

**ANALISIS TECNICO DE LAS ESTRATEGIAS DE OPTIMIZACIÓN PARA EL
MANEJO DE FLUIDOS Y BALANCE DE PRESIONES EN LOS CLÚSTERS
ASOCIADOS A LAS TRONCALES 3 Y 3A DE CAMPO RUBIALES**

**MARIO ALBERTO ARDILA RUEDA
MANUEL ALEJANDRO MENESES PRADA**

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

2015

**ANALISIS TECNICO DE LAS ESTRATEGIAS DE OPTIMIZACIÓN PARA EL
MANEJO DE FLUIDOS Y BALANCE DE PRESIONES EN LOS CLÚSTERS
ASOCIADOS A LAS TRONCALES 3 Y 3A DE CAMPO RUBIALES**

**MARIO ALBERTO ARDILA RUEDA
MANUEL ALEJANDRO MENESES PRADA**

**Proyecto de grado presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Director:

JOHN ALEXANDER LEÓN

M.Sc. en Petróleos

Codirectores:

LUIS FRANCISCO CASTIBLANCO BORBON

Ingeniero de Petróleos

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

2015

DEDICATORIA

A esa fuerza maravillosa que siempre me cobija y es la gestora de estas letras,
GRACIA DIOS.

A mi insuperable e inigualable MADRE, GRACIAS por permitirme equivocarme
tanto.

A mi PADRE por el valor de la vida y mi HERMANA por ser esa persona noble y
bondadosa en mí andar.

A la familia Rueda, familia Ardila por ser ese soporte que siempre ha estado ahí
cuando lo he necesitado.

A mi tío político Jairo Roa Camargo por esa confianza y valiosos consejos de tan
brillante persona.

A mi CHIKYS Catalina machado, mi gran HERMANO Carlos Muñoz Morales y mi
PRIMO Jorge Armando Pico por jamás perder la fe en este proyecto alentándome
con ese GRAN cariño.

MARIO ALBERTO ARDILA RUEDA.

DEDICATORIA

A Dios por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado la salud para lograr mis objetivos de mi proyecto de vida.

A mi madre Ana Inés por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien y por su amor.

A mi padre Manuel por los ejemplos de perseverancia y constancia que lo caracterizan y me ha infundido siempre, por el valor de salir adelante y por su amor.

Al ingeniero John Alexander León, quien siempre tuvo la mejor disposición para brindar su orientación y sus conocimientos para llevar a buen término este trabajo.

A mismos amigos que nos apoyamos mutuamente en nuestra formación profesional y que hasta ahora seguimos siendo amigos: Ing Oscar Mendivelso, Ing Raul Madariaga, Oscar Remicio.

A la Universidad Industrial de Santander y en especial a la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por permitirme ser parte de una generación de triunfadores y gente productiva.

Manuel Alejandro Meneses Prada

AGRADECIMIENTOS

A Dios todo poderoso quien permitió hacer realidad nuestro sueño y finalizar este proyecto exitosamente.

A los ingenieros John Alexander León, Luis Francisco Castiblanco, quienes siempre tuvieron la mejor disposición para brindar su orientación y sus conocimientos para llevar a buen término este trabajo.

A los ingenieros Miguel Ángel Guilman, Libia Landaeta por su asesoramiento durante el desarrollo de la investigación.

A la escuela de ingeniería de petróleos de nuestra Universidad Industrial de Santander, por el aporte hecho a nuestra formación personal y por hacer de nosotros unos profesionales íntegros.

A META PETROLEUM PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP., empresa de gran reconocimiento, por abrirnos sus puertas, darnos la oportunidad de crecer profesionalmente, también por poner a disposición sus instalaciones, la información, recursos y elementos necesarios para el desarrollo de la investigación, al ingeniero Ysidro Araujo pues como representante del departamento de yacimientos permitió el desarrollo del trabajo.

Y a todas las personas que directa o indirectamente hicieron posible la culminación de nuestra tesis

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	23
1. GENERALIDADES DE CAMPO RUBIALES	27
1.1 HISTORIA DE CAMPO RUBIALES.	27
1.2 MODELO GEOLÓGICO.	28
1.2.1 Columna Estratigráfica	28
1.3 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO RUBIALES.	28
1.4 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO Y DEL CRUDO.	30
1.4.1 Propiedades petrofísicas del Yacimiento	30
1.4.2 Propiedades de los Fluidos	30
1.5 ESTRATEGIA DE PRODUCCIÓN Y SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DEL CAMPO RUBIALES.	32
1.5.1 Bombeo de cavidades progresivas	34
1.5.2 Bombeo electrosumergible	36
2. SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE FLUIDOS DE CAMPO RUBIALES.	41
2.1 GENERALIDADES DE LA TRONCAL 3 y 3A.	43
3. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN DEL PERFIL DE PRESIÓN Y FLUJO EN LAS TRONCALES 3 Y 3A DEL CAMPO RUBIALES	51
3.1 SELECCIÓN DEL MODELO PARA LA SIMULACIÓN.	52
3.2 FLUJO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO.	53
3.3 SIMULACIÓN DEL PERFIL DE PRESIÓN Y FLUJO EN LAS TRONCALES 3 Y 3A DEL CAMPO RUBIALES	55
3.3.1 Condiciones Actuales de Operación	83

3.3.1.1 Resultados Primera Etapa de la Simulación	83
3.3.2 Condiciones de Alta Frecuencia	91
3.3.2.1 Resultados Primera Etapa de la Simulación	92
3.3.2.2 Resultados Segunda Etapa de la Simulación	93
3.3.2.3 Resultados Tercera Etapa de la Simulación	94
4. VARIABLES QUE TIENEN IMPACTO SOBRE EL RENDIMIENTO DE LAS TRONCALES 3-3A	98
4.1 CAUDAL MÁXIMO Y DENSIDAD DE POZOS	98
4.2 PERFIL DE PRESIÓN	99
4.3 TOPOGRAFÍA DE LA ZONA	102
4.4 LONGITUD DE LAS TRONCALES	106
5. ESTRATEGIAS DE MEJORAMIENTO PARA EL MANEJO DE FLUIDOS EN LAS TRONCALES 3 Y 3A	108
5.1 LÍNEA DE FLUJO PARALELA A LA TRONCAL 3A DONDE EMPIEZA LA SECCIÓN DE 18 PULGADAS	111
5.1.1 Perfil de Presión	113
5.1.2 Caudal Incremental	116
5.2 DESCONEXIÓN DE LA TRONCAL 3 HACIA UNA NUEVA LÍNEA DE FLUJO HASTA EL MANIFOLD.	119
5.2.1 Desviación del flujo en el punto de conexión	119
5.2.1.1 Perfil de Presión	123
5.2.1.2 Caudal Incremental	125
5.3 REEMPLAZO DE LA TRONCAL 3A POR UNA NUEVA TRONCAL DE 24 pulgadas.	127
5.3.1 Nueva Troncal 3A de 24" (OD) Conectada a la Troncal 3	128
5.3.1.1 Perfil de Presión	129
5.3.1.2 Caudal Incremental	132
5.3.2 Nueva Troncal 3A de 24" libre hasta el manifold del CPF-1	134

5.3.2.1 Perfil de Presión	135
5.3.2.2 Caudal Incremental	138
5.4 INSTALACIÓN DE SEPARADORES	140
5.4.1 Perfil de Presión	141
5.4.2 Caudal Incremental	144
5.5 ANÁLISIS GENERAL DE LAS ALTERNATIVAS DE MEJORAMIENTO	147
5.5.1 Evaluación General del Perfil de Presión	147
5.5.2 Evaluación General del Caudal Incremental	149
5.6 MATRIZ DE SELECCIÓN	151
6. EVALUACIÓN FINANCIERA	155
6.1 FLUJO DE CAJA	155
6.2 INGRESOS	157
6.2.1 Precio	158
6.2.2 Cantidad	159
6.3 COSTOS DE CAPITAL (CAPEX)	159
6.4 COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	160
6.5 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	163
7. CONCLUSIONES	165
8. RECOMENDACIONES	167
BIBLIOGRAFÍA	168
ANEXOS	171

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Columna Estratigráfica de campo Rubiales.	28
Figura 2. Diagrama de locación tipo clúster.	33
Figura 3. Área de drenaje en locaciones tipo Clúster, Campo Rubiales.	33
Figura 4. Instalación de una Bomba de Cavidades Progresivas	35
Figura 5. Instalación de una Bomba Electrosumergible.	37
Figura 6. Tipos de conexión entre la línea asociada y la Troncal.	42
Figura 7. Diagrama distribución de Clúster de la Troncal-3A de Campo Rubiales.	44
Figura 8. Diagrama distribución de Clúster de la Troncal-3 de Campo Rubiales.	44
Figura 9. Curvas de IPR, para una caída de presión.	54
Figura 10. Introducción y selección del modelo NEW single branchmodel.	55
Figura 11. Esquema de simulación para los pozos de la Troncal 3-3A	56
Figura 12. Configuración de las propiedades del yacimiento o reservorio.	58
Figura 13. Configuración de las propiedades del Tubing - Deviation Survey	59
Figura 14. Configuración de las propiedades del Tubing - GeothermalSurvey	60
Figura 15. Configuración de las propiedades del Tubing – TubingConfigurations.	61
Figura 16. Configuración de las propiedades del Tubing - DownholeEquipment	62
Figura 17. Configuración de las Propiedades de Fluido.	63
Figura 18. Calibración del Factor volumétrico de formación (FVF) UIS_008	65
Figura 19. Calibración de viscosidad UIS_008.	66
Figura 20. Perfil presión temperatura UIS_008	67
Figura 21. Configuración de las propiedades del Tubing - DeviationSurvey para pozos horizontales.	70
Figura 22. Selección del Modelo NEW Network para la simulación del Clúster.	73
Figura 23. Esquema de simulación para los clúster de la Troncal 3-3A de Campo Rubiales.	74

Figura 24. Selección de la opción Use locally defined fluid model para el Fluid Model.	75
Figura 25. Configuración de los datos en la opción Propierties.	76
Figura 26. Esquema de simulación del clúster 17.	77
Figura 27. Configuración de las propiedades de Tubería en el proceso de simulación de la Troncal 3-3A de Campo Rubiales.	79
Figura 28. Esquema de simulación de la Troncal 3-3A de Campo Rubiales	82
Figura 29. Esquema de simulación de la Troncal 3-3A con los resultados de la primera corrida.	91
Figura 30. Esquema de simulación de la Troncal 3.3A de Campo Rubiales a condiciones de alta frecuencia.	97
Figura 31. Caídas de presión con respecto al ángulo, la elevación y la distancia.	105
Figura 32. Ejemplo de las variaciones del Perfil Topográfico	106
Figura 33. Actualización de datos en Nodos Fuente de Flujo.	109
Figura 34. Esquema de simulación de las Troncales de Campo Rubiales utilizada para la evaluación de las estrategias de mejoramiento – Nodos Fuente.	111
Figura 35. Diagrama de distribución de los Clúster para la Troncal-3A y la Línea paralela en Campo Uis.	113
Figura 36. Esquema de simulación de la Troncal 3-3A original correspondiente a los clúster ubicados en la parte Norte y la nueva línea de flujo.	118
Figura 37. Diagrama de distribución de los Clúster para la Troncal-3A.	122
Figura 38. Diagrama de distribución de los Clúster para la Troncal-3.	122
Figura 39. Esquema de simulación de las dos líneas de flujo de la Troncal 3-3A de campo Rubiales. (Nodos Fuente).	124
Figura 40. Esquema de simulación de las Troncales separadas.	127
Figura 41. Diagrama de distribución de la nueva Troncal 3A .	129
Figura 42. Esquema de simulación de la Troncal 3 y nueva Troncal 3A– Nodos Fuente.	131
Figura 43. Esquema de simulación de la Troncal 3 y nueva Troncal 3A	133

Figura 44. Diagrama de distribución de la nueva Troncal 3A .	135
Figura 45. Esquema de simulación de la Troncal 3 y nueva Troncal 3A– Nodos Fuente.	136
Figura 46. Esquema de simulación de la Troncal 3 y nueva Troncal 3A	139
Figura 47. Esquema de simulación de la Troncales de Campo Rubiales con la instalación de separadores – Nodos Fuente.	142
Figura 48. Esquema de simulación de las Troncales de Campo Rubiales con la instalación de separadores.	145

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Producción acumulada de petróleo de Campo Rubiales.	29
Gráfica 2. Distribución de los sistemas de levantamiento en la Troncal-3 Y 3A de Campo Rubiales.	34
Gráfica 3. Historia de producción de la Troncal 3 Y 3A de Campo Rubiales para el año 2013 hasta julio 2104.	47
Gráfica 4. Curva de inflow y outflow del pozo UIS_008.	68
Gráfica 5. Curva Inflow y Outflow del pozo horizontal UIS_010H.	71
Gráfica 6. Sensibilización de correlaciones de flujo	81
Gráfica 7. Lectura del punto de Operación para el pozo vertical UIS_008.	84
Gráfica 8. Caudal de la Troncal 3-3A de Campo Rubiales, condiciones actuales.	99
Gráfica 9. Perfil de presión de la Troncal 3-3A de Campo Rubiales a condiciones de diseño y condiciones actuales de operación.	101
Gráfica 10. Perfil Topográfico de la Troncal 3A-3 de Campo Rubiales.	103
Gráfica 11. Perfil de presión con base a la distancia medida desde el Clúster UIS-59 troncal 3A y UIS 1-3 de la troncal 3 hasta el CPF-1.	107
Gráfica 12. Perfil de presión de la línea de flujo paralela, y la Troncal 3A original.	114
Gráfica 13. Perfil de presión de la Troncal 3 original con la técnica de optimizacion.	114
Gráfica 14. Esquema de simulación para las troncales y la línea paralela - Nodos Fuente.	115
Gráfica 15. Perfil de presión de la Troncal 3 y Troncal 3A independientes hasta el manifold del CPF-1 de Campo Rubiales	123
Gráfica 16. Perfil de presión de presión de la Troncal 3 y la nueva troncal 3A.	130
Gráfica 17. Perfil de presión de presión de la Troncal 3 y la nueva troncal 3A.	136

Gráfica 18. Resultado de la simulación correspondiente al perfil de presión de la Troncal 3-3A bajo estas condiciones	143
Gráfica 19. Perfil de presión de las Alternativas de mejoramiento.	148
Gráfica 20. Caudal Incremental de las Alternativas de Mejoramiento.	150
Gráfica 21. Nuevo régimen de Regalías.	162

LISTA DE ECUACIONES

	Pág.
Ecuación 1. Capacidad de tubería.	110
Ecuación 2. Porcentaje de Agua y sedimento.	110
Ecuación 3. Valor Presente Neto	156
Ecuación 4. Tasa Interna de Retorno.	156
Ecuación 5. Ingresos.	158

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades del yacimiento y crudo de campo Rubiales	32
Tabla 2. Pozos asociados a la Troncal-3 y 3A de Campo Rubiales que operan con Bombas de cavidades progresivas.	36
Tabla 3. Pozos asociados a la Troncal 3 de Campo Rubiales que operan con Bombas Electro-sumergibles.	38
Tabla 4. Pozos asociados a la Troncal 3A de Campo Rubiales que operan con Bombas Electro-sumergibles.	39
Tabla 5. Caudal de Diseño de las líneas de flujo de Campo Rubiales.	41
Tabla 6. Características de diseño de los clúster asociadas a la Troncal-3 Y 3A de Campo Rubiales.	45
Tabla 7. Tramos de tubería de la Troncal-3A de Campo Rubiales.	46
Tabla 8. Parámetros de operación y de producción de los pozos asociados a la Troncal-3 Y 3A de Campo Rubiales.	48
Tabla 9. Datos generales de los pozos asociados a la Troncal-3 y 3A	50
Tabla 10. Datos UIS_008	64
Tabla 11. Temperatura y viscosidad UIS_008.	65
Tabla 12. Tabla de resultados del simulador con el punto de operación del sistema.	68
Tabla 13. Jerarquización de los Clúster de acuerdo a la producción diaria de fluido en las troncales 3-3A	72
Tabla 14. Correlaciones para flujo multifasico	80
Tabla 15. Puntos de operación de los pozos a condiciones actuales de operación	85
Tabla 16. Caudal de flujo medido y calculado para los clúster asociados a la Troncal 3-3A de Campo Rubiales.	87

Tabla 17. Caudal de flujo medido y calculado para los pozos asociados a la Troncal 3-3A de Campo Rubiales.	88
Tabla 18. Pozos a los que se le modifico la frecuencia y el punto de operación.	92
Tabla 19. Resultado de la simulación de los clusters asociados a la Troncal 3-3A a condiciones de alta frecuencia.	94
Tabla 20. Caudal de flujo medido y calculado para los pozos asociados a la Troncal 3-3A de Campo Rubiales a condiciones de alta frecuencia.	95
Tabla 21. Perfiles de presión a condiciones de diseño y condiciones actuales de operación.	102
Tabla 22. Características de la línea de flujo paralela y la línea de flujo original.	112
Tabla 23. Presiones de flujo a lo largo de la Troncal original y la línea de flujo paralela.	116
Tabla 24. Caudal de flujo incremental de la línea de flujo paralela y la Troncal original.	117
Tabla 25. Caídas de presión a la entrada del punto CONECTOR de la Troncal 3-3A de Campo Rubiales.	120
Tabla 26. Características de las dos nuevas secciones, al desconectar la troncal 3.	121
Tabla 27. Perfil de presión y ΔP de las dos troncales. Al desconectarlas y enviarlas por líneas de flujo separadas.	125
Tabla 28. Caudal de flujo incremental de las dos nuevas líneas de flujo, Al desconectar la Línea de flujo de la troncal 3.	126
Tabla 29. Características de la nueva línea de flujo.	128
Tabla 30. Perfil de presión de presión y ΔP de la Troncal 3 y nueva Troncal 3A.	131
Tabla 31. Caudal de flujo incremental de los clúster al simular la línea nueva de diámetro 24" conectada a la troncal 3.	134
Tabla 32. Características de la nueva línea de flujo.	135
Tabla 33. Perfil de presión y ΔP de la Troncal 3 y nueva Troncal 3A.	137
Tabla 34. Caudal de flujo incremental de los clúster al simular la línea nueva de diámetro 24" libre hasta el CPF-1	140

Tabla 35. Perfil de Presión y ΔP de la Troncal 3-3A de Campo Rubiales con la Instalación de Separadores.	144
Tabla 36. Caudal de flujo incremental para los clústers con la instalación de separadores.	146
Tabla 37. Matriz Comparativa de las alternativas de mejoramiento propuestas para la Troncal 3-3A de Campo Rubiales.	153
Tabla 38. Matriz de Selección de las alternativas de mejoramiento propuestas para la Troncal 3-3A de Campo Rubiales.	154
Tabla 39. Precio para la comercialización del crudo.	158
Tabla 40. Precios ofertados para la implementación de las estrategias de mejoramiento.	159
Tabla 41. Costos totales en materiales para las alternativas de mejoramiento propuestas.	160
Tabla 42. Información suministrada por la compañía para la evaluación financiera del proyecto.	161
Tabla 43. Indicadores Financiero para las alternativas de mejoramiento.	163

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Estado mecánico pozo vertical UIS_018	171
Anexo B. Estado mecánico pozo horizontal UIS_020H	172
Anexo C. Generalidades campo Rubiales	173
Anexo D. Registro de resonancia magnética para la determinación de la saturación de agua irreducible de Campo Rubiales	174
Anexo E. Flujo de caja de las alternativas de mejoramiento	176

RESUMEN

TÍTULO: ANALISIS TECNICO DE LAS ESTRATEGIAS DE OPTIMIZACIÓN PARA EL MANEJO DE FLUIDOS Y BALANCE DE PRESIONES EN LOS CLÚSTERS ASOCIADOS A LAS TRONCALES 3 Y 3A DE CAMPO RUBIALES*.

AUTORES: MARIO ALBERTO ARDILA RUEDA
MANUEL ALEJANDRO MENESES PRADA**

PALABRAS CLAVE: Restricciones de Flujo, Análisis Nodal, PIPESIM.

CONTENIDO: El presente proyecto tiene como finalidad plantear y evaluar estrategias de mejoramiento que al ser implementadas en los sistemas de recolección de fluidos de un campo colombiano de crudo pesado, reduzcan las pérdidas de presión a lo largo de las líneas de flujo, lo que representa un impacto positivo en la producción total del sistema, al incrementar el caudal de llegada al centro de facilidades.

Las troncales 3 y 3A del Campo Rubiales fueron seleccionadas como escenario problema. La simulación y análisis fueron realizados con base en la información operacional del mes de junio de 2014.

Fue necesario identificar en primera instancia, las posibles restricciones de flujo que se presenten en los pozos y clúster, asociados a la troncal 3 y 3A de Campo Rubiales, con base en esto, se determinaron los principales parámetros que tiene un impacto sobre el rendimiento del flujo. Mediante la recolección, verificación y el análisis de la información disponible en el campo, se modelaron en el software PIPESIM, tanto pozos como clúster y líneas de producción actuales del campo Rubiales, generando dos modelos que representaron las dos troncales que actualmente recogen los fluidos de la zona norte del campo. Con los modelos calibrados, se procedió a realizar el estudio de diámetros de tubería de las actuales troncales que transportan crudo pesado y el planteamiento para las dos troncales de diferentes opciones de producción futuras con variaciones tanto en diseño como características de operación en las líneas de flujo, con este mismo fue calculado el caudal de producción incremental aportado por cada estrategia de mejoramiento propuesta.

Las estrategias fueron evaluadas financieramente para seleccionar la más rentable.

* Trabajo de Grado..

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Directores: Ing. John Alexander León, Luis Francisco Castiblanco.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL ANALYSIS OF OPTIMIZATION STRATEGIES FOR THE FLUIDS AND PRESSURE MANAGEMENT ON THE ASSOCIATE CLUSTERS TO THE MAIN LINES 3 AND 3A IN RUBIALES FIELD .

AUTHORS: MARIO ALBERTO ARDILA RUEDA
MANUEL ALEJANDRO MENESES PRADA**

KEY WORDS: Flow Restrictions, Nodal Analysis, PIPESIM.

CONTENT: This project has as purpose to suggest and assess the enhancement strategies for implement in the production lines from a Colombian heavy oil field, Rubiales Field, to reduce the pressure loss along the flow lines that represents positive impact on the system's production due to the increase the inflow in the production facilities.

The main lines 3 and 3A from the Rubiales Field were selected as study scenario. The simulation and analysis were made based on the operational information from June/2014.

The possible flow restrictions in the wells and clusters completed with electro submersible pumps (ESP) associated to the main lines 3 and 3A from the Rubiales Field were identified, based on that, were defined the main parameters that have an impact on the oil flow efficiency. By collecting, testing and analysis of available information in the field, were modeled in the software PIPESIM, both wells as cluster and existing production lines of the Rubiales field, generating two models representing the two trunks lines currently collect fluids in the area north of the field. With the calibrated models, proceeded to make the study of pipe diameters current carrying core heavy crude and the approach for the two lines trunks from different production options contemplate with variations in design and operating characteristics in the flow lines.

Finally a financial assessment was made for each strategy and was selected the most profitable.

* Thesis Grade. Investigation modality

** Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School.
Directors: Eng. John Alexander León, Eng. Luis Francisco Castiblanco.

INTRODUCCIÓN

Dentro de las estrategias para el incremento de reservas de hidrocarburos la industria nacional ha volcado su atención en campos maduros y de crudo pesado, Debido a esto es necesario trabajar en el desarrollo de tecnología y estrategias para incrementar la producción de crudo en el país, lo cual implica mayores retos en el diseño de la logística de transporte desde los pozos a través de las troncales hasta las estaciones de tratamiento.

El objeto de estudio para el presente proyecto es un campo colombiano de crudo pesado Campo Rubiales. La diferencia en el diámetro de la Troncal 3 y 3A (16" y 24"), en las presiones y tasas de flujo, han afectado la producción total de las líneas. Este problema está asociado a las restricciones de flujo presentes en las Troncales. Por tal razón, es necesario implementar nuevas estrategias y tecnologías que permitan mejorar el sistema de flujo de las líneas recolectoras del campo, esperando obtener un balance de fluidos y presiones a lo largo de las troncales 3-3A aumentando el caudal de flujo a la llegada al centro de facilidades.

Para el diseño y la evaluación de las alternativas de mejoramiento propuestas en el desarrollo del proyecto, se empleará el software especializado en redes de flujo y transporte PIPESIM desarrollado por Schlumberger, que permite el análisis integral de los sistemas de producción, instalaciones en superficie, y líneas de flujo en el proceso de transporte, por medio del análisis nodal.

Una vez realizadas las simulaciones fue posible detectar los pozos y cluster que presentan restricciones al flujo y con base en la información obtenida se determinan las variables que tienen un impacto negativo en el rendimiento de las troncales.

Seguidamente se plantean estrategias de optimización para mejorar los sistemas de transporte, se analizan factores como el comportamiento de la presión, del caudal y las restricciones al flujo para posteriormente escoger las estrategias que pasaran a una evaluación financiera y comparar datos de rentabilidad.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO RUBIALES

1.1 HISTORIA DE CAMPO RUBIALES.

Campo Rubiales fue descubierto por la compañía Exxon en 1980, para esa época no era económicamente sostenible la explotación de crudo pesado, por ello, ocasionalmente se realizaron procesos de exploración y explotación; en el año 2000 la compañía Tethys Petroleum Company reactiva la producción del campo; en el 2002 se venden los derechos de explotación a Rubiales Holdings Ltda., alcanzando una producción diaria aproximada de 700 BOPD, para el siguiente año la compañía Rubiales Holding Ltda., con el fin de mejorar las facilidades de producción y la infraestructura como vías de acceso invierte un monto de US 22.5 millones, el mismo año se realiza la primera campaña de perforación con 14 pozos verticales, y la implementación del sistema de levantamiento Progressive Cavity Pump (PCP, Bombas de Cavidades Progresivas).

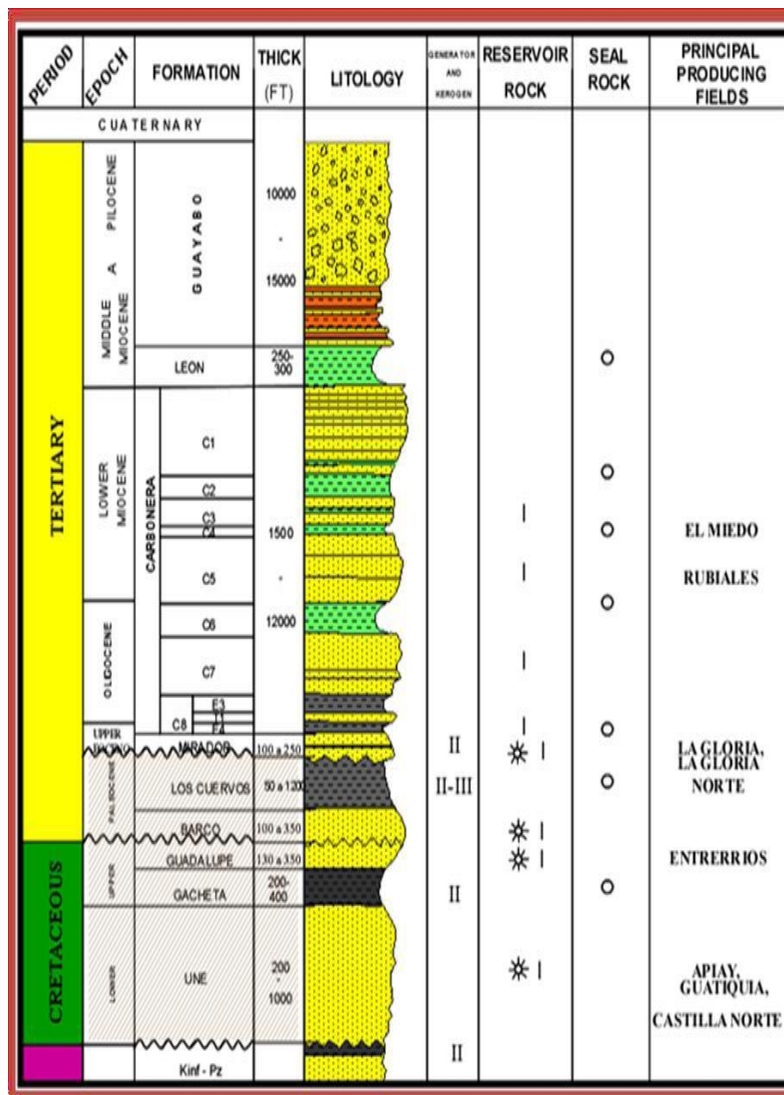
PACIFIC RUBIALES ENERGY¹ reporta en la historia del campo que en el 2006, el campo es adquirido por META PETROLEUM, produciendo 5.000 BPOD aumentando siete veces la producción de crudo en comparación al 2002, para este año se inicia la construcción del centro de facilidades de Producción (CPF 1). Posteriormente en el 2007 Campo Rubiales pasa a ser explotado por ¹, bajo el control de esta compañía se inicia un proceso de desarrollo dirigido a la implementación de tecnologías especializadas en la extracción de crudos pesados. En la tercera campaña se perforan pozos horizontales de desarrollo usando como sistema de levantamiento Electric Submersible Pump (ESP, Bombas Electrosumergibles).

¹ MORALES. Diego., LANDAETA Libia. RODRIGUEZ Javier. Estudio integrado de yacimientos de Campo Rubiales, PACIFIC RUBIALES ENERGY Gerencia de yacimientos. Enero 2012. P 10.

1.2 MODELO GEOLÓGICO.

1.2.1 **Columna Estratigráfica.** En la **Figura 1**, se observa la columna estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales que comprende rocas del Cretáceo al Reciente.

Figura 1. Columna Estratigráfica de Campo Rubiales.

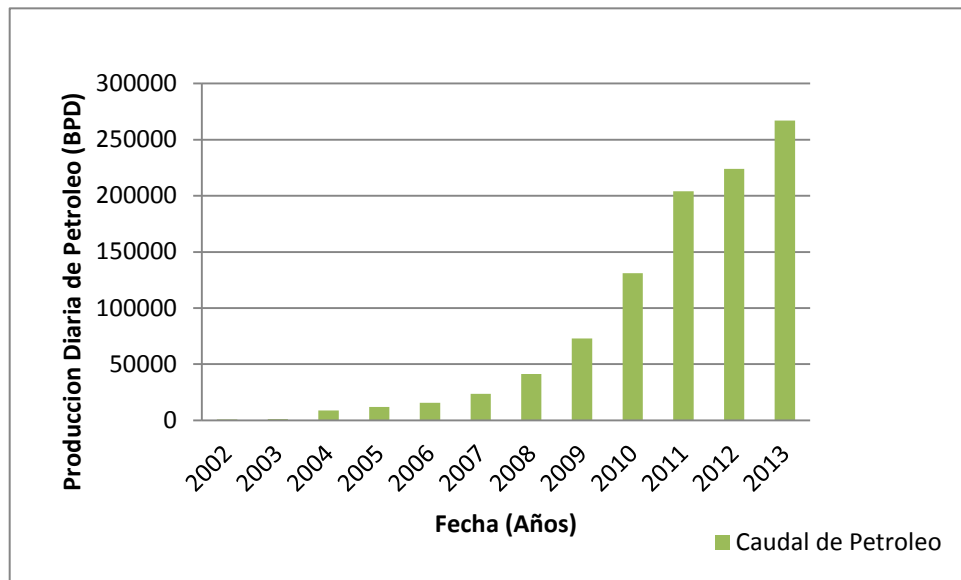


Fuente: MORALES, Diego, LANDAETA Libia, RODRÍGUEZ Javier, META PETROLEUM-PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP Estudio Integrado de Yacimientos-Campo Rubiales. Gerencia de yacimientos Enero de 2010, P. 12.

1.3 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO UIS.

Alberto Florez² explica que el Campo Rubiales registró para el año 2013 una producción acumulada de 2220MBIs, y una producción diaria de petróleo de 257 KBOPD, lo que representa que de la producción acumulada del campo 92.2% es agua y tan solo el 7.8% es crudo. Del agua producida 300 KBPD es vertida legalmente a ríos cercanos, el restante se utiliza como fluido de inyección. La **Gráfica 1** muestra la producción acumulada de petróleo de Campo Rubiales durante los últimos 12 años. Campo Rubiales produce gracias a un acuífero activo que se encuentra conectado hidráulicamente a una fuente de agua.

Gráfica 1. Producción acumulada de petróleo de Campo Rubiales.



Fuente: META PETROLEUM-PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. Gerencia de Yacimientos. Base de datos de Campo Rubiales. Diciembre de 2013. (Modificado por el autor).

De acuerdo con la reactivación económica que ha presentado Campo Rubiales la producción ha aumentado en un 82% en comparación con el año 2007 y las reservas presentes actualmente en el yacimiento reflejan un panorama de

²FLOREZ Alberto. META PETROLEUM CORP. Gerencia de yacimientos. Base de datos del Campo Rubiales. Noviembre de 2013. P 21..

Producción a futuro, por lo que es importante reconocer el crecimiento del campo y las reservas para el año 2013, ya que de estos depende la implementación de nuevas estrategias en la logística de transporte y de explotación.

1.4 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO Y DEL CRUDO.

1.4.1 Propiedades petrofísicas del Yacimiento. El espesor de la Unidades Carbonera Inferior (Areniscas Basales de la Formación Carbonera) varía entre 130 – 200 pies y el espesor neto petrolífero oscila entre 20 – 80 pies. Las Areniscas Basales de la Formación Carbonera presentan buena calidad de roca con porosidades efectivas alrededor del 25%, alcanzando valores de 32% en las arenas más limpias. La permeabilidad de la formación varía entre 5 y 13 Darcies. Y se estima que Campo Rubiales tiene una saturación de agua inicial de 30% al 40%.

1.4.2 Propiedades de los Fluidos

Gravedad API: El petróleo producido es crudo pesado con gravedad API que varía entre 11.3° y 14.4°.

Viscosidad: La viscosidad del petróleo producido está alrededor de 310 a 730 cp a condiciones de temperatura del yacimiento que es de 147°F aproximadamente.

Presión de Burbuja: El petróleo producido en Campo Rubiales es crudo pesado, presenta un bajo contenido de gas. La presión de burbuja obtenida como resultado de pruebas PVT que se realizaron en el pozo UIS-53 es de 80 psi. Teniendo en cuenta que el mecanismo de producción del campo es un empuje activo de acuífero artesiano, el cual no permite disminución de la presión de yacimiento en

más de 100 psi, la explotación del campo se lleva siempre por encima del punto de burbuja.

Resistividad: La resistividad en las zonas de agua varía entre 20 – 40 ohm-m, en las zonas de petróleo pueden tener valores superiores a 60 ohm-m, 2000 ohm-m, esta variación depende del alto contenido de arcilla y agua, pues a mayor contenido de arcilla, menor es la resistividad de los fluidos presentes en la roca. El ICP³ reportó que la resistividad del agua de formación oscila entre 4-7 omh-m este valor se tomó de pozos productores a una temperatura de 77°F con una salinidad entre 800 – 1300 mg/L, por lo que el agua de formación de Campo Rubiales se considera agua dulce.

Saturación de Agua Irreducible: Los registros de resonancia magnética realizados en campo, establecen un valor de saturación de agua inicial alrededor de 20% a 70% con un promedio de 47%.

³ INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO (ICP) – ECOPELROL. Características fisicoquímicas de aguas de Formación del Campo Rubiales. Gerencia de yacimientos META PETROLEUM PACIFIC RUBIALES CORP. Noviembre 2011 P. 46.

Tabla 1. Propiedades del yacimiento y crudo de campo Rubiales

Profundidad promedio	2700 ft TVD
Espesor Neto de Arenas	140-280 ft
Porosidad	18-30
Permeabilidad	3-20 Darcies
Presión del Yacimiento	1700 Psig @ 2700 ft
Temperatura del Yacimiento	145°F @ 2700 ft
FVF	1.013 Bbl/STB
GOR	5 SCF/STB
Relación Agua-Petróleo	4.2
°API	12.8
Gravedad específica @ 60 °F	0,9843
Presión de Burbuja @ Ty	80 Psia
Presión de Vapor @ 60 °F	0,89 psi
Viscosidad @ Pb	731 cP
Compresibilidad del Fluido @ Ty	9.84e10-6 Psi-1
Punto de inflamación	180,86 °F
Punto de autoignición	761 °F
Punto de fluencia	450 °F
Saturación de Agua	25-58%
Salinidad del Agua de Formación	300-1000 ppm
H2S	3 ppm wt
Factor de Recobro	16%

Fuente. Gerencia de yacimientos. Base de datos del Campo Rubiales. Noviembre del 2012

1.5 ESTRATEGIA DE PRODUCCIÓN Y SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DEL CAMPO RUBIALES.

La estrategia de producción actual en Campo Rubiales consiste en la perforación de un pozo vertical y cuatro o cinco pozos horizontales en una misma locación denominado Clúster como muestra la **Figura 2**, con el fin de obtener mayor área de drenaje **Figura 3**. Los primeros pozos en ser perforados para control geológico son los pozos verticales que producen con bombas de cavidades progresivas, y con base en la información litológica obtenida se perforan los pozos horizontales que producen a través de bombeo electro-sumergible.

Figura 2. Diagrama de locación tipo clúster.

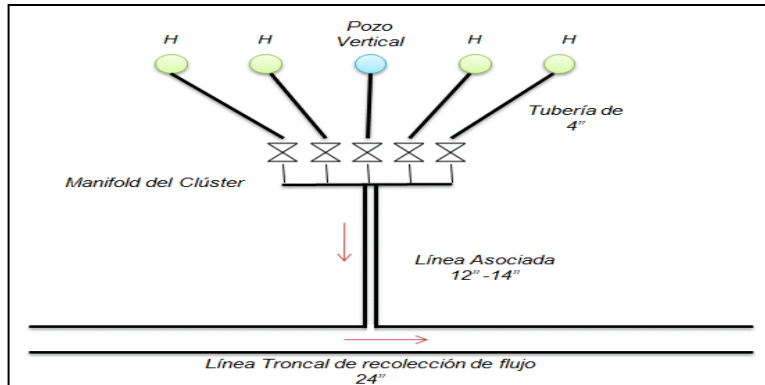
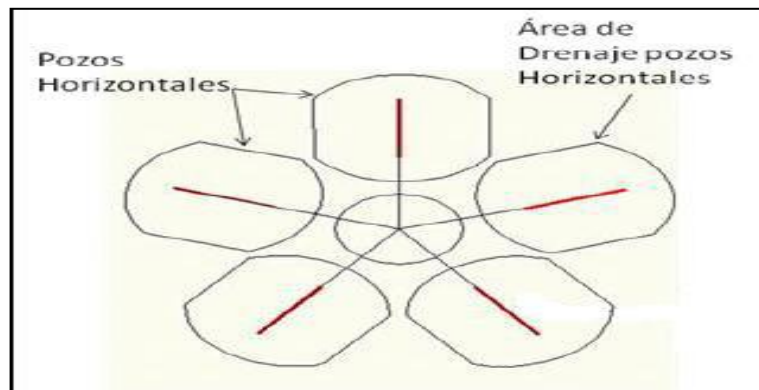


Figura 3. Área de drenaje en locaciones tipo Clúster, Campo Rubiales.

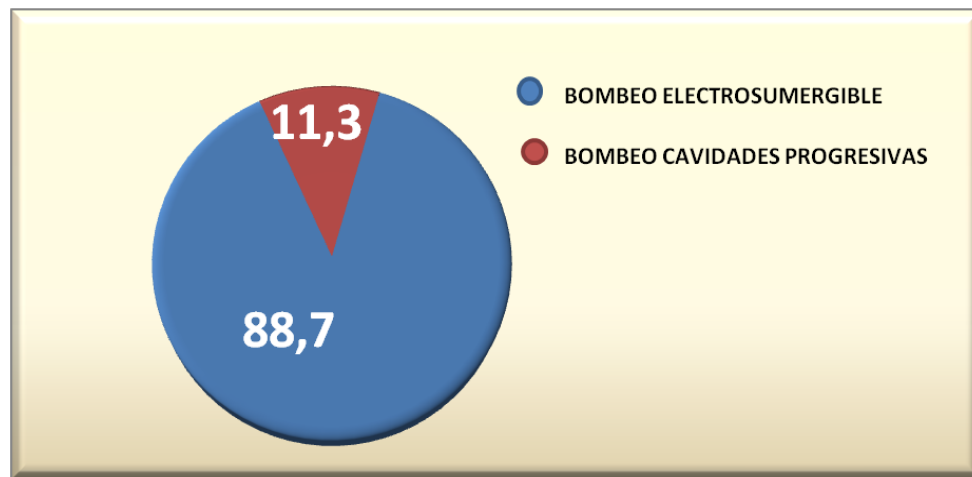


Fuente. METAPETROLEUM PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. Gerencia de yacimientos. Base de datos del Campo Rubiales. Noviembre del 2012..

El reporte diario de producción del 11 de junio de 2014⁴ indica que de los 77 pozos asociados a la Troncal 3 y 3A de Campo Rubiales, 6 operan con bombas de cavidades progresivas lo que representa el 11,3 %, y el 88,7 % restante, referentes a 71 pozos operan con Bombas electro-sumergibles, (ver **Gráfica 2**).

⁴ Gerencia de Yacimientos, "Reporte de producción de la Troncal 3 y 3A de Campo Uis". Junio, 2014.

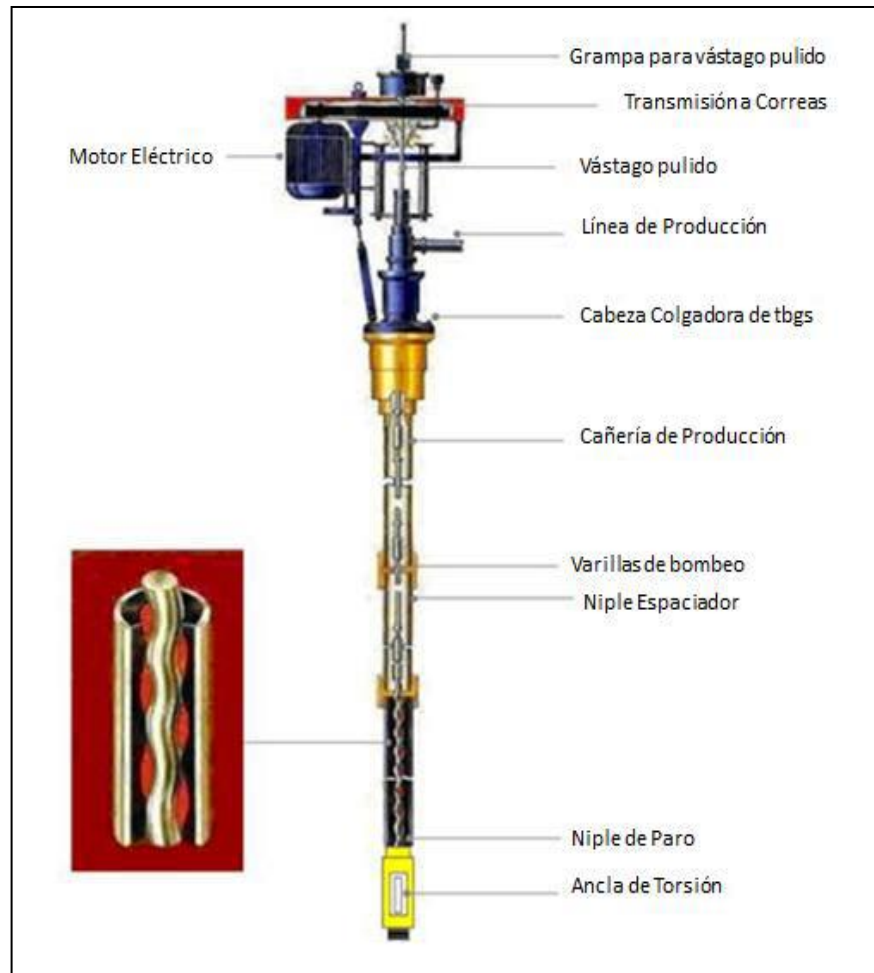
Gráfica 2. Distribución de los sistemas de levantamiento en la Troncal-3 Y 3A de campo Rubiales.



Fuente. GUILMAIN Miguel Ángel. PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. Reporte de producción de la Troncal 3-3A de Campo Rubiales. 17 de Diciembre del 2013 (modificado por el autor).

1.5.1 Bombeo de cavidades progresivas. Este sistema de levantamiento artificial se compone por una bomba de desplazamiento positivo, engranada en forma espiral, cuyos componentes principales son rotor y el estator. El rotor es la única parte móvil de la bomba, conformado por una pieza de metal pulido de alta resistencia con forma de hélice, puede ser simple o doble. El estator es una hélice doble o triple de elastómero sintético con el mismo diámetro del rotor adherido permanentemente a un tubo de acero, él cual está conectado a la tubería de producción, el rotor es accionado desde la superficie por un sistema impulsor que transmite el movimiento rotativo a la sarta, El crudo es desplazado en forma continua entre los filamentos de tornillo del rotor y desplazado axialmente mientras el tornillo rota. La **Figura 4** muestra las partes de una bomba de cavidades progresivas.

Figura 4. Instalación de una Bomba de Cavidades Progresivas



Fuente. METAPETROLEUM PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. Gerencia de yacimientos. Base de datos del Campo Rubiales. Noviembre del 2012. P 27.

Este tipo de bombas se caracteriza por operar a baja velocidad y permitir manejar altos volúmenes de gas, sólidos en suspensión y corte de agua, así como también es ideal para manejar crudos pesados, o fluidos altamente viscosos (2000-5000 cp.), los costos de instalación, transporte, operativos y de mantenimiento son bastantes bajos, al igual que el consumo de energía, por lo general la inversión de capital es del orden del 50 % al 25 %, pero su desempeño en pozos desviado es limitado, por ello se usan principalmente en pozos verticales, es propensa al desgaste del elastómero cuando trabaja en seco o está expuesto a fluidos

corrosivos, el reporte diario de producción del 11 de junio de 2014 refleja que en La Troncal-3 y 3A de Campo Rubiales hay 6 pozos que operan con bombas de cavidades progresivas de los cuales 3 son pozos activos y están en blanco como se muestra en la **Tabla 2**.

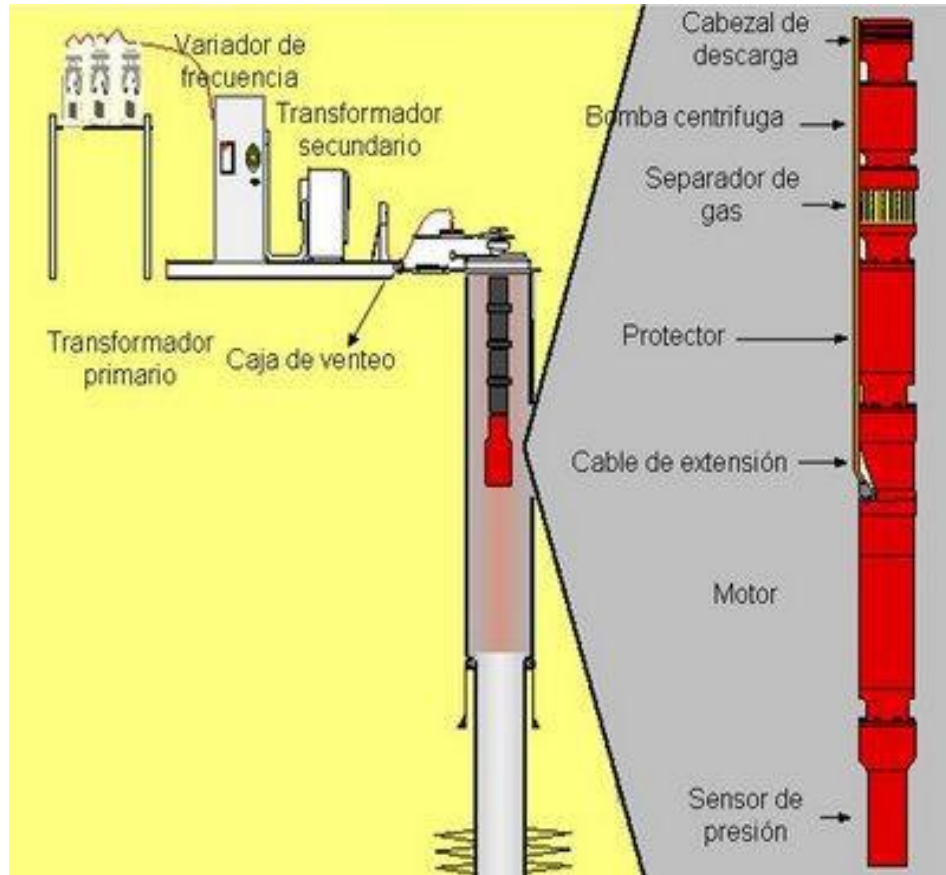
Tabla 2. Pozos asociados a la Troncal-3 y 3A de Campo Rubiales que operan con Bombas de cavidades progresivas.

Troncal	Clúster	Pozo	Torque %	RPM	Eficiencia (%)
TRONCAL 3	CLUSTER 33	UIS-033	28	240	90,00
	CLUSTER 3	UIS-003	41	330	91,70
TRONCAL 3 ^a	CLUSTER 56	UIS-056	13	70	94,30
	CLUSTER 51	UIS-051	28	330	84,90
	CLUSTER 60	UIS-060	22	300	95,70
	CLUSTER 38	UIS-038	68	320	87,80

Fuente. Gerencia de Yacimientos. Reporte de producción de la Troncal 3 y 3A de Campo Rubiales. 11 de junio de 2014 (modificado por los autores).

1.5.2 Bombeo electrosumergible. Su funcionamiento se basa en utilizar bombas centrífugas de múltiples etapas de subsuelo ubicadas en el fondo del pozo, estas son accionadas por motores eléctricos, tienen un rango de capacidades que va desde 200 a 9000 BPD, trabaja a profundidades entre los 12.000 y 15.000 pies, el rango de eficiencia está entre 18% – 68% y puede ser usado en pozos tanto verticales como desviados o inclinados. La **Figura 5** muestra las partes e instalación típica de una bomba electrosumergible.

Figura 5. Instalación de una Bomba Electrosumergible.



Fuente: METAPETROLEUM PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. Gerencia de yacimientos. Base de datos del Campo Rubiales. Noviembre del 2012. P 34.

Este método tiene la capacidad de producir altas tasas de fluido y manejar crudos pesados con alto corte de agua. En las **Tablas 3 y 4** se muestran los 71 pozos asociados a la Troncal 3 y 3A de Campo Rubiales que operan con Bombas electrosumergibles de los cuales se encuentran en rojo los pozos que están apagados para la fecha según el reporte diario de producción del 11 de junio de 2014.

Tabla 3. Pozos asociados a la Troncal 3 de Campo Rubiales que operan con Bombas Electro-sumergibles.

Clúster	Pozo	Frecuencia (HZ)	PIP (psia)
CLUSTER 18	UIS-018	65	792
	UIS-019H	35	0
	UIS-020H	56	851
	UIS-021H	58	909
	UIS-022H	60	0
	UIS-023H	44	826
CLUSTER 24	UIS-024	60	793
	UIS-025H	60	761
	UIS-026H	60	772
	UIS-027H	63.5	737
CLUSTER 28	UIS-028	55	434
	UIS-029H	32	827
	UIS-030H	40	825
	UIS-031HST	65	0
	UIS-032H	62	735
CLUSTER 17	UIS-017H	56	0
	UIS-013H	55	788
	UIS-014H	60	730
	UIS-015H	63	696
	UIS-016H	40	857
CLUSTER 8	UIS-008	65.5	646
	UIS-009H	47	0
	UIS-012HST	41	877
	UIS-011H	64.5	806
	UIS-010H	35	876
CLUSTER 1	UIS-001ST	65	672
	UIS-002H	34	870
CLUSTER 5	UIS-005H	58.5	325
	UIS-007H	50.5	815
	UIS-006H	37	820
CLUSTER 3	UIS-150H	61.5	810
	UIS-004H	42	849
	UIS-151H	64	0
	UIS-152H	47	0

Clúster	Pozo	Frecuencia (HZ)	PIP (psia)
CLUSTER 33	UIS-034H	46	843
	UIS-035H	65	687
	UIS-036H	34	0
	UIS-037H	61.5	881

Tabla 4. Pozos asociados a la Troncal 3A de Campo Rubiales que operan con Bombas Electro-sumergibles.

Clúster	Pozo	Frecuencia (HZ)	PIP (psia)
CLUSTER 65	UIS-065	380	44
	UIS-066H	54.5	806
	UIS-067H	60	0
	UIS-068HST	65	812
	UIS-069H	48	610
CLUSTER 70	UIS-070	35	782
	UIS-071H	49	0
	UIS-072H	36	0
	UIS-073H	65	840
	UIS-074HST	60	789
CLUSTER 45	UIS-045	65	429
	UIS-048H	60	829
	UIS-046HST	48	829
	UIS-047H	58	827
	UIS-049H	35	845
CLUSTER 56	UIS-057H	35	912
CLUSTER 50	UIS-050HST	35	0
CLUSTER 51	UIS-052H	65	879
	UIS-053H	35	823
	UIS-054H	45	829
	UIS-055H	48	715
CLUSTER 60	UIS-061H	34	888
	UIS-062H	50.5	874
	UIS-063H	39	0
	UIS-064H	30	885
CLUSTER 38	UIS-039H	58.5	423

Clúster	Pozo	Frecuencia (HZ)	PIP (psia)
	UIS-040H	60.5	594
	UIS-044HST	49	906
	UIS-041H	65	618
	UIS-042H	59.5	707
	UIS-043HST	65	831
CLUSTER 59	UIS-059H	39.5	979
CLUSTER 58	UIS-058H	33	942

Fuente. Gerencia de Yacimientos. Reporte de producción de la Troncal 3 y 3A de Campo Rubiales. 11 de junio de 2014 (modificado por los autores).

2. SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE FLUIDOS DE CAMPO RUBIALES.

Existen dos centros de procesamiento de fluidos (CPF) que recogen la producción de todo el Campo Rubiales, allí se realiza el proceso de separación sometiendo el crudo a un tratamiento para cumplir con las especificación de comercialización. Debido al crecimiento en la producción del Campo Rubiales, y con el fin de reducir los costos de transporte, en el año 2006 se construyó la primera línea de flujo nombrada *Trunk Line*, encargada de recolectar y transportar los fluidos desde el pozo UIS_100 hasta el CPF1.

Actualmente el sistema de recolección de fluidos de producción del Campo Rubiales cuenta con 14 líneas de flujo en superficie, que reciben el nombre de Líneas Troncales de Recolección de Fluidos, cada una cuenta con un caudal de diseño como se muestra en la **Tabla 5**. Este proceso de recolección es continuo y más eficiente por las largas distancias que puede recorrer, y por los ambientes en los cuales se puede instalar.

Tabla 5. Caudal de Diseño de las líneas de flujo de Campo Rubiales.

Troncal	Capacidad Diseño (BFPD)
TRONCAL 1	356.000
TRONCAL 2	127.000
TRONCAL 3	310.000
TRONCAL 3^a	305.000
TRONCAL 4	390.000
TRONCAL 5	320.000
TRONCAL 6	409.000
TRONCAL 7	486.000
TRONCAL 8	318.000
TRONCAL 8 ^a	105.000
TRONCAL 10	450.000
TRUNK LINE	150.000

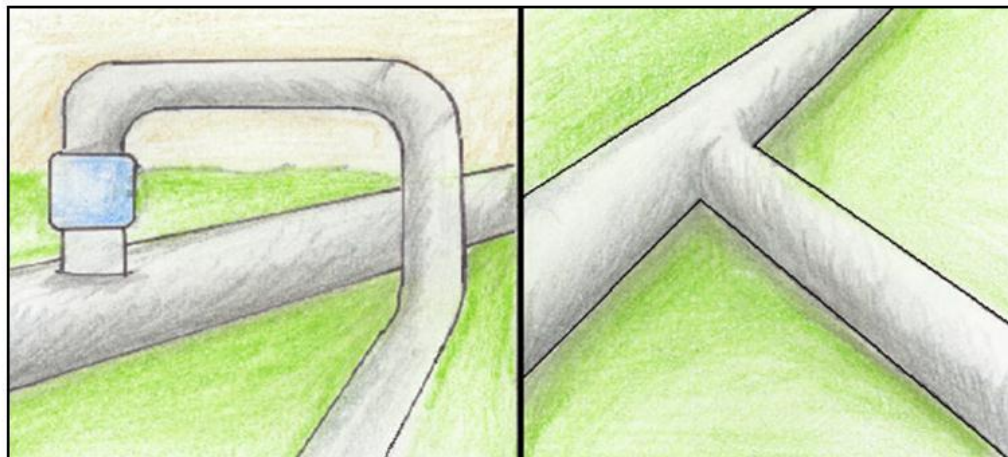
Fuente: METAPETROLEUM PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. Gerencia de yacimientos. Base de datos del Campo Rubiales. Noviembre del 2012. (Modificado por el autor).

El esquema de producción desde el pozo hasta los CPF's incluye tres secciones básicamente que son:

Sección 1: Es un tramo de tubería de 4 pulgadas de diámetro y aproximadamente 40 m de largo, esta sección transporta los fluidos que llegan a cabeza de pozo hacia el manifold de cada clúster, gracias a una válvula de retención o cheque que evita que se devuelva la columna de fluidos hacia el pozo, en esta sección el 75% de la tubería se encuentra enterrada en aproximadamente un metro generando desniveles.

Sección 2: Es una la línea de flujo que conecta el manifold del clúster con la Troncal correspondiente, por medio de conexiones tubo a tubo, ó tipo loop, como muestra la **Figura 6**, esta línea es conocida como línea asociada y varían entre 12 a 14 pulgadas de diámetro, la tubería maneja un aislante térmico compuesto por fibra de vidrio y tolera una temperatura máxima de fluido de 160°F y temperatura ambiente de 45°C.

Figura 6. Tipos de conexión entre la línea asociada y la Troncal.



Tipo Loop

Tipo Tubo a Tubo

Fuente: PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. Sistemas de flujo de Campo Rubiales. Noviembre del 2012. (Modificado por el autor).

Sección 3: Las troncales, que son las líneas principales de flujo, la tubería de esta sección es de 24,16 o 18 pulgadas de diámetro y recoge la producción de todas las líneas asociadas de cada clúster, conduciendo el fluido hacia los manifold del CPF-1 o del CPF-2, maneja el mismo tipo de aislante térmico que las líneas asociadas y presenta variaciones de diseño por la topografía de la zona y necesidades de cada línea.

2.1 GENERALIDADES DE LA TRONCAL 3 y 3A.

Las Troncales 3-3A fueron construidas en febrero del año 2009 por la empresa prestadora de servicios U.T Oleoductos Colombia. Están ubicadas en el costado Nororiente de Campo Rubiales, la troncal 3A cuenta con una longitud de 8.065 m, y un diámetro interno de 15 5/8 pulgadas (16 pulgadas diámetro externo - OD), el cual se extiende a lo largo del CL_59 hasta el CL_50 para cambiar de diámetro a 17 5/8 diámetro interno (18 pulgadas diámetro externo – OD) hasta llegar al conector. La capacidad total de la Troncal es de 24.582 bbl y puede transportar 305.000 BFPD, el aislamiento térmico es de fibra de vidrio de 0,5 pulgadas, y la tolerancia a la corrosión es de 0,255 pulgadas, la **Tabla 6** presenta en resumen las características de diseño de la Troncal-3A.

La troncal 3 cuenta con una longitud de 9.421 m, y el diámetro interno de la tubería es de 23 5/8 pulgadas (24 pulgadas diámetro externo - OD), el cual permanece constante a lo largo de toda la línea, la capacidad total de la Troncal es de 105.42 bbl y puede transportar 310.000 BFPD, el aislamiento térmico es de fibra de vidrio de 0,5 pulgadas, y la tolerancia a la corrosión es de 0,255 pulgadas, la **Tabla 7** presenta en resumen las características de diseño de la Troncal-3.

Actualmente la troncal 3 se extiende desde el clúster 001 hasta el manifold del CPF-1 y la troncal 3A se extiende desde el clúster 059 hasta el manifold del CPF-

1, cuentan con 19 clúster. La **Figura 7** presenta el diagrama de distribución de clúster de la troncal 3A, la **Figura 8** lo hace para la troncal 3, y la **Tabla 6** presenta la información referente a las características de diseño de cada clúster, como la longitud y el diámetro de las líneas asociadas, así como la presión de salida del manifold, entre otras.

Figura 7. Diagrama distribución de Clúster de la Troncal-3A de Campo Rubiales.

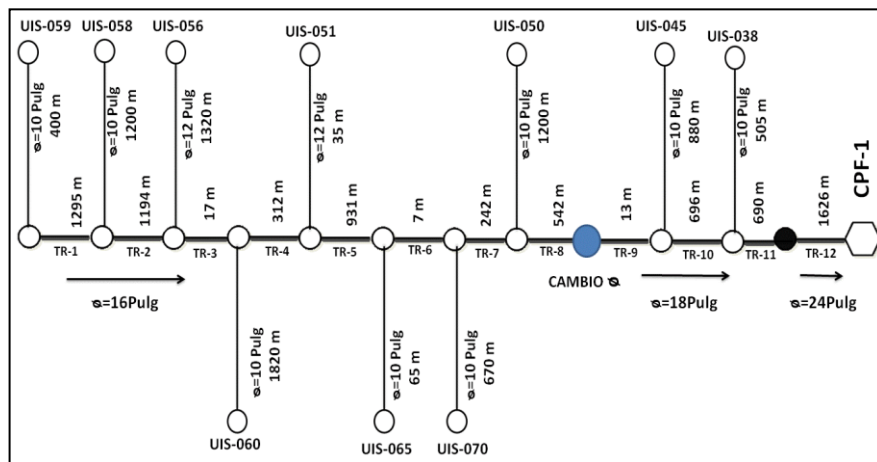
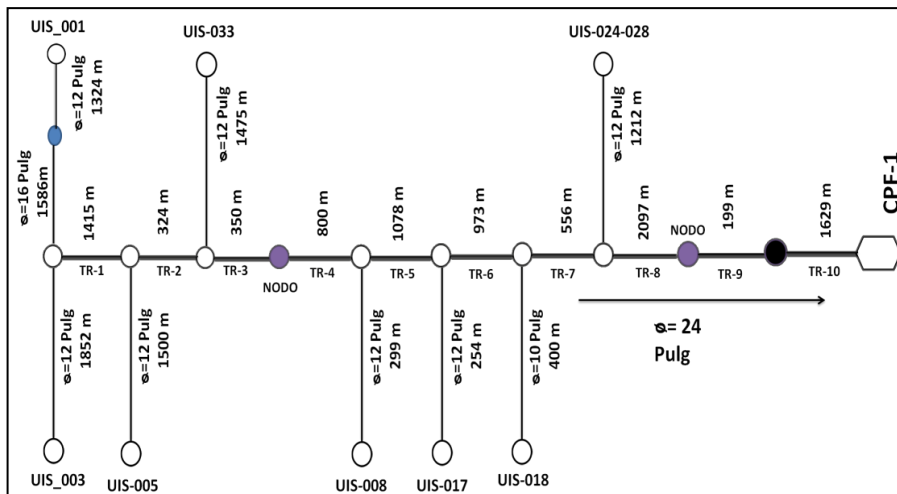


Figura 8. Diagrama distribución de Clúster de la Troncal-3 de Campo Rubiales.



Fuente: Gerencia de Yacimientos. Sistemas de flujo de Campo Rubiales Troncal-3 y 3A. Junio de 2014. (Modificado por los autores).

Tabla 6. Características de diseño de los clúster asociadas a la Troncal-3 Y 3A de Campo Rubiales.

CLUSTER	Longitud. CPF 1 al punto de conexión (m)	Longitud línea asociada (m)	Diámetro de la línea asociada ID (pulg)	Diámetro de la línea asociada OD (pulg)	Presiones en el manifold del clúster (psi)	Pozos verticales del clúster	Pozos totales del Clúster
65	3827	65	9,625	10	110	UIS-065	5
70	3820	670	9,625	10	110	UIS-070	5
45	3023	880	9,625	10	82	UIS-045	5
56	5620	1319	11,625	12	115	UIS-056	2
50	3578	1200	9,625	10	120	****	1
51	4791	35	11,625	12	120	UIS-051	5
60	5603	1820	9,625	10	****	UIS-060	5
38	2326	505	9,625	10	100	UIS-038	7
59	8110	400	9,625	10	130	****	1
58	6814	1200	9,625	10	130	****	1
18	4509	254	9,625	10	55	UIS-018	6
24	3949	1212	11,625	12	93	UIS-024	4
28	3949	2359	9,625	10	90	UIS-028	5
17	5484	33	11,625	12	75	UIS-017	5
8	6563	300	11,625	12	55	UIS-008	5
1	8470	1832	11,625	12	53	****	2
5	8039	1500	11,625	12	60	****	3
3	10059	1215	11,625	12	115	UIS-003	5
33	7715	1475	11,625	12	115	UIS-033	5

Fuente: Gerencia de Yacimientos. Sistemas de flujo de Campo Rubiales. Junio de 2014 (modificado por los autores).

La troncal 3 se divide en 8 tramos y la troncal 3A en 11 tramos que representan la sección de tubería que hay entre la conexión final de las líneas asociadas de cada clúster, las características de cada tramo de tubería como la longitud y la elevación la cual se mide usando como referencia la ubicación de la conexión del primer clúster varían como muestran las **Tablas 6 y 7**.

Tabla 7. Tramos de tubería de la Troncal-3A de Campo Rubiales.

Tramos	Desde	Hasta	Longitud (m)	Diámetro Interno – ID (pulg)	Diámetro Externo - OD (pulg)	Elevación (m)
TR 1	UIS_059	UIS_058	1295	15,625	16	0,2
TR 2	UIS_058	UIS_056	1194	15,625	16	0,2
TR 3	UIS_056	UIS_060	17	15,625	16	0,2
TR 4	UIS_060	UIS_051	312	15,625	16	3
TR 5	UIS_051	UIS_065	931	15,625	16	35
TR 6	UIS_065	UIS_070	7	15,625	16	-2
TR 7	UIS_070	UIS_050	242	15,625	16	1
TR 8	UIS_050	UIS_045	555	15,625	16	-0,61
TR 9	UIS_045	UIS_038	696	17,625	18	3,8
TR 10	UIS_038	CONECTOR	690	17,625	18	15,65
TR 11	CONECTOR	MANIFOLD	1626	23,625	24	25

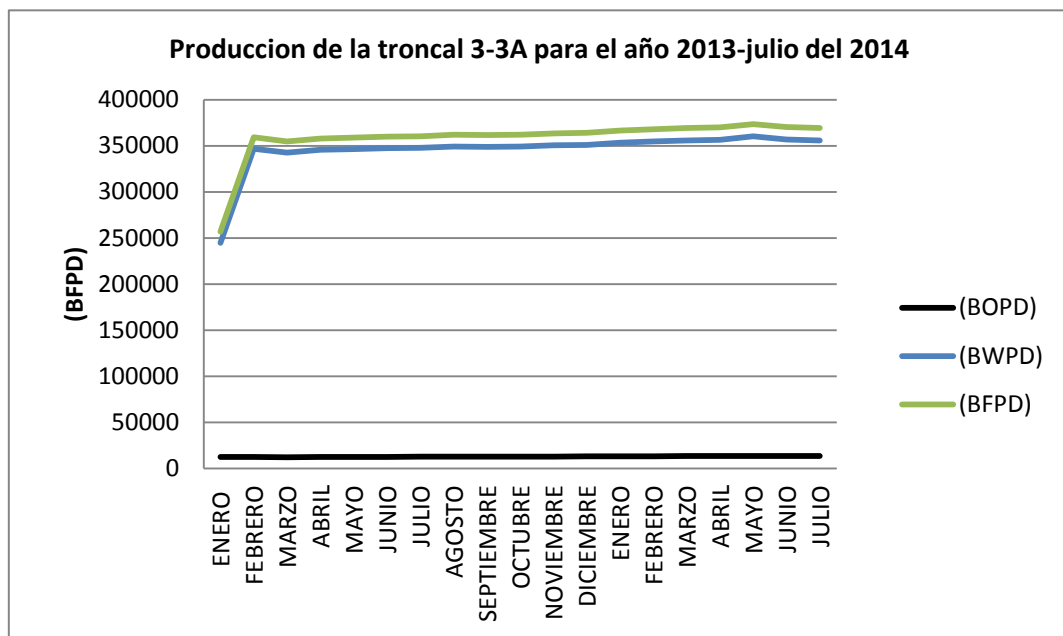
Tramos	Desde	Hasta	Longitud (m)	Diámetro Interno – ID (pulg)	Diámetro Externo - OD (pulg)	Elevación (m)
TR 1	UIS_001-UIS_003	UIS_005	1415	23,625	24	0
TR 2	UIS_005	UIS_033	324	23,625	24	0
TR 3	UIS_033	UIS_008	1150	23,625	24	10
TR 4	UIS_008	UIS_017	1078	23,625	24	5
TR 5	UIS_017	UIS_018	973	23,625	24	2
TR 6	UIS_018	UIS_024-UIS_028	556	23,625	24	20
TR 7	UIS_024-UIS_028	CONECTOR	2298	23,625	24	-30
TR 8	CONECTOR	MANIFOLD	1629	23,625	24	25

Fuente: Gerencia de yacimientos. Base de datos del Campo Rubiales. Diciembre 2013. (Modificado por los autores).

Es importante tener en cuenta que la simulación de procesos de transporte en líneas de flujo o facilidades de producción es realizada con parámetros de operación para un punto determinado en el tiempo, es decir, estas simulaciones

son de carácter estático; por lo que es necesario tomar parámetros de operación como caudal y perfil de presiones, entre otros, que no presenten variaciones significativas en determinado periodo de tiempo, lo cual asegura la representatividad de los datos empleados en la simulación. La **Gráfica 3** presenta la historia de producción de la Troncal 3 y 3A para el año 2013 hasta Julio de 2014, evidenciando que el caudal de petróleo (BOPD) presentó poca variación manteniéndose en un rango aceptable entre 20K y 23K Bbl. Por otra parte, el caudal de agua (BWPD) creció progresivamente, lo que indica que a medida que creció el caudal de fluido (BFPD) también lo hizo el corte de agua (BSW).

Gráfica 3. Historia de producción de la Troncal 3 Y 3A de Campo Rubiales para el año 2013 hasta julio 2014.



Fuente. Gerencia de Yacimientos Reporte de producción de la Troncal-3 y 3A de Campo Rubiales. (Modificado por los autores).

Cumplíndose con lo dicho anteriormente el proceso de simulación del presente proyecto se realiza con el reporte diario de producción del 11 de junio del 2014 la

(Tabla 8), en este se puede evidenciar información tal como el número de pozos, tipo de bomba, tipo de pozo, caudal, entre otra información de consideración.

Tabla 8. Parámetros de operación y de producción de los pozos asociados a la Troncal-3 Y 3A de Campo Rubiales.

CLUSTER	POZO	TIPO DE POZO	TIPO DE BOMBA	TORQUE % PIP	THP PSIA	THT °F	PRUEBAS DE PRODUCCION @ 60 °F				
							BFPD	BSW	BOP	BWPD	RPM (HZ)
CL 65	UIS-065	Vertical	BES	44	90	147	1494	93	102	1392	30
	UIS-066H	Horizontal	BES	****	****	****	****	****	****	****	****
	UIS-067H	Horizontal	BES	****	****	****	****	****	****	****	****
	UIS-068HST	Horizontal	BES	****	****	****	****	****	****	****	****
CL 70	UIS-069H	Horizontal	BES	610	100	155	6111	88	722	5389	48
	UIS-070	Vertical	BES	782	99	147	4143	97	126	4018	35
	UIS-071H	Horizontal	BES	0	112	149	9917	99	131	9786	49
	UIS-072H	Horizontal	BES	****	****	****	****	****	****	****	****
CL 45	UIS-073H	Horizontal	BES	840	108	150	8366	98	138	8228	65
	UIS-074HST	Horizontal	BES	789	84	147	8495	95	429	8066	60
	UIS-045	Vertical	BES	429	80	152	3927	94	222	3705	65
	UIS-048H	Horizontal	BES	****	****	****	****	****	****	****	****
CL 56	UIS-046HST	Horizontal	BES	829	85	149	7547	96	286	7261	48
	UIS-047H	Horizontal	BES	827	84	136	9739	98	239	9500	58
	UIS-049H	Horizontal	BES	845	81	140	4471	96	185	4286	35
CL 56	UIS-057H	Horizontal	BES	912	100	0	4387	98	87	4300	35
CL 50	UIS-050HST	Horizontal	BES	0	103	0	629	97	18	611	35
CL 51	UIS-052H	Horizontal	BES	879	105	0	8025	95	45	927	61
	UIS-053H	Horizontal	BES	823	114	150	3966	98	171	7854	35
	UIS-054H	Horizontal	BES	829	101	145	6512	98	68	3898	45
	UIS-055H	Horizontal	BES	715	104	150	6532	99	59	6452	48
CL 60	UIS-061H	Horizontal	BES	****	****	****	****	****	****	****	****
	UIS-062H	Horizontal	BES	****	****	****	****	****	****	****	****
	UIS-063H	Horizontal	BES	****	****	****	****	****	****	****	****
	UIS-064H	Horizontal	BES	****	****	****	****	****	****	****	****
CL 38	UIS-039H	Horizontal	BES	423	79	151	7557	94	444	7113	58
	UIS-040H	Horizontal	BES	594	85	150	9517	91	865	8652	60
	UIS-044HST	Horizontal	BES	****	****	****	****	****	****	****	****
	UIS-041H	Horizontal	BES	618	83	149	9417	93	672	8745	65
	UIS-042H	Horizontal	BES	707	95	0	12580	94	803	11777	59
	UIS-043HST	Horizontal	BES	831	80	152	5707	96	246	5461	65 Hz

CLUSTER	POZO	TIPO DE POZO	TIPO DE BOMBA	TORQUE % PIP	THP PSIA	THT °F	PRUEBAS DE PRODUCCION @ 60 °F				
							BFPD	BSW	BOP	BWPD	RPM (HZ)
CL 59	UIS-059H	Horizontal	BES	979	95	0	5880	98	131	5750	39
CL 58	UIS-058H	Horizontal	BES	942	83	0	5017	96	183	4834	33
CL 18	UIS-018	Vertical	BES	792	50	152	10678	97	272	10406	65
	UIS-019H	Horizontal	BES	****	****	****	****	****	****	****	****
	UIS-020H	Horizontal	BES	851	58	153	12562	95	578	11984	56
	UIS-021H	Horizontal	BES	****	****	****	****	****	****	****	****
	UIS-022H	Horizontal	BES	0	54	152	10948	98	207	10741	60
CL 24	UIS-023H	Horizontal	BES	826	50	151	8487	99	93	8394	44
	UIS-024	Vertical	BES	****	****	****	****	****	****	****	****
	UIS-025H	Horizontal	BES	761	96	150	12981	98	310	12670	60
	UIS-026H	Horizontal	BES	772	106	154	13081	97	337	12744	60
CL 28	UIS-027H	Horizontal	BES	737	98	153	13523	97	391	13132	63
	UIS-028	Vertical	BES	434	78	140	7331	98	172	7159	55
	UIS-029H	Horizontal	BES	****	****	****	****	****	****	****	****
	UIS-030H	Horizontal	BES	****	****	****	****	****	****	****	****
	UIS-031HST	Horizontal	BES	****	****	****	****	****	****	****	****
CL 17	UIS-032H	Horizontal	BES	735	98	152	10573	96	466	10107	62
	UIS-017H	Vertical	BES	0	40	152	4680	96	191	4489	56
	UIS-013H	Horizontal	BES	788	66	147	11301	98	283	11019	55
	UIS-014H	Horizontal	BES	730	78	150	13041	98	271	12770	60
	UIS-015H	Horizontal	BES	696	38	151	10970	96	494	10476	63
CL 8	UIS-016H	Horizontal	BES	857	35	153	6345	98	144	6201	40
	UIS-008	Horizontal	BES	646	52	156	8129	97	226	7903	65
	UIS-009H	Horizontal	BES	****	****	****	****	****	****	****	****
	UIS-012HST	Horizontal	BES	****	****	****	****	****	****	****	****
	UIS-011H	Horizontal	BES	806	62	155	9909	98	189	9720	64
CL 1	UIS-010H	Horizontal	BES	876	50	149	5775	98	132	5643	35
	UIS-001ST	Horizontal	BES	672	54	152	3070	96	129	2941	65
CL 5	UIS-002H	Horizontal	BES	870	54	144	4920	97	131	4789	34
	UIS-005H	Horizontal	BES	325	55	0	3902	80	775	3127	58
	UIS-007H	Horizontal	BES	815	65	144	7570	97	226	7344	50
CL 3	UIS-006H	Horizontal	BES	820	50	0	4975	91	425	4550	37
	UIS-150H	Horizontal	BES	****	****	****	****	****	****	****	****
	UIS-004H	Horizontal	BES	849	104	148	6297	99	126	11395	42
	UIS-151H	Horizontal	BES	****	****	****	****	****	****	****	****
CL 33	UIS-152H	Horizontal	BES	****	****	****	****	****	****	****	****
	UIS-034H	Horizontal	BES	****	****	****	****	****	****	****	****
	UIS-035H	Horizontal	BES	687	100	149	10107	98	24	1173	65
	UIS-036H	Horizontal	BES	0	124	149	3994	99	77	7863	34

CLUSTER	POZO	TIPO DE POZO	TIPO DE BOMBA	TORQUE % PIP	THP PSIA	THT °F	PRUEBAS DE PRODUCCION @ 60 °F				
							BFPD	BSW	BOP	BWPD	RPM (HZ)
	UIS-037H	Horizontal	BES	****	****	****	****	****	****	****	****
CL 33	UIS-033	Vertical	PCP	****	****	****	****	****	****	****	****
CL 3	UIS-003	Vertical	PCP	41	110	142	1674	99	85	7962	320
CL 56	UIS-056	Vertical	PCP	****	****	****	****	****	****	****	****
CL 51	UIS-051	Vertical	PCP	28	105	0	972	95	45	927	330 rpm
CL 60	UIS-060	Vertical	PCP	****	****	****	****	****	****	****	****
CL 38	UIS-038	Vertical	PCP	68	75	147	1555	87	203	1352	320 rpm

Fuente. Gerencia de Yacimientos Reporte de producción de la Troncal-3 y 3A de Campo Rubiales. 11 de Junio del 2014 (modificado por los autores).

La **Tabla 9** presenta en términos generales los pozos asociados a la Troncal 3-3A de Campo Rubiales.

Tabla 9. Datos generales de los pozos asociados a la Troncal-3 y 3A

TIPO	CANTIDAD
POZOS TOTALES	77
POZOS ACTIVOS	53
POZOS CERRADOS	24
POZOS VERTICALES	14
POZOS HORIZONTALES	63
BES	71
PCP	6

Fuente. Gerencia de Yacimientos Reporte de producción de la Troncal-3 y 3A de Campo Rubiales. 11 de Junio del 2014 (modificado por los autores).

Es importante tener en cuenta que toda la información expuesta en el presente capítulo fue brindada por el Departamento de Operaciones, y se confía en la veracidad y autenticidad de la misma.

3. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN DEL PERFIL DE PRESIÓN Y FLUJO EN LAS TRONCALES 3 Y 3A DEL CAMPO RUBIALES

PIPESIM es un simulador desarrollado por Schlumberger, que permite el análisis integral de los sistemas de producción, instalaciones en superficie, y líneas de flujo. El método establecido por el programa para analizar el desempeño de los pozos y redes de flujo es el Análisis Nodal ya que trabaja con sensibilidades sobre cualquier punto del sistema y permite identificar oportunidades de mejora.

El análisis de desempeño se basa en la representación gráfica del flujo de entrada y flujo de salida en cualquier nodo del sistema proporcionando herramientas para el mejoramiento en los procesos de producción, adicional a esto la aplicación incorpora todas las correlaciones de flujo multifásico actuales en caso de ser necesario.

Otra aplicación del simulador es PIPESIM Net, esta permite modelar redes de recolección, distribución e inyección complejas con enlaces en cualquier punto, así como líneas paralelas y líneas alternas de flujo. El programa provee las herramientas para efectuar el análisis de redes típico, incluyendo:

- Identificación de los cuellos de botella.
- Identificación de las restricciones en el proceso de producción.
- Evaluación del impacto sobre la perforación de nuevos pozos.
- Evaluación de los beneficios de líneas de conducción adicionales.
- Cálculo de la productividad de los sistemas de recolección del campo.
- Predicción de los perfiles de presión y temperatura a través de trayectos de flujo complejos.

- Planeación del desarrollo de Campos Petroleros.

Para el presente proyecto la simulación se realizará en tres etapas y con base en la información obtenida se efectuará el respectivo análisis.

- **Etapas** **1:** Simulación de los pozos asociados a la Troncal 3-3A en PIPESIM Well.
- **Etapas** **2:** Simulación de los clúster en PIPESIM Net.
- **Etapas** **3:** Simulación de la Troncal 3-3A en PIPESIM Net.

3.1 SELECCIÓN DEL MODELO PARA LA SIMULACIÓN.

La selección del modelo de simulación a utilizar fue realizada teniendo en cuenta criterios como composición del crudo, BS&W, cantidad y tipo de información disponible. Los modelos de simulación contenidos en PIPESIM son:

PVT: Diseñado para ingresar datos PVT obteniendo una caracterización fisicoquímica del fluido más exacta lo que proporciona una mejora en las predicciones del modelo utilizado en casos de requerir un alto grado de exactitud en cálculos de comportamientos de fluidos de mezcla compleja.

Composicional: Utilizado en casos de requerir cálculos complejos de transferencia de calor con compuestos volátiles. Permite generar tablas PVT a partir de la composición de los fluidos, llegando a generar curvas de fases para el análisis del fluido.

Black Oil: Las propiedades de los fluidos pueden ser predichas por las correlaciones usadas en este modelo de simulación dichas correlaciones han sido desarrolladas específicamente para sistemas de agua/gas/crudo y son comúnmente usadas para crudos de baja complejidad composicional o casos en

los que la cantidad de información es limitada. Cuando se usa en conjunto con las opciones de calibración, es posible obtener cálculos más exactos del comportamiento de las fases de fluido con un mínimo de información ingresada.

Debido a la cantidad de información disponible, el corte de agua y características del crudo el modelo de simulación seleccionado fue el tipo BlackOil, ya que permite caracterizar el fluido y lograr un cálculo adecuado en el comportamiento del flujo.

3.2 FLUJO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO.

Para esta investigación el estado del flujo es estable, ya que es un tipo de flujo donde la presión no cambia con el tiempo. La condición de $P_{ws}=cte$, asume que la producción de fluidos es contrarrestada por la presencia de un nuevo fluido en la periferia de la arena petrolífera. Esta condición describe la presencia de acuíferos o yacimientos con inyección de fluidos (recuperación secundaria).

Modelo de Completación: Este Modelo consiste en especificar si las ecuaciones a usarse para la parte de fondo van a corresponder al modelo Well PI(IPR), que es el caso usado para las dos redes.

Curvas de comportamiento de afluencia (IPR): Históricamente el primer intento para construir una curva de completamiento de afluencia de un pozo o IPR (InflowPerformanceRelationship), resulto de la suposición de que la IPR era una línea recta. Por lo tanto, bajo esta suposición, el flujo de líquido en un pozo será directamente proporcional a la caída de presión en el fondo del mismo. La constante de proporcionalidad con la cual se mide la productividad de un pozo se llama índice de productividad (IP).

La ecuación que la define es:

$$PI = \frac{Q_o}{P_{ws} - P_{wf}}$$

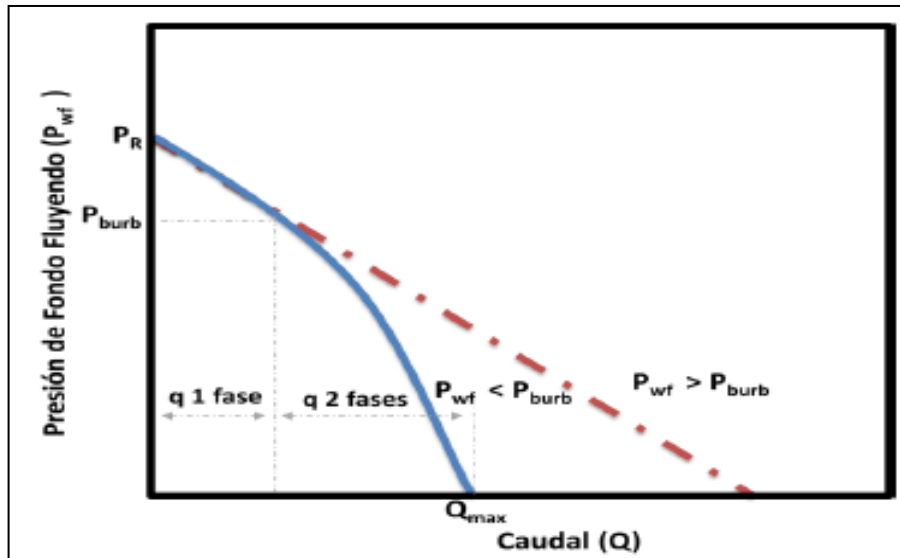
Donde:

Q_o = Caudal de aceite (BPD).

P_{ws} = Presión promedio del yacimiento o Presión de fondo estática en el pozo (Psia).

P_{wf} = Presión de fondo fluyente en el pozo (Psia).

Figura 9. Curvas de IPR, para una caída de presión.



Fuente: Production Optimization Using Nodal Analysis B. D. 2003

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

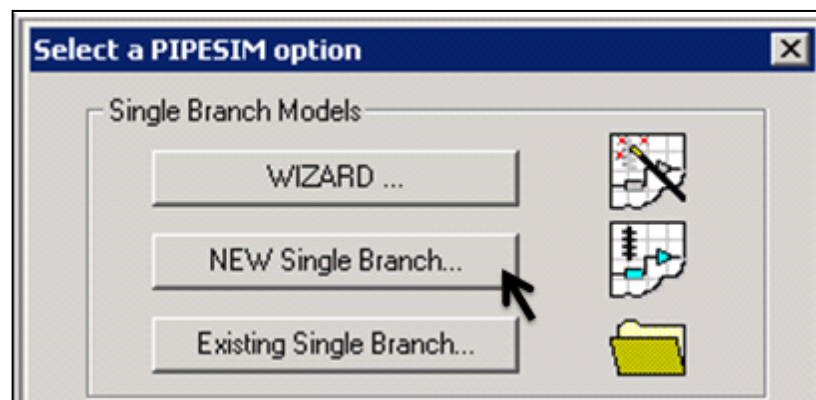
3.3 SIMULACIÓN DEL PERFIL DE PRESIÓN Y FLUJO EN LAS TRONCALES 3 Y 3A DEL CAMPO RUBIALES

La primera etapa de la simulación determina el punto de operación para cada pozo. Como el proceso de simulación es diferente para los pozos horizontales y verticales a continuación se muestra los dos métodos de simulación de manera independiente.

SIMULACIÓN - POZO VERTICAL

Para la simulación de los pozos verticales en PIPESIM Well, es necesaria la información recolectada en el **capítulo 2**, así como el estado mecánico de cada pozo, el primer paso de la simulación es el de seleccionar el modelo NEW single branchmodel, como se muestra en la **Figura 10**.

Figura 10. Introducción y selección del modelo NEW Single Branchmodel.



Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

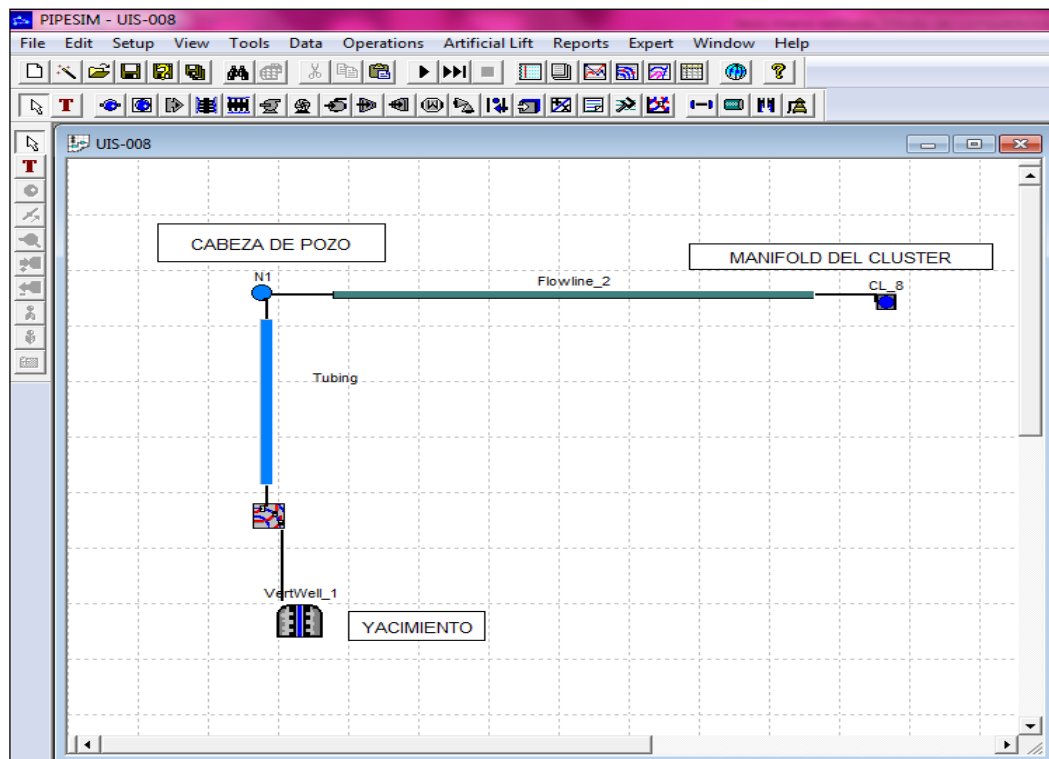
Esta opción, permite construir el esquema de simulación de cada uno de los pozos de la Troncal 3-3A, ya sean horizontales o verticales, como se muestra en la

Figura 10. La actualización de los datos se realizará en este modelo y se llevará a cabo en los siguientes pasos.

- Propiedades del Yacimiento o reservorio
- Propiedades del Tubing o tubería de producción.
 - ❖ Registró de Desviación
 - ❖ Registro Geotérmico
 - ❖ Configuración de la Tubería
 - ❖ Equipos de Subsuelo
- Propiedades del Fluido.
- Propiedades de Operación

El pozo vertical UIS_008 servirá como ejemplo para mostrar los pasos necesarios que se deben realizar en el proceso de simulación.

Figura 11. Esquema de simulación para los pozos de la Troncal 3-3A

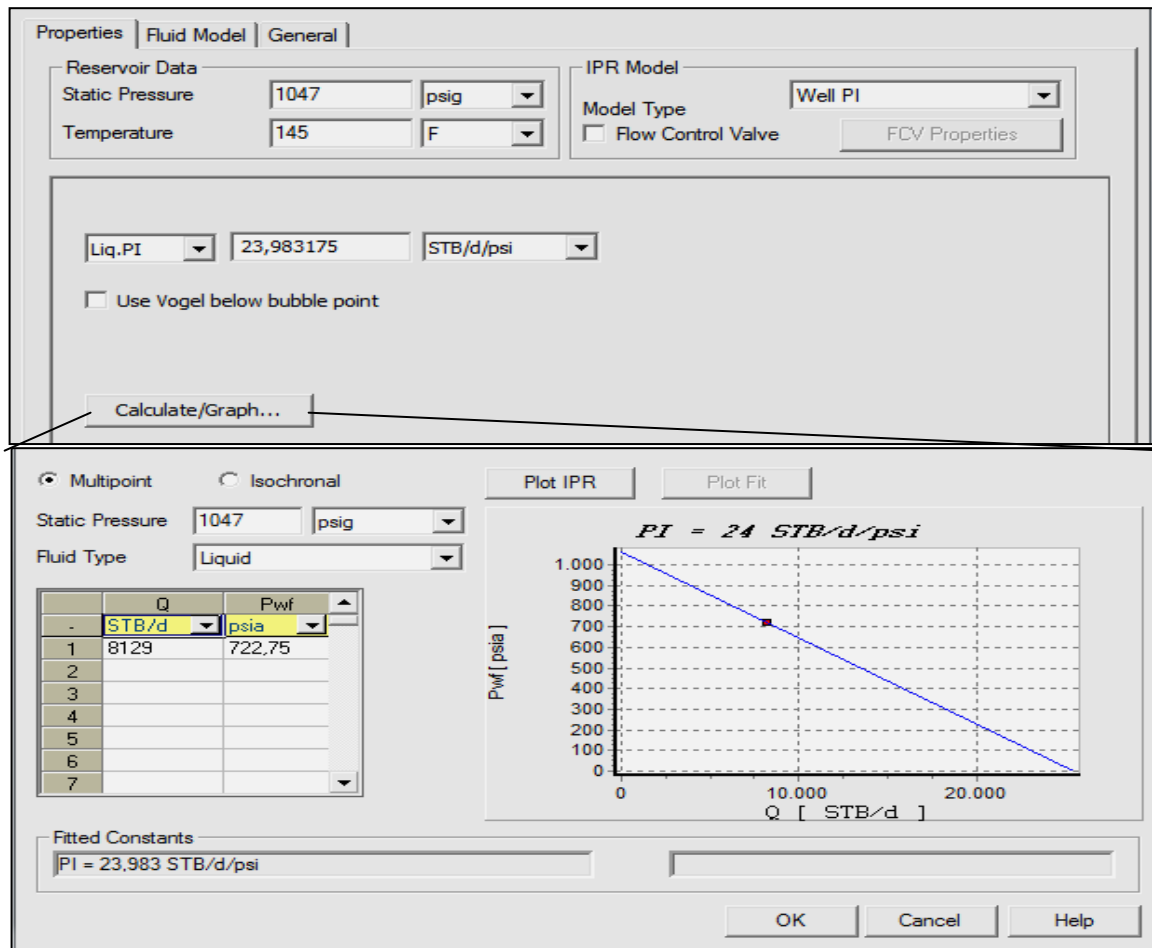


Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. Modificado por los autores.

El proceso de simulación del pozo UIS_008 se lleva a cabo en los pasos ya establecidos y en el orden determinado pues esto garantiza la calidad de los resultados.

Propiedades del yacimiento o reservorio. La información de reservorio que se introduce al simulador es el valor de presión estática de yacimiento 1047psig, y la temperatura del yacimiento 145 °F, Para que el software calcule el índice de productividad o IPR Model, se escoge la opción Well PI, en la que se insertan los valores de caudal de líquido y presión de fondo fluyente Pwf, una vez se determinen en el análisis nodal después de haber hecho las diferentes correcciones para ajustar el modelo a la realidad, estos varían para cada pozo, este procedimiento se realiza en la ventana que se muestra en la **Figura 12**.

Figura 12. Configuración de las propiedades del yacimiento o reservorio.



Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

Propiedades del tubing o tubería de producción. Para la actualización de datos en esta etapa, se debe seleccionar la opción Detailed Model o modelo detallado, que permite actualizar las propiedades y características del completamiento del pozo, esta actualización se lleva a cabo en cuatro ítems diferentes, pero en la misma ventana. La información necesaria se toma del estado mecánico, en este caso se toma la información del estado mecánico del pozo UIS_008, que se encuentra en el **Anexo A**. (Esta información varía para cada pozo).

- **Registro de Desviación (DeviationSurvey).** Como se muestra en la **Figura 13**, la información que se debe insertar, es la profundidad en MD y TVD inicial y total del pozo, este valor de profundidad es el mismo para pozos verticales, también se debe insertar el ángulo de desviación para las dos profundidades de referencia, que en este caso al ser un pozo vertical el ángulo será 0°.

Figura 13. Configuración de las propiedades del Tubing - Deviation Survey

The screenshot shows the 'Properties | General' window in PIPESIM. The 'Preferred Tubing Model' is set to 'Detailed Model'. The 'Deviation Survey' tab is active. A table with 17 rows and 3 columns (MD, TVD, Angle) is displayed. The first row is highlighted in yellow. The second row contains the values 0, 2620, and 0. A 'Calculate' button is located below the table. A note states: 'NOTE : Enter the Datum depth in the first row'. The 'Dependent Parameter' section has radio buttons for TVD, MD, and Angle, with Angle selected.

	MD	TVD	Angle
-	ft	ft	(Deg)
1	0	0	0
2	2620	2620	
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			

Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

- **Registro Geotérmico (GeothermalSurvey).** Es el encargado de estimar el gradiente geotérmico del pozo, en este paso se insertan el valor de temperatura en superficie 80°F y la temperatura del yacimiento 145°F a la profundidad MD del pozo UIS_008, Estos valores de temperatura permanecen constantes para todos los pozos, puesto que todos los pozos producen del mismo yacimiento. La **Figura 14** muestra la ventana donde se realiza este procedimiento.

Figura 14. Configuración de las propiedades del Tubing - GeothermalSurvey

Properties | General

Preferred Tubing Model: Detailed Model [v] Summary Table

Deviation Survey | Geothermal Survey | Tubing Configurations | Downhole Equipment

Enter TVDs Enter MDs

	MD	Ambient Temperature	U Value
-	ft [v]	F [v]	Btu/hr/ft ² [v]
1	0	80	2
2	2620	145	2
3			2
4			2
5			2
6			2
7			2
8			2
9			2
10			2
11			2
12			2
13			2
14			2
15			2

Heat Transfer

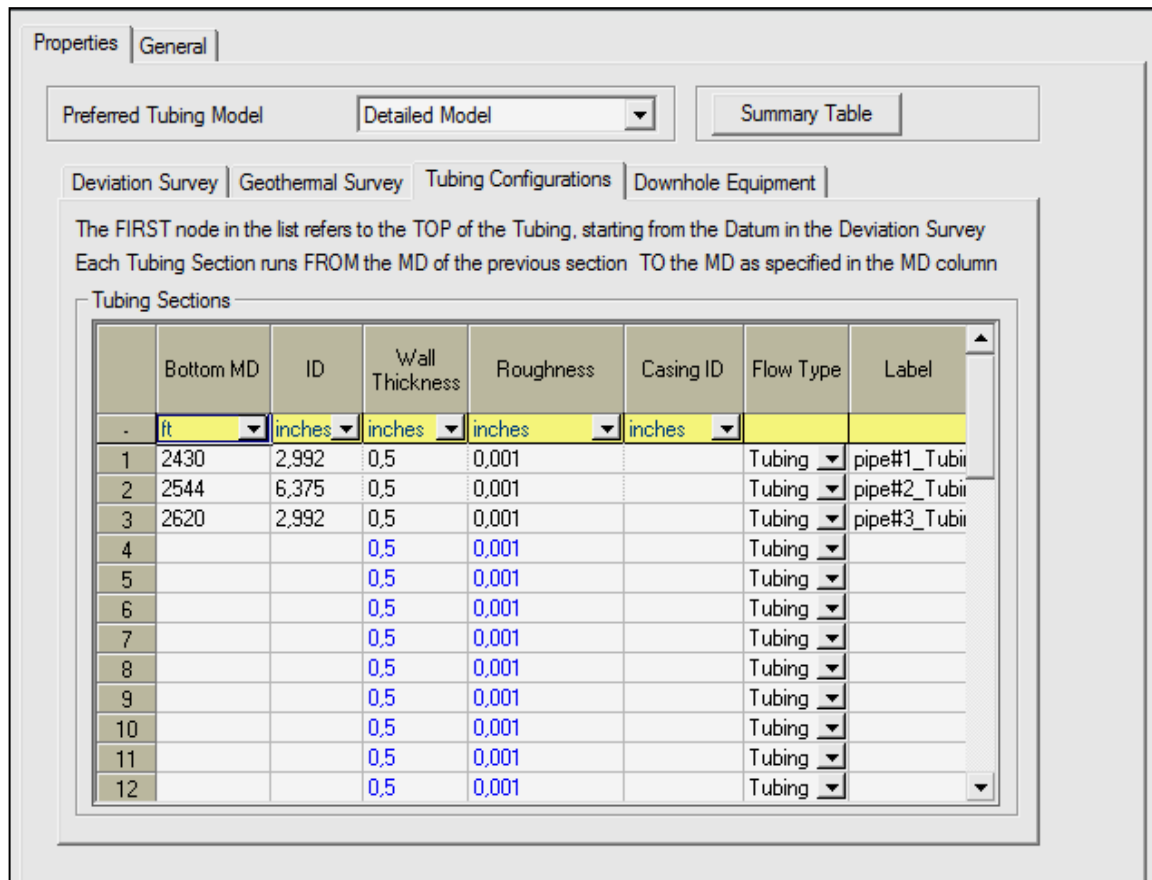
Input U Value
 Calculate U Value

Heat Transfer Properties

Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

- **Configuración de la tubería (Tubing configurations).** En este paso se insertan los valores de profundidad en MD, del sensor (base), del colgador (tope) y del Liner o Bull Plug (base), junto con el diámetro interno de cada uno estos datos se ingresan en la ventana que se muestra en la **Figura 15**, la información necesaria se toma del estado mecánico del pozo (ver **Anexo A**).

Figura 15. Configuración de las propiedades del Tubing – TubingConfigurations.



Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

- Equipo de Subsuelo, (Downhole Equipment).** En este paso se actualiza toda la información referente a la bomba utilizada para la producción, en primer lugar se inserta la profundidad a la que se encuentra instalada y se definen las características de la misma, cuando en el completamiento se tiene una bomba de cavidades progresivas, se inserta el tipo de bomba, los RPM de operación y la eficiencia. Si se tiene una bomba Electrosumergible, se inserta el tipo de bomba, los Hz de operación, el número de etapas y la eficiencia como se muestra en la **Figura 16**.

Figura 16. Configuración de las propiedades del Tubing – Downhole Equipment

The screenshot displays the 'Properties | General' window in PIPESIM. At the top, the 'Preferred Tubing Model' is set to 'Detailed Model'. Below this, the 'Downhole Equipment' tab is active, showing a table with columns for 'Equipment', 'MD', 'Properties', and 'Label'. The first row is highlighted in yellow and contains the following data:

	Equipment	MD	Properties	Label
-		ft		
1	ESP	2430	Properties	#1_Tubing
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				
16				
17				

Below the table, the 'ESP/Pump/Compressor Data' tab is selected. It contains several configuration sections:

- Select Base Data:** Radio buttons for 'ESP' (selected), 'Generic Pump', and 'Compressor'.
- Manufacturer:** WoodGroup
- Model:** TE5500
- Advanced Select...** button
- Design Data:**
 - Speed: 66 hz
 - Stages: 53
 - Head Factor: 0,65 fraction
- Calculation Options:**
 - Viscosity Correction
 - Gas Separator Present
 - Separator Efficiency (%): 100
- Other Parameters:**
 - Diameter: 5,38 inches
 - Min Flowrate: 3500 bbl/d
 - Max Flowrate: 7300 bbl/d
 - Base Speed: 60 hz

Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

Propiedades del Fluido. Las características del fluido de producción se actualizan en el icono Black oil Properties, por lo que el crudo que se produce en Campo Rubiales es crudo pesado y el contenido de gas es bastante bajo, estos datos se toman de una prueba PVT. Todos los pozos deben tener los mismos datos en las propiedades de fluido, el único dato que se modifica para cada pozo es la relación agua petróleo o corte de agua (BSW) y se toma de la **Tabla 8**. La **Figura 17** muestra la ventana en la que se actualizan los datos de propiedades de fluido.

Figura 17. Configuración de las Propiedades de Fluido.

Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

CALIBRACIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO

Una vez cargados los datos del fluido se deben hacer calibraciones por factor volumétrico de formación y viscosidad para elegir el de mejor ajuste, de no hacer esto no se recomienda hacer ningún tipo de análisis porque los resultados obtenidos no serán confiables.

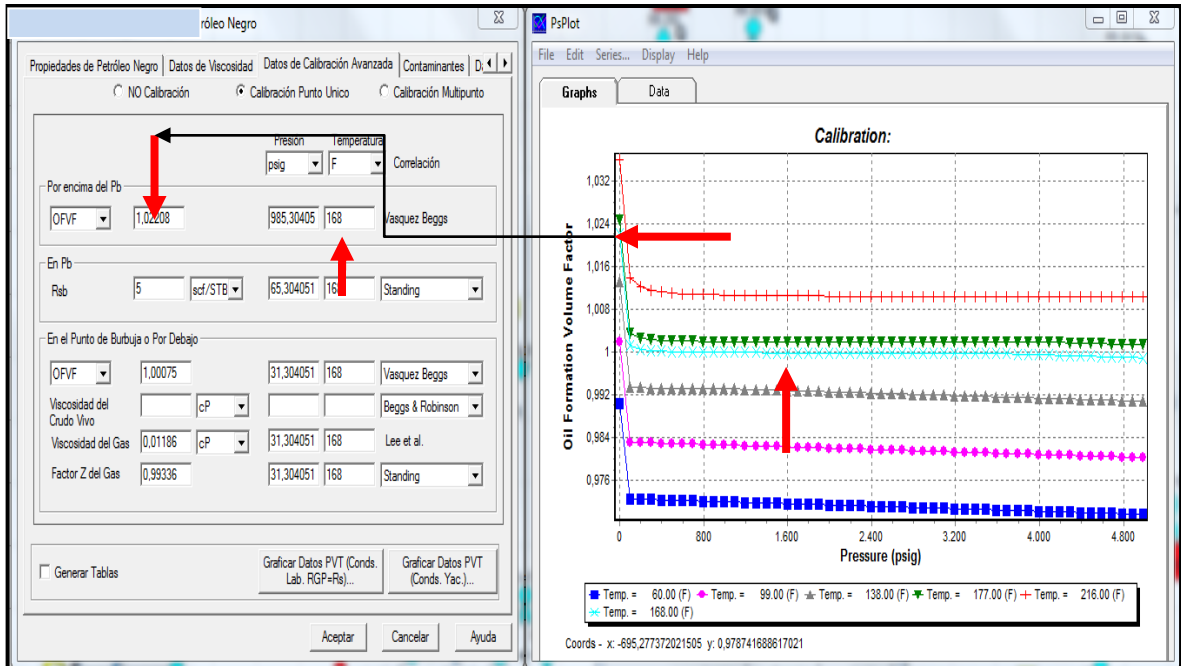
- **Calibración del factor volumétrico de formación.**

Para hacer la calibración se debe tener en cuenta información referente al punto de burbuja como la presión, temperatura y R_s , siendo estos los datos a ingresar en la pestaña <calibración avanzada de datos> y así buscar la correlación para un mejor ajuste. Para este caso la que mejor se ajusta al comportamiento real del pozo es Vasquez&Beggs.

Tabla 10. Datos UIS_008

Factor volumétrico de formación	Presión (Psig)	Temperatura (°F)
1,02208	65.3040	168

Figura 18. Calibración del Factor volumétrico de formación (FVF) UIS_008



Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

- **Calibración por viscosidad.**

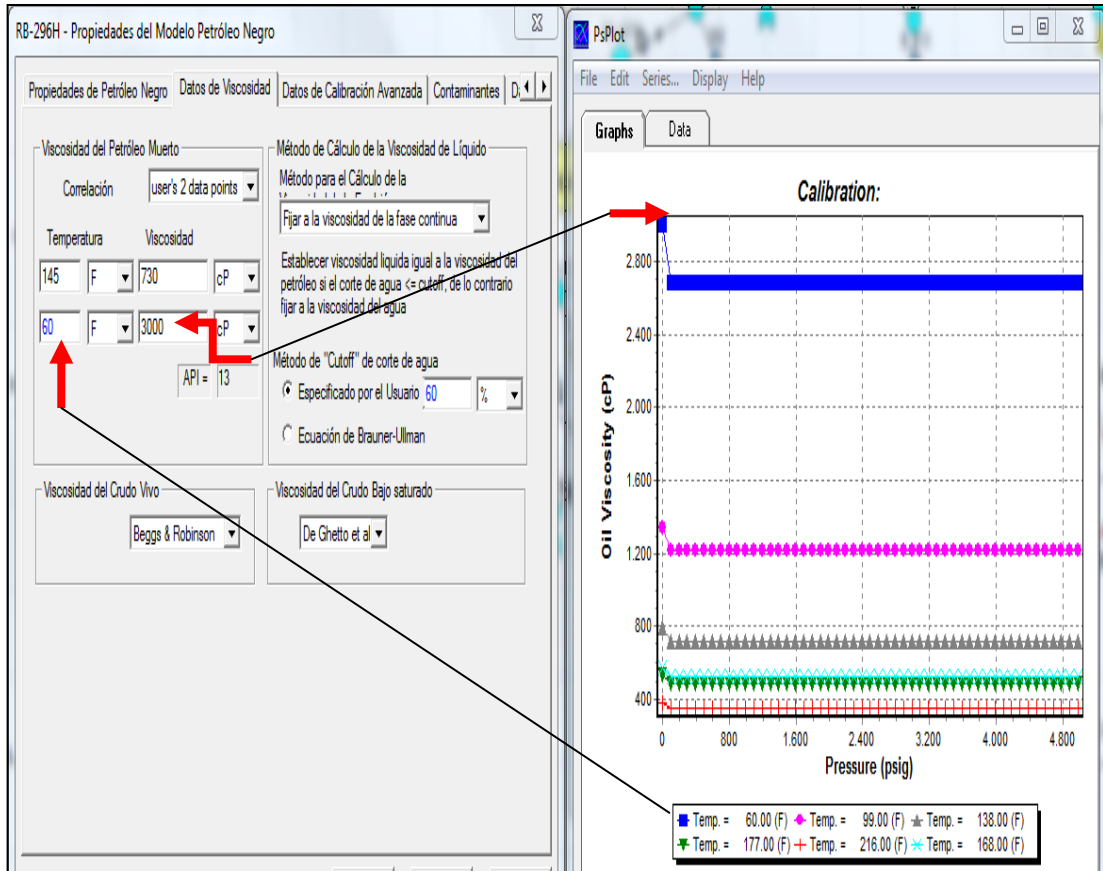
Para esto es necesario contar con dos series de datos de viscosidad asociados a sus respectivas temperaturas, siendo estos los datos a ingresar en la pestaña <Datos de viscosidad>

Tabla 11. Temperatura y viscosidad UIS_008.

TEMPERATURA (°F)	VISCOSIDAD (Cp)
60	3000
145	739

Para este proyecto y el modelo, al hacer las sensibilizaciones con las diferentes correlaciones que brinda el software la correlación que más se ajustó fue la de Beggs & Robinson.

Figura 19. Calibración de viscosidad UIS_008



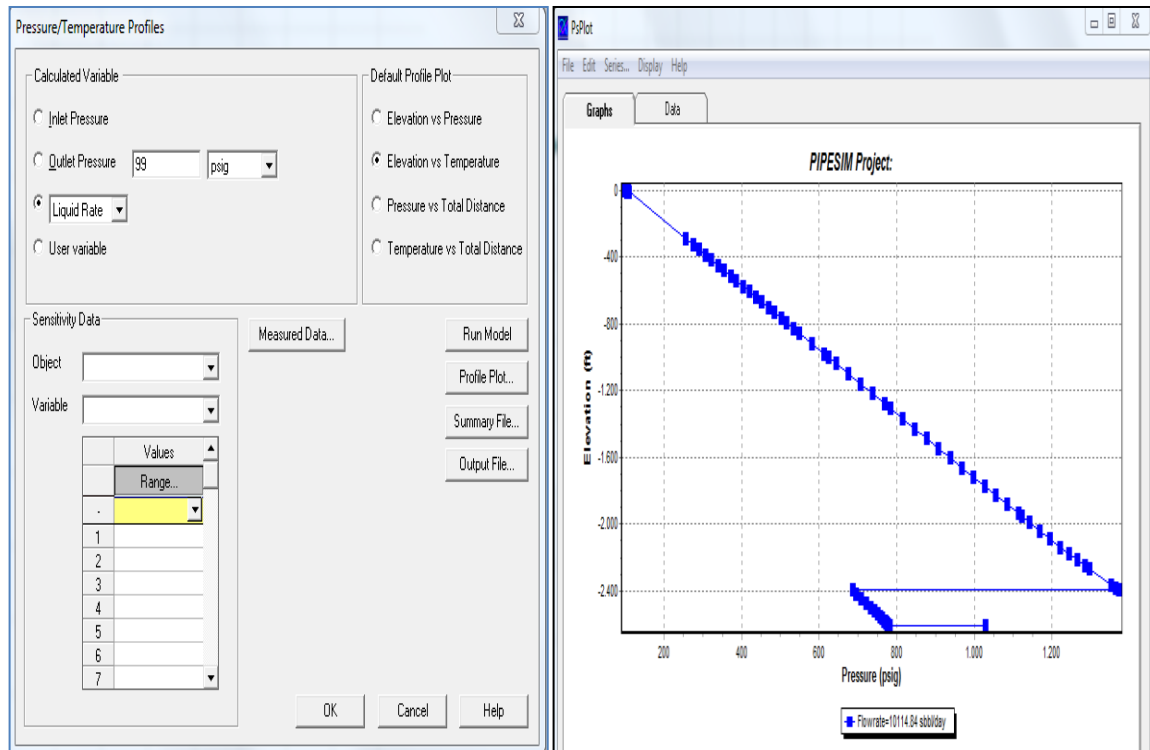
Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

COMPORTAMIENTO

- **Ajuste presión temperatura**

Se hace necesario hacer un análisis de Presiones y Temperatura vs Elevación ya que se deben estimar las presiones necesarias para que el flujo llegue a superficie. Para esto se debe desplegar la pestaña <Operaciones>-<Perfil presión temperatura>. Donde se debe registrar el valor de la presión en cabeza, seleccionando la tasa de flujo.

Figura 20. Perfil presión temperatura UIS_008



Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

En caso de que el punto de operación del sistema no coincida con el dato de presión o temperatura insertado, se procede a modificar el valor de PIP con el factor de cabeza en el simulador para cotejar la presión y el coeficiente de transferencia de calor (U) en el gradiente geotérmico para cotejar la temperatura, presión y caudal, medidos en campo por los corredores de pozo, hasta lograr cotejar el pozo.

Propiedades de Operación. Para este paso se escoge el tipo de análisis que va a efectuar antes de correr el modelo. El simulador PIPESIM Well permite seleccionar diferentes opciones de acuerdo a las necesidades del usuario. En este caso será Análisis Nodal en esta opción se inserta el valor de presión en cabeza de pozo (THP), este valor varía para cada pozo y se toma de la **Tabla 8**.

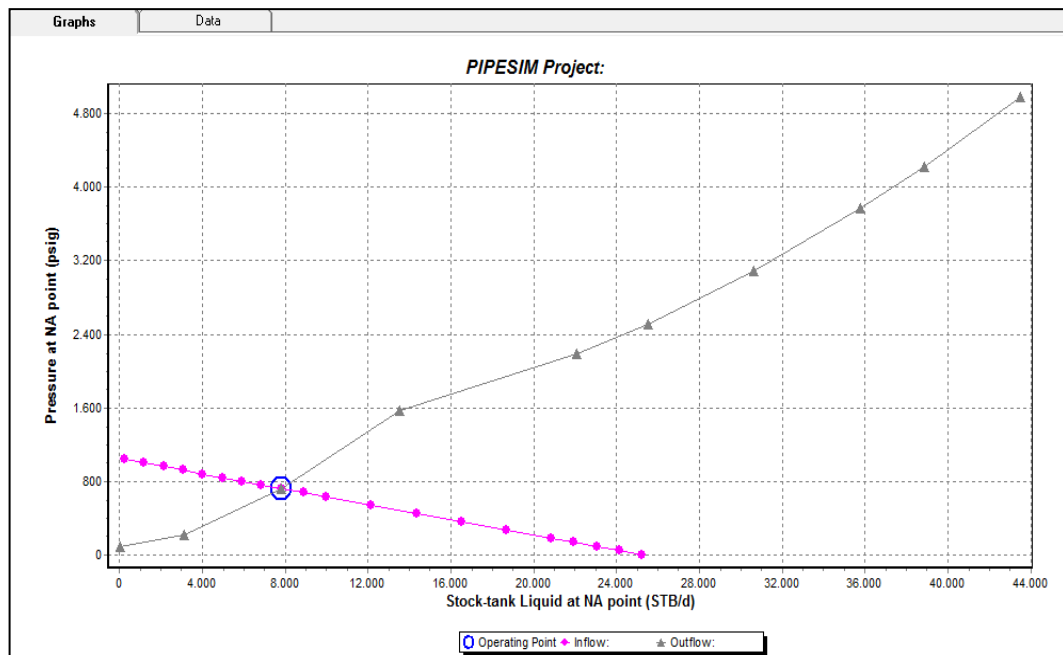
Una vez se hayan insertado todos los datos necesarios para la simulación se corre el modelo que genera una curva de inflow y outflow como se muestra en la **Gráfica 4**, la intersección de estas dos curvas representan el punto de operación del sistema el cual se puede leer de la gráfica o de la tabla de resultados del modelo.

Tabla 12. Tabla de resultados del simulador con el punto de operación del sistema.

	Stock-tank Liquid at NA	Pressure at NA point
	Operating P _o	Operating P _o
3	<u>7.809,88</u>	<u>721.3601</u>
4		

Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

Gráfica 4. Curva de inflow y outflow del pozo UIS_008.



Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

SIMULACIÓN - POZO HORIZONTAL Para la simulación de un pozo horizontal se crea un modelo similar al de un pozo vertical, y se llevan a cabo los pasos ya definidos para ingresar los datos.

El pozo horizontal UIS_010H servirá como ejemplo para mostrar los pasos que se deben efectuar en este proceso de simulación.

En el proceso de simulación del pozo horizontal UIS_010H se efectúan los mismos pasos que para un pozo vertical. Pero en el paso de Propiedades del Tubing - Registro de Desviación, la actualización de los datos se lleva a cabo de manera diferente ya que se debe tener en cuenta el ángulo de desviación que presenta el pozo.

Registró de Desviación (DeviationSurvey). En este paso se inserta la profundidad en MD y TVD hasta que el ángulo tienda a 90°, este procedimiento se presenta en la **Figura 21**.

Figura 21. Configuración de las propiedades del Tubing - DeviationSurvey para pozos horizontales.

Properties | General |

Preferred Tubing Model: Detailed Model | Summary Table

Deviation Survey | Geothermal Survey | Tubing Configurations | Downhole Equipment |

	MD	TVD	Angle
-	ft	ft	(Deg)
65	2679	2380	59.61
66	2741	2409.6	63.27
67	2803	2437.3	63.63
68	2868	2465	65.95
69	2930	2488.4	69.69
70	2995	2509.3	72.79
71	3055	2525.8	75.44
72	3118	2540.6	77.27
73	3182	2553.8	79.06
74	3244	2563.6	82.61
75	3308	2569.9	86.1
76	3373	2574.3	86.15
77	3432	2578.4	85.81
78	3494	2582.8	86.07
79	3495	2582.9	86.09
80	3635	2589.1	
81			

NOTE : Enter the Datum depth in the first row

Dependent Parameter

TVD

MD

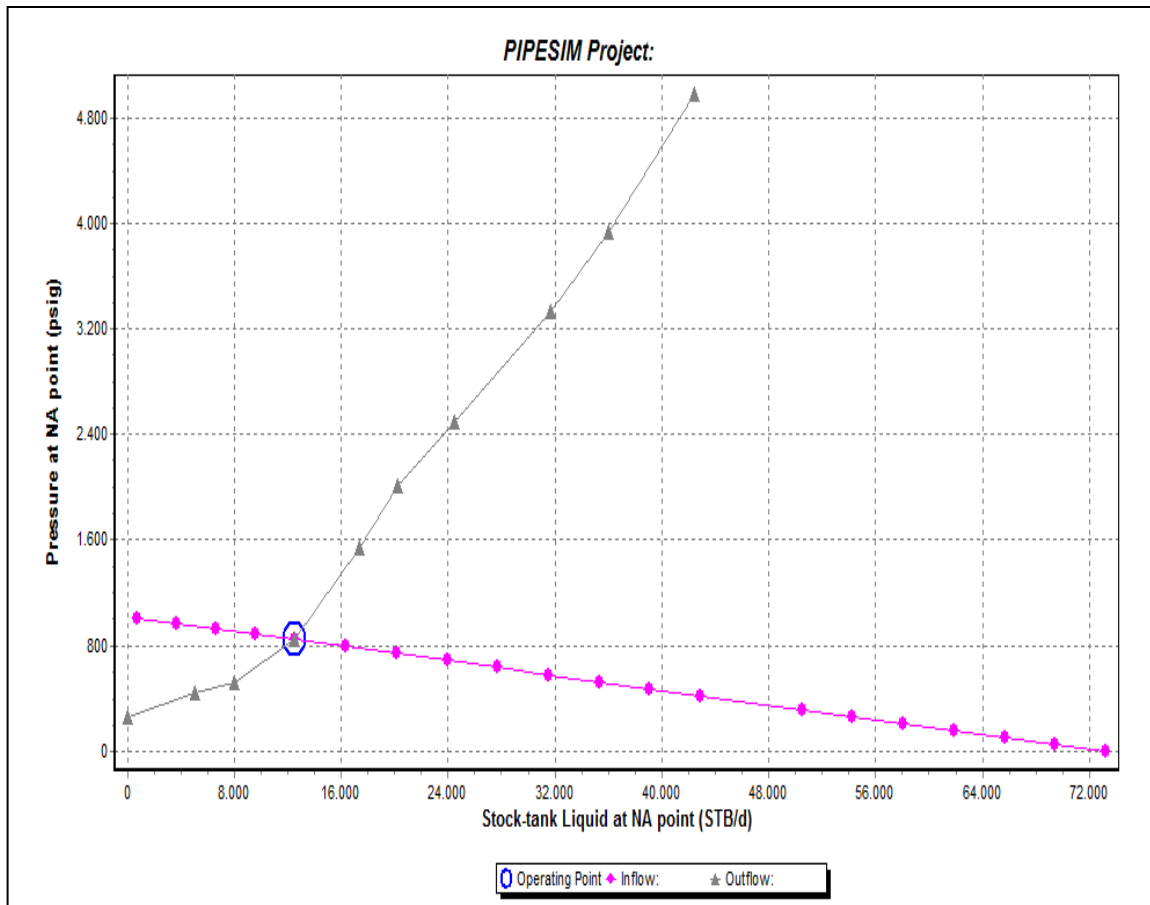
Angle

Calculate

Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

Los pasos restantes se llevan a cabo de la misma manera que para un pozo vertical, una vez finalizado este proceso se prosigue a correr el modelo que genera una curva inflow y outflow como se muestra en la **Gráfica 5**, la intersección de estas dos curvas representa el punto de operación del sistema.

Gráfica 5. Curva Inflow y Outflow del pozo horizontal UIS_010H.



Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

SIMULACIÓN – CLUSTER

El objetivo de esta etapa de simulación es el de observar la interacción entre los pozos de un mismo clúster antes de conectarse a la troncal, para este proceso se recomienda jerarquizar los clúster de acuerdo a la producción diaria de fluido como se observa en la **Tabla 13**, ya que los clúster de mayor producción son los más propensos a presentar restricciones al flujo, los clúster que operan con un solo pozo no se deben simular.

Tabla 13. Jerarquización de los Clúster de acuerdo a la producción diaria de fluido en las troncales 3-3A

No	TRONCAL	CLUSTER	Caudal total (BFPD)	Caudal de petróleo (BOPD)	Caudal de agua (BWPD)	BSW (%)
1	TRONCAL 3	UIS-18	54752	1378	53374	98
2	TRONCAL 3	UIS-17	46338	1383	44955	97
3	TRONCAL 3	UIS-24	39585	1039	38546	97
4	TRONCAL 3	UIS-8	23814	548	23266	98
5	TRONCAL 3	UIS-3	19568	211	19357	99
6	TRONCAL 3	UIS-28	17904	638	17266	97
7	TRONCAL 3	UIS-5	16446	1426	15020	90
8	TRONCAL 3	UIS-33	9136	101	9036	99
9	TRONCAL 3	UIS-1	7990	260	7730	97
No	TRONCAL	CLUSTER	Caudal total (BFPD)	Caudal de petróleo (BOPD)	Caudal de agua (BWPD)	BSW (%)
1	TRONCAL 3A	UIS-38	46332	3233	43099	92
2	TRONCAL 3A	UIS-70	30921	823	30098	97
3	TRONCAL 3A	UIS-45	25683	931	24752	96
4	TRONCAL 3A	UIS-51	20446	387	20058	97
5	TRONCAL 3A	UIS-60	6532	622	5910	90
6	TRONCAL 3A	UIS-59	5880	131	5750	98
7	TRONCAL 3A	UIS-58	5017	183	4834	96
8	TRONCAL 3A	UIS-56	4387	87	4300	98
9	TRONCAL 3A	UIS-65	1494	102	1392	93
10	TRONCAL 3A	UIS-50	629	18	611	97

Fuente. Gerencia de Yacimientos Reporte de producción de la Troncal-3 y 3A de Campo Rubiales. 11 de Junio del 2014 (modificado por los autores).

Para que esta etapa se lleve a cabo de manera exitosa todos los pozos asociados a la Troncal 3-3A deben estar previamente simulados, una vez se cumpla este requisito, se prosigue a escoger el modelo NEW Network como se muestra en la **Figura 22.**

Figura 22. Selección del Modelo NEW Network para la simulación del Clúster.

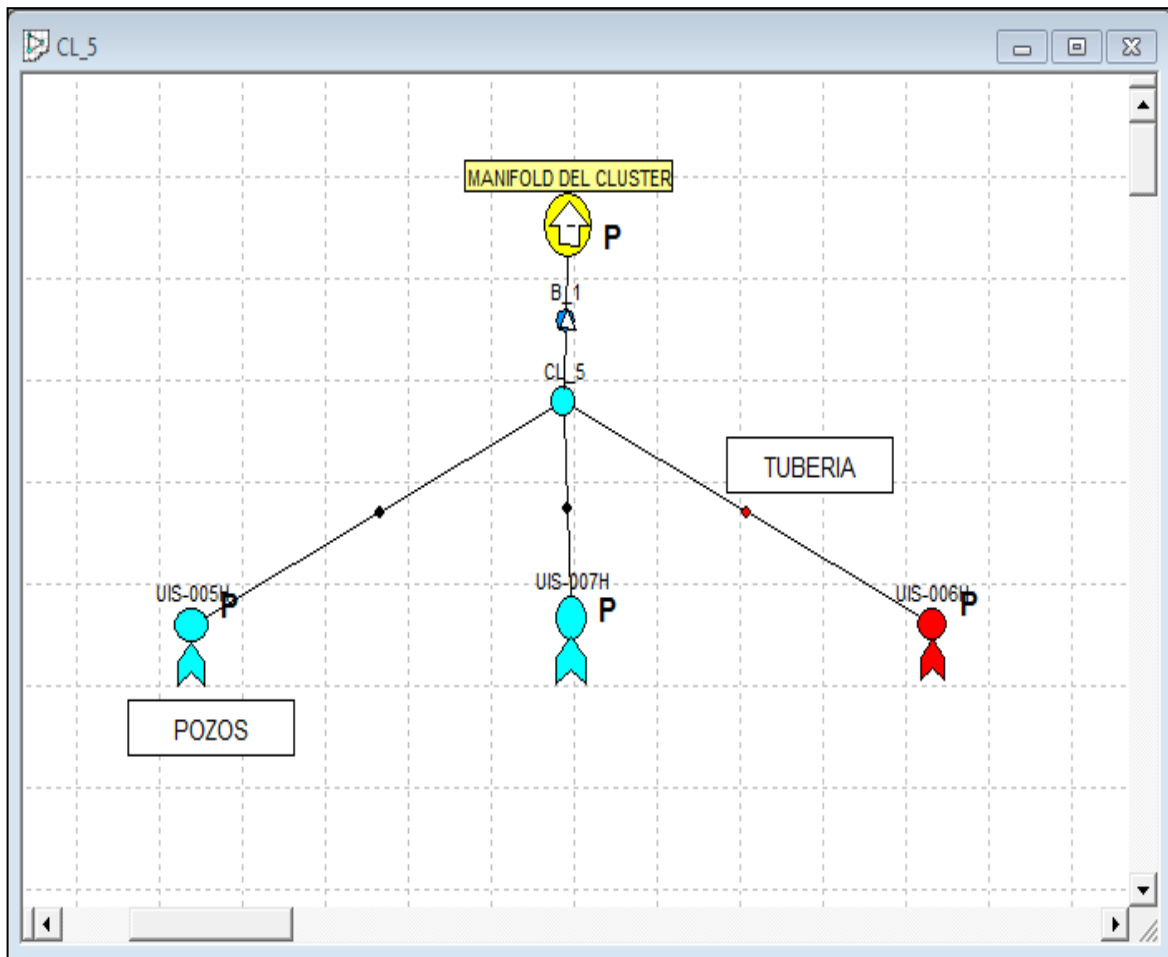


Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

Este modelo permite crear redes de transporte de acuerdo a las facilidades de producción en superficie y las características de las líneas de flujo, la **Figura 23** presenta el esquema básico de simulación para un clúster el cual debe llevar tres elementos principalmente.

- Los Pozos. Estos pueden ser inyectores de color amarillos, productores de color azul o productores inactivos de color rojo.
- La Tubería. Puede estar activa de color negro, o inactiva de color rojo, (no fluye ningún fluido).
- El Manifold. Es donde llega la producción de los pozos para ser direccionada hacia la Troncal.

Figura 23. Esquema de simulación para los clúster de la Troncal 3-3A de Campo Rubiales.



Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

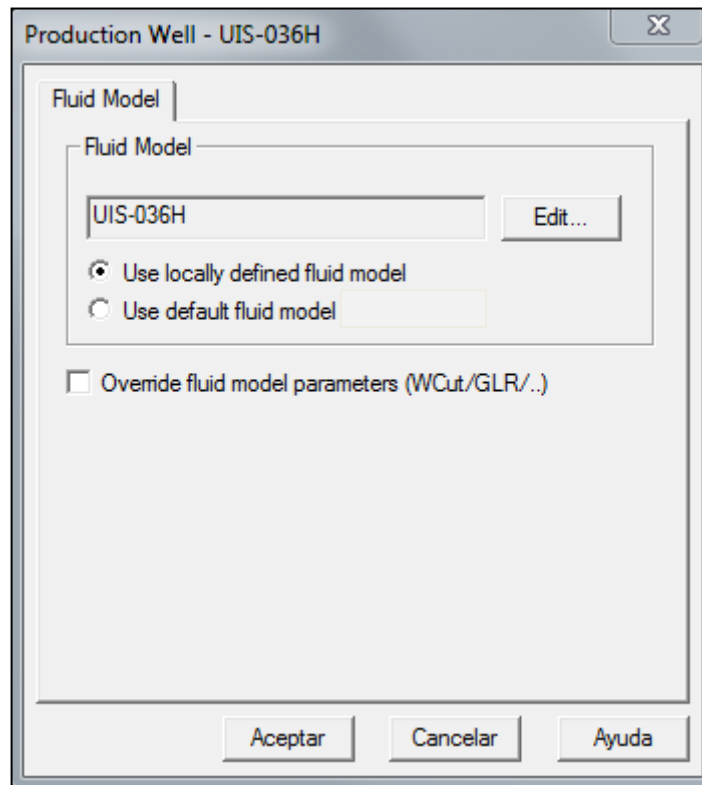
Para mostrar los pasos efectuados en el proceso de simulación de un clúster se utiliza como ejemplo el clúster 5.

El primer paso en la simulación de un clúster es el de construir un esquema o modelo de simulación con el número de pozos que lo conforman similar al de la **Figura 23**, una vez el esquema esté listo se prosigue a actualizar la información

pozo por pozo en las cuatro opciones que se despliegan al dar click izquierdo sobre el icono del mismo, estas son:

- Data. se nombra el pozo.
- Import Single Branch Model: se selecciona el archivo del pozo y se importa el modelo ya simulado, si el archivo del pozo es modificado, este no se actualiza automáticamente en la red, es necesario volver a importar el modelo del pozo y generar una nueva corrida.
- Fluid Model. se selecciona la opción “Use locally defined fluid model” como se observa en la **Figura 24**, con el fin de que el sistema trabaje con el modelo importado en el paso anterior

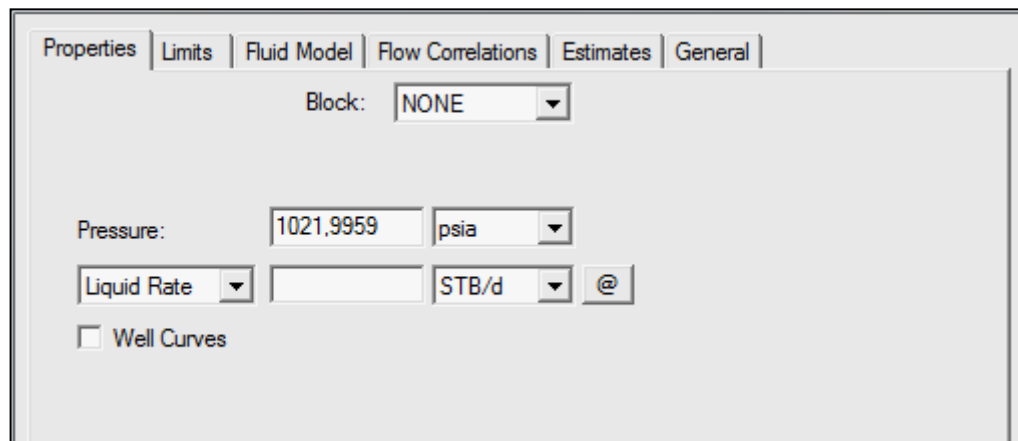
Figura 24. Selección de la opción Use locally defined fluid model.



Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

- **Propiedades.** En este paso se define la dirección del flujo en el sistema, y se inserta el valor de evaluación el cual se actualizará dependiendo del objetivo de la simulación, los valores que se actualizan pueden ser la presión estática de yacimiento 1022 psia o el caudal de producción del pozo. Este procedimiento se realiza en la ventana que se observa en la **Figura 25.**

Figura 25. Configuración de los datos en la opción Propiedades.

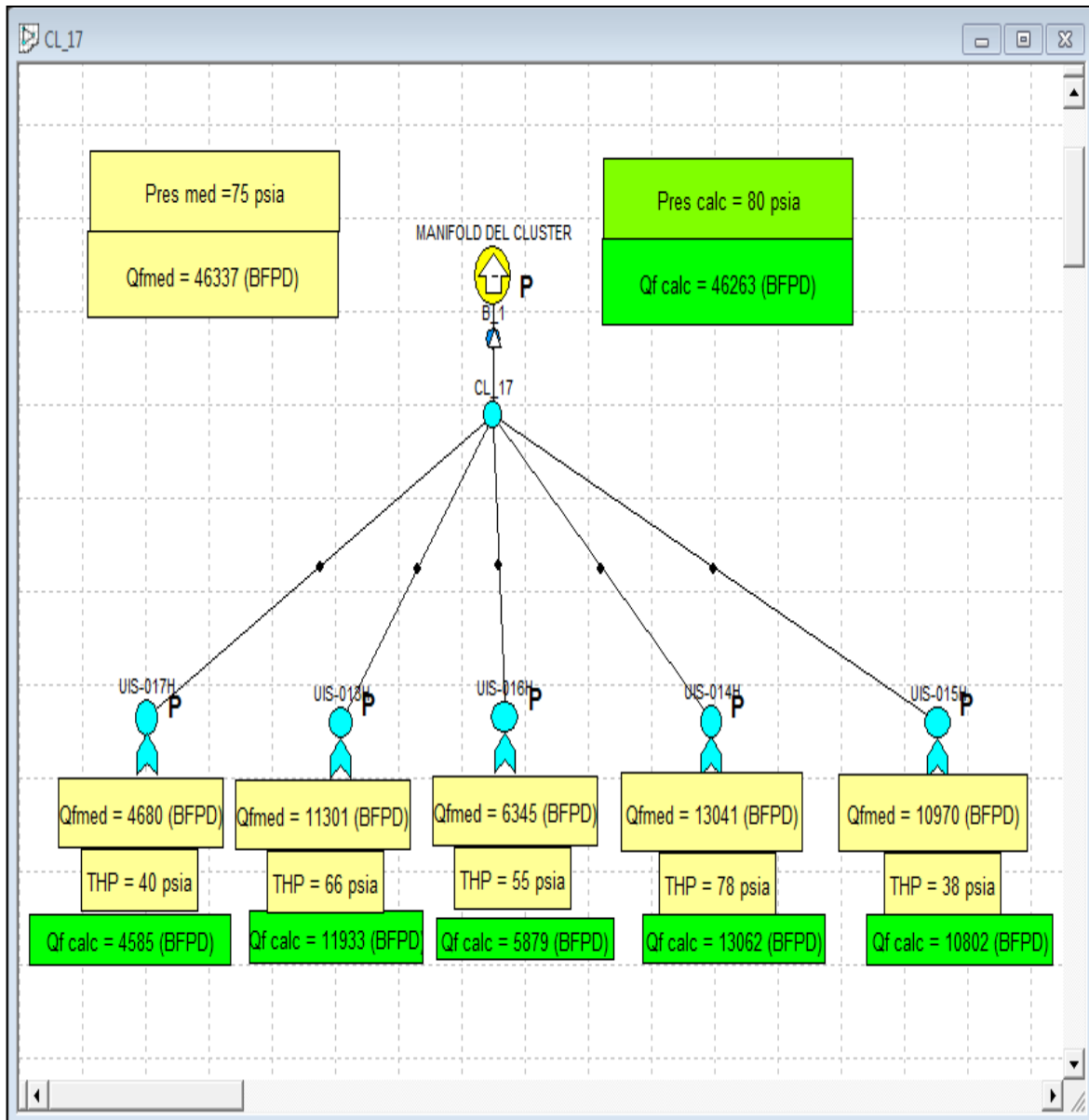


Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

Por último en el manifold se inserta el valor de presión que se encuentra en la **Tabla 6** del Capítulo 2, este procedimiento se realiza en una ventana similar a la de la **Figura 25.** De igual manera en este paso se puede insertar el valor de caudal total de producción de los pozos si se desea calcular la presión bajo esta condición.

Cuando se hallan actualizado todos los datos de presión en el sistema se realiza la primera corrida en el simulador, el resultado será el caudal de flujo que debe llegar al manifold del clúster con esa presión, para la segunda corrida se inserta el valor del caudal calculado en la corrida anterior y se determina un nuevo valor de presión referente a la presión que debe haber en el sistema para que se produzca ese caudal. En la **Figura 26** se muestra el esquema de simulación del clúster 17.

Figura 26. Esquema de simulación del clúster 17.

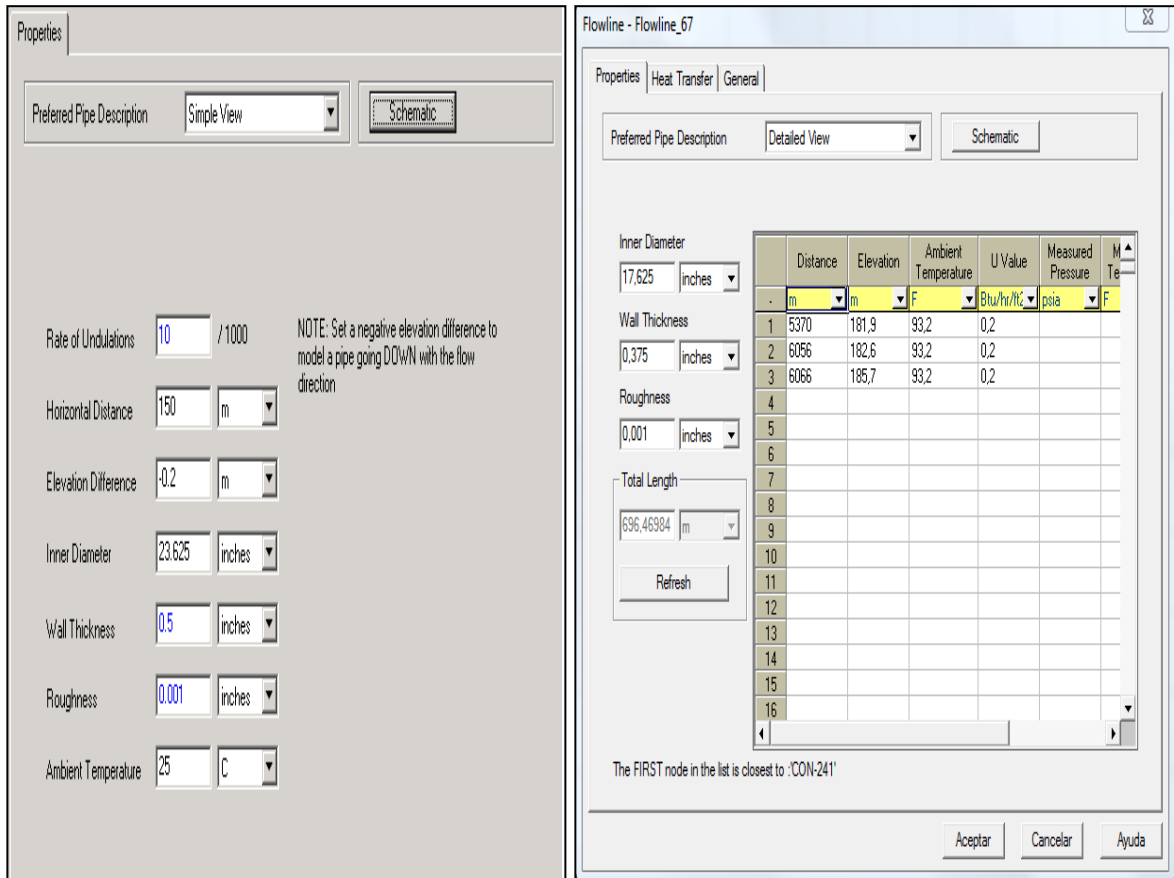


Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

SIMULACIÓN DE LA TRONCAL 3-3A

Para la simulación de la Troncal 3-3A siendo esta la última etapa, se debe construir el esquema de la línea de flujo principal con las conexiones de las líneas asociadas y la ubicación de los clúster con base al diagrama de distribución de la **Figura 7 y 8**, una vez definidos los 19 tramos y conexiones con sus respectivas líneas asociadas, se prosigue a insertar las propiedades de la tubería en la ventana que se observa en la **Figura 27** la cual se despliega al hacer doble click sobre cada tramo. Las propiedades que se insertan son la longitud, la elevación, el diámetro interno, el espesor de la tubería y la temperatura ambiente, estos datos se toman de la **Tabla 5** y la **Tabla 6**. El valor de rugosidad se encuentra predeterminado en el simulador depende del material de la tubería, actualmente Campo Rubiales no tiene estudios de rugosidad ni grados de corrosión.

Figura 27. Configuración de las propiedades de Tubería en el proceso de simulación de la Troncal 3-3A de Campo Rubiales.



Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

El siguiente paso en la simulación de la Troncal 3-3A, es el de ubicar y conectar los pozos en el clúster correspondiente. La actualización de los datos se lleva a cabo en los mismos pasos que en la simulación de un clúster.

Haciendo énfasis en un correcto desempeño del software a la hora de interpretar datos en este proyecto se realiza la simulación de las troncales en base a los siguientes factores.

Ajustes de las correlaciones en la red

Para el cálculo de perfiles de presión en flujo, tanto horizontal como vertical, se hace predicciones del comportamiento del fluido basado en correlaciones de flujo que intervienen en el software, con las variables que intervienen en los cálculos de las mismas. Para la correcta selección de la correlación se hace un análisis de sensibilidades para diversos tipos de correlaciones en flujo tanto vertical como horizontal y se trabaja con la que mejor se ajusta al modelo, con este fin se tiene medidas de presión en ciertos puntos de la red, los mismos que sirven de medidas comparativas para determinar la mejor correlación a usar, estos puntos por lo general son la cabeza de los pozos y control de la presión a la llegada de las centrales de producción.

Las correlaciones de flujo recomendadas según su aplicación se muestran en la **Tabla 14**.

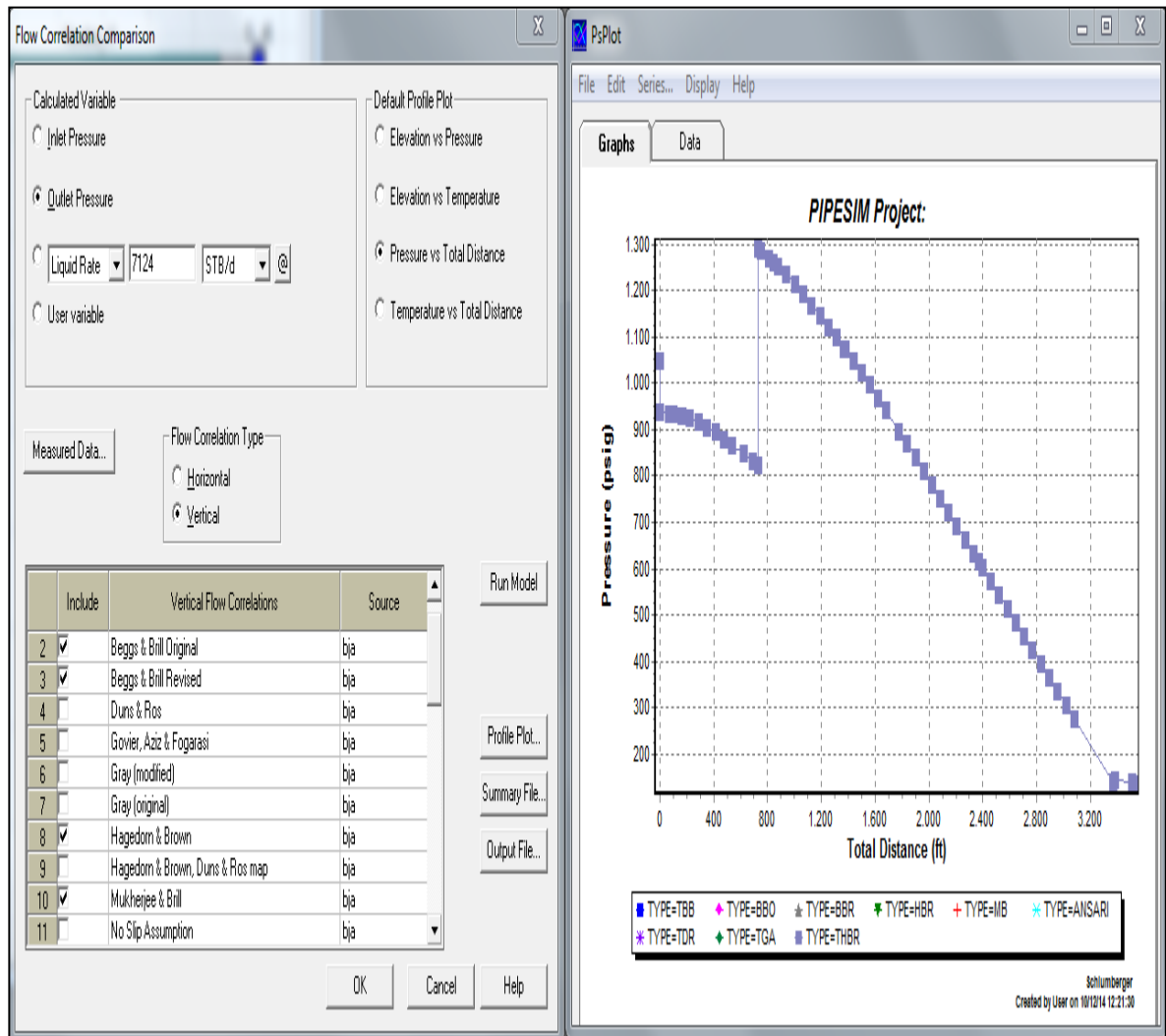
Tabla 14. Correlaciones para Flujo Multifásico.

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

Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

Teniendo en cuenta las diferentes correlaciones se hace la sensibilidad en el software como lo muestra la **Grafica 6**.

Gráfica 6. Sensibilización de correlaciones de flujo



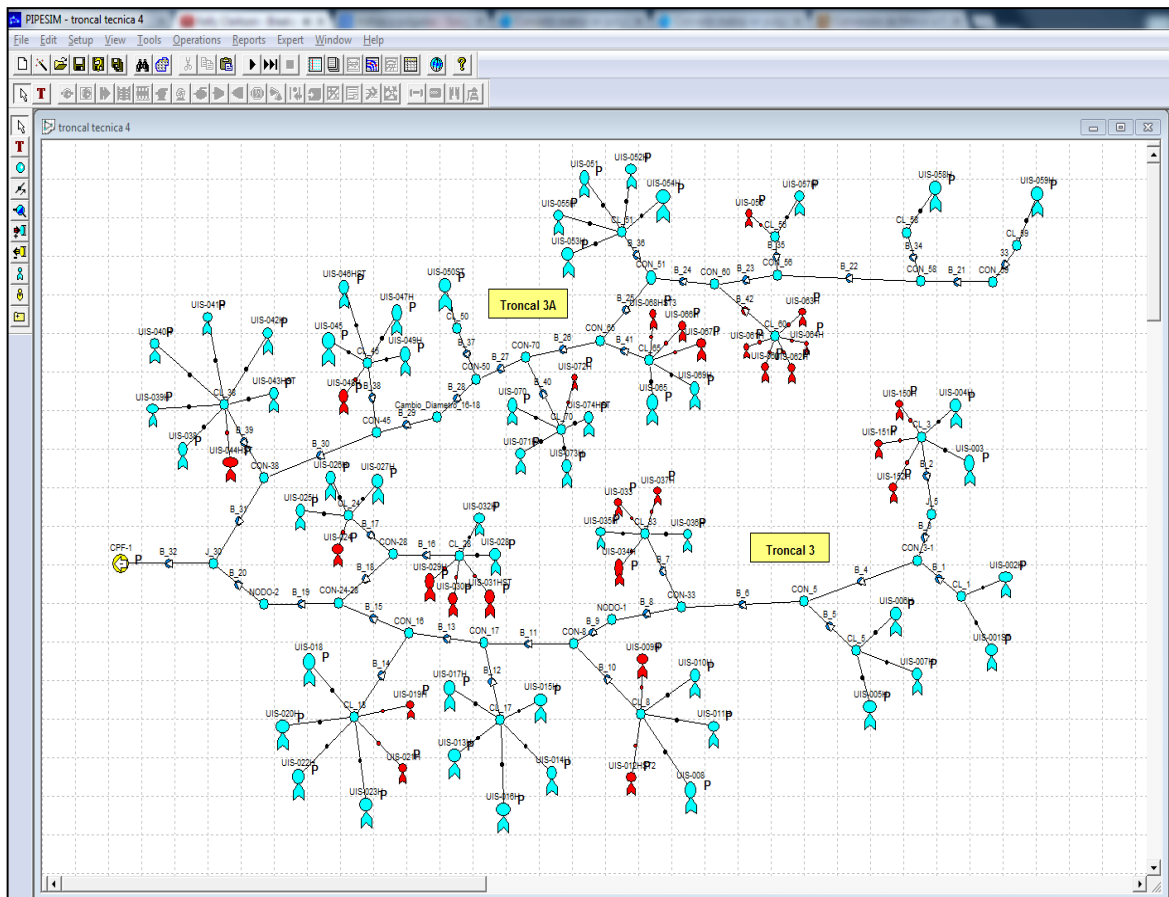
Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

Con la sensibilización corrida en el simulador se puede observar que para diferentes correlaciones el resultado es el mismo pues la diferencia podría estar en la presencia de gas pero en este caso la producción se lleva a cabo por encima del punto de burbuja, para efectos de la presente investigación se toma para flujo vertical Hagedorn and Brown con los diagramas de Moody para fluidos de una

fase y para flujo horizontal Beggs and Brill revised ya que los estudios realizados en estas correlaciones se hicieron para yacimientos con similitud a Campo Rubiales y los resultados arrojados modelan un buen comportamiento con respecto a los reportes en campo.

Finalizado este proceso se insertan todos los datos de presión en el sistema y se corre el simulador, el resultado que arroja será el caudal de flujo para cada pozo con el que se hará el análisis para determinar las restricciones al flujo que pueden estar presentes en la Troncal 3-3A. En la **Figura 28** se observa el esquema de simulación de la Troncal 3-3A de Campo Rubiales.

Figura 28. Esquema de simulación de la Troncal 3-3A de Campo Rubiales



Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

IDENTIFICACIÓN DE LAS RESTRICCIONES AL FLUJO EN LA TRONCAL 3-3A.

La variable que permite identificar y cuantificar las restricciones de flujo que se presentan a lo largo de la Troncal 3-3A de Campo Rubiales, es el caudal el cual puede ser estimado por medio del simulador especializado PIPESIM dependiendo de los datos actualizados en el modelo de simulación. La evaluación de las restricciones de flujo se realiza en dos escenarios de simulación.

- Condiciones actuales de operación.
- Condiciones de alta frecuencia.

En estos dos escenarios de evaluación, se lleva a cabo las tres etapas de simulación ya establecidas, las cuales permiten identificar las restricciones, a continuación se presentan los resultados de cada etapa de simulación.

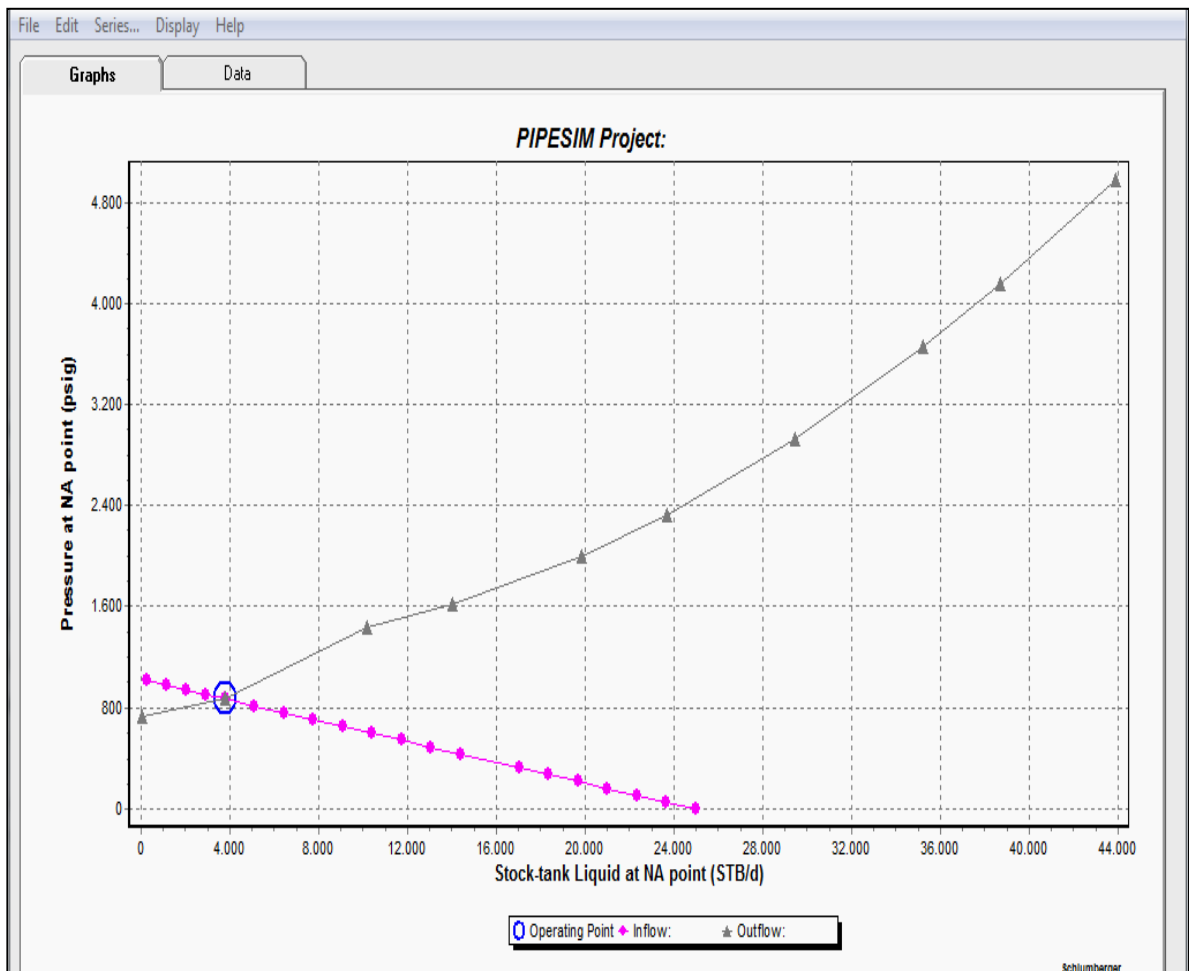
3.3.1 Condiciones Actuales de Operación. Este escenario de simulación es el que permite conocer el estado actual de la Troncal-3 y 3A de Campo Rubiales.

3.3.1.1 Resultados Primera Etapa de la Simulación. La primera etapa de simulación permite identificar el punto de operación de todos los pozos, este correspondiente a la lectura del punto donde se interceptan las curvas inflow y outflow como se muestra en la **Gráfica 7**, donde se lee el punto de operación del pozo UIS_008 el cual se utilizó como ejemplo, esta misma lectura se realiza para los 51 pozos activos asociados a la Troncal-3 y 3A como se muestra en la **Tabla 15** donde se presenta el caudal y la presión de fondo fluyente a la cual operan los pozos.

Cabe aclarar que para la lectura del punto de operación, es necesario que el caudal leído en la gráfica que presenta las curvas inflow y outflow coincida con el caudal insertado en el simulador el cual hace referencia al medido en el reporte de

producción del 11 de Junio de 2014, este procedimiento es indispensable para continuar con la segunda etapa de la simulación pues de ello dependen los resultados y el análisis de los mismos.

Gráfica 7. Lectura del punto de Operación para el pozo vertical UIS_008.



Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

Tabla 15. Puntos de operación de los pozos a condiciones actuales de operación

TRONCAL	CLUSTER	POZO	Q(BFPD)	PWF(Psia)
TRONCAL 3	CLUSTER 18	UIS-018	10679	890
		UIS-020H	12565	909
		UIS-022H	10946	986
		UIS-023H	8486	927
TRONCAL 3	CLUSTER 33	UIS-035H	10105	781
		UIS-036H	3990	906
TRONCAL 3	CLUSTER 24	UIS-025H	12981	860
		UIS-026H	13081	883
		UIS-027H	13523	844
TRONCAL 3	CLUSTER 28	UIS-028	7331	559
		UIS-032H	10573	849
TRONCAL 3	CLUSTER 17	UIS-017H	4680	631
		UIS-013H	11306	905
		UIS-014H	13044	856
		UIS-015H	10970	808
		UIS-016H	6342	966
TRONCAL 3	CLUSTER 8	UIS-008	8127	726
		UIS-011H	9909	896
		UIS-010H	5779	962
TRONCAL 3	CLUSTER 1	UIS-001ST	3070	792
		UIS-002H	4921	965
TRONCAL 3	CLUSTER 5	UIS-005H	3902	424
		UIS-007H	7570	918
		UIS-006H	4975	913
TRONCAL 3	CLUSTER 3	UIS-003	1674	978
		UIS-004H	6297	968
TRONCAL 3 ^a	CLUSTER 65	UIS-065	1493	105
		UIS-069H	6115	713
TRONCAL 3 ^a	CLUSTER 70	UIS-070	4142	865
		UIS-071H	9917	680
		UIS-073H	8368	943
		UIS-074HST	8495	900
TRONCAL 3 ^a	CLUSTER 45	UIS-045	3927	491

TRONCAL	CLUSTER	POZO	Q(BFPD)	PWF(Psia)
		UIS-046HST	7547	931
		UIS-047H	9739	931
		UIS-049H	4471	1080
TRONCAL 3 ^a	CLUSTER 56	UIS-057H	4387	1100
TRONCAL 3 ^a	CLUSTER 50	UIS-050HST	629	621
TRONCAL 3 ^a	CLUSTER 51	UIS-051	972	844
		UIS-052H	8025	976
		UIS-053H	3966	920
		UIS-054H	6512	924
		UIS-055H	6532	807
TRONCAL 3 ^a	CLUSTER 38	UIS-038	1555	397
		UIS-039H	7557	514
		UIS-040H	9517	697
		UIS-041H	9417	718
		UIS-042H	12580	806
		UIS-043HST	5707	931
TRONCAL 3 ^a	CLUSTER 59	UIS-059H	5880	1017
TRONCAL 3 ^a	CLUSTER 58	UIS-058H	5017	1034

Fuente: Gerencia de Yacimientos. Sistemas de flujo de Campo Rubiales. Junio de 2014 (modificado por los autores).

3.3.1.2 Resultados Segunda Etapa de la Simulación. Consiste en la simulación de los clústers con más de un pozo, este ejercicio de simulación permite conocer más a detalle el comportamiento de los fluidos en el clúster antes de que lleguen a la Troncal 3-3A. Para realizar el análisis es necesario comparar, el caudal medido, con el caudal calculado por el simulador, bajo la siguiente premisa.

- Si el caudal calculado es menor al caudal medido se asume la presencia de restricciones de flujo en el sistema.
- Si el caudal calculado es mayor al caudal medido se asume que no hay presencia de restricciones y la línea tolera más fluido. La explicación puede estar asociada a fallas de medición.

Por otro lado, al calcular el delta de caudal para cada clúster correspondiente a la diferencia entre el caudal calculado y el medido, el resultado también representa una forma de realizar el análisis e identificar restricciones ya que.

- Si el ΔQ es negativo hay presencia de restricción al flujo.
- Si el ΔQ es positivo no hay presencia de restricciones al flujo.

La **Tabla 16** presenta los 14 clústers asociados a la Troncal 3-3A de Campo Rubiales que operan con más de un pozo, cada uno tiene un caudal de flujo y una presión del manifold tanto medidos en el reporte diario de producción, como calculados por el simulador.

Tabla 16. Caudal de flujo medido y calculado para los clúster asociados a la Troncal 3-3A de Campo Rubiales.

TRONCAL	CLUSTER	MEDIDO		CALCULADO		DELTA
		Q(BFPD)	P(psia)	Q(BFPD)	P(psia)	ΔQ (BFPD)
TRONCAL 3A	65	7605	110	7520	112	-85
TRONCAL 3A	70	30921	110	30772	116	-149
TRONCAL 3A	45	25684	82	25439	86	-245
TRONCAL 3A	51	26007	120	25572	121	-435
TRONCAL 3A	38	46333	100	45500	103	-833
TRONCAL 3	18	42675	55	42617	56	-58
TRONCAL 3	24	39585	93	38660	95	-925
TRONCAL 3	28	17904	90	17913	95	9
TRONCAL 3	17	46337	75	46263	80	-74
TRONCAL 3	8	23813	55	23731	58	-82
TRONCAL 3	1	7990	53	7906	57	-84
TRONCAL 3	5	16447	60	16595	65	148

TRONCAL	CLUSTER	MEDIDO		CALCULADO		DELTA
		Q(BFPD)	P(psia)	Q(BFPD)	P(psia)	ΔQ (BFPD)
TRONCAL 3	3	7971	115	7447	124	-524
TRONCAL 3	33	14101	115	13710	115	-391

Este ejercicio de simulación permite identificar 12 clústers con restricciones al flujo. (CL-65,CL-70,CL-45,CL-51,CL-38,CL-18,CL-24,CL-17,CL-8,CL-1,CL-3,CL-33).

3.3.1.3 Resultados Tercera Etapa de la Simulación. La Tercera etapa de simulación permite observar a detalle el comportamiento de cada uno de los pozos y de la Troncal 3-3A en general. En este ejercicio de simulación se identificaron los pozos que presentan restricciones al flujo y como afectan la producción total de la Línea. La **Tabla 17** muestra los 53 pozos activos, con el caudal de fluido medido y calculado por el simulador, junto con ΔQ , el análisis se hará en base a las premisas expuestas anteriormente.

Tabla 17. Caudal de flujo medido y calculado para los pozos asociados a la Troncal 3-3A de Campo Rubiales.

TRONCAL	CLUSTER	POZO	MEDIDO	CALCULADO	DELTA
			Q(BFPD)	Q(BFPD)	ΔQ (BFPD)
TRONCAL 3	CLUSTER 18	UIS-018	10678	11290	612
		UIS-020H	12562	12568	6
		UIS-022H	10948	10669	-279
		UIS-023H	8487	9636	1149
TRONCAL 3	CLUSTER 33	UIS-035H	10107	10648	541
		UIS-036H	3994	2661	-1333
TRONCAL 3	CLUSTER 24	UIS-025H	12981	14296	1315
		UIS-026H	13081	14404	1323
		UIS-027H	13523	15421	1898
TRONCAL 3	CLUSTER 28	UIS-028	7331	6902	-429
		UIS-032H	10573	10320	-253

TRONCAL	CLUSTER	POZO	MEDIDO	CALCULADO	DELTA
			Q(BFPD)	Q(BFPD)	Δ Q(BFPD)
TRONCAL 3	CLUSTER 17	UIS-017H	4680	4605	-75
		UIS-013H	11301	13103	1802
		UIS-014H	13041	14303	1262
		UIS-015H	10970	10533	-437
		UIS-016H	6345	5993	-352
TRONCAL 3	CLUSTER 8	UIS-008	8129	7905	-224
		UIS-011H	9909	9923	14
		UIS-010H	5775	7105	1330
TRONCAL 3	CLUSTER 1	UIS-001ST	3070	3064	-6
		UIS-002H	4920	4970	50
TRONCAL 3	CLUSTER 5	UIS-005H	3902	3146	-756
		UIS-007H	7570	7182	-388
		UIS-006H	4975	4736	-239
TRONCAL 3	CLUSTER 3	UIS-003	1674	1081	-593
		UIS-004H	6297	6456	159
Caudal Total de la Troncal 3 (BFPD)			216824	222920	6096

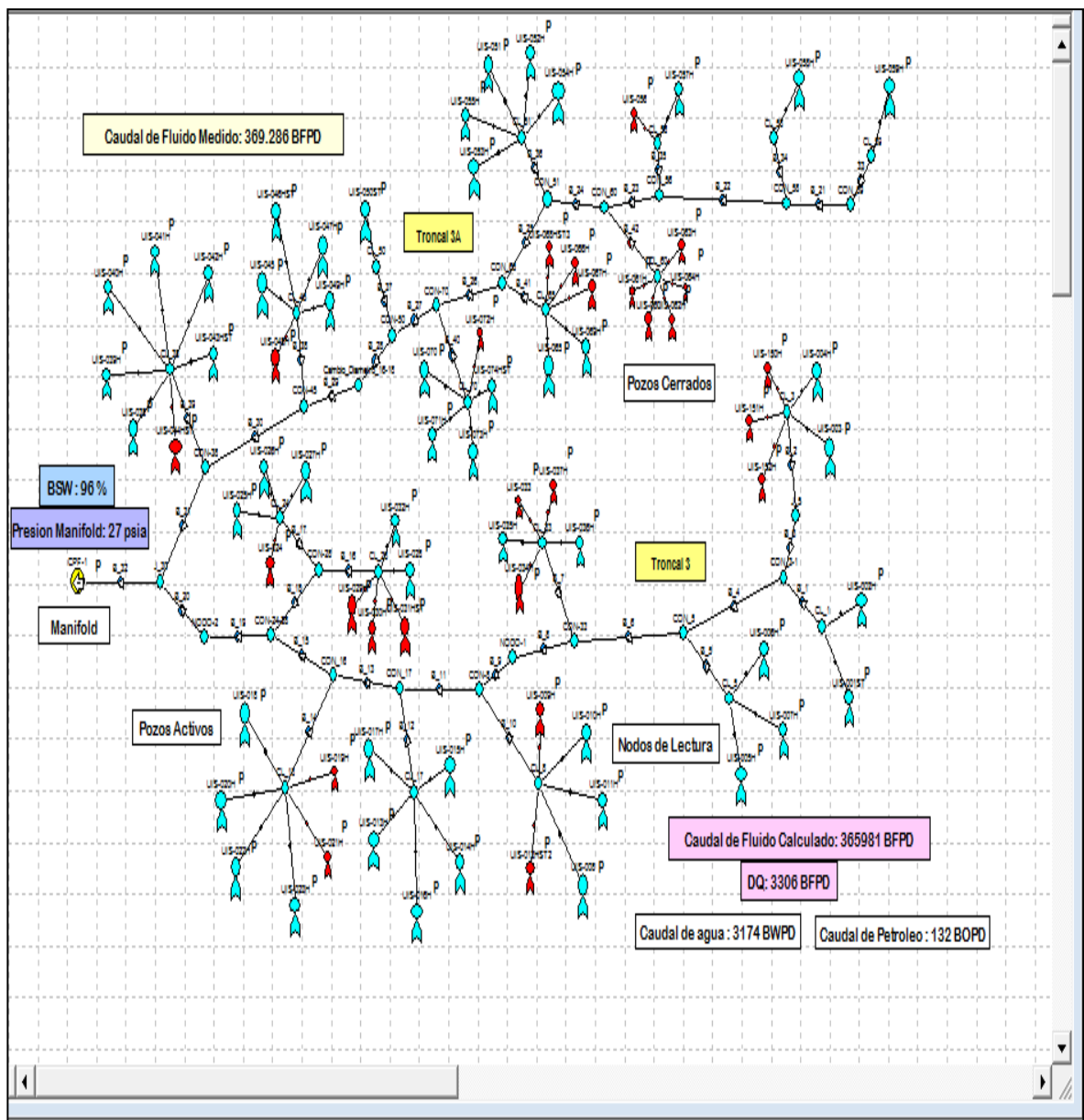
TRONCAL	CLUSTER	POZO	MEDIDO	CALCULADO	DELTA
			Q(BFPD)	Q(BFPD)	Δ Q(BFPD)
TRONCAL 3 ^a	CLUSTER 65	UIS-065	1494	1442	-52
		UIS-069H	6111	6039	-72
TRONCAL 3 ^a	CLUSTER 70	UIS-070	4143	3805	-338
		UIS-071H	9917	9770	-147
		UIS-073H	8366	8259	-107
		UIS-074HST	8495	8366	-129
TRONCAL 3 ^a	CLUSTER 45	UIS-045	3927	3875	-52
		UIS-046HST	7547	7008	-539
		UIS-047H	9739	9554	-185
		UIS-049H	4471	4331	-140
TRONCAL 3 ^a	CLUSTER 56	UIS-057H	4387	4146	-241
TRONCAL 3 ^a	CLUSTER 50	UIS-050HST	629	593	-36

TRONCAL	CLUSTER	POZO	MEDIDO	CALCULADO	DELTA
			Q(BFPD)	Q(BFPD)	Δ Q(BFPD)
TRONCAL 3 ^a	CLUSTER 51	UIS-051	972	606	-366
		UIS-052H	8025	7526	-499
		UIS-053H	3966	3811	-155
		UIS-054H	6512	4153	-2359
		UIS-055H	6532	6451	-81
TRONCAL 3 ^a	CLUSTER 38	UIS-038	1555	1338	-217
		UIS-039H	7557	6408	-1149
		UIS-040H	9517	8881	-636
		UIS-041H	9417	10275	858
		UIS-042H	12580	14270	1690
		UIS-043HST	5707	5649	-58
TRONCAL 3 ^a	CLUSTER 59	UIS-059H	5880	3853	-2027
TRONCAL 3 ^a	CLUSTER 58	UIS-058H	5017	3198	-1819
Caudal Total de la Troncal 3A (BFPD)			152462	143607	-8855

Los resultados arrojados por esta etapa de simulación, reflejan que de los 53 pozos activos asociados a la Troncal 3-3A, 36 presentan restricciones al flujo, correspondiente al 66% de pozos que se encuentran operando.

En términos generales, el caudal actual de la Troncal 3-3A es de 369283 BFPD, y el caudal calculado por el simulador es de 365981 BFPD. Al ser el caudal calculado menor que el caudal medido, se puede afirmar que hay restricciones al flujo en la Troncal. Lo cual se corrobora con el análisis individual de clusters mostrado en la **Tabla 16**. Adicionalmente el simulador indica que el Δ Q de la Troncal 3A es de -8.855 BFPD de los cuales 8.116 BFPD son agua y 555 BFPD son petróleo, al ser este un valor negativo también indica que hay restricciones al flujo, y este caudal de fluido es el que posiblemente se vea comprometido. La **Figura 29** muestra el esquema de simulación de la Troncal 3-3A con los resultados de la primera corrida.

Figura 29. Esquema de simulación de la Troncal 3-3A con los resultados de la primera corrida.



Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Noviembre 2013. (Modificado por los autores).

3.3.2 Condiciones de Alta Frecuencia. Este ejercicio de simulación se realiza con el fin de observar el comportamiento del sistema de flujo de la Troncal 3-3A

cuando los pozos que se encuentran actualmente activos operen con toda la capacidad permitida por el sistema de producción.

3.3.2.1 Resultados Primera Etapa de la Simulación. Para realizar este ejercicio de simulación se aumento la frecuencia a 60 Hz para bombas Electrosumergibles y 300 rpm para bombas de cavidades progresivas. La modificación solo se efectúa para los pozos que operan por debajo de este valor. La **Tabla 18**, muestra los 26 pozos a los que se le modifica la frecuencia y el punto de operación como resultado de la primera etapa de la simulación.

Tabla 18. Pozos a los que se le modifica la frecuencia y el punto de operación.

Clúster	Pozo	INICIAL			MODIFICADA		
		FR (HZ)	Q (BFPD)	PWF (PSIG)	FR (HZ)	Q (BFPD)	PWF (PSIG)
CL_65	UIS-069H	30	6111	710	60	8557	583
CL_70	UIS-070	35	4143	866	60	9597	661
	UIS-071H	49	9917	680	60	13077	571
CL_45	UIS-046HST	48	7547	931	60	10264	889
	UIS-047H	58	9739	931	60	10162	926
	UIS-049H	35	4471	1080	60	6714	1056
CL_56	UIS-057H	35	4387	1100	60	6683	1081
CL_50	UIS-050HST	35	629	621	60	1317	119
CL_51	UIS-053H	35	3966	920	60	8963	694
	UIS-054H	45	6512	924	60	9554	840
	UIS-055H	48	6532	807	60	8767	706
CL_38	UIS-039H	58	7557	514	60	7783	498
CL_59	UIS-059H	39	5880	1017	60	7690	983
CL_58	UIS-058H	33	5017	1034	60	10801	928
CL_18	UIS-020H	56	12562	908	60	13560	896
	UIS-023H	44	8487	925	60	12880	856
CL_28	UIS-028	55	7331	650	60	8179	606
CL_17	UIS-013H	55	11301	908	60	12664	892

Clúster	Pozo	INICIAL			MODIFICADA		
		FR(HZ)	Q (BFPD)	PWF (PSIG)	FR (HZ)	Q (BFPD)	PWF (PSIG)
	UIS-016H	40	6345	964	60	11159	892
CL_8	UIS-010H	35	5775	963	60	13019	858
CL_1	UIS-002H	34	4920	967	60	10139	815
CL_5	UIS-005H	58	3902	424	60	3903	423
	UIS-007H	50	7570	918	60	9401	885
	UIS-006H	37	4975	913	60	9739	787
CL_3	UIS-004H	42	6297	968	60	9967	954
CL_33	UIS-036H	34	3994	902	60	8096	781

Bajo esta condición de simulación el caudal de la Troncal 3-3A aumento en 73097 BFPD es decir que el nuevo caudal a la llegada del centro de facilidades será de 442383 BFPD. Al simular la Troncal 3-3A bajo estas condiciones de operación se evidencia que el comportamiento de los pozos cambia generando nuevas restricciones, comprobando que el sistema de recolección se encuentra efectivamente congestionado por el volumen de fluido que maneja.

3.3.2.2 Resultados Segunda Etapa de la Simulación. En esta etapa solo se simulan los clústers que operan con más de un pozo y los clústers cuyos pozos asociados se les modifico la frecuencia de operación. La **Tabla 19** presenta el resultado de la simulación que corresponde al caudal de flujo calculado el cual debe ser comparado con el caudal medido para determinar la existencia de restricciones de flujo.

Tabla 19. Resultado de la simulación de los clusters asociados a la Troncal 3-3A a condiciones de alta frecuencia.

TRONCAL	CLUSTER	MEDIDO	CALCULADO	DELTA
		Q(BFPD)	Q(BFPD)	ΔQ (BFPD)
TRONCAL 3A	65	10051	9979	-72
TRONCAL 3A	70	39535	39493	-42
TRONCAL 3A	45	31067	30865	-202
TRONCAL 3A	51	36281	36146	-135
TRONCAL 3A	38	46559	45650	-909
TRONCAL 3	18	48066	48019	-47
TRONCAL 3	28	18752	18764	12
TRONCAL 3	17	52514	52676	162
TRONCAL 3	8	31057	31036	-21
TRONCAL 3	1	13209	13025	-184
TRONCAL 3	5	23043	23207	164
TRONCAL 3	3	11641	11143	-498
TRONCAL 3	33	18203	17740	-463

Los clusters de la troncal 3A siguen presentando restricciones al flujo como en el escenario de simulación a condiciones actuales, a estos se suma el clúster 8 el cual presenta un ΔQ negativo de -21 BFPD. El ΔQ para los clúster restantes no presenta una variación significativamente en comparación con el escenario a condiciones actuales.

3.3.2.3 Resultados Tercera Etapa de la Simulación. Como se menciona anteriormente esta etapa de la simulación evalúa el comportamiento de cada uno de los pozos y de la Troncal 3-3A en términos generales bajo las condiciones ya dichas. La **Tabla 20** presenta el caudal medido, el caudal calculado por el simulador y el ΔQ correspondiente a la diferencia de estos dos valores, es importante tener en cuenta los 26 pozos a los que se les modifica la frecuencia ya que estos serán los únicos pozos que realmente presentaran un nuevo caudal.

Tabla 20. Caudal de flujo medido y calculado para los pozos asociados a la Troncal 3-3A de Campo Rubiales a condiciones de alta frecuencia.

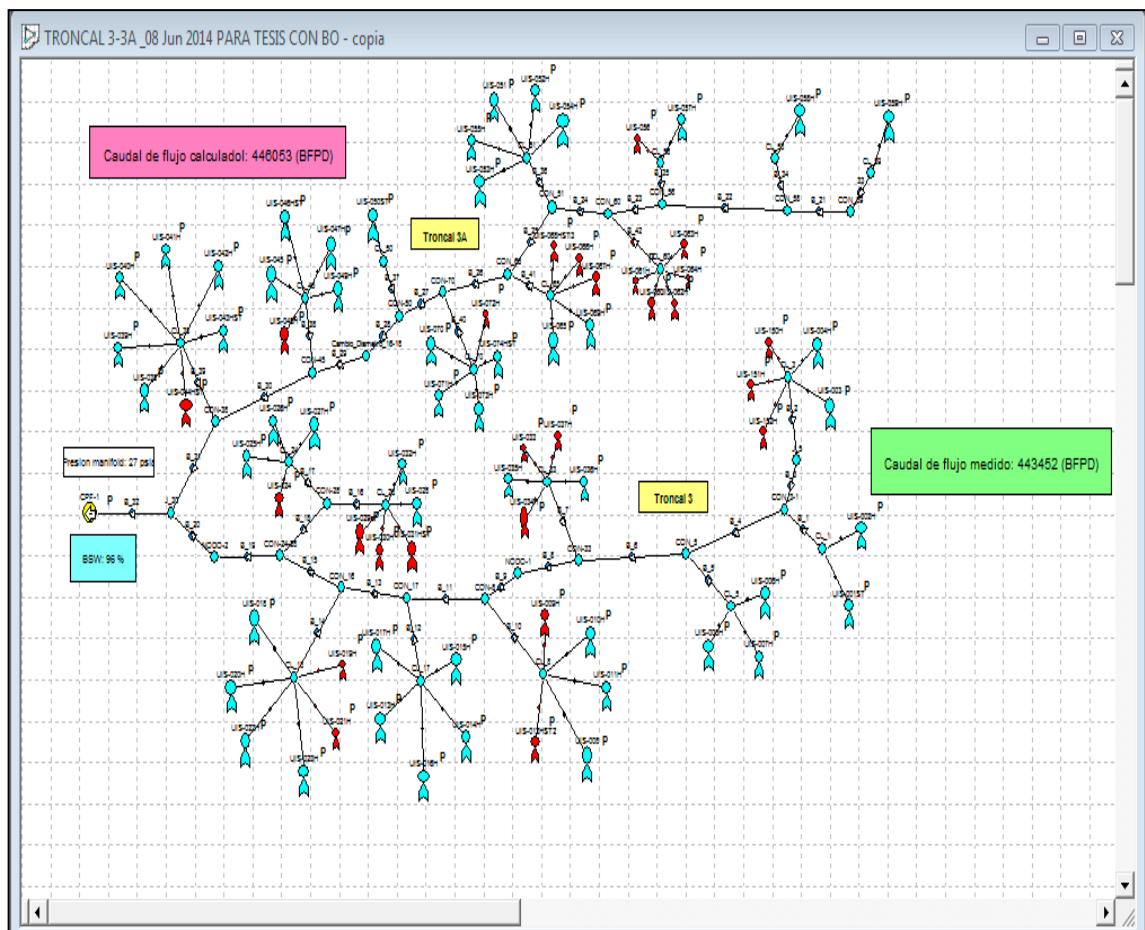
TRONCAL	CLUSTER	POZO	MEDIDO	CALCULADO	DELTA
			Q(BFPD)	Q(BFPD)	Δ Q(BFPD)
TRONCAL 3	CLUSTER 18	UIS-018	10678	11249	571
		UIS-020H	13560	13531	-29
		UIS-022H	10948	10612	-336
		UIS-023H	12880	14062	1182
TRONCAL 3	CLUSTER 33	UIS-035H	10107	10577	470
		UIS-036H	8096	7201	-895
TRONCAL 3	CLUSTER 24	UIS-025H	12981	14256	1275
		UIS-026H	13081	14364	1283
		UIS-027H	13523	15384	1861
TRONCAL 3	CLUSTER 28	UIS-028	8179	7734	-445
		UIS-032H	10573	10270	-303
TRONCAL 3	CLUSTER 17	UIS-017H	4680	4572	-108
		UIS-013H	12664	14446	1782
		UIS-014H	13041	14236	1195
		UIS-015H	10970	10533	-437
		UIS-016H	11159	10877	-282
TRONCAL 3	CLUSTER 8	UIS-008	8129	7837	-292
		UIS-011H	9909	9364	-545
		UIS-010H	13019	14233	1214
TRONCAL 3	CLUSTER 1	UIS-001ST	3070	3050	-20
		UIS-002H	10139	10076	-63
TRONCAL 3	CLUSTER 5	UIS-005H	3901	3053	-848
		UIS-007H	9401	8885	-516
		UIS-006H	9739	9471	-268
TRONCAL 3	CLUSTER 3	UIS-003	1674	1081	-593
		UIS-004H	6297	10076	3779
Caudal Total de la Troncal 3 (BFPD)			252400	261030	8630

TRONCAL	CLUSTER	POZO	MEDIDO	CALCULADO	DELTA
			Q(BFPD)	Q(BFPD)	Δ Q(BFPD)
TRONCAL 3 ^a	CLUSTER 65	UIS-065	1494	1417	-77
		UIS-069H	8557	8456	-101
TRONCAL 3 ^a	CLUSTER 70	UIS-070	9597	9391	-206
		UIS-071H	13077	12890	-187
		UIS-073H	8366	8195	-171
TRONCAL 3A	CLUSTER 45	UIS-074HST	8495	8322	-173
		UIS-045	3927	3855	-72
		UIS-046HST	10264	9784	-480
		UIS-047H	10162	9917	-245
TRONCAL 3A	CLUSTER 56	UIS-049H	6714	6577	-137
		UIS-057H	6683	6488	-195
TRONCAL 3A	CLUSTER 50	UIS-050HST	1317	1313	-4
TRONCAL 3A	CLUSTER 51	UIS-051	972	517	-455
		UIS-052H	8025	7448	-577
		UIS-053H	8963	9058	95
		UIS-054H	9554	7322	-2232
		UIS-055H	8767	8727	-40
TRONCAL 3A	CLUSTER 38	UIS-038	1555	1317	-238
		UIS-039H	7783	6561	-1222
		UIS-040H	9517	8811	-706
		UIS-041H	9417	10239	822
		UIS-042H	12580	14233	1653
		UIS-043HST	5707	5633	-74
TRONCAL 3A	CLUSTER 59	UIS-059H	7690	6008	-1682
TRONCAL 3A	CLUSTER 58	UIS-058H	10801	10058	-743
Caudal Total de la Troncal 3 (BFPD)			189983	182537	-7446

Los resultados de la simulación reflejan que los pozos que presentan restricciones al flujo pasan de ser 28 a 33, tan solo 8 pozos operan normalmente.

Este ejercicio de simulación también permite evaluar el comportamiento de la Troncal-3-3A en general, el caudal calculado por el simulador a condiciones de alta frecuencia es de 443567 BFPD y el caudal medido es de 446053 BFPD, lo que indica que la Troncal 3-3A sigue presentando restricciones al flujo, puesto que el caudal calculado aun es menor que el caudal medido, por otro lado el ΔQ que es de -2486 BFPD al ser negativo es otro indicador de la presencia de restricciones al flujo, este valor también se refiere al posible caudal restringido a lo largo de las Troncales. El esquema de simulación de la Troncal 3-3A de Campo Rubiales a condiciones de alta frecuencia se muestra en la **Figura 30**.

Figura 30. Esquema de simulación de la Troncal 3.3A de Campo Rubiales a condiciones de alta frecuencia.



Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

4. VARIABLES QUE TIENEN IMPACTO SOBRE EL RENDIMIENTO DE LAS TRONCALES 3-3A|

El capítulo anterior permite identificar y comprobar la existencia de restricciones al flujo en las Troncales 3-3A de Campo Rubiales. Adicionalmente, la simulación identifica los clústers y pozos afectados por las restricciones y permite estimar el caudal de flujo que posiblemente se vea comprometido.

Los dos ejercicios de simulación (Condiciones actuales de operación, Condiciones de alta frecuencia) que se realizan en las Troncales 3-3A demuestran que es necesario implementar un plan de contingencia que permita descongestionar la línea de flujo, y aliviar las presiones. Las variables que tienen impacto sobre el rendimiento son cinco principalmente:

- Caudal máximo y densidad de pozos (clúster)
- Perfil de Presión de la Troncal.
- Topografía de la zona.
- diferencia de diámetros de las troncales.
- Longitud de la Troncal.

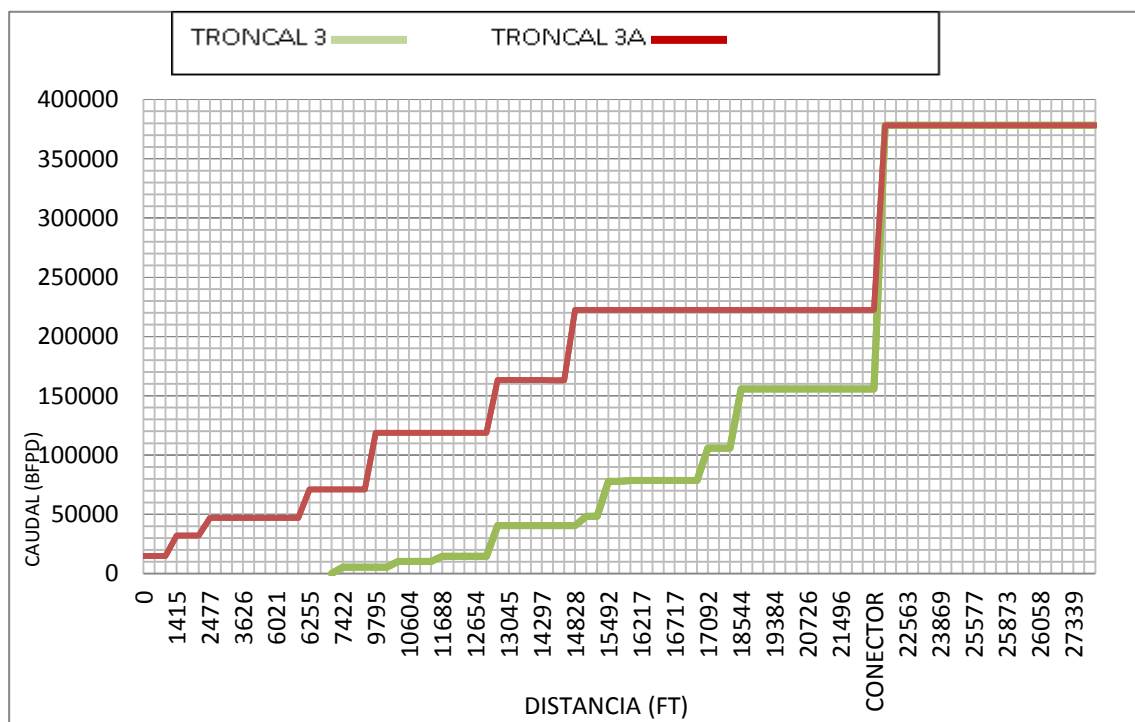
4.1 CAUDAL MÁXIMO Y DENSIDAD DE POZOS

La ingeniería básica de diseño de la línea de flujo establece un caudal máximo a una presión que no tiene en cuenta la capacidad máxima de flujo de los pozos. Pero de acuerdo con el crecimiento en la producción, una vez se excede este caudal de diseño, la presión se incrementa provocando restricciones de unos pozos con otros, el incremento del caudal está relacionado con la optimización de los pozos existente y la incorporación de pozos nuevos, lo cual aumenta la densidad de los pozos conectados a la línea. Por lo antes expuesto, es

conveniente monitorear el incremento de los fluidos en el tiempo para evitar las presurizaciones y las mencionadas restricciones entre pozos.

Las Troncales presentan un caudal máximo de diseño de 310 KBFPD troncal 3 y 305 KBFPD troncal 3A, para la fecha en la que se realizó la simulación el caudal registrado fue de 369.785 KBFPD y aunque no sobrepasa el límite ya hay evidencia de restricción. Por otro lado, las condiciones futuras que presentarán las Troncales, teniendo en cuenta el crecimiento esperado en la producción y la conexión de nuevos pozos reflejan que el caudal será de 480 KBFPD, lo que indica un congestionamiento en la línea y claramente un aumento en el perfil de presión. La **Gráfica 8** muestra como el caudal aumenta a lo largo de las Troncales hasta llegar al centro de procesamiento de fluidos.

Gráfica 8. Caudal de la Troncal 3-3A de Campo Rubiales, condiciones actuales.



Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

4.2 PERFIL DE PRESIÓN

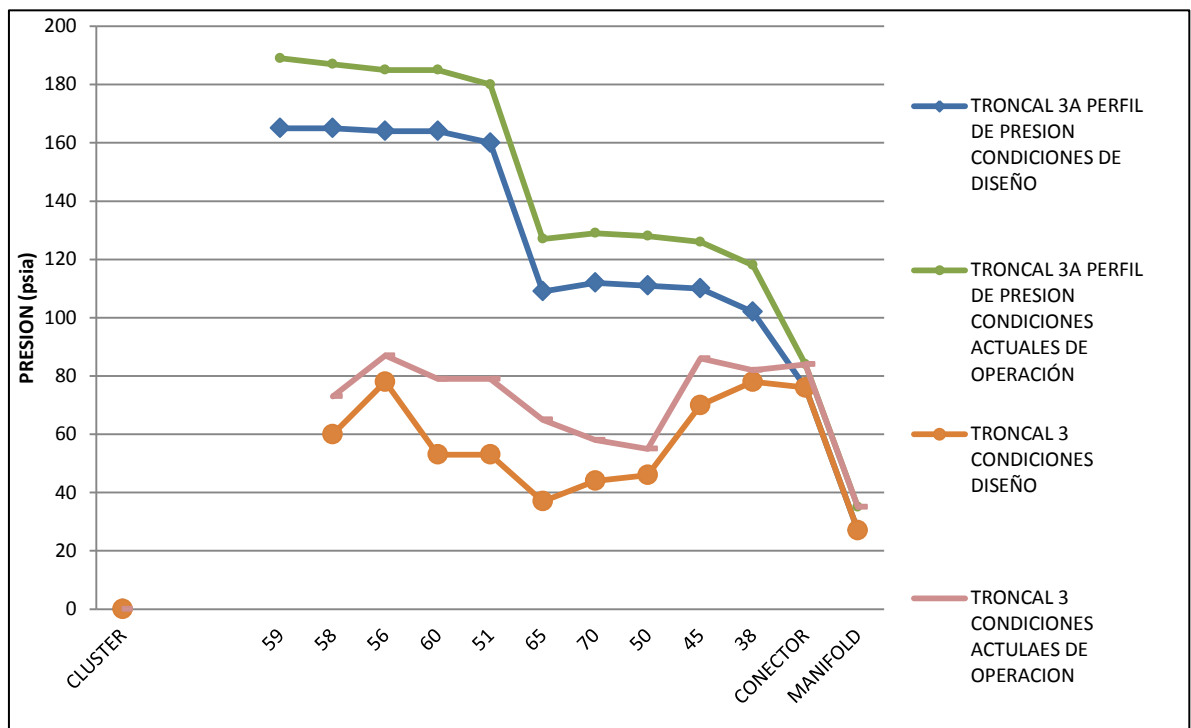
La presión que suministran las bombas electrosumergibles y de cavidades progresivas al fluido de producción, es el único impulso con el que se cuenta para que el petróleo y el agua lleguen a superficie, recorran las Troncales y lleguen al CPF-1, por esta razón y teniendo como referencia la mecánica de fluidos, los mismos fluyen de sistemas de mayor presión a menor presión haciendo más eficientes los procesos de transporte, es decir, la Troncales deben manejar un perfil de presión bajo que descienda proporcionalmente a la longitud, ya que en el momento que esta situación no se cumpla, los fluidos que se espera se transporten por la Troncal encontrarán una barrera provocando así restricciones al flujo.

La **Gráfica 9** muestra el perfil de presión actual de las Troncales, resultado de la simulación y el perfil de presión a condiciones de diseño. Se puede observar que el perfil de presión en los dos casos disminuye de manera paulatina, pero al ser comparados se observa que el perfil de presión a condiciones actuales de operación está por encima al perfil de presión a condiciones de diseño lo que pudiera estar comprometiendo la capacidad productiva de los pozos. Adicionalmente hay puntos a lo largo de toda la línea de flujo donde el ΔP es más alto en comparación con otros puntos por ejemplo el clúster UIS-51 presenta un ΔP de 53 psia y el clúster UIS-56 tan solo presenta un ΔP de 9 psia. También se puede observar que el tramo de la Troncal 3A que inicia en la conexión del clúster UIS-51 y finaliza en el clúster UIS-38 es el más crítico pues presenta el ΔP más alto de toda la línea. Por otro lado el perfil de presión a condiciones actuales de operación presenta dos puntos donde la caída de presión supera los 25 psia, el primero es en el tramo 12 comprendido entre el clúster UIS-81 y UIS-51 donde la caída de presión es de 53 psia y en el tramo 15 comprendido entre el UIS-38 y el conector con una caída de presión de 50 psia, el clúster UIS-70 es el único punto a lo largo de toda la Troncal-3A donde la presión no desciende si no que aumenta

en 5 psia, con respecto a la troncal 3 la caída de presión tiene un comportamiento normal y por el contrario hay zonas donde la presión tiene un aumento significativo gracias a la topografía del terreno la cual hace que la línea descienda 120 mts, esto se evidencia en el tramo del CL_18 al CL_24 donde el aumento en la presión es de 29 psia.

La **Tabla 21** muestra los datos con los que se construyó la **Gráfica 9** referentes a los perfiles de presión a condiciones de diseño, condiciones actuales de operación junto con el ΔP .

Gráfica 9. Perfil de presión de la Troncal 3-3A de Campo Rubiales a condiciones de diseño y condiciones actuales de operación.



Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

Tabla 21. Perfiles de presión a condiciones de diseño y condiciones actuales de operación.

TRONCAL	CLUSTER	PERFIL DE PRESION CONDICIONES DE DISEÑO	PERFIL DE PRESION CONDICIONES ACTUALES DE OPERACIÓN	$\Delta P(\text{psia})$
3 ^a	59	165	189	24
3 ^a	58	165	187	22
3 ^a	56	164	185	21
3 ^a	60	164	185	21
3 ^a	51	160	180	20
3 ^a	65	109	127	18
3 ^a	70	112	129	17
3 ^a	50	111	128	17
3 ^a	45	110	126	16
3 ^a	38	102	118	16
CONECTOR		76	84	8
MANIFOLD		27	35	7
3	1	60	73	13
3	3	78	87	9
3	5	53	79	26
3	33	53	79	26
3	8	37	65	28
3	17	44	58	14
3	18	46	55	9
3	24	70	86	16
3	28	72	82	4
CONECTOR		76	84	8
MANIFOLD		27	35	7

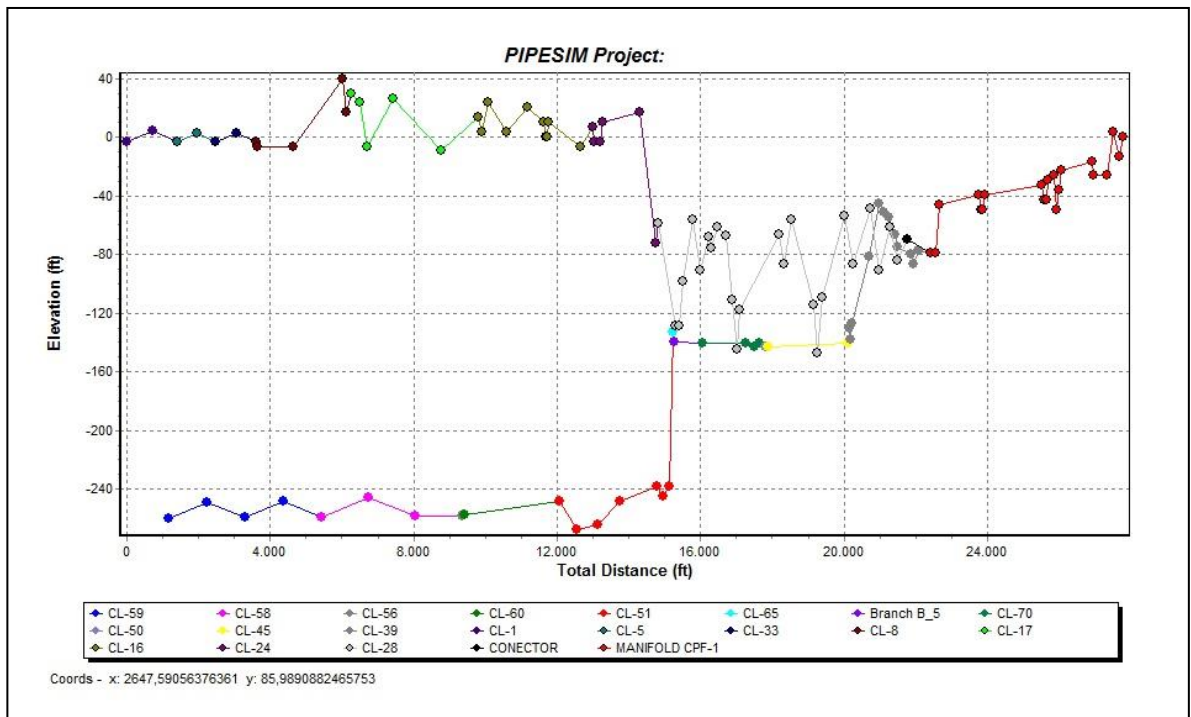
4.3 TOPOGRAFÍA DE LA ZONA

La topografía de la zona cumple un papel fundamental en el comportamiento del perfil de presión de las Troncales de Campo Rubiales, puesto que los cambios de

elevación y la irregularidad del terreno hacen que el diseño de la tubería no sea uniforme si no con el objetivo de adaptarse a la zona presente puntos con diferentes alturas y conexiones con diferentes ángulos, estos cambios en el diseño de la tubería pueden provocar variaciones en la presión y crear resistencia al flujo.

La **Gráfica 10** presenta el perfil topográfico de la Troncales de Campo Rubiales, este perfil tiene como base la altura del centro de procesamiento de fluidos, y a partir de este punto de referencia se miden la elevación de cada uno de los clúster, en función a la distancia.

Gráfica 10. Perfil Topográfico de la Troncal 3A-3 de Campo Rubiales.



Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

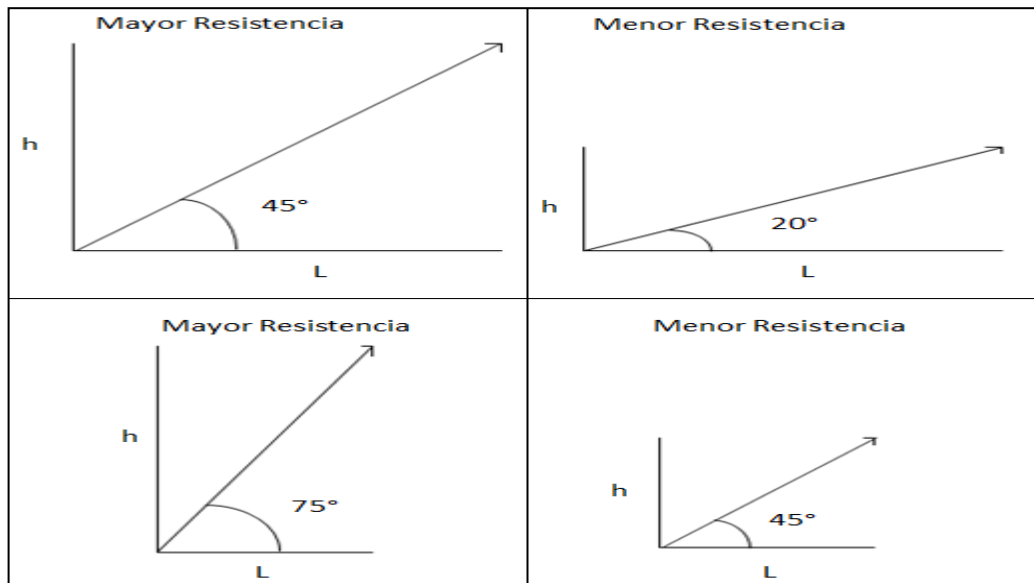
Claramente se puede evidenciar la relación que tiene el perfil topográfico (**Gráfica 10**) con el perfil de presión de las Troncales (**Gráfica 11**). Para la primera sección de la troncal 3 la cual se extiende desde el clúster UIS 1-3 hasta el clúster UIS-33 se puede observar que el perfil topográfico es bastante uniforme no presenta

ningún tipo de elevación o desnivel, lo que se ve reflejado en el perfil de presión en esta misma sección ya que desciende tan solo 3 psi y no presenta caídas ni saltos significativos.

El comportamiento que se ve reflejado en el clúster UIS-8 es diferente donde hay una elevación de 10 metros lo que provoca una caída de presión de 16 psi ya en el clúster UIS-18 hay un cambio de elevación negativo en el perfil topográfico de 120 metros lo que ocasiona que la presión en ese punto aumente en 24 psi, este fenómeno sucede porque el fluido se encuentra con un descenso que hace que gane energía y provoque un aumento en la presión de flujo, para la troncal 3A lo que se evidencia de manera más notoria es la caída de presión de 53 psi en el tramo del clúster UIS_51 A UIS_65 donde hay un cambio de elevación de 110 mts el cual aumenta la resistencia de desplazamiento del fluido .

Es importante tener en cuenta que la elevación de la línea de flujo está relacionada con la distancia y estos dos factores determinan el ángulo de inclinación de la elevación. La **Figura 31** presenta cuatro casos donde la caída de presión varía con respecto al ángulo la elevación y la distancia.

Figura 31. Caídas de presión con respecto al ángulo, la elevación y la distancia.



Fuente. Departamento de yacimientos Campo Rubiales, Sistemas de flujo de Campo Uis Troncal-3. Noviembre del 2012.

Un claro ejemplo de la variación del perfil topográfico en la línea de flujo se ve evidenciada en la **Figura 32**.

Figura 32. Ejemplo de las variaciones del Perfil Topográfico



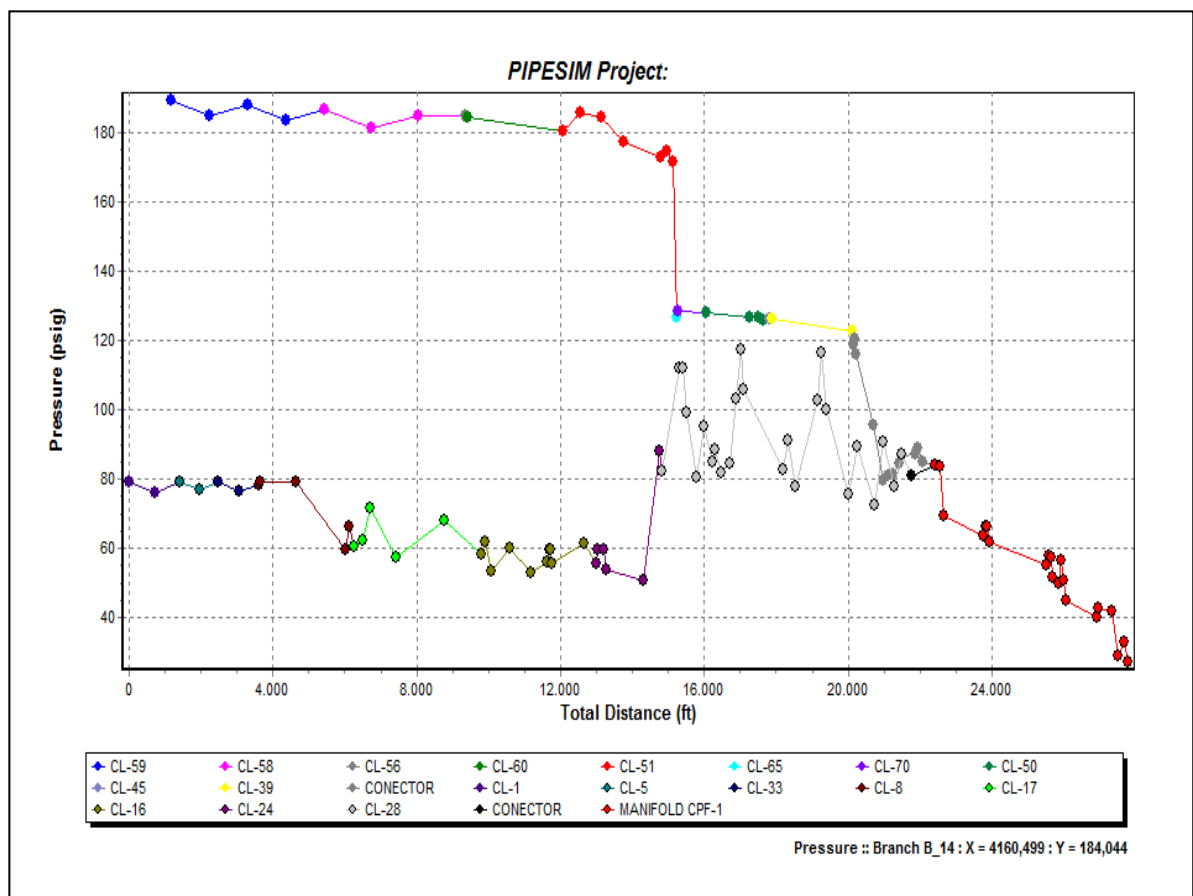
Fuente: Campo Uis. Sistemas de flujo de Campo Rubiales Troncal-3. Noviembre del 2012.

4.4 LONGITUD DE LAS TRONCALES

La longitud genera caídas de presión a lo largo de las Troncales, entre mayor sea el recorrido de los fluidos mayor serán las pérdidas de presión por concepto de la longitud, por esta razón, es que el perfil de presión inicia en un punto alto y disminuye conforme a la distancia hasta llegar al centro de procesamiento de fluidos, este factor es contraproducente para la línea de flujo pues recordemos que la única energía con la que cuentan los fluidos para hacer el recorrido es la suministrada por las bombas de subsuelo, y el hecho de que los fluidos no tengan

la suficiente energía para contrarrestar la resistencia propia de la tubería y la longitud hará que se presenten restricciones al flujo en las Troncales porque en cierta medida el fluido se detendrá en un punto. La **Gráfica 11** presenta el comportamiento de la presión con base a la distancia medida desde el clúster UIS_001 Y UIS_059 hasta el manifold del CPF-1.

Gráfica 11. Perfil de presión con base a la distancia medida desde el Clúster UIS-59 troncal 3A y UIS 1-3 de la troncal 3 hasta el CPF-1.



Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

5. ESTRATEGIAS DE MEJORAMIENTO PARA EL MANEJO DE FLUIDOS EN LA TRONCAL 3-3A

En el presente capítulo se realiza evaluación técnica de las alternativas de mejoramiento propuestas las cuales permitirán disminuir la presión de flujo a lo largo de Las Troncales y aumentar el caudal a la llegada del manifold del CPF-1. El objetivo principal será mejorar las condiciones de flujo en la Troncales, y así observar el impacto sobre la producción de la línea. Las estrategias de mejoramiento propuestas son básicamente cuatro.

- Línea de Flujo paralela a la Troncal 3A donde empieza la sección de 18 pulgadas.
- Desconexión de la troncal 3 hacia una nueva línea de flujo hasta el manifold.
- Cambio de las líneas de flujo de 16 y 18 pulgadas por una sola línea de 24 pulgadas.
- Instalación de Separadores de Agua.

Se podrían considerar otras estrategias de mejoramiento, como la inyección de un reductor de viscosidad, pero las alternativas propuestas son evaluadas por medio del simulador, herramientas brindadas por la compañía y en este caso sería necesario consultar empresas especializadas en la generación de dicho agente reductor y hacer una evaluación química del producto.

Esté ejercicio de simulación se efectúa en dos etapas, en la primera se utilizan nodos fuente de flujo que representan la producción de cada uno de los clúster como se muestra en la **Figura 33**. Al construir el esquema de simulación presente

en la **Figura 34** el resultado es el perfil de presión a lo largo de las Troncales, que es indispensable para evaluar las estrategias de mejoramiento ya dichas.

Figura 33. Actualización de datos en Nodos Fuente de Flujo.

The screenshot shows the 'Source - CL_8' window with the following configuration:

- Temperature: 145 F
- Pressure/Flowrate Boundary Condition (selected)
- Pressure: [] psig
- Liquid Rate: 23813 STB/d
- PQ Curve (unselected)
- Type: Liquid

	Pressure	Flowrate
Type:	psig	STB/d
1		
2		
3		
4		
5		

Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

La segunda etapa es la que permite determinar el caudal incremental de cada una de las alternativas de mejoramiento, para esto se utiliza el esquema de simulación que se ha utilizado a lo largo de todo el proyecto el cual se muestra en la **Figura 28**. Siempre al utilizar este esquema de simulación se deben actualizar datos de presión en el sistema para que así el resultante al correr el software sea el caudal de la línea.

La capacidad de las nuevas líneas de flujo es calculada con la **Ecuación 1** de volúmenes en tubería, las características operacionales como la frecuencia de las bombas no será modificada para ningún pozo.

Ecuación 1. Capacidad de tubería.

$$V \text{ tubería} = \frac{(ID)^2 * L}{1029,4}$$

Fuente: T.E.W Nind, Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros, Universidad de Zulia, Venezuela 2001. P 78.

ID: Diámetro interno de tubería

L: Longitud de tubería.

Otra ecuación a considerar para el análisis de caudales es la correspondiente al corte de agua o BSW. Ver **Ecuación 2**.

Ecuación 2. Porcentaje de Agua y sedimento.

$$BSW = \frac{Q_w}{Q_t} = \frac{Q_w}{Q_w + Q_o}$$

Fuente: T.E.W Nind, Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros, Universidad de Zulia, Venezuela 2001. P 78.

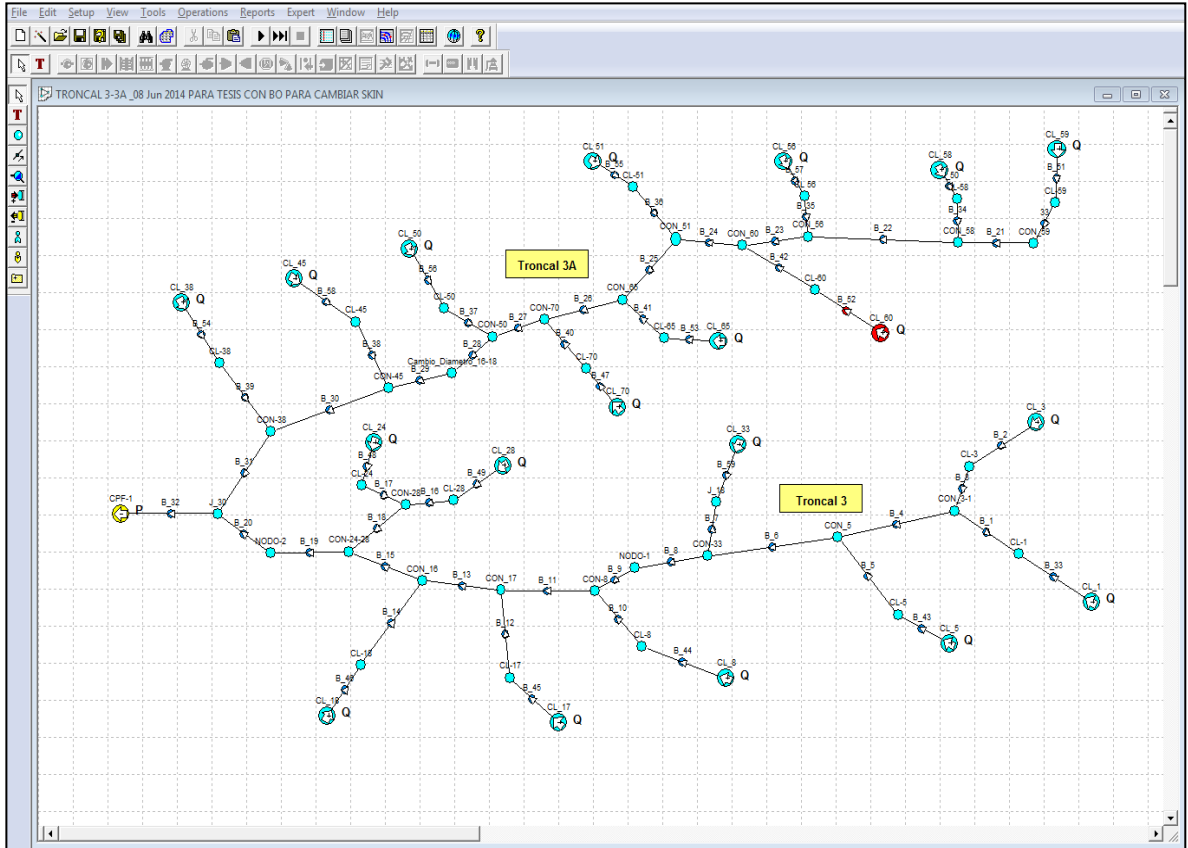
BSW: Porcentaje de agua y sedimento.

Q_w: Cauda de Agua.

Q_o: Caudal de Crudo.

Q_t: Caudal Total.

Figura 34. Esquema de simulación de las Troncales de Campo Rubiales utilizada para la evaluación de las estrategias de mejoramiento – Nodos Fuente.



Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

5.1 LÍNEA DE FLUJO PARALELA A LA TRONCAL 3A DONDE EMPIEZA LA SECCIÓN DE 18 PULGADAS

Esta estrategia de mejoramiento consiste en la construcción de una línea de flujo paralela a la Troncal-3A no conectada a la original, con el fin de redistribuir la producción de los clústers ubicados geográficamente en la parte Sur de la Troncal-3A, y así aliviar la presión de flujo y aumentar el caudal que llega al manifold del centro de procesamiento de fluidos. La nueva línea recolectaría la producción de

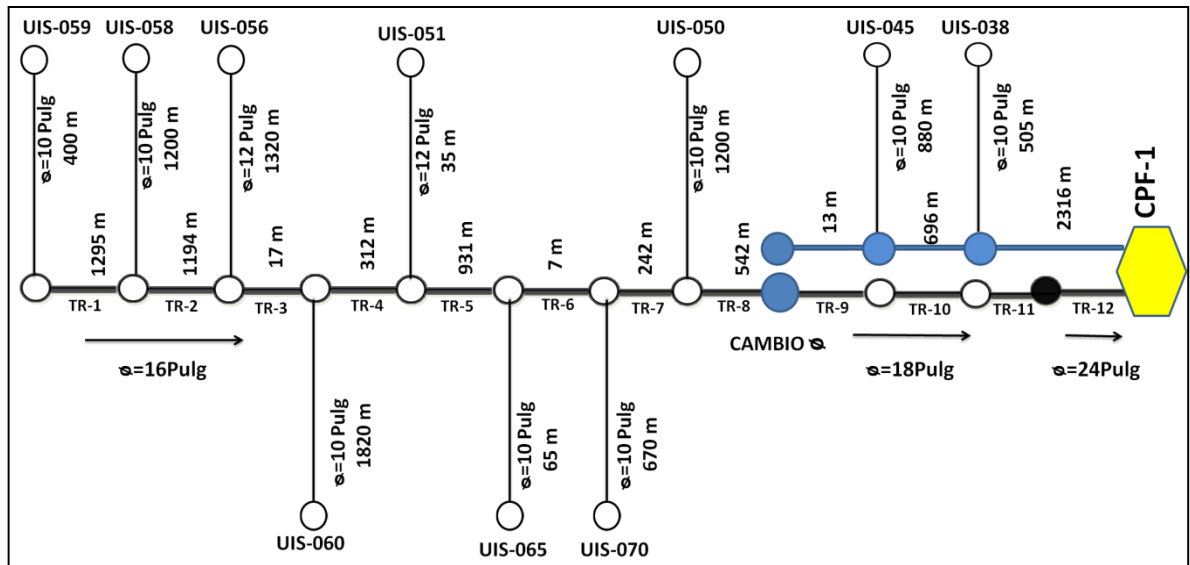
dos clústers, tendrá una longitud de 3035 metros se extenderá desde el clúster UIS-45 hasta el manifold del CPF-1, el diámetro nominal de la tubería será de 18 pulgadas, el cual permanecerá constante a lo largo de toda línea, las características de la tubería serán las mismas que las de la Troncal original como el aislamiento térmico, la tolerancia a la corrosión, entre otros.

Tabla 22. Características de la línea de flujo paralela y la línea de flujo original.

	línea de flujo paralela (S)	troncal original (N)
Longitud (mts)	3035	7588
Clúster Asociados	UIS_045-UIS_038-MANIFOLD	UIS_050-UIS_070-UIS_065-UIS_051-UIS_058-UIS_056-UIS_060 CONECTOR-MANIFOLD
Capacidad (bb)	3012	7086

En cuanto al perfil topográfico de la nueva línea de flujo será el mismo que el de la Troncal original, puesto que es construida de forma paralela. La **Figura 35** presenta el diagrama de distribución de clúster para la Troncal-3A y la línea de flujo paralela.

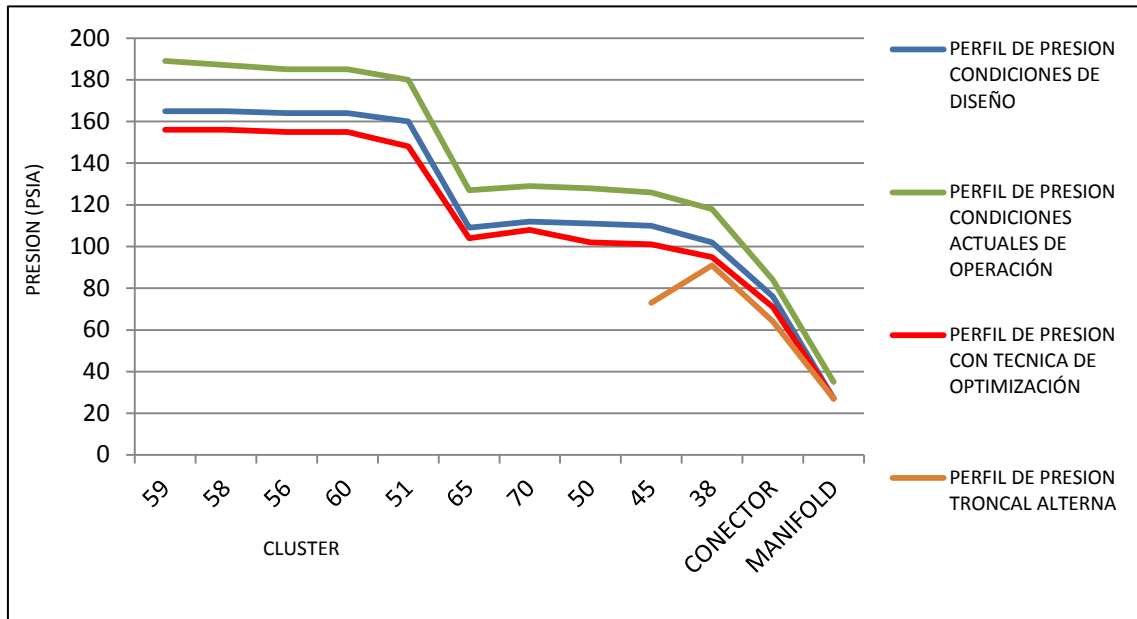
Figura 35. Diagrama de distribución de los Clúster para la Troncal-3A y la Línea paralela en Campo Rubiales.



5.1.1 Perfil de Presión. Como se menciona anteriormente, en el primer ejercicio de simulación se utiliza nodos fuentes que representan la producción de los clústeres, adicionalmente se instalaron nodos de lectura los cuales se ubicaron en los mismos puntos tanto en la Troncal original como en la Línea de flujo paralela, con el objetivo de recopilar los resultados de manera más efectiva y poder comparar los perfiles de presión. Una vez construido el esquema de simulación de las Troncales y de la nueva Línea de flujo como se presenta en la **Figura 35**, se prosigue a correr el modelo y recopilar los resultados.

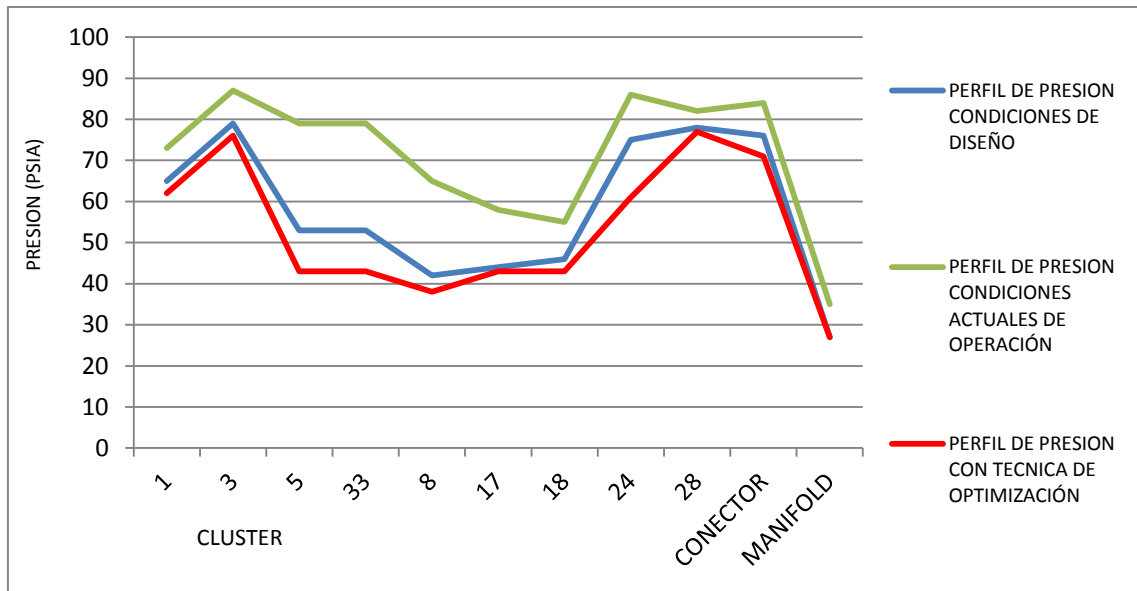
Al ser tres las líneas de flujo, el resultado arrojado por la simulación fueron tres perfiles de presión, estos inician en diferentes puntos puesto que las líneas de flujo inician la recolección en diferentes clúster. La **Gráfica 12 Y la Grafica 13** presentan los perfiles de presión resultantes de la simulación junto con los perfiles de presión de referencia.

Gráfica 12. Perfil de presión de la línea de flujo paralela, y la Troncal 3A original.



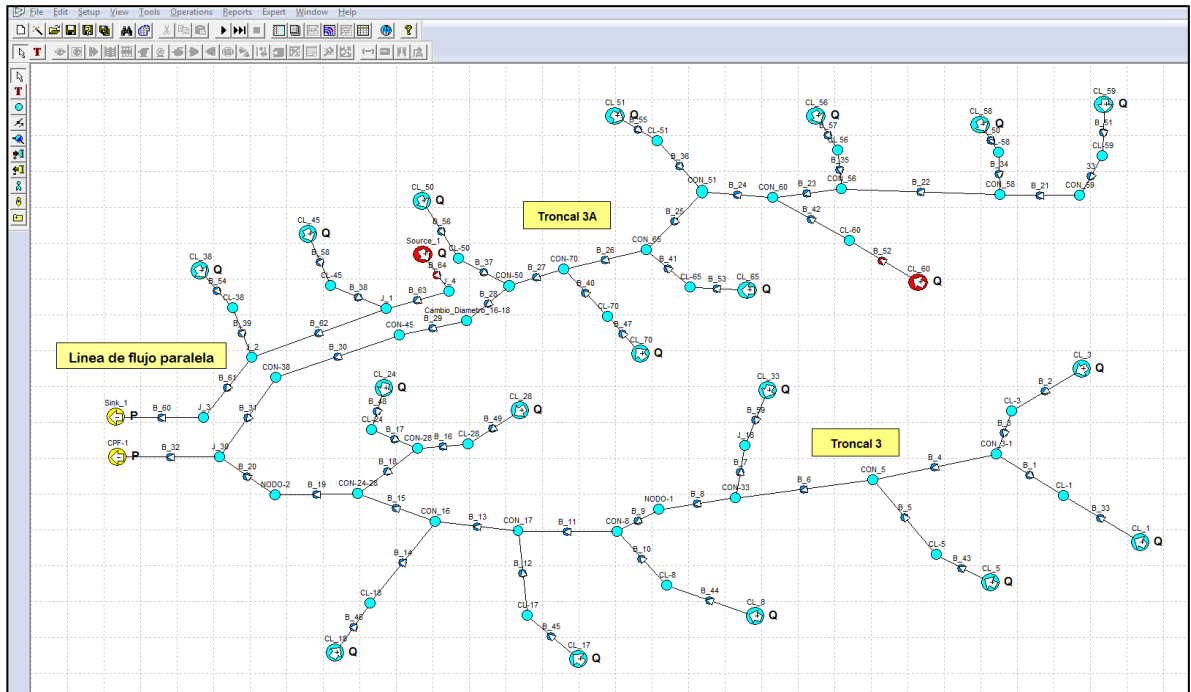
Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

Gráfica 13. Perfil de presión de la Troncal 3 original con la técnica de optimización.



Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

Figura 35. Esquema de simulación para las troncales y la línea paralela - Nodos Fuente.



Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

Con base la **Gráfica 12 y Grafica 13** se puede observar que el perfil de presión para las tres líneas de flujo disminuye por debajo del perfil de presión a condiciones de diseño, cumpliendo con el objetivo de disminuir las presiones a lo largo de las Troncales. Así mismo la presión disminuye de manera paulatina, sin presentar caídas ni saltos significativos.

El ΔP fue la variable utilizada para cuantificar la disminución de presión a lo largo de las Troncales, se calcula entre el perfil de presión a condiciones de diseño y el perfil de presión resultante de la simulación, esta información se presenta en la **Tabla 23**, y de allí se puede deducir que para la sección de tubería de la Troncal 3 la cual se extiende desde el clúster Uis_1 hasta el clúster Uis_028, el ΔP en promedio es de 4 psia durante todo su trayecto, para la troncal 3A el ΔP en promedio es de 9 psia y para la nueva línea de flujo, el ΔP en promedio es de 16

psia, en términos generales para las tres líneas de flujo la presión disminuye en promedio 12 psia.

Tabla 23. Presiones de flujo a lo largo de la Troncal original y la línea de flujo paralela.

Clúster	Perfil de presión condiciones de diseño	Troncal 3		Clúster	Perfil de presión condiciones de diseño	Troncal 3A	
		Perfil de presión (psia)	ΔP (psia)			Perfil de presión (psia)	ΔP (psia)
UIS_059	165	156	-9	UIS_001	65	62	-3
UIS_058	165	156	-9	UIS_003	79	76	-3
UIS_056	164	155	-9	UIS_005	53	43	-10
UIS_060	164	155	-9	UIS_033	53	43	-10
UIS_051	157	148	-9	UIS_008	42	38	-5
UIS_065	108	99	-9	UIS_017	44	43	-1
UIS_070	124	115	-9	UIS_018	46	43	-3
UIS_050	111	102	-9	UIS_024	75	61	-14
CONECTOR	76	71	-5	UIS_028	78	77	-6
MANIFOLD	27	27	0	CONECTOR	76	71	-5

Clúster	Perfil de presión condiciones de diseño	NUEVA LINEA DE FLUJO	
		Perfil de presión (psia)	ΔP (psia)
UIS_045	90	73	-17
UIS_038	106	91	-15
CONECTOR	76	64	-12

5.1.2 Caudal Incremental. Para la segunda etapa de simulación fue necesario simular de manera independiente cada línea de flujo, la **Figura 36** muestra las Troncal original la cual recoge la producción de los clúster ubicados en la parte Norte y el esquema muestra la Línea paralela de flujo la cual recolecta la producción de los clúster ubicados en la parte Sur. Los resultados del simulador al

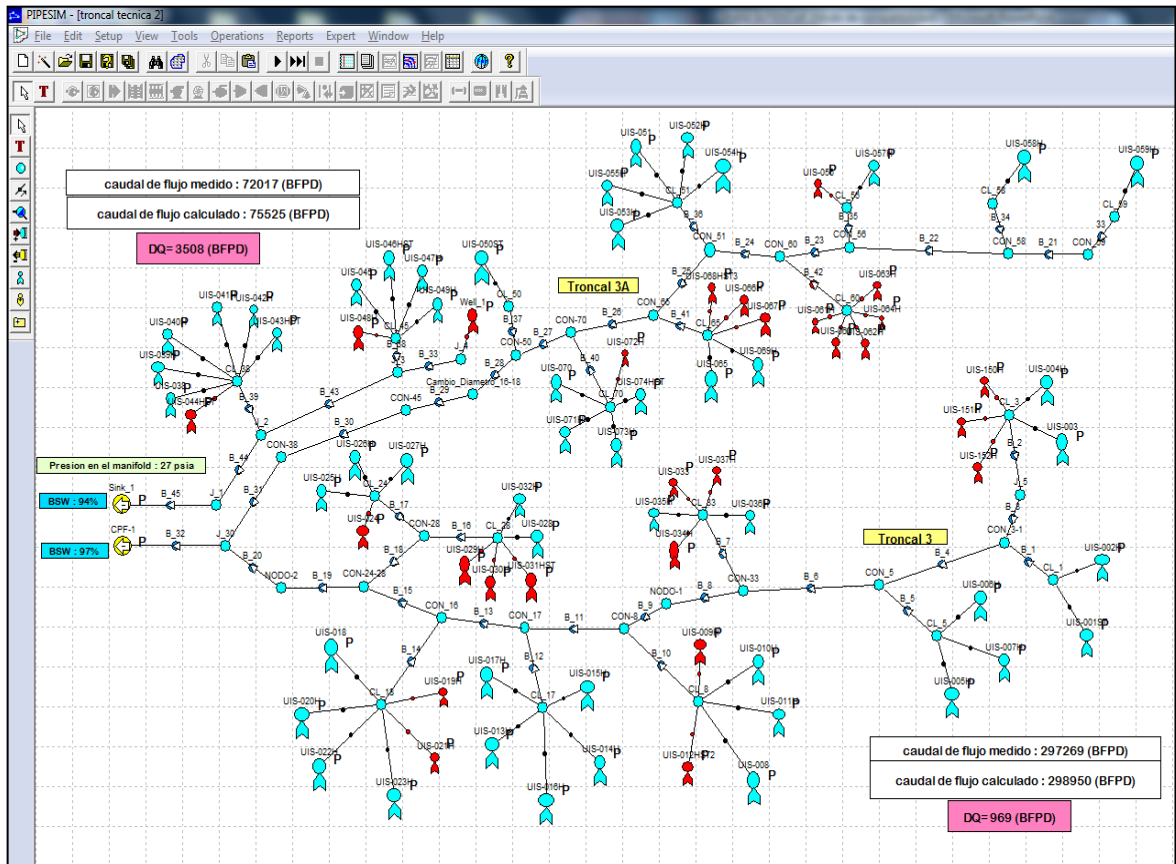
correr las dos líneas de flujo son positivos, pues la producción de la línea paralela aumenta en un 2%, y la producción de la Troncal original aumenta 1.3%, otro resultado positivo también se refleja en que algunos de los clúster que a condiciones actuales de operación presentaban restricciones al flujo, al implementar esta alternativa operacional alivian presiones y fluyen mucho mejor. La **Tabla 24** muestra los nuevos caudales de cada clúster y la sumatoria representa los caudales de las dos líneas de flujo los cuales son resultantes de la simulación.

Tabla 24. Caudal de flujo incremental de la línea de flujo paralela y la Troncal original.

TRONCAL 3			TRONCAL 3 ^a		
CLUSTER	Caudal condiciones actuales de operación (BFPD)	Caudal resultante de la simulación (BFPD)	CLUSTER	Caudal condiciones actuales de operación (BFPD)	Caudal resultante de la simulación (BFPD)
UIS_059	5880	5950	UIS_001	7990	8111
UIS_058	5017	5150	UIS_003	7971	7196
UIS_056	4387	4395	UIS_005	16447	16537
UIS_051	26007	26200	UIS_033	14101	14500
UIS_065	7605	7703	UIS_008	23813	23828
UIS_070	30921	30700	UIS_017	46337	46590
UIS_050	629	630	UIS_018	42675	42680
TOTAL	80446	80728	UIS_024	39585	40063
			UIS_028	17904	18005
			TOTAL	216823	217510

NUEVA LINEA DE FLUJO		
CLUSTER	Caudal condiciones actuales de operación (BFPD)	Caudal resultante de la simulación (BFPD)
UIS_045	25684	27290
UIS_038	46333	48235
TOTAL	72017	75525

Figura 36. Esquema de simulación de la Troncal 3-3A original correspondiente a los clúster ubicados en la parte Norte y la nueva línea de flujo.



Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

En términos generales el caudal de las Troncales a condiciones actuales de operación es de 369286 BFPD, de los cuales y en base al BSW (96%), 354514 BFPD son agua y 14771 BFPD son petróleo. El nuevo caudal arrojado por el simulador al implementar esta alternativa de mejoramiento es de 373673 BFPD es decir que el caudal incremental es de 4.477 BFPD, el cual corresponde a la diferencia entre el nuevo caudal resultante de la simulación junto con la alternativa de mejoramiento y el caudal a condiciones actuales de operación.

Estos valores son estimados bajo la premisa de mantener iguales las condiciones de operación (frecuencia) de las bombas, sin embargo los nuevos perfiles de presión abrirán una posibilidad de incrementar el flujo a través de la optimización de los pozos que antes no era posible por el grado de congestión de la línea original y de las altas presiones que esta maneja.

5.2 DESCONEXIÓN DE LA TRONCAL 3 HACIA UNA NUEVA LÍNEA DE FLUJO HASTA EL MANIFOLD.

La segunda alternativa de mejoramiento consiste en determinar un punto a lo largo de la Troncal 3, donde el perfil de presión presente más variaciones o el caudal aumente drásticamente, con el fin de desviar todos los fluidos producidos hacia una nueva línea totalmente independiente que llegará al manifold del CPF-1, las características de la tubería como el diámetro, el aislamiento térmico y la tolerancia a la corrosión serán las mismas que las de la Troncal original. Para efectos de la evaluación técnica se toma el punto de conexión donde convergen las dos troncales.

5.2.1 Desviación del flujo en el punto de conexión. Este punto se escoge teniendo en cuenta las caídas de presión que se presentan a lo largo de la Troncal 3A y que son mayores a la entrada del punto de conexión con la troncal 3, las

cuales corresponden a la diferencia entre la presión de llegada de los fluidos a la Línea principal que construye el perfil de presión de un clúster x y un clúster x+1 . Los cálculos se realizaron con la información expuesta en la **Tabla 25** donde se muestran los resultados referentes a la diferencia de presión en la entrada del conector que es el punto de encuentro de las 2 troncales, de allí podemos evidenciar que la troncal 3 en el cluster 28 que se extiende hasta el conector presenta una presión menor a la registrada en ese punto de conexión, caso contrario a la troncal 3A donde el cluster 38 que se extiende hasta el punto de conexión tiene una presión de 102 psia mayor a la presión registrada en ese punto que es de 76 psia lo cual facilita la entrada de fluidos provenientes de la troncal 3A y como consecuencia produce un choque para el ingreso de fluidos de la troncal 3.

Tabla 25. Caídas de presión a la entrada del punto CONECTOR de la Troncal 3-3A de Campo Rubiales.

TRONCAL	CLUSTER	PERFIL DE PRESION CONDICIONES DE DISEÑO	PERFIL DE PRESION CONDICIONES ACTUALES DE OPERACIÓN	ΔP (psia)
3A	45	110	126	16
3A	38	102	118	16
3A	45	110	126	16
3A	38	102	118	16
CONECTOR		76	84	8
3	24	70	86	16
3	28	72	82	4
CONECTOR		76	84	8

Al implementar esta alternativa de mejoramiento, la Troncal 3-3A quedará dividida en dos líneas de flujo. La primera tendría una longitud de 7565 metros, esta primera línea de flujo recolectará la producción de 12 clúster, desde el clúster UIS-59 hasta llegar al manifold del CPF-1.

La segunda línea de flujo tendrá una longitud de 9423 metros, iniciá en el clúster UIS-001 hasta llegar al manifold CPF-1, esta sección representa la Troncal original 3 y recolectará la producción de 8 clúster, las características de la tubería para las dos nuevas líneas de flujo se muestran en la **Tabla 26**.

Tabla 26. Características de las dos nuevas secciones, al desconectar la troncal 3.

	Primera línea de flujo troncal 3A	Segunda línea de flujo troncal 3
Longitud (mts)	7565	9423
Clúster asociados	UIS_059-UIS_058-UIS_056-UIS_060-UIS_051-UIS_065-UIS_070-UIS_050-UIS_045-UIS_038-CONECTOR-MANIFOLD	UIS_001-UIS_003-UIS_005-UIS_033-UIS_008-UIS_017-UIS_028-UIS_024-UIS_018 - CONECTOR –MANIFOLD
Capacidad (bbl)	7086	16758

En cuanto al perfil topográfico de la nueva línea de flujo será el mismo que el de la Troncal original, puesto que es construida de forma paralela. La **Figura 37 y Figura 38** presenta el diagrama de distribución de clúster para la Troncal-3A y la Troncal 3.

Figura 37. Diagrama de distribución de los Clúster para la Troncal-3A.

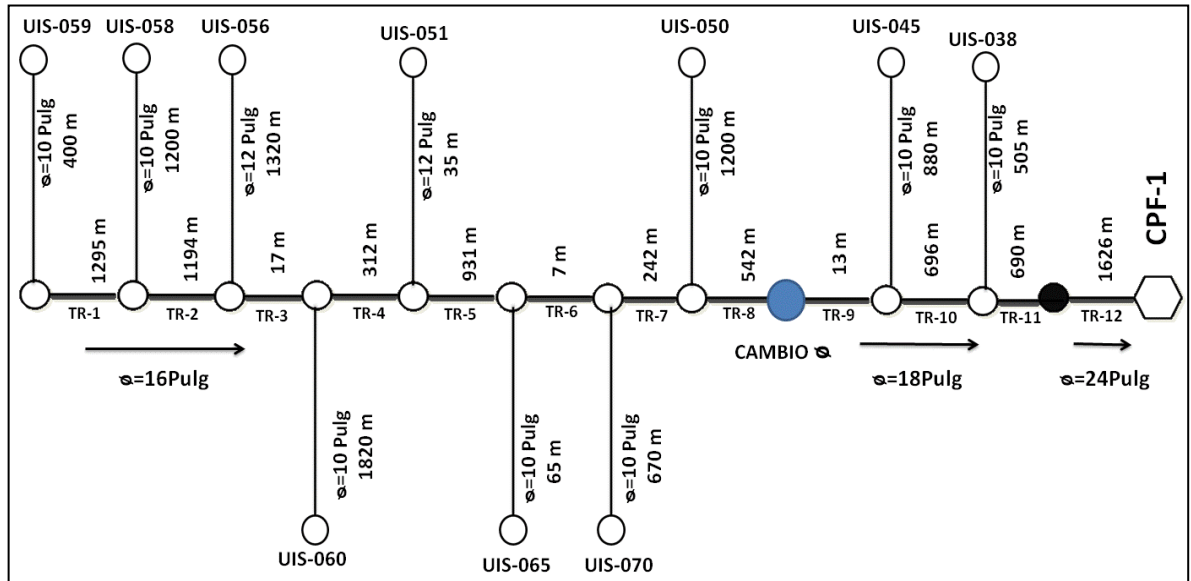
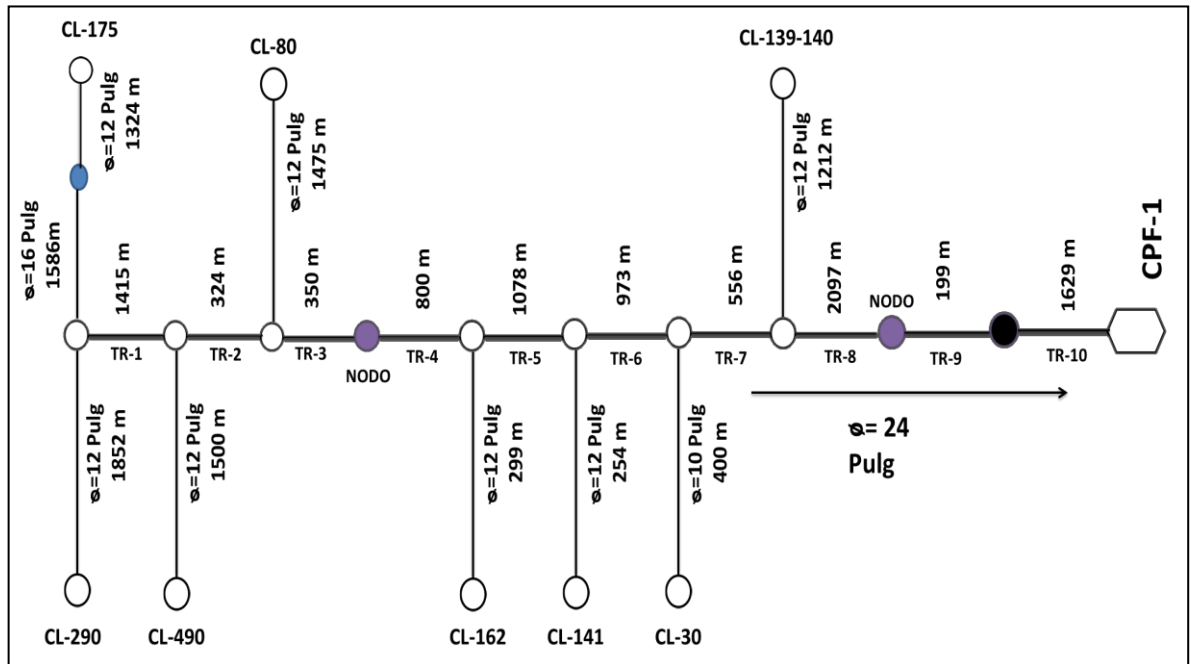
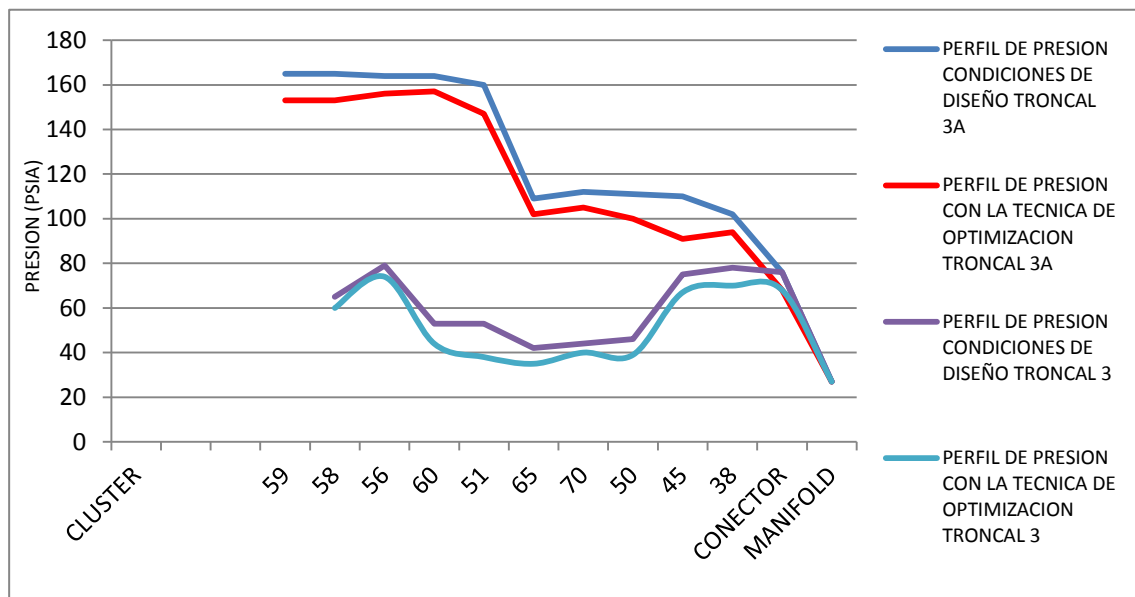


Figura 38. Diagrama de distribución de los Clúster para la Troncal-3.



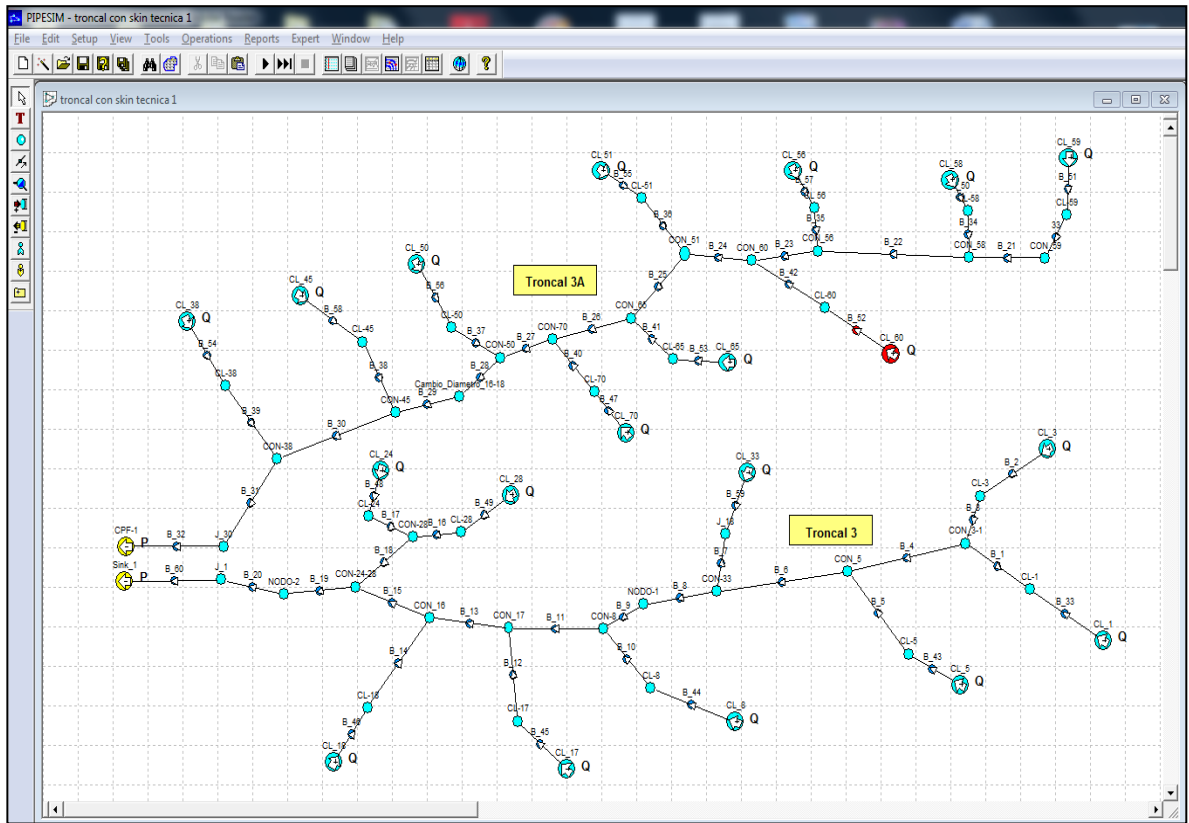
5.2.1.1 Perfil de Presión. El proceso para la construcción del esquema de simulación que se muestra en la **Figura 39**, es el mismo utilizado a lo largo de todo el proyecto, y se construye con base al diagrama de distribución de la **Figura 37 y figura 38**. Una vez el esquema se encuentre montado en el simulador se prosigue a correr el modelo, los resultados serán dos perfiles de presión que representan las dos secciones de tubería, como se muestra en la **Gráfica 15**.

Gráfica 14. Perfil de presión de la Troncal 3 y Troncal 3A independientes hasta el manifold del CPF-1 de Campo Rubiales



Los dos perfiles de presión resultantes de la simulación comienzan en diferentes puntos puesto que las dos nuevas líneas de flujo inician la recolección de fluidos en diferentes clústers, los perfiles de presión disminuyen de manera paulatina y por debajo del perfil de presión a condiciones de diseño.

Figura 39. Esquema de simulación de las dos líneas de flujo de la Troncal 3-3A de Campo Rubiales. (Nodos Fuente).



Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

El perfil de presión para la primera sección (línea roja) disminuye en promedio 10 psia con respecto al perfil de presión a condiciones de diseño, adicionalmente el perfil de presión de la primera línea de flujo presenta un aumento de presión en el tramo del CL_45 al CL_38 fenómeno que no se evidencia en otras tecnicas de optimizacion.

El perfil de presión de la segunda sección (línea azul), presenta una disminucion promedio de 8 psia, la presión disminuye paulatinamente hasta el manifold del CPF donde se alcanza un valor de 27 psia. Al comparar el perfil de la segunda línea de flujo con el perfil de presión a condiciones de diseño se puede observar que presenta el mismo comportamiento con las mismas caídas y saltos pero en

diferente proporción. La **Tabla 27** muestra los datos referentes al perfil de presión y al ΔP de las dos nuevas líneas de flujo.

Tabla 27. Perfil de presión y ΔP de las dos troncales. Al desconectarlas y enviarlas por líneas de flujo separadas.

Clúster	Perfil de presión condiciones de diseño	Troncal 3A		Clúster	Perfil de presión condiciones de diseño	Troncal 3	
		Perfil de presión (psia)	ΔP (psia)			Perfil de presión (psia)	ΔP (psia)
UIS_059	165	153	-12	UIS_001	65	60	-5
UIS_058	165	153	-12	UIS_003	79	74	-5
UIS_056	164	156	-8	UIS_005	44	41	-3
UIS_060	164	157	-7	UIS_033	30	25	-5
UIS_051	157	147	-10	UIS_008	42	35	-7
UIS_065	108	102	-6	UIS_017	56	47	-9
UIS_070	124	115	-9	UIS_018	48	39	-9
UIS_050	111	100	-11	UIS_024	86	77	-9
UIS_045	100	90	-10	UIS_028	92	83	-9
UIS_038	106	94	-12	MANIFOLD	27	27	0
CONECTOR	76	68	-8				
MANIFOLD	27	27	0				

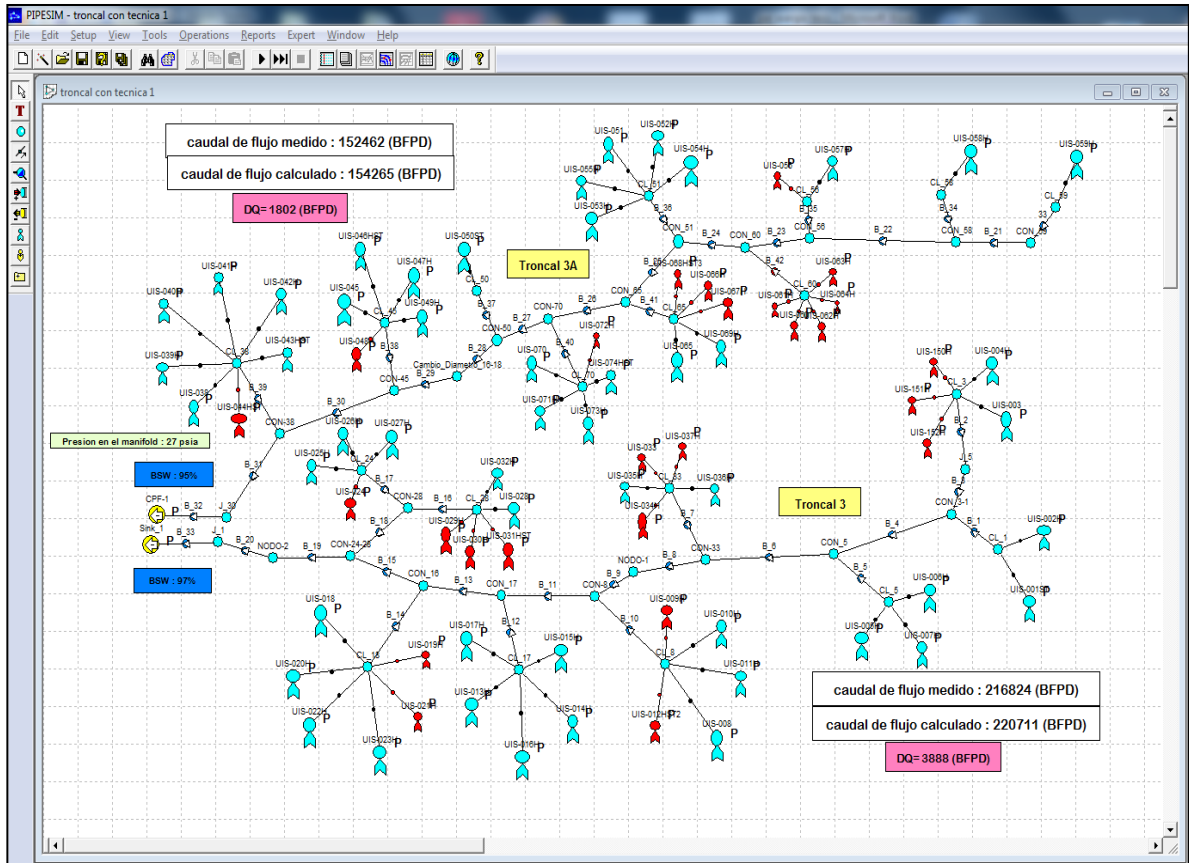
5.2.1.2 Caudal Incremental. Así como para la Línea de flujo paralela, para la simulación de las dos nuevas líneas de flujo de la Troncal 3-3A, se deben correr dos modelos de manera independiente, la **Figura 40** muestra los esquema de simulación para las dos líneas de flujo correspondiente a la Troncal 3 y Troncal 3A. En los dos esquemas de simulación se actualizan los datos de presión para que el resultado al correr el modelo sea el nuevo caudal del sistema y se pueda determinar el caudal incremental para las dos secciones. La **Tabla 28** presenta el caudal de cada clúster a condiciones actuales de operación y el nuevo caudal que se obtendría al implementar está alternativa de mejoramiento.

Tabla 28. Caudal de flujo incremental de las dos nuevas líneas de flujo, al desconectar la Línea de flujo de la troncal 3.

TRONCAL 3			TRONCAL 3 ^a		
CLUSTER	Caudal condiciones actuales de operación (BFPD)	Caudal resultante de la simulacion (BFPD)	CLUSTER	Caudal condiciones actuales de operación (BFPD)	Caudal resultante de la simulacion (BFPD)
UIS_059	5880	5361	UIS_001	7990	8131
UIS_058	5017	4966	UIS_003	7971	7646
UIS_056	4387	4281	UIS_005	16447	16990
UIS_051	26007	25774	UIS_033	14101	14567
UIS_065	7605	7722	UIS_008	23813	23878
UIS_070	30921	29256	UIS_017	46337	47011
UIS_050	629	603	UIS_018	42675	43902
UIS_045	25684	27189	UIS_024	39585	40221
UIS_038	46333	49113	UIS_028	17904	18365
	152463	154265		216823	220711

El resultado de la simulación refleja que al desviar el flujo por líneas independientes hasta el CPF-1, el caudal incremental para la primera línea de flujo será de 1.802 BFPD y para la segunda de 3.888 BFPD, lo que indica en términos generales que el caudal a la llegada del centro de procesamiento de fluidos de las dos Líneas de flujo será de 374976 BFPD siendo el caudal incremental total de 5.690 BFPD, aumentando con respecto al caudal a condiciones actuales de operación en 1.6%.

Figura 40. Esquema de simulación de las Troncales separadas.



Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

5.3 REEMPLAZO DE LA TRONCAL 3A POR UNA NUEVA TRONCAL DE 24 pulgadas.

Esta estrategia de mejoramiento consiste en el reemplazo de la línea de flujo troncal 3A, el proceso de simulación y la alternativa se divide en 2 escenarios, en el primero la nueva línea de flujo estará conectada a la troncal 3 y de ahí hacia el manifold del CPF-1 y en el segundo escenario la nueva línea de flujo va libre hasta el manifold del CPF-1. Las características de la tubería de la nueva línea de flujo (aislamiento térmico, tolerancia a la corrosión, ubicación geográfica, topografía) serán las mismas que las de la Troncal 3A original. Pero tendrá un

diámetro interno 23.625 pulg durante toda la línea, con el objetivo de que la producción de los clúster fluya con mayor facilidad y el perfil de presión disminuya a lo largo de la nueva Troncal.

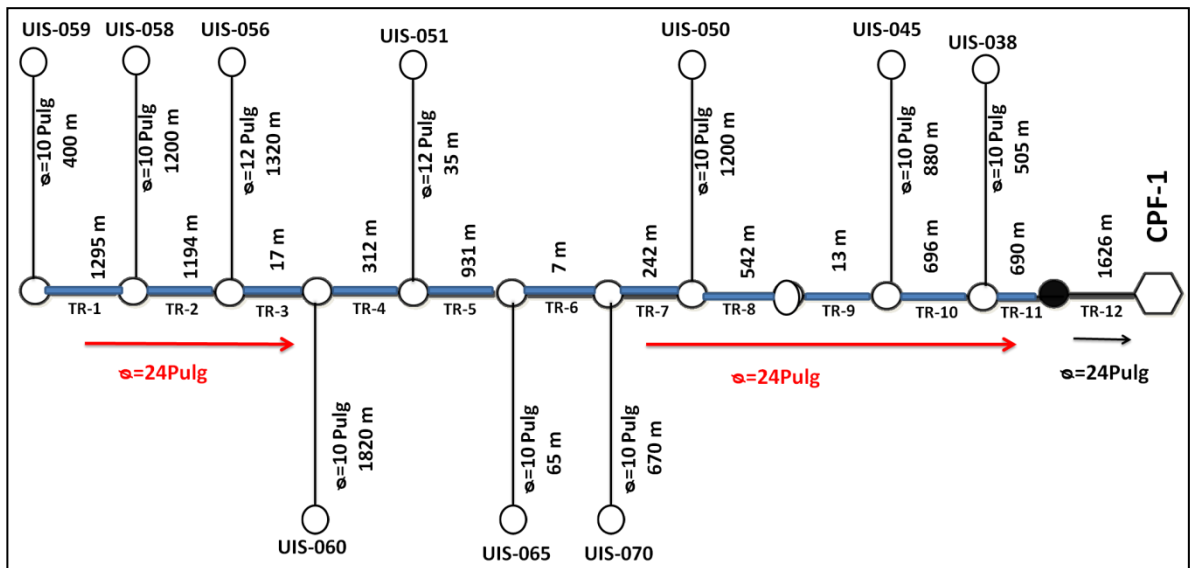
5.3.1 Nueva Troncal 3A de 24” (OD) Conectada a la Troncal 3. Esta nueva línea sería construida de forma paralela, por lo que el perfil topográfico será el mismo que el de la troncal original existente, para así paulatinamente ir conectando los clúster sin tener paras significativas en la producción del campo, se caracteriza por tener un diámetro constante durante todo su trayecto hasta el punto de conexión con la troncal 3, tendría una longitud 5939 metros, (ver **Tabla 29**).

Tabla 29. Características de la nueva línea de flujo.

	Nueva Línea de flujo
Longitud (mts)	5939
diámetro interno (ID) (Pulgadas)	23,625
Capacidad (bbl)	10562

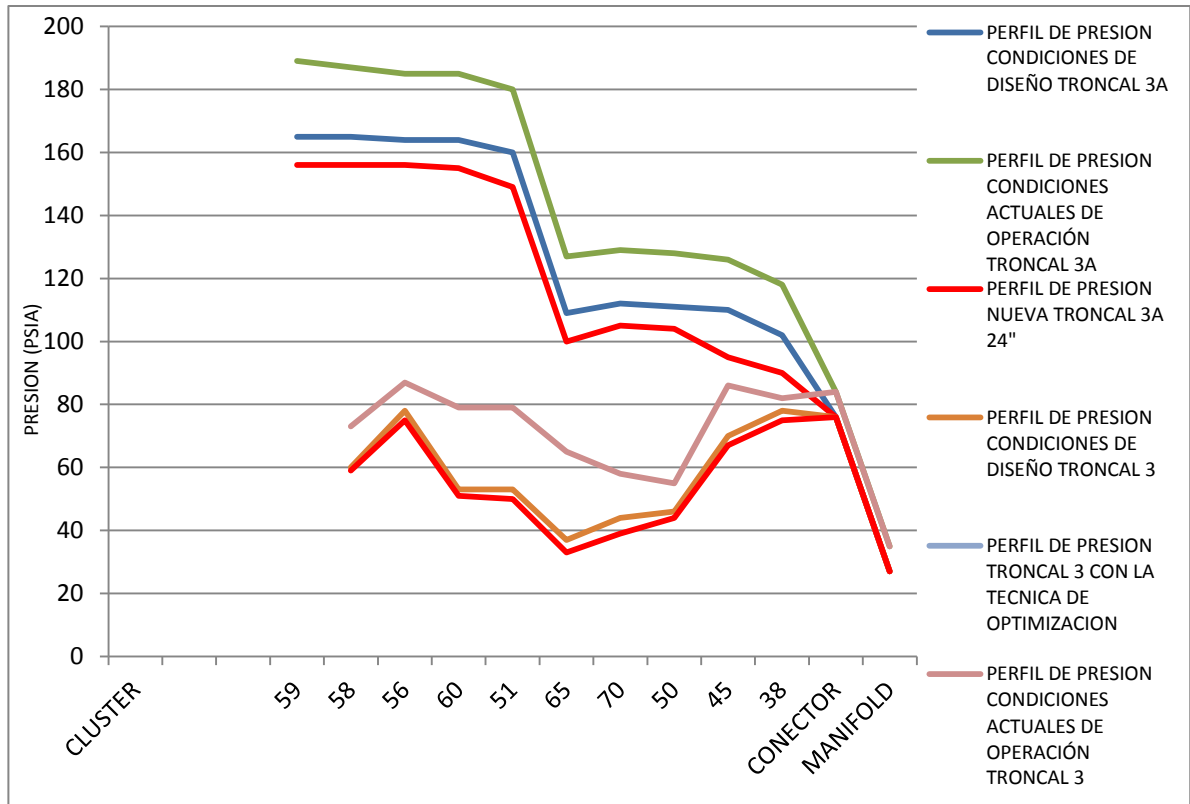
La **Figura 41** muestra el diagrama de distribución y diseño para la nueva línea de flujo, la cual se utiliza para la construcción del modelo de simulación.

Figura 41. Diagrama de distribución de la nueva Troncal 3A .



5.3.1.1 Perfil de Presión. La **Figura 42** presenta el esquema utilizado en la simulación de la nueva línea donde se utilizan nodos fuente, al correr este modelo los resultados generados son dos perfiles de presión que representan la Troncal 3 y la nueva Troncal 3A como se muestra en la **Gráfica 16**.

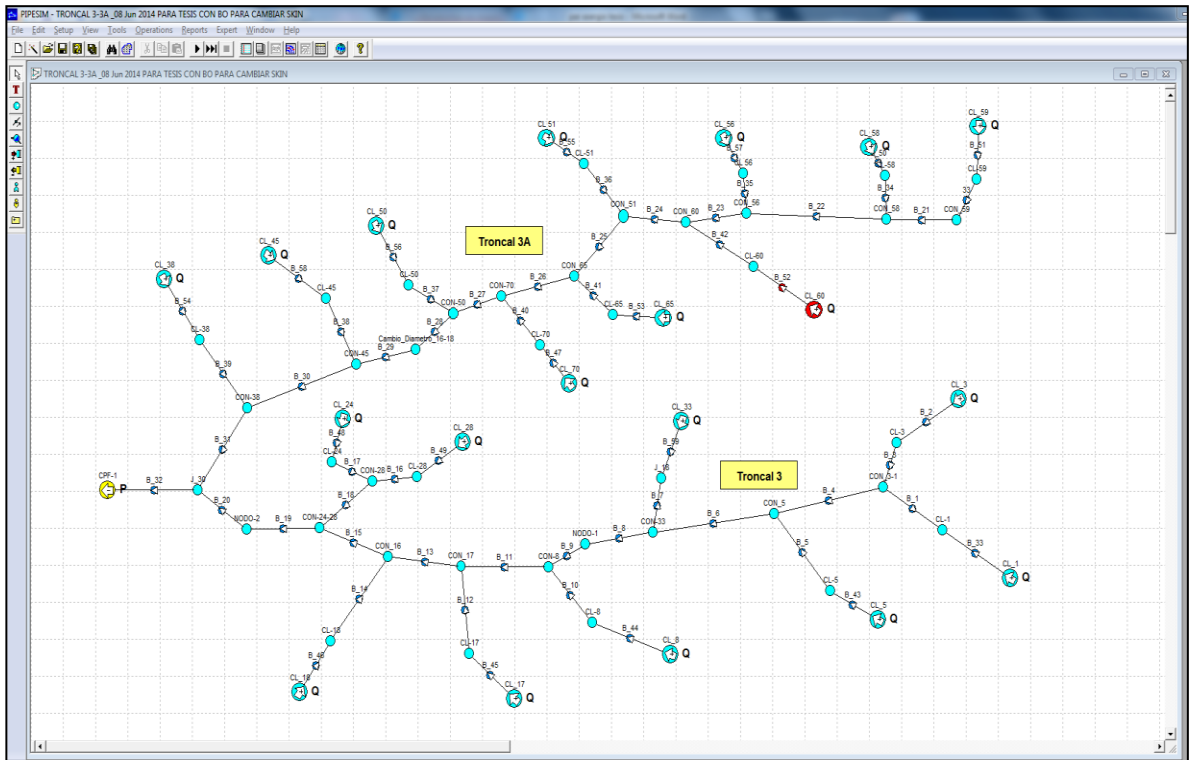
Gráfica 15. Perfil de presión de presión de la Troncal 3 y la nueva troncal 3A.



El perfil de presión de la Troncal 3A (línea roja) para la sección comprendida entre el clúster UIS_59 hasta el clúster UIS_38 lugar donde se conecta a la troncal 3, disminuye de manera mas notoria con respecto a las otras tecnicas debido al cambio en la totalidad de la troncal en su diametro lo que indica que la línea de flujo disminuye la presión a lo largo de todos los tramos de la Troncal 3A permitiendo que los clúster fluyan mejor, el ΔP en promedio para esta sección es de 15 psia,.

Por otro lado el Perfil de presión de la Línea Troncal 3 (línea roja) presenta un ΔP promedio de 3 psia, la presión disminuye progresivamente presentando un comportamiento similar que el perfil de presión a condiciones de diseño en todo su trayecto. La **Tabla 30** presenta los datos referentes al perfil de presión y al ΔP de la Troncal 3-3A.

**Figura 42. Esquema de simulación de la Troncal 3 y nueva Troncal 3A-
Nodos Fuente.**



Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

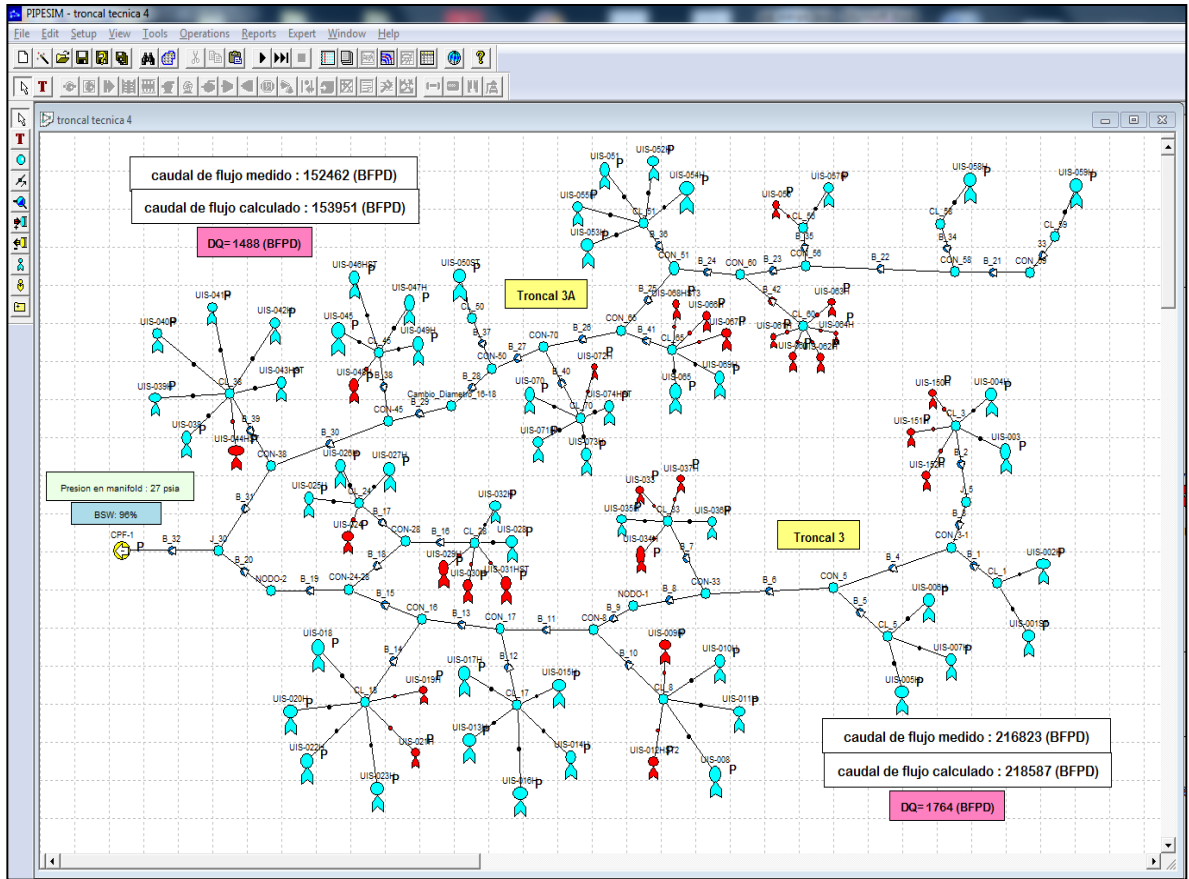
Tabla 30. Perfil de presión de presión y ΔP de la Troncal 3 y nueva Troncal 3A.

Clúster	Perfil de presión condiciones de diseño	Nueva Troncal 3A		Clúster	Perfil de presión condiciones de diseño	Troncal 3	
		Perfil de presión (psia)	ΔP (psia)			Perfil de presión (psia)	ΔP (psia)
UIS_059	165	156	-9	UIS_001	65	62	-3
UIS_058	165	156	-9	UIS_003	79	75	-4
UIS_056	164	156	-8	UIS_005	44	40	-4
UIS_060	164	155	-9	UIS_033	30	28	-2
UIS_051	157	149	-8	UIS_008	42	38	-4
UIS_065	108	100	-8	UIS_017	56	51	-5
UIS_070	124	117	-7	UIS_018	48	44	-4

Clúster	Perfil de presión condiciones de diseño	Nueva Troncal 3A		Clúster	Perfil de presión condiciones de diseño	Troncal 3	
		Perfil de presión (psia)	ΔP (psia)			Perfil de presión (psia)	ΔP (psia)
UIS_050	111	104	-7	UIS_024	86	82	-4
UIS_045	100	85	-15	UIS_028	92	87	-5
UIS_038	106	99	-7	MANIFOLD	27	27	0
CONECTOR	76	76	0				
MANIFOLD	27	27	0				

5.3.1.2 Caudal Incremental. Para determinar el caudal incremental, se utiliza un solo esquema de simulación como se presenta en la **Figura 43**, puesto que la nueva línea de flujo está conectada a la Troncal 3, los nodos de lectura se pueden omitir para este ejercicio pues lo que interesa es conocer el caudal a la llegada del manifold del CPF-1 y el caudal a la salida del manifold de cada clúster.

Figura 43. Esquema de simulación de la Troncal 3 y nueva Troncal 3A



Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

El resultado de la simulación para este ejercicio se presenta en la **Tabla 31** la cual muestra los caudales medidos a condiciones actuales de operación como referencia y los nuevos caudales de flujo que se obtendrán al implementar esta alternativa de mejoramiento.

Tabla 31. Caudal de flujo incremental de los clúster al simular la línea nueva de diámetro 24” conectada a la troncal 3.

NUEVA TRONCAL 3A			TRONCAL 3		
CLUSTER	Caudal condiciones actuales de operación (BFPD)	Caudal resultante de la simulación (BFPD)	CLUSTER	Caudal condiciones actuales de operación (BFPD)	Caudal resultante de la simulación (BFPD)
UIS_059	5880	5351	UIS_001	7990	8093
UIS_058	5017	4956	UIS_003	7971	6534
UIS_056	4387	4276	UIS_005	16447	16887
UIS_051	26007	25727	UIS_033	14101	14532
UIS_065	7605	7739	UIS_008	23813	23783
UIS_070	30921	29196	UIS_017	46337	46819
UIS_050	629	600	UIS_018	42675	43702
UIS_045	25684	27127	UIS_024	39585	39968
UIS_038	46333	48979	UIS_028	17904	18269
	152463	153951		216823	218587

El resultado de la simulación refleja que al enviar el flujo por líneas independientes de igual diámetro externo “ 24 pulg” hasta el conector antes de llegar al CPF-1, el caudal incremental para la primera línea de flujo será de 1.488 BFPD y para la segunda de 1.764 BFPD, lo que indica en términos generales que el caudal a la llegada del centro de procesamiento de fluidos de las dos Líneas de flujo será de 372.538 BFPD siendo el caudal incremental total de 3.252 BFPD, aumentando con respecto al caudal a condiciones actuales de operación en 1 %.

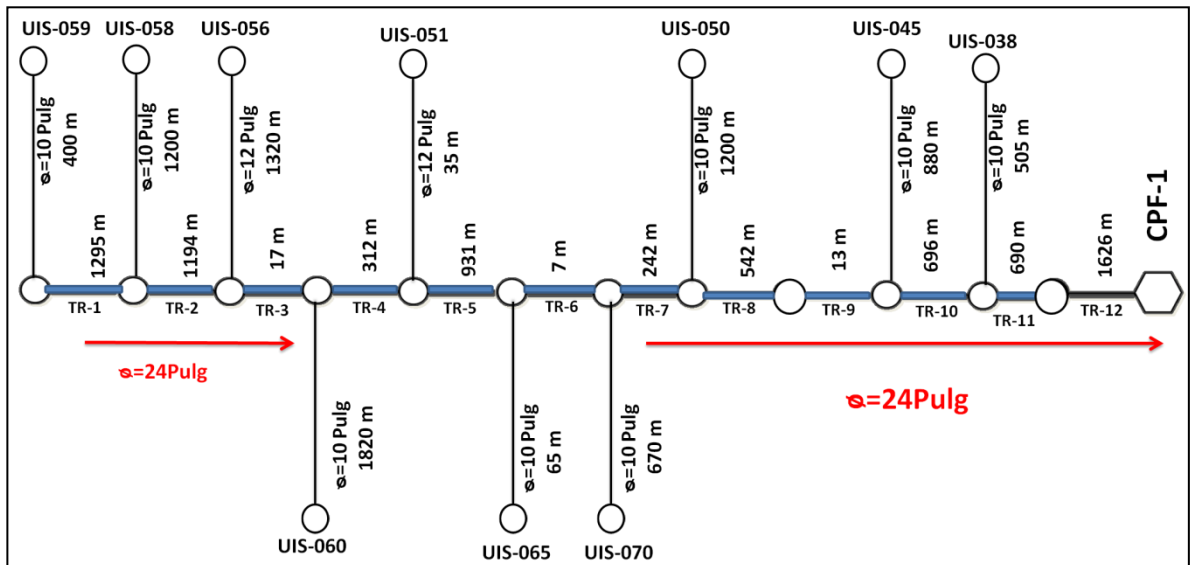
5.3.2 Nueva Troncal 3A de 24” libre hasta el manifold del CPF-1 Esta nueva línea sería construida de forma paralela, por lo que el perfil topográfico será el mismo que el de la troncal original existente, para así paulatinamente ir conectando los clúster sin tener paras significativas en la producción del campo, se caracteriza por tener un diámetro constante durante todo su trayecto, no tiene conexión a ningún tramo u otra troncal va desde el clúster 59 hasta el manifold del CPF-1, tendría una longitud 7565 metros, (**ver Tabla 32**).

Tabla 32. Características de la nueva línea de flujo.

	Nueva Línea de flujo
Longitud (mts)	7565
diámetro interno (ID) (pulgadas)	23,625
Capacidad (bbl)	13453

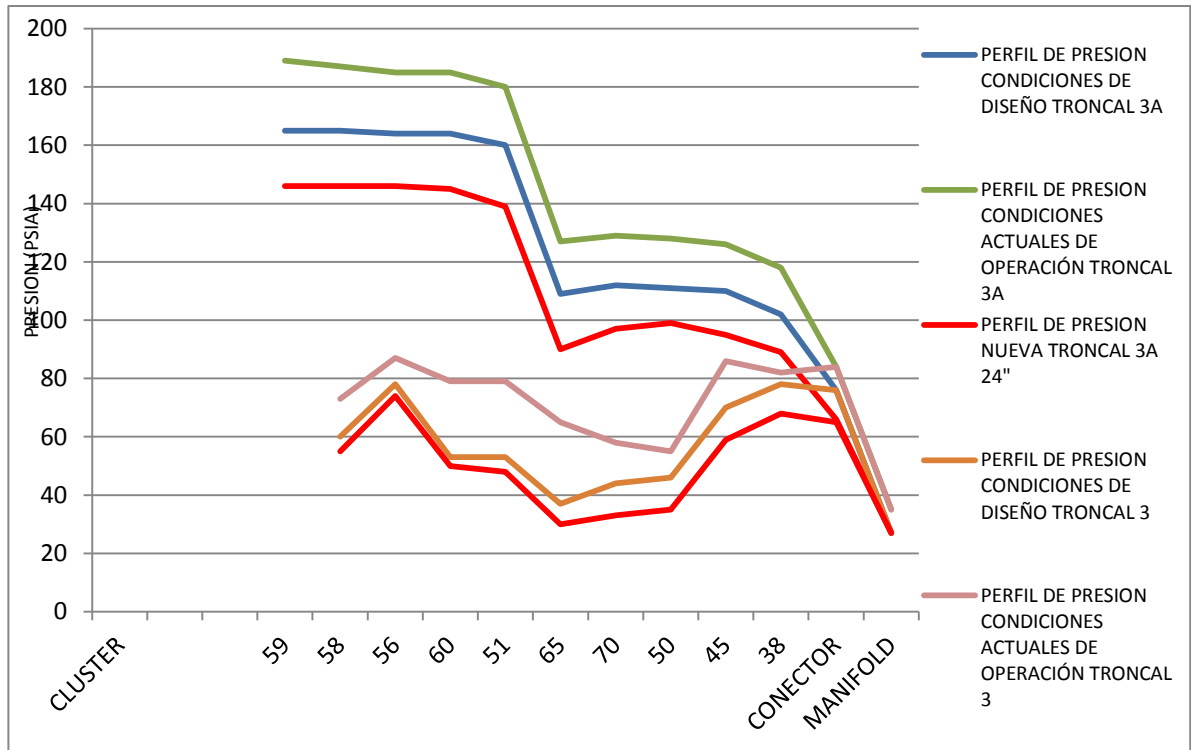
La **Figura 44** muestra el diagrama de distribución y diseño para la nueva línea de flujo, la cual se utiliza para la construcción del modelo de simulación.

Figura 44. Diagrama de distribución de la nueva Troncal 3A .



5.3.2.1 Perfil de Presión. La **Figura 45** presenta el esquema utilizado en la simulación de la nueva línea donde se utilizan nodos fuente, al correr este modelo los resultados generados son dos perfiles de presión que representan la Troncal 3 y la nueva Troncal 3A como se muestra en la **Gráfica 17**.

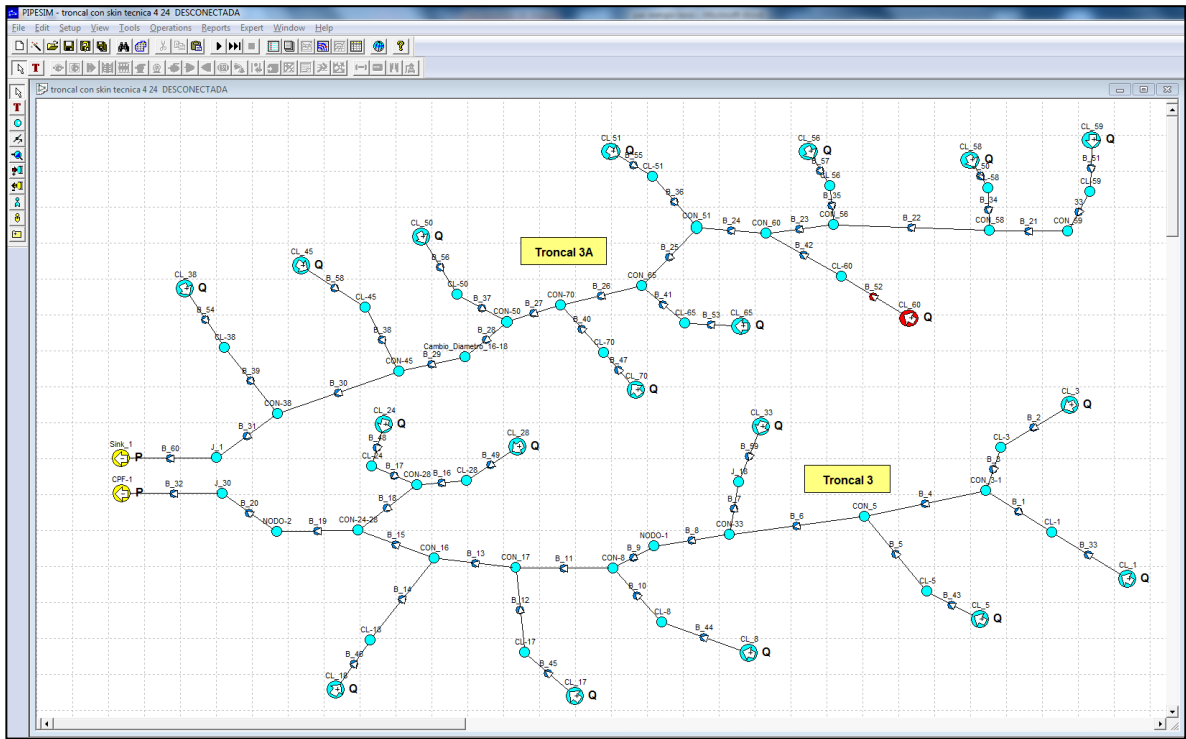
Gráfica 16. Perfil de presión de presión de la Troncal 3 y la nueva troncal 3A.



El perfil de presión de la Troncal 3A (línea roja) para la sección comprendida entre el clúster UIS_59 hasta el manifold del CPF-1 lugar donde llegan los fluidos, disminuye de manera paulatina presentando caídas de presión más relevantes con respecto a las condiciones de diseño, el ΔP en promedio para esta sección es de 18 psia, permitiendo que los clúster fluyan mejor.

El Perfil de presión de la Troncal 3 (línea roja) presenta un ΔP promedio de 8 psia, la presión disminuye progresivamente de una manera mas notoria que en otras tecnicas presentando en el último tramo la caída de presión más importante de 10 psia. La **Tabla 33** presenta los datos referentes al perfil de presión y al ΔP de la Troncal 3-3A .

**Figura 45. Esquema de simulación de la Troncal 3 y nueva Troncal 3A-
Nodos Fuente.**



Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

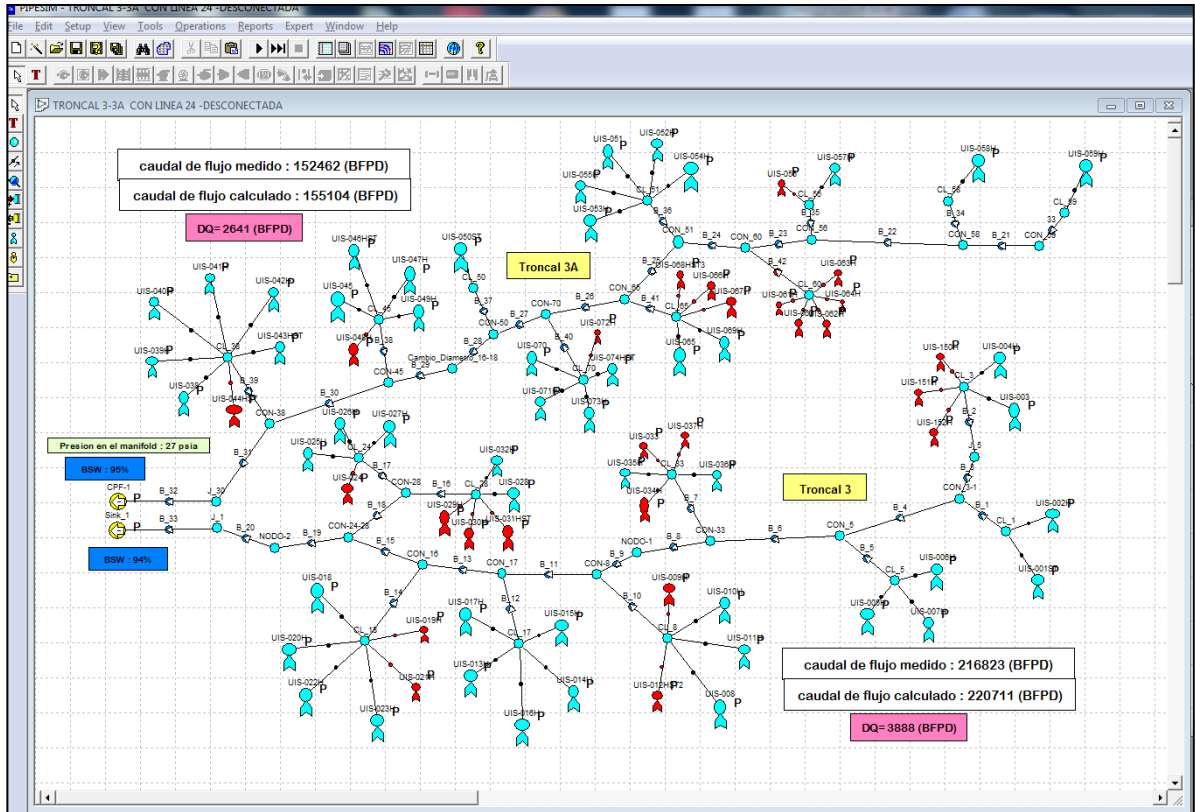
Tabla 33. Perfil de presión y ΔP de la Troncal 3 y nueva Troncal 3A.

Cluster	Perfil de presión condiciones de diseño	Nueva Troncal 3A		Cluster	Perfil de presión condiciones de diseño	Troncal 3	
		Perfil de presión (psia)	ΔP (psia)			Perfil de presión (psia)	ΔP (psia)
UIS_059	165	146	-19	UIS_001	65	60	-5
UIS_058	165	146	-19	UIS_003	79	74	-5
UIS_056	164	146	-18	UIS_005	44	41	-3
UIS_060	164	145	-19	UIS_033	30	25	-5
UIS_051	157	139	-18	UIS_008	42	35	-7
UIS_065	108	90	-18	UIS_017	56	47	-9
UIS_070	124	107	-17	UIS_018	48	39	-9
UIS_050	111	94	-17	UIS_024	86	77	-9

Cluster	Perfil de presion condiciones de diseño	Nueva Troncal 3A		Cluster	Perfil de presion condiciones de diseño	Troncal 3	
		Perfil de presion (psia)	ΔP (psia)			Perfil de presion (psia)	ΔP (psia)
UIS_045	100	75	-25	UIS_028	92	83	-9
UIS_038	106	93	-13	CONECTOR	76	67	-9
CONECTOR	76	66	-10	MANIFOLD	27	27	0
MANIFOLD	27	27	0				

5.3.2.2 Caudal Incremental. Para determinar el caudal incremental, en la simulación se deben correr dos modelos de manera independiente como se presenta en la **Figura 46**, puesto que la línea de flujo de la troncal 3A va hasta el manifold de CPF-1 en forma libre. los nodos de lectura se pueden omitir para este ejercicio pues lo que interesa es conocer el caudal a la llegada del manifold del CPF-1 y el caudal a la salida del manifold de cada clúster.

Figura 46. Esquema de simulación de la Troncal 3 y nueva Troncal 3A



Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

El resultado de la simulación para este ejercicio se presenta en la **Tabla 34** la cual muestra los caudales medidos a condiciones actuales de operación como referencia y los nuevos caudales de flujo que se obtendrán al implementar esta alternativa de mejoramiento.

Tabla 34. Caudal de flujo incremental de los clúster al simular la línea nueva de diámetro 24” libre hasta el CPF-1

NUEVA TRONCAL 3A			TRONCAL 3		
CLUSTER	Caudal condiciones actuales de operación (BFPD)	Caudal resultante de la simulación (BFPD)	CLUSTER	Caudal condiciones actuales de operación (BFPD)	Caudal resultante de la simulación (BFPD)
UIS_059	5880	5419	UIS_001	7990	8130
UIS_058	5017	5058	UIS_003	7971	7646
UIS_056	4387	4310	UIS_005	16447	16990
UIS_051	26007	26048	UIS_033	14101	14567
UIS_065	7605	7784	UIS_008	23813	23878
UIS_070	30921	29461	UIS_017	46337	47012
UIS_050	629	612	UIS_018	42675	43902
UIS_045	25684	27259	UIS_024	39585	40221
UIS_038	46333	49153	UIS_028	17904	18365
	152463	155104		216823	220711

El resultado de la simulación refleja que al enviar el flujo por líneas independientes hasta el CPF-1, el caudal incremental para la primera línea de flujo será de 2.641 BFPD y para la segunda de 3.888 BFPD, lo que indica en términos generales que el caudal a la llegada del centro de procesamiento de fluidos de las dos Líneas de flujo será de 375.815 BFPD siendo el caudal incremental total de 6.529 BFPD, aumentando con respecto al caudal a condiciones actuales de operación en 2.3 %.

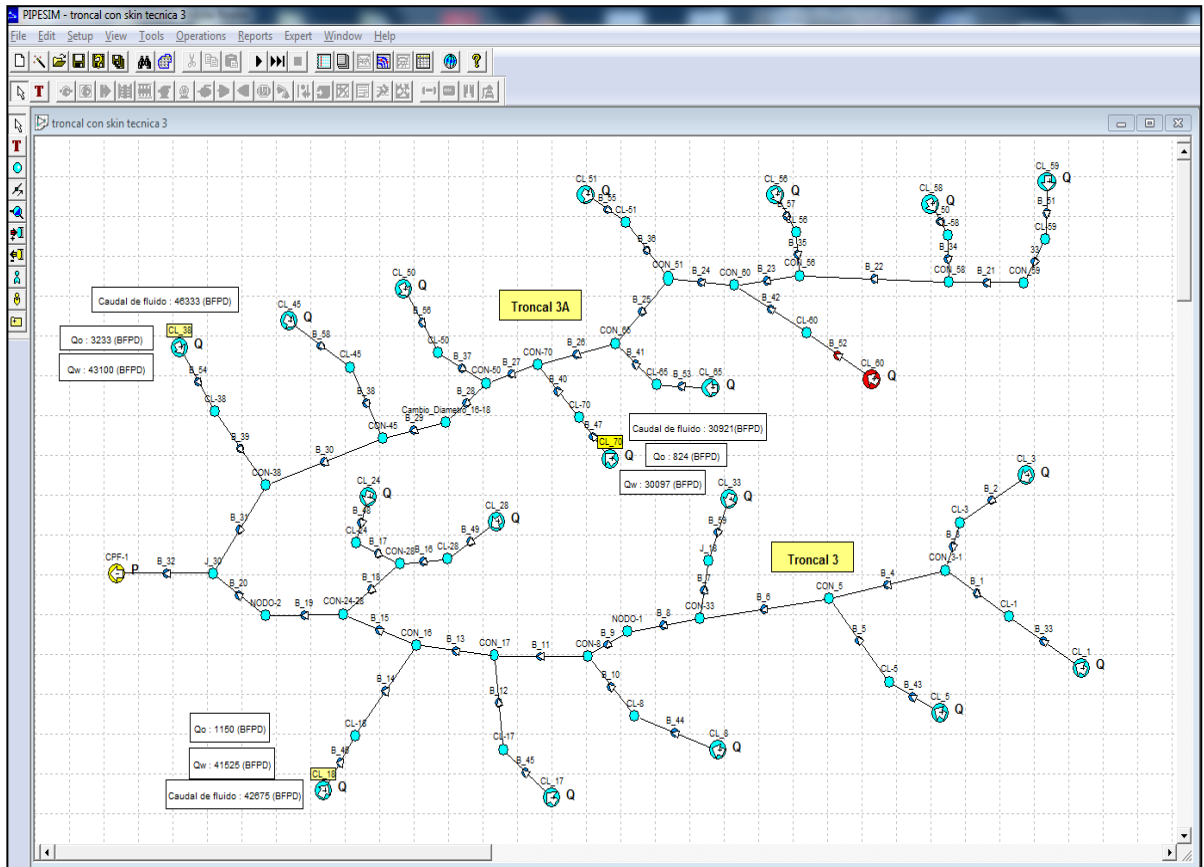
5.4 INSTALACIÓN DE SEPARADORES

Esta es la ultima estrategia de mejoramiento que será evaluada para la Troncal 3-3A, consiste en la instalación de tres separadores en los clúster UIS_18, UIS_70, UIS_38 los cuales presentan un caudal de flujo de 42.6 KBFPD, 30.9 KBFPD, 46.3

KBFPD respectivamente (Ver **Tabla 13**), siendo estos los tres clúster con la producción más alta de todas las líneas. El objetivo es que por las Troncales solo se transporte el petróleo producido por los pozos asociados a los clúster anteriormente dichos, lo que claramente descongestionaría la línea de flujo pues recordemos que actualmente la Troncal trabaja con un corte de agua de 95% Es decir que el caudal total de la Troncales pasaría de ser 369.825 BFPD a 254.565 BFPD ya que el caudal de agua de los tres clúster es de 114.7 KBWPD y sería sometido a tratamiento para su disposición final en el parte basal (inferior) del yacimiento es decir el mismo acuífero y no sea necesario transportarlo por la Troncal, el pozo vertical del clúster sería el utilizado para realizar el proceso de inyección del agua.

5.4.1 Perfil de Presión. Para realizar este ejercicio de simulación en el cual evaluará la presión a lo largo de la línea de flujo, es necesario que los nodos fuente de los tres clúster solo suministren al esquema de simulación de las Troncales el caudal de petróleo suponiendo que el fluido ha sido sometido a un proceso de separación. La **Figura 47** presenta el esquema de simulación para esta alternativa de mejoramiento.

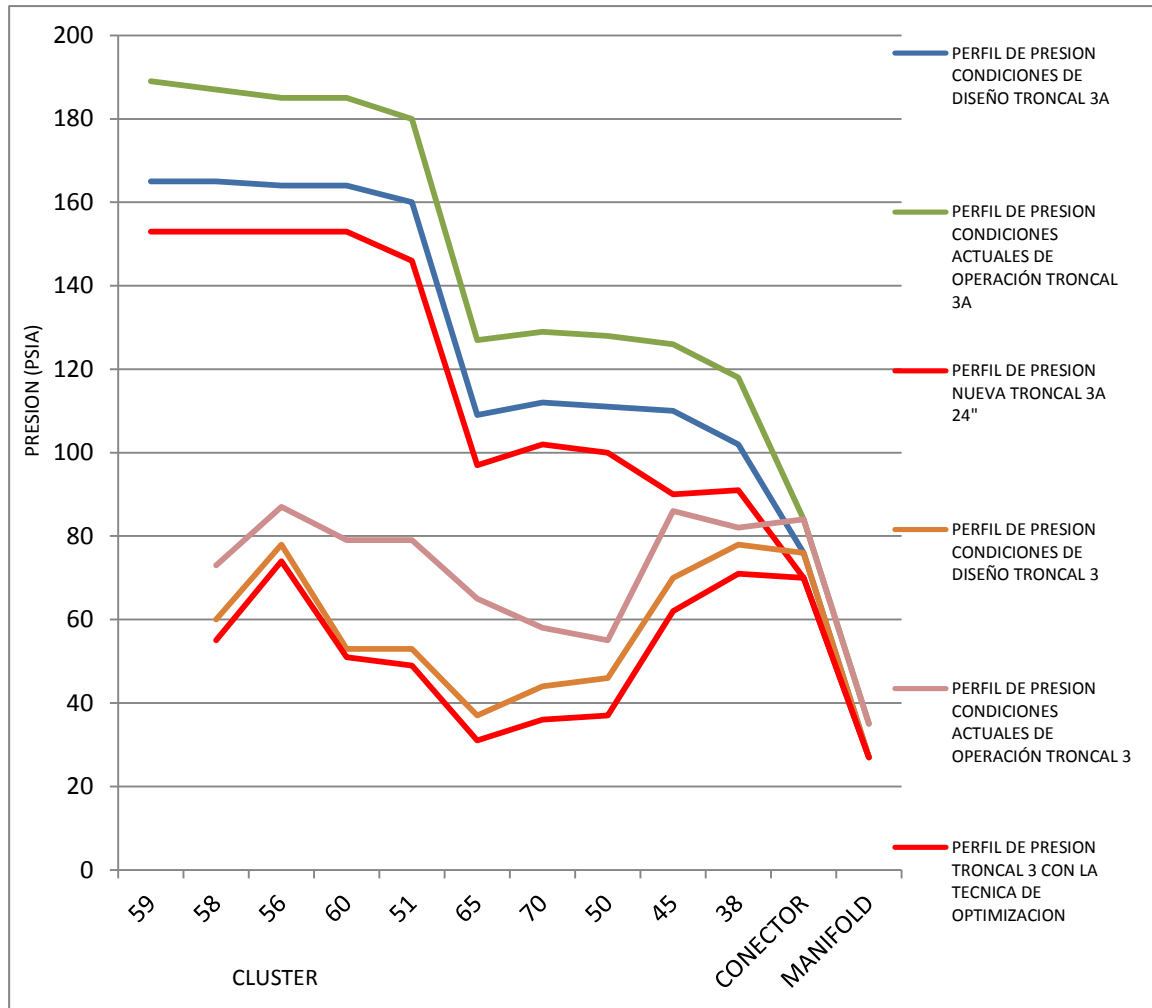
Figura 47. Esquema de simulación de la Troncales de Campo Rubiales con la instalación de separadores – Nodos Fuente.



Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

La **Gráfica 18** presenta el resultado de la simulación correspondiente al perfil de presión de la Troncal 3-3A bajo estas condiciones.

Gráfica 17. Resultado de la simulación correspondiente al perfil de presión de la Troncal 3-3A bajo estas condiciones.



Aunque esta alternativa de mejoramiento está dirigida principalmente a tres clúster, el resultado afectará el comportamiento de las Troncales en general como se puede observar en el perfil de presión presente en la gráfica anterior el cual disminuye para las dos líneas de flujo, en promedio el ΔP es de 12 psia para la troncal 3A y 8 psia para la troncal 3.

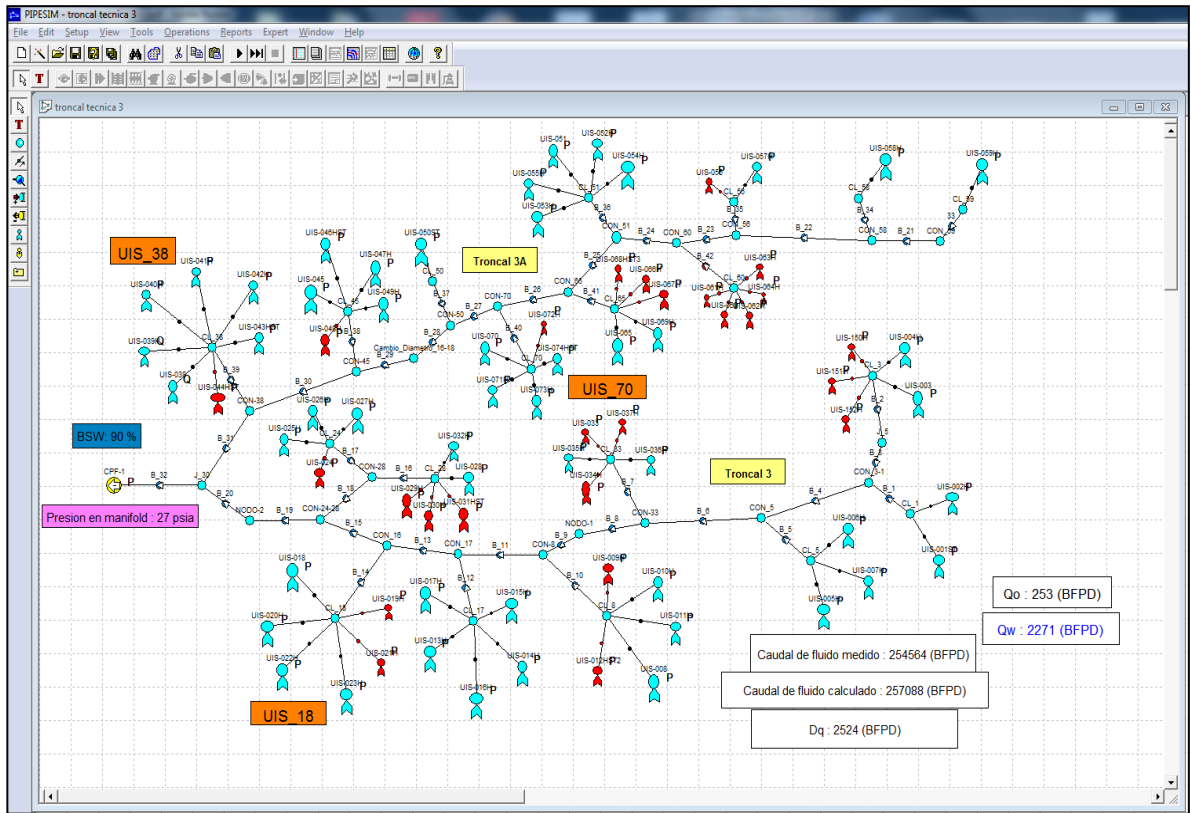
La **Tabla 35** presenta los datos correspondientes al nuevo perfil de presión de la Troncales y el ΔP para cada clúster.

Tabla 35. Perfil de Presión y ΔP de la Troncal 3-3A de Campo Rubiales con la Instalación de Separadores.

Clúster	Perfil de presión condiciones de diseño	Troncal 3A		Clúster	Perfil de presión condiciones de diseño	Troncal 3	
		Perfil de presión (psia)	ΔP (psia)			Perfil de presión (psia)	ΔP (psia)
UIS_059	165	153	-12	UIS_001	65	60	-5
UIS_058	165	153	-12	UIS_003	79	74	-5
UIS_056	164	153	-11	UIS_005	44	42	-2
UIS_060	164	153	-11	UIS_033	30	26	-4
UIS_051	157	146	-11	UIS_008	42	36	-6
UIS_065	108	97	-11	UIS_017	56	48	-8
UIS_070	124	109	-15	UIS_018	48	39	-9
UIS_050	111	100	-11	UIS_024	86	78	-8
UIS_045	90	80	-10	UIS_028	92	85	-7
UIS_038	106	91	-15	CONECTOR	76	70	-6
CONECTOR	76	70	-6	MANIFOLD	27	27	0
MANIFOLD	27	27	0				

5.4.2 Caudal Incremental. Para calcular el caudal incremental de las Troncales también fue necesario que los pozos asociados a los clúster UIS_18, UIS_70, UIS_38, empezaran a trabajar con un corte de agua nulo y fueran simulados de tal manera que solo produjeran el caudal de petróleo registrado en el reporte diario de producción del 11 de junio de 2014 (ver **Tabla 7**). La **Figura 48** presenta el esquema de simulación bajo las condiciones dichas anteriormente.

Figura 48. Esquema de simulación de las Troncales de Campo Rubiales con la instalación de separadores.



Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Julio de 2014. (Modificado por los autores).

El nuevo caudal de la Troncales para esta alternativa de mejoramiento será de 257.088 BFPD lo que significa que el caudal incremental sería de 2.524 BFPD, de los cuales 2.246 BFPD son agua y 278 BFPD son petróleo, se estima que el nuevo corte de agua para la Troncales disminuya por el volumen de agua retirado y sea de 89%. La **Tabla 36** presenta el caudal medido, el caudal resultante para cada clúster.

Tabla 36. Caudal de flujo incremental para los clústers con la instalación de separadores.

TRONCAL 3			TRONCAL 3 ^a		
CLUSTER	Caudal condiciones actuales de operación (BFPD)	Caudal resultante de la simulación (BFPD)	CLUSTER	Caudal condiciones actuales de operación (BFPD)	Caudal resultante de la simulación (BFPD)
UIS_059	5880	5376	UIS_001	7990	8105
UIS_058	5017	4992	UIS_003	7971	7112
UIS_056	4387	4288	UIS_005	16447	16917
UIS_051	26007	25848	UIS_033	14101	14532
UIS_065	7605	7739	UIS_008	23813	23805
UIS_070	824	824	UIS_017	46337	46893
UIS_050	629	606	UIS_018	1150	1150
UIS_045	25684	27197	UIS_024	39585	40138
UIS_038	3233	3233	UIS_028	17904	18333
	79266	80103		175298	176985

La gran ventaja de esta alternativa de mejoramiento es que detendra el crecimiento de los centros de procesamiento de fluidos y disminuira la inversión en los procesos de separación, actualmente se realiza un proyecto piloto de separación de agua y crudo en superficie en un clúster determinado, usando un sistema de coalescencia en el cual el agua es separada para ser inyectada nuevamente al yacimiento a través del pozo vertical del clúster donde ya se hayan extraído las reservas recuperables.

Pero es importante tener en cuenta que esta alternativa a nivel de cada clúster es un proyecto piloto que se encuentra en etapa de prueba y que hasta la fecha no se visualiza su implantación definitiva ya que la calidad del agua separada no cumple todavía con las regulaciones tanto de Ministerio de Ambiente como del Ministerio de Minas y Energía, así como tampoco, los requerimientos técnicos de la Compañía, puesto que los estudios realizados hasta el momento han demostrado

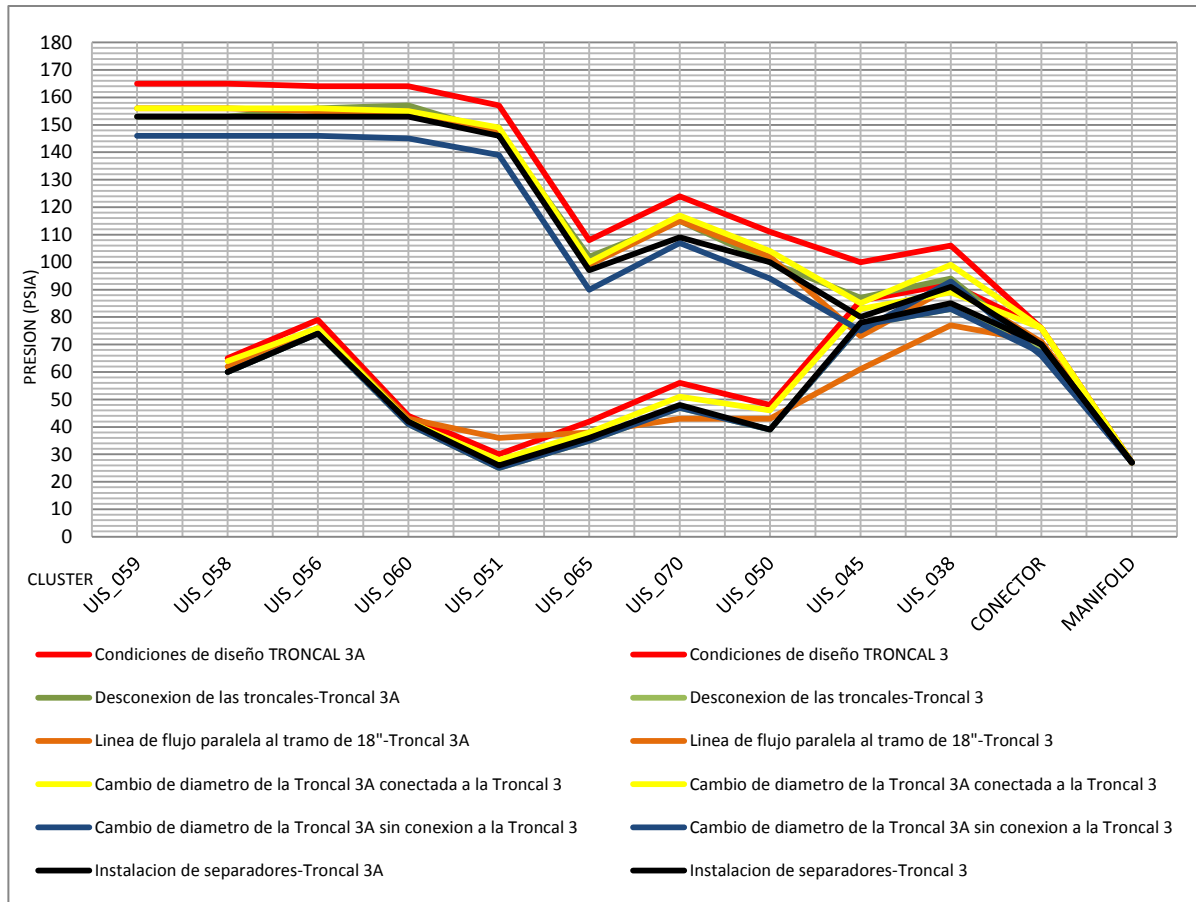
que la inyección del agua deterioraría al yacimiento. Por esta razón, no se estima conveniente incluir este escenario como alternativa de mejoramiento. Pero de igual manera será sometida a un balance general.

5.5 ANÁLISIS GENERAL DE LAS ALTERNATIVAS DE MEJORAMIENTO

Durante el desarrollo del presente capítulo se demuestra que técnicamente todas las alternativas propuestas aseguran el mejoramiento de las condiciones de flujo de la Troncales 3-3A de Campo Rubiales, por ello a continuación se realiza un análisis técnico general, con el objetivo de comparar los resultados obtenidos en la simulación y evaluar la efectividad de cada alternativa, esta evaluación se realiza con base en la disminución del perfil de presión a lo largo de la línea de flujo y el caudal incremental a la llegada del manifold del centro de facilidades.

5.5.1 Evaluación General del Perfil de Presión. El ΔP permite determinar la disminución de la presión a lo largo de la línea de flujo con respecto al perfil de presión a condiciones de diseño, este es un parámetro utilizado para evaluar el comportamiento de la Troncal 3-3A al ejecutar cada alternativa de mejoramiento. Es necesario tener en cuenta que la presión con la que se calculó el ΔP fue la registrada en el nodo ubicado en el punto donde la línea asociada de cada clúster se conecta a la Troncales. Esta misma lectura de presión es la que se utiliza para construir la **Gráfica 19**, que en esencia es la información utilizada para la construcción de los perfiles de presión de cada alternativa de mejoramiento.

Gráfica 18. Perfil de presión de las Alternativas de mejoramiento.



Claramente en todas las alternativas de mejoramiento el perfil de presión disminuye por debajo del perfil de presión a condiciones de diseño, lo que aliviará la presión y permitirá que la producción de las Troncales fluya armónicamente y sin restricciones. Es importante tener en cuenta que entre mayor sea el ΔP entre condiciones de diseño y cada escenario, menor será el perfil de presión del escenario, lo que indica una ventaja.

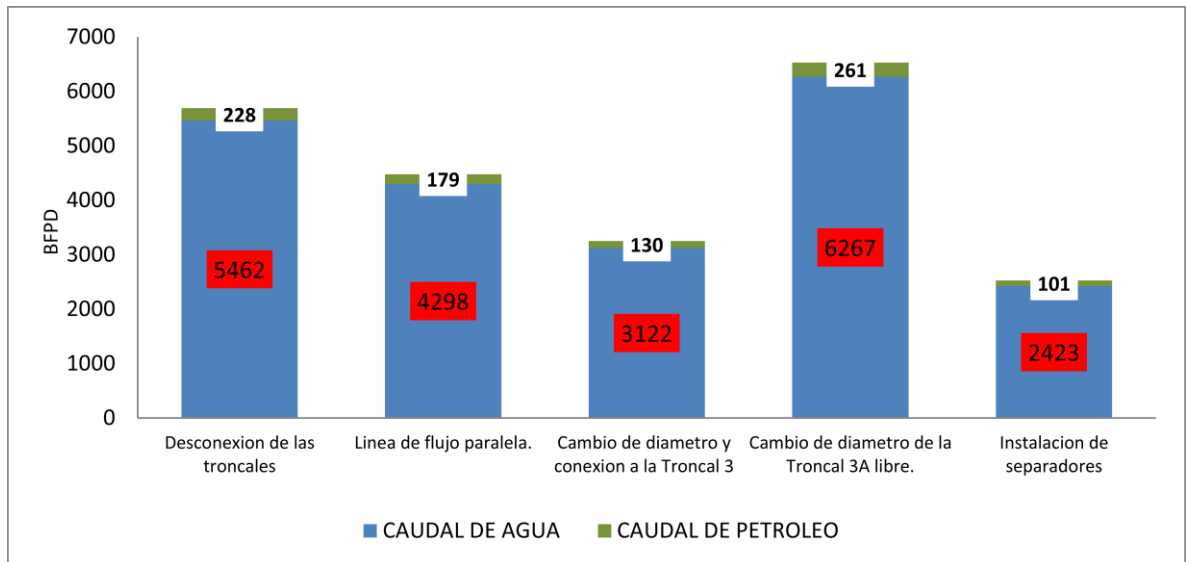
En términos generales la curva que representa el ΔP de todas las alternativas tiene algunos comportamientos similares, el primero se puede evidenciar en la zona comprendida entre el clúster UIS_59 Y UIS_65 donde el ΔP disminuye paulatinamente sin presentar variaciones importantes, la línea de flujo paralela aunque también desciende presenta algunas caídas y saltos notorios, a partir de

este punto empiezan a comportarse de manera diferente pero aun en el clúster Uis_50 se puede observar que aumentan drásticamente hasta el clúster Uis_38, para posteriormente finalizar decreciendo hasta llegar al manifold del centro de procesamiento de fluidos.

El cambio de diametro en la troncal 3A conectado a la troncal 3 presenta el menor ΔP en la troncal 3 en comparación con las otras alternativas, por otro lado la misma tecnica pero sin conexión de las troncales deja visto que en la troncal 3A se presenta el mayor ΔP , donde aumenta formando una curva que posteriormente desciende y llega al CPF-1.

5.5.2 Evaluación General del Caudal Incremental. El caudal incremental será el segundo referente técnico de evaluación, este caudal corresponde a la diferencia entre el nuevo caudal a la llegada del centro de procesamiento de fluidos de cada alternativa de mejoramiento y el caudal a condiciones actuales de operación que es 369.286 BFPD registrado en el reporte diario de producción. La **Gráfica 20** presenta el caudal incremental de cada alternativa de mejoramiento.

Gráfica 19. Caudal Incremental de las Alternativas de Mejoramiento.



Todas las alternativas de mejoramiento aumentan la tasa de producción de las Troncales de Campo Rubiales cumpliendo con el principal objetivo en el proceso de evaluación, cada alternativa tiene un comportamiento específico con ciertas ventajas y desventajas.

El cambio de diámetro en la troncal 3A sin conectarla a la troncal 3 es la alternativa que presenta el mayor caudal de petróleo 261 BOPD y agua 6267 BWPD, lo que implicaría un crecimiento estructural de los centros de procesamientos de fluidos pues sería necesario realizar el tratamiento a una mayor cantidad de fluido, adicionalmente brindará la posibilidad de activar nuevos pozos y aumentar la frecuencia de los ya existentes puesto que la nueva tubería aumentara la capacidad de transporte de las líneas de flujo.

La desviación de fluidos hacia las líneas independientes aporta una gran cantidad de agua entre 5.4 KBWPD y 4.2 KBWPD la cual debe ser tratada en los centros de facilidades para su final disposición, en cuanto al caudal de petróleo para la línea paralela en el clúster UIS_45 es de 179 BOPD, al comparar el caudal de petróleo

con la desconexión de las troncales observamos que aproximadamente se reduce entre 60 a 90 BOPD pero así mismo el caudal de agua disminuye en 1K a 1.5 KBWPD.

La instalación de separadores aunque aumenta el caudal de petróleo tan solo en 101 BOPD y es la técnica que menos petróleo aporta, tiene la ventaja de disminuir el caudal de agua en la línea de flujo en 114.7 KBWPD lo que reducirá los costos en el tratamiento de fluidos en los centros de facilidades.

5.6 MATRIZ DE SELECCIÓN

Esta matriz permite asignar a cada alternativa propuesta un valor con el objetivo de seleccionar las dos mejores a nivel técnico, cabe aclarar que en esta etapa solo se evalúan cuatro estrategias debido a que la alternativa donde se instalan separadores de agua es un proyecto piloto que no cumple con las regulaciones legales y no se visualiza su implementación, posteriormente se realiza la evaluación financiera de las mismas. Los parámetros establecidos para la evaluación son cuatro netamente técnicos.

- ✚ Caudal Incremental de Agua. Como se menciona anteriormente un crecimiento en el caudal de agua implicaría un aumento en los costos de tratamiento, la construcción de nuevas líneas Troncales y semitroncales y posiblemente un crecimiento en los centros de procesamiento de fluidos, es decir que un alto caudal de agua representa una desventaja para la alternativa.
- ✚ Caudal Incremental de Petróleo. Desde el punto de vista técnico y financiero el aumento en el caudal de petróleo es el parámetro más importante y determina el éxito y viabilidad de cualquier proyecto en la industria hidrocarburífera.

- ✚ Disminución de Perfil de presión. Como se menciona en el análisis general, la finalidad de todas las alternativas de mejoramiento aparte de aumentar el caudal de flujo es mantener el perfil de presión por debajo del perfil de presión a condiciones de diseño, por esta razón entre menor sea el perfil de presión mejor será el flujo a lo largo de las Troncales.
- ✚ Existencia de restricciones entre Clúster. Cuando se evalúa las Troncales a condiciones actuales de operación se identifican doce clúster que en un análisis general presentan restricciones al flujo. Al evaluar cada alternativa se evidencia un mejoramiento en el comportamiento de los fluidos y una reducción en el número de clúster con restricciones, por ello la alternativa que presente menos clúster con restricciones al flujo tendrá una mejor calificación.

La **Tabla 37** presenta una matriz comparativa, base para la elaboración de la matriz de selección la cual se presenta en la **Tabla 38**, en la que adicionalmente se muestran los rangos calificativos utilizados para la selección cuantitativa de las alternativas de mejoramiento.

Tabla 37. Matriz Comparativa de las alternativas de mejoramiento propuestas para la Troncal 3-3A de Campo Rubiales.

Parámetros de evaluación	Alternativas de mejoramiento			
	Línea de flujo paralela a la sección de 18 pulg en la troncal 3A	Desconexión de la troncal 3 a la 3A	Nueva troncal 3A con diámetro de 24 pulg conectada a la troncal 3	Nueva troncal 3A con diámetro de 24 pulg libre hasta el CPF
Caudal incremental de agua (BWPD)	4253	5462	3121	6267
Caudal incremental de petróleo (BOPD)	179	228	131	262
Disminución del perfil de presión (ΔP promedio) (%)	9	11	5	17
Existencia de restricción entre clúster.	UIS_59-UIS_56-UIS_51	UIS_18,UIS_51	UIS_59-UIS_56-UIS_51-UIS_58	UIS_50

Tabla 38. Matriz de Selección de las alternativas de mejoramiento propuestas para la Troncal 3-3A de Campo Rubiales.

Parámetros de evaluación	Alternativas de mejoramiento			
	Línea de flujo paralela a la sección de 18 pulg en la troncal 3A	Desconexión de la troncal 3 a la 3A	nueva troncal 3A con diámetro de 24 pulg conectada a la troncal 3	nueva troncal 3A con diámetro de 24 pulg libre hasta el CPF-1
caudal incremental de agua	2	1.5	2.5	1
caudal incremental de petróleo	1.5	2.0	1	2.5
disminución del perfil de presión (ΔP promedio)	1.5	2.0	1.0	2.5
Existencia de restricción entre clúster.	1.5	2	1	2.5

Las alternativas de mejoramiento con la mayor puntuación son:

- Nueva troncal 3A con diámetro de 24 pulg libre hasta el CPF-1. (8.5 Puntos)
- Desconexión de la troncal 3 a la troncal 3A. (7.5 Puntos)
- Línea de flujo paralela a la sección de 18 pulgadas en la troncal 3A. (6.5 Puntos)

De estas tres alternativas dos pasan a la etapa de evaluación financiera pues son las de mejor desempeño a nivel técnico.

6. EVALUACIÓN FINANCIERA

En el presente capítulo se realiza la evaluación financiera de las dos alternativas de mejoramiento seleccionadas en el **Capítulo 5**, con el fin, de determinar la viabilidad al implementar cada una, mediante la inversión inicial, los beneficios futuros y los costos durante la etapa productiva, estableciendo así su rentabilidad, para cada escenario se establecerá un VPN, la relación beneficio costo B/C y una TIR en donde el VPN determinado debe ser positivo, indicando la ganancia para la compañía, para efectos del proyecto el TIO será de 5% efectivo mensual, y los periodos de evaluación serán 24.

Adicionalmente, el análisis financiero permite comparar cada alternativa y determinar cuál es la más efectiva para ser implementada en las Troncales 3-3A de Campo Rubiales, pues como se demuestra a lo largo de la evaluación técnica, todas las alternativas aseguran una disminución en la presión de flujo e incremento en el caudal a la llegada del centro de facilidades.

6.1 FLUJO DE CAJA

La Evaluación financiera para las alternativas de mejoramiento se realiza por medio de un flujo de caja en el cual se utiliza toda la información expuesta a continuación, correspondiente a los ingresos y los egresos generados. Lo que permite determinar la utilidad del flujo de caja, teniendo en cuenta las deducciones pertinentes.

Como se menciona anteriormente los indicadores de rentabilidad con los que se realiza el análisis son el VPN, TIR y B/C con ellos se puede determinar la utilidad

neta del proyecto. La **Ecuación 3** corresponde al Valor Presente Neto en el que se calcula el valor total del proyecto a una fecha presente.

Ecuación 3. Valor Presente Neto

$$VPN = \frac{S}{(1+i)^n}$$

Fuente. MOIX MUNTO Rigoberto, Evaluación económica de proyectos petroleros. Bogotá
Noviembre de 2012, Pág. 20

VPN: Valor Presente Neto del Flujo de Caja realizado.

S: Valor de Flujo de caja en un determinado periodo (Ingresos).

i: Interés de capitalización del dinero por periodo (TIO).

n: Número de periodos existentes entre el periodo descontado y el presente.

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.

La Tasa interna de retorno (TIR), es un indicador que permite identificar la rentabilidad de un proyecto. Ver **Ecuación 4**.

Ecuación 4. Tasa Interna de Retorno.

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} - I$$

Fuente. MOIX MUNTO Rigoberto, Evaluación económica de proyectos petroleros. Bogotá
Noviembre de 2012, Pág. 28

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.

Por último está la relación costo beneficio (B/C), la cual se encuentra representada por la relación entre ingresos y egresos que se generan al momento de ejecutar el proyecto. 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.

6.2 INGRESOS

Los ingresos (ver **Ecuación 5**) de un proyecto están determinados por la cantidad o volumen de bienes a vender multiplicado por el precio de comercialización del producto.

Ecuación 5. Ingresos.

$$\text{INGRESOS} = \text{PRECIO} * \text{CANTIDAD}$$

Fuente. MOIX MUNTO Rigoberto, Evaluación económica de proyectos petroleros. Bogotá Noviembre de 2012, Pág. 35

6.2.1 Precio. Para determinar el precio de venta o Netback comercial del crudo de Campo Rubiales (API 12.5°), es necesario definir la ruta de comercialización. Actualmente la compañía operadora., trabaja con tres rutas de comercialización o corrientes de transporte (Castilla, Vascónica y Costa) cada una tiene diferentes costos asociados y diferentes variables que determinan el precio final del crudo con el que llega a Coveñas. El 96.5% de la producción de Campo Rubiales es comercializada por la ruta Castilla, esta presenta un precio inicial de venta de 100,42 U\$/bbl, y con este valor el crudo sale de Campo Rubiales, es importante tener en cuenta que se deben restar los costos de transporte, los costos para ingresar a los oleoductos y los costos de diluyentes utilizados para aumentar la gravedad API a 18° y cumplir con las especificaciones requeridas en la estación de Guaduas punto de control. Esta información es proporcionada por la vicepresidencia de Logística y Transporte y se presenta en la **Tabla 39**.

Tabla 39. Precio para la comercialización del crudo.

	Valor (U\$/bbl)
Precio inicial crudo por corriente de transporte Castilla	100,42
Costos de transporte	5.00
Costos para ingreso al oleoducto	3.52
Costos de diluyentes	8.30
Netback	83.6

Fuente. Gerencia de Operaciones CAMPO RUBIALES. MAYO de 2014, (Modificado Por los autores)

6.2.2 Cantidad. Para efectos del presente proyecto la cantidad está dada por el caudal el cual varía para cada alternativa de mejoramiento, este caudal es determinado por el simulador especializado en análisis nodal PIPESIM con base al reporte diario de producción del 11 de JUNIO de 2014, momento escogido para realizar el estudio.

6.3 COSTOS DE CAPITAL (CAPEX)

Los costos de inversión serán tomados según los recursos requeridos para la construcción de cada una de las alternativas propuestas, referentes a la etapa de instalación y montaje.

La **Tabla 40** presenta los costos correspondientes a los materiales necesarios en la instalación, los cuales hacen referencia a la tubería de diámetro nominal de 24 y 18 pulgadas, el revestimiento, el personal especializado requerido para la construcción y el transporte del material a la locación, estos costos están dados por metros.

Tabla 40. Precios ofertados para la implementación de las estrategias de mejoramiento.

Líneas de flujo alternas	
Materiales para la instalación	Valor (US\$/m)
Tubería 24 pulg diámetro nominal	210
Revestimiento	20
Construcción	410
Total	640

Fuente. Gerencia de Operaciones CAMPO RUBIALES. MAYO de 2014, (Modificado Por los autores)

Cada alternativa de mejoramiento propuesta presenta diferentes especificaciones de diseño, por lo que el costo de instalación variara para cada una, como se muestra en la **Tabla 41**.

Tabla 41. Costos totales en materiales para las alternativas de mejoramiento propuestas.

Alternativas de mejoramiento	Desconexión de la troncal 3 a la 3A	Nueva troncal 3A con diámetro de 24 pulg libre hasta el CPF-1
Metros de construcción	1626	7565
Costos totales (U\$/m)	640	640
Costo total (U\$)	1.040.640,00	4.841.600,00

Fuente. Gerencia de Operaciones CAMPO RUBIALES. MAYO de 2014, (Modificado Por los autores)

El costo total representa el valor total del proyecto es decir la inversión inicial.

6.4 COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Este tipo de costos hacen referencia al dinero que la compañía utiliza en la operación del Campo. La compañía maneja ciertos valores para la operación como se observa en la **Tabla 42**.

Tabla 42. Información suministrada por la compañía para la evaluación financiera del proyecto.

	Costos (U\$/bbl)
Tratamiento de Agua	0,009
Tratamiento de Crudo	0,1743
Energía de procesamiento de Agua	0,0299
Energía de procesamiento de Crudo	0,1565
Costos de Producción (incluye agua)	0,85
	Porcentaje (%)
Consumo propio crudo	1,30
Regalías	20
Impuestos IMAN	25
Impuestos CREE	8
TIO (efectiva mensual)	5

Fuente. Gerencia de Operaciones CAMPO RUBIALES. MAYO de 2014, (Modificado Por los autores)

La reforma tributaria que empezó a regir desde el año 2013, presento dos nuevos impuestos, Impuesto Mínimo Alternativo Nacional (IMAN) y el Impuesto sobre Renta para la Equidad (CREE).

- **Impuesto Mínimo Alternativo Nacional (IMAN).** Este impuesto corresponde a la renta gravable alternativa que depende de los ingresos y actividad económica de cada compañía, el IMAN en el sector petrolero en Colombia fue definido con un porcentaje de 25% y tendrá las mismas implicaciones que el impuesto de Renta anterior.
- **Impuesto Sobre Renta para la Equidad (CREE).** Este impuesto se estableció para entidades privadas con base al código de la actividad económica de la resolución 0139 de 2012 donde se determinan los bienes y servicios de la compañía. Es importante tener en cuenta que el CREE es un impuesto

diferente al impuesto sobre renta mencionado anteriormente, y para el sector Petrolero es del 8%.

Regalías. Estas se definen por el marco normativo de la Corporación Autónoma Regional de la Orinoquia y el pago se encuentra regulado por las políticas establecidas por el Gobierno Nacional, las regalías se establecen con base a la gravedad API del crudo que se produce en el campo y el volumen producido el cual se mide en KBPD, como se presenta en la **Gráfica 21**, para efectos de Campo Rubiales la compañía operadora debe realizar el pago de regalías por un monto del 20%, puesto que produce un crudo con una gravedad API de 13° y su producción diaria para el mes de diciembre del 2013 fue en promedio de 222 KBOPD, y se estima por medio del software STARS que dicha producción aumente durante el 2014 en 238 KBOPD, la finalidad de este pago es dar cumplimiento a proyectos de carácter ambiental, así como también planificar y ejecutar proyectos de preservación, descontaminación o recuperación de los recursos renovables y no renovables afectados por la actividad económica.

Gráfica 20. Nuevo régimen de Regalías.



Fuente. FLÓREZ William. Visión general de la Economía Nacional de los Hidrocarburos. Bogotá 2011, P 9.

6.5 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

La **Tabla 43** presenta los resultados de los indicadores financiero anteriormente mencionados para cada alternativa de mejoramiento planteada, la evaluación se realiza en 24 periodos mensuales y a partir de una comparación entre los resultados se escoge la mejor alternativa, que una vez sea implementada solucione los problemas técnicos presentes en las Troncales 3-3A y sea rentable para la compañía.

Tabla 43. Indicadores Financiero para las alternativas de mejoramiento.

Alternativas de Mejoramiento		
Indicadores de Rentabilidad	Desconexión de la troncal 3 a la 3A	Nueva troncal 3A con diámetro de 24 pulg libre hasta el CPF-1
Valor del Proyecto (U\$)	1.040.640	4.841.600
Tasa interna de Oportunidad – Efectivo mensual (TIO) (%)	5	5
Valor Presente Neto (VPN) (U\$)	1.306.404	1.964.201
Tasa Interna de Retorno (TIR) (%)	15	1
Relación Beneficio Costo (B/C)	4	1,08

Los indicadores de rentabilidad expuestos en la tabla anterior representan la viabilidad que tiene cada una de las alternativas propuestas al momento de su ejecución. Al realizar la correspondiente evaluación se determino que.

En primer lugar el valor presente neto (VPN), indicador que se calcula a partir de los valores resultantes del flujo de caja y el TIO el cual se toma efectivo mensual por los periodos de tiempo establecidos para la evaluación, fue positivo para ambas alternativas con un valor de U\$ 1.306404 millones y U\$ 1.964201 millones respectivamente, indicando que los dos proyectos se podrian implementar.

La tasa interna de retorno (TIR) para la alternativa de desconexion de la Troncal 3 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, caso opuesto en la otra alternativa donde el (TIR) es menor que el (TIO), siendo esta ultima alternativa no rentable para el proyecto.

La relación beneficio costo (B/C), valor calculado entre los ingresos y costos que se definen en el flujo de caja de cada alternativa es positivo, presentando valores para la alternativa de desconexion de 4 y 1 para el cambio de diametro Troncal 3A indicando que esta ultima alternativa es indiferente para el proyecto debido a que los ingresos seran iguales a los egresos.

En términos generales la alternativa que brinda la mejor opción económica es la desconexion de las troncales enviando el flujo por lineas separadas, por que la recuperación de la inversión se realiza en un menor tiempo como lo refleja la tasa interna de retorno que es la mayor de las dos alternativas, por otro lado la inversión es la más baja y aunque en el VPN no es mayor la diferencia con el primero \$657.797, es decir tan solo el 30%, también es importante considerar que la relacion (B/C) es 4 siendo la mayor de las dos y la Tasa interna de retorno de 15% también es la más alta.

7. CONCLUSIONES

- La simulación de las Troncales 3-3A a condiciones actuales de operación y alta frecuencia reflejó la existencia de restricciones al flujo en los pozos y clúster asociados a la línea de flujo, se estimó que dichas restricciones son de 8.671 BFPD de los cuales 8.116 BWPD son agua y 555 BOPD son petróleo.
- El aumento en el perfil de presión de la Troncal 3A esta principalmente influenciado por las altas tasas de producción transportadas y el número de pozos conectados a una línea con diámetros sub-estimados para el caudal que maneja, lo que ocasiona que la línea de flujo se congestione y presente restricciones al flujo. A este factor se le suma la topografía de la zona que en conjunto con la longitud afectan el rendimiento de los fluidos en la Troncal.
- El correcto manejo de las técnicas de mejoramiento conduce a la posibilidad de incrementar los caudales de producción a través de la optimización de los pozos ya existentes o la conexión de nuevos pozos, estrategia que antes no era posible por el grado de congestión en la línea de flujo original y de las elevadas presiones que esta maneja.
- Aunque la instalación de separadores pudiera ser una buena alternativa, ya que descongestiona las líneas de flujo y detendría el crecimiento de los centros de procesamiento de fluidos, los resultados obtenidos por el proyecto piloto reflejan que en primer lugar la calidad del agua separada por el sistema de coalescencia, no cumple aun con los requerimientos de la compañía ni ministerio de ambiente y en segundo lugar a nivel técnico al inyectar esta agua por el pozo vertical del clúster se deterioraría el yacimiento.

- La desconexión de las troncales, es la mejor opción a nivel económico, ya que la inversión se recupera en un menor tiempo como lo refleja la tasa interna de retorno que es la mayor de las dos alternativas, adicionalmente la inversión inicial es la más baja y aunque el VPN no es el mayor, la diferencia con el primero en este indicador es de tan solo el 30%, también es importante considerar que la relación (B/C) es 4 siendo la mayor de las dos y la tasa interna de retorno de 15% también es la más alta.

8. RECOMENDACIONES

- Adelantar un estudio con respecto a la mecánica de fluidos y manejo de presiones en las conexiones tipo Loop existentes en las líneas asociadas que transportan el flujo desde los clusters hasta las troncales de Campo Rubiales.
- Efectuar el proceso de simulación con el modelo composicional o pvt a fin de comparar los resultados y obtener mejores criterios de decisión a la hora de implementar alguna técnica de mejoramiento.
- Instalar instrumentos de medición como manómetros o indicadores de presión en diferentes puntos a lo largo de las Troncales 3 y 3A, que registren el comportamiento del perfil de presión para evaluar en el tiempo un aumento en la producción, y que permitan verificar y comparar los datos resultantes de la simulación con los reales obtenidos en campo.
- Inspeccionar e identificar el estado actual de las Troncales 3-3A con el objeto de conocer el valor de rugosidad y el posible grado de corrosión, esta actividad se recomienda sea realizada en diferentes momentos en el tiempo para tener un mayor control.

BIBLIOGRAFÍA

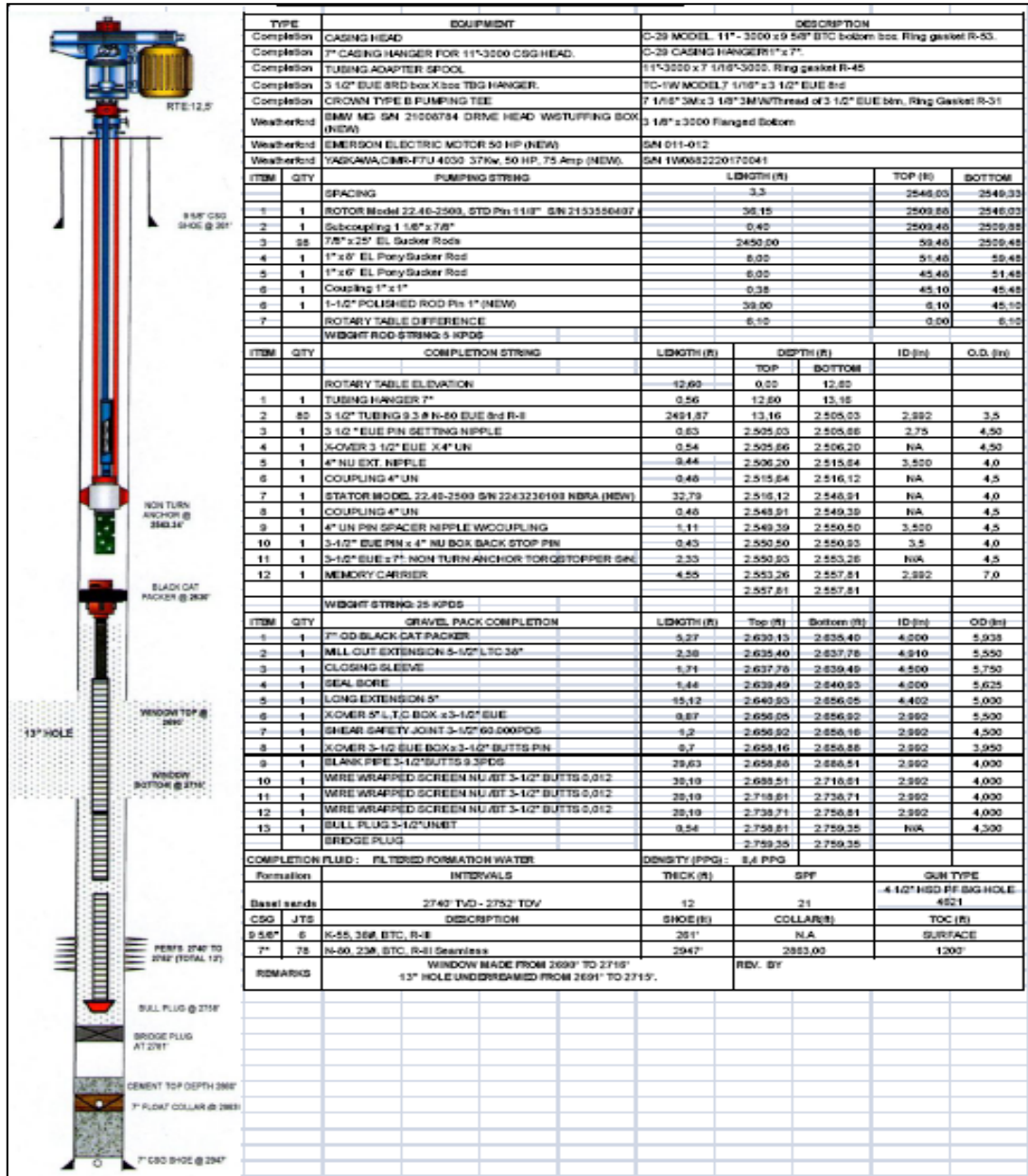
- ANH. Evaluación de la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia. www.anh.gov.co/cuencasdecolombia. Martes 16 de Septiembre de 2014. 4.30 pm.
- ARNOLD, Ken; and STEWART, Maurice: Surface Production Operation V1: Design Of Oil Handling Systems And Facilities. Gulf Publishing Company Houston, Texas. 1986.
- BAKER JARDINE. PIPESIM Well Software User Guide, SCHLUMBERGER 2005.
- BEGGS, Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. Segunda Edición. Oklahoma. Petroskills, 2003. Cap 1-5.
- BIBLIOGRAFÍA AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, Glossary of Oil Field, Production Terminology. Washington, Estados Unidos Enero de 1988.
- DIAS, Jose. Analisis Nodal en la Optimizacion de la Produccion de los Pozos de Campo Colorado. Bucaramanga, Colombia. Tesis Ingeniero De Petroleos. Universidad Industrial De Santander, 2009.
- ESCHER, Chairman: G. Discussion upgrading and transportation of heavy crude oil and natural bitumen. WPC, 1991.
- ESCOJIDO, D. M. Transportation of Heavy Crude Oil and Natural Bitume. WPC, 1991.
- GARCIA, Nelly Johana. Aplicación de la técnica de análisis nodal en el sistema de recolección del campo Bonanza para determinar oportunidades de optimización. UIS, 2013.
- GUILMAIN, Miguel Ángel. PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. Sistemas de flujo de Campo Rubiales. Noviembre de 2012.

- HERNÁNDEZ PÉREZ, César G. Evaluación técnica – económica de un sistema de dilución de crudo pesado para su transporte entre las estaciones SDN-1 y BUEF-2, Distrito Sur San Tomé. Universidad de Oriente, 2006.
- HOLMAN. J.P. Transferencia de Calor, Editorial McGraw-Hill/Interamericano de España, S.A.U. Octava Edición.
- MAGGIOLO R, Optimización de la producción mediante análisis nodal, 2008.
- MARQUEZ, Ricardo, “Análisis Nodal Del Sistema De Producción, Nivel Básico” Febrero 2008.
- MARQUEZ, Ricardo. Análisis Nodal del Sistema de Producción, Nivel Básico 2008.
- META PETROLEUM CORP.-PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. Gerencia de yacimientos. Base de datos del Campo Rubiales.2013.
- MOIX MUNTO Rigoberto, Evaluación Económica de Proyectos Petroleros. Bogotá, Gerencia de Operaciones, Noviembre de 2012, P 20.
- MORALES, Diego., LANDAETA, Libia., RODRÍGUEZ Javier, PACIFIC RUBIALES ENERGY. Estudio Integrado de Yacimientos-Campo Rubiales. Gerencia de yacimientos META PETROLEUM CORP. PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. Enero 2010. 160 P.
- NAVARRO CASTAÑO, Diego. Ingeniería económica, Facultad de administración. Universidad Nacional de Colombia, Sede Manizales, 1991.
- OROZCO CHINOME, Lina M. Adaptación de los modelos de mezclas de multicomponentes de crudos pesados Colombianos. UIS, 2011.
- PIPESIM. User’s Guide, Schlumberger, 2009.
- Production optimization using Nodal Analysis. B.D. 2013.
- RAO BHARATH. Multiphase Flow Models Range of Applicability, 1998.
- ROMERO A, Andrés; Quiroga, Cesar A. Desarrollo de un modelo computacional para el ajuste de la viscosidad de mezclas de crudo pesado y/o extrapesado con disolventes para transporte por oleoducto. UIS, 2010.
- S, GASBARRI. Inflow Performance relationships for Heavy Oils, 2009.

- STOSUR FRYE, J. The Future of Extra Heavy Oil, Natural Bitumen and Shale Oil. WPC, 1987.

ANEXOS

Anexo A. Estado mecánico pozo vertical UIS_008



Fuente. METAPETROLEUM PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. Gerencia de yacimientos. Base de datos del Campo Rubiales. Noviembre del 2012.

Anexo C. Generalidades Campo Rubiales

Profundidad promedio	2700 ft TVD
Espesor Neto de Arenas	140-280 ft
Porosidad	18-30
Permeabilidad	3-20 Darcies
Presión del Yacimiento	1700 Psig @ 2700 ft
Temperatura del Yacimiento	145°F @ 2700 ft
FVF	1.013 Bbl/STB
GOR	5 SCF/STB
Relación Agua-Petróleo	4.2
°API	12.8
Gravedad específica @ 60 °F	0,9843
Presión de Burbuja @ Ty	80 Psia
Presión de Vapor @ 60 °F	0,89 psi
Viscosidad @ Pb	731 cP
Compresibilidad del Fluido @ Ty	9.84e10-6 Psi-1
Punto de inflamación	180,86 °F
Punto de autoignición	761 °F
Punto de fluencia	450 °F
Saturación de Agua	25-58%
Salinidad del Agua de Formación	300-1000 ppm
H2S	3 ppm wt
Factor de Recobro	16%

Fuente. METAPETROLEUM PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. Gerencia de yacimientos. Base de datos del Campo Rubiales. Noviembre del 2012.

Anexo D. Registro de resonancia magnética para la determinación de la saturación de agua irreducible de Campo Rubiales

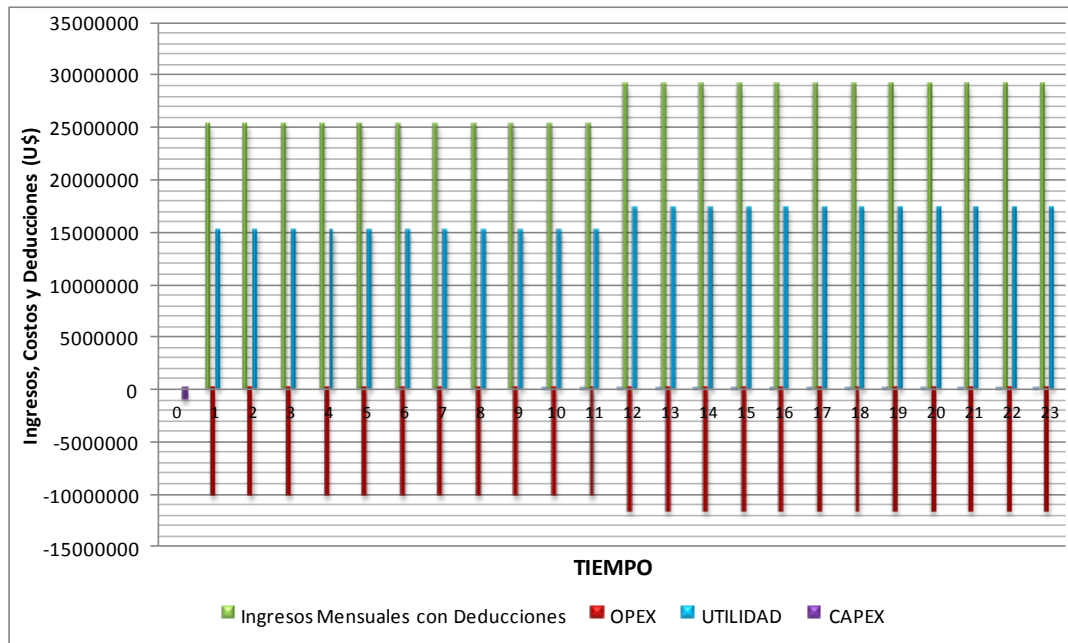
POZO	Av Sw	POZO	Av Sw	POZO	Av Sw
UIS-243	0,51	UIS-141	0,46	UIS-196	0,49
UIS-398	0,36	UIS-278	0,49	UIS-353	0,37
UIS-111	0,66	UIS-432	0,5	UIS-491	0,47
UIS-244	0,52	UIS-146	0,26	UIS-197	0,56
UIS-399	0,64	UIS-280	0,57	UIS-354	0,38
UIS-112	0,36	UIS-433	0,61	UIS-523	0,46
UIS-245	0,59	UIS-147	0,0	UIS-198	0,5
UIS-400	0,36	UIS-281	0,41	UIS-355	0
UIS-113	0,6	UIS-439	0,53	UIS-524	0,52
UIS-251	0,49	UIS-148	0,25	UIS-199	0,5
UIS-403	0,37	UIS-282	0,45	UIS-356	0,6
UIS-114	0,47	UIS-440	0,38	UIS-525	0,74
UIS-252	0,42	UIS-151	0,34	UIS-223	0,5
UIS-404	0,38	UIS-283	0,63	UIS-357	0,38
UIS-115	0,37	UIS-441	0,38	UIS-526	0,4
UIS-265	0,42	UIS-153	0,69	UIS-224	0,34
UIS-406	0,44	UIS-248	0,4	UIS-358	0,36
UIS-117	0,44	UIS-442	0,6	UIS-527	0,45
UIS-266	0,41	UIS-154	0,5	UIS-225	0,56
UIS-480	0,59	UIS-278	0,49	UIS-359	0,48
UIS-52	0,45	UIS-443	0,6	UIS-528	0,56
UIS-270	0,43	UIS-155	0,45	UIS-226	0,31
UIS-490	0,46	UIS-290	0,7	UIS-360	0,58
UIS-147	0,47	UIS-444	0,33	UIS-534	0,75
UIS-271	0,45	UIS-174	0,42	UIS-227	0,41
UIS-410	0,42	UIS-291	0,53	UIS-361	0,51
UIS-119	0,28	UIS-445	0,5	UIS-555	0,75
UIS-272	0,6	UIS-175	0,53	UIS-235	0,54
UIS-411	0,46	UIS-292	0,44	UIS-366	0,35
UIS-121	0,57	UIS-446	0,59	UIS-559	0,48
UIS-273	0,62	UIS-176	0,4	UIS-236	0,36
UIS-412	0,48	UIS-293	0,58	UIS-370	0,37
UIS-122	0,47	UIS-447	0,6	UIS-560	0,7

POZO	Av Sw	POZO	Av Sw	POZO	Av Sw
UIS-274	0,5	UIS-177	0,48	UIS-239	0,51
UIS-413	0,49	UIS-294	0,63	UIS-371	0,45
UIS-123	0,27	UIS-449	0,5	UIS-561	0,6
UIS-275	0,42	UIS-178	0,35	UIS-240	0,49
UIS-414	0,39	UIS-310	0	UIS-372	0,68
UIS-124	0,45	UIS-451	0,47	UIS-562	0,57
UIS-276	0,44	UIS-179	0,37	UIS-241	0,38
UIS-430	0,53	UIS-315	0,49	UIS-379	0
UIS-140	0,4	UIS-452	0,6	UIS-564	0,69
UIS-277	0,44	UIS-183	0,55	UIS-242	0,41
UIS-431	0,41	UIS-316	0,34	UIS-396	0,55
UIS-453	0,56	UIS-318	0,49	UIS-489	0,65
UIS-184	0,54	UIS-486	0,59	UIS-195	0,33
UIS-317	0,45	UIS-194	0,44	UIS-352	0,45
UIS-454	0,58	UIS-324	0,39	UIS-490	0,71
UIS-185	0,37	UIS-521	0,39	Promedio	0,47

Fuente. METAPETROLEUM PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. Gerencia de yacimientos. Base de datos del Campo Rubiales. Noviembre del 2012.

Anexo E. Flujo de caja de las alternativas de mejoramiento

Desconexión de la troncal 3 a la 3A



Nueva troncal 3A con diámetro de 24 pulgadas libre hasta el CPF-1

