

**EVALUACIÓN DE DIFERENTES ESCENARIOS PARA LA OPTIMIZACION DEL  
SISTEMA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SAN ROQUE POR MEDIO DE LA  
TÉCNICA DE ANÁLISIS NODAL**

**CRISTIAN NORBERTO PLATA MANTILLA**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2016**

**EVALUACIÓN DE DIFERENTES ESCENARIOS PARA LA OPTIMIZACION DEL  
SISTEMA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SAN ROQUE POR MEDIO DE LA  
TÉCNICA DE ANÁLISIS NODAL**

**CRISTIAN NORBERTO PLATA MANTILLA**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**DIRECTOR:**

**M.Sc. JOHN ALEXANDER LEÓN PABÓN**

**CODIRECTOR:**

**M.Sc. NELSON ENRIQUE QUINTERO VALERO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2016**

## DEDICATORIA

*Quiero dedicar este triunfo a Dios primeramente por darme la sabiduría suficiente para afrontar los retos propuestos al inicio de este ciclo, permitiéndome desarrollar todos mis sueños rodeado de personas agradables que han ayudado en todo mi crecimiento personal y profesional.*

*A mi padre Norberto Plata Bueno, por enseñarme lo valioso que es la perseverancia, la dedicación y la tenacidad para salir adelante en medio de la adversidad, por estar ahí en cada paso y decisión que tomo, por ser mi ejemplo y amigo, por ser mi apoyo constante.*

*A mi madre Luz María Mantilla Cataño, por ser mi motivación, por enseñarme que las cosas que queremos conseguir sí las podemos alcanzar con dedicación y esfuerzo, por cada una de sus sonrisas y alegrías que hacen de mí la persona más feliz del mundo.*

*A mi hermana Luz Andrea Plata Mantilla, por estar conmigo siempre, por apoyar mis decisiones, pero sobre todo gracias por su cariño incondicional.*

*Cristian Norberto Plata Mantilla*

## AGRADECIMIENTOS

El autor de este trabajo de grado agradece sinceramente a:

**Dios** en primer lugar, por regalarnos el don de la sabiduría y la fortaleza para finalizar este proyecto de grado.

La **Universidad Industrial de Santander** y a todo el personal de la Escuela de Ingeniería de Petróleos por ayudarnos en nuestro crecimiento personal y profesional.

Mi director de proyecto **M.Sc. John León** por la colaboración brindada y todas las lecciones aprendidas durante la realización de este proyecto que aportaron de gran manera a mi crecimiento personal e intelectual.

Al Ingeniero **Nelson Quintero** por su apoyo, colaboración incondicional, por la oportunidad de crecimiento profesional, su gentileza y su buena disposición al momento de compartir su conocimiento y experiencia laboral con nosotros.

A **Oscar Moscoso** y **Sergio Gutiérrez** por la ayuda brindada y la colaboración en el desarrollo de este proyecto.

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	15
1. ANÁLISIS NODAL	17
1.1 GENERALIDADES DEL ANÁLISIS NODAL	17
1.2 FLUJO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO.	23
1.2.1 Comportamiento IPR.	23
1.2.1.1 Método de Vogel	25
1.2.1.2 Método de Fetkovitch	25
1.2.1.3 Método de de Pudjo Sukamo	26
1.3 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS	28
1.3.1 Patrones de flujo.	28
1.3.2 Descripción de las correlaciones de flujo multifásico en tubería.	32
1.3.3 Modelos y correlaciones para flujo vertical	33
1.4. TRANSFERENCIA DE CALOR	36
1.4.1 Conducción	36
1.4.2 Convección	36
1.4.3 Radiación	37
1.5 ANALISIS NODAL APLICADO A POZOS CON ESP	37
1.6 ANALISIS NODAL APLICADO A POZOS CON BOMBEO MECANICO	38
2. GENERALIDADES DEL CAMPO SAN ROQUE	40
2.1 UBICACIÓN	40
2.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	41
2.3 SISTEMA DE RECOLECCION	41
3. DESARROLLO DEL MODELO DE SIMULACION.	44
3.1 METODOLOGIA.	44
3.2 RECOPIACION, ANALISIS Y VALIDACION DE INFORMACIÓN	45

3.3 AJUSTE DEL MODELO DE SUPERFICIE	48
3.4 EVALUACION Y ANALISIS DE RESULTADOS	50
3.4.1 Identificación de las limitaciones hidráulicas en la red de recolección	50
3.4.2 Incremento en la producción por medio del cambio de líneas de superficie	53
3.4.3 Incremento en la producción por medio de la sensibilización en cambio de tubing y rpm	58
4. ANALISIS FINANCIERO	
4.1 INDICADORES FINANCIEROS	63
4.1.1 Costos de capital (capex)	63
4.1.2 Costos de operación (opex)	63
4.1.3 Flujo de caja	63
4.1.4 Pay-back	64
4.1.5 Valor presente neto	64
4.1.6 Tasa interna de retorno (TIR)	64
4.1.7 Relacion beneficio-costos (RCB)	65
4.1.8 Eficiencia sobre la inversión (J)	66
4.1.9 Tasa de interés de oportunidad (TIO)	67
4.2 ANALISIS FINANCIERO PARA LOS ESCENARIOS PROPUESTOS	67
DE OPTIMIZACION	68
5. CONCLUSIONES	68
6. RECOMENDACIONES	79
BIBLIOGRAFÍA	81
ANEXOS	82
	84

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Localización de varios nodos	19
Figura 2. Sistema de nodos en la producción de un pozo de aceite o gas	22
Figura 3. Comportamiento de IPR	24
Figura 4. IPR en caídas de presión	24
Figura 5. Método Fetkovitch. Calculo de valores de C y n	26
Figura 6. Tipos de patrones de flujo multifásico en tuberías horizontales	30
Figura 7. Patrón de flujo estratificado	30
Figura 8. Flujo intermitente	31
Figura 9. Patrón de Flujo Anular	31
Figura 10. Patrón de Burbujas Dispersas	32
Figura 11. Nodo solución sistema con ESP Y PCP	38
Figura 12. Nodo solución en bomba de sistema de bombeo mecánico	39
Figura 13. Localización Geográfica del campo San Roque	40
Figura 14. Líneas de Producción Pozos San Roque	42
Figura 15. Líneas de Producción Pozos San Roque	42
Figura 16. Estación San Roque	43
Figura 17. Ajuste IPR SR-10	48
Figura 18. Ajuste del Caudal de líquido Real y Simulado	49
Figura 19. Ajuste de la Presión en cabeza Real y Simulada	49
Figura 20. Modelo de superficie actual del Campo San Roque	51
Figura 21. Perfil de Producción del campo San Roque	51
Figura 22. Distribución de Presiones en la línea de flujo SR-35	54
Figura 23. Comparación de producción en el tramo 1	55
Figura 24. Comparación de presión en el tramo 1	55
Figura 25. Distribución de Presiones en la línea de flujo SR-5	57

Figura 26. Comparación de producción en el tramo 2	57
Figura 27. Comparación de presión en el tramo 2	57
Figura 28. Grafico Inflow y Outflow SR-13	59
Figura 29. Grafico Inflow y Outflow SR-14	60
Figura 30. Grafico Inflow y Outflow SR-13	61
Figura 31. Ingresos Vs Egresos del Escenario No 1	69
Figura 32. Flujo de caja Acumulado Escenario No 2	72
Figura 33. Flujo de caja Escenario No 3	77

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Regímenes de flujo Orkiszewski	35
Tabla 2. Propiedades PVT del fluido de la formación Lisama	41
Tabla 3. Propiedades PVT del fluido de la formación Lisama B, C y E	41
Tabla 4. Resumen de la Simulación Tramos Principales “Sistema Actual”	52
Tabla 5. Resultado de simulación TRAMO No 1, diferentes diámetros de tubería	53
Tabla 6. Resultado de simulación TRAMO No 2, diferentes diámetros de tubería	55
Tabla 7. Datos obtenidos del Simulador del pozo SR-13	59
Tabla 8. Datos obtenidos del Simulador del pozo SR-14	60
Tabla 9. Datos obtenidos del Simulador del pozo SR-3	61
Tabla 10. Limitaciones hidráulicas de tramos Principales	62
Tabla 11. Datos preliminares para el análisis financiero	68
Tabla 12. Ingresos y Egresos del Campo San Roque	69
Tabla 13. Precios ofertados para la implementación de las estrategias de mejoramiento	70
Tabla 14. Costos totales de materiales para el tramo 1 y Tramo 2	71
Tabla 15. Inversión Inicial escenario No 2.	71
Tabla 16. Indicadores Financieros	72
Tabla 17. Comportamiento de los ingresos y egresos de la producción incremental del escenario No 2	73
Tabla 18. Incremento de Producción por sensibilización de <i>tubing</i> , RPM y STK/min	75
Tabla 19. Costos de Implementación. Escenario No 3	75
Tabla 20. Inversión inicial para Escenario 3	75
Tabla 21. Ingresos y Egresos Escenario No 3	76
Tabla 22. Indicadores Económicos Escenario No 3	77

## LISTA DE ANEXOS

	Pág.
<b>ANEXO A: CONSTANTES MODELO DE PUDJO SUKAMO</b>	84
<b>ANEXO B. ESTADOS MECANICOS DE LOS POZOS</b>	85
<b>ANEXO C. BOMBAS DE LOS POZOS</b>	86
<b>ANEXO D. DATOS DE PRODUCCION DEL CAMPO</b>	87
<b>ANEXO E. MODELO DEL CAMPO SAN ROQUE</b>	88
<b>ANEXO F. IDENTIFICACION DE LIMITACIONES HIDRAULICAS TRAMO 1 y 2</b>	89
<b>ANEXO G. RESULTADO FINAL DEL ESCENARIO No 3.</b>	90

## RESUMEN

**TÍTULO:** “EVALUACIÓN DE DIFERENTES ESCENARIOS PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SAN ROQUE POR MEDIO DE LA TÉCNICA DE ANÁLISIS NODAL”

**AUTORES:** CRISTIAN NORBERTO PLATA MANTILLA

**PALABRAS CLAVE:** Análisis Nodal, Producción, Escenarios óptimos, Campo San Roque, Optimización.

**DESCRIPCIÓN:** Debido a la baja producción y alto potencial de crudo en el campo San Roque operado por ECOPETROL S.A que se encuentra ubicado en el valle medio del Magdalena cerca del municipio de San Martín haciendo parte del archivo provincia de la superintendencia de Mares, en virtud de esto, nació la necesidad de evaluar el sistema de recolección de crudo existente en el Campo, a través del programa de simulación PIPESIM Versión 2011; para el desarrollo de este estudio, fue necesario recopilar la mayor cantidad de información y realizar un control de calidad de la misma, lo cual permitirá analizar las características del sistema de producción desde fondo de pozo hasta la estación de recolección, ayudando a predecir el comportamiento hidráulico del sistema de recolección, determinar limitaciones hidráulicas, seleccionar la infraestructura mínima requerida para el manejo seguro y eficiente de la producción asociada a los nuevos pozos, así como también, estimar los costos de adecuación, para el desarrollo de este estudio.

Finalmente se concluye que se presentan limitaciones en el TRAMO 1 (Tubería de 6 pulg. Y 4297 pies) y el TRAMO 2 (Tubería de 6” y 754 pies), en cuanto a los otros TRAMOS no presentaron limitaciones. Posteriormente estos tramos se seleccionaron para el reemplazo del TRAMO 1 y para el TRAMO 2, una tubería de 8 pulg Schedule 40. Adicionalmente se realiza un incremento en la productividad por medio del cambio de diámetro de tubing en diferentes pozos seleccionados y aumento de RPM. Estos diámetros y pozos fueron seleccionados debido a que mostraron la mejor relación costo beneficio una vez realizado el estudio.<sup>1 2</sup>

---

<sup>1</sup> Evaluación De Diferentes Escenarios Para La Optimización Del Sistema De Producción Del Campo San Roque Por Medio De La Técnica De Análisis Nodal

<sup>2</sup> Facultad Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: John Alexander León Pabón  
Codirector: Nelson Enrique Quintero Valero.

## ABSTRACT

**TITLE:** "EVALUATION OF DIFFERENT SCENARIOS FOR OPTIMIZING THE PRODUCTION SYSTEM SAN ROQUE FIELD THROUGH NODAL ANALYSIS TECHNIQUE"

**AUTHOR:** CRISTIAN NORBERTO PLATA MANTILLA

**KEY WORDS:** Nodal analysis, production, optimal scenarios, San Roque field, Optimization.

**DESCRIPTION:** Due to low production and high potential for oil in the San Roque field operated by ECOPETROL SA which is located in the Middle Magdalena Valley near the town of San Martin, being part of file provincia superintendent of seas. under this was born the need to assess the existing collection system oil in the field, through the simulation program PIPESIM 2011; for the development of this study, it was necessary to gather as much information and perform quality control of the same, which will analyze the characteristics of the production system from downhole to the recolection station, helping to predict the behavior hydraulic collection system, determine hydraulic constraints, select the minimum infrastructure required for the safe and efficient management of production associated with new wells, as well as estimate the costs of adaptation, to develop this study.

Finally it is concluded that limitations are presented in section 1 (6 inch pipe. And 4297 feet) and section 2 (6 "pipe and 754 feet), the other tranches did not present limitations. Subsequently these sections were selected for replacement of section 1 and section 2, pipe 8 in Schedule 40. In addition an increase in productivity is realized through the change in diameter of tubing on selected wells and increased RPM. These diameters and wells were selected because they showed the best cost benefit once the study.<sup>3 4</sup>

---

<sup>3</sup> Evaluation Of Different Scenarios For Optimizing The Production System San Roque Field Through Nodal Analysis Technique

<sup>4</sup> Facultad Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniera de Petróleos. Director: John Alexander León Pabón  
Codirector: Nelson Enrique Quintero Valero.

## INTRODUCCIÓN

A lo largo de la historia, la industria del petróleo ha tenido que afrontar un sin número de problemas asociados a las bajas tasas de producción de diversos campos, como resultado de malos manejos administrativos con poca planeación en los esquemas de producción, que por falta de mantenimientos preventivos en los pozos por parte de las operadoras buscando minimizar costos de funcionamiento, ocasionan daños a los pozos y disminución de su vida productiva. Uno de los campos de acción de la ingeniería de petróleos es el de mitigar los problemas técnicos de manera oportuna tratando dentro de lo posible que estos problemas sean previstos antes de que sucedan. Se puede decir que las bajas tasas de productividad son generadas por el cambio de las condiciones iniciales del yacimiento obligando a un rediseño del equipo de fondo y superficie en los pozos, y muchas veces con el agravante de líneas de descarga demasiado largas, generando pérdidas de presión en las líneas de transporte que por ende disminuyen así la productividad del pozo.

Debido al cambio de las condiciones iniciales del campo San Roque se vio la posibilidad de emplear una alternativa que cuantificara y fuese capaz de predecir dichas pérdidas de presión con el fin de maximizar la productividad de sus pozos al ponerlos en condiciones óptimas y que sean económicamente rentables. La solución fue la implementación de una técnica ampliamente usada en la industria del petróleo, esta técnica es el análisis nodal que, que básicamente consiste en determinar el comportamiento actual y predecir IPR's futuros de un pozo productor de hidrocarburos dividiendo el sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión, así como gasto de los fluidos producidos y de esta manera poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento. También permite estimar parámetros desconocidos del pozo (permeabilidad, factor Skin, presión del yacimiento, área de drenaje) al comparar y ajustar valores de presiones calculadas y caudales medidos. Esto es posible mediante la determinación de restricciones al flujo, velocidad crítica

del fluido y perfiles de presión para así cuantificar su impacto sobre la capacidad de producción del sistema por medio del software PIPESIM, el cual nos permite estudiar las características de producción desde el fondo del pozo hasta el sistema de recolección obteniendo resultados con bajo porcentaje de error.

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

## 1. ANÁLISIS NODAL

### 1.1 GENERALIDADES DEL ANÁLISIS NODAL.

El análisis nodal de un sistema de producción, realizado en forma sistemática, permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, y consiste en dividir este sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión, así como gasto de los fluidos producidos, y de esta manera, poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento.

Como resultado de este análisis se obtiene generalmente un incremento en la producción y el mejoramiento de la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor, pero cuando se trata de un pozo nuevo, permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador, y línea de descarga por el cual debe fluir dicho pozo, así como predecir su comportamiento de flujo y presión para diferentes condiciones de operación.

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

1. Flujo a través de un medio poroso en el yacimiento, considerando el daño ocasionado por lodos de perforación y cemento.
2. Flujo a través de la tubería vertical en la sarta de producción, considerando cualquier posible restricción como empacamientos, válvulas de seguridad y estranguladores de fondo.
3. Flujo a través de la tubería horizontal en la línea de descarga, considerando el manejo de estranguladores en superficie.

Para predecir el comportamiento del sistema, se calcula la caída de presión en cada componente. Este procedimiento comprende la asignación de nodos en varias de las posiciones claves dentro del sistema.

Entonces, variando los gastos y empleando el método y correlación de flujo multifásico que se considere adecuado dependiendo de las características de los fluidos, se calcula la caída de presión entre dos nodos.

Los objetivos del análisis se pueden observar a continuación:

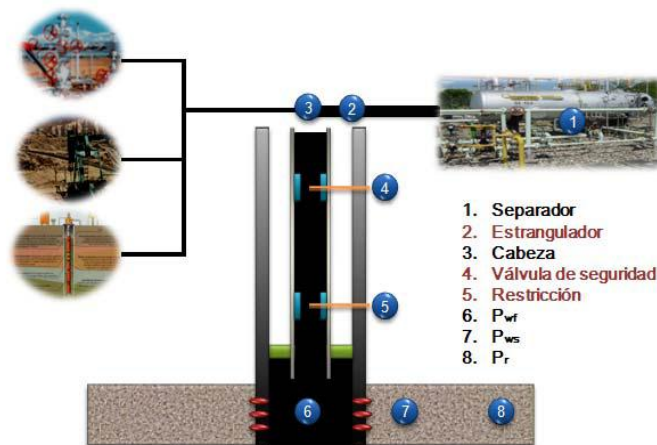
1. Determinar el caudal de aceite o gas al cual producirá el pozo, considerando la geometría en el *wellbore* y las limitaciones del completamiento.
2. Determinar las condiciones de flujo bajo el cual el pozo podría disminuir la producción.
3. Seleccionar el un tiempo apropiado para el cambio e instalación de un sistema de levantamiento artificial
4. Optimizar el sistema para producción una tasa de flujo que haga resultar el proceso más económico y rentable.
5. Evaluar cada uno de los componentes del sistema de producción en la red pozos verificando cuales están originando restricciones de flujo.
6. Conceder al personal de ingenieros y operaciones un rápido reconocimiento en alternativas que generen un incremento en la producción diaria.

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

caudal de flujo a través del sistema puede calcularse una vez se cuente con los siguientes requerimientos mínimos:<sup>5</sup>

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

**Figura 1. Localización de varios nodos**



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

Un Sistema de producción puede ser optimizado, seleccionando la combinación de componentes que permita la máxima tasa de producción al menor costo. Si en un componente del sistema de recolección o sistema de producción ocurre mucha pérdida de presión, no será suficiente el diferencial de presión restante para obtener un buen rendimiento por parte del pozo; en el caso de utilizar un *tubing* de diámetro pequeño, la restricción de flujo sería muy alta y las pérdidas de presión serían tales que de nada serviría estimular la formación, u optimizar cualquier componente que se encuentre en el sistema. La solución a estos problemas puede ser aumentar el diámetro del *tubing*, teniendo en cuenta que no aumentar mucho porque la velocidad de los fluidos a través de las tuberías sea baja como para no transportar efectivamente el crudo hasta la superficie.

<sup>5</sup> Production optimization using Nodal Analysis. B.D. 2013

Una metodología básica y sencilla para la aplicación del análisis nodal puede definirse como sigue a continuación:

- Calcular que componentes del sistema de producción deben ser cambiados, en algunos casos se ven limitados por el tipo de completamiento del pozo.
- Seleccionar componente que debe ser mejorado.
- Seleccionar la ubicación del nodo que mejor describa el comportamiento del sistema una vez se realice la optimización.
- Desarrollar expresiones para la selección de entrada y salida del nodo en el sistema de producción.
- Obtener datos requeridos para calcular la caída de presión y las ratas de flujo para los componentes del sistema.
- Determinar el efecto que puede causar cambiar las características del componente seleccionando en el guion dos.

Definido el concepto de análisis nodal, sus objetivos y metodologías, se puede mencionar algunas de sus aplicaciones en la optimización de la producción de pozos de petróleo y gas, unas de las aplicaciones más importantes son:

- Seleccionar y mejorar las dimensiones del *tubing*.
- Seleccionar el dimensionamiento de las líneas de flujo.
- Seleccionar el tipo de completamiento u empaquetamiento con grava para los pozos.
- Diseño de la capacidad que debe tener el estrangulador de presión en superficie.
- Diseño de la válvula de seguridad del subsuelo
- Análisis de restricciones de flujo anormales.
- Selección del mejor sistema de levantamiento artificial.
- Evaluación en la estimulación de los pozos.

- Obtener un análisis del efecto de la densidad de las perforaciones.
- Disminuir el efecto de la presión del yacimiento sobre la capacidad de flujo.
- Análisis del sistema de producción multipozo en el campo de crudo extra pesado.

Uno de los más importantes componentes en el sistema completo del pozo es el yacimiento. La optimización de un sistema de producción es muy difícil de realizar cuando se desconoce el flujo del caudal que se obtiene en el yacimiento hasta el pozo.

Al obtener la relación que existe entre la rata de flujo con respecto a la presión a través del medio poroso puede ser muy compleja y depende de parámetros de propiedades en la roca, propiedades y características de flujo, régimen de flujo, saturación en los fluidos de la roca de yacimiento, compresibilidad de los fluidos, daño o estimulación en la formación productora y mecanismo de empuje. Un parámetro importante es la presión del yacimiento, que dependiendo del mecanismo de empuje que se tenga en fondo, puede decrecer con el tiempo.<sup>6</sup>

**Metodología para realización de análisis nodal:** Para realizar el análisis nodal en el campo se plantean las siguientes actividades:

- Recopilación y análisis de información.
- Ajuste de modelo de flujo vertical y horizontal de flujo.
- Ajuste de condiciones de operación del sistema de levantamiento artificial que se tiene en el campo.
- Determinación de los requerimientos de energía en el sistema de recolección.
- Definición de alternativas de optimización del sistema.

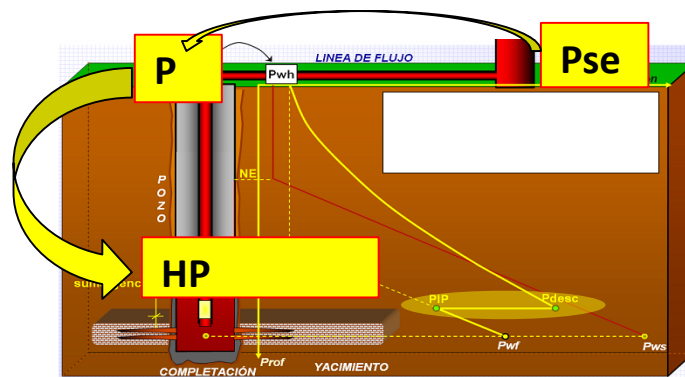
---

<sup>6</sup> DÍAZ VILORIA, Ricardo J. Análisis nodal en la optimización de la producción de los pozos del campo colorado. UIS, 2009.

- Análisis de sensibilidad.
- Análisis de resultados.

De modo que los puntos de mayor influencia que se obtienen en un análisis nodal son los nodos que dan representación al sistema de levantamiento artificial, la cabeza del pozo y los nodos que generalmente están ubicados en el sistema de recolección, a continuación se observa la siguiente grafica la presión de separador como nodo de llegada.

**Figura 2. Sistema de nodos en la producción de un pozo de aceite o gas**



Fuente: Ecopetrol S.A - ICP

En la anterior grafica se denotan aspectos importantes de la ubicación del nodo. La literatura predice que existen diversos lugares dentro de un sistema de recolección o producción donde se puede colocar un nodo:

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

- Nodo 8: Yacimiento.

Sin embargo, el nodo puede colocarse generalmente en cualquier punto del sistema.

## **1.2 FLUJO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO**

Para el transporte del crudo hacia el pozo se genera por el gradiente de presión en el área de drenaje y el caudal de producción, el movimiento del fluido depende de ese gradiente y el aporte que tenga la formación productora donde se ha perforado, están en función de la permeabilidad efectiva y el espesor neto de arena, también se tiene en cuenta la viscosidad del fluido es una variable determinante.

Debido a que la presión cambia con el tiempo, se generan distintos estados de flujo que se pueden presentar en el área de drenaje al abrir la producción de cualquier pozo.

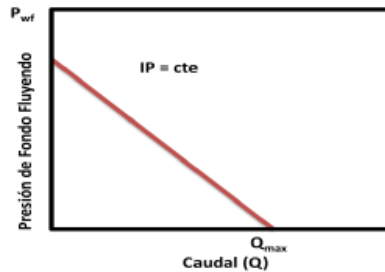
Cuando la presión no varía con el tiempo determina que se tiene un flujo estable en el pozo, la producción de hidrocarburo es debido a la entrada de nuevo fluido en la arena petrolífera, generando una condición de acuífero activo o proceso de inyección de fluido (recobro secundario mejorado).

Una condición muy conocida es la condición de flujo pseudo-estable es la que se adapta a la mayoría de los campos petrolíferos. Para esta condición a medida que la presión de entrada se declina empieza a disminuir la  $P_{wf}$ . La determinación de la presión de entrada en el borde de drenaje debe ser conocida para estimar la tasa a producir, por lo que se estima la presión promedio dentro del volumen de drenaje.

**1.2.1 Comportamiento IPR:** En 1954 W.E Gilbert realizo varios análisis en campos productores de hidrocarburos y observo que se cumplía cuando la  $P_{wf}$  se encontraba arriba del punto de burbuja o presión de saturación, evidenciando que

en la mayoría de los pozos la  $P_{wf}$  se encontraba abajo del punto de burbuja, la IPR generaba una curva en vez de una recta debido a la fase gaseosa que genera el crudo es un efecto de producción.<sup>7</sup>

**Figura 3. Comportamiento de IPR**

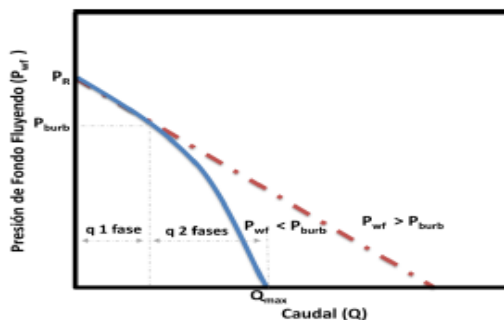


Fuente: Production optimization using nodal analysis. B. D. 2003

Gilbert Encontró que el índice de productividad varía con el tiempo. Y determino que la disminución de presión en el yacimiento era proporcional a la explotación del yacimiento, lo que tiene coherencia para el efecto de aumento de saturación del gas se debe a un aumento a resistencia a fluir del crudo.

Para caídas constantes de presión, el IP también depende del mecanismo de empuje del yacimiento donde se realizara el posterior estudio.<sup>8</sup>

**Figura 4. IPR en caídas de presión**



Fuente: Production optimization using nodal analysis. B. D. 2003

<sup>7</sup> Production Optimization Using Nodal Analysis. B. D. 2003.

<sup>8</sup> S, GASBARRI. Inflow Performance relationships for Heavy Oils, 2009.

Para yacimientos donde se encuentra empuje de acuífero activo, el IP variara muy poco cuando la producción esté por encima de su punto de burbuja.

**1.2.1.1 Método de Vogel:** Este método fue desarrollado por M. V. Vogel (1968), fue el análisis de un estudio sobre IPR para yacimientos donde su empuje predominante pertenecía al gas en solución, derivado de correlaciones junto a ecuaciones que mostraban perfiles de presión y saturación de gas, desde el pozo hasta sus límites que se encuentran en el yacimiento.

La correlación de Vogel para obtener la curva IPR, considero variaciones en presiones y propiedades roca-fluido, para obtener el índice de productividad.<sup>9</sup>

$$\frac{Q_o}{Q_{OMAX}} = \{1 - 0.2(P_{wf} P_{ws}) - 0,8(P_{wf} P_{ws})^2\} \quad \text{Ec.1}$$

Dónde:

Q<sub>o</sub>= caudal de crudo para la actual P<sub>wf</sub>.

Q<sub>omax</sub>= caudal máximo de producción cuando la P<sub>wf</sub> es cero.

P<sub>wf</sub> = Presión de fondo estática.

**1.2.1.2 Método de Fetkovitch:** M.J. Fetkovitch (1973) este método muestra que los pozos de crudo y gas cuando producen debajo del punto de burbuja, el comportamiento es similar en término del índice de productividad, por lo que formulo la siguiente correlación.

$$q_o = C(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n \quad \text{Ec.2}$$

Dónde:

q<sub>o</sub>= caudal de aceite correspondiente a la P<sub>wf</sub>.

q<sub>omax</sub>= caudal máximo de producción cuando la P<sub>wf</sub> es cero.

---

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

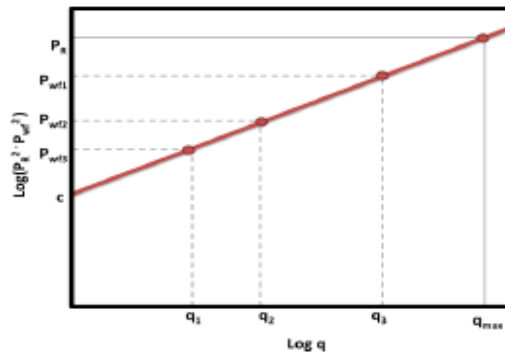
$P_{wf}$  = Presión de fondo estática.

$C$  = coeficiente de la curva

$n$ =exponente rango de 0.5 y 1.0.

Para aplicar este método Fetkovitch es inevitable calcular el valor de  $C$  y  $m$ . Obtenidos a partir de reportes de presión – producción de un pozo, donde observan caudales aportados por diferentes diámetros, el valor de  $C$  tiende a calcularse origen y  $n$  es la pendiente de la recta, el caudal del pozo se obtiene con el intersepto del valor de  $P_{wf}$  con la recta.<sup>10</sup>

**Figura 5. Método Fetkovitch. Calculo de valores de  $C$  y  $n$**



Fuente: Production optimization using nodal analysis. B. D. 2003

**1.2.1.2 Método de Pudjo Sukamo:** En los pozos con producción bifásica se recomienda el uso del método de Vogel, sin embargo este asume que el pozo se encuentra produciendo por todo el espesor de la zona productora, por otra parte el método de Pudjo Sukamo también tiene en cuenta las fases del fluido pero considera que el pozo produce por los orificios realizados en la operación de cañoneo; la ecuación para desarrollar las curvas IPR por el método de Sukamo se muestra a continuación:

---

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

$$\frac{q_o}{Q_{max}} = a_o + a_1 \left( \frac{P_{wf}}{Pr} \right) + a_2 \left( \frac{P_{wf}}{Pr} \right)^2 \text{ Ec.3}$$

Donde:

Q<sub>o</sub>: Caudal de aceite.

Q<sub>max</sub>: Potencial de producción.

a<sub>o</sub>, a<sub>1</sub>: Constantes que dependen de la técnica de perforación, radio de perforación (R<sub>p</sub>) y tiros por pie con los que se realizó el cañoneo (SPF). Ver ANEXO A.

P: Presión de fondo fluyendo.

Pr: Presión promedio del yacimiento.

Las curvas IPR se emplean para determinar la tasa de producción del pozo a diferentes presiones de fondo fluyendo basándose en la presión promedio del yacimiento, adicionalmente el método de Sukamo tiene en cuenta las condiciones de perforación y completamiento de cada pozo, estas curvas también pueden emplearse para determinar las caídas de presión que se generan por el flujo del fluido en el medio poroso, por estas razones al momento de hacer la elección del método de curvas IPR debe tenerse en cuenta todos los factores que puedan influir en el comportamiento de la producción en fondo, para de esta forma hacer la mejor elección.

La generación de las curvas IPR debe realizarse para cada pozo, estas curvas se realizan conociendo los valores de las constantes a<sub>o</sub>, a<sub>1</sub>, a<sub>2</sub>, las cuales se seleccionan según la forma como se realizó la perforación y los tiros por pie con los cuales se terminó el completamiento, (Ver ANEXO A) además debe conocerse la presión promedio del yacimiento y por lo menos una pareja de caudal de fondo con la presión de fondo fluyendo a la que este caudal fue obtenido; con estos valores se despeja la ecuación de Sukamo con el fin de hallar el potencial de producción.

### 1.3 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS

Flujo multifásico para un fluido compuesto de más de una fase, su objetivo primordial consiste en estimar la Pwf presión que requiere el fondo de pozo para el transporte de la tasa de producción hasta las estaciones de recolección en superficie. Es preciso un estudio para buscar diseños viables operacionales y económicos para un desarrollo óptimo de la producción.

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

Los patrones de flujo en sistemas bifásico dependen de<sup>11</sup>:

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

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

**1.3.1.1 Patrones de flujo multifásico en tuberías:** Los patrones de flujo para tuberías verticales e inclinadas existentes son:

---

<sup>11</sup> BOHORQUEZ, Ferney; GÓMEZ, Claudia, Optimización del sistema de recolección de crudo pesado y extrapesado del campo Chichimene, 2010.

**Flujo burbuja:** Para los casos horizontales, cuando la fase gaseosa es dispersa en burbujas muy pequeñas de una fase líquida continua, con distribución homogénea a través de la sección transversal de la tubería, se divide entre el flujo *Bubbly* ocurre para caudales bajos de líquido que son caracterizados por fases de gas y líquido. El flujo de burbuja tiende a dispersarse, este fenómeno ocurre a altas tasas de líquidos generando un arrastre de las burbujas de gas de tal forma no se pueda generar un movimiento entre las fases.

**Flujo Tapón:** Este patrón de flujo en tuberías verticales generalmente se evidencia simetría alrededor de los ejes de la tubería. La fase de gas se localiza en su totalidad en bolsillos de gas en forma de bala con el diámetro de la tubería, este flujo consiste en sucesivas burbujas separadas por tapones de líquido, en una pequeña película líquida fluye corrientes abajo de la burbuja y pared donde choca el fluido y la tubería.

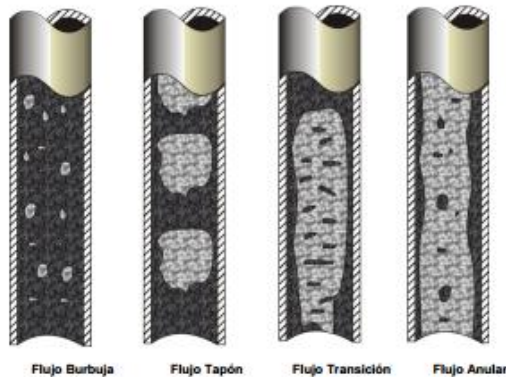
**Flujo transición:** El movimiento oscilatorio es una denominación de este tipo de patrón de flujo, este flujo es muy similar al flujo de tapón, los límites no están totalmente definidos entre las fases, ocurre a tasas de flujo de gas, donde el tapón de la tubería llega a ser espumoso y corto.

**Flujo anular:** En flujo anular es un tipo de flujo vertical, debido a la simetría en el espesor de la película líquida alrededor de la pared de la tubería es uniforme. Se caracteriza por un rápido movimiento de gas en el centro. La fase líquida se mueve de una manera muy lenta alrededor de la pared de la tubería<sup>12</sup>.

---

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

**Figura 6. Tipos de patrones de flujo multifásico en tuberías horizontales**



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

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

**Flujo Estratificado:** Ocurre principalmente a tasas a bajas de gas y de líquido separadas por gravedad donde la fase líquida tiende a fluir al fondo de la tubería, mientras que la fase gaseosa se dirige al tope. Se puede dividir en<sup>13</sup>:

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

**Figura 7. Patrón de flujo estratificado**

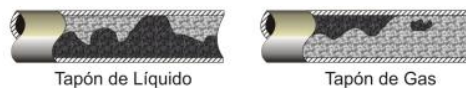


Fuente: MARQUEZ, Ricardo. Análisis Nodal del Sistema de Producción, Nivel Básico 2008.

<sup>13</sup> BOHORQUEZ, Ferney; GÓMEZ, Claudia, Optimización del sistema de recolección de crudo pesado y extrapesado del campo Chichimene, 2010.

**Flujo intermitente:** Es caracterizado por flujo alternado del líquido y gas, los cuales llevan llenan el área transversal de la tubería, separado por bolsillos de gas, los cuales tienen una película líquida estratificada fluyendo en el fondo de la tubería. En algunas ocasiones se presenta de dos maneras, una formando un tapón de líquido donde las ondulaciones generadas por la alta velocidad del gas llegan a la parte superior de la tubería o también por el tapón de gas<sup>14</sup>.

**Figura 8. Flujo intermitente**



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

**Flujo Anular:** Este fenómeno de flujo ocurre a altos caudales de gas, la fase gaseosa fluye en el centro de alta velocidad, lo cual podría arrastrar gotas de líquido, ese fluye como una delgada película alrededor de la pared de la tubería<sup>15</sup>. En el fondo se genera una Película más gruesa que al tope dependiendo de las magnitudes de los caudales de gas y líquido<sup>16</sup>.

**Figura 9. Patrón de Flujo Anular**



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

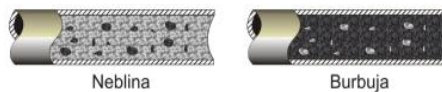
<sup>14</sup> MAGGIOLLO R, Optimización de la producción mediante análisis nodal, 2008.

<sup>15</sup> BOHORQUEZ, Ferney; GÓMEZ, Claudia, Optimización del sistema de recolección de crudo pesado y extrapesado del campo Chichimene, 2010.

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

**Burbujas Dispersas:** Generalmente ocurre a muy altas tasas de flujo de líquido, las dos fases líquida y continua están juntas una con otra, mientras que la gaseosa tiende a dispersarse en forma de burbujas discretas, estos patrones son llamados burbuja, en la fase gaseosa la dispersa el patrón de flujo denominado con el nombre de Neblina<sup>17</sup>.

**Figura 10. Patrón de Burbujas Dispersas**



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

**1.3.2 Descripción de las correlaciones de flujo multifásico en tubería:** Las distintas correlaciones existentes para el cálculo del gradiente de presión con flujo multifásico se clasifican en tres tipos:

**Tipo I:** No se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se obtiene en función de propiedades de las corregidas por presión y temperatura. Las pérdidas por fricción y los efectos del colgamiento se expresan por el medio de un factor de fricción correlacionado empíricamente. No se distinguen patrones de flujo. Dentro de este tipo, están incluidos los métodos de Poettaman y Carpenter, Fancher y Brown, y Baxendell y Thomas<sup>18</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.

<sup>17</sup> MAGGILOLO R, Optimización de la producción mediante análisis nodal, 2008.

<sup>18</sup> BOHORQUEZ, Ferney; GÓMEZ, Claudia, Optimización del sistema de recolección de crudo pesado y extrapesado del campo Chichimene, 2010.

**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.

A continuación se definirán las correlaciones más utilizadas.

### 1.3.3 Modelos y correlaciones para flujo vertical

**Beggs & Brill original:** Esta correlación es usada para predecir las pérdidas de presión y el Hold Up, fue desarrollado siguiendo un estudio de flujo de varias tuberías horizontales inclinadas. La correlación se basa bajo el régimen donde primero se modela de manera que este flujo sea horizontal. El Hold Up es calculado por correlaciones y después corregido dependiendo de su Angulo de inclinación. Esta correlación fue desarrollada teniendo en cuenta consideraciones como tubería de diámetros entre 1 y 1.5 pulgadas, no presenta problemas de gravedad API, relaciones gas-liquido hasta 5000 y cortes de agua por encima de 10%.<sup>19</sup>

**Beggs & Brill revised:** La diferencia con la versión original es que esta correlación usa factores de fricción en tuberías, limitantes para el hold up y constantes de corrección como las propuestas por Plamer & Payne. Las mejoras hechas a la correlación comprenden; un origen de flujo extra (Flujo Espuma) el cual asume que el hold up no presenta deslizamientos, el factor de fricción es cambiado del estándar para tubería lisa, para utilizar un factor de fricción basado en el promedio de la velocidad de fluido.<sup>20</sup>

---

<sup>19</sup> ORTIZ, Jennifer; JIMENEZ, Edith, Optimización de la producción de un clúster de crudo extrapesado del campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal, 2011.

<sup>20</sup> ORTIZ, Jennifer; JIMENEZ, Edith, Optimización de la producción de un clúster de crudo extrapesado del campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal, 2011.

**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 de gas – líquido y viscosidades. 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 pulgadas, también 5 diferentes tipos de fluido: agua y cuatro tipos de crudo distintos con viscosidades entre 10 y 110 cp. Los aspectos principales de esta correlación son<sup>21</sup>:

- La ecuación de gradiente de presión incluye el término de energía cinética y considera que existe deslizamiento entre las fases.
- No considera patrones de flujo.
- Factor de fricción para flujo bifásico se calcula utilizando el diagrama de Moody.
- El factor de entrapamiento líquido o fracción del volumen de la tubería ocupado por líquido es función de cuatro números adimensionales: número de velocidad líquida, número de velocidad del gas, número de diámetro de la tubería y el número de viscosidad líquida.

**Orkiszewki:** 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>22</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

---

<sup>21</sup> PIPESIM. User's Guide, Schlumberger, 2009.

<sup>22</sup> RAO BHARATH. Multiphase Flow Models Range of Applicability, 1998.

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 una y dos pulgadas.

**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

### 1.3.3.1 Modelos y 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.<sup>23</sup>

**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>24</sup>

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

<sup>24</sup> PIPESIM. User's Guide, Schlumberger, 2009.

## 1.4 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.

**1.4.1 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:

$$q = -KA \left( \frac{\delta T}{\delta X} \right) \text{ Ec.4}$$

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.<sup>25</sup>

**1.4.2 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 está a

---

<sup>25</sup> HOLMAN. J.P. Transferencia de Calor, Editorial McGraw-Hill/Interamericano de España, S.A.U. Octava Edición

menor temperatura<sup>26</sup>. 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:

$$q = hA(T_p - T_\infty) \text{ Ec. 5}$$

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.

**1.4.3 Radiación:** En contraposición a los mecanismos de la conducción y la Convección, donde la transferencia de energía involucra una media 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.

$$q_{Emitido} = \sigma AT^4 \text{ Ec.6}$$

Dónde  $\sigma$  es la constante de proporcionalidad y se denomina constante de Stefan-Boltzman, que tiene un valor de  $28.27$

## 1.5 ANALISIS NODAL APLICADO A POZOS CON ESP

El objetivo de analizar este tipo de pozos mejorar la eficiencia de flujo, aumentar la producción y disminuir el consumo eléctrico de la bomba, es decir si se aplica el análisis nodal a este sistema podemos determinar el tamaño y la potencia mínima

---

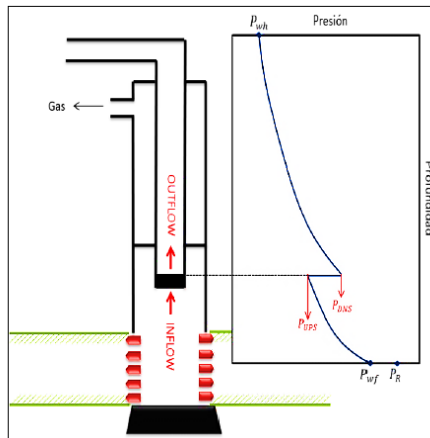
<sup>26</sup> ORTIZ, Jennifer; JIMENEZ, Edith, Optimización de la producción de un clúster de crudo extrapesado del campo Chichimene utilizando la técnica de análisis nodal, 2011.

<sup>27</sup> HOLMAN. J.P. Transferencia de Calor, Editorial McGraw-Hill/Interamericano de España, S.A.U. Octava Edición

requerida de la bomba, así como la profundidad y velocidad optima de la bomba y el efecto del separador de gas de fondo si se encuentra presente. Para realizar el análisis, se selecciona el nodo en la bomba, el cual debe manejarse de manera independiente en el sistema. La presión del nodo a la entrada de la bomba está definida por  $P_{up}$  y la presión a la descarga está dada por  $P_{dn}$ .

- $\Delta P = P_{dn} - P_{up}$  Ec.7
- $Inflow = P_{up} = P_{yac} - \Delta P_{completamiento} - \Delta P_{casing}$  Ec.8
- $Outflow = P_{sep} + \Delta P_{tubing} + \Delta P_{linea\ superficie}$  Ec.9

**Figura 11.** Nodo solución sistema con ESP Y PCP



Fuente: PORRAS, Mario y ZAPA, Marvin. Evaluación de los métodos empleados en software comerciales para optimizar la producción de crudo por análisis nodal. Bucaramanga, Colombia. Tesis ingeniería de petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2014. P. 32.

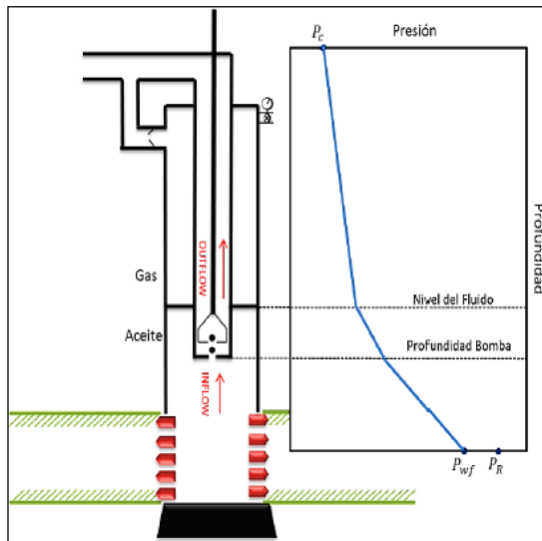
## 1.6 ANÁLISIS NODAL APLICADO A POZOS CON BOMBEO MECÁNICO.

El sistema de bombeo mecánico presenta dos características no comunes con el sistema de flujo natural, que son, la ausencia de un empaque en el pozo y la conexión del anular a la cabeza del pozo y la línea de flujo. Para un pozo con levantamiento artificial por bombeo mecánico al cual se le desea evaluar el desempeño operativo, es recomendable emplear como nodo solución la posición de entrada de la bomba o el cabezal del pozo. El balance de presiones nos permite

establecer las relaciones de *inflow* y *outflow*; y para la evaluación de las soluciones encontradas se cuenta con unas relaciones matemáticas disponibles en el proyecto de investigación de Ricardo Díaz.

- $Inflow = P_{wf} = P_{yac} - \Delta P_{formación}$  Ec.10
- $Outflow = P_w = \Delta P_{tubing} - \left(\frac{F_o}{A_p}\right)$  Ec.11
- $\left(\frac{F_o}{A_p}\right) = \text{Factores asociados a la bomba de subsuelo}$  Ec.12

**Figura 12** Nodo solución en bomba de sistema de bombeo mecánico



Fuente: PORRAS, Mario y ZAPA, Marvin. Evaluación de los métodos empleados en software comerciales para optimizar la producción de crudo por análisis nodal. Bucaramanga, Colombia. Tesis ingeniería de petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2014. P. 33.

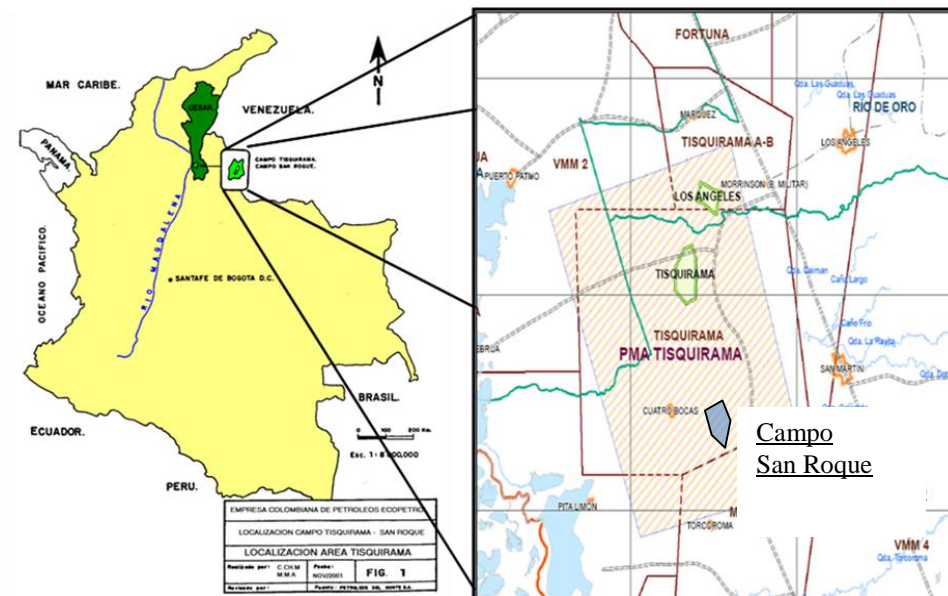
## 2. GENERALIDADES DEL CAMPO SAN ROQUE

### 2.1 UBICACIÓN

El campo San Roque se halla ubicado en la cuenca del Valle Medio del Río Magdalena, al sur del departamento del Cesar jurisdicción de los municipios de Aguachica y Río de Oro (Figura 12).

Al norte se encuentra el bloque B de la asociación Tisquirama, Campo Los Ángeles, al sur el bloque A de la misma asociación, Campo Santa Lucía; 25 Km. al occidente se encuentra el Río Magdalena. Su principal vía de acceso es la troncal del Caribe, que comunica los municipios de Aguachica y Bucaramanga.

**Figura 13.** Localización Geográfica del campo San Roque



Fuente: Ecopetrol S.A

## 2.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Para la caracterización del fluido del yacimiento se cuenta con la información de un PVT de la formación Lisama, que permite la buena caracterización del fluido en el modelo de simulación, se pueden observar en las tablas 2 y 3 respectivamente.

**Tabla 2.** Propiedades PVT del fluido de la formación Lisama

Formación Lisama A					
<b>T@3200'</b>	150	°F	<b>Presión Inicial @ 3200'</b>	4800	Psi
<b>Grav Gas</b>	0.628		<b>Presión de Burbuja</b>	2100	Psi
<b>Grav Oil</b>	15	API	<b>Salinidad del agua</b>	2890	ppm NaCl
<b>T sep</b>	105	°F	<b>Uw @ Pi</b>	0.48	cp
<b>Presión sep</b>	35	Psi	<b>Bw @ Pi</b>	1.0044	Bbl/Stb
<b>GOR inicial</b>	250	Scf/Stb	<b>Cw @ Pi</b>	3.E-06	1/Psi
			<b>Cf</b>	3.4.E-06	1/Psi

Fuente: Ecopetrol S.A

**Tabla 3.** Propiedades PVT del fluido de la formación Lisama B, C y E

Formación Lisama B, C y E					
<b>T@5200'</b>	169	°F	<b>Presión Inicial @ 3200'</b>	4800	Psi
<b>Grav Gas</b>	0.605		<b>Presión de Burbuja</b>	2100	Psi
<b>Grav Oil</b>	23	API	<b>Salinidad del agua</b>	2890	ppm NaCl
<b>T sep</b>	105	°F	<b>Uw @ Pi</b>	0.1	cp
<b>Presión sep</b>	35	Psi	<b>Bw @ Pi</b>	1.0044	Bbl/Stb
<b>GOR inicial</b>	250	Scf/Stb	<b>Cw @ Pi</b>	2.8.E-06	1/Psi
			<b>Cf</b>	3.2.E-06	1/Psi

Fuente: Ecopetrol S.A

## 2.3 SISTEMA DE RECOLECCIÓN

El Campo San Roque cuenta con un sistema de recolección dividido en dos sectores principales, se encuentran 2 *Manifolds* distribuidos en el campo que reciben la producción de fluido de un grupo de pozos asociados; cada *manifold* llega de manera independiente al Colector de la estación del campo; de igual manera se

cuenta con 1 pozo que tienen línea independiente de llegada de la producción de fluido al colector de la estación del Campo San Roque.

**Figura 14.** Líneas de Producción Pozos San Roque



**Figura 15.** Líneas de Producción Pozos San Roque



**Figura 16.** Líneas de Producción Pozos San Roque



### **3. DESARROLLO DEL MODELO DE SIMULACIÓN**

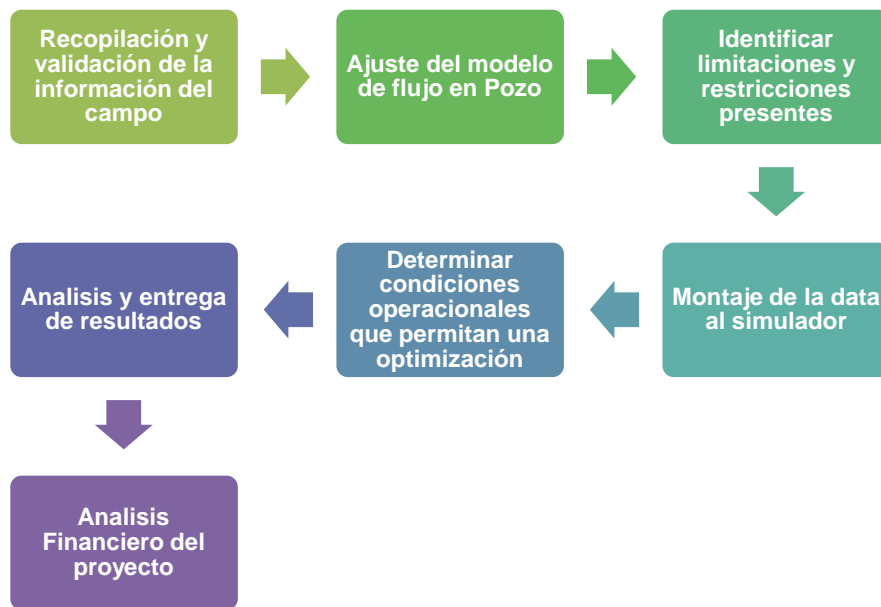
En el Campo San Roque actualmente se están realizando esfuerzos con el fin de aumentar el factor de recobro desde diferentes frentes que permitan el mejor desarrollo del mismo, es por ello que en el 2010 realizaron una campaña de perforación para incorporar nuevas reservas al campo y así aumentar la producción de crudo, de tal manera se debe garantizar que la nueva producción asociada de los nuevos pozos este siendo manejada de manera efectiva para que garantice una alta rentabilidad del proyecto desarrollado.

Por este motivo se realiza un análisis de las condiciones actuales del campo, basado en sus requerimientos y en busca de identificar las limitaciones que se puedan presentar en el sistema para contribuir con el mejoramiento oportuno de las condiciones operacionales del campo, que permitan siempre la mayor producción de aceite en condiciones económicas rentables.

Teniendo en cuenta lo anterior se analizó el sistema de producción del campo San Roque para poder generar unos escenarios óptimos que permitan un mejor aprovechamiento del campo.

#### **3.1 METODOLOGÍA**

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



### 3.2 RECOPIACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN DEL CAMPO

El proceso de recopilación, análisis y validación de información es la base para el desarrollo del modelo de simulación, es por ello que los datos deben ser confiables, representativos y con el menor nivel de incertidumbre posible; para esto se realizaron 6 salidas al Campo San Roque, en donde se realizó un reconocimiento del campo, se recolectó la información necesaria de bases de datos como TWM, *Openwells*, reportes de producción, archivos suministrados por personal de producción e ingeniería del campo y se observaron los siguientes ítems:

- Estación de recolección del Campo San Roque.
- Pozos productores:
  - Ubicación.
  - Tipo de sistema de levantamiento Artificial.
  - Medición de Thp y Chp.
  - Medición de gas producido por *Casing*.
  - Herramientas y accesorios.
- Topografía de las líneas de superficie.

- *Manifolds* de recolección.
- Información general:
  - Estados mecánicos
  - Bases de datos
  - Caracterización de fluidos
  - Planos del campo
  - Coordenadas de pozo
- Información específica:
  - Pruebas de producción
  - PVT de fluidos y petrofísica
  - Pruebas de presión
  - Curvas de eficiencia de las bombas

**Estados Mecánicos:** Los estados mecánicos de los pozos constituyen el escenario actual de producción. En ellos es posible encontrar información de la tubería con la cual fue completado el pozo, diámetro, peso y las juntas utilizadas en la operación; todo esto con el fin de establecer la distancia existente entre la cabeza de pozo y puntos claves como la entrada a la bomba y la profundidad media de perforaciones (PMP). Además de esto también se encuentra la información del sistema de levantamiento artificial, en este caso bombeo mecánico y ESP; el fabricante, tipo, RPM y número de strokes/minuto. Estos datos obtenidos son organizados en el ANEXO B Y C. En caso en los que se encontraron pozos desviados se procedió a ingresar los datos de desviación consignados en los surveys de cada pozo.

**Caracterización del fluido:** Para la caracterización de fluidos fue necesario obtener información de estudios PVT realizados a algunas formaciones productoras del campo (Lisama A, B, C Y E). Estos estudios ayudan a obtener una buena caracterización del fluido presente en los pozos y de esta manera tener datos precisos para ingresar al simulador.

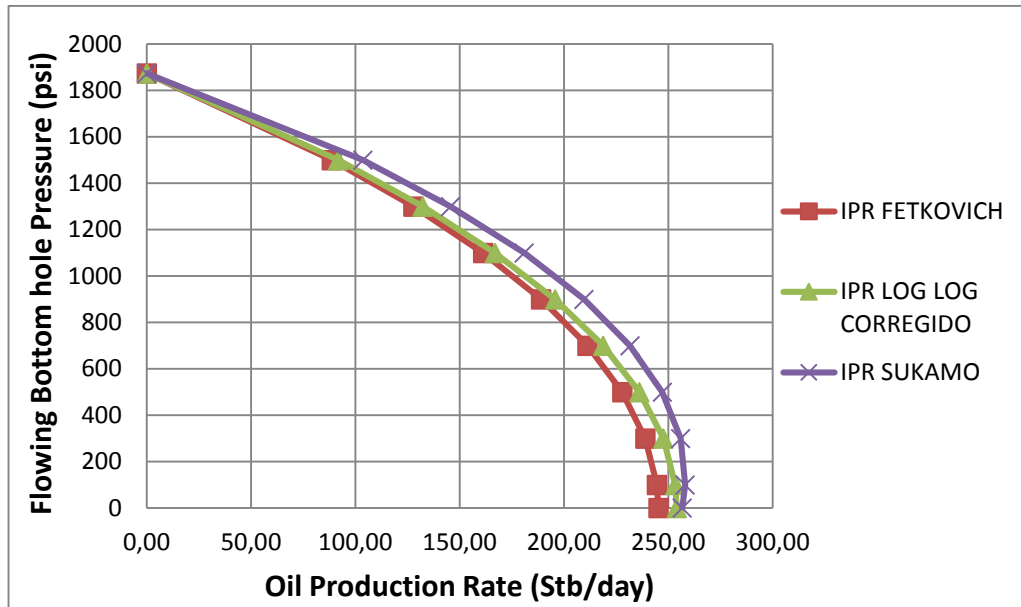
**Reporte de producción del campo:** El reporte de producción del campo se obtuvo gracias al personal de control de producción, los cuales realizan a diario un seguimiento a los pozos del campo San Roque donde se registra toda la información referente a producción detallada de los fluidos presentes en el yacimiento; esta información está organizada en el ANEXO D)

Después de la recopilación de todos los datos del campo y la correcta validación de los mismos se hace necesario hallar el comportamiento IPR de cada pozo en el campo con el fin de predecir los potenciales de flujo de cada uno de estos. Para esto se usó el Método de Pudjo Sukamo el cual sensibiliza los Tiros Por Pie (TTP) de cada pozo y el diámetro de cada disparo.

Teniendo el comportamiento IPR de cada pozo se procedió a Ingresar los datos al Simulador PIPESIM 2011 en el módulo de Completamiento, presentando un obstáculo pues, el software no maneja este método en su base de datos, es por esto que se vio la necesidad de usar una correlación para hacer el ajuste del método de Pudjo Sukamo y Fetkovich arrojando una aproximación del 97% aproximadamente en todos los pozos, teniendo así un rango de error despreciable el cual nos indica que es confiable hacer las sensibilizaciones.

En la Figura 17 se puede ver el ajuste de los dos métodos el cual se le aplicó a todos los pozos del campo San Roque.

Figura 17. Ajuste IPR SR-10

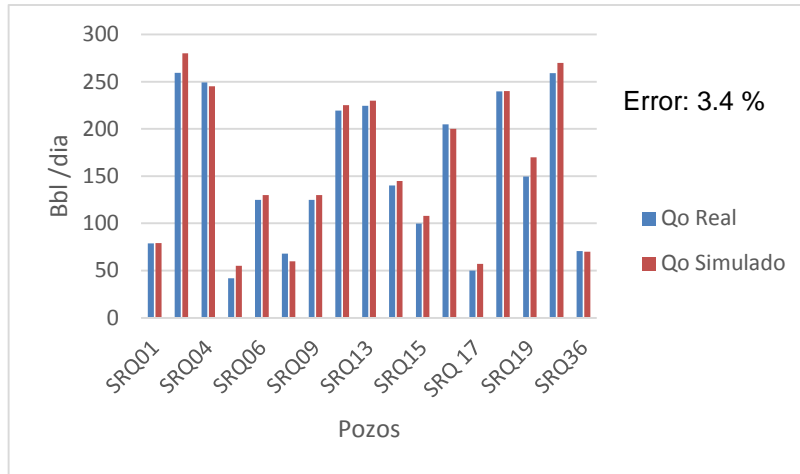


### 3.3 AJUSTE DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

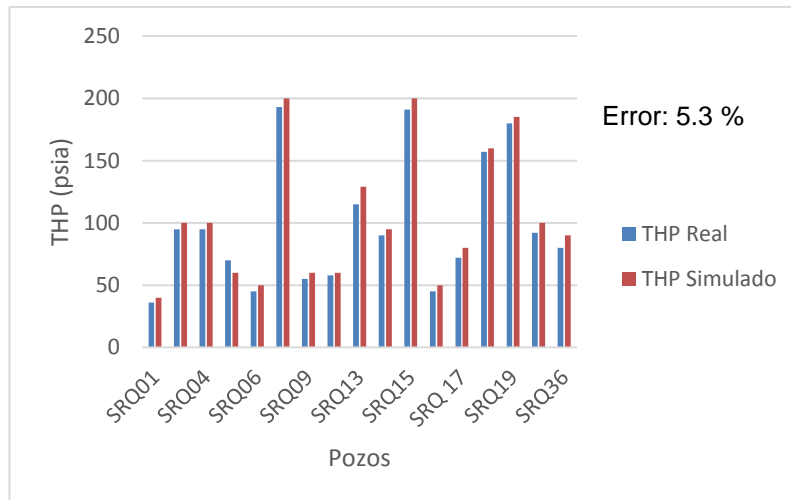
La información suministrada, fue cargada al software, incluyendo todos los datos de la bomba utilizada (Fabricante, modelo de la bomba, Velocidad de operación, Intake, Eficiencia de separador, Factor de carga, RPM y Presión de Entrada), con lo que se buscó ajustar la presión de Entrada de la bomba y la presión en cabeza de pozo, con el fin de obtener mediante este ajuste el caudal esperado. Es posible con este ajuste determinar el factor de carga que está manejando la bomba como único criterio de ajuste.

Se puede observar en las figuras 18 y 19, el ajuste con los siguientes parámetros; la THP real es el parámetro de entrada al simulador con la cual busca comparar el Caudal producido con el Caudal Real medido en campo; todo esto modificando el factor de carga de la bomba, siendo el único parámetro de ajuste.

**Figura 18. Ajuste del Caudal de líquido Real y Simulado**



**Figura 19. Ajuste de la Presión en cabeza Real y Simulada**



Una vez logrado el ajuste y reproducidas las condiciones operacionales actuales de cada pozo se procedió a:

Identificar las limitaciones hidráulicas presentes en la red de recolección, los perfiles de presión, velocidad crítica y cuellos de botella.

- Cambio de diámetro de tubería en las líneas de superficie

Determinar oportunidades de optimización.

- Sensibilización de cambios de diámetro de *tubing* y aumento de *Strokes* por minuto.

### 3.4 EVALUACIÓN Y ANALISIS DE RESULTADOS

**3.4.1 Identificación de las limitaciones hidráulicas (cuellos de botella y velocidad crítica) en la red de recolección:** Los criterios que rigen la identificación de las limitaciones hidráulicas del sistema de recolección actual están basados en el Manual de Ingeniería de Diseño (MID),

NORMA API RP 14E, los criterios más importantes son:

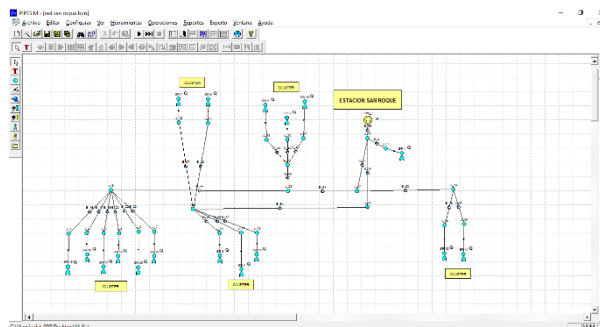
- Velocidad de la mezcla bifásica menor que el 65% de la velocidad de erosión, esto con el fin de evitar la erosión y el desgaste interno de la tubería.
- Para el gradiente de presión por fricción en los tramos de tubería se recomienda una caída de presión no mayor de 1 psi cada 100 ft.
- Evitar en lo posible el régimen de flujo tipo tapón debido a que puede producir pulsaciones y vibraciones en tuberías, codos, válvulas y otros accesorios este patrón de flujo se presenta en velocidades de mezcla muy altas por lo que favorece también la erosión interna de la tubería.

Para el cumplimiento de este objetivo se evaluó un escenario, el sistema presentado en la figura 20 donde se presenta el resumen de la simulación para este escenario. Posteriormente se llevó a cabo la comparación y Análisis de cada parámetro evaluado, versus los criterios establecidos para determinar limitaciones hidráulicas.

- **Escenario No 1: Caso Base**

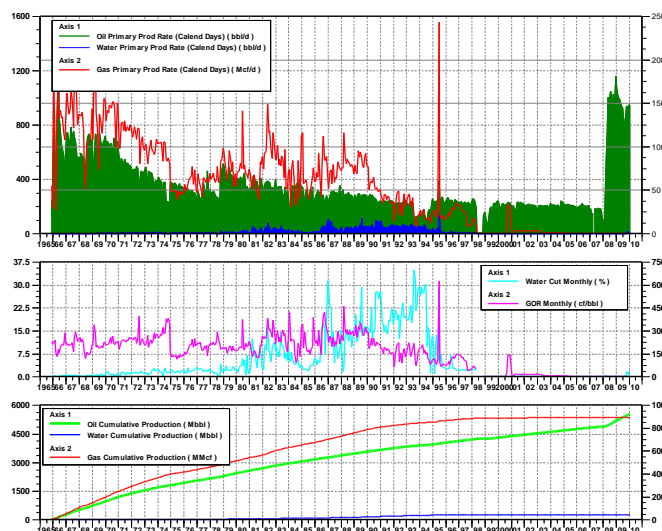
En este escenario se analizan las condiciones operacionales a las cuales se encuentra el campo en el 2015, en el cual se encuentran 17 pozos productores, de ellos 15 pozos con sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico (BM) y 2 pozos con sistema de levantamiento artificial por Bomba electro sumergible (ESP). Para dicho escenario se procedió a realizar la corrida en el software PIPESIM 2011 en busca de posibles limitaciones presentes en el sistema. La figura 21 muestra el perfil de producción del campo.

**Figura 20.** Modelo de superficie actual del Campo San Roque



Fuente: PIPESIM 2011

**Figura 21.** Perfil de Producción del campo San Roque



Fuente: Plan de desarrollo campo San Roque 2010, Ecopetrol

A continuación se presenta el resumen de la simulación del sistema de recolección, donde se muestra el caudal (Qo en BPD, Qw en BWD y Qg en millones de pie cúbicos actuales por día), longitud, caída de presión, velocidad de la mezcla, velocidad de erosión límite y régimen de flujo; por Líneas Principales (TRAMOS).

**Tabla 4.** Resumen de la Simulación Tramos Principales “Sistema Actual”

LINEA	CAUDAL (BBL- MMSCD)	LONGITUD (FT)	DIAMETRO (IN)	CAIDA PRESION (PSIA)	Gradiente P/100 ft		V. Mezcla (ft/seg)		V. DE EROSION (FT/SEG)	REGIMEN DE FLUJO
					Limite	Actual	Actual	Limite 0.65*V erosión		
Tramo 1	Qo=1132	4297	6	41	<1	1.08	7.3	30.16	46.4	Transicional
	Qg=0.159									
	Qw=0.11									
Tramo 2	Qo=1813	754	6	39	<1	1.04	19.9	29.64	45.6	Transicional
	Qg=0.23									
	Qw=0.10									
Tramo 3	Qo=881	1771	6	6	<1	0.61	13.4	31.915	49.1	Transicional
	Qg=0.12									
	Qw=0.09									
Tramo 4	Qo=345	1968	6	9	<1	0.55	3.9	29.64	45.6	Transicional
	Qg=0.047									
	Qw=0.11									

Observando los resultados obtenidos en la tabla 16, para la identificación de las limitaciones hidráulicas del sistema de recolección, la velocidad de la mezcla no sobrepasa el límite de velocidad de erosión permitido lo que nos indica que el sistema no contiene limitantes hasta el momento.

El régimen de flujo presente en los tramos de tubería es transicional lo cual tampoco representa un limitante, debido a que se considera que el flujo tipo tapón o *slug* que se presenta en velocidades de mezcla mucho mayores que las encontradas es el que se debe evitar en el sistema de recolección.

Otra limitante encontrada es la alta caída de presión por fricción en los tramos 1 y 2 lo cual nos indica que debemos mitigar este impacto en el perfil de presión de cada tramo, como también la presencia de un cuello de botella entre el tramo 1 y el tramo 2 debido a que entre estos hay un línea de 8 in de ID lo que nos da una pauta para poder mitigar este cuello de botella.

### 3.4.2 Incremento en la producción por medio del cambio de líneas de superficie:

- **Escenario No 2: Cambio Diámetros tramos principales**

Una vez identificadas las limitaciones hidráulicas al momento de anexar futuras producciones en el sistema de recolección de crudo en el campo San Roque, se hace necesario seleccionar la infraestructura mínima requerida para el manejo de manera eficiente de la producción asociada a los nuevos pozos.

Se simularon y evaluaron diferentes arreglos de tuberías en cuanto a diámetro se refiere, mediante la utilización del simulador PIPESIM 2011, en los tramos de tubería, que presentaron limitaciones identificados anteriormente.

**TRAMO No 1:** En la tabla 5 se muestra la caída de presión por cada 100 (ft) de flujo, velocidad erosional límite y régimen de flujo que presentaron estos tramos después de realizar las sensibilidades en con el diámetro de la línea en el simulador PIPESIM 2011.

**Tabla 5.** Resultado de simulación TRAMO No 1, diferentes diámetros de tubería

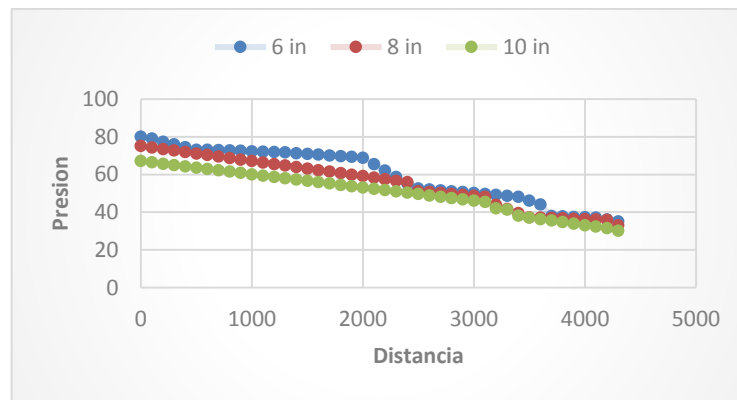
LINEA	CAUDAL (BBL-MMSCD)	LONGITUD (FT)	DIAMETRO (IN)	CAIDA PRESION (PSIA)	Gradiente P/100 ft		V. Mezcla (ft/seg)		V. DE EROSION (FT/SEG)	REGIMEN DE FLUJO
					Limite	Actual	Actual	Limite 0.65*V erosión		
Tramo 1	Qo=882	4297	6	41	<1	1.6	7.3	30.16	46.4	Transicional
	Qg=0.159		8	20		0.3	7.5	30.94	47.6	Transicional
	Qw=0.11		10	12		0.12	4.9	31.2	48	Segregado

Para el caso del TRAMO No 1 los diámetros de 8 (in) y 10 (in) cumplen con el criterio de velocidad de la mezcla debido a que esta debe estar por debajo del límite de velocidad erosional recomendado. Además cumplen todos los parámetros de diseño y seguridad, considerando aceptables todas las opciones. Basado en lo anterior y teniendo en cuenta que la tubería de 10 (in) genera un mayor costo en materiales y mano de obra cuando se desean implementar, la mejor opción técnico-económica es la tubería de 8 (in), dado que su caída de presión por cada 100 pies

está por debajo del límite recomendado de 1 psi por cada 100 pies, ayudando así a manejar la producción de una manera eficiente. Esto permite disminuir la presión en la línea de flujo que a su vez ayuda a la disminución de la presión en cabeza de los pozos involucrados, lo cual es bueno para la productividad de estos.

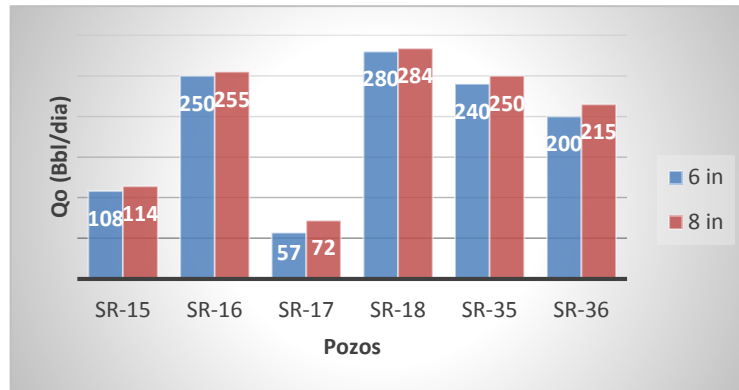
Como ejemplo en la figura 22 se puede observar el cambio de presión en la línea de flujo del pozo SR-35, con los diferentes diámetros de tubería utilizados en las simulaciones para identificar la mejor propuesta técnico-económica en el tramo.

**Figura 22.** Distribución de Presiones en la línea de flujo SR-35

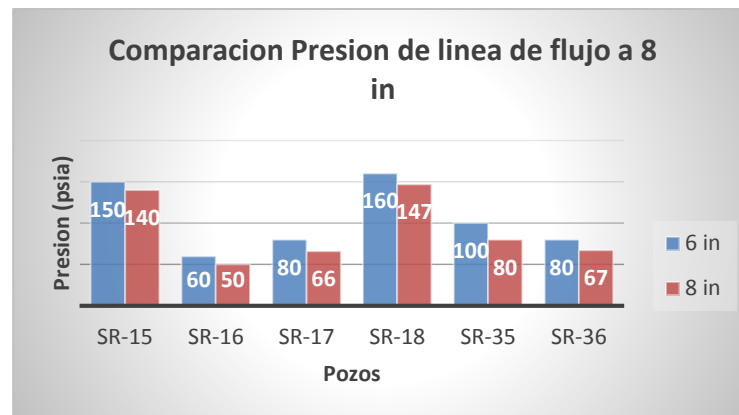


Para observar el comportamiento de la producción y la presión en cabeza de cada pozo, se comparó y analizó el comportamiento antes y después de realizar los cambios de diámetros en la línea de flujo; a continuación se visualizara en las Figuras 23 y 24 los resultados obtenidos al finalizar las simulaciones. En donde es claro observar que aumentando el diámetro de la línea de flujo a 8 (in) el caudal de aceite en la mayoría de los pozos aumenta, debido a que la presión en la línea disminuye permitiendo operar los pozos con menores presiones de cabeza lo que conlleva a una capacidad de aporte mayor por parte del pozo.

**Figura 23.** Comparación de producción en el tramo 1



**Figura 24.** Comparación de presión en el tramo 1



**TRAMO No 2:** En la tabla 6 se muestra la caída de presión por cada 100 (ft) de flujo, velocidad erosional límite y régimen de flujo que presentaron estos tramos después de realizar las sensibilizaciones con el diámetro de la línea de flujo en el simulador.

**Tabla 6.** Resultado de simulación TRAMO No 2, diferentes diámetros de tubería

LINEA	CAUDAL (BBL-MMSCD)	LONGITUD (FT)	DIAMETRO (IN)	CAIDA PRESION (PSIA)	Gradiente P/100 ft		V. Mezcla (ft/seg)		V. DE EROSION (FT/SEG)	REGIMEN DE FLUJO	
					Limite	Actual	Actual	Limite 0.65*V erosión			
Tramo 2	Qo=1613	754	6	39	<1	1.8	19.9	29.64	45.6	Transicional	
	Qg=0.23		8	19		0.25	11.3	29.64		45.6	Transicional
	Qw=0.10		10	13		0.13	7.4	29.705		45.7	Segregado

Para el caso del TRAMO No 2 los diámetros de 8 (in) y 10 (in) cumplen con el criterio de velocidad de la mezcla debido a que esta debe estar por debajo del límite de

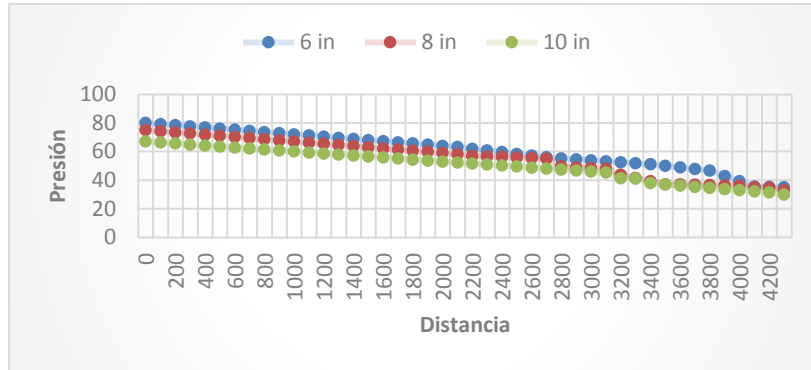
velocidad erosional recomendado. Además cumplen todos los parámetros de diseño y seguridad, considerando aceptables todas las opciones. Basado en lo anterior y teniendo en cuenta que la tubería de 10 (in) genera un mayor costo en materiales y mano de obra cuando se desean implementar, la mejor opción técnico-económica es la tubería de 8 (in), dado que su caída de presión por cada 100 pies está por debajo del límite recomendado de 1 psi por cada 100 pies, ayudando así a manejar la producción de una manera eficiente. Esto permite disminuir la presión en la línea de flujo que a su vez ayuda a la disminución de la presión en cabeza de los pozos involucrados, lo cual es bueno para la productividad de estos.

Cabe destacar que al hacer el cambio en el diámetro de la línea del tramo 1 se hace en simultáneo con el tramo 2, puesto que el primero se ve afectado directamente con este cambio.

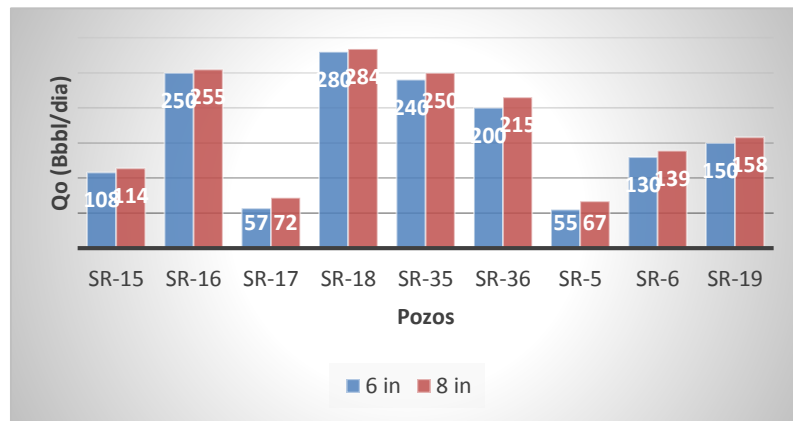
Como ejemplo en la figura 25 se puede observar el cambio de presión en la línea de flujo del pozo SR-5, con los diferentes diámetros de tubería utilizados en las simulaciones para identificar la mejor propuesta técnico-económica en el tramo.

Para observar el comportamiento de la producción y la presión en cabeza de cada pozo, se comparó y analizó el comportamiento antes y después de realizar los cambios de diámetros en la línea de flujo; a continuación se visualizara en las Figuras 26 y 27 los resultados obtenidos al finalizar las simulaciones. En donde es claro observar que aumentando el diámetro de la línea de flujo a 8 (in) el caudal de aceite en la mayoría de los pozos aumenta, debido a que la presión en la línea disminuye permitiendo operar los pozos con menores presiones de cabeza lo que conlleva a una capacidad de aporte mayor por parte del pozo.

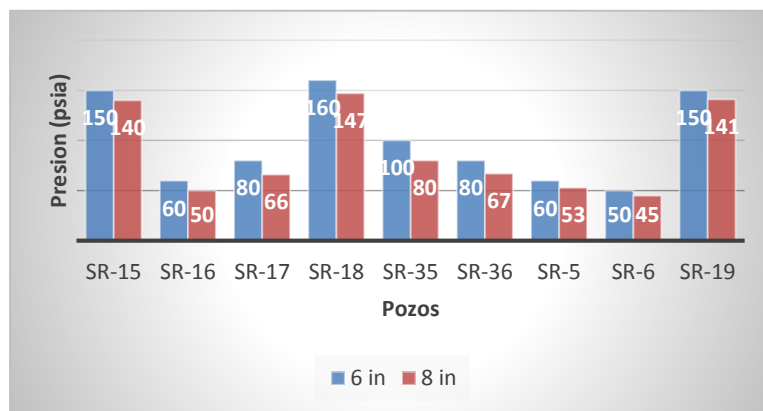
**Figura 25.** Distribución de Presiones en la línea de flujo SR-5



**Figura 26.** Comparación de producción en el tramo 2



**Figura 27.** Comparación de presión en el tramo 2



### **3.4.3 Incremento en la producción por medio de la sensibilización en cambio de tubing y rpm.**

- **Escenario No 3: Sensibilización revoluciones por minuto (RPM) Y Cambio de Tubería de producción.**



A continuación se muestran algunos de los resultados obtenidos en la sensibilización realizada en el simulador PIPESIM 2011 para el campo San Roque, teniendo como parámetros variables los tiros por pie (TPP), las revoluciones por minuto (RPM) y el cambio de tubería de producción de algunos pozos.

En las tablas y figuras presentadas a continuación se puede observar los parámetros a los cuales se encuentran operando los pozos, así como las propuestas de mejoramiento y los resultados obtenidos por el simulador para cada caso; como ejemplos se muestran los resultados de los pozos SR-13, SR-14, SR-3 y en el ANEXO G, se encuentran tabulados los parámetros de todos los pozos del campo con su respectivo incremental de producción.

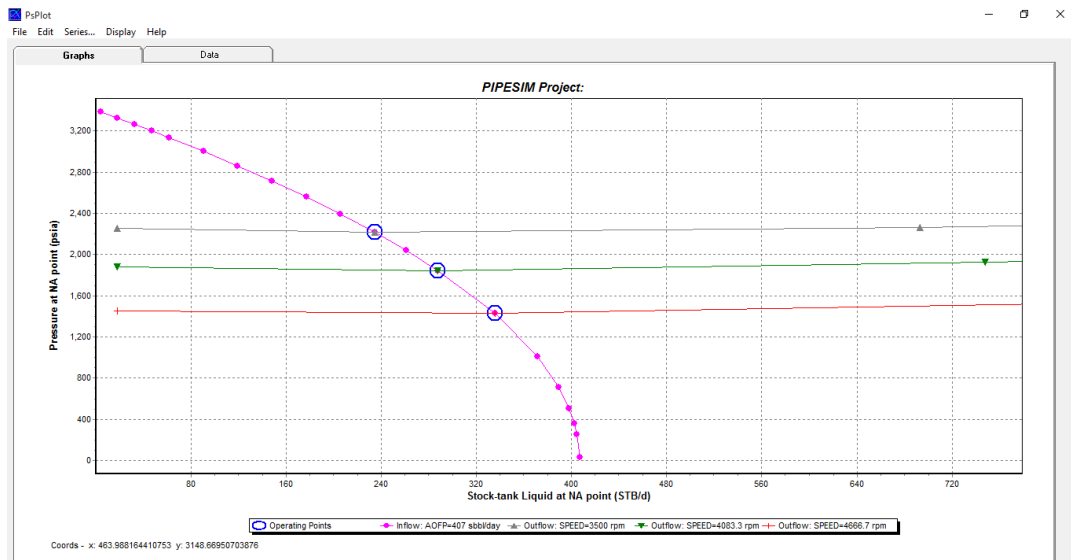
Una vez determinado el caudal incremental de los pozos debido a esta propuesta, se evaluara nuevamente el sistema de recolección del campo para identificar si este cumple con las condiciones técnicas para el transporte del fluido a través de las líneas de flujo, se recomienda que este trabajo sea realizado posterior a la implementación del escenario No 2, para disminuir la incertidumbre de presentar problemas hidráulicos en la red de recolección.

## SAN ROQUE-13

**Tabla 7.** Datos obtenidos del Simulador del pozo SR-13

Simulaciones con el Software Pipe Pozo SR-13			
	Parámetros	Unidades	Cantidad
	Caudal Fluido @ 3500rpm	Bbl/día	230
	Caudal Fluido @ 4000rpm	Bbl/día	288
	Caudal Fluido Incremental	Bbl/día	58

**Figura 28.** Grafico Inflow y Outflow SR-13



Fuente: PIPESIM 2011

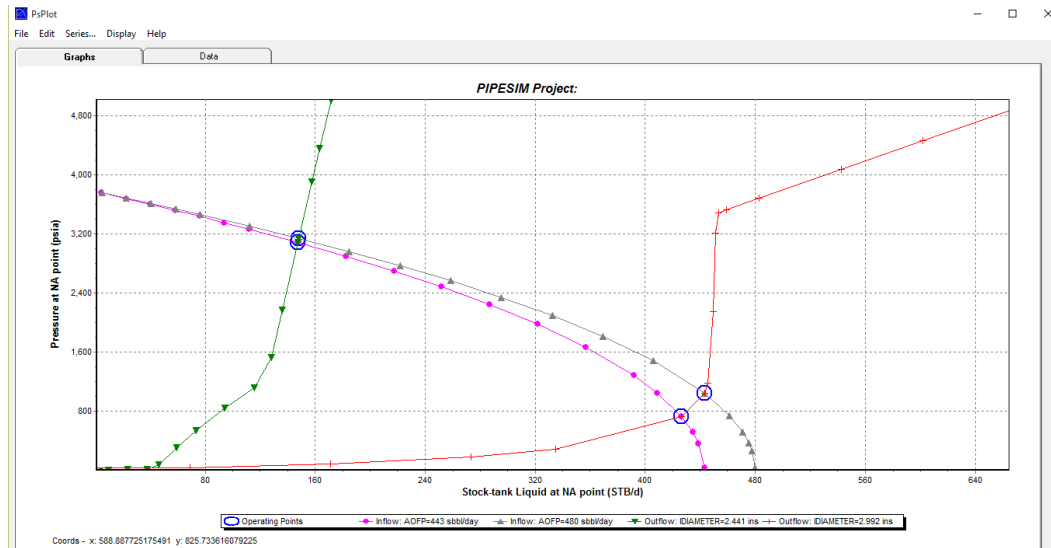
De la tabla 7 y figura 28 se puede evidenciar que al aumentar las RPM de la bomba se obtuvo un incremento en la producción significativo, se hizo una sensibilización con las RPM actuales (3500 RPM), 4000 y 4500 RPM de los cuales la opción a escoger fue la de 4000 RPM para no afectar tanto la condición y el nivel de fluido en el pozo obteniendo un incremento de 58 Bbl/Día.

## SAN ROQUE-14

**Tabla 8.** Datos obtenidos del Simulador del pozo SR-14

Simulaciones con el Software Pipe Pozo SR-14			
	Parámetros	Unidades	Cantidad
	Caudal Fluido @ Tubing 2 7/8	Bbl/día	145
	Caudal Fluido @ Tubing 3 1/2	Bbl/día	428
	Caudal Fluido Incremental	Bbl/día	283

**Figura 29.** Grafico Inflow y Outflow SR-14



Fuente: PIPESIM 2011

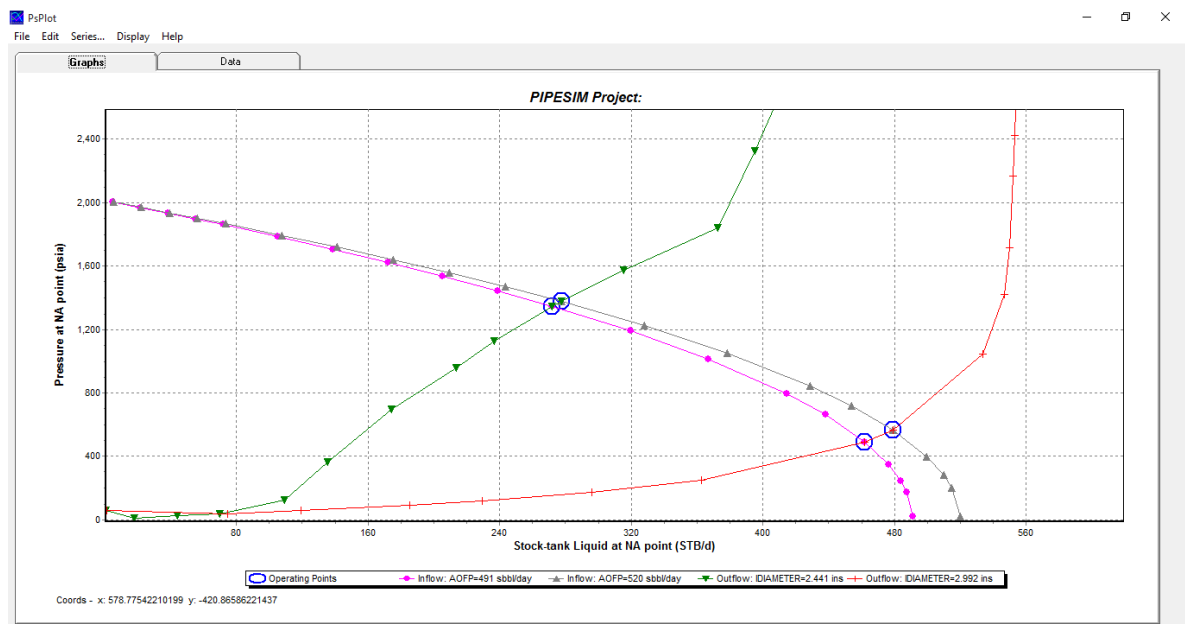
De la tabla 8 y figura 29 se puede evidenciar una sensibilización realizada al pozo SR-14 en la cual se re cañoneó aumentando los TTP de 5 a 8 y aumentar el diámetro de la tubería de producción de 2 7/8 a 3 1/2. Analizando estas dos posibilidades se opta como el resultado más óptimo el cambio del *tubing* puesto que aumentando los TPP me genera un Qo incremental insignificante contra un Qo incremental (Bbl/día) de 283 debido al cambio de Tubing.

## SAN ROQUE-3

**Tabla 9.** Datos obtenidos del Simulador del pozo SR-3

Simulaciones con el Software Pipe Pozo SR-3			
	Parámetros	Unidades	Cantidad
	Caudal Fluido @ Tubing 2 7/8	Bbl/día	280
	Caudal Fluido @ Tubing 3 1/2	Bbl/día	460
	Caudal Fluido Incremental	Bbl/día	180

**Figura 30.** Grafico Inflow y Outflow SR-3



Fuente: PIPESIM 2011

De la tabla 9 y figura 30 se puede evidenciar una sensibilización realizada al pozo SR-3 en la cual se re cañoneó aumentando los TTP de 5 a 8 y aumentar el diámetro de la tubería de producción de 2 7/8 a 3 1/2, obteniendo como resultado que el escenario más óptimo en este pozo debido al gran aumento en la producción es el cambio del *tubing*, puesto que me genera un Qo incremental (Bbl/día) de 180.

Una vez realizadas todas las sensibilizaciones en los pozos del campo y obteniendo el incremental de producción de cada pozo, se analizó por tramos la hidráulica del sistema de recolección, para determinar si el sistema tiene la capacidad de transporte necesaria para este incremento.

En la tabla 10, se muestran los resultados de la situación realizada, en donde se puede analizar que el sistema no presenta limitaciones hidráulicas y la velocidad de la mezcla no sobrepasa el límite de velocidad de erosión permitido lo que nos indica que el sistema no contiene limitantes. Por lo cual se determina que el sistema de recolección del campo San Roque tiene la capacidad de transportar esta producción incremental después del cambio implementado en el escenario 2.

**Tabla 10.** Limitaciones hidráulicas de tramos Principales

LINEA	CAUDAL (BBL- MMSCD)	LONGITUD (FT)	DIAMETRO (IN)	CAIDA PRESION (PSIA)	Gradiente P/100 ft		V. Mezcla (ft/seg)		V. DE EROSION (FT/SEG)	REGIMEN DE FLUJO
					Limite	Actual	Actual	Limite 0.65*V erosión		
Tramo 1	Qo=1026	4297	8	30	<1	0.35	6.1	28.47	43.8	Transicional
	Qg=0.11									
	Qw=0.11									
Tramo 2	Qo=2126	754	8	15	<1	0.33	11.6	27.43	42.2	Transicional
	Qg=0.22									
	Qw=0.08									
Tramo 3	Qo=1293	1771	8	20	<1	0.4	7.4	28.405	43.7	Transicional
	Qg=0.12									
	Qw=0.09									
Tramo 4	Qo=706	1968	6	20	<1	0.88	7.2	28.145	43.3	Transicional
	Qg=0.047									
	Qw=0.11									

## 4. ANALISIS FINANCIERO

En el presente capítulo se realiza la evaluación financiera de las dos alternativas de mejoramiento seleccionadas. Este tipo de análisis, implica un estudio detallado de los costos para la inicialización de un proyecto y mantenerlo en condiciones óptimas de operación, además de determinar cuál sería la posible ganancia que se obtendría del mismo, y si es conveniente o no el desarrollo de dicho proyecto. Teniendo en cuenta los análisis a realizar en un estudio financiero, se determinó la realización de este para establecer la viabilidad del proyecto, teniendo como base información disponible referente a los costos estimados de las variables que más influyen en la ejecución del proyecto, para así evaluar objetivamente la rentabilidad del mismo.

Existen dos términos relevantes en la industria del petróleo, los cuales son de gran ayuda a la hora de la realización de un proyecto en la evaluación financiera de este.

### 4.1 INDICADORES FINANCIEROS

**4.1.1 Costos de capital (capex):** Los costos capitales (CAPEX), serán tomados según los recursos requeridos para la construcción de cada una de las alternativas propuesta, 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.

**4.1.2 Costos de operación (opex):** Por su parte los costos operacionales (OPEX), hacen referencia al dinero que la compañía utiliza en la operación del campo. Están asociados con costos de energía, químicos, servicios de reacondicionamiento de pozos productores e inyectores, personal de mantenimiento, ambientales, entre otros. Adicional a esto existen indicadores económicos los cuales sirven como

criterios de evaluación para diferentes análisis financieros entre ellos se encuentran:<sup>28</sup>

**4.1.3 Flujo de caja:** Es la secuencia de entradas y salidas de capital durante el tiempo de ejecución del proyecto. En la estimación de flujo de caja, se deben considerar factores 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.

**4.1.4 Pay-back:** Es el periodo o tiempo de recuperación, es una idea aproximada del tiempo que se tendrá para recuperar el desembolso inicial en una inversión.

$$PB = \frac{\text{Inversión Requerida}}{\text{Flujo de Dinero Acumulado}} \text{ Ec.13}$$

**4.1.5 Valor presente neto:** 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.

El valor presente neto compara todos los ingresos y egresos del proyecto en un solo momento del tiempo

$$VPN = \sum_{i=1}^n \left( \frac{V_t}{(1+k)^t} \right) - I_o \text{ Ec.14}$$

---

<sup>28</sup> ORTIZ, Tatiana y JIMENEZ, Edith. Optimización de la producción de un cluster de crudo extra pesado del campo chichimene utilizando la técnica de análisis nodal. Bucaramanga, Colombia. Tesis de ingeniería de petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2011. P.166.

Donde:

$Vt$ : Flujos de cada en cada periodo  $t$ .

$I_0$ : Inversión inicial.

$n$ : Numero de periodos considerados.

$k$ : Coste de oportunidad.

Este método de evaluación proporciona un criterio de selección preciso y efectivo por ello el VPN de cualquier proyecto se evalúa bajo la siguiente premisa.

- Si  $VPN > 0$ , el proyecto es atractivo y rentable.
- Si  $VPN = 0$ , es indiferente seleccionar esa propuesta o alguna otra.
- Si  $VPN < 0$ , el proyecto no resulta rentable.

**4.1.6 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. Se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el costo de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el costo de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto (expresada por la TIR) supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario se rechaza<sup>29</sup>

---

<sup>29</sup> ORTIZ, Tatiana y JIMENEZ, Edith. Optimización de la producción de un cluster de crudo extra pesado del campo chichimene utilizando la técnica de análisis nodal. Bucaramanga, Colombia. Tesis de ingeniería de petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2011. P.167.

$$VPN = \sum_{i=1}^n \left( \frac{V_t}{(1+TIR)^t} \right) + I_o \quad \text{Ec.15}$$

Donde:

$V_t$ : Flujos de cada en cada periodo t.

$I_o$ : Inversión inicial.

$n$ : Numero de periodos considerados.

$k$ : Coste de oportunidad.

Por esta razón para evaluar un proyecto es importante tener en cuenta que:

- Si  $TIR > TIO$ , el proyecto es rentable.
- Si  $TIR = TIO$ , es indiferente seleccionar esa propuesta o alguna otra.
- Si  $TIR < TIO$ , el proyecto no resulta rentable.

**4.1.7 Relación beneficio-coste (RCB):** Es un indicador económico adimensional, que relaciona el Valor Presente Neto de los Ingresos con el Valor Presente Neto de los egresos. Se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$RCB = \left| \frac{VPN-Ingresos}{VPN-Egresos} \right| \quad \text{Ec. 16}$$

Donde:

**RCB:** Relación Beneficio-Costo.

**VPN–Ingresos:** Valor Absoluto del VPN de los Ingresos, Unidades Monetarias

**VPN–Egresos:** Valor Absoluto del VPN de los Egresos, Unidades Monetarias

Para evaluar este indicador es necesario tener las siguientes consideraciones.

- Si  $B/C > 1$ , el proyecto es rentable, ya que indica que los Ingresos son Mayores a los Egresos.

- Si  $B/C = 1$ , es indiferente seleccionar esa propuesta o alguna otra, ya que los ingresos son iguales a los egresos.
- Si  $B/C < 1$ , el proyecto no resulta rentable ya que los ingresos son menores que los egresos.

**4.1.8 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 1. Lo que indicaría que el proyecto no sería realizado.

$$J = \frac{\text{Egresos}}{\text{Ingresos}} \text{ Ec. 17}$$

**4.1.9 Tasa de interés de oportunidad (TIO):** La tasa de interés oportuno es fijada a partir de la tasa de interés a la cual una empresa o grupo de inversionistas están dispuestos a realizar la inversión que representa la implementación del margen de utilidades que se desee obtener y sirve principalmente para la elección de la viabilidad de varios proyectos como patrón de comparación. Para el caso de Ecopetrol S.A. la tasa de interés de oportunidad está fijada en 11% efectivo anual.<sup>30</sup>

A continuación se evaluarán los escenarios propuestos con cada uno de los indicadores mencionados anteriormente, para esto es necesario contar con datos preliminares como:

- Precio del Crudo
- Costos de Levantamiento
- Inversión Inicial
- Declinación de la Producción

---

<sup>30</sup> ORTIZ, Tatiana y JIMENEZ, Edith. Optimización de la producción de un cluster de crudo extra pesado del campo chichimene utilizando la técnica de análisis nodal. Bucaramanga, Colombia. Tesis de ingeniería de petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2011. P.168.

- Consumo Energético

**Tabla 11.** Datos preliminares para el análisis financiero

CONCEPTO	UNID.	
Declinación anual	20	%
Tasa efectiva Anual	11	%
TIO	11	%
Regalías	8	%
Impuesto de Renta	35	%
Precio del Crudo	40	USD/BBL
Precio Neto Crudo San Roque	31	USD/BBL
Lifting Cost	11	USD/BBL

## 4.2 ANALISIS FINANCIERO PARA LOS ESCENARIO PROPUESTOS DE OPTIMIZACIÓN

### 4.2.1 Escenario No 1: Caso Base

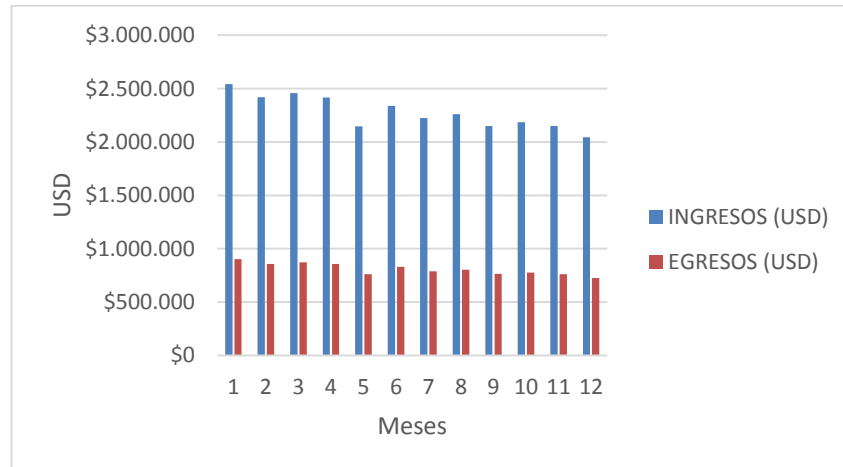
Este escenario será tomado como el caso base, en el cual se realizó un análisis de los indicadores financieros del campo al año 2015, con el fin de visualizar el comportamiento económico antes de realizar la evaluación de los escenarios para la optimización del sistema.

En la tabla 12, se presentan los ingresos y egresos del sistema de recolección del campo sin implementar ninguna mejora. Analizando este caso se puede observar que los ingresos asociados a un año de producción serían de \$27,327,075 (USD), con unos gastos anuales de \$ 9,696,704 (USD), quedando como ganancias un valor total de \$17,630,371 (USD); que después de descontar gastos por impuestos quedarían el dinero para pagar trabajos realizados y posibles trabajos a realizar. En la figura 31 se puede observar la relación entre los ingresos y egresos de este caso. Este escenario se realiza para determinar la diferencia económica entre el escenario No 1 y Escenario No 2.

**Tabla 12.** Ingresos y Egresos del Campo San Roque

MES	CAUDAL MENSUAL (BBL/MES)	INGRESOS (USD)	EGRESOS (USD)
1	81997	\$2,541,919	\$901,971
2	78027	\$2,418,841	\$858,298
3	79282	\$2,457,728	\$872,097
4	77958	\$2,416,684	\$857,533
5	69237	\$2,146,358	\$761,611
6	75376	\$2,336,641	\$829,131
7	71726	\$2,223,502	\$788,985
8	72879	\$2,259,248	\$801,669
9	69350	\$2,149,857	\$762,852
10	70465	\$2,184,420	\$775,117
11	69288	\$2,147,940	\$762,172
12	65933	\$2,043,938	\$725,268
<b>TOTAL</b>		<b>\$27,327,075</b>	<b>\$ 9,696,704</b>
		<b>\$17,630,371</b>	

**Figura 31.** Ingresos Vs Egresos del Escenario No 1



#### 4.2.2 Escenario No 2: Cambio de diámetro líneas de superficie.

En este escenario se realizó un análisis de los indicadores financieros del campo tomando como ingresos la producción del año 2015, adicionalmente se incorporó a la producción los barriles obtenidos por los cambios de diámetros de los Tramos, obteniendo así una producción total, para los egresos se tuvo en cuenta los costos de los cambios de diámetro de las líneas de flujo en este caso tramo 1 y 2; con el fin de visualizar el comportamiento económico después de realizar la actualización del sistema.

Para llevar a cabo la ejecución de este escenario se realizó un cambio de línea de flujo de 6 (in) de diámetro por una de 8 (in) de diámetro, en los tramos 1 y 2 del campo San Roque. Debido a la previa identificación de problemas hidráulicos que presentaron estos dos tramos del campo y en base en los resultados obtenidos en las simulaciones, se observó un aumento en el caudal de estos.

La tabla 13, presenta los costos correspondientes a los materiales necesarios en la instalación, los cuales hacen referencia a la tubería de diámetro nominal de 8 (in), transporte de material a la locación y personal especializado requerido, estos costos están dados en dólares/pies.

**Tabla 13.** Precios ofertados para la implementación de las estrategias de mejoramiento

Línea de Flujo de 8 (in)	
Materiales para la Instalación	Valor (US\$/ft)
Tubería 8 in de diámetro nominal	30
Construcción	60
Total	90

Fuente: Ecopetrol S.A

Para el TRAMO 1 con una longitud de 4297 (Ft) y el TRAMO 2 con una longitud de 754 (Ft). La alternativa de mejoramiento propuesta presenta las siguientes

especificaciones de diseño. Relacionando los costos de instalación como se muestra en la tabla 14. En la tabla 15, se observa la INVERSION INICIAL para dicha alternativa.

**Tabla 14.** Costos totales de materiales para el tramo 1 y Tramo 2

<b>Gastos Asociados a los Cambios de Diámetro de los Tramos</b>		
<b>Alternativa de mejoramiento</b>	<b>Desconexión de los tramos 1 y 2 de 6 in</b>	<b>Nuevos Tramos 1 y 2 de 8 in</b>
<b>Pies de Construcción</b>	5051	5051
<b>Costos Totales (US\$/ft)</b>	60	90
<b>Costo Total (US\$)</b>	\$303,060	\$454,590
<b>COSTO DE CAMBIO DE DIAMETROS</b>	\$757,650	

Fuente: Ecopetrol S.A

**Tabla 15.** Inversión Inicial escenario No 2.

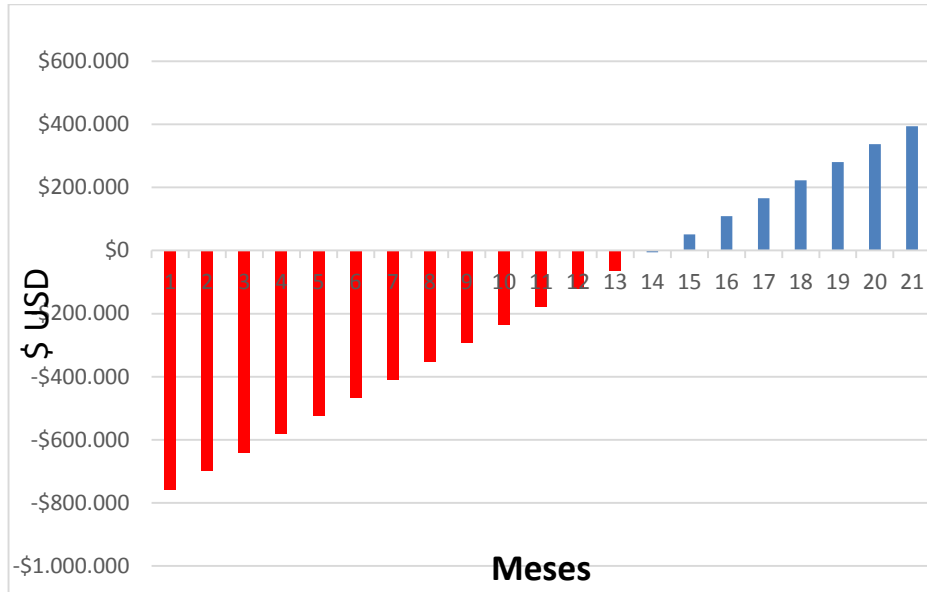
<b>GASTO DE INVERSION</b>	<b>VALOR TOTAL</b>	<b>UNIDADES</b>
<b>COSTO DE CAMBIO DE DIAMETROS</b>	\$757,650	USD

Fuente: Ecopetrol S.A

Para evaluar financieramente el proyecto es necesario realizar un análisis de costos, teniendo en cuenta la inversión inicial y los demás parámetros mencionados anteriormente, en este caso los indicadores financieros como VPN, TIR, PAYBACK, RB, para determinar la viabilidad del escenario propuesto se evaluara el escenario por un periodo de 36 meses es decir 3 años, debido a la magnitud del proyecto. En la figura 32, es posible encontrar el flujo de caja acumulado presentado en el escenario; del mismo modo, en la tabla 17 se observa el comportamiento de los

ingresos y egresos obtenidos por la producción incremental del escenario propuesto.

**Figura 32.** Flujo de caja Acumulado Escenario No 2



Como se puede observar en la tabla 16, los indicadores financieros representan la viabilidad que tiene la alternativa propuesta al momento de su ejecución. Al realizar la correspondiente evaluación se determinó que los indicadores económicos para evaluar la factibilidad del proyecto son:

**Tabla 16.** Indicadores Financieros

CONCEPTO	UNID.	
Declinación anual	20	%
Tasa efectiva Anual	11	%
Regalías	8	%
Impuesto de Renta	35	%
Precio del Crudo	31	USD/BBL
Lifting Cost	11	USD/BBL

**Tabla 17.** Comportamiento de los ingresos y egresos de la producción incremental del escenario No 2

MES	CAUDAL INCREMENTAL(BBL/MES )	INGRESOS (USD)	EGRESOS (USD)	CASH FLOW (USD)	CASH FLOW ACUM
0				<b>-\$757,650</b>	<b>-\$757,650</b>
1	2914	\$90,334	\$32,054	\$58,280	<b>-\$699,370</b>
2	2910	\$90,217	\$32,012	\$58,204	<b>-\$641,166</b>
3	2906	\$90,099	\$31,971	\$58,129	<b>-\$583,037</b>
4	2903	\$89,982	\$31,929	\$58,053	<b>-\$524,984</b>
5	2899	\$89,865	\$31,888	\$57,978	<b>-\$467,007</b>
6	2895	\$89,748	\$31,846	\$57,902	<b>-\$409,104</b>
7	2891	\$89,632	\$31,805	\$57,827	<b>-\$351,278</b>
8	2888	\$89,515	\$31,763	\$57,752	<b>-\$293,526</b>
9	2884	\$89,399	\$31,722	\$57,677	<b>-\$235,849</b>
10	2880	\$89,283	\$31,681	\$57,602	<b>-\$178,248</b>
11	2876	\$89,167	\$31,640	\$57,527	<b>-\$120,721</b>
12	2873	\$89,051	\$31,599	\$57,452	<b>-\$63,269</b>
13	2869	\$88,935	\$31,558	\$57,377	<b>-\$5,892</b>
14	2865	\$88,819	\$31,516	\$57,303	\$51,411
15	2861	\$88,704	\$31,476	\$57,228	\$108,639

Como es posible observar la inversión se recuperaría en aproximadamente 14 meses, el valor presente neto (VPN) indicador que se calcula a partir de los valores resultantes del flujo de caja; para que este sea atractivo y confiable; el valor obtenido fue positivo, con un valor de \$ 1'013,963 (USD), indicando que el proyecto se podría implementar.

La tasa interna de retorno (TIR) para esta alternativa se obtuvo un valor del **12%**, indicando que es mayor que la tasa interna de oportunidad (TIO), lo que significa que los ingresos son lo suficientemente altos para realizar el proyecto y adicionalmente la utilidad generada permitirá recuperar rápidamente la inversión. En la eficiencia sobre la inversión se obtuvo un valor de **0.3548** no superiores a 1 lo que garantiza la viabilidad del proyecto. La relación costo beneficio (B/C), valor

calculado entre los ingresos y costos que se definen en el flujo de caja de la alternativa es positivo, presentando un valor de **2.8**, indicando que es rentable, ya que indica que los ingresos son mayores que los egresos.

#### **4.2.3 Escenario No 3: Sensibilización de revoluciones por minuto (RPM) Y Cambio de Tubería de producción.**

En este escenario se realizó un análisis de los indicadores financieros del campo tomando como ingresos la producción incremental generada por la sensibilización de cambio de tubing en diferentes pozos del campo, RPM y STK/min para los pozos que cuentan con sistema de levantamiento ESP y Bombeo mecánico respectivamente, cabe resaltar que en este análisis se tuvieron en cuenta los pozos productores en el 2015.

Para la implementación de este escenario se hace necesario un trabajo de cambio de tubing en diferentes pozos, en este caso se mostrara como ejemplo con los pozos SR-3, SR-4 Y SR-14 Y SR-13, como se puede observar en la tabla 29; en esta tabla solo se visualiza el incremental de producción relacionado a los pozos nombrados anteriormente y el incremento total de producción del campo, para la visualizar la tabla completa de la sensibilización revisar el ANEXO G. se representa las condiciones existentes y el cambio propuesto para aumentar la producción por medio del análisis anteriormente mencionado.

Se recomienda que este Trabajo sea realizado posterior a la implementación del escenario No 1 y No 2, para no presentar problemas hidráulicos en la red de recolección.

**Tabla 18.** Incremento de Producción por sensibilización de *tubing*, RPM y STK/min

BOMBEO MECANICO								
Pozo		Parámetros Actuales		Qo	Parámetros Propuestos		Qo	Qo Incremental
#	Tipo	ID Tubing	Stroke s/min	Bbl/día	ID Tubing	Strokes/min	Bbl/día	Bbl/día
SR-3	Productor	2.875	3	280	3.5	4	460	180
SR-4	Productor	2.875	4	245	3.5	4	406	161
SR-14	Productor	2.875	4.5	145	3.5	4.5	428	283
BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE								
#	Tipo	ID Tubing	RPM	Bbl/día	ID Tubing	RPM	Bbl/día	Bbl/día
SR-13	Productor	3.5	3500	230	3.5	4000	289	59
Qo Incremental del Campo (17 Pozos)					815		Bbl/día	

La tabla 19, presentan los costos relacionados al trabajo que se realizara en el escenario No 3.

**Tabla 19.** Costos de materiales Implementación. Escenario No 3

Cambio de Tubing			
Tipo trabajo	SR-3	SR-4	SR-14
Longitud del tubing	8160	7539	8863
Costo del tubing (USD/ft)	7.62	7.62	7.62
Costo Total	\$62,179	\$57,447	\$67,536
	\$187,162		

Para dicho trabajo es preciso realizar una inversión que contemple lo necesario para llevar a cabo este proyecto. La tabla 20, presenta la inversión inicial para la implementación de este escenario.

**Tabla 20.** Inversión inicial para Escenario 3

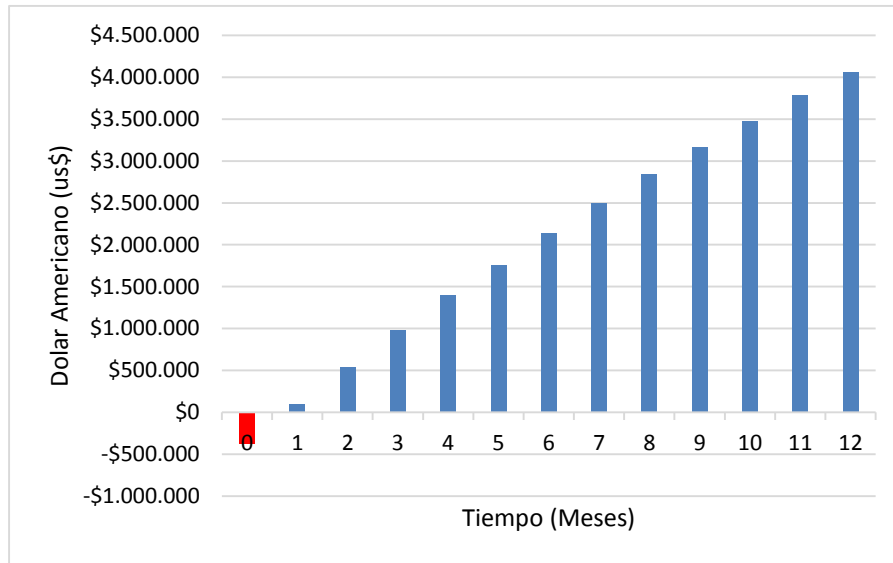
Cambio de Tubing, aumento de RPM y STK/min			
Tipo trabajo	SR-3	SR-4	SR-14
Longitud del tubing	8160	7539	8863
Costo del tubing (USD/ft)	7.62	7.62	7.62
Costo Equipo de varilleo (USD/día)	8060	8060	8060
Gasto Energético	\$ 1 USD/bbl		
Tiempo de trabajo	8	8	8
Costo Total	\$126,659	\$121,927	\$132,016
	\$381,417		

**Tabla 21.** Ingresos y Egresos Escenario No 3

MES	CAUDAL INCREMENTAL(BBL/MES)	INGRESOS (USD)	EGRESOS (USD)	CASH FLOW (USD)	CASH FLOW ACUM
0				<b>-\$381,417</b>	<b>-\$381,417</b>
1	25265	\$783,215	\$303,180	\$480,035	\$98,618
2	23350	\$723,842	\$280,197	\$443,645	\$542,263
3	23042	\$714,312	\$276,508	\$437,804	\$980,067
4	22005	\$682,168	\$264,065	\$418,103	\$1,398,170
5	18981	\$588,425	\$227,777	\$360,647	\$1,758,817
6	20069	\$622,154	\$240,834	\$381,320	\$2,140,137
7	18548	\$574,991	\$222,577	\$352,414	\$2,492,551
8	18304	\$567,420	\$219,646	\$347,774	\$2,840,325
9	16916	\$524,406	\$202,996	\$321,410	\$3,161,735
10	16694	\$517,501	\$200,323	\$317,178	\$3,478,913
11	15942	\$494,214	\$191,308	\$302,905	\$3,781,818
12	14734	\$456,749	\$176,806	\$279,943	\$4,061,761

Teniendo en cuenta la inversión inicial para la realización de esta mejora es posible analizar cada uno de los indicadores de manera que se tomen en cuenta para una buena evaluación del proyecto. Adicionalmente en la tabla 21, se presentan los ingresos y egresos mensuales proyectados a un año con la producción incremental; del mismo modo en la figura 33, es posible encontrar el flujo de caja acumulado presentado en el escenario.

**Figura 33.** Flujo de caja Escenario No 3



Los indicadores económicos para evaluar la factibilidad del proyecto son:

**Tabla 22.** Indicadores Económicos Escenario No 3

CONCEPTO	UNID.	
Declinación anual	20	%
Tasa efectiva Anual	11	%
Regalías	8	%
Impuesto de Renta	35	%
Precio del Crudo	31	USD/BBL
Lifting Cost	11	USD/BBL

Como se puede observar en la tabla 21, Los indicadores de rentabilidad representan la viabilidad que tiene la alternativa propuesta al momento de su ejecución. Al realizar la correspondiente evaluación se determinó que: La inversión se recuperaría en aproximadamente en el primer mes, el valor presente neto (VPN) indicador que se calcula a partir de los valores resultantes del flujo de caja; para que este sea atractivo y confiable; el valor obtenido fue positivo, con un valor de \$3,832,984 dólares (USD), indicando que el proyecto se podría implementar. La tasa interna de retorno (TIR), se obtuvo con un valor de **120%**, para esta alternativa

es mayor que la tasa interna de oportunidad (TIO), lo que significa que los ingresos son lo suficientemente altos para realizar el proyecto y adicionalmente la utilidad generada permitirá recuperar rápidamente la inversión. En la eficiencia sobre la inversión se obtuvo un valor de **0.38** no superior a 1 lo que garantiza la viabilidad del proyecto. La relación costo beneficio (B/C), valor calculado entre los ingresos y costos que se definen en el flujo de caja de la alternativa es positivo, presentando un valor de **3**, indicando que es rentable, ya que indica que los ingresos son mayores que los egresos.

## 5. CONCLUSIONES

- El modelo de análisis nodal del campo San Roque, permitió simular las condiciones operacionales actuales del campo arrojando un error menor al 6% con respecto a los valores medidos en tiempo real, lo que indica que el modelo de simulación es confiable para realizar sensibilizaciones de sus variables.
- El diámetro seleccionado para el remplazo de los TRAMO 1 y TRAMO 2 del sistema de recolección de 8 pulgadas para el transporte de manera eficiente de la producción fue asociado a futuras incorporaciones de pozos.
- Con el cambio de diámetros de tubing, se obtienen los mayores incrementales de producción, por encima de estos valores no es significativo el mejoramiento.
- Analizando la propuesta realizada en el escenario No 2 se obtendrían ganancias importantes desde el punto de vista económico, para este caso se calculó una INVERSION INICIAL de \$ 757,650 (USD) y realizando los flujos de caja pertinentes se obtuvo un VPN a 3 años de \$ 1'776,201 (USD), con una TIR del 12% mayor que la TIO que en este caso es del 11%, un PAYBACK del 9 meses, R(C/B) de 3,6; estos índices tienen como referencia la proyección del proyecto, basados en los resultados se puede inferir que el escenario es económicamente rentable.
- Analizando la propuesta realizada en el escenario No 3 se obtendrían ganancias importantes desde el punto de vista económico, para este caso se calculó una INVERSION INICIAL de \$ 381,417 (USD) y realizando los flujos de caja pertinentes se obtuvo un VPN a 1 año de \$ 5'829,279 (USD), con una

TIR del 179% mayor que la TIO que en este caso es del 11%, un PAYBACK del 1 mes, y R(C/B) de 3; estos índices tienen como referencia la proyección del proyecto, basados en los resultados se puede inferir que el escenario es económicamente rentable.

- Analizando el panorama actual de precios del petróleo se determinó que el proyecto deja de ser rentable con precios por debajo de los 26 USD/bbl.

## 6. RECOMENDACIONES

- La ejecución del escenario No 3, se debe realizar una vez implementadas las mejoras propuestas en sistema de recolección presentadas en el escenario No 2.
- Se debe efectuar un estudio para el control del proceso de corrosión interna de las tuberías, sobre todo las líneas que llevan la producción de los pozos hasta el manifold de recolección, ya que el simulador no tiene en cuenta dicha variable y es un parámetro importante a tener en cuenta.
- Se recomienda, realizar hacer un control de calidad estricto en los reportes de niveles de fluido de los pozos, ya que dicha información constituye una buena herramienta para el ajuste del sistema de subsuelo de los pozos en el simulador.
- Se debe realizar un estudio para determinar las zonas cañoneadas que no se encuentran aportando producción, para implementar trabajos y evitar el flujo cruzado en los pozos.

## BIBLIOGRAFÍA

- BEGGS, Dale. Production optimization using Nodal Analysis. Segunda Edición. Oklahoma. Petroskills, 2003. 418 pag.
- BERTUCCI, Miguel. Análisis del comportamiento hidráulico del sistema de recolección de crudo, en el campo Uracoa, unidad Monogassur, Harvest Vinccler; C.A. Maturín, Venezuela. Tesis Ingeniería de Petróleos. Universidad de Oriente, 2006. 168 pag.
- BOHORQUEZ, Ferney; GÓMEZ, Claudia, Optimización del sistema de recolección de crudo pesado y extrapesado del campo Chichimene, 2010.
- Catálogo de productos ECOPETROL S.A.
- DÍAZ VILORIA, Ricardo J. Análisis nodal en la optimización de la producción de los pozos del campo colorado. UIS, 2009.
- GARCIA, Nelly. Aplicación de la técnica de Análisis Nodal en el Sistema de Producción del Campo Bonaza para determinar oportunidades de Optimización. Bucaramanga, Colombia. Tesis Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2013. 207 pag.
- HOLMAN. J.P. Transferencia de Calor, Editorial McGraw-Hill/Interamericano de España, S.A.U. Octava Edición.
- MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la producción mediante Análisis Nodal. En: WORKSHOP INTERNATIONAL 2008: Lima, Peru. EPS Oil International Training Group. 131 pag.

- MARQUEZ, Ricardo. Análisis Nodal del Sistema de Producción, Nivel Básico 2008.
- ORTIZ, Jennifer y JIMENEZ, Edith. Optimización de la producción de un clúster de Crudo Extra pesado del Campo Chichimene utilizando la técnica de Análisis Nodal. Bucaramanga, Colombia. Tesis Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2011. 206 pag.
- PIPESIM. User's Guide, Schlumberger, 2009.
- PORRAS, Mario y ZAPA, Marvin. Evaluación de los métodos empleados en Software comerciales para optimizar la producción de crudo por Análisis Nodal. Bucaramanga, Colombia. Tesis Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2014. 163 pag.
- Production optimization using Nodal Analysis. B.D. 2013.
- RAO BHARATH. Multiphase Flow Models Range of Applicability, 1998.
- S, GASBARRI. Inflow Performance relationships for Heavy Oils, 2009.
- STOISITS, R. Dynamic Production System Nodal Analysis, 1982.

## ANEXOS

### ANEXO A: CONSTANTES MODELO DE PUDJO SUKAMO

Overbalanced Perforation				
Rp (inches)	SPF	A0	A1	A2
>0.3	2	0.61710	0.26632	-0.86983
>0.3	4	0.77503	0.12529	-0.87781
>0.3	8	0.87333	0.10715	-0.98364
>0.3	12	0.90482	0.08881	-0.96534
>0.3	16	0.91995	0.08072	-0.97117
<=0.3	2	0.33247	0.20784	-0.52487
<=0.3	4	0.57857	0.09956	-0.65332
<=0.3	8	0.73507	0.11547	-0.82687
<=0.3	12	0.79505	0.14935	-0.91988
<=0.3	16	0.83925	0.12038	-0.93283
Underbalanced Perforation				
Rp (inches)	SPF	A0	A1	A2
<=0.3	2	0.64374	0.22082	-0.83782
<=0.3	4	0.79507	0.15189	-0.91899
>=0.19	8	0.92006	0.05473	-0.94102
>=0.19	12	0.93806	0.05464	-0.95875
>=0.19	16	0.95146	0.06546	-0.98175
>0.3	2	0.85540	0.06302	-0.88678
>0.3	4	0.91196	0.07855	-0.95974

Fuente: SPE 29312 - IPR PERFORMANCE RELATIONSHIP FOR PERFORATED WELLS  
PRODUCING FROM SOLUTION GAS DRIVE RESERVOIR

## ANEXO B. ESTADOS MECANICOS DE LOS POZOS

ESTADO MECÁNICO									
Pozo		Prof Tubing	OD Tubing	ID Tubing	Espesor Tubing	Prof. Casing	ID Casing	Espesor Casing	Intake pump
#	Tipo	ft	in	in	in	ft	in	in	ft
1	Productor	8021	2.875	2.441	0.217	8863	4.494	0.317	7986
3	Productor	8160	2.875	2.441	0.217	9180	6.184	0.408	7908
4	Productor	7539	2.875	2.441	0.217	8952	6.184	0.408	7508
5	Productor	9082	2.875	2.441	0.217	9523	6.184	0.408	8982
6	Productor	9150	2.875	2.441	0.217	9595	6.184	0.408	9615
7	Productor	8300	2.875	2.441	0.217	9000	4.494	0.317	7904
9	Productor	10184	2.875	2.441	0.217	1700	6.184	0.408	10030
10	Productor	8090	2.875	2.441	0.217	9368	6.184	0.408	7725
13	Productor	8767	3 1/2	2.992	0.289	10424	6.184	0.408	8095
14	Productor	8863	2.875	2.441	0.217	10406	4.494	0.317	8704
15	Productor	7521	2.875	2.441	0.217	9400	4.494	0.317	7465
16	Productor	8011	2.875	2.441	0.217	8728	6.184	0.408	7821
17	Productor	9114	2.875	2.441	0.217	9800	6.184	0.408	9044
18	Productor	7208	2.875	2.441	0.217	8378	6.184	0.408	7093
19	Productor	9445	2.875	2.441	0.217	10320	6.184	0.408	9313
35	Productor	8677	2.875	2.441	0.217	9940	6.184	0.408	8545
36	Productor	8157	2.875	2.441	0.217	9438	6.184	0.408	8027

Fuente: Ecopetrol S.A

## ANEXO C. BOMBAS DE LOS POZOS

BOMBAS						
Pozo		ALS		Intake pump	Fabricante	RPM
#	Tipo	UNID	TIPO	ft	Modelo	Stkm
1	Productor	B.M	Convencional	7986	27-175-RHBC-6-2-2	4
3	Productor	B.M	Rotaflex	7908	25-225-THC 31-4-2-2	3.4
4	Productor	B.M	Rotaflex	7508	25-225-THC 31-3-2	3.48
5	Productor	B.M	Convencional	8982	25-150-RHBC 20-3-1-1	1.7
6	Productor	B.M	Convencional	9615	25-125-RXAC 24-3 S-297	4.8
7	Productor	B.M	Convencional	7904	25-125-THC-20-3-2-2	2.5
9	Productor	B.M	Rotaflex	10030	25-175-RHBC 30-4-2-2	5
10	Productor	B.M	Convencional	7725	25-225-THC 22-4-2-2	4
13	Productor	ESP	Electrico	8095	Alkhorayef	
14	Productor	B.M	Convencional	8704	25-225-THC 20-3-2-2	4.5
15	Productor	B.M	Convencional	7465	25-225-THC 20-3-2-1	4.6
16	Productor	B.M	Rotaflex	7821	25-225-THC-24-3-2	3
17	Productor	B.M	Rotaflex	9044	THC 25-225-32-3-2	1
18	Productor	ESP	Electrico	7093	Alkhorayef	
19	Productor	B.M	Rotaflex	9313	25-200-RXBC 34-4	3
35	Productor	B.M	Rotaflex	8545	25-200-RXBC 34-5	1
36	Productor	B.M	Rotaflex	8027	25-200-RXBC 34-3	3.2

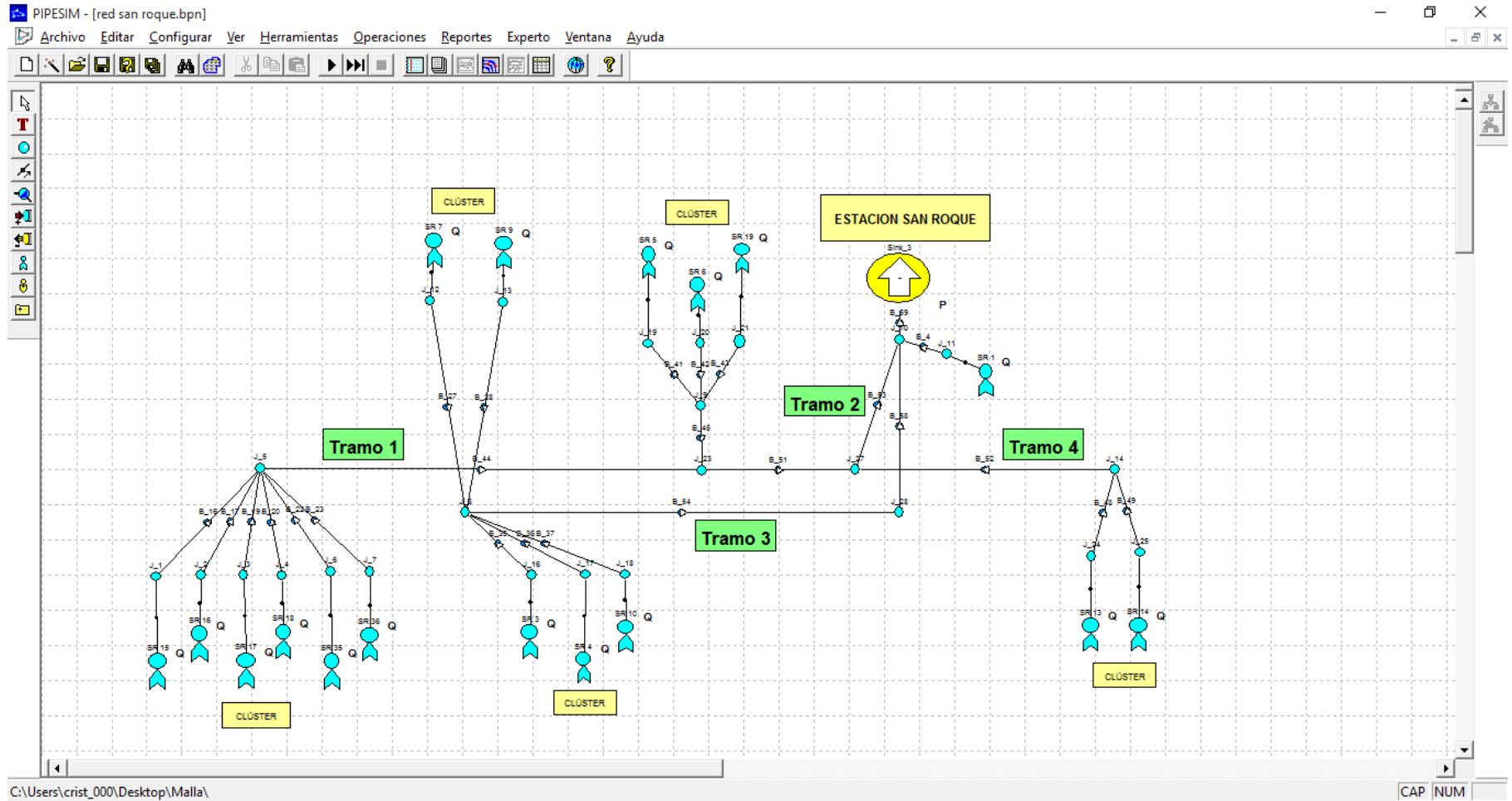
Fuente: Ecopetrol S.A

## ANEXO D. DATOS DE PRODUCCION DEL CAMPO

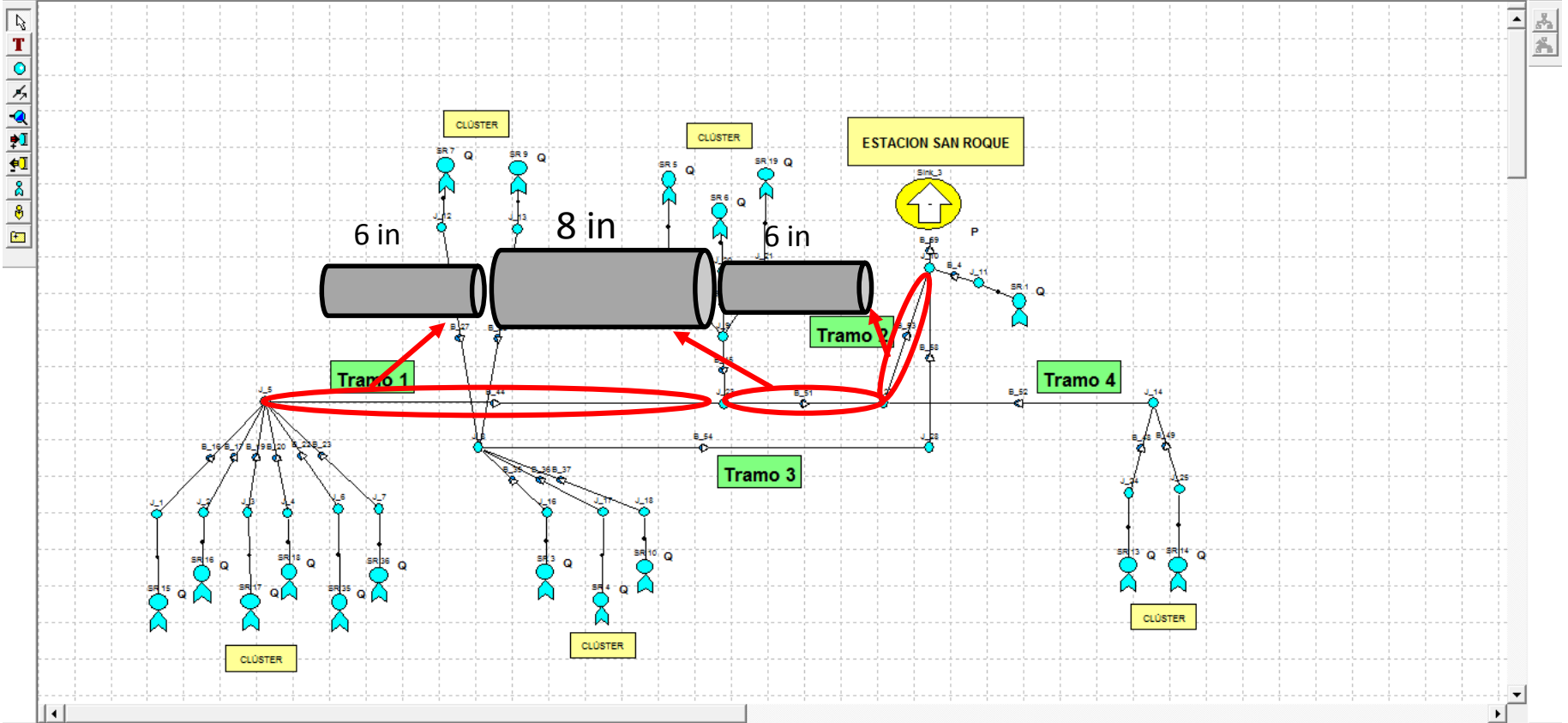
CAMPO SAN ROQUE							
POZO	SIST LEV	API	BRUTO	BSW	NETA	AGUA	GAS
SRQ01	BM	25.0	79	0.4	79	0.3	30
SRQ03	BM	23.0	282	8	259	22.6	35
SRQ04	BM	16.0	250	0.3	249	0.8	30
SRQ05	BM	23.0	42	0.5	42	0.2	40
SRQ06	BM	25.0	125	0.1	125	0.1	45
SRQ07	BM	15.4	70	3	68	2.1	1
SRQ09	BM	18.0	125	0	125	0	0
SRQ10	BM	15.0	220	0.2	220	0.4	50
SRQ13	BES	16.0	225	0.2	225	0.4	20
SRQ14	BM	21.0	140	0	140	0.0	0
SRQ15	BM	14.0	100	0.2	100	0.2	1
SRQ16	BM	26.0	205	0.1	205	0.2	50
SRQ 17	BM	14.0	57	12	50	6.8	20
SRQ18	BES	17.3	240	0.1	240	0.2	20
SRQ19	BM	15.5	176	15	150	26.4	23
SRQ 35	BM	16.0	270	4	259	10.8	30
SRQ36	BM	23.6	72	2	71	1.4	24
17 POZOS - TOTAL		19.05	2678	2.7	2605	73	419

Fuente: ECOPETROL S.A

# ANEXO E. MODELO DEL CAMPO SAN ROQUE



## ANEXO F. IDENTIFICACION DE LIMITACIONES HIDRAULICAS TRAMO 1 y 2



### ANEXO G. RESULTADO FINAL DEL ESCENARIO No 3.

BOMBEO MECANICO								
Pozo		Parámetros Actuales		Qo	Parámetros Propuestos		Qo	Qo Incremental
#	Tipo	ID Tubing	Strokes/min	Bbl/día	ID Tubing	Strokes/min	Bbl/día	Bbl/día
SR-1	Productor	2.875	4	79	2.875	5	84	5
SR-3	Productor	2.875	3	280	3.5	4	460	180
SR-4	Productor	2.875	4	245	3.5	4	406	161
SR-5	Productor	2.875	2	55	2.875	3	70	15
SR-6	Productor	2.875	4.8	130	2.875	5.7	138	8
SR-7	Productor	2.875	2.5	60	2.875	2.9	73	13
SR-9	Productor	2.875	5	130	2.875	5	130	0
SR-10	Productor	2.875	3.5	225	2.875	4	230	5
SR-14	Productor	2.875	4.5	145	3.5	4.5	428	283
SR-15	Productor	2.875	5	108	2.875	5	114	6
SR-16	Productor	2.875	3.5	200	2.875	3.5	200	0
SR-17	Productor	2.875	2	57	2.875	3	63	6
SR-19	Productor	2.875	3	170	2.875	3.5	175	5
SR-35	Productor	2.875	2	270	2.875	2.45	300	30
SR-36	Productor	2.875	2	70	2.875	2.5	79	9
BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE								
Pozo		Parámetros Actuales		Qo	Parámetros Propuestos		Qo	Qo Incremental
#	Tipo	ID Tubing	RPM	Bbl/día	ID Tubing	RPM	Bbl/día	Bbl/día
SR-13	Productor	3.5	3500	230	3.5	4000	289	59
SR-18	Productor	3.5	3500	240	3.5	3700	270	30
								815
								Qo Incremental Total