

EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LAS ALTERNATIVAS DE
MEJORAMIENTO DEL PROCESO DE TRATAMIENTO DE CRUDO EN LA PLANTA
DESHIDRATADORA EL CENTRO

HAROLD MAURICIO CEDIEL MÉNDEZ

Trabajo de aplicación

Director

Ing. Ricardo Cesar de Hoyos
Magister en Ingeniería Química

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

Tabla de contenido

| | Pág. |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| 1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA..... | 12 |
| 2. OBJETIVOS..... | 13 |
| 2.1 Objetivo general | 13 |
| 2.2 Objetivos específicos | 13 |
| 3. MARCO DE REFERENCIA | 14 |
| 3.1 Antecedentes investigativos | 14 |
| 3.2 Marco teórico..... | 15 |
| 3.2.1 Emulsiones..... | 15 |
| 3.2.2 Ley de Stokes..... | 17 |
| 3.2.3 Tipos de Petróleo Crudo | 19 |
| 3.2.4 Análisis típicos que se realizan al Petróleo Crudo | 22 |
| 3.3 Marco práctico | 29 |
| 3.3.1 Requerimientos de calidad para entrega de Petróleo crudo en Colombia..... | 30 |
| 3.4 Marco legal..... | 32 |
| 4. GENERALIDADES | 33 |
| 4.1 Propiedades Petrofísicas y del Fluido del Campo La Cira e Infantas..... | 33 |
| 4.2 Infraestructura de pozos y facilidades..... | 35 |
| 4.2.1 Pozos Productores e Inyectores | 35 |
| 4.2.2. Estaciones de recolección..... | 37 |
| 4.2.3. Plantas de Inyección..... | 39 |
| 4.2.4. Planta Deshidratadora EL CENTRO | 40 |
| 5. DIAGNÓSTICO DE LAS CONDICIONES ACTUALES DE TRATAMIENTO DE CRUDO EN LA PLANTA DESHIDRATARA EL CENTRO..... | 40 |
| 5.1 Descripción de los equipos instalados para el tratamiento..... | 40 |
| 5.2 Identificación de las limitaciones del sistema de tratamiento por condiciones inherentes al proceso..... | 46 |
| 5.3 Medición de los parámetros de calidad y estimación de la capacidad real de los equipos de tratamiento de crudo | 47 |

| | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 6. SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA TÉCNICO-ECONÓMICA PARA EL TRATAMIENTO DE CRUDO | 50 |
| 6.1 Identificación de alternativas técnicas y económicas para la mejora del tratamiento de crudo. 50 | |
| 6.1.1. Tratadores térmico electroestáticos | 51 |
| 6.1.2. Tratadores térmico electroestáticos y hornos | 52 |
| 6.1.3. Tanque de tratamiento | 54 |
| 6.2 Selección de alternativa con base a criterios técnicos y costos de implementación y mantenimiento..... | 56 |
| 7. DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE LA OPCIÓN DE UN TANQUE DE TRATAMIENTO PARA LA PLANTA DESHIDRATADORA EL CENTRO | 58 |
| 7.1 Simulación dinámica de fluidos composicional para la implementación de un tanque de lavado de crudo | 58 |
| 7.1.1 Contornos de fracción volumétrica | 59 |
| 7.1.2 Detalles del diseño del distribuidor de flujo por Ecopetrol – ICP | 60 |
| 7.2 Determinación de la ubicación del tanque de lavado de crudo | 67 |
| 7.3 Dimensionamiento del tanque de lavado de crudo | 67 |
| 7.4 Descripción escenarios de operación incorporando el nuevo tanque de lavado de crudo | 72 |
| 7.5 Descripción de los planos de instrumentación y control del tanque de lavado de crudo (P&ID) | 74 |
| 7.6 Construcción del tanque de lavado de crudo..... | 81 |
| 7.7 Filosofía de operación del tanque de lavado de crudo | 82 |
| 7.8 Puesta en servicio del tanque de lavado de crudo | 84 |
| 8. EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN UN TANQUE DE TRATAMIENTO EN LA PLANTA DESHIDRATADORA EL CENTRO..... | 85 |
| 8.1 Evaluación Económica del Proyecto | 85 |
| 8.2 Reducción de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y Aprovechamiento de Gas Combustible | 86 |
| 8.3 Reducción Eliminación de Escenario de Riesgo Mayor por Operación de los Tanques de Fiscalización K-1109 y 1110 | 87 |

| | | |
|-----|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 8.4 | Lecciones Aprendidas del Proyecto..... | 89 |
| 8.5 | ¿Qué se ha aprendido? | 90 |
| 8.6 | ¿Qué haremos? | 90 |
| 9. | CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 91 |
| | REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 93 |
| | ANEXOS | 95 |
| | Anexo 1. <i>Especificaciones de los tratadores termo electrostáticos Planta Deshidratadora El Centro</i> | 95 |
| | Anexo 2. <i>Opciones evaluadas para la ubicación del nuevo tanque de procesos.</i> | 97 |
| | Anexo 3. <i>Ubicación nuevo tanque de procesos (1)</i> | 98 |
| | Anexo 4. <i>Ubicación nuevo tanque de procesos.</i> | 99 |

Tabla de Ilustraciones

| | |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Ilustración 1. Esquema típico de un separador trifásico | 24 |
| Ilustración 2. Esquemático simplificado de un tratador térmico | 25 |
| Ilustración 3. Bloque en concesión para la exploración petrolera | 33 |
| Ilustración 4. Sistema de Recolección de los Campos La Cira e Infantas | 36 |
| Ilustración 5. Sistema de Inyección de los Campos La Cira e Infantas | 36 |
| Ilustración 6. Sistema de gas de los Campos La Cira e Infantas | 37 |
| Ilustración 7. Sistemas de transferencia de fluidos producidos campo los Campos La Cira e Infantas | 38 |
| Ilustración 8. Sistemas de transferencia de agua de los campos La Cira e Infantas | 39 |
| Ilustración 9. Overview de la pantalla de ICONICS..... | 41 |
| Ilustración 10. Ventana de operación de los Hornos en serie con los tratadores TTE-1003 y TTE-1004 respectivamente..... | 42 |
| Ilustración 11. Esquema de Funcionamiento del Sistema de Mezclado | 43 |
| Ilustración 12. Tratadores Termoelectroestáticos de la PD El Centro | 44 |
| Ilustración 13. Plano oleoducto EL CENTRO-GRB | 45 |
| Ilustración 14. Notas Especificaciones fabricante tratadores termo electroestáticos | 46 |
| Ilustración 15. Prueba de botella tratamiento de crudo Planta Deshidratadora El Centro | 48 |
| Ilustración 16. Comportamiento flujo de petróleo crudo vs temperatura de tratamiento. | 48 |
| Ilustración 17. Consumo de gas combustible tratadores térmico electroestáticos..... | 49 |
| Ilustración 18. Pronostico producción de fluidos para el campo La Cira Infantas | 50 |
| Ilustración 19. Diagrama de hornos propuestos para un escenario de expansión | 53 |

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Ilustración 20. Curvas de comportamiento del contenido de agua de petróleo crudo a diferentes dosificaciones de químico rompedor. | 55 |
| Ilustración 21. Esquema propuesto de tratamiento incorporando un tanque de deshidratación y lavado | 56 |
| Ilustración 22. Contornos de fracción volumétrica de crudo en el tanque T-1106 con altura del rebose original. Flujo de 70000 BPD con 10% BSW. | 59 |
| Ilustración 23. Contornos de fracción volumétrica de crudo en el tanque T-1106 con altura del rebose reducida a 27 pies. Flujo de 70000 BPD con 10% BSW | 59 |
| Ilustración 24. Perfil de distribución de flujo en el Tanque K-1106 para diferentes diámetros de orificio. | 62 |
| Ilustración 25. Perfil de velocidades orificios de 1/4 y 3/8 in | 62 |
| Ilustración 26. Perfil de distribución de flujo con orificios de 1/4 y 3/8 in..... | 62 |
| Ilustración 27. Esquema de los distribuidores fondo del tanque T-1106..... | 63 |
| Ilustración 28. Pasos para el cálculo de la velocidad de asentamiento | 65 |
| Ilustración 32. Esquema de operación ideal considerando el tanque de procesos..... | 72 |
| Ilustración 33. Esquema de operación considerando desviaciones en tratamiento de calidad del nuevo tanque de procesos..... | 73 |
| Ilustración 34. Esquema de operación considerando el mantenimiento del nuevo tanque de procesos..... | 73 |
| Ilustración 35. Esquema de operación considerando el escenario de rechazo por calidad y mantenimiento del tanque K-1103..... | 74 |
| Ilustración 36. Plano de instrumentación y control del nuevo tanque de procesos | 75 |
| Ilustración 37. Detalle indicador de presión tanque de procesos..... | 75 |

| | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Ilustración 38. Detalle líneas asociadas al nuevo tanque de procesos (1)..... | 76 |
| Ilustración 39. Detalle líneas asociadas al nuevo tanque de procesos (2)..... | 76 |
| Ilustración 40. Detalle líneas asociadas al nuevo tanque de procesos (3)..... | 77 |
| Ilustración 41. Detalle líneas asociadas al nuevo tanque de procesos (4)..... | 78 |
| Ilustración 42. Detalle de los distribuidores internos del tanque (1) | 79 |
| Ilustración 43. Detalle de los distribuidores internos del tanque (2) | 79 |
| Ilustración 44. Detalle de los distribuidores internos del tanque (3) | 80 |
| Ilustración 45. Avance en la construcción del tanque..... | 81 |
| Ilustración 46. Fotografía de los equipos reemplazados por el tanque (hornos, tratadores e intercambiadores)..... | 82 |
| Ilustración 47. Reducción de gases de efecto invernadero por la eliminación del consumo de gas combustible en hornos y tratadores..... | 87 |
| Ilustración 48. Imagen área tanques de fiscalización K-1109 y 1110 y Escuela Blanca Duran de Padilla..... | 88 |

Tablas

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabla 1. <i>Características de los crudos de referencia</i> | 30 |
| Tabla 2. <i>Características de calidad de crudo según acuerdo de medición y contabilización para la transferencia y custodia del crudo producido del Campo La Cira Infantas</i> | 31 |
| Tabla 3. <i>Referencias normativas tratamiento de crudos en Colombia</i> | 32 |
| Tabla 4. <i>Principales propiedades petrofísicas y del fluido de La Cira</i> | 34 |
| Tabla 5. <i>Principales propiedades petrofísicas y del fluido de Infantas</i> | 34 |
| Tabla 6. <i>Pozos activos Campo La Cira Infantas</i> | 35 |
| Tabla 7. <i>Especificaciones de los tratadores termo electroestáticos Planta Deshidratadora El Centro</i> | 95 |
| Tabla 8. <i>Capacidades reevaluadas de los tratadores termo electroestáticos de la Planta Deshidratadora El Centro</i> | 49 |
| Tabla 9. <i>Capacidades Especificaciones tratadores térmico electroestáticos definidos para un escenario de ampliación</i> | 51 |
| Tabla 10. <i>Detalle de consumos de gas y emisiones para escenarios de expansión con hornos y tratadores térmico electroestáticos</i> | 54 |
| Tabla 11. <i>Evaluación de alternativa a implementar</i> | 57 |
| Tabla 12. <i>Propiedades físicas del crudo y del agua</i> | 58 |
| Tabla 13. <i>Resumen de los resultados obtenidos en las simulaciones</i> | 60 |
| Tabla 14. <i>Propiedades de fluido</i> | 61 |
| Tabla 15. <i>Dimensiones del tanque T-1106</i> | 61 |
| Tabla 16. <i>Descripción de brazos de distribuidores</i> | 64 |

| | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabla 17. <i>Descripción orificios de dispersión</i> | 64 |
| Tabla 18. <i>Colchón de agua para de acuerdo con el BSW de entrada</i> | 66 |
| Tabla 19. <i>Tiempos de residencia</i> | 67 |
| Tabla 20. <i>Información de entrada para el diseño</i> | 68 |
| Tabla 21. <i>Información de entrada para el diseño</i> | 69 |
| Tabla 22. <i>Sensibilidades de dimensionamiento</i> | 69 |
| Tabla 23. <i>Alturas de colcho de agua y crudo</i> | 70 |
| Tabla 24. <i>Resultados diseño válvulas de presión y vacío</i> | 70 |
| Tabla 25. <i>Características del tanque diseñado</i> | 71 |
| Tabla 26. <i>Características del tanque diseñado</i> | 71 |
| Tabla 27. <i>Resumen del desempeño del proceso tras el ingreso del tanque de lavado</i> | 85 |
| Tabla 28. <i>Resumen financiero del proyecto</i> | 86 |

Resumen

Título: Evaluación Técnico-Económica De Las Alternativas De Mejoramiento Del Proceso De Tratamiento De Crudo En La Planta Deshidratadora El Centro.*

Autor: Harold Mauricio Cediel Méndez

Palabras Clave: Tratamiento De Crudo, Tanque De Lavado, Tratadores.

Descripción:

El crudo producido en el campo La Cira Infantas es procesado y tratado en la Planta Deshidratadora 'El Centro', con un sistema que incluye dispositivos como Hornos, intercambiadores de calor para precalentamiento, tratadores termoelectroestáticos y tanques para deshidratación y desalinización del crudo. A pesar de esta compleja infraestructura, no fue posible alcanzar las capacidades nominales de tratamiento y desalinización, alcanzando sólo un rango del 60% al 70% de la capacidad de diseño. Adicionalmente, se presentaron altos costos de mantenimiento en los sistemas de tratamiento y calentamiento de la Planta Deshidratadora, así como altas emisiones de gases de efecto invernadero. Las pruebas realizadas a la emulsión de crudo en el campo La Cira Infantas demostraron que es posible deshidratar y desalar el petróleo mediante separación gravitacional si se alcanzan condiciones de sedimentación laminar de las partículas (Ley de Stokes). Con base en los resultados se diseñó un tanque de lavado con un sistema de tuberías internas utilizando la tecnología ECOALESHIA del ICP (Instituto Colombiano del Petróleo). El diseño del tanque de lavado se apoyó con simulaciones utilizando la herramienta CFD con el fin de evaluar el efecto sobre la emulsión. El diseño final del tanque de lavado considera una geometría tipo estrella en el distribuidor interno de entrada, un sistema de agua de lavado, una caja recolectora de aceite y un control de nivel. Como resultado de la implementación del tanque de lavado se obtuvo la optimización y aumento de la capacidad de tratamiento hasta 70k BOPD, el uso de 600K pies cúbicos de gas por día para generar 2.3 MW/d de energía, la reducción de 14,588 toneladas de emisiones de CO₂, la disminución de emisiones de hidrocarburos volátiles por un cambio en las temperaturas de proceso de 140 a 90 °F, y, la reducción de US\$ 150K en costos de mantenimiento y operación de tratadores y calderas. El diseño del tanque construido plantea mejoras significativas a la Tecnología ECOALESHIA (tecnología mejorada de separación gravitacional a menor temperatura de operación) y a la estrategia constructiva, ya que el tanque fue construido en menos de 10 meses.

* Trabajo de grado

Abstract

Title: Technical-Economic Evaluation of Alternatives For Improving The Crude Oil Treatment Process At The El Centro Dehydration Plant.*

Author: Harold Mauricio Cediel Méndez

Keywords: Crude Oil Treatment, Tank Washers, Treater.

Content:

The crude produced in the La Cira Infantas field is processed and treated in the Dehydration Plant 'El Centro', with a system that includes devices such as furnaces, heat exchangers for preheating, thermo-electrostatic treaters and tanks for dehydration and desalting of crude. Despite this complex infrastructure, it was not possible to reach the nominal treatment and desalination capacities, reaching only 60% to 70% of the design capacity. In addition, there were high maintenance costs in the treatment and heating systems of the Dehydration Plant, as well as high greenhouse gas emissions. Tests carried out on the crude emulsion in the La Cira Infantas field showed that it is possible to dehydrate and desalinate the oil through gravity separation if laminar sedimentation conditions of the particles are reached (Stokes' Law). Based on the results, a washing tank with an internal piping system was designed using the ECOALESHIA technology of the ICP (Colombian Petroleum Institute). The design of the wash tank was supported with simulations using the CFD tool to evaluate the effect on the emulsion. The final design of the wash tank considers a star type geometry in the internal inlet distributor, a wash water system, an oil collection box and a level control. As a result of the implementation of the scrubber tank, the treatment capacity was optimized and increased to 70k BOPD, the use of 600K cubic feet of gas per day to generate 2.3 MW/d of energy, the reduction of 14,588 tons of CO₂ emissions, the reduction of volatile hydrocarbon emissions due to a change in process temperatures from 140 to 90 °F, and the reduction of US\$ 150K in maintenance and operation costs of treaters and boilers. The design of the constructed tank poses significant improvements to the ECOALESHIA Technology (improved gravity separation technology at lower operating temperature) and construction strategy, as the tank was constructed in less than 10 months.

* Degree work

1. Descripción del problema

Durante los últimos años y a pesar de las inversiones realizadas en La Planta Deshidratadora EL CENTRO en equipos como tratadores, hornos e intercambiadores de calor, se ha presentado una baja eficiencia en tratamiento del crudo llegando solo al 60% de eficiencia en una producción de 27 k b/d, debido principalmente al estado y limitación tecnológica del tratamiento térmico y condiciones del proceso por la variación en el contenido de agua y sólidos del fluido recibido de las estaciones.

La entrega reiterada de crudo a la refinería con contenido de agua y sal fuera de los parámetros de control ha generado un riesgo significativo para la continuidad operativa y el desarrollo futuro del campo. Esto ha llevado a consecuencias adversas, como daños a equipos, interrupciones en los procesos y la imposición de multas correspondientes al 2% del volumen bombeado. Además, por los reprocesos, se ha observado un aumento en el consumo de gas combustible, con picos que alcanzan hasta 600 KPCD.

2. Objetivos

2.1 Objetivo general

Evaluar técnica y económicamente las alternativas de mejora que se pueden establecer al proceso de tratamiento de crudo en la Planta Deshidratadora EL CENTRO.

2.2 Objetivos específicos

1. Efectuar un diagnóstico de las condiciones actuales de operación de la Planta Deshidratadora EL CENTRO con fin de determinar posibles acciones de mejora mediante realización de pruebas de campo.
2. Seleccionar desde el punto de vista técnico y económico la acción de mejora más apropiada a implementar en la Planta Deshidratadora EL CENTRO.
3. Realizar los diseños correspondientes a la acción de mejora más apropiada a implementar en la Planta Deshidratadora EL CENTRO.
4. Determinar los beneficios técnicos, económicos y ambientales de la acción de mejora implementada en la Planta Deshidratadora EL CENTRO

3. Marco de referencia

3.1 Antecedentes investigativos

Los antecedentes a nivel mundial revelan la complejidad inherente al tratamiento de crudo, la cual está vinculada al contenido de sólidos y al aumento en el corte de agua. Asimismo, y como se muestra a continuación, algunos autores evidencian limitaciones asociadas a los principios y tecnologías de tratamiento:

1. “La gran población de pequeñas gotas de agua y finos forman emulsiones de petróleo crudo muy estables que son difíciles de romper usando tratadores convencionales” (Sellman & Mandewalkar, 2016)
2. “Cuando el corte de agua supera el límite operativo típico de un tratador térmico, se requieren medidas adicionales para reducir el contenido de agua y reducir el agua de entrada al tratador para una operación dentro del rango operacional. Normalmente, el enfoque convencional implica descongestionar el proceso de tratamiento del crudo y agua mediante la introducción de equipos de proceso adicionales para disminuir el corte de agua en el deshidratador” (Aljabrine & Fairweather, 2023).
3. “Los estudios de eliminación de cuellos de botella requieren un conocimiento profundo del proceso e identificación de equipos que presentan limitaciones significativas del tratamiento del petróleo crudo (calentadores y desalinizador). La validación de estos dos equipos fue el primer paso para superar desafíos para aumentar la capacidad” (Unnam et al., 2022)

También se han identificado casos que destacan las ventajas derivadas de mejoras en el tratamiento del crudo mediante cambios tecnológicos: “Algunas ventajas de utilizar calentadores eléctricos de inmersión son: 1. Ayudan a reducir la posibilidad de incendio o riesgos de explosión

ya que no hay llamas abiertas. 2. Eliminan todos los inconvenientes creados por el piloto que se apaga en un recipiente alimentado con gas. 3. Al retirar los fusibles en línea seleccionados, la cantidad de calor se puede ajustar fácilmente a los requisitos operativos, dando una flexibilidad que no se puede obtener de la unidad alimentada por gas. 4. Los tratadores calentadores a gas existentes se pueden equipar con un calentador de inmersión eléctrico” (Palastak, s. f.)

Otros estudios proponen alternativas para el tratamiento del petróleo crudo que prescinden de principios térmicos y/o eléctricos. Estas alternativas exhiben ventajas significativas en comparación con los métodos convencionales de calentamiento. Se menciona como ejemplos los realizados por el Instituto Colombiano del Petróleo en la patente (09146407 - (09146407 - Patente de Invención Nacional - SISTEMA PARA DESHIDRATACION Y DESALADO DE HIDROCARBUROS, s. f.) y Journal of Petroleum Technologies en el caso de Estudio “Un enfoque novedoso para las cero emisiones sin tanque en instalaciones de producción de petróleo crudo” (Pittenger et al., 2023)

3.2 Marco teórico

3.2.1 Emulsiones

Las emulsiones hacen parte de los coloides y son mezclas heterogéneas de dos líquidos inmiscibles, uno corresponde a la fase dispersa y el otro a la fase continua o dispersante. La mayoría de las emulsiones son de aceite/agua como lo forma el petróleo y el agua de producción. Las emulsiones son afectadas especialmente cuando se tiene presencia de un agente emulsificante, un tensoactivo o surfactante. Los agentes emulsificantes se encargan de formar una película alrededor de las gotas de crudo, reduciendo la tensión superficial e interfacial y formando una capa viscosa. Los tensoactivos que pueden ser No aniónicos, aniónicos, catiónicos o anfóteros y en el caso del petróleo están comúnmente relacionados a compuestos naturales como asfáltenos y

parafinas y sólidos como arenas y arcillas; estas últimas proporcionan cargas iónicas y partes hidrofóbicas que se concentran en la interfase agua/petróleo, estabilizando la emulsión.

Comúnmente es utilizado el método desarrollado por William Colvin Griffin, para la clasificación de los tensoactivos basado en valor de HLB. El método está basado en la premisa de que todos los tensoactivos combinan, en una misma molécula, un grupo hidrofílico y otro lipofílico, y que la proporción entre los porcentajes en peso de estos dos grupos en los tensoactivos no iónicos es una indicación del comportamiento que puede ser esperado de ese producto. El HLB es un parámetro que varía de 0 a 20, indicando la preferencia de una sustancia para disolverse en agua.

El cálculo del HLB se realiza mediante la siguiente expresión:

$$HLB = 20 \frac{Mh}{M} \quad (1)$$

Donde:

Mh: es la masa molar de la porción hidrofílica de la molécula

M: es la masa molar de la molécula entera.

Se tiene emulsiones de aceite en agua (emulsiones inversas), al obtener valores altos de HLB en rangos que oscilen entre el 8 y 18. En rangos bajos de HLB de entre 3 y 8, se tienen emulsiones de agua en aceite (emulsiones directas o normales). Otros factores que afectan la formación de emulsiones son la distribución en la interfase aceite y agua y la agitación. En la distribución de la interfase el ángulo de contacto entre las partículas sólidas y la interfase puede determinar que la partícula está mojada preferiblemente por aceite, equitativamente por aceite y agua o preferiblemente por agua (Sebillotte-Arnaud & Aubrun y Laurence, 2009; Stokes, 1951).

Una forma de clasificar las emulsiones es de acuerdo con su estabilidad. Las emulsiones fuertes o duras tienen una alta estabilidad, mientras que las emulsiones débiles pueden romperse

fácilmente. La estabilidad de una emulsión dependerá del tamaño de gota, por lo cual cuanto más grandes sean las partículas dispersas, más rápidamente se separarán. También dependerá de la viscosidad de la fase continua y de la densidad del petróleo; entre más viscoso y pesado, más difícil será la separación. Otros factores que afectan la estabilidad de una emulsión es la Temperatura, la Tensión Interfacial, la Salinidad, Edad de la Emulsión, Agitación, pH, tipo de Crudo (determina la cantidad y tipo de emulsionantes naturales) y Relación de Fases (Ruiz & Hernández, 2014; Sebillotte-Arnaud & Aubrun y Laurence, 2009).

3.2.2 Ley de Stokes

La ley de Stokes proporciona la fuerza de fricción experimentada por objetos esféricos moviéndose en el seno de un fluido viscoso en un régimen laminar de número de Reynolds pequeño. La Ley de Stoke considera en movimiento de una partícula solida de diámetro mayor a 10 mm dentro de un fluido en régimen laminar. La Ley describe la estabilización de las gotas en función de la diferencia de densidad, el tamaño de gota y la viscosidad de la fase continua (Ruiz & Hernández, 2014).

$$v_s = \frac{2}{9} \frac{gr^2(\rho_p - \rho_f)}{\mu_f} = f_s r^2 \quad (2)$$

Donde:

vs: Velocidad de asentamiento de las partículas (cm/s)

g: Aceleración de la gravedad (cm/s²)

r: Radio de la partícula dispersa (cm)

pp: Densidad de la partícula dispersa (g/cm³)

pf: Densidad del fluido (g/cm³)

Uf: Viscosidad del fluido (cp)

fs: Factor de Stokes (1/cm-s)

El Factor de Stokes representa la facilidad que tienen las partículas para moverse verticalmente a través de la fase continua. En crudos intermedios a livianos no es recomendable el uso de calentamiento, pues se requiere mucho calor para conseguir un pequeño aumento en el factor de Stokes. La ley de Stokes no considera las fuerzas de atracción que existen entre los fluidos, desprecian los efectos de frontera entre los fluidos y considera el movimiento de una única partícula en la fase continua, presentando incertidumbre en donde existen cientos de partículas moviéndose en forma simultánea (Stokes, 1951).

Más de un siglo después de la formulación de Stokes fue publicada la Ley de Hadamard que incluía un factor de corrección a la Ley de Stokes buscando incluir los efectos que producen las fuerzas viscosas de los dos fluidos presentes en la emulsión (Stokes, 1951).

$$v_H = v_S \frac{\left(1 + \frac{\mu_C}{\mu_D}\right)}{\left(1 + \frac{2}{3} \frac{\mu_C}{\mu_D}\right)} \quad (3)$$

Donde:

VH: Velocidad de Asentamiento de Hadamard (cm/s)

VS: Velocidad de Asentamiento de Stokes (cm/s)

μ_C : Viscosidad de la Fase Continua (cP)

μ_D : Viscosidad de la Fase Dispersa (cP)

La ley incluye un factor de corrección de la velocidad de asentamiento de Stokes, considerando las viscosidades de las fases continua y dispersa.

Esta corrección es muy útil para el dimensionamiento de recipientes diseñados para realizar separación gravitacional de emulsiones, aunque se debe tener presente que no incluye el efecto

que generan los surfactantes o agentes emulsificantes, los cuales modifican la fricción adicional durante el movimiento de las gotas en el seno de otro fluido.

3.2.3 Tipos de Petróleo Crudo

Los tipos de petróleo crudo se clasifican en función de su densidad API (*American Petroleum Institute*) o gravedad específica. La densidad API es una medida inversa de la densidad, lo que significa que cuanto mayor sea el valor API, menor será la densidad y viceversa; ver ecuación 4 (Bagci et al., 1988a; Martínez, 2005).

$$API = \frac{141.5}{GE} - 131.5 \quad (4)$$

Donde GE es la gravedad específica. Aquí están los tipos de petróleo crudo más comunes clasificados según su densidad API:

1. **Petróleo Crudo Liviano:** tiene una alta densidad API, generalmente por encima de 31 grados. Este tipo de crudo es menos denso y más fluido, lo que lo hace ideal para la producción de productos refinados como gasolina y productos petroquímicos.
2. **Petróleo Crudo Medio:** tiene una densidad API en el rango de 22 a 30 grados. Los crudos medianos son una mezcla intermedia entre los livianos y los pesados y se utilizan para producir una variedad de productos refinados.
3. **Petróleo Crudo Pesado:** tiene una baja densidad API, generalmente por debajo de 22 grados. Este tipo de crudo es más denso y viscoso, lo que lo hace más adecuado para la producción de productos como diésel, lubricantes y aceites pesados.
4. **Petróleo Crudo Extrapesado:** estos crudos tienen una densidad API muy baja, a menudo inferior a 10 grados. Son los más densos y viscosos de todos, y su

procesamiento es extremadamente desafiante. A menudo requieren tecnologías avanzadas para ser convertidos en productos utilitarios.

5. **Petróleo Crudo Ultraliviano:** algunos campos petroleros producen crudo ultraliviano, que tiene una densidad API muy alta, a veces superior a 40 grados. Estos crudos son extremadamente ligeros y a menudo contienen grandes cantidades de gases asociados.

Cabe destacar que dentro de cada categoría de densidad API, puede haber una amplia variabilidad en las propiedades químicas y físicas del petróleo crudo debido a factores geológicos y regionales. La elección del tipo de crudo y su procesamiento depende de las necesidades de la industria, las regulaciones ambientales y la disponibilidad en una región específica (Bagci et al., 1988b). El petróleo crudo también se puede clasificar en función de su composición química y de los hidrocarburos que contiene. Las categorías de clasificación más comunes son:

1. **Petróleo Crudo Parafínico:** los crudos parafínicos contienen una alta proporción de hidrocarburos parafínicos, que son cadenas lineales o ramificadas de átomos de carbono e hidrógeno. Estos crudos tienden a ser livianos y producen una cantidad significativa de gasolina y otros productos ligeros durante el proceso de refinación.
2. **Petróleo Crudo Nafténico:** los crudos nafténicos tienen una mayor proporción de hidrocarburos nafténicos, que son hidrocarburos cíclicos saturados. Suelen ser más pesados y viscosos que los crudos parafínicos y son adecuados para la producción de productos más pesados, como diésel y aceites lubricantes.
3. **Petróleo Crudo Aromático:** los crudos aromáticos contienen una cantidad significativa de hidrocarburos aromáticos, que son anillos de carbono con enlaces dobles alternantes,

como el benceno. Estos crudos pueden tener un alto contenido de compuestos aromáticos y son útiles para la producción de productos petroquímicos y lubricantes.

4. **Petróleo Crudo Mixto:** muchos crudos son una mezcla de los tres tipos mencionados anteriormente, lo que los hace versátiles y adecuados para una amplia gama de productos refinados. La composición específica de un crudo mixto varía según su origen geológico y su ubicación geográfica.

La composición química del petróleo crudo varía ampliamente según su origen geológico y su ubicación en yacimientos subterráneos. La elección de un tipo de crudo para el procesamiento y la refinación depende de las necesidades específicas de la industria y de los productos finales deseados. Cada tipo de crudo tiene sus ventajas y desventajas en términos de producción de productos refinados y costos de refinación.

El Factor KUOP (Factor de Unión de Oleofílica y Acuófila de Petróleo Crudo) se utiliza para caracterizar la tendencia de un petróleo crudo a formar emulsiones (mezclas estables de petróleo y agua) y es importante en la industria petrolera, especialmente en operaciones de producción y separación de petróleo crudo y agua. Un valor alto de KUOP indica que un petróleo crudo es más propenso a formar emulsiones, lo que puede complicar la separación de agua y petróleo en el proceso de producción (Erich et al., 2016).

El cálculo del Factor KUOP involucra una serie de pruebas y análisis de laboratorio para determinar la afinidad del petróleo crudo hacia el agua. Dicho factor es importante para diseñar y operar sistemas de producción y separación en instalaciones petroleras, ya que afecta la eficiencia y el costo de procesamiento del petróleo crudo. El factor KUOP depende de su punto de ebullición y de su densidad y puede ser estimado a través de la siguiente ecuación (Erich et al., 2016):

$$KUOP = \frac{\left[T^{\frac{1}{3}} \right]}{S} \quad (5)$$

Donde:

T: Temperatura media de ebullición en °R

S: Densidad relativa estándar (@ 60°F)

Sí:

1. $KUOP = 13$ Crudos parafínicos normales e iso. $KUOP=12,5 - 13$ Productos o Crudos parafínicos.
2. $KUOP = 12$ Crudos base Mixta (peso relativo equivalente de cadenas y anillos).
3. $KUOP = 11$ Crudos nafténicos puros o aromáticos poco sustituidos.
4. $KUOP = 10 - 11$ Crudos nafténicos y aromáticos $KUOP=10$ Crudos aromáticos puros.

3.2.4 Análisis típicos que se realizan al Petróleo Crudo

3.2.4.1 El análisis SARA (Superfund Amendments and Reauthorization Act). se utiliza comúnmente para caracterizar componentes de aceites crudos y evaluar su composición. Este análisis descompone el aceite crudo en cuatro fracciones principales (Fandiño, 2020):

1. Saturados (S): Incluye hidrocarburos saturados, como parafinas y naftenos, que son menos reactivos y generalmente menos peligrosos desde el punto de vista ambiental.
2. Aromáticos (A): Contiene hidrocarburos aromáticos, que pueden ser más tóxicos y persistentes en el medio ambiente.

3. Resinas (R): Incluye componentes resinosos que tienen propiedades intermedias entre los saturados y los aromáticos.
4. Asfáltenos (A): Contiene asfáltenos, que son los componentes más pesados y menos solubles del aceite crudo.

Este análisis permite a los investigadores y la industria del petróleo comprender mejor la composición de un aceite crudo específico y cómo se comportará en términos de reactividad, solubilidad y propiedades ambientales. También es útil para fines de refinación y procesamiento de petróleo, ya que diferentes fracciones pueden tener diferentes usos y aplicaciones (Fandiño, 2020).

3.2.4.2. El análisis de ASSAY. También conocido como ensayo de destilación en petróleo crudo es una técnica utilizada para determinar la composición de fracciones de hidrocarburos en un crudo específico. Este análisis se basa en la destilación fraccionada del petróleo a diferentes temperaturas, lo que permite separar y cuantificar las fracciones de hidrocarburos presentes en el crudo. El análisis de "assay" proporciona información crucial sobre la composición y las propiedades físicas de un petróleo crudo, lo que es esencial para la refinación y la producción de productos derivados del petróleo. También ayuda a determinar la calidad y la aplicabilidad del crudo en diferentes procesos industriales (Helamán González, 2013).

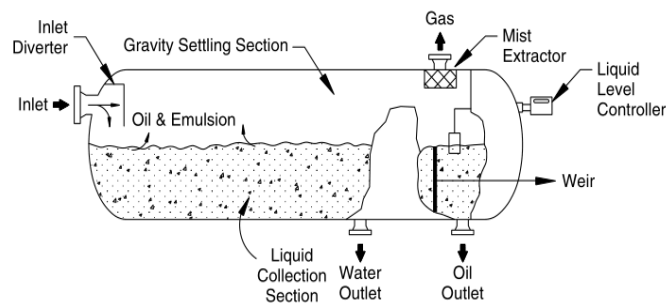
3.2.4.3. Tratamiento de Petróleo Crudo. El tratamiento del petróleo crudo para su venta implica una serie de procesos y preparaciones para que el crudo cumpla con los estándares de calidad y sea comercializable. Estos son los pasos principales (The International Council on clean transportation, 2011):

1. Separación primaria: La separación del petróleo crudo, el gas y el agua se realiza mediante un proceso conocido como separación de fases, que se lleva a cabo en

las instalaciones de producción de petróleo, como las plataformas costa afuera o las instalaciones terrestres. En la primera etapa, se utiliza un separador inicial o un equipo de separación para liberar la presión y permitir que los componentes se separen de manera natural debido a sus diferencias de densidad. El gas tiende a elevarse, el agua se separa en la parte inferior y el petróleo crudo queda en el medio.

Ilustración 1.

Esquema típico de un separador trifásico



Nota: Tomado de Rahman *et al.* (2022). Development of Free Water Knock – Out tank by using internal heat exchange for heavy crude oil.

2. Separación secundaria: El petróleo crudo separado en la etapa inicial aún puede contener algo de gas y agua. En esta etapa, el petróleo pasa a través de separadores secundarios o equipos de deshidratación para eliminar más eficazmente el agua y el gas restantes.

Este proceso generalmente implica el calentamiento del petróleo crudo y la aplicación de campos eléctricos estáticos para lograr varios objetivos, que pueden incluir:

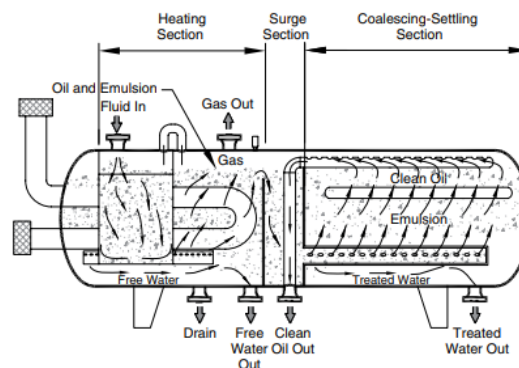
- a. Separación de agua y sedimentos: El petróleo crudo a menudo contiene agua y sedimentos que deben ser eliminados antes de su procesamiento. El tratamiento térmico puede ayudar a separar más

eficazmente el agua y los sedimentos del petróleo, permitiendo una mejor clarificación.

- b. Reducción de la viscosidad: El calentamiento del petróleo crudo reduce su viscosidad, lo que facilita su manejo y transporte a través de tuberías y equipos. Esto es especialmente importante en climas fríos donde el petróleo puede volverse demasiado viscoso para fluir fácilmente.
- c. Descomposición de compuestos pesados: El calentamiento del petróleo crudo puede ayudar a descomponer compuestos pesados y aumentar la cantidad de fracciones más livianas, como la gasolina y el diésel, que son más valiosas y útiles.
- d. Desulfuración parcial: El tratamiento térmico y eléctrico puede ayudar a reducir el contenido de azufre en el petróleo crudo al promover la descomposición de compuestos de azufre.

Ilustración 2.

Esquemático simplificado de un tratador térmico



Nota: Tomado de Rahman *et al.* (2022). Development of Free Water Knock – Out tank by using internal heat exchange for heavy crude oil.

3. Separación final: Para asegurarse de que el petróleo esté prácticamente libre de gas y agua, se pueden utilizar equipos adicionales, como tanques de almacenamiento y separadores de coalescencia. Estos equipos permiten la separación final y la eliminación de las últimas trazas de gas y agua del petróleo crudo antes de su almacenamiento o transporte.

3.2.4.4. Deshidratación del Petróleo Crudo. El proceso de deshidratación de crudos como su nombre lo dice consiste en extraerle la sal, el agua libre y en emulsión contenida en el crudo proveniente de los pozos. El agua libre normalmente se decanta mediante un tiempo de reposo que hace que esta se precipite hacia la parte baja de los tanques. El problema principal radica en extraer el agua que se encuentra en forma de emulsión con el aceite. Aunque existen muchos métodos para tratar emulsiones, los más comunes son:

4. Tratamiento Químico. Consiste en agregar al crudo en las proporciones adecuadas ciertos químicos denominados desemulsificantes, los cuales tienen la propiedad de afectar la tensión interfacial de la emulsión. Entre las ventajas del tratamiento químico se encuentran: es económico, sencillo, versátil, no altera la calidad del crudo y separación rápida y efectiva.
5. Tratamiento Térmico. Es usado como complemento del químico, este permite aumentar el movimiento de las partículas de agua incrementando el número de choques entre ellas; disminuye la viscosidad del crudo permitiendo que el agua se mueva con mayor libertad por la disminución de la capacidad de mantener partículas en suspensión. Este método presenta múltiples ventajas por su efectividad, sin embargo, se describirán las siguientes desventajas:

- a. Reducción del volumen de crudo cuando se sobrepasa la temperatura de ebullición de algunos de sus componentes.
 - b. Variación en las propiedades físicas, esto es, el aumento en la densidad y viscosidad del crudo por evaporación de volátiles.
 - c. Mayores costos de operación y mantenimiento.
 - d. Poca versatilidad y mayores riesgos.
6. Tratamiento Eléctrico. Consiste en colocar la emulsión bajo la influencia de un campo eléctrico de corriente alterna o continua de alto potencial; después de un calentamiento moderado. El efecto de este campo eléctrico es cargar las gotas de agua en forma dipolar haciendo que estas se unan con gotas de carga contraria permitiendo que el efecto de la gravedad actúe sobre la gota. Experimentalmente se ha encontrado que la acción del campo eléctrico es casi nula cuando la distancia entre las gotas es más o menos ocho veces su diámetro promedio lo que equivale a un porcentaje de agua por debajo del 0.2%. El potencial requerido varía con las características dieléctricas del aceite. El espaciamiento entre los electrodos y la naturaleza de la emulsión en general varía entre 11000 y 33000 voltios
7. Frecuencia Dual. La tecnología de frecuencia dual utiliza un transformador que produce un campo eléctrico que puede ser optimizado para adaptarlo a cualquier tipo de crudo. Esta tecnología ha demostrado tener mejoras significativas respecto a otras tecnologías como DC, AC o polaridad dual. El transformador consiste en tres componentes primarios que están embebidos en aceite, el equipo

está diseñado para operar a 3 fases, 480 V y 50 Hz y para balancear la carga eléctrica.

En primer lugar, los 480 voltios producen una frecuencia y amplitud variables, luego el transformador de frecuencia intermedio eleva el voltaje de entrada a un segundo nivel de voltaje necesario para promover la coalescencia de las gotas de agua en el crudo, finalmente este voltaje secundario se rectifica generando salidas de media onda positivas y negativas, estos voltajes de media onda polarizados son entonces aplicados a los electrodos para crear los beneficios tanto de los campos eléctricos AC como los DC.

Un controlador por computador define la producción de voltaje, por ejemplo, para un crudo altamente conductivo la frecuencia puede incrementarse con el fin de maximizar la energía entregada al proceso de deshidratación de crudo.

Los voltajes máximos y mínimos pueden ser fijados en el controlador de un tratador de frecuencia dual para incrementar el porcentaje de agua barrida por el voltaje electrostático, grandes voltajes alcanzan las gotas de agua más pequeñas con suficiente energía para generar una carga superficial y promover la coalescencia. Al reducir el voltaje a un nivel mínimo se maximiza el tamaño de las gotas de agua promoviendo una rata alta de sedimentación.

8. Combinación de los Anteriores. Estos métodos permiten disminuir la temperatura de tratamiento y el consumo de químico y debe utilizarse cuando individualmente cada método no cumple con todos los requerimientos deseados. El uso de los tratadores termo-electroestáticos es una aplicación práctica de esta combinación en las plantas de deshidratación.

3.3 Marco práctico

Existen varias referencias de petróleo crudo en todo el mundo que se utilizan como estándares para determinar precios y características; ver tabla 1. Algunas de las referencias más conocidas incluyen:

1. Brent Crude: Producido en el Mar del Norte, es una de las referencias más importantes para el petróleo a nivel global. Incluye varios tipos de crudo ligero y dulce.
2. West Texas Intermediate (WTI): Producido en los Estados Unidos, es otro estándar importante para el petróleo crudo. Es conocido por su alta calidad y se cotiza en la Bolsa Mercantil de Nueva York (NYMEX).
3. Dubai Crude: Representa el petróleo crudo producido en la región del Golfo Pérsico y es una referencia clave en el mercado asiático.
4. Tapis (de Malasia): usado como referencia para el crudo ligero del Lejano Oriente. Minas (de Indonesia), usado como referencia para el crudo pesado del Lejano Oriente.
5. El Arab Light es un crudo medio (34 grados API, y un contenido en azufre del 1,78%), pero su producción es enorme: en la actualidad, más de cinco millones de barriles. Su yacimiento, Ghawar, es el mayor del mundo, con unas reservas estimadas de 70.000 millones de barriles

Estas referencias se utilizan en los mercados financieros y en la industria petrolera para establecer precios y evaluar la calidad del petróleo crudo. Cada referencia tiene sus propias características y puede haber diferencias en los precios debido a factores como la ubicación geográfica, la calidad y la oferta y la demanda (Ledesma, 2015).

Tabla 1.*Características de los crudos de referencia*

| Benchmark | Zona de Referencia | API | Azufre % |
|------------------|------------------------------|------------|-----------------|
| WTI | US | 39,6 | 0,24 |
| Brent Blend | EU | 38,3 | 0,37 |
| Dubai | Asia-Pacifico | 31 | 2,04 |
| Tapis | Crudo Ligerio Lejano Oriente | 44 | <0,5 |
| Arab Light | 1950-1981 Ref. Mundial | 34 | 1,78 |

Nota: Tomado de Ledesma *et al.* (2015). Análisis de costos para la toma de decisiones en la industria petrolera.

3.3.1 Requerimientos de calidad para entrega de Petróleo crudo en Colombia

Los requerimientos de calidad para la entrega de petróleo crudo en Colombia suelen estar definidos por normativas y estándares específicos. A continuación, se mencionan algunos de los parámetros de calidad clave que suelen aplicarse:

1. Gravedad API: La gravedad API es una medida de la densidad relativa del petróleo crudo en comparación con el agua. En Colombia, se tienen establecidos rangos que fluctúan de 18 hasta 50 °API para su transporte por oleoductos.
2. Contenido de azufre: El contenido de azufre en el petróleo crudo es un factor crítico, ya que el azufre tiene implicaciones ambientales y de procesamiento. Colombia ha establecido límites de contenido de azufre de hasta 2.7% en peso para controlar este contaminante.
3. Punto de inflamación y punto de congelación: Estos son parámetros que indican la temperatura a la que el petróleo crudo puede encenderse o solidificarse. También son importantes para el transporte y procesamiento.
4. Contenido de metales y otros elementos: Se pueden establecer límites para la presencia de metales como níquel y vanadio, ya que pueden afectar la eficiencia de las refinerías.

5. Contenido de sedimentos y agua (BS&W): El petróleo crudo no debe contener una cantidad excesiva de sedimentos ni agua, ya que esto puede causar problemas en los equipos y procesos.
6. Contenido de asfáltenos y resinas: Estos componentes pueden influir en la viscosidad y la estabilidad del crudo.
7. Contenido de parafinas y otros compuestos orgánicos: Estos pueden afectar la calidad y la facilidad de procesamiento del petróleo crudo.

En el caso del campo La Cira Infantas y la Planta Deshidratadora EL CENTRO se tiene un acuerdo de medición y contabilización para la transferencia y custodia con la Refinería de Barrancabermeja que establece que las especificaciones de calidad de crudo están determinadas por dos variables que implican su medición, el control y seguimiento por parte de los responsables del proceso de Fiscalización y Entrega de Hidrocarburos. Las características del producto a entrega se especifican en la siguiente tabla:

Tabla 2.

Características de calidad de crudo según acuerdo de medición y contabilización para la transferencia y custodia del crudo producido del Campo La Cira Infanta.

| PRODUCTO | UNIDAD DE MEDICIÓN | ESPECIFICACIONES DE CALIDAD | MÉTODO DE ENSAYO |
|------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------|----------------------------------------------------------|
| CRUDO LCT EL CENTRO | BS&W Basic, Sediment and Water (contenido de aguas y sedimentos) | BS&W \leq 0.5 % | ASTM D4377. Titulación Potenciométrica Karl Fisher |
| | Sal Se relaciona como PTB (libras de sal por cada mil barriles de crudo neto) | SAL \leq 20 lb /kbbbs | ASTM D3230 Método electrométrico (salinometro) |

| | | |
|--------------|------------------|----------------------------------------|
| Gravedad API | 23.5 a 29.5 °API | ASTM D1298 Método para Gravedad API |
|--------------|------------------|----------------------------------------|

Nota. Se revisarán los límites de calidad según los requerimientos entre partes, siempre con el propósito de mejorar la calidad de crudo. Las propiedades como azufre y acidez, inherentes al proceso de producción específico harán parte del proceso de acuerdo de precios entre las partes. Mensualmente se presentarán los resultados consolidados del mes de los datos de calidad de azufre y acidez. Ante la existencia de nuevos yacimientos (crudos) se requiere realizar en conjunto un proceso de control de cambios con el apoyo del Instituto Colombiano del Petróleo para determinar la incidencia en el proceso de refinación.

Nota: Tomado de Proyecto Cira Infantas.

3.4 Marco legal

Existen algunos elementos gubernamentales que regulan el tratamiento y la entrega de petróleo crudo; no obstante, la mayoría de las condiciones están parametrizadas internamente en los campos de petróleo y en las refinerías que reciben las materias primas

Tabla 3.

Referencias normativas tratamiento de crudos en Colombia

| NORMA | DESCRIPCION |
|--------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Resolución 41251 de 2016 | Por la cual se reglamenta la medición del volumen y la determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el país para la adecuada liquidación de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del Estado |
| Decreto 1073 de 2015 | Expide el Decreto Único Reglamentario del Sector administrativo de Minas y Energía. Art 2.2.1.2.1.9. Prórroga del periodo de explotación, contrato sobre exploración y explotación de petróleo. |

Nota: Tomado de Sawyer (2013). El marco jurídico de los hidrocarburos convencionales en Colombia.

Tabla 4.*Principales propiedades petrofísicas y del fluido de La Cira*

| Tipo de formación | | Mugrosa | |
|----------------------------------------|-----------------------------|-----------------------------------|----------|
| Yacimiento | | Propiedades Roca | |
| Tipo de trampa | Estructural | Porosidad, % | 21 |
| Profundidad Promedio, pies | 3070 | Rango de porosidad, % | 7% - 31% |
| Espesor total, pies | 600 | Permeabilidad, md | 350 |
| Saturación de agua, % | 42-25 | Relación Kw/Kh | 0.42-0.6 |
| Saturación de aceite, % | 28-35 | API | 20-25 |
| Temperatura yacimiento, F | 110 | GE gas | 0,65 |
| Presión inicial yacimiento, psi | 400-700 | GOR (scf/stb) | 120 |
| Mecanismo de producción | primario de Gas en solución | Factor volumétrico Boi/Bgi | 1,08 |

Nota: Tomado de Proyecto Cira Infantas.

Tabla 5.*Principales propiedades petrofísicas y del fluido de Infantas*

| Tipo de formación | | Mugrosa | |
|----------------------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|----------|
| Yacimiento | | Propiedades Roca | |
| Tipo de trampa | Estructural | Porosidad, % | 19 |
| Profundidad Promedio, pies | 2680 | Rango de porosidad, % | 7%-31% |
| Espesor total, pies | 600 | Permeabilidad, md | 150 |
| Saturación de agua, % | 33-38 | Relación Kw/Kh | 0.42-0.6 |
| Saturación de aceite, % | 28-35 | API | 22-32 |
| Temperatura yacimiento, F | 106 | GE gas | 0,65 |
| Presión inicial yacimiento, psi | 100-350 | GOR (scf/stb) | 180 |
| Mecanismo de producción | primario de Gas en solución/DG | Factor volumétrico Boi/Bgi | 1,08 |

Nota: Tomado de Proyecto Cira Infantas.

El crudo producido de los Campos Cira e Infantas es clasificado en la refinería como un crudo LCT que corresponde a un Crudo Nafténico cuya gravedad API oscila entre 24.0-25.0, azufre entre 1.0-1.15 % en peso y NN entre 1.8 y 2.0 mg KOH/g. Se utiliza en su totalidad para la corrida Nafténica en la U-150 de la refinería de Barrancabermeja.

4.2 Infraestructura de pozos y facilidades

Los fluidos producidos de pozos son transferidos por una amplia infraestructura de líneas hacia estaciones de recolección; en estos puntos, se realizan procesos de separación bifásica (desgasificación) o trifásica donde la corriente de crudo es fiscalizada y bombeada hacia la Planta de Deshidratación. La corriente de agua producida es tratada y transferida hacia las Plantas de Inyección; aquí, se le realizan procesos de desnate y filtración y mezcla con agua captada de fuente superficiales (ríos) para su posterior inyección en pozos. La inyección de agua se utiliza como método de recobro secundario y es la fuente del sostenimiento de la energía del yacimiento. Por otro lado, el gas es captado y enviado hacia la Planta de Proceso del Centro donde se le realiza tratamiento para su venta y Planta de Autogeneración.

A continuación, se realiza una breve descripción de las facilidades de superficie que componen la operación de los Campos La Cira e Infantas:

4.2.1 Pozos Productores e Inyectores

En la actualidad, el campo se compone de 1118 pozos productores activos y 562 pozos inyectores activos; los sistemas de levantamiento utilizados son en su orden bombeo mecánico, bombeo por cavidades progresivas, bombeo electro-sumergible y bombeo electro-pecp:

Tabla 6.

Pozos activos Campo La Cira Infantas

| Campo | Pozos productores | Pozos inyectores |
|-----------------|--------------------------|-------------------------|
| La Cira | 825 | 402 |
| Infantas | 288 | 164 |
| Total | 1,113 | 566 |

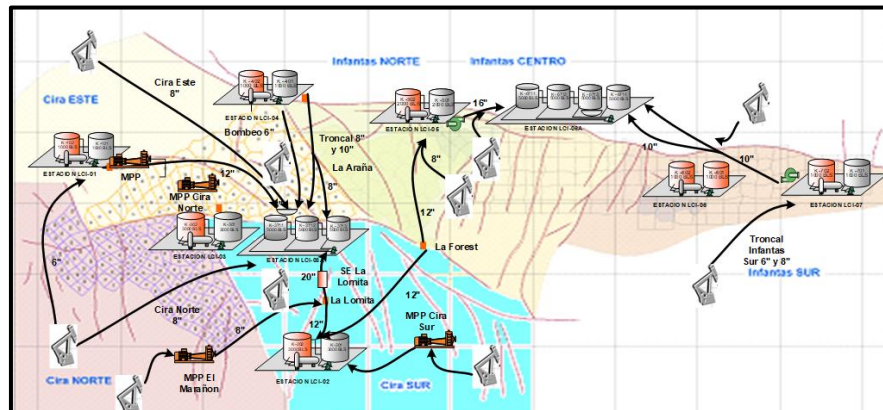
Nota: Tomado de Proyecto Cira Infantas.

Los pozos se agrupan en cluster donde se ubican uno o más pozos. En la actualidad existen Cluster de 1 hasta 24 pozos por plataforma. En un mismo cluster se pueden encontrar diferentes

tipos de pozos, incluyendo pozos productores e inyectores de agua. El sistema de recolección lo conforman líneas de pozos con diámetros que varían entre 6 y 20", cuatro bombas multifásicas, cuatro estaciones desgasificadoras y cuatro más trifásicas donde se liquida producción de fluidos (agua, crudo y gas) (ver Ilustración 4). En los Campos Cira e Infantas se realiza recobro secundario por inyección de agua bombeada a alta presión 1970-2100 psi desde las Plantas de inyección hacia el anillo y sus derivaciones a manifolds o casetas de inyección que alimentan 562 pozos inyectores a 2000-1700 psig (ver Ilustración 5).

Ilustración 4.

Sistema de Recolección de los Campos La Cira e Infantas



Nota: Tomado de Proyecto Cira Infantas.

Ilustración 5.

Sistema de Inyección de los Campos La Cira e Infantas



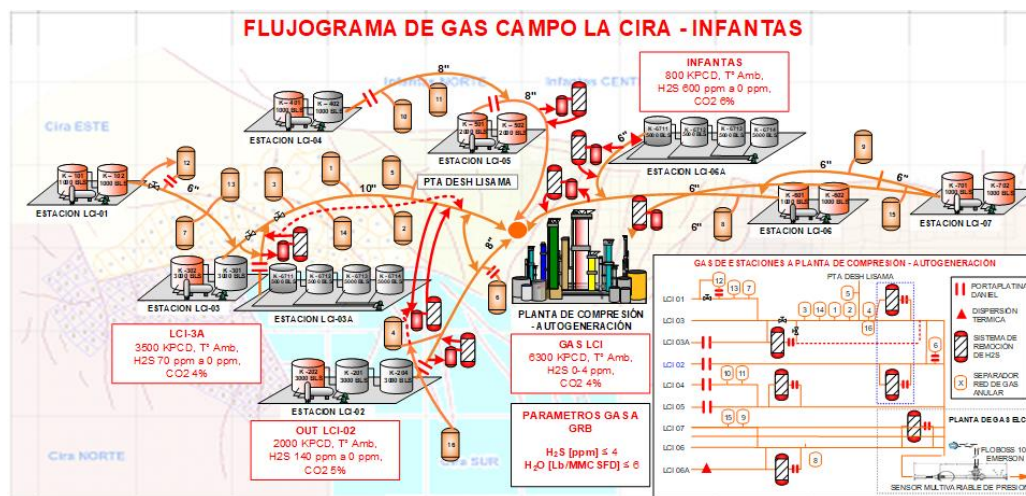
Nota: Tomado de Proyecto Cira Infantas.

Adicionalmente se cuenta con redes de recolección de gas de anulares; este sistema está compuesto por líneas de 2" para gas de anulares desde cabeza de pozo hasta los ramales de 3" que recogen varios pozos para llegar a colectores de 4" que finalmente llevan todo el gas recolectado a separadores liquido-gas. Cada red tiene un separador para lograr un ingreso de gas libre de líquidos tales como agua libre y crudo, para ser mezclado con las líneas de transferencia de gas hacia la Planta Compresora El Centro y Sistema de autogeneración de energía eléctrica.

El gas de producción separado en las Estaciones del campo La Cira infantas junto al gas de anulares recolectado en 16 separadores, es transferido hasta la entrada de la Planta Compresora El Centro, a través de gasoductos con menos de 20 psig de presión. A continuación, se relaciona el diagrama de las facilidades de superficie para tratamiento de gas para los campos La Cira e Infantas

Ilustración 6.

Sistema de gas de los Campos La Cira e Infantas



Nota: Tomado de Proyecto Cira Infantas.

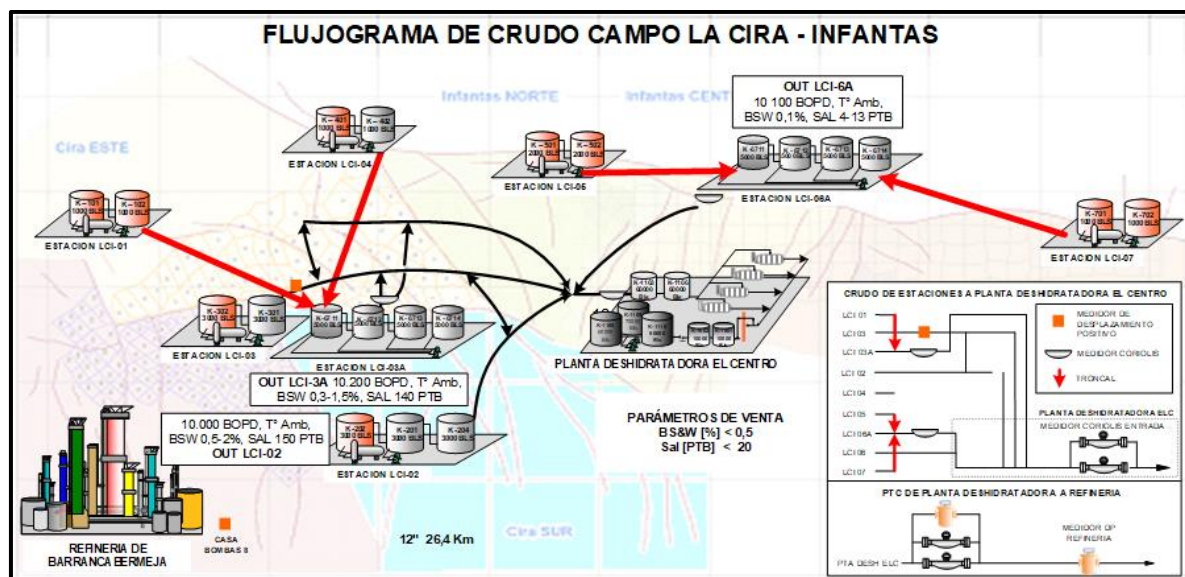
4.2.2. Estaciones de recolección

Existen estaciones de separación bifásica y trifásica; en las estaciones bifásicas, se hace un proceso de desgasificación en donde el líquido es bombeado hacia alguna de las estaciones trifásicas y ahí, se completa la separación de crudo y agua. Cada estación bifásica consta de las

siguientes áreas: área de separadores, área de almacenamiento de crudo, área de bombeo y fiscalización de crudo, área de contra incendio con tanque y caseta de bombas, caseta principal o de oficinas, área de piscinas, área de concreto, pavimento en asfalto y lecho en piedra. En el caso de las estaciones trifásicas, se tienen dos tipos: 1) estaciones pequeñas compuestas por un sistema de separador trifásico, tanque de lavado, tanques de almacenamiento y bombeo y tanque de desnate (solo LCI2), con áreas de tratamiento similares a las descritas en las estaciones bifásicas y 2) estaciones grandes compuestas por trenes conformados por una bota de gas que opera como separador bifásico gas-liquido, tanque Gun Barrel para separación agua-crudo, tanques de almacenamiento, tanque de desnatado para agua y otro para fiscalización de crudo. Las estaciones bifásicas son en su orden LCI-1/LCI-04/LCI-05 y LCI7 y las estaciones trifásicas LCI2, LCI3A y LCI6A; ver ilustración a continuación.

Ilustración 7.

Sistemas de transferencia de fluidos producidos campo los Campos La Cira e Infantas



Nota: Tomado de Proyecto Cira Infantas.

En las estaciones, cada corriente de fluido se separa y, el gas pasa a un depurador de gas (scrubber) y de allí es enviado a la Planta de Proceso, mientras, el crudo es bombeado desde los

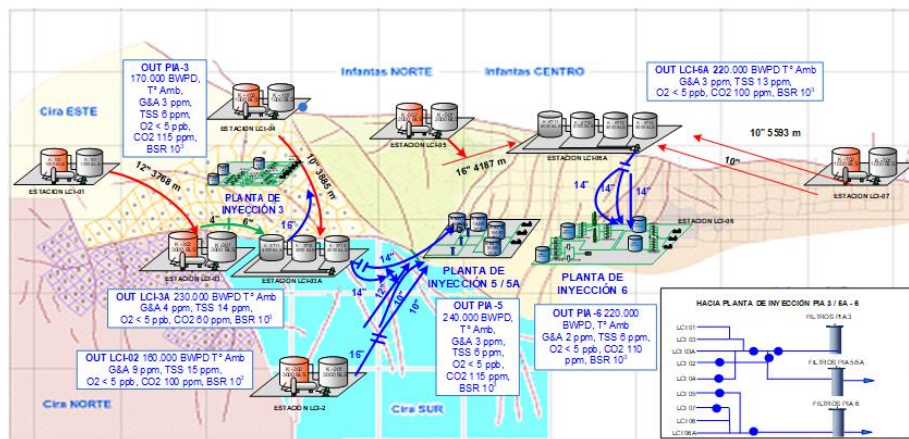
tanques de fiscalización con su respectiva medición; en tanto, el agua pasa por gravedad desde los tanques de desnate o el tanque de recibo a un sistema de celdas de flotación; para retirar grasas y aceites y sólidos en suspensión con gas inducido; , en este punto, el agua es tomada por bombas y transferida hacia las Plantas de Inyección. Los procesos de separación son acelerados mediante la adición de químicos demulsificantes (Rompedor Directo) antes de entrar en los separadores o tanques Gun Barrel, el agua también es tratada y se agregan clarificadores, biocidas e inhibidores.

4.2.3. Plantas de Inyección

El agua proveniente de las estaciones es enviada a tanques de almacenamiento, desde allí, para retirar partículas de aceite y sólidos suspendidos, es bombeada a los filtros de cáscara de nuez. La corriente de agua filtrada es enviada al tanque de almacenamiento de agua de inyección. Las bombas booster succionan el agua del tanque de almacenamiento y la descargan a la succión de las bombas de inyección incrementando y entregando la presión al sistema de inyección de agua. En los tanques de almacenamiento, se recibe también la corriente de agua captada y tratada en las torres despojadoras de oxígeno (desoxigenadoras) que proveniente de la planta de tratamiento de agua de captación de río.

Ilustración 8.

Sistemas de transferencia de agua de los campos La Cira e Infantas



Tomado de: Proyecto La Nota: Tomado de Proyecto Cira Infantas.

4.2.4. Planta Deshidratadora EL CENTRO

La Planta Deshidratadora El Centro (PLDSHC) es la encargada de tratar el crudo proveniente de las estaciones de recolección de crudo y gas del campo La Cira Infantas, LCI02, LCI3A y LCI6A. El crudo proveniente de las estaciones de producción es tratado a través de una serie de tanques de almacenamiento y sistema de tratamiento térmico, para poder obtener las condiciones necesarias tanto el contenido de sal como en contenido de BSW para la respectiva entrega a la refinería de Barrancabermeja.

5. Diagnóstico de las condiciones actuales de tratamiento de crudo en la planta deshidratadora el centro

En el proceso de deshidratación en el crudo proveniente del campo La Cira Infantas consiste en extraer la sal, el agua libre y en emulsión contenida en él; el agua libre normalmente se decanta mediante un tiempo de reposo, que hace que este se precipite hacia la parte baja de los tanques. En la planta se cuenta con un sistema de tanques de recibo, tratadores térmico-electroestáticos, tanques de reposo y tanques de fiscalización, en donde se aplican los métodos de tratamiento químico, térmico y electroestático.

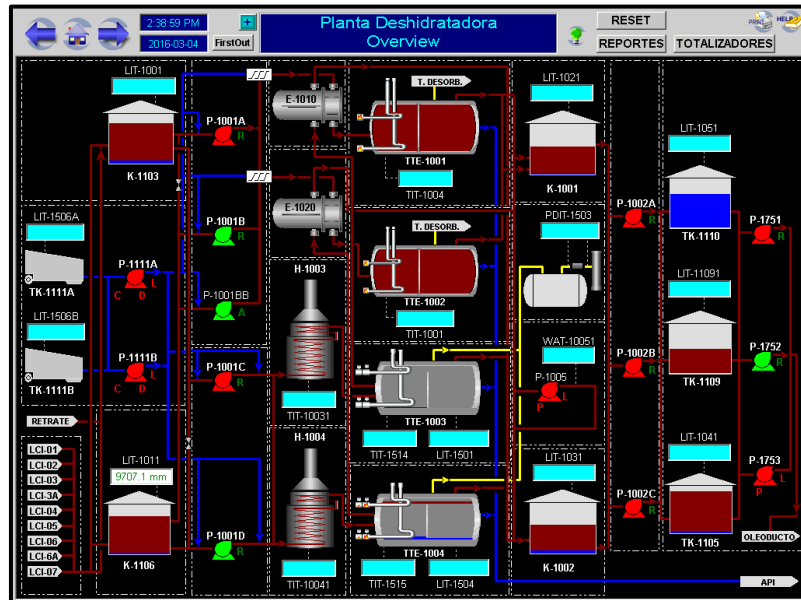
5.1 Descripción de los equipos instalados para el tratamiento

El crudo bombeado desde estaciones entra a través de un colector con su respectivo medidor, e ingresa al tanque de recibo T-1106, el rebose de éste tanque es enviado al tanque T-1103, desde el cual se cargan a dos hornos con tag H-1103/04 y de ahí a los tratadores termo-electroestáticos con tag TTE-1003/04, con un proceso intermedio por los intercambiadores de calor E-1010 /20 que cargan a los tratadores con tag TTE-1001/02 y de allí a los tanques de reposo (K-

1001 y K-1002), de estos tanques el crudo es succionado y enviado por las bombas de trasiego a los tanques de fiscalización K-1105, K-1109 y K-1110; ver overview a continuación.

Ilustración 9.

Overview de la pantalla de ICONICS



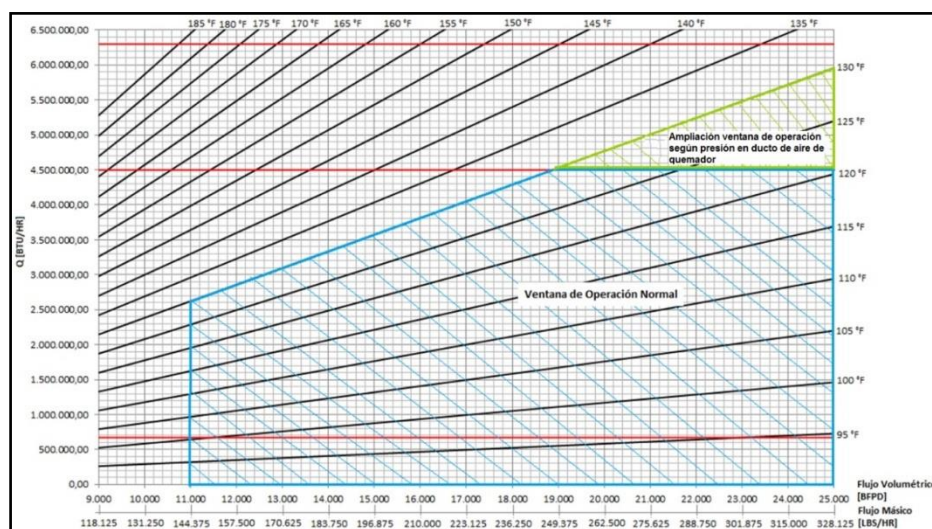
Nota: Tomado de Proyecto Cira Infantas.

Para efectuar este precalentamiento, fueron dispuestos dos hornos H1003/04 cada uno con una capacidad máxima de hasta 4,5 MMBTU/Hr los cuales elevan la temperatura del crudo enviado por las bombas P-1001C y P-1001D hasta la temperatura definida. Los hornos son de tiro forzado (FD) y operan en paralelo alimentando cada uno un tratador TTE-1003/1004. Adicionalmente, para recuperar parte del calor suministrado al sistema Horno-Tratador, se dispone dos intercambiadores de calor tipo CFU E-1010/20, en los que el crudo que alimenta a los tratadores TTE-1001/1002 se hace fluir primero por el lado tubos de estos intercambiadores y el crudo que sale de los tratadores TTE-1003/1004 por el lado carcasa con el fin de aumentar la temperatura de entrada del fluido que va a los tratadores TTE-1001/1002 hasta unos 120 °F y recuperar aproximadamente 2.22 MMBTU/Hr.

La filosofía de operación y control de los hornos de calentamiento de crudo H-1003/1004 considera que si el tratador detiene la bomba de carga por alto nivel o alta presión, el horno asociado a la operación de dicho tratador también parará. En general los sistemas de protección de los hornos consideran que solo las condiciones que generan pérdida de llama o acumulación de gases combustibles en el horno o dejan el horno sin flujo de carga o sin las protecciones esenciales, son las que deben generar una salida de emergencia de estos, las demás se deben manejar con los sistemas de control existentes. La curva de operación de los hornos de calentamiento de crudo H-1003/1004 fue construida a diferentes flujos y temperaturas de salida. La ilustración a continuación, muestra las curvas que se generan teniendo en cuenta una temperatura máxima de 130 °F, una temperatura normal de 120 °F y una capacidad máxima del quemador de 4,5 MMBTU/Hr para una presión estática de 5" WC en el ducto de aire. De acuerdo con las curvas del horno, se concluye que en estos rangos estamos en un área segura de operación.

Ilustración 10.

Ventana de operación de los Hornos en serie con los tratadores TTE-1003 y TTE-1004 respectivamente.

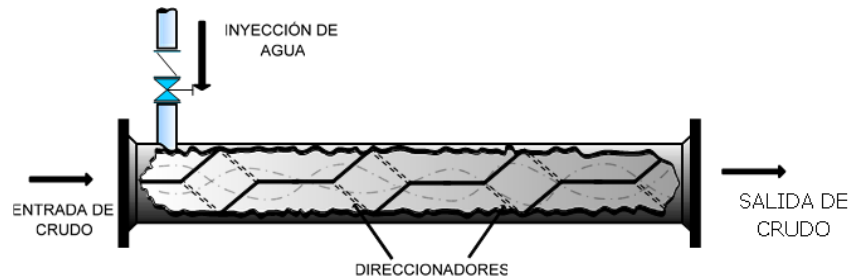


Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas. Flujos entre 11.000 BFPD y 25.000 BFPD a temperaturas de salida entre 120 °F y 130 °F

Para el caso de los tratadores T-1001 y T-1002, en la descarga de las bombas P-1001 A/B/BB y después de la inyección de agua, existen mezcladores tipo K cruzado híbrido (HIGH SS) de 6" de diámetro con capacidades de 5000 BPD de flujo normal y 10000 BPD de flujo máximo, los cuales son diseñados con el fin de incrementar el área de contacto entre el crudo y el agua, mejorando así el proceso de transferencia de masa, y por tanto la operación de lavado y desalado. Este sistema se puede apreciar en la ilustración a continuación.

Ilustración 11.

Esquema de Funcionamiento del Sistema de Mezclado



Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas.

Para el caso específico de los tratadores TTE-1003 y TTE-1004, en la descarga de las bombas P-1001 C/D y después de la inyección de agua, están instaladas válvulas de control (PDIs) que facilitan la mezcla y homogenización del agua con el crudo, y por lo tanto la operación de lavado y desalado del crudo. En la Planta deshidratadora existen cuatro (4) tratadores termoelectrostáticos, dos (2) con capacidades de tratamiento de crudo entre 10,000 a 12,000 BPD (T-01 y T-02), y dos (2) con capacidades entre 20,000 a 30,000 BPD (T-03 y T-04). En general un tratador consta de dos partes, una la parte térmica con quemadores de gas natural, y cuya función es de disminuir la viscosidad del aceite por elevación de temperatura para lograr la separación aceite/agua, y la electrostática, cuya función es aumentar el tamaño de las partículas de agua y facilitar que estas precipiten y se separen eficientemente del crudo (la sal va asociada al agua).

Asimismo, se presenta, en el anexo 1, las especificaciones de los tratadores térmicos eléctrico estáticos de la Planta de Deshidratación

Ilustración 12.

Tratadores Termoelectroestáticos de la PD El Centro



Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

Una vez el crudo sale de los tratadores, este se envía mediante control de nivel en los tratadores (válvula de control) a los tanques de reposo K-1001 y K-1002 (volumen de 10,000 Barriles), y a través de líneas de 6" de diámetro. Estas líneas de 6" antes de su llegada a los tanques, cuentan con válvulas motorizadas (MOV) para realizar el cambio de tanque desde el cuarto de control, y asegurar el control del nivel en el tanque de recibo.

Generalmente estos dos tanques operan, uno en reposo y el otro en recibo de crudo. Cumplida la etapa de reposo, el crudo es enviado mediante las bombas P-1002 A/B/C a los tanques de fiscalización, K-1105 (opcional), K-1109 y K-1110.

La transferencia de crudo desde El Centro hasta la refinería de Barrancabermeja se realiza por el oleoducto 12" NPS ELC – GRB de 26.5 km de longitud, en una operación coordinada entre la Planta Deshidratadora El Centro (crudo LCT) y Planta Deshidratadora Lisama (crudo HCT). En las nominaciones y programación de bombeos se consideran variables críticas como: 1- la producción e inventarios de los campos La Cira Infantas y Lisama, 2- muestreo del producto y tiempos de alistamiento de tanques y 3- imprevistos por operación en las dos plantas.

En el caso de la Planta Deshidratadora El Centro (Crudo LCT, Campo La Cira Infantas), la capacidad de evacuación se calcula en 75000 bbls/día (3125 BPH), lo anterior considerando la capacidad de bombeo con dos bombas (y mejora con adecuación de sistema booster) y curva de restricción por el sistema (capacidad del oleoducto). Sin embargo, por la limitación de recibo en GRB asociado al máximo rango de flujo del medidor FT-3853 (2285 BPH) y los días de bombeo que solicita la Planta de Lisama (crudo HCT, Campo Lisama), la capacidad efectiva se reduce a 45000 bbls/día.

Ilustración 13.

Plano oleoducto EL CENTRO-GRB



Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas.

5.2 Identificación de las limitaciones del sistema de tratamiento por condiciones inherentes al proceso

Las consideraciones del fabricante sobre el desempeño de los tratadores térmico electrostáticos evidencian las limitaciones en capacidad para las condiciones del petróleo crudo tratado en la Planta Deshidratadora EL CENTRO. Entre las limitaciones destacan:

1. La viscosidad del petróleo crudo tiene un impacto en el desempeño de los tratadores, lo que traduce en afectación a la capacidad de tratamiento.
2. El porcentaje agua de salida en el crudo puede ser menor que 0.5% de agua insoluble más 0.04% de agua soluble a condiciones de operación. El agua total a la salida puede ser 0.54% (sobrepasa el parámetro de control de 0.5%). La situación traduce en el tratamiento en tratadores no cumpla con el parámetro de entrega de crudo a la refinería (Ilustración 14).

Ilustración 14.

Notas Especificaciones fabricante tratadores termo electrostáticos

Note 1:

The dry oil viscosity has a major impact on the estimated performance of the equipment. Any change may impact the vessel performance.

Note 2:

The water in the oil outlet will be less than 0.5% insoluble water plus up to 0.04% water that is soluble at the operating condition. Total water in the oil outlet may be up to 0.54%.

Note 3:

A proper demulsifier chemical program is to be implemented and optimized by field testing. Demulsifier chemical requirements may vary, depending on the final selection.

Note 4:

Since dehydration requires the assistance of an electrostatic field, it is important that any accumulation of solids within the vessel (either bottom sediments or interface sludge) should be monitored and control measures initiated if necessary to prevent these from compromising the field.

Note 5:

Customer must operate the vessel at sufficient pressure to overcome the pressure drop through control valves, meters, downstream piping, and static head or pressure in downstream vessels or tanks.

Note 6:

Outlet oil water is estimated at less than 200 ppm. However, due to many variables, no guarantee is provided.

Nota. Tomado de: NAPCO (SLB), Manual Tratadores Termoeléctrico Estático

3. Un programa de tratamiento químico con rompedor de emulsión debe ser implementado y optimizado con pruebas de campo (pruebas de botella).
4. Es importante que cualquier acumulación de sólidos sea monitoreada y tenga un control para evitar afectación al tratamiento.

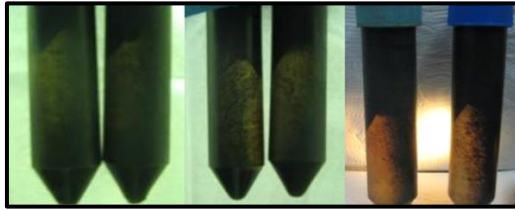
5.3 Medición de los parámetros de calidad y estimación de la capacidad real de los equipos de tratamiento de crudo

Se llevaron a cabo pruebas exhaustivas de tratamiento de crudo conforme a las especificaciones establecidas por el fabricante de los tratadores térmico electroestáticos, atendiendo a las siguientes premisas:

1. Se incrementó el flujo de manera gradual hasta alcanzar los 22 kbpd para el petróleo crudo.
2. Se mantuvo un flujo de gas por debajo de 12 KSCFD y la presión a 15 psig.
3. La temperatura de entrada se mantuvo constante a 90 °F, mientras que la presión de operación se fijó en 20 psig.
4. La concentración máxima de agua emulsionada (BSW) permitida fue del 2%, corrigiendo la medición por solubilidad.
5. Se realizó ajuste en el tratamiento químico empleado.
6. Se realizaron modificaciones en el proceso con el objetivo de "prevenir" la formación de lodos sólidos.

Ilustración 15.

Prueba de botella tratamiento de crudo Planta Deshidratadora El Centro



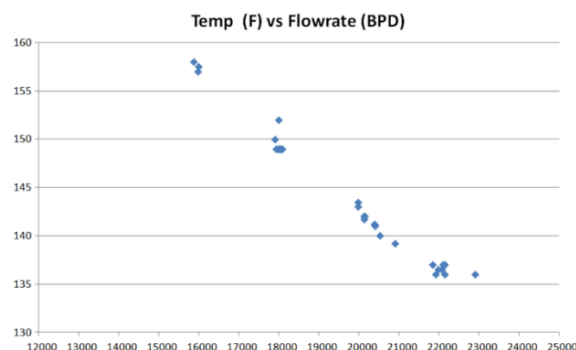
Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas.

Los resultados de las pruebas revelan problemas en el proceso aguas arriba y en el equipamiento de la Planta Deshidratadora El Centro, que incluyen:

1. Los residuos presentan composiciones altamente variables, con porcentajes de crudo oscilando entre el 26% y el 60%, agua entre el 25% y el 70%, y sólidos entre el 4% y el 15%.
2. Se identificaron inconvenientes relacionados con la acumulación de sólidos en la planta deshidratadora, específicamente en los tanques de recibo T-1103 y 1106.
3. Las pruebas realizadas sugieren que la mejora en el rompimiento de la emulsión puede lograrse mediante el aumento de la temperatura dentro de un rango aproximado de 155 a 160 °F; plasmado en la ilustración 16.

Ilustración 16.

Comportamiento flujo de petróleo crudo vs temperatura de tratamiento.



Nota: Tomado de Proyecto Cira Infantas.

Queda evidenciado que el tratamiento carece de la capacidad térmica necesaria para llevar a cabo el proceso, lo cual señala un problema inherente en el diseño. Las capacidades se reducen en la siguiente proporción:

Tabla 7.

Capacidades reevaluadas de los tratadores termo electroestáticos de la Planta Deshidratadora El Centro.

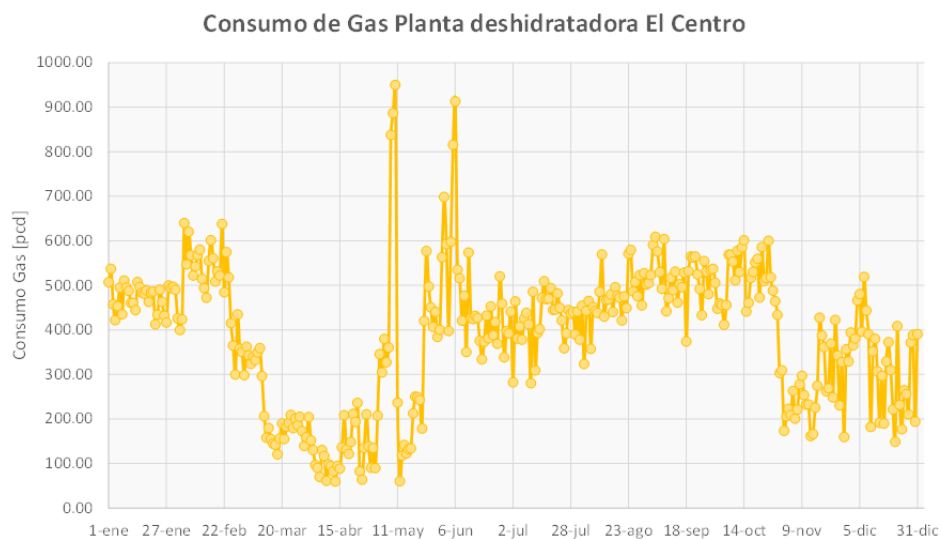
| Equipo/sistema evaluado | Capacidad |
|---------------------------------------------------------|-----------|
| Tratador existente TTE-1001 | 8000 bpd |
| Tratador existente TTE-1002 | 8000 bpd |
| Capacidad Línea Base | 16000bpd |
| Tratador existente TTE-1003 | 12000 bpd |
| Tratador existente TTE-1004 | 12000 bpd |
| Capacidad Real considerando un equipo fuera de servicio | 28000 bpd |

Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

Un aspecto que se observa es que el tratamiento ineficaz del petróleo en los separadores térmico-electrostáticos implica rehacer procesos y consumir más gas combustible, lo que aumenta la emisión de carbono; ver el gráfico siguiente.

Ilustración 17.

Consumo de gas combustible tratadores térmico electroestáticos



Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas.

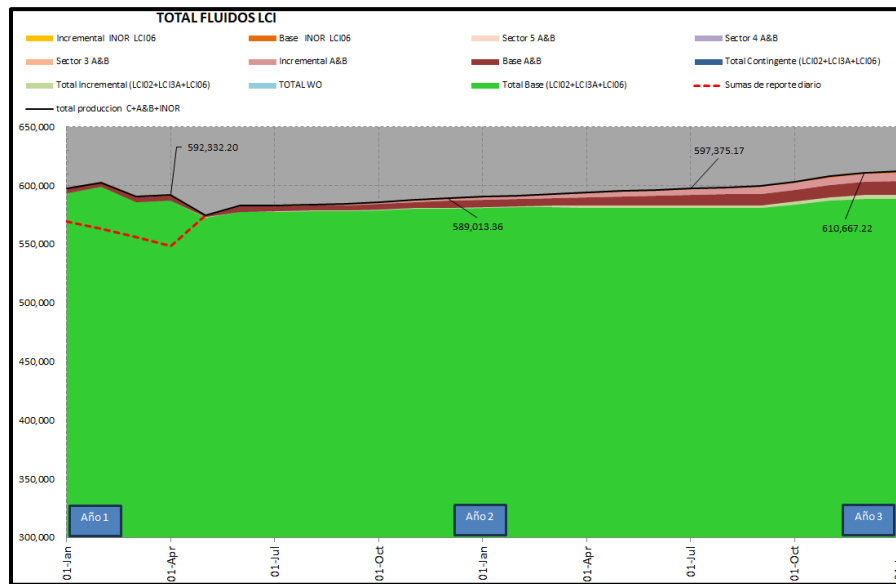
6. Selección de la alternativa técnico-económica para el tratamiento de crudo

6.1 Identificación de alternativas técnicas y económicas para la mejora del tratamiento de crudo.

Con base en las proyecciones de producción de fluidos y considerando un contenido de agua del 94% (el promedio actual), se calcula que se requiere garantizar el tratamiento de hasta 36,640 barriles de petróleo crudo, de acuerdo con el pico de producción indicado en el gráfico para el año 3.

Ilustración 18.

Pronostico producción de fluidos para el campo La Cira Infantas



Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

La capacidad actual de tratamiento señala que, con los hornos y tratadores, se garantizaría el procesamiento de 28,000 barriles de petróleo crudo (ver tabla 7), sin tener en cuenta la capacidad reducida debido a mantenimientos e intervenciones en equipos y recipientes en la Planta Deshidratadora del Centro. Bajo estas condiciones, existe un riesgo significativo de impactar negativamente en el plan de desarrollo del campo, además de incumplir con las especificaciones

de venta de petróleo crudo debido a las ineficiencias presentes en los equipos de tratamiento térmico electrostáticos. En este escenario, se procede al análisis de las siguientes opciones para la expansión y aseguramiento del tratamiento de crudo en la Planta de Deshidratación:

6.1.1. Tratadores térmico electrostáticos

Dado que los tratadores termo electrostáticos TTE-1001/02 en la Planta Deshidratadora El Centro requieren una actualización para cumplir con el código NFPA 85 y así asegurar el aislamiento seguro del sistema durante las labores de mantenimiento, se propone no considerar estos equipos y, en su lugar, ampliar la capacidad con tres tratadores de la misma especificación que los tratadores TTE-1103/1104. Esto permitiría aumentar la capacidad efectiva de procesamiento a 48,000 barriles de crudo, con una capacidad adicional de 12,000 barriles para escenarios de mantenimiento. Las especificaciones de los tratadores propuestos se presentan en la Tabla 9 y 10.

Tabla 8.

Capacidades Especificaciones tratadores térmico electrostáticos definidos para un escenario de ampliación: Tratadores.

| ESPECIFICACIONES TRATADORES TTE-10XX | |
|---------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------|
| Cantidad | 2 |
| Tipo | Horizontal elípticos |
| Diámetro, pies | 10 |
| Longitud entre tangentes, pies | 60 |
| Presión Diseño/Operación, Psig | 75 / 20 |
| Temperatura Diseño/ Oper., °F | 250 / 140 |
| Espesor de Pared | 0,5 in |
| Tubos de fuego | 1 in |
| Espesor de la cabeza de salida, | 1,125 in |
| Capacidad de Tratamiento, BPD | 20.000 a 22.000 (12.000 BPD a las condiciones de proceso del crudo LCI) |

Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas.

Tabla 10.

Capacidades Especificaciones tratadores térmico electroestáticos definidos para un escenario de ampliación: Sistema de calentamiento.

| SISTEMA DE CALENTAMIENTO | |
|------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------|
| Caudal de tratamiento | 22.000 BPD a 140 °F (12.000 BPD a las condiciones de proceso del crudo LCI) |
| Modelo | Eclipse 5", de tiro natural |
| Combustible | Gas natural |
| Rata de calentamiento | 7,0 MMBTU/Hr |
| Consumo combustible, pie³/hr | 7.500 SCFH |
| Tubos de fuego | 2 tubos en U removibles |
| Tamaño, diámetro/longitud | 30" / 22 pies. |
| Chimeneas | 2 tubos 30" removibles |
| Tamaño, diámetro/longitud | 30" / 22 ft |
| SISTEMA ELECTRICO | |
| Transformador, KVA | 100 KVA |
| Fase / Frecuencia | 3 / 60 Hz |
| Voltaje primario | 480 V |
| Voltaje secundario | 5.000 - 32.000 |

Nota. Tomado de Proyecto La Cira Infantas.

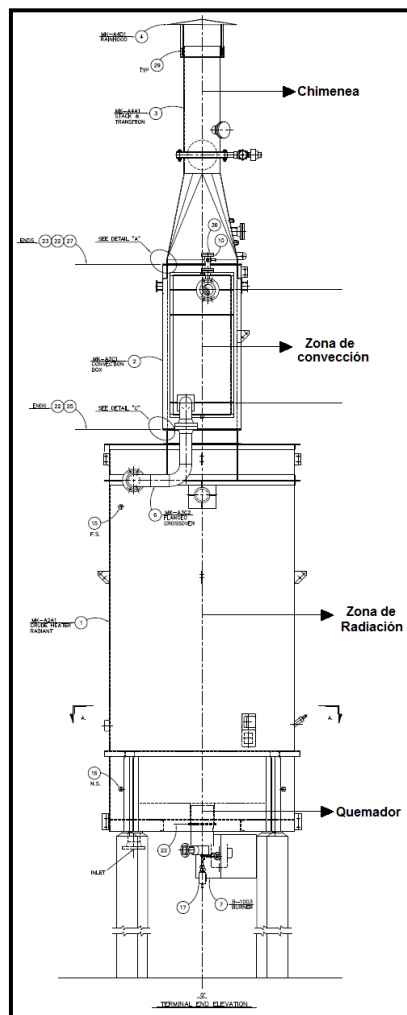
6.1.2. Tratadores térmico electroestáticos y hornos

Se propone la implementación de un sistema compuesto por hornos para precalentamiento y tratadores, con el objetivo de aumentar la temperatura y alcanzar condiciones ideales en el tratamiento, de acuerdo con las especificaciones del fabricante. Se estima una capacidad esperada, basada en la experiencia operativa de los hornos H-1003/04 y los tratadores térmico electroestáticos TTE-1003/04, de 16,000 barriles de crudo por conjunto (con un duty de 4,500,000 BTU/hr). En esta configuración, sin considerar los tratadores TTE-1001/02 (debido a la no conformidad con el código NFPA 85), se requeriría la instalación de un conjunto de dos hornos y dos tratadores para cubrir el desarrollo futuro del campo y posibles escenarios de mantenimiento de equipos.

Los hornos propuestos constarán de dos secciones principales de proceso: la sección de radiación y la sección de convección, como se detalla en la ilustración siguiente. La sección de radiación, también conocida como cámara de combustión, incluirá el quemador, las cámaras de aire, los tubos que contienen el fluido de proceso, los soportes para los tubos, así como la superficie de aislamiento en fibra cerámica (paredes) y refractario (piso y sección inferior de la chimenea).

Ilustración 19.

Diagrama de hornos propuestos para un escenario de expansión



Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

Las dos primeras opciones conllevan el uso de gas combustible y, como resultado, la emisión de gases de efecto invernadero. En la tabla a continuación se proporcionan detalles sobre los consumos y emisiones proyectadas en caso de una expansión:

Tabla 9.

Detalle de consumos de gas y emisiones para escenarios de expansión con hornos y tratadores térmico electrostáticos

| Equipo | Gas comb. [MMbtu/hr] | Gas comb. [kpcd] | Gas comb. [kpcd] | Ton_CO² por combustión | Altura chimenea [m] |
|---------------|---------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|----------------------------------------------|------------------------------------|
| TTE | 14.00 | 180.00 | 360.00 | 8753.08 | 7.8 |
| H | 7.94 | 111.05 | 222.10 | 5400.17 | 13.4 |

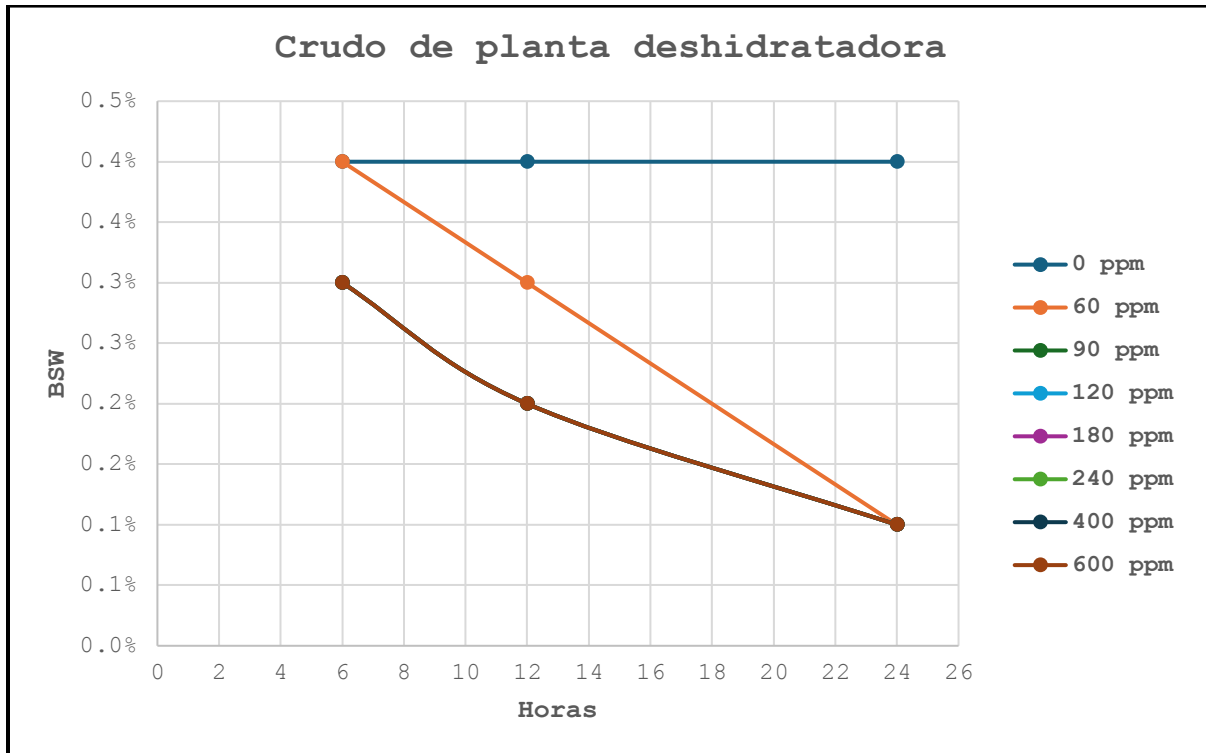
Es importante destacar que estos valores son estimados y están sujetos a cambios basados en las condiciones operativas reales y cualquier medida adicional tomada para mitigar las emisiones.

6.1.3. Tanque de tratamiento

Luego de realizar una prueba de tratamiento químico con un rompedor de emulsión en la Planta Deshidratadora El Centro, se ha constatado que es factible alcanzar las especificaciones requeridas en cuanto al contenido de agua del crudo, mediante los tiempos de reposo adecuados. Se ha demostrado que el crudo LCI no presenta emulsiones fuertes, lo que posibilita su deshidratación únicamente a través de la separación gravitacional (utilizando la Ley de Stokes) y la inyección de un rompedor de emulsión, prescindiendo así de la necesidad de tratamiento termo electrostático adicional.

Ilustración 20.

Curvas de comportamiento del contenido de agua de petróleo crudo a diferentes dosificaciones de químico rompedor.

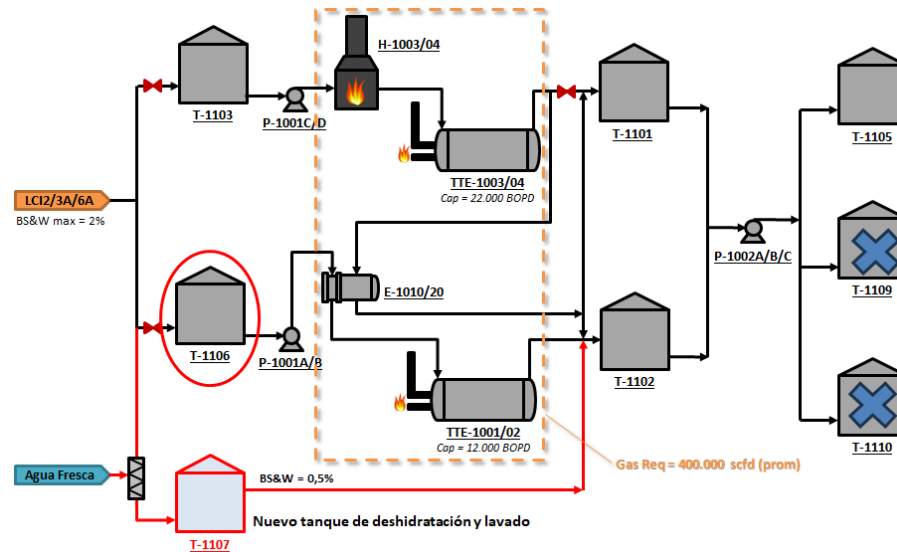


Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas.

Se recomienda sustituir el tratamiento térmico actual con la instalación de un nuevo tanque de deshidratación y lavado (tanque T-1107, como se ilustra en la imagen a continuación). Esta medida implica dejar los equipos actuales únicamente como respaldo en casos de mantenimiento. Además de proporcionar una alternativa más eficiente, la introducción del nuevo tanque posibilitará una reorganización del proceso en la Planta de Deshidratación y la retirada de los tanques T-1109 y T-1110, ubicados en proximidad a una Institución Educativa en una zona catalogada como de alto riesgo de desastre.

Ilustración 21.

Esquema propuesto de tratamiento incorporando un tanque de deshidratación y lavado.



6.2 Selección de alternativa con base a criterios técnicos y costos de implementación y mantenimiento.

Considerando las variables técnicas y económicas, se ha desarrollado la siguiente tabla de evaluación. En esta tabla, se asigna un peso porcentual del 50% a los costos de inversión y mantenimiento asociados con la implementación de la solución, y el otro 50% se destina a aspectos técnicos, tales como capacidad, cantidad de equipos (relacionados con el espacio disponible), uso de gas combustible, emisiones a la atmósfera, seguridad industrial y consideraciones ambientales vinculadas a la ubicación de los tanques de proceso en proximidad a una Institución Educativa (escenario de riesgo mayor).

Tabla 10.*Evaluación de alternativa a implementar*

| Criterio de evaluación/ Tecnología | Tratadores | Tratadores & Hornos | Tanque de Lavado | Observaciones |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------|-----------------------------------|---------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. Numero de equipos (-) | 3 | 2 y 2 | 1 | En los tratadores y Hornos se requiere considerar equipos anexos como bombas. |
| Puntuación (5%) | 3 | 2 | 4 | |
| 2. Capacidad (+) | 24 k bpd | 32 k bpd | 70 k bpd | El tanque supera la opción en conjunto de 4 Hornos y 4 Tratadores. |
| Puntuación (10%) | 3 | 4 | 5 | |
| 3. Costos de Inversión (-) | 1500 k US\$ | 2000 k US\$ | 3100 k US\$ | |
| Puntuación (25%) | 5 | 3 | 1 | |
| 4. Costos de Mantenimiento (-) | 150 k US\$/Tratador | 250 k US\$/Horno y Tratador | 350 k Tanque | Los mantenimientos de Tratadores deben hacerse según desgaste de componentes internos (aprox. 3 años), mientras el mantenimiento de un tanque por norma es cada 10 años. |
| Puntuación (25%) | 3 | 3 | 3.5 | |
| 5. Uso gas combustible (-) | SI | SI | NO | Se estima picos de consumo >500 KPCD por la operación de Hornos y Tratadores. |
| Puntuación (5%) | 0 | 0 | 5 | |
| 6. Emisiones (-) | SI | SI | NO | |
| Puntuación (10%) | 0 | 0 | 5 | |
| 7. Seguridad Industrial: Emisión de VOC | SI | SI | NO | Emisión de VOC producto del proceso de calentamiento. |
| Puntuación (5%) | 0 | 0 | 5 | |
| 8. Seguridad Industrial: Contaminación auditiva (-) | SI | SI | NO | El uso de un tanque elimina los decibeles por uso de Hornos y tratadores. |
| Puntuación (5%) | 0 | 0 | 5 | |
| 9. Entorno: Eliminación riesgo mayor tanques T-1109/10 e Institución Educativa (+) | NO | NO | SI | El nuevo tanque permite la redistribución del proceso y decomisionamiento de los tanques ubicados cerca de la escuela. |
| Puntuación (10%) | 0 | 0 | 5 | |
| PUNTUACIÓN TOTAL | 2.5 | 2 | 3.6 (*) | |

La opción más favorable, con la puntuación más alta, es la construcción de un tanque de proceso, por lo que se selecciona como la mejor alternativa.

7. Diseño e implementación de la opción de un tanque de tratamiento para la planta deshidratadora el centro

7.1 Simulación dinámica de fluidos composicional para la implementación de un tanque de lavado de crudo

El trabajo de simulación mediante dinámica de fluidos computacional (CFD) se lleva a cabo, utilizando como punto de referencia el tanque existente T-1106. Sin embargo, la implementación no se llevará a cabo en este tanque debido a su estado de integridad y al hecho de que es un tanque construido mediante pernos (considerado obsoleto). En cambio, la implementación se llevará a cabo en un tanque nuevo ubicado en una zona contigua a los tratadores actuales.

La simulación tiene como objetivo evaluar el impacto en la separación de la emulsión entre el agua y el crudo al cambiar la altura del rebose de 39 a 27 pies. Además, se analizará la capacidad del tanque para un flujo de 70,000 BPD con un 10% de BSW. Las propiedades del agua y el crudo del fluido del campo La Cira Infantas, utilizadas en la simulación, se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 11.

Propiedades físicas del crudo y del agua

| Propiedad | Agua | Crudo |
|-------------------------------|------|---------------|
| Densidad (kg/m ³) | 993 | 887 (25° API) |
| Viscosidad (cp) | 0.68 | 44 |
| Temperatura (°C) | 38 | 38 |
| Diámetro partícula (µm) | 600 | continuo |

Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

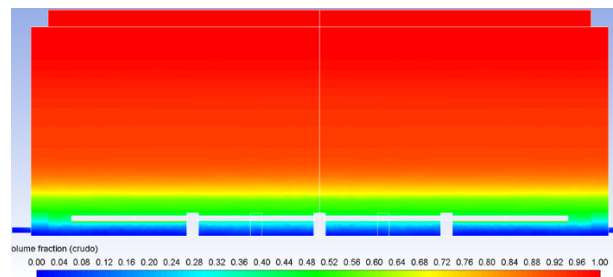
Se llevó a cabo una simulación del tanque con un flujo de 70,000 BPD y un 10% de BSW, y se compararon los resultados con la simulación utilizando la altura original del tanque.

7.1.1 Contornos de fracción volumétrica

La manera más efectiva de representar los resultados de una simulación en dinámica computacional de fluidos es mediante contornos de color. Estos contornos visualizan los valores de las variables a través de un mapa de colores, que se muestra en la parte inferior de la gráfica. La ilustración siguiente exhibe los resultados obtenidos en la simulación del tanque T-1106 con un flujo de 70,000 BPD y un 10% de BSW, utilizando la altura original del tanque. Esta ilustración ilustra los mismos parámetros de operación, pero con una altura de rebose de 27 pies. En ambos casos, se observa una separación eficiente del crudo y el agua. En la parte superior, se registra un 99.9% de crudo, mientras que en la parte inferior se obtiene un 99.2% de agua, lo que indica un contenido de crudo del 0.8%.

Ilustración 22.

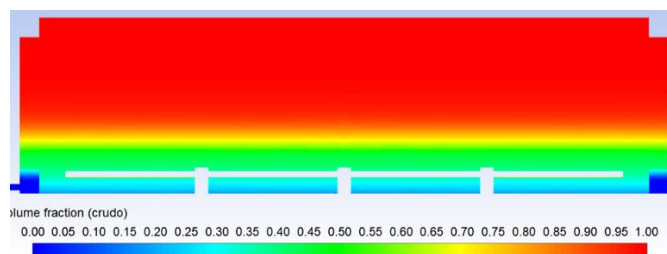
Contornos de fracción volumétrica de crudo en el tanque T-1106 con altura del rebose original. Flujo de 70000 BPD con 10% BSW.



Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas.

Ilustración 23.

Contornos de fracción volumétrica de crudo en el tanque T-1106 con altura del rebose reducida a 27 pies. Flujo de 70000 BPD con 10% BSW.



Nota: Tomado de Proyecto Cira Infantas.

Los números de Reynolds se calcularon utilizando la siguiente ecuación, la cual fue extraída del Manual GPSA, Capítulo 7 (GPSA, 2004).

$$Re = \frac{\rho_p d_p v_p}{\mu_p} \quad (6)$$

Donde ρ_p corresponde a la densidad, d_p corresponde al diámetro de partícula, v_p corresponde a la velocidad y μ_p corresponde a la viscosidad. Según el manual de GPSA, para aplicar la ley de Stokes que describe la sedimentación laminar de partículas, es necesario que el número de Reynolds sea inferior a 2. La ecuación de Reynolds fue implementada en los modelos de CFD como "Custom Field Function". Los números de Reynolds obtenidos en las simulaciones se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 12.

Resumen de los resultados obtenidos en las simulaciones

| Distribuidor | BSW | Concentración agua salida | Concentración crudo-salida | Reynolds |
|---------------------|------------|--------------------------------------|---------------------------------------|-----------------|
| Original | 10 | 99.2% | 99.99% | 1.8342 |
| Reducida | 10 | 99.3% | 99.99% | 1.8732 |

Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

7.1.2 Detalles del diseño del distribuidor de flujo por Ecopetrol – ICP

La tecnología ECO-ALESHIA aplicada a tanques implica un proceso de deshidratación mecánica que se distingue por la utilización de equipos de separación dinámica. Este enfoque permite la dispersión de la fase continua de la emulsión y acelera el proceso de separación gravitacional. En esta tecnología, la alimentación del crudo o la emulsión (agua/aceite) se realiza mediante brazos distribuidores. De este modo, la emulsión entra en contacto con el agua del recipiente para que la coalescencia tenga lugar. En la parte superior, se obtiene el aceite limpio

cumpliendo con las especificaciones, mientras que en la parte inferior se obtiene agua libre de impurezas.

Para el diseño y dimensionamiento de los internos distribuidores ECO-ALESHIA en el tanque existente T-1106 de la planta deshidratadora del centro, se tomaron en consideración las siguientes propiedades de los fluidos del campo La Cira Infantas y las características específicas del tanque T-1106:

Tabla 13.

Propiedades de fluido

| Propiedades de los fluidos | | |
|-------------------------------------|-------|---------------------------|
| Temperatura de Diseño | 90 | °F |
| Capacidad | 50000 | bbl/d |
| Fracción Aceite | 0.6 | Valores máximos evaluados |
| Fracción Agua | 0.4 | |
| °API | 22 | °API |
| GE aceite | 0.930 | |
| GE agua | 0.966 | |
| Densidad Aceite | 58.09 | lb/ft ³ |
| Densidad Agua | 60.32 | lb/ft ³ |
| Diámetro de partícula, Dp | 600 | micrones |
| Viscosidad Agua | 0.336 | cP |
| Viscosidad de Aceite, 104 °F | 110 | cP |
| Gravedad | 32.17 | ft/s ² |

Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

Tabla 14.

Dimensiones del tanque T-1106

| Diámetro (ft) | Altura (ft) | Diámetro Tubería de entrada (in) |
|----------------------|--------------------|-----------------------------------------|
| 100 | 42 | 10 |

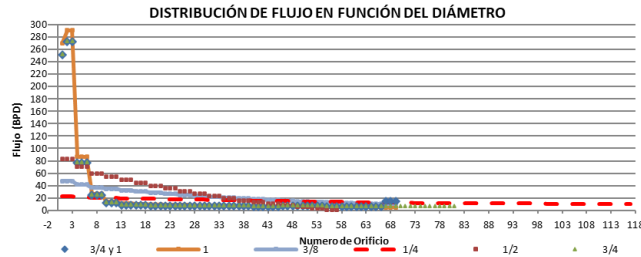
Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

En el diseño de los distribuidores, se garantizó la dispersión del flujo de manera lo más homogénea posible para prevenir canalización o conificación del fluido ascendente. Se respetó una

velocidad lineal por los orificios igual o menor a 1 ft/seg para minimizar la turbulencia. Los resultados para distintos tamaños de orificios se presentan en las siguientes gráficas:

Ilustración 24.

Perfil de distribución de flujo en el Tanque K-1106 para diferentes diámetros de orificio.

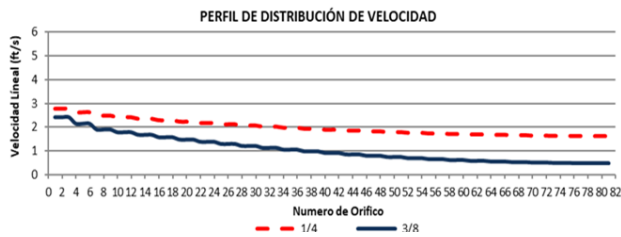


Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

Los resultados indican que los tamaños de orificio que ofrecen una mayor homogeneidad en la distribución del fluido son 1/4 y 3/8 pulgadas. Se presenta un detalle más específico de la distribución con estos dos tamaños de orificios en las siguientes gráficas.

Ilustración 25.

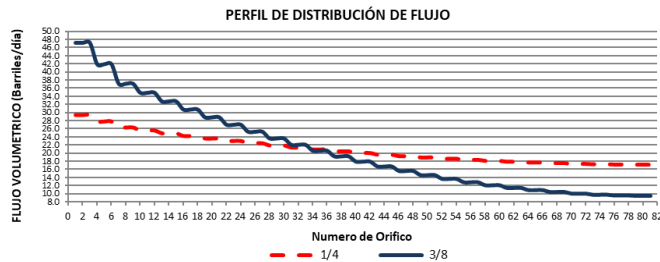
Perfil de velocidades orificios de 1/4 y 3/8 in.



Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas.

Ilustración 26.

Perfil de distribución de flujo con orificios de 1/4 y 3/8 in.



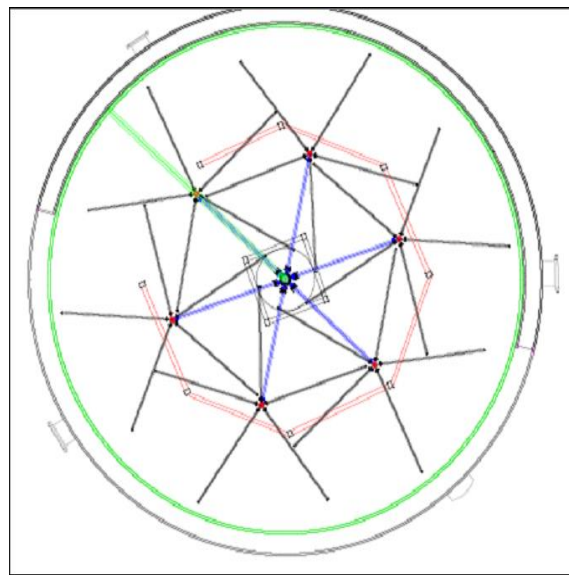
Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

A partir del análisis de estos perfiles, se concluye que el diámetro a seleccionar para los orificios de los distribuidores es de 1/4 de pulgada, ya que representa las condiciones más homogéneas de flujo. Con la elección del tamaño de orificio, se procede a estimar la configuración de los distribuidores que permita la mejor dispersión, cubriendo la mayor área transversal posible y considerando las dimensiones del tanque existente.

Los resultados de las simulaciones en el software especializado en hidráulica indican que definir 6 brazos secundarios con 5 brazos terciarios en cada brazo es un esquema favorable. Este diseño proporciona resultados positivos en términos de la dispersión de la emulsión, cubriendo la mayor parte transversal posible y aprovechando el espacio óptimo para la construcción del tanque. En la siguiente ilustración se presenta el plano esquemático que detalla la configuración de los distribuidores para el T-1106.

Ilustración 27.

Esquema de los distribuidores fondo del tanque T-1106.



Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas.

El diámetro de los brazos secundarios y terciarios se determinó con referencia a la norma API 650. Este criterio establece que la velocidad de flujo en los brazos distribuidores no debe

exceder los 3 ft/s. La configuración de los distribuidores se presenta de manera resumida en la Tabla 16.

Tabla 15.

Descripción de brazos de distribuidores

| Diámetro del tubo de entrada (in) | Diámetro Tubería distribución secundario (in) | Numero de tubos de distribución secundarios | Longitud Tubería Distribución secundario (ft) | Diámetro Tubería distribución terciario (in) | Longitud Tubería Distribución secundaria (ft) |
|------------------------------------------|------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|------------------------------------------------------|
| 12 | 6 | 6 | 22 | 4 | 19 |

Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

Tabla 16.

Descripción orificios de dispersión

| Numero de tubos de distribución terciarios | Diámetro del orificio (in) | Numero de orificios por distribuidor terciario | Distancia Entre Orificios (ft) | Flujo estimado por orificio (BPD) |
|---------------------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------------------------|---------------------------------------|------------------------------------------|
| 30 | 1/4 | 147 | 0,3 | 21 |

Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

El tanque contará con un anillo perimetral que albergará los distribuidores en su interior. Esto obligará a la emulsión a ascender hasta el borde del anillo, permitiendo que las gotas de agua realicen su proceso de asentamiento, mientras que el crudo continúa ascendiendo. El diseño de un tanque de ECO-ALESHIA se fundamenta principalmente en dos principios clave:

1. El tiempo de residencia debe ser mayor que el tiempo de sedimentación, $t_r > t_s$.
2. El flujo de salida en el distribuidor debe ser laminar, $Re < 2$.

Para estimar estos valores en la sección de asentamiento gravitacional, donde tiene lugar la separación, se aplica la Ley de Stokes. Esta ley hace referencia a la fuerza de fricción experimentada por objetos esféricos que se desplazan en el seno de un fluido viscoso en un régimen laminar con bajos números de Reynolds. La gota de agua, al ser más densa que el aceite, tiende a moverse verticalmente hacia abajo debido a la fuerza gravitacional (F_g). Por otro lado, el aceite

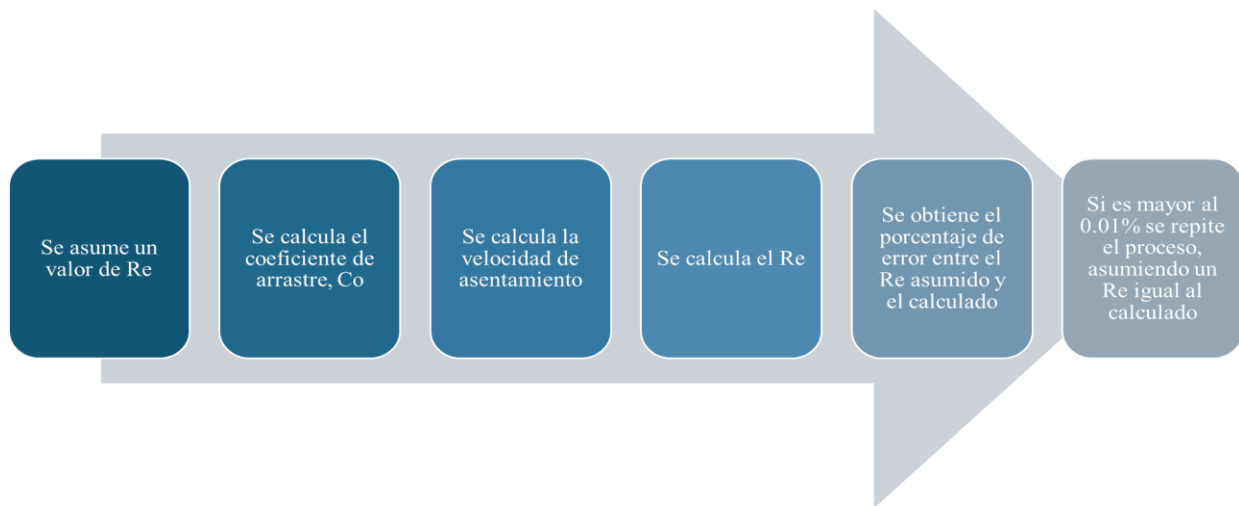
ejerce una fuerza de arrastre (F_d). Cuando estas dos fuerzas se equilibran, la gota de agua sedimentará a una velocidad constante, y esto se conoce como velocidad de asentamiento.

Para establecer la velocidad de asentamiento de la gota de agua, cuando el medio continuo es el aceite y debido a que los valores de C_D y Re son desconocidos, se realiza un proceso iterativo hasta encontrar el valor de velocidad de asentamiento a un diámetro de gota predeterminado, así:

1. Se establece el diámetro de gota que se desea sedimentar, se requiere conocer el valor de densidad de aceite y agua.
2. Se realiza el siguiente procedimiento para calcular la velocidad de asentamiento de la gota de agua, cuando el medio continuo es cuando el medio continuo es aceite:

Ilustración 28.

Pasos para el cálculo de la velocidad de asentamiento.



Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

Para estimar los colchones de agua y aceite [h_{oil}]; se retorna al principio de este tipo de tanques, de que el tiempo de retención debe ser mayor al tiempo de sedimentación. El tiempo de retención está dado por:

$$t_r = \frac{V_{oil}}{Q_m} \quad (7)$$

Donde:

V_{oil} : Volumen colchón de aceite, [ft³]

Q_m : Caudal de la mezcla, [$Q_o + Q_w$] [ft³/s]

Y el tiempo de sedimentación por:

$$t_s = \frac{h_{oil}}{v_s} \quad (8)$$

Dado que se han tenido en cuenta las dimensiones previamente especificadas del tanque, se llevó a cabo la estimación de los colchones de agua para obtener crudo conforme a diferentes cargas. Los resultados se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 17.

Colchón de agua para de acuerdo con el BSW de entrada

| BSW entrada (%) | BSW salida(%) | Q fluido (bbl) | Qcrudo (bbl) | Altura colchón agua (ft) |
|------------------------|----------------------|-----------------------|---------------------|---------------------------------|
| 2 | 0,5 | 45918 | 45000 | 0,60 |
| 5 | 0,5 | 47368 | 45000 | 1,45 |
| 10 | 0,5 | 50000 | 45000 | 2,90 |
| 15 | 0,5 | 52941 | 45000 | 4,35 |
| 20 | 0,5 | 56250 | 45000 | 5,80 |
| 25 | 0,5 | 60000 | 45000 | 7,25 |
| 30 | 0,5 | 64286 | 45000 | 8,70 |
| 35 | 0,5 | 69231 | 45000 | 10,15 |
| 40 | 0,5 | 75000 | 45000 | 11,60 |

Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

En la siguiente tabla se detallan los distintos tiempos de residencia para diversos niveles de carga. El tanque tiene la capacidad de recibir hasta una carga de 75,000 BFPD con una carga del 40%.

Tabla 18.

Tiempos de residencia

| Tiempo residencia | | |
|--------------------------|-------|-------|
| Para 56000 BPOD | 0,562 | días |
| | 13,5 | horas |
| Para 43000 BPOD | 0,732 | días |
| | 17,6 | horas |
| Para 30000 BPOD | 1,050 | días |
| | 25,2 | horas |

Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

7.2 Determinación de la ubicación del tanque de lavado de crudo

Considerando las condiciones de obsolescencia tecnológica y riesgos de integridad de los tanques actuales de la Planta deshidratadora El Centro (incluyendo el tanque K-1106 usado en la simulación), se define la construcción de un tanque nuevo. La ubicación del tanque se determinó después de estudiar tres posibles áreas dentro de la Planta Deshidratadora "El Centro", donde se revisaron varios aspectos técnicos. Después de considerar cuidadosamente estos factores, se llegó a la conclusión de que la mejor alternativa, en cumplimiento con las normativas vigentes, era colocarlo en el lugar donde se encontraban los antiguos tanques de gasolina TK-201 / TK202 / TK-203 / TK-204 (alternativa 3) (Ver Anexo 2). La ubicación final del tanque K-1107 y sus coordenadas pueden observarse en el anexo 2, donde también se hacen referencia a los demás tanques de la planta.

7.3 Dimensionamiento del tanque de lavado de crudo

En el dimensionamiento del tanque de lavado, se empleó la siguiente información pertinente sobre las condiciones operativas y las propiedades del fluido a tratar (Tabla 20). Basados en las ecuaciones proporcionadas, el diámetro requerido de un tanque cilíndrico vertical se determinó estableciendo la velocidad de ascenso del aceite igual a la velocidad promedio del agua. Para este cálculo, es necesario considerar un factor "F" que tenga en cuenta la turbulencia y el

cortocircuito. Este factor se requiere debido a la distribución desigual de flujo provocada por el gran diámetro de este tipo de equipos. Es importante destacar que a mayor tiempo de residencia, mayor será el factor de cortocircuito.

Tabla 19.

Información de entrada para el diseño

| Propiedades | | |
|-----------------------------|--------------------|--------|
| T operación | °F | 100 |
| Flujo de Total | BPD | 98,000 |
| BS&W inicial | % | 29 |
| Flujo de Crudo | BPD | 70,000 |
| Diámetro de gota | μm | 364 |
| Flujo de Agua | BPD | 28,000 |
| Tiempo de residencia | h | 9 |
| | min | 540 |
| Densidad Crudo | lb/ft ³ | 55.305 |
| GE Crudo | - | 0.886 |
| Viscosidad Crudo | μ (cP) | 27.494 |
| Densidad Agua | lb/ft ³ | 62.285 |
| GE Agua | - | 0.998 |
| Viscosidad Agua | μ (cP) | 0.68 |

Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

$$v_t = 1,78 \times 10^{-6} \left[\frac{(\Delta SG) d_m^2}{\mu_w} \right]^{1/2} \quad (9)$$

Donde:

v_t es la velocidad de ascenso,

SG es la Gravedad Especifica,

μ_w es la viscosidad del agua,

d_m el tamaño de partícula.

$$d = 81,8 \left[\frac{F Q_o \mu_o}{(\Delta SG) d_m^2} \right]^{1/2} \quad (10)$$

Donde

d es el diámetro,

“F” es el factor de turbulencia y cortocircuito,

Q_o es el caudal de crudo,

μ_o es la viscosidad de crudo,

SG es la Gravedad Especifica,

d_m es el diámetro de partícula.

Tabla 20.

Información de entrada para el diseño

| Propiedad | | |
|---------------------------------|------|--------|
| Vf | ft/s | 0.0388 |
| Factor de corto circuito | - | 1.00 |
| d | in | 932.37 |
| d | ft | 77.70 |

Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

Una vez determinado el diámetro mínimo requerido, se procede a evaluar diversas opciones en cuanto a diámetros y longitud. A continuación, se presentan las sensibilidades en la siguiente tabla:

Tabla 21.

Sensibilidades de dimensionamiento

| D (in) | D (ft) | L (ft) | L/D |
|---------------|---------------|---------------|------------|
| 932 | 77.67 | 42.65 | 6.59 |
| 982 | 81.83 | 38.41 | 5.63 |
| 1032 | 86.00 | 34.78 | 4.85 |
| 1082 | 90.17 | 31.64 | 4.21 |
| 1132 | 94.33 | 28.91 | 3.68 |
| 1182 | 98.50 | 26.51 | 3.23 |
| 1232 | 102.67 | 24.41 | 2.85 |
| 1282 | 106.83 | 22.54 | 2.53 |
| 1332 | 111.00 | 20.88 | 2.26 |
| 1382 | 115.17 | 19.40 | 2.02 |

Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

Para calcular la altura del agua, es importante asignar una parte de la altura total del recipiente para proporcionar tiempo de retención a la fase dispersa. En este tipo de equipos, se considera comúnmente aceptado un tiempo de residencia entre 8 y 10 horas como estándar.

Tabla 22.*Alturas de colcho de agua y crudo*

| Propiedad | | |
|------------------|----|-------|
| Hw | ft | 7.58 |
| Ho | ft | 18.94 |
| ΣH | ft | 26.51 |

Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

$$H = 0,7 \frac{(t_r)_w Q_w}{d^2} \quad (11)$$

Donde H, es la altura del colchón de agua, t_r el tiempo de residencia del agua, Q_w el caudal de agua y d^2 el diámetro al cuadrado. También se realiza el dimensionamiento de las protecciones según el estándar API STD 2000, 7th edition, obteniendo los siguientes resultados de flujos para las operaciones de vaciado y llenado del tanque.

Tabla 23.*Resultados diseño válvulas de presión y vacío*

| Total Out-Breathing (SCFH) | | Total In-Breathing (SCFH) | |
|-----------------------------------|--------|----------------------------------|---------|
| Qst de Aire | 65,794 | Qst de Aire | 131,723 |
| Qst de N2 | 66,796 | Qst de N2 | 133,729 |
| Qst de gas | 78,695 | Qst de gas | 157,551 |
| Q act gas | 84,462 | Q act gas | 139,372 |

Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

El tanque K-1107 fue diseñado con el mismo diámetro que se utilizó en el tanque de referencia de la simulación K-1106. Sin embargo, fue necesario ajustar a una menor altura para cumplir con el estándar de volumen de almacenamiento mínimo en el dique debido a una limitación de espacio. Basándose en los cálculos previos, se detallan a continuación las características del tanque según se especifica en la tabla siguiente.

Tabla 24.*Características del tanque diseñado*

| CARACTERÍSTICA | UNIDAD | VALOR |
|------------------------------|--------|-----------------|
| Tipo | - | Vertical |
| Capacidad | Bbl | 70,000 |
| Dimensiones | - | 100' ID x 30' H |
| Presión Diseño | In H2O | P:2.86/V:1.13 |
| Temperatura Diseño | °F | 200 |
| Presión Operación | Psig | ATM |
| Temperatura Operación | °F | 100 |

Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

El nuevo tanque K-1107 contara con mejoras significativas al comparar con la tecnología base de diseño ECOALESHIA. El siguiente cuadro resume dichas características:

Tabla 25.*Características del tanque diseñado*

| Elemento | Ecoaleshia | Tanque Procesos GCT | Comentarios |
|----------------------------------|------------|---------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Tanque | X | X | Los dos son tanque con sistema de distribución interior |
| Distribuidor | X | X | El tanque K-1107 tiene un distribuidor en estrella con perforados para lograr condiciones establecidas para cumplimiento de la Ley de Stokes |
| Bomba | X | | |
| Sistema de agua de lavado | | X | |
| Control e instrumentación | | X | El tanque viene provisto de un sistema de control de nivel de interfase considerando la corriente de crudo y el agua de lavado. Adicional tiene un medidor de BSW con acción y control para envió a tanque de crudo tratado/rechazo. |
| Caja colectora | | X | El tanque tiene un sistema colector de crudo @27 pies que entrega el crudo tratado a una facilidad de 10" ubicada @21 pies |
| Inyección de químico | | X | |

Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

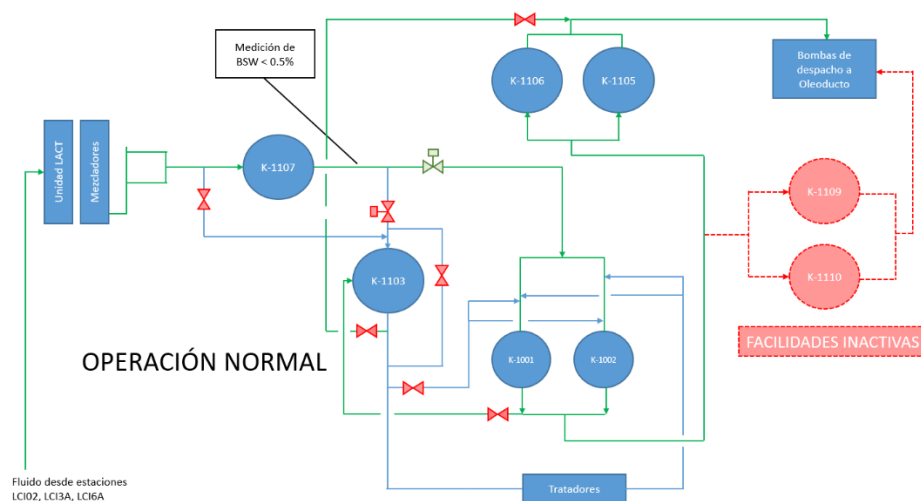
7.4 Descripción escenarios de operación incorporando el nuevo tanque de lavado de crudo

Se establecen varios escenarios de operación que varían según las necesidades específicas, lo que determina las condiciones asignadas al tanque. En todos los casos, el fluido que ingresa proviene de las estaciones LCI02, LCI3A y LCI6A, pasando previamente por la Unidad LACT antes de llegar al tanque K-1107. Después de esta etapa, el proceso varía dependiendo de la condición del tanque, ya sea operación normal, operación de rechazo o mantenimiento. Finalmente, el crudo se envía a las bombas de despacho del Oleoducto. Es importante mencionar que existe una facilidad inactiva desde los tanques K-1109 y K-1110, los cuales actualmente no estarán operativos por interferencia con el Centro Educativo; escenario de riesgo mayor. A continuación, se describe gráficamente las diferentes condiciones que puede presentar el tanque nuevo tanque de procesos K-1107 y cómo estas afectan su operación.

1. La presente ilustración muestra la operación en su situación ideal, en la cual no hay rechazo de crudo y ninguno de los tanques se encuentra en mantenimiento.

Ilustración 29.

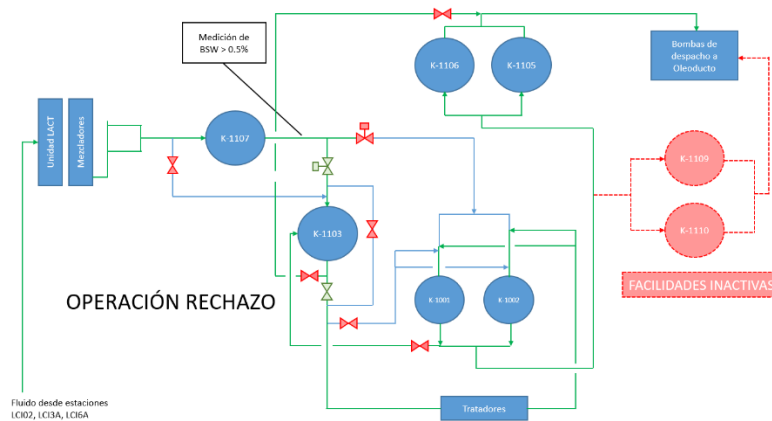
Esquema de operación ideal considerando el tanque de procesos



- Por el contrario, la siguiente imagen ilustra cómo cambiaría la operación si el crudo es rechazado en el medidor de BSW en la salida del K-1107 y se envía el fluido hacia el K-1103.

Ilustración 30.

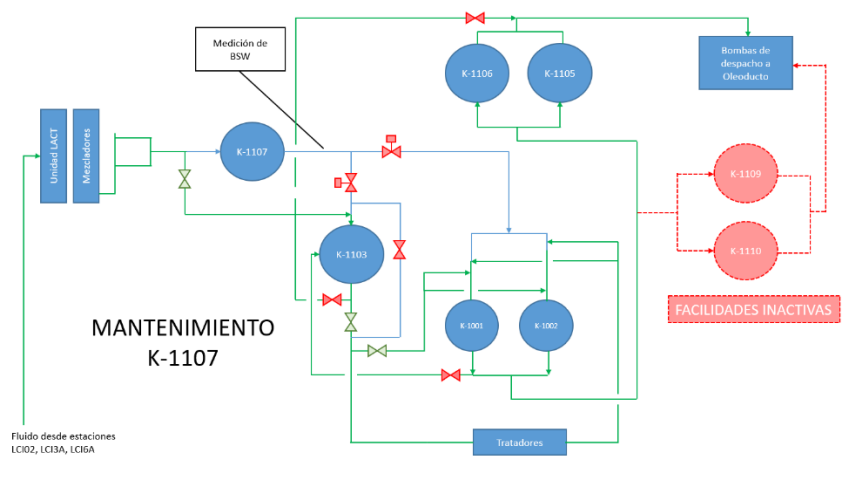
Esquema de operación considerando desviaciones en tratamiento de calidad del nuevo tanque de procesos



- En el tercer escenario se define cómo es la operación en caso de que el tanque K-1107 entre en mantenimiento

Ilustración 31.

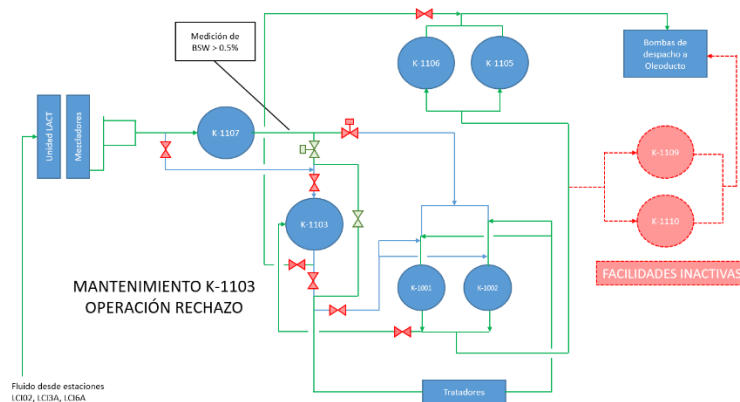
Esquema de operación considerando el mantenimiento del nuevo tanque de procesos



4. En la siguiente imagen se muestra el fluido siendo rechazado en la salida del K-1107 y con el tanque K-1103 en mantenimiento, lo cual provoca que el fluido se desvíe por un by-pass y no entre al tanque de rechazo.

Ilustración 32.

Esquema de operación considerando el escenario de rechazo por calidad y mantenimiento del tanque K-1103

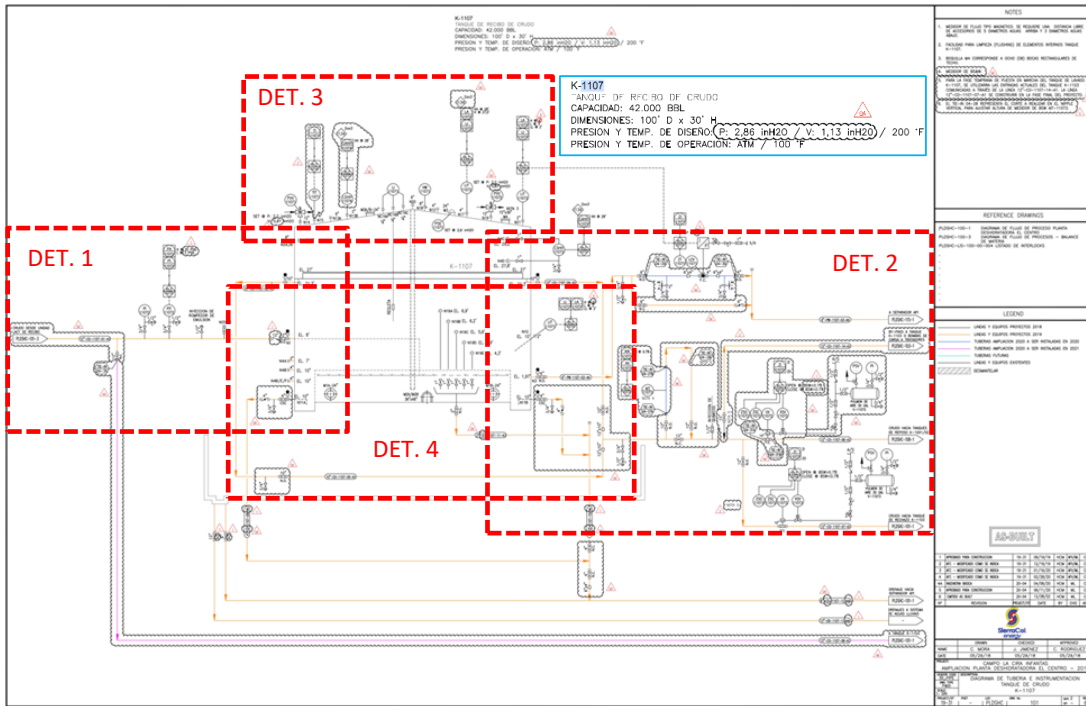


7.5 Descripción de los planos de instrumentación y control del tanque de lavado de crudo (P&ID)

Según se detalla en la ilustración, el tanque será alimentado a través de una línea de 12". Sobre esta línea se encuentra instalada una válvula de cierre de emergencia (tag SDV-11071), que permitirá proteger el tanque en caso de un nivel demasiado alto (mediante votación 2oo3 entre los LSHH-11703/4 y LIT-11072) o en caso de una parada de emergencia general en la planta (ESD). Sobre la línea de alimentación del tanque, se encuentra instalado un indicador de presión local (PI-11072) y un transmisor indicador de presión (PIT-11072), que cuenta con alarmas de alta presión en 20 psig y baja presión en 3 psig; referirse a la Ilustración 37.

Ilustración 33.

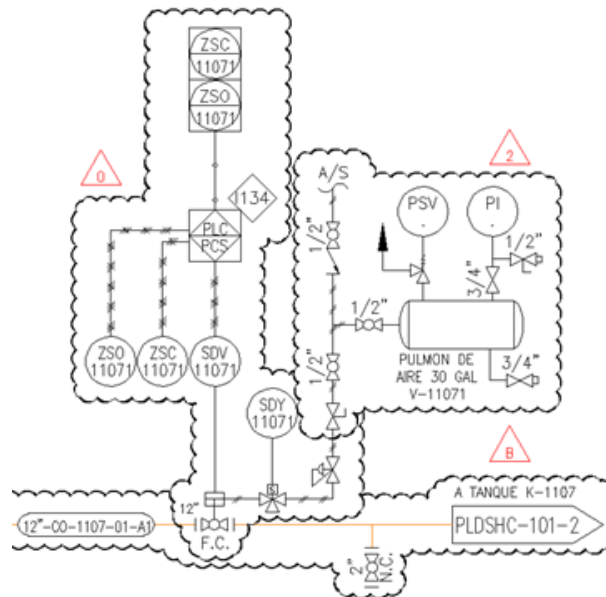
Plano de instrumentación y control del nuevo tanque de procesos



Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

Ilustración 34.

Detalle indicador de presión tanque de procesos

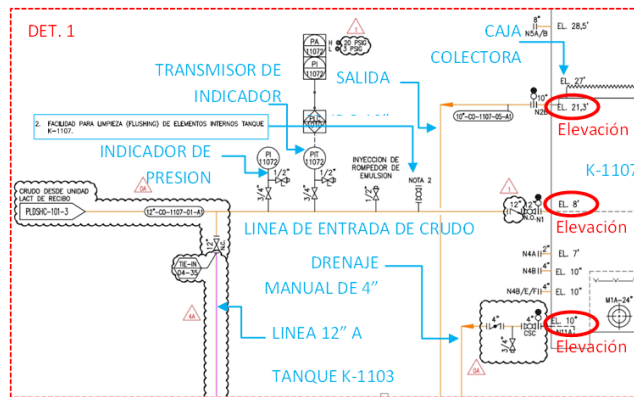


Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

La entrada de la línea de 12" se encuentra a una altura de 8 pies, equivalente a 2.44 metros, sobre dicha entrada nace la línea de 12" que va hacia el tanque K-1103 de la Planta, utilizada en el escenario de rechazo de crudo por mala calidad.

Ilustración 35.

Detalle líneas asociadas al nuevo tanque de procesos (1)

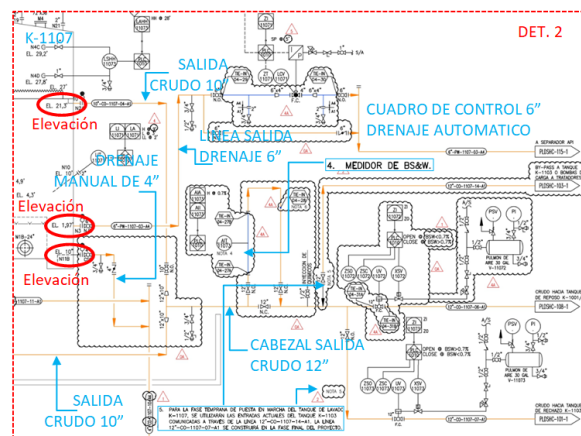


Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

El crudo dentro del tanque rebosará hacia una caja colectora a una altura de 27 pies (8.23 metros), desde donde se entregará a través de 2 facilidades de 10" ubicadas a 21 pies (6.4 metros) a un cabezal común de 12" a los tanques de reposo o al tanque de rechazo K-1103, dependiendo de la calidad del crudo obtenida.

Ilustración 36.

Detalle líneas asociadas al nuevo tanque de procesos (2)

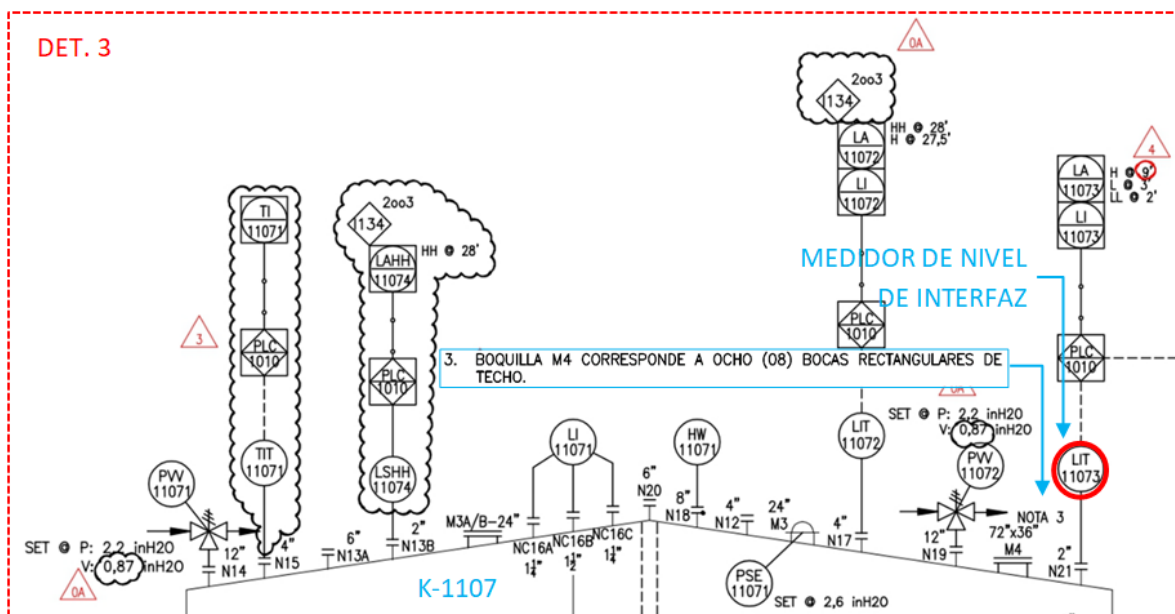


Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

El nivel dentro del tanque será controlado por una válvula de control de nivel de intersafe (4"), que permitirá enviar el agua remanente del fondo del tanque hacia la piscina API a través de una línea de 6" independiente. El control de la válvula LCV-11071(control de nivel) se realizará mediante el medidor de nivel de interfaz LIT-11073 para mantener un nivel constante de 6.5 pies o 1.98 metros; ver siguiente ilustración:

Ilustración 37.

Detalle líneas asociadas al nuevo tanque de procesos (3)



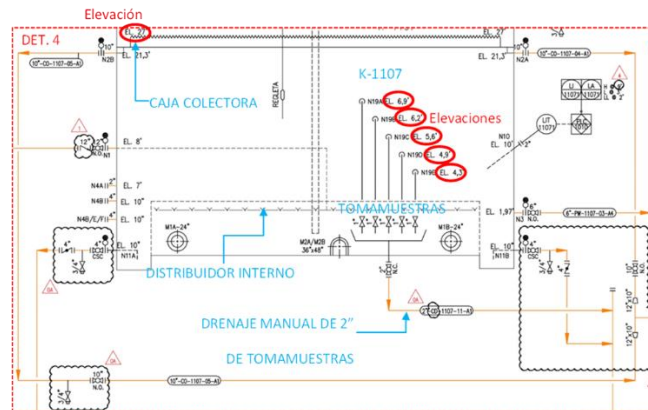
Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

Sobre la línea de salida de 12" del tanque de lavado, se ha instalado un medidor de BSW con una alarma por alto contenido, activada a partir del 0.7%. Este parámetro será crucial para determinar la apertura de las válvulas ON/OFF UV-11072 y UV-11073, las cuales dirigirán el crudo hacia los tanques de reposo o hacia el tanque de rechazo. Si el medidor de BSW detecta un contenido superior al 0.7% durante más de 2 minutos, la UV-11073 se abrirá para dirigir el crudo al tanque de rechazo, donde completará su tratamiento de deshidratación mediante los tratadores térmicos. Por otro lado, si el medidor de BSW reporta un valor inferior al 0.7%, la UV-11072 se

abrirá para mantener la alimentación a los tanques de reposo. Se considera que dentro del esquema operativo solo una de las dos válvulas ON/OFF se encuentre abierta y alineada; ver ilustración a continuación:

Ilustración 38.

Detalle líneas asociadas al nuevo tanque de procesos (4)

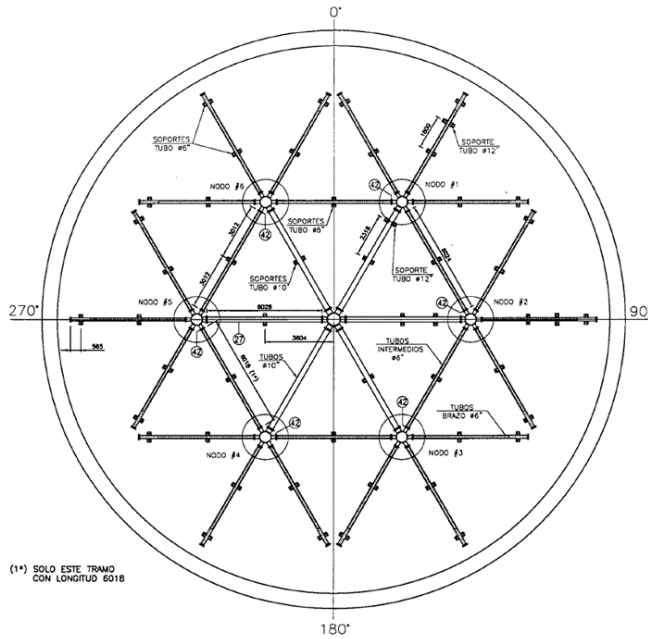


Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

El tanque dispone de un distribuidor interno de entrada, diseñado para mejorar la eficiencia del lavado del crudo y garantizar el cumplimiento de los parámetros de calidad requeridos. La configuración geométrica del distribuidor se basó en una ilustración de estrella de David, seleccionada por sus propiedades que favorecen una distribución uniforme del crudo dentro del tanque. El distribuidor interno posee brazos principales de 10" y secundarios de 6" (ver siguiente ilustración), los segundos son los que cuentan con las perforaciones que permiten que fluya el flujo de entrada, y cada brazo secundario cuenta con 5800 agujeros, en ambos casos tienen de longitud 6000mm. Adicional a esto el sistema cuenta con un cilindro central de 28" que tiene una altura de 2000mm y 6 cilindros de 24" que tienen una altura de 1130 mm.

Ilustración 39.

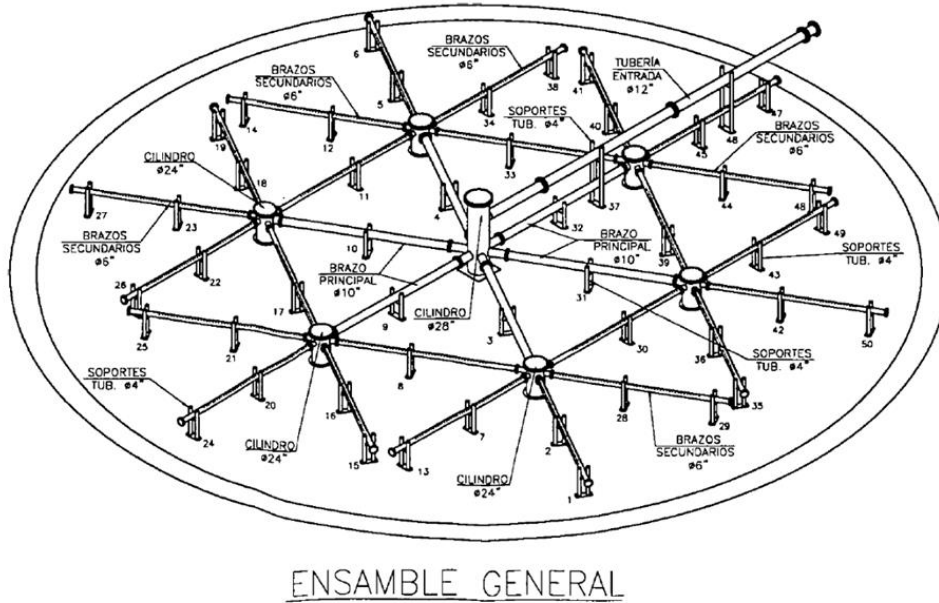
Detalle de los distribuidores internos del tanque (1)



Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

Ilustración 40.

Detalle de los distribuidores internos del tanque (2)

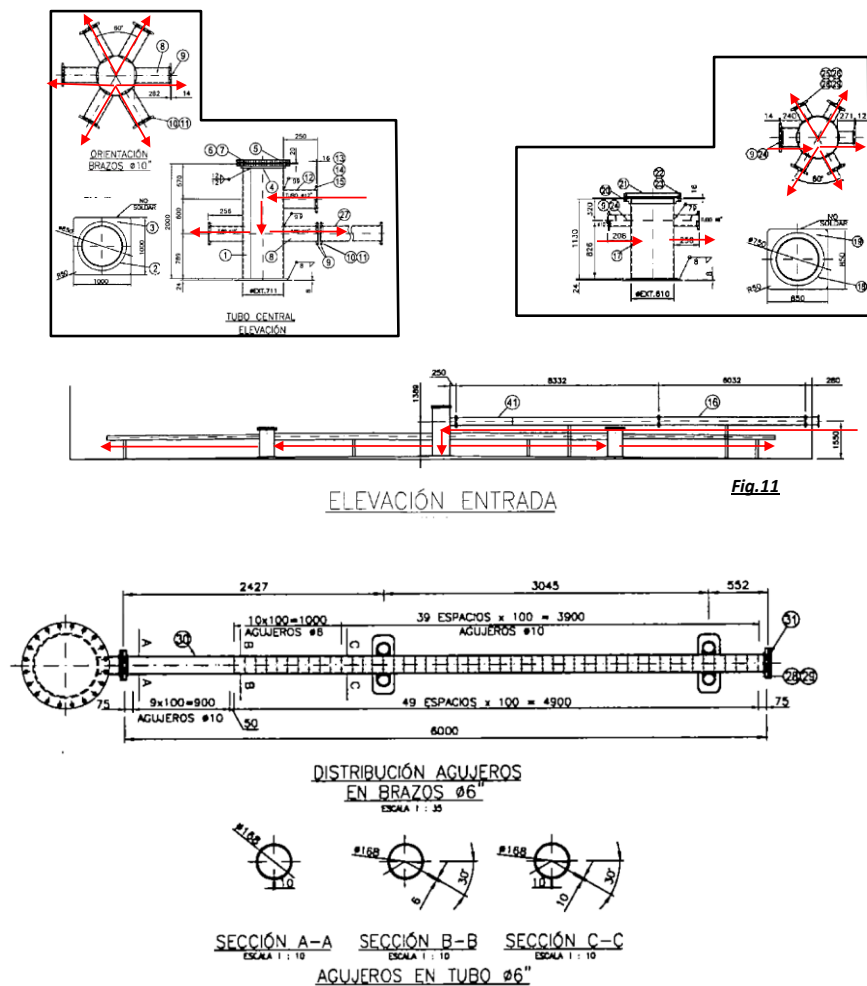


Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

En resumen, el flujo ingresa por la línea de 12" con una leve pendiente descendente hacia el interior del tanque. Al llegar al tubo central de 28" de diámetro y 2000 mm de altura, se distribuye por los brazos de 10", que se encuentran 600 mm más abajo de la línea de entrada (de centro a centro). Luego, el flujo se desplaza hacia los tubos de 24" de diámetro y 1130 mm de altura. Posteriormente, se ramifica en los brazos con agujeros de 6", los cuales están ubicados a 826 mm del suelo del tanque (medido desde el centro).

Ilustración 41.

Detalle de los distribuidores internos del tanque (3)



Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

7.6 Construcción del tanque de lavado de crudo

La construcción del tanque abarcó aproximadamente 10 meses e implicó una serie de trabajos, incluyendo obras civiles, ajustes mecánicos, adecuación de elementos internos e instalación de instrumentación. Este proyecto fue ejecutado con un ritmo excepcional, lo que permitió alcanzar las metas antes de lo previsto en el cronograma establecido. Las siguientes imágenes muestran el progreso constructivo del tanque:

Ilustración 42.

Avance en la construcción del tanque



Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

Con la entrada en servicio del tanque, se logró gestionar los altos volúmenes de crudo con agua asociada que estaban causando embotellamientos en las estaciones de La Cira Infantas. Asimismo, durante los meses de receso escolar, se llevó a cabo un cambio en el proceso, retirando de la operación los tanques K-1109 y K-1110, los cuales representaban un riesgo para la operación debido a su proximidad a un Centro Educativo (escenario de riesgo mayor). Luego, se alcanzó la sintonización definitiva del proceso, lo que permitió eliminar el uso de los dos hornos, los cuatro

tratadores termoelectroestáticos y dos intercambiadores de calor; la imagen muestra los equipos que salieron de servicio.

Ilustración 43.

Fotografía de los equipos reemplazados por el tanque (hornos, tratadores e intercambiadores)



Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

7.7 Filosofía de operación del tanque de lavado de crudo

El crudo proveniente de las estaciones de producción, después de ser recibido y medido a través de la unidad LACT, pasa por un sistema de mezcladores estáticos. En este sistema, se inyecta agua fresca, que representa aproximadamente el 10% del flujo de crudo, a través de una línea de 3", la cual está provista por la FCV-107011 y es controlada por el medidor de flujo FIT-10701. Posteriormente, el flujo se dirige hacia el tanque K-1107, que también puede recibir las corrientes de crudo recuperado en la piscina API y KO Drum de la planta. La alimentación del tanque se realiza a través de una línea de 12" en la que se encuentra instalada una válvula de shutdown SDV-11071. Esta válvula se encarga de proteger el tanque en caso de un nivel de fluido excesivo (mediante una votación 2oo3 entre los LSHH-11703/4 y LIT-11072) o en situaciones de emergencia como una ESD general de la planta. En el tanque de lavado, se procede a realizar la deshidratación del crudo y la remoción de la sal asociada a este, mediante decantación obtenida con un tiempo de residencia aproximado de 8 horas para el flujo de diseño. El tanque de lavado está diseñado para tratar la producción proyectada de hasta 70,000 BOPD, con un corte de agua

inferior a 0.5% y el contenido de sal inferior a 20 PTB. El tanque posee un distribuidor interno de entrada, que permite una mayor eficiencia en el lavado del crudo. El crudo dentro del tanque rebosa hacia una caja colectora a una altura de 27 ft, desde donde se entrega a través de 2 facilidades de 10" ubicadas a 21 ft, a un cabezal común de 12" a los tanques de reposo o tanque de rechazo, dependiendo cual sea la calidad de crudo obtenida.

El nivel dentro del tanque es controlado por una válvula de control de nivel de interfase (4"), que permite enviar el agua remanente del fondo del tanque hacia la piscina API a través de una línea de 6" independiente. El control de la válvula LCV-11071, se realiza a través del medidor de nivel de interfase LIT-11073 para mantener un nivel constante de 6.5 ft.

Sobre la línea de alimentación del tanque se cuenta con un indicador de presión local PI-11072 y un transmisor indicador de presión PIT-11072 con alarmas de alta presión (20 psig) y baja presión (3 psig). Sobre la línea de 12" de salida del tanque de lavado se encuentra instalado un medidor de BSW con alarma por alto contenido en 0.7%, que es el parámetro de decisión para la apertura de las válvulas ON/OFF UV-11072 y UV-11073 que direccionan el crudo hacia los tanques de reposo o hacia el tanque de rechazo. Si el medidor de BSW registra un contenido superior a 0.7% durante más de 2 minutos, la UV-11073 se abrirá para que el crudo sea entregado al tanque de rechazo, K-1103, para completar su tratamiento de deshidratación a través de los tratadores térmicos (reproceso). Si el medidor de BSW reporta un valor inferior al 0.7%, la UV-11072 se abrirá para mantener la alimentación a los tanques de reposo. Dentro del esquema operativo se considera que solo una de las 2 válvulas ON/OFF se encuentre abierta y alineada.

Una vez que el crudo llegue al tanque de rechazo K-1103, es enviado a los tratadores térmicos mediante las bombas P-1001A/B/BB/C/D. No obstante, es crucial tener en cuenta las limitaciones tecnológicas de estos tratadores térmicos en lo que respecta a la carga de crudo. Para

asegurar que los parámetros de calidad en cantidad de BSW y Sal, sean cumplidos, es necesario implementar procesos y tratamientos adicionales aguas arriba en las estaciones LCI-02 y LCO-6A.

La modificación en el proceso debe ajustar las características del crudo antes de que llegue a los tratadores térmicos, para asegurar que cumpla con las especificaciones requeridas antes de someterse a cualquier procesamiento adicional. Sin embargo, hasta la fecha, no ha sido necesario realizar estos ajustes, ya que el tanque K-1107 se ha mantenido eficiente en el tratamiento del crudo.

7.8 Puesta en servicio del tanque de lavado de crudo

Se estableció una línea base considerando los 7 meses anteriores a la puesta en servicio del tanque. Durante este periodo, la planta operó de manera normal, utilizando los hornos, tratadores e intercambiadores de calor. A partir del octavo mes, se inició la puesta en servicio del tanque K-1107, y aproximadamente después de 1,5 meses se logró la estabilización del proceso. Durante este tiempo, se realizaron ajustes en las condiciones de proceso para alcanzar los parámetros de calidad objetivo, que incluyen un contenido de agua inferior al 0.5% en BSW y un contenido de sal inferior a 20 PTB. Una vez finalizado el periodo de estabilización, se logró la meta de tratar el crudo exclusivamente con el tanque K-1107, eliminando la necesidad de utilizar los hornos, tratadores de la planta e intercambiadores de calor. Además, esto permitió eliminar el consumo de gas asociado a estos equipos. Se logró una mayor eficiencia en el tratamiento, produciendo un producto que cumple con las especificaciones de venta y superando los registros jamás logrados en la planta. Puede encontrar los detalles en la siguiente tabla.

Tabla 26.*Resumen del desempeño del proceso tras el ingreso del tanque de lavado*

| MES | %BSW promedio mes (recibo GRB) | SAL PTB Lb NaCl/ KB crudo (recibo GRB) | Consumo promedio de GAS, KPCD |
|------------|-------------------------------------------|-------------------------------------------------------|----------------------------------------------|
| 1 | 0.270 | 15.9 | 468 |
| 2 | 0.310 | 16.7 | 517 |
| 3 | 0.290 | 16.4 | 500 |
| 4 | 0.310 | 14.9 | 270 |
| 5 | 0.395 | 15.76 | 322 |
| 6 | 0.341 | 14.1 | 216 |
| 7 | 0.220 | 9.40 | 225 |
| 8 | 0.270 | 14.1 | 99 |
| 9 | 0.210 | 13.1 | 0 |
| 10 | 0.220 | 13.5 | 0 |
| 11 | 0.190 | 12.5 | 0 |
| 12 | 0.220 | 12.9 | 0 |

Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

8. Evaluación de la implementación un tanque de tratamiento en la planta deshidratadora El Centro

8.1 Evaluación Económica del Proyecto

La implementación del tanque de lavado representó una inversión aproximada de 3 millones de dólares y su construcción abarcó un periodo de alrededor de 10 meses. Este proyecto permitió un aprovechamiento promedio de 388 kpcd de gas como combustible (Máx. 600 k pcd), además de eliminar la penalización asociada con hasta 7 bombeos de crudo fuera de especificaciones en cuanto a contenido de agua y sal, y también reducir los costos adicionales por reprocesos. En lo que respecta al mantenimiento, la implementación incluyó rutinas de limpieza y mantenimiento mayor programadas en intervalos de 3 a 10 años, con un costo entre 100 a 300 k dólares (este último aplica al mantenimiento mayor). Al compararlo con al menos una intervención

anual en tratadores y/o hornos, con un costo de mantenimiento de 125 k dólares al año, se logró una reducción significativa de los costos de mantenimiento.

En un periodo de evaluación de 3 años, el flujo de caja reveló una Tasa Interna de Retorno del 13%, un Valor Presente Neto positivo de 9.7 millones de dólares estadounidenses y un periodo de retorno de la inversión de 8 meses, lo que hace que este proyecto sea un ejemplo sobresaliente de limpieza financiera;

Tabla 27.

Resumen financiero del proyecto

| DATOS DE ENTRADA | |
|---------------------------------------------------|-----------------|
| Precio [US\$/1000 pies cub] | 4 |
| Gas combustible [k pies cub/día] | 600 |
| Costo gas combustible [US\$/día] | 2400 |
| Crudo tratado [bbls / día] | 30000 |
| Crudo tratado [US\$/día] | 2400000 |
| Penalidad crudo @2% [US\$] | 48000 |
| Penalidades esperadas por mes | 7 |
| Penalidades esperadas por mes | 336000 |
| Mtto anual Tratadores US\$ | 125000 |
| Aprovechamiento gas + No multas [US\$/día] | 49600 |
| Tasa de Oportunidad | 11% |
| Inversión + O&M [US\$] | U\$ 3,000,000 |
| RESULTADOS FINANCIEROS | |
| TIR | 13% |
| VPN | U\$ 9,717,715.1 |
| DISCOUNTED PAYBACK [MESES] | 8 |
| FACTOR DE EFICIENCIA J | 7.9 |

Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

8.2 Reducción de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y Aprovechamiento de Gas Combustible

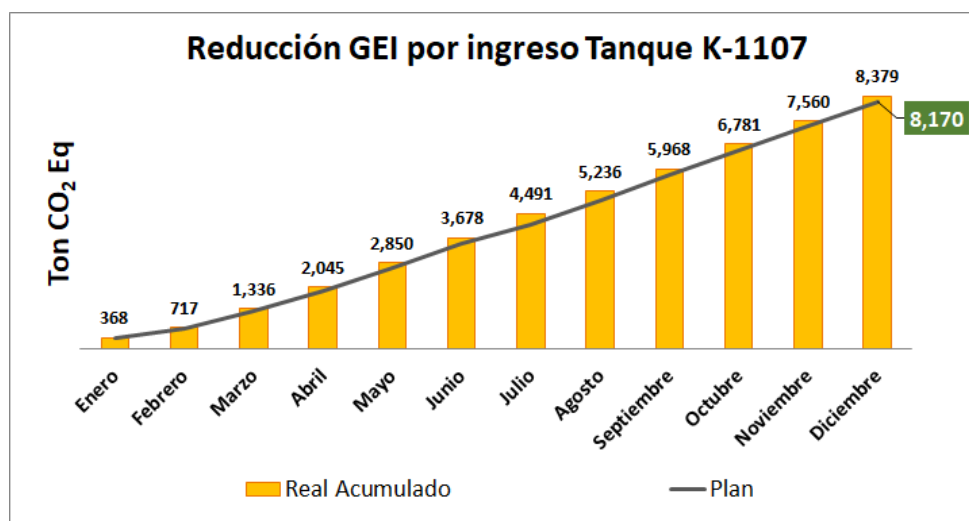
La operación propuesta con el tanque K-1107 tiene un impacto significativo en la reducción de gases de efecto invernadero (GEI) y el aprovechamiento de gas combustible. Se eliminó la operación de cuatro tratadores termoelectroestáticos (TTE-1001/02/03/04) y dos hornos (H-1003/04), lo que permitirá aprovechar 600 KPCD de gas combustible que actualmente se utilizan

como combustible en estos equipos. Al prescindir de estos equipos, se disminuyó la temperatura de operación del sistema de 140°F a 90°F. Esto tuvo un impacto significativo en las emisiones de compuestos orgánicos volátiles (COV) en los tanques atmosféricos de almacenamiento de crudos.

El grafico siguiente representa el comportamiento y progresión por eliminación del uso de gas combustible hasta alcanzar una reducción de 8,379 toneladas de dióxido de carbono (CO₂). Esta información es un reporte oficial dentro de las iniciativas de reducción de emisiones de Ecopetrol.

Ilustración 44.

Reducción de gases de efecto invernadero por la eliminación del consumo de gas combustible en hornos y tratadores



Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

8.3 Reducción Eliminación de Escenario de Riesgo Mayor por Operación de los Tanques de Fiscalización K-1109 y 1110

La implementación y puesta en servicio del tanque K-1107 permitió eliminar el Riesgo de Desastre Mayor asociado con la operación de los tanques K-1109 y K-1110, que se encontraban en las cercanías de la Escuela Blanca Duran de Padilla. Este proyecto no solo eliminó el riesgo, sino que también reorganizó el proceso operativo. En lugar de utilizar los tanques K-1109 y K-

1110 como tanques de fiscalización, se reemplazaron con los tanques K-1105 y K-1106. Asimismo, se modificó el proceso de recibo de crudo de estaciones, pasando de utilizar dos tanques (K-1103 y K-1106) a solo utilizar un tanque de proceso (K-1107) y un tanque de rechazo (K-1103).

La imagen que se presenta a continuación muestra el área adyacente a la Planta de Deshidratadora, donde se encuentran los tanques K-1109 y K-1110, en el proceso de desmantelamiento de la infraestructura existente. A un lado se observa la Escuela Blanca Duran de Padilla, subrayando la distancia entre la edificación y los tanques en mención.

Ilustración 45.

Imagen área tanques de fiscalización K-1109 y 1110 y Escuela Blanca Duran de Padilla



Nota. Tomado de: Proyecto La Cira Infantas

8.4 Lecciones Aprendidas del Proyecto

Tras la implementación del tanque de lavado, se han logrado múltiples beneficios, que incluyen los siguientes:

1. La capacidad de tratamiento ha aumentado significativamente hasta los 70,000 barriles por día, cubriendo la operación actual y los escenarios futuros de desarrollo del campo.
2. Se ha logrado aprovechar 600,000 pies cúbicos estándar diarios de gas, que inicialmente se destinaban a la deshidratación del crudo. El destino del gas ha resultado en dos opciones: 1) la generación de energía por medio del gas, con una producción diaria de 2.12 MW/día, o 2) su venta, obteniendo ingresos promedios US\$2977/día.
3. En comparación con los hornos y tratadores termoelectroestáticos, el tanque de lavado ha logrado reducir los costos de mantenimiento y operación. Mientras que el mantenimiento mayor de los hornos y tratadores se estima en aproximadamente US\$125,000/año/tratador-horno, el mantenimiento del tanque de lavado oscila entre US\$100,000 a US\$300,000 cada 3 o 10 años.
4. Gracias a la operación del tanque de lavado, se ha eliminado la emisión de compuestos orgánicos volátiles (VOC) y el ruido asociado por operación de los hornos y tratadores termoelectroestáticos. Esto ha resultado en una reducción de las emisiones de compuestos orgánicos volátiles (VOC) en los tanques atmosféricos de almacenamiento de crudos, especialmente en aquellos asociados al proceso de calentamiento.
5. Se ha logrado cumplir con las entregas de crudo en términos de calidad en contenido de BSW y sal, lo que ha evitado la aplicación de multas asociadas a la no conformidad con los estándares de calidad de crudo requeridos.

8.5 ¿Qué se ha aprendido?

Se ha aprendido que es posible optimizar las inversiones y alcanzar los objetivos de tratamiento mediante la redefinición de procesos y la adopción de tecnologías innovadoras en el tratamiento del petróleo crudo. Esta experiencia ha demostrado que alternativas que no requieren tratamiento térmico pueden ser tanto rentables como amigable con el medio ambiente. La implementación del tanque de lavado ha sido un ejemplo destacado de cómo la innovación puede transformar positivamente las operaciones. Al adoptar esta nueva tecnología, se ha logrado maximizar la eficiencia del tratamiento y mejorar la calidad del crudo sin depender exclusivamente de métodos convencionales que implican altos costos y con afectación ambiental por emisiones a la atmosfera.

Este aprendizaje subraya la importancia de estar abiertos a la exploración y adopción de nuevas soluciones en el sector petrolero. Al desafiar las convenciones establecidas y buscar alternativas más eficientes y sostenibles, es posible alcanzar un equilibrio entre el éxito económico y la responsabilidad ambiental.

8.6 ¿Qué haremos?

El próximo paso es extender experiencia obtenidas a otros campos de ECOPETROL. Esto implicará la implementación de enfoques similares para optimizar los procesos térmicos y reducir el gasto energético en diversas áreas de operación. Para lograr este objetivo, se llevará a cabo un análisis detallado de las prácticas existentes en otras instalaciones y se identificarán oportunidades para aplicar estrategias similares a las que se utilizaron en el proyecto de la implementación del tanque de lavado. Esto podría implicar la exploración de tecnologías alternativas, la redefinición de procesos operativos y la búsqueda de sinergias entre diferentes áreas de la empresa.

Además, se establecerán planes de acción específicos para implementar estos cambios de manera efectiva, asegurando la adecuada capacitación del personal y la asignación de recursos necesarios para llevar a cabo las mejoras propuestas.

9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El uso de simulaciones con la técnica de Dinámica de Fluidos Computacional (CFD) contribuyó significativamente a caracterizar el proceso de deshidratación y desalado, así como a definir el diseño de un tanque de lavado.

Es posible suprimir el uso de gas para el calentamiento en el proceso de lavado de crudo en los tanques, implementando tecnología de separación gravitacional mejorada a menor temperatura de operación. En el caso del campo La Cira Infantas, la implementación del tanque de lavado permitió asegurar el proceso de deshidratación y desalado y aumentar la capacidad hasta 70 kbopd cubriendo los diferentes escenarios de desarrollo.

La implementación de este proyecto está alineada con la estrategia del sector del petróleo y gas con relación al cambio climático y operaciones con bajas emisiones de carbono. Además, contribuye a la optimización energética y de procesos, así como a la reducción de riesgos de seguridad e impactos sobre las instalaciones, comunidades y ecosistemas cercanos.

El proyecto impulsa la sostenibilidad del negocio al aumentar la disponibilidad de gas, lo que ofrece oportunidades tanto para la generación de energía como para la venta del gas a la refinería de Barrancabermeja. Este enfoque no solo fortalece la viabilidad económica del negocio, sino que también fomenta la diversificación de ingresos y contribuye a la reducción de emisiones al promover el uso más eficiente de los recursos energéticos disponibles.

Se logró una significativa reducción de costos de mantenimiento de aproximadamente el 30% gracias a la eliminación del uso de Hornos (H) y Tratadores Termoelectroestáticos (TTE) en la Planta Deshidratadora. Esta optimización no solo representa un ahorro considerable en términos financieros, sino que también refleja una eficiencia operativa notable al simplificar y reducir la necesidad de mantenimiento de equipos complejos.

El tanque construido se fundamenta en la Tecnología ECOALESHIA del Instituto Colombiano del Petróleo, con mejoras adicionales en el sistema de distribución, controles internos en la interfase agua-crudo y externos con respecto al volumen de agua de lavado, así como la implementación de un sistema colector de crudo. Esta combinación de tecnologías avanzadas no solo garantiza un proceso de lavado más eficiente, sino que también optimiza la gestión de recursos y mejora la calidad del crudo tratado, contribuyendo así a la sostenibilidad ambiental y operativa del negocio.

La construcción del tanque se llevó a cabo en un tiempo notablemente reducido de tan solo 10 meses, gracias a la aplicación de técnicas avanzadas de levantamiento de anillos por etapas. Esta metodología permitió una ejecución eficiente y precisa del proyecto, optimizando los procesos de construcción y garantizando la finalización del tanque en un plazo más corto que los métodos convencionales. Esta rápida implementación resalta la capacidad del equipo para adaptarse y utilizar innovaciones en la construcción para cumplir con los objetivos del proyecto de manera oportuna y efectiva.

10. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 09146407—*Patente de Invención Nacional—SISTEMA PARA DESHIDRATACION Y DESALADO DE HIDROCARBUROS*. (s. f.). Recuperado 2 de diciembre de 2023, de <https://sipi.sic.gov.co/sipi/Extra/IP/Mutual/Browse.aspx?sid=638371330309741769>
- Aljabrine, M., & Fairweather, N. (2023). Techno-Economic Assessment of Crude Oil/WaterEmulsion Separation Efficiency. *Day 1 Mon, October 02, 2023*, D011S003R004. <https://doi.org/10.2118/216165-MS>
- Alvarez, R., Carlos, A., Palacios, T., & Vera, J. (2022, marzo 6). *Failure on Heater Treaters Tubes—Case Study*. AMPP Annual Conference + Expo. <https://dx-doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/>
- Marco Normativo del Sector de Hidrocarburos—EITI COLOMBIA*. (s. f.). Recuperado 3 de diciembre de 2023, de <https://www.eiticolombia.gov.co/es/informes-eiti/informe-2016/marco-legal-y-regimen-fiscal/marco-normativo-del-sector-de-hidrocarburos/>
- Palastak, J. E. (s. f.). *Use of Electric Immersion Heating Elements in Oilfield Heater-Treaters*.
- Pittenger, T., Maltese, A., & Palaia, J. (2023). Case Study: A Novel Approach to Tankless Zero-Emission Crude Oil Production Facilities. *Journal of Petroleum Technology*, 75(10), 54-57. <https://doi.org/10.2118/1023-0054-JPT>
- 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>

Unnam, J., Rawson, C., Hernandez, S., & Shah, R. A. (2022). The Art of Debottlenecking to Optimize Production in a Crude-Oil Processing Facility. *Day 2 Tue, February 22, 2022*, D021S052R003. <https://doi.org/10.2523/IPTC-22278-MS>

Anexos

Anexo 1. Especificaciones de los tratadores termo electrostáticos Planta Deshidratadora El Centro.

| ESPECIFICACIONES | |
|-------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------|
| Tratadores Termo-electrostáticos “EGI ENGELMAN GENERA-INC” | |
| Cantidad | 2, tag TTE-1001/1002 |
| Marca | EGI Engelman Genera-Inc. |
| Tipo | Horizontal |
| Tamaño Nominal (m) | 3,048 m de Ø por 13,716 m entre costuras |
| Longitud total (m) | 15,24 m |
| Presión diseño Psig | 65 Psig |
| Temperatura trabajo, °F | 145 °F |
| Presión trabajo, Psig | 30 Psig |
| Espesor de Pared | ½ “ |
| Tubos de Fuego | 1 “ |
| Espesor de la cabeza de Salida | ¾ “ |
| Capacidad tratamiento, bpd | 10000 – 12000 |
| Sistema de Calentamiento | |
| Caudal de tratamiento | 11500 BPD a 145 °F |
| Marca quemador | Nort American MFG |
| Modelo | 5131 B-6 |
| Combustible | Gas natural o Fuel Oil |
| Rata de Calentamiento, MM BTU/hr | 6,3 MM BTU/hr cada uno |
| Consumo combustible, pie³/hr | 6300 ft ³ /hr 40 gal/hr de fuel oil a max. Rata |
| Tubos de fuego | 2 tubos en U removible |
| Tamaño diámetro/longitud | 30” de Ø por 240” |
| Superficie Total de transferencia de calor | 630 ft ² los dos |
| Flujo de calor | 10000 BTU/hr-ft ² |
| Peso Aproximado | 2 Ton |
| Chimeneas | 2 tipo L removibles |
| Espesor de Pared | ¼” |
| Tamaño diámetro/longitud | 30” de Ø * 72” cada uno |
| Peso Aproximado | 700 Lbs. |
| Sistema Electroestático | |
| Transformador, KVA | 55 |
| Fase | 1 |
| Frecuencia, Hz | 60 |
| Voltaje primario | 480 |
| Voltaje secundario | 16000 - 21000 |
| Tratadores Termo-electrostáticos “NATCO” TTE-1003/1004 | |

| | |
|---------------------------------------------------------|----------------------------------------|
| Cantidad | 2 |
| Marca | NATCO |
| Tipo | Horizontal Frecuencia Dual |
| Tamaño Nominal (m) | Diámetro: 3.048 S/S: 18.3 |
| Longitud total (m) | 21.8 |
| Presión diseño Psig | 75 |
| Temperatura de trabajo, °F | 140 |
| Presión trabajo, Psig | 20 |
| Espesor de Pared | 1/2" |
| Tubos de Fuego | 1" |
| Espesor de la cabeza de Salida | 1 1/4" - 1/2" |
| Capacidad tratamiento, bpd | 20000 – 22000 |
| Sistema de Calentamiento | |
| Caudal de tratamiento | 20000 BPD @ 140 F |
| Combustible | Gas Natural |
| Rata de Calentamiento, MM BTU/hr | 7.0 |
| Consumo combustible, pie³/hr | |
| Tubos de fuego | 2 tubos en U removible |
| Tamaño diámetro/longitud | 30" / 22' |
| Chimeneas | 2 tipo L removibles |
| Espesor de Pared | 3/8" |
| Tamaño diámetro/longitud | Diámetro 30" Longitud 16' 3" |
| Sistema electrostático | |
| Transformador, KVA | 100 |
| Fase | 3 PH |
| Frecuencia, Hz | 60 |
| Voltaje primario | 480 |
| Compresores de aire para Instrumentos C-1004 A/B | |
| Cantidad | 2 |
| Marca | Ingersoll-Rand |
| Modelo | Tipo 30, |
| Serie | T para trabajo pesado |
| Motor | 7½ HP de dos etapas |
| Cilindros | 2 de 27,9 pies ³ /min |
| Presión | 100 Psig |
| Capacidad | 120 Gl |
| Torres Desorbedoras T-1001/1002 | |
| Altura (m) | 12.71016 |
| Diámetro (m) | 1.19481 |
| Nivel Líquido (%) | 10 % |
| Temperatura Interna (°F) | 157 |
| Análisis de Crudo | |
| Lugar | Laboratorio El Centro |
| Determinación de BSW | 0.18-0.20% por cada 1000 bbls de crudo |
| Determinación salinidad | 16 lbs por cada 1000 bbls de crudo |

Anexo 3. Ubicación nuevo tanque de procesos (1).



Anexo 4. Ubicación nuevo tanque de procesos.

