

**ESTUDIO HIDRÁULICO DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN (TRONCAL  
NORTE) DE CRUDO EXTRA PESADO DEL CAMPO CHICHIMENE DE LA  
SUPERINTENDENCIA CASTILLA CHICHIMENE DE ECOPETROL S.A.**

**ANDRÉS JULIÁN RUEDA NIÑO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2013**

**ESTUDIO HIDRÁULICO DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN (TRONCAL  
NORTE) DE CRUDO EXTRA PESADO DEL CAMPO CHICHIMENE DE LA  
SUPERINTENDENCIA CASTILLA CHICHIMENE DE ECOPETROL S.A.**

**ANDRÉS JULIÁN RUEDA NIÑO**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**DIRECTOR  
MCs. FERNANDO CALVETE**

**CODIRECTORES  
ING. CARLOS ANDRÉS AYALA MARIN ECP  
ING. ANA MARIA LARA PATIÑO ECP**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2013**

## DEDICATORIA

*Primero que todo a DIOS por permitirme alcanzar este logro tan importante en mi vida sin su ayuda nada hubiera sido posible.*

*A mi Madre Socorro Niño y mi Abuela Ana Duarte por su sacrificio, su apoyo, amor, paciencia y por tantas enseñanzas que me han dado a través de los años para mi desarrollo como persona y profesional, a ellas todo mi amor y mis triunfos por siempre.*

*A mis hermanos Juan Sebastian y Jhon Jairo por compartir tantas cosas juntos y apoyarme tanto en todo momento.*

*A toda la Familia Niño, Tíos, Tías, Primos por sus apoyo incondicional, DIOS me bendijo con darme esta familia tan bonita los quiero mucho.*

*A mis Codirectores Carlos Andrés y Ana María, por acogerme en su hogar y por brindarme todas las herramientas necesarias para el desarrollo de mi proyecto, muchachos se ganaron el cielo.*

*A mi excelente grupo de amigos Chato, Leidy, Robert, Pitu, Pas, Camilo, Gato, Martha, Juan Carlos, Ana maria, Andrés(pájaro), que a lo largo de toda este camino me dieron su apoyo y su amistad, para ellos mis más sinceros agradecimientos, mil gracias muchachos, que la vida nos permita compartir muchos momentos más.*

*A mi otro grupo de amigos Beto (chichí), Silvia, Lina, Fanny, Steven con quienes compartí la última etapa de mi carrera, gracias por su ayuda y a todas aquellas personas que de alguna u otra manera estuvieron presentes.*

*Al amor de mi vida, la que siempre ha estado ahí para apoyarme en todos los momentos buenos y malos y a quien le profeso mi más grande admiración y mi amor, todos mis triunfos son para ti **Kathe**.*

## AGRADECIMIENTOS

*Agradecimiento Especial al ingeniero Fernando Enrique Calvete  
Por su confianza y su colaboración durante el desarrollo del  
proyecto.*

*A los profesores de la escuela de ingeniería de petróleos y a todo  
el personal que hace parte de esta.*

*A la Universidad Industrial de Santander.*

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCION	19
1. ANALISIS NODAL.	21
1.1. GENERALIDADES DEL ANÁLISIS NODAL.	21
1.1.1. Proceso de Aplicación del Análisis Nodal.	23
1.1.2. Recorrido de los fluidos en el sistema	25
1.1.3. Metodología para la aplicación de análisis nodal	27
1.1.4. Capacidad de Producción del Sistema	29
1.1.4.1. Solución en fondo de pozo	30
1.1.4.2 Solución en Cabeza de Pozo	31
1.1.4.3 Solución en el Separador.	32
1.1.4.4 Solución en el Yacimiento	32
1.1.4.5 Solución en Nodo Funcional.	33
1.2. FLUJO DE FLUIDOS EN YACIMIENTO.	34
1.2.1. Curvas de Comportamiento de Afluencias (IPR).	35
1.2.1.1. Correlación de M. V. VOGEL (1968).	38
1.2.1.2. Correlación de M.J. FETKOVITCH (1973).	39
1.2.1.3 .Modelo Generalizado para Ipr en Pozos Verticales	41
1.2.1.4. Modelo Generalizado Para Ipr En Pozos Horizontales y Desviados	43
2. FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS	44
2.1. PATRONES DE FLUJO	44
2.1.1. Patrones de Flujo Multifásico en Tuberías Horizontales	45
2.1.2. Patrones de Flujo Multifásico en Tubería Vertical.	47
2.2. PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE FLUJO MULTIFÁSICO.	49

2.3. DESCRIPCIÓN DE LAS CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍA.	56
2.3.1. Correlaciones para Flujo Horizontal.	57
2.3.2. Correlaciones para Flujo Vertical.	59
2.4. TRANSFERENCIA DE CALOR.	65
2.4.1 Conducción.	65
2.4.2. Convección.	65
2.4.3. Radiación.	66
3. GENERALIDADES DEL CAMPO CHICHIMENE.	67
3.1 LOCALIZACIÓN	67
3.2 RESEÑA HISTÓRICA	68
3.3 GEOLOGÍA	68
3.3.1. Geología Estratigráfica	69
3.4. ZONA DE INTERÉS	73
3.5. CARACTERIZACIÓN DE FLUIDO	74
4. APLICACIÓN DE SOFTWARE ESPECIALIZADO (MODELO POZO)	76
4.1 RECOLECCIÓN DE INFORMACION PARA EL MODELO.	76
4.1.1 Toma de parámetros de superficie de los pozos.	76
4.1.2. Estados Mecánicos de los Pozos.	77
4.1.3. Información de desviación de los pozos	78
4.1.4. Información de pruebas de producción.	78
4.1.5. Datos de las pruebas PVT	79
4.1.6. Propiedades del yacimiento.	80
4.2 .MONTAJE DE LOS DATOS EN EL SOFTWARE ESPECIALIZADO	
PIPESIM.	81
4.2.1. Modelo del pozo.	81
4.2.2. Propiedades del Yacimiento	82
4.2.3. Caracterización del Completamiento.	83

4.2.3.1. Perfil de Desviación.	83
4.2.3.2. Perfil Geotérmico de la tubería.	84
4.2.3.3. Configuración de la Tubería de Producción	85
4.2.3.4. Configuración del Sistema de Levantamiento	86
4.2.4. Caracterización del Modelo Black Oil	87
4.2.5. Operaciones	92
4.2.6. Ajuste del IP del Pozo.	94
4.3. APLICACIÓN DE SOFTWARE ESPECIALIZADO (MODELO SISTEMA DE RECOLECCION)	96
4.3.1. Información de las líneas de flujo	97
4.3.2. Características del diluyente (Nafta).	99
4.3.3. Diseño del sistema de recolección Troncal Norte.	101
4.3.3.1. Elementos para el diseño del sistema de recolección	101
4.3.4. Montaje de los Datos en la Red del Sistema de Recolección	104
4.3.4.1. Montaje de los pozos.	104
4.3.4.2. Configuración de las líneas de flujo	105
5. SIMULACION DEL MODELO RED TRONCAL NORTE.	108
5.1. AJUSTE DE LAS CORRELACIONES PARA LA RED TRONCAL NORTE.	108
5.2. ANALISIS DE LOS PARAMETROS PARA LA ELECCION DE LA CORRELACION.	109
5.3. ESCENARIOS PROPUESTOS PARA LA SIMULACION Y ANALISIS DE RESULTADOS.	116
5.3.1. Volumen de Inyección de Nafta en el sistema.	116
5.3.1.1 Escenario 1 aumento del volumen de inyección de nafta.	117
5.3.1.2 Escenario 2 disminución del volumen de inyección de nafta.	118
5.3.2. Configuración de puntos de inyección de nafta	120
5.3.2.2. Escenario 2 Configuración de puntos sector Centro.	123
5.3.3. Variación de la presión en el Separador	126

6. ANALISIS FINANCIERO.	130
6.1. FLUJO DE CAJA	131
6.2. INDICADORES DE RENTABILIDAD.	132
6.3. ANÁLISIS FINANCIERO PARA EL PROYECTO TRONCAL NORTE	134
6.3.1. Escenarios Modificación Caudal de Inyección de Nafta	135
6.3.2. Escenarios Modificacion Puntos De Inyección d Nafta.	137
7. CONCLUSIONES	141
8. RECOMENDACIONES.	143
9. BIBLIOGRAFIA	144
ANEXOS	147

## LISTA DE FIGURAS.

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Componentes básicos en el sistema de producción.	22
Figura 2. Proceso de aplicación de análisis nodal.	23
Figura 3. Perfil de presiones en un sistema de producción	27
Figura 4. Distribución de nodos en el sistema	29
Figura 5. Representación gráfica del Índice de Productividad IP.	37
Figura 6. Comportamiento de la Curva de Oferta para Flujo bajo Condiciones de Estado semi-estable	38
Figura 7. Combinación del Índice de Productividad y el Método de Vogel.	39
Figura 8. Método de Fetkovitch. Determinación de los valores C y n.	41
Figura 9. Patrones de flujo estratificado	45
Figura 10. Patrones de flujo intermitente.	46
Figura 11. Patrón de flujo intermitente.	47
Figura 12. Patrón de flujo burbujas dispersas.	47
Figura 13. Patrones de flujo verticales.	49
Figura 14. Localización Geográfica.	67
Figura 15. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca Llanos	69
Figura 16. Registro Tipo Campo Chichimene	70
Figura 17. Mapa de Campo Chichimene.	74
Figura 18. Construcción del Modelo de Pozo.	82
Figura 19. Datos de Yacimiento.	83
Figura 20. Perfil de Desviación del Pozo.	84
Figura 21. Perfil Geotérmico de la Tubería de Producción.	85
Figura 22. Configuración de la Tubería de Producción.	86
Figura 23. Selección del Sistema de Levantamiento BES.	87
Figura 24. Modelo Black Oil San Fernando T2.	88

Figura 25. Perfil de Viscosidad de Aceite Muerto.	88
Figura 26. Perfil de Viscosidad de la emulsión.	89
Figura 27. Correlaciones para el Modelo de Viscosidad viva	90
Figura 28. Calibración avanzada del modelo (Datos PVT).	91
Figura 29. Corrida del Modelo de Pozo	92
Figura 30. Perfil de Elevación vs Presión.	93
Figura 31. Perfil de Elevación vs Temperatura.	94
Figura 32. Valor de Pwf para ajuste de IPR.	95
Figura 33. Determinación del IP del pozo y Curva IPR.	95
Figura 34. Comprobación del modelo de pozo.	96
Figura 35. Perfil distancia vs elevación líneas AUTOCAD.	98
Figura 36. Perfil Distancia-Elevación de líneas.	99
Figura 37. Perfil detallado de la línea.	99
Figura 38. Parámetros cargados de Nafta en el simulador.	100
Fuente: Autor. PIPESIM.	100
Figura 39. Inicio de la red.	101
Fuente: Autor. PIPESIM	101
Figura 40. Componentes para el diseño del sistema de recolección.	102
Figura 41. Esquema del Sistema de Recolección Troncal Norte.	103
Figura 42. Importación de pozos.	104
Figura 43. Condiciones de frontera.	105
Figura 44. Configuración de las líneas de flujo.	106
Figura 45. Perfil de Elevación de las líneas en PIPESIM.	107
Figura 46. Correlaciones de Flujo Multifásico.	109
Figura 47. Perdida de presión en el punto MT1-M9	114
Figura 48. Perdida de presión en el punto M9-MT2	114
Figura 49. Perdida de presión en el punto IN15-M21.	115
Figura 50. Perdida de presión por aumento en volumen de inyección de nafta	118
Figura 51. Aumento de presión por disminución en la inyección de nafta.	120
Figura 52. Disminución de la presión debido a la configuración Montelivano	123

Figura 53. pérdidas de presión por configuración en sector centro	125
Figura 54. $P_{sep}=38$	128
Figura 55. $P_{sep}=43$	128
Figura 56. $P_{sep}=48$	129
Figura 57. Análisis Beneficio costo aumento inyección de nafta.	136
Figura 58. Análisis Beneficio costo aumento inyección de nafta.	137
Figura 59. Análisis Beneficio costo aumento puntos de inyección de nafta Sector Montelivano.	138
Figura 60. Análisis Beneficio costo aumento puntos de inyección de nafta Sector Centro.	139

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Regímenes de flujo Orkiszewski.	64
Tabla 2. Correlaciones para Flujo Multifásico.	64
Tabla 3. Propiedades del Crudo San Fernando T2 del Campo Chichimene.	75
Tabla 4. Propiedades del Gas Asociado al Crudo San Fernando T2.	75
Tabla 5. Información de configuración de tubería	77
Tabla 6. Especificaciones de las bombas electrosumergibles	78
Tabla 7. Pruebas de producción de los pozos.	79
Tabla 8. Datos de pruebas PVT del crudo T2	80
Tabla 9. Propiedades del yacimiento.	81
Tabla 10. Datos de viscosidad para crudo K1-K2	87
Tabla 11. Información para el Modelo de Viscosidad del Fluido.	89
Tabla 12. Información del modelo de viscosidad de la emulsión.	90
Tabla 13. Características de las Líneas SCHEDULE 40.	97
Tabla 14. Características de la nafta	100
Tabla 15. Parámetros de Ajuste del Sistema de Recolección.	110
Tabla 16. Datos de presión y temperatura simulados	110
Tabla 17. Presión real Vs Presión simulada.	111
Tabla 18. Temperatura real Vs Temperatura simulada	112
Tabla 19. Calculo de las perdidas de presión en el sistema.	113
Tabla 20. Datos reales vs simulados en la estación.	115
Tabla 21. Volúmenes reales de inyección de nafta en el sistema de recolección.	116
Tabla 22. Perfil de presión escenario 1.	117
Tabla 23. Perfil de presión escenario 2.	119
Tabla 24. Parámetros para evaluación de resultados.	119

Tabla 25. Configuración sector Montelíbano.	121
Tabla 26. Resultados de la simulación Sector Montelíbano.	121
Tabla 27. Cuantificación de resultados sector Montelíbano.	122
Tabla 28. Configuración del sector centro.	123
Tabla 29. Resultados de la simulación Centro.	124
Tabla 30. Cuantificación de los resultados sector centro.	125
Tabla 31. Incrementos en la presión del separador	126
Tabla 32. Clasificación del VPN.	133

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
ANEXO A. TABLA DE LAS CARACTERISTICAS DE LAS TUBERIAS DEL CMPLETAMIENTO.	147
ANEXO B. TABLA DEL ESTADO ACTAUL DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO DEL SISTEMA DE RECOLECCION.	149
ANEXO C. TABLA DE PRUEBAS DE PRODUCCION DE LOS POZOS ALIENADOS AL SISTEMA DE RECOLECCION.	151
ANEXO D. PROPIEDADES DEL YACIMIENTO.	153

## RESUMEN

**TITULO:** ESTUDIO HIDRÁULICO DEL SISTEMA DE RECOLECCIÓN (TRONCAL NORTE) DE CRUDO EXTRAPESADO DEL CAMPO CHICHIMENE DE LA SUPERINTENDENCIA CASTILLA CHICHIMENE DE ECOPELROL S.A .

**AUTOR:** ANDRÉS JULIÁN RUEDA NIÑO\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Estudio hidráulico, análisis nodal, sistema de recolección, flujo multifásico, campo Chichimene: Troncal Norte.

### DESCRIPCION

Teniendo en cuenta que los yacimientos de petróleo convencional atraviesan una declinación en su producción, las empresas operadoras están enfocando toda su atención en la explotación de crudo pesado y extrapesado aun cuando estos representen mayores costos e inversiones operacionales pero que constituyen el futuro de la industria de los hidrocarburos, es por esto que se hace necesario generar escenarios que permitan optimizar la producción de este tipo de crudo.

Principalmente este proyecto busca entregar un estudio hidráulico realizado a los 53 pozos asociados a la troncal norte del campo Chichimene de ECOPELROL S.A con sistema de Levantamiento Artificial Bombeo electro sumergible por medio del método de Análisis Nodal ya que comprobada su efectividad y confiabilidad este es considerado una de las técnicas más utilizadas para la optimización de los sistemas de producción.

Para llevar a cumplimiento este estudio se utilizó el software PIPESIM que permite finalmente evaluar la optimización de la producción y determinar las condiciones óptimas de operación de cada pozo y del sistema de recolección identificando diferentes escenarios tales como: aumento en el volumen de inyección de nafta, redistribución de los puntos de inyección de nafta y la variación de la presión en el separador.

El análisis de los resultados obtenidos a través de los cambios realizados al sistema fue soportado por una evaluación financiera la cual permitió la elección de las modificaciones más convenientes para el sistema de recolección.

---

\* Proyecto de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Ingeniería de Petróleos. Director: ING Fernando Enrique Calvete.

## ABSTRACT

**TITLE:** STUDY OF THE HYDRAULIC SYSTEM OF HARVESTING (NORTH TRUNK) OF EXTRA HEAVY CRUDE FROM THE CHICHIMENE FIELD OF THE SUPERINTENDENCY CASTILLA CHICHIMENE ECOPETROL S.A.

**AUTHOR:** ANDRES JULIAN RUEDA NIÑO\*\*.

**KEYWORDS:** Hydraulic Study, nodal analysis, collection system, multiphase flow, field Chichimene: North trunk.

### DESCRIPTION

Taking into account that the deposits of conventional oil are experiencing a decline in their production, the operators are focusing all their attention to the exploitation of heavy crude and heavy even when they represent higher costs and operational investments but they constitute the future of the hydrocarbon industry, that is why it is necessary to create scenarios that will allow to optimize the production of this type of crude.

Mainly this project seeks to provide a hydraulic study conducted in the 53 wells associated with the trunk of the north field Chichimene of ECOPETROL S.A. Artificial Lift system electro submersible pumping through the nodal analysis method that already proven its effectiveness and reliability this is considered one of the most commonly used techniques for optimization of production systems.

To fulfill this study used the PIPESIM software that allows you to finally assess the optimization of production and determine the optimal conditions for operation of each well and the collection system by identifying different scenarios such as: increase in the volume of injection of nafta, redistribution of the points of injection of nafta and the pressure variation in the separator.

The analysis of the results obtained through changes to the system was supported by a financial assessment which allowed for the election of the modifications more suitable for the collection system.

---

\* Proyecto de Grado.

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Ingeniería de Petróleos. Director: ING Fernando Enrique Calvete.

## INTRODUCCION

Los yacimientos de petróleo convencionales hoy en día están atravesando una declinación en la producción y es por esto que toda la atención de la industria se ha centrado en la explotación de crudo pesado y extra pesado, los cuales desempeñan un rol muy importante al presentar el 15 y 25 por ciento de las reservas actuales respectivamente.

La industria se ha interesado en la producción de estos recursos que aun cuando presentan mayores costos e inversiones operacionales constituyen el presente y futuro de la industria de los hidrocarburos. Por lo cual se ha intentado mejorar los sistemas de producción para maximizar la eficiencia de flujo mediante la implementación de una técnica efectiva y confiable, como lo es el análisis nodal el cual permite predecir el comportamiento actual y futuro de un pozo productor.

El análisis nodal es una de las técnicas más conocidas mundialmente en la optimización de sistemas de producción 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.

Es importante conocer las diferentes técnicas que permiten determinar el gradiente de presión en tuberías verticales y horizontales, de una mezcla multifásica de petróleo y gas, ya que el movimiento de fluidos a través de tubería se encuentra directamente relacionado con el gradiente de presión, así como también los diferentes patrones de flujo, los parámetros característicos del flujo

multifásico y las correlaciones que permiten modelar este tipo de flujo en tubería horizontal.

El campo Chichimene actualmente constituye una parte esencial en la producción de crudo pesado y extra pesado del país, por lo que es de vital importancia generar alternativas que permitan incrementar su producción.

Para la aplicación de la técnica de análisis nodal existen gran variedad de simuladores comerciales, entre ellos se encuentra el software PIPESIM desarrollado por la compañía Schlumberger, el cual cuenta con recursos suficientes para modelar el sistema de recolección Troncal Norte de crudo extrapesado del campo Chichimene.

La estudio hidráulico del sistema de recolección tuvo lugar recopilando información suficiente y modelando el sistema con la finalidad de generar alternativas para el mejoramiento tales como la inyección de nafta, el cambio en los punto de inyección que tiene el sistema, los cambios de presión en el separador , la posibilidad de aislar las tuberías. Conjuntamente un análisis financiero a estos escenarios fue necesario, dado que este evaluara el impacto que generan estas alternativas al sistema de producción del campo.

Como resultado de este estudio se obtuvieron diferentes alternativas de optimización de la producción del campo, que permitieron un incremento significativo del mismo , haciendo de este estudio una opción viable que permite el crecimiento del potencial productor de crudo de la troncal norte del campo Chichimene y que en su actualidad está siendo aplicado.

## 1. ANALISIS NODAL.

### 1.1. GENERALIDADES DEL ANÁLISIS NODAL.

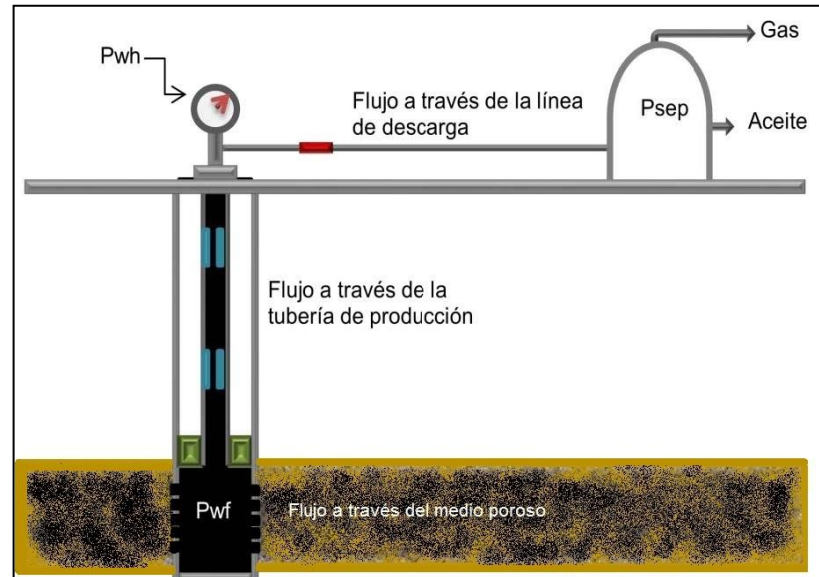
El análisis nodal es una metodología que se utiliza para evaluar los sistemas de producción de forma sistemática, con la finalidad de determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos. El procedimiento de esta técnica consiste en elegir un nodo solución para dividir el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

La técnica de análisis nodal es usada tanto en pozos que producen por energía natural como en pozos que utilizan sistemas de levantamiento artificial de producción. El análisis nodal hace una evaluación del sistema de producción dividiéndolo en tres componentes básicos de análisis. Figura 1:

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

- **Flujo a través de la tubería horizontal o línea de descarga**, considerando el manejo de estranguladores en superficie.

**Figura 1. Componentes básicos en el sistema de producción.**



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

Los principales objetivos del análisis se pueden enunciar como se observa a continuación:

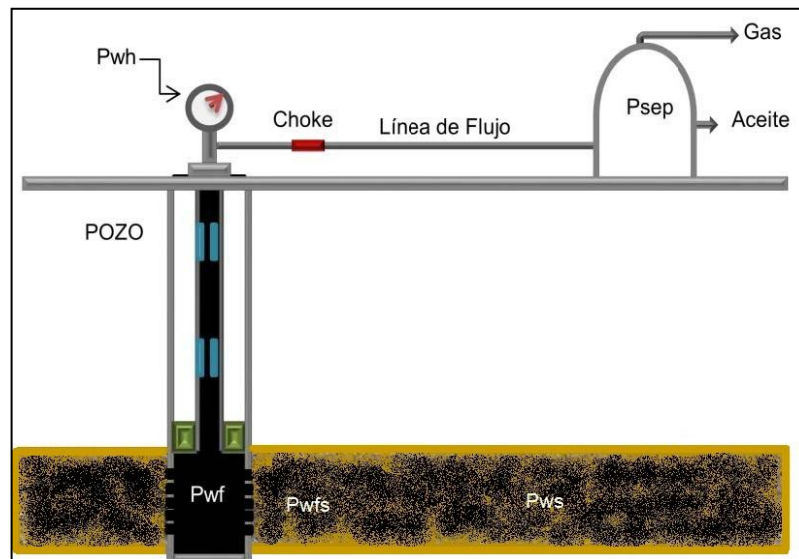
- Determinar la tasa de flujo a la cual producirá un pozo de aceite o gas considerando la geometría del wellbore y las limitaciones del completamiento.
- Determinar las condiciones de flujo bajo las que el pozo podría dejar de producir.
- Seleccionar el tiempo más apropiado para la instalación de un sistema de levantamiento artificial, y también para asistir en la selección del más óptimo.
- Optimizar el sistema para producir a la tasa de flujo que haga resultar el proceso más económico.
- Evaluar cada componente del sistema de producción para identificar cuales están originando restricciones del flujo innecesariamente.

- Permitir al personal de operaciones e ingeniería un rápido reconocimiento de alternativas que permitan incrementar la producción.

**1.1.1. Proceso de Aplicación del Análisis Nodal.** El procedimiento del análisis consiste en la selección de un nodo en el pozo y dividir el sistema en este punto. Todos los componentes aguas arriba (upstream) del nodo comprenden la sección de entrada (Inflow), mientras que la sección de salida (Outflow) consiste en el conjunto de componentes aguas abajo (downstream) del nodo. Debe estar disponible para cada componente del sistema una relación entre la tasa de flujo y la caída de presión. El flujo a través del sistema puede determinarse una vez se satisfacen los siguientes requerimientos:

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

**Figura 2. Proceso de aplicación de análisis nodal.**



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

Después de seleccionar un nodo de solución, las caídas de presión son adicionadas o sustraídas al punto de presión inicial o nodo de partida, el cual generalmente es la presión estática del yacimiento, hasta que se alcanza la convergencia en las iteraciones de cálculo para obtener el valor del nodo de solución. Para utilizar el concepto nodal, al menos se deberá conocer la presión en el punto de partida.

En un sistema de producción se conocen siempre dos presiones, las cuales se consideran constantes para fines de cálculo, siendo éstas la presión estática del yacimiento ( $P_{ws}$ ) y la presión de separación en la superficie ( $P_{sep}$ ). Por lo tanto, los cálculos pueden iniciar con cualquiera de ellas, para después determinar la presión en los nodos de solución intermedios entre estas posiciones de partida<sup>1</sup>.

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

La selección del nodo o nodos iniciales depende grandemente del componente del sistema que se desea evaluar, pero su posición deberá ser tal que muestre, de la mejor manera posible, la respuesta del sistema de una serie de condiciones, para que como resultado final se tenga una evaluación total del problema, dando así una solución confiable. Un punto importante es que, además de las razones técnicas, se tendrá que aportar también una justificación económica, validando con ello de manera completa la solución encontrada<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup>ORTIZ, Jennifer; JIMENEZ, Edith, "Optimización de la producción de un cluster de crudo extrapesado del campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal", 2011, p 28.

<sup>2</sup>ORTIZ, Jennifer; JIMENEZ, Edith, " Optimización de la producción de un cluster de crudo extrapesado del campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal",2011, p 28.

La producción de fluidos desde yacimiento hasta superficie necesita de cierta energía ya sea natural o artificial, para poder vencer las pérdidas que el fluido tiene en su recorrido. La fricción, el peso de la columna y los efectos de aceleración, son algunas variables que aportan pérdidas significativas de energía en el sistema. Debe recordarse además, que en el yacimiento el flujo ocurre a través de un medio poroso.

El yacimiento posee una enorme cantidad de energía que se manifiesta en forma de presión, la cual generalmente es suficiente para mantener al pozo fluyendo de manera natural por mucho tiempo. A medida que esta energía declina, se hace necesario utilizar métodos de levantamiento artificial y/o recuperación secundaria<sup>3</sup>.

### 1.1.2. Recorrido de los fluidos en el sistema

El fluido que se pretende producir, debe atravesar por una cantidad de etapas dentro del sistema, para al final ser recolectado. Estas etapas son:

- **Flujo en el yacimiento:**

Esta es la trayectoria que sigue el petróleo dentro del yacimiento a miles de metros de profundidad a través de los microcanales de roca porosa y permeable hasta llegar al fondo del pozo. Este recorrido lo hace el petróleo gracias a la presión o energía natural que existe en el yacimiento.

- **Producción en el pozo:**

Una vez que el petróleo llega al fondo del pozo continúa su recorrido por la tubería vertical de producción hasta alcanzar la superficie. A medida que el petróleo asciende (ya sea por medios naturales o por levantamiento artificial) la presión disminuye y ocurre la liberación del gas originalmente disuelto en el crudo.

---

<sup>3</sup>ORTIZ, Jennifer; JIMENEZ, Edith, " Optimización de la producción de un cluster de crudo extrapesado del campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal",2011, p 29.

- **Recolección de crudo:**

Después que el petróleo de cada uno de los pozos del yacimiento ha alcanzado la superficie, se recolecta mediante un sistema de líneas de flujo que van desde el cabezal de los pozos hasta las estaciones de flujo.

En un sistema de producción, la presión va disminuyendo desde el yacimiento hacia el separador de forma constante debido a que tanto la presión estática del yacimiento y la presión de separación son esencialmente constantes en todos los momentos de la vida del pozo como consecuencia de su producción<sup>4</sup>.

$$\Delta P_{\text{Total}} = P_R - P_{\text{sep}} = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \dots + \Delta P_n \text{ Ec. 1}$$

Donde

$P_R$  = Presión del Yacimiento

$P_{\text{sep}}$  = Presión del separador

$\Delta P$ 's = Variaciones de presión en el sistema.

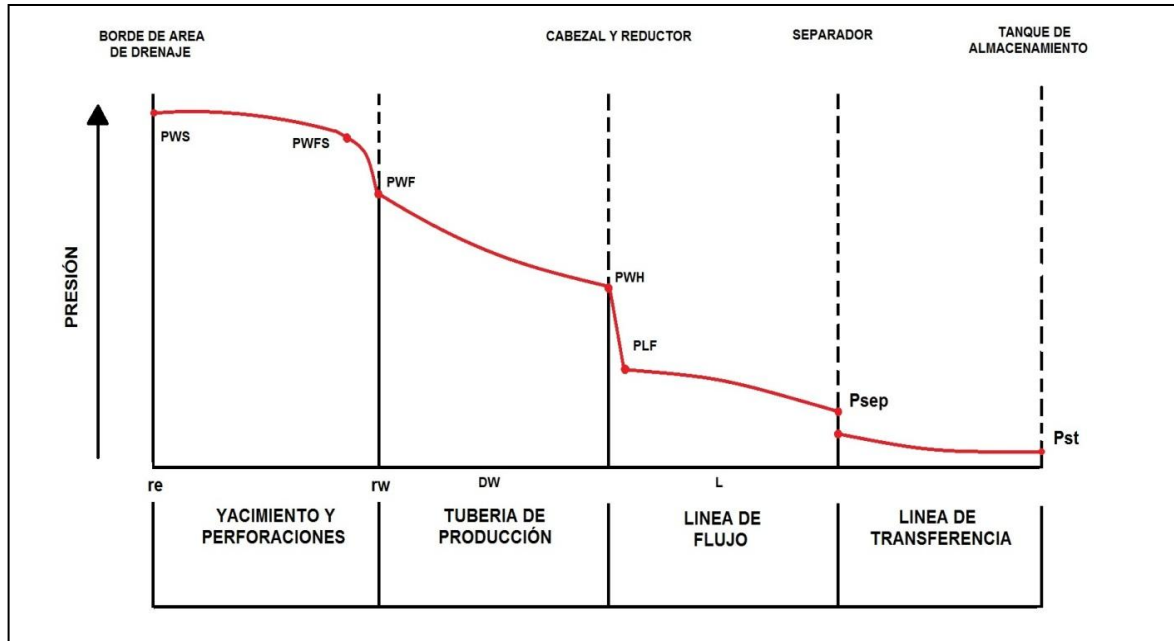
Generalmente las pérdidas de presión encontradas están asociadas a:

- Flujo en el yacimiento.
- Flujo a través de las perforaciones.
- Flujo a lo largo del tubing.
- Flujo a través del estrangulador (si existe).
- Flujo a lo largo de la línea de flujo.

---

<sup>4</sup>ORTIZ, Jennifer; JIMENEZ, Edith, " Optimización de la producción de un cluster de crudo extrapesado del campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal",2011, p 29.

Figura 3. Perfil de presiones en un sistema de producción



Fuente: modificado de Maggiolo R, optimización de la producción mediante análisis nodal, 2008.

**1.1.3. Metodología para la aplicación de análisis nodal.** Para desarrollar esta técnica es necesario considerar los siguientes pasos.

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

Esta metodología permite describir las siguientes expresiones:

$$P_{\text{nodo}} = P_R - \Delta P_{\text{aguas arriba (Inflow)}} \quad \text{Ec.2}$$

$$\bullet \quad P_{\text{nodo}} = P_{\text{sep}} - \Delta P_{\text{aguas abajo}} \text{ (Outflow)} \quad \text{Ec.3}$$

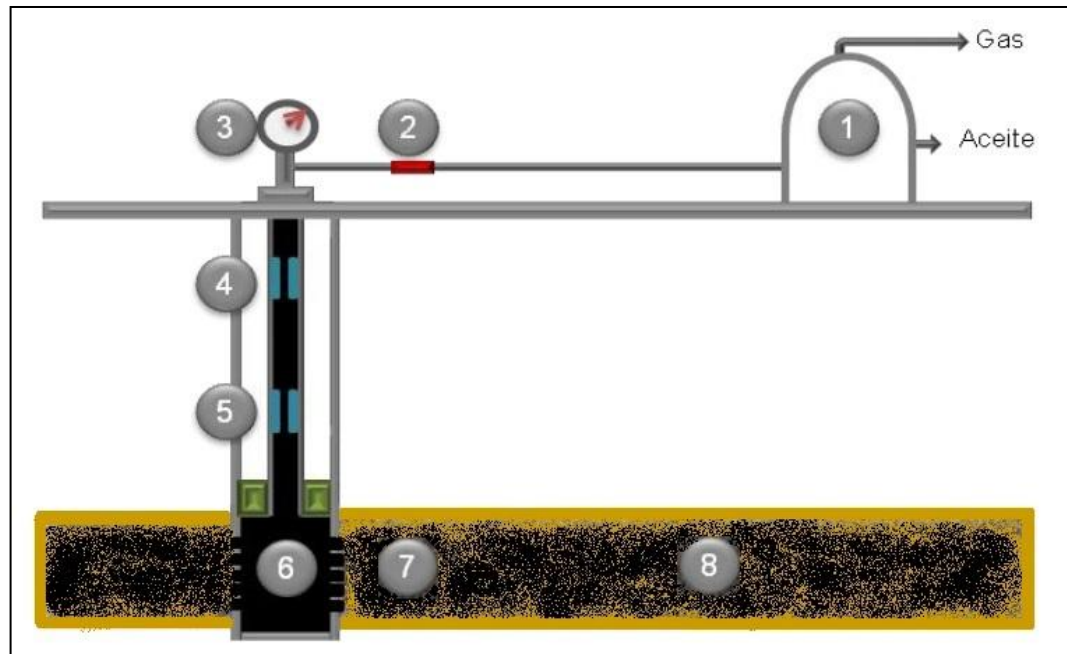
Las anteriores ecuaciones describen el balance de presión en el Inflow (yacimiento a nodo) y en el Outflow (separador a nodo). La aplicación de las ecuaciones anteriores requiere que se tenga una expresión matemática que describa la relación entre el flujo y el comportamiento de la presión dentro de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

3. Utilizando diferentes valores de caudal se calcula la presión en el nodo utilizando tanto la ecuación de Inflow como la de Outflow, y se grafica. Existirá un caudal único para el cual las presiones de ambas curvas (en el nodo) coincidan. Es importante mencionar que las curvas de Inflow y Outflow no necesariamente se cortan, lo cual no debe interpretarse como un error del análisis nodal, sino que no hay un caudal que satisfaga las condiciones de presión de ambos sectores del sistema, es decir, el pozo no fluirá de manera natural<sup>5</sup>.

---

<sup>5</sup>ORTIZ, Jennifer; JIMENEZ, Edith, " Optimización de la producción de un cluster de crudo extrapesado del campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal",2011, p 31.

Figura 4. Distribución de nodos en el sistema



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

Al realizar un análisis nodal, uno de los aspectos importantes a considerar es la ubicación del nodo. La literatura reporta que existen diversos lugares dentro del sistema donde se puede colocar el nodo:

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

**1.1.4. Capacidad de Producción del Sistema.** Los yacimientos pierden energía manifestada en la disminución de presión a través de cada componente, dicha pérdida de energía depende de las características de los fluidos producidos y,

especialmente, del caudal de flujo transportado, de tal manera que la capacidad de producción del sistema responde a un balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación para transportar los fluidos hasta la superficie<sup>6</sup>.

La suma de las pérdidas de energía en forma de presión de cada componente es igual a la pérdida total, es decir, a la diferencia entre la presión de partida, **Pws**, y la presión final, **Psep**:

$$P_{ws} - P_{sep} = \Delta P_y + \Delta P_c + \Delta P_p + \Delta P_l \quad \text{Ec.4}$$

Donde:

- $\Delta P_y = P_{ws} - P_{wfs}$  = Caída de presión en el yacimiento, (IPR).
- $\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf}$  = Caída de presión en la el completamiento.
- $\Delta P_p = P_{wf} - P_{wh}$  = Caída de presión en el pozo.
- $\Delta P_l = P_{wh} - P_{sep}$  = Caída de presión en la línea de flujo.

**1.1.4.1. Solución en fondo de pozo.** Es el nodo solución más utilizado y está localizado en el fondo de pozo, en el punto medio de las perforaciones. Divide el sistema en dos componentes: el yacimiento y el sistema de tuberías total. Es el punto más importante de estudio ya que la mayoría de las pérdidas de energía se dan en la tubería.

Presión de llegada al nodo (Inflow-oferta):  $P_{wf} = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c$  **Ec.5**

Presión de salida del nodo (Outflow-demanda):  $P_{wf} = P_{sep} + \Delta P_l + \Delta P_p$  **Ec.6**

En este caso, la presión en el nodo  $P_{nodo}$  se encuentra representada por  $P_{WF}$ . Se deben suponer tasas de flujo diferente, así como también conocer la presión en

<sup>6</sup>STOISITS, R. Dynamic Production System Nodal Analysis. SPE 24791-MS. Society of Petroleum Engineers, 1982.

cabeza para poder llevar los fluidos a través de la línea horizontal hasta separador, asumiendo los caudales y las presiones en cabeza se pueden determinar las presiones de entrada que deben existir en la tubería<sup>7</sup>.

El siguiente paso es graficar los caudales contra las presiones de entrada en la tubería en la gráfica de la curva IPR, la intersección de las curvas determinara el caudal que el pozo producirá en el sistema de tuberías. Los resultados pueden cambiar dependiendo de las modificaciones realizadas en el pozo.

**1.1.4.2 Solución en Cabeza de Pozo.** Este nodo está compuesto por, el downstream, que comprende el separador y las líneas de flujo y el upstream, que se conforma por el yacimiento y la sarta de producción. Este nodo es de gran importancia, ya que tiene como objetivo calcular las caídas de presión en las líneas de flujo, considerándose como una de las principales causas que generan una baja capacidad de producción del pozo.

Presión de llegada al nodo (Inflow):  $P_{wh} \text{ (oferta)} = P_{ws} - \Delta p_y - \Delta p_c - \Delta P_p$  **Ec.7**

Presión de salida del nodo (Outflow):  $P_{wh} \text{ (demanda)} = P_{sep} + \Delta P_I$  **Ec.8**

Al igual que en el nodo en fondo de pozo, hay que suponer varios caudales y con la presión en el separador hallar la presión en cabeza, necesaria para llevar los fluidos hasta el separador. Los caudales se usan para determinar las presiones de flujo correspondientes para poder producir el yacimiento.

Seguidamente con las presiones de flujo, hallar la presión en cabeza para las tasas de flujo y hacer un análisis gráfico con las presiones en cabeza encontradas

---

<sup>7</sup>DÍAZ, JOSÉ (2009). Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de los pozos del Campo Colorado.

de formas diferentes con los caudales asumidos y observando la intersección de las dos curvas poder determinar la tasa de flujo del sistema.

**1.1.4.3 Solución en el Separador.** El nodo solución en el separador es la posición final del sistema de análisis nodal. La presión en este nodo permanece constante, debido a que no varía con la tasa de producción.

Inicialmente hay que asumir diferentes tasas, para determinar la presión de fondo fluyendo necesaria para que el pozo produzca a las tasas de flujo supuestas. Con el valor obtenido de  $P_{wf}$ , determinar las correspondientes presiones de cabeza, estas se emplean para calcular la presión de separador permisible para cada una de las tasas de flujo supuestas<sup>8</sup>.

**1.1.4.4 Solución en el Yacimiento.** La ubicación de un nodo en el yacimiento simplemente permite ilustrar el efecto que la presión de yacimiento  $P_r$  tiene sobre la producción de un pozo. Para solucionar este nodo, se toma como posición inicial la presión en el separador y se suman todas las pérdidas de presión en el sistema hasta la posición final que sería el yacimiento<sup>9</sup>.

Como primera medida hay que asumir caudales y determinar la presión en cabeza necesaria para llevar los fluidos al separador, usando correlaciones de flujo multifásico e iniciar con la presión del separador. Posteriormente hallar los valores de presión en la entrada de la tubería para los caudales asumidos utilizando la presión en cabeza calculada.

Determinar los valores de  $P_r$  necesarios para cada caudal a partir de las presiones de entrada a la tubería, basándose en las ecuaciones para el comportamiento del

---

<sup>8</sup>DÍAZ, JOSÉ. Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de los pozos del Campo Colorado ,2009.

<sup>9</sup>ORTIZ, Jennifer; JIMENEZ, Edith, " Optimización de la producción de un cluster de crudo extrapesado del campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal",2011, p 36.

índice de productividad del pozo, posteriormente graficar las presiones promedio halladas, contra los caudales asumidos, junto con la línea de presión promedio de yacimiento constante. La intersección entre las dos curvas da como resultado la tasa de flujo del sistema.

**1.1.4.5 Solución en Nodo Funcional.** A través de un nodo funcional, siempre ocurrirá una pérdida inmediata de presión. La presión diferencial se caracteriza por ser en una distancia corta y puede ser generada por un estrangulador, empaque con grave, perforación, válvula de seguridad, entre otros.

El primer paso para la solución de este nodo es asumir caudales y determinar las presiones en cabeza requerida para llevar los fluidos hasta el separador, utilizando las correlaciones de flujo horizontal.

Posteriormente hallar las presiones en cabeza a partir de la presión promedio del yacimiento. Luego graficar las presiones en cabeza halladas contra los caudales asumidos para calcular los diferenciales de presión y graficar los diferenciales de presión contra los caudales<sup>10</sup>.

Con las fórmulas para los estranguladores, hallar las presiones de cabeza para cada caudal y varios tamaños de estranguladores. Por último, calcular los diferenciales de presión  $\Delta P$ , para los estranguladores (diámetro) existentes en el sistema.

---

<sup>10</sup>ORTIZ, Jennifer; JIMENEZ, Edith, " Optimización de la producción de un cluster de crudo extrapesado del campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal",2011, p 37.

## 1.2. FLUJO DE FLUIDOS EN YACIMIENTO.

El movimiento del petróleo hacia el pozo se origina cuando se establece un gradiente de presión en el área de drenaje y el caudal, o tasa de flujo, dependerá no solo de dicho gradiente, sino también de la capacidad de aporte de la formación productora. Ésta está representada por el producto de la permeabilidad efectiva al petróleo por el espesor de arena neta petrolífera ( $K_o.h$ ) y de la resistencia a fluir del fluido representada a través de su viscosidad ( $\mu_o$ )<sup>11</sup>.

Dado que la distribución de presión cambia a través del tiempo es necesario establecer los distintos estados de flujo que pueden presentarse en el área de drenaje al abrir a producción un pozo. También es necesario describir, en cada uno de ellos, la ecuación que regirá la relación entre la presión fluyente  $P_{wf}$  y la tasa de producción  $q_o$  que será capaz de aportar el yacimiento hacia el pozo.

Los tipos de flujo se definen de acuerdo a la forma como varía la presión con el tiempo en cada punto del yacimiento. En simulación de yacimientos se suelen considerar tres tipos de flujo: flujo no-continuo, flujo Semicontinuo y flujo continuo.

- Flujo No Continuo: Ocurre cuando la variación de la presión con respecto al tiempo, en cada punto del yacimiento, es función del tiempo. Analíticamente  $dP/dt \neq 0$ .
- Flujo Continuo: Se dice que un yacimiento presenta comportamiento de flujo continuo cuando la presión, y por ende todas las propiedades que dependen de la presión, no varían con el tiempo, analíticamente  $dP/dt = 0$ .

---

<sup>11</sup>ORTIZ, Jennifer; JIMENEZ, Edith, " Optimización de la producción de un cluster de crudo extrapesado del campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal",2011, p 38.

- Flujo Semicontinuo: Ocurre flujo cuando la variación de presión en cada punto del sistema es una función lineal del tiempo. Análíticamente  $dP/dt = \text{constante}$

Para entender mejor el comportamiento de los fluidos en el yacimiento es necesario conocer el significado de la ecuación de Darcy que se describe de la siguiente forma:

$$Q = \frac{0.00708 K_0 h (Pr - P_{wf})}{\mu_0 B_0 \ln(0.472 r_e / r_w)} \quad \text{Ec.9}$$

Dónde:

$K_0$  = Permeabilidad

$\mu_0$  = Viscosidad del aceite

h = Altura

$B_0$  = Factor volumétrico del aceite

Pr = Presión de yacimiento

$r_e$  = Radio efectivo

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyendo

$r_w$  = Radio del pozo

La ecuación de Darcy expresada de esta forma todavía incorpora tres suposiciones que restringen su aplicabilidad en todos los pozos productores:

- Permeabilidad constante.
- Flujo monofásico laminar.
- Área de drenaje circular.

**1.2.1. Curvas de Comportamiento de Afluencias (IPR).** El índice de productividad es una característica del comportamiento de la formación que ayuda a definir la facilidad con que los fluidos están pasando desde la formación hasta el pozo.

Históricamente el primer intento para construir una curva de comportamiento de afluencia de un pozo o IPR (Inflow Performance Relationship), resultó de la suposición de que la IPR era una línea recta **FIG 5**. Por lo tanto, bajo esta suposición, el flujo de líquido en un pozo será directamente proporcional a la caída de presión en el fondo del mismo. La constante de proporcionalidad con la cual se mide la productividad de un pozo se llama índice de productividad (IP), que básicamente es una característica del comportamiento de la formación que ayuda a definir la facilidad con que los fluidos están pasando desde la formación hasta el pozo y la ecuación que la define es<sup>12</sup>:

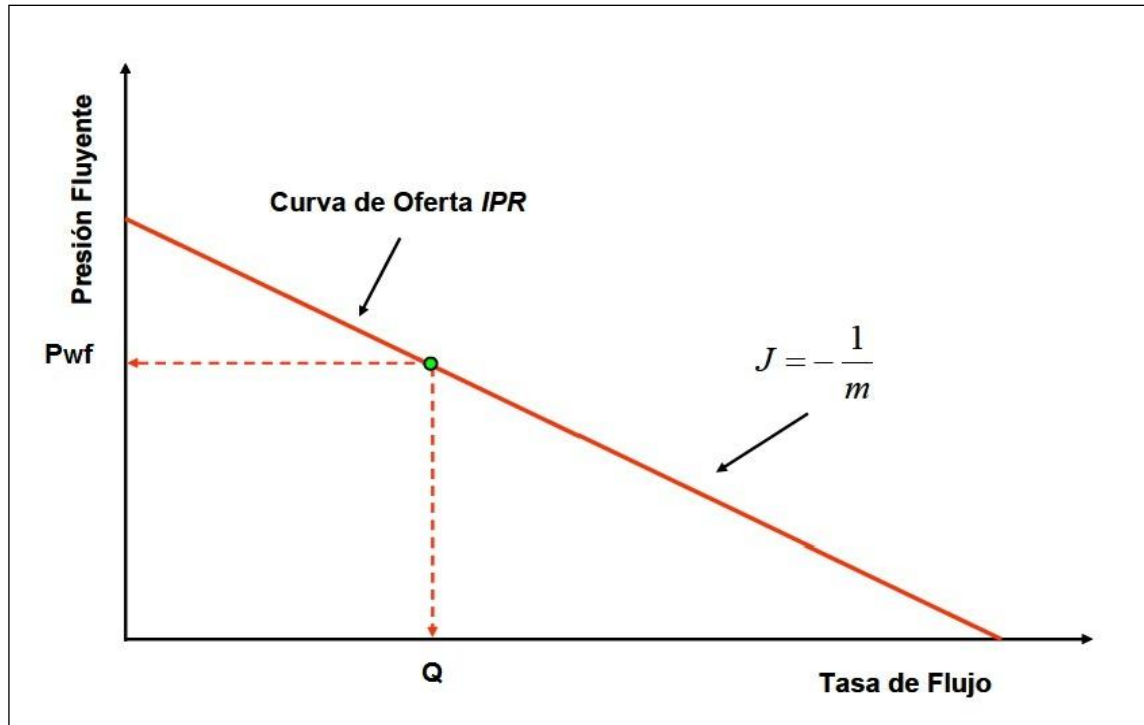
$$IP = \frac{Q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \quad \text{Ec.10}$$

Dónde:

- $Q_o$  = Gasto de aceite (BPD)
- $P_{ws}$  = Presión promedio en el yacimiento = Presión de Fondo Estática en el Pozo (Psia)
- $P_{wf}$  = Presión de Fondo Fluyente en el Pozo (Psia).

<sup>12</sup>ORTIZ, Jennifer; JIMENEZ, Edith, " Optimización de la producción de un cluster de crudo extrapesado del campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal",2011, p 40.

Figura 5. Representación gráfica del Índice de Productividad IP.

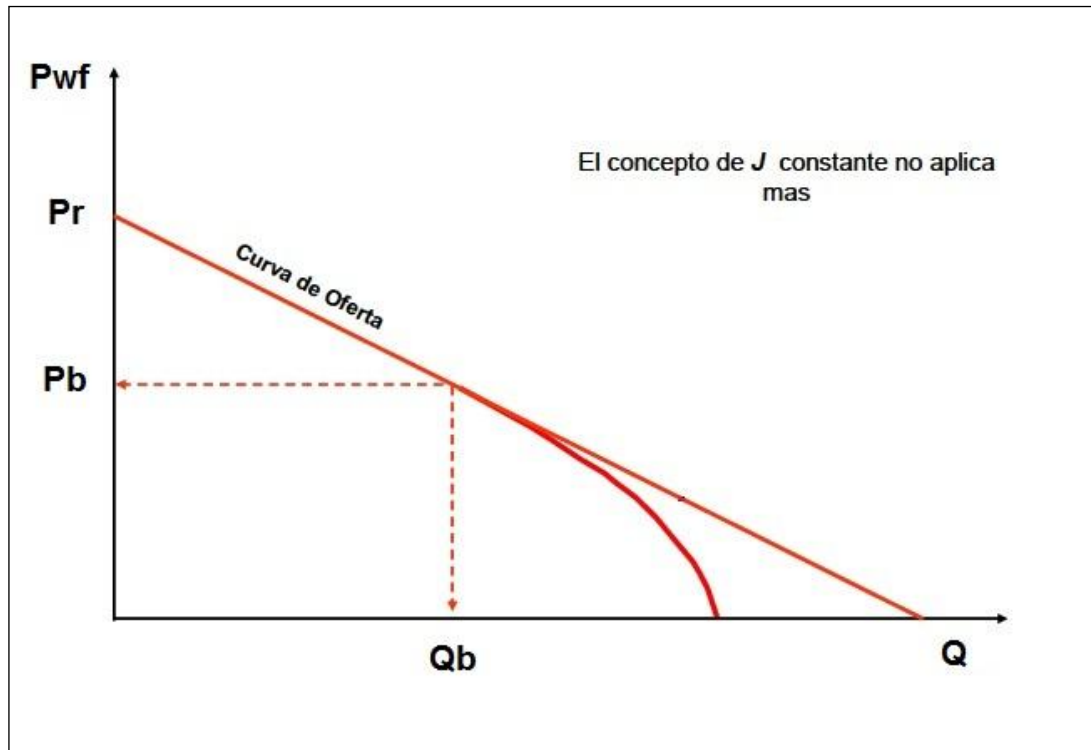


Fuente: Modificada de NIND T., E. W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. 1987.

Sin embargo, posteriormente W. E. Gilbert (1954) realizó diversas observaciones en campos productores de hidrocarburos y se dió cuenta que esto sólo se cumplía cuando la  $P_{wf}$  se encontraba por encima del punto de burbuja o presión de saturación, mientras que para la mayoría de los pozos, los cuales su  $P_{wf}$  estaba por debajo del punto de burbuja, la IPR graficada formaba una curva debido a que la fase gaseosa presente en el aceite tenía un efecto en la producción<sup>13</sup>.

<sup>13</sup>ORTIZ, Jennifer; JIMENEZ, Edith, " Optimización de la producción de un cluster de crudo extrapesado del campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal",2011, p 41.

**Figura 6. Comportamiento de la Curva de Oferta para Flujo bajo Condiciones de Estado semi-estable**



Fuente: Modificada de NIND T., E. W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. 1987.

Para un yacimiento con empuje asociado a un acuífero activo, el IP permanecerá casi constante cuando produzca por encima del punto de burbuja, debido a que no existe gas liberado en el yacimiento que pueda afectar las permeabilidades relativas del aceite y del agua<sup>14</sup>.

**1.2.1.1. Correlación de M. V. VOGEL (1968).** Desarrollo un estudio sobre IPR para yacimientos con empuje por gas en solución derivando ecuaciones que describían los perfiles de presión y saturación de gas desde el agujero del pozo hasta las fronteras del yacimiento.

<sup>14</sup>ORTIZ, Jennifer; JIMENEZ, Edith, " Optimización de la producción de un cluster de crudo extrapesado del campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal",2011, p 42.



Dónde:

- $Q_o$  = gasto de aceite correspondiente a la  $P_{wf}$
- $Q_{omax}$  = gasto máximo de producción cuando la  $P_{wf}$  es igual a cero
- $P_{wf}$  = Presión de Fondo estática.
- $C$  = coeficiente de la curva
- $n$  = exponente (un valor entre 0.5 y 1.0)

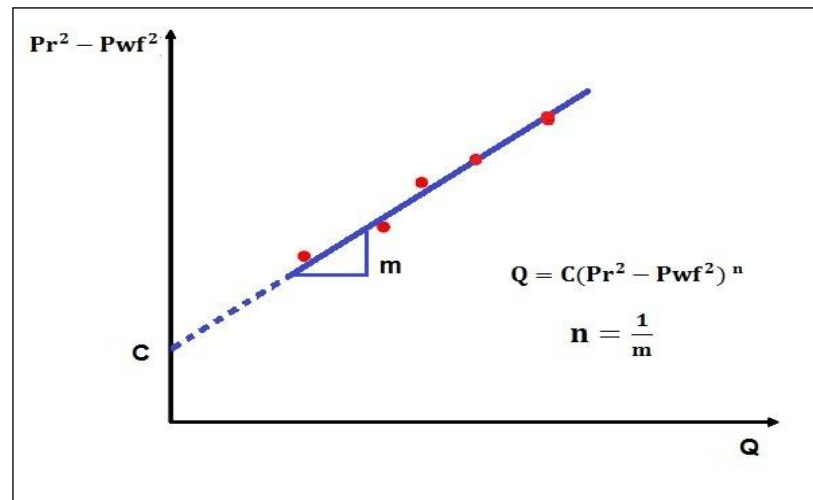
Para aplicar el método de Fetkovitch, es necesario determinar los valores de  $C$  y de  $n$ . estos coeficientes se obtienen a través de una prueba de presión-producción de un pozo, donde se miden los gastos aportados por tres diferentes diámetros de estrangulador con sus correspondientes presiones de fondo fluyentes, así como la presión de fondo estática con el pozo cerrado. En escala log-log se grafican los valores de presión contra gasto, obteniendo una línea recta<sup>15</sup>.

El valor de  $C$  es la ordenada al origen y el valor de  $n$  es la pendiente de dicha recta. El potencial del pozo o gasto máximo teórico se obtiene interceptando el valor de la  $P_{ws}$  con la recta obtenida, para encontrar su correspondiente valor de gasto.

---

<sup>15</sup>ORTIZ, Jennifer; JIMENEZ, Edith, " Optimización de la producción de un cluster de crudo extrapesado del campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal",2011, p 43.

Figura 8. Método de Fetkovitch. Determinación de los valores C y n.



Fuente: Modificada de NIND T., E. W. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. 1987.

Las curvas de comportamiento de afluencia obtenidas, son función de los siguientes puntos clave del sistema:

- Características del yacimiento.
- Características de la tubería de producción y línea de descarga.
- Presión en el nodo inicial y final del sistema.
- Porcentaje de agua producido.
- Relación gas-líquido.
- Longitud de las tuberías.
- Temperatura.
- Características de los fluidos a manejar.
- Topografía del terreno en el caso de la línea de descarga.
- Grado de desviación del pozo.

**1.2.1.3 .Modelo Generalizado para Ipr en Pozos Verticales** El análisis de IPR permite entender el impacto de tener en cuenta parámetros como °API, corte de

agua y grado de depleción. La nueva correlación se basa en el modelo original de Vogel.

$$\frac{Q_o}{Q_{OMAX}} = 1 - V \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - (1 - V) \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad \text{Ec.13}$$

Donde

$$V = a e^{cWC} \quad \text{Ec.14}$$

- a y c: Coeficientes en función de la gravedad API (adimensional)
- WC: Corte de agua (fracción).

a y c son calculados de las siguientes expresiones

$$a = 0.0146 API^2 - 0.4948 API + 4.5237 \quad \text{Ec.15}$$

$$c = -0.0226 API^2 + 0.7624 API - 5.7916 \quad \text{Ec.16}$$

Teniendo en cuenta la depleción del yacimiento se encontró en simulaciones que el coeficiente V incrementaba por lo cual fue necesario formular una corrección debido a este comportamiento de la siguiente forma:

$$\Delta V = m \left( 1 - \left( \frac{P_f}{P_i} \right) \right) \quad \text{Ec.17}$$

Donde

- $\Delta V$  : Coeficiente V aumentado por depleción (adimensional).
- m: Correlación de coeficientes por depleción (adimensional).
- Pf: Presión del yacimiento depletado (psia).
- Pi: Presión de burbuja del yacimiento (psia).

Se encontró que la pendiente de depleción “m” es función de la gravedad API:

$$m = -0.97API + 0.5094 \quad \text{Ec.18}$$

Finalmente se generaliza la ecuación del coeficiente V para cualquier nivel de depleción menor al 75% de la presión original del yacimiento para pozos verticales.

$$V = a e^{c(\alpha)} + m \left( 1 - \left( \frac{P_f}{P_i} \right) \right) \text{Ec.19}$$

#### 1.2.1.4. Modelo Generalizado Para Ipr En Pozos Horizontales y Desviados.

Para pozos horizontales y desviados las consideraciones siguen siendo las mismas tan solo que varía el coeficiente V dependiendo de los grados de desviación.

$$V = -a \alpha^2 + b \alpha + c + \left( \left( \frac{P_f}{P_i} \right) - 1 \right) \text{Ec.20}$$

Donde el parámetro “Pf/Pi” representan el grado de depleción; los parámetros “a,b,c y m” dependen solamente de la gravedad API y pueden ser calculadas de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

- $a = -7.3098 \times 10^{-7} API^2 + 1.6245 \times 10^{-5} API + 8.1176 \times 10^{-5}$
- $b = 4.7882 \times 10^{-5} API^2 - 1.3969 \times 10^{-3} API + 1.9645 \times 10^{-2}$
- $c = -1.1312 \times 10^{-2} API^2 + 2.2739 \times 10^{-2} API + 4.3943 \times 10^{-1}$
- $m = -8.9726 \times 10^{-3} API - 1.6429 \times 10^{-1}$
- $\alpha$  : Ángulo de desviación (grados).

## 2. FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS

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

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

### 2.1. PATRONES DE FLUJO

La diferencia básica entre flujo de una sola fase y bifásico es que en este último la fase gaseosa y líquida pueden estar distribuidas en la tubería en una variedad de configuraciones de flujo, las cuales difieren unas de otras por la distribución especial de la interfase, resultando en características diferentes de flujo tales como los perfiles de velocidad y hold up<sup>16</sup>.

La existencia de patrones de flujo en un sistema bifásico dado depende de las siguientes variables:

- Parámetros operacionales, es decir, tasas de flujo de gas y líquido.
- Variables geométricas incluyendo diámetro de la tubería y ángulo de inclinación.

---

<sup>16</sup>BOHORQUEZ, Ferney; GÓMEZ, Claudia, Optimización del sistema de recolección de crudo pesado y extrapesado del campo Chichimene, 2010, p 82.

- Las propiedades físicas de las dos fases, tales como; densidades, viscosidades y tensiones superficiales del gas y del líquido.

La determinación de los patrones de flujo es un problema central en el análisis de flujo bifásico. Realmente todas las variables de diseño de flujo son frecuentemente dependientes del patrón de flujo existente. Las variables de diseño son la caída de presión, el hold up de líquido, los coeficientes de transferencia de calor y masa, etc<sup>17</sup>.

**2.1.1. Patrones de Flujo Multifásico en Tuberías Horizontales.** Los patrones de flujo horizontal pueden ser clasificados como:

- **Flujo Estratificado "St".**

Ocurre a tasas de flujo relativamente bajas de gas y líquido. Las dos fases son separadas por gravedad, donde la fase líquida fluye al fondo de la tubería y la fase gaseosa en el tope. Este patrón es subdividido en:

- **Estratificado liso (SS):** La interfase gas-líquido es lisa.
- **Estratificado ondulante (SW):** Ocurre a tasas de gas relativamente altas, a la cual, ondas estables se forman sobre la interfase.

**Figura 9. Patrones de flujo estratificado**



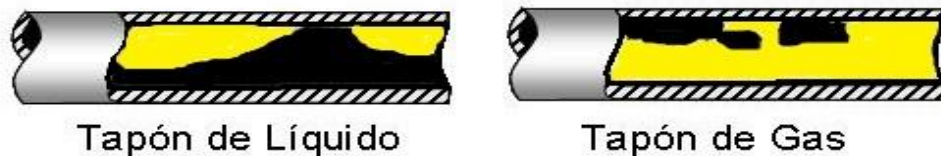
Fuente: modificado de Maggiolo R, optimización de la producción mediante análisis nodal, 2008.

<sup>17</sup>BOHORQUEZ, Ferney; GÓMEZ, Claudia, Optimización del sistema de recolección de crudo pesado y extrapesado del campo Chichimene, 2010, p 83.

- **Flujo intermitente "I" (tapón).**

El flujo intermitente es caracterizado por flujo alternado de líquido y gas, *plugs* o *slugs* de líquido, los cuales llenan el área transversal de la tubería, son separados por bolsillos de gas, los cuales tienen una capa líquida estratificada fluyendo en el fondo de la tubería. Puede presentarse de dos maneras, una en la que se genera un tapón de líquido que llega hasta la parte superior obstruyendo el paso de gas y la otra es en el caso de que se forme un tapón de gas encerrando el líquido en pequeños baches y obstruyendo su circulación<sup>18</sup>.

**Figura 10. Patrones de flujo intermitente.**



Fuente: modificado de Maggiolo R, optimización de la producción mediante análisis nodal, 2008.

- **Flujo Anular "A".**

Ocurre a muy altas tasas de flujo de gas. La fase gaseosa fluye en un centro de alta velocidad, la cual podría contener gotas de líquido arrastradas. El líquido fluye como una delgada película alrededor de la pared de la tubería. La película al fondo es generalmente más gruesa que al tope, dependiendo de las magnitudes relativas de las tasas de flujo de gas y líquido<sup>19</sup>.

<sup>18</sup>Maggiolo R, optimización de la producción mediante análisis nodal, 2008.

<sup>19</sup>BOHORQUEZ, Ferney; GÓMEZ, Claudia, Optimización del sistema de recolección de crudo pesado y extrapesado del campo Chichimene, 2010, p 85.

**Figura 11. Patrón de flujo intermitente.**



Fuente: modificado de Maggiolo R, optimización de la producción mediante análisis nodal, 2008.

- **Burbujas Dispersas.**

A muy altas tasas de flujo de líquido, la fase líquida es la fase continua, y la gaseosa es la dispersa como burbujas discretas, este patrón es llamado de "Burbuja", en el caso contrario donde la fase gaseosa es la fase continua y la fase líquida la dispersa el patrón de flujo recibe el nombre de "Nebulina"<sup>20</sup>.

**Figura 12. Patrón de flujo burbujas dispersas.**



Fuente: modificado de Maggiolo R, optimización de la producción mediante análisis nodal, 2008.

**2.1.2. Patrones de Flujo Multifásico en Tubería Vertical.** Los patrones de flujo en tubería vertical son más simétricos alrededor de la dirección axial y menos afectados por la gravedad y se clasifican en:

- **Flujo Burbuja:**

Como en el caso horizontal, la fase gaseosa es dispersa en pequeñas burbujas discretas en una fase líquida continua, siendo la distribución aproximadamente homogénea a través de la sección transversal de la tubería. Este tipo de patrón se divide en flujo **bubbly** que ocurre a tasas muy bajas de líquido con deslizamientos

<sup>20</sup>Maggiolo R, optimización de la producción mediante análisis nodal, 2008.

entre las fases líquido y gas, el otro patrón es **flujo de burbuja dispersa** que ocurre a tasas muy altas de líquido y debido a esto no hay deslizamiento entre fases ya que el líquido arrastra el gas<sup>21</sup>.

- **Flujo Slug (Tapón “Sl”):**

Este patrón de flujo en tuberías verticales es simétrico alrededor del eje de la tubería. La mayoría de la fase gaseosa está localizada en bolsillos de gas en forma de una gran bala denominada “Taylor Bubble” con un diámetro casi igual al diámetro de la tubería. El flujo consiste de sucesivas burbujas separadas por tapones de líquido.

- **Flujo Churn (Transición “Ch”):**

Este patrón de flujo es caracterizado por un movimiento oscilatorio, este tipo de flujo es similar al Slug Flow, los límites no están bien claros entre las fases. Ocurre a mayores tasas de flujo de gas, donde el tapón de líquido en la tubería llega a ser corto y espumoso.

- **Flujo Anular (Neblina “An”):**

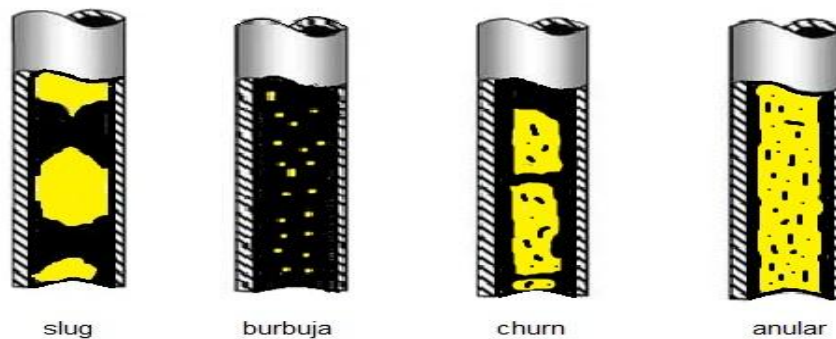
En flujo vertical, debido a la simetría de flujo el espesor de la película líquida alrededor de la pared de la tubería es aproximadamente uniforme. Como en el caso horizontal el flujo es caracterizado por un rápido movimiento de gas en el centro. La fase líquida se mueve más lenta como una película alrededor de la pared de la tubería y como gotas arrastradas por el gas. La interfase es altamente ondeada, resultando en un alto esfuerzo de corte interfacial<sup>22</sup>.

---

<sup>21</sup>Maggiolo R, optimización de la producción mediante análisis nodal, 2008.

<sup>22</sup>BOHORQUEZ, Ferney; GÓMEZ, Claudia, Optimización del sistema de recolección de crudo pesado y extrapesado del campo Chichimene, 2010, p 87.

**Figura 13. Patrones de flujo verticales.**



Fuente: modificado de Maggiolo R, optimización de la producción mediante análisis nodal, 2008.

## 2.2. PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE FLUJO MULTIFÁSICO.

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

En el flujo multifásico el gradiente de pérdidas de presión por fricción incrementa ya que el flujo desarrolla una naturaleza vibrante, los fluidos se pueden separar por la diferencia en densidades y el flujo de cada fase viaja a diferentes velocidades en la tubería<sup>23</sup>.

Dado que existe una interfase muy marcada entre las fases, calcular y conocer las propiedades del fluido así como el tipo de flujo presente se hace por lo cual se

<sup>23</sup>ORTIZ, Jennifer; JIMENEZ, Edith, " Optimización de la producción de un cluster de crudo extrapesado del campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal",2011, p 53.

recurre a una serie de variables que permiten de manera aproximada conocer la manera en que se está desarrollando la operación.

- **Nivel de líquido o Hold-Up (HL).**

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

$$H_L = \frac{\text{volumen de líquido contenido en un segmento de tubería}}{\text{volumen del segmento de tubería}} \quad \text{Ec 21}$$

El valor del Hold-Up del líquido varía desde cero para flujo monofásico de gas hasta uno para flujo monofásico de líquido. El Hold-Up del líquido puede ser medido experimentalmente por algunos métodos, tales como pruebas de resistividad o capacitancia y densímetros nucleares. El remanente del segmento de tubería es ocupado por gas, el cual es referido como un Hold-Up de gas o fracción ocupado por gas<sup>24</sup>.

$$H_g = 1 - H_L \quad \text{Ec.22}$$

- **Hold up de Líquido sin Deslizamiento.**

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

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} = \frac{V_{sl}}{V_m} \quad \text{Ec.23}$$

<sup>24</sup>BOHORQUEZ, FERNEY;GOMEZ, CLAUDIA, Optimización del sistema de recolección de crudo pesado y extrapesado del campo Chichimene 2010, p77.

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

$$\lambda_g = 1 - \lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} \text{ Ec.24}$$

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

- **Densidad de Líquidos.**

Cuando dos líquidos inmiscibles como aceite y agua fluyen simultáneamente, la definición de densidad llega a ser más complicada. La densidad de la mezcla gas-líquido fluyendo es difícil evaluar por la separación gravitacional de las fases y el deslizamiento entre estas. La densidad de la mezcla agua- aceite puede ser calculada de las densidades y las tasas de flujo si se asume no deslizamiento entre el agua y el aceite<sup>25</sup>.

$$\rho_L = \rho_O * F_O + \rho_W * F_W \text{ Ec.25.}$$

Dónde:

$$F_O = \frac{q_O}{q_O + q_W} \text{ Ec.26.}$$

$$F_W = 1 - F_O \text{ Ec.27.}$$

La densidad del aceite se puede calcular así:

---

<sup>25</sup>BOHORQUEZ, FERNEY;GOMEZ, CLAUDIA, Optimización del sistema de recolección de crudo pesado y extrapesado del campo Chichimene 2010, p 78

$$\rho_0 = \frac{350.4 * \gamma_o + 0.0764 * \gamma_g * R_s}{5.615 * B_o} \quad \text{Ec.28.}$$

Dónde:

$$\rho_0 = \text{densidad del aceite, } \frac{\text{lbm}}{\text{ft}^3}$$

$\gamma_o$  = gravedad especifica del aceite

$\gamma_g$  = gravedad especifica del gas

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

$B_o$  = factor volumetrico de formacion

La densidad del gas bajo condiciones de presión y temperatura especifica, se puede calcular de la siguiente manera:

$$\rho_g = \frac{2.70 * P * \gamma_g}{Z * T} \quad \text{Ec.29}$$

Dónde:

$\rho_g$  = Densidad de gas, lbm/ft<sup>3</sup>

$z$  = factor de compresibilidad del gas

$T$  = temperatura, °R

$P$  = presion, psi

La densidad del agua in situ depende de los sólidos disueltos en el agua, la temperatura y cualquier gas que pueda ser disuelto en el agua.

La densidad multifásica es calculada como:

$$\rho_s = \rho_L * H_L + \rho_g * H_g \quad \text{Ec.30.}$$

- **Densidad Bifásica.**

El cálculo de la densidad bifásica requiere conocer el factor Hold-Up de líquido deslizamiento.

$$\rho_s = \rho_L * H_L + \rho_g(1 - H_L) \text{ Ec.31.}$$

$$\rho_n = \rho_L * \lambda_L + \rho_g(1 - \lambda_L) \text{ Ec.32.}$$

$$\rho_k = \rho_L * \frac{\lambda_L^2}{H_L} + \rho_g * \frac{((1 - \lambda_L))^2}{(1 - H_L)} \text{ Ec.33.}$$

La primera de las ecuaciones es usada por los investigadores para el gradiente de presión debido al cambio de elevación. Algunas correlaciones son basadas en la suposición que no existe deslizamiento y por eso usan la segunda de las ecuaciones para calcular a densidad bifásica. Las últimas ecuaciones son presentadas por algunos investigadores para definir la densidad utilizada en las pérdidas por fricción y número de Reynolds<sup>26</sup>.

- **Velocidad Superficial.**

La mayoría de las correlaciones de flujo están basadas en una variable llamada velocidad superficial. La velocidad superficial de una fase de fluido es definida como la velocidad que la fase podría exhibir si fluyera sola a través del área de sección transversal total de la tubería<sup>27</sup>.

La velocidad superficial del gas es calculada de:

<sup>26</sup>BOHORQUEZ, FERNEY;GOMEZ, CLAUDIA, Optimización del sistema de recolección de crudo pesado y extrapesado del campo Chichimene 2010, p 79

<sup>27</sup>BOHORQUEZ, FERNEY;GOMEZ, CLAUDIA, Optimización del sistema de recolección de crudo pesado y extrapesado del campo Chichimene 2010, p 80

$$V_{sg} = \frac{q_g}{A} \text{ Ec.34.}$$

El área actual a través del cual el gas fluye es reducida por la presencia del líquido a  $AH_g$ . Aunque la velocidad del gas actual es calcula:

$$V_{sg} = \frac{q_g}{A * H_g} \text{ Ec.35.}$$

Las velocidades superficiales de líquido son calculadas de igual manera así:

$$V_{sL} = \frac{q_L}{A} \text{ Ec.36.}$$

$$V_{sL} = \frac{q_L}{A * H_L} \text{ Ec.37.}$$

Ya que  $H_g$  y  $H_L$  son menores que uno, las velocidades actuales son mayores que las velocidades superficiales. Las dos fases o velocidad de la mezcla son calculadas con base a la tasa de flujo total in-situ de la ecuación:

$$V_M = \frac{q_L + q_g}{A} = V_{sL} + V_{sG} \text{ Ec.38.}$$

La fase gas y líquido pueden viajar a diferentes velocidades en la tubería. Algunos investigadores prefieren evaluar el grado de deslizamiento y de ese modo con el nivel de líquido se determina la velocidad de deslizamiento  $V_s$ . La velocidad de deslizamiento está definida como la diferencia entre las velocidades actuales de gas y líquido por:

$$V_s = V_g + V_L = \frac{V_{sG}}{H_g} - \frac{V_{sL}}{H_L} \text{ Ec.39.}$$

- **Viscosidad.**

La viscosidad del fluido es usada en la determinación del número de Reynolds y otros números adimensionales usados como parámetros de correlación. El concepto de viscosidad a menudo es utilizado de forma diferente por muchos autores<sup>28</sup>.

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

$$\mu_m = \mu_L * \lambda_L + \mu_g * \lambda_g \text{ Ec.40.}$$

- **Tensión Superficial.**

La tensión interfacial depende de otras propiedades de fluido tales como gravedad del aceite, gravedad del gas y gas disuelto. Cuando la fase líquida contiene ambos, agua y aceite, los mismos factores de peso para calcular densidad y viscosidad son usados, así:

$$\sigma_L = \sigma_O * F_O + \sigma_W * F_W \text{ Ec.41.}$$

Dónde:

$\sigma_O$  = **tension superficial del aceite**

$\sigma_W$  = **tension superficial del agua**

---

<sup>28</sup>BOHORQUEZ, FERNEY;GOMEZ, CLAUDIA, Optimización del sistema de recolección de crudo pesado y extrapesado del campo Chichimene 2010, p 80

### 2.3. DESCRIPCIÓN DE LAS CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍA.

Las diversas correlaciones existentes para el cálculo del gradiente de presión con flujo multifásico se clasifican en tres tipos bien definidos:

**Tipo I:** No se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se obtiene en función de las propiedades de las corregidas por presión y temperatura. Las pérdidas por fricción y los efectos del colgamiento se expresan por medio de un factor de fricción correlacionado empíricamente. No se distinguen patrones de flujo. Dentro de este tipo, están incluidos los métodos de Poettman y Carpenter, Fancher y Brown, y Baxendell y Thomas<sup>29</sup>.

**Tipo II:** Se toma en cuenta el resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se calcula utilizando el concepto de colgamiento. 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.

**Tipo III:** Se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se determina mediante el colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades del fluido en la fase continua. Se distinguen diferentes patrones de flujo. Las principales correlaciones son: Duns y Ros, Orkiszewski, Aziz, Beggs y Brill, etc.

A continuación se mencionarán las correlaciones que son más comunes.

---

<sup>29</sup>BOHORQUEZ, FERNEY;GOMEZ, CLAUDIA, Optimización del sistema de recolección de crudo pesado y extrapesado del campo Chichimene 2010, p 89.

### 2.3.1. Correlaciones para Flujo Horizontal.

- **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 los siguientes:

- **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<sup>30</sup>.

- **DUKLER (AGA) AND FLANIGAN**

Fue desarrollada para flujo en tuberías inclinadas; considera cinco regímenes de flujo, estratificado con interfase lisa y ondulante, intermitente, anular y disperso (niebla y burbuja). La ecuación de Dukler es usada para calcular las perdidas por fricción y el hold up, y, la ecuación de Flanigan es usada para calcular el diferencial de presión en la tubería.

---

<sup>30</sup>ORTIZ, JENNIFER; JIMENEZ, EDITH, Optimización de la producción de un cluster de crudo extrapesado del campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal, 2011.

- **MUKHERJEE & BRILL**

La correlación de Mukherjee & Brill es usada para el cálculo de las pérdidas de presión, el hold up y la determinación del régimen de flujo. Fue desarrollada mediante un estudio de las caídas de presión en tuberías inclinadas. Para flujo burbuja y tapón, se encontró que el factor de fricción puede ser calculado teniendo en cuenta el diagrama de Moody. En flujo estratificado el gradiente de presión generado por la fricción es calculado basado en la ecuación de balance de momentum para las dos fases asumiendo una interfase gas-líquido leve. Los resultados obtenidos con esta correlación fueron ampliamente verificados<sup>31</sup>.

- **OLIEMANS**

La correlación de Oliemans fue desarrollada para el flujo en tuberías que transportan condensado usando un amplio rango de diámetros de tubería. El régimen de flujo se halla usando el mapa de régimen de flujo de TaitelDukler, y un modelo simple, el cual delimita el flujo de una sola fase para predecir correctamente las caídas de presión. El modelo tuvo en cuenta datos como de 30 a 100 km de tubería operados a presiones de 1450 psi o mayores.

- **XIAO**

La correlación de Xiao considera flujo de dos fases en tubería horizontal. El modelo primero determina el patrón de flujo existente y después calcula las características del flujo, el hold up de líquido y la caída de presión para flujos estratificado, intermitente, anular o disperso. El modelo fue ampliamente probado con una gran cantidad de data tanto de campo como de laboratorio incluyendo aceites negros y sistemas composicionales.

---

<sup>31</sup>ORTIZ, JENNIFER; JIMENEZ, EDITH, Optimización de la producción de un cluster de crudo extrapesado del campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal, 2011.

### 2.3.2. Correlaciones para Flujo Vertical.

- **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. El modelo mecánico 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<sup>32</sup>.

- **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%.

---

<sup>32</sup>ORTIZ, JENNIFER; JIMENEZ, EDITH, Optimización de la producción de un cluster de crudo extrapesado del campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal, 2011.

- **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<sup>33</sup>:

- ❖ Determinación del patrón de flujo.
  - Cálculo de coeficientes necesarios.

---

<sup>33</sup>ORTIZ, JENNIFER; JIMENEZ, EDITH, Optimización de la producción de un cluster de crudo extrapesado del campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal.

- Aplicación de condiciones frontera para realizar la determinación del patrón.
- ❖ 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 líquida 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<sup>34</sup>.

---

<sup>34</sup>ORTIZ, Jennifer; JIMENEZ, Edith, " Optimización de la producción de un cluster de crudo extrapesado del campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal",2011.

- **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<sup>35</sup>:

- La ecuación de gradiente de presión incluyen 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 de presión que ocurre en el flujo bifásico.
- El factor de entrapamiento 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 %.

---

<sup>35</sup> ORTIZ, JENNIFER; JIMENEZ, EDITH, Optimización de la producción de un cluster de crudo extrapesado del campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal, 2011.

- **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 pérdida 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<sup>20</sup>.

La precisión de este método fue verificada cuando los valores predichos fueron comparados con 148 medidas de pérdidas de presión y reporto medidas de pérdidas de presión con 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.,

gravidades API entre 13 y 30, Relación Gas-Líquido hasta 5000 y sin importar el corte de agua<sup>36</sup>.

**Tabla 1. Regímenes de flujo Orkiszewski.**

MODELOS	REGIMENES DE FLUJO
Griffith	Burbuja
Griffith & Wallis	Tapón (Term. Densidad)
Orkiszewski	Tapón (Term. Fricción)
Duns & Ros	Transición
Duns & Ros	Anular y Niebla

Fuente: RAO BHARATH, Multiphase Flow Models Range of Applicability.

A continuación se presenta un cuadro resumen correspondiente a las correlaciones más importantes que emplea el software especializado PIPESIM para la simulación de crudo, las cuales hacen parte importante de este estudio.

**Tabla 2. Correlaciones para Flujo Multifásico.**

CORRELACION	FLUJO VERTICAL		FLUJO HORIZONTAL
	POZOS VERTICALES	POZOS DESVIADOS	
DUNS & ROS	si	si	Si
ORKISZEWSKI	si	no	No
HAGERDON & BROWN	si	no	No
BEGGS & BRILL REVISED	si	si	Si
BEGGS & BRIL ORIGINAL	si	si	Si
MUKHERJEE & BRILL	si	si	Si
GOVIER, AZIS & FOGARASI	si	si	Si
ANSARI	si	no	No
OLIEMANS	no	no	Si
XIAO	no	no	Si

Fuente: PIPESIM

<sup>36</sup>ORTIZ, Jennifer; JIMENEZ, Edith, " Optimización de la producción de un cluster de crudo extrapesado del campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal",2011.

## 2.4. TRANSFERENCIA DE CALOR.

La transferencia de calor es la ciencia que trata de predecir el intercambio de energía que puede tener lugar entre cuerpos materiales, como resultado de una diferencia de temperatura. La termodinámica enseña que esta transferencia de energía se define como calor. La ciencia de la transferencia de calor pretende no solo explicar cómo la energía térmica puede ser transferida, sino también predecir la rapidez con la que, bajo ciertas condiciones específicas, tendrá lugar la transferencia.

**2.4.1 Conducción.** Cuando en un cuerpo existe un gradiente de temperatura, la experiencia muestra que hay una transferencia de energía desde la región de alta temperatura hacia la región de baja temperatura. Se dice que la energía se ha transferido por conducción y que el flujo de calor por unidad de área es proporcional al gradiente normal de temperatura:

$$q = -KA \cdot \frac{\delta \cdot T}{\delta x} \text{ Ec.42.}$$

Donde  $q$  es el flujo de calor y  $\frac{\delta \cdot T}{\delta x}$  es el gradiente de temperatura en la dirección del flujo de calor. La constante positiva  $k$  se llama conductividad térmica del material, y se ha puesto el signo menos para satisfacer el segundo principio de la termodinámica.

**2.4.2. Convección.** Se caracteriza porque se produce por intercambio de un fluido (aire, agua) que transporta el calor entre zonas con diferentes temperaturas. La convección se produce únicamente por medio de materiales fluidos. Estos, al calentarse, aumentan de volumen y, por lo tanto, su densidad disminuye y ascienden desplazando el fluido que se encuentra en la parte superior y que esta

a menor temperatura. Lo que se llama convección en sí, es el transporte de calor por medio de las corrientes ascendente y descendente del fluido. Para expresar el efecto global de la convección, se utiliza la ley de Newton del enfriamiento:

$$q = h * A * (T_p - T_{\infty}) \text{ Ec.43}$$

El flujo de calor transferido se relaciona con la diferencia global de temperaturas entre la pared y el fluido, y el área A de la superficie. La magnitud h se denomina coeficiente de transferencia de calor por convección.

**2.4.3. Radiación.** En contraposición a los mecanismos de la conducción y la convección, donde la transferencia de energía involucra un medio materia, el calor puede también transferirse a través de zonas en las que exista un vacío perfecto. En este caso el mecanismo es la radiación electromagnética. Se limitará el análisis a la radiación de temperaturas; este fenómeno se llama radiación térmica.

Consideraciones termodinámicas muestran que un radiador térmico ideal, o cuerpo negro, emitirá energía de forma proporcional a la cuarta potencia de la temperatura absoluta del cuerpo y directamente proporcional al área de su superficie. Así:

$$q_{emitido} = \sigma * A * T^4 \text{ Ec.44.}$$

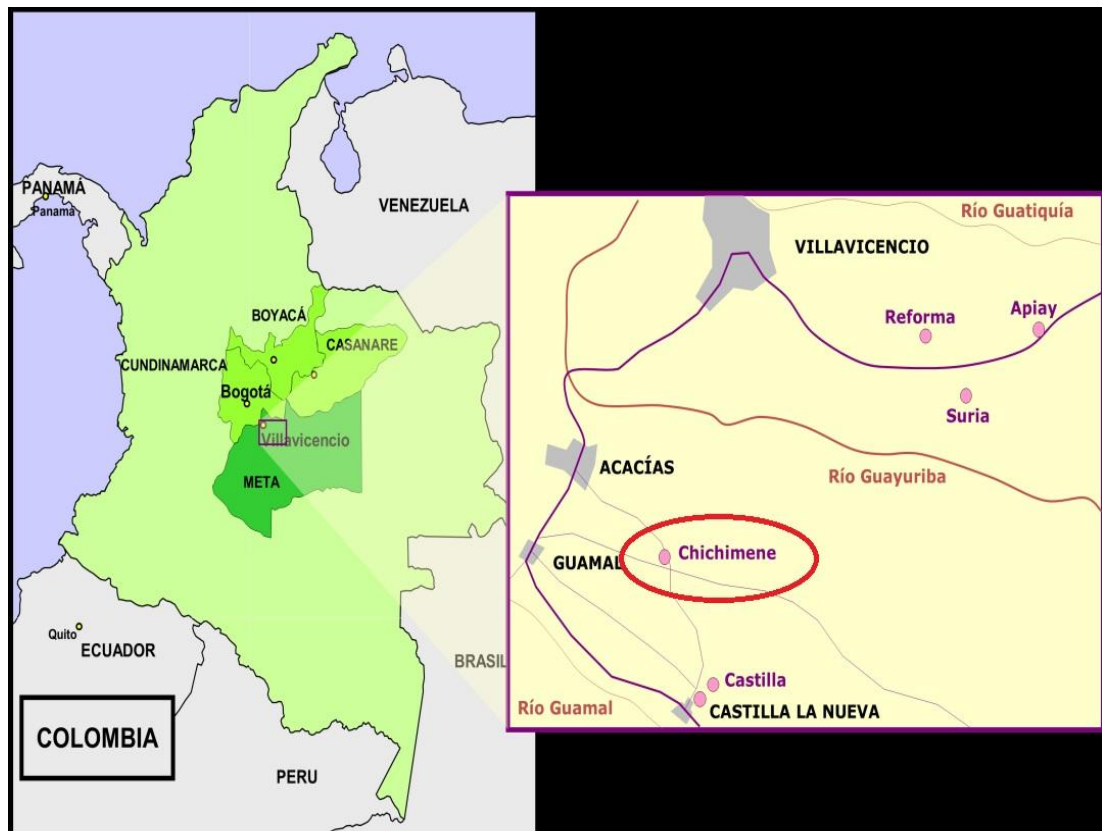
Donde  $\sigma$  es la constante de proporcionalidad y se denomina constante de Stefan-Boltzman, que tiene un valor de  $5.666 * 10^{-8} \text{ W}/(\text{m}^2\text{K}^4)^{28}$ .

### 3. GENERALIDADES DEL CAMPO CHICHIMENE.

#### 3.1 LOCALIZACIÓN

El campo petrolero de Chichimene, administrado desde el 31 de enero de 2.000 y operado desde julio 31 del mismo año por la Gerencia Llanos de ECOPETROL S.A. está ubicado entre las siguientes coordenadas: (1.043.000 E, 926.000N) y (1.045.500 E, 929.000N) con una extensión superficial de 750 hectáreas y con un área de yacimiento de 374 hectáreas. Está localizado a 12 Km al sureste del municipio de Acacias en el departamento del Meta.

**Figura 14. Localización Geográfica.**



Fuente: Ecopetrol S.A.

### 3.2 RESEÑA HISTÓRICA

El campo Chichimene fue descubierto por Chevron en 1.969 con la perforación de pozo Chichimene-1 e inició producción en el año de 1985, con el contrato de asociación Cubarral. Dicho contrato terminó el 30 de enero de 2.000 tras lo cual ECOPETROL S.A. suscribió un contrato por seis meses con Chevron para su administración. Terminado este contrato, y tras adelantar un estudio de explotación adicional del campo, la Gerencia Llanos de ECOPETROL S.A. entró a operar directamente.

Cuenta con aproximadamente 36 pozos activos que producen un crudo medio de aproximadamente 20° API de las formaciones Guadalupe Masivo y Guadalupe Superior de edad Cretácico Medio, correspondiente a las unidades operacionales K1 y K2. En el año 2001 se empezó a producir un crudo extrapesado de aproximadamente 7-9° API de la formación productora San Fernando correspondiente a la unidad T2 con el pozo CH-18. A pesar de la alta densidad, el crudo presente en la formación es móvil a condiciones de yacimiento debido a las elevadas temperaturas.

La formación San Fernando está situada a una profundidad promedio de 7900 pies, haciendo de esta una de las formaciones que producen crudo extra pesado más profundo del mundo.

### 3.3 GEOLOGÍA

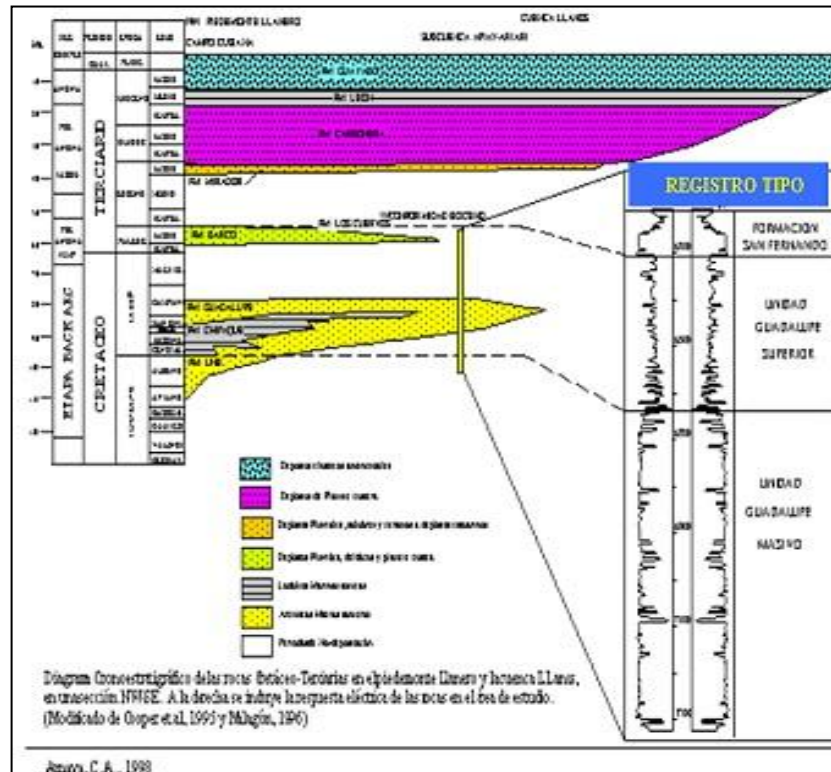
La estructura de Chichimene es un anticlinal alargado en dirección N60°E de aproximadamente 6 Km de longitud y 2.5 Km de ancho. Su flanco occidental presenta una pendiente constante de 4°, mientras que el oriental se inclina con

buzamientos hasta de 7° y se intercepta con la falla de Chichimene que limita el campo.

La falla de Chichimene es de carácter inverso, tiene un desplazamiento vertical de aproximadamente 400 pies y se inclina hacia el noroccidente con un ángulo de 50°. El domo del anticlinal es bisectado por una falla normal de poco desplazamiento (10 ft) que afecta los niveles masivo y superior de Guadalupe.

**3.3.1. Geología Estratigráfica.** La secuencia de las rocas perforadas en el campo Chichimene involucra rocas con edades desde el Paleozoico hasta el Holoceno, tal como se visualiza en la columna estratigráfica generalizada de la cuenca Llanos de la figura.

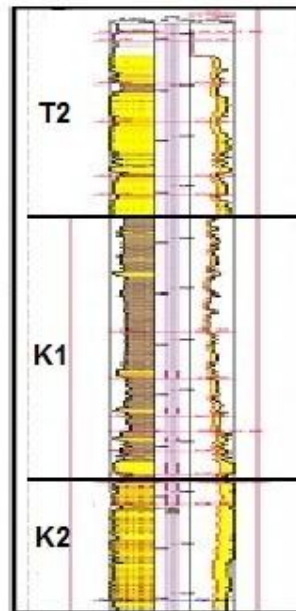
**Figura 15. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca Llanos**



Fuente: Ecopetrol S.A.

La roca generadora de hidrocarburos en el área es la Formación Gacheta o Guadalupe Superior, la cual a su vez en su sección inferior es roca acumuladora y productora. Las rocas acumuladoras y productoras son las formaciones Une o Guadalupe masivo (operacionalmente denominada unidad K2), la Formación Gacheta o Guadalupe superior (operacionalmente denominada unidad K1) y la Formación San Fernando (operacionalmente denominada unidad T2). En la figura se presenta un registro tipo de estas formaciones en el campo Chichimene.

**Figura 16. Registro Tipo Campo Chichimene**



Fuente: Ecopetrol S.A.

- **Unidad K2**

Corresponde a una secuencia arenosa de apariencia masiva en el registro Gamma Ray. Ha sido atravesada en su totalidad por el pozo CH-1 en el que se reportó un espesor de 900 ft. Con base en la información de corazones se establece que resulta del apilamiento de ciclos grano-decrecientes incompletos con espesores menores de 10 ft. Compuestos por areniscas de grano grueso a medio, cuarzosa, cementadas por sílice, con estratificación cruzada planar.

Cuando los ciclos se encuentran completos terminan en un paquete de pocos pies de espesor de arenisca de grano fino fuertemente cementada por cuarzo y abundantes estilolitos, o en un nivel arcilloso silíceo, compacto. Estas características sugieren que la unidad K2 se depositó en un ambiente sedimentario fluvial de canales entrelazados de baja sinuosidad con dominio de carga de lecho<sup>37</sup>.

- **Unidad K1**

Se denomina así a la sección de intercalaciones de areniscas y shales que cubre concordantemente las areniscas de la unidad K2 e infrayace discordantemente a la unidad T2. Está constituida por paquetes entre 5 a 20 pies de arenisca de grano medio a muy fino, cuarzosa, cemento silíceo, ocasionalmente calcáreo, con laminación cruzada tangencial, y ripples; intercalados con intervalos de shale negro, silíceo, duro, con laminación fina plana a ligeramente ondulosa, lenticular y ocasionalmente con lentes y nódulos de siderita. Su espesor total varía entre 500 y 550 pies.

En la unidad K1 se reconocen 3 secciones: la primera, hacia la base donde se presentan los mayores espesores y mejores propiedades como roca almacenadora, las cuales representan una sección progradacional que se interpreta como resultado de la depositación en un ambiente deltaico con influencia de mareas.

La segunda sección corresponde a la parte media de la unidad K1, la cual es predominantemente arcillosa, en donde se identifica un nivel arcilloso continuo que permite ser correlacionado con la superficie de máxima inundación (MFS) propuesta en la subcuenca Apiay. El carácter regional de esta sección confirma su

---

<sup>37</sup>ORTIZ, Jennifer; JIMENEZ, Edith, " Optimización de la producción de un cluster de crudo extrapesado del campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal",2011.

interpretación como la superficie de máxima inundación alcanzada por el mar Cretáceo en la subcuenca.

La tercera sección está por encima de esta superficie de máxima inundación (K1 superior), en ella la depositación vuelve a ser predominantemente progradacional, incrementándose ligeramente el contenido de areniscas y terminando en la discordancia de edad Eoceno sobre la cual se depositan las areniscas de la Unidad T2, como respuesta a una caída relativa del nivel del mar. El ambiente de depósito de la unidad K1 medio es estuarino de dominio mareal. Los intervalos arenosos representan en su mayoría rellenos de canal de marea y barras de desembocadura. Las secciones arcillosas corresponden a depósitos de bahía restringida y planicies de marea. Por encima de la superficie MFS se identifican además depósitos de frente medio y bajo de playa caracterizados por abundancia en variedad, tamaño y cantidad de ichnofósiles.

La rápida variación lateral y vertical de facies y la abundancia de niveles arcillosos dentro de la Unidad K1, hacen de ésta, una unidad altamente heterogénea al flujo, como lo revelan los valores medidos de porosidad y permeabilidad con datos extremos de 9 a 17 % y 10 - 900 md respectivamente.

- **Unidad T2**

Una discordancia de carácter regional marca el límite Cretáceo-Terciario en la cuenca Llanos y separa las rocas de la Unidad K1 de las areniscas de la Unidad T2. Los corazones disponibles muestran una secuencia masiva de areniscas cuarzosas de grano fino a grueso, moderadamente seleccionadas, localmente conglomerática a la base de secuencias granos decrecientes e intercalados con delgadas capas de shale. Las respuestas eléctricas en los campos Chichimene y Chichimene Sur Oeste son bastante parecidas, resaltando la forma cilíndrica típica de estas areniscas y de la cual se interpreta que depositacionalmente

posiblemente correspondan a areniscas fluviales tipo anastomosado con intervalos de lodolitas de llanura de inundación<sup>38</sup>.

El contacto inferior es bien definido con la infrayacente Unidad K1 Superior, este contacto por su apariencia y estudios de geología regional se considera que es discordante. Al tope del T2 se encuentra la Lutita E4 en contacto concordante generalmente bien definido entre shale y arenisca y solo algunas veces un poco transicional entre shale, limolita y arenisca.

El espesor total varía entre 295 y 411 pies, con 340 pies de promedio y por su respuesta del Gamma Ray parecida a la unidad K2, internamente no hay criterio definido para dividirla en sub-unidades, sin embargo se pueden visualizar tres intervalos arenosos más o menos separados por intervalos arcillosos, que no son totalmente continuos en el campo.

### **3.4. ZONA DE INTERÉS**

El campo Chichimene se extiende de tal forma que se pueden diferenciar tres zonas, zona centro, zona sur y zona norte. El objetivo de este estudio se desarrollará en la zona norte del campo Chichimene como se indica en la figura 17. La zona norte del campo Chichimene está constituido por 53 pozos que comprenden los pozos antiguos de dicho campo, y pozos nuevos, que producen de las formaciones San Fernando y Guadalupe, con crudo que se encuentra en un rango de 8 °API a 20 °API, respectivamente. Dicha zona se encuentra ubicada en una llanura que no presenta grandes cambios de elevación en su topografía a

---

<sup>38</sup>ORTIZ, Jennifer; JIMENEZ, Edith, " Optimización de la producción de un cluster de crudo extrapesado del campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal",2011.

excepción de zona Montelivano, que presenta una declinación creada por el cauce del rio Acacias.

**Figura 17. Mapa de Campo Chichimene.**



Fuente: ECOPETROL S.A.

### 3.5. CARACTERIZACIÓN DE FLUIDO

El campo Chichimene produce un crudo de las siguientes características:

- **Crudo Formación Guadalupe K1 y K2:**
  - 20 ° API.
  - Viscosidades entre 200 y 300 cp.
  - BSW 90% a 95%.
  - GOR despreciable.

● **Crudo Formación San Fernando T2:**

- 8 °API.
- Viscosidad de 2000 cp.
- BSW < 10%.
- GOR entre 100 PCS/BFP y 500 PCS/BFP.

**Tabla 3. Propiedades del Crudo San Fernando T2 del Campo Chichimene.**

PROPIEDADES	VALOR
Gravedad °API	8,2
Viscosidad a 86°F en cp.	39055
Insolubles en n-C7 %W	15,16
Carbón Conradson %W	18,57
Azufre %W	3,4
Níquel ppm	121,26
Vanadio ppm	525.95
Sodio ppm	95
NN (mg KOH/g)	0,164
Ceras %W	2,1
Punto de Chispa °F	30-85
Punto de Burbuja a 186 °F (Psia)	622
Corte de Agua % Vol.	15-90
GOR a cond. Estándar(14,7 psia y 60°F) SCF/STB	330

Fuente: ECOPETROL S.A

**Tabla 4. Propiedades del Gas Asociado al Crudo San Fernando T2.**

PARAMETRO	VALOR
Peso Molecular	22,88
Densidad @ P y T (Lb/ft3)	0,229
Factor de compresibilidad @ P y T	0,9903
Viscosidad @ P y T (cp)	0,013
Poder Calorífico Interior @ P y T (BTU/lbmol)	348000

Fuente: ECOPETROL S.A.

## 4. APLICACIÓN DE SOFTWARE ESPECIALIZADO (MODELO POZO)

En esta etapa se realizara la calibración de los modelos de los pozos que se encuentran alineados al sistema de recolección. De la correcta calibración de los modelos de pozo dependerá el buen desarrollo de la simulación de la troncal norte. Para llevar a cabo esta etapa es necesario hacer un barrido de la información que necesitan los modelos de pozo. Los pasos a seguir en esta etapa, serán nombrados a continuación de forma más detallada.

### 4.1 RECOLECCIÓN DE INFORMACION PARA EL MODELO.

Para la calibración de los modelos de pozo es necesario contar con información específica como parámetros de superficie de los pozos, estados mecánicos, información de desviación de los pozos, información de las pruebas de producción y datos de las pruebas PVT del crudo T2 entre otros.

**4.1.1 Toma de parámetros de superficie de los pozos.** Fue necesaria la recolección de datos referentes a cada uno de los pozos tales como la presión de entrada en la bomba (PIP), frecuencia, temperatura en cabeza de pozo (WHT) y presión en cabeza de pozo (WHP).

Los datos de presión se obtuvieron mediante la observación del manómetro instalado en cabeza de pozo con su respectivo registro de presión. La temperatura fue medida con el termómetro infrarrojo laser. La presión de entrada de la bomba, presión de descarga de la bomba, temperatura de motor, amperaje, voltaje y frecuencia se observaron en el panel de información del variador. Tabla 6. (TABLA COMPLETA EN EL ANEXO B).

**4.1.2. Estados Mecánicos de los Pozos.** Los estados mecánicos de los pozos contienen la condición actual de producción en la que se encuentra el pozo. En ellos esta consignada la información de la tubería que conforma el completamiento del pozo, su diámetro, su peso, el número de juntas utilizadas en la operación, las profundidades a las cuales está situada la bomba, la profundidad media de las perforaciones (PMP), el tope de liner, adicionalmente podemos encontrar especificaciones acerca del sistema de levantamiento que posee el pozo, en el caso del campo Chichimene bombeo Electrosumergible (BES), el tipo de bomba que compone el SLA, el fabricante y el número de etapas, adicionalmente se tiene información del motor como los voltios, el amperaje y los caballos de fuerza.

Existen datos dentro del software especializado PIPESIM que se utilizan según las especificaciones de la tubería, estos son el diámetro interno y el espesor de pared.

A continuación de mostraran los datos más importantes arrojados por los estados mecánicos suministrados por ECOPETROL S.A. Tabla 5. (TABLA COMPLETA EN EL ANEXO A).

**Tabla 5. Información de configuración de tubería**

POZOS	PMP(ft)	OD(in)	PESO(lb)	LINER(ft)	OD(in)	PESO(lb)	INTAKE(ft)	OD(in)	PESO(lb)
P28	8071	7´	29	7601	9-5/8´	47	5003	5-1/2´	15,5
P62	8391	7´	29	8000	9-5/8´	47	5002	5-1/2´	15,5
P63	8242	7´	29	7820	9-5/8´	47	6981	5-1/2´	15,5
P64	8200	7´	29	7727	9-5/8´	47	4791	5-1/2´	15,5
P65	8392	7´	29	7889	9-5/8´	47	5001	5-1/2´	15,5
P58	8470	7´	29	8089	9-5/8´	47	4441	5-1/2´	15,5
P26	8193	7´	29	7303	9-5/8´	47	4950	5-1/2´	15,5
P39	7884	7´	29	7440	9-5/8´	47	5016	5-1/2´	15,5
P67	8242	7´	29	7530	9-5/8´	47	6042	5-1/2´	15,5

Fuente: el Autor

**Tabla 6. Especificaciones de las bombas electrosumergibles**

POZO	BOMBA	ETAPAS	MARCA	MOTOR			
				HP	VOLTIOS	AMPERAJE	SEP.GAS
P28	P23	139	CENTRILIFT	380	1881	123	NO
P62	GN1600	136	REDA	390	1787	131	SI
P63	P23	139	CENTRILIFT	380	1881	123	SI
P64	P23	139	CENTRILIFT	342	1990	105	NO
P65	P23	139	CENTRILIFT	342	1881	123	NO
P58	PCP		WEATHERFORD		460	216	NO
P26	P23	139	CENTRILIFT	252	1405	108	NO
P39	GN1600	136	REDA	390	1787	131	SI
P67	GN 1600	120	REDA	563	3873	88.1	SI

Fuente: ECOPETROL S.A.

**4.1.3. Información de desviación de los pozos.** El estado mecánico ilustra la condición actual del pozo de tal manera que podemos observar si el pozo es vertical o si tiene desviación. En el caso de que exista desviación, recurriremos al survey del pozo, el cual contiene información específica de la profundidad del pozo tanto en MD como en TVD. Estos dos datos son muy importantes a la hora de calibrar el modelo de pozo con el software PIPESIM.

**4.1.4. Información de pruebas de producción.** Se obtuvo la información de las últimas pruebas de producción de los pozos alineados a la troncal norte. Las variables registradas son: caudal de fluido total, caudal de crudo, caudal de agua, corte de agua, producción de gas, gravedad °API, presión en cabeza de pozo, temperatura en cabeza de pozo, frecuencia, presión de entrada a la bomba. Tabla 7. (TABLA COMPLETA EN EL ANEXO C).

**Tabla 7. Pruebas de producción de los pozos.**

Pozo	Q <sub>f</sub> (BFPD)	Q <sub>w</sub> (BWPD)	Q <sub>o</sub> (BOPD)	Gas (Mscf/d)	Bsw %	°API	PIP (psia)	Frecuencia (Hz)	WHP (psi)	WHT (°F)
P28	909	60,54	848,46	72,97	6,66%	8	496	52	230	153
P62	323	19,38	303,62	22,77	6%	9,2	820	52	260	115
P63	263	4,50	258,50	25,85	1,71%	8,1	1440	57	240	107
P64	298	4,56	293,44	21,42	1,53%	8	512	47	260	108
P65	903	153,51	749,49	67,45	17%	8,2	562	52	250	131
P58	616	49,34	566,66	42,50	8,01%	8,5	280	54	140	136
P26	447	49,17	397,83	23,87	11%	8,3	409	47	220	102
P39	51	0,53	50,47	0,00	1,03%	8,2	654	47	120	91
P67	933	483,11	449,89	0,00	51,78%	21,1	1510	38	210	115
P40	575	23,00	552,00	33,12	4%	8,3	648	52	210	120
P41	744	14,88	729,12	65,62	2%	8,5	549	50	220	148
P61	295	1,24	293,76	8,81	0,42%	8,2	560	55	230	110
P73	433	93,10	339,91	28,89	21,50%	8,3	450	50	215	122
P74	245	10,29	234,71	7,04	4,20%	8,7	490	50	215	101

Fuente: El Autor.

**4.1.5. Datos de las pruebas PVT.** Fue necesario contar con datos de pruebas PVT. Dichos datos se obtuvieron a una temperatura de 186 °F y fueron evaluados por encima del punto de burbuja, en el punto de burbuja y por debajo del punto de burbuja respectivamente.

La tabla 8 ilustra los parámetros más importantes que arrojó la prueba y que son utilizados en los modelos de simulación de los pozos que producen por la unidad T2 con el fin de buscar más exactitud en los resultados.

**Tabla 8. Datos de pruebas PVT del crudo T2**

Presión Psig	Gas en solución scf/STB	FVF Oil	Viscosidad del Oil cp.	Viscosidad del Gas cp.
0	0,1	1,02102	1027	0,01372
300	41	1,04026	531	0,01396

Presión Psig	Gas en solución scf/STB	FVF Oil	Viscosidad del Oil cp.	Viscosidad del Gas cp.
620	82	1,05894	292	0,01441

Presión Psig	Gas en solución scf/STB	FVF Oil	Viscosidad del Oil cp.	Viscosidad del Gas cp.
1200	0	1,0555	306	0,01571
2000	0	1,05125	345	0,0186
3400	0	1,04492	454	0,02495

Fuente: ECOPETROL S.A.

**4.1.6. Propiedades del yacimiento.** Hace referencia a los datos de yacimiento requeridos en la simulación como lo son: presión estática del yacimiento, temperatura del yacimiento, permeabilidad, espesor de la zona de interés y daño de formación.

La información ya mencionada se ilustrara en la tabla 9 (TABLA COMPLETA EN EL ANEXO D).

**Tabla 9. Propiedades del yacimiento.**

Pozo	Py (psi)	Ty (°F)	K (md)	Espesor Arena (ft)	Skin
P28	2400	180	2190	300	1
P62	2450	180	2800	280	5
P63	2368	180	1275	286	4
P64	2291	180	2103	261	3
P65	2500	180	1990	280	1
P58	2400	180	1900	286	1
P26	2800	180	1960	180	2
P39	2800	180	1400	290	7

Fuente: ECOPEPETROL S.A.

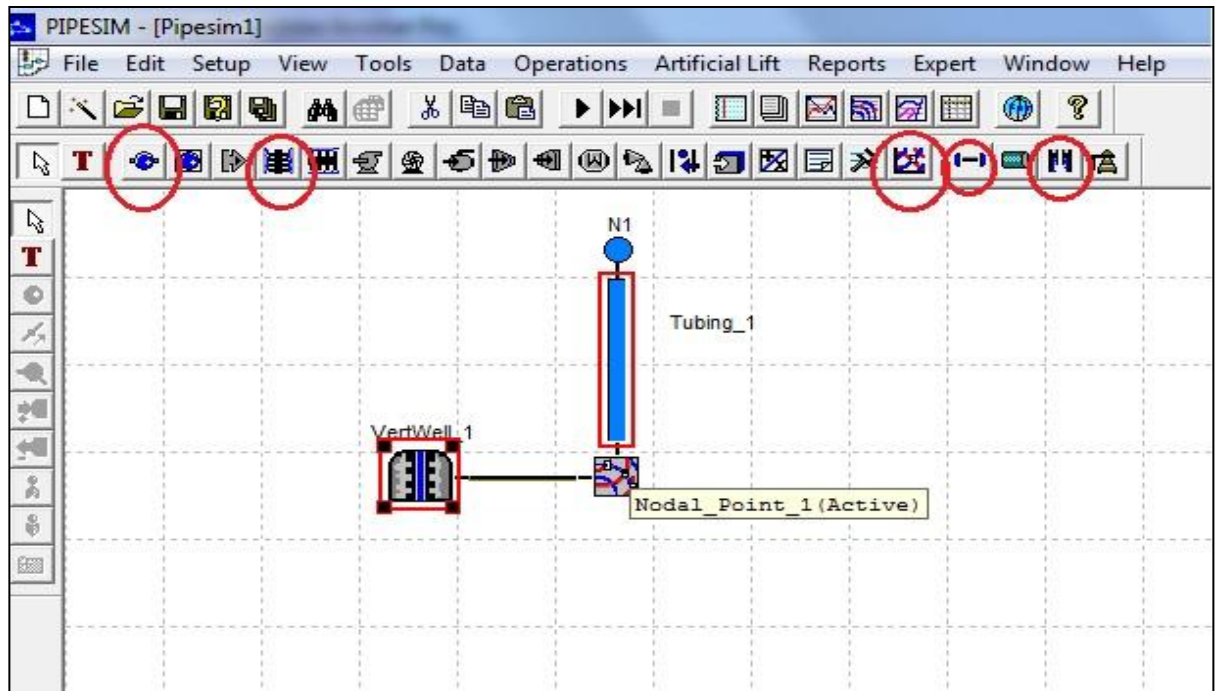
## 4.2 .MONTAJE DE LOS DATOS EN EL SOFTWARE ESPECIALIZADO PIPESIM.

Una vez se tiene la información organizada y completa, se procedió a realizar la calibración de todos los pozos que conforman el sistema de recolección Troncal Norte mediante el uso de PIPESIM. Este proceso se llevó a cabo de la siguiente manera:

**4.2.1. Modelo del pozo.** El modelo de pozo está constituida por 5 elementos básicos que son:

- Nodo en superficie
- Punto de análisis nodal en fondo de pozo
- Yacimiento
- Tubería
- Conector.

Figura 18. Construcción del Modelo de Pozo.

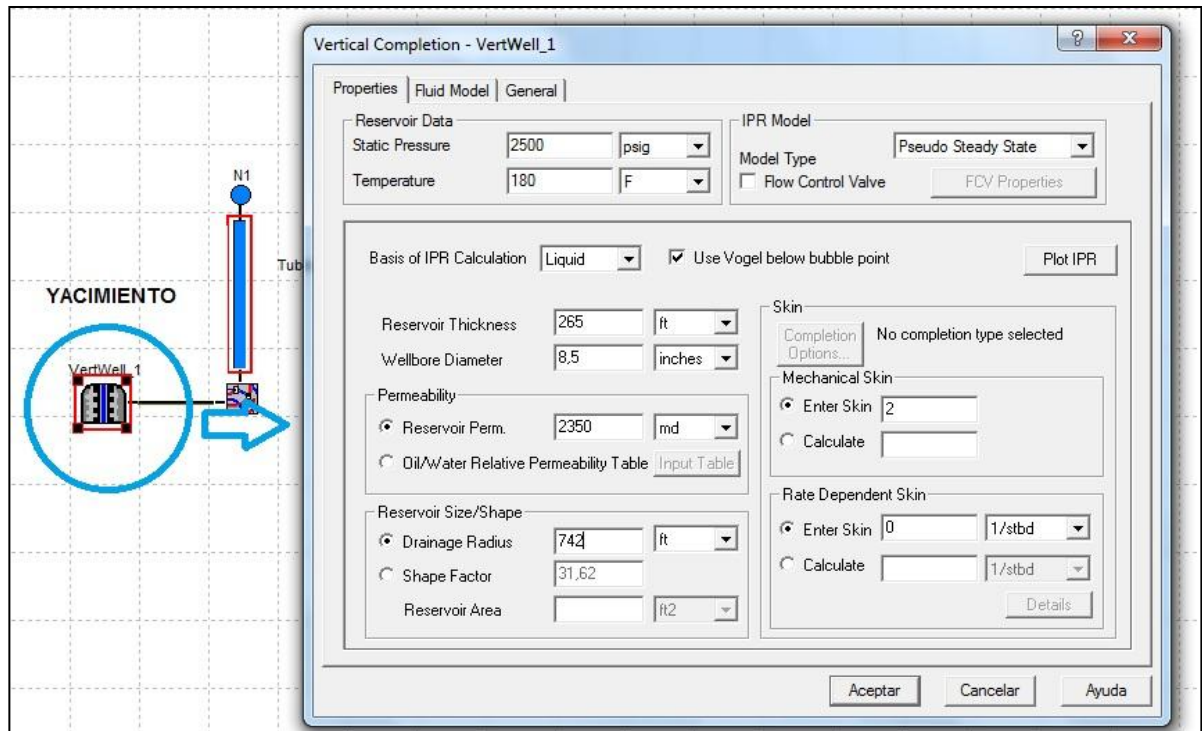


Fuente: Autor. PIPESIM.

**4.2.2. Propiedades del Yacimiento.** En esta opción el simulador opera bajo el modelo IPR de estado pseudo estable y requiere el ingreso de datos como la presión estática y la temperatura del yacimiento, el espesor de la zona de interés, el diámetro del wellbore, la permeabilidad, el radio de drenaje y el daño.

El diámetro del wellbore tiene un valor de 8,5 pulgadas. Debido a la configuración de perforación del campo se estimó un valor estándar de radio de drenaje de 742 ft.

Figura 19. Datos de Yacimiento.



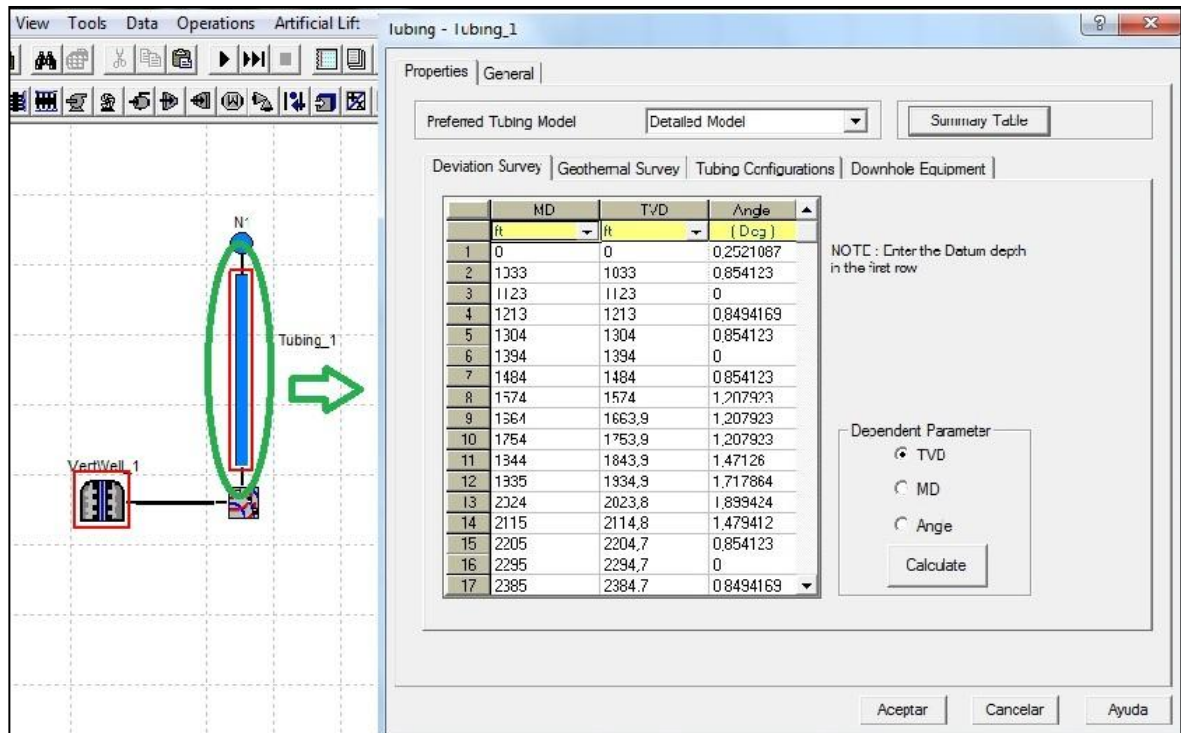
Fuente: Autor. PIPESIM

**4.2.3. Caracterización del Completamiento.** Esta parte del simulador contiene las siguientes opciones: perfil de desviación, perfil geotérmico, configuración de la tubería y las especificaciones del sistema de levantamiento.

Los componentes de la caracterización del completamiento son:

**4.2.3.1. Perfil de Desviación.** Es necesaria la información referente a la profundidad en MD y TVD medida en pies (ft) que se puede extraer del survey del pozo y que va desde la profundidad cero hasta la PMP. Una vez que se adjuntaron estos datos en el simulador se calcula el ángulo de desviación que tiene el pozo en cada valor de profundidad.

Figura 20. Perfil de Desviación del Pozo.

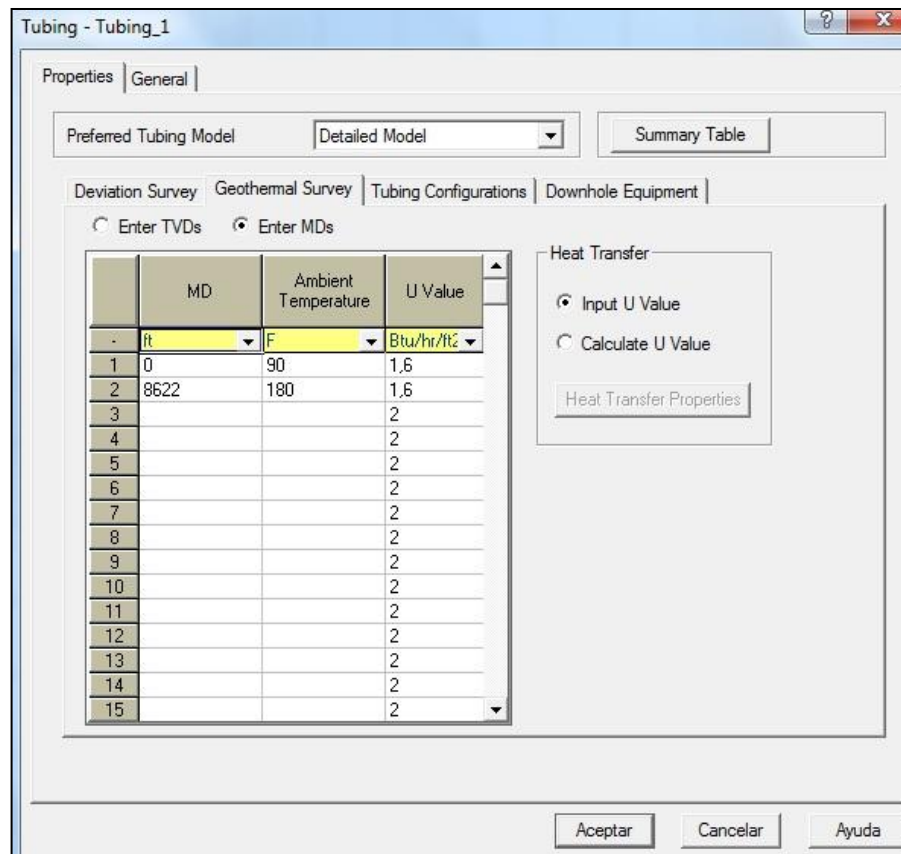


Fuente: Autor. PIPESIM.

**4.2.3.2. Perfil Geotérmico de la tubería.** En esta opción del simulador se consignan los datos de la temperatura de la tubería con respecto a la profundidad. Se evalúan básicamente dos profundidades por lo tanto dos valores de temperatura, a profundidad cero en ft se registra una temperatura de 90°F (aproximadamente 32°C), y el segundo valor a la PMP con una temperatura estándar de 180°F.

Por default al coeficiente de transferencia de calor  $U$  se le da un valor de 2 BTU/hr/ft<sup>2</sup>/°F, pero puede variar por encima o por debajo dependiendo de la temperatura de cabeza de pozo a la cual se desee ajustar el modelo de pozo.

**Figura 21. Perfil Geotérmico de la Tubería de Producción.**



Fuente: Autor. PIPESIM.

**4.2.3.3. Configuración de la Tubería de Producción.** Del estado mecánico se obtiene la información necesaria para introducir en esta opción del simulador. Los datos que se van a ingresar son: profundidad del Intake, tope de Liner y PMP.

Dependiendo del diámetro y el peso de la tubería, se buscaran en la ayuda de PIPESIM los datos del diámetro interno de la tubería "ID" (in) y de el espesor de pared "Wall thickness"(in).

También se tiene en cuenta la rugosidad de la tubería, como los pozos tienen tuberías usadas se definió un valor de rugosidad de 0,0015(in).

**Figura 22. Configuración de la Tubería de Producción.**

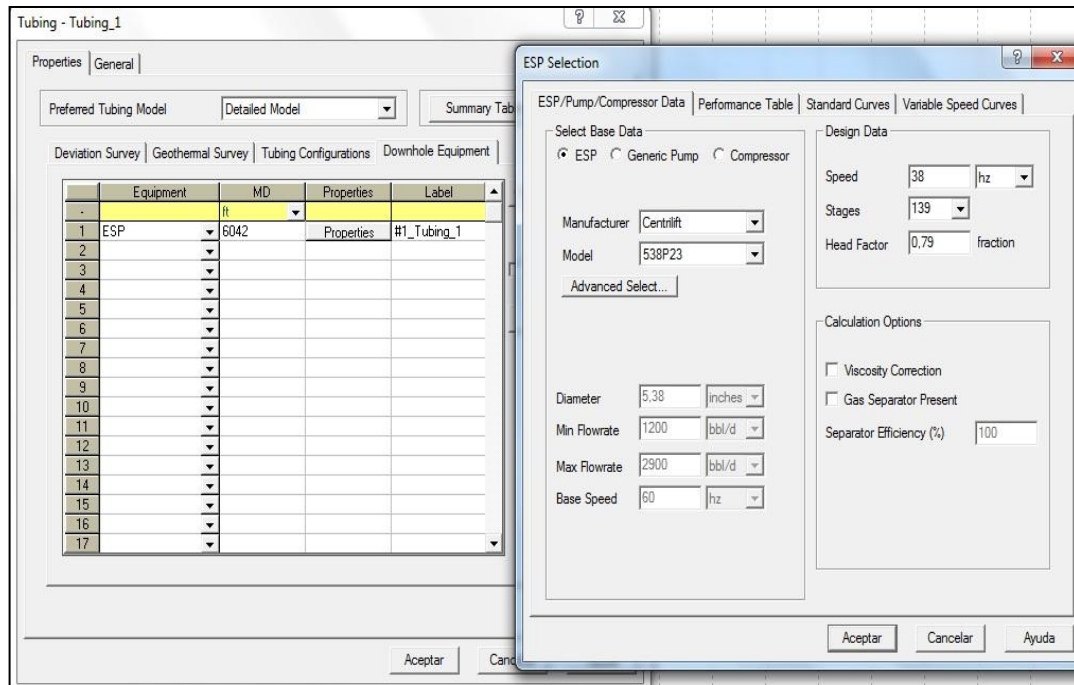
The screenshot shows the 'Tubing - Tubing\_1' window with the 'General' tab selected. The 'Preferred Tubing Model' is set to 'Detailed Model'. Below the tabs, there is a text box explaining that the first node is the top of the tubing starting from the datum, and each section runs from the MD of the previous section to the MD specified in the MD column.

	Bottom MD	ID	Wall Thickness	Roughness	Casing ID	Flow Type	Label
-	ft	inches	inches	inches	inches		
1	5336	4,95	0,275	0,0015		Tubing	pipe#1_Tubii
2	8194	8,681	0,472	0,0015		Tubing	pipe#2_Tubii
3	8622	6,184	0,408	0,0015		Tubing	pipe#3_Tubii
4			0,5	0,001		Tubing	
5			0,5	0,001		Tubing	
6			0,5	0,001		Tubing	
7			0,5	0,001		Tubing	
8			0,5	0,001		Tubing	
9			0,5	0,001		Tubing	
10			0,5	0,001		Tubing	
11			0,5	0,001		Tubing	
12			0,5	0,001		Tubing	

Fuente: Autor. PIPESIM.

**4.2.3.4. Configuración del Sistema de Levantamiento.** Comprende todo lo referente al sistema de levantamiento que tenga el pozo para extraer el crudo. La información que va consignada en esta etapa es: tipo de bomba, el modelo de la bomba, las etapas, la frecuencia a la que trabaja la bomba, el factor de carga que por default es 1 pero se modificara con el fin de ajustar la PIP del modelo. En caso de que la bomba tenga separador de gas, se pondrá una eficiencia de separador de 90% de lo contrario si no tiene separador de gas la eficiencia del separador estará estática con 100%.

**Figura 23. Selección del Sistema de Levantamiento BES.**



Fuente: Autor. PIPESIM.

**4.2.4. Caracterización del Modelo Black Oil.** Esta opción del simulador constituye todas las características del fluido como: % BSW, GOR, °API, además del perfil de viscosidad del fluido y los datos de la prueba PVT.

Si el fluido es producido por la unidad T2 es necesario contar con datos de viscosidad específicos para este tipo de crudo. De lo contrario si el fluido es producido por la unidad K1-K2, el perfil de viscosidad solo necesitara dos puntos de viscosidad con sus respectivas temperaturas.

**Tabla 10. Datos de viscosidad para crudo K1-K2**

Temperatura °F	Viscosidad cp
180	250
150	600

Fuente: ECOPETROL S.A.



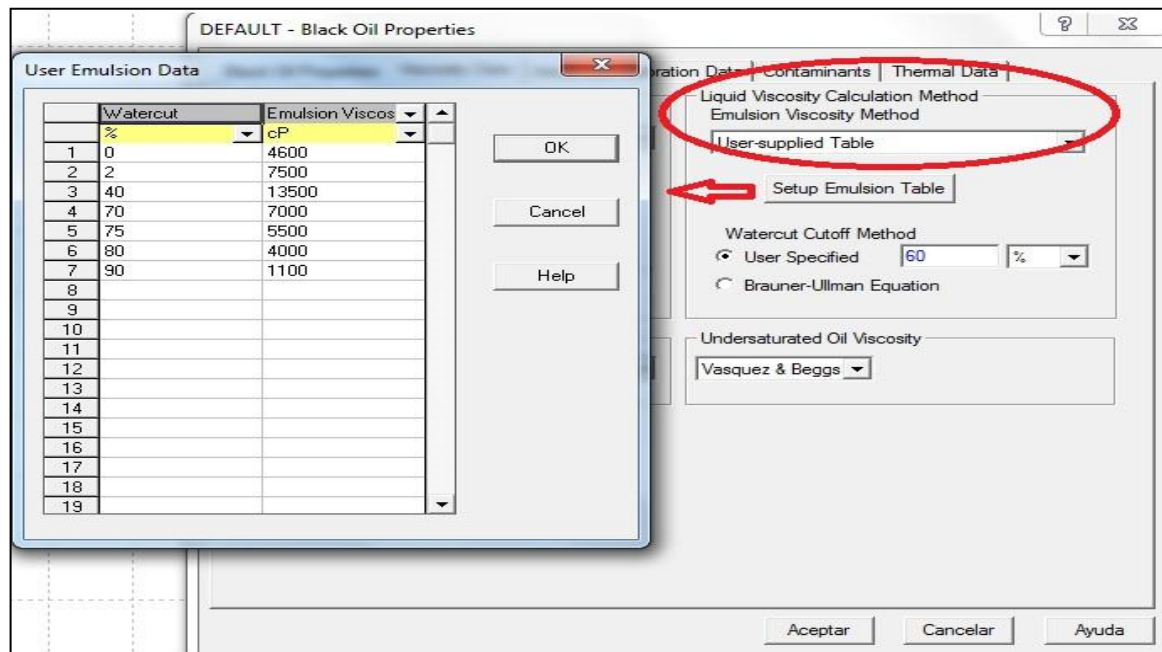
En el perfil de viscosidad es necesario tener información acerca de viscosidad del aceite muerto y de la viscosidad de la emulsión en función de la temperatura. Para esto es necesario el uso de las siguientes tablas:

**Tabla 11. Información para el Modelo de Viscosidad del Fluido.**

Temperatura °F	Viscosidad cp
86	5,71E+05
123	28302
131	17656
140	10164
149	6080
167	2411
203	532

Fuente: ECOPETROL S.A.

**Figura 26. Perfil de Viscosidad de la emulsión.**



Fuente: Autor. PIPESIM.

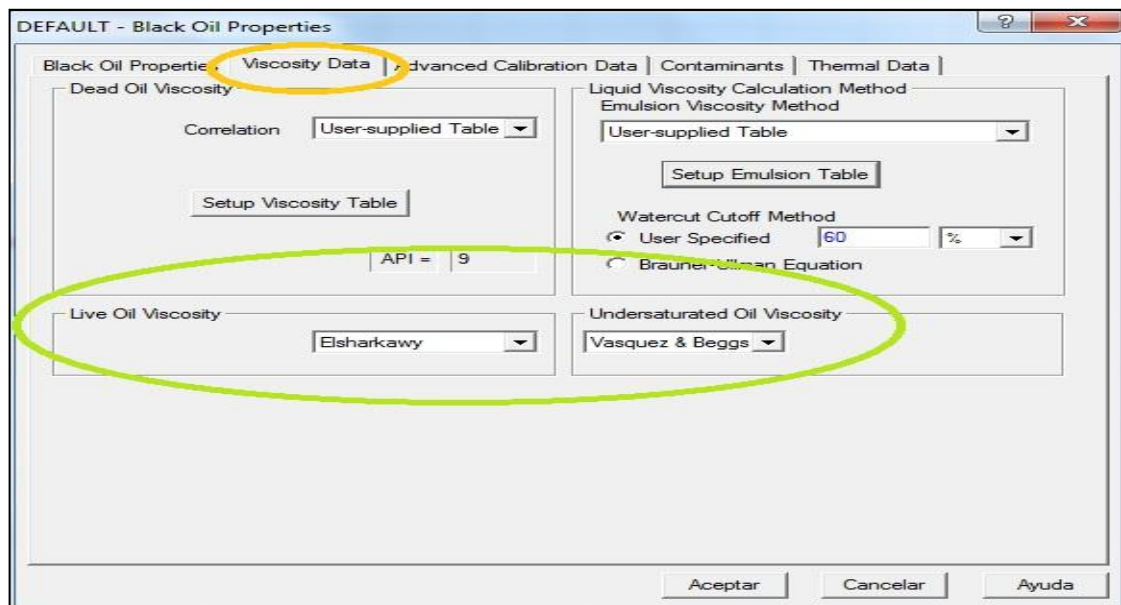
**Tabla 12. Información del modelo de viscosidad de la emulsión.**

Corte de Agua (BSW%)	Viscosidad de la emulsión <sub>cp</sub>
0	4600
2	7500
40	13500
70	7000
75	5500
80	4000
90	1100

Fuente: ECOPETROL S.A.

La curva de corte de agua vs viscosidad fue obtenida experimentalmente en campo.

**Figura 27. Correlaciones para el Modelo de Viscosidad viva**



Fuente: Autor. PIPESIM

La ecuación para representar el comportamiento de la viscosidad viva del crudo de la unidad San Fernando T2 es Elsharkawy. La correlación la identifico Ecopetrol con data de campo utilizando la técnica de prueba y error.

En caso de que se trate de un pozo que produce de la unidad T2, se requiere la utilización de los datos PVT, dichos datos hay que cargarlos en la opción de Advanced Calibration Data que se encuentra dentro del mismo modelo Black Oil. La tabla 8 ilustra la información PVT que se va a incluir en esta parte del simulador.

**Figura 28. Calibración avanzada del modelo (Datos PVT).**

DEFAULT - Black Oil Properties

Black Oil Properties | Viscosity Data | **Advanced Calibration Data** | Contaminants | Thermal Data

NO Calibration     Single Point Calibration     Multi Point Calibration

Oil FVF    Temperature 186    F

	Pressure	Solution Gas	Oil FVF	Oil Viscosity	Gas Z Factor	Gas Viscosity
	psig	scf/STB		cP		cP
1	0	0,1	1,02102	1027		0,01372
2	300	41	1,04026	531		0,01396
3						
4						
	620	82	1,05894	292		0,01441
1	1200		1,0555	306		0,01571
2	2000		1,05125	345		0,0186
3	3400		1,04492	454		0,02495
4						
5						

Correlation    Lasater    Standing    Elsharkaw!    Standing    Lee et Al

1) Flash data should be entered in this table, not differential vaporization  
 2) Tables of fluid properties must be entered for a single temperature  
 3) For fluid properties where no data is entered the fluid's behaviour will rely solely on the selected correlation

Generate Tables    Plot Calibration Data Points Only    Plot PVT Data (Laboratory Conditions GOR = GSAT)...    Plot PVT Data (Reservoir Conditions)...

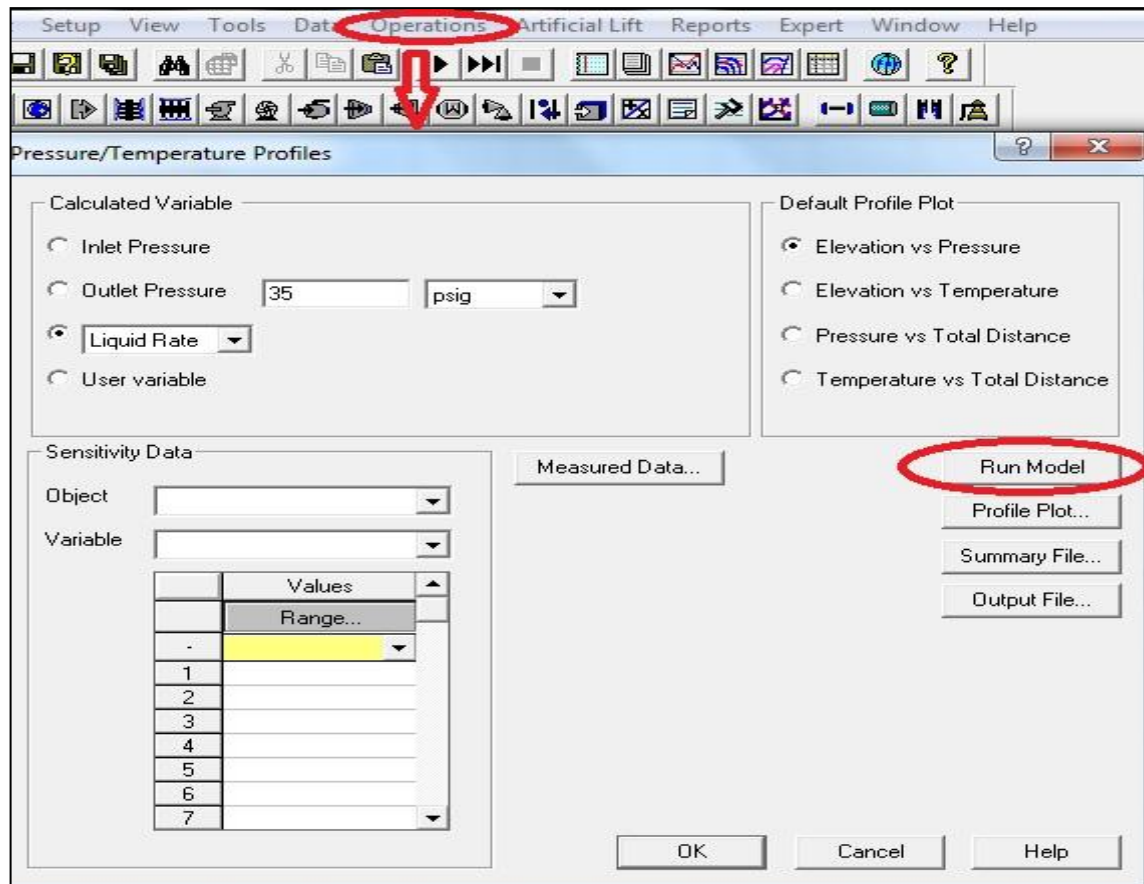
Aceptar    Cancelar    Ayuda

Fuente: Autor. PIPESIM.

**4.2.5. Operaciones.** Luego de cargar todos los datos en el simulador, el siguiente paso es calibrar el modelo con su respectiva PIP, WHT y Caudal. Para realizar la calibración del pozo es necesario tener conocimiento del valor de WHP real del pozo.

Para cargar el dato de la WHP, nos remitimos a la opción de operaciones en la parte superior de la ventana de PIPESIM y luego escogemos la opción "pressure/temperatura profile" y elegimos la variable que deseamos calcular "liquidrate" e inmediatamente se habilita la opción de incluir la WHP, este valor maneja unidades Psig.

**Figura 29. Corrida del Modelo de Pozo**



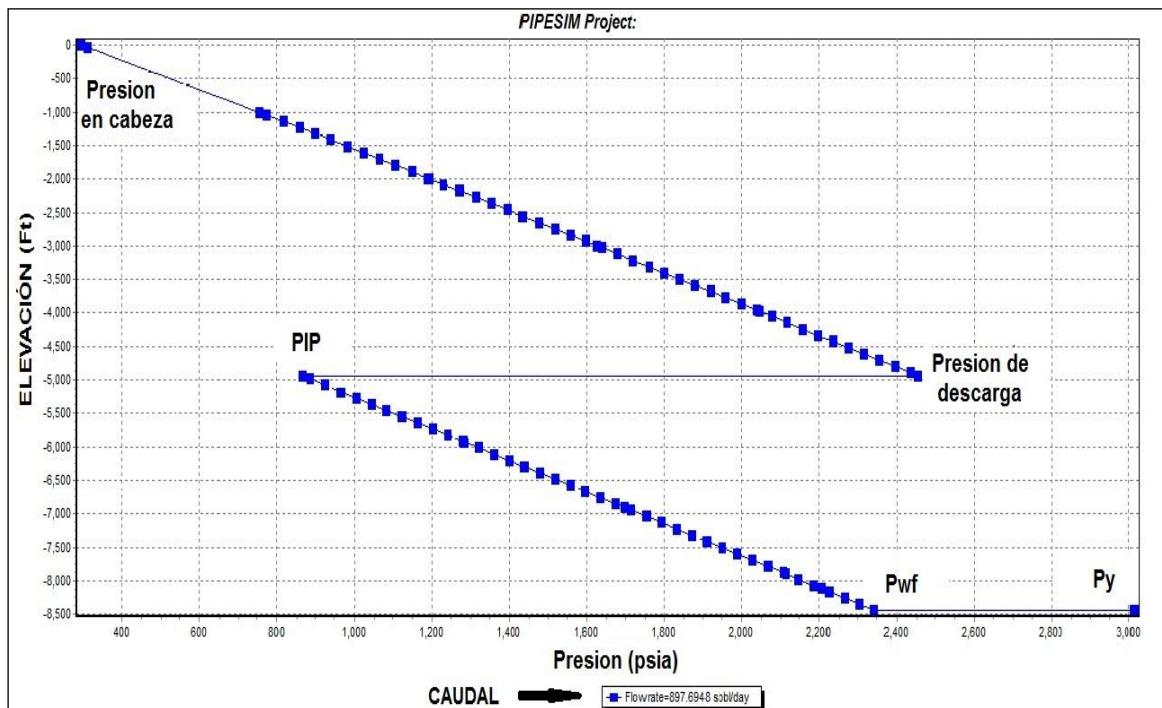
Fuente: Autor. PIPESIM.

Se ingresa el valor de presión de cabeza y se da RUN MODEL, al hacer esto se generaran los perfiles de elevación vs presión y elevación vs temperatura.

Partiendo de los valores que nos arrojen estas curvas, PIP, Temperatura y Caudal, podemos empezar a calibrar el modelo de pozo a las condiciones de campo a la cual se encuentra, teniendo como referencia los datos de PIP, WHT y Caudal suministrados por los recorredores.

La calibración del modelo está ligada a un gran número de variables presentes dentro del simulador como son: el factor en cabeza que es usado para calibrar la PIP del pozo, el coeficiente de transferencia de calor U usado para calibrar la temperatura del pozo y el daño.

**Figura 30. Perfil de Elevación vs Presión.**

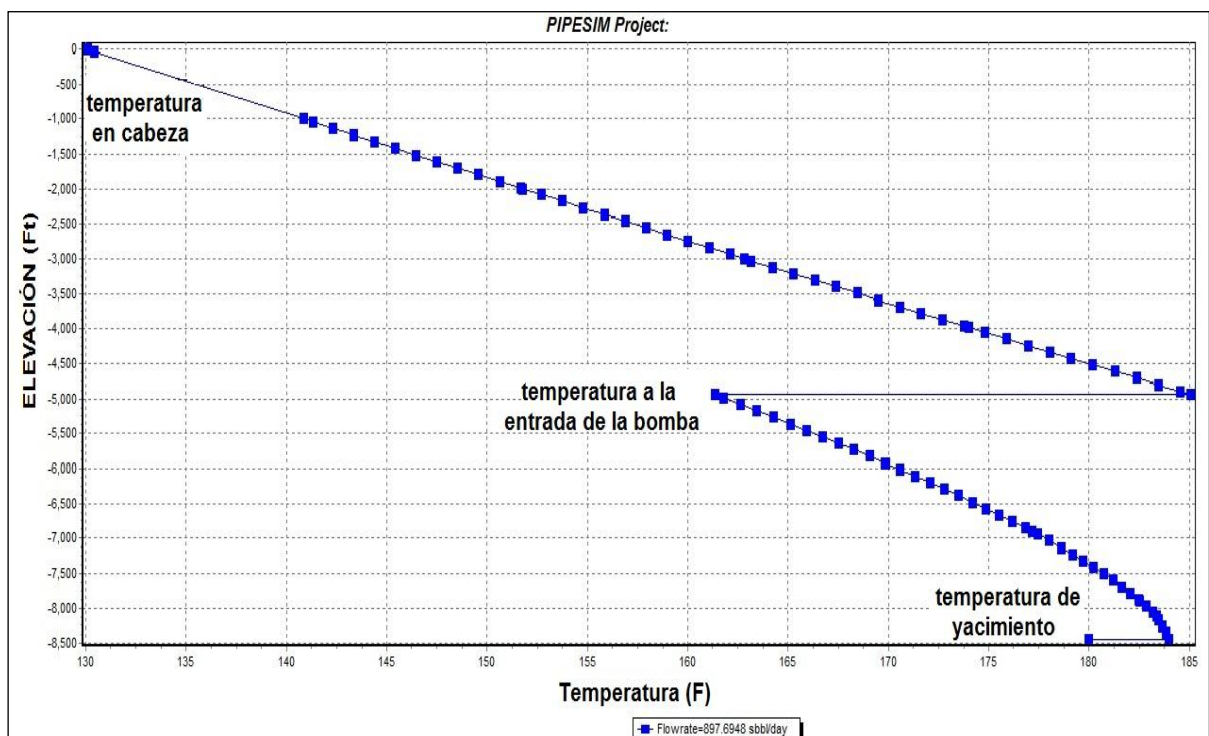


Fuente: Autor. PIPESIM.

La anterior grafica muestra los puntos más importantes dentro del perfil elevación-presión, los cuales indicaran si el modelo de pozo está bien calibrado.

En el perfil de elevación-temperatura, el dato más relevante es la temperatura en cabeza de pozo, esta temperatura será ajustada mediante la manipulación del coeficiente de transferencia de calor U.

**Figura 31. Perfil de Elevación vs Temperatura.**



Fuente: Autor. PIPESIM.

**4.2.6. Ajuste del IP del Pozo.** Para realizar este ajuste fue necesario conocer el caudal de fluido que arroja el modelo de pozo después de haber sido calibrado, así como también la presión de fondo fluyendo (Pwf) del pozo, tomada de la data asociada a las curvas del perfil de elevación vs presión.

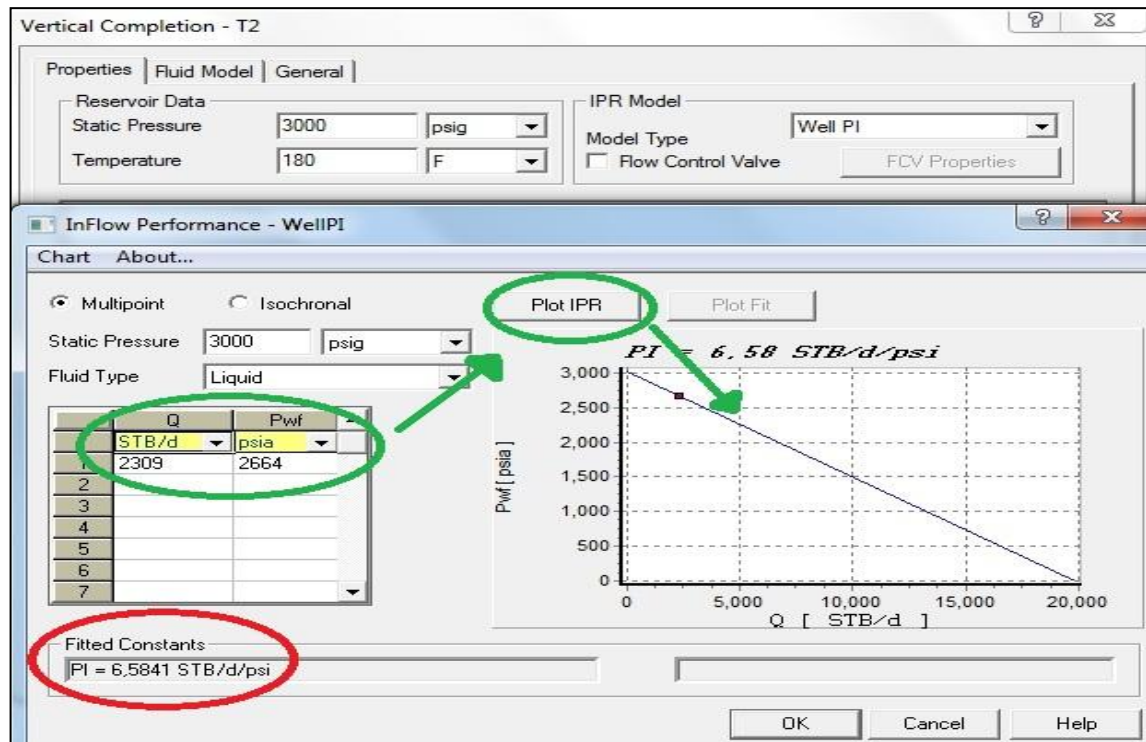
Con estos datos es posible generar la curva de IPR de la siguiente manera:

Figura 32. Valor de Pwf para ajuste de IPR.

	Pressure (psia)	Elevation (ft)	C	D
	Flowrate=128	Flowrate=128		
3	2231.6349	-7964.4742		
4	2231.6349	-7964.4742		
5	2231.6349	-7964.4742		
6	2227.3619	-7954.0000		
7	2192.0129	-7867.3500		
8	2157.1028	-7781.7800		
9	2122.1640	-7696.1500		
10	2086.8114	-7609.5200		
11	2040.4459	-7495.9300		
12	2022.8781	-7452.9000		
13	1987.4220	-7366.0700		
14	1954.7361	-7286.0435		
15	1952.7903	-7281.2800		
16	1917.4062	-7194.6700		
17	1882.4351	-7109.1000		
18	1847.4736	-7023.5800		
19	1812.5302	-6938.1300		
20	1777.1636	-6851.6700		
21	1765.0950	-6822.1718		
22	1742.1225	-6766.0300		
23	1707.0758	-6680.4000		
24	1672.1178	-6595.0100		
25	1637.2363	-6509.8300		

Fuente: Autor. PIPESIM

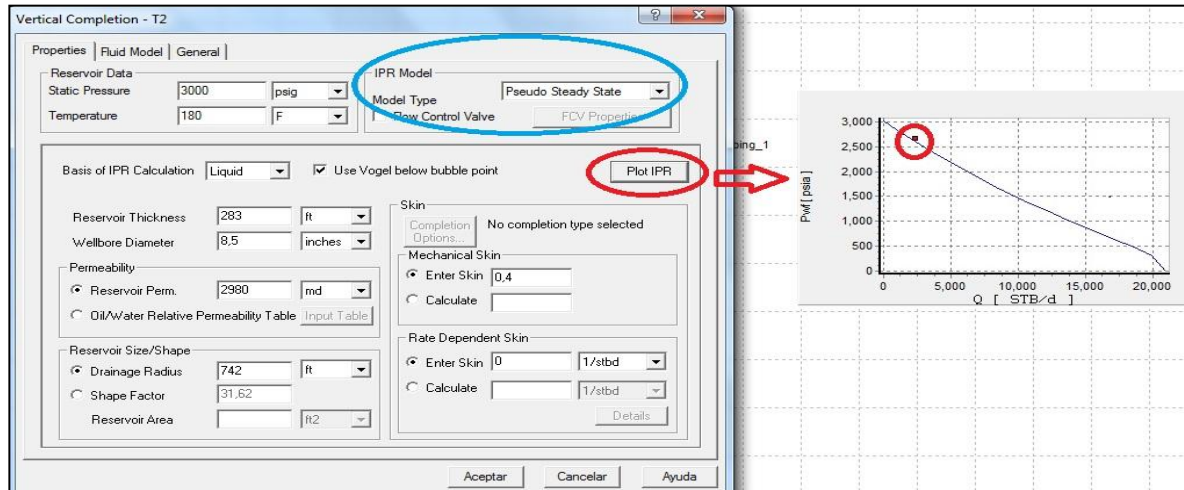
Figura 33. Determinación del IP del pozo y Curva IPR.



Fuente: Autor. PIPESIM

El paso anterior se llevó a cabo bajo el modelo IPR - WELL IP. Después de calcular el IP del pozo se vuelve a llevar el modelo al Estado Pseudo Estable y se le da click a la opción PLOT IPR. El resultado es la curva IPR, indicando el punto de operación del sistema.

Figura 34. Comprobación del modelo de pozo.



Fuente: Autor. PIPESIM.

Todas las operaciones anteriormente mencionadas, fueron realizadas a cada uno de los pozos que se encuentran alienados a Sistema de Recolección (Troncal Norte) del campo Chichimene.

### 4.3. APLICACIÓN DE SOFTWARE ESPECIALIZADO (MODELO SISTEMA DE RECOLECCION)

De acuerdo con el escenario actual de producción y su futuro incremento, se considera necesario el modelamiento de la Troncal Norte T2 existente en la zona norte del campo Chichimene, con el objetivo de considerar escenarios técnicos que contemplen mejoras tanto en inyección de nafta, ubicación de puntos de diluyente y perfiles térmicos de las líneas. Es así como se procede a generar un

modelo integral de esta zona del campo reuniendo información de los pozos y líneas con la finalidad de representar y estudiar diferentes escenarios para el mejoramiento de la producción.

Para la construcción de la RED del sistema de recolección en el software especializado PIPESIM, fue necesario primero que todo, tener calibrados los pozos que van alineados a la Troncal Norte, segundo contar con la información referente a las distancias que van de los pozos a los múltiples y de los múltiples a la troncal con sus respectivos diámetros y conocer las características del diluyente.

**4.3.1. Información de las líneas de flujo.** Teniendo en cuenta que para todas las líneas que van de los pozos a los múltiples el diámetro es de 8 pulgadas con un Schedule de 40, se obtuvieron los datos de diámetro interno (ID), espesor de la pared (Wall thickness) y la rugosidad que son necesarios para consignarlos en el perfil de las líneas, este procedimiento también se realizó para las líneas que van de los múltiples a la troncal ,al igual que la línea de la troncal pero teniendo en cuenta que los datos cambian debido a la variación en el diámetro que en el caso de estas últimas es de 16 pulgadas.

También es importante conocer la temperatura de las líneas que en el caso del sistema de recolección tienen un valor de 90°F (aproximadamente 32°C).

**Tabla 13. Características de las Líneas SCHEDULE 40.**

Díámetro de línea (in)	ID( in )	Wall thickness(in)	Rugosidad
8	7,98	0,323	0,0015
16	15	0,5	0,0015

Fuente: Autor. PIPESIM.

Además es importante tener información de los perfiles de las líneas de flujo, de donde podemos extraer la información referente a las distancias y las elevaciones de dichas líneas con respecto al nivel del mar. Las unidades de las líneas están dadas en metros y de la misma forma tienen que ser ingresadas en el simulador.

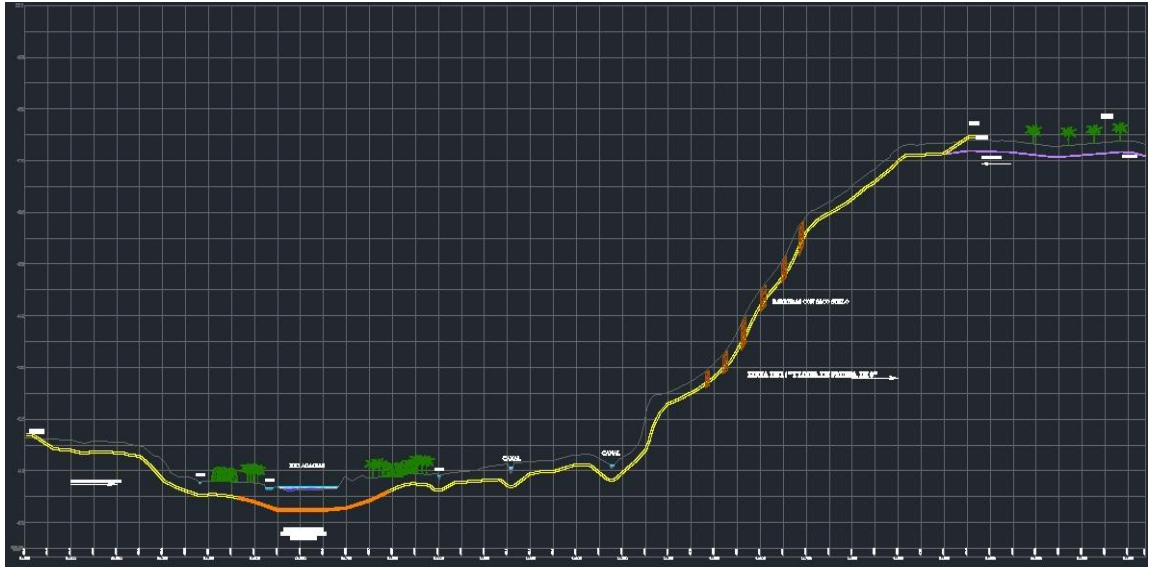
Esta información la podemos encontrar en los archivos que llevan por nombre "AS BUILT", suministrados por Ecopetrol, y que contienen toda el levantamiento topográfico de las líneas e información general del sistema de recolección, dichos archivos se pueden observar mediante uso del programa AutoCAD.

**Figura 35. Perfil distancia vs elevación líneas AUTOCAD.**



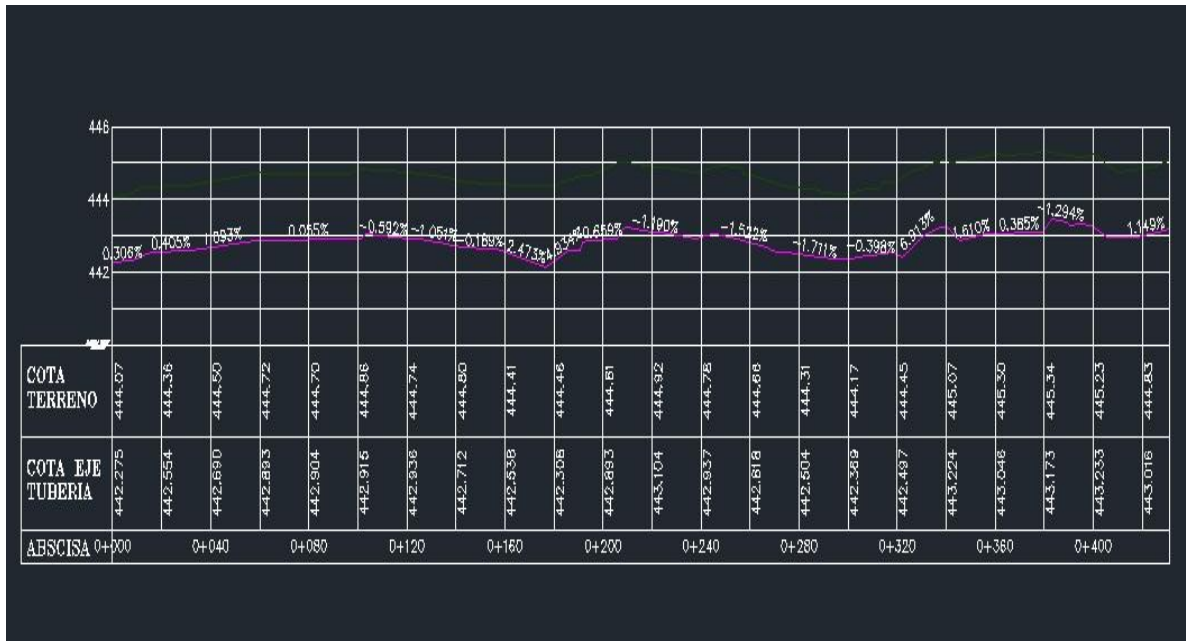
Fuente: AutoCAD.

Figura 36. Perfil Distancia-Elevación de líneas.



Fuente: AutoCAD.

Figura 37. Perfil detallado de la línea.



Fuente: AutoCAD.

**4.3.2. Características del diluyente (Nafta).** Actualmente al campo se le inyecta un volumen de nafta con el fin de reducir el la viscosidad del crudo que va por las

líneas de la troncal norte, disminuir las pérdidas por fricción en el sistema y aumentar la producción.

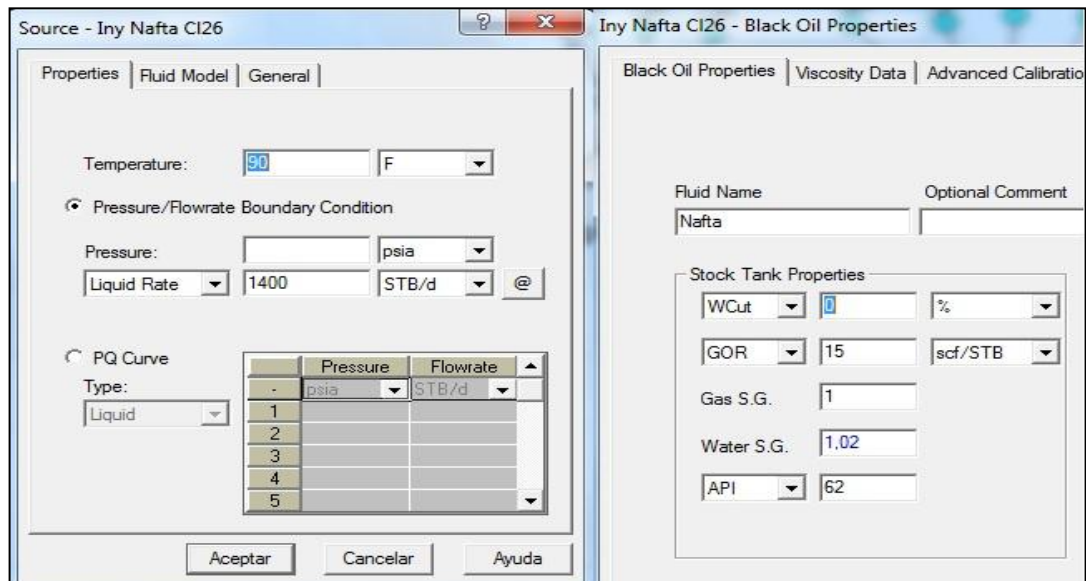
El sistema de inyección está distribuido en 5 puntos del sistema, 3 de ellos se encuentran en el sector norte y 2 en el sector centro. El volumen de nafta total que se inyecta al sistema está alrededor de los 9630Bls.

**Tabla 14. Características de la nafta**

Propiedades de la Nafta	
GOR scf/stb	15
GE gas	1
GE agua	1,02
° API	62
T ° F	90

Fuente: ECOPETROL S.A

**Figura 38. Parámetros cargados de Nafta en el simulador.**

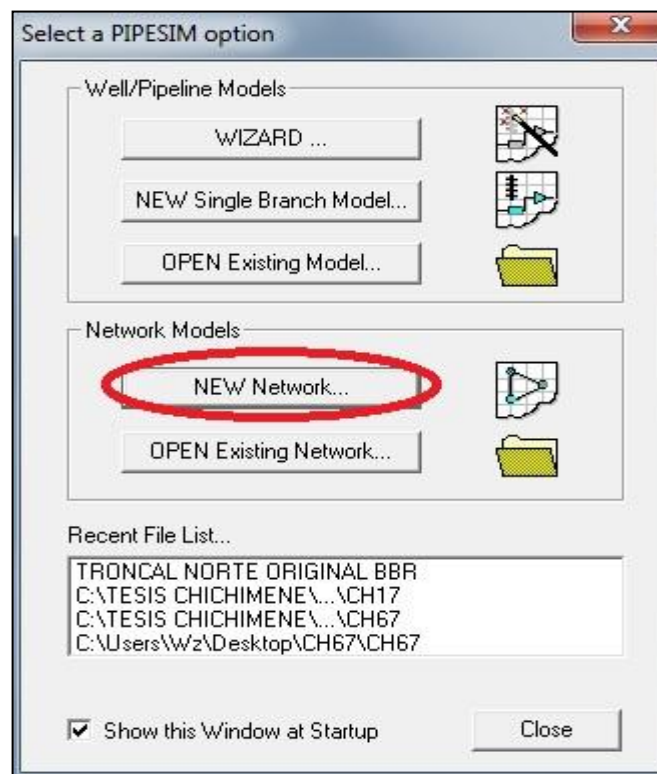


Fuente: Autor. PIPESIM.

**4.3.3. Diseño del sistema de recolección Troncal Norte.** Teniendo todos los datos recopilados, procedemos a diseñar el sistema de recolección en el software PIPESIM de la siguiente manera.

Una vez que se abre el software, este nos da la posibilidad de seleccionar la opción en la cual podemos crear la red, esta opción lleva por nombre NEW Network y en la cual daremos clic para dar paso a la ventana de diseño.

**Figura 39. Inicio de la red.**



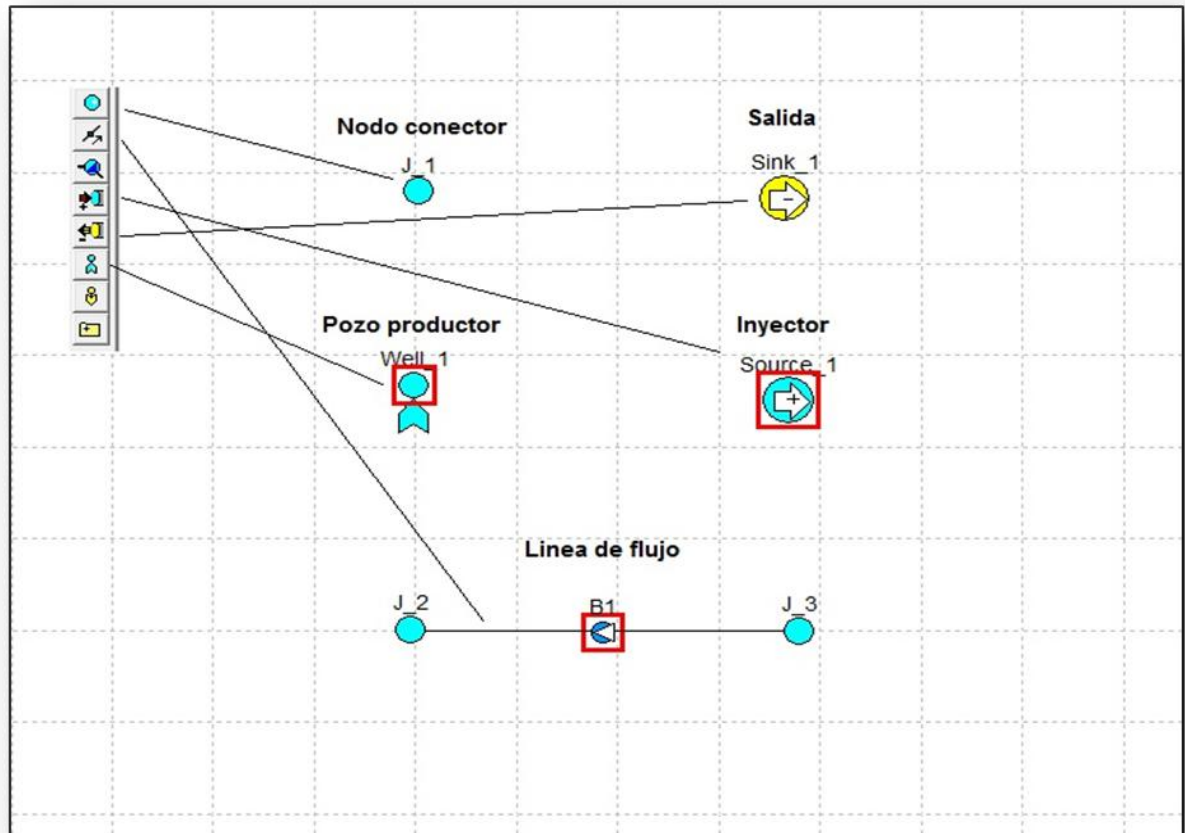
Fuente: Autor. PIPESIM

**4.3.3.1. Elementos para el diseño del sistema de recolección.** La RED básicamente está constituida por 5 elementos básicos que son:

- Figura representativa del pozo.
- Nodo conector.
- Sink (salida del sistema).

- Línea de flujo.
- Source (fuente), utilizado como punto inyector de nafta.

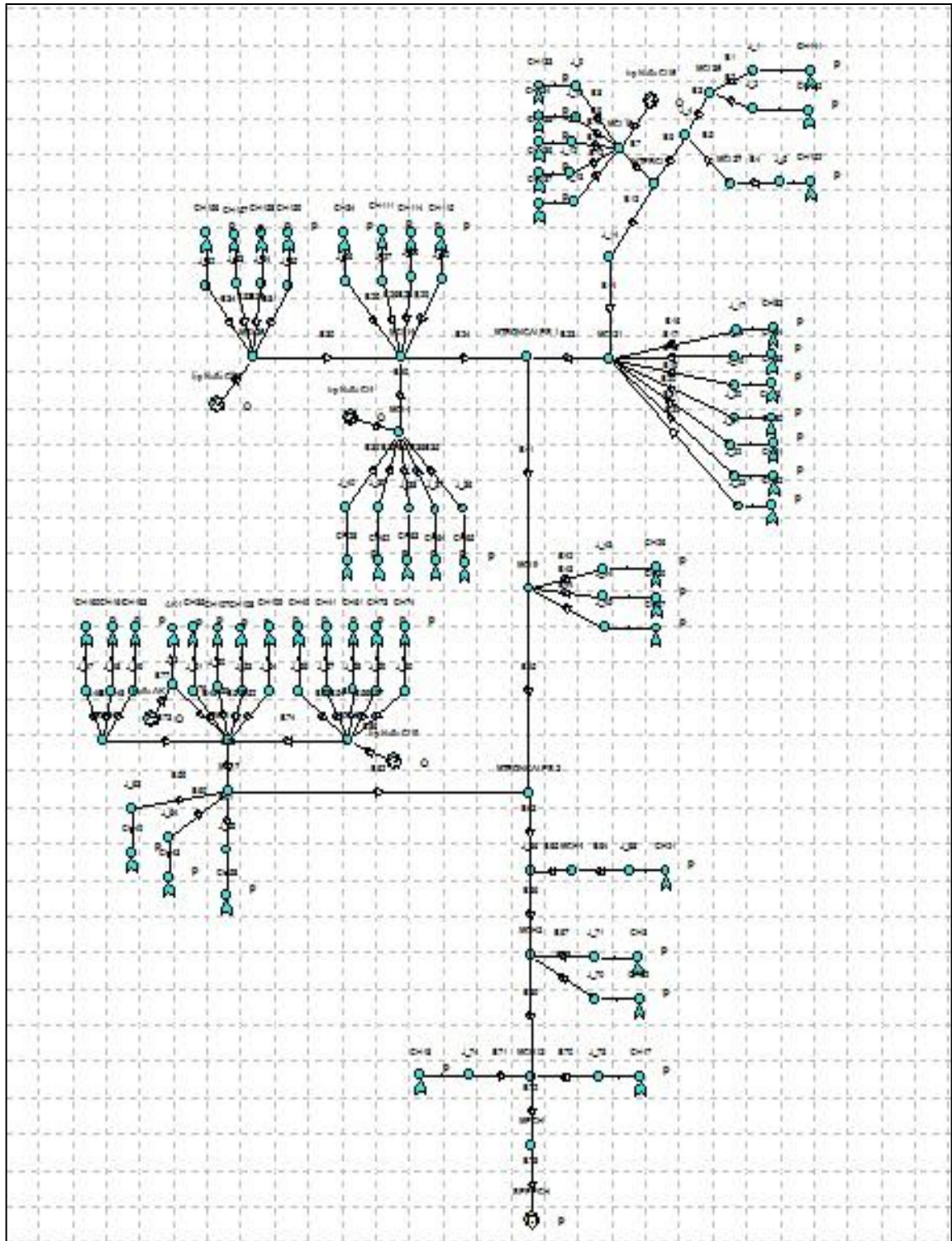
**Figura 40. Componentes para el diseño del sistema de recolección.**



Fuente: Autor. PIPESIM.

Teniendo identificados los componentes del sistema, procedemos a construir el esquema original del sistema de recolección.

Figura 41. Esquema del Sistema de Recolección Troncal Norte.



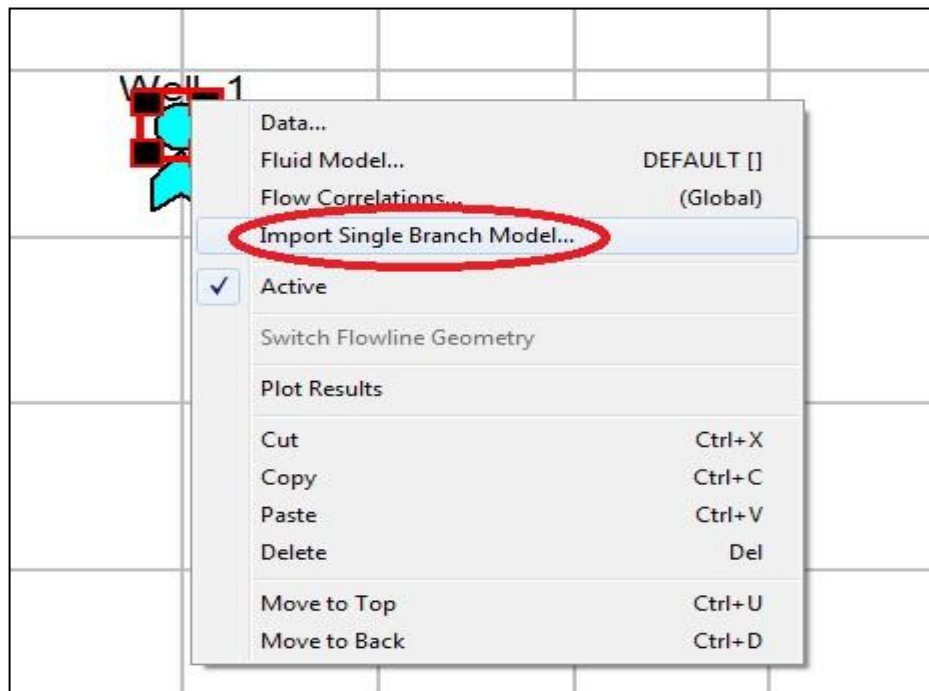
Fuente: Autor. PIPESIM.

Actualmente el sistema de recolección Troncal Norte del campo Chichimene cuenta con 52 pozos activos.

**4.3.4. Montaje de los Datos en la Red del Sistema de Recolección.** Consiste en cargar todos los datos previamente recopilados para realizar el diseño de la RED. Se cargaran cada uno de los pozos que están alienados a sistema de recolección Troncal Norte así como la información de las líneas de flujo de todo el sistema.

**4.3.4.1. Montaje de los pozos.** Después de tener armada la red, se procedió a cargar la información de los pozos. El procedimiento consiste en pararse en el pozo y dar clic derecho sobre el, inmediatamente aparecen las opciones en las cuales aparece la de importar el pozo desde el lugar donde se tenga almacenado.

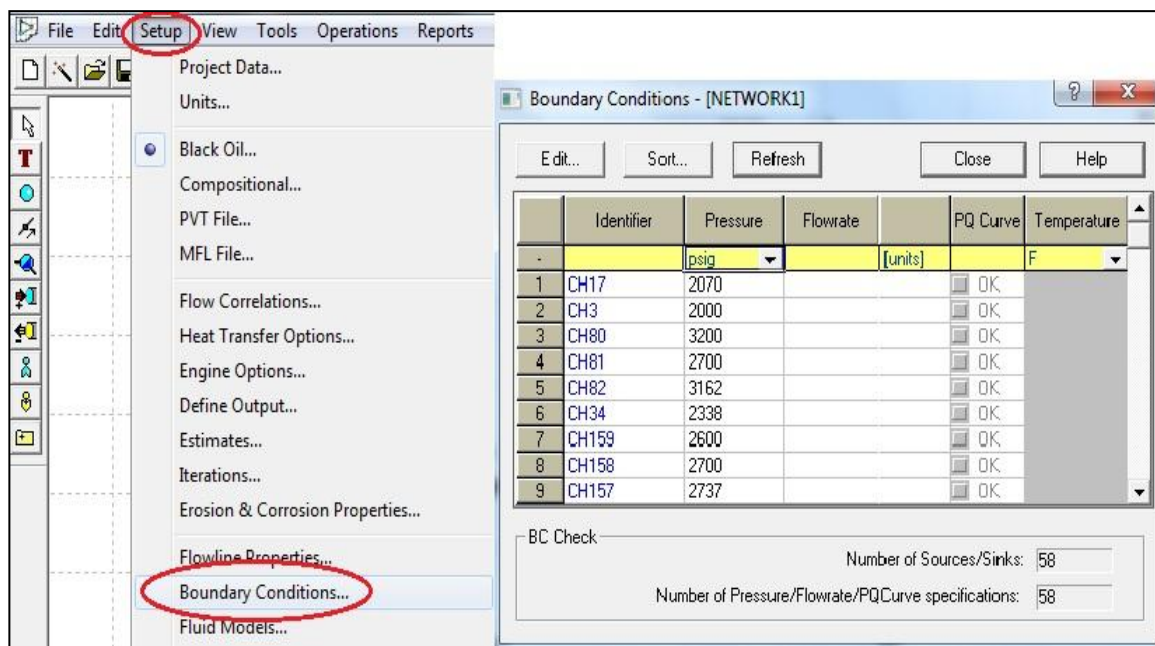
**Figura 42. Importación de pozos.**



Fuente: Autor. PIPESIM.

Luego de tener el pozo cargado en la red, luego vamos a la opción setup para escoger la opción Boundary condition o condición de frontera, donde se ingresara el valor de la presión estática de yacimiento que tiene el pozo. Hay que volver al pozo y dar clic y escoger la opción fluid model y escogemos la opción modelo de fluido definido localmente.

**Figura 43. Condiciones de frontera.**

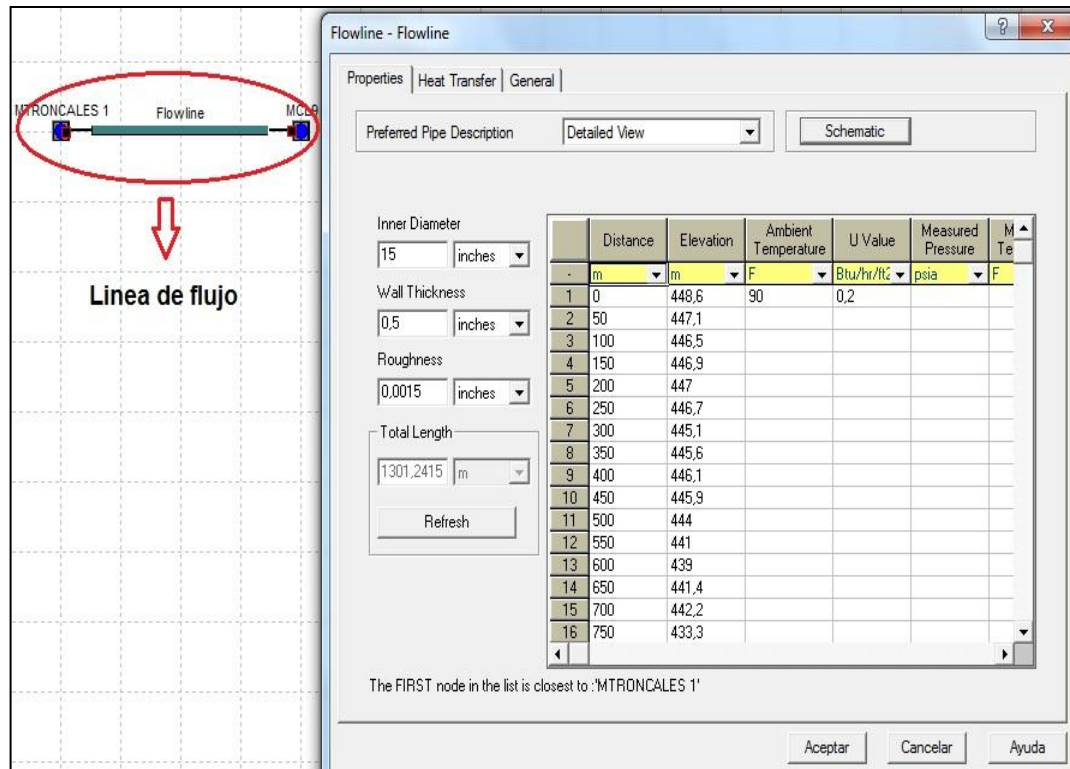


Fuente: Autor. PIPESIM.

**4.3.4.2. Configuración de las líneas de flujo.** Consiste en cargar la información de distancia y elevación que fue recopilada con anterioridad de los archivos AS BUILT. Para cargar los datos solo basta con dar clic sobre la línea y se abrirá la pestaña donde aparecen las características que debe tener la línea.

La figura 37 mostrada anteriormente, suministrara los datos de distancia y elevación de cada línea para cargarla en el simulador como ilustra la figura 44.

Figura 44. Configuración de las líneas de flujo.

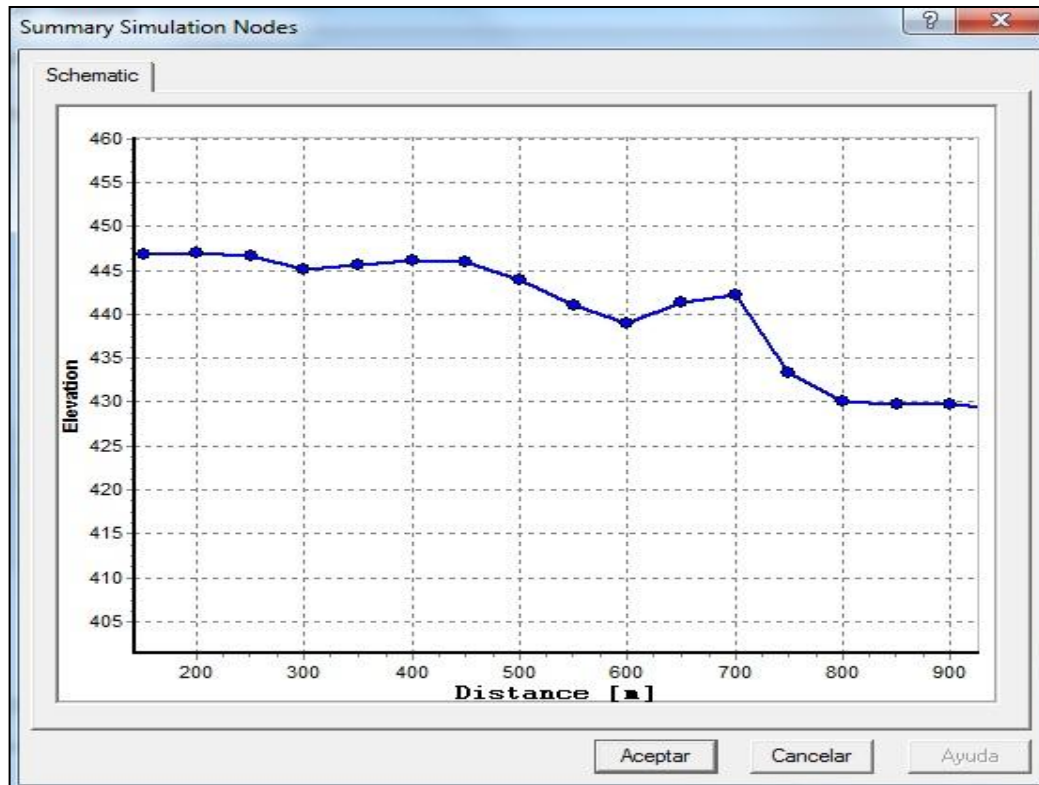


Fuente: Autor. PIPESIM.

Además de cargar la data de distancia y elevación, se cargaran los datos referentes al diámetro interno de la línea, el espesor de pared y la rugosidad, estos datos dependen del diámetro externo y del Schedule de la línea. Esta información fue ilustrada con anterioridad en la tabla 13.

La siguiente grafica muestra el perfil de la línea que se genera después de cargar los datos y donde podemos ver los cambios en la elevación.

Figura 45. Perfil de Elevación de las líneas en PIPESIM.



Fuente: Autor. PIPESIM.

## **5. SIMULACION DEL MODELO RED TRONCAL NORTE.**

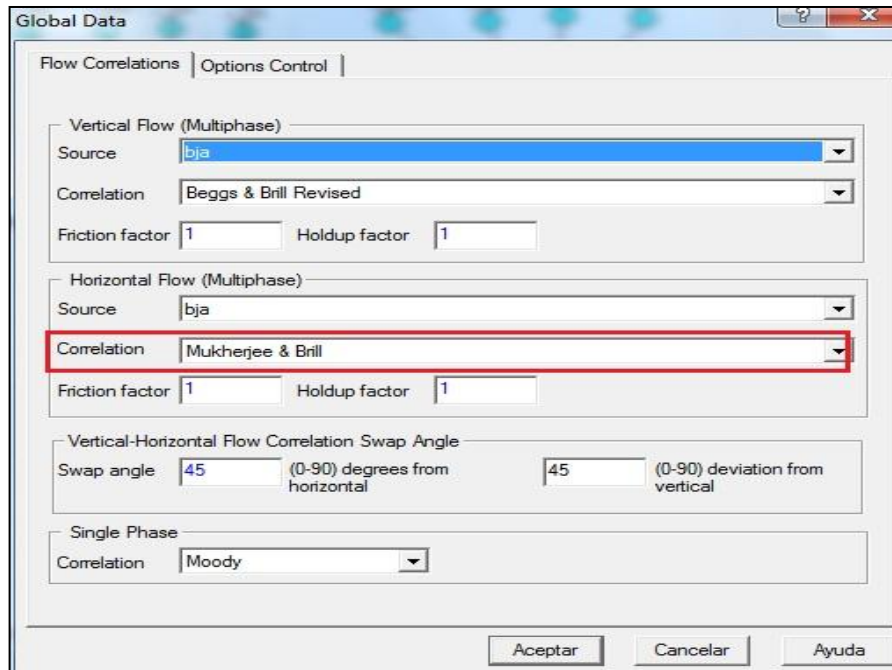
Con el fin de dar cumplimiento a los objetivos planteados en este proyecto se realizó la simulación de la red Troncal Norte del campo Chichimene teniendo en cuenta los siguientes factores que se mostraran a continuación.

### **5.1. AJUSTE DE LAS CORRELACIONES PARA LA RED TRONCAL NORTE.**

Este análisis se hace con el único fin de encontrar la correlación que más se ajuste al comportamiento actual del sistema de recolección. Para esto se realizó una sensibilidad con las correlaciones que nos ofrece el software PIPESIM. Teniendo en cuenta parámetros como: Presión y la Temperatura en cada múltiple del sistema y caudal en la estación.

El caudal de fluido total medido bajo las condiciones actuales del sistema de la troncal norte tiene un valor promedio de 50500 BIs con un 40 %BSW.

**Figura 46. Correlaciones de Flujo Multifasico.**



Fuente: Autor. PIPESIM.

## 5.2. ANALISIS DE LOS PARAMETROS PARA LA ELECCION DE LA CORRELACION.

Este análisis tiene como objetivo comparar los datos reales de presión y temperatura presentes en el sistema de recolección en diferentes puntos y cotejarlos contra los datos que arroja el simulador, obtenidos en el proceso de ajuste de la correlación.

A continuación se muestran la data real de presión y temperatura del campo la cual se utilizara para el ajuste del modelo.

**Tabla 15. Parámetros de Ajuste del Sistema de Recolección.**

Múltiples	P real (Psia)	T real (°F)
M25	285	115
M15	265	152
M21	260	142
MT1	250	138
M14	225	132
M26	235	120
M4	230	115
M9	225	133
M24	205	115
M13	200	117
M10	200	105

Fuente: ECOPETROL S.A.

Para el proceso de calibración del sistema de recolección, se realizó un análisis de prueba y error variando las ecuaciones para flujo multifásico en tubería horizontal, llegando a la conclusión que la correlación que mejor describe el comportamiento del crudo del campo Chichimene es **Mukherjee & Brill**.

A continuación se muestran los resultados arrojados por el simulador.

**Tabla 16. Datos de presión y temperatura simulados**

Múltiples	Presión simulada (Psia)	Temperatura simulada (°F)
M25	300	131
M15	268	144
M21	260	141
MT1	235	137
M14	232	129

Múltiples	Presión simulada (Psia)	Temperatura simulada (°F)
M26	233	123
M4	233	109
M9	235	136
M24	202	120
M13	185	123
M10	190	99

Fuente: Autor. PIPESIM.

A continuación se muestran las tablas comparativas de presión y temperatura para cada múltiple del sistema con su respectivo %Error.

**Tabla 17. Presión real Vs Presión simulada.**

Múltiples	Presión real (psia)	Presión simulada (psia)	%Error
M25	285	300	5
IN15	265	268	1
M21	260	260	0
MT1	250	235	6
M14	225	232	3
M26	235	233	1
M4	230	233	1
M9	225	235	4
M24	205	202	1
M13	200	185	8
M10	200	190	5

Fuente: Autor

**Tabla 18. Temperatura real Vs Temperatura simulada**

MULTIPLES	T real (°F)	T simulada (°F)	%Error
M25	115	131	14
IN15	152	144	5
M21	142	141	1
MT1	138	137	1
M14	132	129	2
M26	120	123	3
M4	115	109	5
M9	133	136	2
M24	115	120	4
M13	117	123	5
M10	105	99	6

Fuente: Autor

Podemos concluir que la simulación arrojó resultados con buena exactitud. Los datos simulados presentan porcentajes de error tolerables, obteniendo un valor promedio de 4%. Lo anterior indica que la correlación de flujo multifásico en tubería horizontal escogida describe de manera acertada el comportamiento del sistema de recolección.

Del reporte de salida (summary report) obtenido en la corrida de la red, se extrajeron las pérdidas de presión del sistema, a continuación se presentan los resultados para las líneas de flujo con un diámetro de 16 pulgadas.

**Tabla 19. Calculo de las pérdidas de presión en el sistema.**

Líneas	Distancia (ft)	$\Delta P$ por fricción (Psia)	$\Delta P$ por elevación (Psia)	total $\Delta P$ (Psia)	°API
M25 a IN15	3775	22	12,2	34,2	15
M15 a IN15	131	0,06	0	0,06	23
IN15 a M21	4660	14	-4,01	9,99	18
M21 a MT1	2133	23	4	27	16
M26 a M14	3280	0,97	0	0,97	28
M4 a M14	2133	0,62	0,53	1,15	34
M14 a MT1	2297	2,39	-2,73	-0,34	27
MT1 a M9	4269	29	-23	6	22
M9 a MT2	6581	51	53	104	22
M24 a M13	2887	28	-8,7	19,3	15
M10 a M13	2559	0,29	4,73	5,02	46
M13 a M7	3456	2,2	51	53,2	30
M7 a MT2	4068	7,75	-8,7	-0,95	26
MT2 a MC2	4167	46,8	-3,41	43,39	23
MC2 a MC12	820	19	0	19	23
MC12 a ME	1312	19	0	19	23
ME a SEP	656	9,2	0	9,2	23

Fuente: Autor

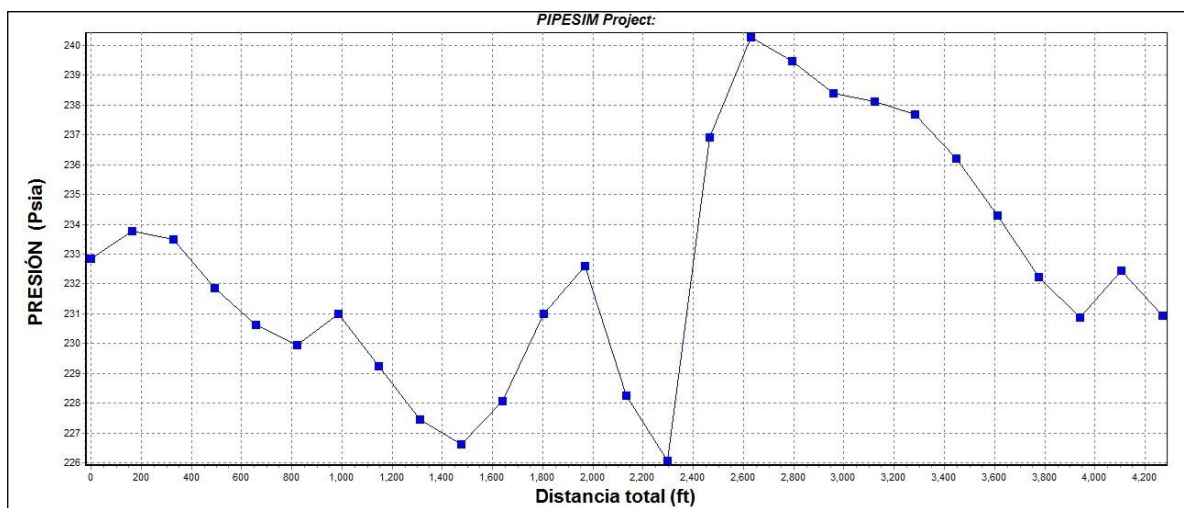
Podemos analizar que las menores pérdidas de presión por fricción se observan en las líneas de flujo cerca de los puntos de inyección de nafta, debido a que en dichas zonas el crudo está más diluido lo cual favorece el flujo en el sistema producto de una disminución en la viscosidad del fluido.

En cuanto a las pérdidas de presión por elevación, se observa que aumentan o disminuyen dependiendo de la topografía del campo. El punto crítico en el sistema

de recolección se ubica desde el MCL9 hasta el MT2, dicha línea tiene una distancia de 10800 ft donde primero desciende hasta por debajo del cauce del río acacias para después tener un cambio significativo en la elevación.

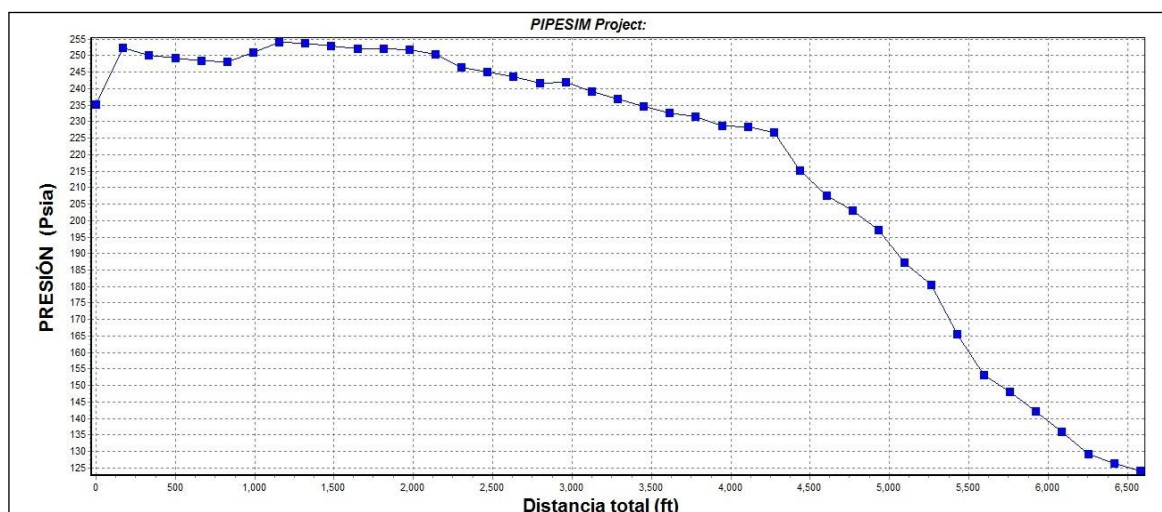
A continuación se presentan los perfiles de presión calculados por PIPESIM de las líneas con mayores cambios en elevación del sistema:

**Figura 47. Perdida de presión en el punto MT1-M9**



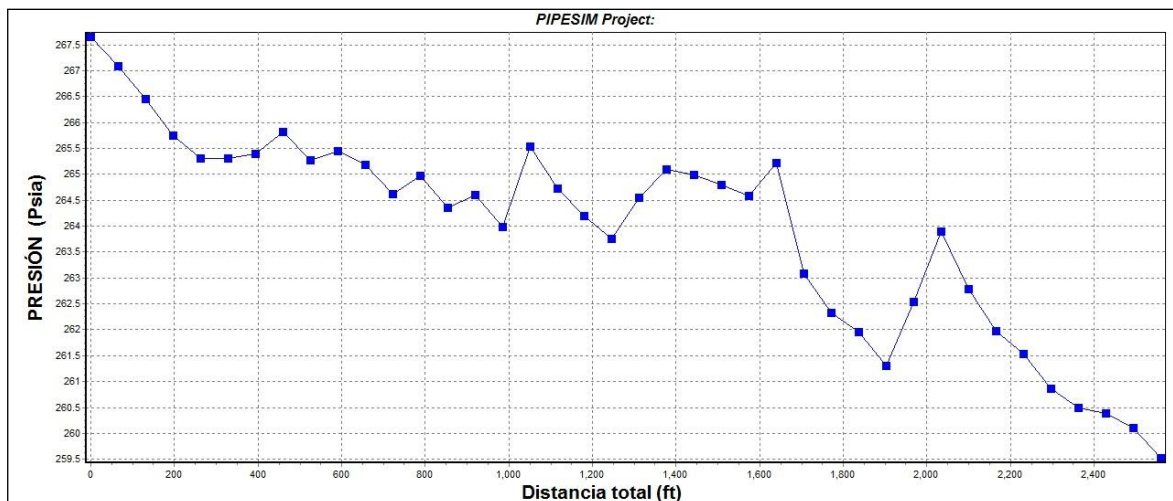
Fuente: PIPESIM

**Figura 48. Perdida de presión en el punto M9-MT2**



Fuente: PIPESIM.

**Figura 49. Perdida de presión en el punto IN15-M21.**



Fuente: Autor. PIPESIM.

**Tabla 20. Datos reales vs simulados en la estación.**

ESTACION			
VARIABLE	REALES	SIMULADOS	%Error
Q fluido Bls	50500	49399	2
%BSW	40	37	8
Gas mmscf/d	2,3	2,014	12
°API	17	23	35
Temperatura	120	135	13

Fuente: ECOPETROL. PIPESIM.

Comparando los datos reales y los resultados de la simulación en el punto final del sistema (estación de recolección), se concluye que existe una desviación en el caudal de aproximadamente 1100 Bls de fluido lo que representa el 2,2 % de caudal total, considerándose esta como una desviación aceptable.

La gravedad °API presenta una diferencia significativa de °6 ya que PIPESIM considera la mezcla homogénea en todas las líneas de flujo, lo cual no ocurre a nivel de campo debido a la ausencia de mezcladores en algunos puntos del

sistema y a la ineficiencia de los que actualmente se encuentran instalados, por este razón la gravedad °API que se registra en el escenario real es menor.

### 5.3. ESCENARIOS PROPUESTOS PARA LA SIMULACION Y ANALISIS DE RESULTADOS.

Una vez se cuenta con el modelo de red calibrado, se procedió a realizar el análisis de los escenarios propuestos en el proyecto y su aplicación con la finalidad de optimizar la producción del Campo Chichimene. A continuación se presenta el desarrollo de los escenarios propuestos.

**5.3.1. Volumen de Inyección de Nafta en el sistema.** Actualmente el sistema cuenta con 5 puntos de inyección de nafta distribuidos como se describe a continuación. La tabla 21 muestra los caudales de nafta inyectados en cada punto.

**Tabla 21. Volúmenes reales de inyección de nafta en el sistema de recolección.**

Puntos de inyección de nafta	Volumen de inyección de nafta BLS/D
M15	1130
M4	2300
M26	1400
M10	4400
AK1	400
<b>TOTAL</b>	<b>9630</b>

Fuente: ECOPEPETROL.

Con el objeto de evaluar el impacto en el volumen de crudo con la variación del volumen de inyección de nafta, se definieron dos escenarios modificando la

inyección en 800 Bls de aumento y la misma magnitud en reducción distribuyendo uniformemente dicho caudal en los puntos habilitados, a cada uno de estos le fue asignado un volumen de 200 bls. Hay que tener en cuenta que el volumen real de nafta que se está inyectando en la troncal norte que es aproximadamente de **9630** Bls/d, partiendo de este dado se hará el análisis de los escenarios.

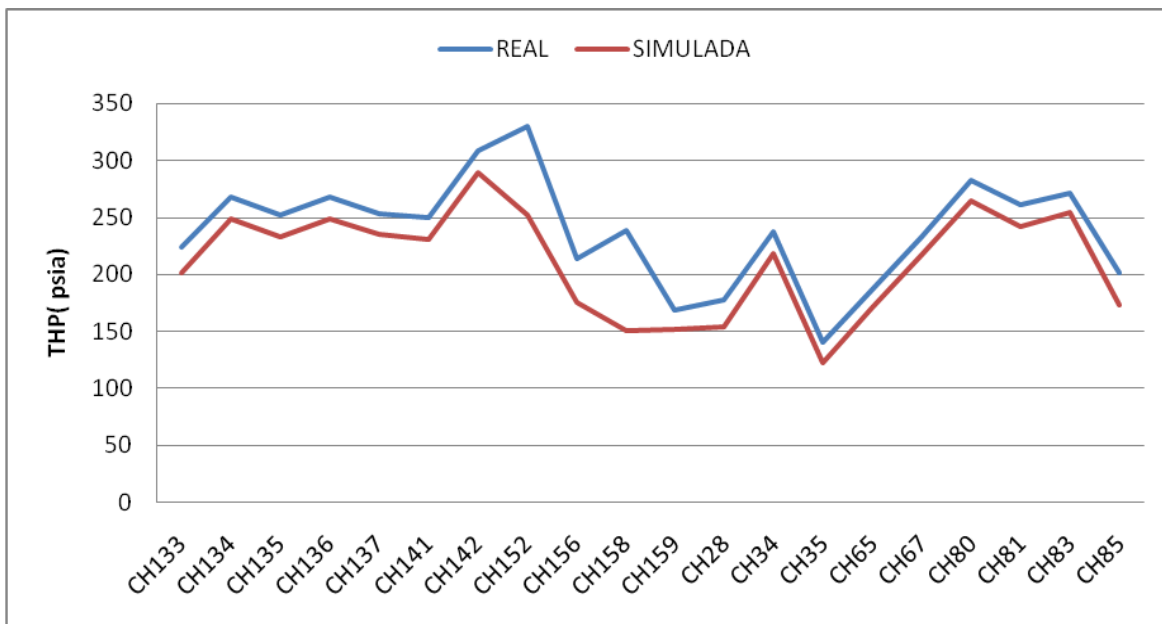
**5.3.1.1 Escenario 1 aumento del volumen de inyección de nafta.** Con un aumento en la inyección de nafta de 800 Bls por día se obtuvo un incremento en el caudal de crudo de 241 BOPD, lo cual es resultado directo de la disminución de presión en cabeza de los pozos ocasionada por la dilución adicional en las tuberías de flujo (menores pérdidas de presión por fricción).

**Tabla 22. Perfil de presión escenario 1.**

MULTIPLE	ESCENARIO REAL		ESCENARIO 1		
	Q nafta: 9630 Bls		Q nafta: 10430 Bls		
	P psia	Q Bls/d	P psia	Q Bls/d	ΔP1
M25	300	1652	284	1681	16
INTER15	268	13028	249	13695	19
M21	260	19257	242	19961	18
MT1	233	31430	217	32718	16
M14	232	12243	216	12828	16
M26	233	3676	217	3932	16
M4	233	4387	217	4645	16
M9	235	31926	221	33239	14
MT2	124	44691	116	46296	8
M7	122	12815	113	13108	9
M24	202	1418	195	1431	7
M13	184	10717	177	10999	7
M10	190	5917	183	6140	7
MCH2	83	45742	79	47359	4
MCH12	75	49412	72	51037	3
MECH	57	49399	56	51024	1
SEPECH	48	49399	48	51024	0

Fuente: Autor.

**Figura 50. Perdida de presión por aumento en volumen de inyección de nafta**



Fuente: Autor.

Se observa el impacto que tiene el aumento de la inyección de nafta sobre la presión en cabeza de los pozos, que para este escenario es menor que la presión en cabeza del sistema real , esto se ve reflejado en el aumento de la producción.

**5.3.1.2 Escenario 2 disminución del volumen de inyección de nafta.** Este escenario planteo la disminución en el volumen de inyección de nafta de 9630Bls/d a 8830 Bls/d, lo que generó una pérdida de producción de crudo de 760 Bls/d ocasionada por el incremento de las pérdidas de presión por fricción en las tuberías debido al aumento de la viscosidad del fluido.

**Tabla 23. Perfil de presión escenario 2.**

MULTIPLE	ESCENARIO REAL		ESCENARIO 2		
	P psia	Q Bls/d	P psia	Q Bls/d	$\Delta P_2$
M25	300	1652	313	1641	-13
INTER15	268	13028	281	10784	-13
M21	260	19257	273	16913	-13
MT1	233	31430	245	28502	-12
M14	232	12243	244	11659	-12
M26	233	3676	245	3460	-12
M4	233	4387	246	4141	-13
M9	235	31926	244	28984	-9
MT2	124	44691	129	41540	-5
M7	122	12815	127	12606	-5
M24	202	1418	204	1420	-2
M13	184	10717	186	10516	-2
M10	190	5917	192	5707	-2
MCH2	83	45742	85	42579	-2
MCH12	75	49412	76	46252	-1
MECH	57	49399	57	46238	0
SEPECH	48	49399	48	46238	0

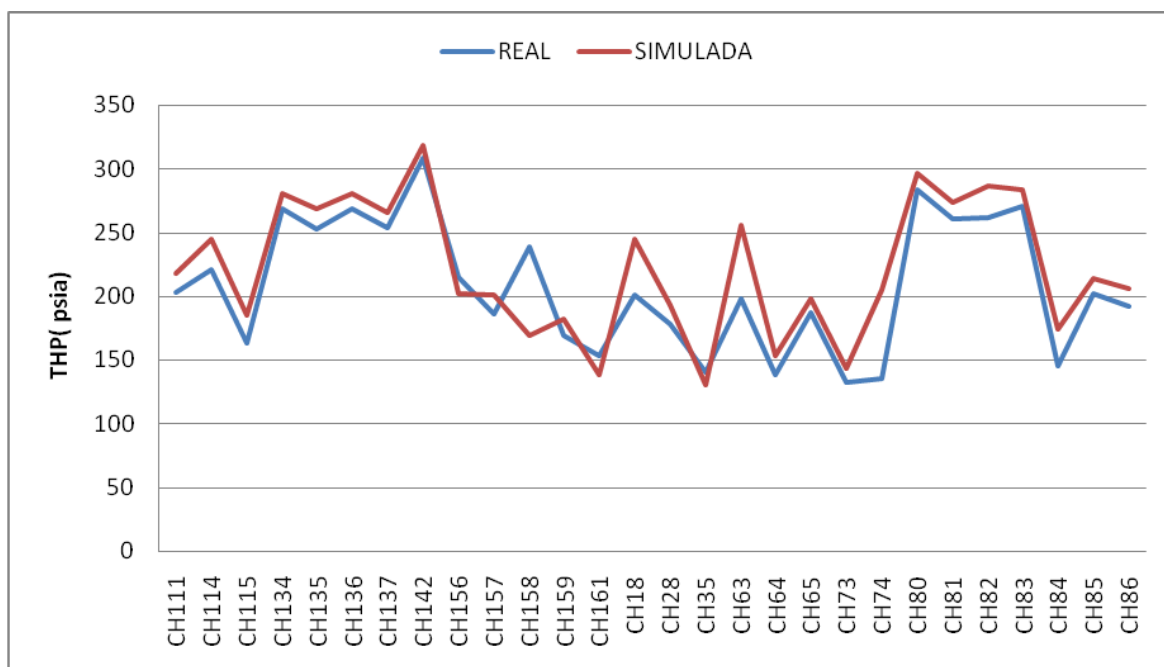
A continuación se resumen los resultados de los escenarios anteriormente descritos.

**Tabla 24. Parámetros para evaluación de resultados.**

Variable	Escenario Real	Escenario 1	Escenario 2
Q nafta (Bls/d)	9630	10430	8830
Q fluido (Bls/d)	49399	51025	46238
BSW (%)	36%	36%	35%
Q mezcla (Bls/d)	31615	32656	30055
Q crudo (Bls/d)	21775	22016	21015
°API	22,9	23,4	22,7
ganancias/perdidas		241	-761

Fuente: Autor

**Figura 51. Aumento de presión por disminución en la inyección de nafta.**



Fuente: Autor

La grafica ilustra el aumento en la THP de cada pozo, ocasionado por la disminucion en volumen de inyección de nafta, que como consecuencia reduce la producción de la troncal norte.

**5.3.2. Configuración de puntos de inyección de nafta.** Con el fin de optimizar el sistema de inyección de nafta y definir la distribución más óptima para el sistema de recolección de la troncal norte, se evaluaron dos escenarios de aumento de puntos de inyección de diluyente redistribuyendo así el volumen total inyectado actualmente y manteniéndolo constante.

El primer escenario, considera el aumento de puntos de inyección en el Sector Montelíbano donde actualmente se presentan las mayores caídas de presión del sistema y el segundo, considera puntos adicionales de inyección en el Sector Centro.

### 5.3.2.1. Escenario 1 Configuración de puntos sector Montelíbano.

Los puntos de inyección habilitados actualmente se encuentran ubicados en M15, M26 y M4, y cuentan con un caudal total de inyección de nafta de 4830 Bls/d. La configuración propuesta incluye tres (3) puntos adicionales que se muestran en la siguiente tabla.

**Tabla 25. Configuración sector Montelíbano.**

Ubicación	Caudal Bls/d
M4	805
M14	805
M15	805
M21	805
M25	805
M26	805

Fuente: Autor.

Para este primer escenario solo se modificó el sector Montelíbano manteniendo el sector centro con su configuración original.

**Tabla 26. Resultados de la simulación Sector Montelíbano.**

MULTIPLE	Datos Reales		Configuración Montelíbano		
	P psia	Q Bls/d	P psia	Q Bls/d	$\Delta P$ psia
M25	300	1652	242	2558	58
INTER15	268	13028	228	14350	40
M21	260	19257	224	21618	36
MT1	233	31430	211	32841	22
M14	232	12243	212	11266	20
M26	233	3676	214	3141	19
M4	233	4387	215	2923	18

MULTIPLE	Datos Reales		Configuración Montelíbano		
	P psia	Q Bls/d	P psia	Q Bls/d	$\Delta P$ psia
M9	235	31926	217	33364	18
MT2	124	44691	115	46217	9
M7	122	12815	113	12904	9
M24	202	1418	195	1431	7
M13	184	10717	176	10794	8
M10	190	5917	182	5940	8
MCH2	83	45742	79	47265	4
MCH12	75	49412	72	50943	3
MECH	57	49399	56	50929	1
SEPECH	48	49399	48	50929	0

Fuente: Autor.

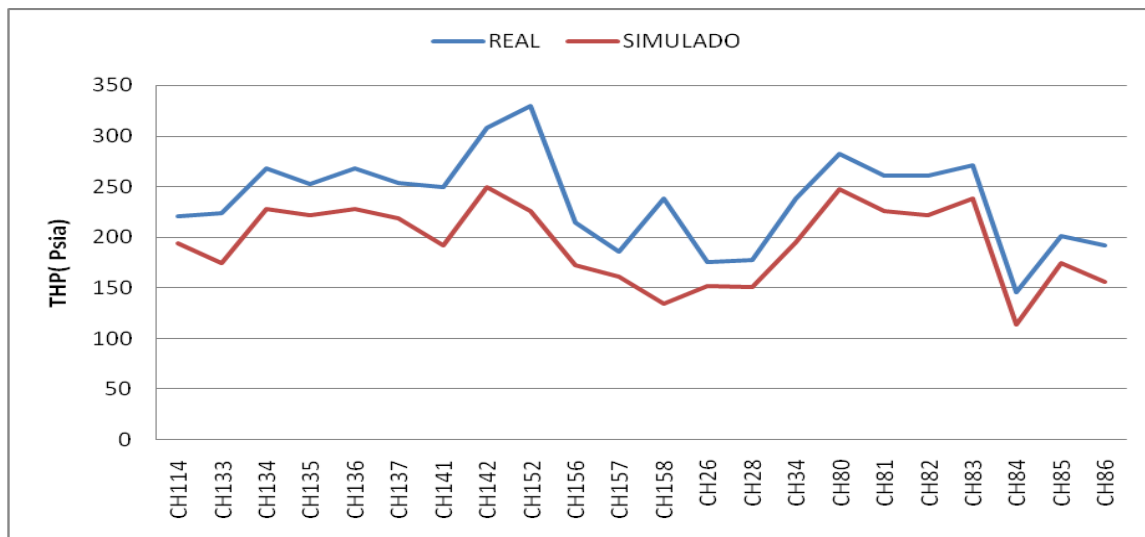
La tabla muestra los valores de presión y caudal arrojados por la simulación y cotejados con los datos reales, se observa que las presiones en los puntos de mayor importancia en el sistema se reducen y como consecuencia de esto el caudal de los pozos aumenta favoreciendo la producción del campo Chichimene con un aumento de crudo de 470 Bls/d. La siguiente tabla presenta las variables obtenidas de la simulación del escenario descrito.

**Tabla 27. Cuantificación de resultados sector Montelíbano.**

Variable	Escenario Real	Escenario Montelíbano
Q nafta (Bls/d)	9630	9630
Q fluido (Bls/d)	49399	50929
%BSW	36%	37%
Q mezcla (Bls/d)	31615	32085
Q crudo (Bls/d)	21775	22245

Fuente: Autor.

**Figura 52. Disminución de la presión debido a la configuración Montelivano**



Fuente: Autor

Se observa una pérdida de THP significativa en los pozos debido a la nueva configuración, esto impacta el caudal de manera positiva.

**5.3.2.2. Escenario 2 Configuración de puntos sector Centro.** Este sector está conformado por dos (2) puntos situados en M10 y AK1, cuyo caudal total de inyección de nafta es de 4800Bls/d. La configuración propuesta incluye cuatro (4) puntos adicionales distribuidos de la siguiente manera:

**Tabla 28. Configuración del sector centro.**

Ubicación	Caudal Bls/d
M7	880
M10	880
M13	880
M24	880
MT2	880
AK1	400

Fuente: Autor.

Los caudales pertenecientes a cada punto se definieron dividiendo el caudal de inyección que estaba presente en M10 que es de 4400 Bls/d y dividiéndolo en 5.

El punto de inyección existente en AK1 mantiene el mismo caudal de la configuración real del sistema que es de 400 Bls/d. En este escenario el sector centro fue modificado y el sector Montelivano mantuvo su configuración original.

Cualquiera de los dos escenarios planteados tiene el mismo caudal total de nafta de 9630Bls/d. A continuación se muestran los datos que arrojó el simulador para este escenario.

**Tabla 29. Resultados de la simulación Centro.**

MULTIPLE	Datos Reales		Configuración centro		
	P psia	Q Bls/d	P psia	Q Bls/d	ΔP psia
M25	300	1652	294	1674	6
INTER15	268	13028	261	13036	7
M21	260	19257	252	19304	8
MT1	233	31430	225	31583	8
M14	232	12243	224	12350	8
M26	233	3676	225	3715	8
M4	233	4387	226	4408	7
M9	235	31926	226	32094	9
MT2	124	44691	112	44904	12
M7	122	12815	110	11948	12
M24	202	1418	168	2372	34
M13	184	10717	174	8920	10
M10	190	5917	182	2271	8
MCH2	83	45742	78	45970	5
MCH12	75	49412	71	49650	4
MECH	57	49399	56	49636	1
SEPECH	48	49399	48	49636	0

Fuente: Autor

Como se puede observar en la tabla 29, la configuración del sector centro presenta una pequeña pérdida de presión el sistema, lo que indica un aumento en el caudal de fluido que llega a al separador de la estación Chichimene.

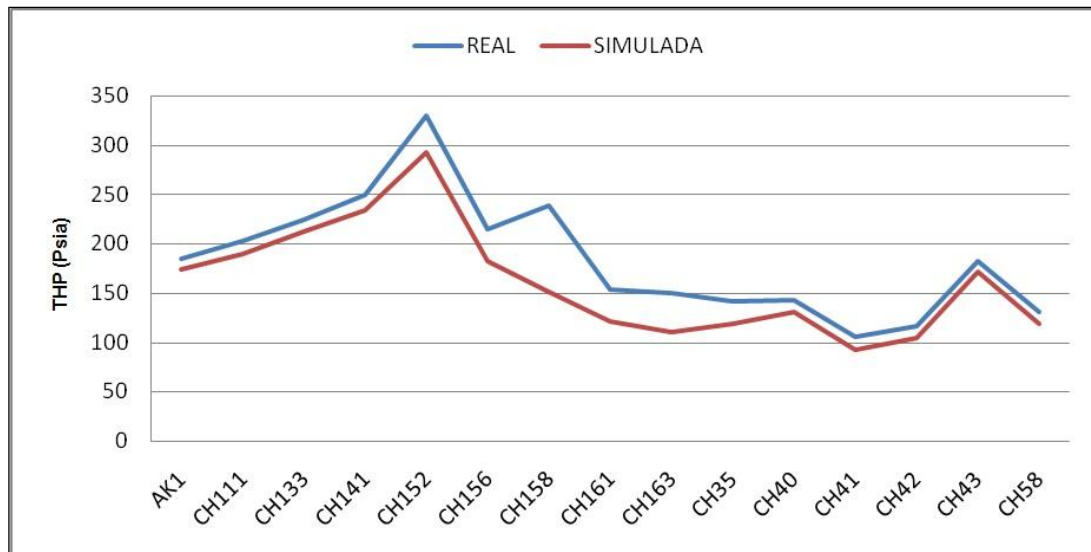
Bajo esta condición se obtiene un adicional de 152 BOPD, inferior al escenario anterior (Montelíbano), lo cual es coherente sabiendo que en este sector los pozos están más cercanos al punto final del sistema por lo que el impacto en presión es menor.

**Tabla 30. Cuantificación de los resultados sector centro.**

Variable	Escenario Real	Escenario Centro
Qnafta (Bls/d)	9630	9630
Qfluido (Bls/d)	49399	49636
%BSW	36%	36%
Q mezcla (Bls/d)	31615	31767
Q crudo (Bls/d)	21775	21927

Fuente: Autor.

**Figura 53. perdidas en THP por configuración en sector centro**



Fuente: Autor

La configuración de puntos de inyección de nafta en el sector centro, impacta de manera positiva el aumento en la producción debido a la pérdida de presión en cabeza de los pozos, haciendo que estos aporten más fluido.

**5.3.3. Variación de la presión en el Separador.** El objetivo de este análisis es evaluar el impacto que tiene el incremento en la presión final del sistema (presión del separador) sobre la troncal norte. Dicho impacto está enfocado en cuantificar las pérdidas de producción del campo Chichimene cada vez que se hagan incrementos de presión en el separador.

Operativamente en la estación cuando llegan baches de fluido, ocasionan el aumento en los niveles en los tanques de compensación y esto obliga a chocar el sistema aumentando la presión del separador para reducir el caudal que llega la estación y evitar derrames en los tanques.

Actualmente el separador opera con una presión de 33 psi, la cual es la presión mínima requerida para asegurar la evacuación de fluido desde el separador a los tanques de compensación.

A continuación se muestran los resultados arrojados por el simulador.

**Tabla 31. Incrementos en la presión del separador**

MULTIPLE	Psep Real = 33 psi		Psep=38 psi		Psep=43 psi		Psep=48 psi	
	P psia	Q Bls/d	P psia	Q Bls/d	P psia	Q Bls/d	P psia	Q Bls/d
M25	300	1652	304	1654	307	1648	310	1643
INTER15	268	13028	271	13012	273	12903	276	12895
M21	260	19257	262	19208	265	19060	268	19060
MT1	233	31430	237	31334	238	31146	242	31090
M14	232	12243	236	12196	238	12156	241	12099
M26	233	3676	237	3688	239	3683	242	3667

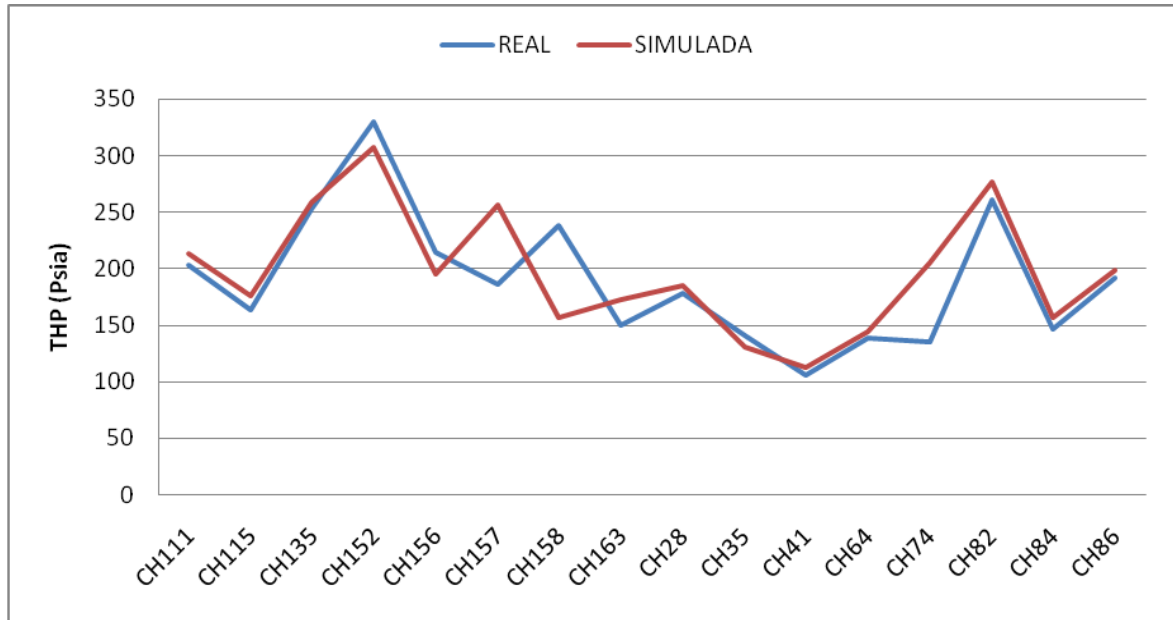
MULTIPLE	Psep Real = 33 psi		Psep=38 psi		Psep=43 psi		Psep=48 psi	
	P psia	Q Bls/d	P psia	Q Bls/d	P psia	Q Bls/d	P psia	Q Bls/d
M4	233	4387	237	4372	239	4364	242	4352
M9	235	31926	238	31826	241	31633	243	31572
MT2	124	44691	128	44566	132	44267	135	44251
M7	122	12815	125	12791	129	12684	132	12730
M24	202	1418	205	1402	207	1405	212	1401
M13	184	10717	188	10697	190	10600	195	10646
M10	190	5917	194	5908	196	5816	201	5881
MCH2	83	45742	88	45609	93	45305	97	45285
MCH12	75	49412	79	49277	85	48968	89	48942
MECH	57	49399	62	49264	67	48954	72	48928
SEPECH	48	49399	53	49264	58	48954	63	48928

Fuente: Autor. PIPESIM.

El análisis se llevó a cabo para tres escenarios de incrementos de la presión del separador, Psep, en intervalos de 5 psia. Como se puede observar, el incremento en la presión del separador causa el aumento de las presiones del sistema lo cual impacta directamente el caudal generando la disminución de este.

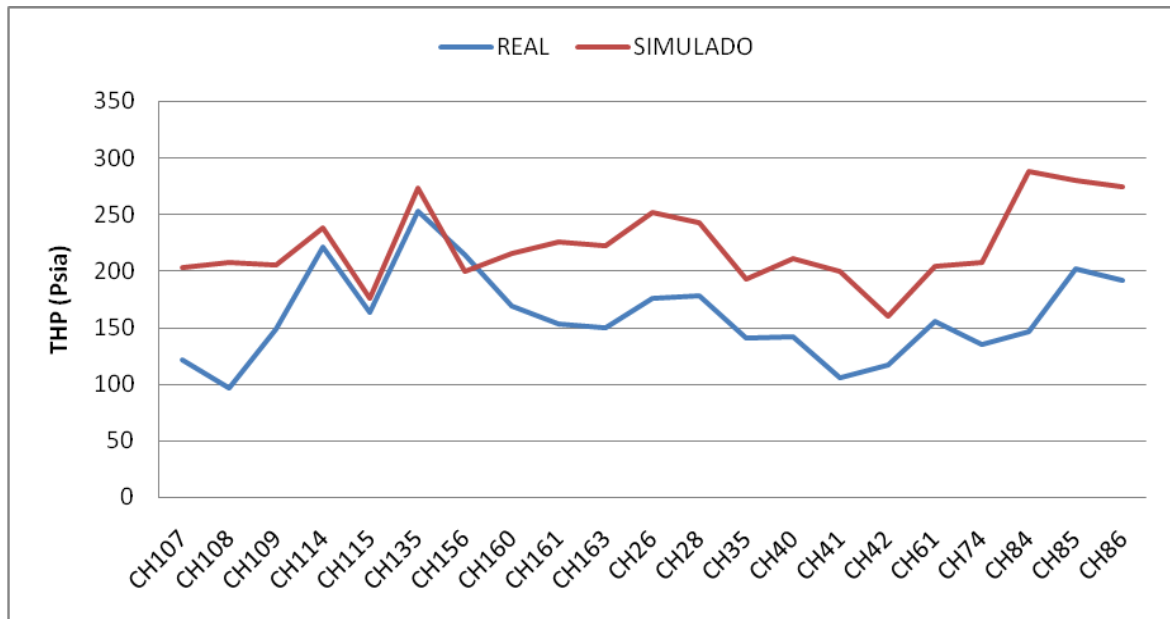
En el escenario con mayor incremento en la presión del separador, se obtiene una disminución de 270 Bls de crudo por día.

**Figura 54. Aumento de la Psep=38 psi**



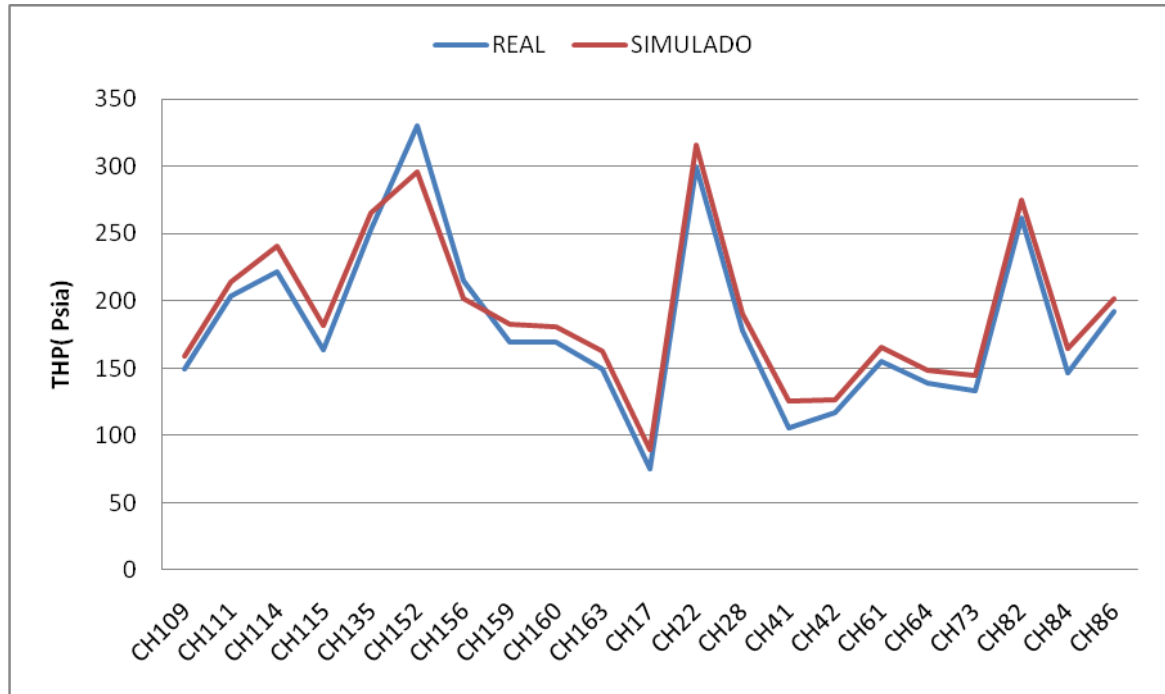
Fuente: Autor

**Figura 55. Aumento de la Psep=43 psi**



Fuente: Autor

**Figura 56. Aumento de la Psep=48 psi**



Fuente: Autor

Las figuras 54, 55 y 56 mostraron que para cada incremento en la presión del separador se registraron aumentos de la THP. Esto quiere decir que para todos los casos hay una pérdida de producción de crudo. Pero el objetivo de este análisis es poder cuantificar las pérdidas totales de la producción cuando haya que hacer algún incremento de presión en el separador buscando alivianar el nivel en los tanques de compensación para evitar inundaciones

## 6. ANALISIS FINANCIERO.

El análisis financiero es el estudio de todos los factores presentes en el desarrollo económico de un proyecto con el fin de determinar su viabilidad o factibilidad, dicho análisis esta medido en unidades monetarias. Este tipo de análisis, implica un estudio detallado de los costos necesarios para para llevar a cabo un proyecto y poder mantenerlo en condiciones óptimas de operación, además de determinar cuál sería la posible ganancia o ingresos que se generaría del mismo, y evaluar que tan atractivo podría ser dicho proyecto.

Para realizar el análisis financiero es necesario contar con cierta información base referente a los costos estimados de las variables que influyen en el desarrollo del proyecto para evaluar la rentabilidad del mismo.

Una evaluación financiera tiene en cuenta el comportamiento del valor del dinero en el tiempo, basados en la valoración de la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Presente Neto (VPN). Pero además de estos conceptos dentro de un análisis financiero existen dos términos que son de suma importancia a la hora de evaluar un proyecto, estos son : los gastos capitales (CAPEX), son los costos asociados con exploración, perforación, completamiento y en general de los procesos de instalación de infraestructuras; normalmente los gastos capitales comprenden los costos de instalación de facilidades de producción de sistemas de levantamiento artificial, los gastos de instalaciones adicionales (adaptaciones) para manejos de agua de producción, equipos y pozos de inyección. Por su parte los costos operacionales (OPEX), están asociados con costos de energía, químicos, servicios de reacondicionamiento de pozos productores e inyectores, personal de mantenimiento, ambientales, entre otros. Además de los costos de acciones remediales cuando se incrementa la producción de agua.

Existen ciertos indicadores económicos los cuales sirven como criterios de evaluación para diferentes análisis financieros entre ellos se encuentran:

## 6.1. FLUJO DE CAJA

Este parámetro hace referencia a las entradas y salidas de capital durante el tiempo de ejecución del proyecto. En la estimación de flujo de caja, se deben considerar factores tales como los ingresos, los gastos generados por la inversión, los costos de operación, el beneficio fiscal asociado a la depreciación y los impuestos asociados al desarrollo del proyecto. Básicamente el flujo de caja es el resultado de la diferencia de los ingresos y los egresos de un proyecto, para un periodo de tiempo determinado.

- **Ingresos:** Hace referencia a las ganancias obtenidas como resultado de la negociación de los productos de hidrocarburos producidos por cada uno de los 58 pozos activos que constituyen el sistema de recolección Troncal Norte del campo Chichimene. Cabe resaltar que cuando se realiza una inversión, es de esperarse que las utilidades en el tiempo excedan los costos de operación de los trabajos propuestos.
- **Egresos:** Hace referencia al conjunto de desembolsos que deben ser tenidos en cuenta en la implementación de cualquier proyecto. Para este caso en particular se tuvo en cuenta: costos de inversión, costos de operación e insumos.

- **PAY-BACK**

Un Pay Back es el periodo de tiempo determinado para la recuperación de la inversión. Está determinado por la siguiente ecuación.

$$PB = \frac{\text{Inversion Requerida}}{\text{Flujo de Dinero Acumulado}} \quad \text{Ec. 45}$$

## 6.2. INDICADORES DE RENTABILIDAD.

Se utilizan para medir la efectividad de la administración de la empresa o del proyecto con el fin de controlar los costos y gastos, y de esta manera convertir ventas en utilidades, en los que se destacan:

- **Valor Presente Neto (VPN).**

El Valor Presente Neto (VPN) es el método más conocido a la hora de evaluar proyectos de inversión a largo plazo. Este indicador permite determinar si una inversión cumple con el objetivo básico financiero que es maximizar la inversión.

Es obtenido descontando a una tasa de interés constante y separadamente para cada periodo de tiempo, la diferencia de todas las salidas y entradas de efectivo acumuladas a través de la vida del proyecto. Cuando una cantidad futura se lleva a valor presente la magnitud es siempre menor, por esta razón los cálculos del valor presente se denominan métodos de flujo de caja descontado, y a la tasa de interés para realizar estos cálculos se le denomina tasa de descuento.

**Tabla 32. Clasificación del VPN.**

VALOR	SIGNIFICADO	DECISION
<b>VPN&gt;0</b>	La inversión producirá ganancias por encima de la rentabilidad exigida.	El proyecto puede aceptarse considerándose el valor mínimo de rendimiento para la inversión
<b>VPN&lt;0</b>	La inversión produciría ganancias por debajo de la rentabilidad exigida	El proyecto debería rechazarse, la inversión no sería cubierta según el tiempo de estudio de la proyección.
<b>VPN=0</b>	La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas.	Dado que el proyecto no agrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida(r), la decisión debería basarse en otros criterios.

Fuente: Autor.

- **Tasa Interna de Retorno (TIR)**

La tasa interna de retorno está definida como la tasa de interés con la cual el valor presente neto es igual a cero. El VPN es calculado a partir del flujo de caja anual, trasladando todas las cantidades futuras al presente. Es un indicador de la rentabilidad de un proyecto, a mayor TIR, mayor rentabilidad.

- **Tasa de interés de oportunidad (TIO).**

Es la tasa de interés a la cual una empresa o un grupo de inversionistas están dispuestos a realizar la inversión que representa la implementación del proyecto estudiado. La tasa de interés oportuno es fijada a partir del margen de utilidades que se desee obtener y sirve principalmente para la elección de la viabilidad de varios proyectos como patrón de comparación.

- **Relación Costo-Beneficio (RCB)**

Es un indicador económico adimensional, que relaciona el Valor Presente Neto de los Ingresos con el Valor Presente Neto de los egresos, para determinar cuales son los beneficios de la inversión. Se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$RCB = \frac{VPN \text{ Ingresos}}{VPN \text{ Egresos}} \quad \text{Ec.46}$$

Dónde:

**RBC:** Relación Costo-Beneficio.

**VPN Ingresos:** Valor Absoluto del VPN de los Ingresos, unidades monetarias.

**VPN Egresos:** Valor Absoluto del VPN de los Egresos, unidades monetarias.

- **Eficiencia Sobre la Inversión (J)**

La eficiencia sobre la inversión (J) es utilizada por Ecopetrol S. A. durante la realización de un análisis financiero. Para garantizar la viabilidad del proyecto este valor de no debe superar el valor de 0.45. Lo que indicaría que el proyecto no sería realizado.

$$J = \frac{\text{Egresos}}{\text{Ingresos}} \quad \text{Ec. 47}$$

### 6.3. ANÁLISIS FINANCIERO PARA EL PROYECTO TRONCAL NORTE

A continuación se evaluara cada escenario propuesto. El análisis financiero referente a este proyecto, se realizó teniendo en cuenta el indicador de rentabilidad de costo. Beneficio, debido a que las ganancias generadas se dan de forma inmediata.

- **costo por barril producido en el campo Chichimene**

En el campo Chichimene el costo del barril producido se encuentra en un valor promedio de 66,56 USD/Bls. Este valor es obtenido partiendo del crudo Castilla Blend. El valor del barril de la nafta es de 10,13 USD/Bls.

**6.3.1. Escenarios Modificación Caudal de Inyección de Nafta.** Con el objeto de evaluar el impacto en el volumen de crudo con la variación del volumen de inyección de nafta, se definieron dos escenarios modificando la inyección en 800 Bls en aumento de inyección y reducción, obteniendo así:

- **Escenario 1 aumento de inyección de nafta:** con un aumento en la inyección de nafta de 800 Bls por día, se obtuvo un incremento en el caudal de crudo de 241 BOPD, lo cual es resultado directo de la disminución de presión en cabeza de los pozos ocasionada por la dilución adicional en las tuberías de flujo (menores pérdidas de presión por fricción).

Considerando que el aumento de inyección de nafta obedece a una acción de ejecución inmediata y de igual manera impacta de manera positiva la producción del Campo Chichimene, se realiza un análisis económico basado en la relación beneficio costo incluyendo el valor del barril de nafta al costo que este tiene para ECOPETROL puesto en la estación Chichimene y el valor de venta del barril de crudo.

Se obtiene para este escenario una relación de dos (2) lo que indica que por cada dólar invertido se obtendrá un retorno de 2 dólares

**Figura 57. Análisis Beneficio costo aumento inyección de nafta.**

VALOR CRUDO CHICHIMENE (\$USD/BOPD)	\$ 66.56
VALOR NAFTA (\$USD)	\$ 10.13
INYECCIÓN NAFTA ACTUAL (Bls)	9,840
INYECCIÓN NAFTA ADICIONAL (Bls)	10,640
<b>Bls Adicionales Inyección</b>	<b>800</b>
CAUDAL ACTUAL (BOPD)	21,775
CAUDAL CON AUMENTO DE INYECCIÓN (BOPD)	22,016
<b>BLS DE CRUDO NETO INCOPORADOS</b>	<b>241</b>
<b>BENEFICIO (\$USD)</b>	<b>\$ 16,041</b>
<b>COSTO (\$USD)</b>	<b>\$ 8,104</b>
<b>RELACIÓN B/C</b>	<b>2.0</b>

Fuente: Autor.

- **Escenario 2 disminuciones de inyección de nafta:** con una reducción en la inyección de nafta de 800 Bls por día, se genera una producción de crudo diferida de 760 BOPD ocasionada por el aumento de pérdida de presión por fricción en las tuberías debido la viscosidad del fluido.

Se realiza el análisis económico basado en la relación beneficio costo considerando el beneficio por el ahorro obtenido de la disminución en la compra de diluyente y el costo de no producir los barriles de crudo asociados, lo cual genera una relación inferior a cero (0) indicando que esta no es una opción rentable para ECOPETROL.

**Figura 58. Análisis Beneficio costo disminución inyección de nafta.**

VALOR CRUDO CHICHIMENE (\$USD/BOPD)	\$ 66.56
VALOR NAFTA (\$USD)	\$ 10.13
INYECCIÓN NAFTA ACTUAL (Bls)	9,840
REDUCCIÓN INYECCIÓN NAFTA (Bls)	9,040
<b>Bls de Nafta Reducidos</b>	<b>800</b>
CAUDAL ACTUAL (BOPD)	21,775
CAUDAL CON DISMINUCIÓN DE INYECCIÓN (BOPD)	21,015
<b>BLS DE CRUDO NETO DIFERIDOS</b>	<b>(760)</b>
<b>BENEFICIO (\$USD)</b>	<b>\$ 8,104</b>
<b>COSTO (\$USD)</b>	<b>\$ (50,586)</b>
<b>RELACIÓN B/C</b>	<b>-0.16</b>

Fuente: Autor.

**6.3.2. Escenarios Modificación Puntos De Inyección d Nafta.** Con el fin de optimizar el sistema de inyección de nafta y definir la distribución más óptima para el sistema de recolección de la troncal norte, se evaluaron dos escenarios de aumento de puntos de inyección de diluyente redistribuyendo así el volumen total inyectado actualmente y manteniéndolo constante.

El primer escenario, considera el aumento de puntos de inyección en el Sector Montelíbano donde actualmente se presentan las mayores caídas de presión del sistema y el segundo, considera puntos adicionales de inyección en el Sector Centro.

Para el primer caso, se propone adicionar tres (3) puntos de inyección de nafta ubicados en los múltiples de los clúster 14, 21 y 25. Bajo esta condición, se favorece en mayor medida la reducción de la presión en cabeza de los pozos

causando un volumen de crudo adicional de 470 BOPD. Si a ello se le realiza el respectivo análisis económico, se obtiene una relación favorable de beneficio costo para ECOPETROL de 2.1. En este cálculo, se incluye el costo asociado a la habilitación de los tres (3) puntos adicionales que incluyen la adquisición de medidores, instrumentación y su instalación (\$USD 5000 por punto de inyección).

Esta opción es viable ejecutarla en un corto plazo y como puede verse acorde con la relación beneficio costo, la inversión requerida se asegura con 0.5 días de producción de crudo adicional.

**Figura 59. Análisis Beneficio costo aumento puntos de inyección de nafta Sector Montelivano.**

VALOR CRUDO CHICHIMENE (\$USD/BOPD)	\$ 66.56
VALOR NAFTA (\$USD)	\$ 10.13
INYECCIÓN NAFTA ACTUAL (Bls)	9,840
PUNTOS DE INYECCIÓN ACTUAL	3
PUNTOS TOTALES	6
COSTO PUNTO INYECCIÓN (\$USD)	5,000
<b>Puntos adicionales de Inyección</b>	<b>3</b>
CAUDAL ACTUAL (BOPD)	21,775
CAUDAL CON AUMENTO DE INYECCIÓN (BOPD)	22,245
<b>BLS DE CRUDO NETO INCOPORADOS</b>	<b>470</b>
<b>BENEFICIO (\$USD)</b>	<b>\$ 31,283</b>
<b>COSTO (\$USD)</b>	<b>\$ 15,000</b>
<b>RELACIÓN B/C</b>	<b>2.1</b>

Fuente: Autor

En el segundo escenario, se propone habilitar cuatro (4) puntos adicionales de inyección de nafta en el Sector Centro en los múltiplos de los clúster 7, 13, 24 y Múltiple de Troncales 2. Bajo esta condición se obtiene un adicional de 152 BOPD, inferior al escenario anterior, lo cual es coherente si se tiene en cuenta que en este sector los pozos están más cercanos al punto final del sistema por lo que el impacto en presión es menor.

**Figura 60. Análisis Beneficio costo aumento puntos de inyección de nafta Sector Centro.**

VALOR CRUDO CHICHIMENE (\$USD/BOPD)	\$ 66.56
VALOR NAFTA (\$USD)	\$ 10.13
INYECCIÓN NAFTA ACTUAL (Bls)	9,840
PUNTOS DE INYECCIÓN ACTUAL	1
PUNTOS TOTALES	5
COSTO PUNTO INYECCIÓN (\$USD)	5,000
Puntos adicionales de Inyección	4
CAUDAL ACTUAL (BOPD)	21,775
CAUDAL CON AUMENTO DE INYECCIÓN (BOPD)	21,927
BLS DE CRUDO NETO INCOPORADOS	152
BENEFICIO (\$USD)	\$ 10,117
COSTO (\$USD)	\$ 20,000
RELACIÓN B/C	0.5

Fuente: Autor

El respectivo análisis económico arroja una relación favorable de beneficio costo para ECOPETROL de 0.5, lo que indica que por cada dólar invertido en la ejecución de la alternativa se tendrá un retorno adicional de 0.5 dólares. Esta

opción es viable ejecutarla en un corto plazo y la inversión requerida se asegura con 2 días de producción de crudo adicional.

Para los escenarios descritos anteriormente, se debe tener en cuenta que la ganancia en producción se mantendrá en el tiempo mientras se conserven habilitados los puntos de inyección como se recomienda en este documento y siempre y cuando, no se modifiquen las condiciones operativas de los pozos ni del sistema como se describen aquí.

## 7. CONCLUSIONES

- El estudio hidráulico de la troncal norte del campo Chichimene resulto exitoso, ya que se logró recrear el comportamiento actual de manera precisa, incluyendo escenarios validados que incrementan la rentabilidad del campo asociados a volúmenes adicionales de crudo en la producción diaria.
- El software especializado PIPESIM arrojó resultados con una desviación tolerable en la simulación hidráulica de la troncal norte del campo Chichimene, representando de manera acertada el comportamiento actual del sistema de recolección.
- La correlación Mukherjee and Brill de flujo multifásico en tubería horizontal, resulto ser la más apropiada para el desarrollo de la simulación de la troncal norte, recreando correctamente el comportamiento que tiene el crudo del campo Chichimene.
- El aumento en el volumen de inyección de nafta resulto ser un escenario atractivo ya que genera un incremento en la producción de crudo actual del campo Chichimene.
- Aumentar la presión del separador produce una pérdida de producción de crudo del campo Chichimene debido a los incrementos de presión en todos los puntos del sistema.
- La creación de nuevos puntos de inyección de nafta es una opción para conseguir incrementos en la producción de crudo del campo Chichimene, ya que el diluyente actúa de manera más efectiva, reduciendo la viscosidad del

fluido y por consiguiente disminuyendo las pérdidas de presión por fricción dentro del sistema.

- Los perfiles de elevación de las líneas de flujo contribuyen a disminuir los errores en la simulación debido a que a que PIPESIM calcula de manera más aproximada las pérdidas de energía potencia en el sistema.
- La diferencia entre los valores de la gravedad °API arrojados por la simulación y los valores de campo, se debe a que PIPESIM en los cálculos asume homogeneidad en la mezcla crudo-nafta, caso contrario ocurre en el escenario real debido a la falta de mezcladores.

## 8. RECOMENDACIONES.

- Se recomienda la instalación de mezcladores en el sistema de recolección con el fin de homogenizar la mezcla crudo-nafta y así obtener menores pérdidas de presión por fricción, aspecto que impacta positivamente la producción de crudo.
- Debido a que la simulación resulto exitosa en los escenarios de volumen de inyección de nafta y redistribución de puntos, se recomienda desarrollar los proyectos que apunten a cumplir lo propuesto.
- Se recomienda la compra de medidores de caudal tipo turbina para cuantificar los volúmenes de inyección de nafta en todo el sistema y así poder optimizar el uso del diluyente.
- Debido al incremento en la producción que está presentando el campo Chichimene en la actualidad, se recomienda la construcción de un nuevo tanque de compensación cercano a la estación con el fin de evitar realizar maniobras indebidas en la operación, tales como el aumento brusco en la presión del separador que puedan afectar significativamente la producción del campo Chichimene.
- Se recomienda realizar calibraciones periódicas de los equipos (manómetros, pistolas laser, turbinas, etc.) utilizados en campo para realizar mediciones con mayor exactitud de las variables de operación y así favorecer el proceso de simulación.

## BIBLIOGRAFIA

- ARNOLD, Ken; and STEWART, Maurice: Surface Production Operations V1: Design Of Oil Handling Systems And Facilities. Gulf Publishing Company. Houston, Texas. 1986.
- BEGGS, Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. Segunda Edición. Oklahoma. Petroskills, 2003. Cap 1-5.
- BEHNIA, Masud, and ILLIE, Vojslav. "A Simple Correlation For Estimation Of Multiphase Pressure Drop In An Oil Pipeline". Spe 17865. USA. 1990.
- BRILL, J.P. and BEGGS, H.D.: "Two phase flow in pipes" The University of Oklahoma. USA. 1978.
- BRILL, J.P. and MUKJERHEE, H., "Multiphase Flow in Wells," H. L. D. M. F of AIME, Ed. Society o Petroleum Eng. Inc., 1999
- CABALLERO, G. E, y ROJAS, J. D, Evaluación del Sistema De Recolección De Liquido De La Estación Auxiliar Del Campo Cantagallo Por Medio De Aplicación En Software Especializado, Tesis de Grado, Bucaramanga 2008.
- DÍAZ, José. Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de los Pozos del Campo Colorado. Bucaramanga, Colombia. Tesis Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2009.
- E, Kermit et all. Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells. SPE 14714-PA. Society of Petroleum Engineers. Disponible en

<http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onep.etropreview?id=SPE-14714-S&soc=SPE>

- FUENTES, DIAZ, David, “Flujo Multifásico” Tesis de Grado Especialización en Producción de Hidrocarburos, Bucaramanga 2008.
- GUARÍN ARENAS, Flaminio et all. A New Inflow Model For Extra Heavy Crude Oils, Case Study Chichimene [en línea]. SPE 138934. Society of Petroleum Engineers. Disponible en [http://www.spe.org/events/lacpec/2010/en/tech\\_prog/documents/spe1389341.pdf](http://www.spe.org/events/lacpec/2010/en/tech_prog/documents/spe1389341.pdf), 2010.
- JIMENEZ Edith, ORTIZ Jennifer. Optimización de la Producción de un Cluster de Crudo Extra Pesado del Campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal. Tesis Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2011.
- GOMEZ Claudia, BOHORQUEZ Ferney. Optimización del Sistema de Recolección de Crudo Pesado y Extrapesado del Campo Chichimene. Tesis Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2010.
- MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal. En: WORKSHOP INTERNATIONAL. 2008: Lima, Peru. ESP Oil International Training Group.
- MARQUEZ, Ricardo, “Análisis Nodal Del Sistema De Producción, Nivel Básico,” Febrero 2008.

- MUCHARAM, LEKSONO; and ADEWUMI, MICHAEL. “A Compositional Two Phase Flow Model For Analyzing And Designing Complex Pipeline Network Systems”. Spe 21562. Usa. 1990.
- MUKHERJEE, H.: “An experimental study of inclined two phase flow.” Thesis, University of Tulsa. USA. 1979.
- PIPESIM. guía de ayuda 2009.
- PALMER, Charles Martín.: “Evaluation of Inclined Pipe Two-phase Liquid Holdup Correlations Using Experimental Data.” University of Tulsa. USA. 1975.
- S. GASBARRI et all. Inflow Performance Relationships For Heavy Oil .SPE 122292. Society of Petroleum Engineers. Disponible en: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onep.etropreview?id=SPE-122292-MS&soc=SPE>
- STOISITS, R. Dynamic Production System Nodal Analysis. SPE 24791-MS. Society of Petroleum Engineers. Disponible en: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onep.etropreview?id=SPE-24791-MS&soc=SPE>

## ANEXOS

### ANEXO A. TABLA DE LAS CARACTERISTICAS DE LAS TUBERIAS DEL CMPLETAMIENTO.

POZOS	PMP(ft)	OD(in)	PESO(lb)	LINER(ft)	OD(in)	PESO(lb)	INTAKE(ft)	OD(in)	PESO(lb)
P28	8071	7´	29	7601	9-5/8´	47	5003	5-1/2´	15,5
P62	8391	7´	29	8000	9-5/8´	47	5002	5-1/2´	15,5
P63	8242	7´	29	7820	9-5/8´	47	6981	5-1/2´	15,5
P64	8200	7´	29	7727	9-5/8´	47	4791	5-1/2´	15,5
P65	8392	7´	29	7889	9-5/8´	47	5001	5-1/2´	15,5
P58	8470	7´	29	8089	9-5/8´	47	4441	5-1/2´	15,5
P26	8193	7´	29	7303	9-5/8´	47	4950	5-1/2´	15,5
P39	7884	7´	29	7440	9-5/8´	47	5016	5-1/2´	15,5
P67	8242	7´	29	7530	9-5/8´	47	6042	5-1/2´	15,5
P40	7842	7´	29	7403	9-5/8´	47	6005	5-1/2´	15,5
P41	8210	7´	29	7792	9-5/8´	47	4954	5-1/2´	15,5
P61	8032	7´	29	7628	9-5/8´	47	5007	5-1/2´	15,5
P73	8171	7´	29	7707	9-5/8´	47	4941	5-1/2´	15,5
P74	8170	7´	29	7710	9-5/8´	47	4917	5-1/2´	15,5
P42	8032	7´	29	7620	9-5/8´	47	6900	5-1/2´	15,5
P43	8123	7´	29	7728	9-5/8´	47	6152	5-1/2´	15,5
P35	7963	7´	29	7629	9-5/8´	47	4977	5-1/2´	15,5
P107	8570	7´	29	8097	9-5/8´	47	5782	5-1/2´	15,5
P108	7996	7´	29	7583	9-5/8´	47	6445	5-1/2´	15,5
P109	8531	7´	29	8072	9-5/8´	47	5324	5-1/2´	15,5
P34	8176	7´	29	7696	9-5/8´	47	4974	5-1/2´	15,5
P111	8596	7´	29	8125	9-5/8´	47	5025	5-1/2´	15,5
P112	8916	7´	29	8502	9-5/8´	47	6135	5-1/2´	15,5
P114	8632	7´	29	8157	9-5/8´	47	4965	5-1/2´	15,5
P115	8212	7´	29	7755	9-5/8´	47	4931	5-1/2´	15,5

Fuente: Autor. ECOPEPETROL S.A.

POZOS	PMP(ft)	OD(in)	PESO(lb)	LINER(ft)	OD(in)	PESO(lb)	INTAKE(ft)	OD(in)	PESO(lb)
P133	8267	7´	29	7883	9-5/8´	47	4976	5-1/2´	15,5
P134	8614	7´	29	8200	9-5/8´	47	5008	5-1/2´	15,5
P135	8583	7´	29	8189	9-5/8´	47	5040	5-1/2´	15,5
P136	8488	7´	29	8041	9-5/8´	47	5028	5-1/2´	15,5
P137	8385	7´	29	7991	9-5/8´	47	5023	5-1/2´	15,5
P33	8499	7´	29	7405	9-5/8´	47	4946	5-1/2´	15,5
P83	8241	7´	29	7878	9-5/8´	47	4972	5-1/2´	15,5
P84	8204	7´	29	7012	9-5/8´	47	4857	5-1/2´	15,5
P85	8225	7´	29	7858	9-5/8´	47	4999	5-1/2´	15,5
P86	8161	7´	29	7736	9-5/8´	47	4984	5-1/2´	15,5
P80	8554	7´	29	7414	9-5/8´	47	5004	5-1/2´	15,5
P81	8660	7´	29	7667	9-5/8´	47	4998	5-1/2´	15,5
P82	8708	7´	29	7670	9-5/8´	47	4808	5-1/2´	15,5
P160	8301	7´	29	7869	9-5/8´	47	4986	5-1/2´	15,5
P161	8714	7´	29	8286	9-5/8´	47	5031	5-1/2´	15,5
P163	8372	7´	29	7988	9-5/8´	47	5593	5-1/2´	15,5
P141	8522	7´	29	8196	9-5/8´	47	4972	5-1/2´	15,5
P142	8529	7´	29	8115	9-5/8´	47	4316	5-1/2´	15,5
P156	8286	7´	29	7846	9-5/8´	47	5123	5-1/2´	15,5
P157	8686	7´	29	7582	9-5/8´	47	5023	5-1/2´	15,5
P158	8335	7´	29	7893	9-5/8´	47	4927	5-1/2´	15,5
P159	8306	7´	29	7875	9-5/8´	47	5010	5-1/2´	15,5
P152	8622	7´	29	8194	9-5/8´	47	5336	5-1/2´	15,5
P96	7936			7392			6003		
P97	7982			7456			6032		

Fuente: Autor. ECOPEPETROL S.A.

**ANEXO B. TABLA DEL ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA DE  
 LEVANTAMIENTO DEL SISTEMA DE RECOLECCION.**

POZO	BOMBA	ETAPAS	MARCA	MOTOR			
				HP	VOLTIOS	AMPERAJE	SEP.GAS
P28	P23	139	CTL	380	1881	123	NO
P62	GN1600		REDA	390	1787	131	SI
P63	P23	139	CTL	380	1881	123	SI
P64	P23	139	CTL	342	1990	105	NO
P65	P23	139	CTL	342	1881	123	NO
P58	PCP		WEATHERFORD		460	216	NO
P26	P23	139	CTL	252	1405	108	NO
P39	GN1600		REDA	390	1787	131	SI
P67	GN 1600	120	REDA	563	3873	88.1	SI
P40	SN2600		REDA	300	1461	124	SI
P41	P23	139	CTL	380	1881	123	NO
P61	P23	139	CTL	380	1881	123	NO
P73	P23	139	CTL	342	1990	105	NO
P74	P23	139	CTL	380	1881	123	NO
P42	GN1600	136	REDA	469/563	3228/3873	88.1	NO
P43	TE-2700 AR CMP	90	WG	350	1525	140	NO
P35	TE 2700	90	WG	150	2105	44	NO
P107	ESP 538- 1900	98	BTS	330	1950	102	SI
P108	WE-1500	104	ALK	225	1135	127	SI
P109	90 HSG	98	BTS	330	1950	102	SI
P34	P23	139	CTL	380	1881	123	NO
P111	TE2700	90	WG	150	2105	44	NO
P112	TE1500	90	WG	150	2105	44	NO
P114	TE2700	90	WG	150	1345	70	NO
P115	GN 1600	137	REDA	300	1731	104	SI

Fuente: Autor. ECOPEPETROL S.A.

POZO	BOMBA	ETAPAS	MARCA	MOTOR			
				HP	VOLTIOS	AMPERAJE	SEP.GAS
P133	P23	129	CTL	380	1881	123	NO
P134	P23	123	CTL	342	1990	108	NO
P135	P23	139	CTL	342	1990	105	NO
P136	WG4000	100	ALK	225	1135	127	NO
P137	P23	139	CTL	342	1990	108	SI
P33	P23	139	CTL	380	1881	123	NO
P83	P23	139	CTL	342	1990	105	NO
P84	GN1600	137	REDA	375/450	1827/2192	124	NO
P85	P23	139	CTL	336	1875	108	NO
P86	P23	139	CTL	342	1990	105	NO
P80	GN1600	136	REDA	563	3873	88.1	NO
P81	TE-2700	90	WG	150	2105	44	SI
P82	P23	139	CTL	342	1990	108	NO
P160	P23	139	CTL	336	1875	108	NO
P161	TE 2700	68	WG	150	2105	44	SI
P163	TE-2700	68	WG	150	2105	44	SI
P141	P23	139	CTL	336	1875	108	NO
P142	GN1600	137	REDA	375	2582	88.1	NO
P156	P23	139	CTL	336	1875	108	NO
P157	P23	139	CTL	336	1875	108	NO
P158	GN1600	137	REDA	450	2646	104	NO
P159	P23	139	CTL	342	1990	105	NO
P152	P23	139	CTL	336	1875	108	NO
P17	29P9K-09960	75	REDA	270	1560	104	NO
P18	TIPO 1750-FP-CT-HSS-TA	124	BTS	390	1835	128	NO

Fuente: Autor. ECOPELROL S.A.

**ANEXO C. TABLA DE PRUEBAS DE PRODUCCION DE LOS POZOS ALIENADOS AL SISTEMA DE RECOLECCION.**

Pozo	Qf (BFPD)	Qw(BWPD)	Qo(BOPD)	GAS(MSCFD)	Bsw %	°API	GOR (scf/STB)	PIP (psia)	Frecuencia (Hz)	WHP (psi)	WHT (°F)
P28	909	60,54	848,46	72,97	6,66%	8	86	496	52	230	153
P62	323	19,38	303,62	22,77	6%	9,2	75	820	52	260	115
P63	263	4,50	258,50	25,85	1,71%	8,1	100	1440	57	240	107
P64	298	4,56	293,44	21,42	1,53%	8	73	512	47	260	108
P65	903	153,51	749,49	67,45	17%	8,2	90	562	52	250	131
P58	616	49,34	566,66	42,50	8,01%	8,5	75	280	54	140	136
P26	447	49,17	397,83	23,87	11%	8,3	60	409	47	220	102
P39	51	0,53	50,47	0,00	1,03%	8,2	0	654	47	120	91
P67	933	483,11	449,89	0,00	51,78%	21,1	0	1510	38	210	115
P40	575	23,00	552,00	33,12	4%	8,3	60	648	52	210	120
P41	744	14,88	729,12	65,62	2%	8,5	90	549	50	220	148
P61	295	1,24	293,76	8,81	0,42%	8,2	30	560	55	230	110
P73	433	93,10	339,91	28,89	21,50%	8,3	85	450	50	215	122
P74	245	10,29	234,71	7,04	4,20%	8,7	30	490	50	215	101
P42	670	20,44	649,57	38,97	3,05%	8,1	60	840	57	190	152
P43	1074	32,76	1041,24	85,38	3,05%	8,2	82	392	52	165	143
P35	625	11,50	613,50	30,68	1,84%	7,9	50	586	57	170	150
P107	291	16,59	274,41	8,23	5,70%	8,6	30	867	55	190	108
P108	727	28,50	698,50	34,93	3,92%	8,1	50	906	56	170	133
P109	193	52,13	140,87	0,28	27,01%	8,5	2	686	56	160	114
P34	2596	1627,69	968,31	140,40	62,70%	8,6	145	665	60	250	159
P111	1488	845,93	642,07	93,10	56,85%	8,6	145	988	50	260	135
P112	1358	1053,94	304,06	51,69	77,61%	8,1	170	1624	50	250	132
P114	1448	1210,38	237,62	47,52	83,59%	8,7	200	1296	45	240	141
P115	337	83,14	253,86	15,23	24,67%	8	60	969	50	270	126



Pozo	Qf (BFPD)	Qw(BWPD)	Qo(BOPD)	GAS(MSCFD)	Bsw %	°API	GOR (scf/STB)	PIP (psia)	Frecuencia (Hz)	WHP (psi)	WHT (°F)
P133	1977	922,67	1054,33	140,23	46,67%	8,5	133	714	50	290	149
P134	2255	2013,26	241,74	72,52	89,28%	8,7	300	1301	50	270	154
P135	2753	2439,16	313,84	76,89	88,60%	8,2	245	1199	50	270	154
P136	3512	2812,41	699,59	97,94	80,08%	9,6	140	637	50	260	166
P137	2032	879,86	1152,14	149,78	43,30%	8,8	130	901	50	260	138
P33	1717	1545,30	171,70	0,00	90%	20,3	0	334	48	240	152
P83	1163	590,80	572,20	62,94	50,80%	8,7	110	641	45	270	132
P84	330	56,03	273,97	36,44	16,98%	8,6	133	922	48	280	104
P85	568	196,93	371,07	30,43	34,67%	7,9	82	579	48	270	114
P86	89	3,84	85,16	3,41	4,31%	8,1	40	846	50	270	91
P80	1127	681,72	445,28	13,36	60,49%	21	30	1473	45	240	133
P81	278	168,72	109,28	0,00	60,69%	21	0	846	53	240	110
P82	1772	1093,32	678,68	23,75	61,70%	21	35	1356	45	255	141
P160	840	48,72	791,28	39,56	5,80%	8,6	50	406	54	195	139
P161	331	26,48	304,52	8,83	8%	8,9	29	673	44	185	105
P163	968	28,07	939,93	52,64	2,90%	8,6	56	719	48	187	132
P141	898	105,07	792,93	67,40	11,70%	9	85	865	50	280	130
P142	555	48,12	506,88	41,56	8,67%	8,5	82	718	55	290	130
P156	673	53,84	619,16	47,68	8%	9,7	77	929	50	260	124
P157	642	13,23	628,77	33,95	2,06%	9,4	54	637	50	250	116
P158	373	119,51	253,49	22,31	32,04%	8,4	88	1021	55	250	131
P159	551	27,55	523,45	31,41	5%	8,4	60	458	50	245	144
P152	2309	1955,03	353,97	17,70	84,67%	8,2	50	1305	50	35	160
P18	1108	429,35	678,65	135,73	38,75%	8,6	200	871	56	160	147
P17	2375	2194,50	180,50	0,90	92,40%	18,5	5	1143	55	50	167
P21	919	18,47	900,53	27,02	2,01%	8,7	30	1119	52	310	93
P22	580	119,89	460,11	73,62	20,67%	8,7	160	884	52	315	114

**ANEXO D. PROPIEDADES DEL YACIMIENTO.**

Pozo	Py (psi)	Ty (°F)	K (md)	Espesor Arena (ft)	Skin
P28	2400	180	2190	300	1
P62	2450	180	2800	280	5
P63	2368	180	1275	286	4
P64	2291	180	2103	261	3
P65	2500	180	1990	280	1
P58	2400	180	1900	286	1
P26	2800	180	1960	180	2
P39	2800	180	1400	290	7
P67	2900	180			
P40	2160	180	1850	280	2
P41	2300	180	2200	320	1
P61	2150	180	3190	290	4
P73	2100	180	1545	280	1
P74	2200	180	1430	320	1
P42	1970	180	2055	260	1
P43	2030	180	1873	300	1
P35	2350	180	2985	275	1
P107	2596	180	1250	350	2
P108	2631	180	1600	275	1
P109	2605	180	1995	280	5
P34	2338	180	3050	290	1
P111	2625	180	2997	264	1
P112	2800	180	2590	250	1
P114	2830	180	2700	270	1
P115	2538	180	2040	395	1

Fuente: Autor. ECOPETROL S.A.

Pozo	Py (psi)	Ty (°F)	K (md)	Espesor Arena (ft)	Skin
P133	2741	180	2100	272	1
P134	2800	180	2000	290	1
P135	2700	180	2680	288	1
P136	2300	180	3550	260	1
P137	2735	180	2970	294	1
P33	2250	180	1100	277	1
P83	2300	180	2347	292	1
P84	2389	180	2800	318	3
P85	2408	180	1730	285	3
P86	2400	180	1770	269	8
P80	3200	180	1965	328	1
P81	2700	180	1415	270	6
P82	3162	180	1855	471	1
P160	2765	180	2078	280	1
P161	2830	180	200	280	4
P163	2815	180	2368	283	1
P141	3000	180	2880	220	1
P142	3092	180	1450	315	1
P156	2825	180	2155	275	1
P157	2737	180	2185	286	1
P158	2700	180	1830	267	1
P159	2600	180	1809	274	2
P152	3000	180	2980	283	1
P18	1891	180	1550	366	1
P17	2070	180	2000	170	4
P21	1980	180	1800	267	2
P22	1850	180	2260	270	1

Fuente: Autor. ECOPETROL S.A.