

Estudio de Factibilidad Técnico Económica de la Eliminación de la Estación Sur y del Redireccionamiento de Fluidos a la Estación Centro, en un Campo de Crudo Pesado del Magdalena Medio que produce mediante Bombeo Mecánico.

Nelson Alonso Pinto Vargas

Trabajo de aplicación para optar por el título de Magíster en Ingeniería de Petróleos y Gas.

Directora

Olga Patricia Ortiz Cancino

Doctora en Ingeniería de Procesos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas Énfasis en Producción de Hidrocarburos

Bucaramanga

2024

### **Agradecimientos**

Gracias a Dios, por darme la confianza para fijarme esta meta y perseguirla hasta alcanzarla.

Gracias a mi Familia, por su ánimo y su apoyo para cumplir una consigna de vida y es finalizar que todo trabajo que se inicia se debe terminar y sobre todo hacerlo con la mejor disposición y actitud.

Gracias a mi Universidad y su grupo de profesores y profesionales de la Escuela de Petróleos, por la posibilidad de retornar a sus aulas a enriquecer mi conocimiento y avanzar en la formación académica.

**Contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción	14
1. Objetivos	17
1.1 Objetivo General	17
1.2 Objetivos Específicos	17
2. Condiciones Actuales de Diseño de Equipos en las Facilidades Existentes	18
2.1 Estación Sur	18
2.2 Pozos de Producción Sector Sur	19
2.3 Sistema de Líneas de Producción	19
2.4 Estación Centro	20
2.4.1 Equipos de Tratamiento de Crudo.	20
2.4.1.1 Múltiple de Entrada.	21
2.4.1.2 Separador de Agua Libre (FWKO-01).	21
2.4.1.3 Tratador Termo-Electrostático (TH-01/TH-02).	24
2.4.1.4 Tanque de Crudo Limpio.	26
2.4.1.5 Tanques de Crudo Sucio.	28
2.4.1.6 Bombas de Despacho.	28
2.4.2 Equipos Tratamiento de Agua Producida	29
2.4.2.1 Separador API.	30
2.4.2.2 Tanque Desnatador.	31
2.4.2.3 Celda de Flotación.	32

TECNICOECONÓMICA REDIRECCIONAMIENTO FLUIDOS	4
2.4.2.4 Filtros Cáscara de Nuez.	33
2.4.2.5 Bombas Booster de Inyección de Agua.	35
2.4.2.6 Bombas Principales de Inyección de Agua.	36
2.4.2.7 Pozos para Disposición de Agua.	36
3. Alternativas Redireccionamiento de Fluidos y Análisis Hidráulico	37
3.1. Comparativo Esquemático de Operación Actual y Futura.	37
3.2 Selección de Pozos Sector Sur para Redireccionamiento	38
3.3 Análisis Hidráulico de variables de pozos redireccionados Sector Sur	40
3.3.1 Propuestas de Opciones para Desvío de Fluidos por Redireccionamiento	41
3.3.1.1 Propuesta Opción Desvío 1.	42
3.3.1.2 Propuesta Opción Desvío 2.	44
3.3.2 Comportamiento de la Producción Diaria por redireccionamiento.	48
3.3.3 Comportamiento de Presiones en Cabeza de Pozo	50
3.4 Actividades Mecánicas	52
3.4.1 Cambio de Múltiple en Estación Sur.	52
3.4.2 Desvíos Rápidos Opción de Conexión Temporal.	54
3.4.3 Eliminación de Defectos en Líneas e Instalación de Soportaría en Líneas de Producción.	56
3.4.4 Cambio de Líneas de Gas de Anulares, Recuperación de Red	57
3.4.5 Patín de Medición para Liquidación de Crudo	57
3.5 Actividades Tratamiento Químico	58
3.6 Monitoreo de Corrosión en Líneas y Vasijas	58
3.7 Verificación de Permisos y Licencias Ambientales	59
4. Nuevas Condiciones de Operación	59

TECNICOECONÓMICA REDIRECCIONAMIENTO FLUIDOS	5
4.1 Nueva Filosofía de Operación para el Ingreso de Fluidos a la Estación Centro	60
4.1.1 Múltiple de Entrada	61
4.1.2 Actualización del Sistema de Combustión del FWKO-01	62
4.1.3 Filosofía de Operación de Tratador Térmico Electrostático TH -01/02	64
4.1.4 Tanque Desnatador	65
4.2 Plan de Contingencias Sistema Contra incendios	66
5. Factibilidad Económica	66
5.1 Análisis Costos Actuales VS Costos por Redireccionamiento	66
5.2 Análisis de Indicadores de Rentabilidad Ebitda y Margen Ebitda	70
5.2.1 Escenario Principal para Viabilidad Económica del Redireccionamiento	71
6. Conclusiones	75
7. Recomendaciones	76
Referencias Bibliográficas	78
Apéndices	80

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. <i>Características de Equipo de Separación de Agua Libre FWKO</i>	22
Tabla 2. <i>Quemadores Equipos Tratamiento térmicos</i>	23
Tabla 3. <i>Características de Equipo Tratador Térmicos ETH</i>	25
Tabla 4. <i>Características de los Tanques de Crudo limpio</i>	27
Tabla 5. <i>Características bombas de despacho</i>	27
Tabla 6. <i>Características tanques de Crudo Sucio</i>	28
Tabla 7. <i>Características de las Bombas de despacho</i>	29
Tabla 8. <i>Características Separador API</i>	30
Tabla 9. <i>Características Tanque Desnatador</i>	31
Tabla 10. <i>Características Celda de Flotación</i>	32
Tabla 11. <i>Características Filtros Cáscara Nuez</i>	34
Tabla 12. <i>Características Tanque de Agua Producida</i>	34
Tabla 13. <i>Características Bombas Booster de Inyección de Agua</i>	35
Tabla 14. <i>Características Bombas Multietapas de Inyección de Agua</i>	36
Tabla 15. <i>Pozos Seleccionados del Sector Sur</i>	39
Tabla 16. <i>Distribución Pozos productores Campo por la Línea de Principal # 1</i>	40
Tabla 17. <i>ANSI Accesorios</i>	48
Tabla 18. <i>Accesorios Requerido en Múltiple Producción Estacion Sur.</i>	52
Tabla 19. <i>Especificaciones de conexión de ramal en líneas de producción</i>	55
Tabla 20. <i>Comparación Costos actuales con costos por Redireccionamiento</i>	68

Tabla 21. *Resumen Análisis Ebitda y Margen Ebitda de la Operación del Activo por redireccionamiento* 71

Tabla 22. *Variación del Ebitda vs Costo de levantamiento anual.* 73

Tabla 23. *Desescalonamiento de costos Fijos* 73

Tabla 24. *Costos fijos VS Costos Variables* 74

**Lista de Figuras**

	<b>Pág.</b>
Figura 1. <i>Facilidades de Recolección y Tratamiento de la Estación Centro</i>	20
Figura 2. <i>Comparativo esquemático Operación actual VS Operación Futura.</i>	38
Figura 3. <i>Recorrido Propuesta Opción Desvío 1</i>	43
Figura 4. <i>Distribución Presiones en Cabeza pozos actualmente y Pozos Redireccionamiento</i>	44
Figura 5. <i>Recorrido Propuesta Opción Desvío 2.</i>	45
Figura 6. <i>Distribución Presión en Cabeza para las dos Propuestas 1 y 2</i>	47
Figura 7. <i>Comportamiento producción diaria pozos redireccionados según llegada la Estacion Sur o Centro</i>	49
Figura 8. <i>Comportamiento THP Pozos según Alternativas de llegada a la Estacion Centro</i>	51
Figura 9. <i>Válvulas de compuerta y Bridas clase 300</i>	53
Figura 10. <i>Conexión temporal de conexionado “Jumper”</i>	54
Figura 11. <i>Conexión Ramal Reforzado Integralmente</i>	56
Figura 12. <i>Diagrama Estación Centro con fluidos adicionales por Redireccionamiento</i>	61

**Lista de Apéndices**

	<b>Pág.</b>
Apéndice A. <i>Actividades Generales tipo técnico y presupuestal para Desescalonamiento.</i>	80

### Glosario

BFPD: Del inglés *Barrels of Fluid per Day*, Barriles de fluido por día

BOPD: Del inglés *Barrels of Oil per Day*, Barriles de crudo por día

BSW: Del inglés Basic Sediment and Water, Incluye agua libre, sedimento y emulsión; se mide

BWPD: Del inglés Barrels of Water per Day, Barriles de agua por día.

como porcentaje de volumen de flujo de producción

CAPEX: capital o valor de la inversión en proyectos, contracción del inglés “*capital expenditure*” son inversiones de capital que crean beneficios.

CHP: Presión en cabeza del revestimiento.

cSt: Centistoke, unidad estándar de viscosidad cinemática

EBITDA: es un indicador financiero, del inglés “*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization*”, y corresponde a los Beneficios Antes de intereses, Impuestos, Depreciación y Amortización, es una medida de rentabilidad operativa de una empresa.

GPM: galones por minuto, unidad de fluido volumétrico en referencia a la capacidad de las bombas.

Margen EBITDA: relación entre EBITDA y el total de ventas.

OPEX: costos operativos en proyectos, del inglés “*operational expenditures*”, es un costo permanente para el funcionamiento de un producto, negocio o sistema. Puede traducirse como gasto de funcionamiento, gastos operativos o gastos operacionales.

PPM: partes por millón.

FWKO: del término inglés “*Free Water Knock Out*”, separador que se utiliza principalmente para retirar agua libre

MPO: Máxima Presión de Operación.

Presión de diseño: es la presión máxima permitida calculada, siendo esta mayor que la presión máxima de operación.

Temperatura de Diseño: es la temperatura esperada en el ducto, bajo las condiciones de operación máxima extraordinaria y que puede ser igual o mayor a la temperatura de operación.

Temperatura de Operación: es la temperatura máxima de la tubería en condiciones normales de operación.

PVV: Válvula de Presión y Vacío

THP: Presión en cabeza de la tubería.

### Resumen

**Título:** Estudio de factibilidad técnico económica de la eliminación de la Estación Sur y del redireccionamiento de fluidos a la Estación Centro, en un campo de crudo pesado del Magdalena Medio que produce mediante bombeo mecánico\*.

**Autor:** Nelson Alonso Pinto Vargas\*\*

**Palabras claves:** Ebitda, hidráulica, integridad, presión, producción, redireccionamiento

#### Descripción:

Un Campo de Producción de crudo pesado en el Magdalena Medio, que produce por bombeo mecánico, tiene en operación la Estación Sur, que por el avanzado deterioro de los equipos y de las facilidades de tratamiento, está generando inconvenientes en el proceso de separación de crudo, agua y gas, afectando las especificaciones de crudo para venta y cumplimiento de parámetros de agua de disposición ante entes gubernamentales. Adicional a que los costos de operación y mantenimiento están impactando el costo del levantamiento del campo, se dificulta la inversión o mejoramiento. Esto conlleva a contemplar el redireccionamiento de los fluidos de los pozos del Sector Sur para ser tratados en la Estación Centro, la cual cuenta con mejores instalaciones de proceso y que puede manejar fluidos adicionales.

Se proponen una serie de actividades técnicas tales como: adecuaciones mecánicas y de facilidades de salida de la estación Sur, seleccionar los pozos productores por potencial de producción, analizar su impacto hidráulico al seleccionar la mejor alternativa de recorridos por líneas troncales de producción existentes y con sus modificaciones respectivas, cuantificar la disminución de producción de los pozos productores y aumento de THP en cabeza, así como queda la nueva filosofía de operación con los equipos de tratamiento para garantizar el proceso con el manejo de mayores volúmenes en la Estación Centro.

La evaluación económica comprende la realización de análisis de indicadores Ebitda y margen Ebitda, el beneficio de los costos y rentabilidad, lo cual permitirá tomar decisiones sobre la necesidad de eliminar la Estación Sur y determinar la viabilidad de redireccionar los pozos productores al utilizar las redes actuales de tubería y facilidades existentes a la Estación Centro y cómo con esta medida de redireccionamiento de fluidos se beneficiará la continuidad operativa y económica del Activo.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director: Olga Patricia Ortiz, Doctora en Ingeniería de Procesos.

**Abstract**

**Title:** Technical-economic feasibility study of the elimination of the South Station and the redirection of fluids to the Center Station, in a Middle Magdalena heavy crude oil field that produces through mechanical pumping\*.

Author: Nelson Alonso Pinto Vargas\*\*

**Key words:** Ebitda, hydraulic, integrity, pressure, production, redirection.

**Description:**

The Heavy Oil Production Field in the Middle Magdalena, which produces by mechanical pumping, has the South Station in operation, which due to the advanced deterioration of the equipment and treatment facilities, is generating problems in the separation process of crude oil, water and gas, affecting the specifications of crude oil for sale and compliance with water disposal parameters before government entities. In addition to the fact that the operation and maintenance costs are impacting the cost of the field's development, investment or improvement is made difficult. This leads to contemplating the redirection of fluids from the wells in the South Sector to be treated at the Central Station, which has better processing facilities and can handle additional fluids.

A series of technical activities are proposed, such as: mechanical adjustments and exit facilities for the South Station, selecting the producing wells based on production potential, analyzing their hydraulic impact by selecting the best alternative for routes along existing production trunk lines and with their respective modifications, quantifying the decrease in production from the producing wells and the increase in THP in the head, as well as the new operating philosophy with the treatment equipment to guarantee the process with the handling of greater volumes at the Central Station.

The economic evaluation includes the analysis of Ebitda indicators and Ebitda margin, the benefit of costs and profitability, which will allow decisions to be made on the need to eliminate the South Station and determine the viability of redirecting the producing wells by using the current pipeline networks and existing facilities to the Central Station and how this fluid redirection measure will benefit the operational and economic continuity of the Asset.

---

\* Degree thesis

\*\* Physical-Chemical Engineering Faculty. School of Petroleum Engineering. Director: Olga Patricia Ortiz, PhD in Process Engineering

## **Introducción**

El Campo de producción del Magdalena Medio es de crudo pesado y produce por bombeo mecánico, tiene en operación la Estación Sur, la cual no está cumpliendo con los requerimientos de seguridad de procesos por el avanzado deterioro de los equipos y de las facilidades de tratamiento y está generando inconvenientes en el proceso de separación de crudo, agua y gas, afectando las especificaciones de crudo para venta y cumplimiento de parámetros de agua de disposición ante entes gubernamentales, afectando los volúmenes de fluidos de los pozos productores que llegan a la Estación Sur, lo que genera consecuencias por la exposición insegura operativa, calidad de tratamiento y pérdidas económicas a la empresa, dado que no se tiene planes de expansión ni uso a futuro en el sector, debe contemplarse en un plan de desincorporación, lo que conlleva a plantear la opción de operar en una única Estación Centro todos los fluidos del Campo de producción.

Inicialmente se describen brevemente los equipos existentes en la Estación Sur, los pozos del Sector Sur y las líneas existentes de producción. En mayor profundidad se describen todos los equipos y las condiciones de diseño de los equipos de la facilidad Estación Centro con el fin de posibilitar el manejo de las nuevas condiciones de flujo, debido al redireccionamiento de fluidos para el proceso de deshidratación de crudo y manejo del agua de producción en la Operación del Estación Centro.

Para redireccionar los fluidos del Sector Sur hacia la Estación Centro, se identifica en Campo la condición actual de flujo por las líneas de producción existentes, el estado de las conexiones en múltiples de producción y se evalúan las alternativas de recorridos por interconexión de líneas de producción.

Se seleccionan los pozos productores, se realiza corrida hidráulica para considerar las dos alternativas u Opciones de desvío y así definir como impacta en barriles netos la producción al llegar a la Estación Centro al igual que los rangos de distribución de pozos por aumento de presión en cabeza. Adicionalmente, se identifican las obras y modificaciones mecánicas que se necesitan realizar en Campo hasta llegar a la facilidad existente Centro para garantizar el recibo y manejo de los fluidos adicionales.

Con los aspectos técnicos más relevantes de la información analizada, se revisa las nuevas condiciones de la Operación de los principales equipos de los dos trenes de tratamiento de crudo y agua que requieren tener consideraciones para la operación con el recibo de fluidos adicionales en la Estación Centro, identificando las nuevas variables y ventanas de operación segura y los equipos críticos para las nuevas condiciones de trabajo y ajustar a la nueva filosofía de operación.

Por lo tanto, con la realización de este trabajo de aplicación, se determina que las facilidades de tratamiento en la Estación Centro tienen la suficiente capacidad nominal y operativa para tratar fluidos adicionales provenientes de la Estación Sur, queda centralizada y se mejora la filosofía de operación.

Con el análisis hidráulico realizado, se determina que las líneas de producción y conexiones contempladas en la propuesta Opción de Desvío 2 es la más favorable por la agrupación de pozos según rangos de presión, facilita los trabajos mecánicos en facilidades y manifolds. Se tiene una disminución de producción de los 19 pozos del sector Sur al ser direccionados a la Estación Centro de equivalente a un 9.3 % del total de 119 BOPD producidos.

La evaluación económica es realizada a través de los indicadores financieros de Ebitda y margen Ebitda por el estudio de análisis de costos Costos fijos y variables para comprobar la rentabilidad del activo, esta evaluación financiera incluye todas las líneas presupuestales que

componen el funcionamiento del activo que, al ser positivas, permite tomar la decisión de eliminar la Estación Sur.

Adicional se hace la verificación del beneficio monetario obtenido por los costos de trabajos mecánicos y adecuación en campo en líneas y facilidades para el redireccionamiento de fluidos comparado respecto a los costos fijos de Operación y Mantenimiento de la Estación Sur.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo General**

Realizar un estudio de factibilidad técnico-económica de la eliminación de la Estación Sur y del redireccionamiento de fluidos a la Estación Centro, en un campo de crudo pesado del Magdalena Medio que produce mediante bombeo mecánico.

### **1.2 Objetivos Específicos**

Determinar las condiciones de diseño de los equipos de la facilidad existente Centro con el fin de posibilitar el manejo de las nuevas condiciones de flujo debido al redireccionamiento de pozos de la Estación Sur.

Proponer las obras y modificaciones necesarias que se requieran implementar en la facilidad existente Centro y el Campo para garantizar el recibo y manejo de los fluidos adicionales.

Definir las nuevas condiciones de operación de la Facilidad existente Centro para el manejo de volúmenes adicionales.

Determinar la factibilidad económica mediante análisis de costos y rentabilidad de la desviación de fluidos a la Estación Centro para definir la viabilidad de su implementación.

## **2. Condiciones Actuales de Diseño de Equipos en las Facilidades Existentes**

A continuación, se describen brevemente los equipos existentes en la Estación Sur, los pozos del Sector Sur y las líneas existentes de producción. En mayor profundidad se describen todos los equipos que hacen parte del proceso de deshidratación de crudo y manejo del agua de producción en la Operaciones de proceso para la Estación Centro.

### **2.1 Estación Sur**

La Estación Sur se ubica en la parte inferior del Campo de Producción, donde llegan los arreglos de líneas de producción de diámetros de 4” y 12”. La producción que se recibe de los pozos del sector es tratada para separar el fluido en crudo, agua y gas, hasta obtener crudo en especificaciones que posteriormente se bombea hacia la Estación de Fiscalización. El agua residual resultante del proceso se trata en la misma Estación y se inyecta en los pozos de disposición o vertimiento el agua de producción de este Sector del Campo. La estación posee en general los siguientes equipos para el tren de separación, tratamiento y deshidratación:

- Múltiple de Entrada de fluidos.
- Separador de Agua Libre (FWKO).
- Dos tratadores Termo-Electrostáticos.
- Tanques de almacenamiento de Crudo limpio y sucio.
- Separador API.

Para el tren de tratamiento del agua de disposición:

- Celda de Flotación.
- Filtros de Cáscara de Nuez.
- Bombas y pozo de disposición de agua residual.

La operación de la Estación Sur no está cumpliendo con los requerimientos de seguridad de procesos por el avanzado deterioro de los equipos y facilidades de tratamiento, en caso dado cuando no se tiene planes de expansión ni uso a futuro, puede contemplarse a su debido momento un plan de desincorporación.

## **2.2 Pozos de Producción Sector Sur**

Existen aproximadamente 32 pozos con diferentes sistemas de levantamiento como Bombas de cavidades progresivas (PCP) y Bombeo mecánico, con un potencial aproximado de 3.653 BLS de fluido total y un corte de agua del 90 %, se requiere seleccionar un número de pozos con los mejores pronósticos de producción y con el menor impacto operativo y económico para que sus fluidos fueran tratados en la Estación Centro.

## **2.3 Sistema de Líneas de Producción**

La Estación Sur se comunica en una distancia de aproximadamente 4,2 km a la Estación Centro; existe una Línea Principal de producción #1, de diámetro de 12” la cual recoge los fluidos aportados por los pozos del Sector Sur, Centro y Norte. Se plantea redireccionar los fluidos por troncales existentes de Campo que llegan a la Línea Principal de Producción # 1, dado que este es el colector Principal que atraviesa el Campo, conectando la Estación Sur con la Estación Centro.

Para lo anterior se debe realizar la inspección de integridad a las líneas de producción que se contemplen a utilizar para redireccionar los fluidos, hacer reparaciones mecánicas según resultados de la inspección de integridad, generar cambio de la tubería del cruce de río, alineamiento de válvulas e instalación de sistemas de aislamiento seguro en la Estación Sur.

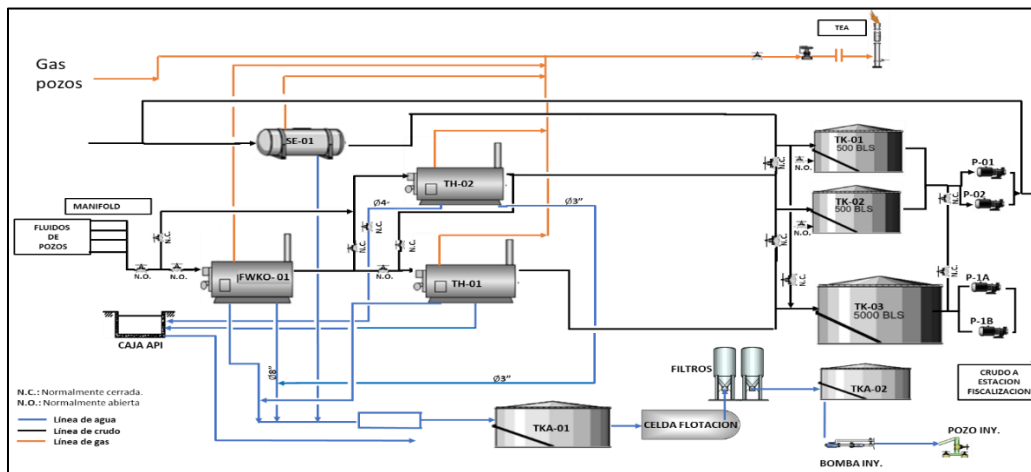
Las modificaciones planteadas, contemplan la utilización de derechos de vía existentes; ya que no es necesario el tendido de trayectos adicionales con tubería nueva, todo debe estar enmarcado dentro del plan de manejo ambiental vigente.

## 2.4 Estación Centro

A la Estación Centro llegan la mayoría de los fluidos de los Sectores Centro y Norte, y se procesan en cada uno de los trenes de tratamientos para el crudo, el agua de producción; en cuanto al gas producido y recolectado en la Estación, es usado como combustible para los equipos de tratamiento. En la Figura 1, se ilustra un esquema general de la Estación Centro con sus respectivos equipos por cada sistema, diámetro de líneas de cada sistema y condición actual de las válvulas de corte. A continuación, se describen los equipos por cada sistema de tratamiento con sus características principales de funcionamiento, ventas operativas y capacidades actuales para poder determinar capacidad final del recibo y manejo de fluidos adicionales.

**Figura 1.**

*Facilidades de Recolección y Tratamiento de la Estación Centro*



*Nota:* Adaptado de esquema Facultad de Producción Campo Petróleo, Campo Petróleo, Ecopetrol, 2024.

### 2.4.1 Equipos de Tratamiento de Crudo.

Los equipos para el proceso de tratamiento de crudo son principalmente: el FWKO y los tratadores térmicos, al igual que los demás equipos que participan, se resumen a continuación con sus características principales de diseño y operación.

**2.4.1.1 Múltiple de Entrada.** Los fluidos de producción crudo, agua y gas correspondientes a los pozos de los sectores Norte y Centro del Campo llegan por varias líneas de producción, incluida la línea Principal de producción #1, todas convergen en el Múltiple de Entrada, que está conformado por un cabezal de 12", posee 16 válvulas ANSI 150, de aquí se dirigen los fluidos al Separador de Agua Libre (FWKO- 01), otra parte de fluido va para el Separador o Caja API.

**2.4.1.2 Separador de Agua Libre (FWKO-01).** Los fluidos de la producción general se direccionan al Separador de Agua Libre (FWKO-01), que es un separador horizontal trifásico, el cual posee un sistema de calentamiento, cuya función principal es remover el agua no emulsionada hasta en un 30%. La línea de entrada de fluido cuenta con indicación local de presión y una válvula de corte que se cierra debido a alta presión en el recipiente o baja presión del aire de instrumentos.

La mezcla cruda/agua entra al recipiente por el extremo donde están instalados los tubos de fuego para que esté en contacto con la zona más caliente de los mismos y se presente separación de emulsiones de aceite y agua. Esto significa que, debido a la diferencia de densidades, el agua y el crudo se van separando a medida que fluyen hacia el otro extremo del FWKO, (Holmes et al, 2016, p 2), en donde el agua sale por el fondo y el crudo rebosa a una caja colectora.

El separador de agua libre FWKO-01 tiene una capacidad de circulación de crudo de 9.000 BOPD con un contenido de crudo de BSW de entrada de 90% y de BSW de salida de 2 - 35%. Maneja una temperatura de entrada de 180 - 250 ° F y una gravedad API del crudo entre 13,1 y 12,5 (en promedio). El manejo de la viscosidad está entre los siguientes rangos; 18.297 cSt a 80° F; 3.960 cSt a 100 ° F; 1.155 cSt a 122 ° F; 57 cSt a 210 ° F. En consecuencia dado que, algunos Campos maduros de crudos pesados con el tiempo van incrementando el corte de agua del fluido y al presentar altas viscosidades, se crean fuertes emulsiones, su tratamiento requiere mayores

dosis de desmenuzante y que los equipos de tratamiento alcancen mayores temperaturas de operación, para así evitar alteraciones en interfases de los equipos que afecten la producción, (Sellman & Mandewalkar, 2016, p 1). El equipo FWKO-01, que opera de manera automatizada, está compuesto por los siguientes lazos de protección:

- Lazo de control de temperatura,
- Lazo de control de nivel,
- Lazo de control de entrada de gas combustible,
- Lazo de control de agua de salida,
- Lazo de control de crudo de entrada y salida,
- Lazo de encendido de los quemadores,
- Válvula de autorregulación de gas combustible, válvulas de entrada de crudo y By Pass,

los cuales le permiten al separador operar en forma segura. Del FWKO-01 salen 3 corrientes: gas hacia el sistema de gas combustible, agua libre hacia el separador API y crudo con un BSW entre 2 y 30% hacia los Tratadores Termo-Electrostáticos TH-01 y TH-02. La Tabla 1, resume las características principales del Equipo FWKO-01, se resalta que por la capacidad de manejo de fluidos diariamente, está en condiciones de recibir fluidos adicionales, dada la producción actual de Campo que está en el orden de los 20.000 BFPD.

**Tabla 1.**

*Características de Equipo de Separación de Agua Libre FWKO*

Característica	FWKO-01
Año de Fabricación	1982
Marca	Engelman General
Serie	V-8616

<b>Característica</b>	<b>FWKO-01</b>
Tipo de Tanque	Horizontal
Diámetro	12 ft
Longitud (SS)	70 ft
Condiciones de Diseño	125 psig / 300 °F
Condiciones de Operación	45 psig / 180 – 230 °F
Capacidad	30.000 BFD / 90 % BSW
GOR	100 SCFD / BOPD
Presión de Diseño	60 psig
Presión de operación	55 psig
Temperatura de Diseño	280 ° F
Temperatura de operación	250 ° F

*Nota:* Adaptado de Manual de Operación y Mantenimiento, Versión 0 (p, 23), Campo Petróleo, Ecopetrol, 2018.

La corriente de agua producida que proviene del FWKO posee un sistema de calentamiento por quemadores, para remover el agua no emulsionada. Las especificaciones de los quemadores de los equipos de tratamiento se describen en la Tabla 2.

**Tabla 2.**

*Quemadores Equipos Tratamiento térmicos*

<b>Quemadores Equipos Tratamiento</b>
Tipo Combustible: Crudo o Gas
Diámetro Exterior tubo de fuego (pulgadas): 36"
Longitud Exterior tubo de fuego (pies): 37'
Arco Superficial (Pies <sup>2</sup> ):1.412
Capacidad Calórica (MM BTU/hr): 8,4
Presión Combustible (Crudo) (psi) (Catálogo/Campo): 70-85 (190°F) / 80-85 (235°F)

---

**Quemadores Equipos Tratamiento**

---

Presión Combustible (Gas) (pulgadas WC): 2,2

Presión Atomización (psi): 25-30 (Campo)

Flujo aire Atomización (SCFM): 4

Consumo Combustible (Crudo/Gas) (Gal/hr / CFH): 55 / 8.400

Aire Principal (CFH): 105.000

Dimensión Llama (Diam x Long): 3,5' x 12'

Rata Combustible (BTU/Gal Crudo): 145.000

Presión Boquilla (psi) (fuego bajo/alto): 14/28

Potencia: 8 KW

Tensión: 24-480v

Fases: 3

---

*Nota:* Adaptado de Manual de Mantenimiento, Tomo 2, (p, 104), Campo Petróleo, Ecopetrol, 2018

**2.4.1.3 Tratador Termo-Electrostático (TH-01/TH-02).** El Tratador Termo-Electrostático es un recipiente que está dividido en dos secciones bien definidas, una de calentamiento provista de un tubo de fuego y una electrostática provista de dos rejillas para campo electromagnético.

En la sección de calentamiento se separa el agua libre que pudo haber quedado después del tratamiento en el FWKO-01. En la sección electrostática se induce la coalescencia y precipitación de las gotas de agua presente en la emulsión por medio de un campo electromagnético.

Así, los métodos mecánicos y térmicos convencionales han demostrado su eficacia en la reducción de la viscosidad y la separación eficiente (Ismail et al, 2020, p 1). El aceite recuperado es recirculado al sistema de tratamiento de crudo mientras que el agua es enviada a la siguiente etapa del proceso de tratamiento. El líquido proveniente de las diferentes fuentes entra a la caja colectora desde donde se distribuye a través de baffles para forzar el flujo descendente y que de

esta manera el aceite se decante en los canales colectores. Estos canales descargan a una caja de recobro de aceite desde donde es bombeado de regreso hacia el sistema de recolección y tratamiento de fluidos entrando al tanque desnatador se proveen largos tiempos de residencia para permitir que ocurra separación por coalescencia.

El tratador Electrostático tiene una capacidad de circulación de crudo de 8.250 BFPD con un contenido de crudo tratado de BSW hasta de 0,3 - 0,5 % antes de enviar a tanques de crudo limpio para venta. Maneja una temperatura de crudo de entrada de 130 - 180 ° F y una gravedad del crudo API entre el 13,1 y el 12,5 (en promedio). Respecto a la viscosidad está entre los siguientes rangos; 18.297 cSt a 80° °F; 3.960 cSt a 100 ° F; 1.155 cSt a 122 ° F; 57 cSt a 210 ° F.

El equipo posee los siguientes lazos de protección: lazo de control de temperatura, lazo de control de nivel, lazo de control de entrada de gas combustible, lazo de control de agua de salida, lazo de control de crudo de entrada y salida, lazo de encendido de los quemadores, válvula de autorregulación de gas combustible, válvulas de entrada de crudo y By Pass, quemadores de gas, transformador, regulador de aire instrumentos, registrador de presión los cuales les permite al tratador operar en forma segura.

Las características del equipo Tratador Electrostático se resumen en la Tabla 3, con los volúmenes actuales, por su capacidad está en condiciones de recibir fluidos adicionales.

**Tabla 3.**

*Características de Equipo Tratador Térmicos ETH*

<b>Característica</b>	<b>ETH</b>
Año de Fabricación	1992
Marca	Engelman General
Serie	No tiene información

Característica	ETH
Tipo de Tanque	Horizontal
Diámetro	12 ft
Longitud (SS)	70 ft
Condiciones de Diseño	125 psig / 300 °F
Condiciones de Operación	45 psig / 180 – 230 °F
Capacidad	30.000 BFD / 90 % BSW
GOR	100 SCFD / BOPD
Presión de Diseño	70 psig
Presión de Operación	50 psig
Temperatura de Diseño	280 ° F
Temperatura de Operación	230-250 °F

*Nota:* Adaptado de Manual de Operación y Mantenimiento, Versión 0 (p, 43), Campo Petróleo, Ecopetrol, 2018

Del tratador Termo-Electrostático salen 3 corrientes: gas hacia el sistema de gas combustible; agua libre hacia el separador API y crudo con un BSW máximo de 0.5% y que posteriormente va hacia los tanques de crudo limpio; la tercera corriente que sale del FWKO va hacia la tanquilla del API donde se recogen los drenajes de todo el sistema tratamiento de fluidos y los alivios de los separadores y tratadores.

**2.4.1.4 Tanque de Crudo Limpio.** En el Tanque de Crudo Limpio TK-03 se recibe el crudo tratado que proviene de los tratadores Electrostático TH-01/02, funciona como un tanque de almacenamiento temporal de producción diaria, para ser bombeada a la estación de fiscalización y posterior bombeo por Oleoducto para venta. La Tabla 4, muestra sus características principales.

**Tabla 4.***Características de los Tanques de Crudo limpio*

Característica		TK -03 Crudo Limpio
Tipo		Techo Fijo
Diámetro	30 ft	
Altura	30 ft	
Condiciones de Diseño	Atm / 230 °F	
Capacidad	5.000 Bls	

*Nota:* Adaptado de Manual de Operación y Mantenimiento, Versión 0 (p, 45), Campo Petróleo, Ecopetrol, 2018

El tanque de crudo limpio tiene instalado un indicador transmisor de presión en la descarga de las bombas de despacho con su respectiva alarma para que en caso de incrementarse la presión se apague. En el cabezal de succión de las bombas se tiene un filtro tipo canasta para garantizar que el fluido se encuentra libre de sólidos que pueden deteriorar el interior de la bomba. Adicionalmente, en la descarga de cada una de ellas tiene instalado un indicador transmisor de presión y un indicador transmisor de temperatura con sus respectivas alarmas.

En la Tabla 5, se presentan las características de las dos bombas de despacho desde el tanque de crudo limpio y en especificación a la estación de Fiscalización.

**Tabla 5.***Características bombas de despacho*

Característica	P-A	P-B
Tipo	Desplazamiento Positivo	Centrífuga
Presión de Descarga	150 psig	150 psig
Potencia	20 HP	20 HP
Capacidad	3.770 BOPD @ 150 °F	3.770 BOPD @ 150 °F

*Nota:* Adaptado de Manual de Operación y Mantenimiento, Versión 0 (p, 46), Campo Petróleo, Ecopetrol, 2018

**2.4.1.5 Tanques de Crudo Sucio.** A estos tanques de crudo sucio llega el crudo proveniente del separador de natas, el aceite recuperado en el Separador API y los fluidos de producción provenientes del bypass general. El contenido de los tanques es recirculado al tren de la producción actual por medio de las Bombas de crudo sin tratar. En la Tabla 6, se muestran las características de los dos tanques de crudo sucio.

**Tabla 6.**

*Características tanques de Crudo Sucio*

Característica	TK-01-02
Tipo	Techo Fijo
Diámetro	10 ft
Altura	36 ft
Condiciones de Diseño	Atm / 230 °F
Capacidad	500 Bls

*Nota:* Adaptado de Manual de Operación y Mantenimiento, Versión 0 (p, 45), Campo Petróleo, Ecopetrol, 2018.

Los tanques cuentan con indicación de nivel y una válvula de presión y vacío. Tienen instalado un manómetro en la succión y otro en la descarga para enviar el fluido a retratamiento, adicionalmente, tienen instalado un indicador transmisor de presión en la descarga de las bombas con su respectiva alarma para que en caso de incrementarse la presión se apague.

**2.4.1.6 Bombas de Despacho.** Existen dos bombas de desplazamiento positivo que realizan el trabajo de bombear la producción del tanque de crudo limpio hacia la estación de bombeo para fiscalización. En la Tabla 7, se muestran las características de las bombas de despacho.

**Tabla 7.***Características de las Bombas de despacho*

Característica	P-1A/1B
Tipo	Desplazamiento Positivo
Presión de Descarga	240 psig
Potencia	75 HP
Capacidad	9.180 BOPD @ 150 °F

*Nota:* Adaptado de Manual de Operación y Mantenimiento, Versión 0 (p, 45), Campo Petróleo, Ecopetrol, 2018

**2.4.2 Equipos Tratamiento de Agua Producida**

El agua separada del crudo en el sistema de Recolección y Tratamiento de Fluidos es procesada en el sistema de Tratamiento de Agua Producida para entregarla en condiciones aptas para su disposición en pozos. La mayoría de las facilidades de dicho sistema se encuentran dentro del Estación Centro, únicamente los pozos de disposición y sus líneas asociadas se encuentran afuera de la estación. El proceso se realiza por etapas en las que progresivamente se obtiene agua con menores contenidos de aceite y sólidos suspendidos. Todas las corrientes de fluidos para procesar llegan al Separador API, en donde por efecto de la diferencia de densidades y la baja velocidad de los fluidos se separan el agua y el aceite. El agua es bombeada al Tanque Desnatador TKA-0, donde se proveen largos tiempos de residencia para permitir que ocurra separación por coalescencia y gravedad. A continuación, se envía el agua a la Celda de Flotación donde se remueven partículas de aceite aún más pequeñas debido a pequeñas burbujas de gas que aumentan la diferencia de densidades. En el paso final del proceso, se pasa el agua por un lecho filtrante de cáscara de nuez GC- A/B para remover las gotas de crudo más pequeñas y de esta manera lograr las especificaciones requeridas para la disposición del agua. El agua tratada es enviada al Tanque

de Agua Producida Filtrada TKA-01 donde se almacena hasta que se programa su inyección en los pozos de disposición. El sistema de inyección está compuesto por tres Bombas Booster de Inyección de Agua Producida y dos Bombas Principales de Inyección de Agua Producida que realizan la disposición del agua en los pozos.

**2.4.2.1 Separador API.** El separador API es una piscina rectangular hecha en concreto, donde se recogen los drenajes de todo el sistema tratamiento de fluidos y los alivios de los separadores y tratadores. En esta piscina se hace una separación primaria del agua y del aceite. El aceite recuperado es recirculado al sistema de tratamiento de crudo mientras que el agua es enviada a la siguiente etapa del proceso de tratamiento. El líquido proveniente de las diferentes fuentes entra a la caja colectora desde donde se distribuye a través de baffles para forzar el flujo descendente y que de esta manera el aceite se decante en los canales colectores. Estos canales descargan a una caja de recobro de aceite desde donde es bombeado de regreso hacia el sistema de Recolección y Tratamiento de Fluidos. En la caja colectora se cuenta con un indicador del líquido proveniente de las diferentes secciones del equipo que ingresan a la caja, donde el transmisor de nivel con señales de alarma por bajo, bajo-bajo, alto y alto-alto nivel, prenderán o apagarán las bombas de crudo recuperado. El agua fluye a una tanquilla y de allí es bombeada al Tanque Desnatador. En la Tabla 8, se presentan las dimensiones y capacidad del Separador API.

**Tabla 8.**

*Características Separador API*

Característica	BA
Longitud x Ancho x Alto	84.3 x 6.9 x 6.9 ft
Altura Caja de Crudo	7.9 ft
Capacidad	22.500 BFPD

*Nota:* Adaptado de Manual de Operación y Mantenimiento, Versión 0 (p, 49), Campo Petróleo, Ecopetrol, 2018

**2.4.2.2 Tanque Desnatador.** En el Tanque Desnatador TKA-01 se proveen largos tiempos de residencia para permitir que ocurra separación por coalescencia y gravedad. Las gotas de aceite al ser más livianas que el agua flotan hacia la superficie, entre más grande la gota, más rápido asciende a la zona de coalescencia, donde el crudo es desnatado. En la Tabla 9, se resumen las características del Tanque desnatador.

El nivel del tanque es manejado por una válvula de control, que regula el flujo de salida de agua hacia la Celda de Flotación. Existe una válvula auto-regulada que controla el flujo de gas de cobertura al tanque para evitar el contacto del agua con el aire y de esta manera impedir la oxidación y posterior precipitación de minerales disueltos.

**Tabla 9.**

*Características Tanque Desnatador*

Característica	TKA-01
Tipo	Techo Fijo
Diámetro	35 ft
Altura	30 ft
Condiciones de Diseño	Atm / 230 °F
Capacidad	5.000 Bls

*Nota:* Adaptado de Manual de Operación y Mantenimiento, Versión 0 (p, 49), Campo Petróleo, Ecopetrol, 2018

Una válvula de presión y vacío ajustada a 0.7 in WC y -0.7 in WC protege el tanque de condiciones de sobrepresión o vacío.

**2.4.2.3 Celda de Flotación.** La Celda de Flotación TK-F1 es una unidad completamente automatizada en la cual un flujo de gas es inducido por el rotor, proporcionando burbujeo y mezclado intensos que garantizan óptimo contacto entre las gotas de aceite y las burbujas de aire. Esta condición aumenta la diferencia de densidades haciendo posible la remoción de gotas de aceite más pequeñas en un menor tiempo de residencia.

Las gotas de aceite al ser más livianas que el agua flotan hacia la superficie, entre más grande la gota, más rápido asciende a la zona de coalescencia, donde el crudo es desnatado para pasar luego hacia la celda de flotación donde se remueven partículas de aceite aún más pequeñas debido a pequeñas burbujas de gas que aumentan la diferencia de densidades; la salida de agua de la celda pasa hacia las bombas de transferencia, las cuales alimentan los filtros de cáscara de nuez para remover las gotas de crudo más pequeñas y de esta manera lograr las especificaciones requeridas para la disposición del agua y finalmente el agua será dirigida hacia almacenamiento en el tanque de agua filtrada donde se almacena hasta que se programa su inyección en los pozos de disposición producida para alimentar el sistema de inyección de agua a pozos. Las natas provenientes del tanque desnatador y los condensados van acumulando natas y se envían por medio de las bombas hacia el tratador de crudo fuera de especificaciones o al API para su tratamiento. En la Tabla 10, se muestran las características de la Celda de Flotación.

**Tabla 10.**

*Características Celda de Flotación*

Característica	TK-F1
Longitud x Ancho x Alto	35 x 8 x 4 ft
Volumen	194 Bls
Capacidad	25.000 BWPD

*Nota:* Adaptado de Manual de Operación y Mantenimiento, Versión 0 (p,50), Campo Petróleo, Ecopetrol, 2018

El agua tratada en la celda de flotación es enviada al sistema de filtración a través de las bombas de alimentación de los filtros de cáscara de nuez, las cuales tienen su succión conectada directamente a la salida de agua de la celda. Los lodos removidos en la celda de flotación son enviados al sistema de manejo de sólidos para su posterior retiro al área de tratamiento de residuos del Campo para disposición final.

El flujo de entrada de agua a la celda es regulado por la válvula de control descrita en el numeral anterior. La presión de la celda se mantiene por una válvula auto-regulada que suministra el gas de cobertura. Para el control de nivel se contará con un indicador transmisor de nivel que envía su señal procesada a la válvula de control, la cual regula el flujo a la descarga de las bombas de alimentación de los filtros de cáscara de nuez. Para proteger la celda de condiciones de sobrepresión o vacío se contará con una válvula de presión y vacío (PVV) ajustada a 1 in WC y -0,87 in WC.

**2.4.2.4 Filtros Cáscara de Nuez.** El último paso del proceso de tratamiento es la filtración del agua en un lecho de cáscara de nuez para remover las partículas de aceite y sólidos suspendidos más pequeñas y de esta manera alcanzar las especificaciones para disposición en pozo. Periódicamente, cuando se alcanza cierta presión diferencial entre la entrada y la salida de los filtros, estos son sometidos a un proceso de retro-lavado para remover las impurezas atrapadas en el lecho y son enviados al sistema de tratamiento de sólidos. En la operación de los filtros, el retro-lavado es totalmente automatizado. La Tabla 11, resume las características de los filtros de Cáscara de nuez.

**Tabla 11.***Características Filtros Cáscara Nuez*

<b>Característica</b>	<b>GC-01/02</b>
Diámetro	35 x 8 x 4 ft
Altura	194 ft
Condiciones de Operación	60 psig / 110 – 150 °F
Capacidad	25.000 BWPD

*Nota:* Adaptado de Manual de Operación y Mantenimiento, Versión 0 (p, 51), Campo Petróleo, Ecopetrol, 2018

Lo filtros de cáscara, poseen bombas de alimentación tipo Centrífuga con motores de 20HP con capacidad de 20.000 BWPD, de igual manera posee las bombas para realizar los Retro lavados. El agua tratada es enviada al Tanque de Agua Producida Filtrada TKA-01, cuya función principal es proveer cabeza de succión a las bombas booster que alimentan las bombas principales.

El nivel del tanque es controlado por medio de dos indicadores transmisores de nivel que envían su señal procesada a los variadores de los motores de las Bombas Principales de Inyección de Agua, la presión del tanque se mantiene por una válvula auto-regulada que suministra el gas de cobertura. Para proteger el tanque de condiciones de sobrepresión o vacío se contará con una válvula de presión y vacío (PVV) ajustada a 2,2 in WC y -0,7 in WC. En la Tabla 12, se describen las características del Tanque de agua producida.

**Tabla 12.***Características Tanque de Agua Producida*

<b>Característica</b>	<b>TKA-01</b>
Tipo	Techo Fijo
Diámetro	35 ft

Característica	TKA-01
Altura	30 ft
Condiciones de Diseño	Atm / 230 °F
Capacidad	5.000 Bls

*Nota:* Adaptado de Manual de Operación y Mantenimiento, Versión 0 (p, 52), Campo Petróleo, Ecopetrol, 2018

**2.4.2.5 Bombas Booster de Inyección de Agua.** La principal función de las bombas booster es proporcionar la cabeza de succión a las bombas principales. Para el desarrollo cuenta con 3 bombas en paralelo que toman el agua del tanque TKA-01 y la envían al cabezal de succión de las bombas principales manteniendo una presión mínima de 30 psig.

Dependiendo del caudal requerido el operador decidirá cuantas bombas debe mantener en operación. En caso de alcanzar una condición de no flujo, se activarán los interruptores instalados en la succión de cada una de las bombas y se enviará un interbloqueo de apagado a las mismas. Para proteger el cabezal de descarga de presiones superiores a las especificadas, tiene una válvula de alivio ajustada a 70 psig. En la Tabla 13, se muestran las características de las bombas de alimentación o refuerzo para inyección de agua conocidas como booster.

**Tabla 13.**

*Características Bombas Booster de Inyección de Agua*

Característica	PB1/P1B
Tipo	Centrífuga / 1 Etapa
Presión de Descarga	50 psig
Potencia	22 HP
Capacidad	15.000 BWPD

*Nota:* Adaptado de Manual de Operación y Mantenimiento, Versión 0 (p, 53), Campo Petróleo, Ecopetrol, 2018

**2.4.2.6 Bombas Principales de Inyección de Agua.** Para realizar la disposición del agua producida en pozo se contará con las Bombas Principales de Inyección de Agua, las cuales tienen un cabezal común de succión y uno de descarga.

Las bombas cuentan con un variador de velocidad que toma la señal procesada de los indicadores transmisores de nivel del Tanque de Agua Producida Filtrada TKA-01 para ajustar el caudal a inyectar. Para proteger las bombas en escenarios de baja cabeza de succión, donde se puede presentar cavitación que causaría daños en los internos, se cuenta con un indicador transmisor en la succión por baja presión. El cabezal de descarga de las bombas Multietapas se conecta con la línea principal de 6” de distribución de agua de inyección, a la cual también está conectada el cabezal de descarga. En la Tabla 14, se resumen las características de las dos bombas Multietapas de inyección de agua de producción.

**Tabla 14.**

*Características Bombas Multietapas de Inyección de Agua*

Característica	P-1/2
Tipo	Centrífuga / 34 Etapas
Presión de Descarga	1.150 psig
Potencia	400 HP
Capacidad	15.000 BWPD

*Nota:* Adaptado de Manual de Operación y Mantenimiento, Versión 0 (p, 54), Campo petróleo, Ecopetrol, 2018

**2.4.2.7 Pozos para Disposición de Agua.** Para la inyección del agua producida en la Estación Centro, se direcciona por una línea de 6” a una red de pozos inyectoros de disposición que va hacia pozos inyectoros.

### **3. Alternativas Redireccionamiento de Fluidos y Análisis Hidráulico**

Para redireccionar los fluidos del Sector Sur hacia la Estación Centro, se identifica en Campo la condición actual de flujo por las líneas de producción existentes, el estado de las conexiones en múltiples de producción y se evalúan las alternativas de los cambios mecánicos requeridos. Se seleccionan los pozos productores, considerando dos alternativas u Opciones de desvío, como impacta en barriles al llegar a la Estación Centro y el aumento de presión en cabeza.

Adicionalmente, se identifican las obras y modificaciones que se necesitan realizar para direccionar los fluidos a través del Campo hasta llegar a la facilidad existente Centro para garantizar el recibo y manejo de los fluidos adicionales.

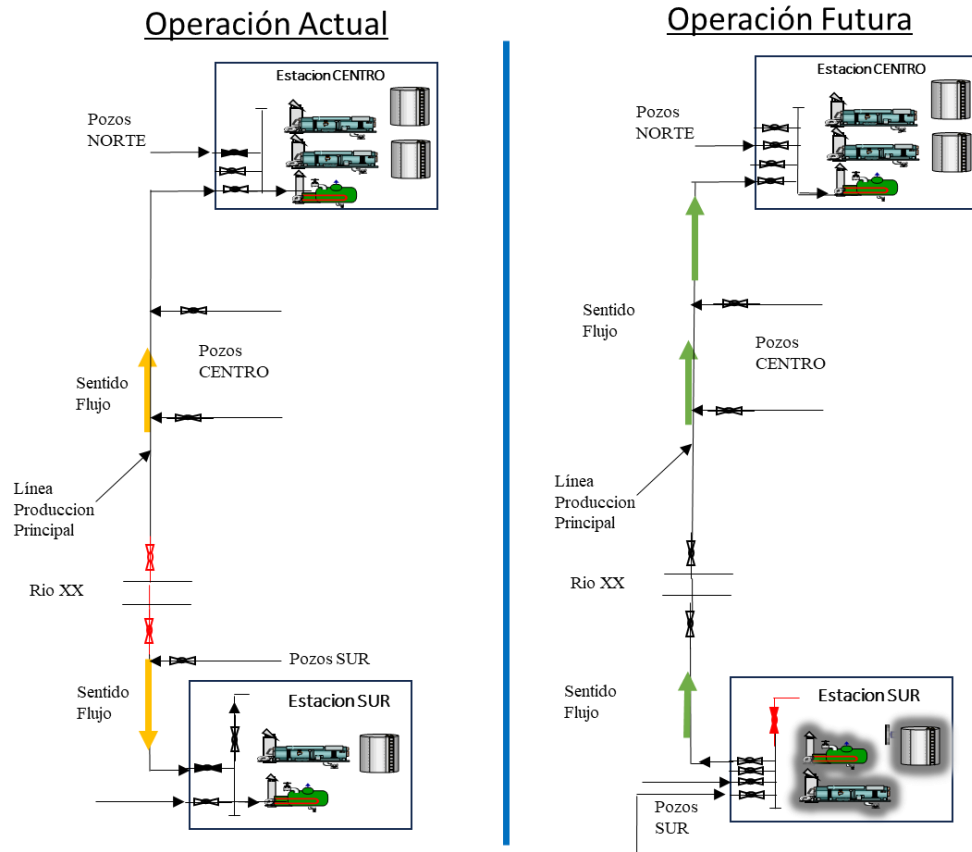
#### **3.1. Comparativo Esquemático de Operación Actual y Futura.**

En la Figura 2, se muestra esquemáticamente en la parte izquierda la Operación actual con el sentido y la dirección de los fluidos de los pozos del Sector Sur (flecha color amarillo) que ingresan a la Estación Sur, se muestra las válvulas de corte a lado y lado (color rojo) del Rio XX. La condición a futuro (lado derecho de la Figura 2), los fluidos de los pozos Sector Sur (flecha en color verde), ingresarían a un único Múltiple de producción dentro de la Estación Sur y se direccionan por la línea colectora de producción, se debe realizar apertura de válvulas por el cruce aéreo de Rio XX, para dirigir los fluidos de ese Sector Sur hacia la Estación Centro.

Actualmente el cruce en Rio XX, se encuentra operativo, sin embargo, se debe realizar estudio de inspección para revisar problemas de integridad.

**Figura 2.**

*Comparativo esquemático Operación actual VS Operación Futura.*



*Nota:* El gráfico representa el sentido de flujo de los pozos y líneas de producción a Estaciones Sur y Centro. Operación Actual y cómo varía en la Operación a Futuro.

### 3.2 Selección de Pozos Sector Sur para Redireccionamiento

Los fluidos que procesa la Estación Sur corresponden al sector Sur del Campo de producción, es un total de 32 pozos con una producción total promedio de 3.653 BFPD y con corte de agua promedio del 93%, para una producción promedio de 152 BOPD.

En la Tabla 15, se muestra 19 pozos productores seleccionados del Sector Sur que llegan a la Estación Sur con sus respectivas tasas de producción.

**Tabla 15.***Pozos Seleccionados del Sector Sur*

<b>Pozo</b>	<b>Bruta (BFPD)</b>	<b>BSW (%)</b>	<b>Neta (BOPD)</b>	<b>Gas (KPCD)</b>
SUR-01	136	94	8,2	1,6
SUR-02	80	94	4,8	1,0
SUR-03	44	89	4,8	1,0
SUR-04	156	95	7,8	1,6
SUR-05	64	93	4,5	0,9
SUR-06	138	93	9,7	1,9
SUR-07	77	91	6,9	1,4
SUR-08	72	90	7,2	1,4
SUR-09	193	97	5,8	1,2
SUR-10	217	96	8,7	1,7
SUR-11	80	92	6,4	1,3
SUR-12	216	96	8,6	1,7
SUR-13	81	89	8,9	1,8
SUR-14	128	96	5,1	1,0
SUR-15	87	90	8,7	1,7
SUR-16	57	92	4,6	0,9
SUR-17	117	95	5,9	1,2
SUR-18	162	94	9,7	1,9
SUR-19	125	96	5,0	1,0
<b>TOTAL</b>	<b>2230</b>	<b>93</b>	<b>131,2</b>	<b>26,2</b>

*Nota.* La tabla corresponde a los 19 pozos productores que van a ser direccionados a la Estación Centro.

De la totalidad de los pozos que llegan a la Estación Sur, se identifican 6 pozos que ya tienen compromiso para ser Abandonados y 7 pozos se han descartado por baja producción, no son candidatos a reactivación.

En definitiva, se seleccionaron 19 pozos productores de petróleo que tienen el mejor potencial de producción y con los cuales se puede realizar campañas de optimización en su completamiento y que son objeto del redireccionamiento de sus fluidos a la Estación Centro.

Se resume en la Tabla 16, los pozos productores por cada sector del Campo que a lo largo del recorrido ingresan con sus fluidos a la línea principal de Producción # 1, en total son 54 pozos que están involucrados en la corrida hidráulica y que corresponden aproximadamente a un 50 % de la producción de la totalidad de los pozos del campo de Petróleo.

**Tabla 16.**

*Distribución Pozos productores Campo por la Línea de Principal # 1*

Pozos Campo	# Pozos	Tasa Aceite 1	Tasa Aceite 2	Delta Aceite	THP 1	THP 2
Pozos SUR	19	131	120	12	44	142
Pozos CENTRO	26	582	581	0	150	150
Pozos NORTE	9	162	162	0	137	137

*Nota.* Se resumen por Sector del Campo, los 54 pozos que ingresan a la línea principal # 1, con sus tasas de producción diaria y presión promedio en cabeza.

**3.3 Análisis Hidráulico de variables de pozos redireccionados Sector Sur**

Se realizó simulación hidráulica en software GAP (Petroleum experts) con el fin de observar el comportamiento de las variables operativas de los 19 pozos productores del Sector Sur seleccionados para realizar el análisis de los resultados, con el siguiente esquema de trabajo:

1. Considerar las líneas de producción que van desde Estación Sur a Estación Norte, para analizar las Opciones de Desvío de fluidos, con ello se busca determinar cuál es la más favorable para los trabajos de conexión y uso de tramos de líneas existentes.

2. Analizar los rangos de presión en cabeza y cómo quedan distribuidos los 54 pozos productores de los Sectores Sur, Centro y Norte, conociendo las variables de presión y producción al quedar todos direccionados por las Opciones de Desvío propuestas.

3. Identificar la variación de presión en cabeza de los pozos seleccionados del Sector Sur, por el redireccionamiento de fluidos desde la Estación Sur a la Estación Centro.

4. Predecir el comportamiento de la producción en barriles netos de los pozos productores redireccionados cuando lleguen a la Estación Centro.

### ***3.3.1 Propuestas de Opciones para Desvío de Fluidos por Redireccionamiento***

En el Campo de Producción se identifican las líneas de producción que van desde Estación Sur a Estación Norte, encontrando que se tienen dos Opciones de Desvío, con ello se busca determinar cuál es la más favorable para los trabajos de conexión y uso de tramos de líneas existentes.

En las Figuras 3 y 5, se visualizan las dos opciones de Desvío, con la ubicación de las dos estaciones Sur y Centro, los tramos de líneas identificadas y el Manifold intermedio # 3.

Las dos Propuestas de desvío de fluidos, tienen en común 3 consideraciones generales:

1. Utilizar la facilidad de producción existente en sector intermedio del Campo, ubicándose un múltiple Intermedio # 3, el cual se ubica al lado de Pozo P-003.

2. Realizar trabajos en líneas para eliminar las reducciones de diámetro de 8" y unificar a un solo diámetro de 12" saliendo del Múltiple de la Estación Sur hasta empalmar con el Múltiple Intermedio # 3.

3. Revisar las líneas para identificar y eliminar cheques o invertirlos, para que se garantice el sentido del flujo de Sur a Norte.

**3.3.1.1 Propuesta Opción Desvío 1.** Consiste en conectar la línea # 2 que sale de la Estación Sur, la cual se encuentra en muy buenas condiciones de integridad, dado que fue objeto de reposición reciente en casi el 50 % de su longitud, aprox. 350 mts.

Se hace el trazado de los diferentes tramos de líneas de producción a usar por Propuesta Opción Desvío 1:

Por línea # 2 (color amarillo oscuro)

Línea de producción # 4 (Tramo A, color amarillo).

Línea # 7 (Tramo B; color azul).

- Intercomunicar múltiple del Sector # 3 ubicado cerca del pozo productor P-003 y el tramo de línea # 4.
- Conectar el tramo final de línea # 4 con la línea # 7 e ingresar a Estación Centro.
- Transferir los fluidos de Estación Sur hasta el cruce del Rio XX, tramo R.

En la Figura 3, se describe el trazado de las líneas de flujo que se proponen interconectar en Campo para la propuesta Opción de Desvío 1:

Resultados:

- ✓ Con la Propuesta del desvío Opción 1, hay 27 pozos actuales que pasan de presiones menores a 100 psi a el rango de presión entre 100 y 200 psi.
- ✓ Los restantes 26 pozos actuales (rango 100 a 200 psi), se redistribuyen así:
  - Un Pozo queda en rango entre 200 y 300 psi.

**Figura 3.***Recorrido Propuesta Opción Desvío 1*

*Nota:* tomado de: Google Maps. Estación Diamante S-n, La Victoria, Bucaramanga, Santander.

<https://www.google.com/maps/dir/V%C3%ADa+a+Puerto+Nare,+Antioquia/Estaci%C3%B3n+>

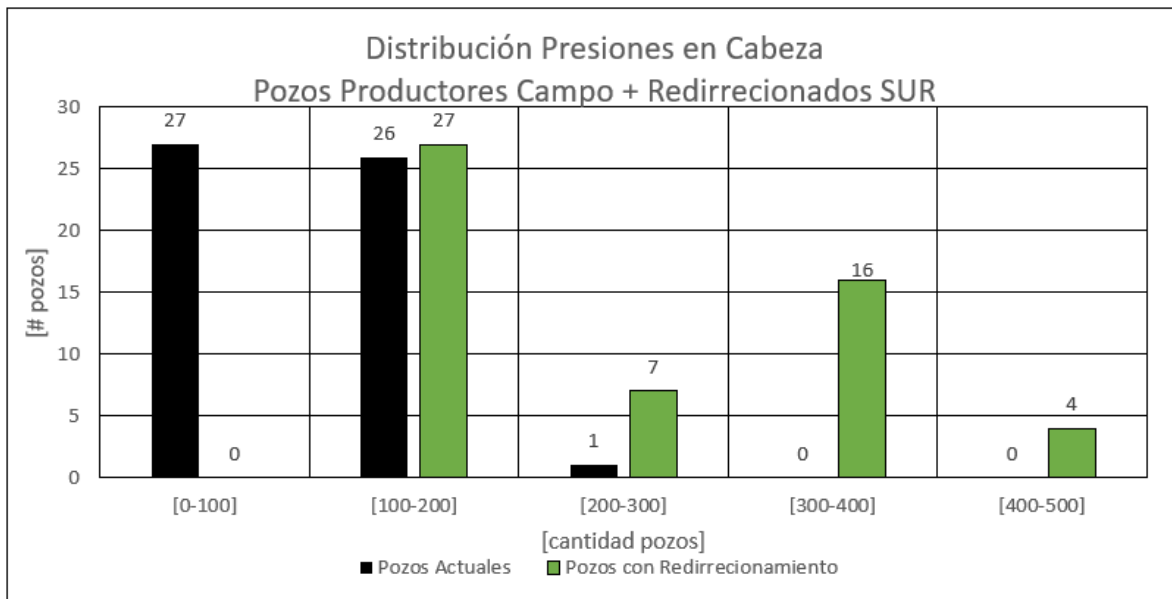
- Se tendrán 7 pozos que se incrementan a rango entre 200- 300 psi.
- Se tendrán (16) pozos críticos con presiones mayores a 400 psi.
- Se tendrá (4) pozos críticos con presiones entre 400-500 psi: P-003, P-004, P-005, P-006, (producción asociada de 27 Barriles netos).

✓ Todo el sistema permanecerá dentro de la ventana de operación por integridad de tuberías y accesorios; sin embargo, debe validarse con los estudios de integridad.

En la Figura 4, se ilustra la distribución de los pozos actuales (barras color negro) y que quedarían con el redireccionamiento (barras color verde).

**Figura 4.**

*Distribución Presiones en Cabeza pozos actualmente y Pozos Redireccionamiento*



*Nota:* El gráfico representa distribución de presión en cabeza de pozos con condición actual y como quedan al ser redireccionados con Opción Desvío 1.

**3.3.1.2 Propuesta Opción Desvío 2.** Se hace el trazado de los diferentes tramos de líneas de producción a usar por Propuesta Opción Desvío 2:

Desvío 1 por línea # 2 (Tramo X, color amarillo oscuro).

Línea de producción Principal # 1 (Tramo Y, color violeta)

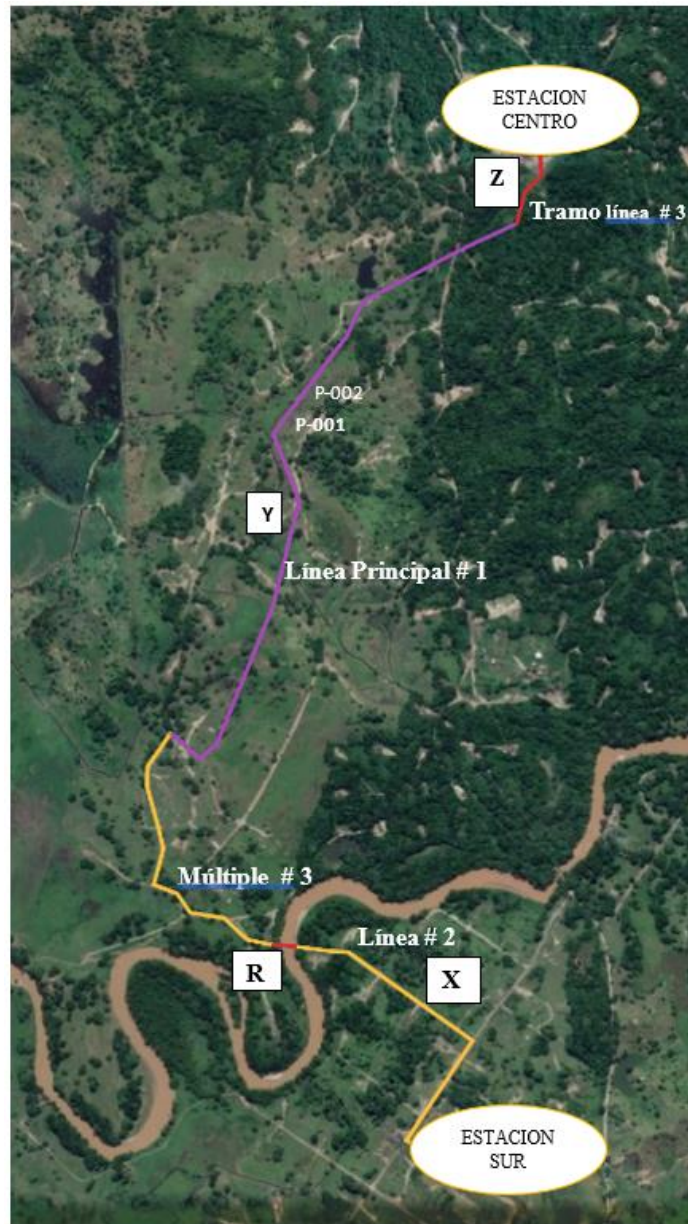
Tramo Línea # 3 (Tramo Z; color rojo).

- Los fluidos de Estación Sur se transfieren hasta el cruce del Rio XX, tramo R.
- Se intercomunican los fluidos por Manifold # 3, con la línea Principal # 1 de producción.

- Se conectan los fluidos de la línea Principal con la línea # 3, se ingresa a la Estación Centro. En la Figura 5, se muestra el trazado:

**Figura 5.**

*Recorrido Propuesta Opción Desvío 2.*



*Nota:* tomado de: Google Maps. Estación Diamante S-n, La Victoria, Bucaramanga, Santander.

<https://www.google.com/maps/dir/V%C3%ADa+a+Puerto+Nare,+Antioquia/Estaci%C3%B3n+>

Resultados:

✓ Con la Propuesta Opción de Desvío 2, hay 27 pozos actuales, de los cuales con el redireccionamiento quedan solo 12 pozos en rangos entre 0 y 100 psi, los restantes 15 pozos se distribuyen en los demás rangos de presión:

- Se tendrán (34) pozos críticos con presiones entre 100- 200 psi, producción asociada de 35 Barriles netos, (25 % incremento de presión promedio).

- Se tendrán (7) pozos críticos con presiones entre 200- 300 psi.

- Se resalta que hay dos (2) pozos: P-001, P-002, que se afectan al cambiar su interconexión, debido a que se amplía su distancia por los tramos de líneas de producción a utilizar para llegar a la línea de producción # 1 donde se conectarían.

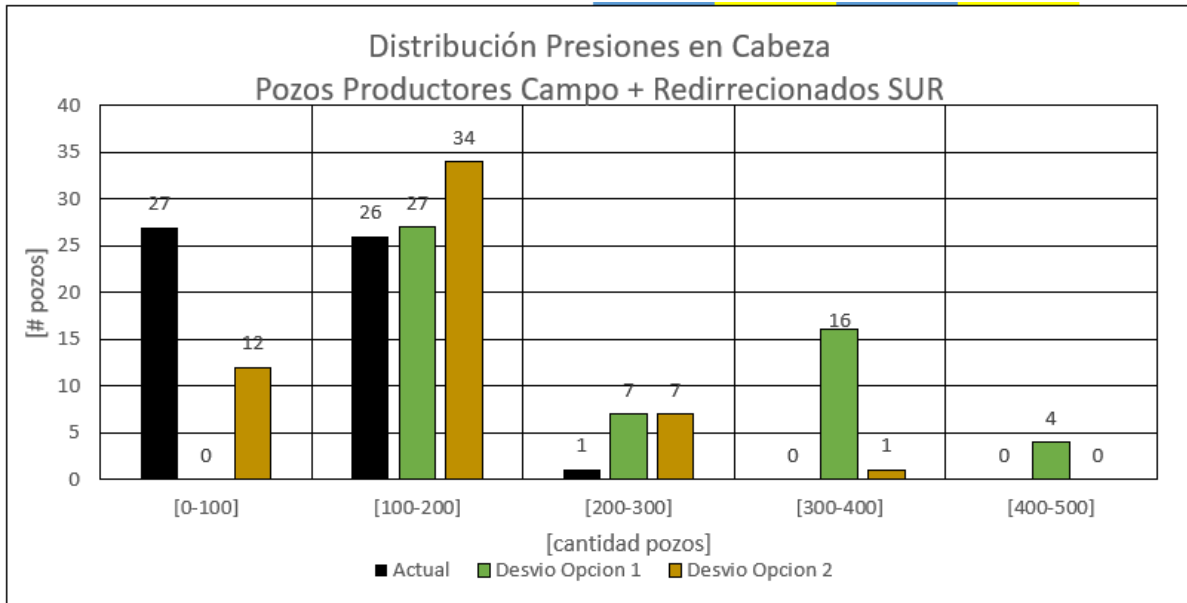
- Se tendrá (1) pozo crítico con presiones entre 300- 400 psi.

✓ Todo el sistema permanecerá dentro de la ventana de operación por integridad de tuberías y accesorios; sin embargo, debe validarse con los estudios de integridad.

En la Figura 6, se ilustra la distribución de los pozos actuales de los sectores Centro y Norte que tradicionalmente están conectados a la línea principal (barras color negro), total de pozos con Desvío Opción 1 (color verde) y la totalidad de los pozos con el redireccionamiento Desvío Opción 2 (barras color marrón).

**Figura 6.**

*Distribución Presión en Cabeza para las dos Propuestas 1 y 2*



*Nota:* El gráfico representa distribución de presión en cabeza de pozos con condición actual, Opción Desvío 1 y como quedan al ser redireccionados con Opción Desvío 2.

Al comparar entre las dos propuestas a diferencia de la propuesta Opción de Desvío 1 que no tiene pozos en el rango de 0-100 psi, el mejor recorrido es la Opción de desvío 2, dado que el 22 % de los pozos quedan en el rango de 0-100 psi, el 63% de pozos los queda el rango de 100 a 200 psi 13% de pozos queda en rango entre 200-300 psi. Solo un pozo queda en condición crítica de 300 -400 psi.

La presión en cabeza de pozos no debe exceder 260 psig, para preservar la integridad del sistema de recolección en donde rating de los accesorios es menor (#150 máximo 260 psig a 200 °F), tal como se muestra en la Tabla 17.

**Tabla 17.***ANSI Accesorios*

TEMP (°F)	Clase Presión ANSI No. / Clasificación Mpa						
	150 / 2.0	300 / 5.0	400 / 6.3	600 / 10	900 / 15	1.500 / 25	2.500 /42
	Relación de Presión (PSI) a Temperaturas Especificas						
- 20 a 100°	290	750	1000	1500	2250	3750	6250
200°	260	750	1000	1500	2250	3750	6250
300°	230	730	970	1455	2185	3640	6070
400°	200	705	940	1405	2110	3520	5865
500°	170	665	885	1330	1995	3325	5540
600°	140	605	805	1210	1815	3025	5040
650°	125	590	785	1175	1765	2940	4905
700°	110	555	740	1110	1665	2775	4630
750°	95	505	675	1015	1520	2535	4230
800°	80	410	550	825	1235	2055	3430
850°	65	320	425	640	955	1595	2655
900°	50	225	295	445	670	1115	1855
950°	35	135	135	275	410	685	1145
1000°	20	85	85	170	255	430	715

*Nota:* Adaptado de How ANSI Class Relates To PSI. <https://www.directmaterial.com/how-ansi-class-relates-to-psi>

### **3.3.2 Comportamiento de la Producción Diaria por redireccionamiento.**

Para determinar el comportamiento de la producción de los 19 pozos productores se consideran dos Alternativas de ingreso a las Estaciones de tratamiento y el delta de aceite que se obtiene de dicho análisis entre ellas:

✓ Alternativa 1: los 19 Pozos Productores (cercaos a la Estación Sur) fluyendo a la Estación Sur.

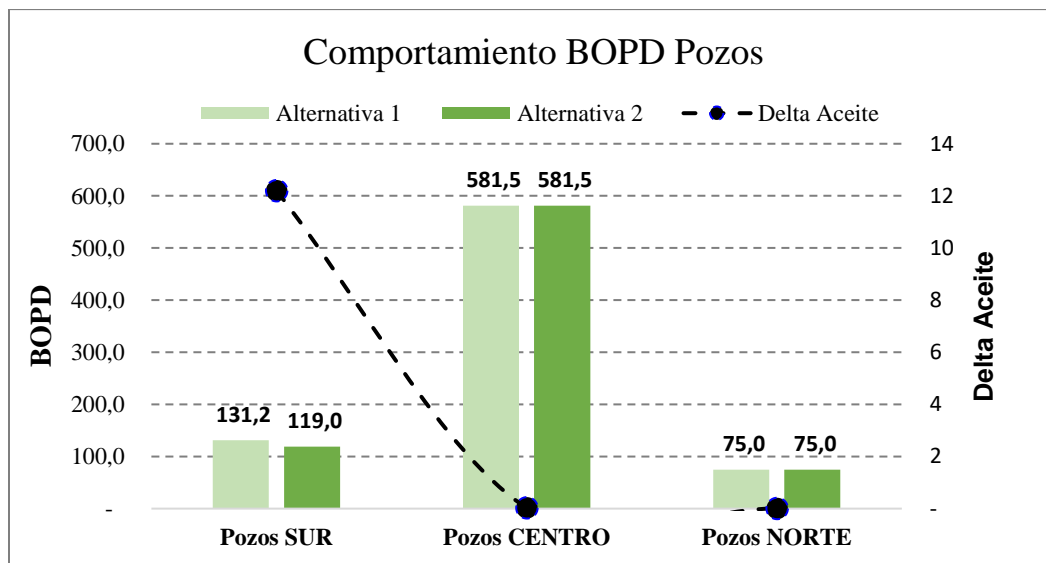
✓ Alternativa 2: los 19 Pozos Productores (cercaos a la Estación Sur) fluyendo a la Estación Centro.

✓ Se considera el delta de aceite a la diferencia que se genere en producción por llegar los pozos redireccionados entre las dos alternativas de llegada a las Estaciones Sur o Centro.

✓ Considerando que no se genere ningún tipo de Modificación de cambio de strokes o incremento de velocidad para compensar la nueva distancia a las estaciones de recibo, La Figura 7, muestra el comportamiento de producción de las alternativas de llegada y su delta de disminución de aceite en barriles netos por el redireccionamiento de fluidos.

**Figura 7.**

*Comportamiento producción diaria pozos redireccionados según llegada la Estación Sur o Centro*



*Nota:* El gráfico representa comportamiento de producción de pozos y su delta de aceite por el redireccionamiento de fluidos.

Resultados:

- Los pozos del Sector Centro y Norte mantienen sus comportamientos diarios de producción con la alternativa 2.
- Para los 19 pozos del Sur con la alternativa 1, se reciben 131,2 BOPD.
- Para los 19 pozos del Sur con la Alternativa 2, se reciben 119 BOPD.
- Se tendría un delta de aceite (línea puntada), en afectación de producción de los 19 pozos al llegar a la Estación Centro de – 12,2 BOPD, equivalente a un – 9,3 %, dado por el factor de cambio (BOPD/psi).

### ***3.3.3 Comportamiento de Presiones en Cabeza de Pozo***

El sistema de producción del Campo de Petróleo es por bombeo Mecánico debido a que por el tipo de bomba reciprocante se constituye en una gran ventaja (Perez Correa, 2017), se puede llevar el fluido desde cabeza de pozo a una Estación de tratamiento dado que la distancia puede ser superada.

✓ Alternativa 1: los 19 Pozos Productores (ceranos a la Estación Sur) fluyendo a la Estación Sur.

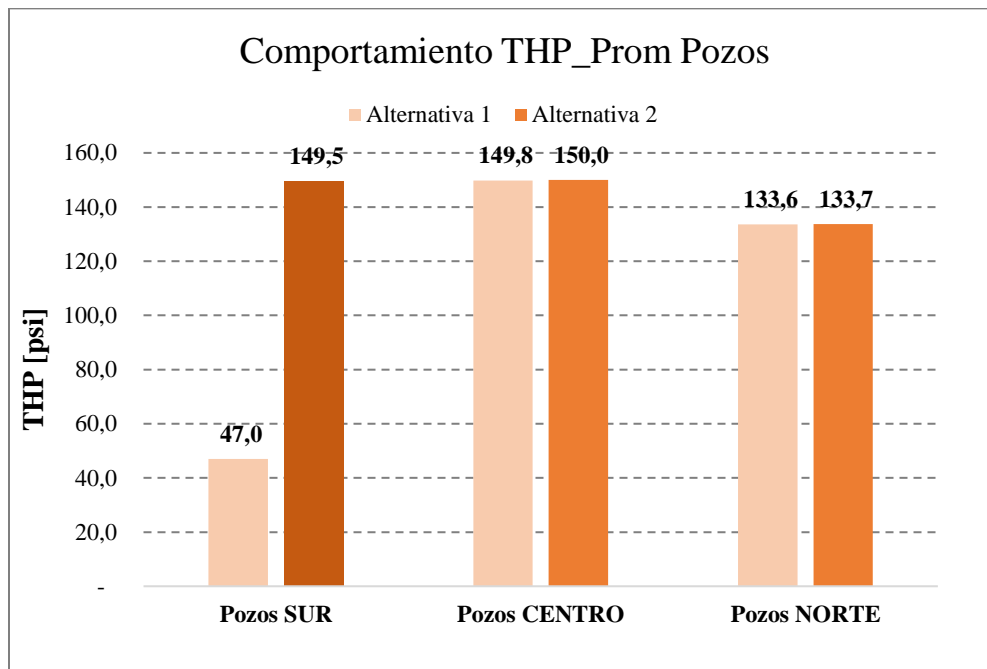
Alternativa 2: los 19 Pozos Productores (ceranos a la Estación Sur) fluyendo a la Estación Centro.

Para determinar el incremento de presión en cabeza y líneas de producción se realiza corridas hidráulicas y así se identifica el comportamiento de los fluidos en tuberías y sistemas de producción a la Estación Centro, para lo cual se debe tener en cuenta las variables de los pozos como presión, caudal y velocidad de fluido y si afecta a los 19 pozos definidos del Sector Sur, dado por el aumento de distancia entre los pozos y la Estación de tratamiento propuesta. El comportamiento de la presión en cabeza con el cual se presenta en los pozos de los tres diferentes

Sectores del Campo se presenta en dos alternativas con el redireccionamiento de los 19 pozos productores entre la Estación Sur hasta la Estación Centro, se muestran en la Figura 8.

**Figura 8.**

*Comportamiento THP Pozos según Alternativas de llegada a la Estación Centro*



*Nota:* El gráfico representa el comportamiento promedio de la presión en cabeza de pozos de cada sector al llegar a la Estación Centro.

✓ Alternativa 1: los 19 Pozos Productores (cercaos a la Estación Sur) fluyendo a la Estación Sur.

✓ Alternativa 2: los 19 Pozos Productores (cercaos a la Estación Sur) fluyendo a la Estación Centro.

Resultados:

- Se observa un incremento del 0.1% en la THP de los pozos de Centro.
- Se observa un incremento de la presión en cabeza en los 19 pozos del Sector Sur en la Alternativa 2, con un aumento en promedio de THP de 102,5 psi.

- Se tendría un incremento del 68,5% en presión en los 19 pozos al llegar a la Estación Centro, quedando en el rango entre 100-200 psi, y que corresponden al 63 % de los pozos que van por el Desvío Opción 2 como se analizó anteriormente.

### 3.4 Actividades Mecánicas

Se requiere adecuar e intervenir las facilidades que sean requeridas por la propuesta Opción Desvío 2, desde el múltiple de producción en la Estación de Sur, las líneas de producción y cruces de río que sean intervenidas hasta llegar al Múltiple principal # 3 y de ahí por la línea Principal de producción # 1 hasta llegar a la Estación Centro y se completa con los equipos de tratamiento.

#### 3.4.1 Cambio de Múltiple en Estación Sur.

Se requiere el reemplazo total de las 28 válvulas existentes en Múltiple de producción de la Estación Sur, así como en la línea que está construida en tubería de Acero Carbono API 5L X 42 SCH 40 con un rating 300, así cambiar las bridas de cuello soldable clase 300, SCH 40 y 4 válvulas de compuerta de 12” que se encuentran a lo largo del trazado del derecho de vía. por medio de soldadura en ramal mediante Weldolet Clase 6000 con conexiones a tope en 3” cumpliendo con el Piping Class que se tiene recomendado por parte de Ingeniería. En la Tabla 18, se resume los accesorios requeridos para realizar el cambio del múltiple de producción en la Estación Sur para conectarse a la Propuesta de Desvío Opción 2 seleccionada.

**Tabla 18.**

*Accesorios Requerido en Múltiple Producción Estación Sur.*

Tipo de válvula	Diámetro, in y ANSI	Cantidad
Compuerta	3*300	24
Compuerta	10*300	1
Compuerta	¾ *300	8
Compuerta	4*300	4

Tipo de válvula	Diámetro, in y ANSI	Cantidad
Compuerta	8*300	1
Compuerta	½*300	9
Compuerta	4*150	2
Bola	8*300	1
Actuador mecánico	8*300	4
Cheke	3*300	8
Cheke	8*300	6

*Nota.* Se resume el listado de cantidad de válvulas con diámetro y ANSI para reemplazar Múltiple de salida en Estación Sur.

Se debe asegurar todo el sistema permanecerá dentro de la ventana de operación por integridad de tuberías y accesorios; cualquier cambio debe estar sujeto a un estudio de integridad.

Se recomienda utilizar válvulas y accesorios ANSI 300 como se muestra en la Figura 9.

### Figura 9.

*Válvulas de compuerta y Bridas clase 300*



*Nota:* Encrypted TBN0 Gstatic. (sf). Válvulas de compuerta y Bridas clase 300. Tomado de [https://encrypted-tbn0.gstatic.com/images?q=tbn:ANd9GcTm\\_gSRfqNSzcyMkdp7-r1HUK1WDs26OA-rxA&usqp=CAU](https://encrypted-tbn0.gstatic.com/images?q=tbn:ANd9GcTm_gSRfqNSzcyMkdp7-r1HUK1WDs26OA-rxA&usqp=CAU)

### 3.4.2 Desvíos Rápidos Opción de Conexión Temporal.

Cada uno de los pozos productores se conexionan a las líneas generales de producción en Campo y de éstas se conectan hacia las troncales principales de producción, para este caso la línea de producción # 1, es viable considerar un tipo de facilidad de conexión temporal que se conocen como “*Jumper*”, para interconectar las líneas de producción y dar el tiempo de realizar trabajos definitivos de empalme.

Se sugiere realizar una conexión temporal en un recorrido de 110 metros y 12” de diámetro con las adecuaciones mecánicas y los accesorios que interconectaría a los sistemas de tuberías. Al ingresar la línea # 2 del Sur con la línea de producción Principal # 1., ver Figura 5 y Figura 10.

#### **Figura 10.**

*Conexión temporal de conexionado “Jumper”*



*Nota:* Tomado de Campo Petróleo, Ecopetrol

Para el conexionado temporal, se hace la soldadura en ramal o “*Branch Connections*” se tiene en cuenta las recomendaciones del estándar de construcción ASME B 31.4 Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries, así con estándares internacionales como el PFI

Standard ES-7. Se muestran los diámetros nominales para ejecutar la conexión del Ramal “jumper” propuesto donde termina la línea # 2 del Sector Sur con la línea de producción #1, ver la Tabla 19 y Figura 11.

**Tabla 19.**

*Especificaciones de conexión de ramal en líneas de producción*

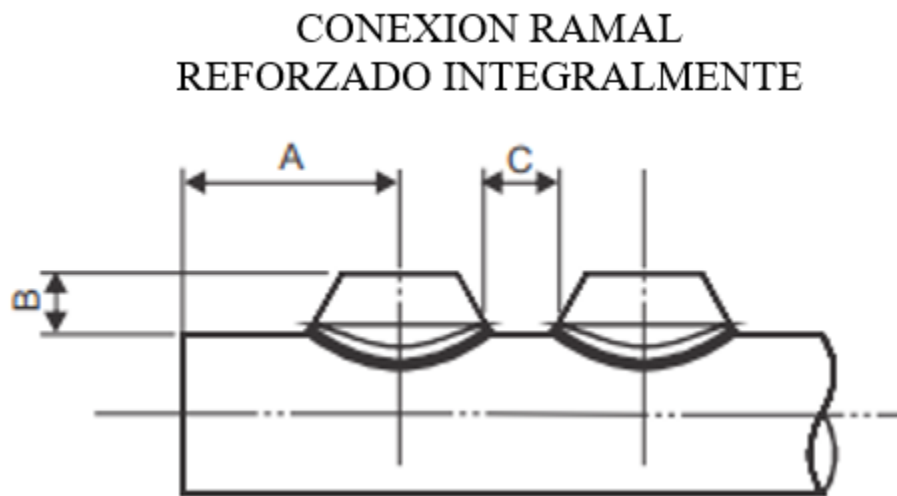
Diámetro Nominal Conexiones Ramal in.	Dimensiones Mínimas Recomendadas					
	Centro de Conexión Ramal "A"		O.D Altura Conexión Ramal "B"		O.D Hasta O.D Conexión Ramal "C"	
	in.	mm	in.	mm	in.	mm
2 1/2	5 1/2	140			3	76
3	6	152	Manufacturas Estándares		3	76
4	7	178			3 1/2	89
5	8	203			4	102
6	10	254			5	127
8	12	305			6	152
10	14	356			7	178
12	16	406			8 1/2	216
14	17	432			9	229
16	19	483			10	254
18	21	533			11	279
20	23	584			12	305
24	26	660			14	356

*Nota:* Media Licdn. (sf). Especificaciones de conexión de ramal en líneas de producción. Tomado de [https://media.licdn.com/dms/image/D4D22AQGmK6lajcbZlw/feedshare-shrink\\_2048\\_1536/0/1683650581031?e=2147483647&v=beta&t=RDEcC7BsryzIDZ2YaiznhEVjNgquWpzOizeAxtXC\\_VY](https://media.licdn.com/dms/image/D4D22AQGmK6lajcbZlw/feedshare-shrink_2048_1536/0/1683650581031?e=2147483647&v=beta&t=RDEcC7BsryzIDZ2YaiznhEVjNgquWpzOizeAxtXC_VY)

En la medida que se adelanta el recorrido de la línea en dirección a la facilidad que tienen para el tratamiento del fluido extraído de los pozos, se conexionan cada una de las corrientes de estos mismos. Las conexiones de los pozos a la línea general se conocen como Múltiple y se empalman a la línea por medio de soldadura en ramal mediante Weldolet Clase 6000 con conexiones a tope, cumpliendo con la clase de tubería que se tiene recomendado por parte de Ingeniería. Ver Figura 11.

**Figura 11.**

*Conexión Ramal Reforzado Integralmente*



*Nota:* Media Licdn. (sf). Especificaciones de conexión de ramal en líneas de producción. Tomado de [https://media.licdn.com/dms/image/D4D22AQQGmK6lajcbZlw/feedshare-shrink\\_2048\\_1536/0/1683650581031?e=2147483647&v=beta&t=RDEcC7BsryzIDZ2YaiznhEVjNgquWpzOizeAxtXC\\_VY](https://media.licdn.com/dms/image/D4D22AQQGmK6lajcbZlw/feedshare-shrink_2048_1536/0/1683650581031?e=2147483647&v=beta&t=RDEcC7BsryzIDZ2YaiznhEVjNgquWpzOizeAxtXC_VY)

### ***3.4.3 Eliminación de Defectos en Líneas e Instalación de Soportaría en Líneas de Producción.***

Se recomienda hacer inspección de integridad en los puntos de conexión de los pozos productores, así mismo en las líneas de prueba que tiene el trazado en paralelo a la línea principal y tiene como función llevar crudo de un pozo en particular para ser probado en la facilidad donde

se tienen dispuestos los separadores prueba para tal fin. Estas líneas de prueba están construidas en tubería de 4" SCH STD.

Para el caso particular de la línea de producción Principal # 1 de diámetro de 12", con SCH STD, para garantizar la estabilidad en el terreno, se debe considerar fabricar soporte tipo marcos H cada 12 metros, como requerimiento en cada uno de los apoyos se deben instalar láminas de Neopreno para evitar el contacto metal-metal que pueden favorecer problemas de desgastes y pérdidas de integridad que ocasionan paradas no programadas afectando la producción y rendimiento en utilidades del campo.

#### ***3.4.4 Cambio de Líneas de Gas de Anulares, Recuperación de Red***

Se requiere utilizar la red de gas de anulares de pozos productores existentes, manteniendo el modelo actual de recibo y recolección tipo axial que llega al Estación Centro. La red actual, está conformado por colectores de 2" y 3 1/2" de diámetro.

La premisa de operación para el dimensionamiento de este sistema es mantener en los anulares de cada pozo una presión máxima de 15 psi.

#### ***3.4.5 Patín de Medición para Liquidación de Crudo***

Para la liquidación del crudo deshidratado obtenido en el Tratador Termo-Electrostático TH-01/02 es necesario implementar un Patín de Medición, se debe basar su diseño en la normatividad API MPMS, donde se realizará la cuantificación de la producción del Campo para posteriormente, ser enviado al tanque de Crudo Limpio.

Se recomienda instalar un Patín de medición Tipo Coriolis, para un rating de 150 psi con brazo de 2 in para una capacidad de manejo entre 30 - 600 BOPD y otro brazo de 3 in con capacidad entre 500 - 4.000 BOPD y con un rango de cálculo de BSW entre 0 – 20 %.

### **3.5 Actividades Tratamiento Químico**

Se requiere aumentar el monitoreo de la inyección de química en los pozos productores y líneas de producción de la Propuesta de Desvío 2, adicional en los Múltiples de producción en Estación Centro y Sur, realizando análisis comparativos de cantidad de productos y eficiencia de estos con respecto a lo que se estaba inyectando de productos químicos con anterioridad al redireccionamiento de fluidos.

Se debe monitorear principalmente medición de residual de aminas, hierros, los parámetros fisicoquímicos, adicional reforzar la dosificación en cabeza de pozos donde aplique, realizar baches de biocidas en puntos intermedios.

### **3.6 Monitoreo de Corrosión en Líneas y Vasijas**

Para valorar la corrosividad del fluido, se requiere la cuantificación de contaminantes corrosivos, la determinación de la velocidad de corrosión que experimenta cada sistema de monitoreo habilitado, la caracterización fisicoquímica y microbiológica de muestras acuosas, la caracterización de sólidos producidos y la correlación de los resultados obtenidos con las condiciones de operación del sistema.

Se recomienda la evaluación de fluidos acuosos (fisicoquímicos y microbiológicos) en los tanques y vasijas de separación, debido al riesgo evidenciado con los fluidos en cabeza de pozo y que se traslada aguas abajo en los sistemas de mayor estanqueidad en la Estación Centro.

Se propone la Instalación de Sistemas retractiles para cupones gravimétricos para seguimiento de la velocidad de corrosión en las vasijas, los puntos sugeridos para monitorear velocidades de corrosión son:

- Línea de salida de equipos de tratamiento hacia el tanque TKA-01.
- Línea de salida de tanque TKA-01 a la Celda de flotación.

- Línea de salida celda de flotación a tanque TKA-02.
- Línea de salida tanque TKA-02 a bombas booster.

### **3.7 Verificación de Permisos y Licencias Ambientales**

Los trazados de líneas existentes para conexión en la Propuesta de Desvío 2 seleccionada, no se modifican y respetan el margen de 30 metros a lado y lado de los marcos H, con esto se garantiza evitar la ocupación de cauce, por ende, no requiere este permiso.

Los costos de operación y mantenimiento del Activo deben contar con licencias y permisos. La instalación de las líneas de flujo para el direccionamiento de fluidos está avalada en la Resolución 0627 del 7 de junio de 1988, en la que se menciona “Montaje de líneas de conducción”.

La actividad de redireccionamiento debe de asegurarse como recomendación previa donde se implique un trazado de línea nueva, que se cuente con los permisos de aprovechamiento forestal, por lo que se requiere verificar con las Corporaciones Ambientales de la jurisdicción, previa ejecución del inventario forestal.

## **4. Nuevas Condiciones de Operación**

En esta sección se presentan los aspectos técnicos más relevantes de la información analizada para el desarrollo de las nuevas condiciones de la Operación de los principales equipos de los dos trenes de tratamiento de crudo y agua que requieren tener consideraciones para la operación con el recibo de fluidos adicionales en la Estación Centro, que deben ser objeto de análisis para identificar las nuevas variables y ventanas de operación segura, se constituyen en los equipos críticos para las nuevas condiciones de trabajo, dado que se deben proponer las modificaciones respectivas y se deben ajustar a la nueva filosofía de operación.

Se requiere verificar el sistema SCADA con el que se está monitoreando algunos equipos en Estación Centro y con la participación del recurso humano de la operación actual, tener mayor integración con los cambios que se deben dar en el proceso de recibos de fluidos adicionales.

El alcance general del proyecto consiste en la planeación, diseño y construcción de las obras civiles, mecánicas necesarias para lograr el redireccionamiento de los fluidos manejados actualmente por la estación Sur hacia los módulos de proceso de campo, para ellos se han definido alcances por área.

#### **4.1 Nueva Filosofía de Operación para el Ingreso de Fluidos a la Estación Centro**

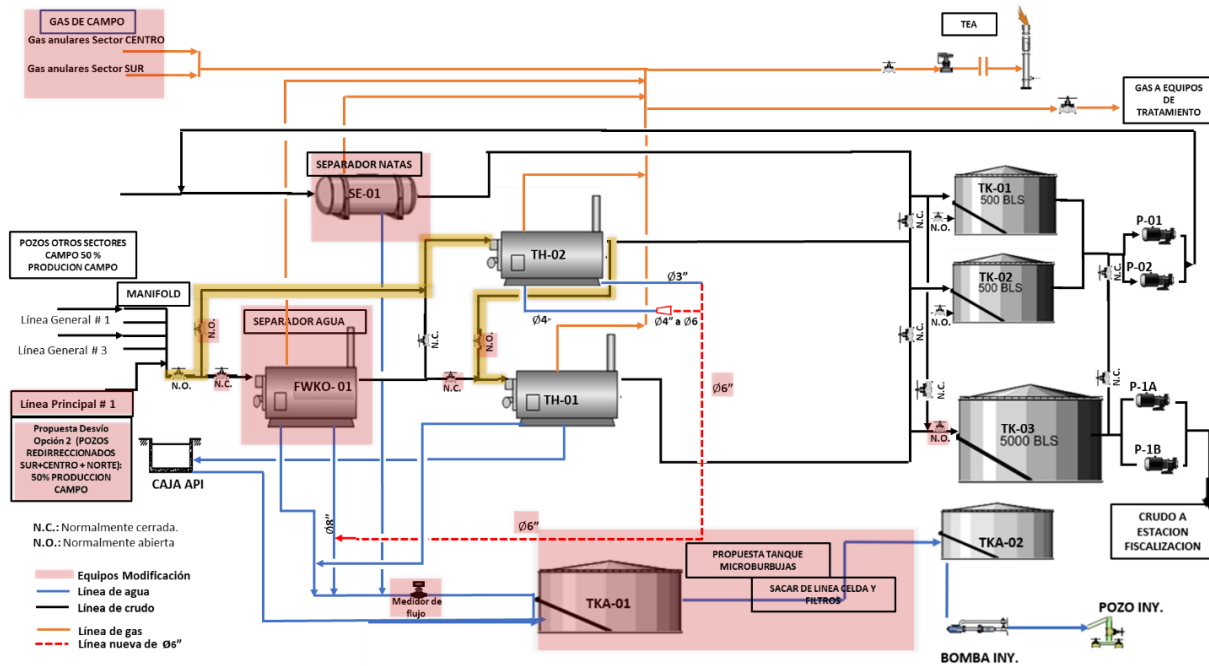
La totalidad de los fluidos de campo que llegan al Estación Centro, incluyendo los 19 pozos productores seleccionados del Sector Sur, genera nuevas propuestas de mejora para las facilidades existentes, se debe contar con el conocimiento de los procedimientos que deben reposar en las instalaciones de la Estación Centro y la forma segura para la continuidad operativa de los siguientes equipos:

- ✓ Múltiple Principal
- ✓ Separador de agua libre FWKO-01
- ✓ Tratador Termo Electrostático TH-01/02
- ✓ Tanque Desnatador

Se resaltan los equipos señalados en color que participan del proceso de deshidratación con fluidos adicionales, tal como se muestra en la Figura 12.

**Figura 12.**

*Diagrama Estación Centro con fluidos adicionales por Redireccionamiento*



*Nota:* Adaptado de esquema Facultad de Producción Campo Petróleo, 2024.

**4.1.1 Múltiple de Entrada**

El Múltiple de producción en Estación Centro, consta de 3 cabezales que están direccionados hacia el Equipo de tratamiento FWKO-01, con el ingreso adicional de fluidos de pozos del Sur, se asigna las líneas de producción que llegan al múltiple verificando de doble válvula de bloque y purga intermedio, para evitar el pase de fluidos se debe tener en cada arreglo de cabezal así:

- ✓ Por las líneas general #1 y general # 3, se alinean los flujos correspondientes a las a pozos productores provenientes de Sectores satélites y que no son objeto del presente estudio, trasladan el 50% de la producción del Campo.

✓ Por la línea Principal # 1 que corresponde a la Propuesta Opción Desvío 2 seleccionada, conduce toda la producción del Sector Sur incluyendo los 19 pozos redireccionados, con el Sector Centro y Sector Norte.

Se evidenció que las líneas generales #1 y #3 tendrían una presión de entrada al módulo de 57 psig y 56 psig respectivamente, para mantener la presión de trabajo del FWKO en 45 psig, por lo que es necesario contrastar estas presiones, con la presión actual de la línea General de Producción # 1 de 53 psig y validar que estas presiones no representen un incremento considerable que pudiese generar afectación a los pozos. La presión del Múltiple debe llegar a 50 psig.

Como recomendación es necesario a futuro realizar el cambio total de este Múltiple, el cual debe de tener 10 válvulas de compuerta y cheques de 8 \* 300 ANSI.

Se propone como alternativa mientras se construye el Múltiple Principal hacer una facilidad temporal como un by-pass de 8", para el manejo recomendado es más favorable a mayor diámetro sí se presenten velocidades erosivas del fluido.

Teniendo en cuenta que el by-pass no será de uso constante si no temporal para intervenciones esporádicas, es posible también realizar su instalación en tubería de 6".

#### ***4.1.2 Actualización del Sistema de Combustión del FWKO-01***

Una vez revisado el equipo FWKO-01, se recomienda actualizar el sistema de Combustión del tratador térmico. Un nuevo sistema de combustión tiene como característica principal, la instalación de una turbina que optimice la llama y que aumente la temperatura con una misma proporción de gas, para ello se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- ✓ La instalación mecánica de las nuevas bridas en los tubos de fuego del equipo.
- ✓ La instalación de un nuevo tablero de control.

- ✓ Cambio de la acometida eléctrica y cableado de instrumentación para solenoides, switches, transformadores, motores, bujías, con las características necesarias para estos elementos.

- ✓ Un nuevo tendido de la tubería para el sistema de gas.

- ✓ Instalación de la turbina y de todos los aditamentos del nuevo sistema de combustión.

La presión de operación del FWKO-01 se mantendrá entre 41-43 psig por medio de dos válvulas auto-reguladas en paralelo, que controlan el flujo de salida de gas, de las cuales una operará y la otra estará de respaldo.

El gas producido se va a cuantificar por un medidor de flujo tipo vórtice con compensación por presión y temperatura. Para proteger el sistema de presiones superiores a las definidas, se tendrá una válvula de alivio ajustada a 80 psig.

Los quemadores convencionales utilizados en estos calentadores pueden causar puntos calientes que resultan en coquización de la emulsión viscosa en la superficie exterior del tubo pirotubular.

Esto significa que, para reducir la coquización y los fallos resultantes en los tubos de combustión, se puede sustituir un quemador convencional por un quemador de flujo distribuido radiante que distribuya el calor sobre un área mucho mayor, con una forma de llama muy uniforme, (Gotterba & Bartz, 2015, p.97).

Para el control de nivel de la interface crudo/agua se debe contar con la válvula de control, la cual regula el flujo de salida de agua producida y recibe la señal procesada de dos indicadores transmisores de nivel que también miden el nivel total de líquido. El control de nivel de la caja colectora de crudo se realizará con la válvula de control que recibirá la señal procesada de un indicador transmisor de nivel.

El agua libre removida se cuantificará utilizando un medidor tipo platina de orificio y se envía hacia el separador API. Las válvulas de control de nivel de interface y de crudo tienen modo de falla cerrada y abierta, respectivamente.

El sistema de calentamiento está compuesto por un tubo de fuego con quemador. El control de temperatura de líquido se busca mantener entre 180 y 230 °F, según lo requiera la operación, con dos sensores de temperatura y una válvula reguladora que controla el flujo de gas combustible hacia el quemador.

El sistema de gas combustible del quemador estará equipado con un medidor de flujo tipo platina de orificio para cuantificar su consumo. En caso de alcanzar baja o alta presión en la línea de gas combustible al quemador se activarán los interruptores y respectivamente, se enviará un interbloqueo para cierre de las válvulas de corte. En la línea de gas combustible al piloto del quemador debe tener dos válvulas de corte de flujo y una válvula reguladora de flujo de gas. La chimenea de gases de combustión estará provista de un indicador transmisor de temperatura.

#### ***4.1.3 Filosofía de Operación de Tratador Térmico Electroestático TH -01/02***

El Tratador Termo-Electroestático opera con el control de nivel de la interface crudo/agua, el cual debe de contar con una válvula de control que regule el flujo de salida de agua producida hacia el separador API.

El control de nivel total de líquido se debe realizar con una válvula de control que regula el flujo de salida de crudo hacia el tanque de crudo limpio. El tratador debe de estar provisto de 3 termostatos y una válvula auto-regulada para controlar el flujo de gas al quemador del tubo de fuego y de esta manera asegurar una aplicación suave y continua de calor que garantice una temperatura constante del fluido.

La presión de operación del tratador se debe mantener en 35 psig por medio de una válvula neumática que regula el flujo de salida de gas. Se debe considerar que, para proteger el sistema de presiones superiores a las definidas, se debe ajustar la válvula de alivio y dejarse a 80 psig.

En cuanto a los niveles de interfaces de crudo y agua, se debe garantizar que los tubos de fuego estén sumergidos totalmente para la eficiencia energética. Se necesita instalar una válvula de control que regule la salida del agua a la caja API y otra válvula de control para el aceite al tanque de crudo limpio.

Se identifica que existe una línea de drenaje de 3", se debe adecuar y usar en forma paralela o según necesidad con la línea de 4", para así aumentar la capacidad de drenaje del equipo.

#### ***4.1.4 Tanque Desnatador***

En el Tanque Desnatador TK-01 maneja tiempos de residencia largos para permitir que ocurra la separación por coalescencia y gravedad. Las gotas de aceite al ser más livianas que el agua quedan flotando en la superficie, a mayor tamaño la gota, sube de manera más rápida a la zona de coalescencia, donde se encuentra el crudo desnatado.

El nivel del tanque es manejado por una válvula de control, que regula el flujo de salida de agua hacia la Celda de Flotación. Se debe mantener el nivel en 27 ft para que una vez al día se eliminen las natas de crudo del tanque, esta se considera como la ventana superior de nivel. Se considera en nivel ajustado operativo en 26 ft, en ese punto como el ideal para el control del flujo. Cuando llega al nivel de 25 ft se alcanza el nivel mínimo.

Existe una válvula auto-regulada que controla el flujo de gas de cobertura al tanque para evitar el contacto del agua con el aire y de esta manera impedir la oxidación y posterior precipitación de minerales disueltos. Adicional se cuenta con una válvula de presión y vacío ajustada a 0,7 in WC y -0,7 in WC que protege el tanque de condiciones de sobrepresión o vacío.

#### **4.2 Plan de Contingencias Sistema Contra incendios**

El plan de Contingencias es un tipo de plan preventivo, predictivo y reactivo. En caso de emergencia en la Estación Centro, cada empleado deberá seguir los procedimientos planteados allí. Estos procedimientos proveen lineamientos para minimizar el peligro resultante de la emergencia. Ellos especifican acciones para proteger la Comunidad, los Trabajadores, el Medio Ambiente y la Propiedad.

### **5. Factibilidad Económica**

La factibilidad económica en el Campo de Petróleo se hace con un análisis inicial de los costos-Beneficios por la eliminación o suspensión de actividad de la Estación Sur y el redireccionamiento de los 19 pozos productores para ser tratados en Estación Centro. Seguidamente se realiza el análisis de indicadores económicos para identificar la rentabilidad de Ebitda y Margen Ebitda del Activo.

#### **5.1 Análisis Costos Actuales VS Costos por Redireccionamiento**

Se realiza inicialmente una verificación de las líneas presupuestales o costos monetarios que participan para Mantener la Estación Sur operativa, como los costos de trabajos mecánicos y adecuación en campo en líneas y facilidades para realizar el redireccionamiento de los fluidos a la Estación Centro. A continuación, se describe cada grupo de variables presupuestales a considerar en la Tabla 20:

##### **1. Costos actuales de la Estación Sur:**

✓ Costo de la continuidad Operativa: compuesta por mantenimientos de un tratador térmico electrostático y el FWKO, adecuación de obras civiles, instalación y montaje de sistema eléctrico, instrumentación y mecánica, reparación de sistemas de medición continuidad operativa

de la Estación Sur con los costos requerido para adecuación y mantenimiento de equipos estáticos y los costos.

✓ El Costo Operación Estación Sur: comprende Costos fijos y variables tales como Contrato de Operación y Mantenimiento O&M, Rocería, camión de vacío, gas comercial para equipos de tratamiento y deshidratación, energía, tratamiento químico, personal de seguridad de vigilancia, costos menores por mantenimiento, servicio de análisis y laboratorio, rocería estación, entre otros.

## 2. Costos monetarios redireccionamiento a Estación Centro:

✓ Costos redireccionamiento: contempla costos monetarios por inspección y reparación de tubería, reemplazos cruces de ríos, reparación y accesorios múltiple de producción, como servicios e inspección de tubería, materiales para reparación de tubería, servicios limpieza de líneas, pruebas hidrostáticas, cuadrillas de personal, maquinaria, estación de válvulas, construcción e instalación de soportaría, instalación tubería, reemplazos de tubería en cruces de rio.

✓ Diferida pozos por Intervenciones mecánicas: son los costos que se dan por diferidas de producción por suspensión temporal (días) de pozos en producción para los trabajos mecánicos en líneas.

✓ Diferida por incremento de presión de pozos a Estación Centro: son los costos que se ocasionan por perdida de barriles diarios permanente a lo largo del año de los 19 pozos redireccionados al reducir en 12 BOPD por el aumento de presión por ir a la Estación Centro. Ver la Tabla 20.



		Costos acumulados mensuales [USD]											
Descripción	Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Total		582.1	649.3	716.5	783.7	850.9	918.1	985.3	1052.5	1119.7	1186.9	1254.1	1321.3
Ahorro (Beneficio)		-\$21	0.4	21.4	42.5	63.6	84.7	105.8	126.9	148.0	169.1	190.2	211.3

*Nota:* Se refleja el Beneficio en costos desde el segundo mes luego de realizar el redireccionamiento de fluidos a Estación Centro VS

Costos actuales y de continuidad operativa de la Estación Sur de seguir operando. \* Cifras en Millardos USD.

El resultado económico / Beneficio es más favorable al hacer el redireccionamiento de fluidos a la Estación Centro, dado que, aunque en el primer mes es mayor costo incurrido por los trabajos propuestos de cambios puntuales de facilidades e integridad de líneas por redireccionamiento, si se compara con los Costos actuales requeridos para ejecutar la Continuidad Operativa de la Estación Sur y mantener la Operación y mantenimiento en Estación Sur.

Sin embargo, los costos en los siguientes 11 meses los resultados son positivos y refleja el beneficio económico para el Activo la realización del redireccionamiento de fluidos.

## 5.2 Análisis de Indicadores de Rentabilidad Ebitda y Margen Ebitda

El análisis de costos y rentabilidad a través de los indicadores de Ebitda y margen Ebitda quien señala que el EBITDA es lo que finalmente se convierte en la caja para pagar impuestos, apoyar las inversiones, cubrir el servicio a la deuda y repartir utilidades, es decir, es la utilidad que realmente se debe gestionar por parte de las empresas. García, O. (2003, p 2),

Según el autor significa:

El EBITDA es un indicador financiero que mide la capacidad que tiene la entidad de generar beneficios a través de sus actividades operativas y su proceso productivo; un EBITDA elevado es sinónimo de una adecuada gestión empresarial y no siempre representa una buena situación financiera. Representa el flujo obtenido a partir de las actividades operativas desarrolladas por una entidad; en términos generales, el EBITDA expresa la utilidad operativa de la entidad sumándoles las depreciaciones y amortizaciones y sin que sean descontados los intereses e impuestos Portal Web (2017).

Se puede entender como un indicador financiero que mide la capacidad que tiene una empresa para generar beneficios cuando realiza sus actividades y proceso; el margen Ebitda, teóricamente busca que se tenga flujo de caja, se genere valor y crecimiento, con este criterio económico es justo lo que la Estación Centro genera por el recibo de fluidos provenientes del Sur, donde el Ebitda será mayor al bajar los costos de operación y lograr mejores eficiencias y su efecto directamente proporcional en el margen Ebitda, mejorando la rentabilidad del Campo.

Los costos totales para el Año 1, tal como se vio en la Tabla 20, solo contemplan las actividades que componen la Operación de la Estación Sur al año, tal como se ha considerado los costos variables como Energía, Tratamiento Químico y Gas comprado para los equipos de

tratamiento; así mismo se tienen en cuenta los costos fijos: la Operación y Mantenimiento de superficie, los costos laborales, servicios de operación, los costos de entorno, ambiental y HSE.

### ***5.2.1 Escenario Principal para Viabilidad Económica del Redireccionamiento***

La evaluación económica para los indicadores de costos fijos y costos variables de la Operación en Estación Sur se hace con respecto a la producción en estudio representada por los 119 BOPD redireccionados para ser manejados en Estación Centro.

Los indicadores de Ebitda y margen Ebitda, son positivos, inclusive hasta los 5 años, una vez se aplican todas las variables financieras que participan como la producción actual del redireccionamiento, no existe incremental, la producción después de aplicar las regalías, también se identifica el costo de levantamiento con el dólar a 80 USD/ BIs, los castigos por calidad en venta, la tasa de transporte, los ingresos y costos que recibe el Activo, como se muestra en la Tabla 21.

**Tabla 21.**

#### *Resumen Análisis Ebitda y Margen Ebitda de la Operación del Activo por redireccionamiento*

	<b>Año 1</b>	<b>Año 2</b>	<b>Año 3</b>	<b>Año 4</b>	<b>Año 5</b>
Energía	348	373	400	428	459
Tratamiento Químico	174	186	200	214	229
Otros (Gas)	302	324	347	372	398
<b>Costo Variable</b>	<b>824</b>	<b>883</b>	<b>946</b>	<b>1.014</b>	<b>1.087</b>
Mantenimiento Superficie	1.325	1.420	1.522	1.630	1.747
Operaciones de Producción	1.926	2.064	2.212	2.371	2.540
Gasto Laboral	175	193	212	233	256
Servicios de Apoyo a la Operación	41	45	49	54	59
Entorno, Ambiental, Hse	53	58	64	71	78
<b>Costo Fijo</b>	<b>3.520</b>	<b>3.780</b>	<b>4.059</b>	<b>4.358</b>	<b>4.681</b>

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Producción Básica año	119	111	103	96	89
Producción Incremental año	NA	NA	NA	NA	NA
Producción Promedio día/año	119	111	103	96	89
Regalías	18,27%	17,09%	17,21%	17,21%	17,21%
Producción Promedio día/año (después de regalías)	97	92	85	79	74
Producción después de Regalías	35.499	33.492	31.103	28.926	26.901
TRM	\$ 4.100	\$ 3.950	\$ 3.800	\$ 4.000	\$ 3.900
<b>Costo Levantamiento USD/Bl</b>	<b>24,39</b>	<b>29,22</b>	<b>35,06</b>	<b>38,44</b>	<b>45,51</b>
Brent	80	80	80	80	80
Calidad	-4,12	3,54	7,51	7,51	7,51
Transporte	3,18	3,2	3,2	3,2	3,2
Precio de Venta	80,94	73,27	69,3	69,3	69,3
Ingresos USD	2.873.208	2.453.901	2.155.372	2.004.496	1.864.181
Costos USD	1.059.506	1.180.413	1.317.069	1.343.109	1.478.783
<b>EBITDA USD</b>	<b>1.813.701</b>	<b>1.273.488</b>	<b>838.303</b>	<b>661.387</b>	<b>385.398</b>
EBITDA USD/BL	51,1	38	27	22,9	14,3
Precio Equilibrio	29	42	53	57	66
<b>Margen EBITDA</b>	<b>63%</b>	<b>52%</b>	<b>39%</b>	<b>33%</b>	<b>21%</b>

*Nota:* Los indicadores positivos de Ebitda y Margen Ebitda, indican hasta el año 5, que es rentable para el Campo de Producción la actividad de redireccionamiento. \*Cifras en millardos USD

Adicional se muestra la vigencia del indicador Ebitda en el tiempo con respecto al costo del levantamiento, el Ebitda se afectaría en esta comparación individual a partir del segundo año dado que aumenta el costo del levantamiento del barril, debido que no se está teniendo en cuenta costos por intervención de equipos de servicio para mantener producción o hacer efectivos trabajos de optimización, por eso no se incluyó dentro de los costos fijos como Subsuelo ( no es el alcance

de este trabajo) y solo se aplica el porcentaje de declinación del campo que corresponde a un 7 % por año, para ver el efecto del costo de levantamiento por Bls, ver la Tabla 22.

**Tabla 22.**

*Variación del Ebitda vs Costo de levantamiento anual.*

<b>Vigencia</b>	<b>Año 1</b>	<b>Año 2</b>	<b>Año 3</b>	<b>Año 4</b>	<b>Año 5</b>
Ebitda MUSD	1.814	1.273	838	661	385
LC USD/Bl	24,39	29,22	35,06	38,44	45,51
Variación Ebitda	0,0	-0,5	-0,4	-0,2	-0,3
%	0%	-30%	-34,2%	-21%	-42%

*Nota:* La variación del Ebitda en el tiempo disminuye con respecto al costo del levantamiento que depende de la TRM y de la declinación de la producción.

Los costos fijos aumentan con el paso de los años por efectos del IPC, se tomó un valor promedio del 7.16 % estimado desde el año 1 al 5, el desescalonamiento de costos fijos de un Campo se da por el impacto de los Contrato de Operación y Mantenimiento O&M, gastos laborales, apoyo a la operación, costos de entorno, HSE, etc. que año tras año se incrementa por temas de inflación, ver la Tabla 23.

**Tabla 23.**

*Desescalonamiento de costos Fijos*

<b>Desescalonamiento costos Fijos</b>					
<b>Vigencia</b>	<b>Año 1</b>	<b>Año 2</b>	<b>Año 3</b>	<b>Año 4</b>	<b>Año 5</b>
Costo Fijo	3.520	3.780	4.059	4.358	4.681

*Nota:* En el tiempo, los costos fijos año a año se incrementan por factores de la economía como el IPC.

La variación de porcentaje de los costos fijos en función de costos totales es del orden del 81%, dado que este conjunto de variables como los contratos de O&M, la energía, el gas y demás

gastos laborales son los que más pesan en la economía de un activo y son las líneas presupuestales que se busca optimizar al máximo para lograr mantener límites económicos a los campos de producción, ver la Tabla 24.

**Tabla 24.**

*Costos fijos VS Costos Variables*

<b>Vigencia</b>	<b>Año 1</b>	<b>Año 2</b>	<b>Año 3</b>	<b>Año 4</b>	<b>Año 5</b>
Costo fijo	3.520	3.780	4.059	4.358	4.681
Costo Variable	824	883	946	1.014	1.087
Total	4.344	4.663	5.005	5.372	5.767
% costo fijo en función de costos totales	81%	81%	81%	81%	81%

*Nota:* Los indicadores positivos de Ebitda y Margen Ebitda, indican hasta el año 5 que es rentable para el Campo de Producción la actividad de redireccionamiento.

Una vez conocidos los resultados factibilidad técnico-económica del trabajo, son el insumo que se proporciona a la alta dirección de los Campos de producción, puede ser tomado como guía para la industria petrolera en donde tengan procesos operativos a optimizar con las mismas necesidades técnicas y económicas.

En el Apéndice A, se sintetiza los criterios técnicos y presupuestales requeridos para de manera secuencial tener en cuenta actividades que se realizan en Activos de producción de crudo o gas para considerar plan de redireccionamiento de fluidos en el desescalonamiento de facilidades o estaciones, así como las algunas líneas presupuestales para tener en cuenta en la definición de costos para los indicadores económicos de rentabilidad de un Campo de producción.

## 6. Conclusiones

Las facilidades de producción para tratamiento en la Estación Centro tienen la suficiente capacidad nominal y operativa para tratar fluidos adicionales con las nuevas recomendaciones operativas.

La centralización de la operación en un sola Estación de Proceso con el uso de facilidades existentes y la optimización de los equipos de proceso, mejoran la filosofía de operación.

Del análisis Hidráulico realizado, al comparar entre las dos propuestas de uso de líneas actuales con las modificaciones sugeridas, dado que la propuesta Opción de Desvío 1 no tiene pozos en el rango de 0-100 psi, se recomienda que el mejor recorrido es la Opción de Desvío 2, por cuanto que el 22 % de los pozos quedan en el rango de 0-100 psi, el 63% de pozos los queda el rango de 100 a 200 psi 13% de pozos queda en rango entre 200-300 psi.

Considerando que no se genere ningún tipo de Modificación de cambio de strokes o incremento de velocidad para compensar la nueva distancia entre estaciones, del análisis hidráulico realizado, solo se tendría en afectación de producción de los 19 pozos del sector Sur al llegar a la Estación Centro de - 12.2 BOPD, equivalente a un 9.3 %.

El Beneficio económico logrado en el primer año, hacer los trabajos de adecuación mecánica en el redireccionamiento de fluidos a la Estación Centro es más favorable para el Activo de Producción y no continuar con los costos operativos y de mantenimiento en la Estación Sur.

El análisis de costos y rentabilidad a través de los indicadores de Ebitda y margen Ebitda, son positivos para el Campo de Producción por la salida operativa de la Estación Sur, el límite económico continúa siendo favorable en los siguientes 5 años, es un ejemplo exitoso de lo que se puede dar en activos donde se necesite realizar actividades de desescalonamiento de Facilidades.

La variación de porcentaje de los costos fijos en función de costos totales del activo permanece fija, dado que el conjunto de variables como los contratos de O&M, la energía, el gas y demás gastos laborales, son los que más pesan en la economía de un activo y son las líneas presupuestales que se busca optimizar al máximo para lograr mantener límites económicos a los campos de producción.

### **7. Recomendaciones**

Realizar el estudio de integridad de tuberías y accesorios a las facilidades de Campo de la Estación Centro, aplica para cualquier facilidad a ser utilizada cuando cambien las condiciones operativas y que garantice una infraestructura confiable para el recibo de fluidos adicionales de la Estación Sur y poder retirarla de operación.

Realizar selección previa de los pozos productores para los redireccionamientos de fluidos con las mejores proyecciones de producción y así poder determinar por el análisis hidráulico la mejor opción de recorrido en Campo por líneas de producción existentes a la estación objetivo; agrupación de por rangos de presión en cabeza, la afectación de tasa de producción cuando comparten las troncales de producción con otros pozos para llegar a la misma facilidad.

Llevar a cabo la ingeniería conceptual de la Propuesta de Desvío seleccionada para uso de las líneas de producción del Campo, de tal manera que se confirme los resultados de la corrida hidráulica realizada a los pozos objeto del estudio para el redireccionamiento de fluidos a la Estación Centro, para centralizar los procesos de recolección y tratamiento de los pozos seleccionados.

Se recomienda hacer verificación en Campo y revisar las sugerencias técnicas de construcción con respecto a las propuestas planteadas de los recorridos de líneas de producción,

que generen el menor impacto económico e igualmente hacer la estimación de la pérdida volumétrica de los pozos por el incremento de la presión en cabeza.

Generar el respectivo Control de Cambios para el redireccionamiento de fluidos por Cambio de procedimientos y ventanas Operativas en la Estación Centro.

Para realizar procesos de desescalonamiento de facilidades de activos de producción, lo más recomendable es realizar análisis económicos utilizando los indicadores financieros de Ebitda y margen Ebitda para identificar los costos de todas las variables que participan presupuestalmente y que permitan de ser positivas, facilitar la toma de decisiones al interior de las compañías.

**Referencias Bibliográficas**

- Actualícese. (2015). *El Ebitda en las organizaciones: su importancia* [en línea]. Portal web, [citado el 19 de mayo de 2017]. <http://actualicese.com/actualidad/2015/02/26/el-ebitda-en-las-organizaciones-su-importancia/>
- García Serna, O.L. Valoración de empresas, gerencia del valor y EVA. Editorial Prensa Moderna Impresores S.A., Cali, 2003.
- Gotterba, J.A., & Bartz, D.F. (2015). Results of the Field Operation of a Distributed-Flux Burner in a Heater Treater in a Northern Canada Heavy Oil Field: Thermal Performance and Firetube Life. *Oil and Gas Facilities*, 4(03), 097-104. <https://doi.org/10.2118/170172-PA>
- Holmes, M., Gupta, S., McKay, P., & Ren, S. (2016). Integrated One-Step Process for Oil Water Separation and Produced-Water Treatment. *Day 1 Tue, June 07, 2016*, D011S002R005. <https://doi.org/10.2118/180691-MS>
- Ismail, A.S., Menchaca, A.E., Balk, W., Akdim, M.R., Less, S., & Oshinowo, L. (2020). High-Performance Electrostatic Coalescer – A Novel Technology for Improving the Economist of Oil-Water Separation. *Day 1 Mon, November 09, 2020*, D011S003R003. <https://doi.org/10.2118/203475-MS>
- Pérez Correa, J.E. (2017). *Análisis de variables de producción para la selección de sistemas de levantamiento artificial adecuados para la producción de crudos pesados [recurso electrónico]*. UIS.
- Pérez, H.D., Grandas, G.G., & Pérez-Rodríguez, H. (2015). Applied Advanced Control Systems for Electrostatic Dehydrators in the Upstream Oil Industry. *All Days*, SPE-174149-MS. <https://doi.org/10.2118/174149-MS>

Ramírez Polonia, M.A. (2014). *Análisis del funcionamiento, uso y aplicación de los tratadores térmicos electrostáticos [recurso electrónico]*. UIS.

Sellman, E., & Mandewalkar, P. (2016). Highly Efficient Dehydration and Desalting of Crude Oil from Mature Fields in the Middle East. *Day 1 Mon, September 26, 2016*, D011S001R003.  
<https://doi.org/10.2118/181724-MS>

Weston, F.J., y Brigham, E.F. (1994). *Fundamentos de administración financiera*. México: MC Graw Hill. Citado por: Gómez L, 2013.

## Apéndices

### **Apéndice A.** *Actividades Generales tipo técnico y presupuestal para Desescalonamiento.*

Como complemento al trabajo de aplicación realizado de ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA DE LA ELIMINACIÓN DE LA ESTACIÓN SUR Y DEL REDIRECCIONAMIENTO DE FLUIDOS A LA ESTACIÓN CENTRO, EN UN CAMPO DE CRUDO PESADO DEL MAGDALENA MEDIO QUE PRODUCE MEDIANTE BOMBEO MECÁNICO.

Se presentan una serie de actividades de tipo técnico a considerar para realizar procesos de redireccionamiento de fluidos de Estaciones, con el ánimo de eliminar facilidades como estaciones satélites o intermedias, que al final lo que se pretende es determinar con criterios técnicos y económicos la Rentabilidad para mantener el límite económico de un Activo.

Lo primero que se debe revisar al interior de una empresa, es sí dentro del proceso operativo existen facilidades que estén afectando la Rentabilidad del Activo de Campos, exceso de facilidades, procesos anticuados, por dar algunos ejemplos y que a corto o mediano plazo generan sobrecostos y hace que no sea rentable o que acorte el límite económico.

Adicional es muy importante tener en cuenta, la relación costo/beneficio de utilizar facilidades existentes y los costos que se incurra requiera en su adaptación o modificación vs opción de eliminar una facilidad.

El desescalonamiento de costos fijos de un Campo de Producción, surge como solución al disminuir la producción casos por declinación de pozos, disminución de capacidad de facilidades a largo plazo, sobre capacidades, deterioro de infraestructura.

Se da en forma general en tres Fases:

1. Planear las Actividades para redireccionamiento de fluidos de los pozos de una Estación identificada hacia la Estación Final recibo.

2. Realizar la Ingeniería conceptual para inscribir el análisis técnico y solicitar recursos para el desarrollo en base a los análisis económicos.

3. Generar el respectivo Control de Cambios para el redireccionamiento de fluidos por Cambio de procedimientos y ventanas Operativas.

Consideraciones de tipo Técnico en equipos

✓ Hacer un cronograma de actividades para determinar viabilidad de generar una revisión de las instalaciones identificadas.

✓ Considerar el retiro de operación por facilidades obsoletas o que no se tenga planes de inversión, tales como equipos estáticos, vasijas, tanques que hagan parte de estaciones intermedias o completas y que no generen impacto operativo.

Consideraciones de tipo Operativo en Facilidades

✓ Identificar la facilidad candidata para realizar reconocimiento de equipos y proceso.

✓ Rocería de líneas de flujo.

✓ Inspección y medición de espesores de líneas de flujo.

✓ Revisión de accesorios en líneas de flujo.

✓ Revisión de conceptos por Ingeniería para trabajos similares para reparaciones en casos con importancia como de cruces fluviales.

Análisis de pozos productores candidatos a desviar los fluidos

✓ Seleccionar los pozos productores que sean candidatos por mejor producción.

✓ Calcular hidráulicamente el comportamiento de afectación de producción de los pozos productores direccionados, para identificar variación de los barriles de crudo neto que normalmente se reciben en la facilidad a eliminar, frente a la nueva facilidad de llegada.

✓ Calcular incrementos de presión en cabeza cuando ingresan a tramos de líneas por distancias y uso de líneas compartidas.

#### Líneas por Mecánicas e integridad

✓ Considerar si se necesitan tendidos de tubería nueva y evaluar los costos asociados.

✓ Considerar realizar inspección de integridad a las líneas y troncales de producción, múltiples de producción.

✓ Realizar reparaciones mecánicas según los resultados que arrojen de la inspección de integridad.

✓ Revisar cambios de la tubería cuando pasa por cruces de río.

#### Revisión del Proceso de Operación y Capacidades

✓ Revisar los manuales de operación de tratamiento de crudo, agua de producción, gas para identificar las Capacidades actuales y opciones de mejora y optimización.

✓ Se debe actualizar las ventanas operativas de las nuevas facilidades

✓ Si existen sistemas SCADA, verificar las ventanas operativas que permitan identificar alarmas y lógicas de control ajustadas a nuevas condiciones de operación.

#### Revisión de existencias de materiales en Bodegas

✓ Revisar los stocks de materiales en bodegas

✓ Verificar el diseño de facilidades de superficie en estaciones, en cabezas de pozos productores tal como el rating de válvulas.

✓ Usar al máximo la infraestructura existente en todas las especialidades del proceso.

- ✓ Georreferenciar y caracterizar el sistema de información geográfico (SIG).

Consideraciones de tipo Financiero

✓ Definir el alcance del Proyecto, lo más cercano a la realidad para eliminar retrabajos que impactan los Proyecto de desescalonamiento en tiempo y costos.

✓ Realizar los cálculos financieros de Ebitda y margen Ebitda de facilidades en Campos de petróleo o gas, para lo cual se debe tener los costos por las líneas presupuestales propias de cada Campo de Producción o Gas, que apliquen a cada una de las actividades agrupadas y estar asociadas, ya sea por costos fijos o costos variables, se muestra ejemplo en la Tabla 25.

**Tabla 25.**

*Análisis Ebitda y Margen Ebitda de costos fijos y variables de la Operación del Activo a varios años.*

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Energía					
Tratamiento Químico					
Otros (Gas)					
<b>Costo Variable</b>					
Mantenimiento Superficie					
Operaciones de Producción					
Gasto Laboral					
Servicios de Apoyo a la Operación					
Entorno, Ambiental, Hse					
<b>Costo Fijo</b>					
<b>Total, MMCOP</b>					
<b>Total, MUSD</b>					
Producción Básica año					
Producción Incremental año					
Producción Promedio día/año					
Regalías					
Producción Promedio día/año (después de regalías)					
Producción después de Regalías					

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
TRM					
<b>Costo Levantamiento USD/Bl</b>					
Brent					
Calidad					
Transporte					
Precio de Venta					
Ingresos USD					
Costos USD					
<b>EBITDA USD</b>					
EBITDA USD/BL					
Precio Equilibrio					
<b>Margen EBITDA</b>					

A continuación, se resumen las actividades presupuestales a considerar por las áreas que conforman el funcionamiento de un activo para seleccionar los costos para evaluar la rentabilidad y equilibrio económico de un activo de producción, se listan las Tablas 26 a 30.

### Tabla 26.

#### *Descripción actividades Generales presupuestales de área Mantenimiento*

<b>Descripción Actividad Mantenimiento</b>	<b>Valor</b>	<b>%</b>
Contrato Marco Mantenimiento		
Mantenimiento de vías y obras civiles		
Repuestos - Materiales Mantenimiento		
Plan Integridad Mantenimiento Equipo Estático		
Plan Inspección líneas		
Mantenimiento de Soldadura, Metalistería		
Servicio limpieza e inspección Interna		
Compra Tubería - Reposición		
Plan Rocería Derecho vía tubería		
Mantenimiento unidades de bombeo		
Mantenimiento De Automotor Pesado		
Mantenimiento De Aires Acondicionados		
Mantenimiento De Válvulas de Seguridad - Presión y Vacío		
Mantenimiento a Equipos Sistemas Scada		
Mantenimiento De Motores Eléctricos		
Mantenimiento Especializado Transformadores		

<b>Descripción Actividad Mantenimiento</b>	<b>Valor</b>	<b>%</b>
Mantenimiento a Equipos de Fwkos y Tratadores		
Mantenimiento Sistemas Contra Incendios		
Acondicionamiento de estructuras, acometidas eléctricas		
Mantenimiento de Equipos Generadores de Vapor		
Mantenimiento Especializado Variadores De Frecuencia		
Mantenimiento a Equipos Medidores Multifásicos		
Inspecciones línea base modelo sistema eléctrico		
Mantenimiento De Generador Eléctrico		
Mantenimiento De Equipos Filtración - Suavización		

*Nota:* Se listan líneas generales presupuestales de especialidad de Mantenimiento.

### **Tabla 27.**

#### *Descripción Actividades Generales presupuestales de área producción*

<b>Descripción Actividad Operaciones de Producción</b>	<b>Valor</b>	<b>%</b>
Contrato Marco Operación		
Servicio Camión de vacío		
Servicio de Rocería Estaciones y locaciones		
Servicio Menor de Mantenimiento locativo		
Servicio de Limpieza y Pintura Menor		
Servicios de Alquiler y Mantenimiento de Computo		
Gas Compra		
Servicio de análisis y Laboratorio		
Transporte por Carrotanques		
Atencion de Emergencias		
Servicio de Optimización de Unidades		
Calibración, Metrología y Medición		
Elementos de Seguridad Industrial		
Materiales, Suministros y Repuestos para Operaciones		
Servicio de Niveles y Dinagramas		
Retiro, traslado y disposición de Residuos sólidos y líquidos		

*Nota:* Se listan líneas generales presupuestales de área de producción.

### **Tabla 28.**

#### *Descripción Actividades Generales presupuestales Apoyo Operación*

<b>Descripción Actividad Servicios Apoyo a la Operación</b>	<b>Valor</b>	<b>%</b>
Recolección de Basuras		
Servicios Tecnicos Apoyos HSE		

<b>Descripción Actividad Servicios Apoyo a la Operación</b>	<b>Valor</b>	<b>%</b>
Mantenimiento Menor Locativo		
Combustibles		
Transporte		
Acuerdos		
Administración de Bodegas		
Contraincendios		

*Nota:* Se listan líneas generales presupuestales de especialidad de Apoyo Operación.

### **Tabla 29.**

#### *Descripción Actividad Gasto Laboral*

<b>Descripción Actividad Gasto laboral</b>	<b>Valor</b>	<b>%</b>
Vigilancia		
Servicios Profesionales		

*Nota:* Se listan líneas generales presupuestales de gasto laboral.

### **Tabla 30.**

#### *Descripción Actividades de Entorno, Ambiental, HSE*

<b>Descripción Actividades Entorno Ambiental, HSE</b>	<b>Valor</b>	<b>%</b>
Monitoreos Ambientales		
Estudios Ambientales		
Plan de Entorno		
Gestion Social		
Comunicaciones		

*Nota:* Se listan líneas generales presupuestales de Entorno, Ambiental, HSE.

Para cálculos hidráulicos sobre redireccionamiento de fluidos, se elige el tipo de software que se tenga disponible en los Campos de Producción. Para este caso particular del trabajo de aplicación, es el software que aplica por licencias GAP (Petroleum Experts), el objetivo final del análisis hidráulico es observar el comportamiento de las variables operativas, el comportamiento de producción y la presión en cabeza de los pozos productores seleccionados por una línea de producción elegida que conecta las facilidades de Origen y Destino, con el siguiente esquema de trabajo:

1. Considerar las líneas de producción que van desde Estación Origen a Estación Nuevo Destino, para analizar las Opciones de Desvío de fluidos, con ello se busca determinar cuál es la más favorable para los trabajos de conexión y uso de tramos de líneas existentes.
2. Clasificar los pozos productores para redireccionamientos en rangos de presión, para predecir su comportamiento de presión en cabeza y tasa de producción cuando comparten las troncales de producción con otros pozos y van para la misma facilidad.
3. Identificar la presión en cabeza de los pozos productores seleccionados para el redireccionamiento de fluidos desde la Estación Origen a la Estación Nuevo Destino.
4. Predecir el comportamiento de la producción en barriles netos de los pozos productores redireccionados cuando lleguen a la nueva Facilidad de Destino.