

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica



TESIS

**Optimización de la Técnica de Tratadores Térmicos para
disminuir el alto corte de agua en los pozos de petróleo en la
Selva Peruana**

Para obtener el Título Profesional de
Ingeniero de Petróleo y Gas Natural

Elaborado por

Christian Lionel Monago Álvarez

 0009-0005-2035-496X

Asesor

Dr. Daniel Bernardo Canto Espinoza

 0000-0001-5417-4995

LIMA – PERÚ

2025

Agradecimiento

En primer lugar, expreso mi gratitud a Dios por iluminar y dirigir cada paso de mi trayectoria. Reconozco también a los docentes de la Universidad, quienes no solo transmitieron sus saberes y experiencias, sino que además contribuyeron a mi formación profesional con su dedicación y acompañamiento permanente, elementos clave para la culminación de este trabajo. Finalmente, agradezco profundamente a mi familia, fuente inagotable de motivación y apoyo, que me impulsa cada día a seguir creciendo y superándome.

Dedicatoria

Dedico este esfuerzo académico, con profundo cariño y reconocimiento, a mis padres Orfelinda Álvarez y Marcial Monago, quienes a lo largo de mi vida me transmitieron la disciplina del estudio y me guiaron con sus consejos y enseñanzas hacia la meta de ser un profesional íntegro y un ser humano de bien. Extiendo esta dedicatoria a mis hermanos, compañeros de camino que me alentaron en la búsqueda de superación mediante el trabajo conjunto. Finalmente, a mi pareja e hijos, cuya confianza, respaldo incondicional y constante estímulo han sido el motor que me impulsa a enfrentar cada nuevo desafío.

Resumen

En los pozos de la selva peruana, durante la producción de petróleo desde el yacimiento a través del equipo de levantamiento artificial, el agua de la formación se mezcla con el crudo y al llegar a la planta tiene que pasar por el separador de tres fases (Gas natural, petróleo y agua libre de crudo), sin embargo hay unos fluidos que no se separan tan fácilmente y reciben el nombre de emulsiones los cuales deberán recibir un tratamiento previo para poder separarse, una forma son los tratadores térmicos.

En la actualidad la producción del petróleo se obtiene como una emulsión por los métodos que fueron utilizados para su recuperación, esto permite buscar alternativas para un tratamiento óptimo que permita obtener un mayor porcentaje de crudo con sus propiedades originales.

Para tratar estos crudos emulsionados se requieren unos procesos específicos que a su vez son costosos, en este trabajo se demostrará que la productividad de los tratadores térmicos dependerá de su eficiencia durante la operación, así como del mantenimiento de los equipos tratadores. Los tratadores tienen posibilidad de fallas continuas ya sea por el desgaste normal o por otras fallas donde interviene el manejo especial por parte del personal calificado para esos procedimientos,

Para optimizar la selección de los tratadores minimizando los gastos por mantenimiento, se necesita una metodología de costos mínimos y fácil de aplicar, basándose en el conocimiento de la formación de emulsiones definido en la norma técnica API Spec 12L “Especificaciones para tratadores de emulsión verticales y horizontales”, para diseñar correctamente cumpliendo los estándares de su fabricación exigidos por la industria, operación y mantenimiento de los equipos teniendo como base las tendencias en los datos reales de campo.

Abstract

In the wells of the Peruvian jungle, during the production of oil from the reservoir through artificial lift equipment, the water from the formation is mixed with the oil and upon reaching the plant it has to pass through the three-phase separator (Natural gas, oil and water free of oil), however there are some fluids that are not separated so easily and are called emulsions which must receive a prior treatment to be able to separate, one way is heat treaters.

Currently, oil production is obtained as an emulsion by the methods that were used for its recovery, this allows us to search for alternatives for an optimal treatment that allows obtaining a higher percentage of crude oil with its original properties.

To treat these emulsified crude oils, specific processes are required, which in turn are expensive. In this work, it will be demonstrated that the productivity of the heat treaters will depend on their efficiency during operation, as well as the maintenance of the treatment equipment. The treaters have the possibility of continuous failures either due to normal wear or due to other failures that require special handling by qualified personnel for these procedures.

To optimize the selection of treaters while minimizing maintenance expenses, a methodology with minimum costs and easy to apply is needed, based on the knowledge of emulsion formation defined in the technical standard API Spec 12L "Specifications for vertical and emulsion treaters." horizontals", to design correctly, meeting the manufacturing standards required by the industry, operation and maintenance of the equipment based on trends in real field data.

Prólogo

La industria del petróleo y gas ha sido testigo de innumerables avances tecnológicos y desafíos a lo largo de su historia. En el corazón de esta evolución constante, se encuentra el compromiso con la innovación y la sostenibilidad. La presente tesis, representa un paso significativo en esta búsqueda de la excelencia operativa.

La exploración y producción de petróleo en entornos ecológicamente sensibles, como la Selva Peruana, exige una meticulosa atención a la sostenibilidad y la preservación ambiental. Este desafío inspira la misión de esta tesis: diseñar una metodología de operación que no solo sea altamente eficiente en términos de producción, sino que también sea indetectable en cuanto a su impacto en el entorno.

En los próximos capítulos, se muestra los intrincados detalles de esta metodología, explorando conceptos clave de ingeniería de petróleo, desde la extracción de crudos pesados hasta la aplicación de tecnologías de tratadores térmicos avanzados. El objetivo es trascender los límites tradicionales de la extracción y tratamiento de petróleo, abrazando la innovación y la responsabilidad ambiental como pilares fundamentales de nuestras operaciones.

Índice

Pag.

Agradecimiento	i
Dedicatoria.....	ii
Abstract	iv
Prólogo	v
Índice.....	vi
Índice de Figuras	ix
Índice de Tablas	x
Capítulo I: Introducción	1
1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Problemática	5
1.3 Formulación del Problema	6
1.3.1 Problema General	6
1.4 Objetivos de la Investigación.....	6
1.4.1 Objetivo General	6
1.4.2 Objetivos Específicos.....	6
1.5 Hipótesis de la Investigación	7
1.5.1 Hipótesis General	7
1.5.2 Hipótesis Específicas	7
1.6 Justificación de la Investigación	7
1.7 Identificación de Variables	8
1.7.1 Variable Independiente	8
1.7.2 Variables Dependientes.....	8
1.8 Operacionalización de Variables	8
1.9 Matriz de consistencia	9
Capítulo II: Marco Teórico	10
2.1 Emulsiones.....	10
2.2 Tipos de emulsiones.....	10
2.2.1 Agua en petróleo (W/O).....	11
2.2.2 Petróleo en agua (O/W).....	11
2.2.3 Petróleo en agua en petróleo (O/W/O).....	11
2.2.4 Agua en petróleo en agua (W/O/W).....	11
2.3 Clasificación de las emulsiones.....	11
2.3.1 Según el grado de estabilidad.....	11

2.3.2	Según las fases de la emulsión.....	11
2.4	Formación de emulsiones.....	13
2.5	Teorías sobre la formación de emulsiones.....	14
2.5.1	Teoría coloidal.....	14
2.5.2	Teoría del agente emulsificante.....	14
2.5.3	Teoría de la tensión interfacial.....	14
2.5.4	Teoría de las cargas eléctricas.....	15
2.6	Agentes emulsionantes.....	15
2.7	Sólidos finamente divididos.....	16
2.8	Productos Químicos utilizados en la producción.....	16
2.9	Los surfactantes naturales.....	16
2.10	Estabilidad de la emulsión.....	18
2.11	Factores que menoscaban la estabilidad.....	18
2.12	Dimensiones de la Gota.....	19
2.13	Envejecimiento de la interfase.....	19
2.14	Viscosidad de Fase Continua.....	19
2.15	Tensión Interfacial.....	20
2.16	Agentes Emulsificadores.....	20
2.17	Fracción pesada en el aceite.....	20
2.18	Relación de Volumen de Fase.....	21
2.19	Temperatura.....	21
2.20	PH.....	21
2.21	Sólidos suspendidos.....	21
2.22	Salinidad de salmueras.....	22
2.23	Tipos de aceites.....	22
2.24	Diferencia de densidades.....	22
2.25	Efecto de cationes.....	22
2.26	Reologías interfaciales.....	22
2.27	Métodos para evitar formación de emulsión.....	24
2.28	Desemulsificación.....	25
2.29	Mecanismos involucrados en la desemulsificación.....	25
2.30	Métodos de tratamiento para emulsiones.....	27
Capítulo III: Desarrollo del Trabajo de Investigación		33
3.1	Selección de Tratador Térmico y Caracterización de emulsiones para los Pozos de Alta Producción de agua en la Selva Peruana.....	33

3.1.1	Selección.....	33
3.1.2	Consideraciones para la selección.....	33
3.1.3.	Ventajas y desventajas de los tratadores térmicos.....	35
Capítulo IV: Análisis de tratamiento crudo emulsionado mediante la técnica de tratadores térmicos.....		38
4.1	Población y Muestra	39
4.1.1	Población.....	39
4.1.2	Muestra	39
4.2	Procedimiento del trabajo de Investigación	39
4.2.1	Seguridad Salud Ocupacional y Medio Ambiente.....	39
4.2.2	Identificación del equipo deshidratador, componentes y accesorios.....	40
4.2.3	Identificación de parametros en la deshidratación de petróleo emulsionado.....	41
4.2.4	Descripción de trabajo	44
4.2.4.1	Monitoreo y Control de parámetros de forma local (in situ).....	44
4.2.4.2	Monitoreo y Control de parámetros de forma remota (Sala de control)	45
4.2.4.3	Contraste de parámetros operacionales de forma local Vs sala de control	47
4.2.4.4	Pruebas de lazo de operatividad de las válvulas de control de flujo del equipo	48
4.2.4.5	Cambio de parámetros operacionales de forma remota y/o in Situ	49
4.2.4.6	Toma de muestra en la descarga de crudo deshidratado	50
4.2.4.7	Toma de muestra en la descarga de agua de producción	51
4.2.5	Toma de datos iniciales	52
Capítulo V: Análisis, Discusión de Resultados		53
5.1	Diagrama de operación del tratador térmico	53
5.2	Consideraciones	53
5.3	Resultados	54
Capítulo VI: Análisis Económico		57
6.1.	Introducción al balance económico	57
6.2	Análisis del consumo de agua fresca de lavado.....	57
6.3	Análisis en el monitoreo y control del proceso de tratamiento de crudo.....	58
6.4	Análisis Potencial del tiempo de puesta en especificación de venta del crudo producido	60
Capítulo VII: Conclusiones y Recomendaciones		62
7.1	Conclusiones	62
7.2	Recomendación.....	63
Capítulo VIII: Referencias Bibliográfica		64

Índice de Figuras

	Pág.
Figura 1: Fases de una emulsión	10
Figura 2: Clasificación de las emulsiones	12
Figura 3: Representación de la estabilización de una gota de agua por agentes emulsionantes que están en el crudo.	17
Figura 4: Esquema de los componentes fisicoquímicos que tienen interacción con las relaciones entre 2 gotas de la etapa de dispersión de una emulsión W/O.	23
Figura 5: Diagrama de las fuerzas de corte y dilatación que se asocian con las mediciones de las viscosidades correspondientes en una interfaz agua-aceite.	23
Figura 6: Variación en el factor de Stokes en relación con la temperatura y la gravedad API. ...	26
Figura 7: Proceso de Desemulsificación.....	27
Figura 8: Fotografía Tratador Térmico Vertical	36
Figura 9: Fotografía Tratador Térmico Horizontal	36
Figura 10: Monitoreo del tratador termico	46
Figura 11: Scada del calentador térmico V-30	49
Figura 12: Toma de muestras de agua producida	51
Figura 13: Monitoreo del consumo de agua en el tratamiento	58
Figura 14: Monitoreo de arrastre de petróleo crudo previó a la investigación y posterior a la investigación.....	59
Figura 15: Producción Diferida Por Tratamiento.....	61

Índice de Tablas

	Pág.
Tabla 1: Historia del uso de deshidratantes.....	31
Tabla 2: Dimensiones y Presiones típicas para Tratadores Verticales.	37
Tabla 3: Tipos de planos necesarios para poder identificar la tratador térmico	41
Tabla 4: Fluidos de recepción, proceso y descarga	43
Tabla 5: Toma de datos constantes en el proceso.....	52
Tabla 6: Petroleo emulsionado 5000 bpd.....	55
Tabla 7: Petroleo crudo emulsionado 6000 bpd.....	55
Tabla 8: Petroleo crudo emulsionado 7000 bpd.....	56

Capítulo I: Introducción

1.1 Antecedentes

En la investigación realizada por Vega Albán Julissa (2022), titulada *Estudio para la optimización del proceso de deshidratación del crudo en una instalación de producción, en un campo del oriente ecuatoriano*, plantea una metodología razonada inicialmente en la recopilación bibliográfica de los parámetros de diseño de equipos como separadores trifásicos, botas de gas, tanques de lavado, bombas centrífugas y tanques de almacenamiento. A ello se suma el análisis proporcionado por la empresa estatal, complementado con una simulación en el software Aspen HYSYS, cuyo propósito es evaluar dichos equipos bajo un enfoque de optimización que permita disminuir la presencia de sedimentos.

La optimización desarrollada mediante el software se basa en modelos sustentados en ecuaciones de estado bajo condiciones críticas, ya que en la industria petrolera es habitual trabajar con presiones y temperaturas elevadas. Estos factores resultan determinantes para la ruptura de emulsiones que se forman durante el transporte del fluido y a consecuencia del flujo turbulento.

El propósito central de esta investigación consiste en optimizar el sistema de deshidratación de crudo en un yacimiento de la cuenca oriental ecuatoriana, con el objetivo de mejorar la eficiencia operativa y disminuir los costos asociados al proceso. Para alcanzar esta meta, se requiere evaluar el estado actual de los equipos y comprobar que los niveles de fluido se mantengan dentro de los rangos nominales. En ese contexto, se consideraron tanto las variables de operación como las condiciones de diseño, a fin de plantear estrategias que permitan optimizar la deshidratación del petróleo.

Dentro de los yacimientos más representativos de la franja norte de crudos pesados se encuentra el de Puerto Escondido, localizado en la provincia de Mayabeque, Cuba. En este contexto, se llevó a cabo un estudio enfocado en evaluar el sistema energético de la planta de tratamiento de crudos de dicha zona. Para ello, se aplicó una estrategia general de análisis de

procesos que permitió caracterizar las condiciones operativas de la planta y, a partir de ello, formular medidas y recomendaciones orientadas a optimizar el uso de la energía y reducir el impacto ambiental.

Se analizaron tres posibles alternativas para dar solución a los problemas identificados, todas ellas respaldadas desde el punto de vista técnico y económico. Estas propuestas incluyeron tanto modificaciones en las operaciones como inversiones específicas. Para llevar a cabo la simulación y la evaluación técnico-económica se emplearon herramientas computacionales como el software de simulación de procesos HYSYS y la hoja de cálculo Microsoft Excel.

Según la Revista Ingeniería Energética (2017), en el artículo titulado Alternativas de mejoras energéticas en la planta de tratamiento de crudos de Puerto Escondido, se señala que las emulsiones pueden desestabilizarse aumentando la temperatura y el tiempo de residencia, así como mediante la eliminación de sólidos y la regulación de los agentes emulsificantes. Los mecanismos aplicados para la desemulsificación abarcan métodos de tipo térmico, mecánico, eléctrico y químico.

Generalmente, el tratamiento de las emulsiones se lleva a cabo justo después de extraer el gas del crudo, utilizando recipientes conocidos como tratadores, que pueden ser térmicos o termoelectrostáticos. La principal función de estos equipos es deshidratar el petróleo hasta cumplir con los niveles establecidos de BSW (Basic Sediment and Water).

Cabe señalar que los gastos relacionados con el consumo energético, el transporte y el tratamiento del agua separada pueden representar hasta el 80 % de los costos totales de la planta, lo que resalta la necesidad de implementar sistemas de tratamiento altamente eficientes.

La planta de tratamiento de crudos de Puerto Escondido presenta la tecnología de tratamiento térmico del crudo, la cual a pesar de ser más eficiente que la tecnología tradicional, presenta reservas para un incremento en la eficiencia energética y para procesar una cantidad

mayor de crudo debido al declive de los pozos que suministran la planta. Si bien en la literatura se reportan diversos trabajos que presentan tanto el diseño como la evaluación de facilidades de superficie, en la revisada son pocos los que presentan la simulación de los tratadores térmicos, y en todos estos casos se aborda sólo la evaluación desde el punto de vista hidrodinámico y no energético.

A diferencia de investigaciones previas, el estudio realizado en la planta de tratamiento de crudos de Canasí se enfocó específicamente en el tratador térmico, considerando tanto el aspecto hidrodinámico como el energético, empleando como soporte computacional Microsoft Excel. En este contexto, el presente trabajo tiene como finalidad exponer los resultados de una evaluación energética aplicada a la planta de crudos de Puerto Escondido, la cual permitió detectar limitaciones que afectan su desempeño energético y proponer alternativas de mejora.

Para dicha evaluación, el simulador de procesos HYSYS posibilitó la integración de todos los equipos del sistema termoenergético de la planta, mientras que el libro de trabajo en Microsoft Excel, previamente desarrollado y validado en Canasí, facilitó un análisis detallado y riguroso del separador de agua libre y del tratador térmico.

López Medina (2010), en su tesis titulada Diseño de un tratador térmico de crudo vertical con precalentamiento interno para el área mayor Anaco, estación de descarga Santa Ana 2, establece como objetivo central el diseño de un tratador térmico vertical con precalentamiento interno, ubicado en Anaco, Estado Anzoátegui, Venezuela, cumpliendo con las normas técnicas vigentes. La emulsión estudiada presenta un alto contenido de agua, lo que le otorga un volumen significativo que dificulta su aprovechamiento y la disposición final del crudo.

El empleo de tratadores térmicos en estaciones de descarga constituye una alternativa tecnológica relevante para optimizar el manejo y tratamiento del crudo. Su principal función es obtener crudo depurado y agua de proceso en dichas instalaciones. Para el estudio del proceso de separación se consideraron tanto las condiciones internas como externas, evaluando variables como la relación volumétrica del fluido a tratar, la temperatura y presión del sistema,

así como la densidad del fluido, entre otras.

La metodología aplicada se fundamentó en la revisión de distintos métodos de separación utilizados en la industria petrolera. Asimismo, se examinó el funcionamiento interno del tratador con el fin de valorar la disposición de cada zona establecida en la norma API SPEC 12-L, lo que permitió posteriormente diseñar un tratador térmico que asegure la separación adecuada de gas, crudo y agua, conforme a los requisitos de la empresa y a las condiciones recomendadas para este tipo de equipos.

Finalmente, se propuso un diseño técnicamente apropiado para la separación de emulsiones bajo las condiciones establecidas, con las siguientes especificaciones: diámetro interno de 6 ft, longitud total de 20 ft, cabezales toriesféricos, caja de fuego de 20", intercambiador de calor con 16 tubos en banco de tipo U, cabezal anterior tipo B, boquillas de proceso de 3 ½" de diámetro, boquilla de inspección de 16" y faldón como base de soporte.

Goza (2014), en su artículo Evaluación energética del tratador térmico en la planta de procesamiento de crudos de Canasí, expone los resultados de la valoración energética realizada al tratador térmico de dicha planta durante el primer semestre de 2010. El análisis incluyó el cálculo de la eficiencia de separación, las pérdidas de calor hacia el exterior, el exceso de aire presente y el rendimiento térmico mediante los métodos directo e indirecto.

Para resolver los balances de masa y energía se elaboró un libro de trabajo en Microsoft Excel, lo que permitió integrar en la evaluación otros equipos como el intercambiador de calor de crudo y el enfriador de agua. Los resultados evidenciaron que, aunque el tratador térmico muestra un desempeño eficiente en el aspecto hidrodinámico, presenta deficiencias en el ámbito térmico, siendo las pérdidas de calor sensible en los gases de combustión las más significativas.

El yacimiento de Canasí constituye uno de los más importantes dentro de la industria petrolera cubana, ya que ha sido la principal fuente de gas para la empresa mixta ENERGAS S.A., destinado a la generación de electricidad para el sistema electroenergético nacional.

Asimismo, ha representado el abastecedor esencial de gas manufacturado para la población de Ciudad de La Habana. Actualmente, este yacimiento se encuentra en fase de declinación, lo que se refleja en la reducción de la producción de crudo, la presencia de inundaciones por agua de capa y un aumento en la generación de gas (Molina, 2014).

La planta de tratamiento de crudos de Canasí emplea una tecnología moderna basada en el procesamiento térmico del crudo, que, aunque resulta más eficiente que los métodos convencionales, aún muestra potencial de mejora tanto en su eficiencia energética como en la capacidad de procesar mayores volúmenes de crudo, considerando el descenso productivo de los pozos que la abastecen.

Este estudio tiene como finalidad exponer una evaluación energética aplicada al tratador térmico de la planta de tratamiento de crudos de Canasí, la cual permitió reconocer las principales limitaciones que inciden en su desempeño energético.

1.2 Problemática

En determinado momento de la vida productiva de un pozo petrolero, junto con el crudo se produce un volumen de agua de formación que no es de utilidad para el negocio de producción de petróleo. Esta agua se filtrará durante la producción de petróleo y gas, conforme pasen los años este volumen de agua producido ira aumentando en porcentaje de BWPD (barriles de agua por día)

En la selva sur donde los yacimientos son de tipo empuje por agua, el porcentaje de agua producida incrementa cada año hasta llegar a valores del 80 a 95 %, mientras más antiguo el pozo más agua producirá lo cual crea problemas adicionales en las plantas de producción para la separación y disposición de esa agua de formación y recuperación de crudo limpio.

En la producción de petróleo en la selva peruana, tras la etapa de separación primaria de petróleo, agua y gas, se presenta la formación de crudo emulsionado. Dicha emulsión dificulta la eficiencia del proceso, debido a que incrementa significativamente el tiempo de tratamiento requerido para su ruptura y la posterior separación de fases. Esta situación no solo

representa una limitación operativa, sino que también impacta negativamente en los costos, la capacidad de procesamiento y la eficiencia global del sistema de producción.

El propósito central de esta tesis es establecer una metodología que permita optimizar el proceso de deshidratación del crudo a través de la aplicación de tratadores térmicos en la producción petrolera de la Selva Peruana. Para ello, se plantea como eje fundamental el análisis detallado de las propiedades de las emulsiones que se manifiestan en superficie a nivel de los separadores.

La falta de un método eficaz para el control de emulsiones en estos pozos puede provocar deterioro de los equipos de producción, obstrucción de los conductos y una disminución en la recuperación de petróleo.

1.3 Formulación del Problema

1.3.1 Problema General

¿Como determinar el tipo de tratador térmico eficiente y efectivo para la deshidratación de las emulsiones de los pozos de alta producción de agua en la Selva Peruana?

¿Qué condiciones del tratador térmico optimizan la deshidratación de crudo emulsionado posterior a la separación primaria del crudo producido en la selva peruana?

¿Cuál es el impacto de la optimización del uso de los tratadores térmicos en la rentabilidad productiva de las operaciones?

1.4 Objetivos de la Investigación

1.4.1 Objetivo General

Optimizar el tratamiento de la técnica de tratadores térmicos para disminuir el alto corte de agua en los pozos de petróleo de la selva peruana, a un BSW menor de 0.5%, en la selva peruana.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Evaluar y recomendar el tipo de tratador térmico adecuado para la planta de producción

de los pozos con alta producción de agua

- Determinar el proceso de deshidratación en el tratador térmico que optimice le tratamiento de crudo emulsionado
- Medir el impacto económico al optimizar el proceso de tratamiento en los tratadores térmicos en la producción de petróleo en la selva peruana.

1.5 Hipótesis de la Investigación

1.5.1 Hipótesis General

Usando la técnica de tratadores térmicos se optimizará el tratamiento de las emulsiones en los pozos de alto corte de agua, así contribuir a una mayor eficiencia y rendimiento en la extracción de petróleo en la selva peruana.

1.5.2 Hipótesis Específicas

- La selección adecuada del tipo de tratador térmico basado en el estudio de los principios básicos de los tratadores térmicos permitirá mejorar la recuperación de petróleo en los pozos de alta producción de agua.
- Mediante el uso adecuado de la técnica de tratadores térmicos para la separación de emulsiones, incrementa la eficiencia de separación de emulsiones del petróleo de la producción en los pozos con alta producción de agua.
- La optimización de la Técnica de Tratador térmico para el separación de las emulsiones existentes en la alta producción de agua, permitirá una mejora significativa en la eficiencia y rentabilidad de la producción de petróleo en la Selva Peruana.

1.6 Justificación de la Investigación

Actualmente, los pozos con elevado contenido de agua en la Selva Peruana presentan dificultades vinculadas al manejo de emulsiones, las cuales ocasionan efectos adversos como erosión y deterioro de los equipos, bloqueos en las líneas de producción y una reducción en la eficiencia extractiva de crudo. Estas limitaciones repercuten en considerables pérdidas económicas, dado que el mercado petrolero exige que el agua en el crudo sea eliminada hasta

alcanzar niveles inferiores al 0,5% de sedimentos y agua (BSW).

El estudio del control de las emulsiones por tratador térmico ofrece la oportunidad de mejorar la producción de los pozos de alta producción de agua, ya que permite evaluar diferentes tipos de control de emulsiones y determinar cuál es el más adecuado para la deshidratación basándose en el conocimiento de formación de emulsiones que es definido en la API Spec 12L “Especificaciones para tratadores de emulsión verticales y Horizontales. Para así poder diseñarlos correctamente de acuerdo con los estándares exigidos de fabricación uso y mantenimiento basándose en datos reales de campo, para minimizar la erosión y desgaste de los equipos, y optimizar la recuperación de petróleo.

1.7 Identificación de Variables

1.7.1 Variable Independiente

- Eficiencia del proceso la deshidratación de las emulsiones en superficie mediante el tratador térmico.

1.7.2 Variables Dependientes

- Tipo de tratador térmico utilizado en la planta de producción de petróleo de pozos acuíferos.
- Parametros operacionales de proceso y seguridad del tratador térmico, con el fin de mantener estable el equipo y optimizar la deshidratación.
- Tiempo de reposo en los tanques de almacenamiento de petróleo posterior al cierre de tanque lleno, para que el petróleo producido entre en especificaciones de venta.

1.8 Operacionalización de Variables

Equipos de superficie para deshidratación de emulsiones			
Indicador	Fórmula	Información Requerida	Fuente de Información
Eficiencia en la producción de petróleo en los pozos con alta producción de agua	—	Datos de producción de crudo antes y después de implementar la técnica de tratador térmico.	Tipo de reservorio, tipos de producción, costos de sistemas de control de emulsiones.

1.9 Matriz de consistencia

Título	Formulación del Problema Principal	Objetivo General	Hipótesis General	Variable Dependiente	Unidades	Indicadores	Técnicas e Instrumentos
Optimización de la Técnica de Tratadores Térmicos para disminuir el alto corte de agua en los pozos de petróleo en la Selva Peruana	¿Cómo mejorar la eficiencia y rentabilidad de la producción de petróleo con la implementación de la técnica de tratadores térmicos en los pozos de alta producción de agua en la Selva Peruana?	Optimizar el tratamiento de la técnica de tratadores térmicos para disminuir el alto corte de agua (BSW) en los pozos de petróleo, a menos del 0.5% en la Selva Peruana.	El uso de tratadores térmicos optimiza el tratamiento de emulsiones, mejorando la eficiencia en la recuperación de petróleo en pozos con alto corte de agua.	Eficiencia del proceso de deshidratación / Producción en especificaciones de venta / Rentabilidad del sistema	% BSW, bpd, USD	Variación del BSW, volumen de petróleo recuperado, reducción de costos operativos	Revisión bibliográfica Fichas de campo Datos operativos históricos Normas API Spec 12L Simulación técnica-operativa (Excel/HYSYS)
	Problema Específico	Objetivo Específico	Hipótesis Específica	Variable Independiente	Unidades		
	¿Qué tipo de tratador térmico es más adecuado para pozos con alto corte de agua?	Evaluar y recomendar el tipo de tratador térmico adecuado.	La correcta selección del tratador térmico mejora la recuperación de crudo en pozos con alto corte de agua.	Tipo de tratador térmico (vertical/horizontal, térmico/termoelectrostático)	-		
	¿Qué condiciones del tratador térmico optimizan la deshidratación de crudo emulsionado posterior a la separación primaria del crudo producido en la selva peruana?	Determinar el proceso de deshidratación que optimice el tratamiento.	El uso de tratadores térmicos incrementa la eficiencia de separación en emulsiones del petróleo de la producción en los pozos con alta producción de agua.	Parámetros operacionales del tratador (temperatura, tiempo, viscosidad)	-		
	¿Cuál es el impacto de la optimización del uso de los tratadores térmicos en la rentabilidad productiva de las operaciones?	Medir el impacto económico al optimizar el proceso de tratamiento en los tratadores térmicos.	La optimización del tratamiento de crudo emulsiones existentes en la alta producción de agua, permitirá una mejora significativa en la eficiencia y rentabilidad de la producción de petróleo en la Selva Peruana.	Tiempo de reposo para que el petróleo producido entre en especificaciones de venta.	Horas		

Capítulo II: Marco Teórico

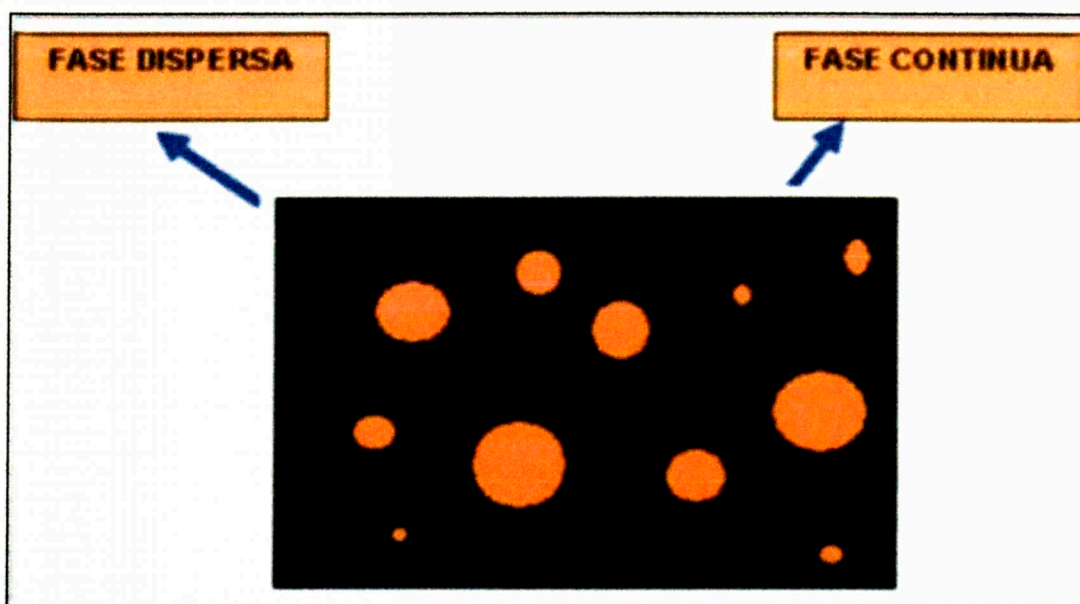
2.1 Emulsiones

De acuerdo con el Instituto Americano del Petróleo (API), se entiende como agua de producción aquella fracción que logra sedimentarse y separarse del crudo en un tiempo máximo de cinco minutos, debido a la acción de la gravedad. El remanente se clasifica como agua emulsionada, la cual requiere de un tratamiento específico para su eliminación.

Una emulsión se define como la mezcla resultante de dos líquidos inmiscibles, donde uno de ellos permanece distribuido en forma de diminutas gotas dentro del otro. Al líquido presente en forma de gotas se le denomina fase dispersa o interna, mientras que el fluido que lo contiene se conoce como fase continua o externa.

Figura 1:

Fases de una emulsión



Fuente: Propia

2.2 Tipos de emulsiones.

Las emulsiones formadas por crudo y agua pueden clasificarse en cuatro tipos distintos:

2.2.1 Agua en petróleo (W/O).

Se trata del tipo de emulsión más frecuente, donde el agua actúa como fase dispersa y el petróleo constituye la fase continua. Usualmente, el porcentaje de agua presente varía entre el 10% y el 40%.

2.2.2 Petróleo en agua (O/W).

En este tipo de emulsión, el petróleo corresponde a la fase dispersa y el agua funciona como fase continua; suele presentarse en el agua residual que se obtiene tras el proceso de deshidratación.

2.2.3 Petróleo en agua en petróleo (O/W/O).

Este tipo de emulsión es poco común y presenta una estructura compleja: consiste en una fase continua de crudo que contiene glóbulos de agua, los cuales, a su vez, conforman otra fase continua en la que se encuentran dispersas diminutas gotas de petróleo.

2.2.4 Agua en petróleo en agua (W/O/W).

Este tipo de emulsión, generalmente producido en condiciones de laboratorio, presenta una fase continua de agua en la que inicialmente el petróleo actúa como fase dispersa, pero a su vez funciona como fase continua para una segunda fase interna.

2.3 Clasificación de las emulsiones.

Dependiendo del aspecto, las emulsiones se pueden clasificar:

2.3.1 Según el grado de estabilidad.

- **Estables.** Se denomina emulsión estable a aquella en la que la separación de fases solo puede lograrse mediante la implementación de un tratamiento adicional específico.

- **Inestables.** Una emulsión inestable es aquella en la que, al dejar reposar el fluido durante un periodo adecuado, las fases se dividen de manera natural bajo la acción de la gravedad.

2.3.2 Según las fases de la emulsión

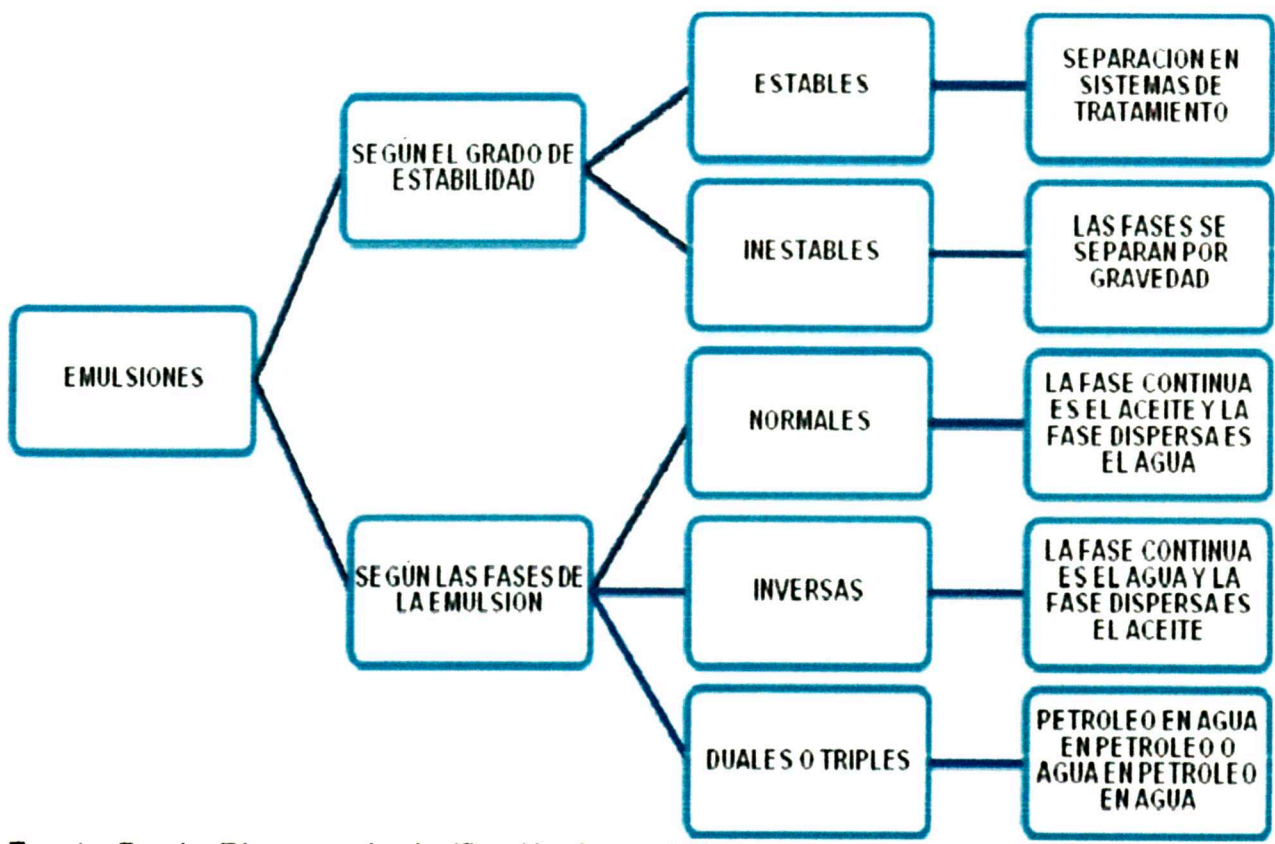
- **Emulsión Normal.** Se da cuando el crudo constituye la fase continua y el agua se

encuentra distribuida como fase dispersa.

- **Emulsión Inversas.** Opuesto a la emulsión normal, La fase continua es el agua y la dispersa el petróleo.

- **Duales o Triples.** Son sistemas más complejos que, en la mayoría de los casos, corresponden a emulsiones de aceite en agua o de tipo inverso consiste en gotas finas de aceite rodeadas por una pequeña película de agua. Para su eliminación, se requiere de tratamiento químico. Las emulsiones triples o duales son de rara ocurrencia, por lo general se pueden presentar en crudos muy pesados y viscosos acompañados de agua fresca y blanda. Requieren tratamiento químico especial. Las emulsiones agua en aceite, son el 90% de los casos.

Figura 2:
Clasificación de las emulsiones



Fuente: Propia, Diagrama de clasificación de emulsión

2.4 Formación de emulsiones.

El agua y el aceite por naturaleza no se pueden mezclar, por lo que, conviven como dos líquidos distintos. Cuando se dice “aceite y agua no se mezclan” se refiere a la característica de inmiscibilidad de la mayoría de los hidrocarburos líquidos con el agua.

En el proceso de extracción del crudo, la mezcla de petróleo y agua de formación atraviesa el medio poroso a una velocidad aproximada de 1 pie por día, sin que se produzca emulsificación. Sin embargo, al desplazarse por el sistema de producción, especialmente durante el levantamiento artificial y el recorrido en superficie a través de bombas, válvulas, codos y restricciones, se genera una agitación que ocasiona la dispersión del agua en el petróleo, dando lugar a emulsiones agua en petróleo (W/O). Estas corresponden a macroemulsiones con tamaños de gota que oscilan entre 0,1 y 100 μm .

Para que se genere una emulsión debe haber tres condiciones:

- Dos líquidos inmiscibles.
- Fuerte agitación que va a generar la dispersión del agua en gotas pequeñas.
- Un agente emulsificador que estabiliza las gotas dispersas.

Cuando la inyección de gas es intermitente, se genera en el cabezal del pozo o en el equipo de superficie. cuando es continua, se forma en el fondo de pozo, en el punto de inyección de gas. También genera emulsiones las inyecciones de vapor y de agua.

La mayoría de los crudos presentan una tensión superficial más baja que la del agua, lo que favorece que esta última se fragmente en diminutas gotas con un radio menor al de las del petróleo, originando así emulsiones de tipo agua en petróleo (directas).

Estas emulsiones se forman principalmente por la acción de turbulencias o agitaciones, donde el impacto dispersa una de las fases en partículas muy pequeñas. No obstante, cuando dos líquidos inmiscibles carecen de agentes estabilizadores, la emulsión no se mantiene y las gotas tienden a reagruparse.

2.5 Teorías sobre la formación de emulsiones.

Existen varias teorías que explican como dos líquidos inmiscibles forman emulsiones estables; entre ellas tenemos:

2.5.1 Teoría coloidal.

La formación de emulsiones también puede explicarse desde la perspectiva de la química coloidal. Los coloides son materiales que permanecen suspendidos en los líquidos, como ocurre con las partículas de arcilla en el agua. De manera similar, las diminutas gotas de agua presentes en una emulsión normal se mantienen en suspensión por periodos prolongados tras la agitación, obedeciendo a los mismos principios físicos que gobiernan la permanencia de la arcilla en suspensión en el agua.

2.5.2 Teoría del agente emulsificante.

Esta teoría sostiene que las diminutas gotas de agua dispersas en una emulsión normal no se fusionan al entrar en contacto porque están rodeadas por un agente emulsificante, el cual actúa como una barrera física que impide su coalescencia.

Según las propiedades de dicho agente y su afinidad con los líquidos presentes, la emulsión podrá ser de tipo normal o inversa, considerando que la fase continua estará determinada por el líquido en el que el emulsificante logre disolverse

2.5.3 Teoría de la tensión interfacial.

Esta teoría plantea que la generación de emulsiones está asociada a los fenómenos de tensión interfacial, los cuales explican cómo una gota de un líquido puede quedar atrapada dentro de otro. En este proceso, el agua, al poseer una mayor tensión superficial, adopta una forma convexa dando lugar a gotas esféricas que buscan reducir al mínimo su superficie de contacto con el aceite.

Cuando la tensión interfacial entre ambos líquidos es elevada, la formación de emulsiones se ve limitada, ya que el aceite tiende a extenderse sobre la superficie del agua en forma de una película delgada. Para favorecer la emulsificación en estas condiciones, es necesario añadir

sales solubles como carbonato de calcio, oleato de sodio o sulfato de aluminio; mientras que, si lo que se busca es evitar la emulsión, se deben incorporar cloruros solubles en el agua.

2.5.4 Teoría de las cargas eléctricas.

Los experimentos han evidenciado que las gotas de agua poseen carga eléctrica, lo que explica la repulsión que ocurre entre ellas al entrar en contacto, ya que presentan cargas de igual signo. Esta teoría se confirmó al observar que, una vez neutralizadas dichas cargas mediante la aplicación de una corriente eléctrica, las partículas tienden a unirse con facilidad.

2.6 Agentes emulsionantes.

Son compuestos que promueven la creación y mantienen la estabilidad de las emulsiones.

Son compuestos conteniendo moléculas polares y no polares. Moléculas polares significa que cada molécula contiene una porción de carga positiva (+) y otra porción de carga negativa (-) en dos extremos opuestos. Se colocan en un campo eléctrico, las moléculas se orientan en su solo polo positivo hacia el cátodo (+) y su polo negativo (-) hacia el ánodo (-).

Las moléculas polares tienen afinidad fuerte por otras moléculas polares; y en conformidad, las sustancias polares tienen una tendencia fuerte a disolverse en solventes polares como el agua producida del reservorio petrolífero.

Las sustancias no polares tienen mejor solubilidad en solventes no polares como el aceite o petróleo. Si las moléculas del emulsificante son de conducto doble, polar y no polar, cuando se colocan en la interfase agua-petróleo, aquellas moléculas que tengan el grupo predominante polar, son empujadas inmediatamente hacia el agua a pesar de la existencia de la porción débil no polar.

En cambio, si moléculas del emulsificante en que predomine el grupo no polar son colocadas en la interfase, inmediatamente se disuelven en el aceite. Ninguno de los dos tipos dominantes puede permanecer en la interfase.

Sin embargo, si las proporciones polar y no polar coexisten sin que alguna predomine sobre la otra, las moléculas permanecen en la interfase, se orientan con la porción polar

hacia el agua y la no polar hacia la fase aceite o petróleo. Si el número de moléculas orientadas es grande, se acumulan y forman una película continua de interfase. En tal caso, en presencia del emulsificante, la gota de agua no está realmente en contacto con el petróleo sino con las moléculas orientadas del emulsificante.

Las películas sólidas del fluido de producción se clasifican en hidrofílicas e hidrofobias según tenga atracción por el agua o tengan aversión hacia ella. Las hidrofílicas actúan como emulsionantes del petróleo en agua, por ejemplo, arcilla coloidal, bentonita e hidróxidos metálicos. Las partículas sólidas hidrofóbicas actúan como proveedoras de emulsiones de agua en aceite, por ejemplo, sales y sedimento.

2.7 Sólidos finamente divididos.

Entre los factores que favorecen la generación de emulsiones estables se encuentran materiales como arena, arcillas, finos de la formación, fragmentos de esquisto, restos de lodos de perforación, así como fluidos empleados en la estimulación de pozos. También influyen los productos derivados de la corrosión, como sulfuro de hierro u óxidos, además de compuestos orgánicos como parafinas y asfáltenos precipitados.

2.8 Productos Químicos utilizados en la producción.

Aquello agregados al pozo como inhibidores de corrosión, bactericidas, surfactantes y humectantes. Con lo expuesto se confirma que las materias extrañas al petróleo, parcial o totalmente soluble en los fluidos y algunas veces en suspensión en la corriente, actúan como agentes emulsionantes aumentando la tensión de la película interfacial alrededor de las gotas de agua. Ninguna emulsión es estable sin la presencia de un agente emulsionante y agitación.

2.9 Los surfactantes naturales.

Los surfactantes naturales son grandes moléculas que contienen una cantidad significativa de compuestos aromáticos, lo que les da una forma relativamente plana. Estas moléculas tienen al menos un grupo polar y una cola lipofílica, lo que les confiere actividad interfacial. Cuando se apilan, forman micelas. Estos surfactantes se unen a la interfase de la

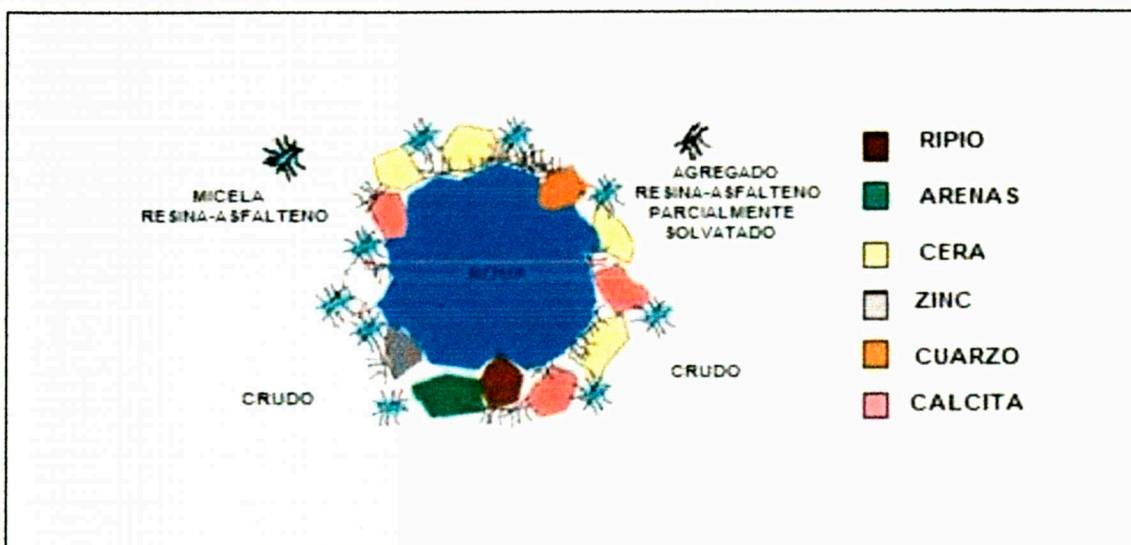
gota de agua y forman una película rígida que estabiliza la emulsión W/O. Esta emulsión debe ser tratada lo antes posible con diferentes agentes, como químicos deshidratantes, calor, sedimentación por centrifugación o electro coalescencia, debido a la alta estabilidad de la película interfacial. La cual estabiliza la emulsión por varias razones

- Si el surfactante o partícula adsorbido es polar, su carga eléctrica provoca que las gotas se repelen entre sí.
- Cuando aumenta la tensión interfacial, a valores de 30 a 36 mN/m. Asimismo las sales también aumentan la tensión interfacial.

Cuando se crea una barrera viscosa que previene la unión de las gotas.

Figura 3:

Representación de la estabilización de una gota de agua por agentes emulsionantes que están en el crudo.



Fuente: Shirley MARFISI y Jean Louis SALAGER, *Deshidratación de crudo-Principios y tecnología*, Cuaderno FIRP N°853PP, mayo 2004.

También ocurre una estabilización cuando los emulsionantes son partículas sólidas muy finas. Además, deben ser de un tamaño más pequeño que las gotas que están suspendidas. Estas partículas finas que tienen surfactantes en su superficie se posicionan en la superficie de la gota formando una barrera física.

2.10 Estabilidad de la emulsión.

Desde el punto de vista termodinámico, una emulsión constituye un sistema intrínsecamente inestable, ya que los líquidos tienden de forma natural a separarse, disminuyendo su área de contacto interfacial y, en consecuencia, su energía asociada.

En el ámbito operativo, las emulsiones obtenidas en campo pueden clasificarse según su grado de estabilidad en:

- **Emulsiones débiles**, que logran separarse en apenas unos minutos.
- **Emulsiones intermedias**, cuya separación ocurre aproximadamente en un lapso de 10 minutos.
- **Emulsiones fuertes**. Pueden ser separadas solo parcialmente en cuestión de horas o tal vez días.

2.11 Factores que menoscaban la estabilidad.

Típicamente, las características físicas importantes utilizadas para evaluar estabilidad de una emulsión y la resolución se han enfocado en la gravedad específica y a la viscosidad del aceite. Mientras que estas características son responsables de los índices de la separación de una emulsión del agua-en-aceite, en algunos casos otras variables incluyendo la tensión interfacial y la conductividad son también importantes. La gran parte de petróleo crudo, además de una mezcla de las fracciones del hidrocarburo, también contienen una mezcla no homogénea de varios compuestos, como surfactantes, aniones, cationes, arcilla, de arena, légamo, y bacterias. Estos compuestos, extendiéndose en concentraciones a los niveles del porcentaje, contribuyen en grados que varían a la estabilidad de la emulsión, a la fusión y a la separación. Varias características importantes definen una emulsión estable.

La estabilidad de una emulsión depende de:

- a. El tamaño de las gotas dispersadas de agua,
- b. La edad de la emulsión
- c. La viscosidad del aceite
- d. Densidades diferentes de los dos líquidos
- e. El porcentaje del volumen del corte de agua

- f. La tensión interfacial
- g. Los asfáltenos
- h. Parafina
- i. Contenido de sólidos

Adicionalmente, también son importantes varias características del agua contribuyendo a la estabilidad de la emulsión. Estas características son:

- a. Densidad pH
- b. Salinidad
- c. Sólidos suspendidos

2.12 Dimensiones de la Gota.

Las gotas con diámetros inferiores a 10 μm favorecen la formación de emulsiones más estables, ya que requieren más tiempo para sedimentar debido a la reducida acción de la gravedad sobre ellas. Además, al estar recubiertas por películas protectoras, resultan más resistentes a la ruptura por colisión con otras gotas. Cuando la emulsión está compuesta por gotas pequeñas y de tamaño homogéneo, se dificulta su crecimiento hasta alcanzar dimensiones que permitan la separación gravitacional, fenómeno que sí podría darse si coexistieran gotas grandes y pequeñas en el sistema.

2.13 Envejecimiento de la interfase.

El envejecimiento de la interfase se produce a medida que los surfactantes se adsorben y, con el tiempo, las interacciones entre las moléculas resultan en un incremento en la firmeza de la película que envuelve la gota. Este proceso lleva de 3 a 4 horas y resulta en una película más gruesa, fuerte y dura. Además, los agentes emulsionantes pueden experimentar un aumento debido a la oxidación, fotólisis, evaporación y bacterias. Es importante destacar que estos cambios ocurren de manera natural y son parte del proceso de envejecimiento de la interfase. Es necesario tener en cuenta estos factores al formular emulsiones y considerar su impacto en la estabilidad y calidad del producto final.

2.14 Viscosidad de Fase Continua.

Cuando la fase continua de una emulsión posee una viscosidad elevada, la estabilidad de la emulsión se ve reforzada debido a la reducción del coeficiente de difusión y la frecuencia de colisión de las gotas. Asimismo, una concentración alta de gotas puede aumentar la viscosidad aparente de la fase continua, lo cual también favorece la estabilización de la emulsión. Una viscosidad alta indica lenta sedimentación y por lo general, los crudos pesados o de baja gravedad API, tienen alta viscosidad

2.15 Tensión Interfacial.

Aunque se reduzca la tensión interfacial, no necesariamente se incrementa el equilibrio de la emulsión. Se ha comprobado recientemente que los sistemas con una tensión muy baja producen emulsiones inestables. Los estudios sobre la tensión interfacial dinámica entre el petróleo crudo y el agua indican que la tensión disminuye con el tiempo, requiriendo muchas horas de contacto para alcanzar un valor estable.

2.16 Agentes Emulsificadores.

El efecto emulsificante va a depender tanto del tipo de agente c o m o d e las condiciones a las cuales se produce la emulsión. Para la creación de una emulsión estable, es necesario un agente que facilite la emulsión.

2.17 Fracción pesada en el aceite.

Entre los compuestos que intervienen en la estabilidad de las emulsiones destacan los asfáltenos, resinas y ciertos ácidos orgánicos solubles en aceite, como los ácidos carboxílicos, además de algunas bases. Estos elementos constituyen la película interfacial que recubre las gotas de agua, otorgándoles estabilidad. Los asfáltenos, debido a sus propiedades surfactantes, actúan como eficaces agentes emulsificantes.

La acumulación de asfáltenos en la interfase propicia la formación de una película rígida que refuerza la estabilidad de las gotas de agua, dificultando su coalescencia, ya que para que ocurra esta unión es necesario que la película interfacial se deteriore o se rompa, proceso que los asfáltenos retrasan de forma natural.

Por su parte, las resinas, de alto peso molecular, tienden a asociarse con los asfáltenos; la proporción entre ambos compuestos en el crudo determina el tipo de película que se forma —ya sea móvil o rígida—, lo que influye directamente en el grado de estabilidad de la emulsión.

2.18 Relación de Volumen de Fase.

Cuando el volumen de la fase dispersa se incrementa, también lo hace la cantidad y el tamaño de las gotas, lo que conlleva a un aumento del área interfacial y de la tensión superficial. Al mismo tiempo, disminuye la distancia entre gotas, favoreciendo una mayor frecuencia de colisiones entre ellas.

2.19 Temperatura.

Cuando la temperatura se eleva, se incrementa la difusión de las gotas, lo que provoca una disminución en la viscosidad de la fase continua. A la vez, la película interfacial se debilita y la tensión superficial se altera, facilitando así la ruptura de la emulsión.

2.20 PH.

La incorporación de ácidos inorgánicos o bases en la emulsión genera modificaciones significativas en la formación de estructuras de asfáltenos y resinas, responsables de la estabilidad de las emulsiones agua en petróleo. La estabilidad de la tensión interfacial está vinculada al pH de la fase acuosa, ya que la adsorción en la interfase busca conservarse. Esto demuestra que las moléculas emulsionantes o los tensioactivos naturales con grupos ácidos y básicos presentan una cinética de equilibrio diferente.

2.21 Sólidos suspendidos.

Entre los sólidos incluyen los minerales tales como la arcilla, la arena, los óxidos, los sulfatos y los sulfuros. Aunque algunos investigadores no ven ningún efecto perjudicial debido a la presencia de sólidos, hay otros que proponen que los altos niveles sólidos contribuyen a estabilizar de la emulsión. Además, otros investigadores han divulgado que la película que se estabilizaba es fina y se forma en el interfaz alrededor de las gotitas dispersadas del agua. Mientras que la floculación puede continuar ocurriendo, la coalescencia y la falta de separación

debido a la capa externa resistente que rodea y que protege las gotitas del agua. Al seleccionar un producto químico óptimo que demulsionaba, las compañías químicas del campo petrolífero han divulgado dificultad en la determinación del producto químico óptimo cuando las concentraciones sólidas son más altas de 100 ppm.

2.22 Salinidad de salmueras.

En una salmuera, la mayor o menor concentración es un elemento crítico para la formación de emulsiones estables.

2.23 Tipos de aceites.

Los crudos con base parafínica no generan emulsiones estables, sin embargo, los crudos nafténicos y mixtos sí.

2.24 Diferencia de densidades.

La acción de la fuerza de gravedad sobre una gota depende directamente de la diferencia de densidades entre esta y la fase continua. En consecuencia, cuanto mayor sea la disparidad de densidades entre las fases que conforman la emulsión, más sencilla resultará su separación.

2.25 Efecto de cationes.

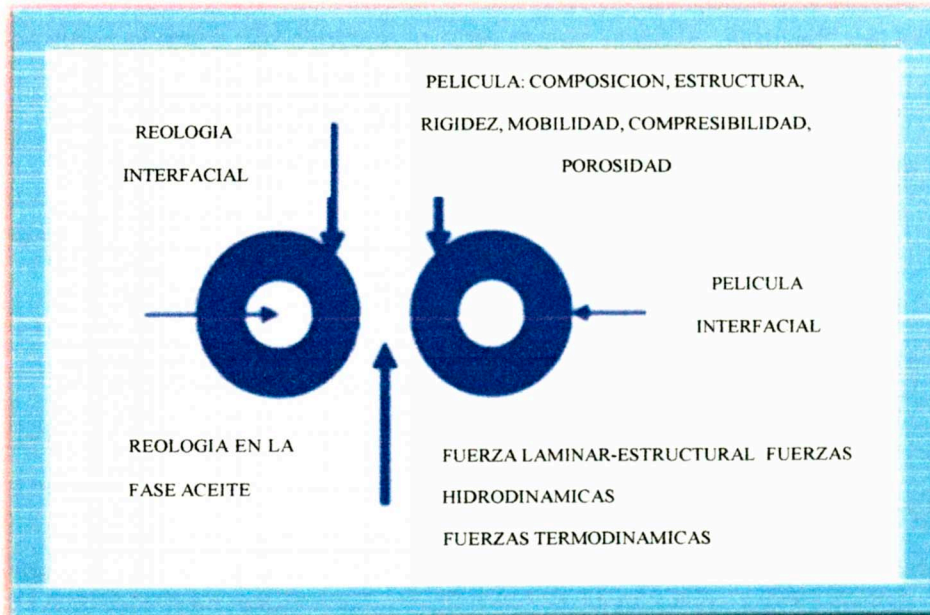
Los cationes 2-valentes, como el magnesio y el calcio, generan la compactación de las cintas adsorbidas, Debido a la influencia de la pantalla electrostática y a la precipitación de sales insolubles en la interfaz.

2.26 Reologías interfaciales.

Por lo general, cuando una interfaz con moléculas de surfactante adsorbidas se expande, genera gradientes de tensión. Estos gradientes resisten el estiramiento e intentan restablecer la uniformidad de la tensión interfacial, lo que resulta en una cierta elasticidad en la interfaz. Para una interfaz tipo newtoniano, los principales factores reológicos que inciden en su desplazamiento son la viscosidad de cizallamiento interfacial (η_s), la viscosidad de dilatación interfacial (η_d) y el gradiente de tensión interfacial. La η_s representa la oposición de la interfaz a modificar su forma en un punto diferencial, conservando constante el área y reflejando la resistencia de la película interfacial.

Figura 4:

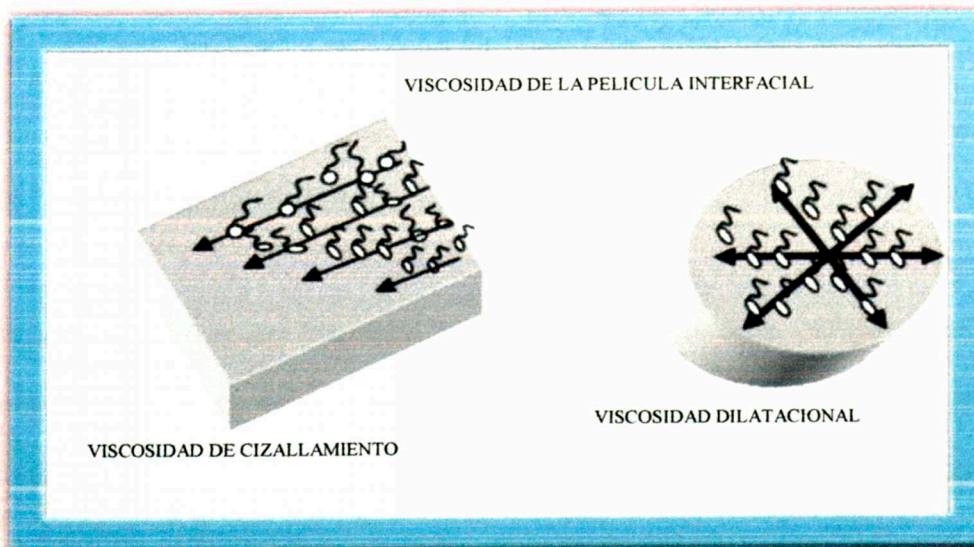
Esquema de los componentes fisicoquímicos que tienen interacción con las relaciones entre 2 gotas de la etapa de dispersión de una emulsión W/O.



Fuente: Shirley MARFISI y Jean Louis SALAGER, Deshidratación de crudo-Principios y tecnología, Cuaderno FIRP N°853PP, mayo 2004.

Figura 5:

Diagrama de las fuerzas de corte y dilatación que se asocian con las mediciones de las viscosidades correspondientes en una interfaz agua-aceite.



Fuente: Shirley MARFISI y Jean Louis SALAGER, Deshidratación de crudo-Principios y tecnología, Cuaderno FIRP N° 853PP, mayo 2004.

2.27 Métodos para evitar formación de emulsión.

Las emulsiones se generan en los componentes de producción tanto en el pozo como en la superficie debido al movimiento. Por lo tanto, es aconsejable minimizar la turbulencia y eliminar el agua del petróleo lo más rápido posible. Algunas sugerencias proponen inyectar el surfactante en el fondo del pozo para prevenir la formación de emulsiones.

Sin embargo, estas sugerencias no siempre son factibles de implementar, por lo que se requiere un tratamiento para descomponer la emulsión creada.

La forma óptima de deshidratar el petróleo es prevenir la formación de emulsiones o minimizar las condiciones que propician su aparición, como la producción de varios fluidos y la agitación.

En los pozos en producción, la agitación significativa generalmente es provocada por el gas disuelto que sale de la solución a medida que la presión disminuye. Este gas también crea turbulencia al fluir con la mezcla de agua y aceite a través de los accesorios y restricciones en la tubería de producción, al igual que cuando se utiliza el levantamiento con gas. Aunque esta turbulencia puede ser reducida, no puede ser eliminada completamente, incluso con la instalación de un estrangulador de fondo, que disminuye la estabilidad de la emulsión por:

- Hay menos presión diferencial.
- Temperatura de fondo más alta que en superficie.
- Existe un flujo laminar con menos turbulencia en una larga distancia aguas abajo del estrangulador de fondo.

El 90 % de las técnicas utilizadas actualmente para la extracción de crudo son causantes de la generación de emulsión. Los productos químicos utilizados en las fracturas de la formación, las estimulaciones de los pozos, los productos para la inhibición de corrosión, etc., causan severos problemas de emulsiones. Existen varios métodos para descomponer las emulsiones, incluyendo el calentamiento, el uso de aditivos químicos, el tratamiento eléctrico y el asentamiento. En situaciones donde el contenido de agua es bajo ($< 10\%$), puede ser

beneficioso añadir agua en el fondo del pozo antes de que se forme la emulsión. De esta manera, la emulsión que se forma es menos estable, ya que el tamaño de las gotas aumenta, lo que favorece la coalescencia.

2.28 Desemulsificación.

La desemulsificación es el proceso de separación de una emulsión en sus fases de aceite y agua. En el contexto del proceso de producción, hay dos aspectos clave de la desemulsificación que son particularmente relevantes para observar:

- La rapidez con la que ocurre la separación.
- Cantidad de agua que permanece en el crudo tras la separación. En la producción de petróleo, lo ideal es obtener una separación veloz y con un contenido mínimo de agua residual.

Como se indicó anteriormente, las emulsiones presentan distintos niveles de estabilidad, originados por la formación de la película interfacial y el encapsulamiento de las gotas de agua. Para lograr la separación, es necesario romper dicha película y propiciar la coalescencia de las gotas. Así, la desestabilización de la emulsión depende directamente de la eliminación de la película interfacial. Entre los factores que favorecen o aceleran este proceso destacan:

- a. El incremento de la temperatura y la disminución de la agitación.
- b. Mayor tiempo de residencia de los sólidos.
- c. Regulación de los agentes emulsificantes

2.29 Mecanismos involucrados en la desemulsificación.

La desemulsificación consiste en la separación de una emulsión en sus fases originales, proceso que se desarrolla en tres etapas. La primera es la sedimentación, donde las gotas se aproximan de manera macroscópica; la segunda corresponde a la floculación, que implica su agrupamiento o aglomeración; y finalmente, la coalescencia, en la cual las gotas se fusionan. Estas fases son esenciales para lograr la ruptura de la emulsión.:

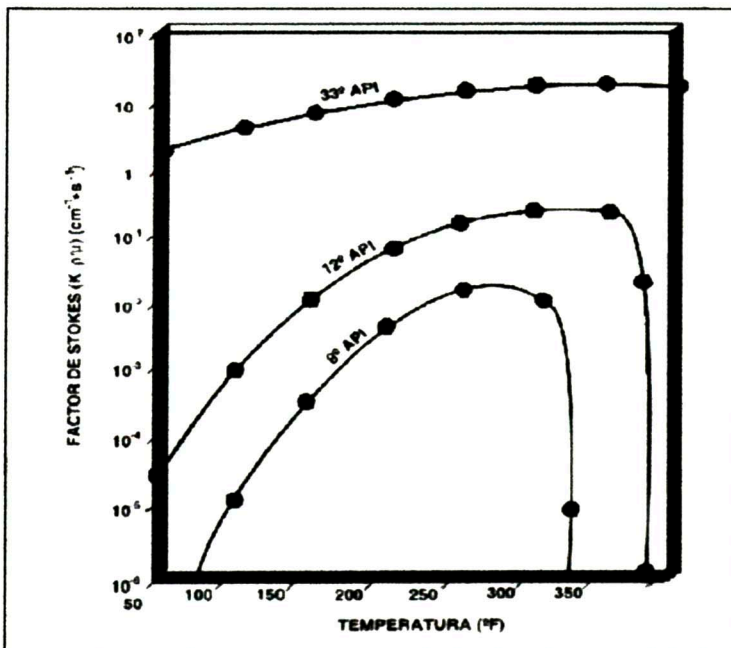
a. Sedimentación.

Primero la gota se desplaza en el campo de gravedad por el empuje de Arquímedes,

según el proceso llamado sedimentación. Se refiere a cuando las gotas de la fase dispersa se acercan debido a la sedimentación gravitacional, un proceso que se rige por las leyes de Stokes.

Figura 6:

Variación en el factor de Stokes en relación con la temperatura y la gravedad API.



Fuente: Shirley MARFISI y Jean Louis SALAGER, *Deshidratación de crudo-Principios y tecnología*, Cuaderno FIRP N°853PP, mayo 2004

b. Floculación.

Durante el proceso de floculación, las gotas se unen para formar conglomerados o "flocs". Cuando dos gotas se aproximan, ocurre una deformación en su superficie que resulta en un adelgazamiento de hasta 0.1 micras. Esto genera una película de fluido entre las gotas, con un grosor aproximado de 500 Å.

c. Coalescencia.

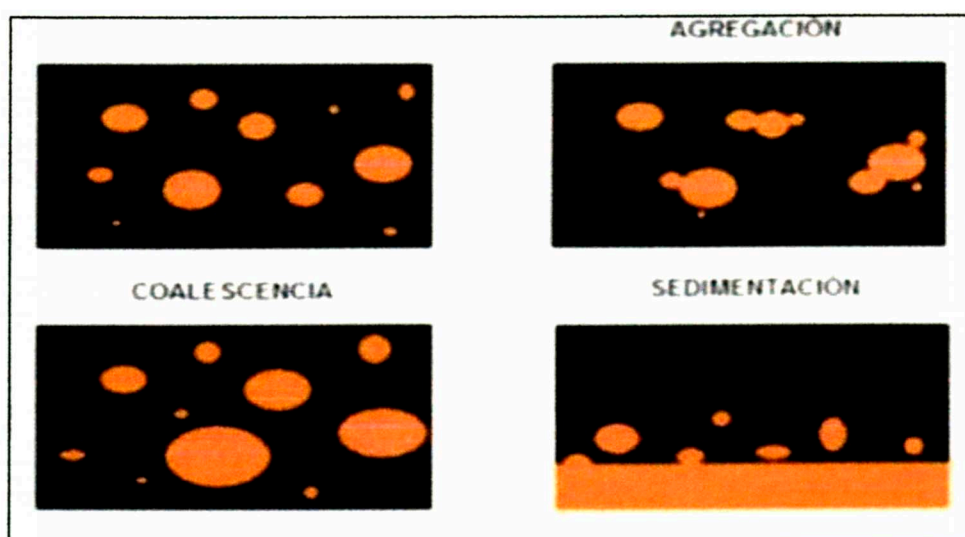
En el proceso de coalescencia, las gotas pequeñas se unen dando origen a gotas de mayor tamaño. Este fenómeno se desarrolla en dos fases: primero, el deterioro de la película interfacial y, posteriormente, su ruptura. La coalescencia únicamente puede ocurrir si dicha película que rodea a las gotas se destruye. La coalescencia puede ser

mejorada a altas tasas de floculación, altas tensiones interfaciales, bajas viscosidades de aceite, altos cortes de agua y altas temperaturas.

En la etapa final, la emulsión se divide en dos fracciones, donde una contiene mayor concentración de la fase dispersa que la otra. Este comportamiento responde a la diferencia de densidades entre las gotas y la fase continua. Cuando las gotas presentan mayor densidad que la fase continua, descienden y se concentran en el fondo; mientras que, si la fase continua resulta más densa, las gotas ascienden, acumulándose en la parte superior de la emulsión.

Figura 7:

Proceso de Desemulsificación



Fuente: Propia.

2.30 Métodos de tratamiento para emulsiones

El agua producida por los yacimientos puede variar de una pequeña fracción de 1 por ciento a 99 por ciento. Los oleoductos no pagan por agua, por lo tanto, la mayor cantidad de esta debe ser eliminada antes de ser enviada al oleoducto. Por lo que estas emulsiones requieren tratamiento.

Una emulsión debe ser examinada frecuentemente. No hay dos emulsiones iguales. Hasta las emulsiones de un mismo pozo cambian con el tiempo y requieren cambios en los

procesos de tratamiento. Este proceso debe ser observado cuidadosamente porque afecta la gravedad del crudo.

a. Método gravitacional.

El proceso de asentamiento gravitacional se realiza en contenedores de gran tamaño conocidos como tanques, sedimentadores, tanques de lavado, Gun Barrels y eliminadores de agua libre FWKO.

Los separadores FWKO se utilizan para remover grandes cantidades de agua libre presente en el flujo, la cual no se encuentra emulsionada y puede asentarse con facilidad en pocos minutos. Este proceso se fundamenta en la diferencia de densidades entre el agua y el petróleo: el agua, al ser más densa, se deposita en el fondo del tanque de asentamiento, mientras que el crudo, menos denso, permanece en la parte superior. Para que este procedimiento sea efectivo, el petróleo debe mantenerse en reposo durante un tiempo específico, lo que permite posteriormente drenar el agua acumulada en la base del recipiente, conocida como agua libre.

El petróleo que se extrae de un FWKO todavía contiene entre el 1 y el 30% de agua emulsionada. Es por esto que, en el interior de estos recipientes, se encuentran placas rígidas que tienen como propósito redireccionar el flujo, y platos de coalescencia para mejorar la eficiencia.

La eliminación del agua se logra gracias a la fuerza de gravedad, lo que resulta en un ahorro en el uso de combustible para los calentadores. Por otro lado, el calentamiento del agua, además de requerir energía, provoca problemas de incrustaciones. Para prevenir estas incrustaciones, se necesita un tratamiento químico adicional, el cual puede ser bastante costoso.

El periodo requerido para lograr la completa separación de una emulsión se denomina tiempo de sedimentación. Este proceso depende principalmente de la viscosidad del crudo, el tamaño de las gotas de agua y la diferencia de densidad entre fases.

Cuando el petróleo es altamente viscoso, las gotas de agua enfrentan gran resistencia a su movimiento, dificultando la separación. Asimismo, el tamaño de las gotas influye: las más pequeñas, al ser más ligeras, requieren mayor tiempo para asentarse. Si la diferencia de peso específico entre el agua y el petróleo es reducida, la sedimentación ocurre lentamente; no obstante, debido a que el agua es más densa, terminará acumulándose en el fondo del tanque. Algunas emulsiones pueden resolverse únicamente mediante sedimentación, mientras que otras precisan métodos complementarios que aceleren este proceso.

b. Método Químico.

El método más utilizado para tratar emulsiones consiste en la aplicación de agentes químicos desemulsificantes. Estos productos están formulados para neutralizar la acción del agente emulsificante que otorga estabilidad a la emulsión. Al incorporarse, los desemulsificantes —que son surfactantes— se posicionan en la interfaz agua-aceite, debilitando y rompiendo la película interfacial, lo que facilita la coalescencia de las gotas de agua. Para lograr una ruptura eficaz mediante este procedimiento, es fundamental considerar:

- La dosificación correcta del químico seleccionado.
- Una adecuada dispersión del mismo dentro de la emulsión.

Asimismo, es necesario garantizar un tiempo de residencia suficiente que permita la sedimentación de las gotas. La concentración del desemulsificante resulta determinante: cantidades insuficientes no logran separar las fases, mientras que dosis excesivas pueden estabilizar aún más la emulsión, ya que al ser también surfactantes, los desemulsificantes

s pueden sustituir a los emulsificantes naturales. Debido a la diversidad de crudos y a la amplia gama de productos químicos disponibles, no es posible establecer una dosificación estándar universal; la cantidad requerida depende de condiciones específicas. En la práctica, la dosis de desemulsificante puede oscilar desde menos de 10 ppm hasta valores superiores a 100 ppm en procesos de recuperación primaria y secundaria. En la recuperación terciaria, especialmente en la inyección de surfactantes, estos niveles suelen rondar los 10 ppm.

c. Efecto de los Químicos desemulsificantes

La condición óptima en un sistema de desemulsificación se alcanza cuando el surfactante logra equilibrar su afinidad tanto por la fase acuosa como por la oleosa, situación que corresponde al valor cero de la Diferencia de Afinidad del Surfactante (SAD). Bajo este principio, el mecanismo físico-químico de acción de los desemulsionantes se encuentra directamente ligado a dicha formulación. En este marco, se han medido de manera cuantitativa los efectos que ejercen distintas variables de formulación —como la salinidad, el ACN, el EON, la relación WOR y la temperatura— sobre el balance hidrofílico/lipofílico que se establece entre el surfactante y su entorno físico-químico.

En los sistemas constituidos por surfactante, agua y aceite, la formulación óptima se produce cuando la alteración de una única variable de formulación conduce a la generación de una tensión interfacial mínima o de nivel ultra-bajo. Esta condición se asocia con la formación de un sistema trifásico en el cual la mayor parte del surfactante se localiza en la fase intermedia. No obstante, en las emulsiones de agua en crudo, la ocurrencia de un sistema de este tipo es poco habitual; en tales casos, la inestabilidad se manifiesta por el avance del proceso de coalescencia y por la aparición de una tensión interfacial dinámica.

Para lograr la condición óptima en una emulsión W/O en la que participa un surfactante lipofílico, es necesario incorporar un surfactante hidrofílico de peso molecular medio o bajo. Este aporte modifica el parámetro característico de la mezcla, provocando que se origine una emulsión inestable. Es relevante destacar que dicha formulación no depende ni de la concentración del surfactante ni de la proporción de la fase intermedia, ya que el surfactante queda atrapado dentro de una microemulsión.

Una vez que los surfactantes se adsorben en la interfaz agua-aceite, se producen tres efectos principales:

1. impiden la formación de una película rígida,
2. debilitan la película, haciéndola compresible y
3. modifican la formulación del sistema para lograr la condición de $SAD = 0$.

Tabla 1:*Historia del uso de deshidratantes*

Periodo	Dosificación (ppm)	Tipo de química
1920	1000	Jabones, sales de ácidos nafténicos, aromáticos y alquilormáticos, sulfonatos, aceites de castor sulfatado.
1930	1000	Sulfonatos de petróleo, esteres de ácidosulfosuccínicos, di-epóxicos.
Desde 1935	100-500	Acidos grasos etoxilados, alcoholes grasos y alquilfenoles.
Desde 1950	100	Copolímeros de oxido de etileno/oxido de propileno EO/PO, resinas p-alquiltanol formaldehidas + EO/PO y modificadores.
Desde 1965	30-50	Aminas oxialquiladas, poliaminas.
Desde 1976	10-30	Oxialquilados, resinas p-alquilfenol formaldehidas cíclicas y modificaciones complejas.
Desde 1986	5-20	Poliesteraminas y sus mezclas.

Fuente: Staiss F., R. Bohm and R. Kupfer, 1991. Improved Demulsifier Chemistry: A novel approach in the Dehydration of crude oil. SPE Production Engineering, Vol. 6, Nº 3, pp. 334-338.

d. Método Térmico.

El tratamiento ideal del crudo se realiza sin necesidad de aplicar calor; no obstante, en la práctica, con frecuencia es indispensable recurrir a él para acelerar el proceso de separación. Cabe precisar que el calor, por sí solo, no tiene la capacidad de separar directamente los componentes de una emulsión, aunque sí contribuye de diversas formas al proceso.

El incremento de la temperatura provoca que las gotas de agua aumenten su movilidad y colisionen con mayor intensidad y frecuencia. Como consecuencia de estos choques, la película protectora formada por el agente emulsificante que recubre a cada gota se rompe, lo que favorece la unión de las gotas en estructuras más grandes y pesadas, que finalmente son vencidas por la gravedad y terminan sedimentándose.

La elevación de la temperatura también reduce la viscosidad del crudo, lo cual facilita que las

gotas de agua se desplacen y sedimenten con mayor facilidad.

Adicionalmente, el calor potencia la acción química que ejerce el agente emulsificante sobre la película que recubre las gotas. Aunque esta película presenta rigidez, al expandirse bajo el efecto térmico llega a fracturarse, permitiendo que las gotas se fusionen entre sí, caigan y se depositen por gravedad.

El uso de calor, sin embargo, debe limitarse únicamente a los casos estrictamente necesarios, ya que su aplicación excesiva genera un consumo innecesario de energía (combustible) y acelera el desgaste de los equipos empleados en el tratamiento.

e. Métodos Mecánicos.

El uso exclusivo de procedimientos mecánicos para la ruptura de emulsiones ha impulsado cada vez más la incorporación de equipos orientados a deshidratar el crudo en combinación con agentes químicos desemulsionantes. Dentro de estos métodos se encuentran:

- **Lavado.** Este procedimiento consiste en hacer pasar la emulsión a través de un colchón de agua, normalmente a elevada temperatura, con el fin de favorecer la “disolución” y liberación de las gotas de agua dispersas en la mezcla.
- **Agitación.** Aunque puede parecer contrario a las prácticas empleadas para prevenir la formación de emulsiones, este mecanismo también es utilizado como recurso para su ruptura.
- **Centrifugación.** Su fundamento es evidente: mediante la acción centrífuga es posible separar las fases, siendo más eficiente cuando la diferencia de densidades entre el agua y el crudo es significativa. A pesar de ello, este procedimiento no se emplea de manera frecuente en la industria petrolera.
- **Filtrado.** Consiste en conducir la emulsión a través de un medio filtrante capaz de retener las gotas de agua presentes, favoreciendo su acumulación y posterior decantación.

Capítulo III: Desarrollo del Trabajo de Investigación

3.1 Selección de Tratador Térmico y Caracterización de emulsiones para los Pozos de Alta Producción de agua en la Selva Peruana

3.1.1 Selección

El sistema de tratamiento de crudo constituye una fase intermedia entre la extracción del hidrocarburo y su posterior almacenamiento.

La cantidad de crudo efectivamente tratada está condicionada por la eficiencia en la explotación de los pozos y, de manera particular, por la calidad del método de recobro que se utilice.

Existe una relación directa con los pozos productores, ya que la operación continua del sistema de tratamiento garantiza que el crudo obtenido cumpla con las especificaciones exigidas, principalmente en lo que respecta al bajo contenido de agua, sedimentos (BS&W) y sal.

Un tratamiento adecuado del crudo permite su transferencia a la estación de bombeo y, en consecuencia, su transporte por el oleoducto hacia los centros de refinación. Por ello, resulta fundamental que, al momento de llegar la emulsión a los tratadores, la selección de estos equipos sea la más apropiada.

Las características y especificaciones del crudo representan un aspecto determinante. Los compradores establecen parámetros de aceptación que deben cumplirse; cualquier desviación en dichas especificaciones compromete los procesos de refinación, lo que conlleva a que el producto no sea recibido por el comprador.

3.1.2 Consideraciones para la selección

La elección de un tratador apropiado para un crudo específico requiere evaluar una serie de factores determinantes que definen el método de tratamiento más adecuado. Entre los principales aspectos a considerar se encuentran:

- Contenido de agua y sedimentos en el crudo (BS&W) y nivel de salinidad.
- Gravedad específica del crudo (API) y volúmenes de fluidos a procesar.
- Tendencias del crudo a la deposición de sólidos.

Cuando el porcentaje de BS&W supera el 1%, es necesario recurrir a un tratador termoelectrostático, ya que en estas condiciones la emulsión presenta un mayor grado de estabilidad. Este nivel de estabilidad dificulta que las gotas de agua puedan acercarse lo suficiente para que las fuerzas intermoleculares de atracción entre moléculas de agua logren aglutinarse.

Si el contenido de BS&W es inferior al 1%, el criterio de análisis se centra en la salinidad. Esto se debe a que la desalinización está directamente relacionada con la remoción de partículas estabilizadoras. En consecuencia, cuando el contenido de sal es superior a 50 Ptb, la alternativa más adecuada es un tratador termoelectrostático, puesto que este utiliza un campo eléctrico altamente efectivo para debilitar y romper la resistencia de las películas estabilizadoras que recubren a las gotas.

En contraste, cuando el contenido de sal es menor a 50 Lbs/MBIs, se debe considerar la gravedad API. A medida que la gravedad API disminuye, la viscosidad del petróleo aumenta, y con ello, el fluido adquiere un movimiento más lento que mantiene en suspensión gotas de agua de mayor tamaño. De esta manera, un crudo altamente viscoso requiere un mayor tiempo para que las gotas de agua puedan unirse y precipitar. Así, cuanto más elevada es la viscosidad, más estable se torna la emulsión. Bajo este criterio, cuando la gravedad API es superior a 20°, el equipo más recomendable es un tratador térmico.

Una vez definida la necesidad de un tratador térmico, el siguiente paso es decidir entre un diseño horizontal o vertical. Para ello, se debe analizar en primer lugar el volumen de fluido a procesar. Cuando dicho volumen excede los 2500 BPD, la mejor opción es un tratador horizontal, ya que diseñar un equipo vertical para volúmenes tan altos obligaría a sobredimensionar su altura, lo cual lo hace poco viable desde el punto de vista de fabricación e instalación.

Por el contrario, si el volumen a tratar es menor a 2500 BPD, se debe evaluar la tendencia a la deposición de sólidos. Partículas como arena, incrustaciones o productos de corrosión

tienden a acumularse en la parte inferior de los equipos, pudiendo obstruir los conductos de alimentación, interferir en los controles de nivel, incrementar el crecimiento bacteriano y acelerar la corrosión, reduciendo así la eficiencia del tratador. Por ello, cuando el porcentaje de sólidos suspendidos supera el 2%, lo más conveniente es seleccionar un tratador vertical, ya que en este tipo de equipo la velocidad de asentamiento gravitacional es mayor y, además, permite un sistema de lavado de sólidos más eficiente.

Adicionalmente, junto a los factores señalados, deben considerarse parámetros básicos que influyen en la elección del sistema de tratamiento, y que igualmente orientan la selección de tratadores térmicos en emulsiones de elevada estabilidad. Estos parámetros comprenden:

- Temperatura de separación.
- Factor de carga, que regula el tiempo de retención del crudo y la velocidad de sedimentación de las gotas de agua.
- Factor de velocidad de sedimentación.

3.1.3. Ventajas y desventajas de los tratadores térmicos

a. Ventajas.

El calentamiento reduce significativamente la viscosidad de la fase continua; por ejemplo, un incremento de 10 °F en la temperatura puede disminuir la viscosidad de la emulsión hasta en un factor de 2. Asimismo, la intensificación del movimiento browniano favorece el choque entre las gotas de agua, lo que facilita su coalescencia.

- Se incrementa la diferencia de densidad entre el crudo y la salmuera.
- Favorece una mejor dispersión del desemulsionante en la mezcla.
- Las parafinas cristalizadas responsables de estabilizar las emulsiones se disuelven.
- La capa de agente emulsificante que recubre las gotas de agua pierde resistencia y se debilita.

b. Desventajas.

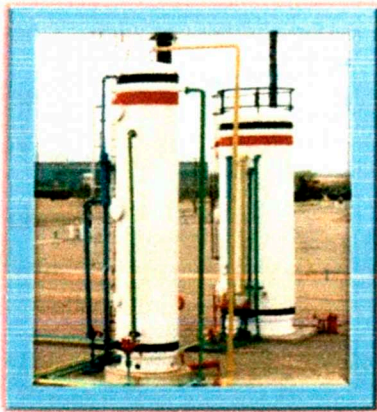
El uso de calor genera la migración de compuestos volátiles del crudo hacia la fase gaseosa, provocando con ello la pérdida de fracciones livianas, la reducción del volumen del

hidrocarburo tratado y una disminución en su gravedad API.

- Aumenta el consumo de combustible y, por ende, los costos operativos.
- Eleva los riesgos de seguridad en las instalaciones.
- Requiere un mayor nivel de instrumentación y sistemas de control.
- Favorece la formación de depósitos de coque.

Figura 8:

Fotografía Tratador Térmico Vertical



Fuente: <http://www.ok.gov/marginalwells/documents/C-12.pdf>

Figura 9:.

Fotografía Tratador Térmico Horizontal



Fuente: <http://www.oiltreaters.com/>

Tabla 2:
Dimensiones y Presiones típicas para Tratadores Verticales.

Diámetro Exterior (ft)	Longitud del caparazón Costura principal hasta costura principal (ft)	Presión mínima del diseño (Psig)
3	10,12 o 15	50
4	10,12,20 o 27 1/2	50
6	12,20 o 27 1/2	50
8	20 o 27 1/2	40
10	20 o 27 1/2	40

Fuente: API SPECIFICATION 12L, Specification for Vertical and Horizontal Emulsion Treaters, FOURTH EDITION, NOVEMBER 1, 1994

Tabla 3:
Dimensiones y Presiones típicas para Tratadores Horizontales.

Diámetro Exterior (ft)	Longitud del caparazón Costura principal hasta costura principal (ft)	Presión mínima del diseño (Psig)
3	10,12 o 15	50
4	10,12 o 15	50
6	10,15 o 20	50
8	15,20,25 o 30	50
10	20,30,40,50 o 60	50
12	30,40,50 o 60	50

Fuente: API SPECIFICATION 12L, Specification for Vertical and Horizontal Emulsion Treaters, FOURTH EDITION, NOVEMBER 1, 1994

Capítulo IV: Análisis de tratamiento crudo emulsionado mediante la técnica de tratadores térmicos

El presente capítulo se desarrolla bajo un enfoque cuantitativo, descriptivo y deductivo, orientado al estudio del tratamiento del crudo emulsionado proveniente de los separadores trifásicos instalados en los campos productores de la selva peruana. El análisis se centra en la optimización del proceso de deshidratación ($BSW < 0.5\%$) empleando los equipos disponibles, estableciendo además los controles necesarios para alcanzar un tratamiento del crudo emulsionado de manera eficiente y con resultados óptimos.

El alcance del estudio sobre la deshidratación del crudo se encuentra delimitado a los resultados obtenidos en la planta de procesos. Este procedimiento exige recopilar datos de la operación real y analizarlos directamente conforme se presentan. De este modo, la característica esencial de la investigación radica en que se apoya en muestras recolectadas en campo (in situ), cuyo contenido de BSW es posteriormente evaluado en el laboratorio de la propia planta. Para el análisis se aplicará el método deductivo, el cual servirá como base para examinar toda la información relacionada con la deshidratación del crudo a través de la utilización de tratadores térmicos.

Del mismo modo, se considerarán ciertos factores de diseño de los tratadores térmicos instalados en paralelo dentro de la planta de procesos, los cuales reciben crudo emulsionado de los separadores trifásicos. También se incorporarán buenas prácticas de operación con el propósito de asegurar la calidad tanto del crudo como del agua producida, logrando así una optimización del proceso de tratamiento mediante esta tecnología.

El estudio del proceso de deshidratación del crudo emulsionado mediante tratadores térmicos permite comprender de manera más precisa el desempeño de estos equipos cuando se operan con parámetros adecuados de control. Este análisis cobra especial relevancia en el tratamiento del crudo extraído en la selva peruana, donde intervienen separadores trifásicos, tratadores térmicos y desaladores electrostáticos. La información obtenida a partir de este

trabajo constituye un insumo clave para mejorar la eficiencia de las operaciones de tratamiento de crudo y reducir los tiempos de permanencia en los tanques de almacenamiento, de manera que el hidrocarburo cumpla con las especificaciones exigidas para su comercialización.

4.1 Población y Muestra

4.1.1 Población

La población considerada en esta investigación está constituida por los tres tratadores térmicos instalados en la planta de tratamiento de crudo localizada en la selva peruana. Dichos equipos comprenden dos unidades con capacidad de diseño para procesar 7 MBPD (miles de barriles por día) cada una y un tercer tratador térmico con una capacidad de diseño de 5 MBPD. En conjunto, estos equipos son responsables de procesar el total del crudo emulsionado proveniente de los pozos de alta producción de agua, representando así el 100% de la carga de emulsión a tratar.

4.1.2 Muestra

La muestra seleccionada para el presente estudio corresponde al tratador térmico con capacidad de diseño de 5 MBPD, elegido dentro de toda la población de equipos disponibles en la planta de procesos. Sobre este equipo se aplicarán distintas técnicas operativas orientadas a optimizar el proceso de deshidratación del crudo emulsionado en la selva peruana, utilizando el método de tratador térmico. La eficacia de dichas técnicas será validada mediante los resultados de laboratorio, donde se busca obtener un valor de BSW inferior a 0.5%.

4.2 Procedimiento del trabajo de Investigación

4.2.1 Seguridad Salud Ocupacional y Medio Ambiente

Con el propósito de evitar incidentes que puedan ocasionar daños al personal, a las operaciones o al entorno, se llevará a cabo la Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos (IPER) asociada a las actividades realizadas en el tratador térmico destinado a la deshidratación de crudo emulsionado. Esta evaluación constituye una etapa esencial para que el personal operativo reconozca los riesgos presentes durante las labores de monitoreo y

operación del equipo.

Los operadores de campo y el personal de la sala de control, responsables de manera conjunta de supervisar y/o modificar parámetros relacionados con el tratamiento de crudo emulsionado mediante tratadores térmicos, deberán contar con las capacitaciones pertinentes y con los implementos de seguridad obligatorios. De este modo, se minimizan los riesgos de exposición y se protege tanto la salud como la integridad física de los trabajadores.

La ejecución de la Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos se desarrolla directamente en el área de trabajo, durante la operación del tratador térmico. Por tal motivo, este estudio presentará de manera general las principales actividades que se realizan en una jornada típica de operación destinada a la deshidratación de crudo emulsionado dentro de las instalaciones de producción en la selva peruana. En este contexto, se recomienda aplicar el IPER a las siguientes tareas:

- Monitoreo y Control de parámetros de manera local (in situ)
- Monitoreo y Control de parámetros de manera remota (sala de control)
- Comparación de los parámetros operacionales registrados en campo con los obtenidos en la sala de control
- Pruebas de lazo de operatividad en las válvulas de control de flujo del equipo
- Modificación de parámetros operativos tanto de forma remota como local
- Toma de muestras en la descarga de crudo deshidratado
- Toma de muestras en la descarga de agua de producción

4.2.2 Identificación del equipo deshidratador, componentes y accesorios

En las plantas de separación y procesamiento de petróleo localizadas en la selva peruana se dispone de tratadores térmicos instalados previamente, destinados a la deshidratación del crudo emulsionado. Por tal motivo, es necesario llevar a cabo la identificación del equipo, tanto a nivel externo como interno, considerando sus componentes, accesorios y facilidades asociadas.

La verificación externa debe realizarse mediante una inspección local, en la que se

reconozcan los puntos de ingreso del flujo, las descargas de fluido (petróleo, agua y gas), así como los instrumentos de control de temperatura, presión, flujo y nivel, tanto locales como remotos. Posteriormente, esta información se contrasta con el diagrama de tuberías e instrumentación (P&ID) correspondiente al tratador térmico evaluado.

En cuanto a la identificación interna, aunque el equipo permanece cerrado, el análisis se efectúa a partir de los planos técnicos (ver tabla 2), donde se detallan su diseño interior dividido en dos o tres cámaras, la configuración estructural del equipo, la ubicación precisa de cada instrumento de control de proceso y seguridad (temperatura, presión y nivel), además de los puntos de succión para la descarga de los diferentes flujos en cada una de las cámaras.

Tabla 3:

Tipos de planos necesarios para poder identificar la tratador térmico

plano	Concepto
Diagrama de tuberías e instrumentación (P&ID)	Plano que identifica los diversos componentes del proceso industrial de forma independiente del proceso por equipo tales como líneas de flujo, válvulas de corte, válvulas de control, instrumentos y controles.
Plano As-Built	Plano que identifica la construcción del equipo, distribución
Diagrama de flujo de Procesos (PFD)	Este diagrama es usado en ingeniería procesos industriales donde representan el flujo de los fluidos y los fluidos involucrados en la distribución, construcción y operación de plantas de procesamiento industrial de producción de petróleo y gas, refinerías y sistemas de tuberías de proceso en general, generalmente mostrando sólo los equipos mayores sin detalles.

Fuente: propia

4.2.3 Identificación de parámetros en la deshidratación de petróleo emulsionado

En la planta de procesos de petróleo ubicada en la selva peruana, donde se lleva a cabo la separación de fases y el tratamiento del crudo y del agua producida, se regulan los parámetros operativos para mantener dentro de los límites permitidos tanto el contenido de agua en el petróleo como el arrastre de crudo en el agua. Este control es fundamental para

evitar pérdidas de producción, reducir tiempos excesivos de reposo en los tanques de almacenamiento y prevenir costos adicionales derivados de una inadecuada operación del sistema.

Entre las consecuencias de un mal control se encuentran: valores elevados de BSW que disminuyen la eficiencia del desalador electrostático y afectan los resultados en los tanques de almacenamiento; temperaturas bajas que favorecen la estabilidad de las emulsiones agua en petróleo; y mediciones de PTB fuera de rango debido a una deficiente etapa de prelavado con agua recirculada desde el desalador electrostático. Asimismo, deben vigilarse otras variables críticas que aseguran el desempeño integral y seguro del proceso, tales como la presión del equipo y los niveles óptimos de operación.

En la Tabla 3 se presentan los fluidos que recibe, procesa y descarga el tratador térmico, con el objetivo de analizar y optimizar el proceso de deshidratación del crudo emulsionado mediante este método.

Tabla 4:*Fluidos de recepción, proceso y descarga*

Fase	Función	Parámetros	Und	Instrumento
Descarga de petróleo emulsionado desde los separadores	La descarga de crudo emulsionado, se dirige hacia los trenes de tratamiento de petróleo ingresando por le tratador térmico.	presión	PSI	Manómetro
		temperatura	°F	Termómetro
		BSW	%	Muestra, Análisis de laboratorio ASTMD4007
		Caudal	BPD	Flujómetro
Tratador térmico	Ingreso de crudo emulsionado proveniente de los separadores	Caudal de petróleo emulsionado	BPD	Flujómetro de petróleo
		BSW	%	Muestra, Análisis de laboratorio ASTMD4007
		Agua de recirculación	BWPD	Flujómetro de agua
		Presión Diferencial	PSI	Manómetro
	Deshidratación de crudo emulsionado	Presión	PSI	Manómetro
		temperatura	°F	Termómetro
		Interfase calentamiento	in	Visores y transmisores
		Interfase separación	in	Visores y transmisores
		Nivel petróleo	in	Visores y transmisores
		BSW	%	Muestra, Análisis de laboratorio ASTMD4007
		OIW	PTB	Muestra, Análisis de laboratorio ASTMD8193
Ingreso al Desalador	Adiciona agua fresca para lavar el crudo deshidratado y extraer las moléculas de sales.	Agua fresca de lavado	BPD	Flujómetro de agua
		Presión Diferencial	PSI	Manómetro

Fuente propia

Por consiguiente, las variables dependientes están asociadas al control de las operaciones durante el proceso de deshidratación del crudo emulsionado, mientras que las variables independientes se relacionan con las condiciones del crudo que debe mantenerse dentro de las especificaciones de bajo BSW (contenido de agua y sedimentos) y con el agua producida que debe presentar un reducido OIW (arrastre de crudo).

4.2.4 Descripción de trabajo

Aunque las actividades de monitoreo y control de la operatividad del tratador térmico se realizan de manera rutinaria, resulta necesario detallar las acciones específicas que garantizan el correcto funcionamiento del equipo. Con ello se busca prevenir posibles daños al propio sistema, al personal involucrado y/o al medio ambiente.

4.2.4.1 Monitoreo y Control de parámetros de forma local (*in situ*)

La supervisión directa del equipo está a cargo de un operador designado, quien se responsabiliza de verificar los parámetros y el estado general de la unidad mediante instrumentos analógicos y/o digitales. Su función principal es mantener el tratador en condiciones estables y dentro de los rangos operativos establecidos.

El operador de campo debe llevar un registro de reportes diarios, donde se consigne el estatus del equipo en intervalos regulares de 1 a 2 horas, dependiendo de la dinámica de las operaciones. Los principales parámetros por evaluar de manera local son:

- Presión del equipo, medida en el manómetro analógico, la cual debe ubicarse por debajo de la presión del separador y por encima de la presión del desalador electrostático.
- Nivel de interfase en la cámara de calentamiento (primera cámara) y en la cámara de separación (segunda cámara), valores obtenidos en los visores de nivel con su respectiva unidad de medida. Este indicador refleja la posición de interfase entre agua y petróleo, considerando la referencia del visor y no el punto más bajo del equipo.
- Nivel total de fluido en la primera cámara, tomado desde los visores ubicados en la parte superior. En condiciones estables, este valor se mantiene prácticamente constante, ya que evidencia que el tubo de fuego en la cámara de calentamiento permanece completamente cubierto por el fluido de proceso.
- Nivel de crudo en la segunda cámara o cámara de crudo, medido en los visores de nivel instalados en la parte superior del equipo. Este parámetro es variable y depende del set point que regula la apertura o cierre de la válvula de control. En condiciones normales, se

encuentra por debajo del nivel total de fluido registrado en la primera cámara.

- Temperatura del equipo, verificada mediante termómetros analógicos y/o digitales. Debe mantenerse en un rango mayor a la temperatura del fluido descargado por los separadores ($>205\text{ }^{\circ}\text{F}$) y menor al punto de ebullición del crudo y del agua ($<235\text{ }^{\circ}\text{F}$). Este es uno de los indicadores clave para evaluar la eficiencia en la deshidratación del petróleo emulsionado.
- Temperatura de los quemadores, la chimenea y el tubo de fuego, supervisada con un pirómetro que mide el calor del acero en contacto directo con la llama.
- Operatividad de las válvulas de control de descarga de petróleo, agua y gas, mediante verificaciones periódicas.
- Funcionamiento independiente de los dos quemadores, asegurando que ambos trabajen de manera eficiente.
- Estado de las válvulas ByPass del equipo e instrumentos de control, las cuales deben permanecer cerradas bajo condiciones normales de operación, quedando disponibles únicamente como contingencia.

4.2.4.2 Monitoreo y Control de parámetros de forma remota (Sala de control)

El operador asignado a la sala de control, con dominio del sistema, es responsable de supervisar de manera remota los parámetros y el estado general del tratador térmico mediante instrumentos transmisores digitales. Su función principal es garantizar que el equipo permanezca en condiciones estables y dentro de los rangos operativos establecidos. Además, tiene la capacidad de visualizar y analizar las tendencias de las variables a lo largo del tiempo, lo que le permite anticiparse a la ocurrencia de condiciones subestándar y actuar de manera preventiva.

El operador de sala de control, encargado del tratador térmico, debe elaborar un reporte diario en el que consigne el estatus del equipo a intervalos de tres horas, de acuerdo con el desarrollo de las operaciones. Los parámetros por supervisar de forma remota incluyen:

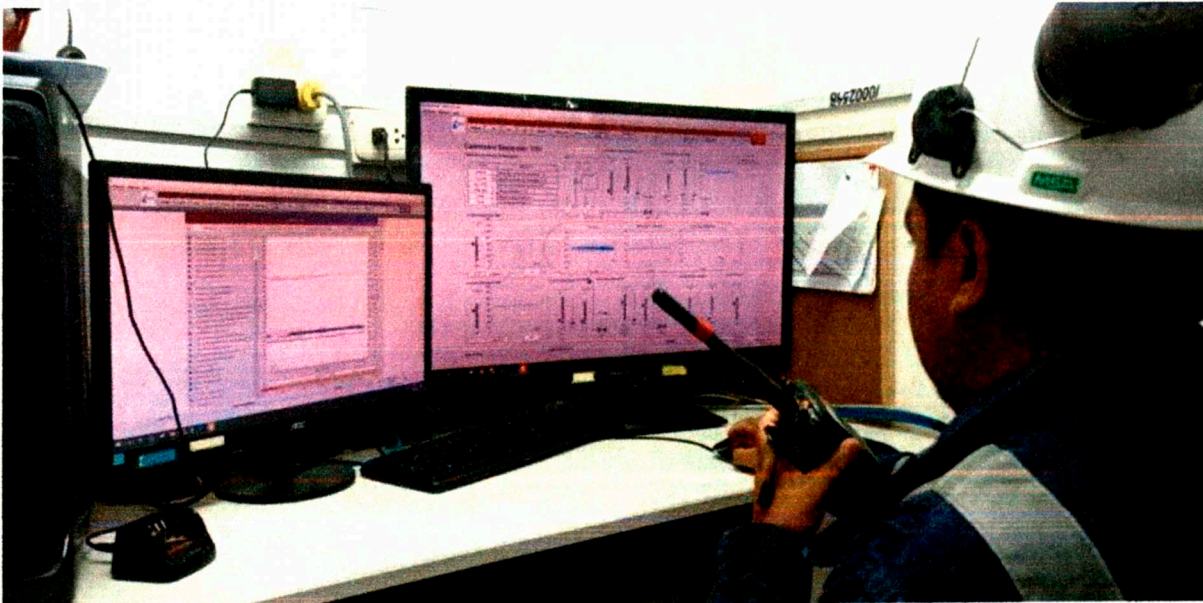
- Temperatura promedio de los cuatro RTD correspondientes a cada quemador, instalados en la cámara de calentamiento. Este valor debe mantenerse dentro del rango operativo previamente configurado para el encendido y apagado de los quemadores, comprendido

entre 220 y 225 °F.

- Presión del equipo, registrando si se conserva en el set point de operación establecido, lo que permite controlar de manera adecuada el ingreso, procesamiento y descarga del fluido.

Figura 10:

Monitoreo del tratador termico



Fuente propia: Monitoreo remoto del tratador térmico de crudo emulsionado

- Niveles de interfase en la cámara de calentamiento y en la cámara de separación, que deben verificarse respecto al set point de trabajo definido para la carga de petróleo a procesar. Una desviación hacia valores demasiado bajos implica la presencia de arrastre de crudo en el agua de descarga, mientras que un nivel muy por encima del set point provoca deficiencias en la deshidratación, afectando los resultados esperados ($BSW < 0.5$). Este nivel corresponde a la posición de interfase agua-petróleo en referencia al punto más bajo del equipo.
- Nivel de crudo en la segunda cámara, el cual debe mantenerse en el set point de operación, ubicado por debajo del nivel de rebose de fluido desde la primera cámara hacia la segunda. Este valor también refleja la posición de interfase agua-petróleo, considerando como referencia el punto más bajo del tratador.

- Flujo de entrada al tratador térmico, conformado por la mezcla de crudo emulsionado proveniente de los separadores y el agua recirculada desde los desaladores electrostáticos, utilizada como prelavado en el proceso de deshidratación. Este parámetro se controla y supervisa a partir del análisis del volumen acumulado en un tiempo determinado.

$$Q_o = (Acum_{H2} - Acum_{H1}) \times \frac{24}{H_2 - H_1}$$

Donde:

Q: Caudal en BPD

AcumHi: Acumulado a la hora 1 ó 2

Hi: Hora 1 ó 2

- Flujo de descarga de agua en la cámara de calentamiento y en la cámara de separación: aunque el tratador térmico no expulsa volúmenes significativos de agua en comparación con los separadores, esta variable constituye un indicador clave para identificar el tipo de fluido que circula por la línea de descarga. Permite diferenciar si se trata únicamente de agua de proceso o de agua emulsionada con una alta concentración de crudo.
- Estado y funcionamiento de los switches de seguridad del equipo: como parte del sistema de protección, el tratador térmico dispone de interruptores de seguridad que supervisan diferentes condiciones operativas, tales como nivel bajo de fluido, nivel alto-alto de fluido, sobrepresión y exceso de temperatura, entre otras. Estos dispositivos, a través de la lógica de interlock, activan la matriz causa-efecto del equipo para salvaguardar la integridad del sistema.
- Funcionamiento de las válvulas de control de descarga de agua, petróleo y gas: su verificación es esencial para asegurar que cumplan la función de modular el flujo de cada fase dentro del recipiente.

4.2.4.3 Contraste de parámetros operacionales de forma local Vs sala de control

El monitoreo de parámetros del tratador térmico puede realizarse tanto de manera local como remota, siendo responsabilidad del operador de campo o del personal de la sala de

control en sus respectivos reportes de operación. No obstante, es indispensable que exista un contraste permanente entre los valores registrados en ambos niveles, especialmente cuando se detectan desviaciones subestándares que puedan comprometer la eficiencia del tratador térmico.

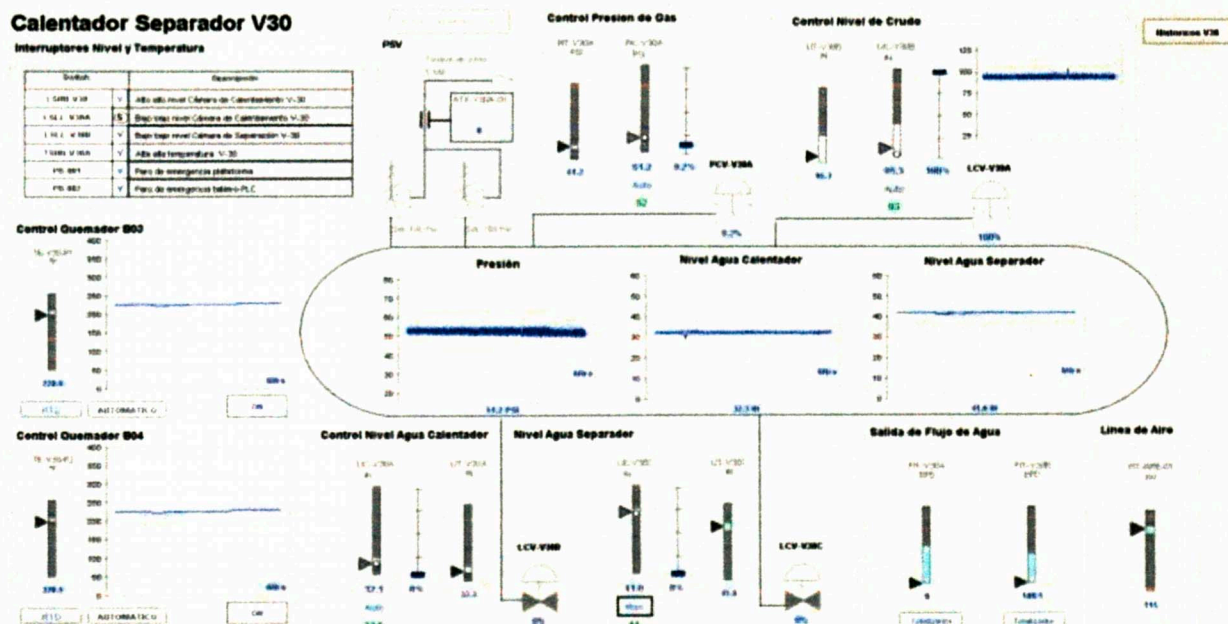
El operador de sala de control cuenta únicamente con la visualización remota del equipo, a través de transmisores digitales que reportan distintas variables, además del estado de las válvulas de control neumáticas, entre otros indicadores. Sin embargo, para lograr un control más eficiente y estabilizar el equipo cuando sea necesario, también debe conocer el estado de los instrumentos, válvulas by pass y accesorios cuyo control se realiza de manera estrictamente local.

Por su parte, el operador de campo dispone únicamente de información puntual obtenida en sitio mediante la lectura directa de los instrumentos del tratador térmico. Aun así, debe estar familiarizado con los sets points de operación y con los flujos de proceso, con el propósito de disminuir los tiempos de reacción frente a posibles incidentes no deseados.

4.2.4.4 Pruebas de lazo de operatividad de las válvulas de control de flujo del equipo

verificación de la modulación de las válvulas de control mediante pruebas de lazo se ejecuta de manera conjunta entre el operador de campo y el operador de la sala de control. Este procedimiento resulta fundamental para prevenir incidentes que puedan generar pérdidas de producción, poner en riesgo la seguridad del personal o afectar al medio ambiente.

Scada del calentador térmico V-30



Fuente Propia: Monitoreo y control remoto del estatus del tratador térmico

La realización de la prueba de lazo permite comprobar que la válvula de control opere correctamente en diferentes posiciones de apertura (0 %, 25 %, 50 % y 100 %). Sin embargo, durante estas pruebas existe la posibilidad de que el tratador presente pérdidas de fluido en ambas cámaras y variaciones en la presión, lo que podría ocasionar inestabilidad en el funcionamiento del equipo o del sistema.

4.2.4.5 Cambio de parámetros operacionales de forma remota y/o in Situ

La modificación de parámetros operativos ya sea de manera remota o directamente en campo, debe realizarse de forma coordinada entre el operador de sala de control y el operador de campo. Esta coordinación es esencial, ya que un ajuste no sincronizado puede generar consecuencias indeseadas que afecten la estabilidad del tratador térmico, del tren de tratamiento e incluso de la planta de procesos en su conjunto. Ejecutar los cambios de manera conjunta permite anticipar y evitar efectos adversos, tales como la reducción en la eficiencia de la deshidratación, pérdida de temperatura en el tratador, arrastre de crudo en el agua de descarga,

variaciones de presión por presurización o despresurización, sobrellenado o pérdida de producto, además de riesgos para el personal, daños en los equipos y posibles impactos ambientales.

El operador de campo tiene la facultad de realizar ajustes durante el proceso de deshidratación mediante la apertura o cierre de válvulas manuales, como los by-pass de válvulas de control o de instrumentos que regulan el paso del fluido en el equipo. Asimismo, puede encender o apagar manualmente los quemadores, lo que genera cambios en la temperatura y repercute en la eficiencia del proceso de deshidratación.

Por su parte, el operador de sala de control dispone de un mayor alcance en la modificación de parámetros, ya que puede variar los set points de modulación de los instrumentos que regulan el nivel de interfase, el nivel de crudo, la presión y la operación de los quemadores. También tiene la posibilidad de controlar la válvula de admisión de fluido (si está disponible en el sistema) y de cambiar el modo de operación de los instrumentos, alternando entre control automático y control manual.

4.2.4.6 Toma de muestra en la descarga de crudo deshidratado

El seguimiento a la deshidratación del producto final, correspondiente al crudo emulsionado al cual se le incorpora agua de recirculación proveniente del desalador (agua semisaturada), se llevará a cabo cada tres horas. Este control periódico permite evaluar el valor de BSW en la corriente de descarga de petróleo y, con base en los resultados, determinar si se mantienen las condiciones adecuadas o si es necesario implementar ajustes que optimicen el proceso de deshidratación mediante tratadores térmicos en los campos de la selva peruana.

La toma de muestra de crudo es responsabilidad del operador de campo asignado al equipo, quien recolecta el fluido en un recipiente de un litro resistente a la temperatura. Posteriormente, la muestra es entregada a los analistas del laboratorio, donde será examinada aplicando el método ASTM 4007.

4.2.4.7 Toma de muestra en la descarga de agua de producción

El control del arrastre de crudo en la corriente de descarga de agua es tan relevante como la verificación del BSW en el crudo deshidratado, ya que un monitoreo deficiente en el proceso de deshidratación del petróleo emulsionado puede ocasionar pérdidas de producción. Dichas pérdidas suelen acumularse en el tanque *skimmer*, el cual, con el tiempo, ve reducida su capacidad para tratar el agua destinada a reinyección debido a la formación de una capa de nata en la parte superior. Posteriormente, la recuperación de este crudo requiere maniobras adicionales que generan costos extra en personal, equipos, uso de capacidad de planta y una disminución en la eficiencia global del sistema de procesos.

Figura 12:

Toma de muestras de agua producida



Fuente propia: Muestra en la línea de descarga del agua producida de la cámara de calentamiento y separación

El análisis se lleva a cabo de manera local por el operador de campo, quien realiza la toma de muestra de agua en una botella de borosilicato. Durante esta verificación se comprueba la presencia de crudo, ya sea en forma de película superficial o como trazas dentro de la muestra de agua, evaluada de manera independiente en cada cámara de descarga de agua producida. Este muestreo debe efectuarse como mínimo cada tres horas, o con mayor frecuencia en caso de que se detecten pérdidas de producción provenientes de otras áreas.

4.2.5 Toma de datos iniciales

Para el análisis del presente estudio se tiene en consideración los datos constantes en el proceso de deshidratación de crudo emulsionado

- Temperatura de descarga del separador: 210 °F
- Presión diferencial del mezclador electrostático: 8 - 10 PSI
- Dosificación Emulsificante: 100 ppm
- Nivel de crudo: 98 in

Tabla 5:

Toma de datos constantes en el proceso

Qoe	BSWoe	Qar	Temp	N. Cal	N.Sep	Qod	BSW	Qat
4,000	13%	660	215	35	36	3,533	1.5%	1,127
4,000	10%	860	214	34	34	3,662	1.7%	1,198
5,000	12%	920	215	34	36	4,449	1.1%	1,471
5,000	13%	740	217	32	32	4,390	0.9%	1,350
5,500	12%	915	219	33	34	4,914	1.5%	1,501
5,500	14%	800	220	34	32	4,807	1.6%	1,493
6,000	13%	880	216	36	36	5,289	1.3%	1,591
6,000	12%	890	217	37	36	5,344	1.2%	1,546
7,000	12%	856	221	34	32	6,203	0.7%	1,653
7,000	13%	850	222	36	36	6,133	0.7%	1,717
7,000	14%	780	223	42	40	6,112	1.5%	1668

Qoe: Caudal de crudo emulsionado

BSWoe: BSW de crudo emulsioando

Qar: Cauda de agua de
recirculación

Temp: Temperatura del tratador térmico (cámara de calentamiento)

N. Cal: Nivel de interfase de calentamiento

N. Sep: Nivel de interfase de separación

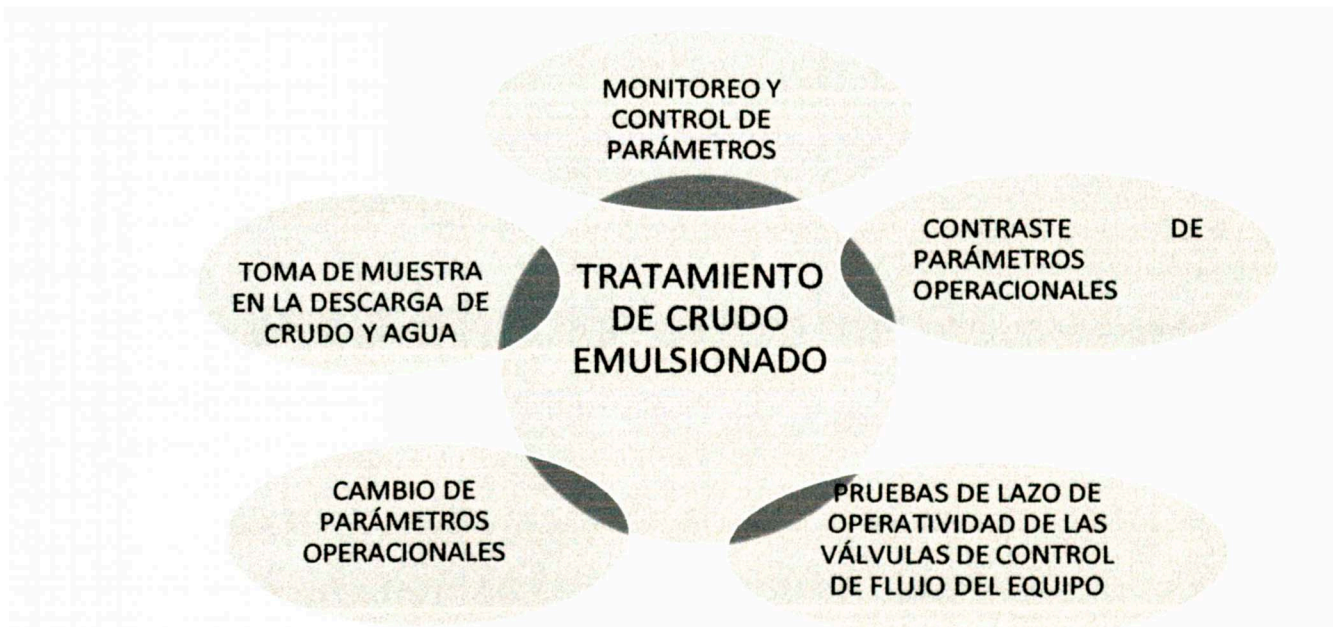
Qod: Caudal de descarga de petróleo

deshidratado BSW: BSW de petróleo deshidratado

Qat Caudal de descarga de agua producida

Capítulo V: Análisis, Discusión de Resultados

5.1 Diagrama de operación del tratador térmico



Fuente: Propia, diagrama de operación del tratador térmico

5.2 Consideraciones

En el proceso de deshidratación de crudo emulsionado mediante tratadores térmicos es necesario contemplar posibles fallas que podrían comprometer la estabilidad del equipo y generar riesgos para el personal, la integridad de los sistemas o el medio ambiente. Entre las principales consideraciones se incluyen:

- Desbalance en la carga de producto entre los trenes de tratamiento: el reparto debe realizarse de manera equitativa, tomando en cuenta la capacidad de procesamiento y la eficiencia de cada equipo.
- Dosificación constante del químico desemulsionante: este debe distribuirse adecuadamente tanto en la entrada de los separadores como en la de los tratadores térmicos, asegurando una optimización de la deshidratación desde la operación inicial.

- Variaciones bruscas en presión y nivel: pueden desestabilizar el tren de tratamiento conformado por el tratador térmico y el desalador, así como afectar a los otros trenes de proceso que funcionan en paralelo.
- Plan de mantenimiento preventivo: se debe aplicar a instrumentos, accesorios, válvulas y quemadores para garantizar la operatividad continua del equipo y evitar paradas no programadas por fallas imprevistas.
- Consumo de combustible en los quemadores: los tratadores térmicos operan normalmente 24 horas al día bajo condiciones de producción normal o alta, por lo que es indispensable prever el consumo constante de diésel y mantener suficiente stock en el tanque diario de suministro.
- Errores en la toma de muestras de crudo y agua: un muestreo inadecuado puede conducir a resultados de laboratorio erróneos y, en consecuencia, a una interpretación incorrecta del proceso.
- Eficiencia del separador trifásico: este debe separar la mayor cantidad posible de agua del fluido producido, de manera que la corriente de crudo descargada presente un BSW inferior al 10 %.
- Uso del agua de recirculación proveniente de los desaladores: en su mayoría corresponde a agua fresca de lavado empleada en el desalador, que se reutiliza en el tratador térmico como etapa de prelavado del crudo emulsionado. Este fluido debe ingresar previamente calentado en intercambiadores de calor, evitando enfriar el sistema y, en especial, afectando la temperatura del tratador térmico.

5.3 Resultados

En los resultados de la deshidratación del crudo emulsionado se realizó evaluando parámetros a diferentes caudales de crudo emulsionado provenientes de los separadores trifásicos. Ver Tabla 5, Tabla 6 y tabla 7

Tabla 6:

Petroleo emulsionado 5000 bpd

% Agua fresca	Qoe BPD	BSWoe	Qo BPD	Qar BPD	Temp. °F	N. Cal in	N.Sep in	Qod BPD	BSW	Qat BPD	ARRASTRE	% Agua recirculación
18%	5,000	11%	4,450	740	219	35	42	4,522	1.6%	1,218	NO	16.6%
17%	5,000	11%	4,450	682	219	35	42	4,513	1.4%	1,169	NO	15.3%
15%	5,000	11%	4,450	580	220	35	42	4,504	1.2%	1,076	NO	13.0%
14%	5,000	10%	4,500	550	223	35	42	4,559	1.3%	991	NO	12.2%
13%	5,000	10%	4,500	500	224	35	42	4,555	1.2%	945	NO	11.1%
13%	5,000	10%	4,500	495	224	34	40	4,545	1.0%	950	NO	11.0%
13%	5,000	9%	4,550	490	223	34	40	4,587	0.8%	903	NO	10.8%
13%	5,000	9%	4,550	480	222	32	39	4,573	0.5%	907	NO	10.5%
13%	5,000	9%	4,550	470	223	32	38	4,568	0.4%	902	NO	10.3%
13%	5,000	13%	4,350	444	224	32	34	4,363	0.3%	1,081	SI	10.2%
13%	5,000	14%	4,300	443	224	32	36	4,317	0.4%	1126	NO	10.3%

*Fuente propia: Datos recopilados tratando 5,000 BPD de crudo emulsionado***Tabla 7:**

Petroleo crudo emulsionado 6000 bpd

% Agua fresca	Qoe BPD	BSWoe	Qo BPD	Qar BPD	Temp. °F	N. Cal in	N.Sep in	Qod BPD	BSW	Qat BPD	ARRASTRE	% Agua recirculación
19%	6,000	12%	5,280	940	217	36	42	5,382	1.9%	1,558	NO	17.8%
17%	6,000	12%	5,280	835	218	36	42	5,377	1.8%	1,458	NO	15.8%
16%	6,000	12%	5,280	761	220	36	42	5,360	1.5%	1,401	NO	14.4%
15%	6,000	12%	5,280	700	220	36	42	5,350	1.3%	1,350	NO	13.3%
15%	6,000	10%	5,400	720	221	36	42	5,477	1.4%	1,243	NO	13.3%
13%	6,000	10%	5,400	600	224	36	40	5,466	1.2%	1,134	NO	11.1%
13%	6,000	10%	5,400	580	227	34	40	5,444	0.8%	1,136	NO	10.7%
13%	6,000	9%	5,460	580	226	33	39	5,493	0.6%	1,087	NO	10.6%
13%	6,000	9%	5,460	570	225	33	38	5,487	0.5%	1,083	NO	10.4%
13%	6,000	9%	5,460	560	222	32	35	5,476	0.3%	1,084	SI	10.3%
13%	6,000	8%	5,520	570	225	32	36	5,542	0.4%	1028	NO	10.3%

Fuente propia: Datos recopilados tratando 6,000 BPD de crudo emulsionado

Tabla 8:

Petróleo crudo emulsionado 7000 bpd

% Agua fresca	Qoe BPD	BSWoe	Qo BPD	Qar BPD	Temp. °F	N. Cal in	N.Sep in	Qod BPD	BSW	Qat BPD	ARRAS TRE	% Agua recirculación
20%	7,000	12%	6,160	1,180	215	36	42	6,299	2.2%	1,881	NO	19%
18%	7,000	12%	6,160	1,040	217	36	42	6,286	2.0%	1,754	NO	17%
16%	7,000	12%	6,160	900	220	36	42	6,260	1.6%	1,640	NO	15%
15%	7,000	12%	6,160	820	222	36	42	6,247	1.4%	1,573	NO	13%
14%	7,000	10%	6,300	770	226	36	42	6,377	1.2%	1,393	NO	12%
13%	7,000	10%	6,300	690	224	36	40	6,364	1.0%	1,326	NO	11%
13%	7,000	10%	6,300	680	224	34	40	6,357	0.9%	1,323	NO	11%
13%	7,000	9%	6,370	680	226	33	39	6,421	0.8%	1,259	NO	11%
13%	7,000	9%	6,370	670	225	33	38	6,408	0.6%	1,262	NO	11%
13%	7,000	9%	6,370	650	222	32	36	6,389	0.3%	1,261	SI	10%
13%	7,000	8%	6,440	670	225	33	37	6,472	0.5%	1198	NO	10%

Fuente propia: Datos recopilados tratando 7,000 BPD de crudo emulsionado

Capítulo VI: Análisis Económico

6.1. Introducción al balance económico

En este capítulo se expone el balance económico asociado a la optimización del proceso de deshidratación de crudo emulsionado mediante el uso de tratadores térmicos en la Selva Peruana. Desde la perspectiva de la ingeniería de petróleo, con énfasis en el control de procesos y el tratamiento del petróleo extraído de pozos con alto corte de agua y emulsiones directas de agua en crudo, se evalúa la viabilidad económica de perfeccionar esta técnica. Para ello, se comparan los resultados del BSW obtenidos en la deshidratación de crudo emulsionado antes y después de la presente investigación, se consideran los costos vinculados al control y monitoreo del proceso en los separadores, y se identifican los ahorros potenciales derivados de la optimización. Asimismo, se destaca la relevancia de aplicar temperatura para la ruptura de emulsiones, junto con la inyección de agua de recirculación como etapa de prelavado del crudo.

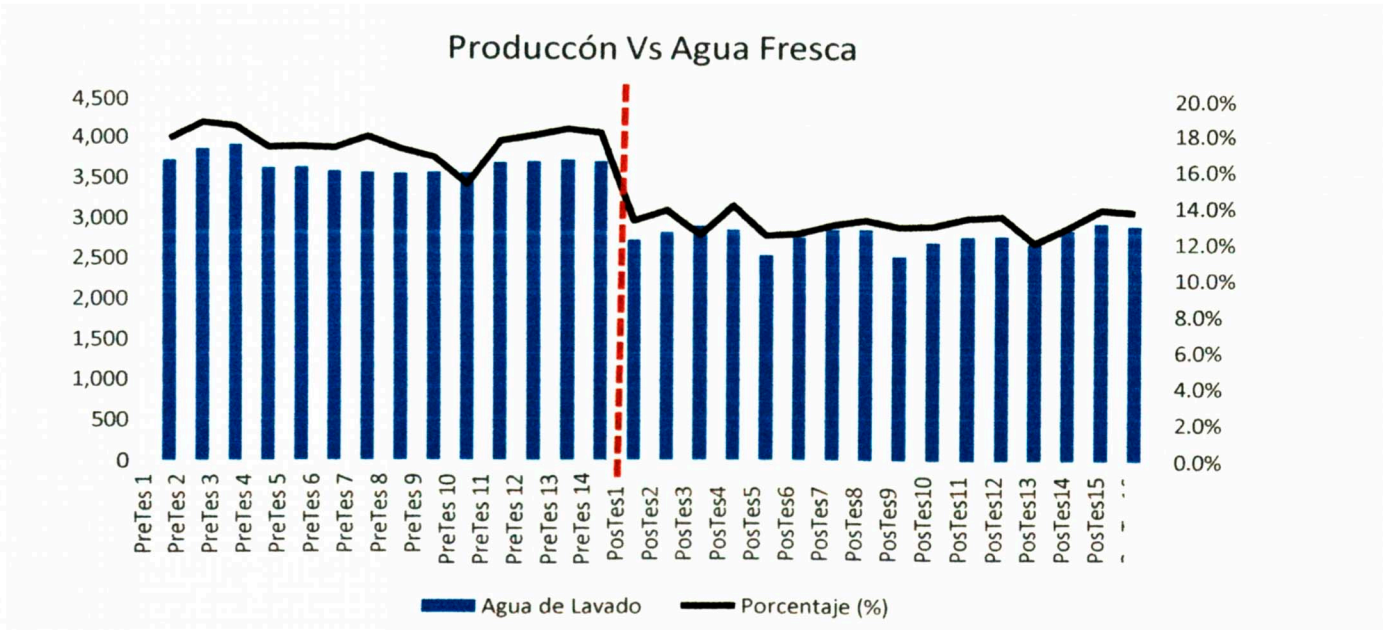
6.2 Análisis del consumo de agua fresca de lavado

Un insumo esencial para optimizar el tratamiento de crudo emulsionado en la Selva Peruana es la inyección de agua fresca, utilizada tanto en el lavado dentro de los desaladores como en el prelavado mediante bombas de recirculación. Este recurso debe ser previamente acondicionado con aditivos químicos, como coagulantes y secuestrantes de oxígeno, lo que incrementa los costos asociados al proceso. El excedente de agua fresca, al quedar parcialmente saturado de sales, retorna al tratador térmico en forma de recirculación; sin embargo, cuando este volumen es excesivo, ocasiona un enfriamiento del sistema, lo que impide que el crudo alcance la temperatura necesaria para la ruptura de la emulsión y disminuye la eficiencia de la deshidratación.

Por ello, en la búsqueda de optimizar el proceso, es indispensable monitorear cuidadosamente el consumo de agua fresca de lavado, garantizando que cumpla su función de limpiar el crudo en el desalador y, al mismo tiempo, mantener la temperatura adecuada dentro

del sistema de tratamiento.

Figura 13:
Monitoreo del consumo de agua en el tratamiento



Fuente propia: Datos recopilados del monitoreo consumo de agua en el tratamiento de crudo en la selva peruana para una producción promedio de 21,000 BPD

Antes de la implementación del presente estudio, el consumo de agua fresca alcanzaba en promedio los 3,700 BWPD, lo que equivalía al 17.6 % del volumen de crudo procesado en la planta (21,000 BOPD). Posteriormente, dicho consumo se redujo a un promedio de 2,800 BWPD, representando el 13.2 % del petróleo tratado en la planta (21,300 BOPD). Esta variación refleja una disminución de 4.4 % en el uso de agua de río destinada al proceso, manteniéndose la dosificación en partes por millón (ppm) en el tratamiento de agua, lo cual se traduce en un menor consumo de productos químicos, como coagulantes y secuestrantes de oxígeno.

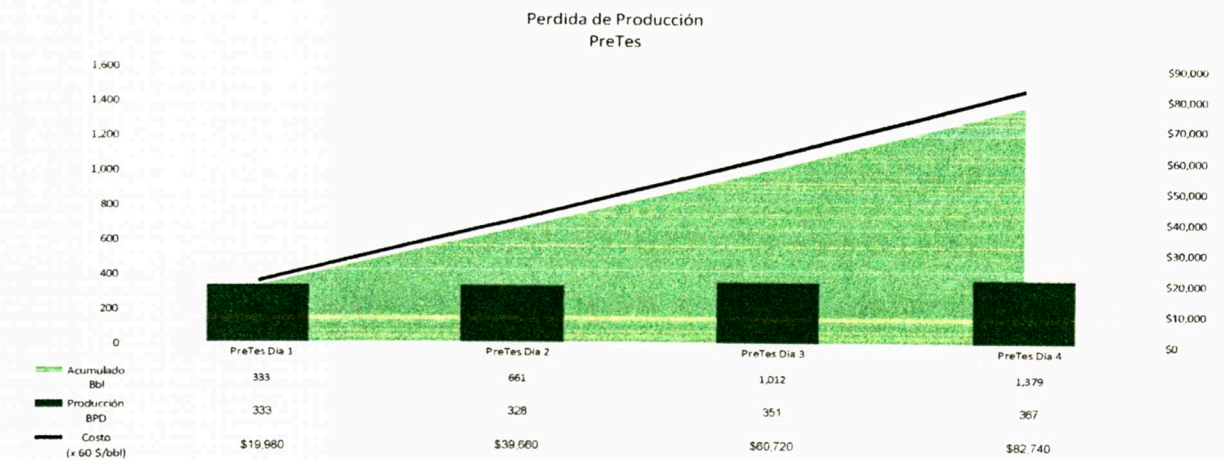
6.3 Análisis en el monitoreo y control del proceso de tratamiento de crudo

Desde la perspectiva de la ingeniería de petróleo aplicada al área de procesos, se han evaluado los costos vinculados a la pérdida de producción ocasionada durante el tratamiento de

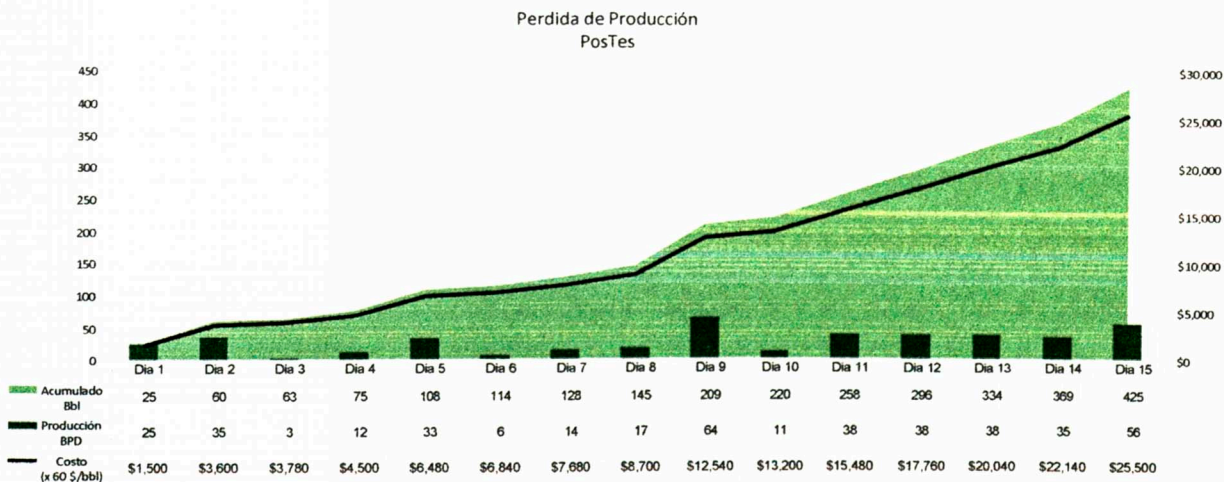
crudo emulsionado en los tratadores térmicos. Esta pérdida se manifiesta principalmente en el arrastre de crudo a través de la línea de descarga de agua producida en ambas cámaras del equipo, el cual termina siendo almacenado en los tanques *skimmer* destinados a la gestión de agua producida.

Figura 14

Monitoreo de arrastre de petróleo crudo previo a la investigación y posterior a la investigación.



Fuente propia: Datos recopilados del monitoreo de arrastre de crudo en la línea de agua previo a la investigación



Fuente propia: Datos recopilados del monitoreo de arrastre de crudo en la línea de agua posterior a la investigación

Por lo tanto, al mantener un control y monitoreo adecuado de la deshidratación de crudo emulsionado en tratador térmico evitamos pérdida de producción significativa por tratamiento de crudo emulsionado. Previo al estudio se pudo registrar que una pérdida de producción de 1,379 barriles de petróleo en 4 días de equivalente \$82,740 (considerando a \$60 dólares el barril), posterior al estudio se registra una pérdida de producción de 75 barriles en 4 días y 425 barriles en 15 días equivalente a \$4,500 y \$25,500 respectivamente (considerando a \$60 dólares el barril).

Cabe precisar que, si bien el crudo perdido se acumula en los tanques de agua producida (*skimmer*) y puede ser recuperado posteriormente mediante operaciones de desnate, este procedimiento conlleva costos adicionales. Entre ellos destacan el uso de bombas para desplazar el fluido, la necesidad de personal operativo encargado de monitorear el proceso, un mayor consumo de desemulsionantes y, en algunos casos, la pérdida de producción en los pozos. Asimismo, el almacenamiento de volúmenes considerables de crudo en los tanques de agua producida reduce su capacidad de tratamiento, lo que obliga a priorizar las maniobras de desnate.

6.4 Análisis Potencial del tiempo de puesta en especificación de venta del crudo producido

En el marco del proceso de tratamiento de petróleo producido en la selva peruana, uno de los principales objetivos operativos es disminuir el tiempo de reposo en los tanques de almacenamiento destinados a la venta. Dichos volúmenes de crudo deben cumplir con especificaciones contractuales previamente establecidas en los acuerdos de compra y venta de hidrocarburos.

La correcta aplicación del método de deshidratación con tratadores térmicos al crudo emulsionado proveniente de separadores trifásicos contribuye directamente a mejorar la

eficiencia de los desaladores electrostáticos. Como consecuencia, se logra una reducción en el tiempo de reposo requerido en los tanques de almacenamiento antes de que el crudo cumpla con los parámetros de comercialización.

Figura 15:

Producción Diferida Por Tratamiento



Fuente propia: Datos recopilados del monitoreo del tiempo de reposo en los tanques de almacenamiento.

En condiciones óptimas de operación, el tiempo de reposo promedio necesario para alcanzar dichas especificaciones es de aproximadamente 6 horas por tanque. No obstante, cuando el tratamiento térmico resulta deficiente o insuficiente, este periodo puede extenderse a 8, 10, 12 horas o incluso más, generando retrasos en la cadena de producción y almacenamiento, además de una producción diferida significativa.

Considerando una producción de 20,000 BPD, cada incremento de 2 horas adicionales de reposo equivale a diferir alrededor de 1,667 barriles de crudo. Esto representa una pérdida económica cercana a 100,000 dólares por día, tomando como referencia un precio de 60 USD por barril. Estas cifras evidencian el elevado costo de no disponer de un tratamiento eficiente del crudo en superficie.

Capítulo VII: Conclusiones y Recomendaciones

7.1 Conclusiones

1. La Selva Peruana, con su ecosistema invaluable, requiere que nuestras operaciones de extracción de petróleo sean imperceptibles en términos de su impacto ambiental. El equilibrio entre la biodiversidad y la producción de petróleo se presenta como un desafío ineludible.
2. La aplicación del método de tratadores térmicos se revela como la clave para la optimización operativa en la producción de petróleo en la Selva Peruana, sin dejar rastro evidente en el entorno natural.
3. La eficiencia en las operaciones de extracción es el pilar que sostiene la viabilidad económica de nuestra industria en esta región. Cualquier deficiencia operativa podría pasar desapercibida en términos de rentabilidad y sostenibilidad.
4. La capacitación y desarrollo continuo del procedimiento operativo son esenciales para mantener nuestras operaciones funcionando sin llamar la atención, asegurando que todos los procedimientos se lleven a cabo de manera precisa y eficaz.
5. La inversión en investigación y desarrollo de tecnologías de tratamiento térmico de última generación puede traer avances notables en la minimización de la huella ambiental de nuestra industria en la Selva Peruana.
6. La gestión efectiva de los riesgos ambientales garantizará que nuestras operaciones pasen desapercibidas incluso en situaciones de emergencia, minimizando daños y manteniendo nuestra responsabilidad ambiental.
7. Esta tesis sienta las bases para investigaciones futuras y la implementación de estrategias avanzadas en la operación de tratadores térmicos en la extracción de petróleo en la Selva Peruana, manteniendo un enfoque en la sostenibilidad y la invisibilidad en el entorno natural.

7.2 Recomendación

1. Continuar invirtiendo en investigación y desarrollo para mejorar las tecnologías de tratamiento térmico, sin dejar rastro en términos de emisiones y huella ambiental.
2. Establecer programas de capacitación continuos que garanticen que el personal operativo esté equipado con las habilidades necesarias para operar de manera eficiente y efectiva.
3. Implementar sistemas de monitoreo ambiental que funcionen de manera discreta, permitiendo la evaluación y mitigación silenciosa del impacto ambiental de las operaciones petroleras.
4. Establecer una colaboración sigilosa con las comunidades locales, ONGs y agencias gubernamentales para asegurar una gestión sin sobresaltos de la extracción de petróleo en la Selva Peruana.
5. Fomentar la diversificación de las fuentes de energía y la investigación en energías renovables como parte de una estrategia a largo plazo para reducir la dependencia de los combustibles fósiles, sin alertar sobre cambios abruptos.
6. Evaluar constantemente la eficacia de las estrategias de camuflaje ambiental y la indetectabilidad en las operaciones, realizando ajustes sigilosos según sea necesario.
7. Mantener un enfoque en la conformidad de las regulaciones ambientales y legales, garantizando que nuestras operaciones pasen desapercibidas ante cualquier auditoría.
8. Continuar la inversión en tecnologías de medición y monitoreo para la reducción de fugas y derrames de petróleo, sin dar señales de riesgos ambientales.
9. Fomentar una colaboración discreta con científicos, ingenieros ambientales y otros expertos para abordar los desafíos únicos de la extracción de petróleo en entornos ecológicamente sensibles, sin alertar sobre la magnitud del esfuerzo conjunto.

Capítulo VIII: Referencias Bibliográfica

- Academico,, V. (2014). EXPO-NATURA VIVA 3ra. Feria Universitaria de Ciencia, Tecnología y Humanismo 2014.
- Burris, ,. D. (1977). Burris, D. R. (1977). DUALPOLARITY OIL DEHYDRATION.
- Calderon,, A. U. (2012). Preparación de emulsiones asfálticas en laboratorio. Métodos y Materiales, 2, 17-24.
- Goza Oswaldo. (2014).
- Lopez Medina Carlos. (2010).
- Mohammed,, R. A., Bailey,, A. I., Luckham,, P. F., & Taylor,, S. A. (1993). Dewatering of crude oil emulsions 2. Interfacial properties of the asphaltic constituents of crude oil. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 80(2-3), 237-.
- Palacios, ,. J. (2012). Síntesis de resinas fenol formaldehído etoxiladas y fenol formaldehído para uso como desemulsionante y dispersante de asfaltenos (Doctoral dissertation, Universidad de Oriente).
- Academico,, V. (2014). EXPO-NATURA VIVA 3ra. Feria Universitaria de Ciencia, Tecnología y Humanismo 2014.
- Burris, ,. D. (1977). Burris, D. R. (1977). DUALPOLARITY OIL DEHYDRATION.
- Calderon,, A. U. (2012). Preparación de emulsiones asfálticas en laboratorio. Métodos y Materiales, 2, 17-24.
- Goza Oswaldo. (2014).
- Lopez Medina Carlos. (2010).
- Mohammed,, R. A., Bailey,, A. I., Luckham,, P. F., & Taylor,, S. A. (1993). Dewatering of crude oil emulsions 2. Interfacial properties of the asphaltic constituents of crude oil. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 80(2-3), 237-.
- Palacios, ,. J. (2012). Síntesis de resinas fenol formaldehído etoxiladas y fenol formaldehído para uso como desemulsionante y dispersante de asfaltenos (Doctoral dissertation, Universidad de Oriente).
- Revista Ingenieria Energetica. (2017).
- Sams,, G. W., & Zaouk,, M. (2000). Sams, G. W., & Zaouk, M. (2000). Emulsion resolution in electrostatic processes. Energy & fuels, 14(1), 31-37.
- Stewart,, M., & Arnold,, K. E. (2011). Surface Production Operations, Volume 1: Design of Oil Handling Systems and Facilities (Vol. 1). Elsevier.
- Vega Alban Julissa. (2022).
- Mecon, Gerardo. "Diseño y montaje de una estación para tratamiento y manejo de crudo".Tesis.1986.UIS
- Paez, Ruth. "Operaciones de recolección y tratamiento de fluidos producidos"
- Rodríguez, Rogelio. Emulsiones Asfálticas. Documento Técnico No. 23. México 2001.
- Salager J.L. Revista Técnica Intevep, 7(12):3-15, (1987a). Shell. "Oil Handling and Treating Handbook"
- API Specification 12L, Specification for Vertical and Horizontal Emulsion Treaters, Fourth Edition, November 1, 1994