

**EVALUACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DEL SISTEMA INTEGRADO DE  
PRODUCCIÓN DE UN CAMPO COLOMBIANO MEDIANTE EL USO DE LA  
TÉCNICA DE ANÁLISIS NODAL.**

JOHN ALEXANDER LEON PABON

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA  
2018

**EVALUACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DEL SISTEMA INTEGRADO DE  
PRODUCCIÓN DE UN CAMPO COLOMBIANO MEDIANTE EL USO DE LA  
TÉCNICA DE ANÁLISIS NODAL.**

JOHN ALEXANDER LEON PABON

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN  
PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

DIRECTOR

OLGA PATRICIA ORTIZ

Ph.D EN INGENIERÍA DE PROCESOS, ESPECIALIDAD EN INGENIERÍA DE  
PETRÓLEOS.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA

2018

## DEDICATORIA

*A DIOS por permitirme cumplir con esta gran meta y por darme  
la oportunidad de estudiar esta hermosa carrera*

*“GRACIAS PADRE”.*

*A mis padres José Hermes León, Gloria Jeaneth Pabon y mis hijos  
Axel Andres León, Meilyn Valentina León y Dylan Gael León  
porque son el soporte para seguir adelante, razón de mi vida. Les doy  
gracias y dedico este triunfo a sus grandes esfuerzos.*

*A mi hermosa mujer Erika Marcela Joya por ser mi apoyo  
permanente en todo momento, mi gran amor, mi compañía que me da  
la fortaleza de seguir esforzándome cada día más.*

*A mi hermano Fabián Andrés León y a toda mi familia porque  
creen en mí.*

*A mis amigos de quienes estoy orgulloso de haberlos conocido y  
porque confían en mí.*

JOHN LEON

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco de ante mano a la ingeniera OLGA PATRICIA ORTIZ directora del proyecto, quien con el aporte de su experiencia me guio para la culminación del proyecto y a todos los que hicieron parte de este gran proyecto.

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	17
1. ANTECEDENTES.....	19
1.1 OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN.....	19
1.2 ANÁLISIS NODAL.....	20
1.2.1 GENERALIDADES DEL ANÁLISIS NODAL.....	20
1.2.2 METODOLOGÍA PARA ANÁLISIS NODAL.....	23
1.2.3 INFORMACIÓN REQUERIDA PARA REALIZAR UN ANÁLISIS NODAL.....	25
1.3 DESARROLLO DE ANALISIS NODAL. <b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>	
1.3.1 ANÁLISIS NODAL SISTEMA DE POZO.....	27
1.3.2 ANÁLISIS NODAL PARA SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE FLUIDOS.....	29
1.4 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS.....	30
1.4.1 PATRONES DE FLUJO.....	31
1.4.2 PATRONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS HORIZONTALES.....	31
1.4.3 DESCRIPCIÓN DE LAS CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍA.....	34
2. METODOLOGIA.....	36

2.1 RECOPIACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN DEL CAMPO.....	36
2.2 PARAMETROS DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	38
2.3 DATOS RECOLECTADOS.....	39
2.3.1 CARACTERIZACIÓN DEL FLUIDO.....	39
2.3.2 DESCRIPCIÓN DEL ESTADO MECÁNICO.....	40
2.3.3 RESUMEN DE PRODUCCIÓN.....	41
2.3.4 DATOS DE PRUEBA DE PRODUCCIÓN.....	42
3. AJUSTE DE LOS MODELOS DE POZO Y SISTEMA DE RECOLECCION DEL CAMPO. ....	45
3.1 MODELAMIENTO A NIVEL DE POZO. ....	45
3.2 CALIBRACIÓN MODELO (INDICE DE PRODUCTIVIDAD).....	46
3.3 AJUSTE DEL SISTEMA DEL SISTEMA DE RECOLECCION. ....	51
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL MODELAMIENTO INTEGRADO DE LAS TRONCALES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO.....	55
4.1 ANÁLISIS DE AJUSTE Y COMPORTAMIENTO DE TRONCALES. ....	55
4.1.1 TROCAL NORTE.....	55
4.1.2 TRONCAL CENTRAL.....	60
4.1.3 TRONCAL SUR.....	64
4.2 LÍNEAS INDEPENDIENTES DEL POZO CYC-1 Y CYC-3. ....	68

4.3 ANALISIS DE LA INCORPORACIÓN DE POZOS NUEVOS.....	72
4.3.1 TRONCAL NORTE.....	72
4.3.2 LÍNEA INDEPENDIENTE DE CYC-1.....	73
4.4 CAPACIDADES MÁXIMAS DE TRANSPORTE DE LAS LINEAS DE PRODUCCION DEL CAMPO.....	76
4.5 ANÁLISIS DE PRESIONES AL INCLUIR NUEVAS LÍNEAS EN LAS TRONCALES.....	79
5. CONCLUSIONES.....	81
6. RECOMENDACIONES.....	84
BIBLIOGRAFÍA.....	85

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades del fluido Formación Caballos. ....	40
Tabla 2. Variables operacionales del pozo de la prueba de producción.....	42
Tabla 3. Datos de prueba de producción acumulada. ....	43
Tabla 4. Datos de producción por troncales.....	43
Tabla 5. Datos de presiones por pozo. ....	44
Tabla 6. Resultados de la prueba de producción. ....	47
Tabla 7. Resultados de prueba de producción VS simulación de pozo.....	51
Tabla 8. Resultado de la simulación de la línea de producción.....	53
Tabla 9. Resultado de la simulación de la línea de producción vs resultados reales. .....	53
Tabla 10. Resultados de cargue de información del módulo Prosper a Gap.....	54
Tabla 11. Presiones simuladas vs presiones reales troncal norte.....	56
Tabla 12. Presiones simuladas vs presiones reales troncal norte.....	61
Tabla 13. Presiones simuladas vs presiones reales troncal norte.....	65
Tabla 14. Presiones simuladas vs presiones reales de las líneas independientes. .....	69
Tabla 15. Resultados de la troncal norte con agregación de nuevos pozos o modificaciones.....	73

Tabla 16. Resultados de la línea independiente de CYC-1 con la inclusión de CYC-32 y 33 produciendo por la línea de 6" .....	74
Tabla 17. Resultados de la línea independiente de CYC-1 con la inclusión de CYC-32 y 33 produciendo por la línea de 6" y 4" .....	76
Tabla 18. Datos de los fluidos incorporados en cada troncal. ....	77
Tabla 19. Resultados de capacidades máxima de fluidos en troncales. ....	78
Tabla 20. Resultados de caídas de presión en troncales al incluir nuevas líneas de producción. ....	79

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Localización de varios nodos. ....	23
Figura 2. Metodología de modelamiento numérico. ....	24
Figura 3. Información requerida para realizar el modelamiento numérico. ....	25
Figura 4. Sistema de pozo. ....	28
Figura 5. Sensibilidad en la frecuencia de la bomba. ....	29
Figura 6. Sistema de recolección. ....	30
Figura 7. Patrón de flujo estratificado. ....	32
Figura 8. Flujo intermitente. ....	33
Figura 9. Patrón de Flujo Anular. ....	33
Figura 10. Patrón de Burbujas Dispersas. ....	34
Figura 11. Correlaciones de flujo multifásico en tubería. ....	35
Figura 12. Metodología. ....	36
Figura 13. Estado mecánico del pozo. ....	41
Figura 14. Comportamiento de producción de los fluidos del pozo. ....	42
Figura 15. Información de pozo cargada en el simulador. ....	45
Figura 16. Perfil de elevación vs presión del pozo con bomba electrosumergible. ....	48
Figura 17. Perfil de elevación vs Temperatura del pozo con bomba electrosumergible. ....	49
Figura 18. Troncal norte. ....	55

Figura 19. Presiones en las líneas de producción de la troncal norte. ....	57
Figura 20. Holdup y velocidades de líquido y gas en la tubería de 6",8" y 10". ....	58
Figura 21. Holdup y velocidades de líquido y gas en la tubería de 6",8" y 10" de la troncal norte.....	58
Figura 22. Análisis de ajuste de la troncal norte.....	59
Figura 23. Troncal central. ....	60
Figura 24. Presiones en las dos líneas de producción de la troncal central. ....	61
Figura 25. Holdup y velocidades de líquido y gas en la tubería de 6" y 4" de la troncal central. ....	62
Figura 26. Análisis de ajuste de la troncal central. ....	63
Figura 27. Troncal central. ....	64
Figura 28. Presiones en las dos líneas de producción de la troncal sur. ....	65
Figura 29. Holdup y velocidades de líquido y gas en las tres tuberías de 6" de la troncal sur.....	66
Figura 30. Análisis de ajuste del cluster 1 de la troncal sur.....	67
Figura 31. Análisis de ajuste del cluster 3 de la troncal sur.....	68
Figura 32. Líneas independientes de CYC-1 y CYC-3.....	68
Figura 33. Presiones en las líneas independientes.....	70
Figura 34. Holdup y velocidades de líquido y gas en las tres tuberías de 6" de la troncal sur.....	71
Figura 35. Troncal norte con inclusión del pozo CYC-31 y modificación de CYC-12. ....	72

Figura 36. Línea independiente de CYC-1 con la inclusión de CYC-32 y 33  
produciendo por la línea de 6". .....74

Figura 37. Línea independiente de CYC-1 con la inclusión de CYC-32 y 33  
produciendo por la línea de 6" y 4". .....75

## RESUMEN EN ESPAÑOL

**TITULO:** EVALUACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DEL SISTEMA INTEGRADO DE PRODUCCIÓN DE UN CAMPO COLOMBIANO MEDIANTE EL USO DE LA TÉCNICA DE ANÁLISIS NODAL\*.

**AUTORES:** JOHN ALEXANDER LEON PABON\*\*

**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, para identificar algunas restricciones que afectan la producción de crudo en todo el sistema. El objetivo es determinar en qué puntos se presentan esas restricciones al flujo analizando desde el comportamiento de producción del pozo por medio de las pruebas de producción como del sistema de recolección, donde se ha evidenciado la precipitación de scale y esto ha ocasionado taponamiento de las líneas, de la misma manera poder determinar la capacidad máxima de flujo de cada una de las troncales para evaluar la incorporación de nuevos pozos en el sistema y de esta manera poder construir nuevas líneas dado el caso de que las líneas estén a su máxima capacidad de flujo. Se realiza un análisis de sensibilidad a diferentes parámetros operacionales como presiones en cabeza de pozo, flujo de líneas, patrones de flujo y velocidades erosionales para determinar cuáles son los puntos críticos de todo el sistema.

Con los resultados obtenidos se pudo identificar la capacidad máxima de cada troncal, la troncal norte puede manejar un caudal máximo de 21,9 KBFPD, la troncal central un caudal de 14 KBFPD y la troncal sur un caudal de 12 KBFPD, debido a este análisis se recomienda evaluar la ubicación de los nuevos pozos para no generar sobrepresiones en el sistema. También se identifica los puntos críticos donde se precipita el scale generando taponamiento de las líneas, por lo que se recomienda realizar limpieza mecánica de las líneas o el reemplazo del tramo de la línea si la obstrucción es muy grande.

---

\* Trabajo de grado.

\*\* Facultad de Físico-Químicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Especialización en producción de Hidrocarburos. Director Olga Patricia Ortiz Cancino, Ph.D en ingeniería de procesos, especialidad ingeniería de petróleos.

## RESUMEN EN INGLÉS

**TITLE:** EVALUATION OF THE PRODUCTIVITY OF THE INTEGRATED PRODUCTION SYSTEM OF A COLOMBIAN FIELD THROUGH THE USE OF THE NODAL ANALYSIS TECHNIQUE\*.

**AUTHORS:** JOHN ALEXANDER LEON PABON\*\*.

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

This research presents the results of modeling the productivity of an integrated production system, to identify some restrictions that affect me the production of crude throughout the system. The objective is to determine in which points there are restrictions to the flow analyzing the production behavior of the well by means of the production tests as of the collection system, where the precipitation of the scale has been evidenced causing the packing of the lines , in the same way to determine the maximum flow capacity of each of the main lines to evaluate the incorporation of new wells in the system and thus be able to build new lines if the lines are at their maximum flow capacity . A sensitivity analysis is made to different operational parameters such as well head pressures, line flow, flow patterns and erosional velocities to determine which the critical points of the entire system are.

With the obtained results it was possible to identify the maximum capacity of each main line, meaning that the northern can handle a maximum flow of 21.9 KBFPD, the central 14 KBFPD and the southern 12 KBFPD, due to this analysis is recommended to evaluate the location of the new wells in order to do not generate overpressures in the system. The analysis of the results also identifies the critical points where the scale is precipitated generating plugging of the lines; it is recommended to do a mechanical clean or replace the section of the line if the obstruction is very large.

---

\* Bachelor Thesis.

\*\* Physicochemical Engineering College. Petroleum Engineering School Specialization in Hydrocarbon production. Advisor: Olga Patricia Ortiz Cancino, Ph.D in process engineering, petroleum engineering specs.

## 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 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, generando pérdidas de presión en las líneas de transporte que por ende disminuyen así la productividad del pozo.

Debido al cambio de las condiciones iniciales del campo de estudio se vio la posibilidad de emplear una alternativa que cuantificara y fuese capaz de predecir dichas pérdidas de presión con el fin de maximizar la productividad de sus pozos al ponerlos en condiciones óptimas y que sean económicamente rentables. Una solución es la implementación de una técnica ampliamente usada en la industria del petróleo, esta técnica es el análisis nodal en fondo de pozo y líneas de producción, que básicamente consiste en determinar el comportamiento actual y predecir IPR's futuros de un pozo productor de hidrocarburos dividiendo el sistema

de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión, así como gasto de los fluidos producidos y de esta manera poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento, además, con el ajuste de los pozos a condiciones reales se pueden modelar la líneas de producción a las condiciones actuales. Esto es posible mediante la determinación de restricciones al flujo, velocidad crítica del fluido y perfiles de presión para así cuantificar su impacto sobre la capacidad de producción del sistema por medio del software especializado, el cual permite estudiar las características de producción desde el fondo del pozo hasta el sistema de recolección obteniendo resultados con bajo porcentaje de error.

Como resultado de este análisis se entregará un completo estudio del sistema actual de producción del campo y con esto, dar solución a los problemas presentes, así como conocer el comportamiento actual y predecir un posible comportamiento en la caída de presión en el sistema de producción y poder implementar las medidas correctas para su optimización.

## **1. ANTECEDENTES.**

### **1.1 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 confiabilidad 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 Electrosumergibles, 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 el separador de producción<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> BEGGS, Dale. Production optimization using nodal analysis. Oil and gas Consultants International Inc. Tulsa, Oklahoma. 1991.

## **1.2 ANÁLISIS NODAL.**

**1.2.1 Generalidades del análisis nodal<sup>2</sup>.** El análisis nodal de un sistema de producción, realizado en forma sistemática, permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, y consiste en dividir este sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión, así como gasto de los fluidos producidos, y de esta manera, poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento. Como resultado de este análisis se obtiene generalmente un incremento en la producción y el mejoramiento de la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor, pero cuando se trata de un pozo nuevo, permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador, y línea de descarga por el cual debe fluir dicho pozo, así como predecir su comportamiento de flujo y presión para diferentes condiciones de operación.

En el análisis nodal se evalúa un sistema de producción dividiéndole en tres componentes básicos:

1. Flujo a través de un medio poroso en el yacimiento, considerando el daño ocasionado por lodos de perforación y cemento.

---

<sup>2</sup> Cristian Norberto Plata Mantilla, 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, facultad de fisicoquímica, Universidad industrial de Santander, Bucaramanga, 2016

2. Flujo a través de la tubería vertical en la sarta de producción, considerando cualquier posible restricción como empacamientos, válvulas de seguridad y estranguladores de fondo.
3. Flujo a través de la tubería horizontal en la línea de descarga, considerando el manejo de estranguladores en superficie.

Para predecir el comportamiento del sistema, se calcula la caída de presión en cada componente. Este procedimiento comprende la asignación de nodos en varias de las posiciones claves dentro del sistema. Entonces, variando los gastos y empleando el método y correlación de flujo multifásico que se considere adecuado dependiendo de las características de los fluidos, se calcula la caída de presión entre dos nodos, ver figura 1.

Los objetivos del análisis se pueden observar a continuación:

1. Determinar el caudal de aceite o gas al cual producirá el pozo, considerando la geometría del pozo y las limitaciones del completamiento.
2. Determinar las condiciones de flujo bajo el cual el pozo podría disminuir la producción.
3. Seleccionar el un tiempo apropiado para el cambio e instalación de un sistema de levantamiento artificial

4. Optimizar el sistema para producir una tasa de flujo que haga el proceso más económico y rentable.
5. Evaluar cada uno de los componentes del sistema de producción, verificando cuales están originando restricciones de flujo.
6. Conceder al personal de ingenieros y de operaciones un rápido reconocimiento de alternativas que generen un incremento en la producción diaria.

En el procedimiento del análisis nodal todos los componentes aguas arriba (upstream) del nodo comprenden la sección de entrada (inflow). Mientras la sección que se ubica a la salida (outflow) consiste generalmente en los conjuntos de componentes aguas abajo (downstream) del nodo. Deben estar disponibles para cada componente del sistema una relación entre la tasa de producción y la caída de presión.

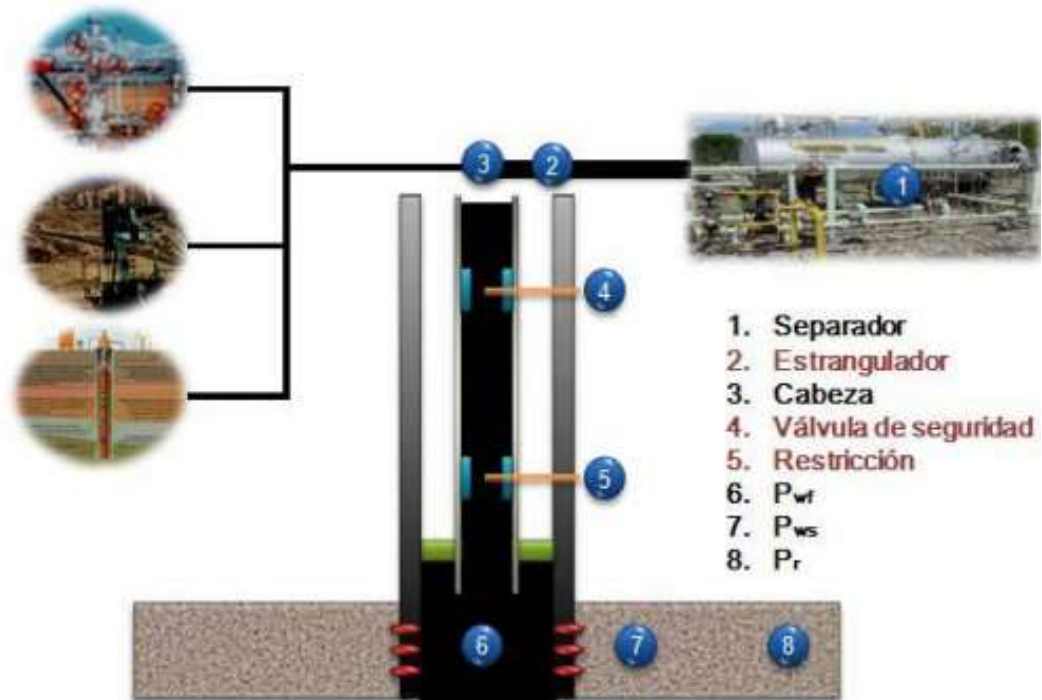
El caudal de flujo a través del sistema puede calcularse una vez se cuente con los siguientes requerimientos mínimos<sup>3</sup>:

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.

---

<sup>3</sup> Production optimization using Nodal Analysis. B.D. 2013.

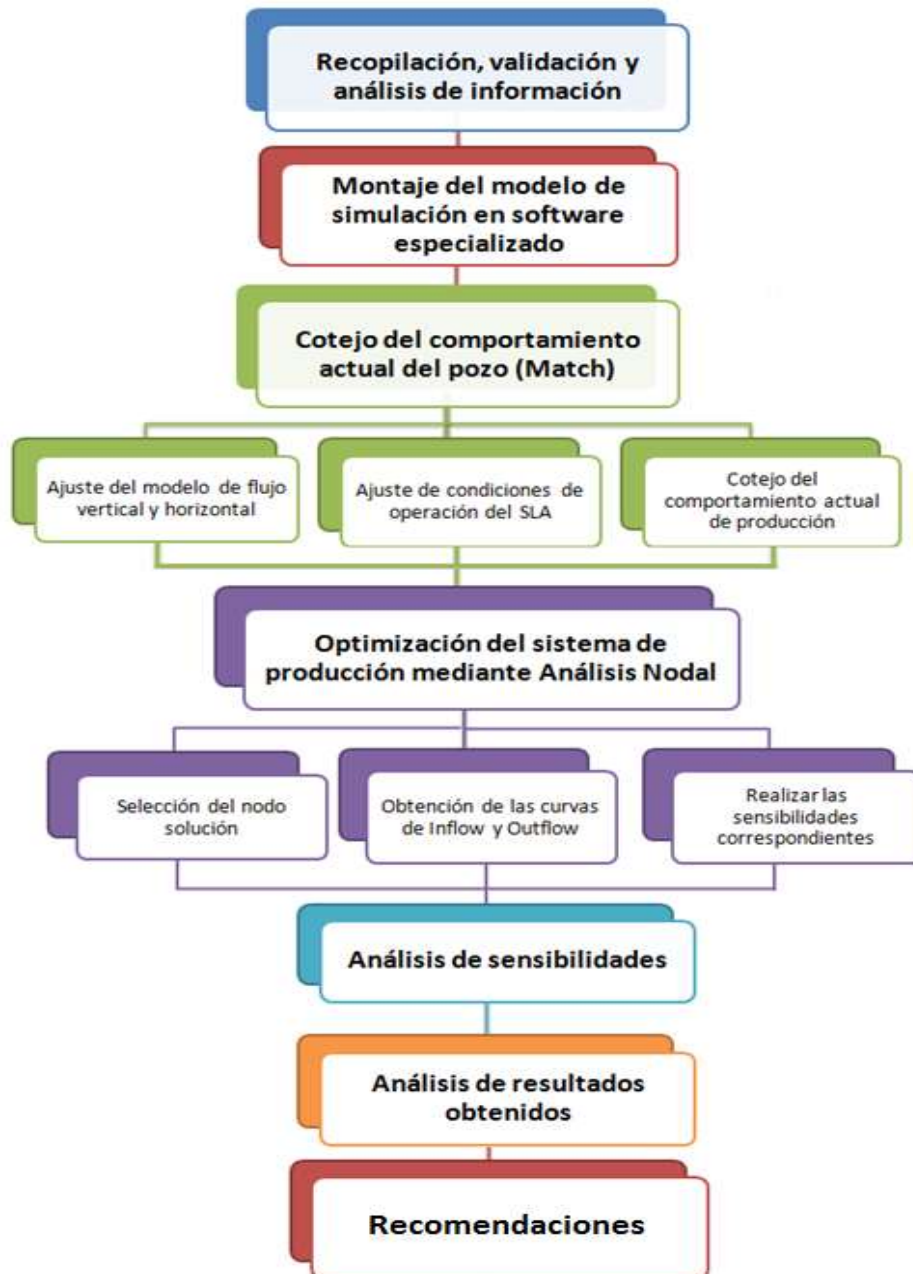
**Figura 1.** Localización de varios nodos.



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

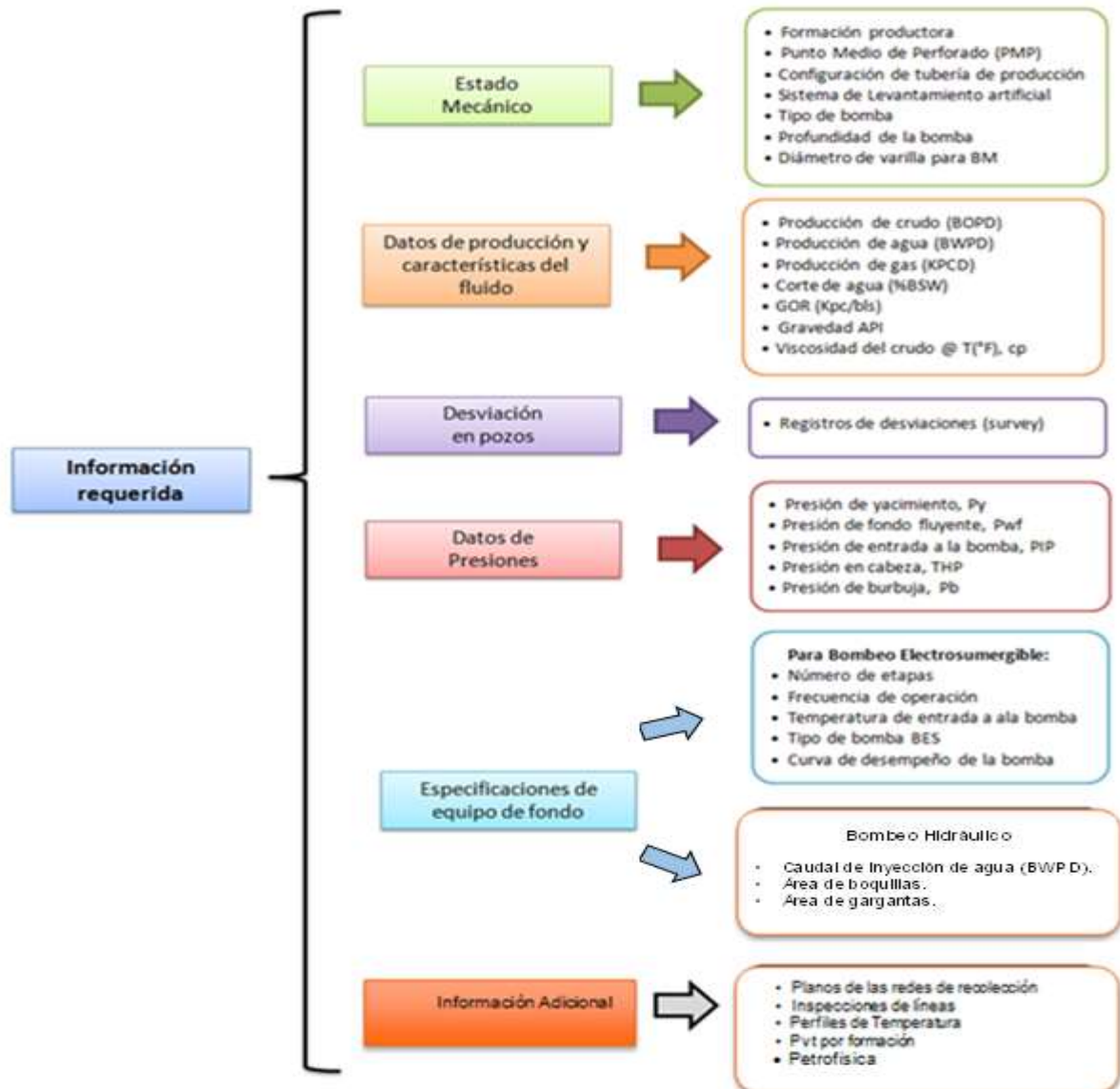
**1.2.2 Metodología para análisis nodal.** Para el desarrollo del modelamiento numérico implementando la técnica de análisis nodal se hace necesario implementar esta metodología para garantizar resultados representativos y que sirvan para la toma de decisiones, ver figura 2.

**Figura 2.** Metodología de modelamiento numérico.



**1.2.3 Información requerida para realizar un análisis nodal.** En la figura 3 se resume la información requerida para llevar a cabo la optimización de la producción usando la técnica de análisis nodal.

**Figura 3.** Información requerida para realizar el modelamiento numérico.



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.

Lo más recomendable para realizar un análisis nodal representativo es que se cuente con la mayor información actualizada del campo en estudio, ya que los resultados dependen de la calidad de los datos obtenidos.

### **1.3 DESARROLLO DE ANALISIS NODAL.**

El campo de estudio tiene tres troncales de recolección (Norte, Centro y Sur) cuenta 21 pozos ubicados en Cluster y 2 dos pozos independientes con sistema de levantamiento artificial bombeo electrosumergible y bombeo hidráulico; cuenta con una estación de recolección y tiene una producción aproximada de 45.000 barriles de fluido total por día. Es bastante importante resaltar que los pozos están ubicados por cluster; 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.

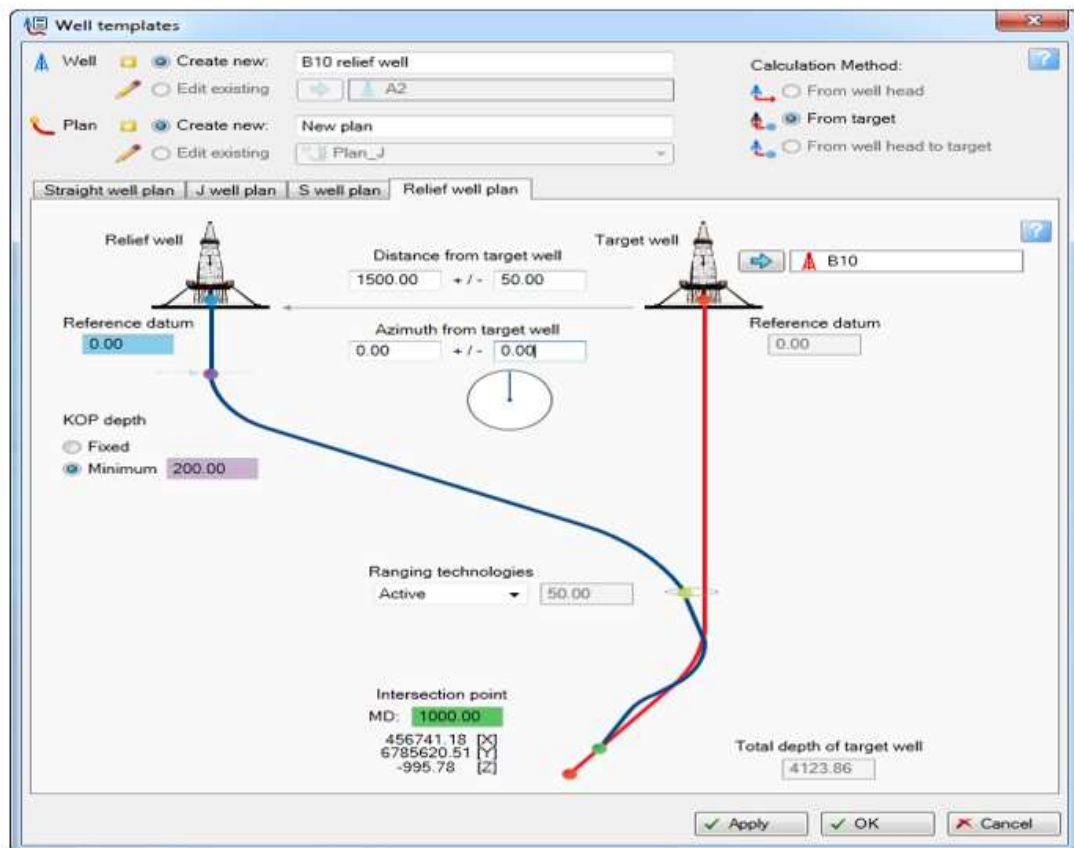
Para el desarrollo del análisis nodal es de gran importancia contar con la información anteriormente mencionada para obtener excelentes resultados. Los datos son suministrados por la compañía que opera el campo, ya que ella realiza una serie de operaciones para la adquisición de datos y así llevar un control de cada uno de sus campos. 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 para comprender el comportamiento y hallar el potencial de cada pozo 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.

**1.3.1 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 proceso<sup>4</sup>, en las figuras 4 y 5 se observa el modelo de pozo y su perfil de presión a través de todo el sistema de producción.

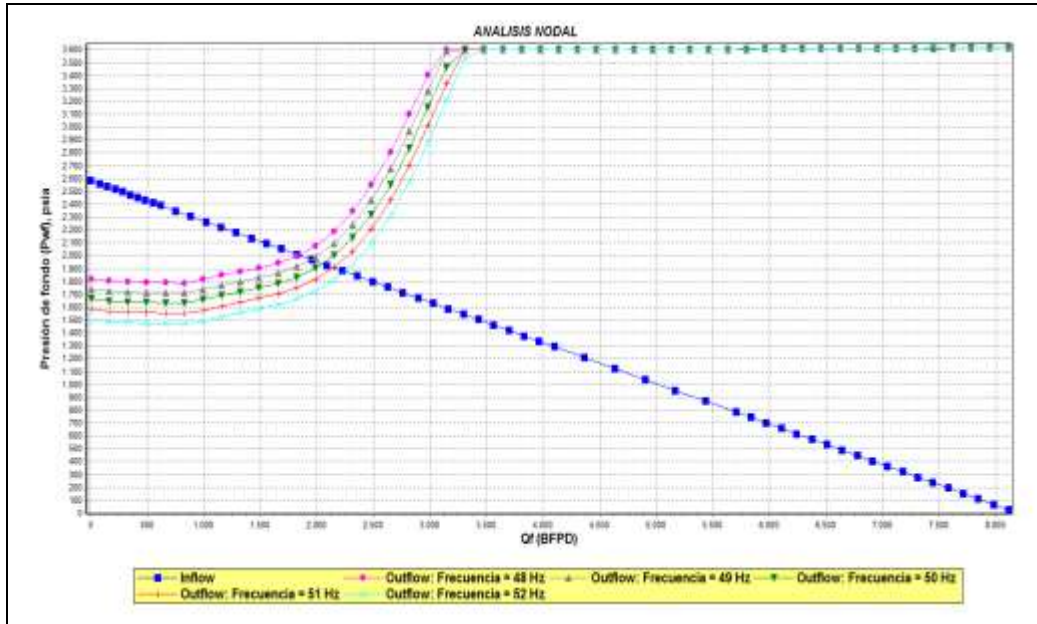
**Figura 4.** Sistema de pozo.



**Fuente:** Prosper and Gap, IPM 2018.

<sup>4</sup> MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la producción mediante análisis nodal. WORKSHOP INTERNATIONAL. 2008. Lima, Peru. ESP Oil International Training Group.

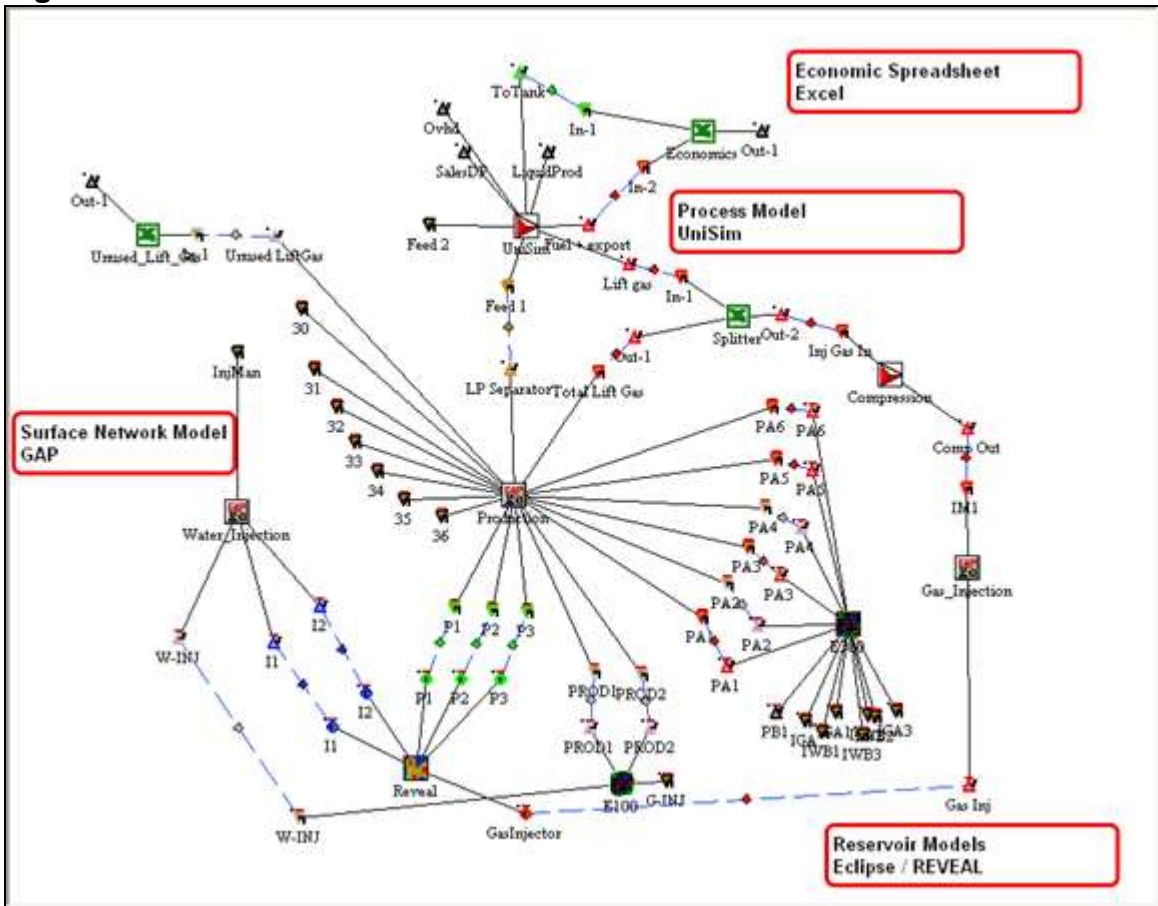
**Figura 5.** Sensibilidad en la frecuencia de la bomba.



**Fuente:** Prosper and Gap, IPM 2018.

**1.3.2 Análisis nodal para sistema de recolección de fluidos.** El análisis nodal para un sistema de recolección es de gran importancia, ya que ayuda a determinar algunos problemas posibles como taponamiento de las líneas, desgaste debido a las velocidades de los fluidos, restricciones en el sistema por sobrepresión, canalizaciones de los fluidos, diámetros de las tuberías, capacidades máximas de flujo y otros parámetros los cuales, si son determinados a tiempo, se puede optimizar la producción del campo, ver figura 6.

**Figura 6.** Sistema de recolección.



**Fuente:** Prosper and Gap, IPM 2018.

#### 1.4 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS.

Para un fluido compuesto de más de una fase, su objetivo primordial consiste en estimar la presión que requiere el fondo de pozo ( $P_{wf}$ ) para el transporte de la tasa de producción hasta las estaciones de recolección en superficie. Es preciso un estudio para buscar diseños viables desde el punto de vista operacional y económico para un desarrollo óptimo de la producción.

**1.4.1 Patrones de flujo.** En el flujo bifásico dos clases de fases, gaseosa y líquida, están distribuidas en las líneas de producción de muchas formas, las cuales difieren en la distribución espacial de la interface generando perfiles de velocidad y de hold up.

Los patrones de flujo en sistemas bifásico dependen de<sup>5</sup>:

- Conceptos operacionales como tasas de flujo de aceite, agua gas.
- Variables de diseño como el diámetro de la tubería y ángulo inclinación de la misma.
- Las propiedades físicas de las dos fases como densidad, viscosidad y tensión superficial de líquido y gas.

La determinación de un patrón, es generalmente muy importante debido a las variables de diseño como lo son la caída de presión y el hold up dependen del patrón.

**1.4.2 Patrones de flujo multifásico en tuberías horizontales.** Los patrones de flujo se clasifican de la siguiente manera:

- **Flujo Estratificado:** Ocurre principalmente a tasas bajas de gas y de líquido separadas por gravedad donde la fase líquida tiende a fluir al fondo de la

---

<sup>5</sup> BOHORQUEZ, Ferney; GÓMEZ, Claudia, Optimización del sistema de recolección de crudo pesado y extrapesado del campo Chichimene, 2010.

tubería, mientras que la fase gaseosa se dirige al tope, ver figura 7. Se puede dividir en<sup>6</sup>:

- **Estratificado Suave:** este fenómeno ocurre en la interfase gas-líquido.
- **Estratificado ondulante:** ocurre a caudales de gas altos, generando ondas estables que en su mayoría se forman sobre la interfase.

**Figura 7.** Patrón de flujo estratificado.



**Fuente:** MARQUEZ, Ricardo. Análisis Nodal del Sistema de Producción, Nivel Básico 2008.

**Flujo intermitente:** Es caracterizado por flujo alternado del líquido y gas, los cuales llenan el área transversal de la tubería, separado por bolsillos de gas, los cuales tienen una película líquida estratificada fluyendo en el fondo de la tubería, ver figura 8. En algunas ocasiones se presenta de dos maneras, una formando un tapón de líquido donde las ondulaciones generadas por la alta velocidad del gas llegan a la parte superior de la tubería o también por el tapón de gas<sup>7</sup>.

---

<sup>6</sup> ORTIZ, Jennifer; JIMENEZ, Edith, Optimización de la producción de un clúster de crudo extrapesado del campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal, 2011.

<sup>7</sup> MAGGIOLO R, Optimización de la producción mediante análisis nodal, 2008.

**Figura 8.** Flujo intermitente.



**Fuente:** MARQUEZ, Ricardo. Análisis Nodal del Sistema de Producción, Nivel Básico 2008.

**Flujo Anular:** Este fenómeno de flujo ocurre a altos caudales de gas, la fase gaseosa fluye en el centro a alta velocidad, lo cual podría arrastrar gotas de líquido. En el fondo se genera una película más gruesa que al tope dependiendo de las magnitudes de los caudales de gas y líquido<sup>8</sup>, ver figura 9.

**Figura 9.** Patrón de Flujo Anular.



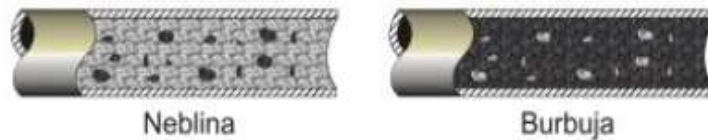
**Fuente:** MARQUEZ, Ricardo. Análisis Nodal del Sistema de Producción, Nivel Básico 2008.

**Burbujas Dispersas:** Generalmente ocurre a muy altas tasas de flujo de líquido, las dos fases continúan juntas, una entre la otra, mientras que la gaseosa tiende a dispersarse en forma de burbujas discretas, estos patrones son llamados burbuja.

---

<sup>8</sup> ORTIZ, Jennifer; JIMENEZ, Edith, Optimización de la producción de un clúster de crudo extrapesado del campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal, 2011.

**Figura 10.** Patrón de Burbujas Dispersas.



**Fuente:** MARQUEZ, Ricardo. Análisis Nodal del Sistema de Producción, Nivel Básico 2008.

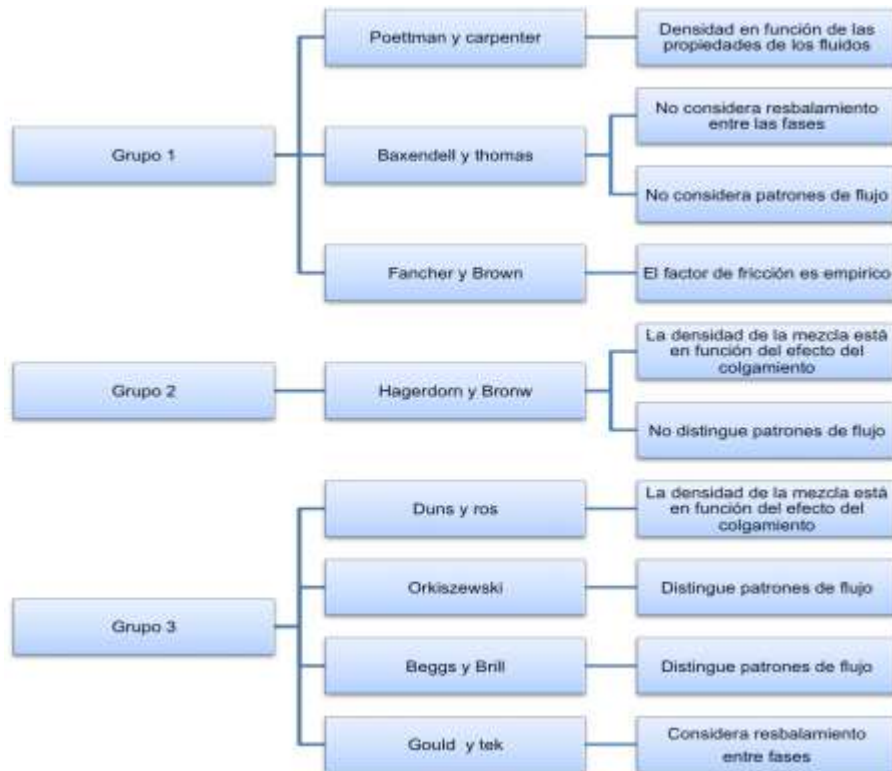
**1.4.3 Descripción de las correlaciones de flujo multifásico en tubería.** Las distintas correlaciones existentes para el cálculo del gradiente de presión con flujo multifásico se clasifican en tres tipos, ver figura 11:

**Grupo I:** No se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se obtiene en función de propiedades corregidas por presión y temperatura. Las pérdidas por fricción y los efectos del deslizamiento se expresan por el medio de un factor de fricción correlacionado empíricamente. No se distinguen patrones de flujo. Dentro de este tipo, están incluidos los métodos de Poettaman y Carpenter, Fancher y Brown, y Baxendell y Thomas.

**Grupo II:** Se toma en cuenta el resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se calcula utilizando el concepto de deslizamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades combinadas del gas y líquido. No se distinguen patrones de flujo. El método de Hagedorn y Brown se encuentra dentro de este tipo de correlaciones.

**Grupo III:** Se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se determina mediante el deslizamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades del fluido en la fase continua. Se distinguen diferentes correlaciones de flujo, entre ellas: Duns & Ros, Orkiszweski, Aziz & colaboradores, Chierici & colaboradores, y Beggs & Brill.

**Figura 11.** Correlaciones de flujo multifásico en tubería.

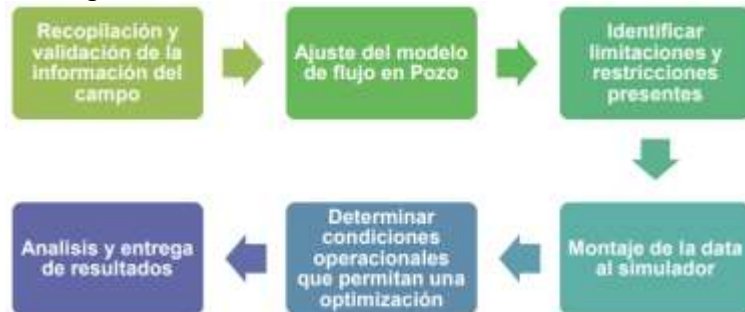


**Fuente:** Patrones de flujo, instituto tecnológico superior.

## 2. METODOLOGIA.

Para lograr una mejora en la producción del campo, se plantea seguir la siguiente metodología de trabajo, con el fin de tomar en cuenta todos los aspectos necesarios en el desarrollo del proyecto, ver figura 12.

**Figura 12.** Metodología.



**Fuente:** Cristian Norberto Plata Mantilla, Evaluación de diferentes escenarios para la optimización del sistema de producción del campo san roque por medio de la técnica de análisis nodal.

### 2.1 RECOPIACIÓN 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.

**Curvas de eficiencia de las bombas 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.

**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.

## **2.2 PARAMETROS DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.**

La información suministrada, es cargada al software, incluyendo todos los datos de un sistema de levantamiento electrosumergible (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.

### **2.3 DATOS RECOLECTADOS.**

A continuación, se presentan los datos recolectados para el ajuste del sistema de la troncal de producción:

**2.3.1 Caracterización del fluido.** La caracterización de fluido es parte esencial en el ajuste del pozo; 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 seleccionadas de acuerdo a las propiedades del fluido.

En la Tabla 1 se muestra las propiedades del fluido de la formación Caballo para realizar el ajuste del modelo de fluidos en el simulador del pozo CYC-3.

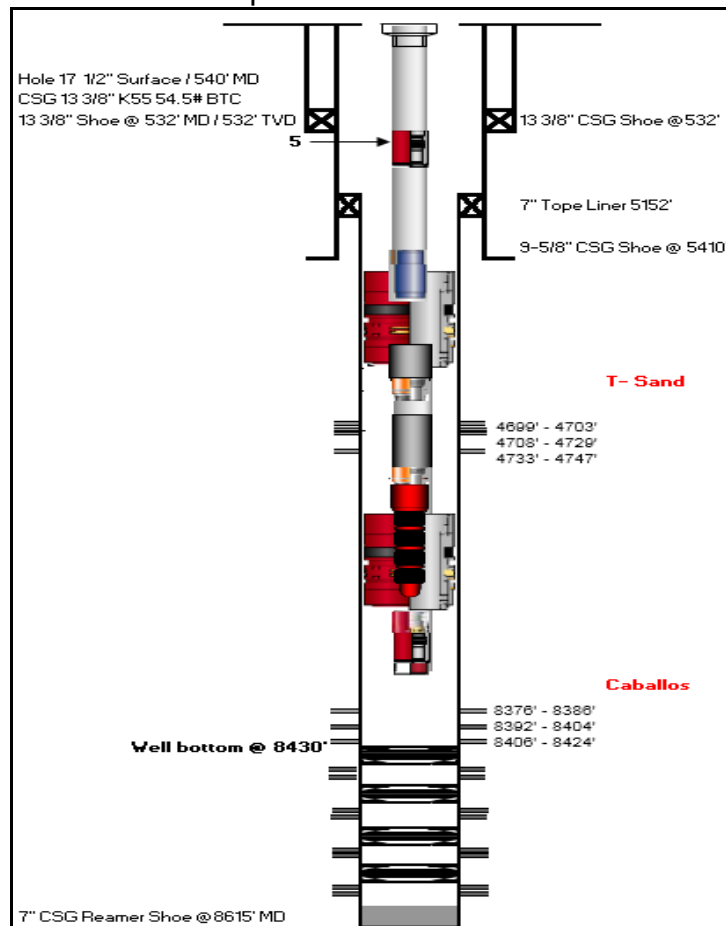
**Tabla 1.** Propiedades del fluido Formación Caballos.

Temperatura 205 F			API	30.5
PRESION (PSIG)	GOR (SCF/BBL)	FACTOR VOLUMETRICO	VISCOSIDAD (Cp)	
5000		1.085	2.291	
4000		1.092	2.135	
3426		1.096	2.045	P. yacimiento
3000		1.099	1.979	
2000		1.107	1.822	
1000		1.116	1.666	
500		1.120	1.588	
342	92	1.122	1.563	P. burbuja
220	73	1.114	1.710	
120	49	1.100	1.826	

**Fuente:** Reportes de producción del campo, Marzo 2018.

**2.3.2 Descripción del estado mecánico.** El CYC-3 es un pozo productor del campo, el cual aporta los fluidos de la formación CABALLO. Este pozo se encuentra completado con casing de 13 3/8", 9 5/8", liner de 7" y con tubing de producción de 3 1/2"; tiene una trayectoria vertical, con una profundidad media de perforaciones PMP de 8400 ft y un intervalo cañoneado de 48 ft. El pozo actualmente opera con un sistema de levantamiento artificial por ESP a una profundidad de 7772.73 ft, el SLA es una bomba FLEX 47 de 159 etapas, además tiene separador de gas, tiene una zona aislada (T Sand) por medio de empaques, ver Figura 13.

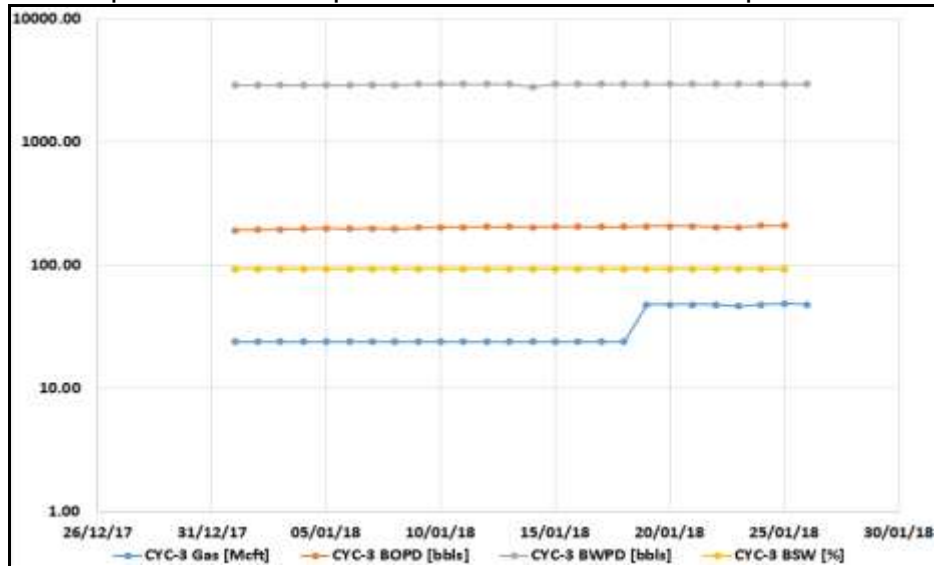
**Figura 13.** Estado mecánico del pozo.



**Fuente:** Reportes de producción del campo, marzo 2018.

**2.3.3 Resumen de producción.** A continuación, se muestra el comportamiento de producción de fluido, crudo, % S&W y el GOR del pozo CYC-3, ver Figura 14.

**Figura 14.** Comportamiento de producción de los fluidos del pozo.



**Fuente:** Reportes de producción del campo, marzo 2018.

**2.3.4 Datos de prueba de producción.** Se realiza una discretización de los últimos días de producción para observar la tendencia, y asegurar que el último día de producción está acorde a la tendencia, ver tablas 2, 3, 4 y 5.

**Tabla 2.** Variables operacionales del pozo de la prueba de producción.

<b>Presión de Yacimiento</b>	2200 psig
<b>Temperatura de Yacimiento</b>	205 °F

SALINIDAD (PPM)	GOR	GAS (MCFT)	BOPD (BBLs)	BWPD (BBLs)	BSW (%)		
923	232.60	48.00	206.36	2930.32	93.42		
WHP	WHT	HZ	PIP	SLA	MARCA	BOMBA ESP	NUMERO DE ETAPAS
82.00	164.00	58.50	264.00	ESP	CENTRIL IFT	FLEX-47	159

**Fuente:** Reportes de producción del campo, marzo 2018.

**Tabla 3.** Datos de prueba de producción acumulada.

DATOS GLOBALES DE PRODUCCION DEL CAMPO	
CAUDAL DE FLUIDO [bbls]	43357
CAUDAL DE GAS [Mcft]	2027
CAUDAL DE ACEITE	8985
CAUDAL DE AGUA	34372

**Fuente:** Reportes de producción del campo, marzo 2018.

**Tabla 4.** Datos de producción por troncales.

TRONCAL SUR				
Grupo	Pozo	Gas [Mcft]	BOPD [bbls]	BWPD [bbls]
CLUSTER 1	CYC-13	12	284.1	1286.3
	CYC-18D	0	290.1	1496.5
	CYC-19D	164	541.2	2.9
	CYC-31	0	336.8	823.2
CLUSTER 2	CYC-28H	108	113.1	0.6
	CYC-9	3	84.3	0.3
CLUSTER 3	CYC-8	54	649.1	1125.3
	CYC-25	120	529.5	1320.2
	CYC-21	24	157.1	448.2
	CYC-20	30	163.5	1747.2
TOTAL	10	515	3148.8	8250.6
LINEA INDEPENDIENTE				
Grupo	Pozo	Gas [Mcft]	BOPD [bbls]	BWPD [bbls]
	CYC-3	206	932.8	5356.7
TRONCAL NORTE				
Grupo	Pozo	Gas [Mcft]	BOPD [bbls]	BWPD [bbls]
CLUSTER 4	GRY-1	62	180.1	225.7
	CYC-11	360	1420.4	6528.6
	CYC-12	24	169.9	1452.5
TOTAL	3	446	1770.5	8206.8
LINEA INDEPENDIENTE				
Grupo	Pozo	Gas [Mcft]	BOPD [bbls]	BWPD [bbls]
	CYC-1	206	932.8	5356.7
TRONCAL CENTRAL				
Grupo	Pozo	Gas [Mcft]	BOPD [bbls]	BWPD [bbls]
CLUSTER 5	CYC-2	120	107.5	0.6
	CYC-26D	276	607.6	2199.1
	CYC-4	96	829.7	541.1
	CYC-24	199	370.8	4671.8
	CYC-16D	120	293.3	1451.4
	CYC-22	24	75.6	1558
TOTAL	6	835	2285	10422

**Fuente:** Reportes de producción del campo, marzo 2018.

**Tabla 5.** Datos de presiones por pozo.

<b>POZOS</b>	<b>PRESION DE PRUEBA DE PRODUCCION (PSI)</b>	<b>PRESION EN LA LINEA DE PRODUCCION(PSI)</b>
CYC-1	100	100
CYC-2	126	130
CYC-3	90	90
CYC-4	100	105
CYC-8	67	70
CYC-9	90	94
CYC-11	110	135
CYC-12	150	160
CYC-13	90	120
CYC-16D	56	68
CYC-18D	110	120
CYC-19D	108	120
CYC-20	96	100
CYC-21	110	110
CYC-22	80	90
CYC-24	106	110
CYC-25	66	75
CYC-26D	80	125
CYC-28H	90	95
CYC-31	112	120
GRY-1	90	130

**Fuente:** Reportes de producción del campo, marzo 2018.

### 3. AJUSTE DE LOS MODELOS DE POZO Y SISTEMA DE RECOLECCION DEL CAMPO.

#### 3.1 MODELAMIENTO A NIVEL DE POZO.

Para realizar el modelamiento del pozo es necesario validar la información del comportamiento del pozo y realizar el cargue de dicha información en el simulador, ver figura 15.

**Figura 15.** Información de pozo cargada en el simulador.



**Fuente:** Prosper and Gap, IPM 2018.

### **3.2 CALIBRACIÓN MODELO (INDICE DE PRODUCTIVIDAD).**

Antes de realizar el análisis nodal del pozo CYC-3, en donde se analizará la influencia en la producción que tienen algunas variables importantes del sistema (frecuencia en la bomba y presión en cabeza), primero se debe calibrar el modelo en PROSPER, es decir, calcular el valor del índice de productividad (J), que represente de mejor manera el comportamiento del pozo en términos de producción.

Por otro lado, se deben escoger las mejores correlaciones de flujo multifásico en tubería vertical y las correlaciones de las propiedades PVT del crudo, que representen de manera más aproximada el flujo de aceite y agua desde el yacimiento hasta superficie.

El procedimiento para identificar las correlaciones más apropiadas para el modelo se base en la técnica de prueba y error. Se calcula para cada correlación el índice de productividad y se modela el sistema buscando el mejor ajuste posible, comparando los datos de salida del simulador con los datos reales de la prueba. A continuación, se presenta los resultados durante la calibración y validación del modelo.

Las siguientes fueron las correlaciones utilizadas en la simulación:

Correlación de flujo multifario en tubería vertical: **Duns and Ross Modified**

Correlación de Pb, Rs, Bo: **Glaso**

Correlación para la viscosidad del aceite: **Bergman - Sutton**

Modelo IPR: **Well IP**

Escogidas las correlaciones más adecuadas en el simulador, se calculó el índice de productividad con los datos de la prueba de producción. Los resultados se presentan en la siguiente tabla 6:

**Tabla 6.** Resultados de la prueba de producción.

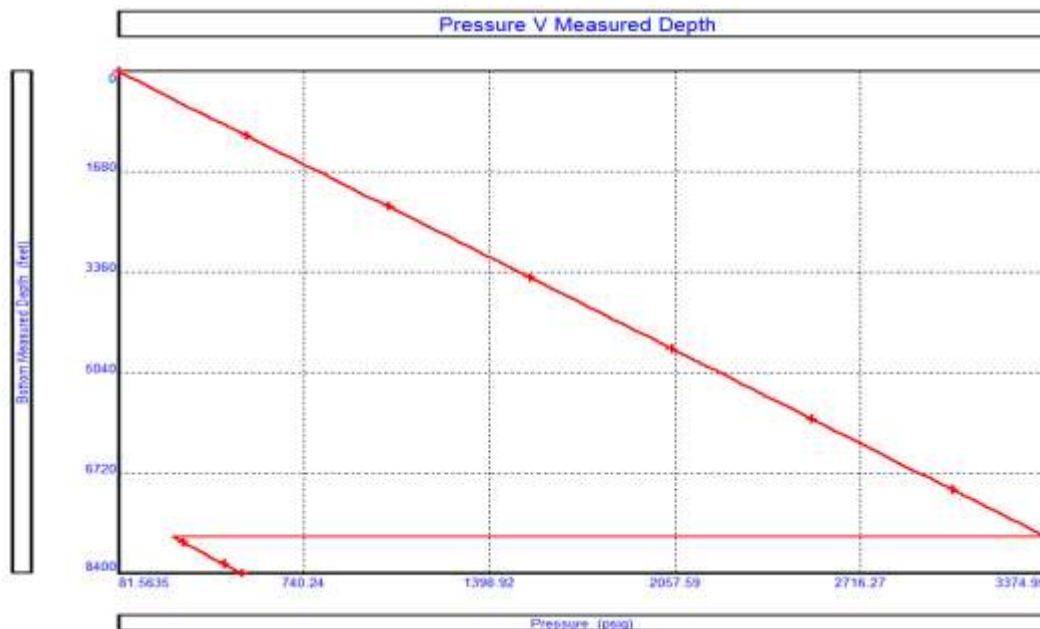
Fecha	Datos de la prueba							Datos del Simulador PIPESIM
	Qf (STB/d)	WHP (psia)	WHT (°F)	PIP (psia)	Frecuencia (Hz)	GOR (scf/STB)	Bsw (%)	IP (STB/d/psi)
26/01/2018	3136.6	82	163.57	263.65	58.5	232.6	93.42	<b>1.877</b>

**Fuente:** Reportes de producción del campo, marzo 2018.

Se concluye que el índice de productividad combinado que mejor caracteriza las formaciones Caballo es **J = 1.877 STB/d/psi**.

A continuación, se presentan los resultados del pozo CYC-3, ver figura 16.

**Figura 16.** Perfil de elevación vs presión del pozo con bomba electrosumergible.



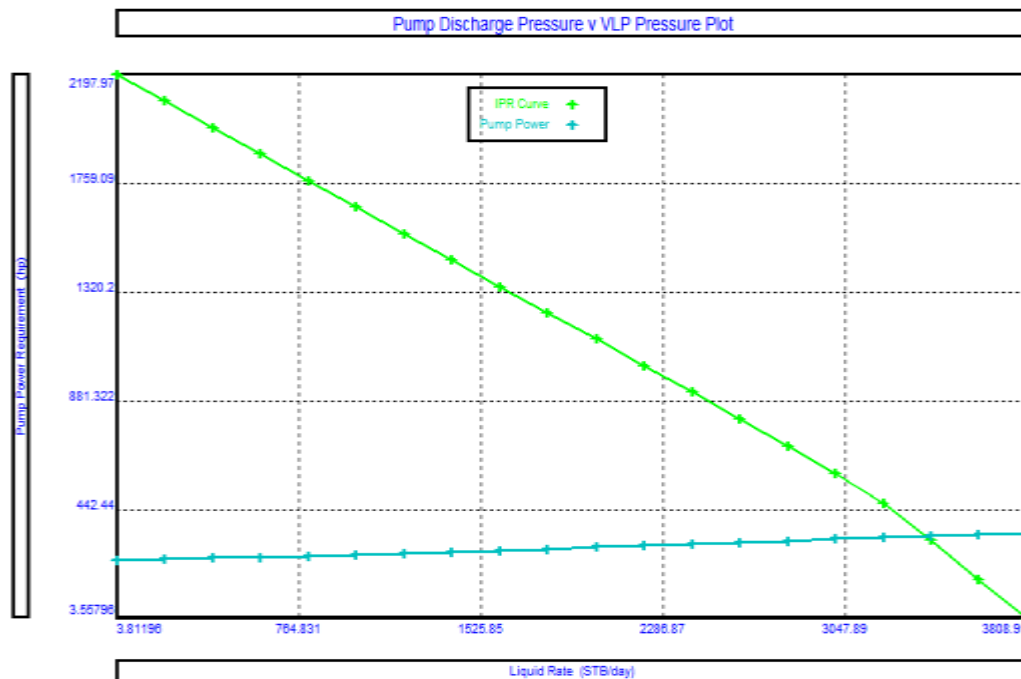
**Fuente:** Prosper and Gap, IPM 2018.

Una vez instalada la bomba electrosumergible en el pozo, el crudo puede fluir a través de la tubería y llegar a superficie (Elevación = 0 ft) con un caudal de  $Q_f = 3136.6$  BFPD. Esto se debe al aporte de energía en forma de presión que suministra la bomba.

Para este pozo el fluido entra a la bomba con una presión  $P_{\text{entrada}} = 263.65$  psi y sale con una presión de descarga  $P_{\text{descarga}} = 3375.96$  psi, como se observa en la figura 16.

La presión de fondo fluvente del pozo bajo estas condiciones es  $P_{wf} = 526$  psi y la presión en cabeza es  $WHP = 82$  psi.

**Figura 17.** Perfil de elevación vs Temperatura del pozo con bomba electrosumergible.



**Fuente:** Prosper and Gap, IPM 2018.

La capacidad de producción del pozo con la bomba electrosumergible depende de la profundidad donde se coloque la bomba y de la capacidad de bombeo de la misma. Su función es succionar el fluido calculando la presión fluvente en el fondo del pozo ( $\downarrow P_{wf}$ ), logrando conciliar la demanda de fluidos (curva outflow), con la capacidad de aporte de fluidos del yacimiento (curva inflow).

En la figura 17 se observa que la curva de demanda de energía ha disminuido debido al trabajo de la bomba e intercepta la curva de energía del yacimiento. En este punto se obtiene la capacidad de producción del pozo y la presión de fondo fluyendo. Para el pozo CYC-3 se tiene un caudal de producción de **Qf = 3136.6 BFPD** y una presión de fondo fluyente de **Pwf = 526 psi**.

El potencial de producción del pozo también se puede obtener del análisis nodal, y corresponde al caudal de producción total (agua y petróleo), que de acuerdo a la curva de energía del pozo (IP), se obtendría cuando la presión de fondo fluyendo a la profundidad media de las perforaciones es igual a cero. Para este caso se tiene un **AOFP** (potencial de flujo abierto absoluto).

En la tabla 7 se observan los resultados del modelamiento de una prueba de producción real versus la producción real de cada pozo, la cual consiste en ajustar sus parámetros operacionales para poder representar un comportamiento real de los mismos.

**Tabla 7.** Resultados de prueba de producción VS simulación de pozo.

POZOS	PRUEBA DE PRODUCCION				SIMULACION DE POZOS				DESVIACION			
	LIQUIDO (BBLs)	GAS (MFT3)	ACEITE (BBLs)	AGUA (BBLs)	LIQUIDO (BBLs)	GAS (MFT3)	ACEITE (BBLs)	AGUA (BBLs)	LIQUIDO (BBLs)	GAS (MFT3)	ACEITE (BBLs)	AGUA (BBLs)
CYC-1	6289.5	206	932.84	5356.68	6289.4	206	932.85	5356.59	0.1	0.0	0.0	0.1
CYC-2	108.1	120	107.49	0.57	108.1	120	108.1	0	0.0	0.0	-0.6	0.6
CYC-3	3072.3	36	200.48	2871.84	3071.8	36	200.43	2871.35	0.5	0.0	0.0	0.5
CYC-4	1370.8	96	829.7	541.1	1370.8	96	829.7	541.13	0.0	0.0	0.0	0.0
CYC-8	1774.4	54	649.1	1125.3	1774.4	54	649.11	1125.25	0.1	0.0	0.0	0.0
CYC-9	84.6	3	84.33	0.26	84.6	3	84.61	0	0.0	0.0	-0.3	0.3
CYC-11	7949.0	360	1420.41	6528.60	7949.0	360	1420.4	6528.57	0.0	0.0	0.0	0.0
CYC-12	1678.4	17	174.30	1504.10	1678.4	17	174.29	1504.07	-0.0	0.0	0.0	0.0
CYC-13	1570.4	12	284.08	1286.28	1570.4	12	284.08	1286.3	0.0	0.0	0.0	0.0
CYC-16D	1744.7	120	293.33	1451.41	1744.8	120	293.34	1451.5	-0.1	0.0	0.0	-0.1
CYC-18D	1786.6	0	290.1	1496.5	1786.6	0	290.08	1496.51	-0.0	0.0	0.0	0.0
CYC-19D	544.0	164	541.2	2.9	544.1	164	544.08	0	-0.1	0.0	-2.9	2.9
CYC-20	1910.7	30	163.5	1747.2	1910.7	30	163.51	1747.18	0.0	0.0	0.0	0.0
CYC-21	605.3	24	157.1	448.2	605.3	24	157.13	448.16	0.1	0.0	0.0	0.1
CYC-22	1633.6	24	75.6	1558.0	1633.6	24	75.63	1557.98	0.0	0.0	0.0	0.0
CYC-24	5042.6	199	370.8	4671.8	5042.6	199	370.83	4671.78	0.0	0.0	0.0	0.0
CYC-25	2058.9	116	573.6	1485.3	2058.9	116	573.56	1485.33	0.0	0.0	0.0	0.0
CYC-26D	2453.9	276	1207.3	1246.6	2453.8	275	1207.27	1246.53	0.1	1.0	0.0	0.0
CYC-28H	113.7	108	113.1	0.6	113.7	108	113.67	0	0.0	0.0	-0.6	0.6
CYC-31	1160.0	0	336.80	823.20	1160.1	0	336.82	823.24	-0.1	0.0	0.0	0.0
GRY-1	405.8	62	180.1	225.7	405.8	62	180.1	225.69	0.1	0.0	0.0	0.0
TOTAL	43357.4	2027.0	8985.3	34372.1	43356.8	2026.0	8989.6	34367.2	0.6	1.0	-4.3	4.9

### 3.3 AJUSTE DEL SISTEMA DEL SISTEMA DE RECOLECCION.

La información suministrada del sistema de recolección, fue cargada al software Gap, incluyendo todos los datos de la tubería, presiones de cabeza de pozo, niveles de las líneas de producción y presiones en los manifold.

Antes de realizar el ajuste del sistema de recolección de producción se verifica que los pozos cargados al módulo Gap tuvieran la misma producción ajustada que en el módulo Prosper, para realizar esta verificación se modela cada pozo con un

separador a condiciones de presión de cabeza de prueba de producción para verificar que la producción sea acorde a la realidad.

Las correlaciones utilizadas para el modelamiento del fluido en las troncales de recolección fueron:

- **Viscosidad del aceite:** Beat et al.
- **Punto de burbuja,  $R_s$  y  $B_o$ :** Lasater.
- **Viscosidad del gas:** Lee et al.
- **Correlación de flujo horizontal:** Beggs and Brill.

Las correlaciones utilizadas para el modelamiento de la troncal de fluido fueron las mismas utilizadas para el modelamiento de la mayoría de los pozos en el módulo Prosper, las propiedades de los fluidos se cargaron automáticamente al pasar los pozos del módulo Prosper a Gap con su respectivo ajuste de PVT por pozo.

El ajuste del modelo se realiza mediante la iteración del factor de fricción en la tubería, correlación de flujo horizontal, emulsiones de agua – aceite, esta opción se utiliza para líneas de producción con corte de agua mayor a 60%, los valores utilizados se dejaron por defecto, otro método fue la disminución del diámetro interno de tubería de producción.

Tras realizar el ajuste de las troncales se compararon los datos arrojados por la simulación vs los datos reales de producción, con la finalidad obtener el porcentaje de desviación, como se observa en la tabla 8; la desviación obtenida promedio fue menor al 10% por lo cual la simulación es representativa, este porcentaje se utiliza debido a que la producción es dinámica (ver tabla 9).

**Tabla 8.** Resultado de la simulación de la línea de producción.

<b>RESULTADOS DE LA SUMULACION DE LA RED DE PRODUCCION</b>				
<b>SEPARADOR</b>	<b>BOPD</b>	<b>BWPD</b>	<b>BFPD</b>	<b>MFt3</b>
<b>TRONCAL NORTE</b>	1751	8158.5	9909.5	441
<b>TRONCAL SUR</b>	3171.6	8368.8	11540.2	506
<b>TRONCAL CENTRAL</b>	2779.8	8854.1	11633.8	634
<b>CYC-1</b>	933	5357.3	6290	206
<b>CYC-3</b>	200.3	2870	3070	41
<b>TOTAL</b>	<b>8835.7</b>	<b>33608.7</b>	<b>42443.5</b>	<b>1828</b>

**Tabla 9.** Resultado de la simulación de la línea de producción vs resultados reales.

<b>FECHA</b>	<b>BOPD [bbbls]</b>	<b>DES. [%]</b>	<b>BWPD [bbbls]</b>	<b>DES. [%]</b>	<b>BFPD [bbbls]</b>	<b>DES. [%]</b>	<b>Gas [Mcft]</b>	<b>DES. [%]</b>
3/12/2018	8098.9	-9.1	31949.0	-5.2	44381.01	4.4	1949	6.21
3/13/2018	7938.3	-11.3	31514.5	-6.6	44027.02	3.6	1923	4.93
3/14/2018	7996.6	-10.5	31318.1	-7.3	44117.01	3.8	1969	7.16
3/15/2018	8093.5	-9.2	31330.0	-7.3	45012.02	5.7	1955	6.48
3/16/2018	8130.6	-8.7	33386.9	-0.7	45657.02	7.0	1988	8.06
3/17/2018	8176.5	-8.1	35456.5	5.2	46020.02	7.8	2008	8.96
3/18/2018	8386.1	-5.4	36031.9	6.7	46764.01	9.2	2016	9.32
3/19/2018	8217.4	-7.5	35839.0	6.2	46097.02	7.9	1973	7.33
3/20/2018	8501.2	-3.9	36863.7	8.8	46220.01	8.2	2023	9.66
3/21/2018	8371.7	-5.5	36530.1	8.0	46341.02	8.4	2016	9.31
3/22/2018	8349.7	-5.8	36940.6	9.0	46530.01	8.8	2018	9.43
3/23/2018	8416.0	-5.0	37084.1	9.4	46443.01	8.6	2016	9.33
<b>PROMEDIO</b>	<b>8223.1</b>	<b>-7.5</b>	<b>34520.4</b>	<b>2.6</b>	<b>45634.1</b>	<b>7.0</b>	<b>1987.8</b>	<b>8.04</b>

Se puede observar en las Tabla 10, el ajuste de los pozos, comparando los datos reales vs simulados, arroja como resultado en barriles una diferencia en caudal de

4.9 barriles y en porcentaje de desviación este valor es menor a 1, por lo cual la simulación es válida, debido a que el porcentaje de desviación es menor a 5.

**Tabla 10.** Resultados de cargue de información del módulo Prosper a Gap.

<i>POZO</i>	<i>CAUDAL [BFPD]</i>	<i>DESVIACIÓN [BFPD]</i>	<i>DESVIACIÓN [%]</i>
CYC-1	6289.5	0.9	< 1
CYC-2	108.1	1.7	< 1
CYC-3	3071.8	2.7	< 1
CYC-4	1370.8	1	< 1
CYC-8	1774.4	0.9	< 1
CYC-9	84.6	0.3	< 1
CYC-11	7949	0	< 1
CYC-12	1622.4	0.8	< 1
CYC-13	1570.4	0.2	< 1
CYC-16D	1744.7	0.2	< 1
CYC-18D	1786.6	1.2	< 1
CYC-19D	544	3.3	< 1
CYC-20	1910.7	2.8	< 1
CYC-21	605.3	0.2	< 1
CYC-22	1633.6	1.4	< 1
CYC-24	5042.6	2.2	< 1
CYC-25	1849.7	1.2	< 1
CYC-26D	2806.8	0.8	< 1
CYC-28H	113.7	1.3	< 1
CYC-31	1160	0.9	< 1
GRY-1	405.8	1.2	< 1

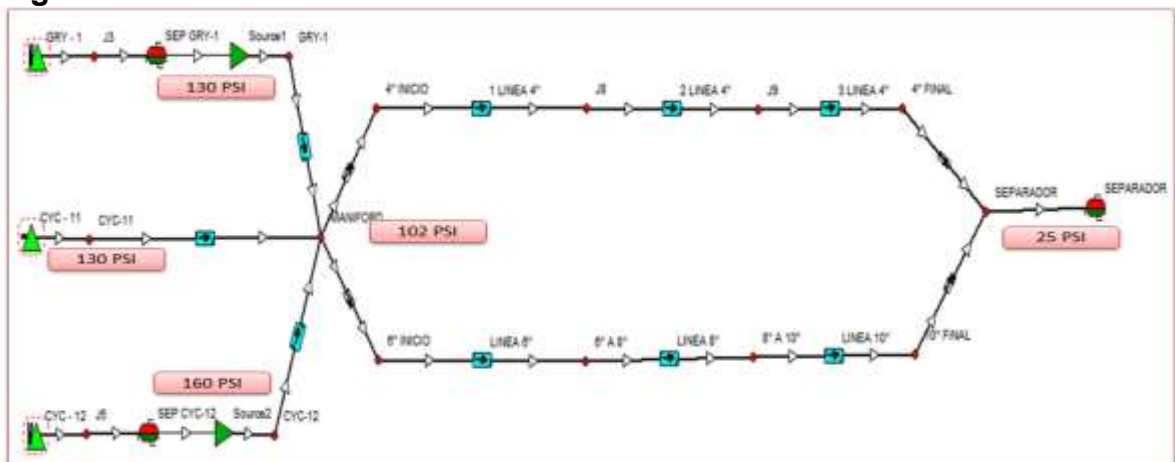
## 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL MODELAMIENTO INTEGRADO DE LAS TRONCALES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO.

### 4.1 ANÁLISIS DE AJUSTE Y COMPORTAMIENTO DE TRONCALES.

Se presenta a continuación el modelamiento de las troncales de recolección y sus respectivas sensibilidades para identificar las restricciones presentes y de esta forma plantear recomendaciones para su optimización.

**4.1.1 Trocal norte.** La troncal norte se encuentra conformada por tres pozos productores, que son CYC11 con sistema de levantamiento artificial electrosumergible, GRAY 1 y CYC12 con bombeo hidráulico; cuenta dos líneas de producción mixta una de 6",8",10" y otra de 4".

**Figura 18.** Troncal norte.



**Fuente:** Prosper and Gap, IPM 2018.

Como se observa en la figura 18, se presentan las presiones de líneas; con la cual se calibra el modelo de simulación.

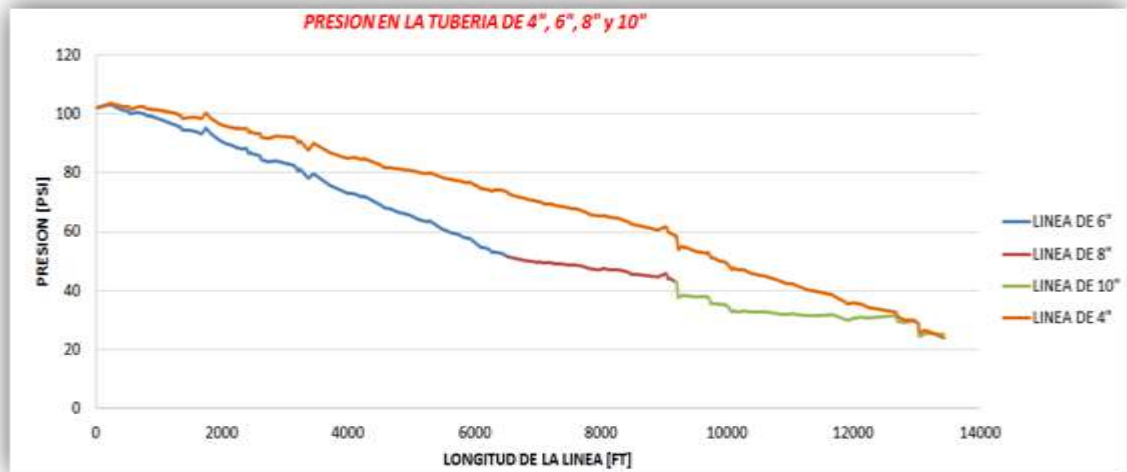
A continuación, se presenta en la tabla 11, las presiones de ajuste obtenidas en la simulación vs las presiones reales reportadas en cada nodo; obteniendo una desviación menor al 1%.

**Tabla 11.** Presiones simuladas vs presiones reales troncal norte.

NODOS	P. REAL	P. SIMULADA	% DESVIACION
GRY-1	130	130	0.00
CYC-11	130	129.9	0.08
CYC-12	160	160	0.00
MANIFORD	102	102.06	0.06

La caída de presión en la línea, se representa en la figura 19; con una caída de presión desde el manifold al separador de 77.06 psi. La caída de presión es más leve en la línea de 4", debido a que esta línea es uniforme en su diámetro desde el manifold al separador, a diferencia de la otra línea de producción, que presenta 3 cambios de diámetro; de menor a mayor; produciendo mayores caídas de presión en cada tramo, en los resultados obtenidos se observa que el fluido transportado presenta un régimen de flujo intermitente.

**Figura 19.** Presiones en las líneas de producción de la troncal norte.



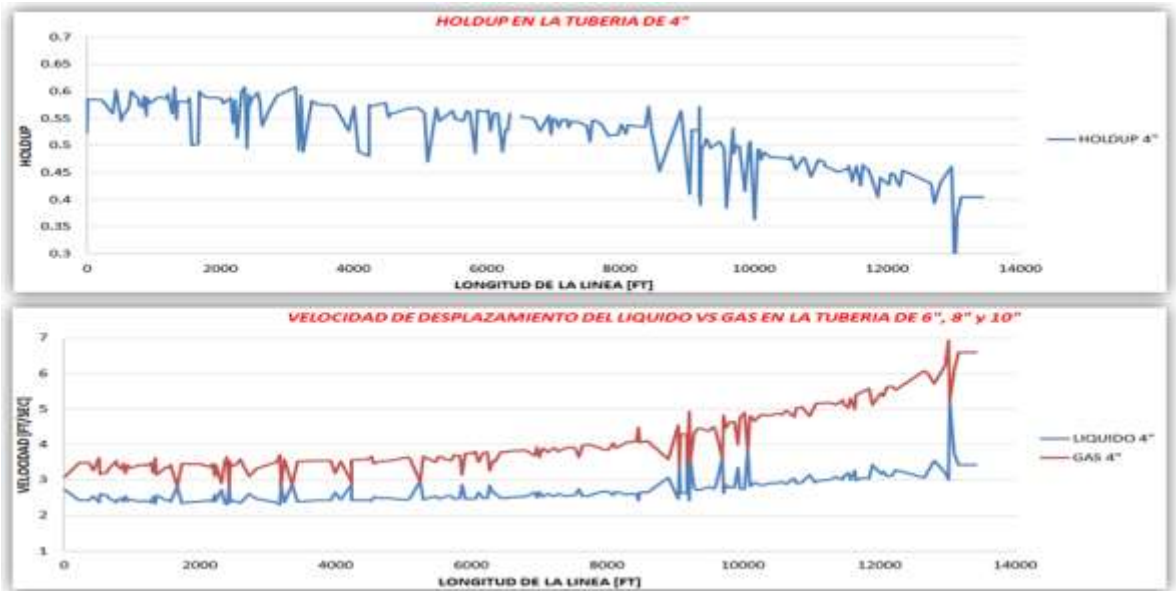
El flujo intermitente se puede observar en la figura 20, donde se representa el holdup a través de toda la longitud de la tubería, este parámetro representa la fracción volumétrica que ocupa el líquido; la gráfica demostró que se presentan bolsas de gas, las cuales obstruyen el flujo de los fluidos debido a que las velocidades de los fluidos (gas y líquido) se alternan a través de toda la longitud de la línea, siendo cada vez mayor la velocidad del gas que la del líquido, ocasionado por el desprendimiento del gas con respecto al petróleo, por la disminución de la presión a lo largo de la tubería, aumentando la fracción volumétrica del gas.

**Figura 20.** Holdup y velocidades de líquido y gas en la tubería de 6",8" y 10".



El mismo patrón de flujo se presenta en la línea de producción de 4", como se muestra en la Figura 21.

**Figura 21.** Holdup y velocidades de líquido y gas en la tubería de 6",8" y 10" de la troncal norte.

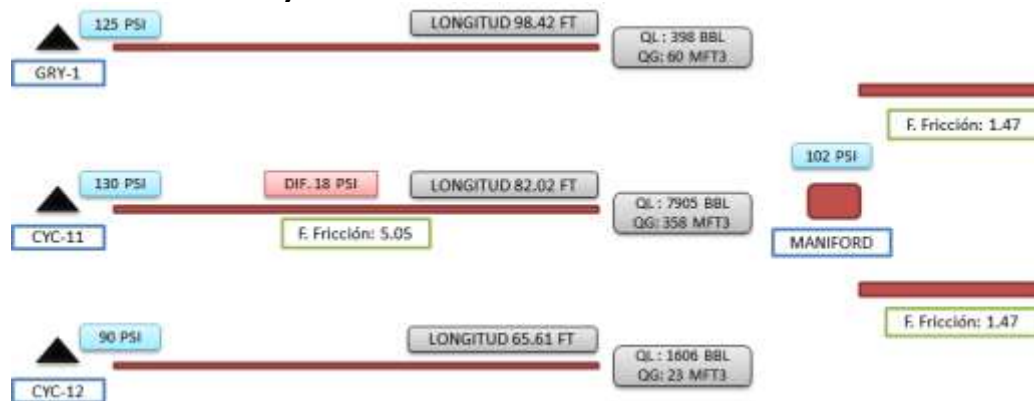


Este patrón de flujo en las líneas de producción, se debe a la cantidad de gas que se transporta en la línea con respecto al líquido (agua –petróleo), esta línea transporta 1751 BODP, 8158 BWPD y de gas 441.000 ft3/D.

Para el ajuste de la troncal norte de recolección, se utiliza la correlación de flujo horizontal de Beggs and Brill, emulsión de agua –petróleo, un factor de fricción para ajustar las presiones de cabeza de pozo y manifold. Éste método se utiliza para el ajuste de todas las troncales; debido a que el fluido transportado es petróleo liviano; el factor de fricción no debería ser alto, pero en algunos tramos de tubería se utilizaron factores de fricción de 5.

En la troncal norte, el mayor factor de fricción se dio en el tramo que va desde la cabeza de pozo CYC-11 al manifold, con un valor de 5.05; lo cual sugiere que hay restricción al flujo en ese tramo, ver figura 22.

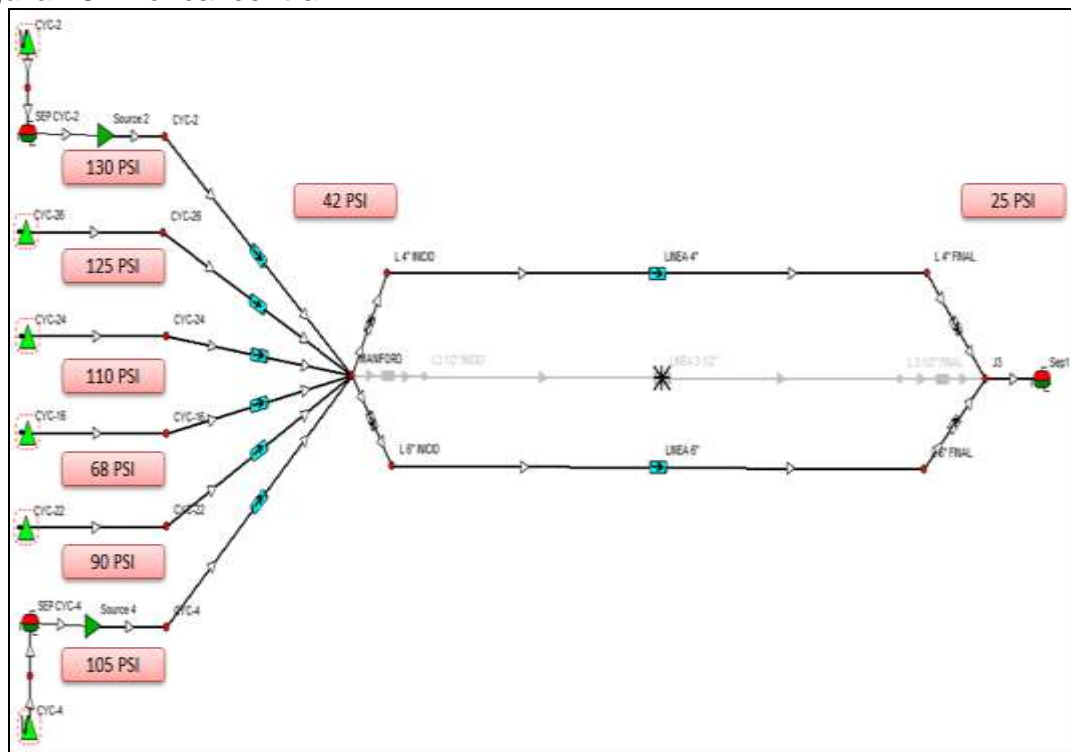
**Figura 22.** Análisis de ajuste de la troncal norte.



**4.1.2 Troncal central.** La troncal central se encuentra conformada por seis pozos productores, que son CYC 26, 24, 16 y 22 con sistema de levantamiento artificial electrosumergible, CYC 2 y 4, con bombeo hidráulico; cuenta con dos líneas de producción; una de 6" y otra de 4", además, de una línea alterna de 3 ½" para prueba de producción de los pozos CYC 16 y 22.

Para el análisis se tuvieron en cuenta las líneas de producción de 6" y 4", debido a que la mayoría del tiempo se encuentra operativas, ver figura 23.

**Figura 23.** Troncal central.



**Fuente:** Prosper and Gap, IPM 2018.

A continuación, se presenta en la tabla 12, las presiones de ajuste obtenidas en la simulación vs las presiones reales reportadas en cada nodo; obteniendo una desviación menor al 3%.

**Tabla 12.** Presiones simuladas vs presiones reales troncal norte.

NODOS	P. REAL	P. SIMULADA	% DESVIACION
CYC-2	130	130	0.00
CYC-26	125	125.07	0.06
CYC-24	110	110.2	0.18
CYC-16	68	68.1	0.15
CYC-22	90	92.14	2.38
CYC-4	105	105	0.00
MANIFOLD	42	41.81	0.45

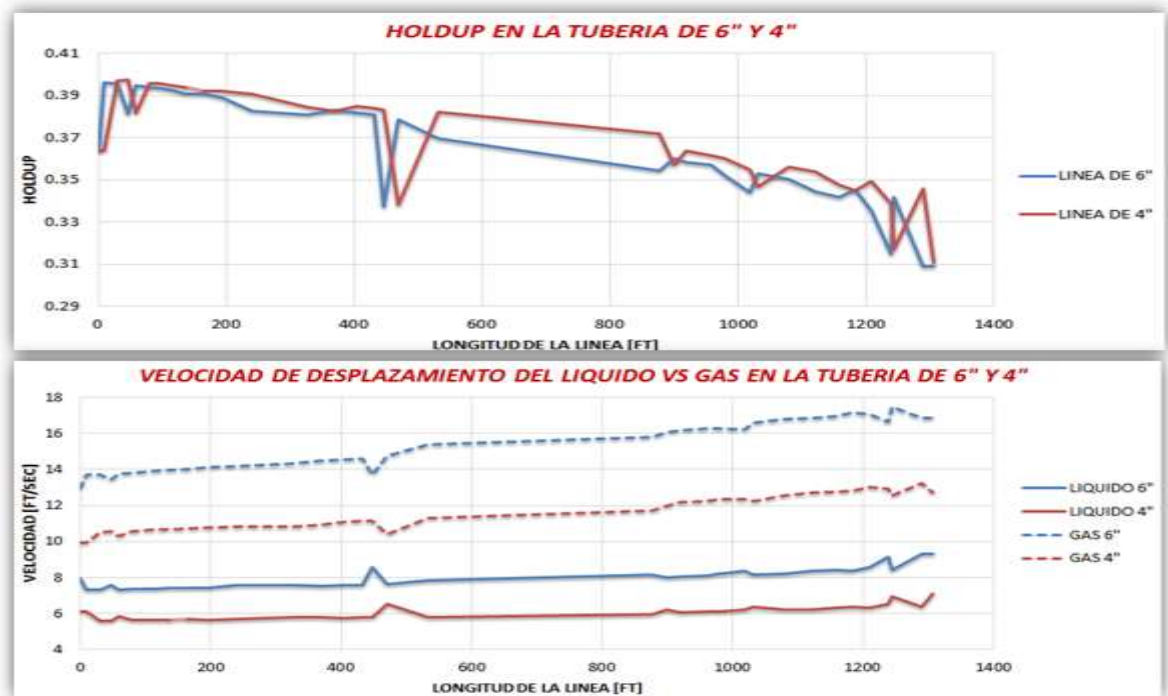
La caída de presión en la línea, se representa en la figura 24; con una caída de presión desde el manifold al separador de 17 psi; la caída de presión tiene el comportamiento parecido en las líneas de 4" y 6", debido a la distribución casi igual en porcentajes de líquidos y gases en las dos líneas; en los resultados obtenidos se observa que el fluido transportado presenta un régimen de flujo intermitente.

**Figura 24.** Presiones en las dos líneas de producción de la troncal central.



El flujo intermitente se puede analizar a través de la figura 25, donde se representa el holdup y las velocidades del líquido y gas de la troncal central. En esta troncal, se presenta las mismas características de flujo que en la troncal norte; diferenciando, que en la troncal analizada se presentan menos bolsas de gas y la velocidad del gas con respecto a la del líquido es mayor.

**Figura 25.** Holdup y velocidades de líquido y gas en la tubería de 6" y 4" de la troncal central.

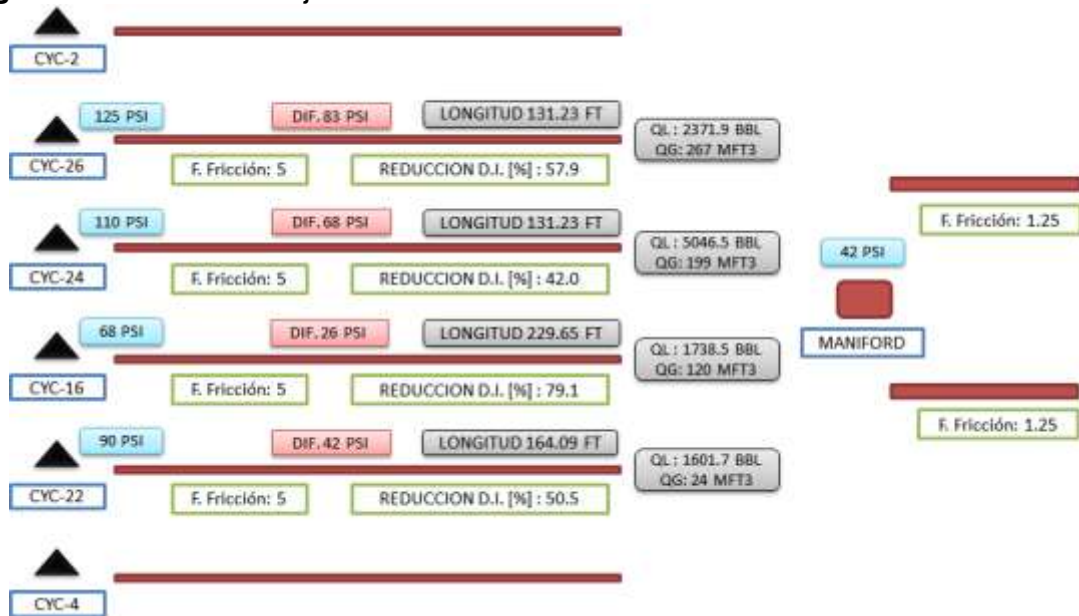


Este patrón de flujo en las líneas de producción, se debe a la cantidad de gas que se transporta en la línea; con respecto al líquido (agua –petróleo); esta línea transporta 2779 BODP, 8854 BWPD y de gas 633.000 ft<sup>3</sup>/D.

Para el ajuste de la troncal central, se utiliza la misma metodología que en el ajuste de la troncal norte.

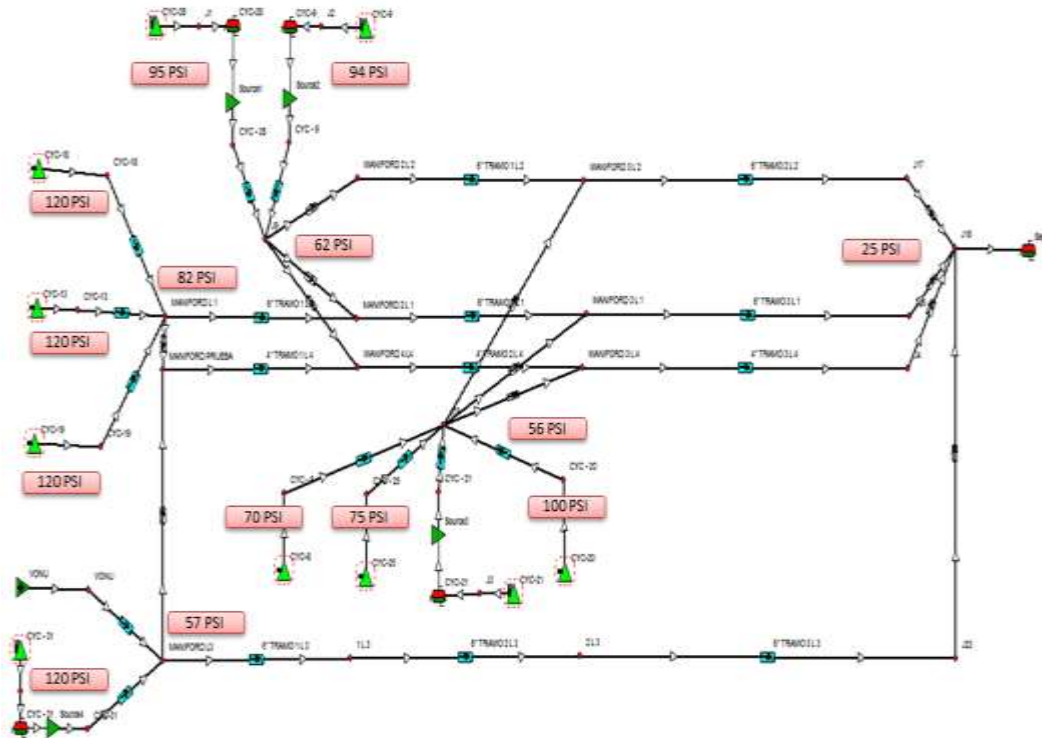
La troncal central, presenta el mayor factor de fricción; se da en el tramo que va desde la cabeza del pozo del CYC-26, 24, 16 y 22 al manifold, con un valor de 5; lo cual sugiere; que hay restricción al flujo en esos tramos, además, se recurrió a disminuir el diámetro interno de la tubería hasta un 79% de los pozos anteriormente mencionados, debido a que la caída de presión es muy grande en una longitud muy corta; como se observa en la figura 26.

**Figura 26.** Análisis de ajuste de la troncal central.



**4.1.3 Troncal sur.** La troncal sur, se encuentra conformada por diez pozos productores que son: CYC 18, 13, 19, 8, 25 y 20 con sistema de levantamiento artificial electrosumergible, CYC 28, 9, 21 y 31 con bombeo hidráulico, la troncal cuenta dos líneas de producción de 6", el pozo CYC 31; produce por una línea independiente de 6", conjunto a lo producido por el pozo VONU, ver figura 27.

**Figura 27.** Troncal sur.



**Fuente:** Prosper and Gap, IPM 2018.

A continuación, se presenta en la tabla 13, las presiones de ajuste obtenidas en la simulación vs las presiones reales reportadas en cada nodo, obteniendo una desviación menor al 1%.

**Tabla 13.** Presiones simuladas vs presiones reales troncal norte.

NODOS	P. REAL	P. SIMULADA	% DESVIACION
CYC-18	120	119.69	0.26
CYC-13	120	119.95	0.04
CYC-19	120	119.99	0.01
MANIFOLD 1	82	81.95	0.06
CYC-28	95	95	0.00
CYC-9	94	94	0.00
MANIFOLD 2	62	62.15	-0.24
CYC-8	70	69.9	0.14
CYC-25	75	74.87	0.17
CYC-21	110	110	0.00
CYC-20	100	100.03	-0.03
MANIFOLD 3	56	55.92	0.14
VONU	59	58.44	0.95
CYC-31	120	120	0.00
MANIFOLD 4	57	56.95	0.09

La caída de presión en las líneas desde el manifold al separador se representa en la figura 28; la línea 1 de 6" recibe fluidos del cluster 1, 2 y 3, teniendo una caída de presión de 57 psi; en cambio; la línea 2 de 6" recibe fluidos del cluster 2 y 3, con una caída de presión de 37 psi; la línea independiente de 6" presenta una caída de presión de 32 psi, en los resultados arrojados se observa, que el fluido transportado presenta un régimen de flujo intermitente y transitorio.

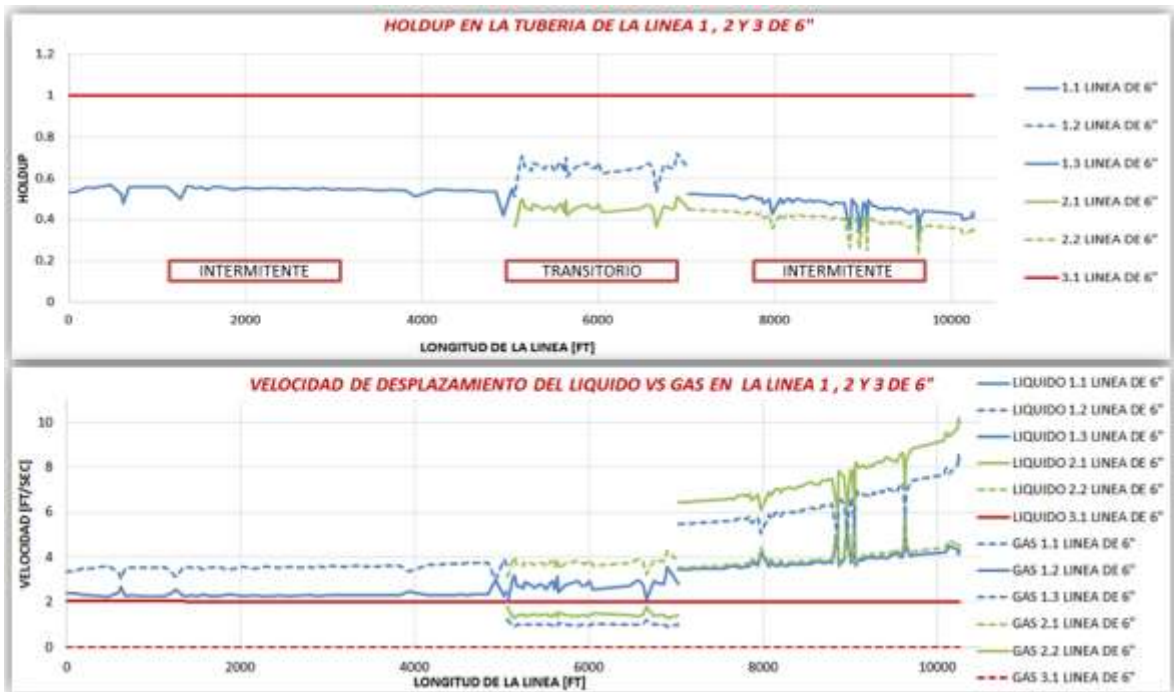
**Figura 28.** Presiones en las dos líneas de producción de la troncal sur.



**Fuente:** Autor.

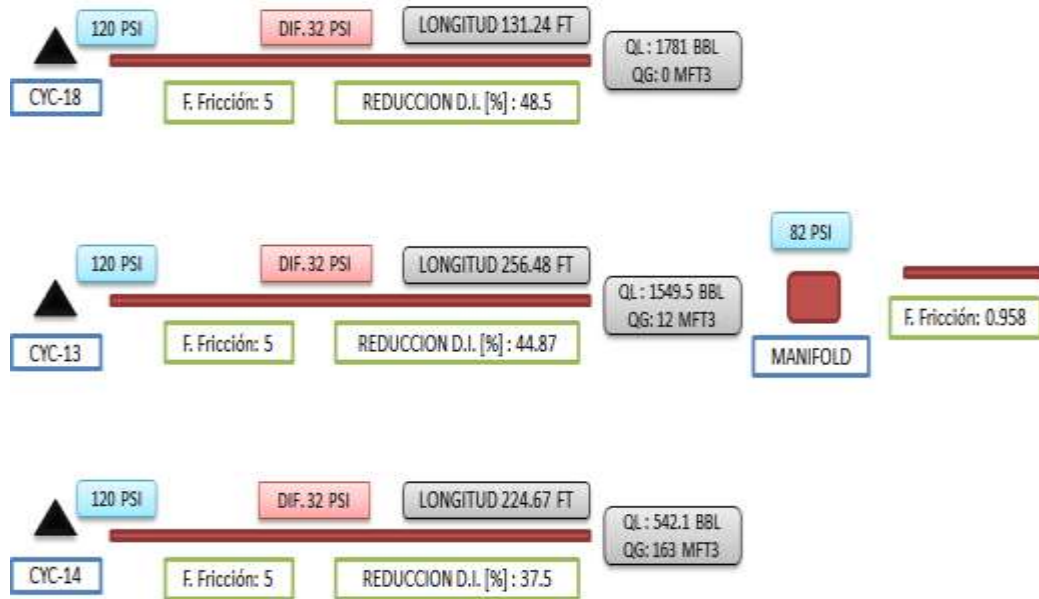
El flujo intermitente y transitorio, se puede analizar a través de la figura 29, donde se representa el holdup y las velocidades del líquido y gas de la troncal central; en la troncal se presenta las mismas características de flujo intermitente que en la tronca norte, pero este régimen de flujo se presenta del cluster 1 al cluster 2, y del cluster 3 al separador; debido a la cantidad de gas transportada del cluster 2 al cluster 3, se presenta régimen de flujo transitorio ocasionado porque el cluster 2 los pozos no producen gas, siendo el gas presente en este tramo el que viene del cluster 1 por una sola línea de 6", se reparte al llegar al cluster 2 en dos líneas de producción de 6".

**Figura 29.** Holdup y velocidades de líquido y gas en las tres tuberías de 6" de la troncal sur.



Para el ajuste de la troncal central, se utiliza la misma metodología que la del ajuste de la troncal norte. La troncal sur presenta el mayor factor de fricción en el cluster 1 y 3; se dio en el tramo que va desde la cabeza del pozo del CYC-18, 13 y 14 del cluster 1 y CYC-8, 25, 21 y 20 del cluster 3, al manifold, con un valor de 5; lo cual sugiere que hay restricción al flujo en esos tramos, además se recurrió a disminuir el diámetro interno de la tubería de los pozos del cluster 1 hasta un 48 % y del cluster 3 hasta un 69.5 %, de los pozos anteriormente mencionados debido a que la caída de presión es muy grande en una longitud muy corta; como se observa en las figuras 30 y 31.

**Figura 30.** Análisis de ajuste del cluster 1 de la troncal sur.



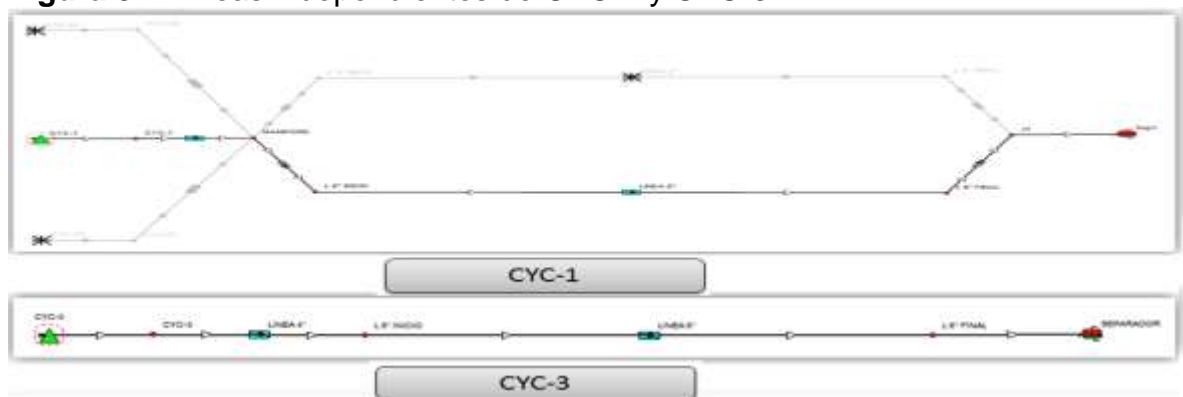
**Figura 31.** Análisis de ajuste del cluster 3 de la troncal sur.



#### 4.2 LÍNEAS INDEPENDIENTES DEL POZO CYC-1 Y CYC-3.

El campo cuenta con dos líneas independientes de 6" de manifold a separador, cada línea cuenta con un pozo en sistema de levantamiento artificial electrosumergible, ver figura 32.

**Figura 32.** Líneas independientes de CYC-1 y CYC-3.



**Fuente:** Prosper and Gap, IPM 2018.

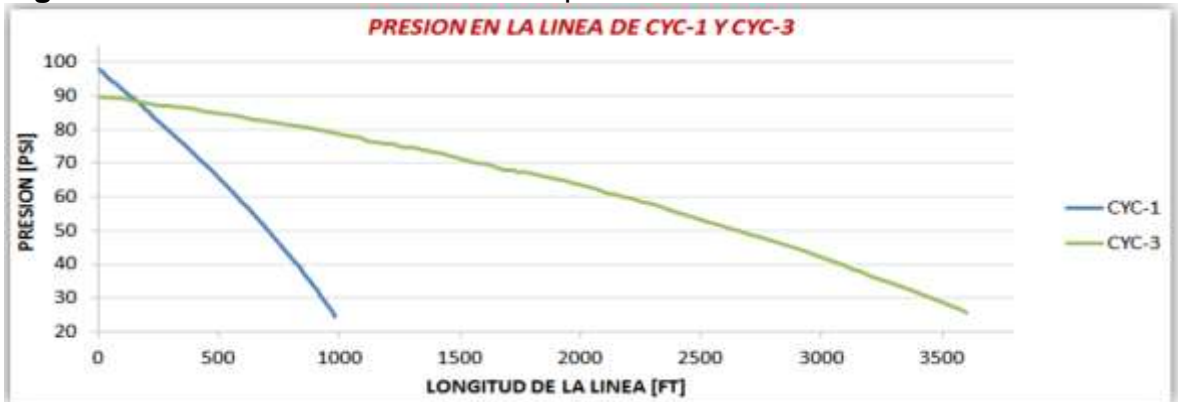
A continuación, se presenta en la tabla 14, las presiones de ajuste obtenidas en la simulación vs las presiones reales reportadas en cada nodo, obteniendo una desviación menor al 1%.

**Tabla 14.** Presiones simuladas vs presiones reales de las líneas independientes.

NODOS	P. REAL	P. SIMULADA	% DESVIACION
CYC-1	100	100.05	-0.05
CYC-3	90	90.1	-0.11

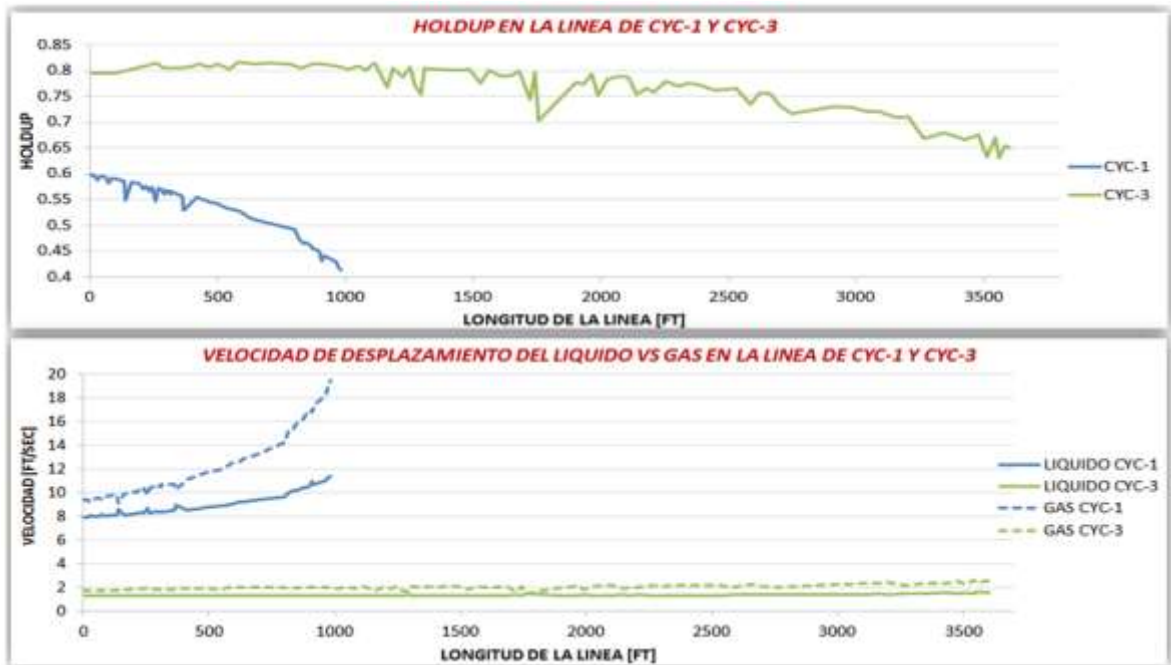
La caída de presión de las líneas independientes, desde el manifold al separador se representa en la figura 33, la caída de presión en la línea independiente de CYC-1 es de 75 psi, mientras que la caída de presión de la línea independiente de CYC-3 que es de 65 psi, como se observa en la figura anteriormente mencionada la cada de presión más fuerte se da en la línea de CYC-1 debido a que es casi tres veces menor que longitud de la línea de CYC-3, en los resultados obtenidos se observa que el fluido transportado presenta un régimen de flujo intermitente para la línea independiente de CYC-1 y transitorio para la línea de CYC-3.

**Figura 33.** Presiones en las líneas independientes.



El flujo intermitente y transitorio, se puede analizar a través de la figura 34, donde se representa el holdup y las velocidades del líquido y gas de las líneas independientes; la línea independiente de CYC-1 presenta las mismas características de flujo intermitente que en la troncal norte, en cambio, la línea independiente de CYC-3 presenta flujo transitorio (intermedio entre flujo intermitente y distributivo), la diferencia de flujo se da por el volumen de gas que produce cada pozo, CYC-1 produce 266.000 ft<sup>3</sup>/d, mientras CYC-3 produce 41.000 ft<sup>3</sup>/d.

**Figura 34.** Holdup y velocidades de líquido y gas en las tres tuberías de 6" de la troncal sur.



La línea independiente de CYC- 3 presentó el mayor factor de fricción con un valor de 5.528, a diferencia de la línea independiente de CYC-1 con un valor de 2.978, concluyendo que el que mayores problemas de movilidad por obstrucción en el sistema de trasporte de fluido lo tiene CYC-3.

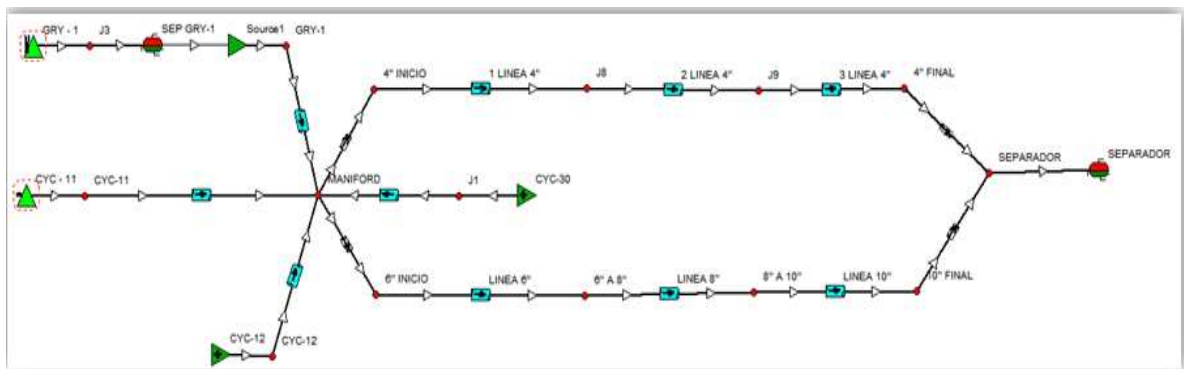
### 4.3 ANALISIS DE LA INCORPORACIÓN DE POZOS NUEVOS.

A continuación, se presenta el análisis de la incorporación de nuevos pozos al sistema de recolección para evaluar su capacidad de transporte de fluidos a través de ella.

**4.3.1 Troncal norte.** Se plantea la inclusión de los pozos CYC-30 con sistema de levantamiento artificial electrosumergible, además de cambiar el sistema de levantamiento artificial de CYC-12 de bombeo hidráulico a electrosumergible, esperando un incremento de 4000 BFPD y 134.000 ft<sup>3</sup>/d en la troncal de recolección.

Tras realizar la simulación con los cambios como se observa en la figura 35, los resultados fueron los siguientes, ver tabla 15.

**Figura 35.** Troncal norte con inclusión del pozo CYC-31 y modificación de CYC-12.



**Fuente:** Prosper and Gap, IPM 2018.

**Tabla 15.** Resultados de la troncal norte con agregación de nuevos pozos o modificaciones.

<i>SIMULADO</i>	<i>POZO</i>	<i>P. AJUSTE [PSI]</i>	<i>P. NUEVA [PSI]</i>	<i>D. PRESION [PSI]</i>	<i>BFPD [BBLs]</i>	<i>BOPD [BBLs]</i>	<i>BWPD [BBLs]</i>	<i>Gas [Mcft]</i>
<i>B.H.</i>	<i>GRY-1</i>	102.14	130.11	27.97	-173	-225	-398	-60
<i>ESP</i>	<i>CYC-11</i>	129.9	155.4	25.5	-60.5	-11.6	-49.7	-3
<i>FUENTE</i>	<i>CYC-12</i>	102.1	132.53	30.43				
<i>FUENTE</i>	<i>CYC-31</i>	-	130.72	-				
<i>NODO</i>	<i>MANIFOLD</i>	102.06	130.11	28.05				

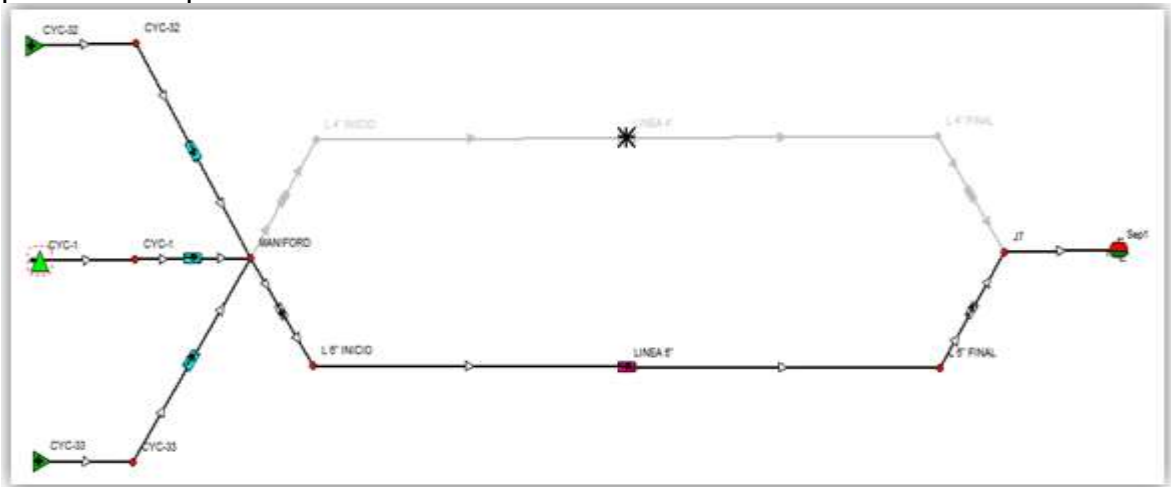
Como se observa en la tabla de resultados las presiones en los nodos aumentarían en un rango de 25 a 30 psi, ocasionado un contraflujo en el pozo GRY-1 debido a que la presión en la línea es mayor que la presión en la vasija o separador, y una disminución de producción del pozo CYC-11 por el aumento de la presión en cabeza de pozo.

Las pérdidas totales al realizar estas modificaciones a la troncal norte son 236 BOPD, 448 BWPD y 63.000 ft<sup>3</sup>/d.

**4.3.2 Línea independiente de CYC-1.** Se plante la inclusión de los pozos CYC-32 y 33 con sistema de levantamiento artificial electrosumergible, esperando un incremento de 1000 BFPD y 200.000 ft<sup>3</sup>/d en la troncal de recolección.

En la simulación se incluyeron estos dos pozos como fuente como se observa en la figura 36.

**Figura 36.** Línea independiente de CYC-1 con la inclusión de CYC-32 y 33 produciendo por la línea de 6”.



**Fuente:** Prosper and Gap, IPM 2018.

Para este modelo se probó si al incluir estos dos nuevos pozos, la línea de 6” sería capaz de soportar el incremento de fluido.

**Tabla 16.** Resultados de la línea independiente de CYC-1 con la inclusión de CYC-32 y 33 produciendo por la línea de 6”.

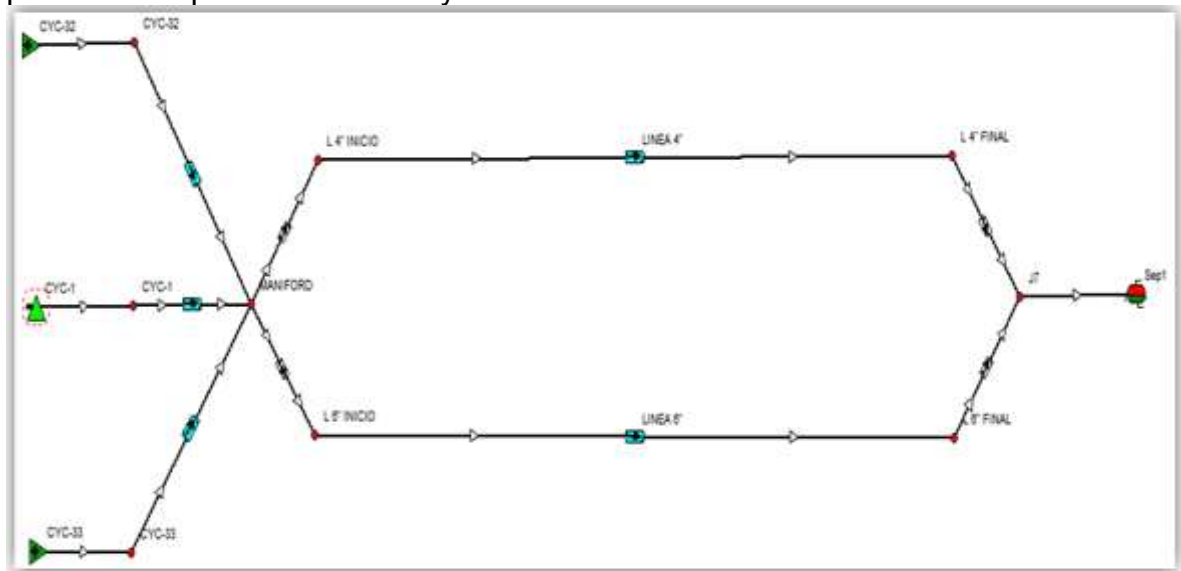
<i>SIMULADO</i>	<i>POZO</i>	<i>P. AJUSTE [PSI]</i>	<i>P. NUEVA [PSI]</i>	<i>D. PRESION [PSI]</i>	<i>BFPD [BBLs]</i>	<i>BOPD [BBLs]</i>	<i>BWPD [BBLs]</i>	<i>Gas [Mcft]</i>
<i>FUENTE</i>	<i>CYC-32</i>	-	136.18	-				
<i>ESP</i>	<i>CYC-1</i>	100	137.86	37.86	-76.8	-11.4	-65.4	-2
<i>FUENTE</i>	<i>CYC-33</i>	-	136.18	-				
<i>NODO</i>	<i>MANIFOLD</i>	98.06	136.14	38.08				

Como se observa en la tabla 16 de resultados las presiones en los nodos aumentarían en un rango de 37 a 38 psi, y la presión de cabeza de los pozos nuevos estaría alrededor de los 136 psi para producir los caudales deseado,

además se visualizó que con estos nuevos caudales se forma un cuello de botella en la línea de 6" debido a la cantidad de gas que transportaría esta línea, antes de incluir estos pozos contaba con un régimen intermitente, y con la nueva cantidad de gas se presentarían más bolsas de aire en el flujo lo cual obstruirían el flujo.

Por tal razón se realiza otra simulación, pero esta vez las líneas de producción serían una de 4" y otra de 6", ver la figura 37.

**Figura 37.** Línea independiente de CYC-1 con la inclusión de CYC-32 y 33 produciendo por la línea de 6" y 4".



**Fuente:** Prosper and Gap, IPM 2018.

Como se observa en la tabla 17 las presiones en los nodos disminuyen en un rango de 48 psi, y la presión de cabeza de los pozos nuevos estaría alrededor de los 49 psi para producir los caudales deseados, lo cual daría la posibilidad de

realizar ajustes de optimización de los pozos, aumentando aún más su producción sin afectar las líneas.

**Tabla 17.** Resultados de la línea independiente de CYC-1 con la inclusión de CYC-32 y 33 produciendo por la línea de 6” y 4”.

<i>SIMULADO</i>	<i>POZO</i>	<i>P. AJUSTE [PSI]</i>	<i>P. NUEVA [PSI]</i>	<i>D. PRESION [PSI]</i>	<i>BFPD [BBLS]</i>	<i>BOPD [BBLS]</i>	<i>BWPD [BBLS]</i>	<i>Gas [Mcft]</i>
<i>FUENTE</i>	<i>CYC-32</i>	-	49.9	-				
<i>ESP</i>	<i>CYC-1</i>	100	52	-48	103.5	15.3	88.2	3
<i>FUENTE</i>	<i>CYC-33</i>	-	49.9	-				
<i>NODO</i>	<i>MANIFOLD</i>	98.06	49.8	48.26				

#### **4.4 CAPACIDADES MÁXIMAS DE TRANSPORTE DE LAS LINEAS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO.**

Para modelar las capacidades máximas de las líneas, se implementa el aumento escalonado de 2000 barriles de fluido, este fluido tiene la mismas características del fluido final que llega al separador en cada troncal, ver la tabla 18, además, para su análisis se tuvo en cuenta el diseño de la tubería, en este caso tubería bajo la norma ANSI 150 Sch 40, presión de diseño 275 psi en un rango de temperatura de 20 a 100 F, con un factor de seguridad del 80%, por consiguiente la presión de seguridad es de 220 psi.

**Tabla 18.** Datos de los fluidos incorporados en cada troncal.

Troncal Norte				
<i>LINEA</i>	<i>GOR</i> <i>[ft<sup>3</sup>/BBLS]</i>	<i>BSW [%]</i>	<i>TEMP. [F]</i>	<i>API</i>
-	233	84	140	28
Troncal Central				
<i>LINEA</i>	<i>GOR</i> <i>[ft<sup>3</sup>/BBLS]</i>	<i>BSW [%]</i>	<i>TEMP. [F]</i>	<i>API</i>
-	228	77	140	28
Troncal Sur				
<i>LINEA</i>	<i>GOR</i> <i>[ft<sup>3</sup>/BBLS]</i>	<i>BSW [%]</i>	<i>TEMP. [F]</i>	<i>API</i>
-	179	73	140	28
Linea independiente				
<i>LINEA</i>	<i>GOR</i> <i>[ft<sup>3</sup>/BBLS]</i>	<i>BSW [%]</i>	<i>TEMP. [F]</i>	<i>API</i>
CYC-1	220	86	140	28
CYC-3	205	94	140	28

A continuación, se presenta en la tabla 19, los resultados de los caudales máximos por cada troncal y la presión de cabeza sobre cada nodo al incluir este caudal a la troncal de producción. También se observa que los valores de columna que están en rojo por troncal designan la capacidad máxima de fluido que puede transportar debido a que ya supera la presión de seguridad establecida por diseño, en cambio, los valores de unas casillas en rojo, significan que a ese caudal se presentan cuellos de botella debido a que el flujo intermitente que se presenta en la mayoría de las líneas de producción, se presentan grandes bolsas de gas debido a las velocidades de los fluidos.

**Tabla 19.** Resultados de capacidades máxima de fluidos en troncales.

troncal norte									
SIMULADO	POZO	P. AJUSTE [PSI]	2 KBFPD	4 KBFPD	6 KBFPD	8 KBFPD	10 KBFPD	12 KBFPD	14 KBFPD
B.H.	GRY-1	102.14	117.8	130.7	149.04	160.12	178	200.11	-
ESP	CYC-11	129.9	144.25	155.89	173.27	183.54	200.66	221.45	-
FUENTE	CYC-12	102.1	118.34	131.35	149.61	160.13	177.71	199.79	-
NODO	MANIFOLD	102.06	117.8	130.82	149.09	160.17	178.05	200.11	-
troncal central									
SIMULADO	POZO	P. AJUSTE [PSI]	2 KBFPD	4 KBFPD	6 KBFPD	8 KBFPD	10 KBFPD	12 KBFPD	14 KBFPD
B.H.	CYC-2	130	46.84	52.06	57.6	63.79	69.61	78.35	82.86
ESP	CYC-26	125	128.26	129.7	133.09	137.67	138.38	146.62	149.48
ESP	CYC-24	110	113.54	116.5	121.51	125.68	128.76	136.77	140.46
ESP	CYC-16	68	72.1	76.12	81.33	86.28	90.6	99.09	103.02
ESP	CYC-22	90	95.92	99.56	104.23	108.57	111.73	117.035	122.34
B.H.	CYC-4	105	47	52.22	57.75	63.93	69.74	78.47	82.98
NODO	MANIFOLD	42	46.82	52.05	57.58	63.77	69.6	78.33	82.85
troncal sur									
SIMULADO	POZO	P. AJUSTE [PSI]	2 KBFPD	4 KBFPD	6 KBFPD	8 KBFPD	10 KBFPD	12 KBFPD	14 KBFPD
ESP	CYC-18	120	142.1	173.44	201.19	233.52	265.86	300.17	-
ESP	CYC-13	120	138.1	166.43	191.65	223.82	255.86	290.42	-
ESP	CYC-19	120	136.2	163.03	186.58	216.3	245.44	278.56	-
NODO	MANIFOLD 1	82	105	136.49	164.59	197.45	230.14	265.66	-
B.H.	CYC-28	95	73.76	86.51	95.42	107.91	121.73	133.59	-
B.H.	CYC-9	94	73.75	86.51	95.43	107.92	171.74	133.55	-
NODO	MANIFOLD 2	62	73.75	86.5	95.43	107.92	121.73	133.54	-
ESP	CYC-8	70	77.57	89	94.45	103.9	114.41	122.37	-
ESP	CYC-25	75	70.11	80.61	87.53	97.4	108.33	116.43	-
B.H.	CYC-21	110	63.22	75.7	83.06	93.18	109.42	112.56	-
ESP	CYC-20	100	77.55	87.74	94.43	104.07	114.69	112.59	-
NODO	MANIFOLD 3	56	65.16	75.63	83	93.12	104.36	122.52	-
FUENTE	VONU	59	84.19	119.41	154.81	190.4	228.93	-	-
B.H.	CYC-31	120	82.82	118.09	153.76	188.95	227.48	-	-
NODO	MANIFOLD 4	57	82.7	118.05	153.4	188.99	227.52	-	-
líneas independientes de CYC-1 y CYC-3									
SIMULADO	POZO	P. AJUSTE [PSI]	2 KBFPD	4 KBFPD	6 KBFPD	8 KBFPD	10 KBFPD	12 KBFPD	14 KBFPD
ESP	CYC-1	100	133.79	170.87	210.8	254.88	-	-	-
NODO	MANIFOLD CYC-1	98	132.05	169.31	209.38	253.88	-	-	-
ESP	CYC-3	90	132.15	172.75	221.17	277.35	-	-	-
NODO	MANIFOLD CYC-3	89	131.72	172.35	220.85	277.07	-	-	-

#### 4.5 ANÁLISIS DE PRESIONES AL INCLUIR NUEVAS LÍNEAS EN LAS TRONCALES.

El análisis de caída de presión al incluir nuevas líneas de producción, se realiza mediante la incorporación de una línea de 6" paralela a las líneas ya creadas, esta línea se modela con un factor de fricción de 1, debido a que es una línea nueva. Las correlaciones utilizadas para las líneas nuevas fueron las mismas que se han utilizado en las tuberías creadas.

**Tabla 20.** Resultados de caídas de presión en troncales al incluir nuevas líneas de producción.

Troncal norte					
NODO	PRESION [PSI]	BOPD	BWPD	BFPD	MFL3
GRY-1	-30.3	0	0	0	0
CYC-11	-26.9	10.9	49.9	60.8	3
CYC-12	-30.22	0	0	0	0
MANIFOLD	-30.86	=	=	=	=
SEPARADOR	0	10.9	50.1	60.6	3
Troncal Central					
NODO	PRESION [PSI]	BOPD	BWPD	BFPD	MFL3
CYC-2	-10.82	0	0	0	0
CYC-26	-5.64	4.7	4.9	9.7	1
CYC-24	-7.02	0.9	11.1	12	1
CYC-16	-8.23	0.7	3.5	5.2	0
CYC-22	-7.78	0.9	20.2	21.3	0
CYC-4	-10.79	0	0	0	0
MANIFOLD	-10.81	=	=	=	=
SEPARADOR	0	7.1	39.6	46.8	2
Troncal Sur					
NODO	PRESION [PSI]	BOPD	BWPD	BFPD	MFL3
CYC-18	-18.29	2.5	12.8	15.2	0
CYC-13	-13.65	1.7	7.8	9.6	0
CYC-19	-12.59	5.5	0	5.5	2
MANIFOLD 1	-18.51	=	=	=	=
CYC-28	-11.29	0	0	0	0
CYC-9	-11.29	0	0	0	0
MANIFOLD 2	-11.29	=	=	=	=
CYC-8	-7.35	4.7	8.2	12.9	0
CYC-25	-21.11	5.9	15.4	21.4	0
CYC-21	-8.48	0	0	0	0
CYC-20	-6.01	1.5	16.3	17.8	0
MANIFOLD 3	-8	=	=	=	=
SEPARADOR	0	22	61.4	83.4	3
Linea independiente de CYC-1					
NODO	PRESION [PSI]	BOPD	BWPD	BFPD	MFL3
CYC-1	-57.31	18.2	104.7	123.2	4
MANIFOLD	-58.39	=	=	=	=
Linea independiente de CYC-3					
NODO	PRESION [PSI]	BOPD	BWPD	BFPD	MFL3
CYC-3	-51.83	4.3	60.5	65.1	1
MANIFOLD	-51.95	=	=	=	=

En la tabla 20, se representa la caída de presión por nodo que conforma cada troncal, se puede observar que el rango de caída es de 5 a 52 psi, además de como influye en la producción esta caída de presión, el caudal ganado por la caída de presión es debido a la disminución de la presión que hay desde la bomba hasta cabeza de pozo.

## 5. CONCLUSIONES

- El modelamiento de los pozos en PROSPER en relación con los datos de la prueba de producción, presentaron una desviación menor a 1 %, y estos al ser cargados desde el módulo PROSPER al módulo GAP, también presentaron una desviación menor al 1%, lo cual quiere decir que los modelos son representativos.
- La simulación de los pozos, con relación a los datos de producción en el software PROSPER, dieron como resultado un volumen de 43357.7 BFPD y 2027 Ft<sup>3</sup>/d; en cambio; la simulación de los pozos conectados a las líneas de producción en el software GAP, arrojaron un volumen de 42443.5 BFPD y 1828 Ft<sup>3</sup>/d, obteniendo una diferencia de 2.1 % en producción de líquido y 9.8% en producción de gas, ante lo cual, es evidente una diferencia de resultados al modelar los pozos a condiciones de presión de cabeza, cuando los pozos están conectados a la línea sólo con simulador PROSPER, con una diferencia de 0.74% en BFPD y 2.61% en Ft<sup>3</sup>/d.
- La troncal norte presenta un régimen de flujo intermitente; debido a que por expansión de gas en las líneas (441 Mft<sup>3</sup>) vs las velocidades del líquido (9099.4 BFPD), a través de dos tuberías, una de 4" y otra de diferentes diámetros: 6", 8" y 10", con una longitud de 13428 ft cada línea; se presenta un diferencial de presión de 77 psi, es decir que se presenta un flujo intermitente lento, por las velocidades

del gas vs líquido, en las cuales sucede que al aumentar una la otra disminuye y viceversa.

- En la troncal norte se estudió la inclusión del pozo CYC-30 y el cambio del SLA del CYC-12 de B.H a ESP; con ello se espera un incremento adicional de la producción de 4000 BFPD y 134 Ft<sup>3</sup>/d, al realizar la simulación con los pozos anteriormente mencionados, se presenta un aumento de la presión en el manifold de 28.5 psi, con ello una disminución de 60.5 BFPD y 3 Mft<sup>3</sup> del pozo CYC-11; además, se presentó una restricción total de flujo del pozo GRY-1, al superar la presión de la vasija.

- La capacidad máxima de flujo en la troncal norte fue de 21,9 KBFPD; actualmente esta troncal está manejando 9.904 BFPD, es decir que puede manejar 11,9 KPFAD adicionales, esto se debe a que supera la presión de seguridad establecida en 220 psi en el pozo CYC-12, adicional con una nueva línea de 6" de producción en la troncal norte, las presiones en la troncal caen en un rango de 26.9 a 30.8 psi.

- La troncal central presenta un régimen de flujo intermitente, debido a que, por expansión de gas en las líneas 633 (Mft<sup>3</sup>) vs la del líquido (11634.2 BFPD), a través de dos tuberías, una de 4" y otra de 6" de diámetro, con una longitud de 1307 ft cada línea, en las líneas se presenta un diferencial de presión de 17 psi; se observa que presenta un flujo intermitente lento, por las velocidades del gas vs líquido, en las cuales se evidencia que al aumentar una la otra disminuye y

viceversa; para el ajuste de los pozos CYC-26, 24, 16, 22 se disminuye su diámetro interno hasta un 45%, debido a que la correlación de flujo horizontal combinado con el factor de fricción, emulsión y coeficiente gravitacional, no se logró ajustar la presión de cabeza a la presión reportada.

- La capacidad máxima de flujo en la troncal central es de 14 KBFD, actualmente maneja 11.634 BFPD es decir que puede manejar un adicional de 2.366 BFPD, esto se debe a que la línea de producción presento restricciones de flujo (cuello de botella).
- La capacidad máxima de flujo en la troncal sur en los cluster 1, 2 y 3, fue de 8 KBPD, debido a que la línea de producción presento restricciones de flujo (cuello de botella) en el pozo CYC-18 y la restricción de presión de diseño ocurre a 12 KBPD. Actualmente está troncal maneja 10.483 BFPD.

## **6. RECOMENDACIONES**

Se debe realizar modelamientos para optimizar la producción de los pozos evaluando diferentes escenarios de producción.

Modelar el sistema de inyección de agua para evaluar las capacidades máximas de las líneas y de esta forma minimizar los impactos por tratamiento de fluidos y poder inyectar agua.

Realizar las respectivas recomendaciones teniendo en cuenta las limpiezas de las líneas por taponamiento de scale o el reemplazo de las mismas al evaluar en campo su estado actual.

## 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 petroleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierias fisico- quimicas. Escuela de ingenieria de petroleos 2010.

BRILL, J.P. Arirachakaran, S.J. State of the art in multiphase 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 ingeniero de petroleos. Bucaramanga. Universidad 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 produccion de pozos. Trabajo de grado ingeniero de petroleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierias fisico- quimicas. Escuela de ingenieria de petroleos 1988.

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