

**PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN PARA LOS POZOS DEL POLÍGONO C DEL
BLOQUE CUBIRO USANDO LA HERRAMIENTA PIPE SIM**

**RAMIRO ALONSO ECHAVEZ MUNAR
ADRIANA RUIZ LEON**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2016**

**PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN PARA LOS POZOS DEL POLÍGONO C DEL
BLOQUE CUBIRO USANDO LA HERRAMIENTA PIPE SIM**

**RAMIRO ALONSO ECHAVEZ MUNAR
ADRIANA RUIZ LEON**

Monografía de grado para optar por el título de Especialista en Producción de
Hidrocarburos

**Director
Fernando Enrique Calvete
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2016**

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por permitirme culminar esta etapa y encontrar muy buenos amigos en el camino.

A la Universidad Industrial de Santander, por abrir este espacio en Bogotá para poder realizar esta especialización.

A la Ingeniera Paula Castro, quien me permitió tener el tiempo para poder asistir a clases y tomar la determinación de estudiar esta especialización.

Al Ingeniero Héctor Mata quien nos ayudó con el tema de la monografía y siempre ha estado ahí para apoyarme.

A Ramiro por acompañarme en este proyecto, por volver a mi vida, por hacerme feliz.

A Pacific E&P por permitirme hacerlo posible.

Adriana

A todas las personas que han influido en mí para ser cada vez mejor persona

Ramiro

*Adriana; A Dios, Ramiro, Ana Gabriela, mi Madre y Sombrita.
Los motores de mi vida.*

*Ramiro: A Dios por sobre todas las cosas, a Mi Adri, Mi Bebé y mi Familia por
estar siempre presentes...*

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	14
1. ASPECTOS GENERALES DEL BLOQUE CUBIRO Y DEL POLÍGONO C.....	15
1.1. LOCALIZACIÓN.....	15
1.2. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERAL.....	18
1.3. ESTADO ACTUAL DE LOS CAMPOS	18
2. MARCO TEÓRICO.....	20
2.1. HERRAMIENTA DE ANÁLISIS NODAL PIPESIM.....	20
2.1.1. Fuentes de información.....	20
2.1.2. Creación de Pozo Nuevo.....	20
2.2. ANÁLISIS NODAL.....	27
2.3. BOMBEO ELÉCTROSUMERGIBLE.....	29
3. MODELAMIENTO DE LA LÍNEA DE FLUJO.....	30
3.1. SELECCIÓN DE DATA.....	30
3.2. ESCENARIOS.....	31
3.2.1. Caso inicial.....	31
3.2.2. Caso actual.....	34
3.2.3. Caso optimizado.....	41
4. ANÁLISIS ECONÓMICO.....	45
5. CONCLUSIONES.....	51
6. RECOMENDACIONES.....	52
BIBLIOGRAFÍA.....	53

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización del Bloque Cubiro, Campo perteneciente a la operación de Pacific Stratus Energy.....	16
Figura 2. Ubicación campos de producción Bloque Cubiro.....	16
Figura 3. Ubicación campos de producción Bloque Cubiro Polígono C... ..	17
Figura 4. Registro tipo Polígono C. Bloque Cubiro.....	18
Figura 5. Creación de un pozo nuevo en PIPESIM.....	21
Figura 6. Recuadro cargue del Índice de productividad.....	21
Figura 7. Recuadro cargue prueba de producción.....	22
Figura 8. Recuadro cargue de survey.....	22
Figura 9. Recuadro cargue BES.....	23
Figura 10. Resumen configuración ajuste de pozo.....	23
Figura 11. Menú – Operaciones – Análisis nodal.....	24
Figura 12. Flowline. Ingreso de topografía en una línea de flujo.....	24
Figura 13. Menú – Setup – Black Oil.....	25
Figura 14. Resultado de la corrida del pozo.....	25
Figura 15. Datos topográficos del tramo de la línea.....	26
Figura 16. Configuración básica de un modelo de red.....	27
Figura 17. Esquema de caídas de presión evaluadas en un análisis nodal.....	28
Figura 18. Resultado simulación locaciones Z2 y Z3 @ abril de 2016.....	39
Figura 19. Resultado simulación línea de flujo de 8” @ abril de 2016.....	40
Figura 20. Selección de pozos a optimizar en WELLOPTIMIZER.....	41

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Número de pozos por Campo - Polígono C. Bloque Cubiro Datos tomados Consolidado diario de producción @ dic 6 de 2014.....	19
Tabla 2. Número de pozos por Campo – Polígono C. Bloque Cubiro Datos tomados Consolidado diario de producción @ abril 30 de 2016.....	19
Tabla 3. Características de los fluidos Campos – Polígono C Bloque Cubiro.....	30
Tabla 4. Pozos activos e inactivos del Polígono C del Bloque Cubiro @ Dic de 2014.....	33
Tabla 5. Comparativo de fluidos entre dic 2014 – abril 2016	35
Tabla 6. Pozos activos e inactivos del Polígono C del Bloque Cubiro @ Abril de 2016.....	36
Tabla 7. Falla pozos Polígono C @ abril de 2016.....	38
Tabla 8. Resultados simulación pozos Polígono C @ abril de 2016 en PIPESIM.....	38
Tabla 9. Resultados de la optimización en WELLOPTIMIZER.....	43
Tabla 10. Resultados comparativos Caso Actual Vs. Caso Optimizado en WELLOPTIMIZER.....	44
Tabla 11. Premisas para la evaluación del proyecto.....	48
Tabla 12. Comparación Costos Fijos y Variables de los escenarios propuestos.....	48
Tabla 13. Cuadros comparativos de los ingresos en los escenarios solo con el volumen incremental.....	49
Tabla 14. Cuadros comparativos de los ingresos en los escenarios con el volumen total.....	49
Tabla 15. Resumen de Costos Vs. Ingresos de los escenarios planteados.....	50

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Curva de producción del caso base @ agosto de 2016.....	46
Gráfica 2. Curva de producción Caso Optimizado = BSW @ agosto de 2016.....	46
Gráfica 3. Curva de producción Caso Optimizado > BSW 10% @ agosto de 2016.....	47

GLOSARIO

ALS: Sistemas de levantamiento artificial

API: Instituto Americano del Petróleo

Bbls: Barriles

BFPD: Barriles de fluido por día

BOPD: Barriles de aceite por día

BOPM: Barriles de aceite por mes

BWPD: Barriles de agua por día

BWPM: Barriles de agua por mes

BSW: Porcentaje de agua y sedimento existente en un volumen de petróleo.

BO: Barriles de aceite

BW: Barriles de agua

BES: Bombeo electro sumergible

CPF: Centro de facilidades de producción

ft: Unidad de medida de longitud. Pies.

Gravedad API: Valor utilizado para clasificar los diversos tipos de crudo, esta clasificación fue realizada por el Instituto Americano del Petróleo.

Hz: Unidad de medida de la frecuencia de los pozos que se encuentran en Bombeo Electro sumergible.

IP: Índice de productividad

Kms: Kilómetros

MD: Profundidad medida en pies

MW: Mega Watts. Unidad de medida de potencia

PIPESIM: Nombre comercial para el programa de análisis nodal utilizado en la empresa Pacific E&P.

PVT: Prueba de laboratorio para fluidos llamada Presión – Volumen – Temperatura

Psi: Libras sobre pulgada cuadrada, son las unidades de presión en el sistema inglés.

Pwf: Presión de fondo fluyente

Pyto: Presión de yacimiento

TVD: Profundidad verdadera medida en pies

THP: Presión en cabeza de un pozo

Survey: Archivo donde se encuentran las profundidades medidas en MD, TVD y ángulo de desviación cuando se perfora un pozo.

.bpn: Extensión utilizada en los archivos del programa PIPESIM

RESUMEN

TITULO: PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN PARA LOS POZOS DEL POLÍGONO C DEL BLOQUE CUBIRO USANDO LA HERRAMIENTA PIPE SIM*

AUTORES: RAMIRO ALONSO ECHAVEZ MUNAR
ADRIANA RUIZ LEON

PALABRAS CLAVE: OPTIMIZACIÓN, ANALISIS NODAL, PIPESIM

DESCRIPCIÓN: En la actualidad los bajos precios del barril de petróleo crean la necesidad de buscar alternativas que permitan aumentar el volumen de aceite en superficie con la mínima inversión posible.

Este documento presenta una propuesta de optimización de fluidos mediante la herramienta de análisis nodal PIPESIM, este es un simulador de flujo de fluidos en estado estable desde fondo de pozo hasta superficie, con ellos se puede crear un escenario bien ajustado a las necesidades del campo de producción de estudio para este caso es el Polígono C del Bloque Cubiro.

En este proyecto se desarrollaron tres escenarios que permiten obtener resultados confiables para poder incrementar o disminuir frecuencia en los pozos activos, teniendo como finalidad el incremento total de fluidos optimizando las condiciones de BSW de la mejor manera posible.

Finalmente cuenta con un análisis económico que ayuda a concluir que la propuesta de optimización es viable para su ejecución logrando flujos de caja positivos con el incremento de aceite esperado.

* Trabajo de grado

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Especialización en Producción de Hidrocarburos. Director. Fernando Calvete.
Ingeniero de Petróleos.

ABSTRACT

TITLE: OPTIMIZATION PROPOSAL FOR WELLS POLYGON C CUBIRO BLOCK USING THE ANALYSIS NODAL SOFTWARE PIPESIM*

AUTHORS: RAMIRO ALONSO ECHAVEZ MUNAR
ADRIANA RUIZ LEON

KEYWORDS: OPTIMIZATION, NODAL ANALYSIS, PIPESIM

DESCRIPTION: At present low prices of a barrel of oil creates the need to seek alternatives to increase the volume's oil in surface with minimal investment.

This paper presents an optimization of fluid through the tool nodal analysis PIPESIM, this is a simulator of fluid flow in steady state from downhole to surface, they can create a well-fitting scenario to the needs of field studio production for this case is the Polygon C, Cubiro Block.

In this project three scenarios that allow reliable results to increase or decrease the frequency in active wells, taking the total increase aimed at optimizing fluid BSW conditions in the best way possible were developed.

Finally it has an economic analysis that helps conclude that the optimization proposal is viable for execution achieving positive cash flows expected with increased oil.

* Bachelor Thesis

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Director. Fernando Calvete. Ingeniero de Petróleos.

INTRODUCCIÓN

En un panorama de precios altos del barril de petróleo a finales del año 2013, el mercado se prestaba para realizar diversos proyectos en función de disminuir el precio en el costo de levantamiento por barril.

Dada esta situación, en ese momento el agua producida de los Campos Copa A Sur, Copa A Norte, Copa B, Copa C y Copa D era transportada desde sus sitios de origen hasta el CFP Copa en tracto camiones, para ser descargada y posteriormente disponerla mediante inyección.

Con la construcción de la línea de flujo se realizó una disminución de costos en transporte interno de los fluidos, se aumentó capacidades de almacenamiento en las respectivas locaciones y se evitó realizar doble medición estática.

En el presente documento se presenta el modelamiento realizado para la línea de flujo que atraviesa el polígono C del Bloque Cubiro en la herramienta de análisis nodal PIPESIM.

Con este modelamiento se presentan las condiciones en las cuales se encuentran produciendo actualmente los Campos Copa, Copa A Sur, Copa A Norte, Copa B, Copa C y Copa D, sus condiciones de BSW y el volumen total de fluido producido en esa zona del Bloque.

En este documento se propone una optimización mediante PIPESIM con el fin de aprovechar al máximo la capacidad de operación de la línea, tratando de mantener el BSW estable.

1. ASPECTOS GENERALES DEL BLOQUE CUBIRO Y DEL POLÍGONO C.

1.1 LOCALIZACIÓN

El Bloque Cubiro se encuentra ubicado entre los municipios de San Luis De Palenque y Trinidad en el Departamento de Casanare, cuenta con una extensión licenciada de 37473.8 Ha (374.74 Km²), fue adjudicado en el año 2004 por la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

El área del Bloque reúne sectores de las veredas San Vicente, La Morita, El Convento y El Palmar, del municipio de Trinidad y La Nevera, Arenitas, El Tigre, La Venturosa, Platanales, Riverita y Santa Teresa, del municipio de San Luis de Palenque.

El área fue otorgada mediante una licencia ambiental a la empresa Montecz Ltda, para la exploración y explotación de hidrocarburos en el año 2005 y desde entonces se han desarrollado obras de infraestructura para la construcción de pozos, líneas de flujo, vías de comunicación y transporte en áreas de interés dentro del bloque¹.

En el año 2009 se realizó una sesión del contrato E&P a la empresa Alange Energy Corp. Sucursal Colombia, la cual continuó con el proceso de explotación del Bloque. En el año 2012 el Bloque fue cedido nuevamente a Pacific Stratus Energy, actual operador del contrato.

- Año descubrimiento: 2006
- No. de campos productores : 13
- No. Yacimientos : 132
- No. pozos (act.) : 50
- POES : 87,7 MMBN
- Res. Rem. Pet.: 26,3 MMBN
- Presión Inicial : 2100-2700 Psia
- Gravedad API : 25° - 41°
- Porosidad : 21% - 31

¹ UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA, Mamíferos, reptiles y ecosistemas del Bloque Cubiro (Casanare). Educación Ambiental para la conservación, 2011. 51p.

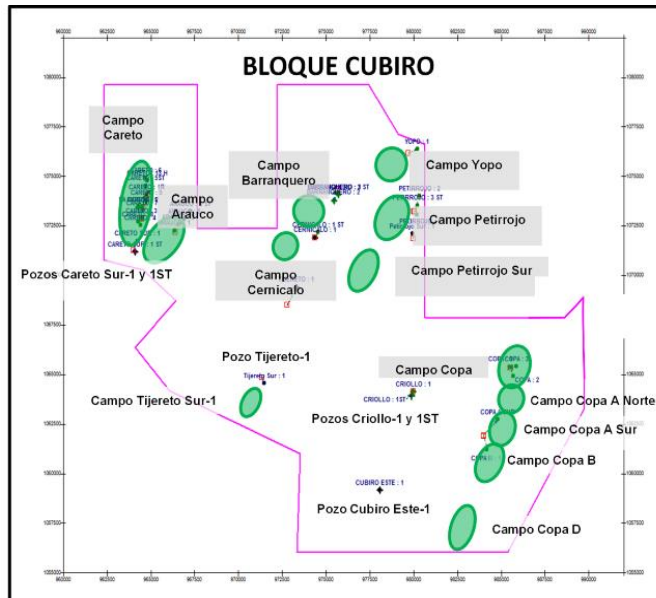
- Permeabilidad : 160 - 5000 md
- Profundidad : 5000' - 7800'
- Viscosidad : 2.1 – 5.0 cps
- Factor de recobro: 30 - 50²

Figura 1. Localización del Bloque Cubiro. Campo petrolero perteneciente a la operación de Pacific Stratus Energy.



Fuente: Google Colombia.

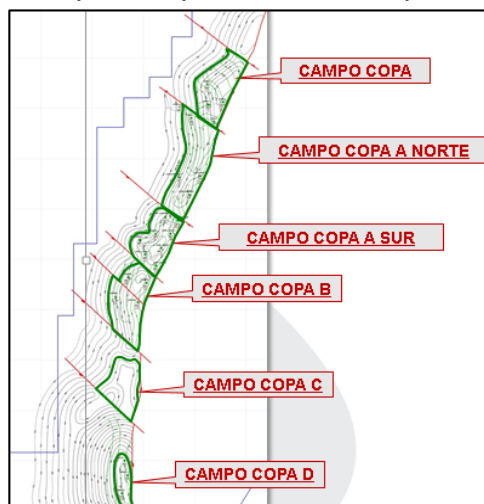
Figura 2. Ubicación campos de producción Bloque Cubiro.



Fuente: PACIFIC STRATUS ENERGY, RC Presentación Bloque Cubiro. Área de Yacimientos. Agosto 2013.

² PACIFIC STRATUS ENERGY, RC Presentación Bloque Cubiro. Área de Yacimientos. 2013.

Figura 3. Ubicación campos de producción Bloque Cubiro. Polígono C.



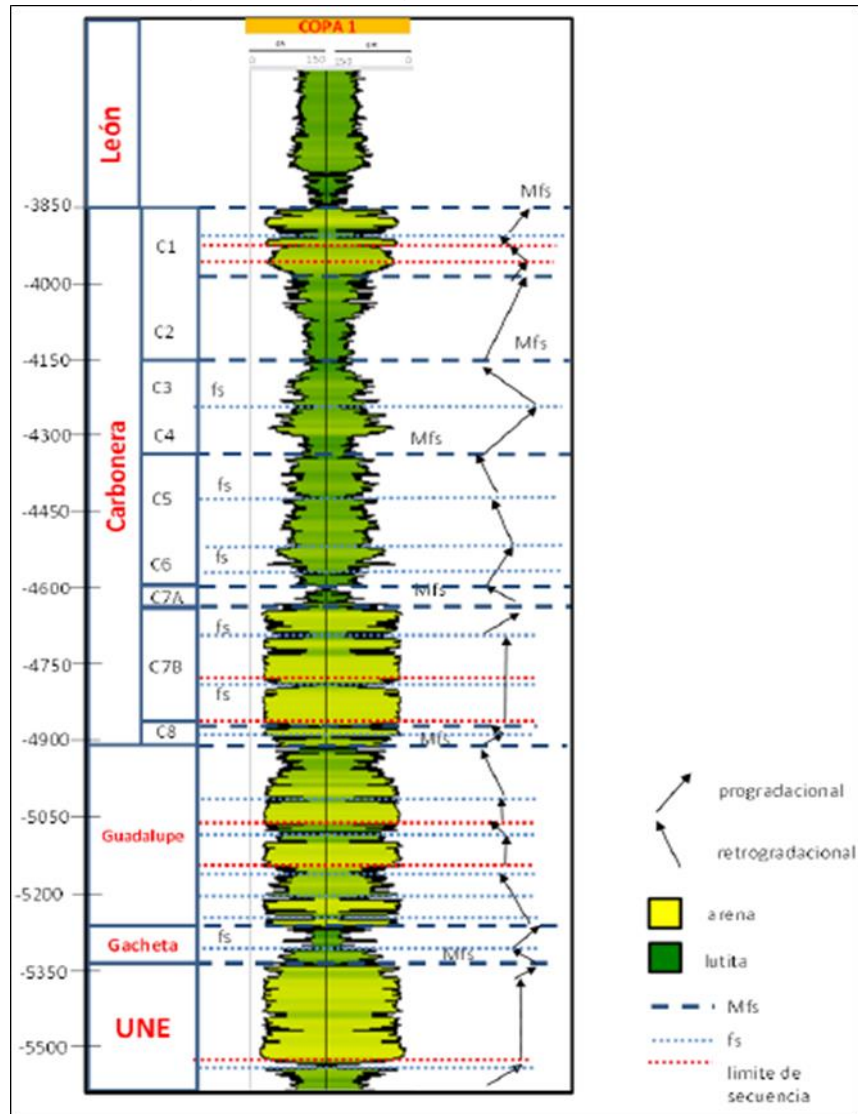
Fuente: PACIFIC STRATUS ENERGY, RC Presentación Bloque Cubiro. Área de Yacimientos. Agosto 2013.

Los yacimientos del Bloque Cubiro se caracterizan por ser lenticulares, con espesores medianos y profundidades variables, el crudo oscila entre los 21 @ 40°API, no tiene presencia de gas, el mecanismo de producción es por acuífero infinito, finito y/o expansión de fluidos, debido a ello sus métodos de levantamiento son el Flujo Natural y el Bombeo Electro sumergible.

Las instalaciones de producción del polígono C son locales para recibir los fluidos de los pozos, realizar las pruebas de producción y posteriormente los fluidos son enviados al CPF de la locación Copa.

1.2 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERAL

Figura 4. Registro Tipo Polígono C. Bloque Cubiro.



Fuente: Caracterización de arenas Yacimiento – Bloque Cubiro (Inter Rock)

1.3 ESTADO DE LOS CAMPOS DEL POLÍGONO C

En la **Tabla 1** se encuentran el número de pozos encendidos a Diciembre 6 de 2015. Aunque se perforaron pozos adicionales en el transcurso del año 2015, se han presentado diversas fallas mecánicas de los equipos de fondo y arenamiento de varios pozos

Tabla 1. Número de pozos por Campo – Polígono C, Bloque Cubiro.
 Datos tomados (Consolidado diario de producción @ diciembre 6 de 2014)

	N° POZOS	ACTIVOS	INACTIVOS
COPA	20	18	2
COPA A SUR	7	7	0
COPA A NORTE	7	7	0
COPA B	6	6	0
COPA C	5	5	0
COPA D	10	10	0
TOTAL	55	53	2

Fuente: Los autores

A partir de esta fecha se propone realizar el modelamiento de los pozos y una posible línea de flujo que permita optimizar el transporte de fluidos hacia el CPF Copa.

Tabla 2. Número de pozos por Campo – Polígono C, Bloque Cubiro.
 Datos tomados (Consolidado diario de producción @ abril 30 de 2016)

	N° POZOS	ACTIVOS	INACTIVOS
COPA	22	21	1
COPA A SUR	7	3	4
COPA A NORTE	7	5	2
COPA B	7	4	3
COPA C	5	4	1
COPA D	12	5	7
TOTAL	60	42	18

Fuente: Los autores

2. MARCO TEÓRICO

2.1 HERRAMIENTA DE ANÁLISIS NODAL PIPESIM

El software PIPESIM de Schlumberger permite modelar el flujo multifásico en estado estable desde el subsuelo hasta las facilidades de superficie, a continuación se describe una breve guía acerca de cómo se realiza el cargue de datos para hacer los modelos.

2.1.1 *Fuentes de Información*

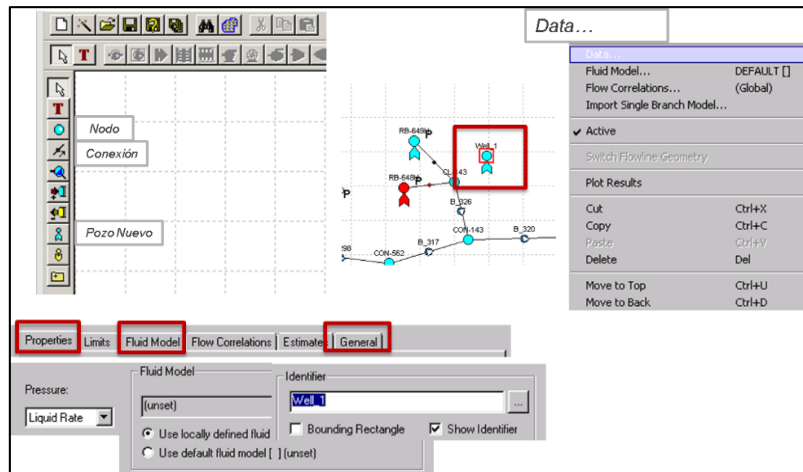
- Estados Mecánicos
- Surveys
- Reporte diario de producción

2.1.2 *Creación de Pozo Nuevo*

Como se observa en la figura 5, se debe dar clic en el ícono “pozo nuevo” en la barra de herramientas que se encuentra en la parte izquierda de la pantalla. Al realizar nuevamente clic en el área de trabajo el pozo aparecerá en un recuadro rojo, esto significa que se deben cargar los datos mínimos del pozo para que este pueda ser conectado a la red y ser tenido en cuenta dentro del modelo, de lo contrario el modelo no correrá.

Para la carga de datos en el pozo nuevo se da clic derecho sobre el ícono que se acabó de crear y se busca la opción Data, al desplegar este menú se debe colocar la presión de yacimiento, la prueba de producción reciente y el nombre del pozo. Guardar.

Figura 5. Creación de un pozo nuevo en PIPESIM

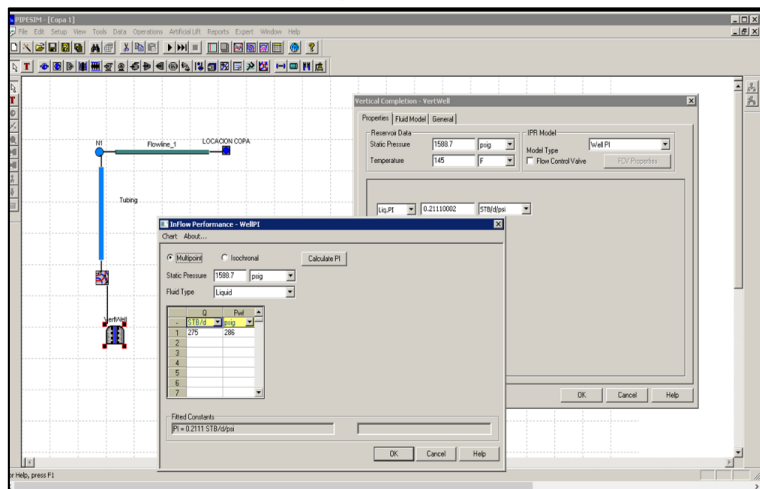


Fuente: PIPESIM

Al realizar la respectiva creación del pozo, se procede a realizar el cargue de la información de fondo de cada pozo según corresponda.

- a. Índice de productividad: En este recuadro se carga el caudal de líquido y la PWF del pozo. Asegurarse del valor de Pwf debe estar actualizado a la fecha de la prueba de pozo.

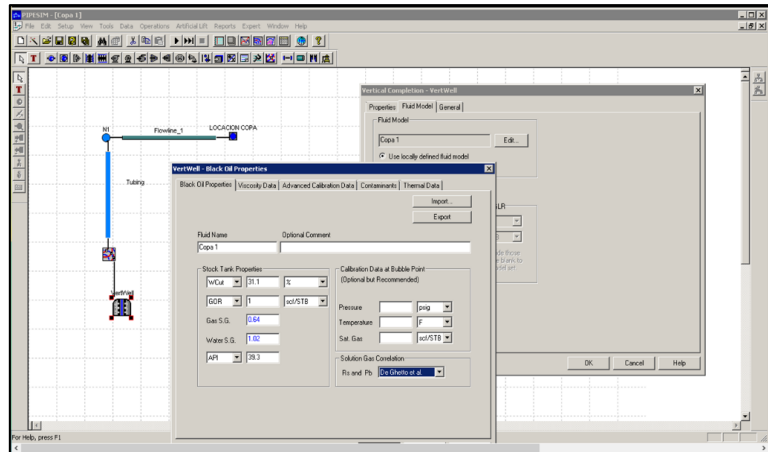
Figura 6. Recuadro cargue del Índice de Productividad



Fuente: PIPESIM

- b. Cargue de prueba de producción: En este recuadro se carga el corte de agua, la relación gas-líquido, la gravedad API y la THP del pozo

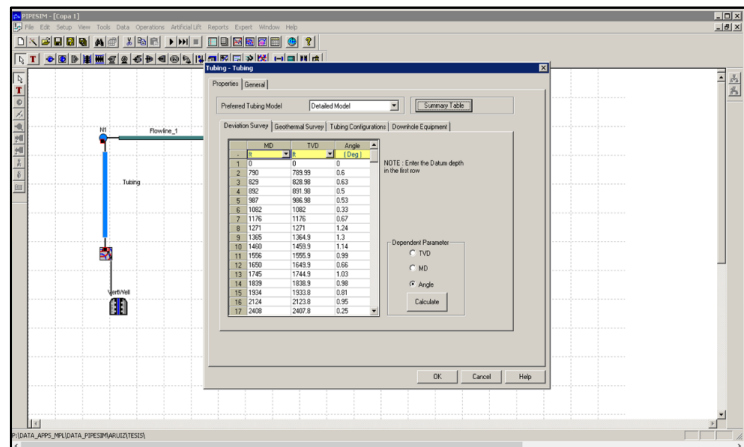
Figura 7. Recuadro cargue prueba de producción.



Fuente: PIPESIM

- c. Cargue de datos de Survey: En este punto se deben ingresar los datos del survey del pozo en MD, TVD y el ángulo de inclinación de cada uno de los puntos, para los pozos verticales solo se necesita el punto inicial y final, dado que no se cuenta con ángulos de desviación. Se debe tener presente que todos los datos sean ingresados en ft, ya que existen otras opciones para las medidas de longitud.

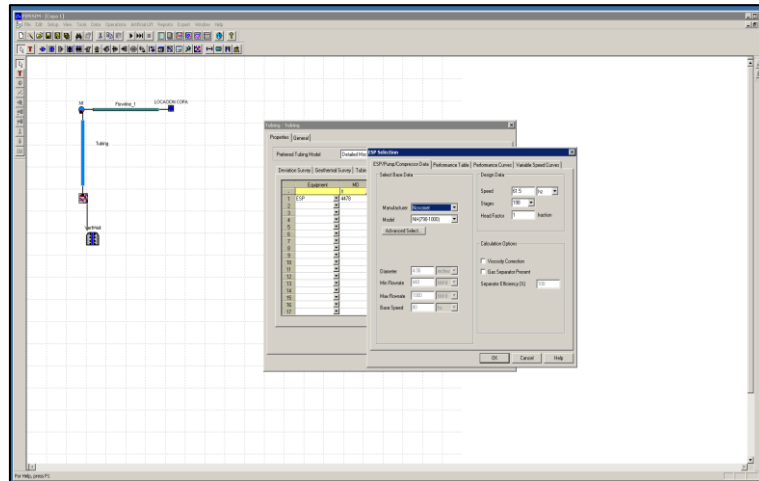
Figura 8. Recuadro cargue de survey.



Fuente: PIPESIM

- d. Cargue de BES. Este es el lugar en el cual se realiza el cargue de la Bomba Electro sumergible con la que cuenta el pozo, la cantidad de etapas que esta tiene y la frecuencia de operación en la cual esta se encuentra.

Figura 9. Recuadro cargue BES.

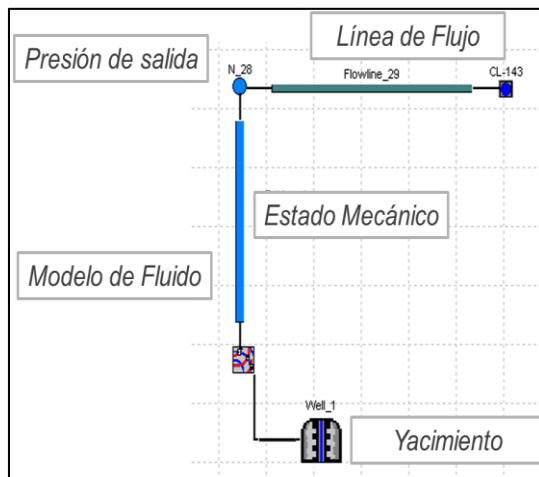


Fuente: PIPESIM

- e. Ajuste de pozo: Aunque siempre se asegure la calidad de los datos de cada uno de los pozos en todos los ítems anteriormente mencionados, en ocasiones es posible que algún pozo no ajuste en presión o en caudal. Para ello se debe realizar una revisión del pozo en el cual se presenta el inconveniente con el fin de ajustarlo a la realidad del campo y que este no afecte posteriormente los resultados de la red.

A continuación se mencionaran los menús a tener en cuenta para la revisión y posterior ajuste de datos de los pozos.

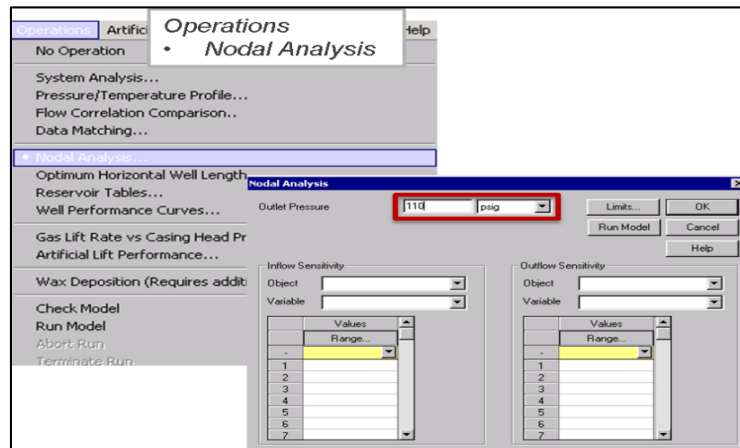
Figura 10. Resumen configuración ajuste de pozo.



Fuente: MATIZ, Lina Paola. ARTUNDUAGA, Edgar Andrés. MODELAMIENTO DE POZOS Y TRONCALES CON EL SOFTWARE PIPESIM

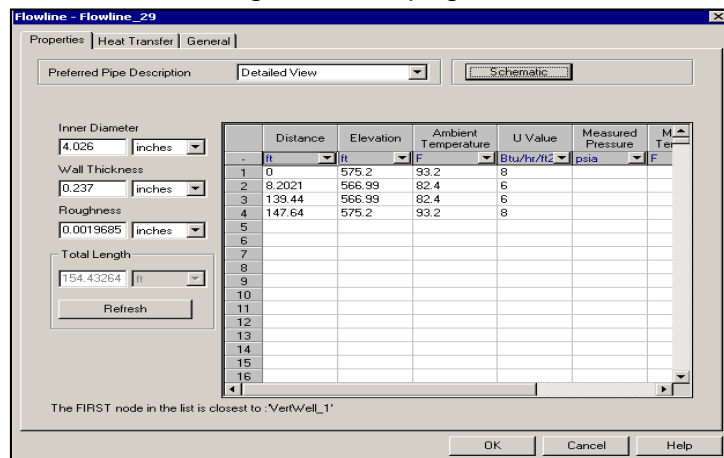
- f. Presión de salida o THP: Este es un nodo de lectura del simulador, con él se puede lograr llevar las condiciones del pozo en fondo a la realidad a la que se encuentra en superficie. Se debe ingresar al menú Operaciones – Análisis Nodal e ingresar el dato manualmente para que al correr el modelo este sea el valor de THP tenido en cuenta y que a su vez el simulador no requiera calcularlo.
- g. Línea de flujo: si la línea que va desde el pozo hasta el manifold de prueba se encuentra en una posición con ángulo de desviación es necesario colocar la topografía de esta, en metros y ángulo. Adicionalmente el diámetro interno de la tubería.

Figura 11. Menú – Operaciones – Análisis Nodal.



Fuente: PIPESIM

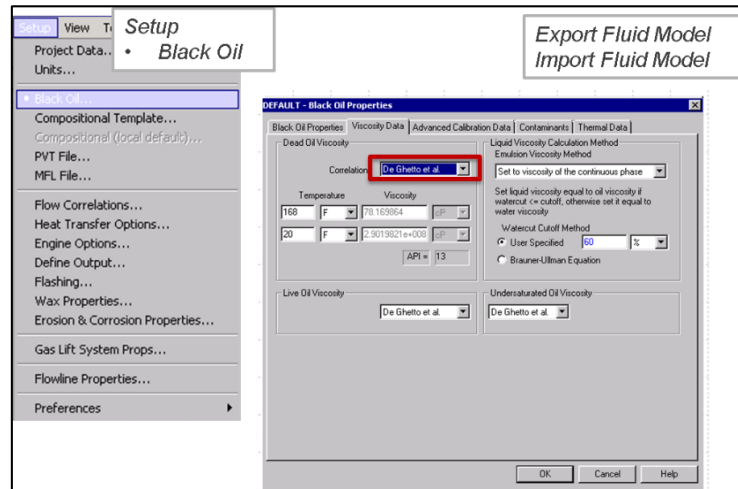
Figura 12. Flowline. Ingreso de topografía en una línea de flujo



Fuente: PIPESIM

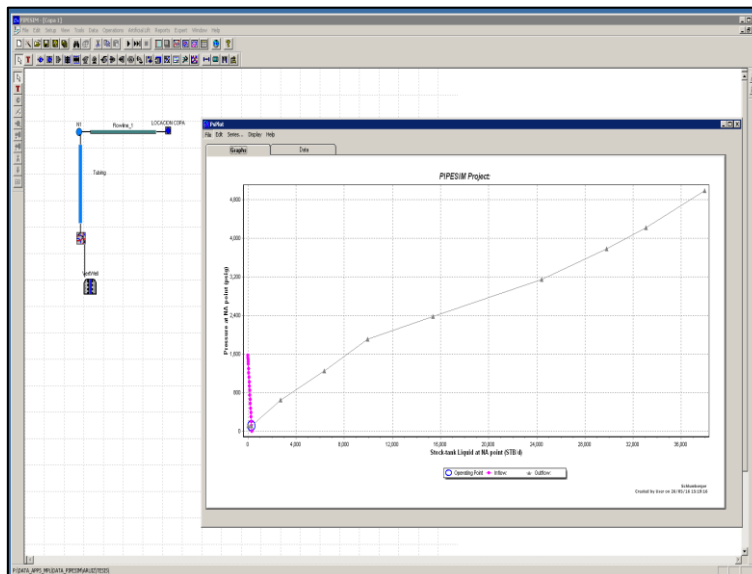
- h. Estado mecánico: Se debe asegurar que los datos hayan sido ingresados en ft y no en metros, así como la BES que se encuentra en el pozo.
- i. Modelo de fluido: En este módulo se deben tener en cuenta las correlaciones según corresponda al tipo de fluido a evaluar. En caso de contar con un PVT incluir la información en “Advance Calibration Data”.

Figura 13. Menú – Setup – Black Oil



Fuente: PIPESIM

Figura 14. Resultado de la corrida del pozo.



Fuente: PIPESIM

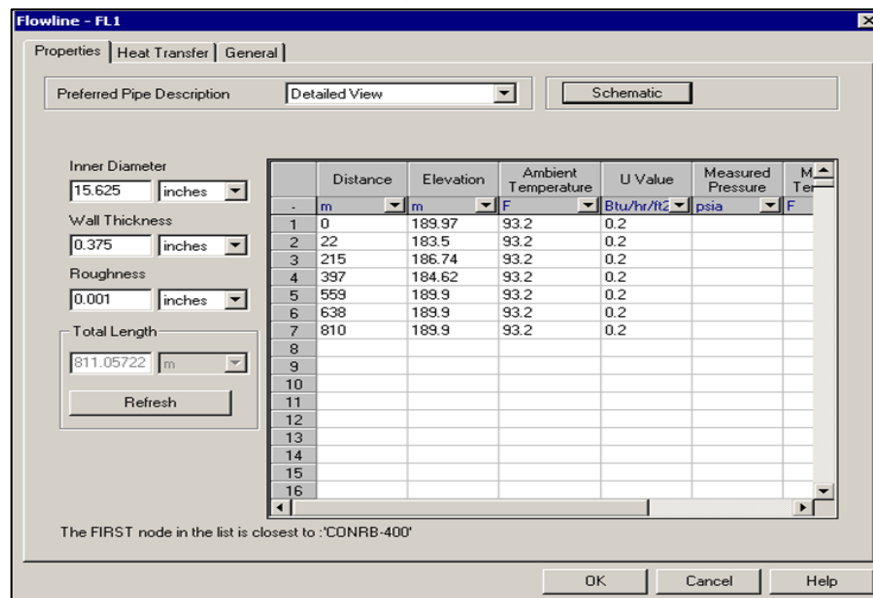
Cuando se realiza el ajuste del pozo, este debe ser adherido a la línea de flujo principal previamente cargada. Se realiza clic en el botón “Branch” de la barra de herramientas del lado izquierdo. Con este se adhiere el pozo al nodo correspondiente.

A cada branch se le deben cargar los datos de topografía en la ventana que se muestra en la **figura 15**. Esta aparece con clic derecho en cada uno de los branch creados.

Los datos requeridos para ingresar en esta ventana son:

- Diámetro Interno
- Espesor
- Rugosidad
- Distancia
- Elevación

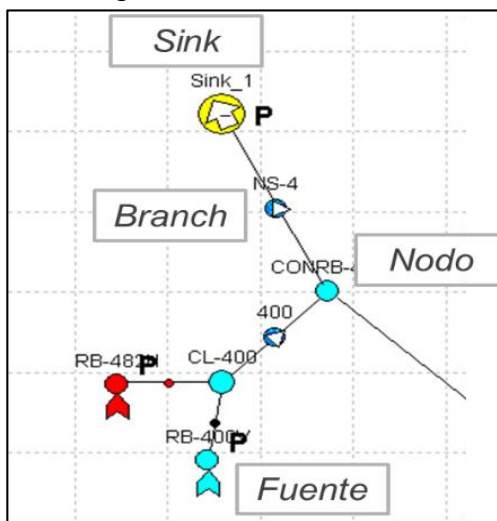
Figura 15. Datos topográficos del tramo de la línea.



Fuente: PIPESIM

Una red debe estar compuesta por pozos (Fuentes), líneas de flujo (Branch), puntos de unión (nodos) y punto de llegada de los fluidos (Sink).

Figura 16. Configuración básica de un modelo de red



Fuente: PIPESIM

2.2 ANÁLISIS NODAL

El análisis nodal de un sistema de producción, permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos. Consiste en dividir un sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión y poder analizar los resultados obtenidos a partir de este estudio³.

Como resultado de este análisis se obtienen posibles estrategias que pueden llegar a generar un incremento de la producción de hidrocarburos (el análisis nodal también funciona para otros fluidos), mejorando de la eficiencia de flujo tratándose de un pozo productor.

Cuando es un pozo inyector, permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción y la línea de descarga por el cual debe fluir dicho pozo, así como predecir su comportamiento de flujo y la presión para distintas condiciones de operación.

El procedimiento de análisis nodal ha sido reconocido en la industria del petróleo como un medio adecuado para el diseño y evaluación, tanto en pozos de flujo natural como en pozos que cuenten con un sistema de levantamiento artificial de producción. En el análisis nodal se evalúa un sistema de producción en tres componentes básicos:

³ BROWN, Kermit. Artificial lift methods. 1972. 38p.

- Flujo a través de un medio poroso
- Flujo a través de la tubería vertical
- Flujo a través de las líneas de flujo

El índice de productividad se expresa como la relación entre el caudal producido en tanque y la caída de presión en el yacimiento, cuando la presión de fondo fluvente (p_{wf}) es más grande que la presión del punto de burbuja (p_b), el flujo del fluido es similar a un flujo monofásico y la curva indicada para este índice de productividad es una línea recta, la cual se establece con la siguiente relación⁴:

$$IP = \frac{q}{p^* - p_{wf}}$$

IP = Índice de productividad (Bbls/psi)

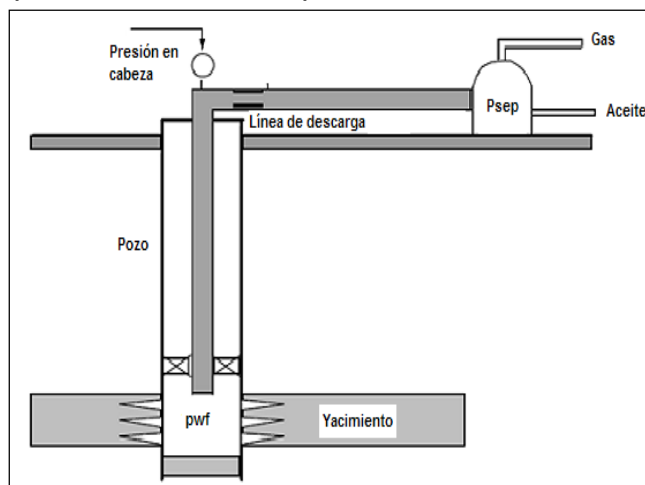
q = Caudal de aceite (Bbls)

p^* = Presión de yacimiento (psi)

p_{wf} = Presión de fondo fluvente (psi)

En los diseños elaborados de los pozos del polígono C en la herramienta de análisis nodal PIPESIM se consideraron las caídas de presión desde la presión de fondo fluvente hasta la presión en cabeza de cada pozo.

Figura 17. Esquema de caídas de presión evaluadas en un análisis nodal.



Fuente: http://www.oilproduction.net/files/analisis_nodal_hirschfeldt.pdf

⁴ Ibid., p 40.

La información que se requiere para realizar el modelamiento de cada uno de los pozos es la siguiente:

- Tasa de líquido actual del pozo.
- Gravedad API y corte de agua.
- Diagrama del pozo.
- Pruebas de producción.
- Potencial del pozo.
- Presiones de fondo fluyente.
- Índice de productividad.

2.3 BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE.

Es un sistema de levantamiento artificial que utiliza un motor eléctrico en el subsuelo para mover una bomba centrífuga.

Este sistema combina las ventajas de las presiones de entrada extremadamente bajas de los sistemas de bombeo y las tasas de producción elevadas.

El bombeo electro sumergible es un método de levantamiento artificial altamente eficiente para la producción de crudos livianos y medianos, no obstante el control y seguimiento que debe hacerse es muy exigente, teniendo en cuenta que el corte de agua se puede incrementar rápidamente si el sistema no es optimizado de la manera adecuada.

Las bombas electro sumergibles tienen grandes ventajas en los pozos con:

- Altas tasas de producción
- Alta productividad
- Bajas presiones de producción en el fondo del pozo
- Bajas relaciones gas - aceite⁵

⁵ PINTO, Ciro. Bombeo Electro sumergible. Universidad Industrial de Santander. Agosto 2014.

3. MODELAMIENTO DE LA LÍNEA DE FLUJO

3.1 SELECCIÓN DE DATA

El Bloque Cubiro se caracteriza por tener crudos desde medianos hasta livianos, lo que permite poder realizar trasiegos de este tipo de fluidos sin necesidad de realizar tratamientos adicionales a una línea de flujo.

Las características generales de los fluidos de los campos del polígono C del Bloque Cubiro son las siguientes:

Tabla 3. Características de los Fluidos Campos Polígono C. Bloque Cubiro.

	UNIDADES	COPA A NORTE	COPA	COPA A SUR	COPA B	COPA D	COPA C
GRAVEDAD API	°	39.9	39.3	40.28	39.77	39.84	40.05
ASFALTENOS	%	0.31	0.27	0.37	0.34	0.37	0.99
SAL EN CRUDO	PTBs	0.2	2.8	1.6	0.2	0.8	0.406
AZUFRE	%	0.0695	0.0874	0.0919	0.2564	0.0889	0.0972
NIQUEL	ppm	<0.670	<0.670	<0.670	<0.670	<0.670	<0.670
VANADIO	ppm	<4.08	<4.08	18.7	<4.08	<4.08	<4.08
SODIO	ppm	0.198	58.7	7.5	2.15	-	0.173

Fuente: Los Autores

El área de proyectos de PSE propone la construcción de una línea de flujo de 8" que atravesase todo el polígono C con el fin de disminuir el transporte de fluidos en tracto camión, lo cual genera un alto costo de levantamiento por barril.

En el software HYSYS la línea estaría en capacidad de manejar 40000 BFPD.

Debido a esto se presenta la necesidad de realizar el modelo de la red en PIPESIM con el fin de establecer cuanta sería la cantidad de fluido que aportarían los pozos que actualmente se encuentran en producción.

Adicionalmente al realizar el modelamiento de la línea se cuenta con una herramienta que permite reproducir las condiciones de los campos y analizar sus mejores condiciones de operación.

Se crean 60 pozos de los cuales 42 se encuentran activos, al modelo no se le incluye topografía teniendo en cuenta que los campos se encuentran ubicados en la sabana del Departamento de Casanare cuyo terreno se caracteriza por ser plano. Dentro del modelo se ingresaron las distancias propuestas desde cabeza de pozo hasta el CPF Copa. Son 13 Kms. de tubería de 8" divididos en 2 tramos.

El tramo más largo de 11.3 Kms cubre la mayor cantidad de campos del polígono, en el tramo más pequeño (1.7 Kms) se encuentran varios de los pozos del Campo Copa.

Los dos tramos llegan al CPF Copa, en el cual actualmente se realiza la separación de fases, la deshidratación del crudo y su respectiva venta.

Con la creación de este modelo en PIPESIM se plantea realizar un cambio de filosofía operacional, ya que comúnmente para realizar los ajustes de frecuencia de los pozos en un campo petrolero se basa regularmente en el cálculo del volumen que puede levantar por Hz cada una de las bombas que se encuentran en fondo.

Otro tema con el cual se convive al realizar los incrementos diarios de frecuencia es con el alto corte de agua de los pozos, por lo tanto se acarrearán mayores costos en el tratamiento de agua y debido a que la densidad del agua es más alta que la del aceite se requiere mayor cantidad de energía para llevar el fluido hasta la superficie.

Este programa de análisis nodal permite proponer decrementos de frecuencia, donde se determina oportunidades de optimizar el consumo de energía vs. barriles de fluido total realiza balances generando este tipo de opciones.

3.2 ESCENARIOS

3.2.1 Caso inicial

El escenario base se recrea con los pozos que se encontraban activos al mes de diciembre de 2014, estos no son modelados en PIPESIM teniendo en cuenta que no se encontraban conectados a ninguna línea de flujo, los pozos se estaban produciendo a tanque y sus fluidos eran transportados a través de tracto camión.

Los únicos pozos que para aquella fecha estaban produciendo directamente al CPF Copa son los que se encuentran dentro de la locación del CPF y la locación Z2.

Las condiciones operacionales de aquella fecha permitían realizar la deshidratación de crudo en cada locación, por lo tanto este se encontraba con porcentaje de venta, todas las locaciones contaban con laboratorios y cargaderos certificados, dada esta situación los vehículos de venta llegaban a cada punto, teniendo en cuenta eso solo se transportaba el agua en tracto camiones.

Para el manejo de este volumen de agua eran necesarios 30 tracto camiones realizando 3 viajes diarios, cada viaje con 200 BW, este volumen era transportado hasta el CPF Copa, donde se terminaba el tratamiento del agua (micro burbujeo para disminución de grasas y aceites) para su posterior disposición en el pozo inyector Copa 6.

Cuando se propone construir la línea de flujo para el transporte de la totalidad de los fluidos al CPF, se plantea colocar bombas de recirculación para rebombear el fluido que se encuentre en los tanques (pruebas de producción) o para aumentar capacidad de almacenamiento en caso de ser requerido.

Actualmente el CPF cuenta con una capacidad de tratamiento diario de 30000 Bbls, tiene una proyección de crecimiento hacia 50000 BFPD cuando se pueda contar con el flujo de caja.

En comparación con el volumen mencionado por el software HYSYS y el volumen de fluido producido para el mes de diciembre de 2014 la línea soporta el fluido producido y adicionalmente faltaría el 27.5% de capacidad por utilizar.

Tabla 4. Pozos activos e inactivos del Polígono C del Bloque Cubiro @ diciembre de 2014

BLOQUE CUBIRO	LOCACION	BOPD (Bbls)	BWPD (Bbls)	BFPD (Bbls)	BSW	THP (psi)	HZ	PIP (psi)	PWF (psi)
Copa 1	Copa	189.47	123.61	313.08	39.5%	27	63.5	842.44	954.79
Copa 2	Copa	219.65	140.2	359.85	39.0%	15	66	385	668.18
Copa 3	Copa	134.62	89.28	223.9	39.9%	27	59	526.34	648.97
Copa 4	Copa	300.35	146.33	446.68	32.8%	27	53	1035.3	1522.1
Copa 5	Copa	-	-	-	-	-	-	-	-
Copa 7	Z2	735.15	136.49	871.64	15.7%	100	31	1443	1554.3
Copa 8	Z2	135.56	1541.3	1676.8	91.9%	15	70	1309.3	1465.3
Copa 9	Z2	417.28	47.5	464.78	10.2%	30	47	701.3	767.24
Copa 10	Z2	397.14	41.08	438.22	9.4%	30	48	503.7	670.7
Copa 11	Canco	315.29	107.63	422.92	25.4%	7	62.02	395	629.68
Copa 12	Canco	316.16	119.12	435.28	27.4%	9	89	847.4	1011.5
Copa 13	Canco	274.12	16.7	290.82	5.7%	8	53.05	633.3	700.98
Copa 14X	Z3	280.14	97.67	377.81	25.9%	6	43	817.1	888.44
Copa 15	Z3	130.72	1934.7	2065.4	93.7%	10	48	1135	1272.3
Copa 16	Z3	398.69	307.04	705.73	43.5%	6	41	1530.1	1607.9
Copa 17	Z3	144.15	299.42	443.57	67.5%	5	56	317	446.9
Copa 18	Z3	135.87	529.24	665.11	79.6%	98	BIPD	1600	1698
Copa 19	Z3	56.59	495.99	552.58	89.8%	5	72	241.1	353.58
Copa 20	Z3	178.78	36.05	214.83	16.8%	4	55	473.2	586.87
Copa 21	Z2	453.77	326.03	779.8	41.8%	155	30	1983.6	2068.4
Copa 23 H	Z2	-	-	-	-	-	-	-	-
Copa 24 H	Z2	-	-	-	-	-	-	-	-
Copa B1	Copa B	94.73	211.96	306.69	69.1%	10	52.5	195	250.42
Copa B2	Copa B	0	820.24	820.24	100.0%	10	67	968.26	1084
Copa B3	Copa B	163.61	354.23	517.84	68.4%	5	44	396.4	455.32
Copa B4	Copa B	142.05	105.35	247.4	42.6%	8	52	1039.8	1277.7
Copa B5	Copa C	85.97	206.46	292.43	70.6%	7	70.5	657	743.6
Copa B6	Copa C	189.77	248.02	437.79	56.7%	5	45.5	179	415.41
Copa B7	Copa C	71.3	149.71	221.01	67.7%	6	57	140	231.79
Copa A Sur 1	Copa B	180.15	46.59	226.74	20.5%	8	50	321.7	395.18
Copa A Sur 2	Yarumo	311.8	143.64	455.44	31.5%	4	56	115.5	204.76
Copa A Sur 3	Yarumo	129.61	402.15	531.76	75.6%	6	56	99.5	189.19
Copa A Sur 4	Yarumo	124.9	332.52	457.42	72.7%	4	60	837.4	1030.6
Copa A Sur 5ST	Yarumo	108.58	897.18	1005.8	89.2%	5	56	NR	845.65
Copa A Sur 6ST	Yarumo	292.49	8.22	300.71	2.7%	4	45	239.5	344.35
Copa A Sur 8	Copa D	-	-	-	-	-	-	-	-

BLOQUE CUBIRO	LOCACION	BOPD (Bbls)	BWPD (Bbls)	BFPD (Bbls)	BSW	THP (psi)	HZ	PIP (psi)	PWF (psi)
Copa D1	Copa D	184.22	351.45	535.67	65.6%	4	62	777.8	860.7
Copa D2	Copa D	273.91	237.38	511.29	46.4%	4	72	191.5	296.78
Copa D3	Copa D	174.49	549.9	724.39	75.9%	6	52	424.1	498.91
Copa D4	Copa D	124.17	233.09	357.26	65.2%	4	50	490.9	561.57
Copa D5	Copa D	368.97	102.78	471.75	21.8%	4	47	474.1	PCP
Copa D-6ST2	Copa D Sur	103.62	626.55	730.17	85.8%	4	69	289.6	492.64
Copa D-7ST	Copa D Sur	25.41	956.85	982.26	97.4%	20	57.5	66.7	242.8
Copa D8	Copa D Sur	198.23	564.15	762.38	74.0%	25	51	1022.7	1115.2
Copa D9	Copa D Sur	166.2	437.14	603.34	72.5%	10	58	267.3	385.2
Copa D10	Copa D Sur	-	-	-	-	-	-	-	-
Copa A Norte 1	Copa D Sur	212.13	149.08	361.21	41.3%	2	52	257	528.92
Copa A Norte 2	Sahino	176.28	57.77	234.05	24.7%	16	47.5	205	278.17
Copa A Norte 3	Sahino	227.37	36.12	263.49	13.7%	5	58.7	282	1175.9
Copa A Norte 3	Sahino	100.6	1329.1	1429.68	93.0%	6	44	1829	
Copa A Norte 4	Sahino	-	-	-	-	-	-	-	-
Copa A Norte 5	Sahino	81.73	649.15	730.88	82.0%	5	54.2	391	536.48
Copa A Norte 6	Sahino	262.6	87.08	349.68	24.9%	7	58	611.3	1007.6
Copa A Norte 7	Copa C	355.7	433.12	788.82	54.9%	300	30	1840	2060.4
Copa C1	Copa C	117.56	132.54	250.1	53.0%	10	62	306	395.19
Copa C2	Copa C	103.99	296.32	400.31	74.0%	5	45.5	118	210.22
Copa C3	Copa C	134.81	158.63	293.44	54.1%	4	52	220	403.59
Copa C4	Copa D	96.33	20.7	117.03	17.7%	5	64	103.8	154.66
Copa C6	Copa D	383.8	98.52	482.32	20.4%	2	41	691.3	849.91
					28949.6	51.3%			

Fuente: Los Autores

3.2.2 Caso actual

En este escenario se realiza el modelo completamente nuevo, se inicia creando los pozos con su respectiva información de fondo hasta superficie y adicional a ello se crea la línea de flujo de 8" hasta la llegada al CPF.

Se realiza el cargue de las pruebas de producción del final del mes de abril de 2016 en el modelo, teniendo en cuenta que actualmente estos fluidos son transportados 100% por la línea de 8" y se deshidrata y fiscaliza en el CPF Copa.

Al elaborar este modelo se crean 42 pozos que para esa fecha se encontraban activos, con ello se logra reproducir la cantidad de fluido producido.

Entre las fechas seleccionadas para este proyecto hay 18 pozos que se encuentran apagados por diferentes razones, en su mayoría requieren intervención con equipos de workover, debido a los bajos ingresos que se están presentando en la actualidad se procede a bloquearlos y etiquetarlos hasta que sea viable económicamente viable su intervención.

Existe una diferencia cercana a los 9000 BFPD respecto a diciembre de 2014, este volumen es la base que se tendría para proponer la optimización a la cual en Polígono C podría obtener mejores resultados con un mínimo de inversión.

Tabla 5. Comparativo de fluidos entre dic 2014 – abril 2016

FECHA	BFPD	BSW	BOPD
dic-14	28949,59	51,3%	14087,11
abr-16	20689,85	64,1%	7434,60
DIFERENCIAS	8259,74	-12,7%	6652,51

Fuente: Los Autores

Desde el mes de noviembre de 2015 no se perfora ningún pozo en el Polígono C del Bloque Cubiro.

Los yacimientos del Bloque Cubiro son de tipo lenticular, gracias a ello los volúmenes de fluido total no son tan altos.

La construcción de la línea de flujo comenzó en julio de 2014, el proyecto finalizó en el mes de enero de 2015.

La puesta en servicio de la línea fue en el mes de Abril de 2015 previa prueba hidrostática, y pruebas de integridad en los cordones de soldadura.

Tabla 6. Pozos activos e inactivos del Polígono C del Bloque Cubiro @ abril de 2016

BLOQUE CUBIRO	LOCACION	BOPD (Bbls)	BWPD (Bbls)	BFPD (Bbls)	BSW	THP (psi)	HZ	Pyto (psi)	PIP (psi)	PWF (psi)
Copa 1	Copa	180.37	101.43	281.8	36.0%	22	64	1589	108.3	220.79
Copa 2	Copa	169.98	58.95	228.93	25.8%	22	77	1893	51	334.18
Copa 3	Copa	81.5	66.6	148.1	45.0%	50	65	1573	306.3	428.97
Copa 4	Copa	130.24	433.02	563.26	76.9%	22	56	965.7	45.4	532.12
Copa 5	Copa	112.02	213.63	325.65	65.6%	22	43	1194	63	230.13
Copa 7	Z2	163.23	891.09	1054.32	84.5%	22	43	2150	1069	1180.3
Copa 8	Z2	58.75	1410.84	1469.59	96.0%	22	73	2204	NR	484.13
Copa 9	Z2	443.98	192.9	636.88	30.3%	22	60	1498	30	96.2
Copa 10	Z2	210.71	73.74	284.45	25.9%	22	56	1489	70.5	237.7
Copa 11	Canco	81.9	134.16	216.06	62.1%	40	74	1271	22.1	256.68
Copa 12	Canco	56.1	152.1	208.2	73.1%	40	89	1774	342.4	506.54
Copa 13	Canco	37.55	115.47	153.02	75.5%	40	44	483.7	81.8	149.98
Copa 14X	Z3	85.51	302.71	388.22	78.0%	50	53	2040	304	375.44
Copa 15	Z3	68.56	1606.54	1675.1	95.9%	80	34	2237	284.4	421.26
Copa 16	Z3	121.22	420.04	541.26	77.6%	55	48	2131	1355	1432.9
Copa 17	Z3	76.37	290.22	366.59	79.2%	55	64	2003	230	359.9
Copa 18	Z3	33.94	249.75	283.69	88.0%	60	70	1278	122	220.72
Copa 19	Z3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Copa 20	Z3	114.86	13.21	128.07	10.3%	50	61	1925	181	294.87
Copa 21	Z2	93.66	756.06	849.72	89.0%	250	38	2205	2126	2210.4
Copa 23 H	Z2	454.51	264.3	718.81	36.8%	35	39	2130	829.5	1107.6
Copa 24 H	Z2	149.43	40.02	189.45	21.1%	75	54	2210	26.3	264.58
Copa B1	Copa B	46.46	130.77	177.23	73.8%	55	56	995.7	95.6	151.42
Copa B2	Copa B	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Copa B3	Copa B	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Copa B4	Copa B	210.84	393.21	604.05	65.1%	55	76	1844	290.7	528.71
Copa B5	Copa C	119.55	634.53	754.08	84.1%	60	55	1577	159.6	246.6
Copa B6	Copa C	92.76	351.05	443.81	79.1%	60	50	1365	NR	308.41
Copa B7	Copa C	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Copa A Sur 1	Copa B	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Copa A Sur 2	Yarumo	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Copa A Sur 3	Yarumo	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Copa A Sur 4	Yarumo	85.82	675.75	761.57	88.7%	60	65	2027	960.1	1153.6
Copa A Sur 5ST	Yarumo	-	-	-	-	-	-	1657	-	-
Copa A Sur 6ST	Yarumo	208.48	185.95	394.43	47.1%	55	50	796.1	88.2	192.35
Copa A Sur 8	Yarumo	103.33	17.13	120.46	14.2%	55	45	1191	72.6	193.37

BLOQUE CUBIRO	LOCACION	BOPD (Bbls)	BWPD (Bbls)	BFPD (Bbls)	BSW	THP (psi)	HZ	Pyto (psi)	PIP (psi)	PWF (psi)	
Copa D1	Copa D	83.93	654.42	738.35	88.6%	90	60	1066	166.3	248.7	
Copa D2	Copa D	136.26	528.06	664.32	79.5%	90	79	1796	N/R	176.78	
Copa D3	Copa D	0	0	0				1399			
Copa D4	Copa D	94.86	508.02	602.88	84.3%	90	57	1660	N/R	166.57	
Copa D5	Copa D	-	-	-	-	-	-	1738	-	-	
Copa D-6ST2	Copa D	-	-	-	-	-	-	1295	-	-	
Copa D-7ST	Copa D Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Copa D8	Copa D Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Copa D9	Copa D Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Copa D10	Copa D Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Copa D12H	Copa D Sur	91.38	166.8	258.18	64.6%	90	54	2181	150.3	376.02	
Copa D13H	Copa D Sur	57.6	99.09	156.69	63.2%	75	49	2050	187.6	445.2	
Copa A Norte 1	Sahino	113.68	109.29	222.97	49.0%	42	54	1252	149.5	421.92	
Copa A Norte 2	Sahino	171.23	33.99	205.22	16.6%	45	51	1801	68	141.17	
Copa A Norte 3	Sahino	25.12	1452.56	1477.68	98.3%	50	41	2109	1828	1947.9	
Copa A Norte 4	Sahino	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Copa A Norte 5	Sahino	55.21	182.81	238.02	76.8%	45	64	710.7	100.5	246.48	
Copa A Norte 6	Sahino	-	-	-	-	-	-	1631	-	-	
Copa A Norte 7	Sahino	73.83	1026.33	1100.16	93.3%	80	30	2188	1863	2083.4	
Copa C1	Copa C	71.57	234.41	305.98	76.6%	60	66	1901	125.2	214.19	
Copa C2	Copa C	28.12	254.11	282.23	90.0%	60	47	2121	73.2	165.22	
Copa C3	Copa C	48.97	201.18	250.15	80.4%	60	59	1372	55.1	238.59	
Copa C4	Copa C	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Copa C6	Copa D	209.46	10.76	220.22	4.9%	80	54	2027	68.2	226.91	
					20689.9	64.1%					

Fuente: Los autores.

Entre diciembre de 2014 y abril de 2016 se han apagado 18 pozos por diversas razones relacionadas a continuación, estos no han sido intervenidos debido al actual precio del barril.

Tabla 7. Fallas pozos polígono C @ abril de 2016

POZO	CAUSA FALLA
Copa 19	Motor desbalanceado
Copa B2	Alto corte de agua
Copa B3	Atascamiento por solidos, motor aterrizado y desbalanceado
Copa B7	Alto corte de agua
Copa A Sur 1	Eje roto
Copa A Sur 2	Eje roto
Copa A Sur 3C7	Motor desbalanceado
Copa A Sur 5 ST	Pozo sin aporte, equipo con bajo aislamiento
Copa D3	Daño mecanico y atascamiento
Copa D5	Atascamiento por solidos
Copa D-6ST2	Pozo sin aporte, posible recirculacion a nivel de BlankingPlug
Copa D-7ST	Alto corte de agua
Copa D8	Atascamiento por solidos
Copa D9	Atascamiento por solidos
Copa D10	Atascamiento por solidos
Copa A Norte 4	Eje roto
Copa A Norte 6	Posible daño mecanico, daño en la malla por migración de finos.
Copa C4	Motor desbalanceado

Fuente: Los autores

El resultado del modelo vs los datos reales de campo presentan un 1% de porcentaje de error en el volumen total.

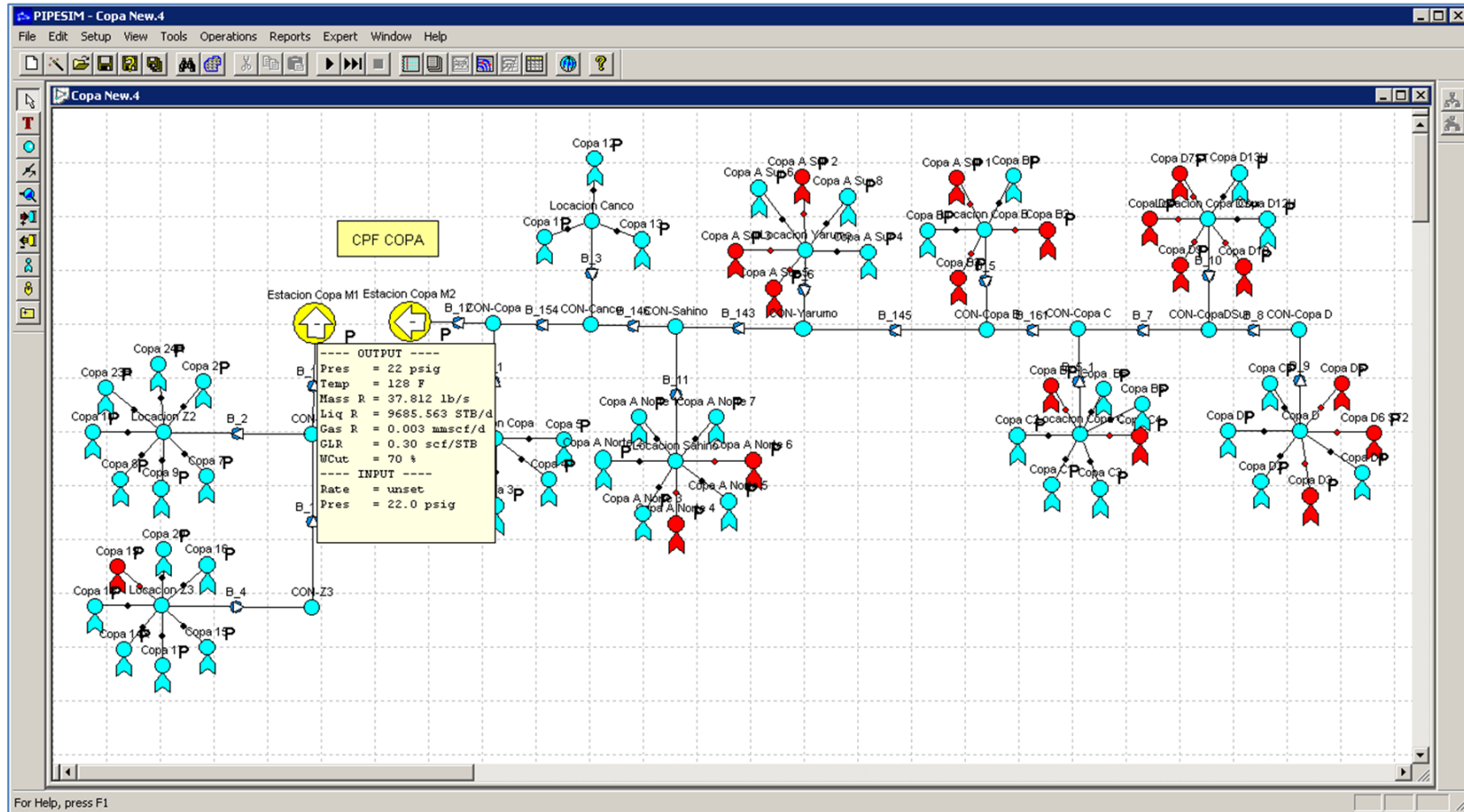
La correlación utilizada para todo el modelo fue Hagedon & Brown la cual aplica para Gravedad API entre 25 y 40°. Esta correlación presenta buenos resultados en pozos verticales con o sin corte de agua.

Tabla 8. Resultados simulación pozos polígono C. Bloque Cubiro @ abril 2016 en PIPESIM.

	LOCACIONES Z2 y Z3	LINEA 8"	TOTAL	UNIDADES
PRESION	22	22	22	psig
TEMP	128	111	119,5	°F
TASA LIQUIDO	9685,56	11043,41	20728,97	STB/Seg
TASA GAS	0,003	0,004	0,007	mmscf/d
GLR	0,3	0,41	0,71	scf/STB
WCUT	70	69	69,5	%

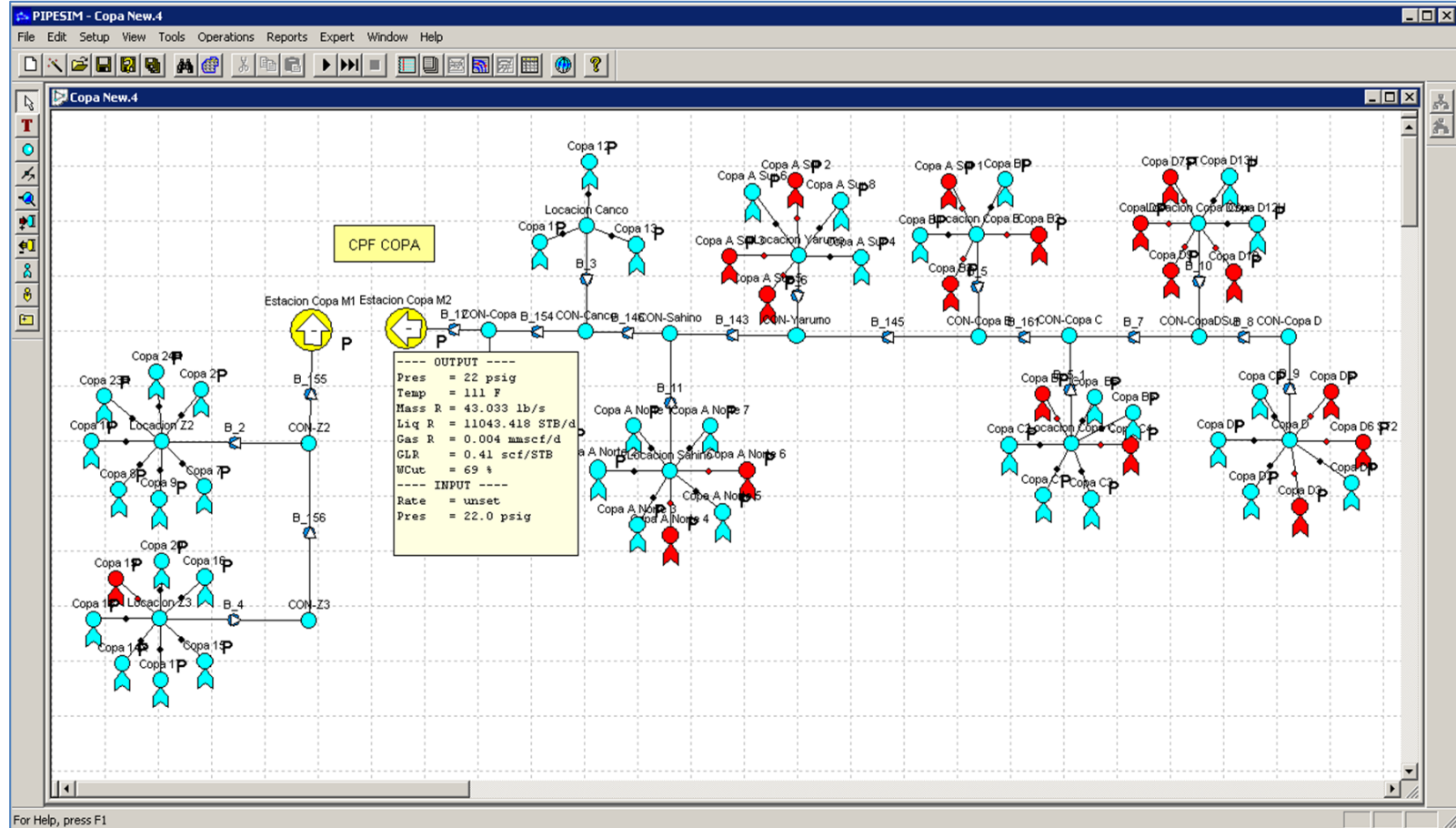
Fuente: Los Autores

Figura 18. Resultado simulación Locaciones Z2 y Z3 @ abril de 2016



Fuente: Los Autores

Figura 19. Resultado simulación línea de flujo de 8" @ abril de 2016



Fuente: Los Autores

3.2.3 Caso Optimizado

Para este caso, es necesario ingresar al optimizador del PIPESIM llamado WELLOPTIMIZER.

Al contar con el caso actual completamente ajustado, se procede a realizar la rutina en el optimizador la cual arroja soluciones tanto en optimización de energía y en corte de agua.

Paso 1. Se procede a realizar la corrida del caso base.

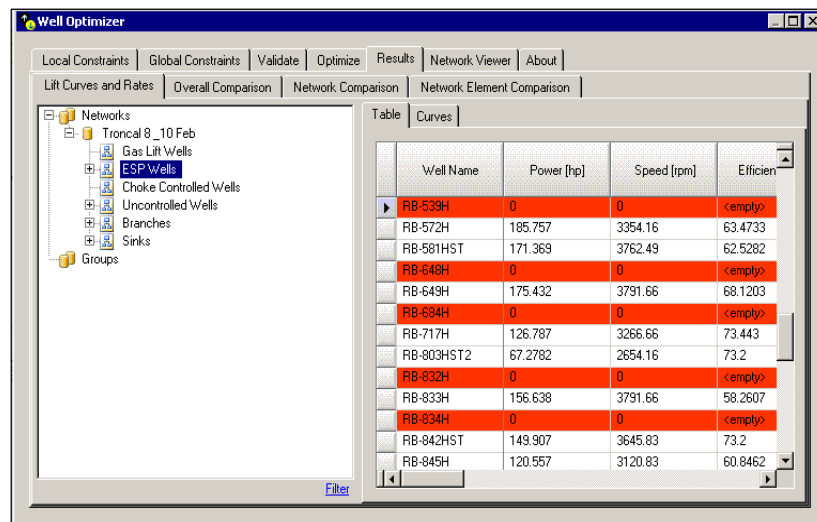
Paso 2. Se ingresa al optimizador

Paso 3. Se seleccionan la totalidad de pozos a analizar (ESP Wells). Candidatos a incrementar o decrementar frecuencia. Previa revisión de limitaciones de ALS, Mantenimiento y Yacimientos.

Paso 4. RUN

Paso 5. En caso de ser posible realizar la ejecución de las recomendaciones por parte del simulador, realizar monitoreo de presión y BSW adicional a las pruebas de producción diarias para comparar los resultados.

Figura 20. Selección de pozos a optimizar en WELLOPTIMIZER



Well Name	Power [hp]	Speed [rpm]	Efficien
RB-539H	0	0	<empty>
RB-572H	185.757	3354.16	63.4733
RB-581HST	171.369	3762.49	62.5282
RB-648H	0	0	<empty>
RB-649H	175.432	3791.66	68.1203
RB-684H	0	0	<empty>
RB-717H	126.787	3266.66	73.443
RB-803HST2	67.2782	2654.16	73.2
RB-832H	0	0	<empty>
RB-833H	156.638	3791.66	58.2607
RB-834H	0	0	<empty>
RB-842HST	149.907	3645.83	73.2
RB-845H	120.557	3120.83	60.8462

Fuente: PIPESIM

En las premisas tenidas en cuenta para realizar esta optimización son las siguientes:

Potencia:	10 MW
Volumen de fluido total:	30000 BFPD. Por capacidad del CPF
Corte de agua:	64%
Presión de llegada:	50 psi máximo
BES Imán permanente:	100 Hz máximo
BES Asíncronos:	65 Hz máximo

Los datos de potencia, BFPD son ubicados dentro del simulador como condiciones globales del modelo, mientras que el corte de agua lo calcula estable debido a que los simuladores de análisis nodal desarrollan sus resultados con BSW estable.

Los rangos de frecuencia se establecen en cada uno de los pozos como condiciones individuales dependiendo de las características especiales.

Por experiencia del personal asignado a campo, se ingresan limitantes de no incremento o disminución de frecuencia en los pozos que se encuentran produciendo de la Formación Carbonera C5, ya que esta ha mostrado con el paso del tiempo buen comportamiento de BSW.

Los pozos que se encuentran de las Formaciones Carbonera C3 y C7 se dejan libres de limitante con el fin que el simulador evalúe las diversas opciones.

Este ejercicio debe realizarse en un periodo de tiempo semanal dependiendo de las condiciones de los Campos, en la actualidad el volumen de fluido no es un impedimento para incrementar frecuencias teniendo en cuenta los pozos que se encuentran fuera de operación.

Sin embargo las condiciones de los campos son dinámicas, estas son analizadas diariamente por el equipo de Optimización y ALS de Pacific Stratus Energy. Este modelo en PIPESIM es una herramienta con la cual se pueden evaluar los diversos escenarios y tomar decisiones en la marcha en la medida en que la operación lo requiere.

Tabla 9. Resultados de la simulación en WELLOPTIMIZER

BLOQUE CUBIRO	LOCACION	FORMACIÓN PRODUCTORA	TIPO BES	BOPD (Bbls)	BWPD (Bbls)	BFPD (Bbls)	BSW	HZ Propuesto
Copa 1	Copa	Carbonera C5	PMM	-	-	-	36,0%	0
Copa 2	Copa	Carbonera C7	PMM	198,68	68,90	267,58	25,8%	90
Copa 3	Copa	Carbonera C7	Asincrónico	75,23	61,48	136,71	45,0%	60
Copa 4	Copa	Carbonera C7	Asincrónico	144,19	479,42	623,61	76,9%	62
Copa 5	Copa	Carbonera C7	Asincrónico	160,77	306,60	467,37	65,6%	62
Copa 7	Z2	Carbonera C7	Asincrónico	227,76	1243,38	1471,14	84,5%	60
Copa 8	Z2	Carbonera C7	PMM	72,43	1739,39	1811,82	96,0%	90
Copa 9	Z2	Carbonera C7	Asincrónico	480,98	208,98	689,95	30,3%	65
Copa 10	Z2	Carbonera C7	Asincrónico	234,96	82,23	317,19	25,9%	62
Copa 11	Canco	Carbonera C7	PMM	93,82	153,69	247,51	62,1%	85
Copa 12	Canco	Carbonera C7	PMM	63,03	170,90	233,93	73,1%	100
Copa 13	Canco	Carbonera C7	Asincrónico	51,20	157,46	208,66	75,5%	60
Copa 14X	Z3	Carbonera C7	Asincrónico	100,03	354,11	454,14	78,0%	62
Copa 15	Z3	Carbonera C7	Asincrónico	120,99	2835,07	2956,06	95,9%	60
Copa 16	Z3	Carbonera C7	PMM	176,78	612,56	789,34	77,6%	70
Copa 17	Z3	Carbonera C7	PMM	107,40	408,12	515,52	79,2%	90
Copa 18	Z3	Carbonera C7	PMM	38,79	285,43	324,22	88,0%	80
Copa 20	Z3	Carbonera C7	PMM	168,36	19,36	187,72	10,3%	90
Copa 21	Z2	Carbonera C7	PMM	221,83	1790,67	2012,49	89,0%	90
Copa 23 H	Z2	Carbonera C7	Asincrónico	699,25	406,62	1105,86	36,8%	60
Copa 24 H	Z2	Carbonera C7	Asincrónico	166,03	44,47	210,50	21,1%	60
Copa B1	Copa B	Carbonera C7	Asincrónico	49,87	140,36	190,23	73,8%	60
Copa B4	Copa B	Carbonera C7	PMM	235,81	439,77	675,58	65,1%	85
Copa B5	Copa C	Carbonera C7	Asincrónico	131,61	698,57	830,18	84,1%	60
Copa B6	Copa C	Carbonera C7	Asincrónico	111,31	421,26	532,57	79,1%	60
Copa A Sur 4	Yarumo	Carbonera C7	Asincrónico	79,22	623,77	702,99	88,7%	60
Copa A Sur 6ST	Yarumo	Carbonera C7	Asincrónico	249,18	222,25	471,43	47,1%	60
Copa A Sur 8	Yarumo	Carbonera C7	Asincrónico	137,77	22,84	160,61	14,2%	60
Copa D1	Copa D	Carbonera C7	Asincrónico	91,53	713,71	805,25	88,6%	65
Copa D2	Copa D	Carbonera C7	PMM	164,90	639,05	803,95	79,5%	95
Copa D4	Copa D	Carbonera C7	Asincrónico	100,74	539,49	640,23	84,3%	60
Copa D12H	Copa D Sur	Carbonera C7	Asincrónico	101,53	185,33	286,87	64,6%	60
Copa D13H	Copa D Sur	Carbonera C7	Asincrónico	70,97	122,08	193,05	63,2%	60
Copa A Norte 1	Sahino	Carbonera C7	Asincrónico	126,55	121,66	248,20	49,0%	60
Copa A Norte 2	Sahino	Carbonera C7	Asincrónico	201,45	39,99	241,44	16,6%	60
Copa A Norte 3	Sahino	Carbonera C5	Asincrónico	36,76	2125,70	2162,46	98,3%	60
Copa A Norte 5	Sahino	Carbonera C7	Asincrónico	52,17	172,73	224,90	76,8%	60
Copa A Norte 7	Sahino	Carbonera C7	Asincrónico	123,05	1710,55	1833,60	93,3%	50
Copa C1	Copa C	Carbonera C7	Asincrónico	65,56	214,73	280,29	76,6%	60
Copa C2	Copa C	Carbonera C7	Asincrónico	35,90	324,40	360,29	90,0%	60
Copa C3	Copa C	Carbonera C7	Asincrónico	53,77	220,89	274,66	80,4%	65
Copa C6	Copa D	Carbonera C7	Asincrónico	242,74	12,47	255,21	4,9%	62
						27205,32	64,1%	

Fuente: WELLOPTIMIZER – Los Autores

Asumiendo un corte de agua estable los resultados probables al ejecutar las recomendaciones se observan en la Tabla 10.

Tabla 10. Resultados comparativos Caso Actual vs. Caso Optimizado
WELLOPTIMIZER

FECHA	BFPD	BSW	BOPD
abr-16	20689,85	64,1%	7434,60
ago-16	27205,30	64,1%	9775,83
DIFERENCIAS	6515,45	0,0%	2341,23

Fuente: Los Autores

Estos resultados son probabilísticos y sujetos a cambios previos incrementos y evaluación de BSW.

El incremento propuesto en volumen total de 9000 BFPD los cuales se podían utilizar por la capacidad del CPF fue 6477 BFPD, quedaría un volumen de 2500 BFPD para poder utilizar en caso de realizar W.O. en el tiempo cercano de los 18 pozos que se encuentran apagados actualmente.

Mientras no se realicen los W.O. requeridos para llegar a los 30000 BFPD de la capacidad del CPF estos 2500 Bbls se pueden mantener como factor de seguridad en caso de contingencias de almacenamiento u operacionales.

Si se concreta la ampliación del CPF a 50000 BFPD, solo se requiere mantener el modelo actualizado con los cambios que se realicen en los pozos de W.O. o en caso de perforar nuevos pozos para poder continuar con el proceso de optimización mediante la herramienta.

4. ANÁLISIS ECONÓMICO

Ante los escenarios actuales del precio del barril, se requieren propuestas diferentes de incrementos de producción de petróleo con inversiones prácticamente nulas que permitan retorno de flujo de caja inmediato para sostener las operaciones y permitir rentabilidad en las empresas que en este momento tanto se requieren.

Las reservas de petróleo en el polígono C se encuentran probadas, esto permite realizar este tipo de análisis que permiten extraer mayor cantidad de fluido sin tener inconvenientes de perder dinero en trabajos de reacondicionamiento que tal vez no presenten los resultados planteados.

Para realizar este análisis económico se debe tener en cuenta que a pesar de los resultados del WELLOPTIMIZER asumiendo BSW estable es poco probable que esta variable no incremente casi de manera inmediata, por lo tanto el perfil de producción realizado contempla un incremento en el BSW de 10%.

En este proyecto no se requiere ningún tipo de inversión teniendo en cuenta que los movimientos de frecuencia que se ejecutarían se realizarían con la energía de los generadores que se encuentran actualmente en campo a la espera de la intervención de los pozos que están apagados.

Para el análisis financiero se debe tener en cuenta los cambios de los costos fijos y variables por el aumento de fluidos, la TIR es indeterminada debido a que no hay inversión inicial para ejecutar el proyecto.

A continuación se relacionan las curvas de producción propuestas con una tasa de declinación del 30% mensual.

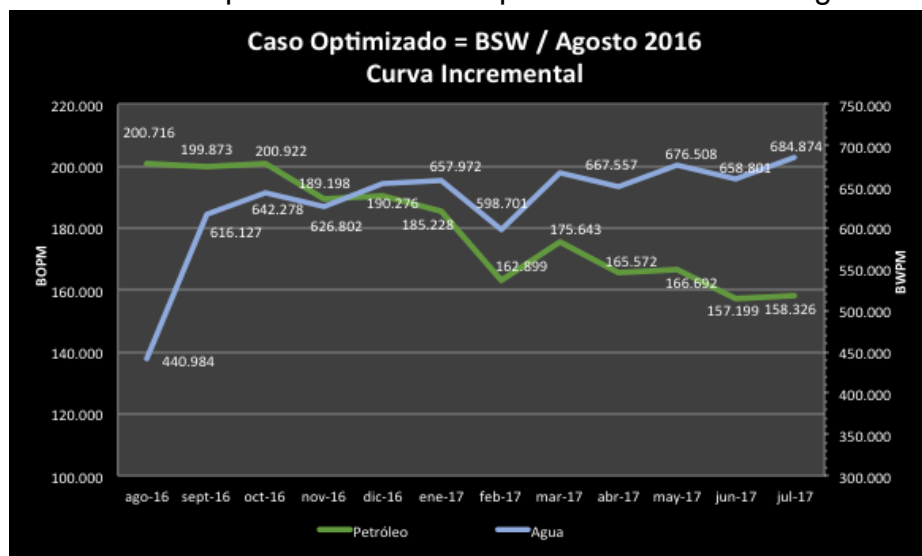
Gráfica 1. Curva de producción del caso base @ agosto de 2016



Fuente: Los Autores

Teniendo esta curva de producción como base, se aplica la misma tendencia de declinación del 30% mensual para los casos propuestos de aumento de producción de fluidos totales con el mismo BSW como lo plantea el resultado del WELLOPTIMIZER y para el segundo caso propuesto de 10% adicional al sugerido por el software de análisis nodal.

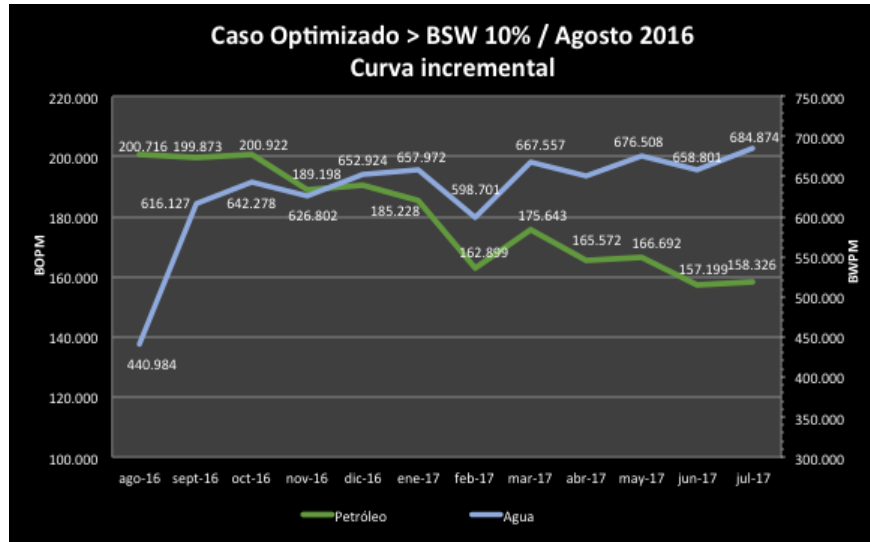
Gráfica 2. Curva de producción Caso Optimizado = BSW @ agosto de 2016



Fuente: Los Autores

En la Gráfica 2 se observa claramente el incremento de fluidos a partir del mes de septiembre de 2016, al ejecutar las recomendaciones de WELLOPTIMIZER.

Gráfica 3. Curva de producción Caso Optimizado > BSW 10% @ agosto de 2016



Fuente: Los Autores

En este segundo escenario el ingreso económico cambia bastante, es un planteamiento menos optimista, sin embargo con esta curva se puede determinar si aunque haya menor incremento del esperado en la producción de petróleo el proyecto aún sigue siendo viable para estos escenarios de precios bajos que existen actualmente.

La evaluación económica se plantea tan solo a un año, la propuesta sugerida en este documento como se mencionó anteriormente es susceptible a cambios inmediatos tan pronto empiece a ejecutarse, esto si se presentan inconvenientes en los pozos de manera repentina.

Debido a esto, este segundo escenario es bastante concluyente para determinar si es correcto o no implementar esta nueva metodología para la optimización de producción de petróleo en los Campos del Polígono C del Bloque Cubiro.

Tabla 11. Premisas para la evaluación del proyecto

PREMISAS (COSTOS FIJOS Y VARIABLES)		
WTI	50	USD/Bbls
COMERCIALIZACION	10	USD/Bbls
LIFTING COST	8	USD/Bbls
TTO AGUA	0,08	USD/Bbls
TTO CRUDO	0,2	USD/Bbls
COMBUSTIBLE	0,7	USD/Bbls

Fuente: Los Autores

En la tabla 11 se manejan costos aproximados, esa información es de carácter confidencial, para efectos del proyecto se consultó con el área encargada de realizar este tipo de análisis y estos fueron datos sugeridos para la operación que se maneja en este Bloque.

En la tabla 12 se muestran los datos obtenidos al realizar los diversos cálculos con las curvas de producción que se encuentran en las gráficas anteriores.

Tabla 12. Comparación Costos Fijos y Variables de los escenarios planteados

	CASO INICIAL	CASO OPT = BSW	CASO OPT > BSW	UNIDADES
COSTOS FIJOS	\$16.436.914	\$23.249.178	\$17.220.361	USD
COSTOS VAR. CRUDO	\$410.923	\$581.229	\$430.509	USD
COSTOS VAR. AGUA	\$440.071	\$545.628	\$605.916	USD
COSTOS VAR. COMB	\$1.438.230	\$2.034.303	\$1.506.782	USD
COMERCIALIZACIÓN	\$20.546.143	\$29.061.473	\$21.525.451	USD
TOTALES	\$39.272.280	\$55.471.812	\$41.289.019	USD

Fuente: Los Autores

Los ingresos presentados a continuación permiten establecer que los dos escenarios son viables a pesar del aumento planteado de BSW para el segundo escenario.

Esta propuesta es positiva para los dos escenarios teniendo en cuenta que no se requiere inversión, tan solo el aumento de los costos fijos y variables por el incremento del volumen de fluido producido.

En las tablas 13 y 14 se puede evidenciar el flujo de caja positivo para ambos escenarios.

Tabla 13. Cuadros comparativos de los ingresos en los escenarios solo con el volumen incremental.

		CASO OPTIMIZADO = BSW												
		ago-16	sept-16	oct-16	nov-16	dic-16	ene-17	feb-17	mar-17	abr-17	may-17	jun-17	jul-17	
ACEITE INCREMENTAL (BOPM)		0	87.957	88.250	82.946	83.264	80.907	71.026	76.446	71.937	72.298	68.065	68.437	851.533
AGUA INCREMENTAL (BWPM)		0	107.043	113.250	112.054	118.236	120.593	110.974	125.054	123.063	129.202	126.935	133.063	1.319.467
INGRESOS	\$3.828.803	\$0	\$4.397.826	\$4.412.517	\$4.147.276	\$4.163.204	\$4.045.364	\$3.551.303	\$3.822.321	\$3.596.856	\$3.614.920	\$3.403.226	\$3.421.838	\$42.576.651

		CASO OPTIMIZADO = BSW 10%												
		ago-16	sept-16	oct-16	nov-16	dic-16	ene-17	feb-17	mar-17	abr-17	may-17	jun-17	jul-17	
ACEITE INCREMENTAL (BOPM)		0	10.785	10.674	9.896	9.798	9.391	8.131	8.631	8.010	7.938	7.370	7.307	97.931
AGUA INCREMENTAL (BWPM)		0	184.215	190.826	185.104	191.702	192.109	173.869	192.869	186.990	193.562	187.630	194.193	2.073.069
INGRESOS	\$3.828.803	\$0	\$539.274	\$533.717	\$494.798	\$489.915	\$469.530	\$406.529	\$431.534	\$400.477	\$396.921	\$368.494	\$365.355	\$4.896.544

Fuente: Los Autores

Tabla 14. Cuadros comparativos de los ingresos en los escenarios con el volumen total.

		CASO INICIAL												
		ago-16	sept-16	oct-16	nov-16	dic-16	ene-17	feb-17	mar-17	abr-17	may-17	jun-17	jul-17	
ACEITE BASE (BOPM)		200.716	189.087	190.247	179.302	180.478	175.838	154.769	167.012	157.563	158.754	149.829	151.019	2.054.614
AGUA BASE (BWPM)		440.984	431.913	451.453	441.698	461.222	465.862	424.831	474.688	463.437	482.946	471.171	490.681	5.500.886
INGRESOS	\$3.828.803	\$10.035.779	\$9.454.375	\$9.512.373	\$8.965.118	\$9.023.906	\$8.791.881	\$7.738.433	\$8.350.606	\$7.878.144	\$7.937.696	\$7.491.463	\$7.550.939	\$102.730.713

		CASO INICIAL + CASO OPTIMIZADO = BSW												
		ago-16	sept-16	oct-16	nov-16	dic-16	ene-17	feb-17	mar-17	abr-17	may-17	jun-17	jul-17	
ACEITE INCREMENTAL (BOPM)		200.716	277.044	278.498	262.248	263.742	256.745	225.795	243.459	229.500	231.052	217.894	219.456	2.906.147
AGUA INCREMENTAL (BWPM)		440.984	538.956	564.702	553.752	579.458	586.455	535.805	599.741	586.500	612.148	598.106	623.744	6.820.353
INGRESOS	\$3.828.803	\$10.035.779	\$13.852.201	\$13.924.890	\$13.112.394	\$13.187.111	\$12.837.245	\$11.289.736	\$12.172.927	\$11.475.000	\$11.552.616	\$10.894.689	\$10.972.777	\$145.307.364

		CASO INICIAL + CASO OPTIMIZADO > BSW 10%												
		ago-16	sept-16	oct-16	nov-16	dic-16	ene-17	feb-17	mar-17	abr-17	may-17	jun-17	jul-17	
ACEITE INCREMENTAL (BOPM)		200.716	199.873	200.922	189.198	190.276	185.228	162.899	175.643	165.572	166.692	157.199	158.326	2.152.545
AGUA INCREMENTAL (BWPM)		440.984	616.127	642.278	626.802	652.924	657.972	598.701	667.557	650.428	676.508	658.801	684.874	7.573.955
INGRESOS	\$3.828.803	\$10.035.779	\$9.993.649	\$10.046.090	\$9.459.917	\$9.513.821	\$9.261.411	\$8.144.963	\$8.782.140	\$8.278.621	\$8.334.617	\$7.859.956	\$7.916.293	\$107.627.257

Fuente: Los autores

El Valor Presente Neto de cada uno de los escenarios es el siguiente:

- Caso optimizado con = BSW VPN @ 5%: \$31.037.280,23
- Caso optimizado con > BSW VPN @ 5%: \$3.593.197,58

Tabla 15. Resumen de Costos vs. Ingresos de los escenarios planteados

ESCENARIOS	INGRESOS	COSTOS	NET PRICE
CASO INICIAL	\$102.730.713	\$39.272.280	\$63.458.432
CASO OPT = BSW	\$145.307.364	\$55.471.812	\$89.835.552
CASO OPT > BSW	\$107.627.257	\$41.289.019	\$66.338.237

Fuente: Los Autores

5. CONCLUSIONES

- Se crea el modelo de la línea troncal de 8" construida para el transporte de fluidos para los campos del Polígono C del Bloque Cubiro en PIPESIM, contando con la información completa requerida para la construcción del modelo y permitiendo con ello tener un margen de error del 1%.
- El volumen total producido por todos los pozos del Polígono C del Bloque Cubiro puede fluir sin inconvenientes por aumento de presión o por la integridad de la línea, el diseño de esta troncal es para recibir 40000 BFPD, sin embargo por el diseño del CPF deben producirse cerca de 30000 BFPD, en caso de ampliar el CPF a 50000 como está planeado la línea está en capacidad de soportar la puesta en producción de pozos adicionales en caso de ser perforados.
- Se presenta una propuesta de optimización del sistema general que incluye movimientos de frecuencia en todos los pozos que actualmente se encuentran en producción, teniendo como premisas principales el volumen de fluido a producir y la cantidad de energía con la que se cuenta con el fin de no realizar inversiones adicionales para la implementación de los movimientos de frecuencia sugeridos.
- El modelo fue realizado con datos de producción del mes de abril de 2016, sin embargo para traer los datos al día de hoy se presentaron curvas de producción en los cuales el volumen total fue incrementado de 21000 BFPD a 27000 BFPD aproximadamente, permitiendo de esta manera establecer que tanto la línea como los pozos están en capacidad de producir y transportar mayor capacidad de fluidos.
- En la evaluación económica se realizaron dos escenarios, teniendo en cuenta la propuesta de optimización presentada, el BSW podría ser igual en el mejor de los casos o el BSW podría aumentar en un porcentaje sugerido no mayor al 10%, siendo este último más realista.
- El flujo de caja es positivo en ambos escenarios, debido a esto es viable ejecutar la propuesta de optimización presentada.

6. RECOMENDACIONES

- Implementar la propuesta de optimización para los pozos del Polígono C del Bloque Cubiro sugerida en el presente documento.
- Analizar las pruebas de producción presentadas posteriormente al ejecutar cada movimiento de frecuencia con esto se realiza seguimiento inmediato y se ajusta el movimiento propuesto en caso de ser requerido.
- Mantener actualizado el modelo, tanto en cambios en los equipos de fondo, W.O, ingreso de pozos nuevos y pruebas de producción.

BIBLIOGRAFÍA

ACE INTERNACIONAL. Curso Análisis Nodal para pozos petroleros usando PIPESIM. 2013.

BROWN, Kermit. Artificial lift methods. 1977.

CALVETE, Fernando. Análisis Nodal. Universidad Industrial de Santander. 2014.

MATIZ, Lina Paola. Introducción a PIPESIM. Pacific Rubiales Energy. 2014.

PACIFIC STRATUS ENERGY, Consolidado Técnico de Perforación y Workover. Bloque Cubiro. 2010-2015

PACIFIC STRATUS ENERGY, Daily Production Reports. Cubiro Block. 2015.

PETROGROUP, Curso Ingeniería de Producción en Subsuelo. 2014.

PINTO, Ciro. Bombeo Electro sumergible. Universidad Industrial de Santander. 2014.

SCHLUMBERGER. PIPESIM Fundamentals. Workflow/Solutions Training. Versión 2011.1.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA, Mamíferos, reptiles y ecosistemas del Bloque Cubiro (Casanare). 2011.

VELANDIA, Daniel. Facilidades de producción en campos petroleros. Ed. 1. 2002