OPTIMIZACIÓN DEL CONSUMO DE NAFTA INYECTADA EN EL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE UN CAMPO DE CRUDO EXTRAPESADO DE LOS LLANOS ORIENTALES, APLICANDO ANÁLISIS NODAL.

JOHN ANDERSON MORENO VARGAS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

BUCARAMANGA

2020

OPTIMIZACIÓN DEL CONSUMO DE NAFTA INYECTADA EN EL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE UN CAMPO DE CRUDO EXTRAPESADO DE LOS LLANOS ORIENTALES, APLICANDO ANÁLISIS NODAL.

JOHN ANDERSON MORENO VARGAS

Trabajo De Grado Para Optar El Título De Especialista En Producción De Hidrocarburos

DIRECTOR

FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ

Ingeniero De Petróleos, M.SC.en informática

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2020

DEDICATORIA

Esta monografía se la dedico a Dios primeramente quien me dio todos los recursos necesarios para poder culminarla, esto a través de todas las personas que puso en mi camino a lo largo de la vida que me enseñaron e inspiraron a seguir siempre adelante.

A mi familia quien es la motivación más grande y mi motor de vida.

A mi esposa quien me ha apoyado siempre depositando su entrega y confianza en cada reto que he emprendido en mi vida, siempre resaltando mi inteligencia y capacidad para alcanzar las metas que me propongo, a mi madre y hermanos que siempre han creído en mí.

John Anderson Moreno Vargas

AGRADECIMIENTOS

Agradezco de ante mano al ingeniero FERNANDO CALVETE director del proyecto, quien con el aporte de su experiencia me guio para la culminación de la monografía y a todos los que hicieron parte de este gran proyecto.

Agradecimiento sincero también a mis compañeros de trabajo de especialización y los profesores que me dictaron la especialización, los cuales con su aporte hicieron posible también la realización de esta monografía.

TABLA DE CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN 14
1. OBJETIVOS 16
1.1 OBJETIVO GENERAL 16
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS 16
2. OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN 17
1.1 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS NODAL. 18
1.2 INFORMACIÓN REQUERIDA PARA REALIZAR UN ANÁLISIS NODAL 21
1.3 RECOPILACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN DEL CAMPO. 22
1.3.1 Estados mecánicos 23
1.3.2 Reporte de producción del campo 24
1.3.3 Parámetros del sistema de levantamiento artificial 24
1.4 DATOS RECOLECTADOS. 25
2. AJUSTE DE MODELOS DE POZOS. 35
2.1 DESARROLLO DE ANALISIS NODAL. 35
2.1.1 Análisis nodal sistema de pozo 36
2.1.2 Ajuste de curvas de bombas de levantamiento artificial 37
2.1.3 Construcción de curvas PCP 37
2.1.4 Ajuste de curvas BES 39
2.2 DEFINICIÓN DE CORRELACIONES DE FLUJO. 42
2.2.1 DEFINICIÓN DE VALORES DE CONTROL 42
2.2.2 Evaluación de correlaciones de flujo horizontal y vertical 43
2.2.3 Determinación de los gradientes de presión según los patrones de flujo 45
2.2.4 Correlaciones de ajuste de los modelos de fluido y de flujo 50
2.4 CALIBRACIÓN DEL MODELO DE FLUIDOS. 50
2.5 MODELO IPR. 52
2.6 REPRODUCCIÓN DE LAS CONDICIONES OPERACIONALES ACTUALES 60

2.6.1 Ajuste de la correlación de flujo multifásico 60
2.6.2 Ajuste del sistema de levantamiento.....61
2.7 ANALISIS NODAL CURVA INFLOW OUTFLOW. 64
3. AJUSTE DEL MODELO DE SUPERFICIE. 65
3.1 BALANCES DE MASA Y VOLUMEN.....69
3.2 EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN. 71
3.2.1 Ajuste por densidad en separadores. 71
3.3 PLANTEAMIENTO DE LOS ESCENARIOS DE OPTIMIZACIÓN DE NAFTA. 73
4. EVALUACIÓN DE ESCENARIOS DE OPTIMIZACION DEL CONSUMO DE NAFTA. 75
4.1 NOMINACIÓN DE NAFTA PARA RECOLECCIÓN. 75
4.1.1 Análisis de dependencia de variables.....75
4.1.2 Definición de variables independientes.....76
4.2 SENSIBILIDAD DE LA GRAVEDAD API Y VOLUMEN DE LA NAFTA. 77
5. CONCLUSIONES 83
6. RECOMENDACIONES.....85
BIBLIOGRAFÍA.....86

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Datos prueba de producción. 32
Tabla 2. Viscosidad medida en laboratorio a diferentes temperaturas. 33
Tabla 3. Modelo de viscosidad de emulsiones.....34
Tabla 4. Regímenes de Flujo Orkiszewski. 48
Tabla 5. Correlaciones de ajuste. 50
Tabla 6. Resultados de ajuste y comportamiento operacionales del pozo. 63
Tabla 7. Volúmenes de producción de fluidos de la troncal Norte. 69
Tabla 8. Volúmenes de producción de fluidos de la troncal Sur. 70
Tabla 9. Plan de los escenarios de optimización del volumen de nafta. 74
Tabla 10. Análisis de dependencia de variables. 76
Tabla 11. Análisis de independencia de variables. 77
Tabla 12. Sensibilidad con el volumen de nafta inyectado vs el API del troncal norte.....78
Tabla 13. Sensibilidad con el volumen de nafta inyectado vs el API de la troncal sur. 80

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Localización de varios nodos. 19
Figura 2. Información requerida para realizar el modelamiento numérico. 21
Figura 3. Comportamiento de Viscosidad del crudo muerto. 26
Figura 4. El comportamiento de la envolvente de fases del crudo. 27
Figura 5. Análisis SARA. 27
Figura 6. Comportamiento de Presión de Vapor de la Nafta. 28
Figura 7. Envolvente de fases de la Nafta. 28
Figura 8. Comportamiento de la viscosidad de la Nafta. 29
Figura 9. Información de los fluidos en el yacimiento. 30
Figura 10. Estado mecánico de pozo. 31
Figura 11. Curva Bomba PCP eficiencia vs Carga. 38
Figura 12. Curva Bomba PCP eficiencia vs Torque. 38
Figura 13. Curva PCP. 38
Figura 14. Curva BES caudal vs carga. 40
Figura 15. Curva BES Caudal vs Eficiencia. 41
Figura 16. Curva BES Caudal Vs Potencia. 42
Figura 17. Ajuste Correlacion de flujo multifasico Vertical. 49
Figura 18. PVT del fluido. 51
Figura 19. Calibración del modelo de fluidos. 51
Figura 20. Calibración del modelo de la emulsión. 52
Figura 21. Modelo de Pozo. 54
Figura 22. Data del completamiento Pozo. 55
Figura 23. Data de la Tubería de Producción. 55
Figura 24. Data Correspondiente al Perfil Geotérmico. 56
Figura 25. Configuración de la tubería Pozo. 57
Figura 26. Data correspondiente al equipo de Fondo. 58
Figura 27. Curvas de Comportamiento Equipo de fondo Pozo. 58

Figura 28. Data Modelo del Fluido. 59
Figura 29. Calibración Avanzada. 60
Figura 30. Ajuste Correlacion de flujo multifasico Vertical. 61
Figura 31. Perfil de presión vs elevación ajustado a las condiciones operativas de pozo. 62
Figura 32. Perfil de temperatura vs elevación ajustado a las condiciones operativas de pozo. 63
Figura 33. Curva de análisis nodal.....64
Figura 34. Modelo de Superficie Campo de la troncal Norte. 66
Figura 35. Modelo de Superficie Campo de la troncal Sur.....67
Figura 36. Ajuste de la correlación de flujo horizontal en cabeza de pozo. 68
Figura 37. Ajuste de la correlación de flujo horizontal con la presión en los múltiples.....68
Figura 38. Ajuste de la producción de fluidos de la troncal Norte. 70
Figura 39. Ajuste de la producción de fluidos de la troncal Sur. 71
Figura 40. Ajuste por densidad del fluido en el separador de la troncal Norte. 72
Figura 41. Ajuste por densidad del fluido en el separador de la troncal sur.....72
Figura 42. Comportamiento de la presión de los múltiples de la troncal norte. 79
Figura 43. Volumen de nafta inyectado en la troncal norte. 79
Figura 44. Comportamiento de la presión de los múltiples de la troncal sur. 81
Figura 45. Volumen de nafta inyectado en la troncal sur. 82

RESUMEN EN ESPAÑOL

TITULO: OPTIMIZACIÓN DEL CONSUMO DE NAFTA INYECTADA EN EL SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE UN CAMPO DE CRUDO EXTRAPESADO DE LOS LLANOS ORIENTALES, APLICANDO ANÁLISIS NODAL*.

AUTORES: JOHN ANDERSON MORENO VARGAS**

PALABRAS CLAVE: Análisis Nodal, modelamiento de pozos, modelamiento de troncales, optimización.

En esta investigación se presentan los resultados del modelamiento de la productividad de un sistema integrado de producción de un crudo extra pesado considerando el sistema de recolección de sus dos troncales que llevan los fluidos a su sistema de tratamiento, para ese transporte utilizan diluyente que en este caso es nafta por tal motivo el objetivo principal del estudio es de optimizar el consumo de nafta en el sistema de producción realizando variaciones en el volumen de inyección y la gravedad API de la misma, para así garantizar que el sistema pueda operar de manera eficiente y confiable.

La propuesta de optimización se realiza con el fin de poder evaluar el comportamiento de producción sin que se afecten las variables operaciones, cabe resaltar que en el campo de estudio se utiliza una nafta con una calidad actual de 70 ºAPI, por tal motivo es importante realizar corridas con mejores calidades de nafta para validar como sería el comportamiento del sistema de producción en especial con la presión en los múltiples, contemplando que la variable de mayor incidencia en el sistema es la presión hidráulica de las troncales.

Con los resultados obtenidos se pudo disminuir el volumen de nafta a inyectar considerando una gravedad API de 80, con lo cual se mantienen estables las condiciones de presión y demás parámetros operacionales. Para el troncal norte se obtuvo una optimización del volumen de nafta de 635 barriles por día una reducción del costo en 16165 USD/día, y para la troncal sur se obtuvo una optimización del volumen de nafta de 720 barriles y una disminución del costo en 32068 USD/día, lo cual son resultados bastante positivos considerando el comportamiento de cada una de las troncales.

** Facultad de Físico-Químicas. Escuela de ingeniería de petróleos Maestría en ingeniería con Énfasis en Hidrocarburos. Director Fernando Calvete, M.Sc. en informática.

ABSTRACT

TITLE: OPTIMIZATION OF NAFTA CONSUMPTION INJECTED IN THE COLLECTION SYSTEM OF AN EXTRAHEAVY OIL FIELD OF THE LLANOS ORIENTALES, APPLYING NODAL ANALYSIS *.

AUTHORS: JOHN ANDERSON MORENO VARGAS**.

WORDS KEY: Nodal analysis, well modeling, trunk modeling, optimization.

In this investigation, the results of the productivity modeling of an integrated system of production of extra heavy crude are presented considering the collection system of its two trunks that take the fluids to its treatment system, for that transport they use diluent that in this case It is gasoline for this reason the main objective of the study is to optimize the consumption of gasoline in the production system by making variations in the volume of injection and the API gravity of the same, in order to ensure that the system can operate efficiently and reliably .

The optimization proposal is made in order to evaluate the production behavior without affecting the operations variables, it should be noted that in the field of study a gasoline with a current quality of 70 ºAPI is used, for this reason it is important to perform runs with better qualities of gasoline to validate how the behavior of the production system would be especially with the pressure in the manifolds, contemplating that the variable of greater incidence in the system is the hydraulic pressure of the trunks.

With the results obtained, the volume of gasoline to be injected could be reduced considering an API gravity of 80, which keeps the pressure conditions and other operational parameters stable. For the north trunk an optimization of the volume of gasoline of 635 barrels and a reduction of the cost in USD 16165 / day was obtained, and for the southern trunk an optimization of the volume of gasoline of 720 barrels and a cost reduction in 32068 USD was obtained / day, which are quite positive results considering the behavior of each of the trunks.

** Physicochemical Engineering College. Petroleum Engineering School M.Sc. In Engineering with emphasis in Hydrocarbons. Advisor: Fernando Enrique Calvete González, M.Sc in informatics.

INTRODUCCIÓN

A lo largo de la historia, la industria del petróleo ha tenido que afrontar un sin número de problemas asociados a las bajas tasas de producción de diversos campos debido, en ocasiones, a obstrucciones de flujo en líneas de producción. Uno de los campos de acción de la ingeniería de petróleos es el de mitigar los problemas técnicos de manera oportuna, tratando dentro de lo posible, que estos problemas sean previstos antes de que sucedan. Se puede decir que las bajas tasas de productividad son generadas en algunos casos por el cambio de las condiciones iniciales del yacimiento, obligando a un rediseño del equipo de fondo y superficie en los pozos, y, además, con el agravante de líneas de descarga demasiado largas para nuestro caso, generando pérdidas de presión en las líneas de transporte que por ende disminuyen así la productividad del pozo.

El sistema de recolección del campo Chichimene está conformado por dos troncales que transportan el fluido desde los pozos hasta el sistema de recolección, este es un crudo Extra pesado, el cual al tener ciertas restricciones al flujo hace que se dificulte un poco el paso de fluido por este sistema; llevando así a la aplicación de la dilución en superficie para poder minimizar los problemas asociados a dicho transporte.

Esta dilución a través del tiempo ha venido causando algunos problemas ambientales, debido a la volatilidad de mismo y a que no hay una mezcla homogénea en el sistema de recolección debido a las condiciones de flujo laminar producto de la alta viscosidad del fluido, es por esto que se evalúa todo el sistema para analizar y poder dar recomendaciones con respecto a este problema, que conlleven a la optimización del volumen de nafta inyectado.

Se presentan los resultados del modelamiento numérico realizado con una herramienta computacional especializada en la técnica de análisis nodal con la cual se quiere modelar el sistema de extracción (pozos) y sistema de recolección (líneas de flujo o troncales) del campo Chichimene, en el cual se evalúan diferentes escenarios con miras en la optimización y nominación de la nafta, ya que ha sido un problema tanto para el sistema de recolección como para el sistema de tratamiento. Este problema se ve reflejado en la cantidad de nafta inyectada sin tener un control con los caudales de inyección, con lo cual la finalidad del proyecto es tener resultados donde se evalúan escenarios de optimización del volumen de nafta adecuado en cada uno de los puntos de inyección de nafta en las troncales de recolección del campo.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Optimizar el consumo de nafta inyectado en el sistema de recolección de crudo extrapesado del campo Chichimene, aplicando análisis nodal.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✓ Realizar la recopilación y revisión de la información de operación de sistema de levantamiento artificial y Recolección del campo.
- ✓ Ajustar el modelo de pozos que componen el campo Chichimene contemplando el comportamiento de los fluidos para crudo extrapesado, los sistemas de levantamiento artificial electrosumergibles y de cavidades progresivas.
- ✓ Ajustar el modelo de superficie o recolección del campo para evaluar los diferentes escenarios de optimización.
- ✓ Presentar una propuesta para la optimización del volumen de la nafta minimizando sus costos, basado en los análisis realizados a partir de los modelos evaluados.

2. OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN.

La optimización de la producción está basada en el análisis nodal, la cual es una de las técnicas más conocidas mundialmente en la optimización de sistemas de producción e inyección debido a su confiablidad y efectividad. La técnica permite calcular el verdadero potencial de producción de los pozos y del sistema en sí, de tal forma que se pueden analizar las diferentes causas de pérdidas de potencial de producción para así minimizarlas y cerrar la brecha entre la producción ideal y la producción real del sistema. Así mismo, hoy existen innumerables softwares que aplican dicha técnica y evalúan el comportamiento de los sistemas de levantamiento artificial como Bombeo Mecánico, Bombas de Cavidades progresivas, Bombas Electro sumergibles, Bombeo Hidráulico y Gas Lift y todo el sistema de recolección e inyección de fluidos de un campo petrolero. Para el análisis nodal, un sistema de producción e inyección incluye todos los elementos involucrados en el flujo de los fluidos desde el radio externo de drenaje en el yacimiento, hasta las condiciones de operación del separador de producción[1].

[1] BEGGS, dale. Production optimization using nodal analysis. Oil and gas Consultants International Inc. Tulsa, Oklahoma. 1991.

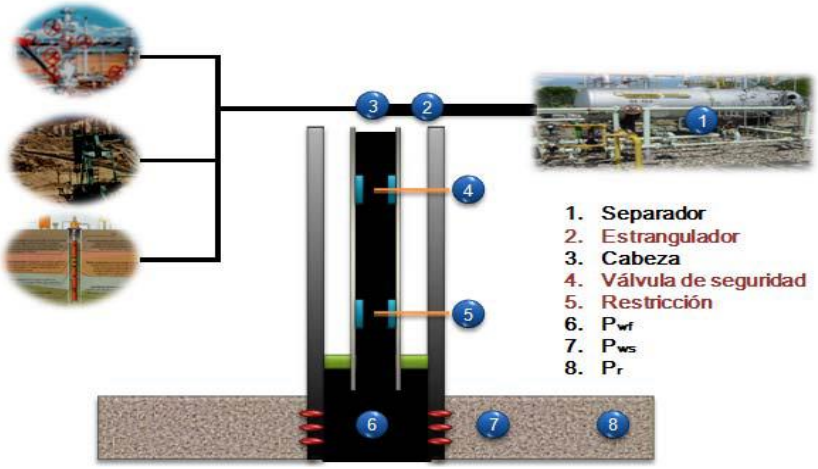
1.1 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS NODAL.

La metodología de análisis nodal consiste en la selección de un nodo o punto divisorio en el pozo, y dividiendo el sistema tanto yacimiento como tubería de producción en este punto. Las localizaciones más comúnmente utilizadas para ubicar nodos se representan en la figura 1. 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 (dowstream) del nodo. Debe estar disponible para cada componente del sistema una relación entre el caudal de flujo y la caída de presión.

El flujo a través del sistema puede determinarse una vez se satisfacen los siguientes requerimientos:

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

Figura 1. Localización de varios nodos.



Fuente: Production optimization using Nodal Analysis. B.D. 2013.

Un sistema de producción puede ser optimizado seleccionando la combinación de componentes que permita la máxima tasa de producción al menor costo. Si en un componente del sistema ocurre demasiada pérdida de presión, el diferencial restante no será suficiente para obtener un buen rendimiento por parte del pozo[2].

Algunas de las aplicaciones del análisis nodal en la optimización de la producción de pozos de petróleo y gas son:

- Selección de las dimensiones del tubing.
- Selección de las dimensiones de las líneas de flujo, capacidades máximas de fluido.

[2] HIRSCHFELDT, Marcelo. Análisis de un sistema de producción y análisis nodal. 2009.

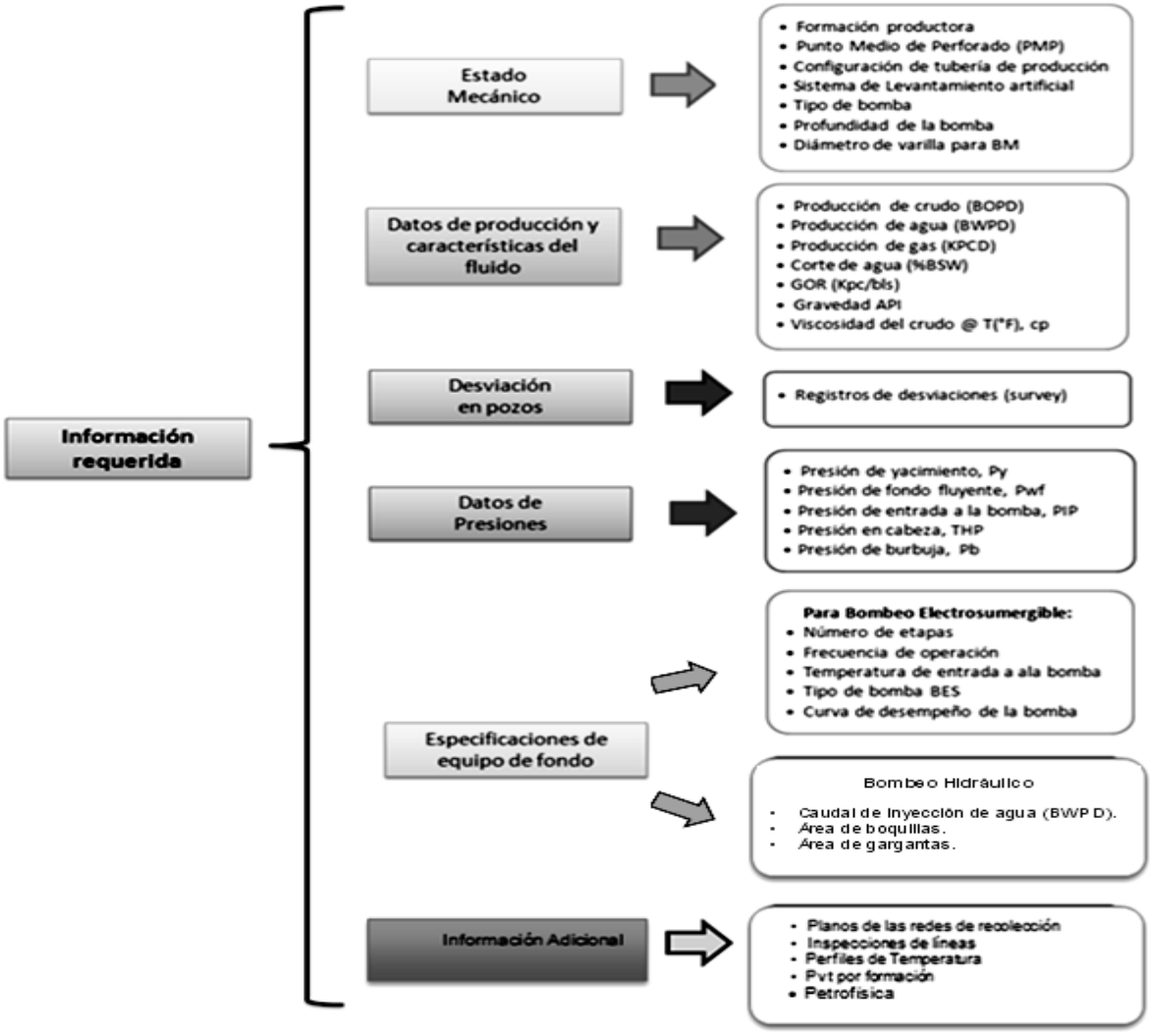
- Dimensionamiento del estrangulador en superficie.
- Análisis de sistemas de producción existentes en busca de restricciones de flujo anormales.
- Desarrollar balances de masa y volumen.
- Diseño de sistemas de levantamiento artificial.
- Incrementos en potencia del sistema de levantamiento artificial.
- Análisis de eficiencia y consumo energético del sistema de levantamiento artificial.
- Profundización del sistema de levantamiento artificial.
- Perdidas de caudal por incrementos en presión en el sistema.
- Patrones de flujo en tuberías.
- Velocidades de flujo.
- Predecir el efecto de la disminución de la presión del yacimiento sobre la capacidad de flujo.
- Análisis de un sistema de producción multipozo.
- Evaluar diferentes escenarios a condiciones de superficie, con la conexión de nuevos pozos o direccionamientos del fluido a otros puntos de interés.

El análisis de estas condiciones lleva a la optimización de la producción de un caso en estudio y de esta forma, poder recomendar la mejor toma de decisión y encontrar los resultados esperados por medio de la técnica del análisis nodal.

1.2 INFORMACIÓN REQUERIDA PARA REALIZAR UN ANÁLISIS NODAL.

En la figura 2 se resume la información requerida para llevar a cabo la optimización de la producción usando la técnica de análisis nodal.

Figura 2. Información requerida para realizar el modelamiento numérico.



Fuente: Autor.

De tal modo, los puntos de mayor incidencia en el análisis son los nodos que representan el sistema de levantamiento artificial, la cabeza de pozo y los nodos de recolección, que corresponden a la presión de separador como nodo de llegada.

1.3 RECOPILACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN DEL CAMPO.

El proceso de recopilación, análisis y validación de información es la base para el desarrollo del modelo de simulación, es por ello que los datos deben ser confiables, representativos y con el menor nivel de incertidumbre posible; para esto se realiza visita a campo, en donde se realiza un reconocimiento del campo, se recolecta la información necesaria de bases de datos como TWM, Openwells, reportes de producción, archivos suministrados por personal de producción e ingeniería del campo y se observaron los siguientes ítems:

Estación de recolección del Campo.

Pozos productores:

- Ubicación.
- Tipo de sistema de levantamiento Artificial.
- Medición de WHT y WHP.
- Medición de gas producido por Casing.

- Herramientas y accesorios.
- Topografía de las líneas de superficie.
- Manifold de recolección.

Información general:

- Estados mecánicos.
- Bases de datos.
- Caracterización de fluidos.
- Planos del campo.
- Coordenadas de pozo.

Información específica:

- Pruebas de producción.
- PVT de fluidos y petrofísica.
- Pruebas de presión.

1.3.1 Estados Mecánicos: Los estados mecánicos de los pozos constituyen el escenario actual de producción. En ellos es posible encontrar información de la tubería con la cual fue completado el pozo: el diámetro de la tubería, peso de la tubería y el número de juntas utilizadas en la operación; todo esto con el fin de establecer la distancia existente entre la cabeza de pozo y puntos claves como la

entrada a la bomba y la profundidad media de perforaciones (PMP). Además de esto también se encuentra la información del sistema de levantamiento artificial, en este caso, bombeo hidráulico y ESP; el fabricante, tipo, RPM.

1.3.2 Reporte de producción del campo: El reporte de producción del campo se obtuvo gracias al personal de control de producción, los cuales realizan a diario un seguimiento a los pozos, donde se registra toda la información referente a producción detallada de los fluidos presentes en el yacimiento.

1.3.3 Parámetros del sistema de levantamiento artificial: La información suministrada, es cargada al software, incluyendo todos los datos de un sistema de levantamiento Electro sumergible (Fabricante, modelo de la bomba, velocidad de operación, intake, eficiencia de separador, factor de carga, RPM y presión de entrada), con lo que se buscó ajustar la presión de Entrada de la bomba y la presión en cabeza de pozo, con el fin de obtener mediante este ajuste el caudal esperado. Es posible con este ajuste determinar el factor de carga que está manejando la bomba como único criterio de ajuste.

Para el sistema de levantamiento artificial (SLA) de bombeo Hidráulico, se suministra al software, los datos del área de la boquilla y la garganta, los datos del fabricante, la presión y caudal de inyección, con estos datos se ajusta el caudal en cabeza, a través de correlación de flujo vertical, la presión y temperatura en

cabeza, el ajuste se realiza mediante el establecimiento de un coeficiente de desgaste de la boquilla.

1.4 DATOS RECOLECTADOS.

A continuación, se presentan los datos recolectados para el ajuste del sistema de pozo y del sistema de recolección, cabe resaltar que se tienen 220 pozos y 2 Troncales (norte y sur):

Para realizar este análisis es necesario adquirir información específica referente a los pozos, a continuación, se detalla:

Estados Mecánicos: Especificaciones y configuración de la tubería, data del sistema de levantamiento artificial, PMP, Survey de pozo.

Pruebas de Producción: GOR, S&W, API, GE gas, viscosidad, caudal, frecuencia de la bomba, WHP (antes y durante la prueba), WHT.

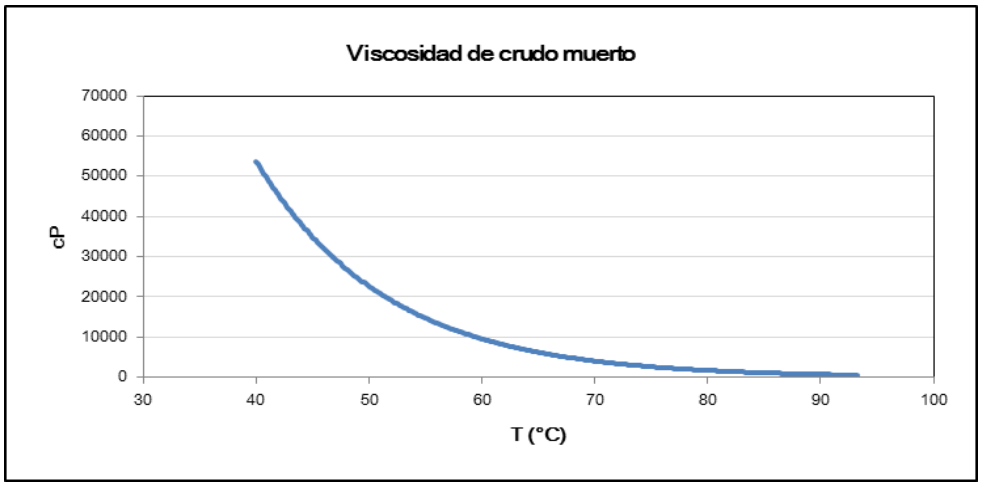
Propiedades del Yacimiento: Presión y temperatura de yacimiento

Caracterización de fluidos: La caracterización de fluidos es base fundamental para una simulación de yacimientos, debido a que se debe tener un buen conocimiento

del comportamiento del fluido desde el fondo de yacimiento hasta superficie, ya que los parámetros de presión, temperatura y composición van variando a medida que el fluido se va produciendo. Por lo tanto, es de gran importancia una caracterización representativa para tomar buenas decisiones en los procesos que se utilizan en los campos petroleros.

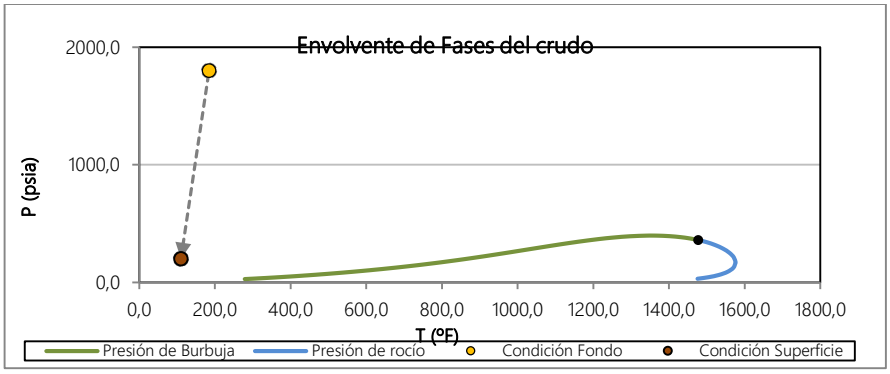
En la figura 3 y 4 se muestra la caracterización del crudo Extra pesado.

Figura 3. Comportamiento de Viscosidad del crudo muerto.



Fuente: PVT CoreLab reservoir fluid study for Ecopetrol S.A.

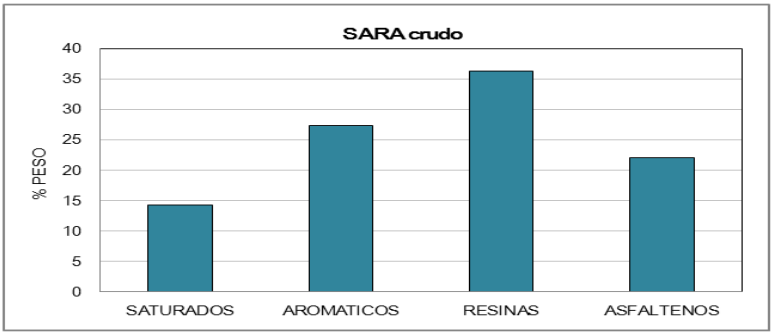
Figura 4. El comportamiento de la envolvente de fases del crudo.



Fuente: PVT CoreLab reservoir fluid study for Ecopetrol S.A.

El análisis SARA para este crudo tiene la distribución definida en la figura 5.

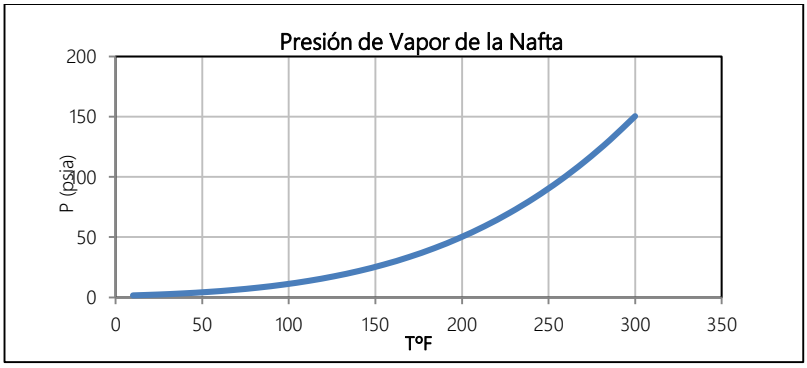
Figura 5. Análisis SARA.



Fuente: PVT CoreLab reservoir fluid study for Ecopetrol S.A.

Las condiciones de estabilidad de este fluido se definen a partir de la evaluación de la distribución de estos porcentajes. La curva de presión de vapor de la nafta utilizada para el diseño experimental se muestra en la figura 6.

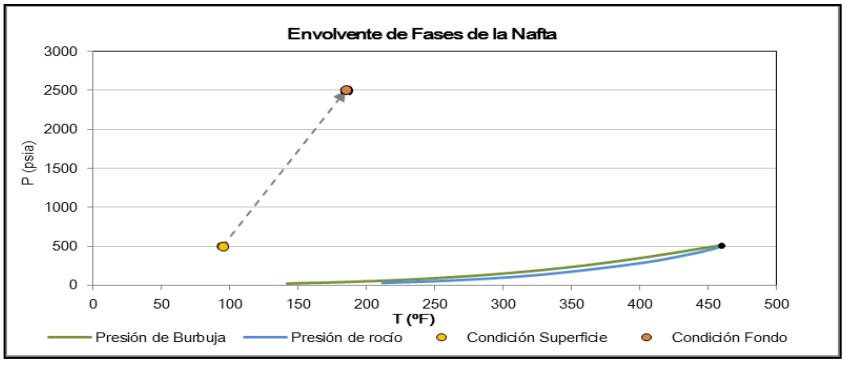
Figura 6. Comportamiento de Presión de Vapor de la Nafta.



Fuente: PVT CoreLab reservoir fluid study for Ecopetrol S.A.

La condición de operación del sistema permite establecer que durante todo el proceso de inyección del solvente no se alcanzará la presión de vapor. El comportamiento de fases que permite determinar la fase a la que se mantendrá el diluyente durante el proceso de inyección se muestra en la figura 7.

Figura 7. Envolvente de fases de la Nafta.

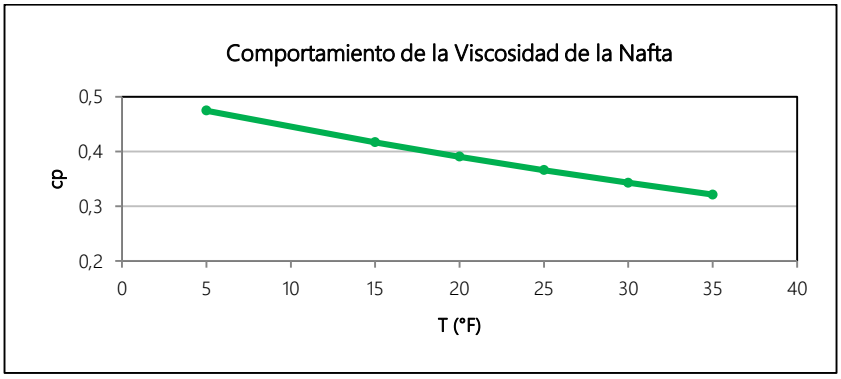


Fuente: PVT CoreLab reservoir fluid study for Ecopetrol S.A.

Se analiza la envolvente de fases del diluyente (Nafta) encontrándose que a las condiciones de yacimiento de presión y temperatura el diluyente siempre se encuentra en estado líquido.

Por su parte, el comportamiento de la viscosidad se muestra en la figura 8.

Figura 8. Comportamiento de la viscosidad de la Nafta.

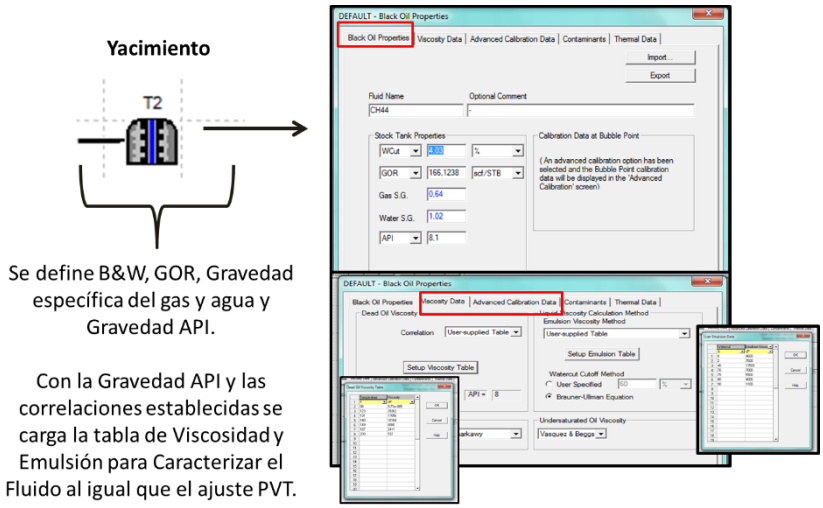


Fuente: PVT CoreLab reservoir fluid study for Ecopetrol S.A.

La caracterización de fluido es parte esencial en el ajuste del pozo y más cuando se simulan pozos de crudo pesado; para asemejar el comportamiento del pozo a condiciones reales se emplean correlaciones de flujo vertical y correlaciones para el aceite saturado, sub saturado y en emulsión, estas fueron validadas por el personal de ingeniería de Ecopetrol de la SCC. Para la caracterización del crudo muerto o sin gas en solución se emplea una tabla de temperatura vs viscosidad y para la emulsión una tabla de S&W vs viscosidad de la emulsión; resultados

provenientes de un estudio de laboratorio al fluido de Chichimene, esta es diferente de acuerdo a la formación de la cual produce el pozo. En este caso contamos con dos formaciones productoras San Fernando T2 (crudo pesado) y formación Guadalupe K1.

Figura 9. Información de los fluidos en el yacimiento.

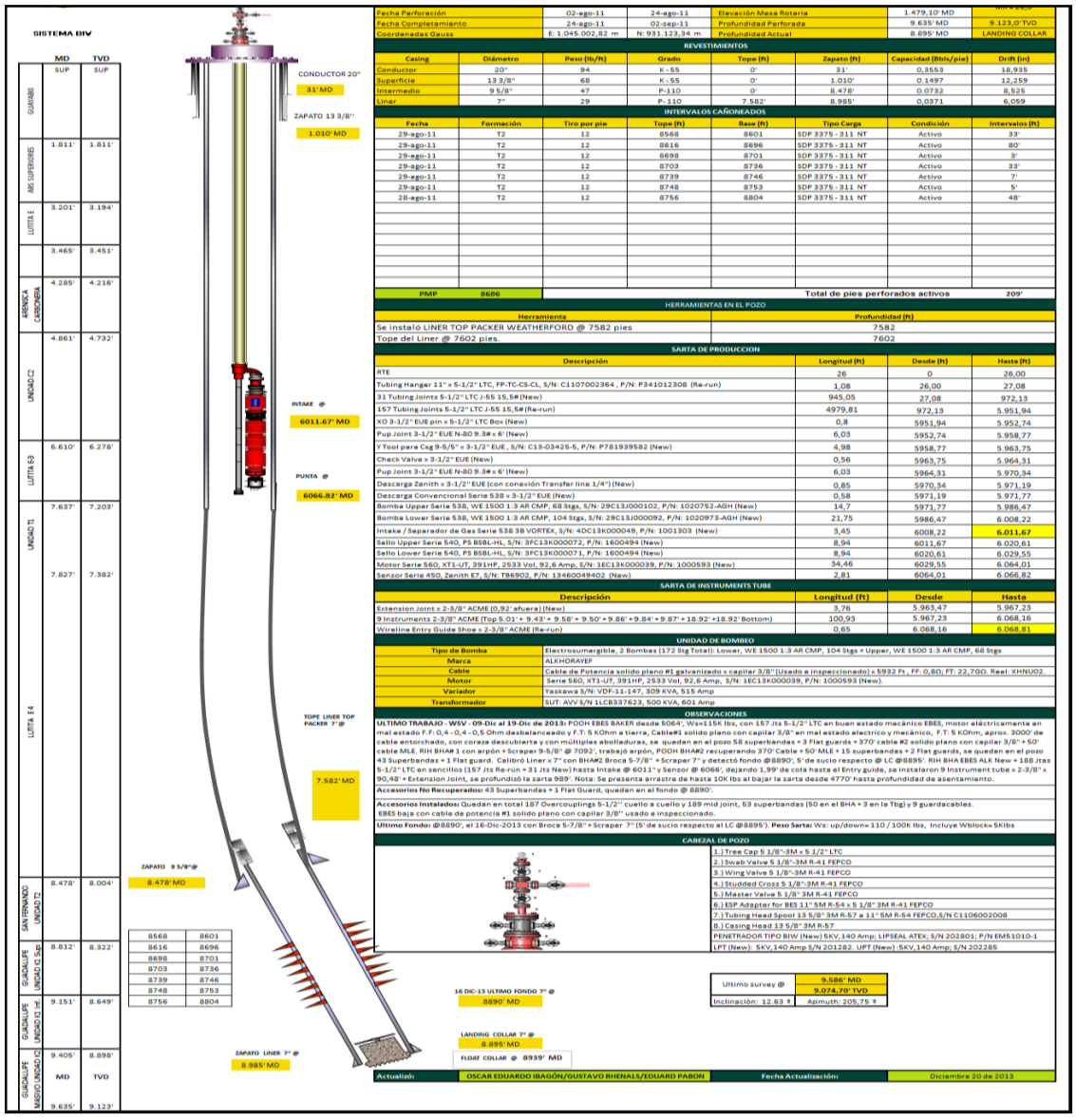


Fuente: Autor.

Plasmado el montaje del pozo se procede a realizar el ajuste, este se basa en representar las condiciones del pozo de acuerdo a la prueba seleccionada para el estudio; se emplea como parámetro de ajuste la temperatura en superficie WHT, y la presión de entrada a la bomba PIP. Los parámetros de ajuste son: el coeficiente de transferencia de calor y el factor de carga de la bomba que da una idea de la eficiencia de esta.

Ajustado el pozo a las condiciones de la prueba seleccionada podemos evaluar su desempeño u optimización realizando sensibilidades de frecuencia o variaciones en la presión de superficie WHP o según parámetro a evaluar.

Figura 10. Estado mecánico de pozo.



Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 1. Datos prueba de producción.

Presión de Yacimiento: 2393.22 psig	**Well Testing**
Temperatura de Yacimiento: 180 °F	
Formación productora: San Fernando T2	**CHICHIMENE 157**
Tipo de Bomba: Alkhorayef WE 1500	

Condiciones de pozo				Producción					Propiedades del Fluido				
WHP (psi)	PIP (psi)	Temp (ºF)	Frec (Hz)	Fluido Total (BFPD)	Aceite (BOPD)	Agua (BWPD)	Gas (KPCD)	GOR (Scf/STB)	B&W (%)	Gas S.G	ºAPI	µ (cP.) 110 ºF	µ (cP.) 90 ºF
85	737	138	47	847.92	737.32	110.60	40.28	54.63	13.04	0.83	7.8	--	--

Fuente: Ecopetrol S.A.

Modelo de Fluidos: se muestra las correlaciones para modelar el comportamiento de la viscosidad para crudo vivo y para crudo muerto, de las cuales se destacan para crudo muerto la ecuación de Guetto pues cumple con las condiciones del fluido al igual que para crudo vivo la correlación de Elsharkawy, cabe resaltar que en los modelos numéricos se usaron valores de laboratorio donde se calcula la viscosidad a diferentes temperaturas para crudo muerto, esta tabla es la siguiente:

Tabla 2. Viscosidad medida en laboratorio a diferentes temperaturas.

Temperatura (°F)	Viscosidad (cP.)
86	5.71E+05
123	28302
131	17656
140	10164
149	6080
167	2411
203	532

Fuente: Ecopetrol S.A.

Las ecuaciones que mejor representan el comportamiento PVT del fluido son las siguientes:

Gas en solución: Laser.

Factor de compresibilidad del Fluido: Standing.

Viscosidad del Fluido: Elsharkawy.

Factor Z del gas: Standing.

Viscosidad del Gas: Lee et al.

Las correlaciones que modelan la viscosidad de crudo subsaturado y la que mejor representa el comportamiento es la correlación de Vázquez and Beggs.

La tabla 3 muestra el comportamiento de la viscosidad de la emulsión medida en laboratorio a diferentes condiciones de corte de agua para encontrar el punto de inmersión del fluido; en estas condiciones se encuentra que ese punto de

inmersión está en 43 %, es decir que a partir de ese punto predomina la viscosidad del agua en el sistema.

Tabla 3. Modelo de viscosidad de emulsiones.

% Corte de Agua	Viscosidad (cP.)
0	4600
2	7500
40	13500
70	7000
75	5500
80	4000
90	1100

Fuente: Ecopetrol S.A.

También existen correlaciones que modelan este comportamiento del fluido y la que mejor representa el fluido del campo Chichimene a las condiciones dadas es la correlación de emulsión inversa de Woeflin 1942, ya que tiene en cuenta la viscosidad del crudo como tal, estando en rangos de 500 – 3200 cp.

2. AJUSTE DE MODELOS DE POZOS.

Luego de la construcción de los modelos en la herramienta de análisis de nodal se procede a realizar el ajuste de los parámetros operacionales de cada uno de los pozos y troncales de recolección para representar un comportamiento real del sistema y de esta forma evaluar posteriormente los escenarios de optimización.

2.1 DESARROLLO DE ANALISIS NODAL.

En el campo de estudio se tienen dos troncales de recolección (Norte y Sur), con 220 pozos ubicados en Clúster con sistema de levantamiento artificial bombeo electro sumergible y bombeo por cavidades progresivas; cuenta con una estación de recolección y tiene una producción aproximada de 75.000 barriles de crudo por día. Es muy importante resaltar que los pozos están ubicados por clúster; estos llegan a un múltiple de recolección donde luego son dirigidos hacia el separador. Se identifica que por el momento hacen un análisis del comportamiento actual de los pozos, sin embargo, hace falta la implementación de estudios de optimización con miras a incrementar la producción de crudo e identificar problemas potenciales que irrumpen en la producción de crudo de los pozos.

Para el desarrollo del análisis nodal es de gran importancia contar con la información anteriormente mencionada para obtener excelentes resultados. Los

datos son suministrados por la compañía que opera el campo, ya que ella realiza una serie de operaciones para la adquisición de datos y así llevar un control de la producción del campo. La toma de datos es muy importante ya que si se toman datos erróneos no se tendrán resultados representativos con los cuales se puedan tomar las decisiones apropiadas.

La información recolectada se introduce al simulador y se ajustan los modelos pozos/sistema de recolección para continuar con una serie de simulaciones que permitan comprender el comportamiento y hallar el potencial de cada pozo, así como de los sistemas de recolección del campo. Al interpretar los datos obtenidos en las simulaciones se podrán presentar recomendaciones y sugerencias a corto y largo plazo.

2.1.1 Análisis nodal sistema de pozo: El análisis nodal para un sistema de pozo es de vital importancia para poder identificar el potencial de producción de fluidos del mismo. También se pueden desarrollar una variedad de sensibilidades para concretar los diferentes cambios a los que puede ser expuesto cada pozo y de esta forma poder evaluar el mejor escenario para su producción, en miras de establecer su caudal idóneo y rentable para el proceso3.

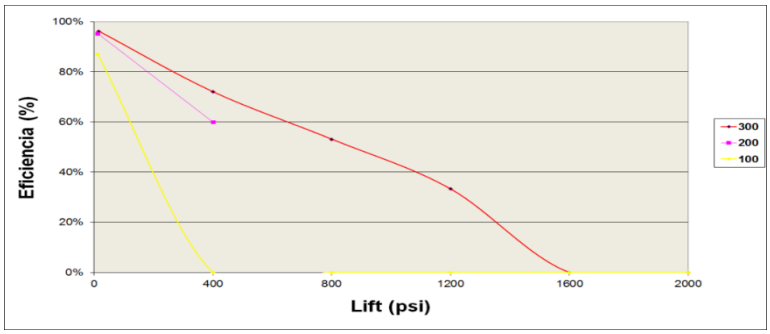
[3] MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la producción mediante análisis nodal. WORKSHOP INTERNATIONAL. 2008. Lima, Peru. ESP Oil International Training Group.

2.1.2 Ajuste de curvas de bombas de levantamiento artificial: El campo Chichimene utiliza dos tipos de bombas como sistema de levantamiento artificial, el bombeo electro sumergible y las bombas de cavidades progresivas, las cuales están cargadas en el simulador; como estas bombas están diseñadas con agua las curvas generadas muestran parámetros muy altos debido al tipo de fluido, que en comparación con el crudo se afectan en gran medida esos parámetros que son de gran importancia en este caso la eficiencia de trabajo de la bomba, entonces el objetivo es ajustar esas curvas para tener una idea del comportamiento de las mismas utilizando crudo con alta viscosidad y densidad.

-

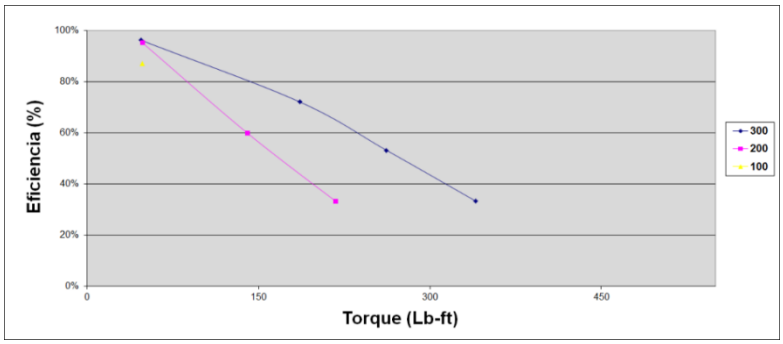
- **2.1.3 Construcción de curvas PCP:** Las bombas usadas en el campo no están cargadas en el simulador lo cual hay que cargarlas para poderlas modelar, el problema que surge es que el simulador solo las reconoce para un buen ajuste a 100 RPM y las curvas están generadas a 300 RPM, pues es aquí donde se generan gran cantidad de puntos de pruebas para en cargue de la data, a 100 RPM solo genera dos puntos de los cuales no son representativos del comportamiento de la bomba ver figura 11, 12 y 13.

Figura 11. Curva Bomba PCP eficiencia vs Carga.



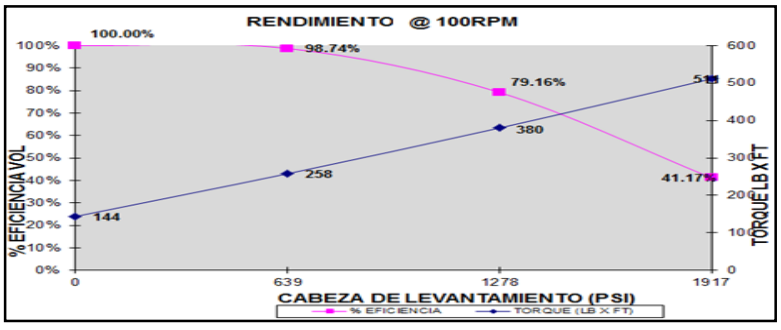
Fuente: Ecopetrol S.A.

Figura 12. Curva Bomba PCP eficiencia vs Torque.



Fuente: Ecopetrol S.A.

Figura 13. Curva PCP.



Fuente: Ecopetrol S.A.

- **2.1.4 Ajuste de curvas BES:** Para calcular el desempeño de una bomba respecto a un fluido distinto de agua, nos apoyamos en el instituto nacional de hidráulica el cual da una ecuación para calcular el parámetro B, el cual es vital en la relación del desempeño de una bomba de un fluido respecto del agua, dicha información de agua la da el fabricante de la bomba, probando con agua, ver figura 14, 15 y 16.

$$B = 26.6 \times \frac{(V_{vis})^{0.50} \times (H_{BEP-W})^{0.0625}}{(Q_{BEP-W})^{0.375} \times N^{0.25}}$$

……..……Ec. (1).

Vvis = es la viscosidad cinemática del fluido en cuestión.

HBEP-W = es la cabeza de bomba mayor, en la curva de eficiencia caudal dada por el fabricante.

QBEP-W = es el caudal correspondiente al HBEP-W.

N = revoluciones por minuto de la bomba.

De acuerdo a los datos del fluido

Vvis = 798,64 [cSt]

HBEP-W = 30,4 [ft]

Q=900 [BPD] = 26,25 [gpm]

N = 3500 [rpm]

B=35,38

A partir de este parámetro B, se procede a hacer calcular los coeficientes de corrección y su respectiva aplicación a la curva.

De acuerdo a la recomendación del instituto de hidráulica se tiene el coeficiente de corrección al caudal.

$$C_Q = (2.71)^{-0.165 \times (\log B)^{3.15}}$$ ……..……Ec. (2).

CQ = 0,5169

Luego procedemos a calcular el factor HBEP-W

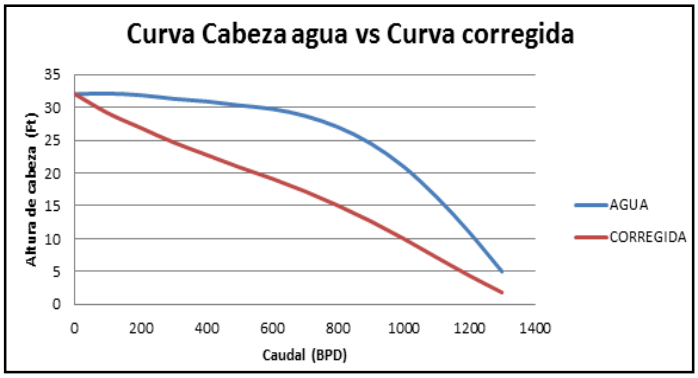
$$C_H = 1 - \left((1 - C_{BEP-H}) \times \left(\frac{Q_W}{Q_{BEP-W}}\right)^{0.75}\right)$$ ……..……Ec. (3).

Y ahora calculamos la altura corregida de la bomba con el fluido de trabajo con

$$H_{vis} = C_H \times H_W$$ ……..……Ec. (4).

De esta forma generando para cada caudal un nuevo valor de altura.

Figura 14. Curva BES caudal vs carga.



Fuente: Ecopetrol S.A.

Ahora calculamos la reducción de la eficiencia de la bomba

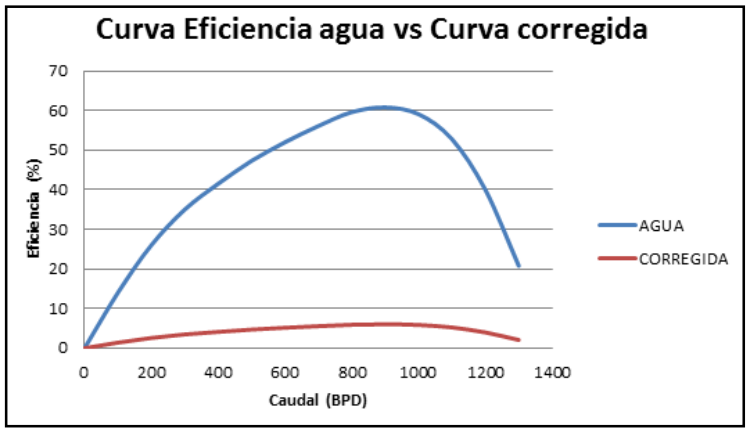
$$\text{For } 1.0 < B < 40,\ C_\eta = B^{-(0.0547 \times B^{0.69})} \quad \text{.....Ec. (5).}$$

La eficiencia en cada punto ahora la hallamos con

$$\eta_{vis} = C_\eta \times \eta_w \quad \text{.....Ec. (6).}$$

Y procedemos a calcular la nueva curva de eficiencia con este factor.

Figura 15. Curva BES Caudal vs Eficiencia.



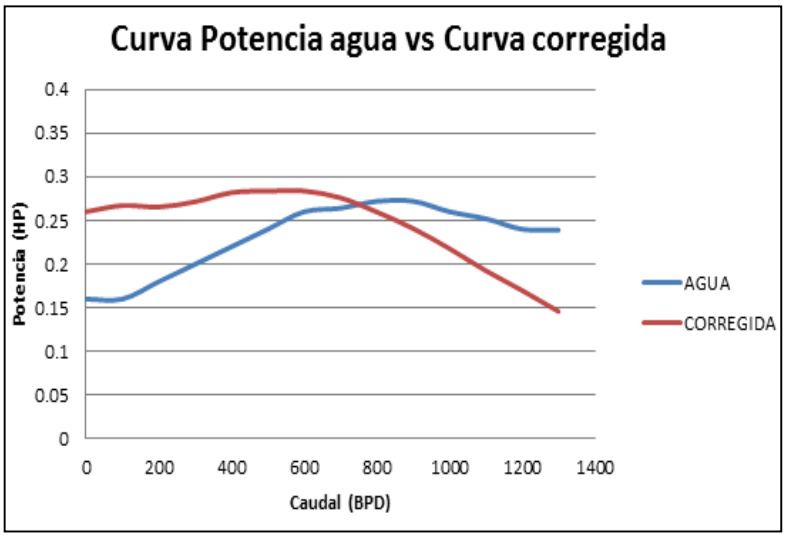
Fuente: Ecopetrol S.A.

También calculamos la variación para la potencia en cada punto mediante

$$P_{vis} = \frac{Q_{vis} \times H_{vis} \times s}{3960 \times \eta_{vis}} \quad \text{.....Ec. (7).}$$

Generando la siguiente curva para cada valor de caudal.

Figura 16. Curva BES Caudal Vs Potencia.



Fuente: Ecopetrol S.A.

2.2 DEFINICIÓN DE CORRELACIONES DE FLUJO.

2.2.1 Definición de valores de control: Los valores de control son definidos de la siguiente manera. Para el modelo de pozo se basan en las pruebas de producción los cuales cada pozo es ajustado a las condiciones operacionales, para identificar el potencial de producción que aporta cada pozo.

El modelo de red se tiene el caudal y la presión por pozo, junto con las presiones y temperaturas de los múltiples de recolección para asegurar unas condiciones de llegada a la estación que, en este caso, es la presión del separador y el ajuste en caudal y las densidades del fluido.

2.2.2 Evaluación de correlaciones de flujo horizontal y vertical: se muestras a continuación cada una de las correlaciones.

- **Ansari:** El modelo de Ansari fue desarrollado como parte de los proyectos de investigación de flujo de fluidos de la universidad de Tulsa. Un exhaustivo modelo fue formulado para predecir patrones de flujo y sus características de para modelar el flujo ascendente de las fases presentes. Él modelo mecanístico está compuesto por un modelo para la predicción del patrón de flujo y un grupo de modelos independientes para predecir el hold up y la caída de presión en presencia de flujo burbuja, tapón y anular. Fue evaluado usando una base de datos de la universidad de Tulsa compuesto por 1775 pozos, con 371 de ellos de datos PrudhoeBay.

- **Beggs & brill original:** Esta correlación es usada para predecir las pérdidas de presión y el hold up. La correlación fue desarrollada siguiendo un estudio de flujo de dos fases en tuberías horizontales e inclinadas. La correlación se basa bajo un mapa de régimen de flujo donde primero se modela de manera que el flujo sea horizontal. El hold up es calculado mediante correlaciones y después es corregido dependiendo del ángulo de inclinación. Esta correlación fue desarrollada teniendo en cuenta consideraciones como tubería de diámetros entre 1 y 1.5 pulg., no presenta problemas con la gravedad API, relaciones gas -líquido hasta 5000 y cortes de agua por encima de 10%.

- **Beggs & Brill Revised:** La diferencia con la versión original es que ésta correlación usa factores de fricción en tuberías, limitantes para el hold up y constantes de corrección como las propuestas por Palmer &Payne. Las mejoras hechas a la correlación comprenden; un régimen de flujo extra (Flujo Espuma) el cual asume que el hold up no presenta deslizamiento, el factor de fricción es cambiado del estándar para tubería lisa, para utilizar un factor de fricción basado en el promedio de la velocidad del fluido.

- **Duns & Ros:** Fue desarrollada para flujo vertical de gas y mezclas de líquido en los pozos considerando deslizamiento entre fases y estableciendo patrones de flujo. Fueron desarrolladas ecuaciones para cada uno de las tres regiones de flujo, la primera corresponde a flujos burbuja, tapón y parte de espuma; en la segunda se encuentran lo que sobra del flujo espuma y slug y en la tercera se encuentra el flujo niebla. Estas tres regiones tienen bajo, intermedio y alto respectivamente.

Cada región tiene una distinta correlación para el cálculo del holdup. Estas ecuaciones fueron basadas en extensos trabajos experimentales usando mezclas de aceite y aire. Esta correlación fue desarrollada para tuberías entre 1 y 3 pulg, gravedades API entre 13 y 56° API, Relaciones Gas Líquido(GOR) de hasta 5000 scf/STB y presencia de gas, crudo y agua, pero teniendo en cuenta un factor de corrección. Según los autores se emplea un seguimiento representado a continuación:

2.2.3 Determinación de los gradientes de presión según los patrones de flujo: Cálculo de los gradientes utilizando correlaciones correspondientes a cada tipo. Los datos fueron tomados para un amplio rango de variables de flujo, esperando que la correlación funcionara satisfactoriamente para la mayoría de condiciones de pozo.

- **Govier & Aziz:** Es usada para calcular pérdidas de presión, holdup y régimen de flujo. Fue desarrollada siguiendo un estudio de la caída de presión en pozos produciendo gas y condensados. Las condiciones en el wellbore fueron determinadas por cálculos flash estándar. Los datos del gradiente de presión para flujo bajo una sola fase fueron comparados con las predicciones convencionales, confirmándolas de esta manera. Para la prueba en la cual las condiciones para dos fases fueron realizadas completamente en el wellbore, los datos de campo fueron comparados con una cantidad importantes de métodos empíricos, además de probar con un nuevo modelo basado en la mecánica del flujo. La nueva correlación involucra una estimación empírica de la distribución de la fase liquida entre el flujo como una película sobre la pared y la que entra en el corazón del gas. Esto emplea ecuaciones separadas de momentum para las mezclas de gas – líquido en el corazón y para el contenido total de la tubería.

- **Hagerdon & Brown:** Fue desarrollada siguiendo un estudio experimental de gradientes de presión durante flujo continuo de dos fases en tuberías verticales de

pequeño diámetro, las pruebas fueron conducidas para una amplia variación de tasas de flujo, relaciones gas – líquido y viscosidades de líquido. Los datos usados para el desarrollo de esta correlación fueron obtenidos de pozos verticales de aproximadamente 1500 ft, diámetros de tubería entre 1 y 2 pulg. y 5 diferentes tipos de fluido como: agua y cuatro tipos de crudo distintos con viscosidades entre 10 y 110 cp. Los aspectos principales de esta correlación son:

La ecuación de gradiente de presión incluye el término de energía cinética y considera que existe deslizamiento entre las fases. No considera los patrones de flujo. El factor de fricción para flujo bifásico se calcula utilizando el diagrama de Moody.

La viscosidad líquida tiene un efecto importante en las pérdidas d presión que ocurre en el flujo bifásico.

El factor de entrampamiento líquido o fracción del volumen de la tubería ocupado por líquido es función de cuatro (4) números adimensionales: número de velocidad líquida, número de velocidad del gas, número del diámetro de la tubería y el número de la viscosidad líquida (introducidos por Duns & Ros).

Aunque esta correlación fue desarrollada sin incluir los regímenes de flujo en el simulador usa los mapas desarrollados por Beggs & Brill, Duns& Ros y Taitel

Dukler para determinar el régimen de flujo. Las pérdidas de presión calculadas fueron comparadas con un estudio dando una desviación promedio de 1.5 %, con una desviación estándar de 5.5 %.

- **Mukherjee & Brill:** Es usada para predecir pérdidas de presión, holdup y mapa de flujo. Nota la selección de mapas de flujo y/o holdups alternativos puede causar imprecisiones en los resultados. Esta correlación fue desarrollada siguiendo un estudio del comportamiento de la perdida de presión en un flujo inclinado de dos fases. Para flujo burbuja y tapón un factor de fricción sin deslizamiento, fue calculado del diagrama de Moody y se encontró adecuado para los cálculos de las pérdidas de presión en cabeza. Para flujo estratificado, el gradiente de presión por fricción es calculado basado en la ecuación de balance de momentum para las fases asumiendo una interfase espumosa gas líquido. Para flujo anular y niebla, la correlación para el cálculo del factor de fricción fue presentada en función de la relación de holdup y el factor de fricción de Moody sin deslizamiento. Los resultados ajustaron bien con datos experimentales.

- **Orkiszewski:** Fue desarrollada para la predicción de pérdidas de presión en tuberías verticales para más de una fase presente; es una extensión del trabajo realizado por Griffith & Wallis. Son considerados cuatro regímenes de flujo burbuja, tapón, transición de anular-tapón y anular niebla. Este modelo está

compuesto de diferentes métodos cada uno de ellos realizado para un patrón de flujo distinto.

La precisión de este método fue verificada cuando los valores predichos fueron comparados con 148 medidas de pérdidas de presión. Las medidas de pérdidas de presión reportaron un error promedio de 0.8 % y una desviación estándar de 10.8 %. Este modelo fue desarrollado para diámetros de tubería entre 1 y 2 pulg, gravedades API entre 13 y 30, Relación Gas-Líquido hasta 5000 y sin importar el corte de agua. Ver tabla 4.

Tabla 4. Regímenes de Flujo Orkiszewski.

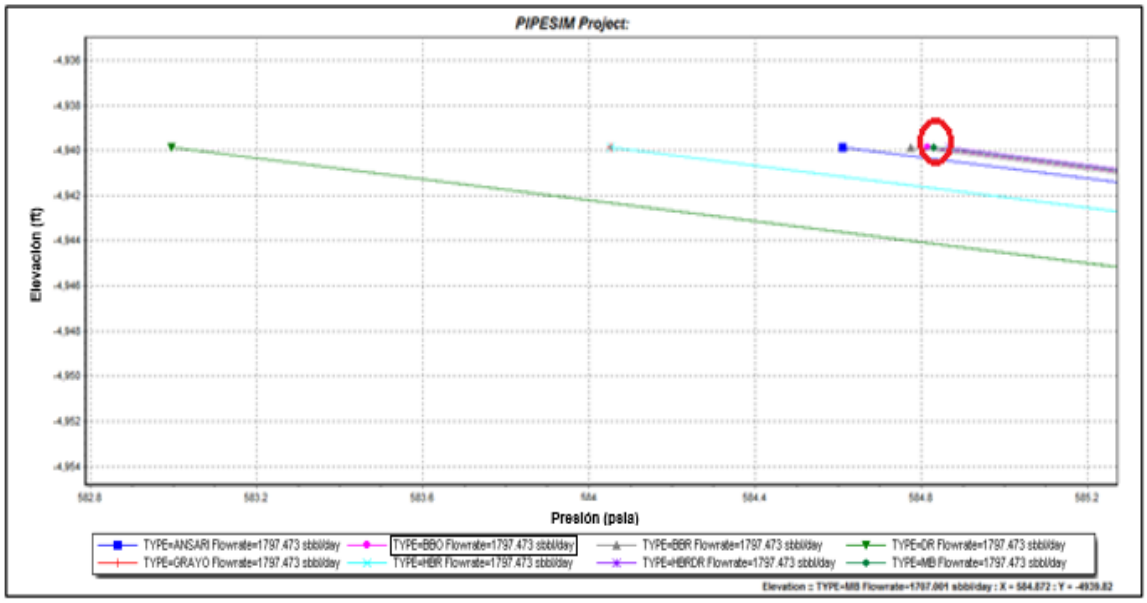
Método	Régimen de Flujo
Griffith	Burbuja
Griffith & Wallis	Tapón (Term. Densidad)
Orkiszewski	Tapón (Term. Fricción)
Duns & Ros	Transición
Duns & Ros	Anular y Niebla

Fuente: Ecopetrol S.A.

El simulador incorpora todas las correlaciones de flujo multifásico actuales tanto empíricas como mecanísticas que constituyen el estándar industrial de hoy en día. Se pueden ajustar los datos de los pozos medidos a estas correlaciones con el fin de seleccionar la correlación más apropiada para el análisis, para ajustar la correlación se ingresa al menú configuración/correlación de flujo multifásico y se

seleccionan las correlaciones que se crean pueden ajustar al modelo en este caso la correlación que más se ajustó al modelo fue **Beggs and Brill Original** para flujo multifásico vertical, ver figura 17.

Figura 17. Ajuste Correlacion de flujo multifasico Vertical.



Fuente: Autor.

La correlación Beggs And Brill original es usada para predecir las pérdidas de presión y el hold up. La correlación fue desarrollada siguiendo un estudio de flujo de dos fases de tuberías horizontales e inclinadas. La correlación se basa bajo un mapa de régimen de flujo donde primero se modela de manera que el flujo sea horizontal. El hold up es calculado mediante correlaciones y después es corregido dependiendo del ángulo de inclinación. Esta correlación fue desarrollada teniendo

en cuenta las siguientes consideraciones: No presenta problemas con la gravedad API, Relaciones gas – líquido hasta 5000 y cortes de agua por encima 10 %.

2.2.4 Correlaciones de ajuste de los modelos de fluido y de flujo.

A continuación, en la tabla 5 se muestran las correlaciones que mejor ajustan al tipo de fluidos producidos y a las condiciones de flujo vertical y horizontal.

Tabla 5. Correlaciones de ajuste.

Fluido	Correlación de ajuste
Oil Formation Volumetric Factor (OFVF) **(*) Unique option for pressures above bubble point**	Kartoatmodjo
Dead Oil Viscosity	Kartoatmodjo
Live Oil Viscosity	Kartoatmodjo
Undersaturated Oil Viscosity	Bergan & Sutton
Liquid Viscosity (Emulsion Viscosity)	Brinkman 1952
Flujo Horizontal	Mukherjee and Brill
Flujo Vertical	Beggs and Brill Original

Fuente: Autor.

2.4 CALIBRACIÓN DEL MODELO DE FLUIDOS.

A continuación, se carga el PVT del fluido junto con las correlaciones en la pestaña de propiedades del fluido.

Figura 18. PVT del fluido.

RESUMEN DE LOS DATOS DEL FLUIDO

Datos Volumetricos

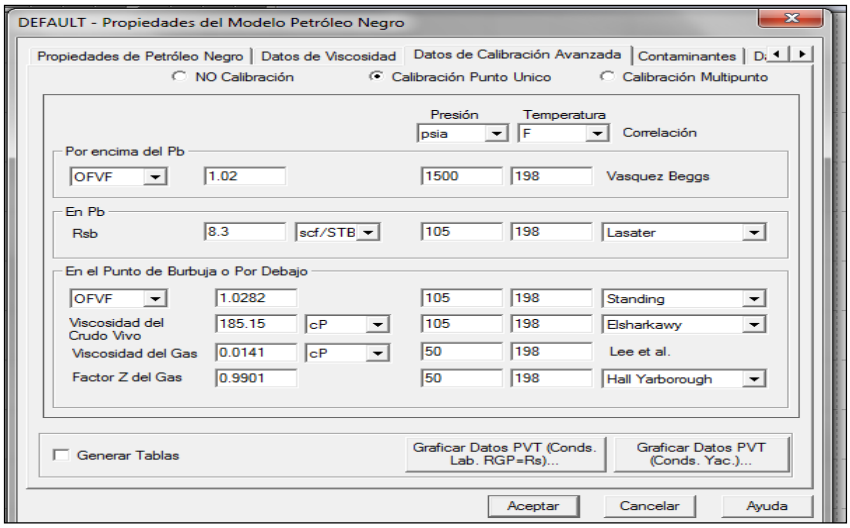
Presión Original del Yacimiento (Py) :	3300	psia			
Temperatura 198 F			**Temperatura 300F**		
Presión de Burbuja (Pb) @ 198 F:	105	psia	Presión de Burbuja (Pb) @ 300 F:	725	psia
Expansión Térmica @ 6000 Psia :	1,0419	Vol. @ 185 °F / Vol. @74 °F	Expansión Térmica @ 6000 Psia :	1,0798	Vol. @ 185 °F / Vol. @74 °F
Compresibilidad del Fluido @ Ty (Desde Pb a 3300 Psi a Pyac)	4,1700	E-06	Compresibilidad del Fluido @ Ty (Desde Pb a 3300 Psi a Pyac)	6,3400	E-06

Datos de la prueba de Liberación Diferencial

Relación Gas - Aceite en solución (Rsdb)	8,3	PCN/BF	Densidad del Fluido del yacimiento @ 3500 psia y 185 °F :	0,9850	g/cc
Factor Volumetrico del Aceite (Bodb)	1,0282	BY/BF	Densidad del Fluido del yacimiento @ 3500 psia y 115 °F :	0,9984	g/cc
Densidad del Aceite a Pb, Tyac	0,9672	g/cm3	G.O.R.:	77,4	SCF/STB

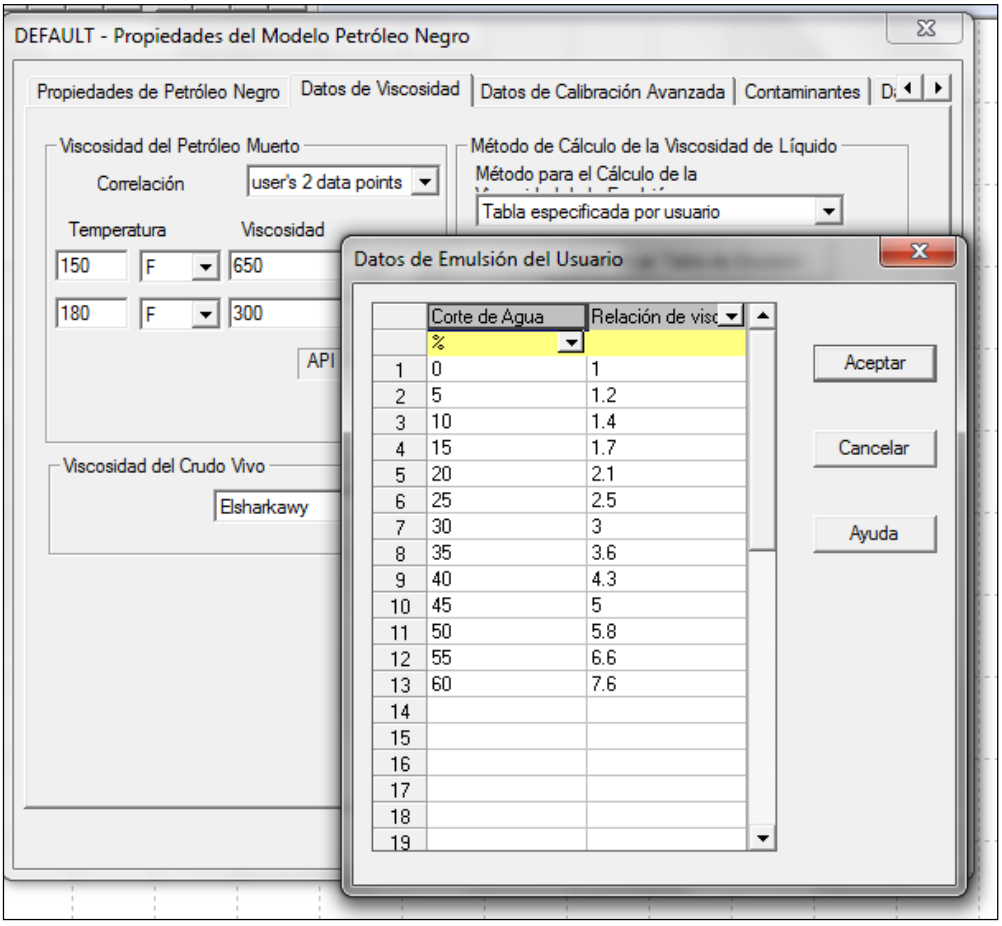
Fuente: Ecopetrol S.A.

Figura 19. Calibración del modelo de fluidos.



Fuente: Autor.

Figura 20. Calibración del modelo de la emulsión.



Fuente: Autor.

2.5 MODELO IPR.

Para el modelamiento el IPR se toma el **modelo WELL PI** por diferentes condiciones contemplando que la presión de yacimiento es mayor que la presión de burbuja del fluido por tal motivo dentro del yacimiento no tenemos presencia de gas. Para el ajuste de los modelos de los pozos se toman los diferentes datos que

representan el comportamiento de producción de los mismos, a con continuación se describe de donde se obtiene la información:

Las presiones de yacimiento a usar son las que están en la hoja de pruebas de referencia.

Los parámetros de producción se obtienen de AVM de las fechas actualizadas.

Caudales de fluido, presiones y temperatura en cabeza, PIP, BSW, GOR, API, entre otros parámetros.

Los estados mecánicos, PMP, profundidad de la bomba, tipo de bomba, Survey.

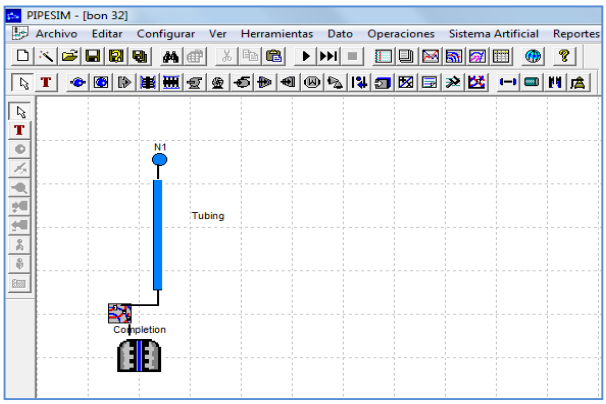
Ubicación de los Cluster con sus respectivos pozos, diámetro, longitud y elevación de las líneas de pozo a múltiple y de las troncales de recolección.

Para ajustar el modelo de superficie hay que tener en cuenta tres parámetros: el diámetro efectivo de la línea, el coeficiente de transferencia de calor, y utilizar las diferentes correlaciones de flujo horizontal, aunque la de **mukherjee and brill** ajusta de buena manera.

Para ajustar el pozo se debe realizar una calibración de la PIP de la bomba y la temperatura en cabeza con lo cual se calculará un IP del pozo y así de esta manera el aportará el fluido en cabeza de pozo.

Una vez caracterizado el fluido se procede a ingresar los datos correspondientes al pozo.

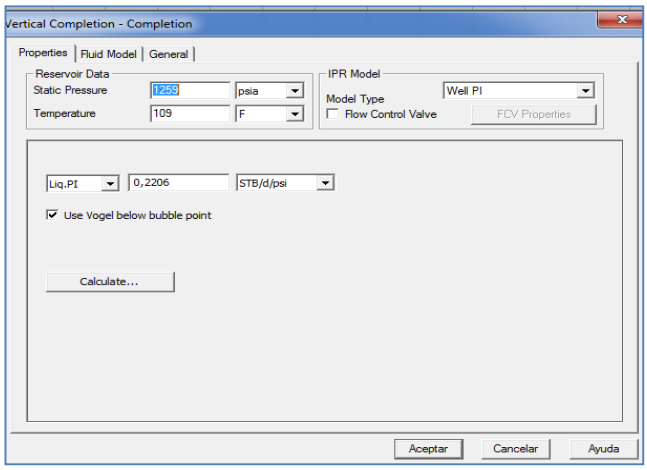
Figura 21. Modelo de Pozo.



Fuente: Autor.

- **Completamiento:** la información cargada en esta sección es requerida para graficar la curva IPR; existen varios modelos para obtener esta curva, la selección depende de las características del yacimiento y de la información con que se cuente; en este caso se seleccionó el modelo de well PI; el índice de productividad puede ser calculado con el software, conociendo las presiones en el sistema y ajustando a la presión de entrada a la bomba reportada en pruebas.

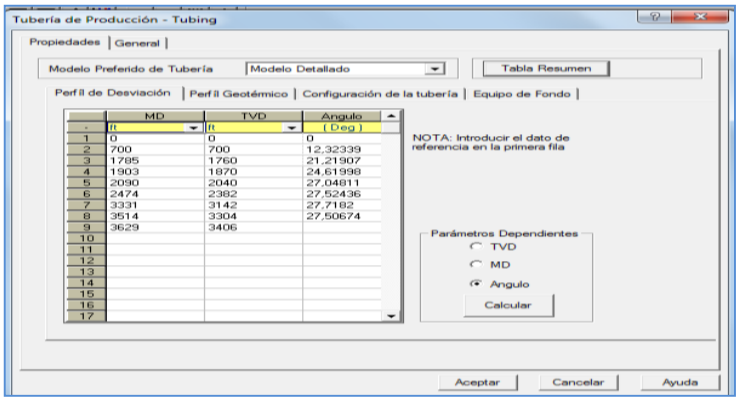
Figura 22. Data del completamiento Pozo.



Fuente: Autor.

- Tubería de Producción: En esta sección se carga toda la data correspondiente a la tubería de producción y equipo de fondo, tales como: perfil de desviación, perfil geotérmico, longitudes, diámetros y espesores de las tuberías de producción, y equipo de fondo.

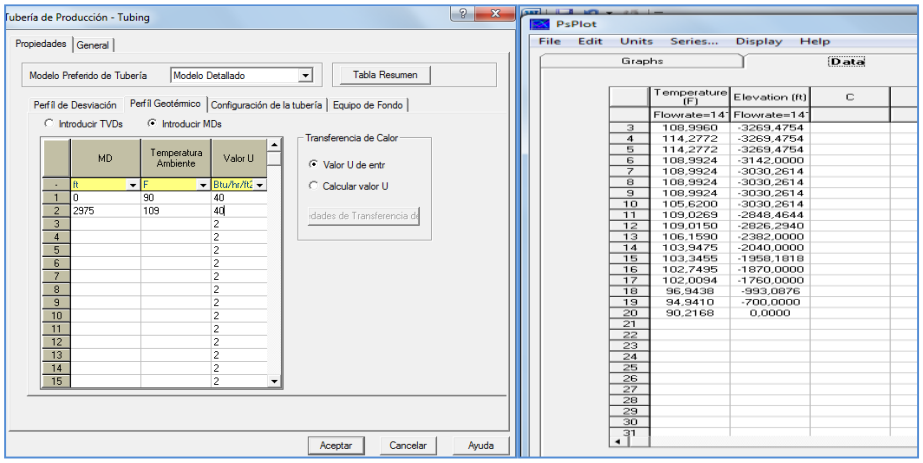
Figura 23. Data de la Tubería de Producción.



Fuente: Autor.

En la pestaña desviación Survey se ingresa la información correspondiente dependiendo de si el pozo es vertical o desviado, en la pestaña geotermal Survey se ingresa la información correspondiente a la temperatura en la cabeza y en el fondo del pozo en esta sección se puede modificar el coeficiente de transferencia de calor, buscando ajustar los datos de temperatura en la cabeza del pozo de manera que los datos arrojados por el simulador se ajusten a los datos reales de cada pozo. Si la WHT arrojada por el simulador es mayor que la esperada se procede a aumentar el valor de U, de igual forma si la WHT arrojada por el simulador es menor que la real se procede a disminuir el valor de U.

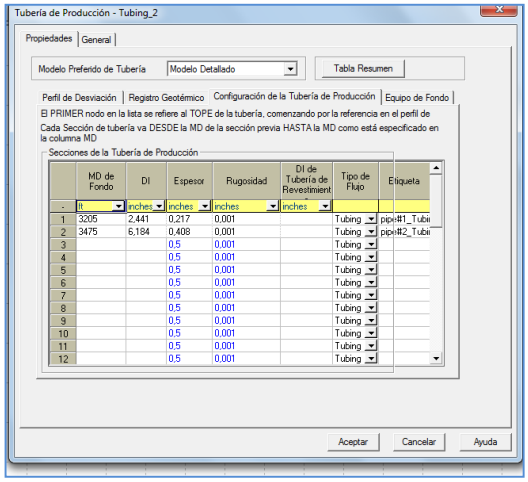
Figura 24. Data Correspondiente al Perfil Geotérmico.



Fuente: Autor.

En la pestaña configuración de la tubería se ingresan información correspondiente a longitudes, diámetros y espesores de la tubería, como se muestra a continuación.

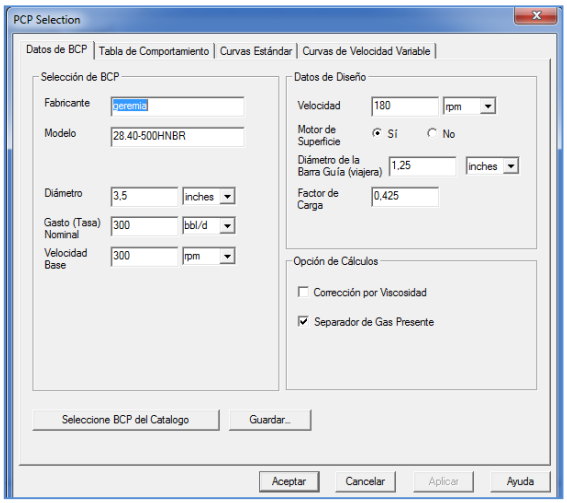
Figura 25. Configuración de la tubería Pozo.



Fuente: Autor.

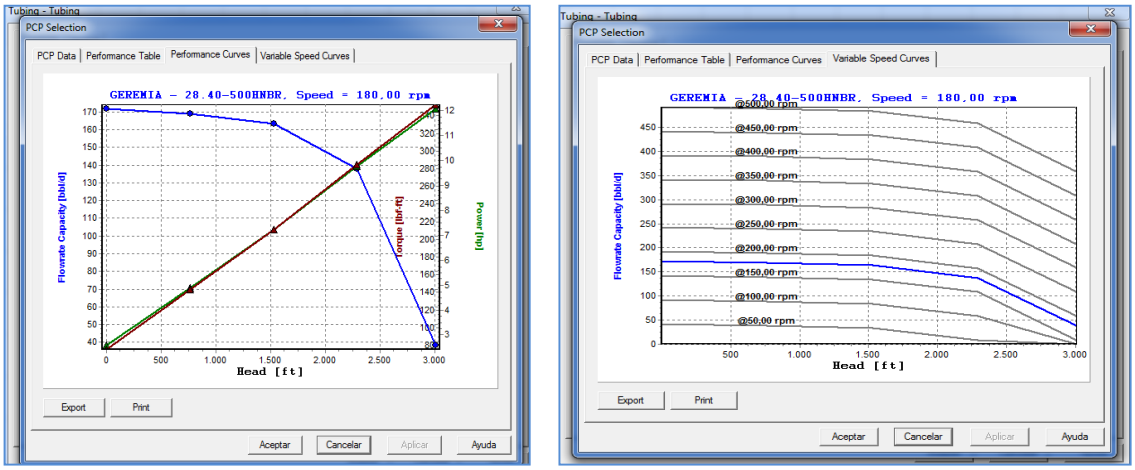
La siguiente pestaña corresponde al equipo de fondo, en esta sección se carga la información correspondiente a la bomba de subsuelo, esta información incluye: tipo de bomba, modelo fabricante, velocidad de operación, y eficiencia del separador del gas si se encuentra instalado.

Figura 26. Data correspondiente al equipo de Fondo.



Fuente: Autor.

Figura 27. Curvas de Comportamiento Equipo de fondo Pozo.

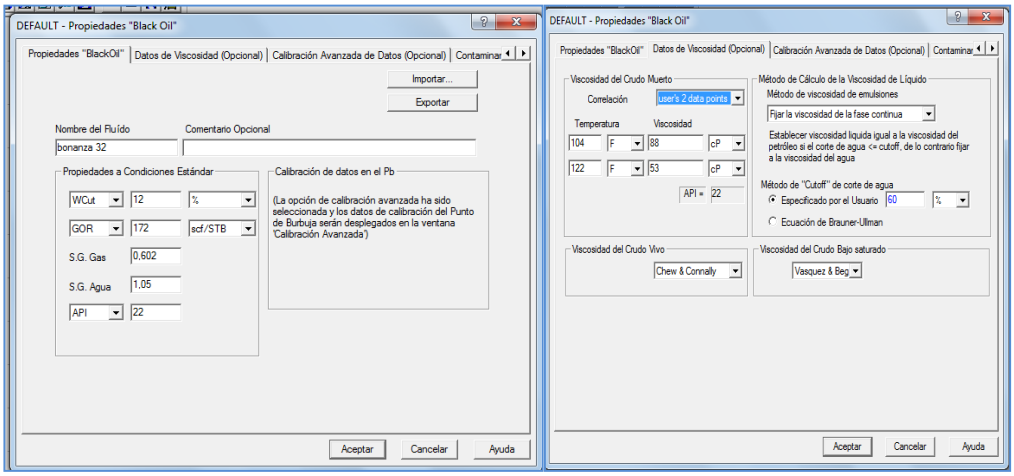


Fuente: Autor.

- **Caracterización del fluido:** Es necesario describir el fluido que se va a simular, dependiendo de la información con que se cuente se selecciona la opción de modelado de fluido más conveniente “Black Oil” o “Composicional” en este caso se seleccionó la opción Black Oil.

La caracterización del fluido se logra accediendo al menú configurar/black oil/propierties para ingresar los datos del fluido. En la siguiente pestaña Datos de Viscosidad se ingresan los datos de viscosidad a la temperatura respectiva seleccionando user’s 2 data point, como se muestra a continuación.

Figura 28. Data Modelo del Fluido.

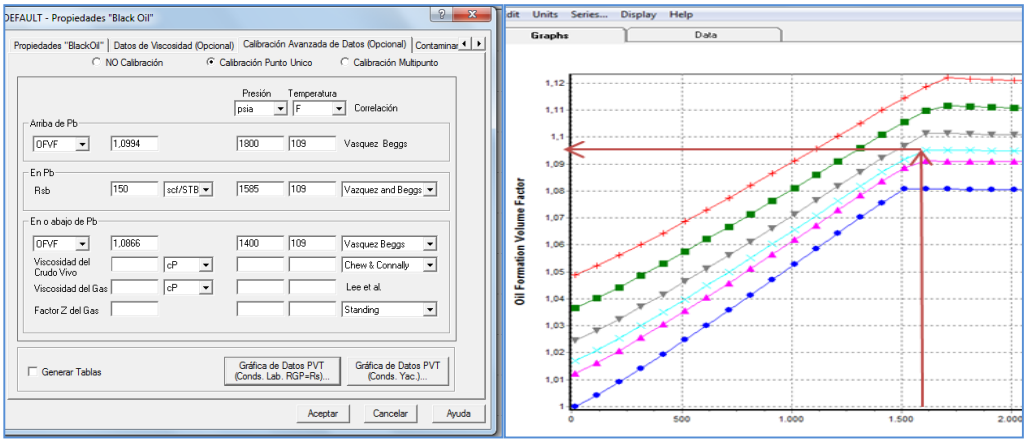


Fuente: Autor.

Si se cuenta con datos PVT, es posible realizar un mejor ajuste del fluido ingresando en calibración avanzada ajustar el modelo del fluido según el FVF, en

este caso el mejor ajuste para el factor volumétrico de formación se logró con la correlación de Vásquez and Beggs.

Figura 29. Calibración Avanzada.



Fuente: Autor.

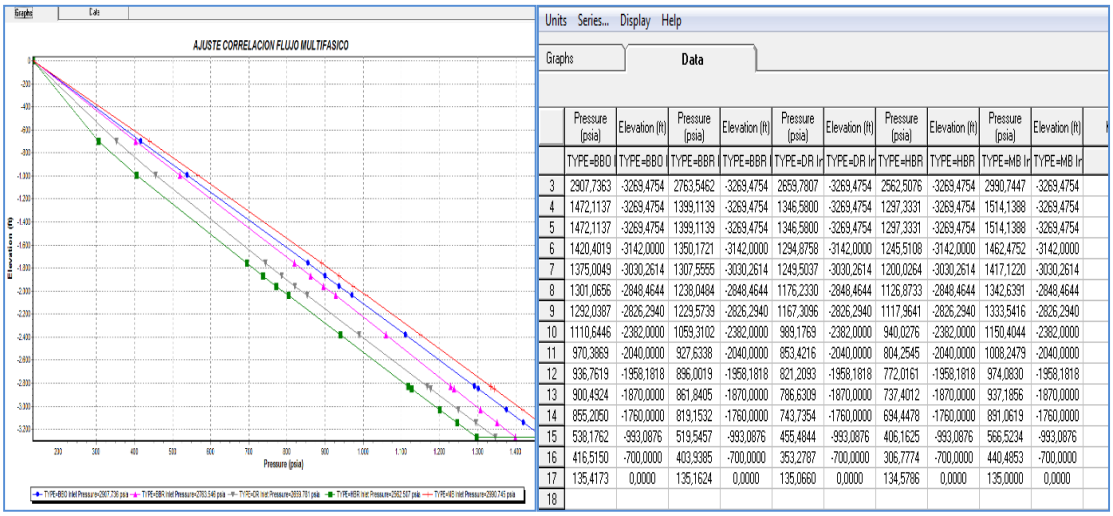
2.6 REPRODUCCIÓN DE LAS CONDICIONES OPERACIONALES ACTUALES.

Para lograr reproducir las condiciones actuales de operación del campo por medio del simulador es necesario realizar un análisis de sensibilidades de algunas variables como se muestra a continuación.

2.6.1 Ajuste de la Correlación de Flujo Multifásico: El simulador incorpora todas las correlaciones de flujo multifásico actuales tanto empíricas como mecanísticas que constituyen el estándar industrial de hoy en día. Se pueden ajustar los datos de los pozos medidos a estas correlaciones con el fin de seleccionar la correlación

más apropiada para el análisis, para ajustar la correlación se ingresa al menú configuración/correlación de flujo multifásico y se seleccionan las correlaciones que se crean pueden ajustar al modelo en este caso la correlación que más se ajustó al modelo fue Beggs and Brill Original para flujo multifásico vertical y Mukherjee and Brill para flujo horizontal.

Figura 30. Ajuste Correlacion de flujo multifasico Vertical.



Units Series... Display Help

Graphs | Data

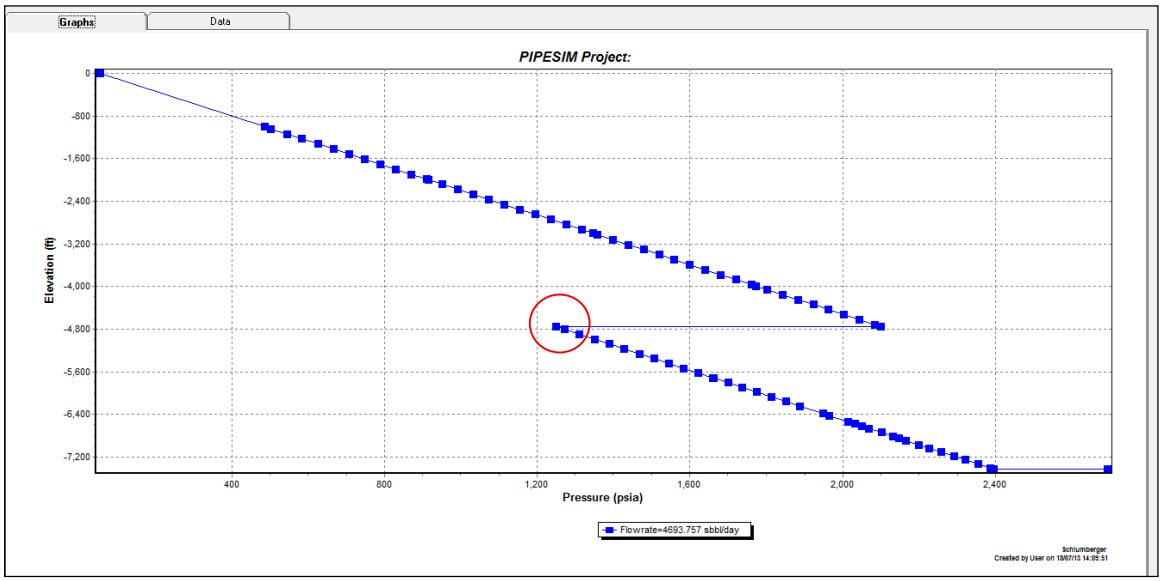
	Pressure (psia)	Elevation (ft)	Pressure (psia)	Elevation (ft)	Pressure (psia)	Elevation (ft)	Pressure (psia)	Elevation (ft)	Pressure (psia)	Elevation (ft)
	TYPE=BBO	TYPE=BBO	TYPE=BBR	TYPE=BBR	TYPE=DR Ir	TYPE=DR Ir	TYPE=HBR	TYPE=HBR	TYPE=MB Ir	TYPE=MB Ir
3	2907,7363	-3269,4754	2763,5462	-3269,4754	2659,7807	-3269,4754	2562,5076	-3269,4754	2990,7447	-3269,4754
4	1472,1137	-3269,4754	1399,1139	-3269,4754	1346,5800	-3269,4754	1297,3331	-3269,4754	1514,1388	-3269,4754
5	1472,1137	-3269,4754	1399,1139	-3269,4754	1346,5800	-3269,4754	1297,3331	-3269,4754	1514,1388	-3269,4754
6	1420,4019	-3142,0000	1350,1721	-3142,0000	1294,8758	-3142,0000	1245,5108	-3142,0000	1462,4752	-3142,0000
7	1375,0049	-3030,2614	1307,5555	-3030,2614	1249,5037	-3030,2614	1200,0264	-3030,2614	1417,1220	-3030,2614
8	1301,0656	-2848,4644	1238,0484	-2848,4644	1176,2330	-2848,4644	1126,8733	-2848,4644	1342,6391	-2848,4644
9	1292,0387	-2826,2940	1229,5739	-2826,2940	1167,3096	-2826,2940	1117,9641	-2826,2940	1333,5416	-2826,2940
10	1110,6446	-2382,0000	1059,3102	-2382,0000	989,1769	-2382,0000	940,0276	-2382,0000	1150,4044	-2382,0000
11	970,3869	-2040,0000	927,6338	-2040,0000	853,4216	-2040,0000	804,2545	-2040,0000	1008,2479	-2040,0000
12	936,7619	-1958,1818	896,0019	-1958,1818	821,2093	-1958,1818	772,0161	-1958,1818	974,0830	-1958,1818
13	900,4924	-1870,0000	861,8405	-1870,0000	786,6309	-1870,0000	737,4012	-1870,0000	937,1856	-1870,0000
14	855,2050	-1760,0000	819,1532	-1760,0000	743,7354	-1760,0000	694,4478	-1760,0000	891,0619	-1760,0000
15	538,1762	-993,0876	519,5457	-993,0876	455,4844	-993,0876	406,1625	-993,0876	566,5234	-993,0876
16	416,5150	-700,0000	403,9385	-700,0000	353,2787	-700,0000	306,7774	-700,0000	440,4853	-700,0000
17	135,4173	0,0000	135,1624	0,0000	135,0660	0,0000	134,5786	0,0000	135,0000	0,0000
18										

Fuente: Autor.

2.6.2 Ajuste del Sistema de Levantamiento: Como se mencionó anteriormente la información requerida por el simulador y que corresponde al sistema de levantamiento es la siguiente: modelo de la bomba, fabricante, velocidad de operación, intake, eficiencia del separador y factor de carga.

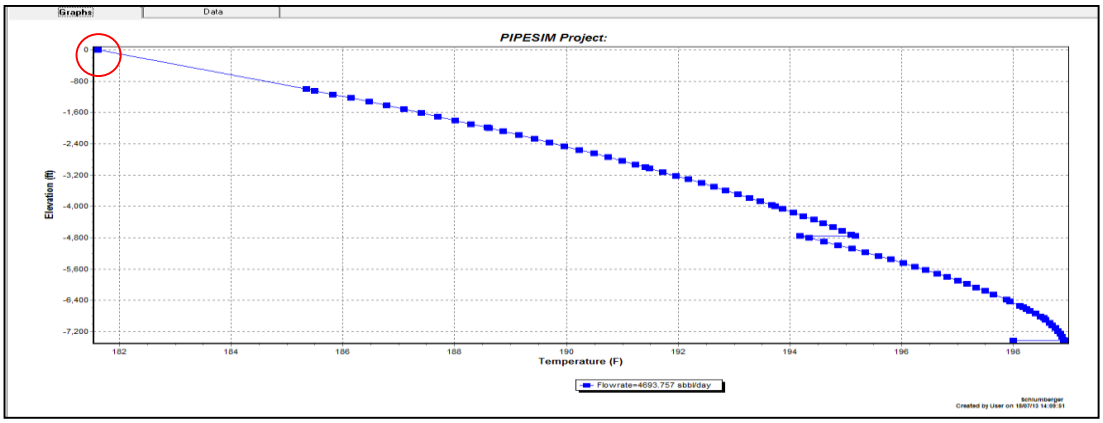
Con la variación del factor de carga (equipo de fondo) como único criterio de ajuste se buscó igualar la presión de entrada a la bomba y la presión en cabeza de pozo con el fin de obtener el caudal actual, de igual manera se puede calcular el IP del pozo, como se muestra a continuación.

Figura 31. Perfil de presión vs elevación ajustado a las condiciones operativas de pozo.



Fuente: Autor.

Figura 32. Perfil de temperatura vs elevación ajustado a las condiciones operativas de pozo.



Fuente: Autor.

Resultados de la simulación en software y de la normalización de la prueba.

Tabla 6. Resultados de ajuste y comportamiento operacionales del pozo.

Datos del software de Simulación									
Fluido total (STB/d)	*WHT (F)*	*PIP (psi)*	*DD (psi)*	*Pwf (psi)*	*Head Factor*	*U (Btu/hr /ft²/ºF)*	*EF Bomba (%)*	*IP (STB/d/psi)*	*AOFP (BFPD)*
848.06	138	737.4	619.4	1773.8	0.6305	0.97	31.695	1.369134	3264

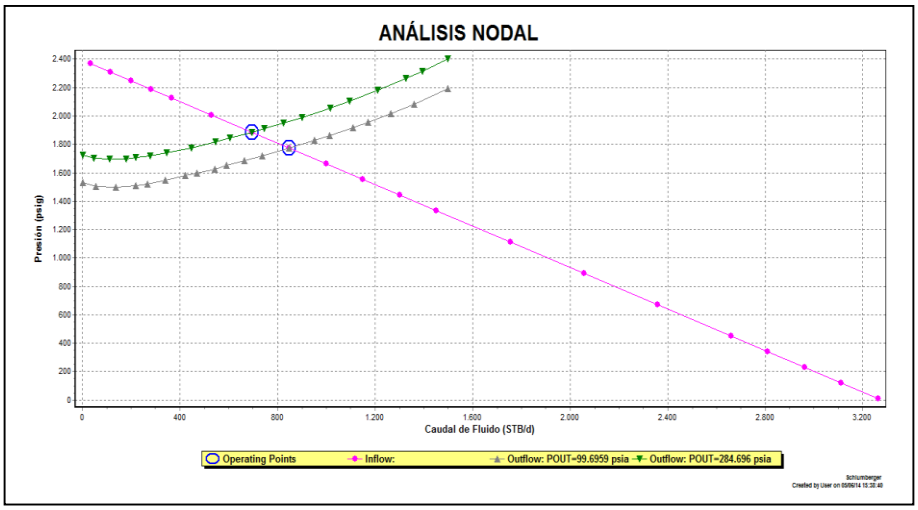
Datos de la Prueba Normalizada por Presión									
Fluido Total (BFPD)	*Aceite (BOPD)*	*Agua (BWPD)*	*BSW (%)*	*Gas (KPCD)*	*PIP (Psi)*	*WHP (Psi)*	*DD (Psi)*	*Pwf (Psi)*	*IP (STB/d/Psi)*
695.16	604.51	90.65	13.04	33.02	848.2	270	507.7	1885.5	1.369134

Fuente: Autor.

2.7 ANALISIS NODAL CURVA INFLOW OUTFLOW.

Es la representación gráfica del comportamiento o aporte de fluidos desde el yacimiento (curva de oferta o inflow) y la curva de levantamientos de fluidos (curva de demanda, VLP u outflow).

Figura 33. Curva de análisis nodal.



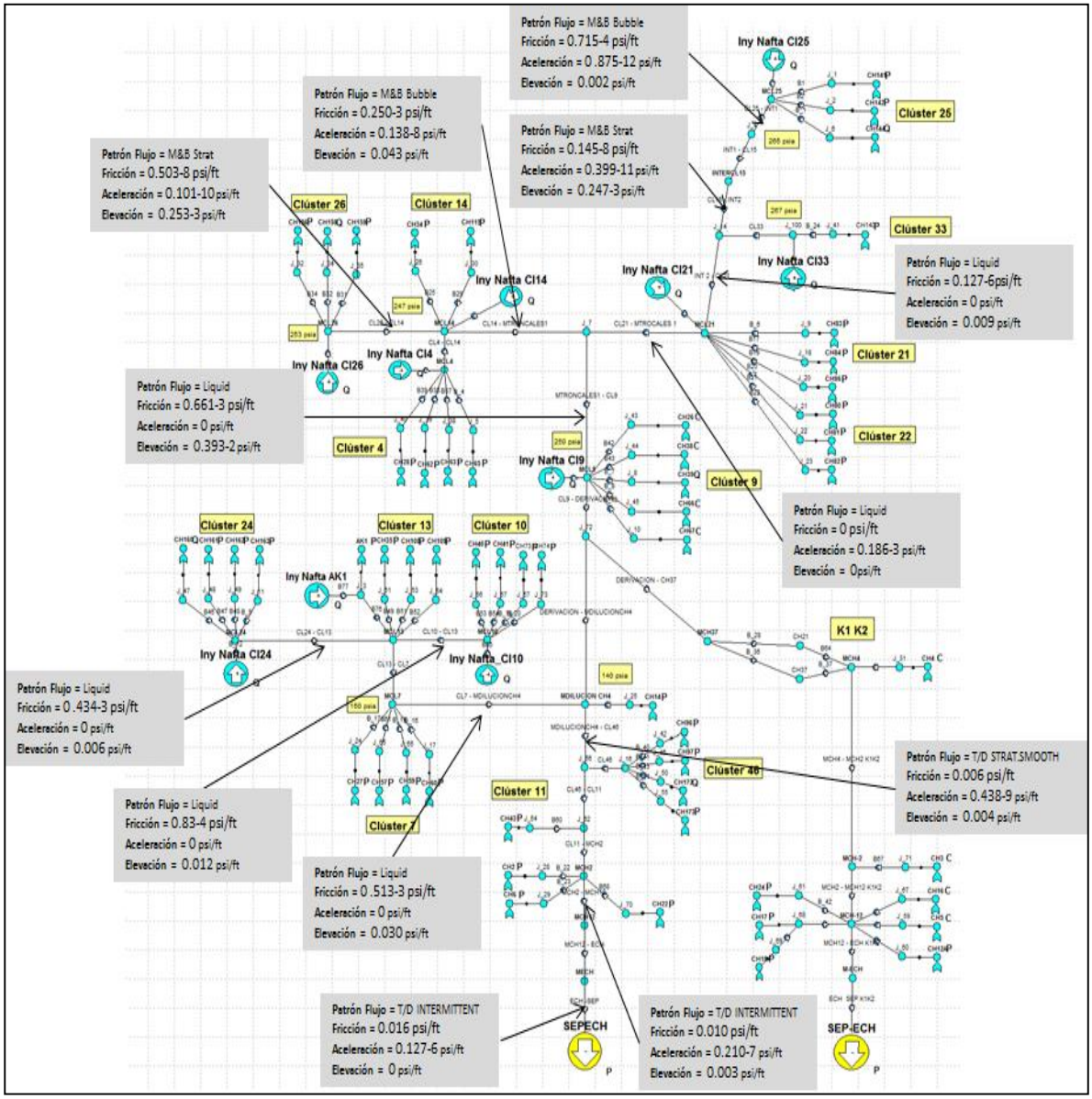
Fuente: Autor.

3. AJUSTE DEL MODELO DE SUPERFICIE.

Inicialmente se creó el modelo de superficie o red de recolección en este se pueden incluir tantos pozos y líneas como sea necesario, se ingresa a la pestaña "New Network" donde aparecerá el área de trabajo, y se empiezan a seleccionar los pozos representados por el siguiente icono los pozos deben ir conectados a las líneas de flujo por medio de uniones ; en este modelo se carga la data correspondiente a las líneas de flujo, haciendo doble click sobre cada línea se ingresa la información correspondiente a cada una de ellas. Como anteriormente se menciona la información para el modelamiento del sistema de recolección se necesita la información de los diámetros de las tuberías, distancias, elevaciones, ubicación de los pozos y Cluster, adicionalmente el cargue de la correlación de flujo horizontal y realizar el ajuste respectivo con parámetros de fricción de flujo, esto con el fin de poder representar las condiciones operativas del sistema de superficie. La correlación de **Mukherjee And Brill** es usada para predecir perdidas de presión, hold up y mapa de flujo. Esta correlación fue desarrollada siguiendo un estudio del comportamiento de la perdida de presión en un flujo inclinado de dos fases. Para flujo burbuja y tapón, un factor de fricción sin deslizamiento, fue calculado del diagrama de Moody, se encontró adecuado para los cálculos de las pérdidas de presión en cabeza de pozo. Para flujo estratificado, el gradiente de presión por fricción es calculado basado en la ecuación de balance de momentum para las fases asumiendo una interface espumosa gas líquido. Para flujo anular y

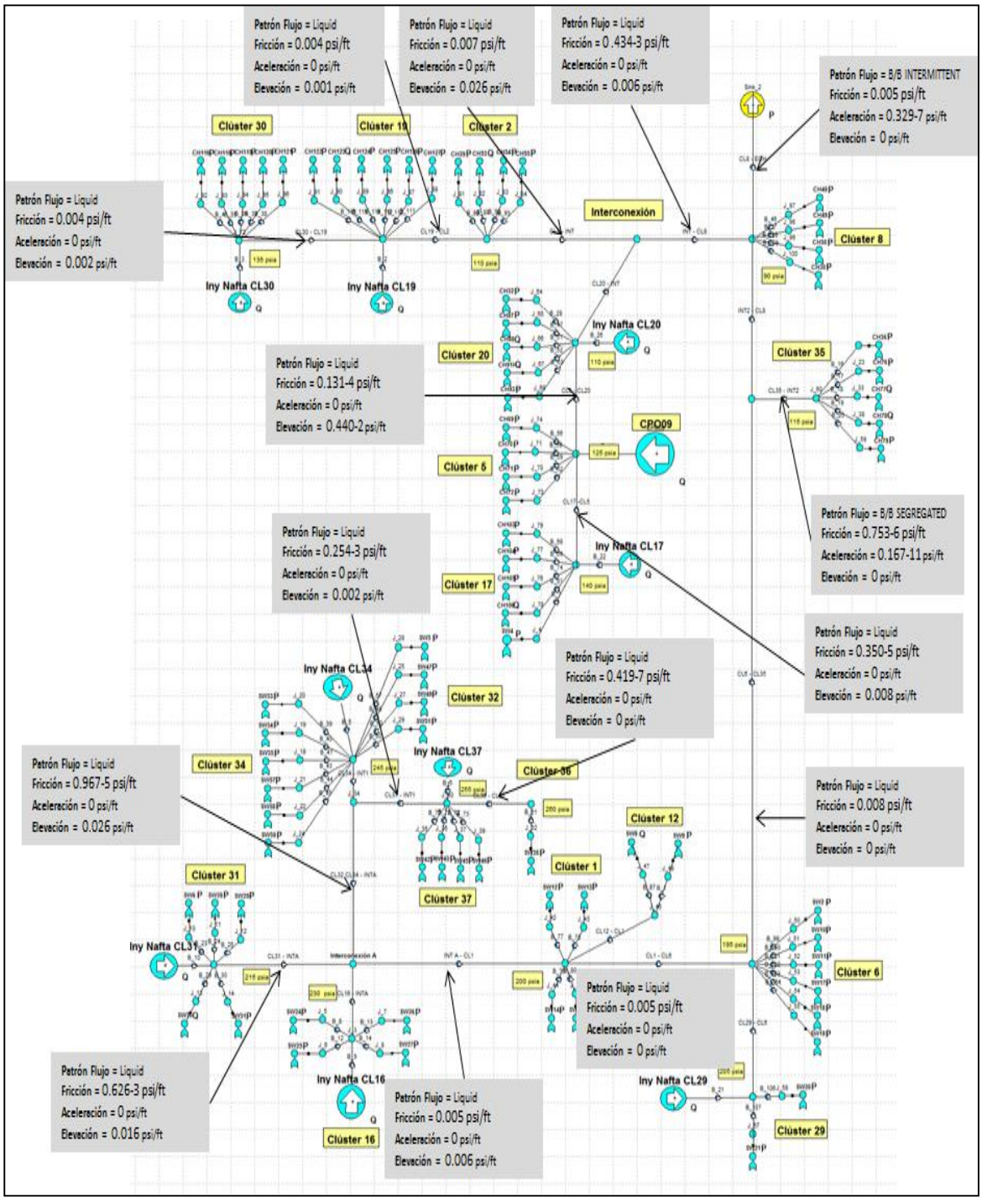
niebla, la correlación para el cálculo del factor de fricción fue representada en función de la relación de hold up y el factor de fricción de Moody sin deslizamiento. Los resultados ajustaron bien a los datos obtenidos en campo, ver figura 36 y 37.

Figura 34. Modelo de Superficie Campo de la troncal Norte.



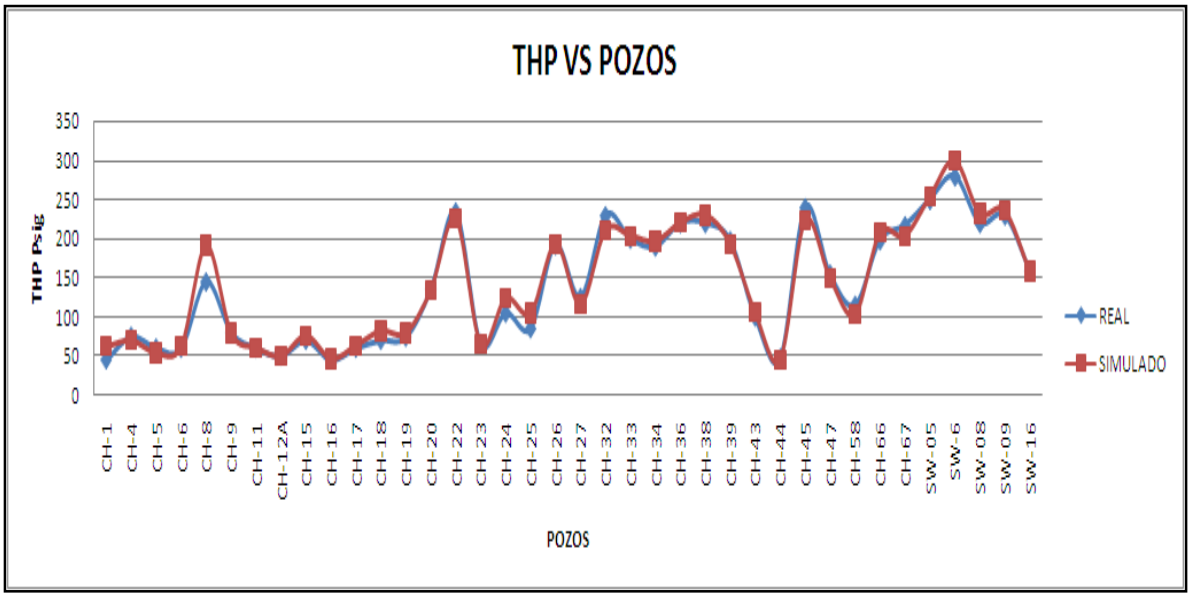
Fuente: Software especializado.

Figura 35. Modelo de Superficie Campo de la troncal Sur.



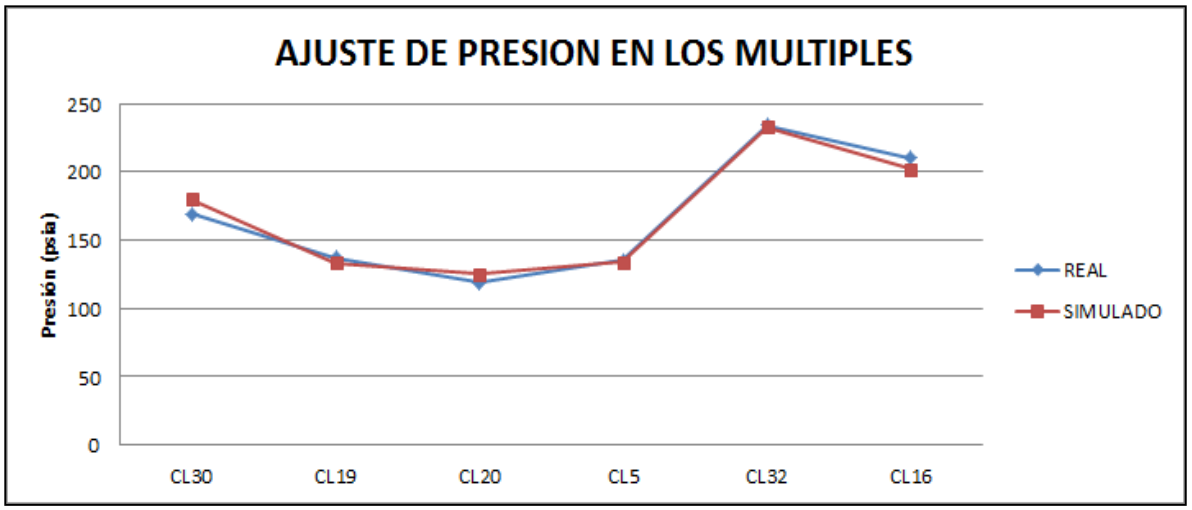
Fuente: Software especializado.

Figura 36. Ajuste de la correlación de flujo horizontal en cabeza de pozo.



Fuente: Autor.

Figura 37. Ajuste de la correlación de flujo horizontal con la presión en los múltiples.



Fuente: Autor.

Con el modelo superficie ajustado a las condciones operacionales se procede a realizar los diferentes escenarios para la optimización en el consumo de la nafta.

3.1 BALANCES DE MASA Y VOLUMEN.

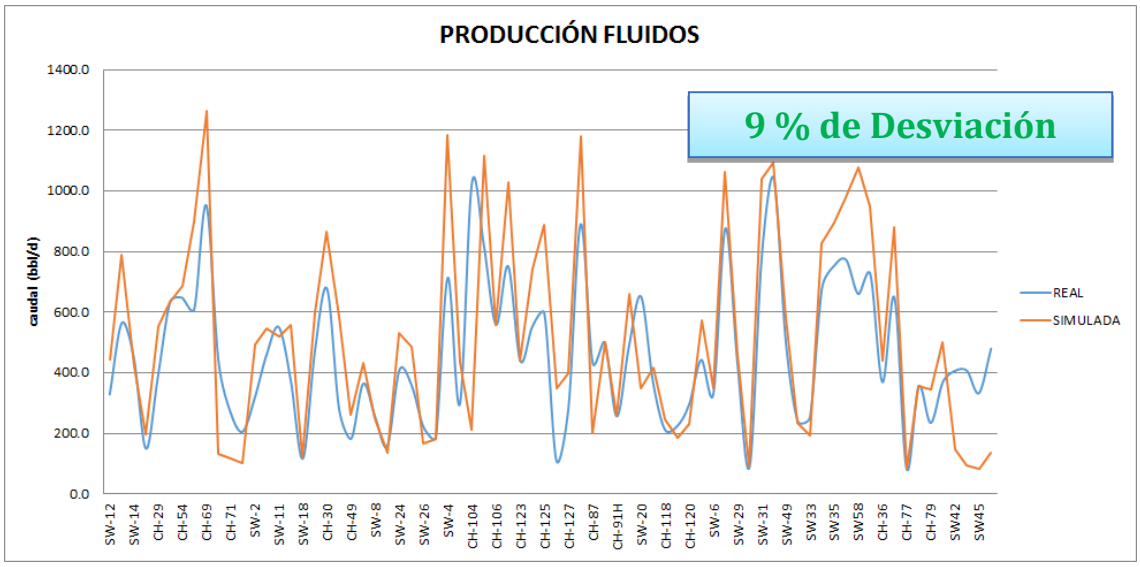
Analizando las dos troncales se obtiene una producción total del campo de 106.629 BFPD con un BSW promedio de 25% con una cantidad de gas de 3.1 MFCD, ver tabla 7 y 8, y las figuras 38 y 39.

Tabla 7. Volúmenes de producción de fluidos de la troncal Norte.

Parámetro	Pruebas	Simulada	%Error
Caudal de líquido (BFPD)	62091	58335	6%
Caudal de crudo (BPPD) T2+K1K2	25384	23883	6%
Caudal de Nafta (BNPD)	8500	8500	-
Caudal de agua (BAPD)	28207	25952	8%
Caudal de gas (KPCD)	2.362	1.787	24%
%BSW	45	44	2%
°API	17	18.6	9%

Fuente: Autor.

Figura 38. Ajuste de la producción de fluidos de la troncal Norte.



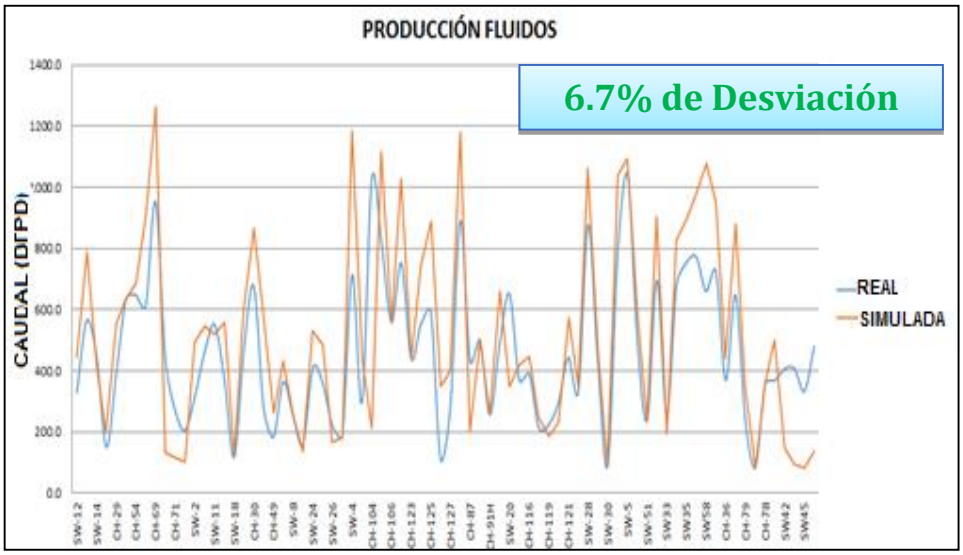
Fuente: Autor.

Tabla 8. Volúmenes de producción de fluidos de la troncal Sur.

Parámetro	Pruebas	Simulada	%Error
Caudal de liquido (BFPD)	44.538	47.549	6.7
Caudal de crudo (BPPD) + CPO09	35600	38777	8.9
Caudal de Nafta (BNPD)	6203	6203	-
Caudal de agua (BAPD)	2735	2569	6
Caudal de gas (KPCD)	781	704	10
%BSW	7.74	6.7	13
°API	14.5	16	

Fuente: Autor.

Figura 39. Ajuste de la producción de fluidos de la troncal Sur.



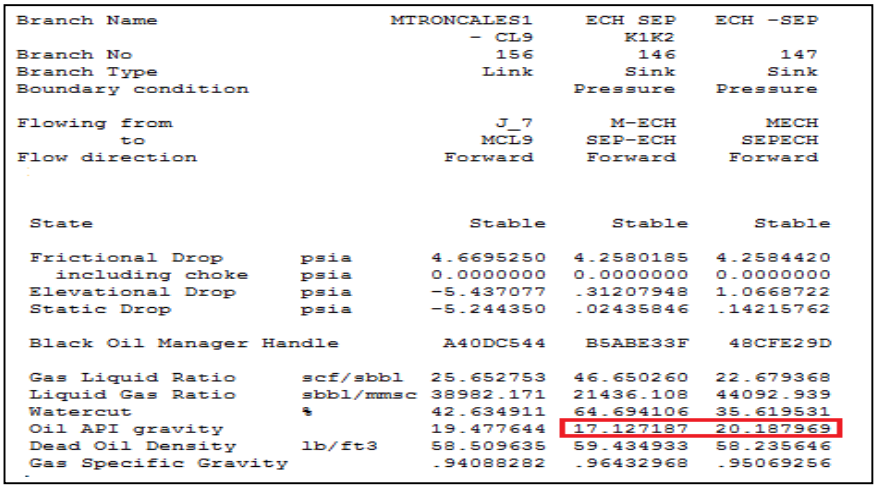
Fuente: Autor.

3.2 EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN.

3.2.1 Ajuste por densidad en separadores: El ajuste de la densidad hay que tenerse en cuenta debido a que el simulador hace la inyección de la nafta, pero el asume mezcla homogénea, lo cual en la realidad no ocurre debido a que se tiene un crudo extra pesado y con cierta cantidad de gas, lo cual hace que esta mezcla no sea del 100%, por ende, hay que considerar el ajuste por densidad en separadores disminuyendo la cantidad de nafta inyectada para ajustar este parámetro. En la troncal Norte se inyectan 8500 barriles de nafta de los cuales están dando una mezcla con 18 °API, por tal motivo hay que disminuir la inyección

de nafta en los puntos de inyección en un 10%; ya que la gravedad del separador 7415 es de 15 °API y el separador 7414 es de 20 °API, ver figura 40 y 41.

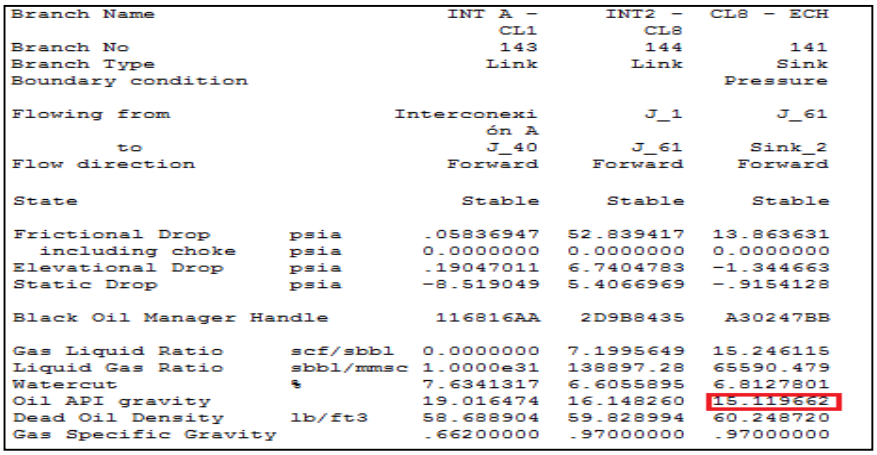
Figura 40. Ajuste por densidad del fluido en el separador de la troncal Norte.



Branch Name		MTRONCALES1 – CL9	ECH SEP K1K2	ECH –SEP
Branch No		156	146	147
Branch Type		Link	Sink	Sink
Boundary condition			Pressure	Pressure
Flowing from		J_7	M–ECH	MECH
to		MCL9	SEP–ECH	SEPECH
Flow direction		Forward	Forward	Forward
State		Stable	Stable	Stable
Frictional Drop	psia	4.6695250	4.2580185	4.2584420
including choke	psia	0.0000000	0.0000000	0.0000000
Elevational Drop	psia	–5.437077	.31207948	1.0668722
Static Drop	psia	–5.244350	.02435846	.14215762
Black Oil Manager Handle		A40DC544	B5ABE33F	48CFE29D
Gas Liquid Ratio	scf/sbbl	25.652753	46.650260	22.679368
Liquid Gas Ratio	sbbl/mmsc	38982.171	21436.108	44092.939
Watercut	%	42.634911	64.694106	35.619531
Oil API gravity		19.477644	17.127187	20.187969
Dead Oil Density	lb/ft3	58.509635	59.434933	58.235646
Gas Specific Gravity		.94088282	.96432968	.95069256

Fuente: Reporte.

Figura 41. Ajuste por densidad del fluido en el separador de la troncal sur.



Branch Name		INT A – CL1	INT2 – CL8	CL8 – ECH
Branch No		143	144	141
Branch Type		Link	Link	Sink
Boundary condition				Pressure
Flowing from		Interconexión A	J_1	J_61
to		J_40	J_61	Sink_2
Flow direction		Forward	Forward	Forward
State		Stable	Stable	Stable
Frictional Drop	psia	.05836947	52.839417	13.863631
including choke	psia	0.0000000	0.0000000	0.0000000
Elevational Drop	psia	.19047011	6.7404783	–1.344663
Static Drop	psia	–8.519049	5.4066969	–.9154128
Black Oil Manager Handle		116816AA	2D9B8435	A30247BB
Gas Liquid Ratio	scf/sbbl	0.0000000	7.1995649	15.246115
Liquid Gas Ratio	sbbl/mmsc	1.0000e31	138897.28	65590.479
Watercut	%	7.6341317	6.6055895	6.8127801
Oil API gravity		19.016474	16.148260	15.119662
Dead Oil Density	lb/ft3	58.688904	59.828994	60.248720
Gas Specific Gravity		.66200000	.97000000	.97000000

Fuente: Reporte.

En la figura 40 muestra el ajuste de la gravedad API del fluido en 15 °API, con una disminución de nafta del 10% del caudal inyectado de 6204 Barriles de nafta al día.

3.3 PLANTEAMIENTO DE LOS ESCENARIOS DE OPTIMIZACIÓN DE NAFTA.

Luego de realizar el cargue y el ajuste delos modelos de pozo y de superficie se tiene el modelamiento del sistema integrado de producción, con lo cual ahora se pretende realizar diferentes escenarios con conlleven a obtener una optimización en el volumen de inyección de nafta. Esto con el fin de poder evaluar el comportamiento de producción sin que se afecten las variables operaciones, cabe resaltar que en el campo de estudio se utiliza una nafta con una calidad actual de 70 ºAPI, por tal motivo es importante realizar corridas con mejores calidades de nafta para validar como sería el comportamiento del sistema de producción en especial con la presión en los múltiples, contemplando que la variable de mayor incidencia en el sistema es la presión hidráulica de las troncales.

El plan de los escenarios contempla realizar corridas con calidades de nafta de 65, 70, 75 y 80 ºAPI, sabiendo de ante mano los precios en USD de cada una de ellas, esto con el fin de validar también los costos dado el caso se requiera implementar una nafta de mayor calidad, por su puesto su costo será mayor, pero en la optimización al varias su calidad se realizara la variación en su volumen, y con ello

evaluar tanto en costo, volumen y comportamiento operacional del sistema, donde se debe garantizar una operación segura y eficiente.

Se tomará la calidad de la nafta y se variará el volumen inyectado de nafta en cada uno de los clúster donde se garantice que la presión del múltiple no tenga variación en +- 2 psig, para no afectar las condiciones operacionales del sistema de manera considerable.

Tabla 9. Plan de los escenarios de optimización del volumen de nafta.

API	Punto de Inyección	Volumen Inyectado bbl	Total nafta Inyectada bbl	Presión Cluster (psi)

Fuente: Autor.

Se debe considerar diferentes valores de la calidad de nafta para identificar si un valor por debajo o por encima es el más óptimo considerando los costos de la misma y de esa manera escoger el mejor escenario para implementar en el campo.

4. EVALUACIÓN DE ESCENARIOS DE OPTIMIZACION DEL CONSUMO DE NAFTA.

Se plantea 4 escenarios de optimización de los cuales se espera que los resultados obtenidos reflejen un comportamiento hidráulico del sistema representativo sin que haya cambios mayores de presión en los múltiples en +- 2 psig en el sistema de producción. Se realiza una sensibilidad con la calidad de la nafta de 65, 70, 75 y 80 ºAPI, para evaluar los caudales de nafta y la presión del sistema hidráulico de producción.

4.1 NOMINACIÓN DE NAFTA PARA RECOLECCIÓN.

El objetivo de la nominación es cuantificar el caudal de inyección de nafta con respecto a las variables operacionales que interfieren en el proceso, por tal motivo se deben identificar cuáles son las variables independientes y cuales las dependientes para poder correlacionarlas entre sí.

4.1.1 Análisis de dependencia de variables: El análisis de dependencia de variables trata de explicar la variable considerada independientemente a través de otras consideradas independientes o explicativas. En la tabla 10 muestra las técnicas de análisis de dependencia de variables.

Para el proceso de nominación de la nafta es necesario identificar qué variables dependen de otras para poder identificar las de mayor importancia que generan gran impacto en la cantidad de nafta a inyectar en el proceso.

Las variables dependientes para el caso estudio son el caudal de crudo, agua y gas, BSW, Presión en cabeza de pozo, temperatura de pozo, presión de yacimiento, temperatura de yacimiento, número de Reynolds, velocidades de flujo, patrones de flujo.

Tabla 10. Análisis de dependencia de variables.

Técnica	Variable dependiente	Variables independientes
Análisis de la varianza y la covarianza	Métrica	No métrica
Análisis discriminante	No métrica	Métricas
Regresión lineal múltiple idem de variables ficticias	Métrica Métrica	Métricas No métricas
Modelos de elección discreta idem de variables ficticias	No métrica No métrica	Métricas No métricas
Análisis conjunto	Métrica o no métrica	No métricas
Segmentación jerárquica	No métrica o métrica	No métricas
Análisis de ecuaciones estructurales	Métrica	Métrica o no métrica
Análisis con clases latentes	No métrica latente	No métricas observables

Fuente: Autor.

4.1.2 Definición de variables independientes: El análisis de independencia de variables otorga la misma consideración a todas las variables, que tienden a descubrir las interrelaciones y estructura subyacente entre ellas. En la tabla 11 se muestra las técnicas de análisis de independencia de variables.

Tabla 11. Análisis de independencia de variables.

Técnica	Variables	Forma grupos de
Análisis factorial y por componentes principales	Métricas	Variables
Análisis de correspondencias	No métricas	Categorías de variables
Análisis de conglomerados	Métricas y no métricas	Objetos
Escalonamiento multidimensional	Métricas y no métricas	Objetos
Análisis con clases latentes	No métricas	Objetos y categorías de variables

Fuente: Autor.

Las variables independientes para el caso estudio son el pozo, caudal de inyección de nafta, API de la nafta, profundidad de la bomba, frecuencia de la bomba.

4.2 SENSIBILIDAD DE LA GRAVEDAD API Y VOLUMEN DE LA NAFTA.

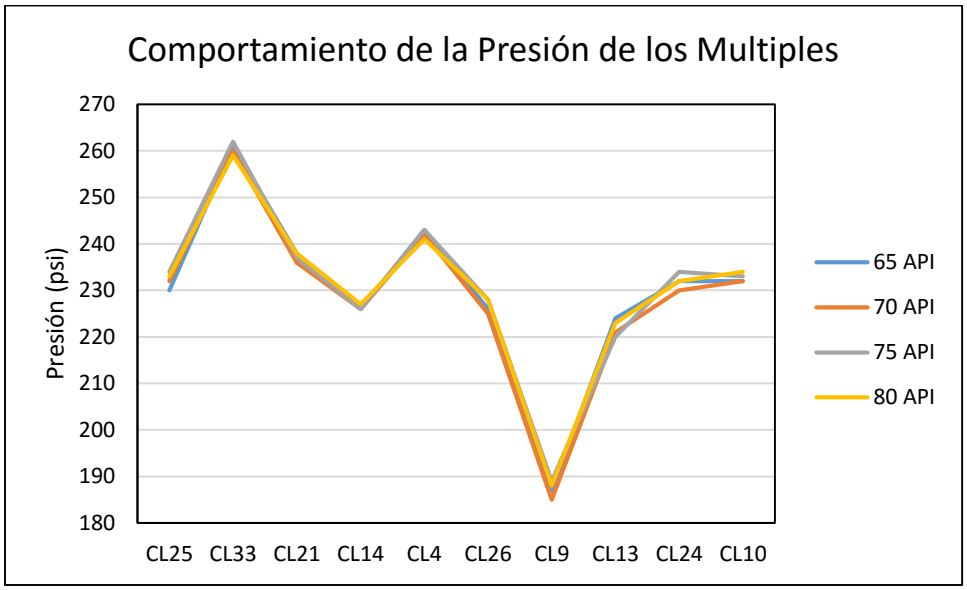
Para la definición de la correlación para la nominación de la nafta primero se toma en cuenta la data de los parámetros operacionales con cada uno de los cambios en el comportamiento de la nafta, que en este caso es el cambio en la gravedad API del fluido, para este estudio se toma en cuenta 65, 70, 75 y 80 API ya que los cambios intermedios son similares. En la tabla 12 y 13 se muestran los resultados de la sensibilidad y la data generada, encontrando los puntos críticos del sistema para ser estudiados para posibles mejoras del sistema de recolección.

Tabla 12. Sensibilidad con el volumen de nafta inyectado vs el API del troncal norte.

API	Punto de Inyección	Volumen Inyectado bbl	Total nafta Inyectada bbl	Presión Cluster (psi)
65	CL25	1856	8836	230
	CL33	845		261
	CL21	588		238
	CL14	468		226
	CL4	1170		243
	CL26	1118		226
	CL9	515		187
	CL13	566		224
	CL24	875		232
	CL10	835		232
70	CL25	1800	8500	232
	CL33	817		260
	CL21	560		236
	CL14	431		226
	CL4	1113		242
	CL26	1078		225
	CL9	509		185
	CL13	543		221
	CL24	841		230
	CL10	808		232
75	CL25	1750	8153	234
	CL33	810		262
	CL21	541		237
	CL14	410		226
	CL4	1041		243
	CL26	973		228
	CL9	497		189
	CL13	516		220
	CL24	830		234
	CL10	785		233
80	CL25	1693	7865	233
	CL33	781		259
	CL21	519		238
	CL14	398		227
	CL4	1006		241
	CL26	960		228
	CL9	465		188
	CL13	491		223
	CL24	798		232
	CL10	754		234

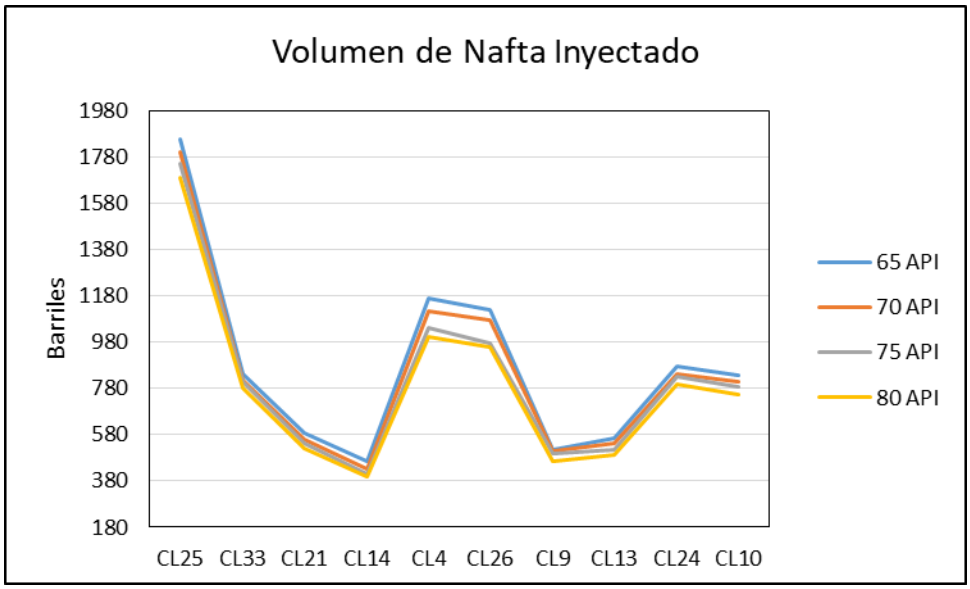
Fuente: Autor.

Figura 42. Comportamiento de la presión de los múltiples de la troncal norte.



Fuente: Autor.

Figura 43. Volumen de nafta inyectado en la troncal norte.



Fuente: Autor.

Actualmente la troncal norte esta inyectado 8500 barriles de nafta con una gravedad API de 70, realizando la sensibilidad con la gravedad API se optimiza el consumo de la misma manteniendo las mismas condiciones operacionales en presion en los multiples, lo cual hace que halla reducción de costos con respecto al volumen, sin embargo la gravedad API es mayor. Para el caso de la troncal norte si se tiene una gravedad de 80 API, se obtiene una disminución de 635 barriles de nafta, actualmente el precio de la nafta esta en 75 USD/ bbl de 70 API, es decir un costo de 8500 barriles es de 637500 USD; al pasar a un API de 80 el precio es de 79 USD/ bbl da un costo 621335 USD de los 7865 barriles, dando una reducción en volumen de 635 barriles y en un costo de 16165 USD, con lo cual es una suma considerable por día.

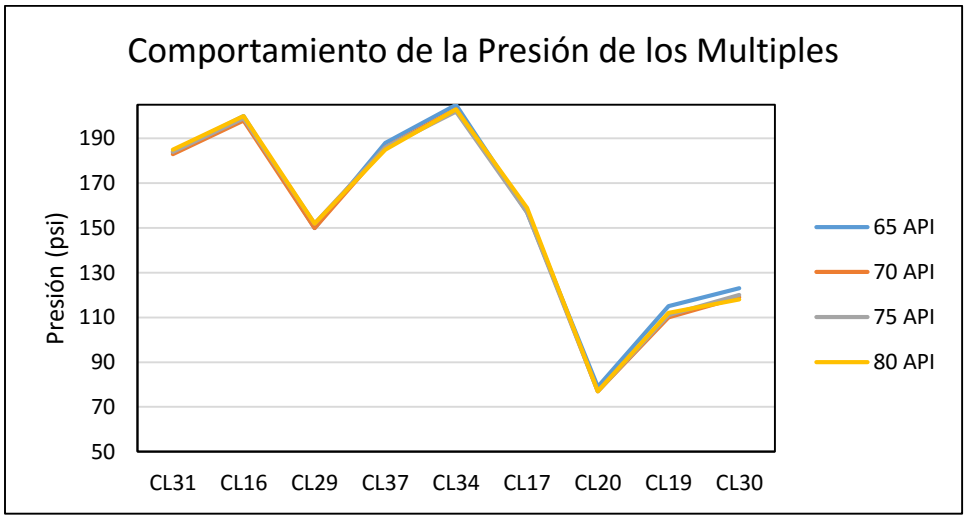
Tabla 13. Sensibilidad con el volumen de nafta inyectado vs el API de la troncal sur.

API	Punto de Inyección	Volumen Inyectado bbl	Total nafta Inyectada bbl	Presión Cluster (psi)
65	CL31	1169	6842	184
	CL16	935		200
	CL29	502		150
	CL37	677		188
	CL34	1046		205
	CL17	363		157
	CL20	499		79
	CL19	372		115
	CL30	1279		123
70	CL31	1089	6203	183
	CL16	914		198
	CL29	487		150
	CL37	632		186
	CL34	1007		203
	CL17	325		158
	CL20	489		77
	CL19	336		110
	CL30	1257		119
75	CL31	1017	5954	184
	CL16	839		199
	CL29	432		152
	CL37	610		186
	CL34	938		202

	CL17	305		157
	CL20	416		77
	CL19	321		111
	CL30	1076		120
80	CL31	951	5483	185
	CL16	801		200
	CL29	387		152
	CL37	566		185
	CL34	875		203
	CL17	277		159
	CL20	368		77
	CL19	289		112
	CL30	969		118

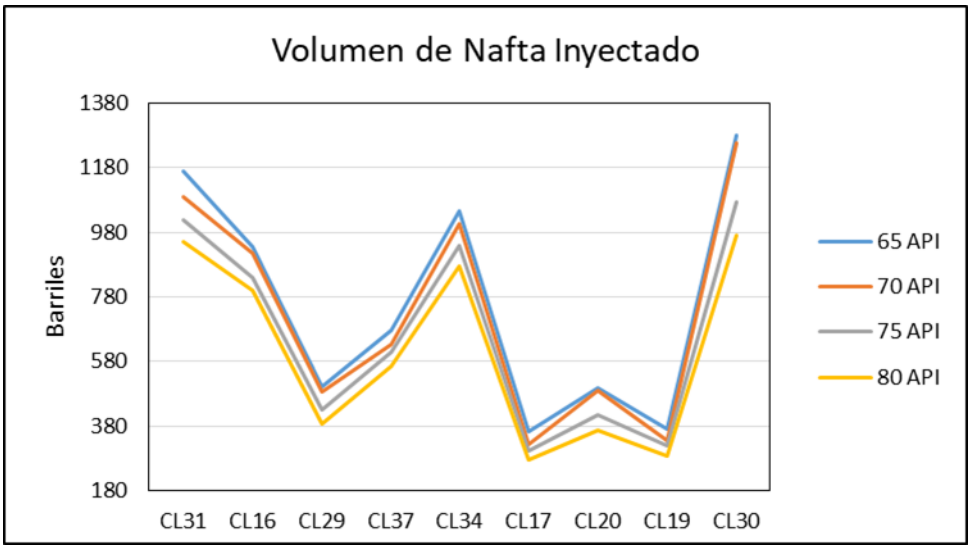
Fuente: Autor.

Figura 44. Comportamiento de la presión de los múltiples de la troncal sur.



Fuente: Autor.

Figura 45. Volumen de nafta inyectado en la troncal sur.



Fuente: Autor.

Actualmente la troncal sur esta inyectado 6203 barriles de nafta con una gravedad API de 70, realizando la sensibilidad con la gravedad API se optimiza el consumo de la misma manteniendo las mismas condiciones operacionales en presion en los multiples, lo cual hace que halla reducción de costos con respecto al volumen, sin embargo la gravedad API es mayor. Para el caso de la troncal sur si se tiene una gravedad de 80 API, se obtiene una disminución de 720 barriles de nafta, actualmente el precio de la nafta esta en 75 USD/ bbl de 70 API, es decir un costo de 6203 barriles es de 465225 USD; al pasar a un API de 80 el precio es de 79 USD/ bbl da un costo 433157 USD de los 5483 barriles, dando una reducción en volumen de 720 barriles y en un costo de 32068 USD, con lo cual es una suma considerable por día.

5. CONCLUSIONES

- Las correlaciones utilizadas en los modelos de pozo y de superficie representan de mejor forma los modelos de simulación, los cuales ajustaron con un porcentaje de desviación aproximado del 6% para cada una de las troncales; esto garantiza que los modelos de simulación son representativos para plantear los diferentes escenarios en cambios de gravedad API y volúmenes de inyección de nafta.

- Se toman como variables críticas en la evaluación de los escenarios la gravedad API, el volumen de nafta inyectado y la presión de los múltiples de recolección, debido a que son las variables sensibles del sistema. Con los escenarios evaluados se contempla que la variable más crítica es la presión de los múltiples, por tal motivo con las diferentes sensibilidades que se desarrollaron se observa que esta no varía en +-2 psig en cada uno de los puntos.

- Según las sensibilidades realizadas de la troncal norte la cantidad de nafta que se optimiza es de 635 barriles con una gravedad API de 80 siendo una reducción del 7,4% en volumen y una reducción del costo de 16165 USD/día (2,53%), esto garantiza que el sistema opere en óptimas condiciones sin presentar sobrepresiones o restricciones en el sistema de producción, obteniendo una presión máxima en el punto más sensible del sistema de 259 psi.

- Según las sensibilidades realizadas de la troncal sur la cantidad de nafta que se optimiza es de 720 barriles con una gravedad API de 80 siendo una reducción del 11,6% en volumen y una reducción del costo de 32068 USD/día (12,2%), esto garantiza que el sistema opere en óptimas condiciones sin presentar sobrepresiones o restricciones en el sistema de producción obteniendo una presión máxima en el punto más sensible del sistema de 203 psi.

6. RECOMENDACIONES

Se debe garantizar que en campo se realice una mezcla homogénea entre la nafta y el crudo implementando mezcladores especializados en superficie.

Se de realizar modelamientos que contemplen el fenómeno de encogimiento y volatilización de la nafta, debido que en los modelamientos no se pudo representar dicho proceso, debido a que el software de simulación no modela este fenómeno. Por la complejidad del tema aún no se tiene claro, por eso el alcance de este proyecto no se tuvo en cuenta.

Tener presente los puntos críticos donde se genera altas presiones, es decir tener un monitoreo constante para evitar fugas que puedan generar impactos ambientales y perdidas económicas a la compañía.

BIBLIOGRAFÍA

ALCALÁ, C. Jaime, R. Prediction de patrones de flujo bifásicos gas-líquido viscosos en tuberías horizontals y levemente inclinadas. Proyecto de grado. ST-0128. Universidad Simón Bolívar. 1999.

A.M. Ribeiro, V. Ferreira, J.B.L.M. Campos. On the comparison of new pressure drop and hold-up data for horizontal air-water flow in a square cross-section channel against correlations and models. International journal of multiphase flow 32-1029-1036. 2006.

BAKER, O. Design of pipelines for the simultaneous flow of oil and gas, oil and gas. J. 1953.

BEGGS, dale. Production optimization using nodal analysis. Oil and gas Consultants International Inc. Tulsa, Oklahoma. 1991.

BOHORQUEZ, Ferney; GÓMEZ, Claudia, Optimización del sistema de recolección de crudo pesado y extrapesado del campo Chichimene, Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías físico- químicas. Escuela de ingeniería de petróleos 2010.

BRILL, J.P. Arirachakaran, S.J. State of the art in multiplhase flow. Paper. SPE. 232835. Mayo de 1992.

BROWN, Kermit. The technology of artificial lift methods. Production optimization of oil and gas wells by nodal systems analysis. Tulsa, Oklahoma. 1984.

CAMARGO, Edgar; AGUILAR, José; RÍOS, Addison y RIVAS, Francklin. An artificial gas lift production well model using nodal analysis. Revista Ciencia e Ingeniería. Vol. 30, No. 1, pp. 23-28, diciembre-marzo, 2009.

HIRSCHFELDT, Marcelo. Análisis de un sistema de producción y análisis nodal. 2009.

KAPPOS, Leonidas and Economides, Michael. Definitive Method of flow Analysis of Surface pipeline Networks. Society of Petroleum Engineers. September 2004. SPE 89736.

MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la producción mediante análisis nodal. WORKSHOP INTERNATIONAL. 2008. Lima, Peru. ESP Oil International Training Group.

ORTIZ, Jennifer; JIMENEZ, Edith, Optimización de la producción de un clúster de crudo extrapesado del campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal,

Trabajo de grado ingeneiro de petroleos. Bucaramanga. Universiad Industrial de Santander. Facultad de ingenierias fisico- quimicas. Escuela de ingenieria de petroleos 2011.

PLATA MANTILLA, Cristian Norberto, Evaluación de diferentes escenarios para la optimización del sistema de producción del campo san roque por medio de la técnica de análisis nodal, Ingeniería de petróleo, faculta de fisicoquímica, Universidad industrial de Santander, Bucaramanga, 2016

REY, Claudia, SANTOS, Ana. Aplicación del analisis nodal para optimizar la produccion de sistemas de producción de pozos. Trabajo de grado ingeniero de petroleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierias físico- químicas. Escuela de ingeniería de petroleos 1988.

STOISITS, R.F. Dynamic production system nodal analysis. En: Society of Petroleum Engeneers. 1982. SPE 24791.