

**EVALUACIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE PRESIONES DE LAS LÍNEAS DE
PRODUCCIÓN EN CAMPO QUIFA MEDIANTE ANÁLISIS NODAL**

**ANGÉLICA MARÍA FORERO GARCÍA
SERGIO SAMIR SERPA SERPA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2014**

**EVALUACIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE PRESIONES DE LAS LÍNEAS DE
PRODUCCIÓN EN CAMPO QUIFA MEDIANTE ANÁLISIS NODAL**

**ANGÉLICA MARÍA FORERO GARCÍA
SERGIO SAMIR SERPA SERPA**

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE
ESPECIALISTA EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**

**DIRECTOR
FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ
INGENIERO DE PETROELOS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCION DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2014**

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	24
1. OBJETIVOS	25
1.1. OBJETIVO GENERAL:.....	25
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS:	25
2. MARCO DE REFERENCIA	26
2.1. VARIABLES QUE AFECTAN LAS CAÍDAS DE PRESIÓN EN FLUJO MULTIFÁSICO.	29
2.2. COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO.....	32
2.3. CORRELACIONES	35
2.4. CAÍDAS DE PRESIÓN A TRAVÉS DE LAS RESTRICCIONES	36
3. GENERALIDADES CAMPO QUIFA.....	37
3.1. UBICACIÓN CAMPO QUIFA	37
3.2. GEOLOGÍA	41
3.3. ESTRATIGRAFIA.....	41
3.4. GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO	47
3.3.1. Roca generadora.	48
3.3.2. Migración y entrapamiento.	48
3.3.3. Rezumaderos de petróleo y gas en la región.	48
3.3.4. Reservorios.	48
3.3.5. Roca Sello.	49
3.5. DATOS BASICOS DE YACIMIENTOS QUIFA.....	49

3.6.	HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO QUIFA.....	50
3.7.	MECANISMO DE EMPUJE DEL YACIMIENTO.....	50
4.	SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN CAMPO QUIFA	52
4.1.	BOMBA ELECTROSUMERGIBLE (BES).....	52
4.1.1.	Principio de Funcionamiento..	52
4.1.2.	Componentes..	52
4.1.3.	Equipo de Subsuelo.	52
4.1.4.	Equipo de Superficie.	54
4.2.	BOMBA CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP)	55
4.2.1.	Principio de Funcionamiento.	55
4.2.2.	Componentes del Equipo..	56
5.	SIMULACIÓN ANÁLISIS NODAL.....	60
5.1.	SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE FLUIDOS DE CAMPO QUIFA	60
5.2.	GENERALIDADES DE LA TRONCAL-1	64
5.3.	GENERALIDADES DE LA TRONCAL-2	71
6.	SIMULACIÓN SOFTWARE PIPESIM	86
6.1.	SIMULACIÓN - POZO VERTICAL	88
6.1.1.	Propiedades del Yacimiento o reservorio:.....	90
6.1.2.	Propiedades del tubing o tubería de producción.	91
6.1.3.	Registro de desviación (Deviation Survey).	92
6.1.4.	Registro Geotérmico (Geothermal Survey).	93
6.1.5.	Configuración de la tubería (Tubing configurations).	94
6.1.6.	Equipo de subsuelo (Downhole Equipment).	94

6.1.7. Propiedades del Fluido.	95
6.1.8. Propiedades de Operación.	96
6.2. SIMULACIÓN - POZO HORIZONTAL.....	98
6.2.1. Registró de Desviación (Deviation Survey).	99
6.3. SIMULACIÓN - CLUSTER	101
6.4. SIMULACIÓN DE LA TRONCAL-1, TRONCAL-2 y TRONCAL-3	108
6.5. IDENTIFICACIÓN DE LAS RESTRICCIONES AL FLUJO EN LA TRONCAL-1, TRONCAL-2 y TRONCAL-3.....	111
7. VARIABLES QUE IMPACTAN EL RENDIMIENTO DE LAS TRONCALES	142
8. ESTRATEGIA DE MEJORAMIENTO PARA EL MANEJO DE FLUIDOS DE LA TRONCAL 2	157
9. EVALUACIÓN FINANCIERA.....	165
10. CONCLUSIONES	170
11. RECOMENDACIONES	174
BIBLIOGRAFÍA.....	176
ANEXOS.....	178

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Correlaciones de flujo multifásico en tuberías.....	35
Tabla 2. Datos Básicos de Yacimiento Campo Quifa	49
Tabla 3. Caudal de Diseño de las líneas de flujo de Campo Quifa	61
Tabla 4. Características de Diseño Troncal 1	65
Tabla 5. Características de diseño de los clúster asociadas a la Troncal-1 de Campo Quifa.....	68
Tabla 6. Tramos de tubería de la troncal-1 de Campo Quifa	68
Tabla 7. Parámetros de operación y de producción de los pozos asociados a la Troncal-1 de Campo Quifa.....	69
Tabla 8. Generalidades de los pozos asociados a la Troncal-1.....	71
Tabla 9. Características de diseño de la Troncal-2 de Campo Quifa.....	72
Tabla 10. Características de diseño de los clúster asociadas a la Troncal-2 de Campo Quifa.....	75
Tabla 11. Tramos de tubería de la Troncal-2 de Campo Quifa.....	76
Tabla 12. Parámetros de operación y de producción de los pozos asociados a la Troncal-2 de Campo Quifa.....	77
Tabla 13. Datos generales de los pozos asociados a la Troncal-2.....	78
Tabla 14. Características de diseño de la Troncal-3 de Campo Rubiales	79
Tabla 15. Características de diseño de los clúster asociadas a la Troncal-3 de Campo Quifa.....	82
Tabla 16. Tramos de tubería de la troncal-3 de Campo Quifa	82
Tabla 17. Parámetros de operación y de producción de los pozos asociados a la Troncal-3 de Campo Quifa.....	84
Tabla 18.. Generalidades de los pozos asociados a la Troncal-3.....	85
Tabla 19. Jerarquización de los Clúster de la troncal 1 de acuerdo a la producción diaria de fluido	102

Tabla 20. Jerarquización de los Clúster de la troncal 2 de acuerdo a la producción diaria de fluido	102
Tabla 21. Jerarquización de los Clúster de la troncal 3 de acuerdo a la producción diaria de fluido	102
Tabla 22. Puntos de operación de los pozos asociados la Troncal 1, Troncal-2 y Troncal-3.....	113
Tabla 23. Simulación de los clúster asociados a la Troncal-1	116
Tabla 24. Simulación de los clúster asociados a la Troncal-2	116
Tabla 25. Simulación de los clúster asociados a la Troncal-3	117
Tabla 26. Simulación Troncal-1 de Campo Quifa tercera etapa	117
Tabla 27. Simulación Troncal-2 de Campo Quifa tercera etapa	119
Tabla 28. Simulación Troncal-3 de Campo Quifa tercera etapa	122
Tabla 29. Resultados simulación troncal 1 disminuyendo la presión de llegada a Batería 4.....	124
Tabla 30 Resultados simulación Troncal-2 disminuyendo la presión de llegada a Batería 4.....	127
Tabla 31. Resultados simulación Troncal-3 disminuyendo la presión de llegada a Batería 4.....	131
Tabla 32. Esquema de simulación del clúster QF-38 disminuyendo la presión en el manifold.....	134
Tabla 33. Esquema de simulación del clúster QF-52 disminuyendo la presión en el manifold.....	135
Tabla 34. Esquema de simulación del clúster QF-118 disminuyendo la presión en el manifold.....	137
Tabla 35. Resumen de resultados de las simulaciones realizadas en el capítulo seis	140
Tabla 36. Perfil de presión de la troncal-1 a condiciones actuales de operación y a condiciones disminuyendo la presión de llegada al manifold de Bateria 4	147

Tabla 37. Perfil de presión de la troncal-2 a condiciones actuales de operación y a condiciones disminuyendo la presión de llegada al manifold de Bateria 4	149
Tabla 38. Perfil de presión de la troncal-3 a condiciones actuales de operación y a condiciones disminuyendo la presión de llegada al manifold de Bateria 4	151
Tabla 39. Perfil de presión y ΔP de las dos líneas de flujo	162
Tabla 40. Caudal de flujo incremental de los clúster al simular la línea de flujo alterna conectada a la Troncal-2 en el Pesudomanifold.....	163
Tabla 41. Resumen de resultados de la estrategia de mejoramiento para la Troncal-2.....	164
Tabla 42. Precios ofertados para la implementación de las estrategias de mejoramiento	167
Tabla 43. Parámetros para la evaluación financiera	168
Tabla 44. Indicadores financiero para la alternativa de mejoramiento	169

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Análisis nodal, componentes principales	26
Figura 2 Caídas de presión en los nodos del sistema	28
Figura 3 Grafico de presión Vs Caudal de fluido en el nodo	29
Figura 4 β_0 , R_s y μ_0 vs Presión.....	31
Figura 5 Ubicación geográfica, Contrato de Asociación Quifa	38
Figura 6 Ubicación geográfica, polígono campo Quifa Suroeste	39
Figura 7 Ubicación geográfica, polígono campo Cajua.....	40
Figura 8 Columna estratigráfica. Cuenca Llanos Orientales.....	42
Figura 9 Componentes del sistema BCP	56
Figura 10 Cabezal de rotación sistema BCP	57
Figura 11 Toma aérea, Batería 4.....	60
Figura 12 Múltiple de Producción del Cluster	62
Figura 13 Tipos de conexión entre la línea asociada y la Troncal	63
Figura 14 Diagrama Flujo de Procesos Troncal-1.....	66
Figura 15 Diagrama Flujo de Procesos Subtroncal 1.....	67
Figura 16 Diagrama Flujo de Procesos Troncal-2.....	73
Figura 17 Diagrama Flujo de Procesos Subtroncal 2.....	74
Figura 18 Diagrama Flujo de Procesos Troncal 3.....	80
Figura 19 Diagrama Flujo de Procesos Subtroncal 3.....	81
Figura 20 Introducción y selección del modelo NEW single branch model.....	89
Figura 21 Esquema de simulación para los pozos de la Troncal-1	90
Figura 22 Configuración de las propiedades del yacimiento o reservorio.....	91
Figura 23 Configuración de las propiedades del Tubing - Deviation Survey.....	92
Figura 24 Registro Geotérmico - Geothermal Survey	93
Figura 25 Configuración de las propiedades del Tubing – Tubing Configurations.....	94
Figura 26 Configuración Equipo de Subsuelo.....	95

Figura 27 Configuración Propiedades de Fluido	96
Figura 28 Tabla de resultados del simulador con el punto de operación del sistema	97
Figura 29 Configuración de las propiedades del Tubing - Deviation Survey para pozos horizontales	100
Figura 30 Selección del Modelo NEW Network para la simulación del Clúster ...	103
Figura 31 Esquema de simulación para los clúster de las Troncales de Campo Quifa	104
Figura 32 Esquema de perforación clúster QF-008	105
Figura 33 Fluid Model	106
Figura 34 Propierties.....	107
Figura 35 Esquema de simulación del clúster QF-008	108
Figura 36 Configuración de las propiedades de Tubería en el proceso de simulación de la Troncal- 1 de Campo Quifa	109
Figura 37 Esquema de simulación de la Troncal-1 de Campo Quifa	110
Figura 38 Esquema de simulación de la Troncal-2 de Campo Quifa	110
Figura 39 Esquema de simulación de la Troncal-3 de Campo Quifa	111
Figura 40 Esquema de simulación de la Troncal-1 de Campo Quifa disminuyendo la presión de llegada a Batería 4 a 15 psi	126
Figura 41 Esquema de simulación de la Troncal-2 de Campo Quifa disminuyendo la presión de llegada a Batería 4 a 20 psi	130
Figura 42 Esquema de simulación de la Troncal-3 de Campo Quifa disminuyendo la presión de llegada a Batería 4 20 psi	133
Figura 43 Esquema de simulación del clúster QF-38 disminuyendo la presión en el manifold	135
Figura 44 Esquema de simulación del clúster QF-52 disminuyendo la presión en el manifold	136
Figura 45 Esquema de simulación del clúster QF-118 disminuyendo la presión en el manifold	137
Figura 46 Esquema de simulación del clúster QF-035	138

Figura 47 Esquema de simulación Clúster QF-035 con dos pozos nuevos.....	139
Figura 48 Diagrama de distribución de la Troncal-2 y la Línea alterna de flujo conectada en el Pseudomanifold.....	159
Figura 49 Esquema de simulación de la Troncal-2 y la Línea alterna de flujo conectada en el Pseudomanifold.....	160

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1 Producción acumulada Campo Quifa hasta el año 2013.....	50
Gráfica 2 Historia de producción troncal-1 hasta Diciembre 2013	69
Gráfica 3 Historia de producción de la Troncal-2 de Campo Quifa hasta el año 2013.....	76
Gráfica 4 Historia de producción troncal-3 años 2012 y 2013	83
Gráfica 5 Historia de Producción del pozo QF-008.....	89
Gráfica 6 Curva de inflow y outflow del pozo QF-008.....	97
Gráfica 7 Historia de producción del pozo horizontal QF-68H	99
Gráfica 8 Curva Inflow y Outflow del pozo horizontal QF-68H.....	101
Gráfica 9 Punto de Operación para el pozo vertical QF-008	112
Gráfica 10 Caudal de la troncal-1 de Campo Quifa	143
Gráfica 11 Caudal de la troncal-2 de Campo Quifa	144
Gráfica 12 Caudal de la troncal-3 de Campo Quifa	145
Gráfica 13 Perfil de presión de la Troncal-1 de Campo Quifa a condiciones disminuyendo la presión de llegada al manifold de Batería 4 y condiciones actuales de operación.....	147
Gráfica 14 Caudal de la troncal-1 de Campo Quifa a condiciones actuales de operación y a condiciones de disminución de la presión de llegada al Manifold de Bateria 4.....	148
Gráfica 15 Perfil de presión de la Troncal-2 de Campo Quifa a condiciones disminuyendo la presión de llegada al manifold de Bateria 4 y condiciones actuales de operación.....	149
Gráfica 16 Caudal de la troncal-2 de Campo Quifa a condiciones actuales de operación y a condiciones de disminución de la presión de llegada al Manifold de Bateria 4.....	150

Gráfica 17 Perfil de presión de la Troncal-3 de Campo Quifa a condiciones disminuyendo la presión de llegada al manifold de Bateria 4 y condiciones actuales de operación.....	152
Gráfica 18 Caudal de la troncal-3 de Campo Quifa a condiciones actuales de operación y a condiciones de disminución de la presión de llegada al Manifold de Bateria 4	153
Gráfica 19 Perfil Topográfico de la Troncal-1 de Campo Quifa	154
Gráfica 20 Perfil de presión de la Troncal-1 con base a la distancia medida desde el Clúster QF-042 hasta la Bateria 4.....	155
Gráfica 21 Perfil de presión de la Troncal-2 con base a la distancia medida desde el Clúster QF-045 hasta la Bateria 4	156
Gráfica 22 Perfil de presión de la Troncal-3 con base a la distancia medida desde el Clúster QF-035 hasta la Bateria 4	156
Gráfica 23 Perfil de presión de la Troncal-2 y la Línea de flujo alterna conectada en el Pseudomanifold.....	158
Gráfica 24 Caudal de flujo incremental de los clúster al simular la línea de flujo alterna conectada a la Troncal-2 en el Pesudomanifold.....	163
Gráfica 25 Perfil Incremental de Producción de la troncal 2 con la alternativa de mejoramiento.....	169

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1 Índice de Productividad	32
Ecuación 2 Índice de productividad método FetKovich.....	34
Ecuación 3 Velocidad Erosional.....	64
Ecuación 4 Valor presente neto	165
Ecuación 5 Tasa Interna de Retorno	166
Ecuación 6. Ingresos = Precio X Cantidad.....	166

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Mapa De Líneas Troncales Campo Quifa	178
Anexo B. Estado Mecanico Qf-008	179
Anexo C. Estado Mecanico Qf-068H	180
Anexo D. Survey Qf-068H.....	181
Anexo E. Esquema Cluster Troncales	182
Anexo F. Flujo De Caja De La Alternativa Evaluada.....	199

GLOSARIO DE TÉRMINOS

- **ACUÍFERO:** Estrato o formación geológica permeable que permite la circulación y almacenamiento de agua subterránea por sus poros o grietas.
- **ARENISCA:** Roca sedimentaria compuesta de un 85% en promedio de granos relativamente redondeados, de 1,35 mm a 2 mm. Constituye rocas comunes en la mayoría de las secuencias sedimentarias y se presentan en capas, el color varía de gris claro a blanco, diversamente coloreado en la mayoría de los casos. Las variedades se distinguen por el tamaño de grano, matriz, minerales y otros constituyentes.
- **BLACK-OIL:** Hidrocarburo líquido (petróleo) con una relación gas/petróleo inicial menor que 0.31 m³/Lt y una gravedad API menor de 45°.
- **CORTE DE AGUA (BSW):** Indica el porcentaje agua que se produce con el petróleo y que debe ser separado antes de su entrega en el punto de venta.
- **CAMPO:** Área geográfica en la que un número de pozos productores de petróleo y gas se encuentran en una misma reserva probada, un campo puede referirse únicamente a un área superficial o a formaciones subterráneas, puede llegar a tener reservas separadas y a diferentes profundidades.
- **CAUDAL:** Cantidad de líquido o gas que fluye en un determinado lugar por unidad de tiempo, también conocido como flujo o gasto.
- **CHOQUE:** Es una restricción en una línea usado para restringir y controlar la tasa de flujo durante un test o durante la producción.

- **CLÚSTER:** Estrategia de desarrollo que consiste en la perforación de un pozo vertical y cuatro o cinco pozos horizontales para obtener un área de drenaje mayor de la zona de interés, en una misma locación.
- **GRAVEDAD API:** Densidad de grados API consiste en una unidad de densidad adoptada por el instituto Americano de Petróleo (API) desde años atrás. Precisa cuán pesado o liviano es el petróleo, si son superiores a 10 es más liviano que el agua. También se usa para comparar densidades de fracciones extraídas de petróleo.
- **MANIFOLD:** Múltiple de recolección de fluidos constituido por un conjunto de válvulas, tuberías y accesorios que nos permiten redireccionar el flujo.
- **PERFORACIÓN:** Es el proceso de perforar un agujero en el suelo para detallar una zona de interés geológico de cual se puede extraer un recurso natural como el gas natural o petróleo.
- **PERMEABILIDAD:** Es la medida de la capacidad que tiene un material para permitir que un flujo lo atravesase con facilidad y sin alterar su estructura interna mediante un gradiente de presión.
- **POROSIDAD:** Relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca. Puede ser porosidad absoluta que considera el volumen total de la roca y la porosidad efectiva que considera el volumen poroso interconectado y es el que permite el flujo de fluidos.
- **PRESIÓN:** Es una unidad de magnitud física escalar que mida la fuerza aplicada por unidad de área.

- **PRESIÓN DE BURBUJA:** Es la presión a la cual se comienza a liberar la primera burbuja de gas en un líquido.
- **PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE:** Es la presión ejercida por el flujo sobre las paredes del revestimiento (casing). Se mide en frente donde sale el flujo de la formación es decir de la zona que ha sido cañoneada.
- **TRONCAL:** Línea de flujo utilizada para conducir uno o más fluidos entre diferentes instalaciones o pozos dentro de campos petroleros.
- **TUBING:** Tubería instalada en el pozo dentro del revestimiento y se extiende desde la boca del pozo hasta una altura igual o superior a la formación a través de la cual los fluidos de la formación son transportados a la superficie.
- **TIR:** Tasa interna de retorno, tasa de interés que representa la rentabilidad del proyecto.
- **VISCOSIDAD:** Medida de la resistencia que un fluido ofrece para fluir bajo la acción de una fuerza aplicada.
- **VPN:** Valor presente neto, se determina para establecer si el proyecto maximizará la inversión en un futuro.
- **YACIMIENTO:** Área determinada en el subsuelo donde se presenta acumulación natural de hidrocarburos, contenidos en rocas porosas o fracturadas.

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE PRESIONES DE LAS LÍNEAS DE PRODUCCIÓN EN CAMPO QUIFA MEDIANTE ANÁLISIS NODAL

AUTORES: ANGÉLICA MARÍA FORERO GARCÍA
SERGIO SAMIR SERPA SERPA**

PALABRAS CLAVE: Análisis Nodal, Producción, Distribución de presiones

DESCRIPCIÓN:

En el presente trabajo de monografía se presentara un estudio actualizado de la distribución de presiones en los diferentes nodos del sistema, donde se podrán identificar los posibles cuellos de botella, restricciones y anomalías en el sistema de recolección de fluidos (Troncales) de campo QUIFA; se definirá un modelo de red y una simulación del mismo que permita un monitoreo diario de presiones y caudales de producción.

Campo QUIFA empezó su producción a mediados del año 2010, es un campo relativamente nuevo, con un crudo pesado 13.3° API y alto corte de agua (90%). Este campo tiene un crecimiento acelerado y para el año 2012 presento una etapa de perforación agresiva, lo requirió de la construcción de nuevas troncales que permitieran satisfacer el incremento de la producción.

Actualmente para realizar un análisis del comportamiento de las presiones en el sistema de troncales y poder simular resultados a cambios futuros como por ejemplo la entrada de líneas de producción nuevas, se evalúa de forma manual y es poco eficiente, lo que requiere de muchas horas/hombre para esta labor. De continuar con esta situación se pueden presentar contrapresiones en el sistema que no se puedan identificar a tiempo, ocasionando una disminución en la producción, incidentes operacionales y la generación de diseño de redes de superficie no adecuadas.

* Proyecto de Grado

** Facultad Ingenierías Físicoquímicas Escuela Ingeniería De Petróleos Director Fernando Enrique Calvete González

ABSTRACT

TITLE: EVALUACIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE PRESIONES DE LAS LÍNEAS DE PRODUCCIÓN EN CAMPO QUIFA MEDIANTE ANÁLISIS NODAL*

AUTHORS: ANGÉLICA MARÍA FORERO GARCÍA
SERGIO SAMIR SERPA SERPA**

KEYWORDS: Nodal Analysis, Production, Pressure Distribution

DESCRIPTION:

This paper presents a monograph of pressure distribution on different nodes identifying bottlenecks and system failures; it'll define a network model and a network simulation that allows pressure daily monitoring and flow production.

QUIFA field began production in mid-2010, is a relatively new field with a 13.3 ° API heavy oil and high water cut (90%). This field has had a rapid growth and aggressive stage perforation for 2012 also the construction of a new flow line.

Currently to perform an analysis of the pressure behavior in the system and simulate future results changes such as the entry of new production lines, is evaluated manually and is inefficient requiring many man / hours. To continue with this situation may occur in the system backpressure, causing a decline in production, operational occurrences and design surface networks unsuitable.

* Proyecto De Grado

** Facultad Ingenierías Físicoquímicas Escuela Ingeniería De Petróleos Director Fernando Enrique Calvete González

INTRODUCCIÓN

Las líneas de recolección de fluidos conocidas en campo como TRONCALES, son tuberías que transportan el fluido de los clúster a la batería, las cuales normalmente constan de una línea principal a la que se unen las líneas que salen de los manifold de los clúster. Con la conexión de nuevos pozos al sistema se están presentando posibles contrapresiones en las líneas de recolección existentes, lo que nos puede generar disminución en la producción del campo.

En campo están construidas tres (3) troncales con el fin de transportar los fluidos producidos desde los clúster hasta batería.

Para poder calcular las pérdidas de presión, tanto en la tubería de producción como en las tuberías de recolección como troncales, es necesario realizar un análisis y estudio detallado de la producción a través de la configuración integral de los sistemas de pozos; es una forma de incrementar la producción y conocer el potencial del yacimiento. Efectuando un análisis nodal integral en cualquier punto del sistema, utilizando múltiples parámetros de sensibilidad, analizando los pozos verticales y horizontales existentes, modelando cualquier fluido dependiendo de las propiedades, los caudales y condiciones de presión y temperatura a los cuales el fluido sale e ingresa al sistema.

Realizando la evaluación de distribución de presiones en el sistema nos sirve para identificar las contrapresiones o cuellos de botella, y por tanto optimizar el mismo con el resultado de la evaluación.

1. OBJETIVOS

1.1. OBJETIVO GENERAL:

Realizar una evaluación mediante un Modelo de Simulación de Redes, tomando en cuenta la distribución de presiones de las líneas de producción, los parámetros de producción y la data topográfica, usando análisis nodal para identificar cuellos de botella que permitan definir el plan de acción más óptimo para la operación del sistema, con el fin de incrementar la producción y maximizar los beneficios.

1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- Identificar presencia de posibles cuellos de botella y restricciones de flujo.
- Determinar la pérdida de producción asociada a una caída de presión ocasionada por las restricciones previamente identificadas.
- Analizar el comportamiento de producción de cada pozo existente contra el comportamiento global del Clúster y de la Troncal de producción.
- Determinar los incrementos de producción que pudieran obtenerse al disminuir la presión del manifold en la batería mediante un rediseño del mismo.
- Evaluar el efecto de la entrada de nuevos pozos al sistema, por la competencia entre ellos dentro del mismo Clúster y de la Troncal.

2. MARCO DE REFERENCIA

Gracias a su efectividad y confiabilidad, el análisis nodal es una de las técnicas más utilizada para optimizar los sistemas de producción tanto para pozos de petróleo como de gas y puede ser aplicado tanto para pozos fluyentes, como para pozos con sistemas de levantamiento artificial.

El análisis nodal consiste básicamente en dividir el sistema de producción en nodos para calcular las caídas de presión, así como el caudal de fluidos producidos, de esta manera se podrá determinar el potencial de producción del sistema, tanto actual como el futuro.

En la Figura 1 se muestran los componentes principales y posibles nodos para el sistema de análisis nodal.

Figura 1 Análisis nodal, componentes principales



Fuente: Imagen de Schlumberger, Software PIPESIM

Dentro de las principales aplicaciones del análisis nodal se encuentran:

- Selección del diámetro del tubing
- Selección del diámetro de la línea de flujo
- Diseño de las redes de flujo en superficie.
- Diseño del Gravel pack
- Diámetro del choque en superficie
- Diámetro de la válvula de seguridad en subsuelo
- Evaluación y simulación de pozos
- Diseño del sistema de levantamiento Artificial
- Analizar los sistemas de producción multi-pozo
- Obtener pronósticos de producción
- Determinar caídas de presión
- Evaluar producción simulando diferentes cambios en el sistema
- Determinar diámetro óptimo en tuberías de producción.

Los componentes básicos en los que el análisis nodal evalúa un sistema de producción son; el flujo a través de un medio poroso en el yacimiento, el flujo a través de la tubería vertical y el flujo a través de la línea horizontal en la línea de descarga.

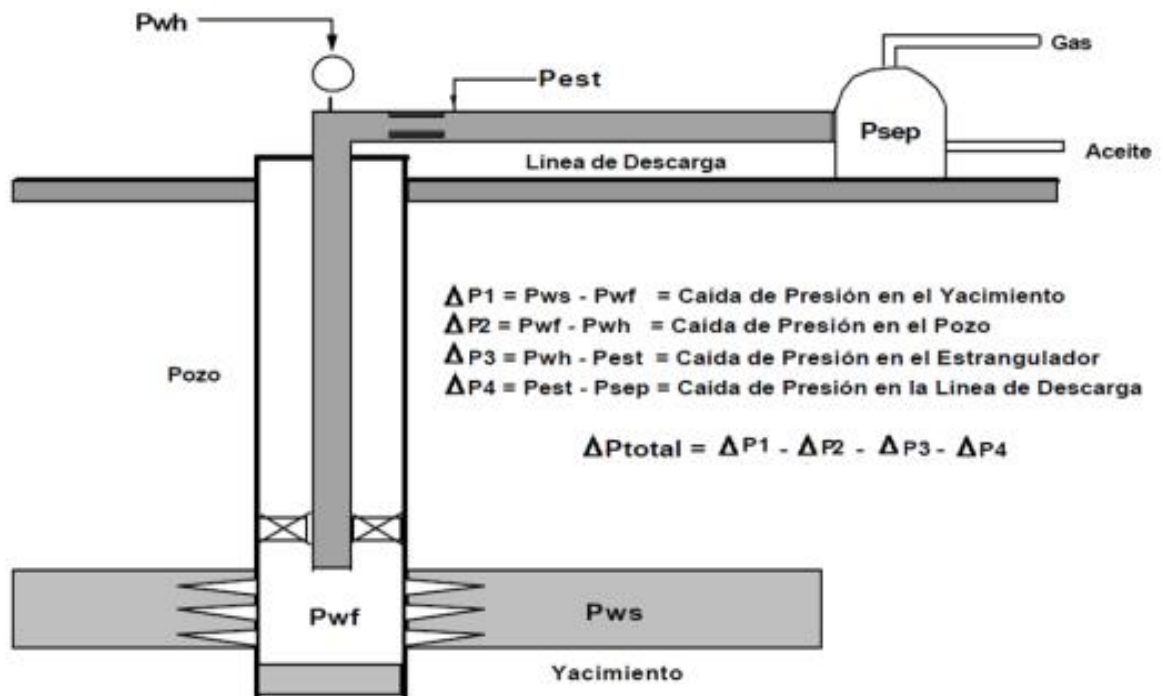
Siempre se debe tener en cuenta el daño ocasionado por los lodos de perforación, el cemento, las restricciones como empacamientos, válvulas de seguridad y estranguladores o cheques de fondo y superficie.

En cada uno de los nodos en los que se separó el sistema como muestra la **Figura 2**, se pueden presentar caídas de presión, las cuales dependen de las características y el caudal del fluido en ese punto. Dependiendo de las variaciones de presión que se genere en la tubería vertical de producción, cabeza

de pozo o facilidades en superficie, se verá afectado el caudal de fluidos del yacimiento hacia el pozo.

Las caídas de presiones en cada uno de los nodos del sistema, se pueden calcular como se muestra en la **Figura 2**.

Figura 2 Caídas de presión en los nodos del sistema



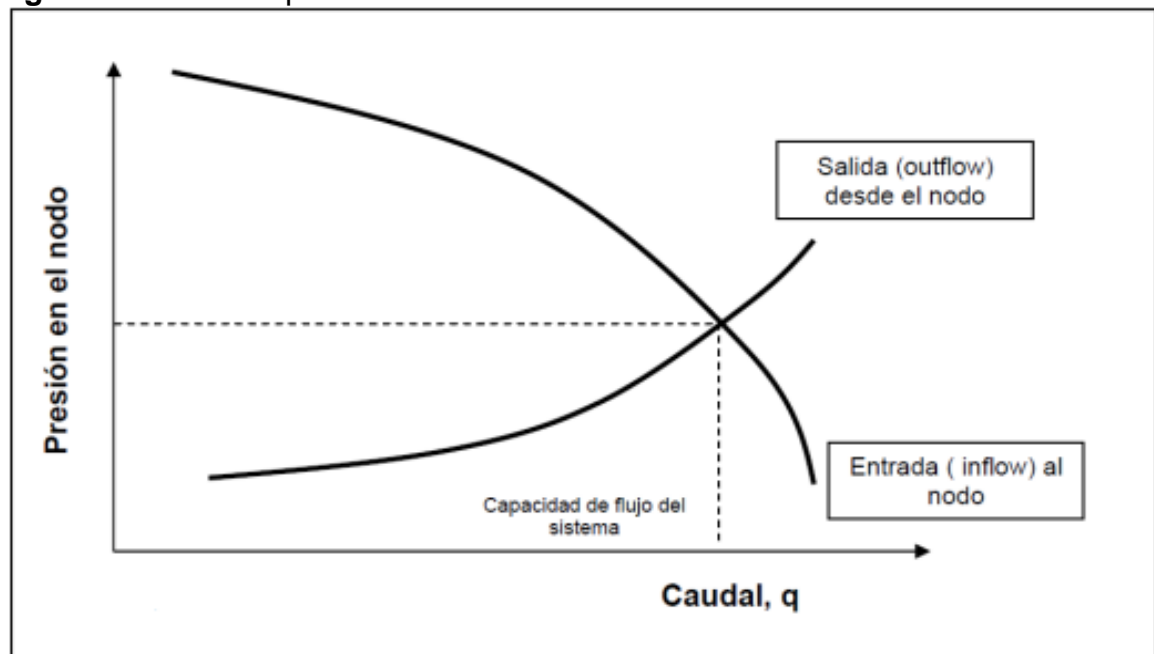
Fuente: http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/mip/carreon_s_r/capitulo4.pdf

En un sistema de producción siempre se conocen el valor de dos presiones; presión estática del yacimiento (Pws) y la presión del separador en la superficie ($Psep$), la cuales consideraremos constantes para nuestros cálculos. Con estos datos de presiones, podremos calcular el valor de presión en cualquier punto (nodo) intermedio del sistema.

La sección de entrada al nodo seleccionado se denomina *Inflow* y la sección de salida al nodo *Outflow*.

La caída de presión ΔP , varía con el caudal Q en cualquier componente del sistema, por lo cual un gráfico de la presión versus el caudal nos producirá dos curvas como se muestra en la **Figura 3**, el cruce de estas dos curvas indican que el flujo a la entrada al nodo es igual al flujo a la salida del nodo, por tanto la presión en el punto donde se cruzan las dos curvas será la presión en el nodo seleccionado.

Figura 3 Grafico de presión Vs Caudal de fluido en el nodo



Fuente: Hirschfelt-Oilproduction.net

2.1. VARIABLES QUE AFECTAN LAS CAÍDAS DE PRESIÓN EN FLUJO MULTIFÁSICO.

En el proceso de producción de fluidos de un campo, se producen muchos cambios de presión y temperatura debido a los equipos, bombas y accesorios en

las tuberías; estas alteraciones a las condiciones del fluido, generan cambios de fase y la formación de patrones de flujo en las líneas.

A continuación, se explicara cómo estos cambios de fase y patrones flujo nos puede afectar las caídas de presión.

2.1.1. Factor volumétrico del Petróleo. Se denota por β_o y se define como el volumen de petróleo (más su gas en solución) en el yacimiento, requerido para producir un barril de petróleo medido a condiciones de superficie, por ejemplo; $\beta_o = 2$, significa que para tener un barril de petróleo en la superficie se requieren 2 barriles de petróleo en el yacimiento.

Cuando la presión cae por debajo del punto de burbuja se libera gas, afectando el cálculo de las pérdidas de presión en un flujo multifásico y el volumen de los fluidos.

2.1.2. Gas en solución en el petróleo. La solubilidad del gas R_s , se define como la cantidad de gas que a una determinada presión y temperatura están disueltos en el crudo a condiciones normales.

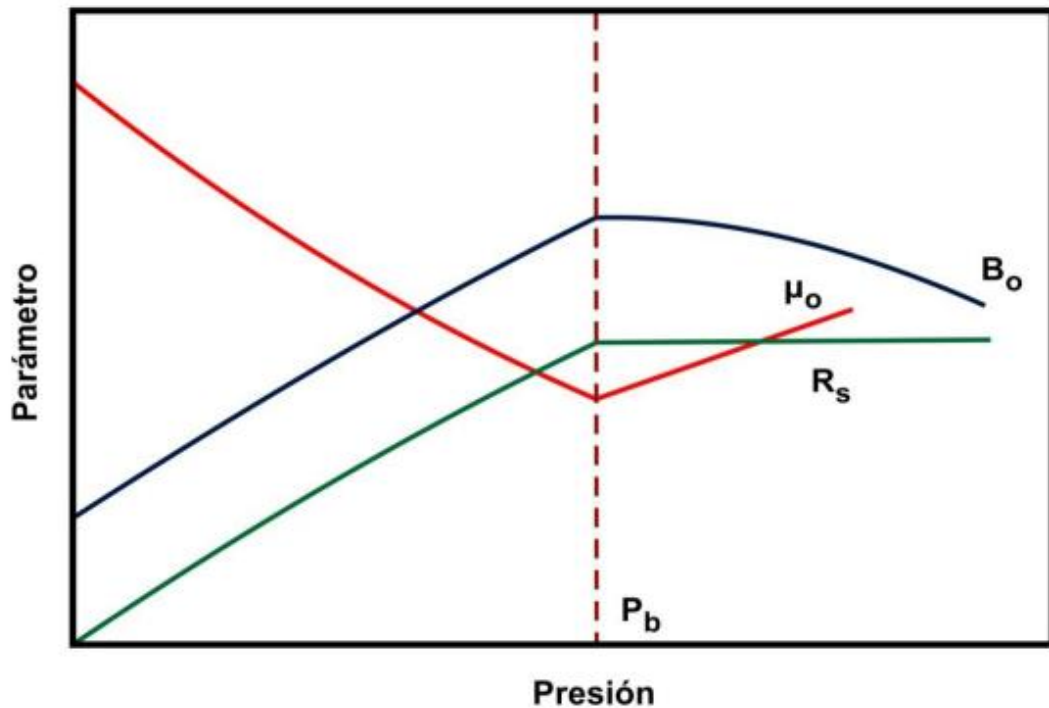
A una temperatura constante, el aumento de la presión aumenta la cantidad de gas absorbido hasta que alcanza la presión de saturación, este factor nos genera una caída de presión debido a la alteración de la densidad y la velocidad de la mezcla gas-liquido.

2.1.3. Viscosidad del Fluido. La viscosidad del fluido se denota con la letra μ , y afecta directamente la caída de presión del sistema a medida que aumenta su valor.

2.1.4. Diámetro de la tubería. La caída de presión en la tubería se ve afectada inversamente por su diámetro, es decir, a medida que aumenta el diámetro de la tubería, la pérdida de presión a lo largo de la tubería será menor.

En la **Figura 4** se puede observar el comportamiento del factor volumétrico, el gas en solución y la viscosidad del aceite con respecto a la presión, a condiciones de yacimiento.

Figura 4 β_o , R_s y μ_o vs Presión



Fuente: Nicolás Santos Santos. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos

Debido a la cantidad de agua presente en campo QUIFA, la viscosidad de la mezcla es la variable que más afecta la caída de presión en los pozos.

2.2. COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO

Debido a su naturaleza, todos los yacimientos se clasifican y se comportan de manera diferente. Por lo cual se deben tener en cuenta los valores de presión y temperatura, y la composición de los fluidos.

Las clasificaciones de los yacimientos más comunes son según la configuración de las trampas geológicas, diagrama de fases de presión y temperatura, tipo de hidrocarburos y mecanismo primario de producción (empuje).

Cuando se crea un diferencial de presión en el área de drenaje del yacimiento, se genera un flujo de fluidos desde el yacimiento hasta los pozos, este flujo va a depender de la diferencia de presiones en fondo y la viscosidad del fluido.

2.2.1. Índice de Productividad. El índice de productividad (IP), es la relación entre la tasa de producción de un pozo (q) y la diferencia entre la presión de estática de yacimiento (P_s) y la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) como se muestra en la **Ecuación 1** y se simboliza con la letra J .

$$J = \frac{q}{P_s - P_{wf}}$$

Ecuación 1 Índice de Productividad

La tasa de producción del pozo (q) es la sumatoria del caudal de aceite (q_o) y el caudal de agua (q_w).

Como el yacimiento de campo QUIFA tiene un acuífero activo, se puede considerar que tiene un índice de productividad constante cuando se produce por encima del punto de burbuja.

Un índice de productividad ideal es aquel que se presenta cuando no existe daño en el pozo y se denota J' .

2.2.2. Eficiencia de Flujo (EF). La eficiencia de flujo es la relación entre el índice de productividad real y el ideal.

2.2.3. IPR (Inflow Performance Relationships). La curva de desempeño IPR (Inflow Performance Relationship) es una medida rutinaria, que usa indicadores de presión de fondo a intervalos regulares como parte del programa de monitoreo del campo y se define como la relación funcional entre el caudal de producción y la presión dinámica de fondo, es decir, la capacidad de fluido que el yacimiento aporta durante su vida útil al pozo.

Inicialmente se supuso que la grafica IPR era una línea recta, por tanto, el caudal de flujo de un pozo será directamente proporcional a la caída de presión en fondo; esta relación solo se cumplía cuando la P_{wf} se encontraba por encima del punto de burbuja (presión de saturación).

Para los pozos en que su P_{wf} se encontraba por debajo de la presión de saturación, la IPR graficada era una curva, ya que la fase gaseosa presente en el petróleo tenía efecto sobre la producción.

Debido a esto se vio la necesidad de emplear correlaciones o métodos empíricos para construir las curvas de IPR.

2.2.3.1. Método de Vogel (1968). Vogel desarrolló un estudio sobre IPR para yacimientos con empuje por gas en solución derivando ecuaciones que describían los perfiles de presión y saturación de gas desde el agujero del pozo hasta las fronteras del yacimiento. Con estas ecuaciones consideró variaciones en las caídas de presión y en las propiedades roca – fluido, hasta obtener una relación adimensional para el índice de productividad. Para yacimientos en los cuales la saturación de gas incrementa al disminuir la presión, también se le puede aplicar este método.

2.2.3.2. Método de Standing. Debido a que el método de Vogel no tenía en cuenta el cambio en la permeabilidad absoluta del yacimiento, Standing propuso una variación al método, teniendo en cuenta el daño o la estimulación alrededor de la cara de la formación para yacimientos saturados y subsaturados.

2.2.3.3 Método de Fetkovich (1973). Fetkovich demostró que los pozos de aceite y los pozos de gas que producen por debajo de la presión de saturación o punto de burbuja, se comportaban de manera similar en términos del índice de productividad, desarrollando la siguiente ecuación:

$$q_o = C (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n$$

Ecuación 2 Índice de productividad método FetKovich

Donde:

q_o = Tasa de producción

C = Coeficiente de flujo

P_{ws} = Presión estática del yacimiento

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo

n = Exponente (varia entre 0,5 y 1)

2.3. CORRELACIONES

Debido a la naturaleza y complejidad de los fluidos, se vio la necesidad de utilizar métodos empíricos para predecir la caída de presión y el Holdup del líquido; Como resultado se obtuvieron las correlaciones empíricas, estas correlaciones se basan de datos experimentales de laboratorio y pequeñas plantas piloto.

2.3.1. Correlaciones de flujo multifásico.

El flujo simultáneo de gas y líquido en una tubería es muy importante en las operaciones modernas. Para muchas instalaciones el uso de tuberías que manejan flujos multifásicos es la solución más económica, ya que disminuye el costo 20 a 25% con respecto a utilizar dos tuberías para manejar fluidos en una sola fase. En la tabla 1, se presentan unas de las correlaciones más utilizadas.

Tabla 1 Correlaciones de flujo multifásico en tuberías

Flujo en Tubería	Correlación	Año	Diámetro de tubería	Fluido
Vertical	Duns & Ross	1961	Amplio rango	Aceite, gas y agua
Vertical	Hagedorn & Brown	1965	1 a 4 pulgadas	Aceite, gas y agua
Vertical	Orkiszewski	1967	Amplio rango	Aceite, gas y agua
Vertical	Aziz & Govier	1972	Amplio rango	Aceite, gas y agua
Vertical	Beggs & Brill	1973	1 a 5 pulgadas	Gas y agua
Vertical	Gray	1974	< 3.5 pulgadas	Gas y condensado
Vertical	Ansari	1994	Amplio rango	Aceite, gas y agua
Horizontal	Lochart-Martinelli	1949	0.0586 a 1.1017 pulgadas	Aceite, gas y agua
Horizontal	Eaton	1966	2 a 4 pulgadas	Aceite, gas y agua
Horizontal	Dukler	1969	Amplio rango	Aceite, gas y agua
Inclinado	Mukherjee-Brill	1983	1.5 pulgadas	Keroseno, Aceite lubricante y gas

Es importante anotar que no existe una correlación general que se pueda utilizar en todas las aplicaciones, se deben examinar los modelos, el sistema, las características de la tubería y los fluidos, antes de elegir la correlaciones que le aplicaremos.

Dentro de las correlaciones más comunes para crudo pesado se tienen:

- Ghetto et all: Correlación usada para la simulación
- Beggs and Brill
- Hagedorn & Brown
- Ansari
- Mukherjee-Brill

2.4. CAÍDAS DE PRESIÓN A TRAVÉS DE LAS RESTRICCIONES

Además de las pérdidas de presión que presenta el sistema de producción (yacimiento, tubing y línea de flujo), también se pueden encontrar restricciones de flujo en: las válvulas de seguridad de subsuselo (SSSV), choques (superficie o fondo de pozo), válvulas, accesorios e instrumentación de superficie.

Los choques o estranguladores de flujo, son dispositivos mecánicos que se utilizan en los pozos de producción para provocar una restricción al flujo, con objeto de controlar el aporte de agua y arena proveniente de los yacimientos. Esta restricción al flujo es la que nos ocasiona la caída de presión, la cual se puede eliminar si queremos obtener la máxima capacidad de producción del pozo.

Debido a que las válvulas de seguridad son indispensables para la operación segura del sistema, no se pueden evitar las caídas de presión asociadas a estos equipos; de igual forma para los accesorios básicos de la tubería.

3. GENERALIDADES CAMPO QUIFA

“Toda la información presentada en el capítulo siguiente, fue brindada por el departamento de Yacimientos de PACIFIC RUBIALES ENERGGY CORP.”

3.1. UBICACIÓN CAMPO QUIFA

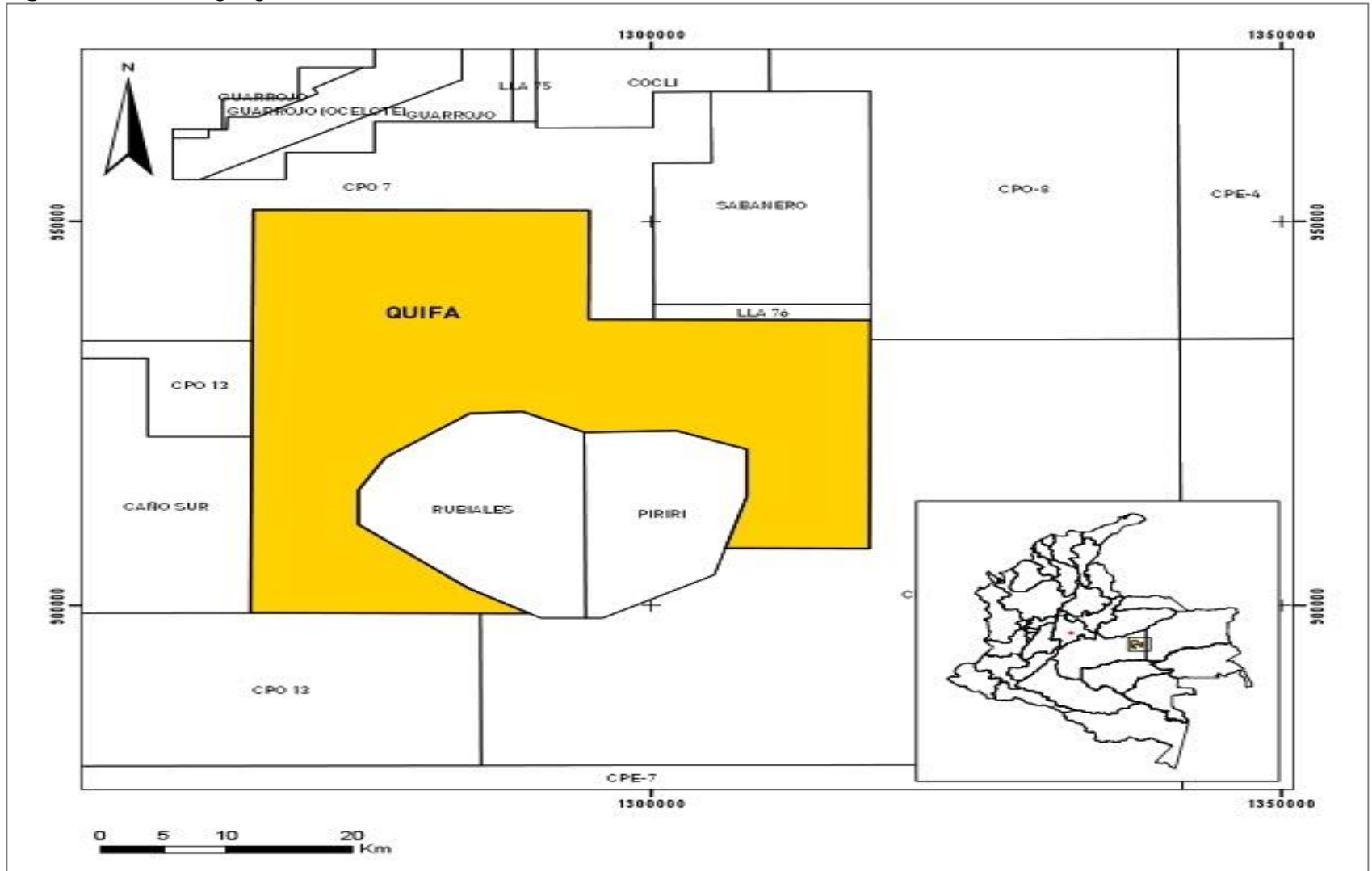
El Contrato de Asociación Quifa está localizado en la Cuenca de los Llanos Orientales dentro de la jurisdicción municipal de Puerto Gaitán, vecino al Campo Rubiales.

Como se observa en la figura 5, el Bloque Exploratorio Quifa rodea los contratos de Participación de Riesgo Rubiales y Asociación Pirirí en la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia, en el departamento del Meta, hacia el este de la ciudad de Villavicencio, capital del departamento. Se encuentra ubicado a 167 km del municipio de Puerto Gaitán y a 465 km de la ciudad de Bogotá.

El campo productor cercano al bloque exploratorio es el Campo Rubiales, cuya producción proviene del yacimiento Areniscas Basales de la Formación Carbonera.

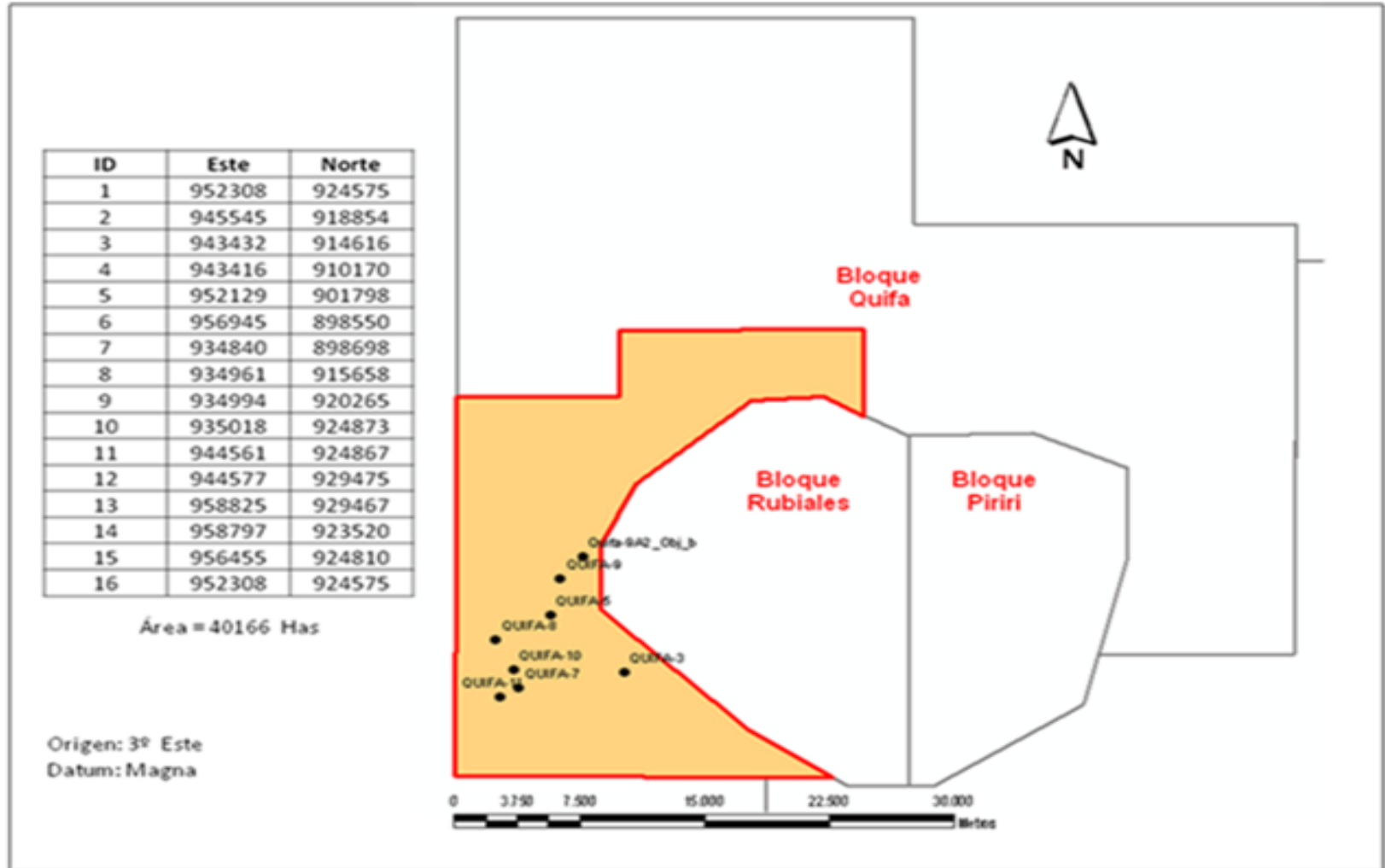
En el bloque Quifa se ha declarado comercialidad en dos campos los cuales se han denominado Quifa SurOeste (Abril 2010) y Cajua (Agosto 2012). El área de producción denominada suroeste está conformada por el polígono mostrado en la figura 6. El polígono para el campo se muestra en la figura 5.

Figura 5 Ubicación geográfica, Contrato de Asociación Quifa



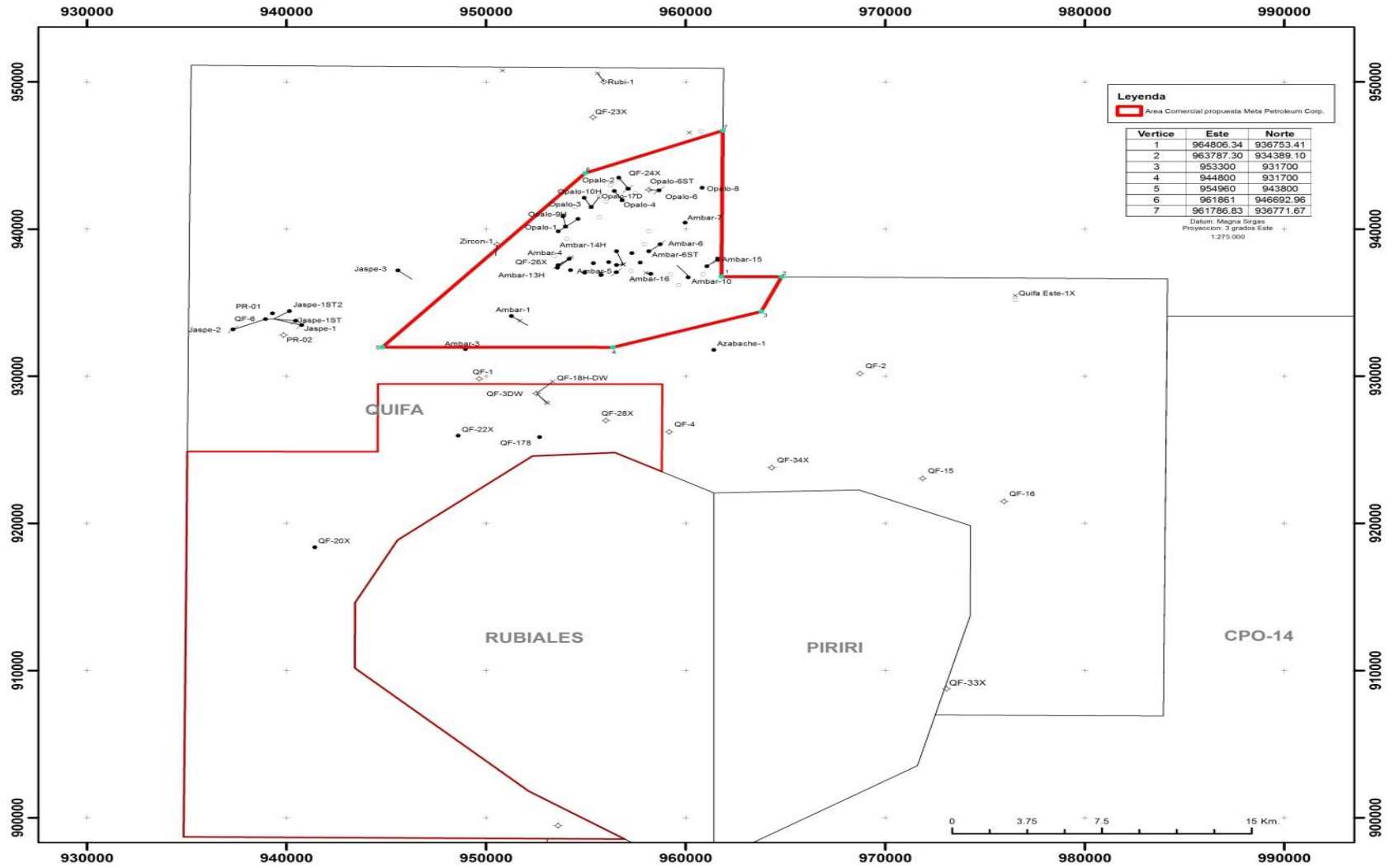
Fuente. PACIFIC RUBIALES ENERGY, Metapetroleum

Figura 6 Ubicación geográfica, polígono campo Quifa Suroeste



Fuente. PACIFIC RUBIALES ENERGY, Metapetroleum

Figura 7 Ubicación geográfica, polígono campo Cajua



Fuente. PACIFIC RUBIALES ENERGY, Metapetroleum

3.2. GEOLOGÍA

Geológicamente el Bloque Quifa se encuentra ubicado en una porción de cuenca antepaís, donde algunos sedimentos Paleógenos y Neógenos están descansando sobre rocas Precámbricas y Paleozoicas del escudo de la Guayana.

La Cuenca de los Llanos Orientales presenta un desarrollo correspondiente a una megasecuencia de *Synrift* relacionada con la separación del norte y el sur de América en el Protocaribe (Cooper et al., 1995).

3.3. ESTRATIGRAFIA

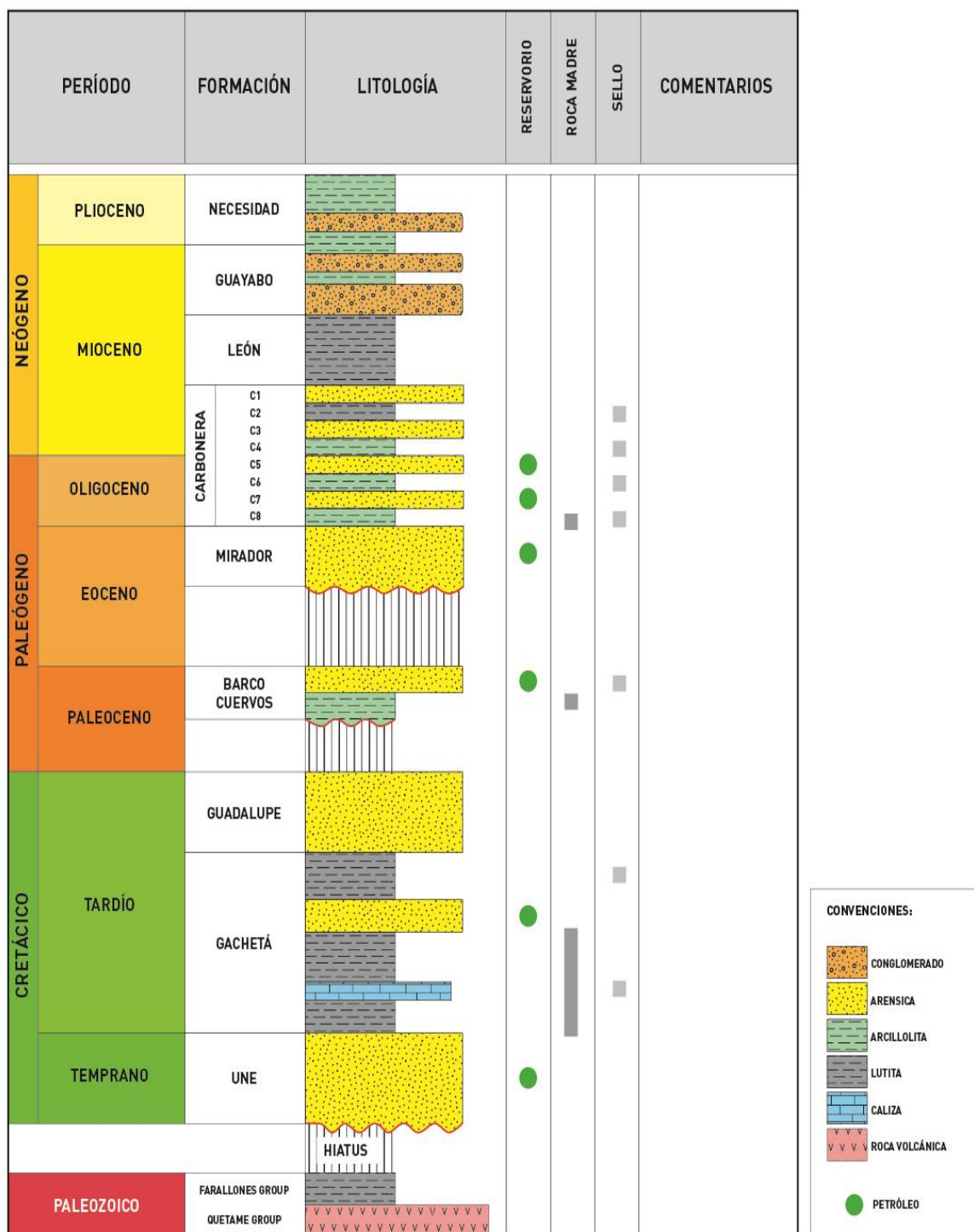
La Cuenca de los Llanos Orientales se extiende desde el cabalgamiento frontal de la Cordillera Oriental de Colombia, al oeste, hasta los afloramientos precámbricos del Escudo Guayanés (río Orinoco-Guaviare) al este. Se trata de una cuenca asimétrica constituida por sedimentos Cretáceos y Terciarios que descansan discordantemente sobre el Paleozoico y el Basamento.

La secuencia sedimentaria de edad Paleozoica-Pleistoceno sobrepasa los 25000 pies en proximidades de la Cordillera Oriental y disminuye progresivamente en dirección este-sureste, donde alcanza aproximadamente de 2000 a 3000 pies.

La secuencia estratigráfica en la cuenca está constituida por rocas que van desde el Precámbrico, pasando por el Paleozoico Inferior, Cretácico y Terciario (Formaciones Carbonera y León, Guayabo y Necesidad) separadas por discordancias regionales (figura 9).

En el área del Contrato de Asociación Quifa la secuencia estratigráfica está constituida por rocas del Paleozoico, en contacto discordante con rocas del Terciario.

Figura 8 **Columna estratigráfica. Cuenca Llanos Orientales**
Cuenca Llanos. Columna estratigráfica generalizada.



Fuente. PACIFIC RUBIALES ENERGY, Metapetroleum

- ***Paleozoico***

Los principales afloramientos del Paleozoico se localizan en los extremos norte y sur de la Cordillera Oriental de Colombia (Macizos de Santander, Floresta y Quetame) al igual que en el dominio subandino meridional correspondiente al Umbral Estructural Paleozoico que se extiende desde el Escudo de la Guayana hasta la Cordillera (Umbral de Vaupés), Serranía de la Macarena, Chiribiquete y Yurupary en la amazonía al este.

A finales del Precámbrico la subsidencia suave y constante de la plataforma del Escudo de la Guayana permitió el depósito en mares someros de areniscas cuarcíticas, areniscas glauconíticas, limolitas y arcillolitas. Sedimentos Paleozoicos de áreas cercanas al Campo Rubiales presentan asociaciones palinológicas (acritarcos, chitinozoos) del Ordovícico.

En el Campo Rubiales la mayoría de los pozos han perforado rocas del Paleozoico, dichas rocas están constituidas por cuarcitas de colores claros, compactas, muy cementadas, micropiríticas con inclusiones de glauconita, y niveles de limolitas silíceas claras muy duras.

- ***Mesozoico***

En el área de Quifa los sedimentos del Triásico, Jurásico y Cretácico no se depositaron o fueron erosionados.

- ***Terciario***

En el sector de la cuenca de los Llanos Orientales donde se encuentra el Bloque Quifa los sedimentos del Terciario Inferior no se depositaron o fueron erosionados. Solo se encuentran presentes las formaciones Carbonera, León, Guayabo y Necesidad.

- **Formación Carbonera**

El nombre de esta formación procede de la quebrada La Carbonera, en el flanco Oriental del Anticlinal Petrólea de la Concesión Barco. Consiste en una serie gruesa de arcillolita gris a gris verdosa, marrón y areniscas asociadas con carbones, en las partes superior e inferior (Ward et al., 1973). En la región de Táchira Occidental, en Venezuela, esta Unidad es descrita por Trump y Salvador (1.964) como una secuencia alternante de areniscas, limonitas, lutitas y carbones. La arenisca es más frecuente en la parte inferior de la sección y las capas son más masivas que en la parte superior. Las secciones de la Formación Carbonera en la Concesión Barco y en Táchira Occidental, presentan un espesor que varía entre 410-560 m. Los contactos son graduales en el tope con la Formación León y en la base con la Formación Mirador. La amplia distribución de mantos de carbón y de fósiles vegetales indica un ambiente de sedimentación continental a parálico. La edad de esta formación se puede ubicar entre el Eoceno Superior y el Oligoceno.

En el bloque Quifa la Formación Carbonera presenta una secuencia incompleta debido al acuñamiento de las diferentes unidades sobre el basamento pre-Terciario (figura 4). Las unidades presentes en el área son:

- **Formación Carbonera: Unidad de Areniscas Basales**

La Unidad Areniscas Basales de la Formación Carbonera constituye el reservorio productor en el área. Está compuesta por cuarzo-arenitas, arenitas subarcósicas, gris claras, de grano fino a grueso, regularmente seleccionadas, disgregables, con porosidades que varían entre 29 y 33% y permeabilidades del orden de 5 a 10 Darcys. Dichas areniscas están constituidas principalmente por cuarzo monocristalino y en menor proporción cuarzo policristalino y feldespato potásico. El espesor varía entre 180 y 200 pies, el contacto inferior con el Paleozoico es discordante y gradual hacia el techo con la unidad de arenas intermedias de la Formación Carbonera.

Esta Unidad es estratigráficamente compleja debido a estar caracterizada por un sistema depositacional de tipo fluvial. La interpretación ambiental sugiere depósitos fluviales trenzados, con canales de baja sinuosidad. Las curvas de registros y la descripción de corazones disponibles soportan la interpretación que el ambiente de sedimentación corresponde a un dominio fluvial de poca preservación de depósitos de inundación. Trabajos previos han establecido la dirección del flujo predominantemente al noroeste, aunque aún falta por incorporar nueva evidencia de pozos y de sismofacies.

Los análisis más recientes de corazones presentan asociaciones palinológicas que dan un rango general posible, entre el Eoceno Tardío y el Oligoceno Temprano, no quedando descartado que la parte inferior de esta unidad podría pertenecer al Eoceno Tardío (subzona de *Echitrisporites trianguliformis*).

- **Formación Carbonera: Unidad “Carbonera Intermedio”**

Esta secuencia estratigráfica que suprayace a la Unidad de Areniscas Basales e infrayace a la Unidad C-2 del Carbonera se denomina operacionalmente como Unidad Carbonera Intermedio de la Formación Carbonera. Dicho intervalo está constituido por una serie de intercalaciones de arenisca gris clara, de grano fino a medio, regularmente seleccionado, friable y arcillolitas gris verdosas, subfísiles, moderadamente compactas. Localmente ocurren delgadas capas de carbón. El espesor oscila entre los 360 y 415 pies. El contacto inferior con las areniscas basales y superior con la unidad C-2 son gradacionales. Análisis palinológicos indican una edad Oligoceno (zona de *Cicatricosisporitis dorogensis*)-Mioceno Inferior (zona de *Magnastriatites grandiosus*, *Retitricolporites elegans*) y un ambiente costanero bajo para esta unidad.

- **Formación Carbonera: Unidad C-2**

Suprayace a la Unidad Carbonera Intermedio e infrayace a la Unidad Carbonera C-1. Está compuesta por lutita gris verdoso, fisil laminar astilloso moderadamente

compacto, lustre ceroso localmente con inclusiones de pirita. El espesor varía entre los 100 y 110 pies. Los contactos inferior y superior de esta unidad son gradacionales. Las asociaciones de microfauna (foraminíferos bentónicos) y microflora (polen, esporas y dinoflagelados) indican una edad Mioceno Temprano y un ambiente de depositación marino somero.

- **Formación Carbonera Unidad C-1**

Esta unidad corresponde al tope de la Formación Carbonera y está constituida por areniscas gris claras, blancas, de grano fino a grueso, sub-angular sub-redondeado regularmente seleccionadas, friables, con delgadas intercalaciones de lutitas gris verdosas claro, astilloso. El espesor está en el orden de los 70 y 80 pies. Los contactos, tanto inferior como superior con el C-2 y con la Formación León, son gradacionales. Palinológicamente se determinó que estos sedimentos se depositaron durante el Mioceno Temprano en un ambiente costanero bajo.

- **Formación León**

La sedimentación de la parte superior de la Formación Carbonera fue seguida de una transgresión marina que depositó una espesa secuencia de lutitas sobre toda la cuenca de los Llanos que se denomina Formación León. Dicha formación en el área está compuesta por una secuencia monótona de lutita (“*shale*”) gris verdoso, físil, laminar, astillosa, moderadamente compacta. El espesor oscila entre los 550 y 580 pies. El contacto con la Formación Guayabo que la suprayace es transicional. Las asociaciones de microfauna y microflora permiten indicar que estos sedimentos se depositaron durante el Mioceno Medio (zona de *Crassoretitietes vanaadshooveni*) en un ambiente marino somero.

- **Formación Guayabo**

Luego del depósito de las lutitas de la Formación León, se presentan movimientos orogénicos que generan un retiro de los mares de la cuenca de los llanos e inician el levantamiento de la Cordillera Oriental; al mismo tiempo que se depositó una

espesa sección de sedimentos en toda la cuenca que se conoce como Formación Guayabo.

La Formación Guayabo en la región presenta una parte superior constituida en su mayoría por areniscas de grano medio a grueso de color gris, carmelito claro, regularmente seleccionada, friables con delgadas intercalaciones de arcillolitas y limolitas moteadas. Asociaciones palinológicas indican una edad Mioceno Tardío (zona *Bombacacidites ciriloencis*) y un ambiente continental para esta parte de la formación. La parte inferior es predominantemente arcillosa y está constituida por arcillolitas y limolitas abigarradas con intercalaciones de areniscas y carbones. Estudios palinológicos sugieren una edad Mioceno Medio (zona de *Crassoretitriletes vanraadishooveni*) y un ambiente de depósito de aguas salobres para esta parte del Guayabo. El espesor de la formación en el área está entre los 1100 y 1300 pies.

- **Formación Necesidad**

La Formación Necesidad está constituida por una secuencia de conglomerados poco consolidados en una matriz arcillo-arenosa, alternando con areniscas de grano fino a grueso y en menor proporción arcillas. En el área tiene un espesor reducido. El contacto inferior con la Formación Guayabo es discordante. Se considera una edad Plioceno-Pleistoceno con un ambiente continental.

3.4. GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

En el bloque Quifa, la principal unidad productora de hidrocarburos lo representa la Unidad Areniscas Basales de la Formación Carbonera. El sistema petrolífero considerado para esta región sería el mismo probado para la cuenca de los Llanos Orientales más hacia el oriente y el mismo que llenó la estructura del campo Rubiales.

3.3.1. Roca generadora. La roca generadora del petróleo almacenado en la cuenca de los Llanos Orientales se ha atribuido a la Formación Gachetá de origen marino y edad Cretácico Tardío, que se encuentra al occidente, en el área del Piedemonte Llanero, donde alcanzó el enterramiento y madurez térmica necesaria para la generación y expulsión de hidrocarburos. El área del Piedemonte Llanero se constituye en el principal sitio de generación de los hidrocarburos de la cuenca. Análisis geoquímicos del aceite del adyacente Campo Rubiales indican que la roca generadora de estos hidrocarburos es la Formación Gachetá.

3.3.2. Migración y entrapamiento. El petróleo atrapado en la parte central y oriental de la Cuenca de los Llanos migró desde el Piedemonte al sitio de acumulación. El hidrocarburo migró lateralmente siguiendo el buzamiento regional hasta alcanzar las condiciones estructurales y/o estratigráficas adecuadas para la acumulación. El petróleo de los Llanos representa dos fases de migración. La primera durante el Oligoceno-Mioceno Tardío y la segunda durante el Mioceno Tardío-Plioceno. Se interpreta que los hidrocarburos del Campo Rubiales y Quifa migraron desde el occidente hasta encontrar el *pinch-out* de las Areniscas Basales de la Formación Carbonera contra el Basamento Preterciario.

3.3.3. Rezumaderos de petróleo y gas en la región. En el área correspondiente al Bloque Quifa no se han observado rezumaderos de petróleo o gas. Hacia el sector occidental de la Cuenca de los Llanos Orientales sobre la Cordillera Oriental de Colombia hay informaciones acerca de rezumaderos de petróleo posiblemente asociados a migraciones a través de planos de falla.

3.3.4. Reservorios. En la Cuenca de los Llanos se tienen varias formaciones que actúan como reservorios de hidrocarburos; entre ellas están las formaciones del Cretácico Superior (Gachetá y Guadalupe) y Terciario (Barco-Los Cuervos, Mirador y Carbonera). En el Bloque Quifa, al igual que en el Campo Rubiales, el reservorio lo constituye la parte superior de las Areniscas Basales de la Formación

Carbonera, con porosidades entre el 25 y 32% y permeabilidades del orden de 5 a 10 Darcy. El espesor total de dicha unidad en el campo varía entre 120 y 200 pies.

3.3.5. Roca Sello. En el bloque Quifa, al igual que en el Campo Rubiales, el principal sello vertical para la acumulación de hidrocarburos en las Areniscas Basales de la Formación Carbonera, está constituido por un sello intra-formacional y también asociado a la serie lutítica denominada C4 de la Unidad Carbonera Intermedio que alcanza espesores entre 10 y 20 pies. El sello lateral está conformado por el acuñaamiento de la Unidad contra el Paleozoico.

3.5. DATOS BASICOS DE YACIMIENTOS QUIFA

Tabla 2 Datos Básicos de Yacimiento Campo Quifa

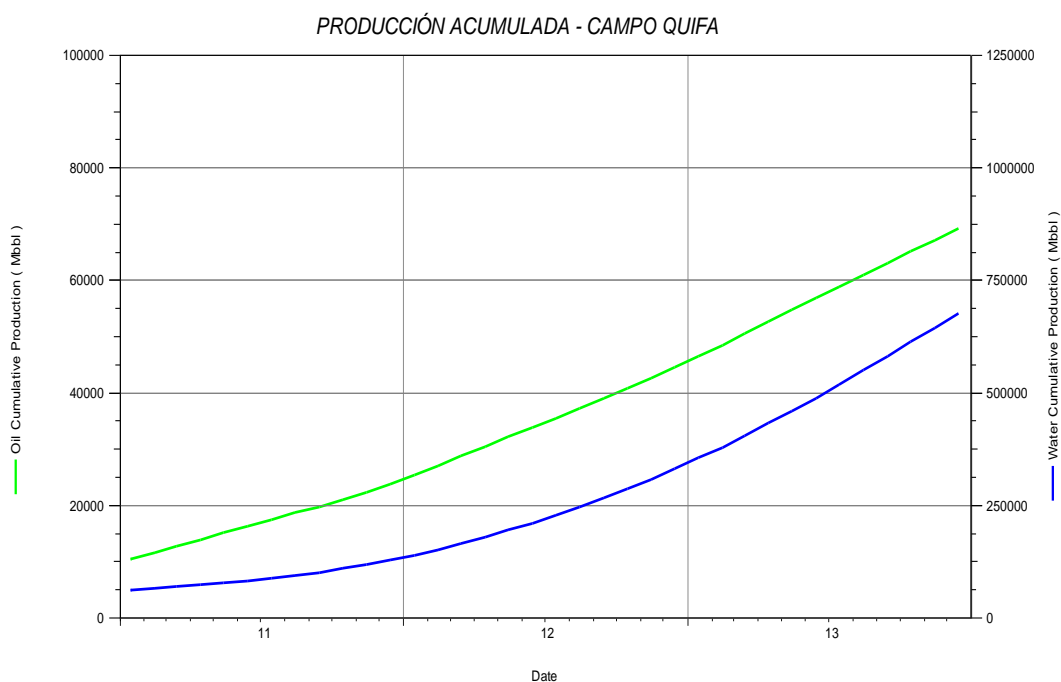
PARAMETRO	PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDO
Profundidad Promedio [U.A.B.]	2.700 [Pies] TVD
Espesor Neto de Arena	140 - 280 [Pies]
Porosidad	18 - 30 [%]
Saturación de Agua	25- 58 [%]
Permeabilidad	3 - 20 [Darcies]
Salinidad de Agua Formación	300 - 1.000 [ppm]
Temperatura de Yacimiento	145 [°F] @ 2.700 [Pies]
Presión de burbuja @ Ty	80 [Psia]
Viscosidad @ Pb	731 [cP]
Compresibilidad del Fluido @ Ty	9.84e10-6 [Psi-1]
Presión del Yacimiento	1.170 [Psig] @ 2.700 [Pies]
Gravedad API	12 .5 [API]
GOR	5 [SCF/STB]
F.V.F	1.013 [Bbl/STB]
Relación Agua Petróleo	4.2 bbls/bbls
%FR	16

Fuente. PACIFIC RUBIALES ENERGY, Metapetroleum

3.6. HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO QUIFA

Para el año 2013, en campo Quifa se presentó una producción diaria de petróleo de 55,076 BOPD sobre una producción acumulada de fluido de 51,832.825 bls, lo que quiere decir que el 6% es aceite y el 94% es agua. Actualmente el 100% del agua producida en el campo se envía a pozos inyectoros. En la Gráfica 1, podemos ver la producción acumulada de agua y aceite del campo Quifa para finales de 2013.

Gráfica 1 Producción acumulada Campo Quifa hasta el año 2013



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

3.7. MECANISMO DE EMPUJE DEL YACIMIENTO

El campo Quifa presenta un mecanismo de empuje hidráulico por la presencia de un acuífero activo, el cual, a medida que se extrae el fluido genera una diferencia

de presiones expandiendo el agua de la formación hacia el yacimiento, remplazando así el fluido extraído y de esta manera poder mantener la presión estable. Por medio de registros eléctricos se puede corroborar claramente el mecanismo de empuje del yacimiento donde se evidencia la interfaz agua crudo. De acuerdo a la calidad del fluido y las características de la formación, el mecanismo de empuje hidráulico por lo general presenta un rango de crudo recuperado del 30 al 60% del original. En los yacimientos del campo Quifa no se presenta capa de gas y el corte de agua se aumenta razonablemente (>85% BSW).

BSW: Contenido de agua asociada al crudo

4. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN CAMPO QUIFA

Los pozos de producción del campo Quifa se caracterizan por producir crudo pesado con un alto corte de agua (> 85% BSW). Cada uno de los pozos cuenta con una Bomba Electro-Sumergible (BES) o Bomba de Cavidad Progresiva (BCP) para transferir los fluidos hacia el múltiple de producción de donde fluye hacia las líneas troncales de producción para luego ser tratado en las facilidades de procesamiento (Batería 4).

4.1. BOMBA ELECTROSUMERGIBLE (BES)

4.1.1. Principio de Funcionamiento. Impulsar los fluidos del yacimiento hasta la superficie, mediante la generación de fuerzas centrifugas de una bomba impulsada por un motor eléctrico sumergible. Este método se puede utilizar para crudos con agua o gas, pozos con altas temperaturas y fluidos de alta viscosidad.

4.1.2. Componentes. El sistema de levantamiento artificial BES está compuesto básicamente por equipos de subsuelo, equipos de superficie y cables.

4.1.3. Equipo de Subsuelo. Los componentes básicos de un equipo de subsuelo para un sistema BES son: motor, sello, sección de entrada (Intake), bomba, cables de potencia y conexión al motor, sensor de fondo y separador o manejador de gas en algunos casos.

- **Motor eléctrico:**

Motor de inducción trifásico, tipo jaula de ardilla con dos polos de inducción (Bipolar) el cual genera el movimiento de la bomba para impulsar los fluidos de fondo hasta la superficie, el enfriamiento del motor se logra por medio del aceite mineral altamente refinado o sintético el cual lubrica y provee resistencia

dieléctrica y conductiva térmica para disipar el calor interno hacia el fluido alrededor de la parte exterior del motor. Es recomendable colocar el motor eléctrico por encima de las perforaciones.

- **Sello**

También llamado como Protector o Sección sellante, se encuentra situado entre el motor y la bomba, el cual transfiere el torque del motor a la bomba.

Tiene como función:

- separar y aislar el fluido de fondo de pozo del aceite limpio del motor.
- Ecuilizar la presión interna del motor con la presión de fondo de pozo.
- Permitir la expansión y contracción del motor por temperatura y soportar el empuje generado por la bomba.

- **Intake**

La succión o Intake es el espacio que permite el ingreso de los fluidos del pozo hacia la bomba.

- **Bomba**

Las bombas sumergibles son bombas centrífugas de etapas múltiples, las cuales tienen como propósito elevar el fluido por el tubing hasta la superficie.

El tipo o geometría de la etapa determina el volumen de fluido que maneja la bomba y el número de etapas determina el levantamiento total generado (TDH).

- **Cable de Potencia**

El cable de potencia es uno de los componentes más importantes y sensibles en el Sistema de BES. Su función es transmitir la energía eléctrica desde la superficie al motor, y transmitir las señales desde el instrumento sensor de fondo a la superficie.

- **Sensor de fondo**

Equipo acoplado en la parte final del motor, encargado de monitorear las condiciones de fondo como presión, temperatura, etc. Permitiendo la operación segura y control de la bomba electrosumergible.

- **Separador de Gas**

Los separadores de gas son también secciones de entrada pero tienen algunos componentes adicionales diseñados para evitar el paso de gas libre hacia la bomba. Su uso es opcional y se emplea cuando se prevé alta RGP.

4.1.4. Equipo de Superficie. Los componentes principales de un sistema de levantamiento artificial con BES en campo QUIFA son Generador eléctrico, centro de distribución de potencia (CDP), Variador de velocidad (VSD), transformador elevador (SUT) y caja de venteo.

- **Generador eléctrico**

Equipo encargado de suministrar la energía eléctrica al (CDP) necesaria para alimentar el sistema y los equipos auxiliares. Dependiendo el número de bombas se pueden utilizar de 1 a 4 generadores.

- **Centro de distribución de potencia (CDP)**

Contenedor o cuarto de potencia fabricado para el alojamiento de equipos de potencia, control y comunicaciones, a ser protegidos de las condiciones ambientales externas, mediante el acondicionamiento controlado del ambiente interior.

- **Variador de velocidad**

Variable Speed Drive (VSD), controlador de estado sólido encargado de manipular la frecuencia de entrada al motor eléctrico, por ende su velocidad,

permitiendo modificar el rendimiento y rango operacional de la bomba electro sumergible.

- **Transformador SUT**

Step up transformer, es un transformador que se utiliza en aplicaciones que utilizan variadores de velocidad, y que soportan variaciones de frecuencia, para alimentar los motores de las bombas electro sumergibles.

- **Caja de Venteo**

Caja de protección e interconexión entre el cable proveniente del motor eléctrico de la bomba y el transformador SUT. En este punto se ventean los gases que escapan a través del aislamiento del cable.

4.2. BOMBA CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP)

La bomba BCP está constituida por dos piezas longitudinales en forma de hélice, una gira en contacto permanente dentro de la otra que esta fija, formando un engranaje helicoidal.

El rotor metálico, es la pieza interna conformada por una sola hélice.

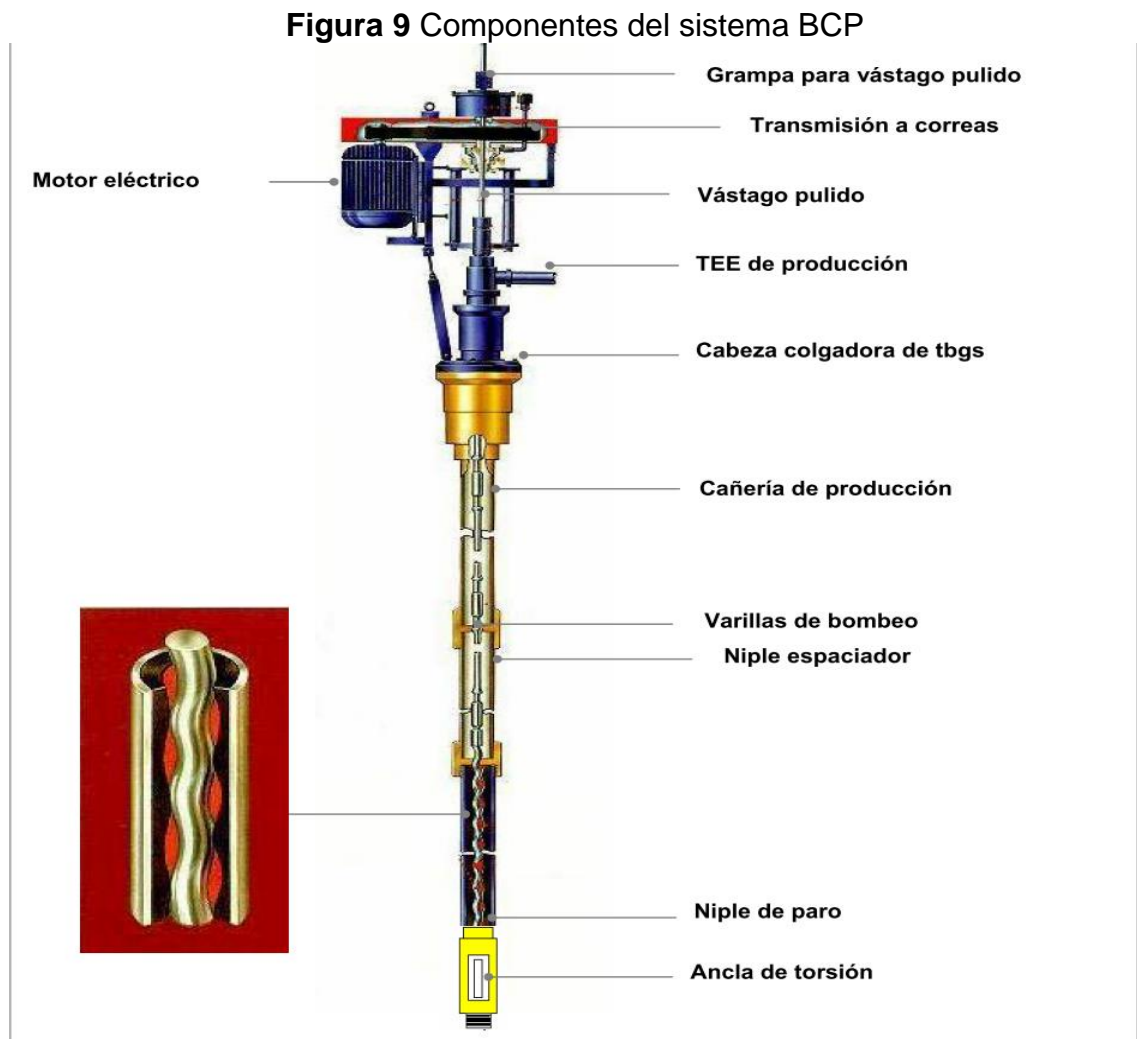
El estator, es la parte externa constituida por una camisa de acero revestida internamente por un elastómero (goma)¹.

Marcelo Hirschfeldt, Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas.

4.2.1. Principio de Funcionamiento. Cuando el rotor gira en el interior del estator estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator (succión) hasta la descarga, generando de esta manera el bombeo por cavidades progresivas. Debido a que las cavidades están hidráulicamente selladas entre sí, el tipo de bombeo, es de desplazamiento positivo.

4.2.2. Marcelo Hirschfeldt, *Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas*.

4.2.3. **Componentes del Equipo.** En la figura 9 se muestran los componentes principales de un sistema de levantamiento por cavidades progresivas (BCP).



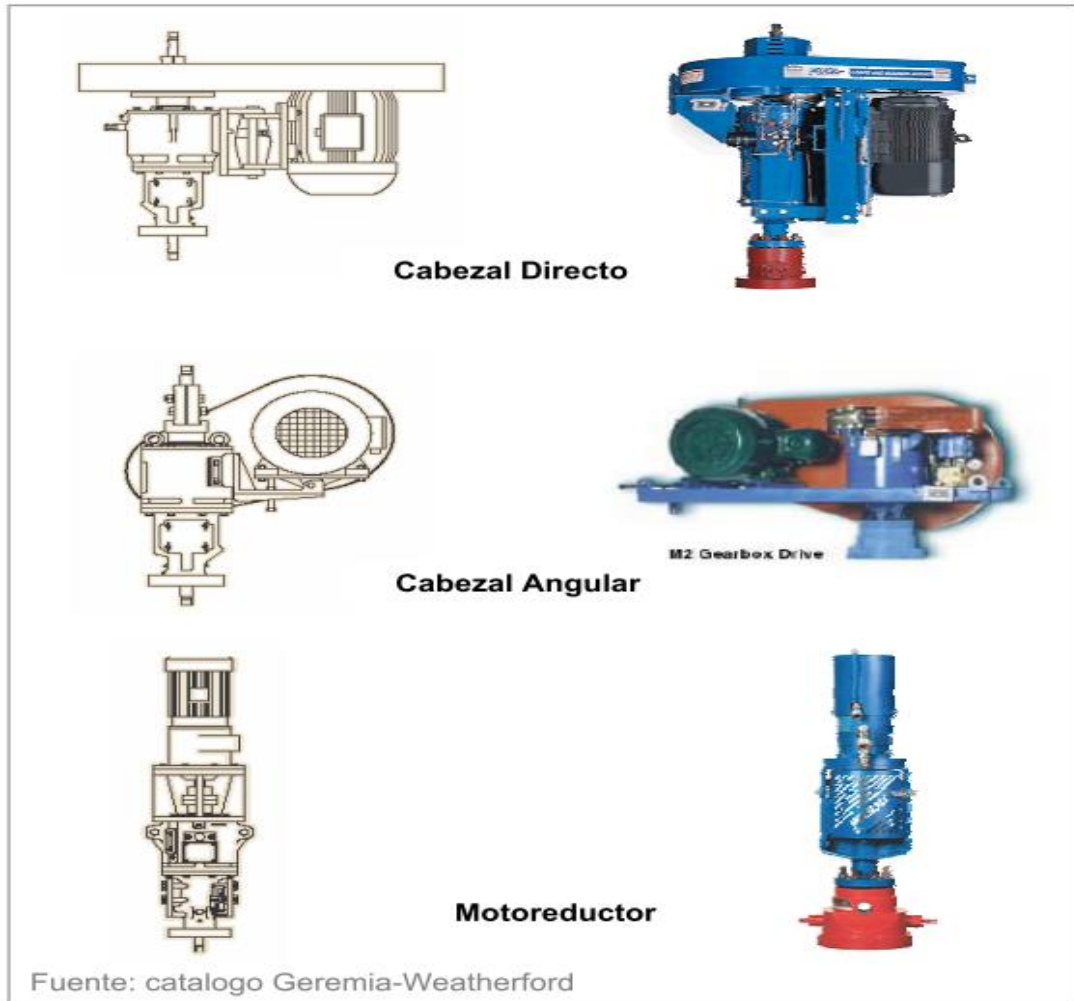
Fuente. Marcelo Hirschfeldt, *Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas*

- Cabezal de rotación

Este es un equipo de accionamiento mecánico instalado en la superficie directamente sobre la cabeza de pozo. Consiste en un sistema de rodamientos o cojinetes que soportan la carga axial del sistema, un sistema de freno (mecánico o hidráulico) que puede estar integrado a la estructura del cabezal o

ser un dispositivo externo, y un ensamblaje de instalación que incluye el sistema de empaque (“stuffing box”) para evitar la filtración de fluidos a través de las conexiones de superficie. En la figura 12 se muestran los tipos de cabezales.

Figura 10 Cabezal de rotación sistema BCP



Fuente. Marcelo Hirschfeldt, Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas

- **Sistema de transmisión**

Dispositivo utilizado para transferir la energía desde la fuente de energía primaria (motor eléctrico o de combustión interna) hasta el cabezal de rotación.

Existen tres tipos de sistema de transmisión tradicionalmente utilizados:

- Sistema con poleas y correas
- Sistema de transmisión a engranajes
- Sistema de transmisión hidráulica

- **Vastago**

El extremo superior de la sarta se completa con un vástago cromado enroscado a las varillas, el cual va empaquetado en superficie, por medio de un dispositivo “prensa”. Todo esto se conecta al puente de producción.

- **Varillas de bombeo API**

Son varillas de acero, enroscadas unas con otras por medio de cuplas, formando la mencionada sarta, que va desde la bomba hasta la superficie. Los diámetros máximos utilizados están limitados por el diámetro interior de los tubings.

- **Niple espaciador**

Su función es la de permitir el movimiento excéntrico de la cabeza del rotor con su cupla o reducción de conexión al trozo largo de maniobra o a la última varilla, cuando el diámetro del tubing no lo permite. En estos casos es imprescindible su instalación.

- **Estator BCP**

Es la parte externa está constituida por una camisa de acero revestida internamente por un elastómero(goma), moldeado en forma de hélice enfrentadas entre si, cuyos pasos son el doble del paso de la hélice del rotor.

- **Niple de paro**

Es parte componente de la bomba y va roscado al extremo inferior del estator. Su función es:

- Hacer de Tope al rotor en el momento del espaciamento.
- Servir de pulmón al estiramiento de las varillas, con la unidad funcionando.
- Como succión de la bomba.

5. SIMULACIÓN ANÁLISIS NODAL

“Toda la información presentada en el capítulo siguiente, fue brindada por el departamento de Operaciones y Yacimientos de PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP.”

5.1. SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE FLUIDOS DE CAMPO QUIFA

En campo Quifa se tiene una facilidad de producción (Batería 4 Figura 11) donde llega la producción del campo, en la cual se realizan los procesos de separación y deshidratación del crudo para llevarlo a especificaciones comerciales, así mismo se realiza el tratamiento del agua producida para alcanzar los requerimientos del ministerio del medio ambiente y poderla inyectar nuevamente al yacimiento.

Figura 11 Toma aérea, Batería 4



Fuente. PACIFIC RUBIALES ENERGY, Metapetroleum

Con el crecimiento que venía presentando el campo Quifa y con el fin de optimizar los costos de operación, se construyó la primera línea de flujo llamada Troncal 1, diseñada para transportar los fluidos recolectados del pozo Quifa 005 hasta Batería 4.

Actualmente en campo Quifa se cuentan con tres (3) líneas troncales de recolección de fluidos, en la tabla 4 se muestra el caudal de diseño de cada una de las troncales, el Mapa y la distribución de las líneas troncales de recolección de fluidos del campo Quifa respectivamente se encuentra en el Anexo A.

Tabla 3 Caudal de Diseño de las líneas de flujo de Campo Quifa

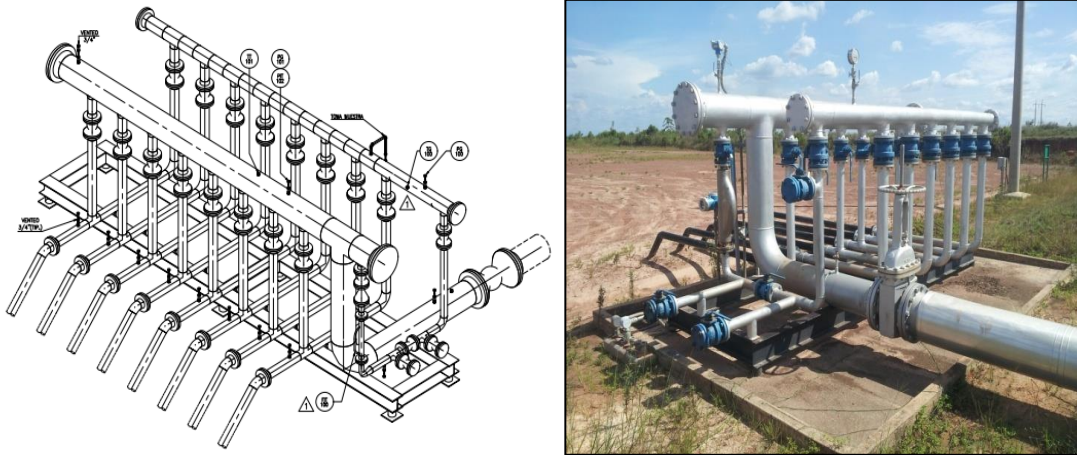
Troncal	Capacidad Diseño (BFPD)
Troncal 1	350.000
Troncal 2	350.000
Troncal 3	350.000

Fuente: PACIFIC RUBIALES ENERGY, Metapetroleum

El sistema de recolección de fluidos de producción de campo Quifa consta principalmente de 4 etapas:

- La primera etapa corresponde a una tubería de cuatro (4) pulgadas y cuarenta (40) metros de longitud aproximadamente de los cuales el 80% se encuentra enterrada, la cual transfiere el fluido producido por el pozo hacia el múltiple de producción (Manifold) de dos (2) cabezales: Producción y Prueba, como se muestra en la Figura 13.

Figura 12 Múltiple de Producción del Clúster



Fuente: PACIFIC RUBIALES ENERGY, Metapetroleum

- La segunda etapa es una línea de flujo la cual conecta el múltiple de producción del Clúster con la Subtronal o troncal de recolección por medio una conexión tipo Loop como se muestra en la figura 14. Estas líneas de flujo pueden variar entre diez (10), doce (12), catorce (14) y dieciséis (16) pulgadas de diámetro de acuerdo a las tasas de producción de los pozos.
- La tercera etapa la comprenden las subtroncales, ramales de las troncales por lo general de dieciséis pulgadas (16), las cuales reciben la producción de las líneas de flujo asociadas a Clústeres nuevos o más lejanos y conectan con las troncales principales. También se pueden usar para interconectar dos (2) troncales principales y así poder aliviar carga entre ellas.
- La cuarta y última etapa del sistema de recolección la comprenden las troncales, que son las principales líneas de recolección del campo, las cuales reciben el fluido recuperado de las subtroncales y líneas de flujo asociada a cada Clúster y lo llevan a los manifold de Batería 4.

Figura 13 Tipos de conexión entre la línea asociada y la Troncal



Fuente: PACIFIC RUBIALES ENERGY, Metapetroleum

La tubería de las etapas dos (2), tres (3) y cuatro (4) maneja un aislamiento térmico de fibra de vidrio el cual tolera una temperatura máxima de operación del fluido de 160°F y temperatura ambiente de 45°C, así mismo, estas líneas pueden presentar variaciones en el diseño de acuerdo a la topografía de la zona y necesidades de operación.

En cuanto a la velocidad del fluido a través de una tubería es algo que se debe analizar pues si esta demasiado alta se presentarían problemas de desgaste de las paredes por fricción la cual puede destruir la película de inhibidor que en algunos casos protege la pared de la tubería dejándola expuesta a la corrosión o si la fricción es muy alta se puede presentar desgaste de la tubería por abrasión; por otra parte si la velocidad es demasiado baja se pueden presentar problemas de deposición de sólidos y esto reduce el tamaño en la tubería.

Experimentalmente se ha encontrado que la máxima velocidad de un gas en una tubería para que no haya erosión se puede calcular de:

$$V_c = C / \rho^{0.5}$$

Ecuación 3 Velocidad Erosional

Fuente: A Naranjo Agudelo, Velocidad Permisible en Tuberías. Pág. 39

Donde:

V_c: Velocidad erosional

ρ: Densidad del fluido

C: Constante cuyo valor está entre 75 y 150, y 366.3 y 732.6 cuando se usan unidades absolutas de los sistemas inglés y SI de unidades respectivamente; normalmente se toma 100 y 488.

La densidad del fluido de pozo es de 61.4 lb/ft³, resultando una velocidad erosional de 13 ft/seg para el diseño de la troncal.

5.2. GENERALIDADES DE LA TRONCAL-1

La línea de recolección de fluidos “Troncal 1” se construyó entre el año 2010 y 2011 por la empresa prestadora de servicios ISMOCOL DE COLOMBIA, para la compañía PACIFIC RUBIALES ENERGY, ubicada en el costado suroeste de Campo Quifa como se muestra en el Anexo A. Se extiende con una longitud de 14.200 metros en un diámetro continuo de 24 pulgadas, con una capacidad de flujo de 350.000 BFPD, un aislamiento térmico en fibra de vidrio de 0,5 pulgadas y una tolerancia a la corrosión de 0,255 pulgadas. La Tabla 4 presenta las características de diseño para la Troncal 1 de campo Quifa.

Actualmente la Troncal 1 se alimenta de siete (7) Clústeres y una (1) subtroncal (Figura 14), la subtroncal 1 se alimenta por dos (2) Clústeres, cuatro (4) Pozos y el

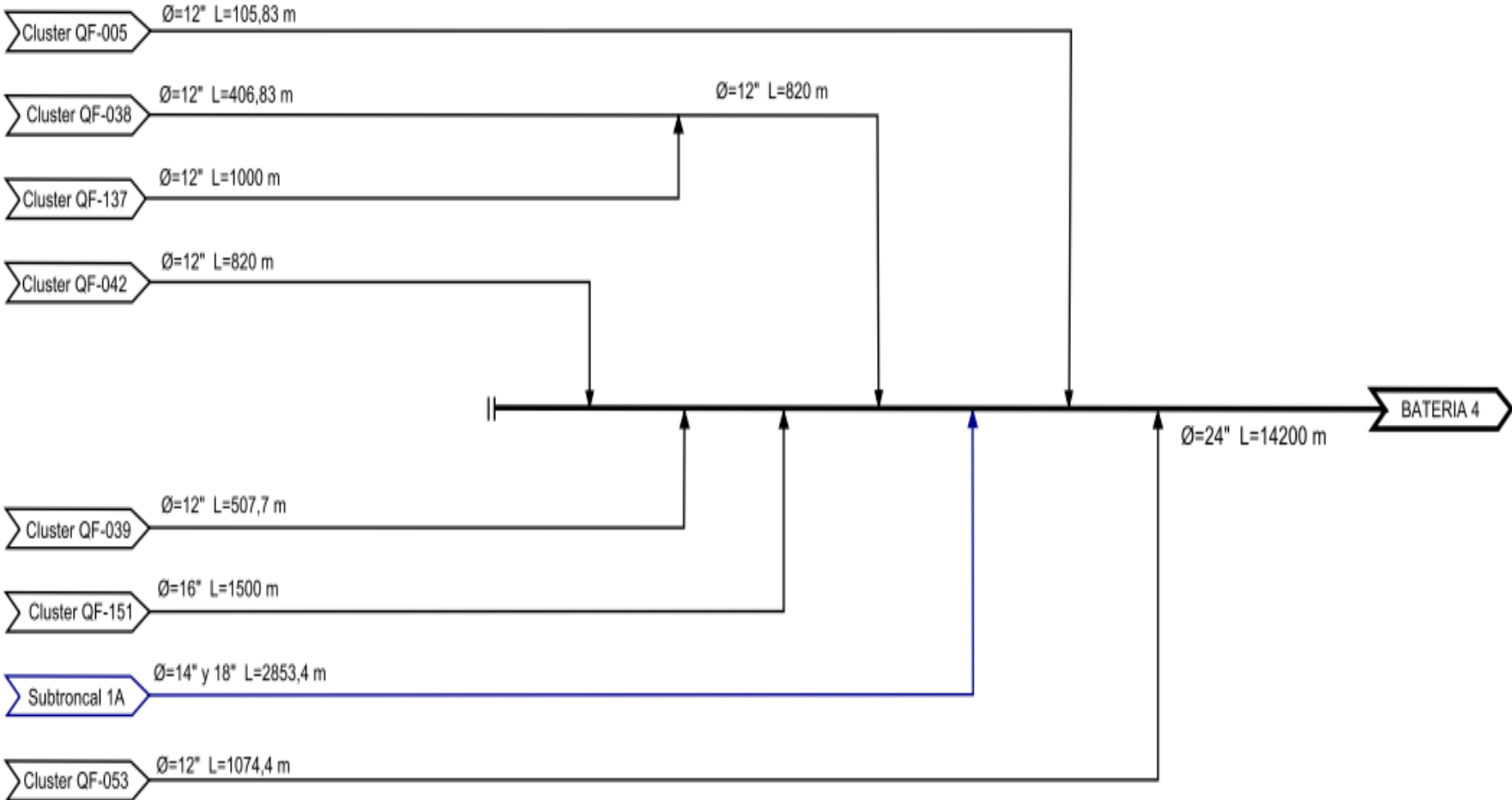
descargadero del QF-146 como se muestra en la Figura 15. El fluido producido es transportado hasta la Bateria 4 para ser procesado.

Tabla 4 Características de Diseño Troncal 1

TRONCAL 1	
PROPIEDAD	VALOR
Diámetro Interno-ID (pulg)	23.625
Diámetro Externo-OD (pulg)	24
Longitud (m)	14200
Tubería	API 5L, Gr.B STD
Caudal de Diseño (BFPD)	350000
Capacidad (bbl)	28876
Pmax a la llegada de la Bateria 4	50
Pmax cabeza de pozo (psi)	180
Qmax aproximado de cada clúster (BFPD)	70000
Temperatura de fluidos (°F)	120
Viscosidad del fluidos (cst)	30.7
Densidad del fluido (kg/m ³)	914.08
Tolerancia de corrosión (pulg)	0.255
Aislamiento térmico (pug)	0.5

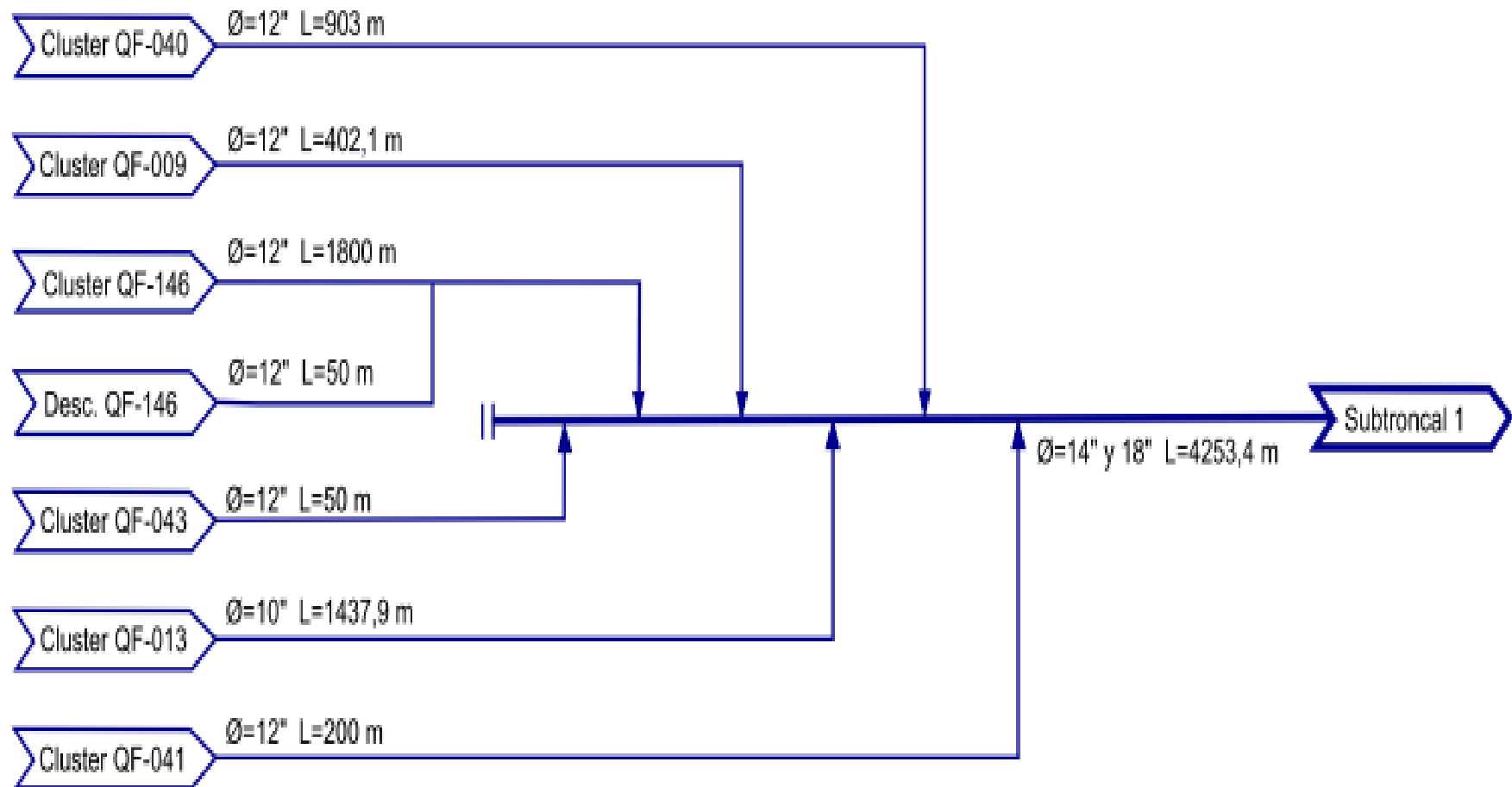
Fuente: PACIFIC RUBIALES ENERGY, Metapetroleum

Figura 14 Diagrama Flujo de Procesos Troncal-1



Fuente: PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. Sistemas de flujo de Campo Quifa Troncal-1. Marzo del 2013. (Modificado por el autor)

Figura 15 Diagrama Flujo de Procesos Subtronal 1



Fuente: PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. Sistemas de flujo de Campo Quifa Troncal-1. Marzo del 2013. (Modificado por el autor)

En la Tabla 5 y Tabla 6, se encuentran las características de diseño de cada uno de los clúster asociados a la Troncal 1 y las etapas de la Troncal 1 con las características de cada tramo respectivamente.

Tabla 5 Características de diseño de los clúster asociadas a la Troncal-1 de Campo Quifa

Nro	CLUSTER	Longitud Bateria 4 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 totales del Clúster	Pozos Apagados
1	CLUSTER Q05	11.445,83	105,83	11,625	12	101	8	0
2	CLUSTER Q38	13.846,83	406,83	11,625	12	143	7	0
3	CLUSTER Q41	13.340,00	200,00	11,625	12	140	5	0
4	CLUSTER Q151	14.262,10	1.500,00	15,625	16	127	6	0
5	CLUSTER Q53	9.814,40	1.074,40	11,625	12	107	3	0
6	CLUSTER Q39	14.207,70	507,70	11,625	12	110	3	0
7	CLUSTER Q40	14.243,00	903,00	11,625	12	131	2	0
8	CLUSTER Q42	15.020,00	820,00	11,625	12	125	4	0
9	CLUSTER Q137	14.440,00	1.000,00	11,625	12	140	8	1
10	QF-146	16.093,00	1.800,00	11,625	12	200	1	0
11	Desc. QF-146	16.143,40	50,00	11,625	12	-	-	-
12	QF-043	15.743,00	50,00	11,625	12	162	1	0
13	QF-013	15.697,90	1.437,90	9,625	10	165	1	0
14	QF-009	14.682,10	402,10	13,625	12	145	1	0

Fuente: PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. Sistemas de flujo de Campo Quifa. Marzo de 2013 (modificado por el autor)

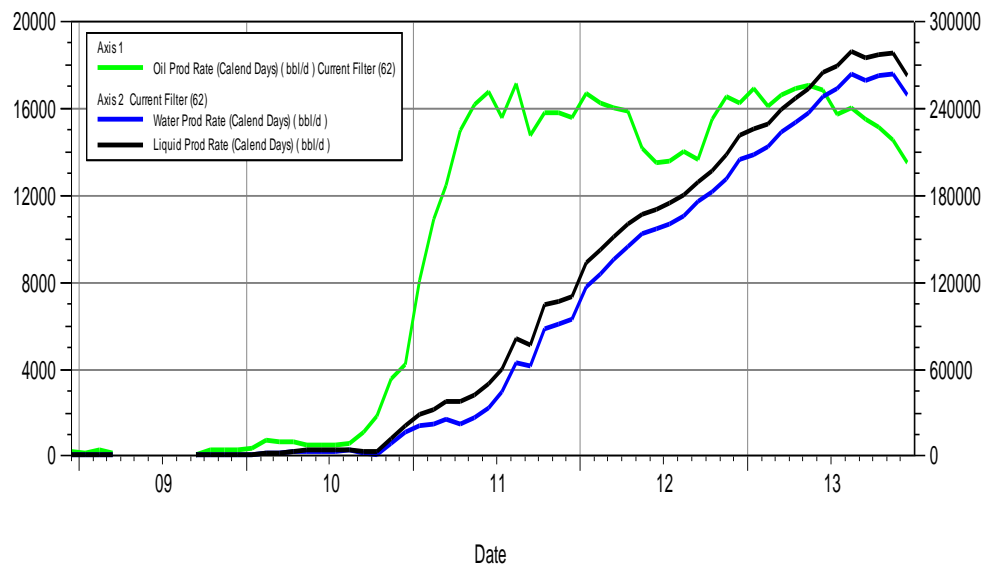
Tabla 6 Tramos de tubería de la troncal-1 de Campo Quifa

Tramos	Desde	Hasta	Longitud (m)	Diámetro Interno ID (pulg)	Diámetro externo OD (pulg)	Elevación (m)
1	QF-042	QF-039	500,00	23,625	24	1,6
2	QF-039	QF-151	1.000,00	23,625	24	-7,41
3	QF-151	QF-038	80,00	23,625	24	1
4	QF-038	Subtroncal	1.180,00	23,625	24	7
5	Subtroncal	QF-005	100,00	23,625	24	-1
6	QF-005	QF-053	2.600,00	23,625	24	-8,11
7	QF-053	Pseudomanifold	2.087,00	23,625	24	1,81
8	Pseudomanifold	Bateria 4	6.653,00	23,625	24	17,06

Fuente: PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. Sistemas de flujo de Campo Quifa. Marzo de 2013 (modificado por el autor)

La simulación de las líneas de recolección de fluidos (troncales) y las líneas de flujo, se debe realizar en un intervalo de tiempo en el que la tasa de producción y lo parámetros de operación no tengan variaciones relevantes. La Gráfica 2, nos muestra el historial de producción de la Troncal 1 hasta finales de 2013, con el comportamiento del caudal de aceite (BOPD), el caudal de agua y el caudal de fluido total (BFPD).

Gráfica 2 Historia de producción troncal-1 hasta Diciembre 2013



Fuente: PACIFIC RUBIALES ENERGY, Metapetroleum

La simulación de la Troncal 1 de campo Quifa, se realizará con el reporte de producción entregado el 27 de marzo de 2013. En la **Tabla 7**, se encuentran los parámetros de operación y producción de los pozos asociados a las troncal 1.

Tabla 7 Parámetros de operación y de producción de los pozos asociados a la Troncal-1 de Campo Quifa

CLUSTER	POZO	TIPO	BOMBA	TORQUE	THP	THT	PRUEBA PRODUCCION @ 60°F				
				PIP			Psia	°F	BFPD	BSW	BOPD
CLUSTER Q05	QF-005	VERTICAL	ESP	*Pip 616	100	150	7.694	94	447	7.247	61 Hz
	QF-014	VERTICAL	ESP	*Pip 572	98	148	6.004	97	170	5.834	59 Hz
	QF-018	VERTICAL	ESP	*Pip 932	101	150	9.628	96	391	9.237	60 Hz
	QF-068H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 800	100	140	7.358	92	618	6.740	57 Hz

CLUSTER	POZO	TIPO	BOMBA	TORQUE %	THP	THT	PRUEBA PRODUCCION @ 60°F				
				PIP	Psia	°F	BFPD	BSW	BOPD	BWPD	RPM
	QF-069H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 678	100	142	8.391	95	460	7.931	62 Hz
	QF-070H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 334	100	144	6.076	91	528	5.548	63 Hz
	QF-071H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 907	102	140	9.097	96	331	8.766	61 Hz
	QF-097H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 914	107	150	9.275	95	450	8.824	64 Hz
CLUSTER Q38	QF-038	VERTICAL	PCP	36%	129	138	918	95	49	868	170 rpm
	QF-072H	HORIZONTAL	ESP	-	130	142	9.385	96	383	9.002	58 Hz
	QF-073H	HORIZONTAL	ESP	-	133	142	8.171	90	849	7.323	65 Hz
	QF-074H	HORIZONTAL	ESP	-	141	144	7.583	88	937	6.646	61 Hz
	QF-091H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 893	134	140	9.011	97	303	8.708	61 Hz
	QF-092H	HORIZONTAL	ESP	-	133	146	7.895	95	382	7.513	66 Hz
	QF-093H	HORIZONTAL	ESP	-	138	139	8.814	95	435	8.378	63 Hz
CLUSTER Q41	QF-041	VERTICAL	ESP	*Pip 801	135	136	3.141	95	159	2.982	66 Hz
	QF-100H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 898	138	148	7.934	96	293	7.641	66 Hz
	QF-101H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 890	144	150	8.757	95	426	8.331	63 Hz
	QF-121HST	HORIZONTAL	ESP	*Pip 553	138	144	6.930	95	329	6.601	68 Hz
	QF-122H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 859	140	140	7.746	94	440	7.306	66 Hz
CLUSTER Q151	QF-151	VERTICAL	PCP	38%	120	140	1.525	91	133	1.392	300 rpm
	QF-204H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 875	156	132	9.982	93	728	9.254	60 Hz
	QF-205H	HORIZONTAL	ESP	-	120	-	4.791	73	1.270	3.521	59 Hz
	QF-206H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 807	120	120	5.109	95	276	4.833	56 Hz
	QF-207H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 350	126	138	5.026	86	715	4.311	60 Hz
	QF-275HST	HORIZONTAL	ESP	*Pip 852	120	140	2.850	78	628	2.222	40 Hz
CLUSTER Q53	QF-053	VERTICAL	PCP	45%	-	124	1.540	95	69	1.471	300 rpm
	QF-123H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 868	100	132	9.197	95	442	8.754	61 Hz
	QF-125HST4	HORIZONTAL	ESP	*Pip 906	114	146	10.058	97	299	9.759	61 Hz
CLUSTER Q39	QF-039	VERTICAL	ESP	*Pip 440	130	112	3.887	89	412	3.476	60 Hz
	QF-247D	DESVIADO	ESP	*Pip 327	130	-	1.650	89	176	1.473	64 Hz
	QF-253H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 918	150	-	9.117	96	343	8.773	63 Hz
CLUSTER Q40	QF-040	VERTICAL	PCP	46%	132	120	1.525	94	88	1.437	300 rpm
	QF-132H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 898	130	132	8.017	95	386	7.632	66 Hz
CLUSTER Q42	QF-042	VERTICAL	PCP	18%	125	-	663	67	216	447	300 rpm
	QF-200H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 787	125	-	3.150	56	1.374	1.776	42 Hz
	QF-245DST	DESVIADO	ESP	*Pip 734	125	-	2.930	94	172	2.758	63 Hz
	QF-284H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 850	125	-	608	22	477	132	35 Hz
CLUSTER Q137	QF-137D	DESVIADO	ESP	*Pip 664	104	135	1.052	91	96	956	38 Hz
	QF-139D	DESVIADO	ESP	*Pip 757	74	138	1.878	96	84	1.794	40 Hz
	QF-140D	DESVIADO	ESP	-	-	-	-	-	-	-	-
	QF-162D	DESVIADO	ESP	*Pip 581	144	211	679	63	249	430	-
	QF-138D	DESVIADO	ESP	*Pip 711	103	124	689	86	98	591	35 Hz

CLUSTER	POZO	TIPO	BOMBA	TORQUE %	THP	THT	PRUEBA PRODUCCION @ 60°F				
				PIP	Psia	°F	BFPD	BSW	BOPD	BWPD	RPM
	QF-161D	DESVIADO	ESP	*Pip 595	101	107	160	96	6	154	40 Hz
	QF-163D	DESVIADO	ESP	*Pip 637	99	109	1.041	95	49	992	39 Hz
	QF-164D	DESVIADO	ESP	*Pip 699	102	130	1.757	99	12	1.745	42 Hz
QF-146	QF-146	VERTICAL	PCP	21%	200	98	682	95	32	650	300 rpm
QF-146	Desc. QF-146						11.500				
QF-043	QF-043	VERTICAL	PCP	22%	162	142	655	96	25	631	300 rpm
QF-013	QF-013	VERTICAL	ESP	*Pip 733	165	144	5.720	97	192	5.528	54 Hz
QF-009	QF-009	VERTICAL	PCP	60%	145	145	1.551	89	172	1.378	300 rpm

Fuente: PACIFIC RUBIALES ENERGY, Metapetroleum

En la **Tabla 8** se encuentran las generalidades de la Troncal 1 de campo Quifa; con las cantidades y el estado de los pozos, tipos de pozos asociados y el sistema de levantamiento artificial utilizado.

Tabla 8 Generalidades de los pozos asociados a la Troncal-1

Item	Cantidad
Pozos totales	50
Pozos activos	49
Pozos cerrados	1
Pozos verticales	14
Pozos horizontales	26
Pozos desviados	10
Bomba esp	42
Bomba pcp	8

Fuente: PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. Sistemas de flujo de Campo Quifa. Diciembre de 2012 (modificado por el autor)

5.3. GENERALIDADES DE LA TRONCAL-2

La línea de recolección de fluidos “Troncal 2” se construyó entre el año 2011 y 2012 por la empresa prestadora de servicios ISMOCOL DE COLOMBIA, para la compañía PACIFIC RUBIALES ENERGY, ubicada en el costado suroeste de Campo Quifa como se muestra en el Anexo A. Se extiende con una longitud de 21.200 metros en un diámetro continuo de 24 pulgadas, con una capacidad de

flujo de 350.000 BFPD, un aislamiento térmico en fibra de vidrio de 0,5 pulgadas y una tolerancia a la corrosión de 0,255 pulgadas. La Tabla 9 presenta las características de diseño para la Troncal 2 de campo Quifa.

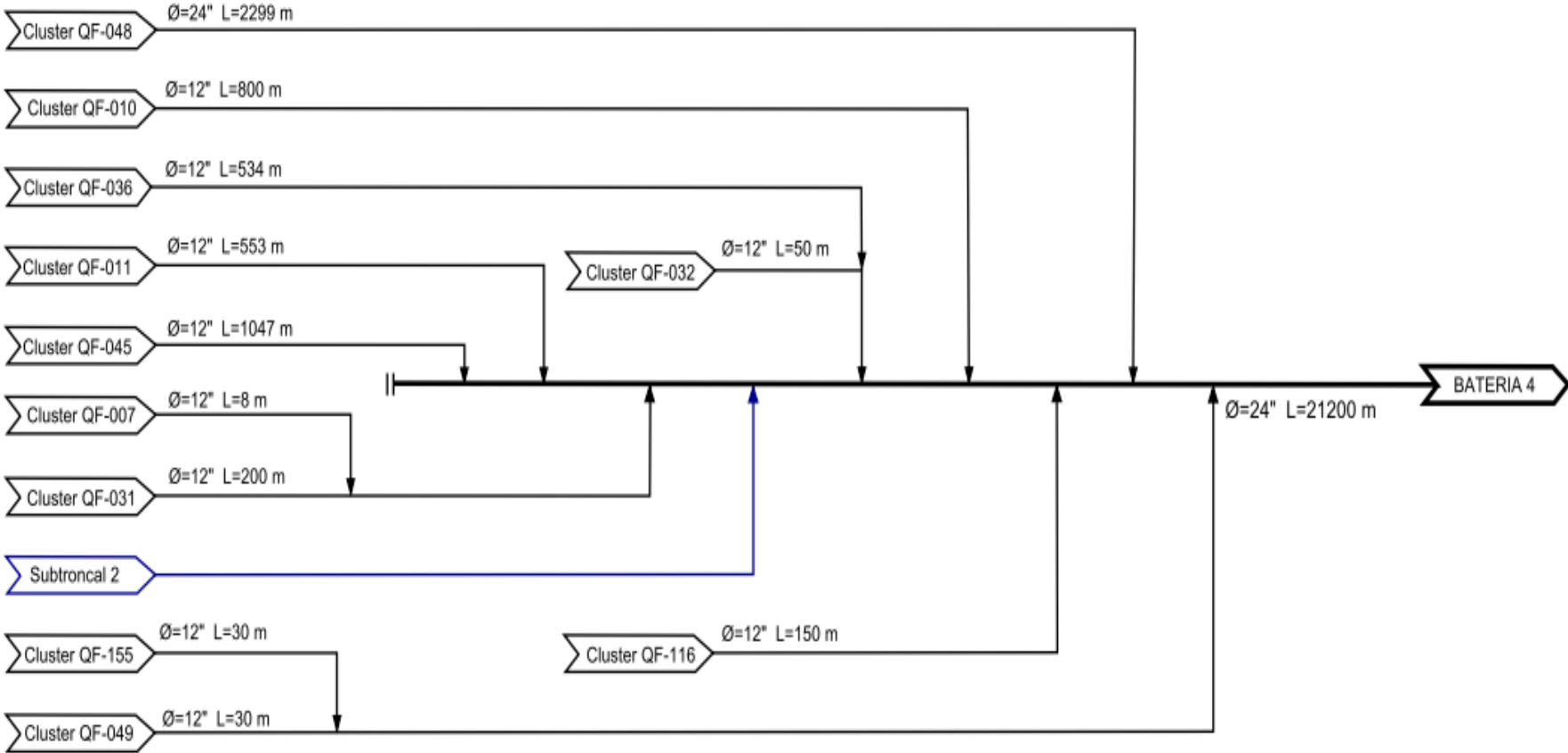
Actualmente la Troncal 2 se alimenta de nueve (9) Clústeres, dos (2) pozos y una (1) subtroncal (Figura 16), la subtroncal se alimenta por siete (7) Clústeres, un (1) Pozo como se muestra en la Figura 17. El fluido producido es transportado hasta la Bateria 4 para ser procesado.

Tabla 9 Características de diseño de la Troncal-2 de Campo Quifa

TRONCAL 2	
PROPIEDAD	VALOR
Diámetro Interno-ID (pulg)	23.625
Diámetro Externo-OD (pulg)	24
Longitud (m)	21200
Tubería	API 5L, Gr.B STD
Caudal de Diseño (BFPD)	300000
Capacidad (bbl)	28876
Pmax a la llegada de la Bateria 4	50
Pmax cabeza de pozo (psi)	180
Qmax aproximado de cada clúster (BFPD)	70000
Temperatura de fluidos (°F)	160
Viscosidad del fluidos (cst)	30.7
Densidad del fluido (kg/m3)	914.08
Tolerancia de corrosión (pulg)	0.255
Aislamiento térmico (pug)	0.5

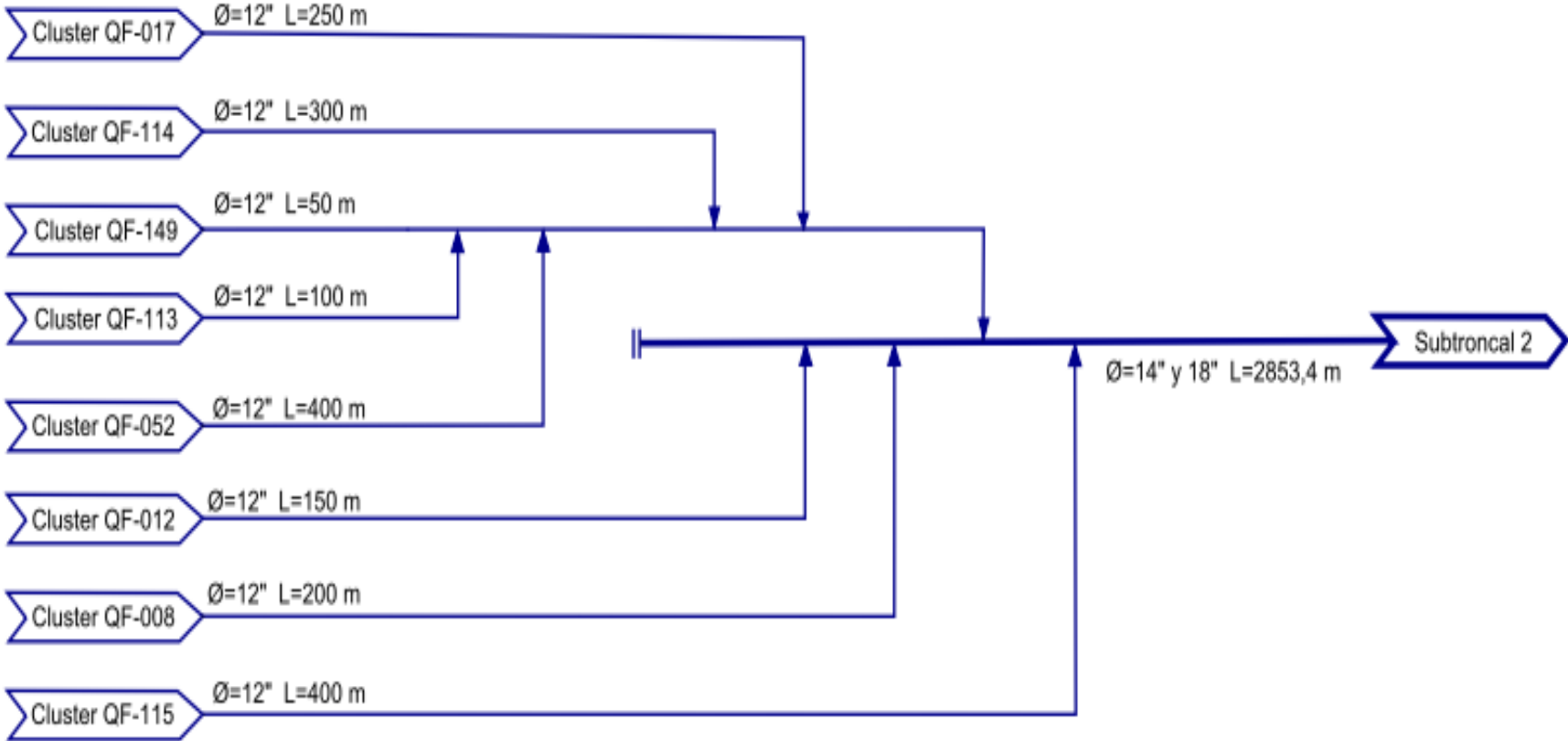
Fuente: PACIFIC RUBIALES ENERGY, Metapetroleum

Figura 16 Diagrama Flujo de Procesos Troncal-2



Fuente: PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. Sistemas de flujo de Campo Quifa Troncal-2. Diciembre del 2012. (Modificado por el autor)

Figura 17 Diagrama Flujo de Procesos Subtronal 2



Fuente: PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. Sistemas de flujo de Campo Quifa subtronal-2. Diciembre del 2012. (Modificado por el autor)

En la **Tabla 10** y **Tabla 11**, se encuentran las características de diseño de cada uno de los clúster asociados a la Troncal-2 y las etapas de la Troncal-2 con las características de cada tramo respectivamente. Debido a que no se cuenta con la información de elevación no se tomara en cuenta este valor para la simulación.

Tabla 10 Características de diseño de los clúster asociadas a la Troncal-2 de Campo Quifa

Nro	CLUSTER	Longitud Bateria 4 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 totales del Clúster	Pozos Apagados
1	CLUSTER Q10	18500	800	11,625	12	171	6	1
2	CLUSTER Q08	22666	200	11,625	12	182	6	0
3	CLUSTER Q114	14540	300	11,625	12	195	6	0
4	CLUSTER Q11	20653	553	11,625	12	194	6	0
5	CLUSTER Q52	24740	400	11,625	12	197	3	0
6	CLUSTER Q116	17550	150	11,625	12	160	3	0
7	CLUSTER Q149	24990	50	11,625	12	180	4	0
8	CLUSTER Q07	18803	8	11,625	12	180	5	0
9	CLUSTER Q113	24840	100	11,625	12	211	5	0
10	CLUSTER Q48	18449	2.299	23,625	24	156	4	0
11	CLUSTER Q115	21366	400	11,625	12	189	3	0
12	CLUSTER Q31	19403	200	11,625	12	200	2	0
13	CLUSTER Q12	22916	150	11,625	12	170	2	1
14	CLUSTER Q36	19146	534	11,625	12	192	4	0
15	CLUSTER Q45	22247	1.047	11,625	12	186	3	0
16	CLUSTER Q49	16926	30	11,625	12	135	2	0
17	QF-017	22707	250	11,625	12	200	1	0
18	QF-032	18462	50	11,625	12	200	1	0
19	QF-155	16980	30	11,625	12	130	1	0

Fuente: PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. Sistemas de flujo de Campo Quifa. Diciembre de 2012 (modificado por el autor)

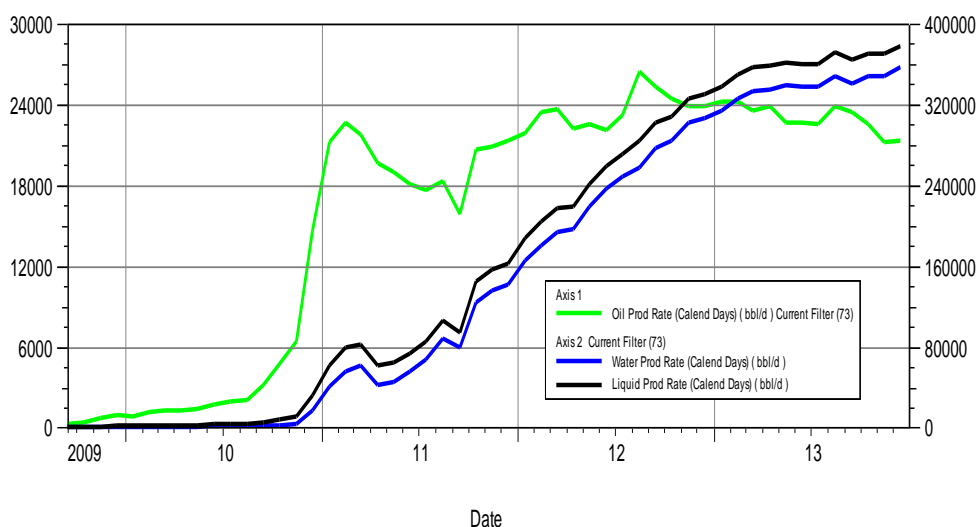
Tabla 11 Tramos de tubería de la Troncal-2 de Campo Quifa

Tramos	Desde	Hasta	Longitud (m)	Diámetro Interno ID (pulg)	Diámetro externo OD (pulg)	Elevación (m)
1	QF-045	QF-011	1.100	23,625	24	0
2	QF-011	QF-031	1.500	23,625	24	0
3	QF-031	Subtroncal	300	23,625	24	0
4	Subtroncal	QF-036	300	23,625	24	0
5	QF-036	QF-010	300	23,625	24	0
6	QF-010	QF-116	300	23,625	24	0
7	QF-116	QF-048	1.500	23,625	24	0
8	QF-048	QF-049	300	23,625	24	0
9	QF-049	Pseudomanifold	600	23,625	24	0
10	Pseudomanifold	Bateria 4	15.000	23,625	24	0

Fuente: PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. Sistemas de flujo de Campo Quifa. Diciembre de 2012 (modificado por el autor)

La simulación de las líneas de recolección de fluidos (troncales) y las líneas de flujo, se debe realizar en un intervalo de tiempo en el que la tasa de producción y los parámetros de operación no tengan variaciones relevantes. La Gráfica 3, nos muestra el historial de producción de la Troncal-2 hasta finales de 2013, con el comportamiento del caudal de aceite (BOPD), el caudal de agua y el caudal de fluido total (BFPD).

Gráfica 3 Historia de producción de la Troncal-2 de Campo Quifa hasta el año 2013



Fuente: PACIFIC RUBIALES ENERGY, Metapetroleum

La simulación de la Troncal 2 de campo Quifa, se realizará con el reporte de producción entregado el 27 de diciembre de 2012. En la Tabla 12, se encuentran los parámetros de operación y producción de los pozos asociados a las troncal-2.

Tabla 12 Parámetros de operación y de producción de los pozos asociados a la Troncal-2 de Campo Quifa

CLÚSTER	POZO	TIPO	BOMBA	TORQUE %	THP	THT	PRUEBA PRODUCCIÓN @ 60°F				
				PIP	Psia	°F	BFPD	BSW	BOPD	BWPD	RPM
CLÚSTER Q10	QF-010	VERTICAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	QF-055H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 591	170	145	7.691	94	488	7.202	64 Hz
	QF-056H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 650	176	132	7.325	96	311	7.015	63 Hz
	QF-057H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 176	170	132	3.646	91	331	3.315	50 Hz
	QF-094H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 325	168	130	5.866	88	694	5.172	63 Hz
QF-095H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 169	170	152	2.304	84	360	1.945	58 Hz	
CLÚSTER Q08	QF-008	VERTICAL	ESP	*Pip 440	188	142	5.608	93	393	5.215	62 Hz
	QF-059H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 896	195	148	8.971	97	311	8.660	64 Hz
	QF-060H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 737	191	-	8.205	97	281	7.925	64 Hz
	QF-089H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 772	190	-	7.405	93	516	6.889	57 Hz
	QF-090H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 1018	189	140	8.505	97	245	8.261	61 Hz
QF-096H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 836	191	144	9.451	98	211	9.240	61 Hz	
CLÚSTER Q114	QF-114	VERTICAL	PCP	61%	181	132	1.527	89	168	1.359	300 rpm
	QF-170H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 824	184	124	7.494	87	944	6.551	56 Hz
	QF-171H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 853	182	134	8.455	95	453	8.002	62 Hz
	QF-172H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 235	185	134	5.025	86	722	4.303	64 Hz
	QF-173H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 764	184	132	2.844	94	180	2.664	43 Hz
QF-174H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 842	185	-	8.342	92	657	7.685	62 Hz	
CLUSTER Q11	QF-011	VERTICAL	ESP	*Pip 322	190	134	5.706	96	221	5.485	65 Hz
	QF-065H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 847	194	142	8.913	97	288	8.625	64 Hz
	QF-066H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 926	190	143	4.558	96	180	4.377	60 Hz
	QF-067H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 782	193	132	8.358	94	506	7.852	57 Hz
	QF-088H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 785	193	130	9.450	97	292	9.158	61 Hz
QF-111HST	HORIZONTAL	ESP	*Pip 740	195	134	7.781	97	230	7.551	61 Hz	
CLUSTER Q52	QF-052	VERTICAL	PCP	66%	-	-	1.473	91	130	1.344	300 rpm
	QF-241H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 747	174	-	3.645	72	1.019	2.626	46 Hz
	QF-271D	DESVIADO	ESP	*Pip 346	180	-	1.379	63	514	865	41 Hz
CLUSTER Q116	QF-116	VERTICAL	PCP	49%	160	-	898	65	313	585	300 rpm
	QF-208H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 764	160	-	820	10	740	81	42 Hz
	QF-209H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 674	160	130	546	31	377	169	35 Hz
CLUSTER Q149	QF-149	VERTICAL	PCP	44%	190	120	1.145	93	78	1.067	300 rpm
	QF-105H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 407	190	148	6.524	89	711	5.813	66 Hz
	QF-106H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 190	190	150	3.799	79	812	2.987	61 Hz
	QF-107H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 514	192	124	8.198	91	751	7.447	60 Hz
CLUSTER Q07	QF-007	VERTICAL	PCP	53%	194	114	1.480	95	81	1.398	300 rpm
	QF-061H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 902	196	130	9.358	98	187	9.171	64 Hz
	QF-062HST	HORIZONTAL	ESP	*Pip 986	199	140	9.080	98	223	8.857	64 Hz
	QF-063H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 739	199	144	9.193	93	652	8.541	62 Hz
	QF-064H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 720	195	132	7.457	95	341	7.116	60 Hz

CLÚSTER	POZO	TIPO	BOMBA	TORQUE %	THP	THT	PRUEBA PRODUCCIÓN @ 60°F				
CLUSTER Q113	QF-113	VERTICAL	PCP	41%	208	132	1.143	78	249	894	300 rpm
	QF-186H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 820	211	146	8.205	96	346	7.859	62 Hz
	QF-187H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 888	213	130	7.512	96	335	7.177	64 Hz
	QF-194H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 832	211	140	8.300	89	945	7.355	63 Hz
	QF-266H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 828	210	-	412	15	351	61	36 Hz
CLUSTER Q48	QF-048	VERTICAL	PCP	74%	160	140	1.519	92	123	1.396	300 rpm
	QF-128H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 841	162	144	7.610	97	240	7.370	66 Hz
	QF-129HST	HORIZONTAL	ESP	*Pip 354	160	142	5.555	96	208	5.347	65 Hz
	QF-203HST	HORIZONTAL	ESP	*Pip 807	159	140	2.902	85	428	2.474	41 Hz
CLUSTER Q115	QF-115	VERTICAL	PCP	68%	192	118	1.086	74	285	800	215 rpm
	QF-227H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 512	190	120	6.554	88	759	5.795	62 Hz
	QF-228H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 180	185	122	5.109	69	1.564	3.545	61 Hz
CLUSTER Q31	QF-031	VERTICAL	ESP	*Pip 770	195	142	8.075	97	244	7.831	60 Hz
	QF-158HST2	HORIZONTAL	ESP	*Pip 633	190	134	7.337	95	376	6.961	67 Hz
CLUSTER Q12	QF-160H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 716	170	146	7.875	92	602	7.273	64 Hz
	QF-012	VERTICAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CLUSTER Q36	QF-036	VERTICAL	PCP	24%	194	152	931	89	103	828	300 rpm
	QF-112H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 898	201	140	7.813	97	260	7.553	65 Hz
	QF-127HST	HORIZONTAL	ESP	*Pip 818	197	132	7.092	96	304	6.788	60 Hz
	QF-159HST2	HORIZONTAL	ESP	*Pip 908	198	140	7.632	96	339	7.293	59 Hz
CLUSTER Q45	QF-045	VERTICAL	PCP	27%	188	132	1.190	87	154	1.036	300 rpm
	QF-099H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 901	191	148	9.167	96	404	8.762	62 Hz
	QF-103HST	HORIZONTAL	ESP	*Pip 886	191	142	8.130	96	315	7.816	57 Hz
CLUSTER Q49	QF-049ST	DESVIADO	ESP	*Pip 880	140	140	925	97	27	898	50 Hz
	QF-251D	DESVIADO	ESP	*Pip 114	150	132	675	28	489	186	59 Hz
QF-017	QF-017	VERTICAL	ESP	*Pip 527	200	-	4.822	92	363	4.460	67 Hz
QF-032	QF-032	VERTICAL	ESP	*Pip 584	200	132	906	92	71	836	54 Hz
QF-155	QF-155ST1	DESVIADO	ESP	*Pip 752	130	96	488	89	56	432	42 Hz

Fuente: PACIFIC RUBIALES ENERGY, Metapetroleum

En la Tabla 13 se encuentran las generalidades de la Troncal-2 de campo Quifa; con las cantidades y el estado de los pozos, tipos de pozos asociados y el sistema de levantamiento artificial utilizado.

Tabla 13 Datos generales de los pozos asociados a la Troncal-2

Item	Cantidad
Pozos Totales	67
Pozos Activos	65
Pozos Cerrados	2
Pozos Verticales	17
Pozos Horizontales	46
Pozos Desviados	4
Bomba Esp	55
Bomba Pcp	10

Fuente: PACIFIC RUBIALES ENERGY, Metapetroleum

5.4. GENERALIDADES DE LA TRONCAL-3

La línea de recolección de fluidos “Troncal 3” se construyó en el año 2013 por la empresa prestadora de servicios ISMOCOL DE COLOMBIA, para la compañía PACIFIC RUBIALES ENERGY, está ubicada en el costado suroeste de Campo Quifa como se muestra en el Anexo A. Se extiende con una longitud de 23.300 metros en un diámetro continuo de 24 pulgadas, con una capacidad de flujo de 350.000 BFPD, un aislamiento térmico en fibra de vidrio de 0,5 pulgadas y una tolerancia a la corrosión de 0,255 pulgadas. La Tabla 14 presenta las características de diseño para la Troncal 3 de campo Quifa.

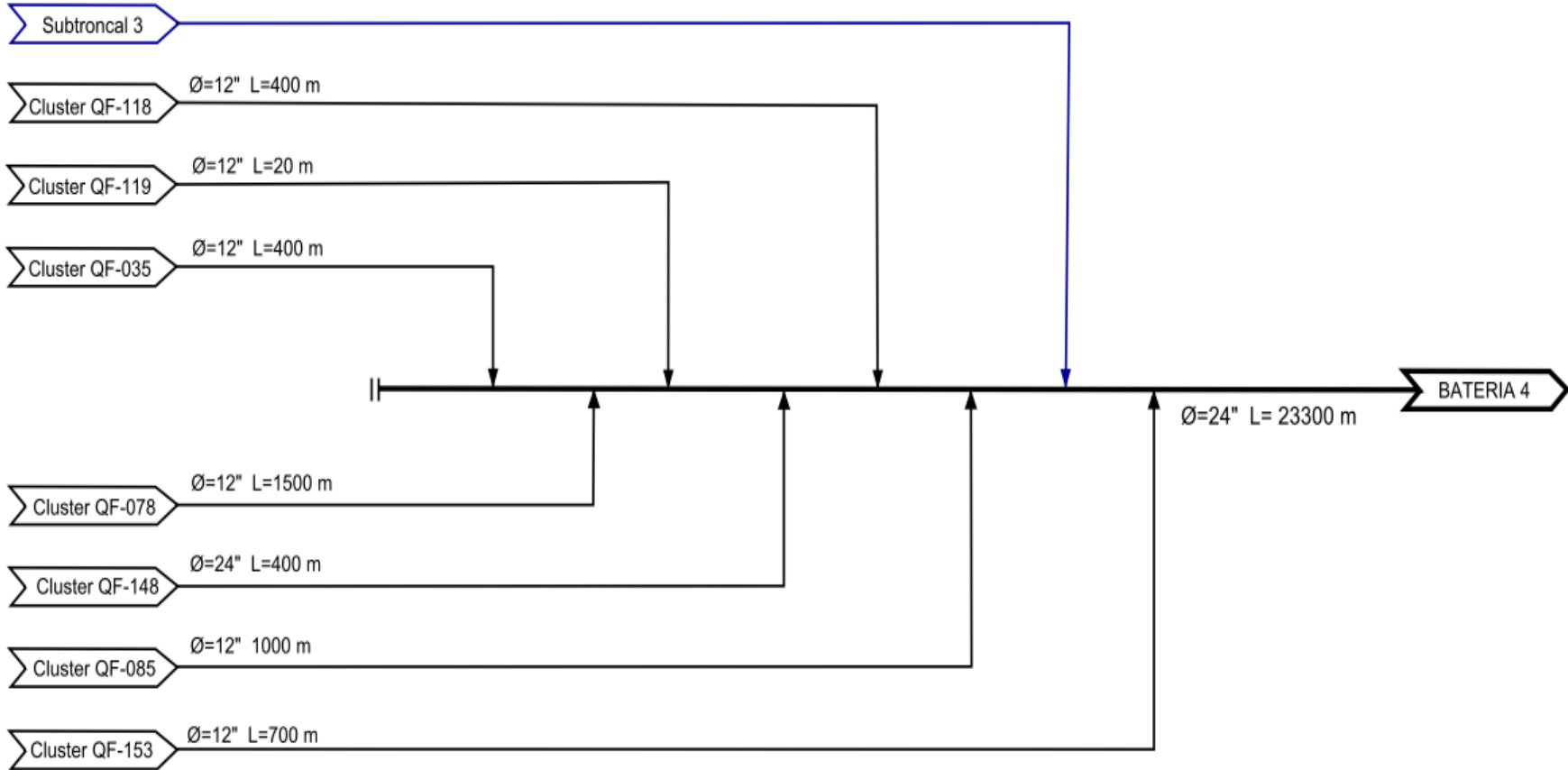
Actualmente la Troncal 3 se alimenta de siete (7) Clústeres y una (1) subtroncal (Figura 18), la subtroncal 3 se alimenta por tres (3) Clústeres y cuatro (4) pozos como se muestra en la Figura 19. El fluido producido es transportado hasta la Batería 4 para ser procesado.

Tabla 14 Características de diseño de la Troncal-3 de Campo Rubiales

Troncal 3	
Propiedad	Valor
Diámetro Interno-ID (pulg)	23.625
Diámetro Interno-OD (pulg)	24
Longitud (m)	23300
Tubería	API 5L, Gr.B Sch 20
Caudal de Diseño (BFPD)	350000
Capacidad (bbl)	28876
Pmax a la llegada de la Batería 4	50
Pmax cabeza de pozo (psi)	180
Qmax aproximado de cada clúster (BFPD)	70000
Temperatura de fluidos (°F)	160
Viscosidad del fluidos (cst)	30.7
Densidad del fluido (kg/m ³)	914.08
Tolerancia de corrosión (pulg)	0.255
Aislamiento térmico (pug)	0.5

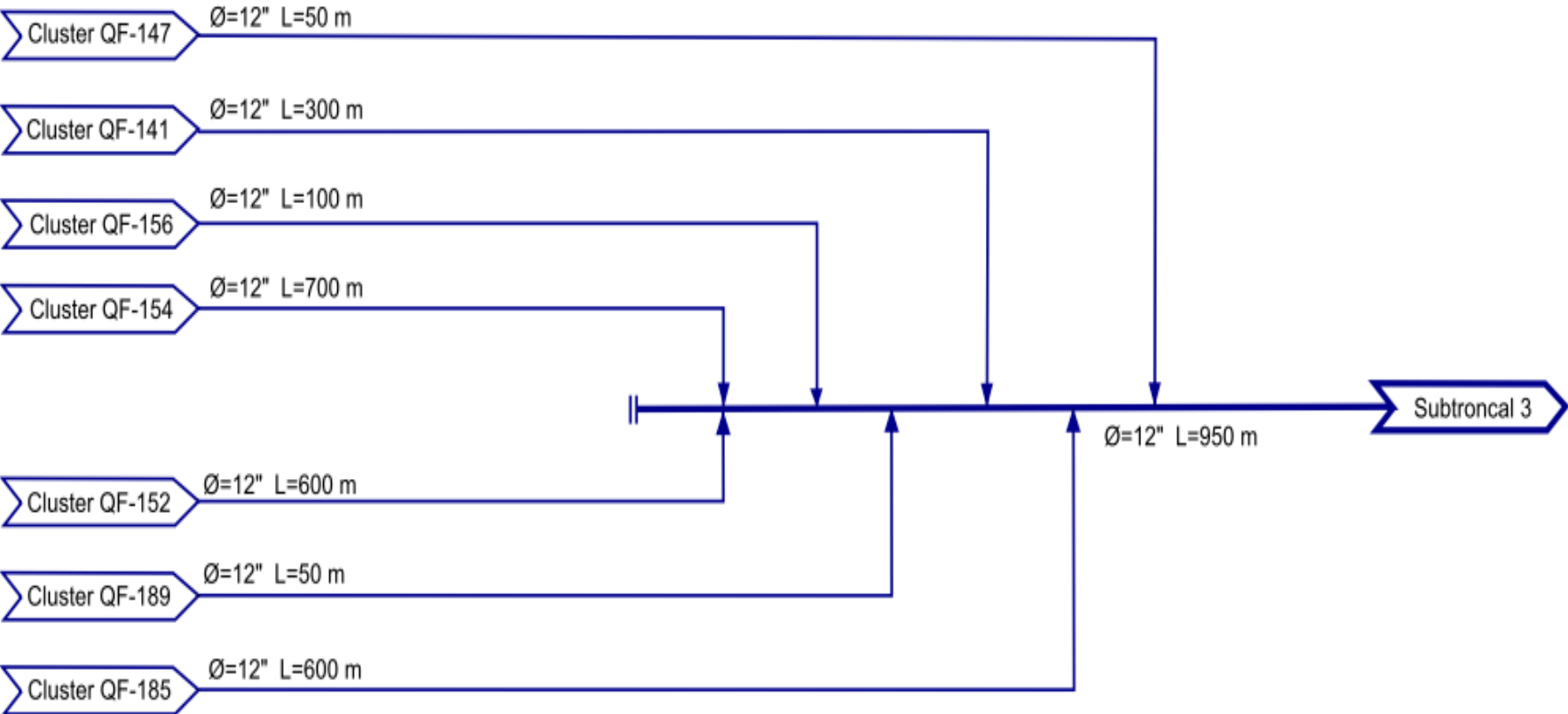
Fuente: PACIFIC RUBIALES ENERGY, Metapetroleum

Figura 18 Diagrama Flujo de Procesos Troncal 3



Fuente: PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. Sistemas de flujo de Campo Quifa Troncal-3. Enero del 2013. (Modificado por el autor)

Figura 19 Diagrama Flujo de Procesos Subtroncal 3



Fuente: PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. Sistemas de flujo de Campo Quifa Troncal-3. Enero del 2013. (Modificado por el autor)

En la Tabla 15 y Tabla 16, se encuentran las características de diseño de cada uno de los clúster asociados a la Troncal-3 y las etapas de la Troncal 3 con las características de cada tramo respectivamente. Debido a que no se cuenta con la información de elevación no se tomara en cuenta este valor para la simulación.

Tabla 15 Características de diseño de los clúster asociadas a la Troncal-3 de Campo Quifa

Nro	CLUSTER	Longitud Bateria 4 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 totales del Clúster	Pozos Apagados
1	CLUSTER Q118	21.900	400	11,625	12	150	6	0
2	CLUSTER Q119	22.520	20	11,625	12	148	6	0
3	CLUSTER Q141	19.950	300	11,625	12	137	3	0
4	CLUSTER Q147	19.150	50	11,625	12	148	2	0
5	CLUSTER Q153	18.500	700	11,625	12	138	4	0
6	CLUSTER Q156	20.250	100	11,625	12	140	3	0
7	CLUSTER Q35	23.100	400	11,625	12	187	2	0
8	CLUSTER Q78	24.800	1.500	11,625	12	163	2	0
9	QF-085	21.500	1.000	11,625	12	162	1	0
10	QF-148	22.100	400	23,625	24	160	1	0
11	QF-152	20.850	600	11,625	12	150	1	0
12	QF-154	20.950	700	11,625	12	144	1	0
13	QF-185	20.150	600	11,625	12	148	1	0
14	QF-189	19.900	50	11,625	12	144	1	0

Fuente: PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. Sistemas de flujo de Campo Rubiales. Enero de 2013 (modificado por el autor)

Tabla 16 Tramos de tubería de la troncal-3 de Campo Quifa

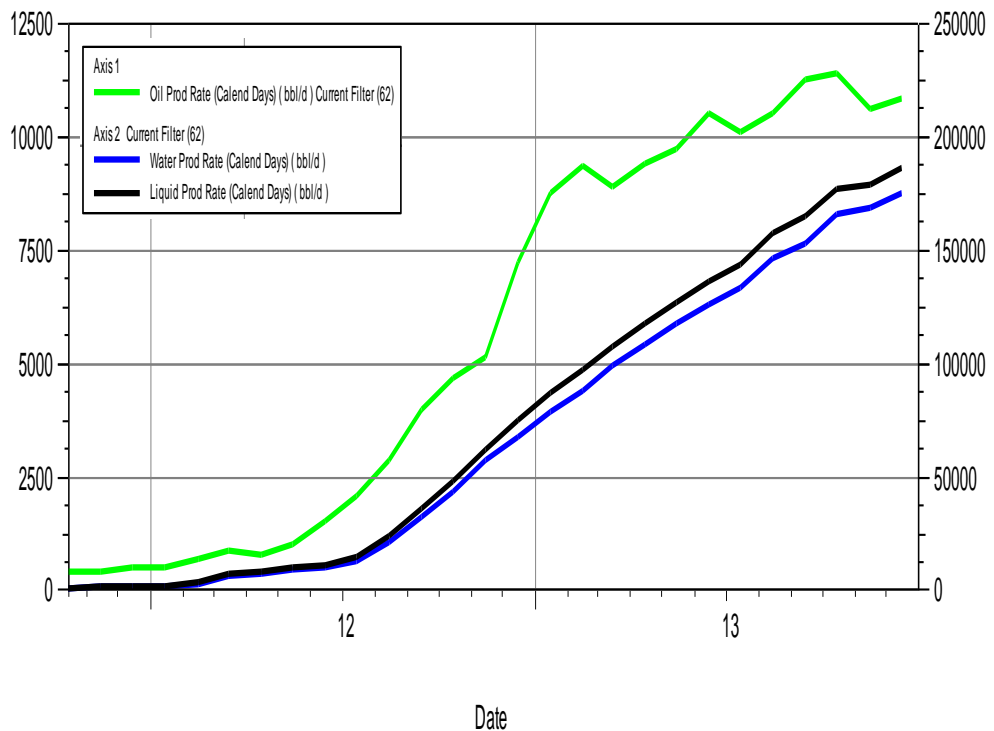
Tramos	Desde	Hasta	Longitud (m)	Diámetro Interno ID (pulg)	Diámetro externo OD (pulg)	Elevación (m)
1	QF-035	QF-078	300	23,625	24	0
2	QF-078	QF-119	800	23,625	24	0
3	QF-119	QF-148	800	23,625	24	0
4	QF-148	QF-118	200	23,625	24	0
5	QF-118	QF-085	1.000	23,625	24	0
6	QF-085	SUBTRONCAL	1.200	23,625	24	0
7	SUBTRONCAL	QF-153	100	23,625	24	0
8	QF-153	Pseudomanifold	4.200	23,625	24	0

Tramos	Desde	Hasta	Longitud	Diámetro	Diámetro	Elevación
9	Pseudomanifold	Bateria 4	15.000	23,625	24	0

Fuente: PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. Sistemas de flujo de Campo Rubiales. Enero de 2013 (modificado por el autor)

La simulación de las líneas de recolección de fluidos (troncales) y las líneas de flujo, se debe realizar en un intervalo de tiempo en el que la tasa de producción y los parámetros de operación no tengan variaciones relevantes. **La Gráfica 4**, nos muestra el historial de producción de la Troncal-3 de los años 2012 y 2013, con el comportamiento del caudal de aceite (BOPD), el caudal de agua y el caudal de fluido total (BFPD).

Gráfica 4 **Historia de producción troncal-3 años 2012 y 2013**



Fuente: PACIFIC RUBIALES ENERGY, Metapetroleum

La simulación de la Troncal 3 de campo Quifa, se realizará con el reporte de producción entregado el 21 de enero de 2013. En la Tabla 17, se encuentran los parámetros de operación y producción de los pozos asociados a las troncal-3.

Tabla 17 Parámetros de operación y de producción de los pozos asociados a la Troncal-3 de Campo Quifa

CLÚSTER	POZO	TIPO	BOMBA	TORQUE	THP	THT	PRUEBA PRODUCCIÓN @ 60°F				
				%	Psia	°F	BFPD	BSW	BOPD	BWPD	RPM
CLUSTER Q118	QF-118	VERTICAL	PCP	43%	154	124	1.575	80	322	1.253	300 rpm
	QF-182H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 771	150	140	2.249	58	941	1.308	37 Hz
	QF-183H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 714	150	-	2.179	57	947	1.232	43 Hz
	QF-184H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 826	153	124	1.764	61	695	1.069	35 Hz
	QF-236H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 822	150	124	1.464	70	439	1.025	35 Hz
	QF-237H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 689	156	-	430	72	120	309	33 Hz
CLUSTER Q119	QF-119	VERTICAL	PCP	19%	152	128	699	80	141	558	300 rpm
	QF-176H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 811	135	136	9.373	96	402	8.970	65 Hz
	QF-177H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 667	158	140	7.331	88	910	6.421	59 Hz
	QF-179H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 778	158	130	7.879	93	523	7.356	60 Hz
	QF-180H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 697	135	144	7.535	93	505	7.030	65 Hz
	QF-181H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 897	158	142	9.826	98	177	9.649	59 Hz
CLUSTER Q141	QF-141	VERTICAL	PCP	41%	146	132	1.519	91	134	1.386	300 rpm
	QF-168H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 909	145	130	9.253	96	360	8.892	62 Hz
	QF-169HST	HORIZONTAL	ESP	*Pip 700	148	140	7.699	95	388	7.311	57 Hz
CLUSTER Q147	QF-147	VERTICAL	PCP	35%	160	136	1.187	86	170	1.017	300 rpm
	QF-267H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 882	148	143	1.278	89	138	1.140	32 Hz
CLUSTER Q153	QF-153	VERTICAL	PCP	30%	142	120	700	86	99	601	300 rpm
	QF-195H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 892	140	-	2.022	90	209	1.813	35 Hz
	QF-240H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 895	144	130	3.104	95	146	2.958	37 Hz
	QF-278H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 831	136	128	906	69	279	626	28 Hz
CLUSTER Q156	QF-156	VERTICAL	PCP	33%	144	136	953	92	75	877	300 rpm
	QF-233HST	HORIZONTAL	ESP	*Pip 809	140	132	1.595	97	42	1.553	30 Hz
	QF-234H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 773	144	130	537	70	162	375	34 Hz
CLUSTER Q35	QF-035	VERTICAL	ESP	*Pip 489	187	-	6.579	95	341	6.238	58 Hz
	QF-239H	HORIZONTAL	ESP	*Pip 628	195	132	2.540	56	1.124	1.416	46 Hz
CLUSTER Q78	QF-078	VERTICAL	PCP	21%	166	-	894	92	69	825	300 rpm
	QF-249D	DESVIADO	ESP	*Pip 637	165	130	149	95	7	142	32 Hz
QF-085	QF-085	VERTICAL	PCP	21%	162	128	667	76	160	507	300 rpm
QF-148	QF-148	VERTICAL	PCP	27%	160	120	718	86	101	617	300 rpm
QF-152	QF-152	VERTICAL	ESP	*Pip 348	150	130	4.785	94	269	4.400	61 Hz
QF-154	QF-154	VERTICAL	PCP	31%	144	128	921	90	89	832	300 rpm
QF-185	QF-185	VERTICAL	PCP	25%	148	128	939	94	55	884	300 rpm
QF-189	QF-189	VERTICAL	PCP	31%	144	142	1.195	95	55	1.141	300 rpm

Fuente: PACIFIC RUBIALES ENERGY, Metapetroleum

En la **Tabla 18** se encuentran las generalidades de la Troncal-3 de campo Quifa; con las cantidades y el estado de los pozos, tipos de pozos asociados y el sistema de levantamiento artificial utilizado.

Tabla 18. Generalidades de los pozos asociados a la Troncal-3

Item	Cantidad
Pozos Totales	34
Pozos Activos	34
Pozos Cerrados	0
Pozos Verticales	14
Pozos Horizontales	19
Pozos Desviados	1
Bomba Esp	22
Bomba Pcp	12

Fuente: PACIFIC RUBIALES ENERGY, Metapetroleum

6. SIMULACIÓN SOFTWARE PIPESIM

La base para la evaluación del proyecto de grado, es por medio del simulador PIPESIM, software desarrollado originalmente por la empresa Baker Jardine, adquirida en 2011 por Schlumberger. Licencia adquirida por la empresa PACIFIC RUBIALES ENERGY.

PIPESIM es una herramienta rápida y eficiente para incrementar la producción de un campo y conocer el potencial de su yacimiento, con la capacidad de lograr soluciones precisas de temperatura y presiones, las cuales son esenciales para la evaluación y optimización de los complejos sistemas de tubería.

Posibles aplicaciones:

- Modelar del flujo multifásico desde el yacimiento hasta la cabeza de pozo, líneas de flujo y facilidades de superficie.
- Análisis Nodal en cualquier punto de un sistema hidráulico.
- Diseño y análisis de pozos verticales, horizontales y desviados.
- Identificación de restricciones en las líneas de flujo.
- Evaluación del sistema de levantamiento artificial más adecuado de acuerdo a las cualidades del campo.
- Análisis y evaluación de redes (PIPESIM – NET)

La evaluación de presiones se realizará en 3 pasos:

- Simulación de los pozos asociados a las troncales en PIPESIM.
- Simulación de los clúster en PIPESIM – NET.
- Simulación de las troncales en PIPESIM – NET.

La simulación de cada pozo asociado a la troncal nos permitirá determinar su punto de operación.

Debido a que el proceso de simulación de un pozo vertical es diferente a la de un pozo horizontal, se explicara de forma independiente cada tipo de simulación.

Para la simulación de los pozos en PIPESIM es necesario conocer los datos del yacimiento, datos del pozo y los datos de los fluidos producidos.

Datos del yacimiento:

- Daño de la formación
- Presión Promedio del yacimiento
- Presión de fondo fluyente
- Temperatura
- Permeabilidad
- Espesor de la arena productora
- Porosidad
- Radio de drenaje
- Compresibilidad de la formación

Datos del pozo:

- Estado mecánico del pozo
- Intervalo productor disparado
- Temperatura de superficie
- Datos de producción (Producción de petróleo y agua, Relación Gas/Petróleo, historial de producción, presión de superficie)
- Datos del sistema de levantamiento artificial

Datos de los fluidos producidos:

- Gravedad especifica de los fluidos producidos
- Relación de solubilidad R_{si}
- Presión de burbuja

6.1. SIMULACIÓN - POZO VERTICAL

Antes de iniciar con la simulación, se tomara como referencia un pozo vertical (QF-008) para ilustrar la secuencia necesaria en la simulación.

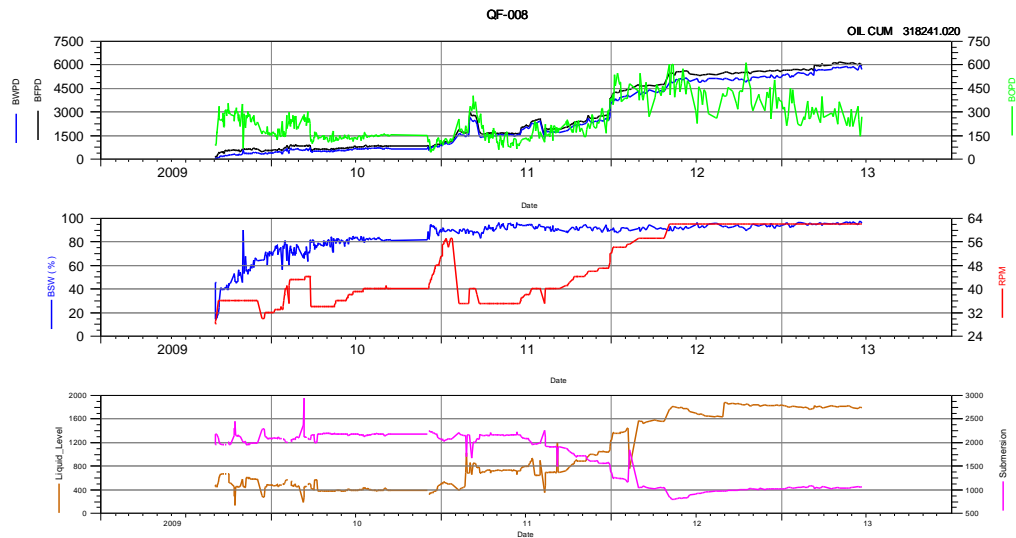
QF -008.

El pozo Quifa-008 inicio su perforación el 21/81/2009, perforando la sección de 12 ¼" hasta 245 pies y la sección de 8 ½" hasta 3245 pies, se realizó ensanchamiento a 13" en dos intervalos 2958' a 2978' (20 pies) y 3048' a 3056' (8 pies), empaque con grava 20-40 de 2952' a 3076' , se terminó de perforar el 09/3/2009 y el pozo es completado el 07/09/2009 con bomba ESP Modelo TA – 900 FLT 151 Etapas instalada a 2580 pies, 318 pies arriba del empaque.

El pozo empieza a producir el día 03 de Septiembre de 2009, a una frecuencia de operación de 30Hz Se midió una PIP inicial de 1127 psi en el sensor con temperatura de 133°F. Inicia con un corte de agua del 45% y rápidamente toma valores superiores al 80%, por lo que se tuvieron que optimizar las características operacionales de la bomba, manteniendo una producción más estable de 900 BOPD durante los 15 meses siguientes. En junio de 2010 se remplace la bomba ESP por una 5500 aumentando la producción una 50%. Para diciembre de 2013, ya el pozo se encuentra operando a una frecuencia de 60 hz, con una presión en cabeza de pozo de 250 psi, un corte de agua de 95% y una producción de 150 BOPD. En este punto no se debe aumentar mas la frecuencia ya que afectaría la vida del pozo, por lo que se espera que los estos valores de operación se mantengan estables.

La **Gráfica 5** muestra la historia de producción del pozo QF-008.

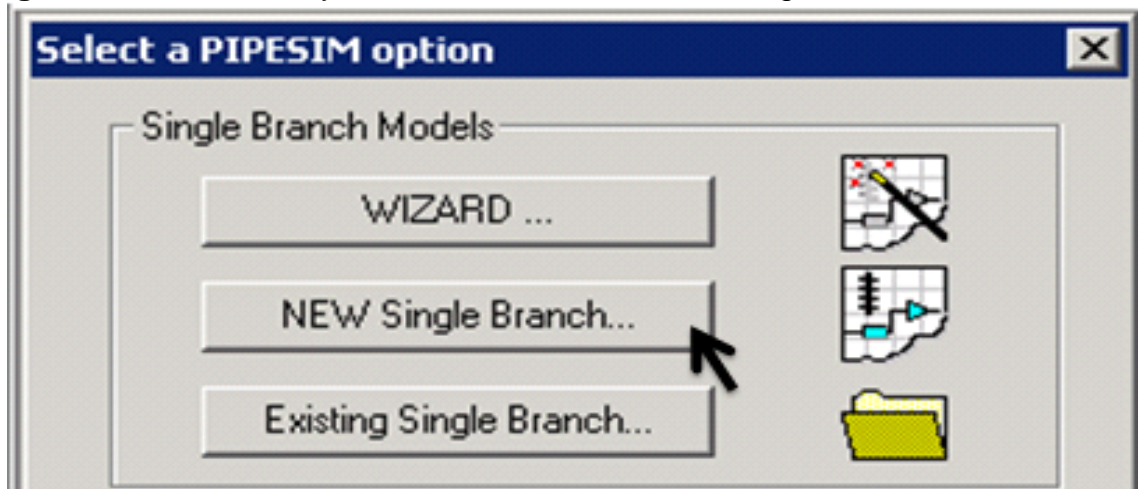
Gráfica 5 Historia de Producción del pozo QF-008



Fuente: METAPETROLEUM PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. Gerencia de yacimientos.
Base de datos del Campo Quifa. Enero del 2013

Para iniciar la simulación de un pozo vertical, primero debemos seleccionar el modelo NEW single branch model, como se muestra en la Figura 20.

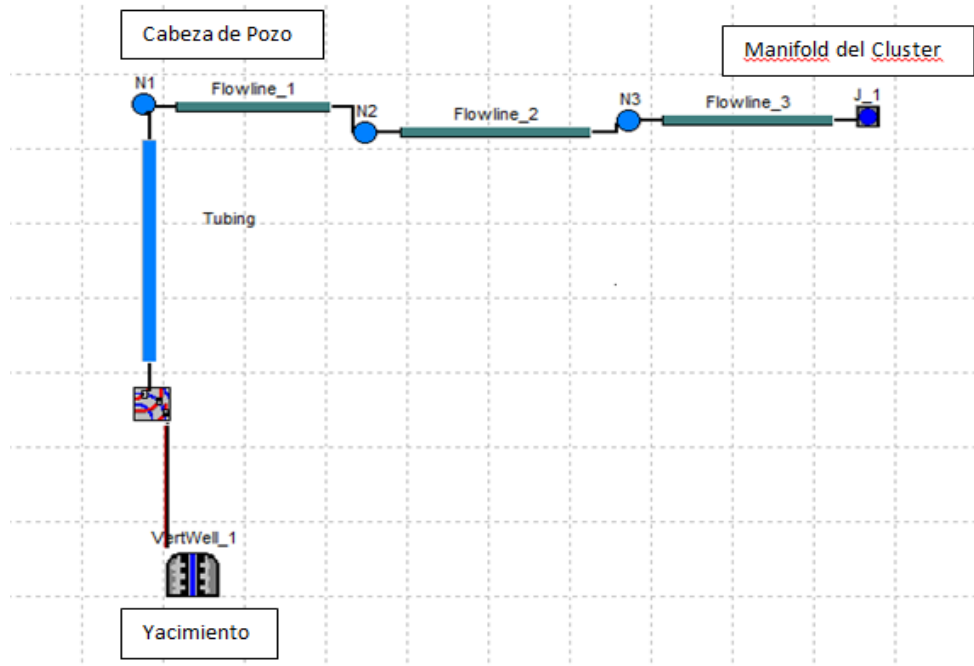
Figura 20 Introducción y selección del modelo NEW single branch model



Fuente: SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software. (Modificado por el autor)

Esta opción nos permite elaborar el esquema de la simulación de cada pozo, ya sea vertical u horizontal, como se muestra en la Figura 21 y se realizará siguiendo los siguientes pasos:

Figura 21 Esquema de simulación para los pozos de la Troncal-1



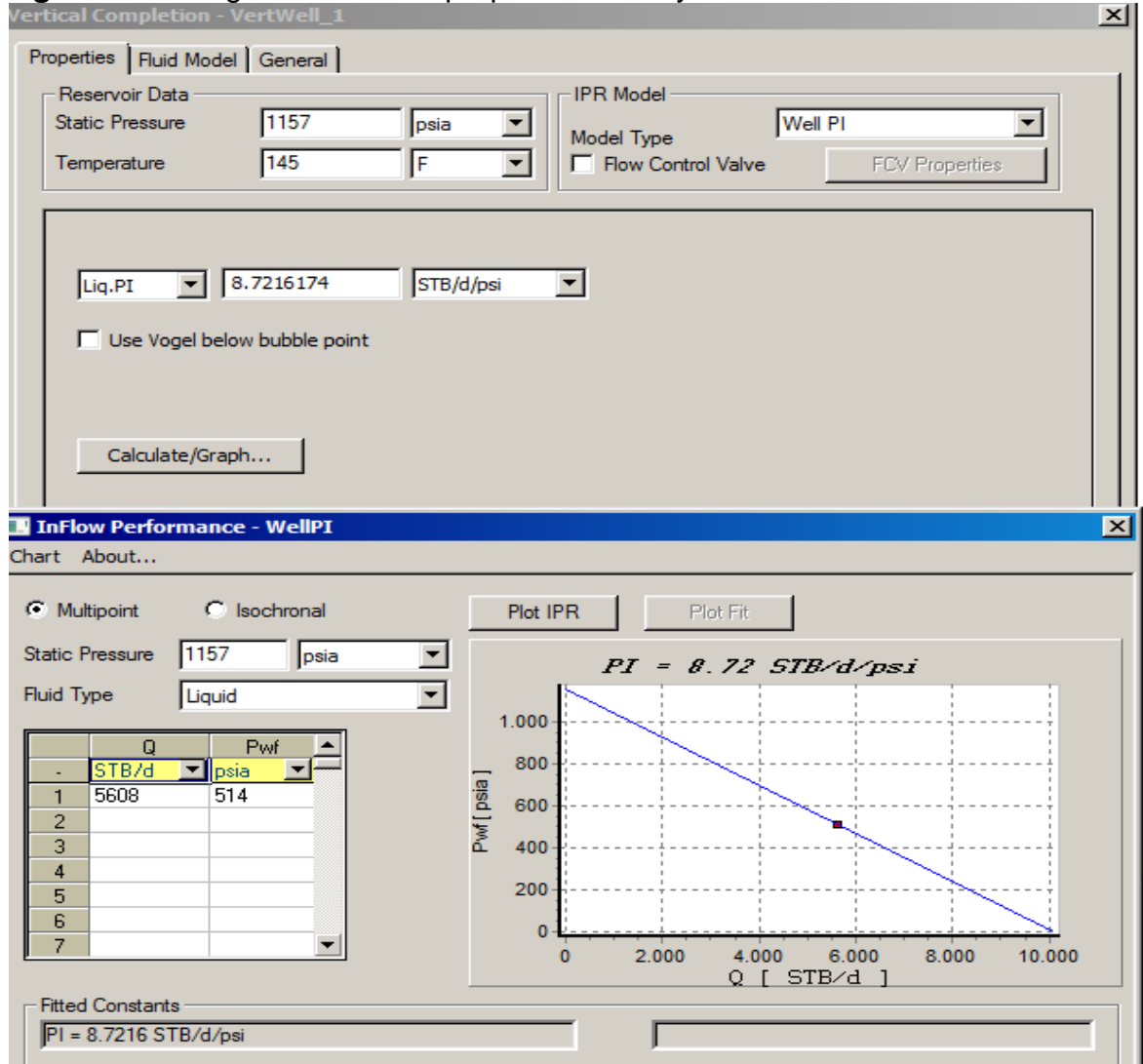
Fuente: SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software, Octubre de 2012 Modificado por el autor

6.1.1. Propiedades del Yacimiento o reservorio: En las propiedades del yacimiento se ingresan al simulador los valores de presión y temperatura de fondo, 1157 psia y 145 °F respectivamente. Estos Valores serán comunes para todos los pozos del clúster.

En la opción Well PI, ingresamos lo valores del caudal de liquido (5608 STB/d) y presión de fondo fluyente (P_{wf} : 514 psia) para calcular índice de productividad (IPR Model) como se muestra en la **Figura 22**.

Estos valores de caudal y presión van a variar para cada pozo.

Figura 22 Configuración de las propiedades del yacimiento o reservorio



Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software. (Modificado por el autor)

6.1.2. Propiedades del tubing o tubería de producción. En esta etapa se selecciona la opción Detailed Model o modelo detallado, para actualizar los datos de propiedades y características del completamiento del pozo, las cuales son tomadas del estado mecánico.

En el Anexo B, se encuentran las características para nuestro pozo ejemplo, QF-008. Como en las propiedades del yacimiento, el estado mecánico para cada pozo puede variar.

6.1.3. Registro de desviación (Deviation Survey). En este paso, la información que se debe ingresar al software es la profundidad MD, TVD y el ángulo de desviación para las profundidades como se muestra en la figura 23. Como estamos trabajando un pozo vertical el ángulo de desviación debe ser 0°.

Figura 23 Configuración de las propiedades del Tubing - Deviation Survey

The screenshot shows the 'Deviation Survey' configuration window. At the top, 'Preferred Tubing Model' is set to 'Detailed Model'. Below this, the 'Deviation Survey' tab is selected, showing a table with columns for MD (ft), TVD (ft), and Angle (Deg). The first row contains 0, 0, and 0. A note indicates to enter the datum depth in the first row. A 'Dependent Parameter' section has radio buttons for TVD, MD, and Angle (selected), with a 'Calculate' button below.

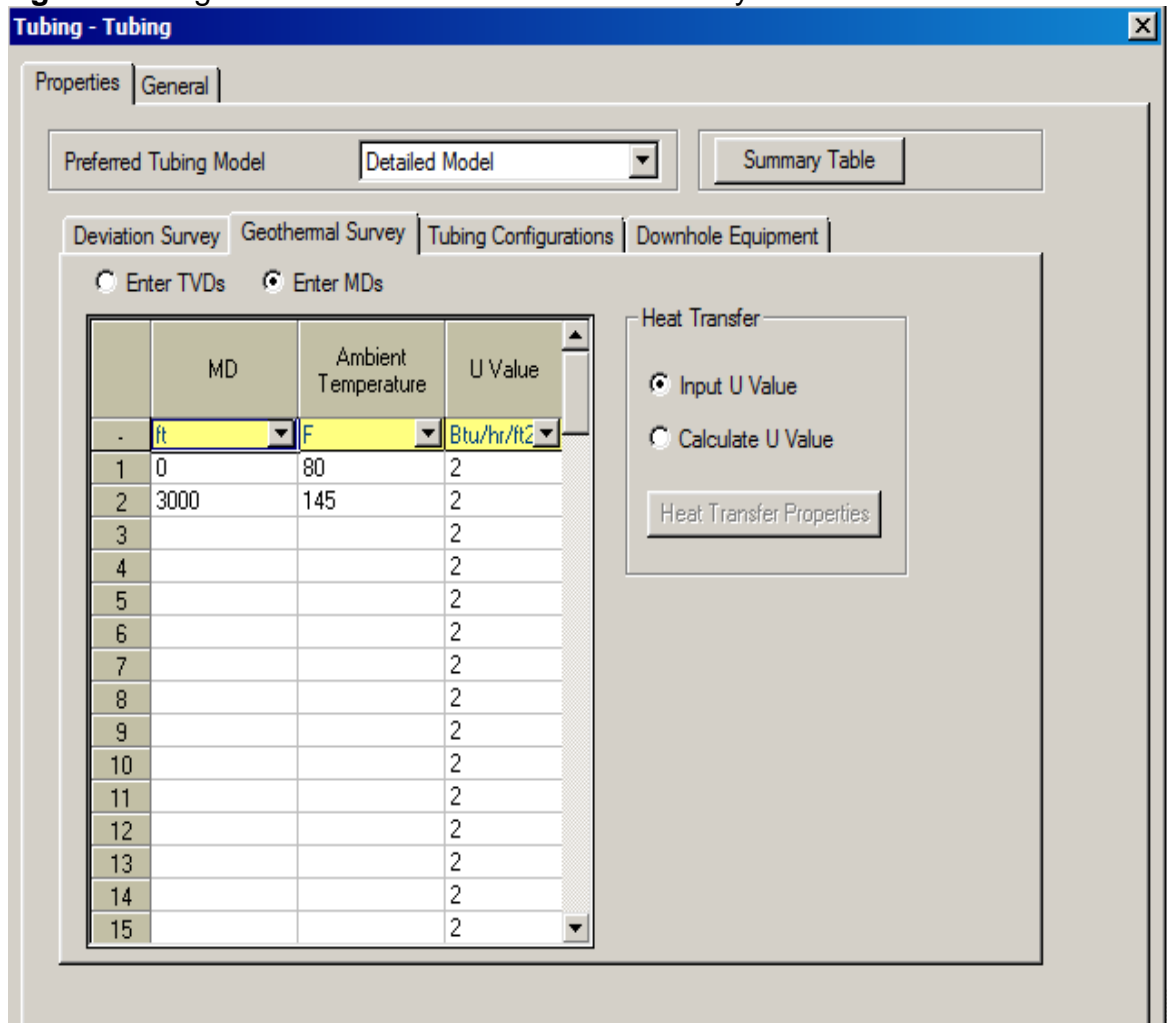
	MD ft	TVD ft	Angle (Deg)
-	ft	ft	(Deg)
1	0	0	0
2	3099	3099	
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			

Fuente: SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software. Modificado por el autor.

6.1.4. Registro Geotérmico (Geothermal Survey). En la pestaña de Geothermal Survey, se ingresan los valores de temperatura en superficie (80 °F) y la temperatura del yacimiento (145 °F) a la profundidad MD del pozo simulado (QF-008) para estimar el gradiente geotérmico, como se muestra en la Figura 24.

Debido a que el yacimiento es el mismo para todos los pozos, los valores de temperatura serán los mismos para los demás pozos.

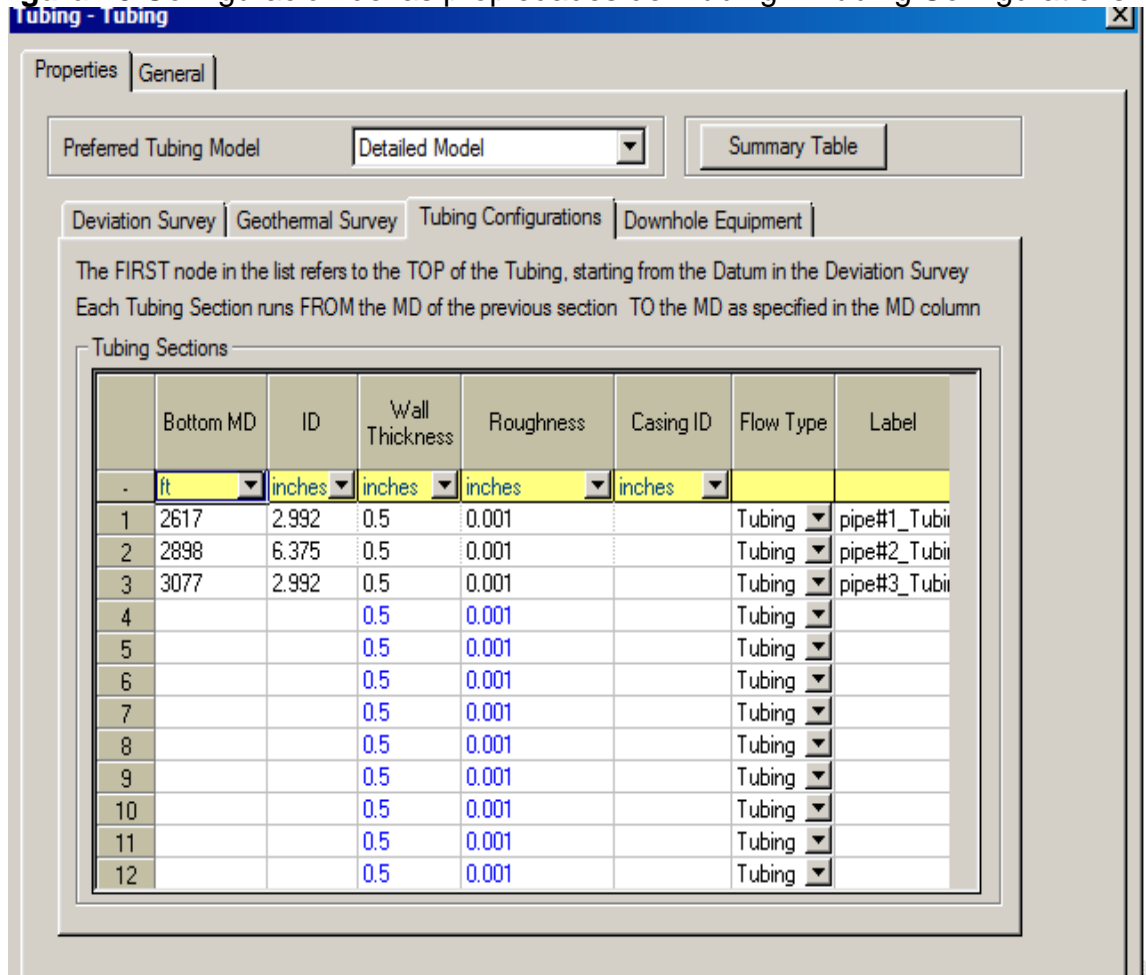
Figura 24 Registro Geotérmico - Geothermal Survey



Fuente: SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software. (Modificado por el autor)

6.1.5. Configuración de la tubería (Tubing configurations). En esta etapa, como muestra la Figura 35, se deben ingresar los valores de profundidad en MD, del sensor, del colgador, del liner y el diámetro interno, igualmente del estado mecánico podemos encontrar estos valores.

Figura 25 Configuración de las propiedades del Tubing – Tubing Configurations

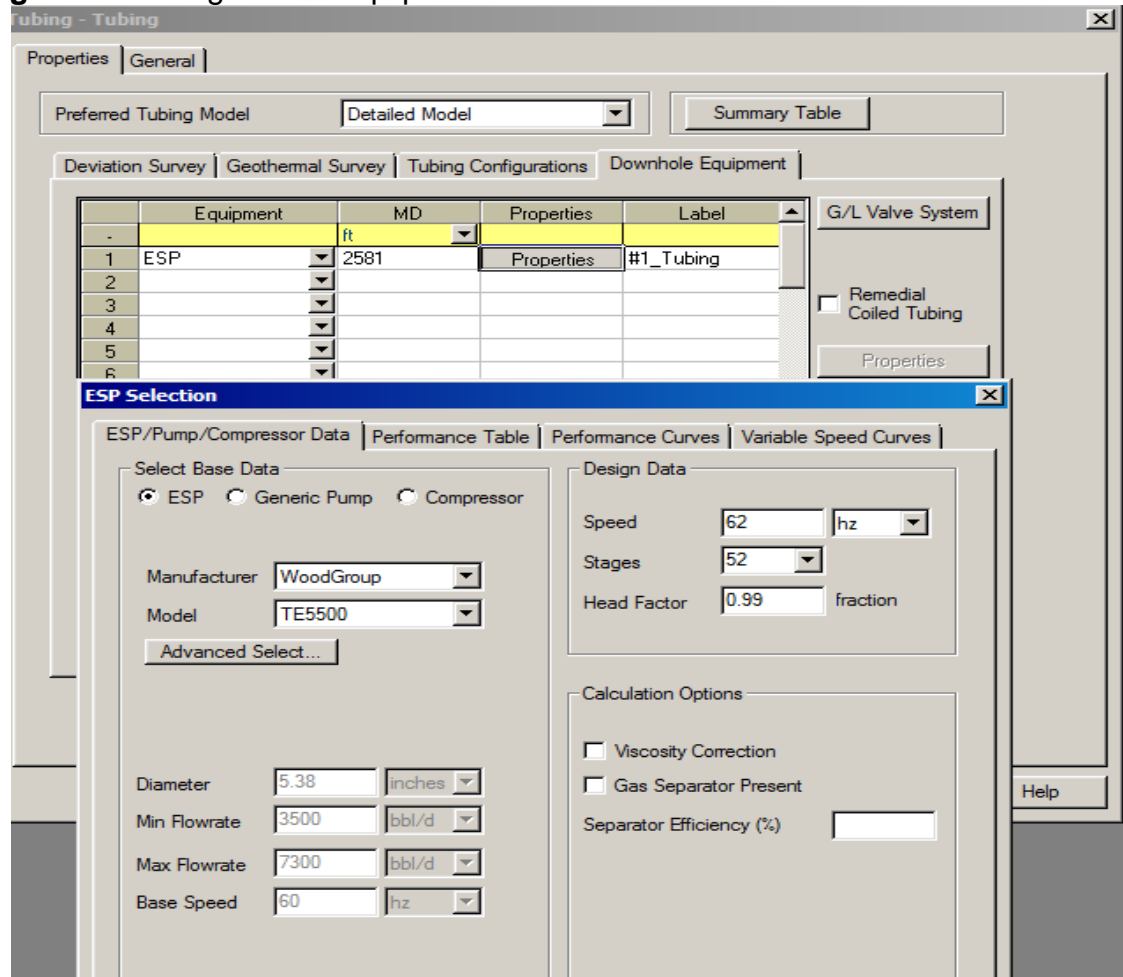


Fuente: SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software. (Modificado por el autor)

6.1.6. Equipo de subsuelo (Downhole Equipment). En este punto se ingresa la información referente a la bomba del sistema de levantamiento artificial que escojamos como se muestra en la Figura 26. Para el caso de tener una bomba de cavidades progresivas; se ingresa el tipo de bomba, las características y la

profundidad a la que se instaló, las RPM y la eficiencia. Si se instaló una bomba electrosumergible, debemos ingresar igualmente la profundidad a la que se encuentra instalada, el tipo de bomba, la frecuencia de operación (Hz), el número de etapas y la eficiencia.

Figura 26 Configuración Equipo de Subsuelo



Fuente: SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software. (Modificado por el autor)

6.1.7. Propiedades del Fluido. En la Figura 27, se muestra la pestaña de Black Oil Properties, donde se ingresan las características del fluido de producción, las cuales deben ser las mismas para todos los pozos, variando únicamente el corte de agua y lo podemos encontrar en **las Tablas 7, 12 y 17 para los pozos de**

cada troncal. El crudo producido en campo QUIFA tiene un bajo contenido de gas por ser un crudo pesado. En el Capítulo 3 Pag. 46, se encuentran las características del fluido para nuestro ejemplo, tomadas de una prueba PVT.

Figura 27 Configuración Propiedades de Fluido

The screenshot shows the 'DEFAULT - Black Oil Properties' window with the following data:

Property	Value	Unit
Fluid Name	QF-008	
Optional Comment	Cotejo de Condiciones Actuales/62 Hz (31/12/12)	
WCut	93	%
GLR	5	scf/STB
Gas S.G.	0.8	
Water S.G.	1.02	
API	12.5	
Pressure	80	psia
Temperature	145	F
Sat. Gas	5	scf/STB
Solution Gas Correlation	De Ghetto et al.	

Fuente: SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software. (Modificado por el autor)

6.1.8. Propiedades de Operación. Para continuar con la simulación, se debe escoger el tipo de análisis que utilizaremos antes de correr el pozo. Para nuestro caso escogeremos Análisis Nodal.

Luego, ingresamos el valor de la presión en cabeza de pozo THP, la cual podemos encontrar en las Tablas 7, 12 y 17 para cada pozo de cada troncal. Cada pozo simulado tendrá su propio valor de presión en cabeza.

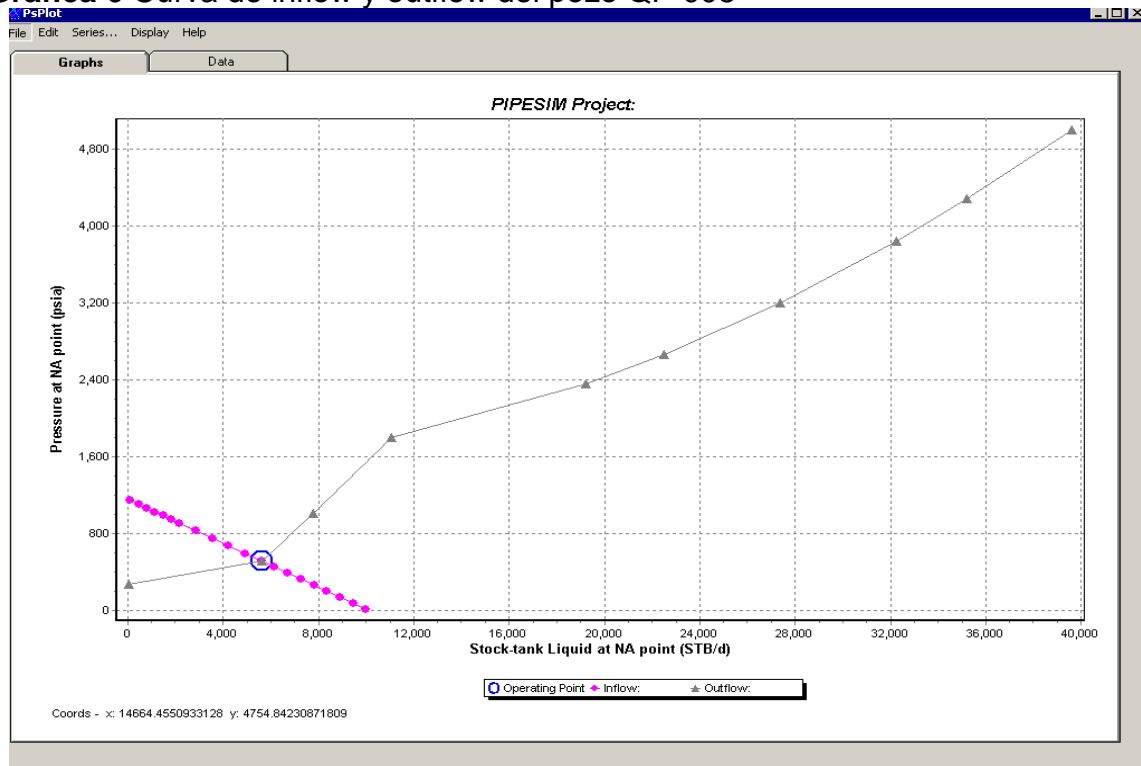
Por último corremos la simulación para obtener la curva Inflow - Outflow del pozo QF-008 como se muestra en la Grafica 6. El cruce de estas dos líneas nos muestra el punto de operación del sistema. En la Figura 28, se muestra la tabla de resultados de la simulación donde al igual que la grafica, podemos ver el punto de operación del sistema.

Figura 28 Tabla de resultados del simulador con el punto de operación del sistema

	Stock-tank Liquid at NA point	Pressure at NA point (psia)
1	Operating Point	Operating Point
3	5,608.9296	513.8934
4		

Fuente: SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software. (Modificado por el autor)

Gráfica 6 Curva de inflow y outflow del pozo QF-008



Fuente: SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software. (Modificado por el autor)

6.2. SIMULACIÓN - POZO HORIZONTAL

En el proceso de simulación de un pozo horizontal se debe crear un modelo parecido al de un pozo vertical y seguir los mismos pasos, exceptuando por el paso numero **6.1.3 Registro de desviación (Deviation Survey)** debido a que se tiene que tener en cuenta el ángulo de desviación del pozo.

El pozo que tomaremos para crear el modelo de un pozo horizontal será el QF-68H. Para la actualización de los datos se tomaran los valores del estado mecánico del pozo QF-68H como se muestra en el Anexo C.

QF-68H

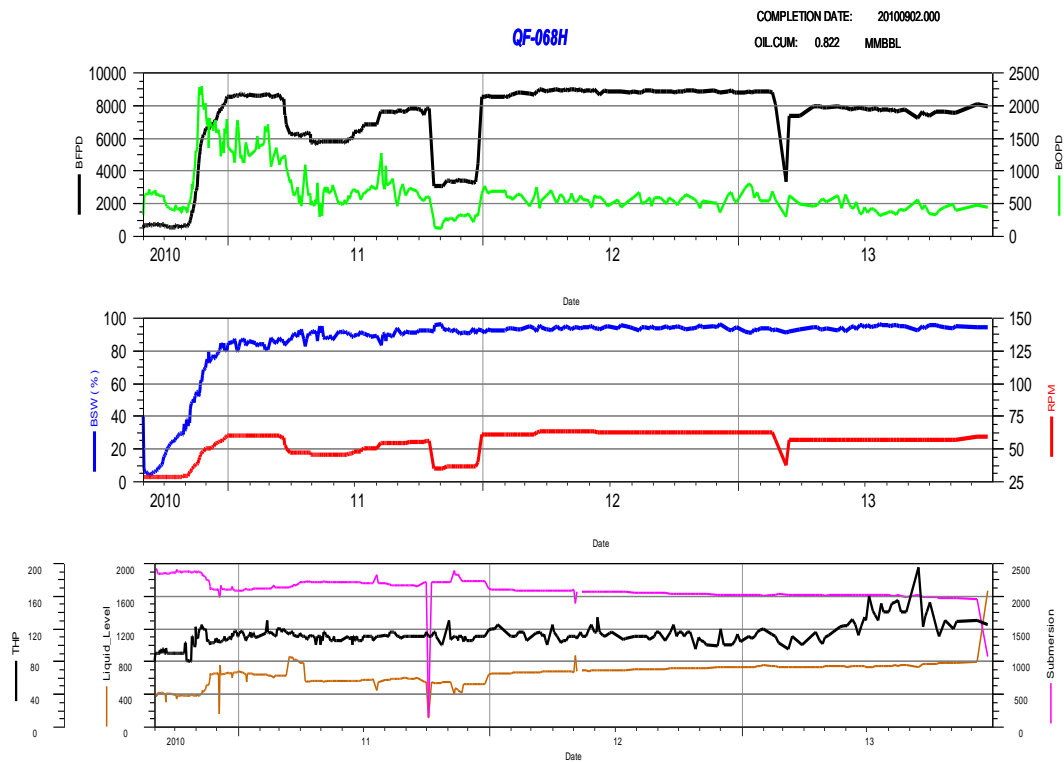
El pozo QF-068H pertenece al clúster QF-005, localizado a 2.3 Km al Noreste del pozo QUIFA-12 y perteneciente al Contrato de Asociación Quifa, fue perforado por el equipo SAI 22. La perforación del pozo inició el 24/08/2010 y terminó el 01/09/2010, esta fase tomó 9 días, la cual se llevo a cabo sin mayores inconvenientes, la fase de 8-1/2" finalizó a una profundidad proyectada a 3525 pies en MD (2923 pies en TVD). Se procedió a bajar liner ranurado de 41/2 pulgadas, 11,6 Lbs/pies, J55, BTC, Ref Slot Gauge 0,012 pulgadas/Ranura, para un total de 1223 pies con liner ranurado. Consecutivamente se procedió a bajar la bomba ESP TE-7000 de 53 Etapas de la Cía. Wood Group.

El pozo inició a producción el 2 de Septiembre de 2010 con una frecuencia de 30 Hz, una PIP estática de 1033 psi.

Inicia con un corte de agua aproximado del 40% y rápidamente toma valores superiores al 80%, por lo que se tuvieron que optimizar las características operacionales de la bomba, manteniendo una producción más estable de 500 BOPD. Para diciembre de 2013, ya el pozo se encuentra operando a una

frecuencia de 60 hz, con una presión en cabeza de pozo de 120 psi, un corte de agua de 95% y una producción de 150 BOPD. En este punto no se debe aumentar la frecuencia debido que se incrementaría el corte de agua, lo que afectaría la vida útil del pozo. La **Gráfica 7** muestra la historia de producción del pozo QF-008.

Gráfica 7 Historia de producción del pozo horizontal QF-68H



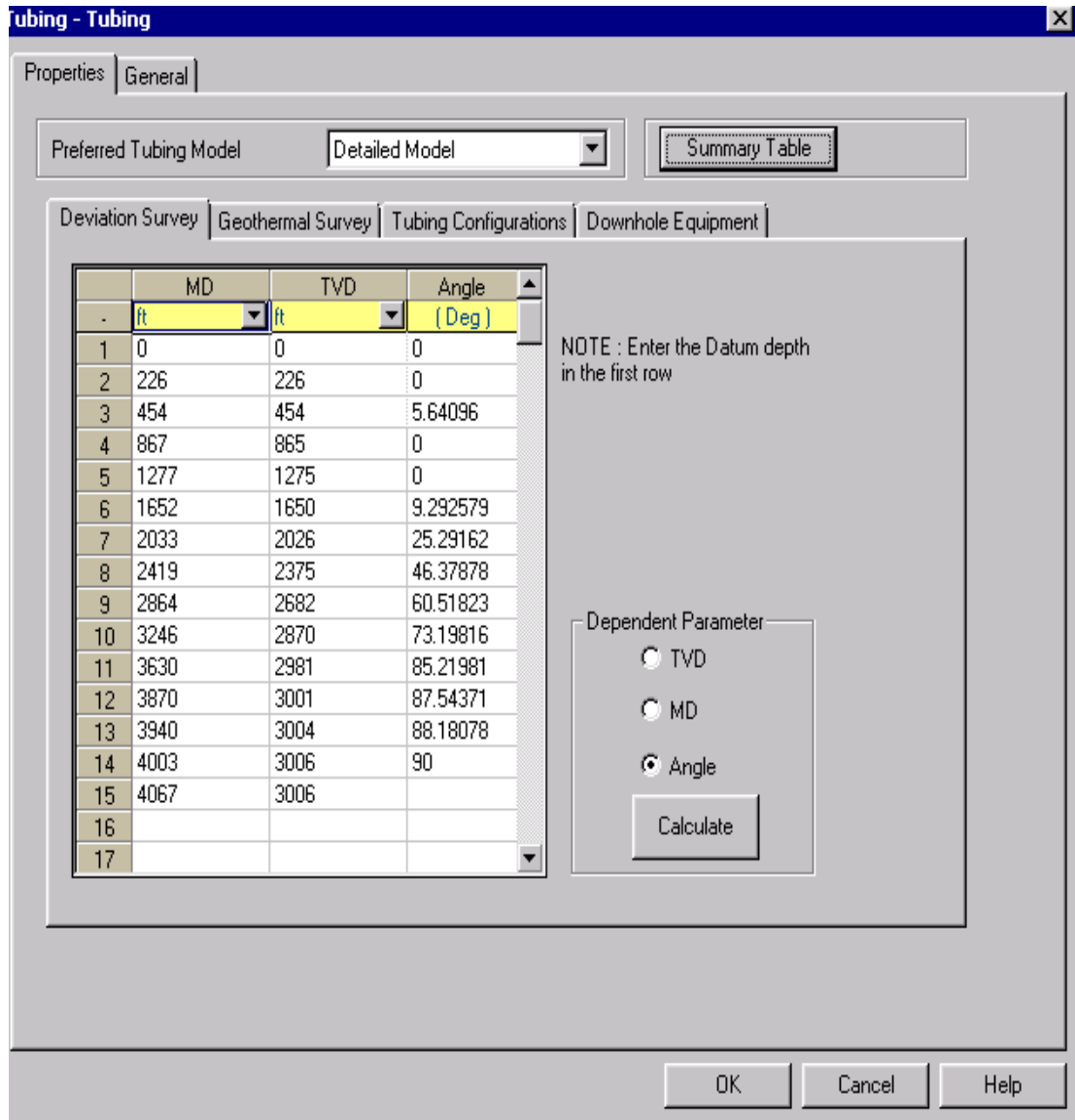
Fuente: METAPETROLEUM PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. Gerencia de yacimientos.
Base de datos del Campo Quifa. Junio 2013

6.2.1. Registró de Desviación (Deviation Survey).

En este punto, se ingresan los valores de profundidad en MD y TVD hasta que el ángulo tienda a 90° como se muestra en la Figura 29.

La información necesaria para completar la simulación se puede encontrar en el Anexo D.

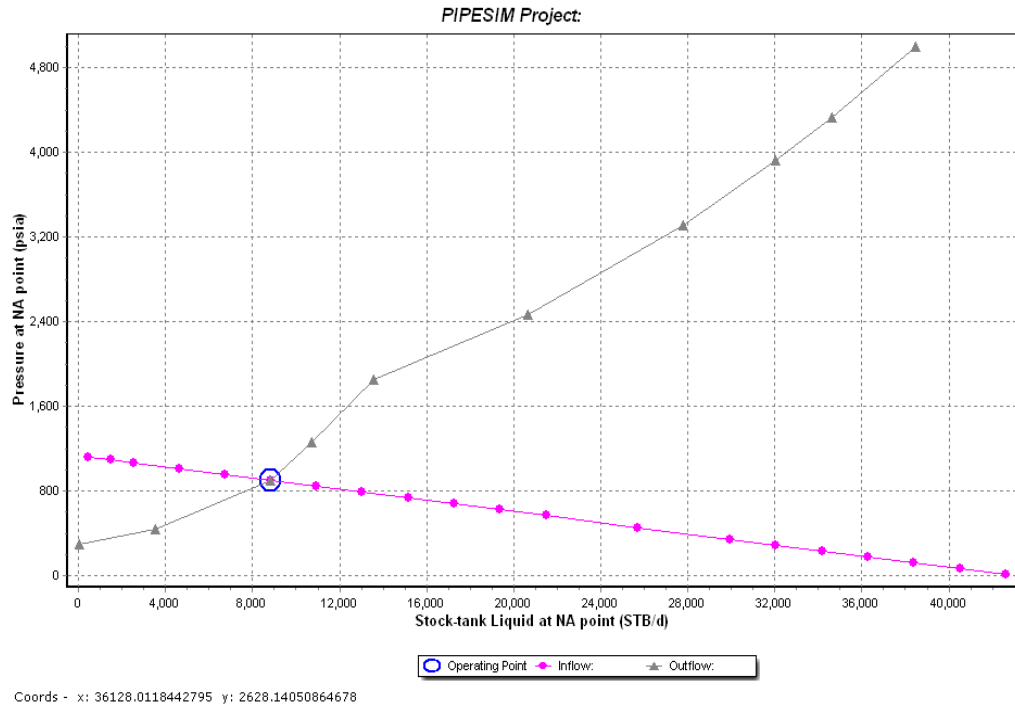
Figura 29 Configuración de las propiedades del Tubing - Deviation Survey para pozos horizontales



Fuente: SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software. (Modificado por el autor)

Luego de completar Registro de desviación se corre la simulación del modelo del pozo horizontal y al igual que el modelo de un pozo vertical, se obtendrá la curva de Inflow – Outflow y el punto de operación del sistema como se ilustra en la Gráfica 8.

Gráfica 8 Curva Inflow y Outflow del pozo horizontal QF-68H



Fuente: SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software. (Modificado por el autor)

6.3. SIMULACIÓN - CLUSTER

Esta etapa tiene por objetivo, observar el comportamiento o influencia que tienen los pozos de un mismo Clúster entre sí.

Los clúster que poseen un solo pozo serán excluidos de esta etapa.

Debido a que los clúster con mayor producción son los más propensos a presentar restricciones de flujo se tabularan de acuerdo su producción diaria de fluido como se muestra en las Tabla 19, 20 y 21 para los clúster de cada troncal.

Tabla 19 Jerarquización de los Clúster de la troncal 1 de acuerdo a la producción diaria de fluido

Nro	CLÚSTER	CAUDAL TOTAL (BFPD)	CAUDAL PETROLEO (BOPD)	CAUDAL AGUA (BWPD)	BSW
1	CLÚSTER Q05	63.523	3.395	60.127	95
2	CLÚSTER Q38	51.777	3.338	48.438	94
3	CLÚSTER Q41	34.508	1.647	32.861	95
4	CLÚSTER Q151	29.283	3.750	25.533	87
5	CLÚSTER Q53	20.795	810	19.984	96
6	CLÚSTER Q39	14.654	931	13.722	94
7	CLÚSTER Q40	9.542	474	9.069	95
8	CLÚSTER Q42	7.351	2.239	5.113	70
9	CLÚSTER Q137	7.256	594	6.662	92

Tabla 20 Jerarquización de los Clúster de la troncal 2 de acuerdo a la producción diaria de fluido

Nro	CLÚSTER	CAUDAL TOTAL (BFPD)	CAUDAL PETROLEO (BOPD)	CAUDAL AGUA (BWPD)	BSW
1	CLÚSTER Q08	48.145	1.957	36.950	76,7
2	CLÚSTER Q11	44.766	1.717	43.048	96,2
3	CLÚSTER Q07	36.568	1.484	35.083	95,9
4	CLÚSTER Q114	33.687	3.124	30.564	90,7
5	CLÚSTER Q10	26.832	2.184	24.649	91,9
6	CLÚSTER Q113	25.572	2.226	23.346	91,3
7	CLÚSTER Q36	23.468	1006	22462	95,7
8	CLÚSTER Q149	19.666	2.352	17.314	88,0
9	CLÚSTER Q45	18.487	873	17.614	95,3
10	CLÚSTER Q48	17.586	999	16.587	94,3
11	CLÚSTER Q31	15.412	620	14.792	96,0
12	CLÚSTER Q115	12.749	2.608	10.140	79,5
13	CLÚSTER Q12	7.875	602	7.273	92,4
14	CLÚSTER Q52	6.497	1.663	4.835	74,4
15	CLÚSTER Q116	2.264	1.430	835	36,9
16	CLÚSTER Q49	1.600	516	1084	67,8

Tabla 21 Jerarquización de los Clúster de la troncal 3 de acuerdo a la producción diaria de fluido

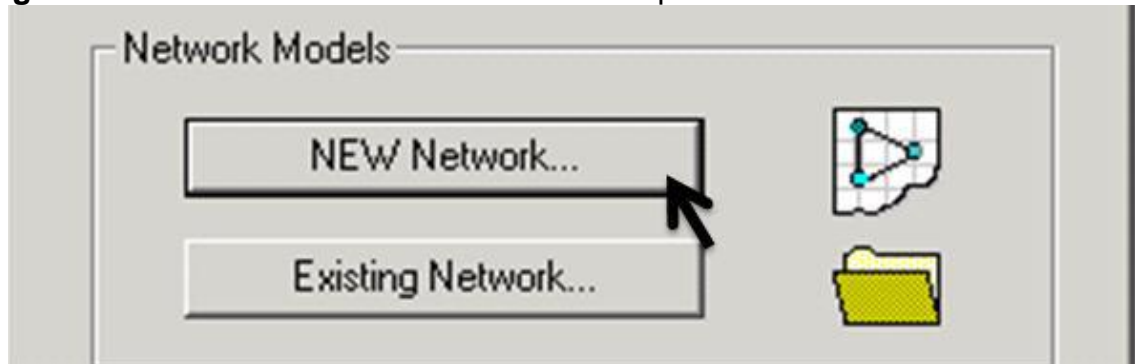
Nro	CLÚSTER	CAUDAL TOTAL (BFPD)	CAUDAL PETROLEO (BOPD)	CAUDAL AGUA (BWPD)	BSW
2	CLÚSTER Q119	42.643	2.658	39.984	93,8
3	CLÚSTER Q141	18.471	882	17.589	95,2
1	CLÚSTER Q118	9.661	3.464	6.196	64,1
7	CLÚSTER Q35	9.119	1.465	7.654	83,9
5	CLÚSTER Q153	6.732	733	5.998	89,1
6	CLÚSTER Q156	3.085	279	2.805	90,9
4	CLÚSTER Q147	2.465	308	2.157	87,5
8	CLÚSTER Q78	1.043	76	967	92,7

Nota:

Antes de continuar con el proceso de simulación del clúster, se debe verificar que todos los pozos asociados deben estar correctamente simulados

Para iniciar con la simulación del Clúster escogemos el modelo New Network como se muestra en la Figura 30.

Figura 30 Selección del Modelo NEW Network para la simulación del Clúster



Fuente: SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software. (Modificado por el autor)

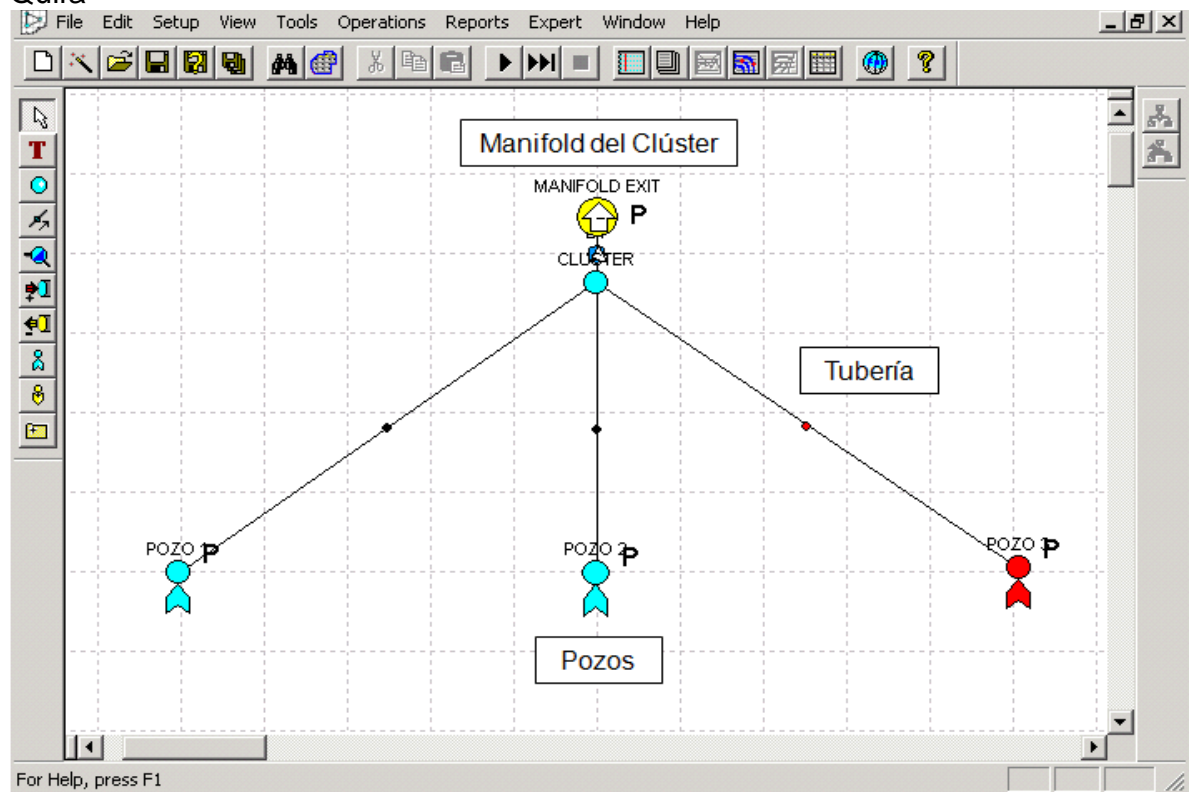
Un esquema básico para el modelo de simulación de un clúster debe tener como mínimo tres elementos principales: El manifold o múltiple de producción, la líneas de disparo o contrapozos y los pozos.

Cuando una línea de disparo esta de color negro es porque esta activa y cuando esta de color rojo nos quiere decir que esta inactiva o fuera de servicio.

Los pozos pueden ser de tres tipos: Inyectores (Color amarillo), Productores (Color Azul) o productores inactivos (Color Rojo).

En la Figura 31, podemos observar un modelo básico para un clúster.

Figura 31 Esquema de simulación para los clúster de las Troncales de Campo Quifa



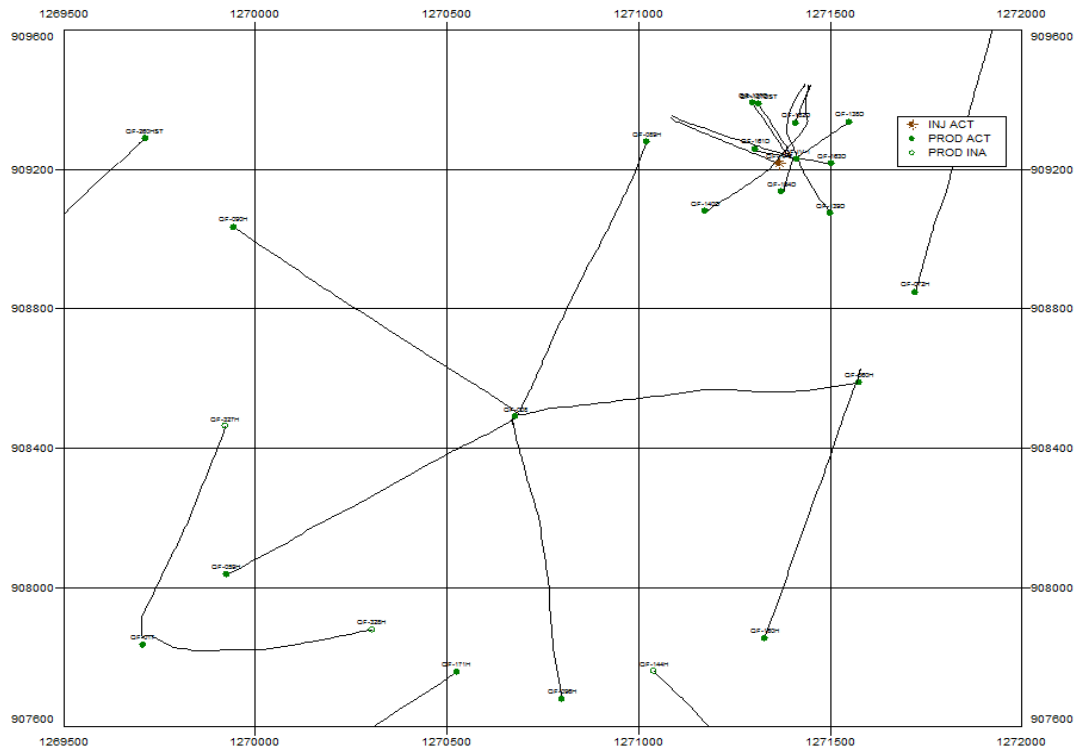
Fuente: SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software. (Modificado por el autor)

Como referencia para realizar el modelamiento de un clúster se tomara como referencia el Clúster QF-008.

Clúster QF-008.

La locación del clúster QF-008 se encuentra ubicada en el costado Oeste de Campo Quifa, está conformado por un (1) pozo vertical (QF-045) y cinco (2) pozos horizontales (QF-59H, QF-60H, QF-89H, QF-90H y QF-96H), Actualmente tiene una producción de 48145 BFPD con corte de agua del 76,7% aproximadamente. La Figura 32 muestra el esquema de perforación del clúster.

Figura 32 Esquema de perforación clúster QF-008



Fuente: METAPETROLEUM PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. Gerencia de yacimientos.
Base de datos del Campo Quifa. Marzo del 2013.

Para iniciar con la simulación del clúster, debemos elaborar un modelo básico como el de la Figura 31, luego ingresamos la información de cada uno de los pozos haciendo click izquierdo sobre los pozos.

Las opciones que debemos completar son las siguientes:

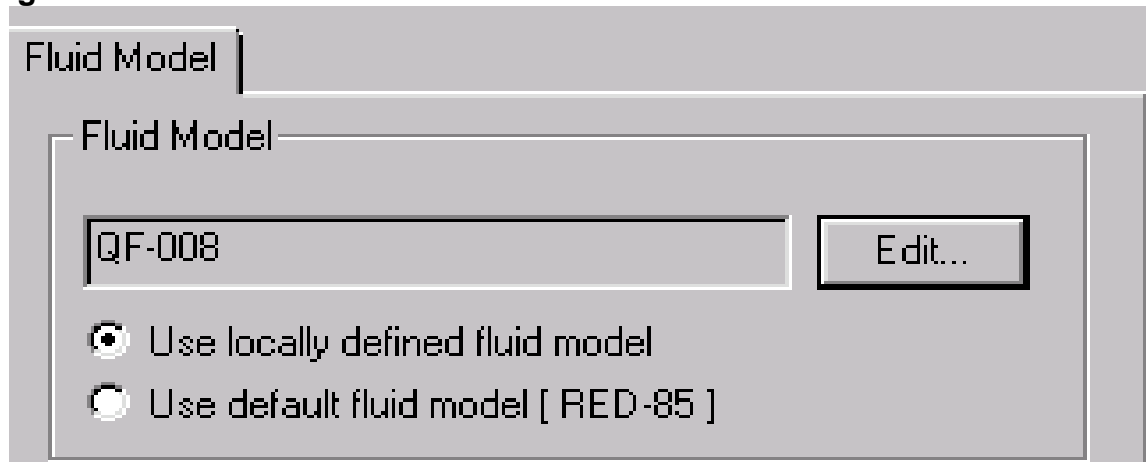
- Data
- Import Single Branch Model
- Fluid Model
- Properties

6.3.1. Data. En esta opción se nombra el pozo

6.3.2. Import Single Branch Model. En este paso importamos los pozos ya simulados

6.3.3. Fluid Model. Para trabajar con el modelo importado en el numeral anterior, debemos seleccionar la opción “Use locally defined fluid model”. En la Figura 33, se muestra la casilla a seleccionar.

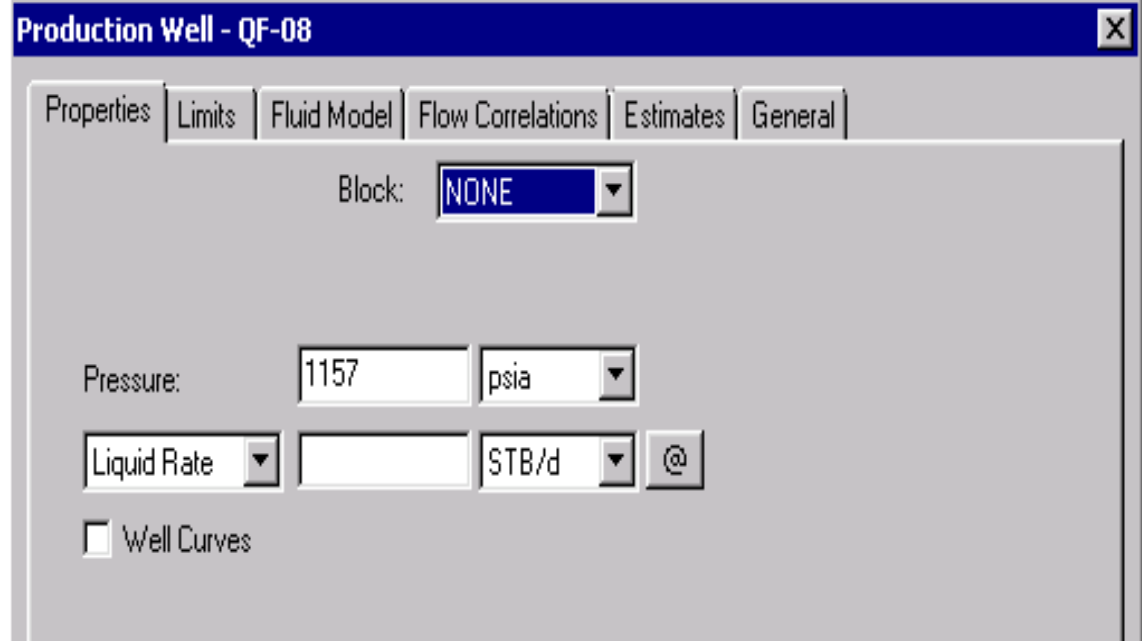
Figura 33 Fluid Model



Fuente: SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software. (Modificado por el autor)

6.3.4. Properties. En este punto se ingresan los valores de la presión estática de yacimiento (1157 psia) o el caudal del pozo (Liquid Rate) si no se tiene el valor de la presión de yacimiento como se observa en la Figura 34.

Figura 34 Properties



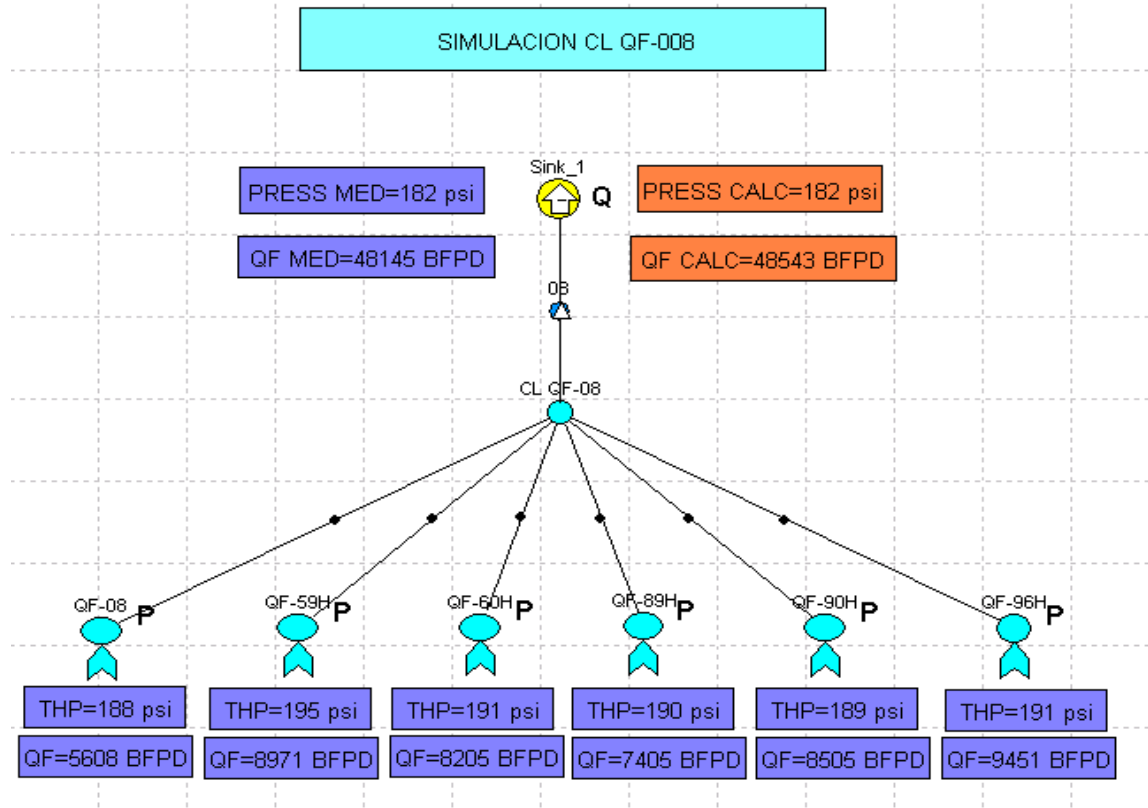
Fuente: SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software. (Modificado por el autor)

En el último paso de la simulación, debemos ingresar el valor de presión en el manifold. Esta presión la podemos encontrar en las Tablas 5, 10 y 15 para cada troncal **del Capítulo 2**. En caso de no tener la presión en el manifold, también la podemos calcular ingresando el caudal de producción de todos los pozos del clúster.

Luego corremos la simulación del clúster obteniendo el caudal total producido si ingresamos la presión del manifold, por último, volvemos a correr la simulación, pero esta vez se ingresa el valor del caudal calculado en el paso anterior, obteniendo el valor de presión necesario para obtener ese caudal de producción.

La **Figura 35**, nos muestra el modelo de simulación realizado para el clúster QF-008.

Figura 35 Esquema de simulación del clúster QF-008



Fuente: SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software. (Modificado por el autor)

En el Anexo E, se puede encontrar el modelo de simulación realizado para todos los clúster asociados a las troncales 1, 2 y 3.

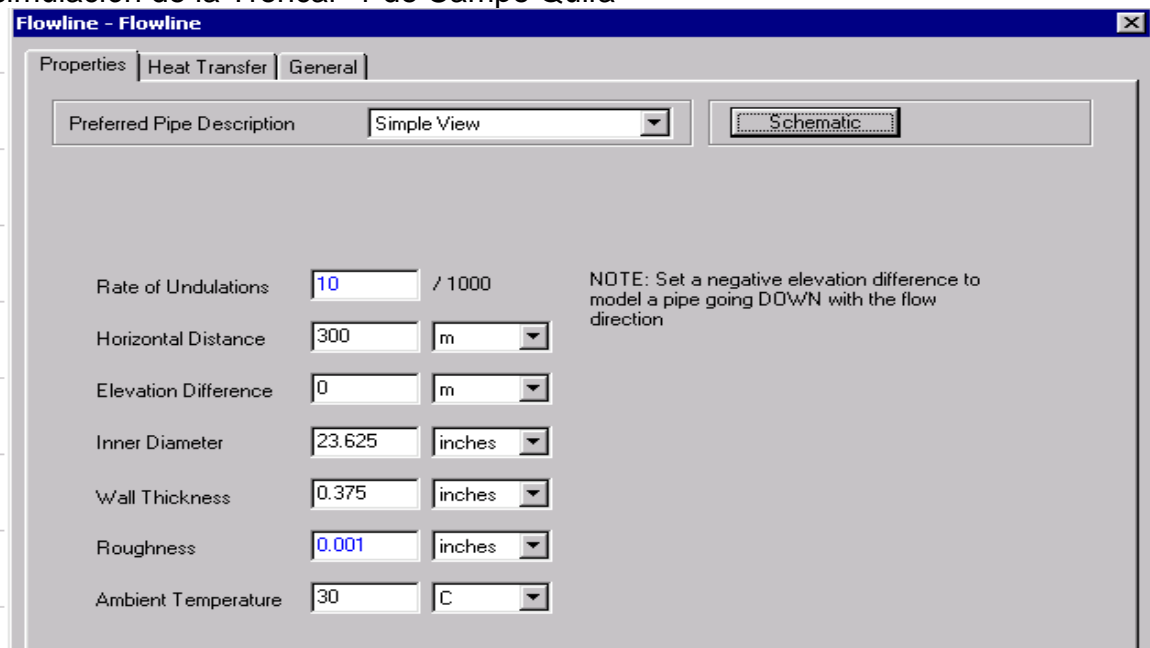
6.4. SIMULACIÓN DE LA TRONCAL-1, TRONCAL-2 y TRONCAL-3

La simulación de la troncal es el último paso para poder realizar la evaluación de distribución de presiones de las líneas de producción.

En las **Figuras 37, 38 y 39**, podemos encontrar el diagrama flujo de procesos de las tres troncales con las líneas de flujo y los Clústeres asociados a cada una de ellas; De acuerdo a este diagrama de flujo, se elabora el modelo esquemático de

cada troncal, luego hacemos doble click sobre la línea de flujo para poder ingresar las propiedades de la tubería (Flow Line), como se muestra en la **Figura 36**. En la **Tabla 5,6, 10,11, 15 y 16** se encuentran los valores de longitud, elevación, diámetro interno (ID), espesor de la tubería y la temperatura ambiente. Dependiendo del material de la tubería es el valor de rugosidad, el cual ya viene predeterminado con el simulador.

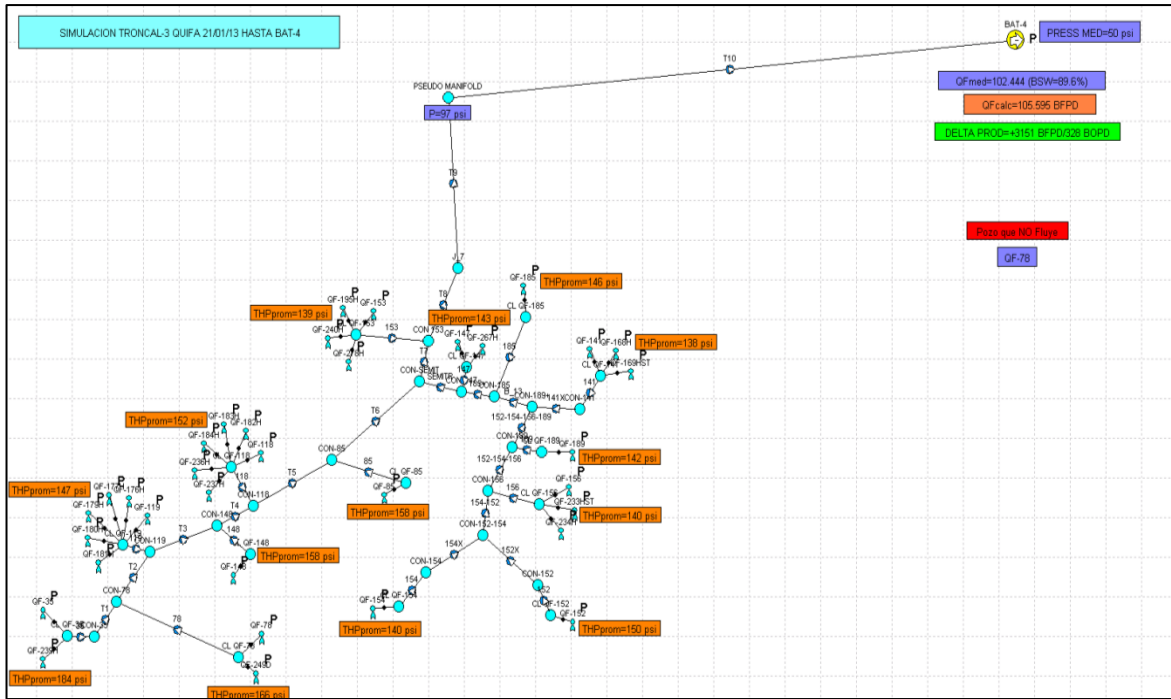
Figura 36 Configuración de las propiedades de Tubería en el proceso de simulación de la Troncal- 1 de Campo Quifa



Fuente: SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software. (Modificado por el autor)

Después de completar el modelo esquemático de las tres troncales de acuerdo el diagrama de flujo de cada una de ellas (**Figura 37, 38 y 39**), procedemos con ingresar los valores de presión al sistema y correr la simulación, así obtendremos los valores de flujo para cada pozo, con el cual se realizará el respectivo análisis para detectar las posibles restricciones de flujo que puedan presentarse en las troncales.

Figura 39 Esquema de simulación de la Troncal-3 de Campo Quifa



6.5. IDENTIFICACIÓN DE LAS RESTRICCIONES AL FLUJO EN LA TRONCAL-1, TRONCAL-2 y TRONCAL-3

Por medio del caudal estimado con el software especializado PIPESIM, se podrán detectar y cuantificar las posibles restricciones de flujo en las tres (3) troncales de campo QUIFA. Para la evaluación de restricción de presiones se tendrán en cuenta tres (3) casos.

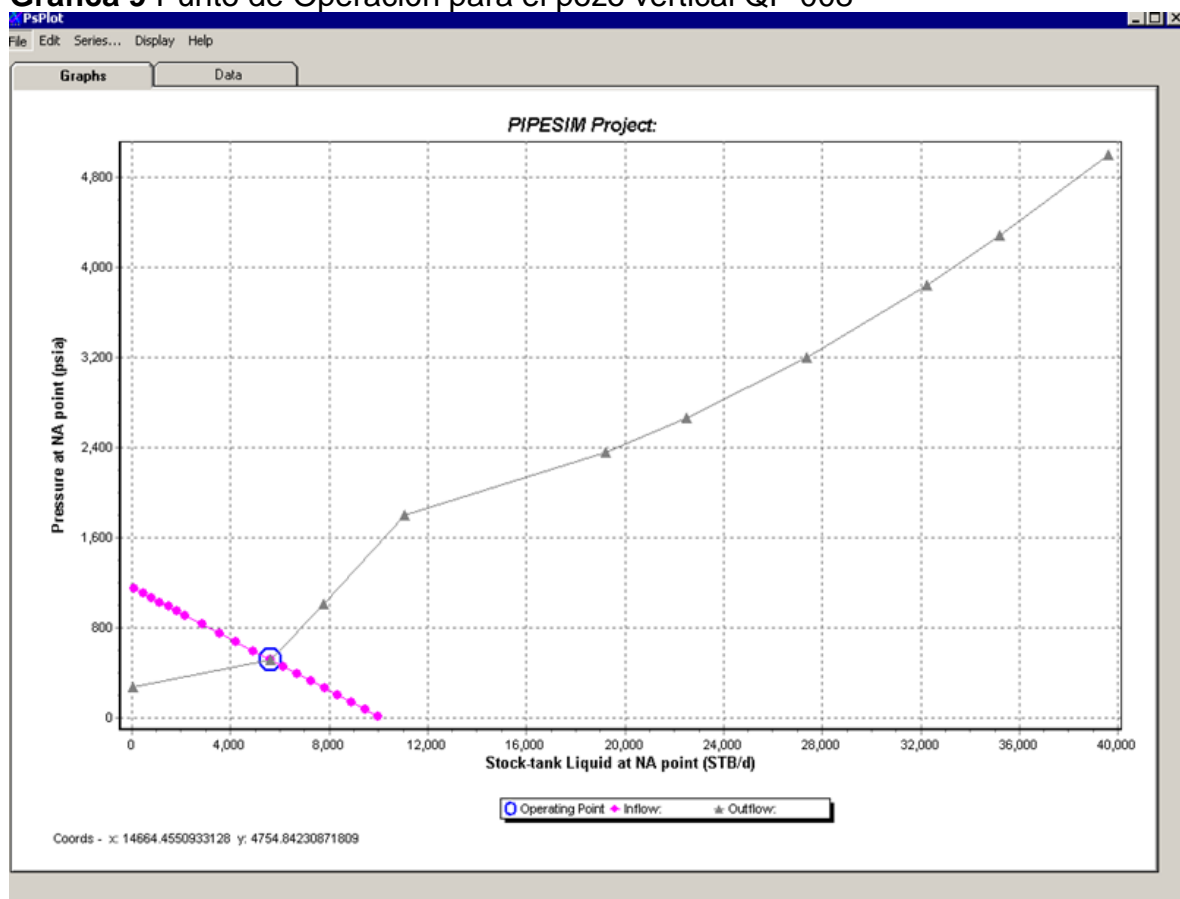
- Estado actual de operación
- Disminuyendo presión en el sistema
- Ingreso de nuevos pozos al clúster

6.5.1. Condiciones Actuales de Operación. Para este caso, la evaluación se realizó tres (3) etapas de acuerdo al procedimiento establecido en el capítulo 6,

estas etapas nos permitirá conocer el estado actual de las tres (3) troncales de campo Quifa.

6.5.1.1. Resultados Primera Etapa de la Simulación. La **Gráfica 9** nos permite identificar el punto de operación de nuestro pozo ejemplo (QF-008), el cual corresponde a la intersección de la curva inflow y outflow; de igual manera se realizó para todos los pozos asociados a las Troncales 1, 2 y 3. En la Tabla 22 se presentan los resultados de la simulación de cada uno de los pozos asociados a las troncales.

Gráfica 9 Punto de Operación para el pozo vertical QF-008



Fuente. SCHLUMBERGER. PIPESIM Well Software. (Modificado por el autor)

Tabla 22 Puntos de operación de los pozos asociados la Troncal 1, Troncal-2 y Troncal-3

TRONCAL 1			TRONCAL 2			TRONCAL 3		
POZO	Pwf (Psia)	Q (BFPD)	POZO	Pwf (Psia)	Q (BFPD)	POZO	Pwf (Psia)	Q (BFPD)
QF-009	915,68	1436,5	QF-65H	908,34	8610,7	QF-118	618,25	1707,6
QF-068H	851,82	7179,5	QF-112H	938,38	7677,6	QF-168H	943,48	9431
QF-125HST4	950,17	10048	QF-127HST2	855,42	6954,7	QF-195H	909,83	2225,9
QF-200H	852,01	3009,1	QF-64H	774,23	7182,1	QF-278H	859,05	948,33
QF-069H	722,24	8244,6	QF-52			QF-119	909,11	845,14
QF-100H	930,86	7951,6	QF-63H	788,35	8983,3	QF-179H	805,12	8126,2
QF-122H	899,53	7761,8	QF-96H	967,26	9131,2	QF-85	854,06	807,24
QF-162D	643,98	657,39	QF-251D	223,1	631,09	QF-240H	917,35	3316,9
QF-101H	933,99	8811,4	QF-31	811,87	7780,1	QF-78	618,25	1707,6
QF-123H	911,89	9117,8	QF-62H	1014,8	8823,7	QF-141	888,48	1708,6
QF-132H	940,61	7991,3	QF-95H	335,49	2187,1	QF-152	370,27	4809,2
QF-163D	755,03	883,12	QF-129HST	420,86	5309	QF-185	866,39	1088,8
QF-206H	852,65	4886,1	QF-32	652,51	852,04	QF-236H	830,04	1626,4
QF-275HST	918,94	2601,7	QF-61H	956,61	9135,7	QF-35	500,64	6901
QF-040	912,45	1436,2	QF-94H	396,84	5492,6	QF-153	865,95	803,64
QF-137D	761,02	924,21	QF-106H	825,74	884,27	QF-169HST	733,52	7826,9
QF-161D	725,53	134,82	QF-11	391,18	5511,8	QF-182H	784,37	1510,9
QF-207H	401,37	4938,1	QF-271D	973,17	904,9	QF-237H	710,3	474,92
QF-245DST	773,97	2897,7	QF-60H	789,52	7779	QF-154	823,85	1007
QF-247D	369,47	1626,8	QF-107H	739,12	7740,2	QF-183H	734,89	2350,4
QF-253H	959,36	9173,2	QF-241H	880,83	2671,2	QF-234H	778,42	615,26
QF-041	835,56	3131,8	QF-45	1030,9	764,93	QF-180H	731,65	7608,6
QF-151	1017,5	1208,6	QF-172H	324,89	4715,2	QF-233HST	844,48	1686,7
QF-204H	913,51	10028	QF-203HST	936,94	2354	QF-156	882,31	1025,2
QF-042	968,87	593,51	QF-227H	586,42	6195,9	QF-181H	930,14	10038
QF-053	928,88	1422	QF-103HST	933,53	7829,9	QF-189	890,63	1362,1
QF-205H	666,57	4635,2	QF-105H	1028,8	343,18	QF-249D	756,71	165,73
QF-043	888,49	632,75	QF-160H	778,8	7259,1	QF-267H	901,32	1429,8
QF-072H	1028,7	9232,9	QF-173H	930,16	2128,6	QF-176H	840,27	9495,1
QF-073H	465,48	8044,1	QF-36	1065,1	562,37	QF-147	869,96	1396,7
QF-164D	789,89	1532,2	QF-90H	1037,3	7966,7	QF-177H	686,7	7593,1
QF-070H	398,02	5952,2	QF-159HST2	944,03	7509,6	QF-148	750,81	811,41
QF-092H	791,27	7801,2	QF-170H	883,64	6914,7	QF-239H	578,74	2873,3

TRONCAL 1			TRONCAL 2			TRONCAL 3		
POZO	Pwf (Psia)	Q (BFPD)	POZO	Pwf (Psia)	Q (BFPD)	POZO	Pwf (Psia)	Q (BFPD)
QF-138D	810,35	579,57	QF-48	1041,7	833,36	QF-184H	826,62	1977,7
QF-071H	952,73	8969,1	QF-158HST2	672,38	7159			
QF-093H	756,29	8691	QF-171H	905,09	7857,8			
QF-139D	856,96	1512,6	QF-208H	869,06	658,38			
QF-014	626,82	5807,6	QF-266H	1046,7	206,64			
QF-121HST	597,88	6940,8	QF-111HST	798,57	7488,5			
QF-146	867,11	779,52	QF-155ST	1020,4	270,02			
QF-091H	935,31	8860,3	QF-17	577,57	4590,8			
QF-005	729,14	7624,8	QF-209H	1010,9	349,54			
QF-038	1088	414,84	QF-49ST	987,76	865,61			
QF-284H	907,4	563,93	QF-07	967,95	1150,7			
QF-039	492,46	3810,1	QF-113					
QF-074H	537,61	7530,8	QF-228H	354,82	4788,9			
QF-013D	770,17	5717,3	QF-59H	942,19	8543,9			
QF-018	970,52	9536,9	QF-08	548,79	5304,6			
QF-097H	961,9	9171,1	QF-114					
			QF-128H	897,82	7362,2			
			QF-186H	861,53	7981,1			
			QF-115	966,98	773,11			
			QF-174H	907,66	7728,1			
			QF-187H	930,86	7123,5			
			QF-57H	259,51	3507			
			QF-116	1039,4	492,9			
			QF-149	1013,7	591,66			
			QF-56H	708,35	6954			
			QF-67H	842,44	8106			
			QF-89H	834,87	6857			
			QF-194H	875,3	8068,9			
			QF-55H	653,79	7325,1			
			QF-66H	969,89	4315,7			
			QF-88H	827,82	9223,3			
			QF-99H	950,61	8889,2			

6.5.1.2. Resultados Segunda Etapa de la Simulación. En la segunda etapa de la simulación bajo las condiciones actuales de operación, se simularon los clúster con más de un pozo, lo que nos permitió identificar las restricciones al flujo de cada uno de los clúster.

Para realizar la evaluación del clúster, se debe comparar el caudal de flujo medido en campo con el caudal de flujo calculado por medio de la simulación (PIPESIM); si el caudal calculado en PIPESIM es menor al caudal medido en campo se asume que existen restricciones al flujo en el sistema; si el caudal calculado en PIPESIM es mayor al caudal medido en campo asumimos que no hay restricciones al flujo en el sistema.

Otra manera de identificar restricciones en el sistema es por medio del delta de caudal (ΔQ), el cual es la diferencia entre el caudal calculado (PIPESIM) y el caudal medido (CAMPO); Si el ΔQ es negativo quiere decir que existe restricción al flujo en el sistema, en caso contrario se asumirá que no existen restricciones.

Los resultados de la simulación para los clúster que tienen más de un pozo en operación asociados a la Troncal-1, Troncal-2 y Troncal-3 se presentan en la **Tabla 23**, **Tabla 24** y **Tabla 25** respectivamente, permitiendo identificar los clúster en los que existen restricciones al flujo.

Tabla 23 Simulación de los clúster asociados a la Troncal-1

Nro	CLÚSTER	MEDIDO		CALCULADO		DELTA
		Q (BFPD)	P (psia)	Q (BFPD)	P (psia)	ΔQ (BFPD)
1	CLÚSTER Q05	63523	101	63738	102	215
2	CLÚSTER Q38	51777	143	51510	140	-267
3	CLÚSTER Q41	34508	140	34593	153	85
4	CLÚSTER Q151	29283	127	29215	127	-68
5	CLÚSTER Q53	20795	107	20825	115	30
6	CLÚSTER Q39	14654	110	15018	110	364
7	CLÚSTER Q40	9542	131	9546	131	4
8	CLÚSTER Q42	7351	125	7364	125	13
9	CLÚSTER Q137	7256	140	7142	140	-114

Tabla 24 Simulación de los clúster asociados a la Troncal-2

Nro	CLÚSTER	MEDIDO		CALCULADO		DELTA
		Q (BFPD)	P (psia)	Q (BFPD)	P (psia)	ΔQ (BFPD)
1	CLÚSTER Q08	48.145	182	48543	182	398
2	CLÚSTER Q11	44.766	194	44839	193	73
3	CLÚSTER Q07	36.568	180	37.119	181	551
4	CLÚSTER Q114	33.687	195	33260	195	-427
5	CLÚSTER Q10	26.832	171	26810	171	-22
6	CLÚSTER Q113	25.572	211	25558	210	-14
7	CLÚSTER Q36	23.468	192	23.578	191	110
8	CLÚSTER Q149	19.666	180	11.313	181	-8.353
9	CLÚSTER Q45	18.487	186	18605	185	118
10	CLÚSTER Q48	17.586	156	17700,5	156	115
11	CLÚSTER Q31	15.412	200	15389	199	-23
12	CLÚSTER Q115	12.749	189	12766	189	17
13	CLÚSTER Q12	7.875	170	7259,1	170	-616
14	CLÚSTER Q52	6.497	197	5.946	197	-551
15	CLÚSTER Q116	2.264	160	2280,5	160	17
16	CLÚSTER Q49	1.600	135	1607	135	7

Tabla 25 Simulación de los clúster asociados a la Troncal-3

Nro	CLÚSTER	MEDIDO		CALCULADO		DELTA
		Q (BFPD)	P (psia)	Q (BFPD)	P (psia)	ΔQ (BFPD)
2	CLÚSTER Q119	42.643	148	42681	148	38
3	CLÚSTER Q141	18.471	137	18521	140	50
1	CLÚSTER Q118	9.661	150	8815	150	-846
7	CLÚSTER Q35	9.119	187	9120	187	1
5	CLÚSTER Q153	6.732	138	6585	138	-147
6	CLÚSTER Q156	3.085	140	3020	140	-65
4	CLÚSTER Q147	2.465	148	2426	148	-39
8	CLÚSTER Q78	1.043	163	1044	163	1

Como resultado de esta etapa se identificaron tres (3) clúster con restricción para la Troncal-1 (QF-038, QF-151 y QF-137), siete (7) clúster con restricción en la Troncal-2 (QF-114, QF-10, QF-113, QF-149, QF-031, QF-012 y QF-052) y cuatro (4) clúster con restricción en la troncal 3 (QF-118, QF-153, QF-156 y QF-147).

6.5.1.3. Resultados Tercera Etapa de la Simulación. En esta etapa podemos observar el efecto que tienen las troncales sobre la producción de cada uno de los pozos de los clúster asociados a la troncal. En la Tabla 26, Tabla 27 y Tabla 28 se pueden observar los pozos que tienen restricción asociados a la Troncal-1, Troncal-2 y Troncal-3 respectivamente.

Tabla 26 Simulación Troncal-1 de Campo Quifa tercera etapa

Nro	CLÚSTER	POZO	MEDIDO	CALCULADO	DELTA
			Q (BFPD)	Q (BFPD)	ΔQ (BFPD)
1	CLÚSTER Q05	QF-005	7.694	7624,8	-69
		QF-014	6.004	5807,6	-196
		QF-018	9.628	9536,9	-91
		QF-068H	7.358	7179,5	-178

Nro	CLÚSTER	POZO	MEDIDO	CALCULADO	DELTA
			Q (BFPD)	Q (BFPD)	Δ Q (BFPD)
		QF-069H	8.391	8244,6	-146
		QF-070H	6.076	5952,2	-124
		QF-071H	9.097	8969,1	-128
		QF-097H	9.275	9171,1	-103
2	CLÚSTER Q38	QF-038	918	414,84	-503
		QF-072H	9.385	9232,9	-152
		QF-073H	8.171	8044,1	-127
		QF-074H	7.583	7530,8	-52
		QF-091H	9.011	8860,3	-150
		QF-092H	7.895	7801,2	-94
		QF-093H	8.814	8691	-123
3	CLÚSTER Q41	QF-041	3.141	3131,8	-9
		QF-100H	7.934	7951,6	18
		QF-101H	8.757	8811,4	54
		QF-121HST	6.930	6940,8	11
		QF-122H	7.746	7761,8	16
4	CLÚSTER Q151	QF-151	1.525	1208,6	-316
		QF-204H	9.982	10028	46
		QF-205H	4.791	4635,2	-156
		QF-206H	5.109	4886,1	-223
		QF-207H	5.026	4938,1	-88
		QF-275HST	2.850	2601,7	-248
5	CLÚSTER Q53	QF-053	1.540	1422	-118
		QF-123H	9.197	9117,8	-79
		QF-125HST4	10.058	10048	-10
6	CLÚSTER Q39	QF-039	3.887	3810,1	-77
		QF-247D	1.650	1626,8	-23
		QF-253H	9.117	9173,2	57
7	CLÚSTER Q40	QF-040	1.525	1436,2	-89
		QF-132H	8.017	7991,3	-26
8	CLÚSTER Q42	QF-042	663	593,51	-70
		QF-200H	3.150	3009,1	-141
		QF-245DST	2.930	2897,7	-32
		QF-284H	608	563,93	-44
9	CLÚSTER Q137	QF-137D	1.052	924,21	-128
		QF-139D	1.878	1512,6	-365

Nro	CLÚSTER	POZO	MEDIDO	CALCULADO	DELTA
			Q (BFPD)	Q (BFPD)	ΔQ (BFPD)
		QF-140D	-	-	-
		QF-162D	679	657,39	-22
		QF-138D	689	579,57	-109
		QF-161D	160	134,82	-25
		QF-163D	1.041	883,12	-158
		QF-164D	1.757	1532,2	-225
10	QF-146	QF-146	682	779,52	97
11	QF-146	Desc. QF-146	11.500	11.500	-
12	QF-043	QF-043	655	632,75	-22
13	QF-013	QF-013	5.720	5717,3	-2
14	QF-009	QF-009	1.551	1436,5	-114
CAUDAL TOTAL TRONCAL-1 (BFPD)			258.797	253.936	-4.861

Con base en el análisis realizado en la segunda etapa, se puede observar que 42 pozos de los 49 activos de la Troncal-1 presentan un ΔQ negativo, es decir, tienen restricción al flujo. Realizando la sumatoria del caudal medido y caudal calculado de toda la troncal-1 obtenemos 258.797 BDPP para el caudal medido y 253.936 BFPD para el calculado, concluyendo que existe restricción al flujo en la troncal debido a que el caudal calculado es menor al caudal medido.

Tabla 27 Simulación Troncal-2 de Campo Quifa tercera etapa

Nro	CLÚSTER	POZO	MEDIDO	CALCULADO	DELTA
			Q (BFPD)	Q (BFPD)	ΔQ (BFPD)
1	CLÚSTER Q10	QF-010	-	-	-
		QF-055H	7.691	7325,1	-366
		QF-056H	7.325	6954	-371
		QF-057H	3.646	3507	-139
		QF-094H	5.866	5492,6	-373
		QF-095H	2.304	2187,1	-117
2	CLÚSTER Q08	QF-008	5.608	5304,6	-303
		QF-059H	8.971	8543,9	-427
		QF-060H	8.205	7779	-426

Nro	CLÚSTER	POZO	MEDIDO	CALCULADO	DELTA
			Q (BFPD)	Q (BFPD)	ΔQ (BFPD)
		QF-089H	7.405	6857	-548
		QF-090H	8.505	7966,7	-538
		QF-096H	9.451	9131,2	-320
3	CLÚSTER Q114	QF-114	1.527		-1.527
		QF-170H	7.494	6914,7	-579
		QF-171H	8.455	7857,8	-597
		QF-172H	5.025	4715,2	-310
		QF-173H	2.844	2128,6	-715
		QF-174H	8.342	7728,1	-614
4	CLÚSTER Q11	QF-011	5.706	5511,8	-194
		QF-065H	8.913	8610,7	-302
		QF-066H	4.558	4315,7	-242
		QF-067H	8.358	8106	-252
		QF-088H	9.450	9223,3	-227
		QF-111HST	7.781	7488,5	-293
5	CLÚSTER Q52	QF-052	1.473		-1.473
		QF-241H	3.645	2671,2	-974
		QF-271D	1.379	904,9	-474
6	CLÚSTER Q116	QF-116	898	492,9	-405
		QF-208H	820	658,38	-162
		QF-209H	546	349,54	-196
7	CLÚSTER Q149	QF-149	1.145	591,66	-553
		QF-105H	6.524	343,18	-6.181
		QF-106H	3.799	884,27	-2.915
		QF-107H	8.198	7740,2	-458
8	CLÚSTER Q07	QF-007	1.480	1150,7	-329
		QF-061H	9.358	9135,7	-222
		QF-062HST	9.080	8823,7	-256
		QF-063H	9.193	8983,3	-210
		QF-064H	7.457	7182,1	-275
9	CLÚSTER Q113	QF-113	1.143		-1.143
		QF-186H	8.205	7981,1	-224
		QF-187H	7.512	7123,5	-389
		QF-194H	8.300	8068,9	-231
		QF-266H	412	206,64	-205
10	CLÚSTER Q48	QF-048	1.519	833,36	-686
		QF-128H	7.610	7362,2	-248

Nro	CLÚSTER	POZO	MEDIDO	CALCULADO	DELTA
			Q (BFPD)	Q (BFPD)	ΔQ (BFPD)
		QF-129HST	5.555	5309	-246
		QF-203HST	2.902	2354	-548
11	CLÚSTER Q115	QF-115	1.086	773,11	-313
		QF-227H	6.554	6195,9	-358
		QF-228H	5.109	4788,9	-320
12	CLÚSTER Q31	QF-031	8.075	7780,1	-295
		QF-158HST2	7.337	7159	-178
13	CLÚSTER Q12	QF-160H	7.875	7259,1	-616
		QF-012	-	-	-
14	CLÚSTER Q36	QF-036	931	562,37	-369
		QF-112H	7.813	7677,6	-135
		QF-127HST	7.092	6954,7	-137
		QF-159HST2	7.632	7509,6	-122
15	CLÚSTER Q45	QF-045	1.190	764,93	-425
		QF-099H	9.167	8889,2	-278
		QF-103HST	8.130	7829,9	-300
16	CLÚSTER Q49	QF-049ST	925	865,61	-59
		QF-251D	675	631,09	-44
17	QF-017	QF-017	4.822	4590,8	-231
18	QF-032	QF-032	906	852,04	-54
19	QF-155	QF-155ST1	488	270,02	-218
CAUDAL TOTAL TRONCAL-2 (BFPD)			347.390	314.153	-33.237

Con base en el análisis realizado en la segunda etapa, se puede observar que los 65 pozos activos de la Troncal-2 presentan restricción al flujo por tener un ΔQ negativo, adicionalmente podemos ver que los pozos QF-52, QF-113 y QF-114 no fluyen.

Realizando la sumatoria del caudal medido y caudal calculado de toda la troncal-2 obtenemos 347.390 BDPP para el caudal medido y 314.153 BFPD para el calculado, concluyendo que existe restricción al flujo en la troncal debido a que el caudal calculado es menor al caudal medido.

Tabla 28 Simulación Troncal-3 de Campo Quifa tercer a etapa

Nro.	CLÚSTER	POZO	MEDIDO	CALCULADO	DELTA
			Q (BFPD)	Q (BFPD)	ΔQ (BFPD)
1	CLÚSTER Q118	QF-118	1.575	1707,6	133
		QF-182H	2.249	1510,9	-738
		QF-183H	2.179	2350,4	172
		QF-184H	1.764	1977,7	214
		QF-236H	1.464	1626,4	162
		QF-237H	430	474,92	45
2	CLÚSTER Q119	QF-119	699	845,14	146
		QF-176H	9.373	9495,1	123
		QF-177H	7.331	7593,1	262
		QF-179H	7.879	8126,2	247
		QF-180H	7.535	7608,6	73
		QF-181H	9.826	10038	212
3	CLÚSTER Q141	QF-141	1.519	1708,6	189
		QF-168H	9.253	9431	178
		QF-169HST	7.699	7826,9	128
4	CLÚSTER Q147	QF-147	1.187	1396,7	210
		QF-267H	1.278	1429,8	152
5	CLÚSTER Q153	QF-153	700	803,64	104
		QF-195H	2.022	2225,9	204
		QF-240H	3.104	3316,9	213
		QF-278H	906	948,33	43
6	CLÚSTER Q156	QF-156	953	1025,2	72
		QF-233HST	1.595	1686,7	91
		QF-234H	537	615,26	79
7	CLÚSTER Q35	QF-035	6.579	6901	322
		QF-239H	2.540	2873,3	333
8	CLÚSTER Q78	QF-078	894		-894
		QF-249D	149	165,73	17
9	QF-085	QF-085	667	807,24	140
10	QF-148	QF-148	718	811,41	94
11	QF-152	QF-152	4.785	4809,2	24
12	QF-154	QF-154	921	1007	86
13	QF-185	QF-185	939	1088,8	150
14	QF-189	QF-189	1.195	1362,1	167
CAUDAL TOTAL TRONCAL-3 (BFPD)			102.444	105.595	3.151

Con base en el análisis realizado en la segunda etapa, se puede observar que 2 pozos de los 34 activos de la Troncal-3 presentan un ΔQ negativo, es decir, tienen restricción al flujo, adicionalmente podemos ver que el pozo QF-78 no fluye.

Realizando la sumatoria del caudal medido y caudal calculado de toda la troncal-2 obtenemos 102.444 BDPP para el caudal medido y 105.595 BFPD para el calculado, concluyendo que no existe restricción al flujo en la troncal debido a que el caudal calculado es mayor al caudal medido.

6.5.2. Disminuyendo presión en el sistema. En este caso, la simulación nos permitirá conocer el incremento de producción de las Troncales de Campo Quifa disminuyendo la presión en dos puntos específicos; el manifold de Batería 4 y el manifold del clúster.

6.5.2.1. Disminuyendo presión a la llegada de Batería 4. En esta etapa, se simularon las tres (3) troncales disminuyendo la presión de llegada al manifold de Batería 4 y evaluando un rediseño del manifold para incremento de la producción.

Una vez actualizado el proyecto en PIPESIM con la disminución de presión en cada troncal a la llegada al manifold de batería 4, procedemos con la corrida del sistema, con la cual obtenemos el caudal producido por cada pozo y troncal al múltiple de llegada a batería 4, con la diferencia de estos caudales calculamos nuevamente el ΔQ . La Tabla 29, Tabla 30 y Tabla 31 muestran el resultado de la simulación para Troncal-1, Troncal-2 y Troncal-3 respectivamente.

Para la Troncal-1 se disminuyó la presión en 12 psi, pasando de 27 psi a 15 psi al final de la troncal.

De acuerdo al ΔQ calculado con 15 psi en la simulación de la Troncal-1 a la llegada del manifold, podemos observar que 37 de los 50 pozos activos de la

Troncal-1 presentan restricción al flujo, en comparación con los 42 pozos con restricción que teníamos a condiciones actuales.

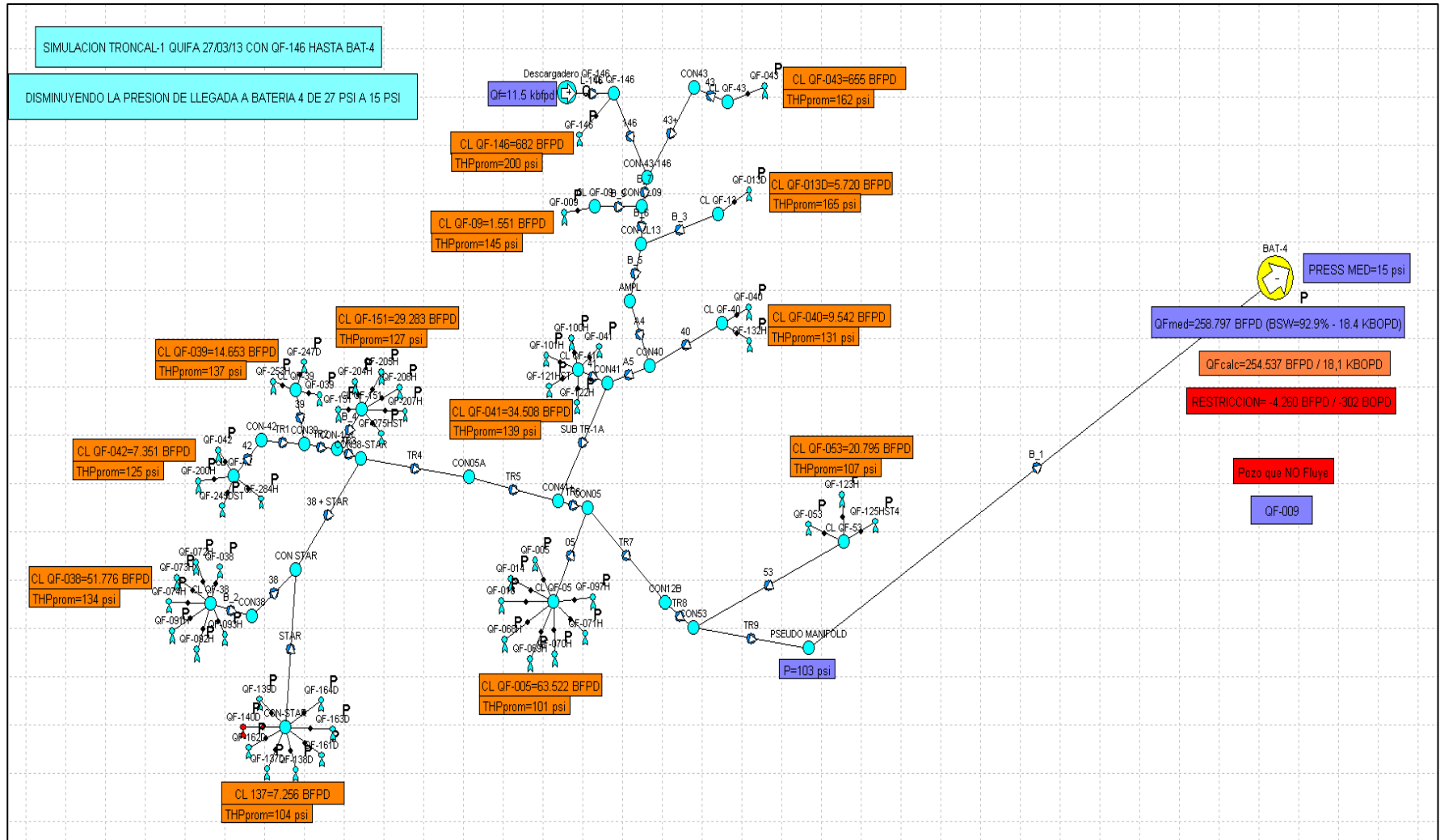
El caudal obtenido bajo las condiciones actuales de operación (27 psi) es de 253.936 BFPD, mientras que el caudal resultante de la disminución de la presión a 15 psi de la Troncal-1 en el manifold de batería 4 es de 254.537 BFPD, lo que nos refleja un incremento de la producción de 601 BFPD que con un corte de agua del 92,9% corresponderán a 43 BOPD.

Tabla 29 Resultados simulación troncal 1 disminuyendo la presión de llegada a Batería 4

POZO	MEDIDO	CALCULADO	CALCULADO	DELTA Q@27psi- Qmed	DELTA Q@15psi- Qmed	DELTA Q@15psi- Q@27psi
	Q (BFPD)	Q (BFPD) 27psi	Q (BFPD) 15psi	ΔQ (BFPD)	ΔQ (BFPD)	ΔQ (BFPD)
Descargadero QF-146	11.500	11.500	11500	0	0	0
QF-005	7.694	7624,8	7649,9	-69	-44	25
QF-009	1.551	1436,5		-115	-1.551	-1.437
QF-013D	5.720	5717,3	5752,5	-3	33	35
QF-014	6.004	5807,6	5867,5	-196	-137	60
QF-018	9.628	9536,9	9575,2	-91	-53	38
QF-038	918	414,84	523,79	-503	-394	109
QF-039	3.887	3810,1	3852,8	-77	-34	43
QF-040	1.525	1436,2	1501,7	-89	-23	66
QF-041	3.141	3131,8	3154,1	-9	13	22
QF-042	663	593,51	627,52	-69	-35	34
QF-043	655	632,75	659,05	-22	4	26
QF-053	1.540	1422	1496,8	-118	-43	75
QF-068H	7.358	7179,5	7239,7	-179	-118	60
QF-069H	8.391	8244,6	8298,2	-146	-93	54
QF-070H	6.076	5952,2	5992,5	-124	-84	40
QF-071H	9.097	8969,1	9018,5	-128	-79	49
QF-072H	9.385	9232,9	9274,7	-152	-110	42
QF-073H	8.171	8044,1	8083	-127	-88	39
QF-074H	7.583	7530,8	7549,5	-52	-34	19
QF-091H	9.011	8860,3	8908,5	-151	-103	48
QF-092H	7.895	7801,2	7828,4	-94	-67	27
QF-093H	8.814	8691	8734,6	-123	-79	44

POZO	MEDIDO	CALCULADO	CALCULADO	DELTA Q@27psi- Qmed	DELTA Q@15psi- Qmed	DELTA Q@15psi- Q@27psi
	Q (BFPD)	Q (BFPD) 27psi	Q (BFPD) 15psi	ΔQ (BFPD)	ΔQ (BFPD)	ΔQ (BFPD)
QF-097H	9.275	9171,1	9224,1	-104	-51	53
QF-100H	7.934	7951,6	7981,9	18	48	30
QF-101H	8.757	8811,4	8866,7	54	110	55
QF-121HST	6.930	6940,8	6975,7	11	46	35
QF-122H	7.746	7761,8	7802,8	16	57	41
QF-123H	9.197	9117,8	9164,1	-79	-33	46
QF-125HST4	10.058	10048	10099	-10	41	51
QF-132H	8.017	7991,3	8020,4	-26	3	29
QF-137D	1.052	924,21	944,99	-128	-107	21
QF-138D	689	579,57	597,26	-109	-92	18
QF-139D	1.878	1512,6	1554,2	-365	-324	42
QF-140D	-	-	-		-	-
QF-146	682	779,52	808,85	98	127	29
QF-151	1.525	1208,6	1309,1	-316	-216	101
QF-161D	160	134,82	137,89	-25	-22	3
QF-162D	679	657,39	670,09	-22	-9	13
QF-163D	1.041	883,12	906,48	-158	-135	23
QF-164D	1.757	1532,2	1567,9	-225	-189	36
QF-200H	3.150	3009,1	3074,8	-141	-75	66
QF-204H	9.982	10028	10065	46	83	37
QF-205H	4.791	4635,2	4688,8	-156	-102	54
QF-206H	5.109	4886,1	4964,9	-223	-144	79
QF-207H	5.026	4938,1	4977,7	-88	-48	40
QF-245DST	2.930	2897,7	2912,1	-32	-18	14
QF-247D	1.650	1626,8	1639,9	-23	-10	13
QF-253H	9.117	9173,2	9223,4	56	106	50
QF-275HST	2.850	2601,7	2685,5	-248	-165	84
QF-284H	608	563,93	584,92	-44	-23	21
TOTAL Q (BFPD)	258.797	253.936	254.537	-4.861	-4.260	601

Figura 40 Esquema de simulación de la Troncal-1 de Campo Quifa disminuyendo la presión de llegada a Batería 4 a 15 psi



Para la Troncal-2 se disminuyó 30 psi a la presión de llegada a Batería 4, pasando de 50 psi a 20 psi al final de la troncal.

De acuerdo al ΔQ calculado con 20 psi en la simulación de la Troncal a la llegada del manifold, todos los pozos presentan restricción al flujo ya que el caudal calculado con 20 psi sigue siendo menor al caudal medido, pero al sacar la diferencia del flujo simulado de la troncal a 50 psi y el simulado a 20 psi, podemos notar un incremento de la producción de 3.425 BFPD que con un corte de agua del 92,6% corresponderán a 253 BOPD.

Al igual para el caso con las condiciones actuales de operación, continúan sin fluir los pozos QF-052, QF-113 y QF-114.

Tabla 30 Resultados simulación Troncal-2 disminuyendo la presión de llegada a Batería 4

POZO	MEDIDO	CALCULADO	CALCULADO	DELTA Q @50psi- Qmed	DELTA Q @20psi- Qmed	DELTA Q @20psi- Q @50psi
	Q (BFPD)	Q (BFPD) 50psi	Q (BFPD) 20psi	ΔQ (BFPD)	ΔQ (BFPD)	ΔQ (BFPD)
QF-007	1.480	1150,7	1.253	-329	-227	103
QF-008	5.608	5304,6	5.364	-303	-244	60
QF-010				0	0	0
QF-011	5.706	5511,8	5.568	-194	-138	56
QF-012				0	0	0
QF-017	4.822	4590,8	4.641	-231	-181	50
QF-031	8.075	7780,1	7.884	-295	-191	104
QF-032	906	852,04	874,34	-54	-31,66	22
QF-036	931	562,37	683,73	-369	-247,27	121
QF-045	1.190	764,93	878	-425	-312	113
QF-048	1.519	833,36	1.000	-686	-519	166
QF-049ST	925	865,61	877,99	-59	-47,01	12
QF-052	1.473			-1.473	-1.473	0
QF-055H	7.691	7325,1	7.416	-366	-275	91
QF-056H	7.325	6954	7.055	-371	-270	101
QF-057H	3.646	3507	3.543	-139	-103	36
QF-059H	8.971	8543,9	8.640	-427	-331	96
QF-060H	8.205	7779	7.869	-426	-336	90
QF-061H	9.358	9135,7	9.224	-222	-134	89

POZO	MEDIDO	CALCULADO	CALCULADO	DELTA Q@50psi- Qmed	DELTA Q@20psi- Qmed	DELTA Q@20psi- Q@50psi
	Q (BFPD)	Q (BFPD) 50psi	Q (BFPD) 20psi	ΔQ (BFPD)	ΔQ (BFPD)	ΔQ (BFPD)
QF-062H	9.080	8823,7	8.932	-256	-148	109
QF-063H	9.193	8983,3	9.067	-210	-126	84
QF-064H	7.457	7182,1	7.280	-275	-177	98
QF-065H	8.913	8610,7	8.707	-302	-207	96
QF-066H	4.558	4315,7	4.386	-242	-172	70
QF-067H	8.358	8106	8.183	-252	-175	77
QF-088H	9.450	9223,3	9.291	-227	-159	68
QF-089H	7.405	6857	6.969	-548	-436	112
QF-090H	8.505	7966,7	8.079	-538	-426	112
QF-094H	5.866	5492,6	5.563	-373	-304	70
QF-095H	2.304	2187,1	2.217	-117	-87	30
QF-096H	9.451	9131,2	9.201	-320	-250	70
QF-099H	9.167	8889,2	8.976	-278	-191	87
QF-103HST	8.130	7829,9	7.922	-300	-208	92
QF-105H	6.524	343,18	391	-6.181	-6.133	47
QF-106H	3.799	884,27	924	-2.915	-2.875	40
QF-107H	8.198	7740,2	7.813	-458	-385	73
QF-111HST	7.781	7488,5	7.584	-293	-197	96
QF-112H	7.813	7677,6	7.732	-135	-81	54
QF-113	1.143			-1.143	-1.143	0
QF-114	1.527			-1.527	-1.527	0
QF-115	1.086	773,11	847	-313	-239	74
QF-116	898	492,9		-405	-898	-493
QF-127HST2	7.092	6954,7	7.006	-137	-86	51
QF-128H	7.610	7362,2	7.431	-248	-179	69
QF-129HST	5.555	5309	5.372	-246	-184	63
QF-149	1.145	591,66	672	-553	-473	80
QF-155ST	488	270,02	309,75	-218	-178,25	40
QF-158HST2	7.337	7159	7.216	-178	-122	57
QF-159HST2	7.632	7509,6	7.560	-122	-72	50
QF-160H	7.875	7259,1	7.363	-616	-512	104
QF-170H	7.494	6914,7	7.008	-579	-487	93
QF-171H	8.455	7857,8	7.954	-597	-502	96
QF-172H	5.025	4715,2	4.766	-310	-259	51
QF-173H	2.844	2128,6	2.233	-715	-611	104
QF-174H	8.342	7728,1	7.826	-614	-516	98
QF-186H	8.205	7981,1	8.032	-224	-173	51
QF-187H	7.512	7123,5	7.197	-389	-315	73
QF-194H	8.300	8068,9	8.116	-231	-184	47

POZO	MEDIDO	CALCULADO	CALCULADO	DELTA Q@50psi- Qmed	DELTA Q@20psi- Qmed	DELTA Q@20psi- Q@50psi
	Q (BFPD)	Q (BFPD) 50psi	Q (BFPD) 20psi	Δ Q (BFPD)	Δ Q (BFPD)	Δ Q (BFPD)
QF-203HST	2.902	2354	2.489	-548	-413	135
QF-208H	820	658,38		-162	-820	-658
QF-209H	546	349,54	394,86	-196	-151,14	45
QF-227H	6.554	6195,9	6.281	-358	-273	85
QF-228H	5.109	4788,9	4.857	-320	-252	68
QF-241H	3.645	2671,2	2.804	-974	-841	133
QF-251D	675	631,09	642,47	-44	-32,53	11
QF-266H	412	206,64	246,6	-205	-165,4	40
QF-271D	1.379	904,9	973	-474	-406	68
TOTAL Q (BFPD)	347.390	314.153	317.578	-33.237	-29.812	3.425

Para la Troncal-3 se disminuyo la presión en 30 psi, pasando de 50 a 20 psi al final de la troncal.

Tabla 31 Resultados simulación Troncal-3 disminuyendo la presión de llegada a Batería 4.

POZO	MEDIDO	CALCULADO	CALCULADO	DELTA Q@50psi- Qmed	DELTA Q@20psi- Qmed	DELTA Q@20psi- Q@50psi
	Q (BFPD)	Q (BFPD) 50psi	Q (BFPD) 20psi	ΔQ (BFPD)	ΔQ (BFPD)	ΔQ (BFPD)
QF-35	6.579	6901	7019,6	322	441	119
QF-78	894		1178,5	-894	285	1178,5
QF-85	667	807,24	886,92	140	220	79,68
QF-118	1.575	1707,6	1799,6	133	225	92
QF-119	699	845,14	948,29	146	249	103,15
QF-141	1.519	1708,6	1905,4	190	386	196,8
QF-147	1.187	1396,7	1543,9	210	357	147,2
QF-148	718	811,41	868,81	93	151	57,4
QF-152	4.785	4809,2	4898,3	24	113	89,1
QF-153	700	803,64	891,81	104	192	88,17
QF-154	921	1007	1108,9	86	188	101,9
QF-156	953	1025,2	1138,4	72	185	113,2
QF-168H	9.253	9431	9569,5	178	317	138,5
QF-169HST	7.699	7826,9	7954,7	128	256	127,8
QF-176H	9.373	9495,1	9668,7	122	296	173,6
QF-177H	7.331	7593,1	7774,1	262	443	181
QF-179H	7.879	8126,2	8277,7	247	399	151,5
QF-180H	7.535	7608,6	7692,1	74	157	83,5
QF-181H	9.826	10038	10143	212	317	105
QF-182H	2.249	1510,9	1604	-738	-645	93,1
QF-183H	2.179	2350,4	2480,8	171	302	130,4
QF-184H	1.764	1977,7	2127,3	214	363	149,6
QF-185	939	1088,8	1212,2	150	273	123,4
QF-189	1.195	1362,1	1533,7	167	339	171,6
QF-195H	2.022	2225,9	2478,8	204	457	252,9
QF-233HST	1.595	1686,7	1818,4	92	223	131,7
QF-234H	537	615,26	658,32	78	121	43,06
QF-236H	1.464	1626,4	1747,8	162	284	121,4
QF-237H	430	474,92	501,64	45	72	26,72
QF-239H	2.540	2873,3	2994,2	333	454	120,9
QF-240H	3.104	3316,9	3510,8	213	407	193,9
QF-249D	149	165,73	176,49	17	27	10,76
QF-267H	1.278	1429,8	1565,6	152	288	135,8
QF-278H	906	948,33	1028,7	42	123	80,37
TOTAL Q (BFPD)	102.444	105.595	110.707	3.151	8.263	5.112

De acuerdo al ΔQ calculado con 20 psi en la simulación de la Troncal-3 a la llegada del manifold, podemos observar que solo un (1) pozo de los 34 activos de la Troncal-3 (QF-182H) sigue presentando restricción al flujo.

El caudal obtenido bajo las condiciones actuales de operación (50 psi) es de 105.595 BFPD, mientras que el caudal resultante de la disminución de la presión a 20 psi de la Troncal-1 en el manifold de batería 4 es de 110.707 BFPD, lo que nos refleja un incremento de la producción de 5.112 BFPD que con un corte de agua del 89,6% corresponderán a 532 BOPD.

6.5.2.2. Disminuyendo presión en el manifold del Clúster. Este escenario de simulación es el que permitirá conocer el incremento de producción en los clúster seleccionados de las Troncales de Campo Quifa a esta condición.

Solo se simulara uno de los clúster con restricción al flujo de cada una de las troncales, disminuyendo la presión en el manifold de cada clúster.

En la troncal 1 se tomara como ejemplo para la simulación el Clúster Q-38, la presión a la llegada del manifold se disminuyó de 140 psi a 130 psi obteniéndose un incremento en la producción de 429 BFPD que con un corte de 94% corresponde a 26 BOPD.

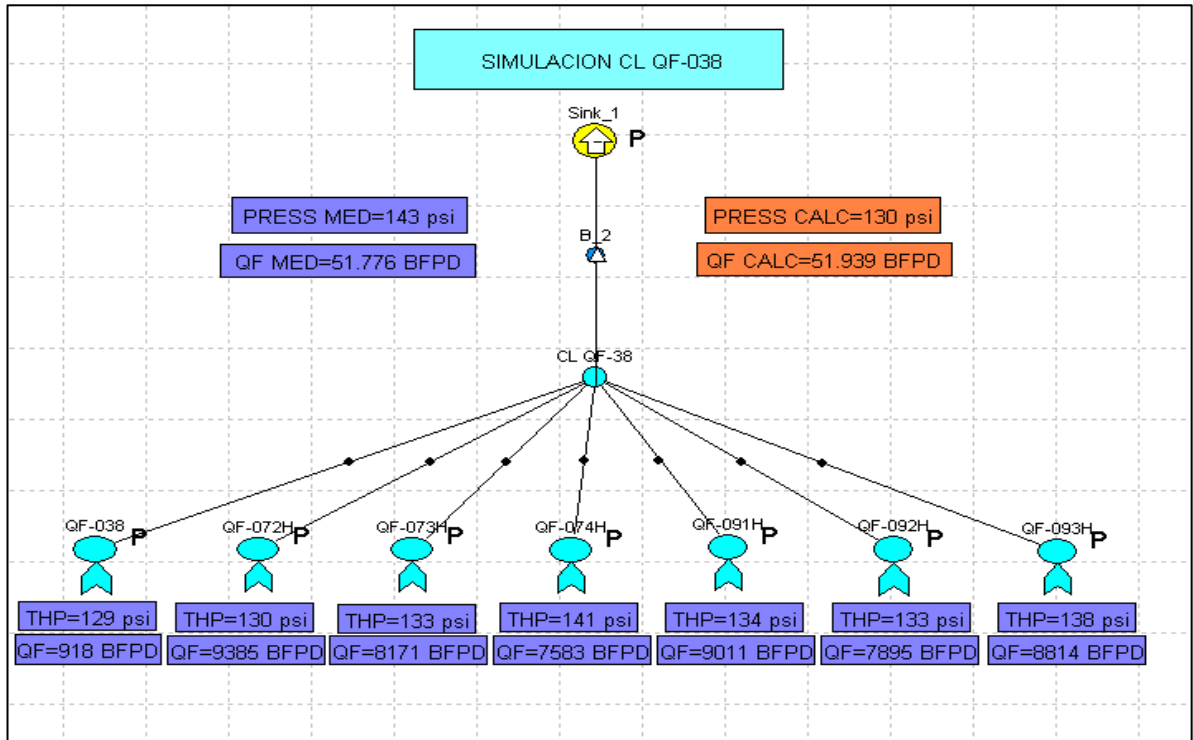
La Tabla 32 muestra los resultados de la simulación del Clúster Q38 de la Troncal 1, disminuyendo la presión de llegada al manifold del Clúster en 10 psi

Tabla 32 Esquema de simulación del clúster QF-38 disminuyendo la presión en el manifold

Nro	CLÚSTER	MEDIDO		CALCULADO @P1		DELTA Q@140psi-Q@MED	CALCULADO @ < P1		DELTA Q@140psi-Q@130psi
		Q (BFPD)	P (psia)	Q (BFPD)	P (psia)	ΔQ (BFPD)	Q (BFPD)	P (psia)	ΔQ (BFPD)
2	CLÚSTER Q38	51776	143	51510	140	-266	51939	130	429

Sacando la diferencia entre el nuevo caudal calculado a 130 psi y el caudal medido en campo del QF-38 obtenemos un ΔQ positivo, lo que nos quiere decir que el clúster ya no tiene restricción al flujo.

Figura 43 Esquema de simulación del clúster QF-38 disminuyendo la presión en el manifold



Para la troncal 2 se tomara como ejemplo para la simulación el Clúster Q-52, la presión a la llegada del manifold se disminuyó de 197 psi a 170 psi obteniéndose un incremento en la producción de 692 BFPD que con un corte de 74.4% corresponde a 177 BOPD.

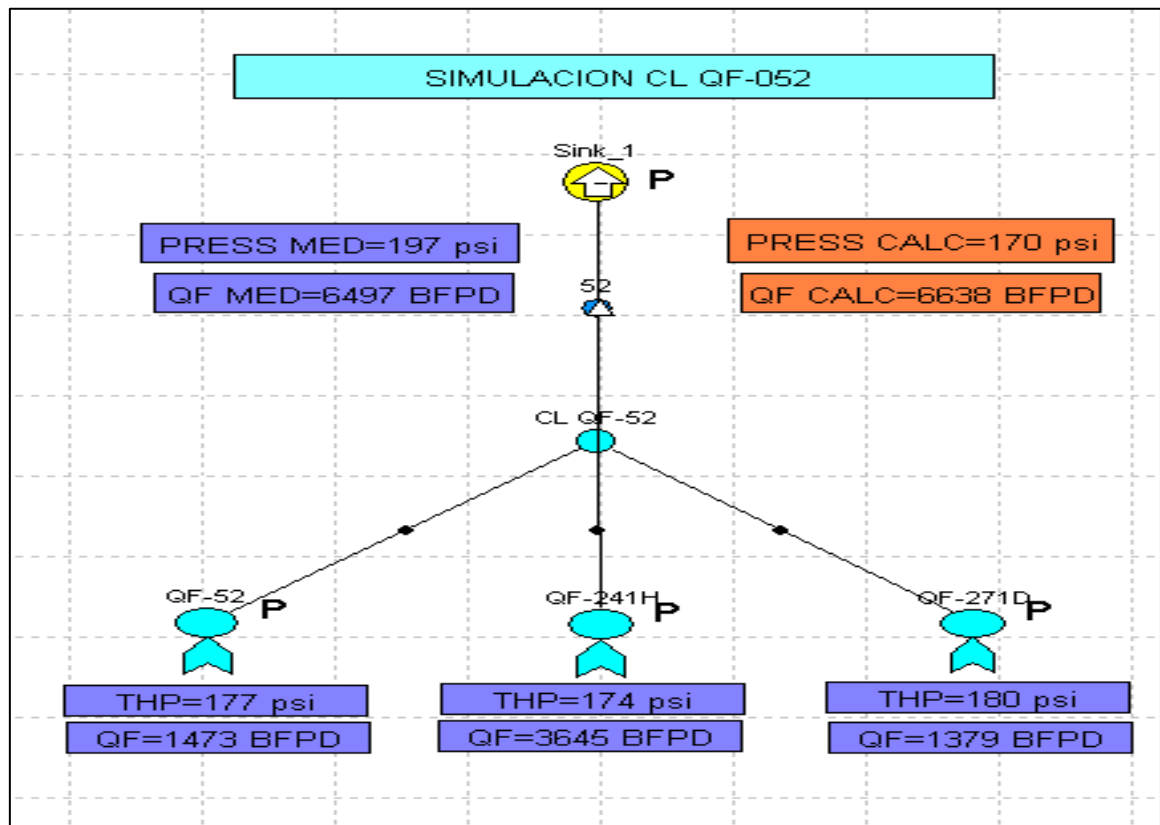
La **Tabla 33** muestra los resultados de la simulación del Clúster Q-52 de la Troncal 2, disminuyendo la presión de llegada al manifold del clúster en 20 psi.

Tabla 33 Esquema de simulación del clúster QF-52 disminuyendo la presión en el manifold

Nro	CLÚSTER	MEDIDO		CALCULADO @P1		DELTA Q@197psi-Q@MED ΔQ (BFPD)	CALCULADO @ <P1		DELTA Q@197psi-Q@170psi ΔQ (BFPD)
		Q (BFPD)	P (psia)	Q (BFPD)	P (psia)		Q (BFPD)	P (psia)	
14	CLUSTER Q52	6.497	197	5.946	197	-551	6.638	170	692

Sacando la diferencia entre el nuevo caudal calculado a 170 psi y el caudal medido en campo del QF-52 obtenemos un ΔQ positivo, lo que nos quiere decir que el clúster ya no tiene restricción al flujo.

Figura 44 Esquema de simulación del clúster QF-52 disminuyendo la presión en el manifold



Para la troncal 3 se tomara como ejemplo para la simulación el Clúster QF-118, la presión a la llegada del manifold se disminuyó de 150 psi a 110 psi obteniéndose un incremento en la producción de 911 BFPD que con un corte de 64.1% corresponde a 327 BOPD.

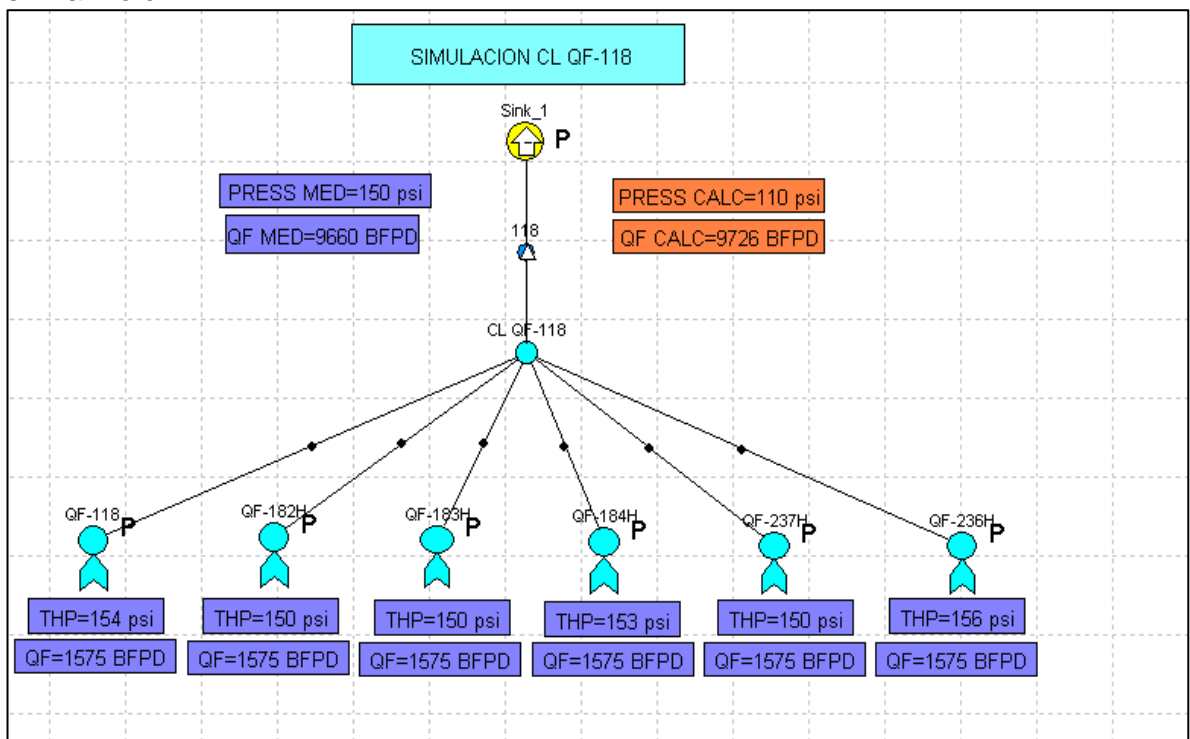
La **Tabla 34** muestra los resultados de la simulación del Clúster QF-118 de la Troncal 3, disminuyendo la presión de llegada al manifold del clúster en 40 psi.

Tabla 34 Esquema de simulación del clúster QF-118 disminuyendo la presión en el manifold

Nro	CLÚSTER	MEDIDO		CALCULADO @P1		DELTA Q@150psi-Q@MED	CALCULADO @ < P1		DELTA Q@150psi-Q@110psi
		Q (BFPD)	P (psia)	Q (BFPD)	P (psia)	ΔQ (BFPD)	Q (BFPD)	P (psia)	ΔQ (BFPD)
1	CLUSTER Q118	9660	150	8815	150	-845	9726	110	911

Sacando la diferencia entre el nuevo caudal calculado a 110 psi y el caudal medido en campo del QF-118 obtenemos un ΔQ positivo, lo que nos quiere decir que el clúster ya no tiene restricción al flujo.

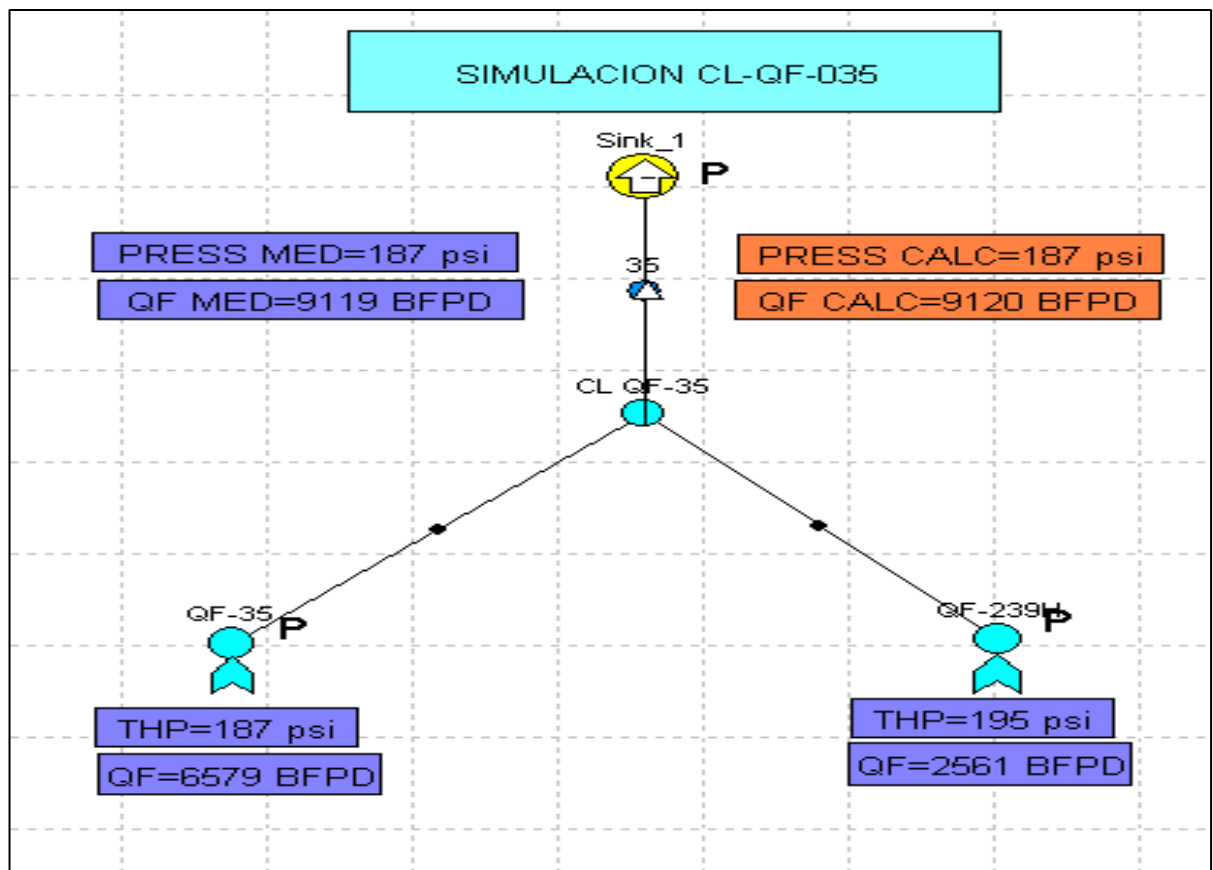
Figura 45 Esquema de simulación del clúster QF-118 disminuyendo la presión en el manifold



6.5.3. Condiciones pozos nuevos en el Clúster. En este escenario de simulación podremos conocer las posibles restricciones al flujo que se generan cuando entran pozos nuevos al sistema.

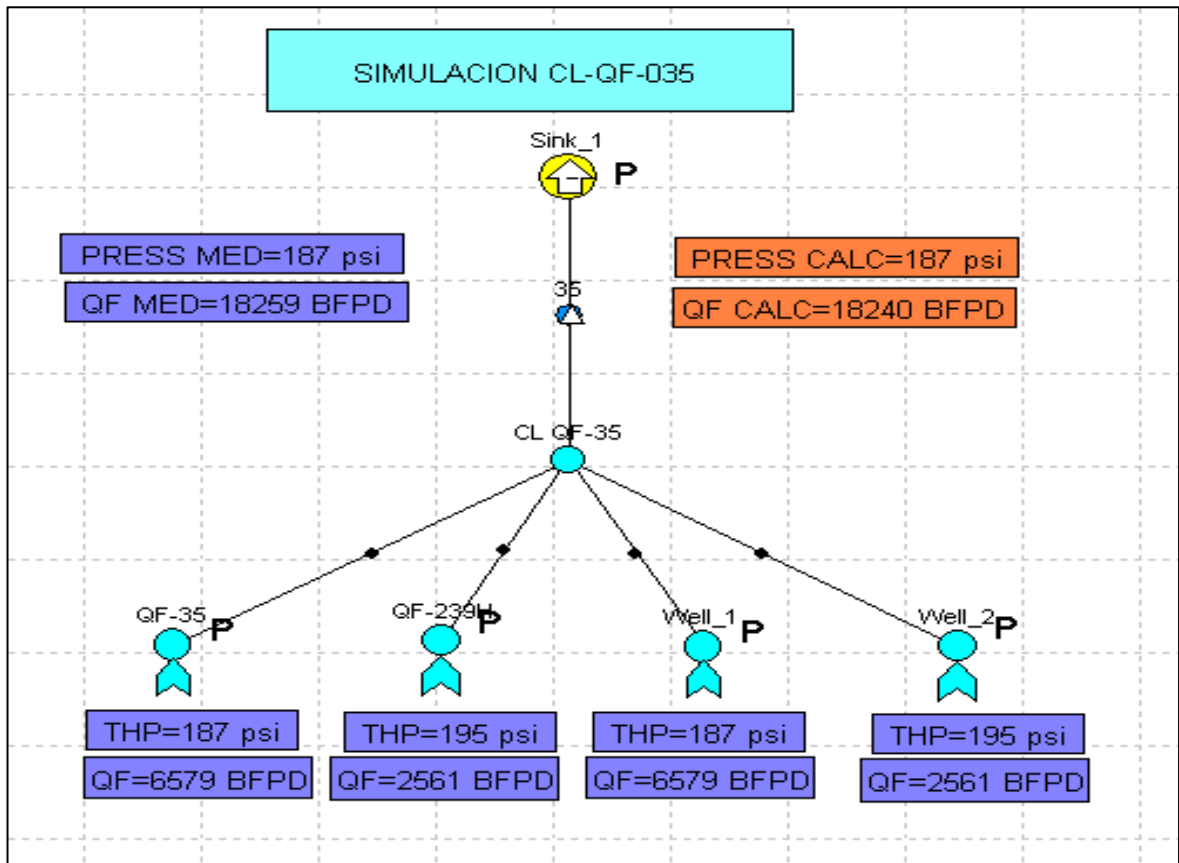
Para esta evaluación se tomo como ejemplo el Clúster QF-35 de la Troncal-3, donde el caudal calculado en PIPESIM a 187 psi es igual al caudal medido en campo, ver figura 46.

Figura 46 Esquema de simulación del clúster QF-035



En la simulación del Clúster QF-35 se incluyeron 2 pozos nuevos al sistema (Well_1 y Well_2) como se muestra en el siguiente esquema, ver Figura 47.

Figura 47 Esquema de simulación Clúster QF-035 con dos pozos nuevos



Sacando la diferencia entre el caudal calculado incluyendo 2 pozos nuevos al sistema y el caudal medido bajo las mismas condiciones, obtenemos un ΔQ de -19 BFPD, lo que nos quiere decir que el clúster ahora presenta restricción al flujo. El cual con un corte de agua de 83,9% corresponderá a -3 BOPD; es una restricción bastante baja teniendo en cuenta que duplico el caudal producido del clúster.

En la tabla 35 se resumen los resultados de cada simulación realizada en el presente capítulo.

Tabla 35 Resumen de resultados de las simulaciones realizadas en el capítulo seis

Simulación Troncales A Condiciones Actuales De Operación									
		Medido	Calculado	Delta Medido-Calculado					
		Bfpd	Bfpd	Bfpd	Bwpd	Bopd	Bsw %	% Restricción	Observación
27 Psi	Troncal-1	258797	253936	-4861	-4516	-345	92,9	-1,88	Con Restricción
50 Psi	Troncal-2	347390	314153	-33237	-30777	-2460	92,6	-9,57	Con Restricción
50 Psi	Troncal-3	102444	105595	3151	2823	328	89,6	3,08	Sin Restricción
Simulación Clúster A Condiciones Actuales De Operación									
		Total Clúster	# Clúster Con Restricción	Clústeres	% Restricción				
27 Psi	Troncal-1	9	3	38, 151,137	33,33				
50 Psi	Troncal-2	16	7	10,12,31,52,113,114,149	43,75				
50 Psi	Troncal-3	8	4	118, 147,1753,156	50,00				
Simulación Pozos A Condiciones Actuales De Operación									
		Total Pozos Activos	Total Pozos Con Restricción	% Restricción					
27 Psi	Troncal-1	49	42	85,71					
50 Psi	Troncal-2	65	65	100,00					
50 Psi	Troncal-3	34	2	5,88					
Simulación Troncal Disminuyendo Presión									
		Medido	Calculado	Delta Medido-Calculado					
		Bfpd	Bfpd	Bfpd	Bwpd	Bopd	Bsw %	% Restricción	Observación
15 Psi	Troncal-1	258797	254537	-4260	-3958	-302	92,9	-1,65	Con Restricción
30 Psi	Troncal-2	347390	317578	-29812	-27606	-2206	92,6	-8,58	Con Restricción
30 Psi	Troncal-3	102444	110707	8263	7404	859	89,6	8,07	Sin Restricción
Simulación Pozos Disminuyendo Presión									
		Total Pozos Activos	Total Pozos Con Restricción	% Restricción					
15 Psi	Troncal-1	49	37	75,51					
30 Psi	Troncal-2	65	65	100,00					
30 Psi	Troncal-3	34	1	2,94					
Comparación Actual Vs Disminuyendo Presión									
		% Restricción Actual	% Restricción Disminuyendo La Presión	Delta De % Restricción	Bfpd Incremental	Bwpd Incremental	Bopd Incremental	Bsw %	
27-15 Psi	Troncal-1	-1,88	-1,65	0,23	601	558	43	92,9	
50-30 Psi	Troncal-2	-9,57	-8,58	0,99	3425	3172	253	92,6	
50-30 Psi	Troncal-3	3,08	8,07	4,99	5112	4580	532	89,6	
		% Pozos Con Restricción Actual	% Pozos Con Restricción Disminuyendo La Presión	Delta De % Restricción					
27-15 Psi	Troncal-1	85,71	75,51	-10,20					
50-30 Psi	Troncal-2	100,00	100,00	0,00					
50-30 Psi	Troncal-3	5,88	2,94	-2,94					
		Pozos No Fluyen Actual	Pozos No Fluyen Disminuyendo La Presión						
27-15 Psi	Troncal-1	0	1						

50-30 Psi	Troncal-2	3	3						
50-30 Psi	Troncal-3	1	0						
Simulación Clúster Disminuyendo Presión									
		Medido	Calculado	Delta Medido-Calculado					
		Bfpd	Bfpd	Bfpd	Bwpd	Bopd	Bsw	% Restricción	Observación
143-140 Psi	Qf-38	51776	51510	-266	-250	-16	94	-0,51	Con Restricción
197-197 Psi	Qf-52	6497	5946	-551	-410	-141	74,4	-8,48	Con Restricción
150-150 Psi	Qf-118	9660	8815	-845	-542	-303	64,1	-8,75	Con Restricción
		Medida	Calculado Con Menor Presión	Delta Medido-Simulado Con Menor Presión					
		Bfpd	Bfpd	Bfpd	Bwpd	Bopd	Bsw	% Restricción	Observación
143-130 Psi	Qf-38	51776	51939	163	153	10	94	0,31	Sin Restricción
190-170 Psi	Qf-52	6497	6638	141	105	36	74,4	2,17	Sin Restricción
150-110 Psi	Qf-118	9660	9726	66	42	24	64,1	0,68	Sin Restricción
		% Restricción Actual	%Restricción Disminuyendo La Presión	Delta De % Restricción	Bfpd Incremental	Bwpd Incremental	Bopd Incremental	Bsw %	
140-130 Psi	Qf-38	-0,51	0,31	0,83	429	403	26	94	
190-170 Psi	Qf-52	-8,48	2,17	10,65	692	515	177	74,4	
150-110 Psi	Qf-118	-8,75	0,68	9,43	911	584	327	64,1	
General									
		Capacidad Troncal	Longitud Troncal (M)	Densidad Pozos	Bfpd Medido	% Restricción	Observación		
	Troncal-1	350000	14200	49	258797	-1,88	Con Restricción		
	Troncal-2	350000	21200	65	347390	-9,57	Con Restricción		
	Troncal-3	350000	23300	34	102444	3,08	Sin Restricción		
Presiones									
		ΔP Prom Generado Entre P Actual Y < P	ΔP Desde 1er Clúster A Pseudomanifold Con P Actual	ΔP Desde 1er Clúster A Pseudomanifold Con < P	Bfpd Incremental	Bopd Incremental			
27-15 Psi	Troncal-1	10	21	21	601	43			
50-20 Psi	Troncal-2	17	29	29	3425	253			
50-20 Psi	Troncal-3	26	7	8	5112	532			
		Longitud Troncal (M)	Densidad Pozos	ΔP Desde 1er Clúster A Pseudomanifold Con P Actual					
27-15 Psi	Troncal-1	14200	49	21					
50-20 Psi	Troncal-2	21200	65	29					
50-20 Psi	Troncal-3	23300	34	7					

7. VARIABLES QUE IMPACTAN EL RENDIMIENTO DE LAS TRONCALES

En el capítulo 6 se pudieron encontrar y calcular las restricciones al flujo presentes en las troncales de campo Quifa, así mismo las afectaciones a los clúster y pozos asociados. Además, la simulación nos permitió estimar el impacto de estas restricciones sobre la producción del sistema.

De acuerdo al análisis realizado en el capítulo anterior al sistema de recolección de fluidos en campo Quifa, teniendo en cuenta el estado actual de operación, una simulación disminuyendo la presión al sistema en diferentes puntos e ingresando nuevos pozos a los clúster, se ve la necesidad de realizar un programa de optimización al sistema, con el fin de aliviar las presiones de las troncales en los puntos de restricción y aumentar la producción del campo. Dentro de las principales variables que afectan el rendimiento de las troncales en campo se tienen; el caudal máximo y densidad de los pozos, el perfil de presión de la troncal, la topografía de la zona y la longitud de las troncales.

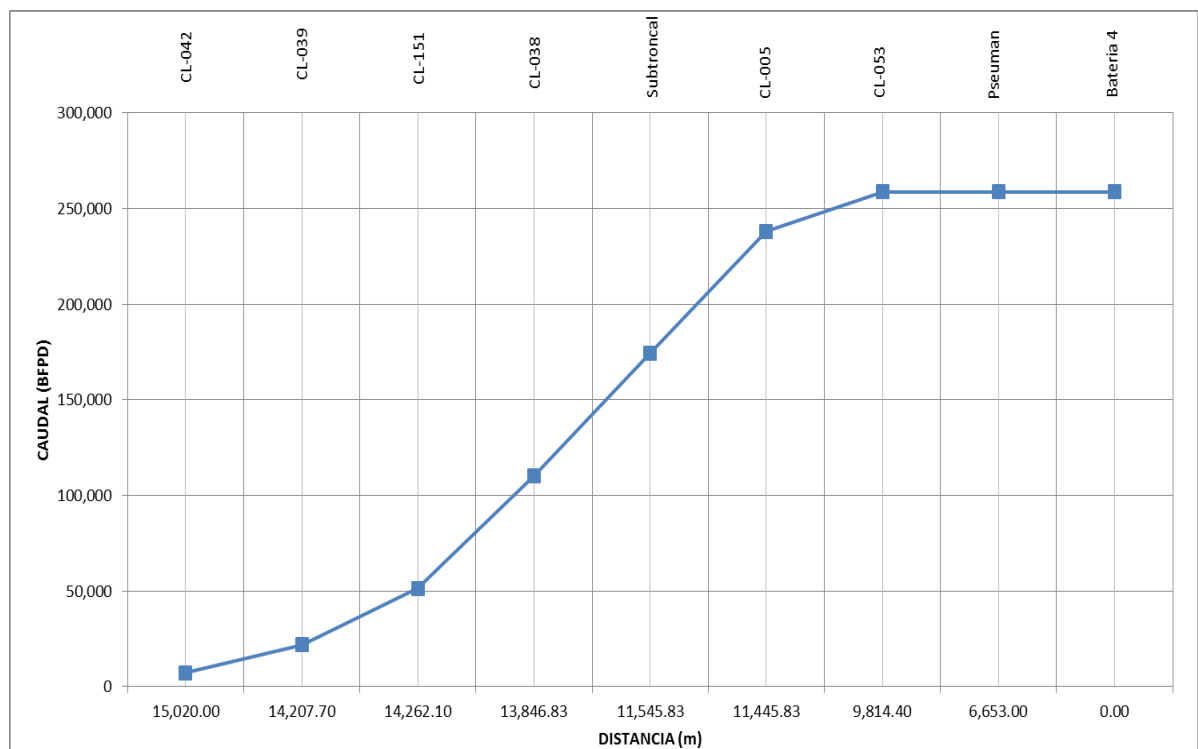
7.1. CAUDAL MÁXIMO Y DENSIDAD DE POZOS

Durante la vida productiva de un campo, muchas veces las líneas de flujo y troncales quedan subdimensionadas debido al incremento de la producción del campo, este incremento de la producción se puede relacionar con la optimización de los pozos y el ingreso de nuevos pozos al sistema, entre otros. Una vez alcanzado y superado el caudal de diseño entregado por ingeniería durante el proceso constructivo, se incrementan las presiones en los puntos más sensibles, ocasionando restricciones al flujo entre los pozos y las líneas de recolección de fluidos (Troncales).

Como podemos observar, la etapa de ingeniería y diseño juega un papel muy importante en la producción y eficiencia de un campo, así mismo podemos valorar el efecto que tiene la presión sobre el sistema y la necesidad de realizar la evaluación de distribución de presiones del campo al momento de aumentar el producción o ingresar nuevos pozos y poder prevenir las restricciones antes mencionadas.

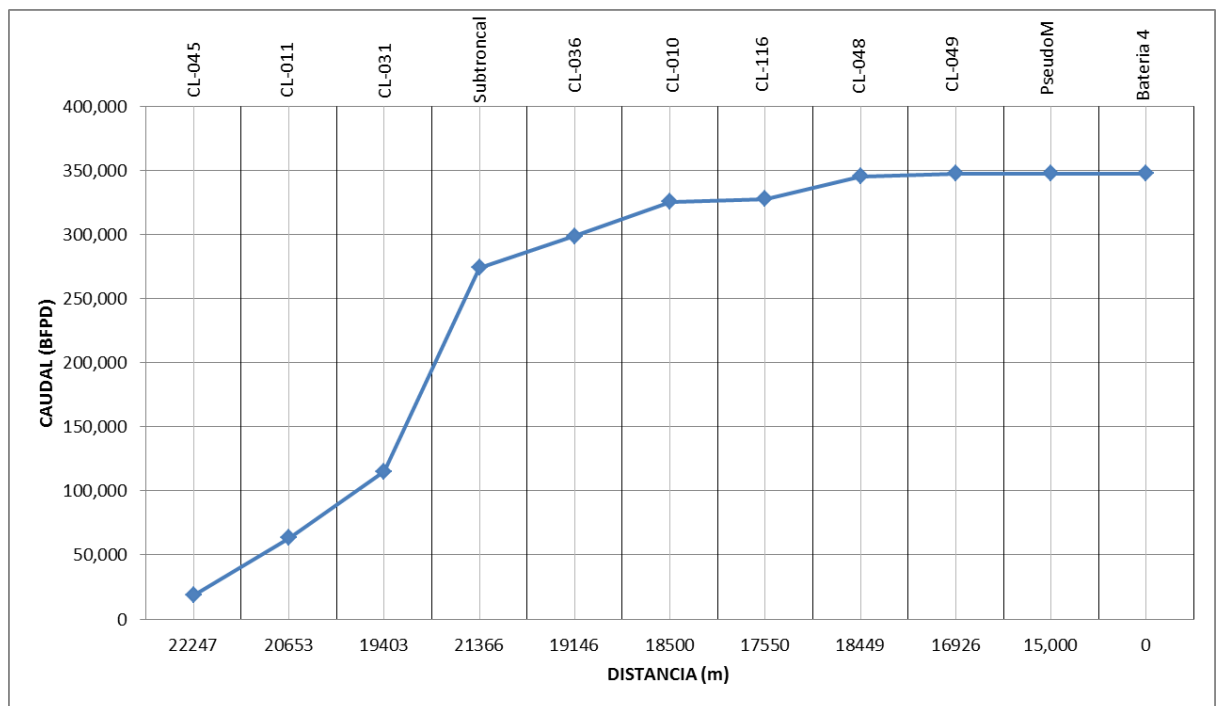
Para la Troncal-1 se tiene un caudal máximo de diseño de 350.000 BFPD, pero simulando el sistema en PIPESIM se obtiene un caudal de 258.797 BFPD presentando restricciones al flujo, lo que nos muestra que la línea esta subdimensionada. En la Gráfica 10 se puede observar el comportamiento del caudal contra la distancia de la troncal 1 hasta llegar a Batería 4.

Gráfica 10 Caudal de la troncal-1 de Campo Quifa



Para la Troncal-2 se tiene un caudal máximo de diseño de 350.000 BFPD, pero simulando el sistema en PIPESIM se obtiene un caudal de 347.390 BFPD, presentando restricciones al flujo, lo que nos muestra que la línea también fue subdimensionada. En la Gráfica 11 se puede observar el comportamiento del caudal contra la distancia de la troncal 2 hasta llegar a Batería 4.

Gráfica 11 Caudal de la troncal-2 de Campo Quifa

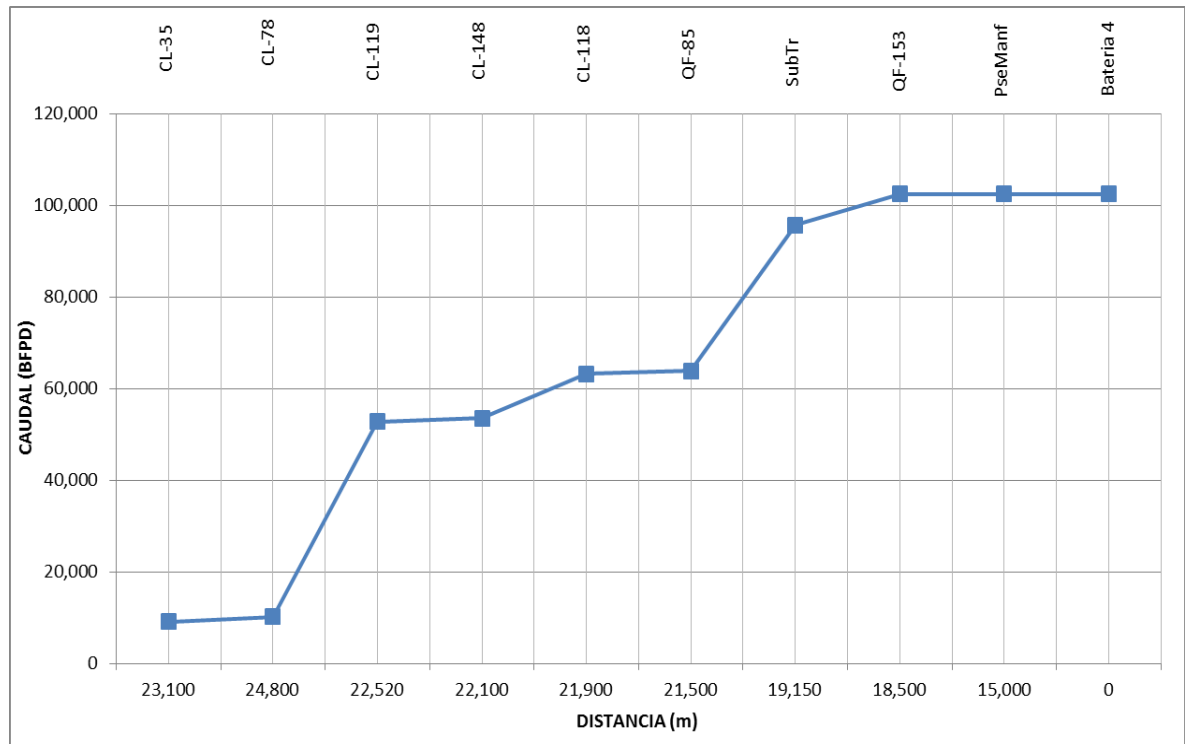


La Troncal-3 tiene un caudal máximo de diseño de 350.000 BFPD y en la simulación se obtuvo un caudal de 102.444 BFPD, la cual se encuentra operando normalmente sin restricciones al flujo bajo el caudal producido con las condiciones actuales.

Antes de aumentar la producción de los pozos existentes o de ingresar nuevos al sistema, es importante realizar nuevamente el análisis de las presiones para poder

predecir restricciones y evaluar el impacto que se tendrá sobre la producción actual. En la Gráfica 12 se puede observar el comportamiento del caudal de la troncal 3 hasta llegar a Batería 4.

Gráfica 12 Caudal de la troncal-3 de Campo Quifa



7.2. PERFIL DE PRESIÓN

Las presiones generadas al fluido en el fondo del pozo por los sistemas de levantamiento artificial en campo Quifa (Bombeo electrosumergible y Bombeo de cavidades progresivas) y la presión de yacimiento, son las únicas fuerzas que impulsan el fluido desde el yacimiento hasta la Batería 4. Por tal razón el perfil de presión que manejan las troncales en superficie debe de ser bajo para que el petróleo y el agua puedan fluir desde el sistema de mayor presión hacia el sistema de menor presión, sin generar restricciones.

En la Gráfica 13, Gráfica 15 y Gráfica 17 podemos observar el perfil de presión simulado bajo las condiciones actuales de operación y el perfil de presión simulado disminuyendo la presión a la llegada al manifold para la Troncal-1, Troncal-2 y Troncal-3 respectivamente. Como podemos ver, se puede estar afectando la producción de los pozos debido a que el perfil de presión obtenido bajo las condiciones actuales de operación es mayor al obtenido disminuyendo la presión en el manifold de Batería 4.

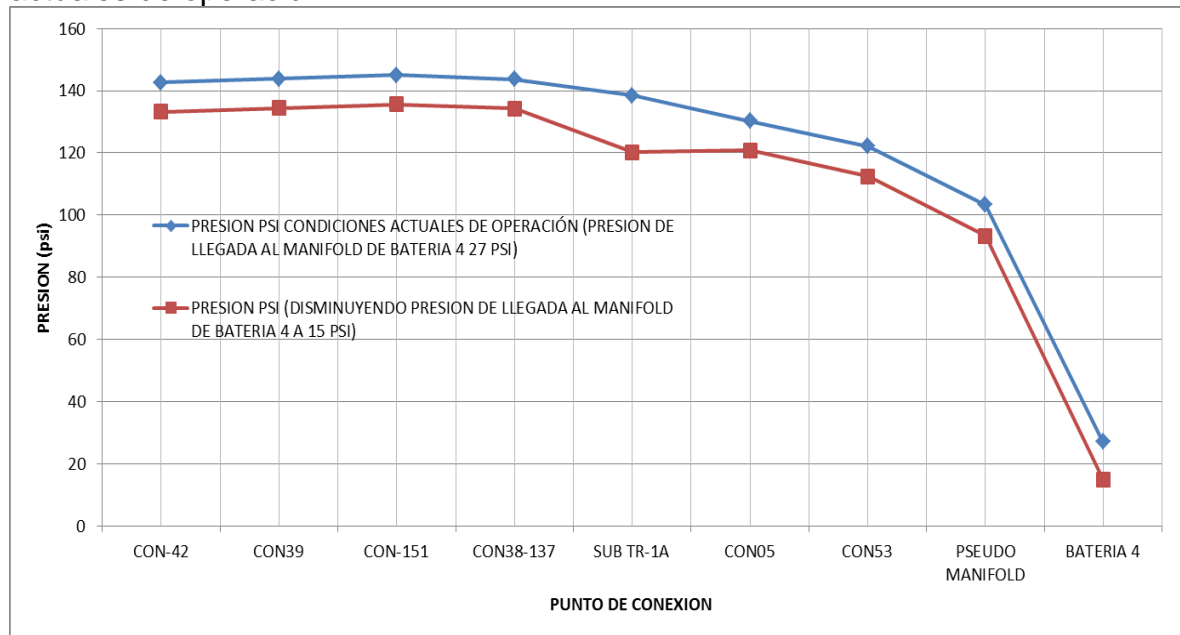
Con respecto a la Troncal 1, hay puntos a lo largo de toda la línea de flujo donde el ΔP es más alto en comparación con otros puntos, por ejemplo los clúster QF-05 y QF-53 presentan un ΔP de 8 psia y los clúster QF-38 y Sub Troncal-1 presentan un ΔP de 5 psia. Los clúster QF-39 y QF-155 son dos puntos a lo largo de toda la Troncal-1 donde la presión no desciende si no que aumenta en 1 psia. Comparando las dos condiciones se observa que existe un mayor ΔP a la salida de la Sub troncal-1 de 18 psi, lo que indica un alivio de presión considerable en ese punto. Al comparar el perfil de presión de las dos condiciones se puede observar que presenta el mismo comportamiento con las mismas caídas de presión, es decir la caída de presión a las condiciones actuales de operación entre el primer clúster y el ultimo clúster antes del Pseudomanifold es de 21 psi y la caída de presión entre los mismos puntos a condiciones disminuyendo la presión a la llegada del manifold es de 21 psi, adicionalmente se observa un promedio de ΔP de 9 psi a lo largo de la troncal 2.

La **Tabla 36** muestra los datos con los que se construyó la Gráfica 13 referentes a los perfiles de presión a condiciones actuales de operación y a condiciones disminuyendo la presión a la llegada del manifold, junto con el ΔP .

Tabla 36 Perfil de presión de la troncal-1 a condiciones actuales de operación y a condiciones disminuyendo la presión de llegada al manifold de Batería 4

Conexión	Presión Psi Condiciones Actuales De Operación (Presión De Llegada Al Manifold De Batería 4 27 Psi)	Presión Psi (Disminuyendo Presión De Llegada Al Manifold De Batería 4 A 15 Psi)	ΔP (Psi)
CON-42	143	133	-9
CON39	144	134	-9
CON-151	145	136	-9
CON38-137	144	134	-9
SUB TR-1	138	120	-18
CON05	130	121	-9
CON53	122	112	-10
PSEUDO MANIFOLD	103	93	-10
BATERIA 4	27	15	-12

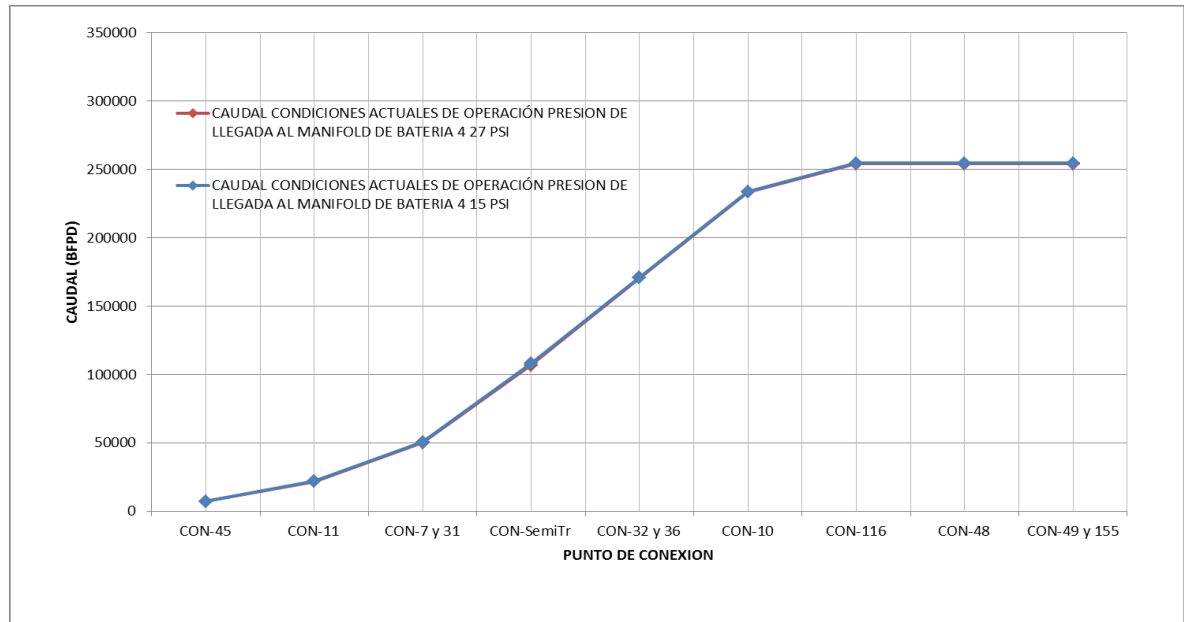
Gráfica 13 Perfil de presión de la Troncal-1 de Campo Quifa a condiciones disminuyendo la presión de llegada al manifold de Batería 4 y condiciones actuales de operación



La disminución de presión está directamente relacionada con el incremento en la producción. En el caso de la troncal 1 el incremento de fluido por disminuir la presión de llegada al manifold de Batería 4 de 27 psi a 15 psi fue de 601 BFPD que con un BSW de 92.9% corresponde a 43 BOPD.

En la Gráfica 14 se muestra como el caudal aumenta a lo largo de la Troncal-1 hasta llegar al centro de procesamiento de fluidos con la disminución de presión a la llegada del manifold de Batería 4.

Gráfica 14 Caudal de la troncal-1 de Campo Quifa a condiciones actuales de operación y a condiciones de disminución de la presión de llegada al Manifold de Batería 4



Con respecto a la Troncal 2, 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 QF-48 presenta un ΔP de 14 psia y el clúster QF-10 solo presenta un ΔP de 4 psia. Al comparar el perfil de presión de las dos condiciones se puede observar que presenta el mismo comportamiento con las mismas caídas de presión, es decir la caída de presión a las condiciones actuales de operación entre el primer clúster y el ultimo clúster antes del Pseudomanifold es de 29 psi y la caída de presión entre los mismos puntos a condiciones disminuyendo la presión a la llegada del manifold es de 29 psi, adicionalmente se observa que existe un

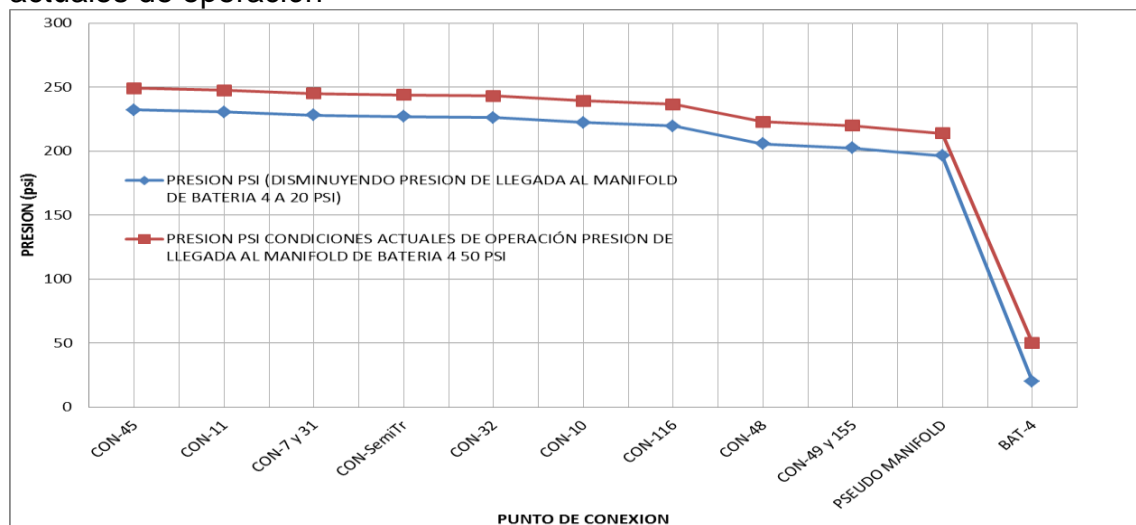
promedio de un ΔP de 17 psia en todos los clúster a lo largo de la troncal-2, lo que indica un alivio de presión considerable.

La **Tabla 37** muestra los datos con los que se construyó la Gráfica 15 referentes a los perfiles de presión a condiciones actuales de operación y a condiciones disminuyendo la presión a la llegada del manifold, junto con el ΔP .

Tabla 37 Perfil de presión de la troncal-2 a condiciones actuales de operación y a condiciones disminuyendo la presión de llegada al manifold de Batería 4

CONEXIÓN DEL CLÚSTER	PRESIÓN PSI CONDICIONES ACTUALES DE OPERACIÓN PRESIÓN DE LLEGADA AL MANIFOLD DE BATERÍA 4 50 PSI	PRESIÓN PSI (DISMINUYENDO PRESIÓN DE LLEGADA AL MANIFOLD DE BATERÍA 4 50 PSI)	ΔP (PSI)
CON-45	249	232	-17
CON-11	248	231	-17
CON-7 y 31	245	228	-17
CON-SemiTr	244	227	-17
CON-32	243	226	-17
CON-10	240	222	-17
CON-116	237	220	-17
CON-48	223	206	-17
CON-49 y 155	220	203	-17
PSEUDO MANIFOLD	214	197	-18
BAT-4	50	20	-30

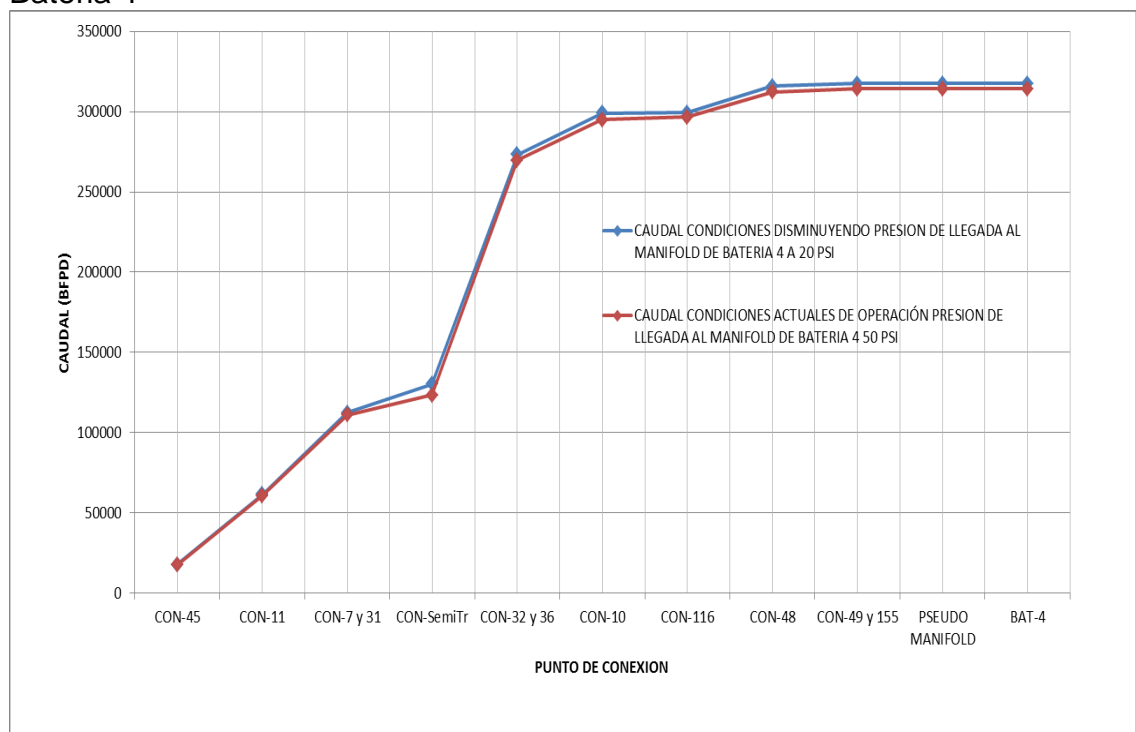
Gráfica 15 Perfil de presión de la Troncal-2 de Campo Quifa a condiciones disminuyendo la presión de llegada al manifold de Batería 4 y condiciones actuales de operación



En el caso de la troncal 2 el incremento de fluido por disminuir la presión de llegada al manifold de Bateria 4 de 50 psi a 20 psi fue de 3425 BFPD que con un BSW de 92.6% corresponde a 253 BOPD.

En la Gráfica 16 se muestra como el caudal aumenta a lo largo de la Troncal-2 hasta llegar al centro de procesamiento de fluidos con la disminución de presión a la llegada del manifold de Bateria 4.

Gráfica 16 Caudal de la troncal-2 de Campo Quifa a condiciones actuales de operación y a condiciones de disminución de la presión de llegada al Manifold de Bateria 4



Con respecto a la Troncal 3, aunque en esta troncal no se evidencio restricción se realizo el ejercicio para observar el comportamiento. A lo largo de la Troncal-3 los puntos tienen un ΔP en promedio de 2 psi. Al comparar el perfil de presión de las

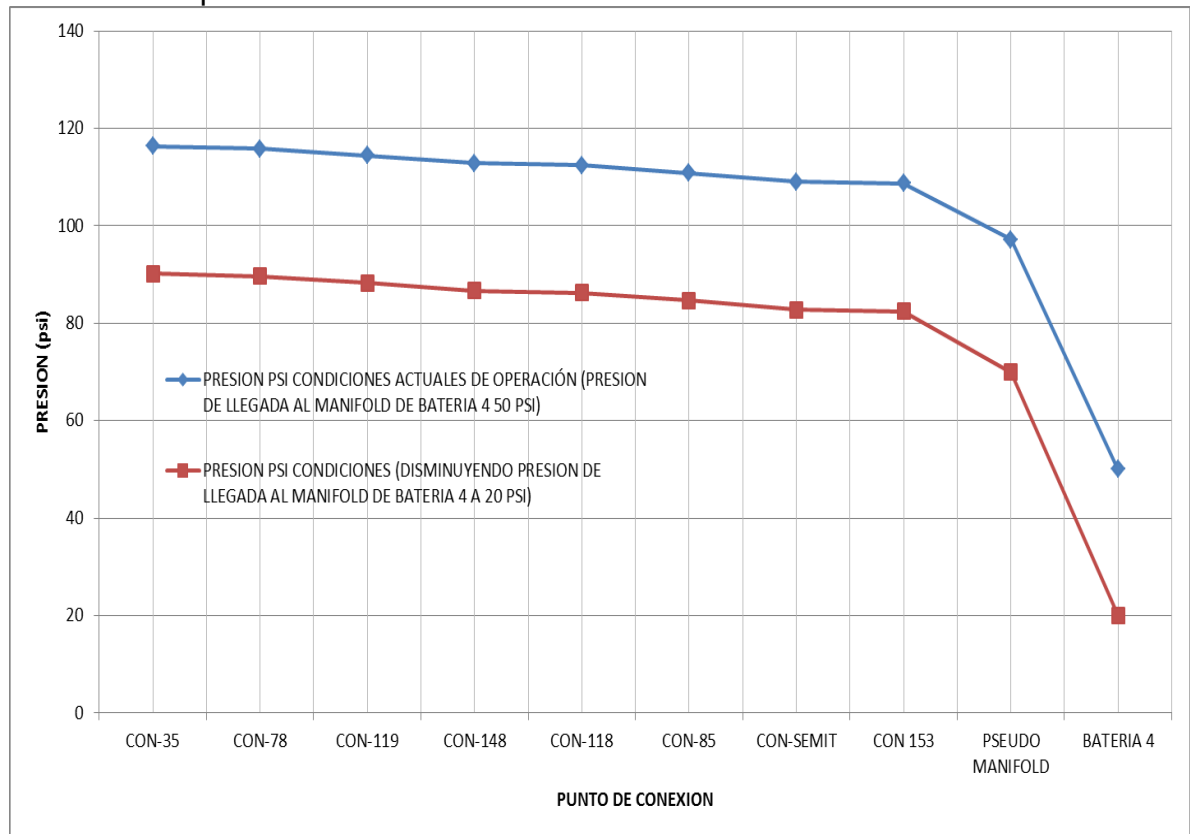
dos condiciones se puede observar que presenta el mismo comportamiento con casi las mismas caídas de presión, es decir la caída de presión a las condiciones actuales de operación entre el primer clúster y el ultimo clúster antes del Pseudomanifold es de 7 psi y la caída de presión entre los mismos puntos a condiciones disminuyendo la presión a la llegada del manifold es de 8 psi, adicionalmente se observa que existe un promedio de un ΔP de 26 psia en todos los clúster a lo largo de la troncal-3, lo que indica un alivio de presión considerable.

La **Tabla 38** muestra los datos con los que se construyó la Gráfica 17 referentes a los perfiles de presión a condiciones actuales de operación y a condiciones disminuyendo la presión a la llegada del manifold, junto con el ΔP .

Tabla 38 Perfil de presión de la troncal-3 a condiciones actuales de operación y a condiciones disminuyendo la presión de llegada al manifold de Bateria 4

CONEXIÓN DEL CLÚSTER	PRESIÓN PSI CONDICIONES ACTUALES DE OPERACIÓN (PRESIÓN DE LLEGADA AL MANIFOLD DE BATERÍA 4 50 PSI)	PRESIÓN PSI CONDICIONES (DISMINUYENDO PRESIÓN DE LLEGADA AL MANIFOLD DE BATERÍA 4 A 20 PSI)	ΔP (PSI)
CON-35	116	90	-26
CON-78	116	90	-26
CON-119	114	88	-26
CON-148	113	87	-26
CON-118	112	86	-26
CON-85	111	85	-26
CON-SEMIT	109	83	-26
CON 153	109	82	-26
PSEUDO MANIFOLD	97	70	-27
BATERIA 4	50	20	-30

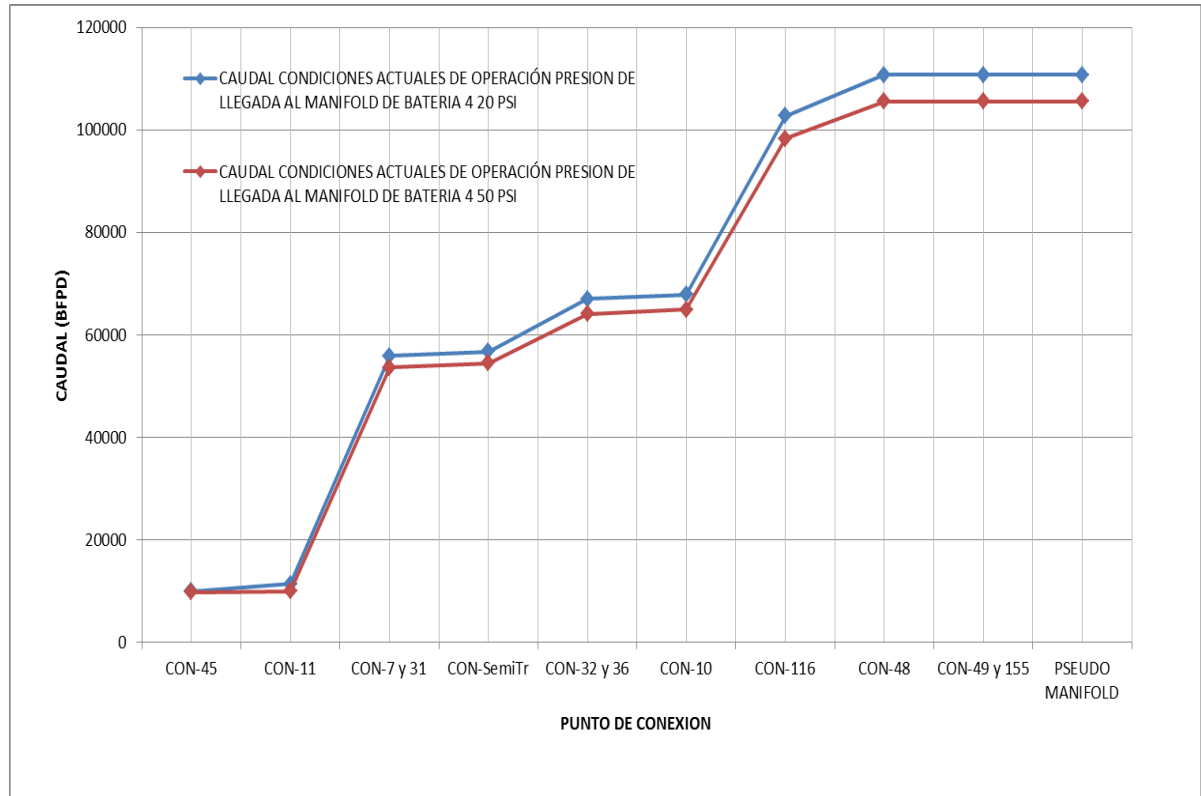
Gráfica 17 Perfil de presión de la Troncal-3 de Campo Quifa a condiciones disminuyendo la presión de llegada al manifold de Bateria 4 y condiciones actuales de operación



En el caso de la troncal 3 el incremento de fluido por disminuir la presión de llegada al manifold de Bateria 4 de 50 psi a 20 psi fue de 5112 BFPD que con un BSW de 89.6% corresponde a 532 BOPD.

En la **Gráfica 18** se muestra como el caudal aumenta a lo largo de la Troncal-3 hasta llegar al centro de procesamiento de fluidos con la disminución de presión a la llegada del manifold de Bateria 4.

Gráfica 18 Caudal de la troncal-3 de Campo Quifa a condiciones actuales de operación y a condiciones de disminución de la presión de llegada al Manifold de Bateria 4

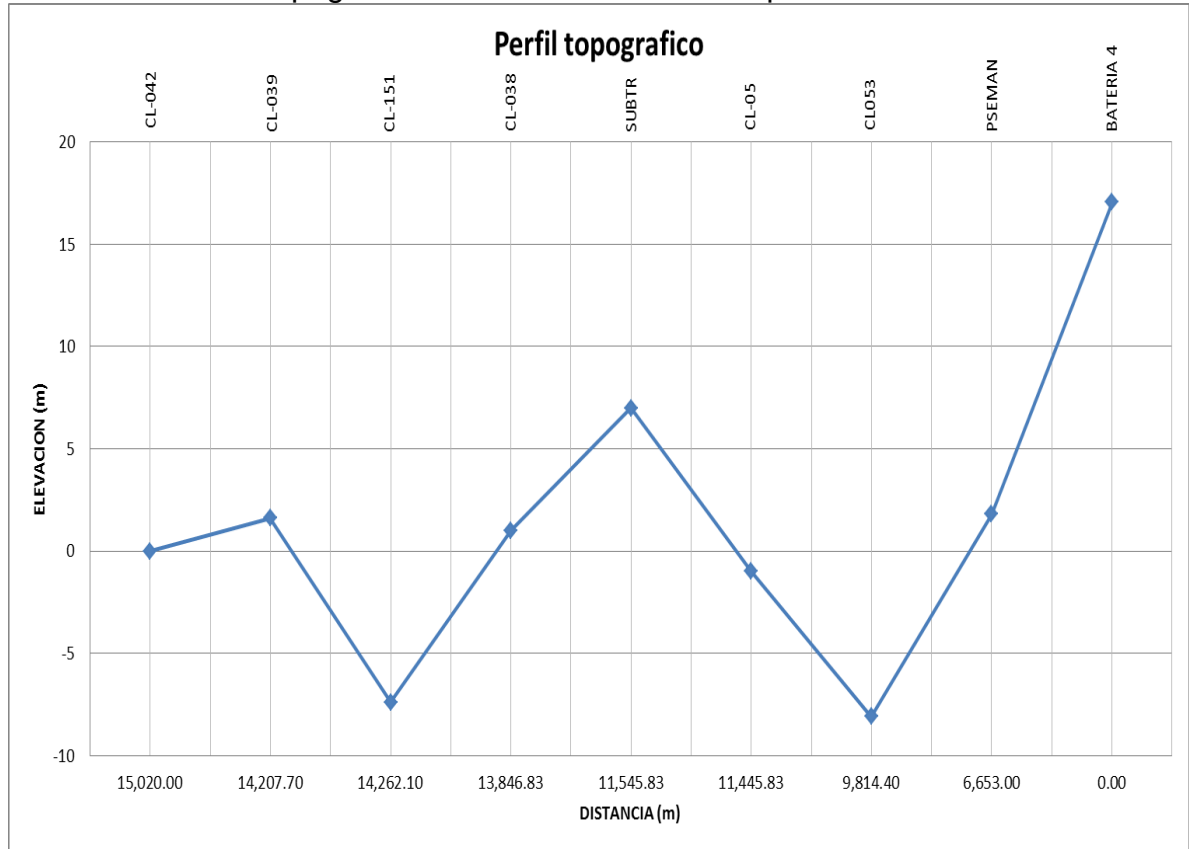


7.3. TOPOGRAFÍA DE LA ZONA

La zona geográfica y la topografía del campo, juegan un papel muy importante en las variaciones de las presiones a lo largo de todo el sistema de recolección de fluidos de campo Quifa; debido a los cambios de nivel en la troncal que generan la topografía de la zona es que se pueden presentar las restricciones.

En el perfil topográfico de la Troncal-1 mostrado en la Gráfica 19, se tomó con base en la altura del clúster QF-42 y a partir de este se calcula la elevación de los demás clúster asociados a la troncal.

Gráfica 19 Perfil Topográfico de la Troncal-1 de Campo Quifa



De acuerdo al perfil topográfico y el perfil de presión de la Troncal-1 ilustrados en la Gráfica 19 y Gráfica 10 respectivamente, se puede observar una caída de presión de 5 psi entre el clúster QF-38 y la Subtroncal, este caída de presión se debe a la pérdida de energía del fluido ocasionada por la elevación entre los dos puntos, este mismo fenómeno se puede observar entre el clúster QF-53 y el Pseudomanifold. Por esta razón es muy importante tener en cuenta el ángulo de elevación o inclinación de la línea generado por la topografía del campo.

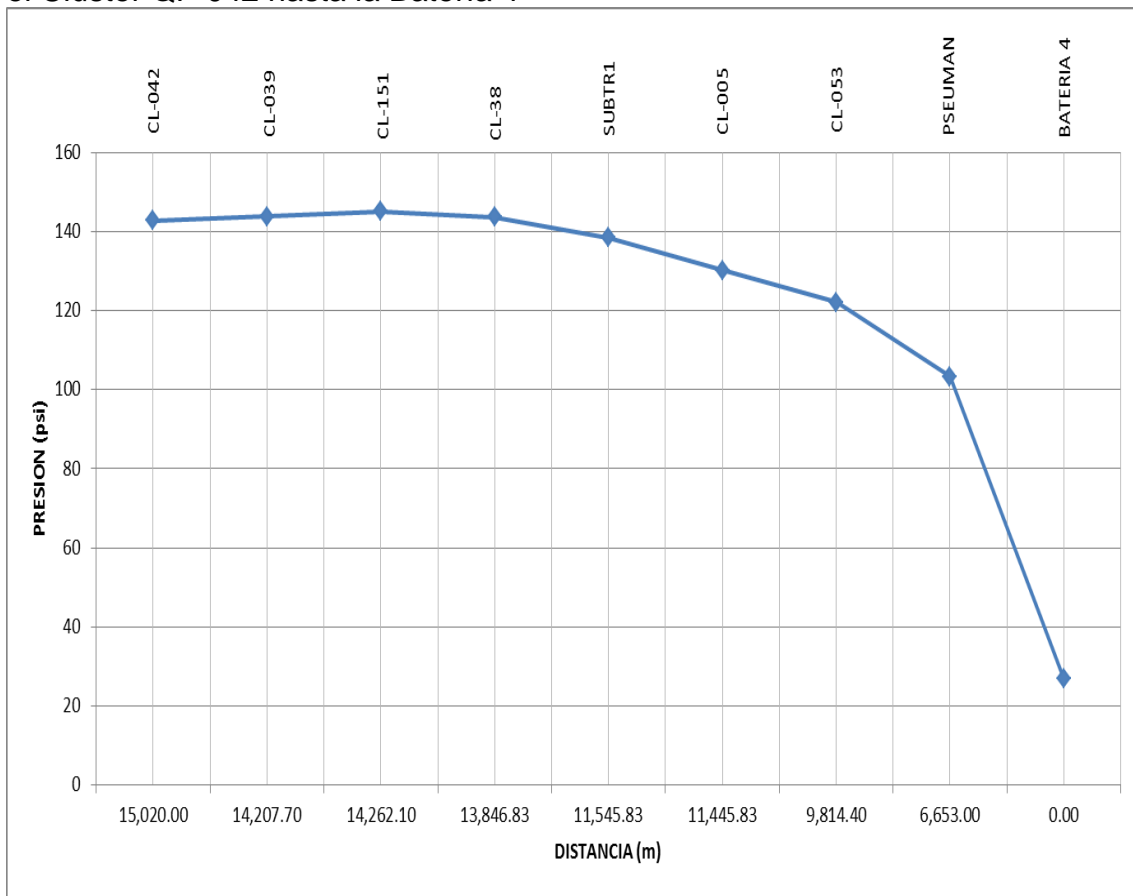
7.4. LONGITUD DE LAS TRONCALES

Las caídas de presión en las troncales se ven directamente afectas por la longitud de las mismas, es decir entre más largo sea el trayecto de los fluidos desde los

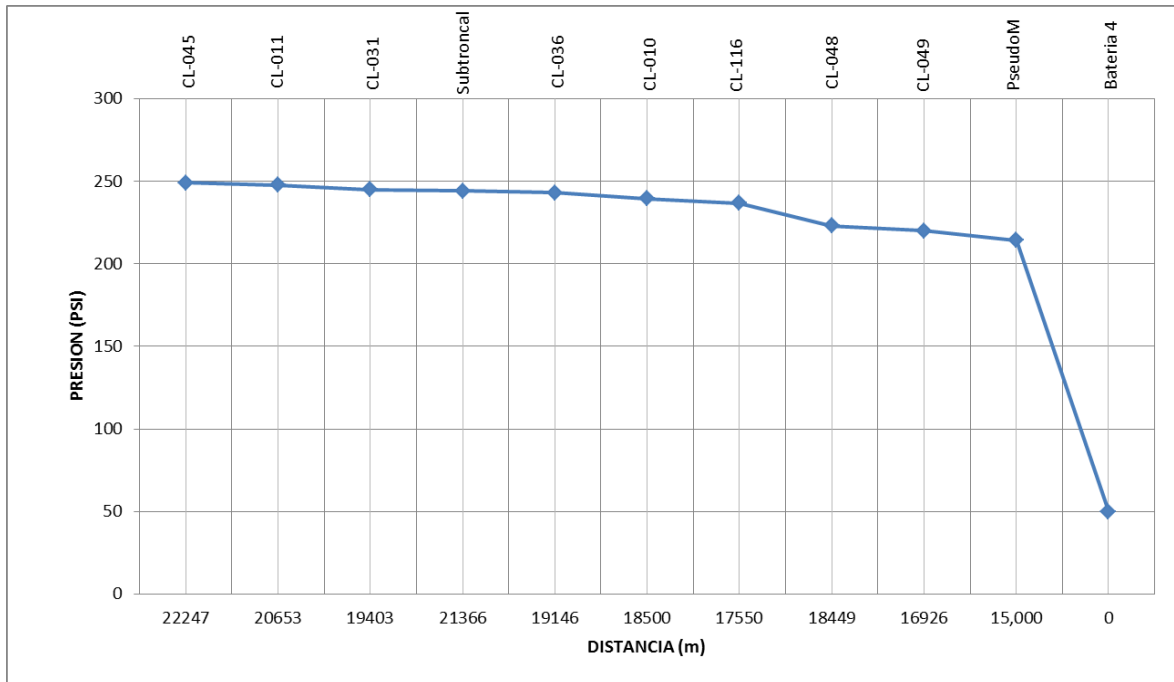
pozos hasta el manifold de Batería 4, mayores serán las pérdidas de presión. Debido a esto, es que los perfiles de presión siempre empiezan en valores altos y van disminuyendo a medida que vamos llegando a la facilidad de procesamiento del fluido.

Las Gráficas 20, 21 y 22 presentan el comportamiento de presión de la Troncal-1, Troncal-2 y Troncal-3 con base en la distancia medida desde los clúster QF-42, QF-45 y QF-35 respectivamente hasta el manifold de Batería 4 respectivamente.

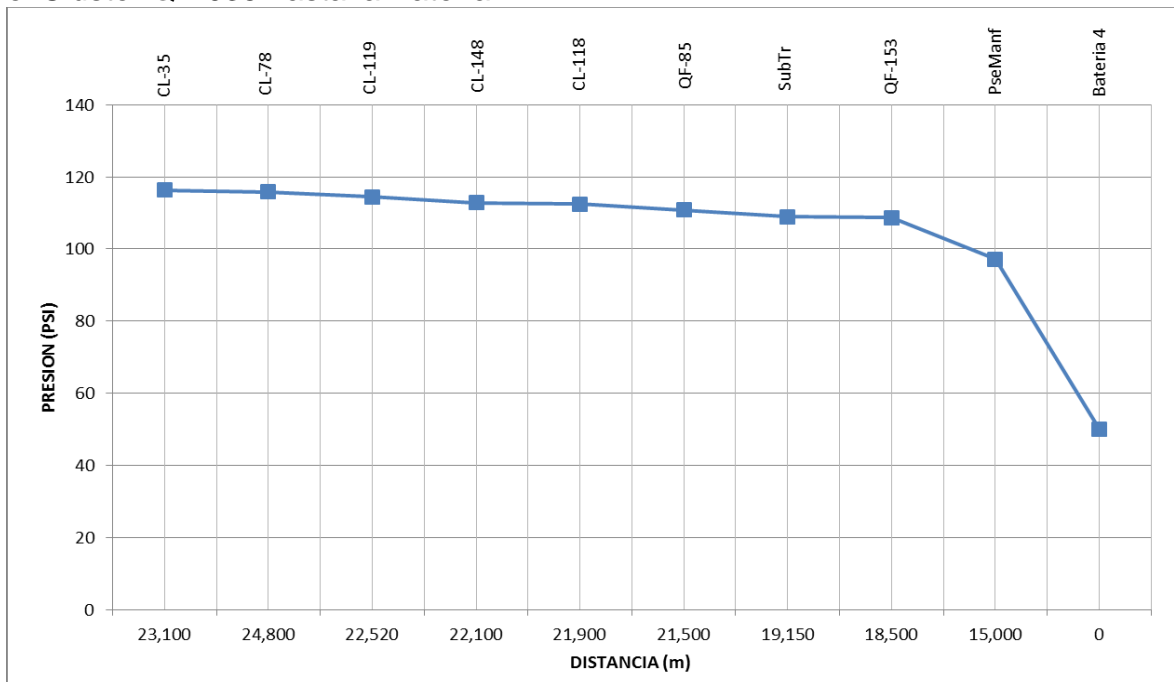
Gráfica 20 Perfil de presión de la Troncal-1 con base a la distancia medida desde el Clúster QF-042 hasta la Batería 4



Gráfica 21 Perfil de presión de la Troncal-2 con base a la distancia medida desde el Clúster QF-045 hasta la Bateria 4



Gráfica 22 Perfil de presión de la Troncal-3 con base a la distancia medida desde el Clúster QF-035 hasta la Bateria 4



8. ESTRATEGIA DE MEJORAMIENTO PARA EL MANEJO DE FLUIDOS DE LA TRONCAL 2

Se escogió como ejemplo la Troncal-2 para realizar la evaluación técnica de mejoramiento, ya que de las tres troncales del estudio esta es la que presenta mayor restricción al flujo.

El objetivo principal será el de mejorar las condiciones de flujo en la Troncal-2, aumentar el caudal a la llegada de batería 4 y así observar el impacto sobre la producción de la línea. La estrategia de mejoramiento propuesta es la construcción de una nueva línea de descarga que sale desde un Pseudomanifold hacia el segundo manifold de Batería 4 que ya está construido, con el fin de disminuir el perfil de presión de la troncal. Esta nueva línea contará con las mismas características que la troncal original y además no se alterarán los sistemas de levantamiento artificial ni las condiciones de operación de los pozos.

En la unión de la línea asociada al PseudoManifold, se conectaría la nueva línea de flujo, esta llegaría al segundo manifold de Batería 4, tendría una longitud 15.000 metros, y sería construida de forma paralela a la existente (Figura 48), por lo que el perfil topográfico será el mismo que el de la troncal original.

En la Figura 49 podemos encontrar el modelo utilizado para la simulación del sistema con la nueva línea. Los perfiles de presión de la Troncal 2 y la nueva línea de flujo paralela los podemos encontrar en la Gráfica 23.

Gráfica 23 Perfil de presión de la Troncal-2 y la Línea de flujo alterna conectada en el Pseudomanifold.

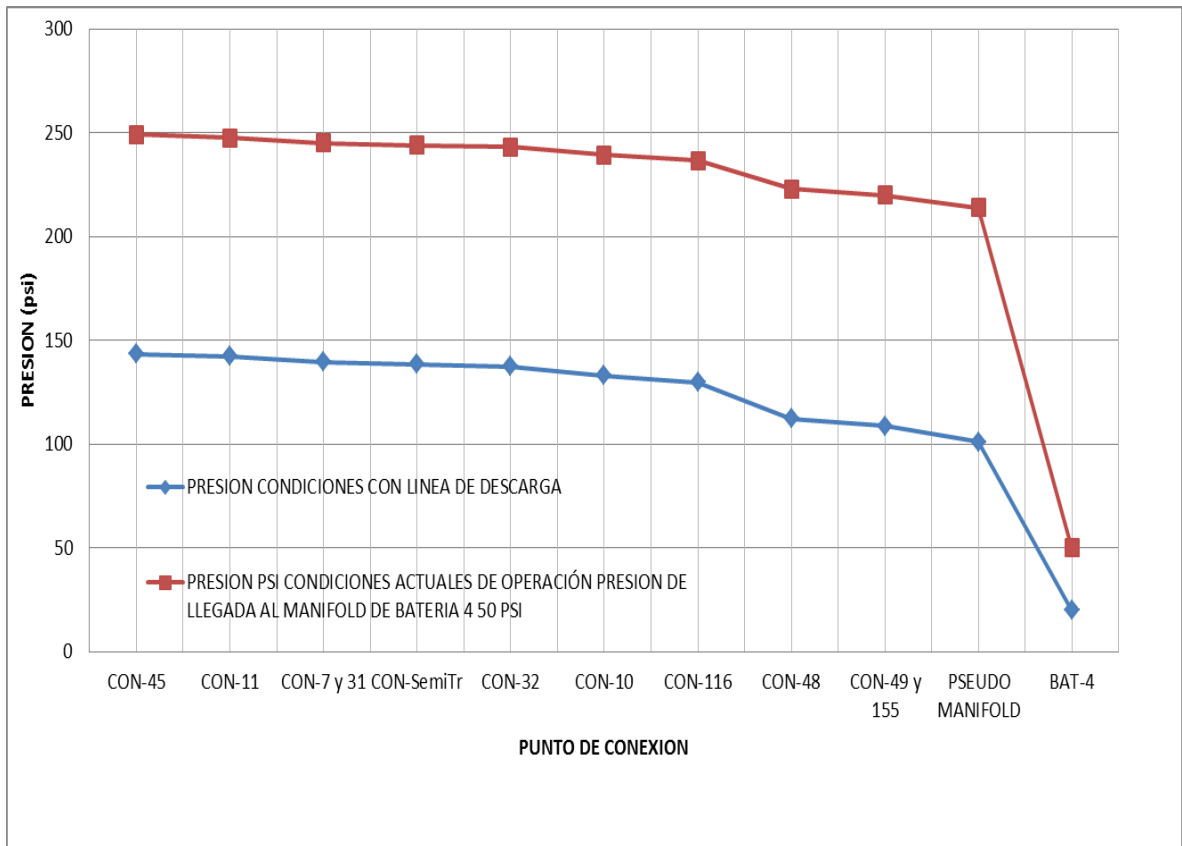


Figura 48 Diagrama de distribución de la Troncal-2 y la Línea alterna de flujo conectada en el Pseudomanifold

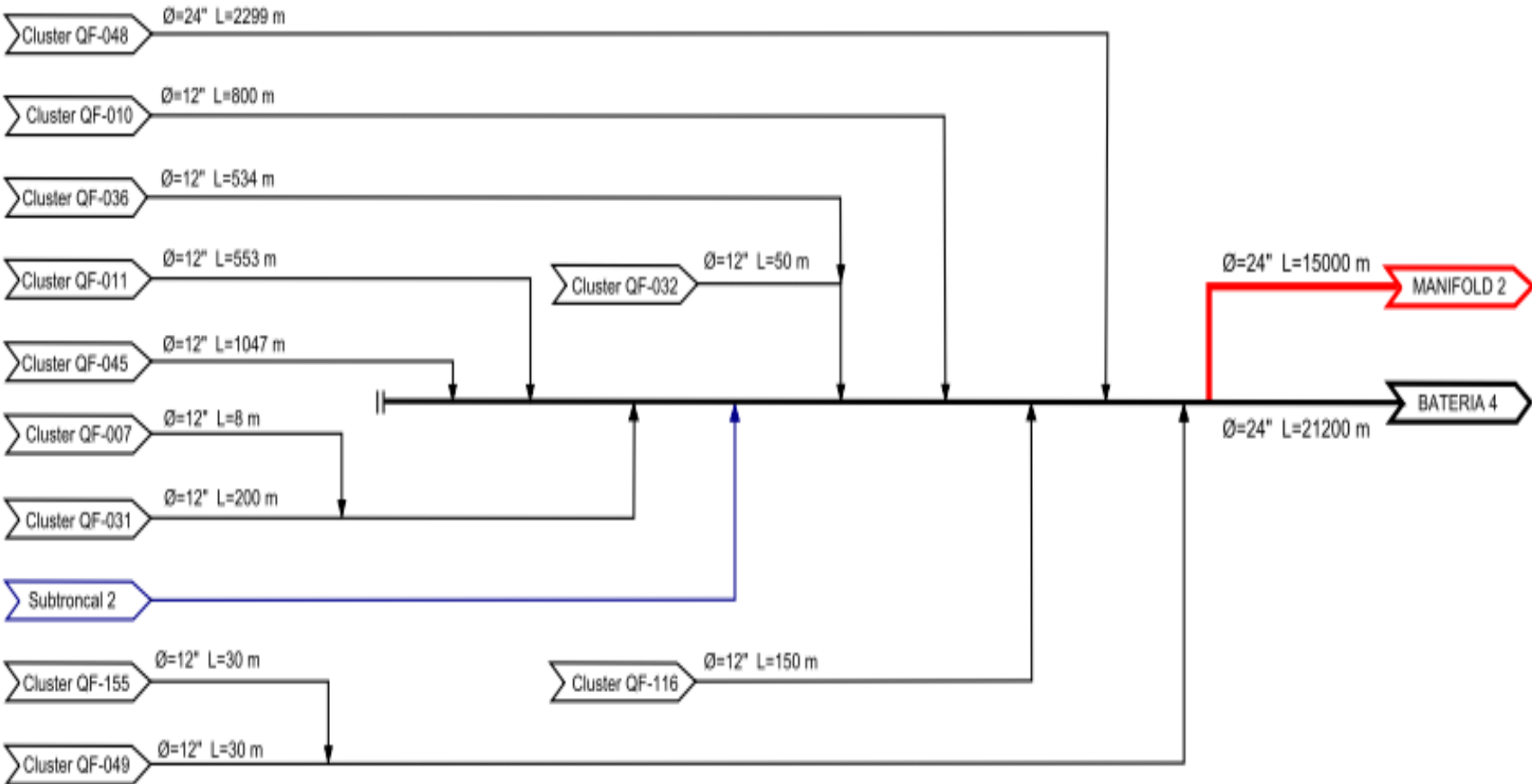
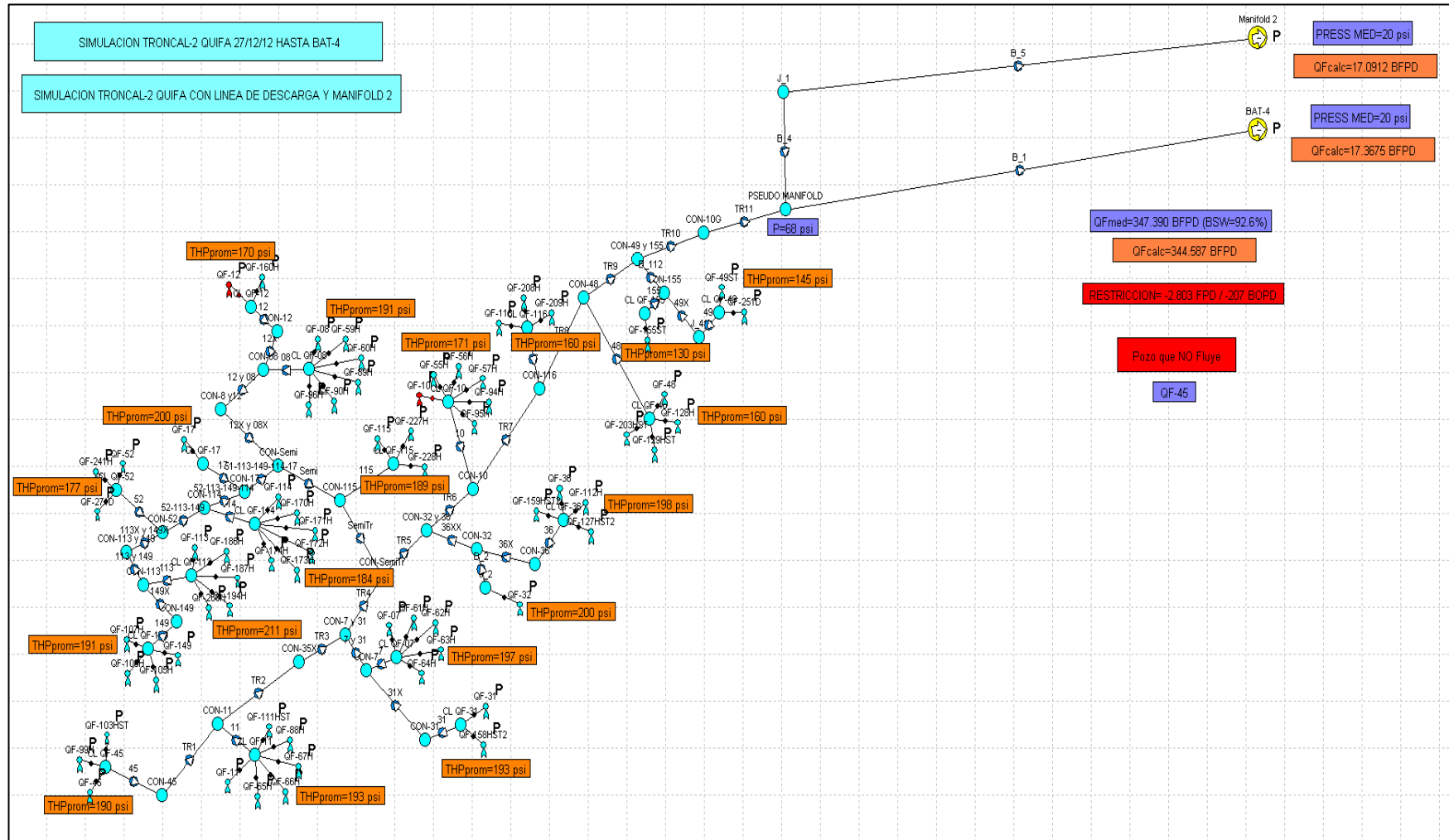


Figura 49 Esquema de simulación de la Troncal-2 y la Línea alterna de flujo conectada en el Pseudomanifold



El perfil de presión de la Troncal-2 (línea roja) para la primera sección disminuye en promedio 12 psi. El segundo tramo de tubería el cual se extiende desde el clúster QF-116 al Clúster QF-49, presenta un ΔP promedio de 17 psi menor que la parte final de la tubería donde el ΔP es de 170 psi, adicionalmente el perfil de la presión de la línea flujo no presenta caídas ni saltos de presión muy significativos, tan solo el tramo comprendido entre el Clúster QF-116 y el Clúster QF-49 presenta una caída de presión de 17 psi la más alta a lo largo de toda la línea.

El perfil de presión de la Troncal-2 (línea azul) para la primera sección disminuye en promedio 14 psi. El segundo tramo de tubería el cual se extiende desde el clúster QF-116 al Clúster QF-49, presenta un ΔP promedio de 21 psi menor que la parte final de la tubería donde el ΔP es de 89 psi, adicionalmente el perfil de la presión de la línea flujo no presenta caídas ni saltos de presión muy significativos, tan solo el tramo comprendido entre el Clúster QF-116 y el Clúster QF-49 presenta una caída de presión de 21 psi la más alta a lo largo de toda la línea.

Al comparar el perfil de presión de la línea alterna de flujo con el perfil de presión a condiciones actuales de operación se puede observar que presenta el mismo comportamiento con la diferencia que las caídas de presión son mayores con la alternativa de mejoramiento, es decir la caída de presión con la línea de descarga entre el primer clúster y el ultimo clúster antes del Pseudomanifold es de 35 psi y la caída de presión entre los mismos puntos a condiciones actuales es de 29 psi. El ΔP promedio comparando las dos condiciones es de 108 psi, es decir existe un evidente alivio de presión a lo largo de la troncal 2 con la alternativa de mejoramiento. La tabla 39 muestra los datos referentes al perfil de presión y al ΔP de las dos líneas de flujo.

Tabla 39 Perfil de presión y ΔP de las dos líneas de flujo

CONEXIÓN DEL CLÚSTER	PRESIÓN CONDICIONES CON LÍNEA DE DESCARGA 20 PSI	PRESIÓN PSI CONDICIONES ACTUALES DE OPERACIÓN PRESIÓN DE LLEGADA AL MANIFOLD DE BATERÍA 4 50 PSI	ΔP (PSI)
CON-45	144	249	-106
CON-11	142	248	-105
CON-7 y 31	140	245	-105
CON-SemiTr	139	244	-105
CON-32	137	243	-106
CON-10	133	240	-106
CON-116	130	237	-107
CON-48	112	223	-111
CON-49 y 155	109	220	-111
PSEUDO MANIFOLD	101	214	-113
BAT-4	20	50	-30

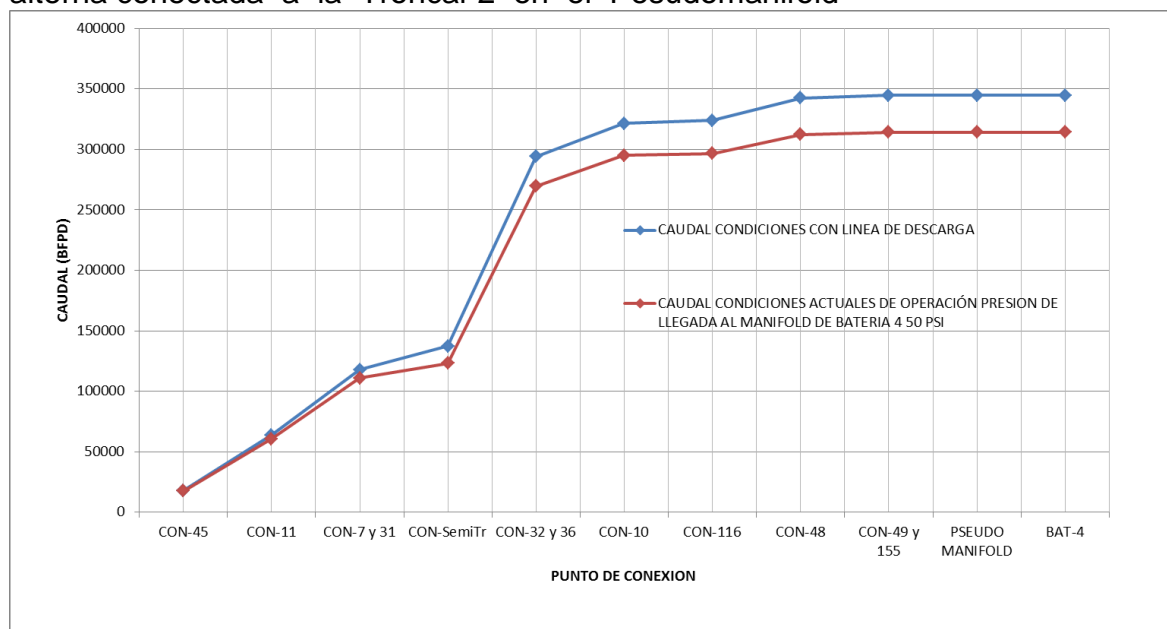
Para poder calcular cuánto caudal aumentamos con la nueva línea paralela a la troncal, se simula el esquema presentado en la Figura 49. Debido a que la nueva línea se conecta a la Troncal-2 podemos omitir los nodos de lectura, ya que queremos conocer es el caudal total producido en el manifold de Batería 4 y así poder determinar la ganancia.

En la Tabla 40 y la Gráfica 24 se muestran los resultados de la simulación y los caudales de flujo obtenidos en el sistema, tanto para las condiciones actuales de operación como el resultado de implementar la línea de flujo alterna conectada a la Troncal-2 en el Pseudomanifold

Tabla 40 Caudal de flujo incremental de los clúster al simular la línea de flujo alterna conectada a la Troncal-2 en el Pesudomanifold

CONEXIÓN DEL CLÚSTER	CAUDAL CONDICIONES CON LÍNEA DE DESCARGA 20 PSI	CAUDAL CONDICIONES ACTUALES DE OPERACIÓN PRESIÓN DE LLEGADA AL MANIFOLD DE BATERÍA 4 50 PSI	ΔQ (BFPD)
CON-45	17800	17484	316
CON-11	63851	60740	3111
CON-7 y 31	117930	110950	6980
CON-SemiTr	137400	123290	14110
CON-32 y 36	293900	269560	24340
CON-10	321310	295020	26290
CON-116	323890	296530	27360
CON-48	342420	312380	30040
CON-49 y 155	344587	314153	30434
PSEUDO MANIFOLD	344587	314153	30434
BAT-4	344587	314153	30434

Gráfica 24 Caudal de flujo incremental de los clúster al simular la línea de flujo alterna conectada a la Troncal-2 en el Pesudomanifold



El nuevo caudal de flujo a la llegada del centro de facilidades será de 344.587 BFPD, lo que indica que el caudal incremental para esta alternativa de mejoramiento será de 30.434 BFPD que con un BSW de 92.6% corresponde a 2.252 BOPD. El caudal para la primera sección de la Troncal-2 desde el clúster QF-365 hasta el Pseudomanifold es de 344.587 BFPD, y de este caudal se desviaron por la línea de flujo alterna 170.912 BFPD lo que representa el 49.6% de la producción total. El caudal restante de la primera sección (173.675 BFPD) continuará su flujo por la Troncal original.

En la tabla 41 se resumen los resultados de la estrategia de mejoramiento para la Troncal-2

Tabla 41 Resumen de resultados de la estrategia de mejoramiento para la Troncal-2

Estrategia De Mejoramiento Con Línea Alterna De Descarga									
		Medido	Calculado	Delta Medido-Calculado					
		Bfpd	Bfpd	Bfpd	Bwpd	Bopd	Bsw	% Restricción	Observación
50-20 Psi	Troncal-2	347390	344587	-2803	-2604	-199	92,9	-0,81	Con Restricción
		% Restricción Actual	%Restricción Disminuyendo La Presión	Delta De % Restricción	Bfpd Incremental	Bwpd Incremental	Bopd Incremental	Bsw %	
50-20 Psi	Troncal-2	-9,57	-0,81	8,76	30434	28182	2252	92,6	
		ΔP Prom Generado Entre P Actual Y Línea De Descarga	ΔP Desde 1er Clúster A Pseudomanifold Con P Actual	ΔP Desde 1er Clúster A Pseudomanifold Con < P	Bfpd Incremental	Bopd Incremental			
50-20 Psi	Troncal-2	108	29	35	30434	2252			

9. EVALUACIÓN FINANCIERA

Con el fin de determinar la viabilidad de implementar la nueva alternativa se realizará una evaluación financiera. Se tendrá en cuenta la inversión inicial, los costos durante la etapa productiva y los beneficios a corto y largo plazo. Para que el proyecto sea rentable debemos obtener un valor presente neto (VPN) positivo.

9.1. FLUJO DE CAJA

En el flujo de caja realizado para determinar la evaluación financiera se tuvo en cuenta toda la información correspondiente a los ingresos y egresos que se generaron, lo cual teniendo en cuenta las respectivas deducciones, nos permitirá determinar la utilidad.

Además del VPN, se tomo en cuenta el TIR para determinar la utilidad del proyecto. El valor del VPN lo podemos calcular por medio de la Ecuación 3.

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

Ecuación 4 Valor presente neto

Fuente: Oscar Bravo Mendoza, Marleny Sanchez Celís, Gestión Integral de Riesgos. Tomo I, 4ª Edición, Pág. 260

Donde:

VPN = Valor presente neto.

FC = Flujos de caja esperados de la oportunidad.

n = Tiempo de vida útil de la oportunidad (periodo).

i = Tasa de descuento.

La tasa interna de retorno de una inversión o proyecto es la tasa efectiva anual compuesto de retorno o tasa de descuento que hace que el valor actual neto de todos los flujos de efectivo (tanto positivos como negativos) de una determinada inversión igual a cero. Ver Ecuación 4.

$$VPN = \frac{\sum R_t}{(1+i)^t} = 0$$

Ecuación 5 Tasa Interna de Retorno

Fuente: <http://www.encyclopediainanciera.com/finanzas-corporativas/tasa-interna-de-retorno.htm>

Donde:

t : Tiempo de flujo de caja

i : Tasa de descuento (la tasa de rendimiento que se podría ganar en una inversión en los mercados financieros con un riesgo similar).

R_t : Flujo neto de efectivo (la cantidad de dinero en efectivo, entradas menos salidas) en el tiempo t . Para los propósitos educativos, R_0 es comúnmente colocado a la izquierda de la suma para enfatizar su papel de (menos) la inversión.

9.2. INGRESOS

Los ingresos totales están determinados por la Ecuación X, donde P es el precio por unidad y Q son las unidades de producción.

$$IT = PxQ$$

Ecuación 6. Ingresos = Precio X Cantidad

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

El precio de venta comercial del crudo de campo rubiales con gravedad API de 12,5° es de 100 USD/bbl, pero se debe tener en cuenta los gastos asociados al

transporte, el costo para ingresar al oleoducto (Ruta Castilla) y los diluyentes necesarios para cumplir con las especificaciones requeridas en la estación de Guaduas (API de 18°).

Para el presente proyecto las unidades de producción o cantidad (Q), lo determinara la simulación del esquema con la línea de flujo anexa a la Troncal-2 realizado en el capítulo 8, en cual se obtuvo un caudal de 344.587 BFPD que con un BSW de 92.6% equivalen a 25.499 BOPD.

9.3.COSTOS DE CAPITAL (CAPEX)

Son los costos necesarios para la construcción, instalación y montaje de la línea alterna de 15.000 metros. En la Tabla 42 se encuentran los valores en US/m para la tubería de 24”, el revestimiento y la construcción de la línea.

Tabla 42 Precios ofertados para la implementación de las estrategias de mejoramiento

LÍNEA DE FLUJO ALTERNA	
Materiales para la instalación	Valor USD/M
Tubería 24 pulg diámetro nominal	210
Revestimiento	20
Construcción	403
Total	633

Fuente: Gerencia de Operaciones METAPETROLEUM PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP.
Mayo de 2014, (Modificado Por el Autor)

De acuerdo a estos valores, el costo total para la construcción de la línea de flujo alterna de 15.000 metros seria de **9.500 MUSD\$**

9.4.COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Hacen referencia a los costos necesarios para la operación segura del campo. La compañía maneja como costo operacional 13 USD/Bl producido.

9.5.RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

La Tabla 43 presenta los parámetros para la evaluación financiera y La Tabla 44 presenta los resultados de los indicadores financieros anteriormente mencionados para la alternativa de mejoramiento planteada, la evaluación se realizó con un incremental de 2252 BOPD en 120 periodos mensuales que una vez sea implementada solucionara los problemas técnicos presentes en la Troncal-2 y será rentable para la compañía. Los flujos de caja de la alternativa evaluada se encuentran en el Anexo F.

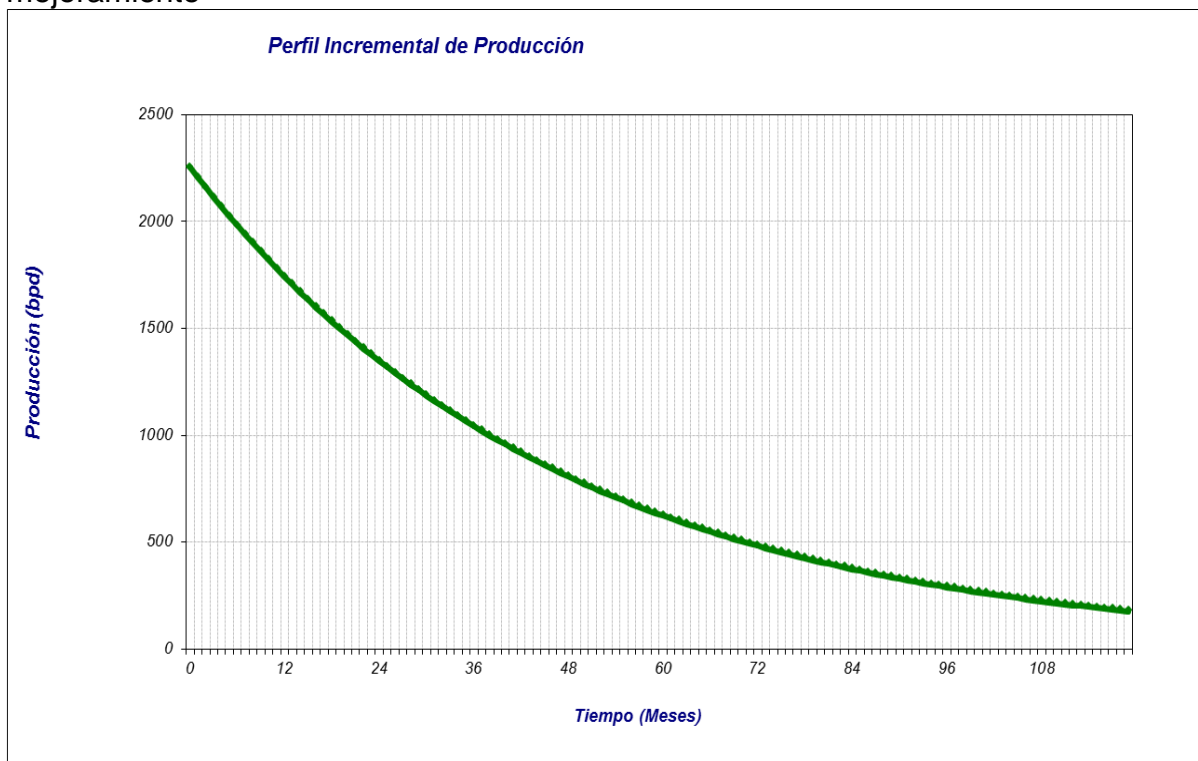
Tabla 43 Parámetros para la evaluación financiera

	Mínimo	Más Probable	Máximo
Precio WTI (USD/bl)	90	95,0	100
Castigo Precio (USD/bl)	5	7	9
Precio del Crudo Rubiales (USD/bl)	85	88	91
Costo Operación por Barril Producido (USD/Bl)	10	13	16
Inversión Adicional MUSD	0	0,000	0
Inversión MUSD	9,49	9,500	9,51
Inversión Incremental (MUSD)	7,6	9,500	9,51
Tasa de Descuento	0,07	0,08	0,09
Impuesto	0,33		
di anual	25,71%		
b	0,00		
Qoi base	25499		
Qoi después construcción línea de flujo alterna	27751		
Qo Limite económico	200		
	P90	P50	P10
Qoi después construcción línea de flujo alterna	26000	27751	30487

Tabla 44 Indicadores financiero para la alternativa de mejoramiento

Percentiles	VPN (MUSD)	TIR (%)
P10	18,79	98,2%
P50	13,20	34,1%
P90	10,17	5,9%

La Gráfica 25 muestra el perfil incremental de la troncal 2 con la alternativa de mejoramiento



Gráfica 25 Perfil Incremental de Producción de la troncal 2 con la alternativa de mejoramiento

De acuerdo a los indicadores financieros para la alternativa de mejoramiento obtenida, podemos concluir que el proyecto es rentable ya que el valor presente neto fue positivo 13.2 y la tasa interna de retorno (TIR) es mayor que la tasa interna de oportunidad (TIO), recuperando rápidamente la inversión (2 meses).

10. CONCLUSIONES

- La simulación de la Troncal-1 a condiciones actuales de operación reflejo la existencia de restricciones al flujo en los pozos y clúster asociados a la línea de flujo, se estimó que dichas restricciones son de 4861 BFPD de los cuales 4516 BWPD son agua y 345 BOPD son petróleo. En términos de porcentaje la restricción es del 1.88%.
- La simulación de la Troncal-2 a condiciones actuales de operación reflejo la existencia de restricciones al flujo en los pozos y clúster asociados a la línea de flujo, se estimó que dichas restricciones son de 33237 BFPD de los cuales 30778 BWPD son agua y 2459 BOPD son petróleo. En términos de porcentaje la restricción es del 9.6%.
- En base a los resultados obtenidos en la simulación de la Troncal-3, pareciera que no existen restricciones al flujo medido de 102.444 BFPD a lo largo de la Troncal y que toda la producción que sale de los Clústeres, efectivamente llega a Batería 4. El hecho de haber calculado un flujo mayor al medido pudiera ser consecuencia de fallas en la data de medición o de las presiones en fondo y/o cabeza de pozo.
- Las simulaciones individuales de Clústeres indican posible presencia de restricción al flujo en los Clúster (QF-58, QF-137, QF-151) de la Troncal 1, Clúster (QF-10, QF-12, QF-31, QF-52, QF-113, QF-114 y QF-149) de la Troncal-2 y Clúster (QF-118, QF-147, QF-153, QF-156) de la troncal-3 lo cual puede tener su explicación en una reducción del diámetro interno producto de algún arenamiento o de producción de gas en cantidades mayores a las esperadas como normales. Otra posible causa pudiera ser una falla en el sistema de medición del Clúster.

- La realización de este Análisis Nodal nos permitió conocer que pozos se encuentra produciendo a sus capacidades o si se está generando algún problema o restricción que impida el flujo.
- La troncal que tiene mayor restricción en los pozos es la Troncal 2, consecuente con la mayor restricción a lo largo de la troncal.
- La troncal que tiene menor restricción en los pozos es la Troncal 3, consecuente con la no restricción a lo largo de la troncal.
- La interacción de los pozos en el manifold y sus THPs hace presumir que la suma de los caudales individuales de cada pozo (medidos en tiempos diferentes), a la entrada del manifold, no sea igual al caudal total de entrada ni al de salida del mismo.
- El ejercicio realizado de reducción de presión en el manifold de Batería 4, permite concluir que se podría obtener un incremento aproximado de 43 BOPD en la Troncal-1, de 253 BOPD en la Troncal-2 y 532 BOPD en la Troncal-3 reduciendo en promedio 20 psi.
- En la Troncal-1 el 12% de los pozos que estaban con restricción con el ejercicio de reducción de presión en 12 psi se encuentran produciendo a sus capacidades.
- En la Troncal-3 el pozo que no estaba fluyendo con restricción con el ejercicio de reducción de presión en 30 psi se encuentran produciendo a sus capacidades.

- El ejercicio realizado de reducción de presión a nivel de los manifolds simulados en los clúster, permite concluir que se podría obtener un incremento aproximado de 10% reduciendo 20 psi. Extrapolando esos promedios para todo el campo, podría obtenerse un incremento de 5 KBOPD (34 BOPD/pozo)
- El ejercicio realizado de inclusión de 2 pozos nuevos en un Clúster con un caudal aproximado de 9.000 BFPD, permite concluir que se podría obtener una restricción de 0.1%. Extrapolando esos promedios para todo el campo, podría obtenerse un incremento en la restricción de 3.3%.
- El aumento en el perfil de presión de la Troncal-1, y Troncal-2 esta principalmente influenciado por las altas tasas de producción transportadas y el número de pozos conectados 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.
- La adecuada implementación de la alternativa de mejoramiento en la Troncal-2, abrirá 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 congestionamiento de la línea de flujo original y de las altas presiones que esta maneja.
- La alternativa de mejoramiento con la construcción de la línea de flujo alterna en la Troncal-2 incrementará la tasa de producción de petróleo 2252 BOPD y agua 28182 BWPD, pero esto implicará un crecimiento en los centros de procesamiento de fluidos y mayores costos destinados al tratamiento de fluidos.

- La construcción de una línea de flujo de descarga conectada en el Pseudomanifold de la Troncal-2 y que llega al manifold 2 de Bateria 4, es una buena opción a nivel económico, ya que la inversión se recupera en menos de 2 meses, adicionalmente VPN es positivo lo que indica que el proyecto es rentable, y la TIR es mucho mayor que la TIO lo que quiere decir que los ingresos son suficientes para el proyecto.

11. RECOMENDACIONES

- Monitorear el incremento de los fluidos en el tiempo para evitar el congestionamiento de las líneas de flujo y el aumento en el perfil de presión lo que traerá como resultado las mencionadas restricciones al flujo.
- Desarrollar programas de limpieza y mantenimiento de las líneas de recolección y las líneas asociadas, actividad que evitara la formación de cuellos de botella por depositación de sedimentos.
- Instalar instrumentos de medición como manómetros o indicadores de presión en diferentes puntos a lo largo de la Troncal, que registren el comportamiento del perfil de presión para evaluar en el tiempo en aumento en la producción, y que permitan verificar y comparar los datos resultantes de la simulación con los reales obtenidos en campo.
- Realizar proyectos de investigación en todas las líneas Troncales de Campo Quifa, lo que permitirá evaluar el comportamiento actual de los fluidos e implementar alternativas que aumenten la producción de los pozos existentes.
- Revisar periódicamente la calibración de los medidores en los clúster. Asimismo, es importante realizar pruebas de hermeticidad de las válvulas que cierran el flujo hacia el medidor para garantizar que mientras se prueba un pozo, los otros no están filtrando y originando medidas erróneas en el pozo que se está midiendo.
- Realizar sensibilidades de incrementos de producción de fluidos, tanto a nivel de clúster, como de la Troncal, para determinar si su capacidad permite manejar dichos incrementos

- Evaluar desde el punto de vista mecánico e hidráulico, el diseño actual de los manifolds y de las líneas de pozo a manifold (Diam=4”), con el objeto de determinar si la volumetría comprometida en los Planes Futuros puede extraerse a través del mismo diseño.
- Continuar con el Levantamiento Topográfico en las 2 troncales faltantes existentes.
- Evaluar la posibilidad de incrementar la altura de los manifolds próximos a construir, con el objeto de evitar las diferencias negativas de altura respecto a sus conexiones.

BIBLIOGRAFÍA

BEGGS Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications. 2003, p. 34.

BRILL James. Multiphase Flow in Wells. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers. 1999, p. 77.

CASTAÑEDA Carolina, POSSE Alvaro. Normas de presentación para trabajos escritos. Corporación de Estudios Tecnológicos del Norte del Valle Cartago, 2011.

CRAFT, Benjamin. Applied Petroleum Reservoir Engineering. New Jersey, Estados Unidos. Prentice Hall, 1991, p 138.

CABARCAS SIMANTAS, Manuel. Curso de optimización integral de sistemas de producción con Análisis nodal [diapositivas]. Bucaramanga. 2013.

GARZON FORERO, Natalia. Análisis Técnico-Financiero de las estrategias de mejoramiento para el manejo de fluidos y disminución de la presión de flujo en los pozos y clúster asociados a la Troncal-5 de campo rubiales. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos. Bogotá D.C.: Universidad de América. Facultad de Ingeniería, 2013.

HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas. 2008.

JARAMILLO Sandra. Manual de configuración de las normas Icontec en Word 2007, para la presentación de tesis y trabajos de grado en la Universidad de Icesi, en formato digital. Cali. Biblioteca, dirección de servicios y recursos de información. 2011.

MAGGIOLO Ricardo. Levantamiento artificial por gas y análisis nodal para ingenieros. Engineering Consultants. 2007, p. 26.

MAGGIOLO, Ricardo. Levantamiento artificial por gas y análisis nodal para ingenieros. Engineering Consultants. 2007, diapositiva 11.

PEREZ ANGULO, Julio Cesar. Propiedades de los fluidos. Bucaramanga. 2013.

PINTO RIZZO, Ciro Abraham. Bombeo electrosumergible. Bucaramanga 2013.

PINTO RIZZO, Ciro Abraham. Componentes del sistema ESP [diapositivas]. Bucaramanga. 2013.

PINTO RIZZO, Ciro Abraham. ESP – Equipo de superficie [diapositivas]. Bucaramanga. 2013.

SANTOS SANTOS, Nicolás. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Bucaramanga. 2013. Cap. 1.

SANTOS SANTOS, Nicolás. Índice de productividad y el IPR. Bucaramanga. 2013. Cap. 3.

ANEXO B ESTADO MECANICO QF-008

Pacific Rubiales Energy		MECHANICAL STATUS QUIFA 8 WELL		PREPARED BY: YURI SANCHEZ ODAYR GUERRERO	START 01:00 21/08/2009	FINISH 15:00 03/09/2009	REPORT UP DATED 07-sep-09					
	RTE: 11,5'	9 5/8" CSG SHOE @ 245'	Y-TOOL @ 2867'	ESP PUMP INTAKE @ 2502'	VTA 7" PACKER TOP @ 2898.4'	UPPER CASING WINDOW 2958' - 2978' (20") 13" O.D.	VTA 7" PACKER TOP @ 2996.16'	SEATING NIPPLE 2.75" X N PROFILE @ 3042.40'	LOWER CASING WINDOW 3048' - 3056' (8") 13" O.D.	FLOAT COLLAR @ 3099'	7" CSG SHOE @ 3140'	TD @ 3245' MD/TD
	TYPE	WELL HEAD										
	FEPCCO	CASING HEAD	C-29 MODEL 11" - 3000 x 9 5/8" 8RD bottom box. Ring gasket R-53.									
	FEPCCO	7" CASING HANGER FOR 11"-3000 CSG HEAD.	C-29 CASING HANGER 11" x 7" - 3M.									
	FEPCCO	TUBING ADAPTER SPOOL	11"-3M x 7 1/16"-3M									
	FEPCCO	3 1/2" EUE 8RD BOX x 3 1/2" EUE 8RD BOX TBG HANGER.	TC-1W MODEL, 7 1/16" x 3 1/2" EUE 8rd									
	FEPCCO	COMPOSITE PUMPNG TEE	7 1/16" - 3M - 3M. Ring Gasket R-45; Brida inferior de 3 1/2"; EUE.									
	WOOD GROUP	VSD: S/N: 02433601, V IV 12P VSG 265. 265KVA										
	WOOD GROUP	TRANSFORMER SUT C&Co: 260 KVA, 480V, S/N: A0048										
	WOOD GROUP	SHIFT TRANSFORMER ALLEN BRANDLEY, S/N: 84382 335 KVA										
	ITEM	QTY	COMPLETION STRING		LENGTH (ft)	DEPTH (ft)	ID (in)	O.D. (in)				
					TOP	BOTTOM						
			ROTARY TABLE ELEVATION		11,90	0,00	11,90					
	1	1	TUBING HANGER		1,15	11,90	13,05	2,992	7,06			
	2	81	3 1/2" EUE TUBING 9.3# N-80		2533,90	13,05	2,546,95	2,992	3,50			
3	1	X-OVER 3 1/2" EUE BOX X 2 3/8" CS HYD PIN		0,83	2,546,95	2,547,78	2,375	3,50				
4	1	PUP JOINT 2 3/8" CS HYD		10,12	2,547,78	2,557,90	1,900	2,375				
5	1	Y-TOOL		4,94	2,557,90	2,562,84	N/A	N/A				
6	1	CHECK VALVE		0,62	2,562,84	2,563,46	N/A	2,375				
7	1	PUP JOINT 2 3/8" CS HYD		4,20	2,563,46	2,567,66	1,900	2,375				
8	1	HEAD PUMP BO TA TR 2 3/8" 8rd EUE STL		0,50	2,567,66	2,568,16	N/A	2,375				
9	1	PUMP, TA 900 FLT 151 STG #08 NLP S/N: 2A7136759P		12,00	2,568,16	2,580,16	N/A	3,38				
10	1	INTAKE, PUMP BO TA AR ASSY STL		0,77	2,580,16	2,580,93	N/A	3,38				
11	1	UPPER SEAL, TR3 STD HL HT W/O LP S/N: 3B8G06585A		5,18	2,580,93	2,586,11	N/A	3,75				
12	1	LOWER SEAL, TR3 STD HL HT W/O LP S/N: 3B8I06731A		5,18	2,586,11	2,591,29	N/A	3,75				
13	1	MOTOR, TR3-THD-HTI UT 40HP, 440V 68AW/OLP S/N: 1B8I06595A		17,70	2,591,29	2,608,99	N/A	3,75				
14	1	SENSOR SMART GUARD V, TR3		2,98	2,608,99	2,611,97	N/A	3,75				
15	1	COLA ENTRY GUIDE		5,00	2,611,97	2,616,97	N/A	N/A				
WEIGHT STRING: 32 KPDS												
ITEM	QTY	UPPER GRAVEL PACK COMPLETION		LENGTH (ft)	TOP (ft)	BOTTOM (ft)	ID (in)	OD (in)				
1	1	VTA PACKER 7" 3.88" Bore		6,37	2,898,45	2,904,82	3,880	6,0				
2	1	UPPER CASING Ext. (5 1/2" LTC p"p)		2,51	2,904,82	2,907,33	4,577	5,555				
3	1	MCS CLOSING SLEEVE 3.88" Bore (5 1/2" LTC b" * 5" LTC b)		4,04	2,907,33	2,911,37	3,880	5,860				
4	1	LOWER CASING Ext. (5" LTC b"p)		8,53	2,911,37	2,919,90	4,194	5,050				
5	1	SHEAR JOINT 5" LTC For 40000 # (5" LTC b" * 4" NU p)		2,10	2,919,90	2,922,00	3,480	5,280				
6	1	X-OVER ADAPTER (4" NU b * 3 1/2" NU p)		0,54	2,922,00	2,922,54	2,992	4,50				
7	1	BLANK PIPE 3 1/2" NU (b"p)		30,30	2,922,54	2,952,84	2,992	3,50				
8	1	SCREENS 3 1/2" NU 0,0012" Slot Gauge (b"p)		31,95	2,952,84	2,984,79	2,992	4,0				
9	1	BLANK PIPE 3 1/2" NU (b"p)		9,57	2,984,79	2,994,36	2,992	3,50				
10	1	X-OVER ADAPTER (3 1/2" NU b * 3 1/2" EUE p)		1,30	2,994,36	2,995,66	2,992	4,50				
11	1	LOCATOR + SEAL ASSEMBLY (3 1/2" EUE b)		6,15	2,995,66	3,001,81	3,050	4,50				
TOTAL LENGHT				103,4								
ITEM	QTY	LOWER GRAVEL PACK COMPLETION		LENGTH (ft)	TOP (ft)	BOTTOM (ft)	ID (in)	OD (in)				
1	1	VTA PACKER 7" 3.88" Bore		6,37	2,996,16	3,002,53	3,880	6,0				
2	1	UPPER CASING Ext. (5 1/2" LTC p"p)		2,52	3,002,53	3,005,05	4,577	5,555				
3	1	MCS CLOSING SLEEVE 3.88" Bore (5 1/2" LTC b" * 5" LTC b)		4,04	3,005,05	3,009,09	3,880	5,860				
4	1	LOWER CASING Ext. (5" LTC p"p)		8,53	3,009,09	3,017,62	4,194	5,050				
5	1	SHEAR JOINT 5" LTC For 40000 # (5" LTC b" * 4" NU p)		2,10	3,017,62	3,019,72	3,480	5,280				
6	1	X-OVER ADAPTER (4" NU b * 3 1/2" NU p)		0,54	3,019,72	3,020,26	2,992	4,50				
7	1	BLANK PIPE 3 1/2" NU (b"p)		20,90	3,020,26	3,041,16	2,992	3,50				
8	1	X-OVER ADAPTER (3 1/2" NU b * 3 1/2" EUE p)		1,32	3,041,16	3,042,48	2,992	4,50				
9	1	SEATING NIPPLE 2.75" X N PROFILE 3 1/2" EUE (b"p)		1,40	3,042,48	3,043,88	2,750	3,50				
10	1	X-OVER ADAPTER (3 1/2" EUE b * 3 1/2" NU p)		1,32	3,043,88	3,045,20	2,992	4,50				
11	1	X-OVER ADAPTER (3 1/2" NU b * 3 1/2" BTC p)		0,50	3,045,20	3,045,70	2,992	4,50				
12	1	SCREENS 3 1/2" BTC 0,0012" Slot Gauge (b"p)		30,30	3,045,70	3,076,00	2,992	4,0				
13	1	BULL PLUG 3 1/2" BTC (b)		0,50	3,076,00	3,076,50	N/A	4,50				
TOTAL LENGHT				80,3								
COMPLETION FLUID : FORMATION WATER				DENSITY (PPG) : 8,3 PPG								
FORMATION		INTERVALS		THICK (ft)	SPF	GUN TYPE						
BASAL SANDS		OPEN HOLE WITH GRAVEL PACK ASSEMBLY			OPEN HOLE	N A						
	UPPER	2958' - 2978'		20	13" O.D.							
	LOWER	3048' - 3056'		8	13" O.D.							
CSG	# JTS	DESCRIPTION		SHOE (ft)	COLLAR(ft)	TOC (ft)						
9 5/8"	5	J-55, 36#, BTC		245'	N/A	SURFACE						
7"	63	N-80, 23#, BTC		3140'	3099'	2182'						
REMARKS :				SIZE GRAVEL PACK 20/40								
				ESP Pumping system with Y-tool comes from RB-224W0.								
				Rev. G. Romero								

ANEXO C ESTADO MECANICO QF-068H

Pacific Rubiales Energía		MECHANICAL STATUS QUIFA - 68H WELL		PREPARADO POR: MAURICIO LOPEZ-RICARDO CASTRO RAUL MUÑOZ	INICIO 24-ago-10 01:00 HRS	FINAL 02-sep-10 10:30 HRS	REPORTE ACTUALIZADO 03-sep-10
		CABEZAL DEL POZO		Top With (2) 2" LP Threaded, Pack Off			
		FEPCO Tubing Head Spool 11"-2M Bottom * 7-1/16"-3M		Top & Bottom WI Easy Quick Connector & Control Line 3/8" OD			
		FEPCO Tubing Hanger TC-ES 7-1/16" * 3 1/2 EUE					
		FEPCO Nipple 2" LP * 6" Length					
		FEPCO Bull Plug 2" Pin					
		FEPCO Ring Gasket API R-45					
		FEPCO Stud Two Nuts 1-1/8" * 8" (BT-2H)					
		FEPCO Size 2 1/16"-3M Gate Valve 2" LP Threads					
		FEPCO Bonnetto Flange 7-1/16" 2M Rotating Flange Bottom * 3-1/8" 2M		Flanged Top With Preparation For Easy Connector For Power Cable Flat 1450 Load 9KV #2, MLE SN:			
		FEPCO Gate Valve 3-1/8" * 3M * 3" LP Threads End					
		FEPCO Nipples 3" LP * 6" Length					
		FEPCO Two 3" LP * 3 LP * 3 EUE * 1/2 NPT					
		FEPCO Three Cap B 15A 3" LP Fls Bottom * 3/12 EUE Lift					
		FEPCO Welding Neck Nipple 3" LP * 12" Length, Needle Valve 1/2" 5000 PSI					
		FEPCO Ring Gasket R-50, Pfl 1-1/2" Bushing 3000 PSI, 1/2" Plug 3000 PSI					
VARIADOR S/N: 97102121; P/N: 10090951; MARCA: SCHLUMBERGER; TIPO: UNIVCON; KVA: 390; VOLTS: 480VAC; AMPS: 459							
SUT S/N: 29810110; MODELO: OTM/V3; MARCA: SUNTEC; KVA: 250; TAP: 1-4-DELTA; VOLTS: 2209 VAC; AMPS: 313/136							
FILTRO S/N: SN3000430; TIPO: MX-3R; MARCA: MATRIX; VOLTS: 480VAC; AMPS: 320							
ITEM	(FT)	CABLE DESCRIPTION	SPICE NUMBER	LOCATION	SETTING	CABLE-BAND	QTY
1	42.00	M/C S/N: 69L88238P; P/N: 145018; MODELO: SOL-MLC-TR5-HT #4 KELB MNL 55'	POT HEAD	1	3004.62	SUP BANDAS	178
2	2862.62	Cable de Potencia S/N: 11AELO1; MODELO: CABLE FLAT PL 450 # 250L SKV LEAD GALV; TIPO # 2 SOL; P/N: 145918	M/C-CABLE POT.	1	2862.62		
QTY		CABLE GUARD-DESCRIPTION	QTY		PROTE-EQUIPM		QTY
35	Protectores de Cable: 35 Segundos a partir del primer Dup-Joint		NA		NA		YES
35		NA		NA		YES	
1		MARCA: FEPCO; MEDELO 21/8"-12UN; TIPO: CABLE PLANO		CENTRALIZED	MOTOR LEAD CABLE		S/N
1				5'	Cable 2862.62 #4 HRL		69L88238P
1							42.00
ITEM	QTY	COMPLEMENTO DE PRODUCCION	LONGITUD (ft)	PROFUND (ft)	DRIFT (in)	O.D. (in)	
1	1	ELEVACION MESA ROTARIA	17.45	BASE	TCPE		
2	1	Tubing hanger	0.00	17.45	17.45		
3	92 (94)	3 1/2" TBG 9.3 # N-80 EUE 8rd R-II	2879.01	2,896.46	17.45	2,867	3,500
4	1	3 1/2" EUE TBG, PUP JOINT	4.94	2,901.40	2,896.46	2,867	3,500
5	1	DRAIN VALVE	0.58	2,901.98	2,901.40	-	3,500
6	2 (94)	3 1/2" EUE TBG N-80 9.3#	31.20	2,933.18	2,901.98	2,867	3,500
7	1	3 1/2" EUE TBG, PUP JOINT	15.25	2,938.43	2,933.18	2,867	3,500
8	1	CHECK VALVE	0.58	2,939.01	2,938.43	-	3,500
9	1 (94)	3 1/2" EUE TBG N-80 9.3#	31.06	2,970.07	2,939.01	2,867	3,500
10	1	BOLT ON HEAD; P/N: 940510; MODELO: HEAD PUMP BO - TR5 - 31/2" - 8RD - EUE - STL; SERIES: 538	0.50	2,970.57	2,970.07	-	5,380
11	1	PUMP; S/N: 200E000948; P/N: 138319; MODELO: AR-CMP; TIPO: 53 TE-7000; SERIES: 538; BOX: 151680	14.51	2,985.08	2,970.57	-	5,380
12	1	INTAKE PUMP; P/N: 138032; MODELO: BO TBG AR 385 HSS; SERIES: 540; CAJA: 151680	1.23	2,986.31	2,985.08	-	5,400
13	1	SEAL UPPER; S/N: 39J4443P; P/N: 151611; MODELO: L/2BP-HL-HT-AFL-4SS-HSB-HSS; TIPO: TR5-AR; SERIES: 540; BOX: 181922	8.66	2,994.97	2,986.31	-	5,400
14	1	SEAL LOWER; S/N: 39J4444P; P/N: 151611; MODELO: L/2BP-HL-HT-AFL-4SS-HSB-HSS; TIPO: TR5-AR; SERIES: 540; BOX: 181922	8.65	3,003.62	2,994.97	-	5,400
15	1	MOTOR; S/N: 10H001418; P/N: 1211993; MODELO: TR5-UT-62HT; TIPO: 2455 VAC - 57 AMPS - 225 HP; SERIES: 540; BOX: 28891	22.61	3,026.23	3,003.62	-	5,400
16	1	SENSOR; P/N: 801437; TIPO: SMARTGUARD; MODELO: V-HTP-4SS-HDI-TR5; SERIES: 540; BOX: 28891	3.23	3,029.46	3,026.23	-	4,500
17	1	MOTOR CENTRALIZER; P/N: 127081; SERIES: 550; TIPO: TR5; CAJA: HUACAL	0.74	3,030.20	3,029.46	-	5,500
-	-	PESO DE SARTA EN GENERAL:	52000.00	LBS	-	-	-
-	-	PESO DEL TOP-DRIVE:	22000.00	LBS	-	-	-
-	-	PESO DE SARTA DE PRODUCCION:	30000.00	LBS	-	-	-
ITEM	QTY	COMPLEMENTO LINER 4 1/2"	LONGITUD (ft)	BASE(ft)	TOP(ft)	OD (in)	ID (in)
1	1	BLACK CAT PACKER	5.05	3,847.29	3,844.14	5,934	4,000
2	1	Upper Extension 5 1/2" LTC pin-pin	2.90	3,850.19	3,847.29	5,900	4,280
3	1	G2 Closing Sleeve	3.13	3,853.32	3,850.19	4,500	3,833
4	1	Lower Extension 5" LTC pin-pin	7.00	3,860.32	3,853.32	4,500	3,875
5	1	Lower 5" LTC bear - 4 1/2" BTC pin	6.76	3,867.02	3,860.32	4,500	3,875
6	4	Blank Pipe 4 1/2" BTC 11.68ft	151.54	4,012.56	3,867.02	5,000	3,880
7	30	Shot Liner 4 1/2" 11.6 BTR BTC	1,179.77	5,192.33	4,012.56	5,000	3,830
8	1	Oring Seat Sub 4 1/2" BTC	1.39	5,193.72	5,192.33	5,000	2,440
9	1	2 Casing Extension 4 1/2" BTC (A y B)	20.00	5,213.32	5,193.72	5,000	4,000
10	1	TRET Roamer Float Shoe 4 1/2" BTC	1.68	5,215.00	5,213.32	5,750	
ASSEMBLY LENGTH			1,373.76				
COMPLETION FLUID : FILTERED WATER			DENSITY (PPG) : 8.6				
FORMATION			INTERVALS		SPF		
BLANK PIPE			3961.02' - 4012.56'		N/A		
SLOTTE LINE			4012.56' - 5192.33'		N/A		
CSG # JTS			DESCRIPTION		COLLAR(ft)		
9 5/8"	6	K-55, 36 LB/FT, BTC, R-II (Long 223.06')					
9 5/8"	1	Casing Shoe	243				
7"	86	N-80, 23 lb/ft, R-II, BTC, (Long 3706.96')			1400' Fin del registro		
7"	2	Run Joint N-80, 23 lb/ft, BTC, (Long 20.21')					
7"	3	N-80, 23 lb/ft, R-II, BTC, (Long 130.25')					
7"	1	Casing Float Collar			3854		
7"	2	N-80, 23 lb/ft, R-II, BTC, (Long 96.68')					
7"	1	Casing Shoe, (Remador) TRET	3843				
REMARKS :			HORIZONTAL HOLE: 1282' horizontal section		Revisado Por:		
			4 1/2" RIMMER SHOE TRET @ 5216				
7" CSG RIMMER SHOE TRET @ 3843' MD							

ANEXO D SURVEY QF-068H



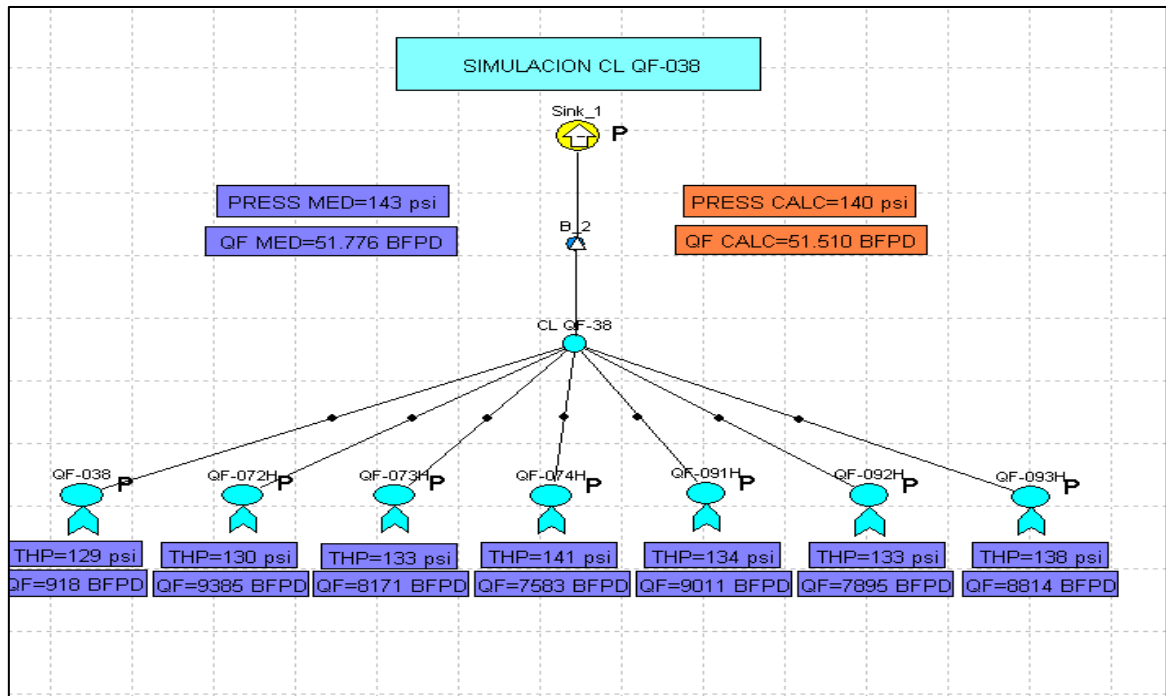
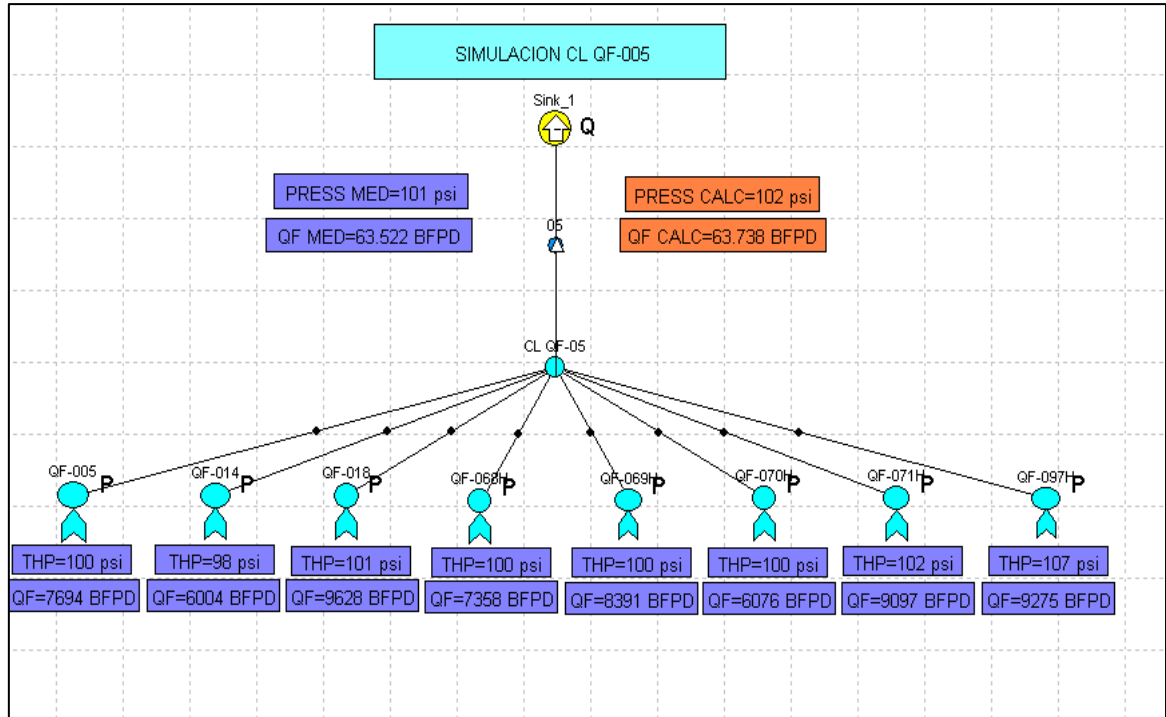
1_8 1/2" Quifa 68H MWD Survey Report

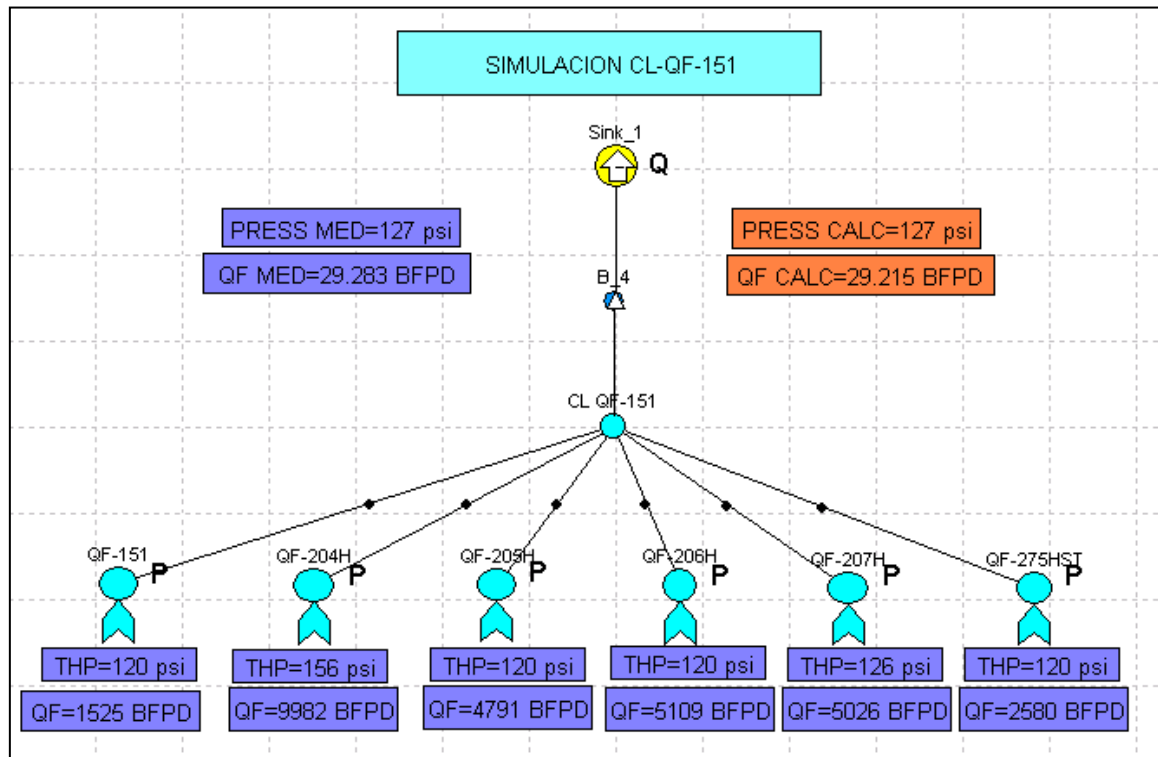
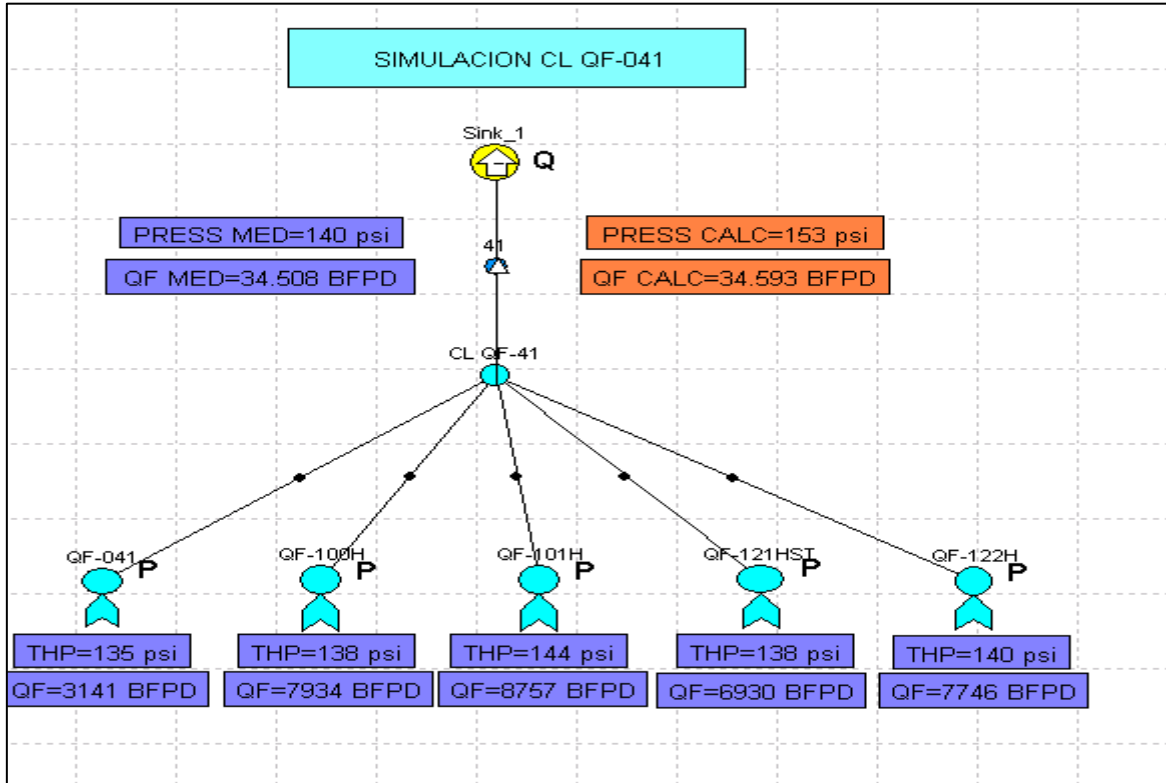
(Def Survey)

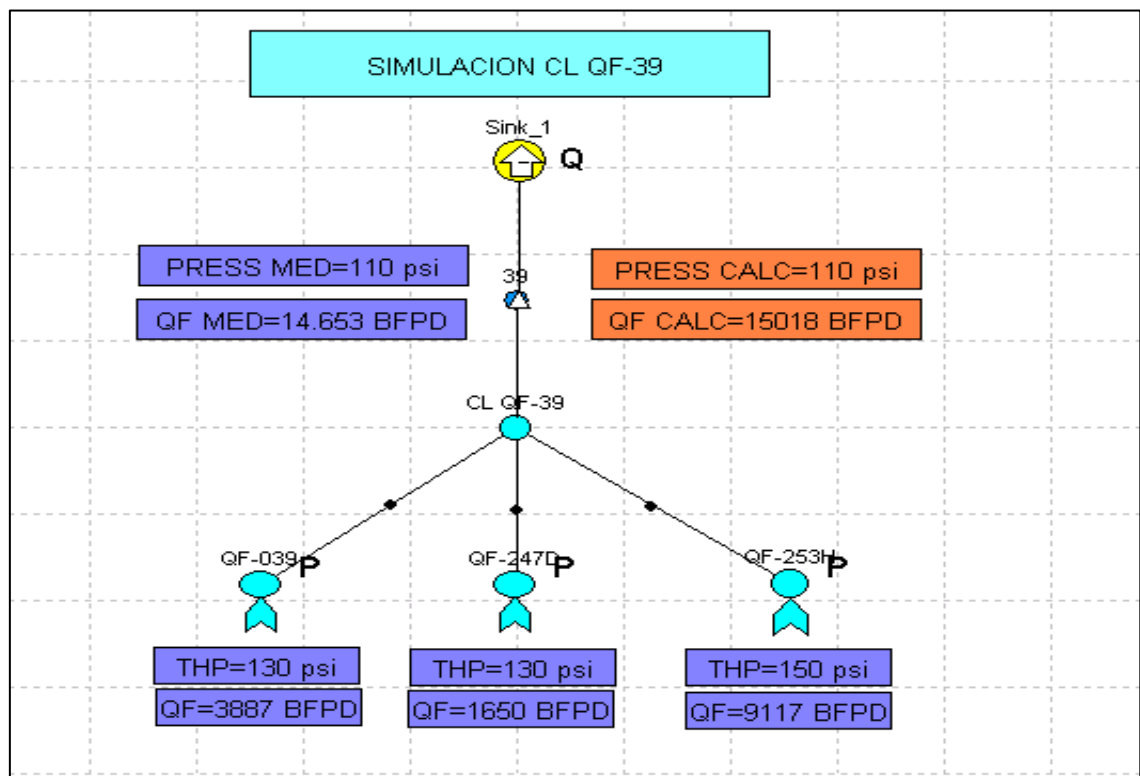
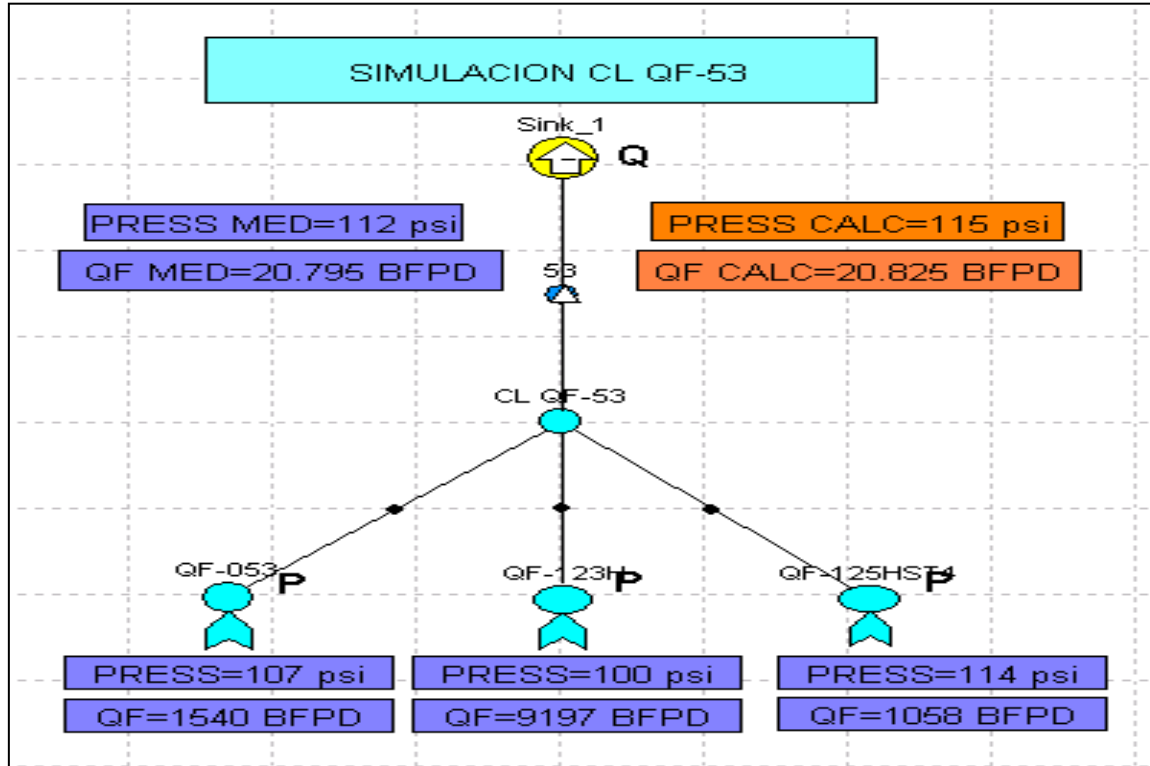
Report Date: August 30, 2010 - 10:29 PM	Survey / DLS Computation: Minimum Curvature / Lubinski
Client: MetaPetroleum	Vertical Section Azimuth: 81.100 ° (Grid North)
Field: METAPETROLEUM_Quifa Origen Bogota	Vertical Section Origin: 0.000 ft, 0.000 ft
Structure / Slot: Cluster Quifa 5 / Quifa 68H	TVD Reference Datum: Rotary Table
Well: Quifa 68H	TVD Reference Elevation: 748.700 ft above MSL
Borehole: OH	Seabed / Ground Elevation: 728.700 ft above MSL
UWI / API#: Unknown / Unknown	Magnetic Declination: -7.820 °
Survey Name: 1_8 1/2" Quifa 68H MWD	Total Field Strength: 30669.234 nT
Survey Date: August 26, 2010	Magnetic Dip Angle: 27.313 °
Tort / AHD / DDI / ERD Ratio: 158.559 ° / 2878.982 ft / 5.899 / 0.956	Declination Date: August 25, 2010
Grid Coordinate System: OB - Bogota Origin, TM, Meters, Bogota	Magnetic Declination Model: BGM 2010
Location Lat / Long: N 3° 47' 0.31051", W 71° 38' 58.63286"	North Reference: Grid North
Location Grid NE Y/X: N 910195.569 m, E 1273885.569 m	Grid Correction: 0.163 °
Grid Convergence Angle: 0.16273277 °	Total Cor Mag North->Grid North: -7.983 °
Grid Scale Factor: 1.0009281	Local Coord Referenced To: Well Head

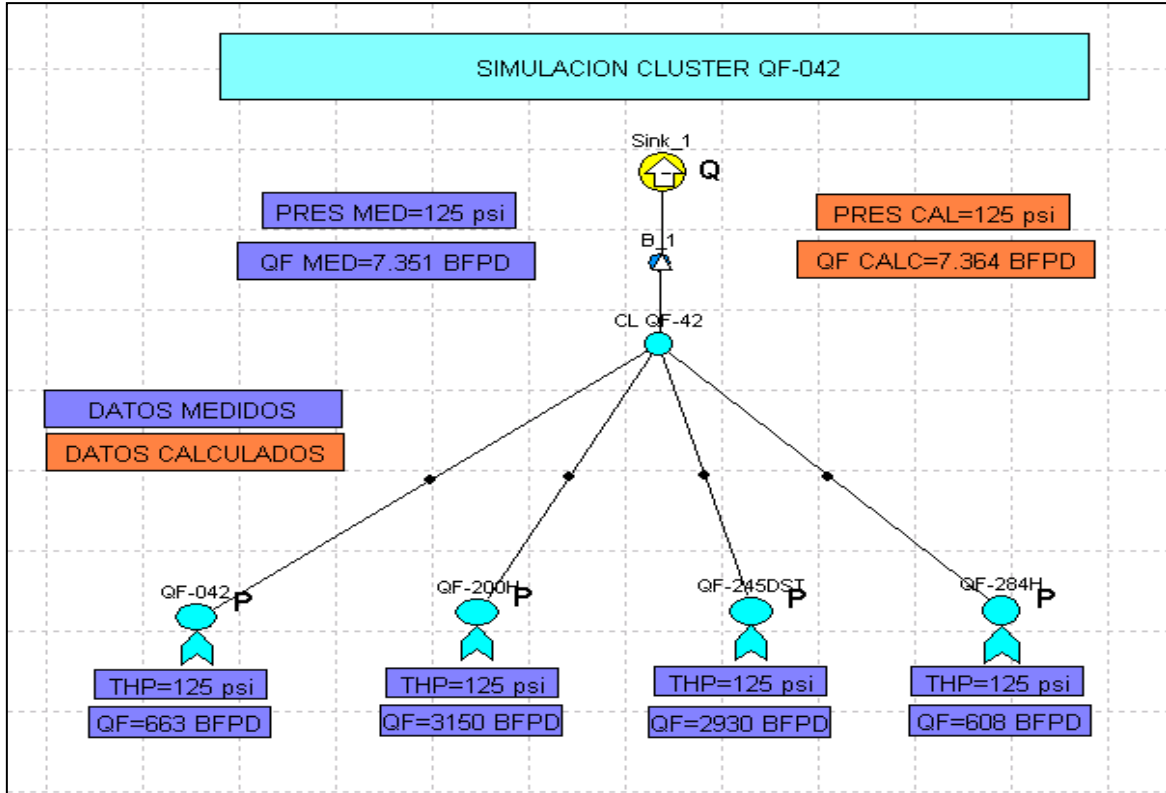
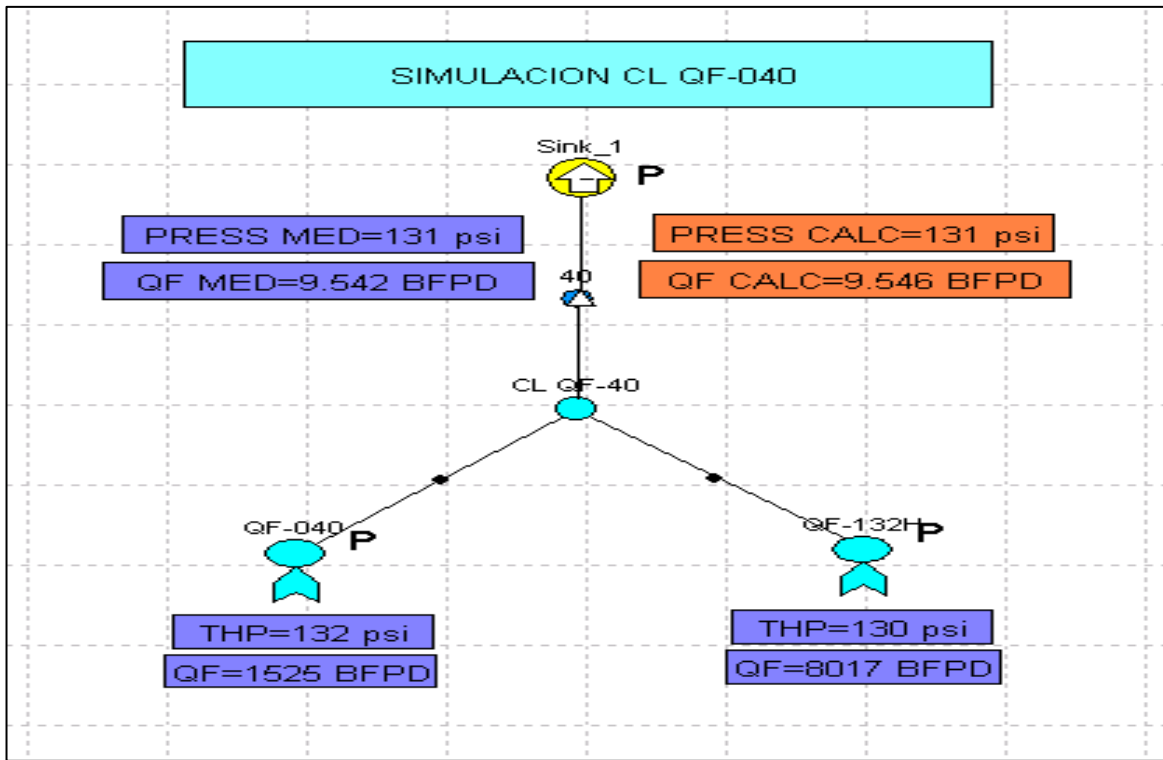
Comments	MD (ft)	Incl (°)	Azim Grid (°)	TVD (ft)	TVDSS (ft)	VSEC (ft)	NS (ft)	EW (ft)	DLS (°/100ft)	Northing (m)	Easting (m)
Tie-in	0.00	0.00	0.00	0.00	-748.70	0.00	0.00	0.00	N/A	910195.57	1273885.56
	108.00	0.10	303.03	108.00	-838.70	-0.07	0.05	-0.08	0.09	910195.58	1273885.53
	228.00	0.15	325.79	228.00	-820.70	-0.21	0.24	-0.25	0.06	910195.64	1273885.48
	290.00	1.11	164.00	290.00	-458.70	-0.17	-0.29	-0.13	1.96	910195.48	1273885.52
	357.00	4.10	161.92	356.92	-389.78	0.29	-3.19	0.79	4.46	910194.59	1273885.80
	388.00	4.38	149.18	387.84	-358.86	0.91	-5.28	1.74	3.16	910193.98	1273886.09
	420.00	4.93	140.07	419.73	-328.97	2.07	-7.37	3.25	2.87	910193.32	1273886.55
	454.00	5.56	127.01	453.59	-293.11	3.97	-9.48	5.51	3.96	910192.68	1273887.24
	485.00	6.42	118.92	484.42	-262.28	6.39	-11.22	8.22	3.88	910192.15	1273888.07
	520.00	6.96	106.64	519.18	-227.52	9.85	-12.77	11.97	4.36	910191.67	1273888.21
	548.00	7.37	98.15	546.96	-199.74	13.09	-13.51	15.37	4.05	910191.45	1273870.25
	615.00	7.49	89.89	613.42	-133.28	21.49	-12.62	23.73	5.40	910191.72	1273872.80
	679.00	5.29	49.88	677.03	-89.67	28.11	-9.29	29.90	4.84	910192.74	1273874.88
	737.00	4.13	50.50	734.83	-11.87	32.19	-6.23	33.56	2.00	910193.67	1273875.80
	802.00	2.86	63.77	799.71	53.01	35.75	-4.03	36.82	2.30	910194.34	1273876.79
	887.00	1.31	101.60	884.67	117.97	38.00	-3.46	39.00	3.07	910194.51	1273877.46
	927.00	0.82	193.47	924.66	177.96	38.52	-3.92	39.60	2.45	910194.37	1273877.64
	1027.00	1.88	273.61	1024.64	277.94	38.71	-4.34	37.84	1.88	910194.25	1273877.10
	1089.00	1.17	261.32	1086.62	339.92	35.08	-4.37	36.19	1.25	910194.24	1273876.60
	1152.00	1.04	249.30	1149.61	402.91	33.88	-4.67	35.02	0.42	910194.14	1273876.24
	1214.00	1.21	248.24	1211.60	464.90	32.69	-5.11	33.89	0.28	910194.01	1273875.90
	1277.00	0.49	290.23	1274.59	527.89	31.81	-5.28	33.02	1.44	910193.96	1273875.63
	1340.00	0.43	299.24	1337.59	590.89	31.39	-5.06	32.56	0.15	910194.03	1273875.49
	1402.00	0.44	293.69	1399.59	652.89	31.00	-4.85	32.14	0.07	910194.09	1273875.36
	1465.00	0.20	316.23	1462.59	715.89	30.74	-4.67	31.84	0.42	910194.14	1273875.27
	1527.00	0.21	338.07	1524.59	777.89	30.65	-4.49	31.72	0.13	910194.20	1273875.24
	1590.00	0.13	1.86	1587.58	840.88	30.64	-4.31	31.68	0.17	910194.25	1273875.23
	1652.00	0.25	30.47	1649.58	902.88	30.73	-4.12	31.75	0.24	910194.31	1273875.25
	1715.00	0.49	65.13	1712.58	965.88	31.08	-3.89	32.07	0.50	910194.38	1273875.34
	1779.00	3.84	88.43	1776.53	1029.83	33.47	-3.71	34.46	5.31	910194.44	1273876.07
	1843.00	8.24	83.74	1840.16	1093.46	40.18	-3.16	41.16	6.91	910194.61	1273876.12
	1907.00	10.09	83.24	1903.34	1156.64	50.36	-2.00	51.29	2.89	910194.96	1273881.21
	1970.00	11.77	84.81	1965.19	1218.49	62.29	-0.78	63.17	2.71	910195.34	1273884.83
	2033.00	15.19	79.61	2026.45	1279.75	76.96	1.31	77.69	5.75	910195.97	1273888.26
	2096.00	18.14	77.89	2088.71	1342.01	95.58	4.97	95.97	4.60	910197.08	1273894.84
	2162.00	20.37	81.75	2149.13	1402.43	116.67	8.65	116.74	4.01	910198.21	1273901.17

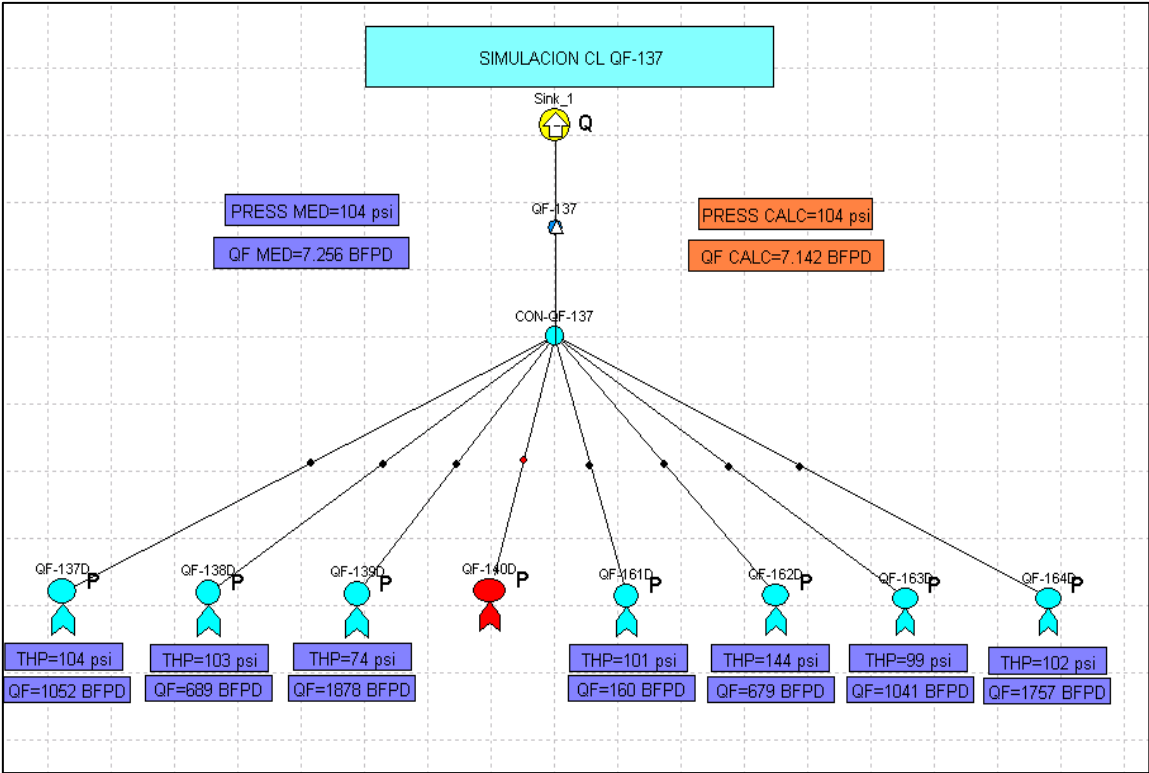
ANEXO E ESQUEMA CLUSTER TRONCAL-1



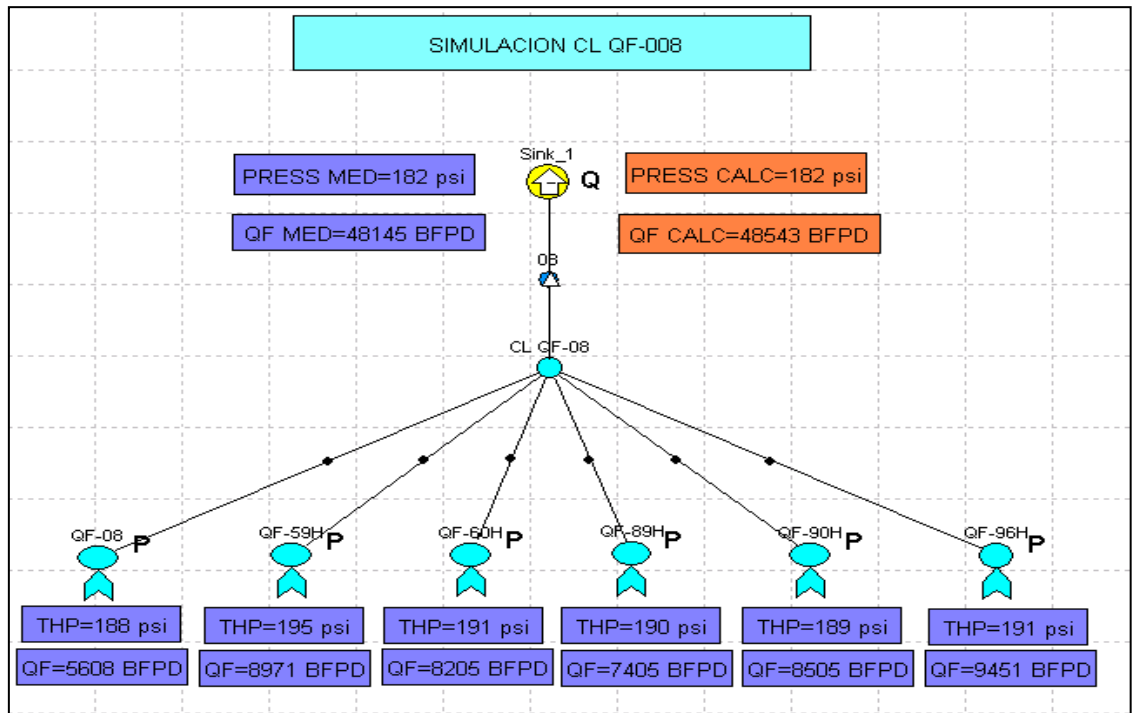
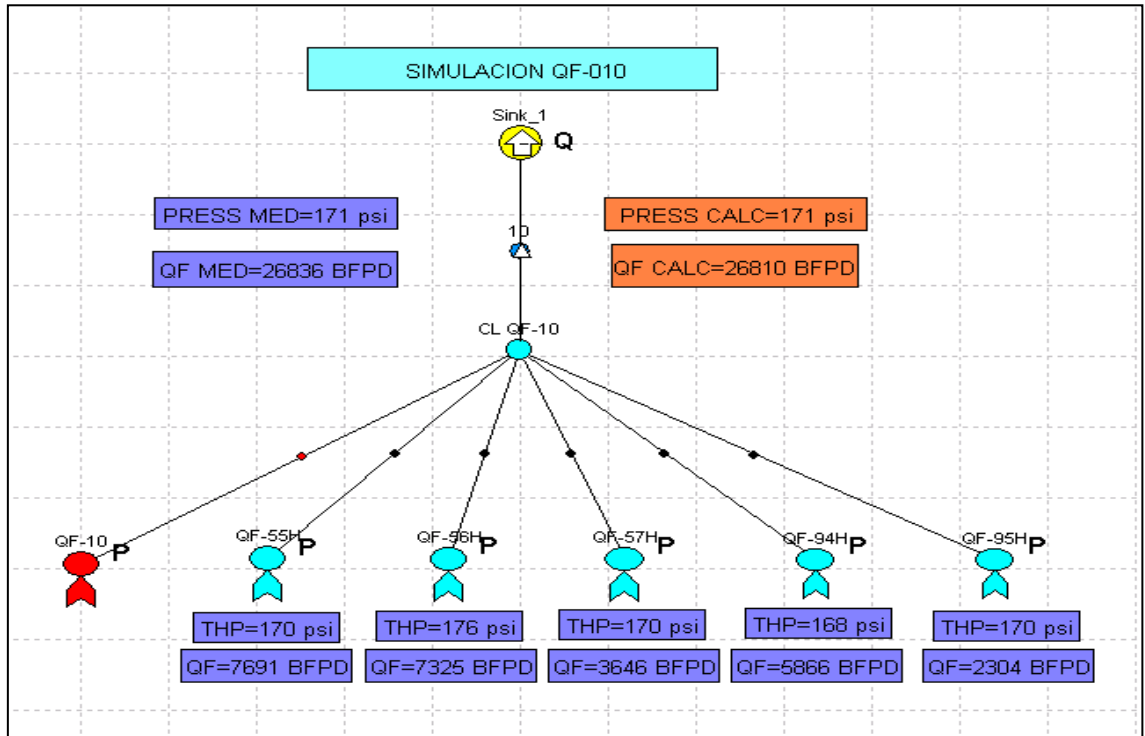


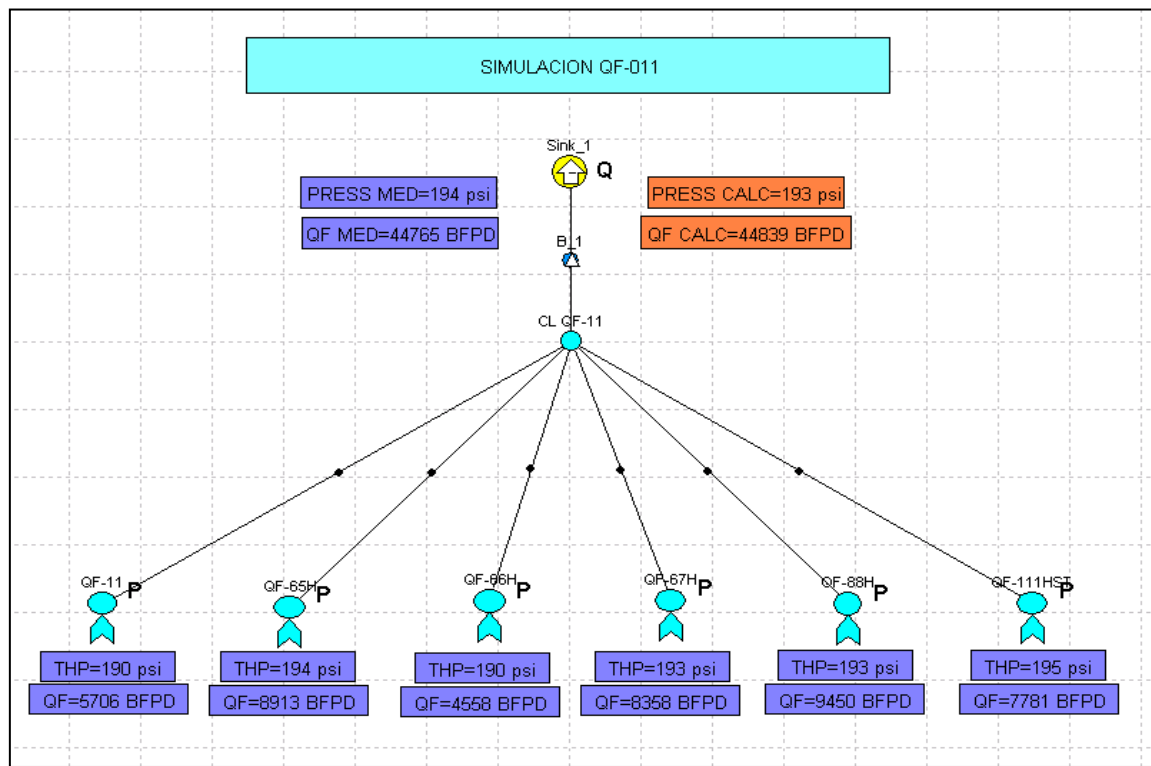
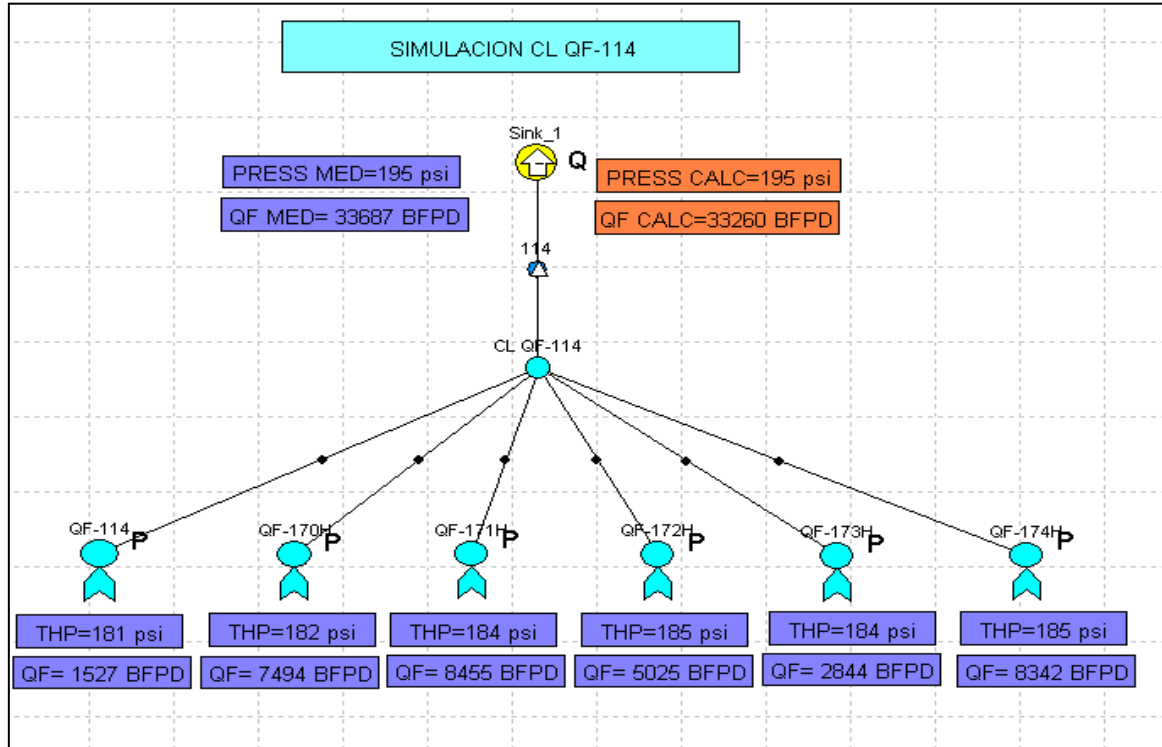


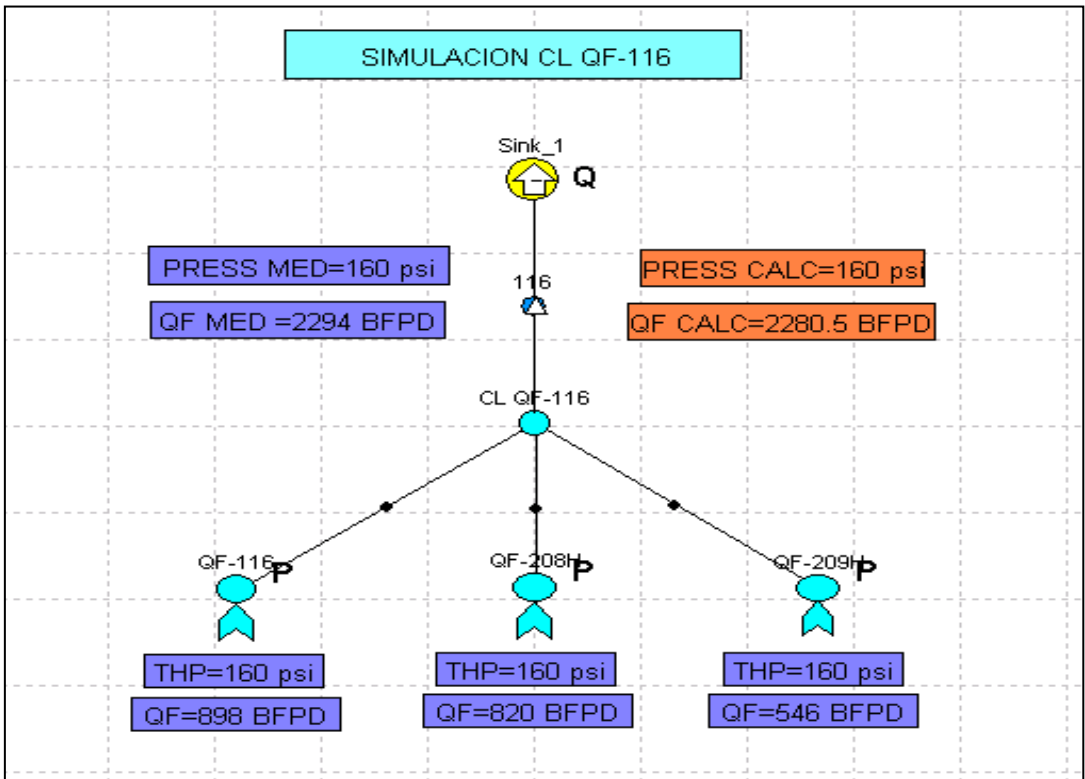
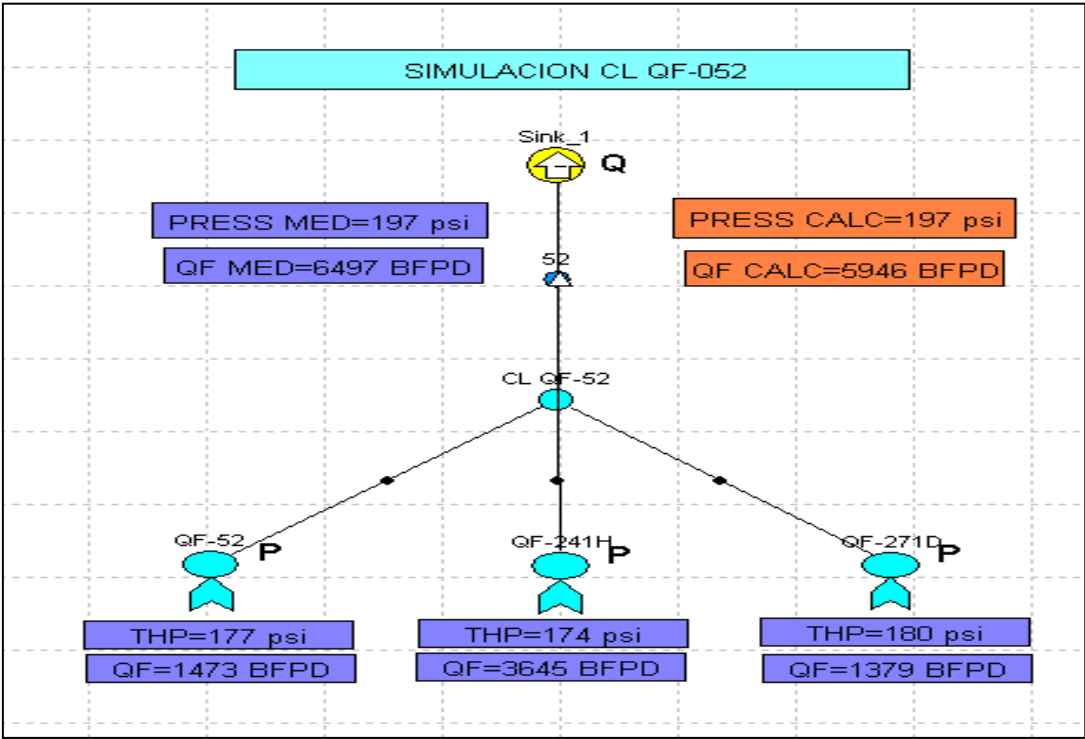


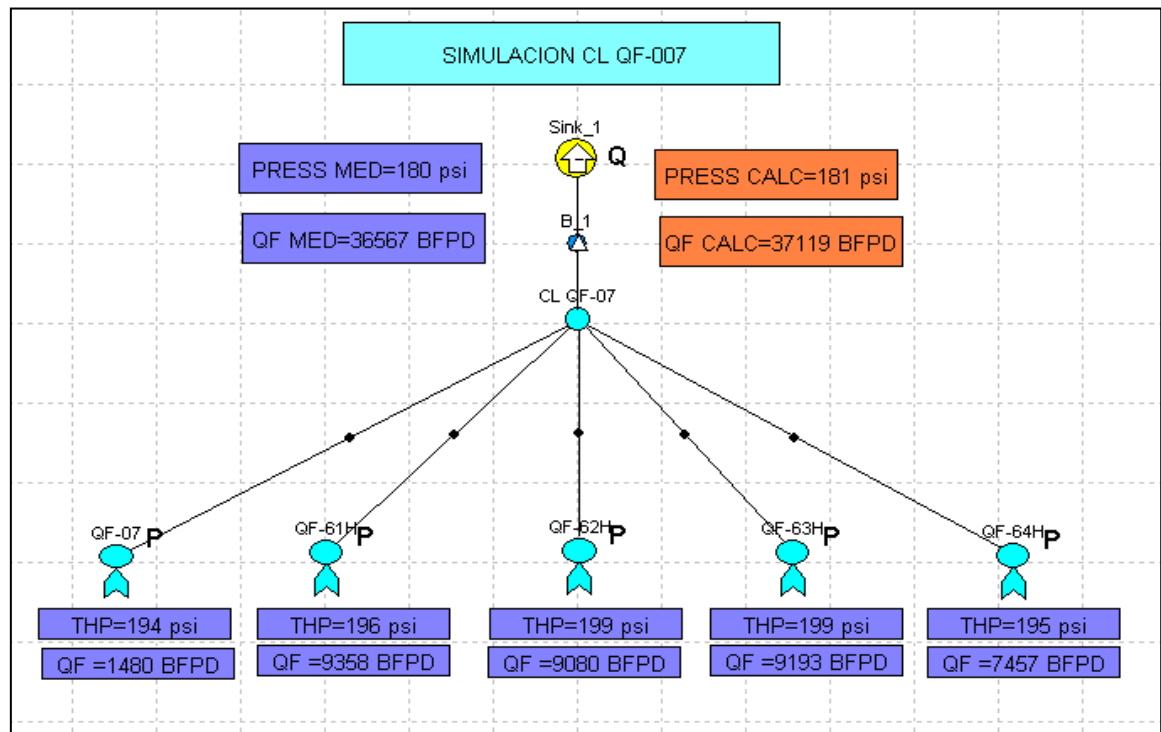
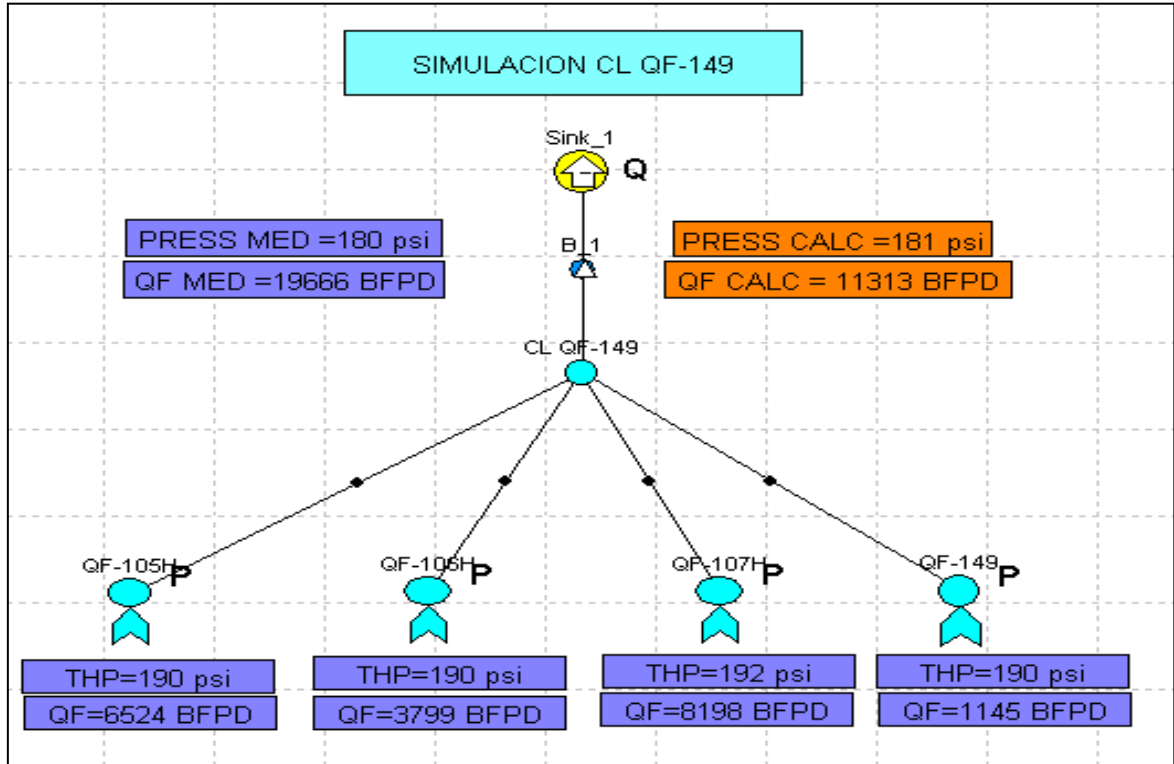


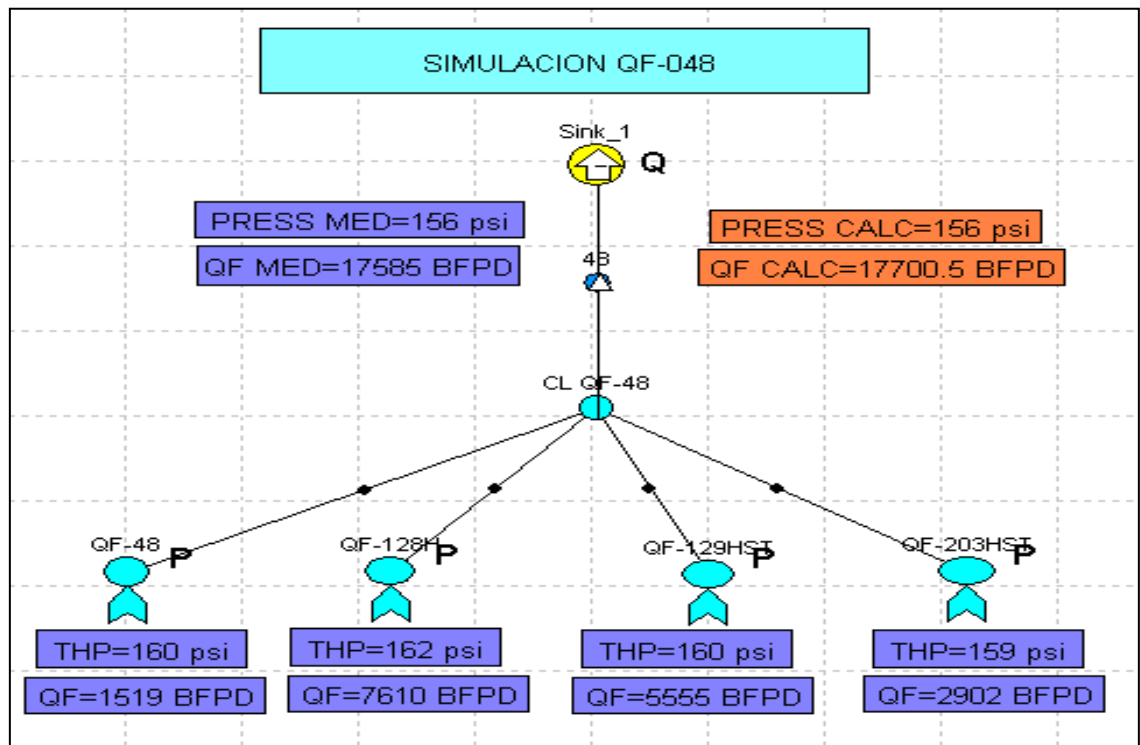
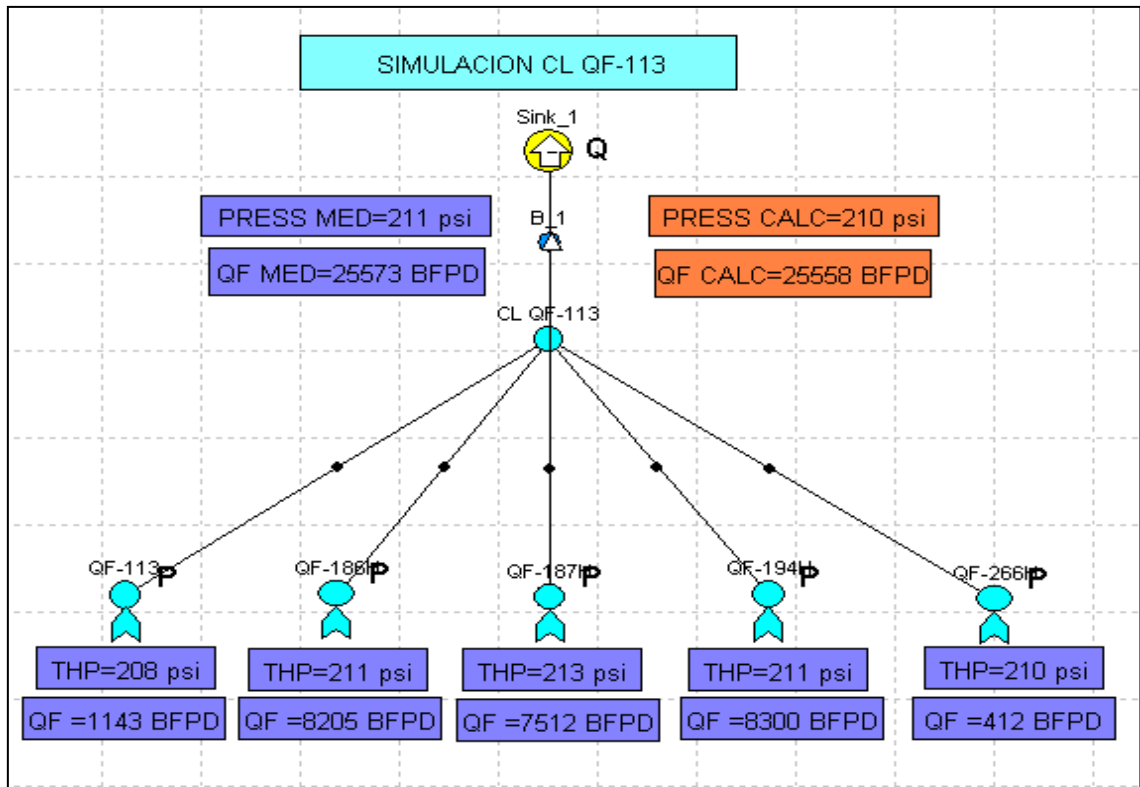
ESQUEMA CLUSTER TRONCAL-2

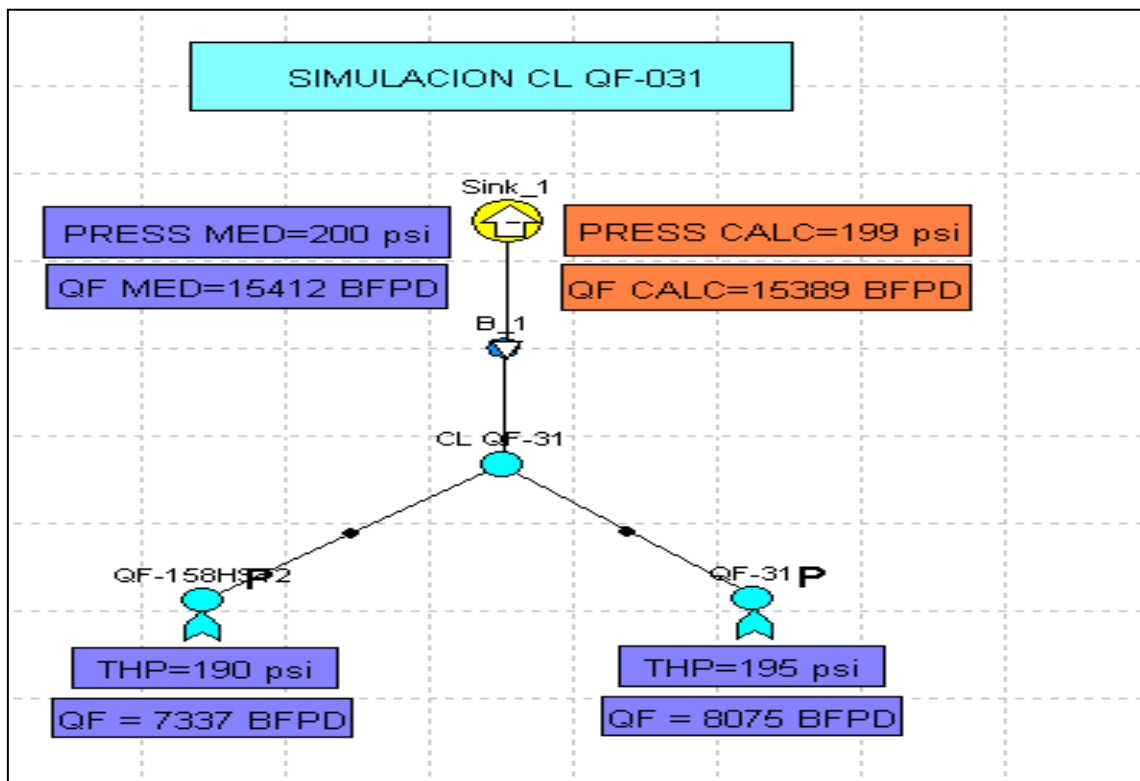
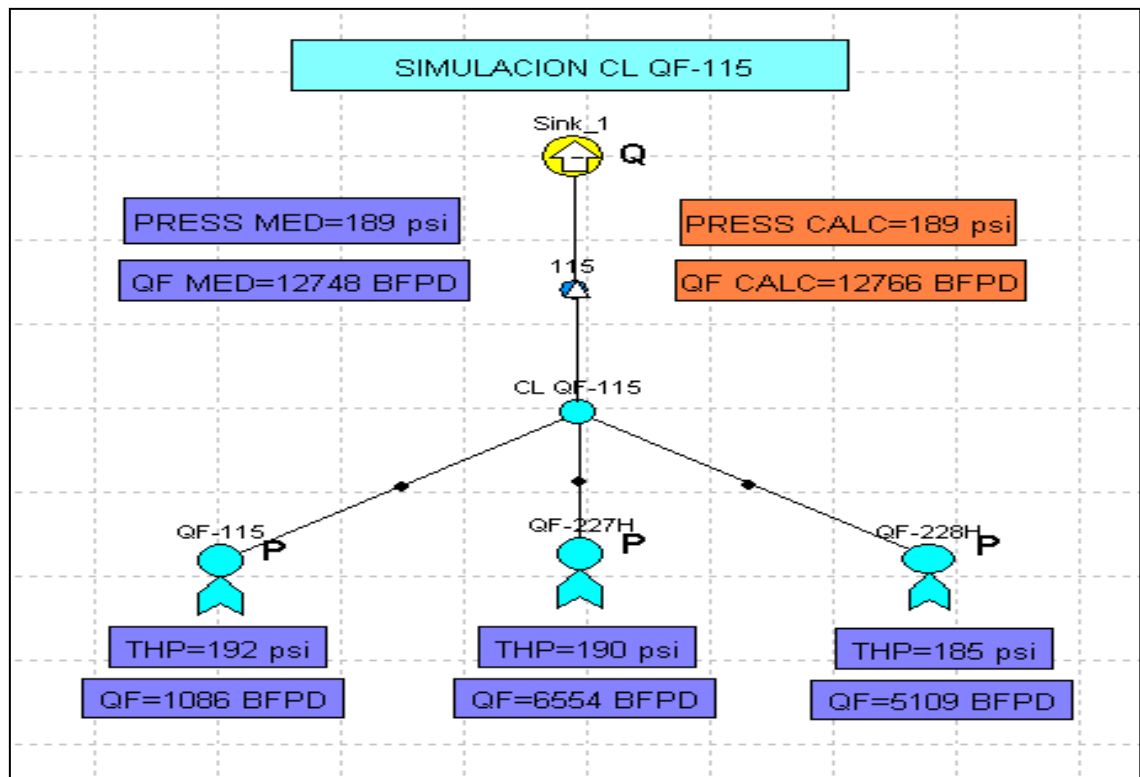


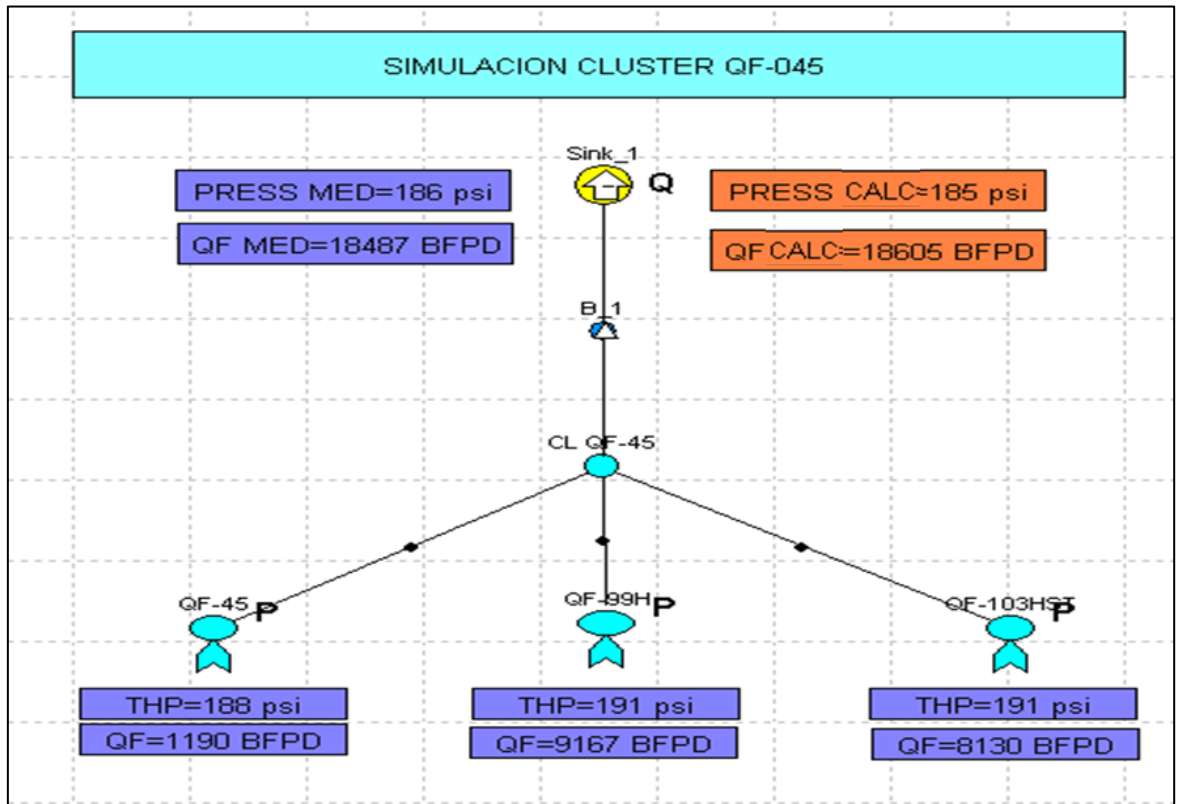
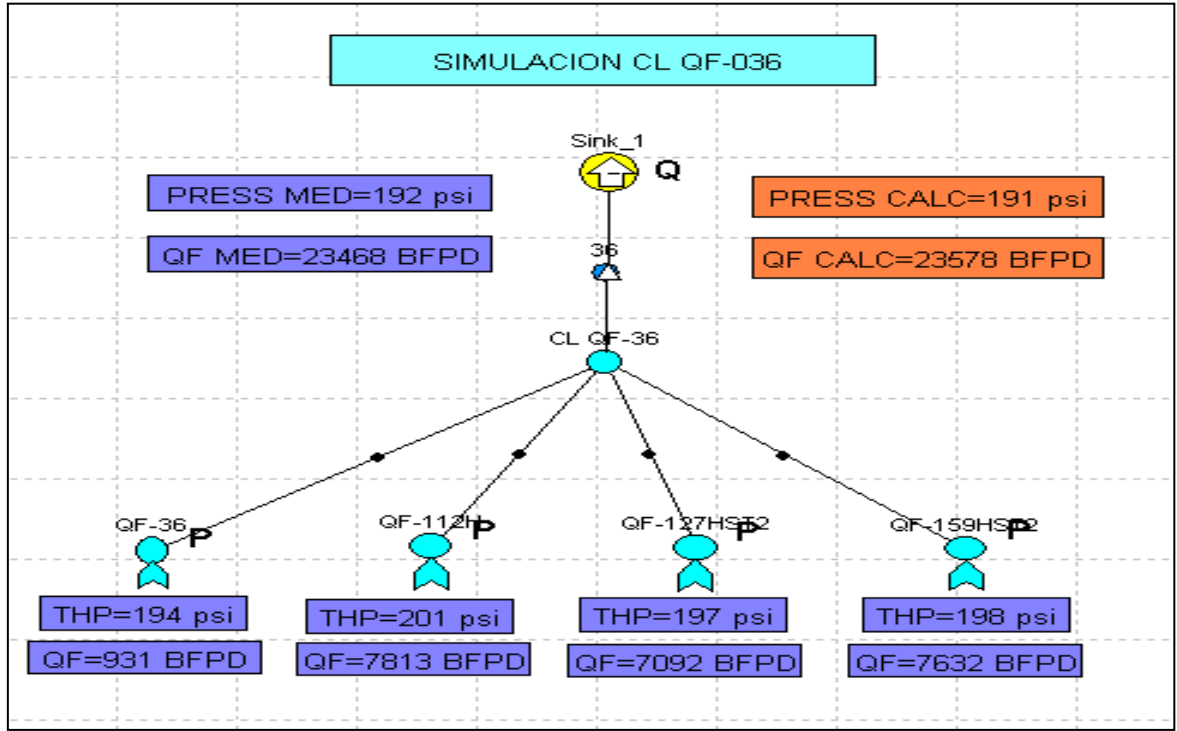


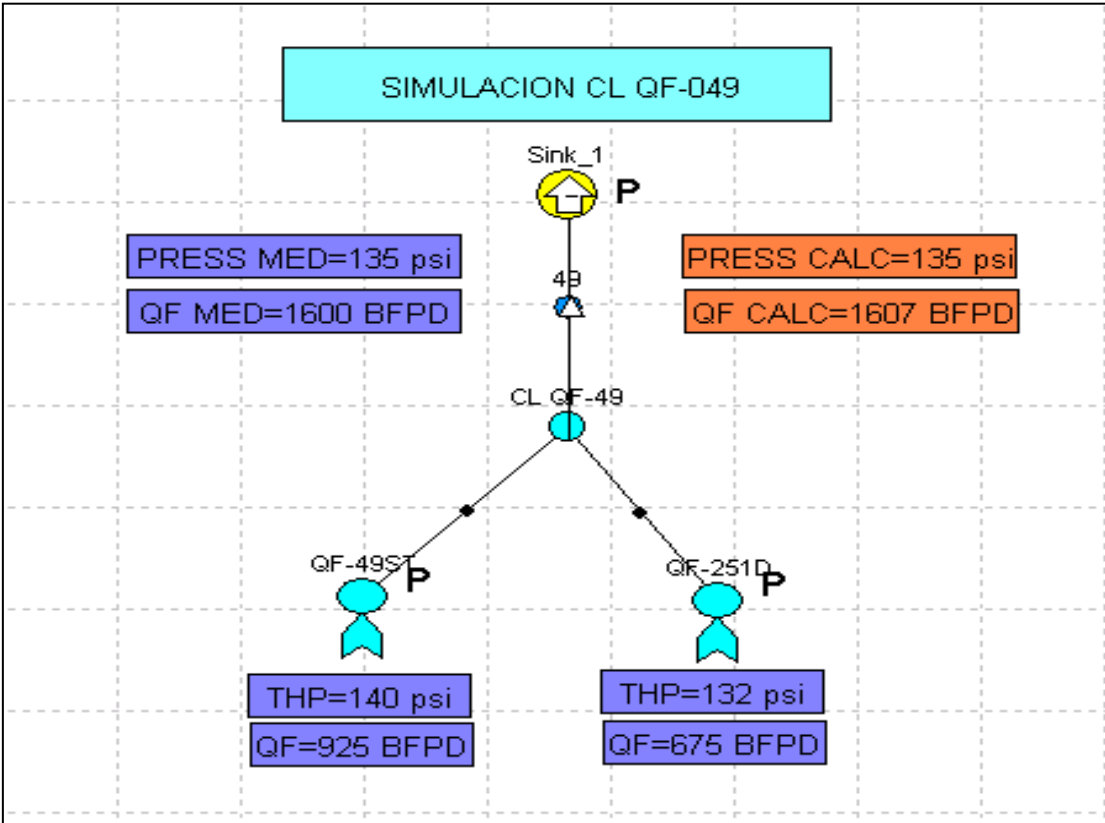




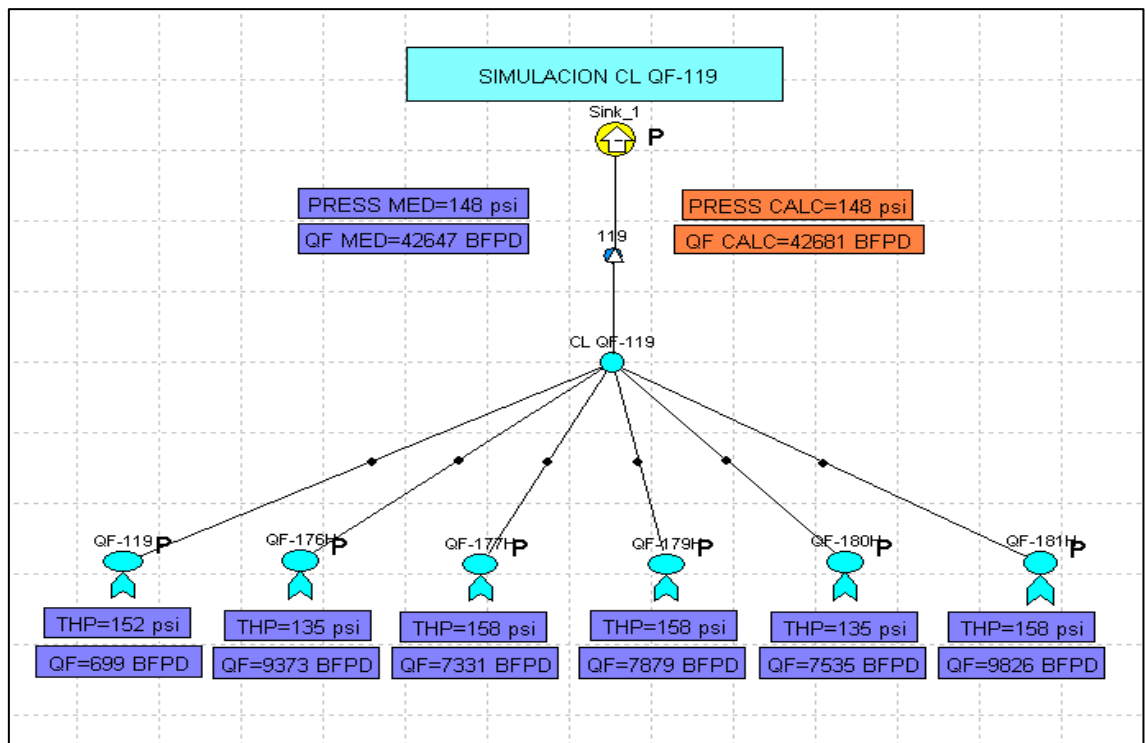
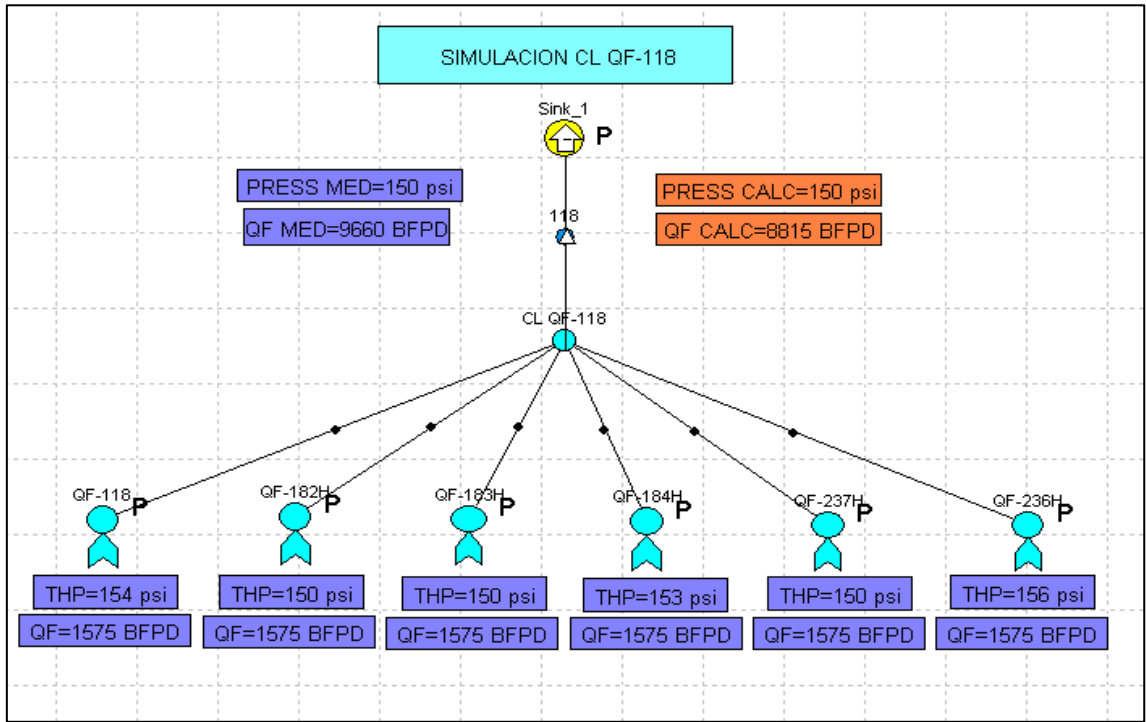


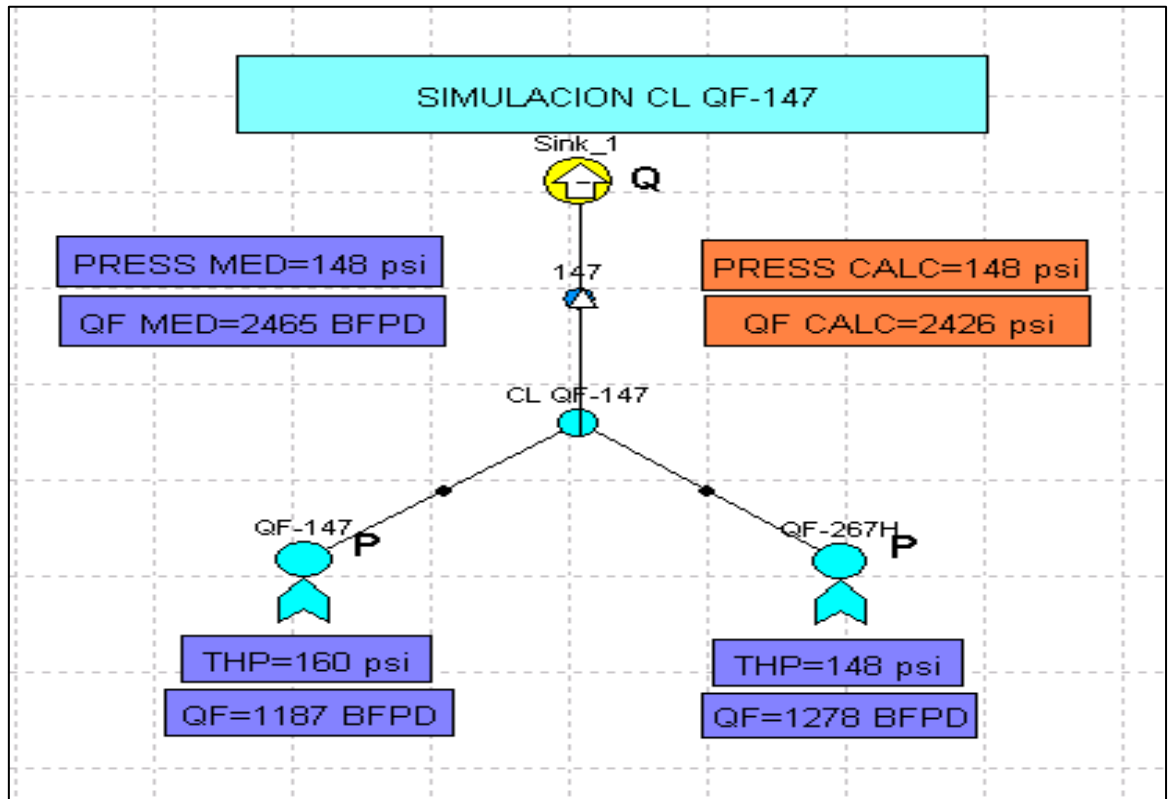
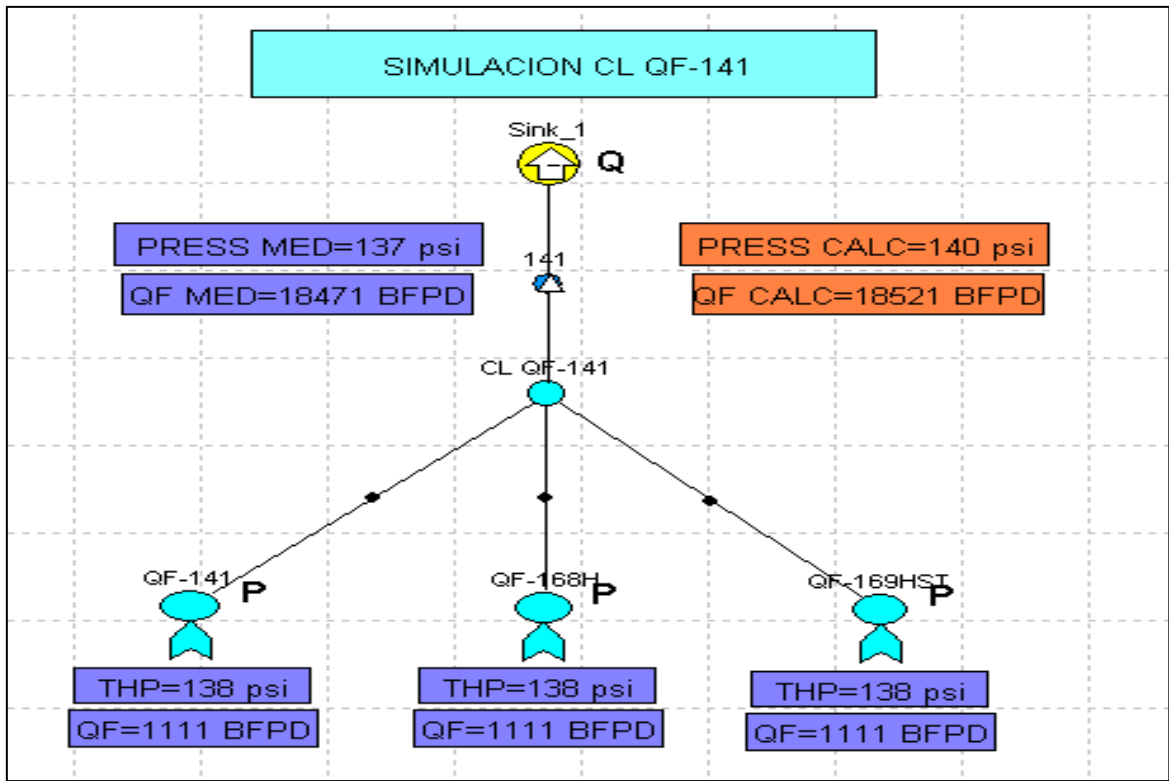


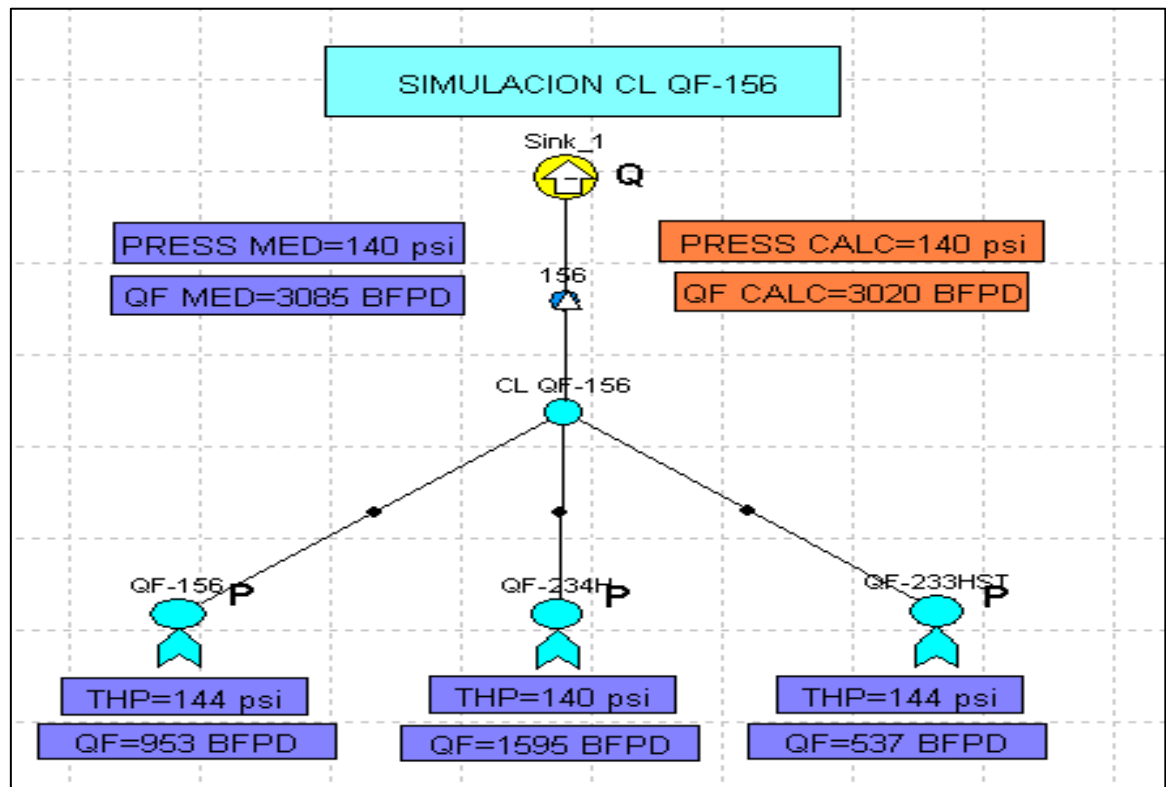
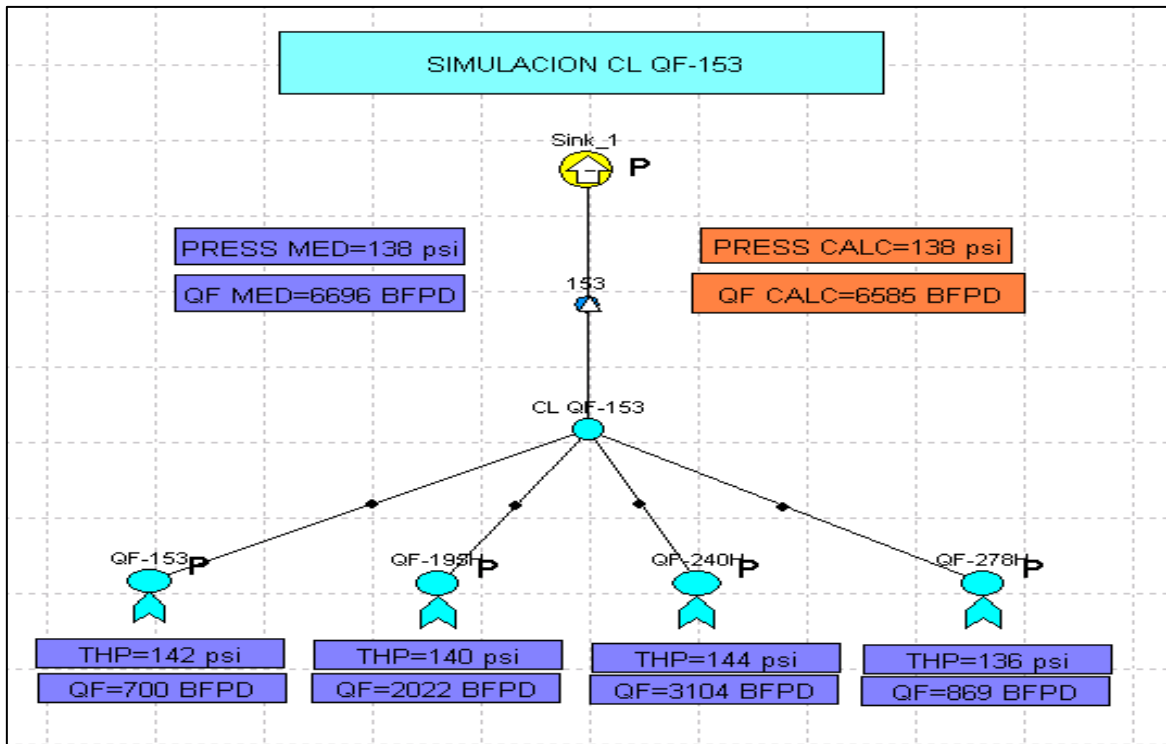


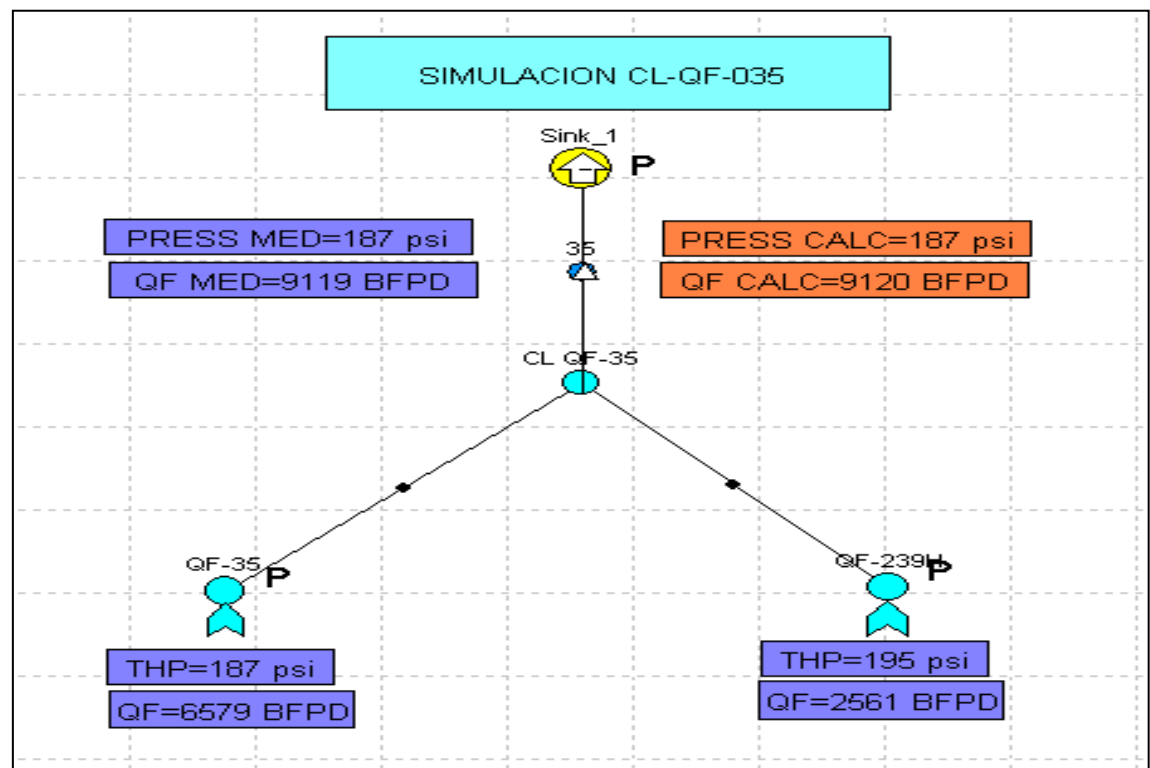
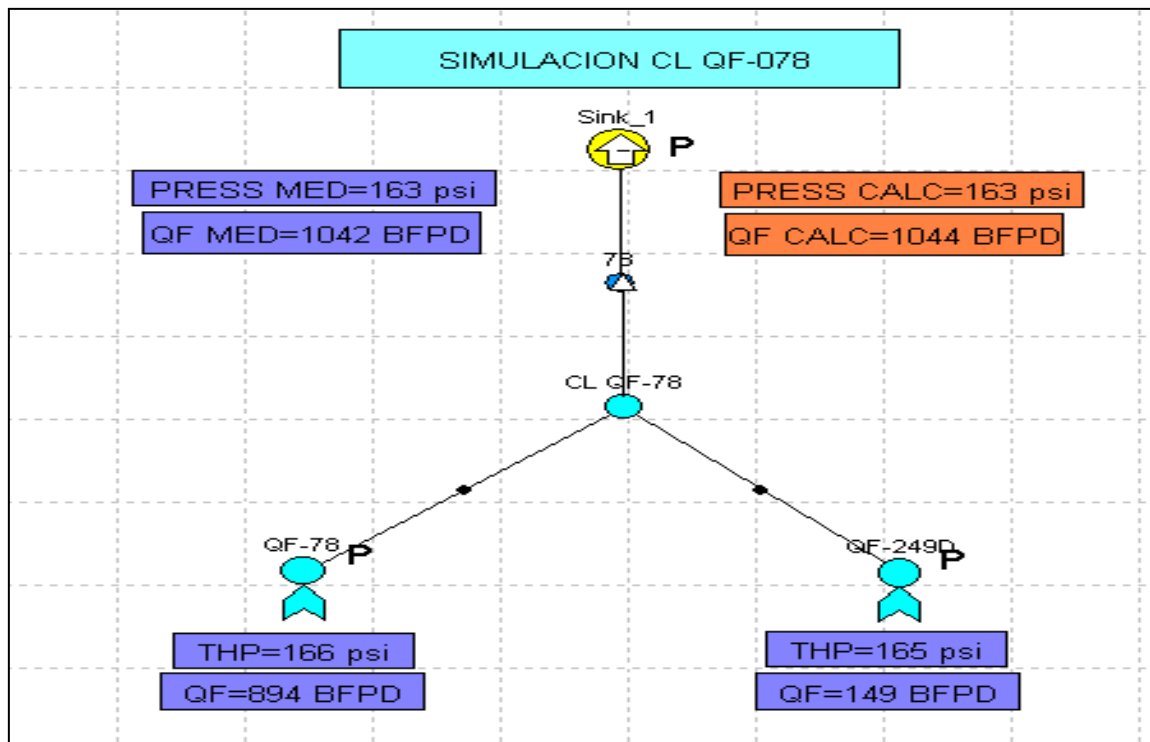


ESQUEMA CLUSTER TRONCAL-3









Tiempo Meses	Prod. Base (BPOD)	Producción Después línea de flujo alterna (BOPD)			Producción Incremental(BOPD)			Producción Incremental(BOPM)			Ingresos (MUSD)			Costos de Operación (MUSD)			Impuestos (MUSD)			Flujo de Caja Total (MUSD)			Flujo de Caja Acumulado (MUSD)			VPN (MUSD)	TIR (%)		
		P90	P50	P10	P90	P50	P10	P90	P50	P10	P90	P50	P10	P90	P50	P10	P90	P50	P10	P90	P50	P10	P90	P50	P10				
23	15.915	16228	17321	19029	313	1406	3113	9511	42754	94696	0,87	3,76	8,05	0,15	0,56	0,95	0,24	1,06	2,34	0,48	2,15	4,76	0,97	4,34	9,62	13,197	34,1%		
24	15.578	15884	16954	18625	306	1376	3047	9310	41848	92689	0,85	3,68	7,88	0,15	0,54	0,93	0,23	1,04	2,29	0,47	2,10	4,66	0,95	4,25	9,42				
25	15.248	15547	16595	18231	300	1347	2983	9112	40961	90724	0,83	3,60	7,71	0,15	0,53	0,91	0,23	1,01	2,25	0,46	2,06	4,56	0,93	4,16	9,22				
26	14.925	15218	16243	17844	293	1318	2919	8919	40092	88801	0,81	3,53	7,55	0,14	0,52	0,89	0,22	0,99	2,20	0,45	2,01	4,46	0,91	4,07	9,02				
27	14.608	14895	15898	17466	287	1290	2858	8730	39242	86919	0,79	3,45	7,39	0,14	0,51	0,87	0,22	0,97	2,15	0,44	1,97	4,37	0,89	3,99	8,83				
28	14.299	14580	15561	17096	281	1263	2797	8545	38411	85076	0,78	3,38	7,23	0,14	0,50	0,85	0,21	0,95	2,11	0,43	1,93	4,28	0,87	3,90	8,64				
29	13.996	14271	15232	16733	275	1236	2738	8364	37596	83273	0,76	3,31	7,08	0,13	0,49	0,83	0,21	0,93	2,06	0,42	1,89	4,18	0,85	3,82	8,46				
30	13.699	13968	14909	16379	269	1210	2680	8187	36800	81508	0,74	3,24	6,93	0,13	0,48	0,82	0,20	0,91	2,02	0,41	1,85	4,10	0,83	3,74	8,28				
31	13.409	13672	14593	16031	263	1184	2623	8013	36019	79780	0,73	3,17	6,78	0,13	0,47	0,80	0,20	0,89	1,97	0,40	1,81	4,01	0,81	3,66	8,10				
32	13.124	13382	14283	15692	258	1159	2567	7843	35256	78089	0,71	3,10	6,64	0,13	0,46	0,78	0,19	0,87	1,93	0,39	1,77	3,92	0,80	3,58	7,93				
33	12.846	13098	13981	15359	252	1135	2513	7677	34509	76434	0,70	3,04	6,50	0,12	0,45	0,76	0,19	0,85	1,89	0,39	1,73	3,84	0,78	3,51	7,76				
34	12.574	12821	13684	15033	247	1110	2460	7514	33777	74814	0,68	2,97	6,36	0,12	0,44	0,75	0,19	0,84	1,85	0,38	1,70	3,76	0,76	3,43	7,60				
35	12.307	12549	13394	14715	242	1087	2407	7355	33061	73228	0,67	2,91	6,22	0,12	0,43	0,73	0,18	0,82	1,81	0,37	1,66	3,68	0,75	3,36	7,44				
36	12.046	12283	13110	14403	237	1064	2356	7199	32360	71676	0,66	2,85	6,09	0,12	0,42	0,72	0,18	0,80	1,77	0,36	1,63	3,60	0,73	3,29	7,28				
37	11.791	12023	12832	14098	232	1041	2307	7047	31674	70156	0,64	2,79	5,96	0,11	0,41	0,70	0,17	0,78	1,74	0,35	1,59	3,53	0,72	3,22	7,13				
38	11.541	11768	12560	13799	227	1019	2258	6897	31003	68669	0,63	2,73	5,84	0,11	0,40	0,69	0,17	0,77	1,70	0,35	1,56	3,45	0,70	3,15	6,98				
39	11.296	11518	12294	13506	222	998	2210	6751	30346	67214	0,61	2,67	5,71	0,11	0,39	0,67	0,17	0,75	1,66	0,34	1,52	3,38	0,69	3,08	6,83				
40	11.057	11274	12034	13220	217	977	2163	6608	29703	65789	0,60	2,61	5,59	0,11	0,39	0,66	0,16	0,74	1,63	0,33	1,49	3,31	0,67	3,02	6,68				
41	10.823	11035	11778	12940	213	956	2117	6468	29073	64394	0,59	2,56	5,47	0,10	0,38	0,64	0,16	0,72	1,59	0,33	1,46	3,24	0,66	2,95	6,54				
42	10.593	10801	11529	12665	208	936	2072	6331	28457	63029	0,58	2,50	5,36	0,10	0,37	0,63	0,16	0,70	1,56	0,32	1,43	3,17	0,64	2,89	6,40				
43	10.369	10572	11284	12397	204	916	2028	6197	27854	61693	0,56	2,45	5,24	0,10	0,36	0,62	0,15	0,69	1,53	0,31	1,40	3,10	0,63	2,83	6,27				
44	10.149	10348	11045	12134	199	896	1985	6065	27263	60386	0,55	2,40	5,13	0,10	0,35	0,60	0,15	0,67	1,49	0,30	1,37	3,03	0,62	2,77	6,13				
45	9.934	10129	10811	11877	195	877	1943	5937	26685	59106	0,54	2,35	5,02	0,09	0,35	0,59	0,15	0,66	1,46	0,30	1,34	2,97	0,60	2,71	6,00				
46	9.723	9914	10582	11625	191	859	1902	5811	26120	57853	0,53	2,30	4,92	0,09	0,34	0,58	0,14	0,65	1,43	0,29	1,31	2,91	0,59	2,65	5,88				
47	9.517	9704	10358	11379	187	841	1862	5688	25566	56626	0,52	2,25	4,81	0,09	0,33	0,57	0,14	0,63	1,40	0,29	1,28	2,85	0,58	2,60	5,75				
48	9.315	9498	10138	11138	183	823	1822	5567	25024	55426	0,51	2,20	4,71	0,09	0,33	0,55	0,14	0,62	1,37	0,28	1,26	2,79	0,57	2,54	5,63				
49	9.118	9297	9923	10901	179	805	1784	5449	24494	54251	0,50	2,16	4,61	0,09	0,32	0,54	0,13	0,61	1,34	0,27	1,23	2,73	0,55	2,49	5,51				
50	8.925	9100	9713	10670	175	788	1746	5334	23974	53101	0,49	2,11	4,51	0,09	0,31	0,53	0,13	0,59	1,31	0,27	1,20	2,67	0,54	2,44	5,39				

Tiempo Meses	Prod. Base (BPOD)	Producción Después línea de flujo alterna (BOPD)			Producción Incremental(BOPD)			Producción Incremental(BOPM)			Ingresos (MUSD)			Costos de Operación (MUSD)			Impuestos (MUSD)			Flujo de Caja Total (MUSD)			Flujo de Caja Acumulado (MUSD)			VPN (MUSD)	TIR (%)
		P90	P50	P10	P90	P50	P10	P90	P50	P10	P90	P50	P10	P90	P50	P10	P90	P50	P10	P90	P50	P10	P90	P50	P10		
51	8.735	8907	9507	10444	172	771	1709	5220	23466	51976	0,48	2,07	4,42	0,08	0,31	0,52	0,13	0,58	1,29	0,26	1,18	2,61	0,53	2,38	5,28	13,197	34,1%
52	8.550	8718	9305	10223	168	755	1673	5110	22969	50874	0,46	2,02	4,32	0,08	0,30	0,51	0,13	0,57	1,26	0,26	1,15	2,56	0,52	2,33	5,17		
53	8.369	8533	9108	10006	164	739	1637	5002	22482	49796	0,46	1,98	4,23	0,08	0,29	0,50	0,12	0,56	1,23	0,25	1,13	2,50	0,51	2,28	5,06		
54	8.192	8353	8915	9794	161	723	1602	4896	22005	48740	0,45	1,94	4,14	0,08	0,29	0,49	0,12	0,54	1,21	0,25	1,11	2,45	0,50	2,24	4,95		
55	8.018	8176	8726	9586	158	708	1568	4792	21539	47707	0,44	1,90	4,06	0,08	0,28	0,48	0,12	0,53	1,18	0,24	1,08	2,40	0,49	2,19	4,85		
56	7.848	8002	8541	9383	154	693	1535	4690	21082	46696	0,43	1,86	3,97	0,08	0,27	0,47	0,12	0,52	1,16	0,24	1,06	2,35	0,48	2,14	4,74		
57	7.682	7833	8360	9184	151	678	1503	4591	20635	45706	0,42	1,82	3,88	0,07	0,27	0,46	0,11	0,51	1,13	0,23	1,04	2,30	0,47	2,10	4,64		
58	7.519	7667	8183	8990	148	664	1471	4493	20198	44737	0,41	1,78	3,80	0,07	0,26	0,45	0,11	0,50	1,11	0,23	1,01	2,25	0,46	2,05	4,54		
59	7.359	7504	8009	8799	145	650	1440	4398	19770	43789	0,40	1,74	3,72	0,07	0,26	0,44	0,11	0,49	1,08	0,22	0,99	2,20	0,45	2,01	4,45		
60	7.203	7345	7840	8613	142	636	1409	4305	19351	42861	0,39	1,70	3,64	0,07	0,25	0,43	0,11	0,48	1,06	0,22	0,97	2,15	0,44	1,97	4,35		
61	7.051	7189	7673	8430	139	623	1379	4214	18941	41952	0,38	1,67	3,57	0,07	0,25	0,42	0,10	0,47	1,04	0,21	0,95	2,11	0,43	1,92	4,26		
62	6.901	7037	7511	8251	136	610	1350	4124	18539	41063	0,38	1,63	3,49	0,07	0,24	0,41	0,10	0,46	1,02	0,21	0,93	2,06	0,42	1,88	4,17		
63	6.755	6888	7352	8076	133	597	1321	4037	18146	40192	0,37	1,60	3,42	0,06	0,24	0,40	0,10	0,45	0,99	0,20	0,91	2,02	0,41	1,84	4,08		
64	6.612	6742	7196	7905	130	584	1293	3951	17762	39340	0,36	1,56	3,34	0,06	0,23	0,39	0,10	0,44	0,97	0,20	0,89	1,98	0,40	1,80	4,00		
65	6.472	6599	7043	7738	127	572	1266	3868	17385	38506	0,35	1,53	3,27	0,06	0,23	0,39	0,10	0,43	0,95	0,19	0,87	1,93	0,39	1,77	3,91		
66	6.335	6459	6894	7574	124	559	1239	3786	17017	37690	0,34	1,50	3,20	0,06	0,22	0,38	0,09	0,42	0,93	0,19	0,86	1,89	0,38	1,73	3,83		
67	6.200	6322	6748	7413	122	548	1213	3705	16656	36891	0,34	1,47	3,14	0,06	0,22	0,37	0,09	0,41	0,91	0,19	0,84	1,85	0,38	1,69	3,75		
68	6.069	6188	6605	7256	119	536	1187	3627	16303	36109	0,33	1,43	3,07	0,06	0,21	0,36	0,09	0,40	0,89	0,18	0,82	1,81	0,37	1,66	3,67		
69	5.940	6057	6465	7102	117	525	1162	3550	15957	35344	0,32	1,40	3,00	0,06	0,21	0,35	0,09	0,39	0,87	0,18	0,80	1,78	0,36	1,62	3,59		
70	5.814	5929	6328	6952	114	513	1137	3475	15619	34595	0,32	1,37	2,94	0,06	0,20	0,35	0,09	0,39	0,86	0,17	0,78	1,74	0,35	1,59	3,51		
71	5.691	5803	6194	6804	112	503	1113	3401	15288	33861	0,31	1,35	2,88	0,05	0,20	0,34	0,08	0,38	0,84	0,17	0,77	1,70	0,35	1,55	3,44		
72	5.570	5680	6062	6660	109	492	1090	3329	14964	33144	0,30	1,32	2,82	0,05	0,19	0,33	0,08	0,37	0,82	0,17	0,75	1,67	0,34	1,52	3,37		
73	5.452	5559	5934	6519	107	482	1067	3258	14647	32441	0,30	1,29	2,76	0,05	0,19	0,32	0,08	0,36	0,80	0,16	0,74	1,63	0,33	1,49	3,30		
74	5.337	5442	5808	6381	105	471	1044	3189	14336	31753	0,29	1,26	2,70	0,05	0,19	0,32	0,08	0,35	0,79	0,16	0,72	1,60	0,32	1,46	3,23		
75	5.224	5326	5685	6245	103	461	1022	3122	14032	31080	0,28	1,23	2,64	0,05	0,18	0,31	0,08	0,35	0,77	0,16	0,71	1,56	0,32	1,43	3,16		
76	5.113	5213	5564	6113	100	452	1000	3056	13735	30422	0,28	1,21	2,59	0,05	0,18	0,30	0,08	0,34	0,75	0,15	0,69	1,53	0,31	1,40	3,09		
77	5.005	5103	5446	5983	98	442	979	2991	13444	29777	0,27	1,18	2,53	0,05	0,17	0,30	0,07	0,33	0,74	0,15	0,68	1,50	0,30	1,37	3,02		
78	4.898	4995	5331	5857	96	433	958	2927	13159	29146	0,27	1,16	2,48	0,05	0,17	0,29	0,07	0,33	0,72	0,15	0,66	1,46	0,30	1,34	2,96		

Tiempo Meses	Prod. Base (BPOD)	Producción Después línea de flujo alterna (BOPD)			Producción Incremental(BOPD)			Producción Incremental(BOPM)			Ingresos (MUSD)			Costos de Operación (MUSD)			Impuestos (MUSD)			Flujo de Caja Total (MUSD)			Flujo de Caja Acumulado (MUSD)			VPN (MUSD)	TIR (%)		
		P90	P50	P10	P90	P50	P10	P90	P50	P10	P90	P50	P10	P90	P50	P10	P90	P50	P10	P90	P50	P10	P90	P50	P10				
79	4.795	4889	5218	5732	94	423	938	2865	12880	28528	0,26	1,13	2,42	0,05	0,17	0,29	0,07	0,32	0,71	0,14	0,65	1,43	0,29	1,31	2,90	13,197	34,1%		
80	4.693	4785	5107	5611	92	414	918	2805	12607	27923	0,26	1,11	2,37	0,04	0,16	0,28	0,07	0,31	0,69	0,14	0,63	1,40	0,28	1,28	2,84				
81	4.593	4684	4999	5492	90	406	899	2745	12340	27331	0,25	1,09	2,32	0,04	0,16	0,27	0,07	0,31	0,68	0,14	0,62	1,37	0,28	1,25	2,78				
82	4.496	4584	4893	5376	88	397	880	2687	12078	26752	0,24	1,06	2,27	0,04	0,16	0,27	0,07	0,30	0,66	0,14	0,61	1,34	0,27	1,23	2,72				
83	4.401	4487	4789	5262	86	389	861	2630	11822	26185	0,24	1,04	2,23	0,04	0,15	0,26	0,07	0,29	0,65	0,13	0,59	1,32	0,27	1,20	2,66				
84	4.308	4392	4688	5150	85	380	843	2574	11571	25630	0,23	1,02	2,18	0,04	0,15	0,26	0,06	0,29	0,63	0,13	0,58	1,29	0,26	1,18	2,60				
85	4.216	4299	4589	5041	83	372	825	2520	11326	25086	0,23	1,00	2,13	0,04	0,15	0,25	0,06	0,28	0,62	0,13	0,57	1,26	0,26	1,15	2,55				
86	4.127	4208	4491	4934	81	364	807	2466	11086	24555	0,22	0,98	2,09	0,04	0,14	0,25	0,06	0,27	0,61	0,12	0,56	1,23	0,25	1,13	2,49				
87	4.039	4119	4396	4830	79	357	790	2414	10851	24034	0,22	0,95	2,04	0,04	0,14	0,24	0,06	0,27	0,59	0,12	0,55	1,21	0,25	1,10	2,44				
88	3.954	4031	4303	4727	78	349	773	2363	10621	23525	0,22	0,93	2,00	0,04	0,14	0,24	0,06	0,26	0,58	0,12	0,53	1,18	0,24	1,08	2,39				
89	3.870	3946	4212	4627	76	342	757	2313	10396	23026	0,21	0,91	1,96	0,04	0,14	0,23	0,06	0,26	0,57	0,12	0,52	1,16	0,23	1,06	2,34				
90	3.788	3862	4122	4529	74	335	741	2264	10176	22538	0,21	0,90	1,92	0,04	0,13	0,23	0,06	0,25	0,56	0,11	0,51	1,13	0,23	1,03	2,29				
91	3.708	3780	4035	4433	73	327	725	2216	9960	22060	0,20	0,88	1,88	0,04	0,13	0,22	0,05	0,25	0,55	0,11	0,50	1,11	0,23	1,01	2,24				
92	3.629	3700	3950	4339	71	321	710	2169	9749	21593	0,20	0,86	1,84	0,03	0,13	0,22	0,05	0,24	0,53	0,11	0,49	1,09	0,22	0,99	2,19				
93	3.552	3622	3866	4247	70	314	695	2123	9542	21135	0,19	0,84	1,80	0,03	0,12	0,21	0,05	0,24	0,52	0,11	0,48	1,06	0,22	0,97	2,15				
94	3.477	3545	3784	4157	68	307	680	2078	9340	20687	0,19	0,82	1,76	0,03	0,12	0,21	0,05	0,23	0,51	0,10	0,47	1,04	0,21	0,95	2,10				
95	3.403	3470	3704	4069	67	301	666	2034	9142	20248	0,19	0,80	1,72	0,03	0,12	0,20	0,05	0,23	0,50	0,10	0,46	1,02	0,21	0,93	2,06				
96	3.331	3396	3625	3983	65	294	652	1991	8948	19819	0,18	0,79	1,68	0,03	0,12	0,20	0,05	0,22	0,49	0,10	0,45	1,00	0,20	0,91	2,01				
97	3.260	3324	3548	3898	64	288	638	1948	8758	19399	0,18	0,77	1,65	0,03	0,11	0,19	0,05	0,22	0,48	0,10	0,44	0,97	0,20	0,89	1,97				
98	3.191	3254	3473	3816	63	282	624	1907	8573	18988	0,17	0,75	1,61	0,03	0,11	0,19	0,05	0,21	0,47	0,10	0,43	0,95	0,19	0,87	1,93				
99	3.124	3185	3399	3735	61	276	611	1867	8391	18585	0,17	0,74	1,58	0,03	0,11	0,19	0,05	0,21	0,46	0,09	0,42	0,93	0,19	0,85	1,89				
100	3.057	3117	3327	3655	60	270	598	1827	8213	18191	0,17	0,72	1,55	0,03	0,11	0,18	0,05	0,20	0,45	0,09	0,41	0,91	0,19	0,83	1,85				
101	2.993	3051	3257	3578	59	264	585	1788	8039	17806	0,16	0,71	1,51	0,03	0,10	0,18	0,04	0,20	0,44	0,09	0,40	0,89	0,18	0,82	1,81				
102	2.929	2987	3188	3502	58	259	573	1751	7869	17428	0,16	0,69	1,48	0,03	0,10	0,17	0,04	0,19	0,43	0,09	0,40	0,88	0,18	0,80	1,77				
103	2.867	2923	3120	3428	56	253	561	1713	7702	17059	0,16	0,68	1,45	0,03	0,10	0,17	0,04	0,19	0,42	0,09	0,39	0,86	0,17	0,78	1,73				
104	2.806	2861	3054	3355	55	248	549	1677	7539	16697	0,15	0,66	1,42	0,03	0,10	0,17	0,04	0,19	0,41	0,08	0,38	0,84	0,17	0,77	1,70				
105	2.747	2801	2989	3284	54	243	537	1642	7379	16343	0,15	0,65	1,39	0,03	0,10	0,16	0,04	0,18	0,40	0,08	0,37	0,82	0,17	0,75	1,66				
106	2.689	2741	2926	3215	53	237	526	1607	7222	15997	0,15	0,64	1,36	0,03	0,09	0,16	0,04	0,18	0,40	0,08	0,36	0,80	0,16	0,73	1,63				

Tiempo Meses	Prod. Base (BPOD)	Producción Después línea de flujo alterna (BOPD)			Producción Incremental(BOPD)			Producción Incremental(BOPM)			Ingresos (MUSD)			Costos de Operación (MUSD)			Impuestos (MUSD)			Flujo de Caja Total (MUSD)			Flujo de Caja Acumulado (MUSD)			VPN (MUSD)	TIR (%)
		P90	P50	P10	P90	P50	P10	P90	P50	P10	P90	P50	P10	P90	P50	P10	P90	P50	P10	P90	P50	P10	P90	P50	P10		
107	2.632	2683	2864	3146	52	232	515	1573	7069	15658	0,14	0,62	1,33	0,03	0,09	0,16	0,04	0,17	0,39	0,08	0,36	0,79	0,16	0,72	1,59	13,197	34,1%
108	2.576	2626	2803	3080	51	227	504	1539	6919	15326	0,14	0,61	1,30	0,02	0,09	0,15	0,04	0,17	0,38	0,08	0,35	0,77	0,16	0,70	1,56		
109	2.521	2571	2744	3014	50	223	493	1507	6773	15001	0,14	0,60	1,28	0,02	0,09	0,15	0,04	0,17	0,37	0,08	0,34	0,75	0,15	0,69	1,52		
110	2.468	2516	2686	2951	48	218	483	1475	6629	14683	0,13	0,58	1,25	0,02	0,09	0,15	0,04	0,16	0,36	0,07	0,33	0,74	0,15	0,67	1,49		
111	2.415	2463	2629	2888	47	213	473	1444	6489	14372	0,13	0,57	1,22	0,02	0,08	0,14	0,04	0,16	0,36	0,07	0,33	0,72	0,15	0,66	1,46		
112	2.364	2411	2573	2827	46	209	462	1413	6351	14067	0,13	0,56	1,20	0,02	0,08	0,14	0,03	0,16	0,35	0,07	0,32	0,71	0,14	0,65	1,43		
113	2.314	2360	2519	2767	45	204	453	1383	6217	13769	0,13	0,55	1,17	0,02	0,08	0,14	0,03	0,15	0,34	0,07	0,31	0,69	0,14	0,63	1,40		
114	2.265	2310	2465	2708	45	200	443	1354	6085	13477	0,12	0,54	1,15	0,02	0,08	0,13	0,03	0,15	0,33	0,07	0,31	0,68	0,14	0,62	1,37		
115	2.217	2261	2413	2651	44	196	434	1325	5956	13192	0,12	0,52	1,12	0,02	0,08	0,13	0,03	0,15	0,33	0,07	0,30	0,66	0,13	0,61	1,34		
116	2.170	2213	2362	2595	43	192	425	1297	5830	12912	0,12	0,51	1,10	0,02	0,08	0,13	0,03	0,14	0,32	0,07	0,29	0,65	0,13	0,59	1,31		
117	2.124	2166	2312	2540	42	188	416	1269	5706	12638	0,12	0,50	1,07	0,02	0,07	0,13	0,03	0,14	0,31	0,06	0,29	0,64	0,13	0,58	1,28		
118	2.079	2120	2263	2486	41	184	407	1242	5585	12370	0,11	0,49	1,05	0,02	0,07	0,12	0,03	0,14	0,31	0,06	0,28	0,62	0,13	0,57	1,26		
119	2.035	2075	2215	2433	40	180	398	1216	5467	12108	0,11	0,48	1,03	0,02	0,07	0,12	0,03	0,14	0,30	0,06	0,27	0,61	0,12	0,56	1,23		
120	1.992	2031	2168	2381	39	176	390	1190	5351	11851	0,11	0,47	1,01	0,02	0,07	0,12	0,03	0,13	0,29	0,06	0,27	0,60	0,12	0,54	1,20		