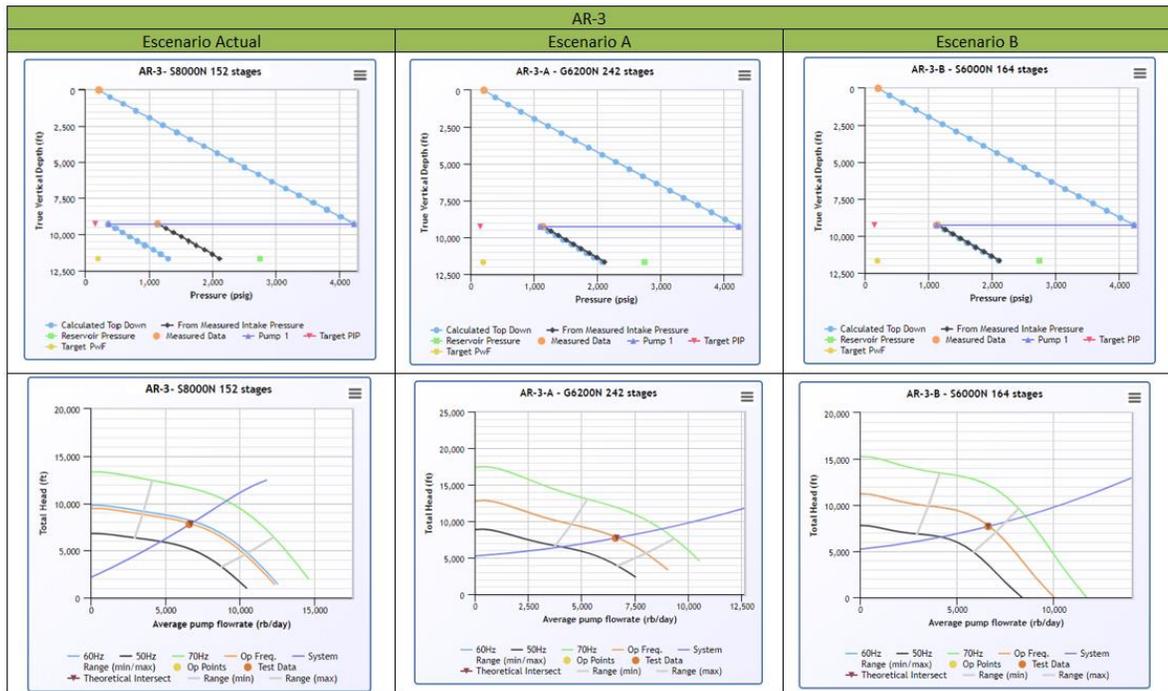
En comparación con los gráficos de las bombas de los escenarios A y B, los cuales se encuentran supliendo las necesidades requeridas por el pozo con porcentajes de degradación de 1.7% y 1.2% respectivamente, el escenario actual a pesar de encontrarse en rango tendrá una vida útil aumentando el diferencial de presión entre el yacimiento y la bomba, ocasionando mayores daños en la cara del pozo y generando que el mismo se deplete de una forma más rápida que en los escenarios A y B.

Tanto la bomba S8000N del pozo actual, como las bombas propuestas para el rediseño se encuentran en rango lo cual les permite manejar los caudales requeridos por el pozo, sin embargo, los pozos A y B obtendrán un desempeño mejor ya que se ajustan a los parámetros de presión del pozo y su porcentaje de degradación es bajo. A pesar de lo mencionado anteriormente acerca del consumo energético de la bomba actual, los escenarios propuestos superan en un 8.8% en el escenario A y un 5.3% en el escenario B, los cuales incrementaran los costos energéticos en el pozo AR-3.

Las bombas del escenario A y B fueron diseñadas de forma que si es requerido por la empresa se pueda aumentar su producción sin afectar el rendimiento de la misma, gracias a su eficiencia actual medida en el caudal óptimo de 70% para el escenario A y 73% para el escenario B, ambos valores de eficiencia son mayores al de la bomba actual, la cual tiene un porcentaje de eficiencia de 67% el cual no refleja la situación actual del pozo.

Los escenarios planteados para el pozo AR-3 no requieren del uso de separador de gas, debido a que el porcentaje de gas libre para el pozo AR-3 es de 2.53% el cual es menor al 10% requerido en los estándares de la empresa para la instalación de separador de gas, el cual se encuentra instalado en la configuración de la bomba actual generando un consumo adicional y esfuerzos innecesarios en el sistema de fondo del pozo.

Tabla 22. Comparación graficas pozo AR-3.



Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pump Chequer.

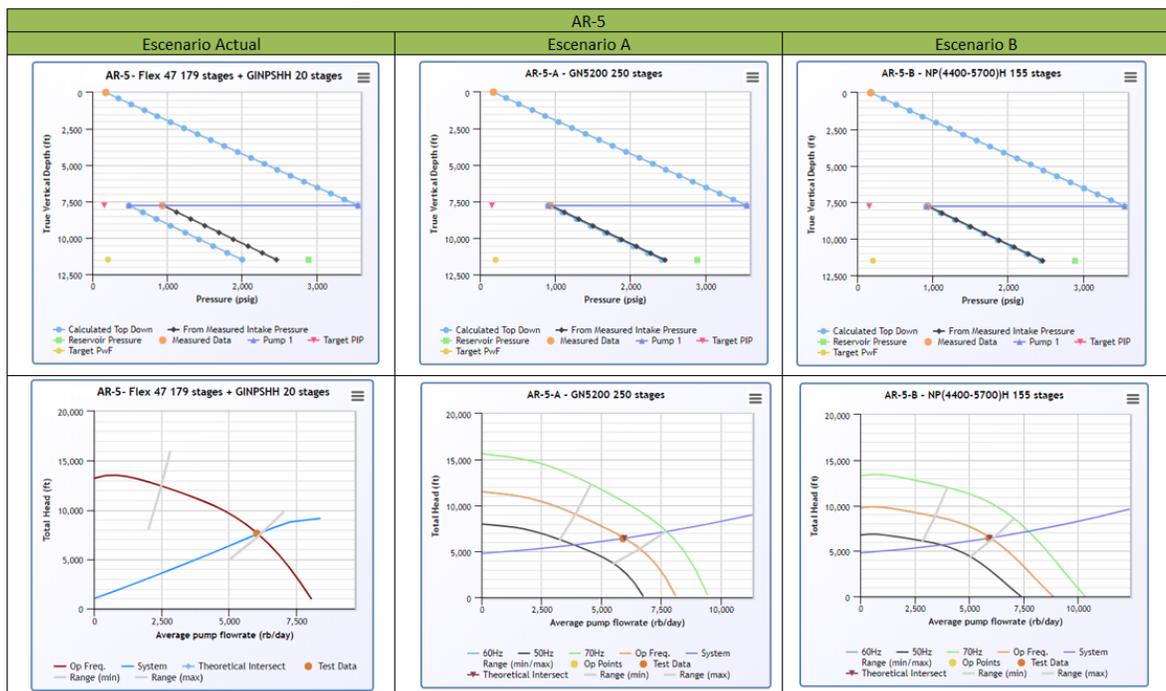
3.5.4 Análisis comparativo pozo AR-5. Como es posible observar en la tabla 24 la bomba actual del pozo Flex47 se encuentra con un porcentaje de degradación del 21%, lo que permite identificar el mal funcionamiento de la bomba para los requerimientos actuales del pozo. En contra posición para los escenarios planteados A y B, la gráfica de comportamiento de la bomba tiene unos porcentajes de degradación de 1.6% y 1.3% indicando que dichas bombas rediseñadas para el pozo AR-5 cumplen con los requerimientos de presión del pozo y de igual forma no tendrán un desgaste acelerado como lo tendrá la bomba actualmente instalada.

Actualmente la bomba Flex 47 se encuentra en upthrust, generando un desgaste mayor en la bomba ya que el impeler de la misma al estar sobrecargado ejerce un mayor esfuerzo y de igual magnitud un deterioro constante. La bomba flex 47 tiene un rango de operación óptimo entre los 2200 BFD y 5500 BFD, pero el yacimiento actualmente se encuentra produciendo a una tasa de 5657.2912 BFD ocasionando un sobre esfuerzo en la bomba sin permitir el aumento de la producción en caso de ser requerido en caso de disminuir el 91.5 % de BSW del pozo; en lo que respecta a los escenarios A y B, en la tabla 24 se puede observar que ambas bombas se encuentran en rango, debido a que fueron diseñadas con un rango de 3900-6600 BPD para la bomba A y 3404-6039 BFD, lo que les permite no solo operar el caudal objetivo esperado para este pozo de 5091.975 BFD, sino también, aumentar la producción en caso de requerido por el campo

sin esforzar la bomba o disminuir considerablemente su eficiencia. Actualmente la bomba Flex 47 trabaja con un 40% de eficiencia debido al aumento de la producción en cuanto a su rango, en el rediseño propuesto para ambos escenarios la bomba trabaja con una eficiencia en un 70% para el escenario A y 65% para el escenario B.

Por ultimo como se puede observar en la ilustración 45, el pozo obtuvo una reducción en la energía consumida por la bomba respecto al escenario actual de 28.6% para el escenario A y 3.7% para el escenario B, no solo mejorado el desempeño de la bomba sino también el consumo de la misma.

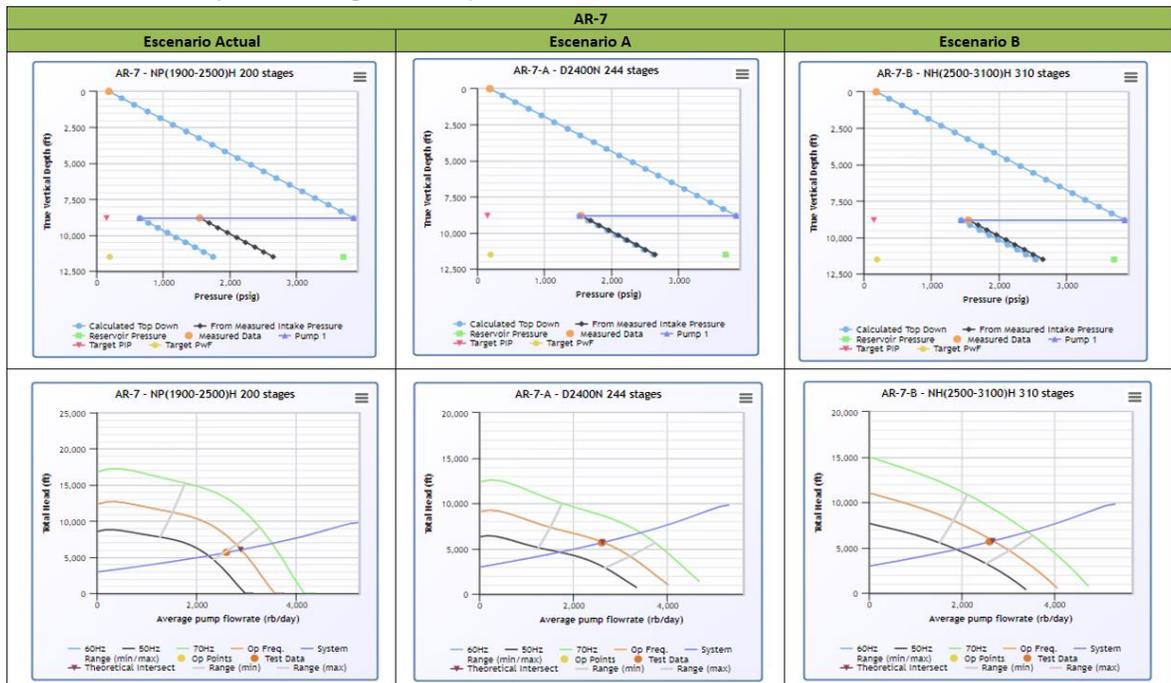
Tabla 23. Comparación graficas pozo AR-5.



Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pump Chequer.

3.5.5 Análisis comparativo pozo AR-7. Actualmente el pozo AR-7 se encuentra trabajando con una bomba NP(1900-2500)H a una eficiencia del 62%; sin embargo, a pesar de tener una eficiencia relativamente aceptable, este presenta una degradación observada (Tabla 25) en la bomba de 28.5%, lo cual depende principalmente del estado de Upthrust que presenta en la actualidad ya que esta bomba tiene un rango óptimo de producción entre 1509.8 – 2792.6 BFPD y el caudal objetivo para el pozo AR-7 es de 238.87 BFPD siendo esto la gran muestra de que al pozo se le está exigiendo una capacidad mayor a lo que este es capaz de dar, ligando de allí vibraciones adicionales en la bomba que pueden generar desgaste en el sistema dando una proyección a futuro con una gran disminución en su rendimiento; a partir de lo anterior, el diseño de los escenarios planteados se basaron principalmente en valorar la verdadera capacidad productiva del pozo AR-7 en donde se obtuvo de igual forma una disminución en la degradación de este del 25.2% teniendo en cuenta los dos escenarios, con una eficiencia promedio de estos escenarios A y B de 73.9%, en donde los diseños propuestos generan un aumento evidente tanto en la eficiencia y una vida útil de la bomba a instalar de mayor tiempo dando como resultado un mayor rendimiento del equipo y por ende una correcta productividad asociada a lo esperado con anterioridad y de igual manera evitando costos adicionales de mantenimiento a futuro.

Tabla 24. Comparación graficas pozo AR-7.

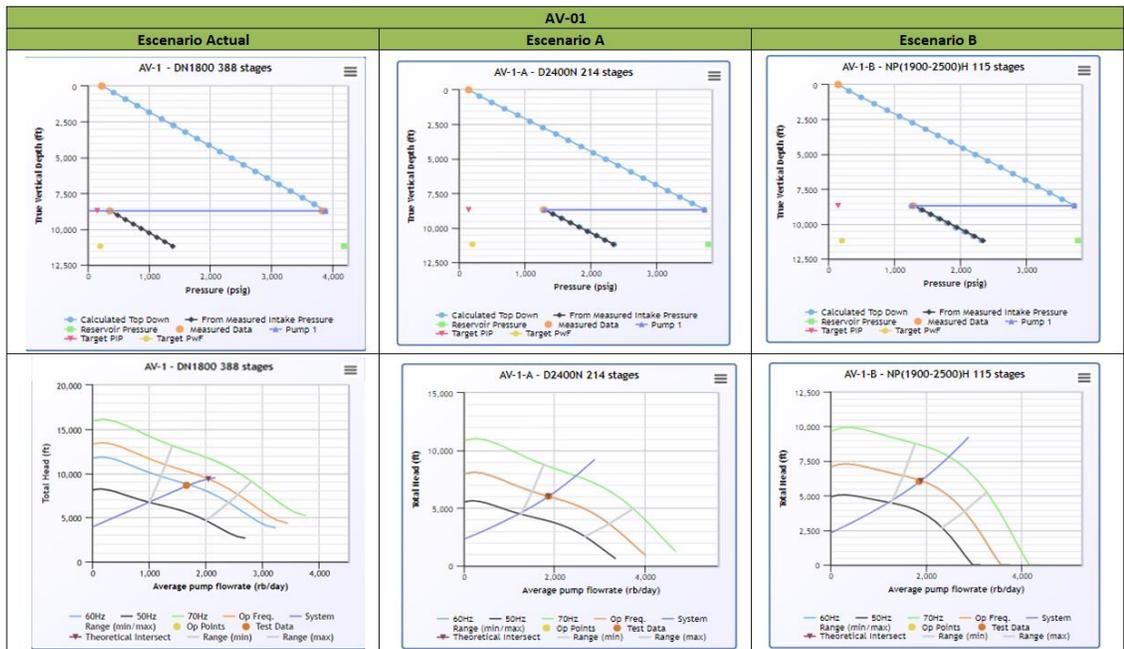


Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pump Chequer.

3.5.6 Análisis comparativo pozo AV-1. Como es posible evidenciar el rendimiento de la bomba DN1800 del pozo AV-01 es relativamente deficiente, trabajando esta con una eficiencia del 39% demuestra que a pesar de estar en rango tiene una degradación del 15.5%, esto se debe a que no siempre los problemas de degradación vienen dados o desligados de un sub/sobredimensionamiento de la bomba instalada y dado a esto, este trabajando en estado de Downthrust o Upthrust, existen bastantes anomalías e irregularidades en los equipos de fondo referentes a excesivas vibraciones causando defectos en los cojinetes de las bombas, estas vibraciones pueden ser causadas por el tipo de flujo de los fluidos a través de estas generando fallas en los cojinetes y problemas en los ejes de la bomba.

De acuerdo a lo anterior, el diseño para plantear en este caso para el pozo AV-01 partió no solo del rango correcto sino de la disminución de esta degradación partir de dar un menor recorrido del fluido a través de la bomba disminuyendo así las etapas, y se buscó el plantear los escenarios con unas bombas que dieran una alta eficiencia al momento de implementarlas pero teniendo en cuenta que generaran un menor consumo a lo largo de su vida productiva, de allí la selección a plantear los escenarios A (D2400 – 214STG) y B (NP (1900-2500)H – 115 STG) que a pesar de pocas etapas estarán proporcionando una eficiencia de 58% para el escenario A y 61% para el escenario B, con un consumo promedio de 140.82HP frente al actual de 160HP por 228 STG.

Tabla 25. Comparación graficas pozo AV-1.

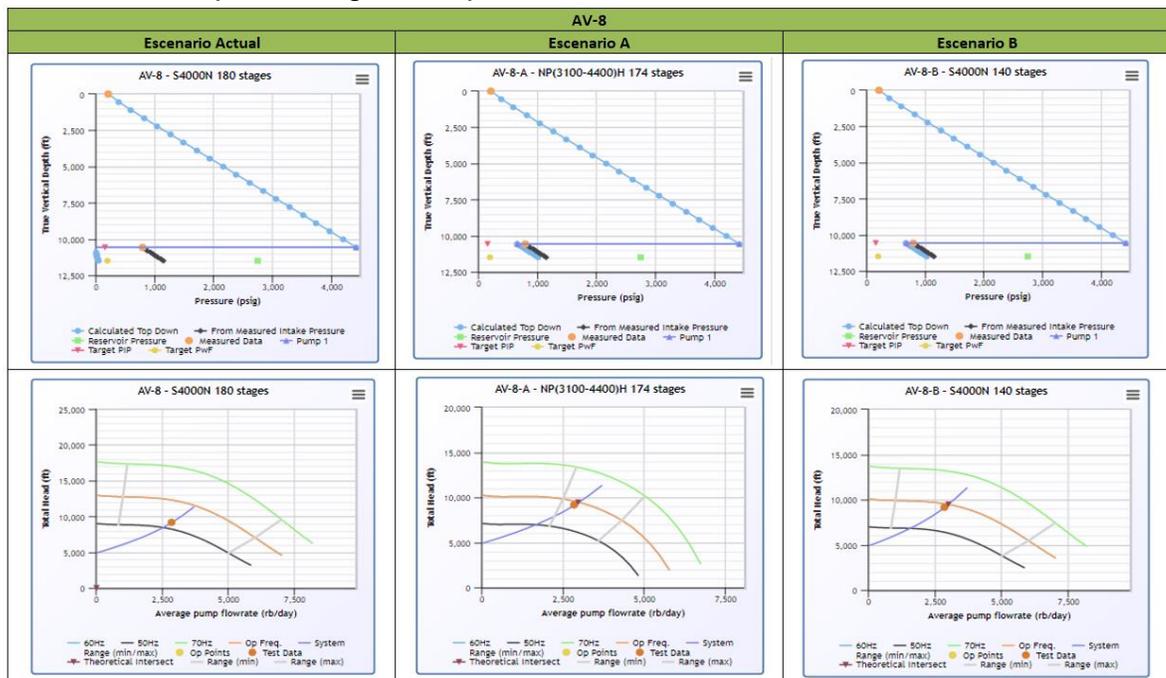


Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pump Chequer.

3.5.7 Análisis comparativo pozo AV-8. En el pozo AV-08 se procede a evaluar su estado actual observando que se encuentra en rango, mostrando una degradación en la bomba S4000N del 21.4% y de igual forma generando una reducción en la diferencia de presiones de la bomba de 21.2%, dando como resultado una disminución en su rendimiento y capacidad productiva con una eficiencia denotada en este caso por un 45% y con una diferencia entre el consumo que está generando con lo que realmente debería estar generando de - 57.4HP.

De lo anterior, conlleva a evaluar daños internos en la bomba ya sea por variaciones internas de flujo tanto en tipo de flujo como la velocidad de este, lo cual ocasiona vibraciones mayores en la bomba y por lo tanto daños en los cojinetes de esta; en relación con los escenarios A y B planteados para este caso, se tiene una degradación promedio entre ambos casos de 3.7% mostrando una reducción en este caso del 17.5%, asegurando así se tendrá un mejor rendimiento en la capacidad del productiva del pozo AV-08 teniendo en cuenta una alineación adecuada de la bomba en el pozo y su conductor para evitar así un desgaste mayor en sus acoples o carga superior en los ejes de esta que pueden ser causantes de degradación en la bomba a instalar a mediano/largo plazo.

Tabla 26. Comparación graficas pozo AV-8.



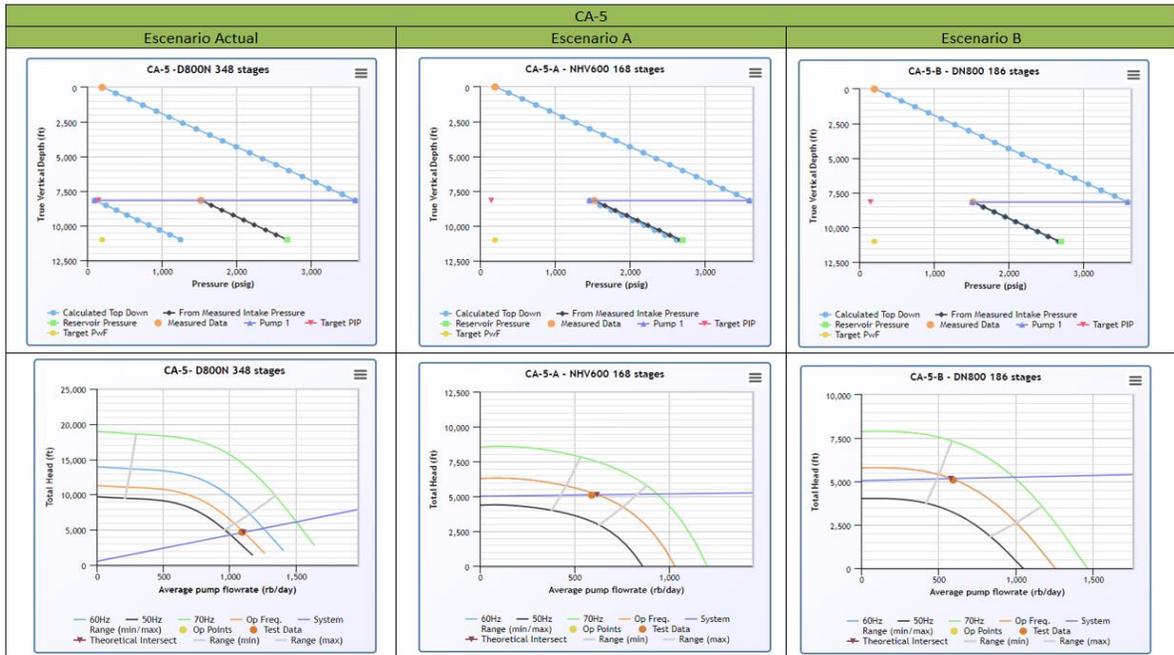
Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pump Chequer.

3.5.8 Análisis comparativo pozo CA-5. En la tabla 28 es posible observar que la bomba del pozo CA-5 se encuentra con un porcentaje de degradación bastante elevado, el cual deteriora constantemente la bomba generando sobre esfuerzo producto de la degradación; mientras que, en los escenarios planteados A y B el porcentaje de degradación es de 3.0% y 0.5% respectivamente, lo que equivale a un sistema balanceado el cual representa las condiciones de presión y caudal del yacimiento.

Por otro lado, la bomba se encuentra actualmente en upthrust; sin embargo; dicha bomba tiene un rango de operación de 400-950 BFD en el cual se encuentra el caudal objetivo del pozo, pero el estado actual del porcentaje de degradación es bastante alto lo que explica el por qué la bomba se encuentra sobrecargada, en contra parte se encuentran los escenarios propuestos donde para ambos escenarios esta en rango, por un lado, la bomba del escenario A tiene un rango óptimo de operación de 454-755 BFD lo que le permite al pozo maniobrar la bomba en caso de ser requerido ya que el pozo actualmente tiene un BSW de 92.8% y según el reporte de avance de control de corrosión (Anexo E), el pozo tiene una tendencia altamente incrustante y solidos inestables. En el escenario B, se decide no cambiar el tipo de bomba instalando una nueva de la misma versión, debido a que esta cumple con el caudal objetivo y la eficiencia requerida, de igual forma dejando un rango de operación de 400-950 BFD el cual permite su maniobrabilidad.

En cuanto a la eficiencia de las bombas, para el caso actual la bomba tiene un 71% de eficiencia debido a que como se mencionó en el análisis anterior esta bomba fue diseñada de forma adecuada para el caudal que maneja actualmente el pozo, mientras que para los escenarios A y B, que fueron diseñados a un caudal objetivo menor (Ilustración 47) de 560.06 BFD donde su eficiencia es de 57% para ambos escenarios, aumentando en la medida que los problemas del pozo sean solucionados y el caudal del mismo aumente. Por otro lado, el consumo energético tuvo una notable mejoría en los escenarios A y B, donde en ambos casos disminuyo un 71.9% para el escenario A y un 72.9% en el escenario B respecto al escenario actual que tiene un consumo de 137.2 HP.

Tabla 27. Comparación graficas pozo CA-5.



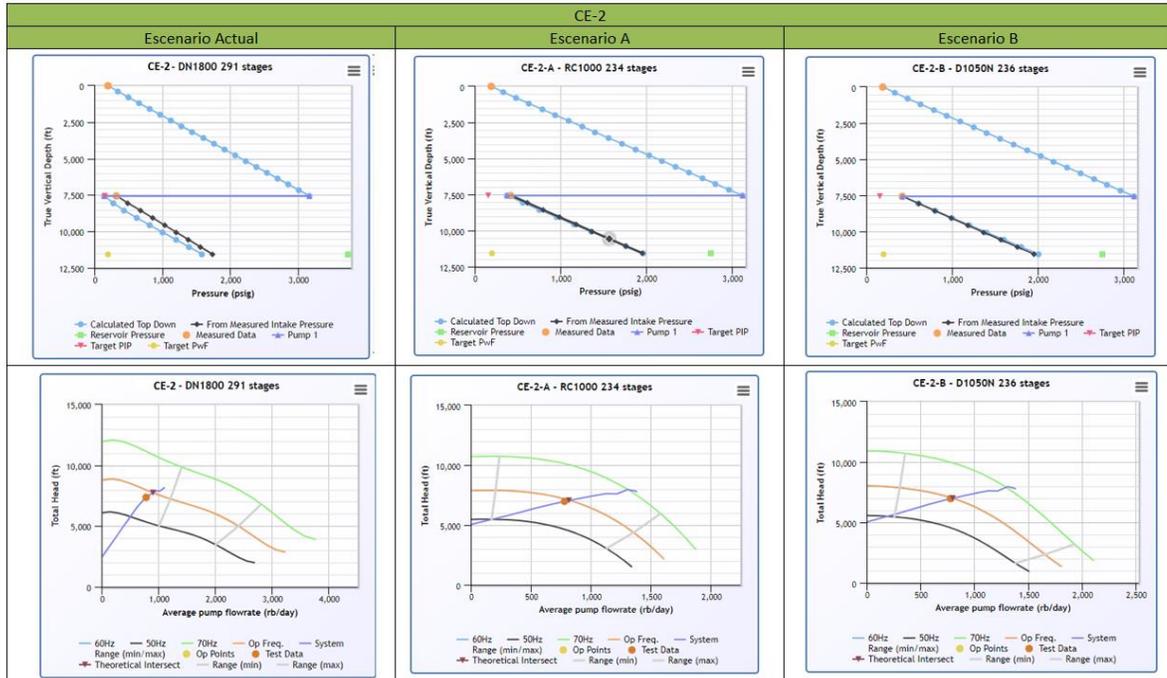
Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pump Chequer.

3.5.9 Análisis comparativo pozo CE-2. Como se puede observar en la tabla 28, el porcentaje de degradación de la bomba actual no es muy elevado con un 6.5%, de igual forma para ambos escenarios planteados sus porcentajes de degradación son bajos con 1.6% para el escenario A y un 0.4 para el escenario B lo que indica que las 3 bombas representan las condiciones de presión del yacimiento, donde para la bomba actual se verá un proceso de desgaste más rápido que en los escenarios planteados. Sin embargo, como se puede observar en la tabla 28 en pozo se encuentra en downthrust debido a que su caudal óptimo de operación se encuentra entre los 1200-2400 BFD subestimando la capacidad de la bomba la cual actualmente trabaja a un caudal de 766.74 BFD, mientras que las bombas de los escenarios A y B se encuentran en rango ya que estas fueron diseñadas a un caudal objetivo de 560.06 el cual es menor al actual (Ilustración 47) de forma que garantice una producción controlada sin acelerar la caída de presión en el yacimiento.

Producto de la subestimación de la bomba, actualmente se encuentra con una eficiencia del 47% mientras que, para los escenarios A y B la eficiencia aumenta hasta 62% y 60% respectivamente dejando un rango adecuado donde la eficiencia puede aumentar en caso de aumentar la producción hasta 1350BFD para el escenario A y 1650 para el escenario B.

Debido a que en este caso la bomba actual se encuentra sobrestimada, se puede observar que hay una reducción en el consumo para los escenarios A y B (Ilustración 45) de 52.3% y 51.9% respectivamente respecto el consumo actual de la bomba de 122.7 HP.

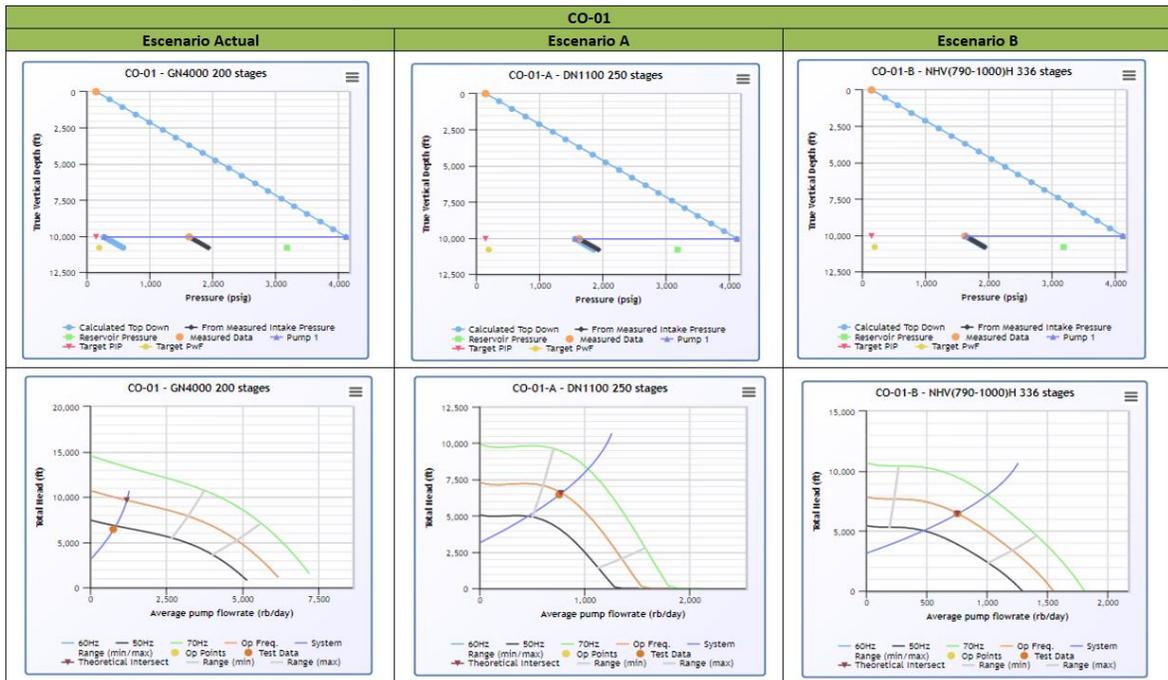
Tabla 28. Comparación graficas pozo CE-2.



Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pump Chequer.

3.5.10 Análisis comparativo pozo CO-1. Al momento de analizar el pozo CO-01 y los principales problemas del porque este estaba presentando deficiencias en su productividad, siendo candidato para apropiarse de igual manera a problemas de diferidas en un futuro, aparece que el estado actual de este es en Downthrust, que aun cuando este tiene un caudal objetivo de 921.515 BFPD se encuentra trabajando con una bomba GN4000 con rango de 3200 y 4800 BFPD, siendo así uno de los principales factores y causal de degradación en la bomba debido a que se al tener una bomba de mayor capacidad instalada será proporcional el degaste que en esta causa al tener que consumir más energía para tratar de alcanzar ese rango óptimo con una capacidad que poco da para ser la ideal para el correcto funcionamiento del equipo trabajando por debajo del rango que requiere este, por lo cual los diseños de los escenarios A y B se basaron en una bomba con un rango óptimo para las necesidades del pozo CO-01, sin descartar una correcta eficiencia a un consumo proporcional a la capacidad productiva de este, en donde para el escenario A se tiene una eficiencia del 52% con un consumo de 75HP y para el escenario B una eficiencia del 70% con un consumo de 47.04HP, que frente al escenario actual de 134.8HP y una eficiencia del 25%, exhibiendo así una gran ventaja entre la exigencia que se le dará al pozo CO-01 con los escenarios planteados garantizando su integridad con un correcto rendimiento.

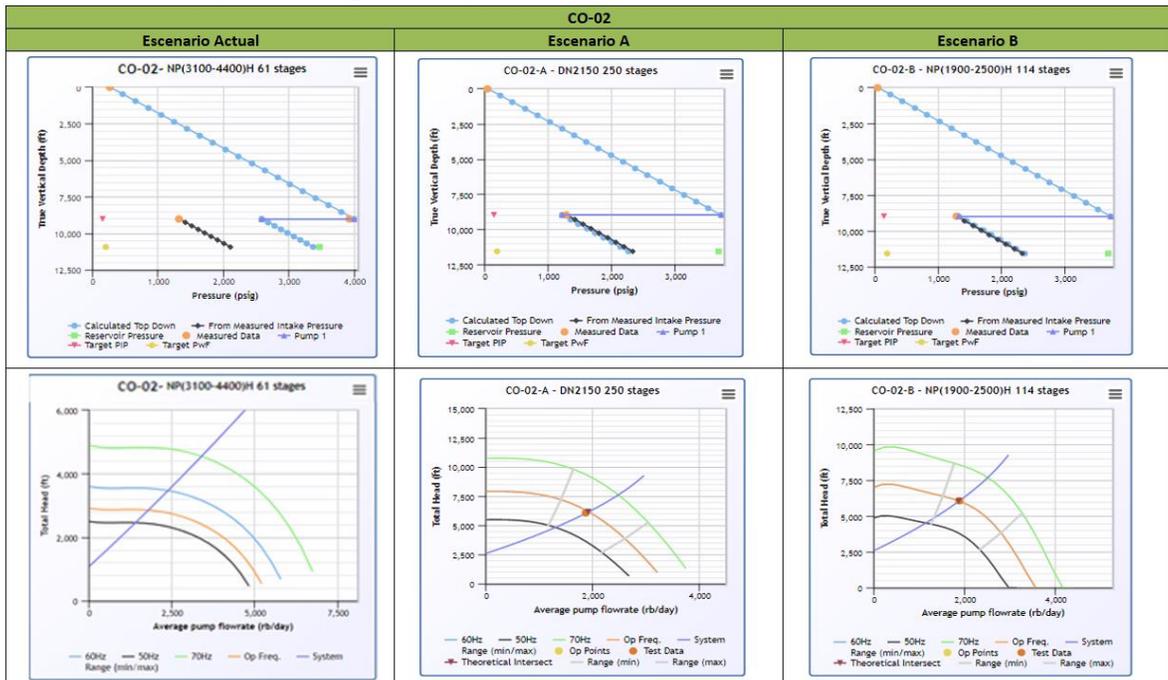
Tabla 29. Comparación graficas pozo CO-01.



Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pump Chequer.

3.5.11 Análisis comparativo pozo CO-2. Actualmente el pozo CO-02 se encuentra en sobredimensionamiento, esto es posible de observar ya que se encuentra trabajando con una bomba NP(3100-440)H la cual tiene un rango de 2490.7-4302.15 BFPD aun cuando su caudal objetivo es de 633.0872 generando así un estado de Uphrust y desligando de tal manera diferentes dificultades operativas y de rendimiento en el pozo CO-02. Esta condición de sobredimensionamiento da lugar a jugar con la integridad del motor del equipo y sus accesorios en donde al dar variabilidad a la frecuencia de operación se ocasionar mayores o menor daños, pero siempre habrá lugar para un desgaste en la vida útil de este y generando mayores costos correspondientes a el consumo de energía mayor del equipo y el mantenimiento constante de este; por consiguiente, los escenarios A y B presentan una eficiencia del 65% frente al actual del 27% y un consumo promedio entre estos de 144.9HP frente al actual que es de 152HP, en donde para los debidos diseños fue de gran relevancia el garantizar la integridad del motor en donde las vibraciones generadas por una mayor demanda de capacidad se redujeran en un total de 3.2% de degradación de la bomba.

Tabla 30. Comparación graficas pozo CO-02.



Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pump Chequer.

3.5.12 Análisis comparativo pozo CO-3. En la tabla 32 se evidencia un porcentaje de degradación en la bomba actual del pozo de 13.1%, mientras que para los escenarios actuales el porcentaje de degradación es de 0.1% y 2% de forma que las bombas de los escenarios A y B tienen un comportamiento más favorable que el actual, evitando futuros desgastes al cumplir con los requerimientos de presión y caudal del pozo.

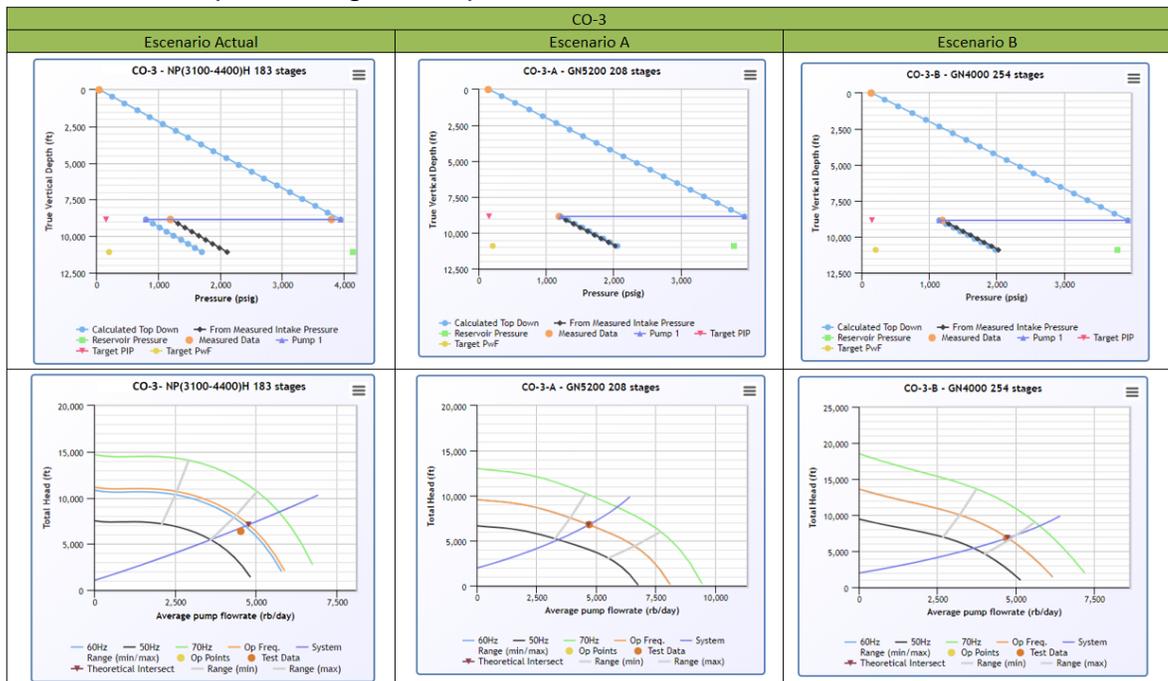
El pozo actualmente se encuentra en estado de upthrust, aumentando la probabilidad de una degradación más elevada en la bomba la cual fue diseñada con un rango óptimo de operación de 2113-3400 BFD y se encuentra operando a 3477.3 BFD generando un sobre esfuerzo en la bomba sin tener posibilidades de aumentar la producción de la misma sin seguir aumentando su degradación y consumo, de lo contrario las bombas de los escenarios A y B tienen un rango óptimo de operación de 3900-6600 BFD y 3200-4800 BFD, diseñadas de tal forma que se acomodaran al caudal objetivo de 4436.4 el cual es mayor al caudal actual (Ilustración 47) aumentando la producción del pozo sin acelerar la caída de presión del yacimiento.

La eficiencia de la bomba actual es del 70%. La cual es mayor a los escenarios planteados donde para el escenario A es de 64% y para el escenario B es de 67%, no obstante, dichos valores pueden aumentar en medida que se aumente la

producción ya que los picos de eficiencia de las bombas se encuentran más altos en la medida que se aumente la producción para ambos escenarios.

Al ser requeridas bombas con una mayor carga de fluidos y presiones, los consumos de los escenarios A y B fueron mayores al consumo actual de la bomba (Ilustración 45), aumentando en un 6.6% para el escenario A y 13.4% para el escenario B respecto al consumo actual de la bomba de 331.6 HP.

Tabla 31. Comparación graficas pozo CO-03.



Fuente: elaboración propia, con base en: Software Pump Chequer.

3.6 ANALISIS FINANCIERO

Finalmente, para el desarrollo del respectivo análisis financiero a los resultados finales obtenidos en el presente proyecto de grado, se realizó a partir del costo de kW/h (\$US) del campo de los Llanos Orientales equivalente a 0.1342 US/HPH y el precio promedio de Brent del año 2019 equivalente a 65.08 US; según lo anterior, para la estimación de la producción futura se realizó un histórico de producción con los días acumulados (Ilustración 56) de modo que permitiera calcular un aproximado de la producción de los pozos en el año 1,2 y 3 donde se realizara el análisis financiero, a partir de una fecha de implementación del 01 de junio de 2020.

Ilustración 56. Histórico de producción acumulada pozos de estudio.



Fuente: elaboración propia, con base en: Oil Field Manager.

Obteniendo como resultado los siguientes costos de acuerdo a los escenarios planteados:

Tabla 32. Ingresos año 1.

INGRESOS	
	1/06/2021
	CRUDO
UNIDADES (BBL)	19.411.292
PRECIO (USD)	\$ 65,08
INGRESOS (USD)	\$ 1.263.286.867

Fuente: elaboración propia.

Tabla 33. Costos de levantamiento por escenario año

COSTO DE LEVANTAMIENTO ESCENARIO A			COSTO DE LEVANTAMIENTO ESCENARIO B		
1/06/2021	CRUDO (bbl)	ENERGIA (HP)	1/06/2021	CRUDO (bbl)	ENERGIA (HP)
UNIDADES	19,411,291.75	2,568.68	UNIDADES (BL)	19,411,291.75	2,859.24
PRECIO (US/bbl)	16.70	1,174.72	PRECIO (USD/bbl)	16.70	1,175.59
PRECIO (USD)	\$ 324,168,572	\$ 3,017,469	PRECIO (USD)	\$ 324,168,572	\$ 3,361,300
COSTOS (USD)	\$	327,186,042	COSTOS (USD)	\$	327,529,872

Fuente: elaboración propia.

Tabla 34. Evaluación VPN-TIR escenarios planteados.

ESCENARIO A				
	1/06/2020	1/06/2021	1/06/2022	1/06/2023
Ingresos por venta		\$ 1,263,286,867	\$ 1,222,865,280	\$ 1,187,042,282
Costos de operación/producción		\$ 327,186,042	\$ 316,813,569	\$ 307,621,128
Utilidad bruta		\$ 936,100,825	\$ 906,051,711	\$ 879,421,154
Utilidad antes de impuestos		\$ 936,100,825	\$ 906,051,711	\$ 879,421,154
Regalías(8%)		\$ 74,888,066	\$ 72,484,137	\$ 70,353,692
Utilidad despues de impuestos		\$ 861,212,759	\$ 833,567,574	\$ 809,067,461
Inversiones	\$-70,340,000.00			
Flujo de caja neto	\$-70,340,000.00	\$ 790,872,759	\$ 833,567,574	\$ 809,067,461
CÁLCULO INDICADOR				
VPN (USD)	\$ 1,457,721,601.77			
TIR (%)	1128%			
ESCENARIO B				
	1/06/2020	1/06/2021	1/06/2022	1/06/2023
Ingresos por venta		\$ 1,263,286,867	\$ 1,222,865,280	\$ 1,187,042,282
Costos de operación/producción		\$ 327,529,872	\$ 317,157,399	\$ 307,964,958
Utilidad bruta		\$ 935,756,995	\$ 905,707,881	\$ 879,077,323
Utilidad antes de impuestos		\$ 935,756,995	\$ 905,707,881	\$ 879,077,323
Regalías(8%)		\$ 74,860,560	\$ 72,456,630	\$ 70,326,186
Utilidad despues de impuestos		\$ 860,896,435	\$ 833,251,250	\$ 808,751,138
Inversiones	\$-70,340,000.00			
Flujo de caja neto	\$-70,340,000.00	\$ 790,556,435	\$ 833,251,250	\$ 808,751,138
CÁLCULO INDICADOR				
VPN (USD)	\$ 1,457,124,493.87			
TIR (%)	1128%			

Fuente: elaboración propia.

De acuerdo a lo observado en el capítulo anterior, en el cual se evidencio una disminución en la energía requerida por los pozos seleccionados, siendo esta directamente proporcional a los costos energéticos que el en el campo se puedan generar, notando esto en la tabla 34 y 35 que la única diferencia entre ambos escenarios es el costo de la energía, donde la diferencia es de 316.324 \$US para el primer año.

Para el año 1, el flujo de caja neto se mantuvo positivo, indicando que la inversión realizada de 70'340.000 \$US para la instalación de las bombas propuestas en el escenario A o B fue recuperada durante el primer año, específicamente en el primer mes de implementación del proyecto.

Para ambos escenarios el valor presente neto (VPN) es superior a 0 con valores de 1.457'721.601 \$US para el escenario A y 1.457'124.493 para el escenario B, por lo que el proyecto al ser positivo muestra un incremento respecto al monto del valor invertido por la compañía y es conveniente realizar su implementación.

Por otra parte, al momento de evaluar la tasa interna de retorno (TIR), en los escenarios A y B es de 1128% para ambos casos, dicho valor afirmaría la rentabilidad de los flujos generados en el momento de la implementación del

proyecto y a futuro beneficiando los ingresos de la compañía en los próximos 3 años en los cuales están evaluados los diferentes escenarios planteados en el proyecto, sin embargo, este valor se encuentra sobrestimado para la evaluación financiera de dicho proyecto, siendo un indicativo financiero poco fiable a la hora de evaluar la implementación de alguno de los escenarios planteados. Este comportamiento sobrevalorado se debe a los altos flujos de caja presentados para ambos escenarios durante los 3 años de implementación del proyecto.

4. CONCLUSIONES

De acuerdo a los resultados obtenidos en los rediseños planteados y presentados a la compañía para cada uno de los pozos de estudio seleccionados para el desarrollo del presente proyecto y por consiguiente los análisis respectivos a cada uno de estos, es posible concluir que:

- Del total de la muestra de 40 pozos del campo de los llanos orientales, el 37.5% de la muestra seleccionada se encontró presentando problemas de dimensionamiento en su sistema actual instalado, ocasionando una disminución en la rentabilidad de la capacidad productiva y vida útil de los equipos de fondo de cada uno de los pozos.
- Del 37.5% el 15% equivale a bombas que se encuentran actualmente sobredimensionadas generando un consumo aproximado de 1.023,76 HP/h adicionales, debido a que las bombas instaladas en los pozos tienen un mayor rango de capacidad disponible de la que el pozo puede aportar.
- El 22.5% de las bombas se encuentran subdimensionadas, causando un consumo adicional de energía de aproximadamente 186.16 HP/h debido a que al tener un subdimensionamiento se requerirá de más energía para suplir la capacidad productiva real que el pozo puede aportar.
- A partir del análisis nodal realizado para cada uno de los pozos seleccionados por medio del simulador Pipesim, fue posible determinar las variables de impacto a la hora de realizar el correcto diseño del sistema de levantamiento artificial ESP como lo son el dimensionamiento de la bomba, frecuencia de la bomba, tamaño de la tubería (el cual no está sujeto a cambios ya que es parte del completamiento del pozo), viscosidad y densidad del fluido a producir, tipo y velocidad de flujo, pérdidas de presión durante la producción (drawdown), índice de productividad del pozo y la relación agua-petróleo (BSW) del pozo.
- En el criterio de diseño de las compañías al momento de evaluar la adición de accesorios como el separador de gas (intake) es irrelevante el porcentaje de gas libre presente en los pozos, puesto que en el desarrollo de los escenarios A y B planteados en el presente proyecto fue posible observar que uno de los doce casos estudiados (los cuales actualmente tienen separador) requiere la instalación de dicho accesorio adicional, debido a que el porcentaje de gas libre para el pozo AV-1 es de 10.92% sobrepasando el 10% estipulado por la compañía, generando así consumos de energía y costos adicionales.
- El número de etapas instaladas en el equipo tiene estrecha relación con el porcentaje de degradación de las bombas puesto que a mayor número de etapas se incrementa la posibilidad de problemas generando desgaste al interior del

sistema de fondo, para las bombas seleccionadas del presente proyecto el porcentaje de degradación de la bomba aumento un 2.05% por cada 5 etapas adicionales, siendo ese el principal detonante de una eventual falla en el sistema de levantamiento artificial ESP.

- Se generó una reducción en el porcentaje de degradación de las bombas para los escenarios A y B respecto al escenario actual para todos los casos, indicando que las bombas seleccionadas en el rediseño representan las condiciones de presión y capacidad del yacimiento. en adición a ello, las bombas fueron diseñadas de tal forma que para el caudal objetivo se encontraran en rango y se les permitiera eventualmente subir o bajar su capacidad sin afectar la integridad de la misma de ser requerido por la empresa.
- Para los escenarios planteados fue posible obtener un aumento en la producción de petróleo (6443.79 BPD) según el caudal objetivo para el cual fueron diseñadas las bombas en un 19.6%, el cual fue hallado de tal forma que asegure el correcto gerenciamiento de los pozos sin acelerar su caída de presión (depletamiento). Sin embargo, este comportamiento no fue visible en todos los casos, específicamente para los pozos AR-5, AR-7, CA-5 y CE-2 donde se tuvieron que dar reducciones de producción de 1.6%, 4.2%, 27% y 22% respectivamente, controlando la irrupción de agua en los pozos los cuales tienen una tendencia altamente incrustante.
- Según los escenarios planteados, inicialmente no se evaluaba la posibilidad de reducir los consumos energéticos; sin embargo, para ambos escenarios se obtuvo una reducción del consumo energético del 21.06% para el escenario A y 12.13% para el escenario B, en donde específicamente en comparación con el consumo total generado para el escenario A disminuyo 685.22 HP/h y para el escenario B disminuyo 394.76HP/h.
- La proyección realizada a 3 años para el desarrollo del proyecto obtuvo un VPN de 1.457'721.601 para el escenario A y 1.457'124.493 para el escenario B maximizando la inversión realizada por la compañía. La inversión realizada se recuperará el primer año, específicamente en el primer mes, siendo esto un indicativo de un proyecto viable para la implementación en la compañía Frontera Energy Corp.
- El indicativo TIR del proyecto para ambos escenarios es de 1128% el cual no permite evaluar financieramente el proyecto por medio de este indicativo financiero, debido a que se encuentra sobrestimado por los altos flujos de caja que el proyecto requiere.

5. RECOMENDACIONES

Para el presente proyecto **“OPTIMIZACIÓN DEL DISEÑO DE LAS BOMBAS ASOCIADAS A SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ESP PARA DISMINUCIÓN DE DIFERIDAS DE PRODUCCIÓN EN UN CAMPO DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES”** si la compañía FRONTERA ENERGY Corp. desea continuar con el desarrollo de este o su aplicación a mediano / largo plazo en cada uno de los pozos de estudio y otros externos a los de caso de estudio, se debe tener en cuenta que:

- Un correcto diseño debe basarse en presiones de entrada de fluido a la bomba (PIP) menores a 200 psi para garantizar un buen diseño del sistema a instalar.
- Antes de dar inicio a un diseño de sistema de levantamiento artificial, se debe evaluar el área efectiva de flujo, la cuál debe ser medida entre la diferencia del ID del casing y el OD del sensor.
- Al momento de determinar la bomba a instalar y definir si se le adicionarán accesorios como el Intake, se deben sumar de igual manera costos adicionales; sin embargo, con el fin de disminuir o mantener lo más estables estos costos, se aconseja situar el intake lo más lejos de los perforados con el fin de gastar así menos cable, asegurando el correcto funcionamiento de este ante la presencia de gas en el pozo.
- Se recomienda realizar un estudio detallado de la interacción que hay entre los pozos en cuanto a la variabilidad de la frecuencia, ya que dicho parámetro enlaza la comunicación entre los pozos afectando indirectamente su desempeño.
- Se recomienda tener en cuenta el parámetro de sumergencia de la bomba a partir de la implementación de un estudio detallado de como este parámetro afecta en la tasa de flujo del pozo y como poder ajustarlo de ser necesario.
- En caso de ser implementado el proyecto se recomienda no aumentar los caudales objetivos de producción a menos que se le preste la debida atención y solución a los problemas presentes actualmente en cada uno de estos pozos, de forma que no se acelere la caída de presión del yacimiento.
- En caso de ser implementado el proyecto, se aconseja a Frontera Energy Corp. poner en funcionamiento las bombas rediseñadas en el escenario A debido a que este escenario presenta un promedio de eficiencia del 63% el cual es mayor al 62% propuesto del escenario B, genera menores costos energéticos por el consumo de las bombas con una diferencia de 290.46HP/h los cuales se traducen en un ahorro de 316.324 \$US anuales.

- Se recomienda realizar mantenimientos predictivos en fechas específicas, ya sea mensual, bimestral o trimestral con el fin de llevar un monitoreo constante del comportamiento actual de la bomba mitigando las fallas internas del equipo y por ende disminuyendo la degradación en la bomba, lo cual se traducirá en la reducción en diferidas por problemas de equipos en fondo.

BIBLIOGRAFÍA

- AGUILAR GONZALEZ, Hernesto. *Construcción de curvas IPR vs VLP. Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México. 2018.*
- ARNOLD, Ken. *Surface Production Operations. Houston: Gulf Publishing Company, 1999. 569 p.*
- BROWN, Kermit. *THE TECHNOLOGY OF ARTIFICIAL LIFT METHODS. Tulsa: The University of Tulsa, 1984. 447 p.*
- EATON, A. *On the Performance Degradation of Centrifugal Pumps. University of Guelph. [en línea]. Guelph: 2018. [Consultado 3, marzo, 2020]. Disponible en: https://avestia.com/FFHMT2018_Proceedings/files/paper/FFHMT_158.pdf*
- GREENE, Casada. *Detection of Pump Degradation. Oak Ridge: Oak Ridge National Laboratory, 1995. 92 p.*
- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN. *Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C. El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153 p.*
- JARAMILLO, JUAN SEBASTIÁN. *Estudio del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible del campo Parahuacu para incrementar la producción. [en línea]. Tesis de grado Ecuador. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería. 2011 [Consultado 7, septiembre, 2019]. Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4209>.*
- MARCHEGANI, ARIEL R. *Bombas centrifugas, laboratorio de máquinas hidráulicas, Universidad Nacional Del Comahue, Argentina: 2004.*
- MOHANNAD, Abdelaziz. *ESP Data Analytics: Predicting Failures for Improved Production Performance. [en línea]. Abu Dhabi: 2017. [Consultado 28, agosto 2019]. Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-188513-MS>*
- ROHMAN, A.F. *Redesign of Single String Packerless ESP-Gas Lift Hybrid. [en línea]. Bali: 2015. [Consultado 28, agosto 2019]. Disponible en: https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-176291-MS?sort=&start=0&q=Redesign+of+a+Single+String+Packerless+ESP-Gas+Lift+Hybrid.+&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=10#*

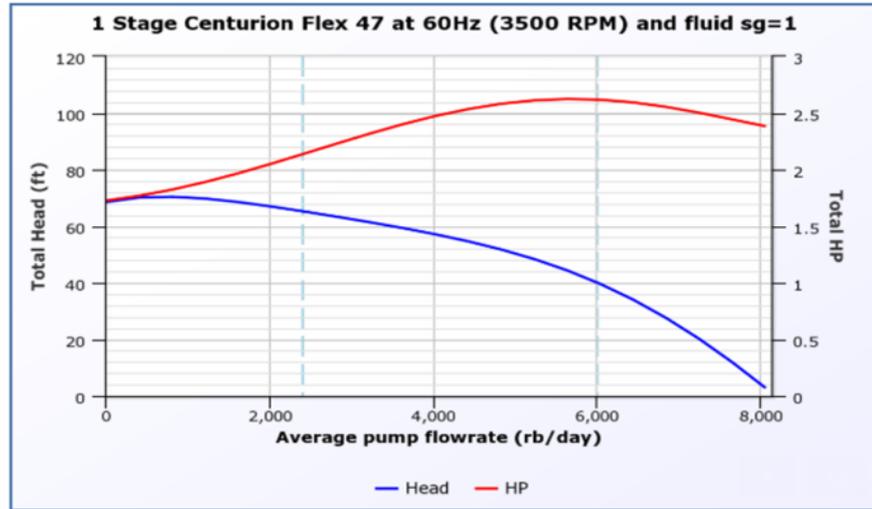
- SHASHIKANT, Neeraj. *Failure to Produce: An Investigation of Deficiencies in Production Attainment*. [en línea]. Denver: 2011. [Consultado 29, agosto 2019]. Disponible en: https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-145437-MS?sort=&start=0&q=Failure+to+Produce%3A+An+Investigation+of+Deficiencies+in+Production+Attainment&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#
- ZHU, Haiwen. Experimental Study of Sand Erosion in Multistage Electrical Submersible Pump ESP: Performance Degradation, Wear and Vibration. International Petroleum technology Conference. [en línea]. Tulsa: 2019. [Consultado 7, marzo, 2020]. Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/IPTC-19264-MS>

ANEXOS

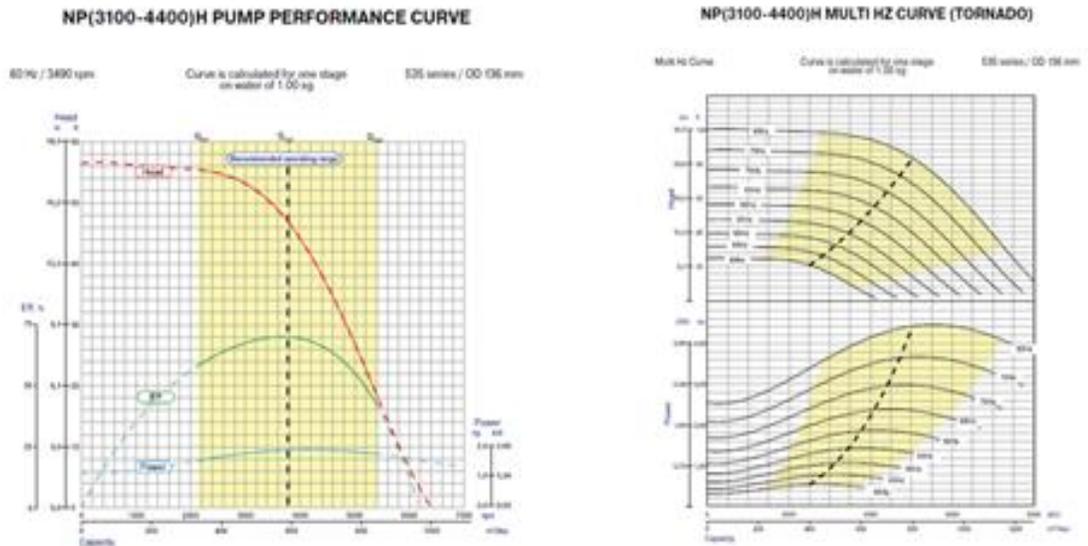
Anexo A

CURVAS DE EFICIENCIA Y RANGO (BOMBAS ACTUALES POZOS SELECCIONADOS)

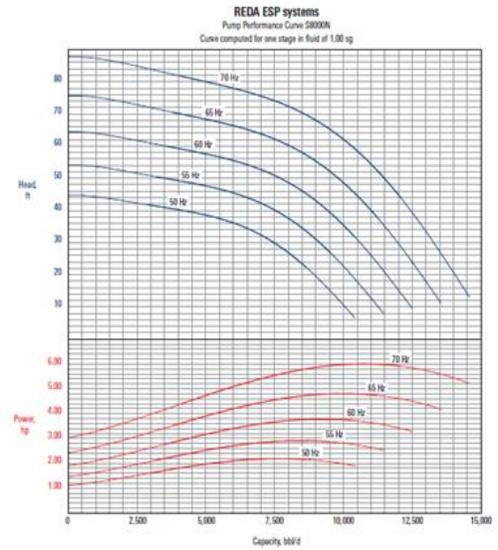
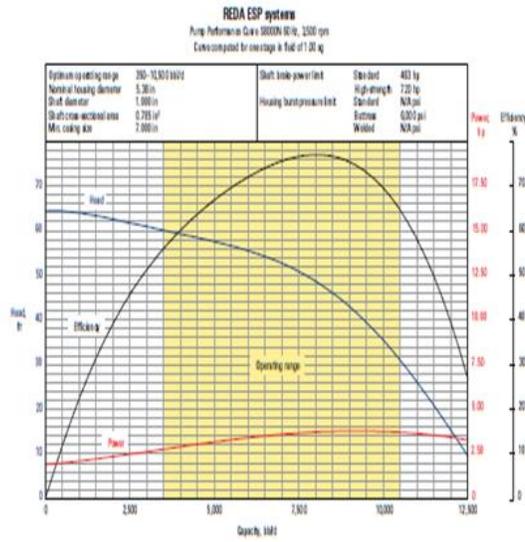
AL-3



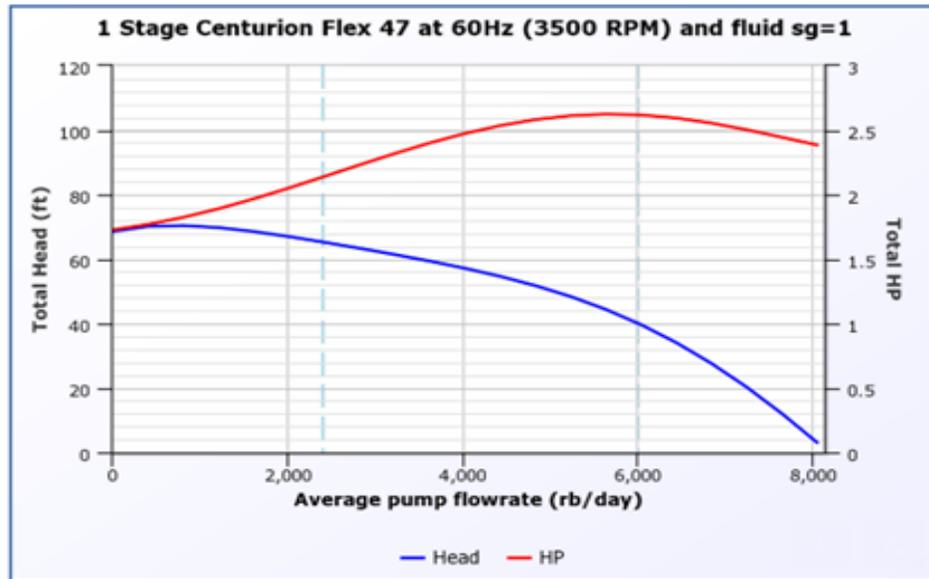
AL-4



AR-3

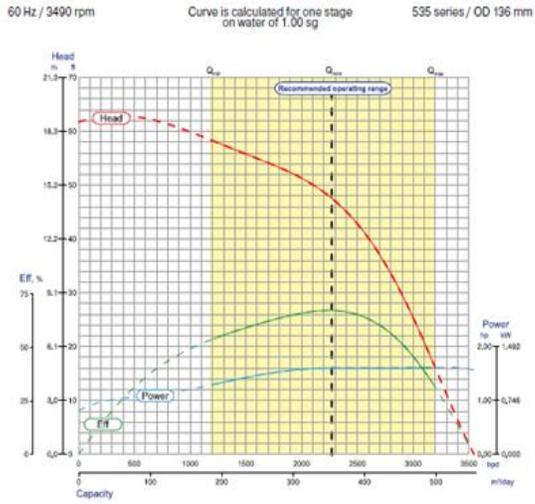


AR-5

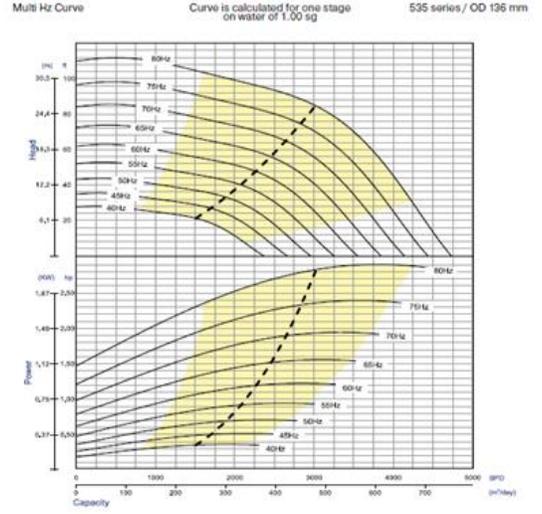


AR-7

NP(1900-2500)H PUMP PERFORMANCE CURVE



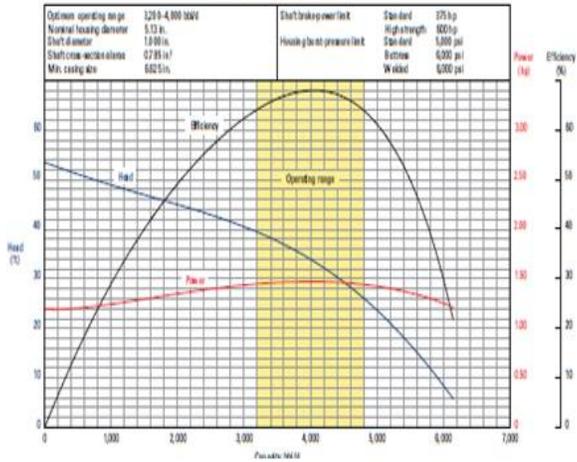
NP(1900-2500)H MULTI HZ CURVE (TORNADO)



AV-1

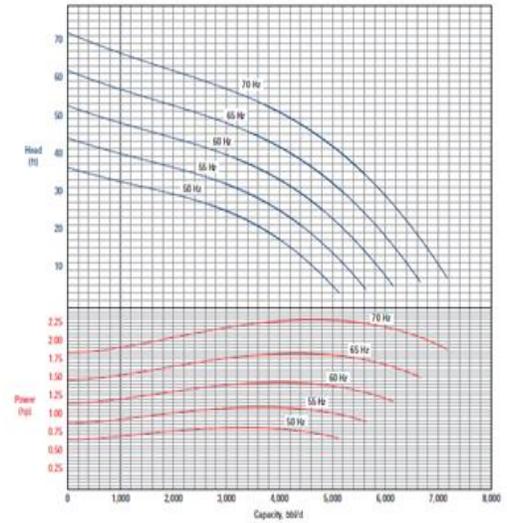
REDA ESP systems

Pump Performance Curve (N/A) 3,000 rpm
Curve computed for one stage in fluid of 1.00 sg

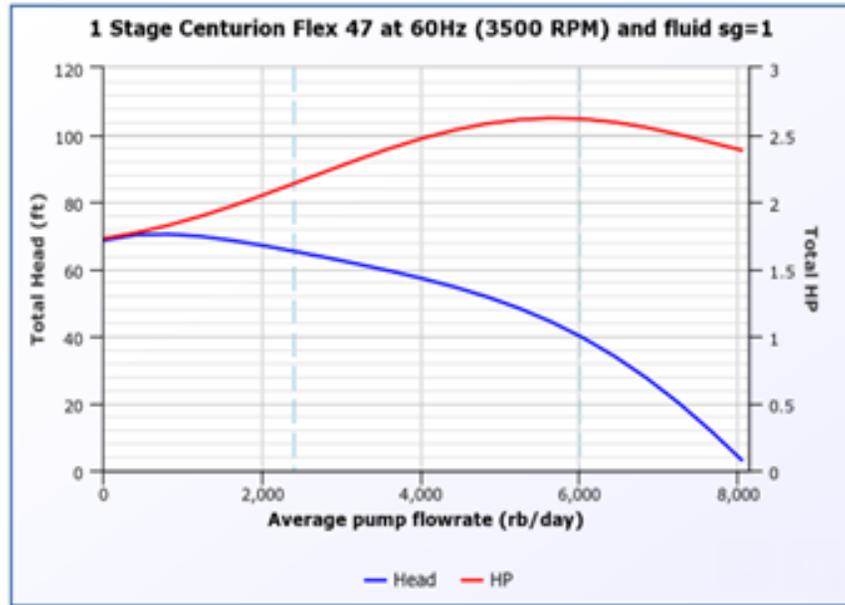


REDA ESP systems

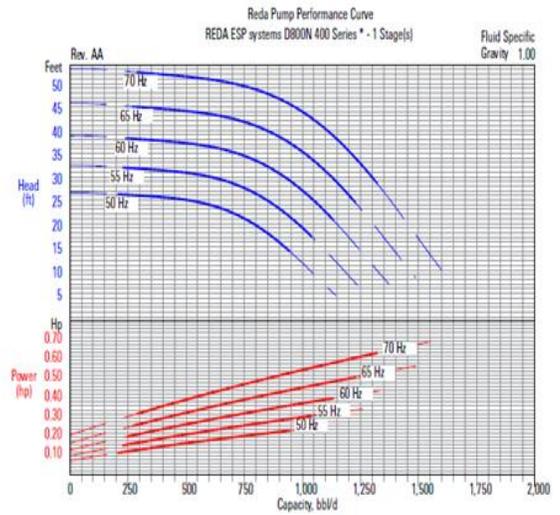
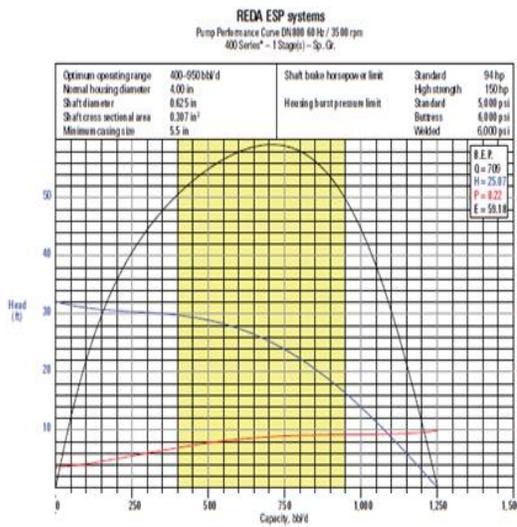
Pump Performance Curve (N/A) 3,000 rpm
Curve computed for one stage in fluid of 1.00 sg



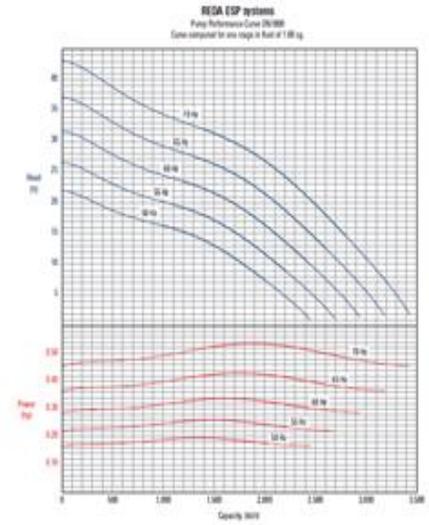
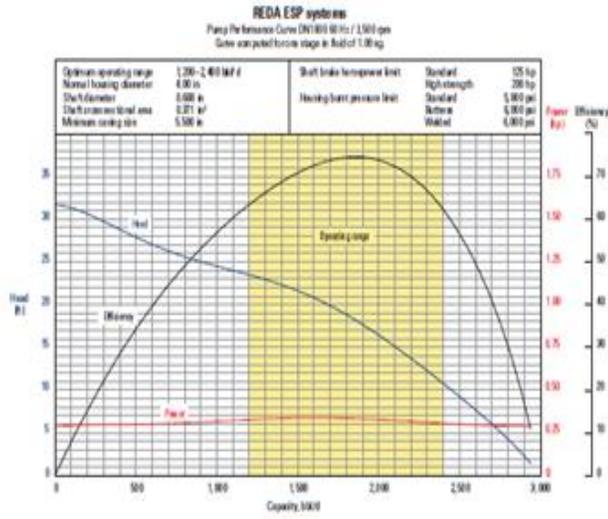
AV-8



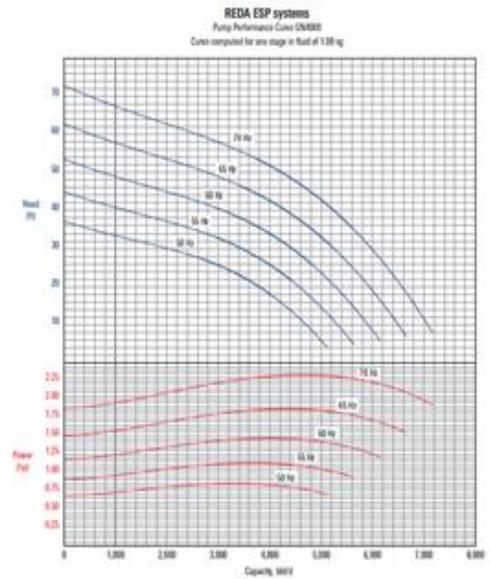
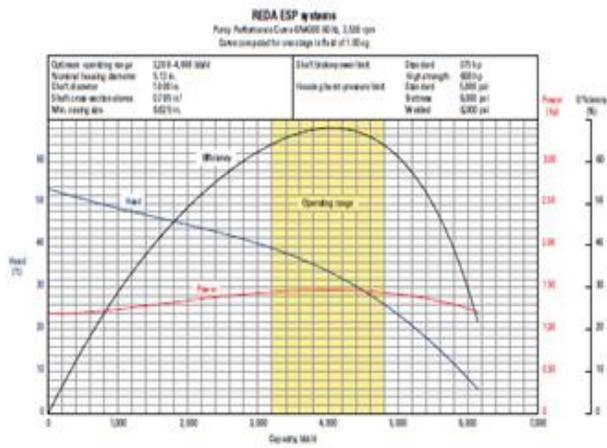
CA-5



CE-2

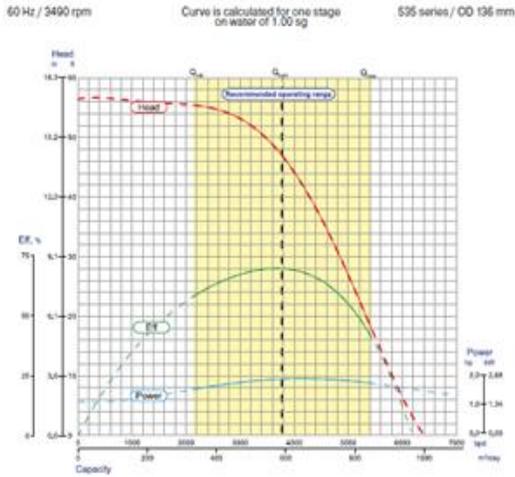


CO-1

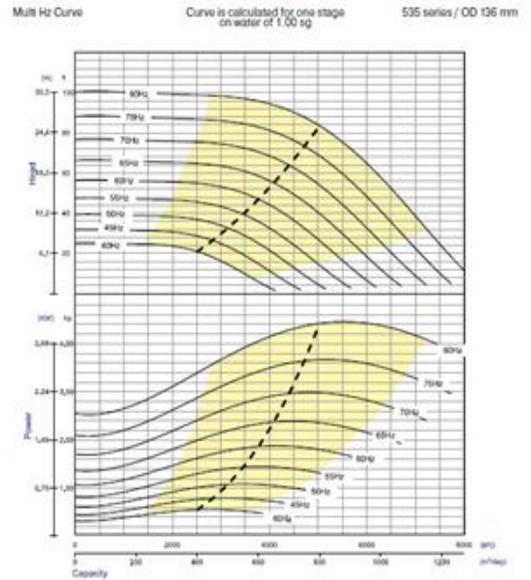


CO-2

NP(3100-4400)H PUMP PERFORMANCE CURVE

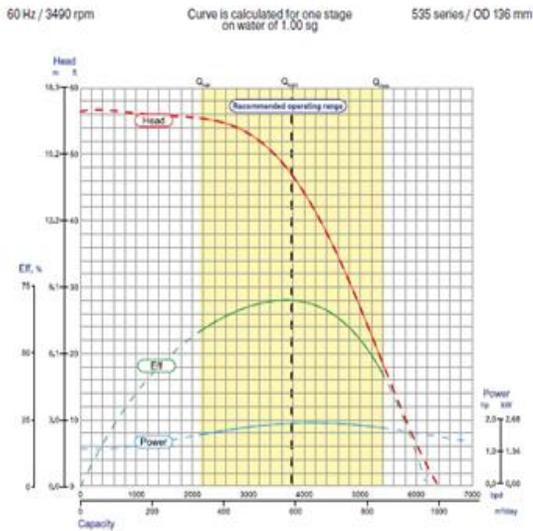


NP(3100-4400)H MULTI HZ CURVE (TORNADO)

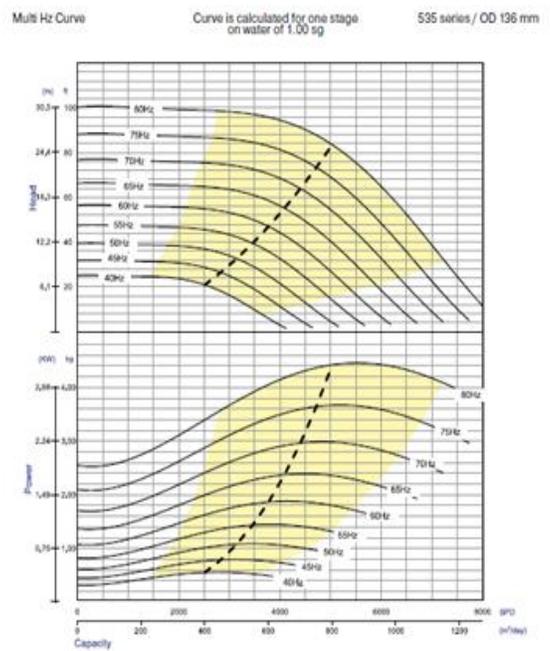


CO-3

NP(3100-4400)H PUMP PERFORMANCE CURVE



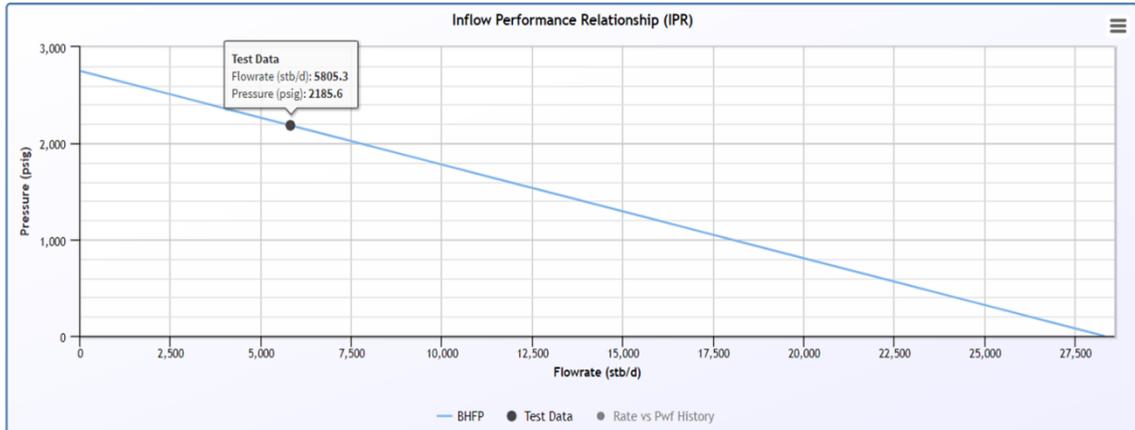
NP(3100-4400)H MULTI HZ CURVE (TORNADO)



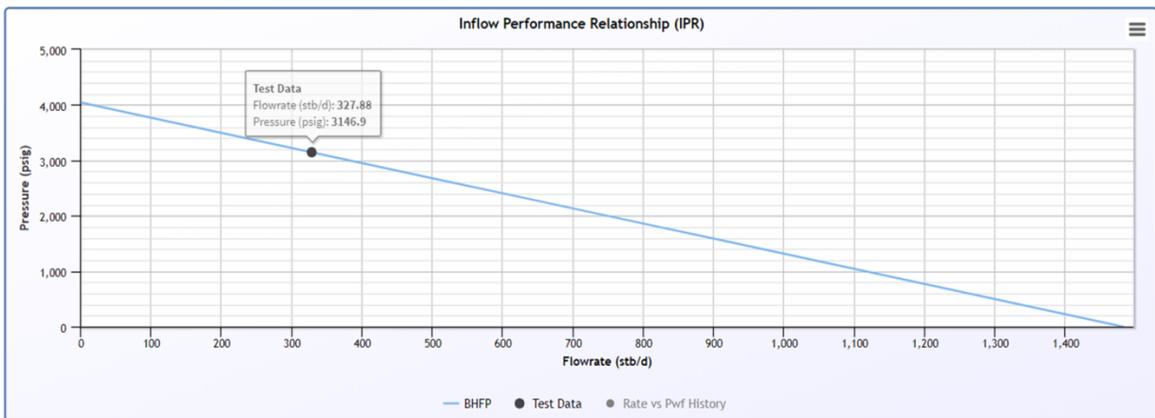
ANEXO B.

IPR (PUMP CHEQUER) POZOS SELECCIONADOS – CAUDAL OBJETIVO.

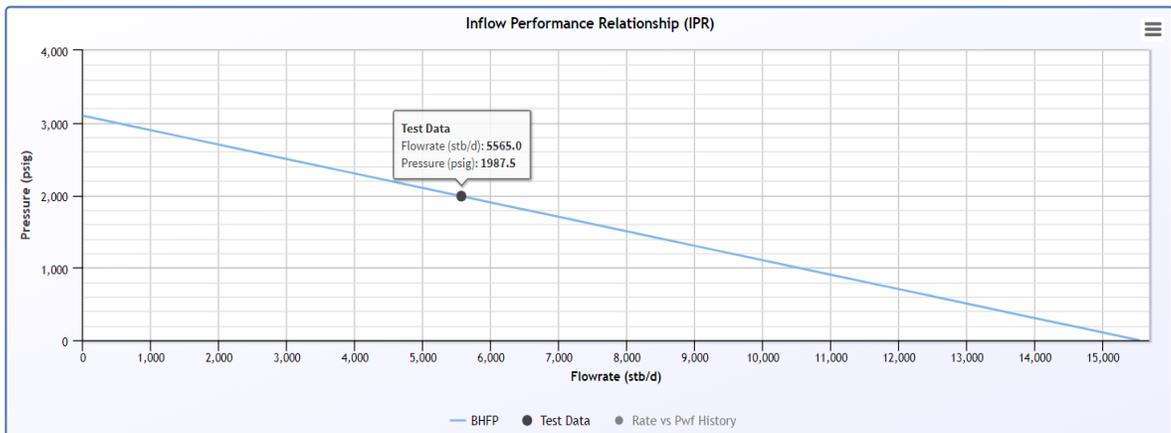
AL-3



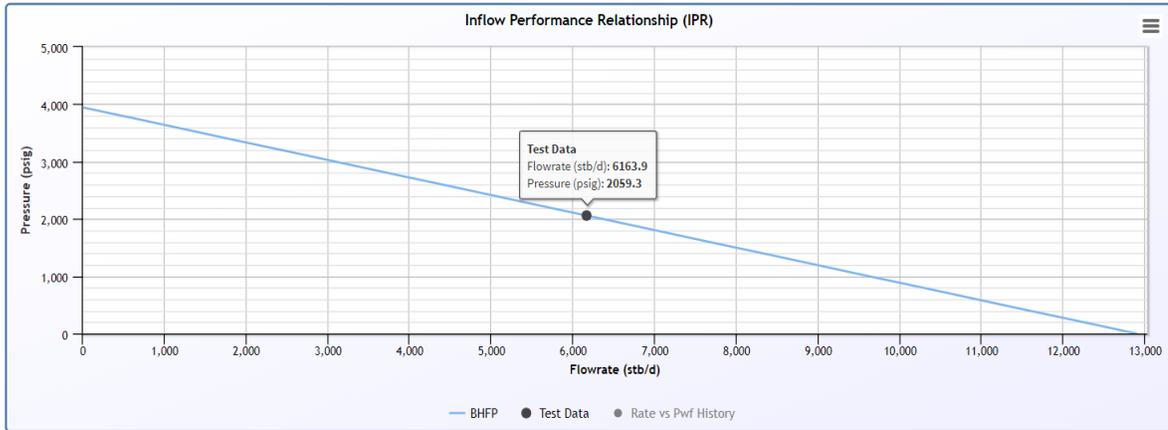
AL-4



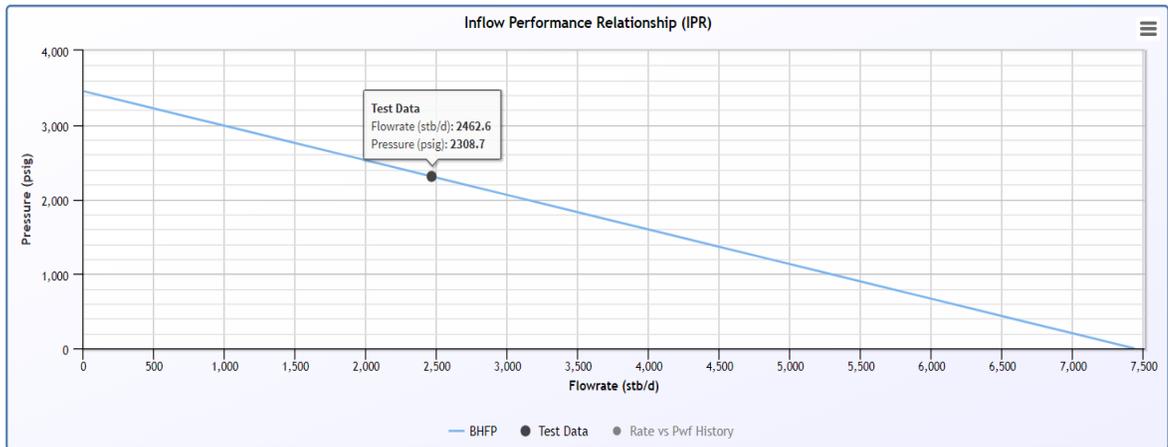
AR-3



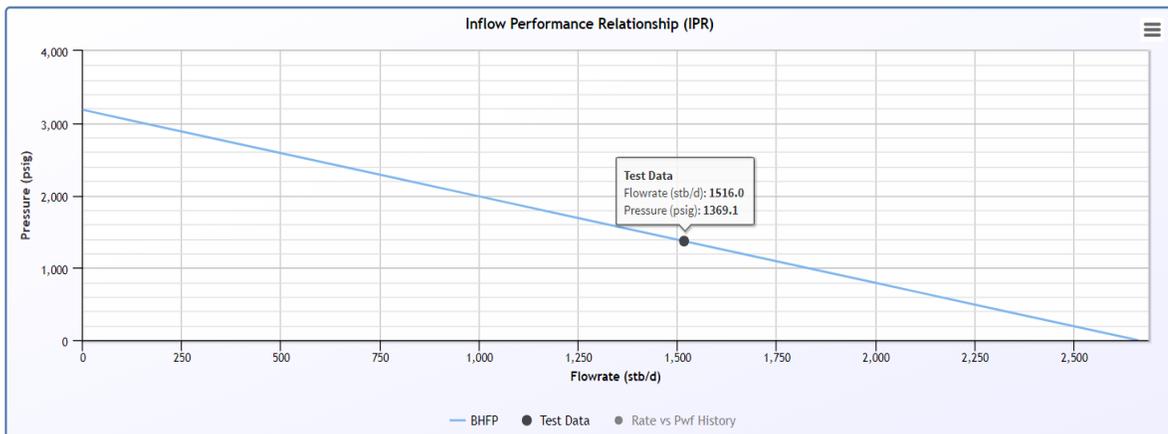
AR-5



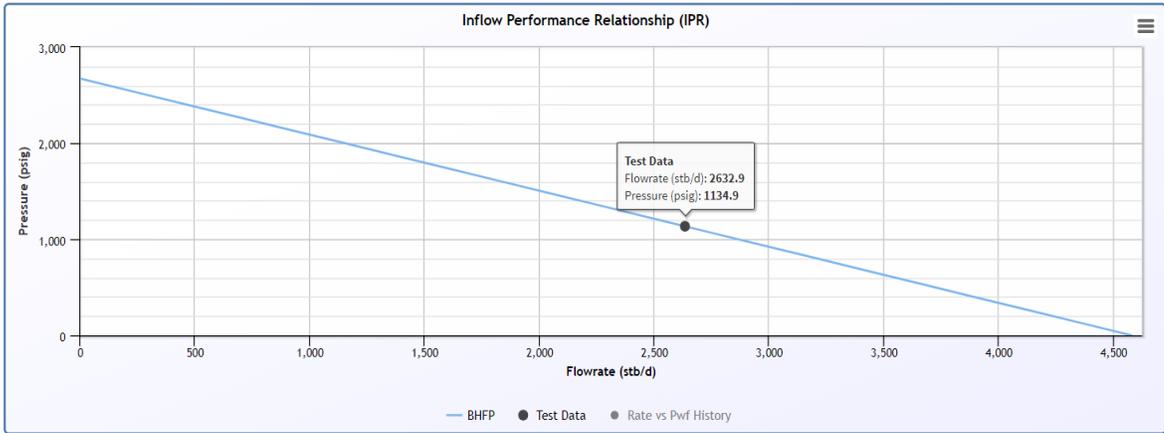
AR-7



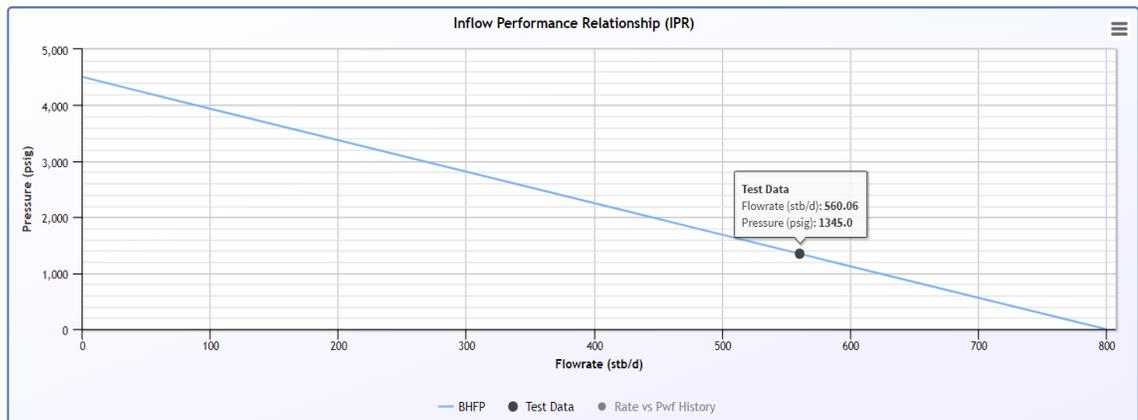
AV-1



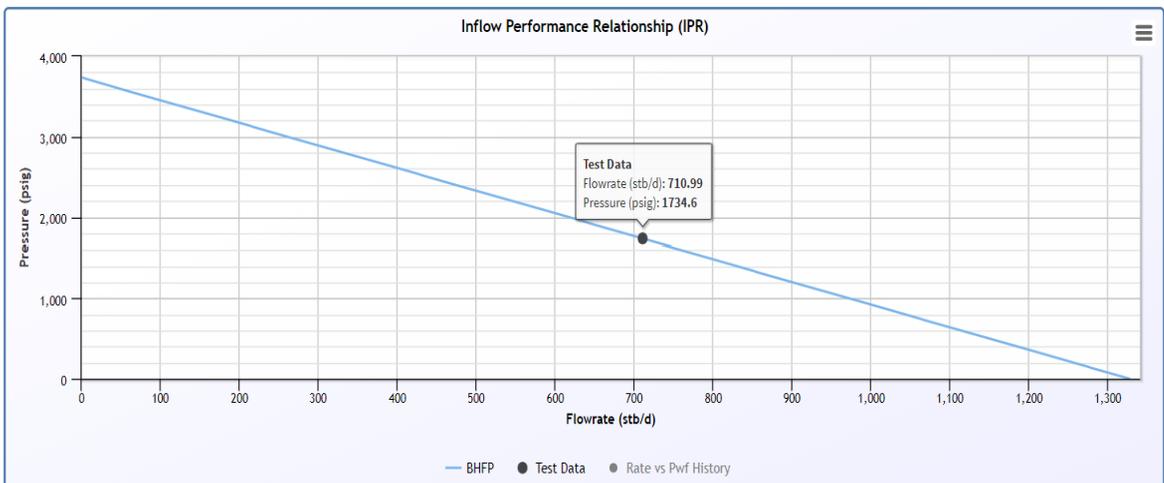
AV-8



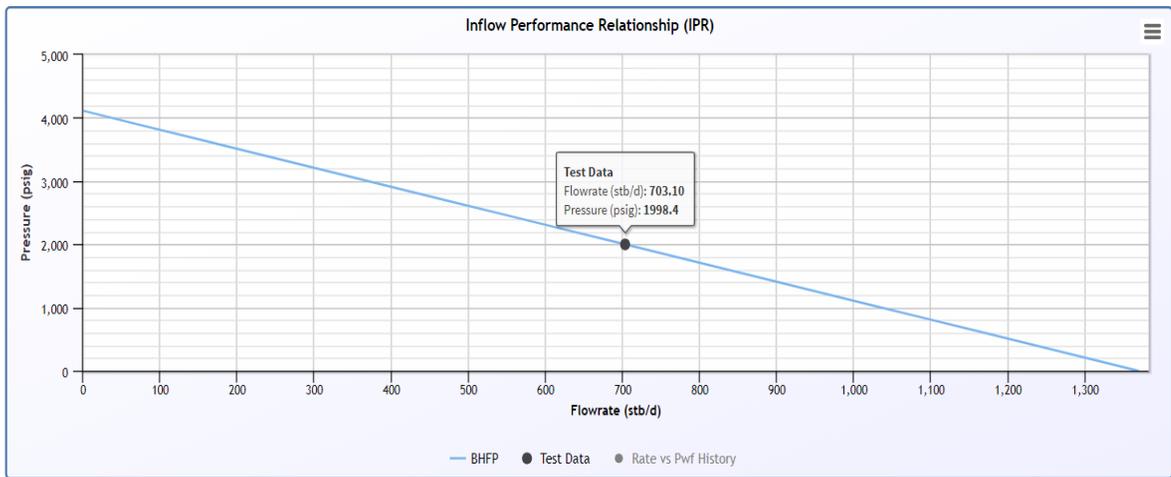
CA-5



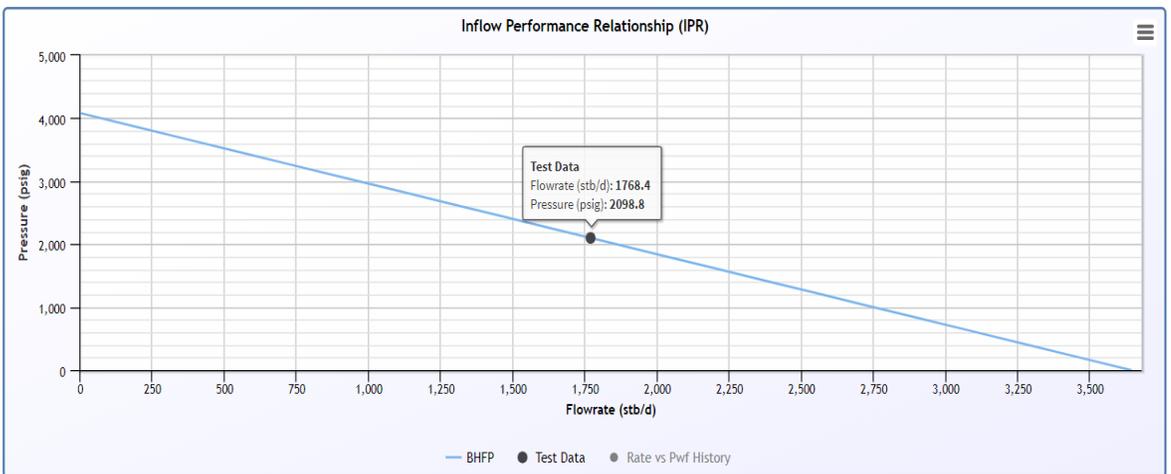
CE-2



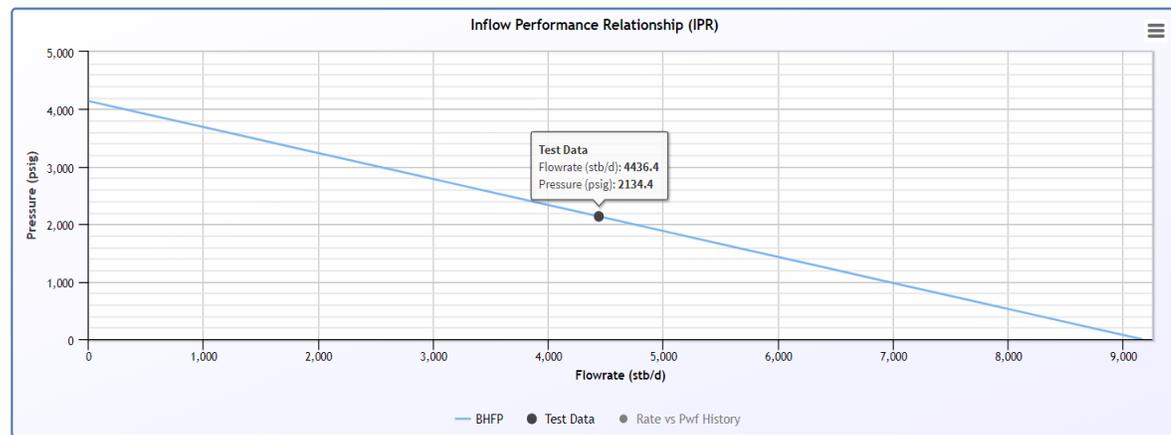
CO-1



CO-2



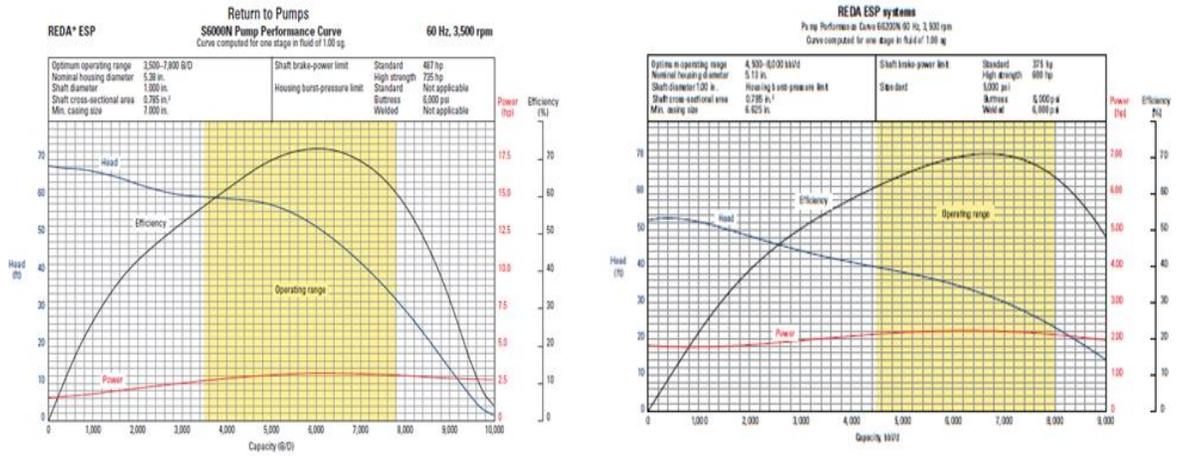
CO-3



ANEXO C

CURVAS DE EFICIENCIA Y RANGO DE BOMBAS ESCENARIOS PLANTEADOS POZOS SELECCIONADOS.

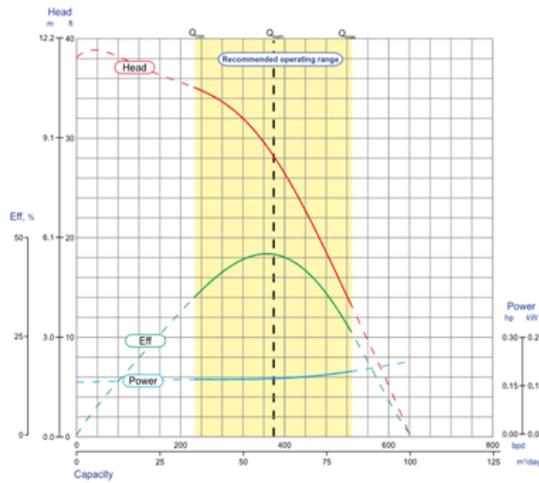
AL-3



AL-4

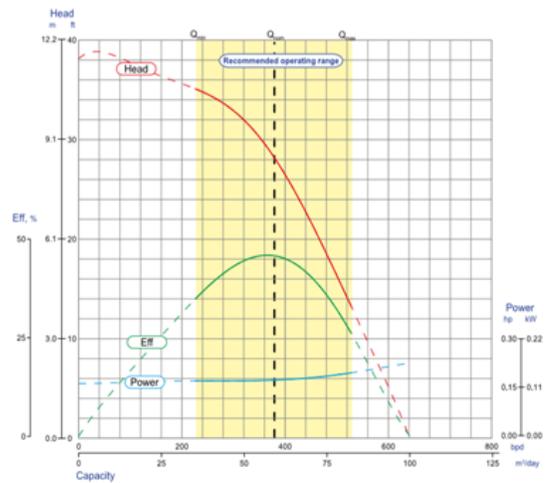
NHV380 PUMP PERFORMANCE CURVE

NHV380 60 Hz / 3490 rpm Curve is calculated for one stage on water of 1.00 sg 406 series / OD 103 mm

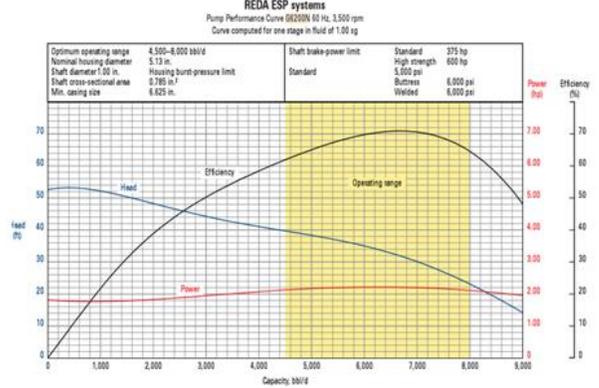
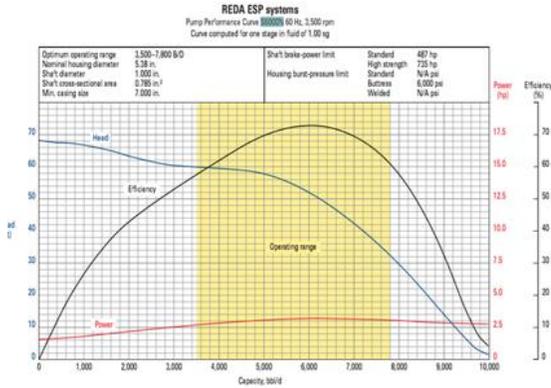


NHV380 PUMP PERFORMANCE CURVE

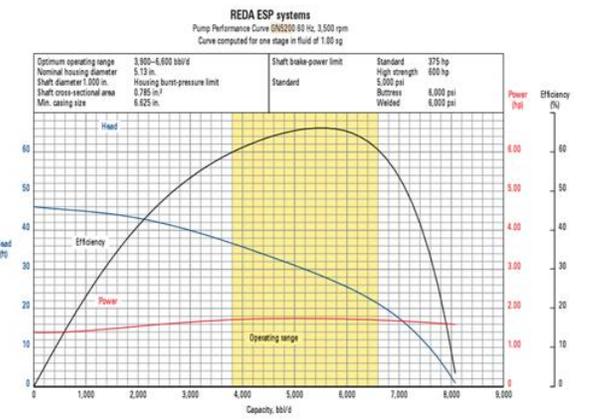
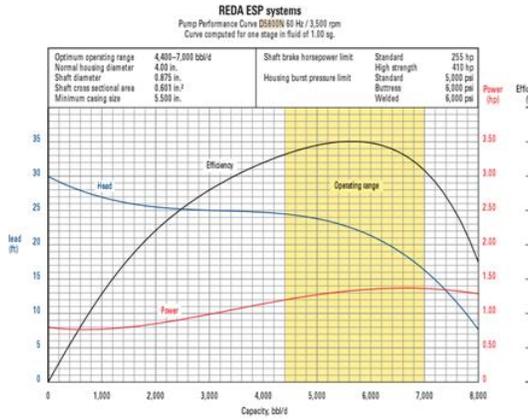
NHV380 60 Hz / 3490 rpm Curve is calculated for one stage on water of 1.00 sg 406 series / OD 103 mm



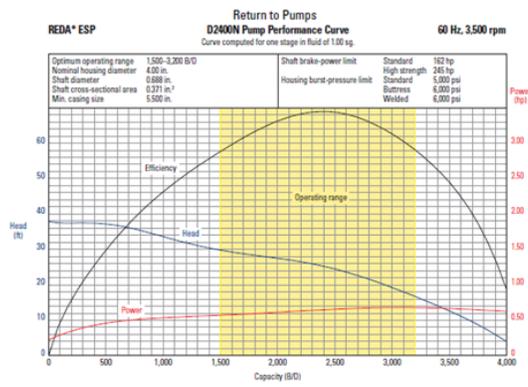
AR-3



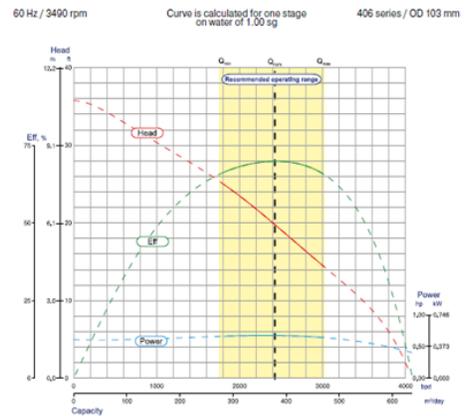
AR-5



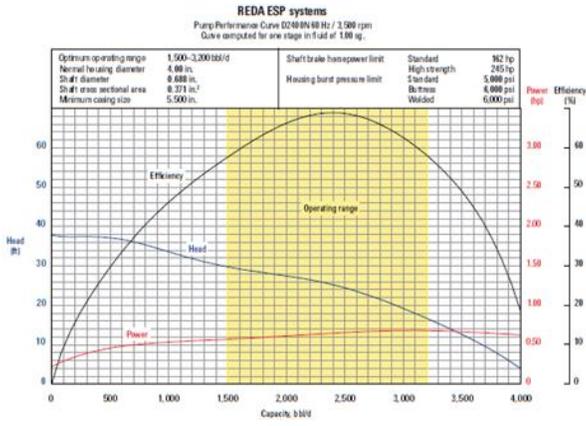
AR-7



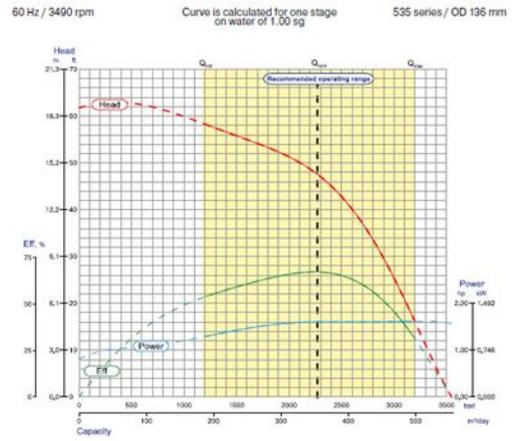
NH(2500-3100)H PUMP PERFORMANCE CURVE



AV-1

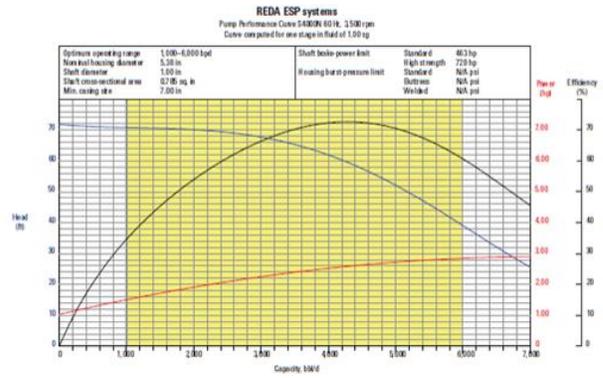
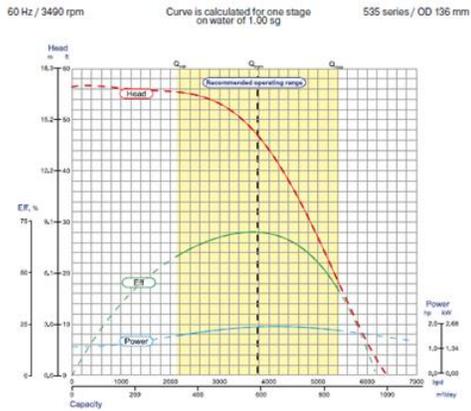


NP(1900-2500)H PUMP PERFORMANCE CURVE



AV-8

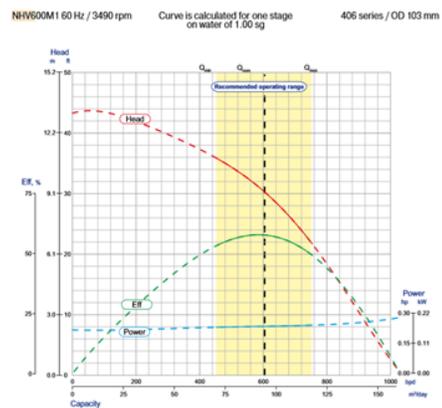
NP(3100-4400)H PUMP PERFORMANCE CURVE



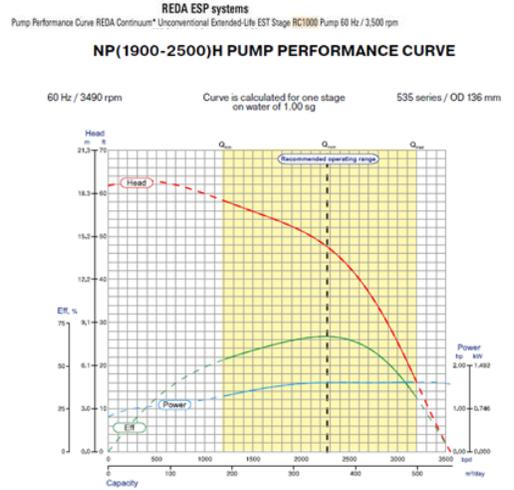
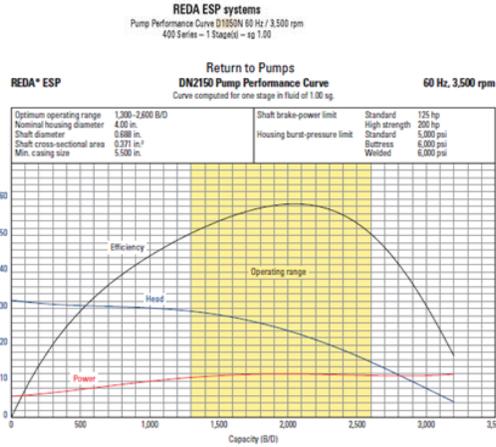
CA-5



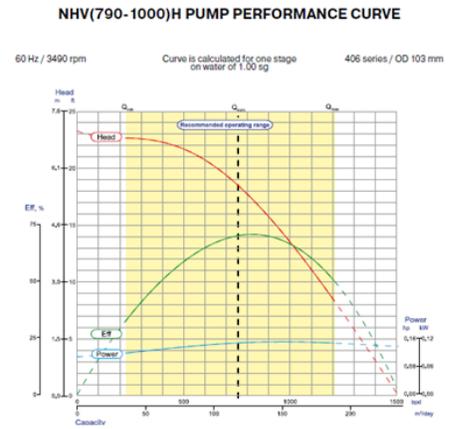
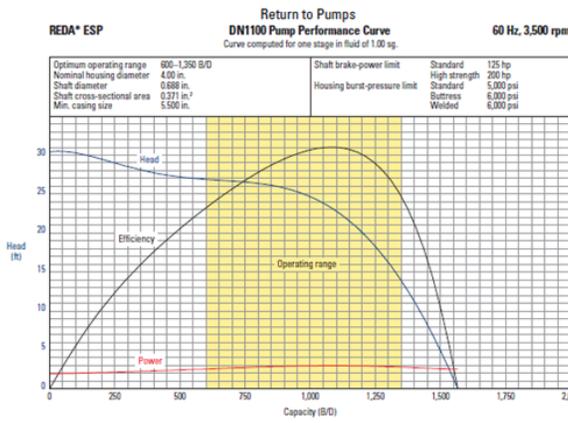
NHV600M1 PUMP PERFORMANCE CURVE



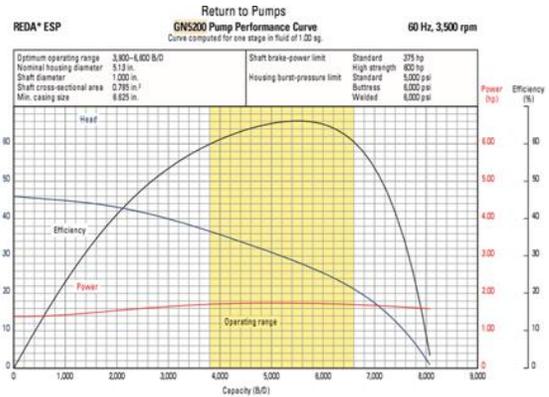
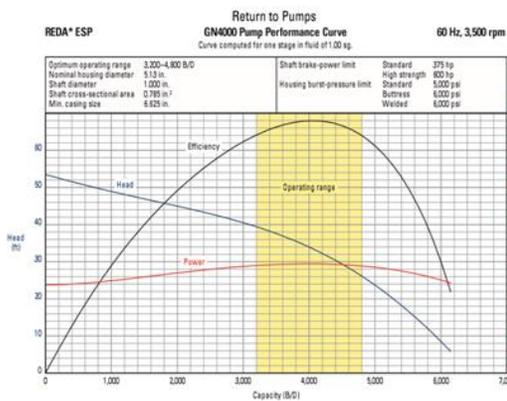
CE-2



CO-1



CO-2



ANEXO D

PROYECCIÓN DEL PROYECTO PLANTEADO A LA COMPAÑÍA (ANÁLISIS FINANCIERO A 3 AÑOS 2021 – 2023)

INGRESOS	
	1/06/2022
	CRUDO
UNIDADES (BL)	18790185,62
PRECIO (USD)	65,08
INGRESOS	\$ 1.222.865.280

COSTO DE LEVANTAMIENTO ESCENARIO A		
1/06/2022	CRUDO	ENERGIA
UNIDADES (BL)	18790185,62	2568,68
PRECIO (USD)	16,70	1.174,72
PRECIO (USD)	\$ 313.796.100	\$ 3.017.469
COSTOS	\$ 316.813.569	

COSTO DE LEVANTAMIENTO ESCENARIO B		
1/06/2022	CRUDO	ENERGIA
UNIDADES (BL)	18790185,62	2859,24
PRECIO (USD)	16,70	1.175,59
PRECIO (USD)	\$ 313.796.100	\$ 3.361.300
COSTOS	\$ 317.157.399	

2022

INGRESOS	
	1/06/2023
	CRUDO
UNIDADES (BL)	18239740,04
PRECIO (USD)	65,08
INGRESOS	\$ 1.187.042.282

COSTO DE LEVANTAMIENTO ESCENARIO A		
1/06/2023	CRUDO	ENERGIA
UNIDADES (BL)	18239740,04	2568,68
PRECIO (USD)	16,70	1.174,72
PRECIO (USD)	\$ 304.603.659	\$ 3.017.469
COSTOS	\$ 307.621.128	

COSTO DE LEVANTAMIENTO ESCENARIO B		
1/06/2023	CRUDO	ENERGIA
UNIDADES (BL)	18239740,04	2859,24
PRECIO (USD)	16,70	1.175,59
PRECIO (USD)	\$ 304.603.659	\$ 3.361.300
COSTOS	\$ 307.964.958	

2023

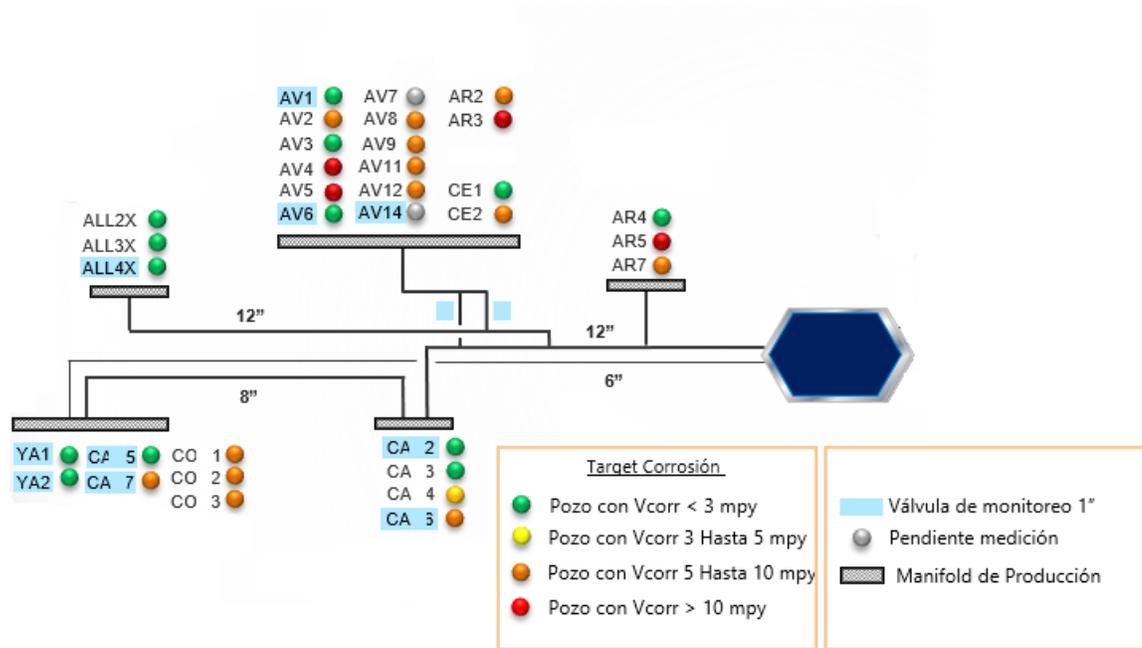
Producción/Día proyectada

	1/06/2021	1/06/2022	1/06/2023
Producción/d	53181,62123	51479,9606	49971,89052

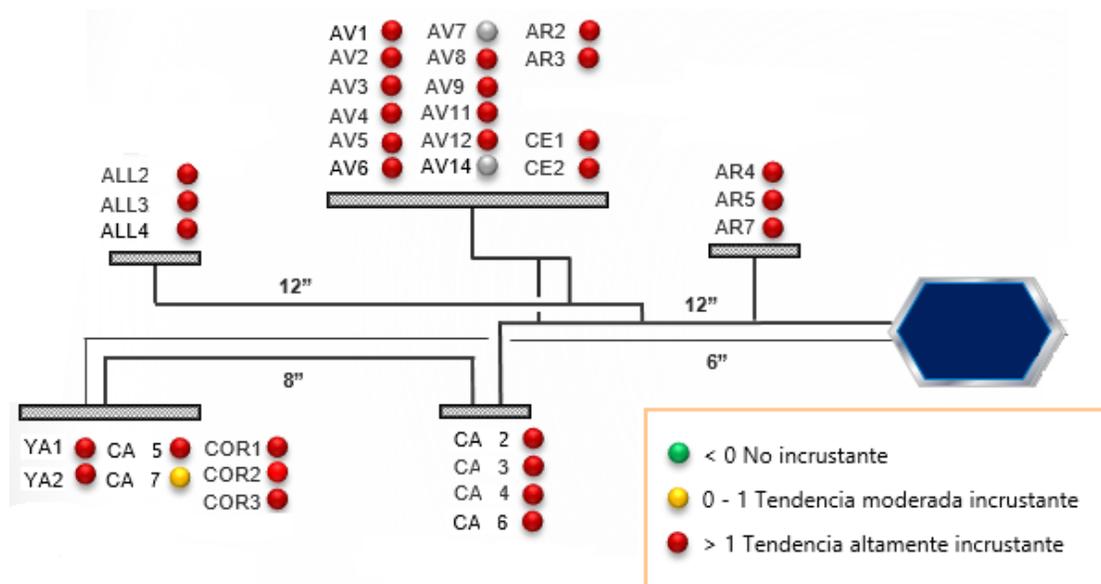
ANEXO C.

REPORTE AVANCE CONTROL DE CORROSIÓN.

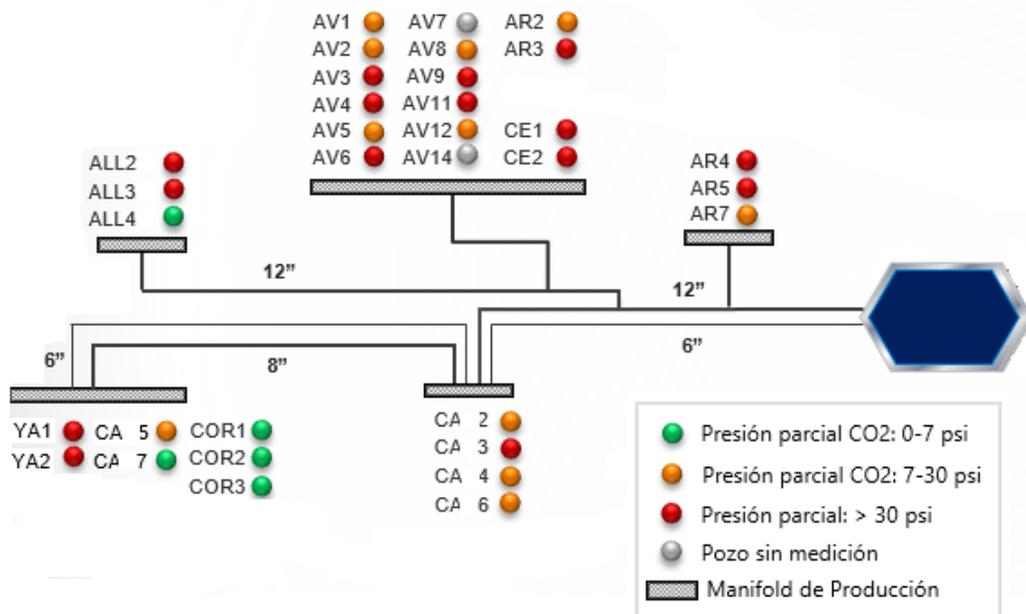
Control de corrosión



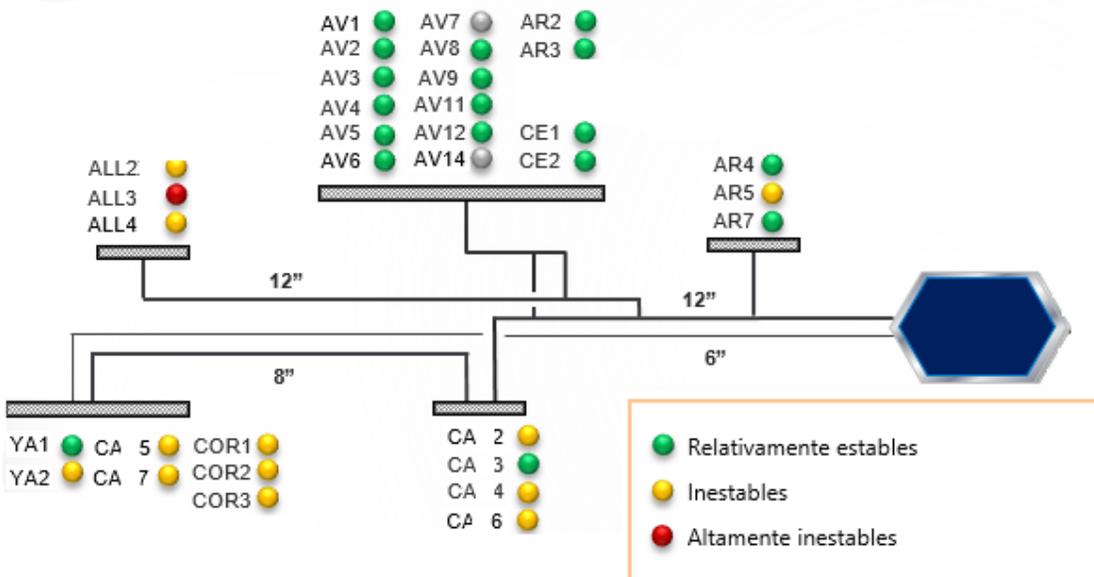
Tendencia incrustante



Presencia de CO2



Precipitación de solidos



ANEXO F.

CALCULO PORCENTAJE DE GAS LIBRE.

Ver documento de Excel (Porcentaje de gas libre)

ANEXO G.

ESTADOS MECÁNICOS POZOS SELECCIONADOS

Ver documento de Excel (Estados mecánicos)