



UNIVERSIDAD INDOAMÉRICA

FACULTAD DE INGENIERÍA, INDUSTRIA Y PRODUCCIÓN

CARRERA DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

TEMA:

**OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO
EN EL CAMPO SACHA BLOQUE 60.**

Trabajo de Integración Curricular previo a la obtención del título de Ingeniero Industrial

Autor

Nick Andrés Paredes Perea

Tutor

Ing. Fabián Sarmiento Ortiz

QUITO – ECUADOR

2024

**AUTORIZACIÓN POR PARTE DEL AUTOR PARA LA CONSULTA,
REPRODUCCIÓN PARCIAL O TOTAL, Y PUBLICACIÓN ELECTRÓNICA
DEL TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

Yo, Nick Andrés Paredes Perea, declaro ser autor del Trabajo de Integración Curricular con el nombre “OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO EN EL CAMPO SACHA BLOQUE 60”, como requisito para optar al grado de Ingeniero Industrial y autorizo al Sistema de Bibliotecas de la Universidad Tecnológica Indoamérica, para que con fines netamente académicos divulgue esta obra a través del Repositorio Digital Institucional (RDI-UTI).

Los usuarios del RDI-UTI podrán consultar el contenido de este trabajo en las redes de información del país y del exterior, con las cuales la Universidad tenga convenios. La Universidad Tecnológica Indoamérica no se hace responsable por el plagio o copia del contenido parcial o total de este trabajo.

Del mismo modo, acepto que los Derechos de Autor, Morales y Patrimoniales, sobre esta obra, serán compartidos entre mi persona y la Universidad Tecnológica Indoamérica, y que no tramitaré la publicación de esta obra en ningún otro medio, sin autorización expresa de la misma. En caso de que exista el potencial de generación de beneficios económicos o patentes, producto de este trabajo, acepto que se deberán firmar convenios específicos adicionales, donde se acuerden los términos de adjudicación de dichos beneficios.

Para constancia de esta autorización, en la ciudad de Quito, a los 03 días del mes de julio de 2024, firmo conforme:

Firma:

Autor: Nick Andrés Paredes Perea

Número de Cédula: 0850058728

Dirección: Pichincha, Quito, Av. Real Audiencia y Nazacota Puento.

Correo Electrónico: nickandresp@gmail.com

Teléfono: 0997569717

APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del Trabajo de Integración Curricular “OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO EN EL CAMPO SACHA BLOQUE 60” presentado por Nick Andrés Paredes Perea, para optar por el Título de Ingeniero Industrial,

CERTIFICO

Que dicho Trabajo de Integración Curricular ha sido revisado en todas sus partes y considero que reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación pública y evaluación por parte los Lectores que se designe.

Quito, 03 de julio del 2024

.....

Ing. Fabián Sarmiento Ortiz

DECLARACIÓN DE AUTENTICIDAD

Quien suscribe, declaro que los contenidos y los resultados obtenidos en el presente Trabajo de Integración Curricular, como requerimiento previo para la obtención del Título de Ingeniero Industrial, son absolutamente originales, auténticos y personales y de exclusiva responsabilidad legal y académica del autor

Quito, 03 de julio del 2024



.....

Nick Andrés Paredes Perea

0850058728

APROBACIÓN DE LECTORES

El Trabajo de Integración Curricular ha sido revisado, aprobado y autorizada su impresión y empastado, sobre el Tema: OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO EN EL CAMPO SACHA BLOQUE 60 previo a la obtención del Título de Ingeniero Industrial, reúne los requisitos de fondo y forma para que el estudiante pueda presentarse a la sustentación del Trabajo de Integración Curricular.

Quito, 03 de julio de 2024

.....

Msc. Ron Valenzuela Pablo Elicio

LECTOR

.....

Msc. Villacís Guerrero Jacqueline Del Pilar

LECTOR

DEDICATORIA

A mi querida madre Fanny por ser el pilar más importante durante todo este proceso, dándome todo su cariño y motivación para luchar y no desistir en cada viaje para recibir una clase, en los momentos más difíciles, siempre estuvo ahí para ayudarme a seguir, por todo su impulso hacia el éxito que hoy he logrado alcanzar.

Para mi amada hermana **Chrystel**, un pilar inquebrantable de mi vida, quien ha logrado ser mi segunda madre en todo este proceso, durante cada etapa siempre me brindó su apoyo y nunca vio el fracaso como una opción, por eso y mucho más les dedico este logro.

Con todo mi cariño, Nick Andrés.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a las dos únicas personas que jamás me defraudaron, por ser y por hacerme quien soy a día de hoy, siempre recordando de dónde vengo y hacia dónde voy, la distancia nunca va a ser un obstáculo cuando los sueños se van a cumplir.

Desde el principio fue un reto, viajar cada fin de semana para tener una clase fue lo más difícil que pude haber hecho, el cansancio nunca me detuvo, a pesar de tantos obstáculos hoy lo pude lograr y puedo decir que no es imposible perseguir tus sueños.

Con todo mi cariño y eterna gratitud,

Nick.

ÍNDICE DE CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	xiv
ABSTRACT	xv
CAPÍTULO I.....	1
INTRODUCCIÓN	1
Producción Campo Sacha.....	2
ANTECEDENTES	3
JUSTIFICACIÓN.....	6
Objetivo General:	8
Objetivos Específicos:.....	8
CAPÍTULO II.....	9
INGENIERÍA DEL PROYECTO.....	9
Diagnóstico campo Sacha Bloque 60	9
Figura 1 <i>Historial perfiles estación Sacha</i>	12
Figura 3 <i>Simulación Actual</i>	18
Figura 4 <i>Historial de producción del campo Sacha</i>	19
Proceso de deshidratación del crudo	25
Figura 5 <i>Proceso de deshidratación del crudo</i>	28
Especificaciones Técnicas	29

Figura 6 <i>Especificaciones deshidratadores electrostáticos</i>	30
Proceso de transporte	49
Área de estudio.....	51
Modelo operativo	52
CAPÍTULO III	54
PROPUESTA Y RESULTADOS ESPERADOS	54
Propuesta	54
Figura 7 <i>Diseño del separador de producción</i>	57
Figura 8 <i>Simulación del pozo a futuro</i>	58
Figura 9 <i>Pasos a seguir</i>	59
Relación de esbeltez:	70
Capacidad del líquido.....	70
Longitud de costura a costura.....	71
Relación longitud – diámetro	71
Dimensionamiento del cabezal.....	73
Cálculo de diseño del tanque de lavado	73
Figura 10 Modelo de tanque.....	73
Figura 11 <i>Diseño del separador CAD</i>	81
Análisis de costos	82
RESULTADOS ESPERADOS	84
Cronograma de actividades para la implementación de la propuesta	86
Figura 12 <i>Cronograma de actividades</i>	86

CAPÍTULO IV	88
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	88
CONCLUSIONES	88
RECOMENDACIONES	89
BIBLIOGRAFÍA	90
Anexos.....	92
Anexo 1	92
Anexo 2	93
Anexo 3	94
Anexo 4	95

Índice de Tablas

Tabla 1	Producción petróleo campo Sacha 2015-2022.....	2
Tabla 2	Reporte de Ensayos.....	14
Tabla 3	Propiedades del petróleo.....	16
Tabla 4	Condición actual de pozos.....	20
Tabla 5	Distribución de cargas.....	23
Tabla 6	Tanques de transferencia.....	26
Tabla 7	Bomba booster P-139 A/B.....	29
Tabla 8	Transformadores.....	30
Tabla 9	Contenido de agua.....	35
Tabla 10	BSW Ingreso vs BSW Salida.....	36
Tabla 11	BSW Concentración demulsificante y la temperatura.....	37
Tabla 12	BSW Variación concentración demulsificante y el tiempo.....	38
Tabla 13	Experimentación deshidratación ingreso y salidas (seguimiento).	39
Tabla 14	Análisis BSW de ingreso a diferentes condiciones.....	40
Tabla 15	Análisis BSW a 25°C.....	41
Tabla 16	Análisis BSW a 50°C.....	42
Tabla 17	Análisis BSW a 65°C.....	43
Tabla 18	Análisis BSW en la salida de los deshidratadores a temperatura constante de 65.....	44
Tabla 19	Tiempo de residencia Tanques de almacenamiento.....	47
Tabla 20	Tiempo de residencia Deshidratadores.	48
Tabla 21	Área de Estudio.....	51

Tabla 22 Tiempo de residencia FWKO.	56
Tabla 23 Datos actuales	60
Tabla 24 Relación de esbeltez.....	72
Tabla 25 Diseño tubos calefactores.....	77
Tabla 26 Diámetro y espesor nominal	80
Tabla 27 costos de la propuesta	82
Tabla 28 Parámetros de resultados.....	85

Índice de Figuras

Figura 1 <i>Historial perfiles estación Sacha</i>	12
Figura 2 <i>CPF Facilities Overview</i>	13
Figura 3 <i>Simulación Actual</i>	18
Figura 4 <i>Historial de producción del campo Sacha</i>	19
Figura 5 <i>Proceso de deshidratación del crudo</i>	28
Figura 6 <i>Especificaciones deshidratadores electrostáticos</i>	30
Figura 7 <i>Diseño del separador de producción</i>	57
Figura 8 <i>Simulación del pozo a futuro</i>	58
Figura 9 <i>Pasos a seguir</i>	59
Figura 10 <i>Modelo de tanque</i>	73
Figura 11 <i>Diseño del separador CAD</i>	81
Figura 12 <i>Cronograma de actividades</i>	86

RESUMEN EJECUTIVO

Esta investigación se lleva a cabo en una empresa petrolera, específicamente en el campo Sacha o también conocido como el bloque 60. El objetivo principal es optimizar el proceso de deshidratación de crudo en el Campo Sacha para mejorar su eficiencia y calidad, mediante la implementación del rediseño del separador FWKO, proceso mediante el cual obtendremos mejoras en estándares de calidad, producción y eficiencia energética, para lograr este objetivo, se tomaron en cuenta varios factores, en primer lugar tomamos 12 ensayos para elegir el porcentaje de emulsionante óptimo para la etapa de deshidratación con el fin de disminuir el porcentaje de agua presente en el petróleo, con este dato a consideración procedemos con el diseño del separador tomando en cuenta cada sección del separador como diámetros y longitudes.

El proyecto está dividido en varias etapas que incluyen la recopilación de datos en campo que sean relevantes, el análisis conforme a producción de petróleo. El porcentaje óptimo de emulsionante por añadir, el cálculo de longitudes y dimensiones para el separador FWKO. Finalmente, el diseño y modelado 3D del separador. Se utilizaron herramientas de simulación como Pipesim, Inventor, teniendo en cuenta factores como la geometría del equipo y el flujo de fluidos. Se espera tener resultados factibles mediante la implementación del proyecto partiendo de la eficiencia operativa minimizando el impacto ambiental y favoreciendo a futuras investigaciones en el campo de ingeniería, petróleo y gas.

Descriptor: *Deshidratación de crudo, Eficiencia operativa, Geometría del separador, Optimización de procesos, Propiedades del crudo, Rediseño de equipos.*

ABSTRACT

This research is being conducted in an oil company, specifically in the Sacha field, also known as Block 60. The main objective is to optimize the crude dehydration process in the Sacha Field to improve its efficiency and quality, through the implementation of the FWKO separator redesign. This process will result in improvements in quality standards, production, and energy efficiency. To achieve this goal, several factors were taken into account. Firstly, 12 trials were conducted to select the optimal emulsifier percentage for the dehydration stage in order to reduce the percentage of water present in the oil. With this data in mind, we proceed with the separator design, taking into account each section of the separator such as diameters and lengths.

The project is divided into several stages, including data collection in the field that is relevant, analysis according to oil production, determination of the optimal percentage of emulsifier to add, calculation of lengths and dimensions for the FWKO separator, and finally, the design and 3D modeling of the separator. Simulation tools such as Pipesim and Inventor were used, considering factors such as equipment geometry and fluid flow. Feasible results are expected through the implementation of the project, starting from operational efficiency, minimizing environmental impact, and favoring future research in the field of engineering, oil, and gas.

Descriptors: *Crude dehydration, Crude properties Equipment redesign, Operational efficiency, Process optimization, Separator geometry*

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

El petróleo crudo es una fuente esencial de energía a nivel mundial, crucial para el desarrollo económico y la sostenibilidad energética, la creciente demanda global ha llevado a una intensificación en la exploración y producción de petróleo, enfrentando la industria desafíos como la volatilidad de los precios, la disminución de reservas fáciles de acceder, regulaciones ambientales más estrictas y mayor competencia en el mercado energético.

En América Latina, la producción y exportación de petróleo son pilares económicos. Aunque la región es rica en recursos petroleros, su competitividad y sostenibilidad dependen de la eficiencia operativa y la calidad de los productos derivados. Mejorar procesos como la deshidratación del crudo es crucial para mantener la competitividad y cumplir con estándares ambientales.

En Ecuador, el petróleo es un recurso crítico para la economía, siendo una importante fuente de ingresos fiscales y exportaciones. La Cuenca Oriente, líder en producción petrolera, alberga numerosos yacimientos, destacando el Campo Sacha Bloque 60 en la región amazónica; la eficiencia en su proceso de deshidratación no solo impacta los ingresos nacionales, sino también la gestión ambiental y relaciones comunitarias, en octubre de 2023, el Campo Sacha alcanzó su pico histórico de producción diaria con 76,005 BPPD, comparado con los 29,000 BPPD iniciales en 1972. A pesar del compromiso ecuatoriano con la sostenibilidad, la calidad del petróleo, evaluada por el API en 24.9 grados, representa un aspecto clave en la optimización operativa (Ministerio de Energías y Minas, 2020).

Producción Campo Sacha

Tabla 1

Producción petróleo campo Sacha 2015-2022

Campos	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
SACHA	74.054,00	72.260,75	67.174,68	66.473,09	68.722,22	64.642,54	63.873,53	66.678,25

Nota: datos obtenidos de (PETROECUADOR, 2023).

La producción de petróleo en el campo Sacha ha mostrado variaciones a lo largo de los años, con algunos años registrando aumentos y otras disminuciones en la producción promedio diaria. Durante el período analizado, la producción alcanzó su punto más alto en 2015, con 74,054 BPD, y disminuyó gradualmente en los años siguientes, además, se observa una disminución constante en 2016 y 2017, antes de mantener cierta estabilidad en 2018. En 2019, hubo un aumento en la producción, seguido de una nueva disminución en 2020, la producción continuó disminuyendo en 2021 y luego mostró un aumento en 2022, alcanzando 66,678.25 BPD. Estas fluctuaciones pueden ser el resultado de diversos factores, como la inversión en infraestructura, la madurez de los yacimientos y las condiciones del mercado petrolero

ANTECEDENTES

A lo largo de las dos últimas décadas, la industria petrolera de Ecuador ha atravesado numerosos cambios y desafíos significativos. En 2003, el inicio de operaciones del OCP y el aumento en la producción de petróleo marcaron un punto de inflexión en la capacidad de transporte del país. Eventos posteriores, como las reformas a la Ley de Hidrocarburos en 2006 y la participación estatal en las ganancias de las compañías petroleras, reconfiguraron el panorama de la industria.

En el proceso de producción de petróleo, la deshidratación de crudo y la aplicación de separadores desempeñan un papel esencial. Los datos previos indican que el crudo extraído en este campo petrolero suele tener una alta proporción de agua, lo que plantea desafíos significativos para su tratamiento y transporte. La presencia de agua en el crudo puede impactar negativamente la calidad del producto final, incrementar los costos asociados al transporte y almacenamiento, y ocasionar problemas de corrosión en los equipos empleados en la producción y transporte de petróleo. Por consiguiente, es imprescindible aplicar técnicas de deshidratación de crudo eficaces, así como sistemas de separación apropiados para separar el petróleo del agua y otros contaminantes durante la producción. Los antecedentes también sugieren que la optimización de los separadores empleados en el Campo Sacha es de vital importancia para asegurar una separación eficiente de los diversos componentes del crudo producido, lo cual contribuye a mejorar la calidad del producto final y maximizar la rentabilidad de las operaciones petroleras.

El 2020 fue especialmente desafiante debido a la pandemia de COVID-19, que resultó en una disminución significativa de la producción y los precios del crudo. No obstante, la industria logró recuperarse en 2021, aunque enfrentó desafíos adicionales en 2022, incluyendo la firma de contratos para la exploración y explotación en bloques de la Cuenca Oriente y el impacto de un paro nacional (PETROECUADOR, 2023).

El problema central de la investigación "Optimización del Proceso de Deshidratación de Crudo en el Campo Sacha Bloque 60" se centra en determinar el tiempo de

residencia óptimo en los separadores de petróleo para mejorar la eficiencia del proceso de deshidratación; este proceso es crucial para reducir los porcentajes de agua y sedimentos en el crudo (%BS&W), lo cual influye directamente en la calidad del producto final y en la rentabilidad de la operación.

Por lo tanto, la investigación busca identificar y optimizar los parámetros de operación, como presión, temperatura y volumen de fluido, para lograr una separación más efectiva y reducir los niveles de impurezas en el crudo, este enfoque es esencial para mejorar la calidad del producto, aumentar la eficiencia operativa y cumplir con los estándares ambientales y de mercado en la industria petrolera.

En su estudio titulado "Tiempo de residencia en el proceso de deshidratación del crudo en la estación Sacha Central Bloque 60," Taboada et al. (2023) se plantearon determinar el tiempo de residencia óptimo en el proceso de separación y tratamiento del petróleo. Emplearon una metodología descriptiva, cuantitativa y deductiva. Los resultados señalan que diversos parámetros óptimos de separación, como presión, temperatura y volumen de fluido ingresado al proceso, influyen en el proceso de obtención de petróleo. El estudio concluye que los separadores y tratadores en el campo Sacha demuestran un rendimiento satisfactorio al producir petróleo con bajos porcentajes de agua y sedimentos (%BS&W). Sin embargo, se identifica una eficiencia de separación deficiente en el separador número uno de la estación Sacha Central, caracterizada por valores elevados de %BS&W.

Del mismo modo, Camacho y Muñoz (2023), llevaron a cabo un estudio titulado "Instructivo de instalación de separador trifásico para la optimización del tratamiento de deshidratación y desgasificación de crudo en la EPF Sacha 198 Bloque 60." Su objetivo principal fue aumentar la capacidad de manejo de fluidos (crudo, agua y gas) en la planta de proceso EPF. La investigación se caracterizó por su enfoque cuantitativo, descriptivo y experimental. Los resultados destacan que la elección y personalización del separador trifásico en la producción de yacimientos petrolíferos

dependen de factores como la capacidad de producción de yacimientos, el proceso de producción, las propiedades físicas del petróleo crudo y otros parámetros relevantes.

Los autores concluyen que el uso de separadores trifásicos es fundamental para determinar con precisión el contenido de agua, petróleo y gas producido en el pozo, lo que a su vez facilita la planificación de las necesidades en la estación petrolera. Además, el sistema de capacitación relacionado con el separador trifásico demuestra efectivamente los principios fundamentales de la separación del petróleo en el procesamiento de crudo.

Las investigaciones presentadas convergen en su enfoque hacia la optimización de procesos en la industria petrolera, específicamente en la deshidratación y el tratamiento de crudo. A través de metodologías cuantitativas y descriptivas, estos estudios han investigado diferentes aspectos relacionados con la eficiencia de los procesos, destacando la importancia de parámetros operativos como la presión, la temperatura y el tiempo de residencia. Su objetivo común es proporcionar resultados prácticos que contribuyan a mejorar la eficiencia y la calidad de los procesos de deshidratación y separación de crudo, lo que resulta en un beneficio significativo tanto para la industria petrolera como para el medio ambiente.

Estos estudios demuestran la relevancia de la investigación aplicada en la industria petrolera y cómo los resultados pueden influir en la toma de decisiones para la optimización de procesos. Su convergencia en términos de objetivos y metodología resalta la importancia de abordar los desafíos existentes en la industria y busca establecer estándares para mejorar la eficiencia operativa y reducir el impacto ambiental en el procesamiento de crudo, estas investigaciones ofrecen una base sólida para futuros desarrollos en la industria petrolera, respaldando la búsqueda continua de prácticas más sostenibles y eficientes en el sector.

JUSTIFICACIÓN

La investigación sobre la optimización del proceso de deshidratación de crudo en el Campo Sacha Bloque 60 reviste una **importancia** crucial debido a la situación que enfrenta este campo en dicho proceso, la mejora de la eficiencia operativa y la calidad del producto no solo son esenciales para la rentabilidad y la competitividad en el mercado petrolero global, sino que también impactan directamente en la Empresa Estatal Petrolera; el reducir interrupciones operativas y pérdidas económicas no solo generará un impacto financiero positivo, sino que también beneficiará a los trabajadores al proporcionar prácticas más seguras y eficientes, contribuyendo así a su calidad de vida y seguridad laboral.

A nivel científico, la investigación generará conocimiento valioso sobre la optimización de procesos en la industria petrolera, con aplicaciones potenciales en otros campos y proyectos similares, además, se espera un **impacto** ambiental positivo mediante la gestión adecuada de residuos y la reducción de impactos ambientales, lo que ayudará a cumplir con regulaciones ambientales y mejorar la reputación de la empresa estatal petrolera.

Los **beneficiarios** directos de esta investigación incluyen al Estado ecuatoriano, la Empresa Estatal Petrolera (EP Petroamazonas o EP Petroecuador), los municipios y gobiernos locales. Los beneficiarios indirectos abarcan a las comunidades locales, la industria y el sector energético, los trabajadores y empleados de la empresa, y el sector financiero y la economía nacional.

En cuanto a la **factibilidad** técnico-científica del estudio, se considera factible debido a los avances tecnológicos actuales y a la disponibilidad de recursos técnicos y humanos especializados en el campo de la ingeniería petrolera, la colaboración entre la empresa estatal, instituciones académicas y expertos en el campo garantizará el éxito del estudio y la aplicación efectiva de sus resultados.

Por lo tanto, la investigación busca abordar un problema en el proceso de deshidratación de crudo en el Campo Sacha Bloque 60, con un enfoque en mejorar la eficiencia, **utilidad** y la calidad del proceso para beneficiar a la empresa estatal, a los trabajadores y empleados, y a la industria petrolera en su conjunto.

Los impactos potenciales abarcan aspectos financieros, laborales, científicos y ambientales, lo que respalda firmemente la necesidad y la relevancia de este estudio.

Objetivo General:

Optimizar el proceso de deshidratación de crudo en el Campo Sacha Bloque 60 para mejorar su eficiencia, mediante la implementación del rediseño del separador FWKO para que se maximice la producción de petróleo.

Objetivos Específicos:

Realizar un diagnóstico de la capacidad de procesamiento de las instalaciones en el Campo Sacha Bloque 60, mediante la recopilación y análisis de datos operativos, con el fin de identificar limitaciones y demandas de petróleo que afecten el proceso de deshidratación.

Describir el proceso de deshidratación de crudo en el Campo Sacha Bloque 60, mediante la medición de parámetros, con el objetivo de obtener un entendimiento de su funcionamiento y de sus áreas de mejora.

Elaborar una propuesta para mejorar el proceso de deshidratación de crudo en el Campo Sacha Bloque 60.

CAPÍTULO II

INGENIERÍA DEL PROYECTO

Diagnóstico campo Sacha Bloque 60

En la zona oriental de Ecuador, específicamente en el Campo Sacha o Bloque 60, se encuentra un campo petrolero maduro con una historia de más de medio siglo de producción constante, a pesar de su larga trayectoria, este campo sigue siendo de gran importancia y se ha certificado, en 2022, con un estimado de 374.7 millones de barriles de petróleo y 96.8 millones de pies cúbicos de gas en reservas, que lo convierte en un activo significativo para la economía del país

El Campo Sacha, situado en la provincia de Orellana, en la zona oriental de Ecuador, abarca un área de 355 km². Este campo es reconocido como uno de los mayores yacimientos de petróleo en el país y desempeña un papel crucial en la economía ecuatoriana, siendo una fuente significativa de ingresos a través de la exportación de petróleo.

Ubicado en la cuenca amazónica y operado actualmente por la empresa estatal Petroecuador, el Bloque 60, también conocido como Campo Sacha, se extiende sobre 1.6 millones de hectáreas y tiene una capacidad de producción diaria de alrededor de 75,000 barriles de petróleo. Este campo es el resultado de años de explotación petrolera, que comenzó con Texaco y ha sido operado por varias empresas estatales ecuatorianas, incluyendo Petroproducción, Río Napo CEM, Petroamazonas y, finalmente, Petroecuador. Estas empresas han realizado inversiones significativas en el desarrollo de la infraestructura necesaria para la extracción y procesamiento del petróleo en este bloque (PETROECUADOR, 2023).

EP Petroecuador, operando en el Campo Sacha, se encuentra ante desafíos significativos relacionados con la deshidratación del crudo, lo cual presenta una situación compleja para el procesamiento y transporte del mismo. Uno de los principales obstáculos radica en la alta concentración de agua presente en el crudo extraído, lo que dificulta su manejo y ocasiona diversos inconvenientes operativos y financieros.

Esta elevada presencia de agua puede atribuirse a diversos factores, entre ellos la existencia de acuíferos en la formación petrolera, la emulsión de agua en el crudo debido a las condiciones de presión y temperatura en el yacimiento, así como la carencia de equipos especializados para la deshidratación en el sitio de producción.

La presencia de agua en el crudo genera una serie de problemas tanto a nivel operativo como económico para EP Petroecuador en el Campo Sacha. Por un lado, esta agua puede comprometer la calidad del producto final, dificultando su refinación y comercialización en el mercado. Además, puede ocasionar corrosión en los equipos de producción y transporte, lo que implica gastos considerables en mantenimiento y reparaciones; asimismo, el transporte de crudo con alto contenido de agua resulta más costoso y menos eficiente debido al incremento en el volumen y peso del producto.

El petróleo crudo extraído de los pozos atraviesa diversas etapas en una estación central de flujo, estas etapas comprenden la recolección, la separación de fases, la depuración, el calentamiento, la deshidratación, el almacenamiento y el bombeo, cada una de estas etapas requiere equipos e instrumentos específicos diseñados para manejar las condiciones adecuadas de presión y temperatura, de acuerdo con las características y propiedades del fluido tratado.

Sistema de reinyección de agua

El sistema se encuentra integrado por un grupo de bombas Booster y bombas de alta presión diseñadas para propulsar el agua previamente tratada y almacenada en dirección a los pozos destinados a la reinyección. Las bombas Booster tienen la función de extraer el agua de producción directamente desde el tanque skimmer, y mediante las bombas de inyección, canalizan esta agua hacia los pozos de reinyección SCH-225 y SCH-030.

Operación de separación tanque multipropósito-análisis de tiempos.

El 11 de diciembre de 2021, se puso en funcionamiento el tanque multipropósito T-6113, marcando el inicio del proceso de cambio en la formación del colchón de agua en dicho tanque. Para lograrlo, se redirigió el flujo de agua mediante un conjunto de válvulas entre el tanque Skimmer y el T-6113, alcanzando así un colchón con una altura de 6 1/2 pies. Posteriormente, se ajustó la descarga de los separadores de producción hacia el nuevo tanque T-6113.

El 15 de marzo de 2022, se experimentó una desestabilización puntual debido a la agitación en el tanque de lavado de la estación central. En la Estación Sacha Central, se han detectado variaciones notables en el tratamiento de deshidratación, generando problemas significativos en el control químico del proceso. Se identificaron diversas variables que podrían haber influido en esta desestabilización.

Con resultados positivos, se llevaron a cabo ajustes operativos simultáneos, dado que se observaron anomalías en los perfiles de deshidratación, lo que llevó a la implementación de un enfoque alternativo. En la estación, se trabaja de manera intercalada entre el tanque de lavado y el tanque multipropósito para realizar procesos de lavado y deshidratación del crudo, garantizando que el porcentaje de BS&W en las descargas se mantenga por debajo del 1% y cumpla con las especificaciones.

Figura 1

Historial perfiles estación Sacha



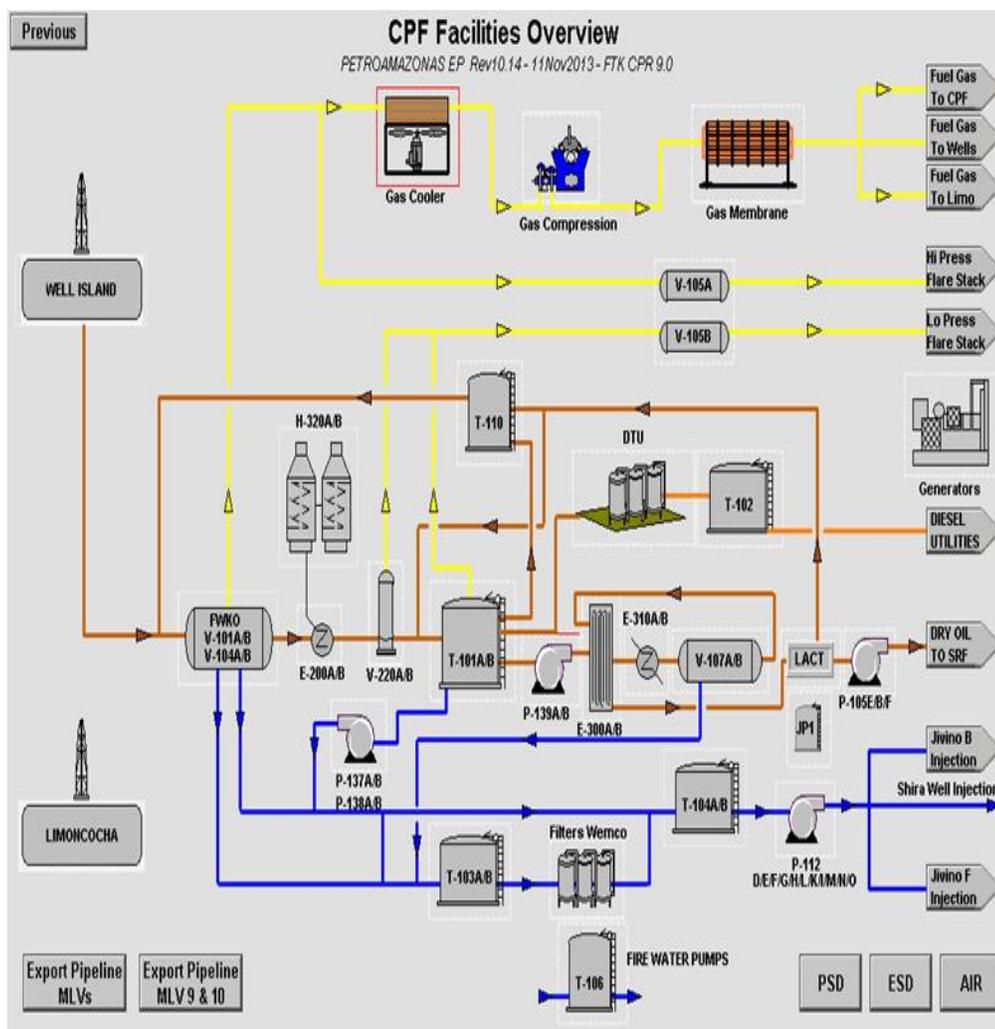
Nota: La anterior figura, revela que, hasta abril de 2021, los perfiles del tanque de lavado se mantuvieron relativamente bajos. Sin embargo, a partir de octubre, se evidencia la presencia de agitaciones que provocan desestabilizaciones debido a la acumulación de gas. En diciembre de 2021, se implementa el cambio al tanque multipropósito T-6113, y al inicio de 2022 se nota un aumento en los perfiles, no obstante, durante los meses de julio y agosto, se observa una disminución en los perfiles del tanque multipropósito. Durante este periodo, se ha constatado la problemática asociada con el manejo del gas, lo que ha generado agitación en el tanque multipropósito.

Proceso de separación del crudo, gas y agua en CPF

Petróleo, gas y agua se extraen de pozos ubicados en diversas zonas o islas de la región de Sacha del Bloque 60. Estos líquidos se envían al CPF donde se separan mediante diversos procesos.

Figura 2

CPF Facilities Overview



Nota: Datos obtenidos por Petroproducción.

Propiedades del crudo extraído

Las propiedades del petróleo crudo extraído del bloque Sacha 60 se muestran en la siguiente tabla, que será proporcionada por el Laboratorio de Química del CPF. El petróleo crudo que necesita ser procesado tiene las siguientes propiedades físicas y químicas.

Tabla 2

Reporte de Ensayos

Reporte de ensayos			
Parámetros	Unidades	Método	Resultados
Temperatura	°F	ASTM D 1298-12b	76,02
API	°API	ASTM D 1298-12b	21,95
API@60 °F	°API	PAM-EP- CAM-OPR- 030-90	21,21
		ASTM D 1298 -12b	
BSW a destilación	%V/V	PAM-EP- CAM-OPR- 030-091	0,39
		ASTM D 4006-11 (R12)	
Sedimentos por extracción	%M/M	PAM-EP- CAM-OPR- 030-092	0,02

		ASTM D 473- 07.2012	
Viscosidad @ 80°F	cSt	PAM-EP- CAM-OPR- 030-089	397,85
		ASTM D 445- 15	
Azufre	%M/M	PAM-EP- CAM-OPR- 030-088	1,94
		ASTM D 4294-10	
API seco	°API	Calculado	21,21
Gravedad Especifica		Calculado	0,99
Sedimentos por extracción	% V/V	Calculado	0,01
BS&W	% V/V	Calculado	0,40

Durante las pruebas de laboratorio, se registra información importante sobre las propiedades físicas y químicas del petróleo crudo, se mide la temperatura de la muestra con un termómetro y se verifica el grado de prueba API con un hidrómetro. Estos valores son útiles para calcular los niveles API corregidos a 60°F según ASTM D 1298-12b; Después del análisis, el petróleo crudo debe ser petróleo crudo pesado con un nivel API inferior a 22°. Además, el contenido de agua útil mostrado en el análisis muestra que el petróleo exportado se encuentra dentro de las especificaciones, ya que el valor máximo es de 0,500%. Por otro lado, los análisis mostraron que la gasolina

exportada se consideraba agria porque su contenido de azufre superaba el 1%. Esto significa que refinar el petróleo crudo será más caro debido a su mayor contenido de azufre. Los sedimentos extraídos se transfieren a volumen según ASTM D 473-07.2012. BS&W es una abreviatura del contenido de agua del petróleo destilado y el plomo y se expresa como un porcentaje del volumen total, aunque el contenido de petróleo crudo puede variar de una perforación a otra. Sin embargo, el costo de BS&W no puede variar significativamente porque se ve afectado por la forma en que se procesa el petróleo crudo.

Tabla 3

Propiedades del petróleo

Propiedad	Valor
G.E. del gas	0,652
°API	26,4
Tensión superficial del petróleo (D/cm)	30,2
Viscosidad del petróleo (cp)	3,07
Viscosidad del gas (cp)	0,02
Rs (bl/pc)	14,4
Factor volumétrico del petróleo (bl/BF)	1,065
Z	0,94
G.E. del agua	1,02
WOR (bl/BF)	1,5
Viscosidad del agua (cp)	0,89
Tensión superficial del agua (D/cm)	70,2
Factor volumétrico del agua (bl/BF)	1,03

Dado estas particularidades del crudo, sobre todo en lo que tiene que ver en la densidad, la viscosidad y los API, el fluido del campo Sacha bloque 60 es de tipo laminar.

Producción de los pozos campo Sacha Bloque 60

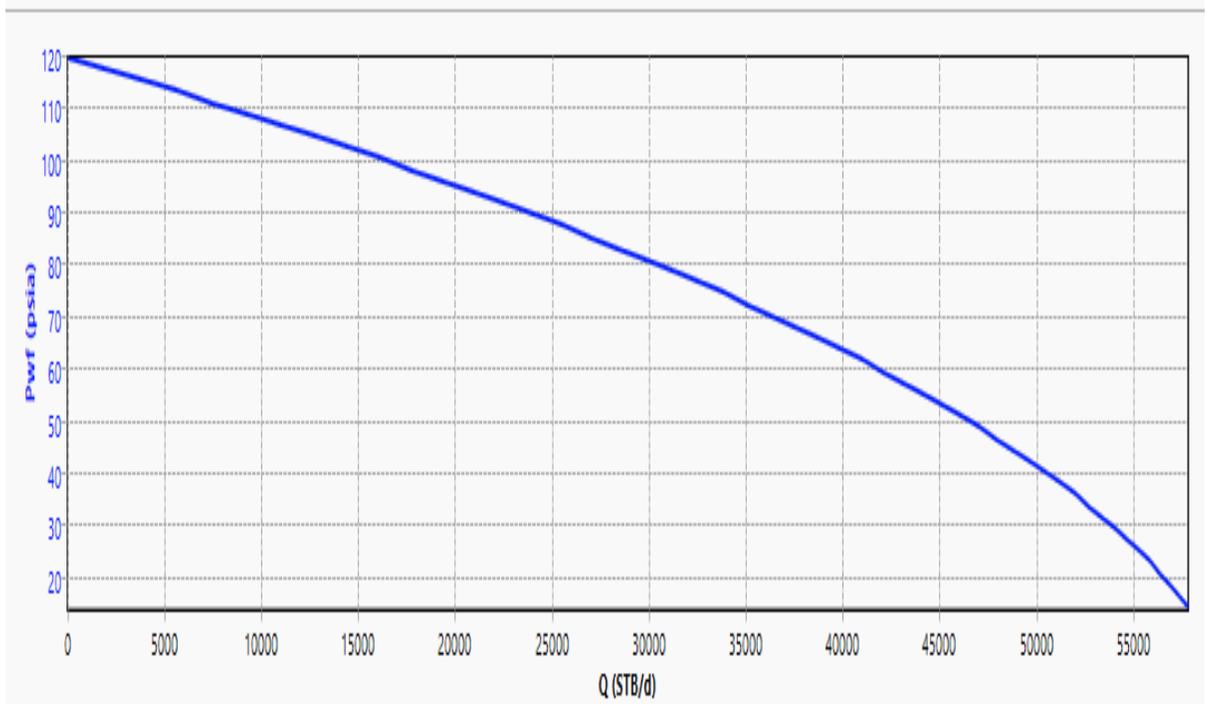
Simulación del pozo actual

Para la simulación se utiliza el software denominado PIPESIM, 2022, El software Pipesim, especializado en el análisis del sistema de producción, ofrece una solución exhaustiva y eficaz para aumentar la producción y comprender el potencial del yacimiento, no solo simula el flujo multifásico desde el yacimiento hasta el pozo, sino que también evalúa el desempeño de las tuberías y las instalaciones aéreas, brindando un análisis completo del proceso de producción. Con características que permiten estudiar tanto unidades segmentadas estáticas como dinámicas, Pipesim se destaca por su versatilidad; la introducción de datos en el simulador es flexible, permitiendo la entrada manual de tablas de reserva o la carga de información desde archivos, entre otras opciones, además, el programa ofrece la posibilidad de cambiar entre español e inglés en cualquier momento durante su ejecución, garantizando una experiencia de usuario completa y adaptable a las necesidades del usuario.



Figura 3

Simulación Actual



Nota: datos obtenidos por PIPESIM

De la figura anterior, se demuestra la producción del bloque 60, está alrededor de 60.000 barriles diarios, con una temperatura de 120,5 y 120 Bpi.

En la Figura 1 ilustra el historial de producción del Campo Sacha. Los periodos en los que se aplicó el proyecto piloto de recuperación secundaria a partir de 1986, con seis pozos inyectoros, se señalan en rojo.

Figura 4

Historial de producción del campo Sacha



Nota: datos obtenidos de (EP Petroecuador, 2022).

Tabla 4*Condición actual de pozos*

Pozo Inyector	Caudal de inyección	Presión de cabeza	Salinidad	Permeabilidad	Porosidad	Espesor neto
	(BAPD)	(lpc)	Partículas por millón de ion cloro (ppm Cl)	Milidar cy (mD)	(%)	(pies)
SCH-015*	1.577	800	19.800	207	16	19
SCH-076*	1.277	700	0	156	15	31
SCH-090*	3.277	740	17.000	195	15	18
SCH-036	5.255	800	19.600	350	21	60
SCH-103	8.255	1.000	0	200	16	50
SCHI-200	3.950	1.100	5.900	200	16	40
SCHAD- 363S1	3.245	2.800	680	150	15	16
SCH-045B	2.944	180	5.700	200	16	35
SCHAF- 382	5.144	2.000	1.900	250	16	40
SCHAE- 377	2.088	500	1100	160	15	20
SCHS-261	3.159	1.300	5.700	120	12	29

*Pozos activos desde 1986

Nota: datos obtenidos de (EP Petroecuador, 2022).

En el último período de operación, el campo experimentó un aumento de la producción del 53%, pasando de 50,000 bpd a un pico de 75,080 bpd en julio de 2014. Desde 2018, se llevaron a cabo diversas campañas de perforación y optimización de producción, incluyendo el uso de fracturamiento hidráulico, estas acciones han

permitido mantener los niveles de producción y la incorporación de pozos de inyección de agua de formación con el propósito de mantener la presión y lograr una recuperación secundaria sostenible. En diciembre de 2021, la producción promedio de petróleo fue de 37,389.26 bpd, con un acumulado en el campo de 1,040.7 millones de barriles, es importante destacar que el promedio de febrero de 2023 fue de 70,250 bpd (PETROECUADOR, 2023).

Proceso de recolección del crudo

La recolección de crudo en un proceso de producción implica la extracción del petróleo desde los yacimientos subterráneos hasta la superficie, donde puede ser procesado y transportado.

Determinación del porcentaje de sedimentos

La determinación del porcentaje de sedimento se lleva a cabo conforme a la norma ASTM D-473, utilizando el método de extracción con tolueno. Este proceso de extracción implica el uso de un matraz Erlenmeyer y un condensador, como se describe en la norma.

La determinación del porcentaje de residuo se realizó mediante extracción con tolueno según la norma ASTM D-473. Para hacer esto, se requieren una serie de equipos y reactivos especiales, como quitar dedales, quitar cestos de dedales, vasos de agua (en caso de más del 10% de humedad), calentadores, medidores, hornos, secadores y termómetros.

En cuanto a la preparación del dedal de extracción, se deben seguir diferentes procedimientos dependiendo de si se trata de dedales nuevos o usados:

Para dedales nuevos, se recomienda frotar la superficie exterior con lija fina, lavarlo con tolueno durante al menos 1 hora, secarlo en estufa a temperatura específica,

enfriarlo en desecador y pesarlo en balanza analítica, se repite la extracción hasta que el peso del dedal no varíe en más de 0,2 mg después de dos extracciones sucesivas, para dedales usados, se elimina la porción de combustible del sedimento acumulado calentando el dedal en la mufla, lavándolo y pesándolo posteriormente.

El proceso de extracción con tolueno implica pesar la muestra, agregar el tolueno al vaso y colocar el dedal en el extractor en el calentador con la perla de vidrio en el vaso. Extraer un rato, colocar el dedal en un horno para que se seque y pesar nuevamente. Si la diferencia de peso entre dos muestras consecutivas es superior a 0,2 mg, se repite la extracción.

Resultados del análisis comparativo de los tiempos de residencia

medidos vs calculados

Después de detallar los procedimientos involucrados en la separación del crudo, se llevará a cabo un análisis exhaustivo de cada equipo para evaluar su eficacia individualmente.

Proceso de distribución de cargas

El objetivo de la gestión energética es reducir el consumo energético de los equipos utilizados en el proceso, especialmente de los equipos que no se necesitan por su bajo rendimiento, aunque son los equipos menos utilizados respecto a otros equipos. Es importante que las instalaciones funcionen bien y en buenas condiciones para que el petróleo crudo producido sea adecuado para el procesamiento y la exportación necesarios.

Eficiencia energética para reducir el consumo de energía mediante el uso de más energía. Se refiere a tratar de producir más productos y servicios que utilicen la misma energía o menos energía aumentando el proceso de producción y el consumo de energía.

Esto podría mejorar el proceso de separación porque el dispositivo todavía funciona con su diseño actual sin una separación suficiente. Se espera que el consumo después de la nueva construcción sea de 111 kilovatios, pero la ventaja es que se puede obtener petróleo crudo que cumpla con regulaciones más estrictas para evitar cualquier escasez.

Tabla 5

Distribución de cargas

Equipos	Potencia (kw)	Fracción total (%)	Acumulado
Pozos	17.120,40	70%	70%
Bombas de reinyección	5.612,20	23%	93%
Bombas booster de reinyección	632,94	3%	96%
Bombas de transferencia	519,75	2%	98%
Bombas Booster crudo	122,98	1%	98%
Deshidratadores	122,21	1%	99%
Compresores de aire	33,33	0%	99%
Bombas sumideros	16,61	0%	99%
Compresores de gas	49,72	0%	99%
Bombas de agua de utilidades	44	0%	99%
Dtu	165,55	1%	100%
Total	24.439,69		

Después de comprobar los resultados en la tabla anterior, se realizó información detallada y comparaciones de los equipos según su potencia.

El mayor consumo de energía se da en la producción de agua con un 69,98% del consumo total de energía, seguida de la producción de bombas de agua con un 22,94%. El segundo grupo es el equipamiento de fábrica, que supone un 7% más.

Proceso de separación del crudo en tres fases

En el proceso de formación de emulsiones en los fluidos del yacimiento, intervienen varios factores críticos que deben ser considerados, primero, se requiere la presencia de dos fluidos inmiscibles, tales como petróleo y agua, junto con condiciones de agitación o turbulencia que promuevan la mezcla. Además, es importante tener en cuenta la influencia de elementos emulsificantes, como los sólidos presentes en el yacimiento, parafinas o asfaltenos, que contribuyen a la estabilidad de la emulsión.

Para romper las emulsiones y separar el producto de forma eficaz es necesario tener en cuenta muchos factores importantes, como la diferencia entre las distintas fases, el tamaño del agua dispersada, la viscosidad del líquido, la diferencia entre fases, etc. La presencia de emulsionantes puede afectar la separación y la permeabilidad. Al comprender y abordar estos factores, se puede lograr una mejor separación y aumentar la eficiencia de la producción de hidrocarburos.

Mediante la instalación y activación de un separador FWKO con dimensiones de 10 pies de diámetro y 30 pies de longitud, junto con un caudal de 10.000 BFPD, se puede alcanzar un tiempo de residencia de 11.11 minutos. Este periodo es adecuado para lograr una separación efectiva entre las fases de agua y petróleo.

Se ha determinado que un tiempo de residencia de 11.11 minutos es adecuado para alcanzar una separación efectiva entre las fases de agua y petróleo, teniendo en cuenta las condiciones de operación y las características del fluido.

Proceso de deshidratación del crudo

Descripción de equipos de sistemas de deshidratación

FWKO V-101 A/B; V-104 A/B

El término FWKO significa Free Water Knockout y es una separación horizontal de tres fases: agua, petróleo y gas. Esta separación se produce porque hay una diferencia entre el agua, lo que hace que el agua fluya hacia el fondo, mientras que entre la gasolina y la batería brilla hacia arriba.

La presión de trabajo de este separador es de aproximadamente 70 Psig; Todo el flujo de entrada y salida está controlado por controles y seguridad, y la presión en el FWKO está controlada por la válvula de control de presión (PCV). Controle el punto de ajuste de presión ajustando el flujo de aire a FWKO.

El nivel de la conexión agua/aceite en el FWKO está controlado por una válvula de nivel (LV) que abre o cierra la balanza para mantener el nivel deseado. La tubería de producción está conectada a los tanques T-103-A/B (con válvula principal) y T-104-A/B (con válvula).

El equipo eléctrico está conectado a dos bombas de agua idénticas, cada una de las cuales descarga agua del recipiente al cabezal de agua principal y conecta cada cabezal a dos tanques de agua separados.

Estas válvulas trabajan juntas para controlar el punto de luz durante el funcionamiento normal.

El nivel de petróleo crudo/petróleo natural es controlado por un transmisor de nivel y un controlador, que controla la válvula de control de nivel y controla el flujo de petróleo crudo para controlar el punto de ajuste de la interfaz. El petróleo crudo se envía al intercambiador de calor E-200-A/B. Hay ejemplos de todos los diferentes

niveles en el agua libre para determinar el nivel del cuerpo. Si hay demasiada presión en el recipiente, un dispositivo de seguridad como una válvula de seguridad (PSV) despresurizará el fuego cuando la explosión esté por encima de la línea de aceite.

El petróleo crudo ingresa al intercambiador E-200-A/B, luego a la zapata de aceite y finalmente al tanque de almacenamiento T-101 A/B. Al abrir el segundo pozo, el agua pasa directamente a los depósitos de agua T-103 A/B y T-104 A/B. El líquido del T-110 (tanque de agua) y del T-112 (soporte) se envía a la entrada de FWKO para su separación.

Tanques de transferencia de Crudo

Tabla 6

Tanques de transferencia

TAG	T – 101 A/B
Capacidad	36000 BLS
Diámetro	90'
Altura	32'
Nivel operativo	9' - 27'
Colchón de agua	4'
1 Ft	1135,21 BLS
P&D	15C031-CPF-01-013

Nota: datos obtenidos de (Petroamazonas, P&D, 2022)

Durante el funcionamiento normal, los equipos en línea reciben crudo con altos niveles de agua aún en su presencia.

El gas en el tanque se mantiene a un mínimo de 13 pies (esto aumenta a un mínimo de 18 pies cuando la bomba está funcionando) y se puede aumentar si es necesario asignar tiempo en las sesiones iniciales. El tanque tiene un colchón de agua que debe mantenerse a 4 pies para que el agua se separe fácilmente del petróleo crudo.

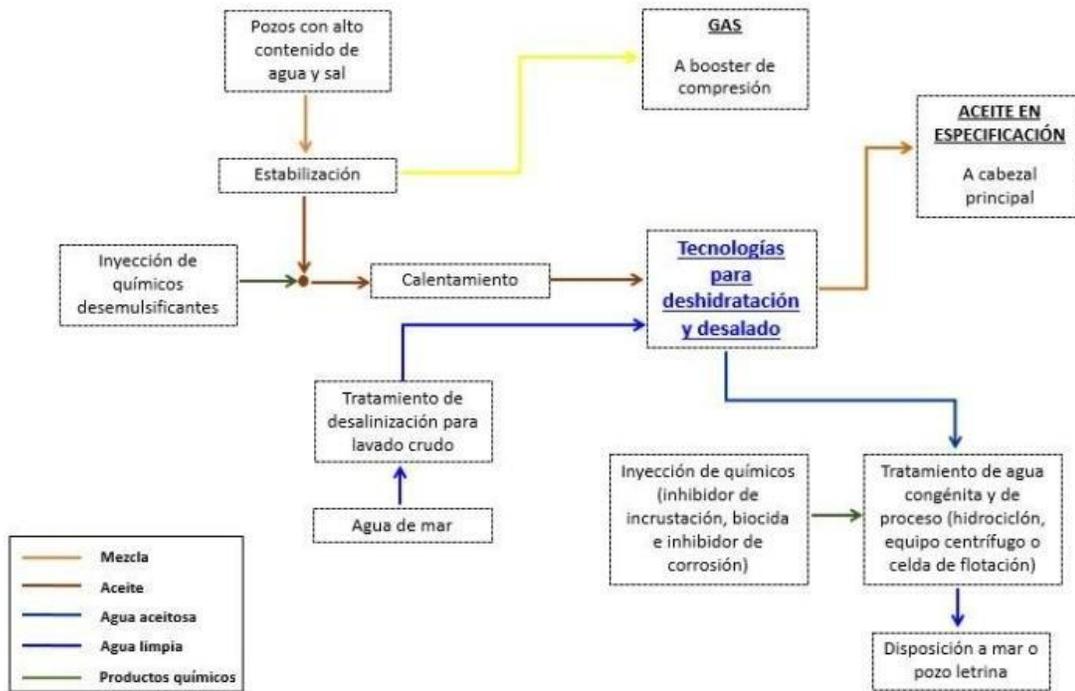
Modificación del tanque de agua de formación

El Tanque Skimmer se posiciona como un componente esencial en la gestión eficiente del agua de inyección, desempeñando la función crucial de eliminar los hidrocarburos dispersos en dicho fluido. Proporcionando el tiempo de retención adecuado, se logra la separación efectiva de la fase de petróleo residual presente en el agua. Es importante destacar que esta separación se lleva a cabo después del proceso ejecutado de Free Water

La optimización del sistema involucra la sustitución del tanque de agua de formación, proponiendo la instalación de un nuevo Tanque Skimmer o desnatador con una capacidad de 50,000 barriles. Esta elección se respalda como la opción más favorable para mejorar la eficacia en la eliminación de hidrocarburos dispersos en el agua de inyección, asegurando así una separación más eficiente de la fase de petróleo residual. La capacidad ampliada del nuevo tanque contribuirá a gestionar mayores volúmenes de agua de manera efectiva, consolidando la calidad y eficiencia del proceso global.

Figura 5

Proceso de deshidratación del crudo



Al disminuir la carga de agua en las etapas iniciales, se mejora la eficacia de los tratamientos químicos posteriores, por lo que contribuye a la protección contra problemas de corrosión, extendiendo la vida útil de la infraestructura y cumpliendo con estándares ambientales al reducir la cantidad de agua liberada con el crudo. En conjunto, la implementación de separadores FWKO no solo mejora la calidad del petróleo y la eficiencia operativa, sino que también garantiza la sostenibilidad y rentabilidad a largo plazo de las operaciones petroleras.

Se retira el petróleo crudo de los tanques utilizando la bomba de refuerzo de petróleo crudo P-139 A/B. Las bombas están configuradas para funcionar de forma independiente pero también pueden funcionar juntas; el control del volumen de agua lo realizan las bombas de agua P-137-A/B y P-138-A/B, cada una con dos tanques.

Bombas Booster de Crudo P-139 A/B

Especificaciones Técnicas

Tabla 7

Bomba booster P-139 A/B

DETALLE	P - 139 A/B
Motor	Bomba
Reliance electric, Duty master	Sulzer
Hp: 150	stages 1
Rpm: 1785	ft. Hd. 270
Volt.: 460	gpm 1200
Amp.: 165	6 x 8 x 17

Nota: datos obtenidos de (Petroamazonas, P&D, 2022)

La bomba de refuerzo de petróleo crudo P-139 A/B extrae petróleo crudo del T-101 A/B y transfiere agua al intercambiador de petróleo crudo H-310 A/B (agua/petróleo crudo). 320. En A/B, el proceso se envía al secador electrostático antes de ser apagado en la unidad LACT y transferido a la bomba P-105 E/B/F. Cada bomba funciona de forma independiente en condiciones normales, pero también pueden funcionar juntas cuando sea necesario. Estas bombas de combustible están equipadas con controladores de frecuencia variable y se operan desde la consola de control.

Deshidratadores Electrostáticos V-107 A/B

Especificaciones Técnicas deshidratadores electrostáticos

Figura 6

Especificaciones deshidratadores electrostáticos

Capacidad	571 BLS
MWP	65 PSI
Temperatura	170 °F
Diámetro	10'- 0"
Longitud	40'- 0"
P&D	15C031 - CPF-01-010

Nota: datos obtenidos de (Petroamazonas, P&D, 2022)

Tabla 8

Transformadores

Transformadores	
Potencia	37 KVA
Bajo voltaje	480 V
Alto Voltaje	18000 V
Amperaje	77 A – 2A

Nota: datos obtenidos de (Petroamazonas, P&D, 2022)

El secador de petróleo crudo recibe petróleo crudo calentado a 210°F desde el intercambiador de petróleo crudo E-310 A/B. Estos secadores son recipientes de dos fases: petróleo crudo y agua, equipados con un campo electrostático que promueve la separación agua/crudo. Debido a su tamaño, se utiliza un transformador elevador de 2.480 a 18.000 VCC.

Estos transformadores cuentan con dos electrodos de polaridad opuesta, lo que hace que las moléculas de agua bipolares sean atraídas hacia el polo opuesto, chocando entre sí y formando moléculas de gran tamaño, favoreciendo así la decantación. Con este dispositivo, las aguas pequeñas se juntan para formar una línea más grande en el fondo de la lata.

El crudo resultante se enfría a través de los intercambiadores de crudo tipo cruz E-300 A/B y luego se dirige a la Unidad LACT.

La salida del petróleo crudo es por el medio de la caja, pero el tubo interior llega a la parte superior de la caja y permite que salga el petróleo crudo que contiene menos agua, así que sí, el petróleo crudo está en la parte superior. entrada de petróleo crudo. Deje que el líquido se escurra junto con el agua restante en el recipiente. Luego, el agua se separa del petróleo crudo cuando entra en contacto con la placa electrostática.

Dado que el contenido de agua no es muy alto, el agua se drena manualmente al sumidero y esto se puede hacer dos veces al día dependiendo del agua que ingresa al secador junto con el petróleo crudo.

UNIDAD LACT (Lease Automatic Custom Transfer)

La Unidad LACT recibe el crudo resultante de los deshidratadores, asegurándose de que cumpla con las especificaciones requeridas. Esta unidad cuenta con un filtro, un sampler, un registrador de BSW (contenido de agua y sedimentos), y una válvula de

aislamiento y desviación. Además, dispone de tres contadores con válvulas de aislamiento:

FQI-100A: Rango de flujo de 1000 a 200 galones por minuto, con una presión máxima de 150 PSI.

FQI-100B: Rango de flujo de 1000 a 200 galones por minuto.

FQI-100C: Rango de flujo de 1000 a 200 galones por minuto.

La Unidad LACT se encarga de contabilizar el crudo, monitorear y tomar muestras para verificar que el contenido de BSW (agua y sedimentos) no supere el 0,5%, ya que este crudo se bombea al OCP. Después de pasar por la Unidad LACT, el petróleo crudo fluye hacia la bomba de transferencia P-105 E/B/F. Si el contenido de agua en el petróleo crudo excede las especificaciones BSW permitidas, la alarma en la HMI alertará al operador sobre esta situación, requiriendo la intervención de la HMI para reemplazar el combustible que va al tanque de transferencia.

Esta acción abre la válvula de recirculación PCV-100 y cierra la válvula de aislamiento principal FV-100.

Se toman muestras del petróleo periódicamente para determinar la gravedad específica API y BS&W. Esto se hace con una sonda que penetra en la superficie de la tubería. Todo el petróleo crudo vendido, almacenado o intercambiado se trata a 60°F. Esto se hace multiplicando el volumen medido por el factor para obtener el valor de 60°F. El dispositivo identificará nuevos tratamientos de RODA, ARCH, Validator y Petroamazonas cada 15 días.

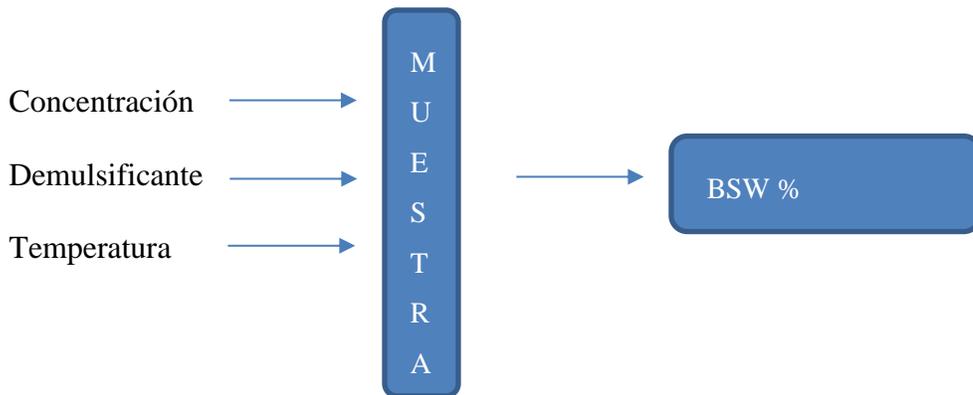
Metodología de medición de BSW

Existen muchos métodos que se pueden utilizar para determinar el agua y los sólidos en el proceso de corte, como la centrifugación y la destilación. Un experimento

completo implica una combinación de dos o más factores, cada uno con un valor o nivel diferente, y la unidad de prueba incluye todas las combinaciones de niveles; Esto está por encima de todo. Estas pruebas nos permiten examinar el efecto de cada uno de los diferentes factores de respuesta, así como el efecto de la interacción entre estos diferentes factores.

$$n = 3^k$$

En la fórmula $n = 3^k$ donde n representa el número de iteraciones y k representa el número de factores.



Este tipo de experimento es un ejemplo de diseño factorial 3^2 ; Recibe este nombre porque determina tres niveles (mínimo, medio, máximo) para cada uno de dos factores (temperatura y concentración de emulsionante). Los diseños factoriales pueden incluir más de una variable independiente.

Determinación del BSW mediante centrifugación

La determinación de agua y sedimentos en petróleo crudo mediante centrifugación se realizó según la norma ASTM D-4007.

El equipo necesario es una centrífuga calentada y un tubo de centrifuga cónico de 100 ml y 6 pulgadas de largo que se puede graduar de 0% a 100% o de 0% a 100%. Los reactivos requeridos son un demulsificante de acción rápida y un solvente, en este caso, puede ser JP1 debido a su baja toxicidad.

La muestra debe ser representativa y agitada durante uno o dos minutos aproximadamente. Luego, se coloca en los tubos de centrifugación hasta el 100% del volumen con JP1, leyendo el fondo del menisco, y se completa hasta el 200% con el contenido de la muestra (Operaciones corrosión, 2016).

Se agrega rápidamente 2 o 3 gotas de desemulsionante, se agita el tubo para homogeneizar el contenido y luego se coloca en el calentador centrífugo hasta alcanzar la temperatura adecuada del sistema. Luego se meten los tubos en la centrífuga de 3 a 5 minutos, recuerda ponerlos en el mismo número para equilibrar la centrífuga.

Determinación del porcentaje de agua por destilación

El porcentaje de agua en muestras de gasolina se determinó utilizando la norma ASTM D-4007. El experimento consta de un vaso de destilación, un condensador, una trampa de destilación graduada y una manta calefactora. El matraz de destilación utilizado es un fondo de vidrio redondo de 1000 ml con un cono hembra 24/40; el vial se conecta a una trampa calibrada de 5 ml con graduación de 0,05 ml, que a su vez está conectada a un condensador de 400 mm de largo. Coloque una bolita de algodón o un vaso pequeño sobre el concentrador para evitar que se condense el agua.

Utilice una manta eléctrica con temperatura regulable para calentar la pelota de manera uniforme. El reactivo utilizado para probar blancos y muestras es xileno de grado reactivo. El xileno debe cumplir con especificaciones tales como un máximo de 0,002 % de residuo después de la evaporación, un máximo de 0,003 % de compuesto de azufre y un máximo de 0,02 % de agua (H₂O).

Coloque 400 ml de xileno en la copa para preparar el blanco de reactivo, mida con precisión a 0,025 ml y utilícelo para ajustar el volumen de agua en el equipo de destilación. Se crea un blanco para cada lote de botellas de xileno recibidas del laboratorio.

Tabla 9

Contenido de agua

Contenido de Agua esperada, peso o volumen (%)	Volumen de muestra (ml)
1,1 ÷ 5,0	100
0,5 ÷ 1,0	200
Menos de 0,5	200

Para determinar el porcentaje de agua en muestras de crudo, se sigue el siguiente procedimiento: se mide una cantidad específica de la muestra en una probeta calibrada de 250 ml (Clase A) y la misma cantidad de Xileno en otra probeta (Clase A) de 250 ml; luego, la muestra se vierte lentamente en un balón de destilación y se mide el nivel del menisco con precisión, se lava la probeta varias veces con Xileno y se completa el volumen en el balón hasta alcanzar 400 ml.

Se introduce un agitador magnético para mantener uniforme el calentamiento, se enciende el calentador a un nivel bajo durante los primeros 30 minutos.

La destilación continúa hasta que no quede agua en ninguna parte del sistema excepto en la trampa. Si es necesario, enjuagar el condensador con xileno después de la destilación, enfríe la trampa y lea el volumen de agua; Dado que la trampa está graduada en incrementos de 0,05 ml, espere que la lectura sea más cercana a 0,025 ml.

$$\text{volumen} = \frac{(A-B)}{c} \cdot 100 (\%)$$

A = ml de agua en la trampa B = ml blanco solvente C = ml de muestra de ensayo, señalar el contenido de agua en porcentaje V/V hasta la milésima, el contenido de agua menor a 0,025 % como un porcentaje del 0 %.

BSW de ingreso y BSW de salida

El rendimiento de cada dispositivo se mide tomando muestras de la entrada y salida, lo que permite comparar y determinar el contenido de agua en cada etapa del procedimiento. A partir de este análisis se identificaron elementos clave que requerían intervención para mejorar el aislamiento de la instalación.

Tabla 10

BSW Ingreso vs BSW Salida

Equipos	BSW ingreso	BSW salida
Separadores	96,8	1,76
Tanques	1,76	0,55
Deshidratadores	0,55	0,44

El cuadro presenta datos del contenido de agua (BSW, por sus siglas en inglés) al ingreso y salida de tres tipos de equipos: Separadores, Tanques y Deshidratadores.

Para los Separadores, el BSW al ingreso es significativamente alto, con un valor de 96.8%, pero se reduce drásticamente a 1.76% a la salida. Esto sugiere una eficacia considerable en la separación de agua en esta etapa del proceso.

En cuanto a los Tanques, el BSW al ingreso es de 1.76%, y disminuye aún más a 0.55% a la salida. Esto indica que los Tanques también contribuyen a la separación de agua, aunque en menor medida que los Separadores.

Por último, los Deshidratadores muestran un BSW de 0.55% al ingreso, que se reduce ligeramente a 0.44% a la salida. Aunque la reducción no es tan marcada como en los otros equipos, los Deshidratadores contribuyen a una disminución adicional del contenido de agua en el crudo.

Tabla 11

BSW Concentración demulsificante y la temperatura

T(°C)	t (s)	Demul 0 %	Demul 0,1%	Demul 0,2 %	Demul 0,4 %	Demul 1 %
		BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)
25	180	0,3575	0,44	0,44	0,44	0,44
50	180	0,44	0,4675	0,4675	0,4675	0,4675
65	180	0,4675	0,495	0,495	0,495	0,495
80	180	0,4675	0,495	0,495	0,495	0,495
100	180	0,4675	0,495	0,495	0,495	0,495

Como se puede observar la tabla anterior, incluso con una concentración de demulsificante tan baja como 0.1%, hay una variación en el contenido de agua en el crudo; además, se ha observado que a una temperatura de 65°C, el contenido de agua

se estabiliza, y no es viable aumentar aún más la temperatura, ya que esto provocaría la liberación de hidrocarburos más ligeros.

Tabla 12

BSW Variación concentración demulsificante y el tiempo

t (s)	T(°C)	Demul 0 %	Demul 0,1%	Demul 0,2 %	Demul 0,4 %	Demul 1 %
		BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)
		ensayo	ensayo	ensayo	ensayo	ensayo
60	50	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3
120	50	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3
180	50	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5
240	50	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5
300	50	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5

En la tabla anterior, se detecta una variación en el contenido de agua en el crudo hasta una concentración de demulsificante del 0,2%. Además, se nota que tras un tiempo de análisis de 180 segundos, el contenido de agua se estabiliza, y no se observa más cambio en el contenido de sólidos y agua en el crudo después de este período.

De acuerdo con los análisis previos, se han establecido los parámetros para realizar los análisis hasta una temperatura de 65°C, tiempo del ensayo de 180 segundos, con una concentración de demulsificante del 0,2% como punto máximo.

Se ha llevado a cabo un análisis minucioso para diferentes días, tanto en la entrada como en la salida del deshidratador, se tomaron en cuenta dos tipos de casos: uno con diferentes tiempos y temperatura constante, y otro con diferentes temperaturas y tiempo constante, a continuación los resultados.

Tabla 13*Experimentación deshidratación ingreso y salidas (seguimiento).*

Variables			
	Tiempo	temperatura	Concentración demulsificante
Unidades	(s)	(° C)	(%)
Intervalos	60	25	0.1
Máximo	180	65	0.2
Mínimo	60	25	0

A partir de este análisis se procede a realizar pruebas de ensayo en dos momentos determinados, a continuación, se presentan los datos obtenidos del primer ensayo.

Tabla 14*Análisis BSW de ingreso a diferentes condiciones*

		Ensayo 1			Ensayo 2			Ensayo 3		
		Concentración			Concentración			Concentración		
		demulsificante 0 %			demulsificante 0,1 %			demulsificante 0,2 %		
		BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)
T(°C)	t (s)	ensayo	verificación	medio	ensayo	verificación	medio	ensayo	verificación	medio
25	180	0,55	0,50	0,52	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
50	180	0,55	0,50	0,52	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
65	180	0,61	0,55	0,58	0,66	0,61	0,63	0,66	0,66	0,66

El análisis efectuado confirma que se logra una mejor separación entre el agua y el crudo cuando se utiliza una concentración de demulsificante del 0,2%, junto con una temperatura de 65°C y un tiempo de ensayo de 180 segundos, se obtiene un valor de 0,66% de BSW en estas condiciones.

Tabla 15*Análisis BSW a 25°C*

t (s)	Ensayo 4			Ensayo 5			Ensayo 6			
	Concentración			Concentración			Concentración			
	demulsificante 0 %			demulsificante 0,1 %			demulsificante 0,2 %			
	BSW (%)	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%)	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	BSW (%)	BSW (%) verificación	BSW (%) medio	
	T(°C)	ensayo	verificación	medio	ensayo	verificación	medio	ensayo	verificación	medio
60	25	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
120	25	0,66	0,55	0,61	0,55	0,55	0,55	0,61	0,61	0,61
180	25	0,66	0,61	0,63	0,66	0,61	0,63	0,66	0,66	0,66

El análisis confirmó que la separación entre agua y petróleo crudo era mayor cuando la concentración de desemulsionante era del 0,2%, la temperatura era de 25°C y el tiempo de prueba era de 180 segundos. En estas condiciones se registró un valor BSW del 0,66%.

Tabla 16*Análisis BSW a 50°C*

		Ensayo 7			Ensayo 8			Ensayo 9		
		Concentración			Concentración			Concentración		
		demulsificante 0 %			demulsificante 0,1 %			demulsificante 0,2 %		
t (s)	T(°C)	BSW	BSW (%)	BSW	BSW	BSW (%)	BSW	BSW	BSW (%)	BSW
		(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
		ensayo	verificación	medio	ensayo	verificación	medio	ensayo	verificación	medio
60	50	0,55	0,50	0,52	0,61	0,50	0,55	0,61	0,55	0,58
120	50	0,55	0,50	0,52	0,55	0,50	0,55	0,61	0,55	0,58
180	50	0,66	0,55	0,61	0,55	0,61	0,61	0,66	0,61	0,63

A través del análisis efectuado, se confirma que se alcanza una separación más efectiva entre el agua y el crudo utilizando una concentración de demulsificante del 0,2%, con una temperatura de 50°C y un tiempo de ensayo de 180 segundos. En estas condiciones, se registra un valor de 0,63% de BSW.

Tabla 17*Análisis BSW a 65°C*

t (s)	Ensayo 10			Ensayo 11			Ensayo 12		
	Concentración			Concentración			Concentración		
	demulsificante 0 %			demulsificante 0,1 %			demulsificante 0,2 %		
	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)
60	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
120	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,6
180	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7

El análisis efectuado confirma una mejora en la separación entre el agua y el crudo al utilizar una concentración de demulsificante del 0,2%, con una temperatura de 65°C y un tiempo de ensayo de 180 segundos. En estas condiciones, se observa un valor de 0,7% de BSW.

Tabla 18

Análisis BSW en la salida de los deshidratadores a temperatura constante de 65

		Ensayo 1			Ensayo 2			Ensayo 3		
		Concentración			Concentración			Concentración		
		demulsificante 0 %			demulsificante 0,1 %			demulsificante 0,2 %		
T(°C)	t (s)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)
		ensayo	verificación	medio	ensayo	verificación	medio	ensayo	verificación	medio
25	180	0,22	0,275	0,2475	0,275	0,22	0,2475	0,275	0,33	0,3025
50	180	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
65	180	0,33	0,33	0,33	0,385	0,33	0,3575	0,385	0,385	0,385
		Ensayo 4			Ensayo 5			Ensayo 6		
		Concentración			Concentración			Concentración		
		demulsificante 0 %			demulsificante 0,1 %			demulsificante 0,2 %		
t (s)	T(°C)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)
		ensayo	verificación	medio	ensayo	verificación	medio	ensayo	verificación	medio
60	25	0,22	0,22	0,22	0,165	0,22	0,1925	0,33	0,275	0,3025
120	25	0,275	0,33	0,3025	0,22	0,275	0,2475	0,33	0,275	0,3025
180	25	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
		Ensayo 7			Ensayo 8			Ensayo 9		
		Concentración			Concentración			Concentración		

		demulsificante 0 %			demulsificante 0,1 %			demulsificante 0,2 %		
t (s)	T(°C)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)
		ensayo	verificación	medio	ensayo	verificación	medio	ensayo	verificación	medio
60	50	0,22	0,275	0,2475	0,22	0,275	0,2475	0,33	0,275	0,3025
120	50	0,22	0,275	0,2475	0,27	0,275	0,275	0,33	0,33	0,33
180	50	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,385	0,385	0,385

		Ensayo 10			Ensayo 11			Ensayo 12		
		Concentración			Concentración			Concentración		
		demulsificante 0 %			demulsificante 0,1 %			demulsificante 0,2 %		
t (s)	T(°C)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)	BSW (%)
		ensayo	verificación	medio	ensayo	verificación	medio	ensayo	verificación	medio
60	65	0,275	0,275	0,275	0,27	0,275	0,275	0,33	0,33	0,33
120	65	0,275	0,275	0,275	0,27	0,275	0,275	0,385	0,385	0,385
180	65	0,33	0,33	0,33	0,38	0,33	0,3575	0,385	0,385	0,385

A través del análisis efectuado, se confirma que se logra una mejor separación entre el agua y el crudo utilizando una concentración de demulsificante del 0,2%, con una temperatura de 65°C y un tiempo de ensayo de 180 segundos. Se observa un valor de 0,385% de BSW en estas condiciones.

Se evidencia una tendencia similar en todos los casos analizados, donde se mantiene constante. La duración de la prueba es de 180 segundos, la temperatura es diferente y se observa que la liberación de agua contenida en el petróleo crudo aumenta cuando aumenta la temperatura. De manera similar, donde se registra más agua al aumentar la concentración del agente emulsionante, se puede concluir que la temperatura adecuada del agente emulsionante provoca una mayor separación. Se realizaron pruebas adicionales y se confirmó que una concentración de desemulsionante superior al 0,2 % no provocó ningún cambio en la liberación de agua.

De los análisis realizados, se encontró que la separación del agua en el petróleo crudo mejoró al aumentar el tiempo de prueba; Esto indica que el tiempo de residencia es mayor y que la cantidad adecuada de emulsionante puede proporcionar una buena separación. Esto muestra la importancia de la separación.

Los estudios de laboratorio han demostrado que los secadores son herramientas importantes porque eliminan pequeñas cantidades de agua. Los resultados de las pruebas de tres días son los mismos, lo que indica estabilidad. Un total de 216 análisis del crudo exportado desde Sacha Bloque 60 a OCP se realizaron en las mismas condiciones, y una de las diferencias se debió a problemas en el manejo de la temperatura por el calor. Por el contrario, también se confirmó que el contenido de BSW en el sistema de escape se redujo en una media del 25%.

Tabla 19*Tiempo de residencia Tanques de almacenamiento*

1	Diámetro	99,00	Pies
2	Altura	35,20	Pies
3	Volumen total	39.600,00	Bls
4	Nivel operativo	9 - 27	Pies
5	Capacidad operativa	19,8	Pies
6	Volumen operativo (3*5)/2	22.275,00	Bls
7	Caudal total	25.674,11	BOPD
8	Factor de BSW	1,09	
9	Caudal ingreso tanque BSW 1,5%	25.933,60	BFPD
10	Tr según ecuación (6/9) 1.1	0,95	Días
11	Tr minutos 10*1440	22,66	Horas

Tabla 20*Tiempo de residencia Deshidratadores.*

1	Diámetro	11	Pies
2	Longitud	44	Pies
3	Volumen total	628,1	Bls
4	Descarga (Caudal)	15.400,00	BOPD
5	Tr (días)	0,045	Días
6	Bombeo(horas)	18,7	Horas
7	Tr (minutos)	45,76	min

Para calcular el tiempo dedicado a productos individuales, se utilizan todos los informes diarios de cuatro procesos separados y se dividen por cuatro. Cada bahía tiene una capacidad de 770 barriles, pero normalmente opera a 2/3 de su capacidad total ya que el resto se dedica a la producción de petróleo. Para determinar el tiempo de residencia del tanque se debe tomar en cuenta el resultado del llenado del tanque más el porcentaje de BSW que queda en el separador; esto es alrededor del 1,5% al salir de FWKO. El tanque tiene una capacidad de 39.600 barriles y una altura de 44 pies, pero se utiliza una altura de sólo 18 pies para calcular su capacidad.

La bomba utiliza el caudal propio de la bomba con un volumen total de 628 barriles. Cuando se compararon los BSW de entrada y salida, se determinó que el dispositivo que menos reducía el BSW era la deshidratación. Se analiza su impacto en su desempeño. El tiempo se ve afectado por el tamaño del fluido de accionamiento de la bomba, lo que aumenta la presión y dificulta la separación del nivel de petróleo crudo. El funcionamiento automático de la válvula de la secadora no funciona correctamente

y se debe drenar la secadora antes de encenderla. La secadora solo funciona cuando se absorbe agua, lo que conlleva un bajo consumo y un alto consumo de energía cuando la secadora no puede hacer bien su trabajo. Aunque el inversor continúa funcionando, la secadora no funciona correctamente.

Proceso de transporte

El oleoducto transporta petróleo crudo por un valor aproximado de 2 dólares por barril. Cada día se transportan 23.500 barriles llenos a través del oleoducto, pero durante la entrega sólo se tiene en cuenta el volumen de los barriles; Esto se obtiene dividiendo el volumen total del barril por los porcentajes de BSW (contenido de agua en el petróleo crudo). Entonces, cuando paga la tarifa de envío, también paga el costo de envío del agua contenida en el petróleo crudo. Sin embargo, debido al agua en el petróleo, el puerto recibe sólo 23.394,25 barriles. Al mejorar la separación del petróleo y mover 23.500 barriles a 2 dólares el barril con un BSW promedio de 0,100, el costo aún se mantiene en 47.000 dólares, pero se envían a puerto 23.476,5 barriles. Esto resulta en una pérdida de 82,25 barriles por día, equivalente a 164,50 dólares por día, debido al alto precio de la gasolina BSW. La pérdida anual por costos de operación ascendió a \$60.042,50. Cada día se utilizan 23.500 barriles de agua y el consumo diario de energía de los equipos de agua es de 9.933,1 kilovatios. Si se reducen 82,25 barriles de agua, el consumo de electricidad disminuirá en 12,69 megavatios al año hasta 9.898,33 kilovatios.

Para afrontar este desafío de la deshidratación del crudo en el Campo Sacha, EP Petroecuador podría evaluar la implementación de tecnologías y prácticas más eficientes en el sitio de producción. Esto podría implicar la instalación de separadores y deshidratadores de última generación, el empleo de productos químicos desemulsionantes para romper las emulsiones de agua en el crudo, así como la optimización de los procesos de tratamiento del crudo en el lugar de extracción.

Además, resultaría fundamental llevar a cabo un seguimiento y mantenimiento periódicos de los equipos de producción con el fin de garantizar su funcionamiento óptimo y reducir al mínimo la presencia de agua en el crudo extraído.

Inicialmente, el reservorio mantenía una presión por encima de la presión de burbuja, lo que implicaba la presencia únicamente de petróleo, agua con nata y roca. Conforme la presión del yacimiento disminuyó, tanto la roca como los fluidos experimentaron una expansión debido a sus respectivas compresibilidades individuales, este mecanismo de producción primaria se mantuvo durante un tiempo, no obstante, a medida que la presión declinó aún más, fue necesario introducir energía adicional

Área de estudio

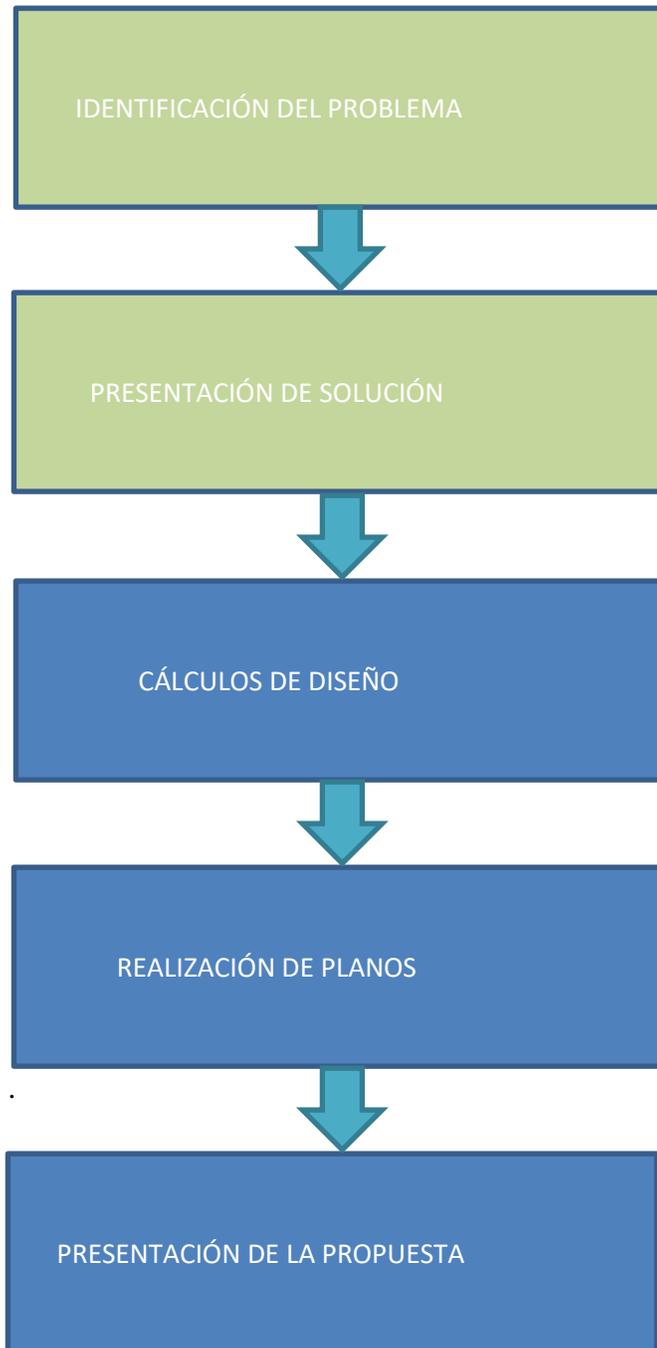
Tabla 21

Área de Estudio

Área de estudio	OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO EN EL CAMPO SACHA BLOQUE 60.
Dominio	Tecnología y sociedad
Línea de investigación	Sistemas industriales
Sub línea de investigación	Procesos industriales
Campo	Ingeniería industrial
Área	Procesos
Aspectos	Rediseño de separadores de crudo para la optimización del proceso de hidratación
Objeto de estudio	PEC
Período de estudio	2024

Modelo operativo

A continuación, se observa el modelo operativo de la optimización del proceso de deshidratación de crudo en el campo sachá bloque 60



La implementación de nuestra solución busca revolucionar la producción de crudo en el campo petrolero, centrándose en la fabricación de un tanque de deshidratación. Este componente es fundamental para garantizar que el crudo extraído cumpla con los estándares de calidad requeridos, al tiempo que optimiza cada etapa del proceso, desde la extracción inicial hasta la entrega final del petróleo.

Asegurando que el crudo producido cumpla con las especificaciones requeridas y garantizando un proceso eficiente y rentable en todas las etapas, desde la extracción hasta la entrega de petróleo. este modelo considera todas las fases del proceso de producción, desde la separación inicial en la Unidad LACT hasta la medición del contenido de agua y sedimentos, la corrección de temperatura, y la calibración periódica de los contadores.

CAPÍTULO III

PROPUESTA Y RESULTADOS ESPERADOS

Propuesta

Los problemas encontrados respecto a la eficiencia de la separación de fases del petróleo crudo, especialmente la separación agua-petróleo crudo, de acuerdo al análisis realizado en el apartado anterior, se determinó que el problema fue causado por el secador, baja eficiencia. Por lo tanto, la estrategia se centra en rediseñar el dispositivo teniendo en cuenta los antecedentes.

La deshidratación del petróleo crudo es importante para que cumpla con las especificaciones reglamentarias y la aprobación gubernamental; de esta forma se evitan sanciones económicas y pérdidas de producción.

El sistema de deshidratación comprende varios componentes, como separadores, hornos, intercambiadores de calor, tanques de almacenamiento y deshidratadores, todos diseñados para reducir el contenido de agua en el crudo. El límite permitido para el contenido de agua en el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) es del 0,5%, dado que la producción del bloque Sacha se dirige a dicho oleoducto.

Utilizar los resultados obtenidos anteriormente para identificar puntos importantes en términos de separación.

Establecer secuencia y propuesta más eficiente según los pasos ordenados.

Modificación de separadores bifásicos a FWKO

En la Estación Sacha Central, se encuentran operativos 7 separadores bifásicos, de los cuales 2 se utilizan como separadores de prueba y los 5 restantes funcionan como separadores de producción. Estos últimos reciben la producción total de todos los pozos de Sacha Central. La adaptación de uno de los separadores bifásicos de prueba a un separador de agua libre (FWKO) se considera esencial para lograr una distribución más eficiente en el procesamiento del nuevo sistema Power Water en la Estación Sacha Central.

La modificación de un separador bifásico de prueba a un separador de agua libre (FWKO) se presenta como una solución crucial para evitar la recirculación de agua en el innovador Sistema Power Water de la Estación Sacha Central. Para abordar esta fase del proyecto, se propone el rediseño del separador a un FWKO. Esta mejora tiene como objetivo incrementar la eficiencia en la separación agua-petróleo, reduciendo significativamente el porcentaje de agua (% BSW) y eliminando posibles riesgos de daños importantes en la infraestructura. Esta iniciativa no solo optimizará la gestión del agua en el proceso, sino que también mitigará potenciales inconvenientes, asegurando un funcionamiento más eficiente y sostenible del sistema en general.

Consideraciones generales Diseño del Separador FWKO

El diseño del separador FWKO implica la selección adecuada de parámetros como diámetro, longitud, capacidad de tratamiento y configuración interna. Para el Campo Sacha Bloque 60, se propone un diseño basado en los siguientes criterios:

Diámetro: Se sugiere un diámetro de 10 pies para el separador, considerando la capacidad de tratamiento requerida y las dimensiones del área disponible.

Configuración interna: Se incorporarán elementos de diseño que faciliten la separación eficiente de las fases y minimicen la formación de emulsiones, como deflectores y dispositivos de coalescencia.

Tabla 22

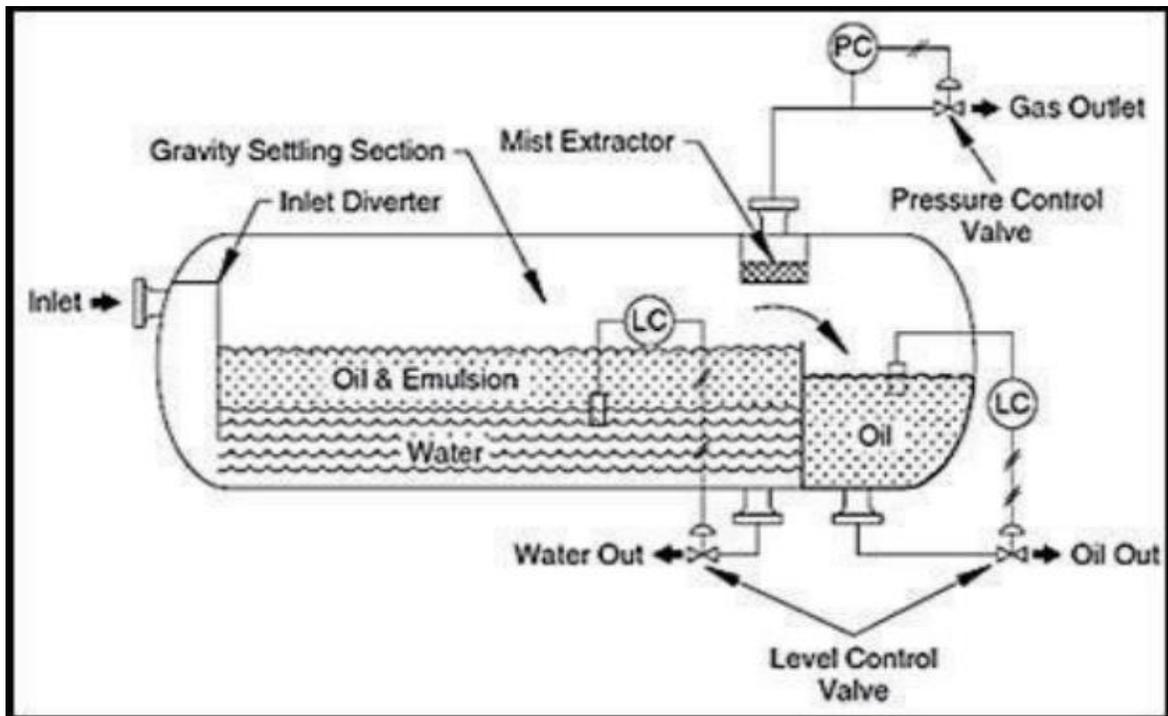
Tiempo de residencia FWKO.

1	Diámetro	132	Pulgadas
2	Longitud	55	pies
3	Volumen total	770	Bls
4	Volumen ocupado 2/3 Vt	513,7	Bls
5	Caudal total (4 sep)	201223	BFPD
6	Caudal individual	50325	BFPD
7	Tr (días)	0,01122	días
8	Tr (minutos) 7*1440	16,159	min

Diseño del separador de producción

Figura 7

Diseño del separador de producción



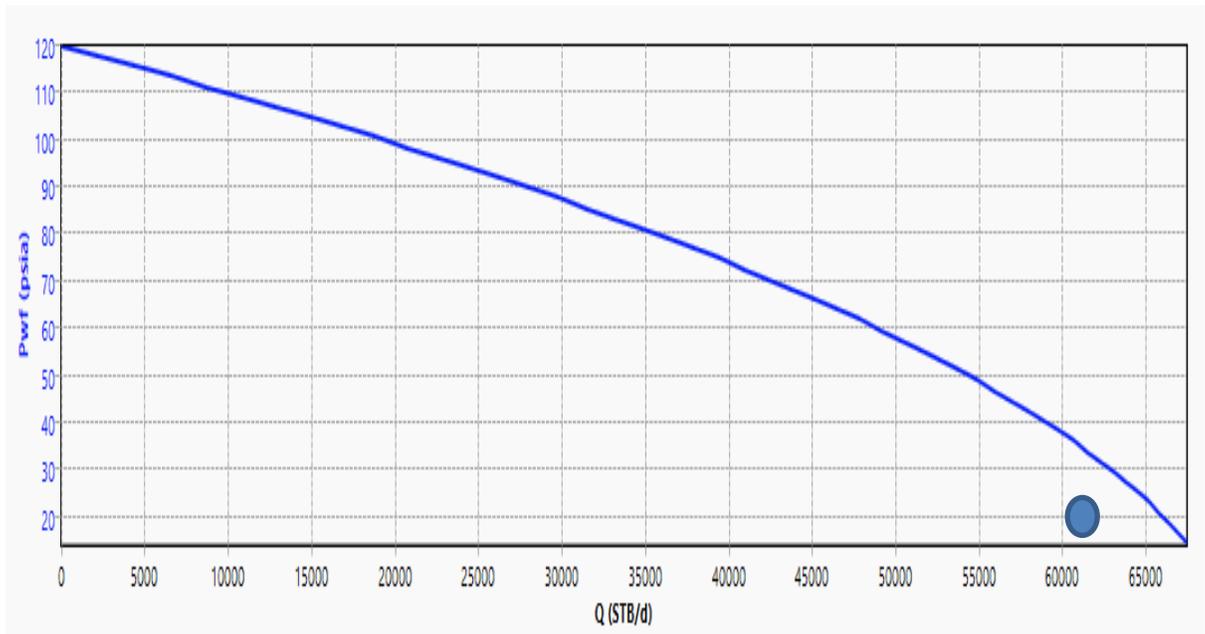
Nota: figura obtenida de Petroproducción (2020).

Simulación del pozo a futuro

En el contexto de realizar un nuevo separador de producción con las características que se presentan en el siguiente punto, la producción alcanzaría a 10.000 barriles más que el escenario actual, es decir a 70.000 barriles.

Figura 8

Simulación del pozo a futuro



Nota: datos obtenidos por PIPESIM

En el Campo Sacha, las facilidades de producción se encuentran distribuidas en cuatro estaciones de producción, de las cuales dos son puntos de fiscalización, específicamente Sacha Central y Sacha Norte 2. Con el aumento de la producción en el Bloque 60 en los últimos años, se han implementado proyectos orientados a mejorar las instalaciones de producción, procesamiento, transporte, inyección y fiscalización del crudo.

Separadores

Para determinar el tiempo de residencia, se llevan a cabo las siguientes consideraciones utilizando los datos que obtuvimos previamente.

Analizar todos los factores que afectaron el diseño anterior y cómo estos se resolverán con la nueva propuesta.

Realizar un análisis económico para evaluar la viabilidad de la propuesta.

Figura 9

Pasos a seguir



Desarrollo de la propuesta

Actualmente opera con 3 separadores horizontales, los cuales no pueden cubrir la necesidad de estacionamiento, por lo que al dimensionar el separador horizontal estos parámetros para secciones transversales de fluidos deben cumplir con los límites de gases y líquidos.

Datos actuales

Tabla 23

Datos actuales

Propiedad	símbolo	cantidad	unidad
F agua	Qw	2800	BWPD
F petróleo	Qo	1200	BOPD
F gas	Qg	893 760	PCPD
T residencia	Tr	4	minutos
D. gota	dm	100	um
Gravedad API	API	17	API
T. diseño	Td	302	F

Se trabaja con una temperatura de diseño de 302°F ya que está dentro de la norma ASME intermediando el valor máximo y mínimo con el que se trabaja generalmente que es de 130 a 200°C.

Cálculo presión pseudo reducida

$$P_{pr} = \frac{PD}{756,8 - 131 * GEg - 3,6 * GEg^2}$$

Donde:

Ppr: Presión pseudo reducida (Unidades de presión reducida)

GEg: Gravedad específica del gas (0,6)

PD: presión del diseño 996 (psi)

$$PD = POM * (1 + Margen de seguridad)$$

Donde:

POM: Presión operativa máxima

Margen de seguridad: 66%

$$Margen de seguridad = \frac{Limite de fallo del equipo}{Limite operacional} - 1$$

$$Margen de seguridad = \frac{1000 \text{ psi}}{600 \text{ psi}} - 1$$

$$Margen de seguridad = 0,66$$

Entonces:

$$PD = 600 \text{ psi} * (1,66) = 996 \text{ psi}$$

Por lo tanto:

$$P_{pr} = \frac{996 \text{ psi}}{756,8 - 131 * 0,6 - 3,6 * 0,6^2}$$

$$P_{pr} = 1,47$$

Cálculo temperatura pseudoreducida

$$T_{pr} = \frac{T}{169,2 + 349,5 * GEg - 74 * GEg^2}$$

Donde:

T: Temperatura

T_{pr}: Temperatura pseudoreducida, adimensional (Unidades de temperatura absoluta)

$$T_{pr} = \frac{761,67 R}{169,2 + 349,5 * 0,6 - 74 * 0,6^2}$$

$$T_{pr} = 2,16$$

Cálculo de M

M es una variable que se obtiene en la siguiente ecuación:

$$M = 0,27 * \frac{P_{pr}}{Z * T_{pr}}$$

Donde:

M: Variable del cálculo del factor

Z: Factor de compresibilidad del gas (se asume el valor de 1 para aproximar)

$$M = 0,27 * \frac{1,47}{1 * 2,16}$$

$$M = 0,18$$

Cálculo del factor de compresibilidad del gas Z

El cálculo se realizó según la ecuación 23 (Requena y Rodríguez, 2006, pp.67-68):

$$\begin{aligned} Z = 1 + & \left(0,3265 - \frac{1,07}{T_{pr}} - \frac{0,5339}{T_{pr}} + \frac{0,01569}{T_{pr}^2} + \frac{0,05165}{T_{pr}^5} \right) * M \\ & + \left(0,5475 - \frac{0,7361}{T_{pr}} + \frac{0,1844}{T_{pr}^2} \right) * M^2 - 0,1056 \\ & * \left(\frac{0,7361}{T_{pr}} + \frac{0,1844}{T_{pr}^2} \right) * M^5 + 0,6134 * (1 + 0,721 * M^2) \\ & * \left(\frac{M^2}{T_{pr}^3} \right) * \text{Exp} (-0,721 * M^2) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z = 1 + & \left(0,3265 - \frac{1,07}{2,16} - \frac{0,5339}{2,16} + \frac{0,01569}{2,16^2} + \frac{0,05165}{2,16^5} \right) * 0,18 \\ & + \left(0,5475 - \frac{0,7361}{2,16} + \frac{0,1844}{2,16^2} \right) * 0,18^2 - 0,1056 \\ & * \left(\frac{0,7361}{2,16} + \frac{0,1844}{2,16^2} \right) * 0,18^5 + 0,6134 * (1 + 0,721 * 0,18^2) \\ & * \left(\frac{0,18^2}{2,16^3} \right) * \text{Exp} (-0,721 * 0,18^2) \end{aligned}$$

$$Z = 0,9376$$

Cálculo de la densidad del gas

$$\rho g = \frac{PMg * P}{10,73.T.Z}$$

Donde:

P: presión psia

T: temperatura °R

pg: densidad del gas lb/ft³

PMg: peso molecular del gas de formación lb/lbmol

$$\rho g = \frac{26,51 \frac{lb}{ft^3} * 996 psi}{10,73 * 761,67 * 0,9376}$$

$$\rho g = 3,445 \frac{lb}{ft^3}$$

$$\rho g = 0,05554 \frac{g}{cm^3}$$

$$= 55,54 \frac{kg}{m^3}$$

Cálculo de la viscosidad del gas

Se determina la viscosidad del gas con la siguiente fórmula:

$$\mu g = A * \exp(B * 0,01009^c) * 10E - 4$$

Donde:

μg: Viscosidad del gas dinámica (cp)

A, B y C: Factores de viscosidad adimensionales

ρg : densidad del gas

$$A = \frac{(9,379 + 0,0167 * PMg) * T^{1,5}}{209,2 + 19,26 * PMg + T}$$

$$A = \frac{(9,379 + 0,0167 * 26,51) * (761,67)^{1,5}}{209,2 + (19,26 * 26,51) + 761,67} = 139,5$$

$$B = 3,448 + \frac{986,4}{T} + 0,01009 * PMg$$

$$B = 3,448 + \frac{986,4}{761,67} + 0,01009 * 26,51 = 4,74$$

$$C = 2,447 - 0,2224 * B$$

$$C = 2,447 - 0,2224 * 4,74 = 1,392$$

Reemplazando en la ecuación tenemos que:

$$\mu g = 139,5 * \exp(4,74 * 0,01009^{1,392}) * 10E - 4$$

$$\mu g = 0,0141 \text{ cp}$$

Cálculo de la velocidad de asentamiento

Este cálculo nos permite evaluar la rapidez con que la fase líquida se desprende del gas

$$Vt = \sqrt{\frac{2(\rho l - \rho g) * g * r}{CD * \rho g}}$$

Donde:

ρl : densidad del líquido

ρg : densidad del gas

g : aceleración debido a la gravedad: $32,2 \frac{ft}{s^2}$

r: radio de la gota: $100\mu m = 0,00032808 \text{ ft}$

V_t : velocidad del asentamiento

CD: coeficiente de arrastre

El valor del coeficiente de arrastre se obtiene por un proceso iterativo ya que es una variable adimensional, se da de la siguiente manera:

Se supone que el valor es de 0,34

CD = 0,34

El valor se sustituye en la siguiente ecuación:

$$V_t = \sqrt{\frac{2 \left(58,39 \frac{lb}{ft^3} - 3,445 \frac{lb}{ft^3} \right) * 32,2 \frac{ft}{s^2} * 0,00032808 \text{ ft}}{0,34 * 3,445 \frac{lb}{ft^3}}}$$

Nos queda:

$$V_t = 0,995 \text{ ft/s}$$

La velocidad de asentamiento sería de $0,995 \text{ ft/s}$

Cálculo de números de Reynolds

$$Re = 0,0049 * \frac{\rho g * dm * V_t}{\mu g}$$

Donde:

Re: Número de Reynolds

Vt: Valor calculado anteriormente para CD = 0,34

$$Re = 0,0049 * \left(\frac{3,445 \frac{lb}{ft^3} * 100 \mu m * 0,995 ft/s^2}{0,0141 cp} \right)$$

$$Re = 119,121$$

Con este valor, se calcula el valor original del coeficiente de arrastre mediante la siguiente fórmula:

$$CD = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{1/2}} + 0,34$$

$$CD = \frac{24}{119,121} + \frac{3}{119,121^{1/2}} + 0,34$$

$$CD = 0,554$$

Una vez calculado el valor del coeficiente de arrastre se calcula la Vt velocidad de arrastre con su valor de origen.

$$Vt = \sqrt{\frac{2 \left(58,39 \frac{lb}{ft^3} - 3,445 \frac{lb}{ft^3} \right) * 32,2 \frac{ft}{s^2} * 0,00032808 ft}{0,554 * 3,445 \frac{lb}{ft^3}}}$$

$$Vt = 0,608 pie/s$$

Cálculo de la constante K (Souders & Brown)

Mediante la siguiente fórmula:

$$k = \left[\left(\frac{\rho g}{\rho l - \rho g} \right) * \frac{CD}{dm} \right]^{1/2}$$

Donde:

K: constante de Souders & Brown

Dm: diámetro de gota

ρg: densidad del gas

ρl: densidad del líquido

$$k = \left[\left(\frac{3,445 \frac{lb}{ft^3}}{58,39 \frac{lb}{ft^3} - 3,445 \frac{lb}{ft^3}} \right) * \frac{0,554}{100um} \right]^{1/2}$$

$$k = 0,75061$$

Capacidad del gas

$$d * L_{ef} = 420 * \left[\frac{T * Z * Qg}{p} \right] * \left[\left(\frac{\rho g}{\rho l - \rho g} \right) * \frac{CD}{Dm} \right]^{1/2}$$

Donde:

d: diámetro (pulg)

L_{ef}: longitud efectiva (pie)

T: temperatura de operación R

Z: factor de compresibilidad

Qg : Tasa de gas (MMpcsd)

$$d * L_{eff} = 420 * \left[\frac{761,67 * 0,9376 * 0,893760 \frac{MMPCD}{día}}{996 \text{ psi}} \right]$$
$$* \left[\left(\frac{3,445 \frac{lb}{ft^3}}{58,39 \frac{lb}{ft^3} - 3,445 \frac{lb}{ft^3}} \right) * \frac{0,554}{100 \mu m} \right]^{\frac{1}{2}}$$
$$d * L_{ef} = 12,33 \text{ ft} * \text{in}$$

Se calcula con el tubo de 12 pulgadas que tiene en el sistema para proceder a calcular Lef: longitud efectiva del separador

$$L_{ef} = \frac{12,33 \text{ ft} * \text{in}}{d}$$

$$L_{ef} = \frac{12,33 \text{ ft} * \text{in}}{12 \text{ in}}$$

$$L_{ef} = 1,027 \text{ ft}$$

La longitud del separador tendría que ser de 1,027 ft

Cálculo de longitud costura a costura

$$L_{ss} = L_{ef} + d$$

Donde:

Lss: longitud costura a costura (pies)

d: diámetro

L_{eff}: Longitud efectiva

$$L_{ss} = 1,027 \text{ ft} + \frac{12 \text{ in} * 1 \text{ ft}}{12 \text{ in}}$$

$$L_{ss} = 2,027 \text{ ft}$$

Relación de esbeltez:

Para determinar la esbeltez del separador se utiliza la siguiente ecuación:

$$R = \frac{L_{ss}}{d} * d$$

$$R = \frac{2,027}{12} * 12 = 2,027$$

Capacidad del líquido

La capacidad del líquido está relacionada al tiempo de retención que estipulemos, aplicamos el modelo (HALF FULL) para modelar la siguiente ecuación:

$$d^2 * L_{ef} = \frac{Q_o * t_o}{0,7}$$

Donde:

t_o = tiempo de retención del líquido (min)

Q_o = tasa de líquido BFPD

d = diámetro in (48)

Lef = longitud efectiva in

$$d^2 * Lef = \frac{4000BFPD * 4 \text{ min}}{0,7} = 22857,142$$

$$Lef = \frac{22857,142}{48in^2} = 9,921 \text{ ft}$$

Longitud de costura a costura

$$Lss = \frac{4}{3} * Lef$$

$$Lss = \frac{4}{3} * 9,92 \text{ ft}$$

$$Lss = 13,227 \text{ ft}$$

Relación longitud – diámetro

$$R = \frac{13,227 \text{ ft}}{48 \text{ in} * \frac{1}{12}}$$

$$R = 3,3$$

Si reemplazamos el valor del diámetro por 48 pulgadas, obtenemos un valor satisfactorio conforme al diseño, con los resultados marcados en negrilla en la siguiente tabla:

Tabla 24

Relación de esbeltez

Diámetro (in)	d*Lef gas	Lef g (ft)	d²*Lef	Lef l (pie)	Lss (pies)	Esbeltez
12	25,308	2,109	22 857,142	158,730	211,640	211,640
16	25,308	1,581	22 857,142	89,285	119,047	89,285
20	25,308	1,265	22 857,142	57,142	76,190	45,714
24	25,308	1,054	22 857,142	39,682	52,910	26,455
28	25,308	0,903	22 857,142	29,154	38,873	16,659
32	25,308	0,790	22 857,142	22,321	29,762	11,16
36	25,308	0,703	22 857,142	17,636	23,515	7,838
40	25,308	0,632	22 857,142	14,285	19,047	5,714
44	25,308	0,575	22 857,142	11,806	15,74 1	4,293
48	25,308	0,527	22 857,142	9,920	13,227	3,306
52	25,308	0,486	22 857,142	8,453	1 1,270	2,600
56	25,308	0,451	22 857,142	7,288	9,718	2,082

Dimensionamiento del cabezal

Se selecciona el tipo de separador elipsoidal para el uso horizontal, contemplado por el código ASME sección VIII – división.

La altura del cabezal se obtuvo mediante la siguiente fórmula:

$$H = \frac{D}{4} \quad H = \frac{48 \text{ in}}{4}$$

$$H = 12 \text{ in}$$

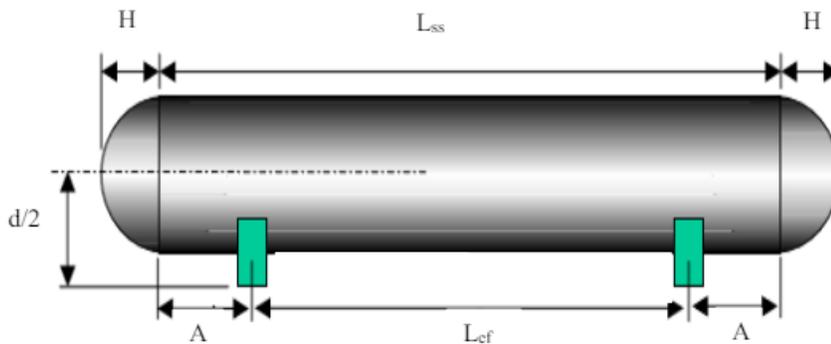
La altura del separador tendría que ser de **12 in**

Cálculo de diseño del tanque de lavado

Los separadores operan con tiempos de residencia medibles en minutos, a diferencia del tanque de lavado que opera en tiempos medibles en horas, su límite es de 36 horas.

Figura 10

Modelo de tanque



Tiempo de residencia de tanque de lavado

$$Tres = \frac{V}{Q} * 24$$

Donde:

tres: tiempo de residencia del fluido en el taque de lavado

V: volumen de emulsión en el tanque

Q: caudal de emulsión

$$Tres = \frac{21\ 120\ BARRILES}{21\ 120} * 24$$

Tres = 24 HORAS

Actualmente se maneja un tiempo de 32 horas de lavado por lo que se recomienda tenerlo en 24 horas para reducir el riesgo de que pueda quemarse o re emulsionarse

Cálculo de diámetro interno

$$d = 25230 * \left(\frac{F * Qo * \mu o}{ASG * Dm^2} \right)^{\frac{1}{2}}$$

Donde

d: diámetro mínimo interno

ASG: diferencia especifica entre el agua y el petróleo

Dm: Diámetro de la gota

μ_o : viscosidad del petróleo

F factor de corto

Cálculo de viscosidad del petróleo

$$\mu_o = \delta_o \times v$$

μ_o = Viscosidad dinámica cp

v = viscosidad cinemática del crudo

δ_o = densidad del crudo

$$\mu_o = \delta_o * v = 129,9 \times \frac{1}{100} * 0,953 * \frac{100}{1}$$

$$\mu_o = 123,79 \text{ Cp}$$

$$d = 25230 * \left(\frac{1 * 139,89 * 123,79}{0,061 * 500} \right)^{\frac{1}{2}}$$

$$d = 26886 \text{ mm}$$

$$d = 88,19 \text{ ft}$$

El diámetro interno del tanque tendrá que ser de 88 pies

Cálculo de altura

$$d^2 * h_o = \frac{F * Q_o * t_o}{4,713 * 10^{-8}}$$

$$26886 \text{ mm}^2 * ho = \frac{1 * 139,89 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} * 1440 \text{ min}}{4,713 * 10^{-8}}$$

$$ho = 5912,72 \text{ mm} \frac{1\text{m}}{1000\text{mm}}$$

$$ho = 5,91\text{m}$$

$$ho = 19,39 \text{ ft}$$

Cálculo de altura máxima y mínima de costura

$$H = 2600 + ho$$

$$H = 5000 + ho$$

$$H = 2600 + ho = 2600 + 5912 = 8,512 \text{ mm}$$

$$H = 27,92 \text{ ft transformamos a metros } 8.51 \text{ m}$$

Altura mínima de costura = 27,92 pies

$$H = 5000 + ho = 5000 + 5912 = 10912 \text{ mm}$$

$$H = 35,79 \text{ ft transformamos a metros } = 10,92 \text{ m}$$

Altura máxima de costura será de 35,79 pies

Cálculo del calentador eléctrico

Para el diseño se parte de los tubos calefactores que se tienen actualmente en la planta

Tabla 25

Diseño tubos calefactores

Diámetro (mm)	6,5	8,5	10	13,5	16
Voltaje (máx)(V)	415	415	500	750	750
Intensidad (min) (A)	10	14	14	20	60
Tolerancia >100 w	5-10%	5-10%	5-10%	5-10%	5-10%
Tolerancia <100 w	5-10%	5-10%	5-10%	5-10%	5-10%

Cálculo de la longitud de la resistencia eléctrica

$$L_t = L_u + L_{nc}$$

Donde

L_t: Longitud del tubo calefactor

L_u: longitud útil

L_{nc}: Longitud no calefactada

$$L_u = \frac{P}{C * S}$$

Donde

P: potencia nominal del elemento calefactor

C: Carga específica

S: circunferencia de la tubería = $2\pi \cdot r$

R: radio de la tubería

$$s = 2\pi * 8mm * \frac{1 cm}{10 mm}$$

$$s = 5,03 cm$$

Cálculo longitud útil

$$Lu = \frac{P}{C * S}$$

$$Lu = \frac{10000w}{8,7 \frac{W}{cm^3} * 5,03 cm}$$

$$Lu = 228 cm^2$$

$$Lt = Lu + Lnc$$

$$Lt = 228 cm + 250 mm * \frac{1 cm}{10 mm}$$

$$Lt = 253cm$$

$$Lt = 2,53m$$

Números de tubos de calefacción

Para el cálculo de la cantidad de tubos para el calentador eléctrico trabajamos con la siguiente ecuación:

$$\text{Número de tubos de calefacción} = \frac{\text{Potencia total requerida}}{\text{potencia cada tubo}}$$

Potencia calefactora

$$= 10000 \frac{J}{s} * \frac{3600s}{1H} * \frac{1BTU}{1055,06} = 34121,3 BTU/hora$$

BTU= UNIDAD DE ENERGIA CALEFACCION

$$\text{numero de tubos calefacción} = \frac{2,76 * 10^6 \frac{BTU}{h}}{34121 \frac{BTU}{h}}$$

Número de tubos de calefacción= 81 *tubos*

Cálculo de tanque horizontal

Para el cálculo del tanque horizontal los siguientes consumos son los siguientes

Consumo: 170 Gal/hr

Autonomía: 36 hrs

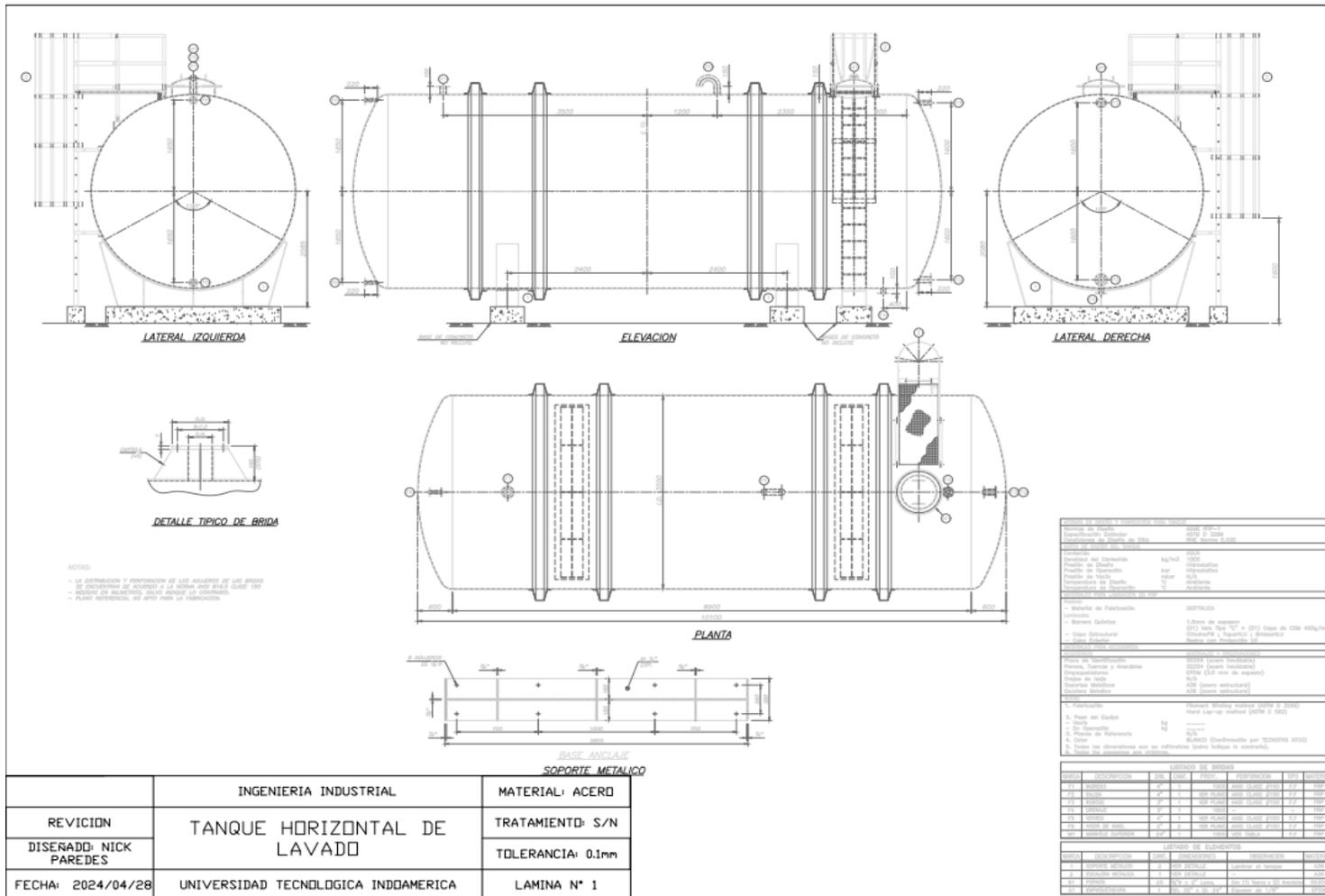
Capacidad total de galones: 6120 galones

Tabla 26*Diámetro y espesor nominal*

Diámetro nominal del tanque		Espesor nominal de lámina	
Metros	Pies	Nanómetros	Pulgadas
<15 m	<50 ft	5 nm	3/16 in
15 hasta <36 m	50 hasta <120 ft	6 nm	¼ in
36 hasta 60 m	120 hasta 200 ft	8 nm	5/16 in
>60 m	>200 ft	10 nm	3/8 in

Figura 11

Diseño del separador CAD



Análisis de costos

Tabla 27

costos de la propuesta

DESCRIPCIÓN	COSTO \$M
Ingeniería y diseño	20000
Materiales para el montaje	25000
Mano de obra y equipo de fabricación	15500
Instalación, transporte y puesta en marcha	10500
Pruebas y certificación	10000
Transporte y disposición	3000
TOTAL	84000

Ingeniería y diseño:

Este rubro abarca todos los gastos relacionados con la planificación, diseño y elaboración de planos y especificaciones técnicas esenciales para el proyecto. Las etapas de ingeniería y diseño son fundamentales para garantizar la viabilidad del proyecto y su ejecución conforme a los estándares establecidos.

Materiales para el montaje:

Este costo cubre la compra de todos los materiales necesarios para la construcción y ensamblaje del proyecto. Incluye elementos como estructuras metálicas, componentes electrónicos y cualquier otro material imprescindible para el montaje.

Mano de obra y equipos de fabricación:

Los gastos en esta categoría comprenden los salarios del personal y el alquiler o compra de los equipos de fabricación necesarios para construir y ensamblar los componentes del proyecto.

Instalación, transporte y puesta en marcha:

Este rubro cubre los costos asociados con el transporte de materiales y equipos al sitio de instalación, así como los gastos de instalación y puesta en marcha del sistema. Es una fase crítica para asegurar que todos los componentes sean instalados y funcionen correctamente.

Pruebas y certificación:

Este costo incluye todos los gastos necesarios para realizar las pruebas que aseguren el correcto funcionamiento del sistema, así como los costos para obtener las certificaciones y aprobaciones necesarias para la operación del proyecto.

Transporte y disposición:

Este rubro se refiere a los costos de transporte y disposición final de materiales, equipos o residuos generados durante el proceso de fabricación e instalación, que deben ser gestionados adecuadamente.

El análisis de costos revela que el proyecto asciende a un total de **\$84,000**. Los materiales para el montaje son la categoría más onerosa, representando cerca del 29.76% del costo total. A continuación, la ingeniería y diseño conforman el 23.81% del total. Las pruebas y certificación, junto con la instalación, transporte y puesta en marcha, también son significativas, con un 11.90% y 12.50% respectivamente. Los

costos de mano de obra y equipo de fabricación constituyen el 18.45%, mientras que el transporte y disposición, siendo la categoría menos costosa, representa el 3.57%.

Este desglose facilita la identificación de las áreas de mayor gasto y es útil para la gestión y control de costos durante la ejecución del proyecto. Además, proporciona una referencia para comparar los costos planificados con los costos reales conforme el proyecto avanza, permitiendo detectar posibles desviaciones y tomar decisiones informadas para mantener el proyecto dentro del presupuesto.

RESULTADOS ESPERADOS

Se anticipa que el diseño mejorado del separador aumente de manera notable la eficiencia en la separación del agua del petróleo. Este incremento en eficiencia se evaluará comparando los resultados obtenidos antes y después de la implementación del nuevo diseño, utilizando para ello un balance de masa y diversas pruebas de laboratorio.

La investigación busca identificar y optimizar los parámetros operacionales cruciales, tales como la presión, la temperatura y el flujo, que influyen en la eficiencia del separador. Se espera que los resultados permitan determinar las condiciones óptimas de operación para maximizar la eficiencia de separación y reducir los costos operativos.

Se estima una producción en la estación SACHA CENTRAL de 70 000 BFPD aplicando las modificaciones esperadas según el simulador PIPESIM.

El porcentaje de agua aplicando la concentración del demulsificante del 0,2 % aproxima el 0,385% de BSW siendo este el valor óptimo con el que se debe trabajar debido a que si se aumenta el porcentaje de demulsificante no hay variación en la disminución del BSW.

Se espera tener un deshidratador que opere a su máxima capacidad teniendo así un diámetro interno de 88 ft y una altura de 19,39 ft, teniendo así una gran diferencia en comparación al actual deshidratador que trabaja con un diámetro de 11 ft y una longitud de 44 ft.

A continuación, adjunto los resultados óptimos con las modificaciones aplicadas.

Tabla 28

Parámetros de resultados

PARÁMETRO	VALOR INICIAL	VALOR OPTIMO	UNIDAD
Temperatura de diseño	120	150	°C
Tiempo de lavado	32	24	horas
BSW salida deshidratadores	0,44	0,385	% BSW

Cronograma de actividades para la implementación de la propuesta

A continuación, se presenta un cronograma de actividades para la optimización del proceso de deshidratación de crudo en el Campo Sacha Bloque 60. Este cronograma abarca desde la planificación inicial hasta la implementación de las mejoras propuestas, asignando responsables y tiempos estimados para cada actividad.

Figura 12

Cronograma de actividades

DIAGRAMA DE GANTT				UNIDAD DE TIEMPO EN SEMANAS																																	
IMPLEMENTACIÓN:				Programado														Ejecutado																			
Fecha Inicio: Junio 2024		Fecha Fin: Enero 2025		junio		julio		agosto		septiembre		octubre		noviembre		diciembre		enero																			
Actividades	Responsable	Inicio	Fin	Semanas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	
1	Definición de objetivos y alcance del proyecto	Gerente del proyecto	1	1	1																																
2	Revisión y análisis de la investigación existente	Equipo de investigación	2	3	2																																
3	Identificación de los recursos necesarios	Gerente del proyecto	4	4	1																																
4	Establecimiento de presupuesto y cronograma preliminar	Gerente del proyecto	7	7	1																																
5	Presentación y aprobación del proyecto	Junta Directiva	8	8	1																																
6	Diseño de los tanques y separadores	Ingeniero de diseño	9	10	2																																
7	Evaluación y selección de proveedores	Gerente de compras	11	12	2																																
8	adquisición de materiales y equipos	Gerente de compras	13	14	2																																
9	Instalación de los equipos	Equipo de instalaciones	15	17	3																																
10	Pruebas y ajustes	Ingeniero de campo	18	19	2																																
	Capacitación al personal operativo	Ingeniero de campo	20	20	1																																
	Monitoreo de los tanques y separadores	Ingeniero de campo	21	23	3																																
	Evaluación de desempeño	Gerente del proyecto	24	25	2																																
	elaboración de informes obtenidos	Equipo de operaciones	26	27	2																																
	Archivo y documentación de todo el proceso	Equipo de operaciones	28	29	2																																
					0																																

Nota: Este cronograma proporciona una guía detallada de las actividades a realizar, los responsables de cada tarea y los tiempos estimados para su ejecución, se considera aproximadamente 7 meses de implementación y ejecución de la propuesta. Tiene un total de 29 semanas.

CAPÍTULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- Según el diagnóstico se logró identificar como una limitación directa a la calidad del crudo, junto a la disminución de %BS&W debido a que el alto contenido de agua y sedimentos conllevan a la deshidratación e inyección de emulsionantes para lograr disminuir el contenido de agua y sedimentos.
- Las áreas de mejora están dirigidas directamente en el separador de producción FWKO con el cual lograremos mejorar significativamente la calidad de crudo logrando así una diferencia de porcentaje de agua inferior a la que se obtuvo en la investigación.
- El rediseño del separador se obtuvo mediante el análisis de las condiciones operativas, temperatura, presión y caudal de ingreso, conforme a estos parámetros logramos rediseñar el separador acoplándonos a las condiciones reales, teniendo así una mayor eficiencia en comparación a la que se tiene actualmente.
- Los datos obtenidos mediante el análisis realizado, revelaron que el equipo deshidratador operaba de manera ineficiente, con un contenido de agua similar en la entrada y salida, lo que resultaba en un consumo excesivo de energía, en este contexto, se observó que el contenido de agua ingresado y saliente era de 2800 BWPD y 2800 BWPD respectivamente.

RECOMENDACIONES

- Implementar el rediseño del equipo deshidratador: Basado en los análisis realizados, se recomienda llevar a cabo el rediseño del equipo deshidratador para mejorar su eficiencia en la separación de fases. Esto incluye la actualización de los separadores horizontales para garantizar un adecuado tiempo de residencia y una óptima separación de agua y crudo.
- Realizar pruebas iniciales y monitoreo continuo para validar la eficiencia del nuevo diseño y ajustar parámetros operativos según sea necesario.
- Optimizar el tiempo de residencia en los tanques de lavado: La reducción del tiempo de residencia en los tanques de lavado de 32 a 24 horas demostró ser una medida efectiva para mejorar la calidad del crudo deshidratado, se recomienda implementar esta optimización para reducir el riesgo de emulsificación y mejorar la eficiencia del proceso.
- Capacitar al personal en el nuevo proceso: Antes de implementar el rediseño del equipo deshidratador y otras mejoras propuestas, es esencial proporcionar capacitación adecuada al personal involucrado en el proceso, que garantizará que comprendan los cambios realizados y puedan operar el equipo de manera eficiente y segura.
- Evaluar periódicamente el rendimiento del proceso: Se recomienda realizar evaluaciones periódicas del rendimiento del proceso de deshidratación de crudo para verificar la efectividad de las mejoras implementadas, que podría incluir análisis de calidad del crudo deshidratado, consumo de energía y cumplimiento de especificaciones técnicas.

BIBLIOGRAFÍA

- Camacho, G., & Muñoz, T. (2023). *Instructivo de instalación de separador trifásico para Optimización del tratamiento de deshidratación y desgasificación de crudo en la EPF Sacha 198 bloque 60*. Tecnológico Universitario Rumiñahui. <https://doi.org/http://Universitario%Rumiñahui//TESIS%202%20PROYE%20CTO%2013L.pdf>
- León, N., López, S., & Ospina, D. (2021). *Gestión del cambio organizacional mediante el modelo ADKAR*. Universidad Cooperativa de Colombia. <https://doi.org/https://repository.ucc.edu.co/server/api/core/bitstreams/610dabf0-cd91-4bd1-9ea5-811e457bc82c/content>
- Ministerio de Energías y Minas. (12 de Julio de 2020). *Ministerio de Energías y Minas (Mapa de Bloques e Infraestructura Petrolera del Ecuador)*. <https://www.recursoyenergia.gob.ec/mapa-de-bloques-e-infraestructura-petrolera-del-ecuador/>
- Mora, H., Garay, S., & Lara, M. (2020). *Plan de optimización en el proceso de deshidratación de crudo instalando tanque de alta eficiencia para evitar el consumo de energía en la planta PLTC*. Universidad EAN. <https://doi.org/https://repository.universidadean.edu.co/bitstream/handle/10882/10372/MoraCamilo2020.pdf?sequence=1>

- PETROECUADOR. (2023). *Cifras petróleo Ecuador*. PETROECUADOR.
<https://doi.org/https://www.aihe.org.ec/wp-content/uploads/2023/04/CIFRAS-PETROLEO-EN-CIFRAS-2022.pdf>
- Rodríguez, O. (2008). *Repositorio UTE*. Obtenido de http://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/5766/1/38142_1.pdf
- Taboada, D., Jiménez, E., & Valverde, J. (2023). *Tiempo de residencia en el proceso de deshidratación del crudo en la estación Sacha central bloque 60*. Tecnológico Universitario Rumiñahui. <https://doi.org/https://INSTITUTO%RUMIÑAHUINY/TESIS%201%20G%20RUPO%2010.pdf>
- Universidad Autónoma de Huanta. (2022). *Casa de calidad*. <https://www.aldia.unah.edu.pe/la-casa-de-la-calidad/>
- UNAM. (2010). *UNAM*. Obtenido de www.ingenieria.unam.mx/~jagomezc/materias/ARCHIVOS.../CAPITULO%20VII.pdf
- Vega, J. (2022). *Estudio para la optimización del proceso de deshidratación del crudo en una instalación de producción, en un campo del oriente ecuatoriano*. Universidad Estatal Península Santa Elena. <https://doi.org/https://repositorio.upse.edu.ec/xmlui/handle/46000/7414>
- Requena, G. y Rodríguez, M. (2006). “Diseño y evaluación de separadores bifásicos y trifásicos (Tesis de grado)”. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela. Recuperado de: <http://oilproduction.net/cms3/files/Separadores%20Bifasicos%20y%20Trifasico.pdf>

Anexos

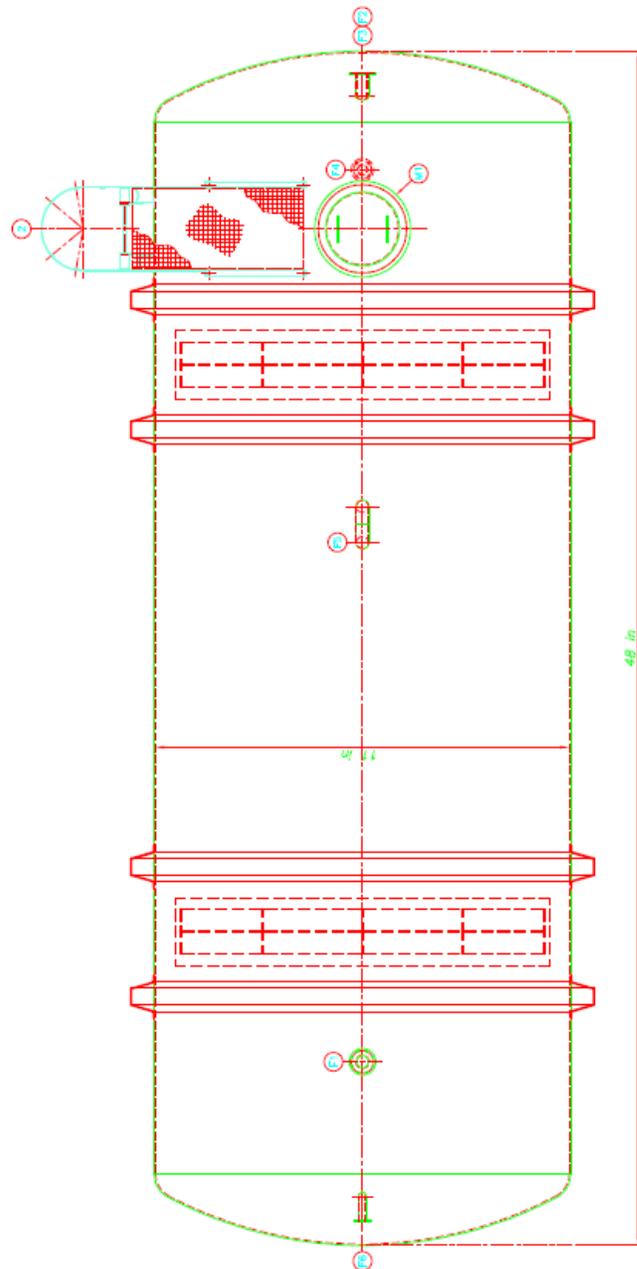
Anexo 1

Diseño 3D del Separador



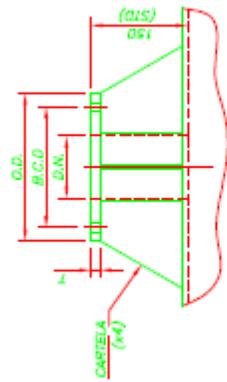
Anexo 3

Vista Planta



Anexo 4

Detalle de Brida



DETALLE TIPICO DE BRIDA