

OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS PRODUCTORES DE UN  
CAMPO EN LA CUENCA LLANOS ORIENTALES, MEDIANTE LA  
IMPLEMENTACIÓN DE ANÁLISIS NODAL

HUGO ANDRÉS BELTRÁN ARGÜELLO  
JINETH VALERIA MARIN CORREDOR

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

OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS PRODUCTORES DE UN  
CAMPO EN LA CUENCA LLANOS ORIENTALES, MEDIANTE LA  
IMPLEMENTACIÓN DE ANÁLISIS NODAL

HUGO ANDRÉS BELTRÁN ARGÜELLO  
JINETH VALERIA MARIN CORREDOR

Proyecto integral de grado para optar el título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director:  
FABIÁN ROLANDO PEÑA MORALES  
Ingeniero de Procesos

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

Nota de Aceptación

---

---

---

---

---

---

---

Bogotá D.C., Junio de 2020.

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente Institucional y Rector del Claustro

**Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA**

Consejero Institucional

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA**

Vicerrectora Académica y de Investigación

**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

**Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI**

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

**Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA**

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

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradecemos primeramente a Dios por permitirnos culminar esta etapa en nuestras vidas guiándonos con éxito.

A la empresa Ecopetrol S.A por permitirnos realizar el trabajo de grado con ellos, aportándonos conocimiento que ha servido para nuestro crecimiento tanto profesional como personal.

A nuestro director, el ingeniero Fabián Peña, quién depositó su confianza en nosotros y nos guío con su experiencia y conocimiento para obtener siempre los mejores resultados. Agradecemos su tiempo y dedicación pues siempre estuvo pendiente del desarrollo de todo el proyecto.

A los profesores y orientadores de trabajo de grado de la Universidad de América quienes nos apoyaron y brindaron conocimiento.

## **DEDICATORIA**

Este logro alcanzado es gracias a Dios y a mi familia, que siempre con su apoyo y dedicación, me permitió crecimiento personal y profesional.

Dedico el resultado de mis esfuerzos a mis papas y a mis hermanas.

Hugo Andrés Beltrán Argüello.

## DEDICATORIA

Primeramente, agradezco a Dios por permitirme finalizar este trabajo de grado, sólo él conoce el esfuerzo y dedicación que he tenido para finalizar con éxito esta etapa en mi vida.

Dedico este trabajo de grado especialmente a mis padres Martha y Rodrigo quienes siempre me han apoyado y acompañado en todas las decisiones que he tomado en la vida, son mi fuerza y ejemplo a seguir, gracias a ustedes soy la persona que soy y espero obtener siempre grandes logros como este, para que estén orgullosos de la mujer que han formado.

A mis abuelitos, tíos, primos y familia más allegada, quienes han sido partícipes de este largo camino, con sus consejos han sabido guiarme y llenarme de fuerza y ánimo para no fallar nunca.

A Hugo Beltrán quién ha sido un gran apoyo y alegría en mi vida, agradezco tu paciencia, dedicación, amor y entrega en todo momento, por impulsarme siempre a ser mejor y ver siempre el lado positivo de las cosas. Igualmente, agradezco a tu familia por apoyarnos y dar lo mejor de ellos, todos son grandes personas y tú eres un ejemplo claro.

Finalmente, a las personas con las que convivo y siempre han creído en mí.

Jineth Valeria Marin Corredor.



## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	22
1. MARCO TEÓRICO	25
1.1 CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	25
1.1.1 UBICACIÓN CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	25
1.2 ANÁLISIS NODAL	26
1.3 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD, IPR Y VLP	28
1.3.1 Índice de productividad.	28
1.3.2 Definición de IPR	29
1.3.3 Curvas VLP	29
1.4 GENERALIDADES DEL SOFTWARE PIPESIM 2019.1	29
1.4.1 Análisis de sistema (System Analysis)	30
1.4.2 Perfil presión- Temperatura	30
1.4.3 Análisis de pozo	30
2. METODOLOGÍA Y DATOS	31
2.1 PREMISAS PARA EL DESARROLLO DEL PROYECTO	31
2.2 FASE 1	32
2.2.1 Recopilación de información	32
2.2.2 Creación de los pozos y red de superficie en PIPESIM 2019.1	37
2.2.2.1 Sección general	38
2.2.2.2 Sección tubulares	38
2.2.2.3 Sección levantamiento de desviación	38
2.2.2.4 Sección equipo de fondo de pozo	39
2.2.2.5 Sección levantamiento artificial	39
2.2.2.6 Sección transferencia de calor	40
2.2.2.7 Sección completamiento	40
2.2.2.8 Sección equipo de superficie	42
2.2.2.9 Creación de la red de superficie	42
2.2.3 Calibración del modelo hidráulico	45
2.2.4 Identificación del punto óptimo de producción de cada pozo, mediante el análisis nodal.	46
2.3 FASE 2	46
2.4 FASE 3	47
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS	49

3.1 PUNTO ÓPTIMO DE PRODUCCIÓN	49
3.2 ESCENARIOS Y SIMULACIÓN DE OPTIMIZACIÓN	54
3.2.1 Escenarios de optimización pozo CASE0025	55
3.2.2 Escenarios de optimización Pozo CASE0034H	57
3.2.3 Escenarios de optimización Pozo CASE0021	59
3.2.4 Escenarios de optimización Pozo CASE0035D	60
3.2.5 Escenarios de optimización Pozo CASE0031D	63
3.2.6 Escenarios de optimización Pozo CASE0036D	65
3.2.7 Escenarios de optimización Pozo CASE0022ST	68
3.2.8 Escenarios de optimización Pozo CASE0037D	70
3.2.9 Escenarios de optimización de la red de superficie	73
3.3 SENSIBILIDAD DE VARIABLES EN LA RED HIDRÁULICA DE RECOLECCIÓN	74
3.4 ANÁLISIS ECONÓMICO	84
3.4.1 Costos de inversión	84
3.4.2 Ingresos	84
3.3.4 Cálculo VPN	85
3.3.5 Tasa interna de retorno	85
4. CONCLUSIONES	87
5. RECOMENDACIONES	88
BIBLIOGRAFÍA	89
ANEXOS	91

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Reporte de producción del campo	92
Anexo B. Reporte datos operativos de superficie	93
Anexo C. Pozos pertenecientes a cada clúster	94
Anexo D. Estudio diagnóstico de análisis nodal para todos los pozos del campo individuales sin red hidráulica de recolección.	95
Anexo E. Resultados de los caudales y thp para todos los pozos en la red hidráulica de recolección.	97
Anexo F. Cuadro resultados de las curvas ipr y vlp iniciales para todos los pozos del campo	99
Anexo G. Potencia consumida actual vs potencia consumida en escenario de optimización	109

## LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Propiedades PVT del campo	36
Cuadro 2. Viscosidad del fluido	36
Cuadro 3. Convenciones red de superficie	43
Cuadro 4. Pozos seleccionados para realizar escenarios de optimización respecto a la frecuencia y apertura de choke	54
Cuadro 5. Caudales obtenidos al iterar la frecuencia de la bomba para el pozo CASE0025	56
Cuadro 6. Caudal obtenido al realizar aperturas a la válvula choke en el Pozo CASE0034H	58
Cuadro 7. Caudal obtenido para cada uno de los casos presentados para el Pozo CASE0031D	65
Cuadro 8. Caudal obtenido en cada uno de los casos de optimización para el Pozo CASE0036D	67
Cuadro 9. Caudal obtenido para el Pozo CASE0022ST, resultado de iterar el número de etapas de la bomba	70
Cuadro 10. Caudal obtenido para el Pozo CASE0037D tras estimar la presión de cabeza	72
Cuadro 11. Incremento de los BFPD	75
Cuadro 12. Resultantes de la sensibilidad para la frecuencia del modelo integrado	78
Cuadro 13. Resultantes de la sensibilidad para las válvulas choke del modelo integrado	81
Cuadro 14. Resultantes de la sensibilidad para las válvulas choke y frecuencia de las bombas del modelo integrado	83
Cuadro 15. Incremento de BOPD para escenario de sensibilidad escogido	84
Cuadro 16. Ingresos por aumento de producción para el año 2021	85

## LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Índice de productividad	28
Ecuación 2. Índice de productividad para sistemas artificiales de producción	28
Ecuación 3. Correlación de viscosidad de Ghetto	30
Ecuación 4. Tasa interna de retorno	47
Ecuación 5. Valor presente neto	47
Ecuación 6. Porcentaje de error	49

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Ubicación Cuenca de los Llanos Orientales	25
Figura 2. Componentes del sistema de producción para análisis nodal	27
Figura 3. Diagrama de las fases para la metodología	31
Figura 4. Estado mecánico vertical representativo del campo	34
Figura 5. Estado mecánico horizontal representativo del campo	35
Figura 6. Línea principal de flujo del campo en superficie.	37
Figura 7. Sección tubulares en PIPESIM 2019.1	38
Figura 8. Sección levantamiento de desviación en PIPESIM 2019.1.	39
Figura 9. Sección levantamiento artificial en PIPESIM 2019.1	40
Figura 10. Sección completamiento en PIPESIM 2019.1	40
Figura 11. Sección propiedades en PIPESIM 2019.1	41
Figura 12. Sección viscosidad en PIPESIM 2019.1	41
Figura 13. Sección Calibración en PIPESIM 2019.1.	42
Figura 14. Sección equipo de superficie en PIPESIM 2019.1.	42
Figura 15. Conexión de ramal a la línea principal de flujo	43
Figura 16. Red de superficie del campo	44
Figura 17. Diagrama de fase para la calibración del modelo integrado en PIPESIM 2019.1.	45
Figura 18. Diagrama de fase para la obtención del potencial de cada pozo en PIPESIM 2019.1	46
Figura 19. Resultados simulación para la estación de recolección	52

## LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Estado de pozos	33
Gráfica 2. Barriles de fluido del campo	33
Gráfica 3. Sistemas de levantamiento artificial presentes en el campo	35
Gráfica 4. Caudal medido de los 26 pozos activos vs caudal determinado por la simulación en la red hidráulica de recolección	50
Gráfica 5. THP vs THP simulada en la red hidráulica de recolección	51
Gráfica 6. Punto óptimo de producción pozo CASE0002H	52
Gráfica 7. Iteración de la frecuencia de la bomba para el pozo CASE0025	55
Gráfica 8. Iteraciones de apertura de válvula choke para el Pozo CASE0034H	57
Gráfica 9. Disminución de la presión de cabeza Pozo CASE0021	59
Gráfica 10. Disminución de la presión de cabeza y aumento de la frecuencia Pozo CASE0021	60
Gráfica 11. Primer caso, incremento de la frecuencia hasta 60 Hz para el Pozo CASE0035D	61
Gráfica 12. Segundo caso de optimización para el Pozo CASE0035D	62
Gráfica 13. Comparación barriles de aceite producido para los escenarios de optimización del Pozo CASE0035D	63
Gráfica 14. Iteración apertura válvula choke de 0,67" a 1" del Pozo CASE0031D	64
Gráfica 15. Iteración disminución de la presión de cabeza del Pozo CASE0031D	64
Gráfica 16. Iteración para la frecuencia de la bomba del Pozo CASE0036D	66
Gráfica 17. Iteración de las etapas de la bomba para el Pozo CASE0036D	67
Gráfica 18. Comparación entre los caudales obtenidos y la frecuencia de la bomba	68
Gráfica 19. Iteración del número de etapas de la bomba para el Pozo CASE0022ST	69
Gráfica 20. Iteración de la reducción de cabeza para el Pozo CASE0037D	71
Gráfica 21. Perfil de presión vs distancia total con un loop de 1279,2 ft	73
Gráfica 22. Perfil de presión vs distancia total de un loop de 3280,8 ft	74
Gráfica 23. Sensibilización de la frecuencia de las bombas en la red hidráulica de recolección	76
Gráfica 24. Caudal y THP obtenidos tras sensibilización de frecuencia	77
Gráfica 25. Sensibilización en la válvula choke en la red hidráulica de recolección	79
Gráfica 26. Presión de cabeza vs Caudal tras sensibilizaciones en válvulas choke	80
Gráfica 27. Apertura de choke vs Caudal caso combinado	82
Gráfica 28. Frecuencia de la bomba vs Caudal caso combinado	82

## ABREVIATURAS

API	American Petroleum Institute (Instituto Americano de Petróleo)
AVM	Avocet Volumes Management (Aplicación para la gestión de volúmenes)
BBL	Barriles
BFPD	Barriles de fluido por día
BOPD	Barriles de aceite por día
BPD	Barriles por día
BS&W	Basic sediment and water (Sedimento básico y agua)
BWPD	Barriles de agua por día
cP	centiPoise
ESP	Electric Submersible Pump (Bomba electrosumergible)
GOR	Gas/Oil Ratio (Relación Gas – Petróleo)
HF	Head derating factor (Factor de reducción de cabeza)
Hp	Horsepower (Caballo de fuerza)
Hz	Hertz
IP	Índice de productividad
IPR	Inflow performance relationship (Relación de rendimiento de entrada)
kW	Kilowatt (kilovatio)
MD	Measured Depth (Profundidad medida)
mD	miliDarcy
Pb	Presión de burbuja
Pcp	Bomba de cavidades progresivas
PIP	Pump Intake Pressure (Presión de entrada de la bomba)
ppm	Partes por millón
Pr	Presión de yacimiento
PVT	Presión- Volumen- Temperatura
RF	Rate derating factor (Factor de reducción de velocidad)
Rs	Relación gas disuelto en aceite
SAGD	Segregación gravitacional asistida por vapor
SCF/STB	Standard cubic foot per- stock tank barrel
SLA	Sistema de levantamiento artificial
TIR	Tasa interna de retorno
TVD	True vertical Deep (Profundidad vertical verdadera)
USD	United States Dolars (Dólar estadounidense)
VLP	Vertical Lift Performance Relationship
VPN	Valor Presente Neto
WHP	Well head pressure (Presión de cabeza del pozo)
Yg	Gravedad específica del gas
Yo	Gravedad específica del aceite



## GLOSARIO

**ANÁLISIS NODAL:** es una herramienta analítica utilizada para el pronóstico del desempeño de los diversos elementos que integran la red hidráulica de producción y pozos de producción. El análisis nodal, se utiliza para optimizar el sistema hidráulico con el fin de que se adecue a la capacidad de producción del yacimiento, para identificar las restricciones o límites presentes en el sistema de producción y algunas mejoras mecánicas que conllevan a incrementar la eficiencia de producción<sup>1</sup>.

**CLÚSTER:** es la agrupación de un número determinado de pozos en un punto, por el cual se transporta el fluido hacia la línea principal de flujo.

**ESP:** por sus siglas en inglés “Electric Submersible Pumps” corresponde a bomba eléctrica de fondo de pozo que se utiliza en la producción de petróleo pesado, diseñada con configuraciones de álabes y aletas para admitir pérdidas friccionales y eficiencias de bomba causadas por la viscosidad del petróleo pesado.<sup>2</sup>

**FRECUENCIA:** número de oscilaciones por segundo, es recíproco al periodo<sup>3</sup> y su unidad de medida es Hz.

**GRAVEDAD API:** escala de gravedad específica desarrollada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute, API) para medir la densidad relativa de diversos líquidos de petróleo, expresada en grados. La gravedad API está graduada en un instrumento de hidrómetro y fue diseñada de manera tal que la mayoría de los valores quedarán entre 10° y 70° de gravedad API.<sup>4</sup>

**HEAD DERATING FACTOR:** permite factorizar la eficiencia de la bomba<sup>5</sup> y se denota de forma abreviada como HF.

**IPR:** herramienta matemática utilizada en la ingeniería de producción para evaluar el rendimiento del pozo al representar gráficamente la tasa de producción del pozo contra la presión de flujo de fondo de pozo (BHP). Los datos requeridos para crear

---

<sup>1</sup>Schlumberger. Oilfield Glossary en español. ANÁLISIS NODAL. [en línea] [citado 26 mayo 2020] disponible < [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/n/nodal\\_analysis.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/n/nodal_analysis.aspx)>

<sup>2</sup>Schlumberger. Oilfield Glossary en español. ESP. [en línea] [citado 4 abril 2020] disponible < <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/e/esp.aspx>>

<sup>3</sup> Tipler Paul Allen, Mosca Gene. Física para la ciencia y la tecnología. Reverte, 2004. 396 p.

<sup>4</sup>Schlumberger. Oilfield Glossary en español. API. [en línea] [citado 4 abril 2020] Disponible <[https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/api\\_gravity.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/api_gravity.aspx)>

<sup>5</sup> PIPESIM 2019.1. Software, 2019.1

la curva de comportamiento del pozo (IPR) se obtienen al medir las tasas de producción bajo diferentes presiones de abatimiento.<sup>6</sup>

LOOP: es una extensión a la prolongación del ducto principal, buscando incrementar la capacidad de producción o disminuir las caídas de presión del ducto principal, mediante la instalación y/o construcción de líneas paralelas<sup>7</sup>

PETRÓLEO PESADO: petróleo crudo con alta viscosidad (típicamente superior a 10 cP) y alta gravedad específica. La API clasifica los petróleos pesados como crudos con una gravedad inferior a 22,3° API. Además de alta viscosidad y gravedad específica, los petróleos pesados generalmente presentan una relación hidrógeno-carbono baja\*, alto contenido de asfalteno, azufre, nitrógeno y metales pesados, además de números ácidos más elevados.<sup>8</sup>

PRESIÓN DE YACIMIENTO: la presión de los fluidos en los poros de un yacimiento, normalmente la presión hidrostática, o la presión ejercida por una columna de agua desde la profundidad de la formación hasta el nivel del mar.<sup>9</sup>

ROD PUMP: es un arreglo de balancín y manivela genera un movimiento alternativo en una sarta de varillas de bombeo que se conecta al arreglo de bomba de fondo de pozo. La bomba contiene un arreglo de pistón y válvulas para convertir el movimiento alternativo en movimiento vertical de los fluidos.<sup>10</sup>

SAGD: método de producción térmica para el petróleo pesado que forma un par entre un pozo de inyección de ángulo elevado y un pozo productor cercano perforado a lo largo de una trayectoria paralela.<sup>11</sup>

---

<sup>6</sup>Schlumberger. Oilfield Glossary en español. IPR. [en línea] [citado 4 abril 2020] disponible < <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/i/ipr.aspx>>

<sup>7</sup> CÁMARA BOLIVARIANA DE HIDROCARBUROS. Sector hidrocarburos. Glosario técnico / Legal. LOOP. [en línea] [citado 26 mayo 2020] disponible <<http://www.ingenieroambiental.com/glosario-hidrocarburos-bolivia.pdf>>

\* La relación hidrógeno carbono de un hidrocarburo es el cociente entre los átomos de hidrógeno y los átomos de carbono. Al ser un crudo pesado, se tienen largas cadenas de carbono, por lo tanto, presenta una relación baja.

<sup>8</sup> Schlumberger. Oilfield Glossary en español. Petróleo pesado [en línea] [citado 4 abril 2020] disponible < [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/h/heavy\\_oil.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/h/heavy_oil.aspx)>

<sup>9</sup> Schlumberger. Oilfield Glossary en español. PRESIÓN DE YACIMIENTO. [en línea] [citado 4 abril 2020] disponible < [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/reservoir\\_pressure.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/reservoir_pressure.aspx)>

<sup>10</sup> Schlumberger. Oilfield Glossary en español. ROD PUMP [en línea] [citado 4 abril 2020] <[https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/rod\\_pump.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/rod_pump.aspx)>

<sup>11</sup> Schlumberger. Oilfield Glossary en español. SAGD. [en línea] [citado 4 abril 2020] disponible < <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/sagd.aspx>>

SURVEY: un conjunto de datos medidos y registrados con referencia a una zona determinada de la superficie terrestre, tal como un levantamiento sísmico.<sup>12</sup>

VÁLVULA DE ESTRANGULAMIENTO: también conocida como válvula choke, es utilizada en operaciones de control del pozo para reducir la presión de un fluido, puede ser ajustada (abierta o cerrada) para controlar cuidadosamente la caída de presión.<sup>13</sup>

VISCOSIDAD: la propiedad de un fluido que ofrece resistencia al movimiento relativo de sus moléculas. La pérdida de energía debida a la fricción en un fluido que fluye se debe a su viscosidad.<sup>14</sup>

---

<sup>12</sup> Schlumberger. Oilfield Glossary en español. SURVEY. [en línea] [citado 4 abril 2020] disponible < <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/survey.aspx> >

<sup>13</sup> Schlumberger. Oilfield Glossary en español. ADJUSTABLE CHOKE. [en línea] [citado 4 abril 2020] disponible < [https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/a/adjustable\\_choke.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/a/adjustable_choke.aspx)>

<sup>14</sup> Mott Robert L. Mecánica de fluidos aplicada. Pearson Educación. 1996. 22 p.

## RESUMEN

La implementación del análisis nodal en un campo de la cuenca de los Llanos Orientales permite optimizar la producción, mediante la simulación hidráulica desde el pozo hasta la llegada de la estación donde se realiza el tratamiento y se recolecta el fluido de 23 pozos activos. El análisis nodal muestra que existen restricciones hidráulicas, y pérdidas de presión a lo largo de las tuberías lo que permitió plantear escenarios de optimización para aumento u optimización de la producción.

Mediante el uso del software especializado de simulación PIPESIM 2019.1\*\*, se crean y modelan los pozos y la red de superficie hasta la estación de tratamiento, teniendo en cuenta los aspectos técnicos y operativos suministrados por Ecopetrol, para que el modelo represente las condiciones actuales del campo. Adicionalmente, se crean dos escenarios de optimización para los ocho pozos que presentan oportunidades de mejora en la producción de crudo, buscando la operación de pozos con bajo %BSW, al igual de pozos con válvulas choke parcialmente cerradas, o que permitan el incremento de la frecuencia de la bomba y como última opción contemplar escenarios que presenten cambios en las etapas de la bomba. Al identificar el escenario más favorable para cada pozo integrado a la red hidráulica se obtuvo un incremento en la producción de 253,7 BOPD sin superar el límite de capacidad de la estación. El pozo para el cual se obtiene mayor incremento de aceite es el CASE0025 al incrementar la frecuencia de la bomba hasta 47,63 Hz generando un incremento en la producción de aceite de 79,5 BOPD respecto al escenario base, a diferencia del Pozo CASE0034H el cual tiene el menor incremento de caudal de aceite con 3,09 BOPD más que en el escenario base.

**PALABRAS CLAVE:** Análisis nodal, pérdidas de presión, Incremento en la producción.

---

\*\* El software PIPESIM pertenece a la empresa Schlumberger, para el proyecto se utiliza la versión 2019.1 y una licencia educativa.

## ABSTRACT

The nodal analysis implementation in a field in the Llanos Orientales basin allows the optimization of production, by means of the hydraulic simulation from the well to the arrival of the station where the treatment is carried out and the fluid is collected from 23 active wells.

The nodal analysis shows that there are hydraulic restrictions and pressure losses along the pipes, which allowed optimization scenarios to be proposed to increase or optimize production.

By using the specialized simulation software PIPESIM 2019.1 \*\*, the wells and the surface network to the treatment station are created and modeled, taking into account the technical and operational aspects provided by Ecopetrol, so that the model represents current conditions of the field. Additionally, two optimization scenarios are created for the eight wells that present opportunities for improvement in crude oil production, seeking the operation of wells with low% BSW, as well as wells with partially closed choke valves, or that allow the increase of the pump frequency and as a last option consider scenarios that present changes in the pump stages.

By identifying the most favorable scenario for each well integrated into the hydraulic network, an increase in production of 253.7 BOPD is obtained without exceeding the station's capacity limit. The well for which the greatest increase in oil is obtained is CASE0025, by increasing the frequency of the pump to 47.63 Hz, generating an increase in oil production of 79.5 BOPD compared to the base scenario, unlike Well CASE0034H. Which has the smallest increase in oil flow with 3.09 BOPD more than in the base scenario.

**KEY WORDS:** Nodal analysis, pressure losses, increased production.

## INTRODUCCIÓN

En la etapa productiva de un campo se espera obtener la máxima producción de hidrocarburos, de acuerdo con su potencial, teniendo en cuenta aspectos técnicos, económicos y ambientales. Un método de optimización comúnmente utilizado en la industria del petróleo es el análisis nodal, el cual permite evaluar diferentes parámetros de interés como lo son; daño de formación, caídas de presión, diámetro óptimo de tuberías y pronósticos de producción, entre otros.

Para un Campo en la Cuenca de los Llanos Orientales se han identificado distintos problemas, debido a que existe oportunidades de desarrollo en los modelos de análisis nodal, desde pozo hasta la estación de tratamiento del Campo, para abril del 2020 se tratan en promedio 5543 BOPD, el campo cuenta con 53 pozos productores en 17 clúster de los cuales 26 se encuentran activos en 7 clúster. Parte de la producción de estos pozos llega a la facilidad de la estación Mito 1 por medio de la Troncal-1, a la cual 25 pozos productores están conectados. La producción restante proviene de los pozos satélite activos a la fecha CASE0021, CASE0022 y CASE0025, y es transportada hacia la facilidad de la Estación Mito 1 mediante carrotanques, y son transferidos al inicio del proceso de Mito 1. Actualmente, se está descargando un promedio de 2465 BFPD.

La realización del análisis nodal para el campo es importante, ya que, en la gran mayoría de los pozos aún no se ha implementado este tipo de análisis integral, por lo tanto, se presenta desconocimiento del potencial de producción de cada pozo, de igual forma, la presencia de posibles cuellos de botella y restricciones en líneas de flujo u otras restricciones en el sistema hidráulico. La falta de análisis detallados, no permiten conocer las principales causas de la fluctuación en la producción de pozos productores del Campo de estudio.

Los resultados para los campos en los cuales se ha implementado el análisis nodal han sido ampliamente satisfactorios, como mencionan Al-Qasim, Almudairis, AlAbdulatif y AlSubhi<sup>15</sup> quienes usaron ésta técnica de estudio para el campo Huracán, el cual posee once pozos de los cuales siete producen naturalmente y cuatro son levantados por gas, para cada uno de estos once pozos se ejecutaron diferentes escenarios de estudio, los cuales arrojaron los siguientes resultados para los pozos más representativos; para el pozo A-1 manteniendo una presión de 3900

---

<sup>15</sup> AL-QASIM, Abdulaziz; ALMUDAIRIS, Fahad; ALABDULATIF, Ziad y ALSUBHI, Muatz. Optimizing Production Using Nodal Analysis Applications. Kuwait. 2019. SPE-198136-MS

psia la producción aumentó de 993 BPD a 2327 BPD; para el pozo A-3 cuyo sistema de levantamiento es gas lift el cual presentaba un caudal inicial de 712 BPD, y al realizar el análisis nodal, se observó que al mantener una presión de inyección de 1.000 psig la tasa de producción aumentó a 2.350 BPD . El uso de este análisis permite optimizar el flujo de producción para cada uno de los pozos existentes, y así, lograr obtener el diseño óptimo de los sistemas de producción de petróleo y gas. Además, se han desarrollado nuevas técnicas de análisis nodal como mencionan Duncan, Stahl y Moseley<sup>16</sup>, en su estudio fue necesaria la implementación de análisis nodal debido a que un campo ubicado en el sur de Canadá extraía hidrocarburos por medio de SAGD y era necesario un estudio que les permitiera modelar el rendimiento de producción o inyección desde el yacimiento hasta el proceso de recolección en superficie, debido a la complejidad de la extracción. En las conclusiones mencionan que el análisis nodal implementado les permitió modelar pozos productores de SAGD con distintos tipos de bombas, siendo la bomba electro sumergible la que más genera beneficio por su rentabilidad y por adaptarse a las características del crudo.

Zhou, Banerjee y Proano<sup>17</sup> proponen un nuevo método de análisis nodal para estudios de sistemas de producción transitorios, en reservorios no convencionales, este nuevo enfoque estudia el comportamiento de lapso del sistema, considerando el historial de producción y la interferencia de pozos vecinos. De igual forma, es posible estudiar la capacidad de entrega transitoria en la boca del pozo. El artículo concluye que si la frecuencia es de 45 Hz los cambios de producción irán de 1100 BPD a 600 BPD en 100 días, en promedio el método PI propuesto en el estudio subestima el caudal a 160 BPD, si la frecuencia es de 30 Hz los cambios de producción irán de 800 BPD a 500 BPD en 100 días, en promedio el método PI propuesto en el estudio subestima el caudal a 85 BPD, en general el método PI subestima la capacidad de producción de la ESP.

El objetivo general de esta tesis es optimizar la producción de pozos de un Campo en la Cuenca de los Llanos Orientales, mediante la implementación de análisis nodal a través del uso de la herramienta de simulación PIPESIM 2019.1. Los objetivos específicos son:

---

<sup>16</sup> DUNCAN, grant; STAHL, Michael y MOSELEY, phillip. Nodal Analysis for SAGD Production Wells with ESPs. Canada. 2014. SPE-170054-MS.

<sup>17</sup> ZHOU, wentao; BANERJEE, raj y PROANO, Eduardo. Nodal Analysis for unconventional reservoirs- Principles and application. 2016. SPE-171768-PA

- Realizar un estudio diagnóstico de análisis nodal, por el cual se establezca el potencial de producción de cada pozo y se identifiquen problemas que afectan la producción.
- Plantear escenarios de mejora de acuerdo con los resultados obtenidos del estudio diagnóstico en el análisis nodal.
- Simular escenarios de mejora mediante la herramienta de simulación PIPESIM 2019.1.
- Comparar los resultados obtenidos de la simulación con la producción actual de cada pozo, estableciendo el mejor escenario.
- Evaluar la factibilidad económica de los resultados de los casos de simulación, mediante el cálculo de la tasa interna de retorno.

La identificación del potencial de producción de cada pozo, una correcta simulación y la selección adecuada del escenario, conllevará a la optimización de la producción de pozos de un Campo de la Cuenca Llanos Orientales, reduciendo los problemas asociados a daños en equipos y líneas de producción, cuellos de botella, restricciones y caídas de presión en el sistema actual que afectan la producción.

Para el proyecto se recopila la información necesaria para recrear y calibrar los 53 pozos y red de superficie, ajustando y parametrizando la simulación al comportamiento real de los pozos por medio del software de simulación PIPESIM 2019.1, luego, se realiza una corrida de potencial para cada uno de los pozos y así, se determinan las imprecisiones hidráulicas y mecánicas que pueda presentar el modelamiento de todos los pozos integrados a la red hidráulica de recolección de fluidos de producción, que llegan a una estación con capacidad para el tratamiento de crudo de hasta 6 kBOPD y 27 kBWPD. Se procede a escoger los pozos que presentan más restricciones gracias al análisis nodal realizado, en este caso se escogen 8 pozos los cuales presentan el menor %BS&W del campo y restricciones como lo son presencia de válvula choke, altas presiones de cabeza y sobredimensionamiento de la bomba, con el fin de incrementar la producción de aceite. De acuerdo con la metodología, se crean dos escenarios de optimización para los ocho pozos escogidos y la red de superficie, teniendo en cuenta factores como frecuencia de la bomba, número de etapas, presión de cabeza del pozo, apertura del choke, caídas de presión, entre otros, para así disminuir restricciones y aumentar el flujo. Escogiendo uno de los escenarios para cada uno de los pozos y a estos se le realiza el análisis económico con el fin de determinar si el proyecto es rentable.



## 1. MARCO TEÓRICO

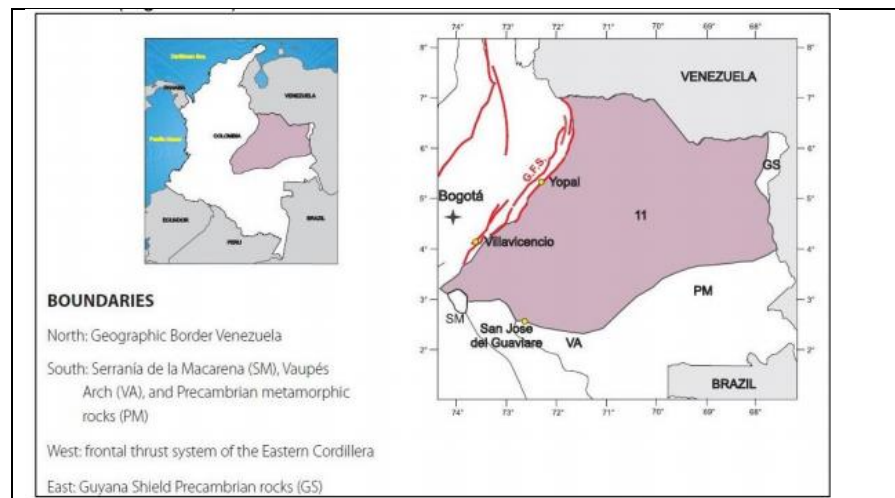
En este capítulo se describen algunos conceptos y herramientas necesarias para la implementación de un análisis nodal a pozos productores con el fin de optimizar la producción del campo, para ello se realiza una descripción detallada de conceptos como: análisis nodal, índice de productividad, curvas IPR y VLP y aspectos generales del software PIPESIM 2019.1.

### 1.1 CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

La cuenca de los Llanos Orientales es una de las más importantes de Colombia, en donde se encuentran campos con una producción representativa de crudo pesado y extrapesado del país.

**1.1.1 Ubicación cuenca de los Llanos Orientales**<sup>18</sup>. La cuenca de los Llanos Orientales se ubica en el Este del territorio colombiano, comprende los departamentos de Casanare, Arauca, Meta y Vichada, sus límites son: al norte con el límite político con Venezuela, al este con el escudo de Guyana, al sur con la serranía de La Macarena, el arco Vaupés y rocas metamórficas del precámbrico y al oeste con el sistema de fallas de la cordillera Oriental como se observa en la figura 1.

Figura 1. Ubicación Cuenca de los Llanos Orientales



Fuente: SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO. Anexo I  
Compilación de la Cuenca de los Llanos Orientales. Bogotá. 2014. p 5.

<sup>18</sup> SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO. Anexo I Compilación de la Cuenca de los Llanos Orientales. Bogotá. 2014. 5 p.

## 1.2 ANÁLISIS NODAL

Un análisis nodal es uno de los métodos de optimización más utilizados en la industria debido a que permite predecir el comportamiento de producción de los pozos. Además, permite evaluar y simular un sin número de parámetros de interés como lo son; daño de formación, pronósticos de producción, caídas de presión, diámetro óptimo de tuberías de producción, entre otros.

El análisis nodal ha sido utilizado por muchos años como una forma de análisis que ofrece un medio para optimizar de forma eficiente los pozos. Según el texto Análisis Nodal y explotación de petróleo “El análisis nodal se define como la segmentación de un sistema de producción en puntos o nodos, donde se producen cambios de presión, los cuales están definidos por diferentes ecuaciones o correlaciones”<sup>19</sup>.

Una definición elaborada a partir del texto Análisis de un sistema de producción y Análisis NODAL,<sup>20</sup> el análisis del sistema, llamado a menudo Análisis NODAL, ha sido aplicado por varios años para analizar el rendimiento del sistema a partir de la interacción de cada uno de sus componentes. Circuitos eléctricos, complejas redes de ductos y sistemas de bombeo centrífugo son todos analizados utilizando este método. Esta aplicación al análisis de los sistemas de producción de pozos fue propuesta por Gilbert en 1954 y discutida por Nind en 1964 y Brown en 1978.

El procedimiento consiste en seleccionar un punto de división o nodo en el pozo y dividir el sistema en ese punto. Las ubicaciones más comunes usadas para los nodos se muestran a continuación en la figura 2.

---

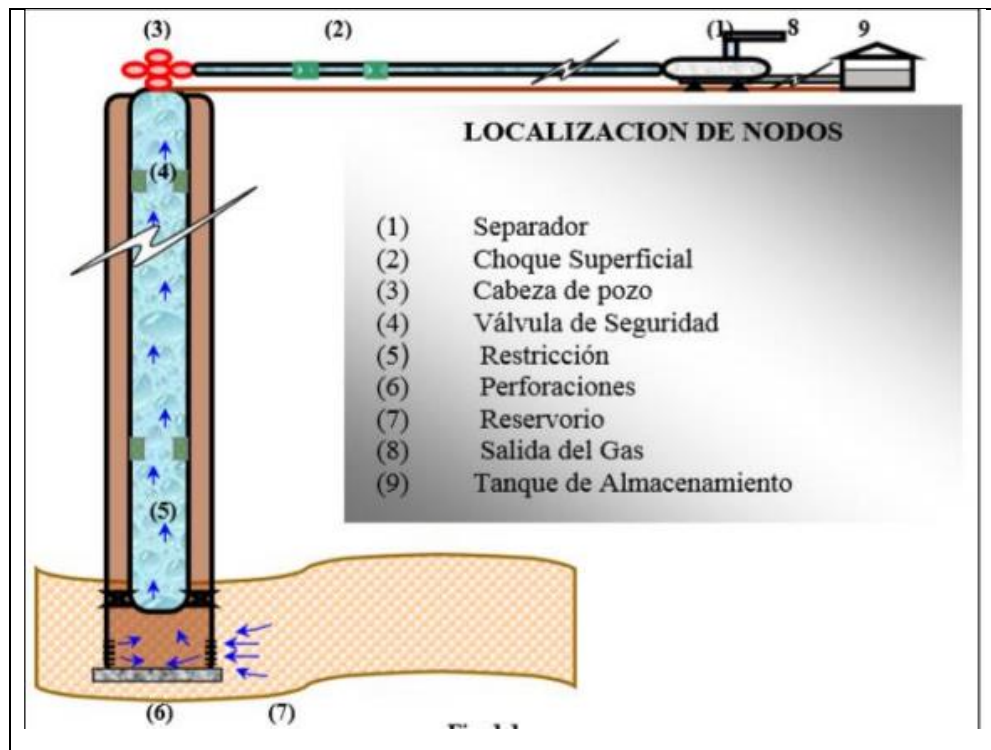
<sup>19</sup> RIVERO S. José Luis. Análisis nodal y explotación de petróleo. 9 p. [En línea]. [consultado el 13 de octubre de 2019]. Disponible en:

[https://www.academia.edu/27417121/Libro\\_de\\_Petroleo\\_An%C3%A1lisis\\_Nodal\\_Gustavo](https://www.academia.edu/27417121/Libro_de_Petroleo_An%C3%A1lisis_Nodal_Gustavo)

<sup>20</sup> HIRSCHFELDT. Marcelo. Análisis de un sistema de producción y Análisis NODAL, 2009. 3 p. [En línea]. [consultado el 28 de octubre de 2019]. Disponible en:

[http://oilproduction.net/files/analisis\\_nodal\\_hirschfeldt.pdf](http://oilproduction.net/files/analisis_nodal_hirschfeldt.pdf)

Figura 2. Componentes del sistema de producción para análisis nodal



Fuente: RIVERO S. José Luis. Análisis nodal y explotación de petróleo 2007

Todos los componentes aguas arriba del nodo (Upstream) comprende la sección de entrada (Inflow section), mientras que la sección de salida (outflow section) consiste en todos los componentes que se encuentran aguas abajo del nodo (Downstream). Una relación entre el caudal y la caída de presión debe estar disponible para cada componente del sistema. El flujo a través del sistema puede ser determinado una vez que los siguientes requerimientos son satisfechos:

- El flujo a la entrada del nodo es igual al flujo a la salida de este.
- Una sola presión existe en el nodo.

En un momento particular de la vida del pozo, hay siempre dos presiones que permanecen fijas y no son función del caudal. Una de esas presiones es la presión promedio del reservorio, y la otra es la presión de salida del sistema. La presión de salida es generalmente la presión del separador. Una vez que el nodo es seleccionado, la presión en el nodo es calculada en ambas direcciones, comenzando desde las fijas.

### 1.3 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD, IPR Y VLP

En este capítulo se define las variables necesarias para encontrar el punto óptimo de producción de un pozo y obtener su máxima capacidad de producción.

**1.3.1 Índice de productividad.** El IP es una medida del potencial del pozo o de la capacidad que tiene el pozo de producir, una definición a partir de la tesis Aplicación del Análisis Nodal para Incrementar la Productividad de un Pozo<sup>21</sup>. Un parámetro del yacimiento comúnmente usado es el IP el cual representa una relación gasto- $\Delta P$ , como se muestra en la ecuación 1.

Ecuación 1. Índice de productividad

$$IP = \frac{q_o}{(p_r - p_{wf})}$$

Fuente: ALVAREZ R. Rogelio. Aplicación del análisis nodal para incrementar la productividad de un pozo

Donde

$q_o$  =Caudal de aceite (BPD @ c.s)

$p_r$ =presión de reservorio

$p_{wf}$ = presión de fondo fluyente

En el diseño de sistemas artificiales de producción, el índice de productividad es expresado en BPD de líquido total, es decir ( $q_o + q_w$ ), como se muestra en la ecuación 2.

Ecuación 2. Índice de productividad para sistemas artificiales de producción

$$IP = \frac{q_o + q_w}{(p_r - p_{wf})}$$

Fuente: ALVAREZ R. Rogelio. Aplicación del análisis nodal para incrementar la productividad de un pozo

Donde:

$q_o$  =Caudal de aceite (BPD @ c.s)

---

<sup>21</sup> ALVAREZ R. Rogelio. Aplicación del análisis nodal para incrementar la productividad de un pozo, 2008. 6 p.

$q_w$  =Caudal de agua (BPD @ c.s)

El índice de productividad se calcula para yacimientos subsaturados y yacimientos saturados

**1.3.2 Definición de IPR.** La definición de IPR a partir de la tesis Aplicación del análisis nodal para incrementar la productividad de un pozo que El IPR, es una relación del comportamiento del gasto de líquido o gas respecto a la presión de fondo fluyendo ( $q$  vs.  $P_{wf}$ ). Cuando hablamos de la curva de IPR debemos tomar en cuenta el tipo de mecanismo de producción del yacimiento, la forma de la curva, así como también recordar que el IP de un pozo es muy probable que cambie con el tiempo y la producción acumulada.

**1.3.3 Curvas VLP.** Según la tesis Proyecto de evaluación de un yacimiento de gas mediante fracturación hidráulica<sup>22</sup> define una curva VLP se puede definir como aquella en la que se puede distinguir el comportamiento de un pozo a la hora de hacer fluir el fluido desde el fondo del pozo hasta la cabeza del pozo. Ahora bien, dada una presión a la cabeza del pozo, las curvas VLP se pueden modificar variando el diámetro de la tubería, también dado el diámetro de la tubería de un pozo, se puede modificar la curva cambiando la presión de cabeza del pozo.

## 1.4 GENERALIDADES DEL SOFTWARE PIPESIM 2019.1

Según el trabajo de grado de Moreno M y Torres R <sup>23</sup>, nombran aspectos generales del software PIPESIM 2019.1; es un simulador de flujo multifásico desarrollado por Schlumberger, el cual permite modelar el comportamiento del sistema de producción, incluyendo las líneas de flujo y facilidades en superficie. Además, permite realizar el diseño y análisis de la integración de pozos nuevos al sistema hidráulico. Así como realizar pronósticos de producción y optimización mediante el análisis nodal.

Adicionalmente, esta herramienta permite realizar análisis de sensibilidades de cualquier variable involucrada en el sistema de producción, recreando tanto modelo de fluido Black oil o Composicional, aplicado a pozos o a redes completas de tubería. Para cumplir con estas funciones, el software emplea diferentes modos de diagnóstico como lo son:

---

<sup>22</sup> BUENEKE, Aurelio. Proyecto de evaluación de un yacimiento de gas mediante fracturación hidráulica. 2013. P 23.

<sup>23</sup> MORENO M. Cristhian D, TORRES R. Daniela. Generación de una propuesta para la optimización de la inyección de agua en un PAD de campo rubiales mediante el estudio de pruebas de presión y análisis nodal, 2019. p. 136.

**1.4.1 Análisis de sistema (System Analysis).** Consiste en un sistema de curvas generadas a partir de una variable dependiente y una independiente, mediante el cambio de una única variable. Utilizado para determinar el desempeño de todo el sistema (incluyendo pozos y líneas de flujo) al variar diferentes condiciones.

**1.4.2 Perfil presión- Temperatura.** Entrega datos de presión de entrada, caudal y presión de salida. Se puede generar a lo largo del sistema y en función de la distancia.

**1.4.3 Análisis de pozo.** Permite visualizar cada pozo como una unidad, de tal manera que se pueda aplicar un análisis nodal a cada uno de estos para obtener las curvas de inflow, outflow, punto de operación y evaluar alternativas de optimización.

Cabe resaltar que este programa es de gran certeza debido a que para cada una de las propiedades del fluido es posible escoger entre distintas correlaciones y que el modelo sea lo más acertado posible; a continuación, se presenta la correlación de viscosidad escogida para la simulación.

Ecuación 3. Correlación de viscosidad de Ghetto para crudos pesados

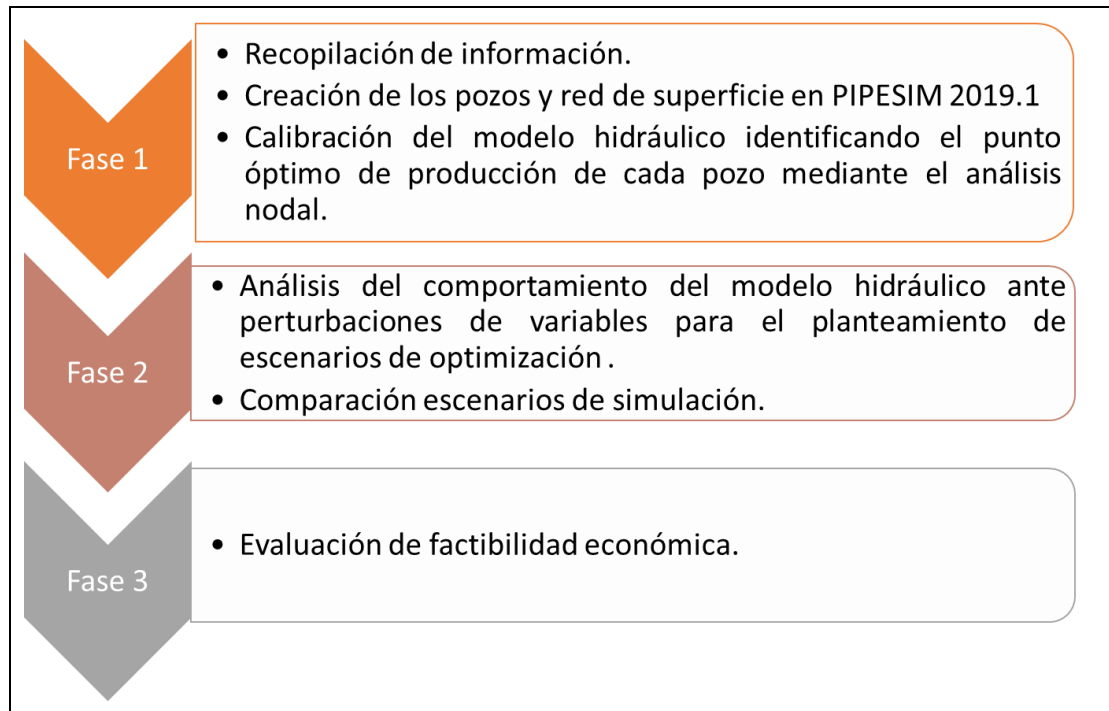
$$\begin{aligned}\mu_{ob} &= -06311 + 1,078F - 0,003653F^2 \\ F &= A * \mu_{od}^{0,4732+0,5664B} \\ A &= 0,2478 + 0,6114(10^{-0,000845*Rs}) \\ B &= 10^{-0,00081*Rs}\end{aligned}$$

Fuente: PIPESIM 2019.1. Software, 2019.1

## 2. METODOLOGÍA Y DATOS

En el presente capítulo se explican cada una de las fases que se llevaron a cabo en el desarrollo de análisis nodal, ver figura 3.

Figura 3. Diagrama de las fases para la metodología



Fuente: elaboración propia.

### 2.1 PREMISAS PARA EL DESARROLLO DEL PROYECTO

Para el desarrollo y el cumplimiento de todas las fases es necesario tener en cuenta las siguientes premisas, esto con el fin, que tanto la simulación inicial como el desarrollo de escenarios de optimización sean representativos, partiendo de las siguientes premisas.

- 53 pozos productores, de los cuales 26 se encuentran activos y 27 inactivos.
- La velocidad en las líneas de flujo no puede ser superior a 15 ft/s, debido a que por guía de Ecopetrol S.A es la recomendada para no generar erosión en sistemas de recolección de líquido.
- La máxima presión de cabeza es de 240 psig con el objetivo de no generar sobrepresión en las líneas de flujo.
- La mínima presión requerida en la estación de tratamiento es de 18 psig.

- Todos los recorridos de las líneas de flujo son aéreos y se encuentra sin aislamiento térmico.
- Las longitudes de líneas enterradas a través de las vías no son representativas, por lo tanto, estos segmentos bajo tierra no se incluyen en el modelo.
- Presión barométrica del campo 14,1 psia.
- La temperatura ambiental normal del campo de 80 °F.
- La velocidad del viento del campo máximo es de 3 m/s.
- Método de caracterización del fluido en PIPESIM 2019.1 es Black Oil.
- Para el análisis económico del proyecto se estima una tasa interna de oportunidad del 10% anual, siendo la mínima rentabilidad esperada, con proyecciones a un año.
- La unidad de moneda empleada para el análisis financiero es USD con un valor de 3500 COP.
- La estación de tratamiento tiene una capacidad máxima de 33000 BFPD, de los cuales 6000 son BOPD y 27000 son BWPD.
- El lifting cost del campo es de 8 USD/Bbls.
- Para las proyecciones en el análisis económico se toma como referencia el precio del Brent escalonado obteniendo un valor de 37 USD por barril para el año 2021 y 43 USD por barril para el 2023
- Para los pozos que presentan válvula choke en superficie, se encuentran conectadas directamente en el cabezal del pozo.

## 2.2 FASE 1

Esta fase de estudio presenta la información necesaria para iniciar la corrida de simulación en PIPESIM 2019.1, se presentan las secciones para creación de los pozos y red de superficie con la calibración del modelo y ajuste hidráulico y el estudio diagnóstico de análisis nodal para cada pozo con la red integrada.

**2.2.1 Recopilación de información.** Se realiza la recopilación de los datos requeridos por el programa para cada uno de los pozos como lo son:

- Reportes de producción<sup>\*\*\*</sup>: son tomados de la herramienta de liquidación de producción AVM, estos reportes de producción presentan información de cada uno de los pozos como lo es el clúster al que pertenecen, estado de producción, fecha de última prueba, sistema de levantamiento, caudales de fluido, BS&W,

---

<sup>\*\*\*</sup> El reporte de producción utilizado en el proyecto es el reporte MEP proporcionado por la empresa Ecopetrol S.A a la fecha de abril del 2020



PIP, WHP, frecuencia de operación de la bomba, presión de yacimiento, entre otros.

En la gráfica 1, se presentan la cantidad de pozos activos e inactivos en abril del 2020, esto es requerido para la creación de cada uno de ellos en el simulador, además es un punto de análisis importante en el estudio para la optimización de la producción del campo.

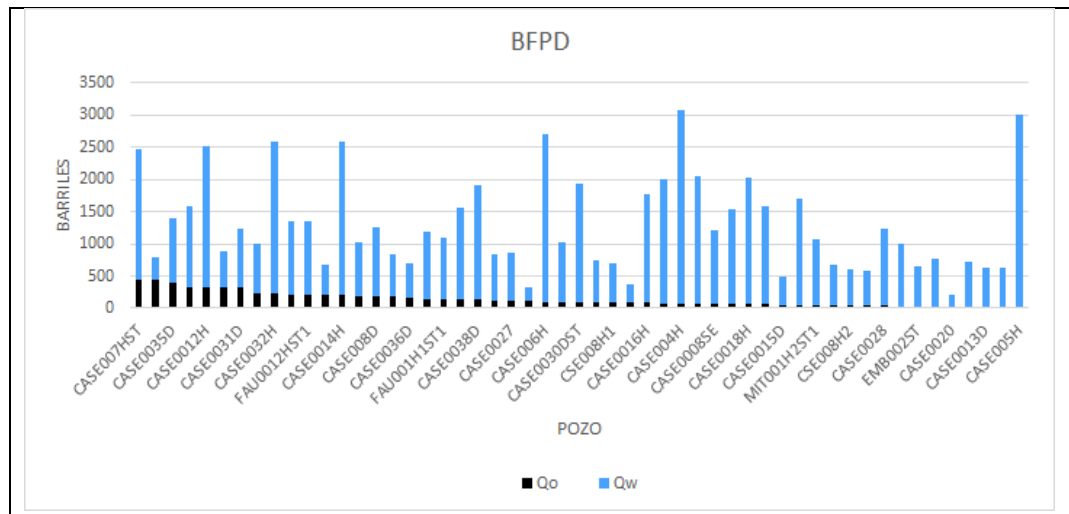
Gráfica 1. Estado de pozos



Fuente: elaboración propia.

En la gráfica 2 se presentan los barriles de fluido producidos por día, basados en el reporte de producción, para cada uno de los pozos del campo en abril del 2020, diferenciando el caudal de agua y aceite.

Gráfica 2. Barriles de fluido del campo



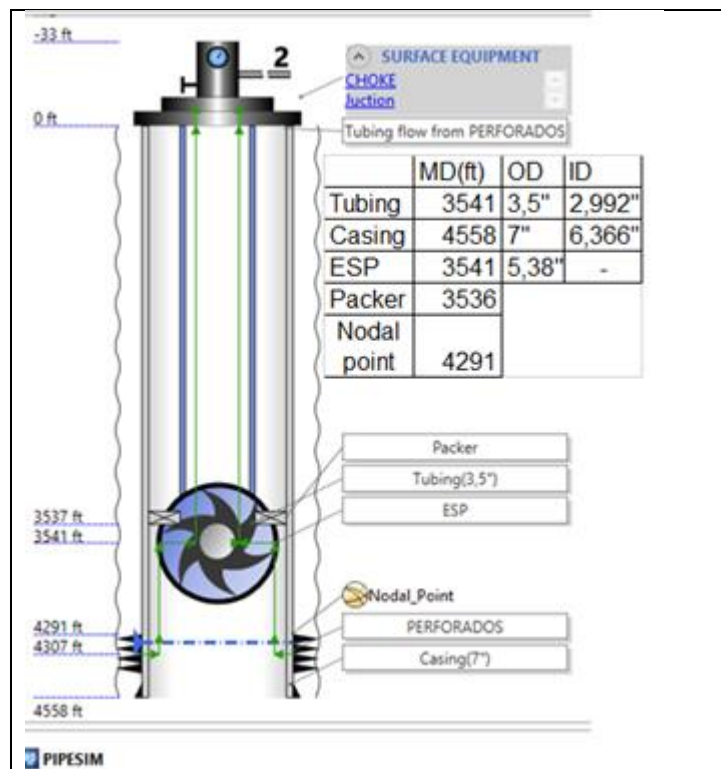
Fuente: elaboración propia.

El reporte de producción utilizado para la creación y calibración de cada uno de los pozos se encuentra en el Anexo A.

- Estados mecánicos y surveys: son tomados de Open Wells la cual es una herramienta que proporciona información técnica de operaciones de intervención a pozos y de perforación.

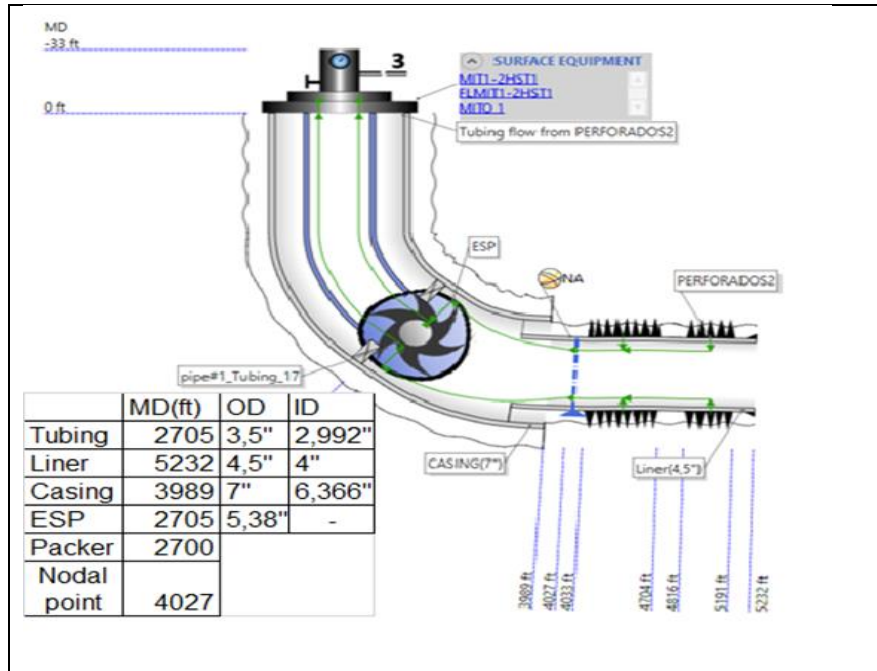
Los estados mecánicos de los pozos del campo están representados por las figuras 4 y 5, en las cuales se aprecian características generales, profundidades promedio y el respectivo SLA que caracteriza al campo. Cabe resaltar que en los estados mecánicos se observa la presencia de empaques con el objetivo que el simulador no asuma filtraciones de fluido en el espacio entre el tubing y casing.

Figura 4. Estado mecánico vertical representativo del campo



Fuente: elaboración propia, con base en el software PIPESIM 2019.1.

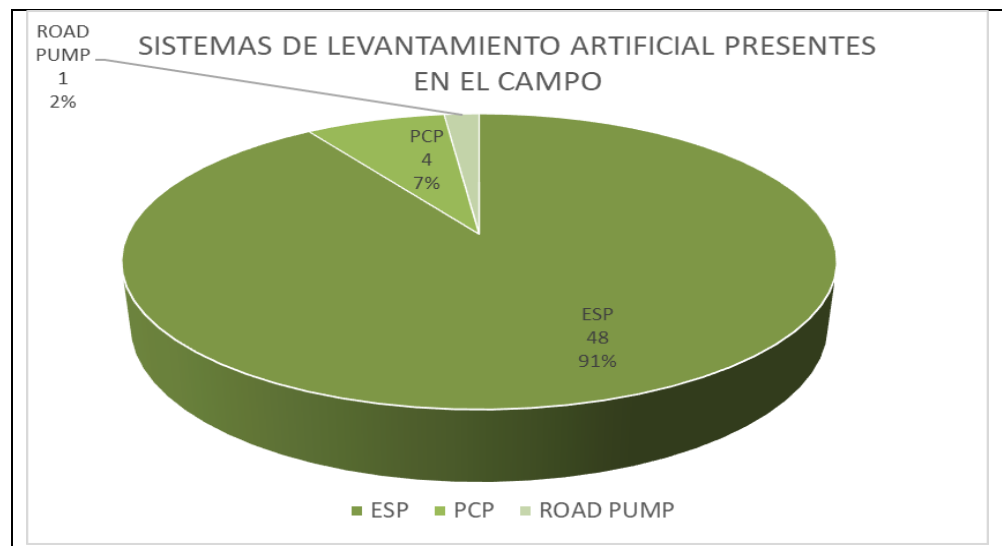
Figura 5. Estado mecánico horizontal representativo del campo



Fuente: elaboración propia, con base en el software PIPESIM 2019.1.

En la gráfica 3 se presentan los SLA presentes en el campo, siendo el sistema ESP el más representativo, el cual es ideal para bombear altos volúmenes de fluido, no se ve afectado por desviaciones y es fácil de controlar y operar.

Gráfica 3. Sistemas de levantamiento artificial presentes en el campo



Fuente: elaboración propia

- Propiedades PVT de los fluidos: Las propiedades PVT son obtenidas a través de un informe de análisis PVT que la empresa le realizó al campo; en el cuadro 1 se presentan las propiedades que son constantes para todos los pozos a excepción del BS&W que se especifica en el ANEXO A.

Cuadro 1. Propiedades PVT del campo

PROPIEDAD	VALOR
Gravedad API (°)	13
Saturación de gas (SCF/STB)	5
Presión de burbuja (psia)	105
Temperatura del yacimiento (F)	155
GOR (SCF/STB)	5,8
Gravedad específica del gas	0,64
Gravedad específica del agua	1,02
Permeabilidad del petróleo (mD)	2000
Salinidad del agua (ppm)	312
Factor de daño	1

Fuente: elaboración propia.

Cabe resaltar que el cuadro de viscosidad es constante para todos los pozos y es presentando en el cuadro 2.

Cuadro 2. Viscosidad del fluido

Temperatura (F)	Viscosidad (cP)
77	8093
100	2132
130	532
140	379
180	107
275	15,5

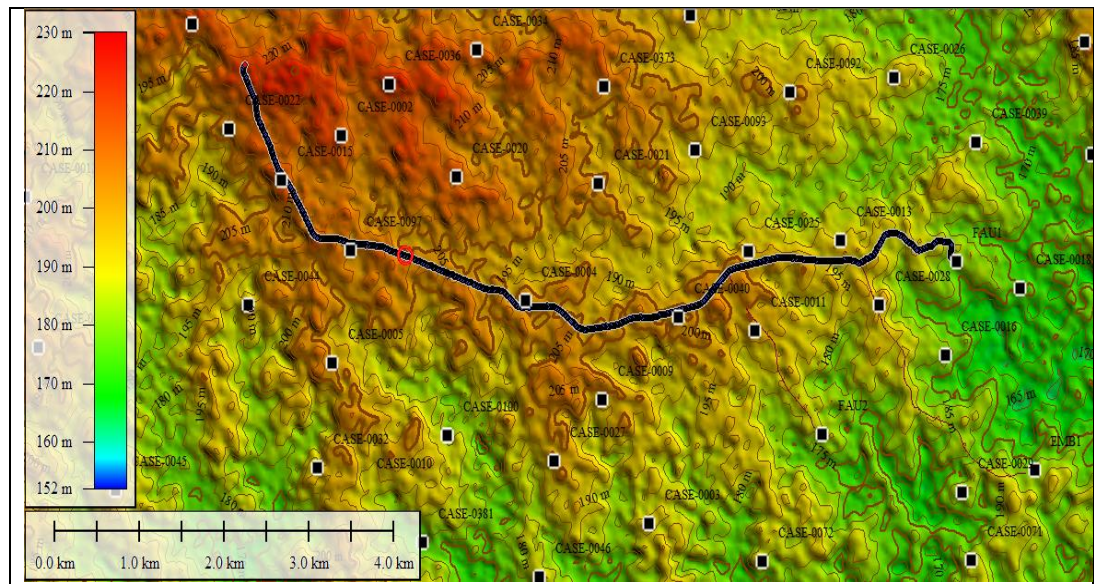
Fuente: elaboración propia.

- Válvulas choke: Actualmente en la red de superficie 23 pozos presentan válvula choke en superficie con distintas aperturas, esta información es importante ya que, las válvulas choke restringen el paso del fluido modificando la presión. Los pozos que presentan válvula choke son adquiridos por medio de un informe de

datos operativos de superficie suministrado por Ecopetrol S.A el cual se encuentra en el Anexo B.

- Información topográfica del campo: Esta información es necesaria para recrear la red de superficie en PIPESIM 2019.1 y que esta sea lo más parecida posible. En la figura 6 se presenta la línea de flujo principal y la conexión de los pozos a esta, por medio del programa Global Mapper\*\*\*\*, el cual toma la información programada de Google Earth y transforma los datos para ser empleados como segmentos de tubería de recolección en el programa de simulación. La información arrojada por el programa Global Mapper muestra correspondencia con el trazado topográfico de los planos CAD de cada pozo proporcionados por Ecopetrol S.A.

Figura 6. Línea principal de flujo del campo en superficie.



Fuente: elaboración propia con base en el software Global Mapper.

**2.2.2 Creación de los pozos y red de superficie en PIPESIM 2019.1.** Para la creación de un pozo en PIPESIM 2019.1 se accede a la opción de pozos nuevos, la cual, permite representar el pozo en la herramienta. Para este capítulo se realiza un ejemplo de cómo fue creado el pozo CASE0018H y de igual forma se crean los 52 pozos restantes.

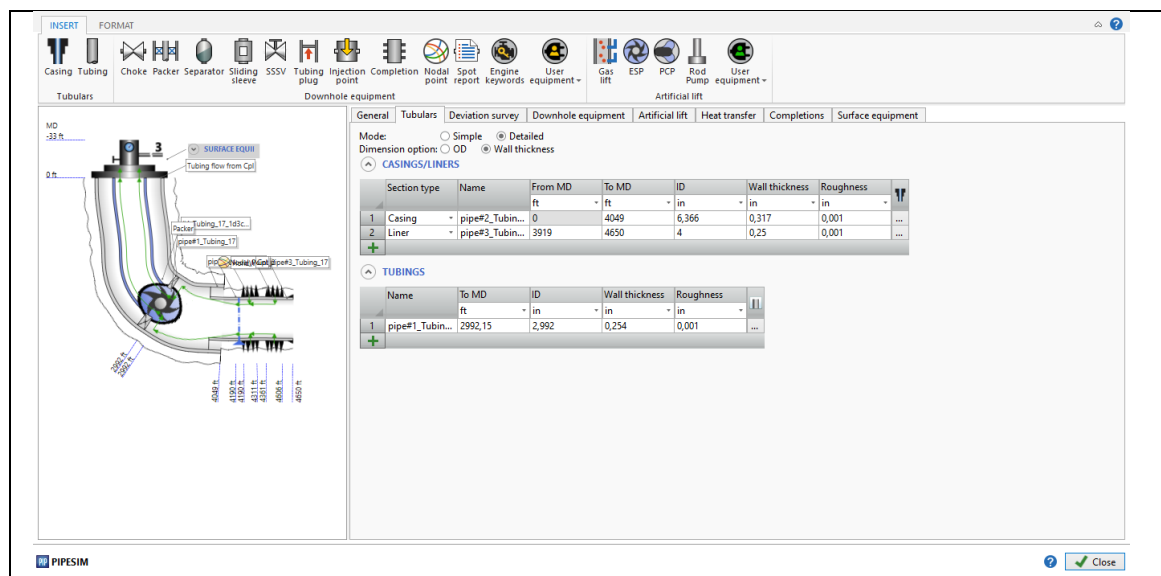
---

\*\*\*\* Global Mapper es un paquete de software de sistema de información geográfica desarrollado actualmente por Blue Marble Geographics, se ejecuta en Microsoft Windows. El uso del programa Global Mapper sin licencia tendrá disponibles limitadas funciones.

**2.2.2.1 Sección general.** En esta ventana se introduce información general del pozo, como nombre y estado de actividad del pozo (activo/inactivo).

**2.2.2.2 Sección tubulares.** En esta sección se especifica el modo de trabajo de la simulación dependiendo de la precisión que se desee. Para este caso fue escogida la opción detallada en donde es necesario introducir todos los datos de completamiento de pozo y así recrear el estado mecánico. En la figura 7 se presenta la información suministrada al simulador y como este representa gráficamente el estado mecánico del pozo.

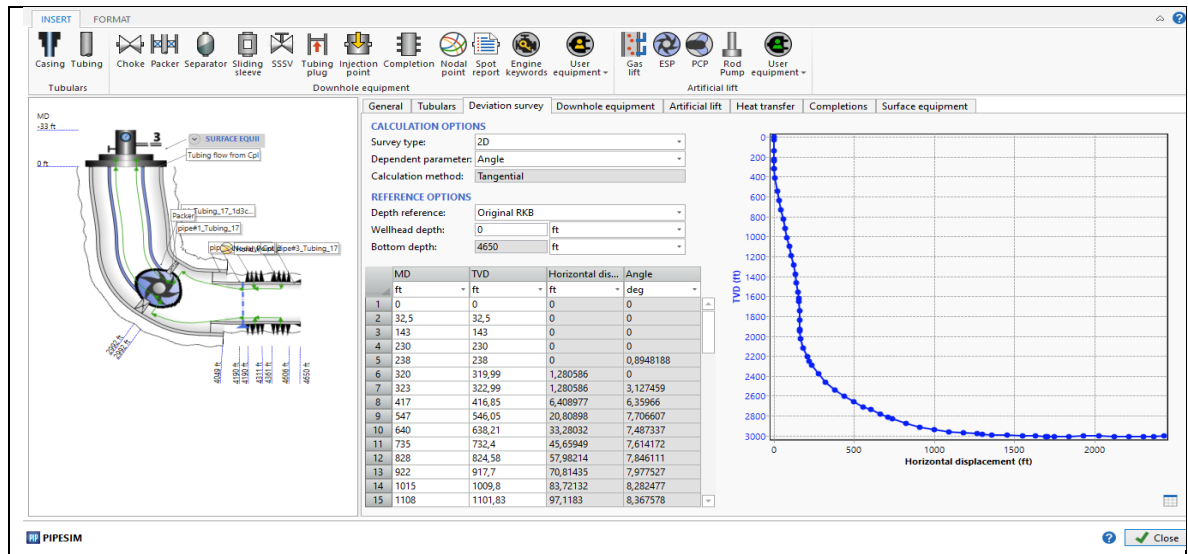
Figura 7. Sección tubulares en PIPESIM 2019.1



Fuente: elaboración propia, con base en el software PIPESIM 2019.1.

**2.2.2.3 Sección levantamiento de desviación.** En esta sección se especifica el tipo de pozo, es decir, si es vertical o desviado; para este caso al ser un pozo desviado es necesario introducir toda la información del survey. En la figura 8, se muestra el tipo de información que debe ser suministrada al simulador, y como este genera una curva de TVD vs desplazamiento horizontal, representado la desviación del pozo.

Figura 8. Sección levantamiento de desviación en PIPESIM 2019.1.

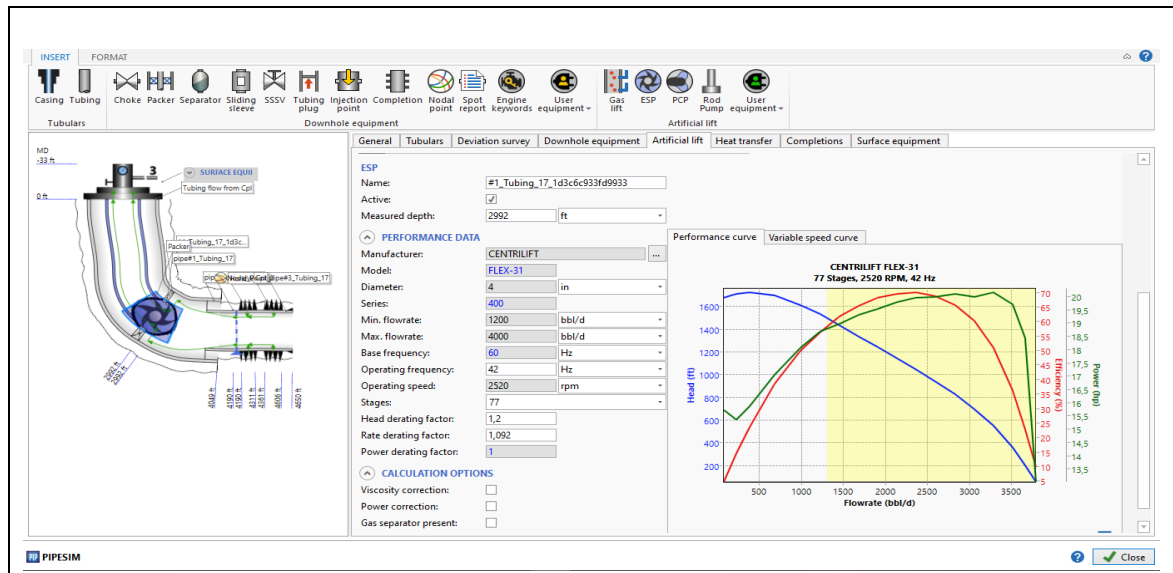


Fuente: elaboración propia, con base en el software PIPESIM 2019.1.

**2.2.2.4 Sección equipo de fondo de pozo.** En esta sección se especifican los datos del empaque, como la profundidad a la cual se encuentran y el estado actividad/inactividad de cada uno de ellos.

**2.2.2.5 Sección levantamiento artificial.** En esta sección se especifica el tipo de levantamiento artificial que presenta el pozo, para este pozo se tiene una bomba ESP, al simulador es necesario ingresar datos como la profundidad en MD (a la cual se encuentra la bomba, el estado de actividad/inactividad, el tipo de bomba, la frecuencia y etapas. En la figura 9, se observan todos los datos requeridos por el simulador para este tipo de bomba, es necesario recalcar, que las bombas deben estar cargadas en el catálogo del programa para que se cree la curva de funcionamiento, de no ser así la curva debe ser agregada al catálogo.

Figura 9. Sección levantamiento artificial en PIPESIM 2019.1

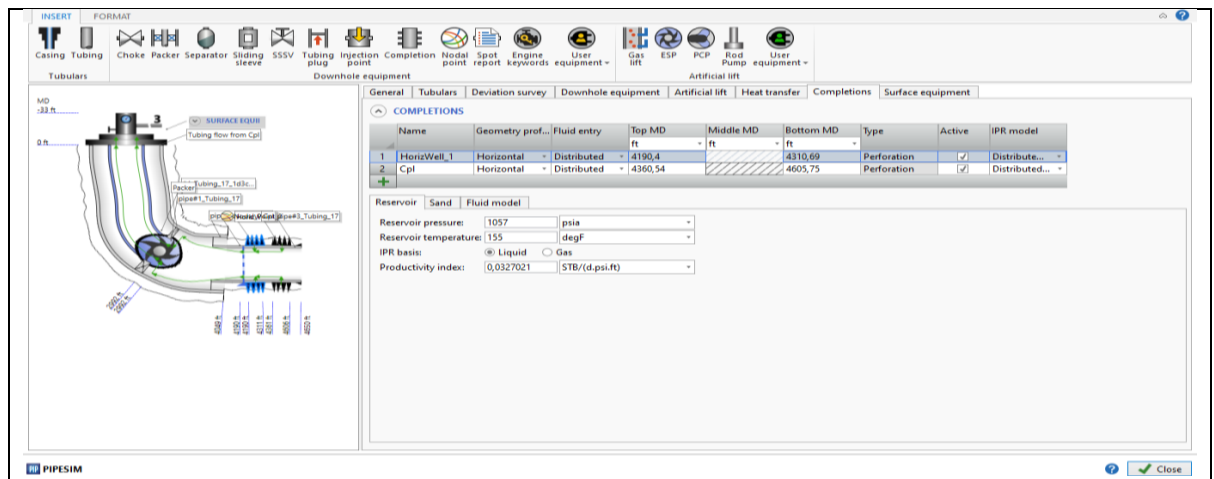


Fuente: elaboración propia, con base en el software PIPESIM 2019.1.

**2.2.2.6 Sección transferencia de calor.** En esta ventana se introducen los datos de temperatura del ambiente en función de la profundidad del pozo.

**2.2.2.7 Sección completamiento.** En esta ventana se especifican factores como: la profundidad a la cual se encuentran los intervalos perforados, la presión y temperatura del reservorio y el índice de productividad como se observa en la figura 10.

Figura 10. Sección completamiento en PIPESIM 2019.1

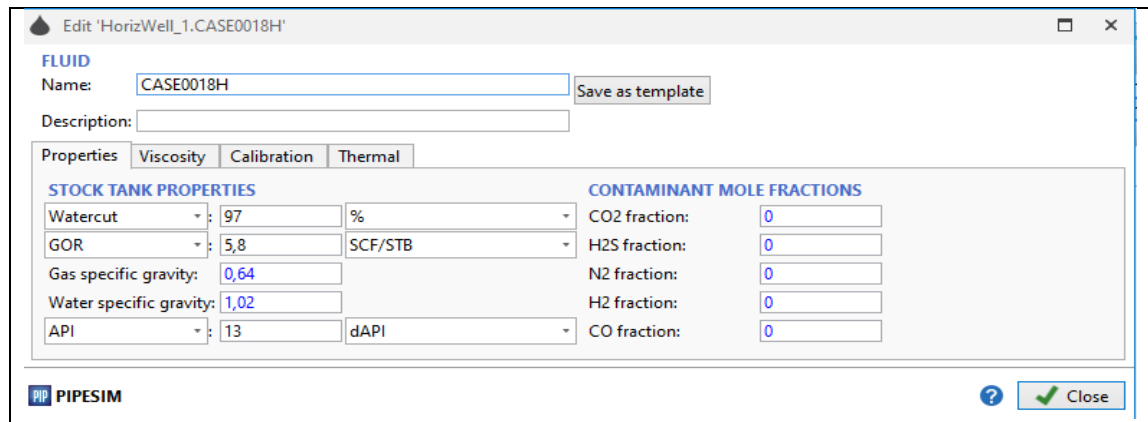


Fuente: elaboración propia, con base en el software PIPESIM 2019.1.



En esta sección del programa también se crea el modelo de fluido para el pozo, basados en la información del análisis PVT del cuadro 1. En la figura 11 se introducen los datos de corte de agua los cuales son propios de cada pozo y las propiedades como: GOR, gravedad específica del agua, gravedad específica del gas y gravedad API permanecen constantes en todos los pozos.

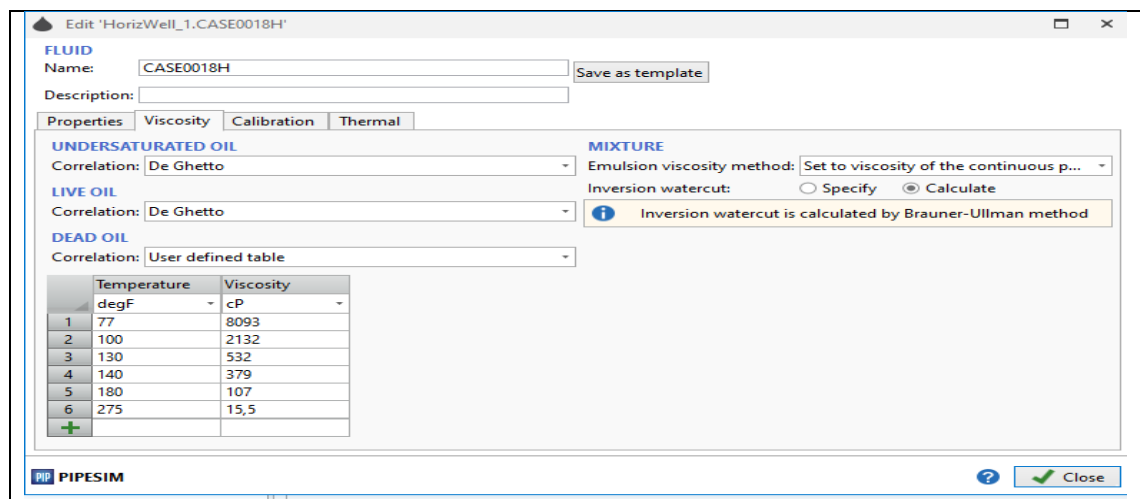
Figura 11. Sección propiedades en PIPESIM 2019.1



Fuente: elaboración propia, con base en el software PIPESIM 2019.1.

En la figura 12 se presenta la información requerida para la viscosidad del fluido, para este y todos los pozos se utiliza la correlación De Ghetto, haciendo referencia a la curva de fluido total, para aceite saturado y subsaturado debido a que es muy acertado para fluidos extrapesados y pesados como es el caso de estudio. Para el caso del aceite muerto no se utiliza ninguna correlación sino se introduce el cuadro de viscosidad que fue presentado en el cuadro 2.

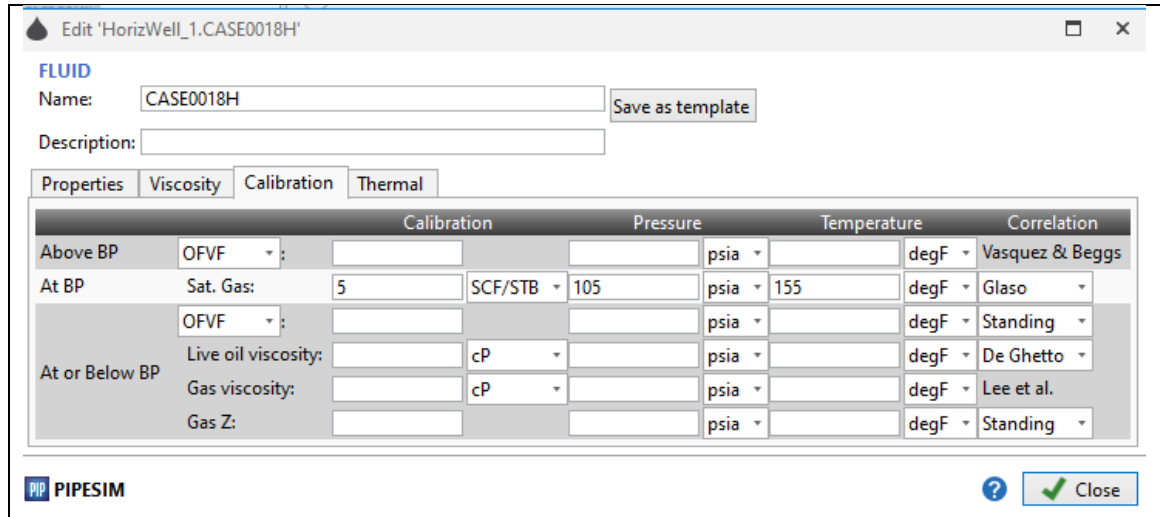
Figura 12. Sección viscosidad en PIPESIM 2019.1



Fuente: elaboración propia, con base en el software PIPESIM 2019.1.

En la figura 13 se presenta la información para la calibración del fluido en el cual se presenta la saturación del gas, presión y temperatura al punto de burbuja, datos que se presentaron en el Cuadro 1 de Propiedades PVT del campo

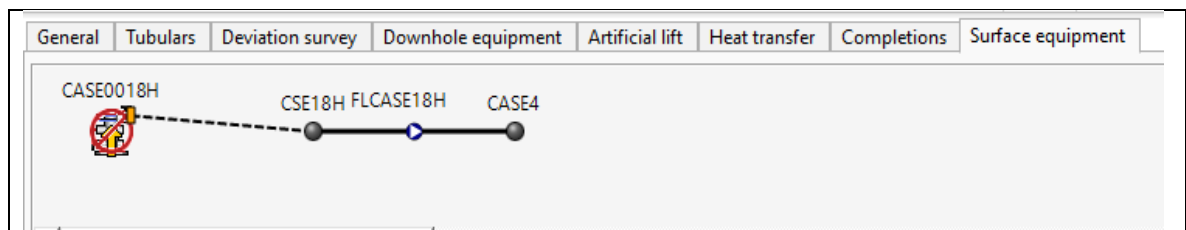
Figura 13. Sección Calibración en PIPESIM 2019.1.



Fuente: elaboración propia, con base en el software PIPESIM 2019.1.

**2.2.2.8 Sección equipo de superficie.** En esta sección se especifican las líneas y conexiones que tiene la cabeza del pozo en superficie, como se muestra en la figura 14.

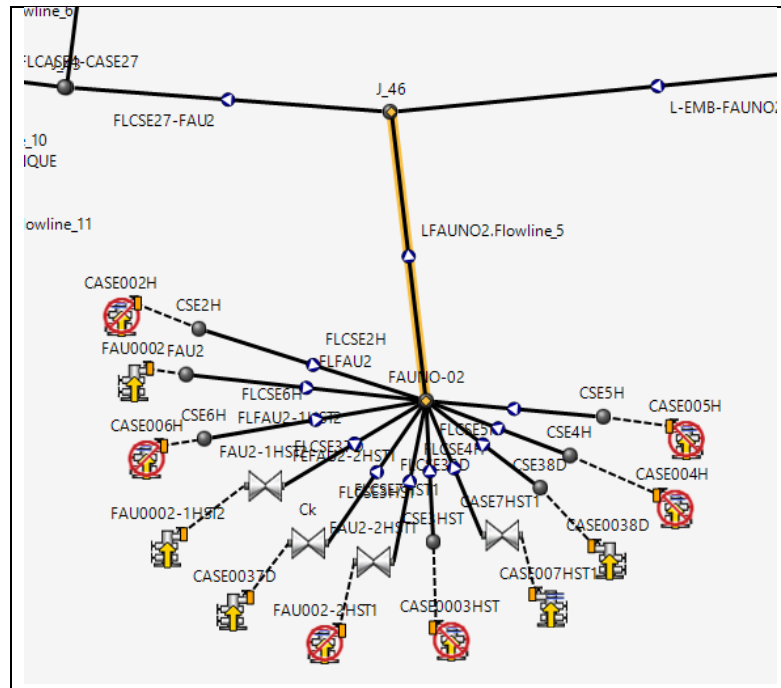
Figura 14. Sección equipo de superficie en PIPESIM 2019.1.



Fuente: elaboración propia, con base en el software PIPESIM 2019.1.

**2.2.2.9 Creación de la red de superficie.** Al finalizar con la creación de los 53 pozos en PIPESIM 2019.1 se procede a crear la red de superficie, como guía se toma la línea principal de flujo mostrada en la figura 9, y se crea en PIPESIM 2019.1 con los diámetros, distancias y elevaciones de tuberías correspondientes. Luego se conectan todos los pozos a la línea principal teniendo en cuenta el ramal con el que conecta cada clúster y válvulas o demás elementos, como se observa en la figura 15.

Figura 15. Conexión de ramal a la línea principal de flujo



Fuente: elaboración propia, con base en el software PIPESIM 2019.1.





En la figura 15 se presenta un ejemplo de un ramal del campo resaltado de color amarillo, el cual es un oleoducto secundario que recolecta el fluido del clúster donde se encuentran conectados los pozos y los transporta hasta la línea principal de flujo y allí hasta la estación de recolección.

En el cuadro 3 se presentan las convenciones usadas para la construcción de la red.

Cuadro 3. Convenciones red de superficie

Convención	Leyenda
	Pozo inactivo
	Pozo activo
	Unión
	Línea de flujo

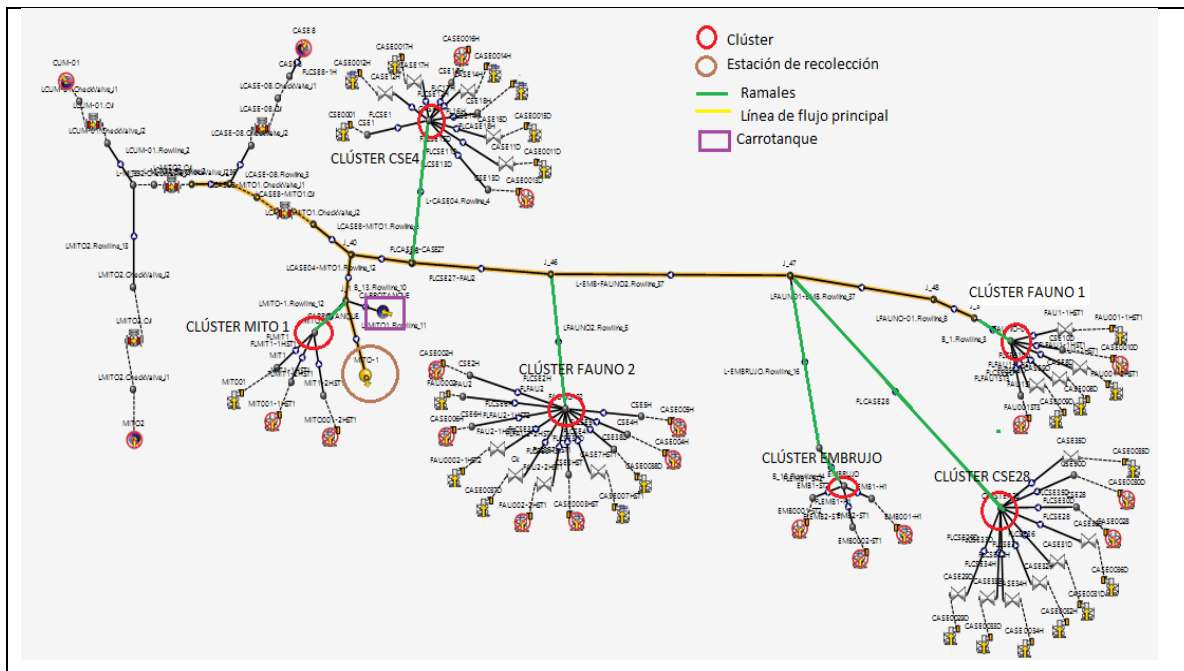
Cuadro 3. Continuación

Convención	Leyenda
	Entrada al sistema
	Salida
	Válvula choke
	Conector

Fuente: elaboración propia, con base en el software PIPESIM 2019.1

Las convenciones presentadas en el cuadro 3 son usadas para la creación de la red de superficie presentada en la figura 16, es de resaltar que la única entrada al sistema mostrada en la red son los pozos que producen a carrotanque, la única salida representa la estación de recolección, la línea de flujo principal está resaltada de color amarillo, los ramales están resaltados de color verde y los clúster están representados por uniones y resaltados por un círculo color rojo, los pozos pertenecientes a cada clúster se presentan en el Anexo D.

Figura 16. Red de superficie del campo



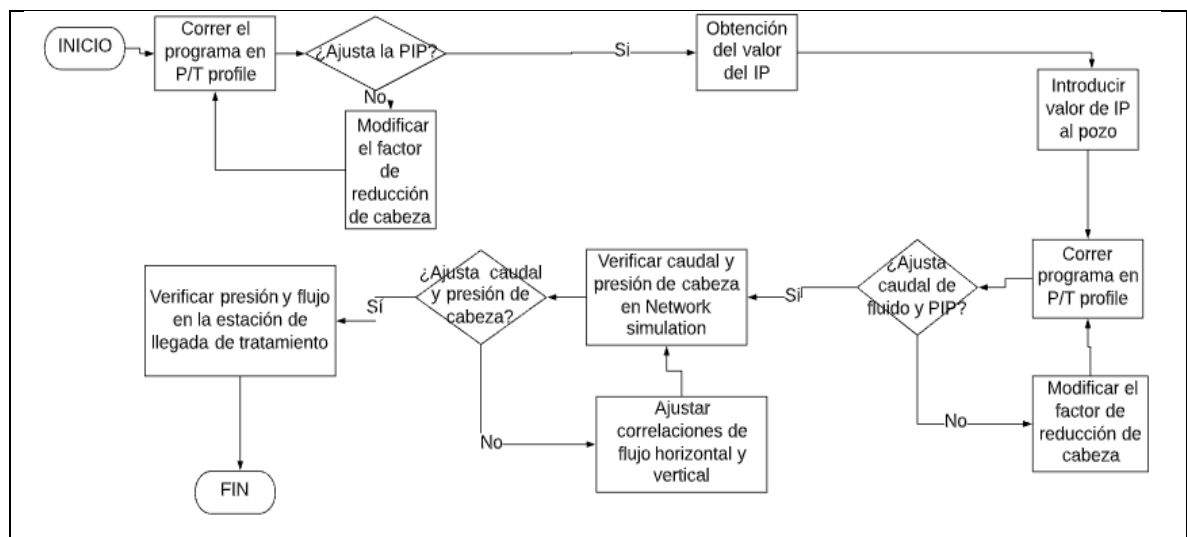
Fuente: elaboración propia, con base en el software PIPESIM 2019.1

**2.2.3 Calibración del modelo hidráulico.** Se realiza una corrida de calibración o mach para verificar si el programa de simulación está corriendo de forma adecuada, y así mejorar la calidad de los resultados, disminuyendo los errores en cada una de las predicciones a realizar. La calibración se realiza con los datos del reporte de producción proporcionados por la empresa Ecopetrol S.A para abril del 2020, presentados en el Anexo A.

Es necesario resaltar que la calibración de los pozos se hizo en el modelo integrado de subsuelo y superficie, con el fin obtener valores acertados en cuánto al caudal total obtenido en la estación de recolección y la presión de salida.

Para la calibración de los pozos en la red de superficie en PIPESIM 2019.1, se procede a analizar que valores del simulador se pueden variar y comenzar a iterar sin afectar las propiedades tanto del pozo como del fluido, hasta obtener valores muy aproximados del reporte de producción. Los valores que pueden ser modificados son: IP y propiedades de la bomba como HF y RF. Un punto de partida para la calibración de cada uno de los pozos es ajustar la PIP debido a que es un dato medido en campo y se obtiene del reporte de producción, el proceso que se siguió para la calibración de los pozos de muestra en la figura 17.

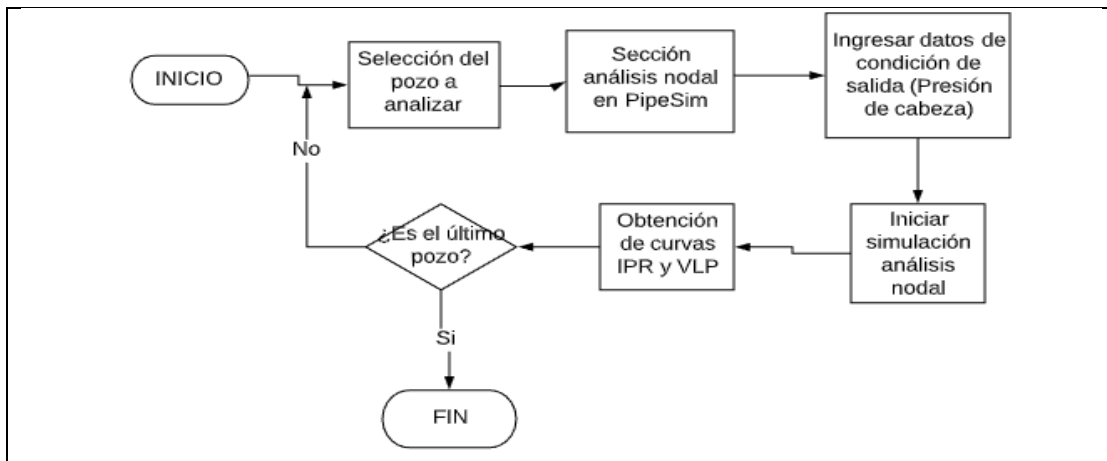
Figura 17. Diagrama de fase para la calibración del modelo integrado en PIPESIM 2019.1.



Fuente: elaboración propia.

**2.2.4 Identificación del punto óptimo de producción de cada pozo, mediante el análisis nodal.** Para esta fase, se procede a realizar el estudio diagnóstico de análisis nodal para cada uno de los pozos, con el fin de encontrar el punto óptimo de producción de cada uno de ellos. En la figura 18, se presenta un diagrama de fase, el cual explica el procedimiento para realizar un análisis nodal por pozo en la red hidráulica de recolección en PIPESIM 2019.1.

Figura 18. Diagrama de fase para la obtención del potencial de cada pozo en PIPESIM 2019.1



Fuente: elaboración propia.

### 2.3 FASE 2

Al realizar el análisis nodal para cada pozo y analizar los pozos que presentan oportunidades de optimización, se realizan sensibilizaciones por medio de iteraciones a las distintas variables del pozo que pueden ser modificadas, como lo son frecuencia de la bomba de subsuelo, apertura o cierre de la válvula choke, disminuciones en las presiones de cabeza, creación de loops en la red de superficie, etc; todo esto con el fin de optimizar la producción de la red hidráulica de recolección.

Para cada pozo se realizan dos casos de optimización analizando las variables anteriormente mencionadas y se escoge el más prospectivo, finalmente, al realizar la simulación de los casos de optimización en conjunto con la red hidráulica de recolección, se verifica que los caudales obtenidos no excedan el límite de capacidad de almacenamiento de la estación, de ser así se crean sensibilizaciones distintas buscando incrementar la producción de aceite y disminuir la de agua sin exceder el límite de capacidad de la estación.

Al garantizar que los caudales obtenidos son los adecuados, se procede a escoger el escenario más prospectivo para realizar el análisis financiero.

### 2.4 FASE 3

En esta fase se realiza una evaluación económica, utilizando el valor de la tasa interna de retorno TIR<sup>24</sup>, por medio de la ecuación 4.

Ecuación 4. Tasa interna de retorno

$$0 = -A + \frac{Q_1}{(1-r)^1} + \frac{Q_2}{(1-r)^2} + \dots + \frac{Q_n}{(1-r)^n}$$

Fuente: García González Ana, Bòria Reverter Sefa. Aplicación práctica de creación de empresas en las ciencias sociales. Edicions Universitat Barcelona, 3 de marzo de 2006. p 102.

Donde:

A = Inversión Inicial

Q = Flujo de caja

n = número de años que dura la inversión

r = TIR

Además de la TIR se calculará el VPN<sup>25</sup>, debido a que este compara todos los ingresos y egresos del proyecto en un momento de tiempo, como se muestra en la ecuación 5.

Ecuación 5. Valor presente neto

$$VPN = \sum_{i=1}^n \left( \frac{V_t}{(1+k)^t} \right) - I_0$$

Fuente: Van Horne James C., Wachowicz John M. Fundamentos de administración financiera. Pearson Educación, 2002, pág. 405.

---

<sup>24</sup>García González Ana, Bòria Reverter Sefa. Aplicación práctica de creación de empresas en las ciencias sociales. Edicions Universitat Barcelona, 3 de marzo de 2006. 102 p.

<sup>25</sup> Van Horne James C., Wachowicz John M. Fundamentos de administración financiera. Pearson Educación, 2002. 405 p.

Donde:

$V_t$ = Flujos de caja en cada período  $t$ .

$I_0$ = Inversión inicial.

$K$ = Coste de oportunidad

$n$ = Número de períodos considerados

Este método de evaluación proporciona un criterio de selección preciso y efectivo por ello el VPN de cualquier proyecto se evalúa bajo la siguiente premisa, si el VPN es mayor a 0, el proyecto es atractivo y rentable, si VPN es igual 0, es indiferente seleccionar esa propuesta o alguna otra, si VPN es menor a 0, el proyecto no resulta rentable.



### 3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En este capítulo se presentan los resultados de la metodología utilizada para la optimización de la producción de los pozos del campo en la red hidráulica de recolección.

#### 3.1 PUNTO ÓPTIMO DE PRODUCCIÓN

Los resultados obtenidos del estudio diagnóstico de análisis nodal para todos los pozos del campo se muestran en el presente capítulo; este análisis permite conocer el punto óptimo de producción para cada pozo, mediante el corte de las curvas IPR y VLP.

Al realizar el estudio diagnóstico de análisis nodal pozo a pozo se obtuvo un porcentaje de error menor al 0,5% en cuanto al caudal de fluido, los resultados pozo a pozo se presentan en el Anexo D, en él se observan los datos de caudal, presión al nodo, PIP, RF, HF y % error entre el caudal reportado en la prueba de producción y el caudal simulado en PIPESIM 2019.1. El porcentaje de error se obtiene mediante la ecuación 6.

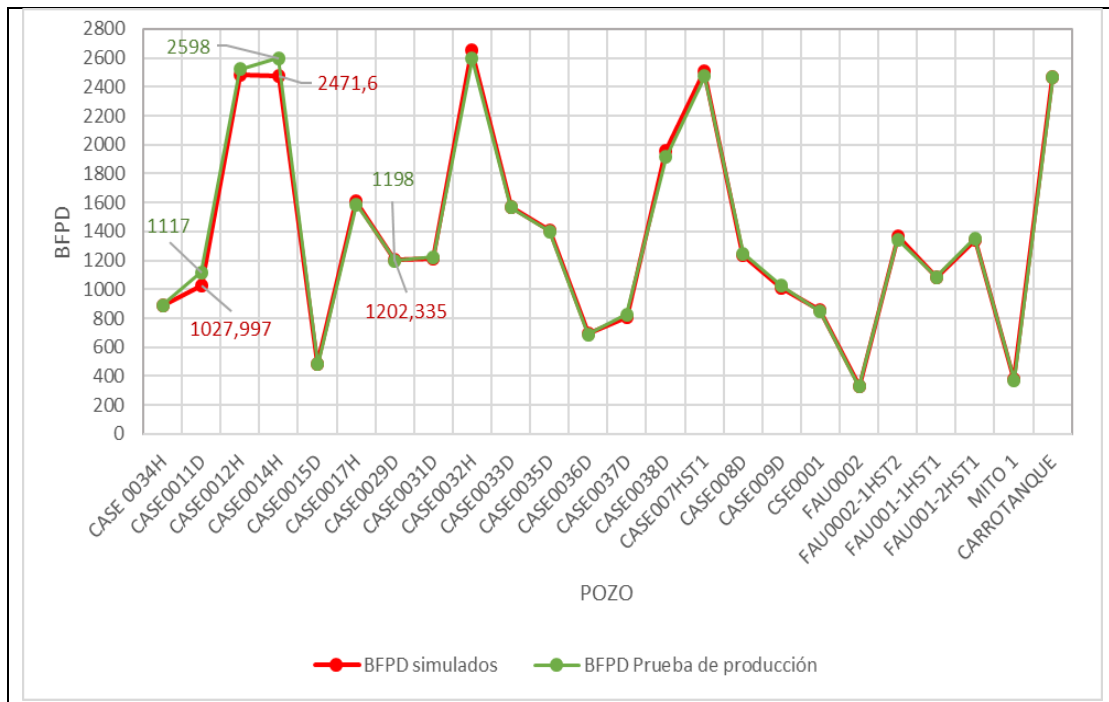
Ecuación 6. Porcentaje de error

$$\%Error = \frac{|V_{teorico} - V_{real}|}{V_{real}}$$

Fuente: Posadas Chinchilla Antonio, DETERMINACIÓN DE ERRORES Y TRATAMIENTO DE DATOS. Facultad de Ciencias Experimentales– Universidad de Almería [en línea]. Disponible en internet < <https://w3.ual.es/~aposadas/TeoriaErrores.pdf> >

Al integrar los pozos a la red hidráulica de recolección, se obtienen distintos valores de THP y caudal de fluido los cuales se muestran en el Anexo E, estos resultados son comparados con el reporte de producción y son representados por las gráficas 4 y 5, para este caso, se obtiene un mayor porcentaje de error tanto para el caudal como para la presión de cabeza al ser valores arrojados por la red hidráulica de recolección con los pozos conectados.

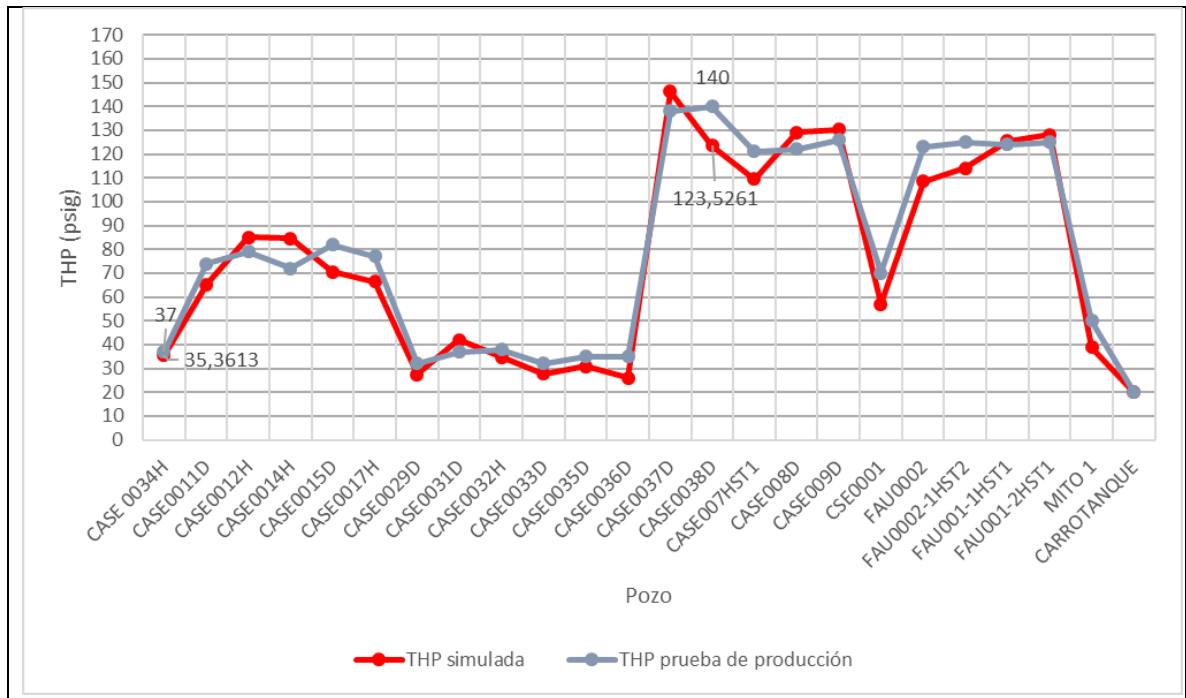
Gráfica 4. Caudal medido de los 26 pozos activos vs caudal determinado por la simulación en la red hidráulica de recolección



Fuente: elaboración propia.

En la gráfica 4, se presentan los BFPD simulados de los 26 pozos que se encuentran activos, de los cuales 23 están conectados directamente a la red hidráulica de recolección y 3 pozos que ingresan por carrotanque, estos valores de caudal obtenido han sido comparados con el reporte de producción para abril del 2020 presentado en el Anexo A. Al realizar el porcentaje de error entre los caudales obtenidos y los caudales del reporte de producción mediante el uso de la ecuación 6, el pozo con mayor porcentaje de error es el pozo CASE0011D con un valor de 7,97% y el pozo con menor porcentaje de error es el pozo CASE0029D con un valor de 0,36%.

Gráfica 5. THP vs THP simulada en la red hidráulica de recolección

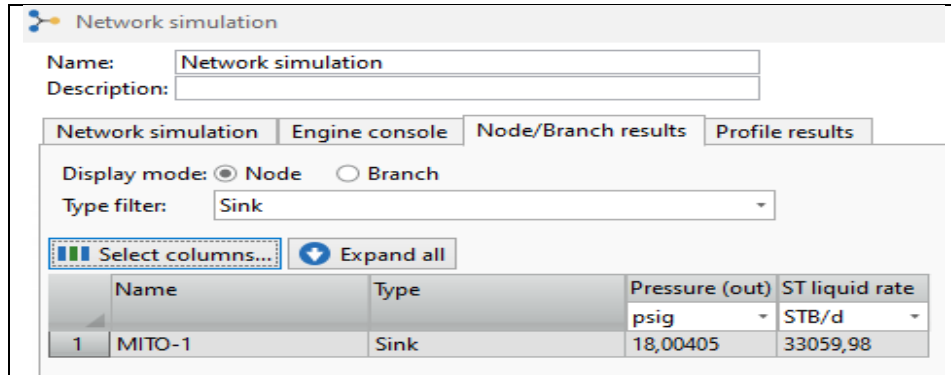


Fuente: elaboración propia.

En la gráfica anterior se presentan los datos obtenidos para la THP representada por la curva roja para los 23 pozos que están activos y los 3 pozos que ingresan por carrotanque, los cuales han sido comparados con la THP de la prueba de producción presentada en el Anexo A. Para este caso se obtuvo que al integrar los pozos en la red de superficie la línea de la THP simulada sigue la tendencia de la línea de la THP de la prueba de producción representada por la línea azul.

De igual forma, es necesario verificar que los valores de caudal y de presión en la estación de recolección sean lo más aproximado posible a los mencionados en el reporte de producción, los resultados arrojados por la simulación de la red hidráulica con la integración de los pozos se presentan en la figura 19.

Figura 19. Resultados simulación para la estación de recolección

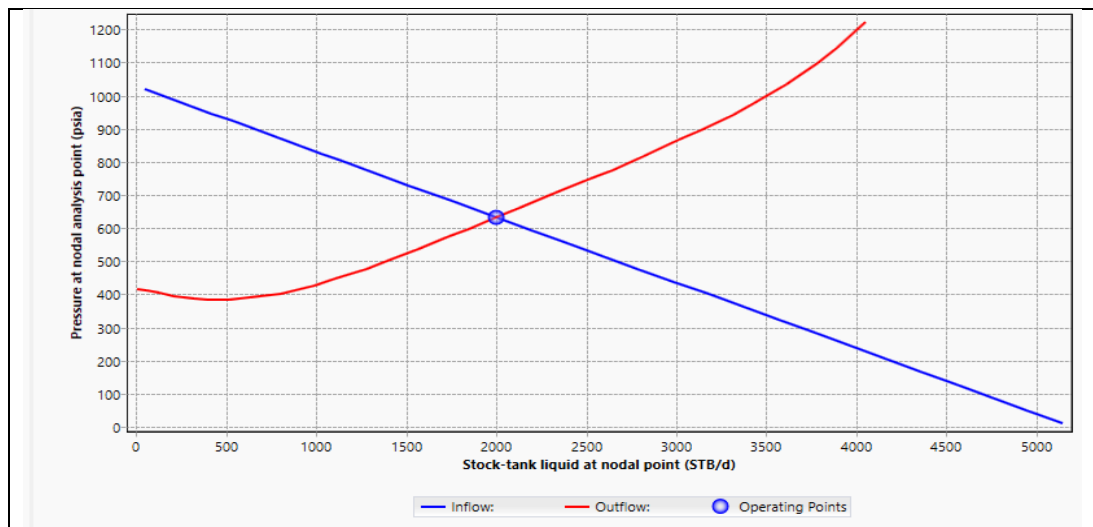


Fuente: elaboración propia, con base en el software PIPESIM 2019.1.

En la figura anterior se evidencia un caudal de fluido de 33059,98 BFPD que corresponden a los barriles de fluido total que llegan cada día a la estación de tratamiento a una presión de 18 psig.

Al garantizar que los caudales simulados son lo más cercano posible al reporte de producción se procede a realizar el análisis nodal para cada uno de los pozos obteniendo el punto óptimo de producción de cada uno de ellos al obtener el corte entre las curvas IPR y VLP, en la gráfica 6 se muestra el resultado del estudio diagnóstico de análisis nodal para el pozo CASE0002H en la red hidráulica de recolección.

Gráfica 6. Punto óptimo de producción pozo CASE0002H



Fuente: elaboración propia, con base en el software PIPESIM 2019.1.

En esta gráfica se obtiene que el corte entre las curvas IPR y VLP es el punto óptimo de producción para estas condiciones, donde se encuentra que el máximo caudal que se puede producir es de 2000 BFPD a una presión al nodo de 632 psia para el pozo CASE0002H, el comportamiento de la curva IPR sigue una tendencia lineal debido a que el corte de agua es alto y la afluencia del gas es prácticamente nula, este comportamiento es típico para casi todos los pozos del campo; las gráficas de las curvas IPR y VLP para el resto de pozos se encuentran en el Anexo F. Cabe resaltar que el análisis para cada uno de los pozos se realizó de acuerdo con la última prueba de producción presentada en el Anexo A y que se respetaron cada uno de los valores de cada propiedad, esto es importante ya que al variar propiedades ya sea de la bomba, del pozo o del fluido varían las curvas de los resultados obteniendo un IP que no sería representativo y no se podría usar como base para realizar las iteraciones necesarias para la optimización.

El Anexo F refleja el punto óptimo de producción de cada pozo, siendo el caudal y la presión al nodo quienes representan el corte entre las curvas IPR y VLP; la profundidad del punto de análisis nodal para todos los pozos está en el tope de los perforados esto es importante ya que, aunque no cambie el potencial de producción influye en la representación gráfica y en los tiempos de ejecución del programa.

Para los pozos con un sistema de levantamiento artificial ESP, obtener que los valores de caudal de fluido y PIP sean aproximados a los reales fue necesario iterar el valor de HF y RF quienes representan las ineficiencias de la bomba, cuando el HF es igual a 1 es porque el proceso no genera ineficiencias, cuando es mayor a 1 como sucede en la mayoría de los pozos es porque la bomba está sobredimensionada, es decir, la capacidad de producción es mayor a la que se está trabajando, cuando es menor a 1 es porque la bomba está siendo forzada a trabajar a una eficiencia que no es la de ella, esto es debido a que la frecuencia a la que está trabajando no es la máxima, o que la bomba esta subdimensionada. Cuando el HF se encuentra fuera del punto óptimo de trabajo (diferente a 1) se genera una ineficiencia en el proceso, lo cual conlleva a un mayor consumo de energía y disminución de la vida útil de la bomba que se refleja en gastos.

Como se observa en el Anexo D, los pozos CASE0028, FAU0002, FAU0002-1HST2 y CASE0001 presentan HF y RF igual a 1, son aquellos que tienen como sistema de levantamiento artificial bomba PCP, para este tipo de bomba no es posible variar el HF ni el RF, en este caso se iteró el valor de velocidad de operación y así obtener un caudal simulado lo más cercano posible al real. El pozo CASE0023 no presenta valores de estos factores debido a que presenta una Rod Pump como sistema de

levantamiento artificial y este no es alterado por alguno de ellos, para el simulador solo es necesario introducir el valor del caudal deseado.

Aparte del sobredimensionamiento de las bombas, uno de los factores de restricción que se identificaron con el análisis nodal fueron las válvulas choke presentes en la cabeza de alguno de los pozos y las altas presiones en cabeza de pozo, debido a que estas restringen el flujo de fluido de acuerdo con la apertura que tenga el choke, sólo un pozo presento un choke totalmente abierto, es decir la restricción que genera es muy poca comparada con los chokes en los que la apertura era menor.

### 3.2 ESCENARIOS Y SIMULACIÓN DE OPTIMIZACIÓN

En este capítulo se presentan los distintos escenarios con los cuales se pretende optimizar la producción del campo pozo a pozo, para ello, se han escogido distintos pozos que han presentado tendencias de mejora, la cual fue obtenida del análisis nodal inicial, expuesta en el capítulo anterior.

Para plantear los primeros casos de optimización por pozo se han escogido aquellos pozos que tienen como sistema de levantamiento artificial BES, en los cuales el %BS&W no sea mayor al 80% y que la frecuencia a la cual trabaja actualmente la bomba sea baja, esto con el objetivo de optimizar la producción de cada uno de ellos sin provocar que se produzca alto contenido de agua y poco de crudo. Los pozos escogidos para realizar el análisis de optimización se presentan en el cuadro 4 con las condiciones actuales de frecuencia y %BS&W, cabe resaltar que los pozos 9 y 31 tienen el mismo %BS&W es por ello que se escogió solo uno de ellos para realizar el análisis. En cuanto a la red de superficie se escogió el tramo en el cual se presentan mayores caídas de presión.

Cuadro 4. Pozos seleccionados para realizar escenarios de optimización respecto a la frecuencia y apertura de choke

POZO	FRECUENCIA (Hz)	%BS&W	Apertura válvula choke (pulgadas)
CASE0025	43,3	45	31,25% (0,625)
CASE0034H	49,4	64	35,93% (0,71875)
CASE0021	52,5	69	31,25% (0,625)
CASE0035D	56,4	72	45,31% (0,90625)
CASE0031D	51,1	74	33,59%(0,671875)
CASE0036D	51,3	76	39,06% (0,78125)
CASE0022ST	35,1	77	31,25% (0,625)
CASE0037D	58,7	79	21,87% (0,4375)

Fuente: elaboración propia

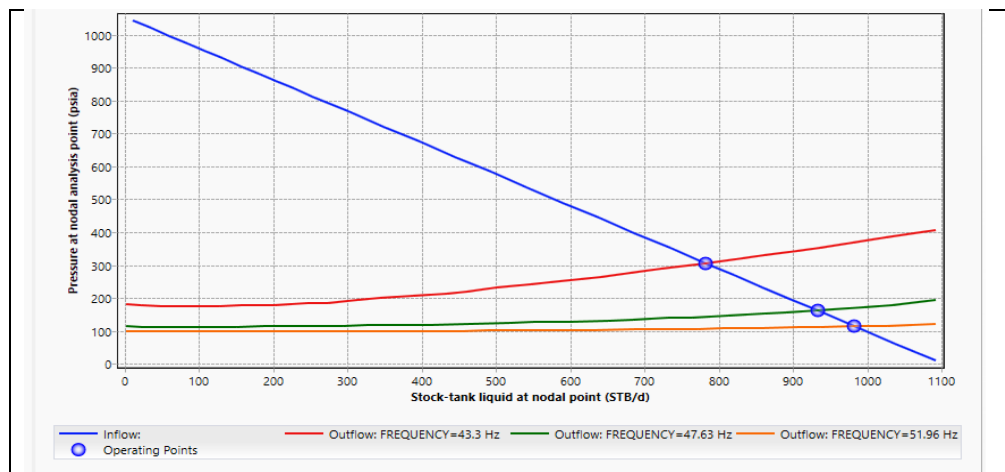
En el cuadro anterior se evidencia que el pozo con menor frecuencia y %BS&W es el pozo CASE0025 con 43,3 Hz y 45% respectivamente, seguido por el pozo CASE0034H con una frecuencia de 49,4 Hz y un %BS&W de 64%.

De igual forma se presentan los pozos que se encuentran con una válvula choke en superficie y la apertura de esta; el pozo que más restricciones en cuanto al flujo tiene es el pozo CASE0037D debido a que la apertura que presenta es de 21,87% siendo menor a los demás.

A continuación, se presentan los posibles escenarios de mejora con la respectiva simulación en PIPESIM 2019.1, para cada uno de los pozos a los cuales se encontró alguna posibilidad de optimización.

**3.2.1 Escenarios de optimización pozo CASE0025.** Para la optimización de este pozo se parte del bajo %BS&W que presenta. Actualmente el pozo se encuentra activo, no está conectado a la red, pero llega hasta la estación por carrotanque y produce 782 BFPD, de los cuales 433 son barriles de aceite y 348 son barriles de agua. El pozo tiene una bomba BES TE1500 operando a 68 etapas y con una capacidad máxima de producción de 3200 BFPD. Para la optimización de este pozo se ha decidido iterar las frecuencias de la bomba generando dos casos de optimización; la frecuencia a la cual trabaja actualmente el pozo es de 43,3 Hz, por lo tanto, se ha decidido incrementar el valor en un 10% y 20% respecto al valor actual; es decir para el primer caso el valor de la frecuencia es de 47,63 Hz y para el segundo 51,96 Hz. Las iteraciones realizadas para el pozo CASE0025 se presentan en la gráfica 7.

Gráfica 7. Iteración de la frecuencia de la bomba para el pozo CASE0025



Fuente: elaboración propia, con base en el software PIPESIM 2019.1.

En la gráfica anterior se evidencia una curva IPR contra tres curvas VLP, la curva roja representa las condiciones actuales de producción siendo el caso base con una frecuencia de 43,3 Hz, esta curva se encuentra en el Anexo E producto del análisis nodal realizado en el capítulo anterior en el cual se estableció el punto óptimo de producción a las condiciones actuales, para este se evidencia que la curva VLP se encuentra muy acostada en el eje y lo cual puede significar el sobredimensionamiento del estado mecánico, es decir, los diámetros son muy grandes. La curva verde representa el primer caso de optimización propuesto para el cual se incrementó la frecuencia de la bomba en un 10% respecto al actual, para este caso se identifica un aumento considerable de la producción respecto al caso base; la curva naranja representa el segundo caso de optimización para el cual se aumentó la frecuencia de la bomba en un 20% respecto al inicial, en este caso de igual forma se evidencia un incremento en la producción, pero al compararlo con el primer caso de optimización propuesto es menor a la producción incrementada en este escenario. Con lo anterior se puede analizar que sólo al incrementar la frecuencia de la bomba es posible obtener un mayor caudal. En el cuadro 5 se presentan los caudales obtenidos para cada una de las iteraciones y la frecuencia a la cual trabaja la bomba.

Cuadro 5. Caudales obtenidos al iterar la frecuencia de la bomba para el pozo CASE0025

	Escenario base (43,3 Hz)	Caso 1 (Incremento del 10%)	Caso 2 (Incremento del 20%)
Caudal de fluido (BFPD)	782,4	932,9	982,6
Caudal de aceite (BOPD)	433,9	513,4	542,7
Eficiencia de la bomba (%)	43,92	45,84	47,03
Potencia consumida (kW)	21,9	29,37	35,19

Fuente: elaboración propia.

En el cuadro anterior se comparan los resultados obtenidos en la simulación para el caudal, la eficiencia y la potencia consumida por la bomba. Para el primer caso propuesto se obtuvo un caudal de 926,5 BFPD de los cuales 513,4 barriles son de aceite; para el segundo caso se obtuvo un caudal de 979,3 BFPD de los cuales 542,7 barriles son de aceite. Al comparar los dos casos de optimización con el caso

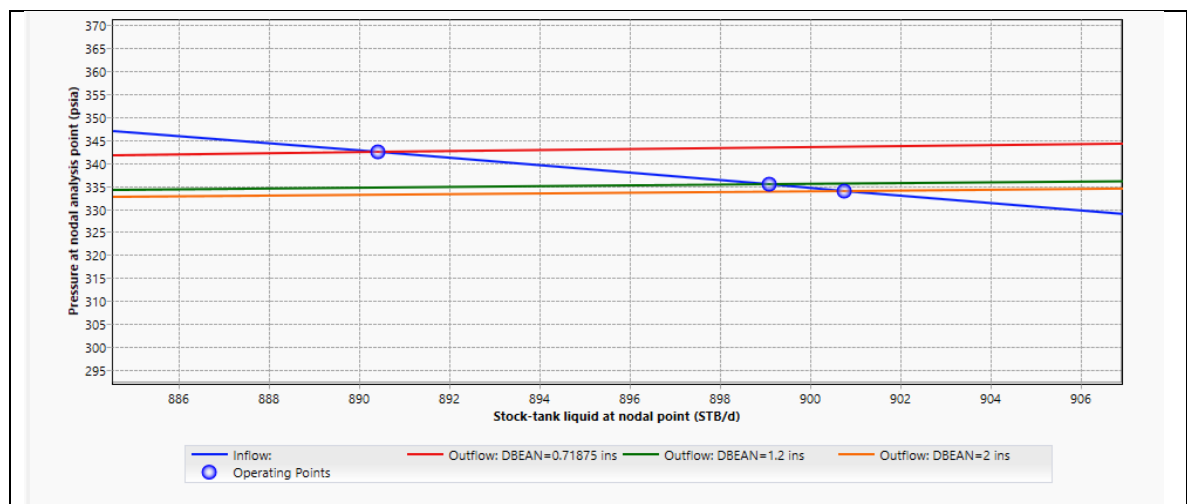


base, se obtiene que la producción incrementa en gran proporción para ambos, siendo más significativo el incremento para el primer escenario ya que en los dos casos el aumento de frecuencia fue el mismo y en el segundo escenario el incremento fue mucho menor.

Para continuar con el análisis del pozo CASE0025, en cuanto a la energía consumida por la bomba al hallar la relación entre el caudal de fluido producido y los kW consumidos por día se obtiene para el primer caso un valor de 31,54 barriles de fluido por cada kW y para el segundo se obtienen 27,83 barriles de fluido por cada kW, por lo tanto, el primer caso sería más eficiente en cuanto a producción de barriles sobre gasto de kW, reiterando así que el primer caso propuesto generaría más beneficio que el segundo para la optimización.

**3.2.2 Escenarios de optimización Pozo CASE0034H.** Para la optimización de este pozo se parte al igual que el pozo anterior del bajo %BS&W que presenta; como se menciona en el cuadro 4 este pozo cuenta con una válvula choke en superficie, la cual restringe el flujo de fluido en un 35,93%, por ende, la optimización para este pozo se hará en cuanto a la restricción de flujo presentada en la cabeza del pozo y la caída de presión que la misma válvula genera. Para ello se proponen dos casos de optimización, el primero es incrementar la apertura de la válvula hasta 1,2" y el segundo es trabajar la válvula totalmente abierta (2"). Los casos de iteraciones para la apertura de la válvula se presentan en la gráfica 8.

Gráfica 8. Iteraciones de apertura de válvula choke para el Pozo CASE0034H



Fuente: elaboración propia, con base en el software PIPESIM 2019.1.

En la gráfica anterior es posible evidenciar una curva IPR contra tres curvas VLP, la curva roja representa la producción del pozo a condiciones actuales, en el cual se

obtuvo que el punto óptimo de operación es de 889,6 BFPD. La curva verde representa la apertura de la válvula hasta 1,2” disminuyendo así las restricciones de flujo e incrementando el caudal. La curva naranja representa el segundo escenario propuesto en el cual la válvula choke tiene una apertura completa, es decir, teóricamente no existirían restricciones por cierre de válvulas, para este caso se evidencia que la separación de las curvas entre el primer y segundo escenario es menor que entre el escenario base y el primero. En el cuadro 6 se presentan los valores de caudal y presión obtenidos tras la iteración de apertura de choke.

Cuadro 6. Caudal obtenido al realizar aperturas a la válvula choke en el Pozo CASE0034H

	Escenario base (0,71875” de apertura)	Caso 1 (1,2” de apertura)	Caso 2 (válvula totalmente abierta)
Caudal de Fluido (BFPD)	889,6	899,1	900,8
Caudal de aceite (BOPD)	323,7	326,2	326,8
Caída de presión (psia)	21,59	18,21	17,58
Eficiencia de la bomba (%)	33,47	33,7	33,75
Potencia consumida (kW)	34,03	34,09	34,1

Fuente: elaboración propia.

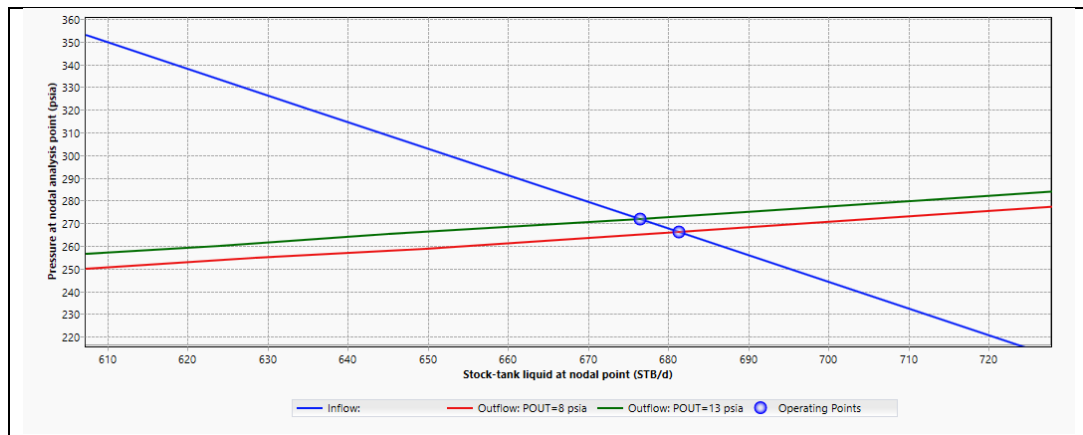
En el cuadro anterior se comparan los caudales de fluido y aceite producidos, la caída de presión, la eficiencia de la bomba y la potencia consumida para cada uno de los casos. Para el primer caso se producen 9,5 BFPD más que en el base, el segundo caso produce 11,2 BFPD más que el inicial, pero produce sólo 1,7 BFPD más que el primer escenario planteado. Al comparar los resultados obtenidos en el cuadro 6 y la gráfica 8 principalmente se evidencia que el incremento del caudal para el primer escenario es mayor que el incremento del segundo respecto al primero.

De igual forma, se logra identificar que la mayor caída de presión se da en el primer caso, ya que a condiciones actuales la caída de presión generada por el choke es de 21,59 psia con una apertura de 0,71875” y la caída de presión disminuye respecto a las condiciones iniciales en 3,38 psia al incrementar la apertura,

finalmente en el segundo caso la caída de presión disminuye 4,01 psia respecto al caso base. Por lo mencionado anteriormente, el escenario más prospectivo para este pozo sería el segundo, ya que, aunque la diferencia de caudal y caída de presión entre los dos es muy poca, este produce más y la caída de presión es menor, siendo más rentable y eficiente.

**3.2.3 Escenarios de optimización Pozo CASE0021.** En el campo de estudio, actualmente hay 3 pozos activos que no se encuentran conectados a la red sino producen a tanque, este es el caso del Pozo CASE0021 el cual tiene una presión de cabeza de 13 psia y produce 676,5 BFPD, al tener un corte de agua de 68,8% se obtiene una producción de aceite de 211 BOPD. Para lograr optimizar la producción de este pozo se propone realizar un primer caso en el cual la presión de cabeza baje, con ello se espera que la producción aumente ya que el fluido encontrará menos restricciones de presión en la cabeza del pozo. El primer caso contempla bajar la presión a 8 psia manteniendo la frecuencia de la bomba constante en 52,5 Hz. Al simular el primer escenario en el software se obtiene el corte entre las curvas IPR y VLP obteniendo un nuevo punto óptimo de producción a las nuevas condiciones, los resultados se presentan en la gráfica 9.

Gráfica 9. Disminución de la presión de cabeza Pozo CASE0021



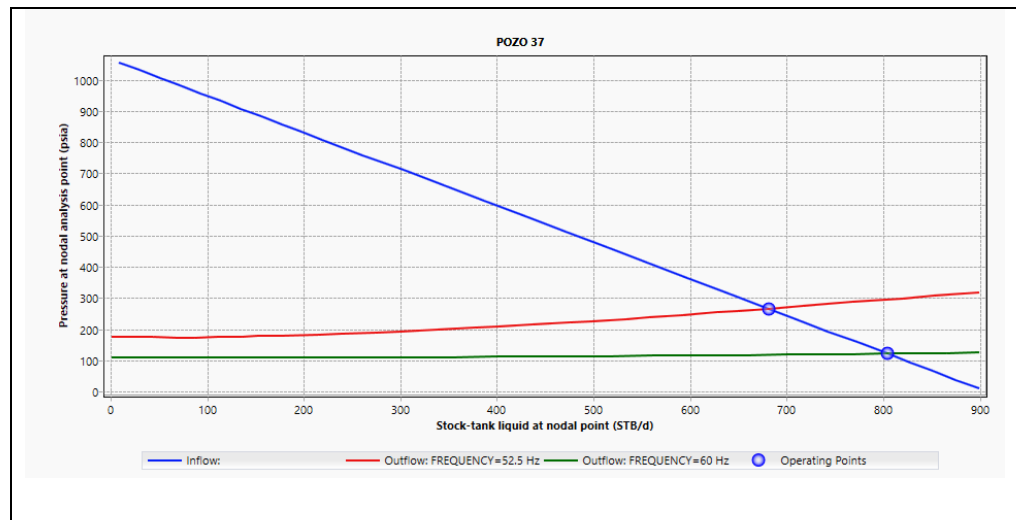
Fuente: elaboración propia, con base en el software PIPESIM 2019.1.

En los resultados de la simulación se identifica el corte de las curvas a 13 psia y a 8 psia representando el escenario base y el primer caso de optimización respectivamente, para el cual al bajar la presión de cabeza a 8 psia, se obtiene un caudal de 681,3 BFPD y una producción de aceite de 212,5 BOPD.

Al analizar los resultados para el primer caso de optimización se obtienen que este produce 1,5 BOPD más de los que produce el Pozo CASE0021 teniendo una presión de cabeza de 13 psia, esto se debe a que la disminución de cabeza es muy

pequeña, por lo que se procede a simular un segundo caso de optimización donde se pueda tener una mayor ganancia de barriles de aceite, el cual contempla disminuir la presión de cabeza a 8 psia aumentando la frecuencia de la bomba de 52,5 Hz a 60 Hz. Los resultados se pueden observar en la gráfica 10.

Gráfica 10. Disminución de la presión de cabeza y aumento de la frecuencia Pozo CASE0021



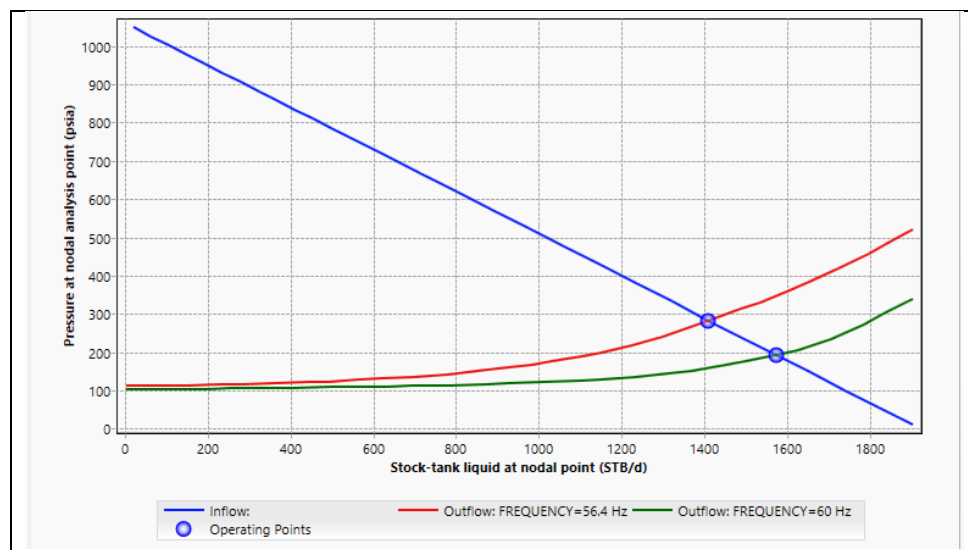
Fuente: elaboración propia, con base en el software PIPESIM 2019.1.

En la gráfica 10 se evidencia el corte entre las curvas IPR y VLP, la curva de color rojo representa el primer caso de optimización con una presión de cabeza de 8 psia y frecuencia de 52,5 Hz, obteniendo un aumento en la producción de 1,5 BOPD como se mencionó anteriormente. Al cambiar la frecuencia a 60 Hz manteniendo la presión de cabeza del caso uno, se obtiene la curva verde representando el segundo caso de optimización, arrojando una producción de 803,9 BFPD y de aceite 250,8 BOPD. Este caso de disminución de la presión de cabeza y aumento de la frecuencia genera un aumento en la producción de 39,8 BOPD respecto a las condiciones actuales del pozo, siendo este más favorable al tener mayor incremento en la producción de barriles de aceite por día.

**3.2.4 Escenarios de optimización Pozo CASE0035D.** Para la optimización de este pozo se parte del %BS&W que presenta y de la producción de caudal de fluido. Para generar casos de optimización se analizarán variables del pozo como la presión de cabeza y propiedades de la bomba como frecuencia, ya que, a las condiciones actuales de producción se tiene una presión de cabeza de 35 psia y una frecuencia de 56,5 Hz las cuales pueden ser modificadas para optimizar la producción del pozo.

El primer caso de optimización se realizará de acuerdo con la bomba que presenta el pozo, actualmente produce mediante una bomba BES de la empresa Borets modelo 400-1750; según la curva de la bomba el rango de operación de la bomba está entre 1200 BFPD y 2100 BFPD, para el caso de estudio según el análisis nodal realizado en el capítulo anterior el pozo produce 1408 BFPD con un porcentaje de error del 0,43% respecto a la producción real, por lo tanto se encuentra dentro del rango y es posible incrementar la frecuencia y así aumentar la producción, de igual forma como se mencionó en el capítulo anterior los pozos que presenten un HF mayor a 1 es porque tienen una bomba sobredimensionada y la capacidad de producción es mayor. Para ello, se propone incrementar la frecuencia hasta 60 Hz siendo este el primer caso de optimización, la iteración realizada se presenta en la gráfica 11.

Gráfica 11. Primer caso, incremento de la frecuencia hasta 60 Hz para el Pozo CASE0035D

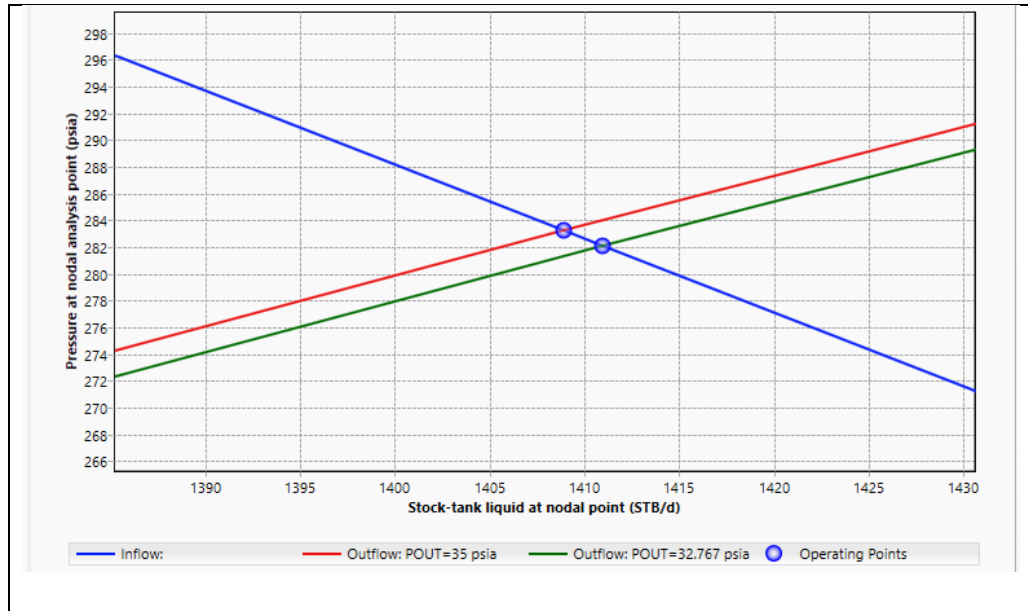


Fuente: elaboración propia, con base en el software PIPESIM 2019.1.

En la gráfica anterior se presenta una curva IPR contra dos curvas VLP, para el caso base representado por la curva roja a 56,4 Hz, se obtiene un caudal de 1408 BFPD y para el primer caso de optimización el cual es representado por la curva verde a 60 Hz, se obtiene una producción de 1574 BFPD lo cual es favorable ya que se encuentra dentro del rango de operación de la bomba mencionado previamente. En cuanto al caudal de aceite para el caso base se producen 393,6 BOPD y para el caso propuesto se producen 439,8 BOPD. Con lo anterior se evidencia que el caudal incrementó de forma favorable al aumentar sólo 3,6 Hz.

Como se mencionó anteriormente, el otro caso para la optimización se hará respecto a la presión de cabeza que presenta el pozo, para realizar la iteración de forma equitativa al primer escenario la presión de cabeza se reducirá en la misma proporción a la cual se incrementó la frecuencia de la bomba, es decir, 6,38%. La iteración realizada para la reducción de la presión en cabeza se presenta en la gráfica 12.

Gráfica 12. Segundo caso de optimización para el Pozo CASE0035D

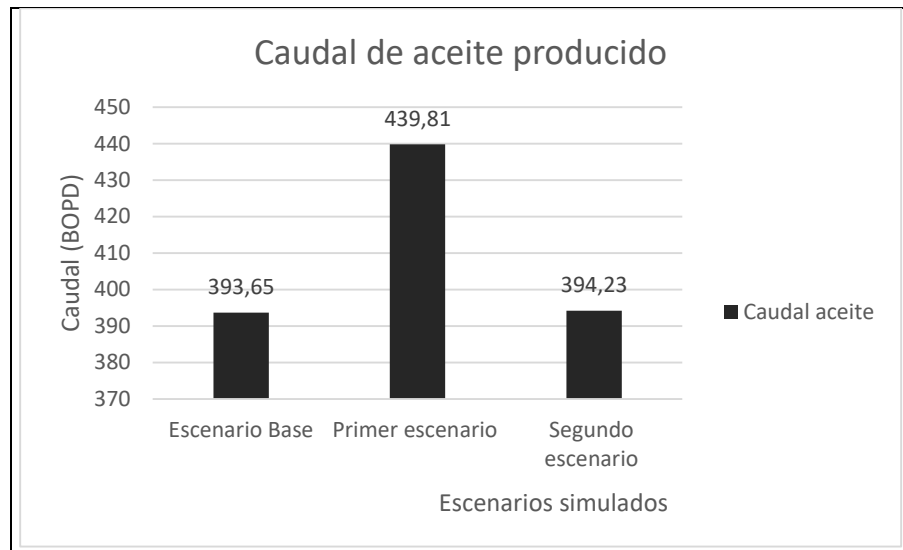


Fuente: elaboración propia, con base en el software PIPESIM 2019.1.

En esta gráfica la curva verde representa el segundo caso de optimización propuesto, el cual produce 1410,9 BFPD con un incremento de 2,9 BFPD.

Para el análisis se realiza una comparación del caudal de crudo producido para cada uno de los escenarios ya que es el fluido que genera ganancias, en la gráfica 13 se presenta la comparación del aceite producido en cada uno de los escenarios.

Gráfica 13. Comparación barriles de aceite producido para los escenarios de optimización del Pozo CASE0035D

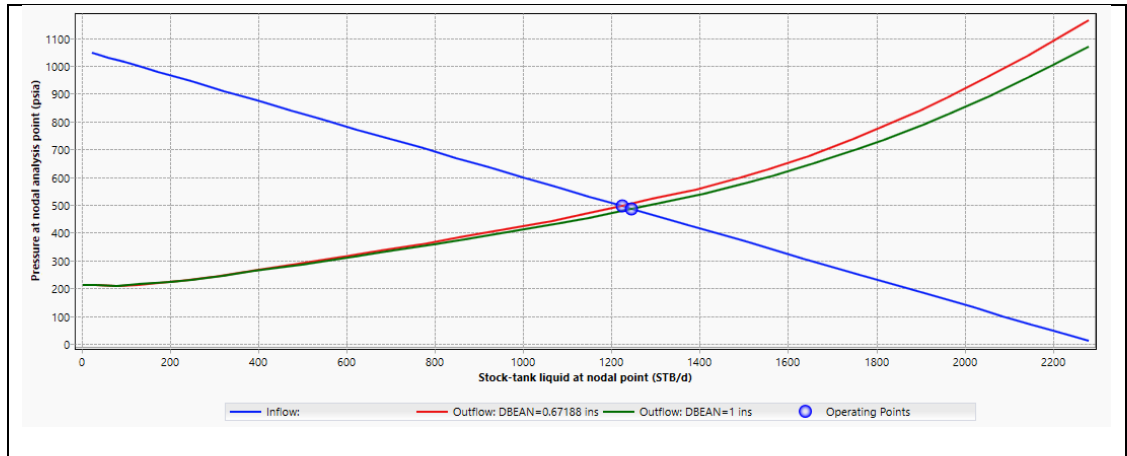


Fuente: elaboración propia.

Al comparar los dos casos planteados se evidencia que el primero es el más prospectivo al generar 45,5 BOPD más que el segundo escenario. Con esto se puede analizar que el aumento de la frecuencia de la bomba tiene mayor incidencia que la reducción de presión de cabeza, ya que, aunque la presión de cabeza reduzca las restricciones al flujo en el pozo, si la reducción de presión de cabeza se hace en la misma magnitud al incremento de frecuencia esta generará mayor producción.

**3.2.5 Escenarios de optimización Pozo CASE0031D.** El Pozo CASE0031D al tener una válvula choke en superficie se propone realizar iteraciones en la apertura de la válvula para la optimización. El primer caso consiste en abrir el choke de 0,67" a 1" manteniendo la frecuencia de la bomba constante en 51,1 Hz, los resultados obtenidos tras la simulación se ilustran en la gráfica 14.

Gráfica 14. Iteración apertura válvula choke de 0,67" a 1" del Pozo CASE0031D

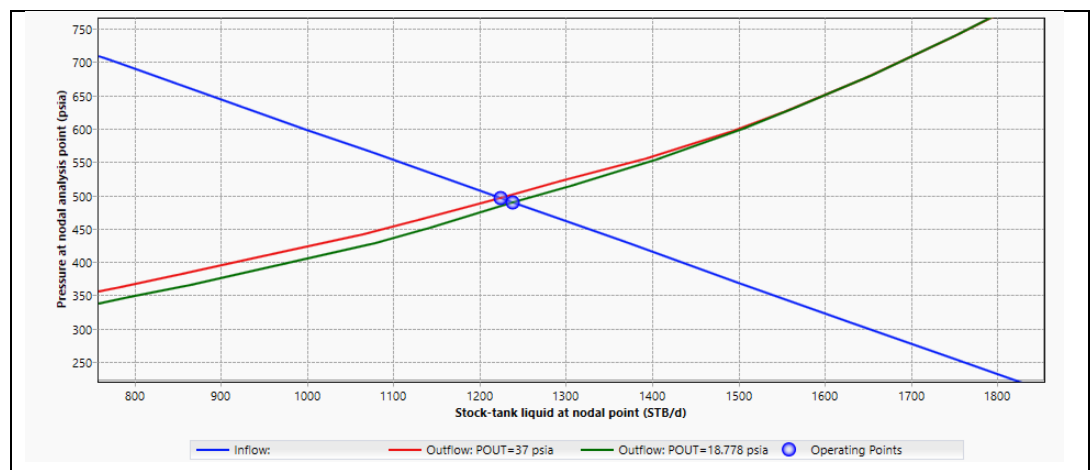


Fuente: elaboración propia, con base en el software PIPESIM 2019.1.

Como se identifica en la gráfica 14, las condiciones actuales son representadas por la curva roja la cual muestra una producción de 1224 BFPD y una producción de aceite de 317,1 BOPD. Los resultados para el primer caso son representados por la curva verde, obteniendo una producción de 1244,9 BFPD y 322,5 BOPD, lo que representa un aumento de 20,9 BFPD y 5,4 BOPD.

El segundo caso de optimización para el Pozo CASE0031D consiste en disminuir la presión de cabeza en la misma proporción a la que se le aumentaron las pulgadas al choke en el primer caso de optimización, para el cual, el incremento fue del 49,25%, los resultados de la simulación se presentan en la gráfica 15.

Gráfica 15. Iteración disminución de la presión de cabeza del Pozo CASE0031D



Fuente: elaboración propia, con base en el software PIPESIM 2019.1.



En la gráfica anterior se observa una curva IPR contras dos VLP, la curva roja representa las condiciones actuales del pozo con una presión de cabeza de 37 psia y una producción de 1224 BFPD; los resultados del segundo caso son representados por la curva verde, para este se obtuvo una producción de 1238 BFPD y 320,7 BOPD.

Con el fin de realizar el análisis y escoger el caso más prospectivo se realiza una comparación entre los barriles de aceite y fluido producidos en cada uno de los escenarios los cuales son presentados en el cuadro 7.

Cuadro 7. Caudal obtenido para cada uno de los casos presentados para el Pozo CASE0031D

	Escenario base	Primer escenario (Apertura de choke)	Segundo escenario (Disminución presión de cabeza)
Caudal de fluido (BFPD)	1224	1244,9	1238
Caudal de aceite (BOPD)	317,1	322,5	320,7

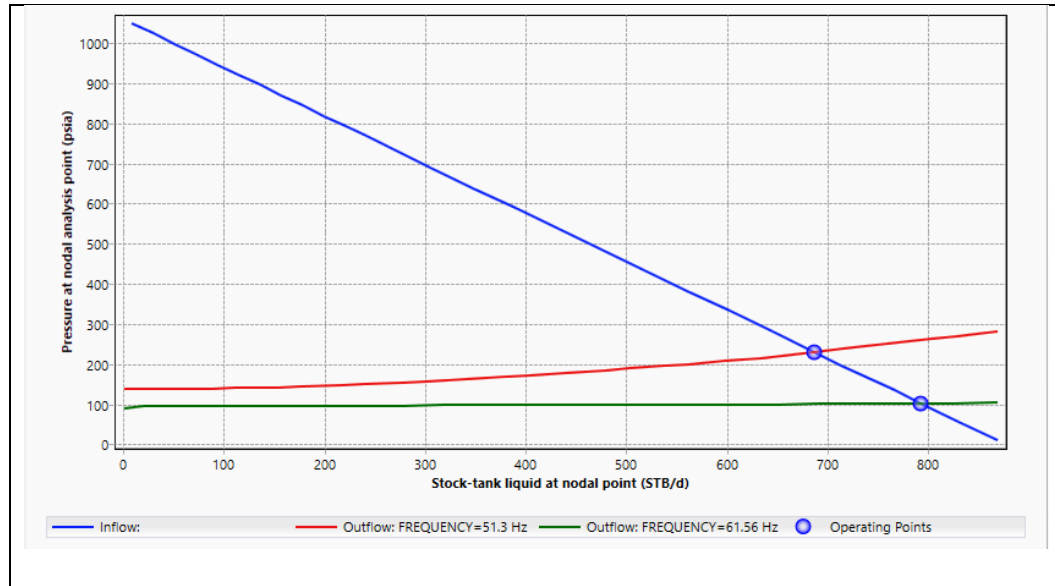
Fuente: elaboración propia.

Con lo anterior, se evidencia que el primer caso es más prospectivo, ya que, produce 5,4 BOPD más que el escenario base y 1,8 BOPD más que el segundo propuesto; aunque la diferencia de producción de crudo entre los dos casos de optimización no es mucha, se identifica una mayor incidencia restrictiva en la presión de cabeza que en el choke.

**3.2.6 Escenarios de optimización Pozo CASE0036D.** Para optimizar la producción de este pozo se parte del sistema de levantamiento artificial y de las oportunidades de optimización que presenta. En este caso el pozo trabaja con una bomba BES de la marca Borets modelo 400-1750 y produce 688 BFPD a una frecuencia de 51,3 Hz y 124 etapas. El rango de operación de la bomba está entre 1200 BFPD a 2100 BFPD, pero la producción de este pozo es mucho menor, además, el HF es mayor a uno con lo cual se determina que la bomba para este pozo está sobredimensionada siendo la capacidad de producción mucho mayor. Por lo tanto, los escenarios de optimización se harán con base a las propiedades de la bomba que pueden ser modificadas como la frecuencia de operación y el número

de etapas. Para el primer caso se iterará la frecuencia incrementando el valor en un 20% de la frecuencia actual, los resultados se presentan en la gráfica 16.

Gráfica 16. Iteración para la frecuencia de la bomba del Pozo CASE0036D

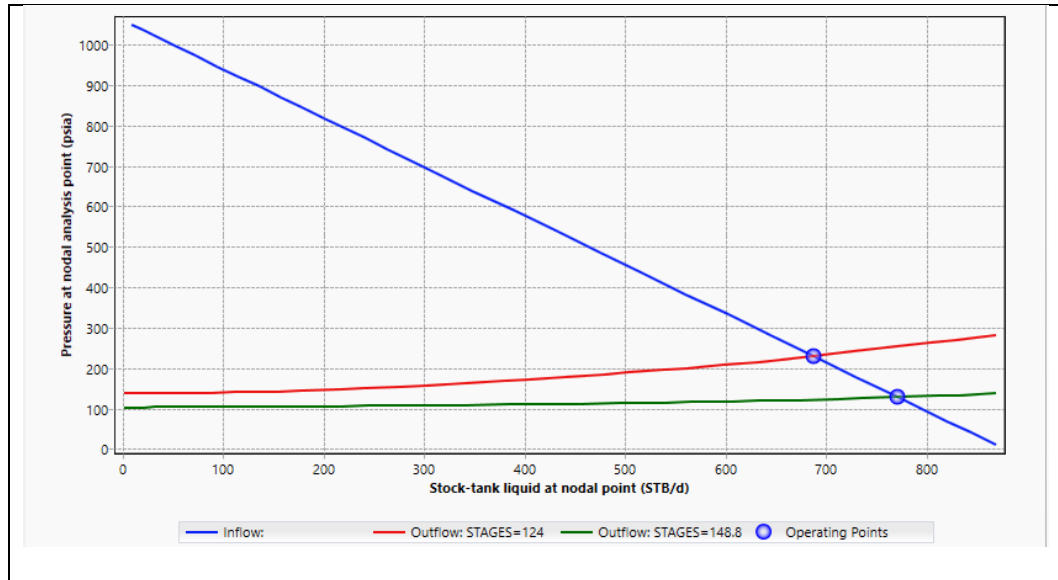


Fuente: elaboración propia, con base en el software PIPESIM 2019.1.

En la gráfica anterior se observa una curva IPR contra dos curvas VLP, la curva roja representa el punto óptimo de producción del pozo a condiciones actuales con una frecuencia de 51,3 Hz y la curva verde representa el primer caso propuesto para la optimización del pozo tras el incremento del 20% de la frecuencia y manteniendo el número de etapas constante.

Para el segundo caso se propone incrementar en la misma proporción el número de etapas, pero manteniendo la frecuencia de la bomba constante respecto al escenario base, los resultados obtenidos para esta iteración se presentan en la gráfica 17.

Gráfica 17. Iteración de las etapas de la bomba para el Pozo CASE0036D



Fuente: elaboración propia, con base en el software PIPESIM 2019.1.

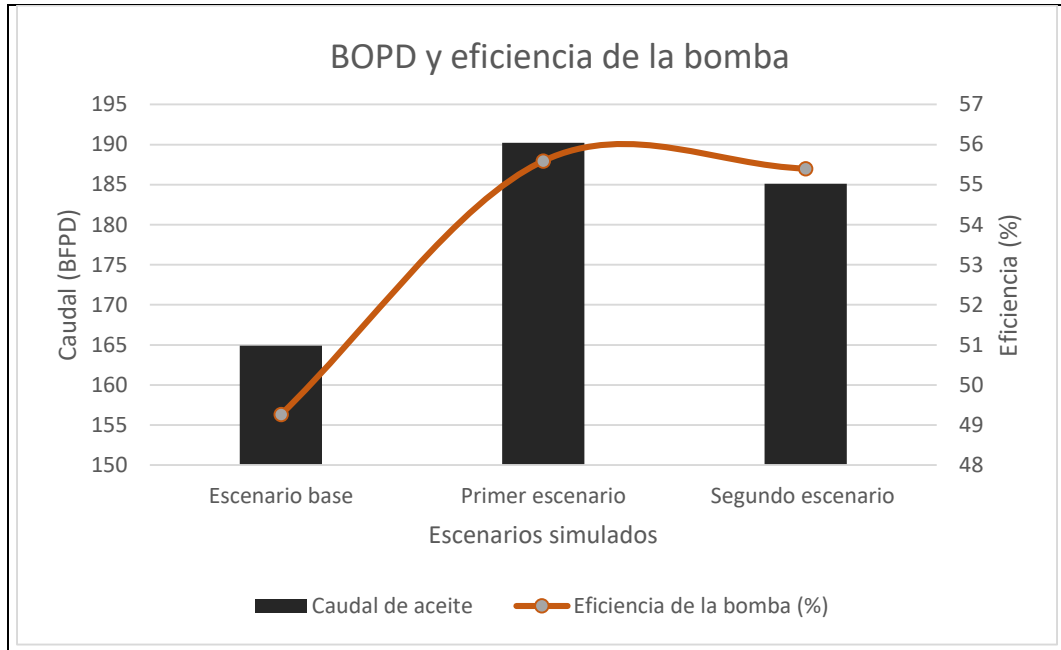
Para la gráfica anterior, la curva roja representa las condiciones actuales de producción a 124 etapas y 51,3 Hz y la curva verde representa el segundo caso de optimización propuesto, para el cual la frecuencia se mantuvo constante y el número de etapas se incrementó hasta 148,8. Para realizar el análisis y escoger el escenario más prospectivo en el cuadro 8 y gráfica 18 se realiza una comparación entre los caudales producidos y la eficiencia de la bomba.

Cuadro 8. Caudal obtenido en cada uno de los casos de optimización para el Pozo CASE0036D

	Escenario base	Caso 1 (Incremento de frecuencia en 20%)	Caso 2 (Incremento número de etapas en 20%)
Producción de fluido (BFPD)	688	792,6	771,2
Producción de crudo (BOPD)	164,9	190,2	185
Eficiencia de la bomba (%)	49,26	55,59	55,40
Potencia consumida (kW)	19,98	28,42	23,1432

Fuente: elaboración propia.

Gráfica 18. Comparación entre los caudales obtenidos y la frecuencia de la bomba



Fuente: elaboración propia.

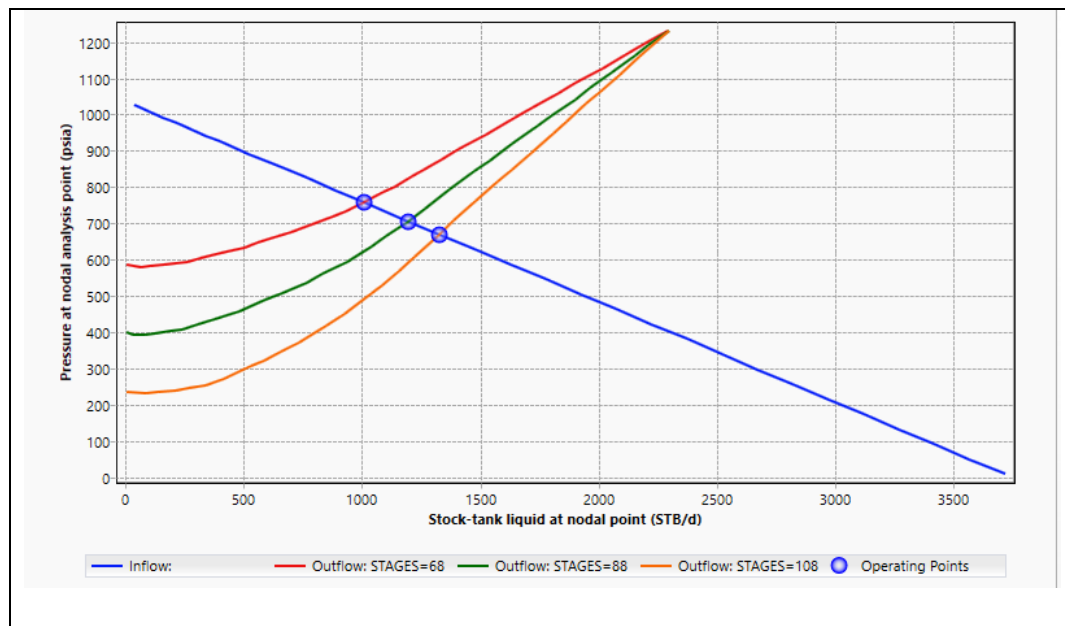
En el cuadro y gráfica anterior se comparan los resultados obtenidos para cada uno de los casos de optimización propuestos respecto al caso base. En el primer caso se evidencia un incremento de caudal de fluido en 104,6 BFPD y de aceite en 25,3 BOPD, para el segundo caso, de igual forma se observa un incremento en la producción de los caudales tanto de fluido como de aceite, pero en menor proporción obteniendo 83,2 BFPD y 20,1 BOPD más que en el inicial.

En cuanto a la eficiencia de la bomba se identifica un incremento considerable para cada uno de los casos respecto al escenario base, pero es evidente que el primer caso además de generar una mayor producción de crudo la bomba es mucho más eficiente, esto se debe al sobredimensionamiento de la bomba, es decir, a mayor caudal la bomba será más eficiente ya que se acerca o está entre el rango óptimo de producción de fluido.

**3.2.7 Escenarios de optimización Pozo CASE0022ST.** Para iniciar con la optimización de este pozo se parte del sobredimensionamiento que presenta la bomba al tener un HF mayor a uno. En este caso el pozo actualmente produce 1007 BFPD encontrándose dentro del rango óptimo de producción mediante una bomba ESP modelo TE 1500 a una frecuencia de 35,1 Hz y 68 etapas.

Para este pozo se busca incrementar la producción ya que la capacidad de la bomba lo permite, por lo tanto, se proponen dos casos de optimización en los cuales se pretende variar las etapas de la bomba dejando fija la frecuencia. Para el primer y segundo caso se propone incrementar en 20 el número de etapas según el caso anterior, es decir, el incremento del primer caso se hará respecto al caso base y el segundo respecto al primer caso propuesto. El resultado de las iteraciones para las etapas se presenta en la gráfica 19.

Gráfica 19. Iteración del número de etapas de la bomba para el Pozo CASE0022ST



Fuente: elaboración propia, con base en el software PIPESIM 2019.1.

En la gráfica anterior se presenta una curva IPR contra tres curvas VLP donde el corte entre estas genera un punto óptimo de producción distinto. En el cuadro 9 se realiza una comparación de la producción de fluidos y consumo de potencia para cada escenario simulado.

Cuadro 9. Caudal obtenido para el Pozo CASE0022ST, resultado de iterar el número de etapas de la bomba

	Escenario base	Caso 1 (88 etapas)	Caso 2 (108 etapas)
Producción de fluido (BFPD)	1007	1194,9	1326,9
Producción de crudo (BOPD)	231,6	274,8	305,2
Eficiencia de la bomba (%)	49,022	46,77	43,87
Potencia consumida (kW)	12,3	17,07	21,71

Fuente: elaboración propia.

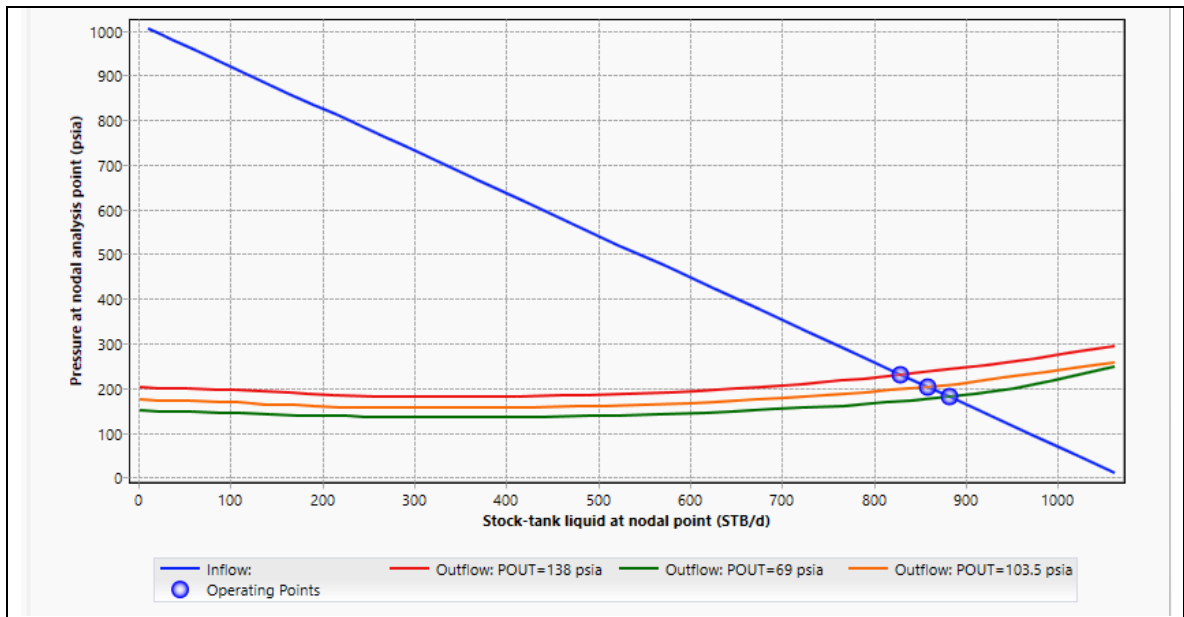
En el cuadro anterior se comparan los caudales de fluido producidos en cada uno de los casos propuestos, la eficiencia de la bomba y la potencia que consume. Al analizar el primer caso se obtiene una producción de 1194,9 BFPD de los cuales 274,8 barriles son de aceite; al compararlo con el escenario base se obtiene un incremento de 43,2 para los barriles de aceite; el segundo caso con 40 etapas más que el escenario base obtiene un incremento en la producción de aceite de 73,6 BOPD comparado con el escenario base y 30,4 BOPD más que el primer escenario planteado.

Al realizar la comparación entre los barriles de fluido producidos por día y los barriles que producen 1 kW consumido para cada uno de los casos el segundo sería el más prospectivo en cuanto a la producción de aceite, pero es el menos eficiente produciendo sólo 61,12 barriles de fluido por kW, a diferencia del primer caso, aunque produce 30,4 BOPD menos la bomba se desempeña mejor siendo más eficiente produciendo 70 barriles de fluido por kW. Con lo mencionado anteriormente el caso más prospectivo para este pozo sería el primero, ya que, la bomba se desempeña mejor siendo más eficiente que el segundo caso y produciendo más barriles de aceite que el escenario base.

**3.2.8 Escenarios de optimización Pozo CASE0037D.** Para la optimización de este pozo se parte de la presión de cabeza del pozo, ya que, de los pozos escogidos para realizar el análisis, este pozo es el que mayor presión de cabeza presenta con un valor de 138 psia, por lo tanto, se espera que al disminuir la presión de cabeza las restricciones allí sean menores y así incrementar la producción de fluido. Para el primer caso de optimización se propone reducir la presión de cabeza en un 50% respecto al valor actual y para el segundo reducir la presión de en un 25% de igual

forma respecto al escenario base y así analizar la influencia de la presión de cabeza sobre la producción y demás factores del pozo. Los resultados de las iteraciones de presión de cabeza se presentan en la gráfica 20.

Gráfica 20. Iteración de la reducción de cabeza para el Pozo CASE0037D



Fuente: elaboración propia, con base en el software PIPESIM 2019.1.

En la gráfica anterior la curva roja representa las condiciones actuales de producción a una presión de cabeza de 138 psia, la curva verde representa el primer caso de optimización para el cual se disminuyó la presión de cabeza en un 50% respecto a la presión actual, la curva naranja representa el segundo caso de optimización propuesto para el cual se disminuyó la presión de cabeza en un 25% respecto a la presión actual.

Para los dos casos propuestos se identifica un incremento en la producción, siendo el primero quien presento un mayor aumento respecto a la producción actual; para realizar el análisis respectivo y escoger uno de los dos escenarios, en el cuadro 10 se presentan los caudales obtenidos en cada uno de los escenarios.

Cuadro 10. Caudal obtenido para el Pozo CASE0037D tras estimar la presión de cabeza

	Escenario base	Caso 1 (Disminución en 50% de THP)	Caso 2 (Disminución en 25% de THP)
Producción de fluido (BFPD)	828,4	882,3	858,2
Producción de crudo (BOPD)	174	185,2	180,2
Eficiencia de la bomba (%)	37,55	39,58	38,61
Potencia consumida (kW)	33,69	33,87	33,85

Fuente: elaboración propia.

En el cuadro anterior se comparan los caudales producidos en cada uno de los casos simulados, como se mencionó anteriormente para ambos casos se observa un incremento en la producción de fluido, pero el primer caso propuesto fue el que mayor incremento tuvo produciendo 24,1 BFPD más que el segundo.

Al analizar la disminución de la presión de cabeza respecto a la producción incrementada, se evidencia que la producción de aceite aumentó solo 11,2 BOPD en el primer caso, esto puede ser debido a la restricción adicional que se presenta en superficie al tener un válvula choke y la poca apertura que tiene, pues de los pozos en estudio esta es la que menos apertura presenta; por lo tanto, al disminuir la presión de la cabeza disminuyen las restricciones al flujo pero prevalece la restricción provocada por la válvula.

Respecto a la potencia consumida por la bomba no se observa un incremento considerable para ninguno de los casos ya que no se variaron propiedades de la bomba sino del pozo como tal, por lo tanto, la potencia tiende a permanecer constante.

En cuanto a la eficiencia de la bomba, se identifica que el primer caso es más eficiente en 0,97% respecto al segundo, incrementando la producción en 11,2 BOPD respecto al caso base, es por esto, que es el caso que mayor beneficio presenta.

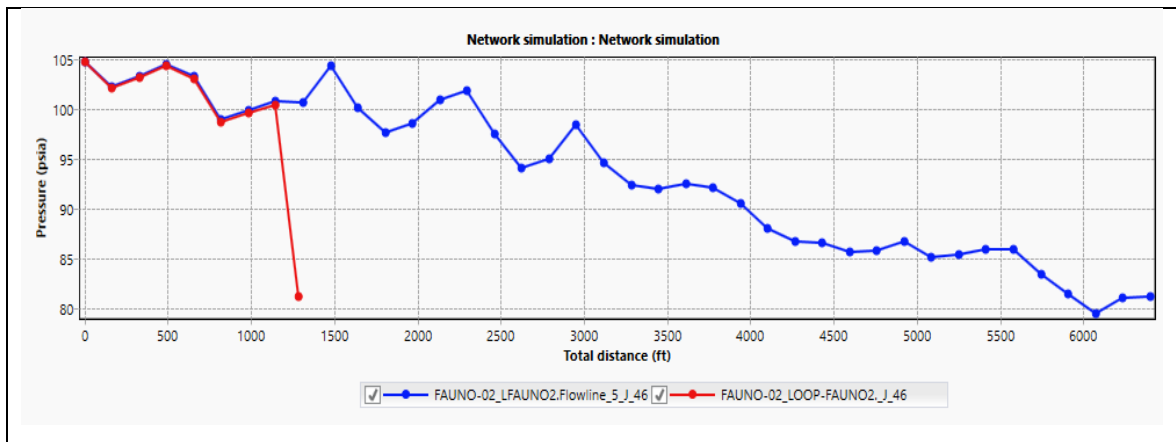


**3.2.9 Escenarios de optimización de la red de superficie.** Al realizar la simulación de la red de superficie se logran identificar ramales donde existen mayores caídas de presión, estas caídas de presión son generadas cuando el fluido entra en contacto con la superficie de la tubería o cuando el fluido sufre una transición. En este caso el ramal del Clúster FAUNO-02 tiene una caída de presión significativa para la red de superficie. De acuerdo con los resultados de la simulación, en esta línea se presenta una caída de presión de 27,5 psia lo cual representa una ineficiencia en el transporte del fluido.

Para lograr disminuir las caídas de presión en las tuberías se crea un loop a la tubería; como primer escenario se propone crear un loop de aproximado 1/5 de la distancia total de la tubería que presenta caída de presión.

La grafica 21 muestra el perfil de presión contra distancia con un loop de 1/5 (1279,2 ft) de la longitud de la tubería.

Gráfica 21. Perfil de presión vs distancia total con un loop de 1279,2 ft

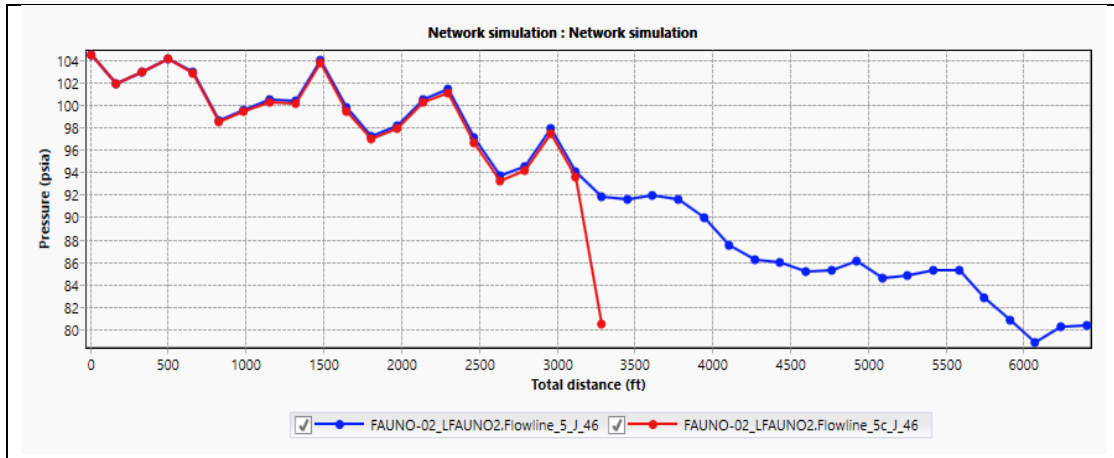


Fuente: elaboración propia, con base en el software PIPESIM 2019.1.

La línea de color azul de la gráfica 21 representa la tubería de 6397,6 ft y la línea roja representa el loop de 1279,2 ft. Al realizar la simulación de la red con el loop de 1279,2 ft las pérdidas de presión obtenidas son 23,6 psia, es decir, 3,9 psia menos que el escenario actual, siendo favorable en la eficiencia de transporte del fluido a través de la tubería.

En un segundo escenario para disminuir aún más las pérdidas de presión, se propone poner un loop en paralelo de un poco más de la mitad de la longitud de la línea del clúster de estudio, lo cual sería de 3280,8 ft, como se puede observar en la gráfica 22.

Gráfica 22. Perfil de presión vs distancia total de un loop de 3280,8 ft



Fuente: elaboración propia, con base en el software PIPESIM 2019.1.

Como se evidencia en la gráfica anterior, se tiene una caída de presión de 24 psia, es decir, 3,5 psi menos que la tubería principal. Esta caída de presión es menor a la inicial por lo que se tiene una mayor eficiencia en el transporte del fluido en la tubería.

Para este caso, se obtuvo que el primer escenario propuesto sería el más prospectivo al generar menores caídas de presión con menor longitud de tubería para el loop respecto al segundo escenario, pero, la relación costo/beneficio no es satisfactoria ya que es necesario realizar una inversión mayor en compra de tubería para obtener tener una reducción en la caída de presión de solo 3,9 psi, por lo mencionado anteriormente, no se realizará análisis económico a los escenarios propuestos para el loop.

### 3.3 SENSIBILIDAD DE VARIABLES EN LA RED HIDRÁULICA DE RECOLECCIÓN

Al realizar estimaciones para los pozos escogidos con oportunidades de mejora y haber hecho pruebas de desempeño en él, es necesario verificar si se cumple con las premisas presentadas en el capítulo 2.1. En este caso es necesario que al realizar optimizaciones que generan incremento en el caudal de fluido no sobrepase el límite de capacidad que tiene la estación de tratamiento, para ello, en el cuadro 11 se presenta el incremento de los BFPD y BOPD para cada uno de los pozos respecto al caso escogido que ofreció mejor potencial.

Cuadro 11. Incremento de los BFPD y BOPD

POZO	Caso escogido	BFPD Base	BFPD simulado	Incremento BFPD	Incremento BOPD
CASE0025	Primer caso	782,9	926,5	143,6	79,5
CASE0034H	Segundo caso	889,6	900,8	11,2	3,1
CASE0021	Segundo caso	676,5	803,9	127,4	39,8
CASE0035D	Primer caso	1408	1574	166	46,2
CASE0031D	Primer caso	1224,022	1244,9	20,9	5,4
CASE0036D	Primer caso	688	792,6	104,6	25,3
CASE0022S T	Primer caso	1007	1194,9	187,9	43,2
CASE0037D	Primer caso	828,4	882,3	53,9	11,2
Total				815,5	253,7

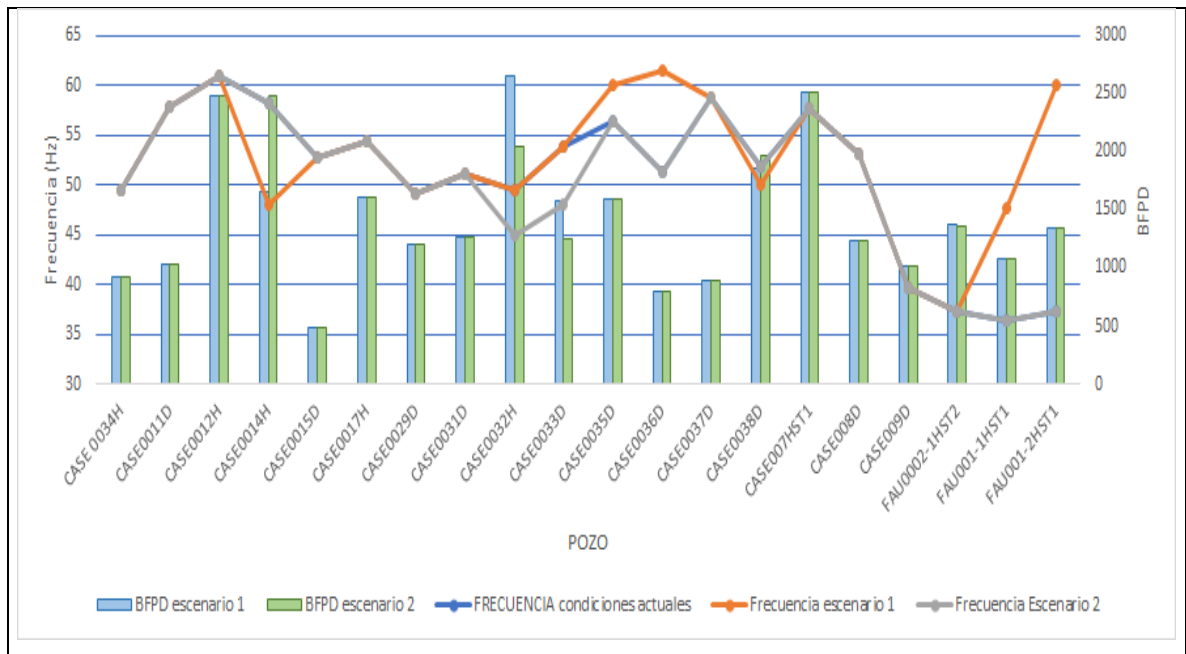
Fuente: elaboración propia.

Como se evidencia en el cuadro anterior al realizar optimizaciones en la producción se obtiene una ganancia de 815,5 BFPD de los cuales 253,7 BOPD.

De acuerdo con el Anexo A, en el cual se presenta el reporte de producción del campo para abril del 2020 se obtiene que a la fecha la capacidad de la estación es la máxima, teniendo 33065,33 BFPD de los cuales 5543 son barriles de aceite y 27522 son barriles de agua, por lo tanto, al generar un incremento no sería posible almacenarlos.

Inicialmente, se propone realizar sensibilizaciones respecto a las bombas de subsuelo. Como en el capítulo anterior se realizaron sensibilizaciones de incremento de frecuencia de bomba para los pozos con menor %BS&W, para este, se realizarán sensibilizaciones de disminución de frecuencia para aquellos pozos que presentan mayor %BS&W, esto con el fin de reducir el caudal de agua y buscar que el caudal de aceite incrementado se mantenga. Los resultados para las sensibilizaciones de incremento de frecuencia para pozos con menor %BS&W y disminución de frecuencia para pozos con mayor %BS&W se presentan en la gráfica 23.

Gráfica 23. Sensibilidad de la frecuencia de las bombas en la red hidráulica de recolección



Fuente: elaboración propia.

En la gráfica anterior se presenta la frecuencia de los pozos vs el incremento o disminución de los BFPD al realizar modificaciones en las frecuencias de las bombas en la red hidráulica de recolección.

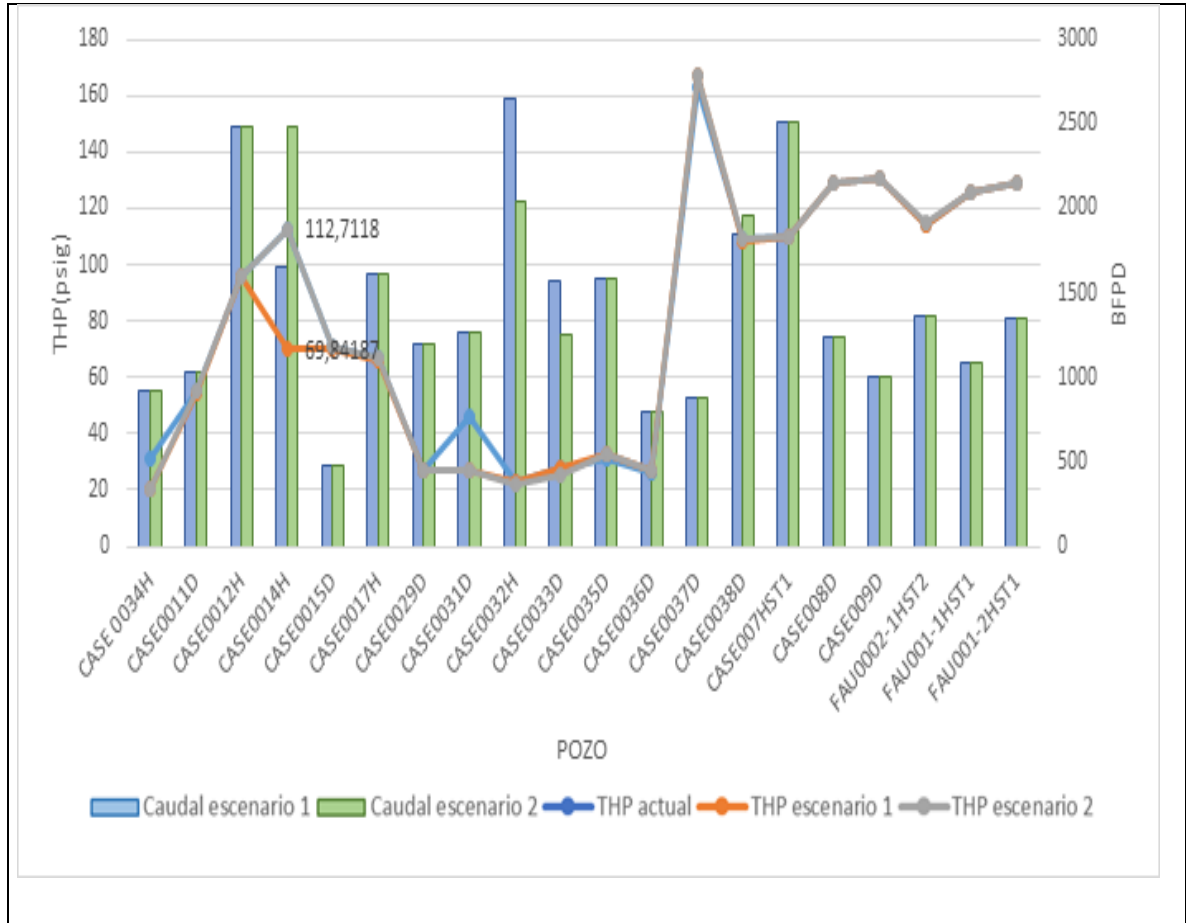
La curva azul representa la frecuencia de las bombas de los pozos a condiciones actuales de producción, es decir, sin tener en cuenta los casos de optimización creados anteriormente, la curva naranja y la columna azul representan las condiciones de producción teniendo en cuenta los casos escogidos para los 8 pozos con oportunidad de optimización, además de una sensibilidad realizada a la frecuencia de la bomba a los pozos CASE0014H y CASE0038D pozos con alto %BS&W siendo este el primer escenario planteado, para estos pozos se disminuyó la frecuencia hasta 48 Hz y 50 Hz respectivamente. Como se evidencia en la gráfica al disminuir la frecuencia de los pozos CASE0014H y CASE0038D se obtiene una disminución en la producción de caudal fluido, lo cual es favorable, ya que al ser los pozos con mayor %BS&W la producción de agua disminuye siendo compensado con el incremento de BOPD mencionados anteriormente; de igual forma, se evidencia que para los pozos a los cuales no se realizó ningún cambio la producción se mantiene constante.

La curva gris y la columna verde representan el segundo escenario de sensibilidad para la frecuencia, tomando como base las optimizaciones realizadas a los 8 pozos, para este caso, se disminuyó la frecuencia de los pozos CASE0032H y CASE0033D

quienes de igual forma presentan alto %BS&W, para este escenario se evidencia que al disminuir la frecuencia de la bomba para el pozo CASE0032H genera una reducción considerable en el caudal de fluido de 600,75 BFPD.

En la gráfica 24 se realiza una comparación entre el caudal obtenido y la THP al realizar sensibilizaciones a la frecuencia en la red hidráulica de recolección.

Gráfica 24. Caudal y THP obtenidos tras sensibilidades de frecuencia



Fuente: elaboración propia.

En la gráfica 24 se realiza la comparación de la THP y el caudal para cada uno de los escenarios simulados en la red hidráulica de recolección, como se evidencia para el pozo CASE0014H existe una disminución tanto para la producción como para la THP al disminuir la frecuencia de operación de la bomba en el primer escenario, y luego existe un incremento para estas dos variables al incrementar la frecuencia; para el pozo CASE0037D se evidencia que es de los pozos con mayor THP y menor producción, esto es debido a las restricciones hidráulicas que genera altas presiones de cabeza, a diferencia del pozo CASE0032H quien es uno de los pozos con menor THP y mayor producción.

Los resultados para el caudal obtenido en cada una de las sensibilizaciones se presentan en el cuadro 12.

Cuadro 12. Resultantes de la sensibilidad para la frecuencia del modelo integrado

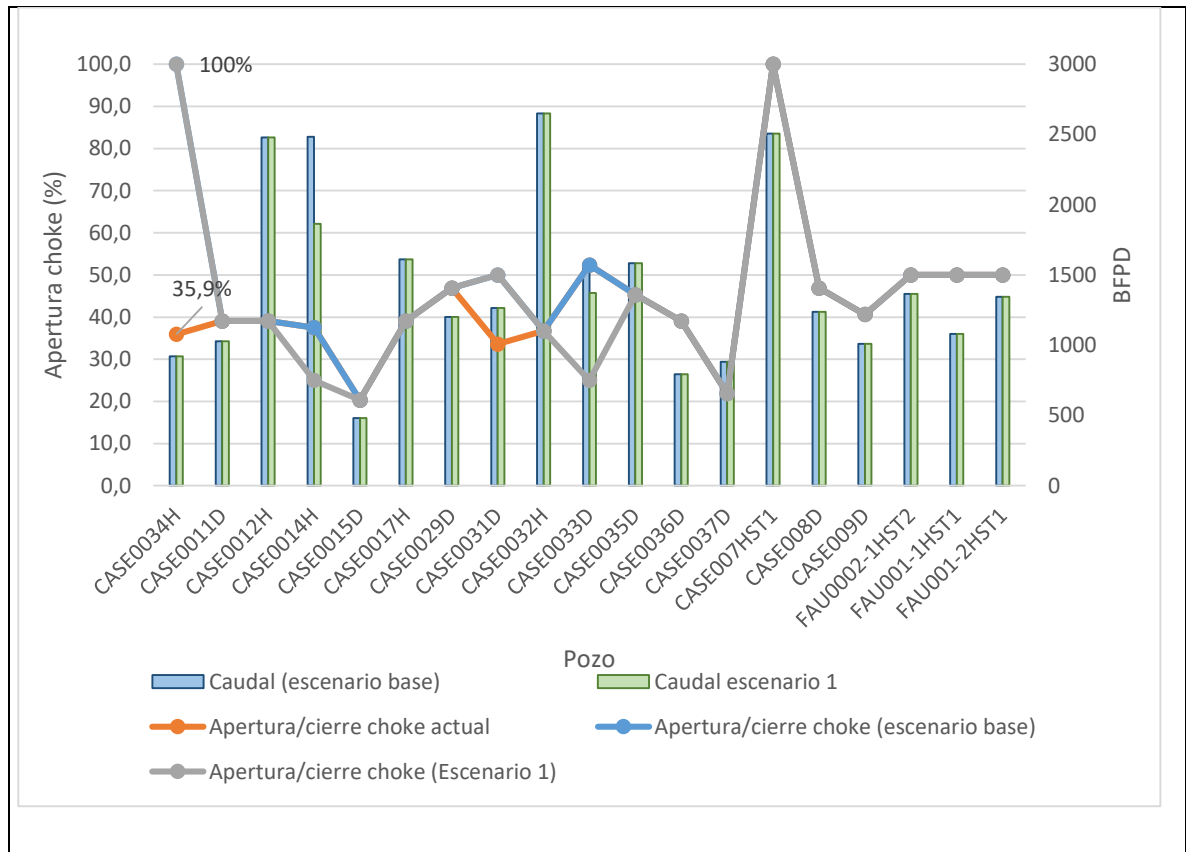
Estación	Sensibilidad	BFPD	BOPD	BWPD
MITO-1	Condiciones actuales	33065,53	5543,29	27522,24
MITO-1	Primer escenario	33014,44	5797,521	27216,92
MITO-1	Segundo escenario	33028,42	5749,496	27278,93

Fuente: elaboración propia

Como se evidencia en el cuadro anterior a las condiciones actuales se obtiene un caudal de 5543,29 BOPD y 27522,24 BWPD los cuales representan el caudal máximo que puede ser tratado en la estación, para el primer escenario se obtiene un caudal de 33014 BFPD y 5797 BOPD lo cual representa una ganancia ya que se incrementaron 254,23 BOPD y disminuyeron 305,32 BWPD sin pasar el límite en el caudal de aceite para la estación de tratamiento. Para el segundo escenario se obtuvo un caudal de 33028 BFPD y 5749 BOPD, al comparar los escenarios de sensibilidad se obtiene que el primer escenario es más efectivo al producir 48 BOPD más y 62 BWPD menos que el segundo escenario propuesto.

Para continuar con el análisis, se propone crear otro escenario realizando una sensibilidad en la red hidráulica de recolección para aquellos pozos que tienen mayor %BS&W y válvula choke, los resultados se presentan en la gráfica 25.

Gráfica 25. Sensibilidades en la válvula choke en la red hidráulica de recolección

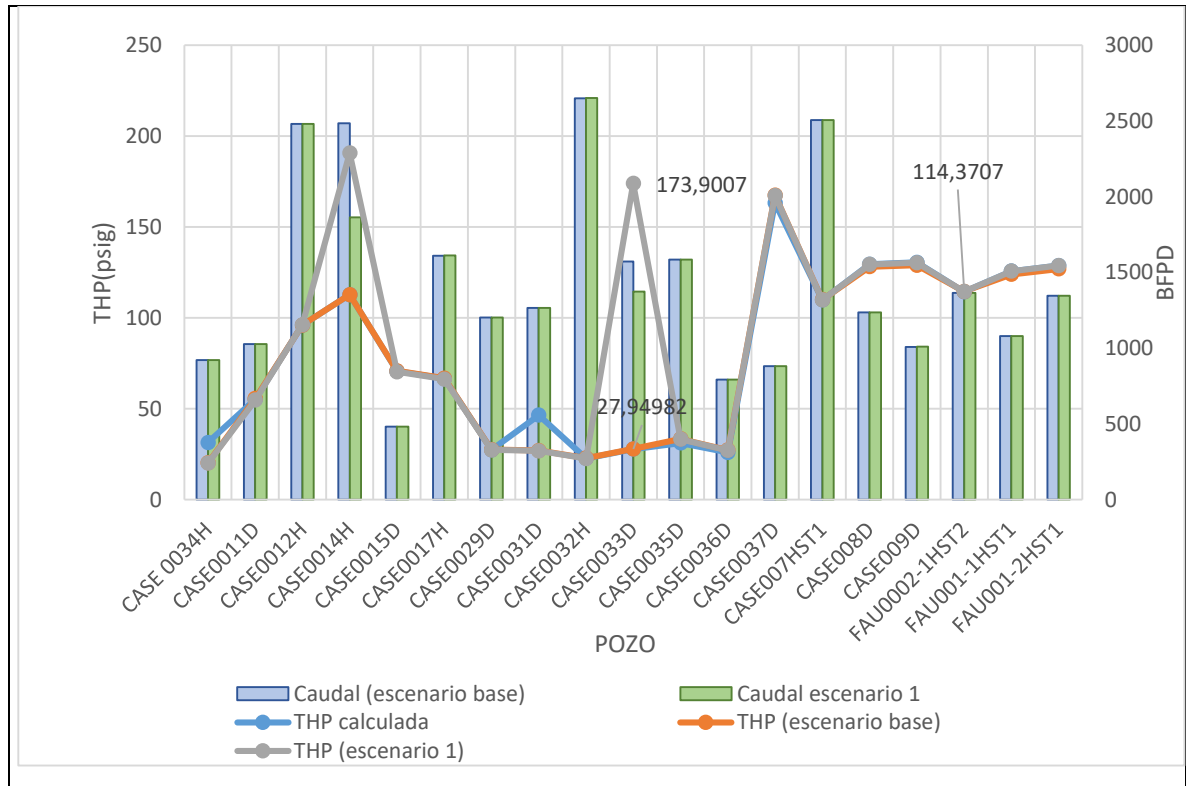


Fuente: elaboración propia

En la gráfica anterior se presentan las sensibilizaciones realizadas a la apertura o cierre de las válvulas choke en la red de superficie, la curva naranja representa las condiciones actuales de producción sin realizar algún cambio ni tener en cuenta los escenarios propuestos para los 8 pozos; la curva y columna azul representan los casos de optimización propuestos para los 8 pozos siendo el escenario base, en este caso se evidencia que la válvula choke para el pozo CASE0034H se abrió en su totalidad generando un incremento mínimo en los BFPD; la curva gris y la columna verde representan el escenario 1 al realizar sensibilidades a las válvulas choke de los pozos con mayor %BS&W tomando como referencia el escenario anterior para el cual se optimizó la producción, para este escenario se decide cerrar la apertura de la válvula choke en un 25% para los pozos CASE0014H y CASE0033D, esto con el objetivo de disminuir la producción de agua y mantener la de crudo, lo cual se evidencia en la gráfica al obtener reducciones considerables de caudal al cerrar la apertura de la válvula en estos dos pozos.

En la gráfica 26 se realiza una comparación del comportamiento de la THP y el caudal al realizar iteraciones en la apertura de las válvulas choke de los pozos en la red hidráulica de recolección.

Gráfica 26. Presión de cabeza vs Caudal tras sensibilizaciones en válvulas choke



Fuente: elaboración propia.

En la gráfica anterior se presenta el comportamiento de la THP al realizar sensibilizaciones en las aperturas de la válvula choke, como se evidencia para el CASE0033D al cerrar la válvula choke existe una disminución en el caudal de BFPD y un incremento en la THP de 145,95 psig respecto al escenario base, igualmente, se evidencia un incremento en la THP al cerrar la válvula choke para el CASE0014H llegando aproximadamente a 200 psig, cabe resaltar que estos valores de THP son permitidos al no superar 240 psig siendo la máxima THP permitida.

Estos valores de incremento de THP y reducción en el caudal son compensados por los pozos CASE0034H y CASE0031D a quienes se realizó un incremento en la apertura de la válvula al ser de los pozos con menor %BS&W del campo, obteniendo incremento en la producción de fluido y disminución en la THP.

Los resultados de los caudales que llegan a la estación de tratamiento tras realizar la sensibilidad se presentan en el cuadro 13.



Cuadro 13. Resultantes de la sensibilidad para las válvulas choke del modelo integrado

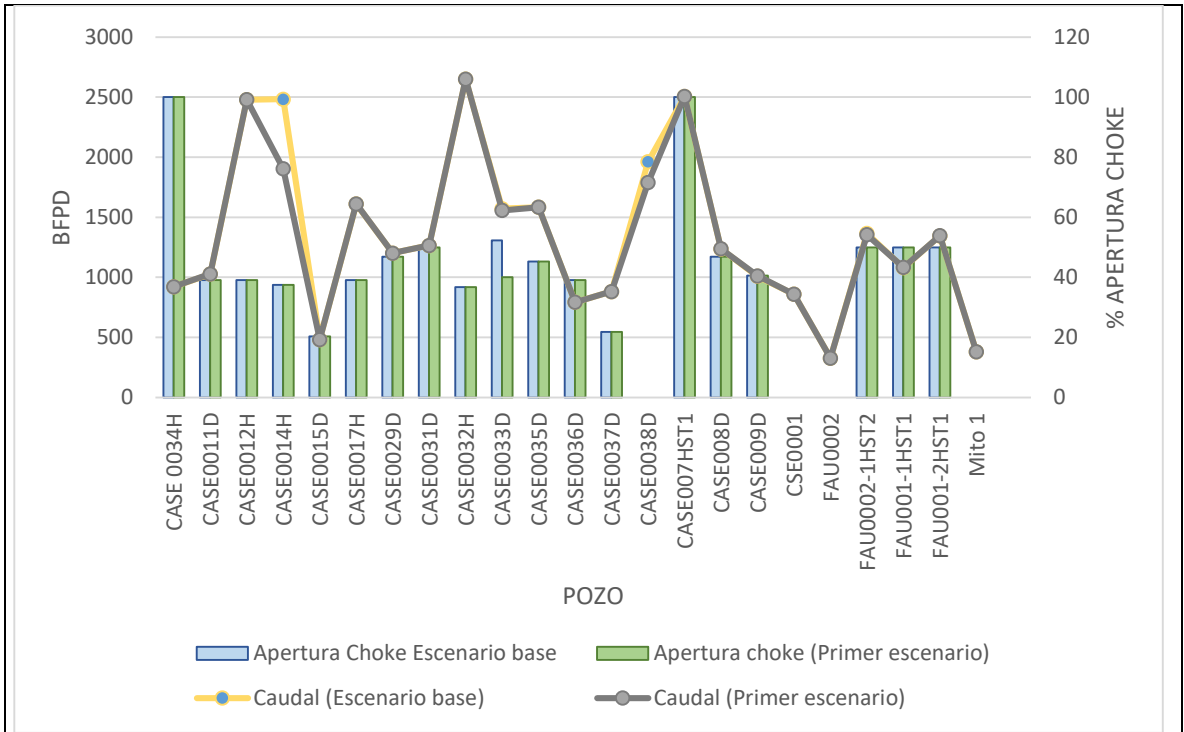
Estación	Sensibilidad	BFPD	BOPD	BWPD
MITO 1	Condiciones actuales	33065,53	5543,29	27522,24
MITO 1	Escenario base	33880,83	5796,99	28084,04
MITO 1	Primer escenario	33137,56	5795,512	27342,05

Fuente: elaboración propia.

En el cuadro anterior se comparan los caudales recibidos en la estación tras realizar sensibilizaciones a la apertura de la válvula choke de los pozos con mayor %BS&W, como se evidencia, para el escenario base el cual es el resultado de las optimizaciones a los 8 pozos se excede el límite del caudal permitido para el agua en la estación de tratamiento, ya que tiene la capacidad de tratar 27 kWPD, por lo tanto, se realizan sensibilizaciones al cerrar la válvula choke de los pozos CASE0014H y CASE0033D para obtener finalmente un caudal de 5795,512 BOPD y 27342,05 BWPD en la estación, generando un incremento de 252 BOPD comparado con las condiciones actuales de producción.

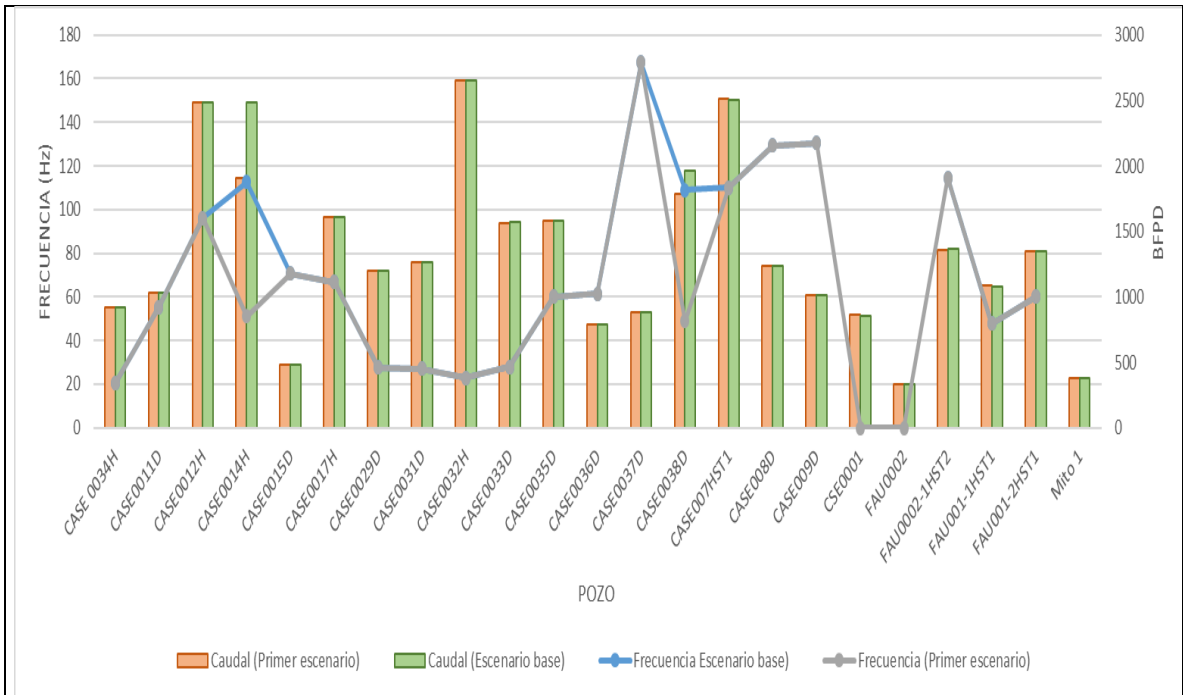
Para finalizar con el análisis en la red integrada, se procede a crear un último escenario; al igual que los escenarios planteados anteriormente, se escogen los pozos con mayor %BS&W para realizar las iteraciones, a diferencia que en este escenario se realizarán iteraciones mixtas, es decir se tendrá en cuenta cambios en apertura de válvula choke y variaciones en la frecuencia de bombas. Los resultados para los escenarios propuestos se presentan en la gráfica 27 y 28.

Gráfica 27. Apertura de choke vs Caudal caso combinado



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 28. Frecuencia de la bomba vs Caudal caso combinado



Fuente: elaboración propia.

En las gráficas anteriores se presentan los resultados tras hacer una sensibilidad en conjunto de frecuencia y válvula choke. En la gráfica 27 se evidencia que al disminuir la apertura de la válvula choke para el pozo CASE0033D hasta un 40% de la capacidad, la producción del pozo se reduce de igual forma, lo cual es favorable ya que es uno de los pozos con mayor %BS&W y el caudal disminuido se compensa con el caudal ganado en los casos anteriormente presentados, lo mismo sucede en la gráfica 28 en la cual se presentan las iteraciones de frecuencia de la bomba para los pozos CASE0038D y CASE0014H. En el cuadro 14 se presentan los resultados de los caudales obtenidos tras la simulación del escenario propuesto.

Cuadro 14. Resultantes de la sensibilidad para las válvulas choke y frecuencia de las bombas del modelo integrado

Estación	Sensibilidad	BFPD	BOPD	BWPD
MITO 1	Condiciones actuales	33065,53	5543,29	27522,24
MITO 1	Escenario base	33880,83	5796,99	28084,04
MITO 1	Primer escenario	33189,43	5798,832	27390,6

Fuente: elaboración propia.

En el cuadro anterior se comparan los caudales obtenidos tras la simulación de los distintos escenarios, para el escenario propuesto se obtienen 5798,832 BOPD y 27390,6 BWPD generando un incremento en la producción de aceite de 255,54 BOPD respecto a las condiciones actuales. En cuanto al escenario base se obtiene un incremento de 1,842 BOPD, siendo una cifra pequeña es favorable ya que, aunque se redujo la producción de fluido la producción de aceite se mantiene y se reduce la producción de agua, cumpliendo con el objetivo de la creación del escenario de optimización.

Al comparar los resultados obtenidos tras las sensibilizaciones de la frecuencia de la bomba, apertura de la válvula choke y la combinación de los casos, para los pozos con mayor %BS&W, se escoge el primer escenario planteado en la sensibilidad de la frecuencia de las bombas de subsuelo para realizar el análisis financiero, ya que además de incrementar la producción de aceite en 254,23 BOPD y disminuir la producción de agua respecto a las condiciones actuales, los caudales obtenidos no exceden el límite que puede recibir la estación de tratamiento.

### 3.4 ANÁLISIS ECONÓMICO

En este capítulo se evalúa la viabilidad del proyecto, donde indicadores como la TIR y VPN muestran si los escenarios son económicamente rentables. El análisis económico se realiza una vez se propone, se simula y se escoge el mejor escenario, como se mencionó anteriormente el escenario escogido es el caso base de sensibilidad de frecuencia para los pozos con mayor %BS&W y los escenarios de optimización por pozos mencionados anteriormente.

**3.4.1 Costos de inversión.** Para los costos de inversión se contemplan gastos de software, estudios, análisis, horas hombre, ingeniería para la construcción de red los cuales suman en total 50.000 USD. No se tienen gastos en cuanto a la producción ya que no hay incremento en los barriles de fluido.

**3.4.2 Ingresos.** Como se mencionó en el capítulo 2.1 en el cual se especifican las premisas a cumplir en el proyecto, se realizarán proyecciones económicas para el año 2021 teniendo como referencia el precio del crudo Brent Escalonado, el cual toma los valores de 37 USD por barril. A este precio hay que restarle las penalidades por calidad y transporte, obteniendo un precio neto para el año 2021 de 16 USD por barril.

Para el análisis económico se toma el incremento de BOPD presentados en el cuadro 15.

Cuadro 15. Incremento de BOPD para escenario de sensibilidad escogido

	BOPD
BOPD Actuales	5543,29
BOPD resultado de sensibilidad	5797,521
Incremento de BOPD	254,23

Fuente: elaboración propia

Como se evidencia en el cuadro anterior, finalmente se obtiene un incremento de 254,23 BOPD, por lo tanto, para obtener los ingresos para las proyecciones, se procede a multiplicar los barriles de aceite por el precio promedio del barril y así obtener los ingresos por día, luego se multiplica por el número de días que el proyecto está contemplado, como lo muestra el cuadro 16.

Cuadro 16. Ingresos por aumento de producción para el año 2021

Año	Incremento bopd	Precio venta USD/Bbl	Ingresos USD/d	Tiempo (días)	Ingresos USD
2021	254,23	16	4.067,68	365	1'484.703,2

Fuente: elaboración propia.

Para los ingresos se contempla el ahorro energético resultado de las optimizaciones realizadas, en el Anexo G se presenta un cuadro con las potencias consumidas en cada uno de los pozos a condiciones actuales y las potencias resultantes del primer escenario de optimización de frecuencia en la red hidráulica de recolección, el cual fue escogido para realizar el análisis económico. Como se observa en dicho anexo para las condiciones actuales se consumen 568,9 kW/d, para el caso de sensibilidad escogido se consumen 552,7 kW/d, lo cual genera una ganancia de 16,22 kW/d.

Actualmente el consumo de 1 kW cuesta 340 pesos, al multiplicar los kW/d ganados por 365 días del año se obtiene una ganancia aproximada de 575 USD al año. Obteniendo un ingreso total de 1'485.278 USD al año.

**3.3.4 Cálculo VPN.** El cálculo del valor presente neto es de gran importancia ya que este permite decidir si el proyecto es viable económicamente, esta se calcula mediante el uso de la ecuación 5 como se muestra a continuación.

Cálculo 1. Cálculo VPN para la proyección del año 2021

$$VPN_{(0,1)} = -50.000 + \frac{1'485.278}{(1 + 0,1)^1} = 1'300.252$$

Fuente: elaboración propia.

Este método de evaluación proporciona un criterio de selección preciso y efectivo. Al realizar el cálculo del VPN y obtener un valor de mayor a cero el proyecto es atractivo y rentable obteniendo 1,3 MUSD para el año 2021.

**3.3.5 Tasa interna de retorno.** Al encontrar la tasa interna de retorno es posible saber si la inversión que se le hace al proyecto es viable, para poder evaluar los resultados de la TIR se debe tener en cuenta, que cuando la  $TIR > TIO$  el proyecto es atractivo, cuando  $TIR = TIO$  el proyecto es indiferente y cuando la  $TIR < TIO$  el proyecto no es atractivo para la empresa. La TIR se calcula mediante el uso de la ecuación 4 como se muestra a continuación.

Cálculo 2. Cálculo TIR año 2021.

$$0 = -50.000 + \frac{1'485.278}{(1 + TIR)^1} = 28,7$$

Fuente: elaboración propia

El proyecto es económicamente rentable al tener una TIR mayor a la TIO, la cual representa la mínima ganancia aceptada.

#### 4. CONCLUSIONES

- Al realizar distintas sensibilidades en la red hidráulica de recolección se escoge el primer escenario planteado en la sensibilidad de la frecuencia al obtener 5797,521 BOPD y 27216,92 BWPD, lo cual genera un incremento de 254,23 BOPD respecto a las condiciones actuales de producción.
- Al obtener un porcentaje de error menor al 8% para el caudal simulado en la red hidráulica de recolección vs el caudal de la prueba de producción y un porcentaje de error del 11,7% para la presión de cabeza simulada en la red hidráulica de recolección vs la presión de cabeza de la prueba de producción el modelo creado en el software de simulación representa las condiciones actuales de producción.
- La creación de un Loop para el tramo de la tubería con mayores caídas de presión en la superficie disminuye las caídas de presión en 3,1 psi, así como las restricciones al flujo.
- El proyecto es económicamente rentable al tener un VPN mayor a cero de 1,3 MUSD para el año 2021 y una TIR mayor a la TIO.

## 5. RECOMENDACIONES

- Realizar simulación y análisis económico a los pozos del campo que tienen PCP como sistema de levantamiento artificial para ser convertidos a ESP, debido a que no existen sólidos abrasivos que afecten la bomba, además, los pozos que tienen PCP presentan caudales y %BS&W bajos, es por ello, que se recomienda realizar el cambio a ESP con el objetivo de incrementar la producción ya que funcionan correctamente con altas tasas de flujo.
- Realizar simulación y análisis económico al pozo del campo que tiene Rod pump como sistema de levantamiento artificial para ser convertido a ESP evaluando la posibilidad de reactivación de este, ya que, actualmente se encuentra inactivo.
- Realizar la respectiva simulación al campo con las proyecciones de troncales y pozos nuevos.
- Evaluar en el modelo de simulación creado la posibilidad de la reactivación de pozos que se encuentran actualmente inactivos.



## BIBLIOGRAFÍA

AL-QASIM, Abdulaziz; ALMUDAIRIS, Fahad; ALABDULATIF, Ziad y ALSUBHI, Muatz. Optimizing Production Using Nodal Analysis Applications. Kuwait. 2019. SPE-198136-MS

ALVAREZ R. Rogelio. Aplicación del análisis nodal para incrementar la productividad de un pozo, 2008. 6 p.

DUNCAN, grant; STAHL, Michael y MOSELEY, phillip. Nodal Analysis for SAGD Production Wells with ESPs. Canada. 2014. SPE-170054-MS.

García González Ana, Bòria Reverter Sefa. Aplicación práctica de creación de empresas en las ciencias sociales. Edicions Universitat Barcelona, 3 de marzo de 2006. 102 p.

GUIDE, Jr Daniel, VAN WASSENHOVE, Luk. OR FORUM The evolution of closed-loop supply chain research. Operations research, 2009.10-18 p.

HIRSCHFELDT. Marcelo. Análisis de un sistema de producción y Análisis NODAL, 2009. p. 3. [En línea]. [consultado el 28 de octubre de 2019]. Disponible en: [http://oilproduction.net/files/analisis\\_nodal\\_hirschfeldt.pdf](http://oilproduction.net/files/analisis_nodal_hirschfeldt.pdf)

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajo escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153 p.

Mott Robert L. Mecánica de fluidos aplicada. Pearson Educación. 1996. 22 p.

PIPESIM 2019.1. Software, 2019.1

Posadas Chinchilla Antonio, DETERMINACIÓN DE ERRORES Y TRATAMIENTO DE DATOS. Facultad de Ciencias Experimentales– Universidad de Almería [en línea]. Disponible en internet < <https://w3.ual.es/~aposadas/TeoriaErrores.pdf> >

RIVERO S. José Luis. Análisis nodal y explotación de petróleo. 9 p. [En línea]. [consultado el 13 de octubre de 2019]. Disponible en:

Schlumberger. Oilfield Glossary en español. [en línea] [citado 4 abril 2020] Disponible <[https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/api\\_gravity.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/api_gravity.aspx)>

SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO. Anexo I Compilación de la Cuenca de los Llanos Orientales. Bogotá. 2014. 5 p.

Tipler Paul Allen, Mosca Gene. Física para la ciencia y la tecnología. Reverte, 2004. 396 p.

Van Horne James C., Wachowicz John M. Fundamentos de administración financiera. Pearson Educación, 2002, 405 p.

ZHOU, wentao; BANERJEE, raj y PROANO, Eduardo. Nodal Analysis for unconventional reservoirs- Principles and application. 2016. SPE-171768-PA

# **ANEXOS**

## ANEXO A.

### REPORTE DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO \*\*\*\*\*

POZO	Ultima prueba	Status	SLA	Qo	Qw	BSW	Qf	PIP	WHP	recuencia
CASE-0001	17/12/2019	PRODUCING	PCP	124	724	0,85	848	385,80	70,0	188,0
CASE-0002H	12/09/2019	INACTIVE	ESP	79	1915	0,96	1994	480,50	125,0	44,3
CASE-0003HST1	29/01/2019	INACTIVE	ESP	54	1643	0,97	1697	843,00	119,0	38,9
CASE-0004H	18/12/2019	INACTIVE	ESP	73	2995	0,98	3068	867,00	124,0	50,8
CASE-0005H	20/05/2018	INACTIVE	ESP	0	3001	1,00	3001	1018,00	112,0	49,0
CASE-0006H	16/12/2019	INACTIVE	ESP	101	2611	0,96	2712	828,00	127,0	60,0
CASE-0007HST1	12/12/2019	PRODUCING	ESP	435	2037	0,82	2472	450,30	121,0	57,6
CASE-0008D	17/12/2019	PRODUCING	ESP	175	1073	0,86	1249	218,30	122,0	53,1
CASE-0009D	17/12/2019	PRODUCING	ESP	98	927	0,90	1024	688,60	126,0	39,7
CASE-0010D	9/10/2019	INACTIVE	ESP	58	1517	0,96	1575	829,00	117,0	42,1
CASE-0011D	18/12/2019	PRODUCING	ESP	192	826	0,81	1017	189,60	74,0	57,9
CASE-0012H	10/12/2019	PRODUCING	ESP	326	2197	0,87	2523	472,50	79,0	61,0
CASE-0013D	27/09/2019	INACTIVE	ESP	4	631	0,99	635	925,00	70,0	32,7
CASE-0014H	14/12/2019	PRODUCING	ESP	203	2395	0,92	2598	617,60	72,0	58,3
CASE-0015D	9/12/2019	PRODUCING	ESP	55	426	0,89	481	324,30	82,0	52,8
CASE-0016H	13/12/2019	INACTIVE	ESP	82	1693	0,95	1775	778,00	73,0	45,1
CASE-0017H	16/12/2019	PRODUCING	ESP	333	1256	0,79	1589	297,20	77,0	54,4
CASE-0018H	1/10/2019	INACTIVE	ESP	58	1979	0,97	2037	976,00	77,0	42,0
CASE-0019	16/10/2019	INACTIVE	ESP	66	1477	0,96	1543	979,00	6,0	35,0
CASE-0020	2/12/2019	INACTIVE	ESP	7	203	0,97	210	110,00	6,0	46,2
CASE-0022ST	17/12/2019	PRODUCING	ESP	231	776	0,77	1007	600,80	13,0	35,1
CASE-0023	14/12/2018	INACTIVE	ROD	44	624	0,93	668	830,00	5,0	2,5
CASE-0024	18/12/2019	INACTIVE	ESP	90	655	0,88	745	622,10	14,0	39,7
CASE-0025	3/11/2019	PRODUCING	ESP	433	348	0,45	782	226,70	8,0	43,3
CASE-0026	14/09/2019	INACTIVE	ESP	28	979	0,97	1007	971,00	32,0	28,5
CASE-0027	8/09/2019	INACTIVE	ESP	117	732	0,86	850	966,00	32,0	29,6
CASE-0028	1/12/2019	INACTIVE	PCP	34	1190	0,97	1224	731,00	13,0	263,0
CASE-0029D	11/12/2019	PRODUCING	ESP	141	1057	0,88	1198	128,70	32,0	49,2
CASE-0030DST	12/12/2019	INACTIVE	ESP	93	1843	0,95	1936	856,00	41,0	54,1
CASE-0031D	5/12/2019	PRODUCING	ESP	317	907	0,74	1224	447,60	37,0	51,1
CASE-0032H	14/12/2019	PRODUCING	ESP	222	2374	0,91	2596	554,70	38,0	49,5
CASE-0033D	16/12/2019	PRODUCING	ESP	128	1438	0,92	1566	376,40	32,0	53,8
CASE-0034H	18/12/2019	PRODUCING	ESP	323	567	0,64	890	254,50	37,0	49,4
CASE-0035D	17/12/2019	PRODUCING	ESP	392	1010	0,72	1402	194,10	35,0	56,4
CASE-0036D	11/12/2019	PRODUCING	ESP	162	526	0,76	688	137,50	35,0	51,3
CASE-0037D	11/12/2019	PRODUCING	ESP	174	655	0,79	828	157,10	138,0	58,7
CASE-0038D	14/12/2019	PRODUCING	ESP	126	1790	0,93	1916	784,80	140,0	51,8
CASE0021-2	17/12/2019	PRODUCING	ESP	211	465	0,69	676	180,00	13,0	52,5
CSE0008-1H	12/11/2019	INACTIVE	ESP	89	605	0,87	693	968,30	10,0	28,3
CSE0008-2H	18/11/2019	INACTIVE	ESP	37	564	0,94	601	1177,00	10,0	28,2
CSE0008-ST4	25/11/2019	INACTIVE	ESP	69	1147	0,94	1215	510,00	24,0	27,0
EMB0001-1H	7/11/2019	INACTIVE	ESP	3	625	0,99	628	1036,00	117,0	31,6
EMB0001-ST2	31/10/2019	INACTIVE	ESP	72	1975	0,96	2047	839,00	117,0	37,5
EMB0002-ST	12/11/2019	INACTIVE	ESP	26	614	0,96	641	832,00	118,0	32,2
FAU0001-1HST1	18/12/2019	PRODUCING	ESP	133	952	0,88	1085	683,10	124,0	36,4
FAU0001-2HST1	15/12/2019	PRODUCING	ESP	211	1143	0,84	1354	681,30	125,0	37,2
FAU0001-ST3	9/11/2019	INACTIVE	ESP	18	744	0,98	762	778,00	122,0	40,3
FAU0002	17/12/2019	PRODUCING	PCP	108	221	0,67	329	862,70	123,1	148,0
FAU0002-1HST2	13/12/2019	PRODUCING	ESP	217	1127	0,84	1344	775,30	125,0	38,1
FAU0002-2HST1	25/11/2019	INACTIVE	ESP	37	537	0,94	574	813,00	122,0	28,3
MIT0001	18/12/2019	PRODUCING	PCP	83	292	0,78	375	208,00	50,0	83,0
MIT0001-1HST1	9/11/2019	INACTIVE	ESP	6	714	0,99	720	785,00	50,0	31,0
MIT0001-2HST1	24/10/2019	INACTIVE	ESP	53	1028	0,95	1081	833,60	42,0	31,0

Fuente: Ecopetrol S.A

\*\*\*\*\* Reporte MEP de producción del campo elaborado por Ecopetrol S.A para abril del 2020.

Convenciones: Los pozos activos se encuentran de color gris oscuro

Los pozos inactivos se encuentran de color gris claro

## ANEXO B.

## REPORTE DATOS OPERATIVOS DE SUPERFICIE

FECHA	POZO	CHOQUE TUBING	APERTURA CHOKE (pulgadas)
6/05/2020	CASE0031D	43	0,671875
6/05/2020	CASE0029D	60	0,9375
6/05/2020	CASE0033D	67	1,046875
6/05/2020	CASE0036D	50	0,78125
6/05/2020	CASE0037D	28	0,4375
6/05/2020	CASE008D	60	0,9375
6/05/2020	CASE0017H	50	0,78125
6/05/2020	CASE009D	52	0,8125
6/05/2020	CASE0021-2	40	0,625
6/05/2020	CASE0025	40	0,625
6/05/2020	CASE0022ST	40	0,625
6/05/2020	CASE0019	0	0
6/05/2020	CASE0035D	58	0,90625
6/05/2020	CASE0032H	47	0,734375
6/05/2020	CASE0034H	46	0,71875
6/05/2020	CASE0015D	26	0,40625
6/05/2020	CASE0012H	50	0,78125
6/05/2020	CASE0014H	48	0,75
6/05/2020	FAU0001 1HST1	64	1
6/05/2020	FAU0001 2HST1	64	1
6/05/2020	FAU0002 2HST1	64	1
6/05/2020	FAU0002 1HST2	64	1
6/05/2020	CASE0011D	50	0,78125
6/05/2020	CASE0007HST	128	2

Fuente: Ecopetrol S.A

ANEXO C.

POZOS PERTENECIENTES A CADA CLÚSTER

Clúster	Pozos	Pozos
CSE28	CASE0028 CASE0035D CASE0030D CASE0036D CASE0031D	CASE0032H CASE0034H CASE0033D CASE0029D
FAUNO1	FAU1-1-HST1 CASE0010D FAU1-2HST1	CASE0008D CASE0009D FAU1 ST3
MITO	MIT001 MIT001-1HST1 MIT001-2HST1	
CSE4	CASE001 CASE0012H CASE0017H CASE0016H CASE0014H	CASE0011D CASE0018H CASE0015D CASE0013D
FAUNO2	CASE002H FAU002 CASE0006H CASE0037D FAU002-1HST2 FAU002-2HST1	CASE007HST CASE0038D CASE0004H CASE0005H CASE0003HST
EMBRUJO	EMB0001 EMB0002ST1 EMB001-H1	

Fuente: Ecopetrol S.A

ANEXO D.

ESTUDIO DIAGNÓSTICO DE ANÁLISIS NODAL PARA TODOS LOS POZOS DEL CAMPO INDIVIDUALES SIN RED HIDRÁULICA DE RECOLECCIÓN.

POZO	CAUDAL (BFPD)	PRESIÓN AL NODO (psia)	PIP (psia)	% Error Qsimulado vs Qreal	HF	RF
CASE0002H	1993,9	634,2	480,6	0,018	1,4199	1,2
CASE0028	1224,4	812,4	729	0,032	1	1
FAU001-1HST1	1084,8	880,6	683,5	0,0068	0,982	1
FAU0002	328,1	843,04	823,5	0,28	1	1
CASE0010D	1574,5	888,7	721,3	0,0029	1,206	1,2
CASE0022ST	1006,5	757,9	600,5	0,0043	1,014	1
CASE0035D	1408	287,1	194,5	0,43	1,01	1
CASE006H	2711,5	977,1	828,3	0,019	0,7716	0,7
CASE0037D	828,4	230,8	157,1	0,054	0,987	1
CASE0030D	1935,6	937,8	856,1	0,00057	0,8	0,873
FAU0001-2HST1	1353,9	865,1	681,9	0,0035	1,18	1
FAU0002-1HST2	1344,7	900,7	775,7	0,0065	0,9837	1
CASE008HST4	1214,9	724,9	510,3	0,0079	0,8	0,4517
MIT001	375,6	284,2	233,8	0,16	1	1
CASE001	848,6	450,6	386,2	0,073	1	1
CASE0023	669,03	904,8	852,6	0,15	-	-
CASE008D	1247,9	383,0	218,3	0,066	1,315	1,2
CASE009D	1025,1	837,8	688,2	0,14	1,307	1,2
MIT001-1HST1	720,4	988,8	785,6	0,082	0,869	1
CASE008-H2	602	959,04	902,3	0,17	0,9722	1
CASE0036D	687,7	228,9	137,8	0,022	1,057	1
CASE0031D	1224	495,8	447,6	0,011	0,94	1
EMB001HST2	2047,1	943,8	822	0,013	0,8	1
FAU0001-ST3	764,4	948,4	714,2	0,32	0,8	1
CASE0012H	2525,5	572,6	472,4	0,1	0,9164	1
CASE0020	209,9	207,1	110,9	0,0041	0,942	1
CASE0032H	2596,4	648,4	554,7	0,086	0,836	1
MIT001-2HST1	1081,5	1041,1	834,5	0,043	0,9478	1

FAU0002-2HST1	576,1	960,5	813,9	0,43	1,097	1
CASE0003HST	1697,3	982,1	843,7	0,0085	1,044	1
CASE0017H	1589,8	417,8	297,1	0,077	1,251	1,4
CASE0027	850,3	904,9	837,8	0,078	1,221	1,2
CASE0025	781,7	306,5	226,1	0,0064	1,136	1
CASE0016H	1772,2	865,6	777,8	0,16	0,921	1
CASE0034H	889,8	342,9	254,9	0,036	1,023	1
CASE0014H	2593,9	709,3	617,1	0,15	0,829	1
CASE0021	675,9	272,5	180,8	0,011	0,9279	1
CASE0024	744,4	704,8	622,8	0,055	0,805	1
CASE008-H1	694,5	1023,5	895	0,22	1,0260	1
CASE0033D	1566,2	465,3	376,6	0,011	0,9724	1
CASE007HST1	2472,1	589,9	450,9	0,0059	0,9589	1
EMB002-ST1	638,8	957,9	832,1	0,35	1,08	1
CASE0011D	1016,9	276,2	189,4	0,0028	0,955	1
CASE0018H	2038,6	886,6	792,5	0,081	1,2	1,092
CASE0015D	481,7	437,2	325,3	0,18	0,9328	1
CASE0019	1543,2	923	836,6	0,015	1,2	1,0721
CASE0029D	1197,7	216,5	128,6	0,022	1,272	1,178
CASE0038D	1915,8	855,9	784,5	0,018	0,848	1
CASE004H	3068,7	990,3	790,2	0,023	1,0775	1
EMB001-H1	629,9	927,2	824,5	0,31	1,218	1
CASE0026	1006,9	1269,7	971	0,035	1,253	1
CASE005H	2997,7	947,9	794,7	0,013	1,1025	1
CASE0013D	634,8	1012,7	913,1	0,015	0,98	1

Fuente: elaboración propia.



## ANEXO E.

### RESULTADOS DE LOS CAUDALES Y THP PARA TODOS LOS POZOS EN LA RED HIDRÁULICA DE RECOLECCIÓN.

Network simulation

Name:

Description:

Network simulation
Engine console
Node/Branch results
Profile results

Display mode:  Node  Branch

Type filter:

Select columns...
Expand all

	Name	Type	Pressure (out) psia	Temperatur... degF	ST liquid rate STB/d
1	CASE 0034H	Well	31,3613	154,3031	889,999
2	CASE0011D	Well	55,17845	151,5109	1027,997
3	CASE0012H	Well	96,03607	155,2001	2479,311
4	CASE0014H	Well	112,7118	154,4531	2483,56
5	CASE0015D	Well	70,60952	150,3845	482,0729
6	CASE0017H	Well	66,551	154,4034	1611,349
7	CASE0029D	Well	27,40264	154,0962	1202,335
8	CASE0031D	Well	44,75088	152,6779	1212,654
9	CASE0032H	Well	22,70161	155,219	2650,408
10	CASE0033D	Well	27,77443	153,5835	1571,696
11	CASE0035D	Well	30,96445	154,2076	1406,773
12	CASE0036D	Well	25,95537	151,3572	694,2697
13	CASE0037D	Well	157,7369	154,9634	809,6453
14	CASE0038D	Well	108,5261	153,663	1962,613
15	CASE007HST1	Well	109,5014	155,2941	2507,065
16	CASE008D	Well	128,9825	153,9834	1237,603
17	CASE009D	Well	130,2259	151,3288	1009,778
18	CSE0001	Well	46,92211	148,4738	858,9599
19	FAU0002	Well	108,423	143,17	328,5768
20	FAU0002-1HST2	Well	114,1106	153,0686	1365,796
21	FAU001-1HST1	Well	125,3518	152,0977	1081,456

Run

Stop

Restart

PIPESIM

Network simulation

Name:

Description:

Network simulation | Engine console | Node/Branch results | Profile results

Display mode:  Node  Branch

Type filter:

Select columns... Expand all

	Name	Type	Pressure (out) psia	Temperatur... degF	ST liquid rate STB/d
3	CASE0012H	Well	96,03607	155,2001	2479,311
4	CASE0014H	Well	112,7118	154,4531	2483,56
5	CASE0015D	Well	70,60952	150,3845	482,0729
6	CASE0017H	Well	66,551	154,4034	1611,349
7	CASE0029D	Well	27,40264	154,0962	1202,335
8	CASE0031D	Well	44,75088	152,6779	1212,654
9	CASE0032H	Well	22,70161	155,219	2650,408
10	CASE0033D	Well	27,77443	153,5835	1571,696
11	CASE0035D	Well	30,96445	154,2076	1406,773
12	CASE0036D	Well	25,95537	151,3572	694,2697
13	CASE0037D	Well	157,7369	154,9634	809,6453
14	CASE0038D	Well	108,5261	153,663	1962,613
15	CASE007HST1	Well	109,5014	155,2941	2507,065
16	CASE008D	Well	128,9825	153,9834	1237,603
17	CASE009D	Well	130,2259	151,3288	1009,778
18	CSE0001	Well	46,92211	148,4738	858,9599
19	FAU0002	Well	108,423	143,17	328,5768
20	FAU0002-1HST2	Well	114,1106	153,0686	1365,796
21	FAU001-1HST1	Well	125,3518	152,0977	1081,456
22	FAU001-2HST1	Well	128,2031	153,0776	1346,454
23	MIT001	Well	21,09927	144,6238	380

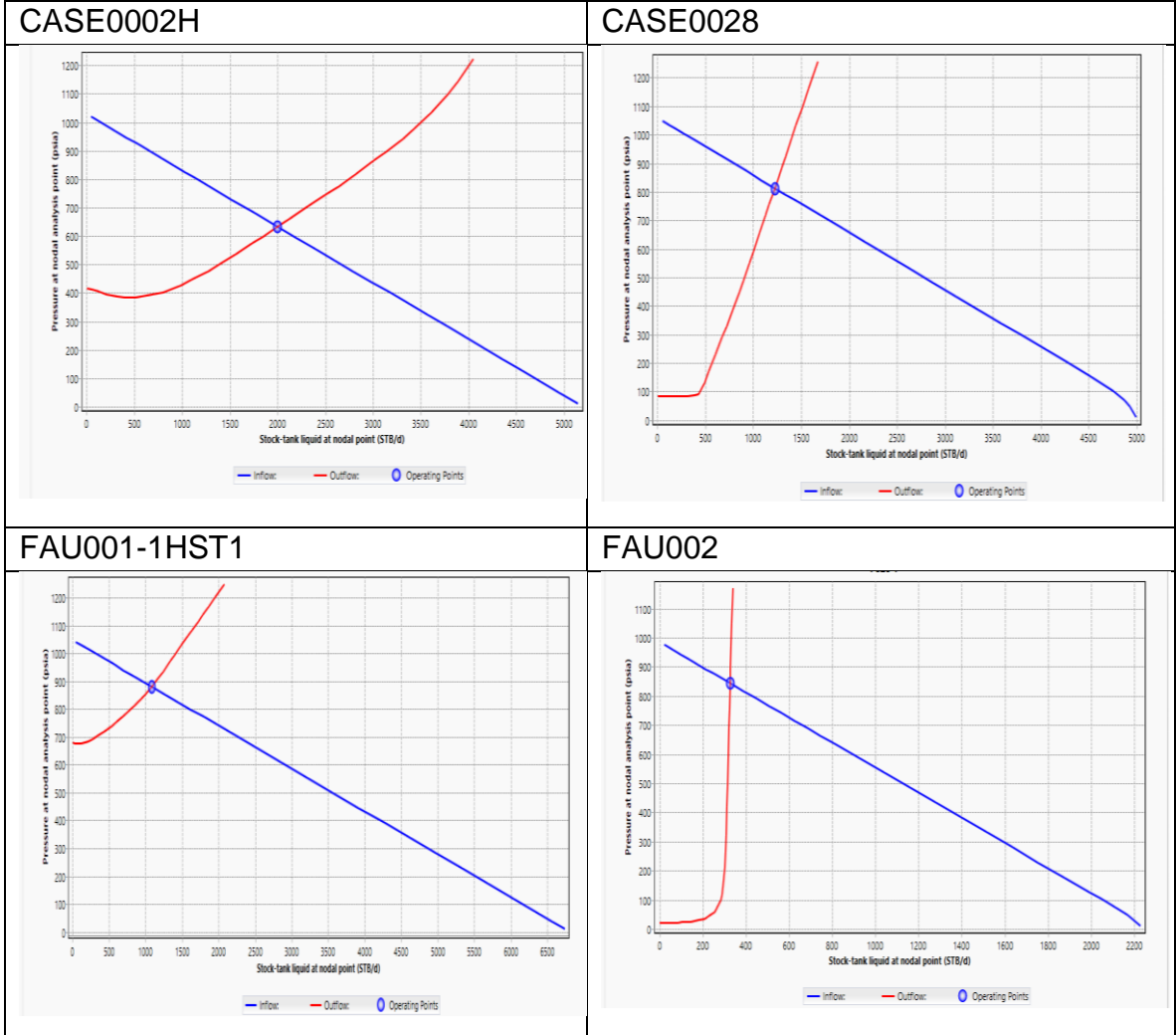
Run Stop Restart

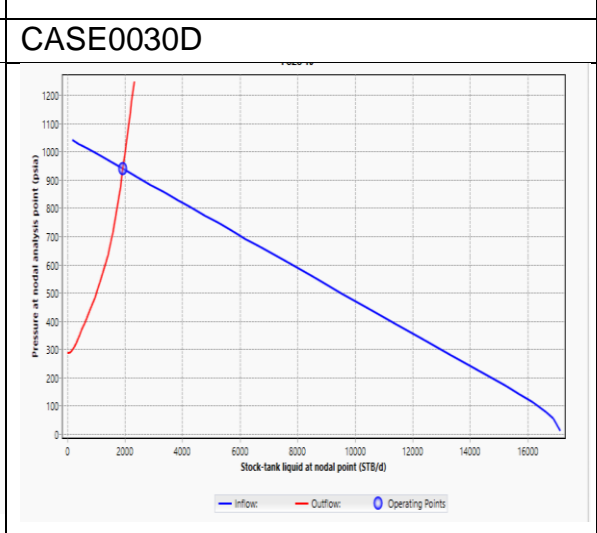
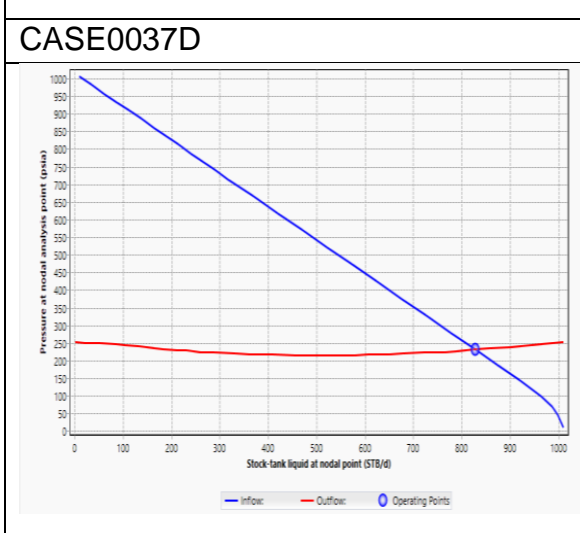
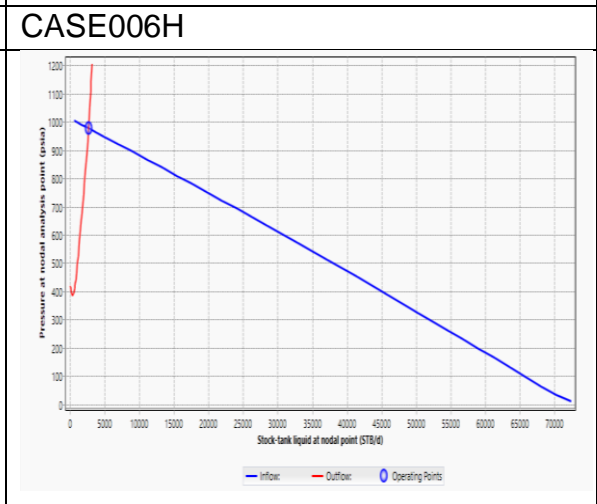
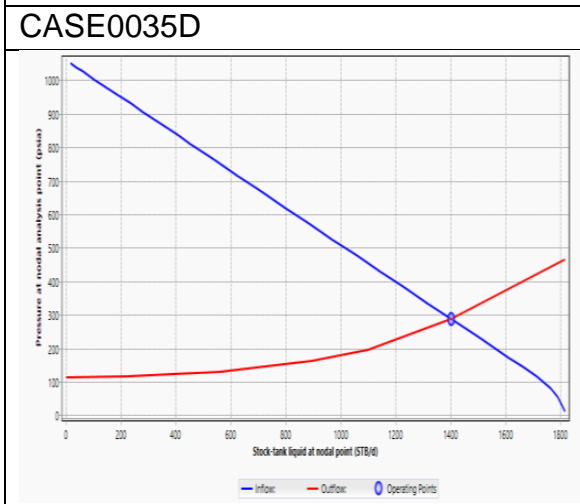
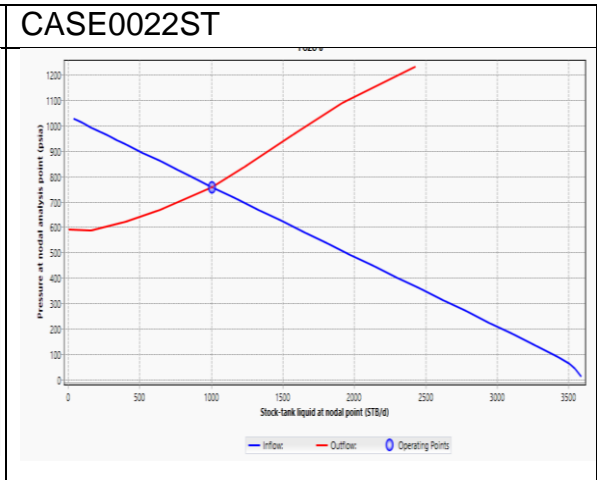
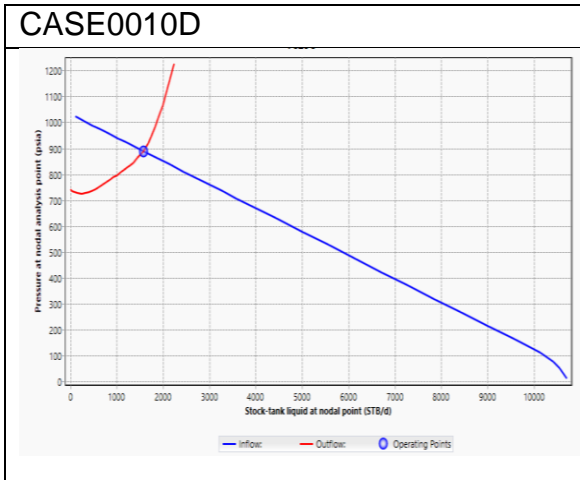
PIPESIM

Fuente: Elaboración propia, con base en el software PIPESIM 2019.1

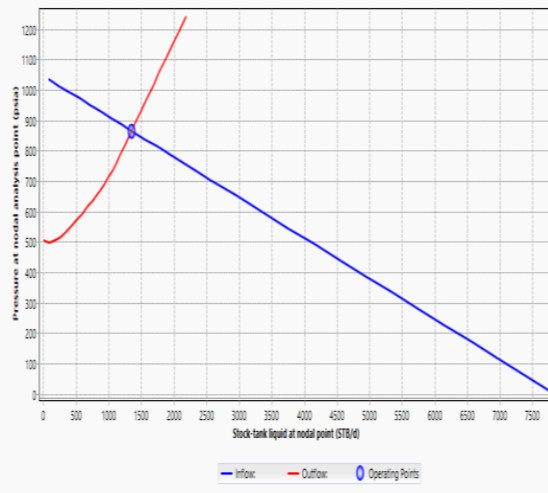
ANEXO F.

CUADRO RESULTADOS DE LAS CURVAS IPR Y VLP INICIALES PARA TODOS LOS POZOS DEL CAMPO

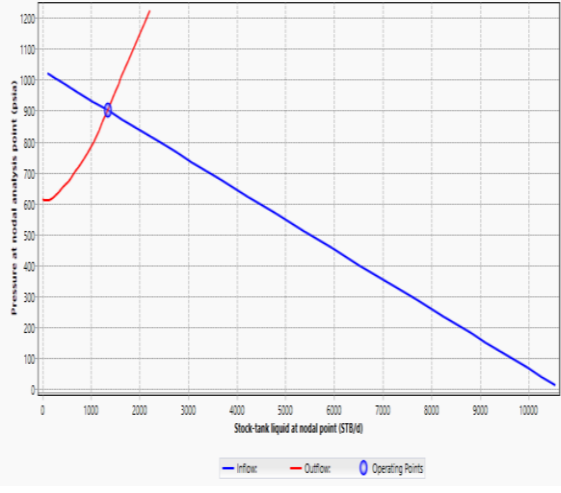




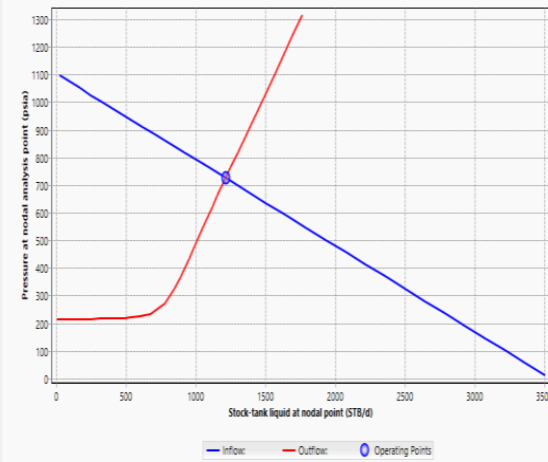
FAU0001-2HST1



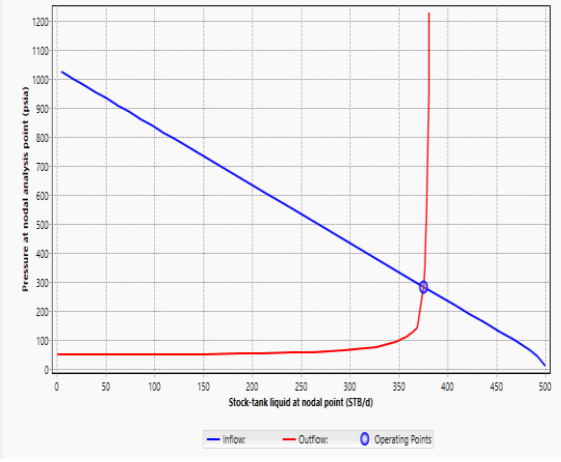
FAU0002-1HST2



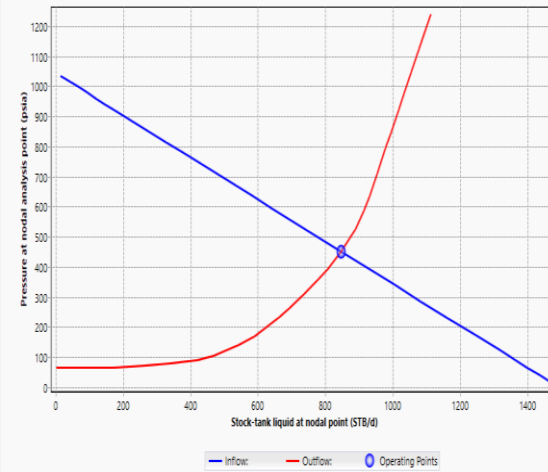
CASE008HST4



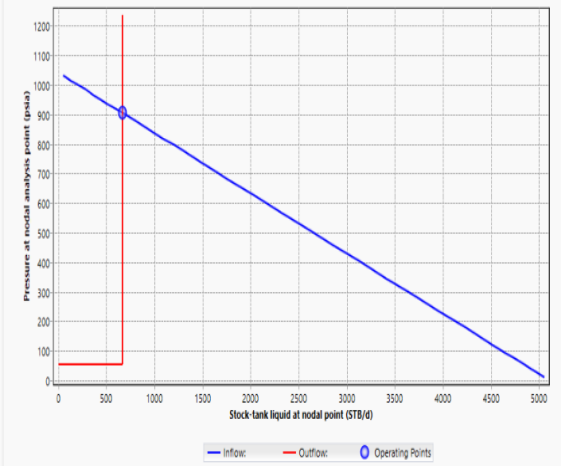
MIT001



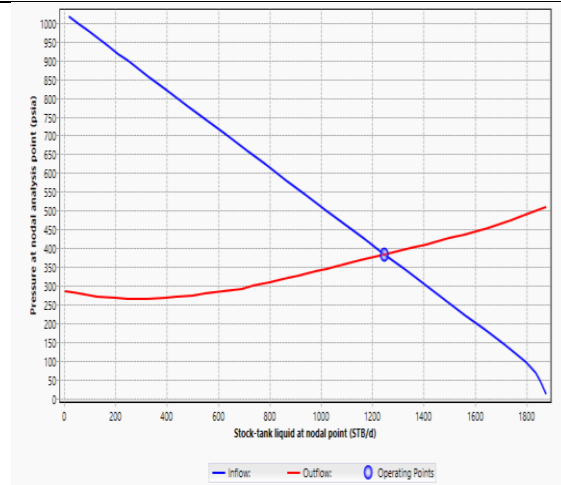
CASE001



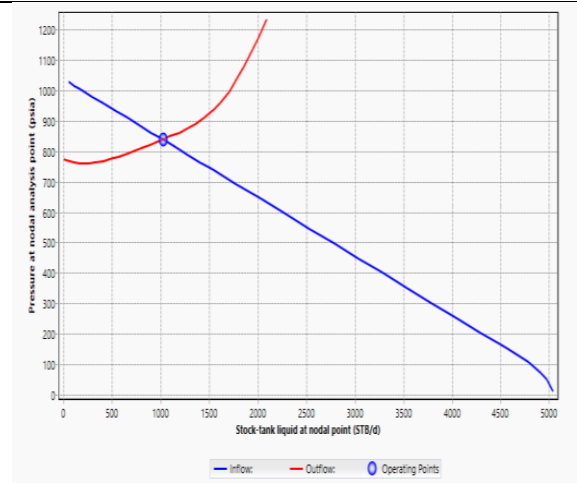
CASE0023



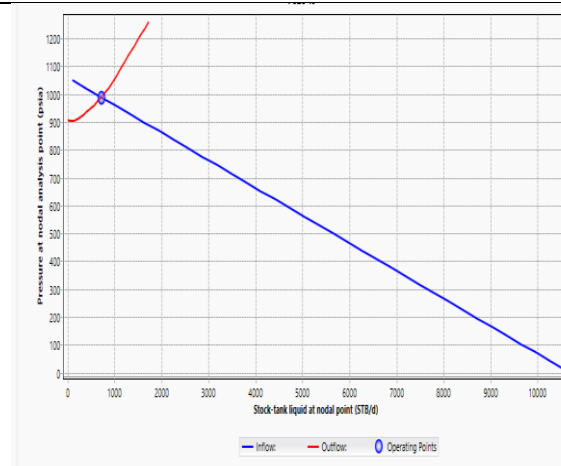
CASE008D



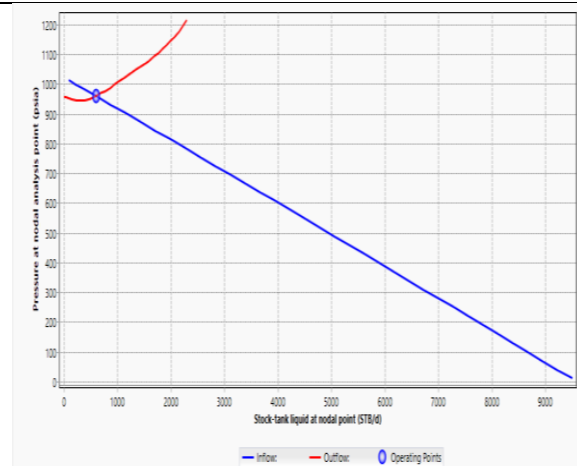
CASE009D



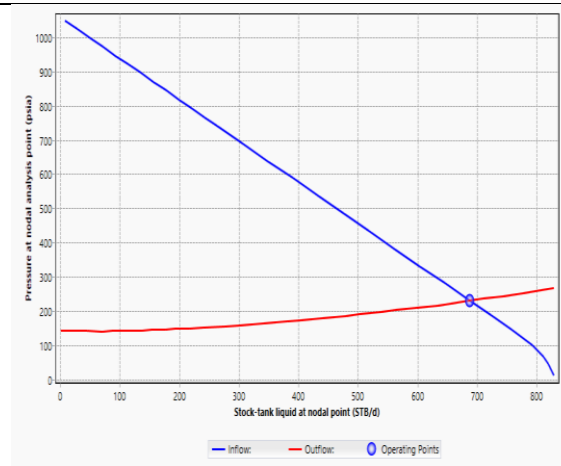
MIT001-1HST1



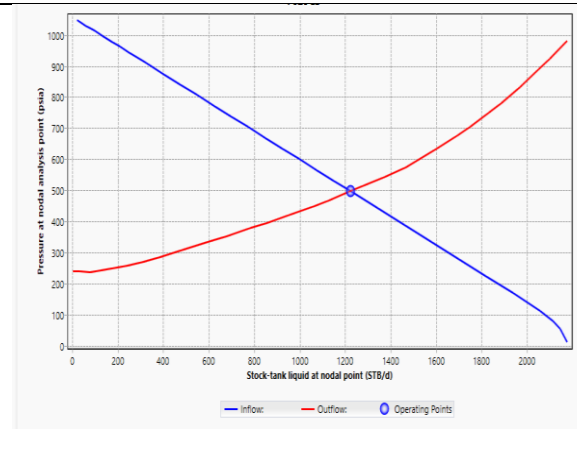
CASE008-H2

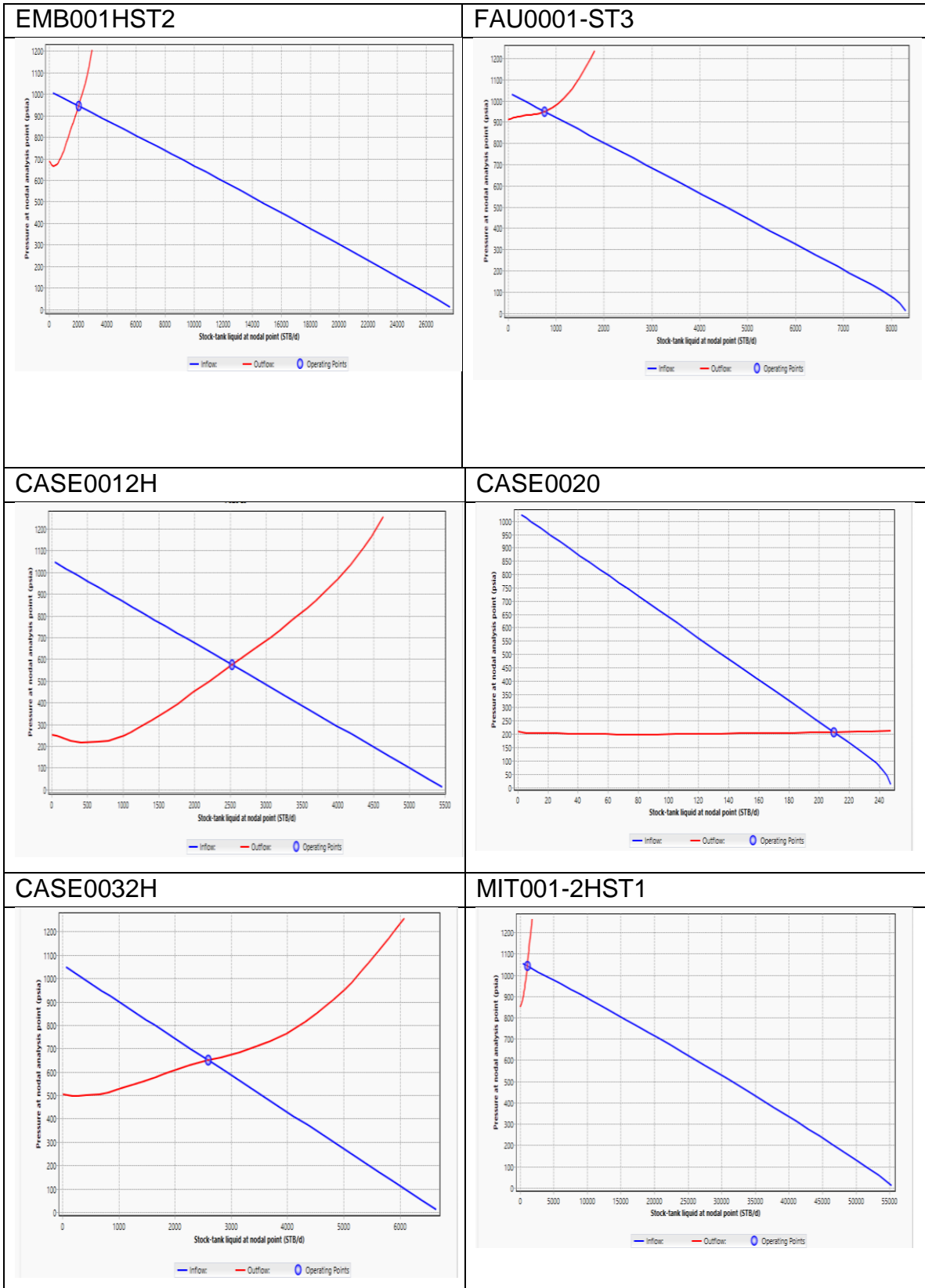


CASE0036D

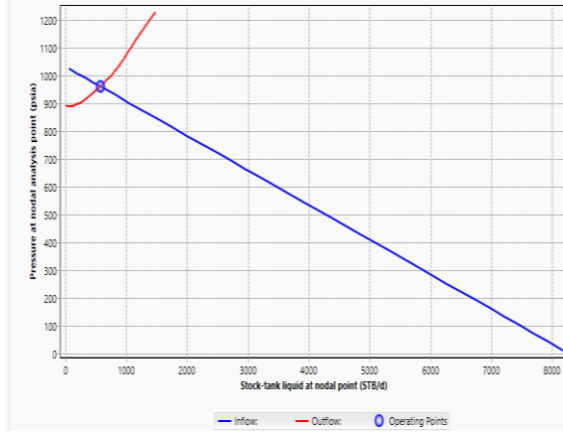


CASE0031D

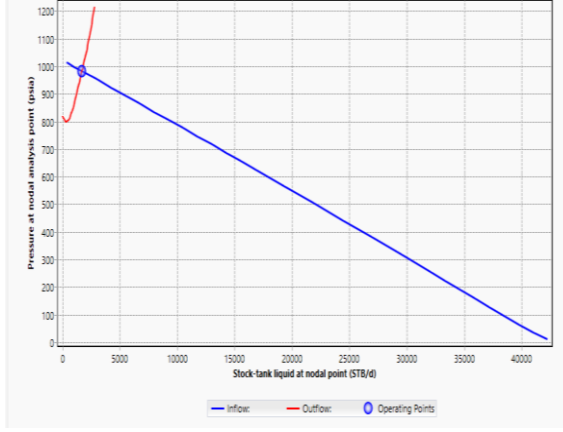




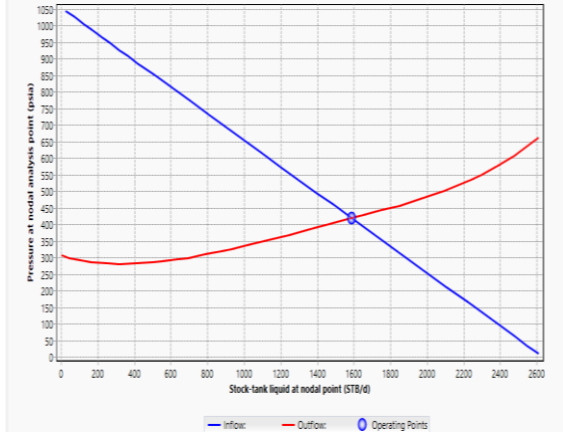
FAU002-2HST1



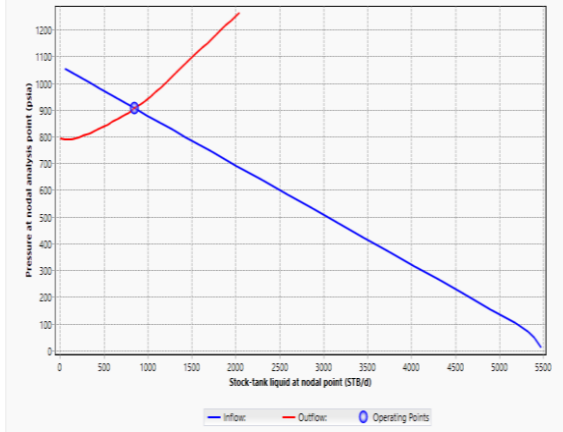
CASE0003HST



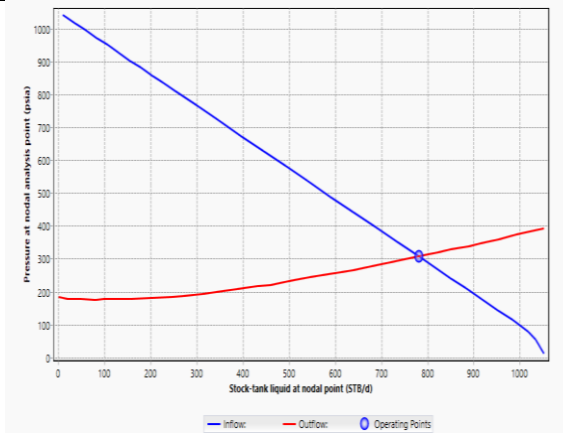
CASE0017H



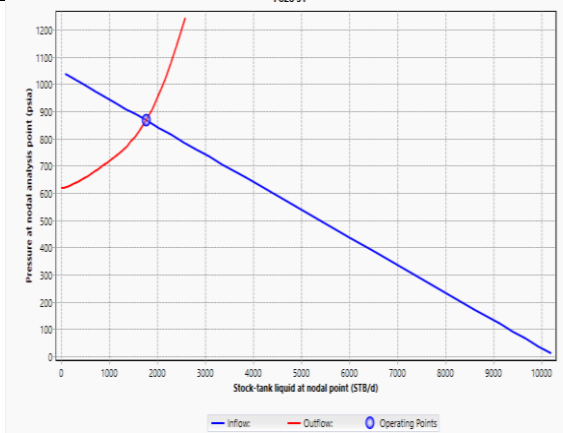
CASE0027



CASE0025

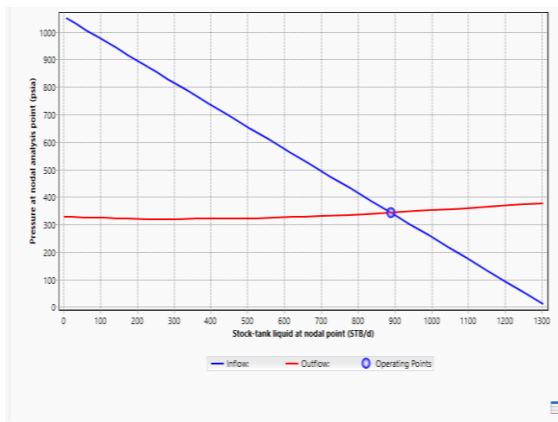


CASE0016H

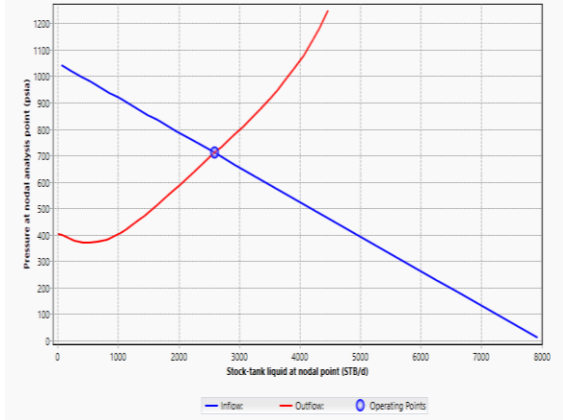




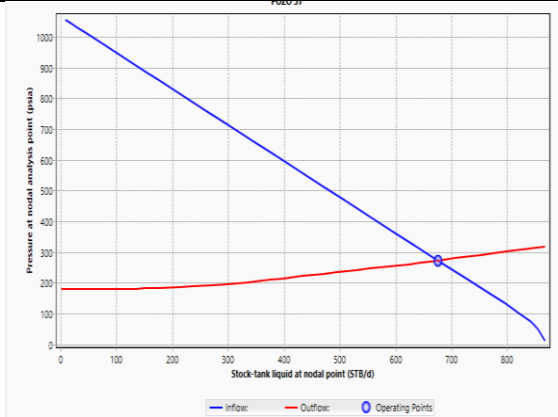
CASE0034H



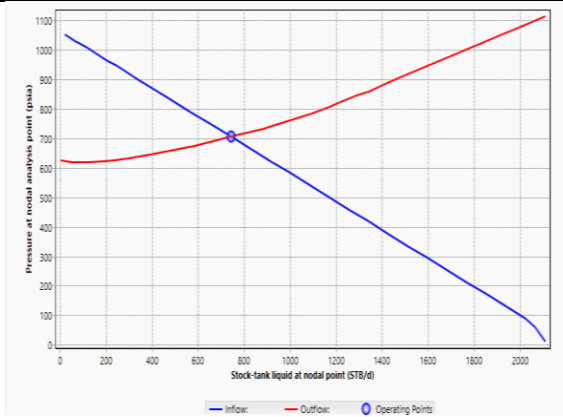
CASE0014H



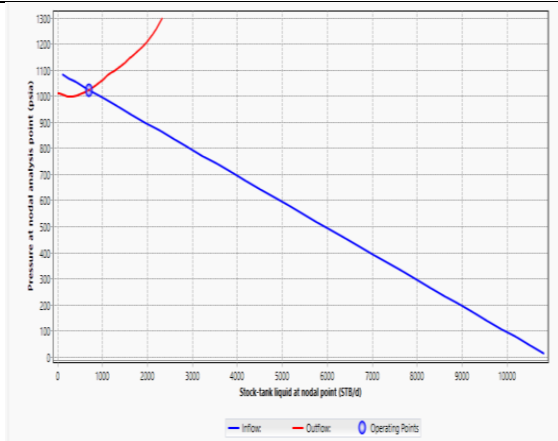
CASE0021



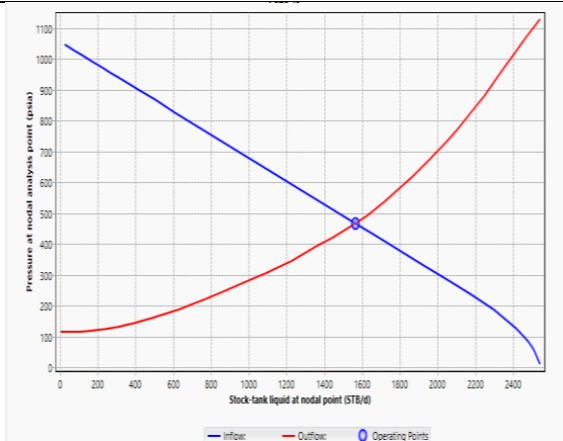
CASE0024



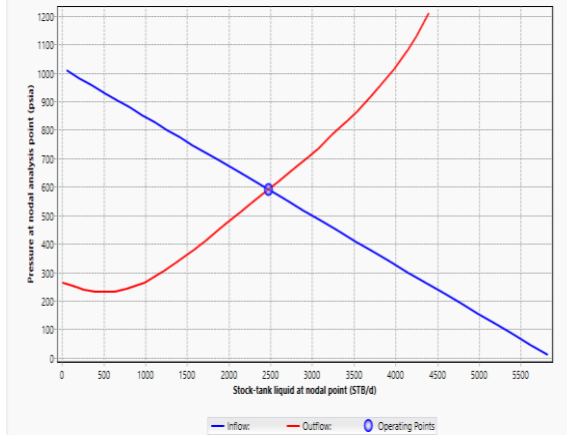
CASE008-H1



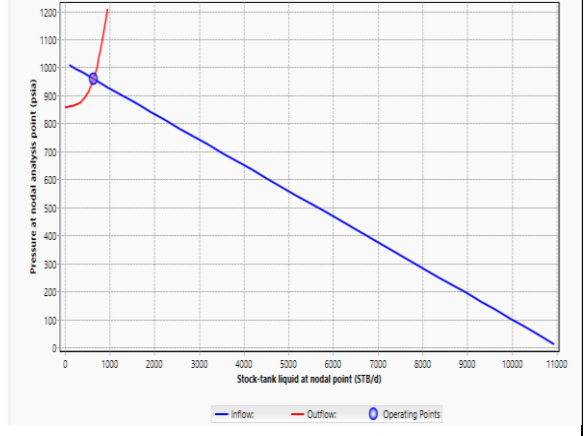
CASE0033D



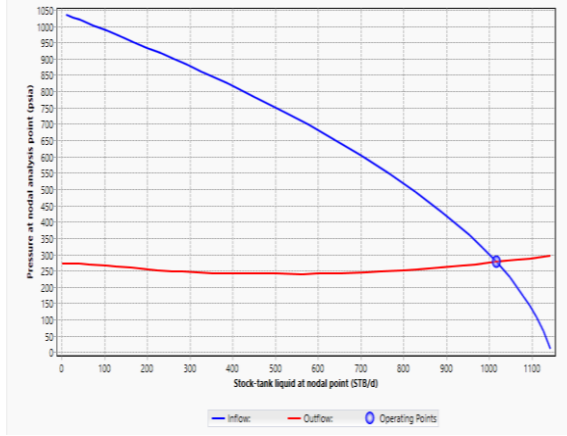
CASE007HST1



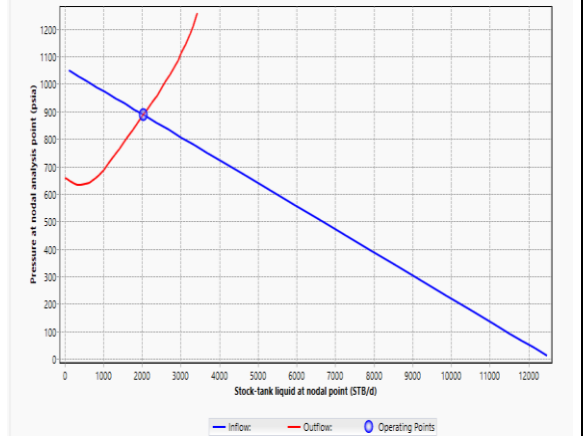
EMB002-ST1



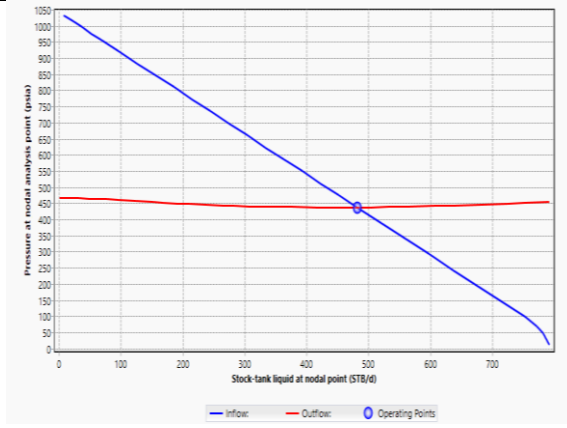
CASE0011D



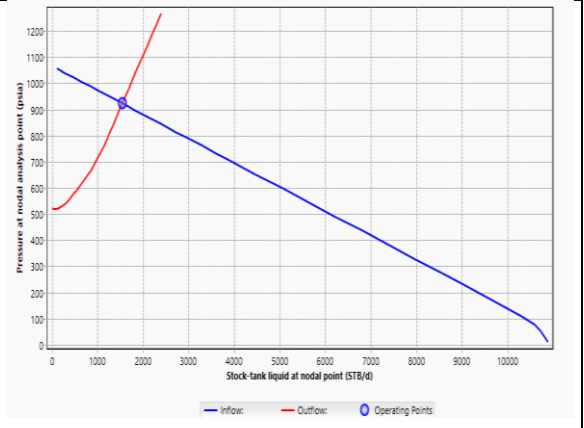
CASE0018H



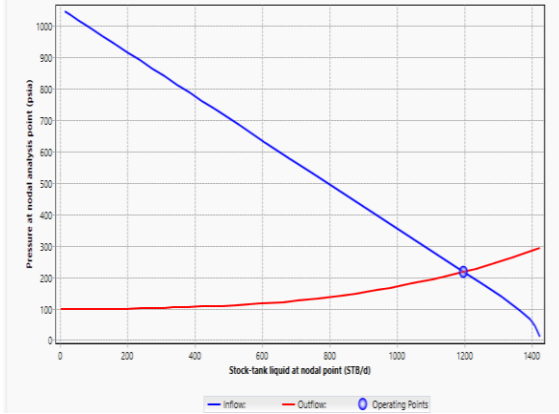
CASE0015D



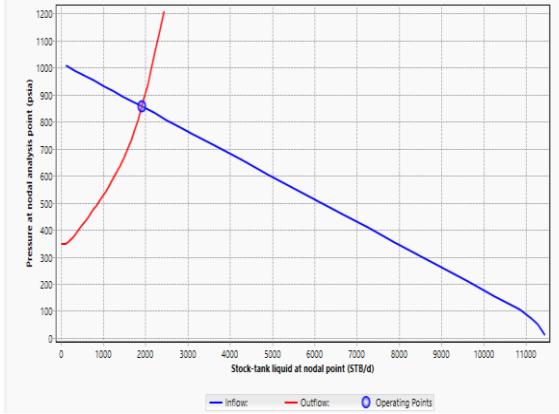
CASE0019



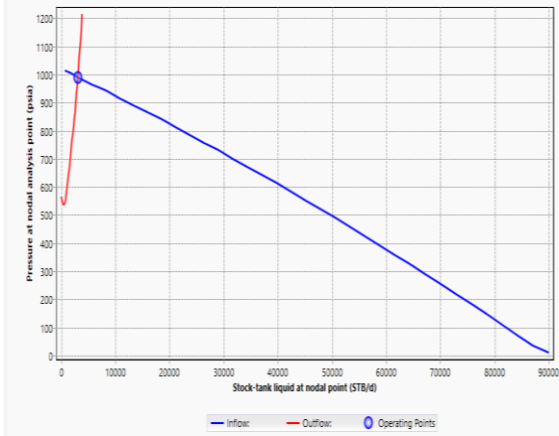
CASE0029D



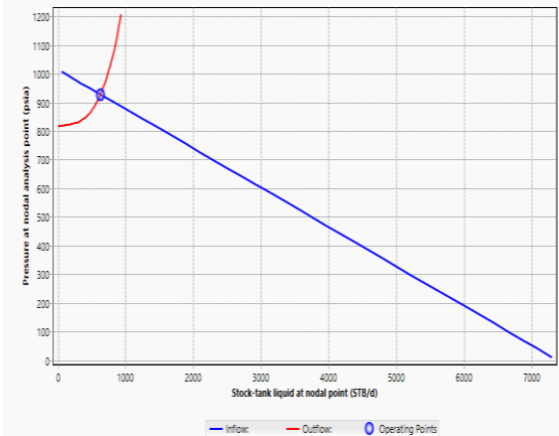
CASE0038D



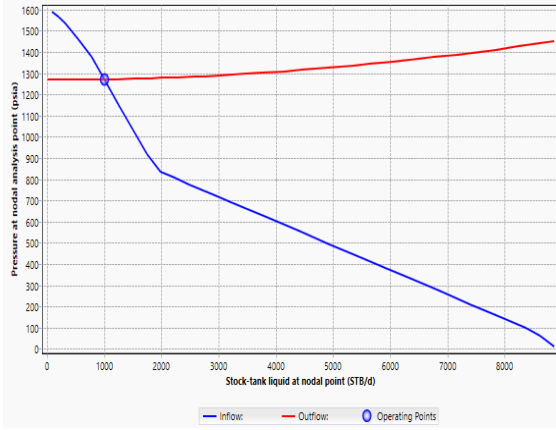
CASE004H



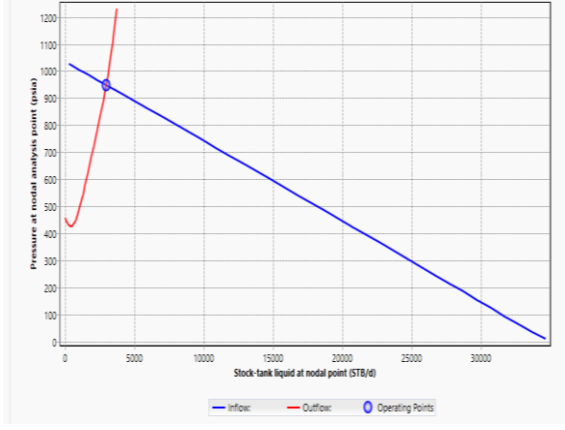
EMB001-H1



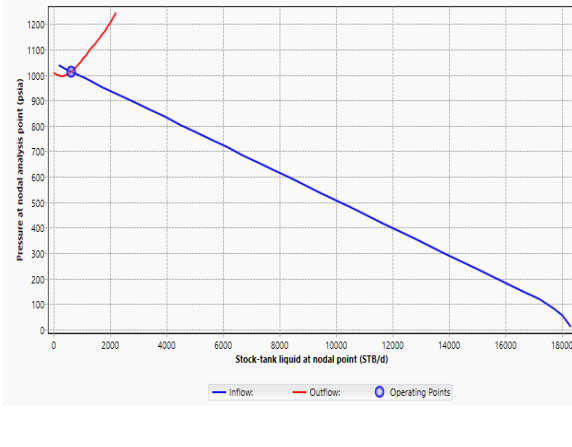
CASE0026



CASE005H



CASE0013D



Fuente: Elaboración propia, con base en el software PIPESIM 2019.1

## ANEXO G.

### POTENCIA CONSUMIDA ACTUAL VS POTENCIA CONSUMIDA EN ESCENARIO DE OPTIMIZACIÓN

POZO	Potencia actual (KW)	Potencia escenario optimización (KW)
CASE0014H	32,41	10,58
CASE0017H	31,71	31,7
CASE007HST1	28,2453	28,2
CASE0015D	22,04	22
CASE0032H	38,74	38,7
CASE0034H	34,03	34,1
CASE0029D	27,2	27,2
FAU002-1HST2	16,4	16,4
FAU001-2HST1	19,11	19,1
CASE0038D	19,14	9,1
FAU001-1HST1	13,8	13,8
CASE0033D	24,74	24,7
CASE0011D	22,07	22
CASE0025	21,9	29,37
CASE0036D	19,98	28,42
CASE0022ST	12,3	17,07
CASE0037D	33,69	33,87
MIT001	3,1	3,1
CASE001	19,42	19,4
FAU002	2,64	2,6
CASE008D	26,65	26,6
CASE009D	11,46	11,4
CASE0012H	28,7	28,7
CASE0021	18,3	18,3
CASE0035D	21,13	21,1
CASE0031D	20	15,2
Total (KW)	568,9053	552,71

Fuente: elaboración propia.