

**OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA INTEGRADO POZO-SUPERFICIE MEDIANTE
ANÁLISIS NODAL PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN EN LA
TRONCAL 4 DE CAMPO RUBIALES**

NICOLÁS MAURICIO GALINDO LÓPEZ

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

**OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA INTEGRADO POZO-SUPERFICIE MEDIANTE
ANÁLISIS NODAL PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN EN LA
TRONCAL 4 DE CAMPO RUBIALES**

NICOLÁS MAURICIO GALINDO LÓPEZ

**Proyecto Integral de Grado para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
M.Sc JOHN ALEXANDER LEÓN PABÓN
Ingeniero de Petróleos**

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

Nota de aceptación

Oscar Armando Arenas Mantilla

Arnul David Paz Aranguren

Bogotá D.C., Mayo de 2020

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro.

Dr. Mario Posada García-Peña

Consejero Institucional

Dr. Luis Jaime Posada García-Peña

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

Dra. María Claudia Aponte González

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro

Secretaria General

Dra. Alexandra Mejía Guzmán

Decano de la Facultad de Ingenierías

Dr. Julio César Fuentes Arismendi

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

Dr. Juan Carlos 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.

DEDICATORIA

En primer lugar, dedico este Trabajo de Grado a las dos personas que fueron mis primeros maestros (y aun lo son), que nunca me negaron nada y siempre me han apoyado en cada locura nueva que he tenido con solo una pregunta: “¿te hace feliz?”. Mis padres Carolina López y Mauricio Galindo, quienes también me ayudaron a levantarme cuando me caía o me animaban cuando pensaba en ceder.

Lo dedico también a mi familia, quienes me han cuidado desde pequeño, y aún desde lejos, estaban presentes para mí cuando el momento lo necesitaba. A mis amigos, tanto a quienes conocí antes de empezar este proceso y siempre me motivaron a seguir adelante aún sin conocimientos del tema, como a los que conocí durante la carrera, con quienes compartí momentos inolvidables, disfrutamos y sufrimos todo lo que implica la universidad. Especialmente a Daniela Cerón, un apoyo incondicional, aunque a veces con desacuerdos; a Nicolás Arciniegas, quien nunca espero nada a cambio y su ayuda venia hasta sin preguntar; y a Andrés Rojas, que lo conocí cerca del final del camino, pero se presentó en el momento más difícil y no me abandonó.

A mis tutores de la práctica empresarial, Daniel Martínez y Javier Gil, y el resto de mis compañeros que estuvieron en esa etapa, de quienes aprendí muchas cosas, tanto de la industria como personalmente.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por ser la luz que ilumina mi camino para poder seguir con este proyecto de vida. A mi madre quien no tuvo miedo en corregirme cuando cometía errores y sin ella este trabajo no se habría culminado y a mi padre quien me inculcó los valores que hoy en día practico para todas mis actividades.

Me permito agradecer a Ecopetrol S.A. primero por permitirme desarrollar mis prácticas empresariales en sus instalaciones, por dejarme conocer Campo Rubiales, ya que de ahí partieron los cimientos de este trabajo y por brindarme experiencias que me ayudaron a crecer tanto personal como profesionalmente; y, en segundo lugar, le agradezco por permitirme elaborar el presente Trabajo de Grado.

También, agradezco a la universidad por brindarme los medios para realizar mi carrera; y a su cuerpo docente que apoyaba otorgando información e ideas.

Agradezco especialmente a las siguientes personas

Al director de este trabajo, el ingeniero John Alexander León, quien depositó su confianza en mí para desarrollar el presente este proyecto y me apoyo en el transcurso del mismo.

A Andrés Rojas, por presentarme al director de este trabajo y por su ayuda en las primeras etapas de este proyecto que fueron fundamentales para todo su proceso, sin él muchas partes en muchas cosas en este proyecto no hubiesen sido posibles.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	21
1. MARCO TEÓRICO	24
1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO	24
1.1.1 Generalidades de la troncal	24
1.2 MECÁNICA DE FLUIDOS	25
1.2.1 Flujo en tuberías	25
1.2.2 Flujos laminar y turbulento	26
1.2.3 Número de Reynolds	26
1.2.4 Pérdidas de presión por fricción	27
1.3 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (SLA)	29
1.3.1 Bombeo Electro-Sumergible (BES)	29
1.4 SISTEMAS DE RECOLECCIÓN	31
2.4.1 Sistemas de recolección de línea radial	31
1.4.2 Sistema de recolección de troncal	31
1.5 ANÁLISIS NODAL	31
2. METODOLOGÍA Y DATOS	34
2.1 GENERALIDADES DEL SIMULADOR	35
2.4 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	35
2.3 ADQUISICIÓN DE LA INFORMACIÓN	36
2.4 MODELAMIENTO DEL CASO BASE	36
2.4.1 Ubicación de las líneas de superficie	36
2.4.2 Modelo del fluido	39
2.4.3 Modelamiento de los pozos	41
2.4.4 Subida de datos de producción	46
2.4.5 Corrida del caso base	46
2.5 COTEJO DE LA SIMULACIÓN	47
2.5.1 Cotejo para las fuentes	47
2.5.2 Cotejo para los pozos	48
2.6 PROPOSICIÓN DE LOS CASOS DE SIMULACIÓN	50
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS	51
3.1 VALIDACIÓN DE LA SIMULACIÓN	51
3.2 IDENTIFICACIÓN DE LAS RESTRICCIONES	52
3.2.1 Presión en líneas de superficie	52
3.2.2 Análisis de las bombas	53
3.3 PROPOSICIÓN DE LOS CASOS DE SIMULACIÓN	55
3.3.1 Proposición del escenario 1	56
3.3.2 Proposición del escenario 2	60
3.4 EVALUACIÓN Y COMPARACIÓN DE LOS CASOS DE SIMULACIÓN	61

3.4.1	Evaluación del escenario 1	61
3.4.2	Evaluación del escenario 2	71
3.4.3	Evaluación de un escenario únicamente con el ajuste en superficie	76
4.	CONCLUSIONES	79
5.	RECOMENDACIONES	80
	BIBLIOGRAFÍA	81
	ANEXOS	83

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Análisis de incertidumbre de las variables que afectan las condiciones de pozo	49
Tabla 2. Errores porcentuales promedio	52
Tabla 3. Caudales óptimos y eficiencias de las bombas de pozos fuera del rango óptimo	55
Tabla 4. Valores de frecuencia para las sensibilidades del escenario 1	56
Tabla 5. Eficiencias de las bombas para las sensibilidades del escenario 1	57
Tabla 6. Presiones a la entrada y salida de las válvulas para las sensibilidades del escenario 1	59

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Perfiles de presiones de la Troncal 4 y 9 (sistema actual)	52
Gráfica 2. Variaciones de las frecuencias de las bombas para el escenario 1	58
Gráfica 3. Producción de las configuraciones 8 y 16 para el escenario 1	60
Gráfica 4. Variaciones de las eficiencias de las bombas para el escenario 1	62
Gráfica 5. Variaciones de las producciones de petróleo de los pozos para el escenario 1	63
Gráfica 6. Variaciones de las potencias de las bombas para el escenario 1	65
Gráfica 7. Relación de la variación de la potencia de las bombas sobre el cambio de la producción de petróleo de los pozos para el escenario 1	66
Gráfica 8. Perfiles de presión en el escenario 1 (antes del ajuste en la apertura de las válvulas)	67
Gráfica 9. Perfiles de presión en el escenario 1	67
Gráfica 10. Producción de fluido sumada de los nodos de pozo para el caso base y los casos del escenario 1	68
Gráfica 11. Producción de petróleo sumada de los nodos de pozo para el caso base y los casos del escenario 1	69
Gráfica 12. Potencia sumada de las bombas y relación potencia/producción de los nodos de pozo para el caso base y los casos del escenario 1	70
Gráfica 13. Eficiencia de las bombas de los pozos que se activaron para el escenario 2	71
Gráfica 14. Producción de petróleo de los pozos que se activaron para el escenario 2	72
Gráfica 15. Potencia y Relación Potencia/Producción de los pozos que se activaron para el escenario 2	73
Gráfica 16. Perfiles de presión en el escenario 2	74
Gráfica 17. Producción total de fluido de la Troncal 4 para el sistema actual y los dos escenarios	74
Gráfica 18. Producción total de petróleo de la Troncal 4 para el sistema actual y los dos escenarios	75
Gráfica 19. Potencia sumada de las bombas y relación potencia/producción de los nodos de pozo para el caso base y dos escenarios	76

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Esquema de la Troncal 4	25
Figura 2. Equipos de superficie y subsuelo en una BES	30
Figura 3. Sistema de producción con sus posibles nodos	33
Figura 4. Proceso general de simulación de análisis nodal	34
Figura 5. Proceso del modelamiento del caso base	36
Figura 6. Localización de Campo Rubiales en el Software	37
Figura 7. Localización de los clústeres y el CPF-2	37
Figura 8. Localización de los empalmes de las líneas de superficie	38
Figura 9. Localización de los Choke que conectan las troncales	38
Figura 10. Edición de la tubería que conecta el clúster 282 con la troncal	39
Figura 11. Líneas de superficie	39
Figura 12. Propiedades del fluido	40
Figura 13. Viscosidad del fluido	41
Figura 14. Ubicación del pozo RB-276	42
Figura 15. Datos del sistema de levantamiento para el pozo RB-1135H	42
Figura 16. Propiedades de la bomba TE5500	43
Figura 17. Datos de rendimiento de la bomba TE5500	44
Figura 18. Pozos sin conexión a las líneas de superficie	44
Figura 19. Líneas de superficie del Clúster 276	45
Figura 20. Mapa satelital del caso base	45
Figura 21. Condiciones límite de la primera corrida	47
Figura 22. Curvas de velocidad variable de la bomba del pozo RB-031	54

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Número de Reynolds	26
Ecuación 2. Ecuación de Darcy-Weisbach	27
Ecuación 3. Función del factor de fricción	27
Ecuación 4. Factor de fricción en régimen laminar	28
Ecuación 5. Ecuación de Colebrook	28
Ecuación 6. Ecuación de pérdida de carga	28
Ecuación 7. Cálculo del error porcentual	51

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Parámetros SCADA de producción del 17 de diciembre de 2019 de la Troncal 4	84
Anexo B. Tablas del cotejo de la simulación	88
Anexo C. Resultados de las bombas para el caso base	93
Anexo D. Resultados de las bombas para el escenario 1 previo al ajuste de las válvulas	96
Anexo E. Resultados de las bombas para el escenario 1	99
Anexo F. Resultados de las bombas de los pozos actualmente inactivos	102
Anexo G. Resultados finales del escenario 2	104

LISTA DE ABREVIATURAS

°API	→ Grados API
°F	→ Grados Fahrenheit
API	→ American Petroleum Institute
bbbl	→ Barriles
bbbl/d	→ Barriles por día
BCP	→ Bombeo de cavidades progresivas
BES	→ Bombeo electro-sumergible
BFPD	→ Barriles de fluido por día
BOPD	→ Barriles de petróleo por día
BSW	→ Basic Sediments & Water (Corte de agua)
BWPD	→ Barriles de agua por día
c/min	→ Ciclos por minuto
CK	→ Choke (o Válvula de choke)
cP	→ Centipoises
CPF	→ Central Processing Facilities (Facilidades de producción)
dAPI	→ Grados API
deg	→ Grados
degF	→ Grados Fahrenheit
E%	→ Porcentaje de error
ESP	→ Electro Submersible Pump (BES)
ft	→ Pies
GOR	→ Gas-oil Ratio (relación Gas-petróleo)
Hp	→ Horse Power (Caballos de fuerza)
Hp/BFPD	→ Caballos de fuerza por barril de fluido por día
Hz	→ Hertz
in	→ Pulgadas
Km	→ Kilómetros
LD	→ Línea de descarga
P	→ Presión
P1	→ Presión de entrada
P2	→ Presión de salida
psi	→ Pound Square Inch (libras por pulgada cuadrada)
psig	→ Libras por pulgada cuadrada gravimétricas
Q	→ Caudal
RPM	→ Revoluciones por minuto
SCF	→ Standard Cubic Feet (Pies cúbicos estándar)

SLA	→ Sistema de levantamiento artificial
STB	→ Stock Tank Barrel (Barriles en tanque)
STB7d	→ Barriles en tanque por día
Std	→ Standard (estándar)
T	→ Temperatura
THP	→ Tubing Head Pressure (Presión en cabeza de pozo)
TP	→ Tubería de producción
ΔP	→ Delta (diferencial) de presión

GLOSARIO

CLÚSTER: plataforma o polígono donde se encuentran ubicados uno o varios pozos.

CORTE DE AGUA: porcentaje o fracción de agua y sedimentos contenidos en los hidrocarburos.

DOWNSTREAM: en español “aguas abajo”, relativo a equipamiento, instalaciones o sistemas ubicados en el pozo o tren de producción después del estrangulador de superficie o del árbol de Navidad.¹

DOWN-THRUST: o empuje descendente, donde el empuje axial no es suficiente haciendo que el impulsor roce con las paredes internas de la bomba.²

FACILIDADES DE PRODUCCIÓN: instalaciones a donde llega el hidrocarburo mezclado con agua y en donde es tratado para obtener crudo que se dirigirá a los oleoductos, y agua que se dispondrá para inyección, vertimiento o riego.

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.

INFLOW SECTION: sección de entrada, datos que se ingresan al simulador.

MANIFOLD: también llamado colector o múltiple, tubería o cámara común que tiene varias salidas laterales.³

OUTFLOW SECTION: sección de salida, datos que calcula el simulador.

PETRÓLEO MUERTO: petróleo en condiciones de presión suficientemente baja para contener gas disuelto o un petróleo relativamente espeso o residuo que ha perdido sus compuestos volátiles.⁴

¹ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary en Español. Aguas abajo [En línea]. Schlumberger. [Consultado: 19 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/downstream.aspx>.

² PRODUCTION TECHNOLOGY. ESP Pump Performance Curves and Effect of axial forces [en línea]. [Consultado: 19 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://production-technology.org/pump-performance-curves>.

³ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary en Español. Colector múltiple [En línea]. Schlumberger. [Consultado: 19 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/m/manifold.aspx>.

⁴ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary en Español. Petróleo muerto [En línea]. Schlumberger. [Consultado: 19 de mayo de 2020]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/dead_oil.aspx.

POTENCIA DE LA BOMBA: relación entre la energía de flujo proporcionada por la bomba y el tiempo que la misma ha estado en funcionamiento para comunicar dicha energía.⁵

RÉGIMEN LAMINAR: donde las partículas del líquido se mueven siempre a lo largo de trayectorias uniformes, en capas o láminas, con el mismo sentido, dirección y magnitud.⁶

RÉGIMEN TURBULENTO: donde las partículas se mueven siguiendo trayectorias erráticas, desordenadas, con formación de torbellinos.⁷

RESTRICCIÓN: también conocido como “cuello de botella”, en un sistema productivo, limitación dentro del sistema que restringe la demanda atendida, o también, el punto dentro del proceso donde el flujo se reduce en una corriente estrecha.⁸

TRONCAL: línea de flujo utilizada para conducir uno o más fluidos entre diferentes instalaciones o pozos dentro de campos petroleros.

UPSTREAM: en español “aguas arriba”, relativo a equipamiento, instalaciones o sistemas ubicados en el pozo o tren de producción antes del estrangulador de superficie o del árbol de Navidad.⁹

UP-THRUST: o empuje ascendente, cuando la velocidad del fluido es excesiva haciendo que el impulsor con las paredes internas de la bomba.¹⁰

⁵ WHITE, Frank. Mecánica de Fluidos. 6 ed. McGraw-Hill. 2008. ISBN 978-84-481-6603-8.

⁶ SALAS, A. F., SALAS, A. F., URRESTARAZU, L. P. tutorial_05. Open Course Ware. Universidad de Sevilla. (05 de Agosto de 2008). [Consultado: 19 de mayo de 2020]. Disponible en: http://ocwus.us.es/ingenieria-agroforestal/hidraulica-y-riegos/temario/Tema%201.Principios%20de%20Hidraulica/tutorial_05.htm.

⁷ SALAS, A. F., SALAS, A. F., URRESTARAZU, L. P. Op. cit.

⁸ GAMARRA MARTÍNEZ, Karen Andrea y JIMÉNEZ MARTÍNEZ, Jhon Edison. Análisis de dos metodologías para identificar el cuello de botella en procesos productivos [en línea]. Trabajo presentado como requisito para optar al título de ingeniero industrial. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2012. 32 p. [Consultado: 19 de mayo de 2020]. Disponible en: Repositorio Educativo UIS. <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2012/143199.pdf>.

⁹ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary en Español. Aguas arriba [En línea]. Schlumberger. [Consultado: 19 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/u/upstream.aspx>.

¹⁰ PRODUCTION TECHNOLOGY. Op. cit.

RESUMEN

Campo Rubiales es el Campo Petrolero más grande del país, con una producción actual aproximada de 120.000 BOPD. Debido a su extensión, cuenta con un sistema de líneas y troncales para transportar los fluidos de los pozos hasta las facilidades de producción. De las 14 troncales principales pertenecientes al Campo, la Troncal 4 posee un gran potencial para su optimización a través de un análisis nodal del sistema integrado pozo-superficie, ya que cuenta con un gran número de clústeres (21 activos y 1 inactivo) y pozos (120 con 74 activos) asociados.

Dicha optimización está dada por los principales problemas asociados al sistema, entre los cuales se encuentran las sobrepresiones causadas por una mala distribución de los fluidos entre la Troncal 4 y 9, así como bombas con baja eficiencia operando en campo. Estas restricciones se deben identificar a través de una técnica de análisis nodal.

Mediante un software de análisis nodal se realiza el modelamiento del sistema integrado actual pozo-superficie de la Troncal 4 del Campo, usando los datos de operación obtenidos por la empresa operadora. Posteriormente, se lleva a cabo el cotejo donde se logra una simulación representativa, primero cotejando los datos de producción de los pozos y seguidamente los datos de presión en superficie.

Con esto, se identificaron las restricciones y se propusieron escenarios a través de un análisis de sensibilidades con el fin de lograr una optimización al transporte de fluidos de producción hasta el CPF-2.

Con la variación de frecuencias y ajuste de las válvulas para el escenario 1, y activación y desactivación de pozos para el escenario 2 (sumado a las modificaciones anteriores), los resultados más favorables se obtuvieron por el escenario 2 con un incremento en la producción de petróleo de 38,37% y de la potencia requerida por las bombas de 21,88%.

PALABRAS CLAVE: TRONCAL, CLÚSTER, SISTEMA POZO-SUPERFICIE, PRESIÓN, ANÁLISIS NODAL, PRODUCCIÓN.

ABSTRACT

Rubiales Field is the largest oil field in the country, with an approximate current production of 120,000 BOPD. Due to its extension, it has a system of lines and trunks to transport the fluids from the wells to the production facilities. There are 14 main trunks belonging to the Field, and Trunk 4 has a great potential for optimization through a nodal analysis of the integrated well-surface system, because it has a large number of associated clusters (21 active and 1 inactive) and well (120 with 74 active).

That optimization is obtained for the main problems associated to the system, for example overpressures caused by poor distribution of fluids between Trunk 4 and 9, as well as pumps that are operating with low efficiency in the field. These restrictions must be identified through a nodal analysis technic.

Through a nodal analysis software, the modeling of the current integrated well-surface system of Trunk 4 of the Field is carried out, using the operating data obtained by the operating company. Consecutively, the match is carried out where a representative simulation is achieved, firstly matching the data of wells production and then, the data of pressures in surface.

After that, the restrictions were identified and scenarios were proposed through an analysis of sensitivities in order to achieve an optimization to the transport of production fluids to the CPF-2.

With frequencies variation and valves adjustment for scenario 1, and wells activation and deactivation for scenario 2 (added to the previous modifications), the most favorable results were obtained by scenario 2 with an increase in the oil production of 38.37% and the power required by the pumps of 21.88%.

KEY WORDS: TRUNK LINE, CLUSTER, WELL-SURFACE SYSTEM, PRESSURE, NODAL ANALYSIS, PRODUCTION.

INTRODUCCIÓN

Campo Rubiales es el Campo petrolero más grande de Colombia, ubicado al sureste de la Cuenca de los Llanos Orientales en el municipio de Puerto Gaitán, en el departamento del Meta, a 250 Km al sureste de la ciudad de Villavicencio y 465 Km de la ciudad de Bogotá. El aceite presente en sus yacimientos es de base parafínica y su gravedad API oscila alrededor de los 13°, clasificándose de esta manera como un crudo pesado. Adicionalmente, para su producción se cuentan con sistemas de levantamiento artificial, como lo son Bombeo Electro Sumergible (BES) y Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP).

Actualmente se encuentra bajo la operación de ECOPETROL S.A, con un corte de agua de 97% aproximadamente, y una producción de crudo de venta alrededor de los 120.000 BOPD.

El fluido producido proveniente de los pozos de Campo Rubiales se transfiere a través de un sistema de recolección conformado por líneas y troncales. Dicho sistema de recolección permite transportar el fluido producido a las facilidades de producción CPF-1 y CPF-2, donde se realiza el tratamiento del mismo mediante procesos de separación, con la finalidad de obtener un crudo que cumpla con las especificaciones de venta, dentro de estas un BSW menor al 0,5% en el crudo.

En los últimos años, Campo Rubiales ha tenido un gran crecimiento en su producción, por lo cual se vio la necesidad de implementar mejoras al sistema de recolección del mismo, todo esto con la finalidad de poder trasportar un mayor volumen de fluido, traduciéndose en un aumento en la producción del campo.

Específicamente, la Troncal 4 presenta un gran potencial de transporte de hidrocarburos debido a su número de pozos asociados (120). Sin embargo, dichos pozos están produciendo con presiones altas, lo que genera una disminución en su productividad de estos. La troncal está presentando elevadas caídas de presión en las líneas de superficie, pero no se ha identificado la causa de esta problemática, evidenciando presencia de restricciones en la recolección de crudo en el sistema, asociadas a problemas desde fondo de pozo hasta las líneas de superficie. Todo esto sin contar con un estudio detallado que permita identificar las problemáticas y la eficiencia de dicha troncal.

Esta situación genera una disminución en el fluido de producción a ser tratado en las facilidades; que de solucionarse podría incrementar la cantidad de petróleo crudo a tratar en el CPF-2 y, por consiguiente, aumentar la cantidad de crudo a vender.

Como solución a esta problemática se adicionó una troncal auxiliar en uno de los puntos de mayor restricción que presentaba la misma, de tal manera que se lograra

aliviar la presión considerablemente en las líneas de superficie y se pudiera transportar un mayor volumen de fluido de producción. Sin embargo, dicha solución no fue del todo eficaz, lo cual se ve reflejado en la data de la compañía sobre presiones altas en los clústeres asociados de la Troncal 4 de Campo Rubiales.

Otra alternativa se presenta en el estudio de Clavijo y Murillo (2017) que lleva por nombre “MODELAMIENTO Y ANÁLISIS DEL MANEJO DE FLUIDOS DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE LA TRONCAL 4 DE CAMPO RUBIALES”, donde se demuestra que “Al aliviar las presiones del sistema, los pozos entregan mayor caudal de fluido a la línea, a expensas del aumento de potencia de las bombas.”¹¹. Este hecho permite considerar notablemente que, mediante el alivio de las sobrepresiones en las líneas de los clústeres asociados, los pozos que la integran podrán brindar un mayor caudal de fluido a la línea, debido al aumento del diferencial de presión entre la formación y la experimentada en cabeza, causada por una reducción de la presión en cabeza de pozo y de superficie.

Por otra parte, como solución a las presiones de los pozos, el estudio de Ramírez (2014) que lleva por nombre “ESTUDIO PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE ANÁLISIS NODAL DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL IMPLEMENTADOS EN EL ÁREA SUR DEL CAMPO SACHA” afirma lo siguiente: “El pozo SAC-302, cuya arena productora es la “Hi”, se encuentra operando fuera del rango, teniendo un desgaste por empuje descendente, su presión de fondo es de 1571 psi [...]. Para nuestro escenario 1 se propone un caudal de diseño de 370 BFPD, a una presión de fondo de 500 psi teniendo un incremento neto de 166 BFPD...”¹².

Esta conclusión demuestra que cuando los pozos están produciendo con altas presiones, se hace necesario reducirlas logrando así un incremento en el caudal de producción. A su vez, este trabajo muestra que una de las maneras para identificar estos problemas es mediante el uso de una herramienta de análisis nodal, que posteriormente también puede servir para la construcción de las redes superficiales y así realizar el análisis general del campo o de la sección que se haya estudiado.

En resumen, se tiene que las mejoras que han sido implementadas en la Troncal 4 han brindado un alivio de presión al sistema de recolección, sin embargo, aún se cuenta con restricciones que requieren ser identificadas y tratadas para que los pozos brinden un caudal óptimo a este sistema.

¹¹ CLAVIJO GUTIÉRREZ, Valery Tatiana y MURILLO PARRA, Angie Carolina. Modelamiento y Análisis del Manejo de Fluidos del Sistema de Recolección de la Troncal 4 de Campo Rubiales. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento de Ingeniería de Petróleos. 2017.

¹² RAMIREZ CHILES, Christian Paúl. Estudio para el incremento de la producción de petróleo mediante análisis nodal de los sistemas de levantamiento artificial implementados en el área sur del Campo Sacha. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos. 2014.

De poder solucionar esta problemática, se podría tener un incremento plausible en la producción de crudo en el campo, debido a que los sistemas de completamiento de los pozos tendrían una menor restricción al aporte de fluidos al sistema de recolección de superficie, traduciéndose en la reducción de sobrepresiones que generan disminuciones en la producción de dicho sistema, es decir que se lograría aumentar el arribo de fluidos a las facilidades de producción.

En tal sentido, el objetivo general del presente trabajo se basa en optimizar el sistema integrado pozo-superficie mediante análisis nodal para el incremento de la producción en la Troncal 4 de Campo Rubiales, para lo cual se plantean los siguientes objetivos específicos:

- Generar la simulación del sistema integrado actual pozo-superficie de la Troncal 4 de Campo Rubiales.
- Identificar las restricciones de flujo que existen actualmente en sistema integrado pozo-superficie de la Troncal 4 de Campo Rubiales mediante el uso de un software de análisis nodal.
- Proponer escenarios que permitan aliviar la presión mediante la modificación de las condiciones de operación de la Troncal 4.
- Evaluar los escenarios mediante la herramienta de análisis nodal previamente utilizada.
- Comparar los valores de presiones y caudales de producción de los escenarios propuestos frente a los actuales del sistema integrado pozo-superficie de la troncal.

Con este trabajo se pretende encontrar las restricciones que están presentes en el sistema integrado pozo-superficie de la Troncal 4 de Campo Rubiales y que generan actualmente las altas presiones en superficie. Una vez determinadas, se van a plantear escenarios en donde se solucione la problemática de la restricción logrando así la optimización del sistema integrado pozo-superficie en dicha troncal, activando o apagando pozos, variando las frecuencias de las bombas o alternando valores de presión en las líneas de superficie, según la restricción requiera. Adicionalmente, se cuantificará dicha optimización según variables de presión y caudal que se logren en la troncal, esperando finalizar con un alivio de presión en las líneas de superficie y/o un incremento en el caudal de producción asociado a esta troncal.

El primer objetivo se cumple en el capítulo de metodología. El segundo en el capítulo de resultados y análisis. El tercero en el capítulo de resultados y análisis. El cuarto en el capítulo de resultados y análisis. Finalmente, el quinto objetivo se desarrolla en el capítulo de resultados y análisis.

1. MARCO TEÓRICO

A continuación, se describe de manera general los conceptos básicos que se deben conocer para desarrollar el trabajo de grado, lo cuales se encuentran en cinco grandes secciones: generalidades del campo, mecánica de fluidos, sistemas de levantamiento, sistemas de recolección y análisis nodal.

1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO

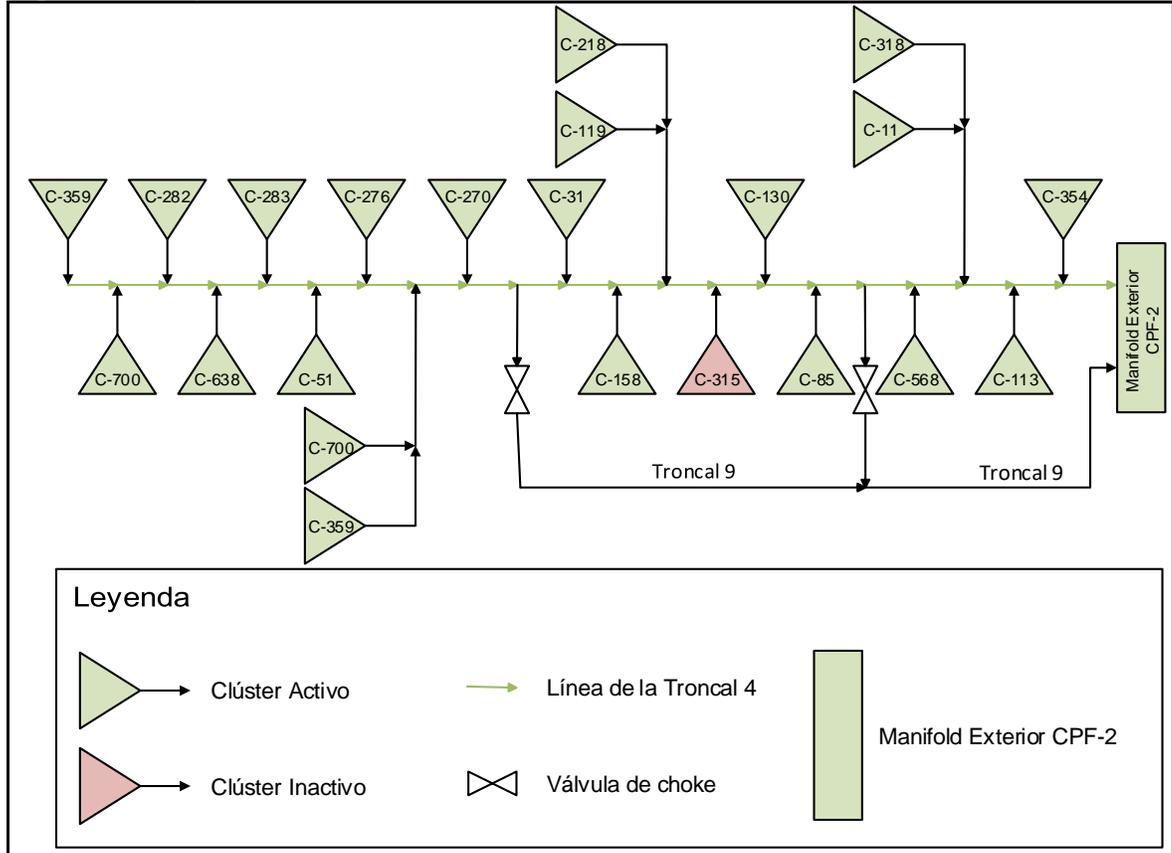
Campo Rubiales es el campo petrolero más grande de Colombia, cuenta con un área total de aproximadamente de 250.000 acres, se localiza al sureste de los Llanos Orientales, a 250 Km al sureste de la ciudad de Villavicencio y 465 km de Bogotá, en jurisdicción del municipio de Puerto Gaitán, Departamento del Meta. En este momento bajo la operación de ECOPETROL S.A.

Fue descubierto en 1981 y actualmente tiene un factor de recobro aproximadamente del 10%. El aceite presente en sus yacimientos es un crudo pesado de base parafínica con un API que oscila alrededor de los 12,5°. Adicionalmente, para su producción se cuentan con sistemas de levantamiento artificial, como lo son Bombeo Electro Sumergible (BES) y Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP). Su producción tiene un corte de agua de 97% aproximadamente, y para venta alrededor de 120.000 BOPD.

Tiene 14 troncales principales, a las que se les suman una Trunk Line, subtroncales y líneas ajenas a las troncales, con el fin de transportar el fluido de los pozos hasta las facilidades de superficie, CPF-1 y CPF-2.

1.1.1 Generalidades de la troncal. La troncal 4 es una línea que recoge los fluidos de pozos desde el oeste del campo hasta el CPF-2, y está conectada a la Troncal 9 que fue construida para aliviar las presiones de la Troncal 4 pero sin ningún pozo conectado. Cuenta con 120 pozos de los cuales 74 se encuentran activos, ubicados en un total de 22 clústeres de los cuales tan solo uno se encuentra inactivo. El esquema de la troncal se muestra en la figura 1.

Figura 1. Esquema de la Troncal 4.



Fuente: elaboración propia.

1.2 MECÁNICA DE FLUIDOS

La mecánica de fluidos se define como la ciencia que estudia el comportamiento de los fluidos en reposo (estática de fluidos) o en movimiento (dinámica de fluidos), y la interacción de éstos con sólidos o con otros fluidos en las fronteras.¹³

1.2.1 Flujo en tuberías. El flujo de fluidos se clasifica como externo e interno, debido a que depende si el fluido se fuerza a fluir sobre una superficie o dentro de un conducto. Los flujos interno y externo tienen características diferentes. Para el trabajo se considera el flujo interno donde el conducto está totalmente lleno con el fluido y el flujo se impulsa principalmente mediante de diferencia de presión.¹⁴

En el caso de la tubería de producción se hace necesario conocer las caídas de presión ya que son el primer parámetro que indica pérdidas en la productividad.

¹³ ÇENGEL, Yunus A. y CIMBALA, John M. Mecánica de fluidos. Fundamentos y aplicaciones. McGraw-Hill/Interamericana. 2006. 2 p.

¹⁴ *Ibid.*, p. 321.

Los tres principales componentes que gobiernan las caídas de presión en tuberías para cualquier tipo de fluido y cualquier dirección de flujo son:

- Perdidas por elevación
- Perdidas por fricción
- Perdida por aceleración¹⁵

Las principales caídas de presión en el sistema integral de producción se dan en la tubería de producción (T.P), y de la línea de descarga (L.D) cuando esta es demasiado extensa.

1.2.2 Flujos laminar y turbulento. Se dice que el régimen de flujo laminar se caracteriza por líneas de corriente suaves y movimiento sumamente ordenado; mientras que el turbulento se caracteriza por fluctuaciones de velocidad y movimiento también desordenado.¹⁶

La mayoría de los flujos que se encuentran en la práctica son turbulentos. El flujo laminar se encuentra cuando los fluidos muy viscosos, como los aceites, fluyen en pequeñas tuberías o pasajes estrechos.¹⁷

1.2.3 Número de Reynolds. Para poder determinar el tipo de flujo (laminar o turbulento), se calcula un valor que describa el régimen de flujo. Dicho parámetro se conoce como el número de Reynolds el cual es la razón de las fuerzas inerciales entre las fuerzas viscosas en el fluido y se expresa de la siguiente manera:

Ecuación 1. Número de Reynolds.

$$Re = \frac{Dvd}{\mu}$$

Fuente: ÇENGEL, Yunus A. CIMBALA, John M. Mecánica de fluidos. Fundamentos y aplicaciones. McGraw-Hill/Interamericana. 2006.

Donde:

D= diámetro de la tubería

v= velocidad

d= densidad

μ= coeficiente de viscosidad

¹⁵ ALVAREZ CALLE, Roberto. Diseño de un sistema de recolección y transporte de gas natural. Universidad Nacional de Ingeniería. Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica. 2012. 8 p.

¹⁶ ÇENGEL y CIMBALA, Op. cit., p. 323.

¹⁷ Ibíd., p. 323.

A partir de este número es posible determinar el régimen de flujo conociendo los siguientes parámetros para tubería circular:

$$\begin{aligned} Re \leq 2.300 & \rightarrow \text{Flujo laminar} \\ 2.300 \leq Re \leq 4.000 & \rightarrow \text{Flujo transicional} \\ Re \geq 4.000 & \rightarrow \text{Flujo turbulento} \end{aligned}$$

1.2.4 Pérdidas de presión por fricción. Las pérdidas de presión por fricción en conductos circulares de diámetro constante han sido determinadas experimentalmente por varios investigadores.¹⁸

1.2.4.1 Ecuación de Darcy. Darcy, Weisbach y otros, dedujeron experimentalmente la siguiente ecuación expresada en unidades consistentes para obtener el gradiente de presión debido a la fricción.

Ecuación 2. Ecuación de Darcy-Weisbach.

$$\Delta P_L = f \frac{L}{D} \frac{\rho v^2}{2}$$

Fuente: ÇENGEL, Yunus A. CIMBALA, John M. Mecánica de fluidos. Fundamentos y aplicaciones. McGraw-Hill/Interamericana. 2006.

Donde:

ΔP_L = pérdidas de presión por fricción

f= factor de fricción

L= longitud de la tubería

D= diámetro de la tubería

v= velocidad

ρ = densidad

1.2.4.2 Factor de fricción. El valor del factor de fricción (f) es función de la rugosidad de la tubería (ϵ) y del número Reynolds (Re), por lo tanto:

Ecuación 3. Función del factor de fricción.

$$f = F(\epsilon, Re)$$

Fuente: ÇENGEL, Yunus A. CIMBALA, John M. Mecánica de fluidos. Fundamentos y aplicaciones. McGraw-Hill/Interamericana. 2006.

Esto quiere decir que para el cálculo del factor de fricción dependerá del régimen de flujo, ya que es función de Re y, por ende, se tienen ecuaciones para cada régimen.

¹⁸ ALVAREZ CALLE, Op. cit., p. 10-11.

1.2.4.3 Factor de fricción para régimen laminar. Para flujo laminar de una sola fase ($Re < 2300$), f depende exclusivamente del valor del (Re) y está dado por:

Ecuación 4. Factor de fricción en régimen laminar.

$$f = \frac{64}{Re}$$

Fuente: ÇENGEL, Yunus A. CIMBALA, John M. Mecánica de fluidos. Fundamentos y aplicaciones. McGraw-Hill/Interamericana. 2006.

1.2.4.4 Factor de fricción para régimen turbulento. Para flujo turbulento ($Re > 3100$), f está dado por la ecuación de Colebrook y White:

Ecuación 5. Ecuación de Colebrook.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{\varepsilon/D}{3,7} + \frac{2,51}{Re\sqrt{f}} \right)$$

Fuente: ÇENGEL, Yunus A. CIMBALA, John M. Mecánica de fluidos. Fundamentos y aplicaciones. McGraw-Hill/Interamericana. 2006.

1.2.4.5 Pérdida de carga. En el análisis de los sistemas de tuberías, las pérdidas de presión muchas veces se expresan en términos de la altura de la columna de fluido equivalente, lo cual es llamado pérdida de carga (h_L). Entonces, conociendo la ecuación de estática de fluidos $\Delta P = \rho gh$, se puede obtener la siguiente expresión:

Ecuación 6. Ecuación de pérdida de carga.

$$h_L = f \frac{L}{D} \frac{v^2}{2g}$$

Fuente: ÇENGEL, Yunus A. CIMBALA, John M. Mecánica de fluidos. Fundamentos y aplicaciones. McGraw-Hill/Interamericana. 2006.

1.2.4.6 Pérdidas menores. “El fluido en un sistema de tubería típico pasa a través de varias uniones, válvulas, flexiones, codos, ramificaciones en forma de letra T (conexiones en T), entradas, salidas, ensanchamientos y contracciones además de los tubos. Dichos componentes (accesorios) interrumpen el suave flujo del fluido y provocan pérdidas adicionales debido al fenómeno de separación y mezcla del flujo que producen.” Dichas pérdidas son llamadas pérdidas menores o por accesorios, puesto que, comúnmente, un sistema está compuesto por tubos largos, y, por lo tanto, las pérdidas por fricción en los tubos serán mucho mayores en

comparación a las pérdidas por accesorios. Sin embargo, en algunos casos pueden ser mayores.

Estas están expresadas por un coeficiente de pérdida (KL) o coeficiente de resistencia, el cual está determinado en el tipo de accesorio, así como el tipo de flujo y la gravedad.

1.3 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (SLA)

Los SLA son aquellos mecanismos artificiales externos a la formación productora capaces de incrementar el flujo desde fondo de pozo hasta la superficie, a través de medios de operación tales como el bombeo mecánico, bombeo hidráulico, levantamiento por gas o gas-lift, bombeo por cavidades progresivas (BCP o PCP por sus siglas en inglés) y bombeo electro-sumergible (BES o ESP por sus siglas en inglés). Para el presente trabajo solo se hace necesario conocer los principios del último sistema mencionado, ya que, aunque el campo trabaja también con BCP, durante la simulación solo se modelaron BES.

1.3.1 Bombeo Electro-Sumergible (BES). Un equipo de BES es una bomba centrífuga instalada en fondo cuyo eje está conectado a un motor eléctrico sumergible. La bomba está sumergida en el fluido y el motor está conectado a superficie donde es suministrado de energía eléctrica a través de un cable¹⁹ diseñado especialmente para resistir las condiciones del pozo.

La característica más representativa es su capacidad de producir altos volúmenes de fluido desde diferentes profundidades y una gran variedad de condiciones. El rango de capacidad de los equipos varía desde 200 – 60000 BPD y con profundidades de bombeo de hasta 15000 pies.²⁰ Cabe recalcar que su aplicación es particularmente exitosa cuando las condiciones son propicias para producir altos volúmenes de líquidos con bajas relaciones gas-aceite.²¹

La unidad BES cuenta con un equipo de superficie y uno de subsuelo. La primera está compuesta típicamente por un transformador, un variador de frecuencia, una caja de venteo y un cabezal de descarga; mientras que en subsuelo se encuentra el motor eléctrico, la bomba electro-sumergible, el cable de potencia, los sellos o

¹⁹ *Ibíd.*, p. 26-27.

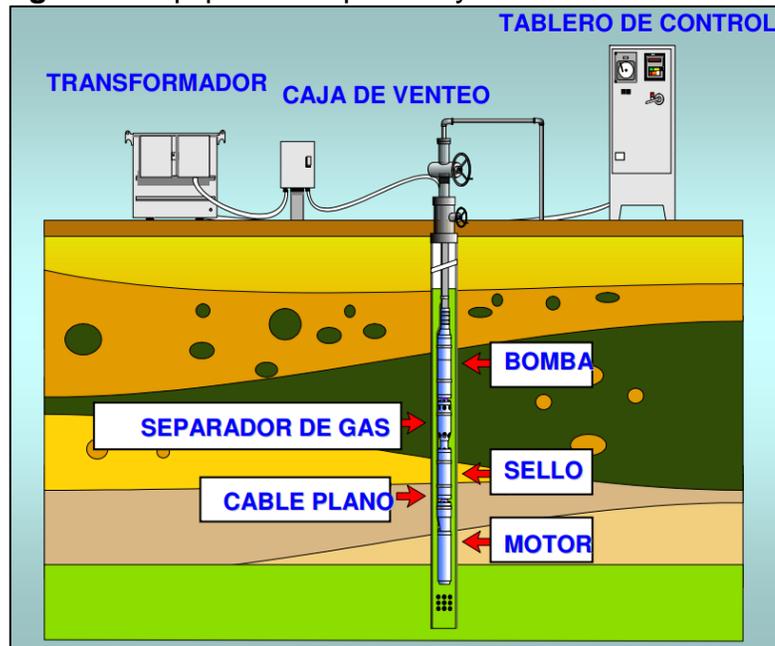
²⁰ ARISMENDI S., José V. y SANTANDER G., Harrysong J. Optimización utilizando modelaje del bombeo Electrosumergible [en línea]. Trabajo especial de grado para optar al Título de Ingeniero de Petróleo. Caracas. Universidad Central de Venezuela. 2007. 7 p. [Consultado: 8 de febrero de 2020]. Disponible en: Repositorio Institucional de la Universidad Central de Venezuela UCV. <http://saber.ucv.ve/bitstream/123456789/2411/1/T.E.G.%20OPTIMIZACI%C3%93N%20UTILIZAND%20MODELAJE%20DEL%20BOMBEO%20ELECTROSUMERGIBLE.pdf>.

²¹ ESPINOZA, Martha Bombeo Electrosumergible [en línea]. Trabajo. Ciudad Ojeda. Instituto Universitario Politécnico Santiago Mariño. 2016. 4 p. [Consultado: 8 de febrero de 2020]. Disponible en: https://www.academia.edu/27249912/BOMBEO_ELECTROSUMERGIBLE.

sección protectora, un separador de gas y un sensor de fondo; como se muestra en la figura 2.

El principio de funcionamiento se basa en la operación continua de una bomba centrífuga multietapas cuyo requerimiento de potencia lo suministra un motor eléctrico de inducción, alimentado de energía por el cable de potencia. Cada etapa consta de un impulsor que rota y un difusor estacionario, los cuales generan un movimiento rotacional al líquido para llevarlo a la superficie.²²

Figura 2. Equipos de superficie y subsuelo en una BES.



Fuente: ARISMENDI S., José V. y SANTANDER G., Harrysong J. Optimización utilizando modelaje del bombeo Electrosumergible [en línea]. Trabajo especial de grado para optar al Título de Ingeniero de Petróleo. Caracas. Universidad Central de Venezuela. 2007. Pág. 8. [Consultado: 8 de febrero de 2020]. Disponible en: Repositorio Institucional Universidad Central de Venezuela (UCV). <http://saber.ucv.ve/bitstream/123456789/2411/1/T.E.G.%20OPTIMIZACI%C3%93N%20UTILIZANDO%20MODELAJE%20DEL%20BOMBEO%20ELECTROSUMERGIBLE.pdf>.

²² CORREDOR GARCÍA, Shirley Andrea y GÓMEZ GALINDO, Ricardo. Identificación de los sistemas de levantamiento artificial aplicables a yacimientos de crudo pesado a alta profundidad sometidos a un proceso de combustión in situ [en línea]. Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de Ingenieros de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2018. 27 p. [Consultado: 8 de febrero de 2020]. Disponible en: Repositorio Educativo UIS. <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2018/172835.pdf#page=27&zoom=100,148,664>.

1.4 SISTEMAS DE RECOLECCIÓN

“El sistema de recolección es la red de línea de flujo e instalaciones de proceso que transportan y controlan el flujo de petróleo o gas desde los pozos hasta una instalación de almacenamiento principal, planta de procesamiento o punto de embarque.”²³. Por lo general, los campos tienen facilidades de producción, por lo que el sistema de recolección estará representado por líneas de flujo desde los pozos hasta el múltiple o manifold de las facilidades.

El sistema de recolección incluye bombas, encabezados, separadores, tratadores de emulsión, tanques, reguladores, compresores, deshidratadores, válvulas y equipamiento asociado.

Existen tres tipos de sistema de recolección, de línea radial, troncal y mixto; siendo este último la combinación de los dos anteriores, pero no es común este sistema y se suele trabajar igual que las troncales.

2.4.1 Sistemas de recolección de línea radial. Este tipo “conduce todas las líneas de flujo a un encabezado central”²⁴, es decir, todos los pozos tienen una línea de flujo que llega hasta el múltiple de las facilidades de producción. Si existe más de una facilidad, la tubería solo estará conectada al manifold de una sola planta de procesamiento.

1.4.2 Sistema de recolección de troncal. Utiliza principalmente varios encabezados remotos para recolectar fluido, en otras palabras, se construye una línea troncal principal a la que se conectan los pozos. Dicha troncal finaliza en el múltiple de las facilidades. Se suele emplear en campos grandes.

1.5 ANÁLISIS NODAL

Técnica o procedimiento secuencial para cuantificar y optimizar la producción de pozos de aceite o gas, evaluando el comportamiento y efecto de los componentes que integran el sistema productivo. Cada componente se evalúa por separado y posteriormente se combinan para optimizar el sistema completo y obtener el gasto de máxima eficiencia y la caída de presión en el sistema total en cualquier momento será la presión inicial menos la presión final.²⁵

²³ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary en Español. Sistema de recolección [En línea]. Schlumberger. [Consultado: 4 de noviembre de 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/g/gathering_system.aspx.

²⁴ Ibíd.

²⁵ PÉREZ MARES, Ángel Eduardo. Productividad de Pozos Usando la Técnica del Análisis Nodal [En línea]. [Consultado: 29 de octubre de 2019]. Disponible en: <https://www.linkedin.com/pulse/productividad-de-pozos-usando-la-t%C3%A9cnica-del-an%C3%A1lisis-p%C3%A9rez-mares>.

De manera más general, el análisis nodal denota la segmentación de un sistema de producción en determinada cantidad de puntos o nodos, en donde se producen cambios de presión que pueden ser modeladas por diferentes ecuaciones o correlaciones.

Existen dos tipos de nodos:

- Nodo común: es aquella sección de un sistema donde se produce una caída de presión producida por la interrelación entre componentes o nodos.
- Nodo funcional: en un análisis previo, se ha asumido que no existe variación de presión a través del nodo. Sin embargo, en un sistema de producción total existe al menos un punto donde esta suposición no es verdadera. Cuando una presión diferencial existe a través de un nodo, dicho nodo es llamado funcional puesto que la respuesta de caída de presión o caudal puede representarse mediante alguna función física o matemática.²⁶

El procedimiento consiste en seleccionar un punto de división o nodo en el pozo y dividir el sistema en ese punto. Un ejemplo de un sistema de producción puede ser el que se muestra en la figura 3, evidenciando los posibles nodos, y los cambios o pérdidas de energía que pueden ocurrir.

Cabe recalcar que el sistema puede ser más grande o más pequeño según requiera el caso, teniendo así tres componentes básicos en los que está dividido un sistema de producción.

- Flujo a través de medios porosos
- Flujo a través de tubería vertical o de producción (TP)
- Flujo a través de la tubería horizontal o línea de descarga (LD)²⁷

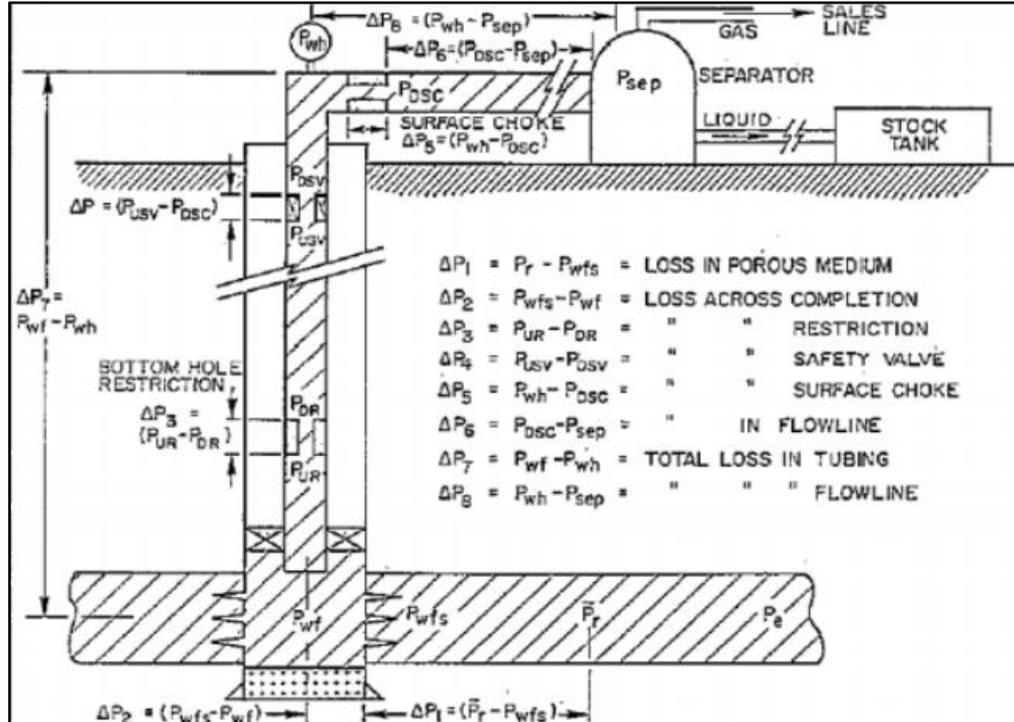
Para el análisis nodal todos los componentes aguas arriba del nodo (Upstream) comprende la sección de entrada (Inflow section), mientras que la sección de salida (outflow section) consiste en todos los componentes que se encuentran aguas abajo del nodo (Downstream).²⁸

²⁶ RIVERO, José Luis. Análisis nodal y explotación de petróleo [En línea]. 2007. 9 p. [Consultado: 29 de octubre de 2019]. Disponible en: https://www.academia.edu/27417121/Libro_de_Petroleo_An%C3%A1lisis_Nodal_Gustavo.

²⁷ HIRSHFELDT, Marcelo. Análisis de un sistema de producción y Análisis NODAL™ [en línea]. OilProduction.net. 2009. 1 p. [Consultado: 29 de octubre de 2019]. Disponible en: http://oilproduction.net/files/analisis_nodal_hirschfeldt.pdf.

²⁸ PÉREZ MARES, Op. cit.

Figura 3. Sistema de producción con sus posibles nodos.



Fuente: BEGGS, Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. Oil & Gas Consultants International, Incorporated. 2002.

Con la finalidad de poder realizar cálculos y describir los nodos, se hace necesario expresar una relación entre caudal y caída de presión para cada componente. Entonces, el flujo del sistema puede ser determinado con los siguientes requerimientos:

- El flujo a la entrada del nodo es igual al flujo a la salida del mismo
- Una sola presión existe en el nodo²⁹

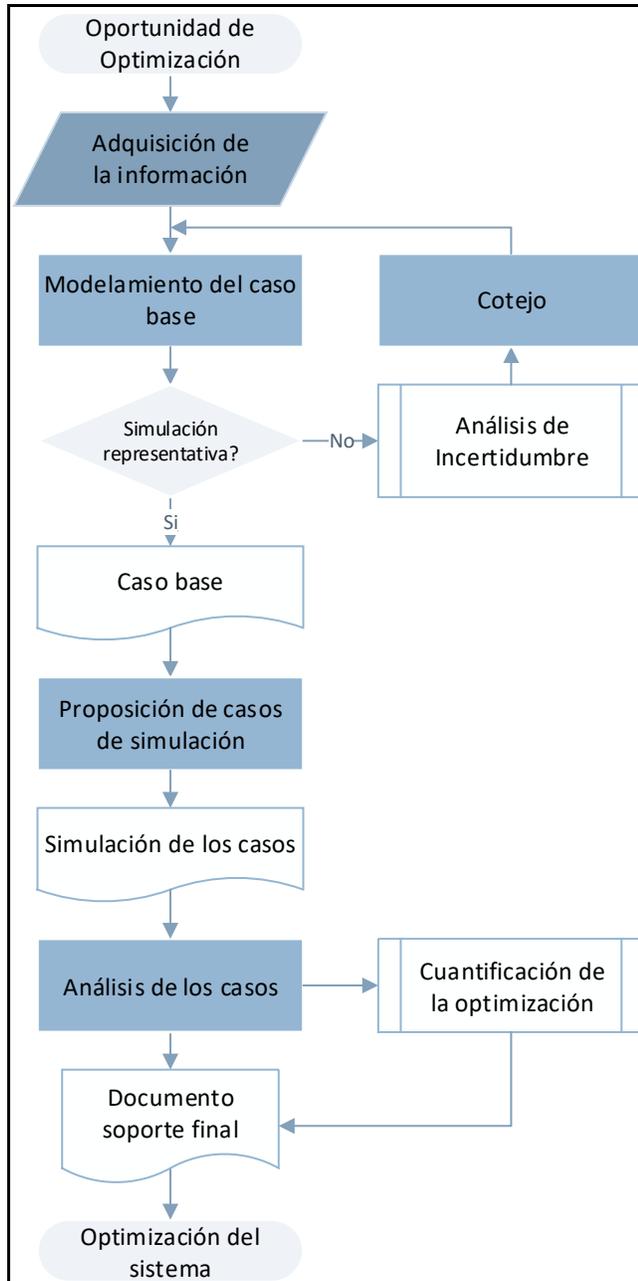
Es a partir de esta información, y con el uso de una herramienta de simulación para facilitar los cálculos, que es posible optimizar el diseño del completamiento o de las líneas de recolección determinando los nodos con mayores caídas de presión y sus posibles causas.

²⁹ Ibíd.

2. METODOLOGÍA Y DATOS

El proceso general que se realiza al implementar un simulador de análisis nodal con el fin de optimizar un sistema se presenta en la figura 4,

Figura 4. Proceso general de simulación de análisis nodal.



Fuente: elaboración propia.

Para empezar el proceso se debe tener claro el tipo de simulador con el que se va a trabajar, y previo a la simulación, se hace necesario la definición del sistema. Este proceso se debe hacer conjunto con la adquisición de la información.

Posteriormente, se realiza el modelamiento del caso base de simulación, el cotejo para llegar a una simulación representativa, la proposición de los casos de estudio con la hipótesis de una optimización junto con su respectiva simulación, el análisis de los casos para finalizar con los documentos finales. Estos pasos se describen a continuación.

2.1 GENERALIDADES DEL SIMULADOR

El software implementado es un simulador para análisis nodal capaz de modelar un sistema en superficie (conocido como “Network”) y pozos, con flujo multifásico para todas las líneas y con la posibilidad de agregar accesorios tales como bombas, válvulas, estranguladores, etc.

Las propiedades del fluido son representadas mediante tablas o correlaciones para un fluido “black oil” o composicional.

Una característica importante del simulador es la posibilidad de agregar los puntos de análisis o nodos según se requiera, con lo cual se puede realizar un seguimiento detallado tanto de las líneas en superficie como de la tubería en subsuelo, o el reconocimiento de las propiedades en un punto específico en el proceso.

2.4 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

En el análisis nodal, un sistema puede ser tan grande y complejo como un campo e incluir el modelamiento de todos los pozos junto con sus líneas de superficie, o más simple implementando el análisis en solo una porción del campo y trabajando solo con la parte superficial o las líneas en fondo de pozo.

El sistema de este proyecto es el sistema integrado pozo-superficie de la Troncal 4 de Campo Rubiales, la cual está conectada a la Troncal 9, que por consiguiente se debe modelar también.

Hay que aclarar que en el sistema se modelaran pozos de la troncal, pero no necesariamente todos los pozos con todos los datos de subsuelo. Esto se puede realizar siempre que el sistema modelado sea representativo, es decir que contenga mínimo toda la información del 80% de los pozos. Los pozos que no se modelen con datos de subsuelo serán representados como fuentes, es decir, nodos que con una producción y datos del fluido.

2.3 ADQUISICIÓN DE LA INFORMACIÓN

La información fue suministrada por la empresa operadora actual del campo, ECOPETROL S.A, específicamente por el equipo SCADA, la cual incluía los siguientes datos:

- De producción (presiones, caudales y corte de agua) de todos los pozos (ver Anexo A).
- De superficie de las líneas.
- De subsuelo de 99 pozos, lo que representa un total del 82,5% del total de pozos de la troncal.

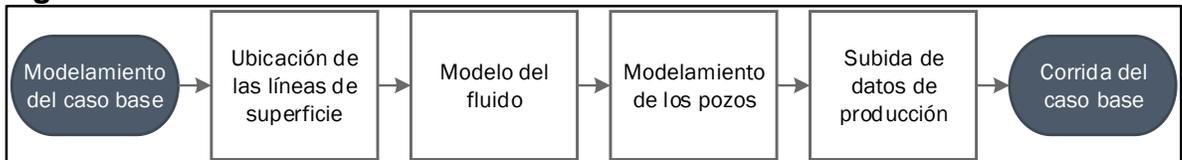
Hay pozos que no poseen datos de subsuelo debido a que el equipo de SCADA no poseía la información de los pozos completa, ya sea por los estados mecánicos o por los datos de las bombas. Es el caso de los pozos con BCP, bombas de las cuales no se tenía información para la simulación, y por esta razón solo se modelaron los pozos con BES.

También incluía datos de propiedades del fluido de producción, como lo es el GOR y la viscosidad del fluido.

2.4 MODELAMIENTO DEL CASO BASE

En la figura 5 se describe cómo se recomienda ingresar los datos en el simulador de análisis nodal para un sistema integrado pozo-superficie, pasos que se describen a continuación.

Figura 5. Proceso del modelamiento del caso base.



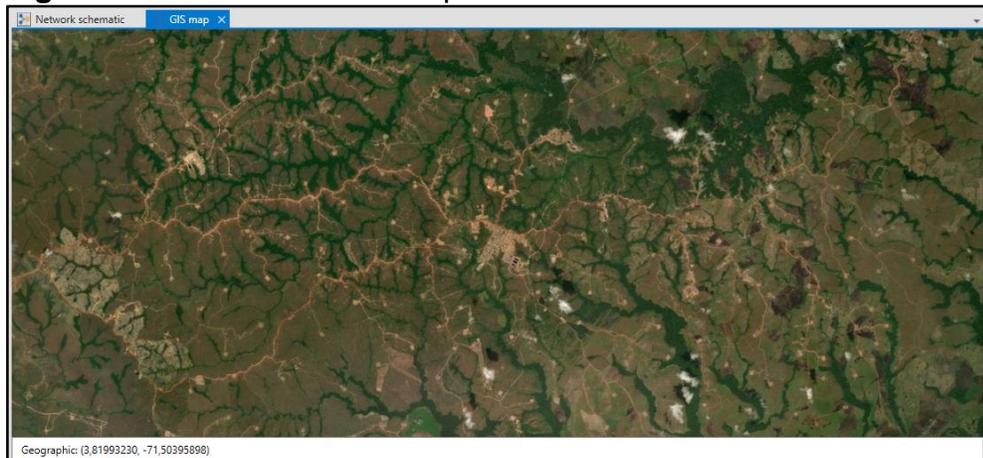
Fuente: elaboración propia.

2.4.1 Ubicación de las líneas de superficie. Para iniciar con el modelamiento, en el software se crea un nuevo archivo de tipo “Network”, se abrirá un área de trabajo en blanco.

El simulador posee una herramienta que permite plasmar una imagen satelital, y a partir de las coordenadas de las tuberías que se adicionen al software, calcula los datos de distancia y elevación en superficie. Dicha herramienta puede utilizarse desde la barra de herramientas en la ventana.

A través del mapa satelital se ubica la localización de estudio. Para ello, se busca las coordenadas del campo y se fija la ubicación en el mapa satelital del simulador, como se muestra en la figura 6, donde se muestra la localización del Campo Rubiales. En el centro de la figura se encuentra el CPF-2, facilidades de producción a las que llegan los fluidos de la Troncal 4.

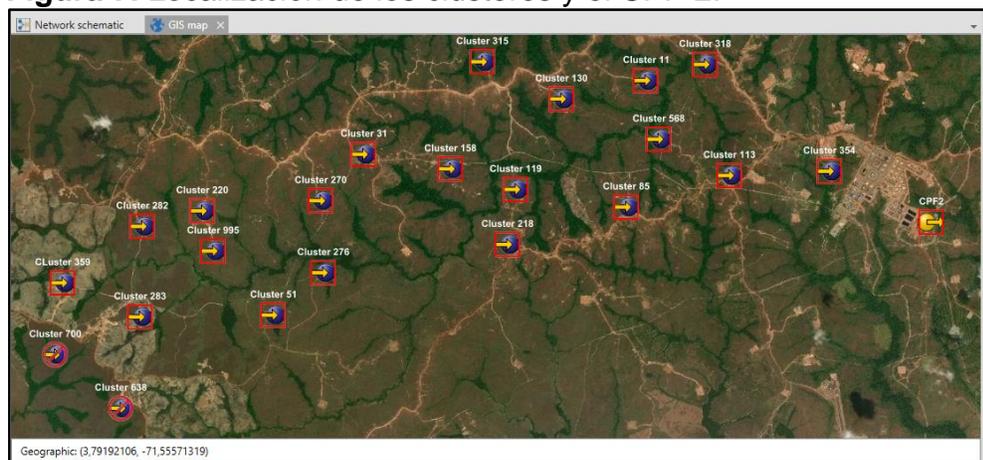
Figura 6. Localización de Campo Rubiales en el Software.



Fuente: elaboración propia, con base en: simulador de análisis nodal.

Posteriormente, se deben localizar los clústeres asociados y el CPF-2 para facilitar la ubicación de las líneas. Esto se realiza a partir de sus coordenadas, como se muestra en la figura 7.

Figura 7. Localización de los clústeres y el CPF-2.



Fuente: elaboración propia, con base en: simulador de análisis nodal.

Los clústeres están representados como fuentes, aunque después se tengan que cambiar a nodos de uniones, dado a que con esto se logra diferenciar mejor con respecto a los empalmes de las líneas de superficie, los cuales son los siguientes nodos que se agregan al software, como muestra la figura 8.

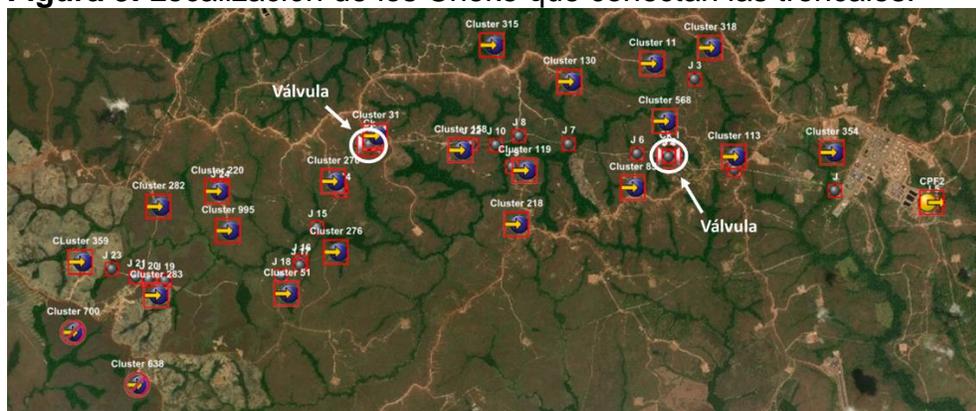
Figura 8. Localización de los empalmes de las líneas de superficie.



Fuente: elaboración propia, con base en: simulador de análisis nodal.

También se deben ubicar las válvulas de Choke que conectan la Troncal 4 a la Troncal 9, ya que el modelamiento de ambas troncales se realiza en la misma simulación, además permite hacer una mejor descripción de esta sección del sistema de recolección del campo esperando obtener una optimización más representativa. La figura 9 muestra la localización de las dos válvulas que conectan dichas troncales.

Figura 9. Localización de los Choke que conectan las troncales.



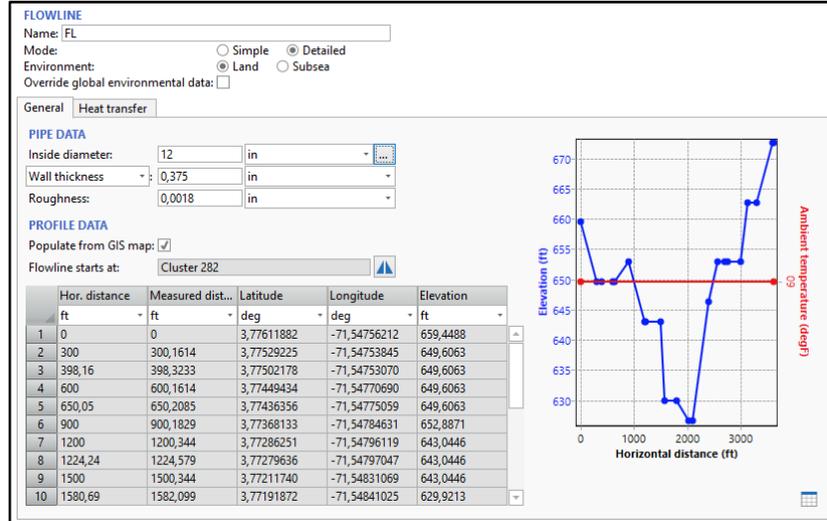
Fuente: elaboración propia, con base en: simulador de análisis nodal.

Las líneas de tuberías se adicionan teniendo en cuenta que pasan por los nodos previamente agregados en el mapa. Las tuberías generalmente son líneas enterradas, pero el camino de la línea se visualiza en el mapa satelital, lo cual facilita la edición de las mismas.

Finalmente, se hace necesario adicionar las propiedades de las tuberías. Para ello se utiliza la herramienta del simulador que captura la elevación, la cual también calcula las longitudes, y se ponen los datos del diámetro, espesor y rugosidad de la tubería. Para estos últimos datos, el simulador cuenta con los catálogos de las

tuberías usadas en la industria. En el caso de la tubería que conecta el clúster 282 con la troncal, la tubería es la API-12-Std, como se muestra en la figura 10.

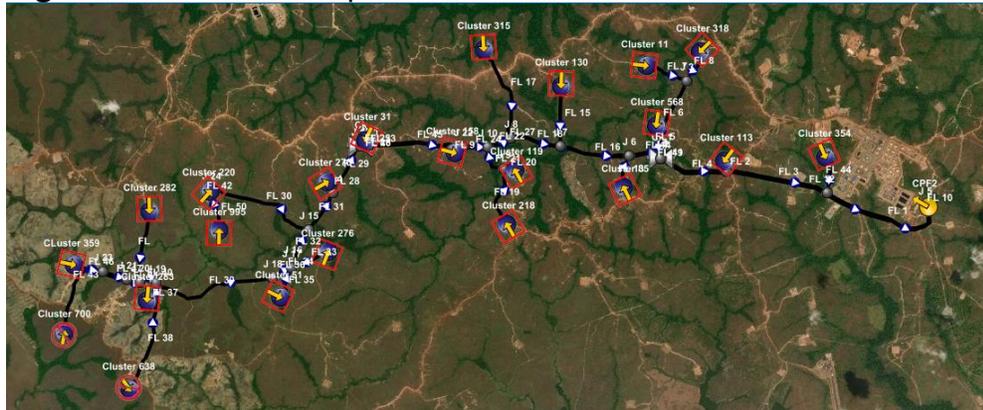
Figura 10. Edición de la tubería que conecta el clúster 282 con la troncal.



Fuente: elaboración propia, con base en: simulador de análisis nodal.

En la figura 11 se puede visualizar las líneas de superficie después de haber ingresado sus propiedades.

Figura 11. Líneas de superficie.



Fuente: elaboración propia, con base en: simulador de análisis nodal.

2.4.2 Modelo del fluido. Aunque se puede trabajar con un tipo de fluido para cada pozo y fuente, únicamente se implementa un tipo de fluido y se cambian las propiedades de caudales y cortes de agua en cada nodo. No se variaron los datos de GOR debido a que la producción de gas en el campo es mínima por lo que se puede suponer que todos los pozos tienen la misma relación gas-petróleo.

Para empezar, se crea un nuevo modelo de fluido en el simulador donde aparecerá una ventana preguntando el tipo de fluido que se desea trabajar. Se debe seleccionar la opción de “heavy oil + gas” y dirigirse a la edición del fluido para ingresar las propiedades del fluido y demás aspectos claves.

Las propiedades del fluido se presentan en la figura 12, las cuales son:

- Corte de agua: se fija el valor de 97% que es el promedio aproximado del campo, pero es específico de cada pozo.
- GOR: se utiliza el valor de 5,8 SCF/STB que es el promedio de los fluidos de la troncal.
- Gravedad específica del gas: se usa el valor recomendado por el simulador.
- Gravedad específica del agua: se usa el valor recomendado por el simulador.
- API: se ingresa el valor de 13 °API que es el promedio aproximado del campo.

Figura 12. Propiedades del fluido.

STOCK TANK PROPERTIES		CONTAMINANT MOLE FRACTIONS	
Watercut	97 %	CO2 fraction:	0
GOR	5,8 SCF/STB	H2S fraction:	0
Gas specific gravity:	0,64	N2 fraction:	0
Water specific gravity:	1,02	H2 fraction:	0
API	13 dAPI	CO fraction:	0

Fuente: elaboración propia, con base en: simulador de análisis nodal.

Continuando, en la sección de viscosidad se usaron correlaciones que ya han sido implementadas en campo y se tiene conocimiento de su cálculo representativo. Estas se muestran en la figura 13 y son:

- Petróleo insaturado: se utiliza la correlación de De Ghetto.
- Petróleo vivo: se utiliza la correlación de De Ghetto.
- Petróleo muerto: se ingresa la tabla proporcionada por el grupo de yacimientos, la cual se puede ver en la figura 13.
- Mezcla: se deja la opción por defecto en el método para calcular la viscosidad de la emulsión, la cual ajusta la viscosidad de la fase continua. Para la el agua inversa se selecciona la opción de “calcular” donde aparecerá un mensaje indicando la correlación que puede usar el simulador.

Figura 13. Viscosidad del fluido.

The screenshot shows a software interface for fluid properties. The 'Name' field is 'OIL RUBIALES'. The 'Description' field is empty. The 'Viscosity' tab is selected, showing three options: 'UNDERSATURATED OIL', 'LIVE OIL', and 'DEAD OIL'. Each option has a 'Correlation' dropdown menu. The 'UNDERSATURATED OIL' and 'LIVE OIL' options are set to 'De Ghetto'. The 'DEAD OIL' option is set to 'User defined table'. There is also a 'MIXTURE' section with an 'Emulsion viscosity method' dropdown set to 'Set to viscosity of the continuous p...' and an 'Inversion watercut' section with radio buttons for 'Specify' and 'Calculate', where 'Calculate' is selected. A note indicates 'Inversion watercut is calculated by Brauner-Ullman method'. A table shows viscosity values at different temperatures.

	Temperature	Viscosity
	degF	cP
1	77	8093
2	100	2132
3	130	532
4	140	379
5	180	107
6	275	15,5

Fuente: elaboración propia, con base en: simulador de análisis nodal.

En la pestaña de calibración, se indican valores para calibrar las presiones antes y después del punto de burbuja. Por lo general se fija un valor conocido al punto de burbuja, pero no se ingresó ningún valor debido al poco gas que produce el campo, lo que hace que no haya variaciones apreciables en las presiones.

Posteriormente los valores termales del fluido se dejaron por defecto, dejando que el software calcule estos datos según lo recomienda.

2.4.3 Modelamiento de los pozos. Para los pozos fueron entregados los datos de subsuelo, como lo son: los estados mecánicos (datos de las tuberías y surveys), la ubicación de herramientas en fondo, sistema de levantamiento, transferencia de calor, datos del completamiento (datos del yacimiento y del fluido en fondo) e información del equipamiento de superficie. Esta última comprende el tipo de fluido que se produce, el cual es el modelo desarrollado anteriormente para todos los pozos.

Para empezar, se debe insertar un pozo en la ubicación que se desea. Se puede crear el pozo desde el inicio e ingresar manualmente todos los datos, o importar un modelo desarrollado anteriormente en el mismo simulador. Para el caso del proyecto se importaron los pozos con datos de las tuberías, surveys, equipos de fondo y completamiento; mientras que los datos de las bombas se debían ingresar manualmente.

En la figura 14 se muestra la ubicación de un pozo después de haber importado el modelo respectivo.

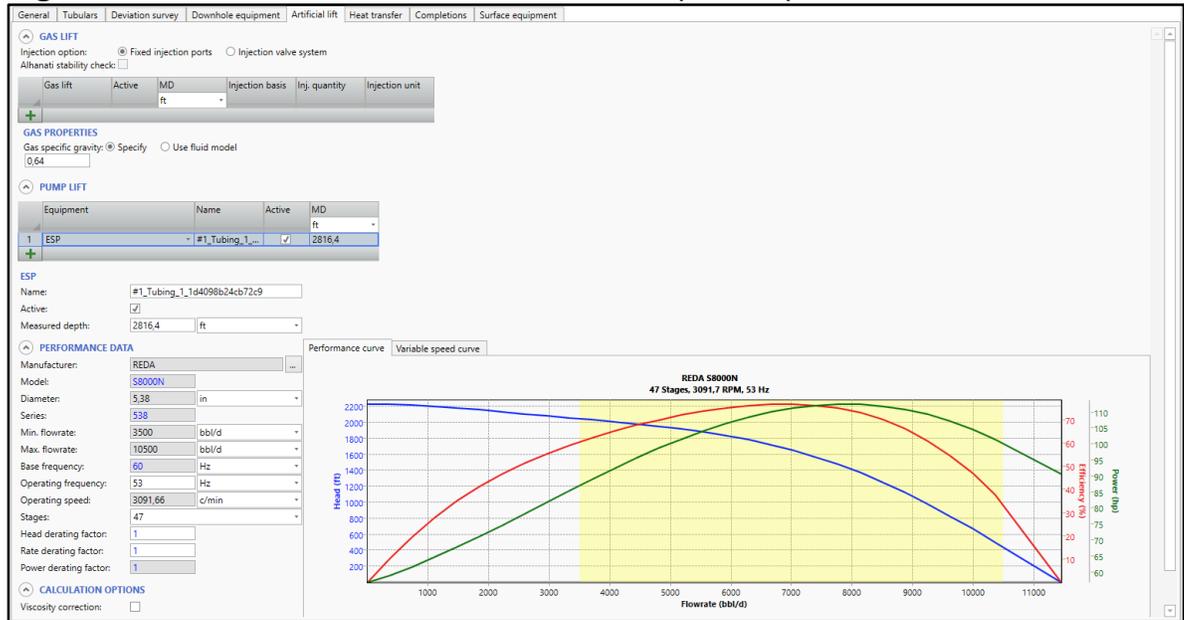
Figura 14. Ubicación del pozo RB-276.



Fuente: elaboración propia, con base en: simulador de análisis nodal.

Para ingresar los datos del sistema de levantamiento, el software cuenta con un amplio catálogo que facilita el proceso. Si la bomba del pozo se encuentra ahí, se debe insertar en el pozo a la profundidad dada, y solo será necesario adicionar los valores de la frecuencia operativa y el número de etapas con que se instaló la bomba. Esto se puede visualizar en la figura 15, datos del sistema de levantamiento para el pozo RB-1135H, donde se seleccionó una bomba S8000N a través del botón ubicado a la derecha de la compañía manufacturera, con valores de 53 Hz para la frecuencia de operación y 47 en el número de etapas.

Figura 15. Datos del sistema de levantamiento para el pozo RB-1135H.



Fuente: elaboración propia, con base en: simulador de análisis nodal.

Cuando la bomba no se encuentra en el software, se hace necesario crear la bomba en el catálogo. Para ello, se debe dirigir a la sección de los catálogos desde la barra de herramientas del simulador, seleccionar el tipo de bomba que en este caso es una ESP (siglas en inglés de BES), y crear un nuevo modelo. Los datos son suministrados por los catálogos de las empresas manufactureras.

Un ejemplo es la bomba TE5500 que se muestra en la figura 16. Los tres primeros datos son para nombrar a la bomba y no son obligatorios, aunque se hace necesario ingresar por lo menos el dato del modelo que será el nombre de la bomba. Los datos de diámetro, flujo mínimo y máximo, frecuencia base y etapas base son propiedades de la bomba que se muestran en los catálogos. Los primeros tres son obligatorios mientras que los últimos dos son los que recomienda la compañía para trabajar las bombas. La velocidad base es un dato que calcula el software dependiendo de la frecuencia base. También se permite adicionar los números de etapas con los que puede trabajar la bomba, pero estos valores no son obligatorios y cuando se inserta el SLA a un pozo permite cambiar este valor dependiendo de cómo se haya instalado.

Figura 16. Propiedades de la bomba TE5500.

Property	Value	Unit
Manufacturer	WoodGroup	
Model	TE5500	
Series		
Diameter	5,38	in
Min. flowrate	3500	bbl/d
Max. flowrate	7300	bbl/d
Base frequency	60	Hz
Base speed	3600	c/min
Base stages	60	

ALLOWED STAGES

Stage number
+

Fuente: elaboración propia, con base en: simulador de análisis nodal.

Asimismo, es necesario ingresar los datos de las tablas de rendimiento de las bombas, como se muestra en la figura 17. Con esta tabla el software diseña las curvas de rendimiento características de la bomba. Esta información se encuentra en los catálogos. Cabe aclarar que se ingresan las columnas de flujo, cabeza y eficiencia para que el simulador calcule la columna de poder.

Figura 17. Datos de rendimiento de la bomba TE5500.

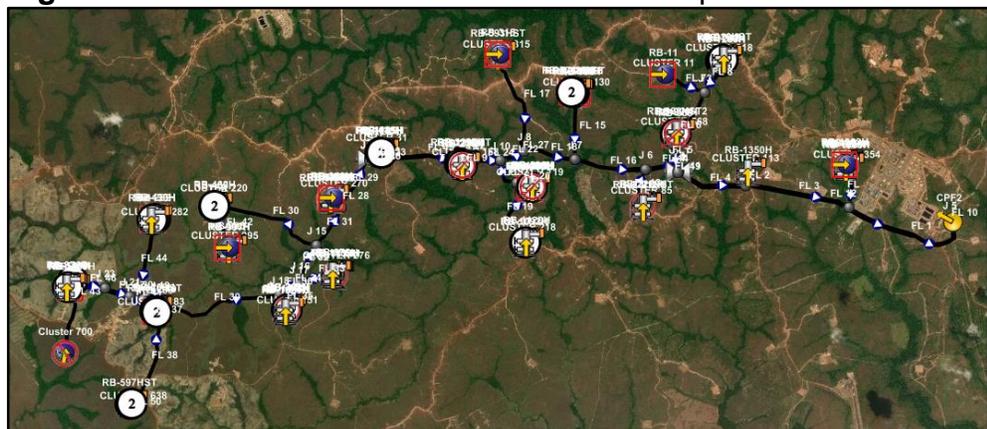
Properties		Performance data		Performance curve	
	Flowrate	Head	Efficiency	Power	
	bbl/d	ft	%	hp	
1	0	61,93361	0	1,602	
2	500	62,41684	13,93709	1,648581	
3	1000	61,53944	26,14708	1,73277	
4	1500	60,00238	35,98233	1,84154	
5	2000	58,28025	43,68854	1,96424	
6	2500	56,65229	49,83501	2,092347	
7	3000	55,23347	54,97113	2,219216	
8	3500	54,00546	59,47448	2,339837	
9	4000	52,84768	63,50786	2,450581	
10	4500	51,56838	67,02619	2,548955	
11	5000	49,93561	69,80428	2,633353	
12	5500	47,70828	71,47465	2,702807	
13	6000	44,66718	71,57381	2,756744	
14	6500	40,64606	69,59897	2,794729	
15	7000	35,5626	65,07807	2,816226	
16	7500	29,44946	57,65636	2,820343	
17	8000	22,48534	47,2037	2,805589	
18	8500	15,026	33,95099	2,769622	
19	9000	7,635264	18,67531	2,709002	

Fuente: elaboración propia, con base en: simulador de análisis nodal.

Para finalizar el modelamiento de los SLA, cuando la bomba ya ha sido anexada al catálogo de la simulación, se inserta la bomba en los pozos que la requieran de la misma manera que se explicó anteriormente.

El modelamiento de un pozo se repite para cada uno que se tenga los datos de subsuelo. Los pozos que no tengan datos de subsuelo serán incluidos como fuentes. Se insertan todos los pozos y se cambian los nodos de los clústeres para que sean uniones, ya que posteriormente se conectarán los pozos con sus respectivos clústeres. Esto se muestra en la figura 18.

Figura 18. Pozos sin conexión a las líneas de superficie.



Fuente: elaboración propia, con base en: simulador de análisis nodal.

Para finalizar esta sección, se insertan las líneas que conectan los pozos a las uniones llamadas clústeres. Estas líneas se adicionan de la misma manera que las líneas de superficie elaboradas anteriormente, realizando un zoom para un mejor desarrollo. Asimismo, se recomienda nombrar a todas las líneas y conexiones de tal manera que sea más fácil su análisis. Las líneas de un clúster se pueden detallar en la figura 19.

El mapa del sistema se visualiza en la figura 20 sin los nombres de cada ítem para su mejor comprensión. Asimismo, se distinguen varios pozos que están rodeados por un círculo rojo con una barra cruzada del mismo color (similar al símbolo de prohibido), los cuales son aquellos que se encuentran desactivados, es decir, los que se encuentran cerrados y no se tendrán en cuenta para los cálculos durante la corrida de la simulación. Aunque a simple vista parecen ser más, hay un total de 74 pozos activos (64 modelados con datos de subsuelo y 10 como nodos de fuentes), mientras que 46 desactivos, pero debido a la cercanía entre pozos cuando están en el mismo clúster, en la imagen se ven superpuestos.

Figura 19. Líneas de superficie del Clúster 276.



Fuente: elaboración propia, con base en: simulador de análisis nodal.

Figura 20. Mapa satelital del caso base.



Fuente: elaboración propia, con base en: simulador de análisis nodal.

2.4.4 Subida de datos de producción. Debido a que se va a realizar una simulación donde la localización de las condiciones límite de los pozos se realiza en el reservorio, los datos de presiones y caudales de los pozos con datos de subsuelo se calculan durante la simulación, sin embargo, se deben adicionar los valores de temperatura en cabeza de pozo y corte de agua.

Para el caso de las fuentes, se deben ingresar los datos de caudales, temperatura y corte de agua. Por último, en el caso del CPF-2, es necesario ingresar el dato de presión.

Todos estos datos se ingresan editando cada uno de los nodos. Los datos de producción (caudales y cortes de agua) se encuentran en el anexo A para cada pozo. La temperatura siempre se asume como la misma con un valor de 140 °F, mientras que la presión del CPF-2 es de 40 psi.

2.4.5 Corrida del caso base. Para realizar la primera corrida, se debe asegurar que no haya errores en rojo de validación para realizar la corrida del caso base. Si existen errores se deben revisar y seguir las indicaciones dadas por el simulador, que en la mayoría de casos es la falta de algún dato el cual deberá ser ingresado.

Para esta corrida se debe seleccionar la localización de las condiciones límite de los pozos en el reservorio, debido a que solo tomaría los datos de producción en superficie, mientras que de esta manera utiliza los datos desde subsuelo. Las otras opciones que se pueden cambiar para realizar la corrida se dejarán por defecto. Antes del inicio de la corrida se deberá reiniciar las condiciones límite para fijar todos los valores y finalmente oprimir en el botón “run”, como se muestra en la figura 21. Cabe aclarar que los pozos que parecieran no tener datos, son los pozos inactivos los cuales no tendrá en cuenta el simulador.

Al terminar con la corrida se obtendrá una tabla con las propiedades calculadas de los nodos. Los tipos de nodos que se encuentran en la tabla son: pozos, completamientos y bombas de los pozos, uniones, fuentes, llegadas de fluido y válvulas de choke; con datos de: presión y temperatura de salida, flujos de líquido, aceite, agua y gas, relaciones de gas, GOR y corte de agua en tanque, y relaciones de gas y corte de agua fluyendo, para cada uno de los nodos.

Existen pozos que no se logran ver en la tabla, además de aquellos que no tiene en cuenta el simulador por estar inactivos, debido a que, según el cálculo del simulador, no hay flujo, y por consiguiente no se pueden calcular los valores anteriormente descritos.

Figura 21. Condiciones límite de la primera corrida.

Network simulation | Node/Branch results | Profile results

Boundary conditions | Rate constraints

Type filter: All Required P,Q specifications: 75
 Location of well boundary conditions: Reservoir Surface Supplied P,Q specifications: 75
 Override phase ratios:

Name	Type	Completion	Active	Pressure (P) psig	Flowrate type	Flowrate (Q)	Flowrate unit	Temperature degF	Zone	PQ Table	Fluid
1 RB-031	Well	VertWell_1	<input checked="" type="checkbox"/>	995,27	Liquid	-	STB/d	155			OIL RUBIALES
2 RB-1020H	Well	VertWell_1	<input type="checkbox"/>								
3 RB-1051D	Well	VertWell_1	<input checked="" type="checkbox"/>	846,54	Liquid	-	STB/d	155			OIL RUBIALES
4 RB-1056H	Well	VertWell_1	<input checked="" type="checkbox"/>	853,9253	Liquid	-	STB/d	155			OIL RUBIALES
5 RB-1062H	Well	VertWell_1	<input checked="" type="checkbox"/>	816,4779	Liquid	-	STB/d	155			OIL RUBIALES
6 RB-1063H	Well	VertWell_1	<input checked="" type="checkbox"/>	644,6776	Liquid	-	STB/d	155			OIL RUBIALES
7 RB-1064H	Well	VertWell_1	<input checked="" type="checkbox"/>	717,6369	Liquid	-	STB/d	155			OIL RUBIALES
8 RB-1065H	Well	VertWell_1	<input checked="" type="checkbox"/>	714,6684	Liquid	-	STB/d	155			OIL RUBIALES
9 RB-1089H	Well	VertWell_1	<input checked="" type="checkbox"/>	937,5	Liquid	-	STB/d	155			OIL RUBIALES
10 RB-1090H	Well	VertWell_1	<input checked="" type="checkbox"/>	987,374	Liquid	-	STB/d	155			OIL RUBIALES
11 RB-1092H	Well	VertWell_1	<input checked="" type="checkbox"/>	925,654	Liquid	-	STB/d	155			OIL RUBIALES
12 RB-1093H	Well	VertWell_1	<input checked="" type="checkbox"/>	919,46	Liquid	-	STB/d	155			OIL RUBIALES
13 RB-1118HST	Well	VertWell_1	<input type="checkbox"/>								
14 RB-1119H	Well	VertWell_1	<input checked="" type="checkbox"/>	898,28	Liquid	-	STB/d	155			OIL RUBIALES
15 RB-1120H	Well	VertWell_1	<input checked="" type="checkbox"/>	931,031	Liquid	-	STB/d	155			OIL RUBIALES
16 RB-1133H	Well	VertWell_1	<input checked="" type="checkbox"/>	939,96	Liquid	-	STB/d	155			OIL RUBIALES
17 RB-1134H	Well	VertWell_1	<input checked="" type="checkbox"/>	820,33	Liquid	-	STB/d	155			OIL RUBIALES
18 RB-1135H	Well	VertWell_1	<input type="checkbox"/>								
19 RB-1136H	Well	VertWell_1	<input checked="" type="checkbox"/>	796,51	Liquid	-	STB/d	155			OIL RUBIALES
20 RB-1159HST	Well	VertWell_1	<input type="checkbox"/>								

Run Stop Restart

Reset boundary conditions
Publish boundary conditions

Fuente: elaboración propia, con base en: simulador de análisis nodal.

2.5 COTEJO DE LA SIMULACIÓN

El cotejo o match de una simulación es un proceso mediante el cual se realiza un ajuste en los datos de entrada para que la simulación sea representativa con respecto a la realidad, teniendo como referencia una o más variables.

La primera corrida en la mayoría de casos no es representativa, y aún más cuando se manejan tantas variables. Por este motivo se hace necesario el desarrollo de un cotejo para lograr que el error entre los datos simulados y los reales sea despreciable, es decir, un error menor o igual al 5%, con lo cual se pueda afirmar que el simulador representa la realidad.

Para el caso de un sistema integrado pozo-superficie, se hace necesario llevar a cabo un cotejo de las variables de presión de salida y tasa de flujo para los pozos, mientras que para las fuentes solo se debe realizar el match a partir de las variables de presión.

Estos procesos se efectúan a partir del estudio de las variables con mayor incertidumbre que afectan los valores que se deben cotejar. Estas variables deben ser modificadas de tal manera que varíen las condiciones a cotejar para que logren ser equivalentes o muy similares al valor real.

2.5.1 Cotejo para las fuentes. Ambos cotejos pueden afectar las variables del otro, pero se recomienda realizar primero el match de las fuentes ya que estas solo tienen en cuenta los datos de superficie, por lo cual, al variar los valores de subsuelo

no serán afectadas; caso distinto a los pozos, cuyas condiciones calculadas son dependientes de datos de subsuelo y superficie.

Como se expuso anteriormente, el cotejo de las fuentes se realiza a partir de los valores de presión de salida, puesto que, para las fuentes, las tasas de flujo son un valor de entrada. El dato calculado por el simulador dependerá en gran medida de las líneas de superficie, así como de datos como el caudal y el tipo de fluido. Para el cálculo del flujo en tuberías, la variable del factor de fricción es aquella cuya incertidumbre es mayor, ya que el resto de las variables fueron entregadas por la empresa y por tanto la incertidumbre es baja.

Este argumento es la razón por la cual se decide variar el factor de fricción en las líneas asociadas a cada fuente, teniendo en cuenta que esta variable tiene una proporción directa con respecto a la presión, se incrementará el valor de esta propiedad cuando se requiera aumentar el valor de la presión.

También hay que tener en cuenta que la variable dependerá de la longitud de la línea a la cual se varíe el factor de fricción, por consiguiente, si se requiere un cambio significativo a la línea de todo el clúster, se deberá variar la tubería que conecta el clúster con la troncal, mientras que si el valor no debe ser afectado en gran medida para una fuente en específico, se deberá cambiar el valor del factor para la línea que conecta el pozo (representado por una fuente en el simulador) con el nodo de unión del clúster. Cabe aclarar que variar una línea del clúster, tendrá un efecto en los valores de todos los pozos asociados a ese clúster.

La tabla de los datos de presión de las fuentes, con su respectivo error porcentual, se encuentra en el Anexo B.

2.5.2 Cotejo para los pozos. Una vez realizados los ajustes en superficie, se procede a realizar el cotejo para los pozos con datos de subsuelo. No se recomienda variar datos de superficie ya que afectaría el cotejo que se desarrollaran anteriormente.

Para los pozos, se debe tener en cuenta las variables de presión de salida y tasa de flujo en cabeza, como se expuso anteriormente. Estos datos son dependientes tanto de variables suministradas por la empresa y que, por consiguiente, no tienen un alto grado de incertidumbre; como también dependen de datos que establece el simulador por defecto, que presentan mayor incertidumbre y pueden ser modificados para ajustar el modelo.

El análisis de incertidumbre se muestra en la tabla 1, donde se evidencian dos variables que tienen un alto grado de incertidumbre con su respectiva justificación. Estas dos variables son las que se modificarán para que los valores simulados de presiones y caudales sean representativos con respecto a los valores reales.

Tabla 1. Análisis de incertidumbre de las variables que afectan las condiciones de pozo.

Tipo de dato	Variable	Grado de incertidumbre	Comentario
Datos de cabeza de pozo	Corte de agua	Bajo	Dato medido y suministrado por la empresa
	GOR	Bajo	Dato medido y suministrado por la empresa
Datos de la bomba	Modelo de Bomba (curvas de eficiencia)	Bajo	Dato suministrado por la empresa y los catálogos
	Diámetro de la bomba	Bajo	Dato obtenido de los catálogos
	Frecuencia de operación	Bajo	Dato medido y suministrado por la empresa
	Número de etapas	Bajo	Dato suministrado por la empresa al hacer la instalación
Datos del reservorio	Factores de reducción (ajuste)	Alto	Dato supuesto
	Presión del reservorio	Medio	Dato suministrado por la empresa, pero no actualizado. Se asume que no cambia con respecto al tiempo
	Temperatura del reservorio	Medio	Dato suministrado por la empresa, pero no actualizado. Se asume que no cambia con respecto al tiempo
Datos de Flujo en tubería	Índice de productividad	Medio	Dato suministrado por la empresa, pero no actualizado. Se asume que no cambia con respecto al tiempo
	Tipo de fluido	Bajo	Dato suministrado por la empresa
	Características de la tubería	Bajo	Dato suministrado por la empresa
	Factor de fricción	Alto	Dato supuesto

Fuente: elaboración propia.

La primera variable es el factor de reducción de cada bomba. Este factor es implementado en el simulador como un dato de ajuste para las bombas, con el cual se puede representar de manera más real el sistema. Por defecto es 1, lo que significa que no hay variaciones, sin embargo, se recomienda ajustar según la necesidad. Este factor reduce la altura de fluido necesaria para que la bomba opere, con lo cual aumenta la tasa de flujo calculada por el simulador, es decir, existe una proporción directa entre estas dos variables. En cuanto al efecto en las presiones, no es significativo, pero hay que tenerlo en cuenta.

Por otra parte, el factor de fricción de las tuberías es similar al trabajado en el cotejo para las fuentes, la única diferencia radica en la ubicación de las tuberías, pero afecta de la misma manera la presión. También se debe aclarar que, aunque este factor no afecta en gran medida las tasas de flujo, hay que tener en cuenta el efecto que tiene, el cual es una relación inversamente proporcional.

La tabla con los datos de presión y tasas de flujo de los pozos con su respectivo error porcentual, se encuentran en el Anexo B.

2.6 PROPOSICIÓN DE LOS CASOS DE SIMULACIÓN

La corrida que realizada anteriormente es llamada caso base puesto que es una simulación representativa, debido a que posee un error menor o igual al 5% con respecto a la realidad. Esto se puede evidenciar en los resultados.

En el análisis de resultados se procede a identificar las posibles restricciones que presenta el sistema integrado pozo-superficie. Para ello se evaluará en primera instancia el sistema de subsuelo, haciendo énfasis en los caudales obtenidos de los pozos; y posteriormente se valorarán las presiones de las líneas de superficie.

Con la identificación de las restricciones, se propondrán casos de simulación, es decir, escenarios donde se varíen variables para conseguir una mejora en el sistema. Por último, se realizará el respectivo análisis y cuantificación de la optimización, que puede ser positiva o negativa.

Estos procedimientos se desarrollarán en el capítulo de resultados y análisis.

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

El primer resultado que se obtiene es desarrollado durante la metodología, es decir el caso base, que da cumplimiento al primer objetivo. Los demás resultados, son desarrollados durante y posterior al análisis a continuación.

3.1 VALIDACIÓN DE LA SIMULACIÓN

Se hace necesario verificar los errores porcentuales de los datos obtenidos de pozos y fuentes para obtener un error promedio del caso de estudio completo. Este dato representa la confiabilidad de la simulación, es decir: si tiene un error menor o igual al 5%, el caso base es representativo y es fiable para realizar ajustes al sistema con el fin de optimizarlo; de lo contrario, no se puede desarrollar ajustes ya que no serán certeros con respecto a la realidad.

Para calcular los errores porcentuales de cada dato cotejado se realiza la ecuación descrita a continuación:

Ecuación 7. Cálculo del error porcentual.

$$E\% = \left| \frac{\text{Valor}_{\text{Simulado}} - \text{Valor}_{\text{Real}}}{\text{Valor}_{\text{Real}}} \right| \times 100$$

Fuente: ARRIAGADA D., Edicta y PERALTA A., Victor. Texto No. 2 error absoluto error relativo. En: *Academia.edu* [en línea]. Santiago de Chile: Sede Maipú diciembre, 2008, p. 4-6. [Consultado: 04 de marzo de 2020]. Disponible en: https://www.academia.edu/33282262/TEXTO_No_2_ERROR_ABSOLUTO_ERROR_RELATIVO.

Los resultados de todos los datos que se cotejan junto a los errores respectivos se muestran en el Anexo B. El promedio que se obtiene puede verse en la tabla 2.

Asimismo, se realiza un promedio de los errores para cada uno de los tipos de datos que se cotejan, como se muestra en la tabla 2. Cabe aclarar que el error promedio total no es el promedio entre los errores de los tres tipos de datos ya que, en la simulación, de los 74 pozos activos, 64 fueron representados como pozos, mientras que el restante como fuentes; lo que indica que los errores promedio de los dos datos cotejados de los pozos tienen mayor peso que el dato cotejado de las fuentes.

Los datos de tasas de flujo en cabeza de pozo son los datos con menor error, lo que indica que tienen mayor confiabilidad que las presiones. Esto favorece la certeza en cambios de los pozos debido a que este es el parámetro que se quiere aumentar. Asimismo, las presiones en cabeza de pozo tienen un bajo error relativo, similar a las tasas de flujo, lo cual es otro aspecto positivo que reafirma el punto anterior.

Tabla 2. Errores porcentuales promedio.

Tipo de dato	E% promedio
Tasa de flujo en cabeza de pozo	1,61%
Presión de salida en cabeza de pozo	2,04%
Presión de salida en las fuentes	2,76%
Total de la simulación	1,90%

Fuente: elaboración propia.

Por otro lado, las presiones a la salida de las fuentes son los datos con mayor error, aun así, sus errores relativos son bajos y mantienen la confiabilidad de la simulación. Estos datos son utilizados únicamente en el sistema en superficie, por lo tanto, no afecta en gran medida los resultados a comparación de los dos datos cotejados de los pozos, no obstante, es importante tenerlos en cuenta dado a que son representativos en el aspecto más notable del sistema integrado, el perfil de presiones de la Troncal.

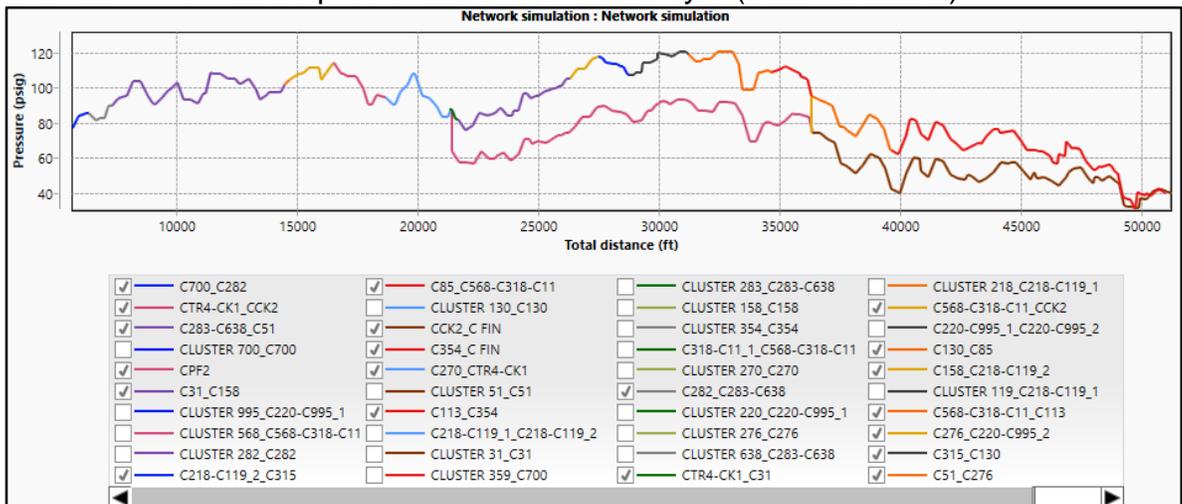
Finalmente se comprueba que el caso base es representativo del sistema en un 98,10%, por lo cual se puede decir que la simulación es válida; es decir, los resultados de las modificaciones que se realicen en la simulación son confiables.

3.2 IDENTIFICACIÓN DE LAS RESTRICCIONES

En el siguiente numeral se analiza tanto el sistema en superficie como el sistema en subsuelo. Cada restricción se describe a continuación.

3.2.1 Presión en líneas de superficie. En primera medida, para el sistema en superficie, se evalúa el perfil de presiones de las líneas de superficie de la Troncal 4 y 9, como se muestra en la gráfica 1.

Gráfica 1. Perfiles de presiones de la Troncal 4 y 9 (sistema actual).



Fuente: elaboración propia, con base en: simulador de análisis nodal.

En la gráfica se evidencia que desde cierto punto el perfil de presiones se divide en dos hasta llegar al final, dicha división representa las dos troncales mencionadas anteriormente, las cuales se unen mediante válvulas Choke en dos puntos (a 21393 y 36344 ft).

Esta división también representa la diferencia entre las presiones en cada troncal, la cual debería ser mínima para que el sistema sea óptimo. Cuando una de las líneas esta sobre-presionada se entiende que existe una mala distribución de los caudales, por lo cual se necesita cambiar la apertura de las válvulas logrando que el sistema no recargue las presiones sobre una línea.

3.2.2 Análisis de las bombas. Continuando, en el sistema de subsuelo se debe evaluar las bombas de los pozos. Los resultados de los parámetros más relevantes de las bombas se encuentran en el anexo C.

Para ello, se evalúa el caudal óptimo de operación, el cual es dependiente del tipo de bomba, específicamente de las curvas de rendimiento, además de la frecuencia operativa y el número de etapas con que se instaló la bomba. Dicho caudal se expresa por un intervalo que indica el rango óptimo de operación, donde se evita que la bomba opere en condiciones de mayor desgaste como *down-thrust* o *up-thrust*, las cuales reducen la eficiencia de la bomba, así como su vida útil.

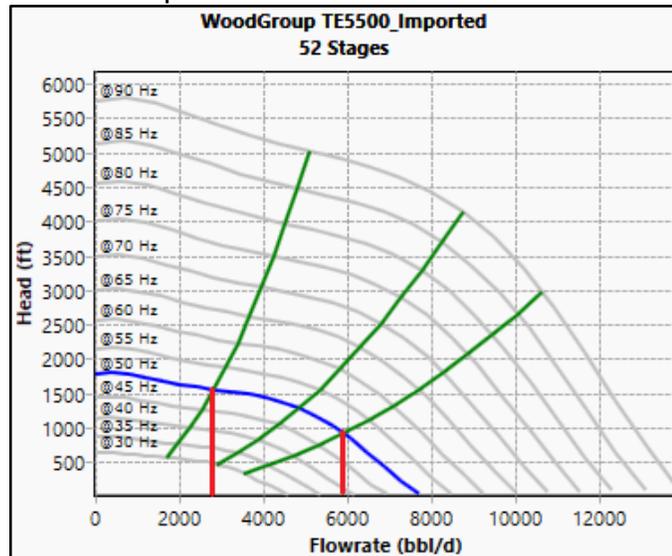
Una condición de *down-thrust*, o empuje descendente, es donde el empuje axial no es suficiente, lo que genera un mayor desgaste en el impulsor al haber una mayor fricción en las partes internas. En el caso contrario, *up-thrust*, la velocidad del fluido es excesiva, causando un desgaste similar al anteriormente mencionado. En ambas condiciones se recomienda ajustar la frecuencia, para el primero aumentarla, mientras que para el *up-thrust* se debe bajar.

Para obtener dicho rango se debe emplear gráficas de velocidad variable que genera el simulador a partir de los datos mencionados anteriormente. La gráfica es propia de la bomba y el número de etapas, la cual relaciona los valores de cabeza contra tasa de flujo, y presenta las líneas de las frecuencias, con lo que se puede deducir la cabeza de bomba a partir de un caudal y frecuencia de operación. Además, muestra tres líneas que indican las condiciones óptimas, las cuales se identifican por el número de líneas que siguen un patrón similar, ya que siempre son tres, y por no tener ningún valor de frecuencia asociado.

Estas tres líneas indican el rango óptimo de operación, el cual está dado por las dos líneas externas, mientras que la línea central muestra las condiciones a las que la bomba opera con mayor eficiencia. La figura 22 muestra las curvas de velocidad variable del primer pozo estudiado, RB-031, el cual opera con una bomba WoodGroup TE5500 con 52 etapas, a una frecuencia de 50 Hz como lo indica la línea azul. Las líneas verdes son las líneas que indican las condiciones óptimas,

mientras que las líneas rojas fueron trazadas para obtener el rango de operación antes mencionado, el cual, para este pozo es de 2800 a 5900 BFPD.

Figura 22. Curvas de velocidad variable de la bomba del pozo RB-031.



Fuente: elaboración propia, con base en: simulador de análisis nodal.

Este pozo en específico está dentro del rango al producir 4339,0 BFPD. De la misma manera, se evidenció que la bomba operaba con una eficiencia cercana al valor máximo que muestra las curvas de rendimiento (70,63% frente a 71,57%), es decir que este pozo no requiere de ningún ajuste en la bomba ya que no tiene restricciones en cuanto a su eficiencia.

Los caudales óptimos de todos los pozos estudiados se encuentran en el anexo C. Los pozos que están por fuera del rango óptimo fueron filtrados. En la tabla 3 se muestran dichos pozos junto con su tasa de flujo y eficiencia de la bomba respectiva.

Posterior a la discriminación de los pozos, se observa que todos estos presentan una eficiencia de la bomba por debajo del 61%, mientras que aquellos que están dentro del rango óptimo se encuentran con una eficiencia por encima del 63%. Esto se evidencia en la tabla 3 y en el anexo C.

Con esto se infiere que operar las bombas dentro del rango óptimo asegura una eficiencia mayor al 61%, de lo contrario, la eficiencia será reducida entre más se aleje del intervalo. Cabe aclarar que la eficiencia es dependiente de la bomba, por lo cual no se puede generalizar el valor en que decrece la eficiencia en relación a la diferencia entre la tasa de flujo operativa y el caudal óptimo.

Tabla 3. Caudales óptimos y eficiencias de las bombas de pozos fuera del rango óptimo.

Pozo	Caudal Óptimo (BFPD)	Producción (BFPD)	Eficiencia Bomba (%)
RB-1051D	1900 - 3900	555,6	26,03
RB-1062H	1500 - 3400	1123,5	46,10
RB-1092H	3500 - 8200	8987,7	46,82
RB-1133H	3500 - 5400	5502,1	60,95
RB-1165H	3000 - 4600	1961,0	59,00
RB-1189H	2100 - 3100	1392,0	59,00
RB-1220H	2400 - 7400	634,3	43,11
RB-1303H	2300 - 5800	2189,4	52,41
RB-1391H	2500 - 6400	1784,1	60,21
RB-1393HST	2100 - 3200	1167,6	34,33
RB-156H	7000 - 12000	2545,1	34,82
RB-157H	3500 - 8500	2677,4	53,15
RB-205H	2200 - 4300	4599,4	53,28
RB-264H	2000 - 3500	1566,4	56,59
RB-270	2500 - 5200	886,5	35,25
RB-330H	5500 - 9400	9716,0	57,97
RB-462H	5000 - 9200	2129,8	34,10
RB-979H	2700 - 3900	1802,2	59,00

Fuente: elaboración propia.

De la misma manera, se debe separar aquellos pozos que presentan un caudal mayor al óptimo, los cuales están sombreados en la tabla 3, debido a que deben ser tratados diferente a los que tienen una tasa de flujo menor. La frecuencia para los primeros debe reducirse; y, por el contrario, la frecuencia de los pozos no sombreados debe incrementarse.

3.3 PROPOSICIÓN DE LOS CASOS DE SIMULACIÓN

Aunque la restricción en las válvulas de choke representa la restricción más notable, no se trabaja hasta después de emplear las modificaciones en los pozos, puesto que alteraciones en las tasas de flujo provocan diferentes perfiles de presión, lo que hace que la distribución de este parámetro cambie y, por ende, la apertura de las válvulas varíe; aun así, es importante tener claro esta restricción cuando se realicen las propuestas.

Según lo anterior, se emplean las variaciones en las frecuencias de las bombas como primera medida. Para ello, se realizan sensibilidades a cada pozo que se mencionó en el subíndice anterior, específicamente los involucrados en la tabla 3, dependiendo de sus eficiencias.

Se proponen dos escenarios, el primero con las variaciones en las frecuencias de las bombas y la apertura de las válvulas de choke en superficie; mientras que en el segundo se activan y cierran pozos sumado a los cambios del previo caso, buscando lograr una mayor optimización.

3.3.1 Proposición del escenario 1. Para el primer escenario se inicia estudiando los cambios en las frecuencias de las bombas. Las frecuencias que son modeladas para cada una de las sensibilidades se muestran en la tabla 4.

Tabla 4. Valores de frecuencia para las sensibilidades del escenario 1.

Pozo	Frecuencia actual (Hz)	Frecuencia S1 (Hz)	Frecuencia S2 (Hz)	Frecuencia S3 (Hz)
RB-1051D	48,5	60	69	79
RB-1062H	62	71	82	94
RB-1092H	64	60	51	43
RB-1133H	67	60	51	44
RB-1165H	57	60	69	79
RB-1189H	40	60	69	79
RB-1220H	43,8	60	69	79
RB-1303H	59,8	69	79	91
RB-1391H	64	74	85	97
RB-1393HST	54	60	69	79
RB-156H	47	60	69	79
RB-157H	39	60	69	79
RB-205H	58	49	42	36
RB-264H	51	60	69	79
RB-270	32	60	69	79
RB-330H	49	42	35	30
RB-462H	40	60	69	79
RB-979H	50,7	60	69	79

Fuente: elaboración propia.

Para la primera sensibilidad se tiene en cuenta los valores de frecuencia recomendados por los catálogos de las bombas, que en el caso de todas las BES instaladas en campo son iguales a 60 Hz.

Aquellos pozos a los que se tiene que incrementar este valor y operan con una frecuencia menor a la recomendada, se modifican con una frecuencia de 60 Hz; mientras que, si están por encima de la recomendación, se aumenta la frecuencia un 15%, que corresponde a la mitad del promedio de la diferencia implementada en los demás pozos. De manera homóloga se realiza los cambios para los pozos a los que se tiene que reducir la frecuencia. Para las demás sensibilidades se incrementa o reduce el 15% del valor de la sensibilidad anterior.

Asimismo, se evidencia que, al modificar los valores de las frecuencias en determinadas bombas, no solo afecta los resultados de esos pozos; por el contrario, afecta todo el sistema. Dichos cambios de los parámetros se evidencian en los Anexos C y D, donde se muestran los resultados de las bombas para el caso base y la sensibilidad 1 respectivamente. Estas variaciones no se estudiaron debido a que no eran significativas, todas menores al 0,5%, pero se explican debido a la conexión que tienen los pozos por el yacimiento, debido a que una variación en un punto del reservorio puede afectar todos los pozos asociados a él.

Tabla 5. Eficiencias de las bombas para las sensibilidades del escenario 1.

Pozo	Eficiencia actual (%)	Eficiencia S1 (%)	Eficiencia S2 (%)	Eficiencia S3 (%)
RB-1051D	26,03	32,85	32,66	-
RB-1062H	46,10	54,24	57,26	56,71
RB-1092H	46,82	49,84	57,35	65,35
RB-1133H	60,95	64,54	67,79	66,08
RB-1165H	59,00	59,00	59,84	62,86
RB-1189H	59,00	-	-	-
RB-1220H	43,11	39,44	39,44	39,44
RB-1303H	52,41	-	2,20	1,61
RB-1391H	60,21	-	-	-
RB-1393HST	34,33	47,95	59,04	2,08
RB-156H	34,82	41,24	43,76	45,71
RB-157H	53,15	71,52	72,73	72,85
RB-205H	53,28	63,28	69,70	58,65
RB-264H	56,59	67,62	70,00	69,09
RB-270	35,25	65,00	59,46	54,52
RB-330H	57,97	62,86	66,03	58,93
RB-462H	34,10	39,03	40,11	40,99
RB-979H	59,00	66,31	67,91	66,27

Fuente: elaboración propia.

Las eficiencias de los pozos estudiados para cada sensibilidad se muestran en la tabla 5. Las casillas que no tienen un valor, representan pozos que no tuvieron producción con esos valores de frecuencia, y por tanto es necesario estudiarlos por separado.

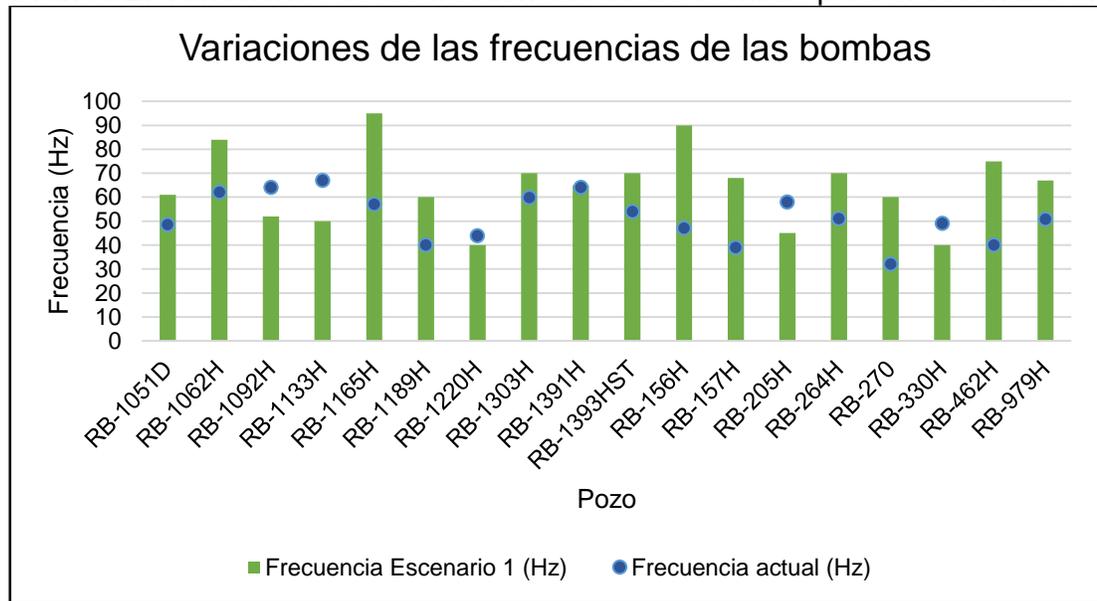
A partir de la tabla anterior, se proponen los valores de frecuencia para cada pozo, ajustando los mayores valores de eficiencia en cada caso. Cabe aclarar que no se utilizan necesariamente los mismos valores de las sensibilidades, se calibran estos valores para lograr las eficiencias más óptimas; a su vez, algunos valores de

eficiencia varían después de los ajustes realizados a los demás pozos, debido a la conectividad que presentan los pozos por el yacimiento.

Para el ajuste de los pozos que no presentan producción durante las sensibilidades se inicia retomando los valores actuales junto con los cambios realizados en los demás pozos, y posteriormente se realiza el cambio opuesto al que se había desarrollado en las sensibilidades. Como se espera, estas variaciones afectan de manera negativa las eficiencias, concordando así con el análisis de los caudales óptimos de las bombas del subíndice anterior. Como último recurso, se plantea una alteración en las frecuencias menores a lo propuesto en las sensibilidades. Aun así, se evidencia que la diferencia entre estos resultados y los actuales no era significativa, por ende, no se utilizaron los valores de las sensibilidades para estos pozos.

Los valores de las frecuencias de las bombas para los pozos estudiados se muestran en la gráfica 2. Los parámetros más relevantes de las bombas para todos los pozos en este escenario se encuentran en el anexo D.

Gráfica 2. Variaciones de las frecuencias de las bombas para el escenario 1.



Fuente: elaboración propia.

Una vez realizado el análisis de subsuelo se procede a desarrollar el estudio en superficie para encontrar la apertura óptima de las válvulas. Con este fin, se realiza un análisis de sensibilidades para dicho parámetro.

Este análisis evalúa las válvulas con un 25%, 50%, 75% y 100% de apertura cada una, para así obtener una diferencia de presiones a la entrada y salida de las

válvulas por caso estudiado. Los valores de presión para los casos, así como sus diferenciales de presión se encuentran en la tabla 6.

En esa tabla se encuentran resaltadas dos configuraciones, la 8 y la 16, las cuales representan los menores valores de presión en las válvulas y los menores diferenciales de presión en los mismos nodos respectivamente. Estos dos casos se escogen para realizar un análisis del fluido producido por los pozos, ya que, como sugiere Clavijo y Murillo³⁰, un alivio de las presiones en la troncal representará un incremento en la producción de los pozos, debido a un mayor diferencial entre la presión de la formación y la experimentada en las líneas de superficie, sin embargo, se debe verificar cual escenario es mejor.

Tabla 6. Presiones a la entrada y salida de las válvulas para las sensibilidades del escenario 1.

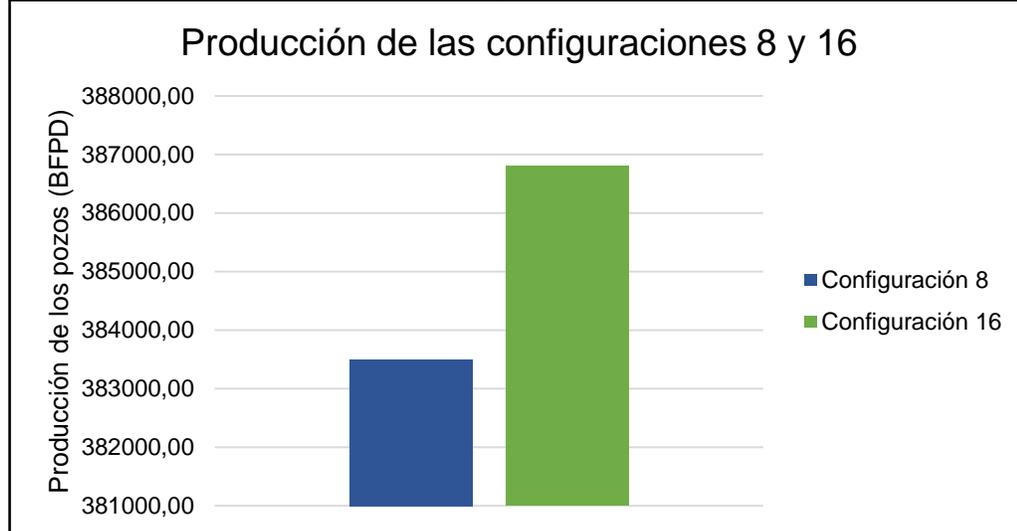
Configuración	Aperturas Válvulas	CK1			CK2		
		P1 (psi)	P2 (psi)	ΔP (psi)	P1 (psi)	P2 (psi)	ΔP (psi)
1	25-25	94,86	69,61	25,24	99,46	81,45	18,01
2	25-50	89,45	71,60	17,86	88,91	86,87	2,04
3	25-75	89,12	72,56	16,57	88,35	88,02	0,33
4	25-100	87,84	71,55	16,29	87,27	87,24	0,03
5	50-25	83,51	80,86	2,65	93,59	83,68	9,91
6	50-50	81,37	79,31	2,06	88,34	87,23	1,10
7	50-75	81,85	79,86	1,99	88,41	88,23	0,18
8	50-100	79,87	77,92	1,95	86,58	86,56	0,02
9	75-25	82,61	82,19	0,41	93,35	84,66	8,69
10	75-50	81,35	81,04	0,31	89,03	87,96	1,07
11	75-75	81,15	80,85	0,30	88,42	88,25	0,17
12	75-100	81,27	80,97	0,30	88,46	88,44	0,02
13	100-25	82,48	82,43	0,04	93,34	84,70	8,64
14	100-50	81,46	81,43	0,03	89,30	88,23	1,06
15	100-75	80,71	80,68	0,03	88,22	88,06	0,16
16	100-100	81,30	81,27	0,03	88,77	88,75	0,02

Fuente: elaboración propia.

Estas sensibilidades se comparan en relación a la tasa de flujo total de los pozos para definir la configuración que se implementara en el escenario 1, como se muestra en la gráfica 3.

³⁰ CLAVIJO GUTIÉRREZ y MURILLO PARRA. Op. cit.

Gráfica 3. Producción de las configuraciones 8 y 16 para el escenario 1.



Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar en la figura, la configuración 16 es la que tiene una mayor producción, lo cual explica la razón de las menores presiones en las válvulas para la configuración 8, puesto que, menor tasa de flujo en las líneas implica una reducción en las presiones. Teniendo en cuenta lo anterior, el escenario 1 se plantea con la apertura total de las válvulas que conectan las dos troncales.

La tabla de los resultados de las bombas posterior al ajuste de las válvulas, donde también se encuentran los caudales de producción de los pozos, se muestran en el Anexo E.

3.3.2 Proposición del escenario 2. Como se ha explicado anteriormente, en este escenario se activan y desactivan pozos intentando lograr una mayor productividad.

Para ello se realiza un caso de simulación en el que se dejan activos solo los pozos que se tienen actualmente inactivos, teniendo en cuenta que solo se puede trabajar con los pozos que están modelados por completo. Los pozos que están representados con nodos de fuentes no se tendrán en cuenta para este análisis, es decir que se dejaron como estaban.

Al activar los pozos se operan las bombas con la frecuencia recomendada por los catálogos, que para todos los pozos trabajados es de 60 Hz, como primera sensibilidad.

Existe un pozo que actualmente no cuenta con un SLA, por lo tanto, solo se necesita activar sin ingresar otro valor adicional. Aun así, al realizar la simulación, no tiene producción, por consiguiente, no se tiene en cuenta para el resto de las sensibilidades.

En cuanto al resto de pozos, para las demás sensibilidades se trabaja con 20% y 40% hacia arriba y hacia abajo de la frecuencia implementada en la primera sensibilidad, ya que con estos valores se abarca la mayor parte de las frecuencias con las que actualmente operan las BES en campo. Los resultados más relevantes de las bombas posterior al análisis de sensibilidades se muestran en el anexo F.

Se ajusta la frecuencia de las bombas de los pozos con base a su eficiencia y producción. Con estos valores, se filtran aquellos que no cumplan con una eficiencia mayor al 63% y se ordenan por tasa de flujo.

El proceso anterior se realiza puesto que la troncal tiene ciertos parámetros límites con los que fue construida, los cuales deben ser tenidos en cuenta con la finalidad de no sobrepasarlos; y debido a que no se puede abrir todos los pozos propuestos, se estableció el orden para determinar cuáles pozos eran prioritarios. Los parámetros son:

- Capacidad máxima de la Troncal 4: 450.000 BFPD.
- Presión máxima en el punto más lejano de la Troncal 4: 230 psi.

Primero se cierran los pozos del caso de simulación del escenario 1 que no cumplen con el mínimo de eficiencia de la bomba de 63%; y luego, los pozos ordenados anteriormente son activados hasta que se cumple alguna de las condiciones; la cual es la capacidad con una producción total en la troncal de 449.996,4 BFPD.

Finalmente, los resultados más relevantes de las bombas del escenario 2, así como los datos de superficie para los nodos de pozo y fuente se encuentran en el anexo G.

3.4 EVALUACIÓN Y COMPARACIÓN DE LOS CASOS DE SIMULACIÓN

Los escenarios 1 y 2 son evaluados y comparados con el escenario actual en términos de producción, eficiencia de las bombas y potencia requerida, este último con el fin de comparar el costo de producción.

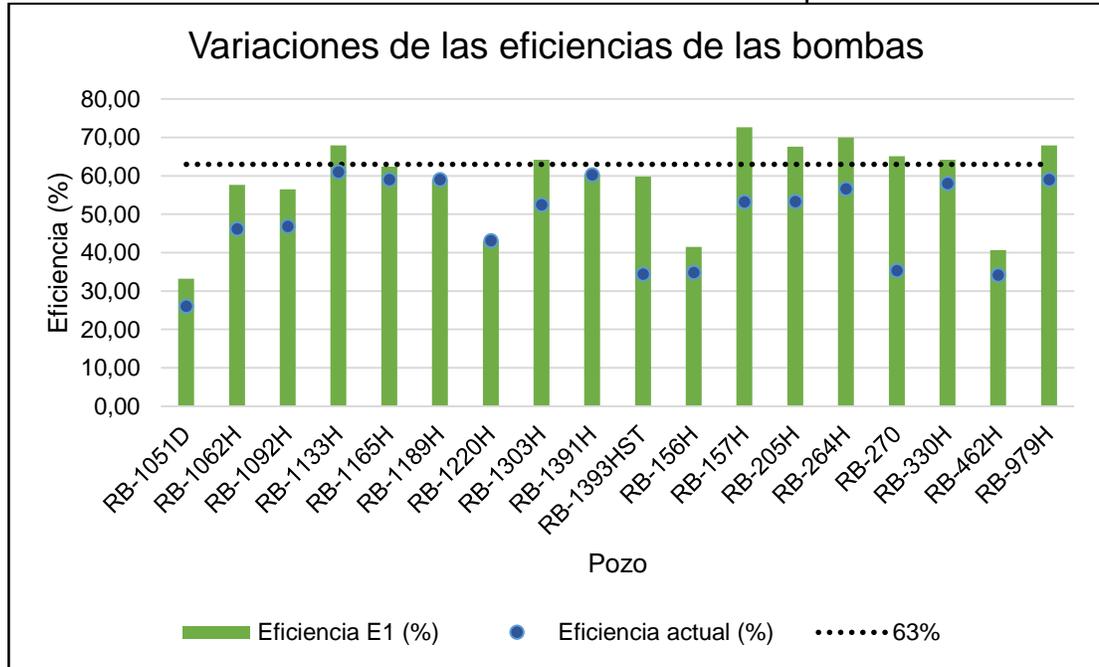
Adicionalmente, se evalúa para el primer escenario los perfiles de presiones antes y después de optimizar la apertura de las válvulas, con el fin de comparar la optimización en términos de producción para el proceso realizado en los pozos y en superficie.

3.4.1 Evaluación del escenario 1. En este escenario se realiza una optimización en subsuelo y en superficie, por lo cual se compara el escenario actual, un escenario con las variaciones de frecuencias de las bombas, que representa la optimización en subsuelo; y otro con la variación de la apertura de las válvulas, que representa la optimización en superficie. Los pozos a los que se hizo modificaciones son evaluados en primer lugar.

En cuanto a la variación de las frecuencias, como se muestra en la gráfica 2 en el anterior subcapítulo, la mayoría (el 72%) de las frecuencias tienen un incremento, por lo que se espera una mayor producción en la misma cantidad de pozos trabajados en este escenario.

La variación en la eficiencia de las bombas para los pozos con modificaciones se muestra en la gráfica 4, donde se evidencia que no hubo ningún pozo que reduzca este parámetro, cumpliendo con uno de los objetivos.

Gráfica 4. Variaciones de las eficiencias de las bombas para el escenario 1.



Fuente: elaboración propia.

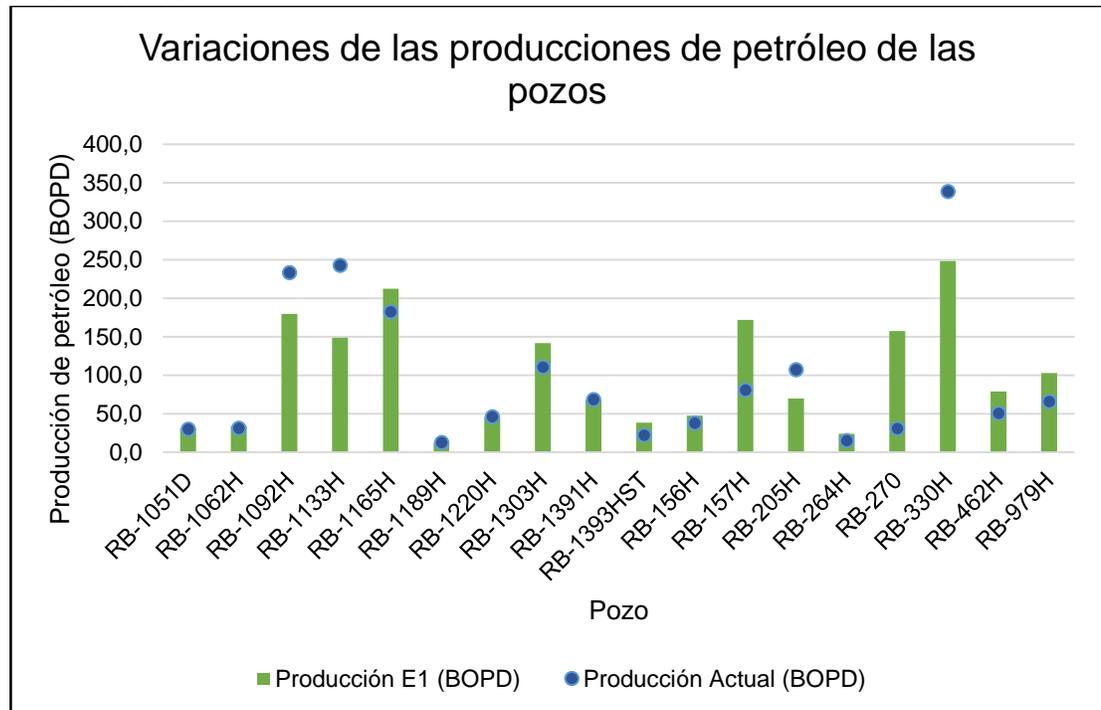
Como se observa en la gráfica, los pozos RB-1189H, RB-1220H y RB-1391H no presentan variaciones en la eficiencia o es despreciable, que, como se ha explicado anteriormente, es debido a que se encuentran en el máximo de eficiencia que logran alcanzar a partir de cambios en la frecuencia de la bomba. Esto se debe a ciertos problemas en las bombas los cuales no son objetivo de este proyecto, como por ejemplo a altas cargas en el motor, diámetros de la bomba no indicados, índices de productividad bajos, manejo de crudos pesados que depositan asfáltenos en la BES, etc.³¹ Dichos aspectos se pueden evaluar en un proyecto que aborde el rediseño de las bombas.

³¹ QUIROS, H. M., et al. Replacement of ESP with Long Stroke Pumping Units in Heavy and High Viscous Oil in Maranta Block Wells. En: *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Conference* [en línea]. Quito: SPE, noviembre de 2015, SPE_177272_MS, p. 2-3. [consultado: 10 de marzo de 2020] DOI 10.2118/177272-MS.

En la gráfica se muestra una línea que denota la eficiencia del 63%, la cual es el valor al que se desea llegar, a razón de asegurar que las bombas se encuentren dentro del caudal óptimo de operación. Solo 8 pozos (de los 18 trabajados) logran sobrepasar esta marca, lo que sugiere que 10 pozos trabajarán en condiciones de *up-thrust* y *down-thrust* (el pozo RB-1092H en la primera condición y los demás en *down-thrust*). Estos 10 pozos son los que se propone desactivar en el escenario 2.

En cuanto a la producción de petróleo de los pozos, la mayoría de los pozos (11) tiene un incremento en la producción, mientras que en 4 hay una reducción; los pozos que no varían la eficiencia de las bombas no tienen afectaciones en la tasa de flujo, como se muestra en la gráfica 5.

Gráfica 5. Variaciones de las producciones de petróleo de los pozos para el escenario 1.



Fuente: elaboración propia.

En la gráfica se aprecia que el aumento de la frecuencia incrementa la producción de crudo y viceversa, siempre y cuando haya una afectación en la eficiencia de la bomba, causado por una alteración en la producción de fluido neto (agua más petróleo) en ese mismo sentido (incremento o reducción) al hacer trabajar la bomba con mayor o menor velocidad; pero no necesariamente son variables directamente proporcionales, puesto que, en ciertos casos, aumentos pequeños implican un gran cambio, como en el caso del pozo RB-330H en el que variando la frecuencia 9 Hz tiene como consecuencia una reducción de 89,9 BOPD (teniendo el quinto cambio más significativo en orden decreciente); o casos contrarios como en el pozo RB-

156H en donde una modificación de 43 Hz representa un adición de tan solo 10,1 BOPD. Esto se debe a que la producción de los pozos es afectada tanto por las condiciones de la bomba como del yacimiento, el fluido producido y de todo el hueco, además, la bomba puede tener otras irregularidades como el desgaste que afecta negativamente la eficiencia y con la cual se requiere una alteración mayor en la frecuencia para lograr un cambio significativo en la producción.

La producción sumada en estos pozos tiene un incremento de 110,0 BOPD, dada en gran medida por los pozos RB-157H y RB-270, con un aumento de 91,2 y 126,6 BOPD respectivamente, el segundo siendo también el que presenta la mayor alteración en la eficiencia de la bomba, lo cual reafirma que las variaciones en la tasa de flujo son dependientes de las modificaciones en la eficiencia.

Finalmente, la producción de petróleo total en la troncal varía desde 11.604,1 hasta 11.682,89 BOPD, lo que representa un aumento de 78,8 BOPD, el cual es menor al incremento mencionado anteriormente. Esto se debe a variaciones menores en los pozos que no fueron modificados, que son causadas por la conectividad que presentan los pozos por el yacimiento, con lo cual, extraer más fluido en cierto punto, causa que en otro punto no muy alejado la extracción sea ligeramente menor, y este efecto es proporcional a la conectividad del reservorio y a la distancia entre los pozos; pero también puede generar una mejor distribución de los fluidos, además de que la afectación en los demás pozos no es significativa respecto al cambio en los pozos modificados.

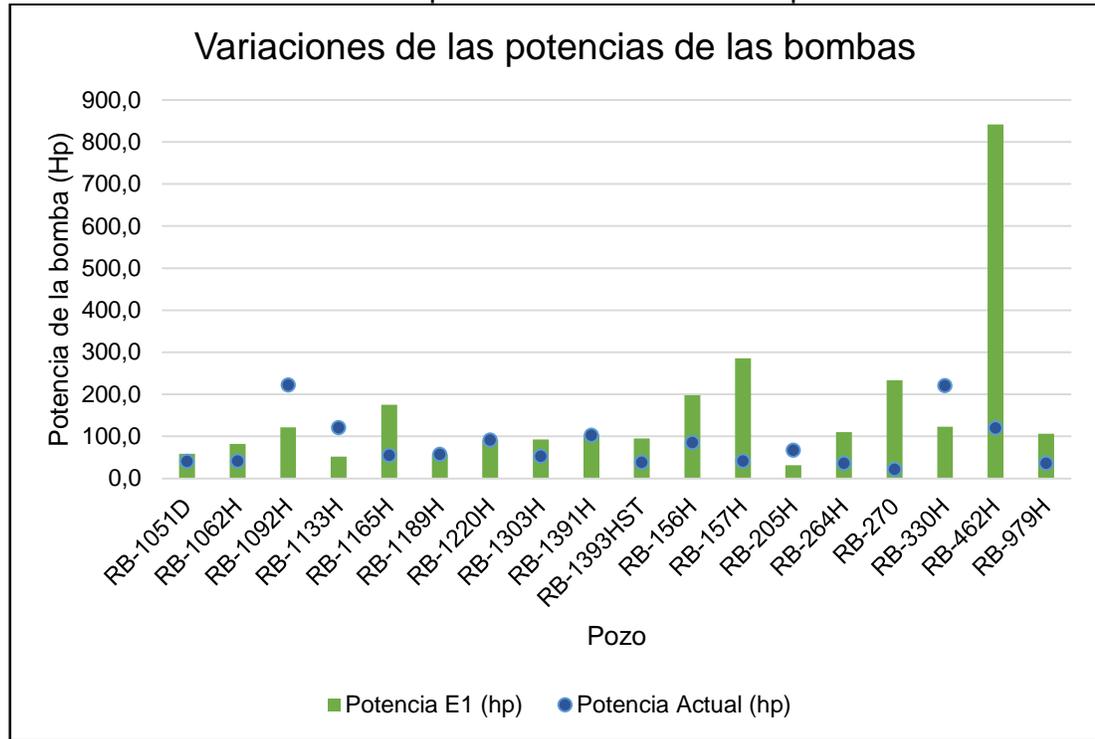
La última propiedad que se analiza de estos pozos es la potencia de la bomba, como parámetro que representa el consumo de energía de los pozos y, por tanto, el costo de producción. La variación de esta propiedad se muestra en la gráfica 6.

Se evidencia que la potencia es dependiente de la producción, y en la mayoría de pozos, un cambio significativo en la tasa de flujo representa la misma variación en la potencia. Sin embargo, hay ciertos casos en que el consumo de la bomba puede incrementar de manera abrupta aún sin una gran alteración en la producción

El pozo RB-462H es el pozo que tiene una mayor variación en la potencia de la bomba, con un aumento de 721,76 HP, casi triplicando el pozo que le sigue, RB-157H con un incremento de 244,09 HP. El cambio abrupto de este pozo puede deberse a las razones mencionadas anteriormente que describen las causas para que un pozo presente bajas eficiencias, dado que estos parámetros están íntimamente relacionados.

Asimismo, cuando se evalúa la variación de la potencia respecto al cambio de la producción de petróleo, este pozo presenta la mayor relación. Esto significa que la bomba requiere mayor energía eléctrica para levantar la misma cantidad de fluido, con lo cual, la potencia será mayor perjudicando el beneficio neto del proyecto.

Gráfica 6. Variaciones de las potencias de las bombas para el escenario 1.

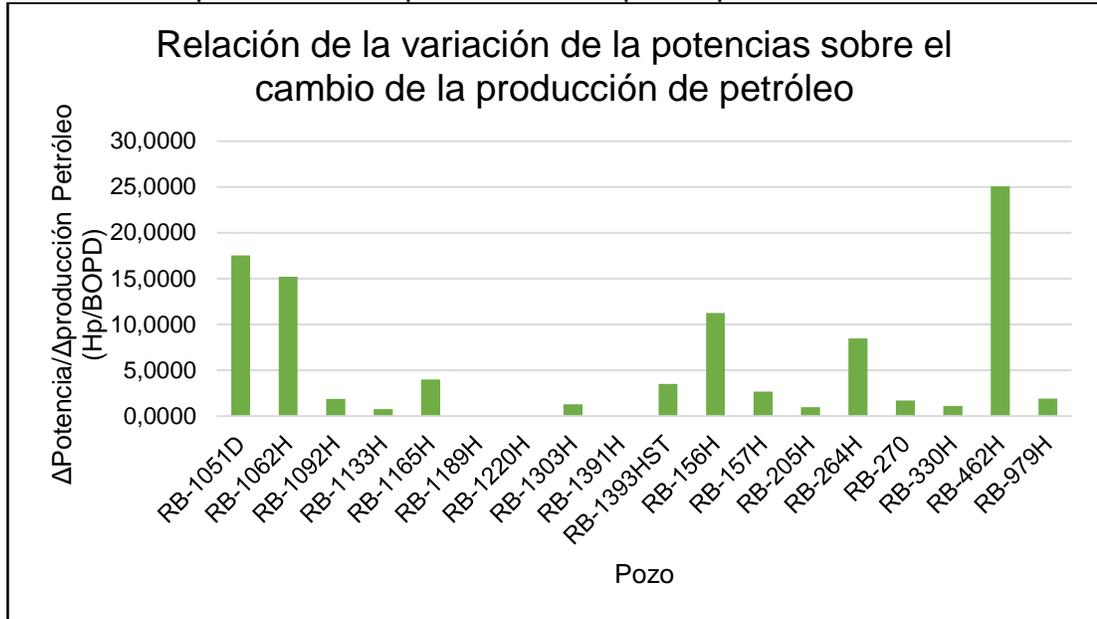


Fuente: elaboración propia.

Esta relación para los pozos estudiados se muestra en la gráfica 7, en la que se aprecia que la mayoría de estos valores se encuentran por debajo de 5 Hp/BOPD. No se trabaja esta relación para los tres pozos que no tienen variación en la eficiencia, ya que el cambio en la producción es aproximadamente 0, con lo cual, al estar dividiendo, la relación tiende a tener un valor muy elevado que no es representativo.

Solo cinco (5) pozos están por encima de dicho valor, de los cuales, el que presenta la mayor relación fue mencionado anteriormente, el RB-462H, por lo que se explica dicho valor irregular con el parámetro de potencia. Por otra parte, el que le sigue en orden decreciente, el RB-156H, debe esta alta relación al bajo incremento de producción de crudo que produjo la modificación de las frecuencias, en gran parte debido al alto corte de agua que maneja este pozo. Por parte del RB-1051D, es el pozo con menor variación, tanto en la potencia como en la producción (sin contar los pozos que no presentaron variación en la eficiencia cuya diferencia en la producción era nula o despreciable), y es debido a que el aumento de la producción fue mucho menor respecto a los demás pozos que se obtiene un valor alto de esta relación. Los otros dos pozos, RB-1062H y RB-264H, tienen factores similares al pozo RB-156H.

Gráfica 7. Relación de la variación de la potencia de las bombas sobre el cambio de la producción de petróleo de los pozos para el escenario 1.

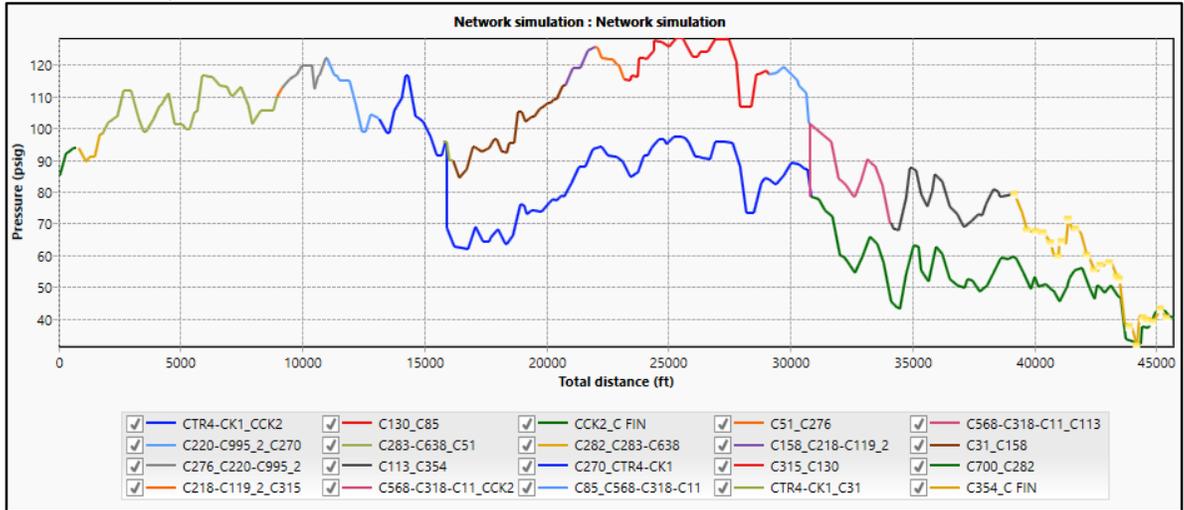


Fuente: elaboración propia.

Desde otro punto de vista, la gráfica 8 muestra los perfiles de presión de la troncal 4 y 9 antes de realizar el ajuste en la apertura de las válvulas. En esta, se demuestra que las presiones en los pozos han cambiado, pero la distribución de las presiones tiene una tendencia similar, debido a que, en gran medida, el perfil de presiones está profundamente relacionado con los cambios de altura en las líneas de tubería, así como la presión a la que llega al manifold exterior del CPF-2, la cual es la presión atmosférica que no varía en ninguno de los casos. Sin embargo, las presiones en los pozos tienen modificaciones a causa de que, como se expone durante la explicación de la tabla 1, la tasa de flujo en los pozos es un parámetro que afecta la presión, y de manera más específica, ambas variables presentan una relación directamente proporcional.

Esto sugiere que, como consecuencia de la variación de las frecuencias de las válvulas, aquellos pozos que incrementan la producción también sufren la misma alteración en la presión, y viceversa. De igual forma, al haber un aumento neto en la tasa de flujo, se espera que en el perfil de presiones se vean valores más elevados que en el caso base, y que, a su vez, exista un mayor diferencial de presión entre las troncales, lo cual se evidencia en la gráfica 8.

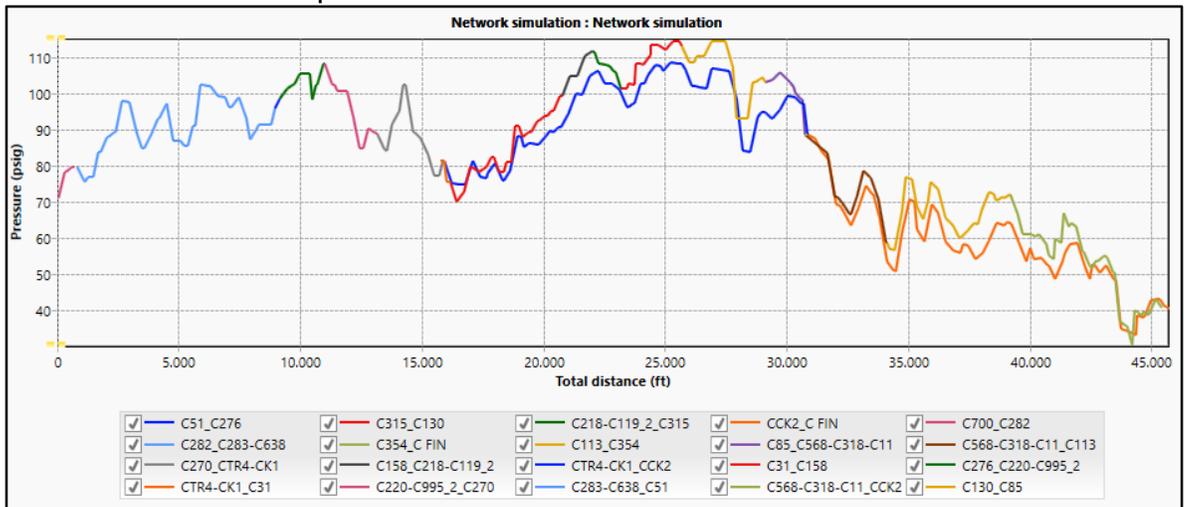
Gráfica 8. Perfiles de presión en el escenario 1 (antes del ajuste en la apertura de las válvulas).



Fuente: elaboración propia, con base en: simulador de análisis nodal.

Los perfiles de presión finales para el escenario 1 (posterior al ajuste de las aperturas de las válvulas) se muestran en la gráfica 9, donde existe una clara diferencia en el diferencial de presión entre las troncales, ya que se logra reducir al mínimo obteniendo un ΔP cercanos a 0 en las válvulas, como muestra la tabla 6 en la configuración 16 que se ha seleccionado.

Gráfica 9. Perfiles de presión en el escenario 1.

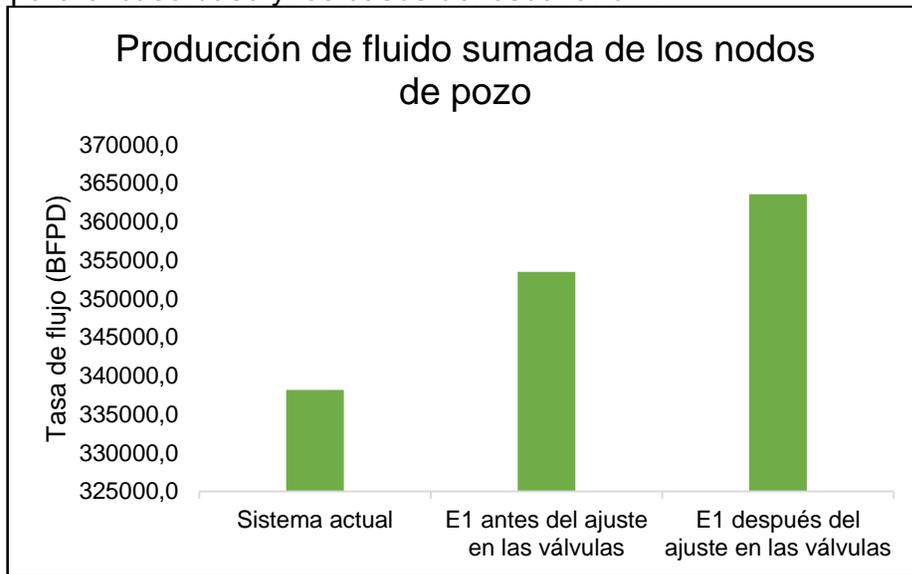


Fuente: elaboración propia, con base en: simulador de análisis nodal.

Al lograr esta reducción en el diferencial de presión entre ambas troncales, también se logra reducir las presiones en cabeza de pozo, y, por consiguiente, en las líneas de superficie también. Esto se demuestra en las anteriores gráficas, en donde se visualiza un máximo de presión para la troncal 4 de 128 psi antes del ajuste de las

válvulas frente a 114 psi después del ajuste. Asimismo, en las demás líneas de tubería se evidencia en la reducción de la presión, que, como se comenta anteriormente, favorece la producción de los pozos debido a un mayor diferencial de presión entre la presión del yacimiento y la de superficie. Como resultado se obtiene una tasa de flujo mayor en los pozos, como se visualiza en la gráfica 10, donde se muestra el incremento de la producción de fluido neto (agua más petróleo) para todos los pozos modelados como nodos de pozo.

Gráfica 10. Producción de fluido sumada de los nodos de pozo para el caso base y los casos del escenario 1.

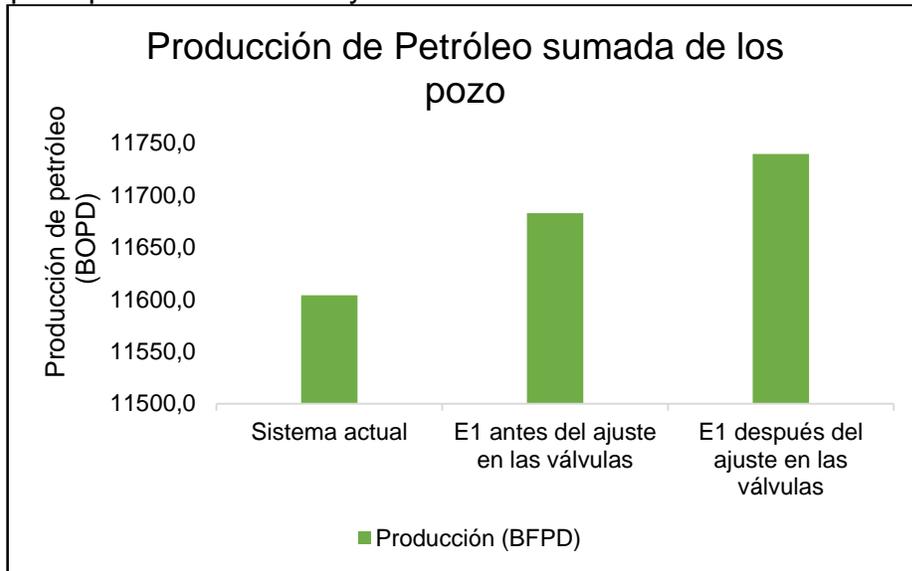


Fuente: elaboración propia.

En cuanto a la producción de petróleo, cuyos incrementos para el escenario 1 previo y posterior al ajuste de válvulas se presentan en la gráfica 11, tiene una relación directa con la producción de fluido neto, es así que los cambios de este parámetro parecen muy similares a los cambios en la tasa de flujo (contando el agua). Sin embargo, se hace necesario evidenciar que existe un incremento en la producción de aceite y no solo de fluido, ya que las variaciones de los caudales de fluido pueden estar representadas solo por cambios en las tasas de agua, y más aún cuando se trabaja en un campo petrolero como Rubiales cuyo corte de agua es muy elevado, y en donde la producción de fluido no tiene un gran significado si no se evidencia la repercusión en los caudales de crudo.

En las gráficas 10 y 11 se evidencia que el mayor aumento se presenta durante la variación de las frecuencias. Aun así, se confirma que existe un incremento causado por el ajuste de las válvulas, que, a su vez, representa un beneficio en las líneas de superficie puesto que minimiza caídas de presión, así como sobrepresiones que pueden causar un mayor desgaste a las tuberías en el sistema.

Gráfica 11. Producción de petróleo sumada de los nodos de pozo para el caso base y los casos del escenario 1.



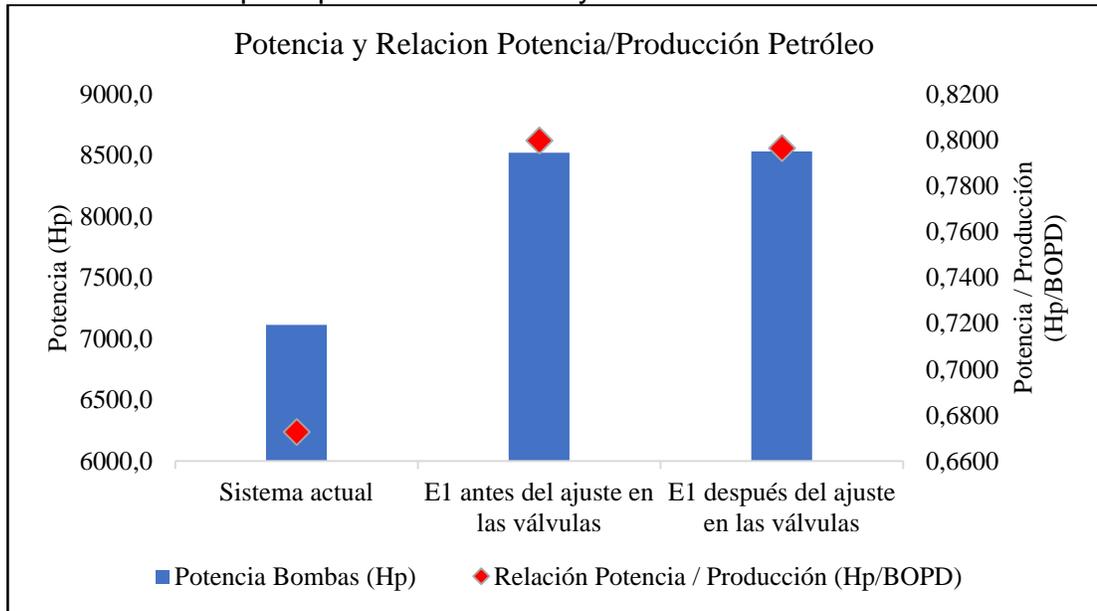
Fuente: elaboración propia.

Asimismo, se comprueba con estas dos graficas que la Troncal 9 está siendo sub-utilizada, es decir que no transportaba la cantidad de fluido óptima en el sistema, mientras que la Troncal 4 está siendo sobre-utilizada, y por esta razón, presenta elevadas caídas de presión que no permiten el transporte óptimo de fluidos hacia las facilidades de superficie. Con esto, no solo se asegura un sistema con mayor producción, también se mejoran las eficiencias y la vida útil de las líneas de tuberías asociadas a las troncales.

Aunque el aumento de la producción a través del ajuste de las frecuencias tiene un valor positivo, con una adición de 78,8 BOPD que representa un incremento del 0,74% con respecto al valor actual, no es el único parámetro a tener en cuenta, puesto que como se evidencia en las gráficas anteriores, existen pozos que tienen una potencia requerida para producir muy elevado, lo cual puede afectar negativamente el escenario. En la gráfica 12 se muestra la potencia requerida por las bombas de los pozos que están modelados como nodos (barras azules), así como la relación entre la potencia y la producción (rombos rojos) para el escenario 1 antes y después de la configuración en la apertura de las válvulas.

Como se observa en la gráfica 12, aun cuando el sistema actual tiene una producción menor a la del primer escenario propuesto, la potencia requerida para la producción es más favorable para ese sistema. Asimismo, se verifica que aquellos pozos con una alta potencia requerida tienen una gran afectación incrementando la potencia requerida para la producción en más del 19,7 % del valor actual.

Gráfica 12. Potencia sumada de las bombas y relación potencia/producción de los nodos de pozo para el caso base y los casos del escenario 1.



Fuente: elaboración propia.

También se evidencia que el ajuste en la apertura de las válvulas no tiene una gran influencia en la potencia de las bombas, por el contrario, un incremento en la potencia requerida de todos los pozos del 0,14% frente al valor previo a la configuración de las válvulas, no es equivalente al aumento del 0,54% de la producción comparando los mismos casos. Esto favorece en gran medida el escenario 1 dado que reduce la potencia requerida por barril; aun así, esta relación se mantiene por encima del valor actual.

Finalmente se tiene que el aumento en la producción para el escenario 1 es equivalente al 1,15% frente al valor actual, logrando alcanzar una tasa de flujo total para toda la troncal de 11.739,7 BOPD (contando los pozos que están modelados como fuentes); pero con una adición en la potencia total requerida por las bombas de 19,91% que representa un incremento en la potencia requerida por barril de un 18,38%.

Estos resultados, que demuestran un aumento en la producción y así mismo un incremento en potencia requerida para la producción, no siempre implican un valor positivo, puesto que dependen también de los precios del petróleo en el mercado. Cuando está en alza los hidrocarburos, una producción mayor es la prioridad y, por consiguiente, los resultados de este escenario son favorables para la empresa; lo opuesto, en época de crisis petrolera, se hace necesario los proyectos de optimización que la potencia requerida, siempre primando las menores relaciones potencia/producción, por lo cual, el sistema actual representa una mejor alternativa frente a este escenario.

3.4.2 Evaluación del escenario 2. En este escenario se realiza un análisis en subsuelo para definir los pozos activados o desactivados, de manera más precisa, un análisis de los datos de las bombas, y posteriormente se fija una condición límite de los parámetros de superficie para establecer los pozos que se abren. En cuanto a la evaluación, se realiza a partir de, tanto datos de subsuelo de los pozos que se han activado, como de superficie, específicamente los perfiles de presiones y las tasas de flujo.

En primer lugar, se muestran los resultados de los pozos activados en las gráficas 13 a 15, con el propósito de evaluar dichos pozos que ingresan al sistema en el escenario 2.

La gráfica 13 expone las eficiencias de las bombas de los once pozos activados, las cuales tienen valores por encima del promedio de los pozos actuales (64,21%), debido a que este fue un parámetro clave para la elección de los pozos.

Gráfica 13. Eficiencia de las bombas de los pozos que se activaron para el escenario 2.



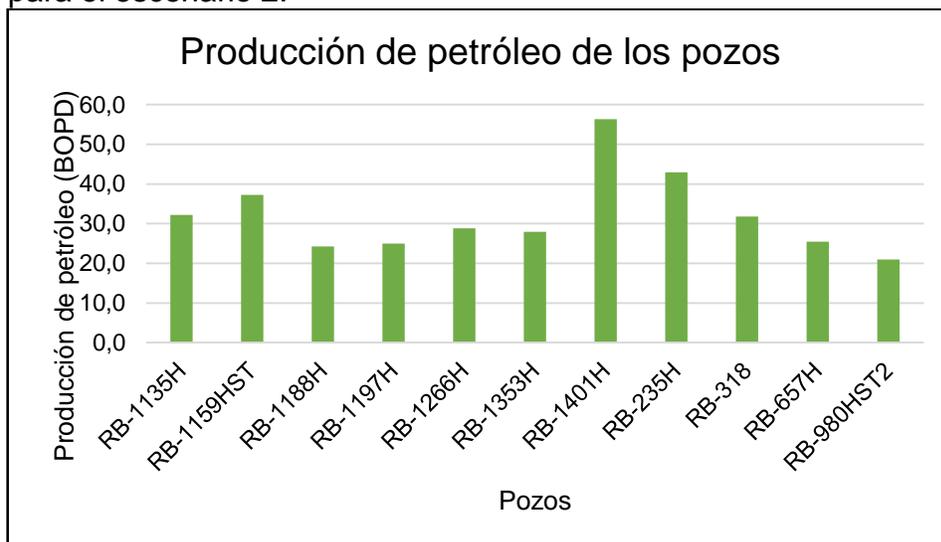
Fuente: elaboración propia.

Para este escenario, el promedio de las eficiencias es 70,51%. La mayoría de los pozos activados superan este valor, los cuales son valores de operación ideales para las bombas. La única excepción es el pozo RB-1401H, el cual se decide abrir debido a su aporte en la producción, siendo el pozo con mayor tasa de flujo cumpliendo con el parámetro de eficiencia señalado anteriormente que asegura un caudal óptimo donde no existen problemas en las bombas asociadas a *down-thrust* o *up-thrust*.

Los valores de producción de los pozos activados para este escenario se muestran en la gráfica 14, donde se demuestra que todos estos tienen una tasa de flujo entre 60 y 110 BOPD, el cual es un valor que no es muy positivo ya que ninguno de los

pozos alcanza el promedio de la producción de los pozos en la troncal (165 BOPD). Esto ocurre puesto que se conoce que los pozos han sido cerrados en su mayoría por altos cortes de agua, así como producciones bajas. Sin embargo, se hace necesario cerrar y abrir pozos en campo para que aquellos pozos que actualmente presentan dichos problemas puedan recuperar su presión con el fin de que, en el momento en que sea necesario abrirlos, presenten mejores características garantizando un mayor beneficio a futuro; mientras que pozos que ya hayan tenido un tiempo de restauración entren al sistema.

Gráfica 14. Producción de petróleo de los pozos que se activaron para el escenario 2.

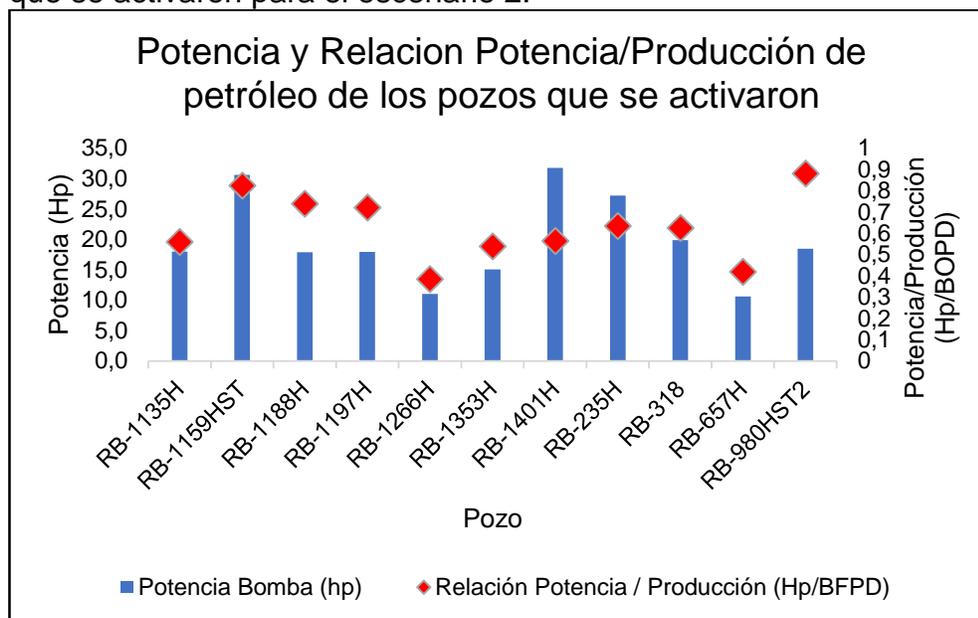


Fuente: elaboración propia.

Por otra parte, en la gráfica 15 se muestra la potencia requerida por las bombas de los pozos activados (barras azules) y la relación que representa el consumo de energía eléctrica por barril de petróleo para esos mismos pozos (rombos rojos), donde se evidencia claramente la dependencia de proporcionalidad directa que tienen ambos parámetros. Asimismo, se demuestra que existen desviaciones a la proporción, puesto que la potencia y la producción también dependen del tipo de bomba y las presiones del pozo, con lo cual, la relación de estas dos propiedades tendrá desviaciones como por ejemplo al usar una bomba diferente.

Como se expone en la gráfica, cuatro (4) de esos pozos tienen una relación mayor al consumo de energía eléctrica por barril de petróleo presente en la troncal actualmente (0,673 Hp/BOPD), mientras que en siete (7) es menor. El hecho de tener más pozos con relaciones bajas de potencia/producción favorece en gran medida los resultados del escenario 2, puesto que se espera que se reduzca dicha potencia requerida por barril. Teniendo en cuenta de igual manera que, los pozos con menores eficiencias pasan a ser inactivos, y que, por lo general, eficiencias muy bajas representan un requerimiento elevado de potencia para la bomba.

Gráfica 15. Potencia y Relación Potencia/Producción de los pozos que se activaron para el escenario 2.



Fuente: elaboración propia.

Esto último se comprueba a partir de la gráfica 7, dado que siete (7) de los ocho (8) pozos que presentan mayores relaciones Δ potencia / Δ producción no cumplen el parámetro de eficiencia explicado en anteriores numerales y por tanto se desactivan para el escenario 2, mientras que solo uno (1) de esos, el RB-264H, permanece activo con los cambios en las frecuencias realizados durante el escenario 1 al cumplir dicho parámetro. Por el contrario, de los otros siete (7) pozos (no se cuentan los tres pozos que no tuvieron variación en la eficiencia), todos cumplían con la eficiencia y, por consiguiente, permanecieron activos de igual manera que el pozo mencionado anteriormente.

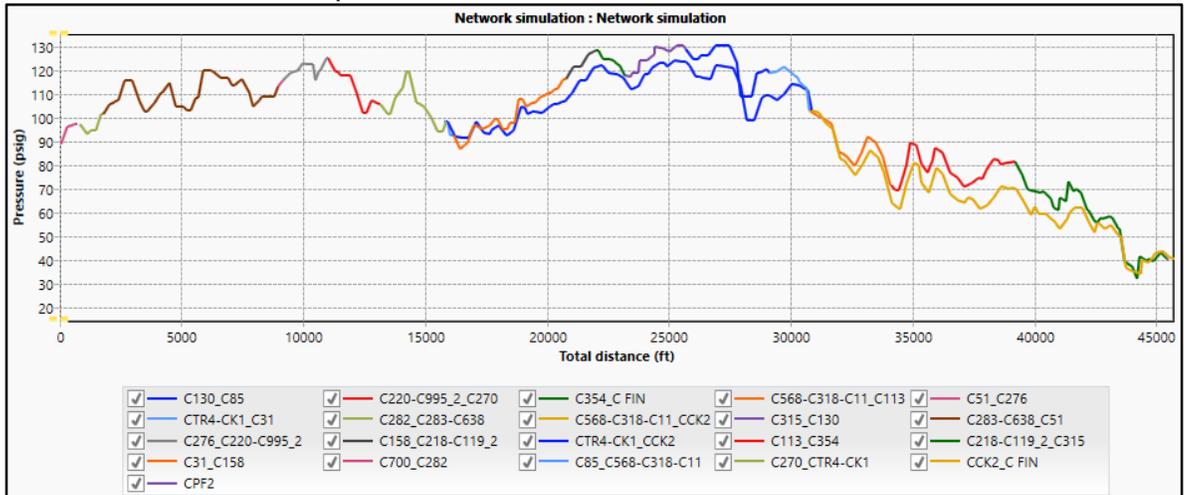
El primer aspecto evaluado para los datos de superficie se basa en los perfiles de presión del escenario 2, que se muestra en la gráfica 16.

En el perfil de presiones se evidencia que el ajuste en la apertura de las válvulas desarrollado durante el primer escenario también es funcional para el segundo escenario, puesto que el diferencial de presión entre las dos troncales es mínimo, por ende, no es necesario realizar un análisis adicional. Sin embargo, se observa un incremento en las líneas de tuberías en superficie. Este aumento se da debido a la adición de pozos productores en el sistema, con lo cual, existe una mayor tasa de flujo neto (agua más petróleo) que, como se ha explicado anteriormente, tiene una relación directamente proporcional con la presión en superficie.

Aun con el incremento de las presiones en la troncal, no hay riesgo de sobrepasar la condición límite de presión máxima en el punto más alejado de la troncal, dado el

margen que presentan. Aun así, si no se realiza el ajuste en la apertura de las válvulas que conectan ambas troncales, puede exhibirse dicho riesgo al incrementar el diferencial de presión entre la Troncal 4 y 9, y, por consiguiente, aumentar las presiones en la troncal donde están asociados los pozos.

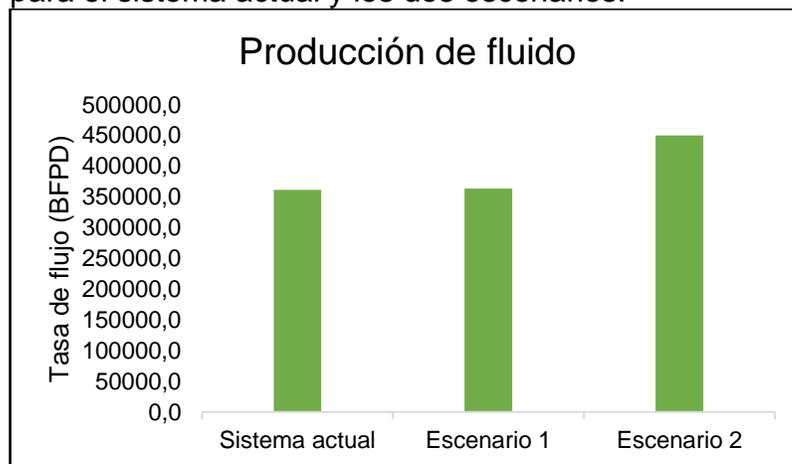
Gráfica 16. Perfiles de presión en el escenario 2.



Fuente: elaboración propia, con base en: simulador de análisis nodal.

El aumento en la producción de fluido se encara en la figura 17, donde se muestra los valores de producción total de fluido neto en la troncal (contando los pozos modelados como fuentes), evidenciando el incremento en cada uno de los escenarios. En esta gráfica se comprueba la causa del aumento de las presiones que se presenta en los perfiles de presión de este escenario.

Gráfica 17. Producción total de fluido de la Troncal 4 para el sistema actual y los dos escenarios.

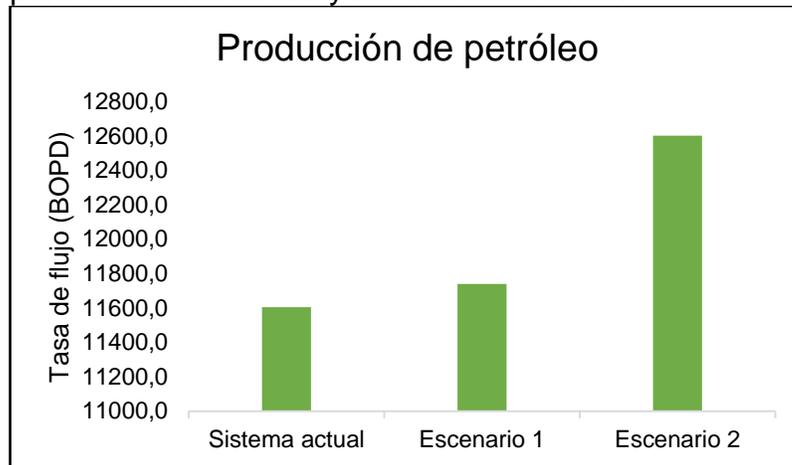


Fuente: elaboración propia.

Cabe aclarar que el escenario 2 llega hasta el máximo de capacidad con el que fue construida la Troncal 4. Por esta razón, no debería presentarse casos en que la producción de fluido neto supere el valor del ultimo escenario

Para visualizar el verdadero beneficio en la producción, se comparan los caudales de petróleo para cada escenario, los cuales se muestran en la gráfica 18, donde se evidencia claramente que el mayor aumento de la producción de crudo está representado por los cambios realizados durante el escenario 2, debido a que los pozos que ingresan al sistema presentan mejores características que la mayoría de los pozos que ya están activos, al haberse cerrado previamente para su recuperación.

Gráfica 18. Producción total de petróleo de la Troncal 4 para el sistema actual y los dos escenarios.



Fuente: elaboración propia.

De igual manera, se demuestra que, para lograr un sistema óptimo, no basta con la variación de las frecuencias y modificación de los parámetros de los pozos que actualmente están activos, se hace necesario el uso otros mecanismos para lograr una mayor mejora, como lo es el análisis de los pozos inactivos en campo, así como la desactivación de los pozos que no cumplen con las condiciones óptimas en el sistema.

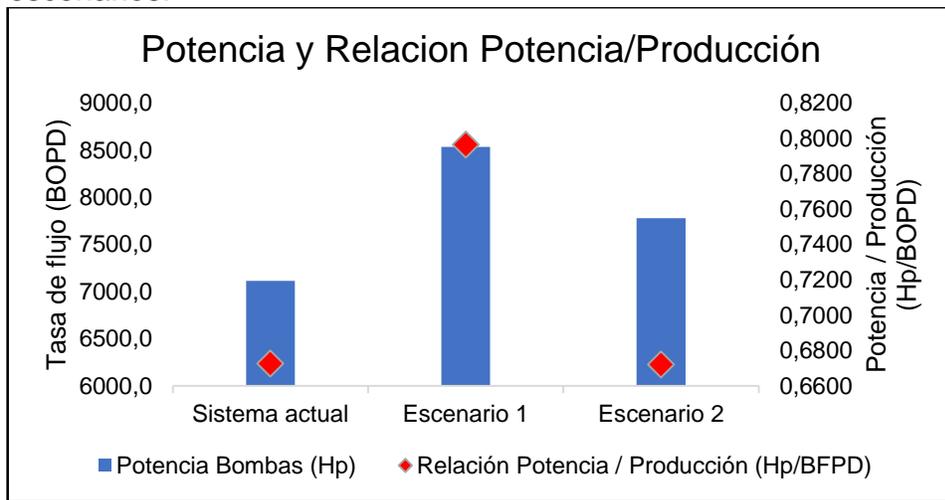
Como última instancia, la gráfica 19 presenta la potencia requerida por los pozos modelados con datos de subsuelo (barras azules), así como la potencia requerida total por barril de petróleo de estos mismos pozos (rombos rojos), para ambos escenarios comparándolos con el sistema actual.

En la gráfica se ve claramente el aumento de potencia requerida para ambos escenarios, sin embargo, en el segundo escenario hay una reducción en la potencia requerida por barril. Esto se explica por las dos modificaciones clave que se

realizaron en este escenario y que son denotadas durante la gráfica 15 cuando se analizan los pozos específicos que se activan, las cuales son:

- El cierre de pozos con bajas eficiencias, los cuales representaban el mayor consumo de energía eléctrica por barril.
- Y, en segundo lugar, la activación de pozos con una alta eficiencia que garantizan tener un gran potencial, tanto en la producción como en potencia requerida por barril al cual están asociados.

Gráfica 19. Potencia sumada de las bombas y relación potencia/producción de los nodos de pozo para el caso base y dos escenarios.



Fuente: elaboración propia.

Con esto dicho, la potencia requerida del escenario 2 tiene una reducción del 8,82% frente al escenario 1, pero logra un crecimiento en la producción de 860,9 BOPD equivalente al 8,04% comparándolo con el primer escenario, por consiguiente, aumenta la producción a una menor potencia requerida, como se demuestra en las gráficas 17 y 18, donde la producción se amplía en gran medida, mientras que la potencia se reduce.

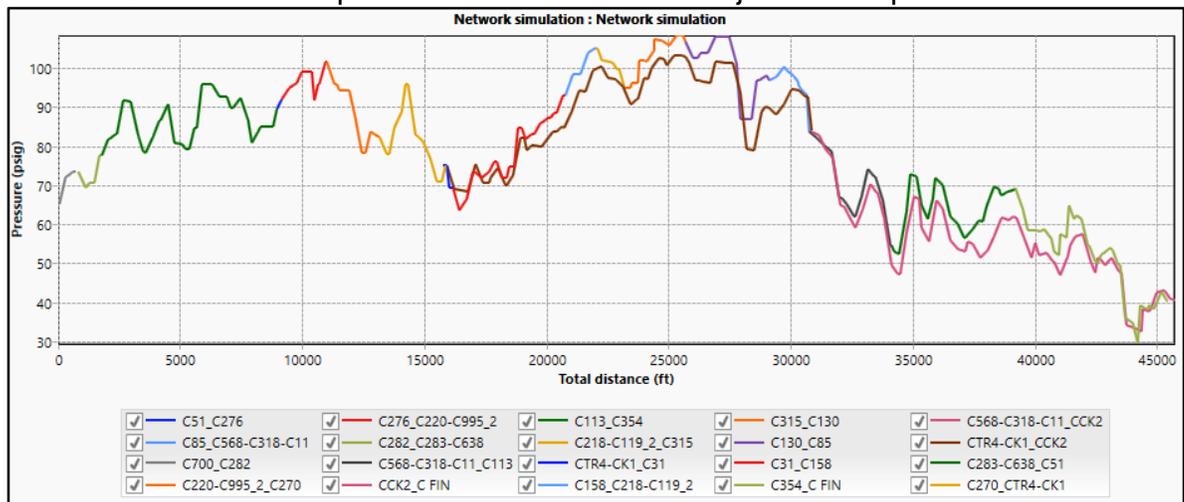
Finalmente, el escenario 2 muestra resultados favorables tanto en la producción total de la troncal que genera (figura 19), como en la potencia requerida por las bombas (figura 20); llegando a una tasa de flujo de petróleo de 12.600,6 BOPD que equivale a un incremento del 9,42% en la producción de aceite con respecto al sistema actual (crecimiento de 996,5 BOPD), y un aumento en la potencia requerida de 9,33%, que representa una disminución en la potencia requerida por barril de 0,0006 Hp/BOPD (o una reducción del 0,08%) con respecto al escenario actual.

3.4.3 Evaluación de un escenario únicamente con el ajuste en superficie. Se propone un escenario adicional donde se realiza solo el ajuste en la apertura de las

válvulas en superficie que conectan las Troncales 4 y 9 para evaluar un caso en el cual no se cuenta con las facilidades para realizar cambios en las bombas, entonces, una mejora que solo implica la apertura de las válvulas en superficie supone una optimización rápida y eficiente.

Como primer aspecto a evaluar, la gráfica 20 presenta los perfiles de presión de las Troncales 4 y 9 para este caso de simulación, donde se evidencia que, como se ha comentado en el índice anterior, esta apertura de válvulas es funcional para cualquier escenario en estas troncales, debido a que el diferencial de presión entre ambas troncales es mínimo. Asimismo, se observa que las presiones son menores a las presentadas en cualquier otro escenario, como consecuencia de un menor caudal de producción de fluido neto comparándolo con los escenarios 1 y 2 (puesto que no tiene el aumento de las variaciones de frecuencia o la activación de pozos), pero con la apertura de las válvulas que disminuye la presión en la Troncal 4 causada por la sub-utilización de la Troncal 9.

Gráfica 20. Perfiles de presión en el escenario de ajuste en superficie.

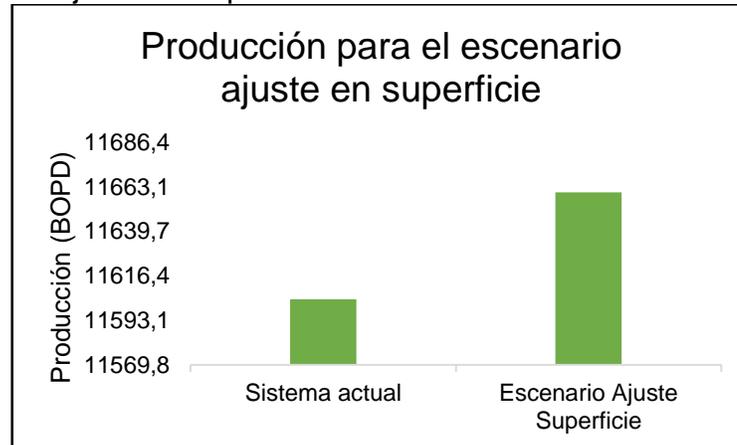


Fuente: elaboración propia, con base en: simulador de análisis nodal.

Finalmente, se compara la producción de petróleo de este escenario con la del caso base en la gráfica 21. Es notable el aumento a costa de la apertura de las válvulas, obteniendo un incremento de 56,2 BOPD. Esta adición en la producción es muy similar a la que se tuvo durante el escenario 1 cuando se desarrolló el mismo ajuste en superficie, pero teniendo una variación previa en la frecuencia de las bombas que aumentó la producción y las presiones en los pozos (incremento de 56,8 BOPD). Esa diferencia entre ambos incrementos, equivalente al 1%, se debe a que las presiones en el escenario 1 eran mayores durante el ajuste de las válvulas, por consiguiente, como se ha explicado en dicho índice, provocaba un mayor diferencial de presión entre las troncales asociadas, y, por lo tanto, al realizar los cambios en la apertura de las válvulas había una mayor repercusión en las presiones de los pozos originando así más incremento que al realizar este escenario. Sin embargo,

esa diferencia es mínima, por lo que se puede despreciar a la hora de escalar el análisis, es decir, se esperaría que hacer el ajuste en las válvulas después de la activación de pozos en el escenario 2 (contrario a como se desarrolló), significaría un incremento similar al evidenciado en el escenario 1, aunque posiblemente tenga una variación mínima.

Gráfica 21. Producción de petróleo para el escenario de ajuste en superficie.



Fuente: elaboración propia.

La producción alcanza los 11.660,3 BOPD en la Troncal 4, un valor menor a 11682,9 BOPD logrado por la variación de frecuencias de las bombas durante el escenario 1, lo que significa que, como ya se ha expresado en un índice, la variación de frecuencia es una mejor alternativa si se tiene la facilidad.

4. CONCLUSIONES

- Se demuestra la confiabilidad de la simulación y posteriores ajustes en el sistema, a través del desarrollo del caso base (o sistema actual) y cotejo de los datos de presión y caudal de los pozos, logrando una simulación representativa con un error relativo igual a 1,90%.
- Las restricciones identificadas para el sistema integrado pozo-superficie corresponden a las bajas eficiencias que presentaban las bombas de algunos pozos en el sistema de subsuelo, menores al 61% debido a que se encuentran por fuera del rango de caudal óptimo propio de la bomba; y los altos diferenciales de presión que muestran las líneas de superficie, específicamente de 23,88 y 20,73 psi en las válvulas que conectan las Troncales 4 y 9, que demostraban la sub-utilización de la Troncal 9.
- El escenario 1, que presenta la variación de las frecuencias de las bombas con eficiencias menores al 61% y el ajuste en la apertura de las válvulas (del 100% para ambas que conectan las dos troncales), tiene un aumento en la producción de petróleo de 135,6 BOPD hasta llegar a 11.739,7 BODP, y de la potencia requerida por barril de aceite de 0,1237 Hp/BOPD equivalente al 18,38% llegando a 0,7964 Hp/BOPD.
- El escenario 2, con la activación y desactivación de ciertos pozos sumado a las modificaciones del primer escenario, tiene un incremento en la tasa de crudo de 996,5 BOPD equivalente al 38,37% (frente al valor actual) llegando al límite de capacidad máxima de la troncal, y, aun con un incremento en la potencia requerida del 9,42%, denota una reducción en la potencia requerida por barril de petróleo de 0,0006 Hp/BOPD que representa una disminución del 0,08%.
- El segundo escenario presenta la mejor alternativa tanto en el caudal de petróleo de la troncal con una producción de 12.600,6 BOPD, como en la potencia requerida por barril con un valor de 0,6722 Hp/BOPD. Por el contrario, el escenario 1 es una opción viable con el alza del barril de petróleo, mientras que en época de crisis el sistema actual es más favorable que el primer escenario.

5. RECOMENDACIONES

- Evaluar otras posibles restricciones en el sistema de subsuelo, específicamente otros parámetros en las BES como la intrusión de gas, que, aunque mínima en el campo, se le asocian problemas en las bombas que pueden ser solventados a partir de otros mecanismos.
- Desarrollar el modelamiento de los pozos que operan con bombeo por cavidades progresivas y la identificación de las restricciones asociadas a estos para la proposición de un nuevo escenario de simulación.
- Realizar la respectiva evaluación financiera del proyecto que justifique a partir de valores económicos la implementación de los escenarios.
- Agregar datos de un estudio PVT al modelo de simulación, en vez de usar las correlaciones, con el fin de mejorar la definición de las propiedades de los fluidos.

BIBLIOGRAFÍA

ALVAREZ CALLE, Roberto. Diseño de un sistema de recolección y transporte de gas natural. Universidad Nacional de Ingeniería. Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica. 2012.

ARISMENDI S., José V. y SANTANDER G., Harrysong J. Optimización utilizando modelaje del bombeo Electrosumergible [en línea]. Trabajo especial de grado para optar al Título de Ingeniero de Petróleo. Caracas. Universidad Central de Venezuela. 2007. [Consultado: 8 de febrero de 2020]. Disponible en: Repositorio Institucional de la Universidad Central de Venezuela UCV. <http://saber.ucv.ve/bitstream/123456789/2411/1/T.E.G.%20OPTIMIZACI%C3%93N%20UTILIZANDO%20MODELAJE%20DEL%20BOMBEO%20ELECTROSUMERGIBLE.pdf>.

ÇENGEL, Yunus A. y CIMBALA, John M. Mecánica de fluidos. Fundamentos y aplicaciones. McGraw-Hill/Interamericana. 2006.

CLAVIJO GUTIÉRREZ, Valery Tatiana y MURILLO PARRA, Angie Carolina. Modelamiento y Análisis del Manejo de Fluidos del Sistema de Recolección de la Troncal 4 de Campo Rubiales. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento de Ingeniería de Petróleos. 2017.

CORREDOR GARCÍA, Shirley Andrea y GÓMEZ GALINDO, Ricardo. Identificación de los sistemas de levantamiento artificial aplicables a yacimientos de crudo pesado a alta profundidad sometidos a un proceso de combustión in situ [en línea]. Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de Ingenieros de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2018. [Consultado: 8 de febrero de 2020]. Disponible en: Repositorio Educativo UIS. <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2018/172835.pdf#page=27&zoom=100,148,664>.

ESPINOZA, Martha Bombeo Electrosumergible [en línea]. Trabajo. Ciudad Ojeda. Instituto Universitario Politécnico Santiago Mariño. 2016. [Consultado: 8 de febrero de 2020]. Disponible en: https://www.academia.edu/27249912/BOMBEO_ELECTROSUMERGIBLE.

GAMARRA MARTÍNEZ, Karen Andrea y JIMÉNEZ MARTÍNEZ, Jhon Edison. Análisis de dos metodologías para identificar el cuello de botella en procesos productivos [en línea]. Trabajo presentado como requisito para optar al título de ingeniero industrial. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2012. 32 p. [Consultado: 19 de mayo de 2020]. Disponible en: Repositorio Educativo UIS. <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2012/143199.pdf>.

HIRSHFELDT, Marcelo. Análisis de un sistema de producción y Análisis NODAL™ [en línea]. OilProduction.net. 2009. [Consultado: 29 de octubre de 2019]. Disponible en: http://oilproduction.net/files/analisis_nodal_hirschfeldt.pdf.

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

PÉREZ MARES, Ángel Eduardo. Productividad de Pozos Usando la Técnica del Análisis Nodal [En línea]. [Consultado: 29 de octubre de 2019]. Disponible en: <https://www.linkedin.com/pulse/productividad-de-pozos-usando-la-t%C3%A9cnica-del-an%C3%A1lisis-p%C3%A9rez-mares>.

PRODUCTION TECHNOLOGY. ESP Pump Performance Curves and Effect of axial forces [en línea]. [Consultado: 19 de mayo de 2020]. Disponible en: <https://production-technology.org/pump-performance-curves>.

QUIROS, H. M., et al. Replacement of ESP with Long Stroke Pumping Units in Heavy and High Viscous Oil in Maranta Block Wells. En: *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Conference* [en línea]. Quito: SPE, noviembre de 2015, SPE_177272_MS, [consultado: 10 de marzo de 2020] DOI 10.2118/177272-MS.

RAMIREZ CHILES, Christian Paúl. Estudio para el incremento de la producción de petróleo mediante análisis nodal de los sistemas de levantamiento artificial implementados en el área sur del Campo Sacha. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos. 2014.

RIVERO, José Luis. Análisis nodal y explotación de petróleo [En línea]. 2007. [Consultado: 29 de octubre de 2019]. Disponible en: https://www.academia.edu/27417121/Libro_de_Petroleo_An%C3%A1lisis_Nodal_Gustavo.

SALAS, A. F., SALAS, A. F., URRESTARAZU, L. P. tutorial_05. Open Course Ware. Universidad de Sevilla. (05 de Agosto de 2008). [Consultado: 19 de mayo de 2020]. Disponible en: http://ocwus.us.es/ingenieria-agroforestal/hidraulica-y-riegos/temario/Tema%201.Principios%20de%20Hidraulica/tutorial_05.htm.

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary en Español. Sistema de recolección [En línea]. Schlumberger. [Consultado: 4 de noviembre de 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/g/gathering_system.aspx.

WHITE, Frank. Mecánica de Fluidos. 6 ed. McGraw-Hill. 2008. ISBN 978-84-481-6603-8.

ANEXOS

ANEXO A

PARÁMETROS SCADA DE PRODUCCIÓN DEL 17 DE DICIEMBRE DE 2019 DE LA TRONCAL 4

Tabla 1. Parámetros SCADA de producción del 17 de diciembre de 2019 de la Troncal 4.

Pozo	Clúster	Activo / Inactivo	Frecuencia Bomba	THP (psi)	Tasa Flujo (BFPD)	BSW (%)
RB-011	CLUSTER 11	Activo	-	94	471	97,60
RB-031	CLUSTER 31	Activo	50 HZ	73	4.338	96,22
RB-1020H	CLUSTER 51	Inactivo	-	0	-	-
RB-1051D	CLUSTER 51	Activo	48.5 HZ	96	556	94,62
RB-1056H	CLUSTER 119	Activo	58.5 HZ	130	8.309	95,64
RB-1062H	CLUSTER 130	Activo	62 HZ	93	1.124	97,20
RB-1063H	CLUSTER 354	Activo	42 HZ	85	3.367	97,77
RB-1064H	CLUSTER 354	Activo	55.5 HZ	80	4.714	96,32
RB-1065H	CLUSTER 354	Activo	65 HZ	82	7.037	92,00
RB-1089H	CLUSTER 31	Activo	50 HZ	90	4.864	98,15
RB-1090H	CLUSTER 158	Activo	50 HZ	96	2.951	97,48
RB-1092H	CLUSTER 218	Activo	64 HZ	128	8.988	97,37
RB-1093H	CLUSTER 218	Activo	50.5 HZ	116	7.019	97,35
RB-1118HST	CLUSTER 270	Inactivo	-	0	-	-
RB-1119H	CLUSTER 270	Activo	64 HZ	105	9.597	97,44
RB-1120H	CLUSTER 218	Activo	53 HZ	120	5.480	97,94
RB-1133H	CLUSTER 282	Activo	67 HZ	105	5.502	95,56
RB-1134H	CLUSTER 276	Activo	65 HZ	100	5.130	96,50
RB-1135H	CLUSTER 276	Inactivo	-	0	-	-
RB-1136H	CLUSTER 276	Activo	65 HZ	110	5.053	97,82
RB-1159HST	CLUSTER 318	Inactivo	-	0	-	-
RB-1161H	CLUSTER 158	Inactivo	-	0	-	-
RB-1165H	CLUSTER 119	Activo	57 HZ	122	2.116	90,48
RB-1175H	CLUSTER 31	Activo	58 HZ	84	5.535	98,54
RB-1185H	CLUSTER 31	Inactivo	-	0	-	-
RB-1187H	CLUSTER 283	Inactivo	-	0	-	-
RB-1188H	CLUSTER 354	Inactivo	-	0	-	-
RB-1189H	CLUSTER 359	Activo	40 HZ	85	1.179	99,09
RB-119	CLUSTER 119	Inactivo	-	0	-	-
RB-1192H	CLUSTER 568	Activo	51.5 HZ	104	2.695	94,44
RB-1197H	CLUSTER 158	Inactivo	-	0	-	-

Tabla 1. (Continuación).

Pozo	Clúster	Activo / Inactivo	Frecuencia Bomba	THP (psi)	Tasa Flujo (BFPD)	BSW (%)
RB-1220H	CLUSTER 85	Activo	43.8 HZ	122	634	92,58
RB-1221HST	CLUSTER 85	Inactivo	-	0	-	-
RB-1266H	CLUSTER 318	Inactivo	-	0	-	-
RB-1267H	CLUSTER 318	Activo	64 HZ	127	9.934	96,80
RB-1268H	CLUSTER 318	Inactivo	-	0	-	-
RB-130	CLUSTER 130	Activo	-	102	439	88,34
RB-1303H	CLUSTER 130	Activo	59.8 HZ	98	2.189	95,06
RB-1327HST	CLUSTER 158	Activo	52 HZ	116	8.920	97,87
RB-1328H	CLUSTER 158	Inactivo	-	0	-	-
RB-132HST	CLUSTER 113	Inactivo	-	0	-	-
RB-1350H	CLUSTER 113	Activo	56 HZ	100	9.248	96,89
RB-1352H	CLUSTER 270	Inactivo	-	0	-	-
RB-1353H	CLUSTER 270	Inactivo	-	0	-	-
RB-1391H	CLUSTER 130	Activo	64 HZ	90	1.784	96,12
RB-1392HST	CLUSTER 130	Activo	52 HZ	105	8.834	97,49
RB-1393HST	CLUSTER 130	Activo	54 HZ	94	1.168	98,09
RB-1401H	CLUSTER 119	Inactivo	-	0	-	-
RB-1402HST	CLUSTER 119	Activo	51 HZ	120	4.341	96,33
RB-1446H	CLUSTER 51	Activo	58 HZ	104	8.877	96,50
RB-1447H	CLUSTER 51	Activo	62 HZ	100	10.094	98,15
RB-1550H	CLUSTER 568	Activo	-	112	6.890	93,67
RB-1551HST	CLUSTER 568	Activo	-	116	7.083	96,70
RB-156H	CLUSTER 119	Activo	47 HZ	130	2.545	98,59
RB-157H	CLUSTER 119	Activo	39 HZ	114	3.892	96,97
RB-173H	CLUSTER 31	Inactivo	-	0	-	-
RB-174H	CLUSTER 31	Inactivo	-	0	-	-
RB-175H	CLUSTER 31	Activo	60 HZ	87	10.996	97,37
RB-176H	CLUSTER 31	Inactivo	-	0	-	-
RB-187H	CLUSTER 130	Inactivo	-	0	-	-
RB-188H	CLUSTER 130	Activo	44.6 HZ	104	4.575	93,89
RB-204H	CLUSTER 158	Activo	49 HZ	100	5.492	96,18
RB-205H	CLUSTER 158	Activo	58 HZ	98	4.599	97,65
RB-212H	CLUSTER 85	Activo	49.5 HZ	110	4.621	96,35
RB-215H	CLUSTER 113	Inactivo	-	0	-	-
RB-216H	CLUSTER 158	Inactivo	-	0	-	-
RB-218	CLUSTER 218	Activo	40 HZ	112	2.126	98,65
RB-235H	CLUSTER 119	Inactivo	-	0	-	-

Tabla 1. (Continuación).

Pozo	Clúster	Activo / Inactivo	Frecuencia Bomba	THP (psi)	Tasa Flujo (BFPD)	BSW (%)
RB-264H	CLUSTER 130	Activo	51 HZ	96	1.566	99,07
RB-270	CLUSTER 270	Activo	32 HZ	94	886	96,59
RB-276	CLUSTER 276	Activo	63 HZ	110	5.484	96,94
RB-282	CLUSTER 282	Inactivo	-	0	-	-
RB-283	CLUSTER 283	Activo	-	85	207	98,11
RB-315	CLUSTER 315	Inactivo	-	0	-	-
RB-318	CLUSTER 318	Inactivo	-	0	-	-
RB-326H	CLUSTER 51	Activo	60 HZ	100	8.216	96,08
RB-327H	CLUSTER 51	Inactivo	-	0	-	-
RB-329H	CLUSTER 51	Activo	60 HZ	105	10.171	97,94
RB-330H	CLUSTER 51	Activo	49 HZ	100	9.716	96,49
RB-347H	CLUSTER 270	Activo	49 HZ	95	8.625	96,18
RB-348H	CLUSTER 270	Activo	40 HZ	94	4.945	98,08
RB-349H	CLUSTER 270	Inactivo	-	0	-	-
RB-350H	CLUSTER 270	Activo	58.5 HZ	97	8.339	96,37
RB-354	CLUSTER 354	Activo	-	82	379	93,53
RB-359	CLUSTER 359	Activo	-	84	968	93,81
RB-460H	CLUSTER 220	Activo	59 HZ	90	8.594	96,23
RB-461H	CLUSTER 220	Inactivo	-	0	-	-
RB-462H	CLUSTER 220	Activo	40 HZ	82	2.130	97,71
RB-463H	CLUSTER 220	Inactivo	-	0	-	-
RB-470H	CLUSTER 220	Inactivo	-	0	-	-
RB-498H	CLUSTER 282	Inactivo	-	0	-	-
RB-499H	CLUSTER 282	Inactivo	-	0	-	-
RB-500H	CLUSTER 282	Inactivo	-	0	-	-
RB-501H	CLUSTER 359	Activo	55 HZ	82	2.441	95,57
RB-503H	CLUSTER 359	Inactivo	-	0	-	-
RB-509H	CLUSTER 283	Activo	52 HZ	92	6.901	97,37
RB-510HST	CLUSTER 283	Activo	40 HZ	85	3.110	99,01
RB-544H	CLUSTER 218	Inactivo	-	0	-	-
RB-568	CLUSTER 568	Inactivo	-	0	-	-
RB-593HST	CLUSTER 315	Inactivo	-	0	-	-
RB-597HST	CLUSTER 638	Activo	52 HZ	86	5.962	97,73
RB-638	CLUSTER 638	Activo	42 HZ	80	3.104	98,20
RB-657H	CLUSTER 638	Inactivo	-	0	-	-
RB-665H	CLUSTER 700	Activo	-	100	4.869	98,62
RB-700	CLUSTER 700	Inactivo	-	0	-	-

Tabla 1. (Continuación).

Pozo	Clúster	Activo / Inactivo	Frecuencia Bomba	THP (psi)	Tasa Flujo (BFPD)	BSW (%)
RB-703H	CLUSTER 318	Inactivo	-	0	-	-
RB-704H	CLUSTER 318	Activo	60 HZ	122	2.978	98,64
RB-706H	CLUSTER 283	Activo	53 HZ	100	8.715	97,53
RB-712H	CLUSTER 359	Inactivo	-	0	-	-
RB-844H	CLUSTER 359	Inactivo	-	0	-	-
RB-900H	CLUSTER 568	Activo	61.5 HZ	120	8.406	95,55
RB-910HST	CLUSTER 318	Activo	58 HZ	140	7.754	97,41
RB-976D	CLUSTER 359	Activo	55 HZ	85	4.488	97,60
RB-978HST2	CLUSTER 130	Activo	-	92	2.175	97,27
RB-979H	CLUSTER 568	Activo	50.7 HZ	118	1.802	96,35
RB-980HST2	CLUSTER 568	Inactivo	-	0	-	-
RB-986H	CLUSTER 354	Activo	62.6 HZ	90	4.731	97,34
RB-995	CLUSTER 995	Activo	-	95	1.415	94,00
RB-996H	CLUSTER 995	Activo	65 HZ	102	6.594	96,64
RB-997H	CLUSTER 995	Activo	64 HZ	100	5.258	97,01

ANEXO B

TABLAS DEL COTEJO DE LA SIMULACIÓN

Tabla 2. Cotejo para el caudal de los pozos con datos de subsuelo.

Pozo	Clúster	Producción real (BFPD)	Producción Simulación (BFPD)	%ERROR
RB-031	CLUSTER 31	4338,0	4228,0	2,53%
RB-1051D	CLUSTER 51	555,6	554,3	0,24%
RB-1056H	CLUSTER 119	8309,3	8256,2	0,64%
RB-1062H	CLUSTER 130	1123,5	1111,4	1,08%
RB-1063H	CLUSTER 354	3367,3	3421,6	1,61%
RB-1064H	CLUSTER 354	4714,3	4552,6	3,43%
RB-1065H	CLUSTER 354	7037,1	6963,2	1,05%
RB-1089H	CLUSTER 31	4864,0	4751,2	2,32%
RB-1090H	CLUSTER 158	2950,6	2876,4	2,52%
RB-1092H	CLUSTER 218	8987,7	8858,4	1,44%
RB-1093H	CLUSTER 218	6905,5	6807,7	1,42%
RB-1119H	CLUSTER 270	9596,6	9475,2	1,26%
RB-1120H	CLUSTER 218	5480,1	5432,4	0,87%
RB-1133H	CLUSTER 282	5502,1	5452,7	0,90%
RB-1134H	CLUSTER 276	5129,8	5090,5	0,77%
RB-1136H	CLUSTER 276	5053,0	4990,8	1,23%
RB-1165H	CLUSTER 119	1961,0	1912,9	2,45%
RB-1175H	CLUSTER 31	5535,2	5422,7	2,03%
RB-1189H	CLUSTER 359	1392,0	1356,5	2,55%
RB-1192H	CLUSTER 568	2716,1	2641,8	2,73%
RB-1220H	CLUSTER 85	634,3	618,4	2,52%
RB-1267H	CLUSTER 318	9933,9	9666,6	2,69%
RB-1303H	CLUSTER 130	2189,4	2228,8	1,80%
RB-1327HST	CLUSTER 158	8920,3	8943,3	0,26%
RB-1350H	CLUSTER 113	9248,4	9180,4	0,73%
RB-1391H	CLUSTER 130	1784,1	1751,6	1,82%
RB-1392HST	CLUSTER 130	8834,2	9105,7	3,07%
RB-1393HST	CLUSTER 130	1167,6	1147,0	1,76%
RB-1402HST	CLUSTER 119	4340,9	4284,8	1,29%
RB-1446H	CLUSTER 51	8877,2	8782,4	1,07%
RB-1447H	CLUSTER 51	10093,9	10002,3	0,91%
RB-156H	CLUSTER 119	2545,1	2649,1	4,09%
RB-157H	CLUSTER 119	2677,4	2662,2	0,57%
RB-175H	CLUSTER 31	10995,8	10990,7	0,05%

Tabla 2. (Continuación).

Pozo	Clúster	Producción real (BFPD)	Producción Simulación (BFPD)	%ERROR
RB-188H	CLUSTER 130	4575,3	4727,8	3,33%
RB-204H	CLUSTER 158	5492,3	5470,8	0,39%
RB-205H	CLUSTER 158	4599,4	4556,5	0,93%
RB-212H	CLUSTER 85	4621,3	4547,6	1,60%
RB-218	CLUSTER 218	2117,1	2032,9	3,98%
RB-264H	CLUSTER 130	1566,4	1620,4	3,44%
RB-270	CLUSTER 270	886,5	900,1	1,54%
RB-276	CLUSTER 276	5480,9	5419,5	1,12%
RB-326H	CLUSTER 51	8216,0	8184,4	0,39%
RB-329H	CLUSTER 51	10171,3	10129,0	0,42%
RB-330H	CLUSTER 51	9716,0	9638,0	0,80%
RB-347H	CLUSTER 270	8625,0	8695,4	0,82%
RB-348H	CLUSTER 270	4944,7	4867,9	1,55%
RB-350H	CLUSTER 270	8335,7	8217,9	1,41%
RB-460H	CLUSTER 220	8593,8	8605,5	0,14%
RB-462H	CLUSTER 220	2129,8	2191,8	2,91%
RB-501H	CLUSTER 359	2440,5	2386,0	2,23%
RB-509H	CLUSTER 283	6900,9	6754,5	2,12%
RB-510HST	CLUSTER 283	3150,4	3126,8	0,75%
RB-597HST	CLUSTER 638	5961,9	5998,2	0,61%
RB-638	CLUSTER 638	3103,2	3076,7	0,85%
RB-704H	CLUSTER 318	2977,8	2925,6	1,75%
RB-706H	CLUSTER 283	8715,3	8588,2	1,46%
RB-900H	CLUSTER 568	8406,3	8356,1	0,60%
RB-910HST	CLUSTER 318	7754,5	7831,1	0,99%
RB-976D	CLUSTER 359	4487,8	4426,6	1,36%
RB-979H	CLUSTER 568	1802,2	1796,1	0,34%
RB-986H	CLUSTER 354	4730,9	4630,9	2,11%
RB-996H	CLUSTER 995	6593,5	6901,3	4,67%
RB-997H	CLUSTER 995	5258,4	5416,5	3,01%

Tabla 3. Cotejo para las presiones de los pozos con datos de subsuelo.

Pozo	Clúster	Presión real (BFPD)	Presión Simulación (BFPD)	%ERROR
RB-031	CLUSTER 31	73,0	76,15	4,32%
RB-1051D	CLUSTER 51	96,0	92,07	4,10%
RB-1056H	CLUSTER 119	130,0	132,98	2,29%
RB-1062H	CLUSTER 130	93,0	97,14	4,45%
RB-1063H	CLUSTER 354	85,0	84,30	0,83%
RB-1064H	CLUSTER 354	80,0	83,81	4,76%
RB-1065H	CLUSTER 354	82,0	83,97	2,40%
RB-1089H	CLUSTER 31	90,0	87,70	2,55%
RB-1090H	CLUSTER 158	96,0	100,01	4,18%
RB-1092H	CLUSTER 218	128,0	130,17	1,70%
RB-1093H	CLUSTER 218	116,0	112,91	2,66%
RB-1119H	CLUSTER 270	102,0	100,93	1,05%
RB-1120H	CLUSTER 218	120,0	120,29	0,24%
RB-1133H	CLUSTER 282	105,0	106,64	1,56%
RB-1134H	CLUSTER 276	100,0	99,89	0,11%
RB-1136H	CLUSTER 276	110,0	112,35	2,14%
RB-1165H	CLUSTER 119	122,0	120,19	1,48%
RB-1175H	CLUSTER 31	84,0	85,65	1,96%
RB-1189H	CLUSTER 359	85,0	85,01	0,01%
RB-1192H	CLUSTER 568	104,0	108,24	4,08%
RB-1220H	CLUSTER 85	122,0	119,62	1,95%
RB-1267H	CLUSTER 318	127,0	128,88	1,48%
RB-1303H	CLUSTER 130	98,0	97,33	0,68%
RB-1327HST	CLUSTER 158	116,0	118,19	1,89%
RB-1350H	CLUSTER 113	100,0	104,01	4,01%
RB-1391H	CLUSTER 130	90,0	92,79	3,10%
RB-1392HST	CLUSTER 130	105,0	107,11	2,01%
RB-1393HST	CLUSTER 130	94,0	93,83	0,18%
RB-1402HST	CLUSTER 119	120,0	123,41	2,84%
RB-1446H	CLUSTER 51	104,0	103,91	0,09%
RB-1447H	CLUSTER 51	100,0	102,57	2,57%
RB-156H	CLUSTER 119	130,0	124,46	4,26%
RB-157H	CLUSTER 119	114,0	118,05	3,55%
RB-175H	CLUSTER 31	87,0	87,80	0,92%
RB-188H	CLUSTER 130	104,0	104,78	0,75%
RB-204H	CLUSTER 158	100,0	98,76	1,24%
RB-205H	CLUSTER 158	98,0	96,39	1,65%

Tabla 3. (Continuación).

Pozo	Clúster	Presión real (BFPD)	Presión Simulación (BFPD)	%ERROR
RB-212H	CLUSTER 85	110,0	108,84	1,05%
RB-218	CLUSTER 218	112,0	110,33	1,49%
RB-264H	CLUSTER 130	96,0	95,27	0,76%
RB-270	CLUSTER 270	100,0	97,17	2,83%
RB-276	CLUSTER 276	110,0	112,17	1,97%
RB-326H	CLUSTER 51	100,0	99,82	0,18%
RB-329H	CLUSTER 51	105,0	106,62	1,55%
RB-330H	CLUSTER 51	100,0	99,03	0,97%
RB-347H	CLUSTER 270	105,0	102,60	2,29%
RB-348H	CLUSTER 270	100,0	98,66	1,34%
RB-350H	CLUSTER 270	106,0	103,07	2,77%
RB-460H	CLUSTER 220	90,0	89,89	0,12%
RB-462H	CLUSTER 220	80,0	83,31	4,14%
RB-501H	CLUSTER 359	84,0	85,94	2,31%
RB-509H	CLUSTER 283	90,0	90,42	0,47%
RB-510HST	CLUSTER 283	88,0	90,16	2,45%
RB-597HST	CLUSTER 638	88,0	88,15	0,17%
RB-638	CLUSTER 638	82,0	82,93	1,14%
RB-704H	CLUSTER 318	122,0	127,47	4,49%
RB-706H	CLUSTER 283	102,0	105,33	3,27%
RB-900H	CLUSTER 568	120,0	117,79	1,85%
RB-910HST	CLUSTER 318	140,0	136,55	2,46%
RB-976D	CLUSTER 359	90,0	89,29	0,79%
RB-979H	CLUSTER 568	118,0	114,46	3,00%
RB-986H	CLUSTER 354	90,0	87,15	3,17%
RB-996H	CLUSTER 995	105,0	106,27	1,21%
RB-997H	CLUSTER 995	100,0	97,54	2,46%

Tabla 4. Cotejo para los nodos modelados como fuentes.

Pozo	Clúster	Presión real (BFPD)	Presión Simulación (BFPD)	%ERROR
RB-11	CLUSTER 11	94,0	98,57	4,86%
RB-130	CLUSTER 130	102,0	97,59	4,33%
RB-1550H	CLUSTER 568	112,0	114,67	2,39%
RB-1551HST	CLUSTER 568	116,0	119,39	2,92%
RB-283	CLUSTER 283	88,0	90,05	2,33%
RB-354	CLUSTER 354	82,0	78,68	4,05%
RB-359	CLUSTER 359	86,0	84,73	1,48%
RB-665H	CLUSTER 700	100,0	98,51	1,49%
RB-978HST2	CLUSTER 130	92,0	92,81	0,88%
RB-995	CLUSTER 995	98,0	100,79	2,85%

ANEXO C

RESULTADOS DE LAS BOMBAS PARA EL CASO BASE

Tabla 5. Resultados de las bombas para el caso base.

Pozo	Frecuencia Bomba (Hz)	Potencia Bomba (hp)	Cabeza Bomba (ft)	ΔP Bomba (psi)	Eficiencia Bomba (%)	Intrusión de gas Bomba (%)	Caudal Óptimo (BFPD)
RB-031	2916,7	61,9	1407,2	609,1	70,63	0	2800 - 5900
RB-1051D	2829,2	40,5	2590,6	1117,2	26,03	0	1900 - 3900
RB-1056H	3412,5	154,7	1790,3	775,4	70,24	0	4000 - 10000
RB-1062H	3616,7	41,2	2329,4	1005,6	46,10	0	1500 - 3400
RB-1063H	2450,0	61,5	1635,6	708,0	66,95	0	2500 - 7200
RB-1064H	3237,5	126,0	2638,8	1142,2	70,03	0	3100 - 6500
RB-1065H	3791,7	150,3	2109,5	912,6	71,82	0	3700 - 8200
RB-1089H	2916,7	57,8	1185,7	514,2	71,71	0	2800 - 6000
RB-1090H	2916,7	39,4	1301,6	564,8	70,00	0	2000 - 3800
RB-1092H	3733,3	221,8	1593,6	690,9	46,82	0	3500 - 8200
RB-1093H	2945,8	96,2	1381,1	598,5	71,90	0	3000 - 7800
RB-1119H	3733,3	175,6	1706,7	739,7	67,72	0	4500 - 10000
RB-1120H	3091,7	69,9	1234,8	535,3	70,58	0	3000 - 6200
RB-1133H	3908,3	120,8	1839,7	795,6	60,95	0	3500 - 5400
RB-1134H	3791,7	90,0	1530,0	662,7	63,64	0	3400 - 5100
RB-1136H	3791,7	93,2	1642,6	711,7	64,70	0	3400 - 5100
RB-1165H	3325,0	55,4	2328,3	1004,2	59,00	0	3000 - 4600
RB-1175H	2333,3	67,8	1305,3	566,0	76,80	0	2300 - 7000
RB-1189H	2333,3	57,3	3389,5	1239,7	59,00	15	2100 - 3100
RB-1192H	3004,2	30,8	1040,6	451,9	65,80	0	1300 - 2800
RB-1220H	2555,0	91,2	8793,0	1176,5	43,11	69	2400 - 7400
RB-1267H	3733,3	247,2	2552,5	1104,3	73,39	0	3700 - 10800

Tabla 5. (Continuación).

Pozo	Frecuencia Bomba (Hz)	Potencia Bomba (hp)	Cabeza Bomba (ft)	ΔP Bomba (psi)	Eficiencia Bomba (%)	Intrusión de gas Bomba (%)	Caudal Óptimo (BFPD)
RB-1303H	3488,3	52,6	1683,2	727,4	52,41	0	2300 - 5800
RB-1327HST	3033,3	204,0	2241,3	969,3	72,17	0	7500 - 12800
RB-1350H	3266,7	221,9	2339,6	1011,3	71,08	0	7400 - 12800
RB-1391H	3733,3	102,3	4809,4	1188,7	60,21	43	2500 - 6400
RB-1392HST	3033,3	198,6	2156,7	930,9	72,47	0	7000 - 12000
RB-1393HST	3150,0	38,0	1543,9	669,8	34,33	0	2100 - 3200
RB-1402H	2975,0	142,9	3279,7	1210,1	72,31	15	3000 - 8800
RB-1446H	3383,3	191,8	2177,8	942,8	73,31	0	3000 - 10000
RB-1447H	3616,7	242,5	2288,2	990,9	69,38	0	3500 - 10500
RB-156H	2741,7	85,0	1517,7	658,1	34,82	0	7000 - 12000
RB-157H	2275,0	41,6	1128,3	489,8	53,15	0	3500 - 8500
RB-175H	3500,0	213,0	1867,1	808,3	70,75	0	5000 - 12000
RB-188H	2601,7	85,4	1621,5	702,0	66,01	0	4000 - 9500
RB-204H	2858,3	110,3	1934,7	836,1	70,44	0	3000 - 6800
RB-205H	3383,3	67,4	1070,3	464,7	53,28	0	2200 - 4300
RB-212H	2887,5	119,0	2587,8	1116,8	72,56	0	3000 - 6800
RB-218	2333,3	23,8	1048,1	455,1	66,03	0	1000 - 2500
RB-264H	2975,0	36,0	1709,9	740,2	56,59	0	2000 - 3500
RB-270	1866,7	21,7	1155,7	501,2	35,25	0	2500 - 5200
RB-276	3675,0	111,5	1985,5	859,5	70,95	0	3500 - 7800
RB-326H	3500,0	150,7	1789,8	776,1	71,56	0	4000 - 9700
RB-329H	3500,0	200,6	1857,6	805,1	68,97	0	6000 - 11000
RB-330H	2858,3	220,9	1806,8	783,0	57,97	0	5500 - 9400
RB-347H	2858,3	131,4	1491,0	646,7	72,63	0	7000 - 12000
RB-348H	2333,3	53,8	1149,9	498,8	76,56	0	2500 - 7000
RB-350H	3412,5	134,4	1567,5	679,1	70,46	0	3800 - 9800

Tabla 5. (Continuación).

Pozo	Frecuencia Bomba (Hz)	Potencia Bomba (hp)	Cabeza Bomba (ft)	ΔP Bomba (psi)	Eficiencia Bomba (%)	Intrusión de gas Bomba (%)	Caudal Óptimo (BFPD)
RB-460H	3441,7	141,5	1534,0	665,0	68,63	0	4000 - 10000
RB-462H	2333,3	119,9	2539,3	1100,9	34,10	0	5000 - 9200
RB-501H	3208,3	115,6	4289,4	1253,6	64,76	32	1900 - 4000
RB-509H	3033,3	90,5	1323,6	574,4	72,75	0	3800 - 9200
RB-510HST	2333,3	44,1	1244,0	539,2	64,83	0	2500 - 6500
RB-597HST	3033,3	121,5	2088,1	904,3	75,82	0	3000 - 9200
RB-638	2450,0	41,0	1212,7	526,5	67,10	0	2200 - 5000
RB-704H	2916,7	53,6	1739,0	753,6	69,94	0	2000 - 3800
RB-706H	3091,7	148,9	1642,1	711,9	69,68	0	3000 - 9000
RB-900H	3587,5	174,8	2184,4	945,3	76,77	0	3500 - 10500
RB-910HST	3383,3	243,0	3243,7	1404,3	76,83	0	3500 - 10000
RB-976D	3208,3	95,1	2034,0	880,8	69,61	0	3200 - 6500
RB-979H	2957,5	35,8	1599,2	692,9	59,00	0	2700 - 3900
RB-986H	3651,7	100,9	1998,7	864,7	67,40	0	3600 - 6500
RB-996H	3791,7	139,7	1908,1	826,5	69,32	0	3700 - 7800
RB-997H	3733,3	98,2	1743,3	754,4	70,66	0	3600 - 7600

ANEXO D

RESULTADOS DE LAS BOMBAS PARA EL ESCENARIO 1 PREVIO AL AJUSTE DE LAS VÁLVULAS

Tabla 6. Resultados de las bombas para el escenario 1 previo al ajuste de las válvulas.

Pozo	Producción de fluido (BFPD)	Producción de petróleo (BOPD)	BSW (%)	Potencia Bomba (hp)	Cabeza Bomba (ft)	ΔP Bomba (psi)	Eficiencia Bomba (%)	Intrusión de gas Bomba (%)
RB-031	4084,0	161,5	96,22	61,66	1415,6	612,78	70,38	0,00
RB-1051D	636,2	35,0	94,62	58,61	4083,4	1237,28	33,24	29,71
RB-1056H	8001,1	359,0	95,64	154,58	1818,4	787,50	70,68	0,00
RB-1062H	1559,2	44,6	97,20	82,33	4059,7	1244,20	57,67	28,93
RB-1063H	3304,3	77,5	97,77	61,13	1639,1	709,59	66,53	0,00
RB-1064H	4444,7	167,9	96,32	125,96	2641,2	1143,28	69,98	0,00
RB-1065H	6801,9	558,2	92,00	150,31	2115,3	915,09	71,87	0,00
RB-1089H	4593,7	88,9	98,15	57,65	1198,2	519,64	71,72	0,00
RB-1090H	2792,7	73,1	97,48	39,31	1311,3	569,02	70,00	0,00
RB-1092H	6684,9	180,6	97,37	121,87	1371,5	594,73	56,52	0,00
RB-1093H	6608,2	181,5	97,35	96,07	1396,4	605,15	72,14	0,00
RB-1119H	9230,4	243,4	97,44	175,59	1723,1	746,87	68,04	0,00
RB-1120H	5263,9	112,6	97,94	69,79	1250,9	542,27	70,87	0,00
RB-1133H	3272,3	150,8	95,56	51,93	1436,2	621,39	67,91	0,00
RB-1134H	4959,8	178,8	96,50	90,09	1546,3	669,73	63,93	0,00
RB-1136H	4863,9	109,1	97,82	93,32	1658,5	718,61	64,93	0,00
RB-1165H	2639,5	257,1	90,48	174,94	5517,9	1469,35	62,42	38,19
RB-1175H	5255,0	79,6	98,54	67,71	1318,6	571,76	76,88	0,00
RB-1189H	1328,5	12,3	99,09	57,34	3389,5	1247,53	59,00	14,88
RB-1192H	2570,1	147,7	94,44	30,75	1050,6	456,23	66,00	0,00
RB-1220H	601,2	45,9	92,58	91,22	8793,0	1176,49	43,11	68,53
RB-1267H	9438,8	310,1	96,80	247,10	2562,3	1108,52	73,51	0,00

Tabla 6. (Continuación).

Pozo	Producción de fluido (BFPD)	Producción de petróleo (BOPD)	BSW (%)	Potencia Bomba (hp)	Cabeza Bomba (ft)	ΔP Bomba (psi)	Eficiencia Bomba (%)	Intrusión de gas Bomba (%)
RB-1303H	3741,7	192,7	95,06	92,93	2126,8	918,51	64,24	0,00
RB-1327HST	8694,6	191,7	97,87	203,74	2248,9	972,68	72,04	0,00
RB-1350H	8934,8	286,6	96,89	221,63	2344,4	1013,41	70,94	0,00
RB-1391H	1710,9	68,0	96,12	105,09	4954,2	1198,60	60,39	43,72
RB-1392HST	8830,2	229,6	97,49	198,28	2166,9	935,37	72,34	0,00
RB-1393HST	3220,8	64,0	98,09	95,25	2351,2	1018,70	59,78	0,00
RB-1402H	4192,7	157,4	96,33	143,80	3289,1	1226,81	72,02	13,68
RB-1446H	8563,1	308,3	96,50	191,70	2191,4	948,73	73,50	0,00
RB-1447H	9762,1	185,7	98,15	242,50	2301,9	996,83	69,59	0,00
RB-156H	4333,4	63,3	98,59	197,98	2521,6	1092,77	41,47	0,00
RB-157H	9979,1	311,1	96,97	285,73	2767,1	1198,77	72,65	0,00
RB-175H	10708,1	290,2	97,37	213,05	1879,5	813,59	70,90	0,00
RB-188H	4526,9	291,4	93,89	84,67	1630,0	705,63	65,44	0,00
RB-204H	5332,9	209,7	96,18	110,33	1946,7	841,26	70,59	0,00
RB-205H	2910,7	71,1	97,65	31,73	980,6	425,81	67,62	0,00
RB-212H	4425,1	166,7	96,35	118,91	2596,8	1120,72	72,50	0,00
RB-218	1964,8	27,7	98,65	23,74	1066,9	463,22	66,39	0,00
RB-264H	3886,4	37,3	99,07	110,15	2642,6	1142,20	70,01	0,00
RB-270	9968,5	348,7	96,59	233,36	2028,6	879,32	65,11	0,00
RB-276	5255,5	166,7	96,94	111,24	1994,8	863,59	70,78	0,00
RB-326H	7974,7	322,3	96,08	150,60	1802,2	781,51	71,71	0,00
RB-329H	9885,7	209,4	97,94	200,70	1871,5	811,10	69,24	0,00
RB-330H	6929,2	250,7	96,49	122,97	1516,7	657,39	64,19	0,00
RB-347H	8422,3	333,5	96,18	131,06	1501,2	651,20	72,49	0,00
RB-348H	4667,7	94,5	98,08	53,50	1164,1	504,96	76,30	0,00
RB-350H	7991,9	299,2	96,37	134,32	1583,3	685,96	70,74	0,00

Tabla 6. (Continuación).

Pozo	Producción de fluido (BFPD)	Producción de petróleo (BOPD)	BSW (%)	Potencia Bomba (hp)	Cabeza Bomba (ft)	ΔP Bomba (psi)	Eficiencia Bomba (%)	Intrusión de gas Bomba (%)
RB-460H	8383,4	325,9	96,23	141,44	1547,7	670,97	68,90	0,00
RB-462H	5179,4	122,6	97,71	841,65	8795,8	3812,29	40,66	0,00
RB-501H	2330,1	105,7	95,57	115,87	4302,1	1261,53	64,80	31,81
RB-509H	6562,7	178,9	97,37	90,36	1335,4	579,58	72,89	0,00
RB-510HST	2947,5	31,8	99,01	43,52	1251,1	542,31	63,65	0,00
RB-597HST	5821,7	137,3	97,73	121,19	2096,8	908,10	75,67	0,00
RB-638	2920,9	56,7	98,20	40,55	1221,6	530,42	66,16	0,00
RB-704H	2847,9	40,2	98,64	53,49	1748,9	757,88	69,97	0,00
RB-706H	8379,8	213,2	97,53	148,99	1656,0	717,98	69,97	0,00
RB-900H	8141,5	373,7	95,55	174,66	2194,4	949,65	76,81	0,00
RB-910HST	7646,7	203,5	97,41	242,94	3250,5	1407,27	76,84	0,00
RB-976D	4293,0	107,2	97,60	94,85	2040,7	883,73	69,37	0,00
RB-979H	4263,2	160,4	96,35	106,27	2253,9	975,65	67,92	0,00
RB-986H	4507,0	123,9	97,34	100,75	2001,8	866,04	67,24	0,00
RB-996H	6725,0	232,6	96,64	139,61	1921,7	832,35	69,53	0,00
RB-997H	5244,9	163,2	97,01	97,90	1751,9	758,17	70,45	0,00

ANEXO E

RESULTADOS DE LAS BOMBAS PARA EL ESCENARIO 1

Tabla 7. Resultados de las bombas para el escenario 1 posterior al ajuste de las válvulas.

Pozo	Producción de fluido (BFPD)	Producción de petróleo (BOPD)	BSW (%)	Potencia Bomba (hp)	Cabeza Bomba (ft)	ΔP Bomba (psi)	Eficiencia Bomba (%)	Intrusión de gas Bomba (%)
RB-031	4269,1	161,5	96,22	62,05	1400,7	606,35	70,81	0,00
RB-1051D	650,5	35,0	94,62	58,05	4082,5	1223,10	33,56	30,50
RB-1056H	8240,8	359,0	95,64	154,70	1795,4	777,53	70,32	0,00
RB-1062H	1594,4	44,6	97,20	81,89	4052,4	1230,54	57,88	29,58
RB-1063H	3470,9	77,5	97,77	61,83	1631,8	706,39	67,38	0,00
RB-1064H	4563,8	167,9	96,32	126,13	2636,1	1141,04	70,09	0,00
RB-1065H	6977,2	558,2	92,00	150,27	2103,3	909,92	71,77	0,00
RB-1089H	4798,5	88,9	98,15	57,94	1175,8	509,92	71,67	0,00
RB-1090H	2896,0	73,1	97,48	39,43	1294,2	561,62	69,98	0,00
RB-1092H	6860,0	180,6	97,37	121,61	1343,2	582,44	55,74	0,00
RB-1093H	6835,0	181,5	97,35	96,22	1374,0	595,45	71,79	0,00
RB-1119H	9497,0	243,4	97,44	175,62	1699,1	736,48	67,57	0,00
RB-1120H	5458,8	112,6	97,94	69,97	1227,2	531,98	70,44	0,00
RB-1133H	3392,9	150,8	95,56	51,90	1412,6	611,20	67,84	0,00
RB-1134H	5108,7	178,8	96,50	89,89	1517,9	657,43	63,43	0,00
RB-1136H	5008,6	109,1	97,82	93,14	1630,8	706,61	64,52	0,00
RB-1165H	2699,1	257,1	90,48	174,93	5517,9	1469,33	62,42	38,19
RB-1175H	5465,4	79,6	98,54	67,91	1295,2	561,64	76,72	0,00
RB-1189H	1356,7	12,3	99,09	57,35	3389,5	1233,43	59,00	15,84
RB-1192H	2657,5	147,7	94,44	30,81	1032,4	448,32	65,63	0,00
RB-1220H	618,4	45,9	92,58	91,22	8793,0	1176,49	43,11	68,53
RB-1267H	9691,1	310,1	96,80	247,22	2542,0	1099,73	73,26	0,00

Tabla 7. (Continuación).

Pozo	Producción de fluido (BFPD)	Producción de petróleo (BOPD)	BSW (%)	Potencia Bomba (hp)	Cabeza Bomba (ft)	ΔP Bomba (psi)	Eficiencia Bomba (%)	Intrusión de gas Bomba (%)
RB-1303H	3899,1	192,7	95,06	93,43	2115,0	913,37	64,78	0,00
RB-1327HST	8985,4	191,7	97,87	204,26	2235,0	966,66	72,26	0,00
RB-1350H	9226,8	286,6	96,89	222,20	2334,3	1009,05	71,23	0,00
RB-1391H	1752,0	68,0	96,12	104,38	4943,5	1184,92	60,68	44,25
RB-1392HST	9132,2	229,6	97,49	198,78	2151,8	928,85	72,52	0,00
RB-1393HST	3344,7	64,0	98,09	95,67	2342,3	1014,78	60,30	0,00
RB-1402HST	4284,5	157,4	96,33	143,02	3281,4	1213,13	72,26	14,44
RB-1446H	8809,6	308,3	96,50	191,83	2167,0	938,15	73,15	0,00
RB-1447H	10025,0	185,7	98,15	242,50	2277,4	986,22	69,21	0,00
RB-156H	4476,8	63,3	98,59	198,56	2520,7	1092,36	41,77	0,00
RB-157H	10266,0	311,1	96,97	286,25	2753,9	1193,04	72,71	0,00
RB-175H	11025,8	290,2	97,37	212,98	1857,8	804,22	70,63	0,00
RB-188H	4768,2	291,4	93,89	85,66	1618,2	700,52	66,23	0,00
RB-204H	5491,5	209,7	96,18	110,21	1922,1	830,62	70,29	0,00
RB-205H	3028,1	71,1	97,65	31,77	951,3	413,10	66,83	0,00
RB-212H	4565,6	166,7	96,35	119,08	2580,9	1113,82	72,61	0,00
RB-218	2045,2	27,7	98,65	23,81	1038,4	450,84	65,83	0,00
RB-264H	4004,5	37,3	99,07	110,35	2624,6	1134,40	70,01	0,00
RB-270	10224,9	348,7	96,59	233,06	2001,6	867,61	64,60	0,00
RB-276	5457,0	166,7	96,94	111,73	1978,5	856,49	71,06	0,00
RB-326H	8217,6	322,3	96,08	150,76	1780,0	771,90	71,42	0,00
RB-329H	10154,0	209,4	97,94	200,59	1846,6	800,28	68,74	0,00
RB-330H	7145,0	250,7	96,49	122,75	1491,2	646,32	63,84	0,00
RB-347H	8738,4	333,5	96,18	131,50	1486,2	644,66	72,68	0,00
RB-348H	4913,9	94,5	98,08	53,96	1143,3	495,97	76,66	0,00
RB-350H	8242,8	299,2	96,37	134,44	1560,2	675,98	70,33	0,00

Tabla 7. (Continuación).

Pozo	Producción de fluido (BFPD)	Producción de petróleo (BOPD)	BSW (%)	Potencia Bomba (hp)	Cabeza Bomba (ft)	ΔP Bomba (psi)	Eficiencia Bomba (%)	Intrusión de gas Bomba (%)
RB-460H	8635,6	325,9	96,23	141,47	1524,3	660,82	68,43	0,00
RB-462H	5343,5	122,6	97,71	842,16	8795,0	3811,94	40,72	0,00
RB-501H	2386,2	105,7	95,57	115,39	4279,3	1247,36	64,73	32,22
RB-509H	6797,9	178,9	97,37	90,59	1314,2	570,38	72,63	0,00
RB-510HST	3215,4	31,8	99,01	44,62	1238,1	536,65	65,69	0,00
RB-597HST	6039,3	137,3	97,73	121,77	2081,2	901,34	75,93	0,00
RB-638	3147,1	56,7	98,20	41,28	1205,4	523,34	67,73	0,00
RB-704H	2945,1	40,2	98,64	53,62	1728,3	748,92	69,90	0,00
RB-706H	8612,4	213,2	97,53	148,82	1631,1	707,15	69,44	0,00
RB-900H	8387,3	373,7	95,55	174,88	2176,2	941,74	76,73	0,00
RB-910HST	7849,1	203,5	97,41	243,12	3236,5	1401,18	76,81	0,00
RB-976D	4459,1	107,2	97,60	95,33	2028,6	878,48	69,79	0,00
RB-979H	4390,8	160,4	96,35	106,26	2234,5	967,23	67,94	0,00
RB-986H	4658,9	123,9	97,34	101,13	1995,4	863,28	67,57	0,00
RB-996H	6924,2	232,6	96,64	139,77	1898,5	822,30	69,17	0,00
RB-997H	5457,7	163,2	97,01	98,41	1737,0	751,72	70,79	0,00

ANEXO F

RESULTADOS DE LAS BOMBAS DE LOS POZOS ACTUALMENTE INACTIVOS

Tabla 8. Resultados de las bombas de los pozos actualmente inactivos.

Pozo	Frecuencia Bomba (Hz)	Producción de fluido (BFPD)	Producción de petróleo (BOPD)	BSW (%)	Potencia Bomba (hp)	Cabeza Bomba (ft)	ΔP Bomba (psi)	Eficiencia Bomba (%)
RB-1020H	64	5908,9	177,3	97,0	125,14	2023,3	875,11	71,72
RB-1118HST	48	6640,3	199,2	97,0	95,54	1344,9	583,11	70,22
RB-1135H	60	9189,0	275,7	97,0	163,21	1707,7	739,95	72,21
RB-1159HST	65	9658,8	289,8	97,0	278,19	2828,2	1223,52	73,77
RB-1161H	36	2003,9	60,1	97,0	18,34	806,3	349,92	66,21
RB-1185H	48	7858,3	235,7	97,0	110,85	1254,2	544,01	66,80
RB-1188H	60	8370,1	251,1	97,0	163,17	1972,4	854,54	76,02
RB-1197H	60	9460,7	283,8	97,0	162,68	1606,7	696,51	70,19
RB-1221HST	80	7157,9	214,7	97,0	218,91	2930,8	1241,72	71,94
RB-1266H	60	7959,6	238,8	97,0	101,59	1305,8	566,40	76,87
RB-1268H	54	3427,3	102,8	97,0	40,56	1074,6	466,55	68,27
RB-1328H	72	5578,0	167,3	97,0	131,00	2234,9	965,48	71,41
RB-1352H	80	11261,8	337,9	97,0	286,36	2252,8	975,96	66,56
RB-1353H	48	7592,9	227,8	97,0	136,21	1669,2	722,75	69,87
RB-1401H	80	12391,3	371,7	97,0	293,44	2206,9	956,35	70,02
RB-174H	42	6169,5	185,1	97,0	62,16	997,6	432,99	74,41
RB-176H	42	5703,1	171,1	97,0	61,87	1104,6	479,59	76,55
RB-187H	78	6462,5	193,9	97,0	209,10	3085,1	1241,97	71,63
RB-216H	40	2385,9	71,6	97,0	39,25	1523,9	659,71	69,56
RB-235H	66	10416,0	312,5	97,0	247,18	2283,0	987,98	72,24
RB-318	65	9190,2	275,7	97,0	181,12	1985,6	860,09	75,68
RB-327H	40	6217,4	186,5	97,0	87,08	1231,1	533,59	66,02

Tabla 8. (Continuación).

Pozo	Frecuencia Bomba (Hz)	Producción de fluido (BFPD)	Producción de petróleo (BOPD)	BSW (%)	Potencia Bomba (hp)	Cabeza Bomba (ft)	ΔP Bomba (psi)	Eficiencia Bomba (%)
RB-461H	37	6113,5	183,4	97,0	83,07	1183,1	513,49	65,44
RB-463H	42	4220,7	126,6	97,0	46,66	1037,6	450,78	70,58
RB-498H	50	6807,3	204,2	97,0	96,97	1343,7	583,32	70,91
RB-499H	54	6976,8	209,3	97,0	121,20	1675,0	725,80	72,43
RB-500H	46	5127,4	153,8	97,0	62,72	1133,5	491,84	69,64
RB-503H	48	5338,2	160,1	97,0	112,57	1956,0	846,64	69,66
RB-544H	60	7485,9	224,6	97,0	165,40	2146,5	930,75	73,05
RB-593HST	50	7124,8	213,7	97,0	97,17	1248,3	541,20	68,75
RB-657H	50	7529,6	225,9	97,0	96,65	1251,2	542,60	73,22
RB-703H	48	7404,6	222,1	97,0	112,14	1446,3	627,79	71,80
RB-844H	42	4534,2	136,0	97,0	47,09	930,7	404,16	67,37
RB-980HST2	58	7911,2	237,3	97,0	168,26	2003,3	868,12	70,78

ANEXO G

RESULTADOS FINALES DEL ESCENARIO 2

Tabla 9. Resultados de los nodos en superficie del escenario 2.

Pozo	Promedio THP (psi)	Flujo Std de líquido (BFPD)	Flujo Std de petróleo (BOPD)	Flujo Std de agua (BFPD)	Promedio BSW Std (%)
RB-031	86,9	4154,1	198,2	3955,9	95,2
RB-1056H	169,1	8071,7	307,5	7764,1	96,2
RB-1063H	103,9	3141,8	124,1	3017,7	96,1
RB-1064H	103,7	4489,9	177,8	4312,1	96,0
RB-1065H	103,8	6884,7	285,7	6599,0	95,9
RB-1089H	97,9	4669,2	123,3	4545,9	97,4
RB-1090H	111,2	2839,6	61,6	2778,0	97,8
RB-1093H	125,5	6727,1	232,8	6494,4	96,5
RB-1119H	115,0	9405,4	290,6	9114,8	96,9
RB-1120H	132,8	5353,7	173,5	5180,3	96,8
RB-1133H	105,6	3329,3	183,1	3146,2	94,5
RB-1134H	112,5	5051,8	193,5	4858,3	96,2
RB-1135H	124,8	9133,0	306,0	8827,0	96,7
RB-1136H	124,7	4952,8	151,6	4801,3	96,9
RB-1159HST	185,0	9689,9	269,4	9420,5	97,2
RB-1175H	96,2	5345,4	143,3	5202,1	97,3
RB-1188H	108,7	8246,4	206,2	8040,2	97,5
RB-1192H	119,7	2609,6	35,8	2573,8	98,6
RB-1197H	124,6	9438,2	280,3	9157,8	97,0
RB-1266H	183,6	7645,5	182,7	7462,7	97,6
RB-1267H	182,0	9459,6	320,7	9138,9	96,6
RB-1303H	107,9	3828,4	240,0	3588,3	93,7
RB-1327HST	129,0	8860,9	409,4	8451,6	95,4
RB-1350H	110,7	9117,2	455,9	8661,3	95,0
RB-1353H	116,7	7552,5	297,6	7254,9	96,1
RB-1392HST	116,5	9031,4	720,7	8310,7	92,0
RB-1401H	159,7	11815,4	278,8	11536,6	97,6
RB-1402H	159,7	4281,7	144,3	4137,5	96,6
RB-1446H	114,8	8733,8	345,9	8387,9	96,0
RB-1447H	113,5	9962,0	351,7	9610,3	96,5
RB-157H	160,5	10083,1	98,8	9984,3	99,0
RB-175H	98,4	10928,4	549,7	10378,7	95,0
RB-188H	114,1	4623,0	181,7	4441,3	96,1

Tabla 9. (Continuación).

Pozo	Promedio THP (psi)	Flujo Std de líquido (BFPD)	Flujo Std de petróleo (BOPD)	Flujo Std de agua (BFPD)	Promedio BSW Std (%)
RB-204H	108,8	5441,9	339,6	5102,4	93,8
RB-205H	106,4	2955,6	30,7	2924,9	99,0
RB-212H	116,6	4523,4	278,2	4245,2	93,9
RB-218	122,8	1993,1	19,7	1973,3	99,0
RB-235H	162,1	10326,6	400,7	9925,9	96,1
RB-264H	115,4	3970,4	152,9	3817,5	96,2
RB-270	119,8	10167,1	249,1	9918,0	97,6
RB-276	124,3	5339,1	185,3	5153,8	96,5
RB-318	189,2	9085,7	287,1	8798,6	96,8
RB-326H	110,7	8124,9	155,2	7969,7	98,1
RB-329H	117,5	10084,2	310,6	9773,6	96,9
RB-330H	106,6	7061,1	221,7	6839,3	96,9
RB-347H	116,5	8554,6	197,6	8356,9	97,7
RB-348H	112,6	4716,5	112,7	4603,8	97,6
RB-350H	117,0	8137,5	310,0	7827,5	96,2
RB-460H	101,0	8547,1	273,5	8273,6	96,8
RB-501H	97,5	2385,7	246,9	2138,8	89,7
RB-509H	101,9	6670,9	95,4	6575,6	98,6
RB-510HST	101,6	2952,0	96,5	2855,5	96,7
RB-597HST	116,2	5795,7	165,2	5630,5	97,1
RB-638	111,0	2704,6	24,6	2680,0	99,1
RB-657H	120,7	7271,5	218,1	7053,4	97,0
RB-704H	180,6	2754,3	60,0	2694,3	97,8
RB-706H	116,6	8542,1	240,0	8302,1	97,2
RB-900H	129,1	8291,3	325,8	7965,5	96,1
RB-910HST	189,4	7678,0	253,4	7424,6	96,7
RB-976D	100,8	4365,0	143,9	4221,1	96,7
RB-979H	152,3	4339,9	120,2	4219,7	97,2
RB-980HST2	127,0	7885,7	157,7	7728,0	98,0
RB-986H	106,8	4471,1	179,3	4291,8	96,0
RB-996H	117,4	6856,9	216,7	6640,2	96,8
RB-997H	108,6	5337,6	246,1	5091,5	95,4
RB-11	129,0	478,6	11,5	467,1	97,6
RB-130	107,4	447,0	52,3	394,7	88,3
RB-1550H	126,2	7008,0	441,5	6566,5	93,7
RB-1551HST	130,9	7198,8	237,6	6961,2	96,7
RB-283	101,5	217,5	4,4	213,2	98,0

Tabla 9. (Continuación).

Pozo	Promedio THP (psi)	Flujo Std de líquido (BFPD)	Flujo Std de petróleo (BOPD)	Flujo Std de agua (BFPD)	Promedio BSW Std (%)
RB-354	98,6	384,3	35,4	349,0	90,8
RB-359	96,3	984,2	61,0	923,2	93,8
RB-665H	110,2	2842,0	36,9	2805,0	98,7
RB-978HST2	102,7	2210,0	59,7	2150,3	97,3
RB-995	112,0	1438,6	86,3	1352,2	94,0

Tabla 10. Resultados de las bombas para el escenario 2.

Pozo	Producción (BFPD)	Potencia Bomba (hp)	Cabeza Bomba (ft)	ΔP Bomba (psi)	Eficiencia Bomba (%)	Intrusión de gas Bomba (%)
RB-031	4066,3	61,58	1418,2	613,94	70,30	0,00
RB-1056H	7904,1	154,38	1850,6	801,46	71,15	0,00
RB-1063H	3077,0	59,41	1656,0	716,92	64,40	0,00
RB-1064H	4394,2	125,54	2652,9	1148,32	69,73	0,00
RB-1065H	6738,9	150,38	2142,8	927,01	72,10	0,00
RB-1089H	4574,2	57,60	1202,0	521,32	71,72	0,00
RB-1090H	2782,5	39,28	1315,0	570,66	70,00	0,00
RB-1093H	6588,3	96,03	1401,5	607,37	72,21	0,00
RB-1119H	9209,4	175,59	1730,4	750,06	68,17	0,00
RB-1120H	5244,3	69,74	1256,3	544,62	70,96	0,00
RB-1133H	3259,2	51,93	1442,3	624,05	67,92	0,00
RB-1134H	4946,7	90,15	1555,0	673,51	64,07	0,00
RB-1135H	8942,9	163,49	1794,2	777,45	73,71	0,00
RB-1136H	4851,0	93,37	1667,0	722,29	65,05	0,00
RB-1159HST	9486,5	278,27	2911,6	1259,64	74,56	0,00
RB-1175H	5236,5	67,67	1322,8	573,59	76,90	0,00
RB-1188H	8076,6	162,55	2053,0	889,48	76,64	0,00
RB-1192H	2557,9	30,73	1056,9	458,95	66,12	0,00
RB-1197H	9242,7	163,20	1689,1	732,22	71,86	0,00
RB-1266H	7491,8	100,45	1382,2	599,56	77,46	0,00
RB-1267H	9261,3	246,59	2636,7	1140,74	74,38	0,00
RB-1303H	3745,4	92,96	2126,2	918,25	64,27	0,00
RB-1327HST	8671,7	203,62	2251,9	973,99	71,99	0,00
RB-1350H	8921,2	221,55	2345,7	1014,00	70,89	0,00
RB-1353H	7394,7	136,72	1767,9	765,53	71,80	0,00
RB-1392HST	8830,5	198,29	2166,8	935,35	72,34	0,00
RB-1401H	11569,7	288,46	2243,3	972,21	67,60	0,00
RB-1402H	4191,4	144,89	3299,4	1246,01	71,68	12,60
RB-1446H	8549,9	191,67	2196,7	951,01	73,58	0,00
RB-1447H	9751,3	242,50	2307,1	999,11	69,67	0,00
RB-157H	9874,6	284,97	2785,4	1206,75	72,56	0,00
RB-175H	10693,5	213,06	1883,4	815,30	70,95	0,00
RB-188H	4526,7	84,67	1630,0	705,64	65,44	0,00
RB-204H	5324,1	110,36	1952,1	843,62	70,65	0,00
RB-205H	2897,6	31,72	987,1	428,62	67,79	0,00
RB-212H	4424,9	118,91	2596,8	1120,76	72,50	0,00

Tabla 10. Resultados de las bombas para el escenario 2.

Pozo	Producción (BFPD)	Potencia Bomba (hp)	Cabeza Bomba (ft)	ΔP Bomba (psi)	Eficiencia Bomba (%)	Intrusión de gas Bomba (%)
RB-218	1954,3	23,72	1073,7	466,18	66,51	0,00
RB-235H	10108,8	247,12	2397,5	1037,57	73,64	0,00
RB-264H	3886,4	110,15	2642,6	1142,21	70,01	0,00
RB-270	9955,3	233,46	2036,9	882,92	65,26	0,00
RB-276	5228,0	111,08	1999,8	865,75	70,69	0,00
RB-318	8898,3	180,61	2064,6	894,32	76,40	0,00
RB-326H	7958,5	150,57	1806,9	783,58	71,77	0,00
RB-329H	9873,6	200,72	1876,9	813,43	69,35	0,00
RB-330H	6914,6	123,02	1522,2	659,77	64,27	0,00
RB-347H	8379,2	130,92	1505,8	653,17	72,41	0,00
RB-348H	4621,5	53,35	1170,2	507,61	76,16	0,00
RB-350H	7967,5	134,27	1590,3	689,02	70,86	0,00
RB-460H	8368,9	141,43	1552,4	672,99	69,00	0,00
RB-501H	2330,1	116,00	4307,9	1265,21	64,81	31,70
RB-509H	6536,4	90,30	1341,0	581,99	72,96	0,00
RB-510HST	2891,9	43,22	1254,5	543,77	63,05	0,00
RB-597HST	5676,2	120,22	2120,1	918,19	75,19	0,00
RB-638	2651,4	39,25	1245,4	540,75	63,25	0,00
RB-657H	7122,3	96,66	1364,0	591,50	75,50	0,00
RB-704H	2699,5	52,89	1823,3	790,16	69,92	0,00
RB-706H	8365,5	149,03	1662,6	720,83	70,11	0,00
RB-900H	8117,1	174,57	2200,7	952,36	76,83	0,00
RB-910HST	7515,5	242,22	3301,5	1429,36	76,94	0,00
RB-976D	4273,9	94,73	2043,8	885,08	69,26	0,00
RB-979H	4250,5	106,27	2260,4	978,45	67,92	0,00
RB-980HST2	7723,8	167,82	2071,2	897,55	71,64	0,00
RB-986H	4377,2	99,79	2015,7	872,08	66,39	0,00
RB-996H	6713,8	139,57	1926,4	834,37	69,60	0,00
RB-997H	5224,8	97,80	1754,9	759,45	70,38	0,00