

**OPTIMIZACIÓN DE LAS REDES DE RECOLECCIÓN EVALUANDO
DIFERENTES ESCENARIOS PARA UN CAMPO DE CRUDO EXTRAPESADO.**

**JUAN CAMILO MORENO LARA
SHIRLEY LIZETH JAIMES VILLAMIL**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

**OPTIMIZACIÓN DE LAS REDES DE RECOLECCIÓN EVALUANDO
DIFERENTES ESCENARIOS PARA UN CAMPO DE CRUDO EXTRAPESADO.**

**JUAN CAMILO MORENO LARA
SHIRLEY LIZETH JAIMES VILLAMIL**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de:
Ingeniero de Petróleos**

**DIRECTOR DE PROYECTO:
M.Sc JOHN ALEXANDER LEON PABON**

**CODIRECTORES:
M.Sc CARLOS ANDRES DIAZ PRADA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

DEDICATORIA

A mi Madre Ana Lucia Lara y mi hermana Ingrid Paola Moreno por su sacrificio, su apoyo, amor, paciencia y por tantas enseñanzas que me han dado a través de los años para mi desarrollo como persona y profesional, a ellas todo mi amor y mis triunfos por siempre.

A mis abuelitos, que sin su apoyo en los momentos más importantes de mi vida nada de lo que soy ahora, habría sido posible.

A mi amiga y compañera de tesis y de la vida en estos últimos años Shirley Jaimes (La shishi), por su compañía, apoyo, paciencia, por aguantarme las bobadas por todo mil gracias.

A mis amigos de la U con los que pase buenos momentos y me apoyaron en el transcurso de mi estadía en a U.

Juan Camilo Moreno Lara

DEDICATORIA

A Dios primero que todo por no dejarme desfallecer en los momentos más difíciles que tuve empezando y culminando esta etapa.

A mi madre Nelcy Villamil por heredar la verraquera, empuje, carácter, visión y el genio Villamil, a mi Padre Henry Jaimes por su nobleza, exceso de chucherías y el alegrarse como un niño con cada cosa que salía bien. Y a ambos por la increíble e ilógica paciencia en este trayecto, que solo los padres pueden entender.
Realmente me dejan sin palabras.

A mi Gordo, mi señor PO y mi polo a tierra. Mi hermano, que sin su apoyo, amor, comprensión, alcahuetería y palabras de aliento (“tu puedes señor elfo”) hace mucho me hubiera vuelto loca. Para el todo mi amor y paciencia cuando llegue chocho a viejito.

A quien con el tiempo se convirtió más que en una amiga, a hermana y ahora ahijada. Laura pardo, pues no he conocido persona en el mundo que crea más en mí y mis capacidades que tú, realmente nunca supe ni sabré como le haces para darme el mejor consejo y la palabra de aliento justa para nunca rendirme. Chiquita este triunfo es de ambas.

A mi mentor, amigo y padrino Jorge Palma, por haberme guiado en este proceso tan largo desde el momento que nos conocimos en ser persona y profesional. A ti mil gracias por siempre estar ahí, eso incluye a David (oso) que sacó a flote lo que valgo, y demostrarme que cada vez puedo dar más así me encuentre cansada, en serio mil gracias.

A mis 2052 que iniciaron esto conmigo y es la hora y aún siguen estando para mí,
los adoro.

A los 2070 y 2080 de todas las sedes, a los 2010 y 211 por que topármelos en el
camino me ha enseñado lo maravilloso que es conocer gente que te aporte en la
vida, gracias.

A ti Juan camilo, mi hermoso nalgón, gracias por confiar en mi desde que nos
conocimos, para ser compañeros y grandes amigos, sabes que esta última etapa
no hubiera sido la misma sin ti, pues estuviste en todo momento de crisis, aunque
no dijeras una sola palabra sentía tu apoyo. Perdón por mi geniecito, estresarme
tanto y mirarte feo como me decías, pero sabes que te quiero un resto y que
vienen grandes cosas para ambos, de verdad gracias por estar conmigo y no
ponerte bravo cuando te deje metido en nuestra primera exposición.

Shirley L. Jaimes Villamil

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de ingeniera de petróleos, por brindarnos un espacio de aprendizaje y facilitar nuestro desarrollo profesional, con sus respectivos docentes que fueron nuestra guía para culminar esta etapa.

A nuestro director de proyecto el Ing. John León por su constante apoyo y por brindarnos todas las herramientas para el desarrollo del proyecto, a nuestro codirector el Ing. Carlos Díaz de igual forma por su acompañamiento en el transcurso de este proceso.

A el Ing. Jhon Pabón (veneco) porque sin su ayuda el desarrollo del proyecto no hubiera sido posible, gracias por su tiempo y múltiple paciencia.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	19
1. MARCO TEÓRICO	20
1.1 CARACTERÍSTICAS CRUDO EXTRAPESADO	20
1.1.1 Alternativas de transporte de crudo pesado y extrapesado	21
1.2 ANÁLISIS NODAL	23
1.2.1 Metodología para el uso de análisis nodal	27
1.2.1.1 Nodo principal	29
1.2.1.2 Nodo funcional	29
1.3 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS	30
1.3.1 Parámetros característicos de flujo multifásico	30
1.4 SISTEMAS DE RECOLECCIÓN	33
1.4.1 Tipos de sistemas de recolección	34
1.4.2 Principios para el diseño de sistemas de recolección	34
2. DESARROLLO DEL MODELO DE SIMULACIÓN	36
2.1 METODOLOGÍA	36
2.2 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN	37
2.2.1 Toma de parámetros de superficie de los pozos	38
2.2.2 Estados mecánicos de los pozos	38
2.2.3 Información de desviación de los pozos	40
2.2.4 Información de pruebas de producción	40
2.2.5 Información del diluyente	42
2.3 CARGA Y AJUSTE DE DATOS EN SIMULADOR ESPECIALIZADO	42
2.3.1 Ajuste de las condiciones operacionales a nivel de pozo	42

2.3.1.1 Datos del Fluido	43
2.3.1.2 Datos del Yacimiento	44
2.3.1.3 Datos del Completamiento	44
2.3.1.4 Ajuste del Sistema de Levantamiento.	45
2.3.2 Ajuste de las condiciones operacionales a nivel de superficie	45
2.3.2.1 Datos de líneas de flujo	45
2.3.2.2 Ajuste del sistema de recolección.	46
3. MONTAJE Y DESARROLLO DE LOS ESCENARIOS PROPUESTOS.	48
3.1 MONTAJE, SIMULACIÓN Y RESULTADOS DE LA TRONCAL	48
3.2 ESCENARIO 1	55
3.2.1 Reportes y análisis de resultado del sector 1.	56
3.2.2 Reportes y análisis de resultados sector 2.	60
3.2.3 Reportes y análisis de resultados general del escenario 1.	64
3.3 ESCENARIO 2.	64
3.3.1 Reportes y análisis de resultados sector 1.	65
3.3.2 Reportes y análisis de resultados sector 2.	69
3.3.3 Reportes y análisis de resultados general escenario 2.	72
3.4 ESCENARIO 3	73
3.4.1 Reportes y análisis de resultados sector 1.	74
3.4.2 Reportes y análisis de resultados sector 2.	78
3.4.3 Reportes y análisis de resultados general escenario 3.	82
3.5 ESCENARIO 4.	82
3.5.1 Reportes y análisis de resultados sector 1.	83
3.5.2 Reportes y análisis de resultados sector 2.	87
3.5.3 Reportes y análisis de resultados general escenario 4.	90
3.6 ESCENARIO 5.	91
3.6.1 Reportes y análisis de resultados sector 1.	92
3.6.2 Reportes y análisis de resultados sector 2.	95
3.6.3 Reportes y análisis de resultados general escenario 5	99

4. SELECCIÓN DE LOS ESCENARIOS MAS OPTIMOS PARA LA APLICACION EN EL CAMPO.	100
5. CONCLUSIONES	104
6. RECOMENDACIONES	105
BIBLIOGRAFÍA	106

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Distribución de componentes en el sistema.....	24
Figura 2. Localización de Nodos en el sistema.....	26
Figura 3. Grafica Análisis Nodal.....	28
Figura 4. Tipos de Sistemas de Recolección.....	34
Figura 5. Metodología Para Optimización De Los Sistemas De Recolección.....	37
Figura 6. Perfil De Desviación De Un Pozo.....	41
Figura 7. Información Diluyente.....	42
Figura 8. Configuración Avanzada De Datos/ Modelo Black Oíl.....	43
Figura 9. Datos de Yacimiento/Modelo IPR.....	44
Figura 10. Datos Líneas De Flujo.....	46
Figura 11. Correlaciones De Línea De Flujo.....	47
Figura 12. Esquema de red.....	49
Figura 13.Comparación De Presiones Medida vs Simulada.....	52
Figura 14.Comparación De Caudal Medida vs Simulada.....	53
Figura 15. Escenarario 1 – Sector 1.....	56
Figura 16. Diferencial Caudal Escenarario 1- Sector 1.....	58
Figura 17. Diferencial Presión Escenarario 1- Sector 1.....	58
Figura 18. Presión/Elevación VS Distancia Total.....	59
Figura 19. Escenarario 1 – Sector 2.....	60
Figura 20. Diferencial Caudal Escenarario 1- Sector 2.....	61
Figura 21. Diferencial Presión Escenarario 1- Sector 2.....	63
Figura 22.Presión/Elevación Líneas Cluster 1 y 3.....	63
Figura 23. Escenarario 2 – Sector 1.....	66
Figura 24. Diferencial Caudal Escenarario 2 - Sector 1.....	68
Figura 25. Diferencial Presión Escenarario 2 - Sector 1.....	68

Figura 26. Escenario 2 – Sector 2.....	69
Figura 27. Diferencial Caudal Escenario 2 - Sector 2	71
Figura 28. Diferencial Presión Escenario 2 - Sector 2	71
Figura 29. Escenario 3 - Sector 1	75
Figura 30. Diferencial Caudal Escenario 3 – Sector 1	77
Figura 31. Diferencial Presión Escenario 3 – Sector 1.....	77
Figura 32. Escenario 3 – Sector 2.....	79
Figura 33. Diferencial Caudal Escenario 3 – Sector 2	81
Figura 34. Diferencial Presión Escenario 3 – Sector 2.....	81
Figura 35. Escenario 4 – Sector 1.....	84
Figura 36. Diferencial Caudal Escenario 4 – Sector 1	86
Figura 37. Diferencial Presión Escenario 4 – Sector 1.....	86
Figura 38. Escenario 4 – sector 2	87
Figura 39. Diferencial Caudal Escenario 4 – Escenario 2.....	89
Figura 40. Diferencial Presión Escenario 4 – Escenario 2	89
Figura 41. Presión/Elevación Líneas Cluster 26,23 e INTA	90
Figura 42. Escenario 5 – Sector 1.....	93
Figura 43. Diferencial Caudal Escenario 5 – Sector 1	94
Figura 44. Diferencial Presión Escenario 5 – Sector 1.....	95
Figura 45. Escenario 5 – Sector 2.....	96
Figura 46. Diferencial Caudal Escenario 5 – Sector 2	98
Figura 47. Diferencial Presión Escenario 5 – Sector 2.....	98
Figura 48. Resultados Distribución Agua/Aceite En Los Escenarios	102

LISTA DE TABLAS.

	Pág.
Tabla 1. Características Crudo Extrapesado	20
Tabla 2. Posición/Tipo de Nodos	29
Tabla 3. Estado Mecánico De Los Pozos	39
Tabla 4. Información De Los Sistemas De Levantamiento	39
Tabla 5. Pruebas De Producción De Los Pozos.....	41
Tabla 6. Tabla comparativa de correlaciones para flujo Horizontal / Vertical.....	47
Tabla 7. Resultados De La Simulación Medido vs Simulado.....	50
Tabla 8. Porcentaje de error de presiones por cluster en comparación de datos reales vs simulados.....	51
Tabla 9. Comparación de Fracciones de líquido.....	53
Tabla 10. Escenario 1	55
Tabla 11. Diferencial Escenario 1- Sector 1.....	57
Tabla 12. Parámetro De Flujo En Líneas Escenario 1 – Sector 1.....	59
Tabla 13. Diferencial Del Escenario 1- Sector 2	61
Tabla 14. Resultados General Escenario 1	64
Tabla 15. Escenario 2	65
Tabla 16. Diferencial del Escenario 2 - sector 1.....	67
Tabla 17. Diferencial Del Escenario 2 - Sector 2	70
Tabla 18. Parámetro De Flujo En Líneas y pozos Escenario 2 – Sector 2	72
Tabla 19. Parámetro De Flujo En Líneas Escenario 2 – Sector 2.....	72
Tabla 20. Resultados General Escenario 2	73
Tabla 21. Escenario 3.....	74
Tabla 22. Diferencial Del Escenario 3 – Sector 1.....	76
Tabla 23. Diferencial Del Escenario 3 – Sector 2.....	80
Tabla 24. Resultados General Escenario 3	82

Tabla 25. Escenario 4	82
Tabla 26. Diferencial Del Escenario 4 – Sector 1.....	85
Tabla 27. Diferencial Del Escenario 4 – Escenario 2	88
Tabla 28. Parámetro De Flujo En Líneas y pozos Escenario 4 – Sector 2	90
Tabla 29. Resultados General Escenario 4	91
Tabla 30. Escenario 5	91
Tabla 31. Diferencial Del Escenario 5 – Sector 1.....	93
Tabla 32. Diferencial Del Escenario 5 – Sector 2.....	97
Tabla 33. Resultados General Escenario 5	99
Tabla 34. Resultados Ganancias o Pérdidas De fluido De Los Escenarios	100
Tabla 35. Resultados Ganancias o Pérdidas De fluido Futura - Escenarios.....	101

RESUMEN

TÍTULO: OPTIMIZACIÓN DE LAS REDES DE RECOLECCIÓN EVALUANDO DIFERENTES ESCENARIOS PARA UN CAMPO DE CRUDO EXTRAPESADO*.

AUTORES: JUAN CAMILO MORENO LARA
SHIRLEY LIZETH JAIMES VILLAMIL**

PALABRAS CLAVE: crudo extrapesado, sistema de recolección, caídas de presión, clúster, escenario.

DESCRIPCIÓN

Las condiciones actuales de la industria en cuanto a temas exploración y explotación no son las mejores, al pasar de los años se hace más difícil encontrar yacimientos con grandes reservas, y los yacimientos de crudo convencional han venido declinando en su producción, es por esto que las empresas operadoras han venido enfocando su atención en la optimización de la producción de campos de crudo pesado y extrapesados, es por esto que se hace necesario generar escenarios que permitan optimizar la producción de este tipo de crudo.

El presente proyecto busca plantear y evaluar diferentes escenarios de mejoramiento que al ser implementados en los sistemas de recolección de fluidos de un campo de crudo extrapesado, generen una reducción en el perfil de presión a lo largo de las líneas de flujo, con lo cual se espera como resultado un impacto positivo en la producción total de la línea, aumentando el caudal a la llegada al centro de facilidades.

Para llevar a cumplimiento este proyecto se requirió el uso de un software especializado el cual permite evaluar la optimización de la producción y determinar las condiciones óptimas de operación de cada pozo, clúster y del sistema de recolección. Los diferentes escenarios propuestos fueron escogidos bajo criterios como: alternar las líneas principales de recolección, separar la troncal en diferentes áreas y desviación del flujo de diferentes clusters de la troncal.

Al final se realizó el análisis de los resultados obtenidos para cada escenario, se realizó una comparación de estado actual de la troncal y futuro dependiendo cada escenario para al final obtener el resultado más óptimo para este campo de crudo extrapesado.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingeniera Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.sc León Pabón, John Alexander. Codirector: M.sc Díaz Prada, Carlos Andrés (ICP).

ABSTRACT

TITLE: OPTIMIZATION OF THE COLLECTION SYSTEM EVALUATING DIFFERENT SCENARIOS FOR AN EXTRA HEAVY OIL FIELD*.

AUTHORS: JUAN CAMILO MORENO LARA
SHIRLEY LIZETH JAIMES VILLAMIL**

KEYWORDS: Extra heavy oil, collection system, pressure drops, cluster, scenarios.

DESCRIPTION:

The current situation of the industry in terms of exploration and exploitation are not the best, over the years it has become more difficult to find reservoirs with large reserves, and conventional oil crosses have been declining in production, This is why the operating companies have been focusing their attention on the optimization of the production of heavy and extra heavy oil fields, which is why it is necessary to generate scenarios that allow optimizing the production of this type of crude oil.

This project seeks to propose and evaluate different improvement scenarios that, when implemented in the fluid collection systems of an extra-heavy oil field, generate a reduction in the pressure profile along the flow lines, Expecting as a result a positive impact on the total production of the line, increasing the flow upon arrival at the facility center.

In order to carry out this project, it was necessary to use a specialized software that allows to evaluate the optimization of the production and to determine the optimum conditions of operation from each well, cluster and the collection system. The different scenarios proposed were chosen according to criteria such as: alternating the main collection lines, separating the trunk in different areas and the deviation of the flow of different clusters of the trunk.

At the end, the analysis of the results obtained for each scenario was carried out, a comparison of the current state of the trunk and future was made, depending on each proposed change, in order to obtain the most optimal result for this extra-heavy oil field.

* Graduation Project

** physicochemical Faculty of Engineering, School of Petroleum Engineering. Director: M.sc León Pabón, John Alexander. Co-director: M.sc Díaz Prada, Carlos Andrés (ICP)

INTRODUCCIÓN

Teniendo en cuenta que los yacimientos de crudo pesado y extrapesado representan el 15 y 25 por ciento de las reservas actuales respectivamente, y conociendo que estos generan una mayor inversión y costos operacionales son el presente y futuro de nuestra industria. Por lo tanto es de suma importancia mejorar, optimizar e implementar nuevas técnicas que nos ayuden a maximizar los sistemas de producción y la eficiencia de flujo.

De lo anteriormente mencionado se entiende que la producción de crudo ha venido creciendo en forma acelerada exigiendo una mayor optimización en la logística y diseño del transporte de crudo desde los pozos a través de las troncales hasta las estaciones de tratamiento para su debido proceso, y más si hablamos de un crudo extrapesado ya que por su alta viscosidad presenta mayores pérdidas de energía y complicaciones en las líneas de recolección.

Dicho esto, la mejor forma de realizar esta evaluación y diseño es emplear un software especializado en redes de flujo y transporte, el cual se especialice en sistemas de producción, permitiendo el análisis detallado de pozo, instalaciones de superficie y líneas de flujo, por medio de la simulación numérica. Logrando así el mejor escenario posible en lo que a redistribución de flujo o implementación de nuevas redes de recolección se refiere.

1. MARCO TEÓRICO

1.1 CARACTERÍSTICAS CRUDO EXTRAPESADO

La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponde a hidrocarburos muy pesados, sin embargo, en el pasado se había dejado de lado como recurso energético debido a las dificultades de su producción.

Pero con la creciente demanda de petróleo y los altos precios y la declinación de algunos yacimientos de petróleo convencionales, la atención de la industria se está desplazando hacia el petróleo pesado y extrapesado, el cual el 25% de las reservas de petróleo del mundo corresponden a este último.

Tabla 1. Características Crudo Extrapesado

CARACTERÍSTICAS	
Viscosidad	1200 a 95000 centipoise
Gravedad API	0 a 9,9
% de Azufre	1 a 8
Ppm Metales	100 a 500
Otros	Pueden tener un apreciable contenido de residuos de carbón, de asfáltenos, de sal y también contiene metales (níquel, vanadio y otros) y por tanto tiene cierto poder corrosivo. A veces pueden tener cierta cantidad de sulfuro de hidrogeno, que también es muy corrosivo y venenoso.

Teniendo en cuenta que el volumen extraíble inicial va entre un 3 y 10%, este tipo de crudo está acompañado de muy poco gas, situación que no ayuda al mecanismo natural de producción, para lo cual es necesaria la aplicación de

métodos de mejoramiento que ayuden en el aumento de la extracción y transporte por las tuberías¹.

Actualmente existen cinco métodos que ayudan al mejoramiento y transporte de este crudo:

- Calentamiento
- Dilución
- Mejoramiento (upgrading)
- Emulsificación
- Flujo anular

Su Principal funcionamiento consiste en reducir la viscosidad del fluido y bajar la fricción que podría presentarse en la tubería.

1.1.1 Alternativas de transporte de crudo pesado y extrapesado En la actualidad existen cinco métodos de transporte de crudos de alta viscosidad por oleoducto. Estos son: Calentamiento, Dilución, Mejoramiento de Calidad (Upgrading), Emulsificación y Flujo Anular. De estos, los métodos tradicionales son Calentamiento, Dilución y Upgrading. Por otra parte la Emulsificación y el Flujo Anular, son métodos en desarrollo².

El principio de funcionamiento de los métodos de transporte consiste en reducir la viscosidad del fluido y en bajar la fricción en la tubería. La aplicabilidad de estos métodos se muestra a continuación.

- **Calentamiento.** Como la viscosidad del crudo decrece drásticamente con el aumento de la temperatura, este método es atractivo para mejorar las

¹ PREZI Reservas no convencionales crudos pesados y extrapesados [en línea] disponible en: prezi.com/9tcyu0wxoeya/reservas-no-convencionales-crudos-pesados-y-extrapesados

² SANIERE A., HÉNAUT I. and ARGILLIER J. F., op. cit

propiedades de flujo del crudo. Por ejemplo en Alyeska (Alaska) se transporta crudo calentado a 50°C. Entre las desventajas del calentamiento están los problemas de corrosión, el consumo energético (se consume alrededor del 15% del crudo que se transporta) y los cambios en la estructura coloidal del petróleo, lo que puede generar inestabilidad en los centros de almacenamiento o refinamiento³.

- **Dilución.** Otro método para ayudar al flujo de crudos pesados es mezclarlos con hidrocarburos livianos como la nafta o el keroseno. En Colombia se transportan 75 KBPD de crudo pesado Castilla de la cuenca llanos, diluido con nafta y otros hidrocarburos livianos, reduciendo la viscosidad de 8.000 cp. a 300 cp. a 86°F. El principal problema de la dilución es la disponibilidad y la necesidad de sistemas de inyección, recuperación y reciclaje del diluyente⁴.
- **Mejoramiento.** Este método consiste en modificar la composición del crudo para hacerlo más liviano y menos viscoso. Las tecnologías de mejoramiento tales como hidrotratamiento, tradicionalmente usada en las refinerías, pueden ser consideradas para esta aplicación. La combinación de procesos de hidrotratamiento y desasfaltado es estudiada actualmente.
- **Emulsificación.** Con la adición de un surfactante se puede formar una dispersión de gotas de crudo en agua (Oil in Water: O/W) la cual posee menor viscosidad que el crudo puro. En Venezuela se desarrolló la OrimulsiónTM, que permite reducir la viscosidad del crudo extrapesado de 106 cp a 600 cp a 30°C para poder transportar unos 600 KBPD de una emulsión de 70% de crudo extrapesado por un oleoducto de 282 km. y 36 pulgadas de diámetro¹⁶. En Indonesia se transportan 40 KBPD de una emulsión de 70% en volumen de

³ Ibid

⁴ CÁCERES R. O., Entorno tecnológico regional crudos pesados; omar.caceres@ecopetrol.com.co, UDE, Instituto Colombiano del petróleo, 2008

crudo pesado por una tubería de 238 km. de longitud y 20 pulgadas de diámetro⁵.

- **Flujo Anular.** El flujo anular puede llegar a ser un método atractivo para el transporte de crudos viscosos. En este método, una fina capa de agua “lubrica” la pared de la tubería, disminuyendo la pérdida de energía por fricción. Si el flujo anular es perfecto o ideal, las pérdidas por fricción serían equivalentes a las ocasionadas por el transporte de agua pura. Poca aplicabilidad se ha encontrado a nivel industrial para este método, pues en realidad el crudo tiende a adherirse a la pared interna de la tubería⁶.

1.2 ANÁLISIS NODAL

El análisis nodal es una metodología que se utiliza para evaluar los sistemas de producción de forma sistemática, con la finalidad de determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos. El procedimiento de esta técnica consiste en elegir un nodo solución para dividir el sistema y poder analizar las caídas de presión dentro de este, así como el gasto de los fluidos producidos, para poder determinar las curvas IPR y conocer el potencial productor del yacimiento con la finalidad de plantear modelos que permitan mejorar la eficiencia de dicho sistema. El análisis nodal usado en pozos productores, contribuye en el incremento de la producción y mejoramiento de la eficiencia de flujo, en el caso de pozos nuevos, permite definir diámetro de tuberías de producción, de estrangulador, y líneas de flujo de fluido así como predecir el comportamiento de flujo y la presión para diferentes condiciones de operación⁷.

⁵ CÁCERES R. O., Entorno tecnológico regional crudos pesados; omar.caceres@ecopetrol.com.co, UDE, Instituto Colombiano del petróleo, 2008

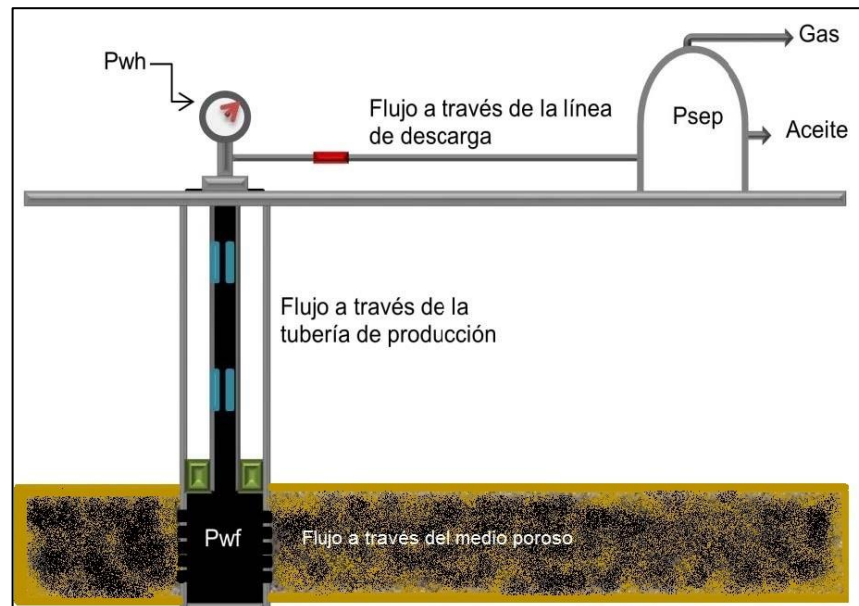
⁶ SANIERE A., HÉNAUT I. and ARGILLIER J. F., op. cit

⁷ RUEDA NIÑO Andrés Julián. Estudio hidraulico del sistema de recoleccion (troncal norte) de crudo extrapesado del campò chichimene de la superintendencia castilla chichimene de Ecopetrol S.A. proyecto de grado UIS 2013.

La técnica de análisis nodal es usada tanto en pozos que producen por energía natural como en pozos que utilizan sistemas de levantamiento artificial de producción. El análisis nodal hace una evaluación del sistema de producción dividiéndolo en tres componentes básicos de análisis:

- Flujo a través del medio poroso (Yacimiento), considerando el daño ocasionado por lodos de perforación, cemento, etc.
- Flujo a través de la tubería vertical o de producción, considerando cualquier posible restricción como empacamientos, válvulas de seguridad, estranguladores de fondo, etc.
- Flujo a través de la tubería horizontal o línea de descarga, considerando el manejo de estranguladores en superficie.

Figura 1. Distribución de componentes en el sistema



Fuente: modificado de Production Optimization Using Nodal Analysis. B. D. 2003

Los principales objetivos del análisis son:

- Determinar la tasa de flujo a la cual producirá un pozo de aceite o gas.

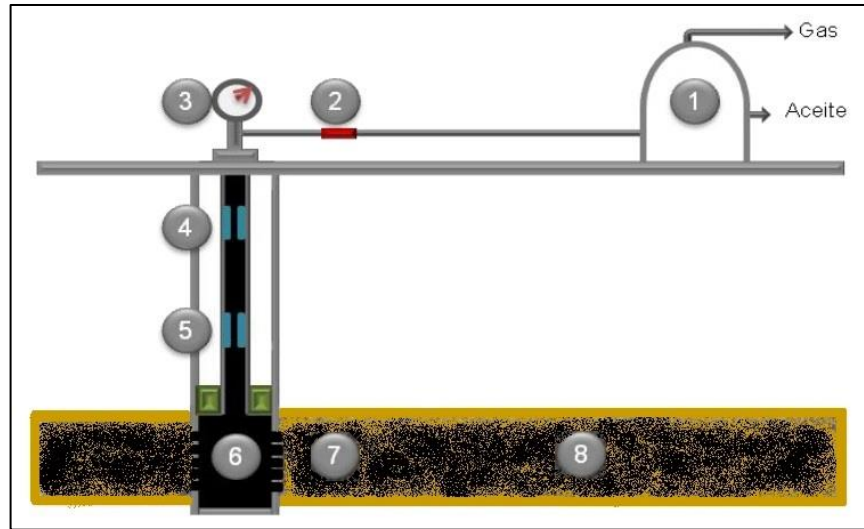
- Determinar las condiciones de flujo bajo las que el pozo podría dejar de producir.
- Seleccionar el tiempo más apropiado para la instalación de un sistema de levantamiento artificial, y también para asistir en la selección del más óptimo.
- Optimizar el sistema para producir a la tasa de flujo que haga resultar el proceso más económico.
- Evaluar cada componente del sistema de producción para identificar cuales están originando restricciones del flujo innecesariamente.
- Permitir un rápido reconocimiento de alternativas que permitan incrementar la producción.

El procedimiento del análisis consiste en la selección de un nodo en el pozo y dividir el sistema en este punto. Las localizaciones más comúnmente utilizadas para ubicar nodos se representan en la figura 2.

Todos los componentes aguas arriba (upstream) del nodo comprenden la sección de entrada (inflow), mientras que la sección de salida (outflow) consiste en el conjunto de componentes aguas abajo (downstream) del nodo. Debe estar disponible para cada componente del sistema una relación entre la tasa de flujo y la caída de presión. El flujo a través del sistema puede determinarse una vez se satisfacen los siguientes requerimientos:

1. El flujo de entrada al nodo es igual al flujo de salida del mismo.
2. Solo puede existir un valor de presión para un nodo.

Figura 2. Localización de Nodos en el sistema



Fuente: modificado de Production Optimization Using Nodal Analysis. B. D. 2003

Después de seleccionar un nodo de solución, las caídas de presión son adicionadas o sustraídas al punto de presión inicial o nodo de partida, el cual generalmente es la presión estática del yacimiento, hasta que se alcanza la convergencia en las iteraciones de cálculo para obtener el valor del nodo de solución. Para utilizar el concepto nodal, al menos se deberá conocer la presión en el punto de partida. En un sistema de producción se conocen siempre dos presiones, las cuales se consideran constantes para fines de cálculo, siendo éstas la presión estática del yacimiento (P_{ws}) y la presión de separación en la superficie (P_{sep}).

Aparte que los resultados del análisis definen la capacidad de producción de un pozo bajo diferentes condiciones, también muestra los cambios que se presentan en los diferentes parámetros que afectan el comportamiento del sistema. El resultado del análisis básicamente es identificar los parámetros que controlan el flujo en el sistema de producción⁸.

⁸ ORTIZ, Jenifer JIMENEZ. Edith Optimización de la producción de un cluster de crudo extra pesado del campo chichimene utilizando la técnica de análisis nodal. proyecto de grado UIS 2011

1.2.1 Metodología para el uso de análisis nodal Para desarrollar esta técnica es necesario considerar los siguientes pasos.

1. Escoger un nodo en cualquier parte del sistema para dividir el sistema en dos secciones:
 - Flujo aguas arriba del nodo o inflow.
 - Flujos agua abajo del nodo o outflow.
2. Realizar el balance de presiones en el nodo teniendo en cuenta que:
 - Caudal que entra = Caudal que sale.
 - La presión en el nodo es única.

Esta metodología permite describir las siguientes expresiones:

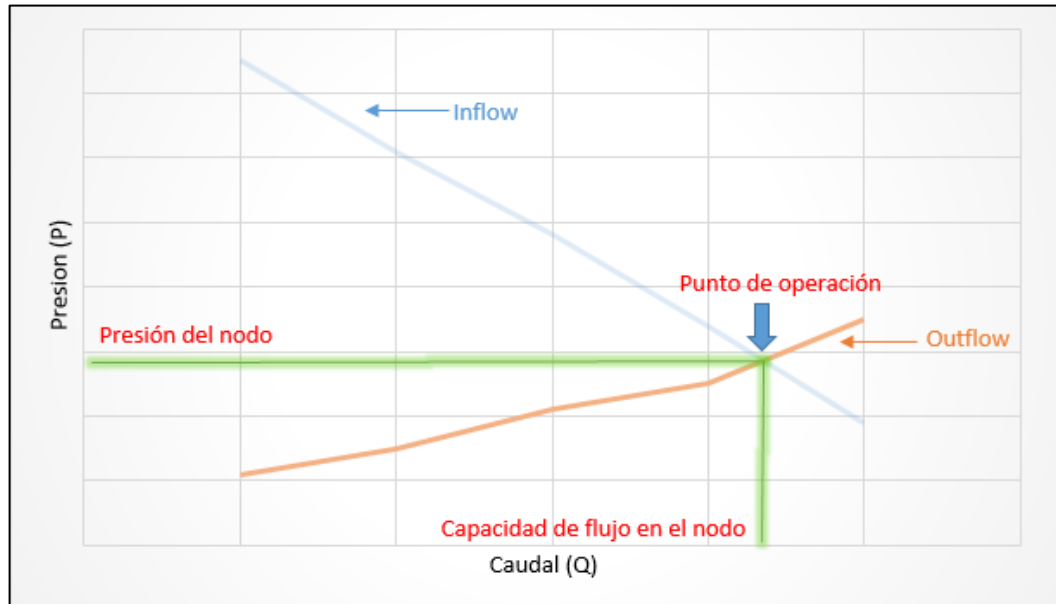
- $P_{\text{nodo}} = P_R - \Delta P_{\text{aguas arriba}} \text{ (inflow)}$
- $P_{\text{nodo}} = P_{\text{sep}} - \Delta P_{\text{aguas abajo}} \text{ (outflow)}$

Las anteriores ecuaciones describen el balance de presión en el inflow (yacimiento a nodo) y en el outflow (separador a nodo). La aplicación de las ecuaciones anteriores requiere que se tenga una expresión matemática que describa la relación entre el flujo y el comportamiento de la presión dentro de cada componente del sistema.

3. Utilizando diferentes valores de caudal se calcula la presión en el nodo utilizando tanto la ecuación de inflow como la de outflow, y se gráfica. Existirá un caudal único para el cual las presiones de ambas curvas (en el nodo) coincidan. Es importante mencionar que las curvas de inflow y outflow no necesariamente se cortan, lo cual no debe interpretarse como un error del análisis nodal, sino que no hay un caudal que satisfaga las condiciones de

presión de ambos sectores del sistema, es decir, el pozo no fluirá de manera natural⁹.

Figura 3. Grafica Análisis Nodal



Al realizar un análisis nodal, uno de los aspectos importantes a considerar es la ubicación del nodo. Los cuales existen en diversos lugares dentro del sistema donde podría ubicarse un nodo, los cuales podemos observar de la figura 2:

- Nodo 1: Separador.
- Nodo 2: Reductor.
- Nodo 3: Cabezal.
- Nodo 4: Válvula de subsuelo.
- Nodo 5: Restricción.
- Nodo 6: Fondo del pozo.
- Nodo 7: Cercanía del pozo.
- Nodo 8: Yacimiento.

⁹ Ibíd.

Estos nodos se dividen en dos categorías las cuales se encuentran en un sistema completo de producción.

1.2.1.1 Nodo principal Este es el nombre que recibe una sección determinada de un sistema donde se produce una caída de presión, producto de la interrelación entre componentes o nodos.

1.2.1.2 Nodo funcional En análisis previos, 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.

Se pueden advertir algunos parámetros comunes de un sistema los cuales son funcionales. Como así también se debe de tener en cuenta que hay otros componentes de superficie y de fondo y otros sistemas de terminación que podrían crear caídas de presión en los caudales¹⁰.

Tabla 2. Posición/Tipo de Nodos

NODO	POSICION	TIPO
1	SEPARADOR	PRINCIPAL
2	REDUCTOR	FUNCIONAL
3	CABEZAL	PRINCIPAL
4	VALVULA DE SUBSUELO	FUNCIONAL
5	RESTRICCIÓN	FUNCIONAL
6	FONDO DEL POZO	PRINCIPAL
7	CERCANÍA DEL POZO	FUNCIONAL
8	YACIMIENTO	PRINCIPAL

¹⁰ Análisis Nodal y explotación de Petróleo 2007

1.3 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS

El estudio del flujo multifásico en tuberías permite estimar la presión requerida en el fondo del pozo para transportar un determinado caudal de producción hasta la estación de recolección flujo en la superficie.

Durante el transporte de los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador en la estación de flujo existen pérdidas de energía tanto en el pozo como en la línea de flujo en la superficie. Las fuentes de pérdidas de energía provienen de los efectos gravitacionales, fricción y cambios de energía cinética.

1.3.1 Parámetros característicos de flujo multifásico Ya que el movimiento de fluidos a través de tuberías se encuentra directamente relacionado con el gradiente de presión, en la industria petrolera es de sumo interés determinar el mismo para el diseño de tuberías o facilidades de superficie que permita transportar los fluidos productores por un pozo hasta los tanques de almacenamiento, de una manera eficiente y rápida.

En el flujo multifásico el gradiente de pérdidas de presión por fricción incrementa ya que el flujo desarrolla una naturaleza vibrante, los fluidos se pueden separar por la diferencia en densidades y el flujo de cada fase viaja a diferentes velocidades en la tubería¹¹.

- **Nivel de líquido o hold-up (HL).**

El nivel de líquido es definido como la razón del volumen de un segmento de tubería ocupado por líquido al volumen total del segmento de tubería.

¹¹ ORTIZ, Jenifer JIMÉNEZ. Edith

$$H_L = \frac{\text{volumen de liquido de un segmento de la tubería}}{\text{volumen del segmento de tubería}} \quad (\text{EC. 1})$$

El valor del Hold-Up del líquido varía desde cero para flujo monofásico de gas hasta uno para flujo monofásico de líquido. El Hold-Up del líquido puede ser medido experimentalmente por algunos métodos, tales como pruebas de resistividad o capacitancia y densímetros nucleares. El remanente del segmento de tubería es ocupado por gas, el cual es referido como un Hold-Up de gas o fracción ocupado por gas¹².

$$H_g = 1 - H_L \quad (\text{EC. 2})$$

- **Hold up de líquido sin deslizamiento.**

Está definido como la razón del volumen de líquido en un segmento de tubería dividido para volumen del segmento de tubería, considerando que el gas y el líquido viajarán a la misma velocidad.

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} = \frac{V_{SL}}{V_m} \quad (\text{EC. 3})$$

Donde q_L es la suma de las tasas de flujo de aceite y agua in-situ y q_g es la tasa de flujo de gas in situ. El nivel de gas no deslizante o fracción de gas nulo es definido como:

$$\lambda_g = 1 - \lambda_L = \frac{q_g}{q_L + q_g} \quad (\text{EC. 4})$$

¹² BOHORQUEZ, Ferney; GOMEZ, Claudia, Optimización del sistema de recolección de crudo pesado y extrapesado del campo Chichimene

La diferencia entre el Hold-Up de líquido y el Hold-Up sin deslizamientos es medida del grado de deslizamiento entre las fases de gas y líquido.

- **Densidad de líquidos.**

Cuando dos líquidos inmiscibles como aceite y agua fluyen simultáneamente, la definición de densidad llega a ser más complicada. La densidad de la mezcla gas-líquido fluyendo es difícil evaluar por la separación gravitacional de las fases y el deslizamiento entre estas. La densidad de la mezcla agua-aceite puede ser calculada de las densidades y las tasas de flujo si se asume no deslizamiento entre el agua y el aceite¹³.

$$\rho_L = \rho_O * F_O + \rho_W * F_W \quad (\text{EC. 5})$$

Dónde:

$$F_O = \frac{q_o}{q_o + q_w} \quad (\text{EC. 6})$$

$$F_W = 1 - F_O \quad (\text{EC. 7})$$

La densidad del aceite se puede calcular así:

$$\rho_O = \frac{350.4 * \gamma_O + 0.0764 * \gamma_g * R_s}{5.615 * B_O} \quad (\text{EC. 8})$$

Dónde:

ρ_O = densidad del aceite, $\frac{\text{lbm}}{\text{ft}^3}$

γ_O = gravedad específica del aceite

γ_g = gravedad específica del gas

¹³ Ibíd.

$$R_s = \text{gas disuelto, } \frac{\text{scf}}{\text{STB}}$$

B_o = factor volumetrico de formacion

- **Viscosidad.**

La viscosidad del fluido es usada en la determinación del número de Reynolds y otros números adimensionales usados como parámetros de correlación. El concepto de viscosidad a menudo es utilizado de forma diferente por muchos autores.

La viscosidad de la mezcla agua-aceite es calculada usando las fracciones de aceite y agua fluyendo en la mezcla como factores de peso. La ecuación más comúnmente usada es:

$$\mu_m = \mu_L * \lambda_L + \mu_g * \lambda_g \quad (\text{EC. 9})$$

1.4 SISTEMAS DE RECOLECCIÓN

El sistema de recolección es el conjunto de tuberías en superficie que transportan los fluidos de producción desde los pozos hasta la estación de recolección para su tratamiento. El sistema de recolección forma parte del sistema de producción que consta además del yacimiento, los pozos completados y facilidades de superficie para control, separación, tratamiento, muestreo, medición y bombeo de fluidos¹⁴¹⁵.

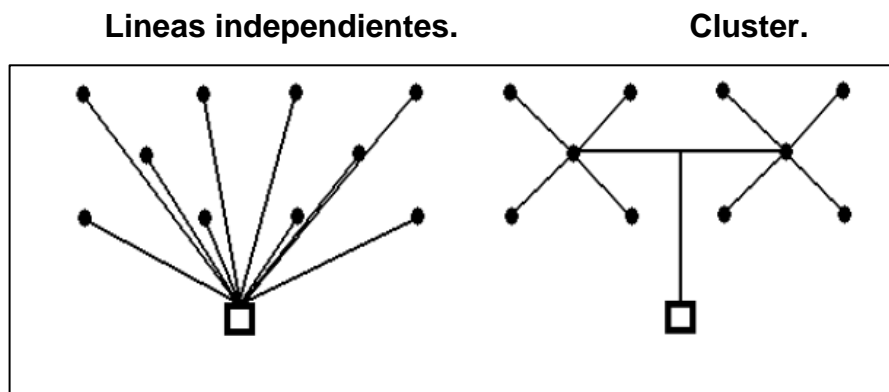
¹⁴ GOLAN M. and WHITSON C. H., Well performance. University of Trondheim. The Norwegian Institute of Technology NTH. USA: Prentice Hall, 1991

¹⁵ SZILAS A. P., Production and transport of oil and gas. Part B: gathering and transport. Developments in petroleum science 18b. Hungary: ELSEVIER, 1986.

1.4.1 Tipos de sistemas de recolección Un tipo frecuente de sistema de recolección consiste en líneas independientes que llevan la producción de cada pozo a la estación de tratamiento. Allí se fiscaliza la producción de cada pozo, se separan y tratan los fluidos y se bombea el petróleo a un centro de recolección, a una refinería o a un punto de venta.

Otro sistema de recolección es el tipo **Cluster**, el cual consiste en llevar la producción de un grupo de pozos, a través de sus líneas de tubería hasta una tubería de mayor capacidad o troncal. Los fluidos recolectados en esta troncal se pueden reunir con lo recolectado en otras troncales de otros grupos de pozos en otra tubería de mayor capacidad. Finalmente la producción de varios grupos de pozos llega a la estación de tratamiento a través de troncales generales de recolección. En algunos sistemas de recolección tipo **Cluster** se utiliza un equipo portátil de medición o un medidor multifásico en línea para el control de producción de los fluidos de cada pozo¹⁶.

Figura 4. Tipos de Sistemas de Recolección



1.4.2 Principios para el diseño de sistemas de recolección Con el fin de diseñar el sistema de recolección más eficiente y económico se deben tener en cuenta los siguientes principios:

¹⁶ SZILAS A. P., Production and transport of oil and gas. Part B: gathering and transport. Developments in petroleum science 18b. Hungary: ELSEVIER, 1986.

- La presión de cabeza de pozo debe ser tan baja como sea posible.
- El sistema debe ser fácil de controlar, de modo que permita intervenirlo rápidamente durante algún daño.
- Se debe poder medir la cantidad de crudo, gas y agua de cada pozo con la precisión necesaria.
- En caso de una posible expansión de facilidades de superficie, el sistema de recolección debe ser adaptable, para que se pueda acoplar a las instalaciones nuevas y con la menor afectación a la continuidad de la producción.
- El costo de inversión por tubería, múltiples, medidores multifásico y/o bombas deber ser mínimo.

El diseño de un sistema de recolección se basa en la resolución de un problema al transportar por tubería una mezcla multifásico de Crudo, Gas y Agua con el mínimo costo de inversión y operación. Este problema se complica cuando se recolecta crudo pesado o extrapesado, por su alta viscosidad. Además, debido a la presencia de agua, suelen formarse emulsiones de gotas de agua dispersas en el crudo, las cuales incrementan la viscosidad del crudo.

Uno de los fenómenos que hace complejo el cálculo de la viscosidad de la mezcla es la inversión de fases, principalmente entre el agua y el crudo. La inversión de fases se refiere al fenómeno donde con un pequeño cambio en las condiciones operacionales, la fase continua y dispersa se invierten simultáneamente. La inversión de fases es uno de los factores a considerar en el diseño de tuberías que transportan crudo y agua, ya que las características reológicas de la dispersión y la asociada caída de presión cambian abruptamente y significativamente en este punto de inversión¹⁷.

¹⁷ GARCÍA, Cesar Augusto; Diseño conceptual del sistema de recolección de crudo extrapesado San Fernando, Trabajo de grado de maestría de hidrocarburos, UIS 2009

2. DESARROLLO DEL MODELO DE SIMULACIÓN

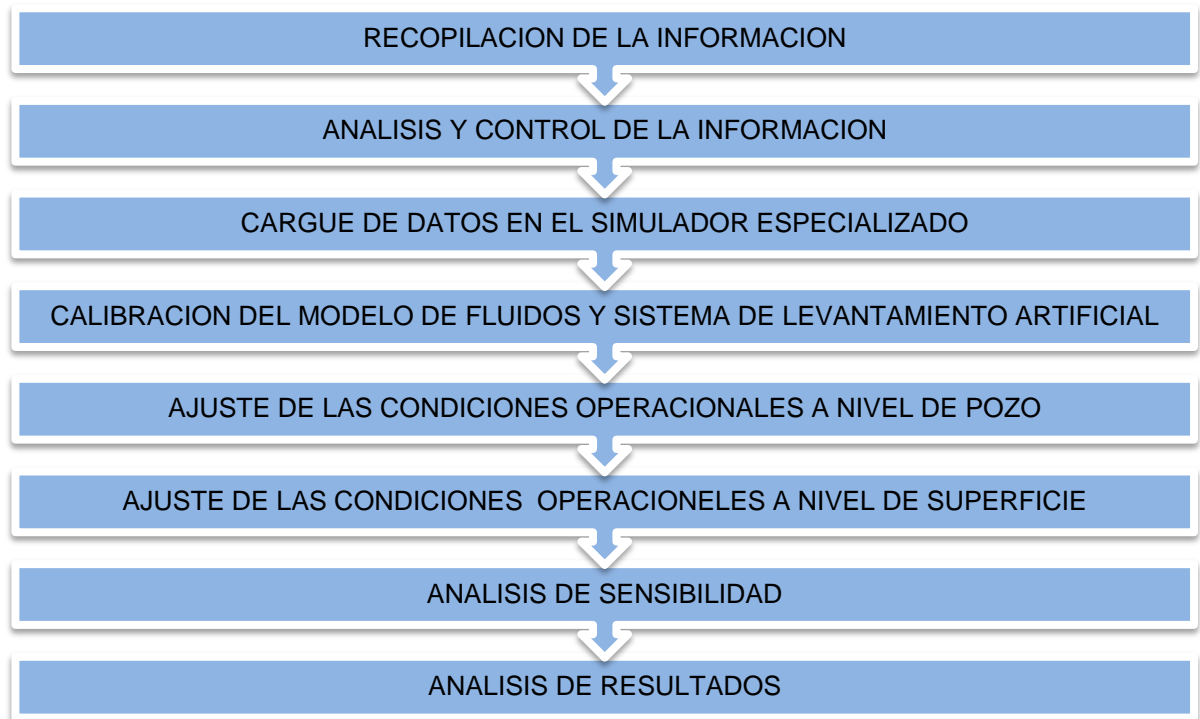
Considerando que actualmente los campos de crudo extrapesado representan un activo muy importante en nuestra industria; y que por lo tanto es importante centrarse en el desarrollo de las tecnologías de producción o en su debido caso la optimización existente de cada campo, para poder obtener los mejores resultados y aumentos de rentabilidad; para poder lograr estos objetivos se tienen estrategias claras como el análisis de cada campo, el comportamiento futuro de cada pozo y el reacondicionamiento de sus facilidades, que en conjunto logran fijar las mejores condiciones operacionales de un sistema actual, para obtener resultados óptimos en proyectos futuros a realizar en cualquier campo con características de extrapesado.

Teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado la optimización de las redes de recolección del campo representan un desarrollo necesario y útil para el futuro del campo.

2.1 METODOLOGÍA

Para lograr la optimización del campo y en concreto los sistemas de recolección se implementa una metodología de trabajo concreta teniendo en cuenta todos los aspectos necesarios y de gran importancia para la realización de este proyecto.

Figura 5. Metodología Para Optimización De Los Sistemas De Recolección



2.2 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

Para el desarrollo de la optimización de un sistema de recolección es necesario no solo calibrar las facilidades de superficie, sino también los modelos de pozo que el campo tiene; que corresponden a 122 pozos activos. Para lograr esto y que los resultados sean veraces, representativos y con un menor porcentaje de incertidumbre posible, se debe obtener la información específica de una fuente confiable.

La información requerida es:

Información general:

- Estados Mecánicos

- Bases de Datos
- Caracterización de Fluidos
- Planos de Campo
- Coordenadas de Pozos

Información específica:

- Pruebas de Producción, PVT de Fluidos y Petrofísica para el ajuste de Índices de Productividad.
- Gradientes y Pruebas de Presión para el ajuste de las correlaciones de flujo.
- Reportes de Producción y Curvas de Eficiencia de Bombas para el ajuste de las condiciones del Sistema de Levantamiento Artificial.
- Pruebas extensas de producción y Topografía para ajuste del sistema de recolección.

2.2.1 Toma de parámetros de superficie de los pozos Para el correcto montaje de información en el software fue necesario la recolección de datos de cada uno de los pozos, tales como:

- Presión entrada de la bomba (PIP)
- Frecuencia
- Temperatura en cabeza de pozo (WHT)
- Presión en cabeza de pozo (THP)

Los datos obtenidos de presión se observan en el manómetro que se encuentra instalado en la cabeza del pozo. La temperatura por medio un termómetro infrarrojo laser y en cuanto a la PIP, Presión de descarga, amperaje, frecuencia y voltaje se toman del panel de información del variador.

2.2.2 Estados mecánicos de los pozos Los estados mecánicos de los pozos representan el estado actual de producción en el que se encuentra cada uno. En

ellos se registra la información de la tubería en la cual se encuentra completado el pozo, su peso, diámetro y las juntas utilizadas en cada operación, las profundidades a las cuales está situada la bomba, la profundidad media de las perforaciones (PMP), el tope del liner, adicionalmente podemos observar las especificaciones que posee el sistema de levantamiento del pozo; el fabricante, tipo y número de etapas de la bomba. Para este caso de campo de crudo extrapesado se maneja en su mayoría el bombeo electrosumergible (BES) en un 95% de los casos y el otro 5% correspondiente a Bombeo Por Cavidades Progresivas (PCP).

Estos datos son debidamente organizados en tablas para acceder de manera más sencilla a la información. La cual se presenta a continuación en la tabla N°3 y N°4.

Tabla 3. Estado Mecánico De Los Pozos

POZOS	PM P(ft)	OD in)	PESO (lb)	LINER (ft)	OD (in)	PESO (lb)	INTAKE (ft)	OD (in)	PESO (lb)
JS-180	8483	7'	29	8011	9-5/8'	47	7302,87	4-1/2'	15,5
JS-181	8234	7'	29	7856	9-5/8'	47	7309,74	4-1/2'	15,5
JS-182	8629,5	7'	29	8197,32	9-5/8'	47	7944,55	5-1/2'	15,5
JS-183	9092	7'	29	8686,6	9-5/8'	47	7,648.79	4-1/2'	15,5
JS-184	8592,5	7'	29	8198	9-5/8'	47	7814,83	4-1/2'	15,5
JS-185	8216	7'	29	7847,35	9-5/8'	47	7280,88	5-1/2'	15,5
JS-186	8425	7'	29	8012,58	9-5/8'	47	7818,21	4-1/2'	15,5

Tabla 4. Información De Los Sistemas De Levantamiento

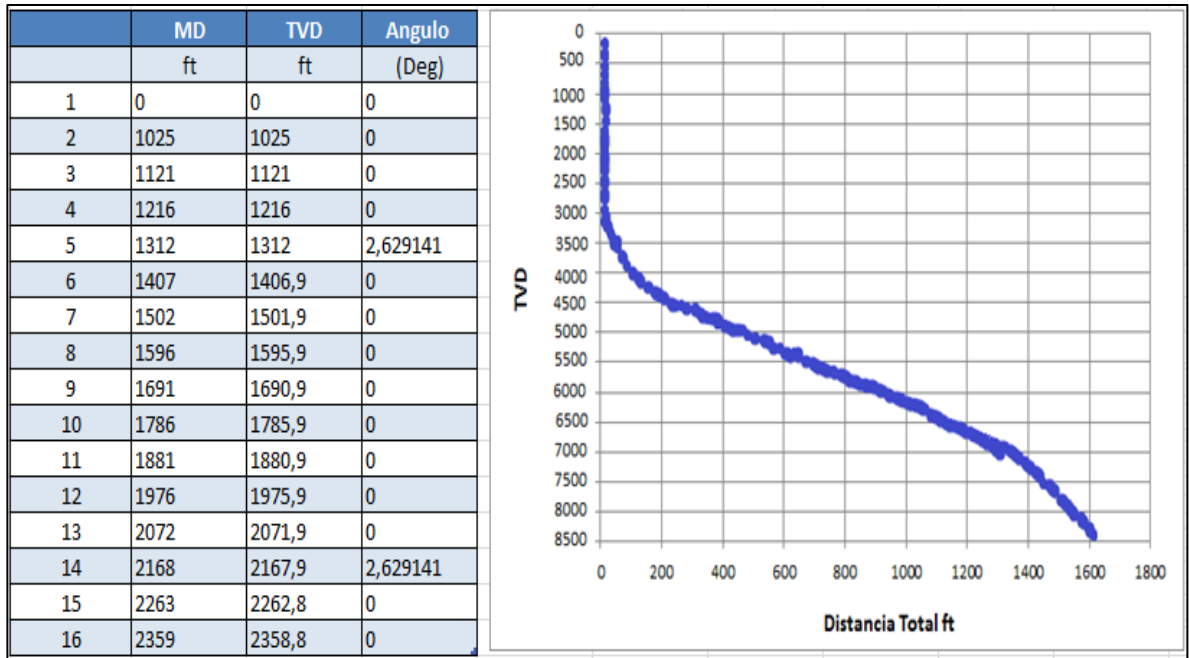
POZO	CARACTERÍSTICA BOMBA			MOTOR		
	BOMBA	ETAPAS	MARCA	HP	VELOCIDAD	SEP.GAS
JS-180	GN-1600	161	Reda	53	58	NO
JS-181	GN-1600	211	Reda	68	49	NO
JS-182	P23	172	Centrilif	105	50	NO
JS-183	WE-1500	172	Alkhorayef	86	52	NO
JS-184	GN-1600	179	Reda	52	57	NO

CARACTERÍSTICA BOMBA				MOTOR		
POZO	BOMBA	ETAPAS	MARCA	HP	VELOCIDAD	SEP.GAS
JS-185	24-3400	-	Weatherford	163	240	NO
JS-186	GN-1600	173	Reda	93	60	NO

2.2.3 Información de desviación de los pozos En el estado mecánico se puede observar si el pozo es vertical o desviado. En el caso de ser desviado recurrimos al survey del pozo el cual nos indica los datos MD y TVD, los cuales corresponden; TVD que es la profundidad vertical y MD la medida de la perforación, siendo en los pozos desviados mayor MD a TVD como se observa en la figura 6; esto es para tener un mejor modelamiento de los fluidos a través del pozo, así como se muestra en la figura 6.

2.2.4 Información de pruebas de producción Se obtuvo la información de las últimas pruebas de producción de los pozos alineados a la troncal. Las variables registradas son: caudal de fluido total, caudal de crudo, caudal de agua, corte de agua, producción de gas, gravedad °API, presión en cabeza de pozo, temperatura en cabeza de pozo, frecuencia, y presión de entrada a la bomba, como se muestra en la Tabla N° 5.

Figura 6. Perfil De Desviación De Un Pozo



Fuente: Simulador Numérico

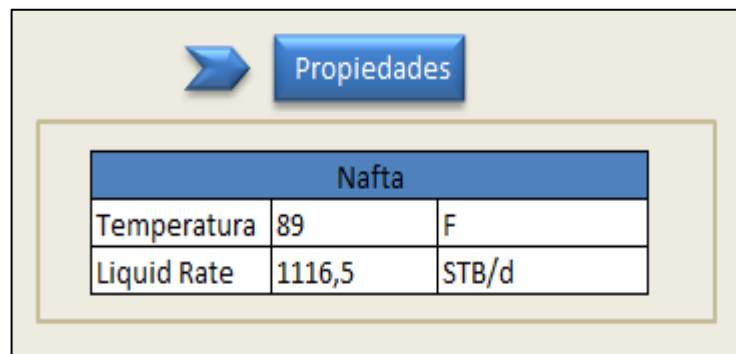
Tabla 5. Pruebas De Producción De Los Pozos

Pozo	Qf (BFPD)	Qw (BWPD)	Qo (BOPD)	Gas (Mscf/D)	Bsw%	°API	PIP (psia)	Frecuen cia (Hz)/rpm	THP (psia)
JS-180	277,12	33,16	243,96	0	11,9	8,3	356,3159	58	214,6
JS-181	408,68	17,6	391,08	0	4,3	12	718,5729	49	220,6
JS-182	85,02	0,36	84,66	0	0,42	8,2	758,7739	50	274,6
JS-183	241,48	7,12	234,36	0	2,9	8,1	303,3092	52	224,6
JS-184	351,12	6,28	344,84	0	1,78	8,3	530,303	57	224,6
JS-185	333,56	18,68	314,88	0	5,6	8	346,1199	240	254,6
JS-186	443,55	5,07	438,48	0	1,14	8,6	386,3219	60	193,6
JS-188	203,52	16,32	187,2	0	8,01	8,5	450,2993	53	192,6
JS-189	367,59	28,3	339,29	0	7,6	8,8	328,8975	45	177,6
JS-190	132,79	11,5	121,29	0	8,6	8,4	432,1771	55	160,6

2.2.5 Información del diluyente El campo cuenta con una inyección de Nafta en algunos cluster, con el objetivo de disminuir la viscosidad del crudo para así lograr una mayor movilidad de este a través de las líneas de recolección, esto se realiza debido a que el API del crudo de este campo es menor a 10°API.

Para la simulación de la inyección, se utiliza una fuente en la cual se introducen los valores de temperatura, caudal y propiedades del diluyente, el campo cuenta actualmente con 14 puntos de inyección, como se observa en la Figura 7.

Figura 7. Información Diluyente



Nafta		
Temperatura	89	F
Liquid Rate	1116,5	STB/d

Fuente: Simulador Numérico

2.3 CARGA Y AJUSTE DE DATOS EN SIMULADOR ESPECIALIZADO

Obteniendo toda la información requerida y haciendo el respectivo filtro de datos necesarios para la simulación, se procede a incluir los datos en el software especializado de la siguiente manera:

2.3.1 Ajuste de las condiciones operacionales a nivel de pozo Para realizar el correcto ajuste de los pozos alineados al sistema de recolección, es necesario realizar una simulación con el menor grado de incertidumbre, con los datos previamente seleccionados.

2.3.1.1 Datos del Fluido Para los datos de fluidos se ingresa en el modelo BLACK OIL en los cuales en la pestaña de propiedades de petróleo negro, se introducen los siguientes valores:

- **W.C. (Water Cut)**
- **GOR**
- **SG. Gas**
- **SG. Agua**
- **API**


Posteriormente para los datos de viscosidad del crudo se agrega una tabla con variables de viscosidad en función de temperatura. La calibración se realiza a través del modelo “Calibración de punto único” como se observa en la figura 8.

Figura 8. Configuración Avanzada De Datos/ Modelo Black Oil

En Pb					
	Valor	Unidad	Pressure (psia)	Temperature (F)	correlation
Rsb	85	scf/STB	582,69595	184	Standing

Above bubble point				
	Valor	Pressure (psia)	Temperature (F)	correlation
OFVF	1,049	3314,6959	184	Vazquez Beggs

At or Below the bubble point			
	Pressure (psia)	Temperature (F)	correlation
OFVF	582,69595	184	Vasquez Beggs
live oil Visc.(cp)	582,69595	184	Hossain
Gas Velocity(cp)	582,69595	184	Lee et al.
Gas Z	582,69595	184	Standing



Fuente: Simulador Numérico

2.3.1.2 Datos del Yacimiento El simulador requiere que los valores de presión estática y temperatura de yacimiento sean lo más representativos posible, así como el índice de productividad presente. Para este último se utiliza el modelo IPR WELL PI para el punto de burbuja hacia arriba y de este hacia abajo el modelo de vogel. Como se muestra en la figura 9.


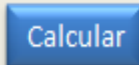
Figura 9. Datos de Yacimiento/Modelo IPR

Datos de Yacimiento		
Presión Estática	1200	psia
Temperatura	180	F

Modelo IPR	
Tipo de Modelo	Well PI

Liq.Pi	0,8153973	STB/d/psi
--------	-----------	-----------

Usar vogel abajo del punto de burbuja

Fuente: Simulador Numérico

2.3.1.3 Datos del Completamiento Los datos de completamiento se introducen en la pestaña de tubería de producción, los cuales requieren 4 perfiles importantes que son los siguientes:

- Perfil de desviación: MD, TVD y un Angulo si el pozo es desviado.
- Perfil geotérmico: Temperatura existente desde superficie hasta la formación productora, además de un valor “U” (gradiente geotérmico).
- Configuración de la tubería: Profundidad MD de fondo en el cual se encuentran las diferentes tuberías de completamiento (tubing, liner, casing); además de su diámetro interno (ID) y espesor.

- Equipo de fondo: Selección del SLA (Sistema de levantamiento artificial) a su respectiva profundidad en MD; además se escoge el fabricante, el modelo y datos de diseño en la que opera el sistema.

2.3.1.4 Ajuste del Sistema de Levantamiento. Para el ajuste del levantamiento se debe tener a condiciones actuales: Presión a la entrada de la bomba (PIP) y temperatura en cabeza; estas condiciones se actualizan a través del módulo de operaciones presiones “perfil presión/temperatura”.

Los datos requeridos para realizar la actualización de los pozos a condiciones actuales son: la presión de salida, el caudal de líquido a la salida y definir un rango de búsqueda del índice de productividad (IP); la calibración de estos dos parámetros se da a través de iteraciones de corridas de perfiles presión vs profundidad, modificando el valor del factor de carga para obtener el valor de operación de la PIP a las condiciones dadas.

Obtenida la PIP de trabajo actual arroja un valor de IP el cual es insertado en las propiedades de yacimiento del pozo, para un ajuste de caudal el cual debe tener un margen de error inferior del 5%.

2.3.2 Ajuste de las condiciones operacionales a nivel de superficie Para realizar el correcto ajuste de la red es necesario recopilar la información

Necesaria, para obtener el menor valor de incertidumbre posible.

2.3.2.1 Datos de líneas de flujo Para los valores del ingreso de la línea es necesario conocer el diámetro, espesor, rugosidad, distancia total de la tubería, elevación entre distancias, temperatura ambiente y coeficiente de transferencia de calor. Como se muestra en la figura 10.

Figura 10. Datos Líneas De Flujo

	Distancia	Elevación	T.Ambiente	Valor U
	ft	ft	F	Btu/hr/ft2
1	0	1613,8	90	2
2	3,6417	1614		
3	14,691	1614,2		
4	25,558	1614,4		
5	108,5	1614,5		
6	117,62	1614,7		
7	128,94	1614,9		
8	139,17	1615,1		
9	199,05	1615,1		
10	256,79	1614,9		
11	264,44	1614,7		
12	271,03	1614,9		
13	282,35	1615,3		
14	288,91	1615,5		

Diámetro Interno	
6,211	inches

Espesor	
0,28	inches

Rugosidad	
0,0015	inches

Fuente: Simulador Numérico

2.3.2.2 Ajuste del sistema de recolección. Para el ajuste del sistema de recolección se realiza la primera corrida de la red con el modelo ajustado completo de los pozos, posteriormente se revisa que la presión en cada punto de los clusters y de las líneas tengan la presión de operación actual de funcionamiento, con un porcentaje de error menor al 10%. Las líneas que no cumplen con el requerimiento se les modifica las correlaciones de flujo (correlación de flujo horizontal y factor de fricción) que para este caso la correlación más acertada es la de Beggs & Brill revised para horizontal y Hagedorn & Brown para flujo vertical, como se muestra en la Tabla comparativa de correlaciones (Tabla N° 6); este procedimiento se repite para cada línea hasta obtener el porcentaje requerido. Como se muestra en la figura 11.

Figura 11. Correlaciones De Línea De Flujo

The screenshot shows a software interface with a blue arrow pointing right and a button labeled 'Correlaciones Locales'. Below this are three main sections:

- Flujo Vertical (Multifásico)**:

Fuente	bja
Correlación	Hagedorn & Brown
Factor de Fricción	1
Factor de Colgamiento	1
- Flujo Horizontal (Multifásico)**:

Fuente	bja
Correlación	Beggs & Brill Revised
Factor de Fricción	0,8
Factor de Colgamiento	0,8
- Ángulo Vertical-Horizontal de Cambio de la Correlación de Flujo**:

	(0-90°) horizontal	(0-90°) horizontal
Ángulo de Cambio	45	45

At the bottom, there is a separate box for 'Correlación' set to 'Moody'.

Fuente: Simulador Numérico

Tabla 6. Tabla comparativa de correlaciones para flujo Horizontal / Vertical

Correlación	Aplicación a flujo horizontal	Aplicación a flujo Vertical	Hold up de liquido	Mapa de Flujo
Poettman & carpenter	No	Si	No	No
Duns y Ros	No	Si	Si	Si
Hagedorn & Brown	No	Si	Si	No
Orkisewski	No	Si	Si	Si
Beggs & Brill Revised	Si	Si	Si	Si
Mukherjee & Brill	No	Si	Si	Si

3. MONTAJE Y DESARROLLO DE LOS ESCENARIOS PROPUESTOS.

Tras realizar el ajuste completo de los pozos y la red, se procede a hacer el análisis de 5 escenarios propuestos, para la optimización del campo.

3.1 MONTAJE, SIMULACIÓN Y RESULTADOS DE LA TRONCAL

Para poder tener un resultado de ajuste más robusto es necesario correr los pozos de la red en su mayoría por presión de yacimiento, los que no logran tener una cercanía con su respectivo caudal medido, son corridos a su tasa de flujo afectando su presión estática en el pozo. Esta alternativa proporciona un error menor con respecto a la presión, y reduce el error global de la red.

Tabla 7. Resultados De La Simulación Medido vs Simulado

CLUSTER		MEDIDO		SIMULADO		DELTA	
		Q(BFPD)	P(Psia)	Q(BFPD)	P(Psia)	ΔQ (BFPD)	ΔP (Psia)
CL-18	CL-18	1507.8	152	1855.3	145	347.5	-7
	CL-19	957.7	-	643.4	-	-314.3	-
CL-8	CL-8	8504.1	80	8677.7	85	173.6	5
	CL-9	1341.5	-	1525.7	-	184.16	-
	CL-14	2800.7	84	4772	85	1971.4	1
	CL-21	1906	135	2449.7	144	543.6	9
CL-4	CL-4	1906	110	2771	106	865	-4
	CL-5	1713.7	-	1713.7	-	0	-
	CL-10	4060.6	51	5770.5	55	1709.9	4
	CL-3	2904.4	194	3310.5	188	406	-6
	CL-2	5689.6	186	6885.2	178	1195.5	-8
	CL-23	4866.8	170.5	3647.7	176	-1219	5.5
	CL-17	3067.7	102	3604	111	536.2	9
	CL-7	3516.7	90	4182.6	90	665.8	0
	CL-12	4336.9	71	4850.5	77	513.5	6
	CL-1	4543	195	5683	183	1140	-12
	CL-22	912.26	150	638.7	145	-273.4	-5
	CL-6	2515	92	2515	97	0	5
	CL-25	4919.6	175	5503.1	173	583.5	-2
CL-20	CL-24	4284.9	-	5251.8	-	966.8	-
	CL-20	4322.4	199	3248.8	184	-1073.5	-15
	CL-13	2714.4	95	2502.9	88	-211.4	-7
	CL-27	1012.3	160	741	162	-271.2	2
	CL-28	1128.2	132	513.8	126	-614.3	-6
	CL-15	703.9	125	186.6	131	-517.2	6
	CL-26	4364.5	180	5611.6	179	1247	-1
	CL-16	2556.6	95	3030	96	473.3	1
	CL-11	3765.8	72	5142.4	78	1376.6	6
	total	86824.2		97229.7		10405.5	-13.5

SEPARADOR	P (psia)	Q(BFPD)
	40	113039.79

En la tabla N°7 se presentan los resultados de datos medidos contra los datos simulados. En esta se pueden observar los diferenciales de presión y caudal, obteniendo un rango de diferencial de presión de 9 hasta -15 Psi por cluster y en caudal de -1219 hasta 1971 BFPD por cluster.

En la tabla N° 8 se muestran los valores de presiones en los cluster arrojadas por la simulación y se realiza una comparación (% de error) respecto a los datos originales y los obtenidos en campo.

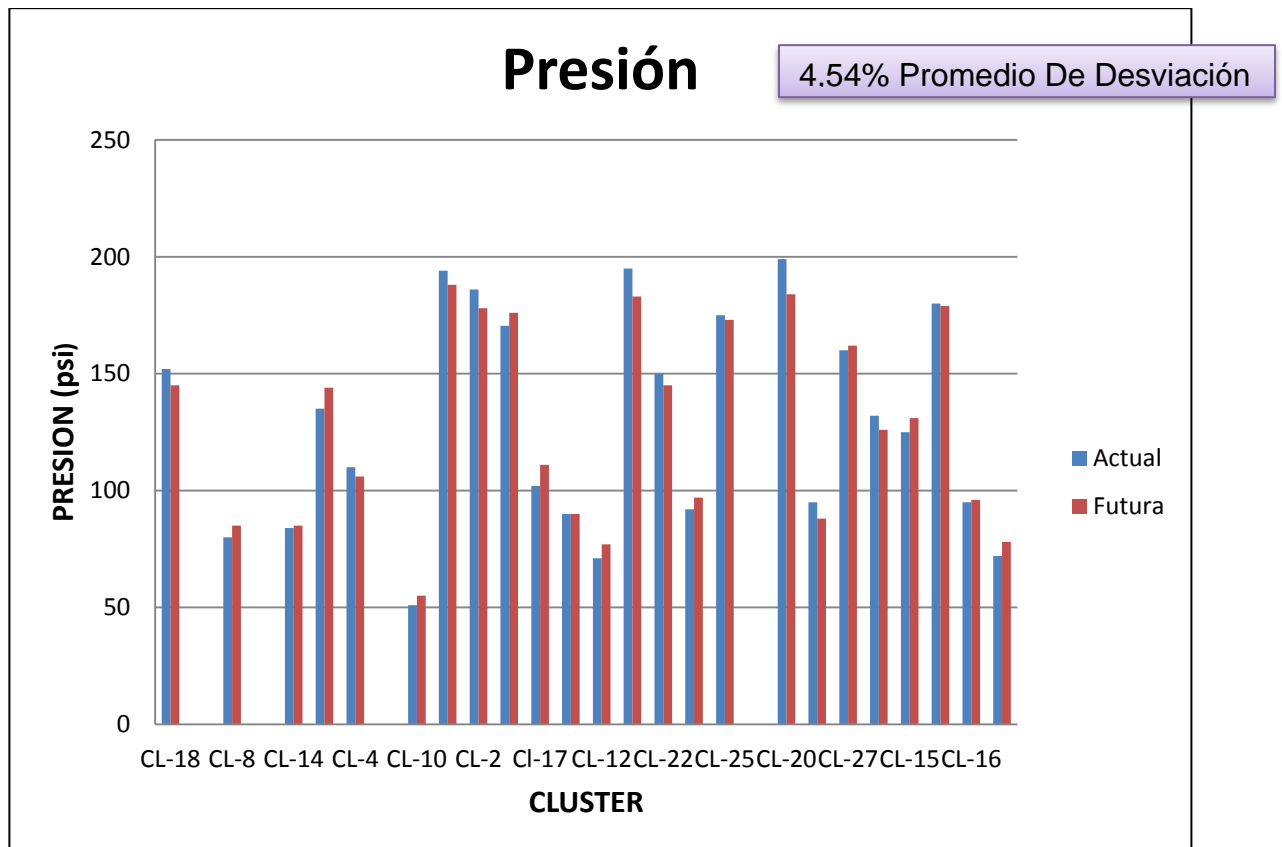
Tabla 8. Porcentaje de error de presiones por cluster en comparación de datos reales vs simulados

CLUSTER		P REAL (psi)	P SIMULADA (psi)	%ERROR
CL-18	CL-18	152	145	5%
	CL-19	-	-	-
CL-8	CL-8	80	85	-6%
	CL-9	-	-	-
	CL-14	84	85	-1%
	CL-21	135	144	-7%
CL-4	CL-4	110	106	4%
	CL-5	-	-	-
	CL-10	51	55	-8%
	CL-3	194	188	3%
	CL-2	186	178	4%
	CL-23	170.5	176	-3%
	CL-17	102	111	-9%
	CL-7	90	90	0%
	CL-12	71	77	-8%
	CL-1	195	183	6%
	CL-22	150	145	3%
	CL-6	92	97	-5%
	CL-25	175	173	1%
CL-20	CL-24	-	-	-
	CL-20	199	184	8%
	CL-13	95	88	7%

CLUSTER	P REAL (psi)	P SIMULADA (psi)	%ERROR
CL-27	160	162	-1%
CL-28	132	126	5%
CL-15	125	131	-5%
CL-26	180	179	1%
CL-16	95	96	-1%
CL-11	72	78	-8%

Como se observa en la figura 13. Algunos cluster presentan diferenciales de presión igual a cero, esto se presenta debido a que algunos cluster comparten el punto de recolección con otro.

Figura 13. Comparación De Presiones Medida vs Simulada



En la figura 14. Se observa una comparación de caudales, la cual presenta una mayor variación entre los diferenciales de presión, esto debido a que el ajuste de la red fue realizado en la mayoría de pozos por presión en el múltiple de recolección.

Figura 14. Comparación De Caudal Medida vs Simulada

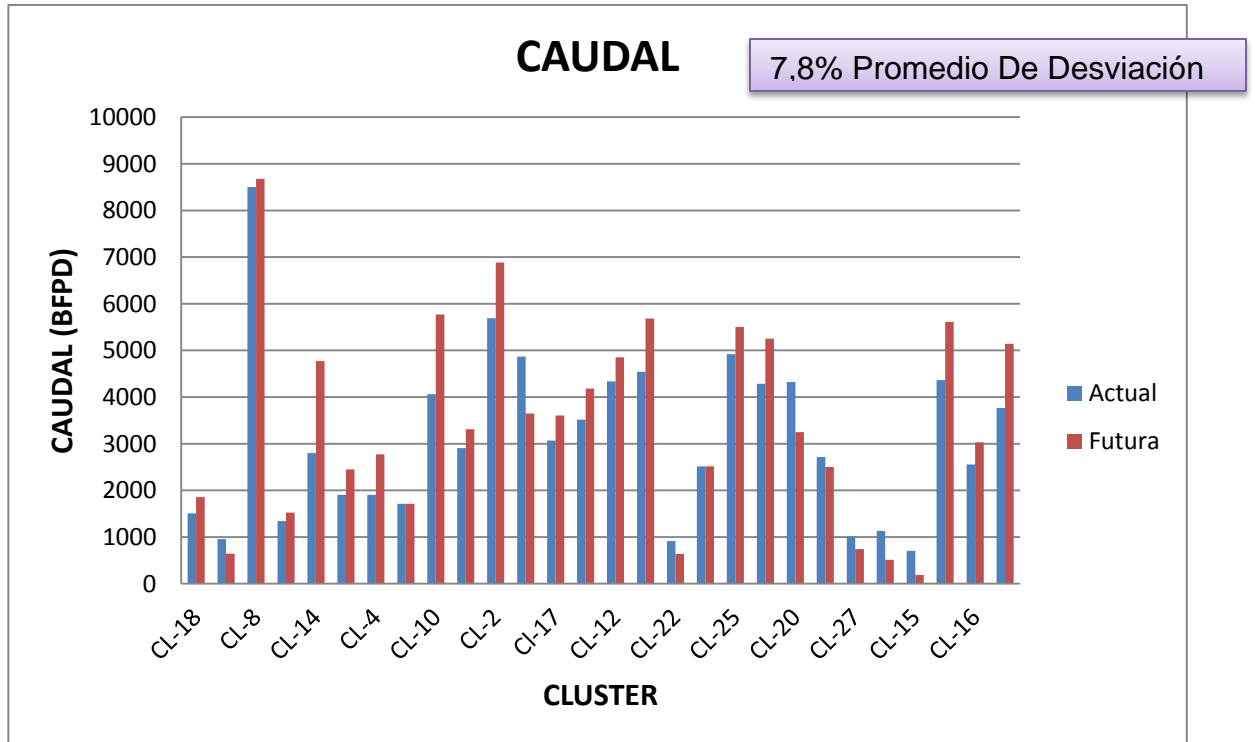


Tabla 9. Comparación de Fracciones de líquido

PARAMETRO	PRUEBAS	SIMULADA	%ERROR
Caudal de líquido (BFPD)	105634	113039	7
Caudal de crudo (BPPD) + CPO09	71584	78013	8,9
Caudal de Nafta (BNPD)	15810	15810	0
Caudal de agua (BAPD)	18239	19216	5,3
Caudal de gas (MMPCD)	1,5	1,6	9
%BSW	17,2	17,2	0,28
°API	15	16	7

La tabla N° 9, presenta las fracciones del líquido que componen el caudal total obtenido en el campo, con su respectivo porcentaje de error. El diferencial del grado API del crudo se generó debido a que el simulador atribuye al 100% la mezcla de crudo con nafta, lo cual en la realidad no se presenta este caso ya que al momento de la entrada del diluyente a la línea no se cuentan con mezcladores que mejoren la mezcla, presentándose así baches del diluyente

Tras realizar la corrida de la base y obtener un porcentaje de error aceptable, se procede a la realización la evaluación técnica de diferentes escenarios con el objetivo de disminuir la presión de flujo a lo largo de la troncal y aumentar el caudal a la llegada del tanque recolector. El objetivo principal fue el de mejorar las condiciones de flujo en la Troncal, y así observar el impacto sobre la producción de las líneas. Esta troncal cuenta con dos líneas principales de recolección en paralelo, una de 20" y la otra de 16" las cuales pueden ser alternadas según el requerimiento de cada escenario.

Las estrategias para el desarrollo de los escenarios propuestos son:

- Alternar las líneas principales de recolección.
- Separar la troncal en diferentes áreas.
- Desviación del flujo de diferentes clusters de la troncal.

La simulación de cada escenario se realiza en dos etapas, en la primera se simula la desviación los clusters seleccionados para cada escenario por la línea de 20", en la segunda etapa se simula los cluster restantes, los cuales continúan conectados y fluyendo por las línea original de 16".

Se proponen cinco escenarios alternando algunos clusters para observar los diferentes cambios de presión y caudal, todos los escenarios fueron divididos en 2 sectores. En el primer sector se ubicaron los clusters seleccionados dependiendo

del escenario y estos fueron alternados por las líneas principales con diámetros de 20" y 16".

En el segundo sector se ubican los clusters restantes de la troncal original menos los clusters del sector 1, estos clusters del sector 2 mantienen su flujo por la línea original principal de 16".(La línea principal de 20" es representada por el color azul, la de 16" con color rojo).

3.2 ESCENARIO 1

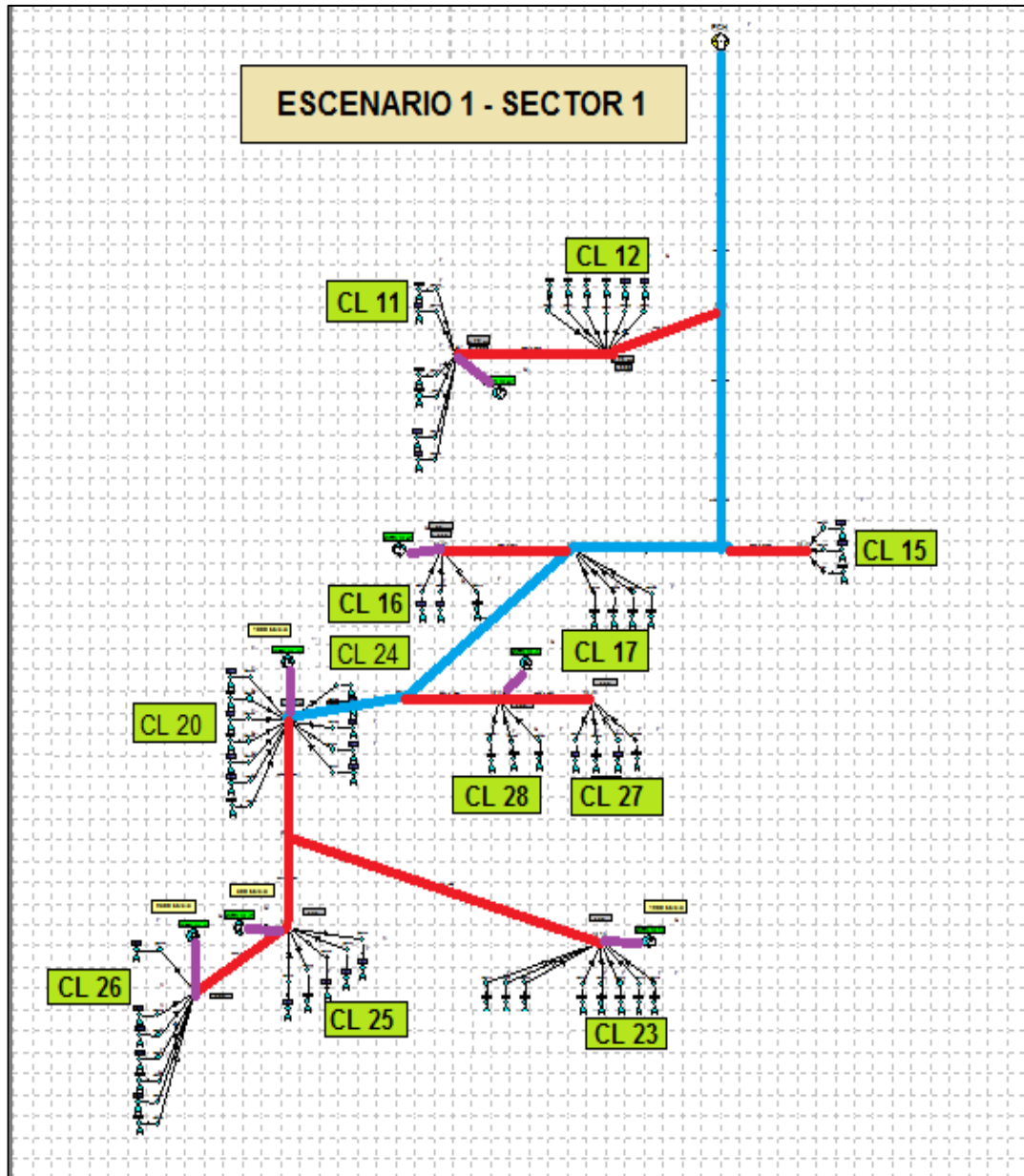
Los clusters seleccionados para cada sector en este escenario fueron los presentados en la tabla N° 10:

Tabla 10. Escenario 1

SECTOR 1 (20" y 16")	SECTOR 2 (16")
CL-11	CL-1
CL-12	CL-2
CL-15	CL-3
CL-16	CL-4
CL-17	CL-5
CL-20	CL-6
CL-23	CL-7
CL-24	CL-8
CL-25	CL-9
CL-26	CL-10
CL-27	CL-13
CL-28	CL-14
-	CL-18
-	CL-19
-	CL-21
-	CL-22

3.2.1 Reportes y análisis de resultado del sector 1. La corrida realizada del sector 1 se muestra en la Figura 15, la cual evidencia el esquema de recolección propuesto. En el cual las líneas azules representan la líneas de 20", la línea roja las de 16" y las moradas las líneas de inyección de nafta de 3,06".

Figura 15. Escenario 1 – Sector 1



Fuente: Simulador Numérico

Tras realizar la simulación se obtienen los siguientes resultados de diferenciales de presión y caudal, las cuales se muestran en la tabla N°11 y las Figuras 16 y 17.

Tabla 11. Diferencial Escenario 1- Sector 1

CLUSTER	RED ORIGINAL		FUTURA SECTOR 1		DELTA	
	Q(BFPD)	P(Psia)	Q(BFPD)	P(Psia)	ΔQ (BFPD)	ΔP (Psia)
CL-23	3647.7	176	3688.8	167	41.1	-9
CL-17	3604	111	3617.2	108	13.2	-3
CL-12	4850.5	77	4918.9	59	68.3	-18
CL-25	5503	173	5566.2	163	63	-10
CL-24	5251.8	-	5411.5	-	159.6	-
CL-20	3248.8	184	3374.4	135	125.6	-49
CL-27	741	162	727.4	168	-13.5	6
CL-28	513.8	126	510.7	133	-3.1	7
CL-15	186.6	131	188.7	127	2.1	-4
CL-26	5611.6	179	5457.2	172	-154.3	-7
CL-16	3030	96	3033	93	3	-3
CL-11	5142.4	78	5174.5	60	32.1	-18
TOTAL	41331.7		41669		337.3	

SEPARADOR	P (psia)	Q(BFPD)
	40	49128.82

Figura 16. Diferencial Caudal Escenario 1- Sector 1

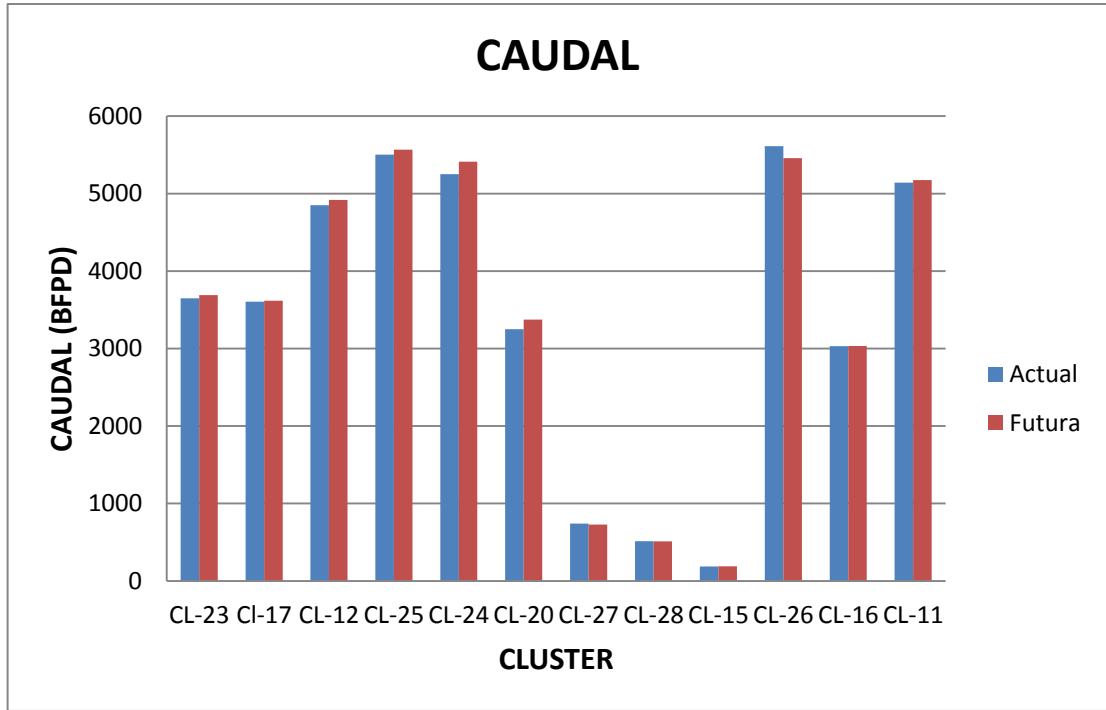


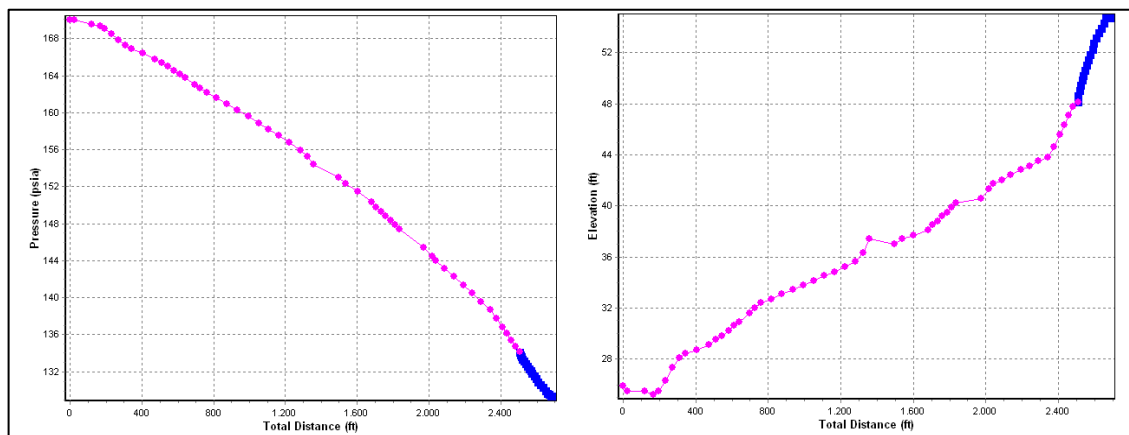
Figura 17. Diferencial Presión Escenario 1- Sector 1



En este sector se observan caídas de presión en un 83% de los cluster con un rango entre (49 a 3 psi), a diferencia de los cluster 27 y 28 que presentan un aumento de presión de 6 y 7 psi respectivamente, estos dos cluster a la vez presentan una disminución de caudal de 16,6 BFPD ocasionada principalmente por su elevación y la restricción de flujo en aguas arriba, por el aumento de flujo en la mayoría de los cluster afectando su movilidad, además de la distancia de la línea principal a estos cluster. Los cuales se muestran en la Figura 18.

Teniendo en cuenta que a media que se disminuyen presiones en los cluster, aumentan sus caudales, el cluster 26 no cumple con esta tendencia debido a que la velocidad que presenta el cluster 25 es el doble a la de 26 generando una obstrucción de flujo a pesar de que ambos presentan un flujo laminar como se presenta en la tabla N°12.

Figura 18. Presión/Elevación VS Distancia Total



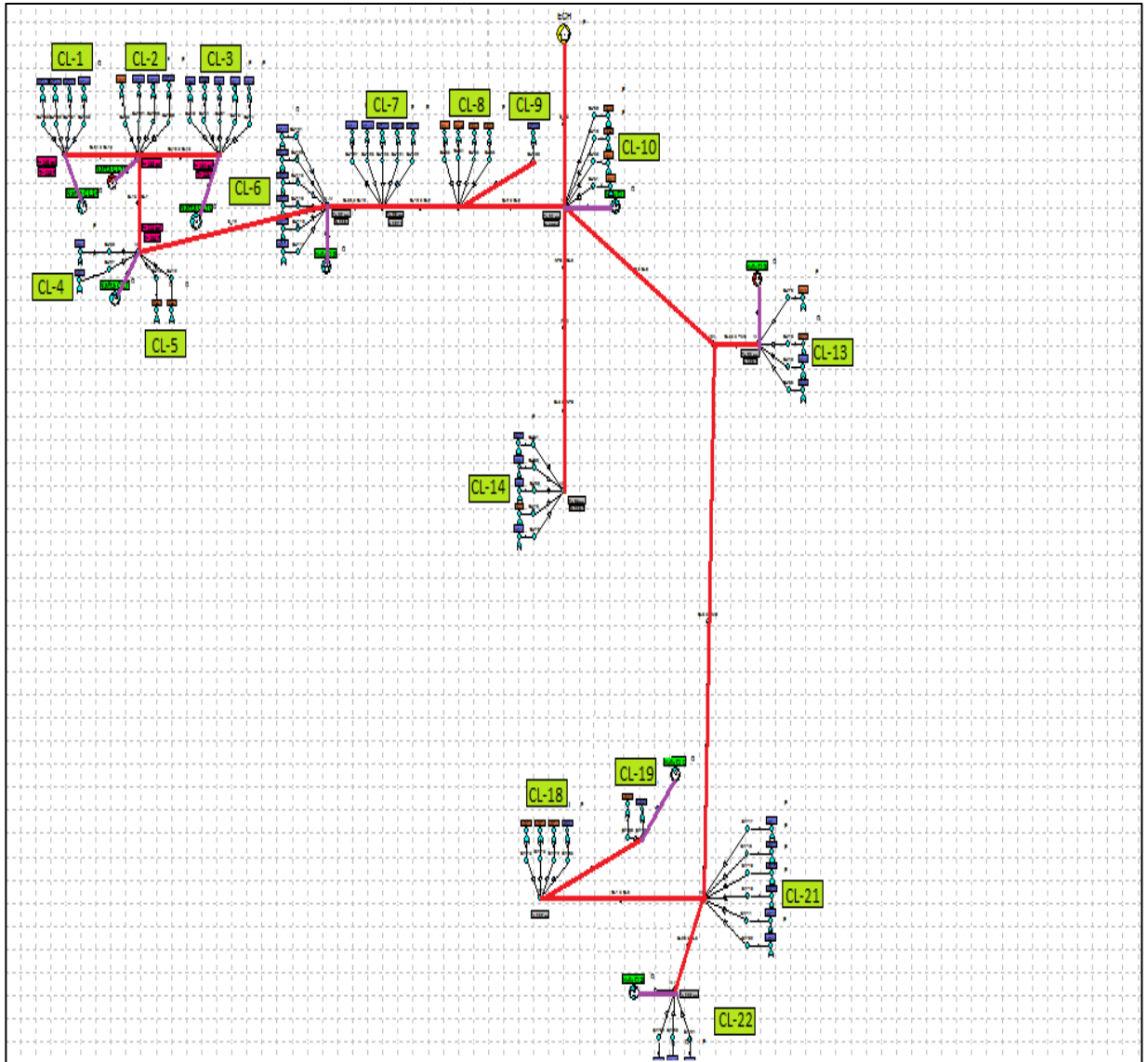
Fuente: Simulador Numérico

Tabla 12. Parámetro De Flujo En Líneas Escenario 1 – Sector 1

ESCENARIO 1 - SECTOR 1				
LINEA	Re	Hold Up (%)	Líquido (ft/s)	Régimen de Flujo
CL 26 - CL 25	61	100	0,3	Liquid
CL 25 - INTA	16,6	100	0,7	Liquid

3.2.2 Reportes y análisis de resultados sector 2. La corrida realizada del sector 2 se muestra en la Figura 19, la cual evidencia el esquema de recolección propuesto. En el cual las líneas rojas representan las líneas de 16" y las moradas las líneas de inyección de nafta de 3,06".

Figura 19. Escenario 1 – Sector 2



Fuente: Simulador Numérico

Tras realizar la simulación se obtienen los siguientes resultados de diferenciales de presión y caudal, las cuales se muestran en la Tabla N°13 y las Figuras 20 y 21:

Tabla 13. Diferencial Del Escenario 1- Sector 2

CLUSTER	RED ORIGINAL		FUTURA SECTOR 2		DELTA	
	Q(BFPD)	P(Psia)	Q(BFPD)	P(Psia)	ΔQ (BFPD)	ΔP (Psia)
CL-18	1855.3	145	1740.4	246	-114.9	101
C-19	643.4	-	730.7	-	87.3	-
CL-8	8677.7	85	8689.7	83	12	-2
CL-9	1525.7	-	1495.8	-	-29.9	-
CL-14	4772	85	5031.3	64	259	-21
CL-21	2449.7	144	2287.3	252	-162.4	108
CL-4	2771	106	2802.2	106	31	0
CL-5	1713.7	-	1713.7	-	0	-
CL-10	5770.5	55	6166	45	395.5	-10
CL-3	3310.5	188	4042.6	192	732	4
CL-2	6885.2	178	6860.5	182	-24.7	4
CL-7	4182.6	90	4052.1	89	-130.4	-1
CL-1	5683	183	6089.6	188	406.5	5
CL-22	638.7	145	632.4	256	-6.3	111
CL-6	2515	97	2515	96	0	-1
CL-13	2502.9	88	3274.7	79	771.7	-9
	55898		58124.7		2226.6	

SEPARADOR	P (psia)	Q(BFPD)
	40	66723.71

En la tabla se observa que el cluster 1 y 3 presentan un aumento de presión y caudal esto se ocasionó principalmente debido a que estos dos cluster tienen inyección de nafta en una relación promedio 4:1 (4 barriles de aceite por uno de nafta). La línea del cluster 1 presenta un aumento de la presión ocasionada por el aumento de la producción, aunque, la línea mostro una leve disminución en la elevación, la baja viscosidad del líquido en ese sector en comparación con el

crudo del campo ocasiona un mayor volumen de líquido en la línea sobre presionándola, por el contrario la línea del cluster 3 presenta un leve aumento en la elevación, esta restricción no representa un obstáculo en el aumento de caudal de líquido debido a la mezcla, además de que las líneas principales no presentan una fuerte restricción de movilidad como la red original ocasionada por la salida de algunos cluster de esta.

La línea del cluster 7 se presenta una disminución de 1 psi y de 130 BB/D, esto es ocasionado por una restricción de flujo, porque los pozos están conectados a un cluster en la red principal, el cual maneja un mayor flujo de líquido que en la red simulada.

Figura 20. Diferencial Caudal Escenario 1- Sector 2

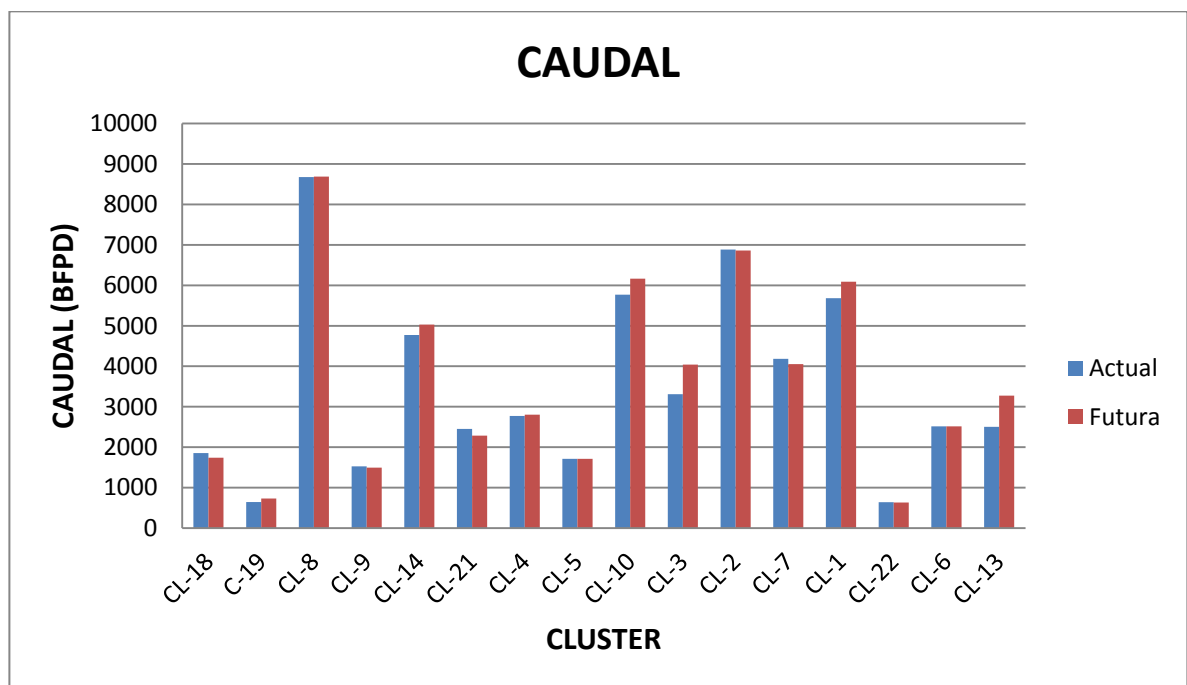


Figura 21. Diferencial Presión Escenario 1- Sector 2

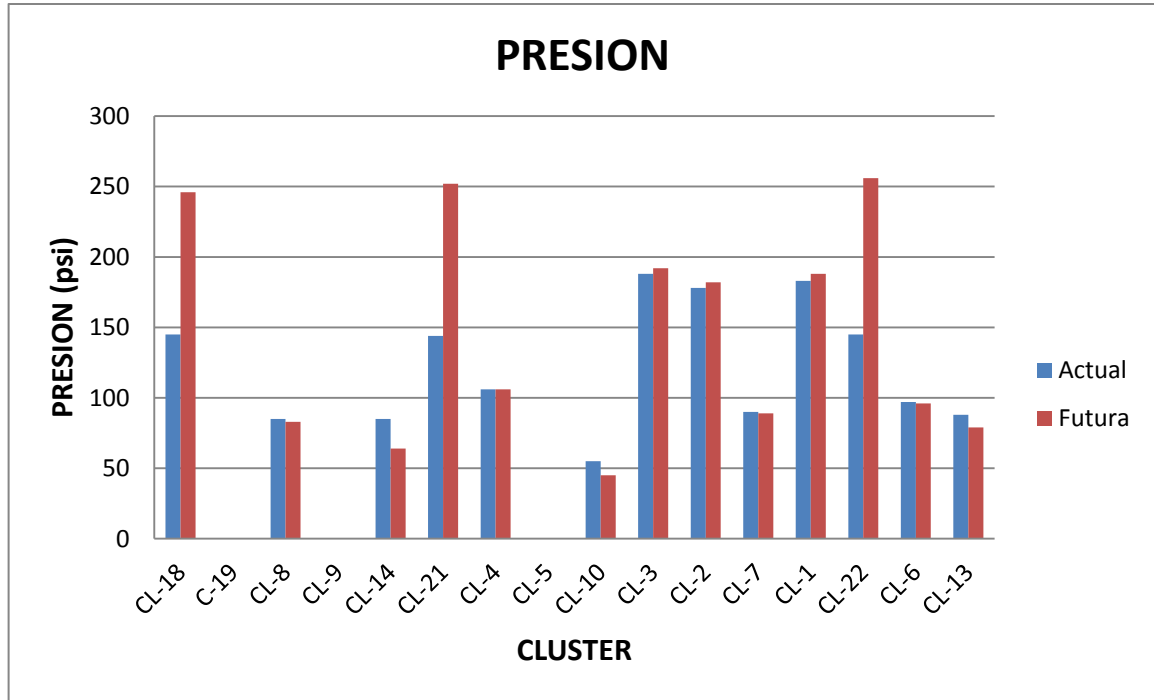
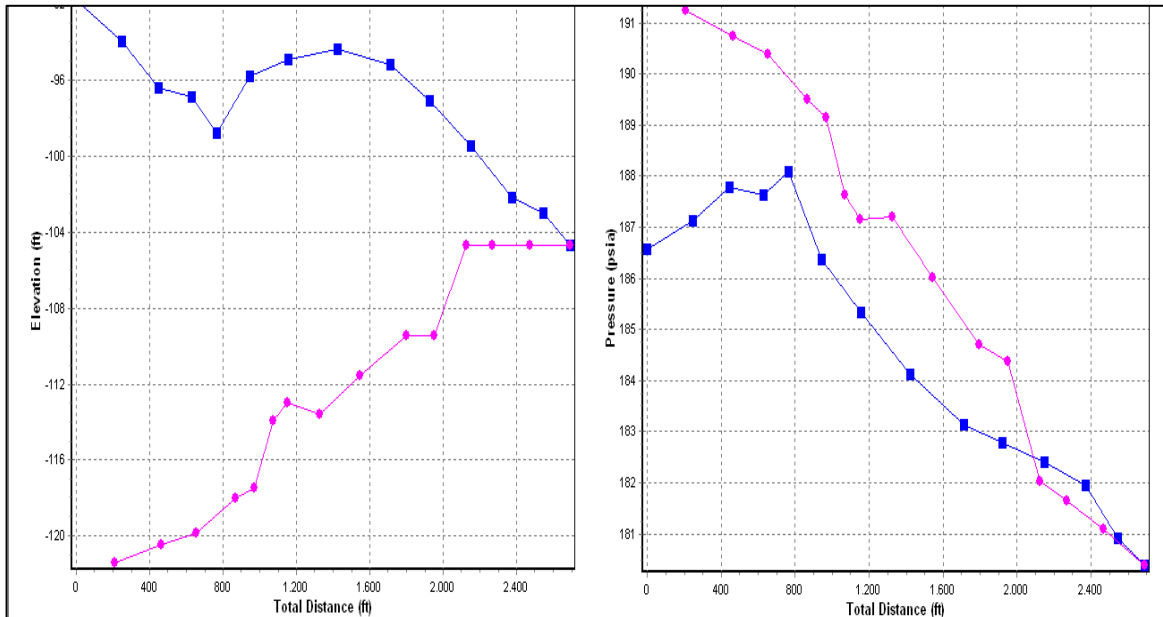


Figura 22. Presión/Elevación Líneas Cluster 1 y 3



Fuente: Simulador Numérico

3.2.3 Reportes y análisis de resultados general del escenario 1. En la Tabla N° 14 se presentan los diferenciales de las fracciones de líquido que se producen en la red original vs los dos sectores que se plantearon de la red con sus respectivos cambios, obteniendo valores positivos para el escenario.

Tabla 14. Resultados General Escenario 1

PARAMETRO	ACTUAL	FUTURA SECTOR 1	FUTURA SECTOR 2	TOTAL FUTURA	DIFERENCIA
Caudal de líquido (BFPD)	113040	49128.8	66723.7	115852.5	2812.7
Caudal de crudo (BPPD)+ CPO09	78013	34791.1	44780	79571.1	1558.1
Caudal de Nafta (BNPD)	15810	7459.6	8598.9	16058.5	-
Caudal de agua (BAPD)	19216.8	6878	13344.7	20222.7	1006
Caudal de gas (MMPCD)	1.63561	0.2	1.4	1.6	-0.03
%BSW	17	14	20	17	-
°API	16	16.1	15.72		-

3.3 ESCENARIO 2.

Los clusters seleccionados para cada sector en este escenario son los presentados en la tabla N° 15:

Tabla 15. Escenario 2

SECTOR 1 (20" Y 16")	SECTOR 2 (16")
CL-11	CL-1
CL-12	CL-2
CL-13	CL-3
CL-15	CL-4
CL-16	CL-5
CL-17	CL-6
CL-18	CL-7
CL-19	CL-8
CL-20	CL-9
CL-21	CL-10
CL-22	CL-14
CL-23	-
CL-24	-
CL-25	-
CL-26	-
CL-27	-
CL-28	-

3.3.1 Reportes y análisis de resultados sector 1. La corrida realizada del sector 1 se muestra en la Figura 23, la cual evidencia el esquema de recolección propuesto. En el cual las líneas azules representan la líneas de 20", la línea roja las de 16" y las moradas las líneas de inyección de nafta de 3,06".

Tras realizar la simulación se obtienen los siguientes resultados de diferenciales de presión y caudal, las cuales se muestran en la Tabla N° 16 y las Figuras 24 y 25.

Tabla 16. Diferencial del Escenario 2 - sector 1

CLUSTER	RED ORIGINAL		SECTOR 1		DELTA	
	Q(BFPD)	P(Psia)	Q(BFPD)	P(Psia)	ΔQ (BFPD)	ΔP (Psia)
CL-18	1855.3	145	1934.9	100	79.6	-45
CL-19	643.4	-	647.4	-	4	-
CL-21	2449.7	144	2642.9	101	193.2	-43
CL-23	3647.7	176	3976.8	114	329	-62
CI-17	3604	111	3686.9	88	82.9	-23
CL-12	4850.5	77	4917.2	60	66.6	-17
CL-22	638.7	145	666	102	27.2	-43
CL-25	5503	173	5938.7	104	435.5	-69
CL-24	5251.8	-	5530.4	-	278.6	-
CL-20	3248.8	184	3921.3	99	672.5	-85
CL-13	2502.9	88	2516	80	13.2	-8
CL-27	741	162	771.7	140	30.7	-22
CL-28	513.8	126	1127.3	104	613.4	-22
CL-15	186.6	131	197.7	108	11.1	-23
CL-26	5611.6	179	5901.5	112	289.9	-67
CL-16	3030	96	3052.2	73	22.2	-23
CL-11	5142.4	78	5173.4	60	30.9	-18
TOTAL	49422		52603.2		3181.1	

SEPARADOR	P (psia)	Q(BFPD)
	40	61008.912

Como se muestra en la tabla anterior los cambios de diámetro de tubería ocasionan una disminución en la presión de 8 a 69 psi y a su vez un aumento de la producción de los cluster de 13.2 a 672 BFPD, debido a un alivio de presión en la línea principal de producción al manejar mayor volumen de líquido, siendo así un escenario ideal al no presentar falla alguna en los cluster.

Figura 24. Diferencial Caudal Escenario 2 - Sector 1

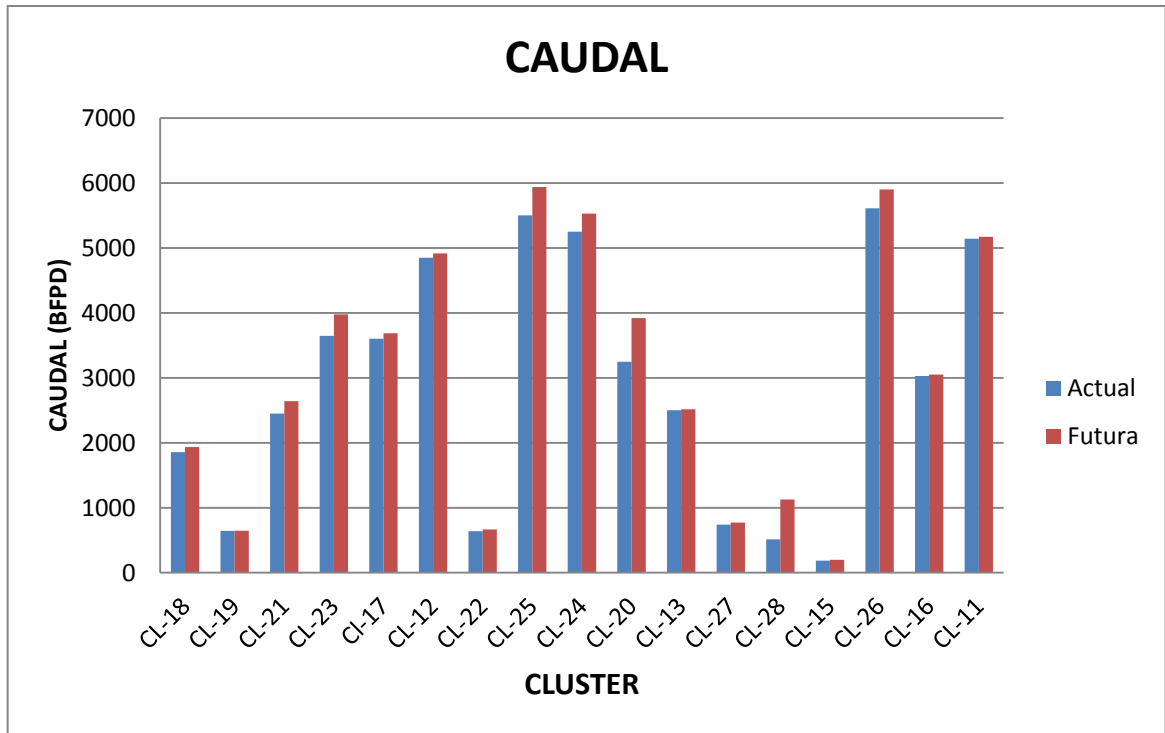
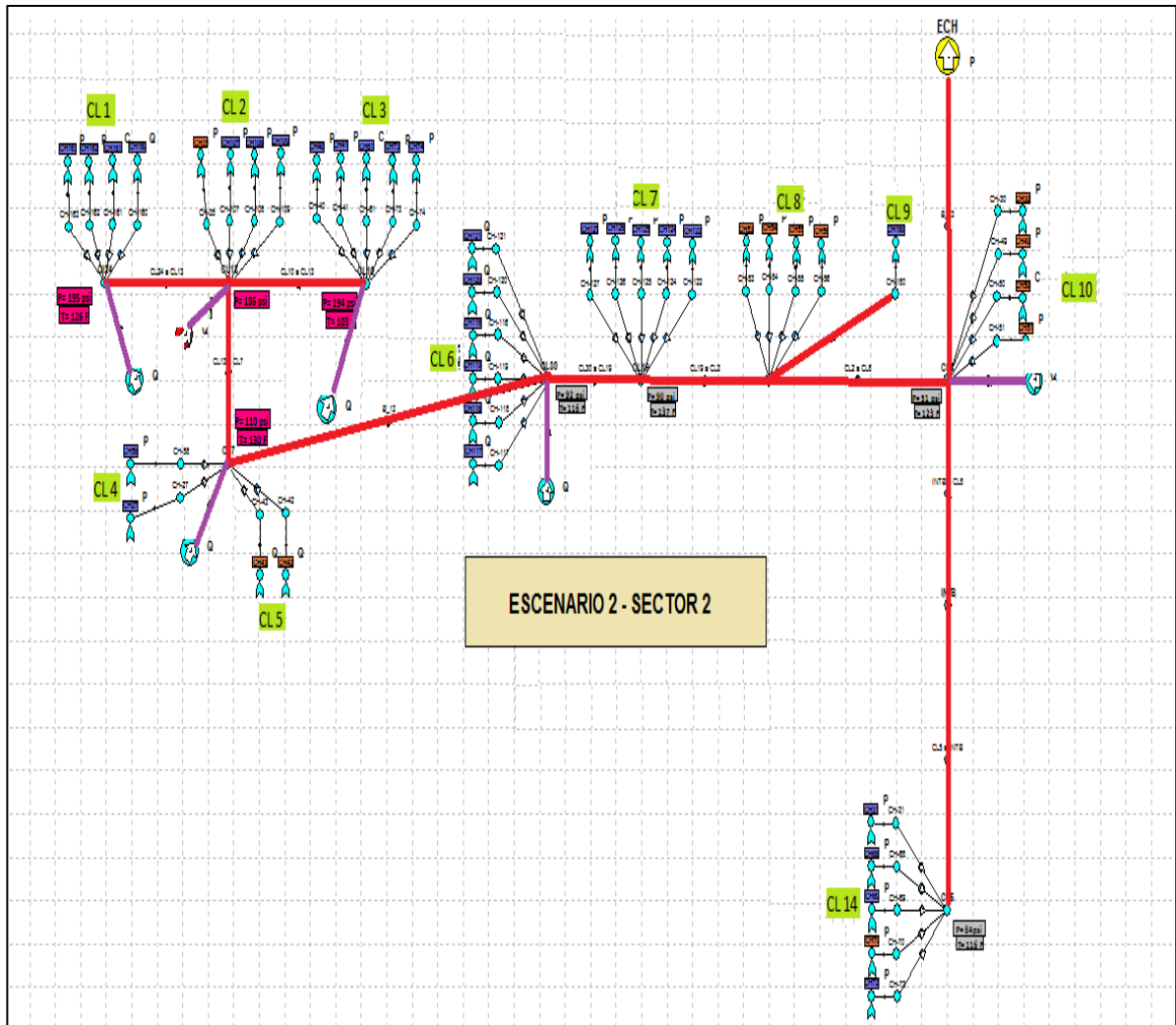


Figura 25. Diferencial Presión Escenario 2 - Sector 1



3.3.2 Reportes y análisis de resultados sector 2. La corrida realizada del sector 1 se muestra en la Figura 26, la cual evidencia el esquema de recolección propuesto. En el cual las líneas rojas representan las líneas de 16" y las moradas las líneas de inyección de nafta de 3,06".

Figura 26. Escenario 2 – Sector 2



Fuente: Simulador Numérico

Tras realizar la simulación se obtienen los siguientes resultados de diferenciales de presión y caudal, las cuales se muestran en la Tabla N° 17 y las Figuras 27 y 28:

Tabla 17. Diferencial Del Escenario 2 - Sector 2

CLUSTER	RED ORIGINAL		SECTOR 2		DELTA	
	Q(BFPD)	P(Psia)	Q(BFPD)	P(Psia)	ΔQ (BFPD)	ΔP (Psia)
CL-8	8677.7	85	8707.2	67	29.4	-18
CL-9	1525.7	-	0.6	-	-1525.01	-
CL-14	4772.17	85	2999.6	83	-1772.5	-2
CL-4	2771.14	106	2868.7	88	97.5	-18
CL-5	1713.7	-	1713.8	-	0.08	-
CL-10	5770.5	55	5801.86	41	31.3	-14
CL-3	3310.5	188	3417.5	165	107	-23
CL-2	6885.25	178	7014.23	154	128.9	-24
CL-7	4182.6	90	2403.2	74	-1779.3	-16
CL-1	5683	183	3550.7	157	-2132.4	-26
CL-6	2515	97	2515	81	0	-16
TOTAL	47807.6	-	40992.7	-	-6814.9	-

SEPARADOR	P (psia)	Q(BFPD)
	40	48369.013

El cluster 14 presenta una reducción de presión de 2 psi y a su vez una pérdida de caudal de 1772 BFPD, esto es ocasionado a que el flujo de este cluster se presenta en una línea principal de 8321 ft, no presenta inyección de diluyente por ende mantienen su baja API lo cual a lo largo de esta trayectoria pierde velocidad de flujo, además de encontrar obstrucciones al final de la línea por la unión a otra línea principal y el cluster 10, los fluidos de ambas líneas presentan inyección de diluyente y mayores velocidades al anterior.

Figura 27. Diferencial Caudal Escenario 2 - Sector 2

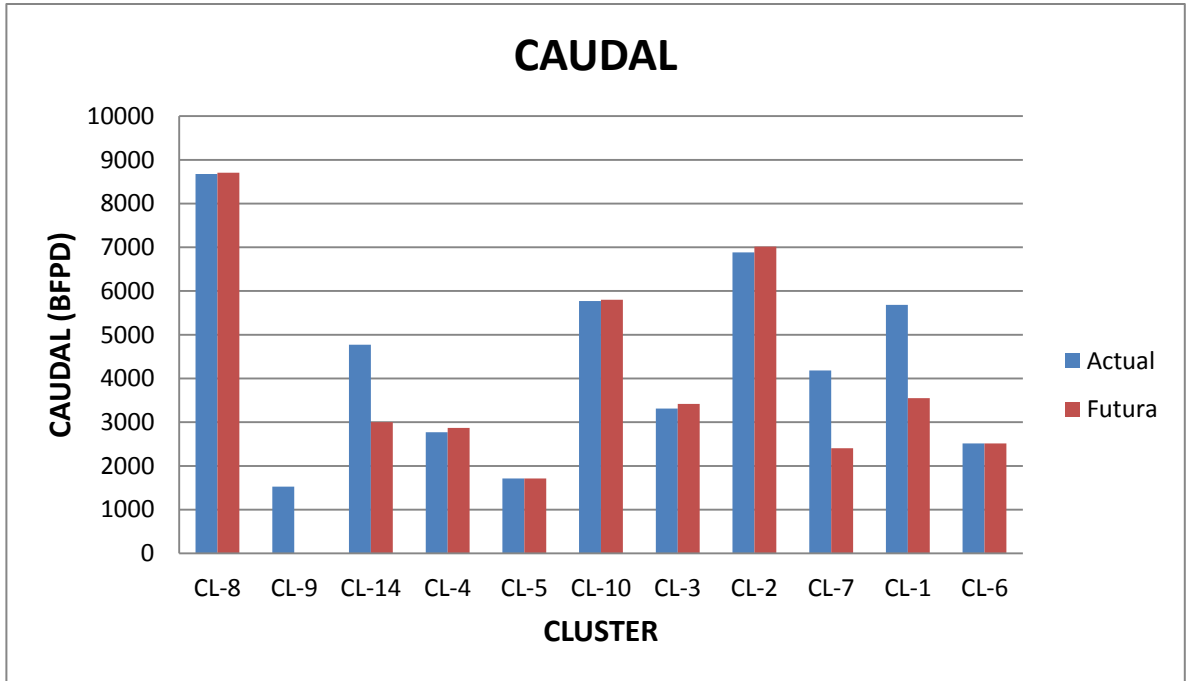
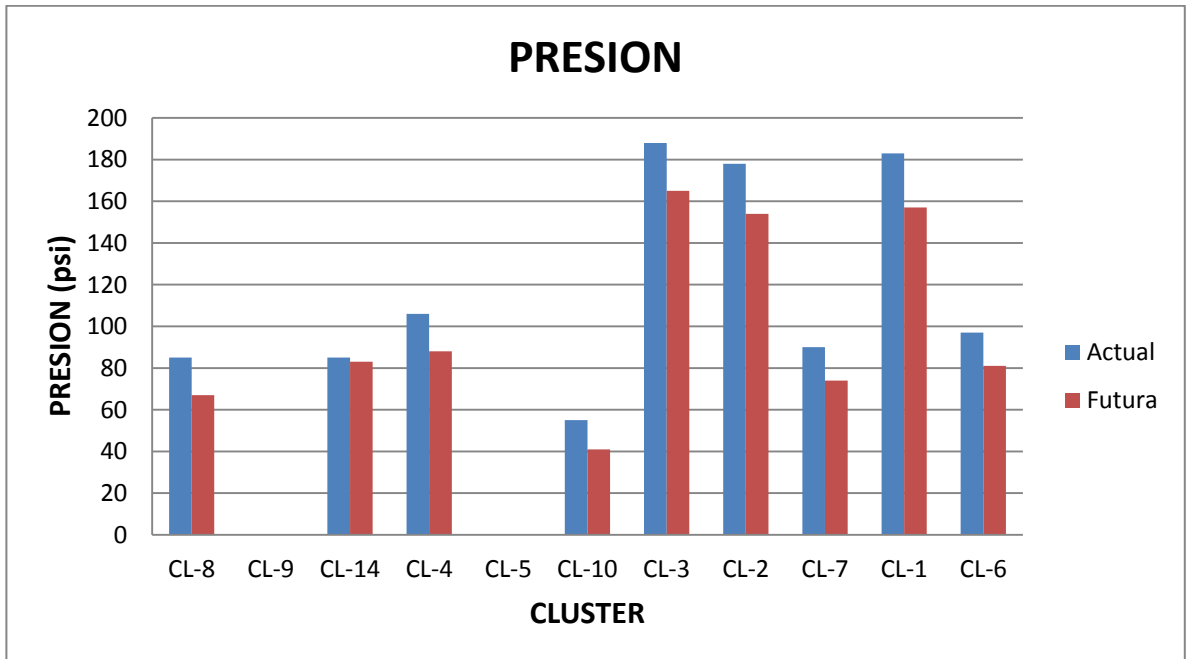


Figura 28. Diferencial Presión Escenario 2 - Sector 2



La línea de los cluster 1 presenta una velocidad de 0,3 Ft/s, la cual tiene punto de conexión con el cluster dos, en la cual los pozos asociados a este, presentan mayores velocidades de salida como se observa en la tabla N° 18 lo cual genera una obstrucción de flujo.

Tabla 18. Parámetro De Flujo En Líneas y pozos Escenario 2 – Sector 2

ESCENARIO 2 - SECTOR 2				
POZO-CLUSTER	Re	Hold Up (%)	líquido (ft/s)	Régimen de Flujo
JS 35 - CL 2	42,2	100	0,8	Liquid
JS 107 - CL 2	3,7	100	0,3	Liquid
JS 108 - CL 2	5,7	100	0,3	Liquid
JS 109 - CL 2	18,3	100	0,5	Liquid

LINEA	Re	Hold Up (%)	líquido (ft/s)	Régimen de Flujo
CL1 - CL 2	2	100	0,1	Liquid

Para el caso del cluster 7 presenta una reducción de presión pero a su vez también una disminución de caudal, esta restricción en el flujo que se presenta debido a que la línea de unión maneja alta velocidad de líquido y a su vez presencia de gas contrarrestando el flujo pesado que aporta el cluster 7, ya que este no presenta una inyección de nafta.

Tabla 19. Parámetro De Flujo En Líneas Escenario 2 – Sector 2

ESCENARIO 2 - SECTOR 2				
LINEA	Re	Hold Up (%)	líquido (ft/s)	Régimen de Flujo
CL 6 - CL 7	43,7	64	2	Liquid/Smooth
CL 7 - CL 8	36,4	91	1,6	Smooth/Intermittent

3.3.3 Reportes y análisis de resultados general escenario 2. En la Tabla N° 20 se presentan los diferenciales de las fracciones de líquido que se producen en la red original vs los dos sectores que se plantearon en la red con sus respectivos

cambios, obteniendo valores negativos para el escenario. Aunque en el sector uno se obtuvo valores positivos, en el sector 2 se obtuvo altos valores negativos de caudal, la diferencia global del escenario fue negativa en cuanto a caudal de fluido.

Tabla 20. Resultados General Escenario 2

PARAMETRO	ACTUAL	SECTOR 1	FUTURA SECTOR 2	TOTAL FUTURA	DIFERENCIA
Caudal de líquido (BFPD)	113039.7	61008.9	48369	109377.93	-3661.8
Caudal de crudo (BPPD)+ CPO09	78013	44672.1	30835.2	75507.3	-2505.6
Caudal de Nafta (BNPD)	15810	8405.6	7376.2	15781.9	-
Caudal de agua (BAPD)	19216.7	7931.15	10157.5	18088.6	-1128.1
Caudal de gas (MMPCD)	1.63	0.88	0.7	1.6	0.033
%BSW	17	13	21	17	-
°API	16.06	16	17	16.3	-

3.4 ESCENARIO 3

Los clusters seleccionados para cada sector en este escenario fueron los presentados en la tabla N° 21:

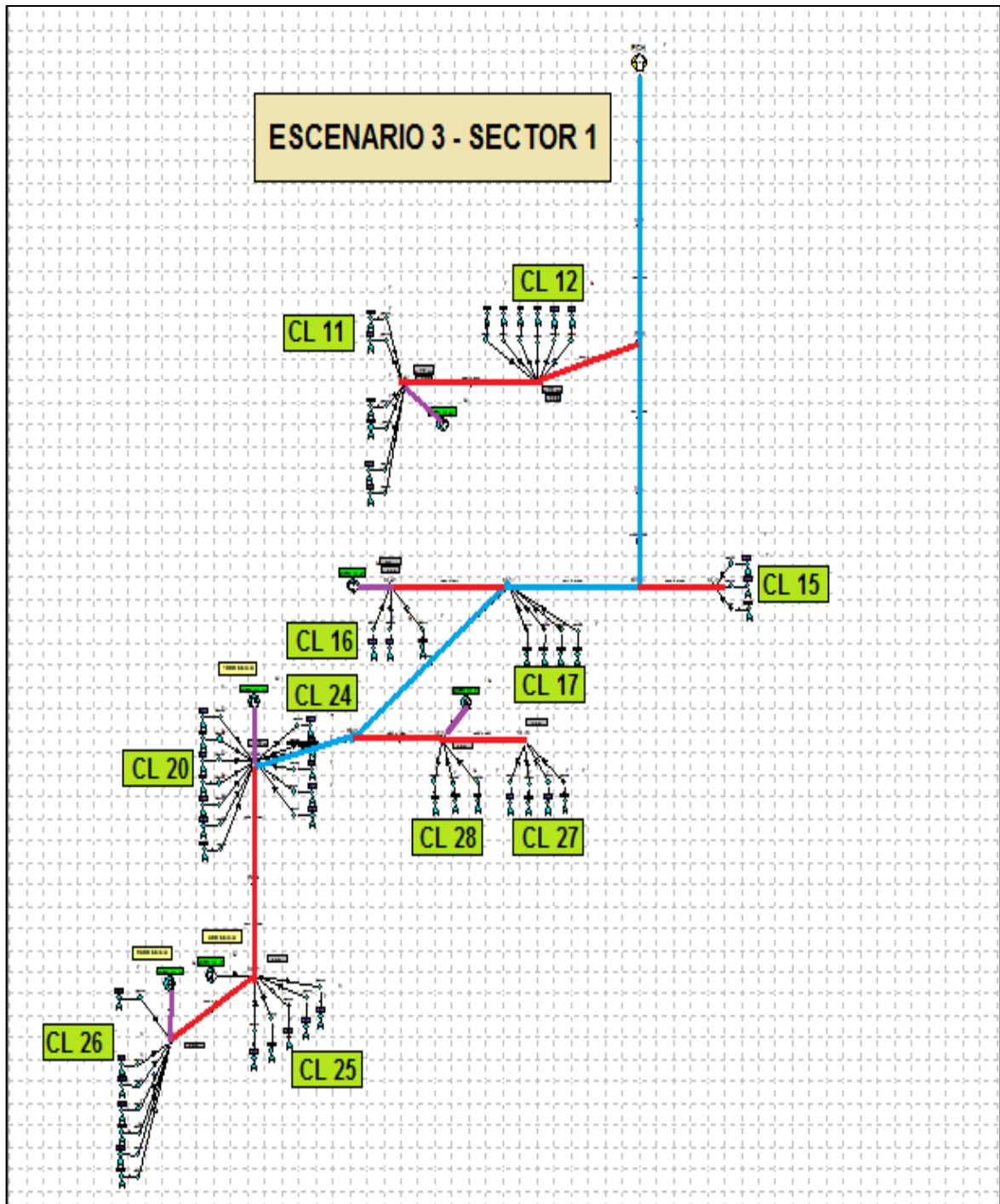
Tabla 21. Escenario 3

SECTOR 1 (20" Y 16")	SECTOR 2 (16")
CL-11	CL-1
CL-12	CL-2
CL-15	CL-3
CL-16	CL-4
CL-17	CL-5
CL-20	CL-6
CL-24	CL-7
CL-25	CL-8
CL-26	CL-9
CL-27	CL-10
CL-28	CL-13
-	CL-14
-	CL-18
-	CL-19
-	CL-21
-	CL-22
-	CL-23

3.4.1 Reportes y análisis de resultados sector 1. La corrida realizada del sector 1 se muestra en la Figura 29, la cual evidencia el esquema de recolección propuesto. En el cual las líneas azules representan las líneas de 20", la línea roja las de 16" y las moradas las líneas de inyección de nafta de 3,06".

Tras realizar la simulación se obtienen los siguientes resultados de diferenciales de presión y caudal, las cuales se muestran en la Tabla N° 22 y las Figuras 30 y 31:

Figura 29. Escenario 3 - Sector 1



Fuente: Simulador Numérico

Tabla 22. Diferencial Del Escenario 3 – Sector 1

CLUSTER	RED ORIGINAL		ESC 3-SECTOR 1		DELTA		
	Q(BFPD)	P(Psia)	Q(BFPD)	P(Psia)	ΔQ (BFPD)	ΔP (Psia)	
CL-17	3604.02	111	3643.4	100	39.4	-11	
CL-12	4850.5	77	4891.8	67	41.3	-10	
CL-25	5503.1	173	5894.6	112	391.5	-61	
CL-34	CL-24	5251.8	-	5481.4	-	229.6	-
	CL-20	3248.8	184	3864.7	113	615.89	-71
CL27	741	162	753	154	12.05	-8	
CL-28	513.8	126	786.3	118	272.4	-8	
CL-15	186.6	131	192.09	120	5.4	-11	
CL-26	5611.6	179	3824.2	112	-1787.4	-67	
CL-16	3030	96	1796.7	86	-1233.3	-10	
CL-11	5142.4	78	2519.17	66	-2623.2	-12	
TOTAL	37684		33647.6		-4036.3	-269	

SEPARADOR	P (psia)	Q(BFPD)
	40	40046.148

La línea del cluster 11 presenta una disminución en su presión y caudal de 12 psi y 2623 BFPD; aunque este cluster presenta una inyección de nafta para reducir la viscosidad del líquido, no genera un aumento de caudal, ocasionado por la distancia de 3346 ft que va del cluster 11 al 12 ya que esta se encuentra unida a una línea principal, este último tiene un mayor caudal, velocidad de flujo y la no presencia de inyección del diluyente hace que se mantenga su viscosidad original, lo que genera una restricción a la movilidad y al aporte que ofrece este cluster. En cuanto a la línea del cluster 16 presenta un comportamiento similar al caso anterior añadiéndole a este todo el flujo y velocidad de los cluster de la parte baja del escenario que viene fluyendo por la línea de 20" generando una restricción de flujo que se ve reflejada en una disminución de caudal de 1233 BFPD .

Figura 30. Diferencial Caudal Escenario 3 – Sector 1

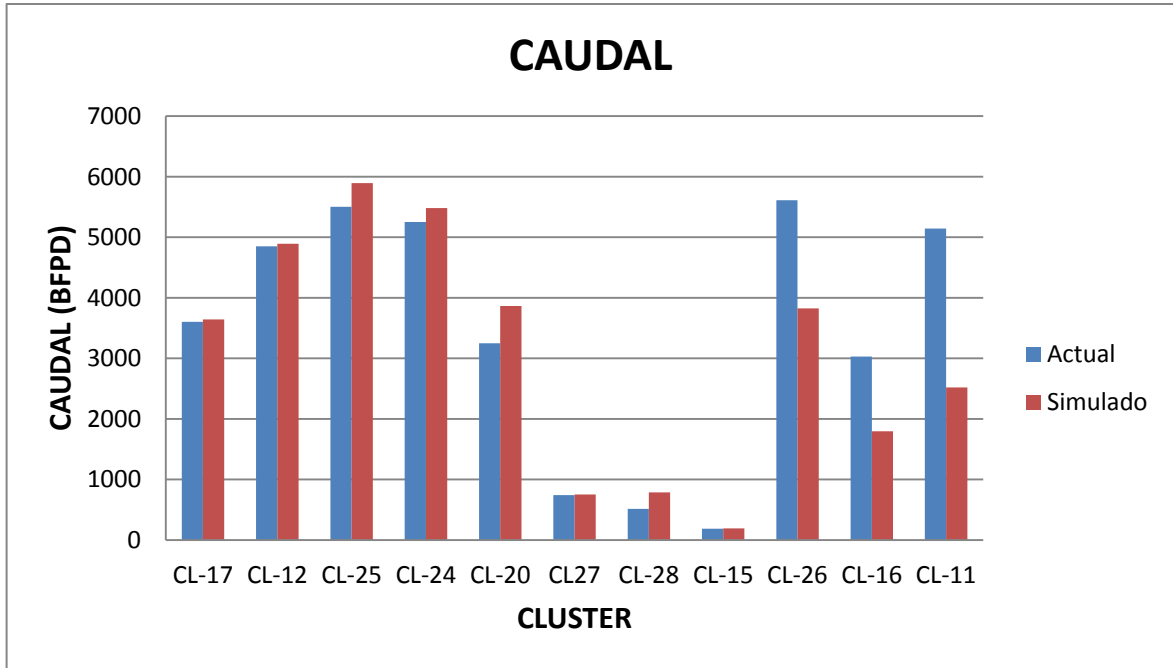
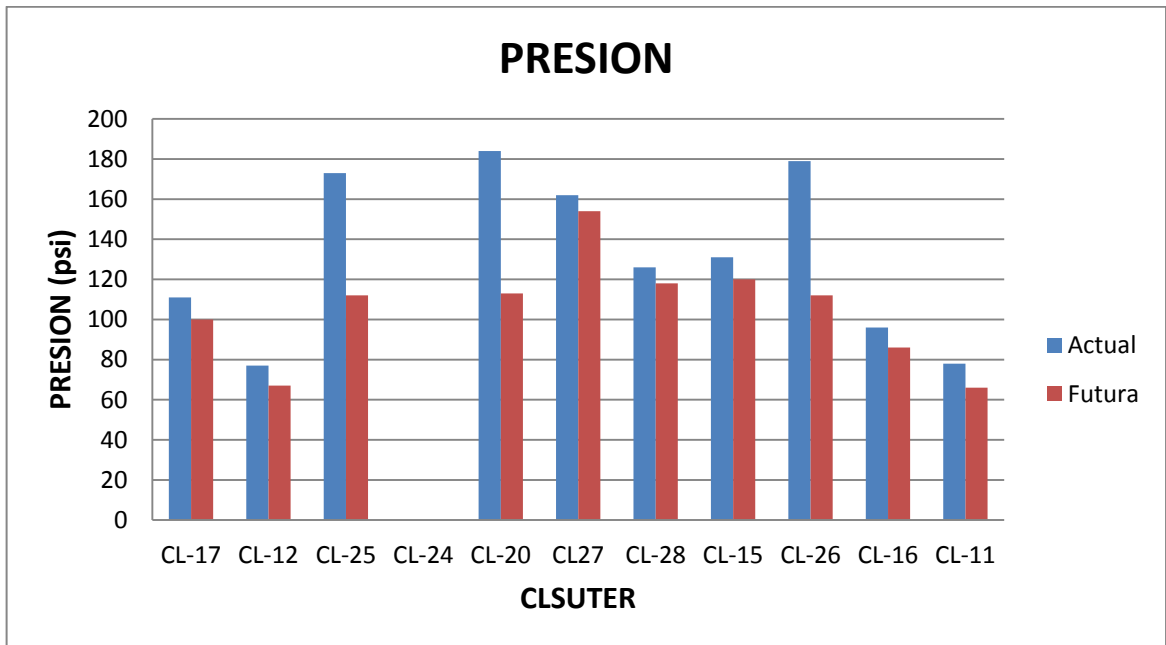


Figura 31. Diferencial Presión Escenario 3 – Sector 1



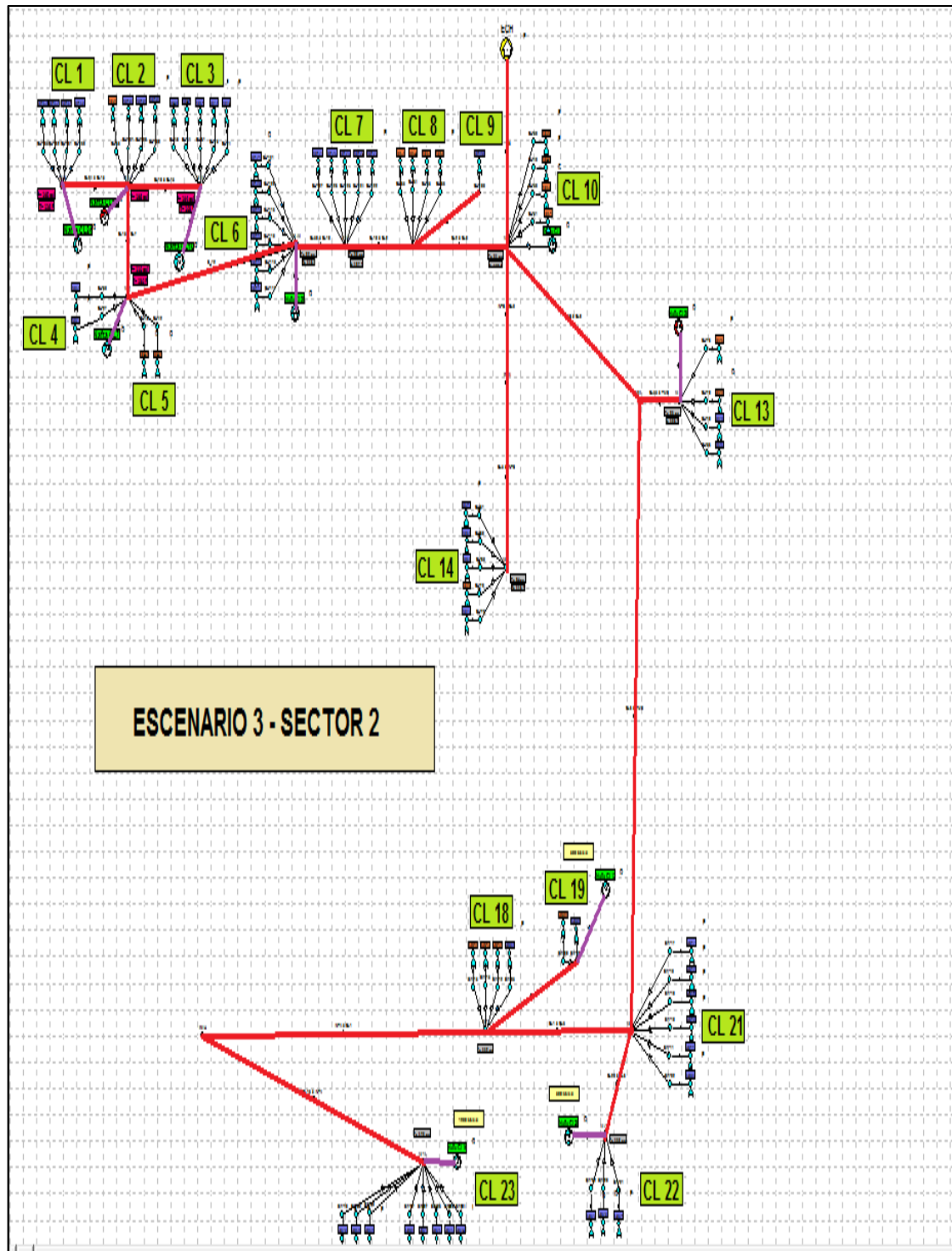
El cluster 26 presenta disminución de caudal y presión de 1787 BFPD y 67 psi respecto al actual, esto puede ser consecuencia a que el cluster se encuentra conectado a la línea principal que lleva el fluido del cluster 25 hacia la línea de 20" lo cual ocasiona que se presente un aumento en el caudal y una mayor movilidad del fluido, aumentado la velocidad del cluster 25 en un valor de 0,7 ft/s , y a su vez esto se ve reflejado en una disminución de la velocidad y paso del flujo en el cluster 26 generando un delta de velocidad de 0,4 ft/s , aunque este presenta disminución en su elevación esto no fue suficiente para aumentar su flujo de caudal.

3.4.2 Reportes y análisis de resultados sector 2. La corrida realizada del sector 1 se muestra en la Figura 32, la cual muestra el esquema de recolección propuesto. En el cual las líneas rojas representan las líneas de 16" y las moradas las líneas de inyección de nafta de 3,06".

Tras realizar la simulación se obtuvieron los siguientes resultados de diferenciales de presión y caudal, las cuales se muestran en la Tabla N° 23 y las Figuras 33 y 34:

Para el caso del cluster 7 presenta una reducción de presión pero a su vez también una disminución de caudal, esta restricción en el flujo que se presenta debido a que la línea de unión maneja alta velocidad de líquido y a su vez presencia de gas contrarrestando el flujo pesado que aporta el cluster 7, ya que este no presenta una inyección de nafta.

Figura 32. Escenario 3 – Sector 2



Fuente: simulador Numérico

Tabla 23. Diferencial Del Escenario 3 – Sector 2

CLUSTER		RED ORIGINAL		ESC 3- SECTOR 2		DELTA	
		Q (BFPD)	P (Psia)	Q (BFPD)	P (Psia)	ΔQ (BFPD)	ΔP (Psia)
CL-18	CL-18	1855.3	145	1992.9	66	137.5	-79
	CL-19	643.4	-	649.9	-	6.5	-
CL-8	CL-8	8677.7	85	8698.3	81	20.5	-4
	CL-9	1525.7	-	1527.6	-	1.9	-
	CI-5	4772	85	4824.9	64	52.7	-21
	CI-6	2449.7	144	2818.2	69	368.4	-75
CL-4	CL-4	2771.14	106	2813.3	101	42.19	-5
	CL-5	1713.7	-	1713.7	-	0	-
	CL-10	5770.5	55	5786.6	46	16.1	-9
	CL-3	3310.5	188	3332.1	184	21.6	-4
	CL-2	6885.25	178	6914.9	173	29.7	-5
	CL-23	3647.7	176	3946.5	80	298.7	-96
	CL-7	4182.6	90	3816.4	86	-366.14	-4
	CL-1	5683.1	183	5690.4	179	7.3	-4
	CL-22	638.7	145	988.3	81	349.6	-64
	CL-6	2515	97	2515	93	0	-4
	CL-13	2502.9	88	2514.8	81	11.8	-7
TOTAL		59545.7		60544.6		998.8	-381

SEPARADOR	P (psia)	Q(BFPD)
	40	69957.271

Figura 33. Diferencial Caudal Escenario 3 – Sector 2

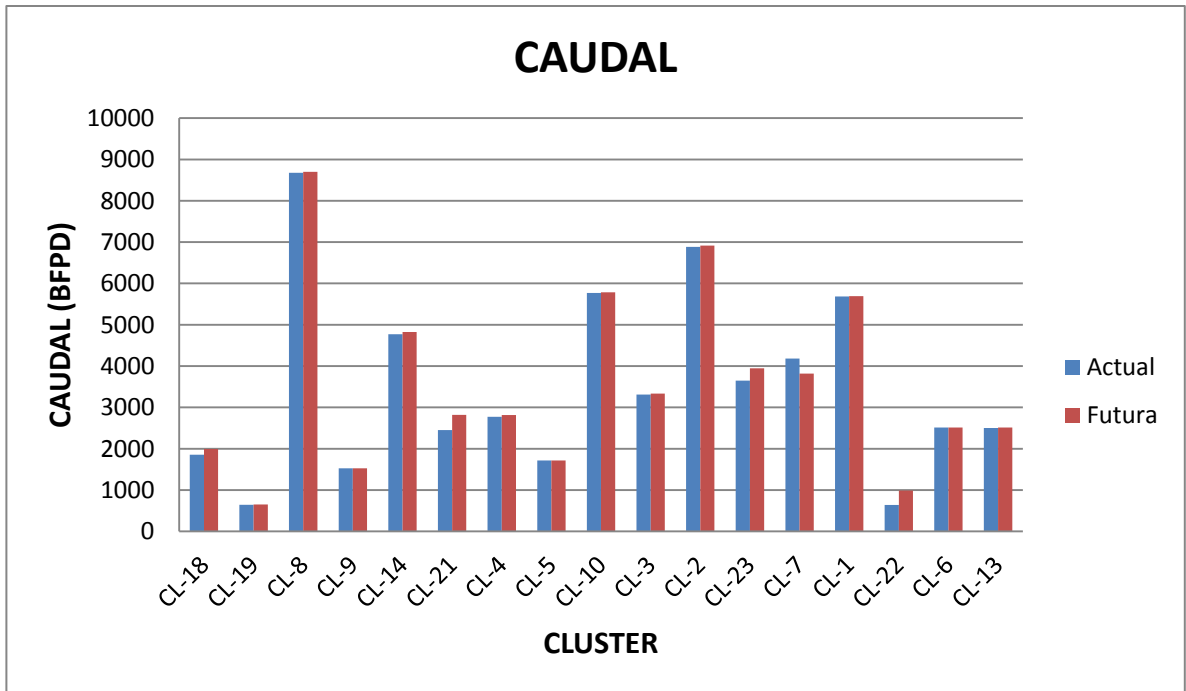
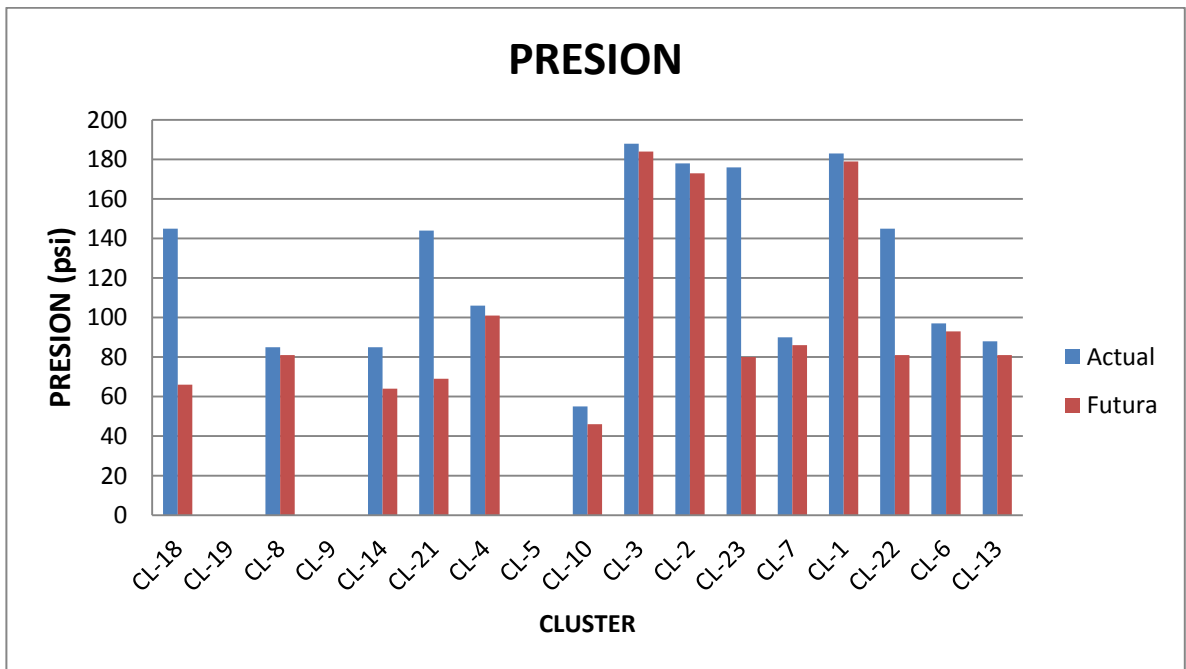


Figura 34. Diferencial Presión Escenario 3 – Sector 2



3.4.3 Reportes y análisis de resultados general escenario 3. En la Tabla N° 24 se presentan los diferenciales de las fracciones de líquido que se produjeron en la red original vs los dos sectores que se plantearon en la red con sus respectivos cambios, obteniendo valores negativos para el escenario.

Tabla 24. Resultados General Escenario 3

PARAMETRO	ACTUAL	SECTOR 1	SECTOR 2	TOTAL FUTURA	DIFERENCIA
Caudal de líquido (BFPD)	113039.7	40046.1	69957.2	110003.4	-3036.3
Caudal de crudo (BPPD)+ CPO09	78013	28041.1	47130.4	75171.6	-2841.42
Caudal de Nafta (BNPD)	15810	6398.4	9412.6	15811.1	1.13
Caudal de agua (BAPD)	19216.7	5606.4	13414.2	19020.6	-196.08
Caudal de gas (MMPCD)	1.63	0.24	1.4	1.69	0.055
%BSW	17	14	19.17	16.58	-0.41
°API	16	16.9	15.92	16.4	0.41

3.5 ESCENARIO 4.

Los clusters seleccionados para cada sector en este escenario fueron los presentados en la tabla N° 25:

Tabla 25. Escenario 4

SECTOR 1 (20" Y 16")	SECTOR 2 (16")
CL-11	CL-1
CL-12	CL-2

SECTOR 1 (20" Y 16")	SECTOR 2 (16")
CL-15	CL-3
CL-16	CL-4
CL-17	CL-5
CL-20	CL-6
CL-24	CL-7
CL-25	CL-8
CL-27	CL-9
CL-28	CL-10
-	CL-13
-	CL-14
-	CL-18
-	CL-19
-	CL-21
-	CL-22
-	CL-23
-	CL-26

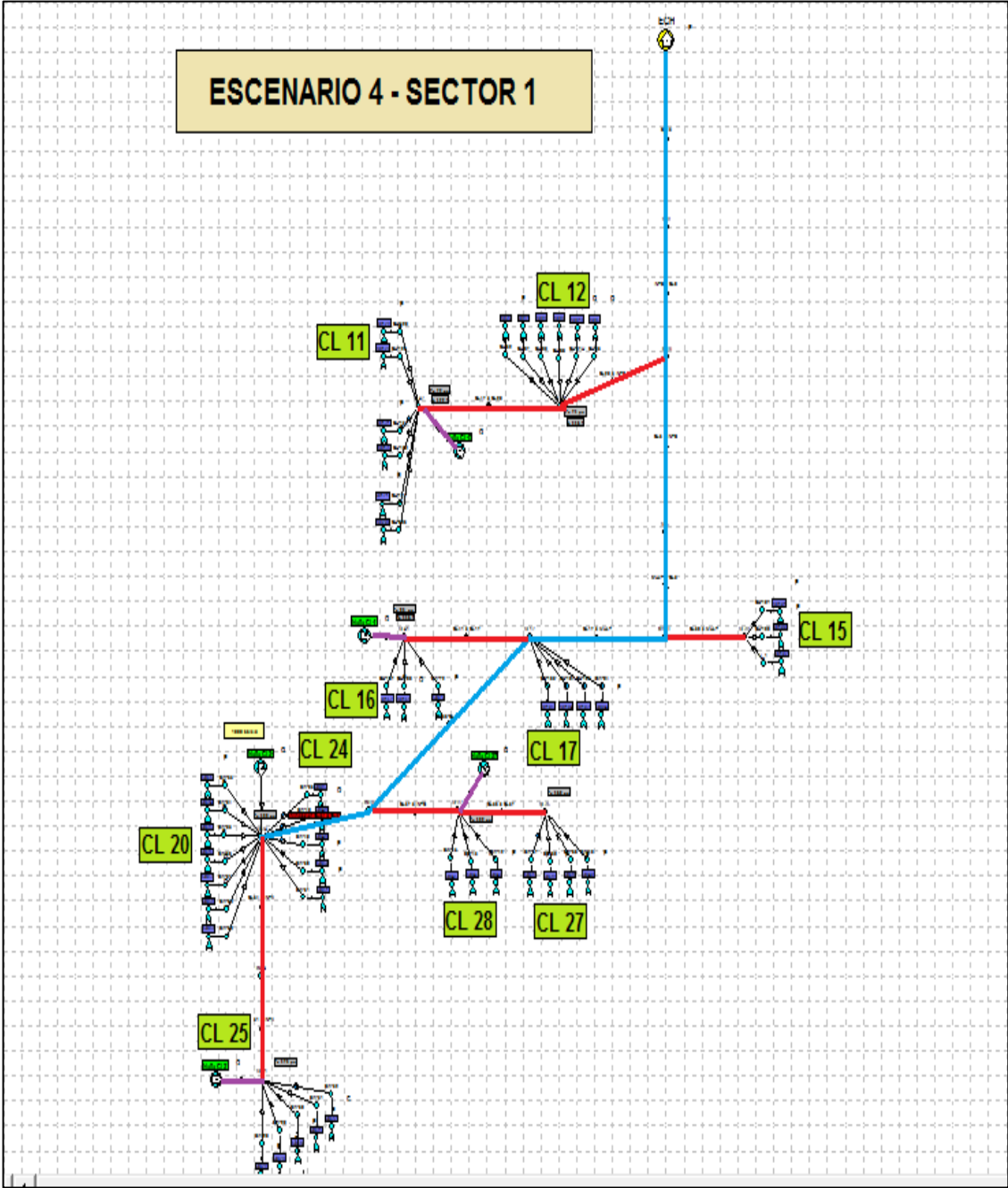
3.5.1 Reportes y análisis de resultados sector 1. La corrida realizada del sector 1 se muestra en la Figura 35, la cual muestra el esquema de recolección propuesto. En el cual las líneas azules representan la líneas de 20", la línea roja las de 16" y las moradas las líneas de inyección de nafta de 3,06".

Tras realizar la simulación se obtienen los siguientes resultados de diferenciales de presión y caudal, las cuales se muestran en la Tabla N° 26 y las Figuras 36 y 37:

La línea del cluster 11 presenta una disminución en su presión pero al mismo tiempo en su caudal; aunque este cluster presenta una inyección de nafta para reducir la viscosidad del líquido, no genero un aumento de caudal, ocasionado por la distancia de 3346 ft del cluster 11 al 12 debido a que este se encuentra unido en su línea de conexión a la principal, este último tiene un mayor caudal, velocidad de flujo y la no presencia de inyección del diluyente hace que se mantenga su

viscosidad original, lo que generó una restricción a la movilidad y el aporte que tiene el cluster 11.

Figura 35. Escenario 4 – Sector 1



Fuente: simulador Numérico

Tabla 26. Diferencial Del Escenario 4 – Sector 1

CLUSTER		RED ORIGINAL		ESC 4-SECTOR 1		DELTA	
		Q (BFPD)	P (Psia)	Q (BFPD)	P (Psia)	ΔQ (BFPD)	ΔP (Psia)
	CL-17	3604.02	111	3667.9	93	63.9	-18
	CL-12	4850.5	77	4895.3	66	44.8	-11
	CL-25	5503.1	173	5831.6	110	328.5	-63
CL-20	CL-24	5251.8	-	5485.4	-	233.6	-
	CL-20	3248.8	184	3866.9	112	618.1	-72
	CL-27	741.02	162	762.63	148	21.6	-14
	CL-28	513.8	126	816.8	115	302.9	-11
	CL-15	186.6	131	195.1	114	8.4	-17
	CL-16	3030.01	96	2607.5	78	-422.46	-18
	CL-11	5142.4	78	4263.8	66	-878.5	-12
		32072.38		32393.3		320.9	-236

SEPARADOR	P (psia)	Q(BFPD)
	40	37270

En cuanto a la línea del cluster 16 presenta un comportamiento similar al caso anterior añadiéndole a este todo el flujo y velocidad de los cluster de la parte baja del escenario que viene fluyendo por la línea de 20" generando una restricción de flujo que se ve reflejada en una disminución de caudal .

Figura 36. Diferencial Caudal Escenario 4 – Sector 1

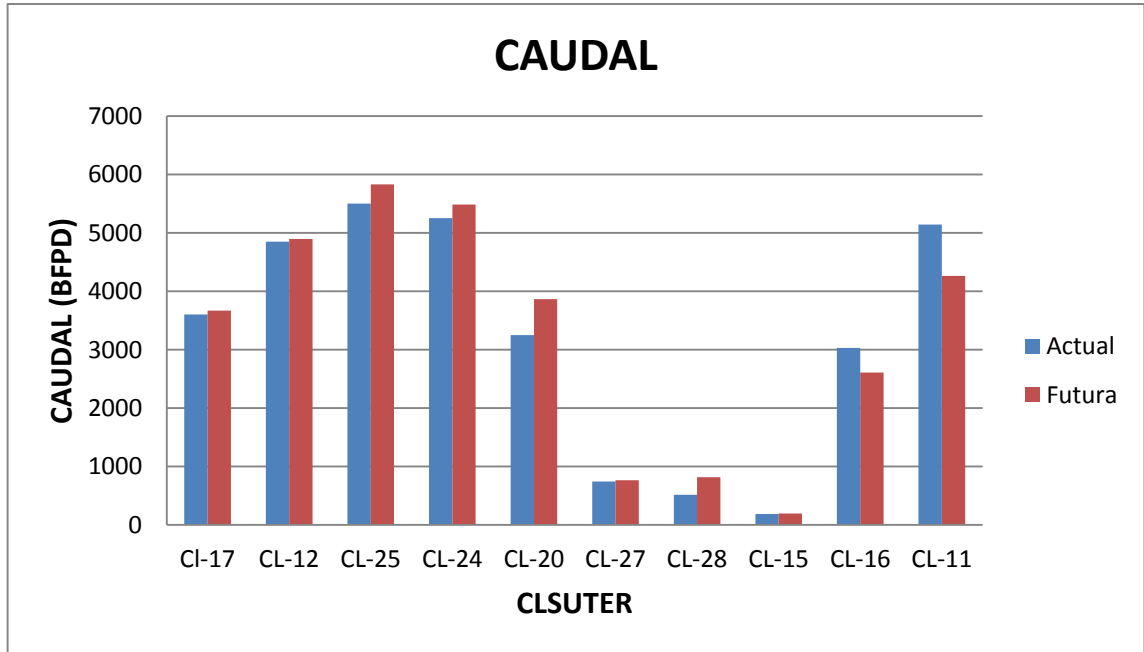
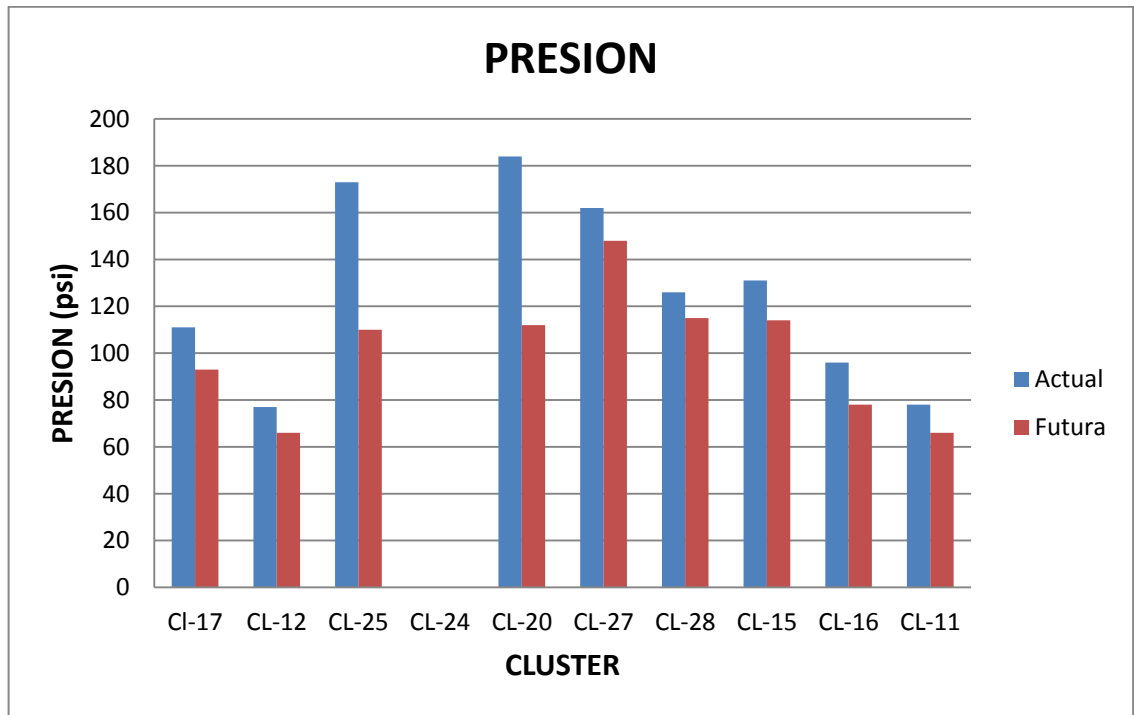


Figura 37. Diferencial Presión Escenario 4 – Sector 1

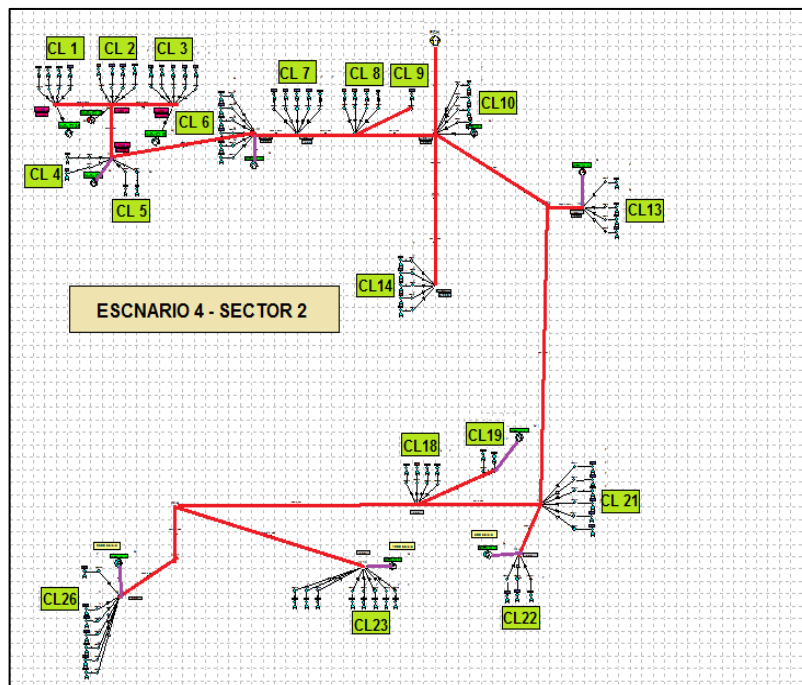


3.5.2 Reportes y análisis de resultados sector 2. La corrida realizada del sector 1 se muestra en la Figura 38 la cual muestra el esquema de recolección propuesto. En el cual las líneas rojas representan las líneas de 16" y las moradas las líneas de inyección de nafta de 3,06".

Tras realizar la simulación se obtienen los siguientes resultados de diferenciales de presión y caudal, las cuales se muestran en la Tabla N° 27 y las Figuras 39 y 40:

La línea del cluster 7 presenta una reducción de presión de 3 psi y a su vez también una disminución de caudal de 370 BFPD, debido a restricciones en el flujo, ocasionado por la baja velocidad con la que vienen los pozos presentes en este cluster, ya que la velocidad de la línea del cluster 6 a 7 es mayor, dificultando la salida del flujo que este aporta, como se muestra en la tabla N° 28.

Figura 38. Escenario 4 – sector 2



Fuente: simulador Numérico

Para el caso del cluster 23 se presenta el mismo comportamiento de una disminución tanto de presión como caudal, esto se evidencia dado a que el cambio de elevación negativa que tiene el cluster 26 proporciona una mayor velocidad de flujo y presión a la llegada de la unión de los dos cluster, lo que ocasiona una restricción de flujo en el mismo como se muestra en la Figura 41.

Tabla 27. Diferencial Del Escenario 4 – Escenario 2

CLUSTER		RED ORIGINAL		ESC 4 - SECTOR 2		DELTA	
		Q (BFPD)	P (Psia)	Q (BFPD)	P (Psia)	ΔQ (BFPD)	ΔP (Psia)
CL-18	CL-18	1855.3	145	1955	89	99.6	-56
	CL-19	643.4	-	649.02	-	5.5	-
CL-8	CL-8	8677.7	85	8693.5	82	15.7	-3
	CL-9	1525.7	-	1527.2		1.5	-
	CL-14	4772.17	85	4821.4	65	49.3	-20
	CL-21	2449.7	144	2990.9	90	541.18	-54
CL-4	CL-4	2771.14	106	2808.4	102	37.28	-4
	CL-5	1713.7	-	1713.7	-	0	-
	CL-10	5770.5	55	5783.1	49	12.5	-6
	CL-3	3310.5	188	3327.09	185	16.58	-3
	CL-2	6885.2	178	6908.2	174	22.9	-4
	CL-23	3647.7	176	3640.8	121	-6.9	-55
	CL-7	4182.6	90	3811.8	87	-370.78	-3
	CL-1	5683.16	183	5688.8	180	5.7	-3
	CL-22	638.7	145	966.69	103	327.9	-42
	CL-6	2515	97	2515	94	0	-3
	CL-13	2502.9	88	2511.16	83	8.18	-5
	CL-26	5611.6	179	5857.78	128	246.16	-51
		65157.4		66170		1012.6	-312

SEPARADOR	P (psia)	Q(BFPD)
	40	77104.03

Figura 39. Diferencial Caudal Escenario 4 – Escenario 2

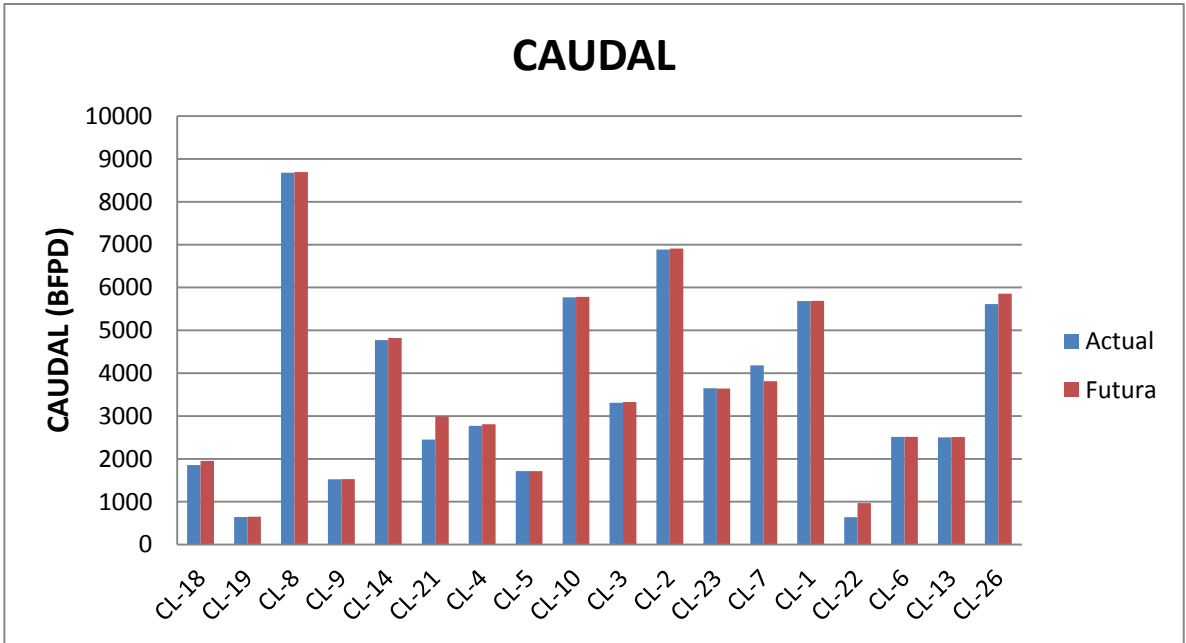


Figura 40. Diferencial Presión Escenario 4 – Escenario 2

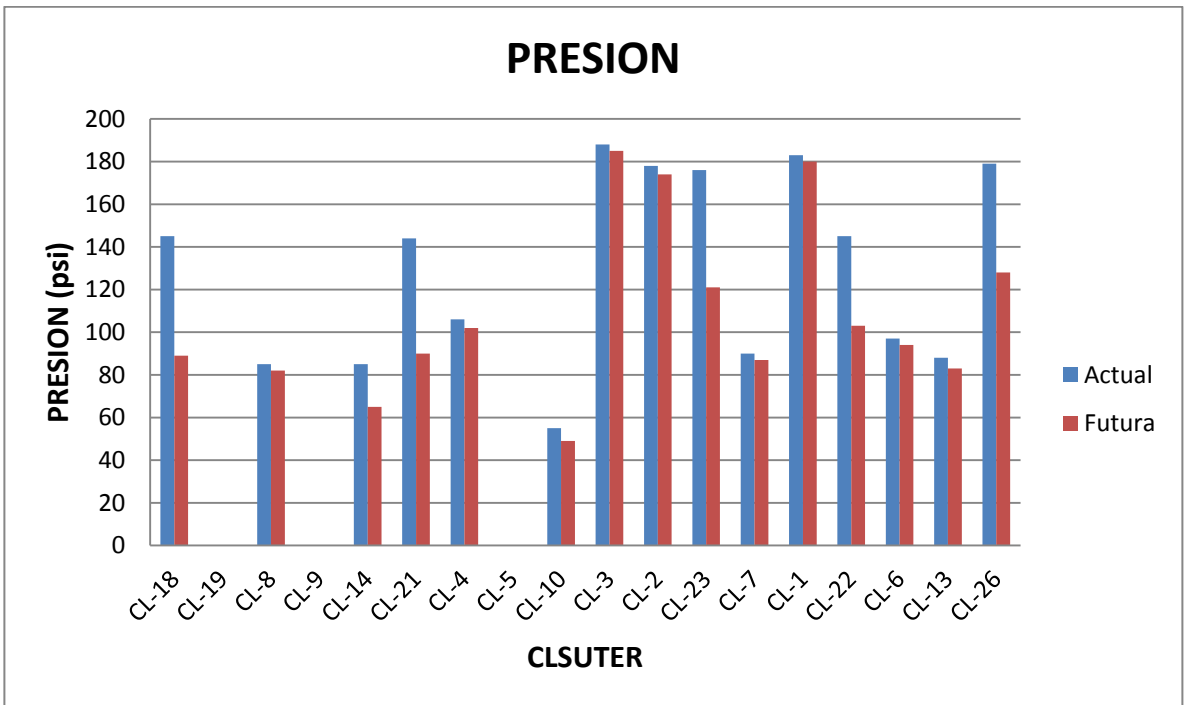
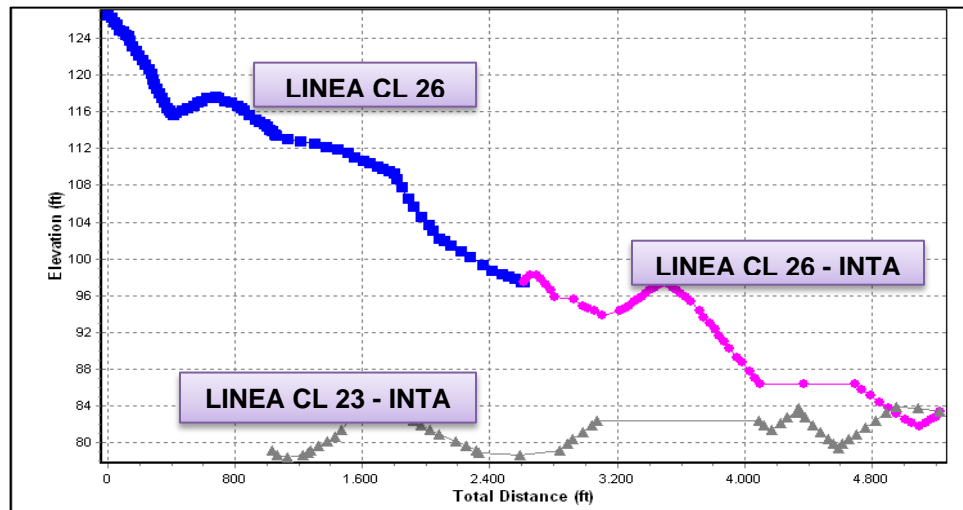


Tabla 28. Parámetro De Flujo En Líneas y pozos Escenario 4 – Sector 2

ESCENARIO 4 - SECTOR 2				
POZO-CLUSTER	Re	Hold Up (%)	líquido (ft/s)	Régimen de Flujo
JS 122 - CL 2	0,6	100	0,2	Liquid
JS 124 - CL 2	0,1	100	0,1	Liquid
JS 125 - CL 2	0,4	100	0,2	Liquid
JS 126 - CL 2	7,1	100	0,3	Liquid
JS 127 - CL2	0,3	100	0,1	Liquid

LINEA	Re	Hold Up (%)	líquido (ft/s)	Régimen de Flujo
CL 6 - CL 7	41,7	100	1,5	Liquid

Figura 41. Presión/Elevación Líneas Cluster 26,23 e INTA



Fuente: Simulador Numérico

3.5.3 Reportes y análisis de resultados general escenario 4. En la Tabla N° 29 se presentan los diferenciales de las fracciones de líquido que se producen en la red original vs los dos sectores que se plantearon en la red con sus respectivos cambios. Aunque para cada escenario planteado se presentaron problemas en

dos cluster respectivamente, el estado global del escenario 4 es positivo para un aumento de caudal.

Tabla 29. Resultados General Escenario 4

PARAMETRO	ACTUAL	FUTURA SECTOR 1	FUTURA SECTOR 2	TOTAL FUTURA	DIFERENCIA
Caudal de líquido (BFPD)	113039.7	37270	77104.03	114374.03	1334.2
Caudal de crudo (BPPD)+ CPO09	78013	26802.8	52291.3	79094.18	1081.15
Caudal de Nafta (BNPD)	15810	4876.6	10933.9	15810.62	0.62
Caudal de agua (BAPD)	19216.7	5590.5	13878.7	19469.2	252.46
Caudal de gas (MMPCD)	1.63	0.2	1.45	1.67	0.039
%BSW	17	15	18	17	-
°API	16.06	15	16	15.82	-

3.6 ESCENARIO 5.

Los clusters seleccionados para cada sector en este escenario son los presentados en la tabla N° 30:

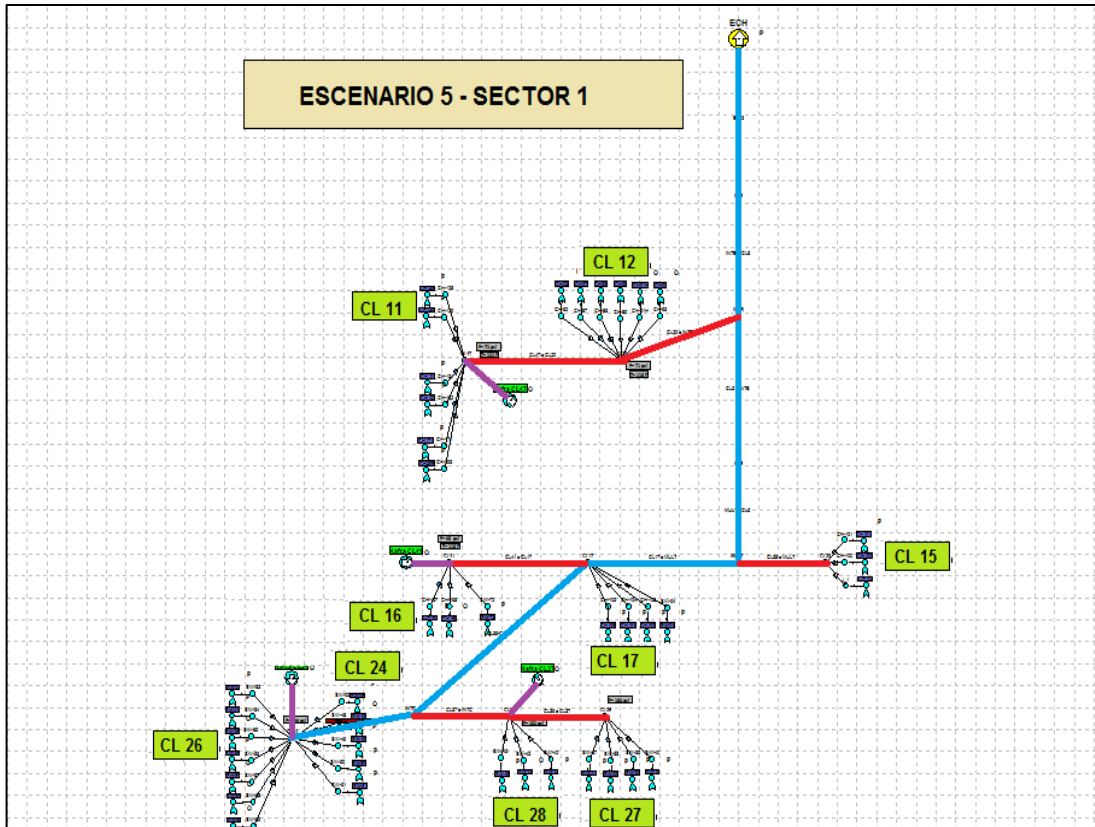
Tabla 30. Escenario 5

SECTOR 1 (20" Y 16")	SECTOR 2 (16")
CL-11	CL-1
CL-12	CL-2

SECTOR 1 (20" Y 16")	SECTOR 2 (16")
CL-15	CL-3
CL-16	CL-4
CL-17	CL-5
CL-20	CL-6
CL-24	CL-7
CL-27	CL-8
CL-28	CL-9
-	CL-10
-	CL-13
-	CL-14
-	CL-18
-	CL-19
-	CL-21
-	CL-22
-	CL-23
-	CL-25
-	CL-26

3.6.1 Reportes y análisis de resultados sector 1. La corrida realizada del sector 1 se muestra en la Figura 42, la cual muestra el esquema de recolección propuesto. En el cual las líneas azules representan las líneas de 20", la línea roja las de 16" y las moradas las líneas de inyección de nafta de 3,06".

Figura 42. Escenario 5 – Sector 1



Fuente: simulador Numérico

Tras realizar la simulación se obtienen los siguientes resultados de diferenciales de presión y caudal, las cuales se muestran en la Tabla N° 31 y las Figuras 43 y 44.

Tabla 31. Diferencial Del Escenario 5 – Sector 1

CLUSTER	RED ORIGINAL		ESC 5 – SECTOR 1		DELTA		
	Q (BFPD)	P (Psia)	Q (BFPD)	P (Psia)	ΔQ (BFPD)	ΔP (Psia)	
CL-17	3604	111	3743.5	71	139.5	-40	
CL-12	4850.5	77	4935	55	84.4	-22	
CL-20	CL-24	5251.8	-	5618.7	-	366.8	-
	CL-20	3248.8	184	3961.9	73	713.1	-111

CLUSTER	RED ORIGINAL		ESC 5 – SECTOR 1		DELTA	
	Q (BFPD)	P (Psia)	Q (BFPD)	P (Psia)	ΔQ (BFPD)	ΔP (Psia)
CL-27	741	162	800.2	116	59.23	-46
CL-28	513.8	126	1235.4	82	721.6	-44
CL-15	186.67	131	205.39	93	18.7	-38
CL-16	3030	96	2629.9	56	-400.09	-40
CL-11	5142.4	78	4303.2	55	-839.2	-23
	26569.2		27433.4		864.2	-364

SEPARADOR	P (psia)	Q(BFPD)
	40	31743.968

Para el caso del escenario 5 – sector 1 se presenta el mismo comportamiento en cuanto a los cluster 16 y 11 como se evidencia en el escenario 4 – sector 1, por lo tanto la explicación para este comportamiento es el mismo.

Figura 43. Diferencial Caudal Escenario 5 – Sector 1

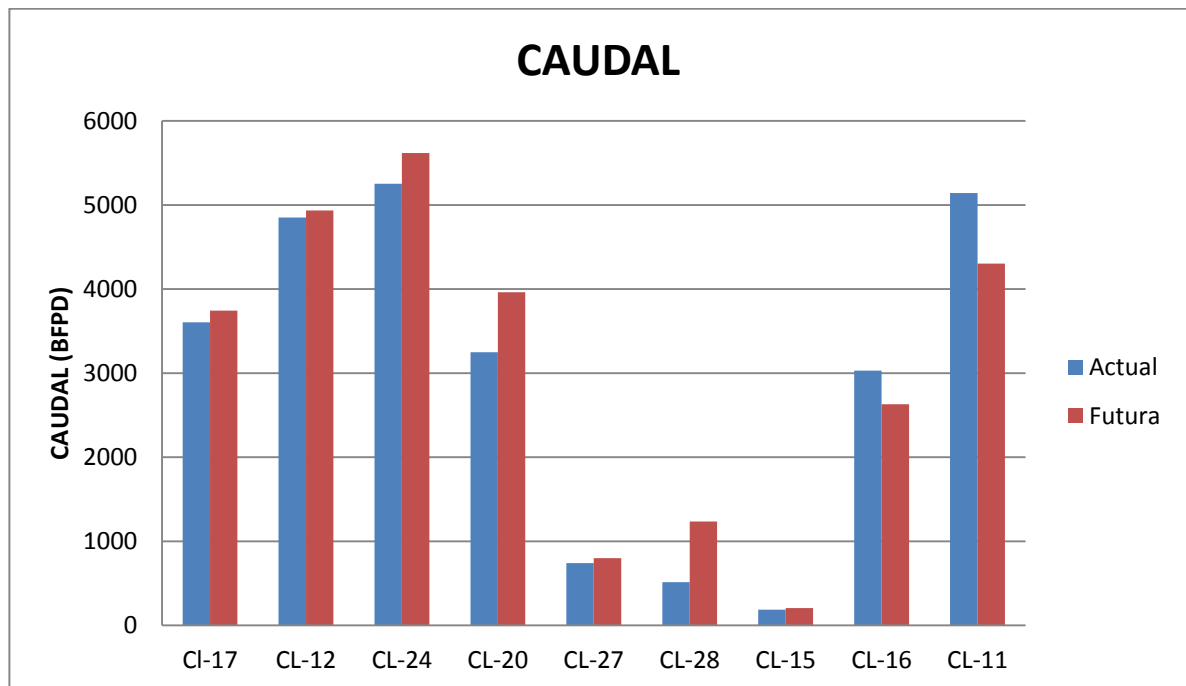
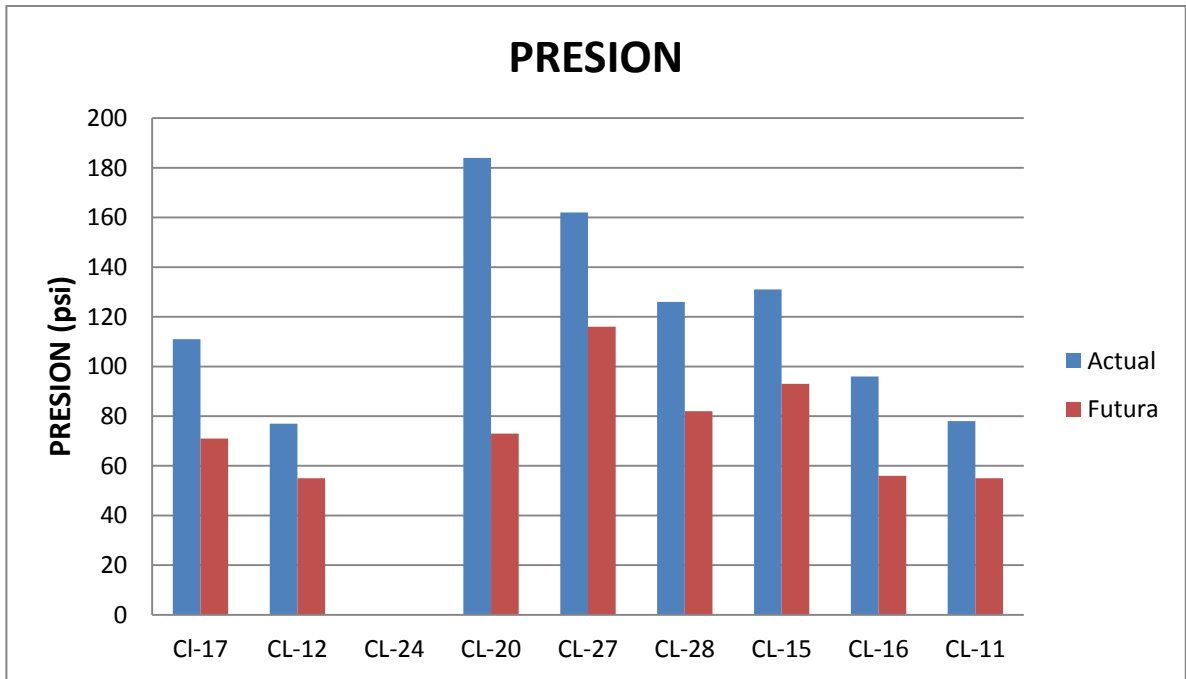
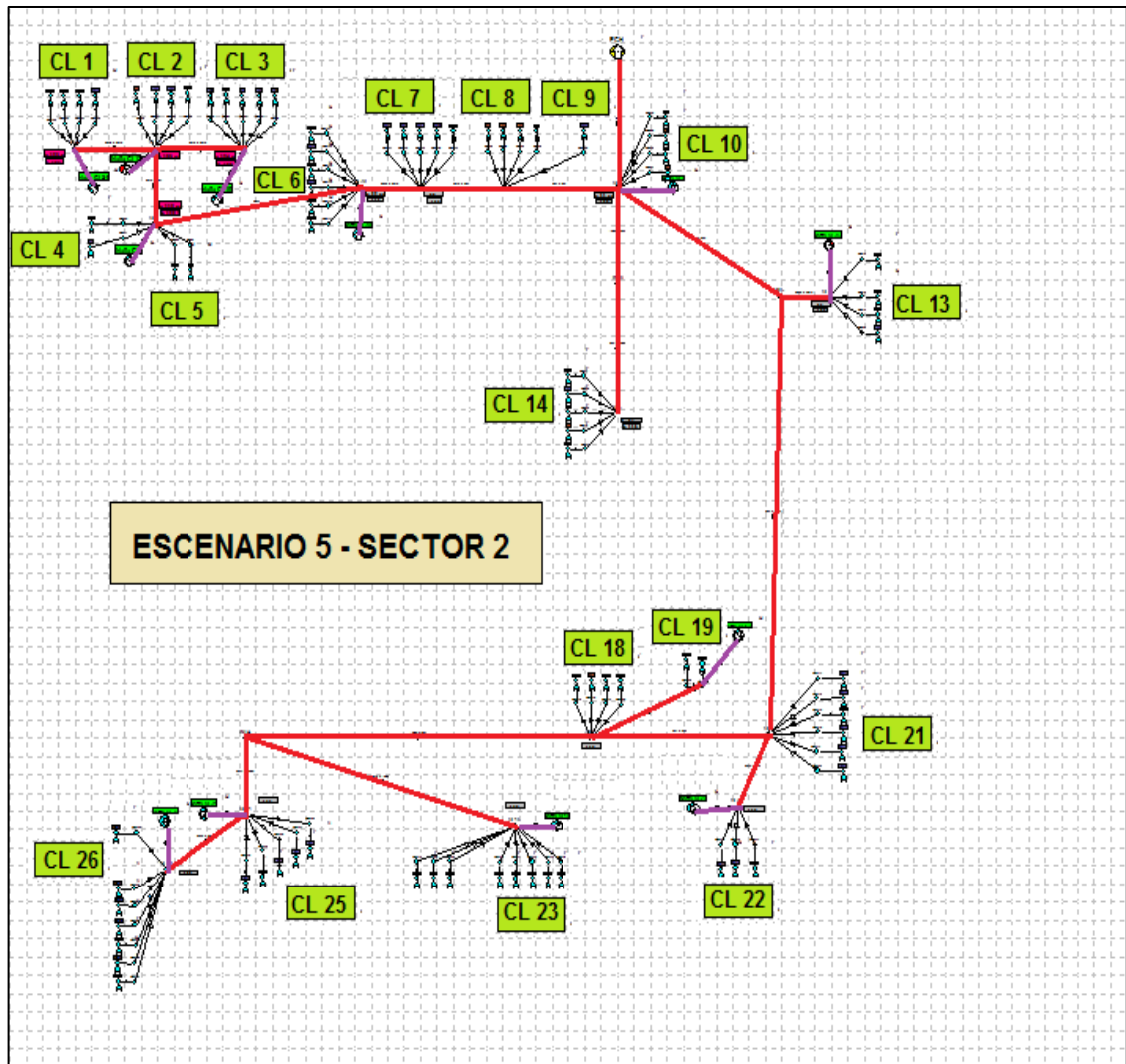


Figura 44. Diferencial Presión Escenario 5 – Sector 1



3.6.2 Reportes y análisis de resultados sector 2. La corrida realizada del sector 1 se muestra en la Figura 45, la cual muestra el esquema de recolección propuesto. En el cual las líneas rojas representan la línea de 15" y las moradas las líneas de inyección de nafta de 3,06".

Figura 45. Escenario 5 – Sector 2



Fuente: simulador Numérico

Tras realizar la simulación se obtienen los siguientes resultados de diferenciales de presión y caudal, las cuales se muestran en la Tabla N° 32 y las Figuras 46 y 47.

Tabla 32. Diferencial Del Escenario 5 – Sector 2

CLUSTER		RED ORIGINAL		ESC 5 – SECTOR 2		DELTA	
		Q (BFPD)	P (Psia)	Q (BFPD)	P (Psia)	ΔQ (BFPD)	ΔP (Psia)
CL-18	CL-18	1855.3	145	1904.08	117	48.7	-28
	CL-19	643.4	-	646.1	-	2.6	-
CL-8	CL-8	8677.7	85	8688.3	83	10.5	-2
	CL-9	1525.7	-	1526.9	-	1.19	-
	CL-14	4772.17	85	4819.4	66	47.24	-19
	CL-21	2449.7	144	2594.34	115	144.5	-29
CL-4	CL-4	2771.14	106	2808.4	103	37.26	-3
	CL-5	1713.7	-	1713.7	-	0	-
	CL-10	5770.5	55	5779.7	52	9.2	-3
	CL-3	3310.5	188	3323.2	185	12.7	-3
	CL-2	6885.25	178	6903.08	175	17.8	-3
	CL-23	3647.7	176	3547.8	136	-99.9	-40
	CL-7	4182.6	90	3807.5	88	-375.06	-2
	CL-1	5683.16	183	5687.7	180	4.5	-3
	CL-22	638.7	145	938.8	127	300.07	-18
	CL-6	2515	97	2515	95	0	-2
	CL-25	5503.13	173	5745.6	133	242.4	-40
	CL-13	2502.9	88	2508.9	84	5.98	-4
	CL-26	5611.6	179	5817.6	141	205.9	-38
		70660.5		71276.5		616.05	-237

SEPARADOR	P (psia)	Q(BFPD)
	40	82777.5

Para el caso del escenario 5 – sector 2 se presenta el mismo proceder en cuanto a los cluster 7 y 23 como se evidenció en el escenario 4 – sector 2, por lo tanto la explicación para este comportamiento es el mismo.

Figura 46. Diferencial Caudal Escenario 5 – Sector 2

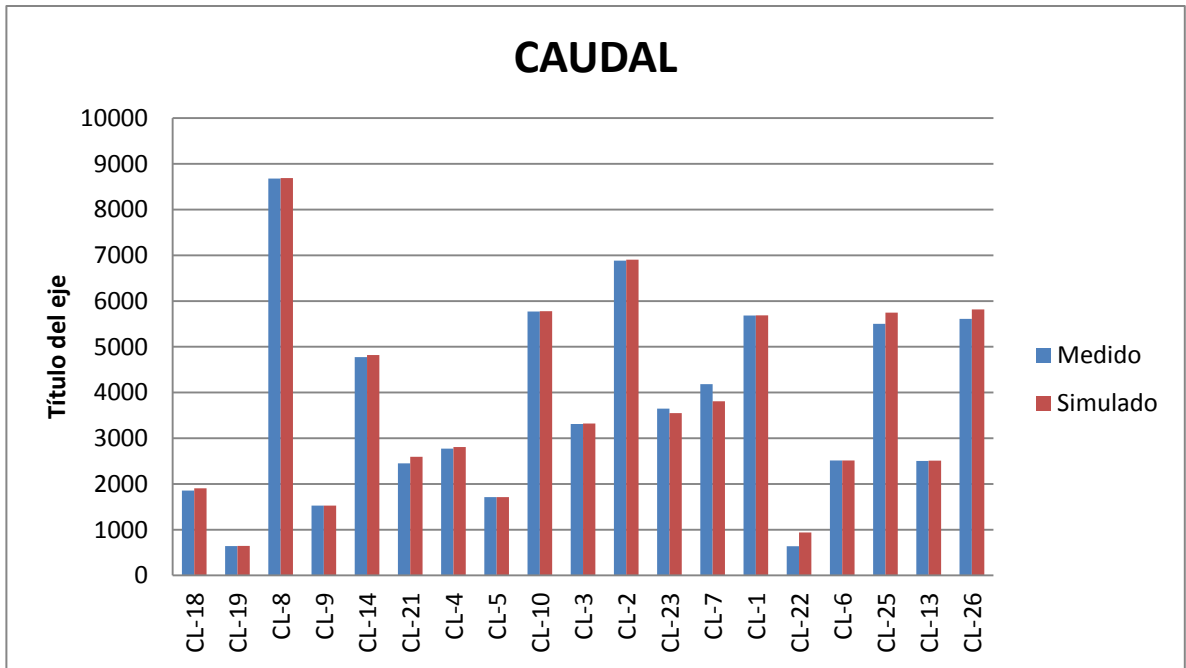
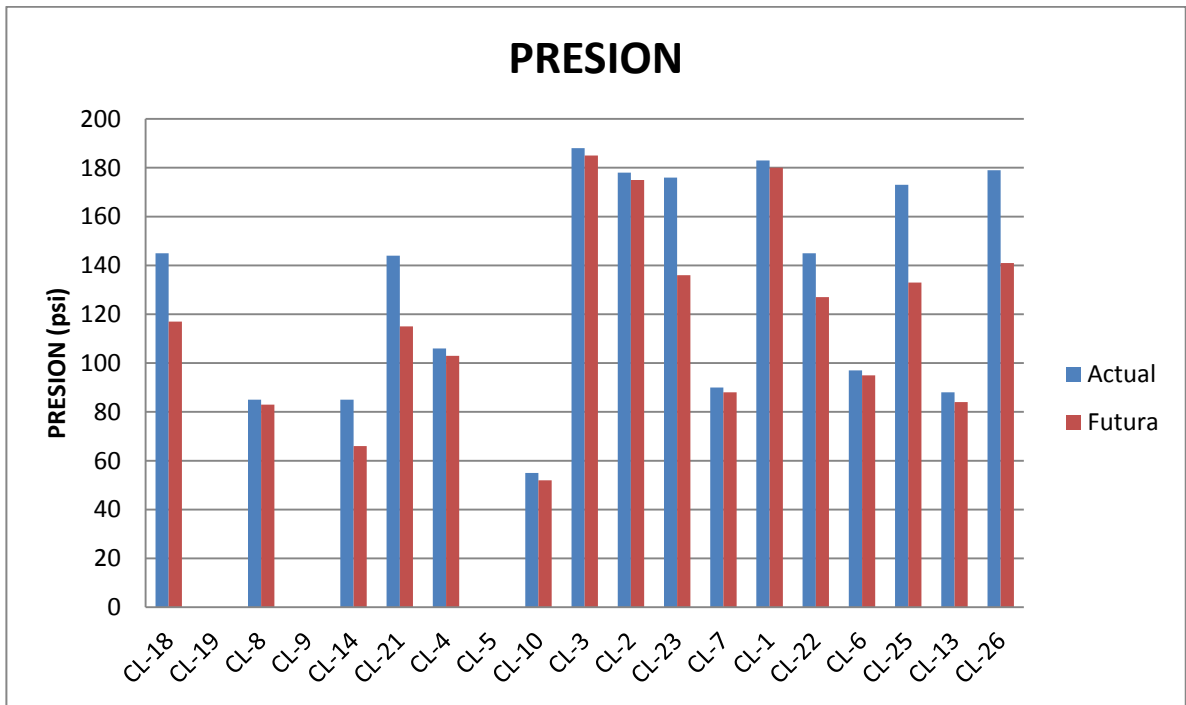


Figura 47. Diferencial Presión Escenario 5 – Sector 2



3.6.3 Reportes y análisis de resultados general escenario 5 En la Tabla N° 33 se presentan los diferenciales de las fracciones de líquido que se producen en la red original vs los dos sectores que se plantearon en la red con sus respectivos cambios. Aunque para cada escenario planteado se presentan problemas en dos cluster respectivamente, no permite que en el estado global del escenario 5 fuese negativo para un aumento de caudal.

Tabla 33. Resultados General Escenario 5

PARAMETRO	ACTUAL	FUTURA SECTOR 1	FUTURA SECTOR 2	TOTAL FUTURA	DIFERENCIA
Caudal de líquido (BFPD)	113039.79	31743.9	82777.5	114521.5	1481.73
Caudal de crudo (BPPD)+ CPO09	78013.02	23002.3	56086.8	79089	1076.09
Caudal de Nafta (BNPD)	15810	4310.5	11500.9	15811.46	1.4
Caudal de agua (BAPD)	19216.7	4431.16	15189.7	19620.9	404.16
Caudal de gas (MMPCD)	1.63	0.003	1.6	1.603	-0.63
%BSW	17	13.95	18.35	16.1	-0.84
°API	16	15.57	16.09	15.8	-0.16

4. SELECCIÓN DE LOS ESCENARIOS MAS OPTIMOS PARA LA APLICACION EN EL CAMPO.

En este capítulo se realiza un análisis y comparación de los resultados obtenidos en el capítulo anterior, y se busca escoger cual fue el escenario más óptimo, esto con el fin de realizar la aplicación en el campo de crudo extra pesado y así lograr un aumento en su caudal de crudo y cumpliendo con el objetivo principal de la presente investigación.

A continuación se muestra la tabla N° 34 y 35 con los resultados globales de cada escenario planteado, en esta tabla se puede observar las ganancias o pérdidas de fluido obtenidas en cada escenario respecto a la troncal original:

Tabla 34. Resultados Ganancias o Pérdidas De fluido De Los Escenarios

PARAMETRO	ESC 1	ESC 2	ESC 3	ESC 4	ESC 5
Caudal de líquido (BFPD)	+2812,7	-3661,86	-3036,37	+1334,24	+1481,73
Caudal de crudo (BPPD)+ CPO09	+1558,14	-2505,6	-2841,42	+1081,15	+1076,09
Caudal de Nafta (BNPD)	-	-	-	-	-
Caudal de agua (BAPD)	+1006,01	-1128,11	-196,08	+252,46	+404,17
Caudal de gas (MMPCD)	-0,028	0,033	0,055	0,039	-1,63
%BSW	17	17	16,58	17	16,15
°API	15,9	16,44	16,28	15,8	15,956

Tabla 35. Resultados Ganancias o Pérdidas De fluido Futura - Escenarios

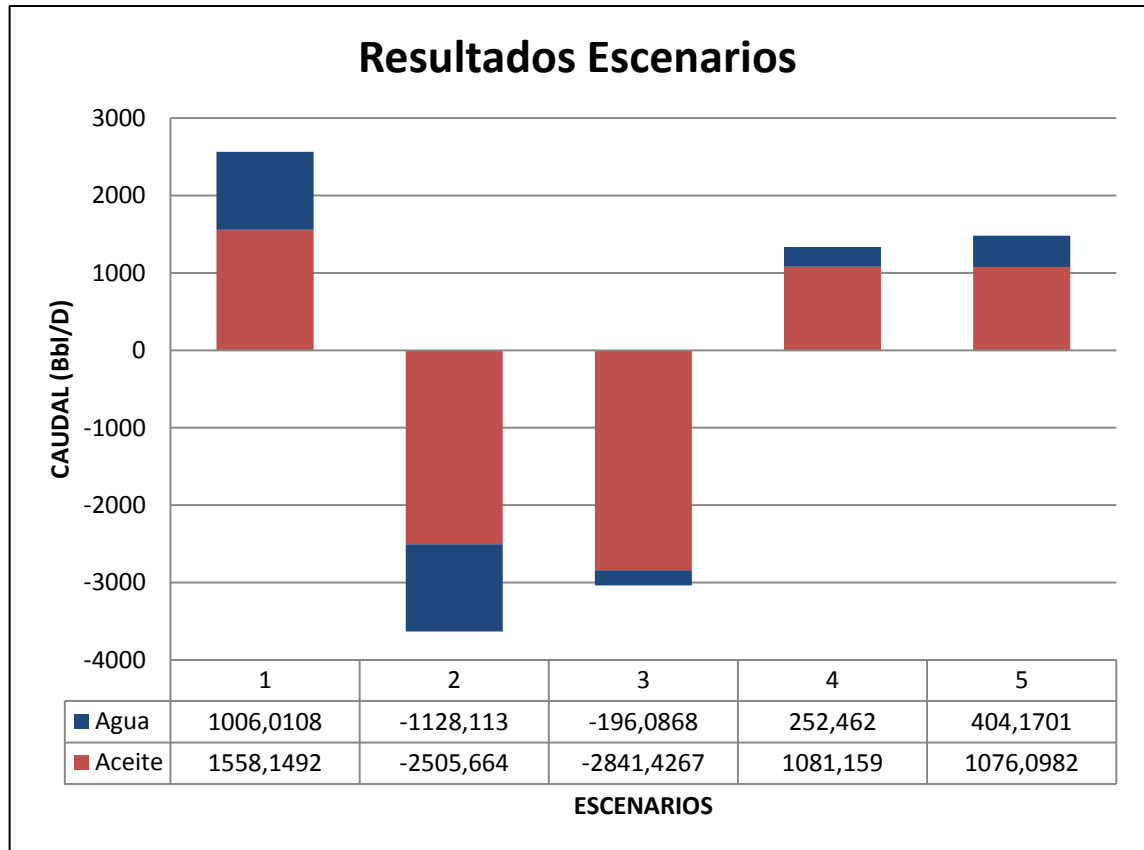
PARAMETRO	ACTUAL	ESC 1	ESC 2	ESC 3	ESC 4	ESC 5
Caudal de líquido (BFPD)	113039.7	115852.5	109377.93	110003.4	114374.03	114521.5
Caudal de crudo (BPPD)+ CPO09	78013	79571.1	75507.3	75171.6	79094.18	79089
Caudal de Nafta (BNPD)	15810	15810	15810	15811.1	15810	15810
Caudal de agua (BAPD)	19216.7	20222.7	18088.6	19020.6	19469.2	19620.9
Caudal de gas (MMPCD)	1.63	1.6	1.6	1.69	1.67	1.603
%BSW	17	17	18	16.7	17	16.1
°API	16	16	16.09	16	15.9	15.8

En la tabla de resultados no se le dio mucho peso al grado °API arrojado por el simulador debido a que la relación crudo-nafta se simula como 100% homogénea, esto en la actualidad del campo no ocurre, ya que se presentan mezcladores pero no logran la máxima eficiencia.

La producción del gas no se tuvo en cuenta para el análisis técnico de todos los escenarios, debido a su bajo volumen para esta troncal.

A continuación se presenta en la Figura 48, un mejor esquema de la distribución de agua y aceite que se obtuvieron como resultado de los escenarios propuestos

Figura 48. Resultados Distribución Agua/Aceite En Los Escenarios



Los mejores escenarios propuestos fueron el 1,4 y 5 debido a que se obtienen valores positivos de aceite; en el escenario 1 se obtienen 1558 Bbl/d , con una diferencia del escenario 4 de 477 Bbl/d y del escenario 5 de 482 Bbl/d.

En producción de agua extra el que mayor taza presenta fue el escenario 1 con 1006 Bbl/d, con una diferencia del escenario 4 de 754 Bbl/d y del escenario 5 de 602 Bbl/d.

Tras realizar el análisis completo de los escenarios propuestos se observan valores positivos en 3 de ellos, escogiendo como mejor escenario el primero, debido a su mayor producción de aceite con respecto a los escenarios 4 y 5, aunque también se presenta la mayor producción de agua, el volumen de

producción de aceite logra solventar el tiramiento, sabiendo que por regla del dedo gordo un barril de agua tratada cuesta 0,4 dólares.

5. CONCLUSIONES

- Los resultados que obtienen con el ajuste del modelo de pozo y de red para el caso actual es representativo, debido a que se tiene un porcentaje de desviación de 7,01% para los fluidos producidos y 4,54% para las presiones en los múltiples.
- Tras el análisis de todos los escenarios se observa que en la mayoría de los casos del sector 1 presentaron ganancias en caudal desde 320 a 3181 BFPD, este sector era el correspondiente al cambio de línea principal a 20" buscando un alivio de presión a las líneas de recolección, con excepción del escenario 3 – sector 1, que presento una disminución de 4034 BFPD, los cuales se vieron afectados negativamente por los cluster 11,16 y 26.
- En el escenario 2 – sector 1 arroja un caudal positivo de 3182 BFPD, en cambio el escenario 2 – sector 2 arroja disminución del caudal en 6814 BFPD ocasionando que en el balance global del escenario se dieran resultados negativos.
- Entre los escenarios propuestos el que mayor producción de aceite extra mostro, fue el escenario 1 con 1558 Bbl/D, seguido del escenario 4 con 1081 Bbl/D y el 5 con 1076 Bbl/D respectivamente.

6. RECOMENDACIONES

- Revisar el estado de funcionamiento de las bombas de fondo ya que en el momento del ajuste de los pozos, se observaron algunos con altos consumos de energía para una pequeña producción de líquido, obteniendo baja eficiencia de las bombas y algunos en desfase en los límites de eficiencia
- Se recomienda optimizar el escenario 2 debido al gran aporte de caudal que presenta el sector 1 de 3181 BFPD.
- Realizar el balance económico de los escenarios que presentaron un aumento positivo de caudal, para ver si es económicamente viable para el campo así como el resultado técnico ya obtenido

BIBLIOGRAFÍA

ARIZA Ariel, QUINTERO Valentin. Implementación de una herramienta software para análisis nodal dinámico en sistemas de recolección. Trabajo de grado UIS 2006.

BOHORQUEZ, Ferney; GOMEZ, Claudia. Optimización del sistema de recolección de crudo pesado y extrapesado del campo Chichimene.

CÁCERES R. O. Entorno tecnológico regional crudos pesados; omar.caceres@ecopetrol.com.co, UDE, Instituto Colombiano del petróleo, 2008.

ESCOBAR Freddy. Fundamentos de ingeniería de yacimientos.

GARCÍA CHINCHILLA Cesar Augusto. Diseño conceptual del sistema de recolección de crudo extrapesado San Fernando. Proyecto de grado UIS 2009.

GARZÓN FORERO Natalia. Análisis técnico-financiero de las estrategias de mejoramiento para el manejo de fluidos y disminución de la presión de flujo en los pozos y clúster asociados a la troncal-5 de campo Rubiales. Proyecto de grado UNAL 2013.

GOLAN M. and WHITSON C. H. Well performance. University of Trondheim. The Norwegian Institute of Technology NTH. USA: Prentice Hall, 1991.

MAGGIOLO R. Optimizacion de la produccion mediante analisis nodal, 2008.

MONCADA Andersson, GUERRERO Diana. Evaluación de la caída de presión para sistemas de flujo bifásico (líquido-gas) en tuberías verticales. Proyecto de grado UIS 2012.

ORTIZ, Jenifer JIMENEZ. Edith Optimización de la producción de un clúster de crudo extrapesado del campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal. Proyecto de grado UIS 2011.

PREZI Reservas no convencionales crudos pesados y extrapesados [en línea] disponible en: PREZI.com/9tcyu0wxoeya/reservas-no-convencionales-crudos-pesados-y-extrapesados.

RUEDA NIÑO Andrés Julián. Estudio hidráulico del sistema de recolección (troncal norte) de crudo extrapesado del campo Chichimene de las superintendencia castilla Chichimene de Ecopetrol S.A. Proyecto de grado UIS 2013.

SZILAS A. P. Production and transport of oil and gas. Part B: gathering and transport. Developments in petroleum science 18b. Hungary: ELSEVIER, 1986.

WELL PERFORMANCE. GOAL, Michael. WHISTSON, Curtis. 1996.